



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Estudios de Posgrado  
Maestría de Ingeniería en Mantenimiento

**AMORTIGUACIÓN DE OSCILACIONES ELECTROMECAÑICAS POR OPERACIÓN EN  
MODO DE VELOCIDAD DE LOS GOBERNADORES DE TURBINAS, EN LA CENTRAL  
HIDROELÉCTRICA CHIXOY, ESTUDIO DE EFICIENCIA**

**Ing. Jackson René Berganza Espina**

Asesorado por el MSc. Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez

Guatemala, mayo de 2013



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Estudios de Posgrado  
Maestría de Ingeniería en Mantenimiento

**AMORTIGUACIÓN DE OSCILACIONES ELECTROMECÁNICAS POR OPERACIÓN EN  
MODO DE VELOCIDAD DE LOS GOBERNADORES DE TURBINAS, EN LA CENTRAL  
HIDROELÉCTRICA CHIXOY, ESTUDIO DE EFICIENCIA**

**Ing. Jackson René Berganza Espina**

Asesorado por el MSc. Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez

Guatemala, mayo de 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**AMORTIGUACIÓN DE OSCILACIONES ELECTROMECÁNICAS POR OPERACIÓN EN  
MODO DE VELOCIDAD DE LOS GOBERNADORES DE TURBINAS, EN LA CENTRAL  
HIDROELÉCTRICA CHIXOY, ESTUDIO DE EFICIENCIA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**ING. JACKSON RENÉ BERGANZA ESPINA**  
ASESORADO POR EL MSC. ING. CARLOS HUMBERTO PÉREZ  
RODRÍGUEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE  
**MAESTRO DE INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO**

GUATEMALA, MAYO DE 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADORA	Dra. Mayra Virginia Castillo Montes
EXAMINADOR	Ing. César Augusto Akú Castillo
EXAMINADOR	Ing. Pedro Miguel Agreda Girón
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**AMORTIGUACIÓN DE OSCILACIONES ELECTROMECÁNICAS POR OPERACIÓN EN  
MODO DE VELOCIDAD DE LOS GOBERNADORES DE TURBINAS, EN LA CENTRAL  
HIDROELÉCTRICA CHIXOY, ESTUDIO DE EFICIENCIA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Posgrado, con fecha 8 de febrero de 2011.

**Ing. Jackson René Berganza Espina**

## **ACTO QUE DEDICO A:**

- Dios** Por darme la sabiduría y guiarme de forma correcta en el desarrollo de mi vida.
- Mis padres** William Berganza y Celina de Berganza. Por su esfuerzo, amor, paciencia y apoyo constante.
- Mi esposa** Zoila María Mayorga. Por ser la mujer que Dios puso en mi camino para ser mi motor y mi fortaleza.
- Mis hijas** María-Renee y Elissa Sophia. Por ser mi inspiración y mayor fortaleza para seguir adelante y ser siempre un buen ejemplo para ellas.
- Mis hermanos** Lisbeth, Josué y William Alejandro.
- Mis sobrinos** Luis, Jared y Camila.
- Mis abuelos** Octavio Espina (q.e.p.d.). Por ser ejemplo de amor, respeto y responsabilidad.
- Eligio Berganza (q.e.p.d.). Por ser ejemplo de trabajo y honestidad.
- Mi suegra** Zoila Marcia Vides (q.e.p.d.). Por ser ejemplo de amor, tenacidad y trabajo constante.
- Mis abuelas** Rosalbina Sandoval y Elvira Chilín. Por su ejemplo de amor y paciencia.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

<b>Universidad de San Carlos de Guatemala</b>	Por ser el más generoso de los obsequios: la enseñanza.
<b>Facultad de Ingeniería</b>	Por haberme formado como profesional.
<b>Mi asesor</b>	Ing. Carlos Humberto Pérez. Por el aporte de su experiencia, dedicación, paciencia y ejemplo de profesionalidad.
<b>Mi amigo</b>	Ing. Hugo Ramírez. Por su apoyo constante durante el desarrollo de mi trabajo.
<b>Instituto Nacional de Electrificación</b>	Por permitir desarrollarme como profesional en el campo energético.
<b>Personal de sala de mando, Planta Chixoy</b>	Gracias por compartir su amistad, apoyo y experiencia.
<b>Mis amigos y compañeros de trabajo</b>	Por compartir todos estos años de amistad.

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES .....	XVIII
LISTA DE SÍMBOLOS .....	IXVI
GLOSARIO .....	XIII
RESUMEN .....	XX
OBJETIVOS .....	XXIV
INTRODUCCIÓN .....	XXVI
1. DESCRIPCIÓN DE CENTRAL HIDROELÉCTRICA CHIXOY .....	1
1.1. Introducción .....	2
1.2. Descripción de los equipos .....	2
1.1.1. Turbinas .....	3
1.1.2. Generadores .....	5
1.1.3. Transformadores principales .....	8
1.1.4. Subestación .....	12
2. ESTABILIDAD Y OSCILACIONES ELECTROMECAÑICAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA .....	15
2.1. Introducción a la estabilidad .....	16
2.1.1. Analogías y definiciones de estabilidad .....	16
2.2. Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia .....	19
2.2.1. Estabilidad transitoria .....	21
2.2.2. Estabilidad transitoria de voltaje .....	23
2.2.3. Estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos .....	23
2.2.4. Diagnóstico de colapsos de voltaje .....	24
2.2.5. Secuencia para efectuar estudios de estabilidad .....	26
2.3. Dinámica de sistemas eléctricos de potencia (SEP) .....	27
2.3.1. Fenómenos dinámicos .....	29

2.3.2	Oscilaciones electromecánicas.....	30
2.3.3	Tipos de oscilaciones electromecánicas.....	31
2.3.4	Análisis efectos turbina-gobernador y sistemas de excitación.....	34
3.	MÉTODOS ALTERNOS PARA LA AMORTIGUACIÓN DE OSCILACIONES ELECTROMECAÑICAS .....	37
3.1	Introducción .....	37
3.2	Conceptos básicos .....	38
3.2.1	Filtro de altas frecuencias .....	39
3.2.2	Redes de adelanto-atraso .....	45
3.2.3	Bloque restaurador. ....	46
3.2.4	Limitador.....	44
3.3	Naturaleza de las señales estabilizadoras.....	44
3.3.1	Señal de velocidad .....	44
3.3.2	Señal de frecuencia .....	45
3.3.3	Señal de potencia. ....	46
3.4	Determinación de la ubicación del estabilizador.....	47
3.5	Aplicación de compensadores estáticos (SVCs– compensadores estáticos de potencia reactiva).....	49
3.6	Análisis de efectos de los sistemas de excitación. ....	51
4.	GOBERNADOR DE VELOCIDAD .....	55
4.1	Gobernador de velocidad. ....	55
4.1.1	Funcionamiento del gobernador de velocidad. ....	58
4.2	Comportamiento dinámico de la frecuencia.....	61
4.3	Regulación primaria.....	62
4.4	Análisis paramétrico .....	64
4.5	Límites operativos. ....	67

4.6	Modos de operación .....	68
4.6.1	Control de flujo.....	70
4.6.2	Control de potencia.....	70
4.6.3	Control de velocidad. ....	72
5.	CRONOLOGÍA DE EVENTOS NECESARIOS PARA DETERMINAR LA ESTABILIDAD DE LOS GOBERNADORES DE VELOCIDAD.....	75
5.1	Antecedentes de oscilaciones en el SIN.....	75
5.2	Comportamiento de unidades ante oscilaciones electromecánicas con gobernadores desbloqueados.....	82
5.3	Comportamiento de unidades ante oscilaciones electromecánicas con gobernadores bloqueados. ....	87
5.4	Comportamiento ante evento: disparo interconexión El Salvador-Honduras.....	93
5.5	Comportamiento ante evento: cierre interconexión con El Salvador .....	96
5.6	Comportamiento ante evento: Guatemala en forma aislada (Guatemala desconectada de El Salvador y México). ....	97
6.	RESULTADOS DE LOS AJUSTES DE LOS GOBERNADORES DE TURBINA.....	101
6.1	Resultados de ajustes de reguladores de velocidad. ....	106
6.2	Resultados de ajustes de reguladoras de voltaje. ....	118
6.3	Gráficas del comportamiento carga-velocidad.....	122
6.4	Comportamiento estable de la central ante oscilaciones electromecánicas.....	122
6.4.1	Comportamiento de las unidades. ....	123

6.5	Recomendaciones para el amortiguamiento de oscilaciones.....	128
6.6	Análisis de los modos de operación del regulador de velocidad.....	130
6.7	Gestión del plan de mantenimiento para mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas.....	131
6.7.1	Regulador de turbina .....	131
6.7.1.1	Gabinete regulador eléctrico TC 1703.....	132
6.7.1.2	Regulador hidráulico de aceite .....	133
6.7.1.3	Propuesto de mejora al gobernador de turbina.....	135
6.7.2	Regulador automático de voltaje .....	136
6.7.2.1	Gabinetes de regulador de voltaje .....	137
6.7.2.2	Interruptor de campo 41 e interruptor auxiliar 31. ....	137
6.7.2.3	Procesadores de comunicación y programadores lógicos de comunicación.....	137
6.7.2.4	Propuesta de mejora al regulador automático de voltaje.....	139
6.8	Discusión del problema de oscilaciones electromecánicas, posterior a los ajustes realizados en planta Chixoy.....	140
6.9	Análisis del SNI ante oscilaciones electromecánicas.....	143
6.10	Implementación de estudios eléctricos.....	144
CONCLUSIONES .....		149
RECOMENDACIONES .....		151
BIBLIOGRAFÍA.....		153
ANEXOS .....		159

# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

## FIGURAS

1.	Montaje de rodete Pelton..	5
2.	Esquema del generador.	8
3.	Área de generadores, casa de máquinas, planta Chixoy.	8
4.	Esquema de transformador principal.	11
5.	Transformador principal, planta Chixoy.	12
6.	Interruptores tipo SF6 en subestación Quixal.	14
7.	Estabilidad e inestabilidad ilustradas por un cono.	17
8.	Analogía mecánica de un sistema eléctrico.	18
9.	Respuesta del ángulo del rotor a una perturbación transitoria.	22
10.	Interrelación de componentes en un SEP.	28
11.	Modos de oscilación, interárea y local.	33
12.	Estructura básica del sistema de estabilización.	38
13.	Representación del filtro de alta frecuencia.	40
14.	Diagrama de bloques redes de adelanto-atraso.	41
15.	Diagrama de bloques de bloque restaurador.	42
16.	Modelo del sistema de estabilización.	43
17.	Diagrama de bloques, sistema de control de excitación.	48
18.	Diagrama de un SVC.	49
19.	Diagrama esquemático del control de excitación.	52
20.	Esquema del regulador electrónico de velocidad.	56
21.	Transmisor de retroalimentación de válvula distribuidora (2100).	66
22.	Estructura básica de operación del regulador.	69
23.	Diagrama de bloques, regulador de flujo.	70

24.	Diagrama de bloques, regulador de potencia.....	72
25.	Diagrama de bloques, regulador de velocidad.....	73
26.	Comportamiento de la frecuencia, por apertura de la interconexión México-Guatemala. ....	76
27.	Comportamiento de la potencia del SNI por apertura de interconexión Guatemala-México.....	77
28.	Comportamiento de la potencia en la central PQP.....	78
29.	Comportamiento de la central Poliwatt.....	79
30.	Comportamiento de la potencia de la central Poliwat en conjunto. ....	79
31.	Comportamiento de la potencia de la central Chixoy en conjunto.....	80
32.	Comportamiento de potencia de la central Chixoy.....	81
33.	Variación de potencia en los circuitos Tactic – Guate-Norte.....	83
34.	Variación de frecuencia al momento del disturbio y la oscilación de potencia pobremente amortiguada.....	84
35.	Oscilación de frecuencia pobremente amortiguada de 0.09Hz. ....	84
36.	Comportamiento de unidad 5, ante disturbio por disparo de interconexión Honduras-El Salvador.....	85
37.	Comportamiento de unidad 5 ante disturbio por disparo de Interconexión Honduras-El Salvador. ....	85
38.	Comportamiento de la frecuencia en línea 1 ante gobernadores bloqueados.....	86
39.	Comportamiento de frecuencia ante apertura de interconexión con El Salvador.....	88
40.	Comportamiento con gobernador bloqueado, unidad 1.. ....	89
41.	Comportamiento con gobernador bloqueado, unidad 2. ....	90
42.	Comportamiento con gobernador bloqueado, unidad 3. ....	91
43.	Comportamiento con gobernador bloqueado, unidad 4.. ....	92
44.	Comportamiento con gobernador bloqueado, unidad 5. ....	92

45.	Flujos de potencia debido al disparo de la interconexión El Salvador-Honduras .....	94
46.	Variación de potencia del circuito 1 Tactíc – Guate Norte.....	94
47.	Comportamiento de la frecuencia durante la oscilación de potencia entre áreas.....	95
48.	Flujos en las interconexiones, observándose que la aportación del sistema de Guatemala a la oscilación es mínima. ....	95
49.	Variación de potencia de la unidad 1 ante el cierre de la interconexión con El Salvador.....	96
50.	Unidad 5. Inicio: gobernadores desbloqueados; falla: variación de potencia por apertura interconexión El Salvador; fin: gobernadores desbloqueados.....	98
51.	Comportamiento de la potencia de las líneas 1 y 2 en Quixal-Tactic al momento de la apertura de la interconexión con El Salvador. ....	99
52.	Ajuste de velocidad 65 F unidad 2, disminución de potencia de 55 MW a 15 MW. ....	111
53.	Ajuste de velocidad 65 F unidad 2, aumento de potencia de 0 MW a 55 MW. ....	112
54.	Aplicación de 2 Hz de escalón de velocidad y cálculo de sobrepaso y tiempo de estabilización. ....	112
55.	Comportamiento del gobernador en escalones de velocidad de 2 2Hz.....	113
56.	Comportamiento de unidad 3, operando con el gobernador en modo de flujo.....	115
57.	Comportamiento de unidad 3, operando con el gobernador en modo de flujo.....	116
58.	Comportamiento de unidad 3, operando con el gobernador en modo de velocidad .....	117
59.	Variación de frecuencia 60.88-59.9 Hz. amortiguamiento unidad 1..	124

60.	Variación de frecuencia 60.88-59.9 Hz. amortiguamiento unidad 2..	124
61.	Variación de frecuencia 60.88-59.9 Hz. amortiguamiento unidad 3..	125
62.	Variación de frecuencia 60.88-59.9 Hz. amortiguamiento unidad 4 ...	125
63.	Variación de frecuencia 60.88-59.9 Hz. amortiguamiento unidad 5..	126

## TABLAS

I.	Apagones a nivel mundial. ....	29
II.	Rango de frecuencia para fenómenos dinámicos típicos.....	29
III.	Ajustes regulador de velocidad TC 1703 y ETR-20.....	109
IV.	Tiempos de cierre y apertura de agujas TC1703 (2009) y ETR- 20(1983).....	110
V.	Resumen de maniobras que dieron origen al estudio de las oscilaciones electromecánicas.....	127
VI.	Resumen de los resultados obtenidos durante los cambios de ajustes en el gobernador de las turbinas y los reguladores automáticos de voltaje.....	127
VII.	Resultados del comportamiento de las unidades generadoras, en modo velocidad, con los ajustes establecidos luego de realizadas las pruebas.....	128

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
<b>KV</b>	Kilovoltio, equivalente a 1000 voltios
<b>Hz</b>	Hertz, unidad de medida de frecuencia
<b>MW</b>	Megavatios
<b>KG</b>	Unidad de medida en kilogramos
<b>°C</b>	Unidad de temperatura en grados Celsius



## GLOSARIO

<b>AMM</b>	Administrador de Mercado Mayorista.
<b>AVR</b>	<i>Automatic Voltage Regulator.</i>
<b>EGEE</b>	Empresa de Generación de Energía Eléctrica.
<b>Gobernador</b>	Equipo de regulación de velocidad para el control de una turbina.
<b>INDE</b>	Instituto Nacional de Electrificación.
<b>Inestabilidad dinámica</b>	Condición provocada cuando se opera un sistema eléctrico cerca de los límites máximos establecidos.
<b>Inestabilidad transitoria</b>	Condición provocada por una falla o pérdida de generación que provoca oscilaciones en un sistema eléctrico.
<b>MEL</b>	<i>Minim excitation level</i> (Limitador mínimo de excitación).
<b>MVAR</b>	Capacidad de potencia reactiva en Megavatios
<b>OEL</b>	<i>Over excitation level</i> (Limitador máximo de excitación).

<b>Oscilaciones</b>	Son frecuencias de oscilaciones no deseadas en un sistema eléctrico provocadas por la interacción entre los componentes del sistema.
<b>PSS</b>	<i>Power system stability</i> (Estabilizador de potencia).
<b>Regulación de frecuencia</b>	Balance entre la demanda y generación de un sistema eléctrico.
<b>Regulación primaria</b>	Regulación aportada por el gobernador de la turbina.
<b>Regulación secundaria</b>	Regulación aportada por controles automáticos de generación, instalados en algunas las unidades generadoras.
<b>SNI</b>	Sistema Nacional Interconectado.
<b>SVC</b>	<i>Static var compensador</i> . Compensadores estáticos de potencia reactiva.
<b>UCEP</b>	Unidad principal de control electrónico.
<b>UCER</b>	Unidad de control electrónico de respaldo.

## RESUMEN

El Instituto Nacional de Electrificación es el encargado de hacer realidad el proyecto de la interconexión entre Guatemala-México, entre la subestación Los Brillantes y Tapachula, lo cual ayudará a fortalecer el sistema de transmisión. A partir del año 2009 se iniciaron las pruebas de puesta en marcha, las cuales desde su inicio aportaron como resultado el primer intercambio de potencia.

Finalizadas las pruebas y posterior a la desconexión de la interconexión Guatemala-México, se observó la presencia de oscilaciones electromecánicas, durante un tiempo de quince minutos, provocando disturbios, como pérdida de carga debido a disparos de centrales eléctricas y variaciones de potencia en unidades generadoras de energía, siendo afectada la planta Chixoy con una pérdida de más de 50 MW durante el evento, debido a las variaciones de frecuencia.

Este problema evidenció la debilidad del sistema interconectado nacional ante disturbios de magnitud 0.12 HZ, motivo por el cual se suspendieron las pruebas con la interconexión Guatemala-México. Estas perturbaciones se presentan como oscilaciones de potencia, las cuales crecen con el tiempo, causando la salida de generadores eléctricos y líneas de transmisión. El presente trabajo incluye la descripción de las oscilaciones electromecánicas, análisis, pruebas y resultados, para estabilizar del sistema ante dicho fenómeno y continuar con las pruebas de la interconexión con México.

Se evalúan las causas de los disturbios eléctricos y los diferentes modos de operación del gobernador de velocidad para el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas, a partir de análisis de disturbios que dieron origen a las oscilaciones con las siguientes condiciones: apertura y cierre con las interconexiones con El Salvador-Guatemala, Guatemala-México, y Guatemala de forma aislada.

El estudio consiste en la búsqueda de un punto de operación estable, determinando los modos de oscilación como local o interárea, que se presenten al momento de la desconexión con México y de los resultados de los modos de operación como: flujo, potencia y velocidad de los gobernadores de turbina de la planta Chixoy. El estudio consiste en realizar diferentes pruebas en el SIN, cuando está conectado o desconectado con México y El Salvador específicamente, siendo estos los puntos de interconexión con México y el resto de Centro América, respectivamente.

Los parámetros a evaluar son la frecuencia y la potencia; se pretende que los gobernadores tanto de velocidad como de voltaje sean eficientes ante las oscilaciones electromecánicas presentes y las que de forma involuntaria llegaran a excitarse dentro del SIN. El estudio se desarrolló para contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas en la planta Chixoy para mantener la estabilidad del SIN.

Los ajustes realizados en los diferentes modos de operación de los gobernadores de turbinas y de los reguladores automáticos de voltaje, sirvieron para identificar los valores de potencia de los generadores de electricidad, en los cuales la planta Chixoy presentaba mayor estabilidad ante las maniobras de conexión y desconexión con México y El Salvador.

La importancia de la habilitación de la interconexión con México trajo consigo beneficios como: mayor capacidad de exportación de energía de México a Guatemala, mayor estabilidad al sistema nacional interconectado y resto de Centro América, ante la ocurrencia de disturbios, continuidad del suministro de energía a Guatemala, y ante ocurrencias de pérdida de generación, y aprovechamiento de transacciones económicas entre México y Centro América.



# OBJETIVOS

## General

Realizar el estudio de eficiencia de amortiguación de oscilaciones electromecánicas por operación en modo de velocidad de los gobernadores de turbinas, en la central hidroeléctrica Chixoy.

## Específicos

1. Definir las causas que dieron origen y excitación a las oscilaciones electromecánicas en las unidades generadoras de la planta Chixoy.
2. Clasificar los diferentes modos de oscilación de acuerdo con las variaciones de frecuencia en la planta Chixoy.
3. Establecer las diferencias de los modos de operación de los gobernadores de turbina, durante los ajustes en planta Chixoy.
4. Definir el efecto que tienen los estabilizadores de potencia en el regulador automático de voltaje, para ayudar al amortiguamiento de los modos de oscilaciones en la planta Chixoy.
5. Identificar el rango de frecuencia para el gobernador de turbina, operando en modo de velocidad, ante oscilaciones electromecánicas en la planta Chixoy.

6. Definir el rango de frecuencia en el estabilizador de potencia en el regulador automático de voltaje, ante oscilaciones electromecánicas en la planta Chixoy.

## INTRODUCCIÓN

Es normal que en la operación de un sistema eléctrico de potencia se presenten continuas perturbaciones; estas pueden ser de cualquier naturaleza y severidad, pero en su mayoría son cambios pequeños que ocurren, a partir de variaciones en la potencia generada por las máquinas, debido a los cambios en la potencia demandada por el sistema. Estas pequeñas perturbaciones reciben el nombre de oscilaciones electromecánicas (oscilaciones de potencia), que involucran las masas rodantes de los generadores.

Las oscilaciones electromecánicas pueden producir problemas como limitación en las potencias transferidas por las líneas de transmisión, activación de protecciones de equipos, estrés en los ejes mecánicos de las turbinas, e incluso, ocasionar la salida de líneas y de generadores. La naturaleza de las oscilaciones depende de dos variables: amplitud y frecuencia; las cuales también dependen directamente de las respuestas naturales del sistema, también llamadas modos electromecánicos.

Se debe tener en cuenta que el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas o de potencia, es solo uno de muchos aspectos técnicos como: estabilidad de voltaje, transitoria, y de largo plazo, control de potencia, etc., que sumados a aspectos económicos y ambientales, se conjugan en la planeación de los sistemas eléctricos de potencia. Las oscilaciones inestables, pueden ser causadas por interacciones entre varios generadores en una planta y tener primariamente efectos locales, o se pueden iniciar por interacciones entre grupos de generadores y tener efectos en una área mucho más extensa del sistema.

Las oscilaciones entre áreas son difíciles de analizar y corregir por la complejidad de los sistemas eléctricos.

Ocasionalmente, oscilaciones pobremente amortiguadas han sido eliminadas, colocando el regulador de voltaje del generador fuera de servicio, o en otras ocasiones, al reducir el flujo de potencia en líneas o generadores críticos. En sistemas multimáquinas, las frecuencias de oscilación de los rotores de generadores dependen principalmente de las inercias, las reactancias del sistema de transmisión y la condición de operación. Un sistema de  $N$  generadores se dice que tiene  $N-1$  frecuencias de oscilación del rotor, cada una caracterizada con su propio modo de oscilación. Las frecuencias de oscilación y sus correspondientes modos pueden ser obtenidos mediante el cálculo de valores y vectores característicos.

En contraste con lo anterior, el estudio de amortiguamiento del generador requiere información detallada de todos los controles del generador. El sistema de gobernador de velocidad puede contribuir con un efecto positivo o negativo al amortiguamiento del generador. Sin embargo, se ha observado que el amortiguamiento de oscilaciones entre generadores depende principalmente de los cambios de encadenamiento de flujo del generador, debido a las variaciones en las corrientes de estator y voltaje de campo. El análisis del amortiguamiento es complejo, aun en modelos simples.

Desde el punto de vista de análisis, es interesante identificar el origen de las oscilaciones, su frecuencia natural, entender la física del amortiguamiento, evaluar el efecto de controles y proponer alternativas para el control de las oscilaciones.

Desde el punto de vista práctico, en la operación de sistemas de potencia se requiere tener recomendaciones precisas para minimizar el problema de oscilaciones y tener guías técnicas para influir en el diseño de controles de nuevas centrales generadoras. Para ayudar a la solución del problema se realizaron análisis del comportamiento de las unidades generadoras de la planta Chixoy ante maniobras rutinarias dentro del SIN, debido a que la respuesta de la planta en conjunto, ante disturbios, presentaba un amortiguamiento pobre, provocando el efecto de excitar los modos de oscilación.

Se revisaron los ajustes del gobernador de turbina en cada uno de los modos de operación como: flujo, potencia y velocidad; esto para determinar en qué modo del regulador de velocidad, la planta Chixoy es más estable y aporta mayor incidencia en la amortiguación de oscilaciones, lo que contribuirá a que SIN permanezca seguro. De igual manera se procede con el regulador automático de voltaje, para comprobar el efecto de este sobre la amortiguación de oscilaciones a través de la activación y desactivación del estabilizador de potencia. En cada prueba se realizan maniobras de apertura y cierre con las interconexiones con México y El Salvador.

A partir de los resultados obtenidos en las pruebas, se determinó qué ajustes son eficientes para el buen funcionamiento de los generadores de electricidad de la Planta Chixoy.



## **1. DESCRIPCIÓN DE CENTRAL HIDROELÉCTRICA CHIXOY**

El Instituto Nacional de Electrificación -INDE- tiene como objetivo el aprovechamiento de los recursos naturales del país, utilizando el potencial hidroeléctrico de los ríos, lo cual permite generar energía eléctrica a bajo costo y satisfacer el crecimiento de la demanda del Sistema Nacional Interconectado –SIN- de la República de Guatemala.

La planta Chixoy fue construida a partir de la década de los años 1970, a raíz de una crisis petrolera a nivel mundial, motivo por el cual se dio prioridad a proyectos hidráulicos. El proyecto lo desarrolló la firma consultora LAMI, conformada por la empresas Lahmeyer de Alemania, COGEFAR (Costruzioni Gerengarli, S.A Milano, Italia) y financiado por el Gobierno de Guatemala con las ayuda de organismos internacionales.

A partir de la puesta en marcha de la central hidroeléctrica Chixoy, en 1983, la energía generada asciende aproximadamente a más de 37 000 GWh hasta la presente fecha (INDE-EGEE, 2012). La potencia instalada de la planta Chixoy es de 300 MW, con una potencia disponible de 283 MW, siendo la generadora de mayor capacidad instalada en Guatemala.

El INDE cuenta con una capacidad instalada de 458,8 MW a través de las siguientes hidroeléctricas: Hidroeléctrica Chixoy, 300 MW; Hidroeléctrica Aguacapa 90 MW; Hidroeléctrica Jurún Marinalá, 60 MW; Hidroeléctrica Esclavos, 15 MW; Hidroeléctrica Santa María, 6.8 MW; Hidroeléctrica El Porvenir, 2.2 MW; y la Hidroeléctrica Chichaic de 0.5 MW.

## **1.1. Introducción**

Consciente del crecimiento de la demanda de energía eléctrica que existe en Guatemala, la planta hidroeléctrica Chixoy continúa firme en su objetivo de reducir en gran porcentaje la dependencia de fuentes de energía no renovables; es así que actualmente aporta el 23% de energía limpia y renovable a Guatemala, lo que se complementa con que el INDE aporta el 37% de energía renovable al sistema interconectado nacional, en la actualidad.

Este complejo hídrico está localizado en la zona Norcentral de la República, exactamente en los departamentos de El Quiché, Baja Verapaz y Alta Verapaz, la distancia en línea recta de la ciudad de Guatemala es de 75 kilómetros y 100 kilómetros a la presa y la Casa de Máquinas, respectivamente.

Topográficamente, el proyecto se asienta en una zona montañosa, siendo sus variaciones sobre el nivel del mar de 500 a 3000 metros. El río Chixoy entre las confluencias con los ríos Salamá, Carchelá y el río Quixal (río Negro) forman una “S” aproximadamente de 58 km con desnivel de 500 metros. La Central Hidroeléctrica y sus estructuras correspondientes están ubicadas en la aldea Quixal, San Cristóbal, Alta Verapaz, 500 metros aguas arriba con las confluencia del río Chixoy.

## **1.2. Descripción de los equipos**

La central cuenta con cinco grupos turbina-generator, los cuales están compuestos de equipos principales como: turbinas, generadores y transformadores principales, que a su vez se cuentan con equipos y sistemas secundarios para su correcto funcionamiento.

Adicionalmente, la planta cuenta con un cuarto control, supervisión y operación de todas las unidades generadoras para el funcionamiento en el proceso de arranque y sincronización SIN, así como en periodos de mantenimiento. A continuación se realizará una descripción de los equipos principales de la planta Chixoy.

### **1.2.1. Turbinas**

La planta hidroeléctrica Chixoy está formada por cinco turbinas con una capacidad de 60 MW de fabricación Suiza, por la casa Sulzer Escher-wyss tipo Pelton, tipo eje vertical definido por su posición. Las características principales de la turbina se describen a continuación (Sulzer, 1978):

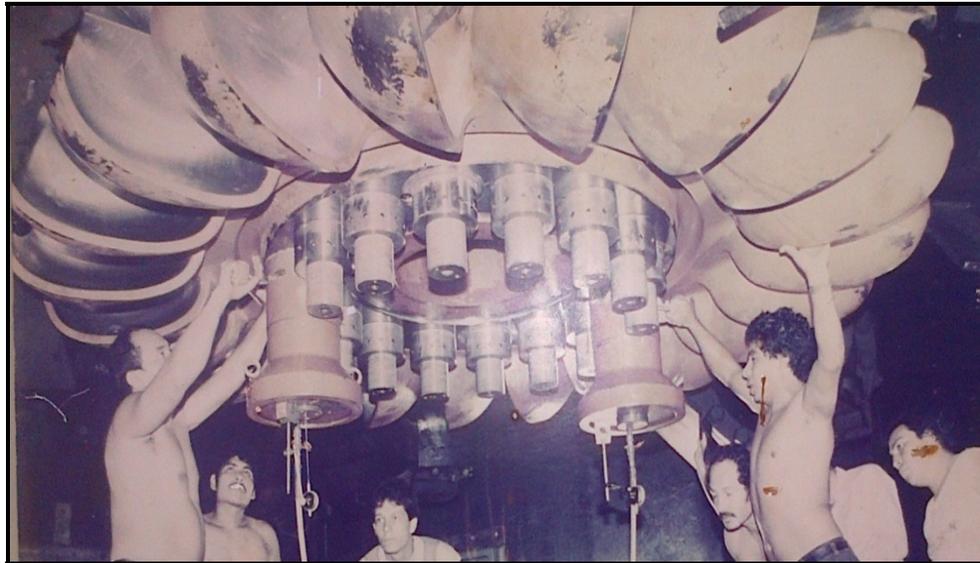
- El grupo completo está formado por un caracol con 6 toberas, las cuales impactan tangencialmente sobre la rueda Pelton, haciéndola girar, 06 deflectores sobre el caracol, instalados simétricamente para desviar el chorro en condiciones de emergencia para evitar una sobrevelocidad de la turbina.
- La turbina cuenta con un freno hidráulico que impacta en la parte posterior del cucharón en condiciones de emergencia, al 90% de la velocidad nominal.
- La turbina está conformada por 21 cucharones, los cuales están divididos en dos por una arista media, en la cual el agua circula por el fondo curvo del cucharón recorriendo un área de círculo de 180 grados.
- La turbina está fundida en una sola pieza de 9800 kg, de acero altamente aleado (G-X 5, Cr Ni 13 4), la cual tiene que soportar toda la presión del

chorro de agua, la fuerza centrífuga y el efecto dinámico, debido a la intermitencia de la presión de los chorros de agua.

- Cada tobera tiene un diámetro de 247 milímetros y en su interior un servomotor que es accionado por presión de aceite, el cual hace recorrer la aguja 154 milímetros. En caso de pérdida de presión de aceite, las agujas de cada tobera cierran automáticamente a causa de la presión del agua en el caracol.
- El acoplamiento del rodete al eje de la turbina se realiza por medio de 16 pernos pretensados. El eje de la turbina es fabricado en acero fundido en una sola pieza, con un peso de 11 800 kilogramos y una longitud de 3 025 milímetros.
- La turbina cuenta con un cojinete autolubricado y circulación forzada, el cual dispone de una válvula de prelubricación en el proceso de arranque.
- El aceite del cojinete está provisto por un serpentín con ductos de cobre, en el cual circula agua a una presión de 3 bar para mantener a una temperatura de 29 grados centígrados el aceite del cojinete.
- Sobre el eje está un sello radial de dos anillos de teflón, cada uno formado por 8 segmentos que tienen por misión impermeabilizar a prueba de aire y agua la carcasa inmóvil de la turbina, respecto del eje giratorio. De este modo, en caso de crecidas aguas abajo, el nivel del agua en la cámara de la turbina puede ser bajado por aire a presión, con el fin de garantizar la altura mínima de funcionamiento.

A continuación se observa el esquema de una turbina, el eje y el acoplamiento al eje.

Figura 1. **Montaje de rodete Pelton**



Fuente: Cámara de Rodete, Unidad 3, planta Chixoy.

### **1.2.2. Generadores**

La planta hidroeléctrica cuenta con cinco generadores de la marca MITSUBISHI, con las siguientes características de placa: potencia: 55,3 MVA / 68,2 MW (60/80°C); voltaje: 13 800 voltios; frecuencia: 60 Hz; factor de potencia: 0.8 en atraso; corriente nominal: 2 300 amperios; número de polos: 20; velocidad nominal 360 r.p.m.; clase de aislamiento: F; conexión en estrella Y.

A continuación se describen algunos equipos secundarios:

- El núcleo del estator es fabricado con laminaciones de acero-silicón; cada laminación está impregnada con barniz aislante para minimizar las corrientes parásitas. El núcleo está construido de tal manera que la circulación de aire sea suave, para reducir las pérdidas por fricción.
- El rotor está fabricado con láminas de 1,6 milímetros, las cuales se protegen con aislante tipo F; esto para que el rotor soporte los esfuerzos mecánicos cuando esté rotando a máxima velocidad la turbina.
- Los generadores instalados en forma vertical, están provistos de seis enfriadores ubicados simétricamente, para mantener una temperatura menor de 40°C, cuando el generador opera continuamente bajo sobrecarga. Cada uno de los enfriadores está fabricado de cobre en la parte de la tubería por la cual circula el agua, la cámara de circulación es fabricada con acero.
- En la parte inferior de la ménsula están ubicadas 3 zapatas que forman el freno mecánico del generador, el cual es aplicado al 20% de la velocidad nominal, para parar las partes rotacionales del generador y turbina. El sistema de frenos opera a una presión de 7 bar. Las zapatas de los frenos están fabricadas de asbesto, moldeado convenientemente para su uso.
- Está provisto de una bomba de izamiento de alta presión, para elevar el rotor del generador al momento del arranque de la unidad, por medio de presión de aceite.

- El generador esta provisto de dos cojinetes; uno guía y otro de empuje con su serpentín de enfriamiento; el cojinete de empuje es capaz de soportar el peso combinado del rotor y la turbina a cualquier velocidad. El cojinete guía está construido de doce segmentos, cada uno soportado a través de pernos de ajuste en la parte trasera.
- El generador está provisto de una excitación tipo estática, la cual se inicia a través de un banco de baterías para llevar a los tiristores a máxima conducción
- Los generadores cuentan con un sistema de monitoreo en línea provisto por la empresa VibroSystem de Canadá, el cual contiene cuatro sensores de entre hierro, una sonda de velocidad y dos sensores de vibración XY.
- Se tiene un sistema de monitoreo de temperatura marca ABB, los cuales supervisan las temperaturas del estator a través de 8 sondas tipo PT100, cuatro tipo capilares para los cojinetes y cinco sondas tipo PT100 para medición de temperatura en el aire de salida de los enfriadores.
- Cada generador está provisto de un módulo de protecciones eléctricas entre las cuales se pueden mencionar: diferencial de grupo, sobrecorriente, secuencia negativa, sobrevoltaje y corriente de servicios auxiliares.

A continuación se observa el esquema del generador, en el cual se muestra el rotor, estator, enfriadores y cojinete.



### **1.2.3. Transformadores principales**

La planta cuenta con 6 transformadores principales de la marca Toshiba Corporation, Tokyo Japan. En funcionamiento se encuentran cinco y uno de reserva. Los transformadores sirven como conexión entre los generadores de electricidad y las líneas de transmisión; en el caso particular de la planta, funciona como elevador de voltaje con una relación de 13.8 KV a 230 KV.

Se hace un detalle de las características técnicas más importantes: capacidad nominal: 40600/54100 KVA, tensiones nominales: 13800/230000 V, corrientes nominales: alta tensión, 101.9/135.8; baja tensión, 1699/2263; corrientes de sobrecarga, 2829/169.8; fases, 3; frecuencia, 60Hz; conexión, baja, tensión delta y alta tensión estrella.

A continuación se describen algunos equipos secundarios:

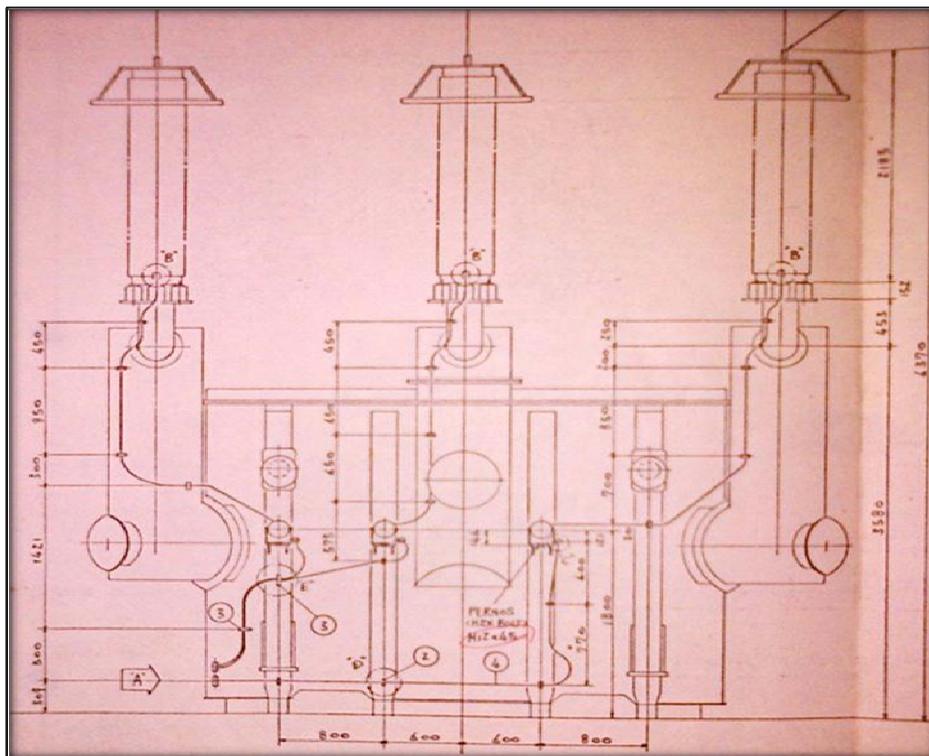
- El transformador está provisto de dos sistemas de enfriamiento ONAN/ONAF. El sistema ONAN enfría el aceite por aire natural no forzado y el ONAF enfría el aceite por aire forzado a través de 12 ventiladores instalados en dos grupos de 6 cada uno.
- Para mantener la temperatura de los devanados en el rango de los 65°C, el transformador cuenta con un control automático, el cual siempre debe estar habilitado.
- El transformador está provisto con 18,000 litros de aceite dieléctrico, ya que es del tipo sumergido en aceite.

- La potencia nominal es de 40600kVA/54100kVA, la cual está directamente relacionada con el sistema de enfriamiento ONAN/ONAF. Los valores están expresados en kVA, ya que se basan en la potencia aparente ( $S=VI$ ), ya que la corriente en el lado de alta tensión es menor.
- Se tiene previsto un cambiador de etapas en el lado secundario con los siguientes valores: 225, 235, 240 y 245 kVA.
- El transformador está formado por tres devanados en su interior, los cuales están conectados en delta en el lado de baja y los devanados de alta en Y, con la configuración Dy5.
- Para la medición de temperatura de los devanados, está provisto con las siguientes condiciones: 62° grados centígrados para arranque de los ventiladores en automático, 105° grados centígrados para alarma y 115° grados centígrados para disparo de emergencia.
- Para la medición de temperatura del aceite dieléctrico está provisto con las siguientes condiciones: 80°C para alarma y 90°C para disparo de emergencia.
- Eléctricamente el transformador está provisto de tres pararrayos, tres *bushing* y un contador de descargas atmosféricas.
- Como parte del buen funcionamiento cuenta en el siguiente equipo de supervisión: relé *Buchholz*, sistema contra incendio, relé de sobrepresión, tanque de compensación, control de humedad, medición de temperatura de devanados y aceite.

- El neutro del transformador principal está puesto a tierra a través de un transformador de corriente con una relación de 100:5 para alimentar el relé de falla a tierra.
- Cada transformador está provisto de un sistema de puesta a tierra para drenar las corrientes producidas por descargas atmosféricas.

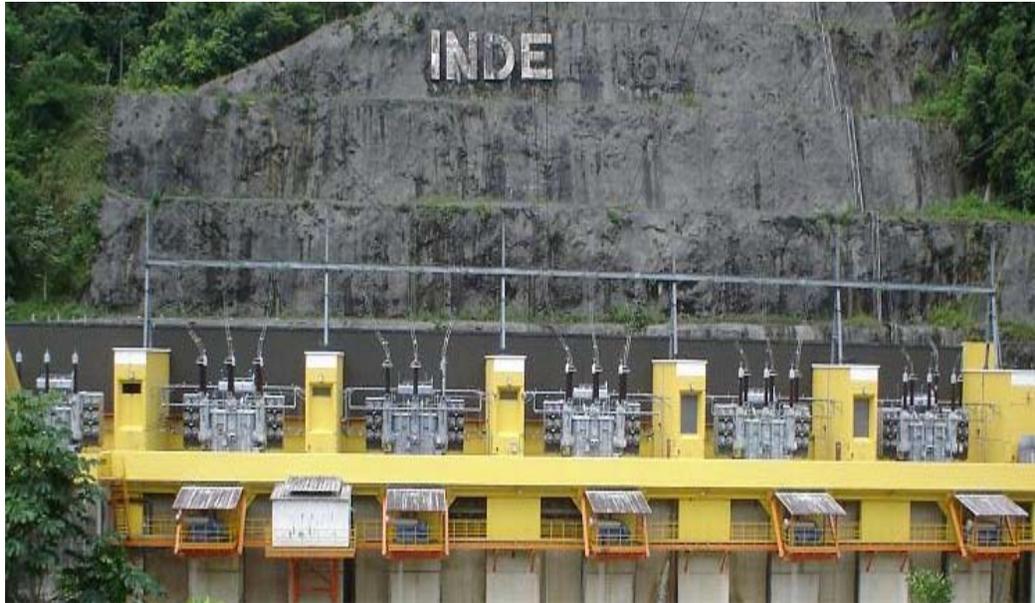
La figura muestra el esquema de las dimensiones de un transformador principal:

Figura 4. Esquema de transformador principal



Fuente: Manual de esquemas, transformador Toshiba. p.56

Figura 5. Transformador principal, planta Chixoy



. Fuente: Empresa de Generación de Energía Eléctrica, INDE.

#### 1.2.4. Subestación

La hidroeléctrica Chixoy, cuenta con la subestación Quixal, la cual está formada por seis campos, que corresponden a uno por unidad y uno de reserva, y la configuración de la subestación de doble barra con acople. La salida está formada por dos líneas de transmisión, con dos circuitos cada línea. La longitud de la línea es de 123 kilómetros desde Quixal hacia Guate-Norte, a través de 110 torres y un voltaje de transmisión de 230 kV.

La subestación eléctrica constituye al grupo de elementos que sirven para transformar el nivel de tensión con el fin de facilitar el servicio eléctrico a un local industrial, comercial y pequeños usuarios para obtener luz y fuerza, permitiendo el control de la energía eléctrica.

A continuación se describen algunas características principales de la subestación eléctrica:

- Cada línea de transmisión 1 y 2, cuenta con dos circuitos por fase.
- Cada campo de línea está compuesto de un seccionador de puesta a tierra, dos secciones de barra A y B, dos seccionadores de línea, un interruptor principal tipo SF6 y un *bypass*.
- Cada campo de unidad está provisto de un transformador de corriente con una relación de 800:5 amperios, un interruptor, dos seccionadores de barra A y B, un seccionador de unidad y un seccionador de puesta a tierra.
- Cada una de las barras A y B, está provista de un juego de tres transformadores de potencial, con una relación de 230/110.
- La subestación cuenta actualmente con una protección diferencial de línea (líneas 1 y 2), debido a la puesta en servicio de la subestación Chixoy II, de la planta hidroeléctrica Palo Viejo. Adicionalmente, tiene una protección diferencial de barras, la cual bloquea posibles fallas dentro de las barras.
- Los interruptores instalados tanto en las líneas como en las unidades generadoras de electricidad son de SF6, el cual cumple la función de extinguir el arco formado en la apertura, dentro de la cámara de extinción.

- Las características de los interruptores principales de unidades son las siguientes: tensión nominal, 245 kV; frecuencia, 60 Hz; corriente de sobrecarga, 25 kA y corriente nominal de 2 500 amperios.
- Las características de los seccionadores en la subestación son las siguientes: tensión nominal, 230 kV; frecuencia, 60 Hz, y corriente nominal de 2500 amperios. Es preciso mencionar que estos no abren bajo carga.

A continuación se muestran los cinco campos de las unidades en la subestación Quixal:

**Figura 6. Interruptores tipo SF6 en subestación Quixal**



Fuente: Empresa de Generación de Energía Eléctrica, INDE.

## **2. ESTABILIDAD Y OSCILACIONES ELECTROMECAÑICAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Los sistemas eléctricos de potencia se desenvuelven bajo situaciones que les exigen al máximo, ya que a estos se les impone condiciones de máxima carga, llevándolos a trabajar en puntos cercanos a los límites de estabilidad, debido a que operan bajo un esquema de crecimiento de la demanda cada vez más exigente.

El constante crecimiento de la demanda a nivel nacional hace que el SIN tenga la capacidad de conservarse estable con la potencia disponible; esto, contrarrestado con el poco crecimiento de la infraestructura tanto en generación como en líneas de transmisión de mayor capacidad; provoca que el sistema constantemente esté en vigilancia debido a la proximidad del punto de equilibrio. Para definir el término seguridad del sistema eléctrico de potencia, se hace necesario analizar varios estados operativos, ya que el objetivo principal en operación de un SEP es mantener un nivel de seguridad en la operación; si ciertos niveles bajan de valor, se deben tomar medidas preventivas para la restauración de las condiciones iniciales.

En caso se presente la probabilidad de un disturbio, entonces se puede decir que se tiene un estado de alerta. Por último, pueden existir contingencias sumamente severas que lleven al sistema a un estado de emergencia, antes de que se puedan tomar medidas correctivas; esto indica que en el sistema se han violado los límites operativos, por lo que se pueden tomar medidas de emergencia para regresarlo a su estado normal.

## **2.1. Introducción a la estabilidad**

Los problemas dinámicos, en particular las oscilaciones de potencia, o pérdida de estabilidad en un sistema eléctrico de potencia, son de tal envergadura, que tienen como punto de partida el desequilibrio entre la potencia mecánica que estimula a los generadores síncronos y la potencia eléctrica que entrega y que transmite.

El fenómeno se determina por fuertes variaciones en los voltajes y corrientes en la red de transmisión, así como la posición relativa de los rotores de las máquinas síncronas, que están interconectadas por medio de las líneas de transmisión. Estos desbalances afectan el comportamiento de las protecciones de líneas de transmisión.

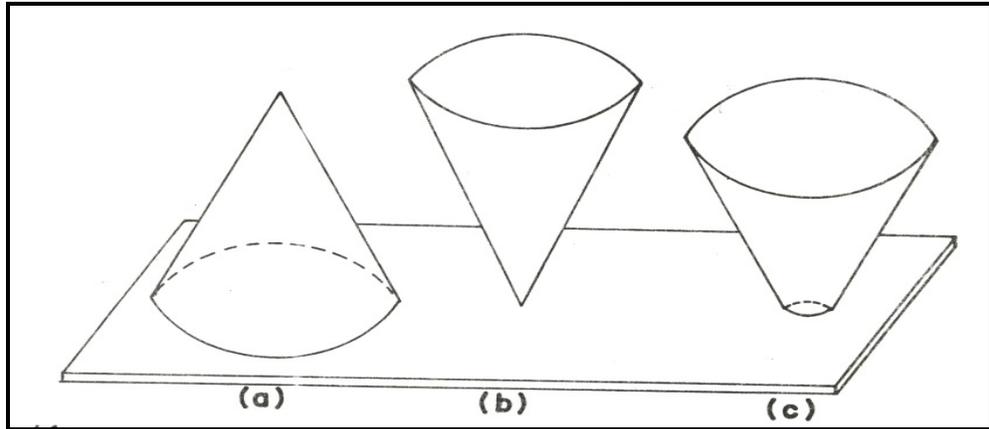
### **2.1.1. Analogías y definiciones de estabilidad**

El concepto general de estabilidad se puede ilustrar con las siguientes analogías mecánicas:

Un cono sobre su base es estable, no se puede voltear fácilmente como se ve en la figura 7(a). El mismo, cono reposando sobre su vértice, es inestable; al liberarlo pierde estabilidad, figura 7(b).

Si se corta el cono para darle una base plana sobre la cual se pueda apoyar, es estable; pero no muy estable; figura 7(c). Esto quiere decir que el grado de estabilidad es relativo.

Figura 7. **Estabilidad e inestabilidad ilustradas por un cono**

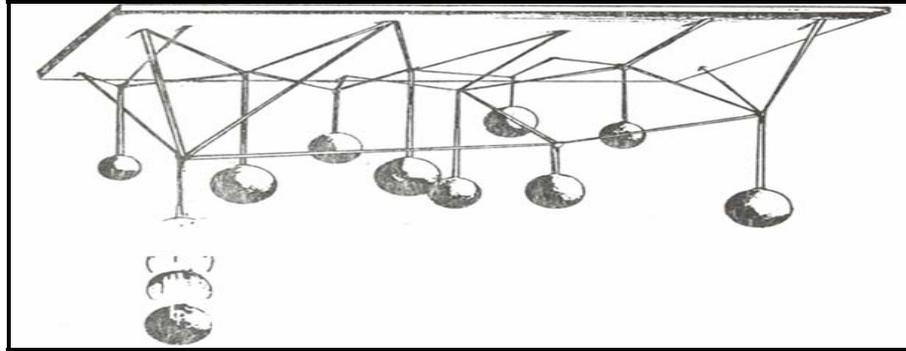


Fuente: ABOYTES, Roberto. Estabilidad dinámica en sistemas eléctricos de potencia.  
p. 8.

En realidad los sistemas eléctricos están integrados por muchos componentes, por lo que otra analogía mecánica, bastante simple, puede dar una idea del problema de estabilidad.

Si se supone que un conjunto de pesadas bolas con diferentes pesos, se suspende de un techo plano por medio de bandas elásticas, y además, se unen entre sí por medio de otras banda elásticas horizontales, como se muestra en la figura 8, las bolas estiran las bandas en proporción a su peso, a su posición relativa y a la red de interconexión.

Figura 8. **Analogía mecánica de un sistema eléctrico**



Fuente: ABOYTES, Roberto. Estabilidad dinámica en sistemas eléctricos de potencia.  
p.9.

Mientras que las bolas no sean demasiado pesadas, ninguna banda se estirará más allá de su punto de ruptura y cuando cese el movimiento, se dice que el sistema está en estado estable.

Si ahora se corta una de las bandas más fuertes, que esté sosteniendo a una de las bolas más pesadas, todas las bolas empezarán a rebotar estirando las bandas. Si en este movimiento una bola estira algunas bandas más allá del punto de ruptura y cae al piso, se dice que el sistema está en estado inestable. Debido a que este caso el sistema está más débil, puede resultar una reacción en cada una de roturas de bandas y caídas de bolas; el sistema llegaría al colapso.

Por otra parte, si al cortar la banda y caer la bola, el sistema se estabiliza sin romperse otras bandas, se dice que es transitoriamente estable para las condiciones iniciales en que se encontraba operando (predisturbio) y ante el disturbio particular que sufrió.

Las similitudes con el sistema eléctrico son: en vez de bolas, son generadores; la potencia generada sería el peso de las bolas. Las bandas son las líneas de transmisión. Cuando la demanda aumenta, la potencia generada debe aumentar. Equivaldría a que las bolas aumentaran de peso. Al aumentar de peso, las bolas estirarían más a las bandas. En el sistema eléctrico equivaldría a un crecimiento del ángulo de potencia del generador que aumente su carga.

## **2.2. Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia**

Un factor determinante para que un sistema sea estable o inestable ante un disturbio, es el punto inicial de operación. La condición inicial se refiere principalmente a niveles de flujo de potencia, valores de voltaje y frecuencia. Asimismo, la reserva de potencia reactiva que aportan los generadores síncronos, esto para ayudar a mantener el voltaje del sistema.

El estudio de estabilidad evalúa el impacto de los disturbios en los sistemas de potencia, dividiéndolos en dos grupos: transitorios y de estado estable. Con el fin de asegurar la estabilidad del sistema, se utilizan modelos en los cuales se incluyen los cientos de máquinas que interactúan dentro de la red. Cada uno de los generadores está provisto de sistemas de excitación, gobernadores de turbina y sistemas de control para tratar de amortiguar los problemas de la red.

Modelos matemáticos de simulación de estabilidad, muestran el comportamiento dinámico del sistema a través de métodos numéricos, ecuaciones lineales y no lineales y procedimientos iterativos para ayudar a encontrar los valores idóneos para cada uno de los generadores en el sistema eléctrico.

Un sistema de potencia está en una condición de operación en estado estable, si todas las variables físicas que se miden condicionan la operación del sistema. Cuando el sistema está en una condición estable y se presenta un disturbio en uno de los parámetros del sistema, se dice que el sistema experimenta un disturbio en su condición de funcionamiento estable. Los disturbios pueden ser provocados por pérdida de carga, conexiones o desconexiones de generadores o líneas de transmisión. Un disturbio pequeño puede ser provocado por la señal de error que calcula el algoritmo de un regulador de velocidad o voltaje de acuerdo con su valor de referencia.

De acuerdo con la división establecida por el AMM, el sistema nacional interconectado está sujeto a varios tipos de perturbaciones, los cuales se dividen de la siguiente manera:

- Inestabilidad transitoria: normalmente es resultado de una falla y/o pérdida de generación que origina oscilaciones no amortiguadas entre partes del sistema, las cuales pueden conducir a su separación en pocos segundos.
- Inestabilidad dinámica: cuando el sistema es operado muy cerca de una condición inestable pueden aparecer pequeñas oscilaciones no amortiguadas sin una causa aparente.
- Inestabilidad de tensiones: cuando las tensiones caen a niveles inferiores a los mínimos controlables por los equipos de control de tensión puede llegarse al colapso de tensiones.

### 2.2.1. Estabilidad transitoria

La estabilidad depende de las condiciones iniciales de operación y severidad de las perturbaciones. Usualmente, el sistema es alterado de tal forma, que el estado al que llega postperturbación, es diferente al previo al disturbio. La inestabilidad transitoria se produce a causa de perturbaciones severas, para las cuales dejan de ser válidos los métodos de aproximación lineal.

El término transitorio hace referencia al hecho de que un corto periodo de tiempo de 1 a 3 segundos, se podrá saber si el sistema está en capacidad de evolucionar a otros estados de equilibrio. Los métodos de análisis clásicos son las simulaciones numéricas en el tiempo, con intervalos típicos de estudio de entre 1 y 5 segundos, aunque puede ser hasta de 10 segundos para sistemas que tengan predominación de los modos interáreas. Existen varios casos en los que se puede observar una situación de estabilidad transitoria:

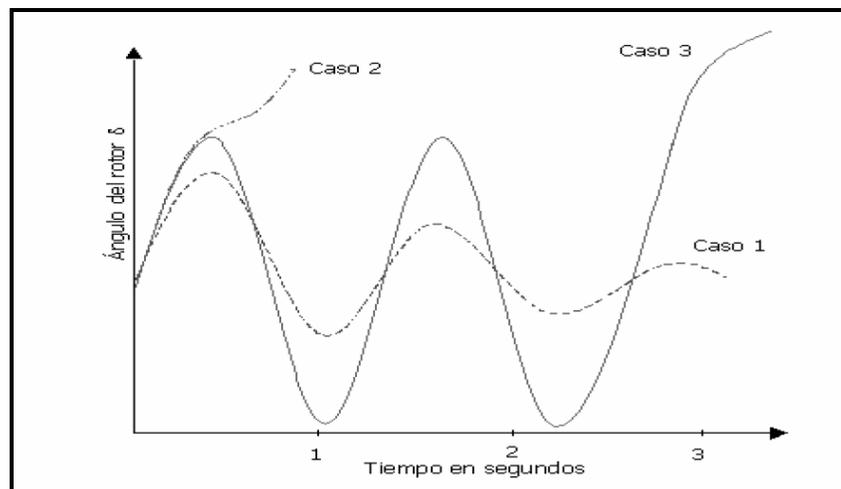
- La inestabilidad transitoria clásica es la llamada primera oscilación (*first swing*); el ángulo de alguna de las máquinas se escapa en su primera oscilación a causa de una perturbación severa (caso 2, figura 9).
- El ángulo de alguna de las máquinas, no obstante, puede escaparse luego de varias oscilaciones (caso 3, figura 9), a causa de que las pequeñas oscilaciones, luego de terminada a la perturbación, son a su vez no estables.

Las perturbaciones son de un amplio grado de severidad y probabilidad de ocurrencia en los sistemas eléctricos, sin embargo este es diseñado y operado para soportar un conjunto de contingencias.

Las contingencias usualmente consideradas son: corto circuitos de diferentes tipos: fase-tierra, bifásico-tierra o trifásico. Se asume que estos ocurren en las líneas de transmisión, pero ocasionalmente se consideran fallas en las barras o en los transformadores. Además, se espera que la falla sea despejada por la apertura de los interruptores apropiados.

Como criterio de diseño para los sistemas respecto de la estabilidad transitoria y dada la enorme variedad de posibles perturbaciones importantes, es habitual normalizar la lista de las grandes perturbaciones que los sistemas deben soportar, por ejemplo frente a faltas con reenganche monofásico no exitoso, sin necesidad de despejar carga. Otro criterio importante es normalizar que las oscilaciones electromecánicas postperturbación deben tener un amortiguamiento relativo como el caso 1.

Figura 9. **Respuesta del ángulo del rotor a una perturbación transitoria**



Fuente: ABOYTES, Roberto. Estabilidad dinámica en sistemas eléctricos de potencia. p.28.

### **2.2.2. Estabilidad transitoria de voltaje**

Los generadores deben responder ante disturbios dentro del sistema eléctrico, los cuales duran periodos pequeños en el tiempo, causando una disminución en el voltaje en terminales del generador, que a su vez provoca una pérdida de potencia suministrada en su momento a la red. Las repercusiones sobre cada generador están asociadas a la magnitud y distancia donde se produce la falla.

La ecuación de potencia indica claramente que una reducción del voltaje en terminales del generador, tiene como consecuencia la reducción de la potencia eléctrica suministrada, lo que provoca que el rotor del generador se acelere e incremente los desplazamientos angulares (Grainger, 1998):

$$P = \frac{EV_t}{X} \text{Sen} \delta$$

Para reducir estos fenómenos de desbalance, los generadores eléctricos de un sistema eléctrico, están provistos por reguladores automáticos de voltaje, los cuales hacen lo posible para eliminar la perturbación.

### **2.2.3. Estabilidad de voltaje en sistemas eléctricos**

Está relacionada con la habilidad del sistema, para controlar los voltajes después de una perturbación severa como las fallas que se presentan en el sistema de transmisión, pérdida de generación o contingencias de corto circuito. Esta capacidad es determinada por las características del sistema, la carga y las interacciones de controles continuos y discretos y de protecciones.

La determinación de la estabilidad de voltaje a grandes disturbios requiere la revisión de la respuesta no lineal del sistema eléctrico de potencia durante el tiempo suficiente para capturar el funcionamiento y las interacciones de los dispositivos, tales como los cambiadores de tomas bajo carga de los transformadores, y los limitadores de campo del generador. El periodo del estudio de interés se puede extender a partir de algunos segundos a diez minutos. Está relacionada con la capacidad del sistema de mantener los voltajes después de pequeñas perturbaciones como cambios de la carga del sistema.

Esta forma de estabilidad es influenciada por las características de cargas, de controles continuos, y de controles discretos en un instante dado del tiempo.

Este concepto es útil para la determinación, en todo momento, de cómo los voltajes de los nodos responderán a los pequeños cambios del sistema. Con simplificaciones apropiadas, las ecuaciones del sistema se podrían linealizar, sin embargo, no se podrían explicar los efectos no lineales de los controles. Por lo tanto, una combinación lineal y no lineal se utiliza en una manera complementaria para el análisis de la estabilidad de voltaje.

#### **2.2.4. Diagnóstico de colapsos de voltaje**

Algunas perturbaciones y cambios en la topología del sistema de potencias es posible que requieran suministro de potencia reactiva, la cual no siempre puede ser suministrada localmente, ya que en la mayoría de sistemas eléctricos está compuesto de líneas de transmisión largas. Esto causa que el perfil de voltaje disminuya desde los centros de generación.

Este problema de colapso de voltaje es común en sistemas longitudinales, donde existen pocas fuentes de reactivos y los centros de consumo están alejados de estas fuentes, efecto contrario se produce en sistemas robustos, debido a que son llevados a la capacidad máxima en las redes de transmisión. Este es un proceso mediante el cual una secuencia de eventos es acompañado por una inestabilidad de voltaje; llevando el sistema a una caída de voltaje a niveles tan bajos, es imposible recuperarlo. Como consecuencia de un colapso de voltaje, secciones enteras del SEP pueden experimentar apagones. A continuación se listan algunos de los apagones a nivel mundial, de acuerdo con el número de personas perjudicadas (apagones):

Tabla I. **Apagones a nivel mundial**

Apagón de Nueva York de 1977	13 al 14 de julio de 1977	Fue a causa de una tormenta que termino destruyendo un transformador	10 millones de personas	Estados Unidos	25 horas	[3][6]
Apagón de HydroQuebec de 1989	13 de marzo de 1989	Este apagón fue algo peculiar, ya que fue a causa de una tormenta solar	6 millones de personas	Canadá	9 horas	[8]
Apagón de Auckland de 1998	19 de febrero de 1998	La razón de dicho apagón fue que los cables subterráneos que abastecían energía a la ciudad colapsaron, estos cables no habían sido cambiados y estaban muy viejos y deteriorados	6.000 de personas	Nueva Zelanda	66 días	[9]
Apagón de sur de Portugal de 2000	9 de mayo de 2000	Fue a causa de un corto circuito, que fue provocado porque una cigüeña construyó un nido arriba de y una torre de alta tensión, provocando así el corto circuito entre los hilos conductores	2 millones de usuarios	Portugal	Más de una hora	[10]

Fuente: [www.wikipedia.org/especial/libro/apagones](http://www.wikipedia.org/especial/libro/apagones). Consulta: enero de 2013.

Estos incidentes tienen algunas características comunes:

- Las perturbaciones que los provocan pueden ser importantes (salidas de líneas, generadores, etc.) o no (aumentos progresivos de carga).
- Se mantiene por un cierto tiempo el suministro de las cargas sin variaciones relevantes de frecuencia.
- Son fenómenos lentos, por lo que tienen tiempo de actuar los automatismos de control de tensión.
- Se terminan produciendo caídas de tensión más allá de lo esperado.
- El despeje final de los incidentes lo realizarán relés convencionales.

#### **2.2.5. Secuencia para efectuar estudios de estabilidad**

De un estudio de estabilidad se puede determinar si el sistema eléctrico es transitoriamente estable o inestable, para una particular condición inicial de operación en régimen permanente y un disturbio particular. Si cualquiera de estas condiciones cambia, será necesario efectuar un nuevo estudio. Esto implica que en un estudio de estabilidad, es usual hacer muchas corridas, para distintas configuraciones de la red, diversos niveles de carga y tipos, localizaciones de disturbios, etc. Para determinar si un sistema es estable o inestable, utilizando simuladores digitales, se emplea la siguiente secuencia:

- Armar un modelo matemático para representar la red de transmisión y el comportamiento dinámico de los distintos elementos del sistema.

- Determinar los ajustes de los generadores eléctricos a través del modelo matemático en el cual se incluye toda la red de transmisión.
- Simular la condición de predisturbio (flujos de potencia) a través programas en computadora.
- Aplicar la perturbación al sistema y determinar la respuesta transitoria, obteniendo la solución en el dominio del tiempo de los varios estados del sistema.
- Analizar la solución en el tiempo para encontrar si se alcanzará una nueva condición de estado estable aceptable (juzgar si se mantendrá el sincronismo).
- Repetir para otras condiciones de operación que provoquen oscilaciones de potencia, tomando en cuenta que la variable a mantener constante es la frecuencia del sistema eléctrico.

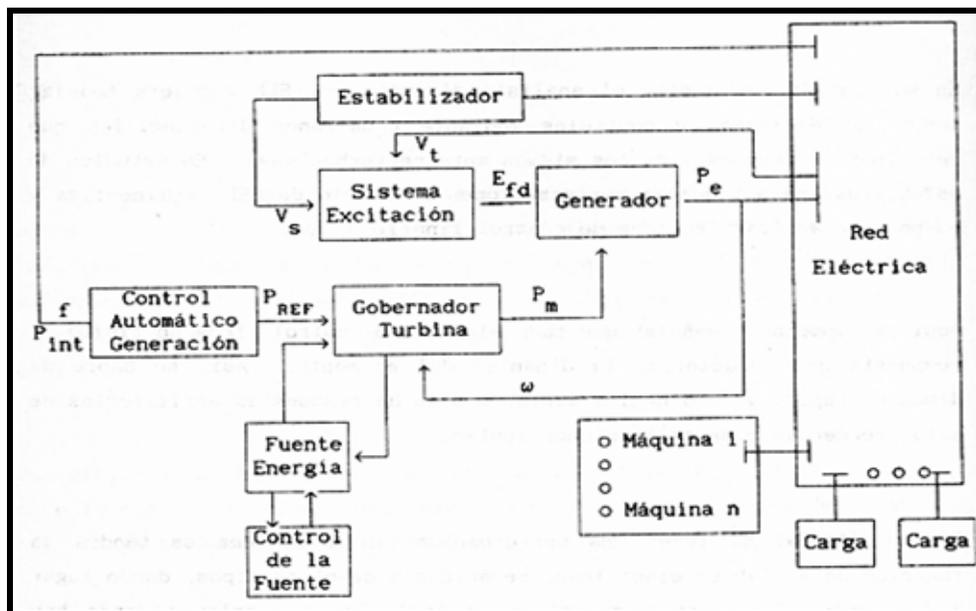
### **2.3. Dinámica de sistemas eléctricos de potencia (SEP)**

El esquema presenta un diagrama de la relación entre los componentes y controles de un generador eléctrico conectado a un sistema eléctrico de potencia o red eléctrica. Los componentes principales son: la red eléctrica, turbina y gobernador de turbina, generador y sistema de excitación, la fuente de energía, un estabilizador de potencia ante oscilaciones de frecuencia y un control automático de generación (CAG).

Un sistema eléctrico de potencia está compuesto de máquinas y cargas, las cuales condicionan la generación que las máquinas puedan aportar, ya que en el caso de la energía, no se puede almacenar; lo que significa que se está ante un sistema dinámico.

En estos estudios se considera al sistema eléctrico de potencia como una barra infinita, lo que corresponde a frecuencia y voltaje constante. El resto de las componentes se modelan en estado estable, o simplemente se modela su efecto.

Figura 10. Interrelación de componentes en un SEP



Fuente: ABOYTES, Roberto. Estabilidad dinámica en sistemas eléctricos de potencia.

p. 45.

### 2.3.1. Fenómenos dinámicos

Cuando se realizan estudios de estabilidad dinámica es importante identificar fenómenos típicos, los cuales son el efecto de sistemas de control utilizados en las turbinas y generadores para disminuir las oscilaciones. A continuación se muestra una relación de los problemas típicos y su frecuencia dentro del sistema eléctrico.

Tabla II. **Rango de frecuencia para fenómenos dinámicos típicos**

<b>Fenómeno dinámico</b>	<b>Rango frecuencias (Hz)</b>
Efectos turbina-gobernador	0.05 – 1.0
Oscilaciones electromecánicas de rotores	0.1 – 2.5
Efectos del sistema de excitación	1 -10
Interacción torsional electro-mecánica	5 – 60
Autoexcitación del generador	10 – 60

Fuente: ABOYTES, Roberto. Estabilidad dinámica en sistemas eléctricos de potencia. p.54.

Existen otros fenómenos dinámicos, sin embargo se refieren a dinámica muy lenta, con duración de minutos, o bien de dinámica muy rápida resultado de fenómenos transitorios de alta frecuencia en líneas de transmisión en milisegundos.

Para el fenómeno dinámico es importante identificar elementos del sistema que tengan un efecto apreciable en las variables de interés, para, de esta manera, definir la modelación requerida.

Se debe tener presente que en todos los casos existe una interacción entre todas las variables de elementos y controles, por lo cual esta relación debe ser incluida para lograr una representación adecuada del fenómeno de interés.

### **2.3.2. Oscilaciones electromecánicas**

Las oscilaciones en un sistema eléctrico son la respuesta de intercambios de energía para mantenerse en un punto de equilibrio; se debe tomar en cuenta que las oscilaciones son producidas por la diferencia de frecuencias entre nodos del sistema, mecanismo por el cual se transmiten los disturbios. La frecuencia de las oscilaciones se relaciona con los modos de oscilación del sistema y el factor que producen los estabilizadores, tipo de cargas y medios propios de cada generador. Las oscilaciones de mayor interés están relacionadas con la inercia de los grupos turbina-generador, conocida como oscilaciones electromecánicas, las cuales afectan la operación y características eléctricas de las líneas que conectan los generadores al sistema.

Las oscilaciones electromecánicas se relacionan directamente con la dinámica que corresponde a la oscilación de los rotores de los generadores síncronos y por consiguiente son causantes de las oscilaciones de potencia debido al cambio de ángulo causado por disturbios en la red. El objetivo del estudio es tratar de controlar las oscilaciones de potencia a través del gobernador de la turbina en modo velocidad.

Los rangos de frecuencia de las oscilaciones de potencia, dependen del tipo de oscilación que se encuentre en el sistema eléctrico de potencia, las cuales pueden ser de varios tipos: entre máquinas, interáreas o máquina contra un sistema.

Generalmente el rango de frecuencia es de 0.5 a 2.5 Hz, valores típicos cuando varios sistemas y subsistemas están en interacción dinámica.

En condiciones normales se dice que el comportamiento de un generador eléctrico es estable cuando su frecuencia y voltaje son constantes. En condiciones normales el sistema interconectado nacional opera a 60 Hz, pero en condiciones de disturbio, esta referencia se pierde, hasta alcanzar valores que puedan afectar los parámetros eléctricos de los generadores y el sistema con el cual interactúa.

El análisis de las oscilaciones está ligado al impacto directo que tienen sobre las variables eléctricas del sistema; normalmente se asume que las frecuencias naturales de este tipo de problema están relacionadas con las inercias de los generadores y las reactancias de las líneas de transmisión. Es importante mencionar que los controles como el gobernador y el regulador automático de voltaje, son los que mayor efecto alcanzan sobre el amortiguamiento de las oscilaciones.

### **2.3.3. Tipos de oscilaciones electromecánicas**

Es importante indicar que las oscilaciones electromecánicas siempre están presentes en los sistemas eléctricos de potencias, por lo que determinar cuáles las producen es secundario; lo importante es determinar la forma o métodos para amortiguarlas y así mantener la estabilidad deseada en el sistema. A continuación se realizará una descripción de los modos en que se presentan las oscilaciones electromecánicas.

- El modo entre máquinas, se refiere a las oscilaciones que se crean entre dos máquinas en el sistema; este tipo presenta un rango de frecuencia

de 1 a 2.5 Hz. El rango de frecuencia está determinado debido a que se tiene una constante pequeña de inercia equivalente. Esto debido a que se tiene una oscilación de una máquina contra otra; la inercia se determina de la siguiente forma:

$$H_{equi} = \frac{H_i H_j}{H_i + H_j}$$

Por lo que se confirma que la equivalente será menor que la inercia de menor valor. Este comportamiento es típico entre unidades de una central generadora, en un sistema eléctrico potencia.

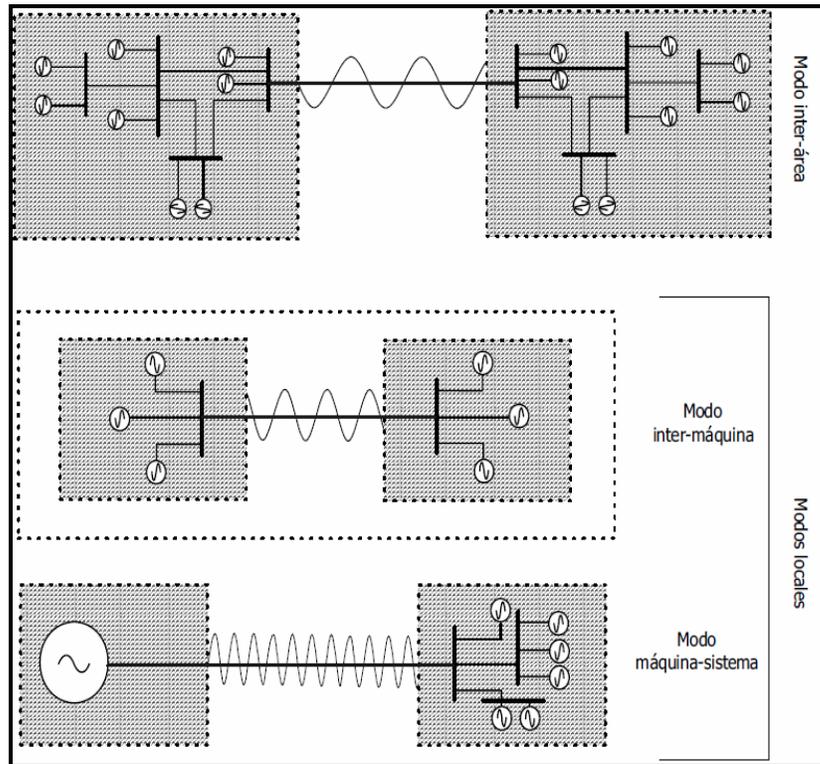
- El modo entre áreas: involucra varias unidades en diferentes plantas del sistema contra otras unidades en otro sistema, motivo por el cual en este caso la constante de inercia equivalente es mayor. Este tipo de oscilación es más crítico, y su rango de oscilación es de 0.1 a 1Hz. Para este modo es importante indicar que en este tipo se involucran las líneas largas de transmisión, medio por el cual las áreas están interconectadas. Al contar con varias unidades en un sistema, la inercia equivalente se obtiene sumando cada una como se muestra a continuación:

$$H_{equi} = \sum_i H_i$$

- El modo máquina sistemas: esta forma de oscilación se representa como un generador síncrono contra un sistema o barra infinita, en la cual únicamente el generador tiende a sufrir cambios. Este modo se presenta

generalmente en plantas hidroeléctricas alejadas del centro de carga a través de una línea de transmisión larga. Este tipo de oscilación es causado generalmente por reguladores automáticos de voltaje y los gobernadores de la turbina. Los modos de oscilación intermáquinas y máquina-sistema, se denominan modos locales, ya que están dentro de la misma planta o sistema eléctrico de potencia en particular. El siguiente esquema muestra los fenómenos explicados anteriormente.

Figura 11. **Modos de oscilación, interárea y local**



Fuente: ABOYTES, Roberto. Estabilidad dinámica en sistemas eléctricos de potencia.  
p.30.

#### **2.3.4. Análisis efectos turbina-gobernador y sistemas de excitación**

El análisis del grupo turbina-gobernador, tiene como objetivo analizar el efecto sobre los parámetros y constantes de tiempo del gobernador de velocidad, en función de la velocidad angular del generador eléctrico y la producción de potencia mecánica.

Es importante evaluar el efecto de la turbina, la sensibilidad del sistema a la ganancia de regulación y la necesidad de una reducción transitoria de ganancia para mejorar la estabilidad del sistema de control de velocidad. En este punto es importante la evaluación del efecto combinado de las características de regulación de las unidades generadoras y el amortiguamiento de la carga con la frecuencia, de acuerdo con la estructura del sistema de potencia.

En sistemas longitudinales, la respuesta de una o varios segmentos del sistema se ve reflejado en las líneas de transmisión débiles, lo que lo hace inestable.

En los sistemas eléctricos de potencia es importante definir la localización de la reserva de potencia activa, de acuerdo con las características de las unidades generadoras, su velocidad de respuesta y los controles.

En el análisis, cuando se asume que no hay ninguna acción de control secundaria en el sistema y este es estable, la respuesta del gobernador de velocidad debería llegar a un punto de equilibrio con una frecuencia diferente a la nominal, pero manteniendo al sistema de forma segura.

En sistemas de potencia con generación alejada de los puntos de consumo y sistemas rápidos de excitación, es importante verificar el ajuste de los controles para mantener una operación estable ante disturbios u otras condiciones críticas que se presenten. En estos casos, el control de potencia reactiva local es determinante, ya que las distancias eléctricas reducen el área de influencia de otros puntos de la red.

En los sistemas de excitación, si se aumenta la ganancia del mismo, se hace necesario utilizar señales estabilizadores que eliminen la posibilidad de inestabilidad dinámica. En los sistemas de excitación, dependiendo de las condiciones del sistema, es necesario ajustar las ganancias de los estabilizadores para tener respuestas aceptables; en otras condiciones, es necesario que el sistema cuente con opción de programar varios rangos de frecuencia.

En cualquier caso, es necesario realizar una modelación apropiada de la máquina síncrona para realizar los ajustes correspondientes, ya sea en vacío o con carga en el sistema.



### **3. MÉTODOS ALTERNOS PARA LA AMORTIGUACIÓN DE OSCILACIONES ELECTROMECAÑICAS**

Desde la utilización de reguladores del voltaje en los años 50, expertos indicaban que la acción de estos tenía un impacto negativo en la estabilidad dinámica de los sistemas de potencia. Oscilaciones de pequeña magnitud y baja frecuencia eran observadas por largos periodos de tiempo y en algunos casos presentaron limitaciones en la transferencia de potencia. Por tal motivo, la implementación de métodos para la amortiguación de oscilaciones electromecánicas se ha desarrollado considerablemente. Este desarrollo ha involucrado el uso de varias técnicas de ajustes y diversas señales de entrada, para enfrentar problemas prácticos tales como el ruido y la interacción, con modos de vibración torsionales de la flecha del grupo turbina-generator.

#### **3.1. Introducción**

En estudios de amortiguación de oscilaciones, es importante considerar la utilización de señales estabilizadoras suplementarias para eliminar oscilaciones electromecánicas sostenidas o bien para aumentar el amortiguamiento de las mismas. En general, los sistemas de control de excitación tienen módulos estabilizadores que tratan de mejorar la respuesta del sistema de excitación, ante perturbaciones en el sistema de potencia.

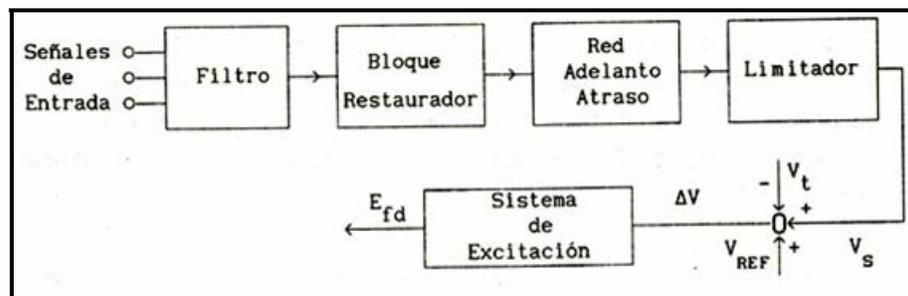
Un impacto que se ha detectado a través del tiempo es el impacto negativo de los reguladores de voltaje en el amortiguamiento de oscilaciones de rotores de unidades generadoras. Esto ha sido especialmente crítico con sistemas de excitación rápidos con altas ganancias.

Aquí, el uso de señales estabilizadoras adicionales a las normales, y que actúan a través del sistema de regulación de voltaje, ha permitido controlar el problema de oscilaciones con bajo amortiguamiento.

### 3.2. Conceptos básicos

En la aplicación de estabilizadores, el objeto es mejorar el amortiguamiento de oscilaciones para determinadas frecuencias. Esto se logra mediante la utilización de redes de compensación que producen un adelanto de fase, para las frecuencias de interés, que contrarresta los atrasos de fase producidos por el excitador y el generador. Los atrasos de fase en los elementos mencionados ocurren debido a las constantes de tiempo grandes de estos elementos. Aquí, la máquina síncrona tendrá generalmente las mayores constantes de tiempo, especialmente en el caso de conectarse al sistema de potencia a través de enlaces débiles. En forma esquemática se presenta la estructura básica del sistema de estabilización:

Figura 12. Estructura básica del sistema de estabilización



Fuente: ABOYTES, Roberto. Estabilidad dinámica en sistemas eléctricos de potencia. p.76.

A continuación se realizará una descripción de cada bloque de la estructura básica de un sistema de estabilización.

### **3.2.1. Filtro de altas frecuencias**

Algunas señales de entrada al estabilizador pueden contener componentes de alta frecuencia, por ruido en la señal o por dinámica de otros componentes, los cuales pueden producir un efecto adverso en otros elementos del sistema, actuando a través del estabilizador.

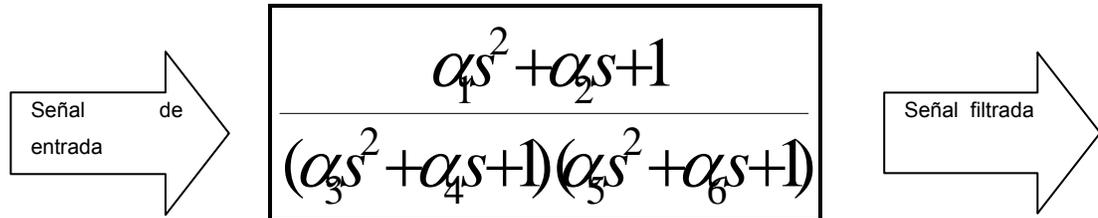
Por ejemplo, la excitación de modos de oscilación torsionales del grupo turbina-generator, puede producir una interacción electro-mecánica peligrosa para la flecha de la turbina y generator.

Como el sistema de estabilización está diseñado para producir su efecto en un rango de frecuencias específicas, generalmente de 0.5 a 2 Hz, es recomendable, cuando exista el riesgo de estos problemas, tener filtros para señales con frecuencias mayores a 3 Hz.

De esta forma, cualquier componente en la señal con una frecuencia mayor a la especificada, y producida por cualquier medio, será filtrada; con lo cual se elimina la reacción del estabilizador.

La representación del filtro en un diagrama de bloques se muestra en la siguiente figura.

Figura 13. Representación del filtro de alta frecuencia



Fuente: ABOYTES, Roberto. Estabilidad dinámica en sistemas eléctricos de potencia. p. 77.

### 3.2.2. Redes de adelanto-atraso

Para proporcionar amortiguamiento, el estabilizador debe producir una componente de par eléctrico en fase, con las variaciones de la velocidad. Entonces, la función de transferencia del estabilizador debe tener una característica apropiada de adelanto-atraso, para compensar el atraso de fase entre la entrada del excitador y el par eléctrico.

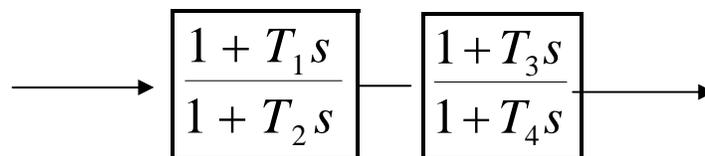
La característica de fase a ser compensada, cambia con las condiciones del sistema. Entonces, es importante seleccionar una característica aceptable entre un rango de frecuencias (normalmente de 0.1 a 2.0 Hz) para diferentes condiciones de operación del sistema. Esto puede resultar en un amortiguamiento menor al óptimo en cualquier frecuencia.

La respuesta a la frecuencia entre la entrada del excitador y el par eléctrico del generador, debe ser calculada para determinar la compensación de fase requerida. En cálculo debe considerar el ángulo del generador constante para eliminar el efecto retroalimentado de las variaciones de ángulo del rotor, causado por cambios en el par eléctrico.

Las características eléctricas de las unidades generadoras bajo consideración, son representadas en detalle como una unidad equivalente con una inercia muy grande.

La característica de fase resultante tiene una forma relativamente simple, limpia de los efectos de las frecuencias debida a la interacción con otras máquinas. Una representación típica de las redes de adelanto-atraso se presenta en la siguiente figura:

Figura 14. **Diagrama de bloques redes de adelanto-atraso**



Fuente: ABOYTES, Roberto. Estabilidad dinámica en sistemas eléctricos de potencia. p.78.

Los valores de las constantes T1 a T4 se seleccionan para obtener el adelanto de fase deseado. Es conveniente señalar que estas constantes se deben seleccionar con base en la ganancia que se tendrá en estos bloques, para diferentes frecuencias. De esta forma, puede ser necesario tener varias redes en cascada para controlar esta ganancia.

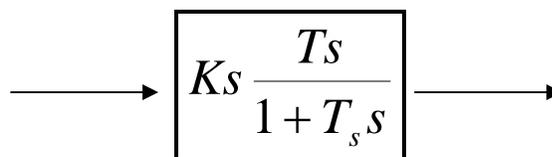
### 3.2.3. Bloque restaurador

Este bloque restaurador es un filtro que elimina las señales de muy baja frecuencia. Sin este bloque los cambios en velocidad permanentes modificarían el voltaje terminal. El valor de la constante  $T_s$  no es crítico y puede estar en el rango de 1 a 20 segundos.

La consideración principal es que debe ser lo suficientemente grande para dejar pasar sin cambio las señales estabilizadoras a las frecuencias de interés, pero no tan grande que origine excursiones indeseables del voltaje del generador durante condiciones de aislamiento.

Para un modo local, un valor de  $T_s$  de 1 a 2 es satisfactorio. Desde el punto de vista de oscilaciones entre áreas, una constante de tiempo de 10 segundos o mayor, puede ser necesaria para el adelanto de fase a bajas frecuencias. La sobrecompensación, resultado de un valor relativamente bajo de  $T_s$ , reduce el amortiguamiento, así como los componentes sincronizantes del par, para las frecuencias de oscilación entre áreas. La función típica de transferencia de este bloque se presenta en la siguiente figura.

Figura 15. **Diagrama de bloques de bloque restaurador**



Fuente: ABOYTES, Roberto. Estabilidad dinámica en sistemas eléctricos de potencia. p.80.

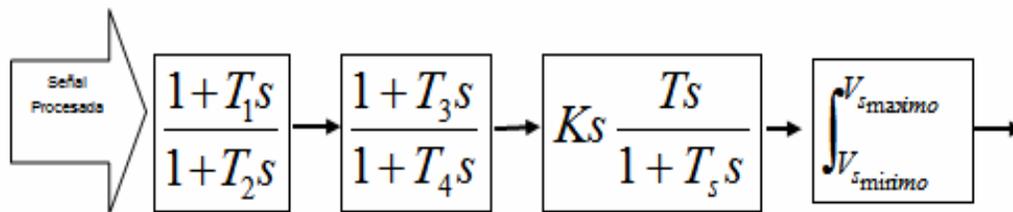
La ganancia del estabilizador ( $K_s$ ) se selecciona al examinar su efecto en un rango grande de valores. Idealmente la ganancia del estabilizador debería ser establecida en un valor correspondiente al máximo amortiguamiento. Sin embargo, la ganancia es frecuentemente limitada por otras consideraciones. Es colocada a un valor que resulta en un amortiguamiento satisfactorio de los modos críticos del sistema, sin comprometer la estabilidad de otros modos, o la estabilidad transitoria, y no causar una amplificación excesiva del ruido de la señal de entrada del estabilizador.

### 3.2.4. Limitador

Considerando que una señal de salida muy grande, en cualquier dirección puede dar lugar a desviaciones de voltaje excesivas, es conveniente limitar la señal de salida del estabilizador. Desviaciones del  $\pm 5\%$  al  $\pm 10\%$  de la condición nominal, pueden ser aceptadas. Este limitador también es muy útil cuando se tienen desviaciones apreciables por fallas en dispositivos electrónicos o en las señales de entrada.

El esquema presenta la integración de todos los elementos del estabilizador, incluyendo el limitador en la señal de salida.

Figura 16. **Modelo del sistema de estabilización**



Fuente: ABOYTES, Roberto. Estabilidad dinámica en sistemas eléctricos de potencia. p.81.

En resumen, la función básica de un estabilizador de potencia es extender los límites de estabilidad, modulando la excitación del generador para proporcionar amortiguamiento a las frecuencias de oscilación de los rotores de generadores. Estas oscilaciones típicamente ocurren en el rango de frecuencia de 0,2 a 2,5 Hz. Para proporcionar amortiguamiento, el estabilizador debe producir una componente de par eléctrico en el rotor en fase, con las variaciones de velocidad.

### **3.3. Naturaleza de las señales estabilizadoras**

De acuerdo con el objetivo de producir componentes de un par eléctrico en fase con la velocidad, tratando de incrementar el amortiguamiento para oscilaciones de determinadas frecuencias, es posible analizar las características de diversas señales que pueden ser aplicadas como entrada al sistema de estabilización. Puede pensarse que una señal lógica es la velocidad angular de la máquina, sin embargo, debido a desfases producidos por el sistema de excitación y el generador, resulta necesario en cualquier caso, diseñar el sistema de estabilización.

#### **3.3.1. Señal de velocidad**

Considerando que el estabilizador tiene por función controlar las oscilaciones de velocidad y ángulo en las máquinas, la velocidad angular es una señal lógica para ser utilizada en el proceso de estabilización. Aun cuando desde el punto de vista teórico no se anticipa ningún problema, en la práctica es importante considerar otros aspectos en la medición de la velocidad. Se debe recordar que la flecha del grupo turbina-generador no es un elemento rígido, sino que tiene cierta elasticidad y una dinámica, resultado de la interacción entre las masas rotatorias de los componentes del grupo. De esta manera, en la velocidad de la flecha se tienen presentes componentes dinámicos causados por pares torsionales en la flecha.

Los pares torsionales pueden ser de origen eléctrico o mecánico; en el primer caso, son resultado de cambios bruscos en el sistema externo que dan lugar a cambios en el par eléctrico. En el caso mecánico, son resultado de la reacción de válvulas y del paso del vapor por las secciones de alta y baja presión de la turbina.

Como consecuencia, la velocidad no será igual en diferentes puntos de la flecha y los modos de oscilación torsionales tendrán diferente participación, dependiendo del lugar de medición.

En resumen, si se toma una medición de velocidad y se procesa a través del estabilizador, es posible producir pares eléctricos que estimulen modos torsionales en la flecha del grupo turbina-generador. Los aspectos importantes a considerar en este problema son:

- La localización de la medición de la flecha
- La determinación de las frecuencias torsionales críticas
- El diseño de filtros para minimizar la interacción torsional

### 3.3.2. Señal de frecuencia

Aunque puede parecer que la frecuencia y la velocidad angular son señales similares, su comportamiento es diferente y solo en casos especiales las señales son iguales. La frecuencia es un punto del sistema, depende de todos los generadores conectados al mismo, ponderando su efecto a través de la distancia eléctrica al punto de interés. Para el caso de una máquina conectada a un sistema infinito, la frecuencia en terminales de la misma dependerá de la frecuencia interna de la unidad ( $f_i$ ) y de la frecuencia de la barra infinita ( $f_{bi}$ ).

$$\Delta f_i = \frac{X_g}{X_e + X_g} \Delta f_{bi} + \frac{X_e}{X_e + X_g} \Delta \bar{f}_i \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde  $X_g$  representa la reactancia del generador y  $X_e$  la reactancia externa del sistema de transmisión.

Como la barra infinita no tiene dinámica en su frecuencia, entonces se obtiene:

$$\Delta f_i = \frac{X_e}{X_e + X_g} \Delta f_i \quad (\text{Ec. 2})$$

De esta manera, cuando la máquina está muy cercana eléctricamente a la barra infinita ( $X_e \rightarrow 0$ ), la frecuencia interna de la máquina no tiene impacto en la frecuencia del nodo terminal.

En cambio, si se tiene un sistema de transmisión muy débil o bien la máquina está desconectada del sistema ( $X_e \rightarrow \infty$ ), la frecuencia del nodo terminal es igual a la frecuencia de la máquina. Este es el caso particular donde las señales son iguales.

En general se tendrá una contribución de ambas frecuencias de acuerdo con la ecuación 1. También se puede demostrar que la razón de cambio del flujo de potencia activa en una línea, depende de la diferencia de frecuencias entre sus extremos.

### **3.3.3. Señal de potencia**

El uso de la potencia acelerante como señal de entrada al estabilizador de potencia, ha recibido recientemente considerable atención debido al inherente bajo nivel de interacción torsional. Las dificultades prácticas de eliminar, o al menos minimizar el efecto de cambios de potencia mecánica, parecen haberse resuelto al utilizar una señal filtrada de velocidad, la cual aproximadamente corrige las variaciones de potencia mecánica.

La técnica más común para analizar el estabilizador con entrada de potencia, es tratar su entrada como la derivada de la velocidad y aplicar los mismos conceptos utilizados al analizar el estabilizador con entrada de velocidad.

Esta técnica permite que las características de funcionamiento de un estabilizador con entrada de potencia sean idénticas a las del estabilizador con entrada de velocidad.

En algunas ocasiones se emplea un bloque restaurador para compensar los cambios de potencia mecánica. El adelanto de fase resultante va en detrimento del funcionamiento del estabilizador. Se introduce una componente de par desincronizante.

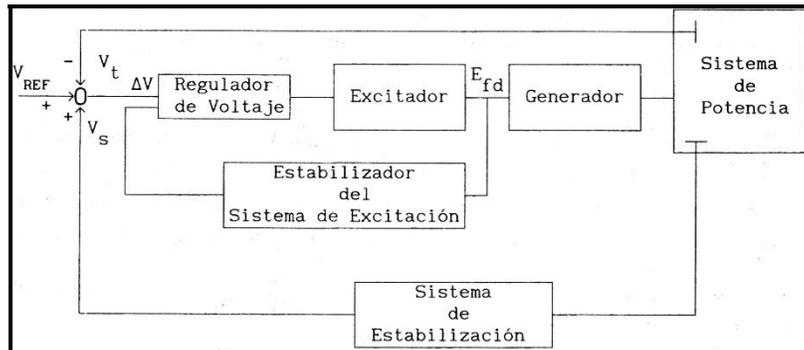
Los modos entre áreas frecuentemente presentan poco par sincronizante debido a los enlaces débiles y sobrecargados, pudiendo causar la pérdida de sincronismo entre ciertas áreas, al ocurrir disturbios menores en el sistema.

### **3.4. Determinación de la ubicación del estabilizador**

Antes de definir la estructura del sistema de estabilización, es importante establecer su relación funcional con otros elementos.

En la siguiente figura se presenta un diagrama de bloques de un sistema de control de excitación.

Figura 17. Diagrama de bloques, sistema de control de excitación



Fuente: ABOYTES, Roberto. Estabilidad dinámica en sistemas eléctricos de potencia. p.123.

En la figura se observa que el sistema de estabilización introduce su efecto en el punto de comparación entre el voltaje en terminales ( $V_t$ ) del generador y el voltaje de referencia ( $V_{ref}$ ), a partir del cual se determina la señal de error ( $\Delta V$ ) que será procesada por el regulador de voltaje.

Observando la figura, se puede decir que la señal de salida del estabilizador ( $V_s$ ) modifica el voltaje de referencia ( $V_{ref}$ ) al realizar su función.

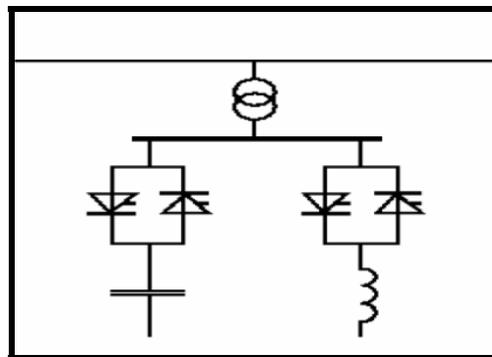
Esta respuesta dependerá de las señales del SEP que se utilicen como entrada al estabilizador y de la dinámica de las mismas. En cualquier caso, la señal de salida del estabilizador en estado estable debe ser cero, para no alterar el esquema de control de voltaje.

### 3.5. Aplicación de compensadores estáticos (SVCs– compensadores estáticos de potencia reactiva)

La función principal para la que instalan SVCs en sistemas de potencia, es mejorar la estabilidad transitoria y amortiguar las fluctuaciones de voltaje. Regular el voltaje de las barras críticas del sistema es una alternativa para amortiguar las oscilaciones de potencia, a través de una admitancia *shunt* variable.

Un ejemplo de esto lo constituyen los compensadores estáticos de potencia reactiva (SVCs). Los CVCs contienen un banco de condensadores con tiristores en paralelo, con un banco de reactores controlados, que son conectados a la barra de nivel de voltaje de transmisión, utilizando un transformador como se muestra en la figura 19.

Figura 18. Diagrama de un SVC



Fuente: ABOYTES, Roberto. Estabilidad dinámica en sistemas eléctricos de potencia.

p.123.

Cuando se pretende utilizar un SVC para aumentar el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas, es necesario tener pleno conocimiento de la naturaleza compleja del sistema de potencia:

- La naturaleza de las oscilaciones de potencia depende de la topología del sistema y de las condiciones de operación.
- Las características de las cargas tienen una influencia importante en la efectividad del SVC para amortiguar oscilaciones de potencia.

El uso de SVCs sin control suplementario para adicionar amortiguamiento, tiene un efecto amortiguador casi despreciable en las oscilaciones electromecánicas del sistema. Cuando se desea que el SVC influya efectivamente en el amortiguamiento, se deben adicionar controles suplementarios.

Como la función principal de un SVCs no consiste en amortiguar oscilaciones de potencia, se debe tener cuidado en no alterar su función principal, al adicionar el control suplementario de amortiguamiento (PSDC).

En general, el punto en donde el SVC entrega el mayor amortiguamiento, es el punto del sistema que tiene mayores fluctuaciones de voltaje para el modo que se desea amortiguar.

La selección de la señal de entrada del PSDC, es otro factor bien importante; para seleccionar la señal o señales de entrada se puede evaluar el control de diferentes variables (velocidades de máquinas, potencias, corrientes, etc.) en el modo de interés.

En la mayoría de los casos, la corriente que circula por la línea de transmisión que enlaza las áreas implicadas en el modo, es la señal mas apropiada.

Se debe buscar que el PSDC no tenga sensibilidad a su salida (baja ganancia de lazo interno). Los SVCs cuentan con una pequeña contribución que tiene sobre el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas, en particular sobre el sistema de dos áreas trabajando en la sección anterior.

### **3.6. Análisis de efectos de los sistemas de excitación**

Al ocurrir un disturbio en un sistema, se tiene una reacción natural de los generadores para contrarrestar la perturbación; de esta forma se inicia la dinámica de la máquina síncrona que en casos extremos produce pérdida de sincronismo del sistema.

El control de las máquinas síncronas trata de mantener el voltaje en terminales y la velocidad en valores especificados; sin embargo, los controles toman cierto tiempo en responder y en algunos casos la reacción del sistema es tan rápida que se tienen efectos indeseables antes que intervengan.

El control de la excitación de generadores ha evolucionado substancialmente a través del tiempo, logrando en los últimos años, tiempos de respuesta muy pequeños. Sin embargo, su acción se manifiesta a través del generador síncrono, resultando una combinación en serie de efectos. Adicionalmente, se debe tener presente que los controles de excitación actúan bajo condiciones de operación muy diferentes, incluyendo la ocurrencia de fallas, diversos niveles de carga, tiempos de liberación de falla variables y distintos tipos de disturbios.

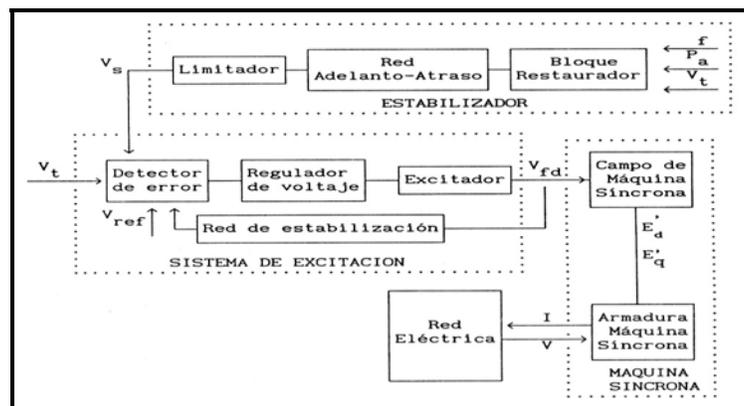
Por esta razón es importante analizar el impacto del sistema de excitación en la estabilidad transitoria de un sistema, ante diferentes perturbaciones.

En el caso de sistemas de control de velocidad, su efecto generalmente no se siente hasta varios segundos después de iniciado el disturbio, por lo que en estudios de estabilidad transitoria es común no incluir su modelación.

A partir de la estructura general de un sistema de excitación, se realiza un análisis necesario para identificar su relación con la máquina síncrona y la red eléctrica.

El esquema presenta un diagrama esquemático del sistema de excitación y su enlace con la máquina síncrona.

Figura 19. Diagrama esquemático del control de excitación



Fuente: ABOYTES, Roberto. Estabilidad dinámica en sistemas eléctricos de potencia.

p.123.

Todos los bloques de la figura representan equipos o circuitos electrónicos que realizan la función de control. La característica común es el retardo de tiempo entre las señales de salida y de entrada.

Al ocurrir un evento, la máquina detectará el disturbio por los cambios en las relaciones de voltaje y corriente, activando la detección del error; el regulador de voltaje definirá la magnitud de la acción de control y el excitador realizará los cambios necesarios, en equipo y controles, para modificar el voltaje de excitación de la máquina.

Se debe señalar que el mayor obstáculo para lograr un control efectivo del voltaje terminal es la inercia electromagnética de los devanados de la máquina síncrona. De esta manera, al ocurrir una perturbación en la red, se tendrá un cambio en las corrientes de armadura de la máquina. Esto provocará a su vez una variación en todas las corrientes en los devanados del rotor, tratando de mantener los encadenamientos de flujos constantes.

La constante de tiempo que define esta dinámica impide un efecto inmediato del sistema de excitación, aun cuando sea muy rápido y logre un cambio en el voltaje de campo en pocos ciclos.

Existen diversos tipos de sistemas de excitación, desde los más antiguos con amplificadores rotatorios y magnéticos, hasta los más modernos que utilizan tiristores controlados.



## **4. GOBERNADOR DE VELOCIDAD**

Debido al cambio de la demanda de potencia en el sistema nacional interconectado, es necesario que los generadores cuenten con los mecanismos de regulación como los gobernadores de turbina, para responder en todo momento a los cambios en tiempo real, debido a disturbios y/o condiciones de operación de la red eléctrica. Si la potencia mecánica de una máquina se mantiene constante y varía el consumo (potencia eléctrica), la diferencia será absorbida por las partes rotantes del sistema, variando su energía cinética. La variación de la velocidad de giro de un grupo generador ante los cambios en el consumo, proporciona una referencia para efectuar la regulación.

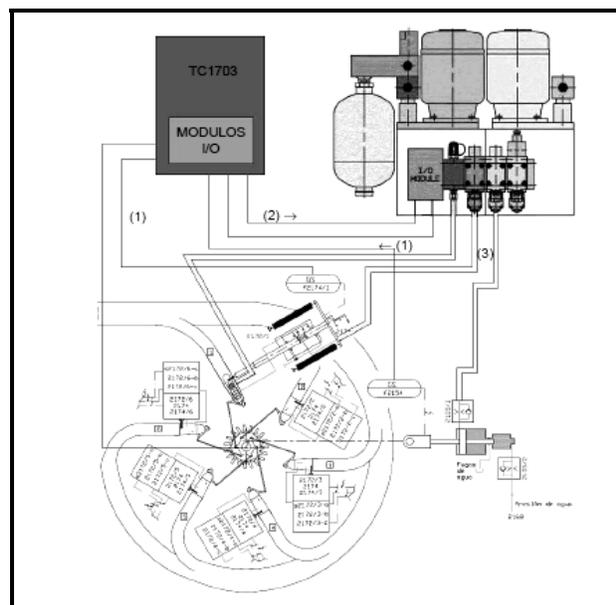
Cuando el consumo aumenta, la velocidad de los generadores baja; por lo que el regulador envía señal de apertura a la toberas de la turbina para inyectar más caudal de agua; efecto contrario se produce cuando el consumo disminuye, la velocidad del generador aumenta; en este caso el regulador de la turbina envía señal a cierre de la las toberas.

### **4.1. Gobernador de velocidad**

El gobernador de velocidad instalado en la Central Hidroeléctrica Chixoy es de fabricación suiza, marca Andritz Hydro; el modelo instalado es el TC1703. La figura 20 ilustra los componentes del sistema del regulador de velocidad y la conexión al sistema hidráulico: el TC1703 capta la posición de las agujas y deflector, la velocidad de la turbina y la señal de posición de la válvula distribuidora del deflector desde la unidad hidráulica (1).

La unidad hidráulica a su vez recibe sus mandos del TC1703 (2) para el deflector y para las agujas. El lazo se cierra por la tubería hidráulica entre la unidad hidráulica y la turbina (3), en los servomotores de las agujas y del deflector. La válvula de emergencia está habilitada de forma tal que la válvula distribuidora presuriza el lado abrir del servomotor. De otra manera, el sistema del servomotor se cerrará sin intervención alguna del control electrónico.

Figura 20. **Esquema del regulador electrónico de velocidad**



Fuente: Manual regulador de velocidad. p.31.

El regulador de velocidad, registra la velocidad de rotación de la turbina, genera una señal PID (proporcional, integral y derivativa) a la diferencia entre la velocidad de la turbina y la referencia del regulador y de allí desarrollará una señal hidráulica de control, con potencia suficiente para ubicar el servomotor de agujas y deflector de la turbina en la posición correcta para su control.

El equipo de regulación para cada turbina está compuesto, funcionalmente en dos partes esenciales:

- Componentes hidráulicos: esta parte del regulador realiza básicamente el trabajo de regulación requerido para el gobierno de las válvulas de aguja (toberas) y deflectores de chorro. Los componentes principales son los siguientes: un sistema de aceite a presión, constituido esencialmente así:
  - Un depósito para el aceite de regulación 1080, con equipo de supervisión de nivel y de la temperatura.
  - Un equipo de refrigeración del aceite del depósito 1080, con bomba para circulación de aceite, enfriador aceite/agua y válvula de refrigeración térmica.
  - Dos bombas de aceite para la presurización del mismo, con filtros, válvulas y accesorios.
  - Un acumulador de aceite a presión, aire-aceite, para reserva de aceite a presión, con dispositivos para la supervisión de nivel, presión y seguridad.
  - Un equipo hidráulico para la compresión de aire, para la reposición de pérdidas, con sus válvulas de control y accesorios.
  - Las válvulas de regulación y control como: válvula de distribución, válvulas de cierre rápido y cierre de emergencia, válvulas de distribución para las electroválvulas, para el control de las agujas.

- Péndulo centrífugo para la detección de sobrevelocidad
  - Un sistema de recuperación del aceite de fugas con depósito, bomba y flotador de control.
- Componentes electrónicos: la parte electrónica cumple las funciones de detectar (medir) la velocidad del grupo generador, la apertura o posición del servomotor, la potencia y las señales de referencia suministradas, creando respuestas eléctricas para la regulación, además de otras señales para la supervisión y control del funcionamiento del grupo generador. El gobernador está constituido esencialmente por los siguientes elementos:
    - Equipo de medición de posición del distribuidor
    - Posición de válvula distribuidora
    - Velocidad de la unidad
    - Cierre de lazo entre unidad hidráulica y turbina
    - Mando del regulador de velocidad

#### **4.1.1. Funcionamiento del gobernador de velocidad**

El sistema de operación conjunta de los equipos involucrados en la operación de las agujas y el deflector, está determinado por la programación del regulador electrónico de velocidad; sin embargo, la operación mecánica de algunas funciones es factible para el mantenimiento, emergencias o pruebas de arranque.

- Sistema de agujas operando en equilibrio: cuando se presuriza el sistema, la válvula proporcional se mantiene en la posición central hasta el momento en que se le aplique una señal eléctrica para su accionar. El

control de este sistema se tiene en los solenoides de la válvula de retroalimentación, los cuales se actúan por medio del regulador electrónico de acuerdo con la retroalimentación de posición en el servomotor.

- Abrir agujas: cuando la servoválvula recibe el mando de apertura, cambiará su posición enviando presión de aceite a la cámara de apertura del servomotor de aguja; esto provoca el movimiento de la aguja hacia la apertura. El regulador electrónico se retroalimenta de la posición de estos equipos a través de los transductores instalados en los mismos (f2174/1 al 6). Cuando la consigna de apertura es alcanzada y la válvula distribuidora recibe esta información, hará los movimientos necesarios para establecer el equilibrio, cerrando sus puertos y manteniendo esta posición hasta tener una nueva indicación, mientras que asegura que la posición del servomotor es estable.
- Cerrar agujas: el cierre, como un movimiento controlado de la misma manera que la apertura, es dado por mando del regulador electrónico. En este caso se actúa el solenoide opuesto de la servoválvula, direccionando el flujo de aceite en sentido opuesto; esto es hacia la cámara de cierre del servomotor de aguja, con lo cual provocará el cierre del servomotor, el aceite almacenado del otro lado del servomotor es regresado al tanque a través de la válvula de escalones.
- Sistema de deflector operando en equilibrio: el sistema del deflector permanece igual hasta el actuador electrohidráulico, ya que este fue sustituido por una válvula proporcional y se eliminó el limitador mecánico, y la alimentación del aceite a presión llega directamente del acumulador sin pasar por la válvula s2142. Una vez presurizado el sistema, la

válvula proporcional se mantiene en la posición central hasta el momento en que se le aplique una señal eléctrica para su accionar. El control de este sistema se tiene en los solenoides de la válvula de retroalimentación, los cuales serán actuados por medio del regulador electrónico de acuerdo con la retroalimentación de posición en el servomotor del deflector.

- Abrir deflector: cuando la servoválvula recibe el mando de apertura, cambiará su posición enviando presión de aceite a la cámara de apertura de la válvula distribuidora 2100; esto permite el flujo de aceite hacia la cámara de apertura del servomotor del deflector y provoca el movimiento del deflector hacia la apertura. El regulador electrónico se retroalimenta de la posición de la válvula distribuidora y del deflector a través de los transductores instalados en los mismos (f2392 y f2154). Cuando la consigna de apertura es alcanzada y la servoválvula recibe esta información, hará los movimientos necesarios para establecer el equilibrio en la válvula distribuidora, cerrando sus puertos y manteniendo esta posición hasta tener una nueva indicación, mientras que asegura que la posición del servomotor es estable.
- Cerrar deflector: el cierre, como un movimiento controlado de la misma manera que la apertura, es dado por mando del regulador electrónico. En este caso se actúa el solenoide opuesto de la servoválvula, direccionando el flujo de aceite en sentido opuesto; es decir hacia la cámara de cierre de la válvula distribuidora; esto provoca que el flujo de aceite de la cámara de apertura sea regresado al tanque y por acción de la presión constante de agua en el servomotor del deflector se cierre.

- Cierre de emergencia del deflector: cuando ocurra un cierre de emergencia, actuará la válvula s2230, la cual pilotea la válvula 2230; esta válvula bloquea el paso de aceite desde la válvula distribuidora 2100 y manda al tanque el aceite de la cámara de apertura del servomotor del deflector, provocando el cierre de este sin importar la posición de la válvula distribuidora.

#### **4.2. Comportamiento dinámico de la frecuencia**

Se dice que existen variaciones de frecuencia en un sistema eléctrico de corriente alterna cuando se produce una alteración del equilibrio entre carga y generación. La frecuencia, en un sistema eléctrico de corriente alterna, está directamente relacionada con la velocidad de giro, es decir, con el número de revoluciones por minuto de los alternadores. Dado que la frecuencia es común a toda la red, todos los generadores conectados a ella girarán de manera síncrona, a la misma velocidad angular eléctrica.

En condiciones normales de funcionamiento, la capacidad de generación conectada a una red eléctrica es superior al consumo. Para ello, se mantiene una reserva de energía rodante, es decir, una capacidad no utilizada que puede compensar las variaciones bruscas de carga y mantener la frecuencia dentro de un margen de tolerancia. No obstante, son posibles condiciones excepcionales en las que se produzca un desequilibrio importante entre la generación y la carga, dando lugar a una variación de la frecuencia. Pueden darse los dos casos siguientes:

- La carga es superior a la generación: en este caso la frecuencia disminuirá. En tales condiciones, si la disminución de la frecuencia se sitúa por encima del margen de tolerancia y los sistemas de regulación

no son capaces de responder de forma suficientemente rápida para detener la caída de la misma, puede llegar a producirse un colapso en el sistema.

- La carga es inferior a la generación: en este caso, la frecuencia aumenta. El equilibrio se restablece mediante un proceso análogo al anterior, actuando sobre los sistemas de regulación de los alternadores para disminuir su capacidad de generación. El equilibrio se alcanza de forma mucho más sencilla que en el caso anterior. La relación entre la variación de carga y la variación de frecuencia depende del número y capacidad de los generadores conectados a la red. Es más desfavorable en sistemas aislados, que en grandes redes interconectadas.

#### **4.3. Regulación primaria**

Como la frecuencia eléctrica está ligada al balance de potencia activa en el sistema eléctrico, suele hablarse indistintamente de control de frecuencia, control de potencia, o control de frecuencia-potencia. De manera breve puede decirse que la frecuencia del sistema y los flujos de potencia por determinadas líneas son las variables que se quieren controlar, y las potencias entrantes a los generadores son las variables empleadas para controlarlas.

La potencia generada en cada planta debe atender también a otros requerimientos además de la frecuencia, fundamentalmente compromisos adoptados durante el funcionamiento del mercado eléctrico. Estos compromisos se refieren tanto a la producción en cada planta como al intercambio de potencia entre áreas de control vecinas.

Las transacciones de energía en un instante determinado entre áreas, quedan programadas con antelación, y cada área debe disponer de las suficientes reservas de energía para hacer frente a sus posibles desequilibrios entre generación y demanda. Teniendo en cuenta todas estas consideraciones relativas a la potencia, el control de frecuencia debe conseguir que:

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

Para cumplir estos objetivos, el control frecuencia-potencia se organiza en tres niveles: primario, secundario y terciario. Cada uno de los niveles opera en un margen de tiempo e involucra un conjunto de variables provenientes de una parte más o menos amplia del sistema eléctrico:

El control primario es el más rápido, operando en un margen de tiempo de entre 2 y 20 segundos. Actúa de forma local en cada generador síncrono, atendiendo a la velocidad de giro del eje. La rapidez de este control está limitada por la propia inercia de los generadores.

El control secundario opera en un margen de tiempo de entre 20 segundos y 2 minutos. Actúa en el ámbito del área de control, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia con las áreas vecinas.

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

#### **4.4. Análisis paramétrico**

El equipo de medición provee toda la información necesaria para el TC1703, acerca de las condiciones de operación reales de la unidad. Esto es específicamente la posición de las agujas, la posición del deflector y de la válvula distribuidora del deflector, así como la velocidad de la turbina y medición de potencia. A continuación se describirán los controles de mayor importancia en la operación del gobernador de velocidad.

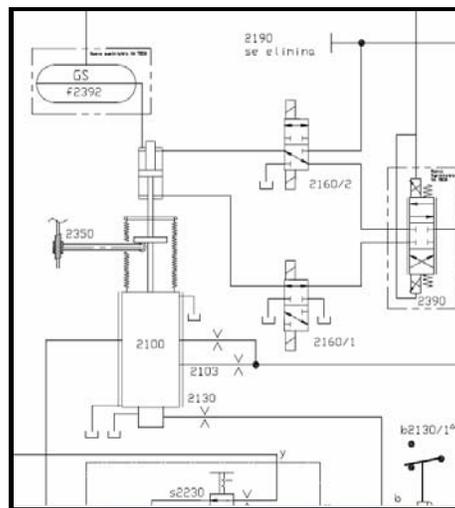
- Lazo de posicionamiento de las agujas: el lazo electrohidráulico de posicionamiento de las agujas consiste en un circuito electrónico de regulación, una servoválvula y un dispositivo de retroalimentación de posición de las agujas. El software del TC1703 compara la orden de posición del regulador con la señal de retroalimentación de posición de las agujas y manda la acción de control sobre la servoválvula correspondiente al error calculado. Los dispositivos de retroalimentación de posición son alimentados por el mismo equipo TC1703. El regulador dispone de supervisión de posición para la retroalimentación de posición de cada una de las agujas, la cual se activa cuando un error entre la orden del regulador y la posición del distribuidor excede el umbral preestablecido. En caso de presentarse este error en dos o más agujas, se realiza el disparo inmediato de la unidad.
- Lazo de posicionamiento del deflector: el lazo electrohidráulico de posicionamiento del deflector, consiste en un circuito electrónico de regulación, una servoválvula, una válvula distribuidora, un dispositivo de retroalimentación de posición de la válvula distribuidora y un dispositivo de retroalimentación de posición del deflector. El software del TC1703 compara la orden de posición del regulador con la señal de

retroalimentación de posición del deflector y de la válvula distribuidora y manda la acción de control sobre la servoválvula y la válvula distribuidora correspondiente al error calculado. Los dispositivos de retroalimentación de posición son alimentados por el mismo equipo TC1703. El regulador dispone de supervisión de posición para la retroalimentación de posición del deflector, la cual se activa cuando un error entre la orden del regulador y la posición del distribuidor excede el umbral preestablecido.

- Retroalimentación de posición de agujas y deflector: el transmisor de retroalimentación de las agujas (F2174/1 al 6) y del deflector (f2154), se realiza a través de un sensor de posición lineal absoluto sin contacto; el elemento de detección lineal se protege en una protuberancia de aluminio. El punto que mide a lo largo del elemento de detección (guía de onda) es indicado por un marcador pasivo (imán), que no necesita ninguna energía. La onda entra a un convertidor de señal que transforma la señal en una corriente de 4 a 20 mA, la cual es directamente proporcional a la posición del distribuidor.
- Retroalimentación de posición de la válvula distribuidora: el transmisor de retroalimentación de la válvula distribuidora principal (f2392), es un sensor de posición lineal inductivo sin contacto, con la tecnología inductiva. Un circuito resonante oscilador emplea una bobina abierta para producir un campo electromagnético (RF) concentrado de alta frecuencia, que emana de la superficie activa del sensor. Si un blanco metálico entra en este campo, se inducen corrientes parásitas. La corriente parásita flotante inducida extrae la energía del circuito LC (L: bobina, C: condensador). La carga sobre el circuito oscilador provoca una disminución de la amplitud de oscilación, la cual es proporcional a la distancia del blanco metálico. Un circuito amplificador transforma esta

amplitud en una señal de corriente de 4 a 20 mA, la cual es directamente proporcional a la posición de la válvula distribuidora.

Figura 21. **Transmisor de retroalimentación de válvula distribuidora (2100)**



Fuente: Manual regulador de velocidad. .p.38.

- Medición de velocidad: el sistema de medición de velocidad consta de tres señales, la primera y segunda se toma de un sensor inductivo (f2371/1 y f2371/2) y una rueda dentada de acero acoplada a la flecha del generador; este sensor proporciona una señal de pulsos rectangulares cuya frecuencia es proporcional a la velocidad de la máquina que es leída por el TC1703. La tercera señal se toma de un convertidor aislador de señal SI 1010L (U2), el cual es conectado al transformador potencial de medición (TP) de la unidad; este equipo convierte la señal senoidal en una señal cuadrada con frecuencia proporcional a la entrada, la cual puede ser leída a través del TC1703.

Este sistema suministra la señal al regulador vía dos canales redundantes. El criterio de selección de señal de velocidad es de la tercera a la primera señal, es decir, inicia con la señal proveniente de los transformadores de potencial; en caso de falla seguiría el sensor 2 (f2371/1) y finalmente el sensor 3 (f2371/2). En caso de falla de uno de ellos, no se toma en cuenta para la selección y se provoca paro de unidad si las tres señales fallan.

- Medición de potencia: se utiliza un transductor de potencia, el cual tiene una entrada de dos corrientes tres voltajes, carga desbalanceada, con una salida de corriente de 4.20 mA, la cual es directamente proporcional a la potencia activa medida.
- Gabinete del regulador TC1703: el gabinete presenta en el frente indicadores analógicos para la medición de velocidad en %, la potencia de la unidad en MW, el limitador de apertura en % y la consigna de potencia. También tiene una interface hombre-máquina la cual es una pantalla a color tipo táctil de 15 pulgadas; se presenta en diferentes pantallas la operación del regulador, además de un selector para la operación local o remota del regulador y un botón de emergencia.

#### **4.5. Límites operativos**

El regulador electrónico de velocidad de la central Chixoy cuenta con una novedosa aplicación llamada: multiagujas para turbina Pelton, de estructura paralela, la cual consiste en regulación de velocidad, flujo y potencia. En cada caso, la señal de regulación asociada al modo de regulación es seleccionada y proporciona la señal de posición al circuito de posicionamiento.

Durante este tiempo, los otros reguladores se ajustan de manera tal, que si ocurriera una transferencia de regulador en cualquier momento, ocurra sin perturbaciones.

El regulador de la velocidad se activa automáticamente durante el arranque, la sincronización o la operación aislada; la estructura del regulador está diseñada de manera que las principales funciones (regulación de velocidad, flujo y potencia) existan como partes programadas separadas, que se pueden adaptar a una planta referida en cualquier momento.

#### **4.6. Modos de operación**

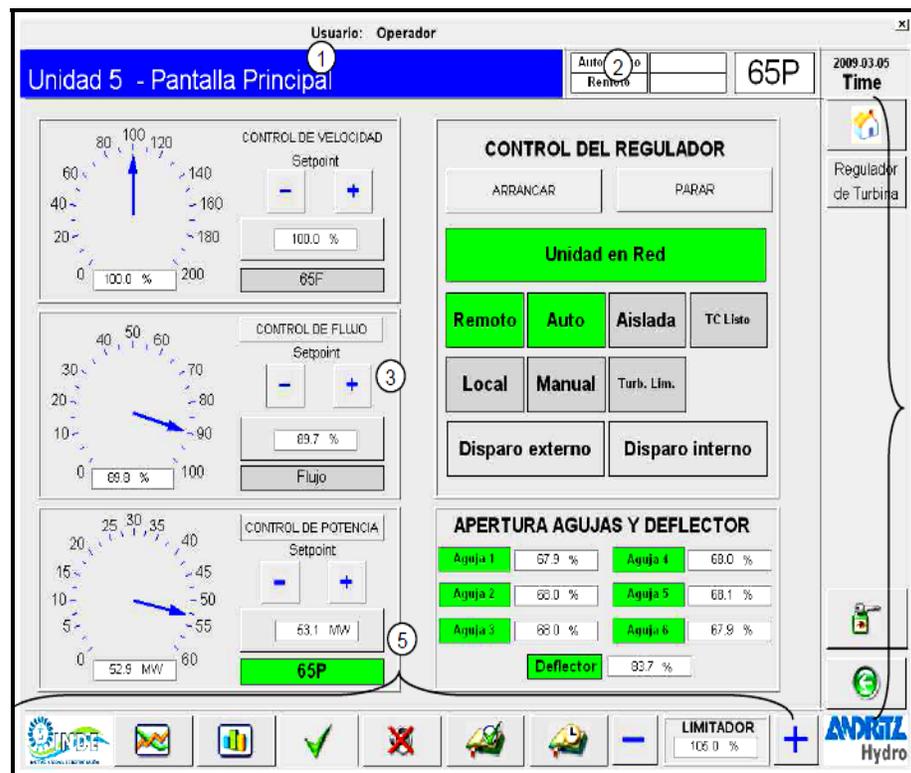
El regulador electrónico de velocidad tiene una serie de comandos para cambio de modo de regulación como: control de potencia, flujo y velocidad. Cuando se selecciona cada modo de control, este tiene un control de seguridad para confirmar su activación; además, cuando el fondo en la pantalla de control cambia de gris a verde, indica que se encuentra activo ese modo de regulación. Cada uno de los modos tiene un cuadro de control para visualizar y cambiar la consigna de carga; además, se puede ver el valor actual de velocidad de la turbina, de flujo de agua y de potencia activa. El regulador en la pantalla de control posee los mandos para arrancar y parar la unidad, cuando se requiera en forma local.

Otra información que se despliega es la indicación de operación remota o local, manual o automática, la operación en red aislada, la indicación de que la unidad se encuentra limitada, si el regulador está listo para el arranque además del estado de operación de la máquina, así como cuando exista un disparo externo al regulador y la indicación de disparo interno.

También es posible visualizar cuáles agujas están trabajando, así como la apertura actual de cada una de ellas.

A continuación se muestra la pantalla principal del regulador de velocidad, en la cual se presentan los modos de operación; adicional, en la parte derecha de la gráfica, pueden apreciarse las condiciones durante la operación, y condiciones de arranque de la unidad generadora.

Figura 22. Estructura básica de operación del regulador

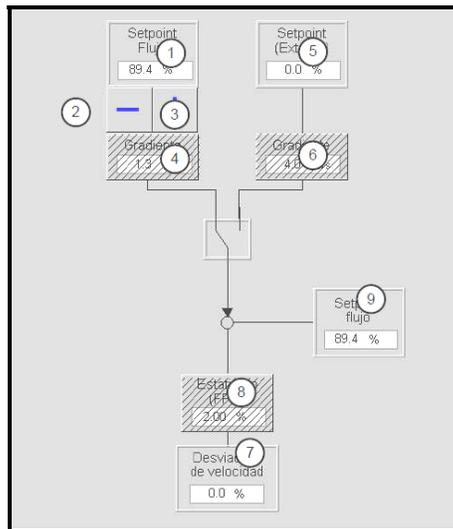


Fuente: Manual regulador de velocidad. p.14.

#### 4.6.1. Control de flujo

En operación normal (generador conectado a la red) sin ninguna perturbación, este modo tiene la función de hacer que la potencia permanezca constante, a través de mantener el flujo también constante, según la consigna de potencia; este control de flujo es utilizado en grandes complejos hidráulicos en los cuales se tiene varias plantas en cascada y requieren regular el caudal aguas abajo. La única desventaja que este presenta es que ante cambios de frecuencia, los generadores son inestables debido a que su retroalimentación es la señal de potencia activa de la unidad.

Figura 23. Diagrama de bloques, regulador de flujo



Fuente: Manual regulador de velocidad. p.27.

#### 4.6.2. Control de potencia

En operación normal (generador conectado a la red) sin ninguna perturbación, este modo tiene la función de mantener la potencia constante según la consigna de potencia asignada.

Este control de potencia es utilizado en grandes sistemas eléctricos de potencia para las plantas generadoras base, para mantener constante la frecuencia de su sistema eléctrico.

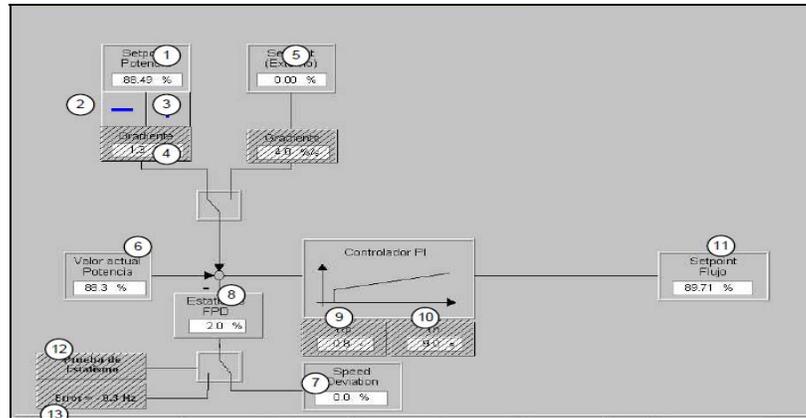
La única desventaja que presenta es que ante cambios de frecuencia, los generadores son inestables debido a que su retroalimentación es la señal de potencia activa de la unidad.

Para el regulador electrónico en la planta Chixoy, el control de potencia da la posibilidad de aplicar al regulador de potencia, una desviación de frecuencia a través de modificar el estatismo FP (8) con un error de 0.3Hz (13); para comprobar la reacción del regulador ante una eventual caída de frecuencia en la red y comprobar el estatismo al que está ajustado, se realizan pruebas de escalón de velocidad, aplicando un  $\pm 10\%$  sobre la velocidad nominal.

La figura 24 muestra el diagrama de bloques del regulador de potencia. En ella es posible ajustar la consigna de potencia (1 a 3) por medio de botones + y - , además de poder modificar otros parámetros, incluyendo los gradientes para la consigna de potencia (4), el estatismo frecuencia-potencia (8), así como el control de los parámetros KP y TN del regulador de potencia (9 y 10) entre las variables más importantes.

Otras de las variables que muestra el diagrama de bloques son el valor actual de la potencia, desviación de velocidad y el *setpoint* de flujo como salida del regulador (6, 7 y 10).

Figura 24. Diagrama de bloques, regulador de potencia



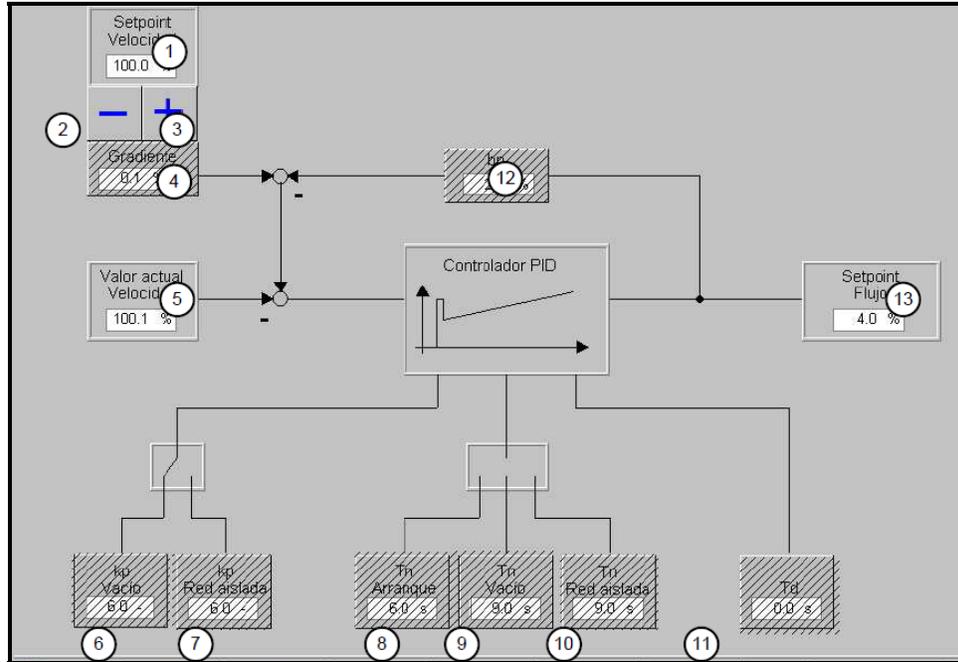
Fuente: Manual regulador de velocidad. p.28.

#### 4.6.3. Control de velocidad

Esta pantalla representa de manera detallada el diagrama de bloques del regulador de velocidad. En contraste con los otros reguladores, aquí se pueden modificar varias consignas, dependiendo de su respectivo modo de operación (1 a 3, 6 y 7). De la misma forma es válido para el control de los parámetros KP y TN, tanto para operación en vacío como en red aislada (6 a 10).

El control del parámetro TD (11) es independiente del estado de operación. El ajuste de la consigna de velocidad se realiza con los botones + y - (2 y 3). Asimismo, es posible modificar el gradiente para la consigna de velocidad (4), y el estadismo permanente (12).

Figura 25. Diagrama de bloques, regulador de velocidad



Fuente: Manual regulador de velocidad. p.29.



## **5. CRONOLOGÍA DE EVENTOS NECESARIOS DETERMINAR LA ESTABILIDAD DE LOS GOBERNADORES DE VELOCIDAD**

### **5.1. Antecedentes de oscilaciones en el SIN**

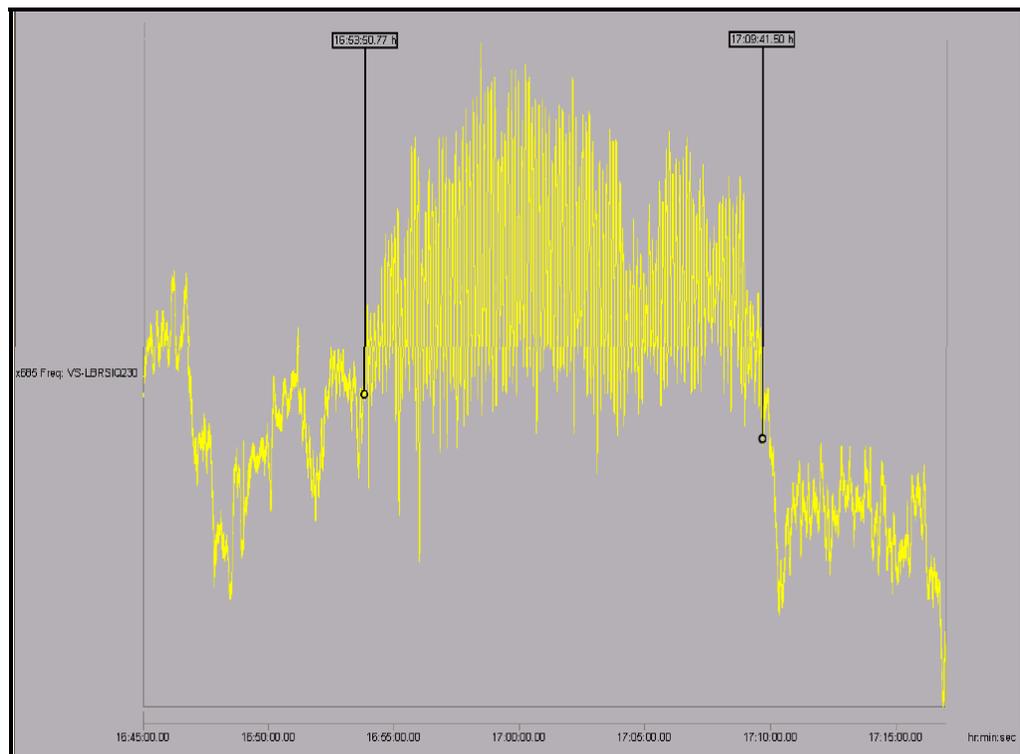
EL 24 de abril del 2009, a través de registros gráficos en la subestación Brillantes, monitoreando la línea de transmisión Los Brillantes-Siquinalá, de 230 kV, el administrador del mercado eléctrico informó sobre los primeros fenómenos de oscilación en el sistema. Este fenómeno se presentó posterior a la apertura de la interconexión Guatemala-México, durante el periodo de pruebas. El fenómeno de oscilación afectó a la mayoría de las centrales que conforman el SIN (Sistema Nacional Interconectado) entre las cuales se pueden mencionar: central Las Vacas, central Jurún Marinalá, central Chixoy, central PQP, central Poliwatt, central Aguacapa y central Arizona. Las características de la oscilación fueron las siguientes:

- Duración de la oscilación: 15.49 minutos
- Amplitud de la onda de oscilación: 0.12Hz
- Periodo de la onda de oscilación: 8.14 y 7.77 segundos
- Frecuencia de oscilación: 0.122 Hz y 0.128 Hz

A partir de estos fenómenos, a petición del AMM, se realizaron análisis de los equipos de cada una de las centrales: reguladores de voltajes, gobernadores de velocidad, estabilizadores de potencia (PSS) y registradores de eventos; esto para determinar la causa de dicho fenómeno, ya que una oscilación puede llegar al punto de resonancia, lo cual provocaría el colapso del sistema.

A continuación se presentaran algunos oscilogramas del comportamiento de la oscilación y de las centrales afectadas.

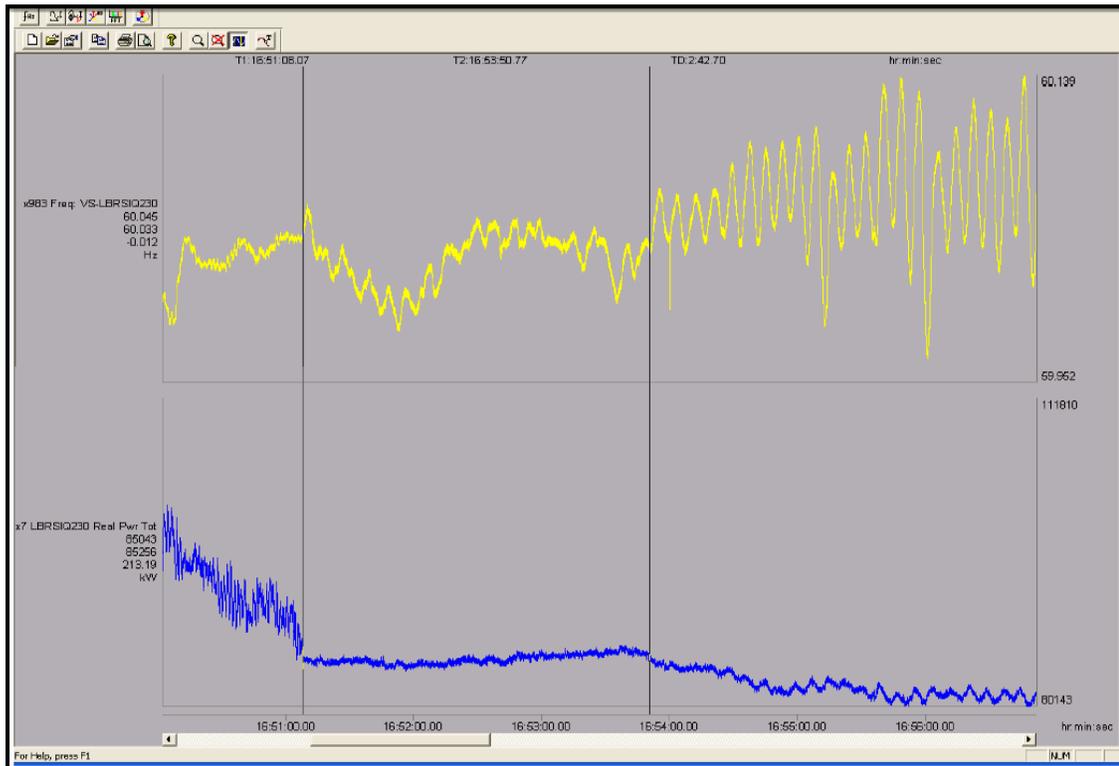
Figura 26. **Comportamiento de la frecuencia, por apertura de la interconexión México-Guatemala**



Fuente: Administrador de mercado mayorista.

La figura muestra las variaciones de potencia a lo largo de 15 minutos, los cuales provocan disturbios en todo el sistema nacional interconectado; cabe mencionar que durante estas condiciones, las centrales aportan la reserva rodante y el máximo de capacidad en potencia reactiva, para intentar llegar al punto de equilibrio inicial.

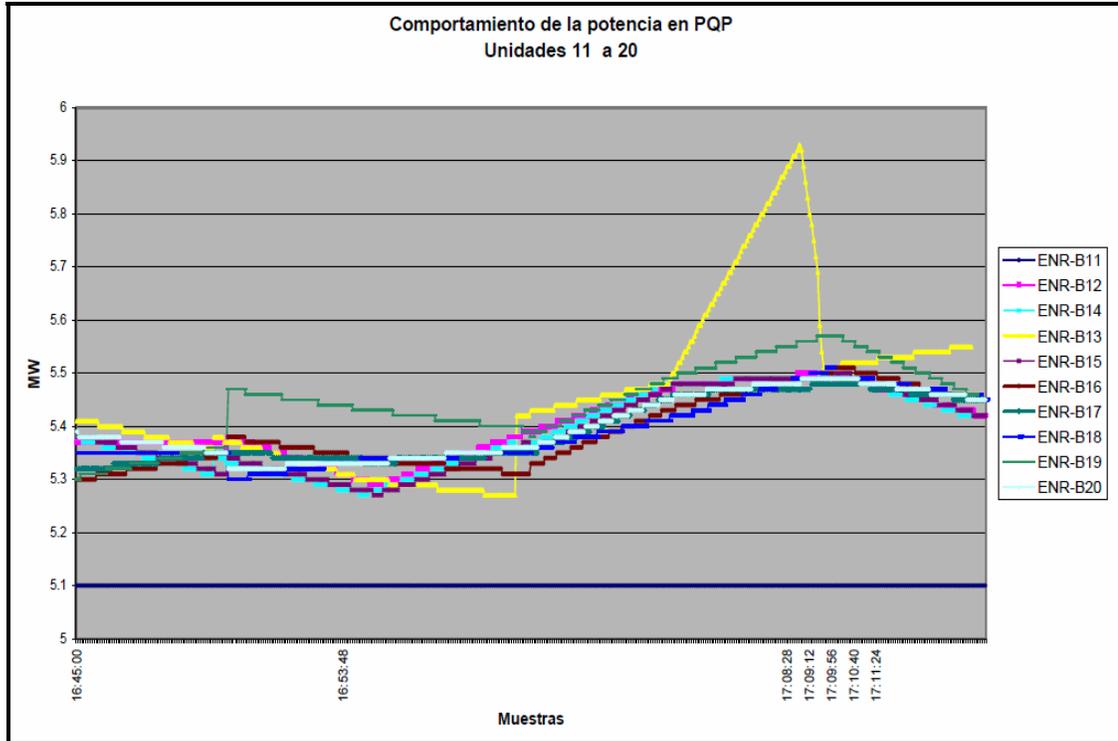
Figura 27. Comportamiento de la potencia del SNI por apertura de interconexión Guatemala-México



Fuente: Administrador de mercado mayorista.

EL comportamiento de las centrales afectadas debido a la oscilación presentada en la interconexión Guatemala-México, se describen a continuación: en la central PQP se observa el comportamiento de 10 unidades ante la oscilación, en la cual sobresale el comportamiento de la unidad ENR-B14, la cual sigue el comportamiento de la frecuencia debido a la oscilación.

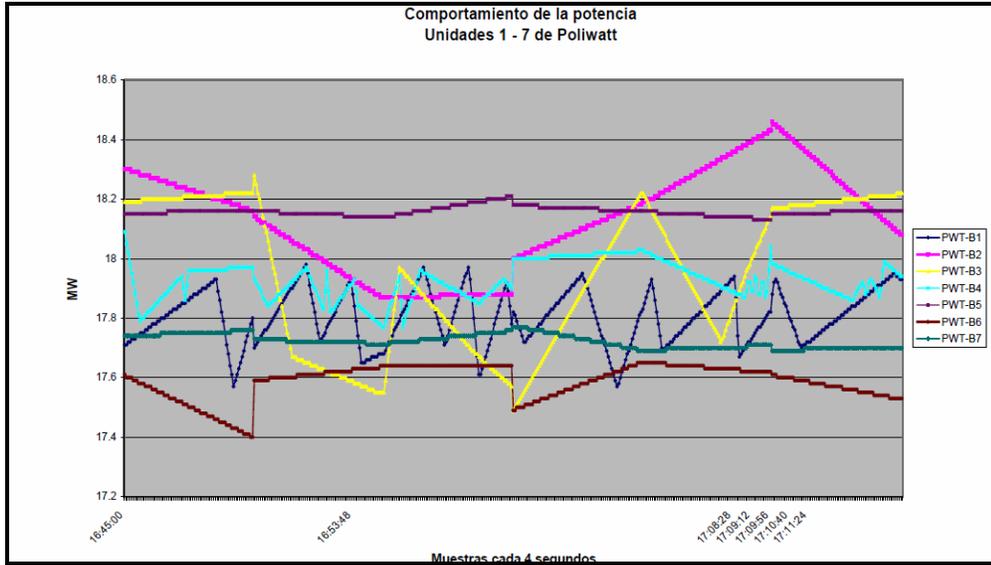
Figura 28. Comportamiento de la potencia en la central PQP



Fuente: Administrador de mercado mayorista.

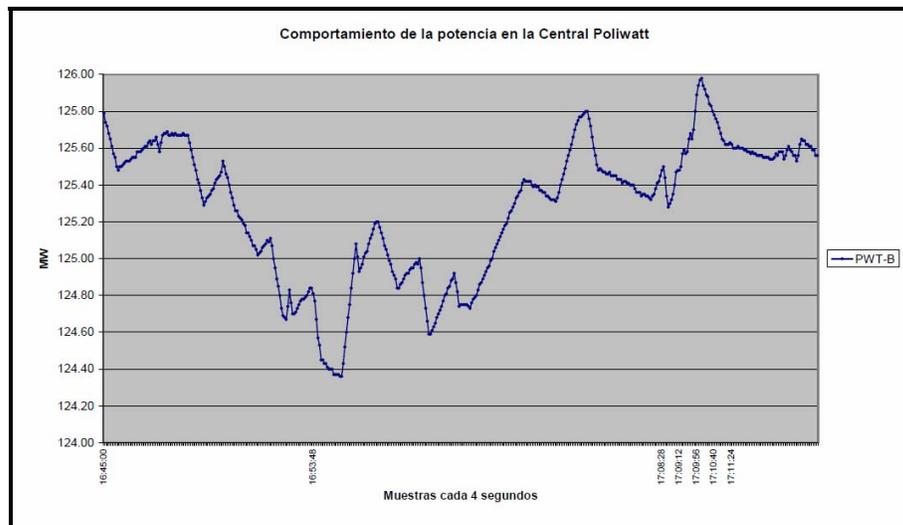
En la central Poliwatt, se observa el comportamiento de 7 unidades ante la oscilación, en la cual su comportamiento es crítico debido a que todas se comportaron en forma diferente ante el mismo fenómeno. Este comportamiento se torna crítico debido a que las unidades pudieron haber entrado en resonancia, disparando la central en su totalidad. Se puede observar el comportamiento en forma de onda de sierra de la unidad 1, el cual es diferente al comportamiento de la unidad 6, la cual sí fue estable ante la variación de frecuencia.

Figura 29. Comportamiento de la central Poliwatt



Administrador de mercado mayorista.

Figura 30. Comportamiento de la potencia de la central Poliwatt en conjunto

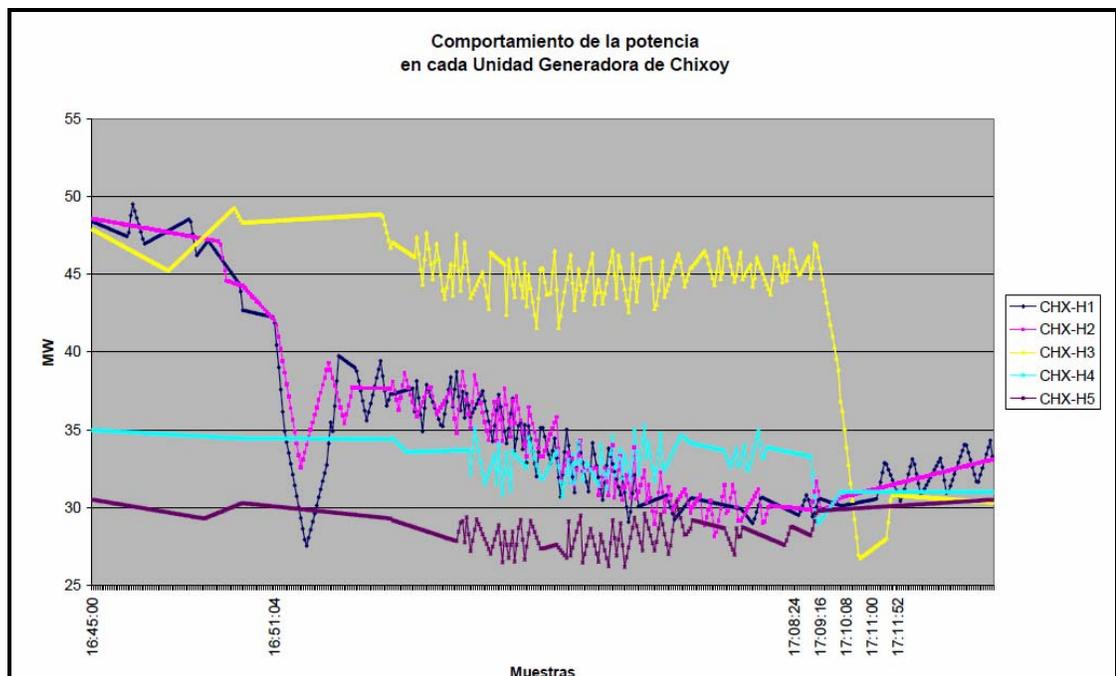


Fuente: Administrador de mercado mayorista.

La figura muestra el comportamiento de la central Chixoy; se observa que las cinco unidades ante el disturbio no tienen efectos de amortiguamiento a la oscilación; el comportamiento es crítico ya que las unidades tienden a excitar más el fenómeno; se puede observar la forma de onda como diente de sierra que se crea en las unidades, lo que provoca efectos torcionantes en los ejes de las unidades.

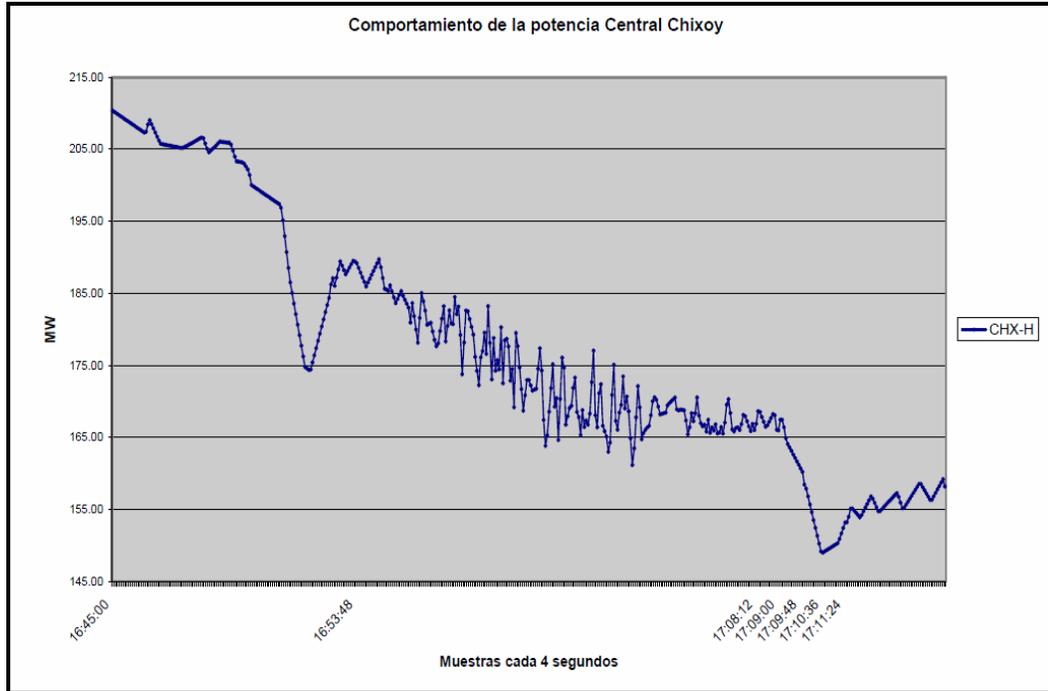
El pobre amortiguamiento de las unidades ante este fenómeno es preocupante, ya que puede provocar el colapso del sistema eléctrico; en la unidad 3 se puede observar un cambio de potencia de mas de 20 MW.

Figura 31. **Comportamiento de la potencia de la central Chixoy en conjunto**



Fuente: Administrador de mercado mayorista.

Figura 32. **Comportamiento de potencia de la central Chixoy**



Fuente: Administrador de mercado mayorista.

La planta hidroeléctrica Chixoy inició un proceso exhaustivo y prestó mucha atención a las diversas formas de solucionar este problema, con la revisión de cada uno de los parámetros y ajustes de sus gobernadores de velocidad.

En Chixoy el problema se agudizó, ya que ante las variaciones de frecuencia y diferentes modos de oscilación, provocaron perturbaciones de una magnitud importante entre sus unidades y en el SIN, ocasionando pérdida de carga de magnitudes en el orden de 80 a 100 MW, saturación de líneas de transmisión y salidas de generadores de menor capacidad en el sistema, debido a la amplitud de las oscilaciones electromecánicas.

Se procedió a realizar los ajustes necesarios para la central Chixoy, ya que siendo una de las más importante de Guatemala, se debe permitir a través de la central, amortiguar las oscilaciones electromecánicas provocadas por interacción interna de las unidades, fallas externas como apertura por falla de Interconexiones con El Salvador y México, así como salidas por falla de otros generadores conectados a la red eléctrica, y lo más importante, mantener el SIN estable, es condición aislada.

Este fenómeno se tornó crítico debido a que era el inicio de las pruebas de la interconexión con México, ya que este fenómeno se propagaría en ambos países, lo que ponía en peligro la interconexión eléctrica Guatemala-México, ya que esta permitirá aportar energía y evitar apagones generales debido a averías en el sistema nacional.

## **5.2. Comportamiento de unidades ante oscilaciones electromecánicas con gobernadores desbloqueados**

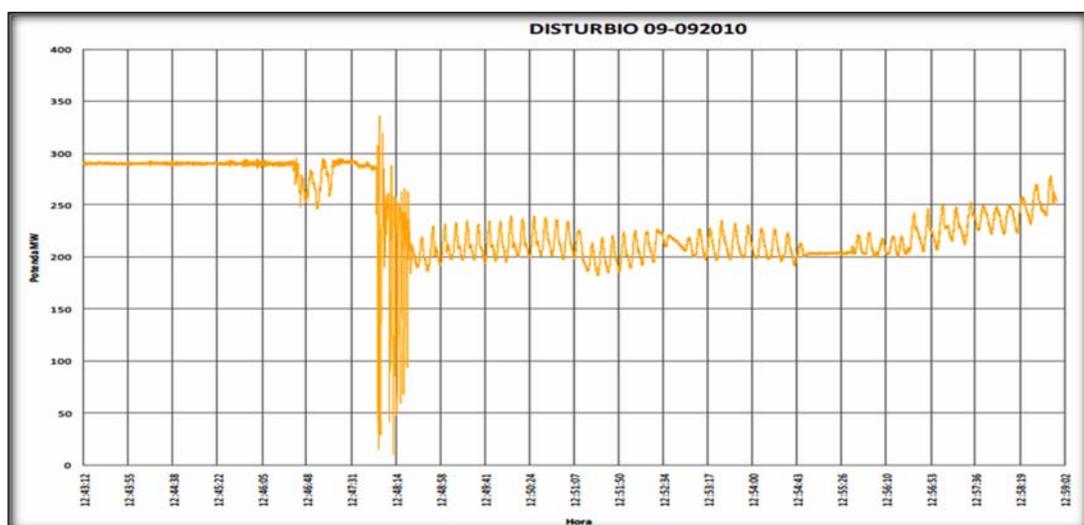
A continuación se realizará el análisis de evento: Disparo Interconexión El Salvador-Honduras, con fecha 09 de Septiembre 2010.

Secuencia: a las 12:48 horas ocurre un disturbio en el sistema eléctrico, el AMM informa que se disparó la interconexión El Salvador – Honduras, que repercute en un evento mayor en Centroamérica. También reporta que debido al disturbio actuó la segunda etapa de tiro automático de carga, por baja frecuencia y el disparo de las plantas Renace, Ortitlan y Electrogenación. Durante el evento, la máxima desviación de frecuencia estuvo entre 58.9 y 60.8 Hz y un incremento considerable en el perfil de voltaje del sistema, posterior al evento; se registró una oscilación de frecuencia pobremente amortiguada, lo cual pone en severo riesgo la operación del sistema en general.

El evento se registró y alcanzó un  $\Delta f = 1.9$  Hz, según el oscilograma, obtenido del equipo marca Nexus 1250, instalado en la central Chixoy. Se realizaron maniobras de bajar carga con las unidades limitadas (gobernadores bloqueados). A continuación se presentan los oscilogramas del comportamiento de la frecuencia y potencia:

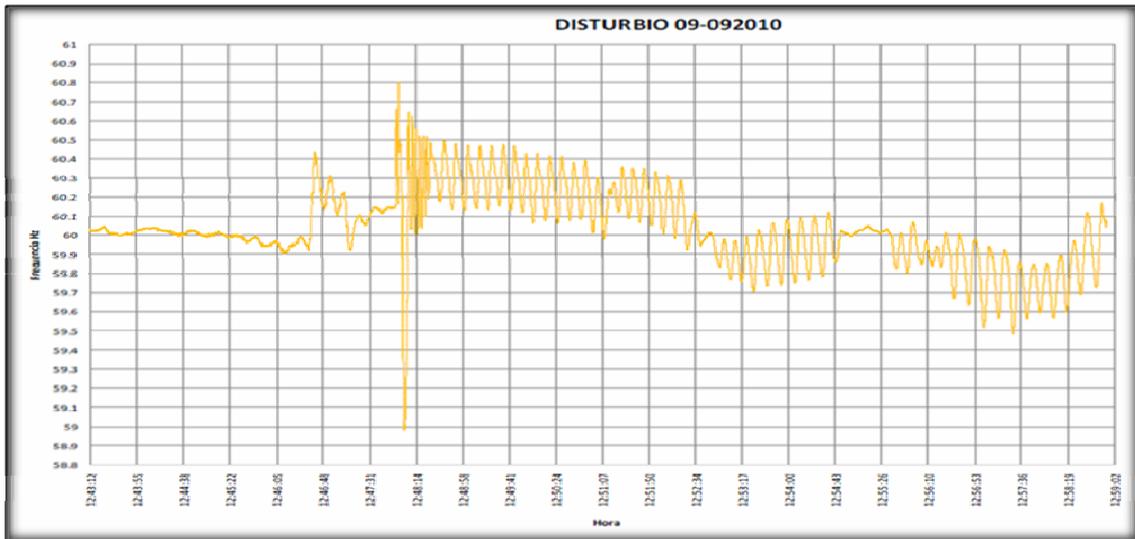
- La figura muestra la variación de potencia en los circuitos Tactic- Guate Norte.
- La figura muestra la variación de frecuencia al momento del disturbio y la oscilación de potencia pobremente amortiguada.
- En la figura se observa la oscilación de frecuencia pobremente amortiguada, de aproximadamente 0.09 Hz.

Figura 33. **Variación de potencia en los circuitos Tactic – Guate Norte**



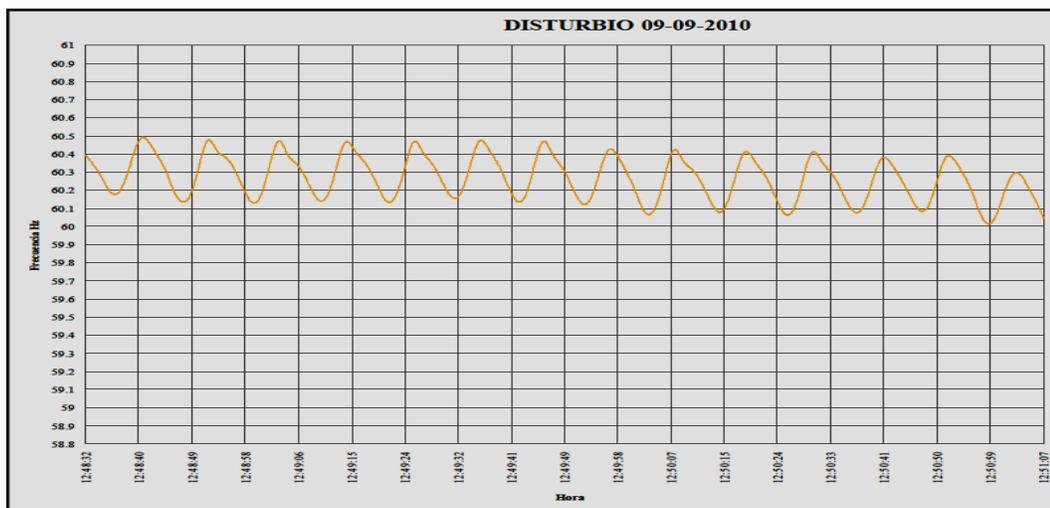
Fuente: Empresa de transporte y control de energía eléctrica.

Figura 34. Variación de frecuencia al momento del disturbio y la oscilación de potencia pobremente amortiguada



Fuente: Empresa de transporte y control de energía eléctrica.

Figura 35. Oscilación de frecuencia pobremente amortiguada de 0.09 Hz

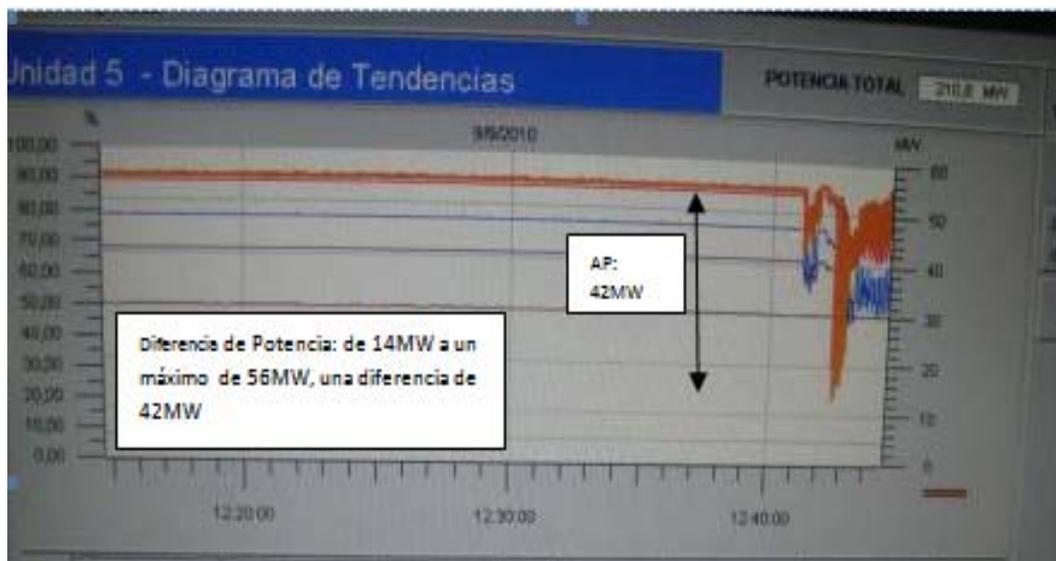


Fuente: Empresa de transporte y control de energía eléctrica.

A continuación se muestra el comportamiento de una de las unidades generadoras de la central hidroeléctrica Chixoy, ante el disturbio del disparo de la interconexión de Honduras-El Salvador. En la unidad 5 (figura 36), se puede observar similar comportamiento de las oscilaciones electromecánicas, con un delta de potencia de más de 40 MW durante un lapso de 2 minutos, aproximadamente; previo al evento se observa la potencia estable, luego ocurre el disturbio.

Posterior al evento se procede de forma manual a bloquear los gobernadores de las unidades para contrarrestar las variaciones de potencia ante los cambios de frecuencia en el siguiente rango: 60.72 Hz a 59.25 Hz. Esto indica una diferencia de 1.47 Hz, lo que significa que el modo de oscilación interárea estuvo presente.

Figura 36. **Comportamiento de unidad 5 ante disturbio por disparo de interconexión Honduras-El Salvador**



Fuente: elaboración propia, interface hombre máquina regulador de velocidad.

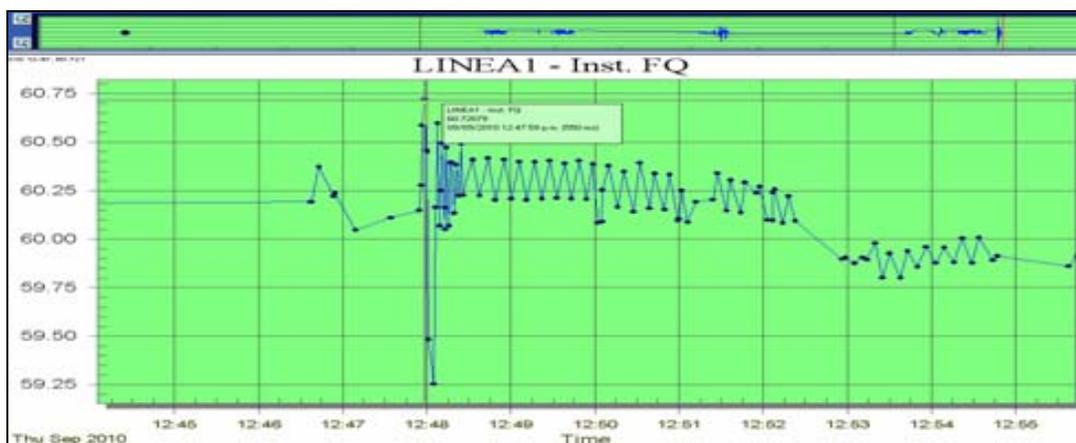
Figura 37. **Comportamiento de unidad 5 ante disturbio por disparo de interconexión Honduras-El Salvador**



Fuente: elaboración propia, interface hombre máquina regulador de velocidad.

El comportamiento de la unidad 5 provocó excitación de modos de oscilación en el resto de las unidades de la central. Para amortiguar el disturbio se procedió a disminuir la generación alrededor de 100 MW para estabilizar.

Figura 38. **Comportamiento de la frecuencia en línea 1 ante gobernadores bloqueados**



Fuente: elaboración propia, interface hombre máquina línea 1.

### **5.3. Comportamiento de unidades ante oscilaciones electromecánicas con gobernadores bloqueados**

A continuación se realizará el análisis de evento: comportamiento de las unidades ante apertura de la interconexión con El Salvador, con gobernadores bloqueados.

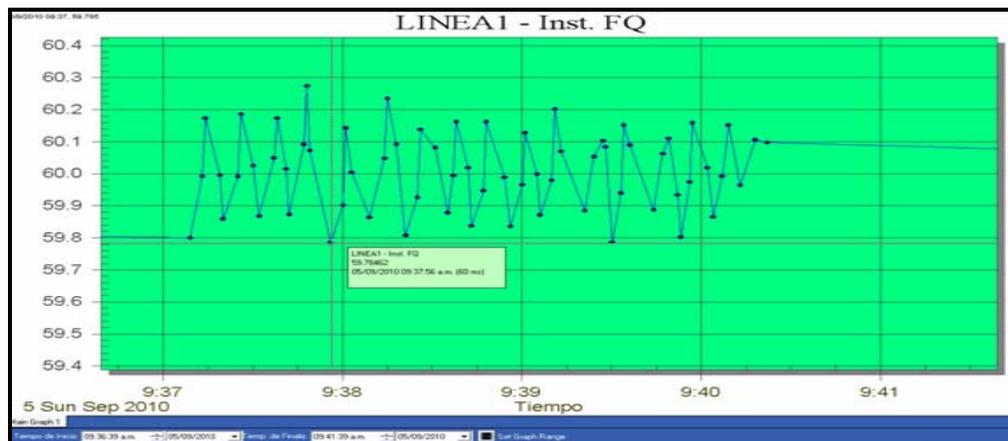
Secuencia: ante las oscilaciones provocadas por la central Chixoy ante cambios de frecuencia se realizaron diferentes pruebas para establecer el problema. El 05 de septiembre de 2010 se realizaron pruebas de apertura y cierre de la interconexión con El Salvador, con los gobernadores bloqueados.

En primera instancia, previo a la apertura de la interconexión, se procedió a bloquear los gobernadores por prevención de formación de oscilaciones que provocaran inestabilidad en el sistema. A continuación se muestran las figuras del comportamiento de las unidades y la secuencia de las operaciones:

- La central inició con 227 MW y -41 MVar; se contaba con cuatro unidades en local con gobernadores bloqueados y una unidad a distancia (AGC, Control Automático de Generación).
- Unidades en local y gobernadores bloqueados, aportando 210 MW al sistema. En este momento las unidades operaban en forma estable, sin cambios importantes en el sistema.
- Se dio la desconexión de El Salvador; la frecuencia osciló de 59.81 - 60.23 Hz (figura línea 1, FQ: variación en el sistema).

- Se procedió a desbloquear cada una de las unidades, lo que provocó que la unidad 5, que se encontraba en AGC, iniciara a oscilar, excitando el resto de unidades, provocando una inestabilidad de frecuencia y potencia en el sistema.
- Ante la oscilación de potencia se realizó la prueba de bloquear los gobernadores para estabilizar las oscilaciones. A partir de esta prueba se encontró una solución a corto plazo ante este tipo de eventos, que resultó ser la solución inmediata. A partir de estas pruebas se determinó que existía un problema en la central Chixoy, el cual se solucionó posteriormente.

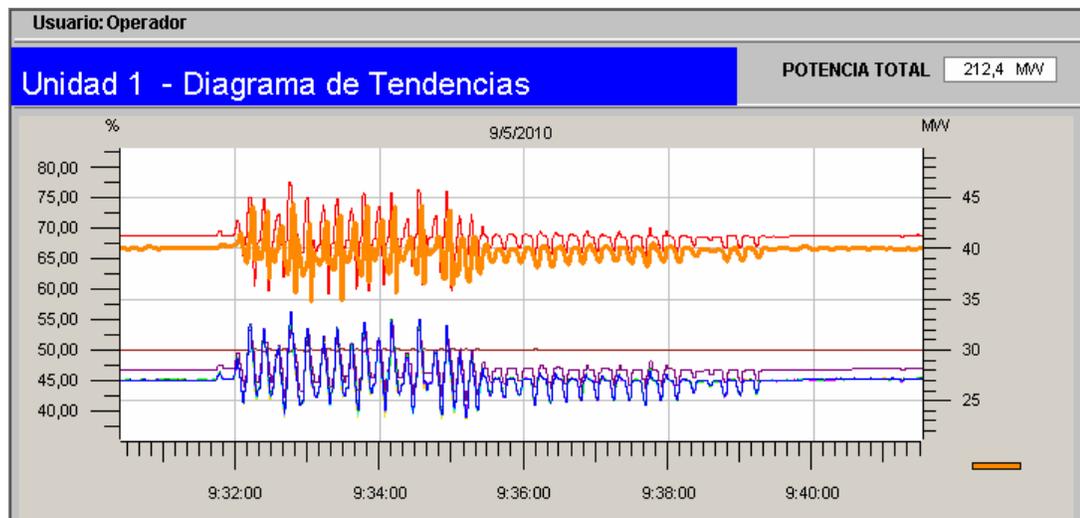
Figura 39. **Comportamiento de frecuencia ante apertura de interconexión con El Salvador**



Fuente: elaboración propia.

La figura 40 muestra la transición de potencia de la máquina 1, a partir de la carga nominal de 40 MW osciló un delta de 10 MW (35 a 45 MW) durante aproximadamente 3 minutos; luego se estabilizó con la acción de bloquear el gobernador.

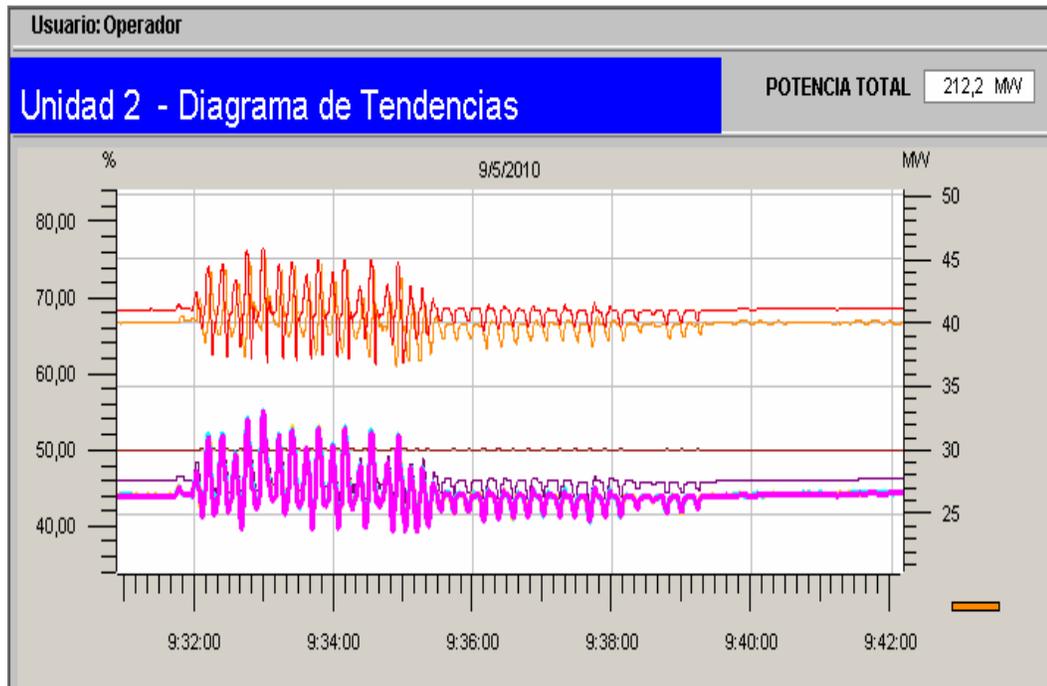
Figura 40. **Comportamiento con gobernador bloqueado, unidad 1**



Fuente: elaboración propia, interface hombre máquina regulador de velocidad.

La figura 41 muestra la transición de potencia de la máquina 2; a partir de la carga nominal de 40 MW osciló un delta de 9 MW (37 a 46 MW) durante aproximadamente 3 minutos, luego se estabilizó con la acción de bloquear el gobernador.

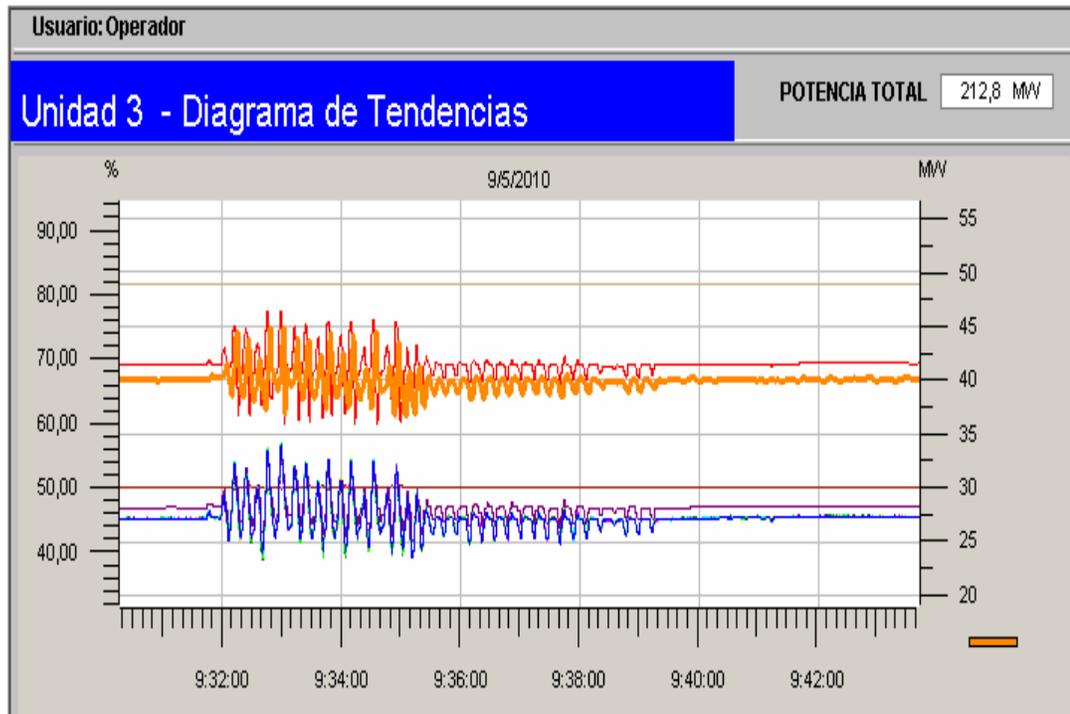
Figura 41. Comportamiento con gobernador bloqueado, unidad 2



Fuente: elaboración propia, interface hombre máquina regulador de velocidad.

La figura 42 muestra la transición de potencia de la máquina 3; a partir de la carga nominal de 40 MW osciló un delta de 9 MW (37 a 46 MW) durante aproximadamente 3 minutos; luego se estabilizó con la acción de bloquear el gobernador.

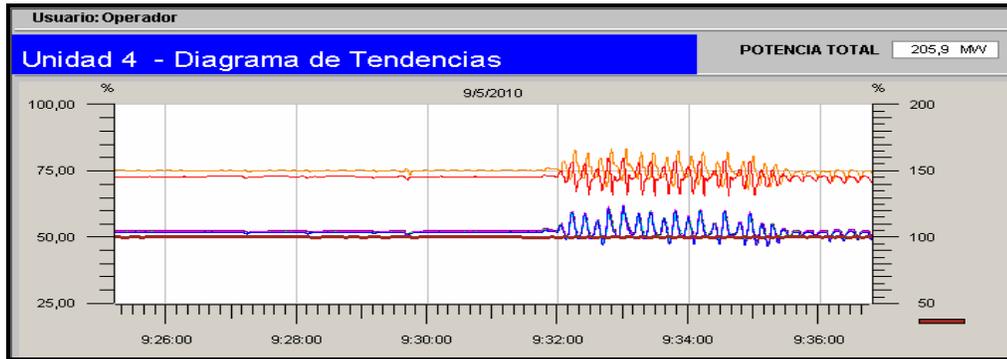
Figura 42. Comportamiento con gobernador bloqueado, unidad 3



Fuente: elaboración propia, interface hombre máquina regulador de velocidad.

La figura muestra la variación de potencia de la máquina 4; a partir de la carga nominal de 40 MW osciló un delta de 8 MW (37 a 45 MW) durante aproximadamente 3 minutos; luego se estabilizó con la acción de bloquear el gobernador.

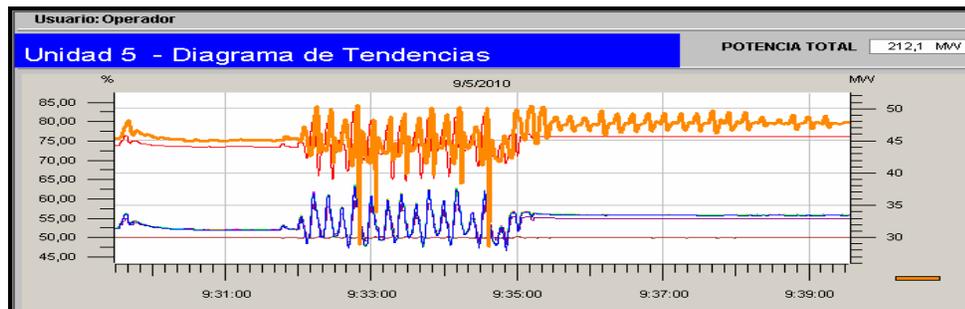
Figura 43. Comportamiento con gobernador bloqueado, unidad 4



Fuente: elaboración propia, interface hombre máquina regulador de velocidad.

La figura 44 muestra la variación de potencia de la máquina 5; a partir de la carga nominal de 45 MW, osciló un delta de 10 MW (40 a 50 MW) durante aproximadamente 4 minutos; luego se estabilizó con la acción de bloquear el gobernador. Durante este lapso se tuvieron dos puntos críticos con un delta de potencia de 20 MW. Posterior a esta oscilación, tardó en estabilizar en 4 minutos, con un delta de potencia de 4 MW, aproximadamente.

Figura 44. Comportamiento con gobernador bloqueado, unidad 5



Fuente: elaboración propia, interface hombre máquina regulador de velocidad.

#### **5.4. Comportamiento ante evento: disparo interconexión El Salvador-Honduras**

A continuación se realizará el análisis de evento: disparo de interconexión Honduras - El Salvador.

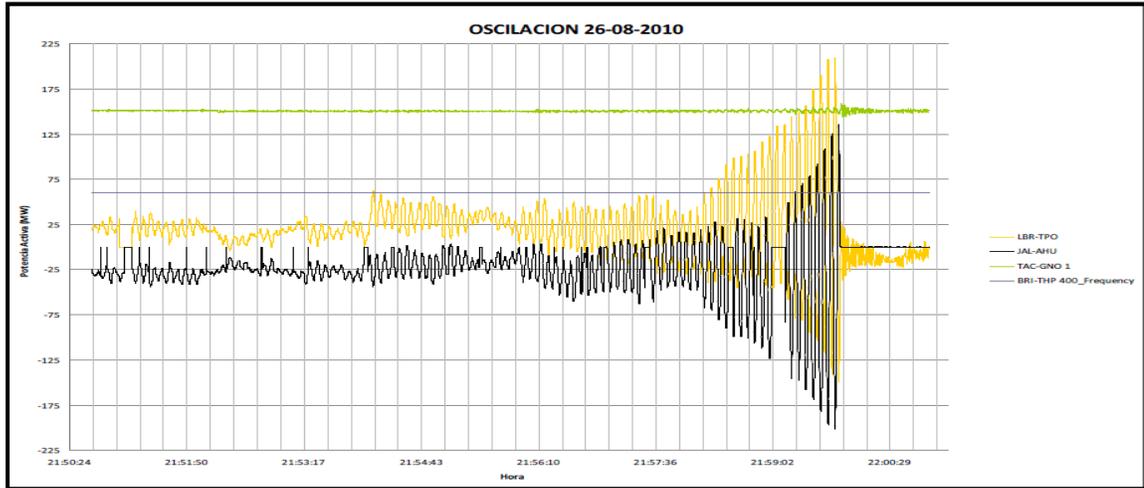
Secuencia: a las 21:59:52 horas se disparó la intercepción El Salvador- Honduras, al registrarse una oscilación de potencia no amortiguada entre áreas, con valores de potencia en el rango de 158 a 144 MW. La oscilación de potencia registrada tienen una frecuencia de oscilación cercana a los 0.10 Hz, lo cual indica que la misma es entre áreas.

Tomando en cuenta el valor de la frecuencia de la oscilación (cercana a 0.10 Hz), evidentemente se trata de un fenómeno entre áreas cuyos valores típicos se encuentran entre 0.1 y 0.6 Hz; esto quiere decir que dos grupos grandes de generadores oscilan entre sí.

Es posible que la planta Chixoy no tenga los mejores ajustes en sus nuevos reguladores de voltaje, dado que al momento del disparo de la interconexión, su comportamiento no es del todo amortiguado, por lo que es posible que sea la fuente de las oscilaciones locales.

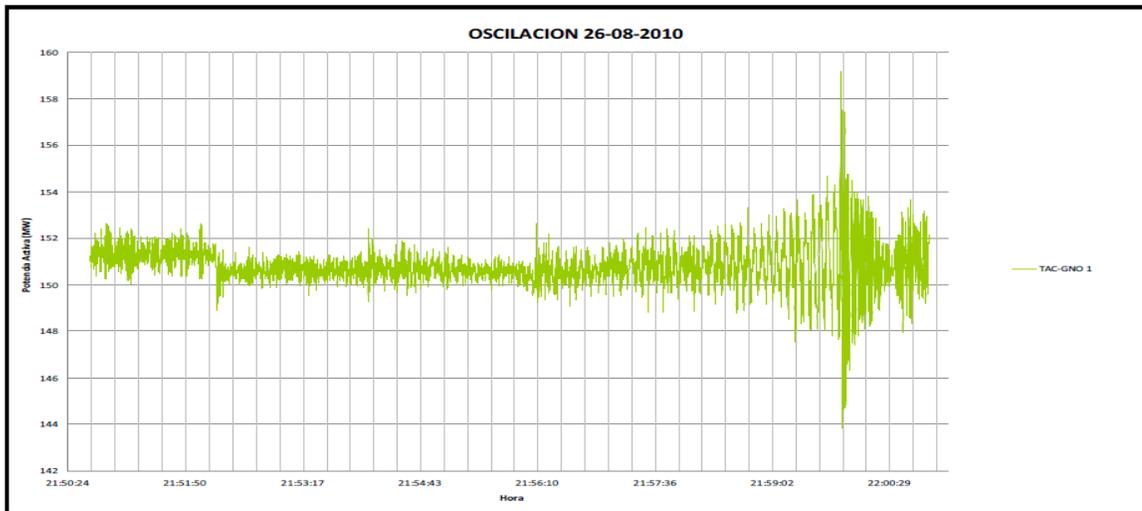
Es necesario analizar los registros disponibles y las condiciones en toda la red interconectada, verificando diferencias en los despachos de generación y cambios topológicos, como acciones preliminares para identificar qué pudo causar las oscilaciones. A continuación se muestran las figuras correspondientes a los registros de las unidades de medición fasorial.

Figura 45. **Flujos de potencia debido al disparo de la interconexión El Salvador-Honduras**



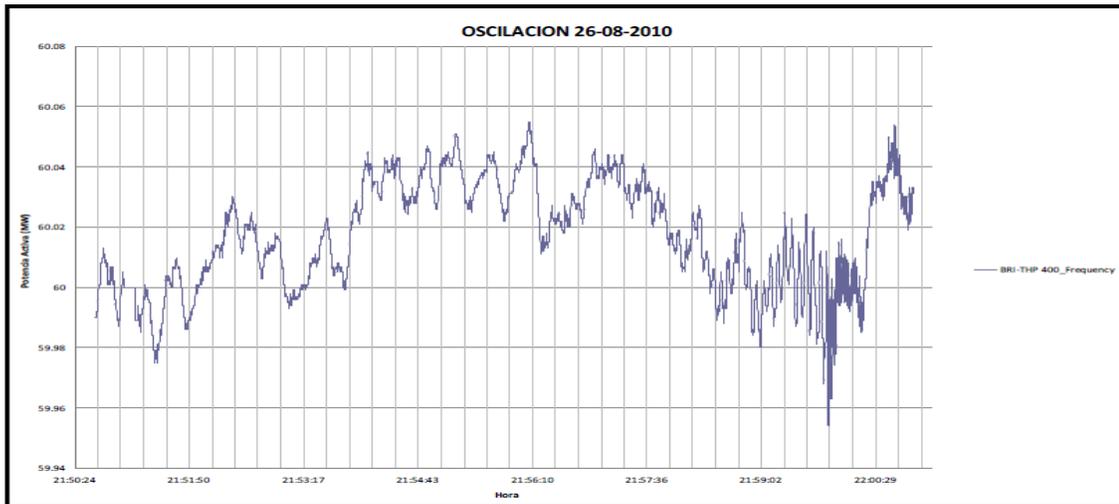
Fuente: empresa de transporte y control de energía eléctrica.

Figura 46. **Variación de potencia del circuito 1, Tactic – Guate Norte**



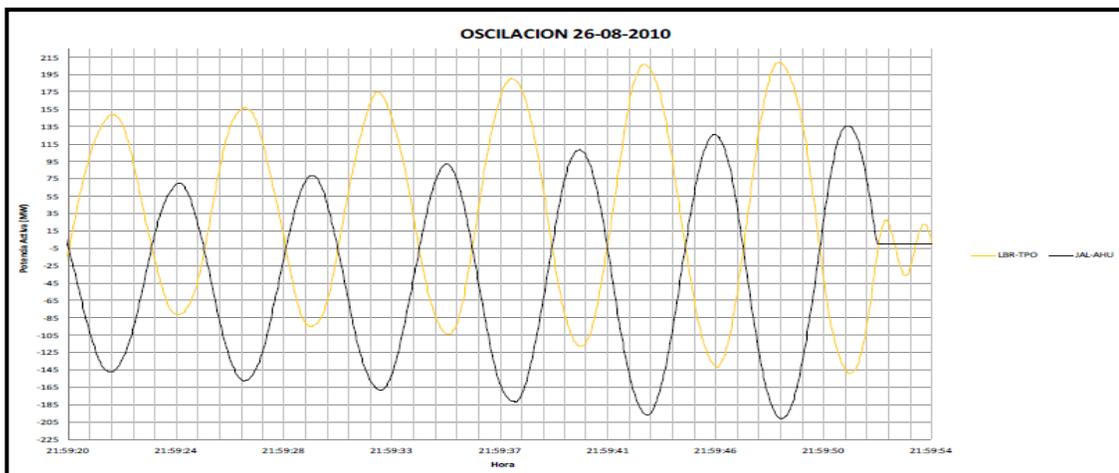
Fuente: empresa de transporte y control de energía eléctrica.

Figura 47. **Comportamiento de la frecuencia durante la oscilación de potencia entre áreas**



Fuente: empresa de transporte y control de energía eléctrica.

Figura 48. **Flujos en las interconexiones, observándose que la aportación del sistema de Guatemala a la oscilación es mínima**



Fuente: empresa de transporte y control de energía eléctrica.

## 5.5. Comportamiento ante evento: cierre interconexión con El Salvador

A continuación se realizará el análisis de evento: comportamiento de las unidades ante cierre de interconexión con gobernadores bloqueados.

Secuencia: este evento fue registrado el día 05 de septiembre de 2010, tal como se describe en la sección 5.3 de este capítulo; posterior a las pruebas de apertura se realizó el cierre de la interconexión, en la cual se presentaron variaciones de potencia del orden de 5 MW en forma instantánea, considerando que las unidades se encontraban con los gobernadores bloqueados. En la figura que se muestra a continuación se puede observar que al momento del cierre se mantiene la estabilidad de las unidades y el sistema, y que no existen variaciones de frecuencia considerables.

Figura 49. **Variación de potencia de la unidad 1 ante el cierre de la interconexión con El Salvador**



Fuente: elaboración propia, interface hombre máquina regulador de velocidad.

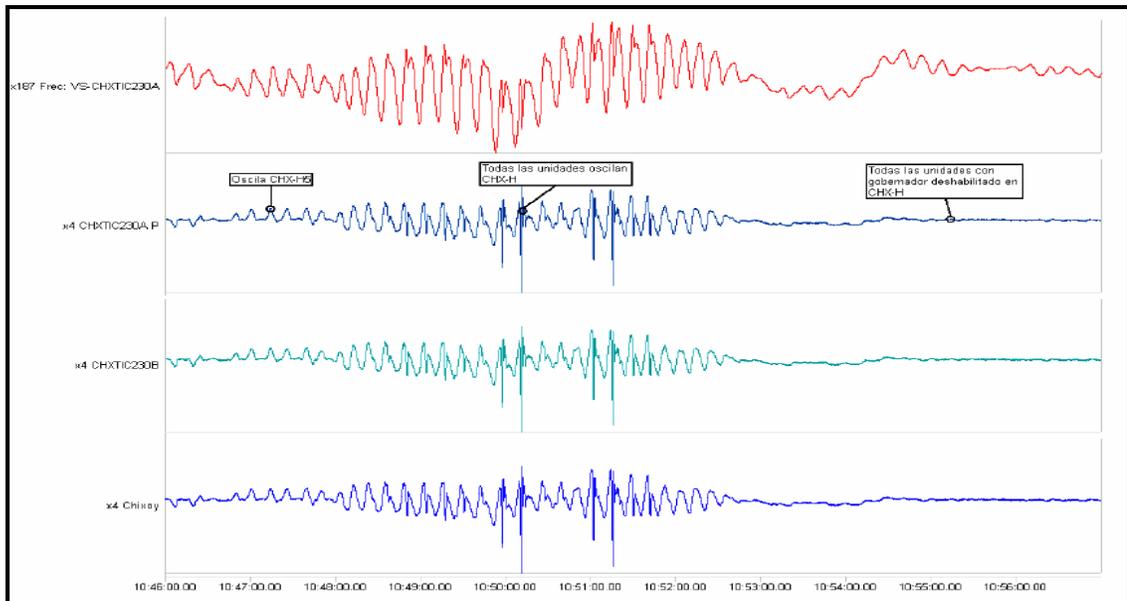
## **5.6. Comportamiento ante evento: Guatemala en forma aislada (Guatemala desconectada de El Salvador y México)**

A continuación se realizará el análisis de evento: sistema nacional interconectado de Guatemala en forma aislada, posterior a las aperturas de la Interconexión Guatemala- El Salvador y México.

Secuencia: a las 8:00 horas, el SIN quedó aislado de El Salvador y México, condición que provocó variaciones de frecuencia con un  $\Delta f = 0.17$  Hz, en la cual las unidades de la central Chixoy tuvieron un efecto muy bajo para la amortiguación de la variación de frecuencia. Los generadores de la central ante el disturbio, provocaron inestabilidad en la central y el SIN. Posterior a la apertura de la interconexión con El Salvador, se observa rápidamente un incremento en la potencia en las líneas de transmisión Tactic - Quixal 1 y 2, y ante las variaciones de potencia en los generadores, la frecuencia se vuelve inestable durante más de 7 minutos.

Previo a la desconexión de El Salvador, los gobernadores de las unidades se encontraban liberados; pero ante las oscilaciones de los generadores y disminución de carga, se procedió a deshabilitar (bloquear) los gobernadores para estabilizar la central y el sistema en general. La frecuencia de oscilación no corresponde a una oscilación entre áreas, tampoco a interplanta o inter máquinas; se considera que las mismas se deben a un problema de ajuste en los sistemas de control de las unidades de la central Chixoy, problema que se hizo evidente cuando Guatemala se encuentra aislada, o no está interconectada con México o El Salvador, lo que podría tener relación con los niveles de generación.

**Figura 50. Unidad 5. Inicio: gobernadores desbloqueados; falla: variación de potencia por apertura interconexión El Salvador; fin: gobernadores desbloqueados**

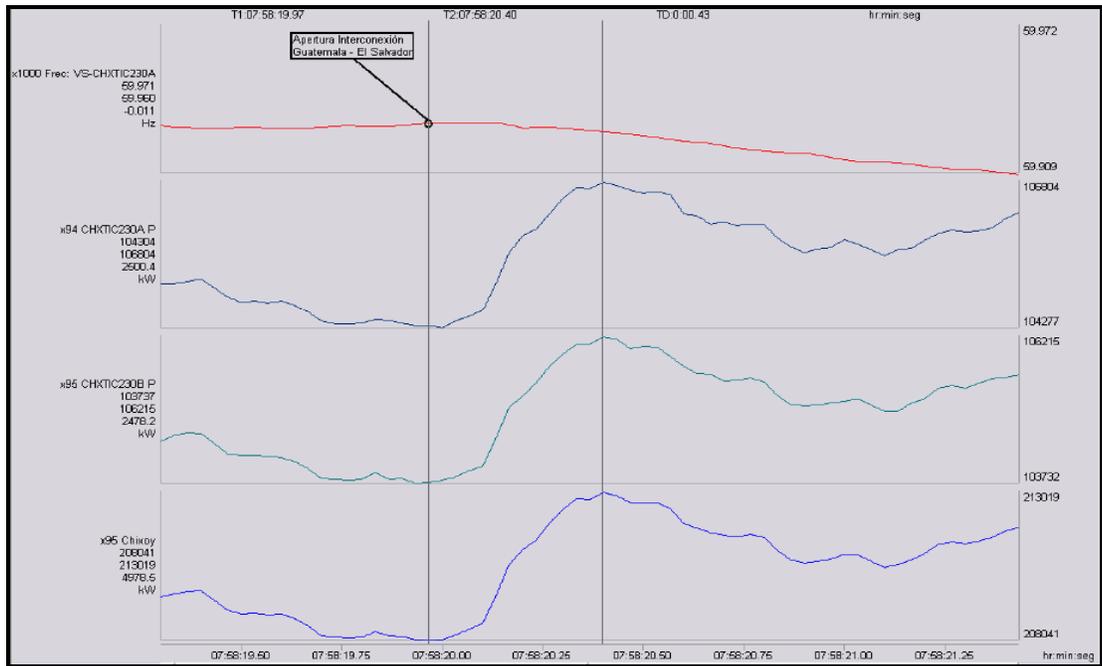


Fuente: Administrador de mercado mayorista.

Fue así como se tomó como punto de partida a la investigación, para garantizar la estabilidad del sistema interconectado. Como prevención, cuando se presentaba este tipo de oscilación, fue efectivo limitar momentáneamente la generación de la planta; sin embargo, esta limitación no debía ser permanente, únicamente durante unos minutos, mientras se amortigua la oscilación.

La figura siguiente muestra el punto de apertura de la interconexión con El Salvador, y el incremento de potencia de forma instantánea reflejado en las líneas de transmisión de salida de la central, derivado de las oscilaciones en los generadores.

**Figura 51. Comportamiento de la potencia de las líneas 1 y 2 en Quixal-Tactic, al momento de la apertura de la interconexión con El Salvador**



Fuente: Administrador de mercado mayorista.



## **6. RESULTADOS DE LOS AJUSTES DE LOS GOBERNADORES DE TURBINA**

En este capítulo se presentan los resultados de los fenómenos de oscilaciones electromecánicas en la Central Hidroeléctrica Chixoy y la interconexión con México, principalmente.

El inicio de estas oscilaciones se presentó a partir de la apertura con interconexión con México, posterior a las primeras pruebas realizadas; motivo por el cual se iniciaron estudios y pruebas para determinar el origen y los trabajos necesarios para la reducción y posible eliminación de dicho problema, ya que ante diferentes maniobras de tipo normal, como aperturas y cierres de circuitos, el sistema presentó condiciones inestables.

El presente estudio pretende demostrar el efecto que tiene el gobernador de velocidad de la turbina operando en modo de velocidad para amortiguar las oscilaciones.

Dentro de las condiciones en las cuales el sistema se volvía vulnerable, se tienen las siguientes condiciones:

- Apertura y cierre con la interconexión con México
- Apertura y cierre de interconexión con El Salvador
- Incrementos o decrementos bruscos de la demanda
- Operación en forma aislada (únicamente Guatemala)

Para determinar y dar solución al problema de oscilaciones electromecánicas en el SIN y los generadores de la planta Chixoy, se realizó dividiéndolo en las siguientes fases:

- Fase 1:
  - Análisis de los eventos ocurridos, tomando como base las condiciones operativas como: Guatemala de forma aislada, apertura/cierre utilizando las interconexiones con México y El Salvador; disparo de interconexiones en Centro América, través de valores de frecuencia mínimos y máximos y valores de potencia máximos y mínimos en las unidades de la planta Chixoy.
  - Caracterización del comportamiento de las oscilaciones electromecánicas de acuerdo con conceptos teóricos y experiencias de problemas similares en países vecinos, aportadas por ingenieros expertos.
  - Aportes y sugerencia de experiencias del fabricante de los reguladores de turbina, por Andritz Hydro y reguladores de voltaje por SEPAC, S.A.; en lo que respecta a ajustes y métodos para el amortiguamiento de las oscilaciones.
  - Compilación de información sobre protocolo de pruebas de puestas de los reguladores de turbina (ETR-20-Suiza y TC1703-México) de la planta Chixoy. Esto, para comparar los ajustes entre los reguladores de velocidad y el modo de operación.

- Compilación de información sobre protocolo de pruebas de reguladores de voltaje (AVR-Mitsubishi y AVR-México), para comparar los ajustes entre los reguladores y el modo de operación.
- Fase 2:
  - Posterior al estudio de los resultados de protocolos, se procedió a una sintonización de ajustes, tanto en los reguladores de velocidad como en los reguladores automáticos de voltaje, en las cinco unidades generadoras, para tener un comportamiento coherentemente ante oscilaciones electromecánicas.
  - Se realizaron pruebas en el regulador de velocidad, juntamente con el fabricante, siendo estas las más importantes: pruebas de escalón el 10% de velocidad en vacío, cambio de ajustes y prueba en los diferentes modos de operación en cada condición operativa mencionada, habilitación del ajustador de potencia, cambio de lógica de operación (se habilitó en control de velocidad), ajustes de rango de frecuencia y potencia. Todo con los nuevos parámetros.
  - Se realizaron pruebas en el regulador de voltaje conjuntamente con el fabricante, siendo estas las más importantes: pruebas de escalón el 10% de voltaje nominal, ajuste de los límites operativos térmicos de acuerdo con la curva de capacidad del generador para los límites MEL (limitador mínimo de excitación) y OEL (limitador máximo de excitación) y ajustes de rango de frecuencia del estabilizador de potencia, habilitando en este dos condiciones

operativas, una en cada PLC de canal automático. Todo con los nuevos parámetros.

- Durante las pruebas se hizo énfasis en respetar los límites permitidos de acuerdo con las características de placa de cada uno de los equipos involucrados.

- Fase 3:

En esta fase se procedió a registrar los valores de frecuencia y potencia. Se tuvo especial interés en observar el comportamiento de las unidades generadoras y la obtención de registros oscilográficos ante las diferentes condiciones operativas:

- Apertura de la interconexión con México
- Cierre de la interconexión con México
- Apertura de la interconexión con El Salvador
- Cierre de la interconexión con El Salvador
- Guatemala de forma aislada (sin conexión con México y El Salvador)
- Finalizadas las pruebas, se presentaron fenómenos como: disparo interconexión Honduras-Nicaragua, variaciones de frecuencia por operación de hornos, disparo línea de transmisión Siquinalá-Escuintla en el SIN.

- Fase 4:

- Análisis de resultados y toma de decisiones de acuerdo con los valores de frecuencia, potencia y la estabilidad del sistema

nacional interconectado, con el propósito que planta Chixoy fuera estable ante las diferentes condiciones operativas y así finalizar las pruebas con la interconexión con México sin ningún problema.

- Definición del modo de operación del regulador de turbina de acuerdo con los siguientes criterios:
  - Contribución al amortiguamiento de las oscilaciones del gobernador de velocidad.
  - Norma de coordinación operativa No.2, coordinación de la operación en tiempo real, siendo los puntos más relevantes: condiciones normales, clasificación de contingencias, mantenimiento de la seguridad del SIN, operación confiable, regulación y obligaciones para la seguridad del SIN, responsabilidad de los generadores. (normas de mercado mayorista).
  - Norma de coordinación operativa No.3, coordinación de servicios complementarios, siendo los puntos más importantes: regulación de frecuencia, regulación primaria, y secundaria, control de potencia reactiva y tensión, responsabilidades y suministro de reactivos. (normas de mercado mayorista).
  - Norma de coordinación operativa No.4, determinación de los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio; siendo los puntos mas importantes: criterios de calidad y confiabilidad, reserva operativa, regulación de frecuencia,

control de potencia reactiva y tensión, estabilidad del SIN y restablecimiento del servicio. (normas de mercado mayorista).

- Definición de ajustes del regulador de voltaje de acuerdo con lo establecido en la norma de coordinación comercial No. 8, cargo por servicios complementarios, reservas operativas, regulación de frecuencia, control de potencia reactiva y tensión en sus incisos (normas de mercado mayorista).
- Periodo de observación posterior a los cambios realizados, ante maniobras que provocaban oscilaciones de potencia en el sistema interconectado nacional.
- Propuestas para el mejoramiento de los equipos de la planta Chixoy, especialmente a los cambios al regulador de velocidad y a la adquisición de un estabilizador de potencia multibanda.
- Solicitud de estudio de estabilidad al administrador del mercado mayorista. (AMM, determinación de los criterios de calidad y niveles mínimos de seguridad).

### **6.1. Resultados de ajustes de reguladores de velocidad**

El regulador de velocidad de la turbina es un componente fundamental para el funcionamiento de los generadores síncronos. Cuando el generador está desconectado de la red, la misión del regulador es llevarlo desde su proceso de arranque hasta alcanzar velocidad nominal, condición que es llamada generador en vacío; esto para permitir la sincronización del generador

a la red, en la cual compara la frecuencia y voltaje de la red con el entrante; en este caso los generadores de la planta Chixoy.

Cuando el generador está acoplado a la red, el regulador de turbina tiene, por misión contribuir a la regulación frecuencia-potencia del generador para mantener 60 Hz en el sistema nacional interconectado. La dificultad fundamental del ajuste de los reguladores de turbinas hidráulicas es debida a las características dinámicas de dicho sistema, en cual participan N generadores.

Los ajustes realizados a los gobernadores de velocidad de la central, en primera instancia se basaron en garantizar el buen funcionamiento del generador y obtener la mejor eficiencia de su regulación; adicionalmente, los parámetros de ajustes se aplican según normas establecidas por el administrador del mercado mayorista de Guatemala, normas aplicables por Anrdritz Hydro, autorizadas por la comisión Federal de Electricidad con base en (IEEE-125-1977, 1977), (PTC-29-1965) y (IEC-308-1970), para los parámetros de reguladores digitales de turbinas hidráulicas.

Los reguladores digitales de turbinas hidráulicas incluyen típicamente tres reguladores PID: el regulador de posición del distribuidor, el regulador de velocidad y el de carga-velocidad. Para poder determinar los ajustes óptimos para el regulador de velocidad, de acuerdo con el sistema eléctrico con que cuenta Guatemala, se realizaron las siguientes pruebas:

- Verificación y pruebas de los ajustes según protocolos de puesta en servicio.

- Medición de oscilaciones naturales. Las condiciones para esta prueba es que la unidad esté rodando en vacío (velocidad nominal = 360 rpm) con interruptores de campo y unidad abiertos. A partir de esta condición se varía la frecuencia de las unidades y se grafican las oscilaciones naturales de la frecuencia.
- Ajuste de rango de 65 F (control de velocidad), el generador en condición de rodado en vacío, varía la posición del 65 F hacia a arriba y hacia abajo, para determinar el rango de sincronización de la unidad.
- Escalones de velocidad, la unidad en condición de rodado en vacío. Se procedió a inyectar una señal de escalón en el punto suma o de referencia, esto para determinar el amortiguamiento del regulador de velocidad; cada escalón tiene una variación de frecuencia de 2 Hz.
- En la prueba de escalón se puede observar el comportamiento de la señal digital contra la respuesta mecánica del regulador. Es entendible que la respuesta mecánica tiende a retardarse, debido a que depende de piezas mecánicas en las cuales existe, fricción, desgaste y partes en movimiento, mientras que la parte electrónica únicamente envía o recibe señales eléctricas.
- Para la realización de estas pruebas, el gobernador de velocidad se trabajó en “modo velocidad”; condición de arranque en vacío del generador.

A partir de la revisión y análisis de los protocolos de puesta en servicio, se determinaron diferencias entre tiempos de cierre y apertura del posicionamiento del deflector y las agujas, encontrando las siguientes diferencias.

Tabla III. **Ajustes regulador de velocidad TC 1703 y ETR-20**

Tiempos de posicionamiento	ERT-20-SCHER-WYSS	TC1703- SCHER-WYSS (ANDRITZ-HYDRO)
Tiempo de apertura ta	8 segundos	9.5 segundos
Tiempo de cierre total tc	6.5 segundos	6.5 segundos
Tiempo de cierre rápido tcr	3.5 segundos	3.4 segundos
Tiempo de cierre amortiguado tca	N/A	3.2 segundos

Fuente: empresa de generación de energía eléctrica.

Al analizar los resultados anteriores, se puede determinar que el ajuste de tiempo de apertura del servomotor tiene un retardo de 1.5 segundos en el TC1703; este retardo tiene efecto en valores bajos de frecuencia, ya que cuando el generador requiera aportar regulación primaria para la regulación de la frecuencia o ante disturbios, la respuesta será lenta.

Respecto del tiempo de cierre rápido, el ajuste en ambos reguladores es similar; el tiempo se reduce, ya que debido a la protección con que la turbina cuenta, el deflector tiene la función de desviar el chorro de agua que sale de los inyectores (agujas) que impactan al rodete Pelton, para producir la energía mecánica, debido a que, ante condiciones críticas (disparo), este se posicionará de forma más rápida, desviando el chorro y para evitar que el generador puede llevar a valores de sobrevelocidad.

Un punto de discordancia considerable encontrado en la revisión de los protocolos es el tiempo de apertura y cierre de las agujas (inyectores), la cual se analizará a continuación.

Tabla IV. **Tiempos de cierre y apertura de agujas TC1703 (2009) y ETR-20(1983)**

<b>Tiempos de posicionamiento (6 agujas)</b>	<b>ETR-20-SCHER-WYSS</b>	<b>TC1703- SCHER-WYSS (ANDRITZ-HYDRO)</b>
Tiempo de apertura $t_a$	12 segundos	15.2 segundos
Tiempo de cierre promedio total $t_c$	56 segundos	175.7 segundos
Tiempo de cierre rápido $t_{cr}$ promedio	48 segundos	75.8 segundos
Tiempo de cierre amortiguado $t_{ca}$ promedio	N/A	114.8 segundos

Fuente: empresa de generación de energía eléctrica.

Se encontró que el tiempo total de cierre de las agujas es mucho más largo que el que se presenta en los reportes de puesta en servicio originales (periodo de julio a noviembre de 1983, en el regulador ETR-20), en el cual se da un tiempo de cierre de 55 segundos. En la puesta en servicio de los reguladores de velocidad de Andritz-Hydro, se dejó el tiempo de 175.7 segundos; este tiempo se debe al diseño de las válvulas de escalón, ya que la apertura y cierre es por presión de aceite, y por seguridad se debe asegurar la protección de un golpe de presión en la tubería.

Por lo que ante la diferencia tan grande de tiempo de cierre presentada en esta puesta en servicio, se solicitó a la empresa Andritz Hydro cambiar los diafragmas correspondientes, para modificar el tiempo de cierre actual de 175.7 segundos a 56 segundos.

Debido a las pruebas realizadas en la determinación de las oscilaciones naturales, se procedió a realizar ajuste a la constante proporcional  $K_p$  en el diagrama de bloques de las agujas de un  $K_p=8$  a un  $K_p=12$ , ayudando a obtener una mejor respuesta en los tiempos de apertura y cierre de las agujas.

Para verificar el comportamiento del ajustador de velocidad, se procedió a realizar rampas de subir y bajar carga a través de consignas de potencia establecidas; las gráficas muestran el comportamiento, como se puede observar en la figura 53 y 54; este es similar en cada una de las consignas, conforme se aumenta la potencia o disminuye.

Figura 52. **Ajuste de velocidad 65 F unidad 2, disminución de potencia de 55 MW a 15 MW**



Fuente: elaboración propia, interface hombre máquina regulador de velocidad.

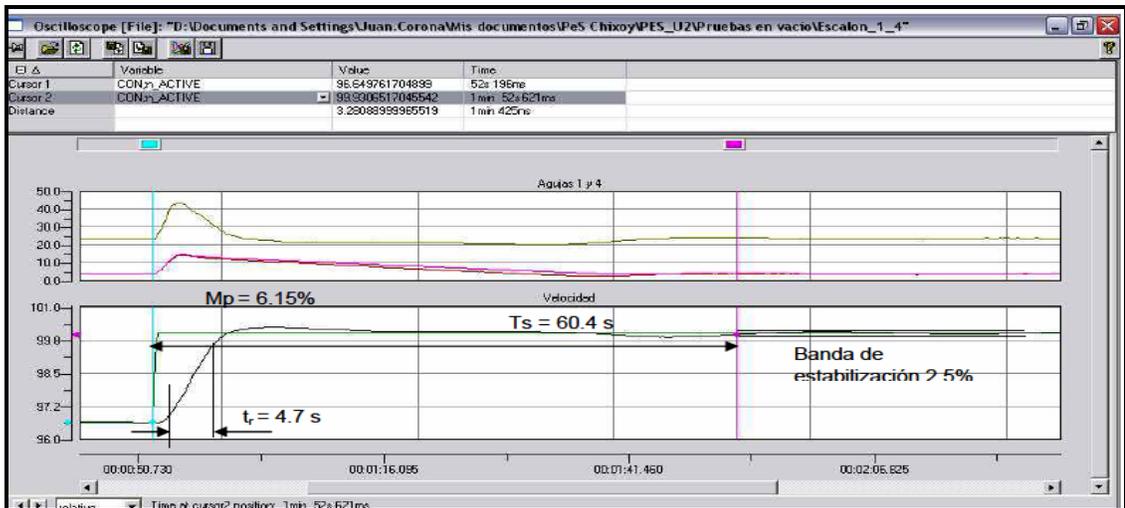
A partir del arranque y la unidad en vacío se realizaron pruebas de escalón de velocidad de 2 Hz, en la cual se puede observar el tiempo de respuesta ( $t_r = 4.70$  segundos), tiempo de estabilización ( $T_s = 60.40$  segundos) y el porcentaje de sobrepaso ( $M_p = 6.15\%$ ).

Figura 53. Ajuste de velocidad 65 F unidad 2, aumento de potencia de 0 MW a 55 MW



Fuente: elaboración propia, interface hombre máquina regulador de velocidad.

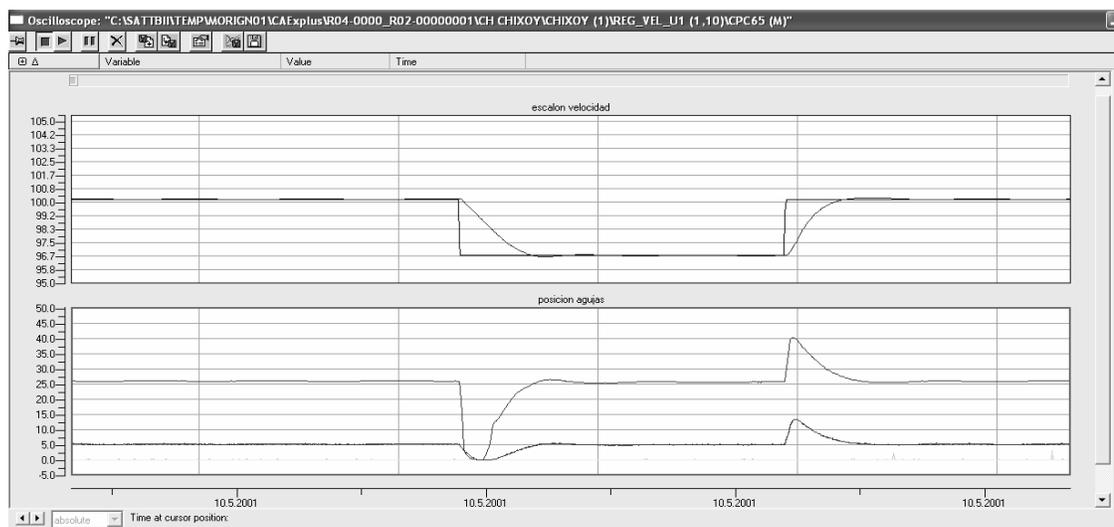
Figura 54. Aplicación de 2 Hz de escalón de velocidad y cálculo de sobrepaso y tiempo de estabilización



Fuente: elaboración propia, interface hombre máquina regulador de velocidad.

La respuesta del gobernador ante aplicación de escalones de velocidad, respecto de la respuesta de la parte mecánica y la respuesta digital, puede observarse algo que es común en este tipo de sistemas: la respuesta mecánica es en tiempo más lenta debido a que involucra partes en movimiento a través de presión de aceite y la condiciones donde se ubican los equipos.

Figura 55. **Comportamiento del gobernador en escalones de velocidad de 2 Hz**



Fuente: elaboración propia, interface hombre máquina regulador de velocidad.

Posterior a la revisión de los parámetros de ajuste, pruebas de controles y verificación de respuestas del gobernador, se procedió a realizar pruebas ante variaciones de frecuencia de los diferentes modos del gobernador de velocidad.

Los gobernadores de velocidad de la central poseen la aplicación para multiagujas para turbina Pelton de estructura paralela, la cual consiste en regulación de velocidad, flujo, potencia y de nivel de agua (lo posee opcional).

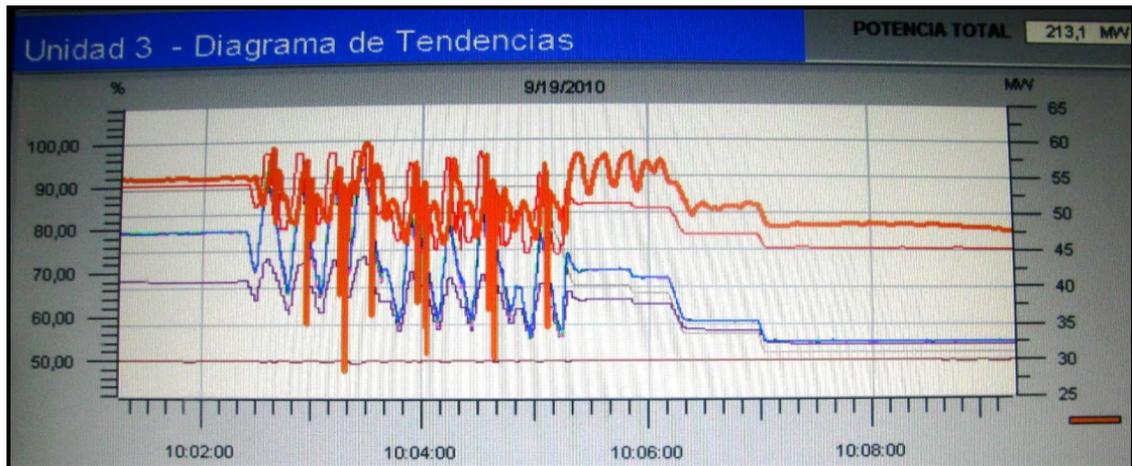
En cada caso, la señal asociada al modo de regulación es seleccionada y proporciona la señal de posición al circuito de posicionamiento.

Se realizaron diferentes pruebas con los modos de regulación del gobernador, pero en especial se observó el efecto que tiene el modo de velocidad, ya que de inicio se presentó una pérdida de carga llegando a 0 MW, lo que provocó oscilaciones en el resto de unidades, pero fue evidente la estabilización de la unidad ante variaciones de frecuencia.

La gráfica 55 muestra el comportamiento cuando el gobernador se encuentra operando en el modo de flujo previo a evento y/o variación de frecuencia (apertura Interconexión con El Salvador), la potencia es estable cerca de los 55 MW, pero cuando se cambió a modo de “flujo”, la potencia oscila alrededor de 25 MW en un tiempo de 3 minutos, aproximadamente, provocando variaciones en el resto de unidades y teniendo que limitar la unidad para amortiguar esta oscilación.

Esto se puede explicar a través del diagrama de bloques, como se puede ver en el control de flujo, ya que la retroalimentación en el punto suma, es la señal de flujo, por lo que ante una pérdida de potencia, el flujo cae a menos de 25% del nominal, de modo que el propio regulador intenta establecer la potencia a valores nominales, dando apertura a las agujas, causando un aumento de potencia; al volverse este fenómeno ciclo se forma el efecto llamado “oscilaciones electromecánicas”:

Figura 56. **Comportamiento de unidad 3, operando con el gobernador en modo de flujo**

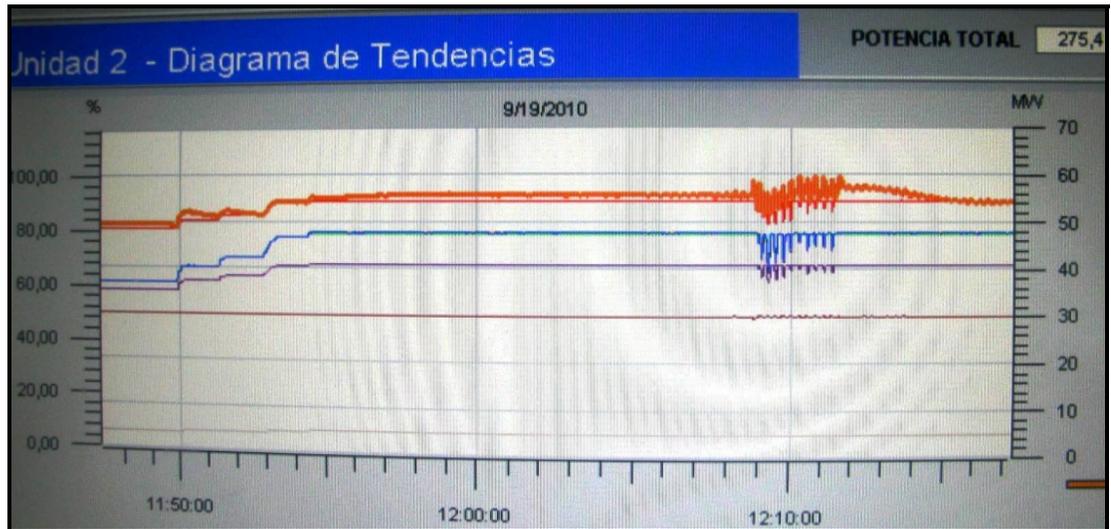


Fuente: elaboración propia, interface hombre máquina regulador de velocidad.

El comportamiento de gobernador en modo “potencia” es menos crítico que el de flujo, pero como se puede ver en la figura 57, la oscilación de potencia es del rango de 5 MW y aproximadamente dos minutos.

Al igual que el modo de “flujo”, la retroalimentación del modo de operación de “potencia” es la consigna de potencia, como lo demuestra el diagrama de bloques en el punto suma, lo que provoca que se limite la unidad (bloqueo del gobernador).

Figura 57. **Comportamiento de unidad 3, operando con el gobernador en modo de flujo**



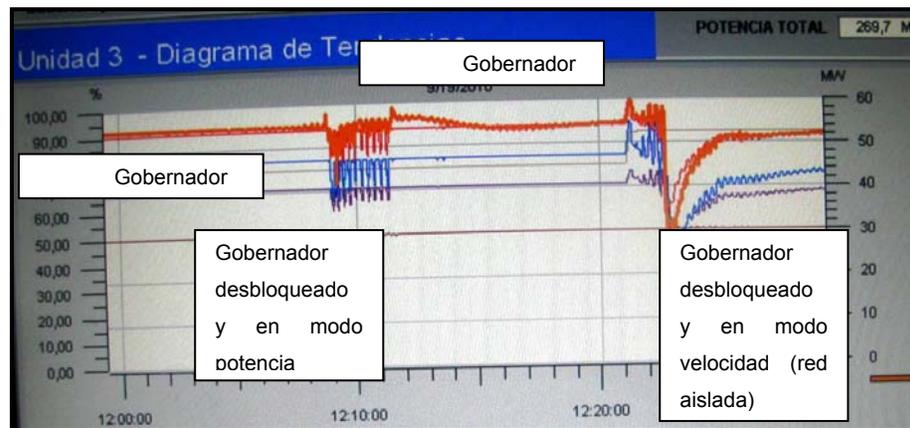
Fuente: elaboración propia, interface hombre máquina regulador de velocidad.

Al finalizar la pruebas con los modos de flujo y potencia y realizar ajustes de tiempos de apertura y cierre en el control de agujas y ajustar constantes de proporcionalidad en las agujas, se realizó un cierre de la interconexión con El Salvador, con los gobernadores bloqueados en las unidades; posterior al cierre se procedió a liberar cada uno de los gobernadores, lo que provocó que las unidades oscilaran ante las variaciones de frecuencia.

El problema de oscilaciones en las unidades persistía, por lo que con los gobernadores desbloqueados se procedió a conmutar en forma manual a modo de “operación aislada”, lo que inmediatamente provocó la pérdida de 55 MW, tal como se muestra en la figura 58, lo que provocó salidas de otras plantas en el sistema, debido a los considerables cambios de frecuencia.

El comportamiento de la pérdida de carga es explicable debido a que los límites de operación para red aislada se fijaron en 100%, que es la velocidad nominal (potencia = 0MW) y 103% (potencia = 100%), pero debido a que este control es manual, al momento de conmutar la referencia asignada como prioridad es 100%; por lo que la unidad tomó la consigna de 0 MW, pero como se puede observar al cambiar la consigna a 102.1%, la potencia subió nuevamente a 55 MW, pero estable y comportándose de manera coherente ante los cambios de frecuencia; esto quiere decir que cuando la frecuencia aumentaba, la potencia bajaba y viceversa.

Figura 58. **Comportamiento de unidad 3, operando con el gobernador en modo de velocidad**



Fuente: elaboración propia, interface hombre máquina regulador de velocidad.

El comportamiento estable es definido por el diagrama de bloques en el cual en el punto suma, las señales de retroalimentación son: la frecuencia del sistema y el estatismo aplicado al gobernador según norma establecida por AMM. Posterior a esta prueba se realizaron los cambios en el resto de unidades de forma controlada, bajando en primera instancia a 0 MW.

Ante la buena respuesta y amortiguamiento de las oscilaciones, se realizaron los cambios respectivos por parte de la empresa Andritz Hydro, para realizar la conmutación de este modo de operación en forma automática, y programando el modo como prioridad en el arranque de la unidad.

## **6.2. Resultados de ajustes de reguladoras de voltaje**

La central Chixoy cuenta con un regulador de tensión modelo RAV 1111, marca SEPAC, con fabricación en México; es un sistema diseñado para operar en generadores eléctricos de potencias desde algunos MW hasta 500 MW, no importando la característica del rotor del generador (excitación tipo BRUSHLESS o directa al rotor).

El sistema consta básicamente de un transformador de excitación que se conecta en derivación a la salida del generador, un gabinete que contiene la electrónica de regulación, el convertidor de potencia y los dispositivos auxiliares de medición TP's y TC's, así como la lógica remota de control.

El regulador automático de voltaje está formado de varios módulos funcionales, que entrelazados entre sí llevan a cabo las siguientes tareas en forma coordinada:

- Excitar el generador a partir del voltaje de baterías de la central, ajustando el voltaje del generador al valor nominal en forma controlada, en un tiempo mínimo.
- Rectificar en forma controlada el voltaje del transformador de excitación, para aplicarlo en el rotor del generador (automático) o la corriente de excitación (manual).

- Mantener al generador dentro de los límites normales de operación controlando la excitación sin salir de los límites de capacidad del generador.
- Estabilizar las condiciones dinámicas de los sistemas interconectados y participar en la amortiguación de oscilaciones y regulación de voltaje.
- Supervisar el estado funcional del regulador, tomando criterios de alarmas y disparo si las condiciones de operación son anormales.
- Preparar la transferencia automática del regulador de voltaje (canal automático) a regulación de corriente (canal manual) en caso de falla, posicionando el ángulo de disparo de los SCR'S (*thyristores*) en un solo punto, mediante un circuito seguidor.
- A través del estabilizador de potencia amortiguar oscilaciones electromecánicas, a través de inyectar una señal al punto suma del lazo de control principal.

Cuando se presenta una falla en el sistema eléctrico, esto provoca una disminución abrupta del voltaje en el regulador y la potencia eléctrica de salida. Esto provoca que el rotor se acelere incrementando su velocidad y desplazamiento angular. Dependiendo del tipo de falla, puede provocar pérdida de sincronismo; esto se explica cuando los sistemas no pierden sincronismo en la primera oscilación, lo que quiere decir que tiene la suficiente capacidad de respuesta para la contingencia, ante las condiciones de operación dadas.

Los ajustes realizados al regulador automático de voltaje tenían como objetivo principal que el sistema PSS (sistema de estabilización de potencia), funcionara correctamente, para lo cual se realizaron pruebas de escalón con un 10% del voltaje en terminales. Adicionalmente se verificaron los ajustes de cada una de las ganancias de los diferentes lazos de control del regulador. Debido al comportamiento de oscilaciones electromecánicas, se verificaron los límites operativos, máximo y mínimo de la curva de capacidad del generador.

Para poder determinar los ajustes óptimos para el regulador automático de voltaje, se realizaron las siguientes pruebas:

- Verificación y ajuste del rango del 90R (control de subir y bajar voltaje en terminales).
- Pruebas de escalón de 10% de voltaje, en terminales del generador aplicado al punto suma.
- Comprobación del amortiguamiento del regulador automático de voltaje, con carga y con actuación del PSS.

Para describir cada una de las pruebas aplicadas al regulador automático del voltaje, a continuación se describen las condiciones que se cumplieron para realizar las pruebas.

Se realizaron pruebas de variación de voltaje en terminales a través del 90R (control automático) con las siguientes condiciones: unidad rodando en vacío con interruptor de campo cerrado e interruptor de máquina abierto. A partir de estas condiciones se procedió a variar el 90R hacia arriba y hacia abajo, con incrementos de 0.5 kV, en los cuales la respuesta fue satisfactoria.

Posteriormente se realizaron pruebas de escalón de tensión de un 10%, para determinar los ajustes. Esta prueba sirve para efectuar pruebas de comportamiento dinámico, el regulador de voltaje dispone de un bloque funcional del tipo escalón formado por una referencia interna, ajustada en diferentes niveles por programación, escogida por un selector de datos, por un comando externo.

Esta función afecta directamente el punto suma, tanto del canal automático como del canal manual, cada vez que sea habilitada.

Mientras esté deshabilitada esta función, siempre aportará una señal de cero en el punto suma. El ajuste del valor del escalón puede ser fijado por una variable interna, teniendo posibilidad de efectuar escalones con diferentes niveles, así como polaridad positiva o negativa.

Es recomendable regresar a cero el valor de esta variable, una vez que se hayan terminado los ajustes con los escalones. Esta prueba permite comprobar el amortiguamiento que tiene el regulador de voltaje con carga y el efecto del PSS (sistema estabilizador de potencia).

Por último, la prueba final y por medio de la cual se determinó el comportamiento operativo del regulador automático de voltaje, fue trazar la curva de capacidad del generador.

En el anexo 1, se presenta el comportamiento de la unidad 1. La curva de capacidad muestra las zonas seguras de operación, los límites máximo y mínimo operativos y los límites de sobrecarga del generador.

### **6.3. Gráficas del comportamiento carga-velocidad**

Luego de determinar el comportamiento de los diferentes modos de operación del gobernador y encontrar la solución a corto plazo para amortiguar las oscilaciones provocadas por variaciones de frecuencia, dentro del sistema existen condiciones no deseables pero en un sistema tan complejo se presentan; como ejemplo se pueden mencionar: disparo de líneas de transmisión, salidas de generadores no programados y aumento y disminución de cargas súbitas, lo que provoca variaciones de frecuencia. En el caso de la central Chixoy, las unidades generadores aportan una gran ayuda al sistema amortiguando estos fenómenos, ya sea aportando o absorbiendo cierta potencia que demande el mismo.

Como resultado de las pruebas en el gobernador de velocidad, se determinó que el mejor modo de operación es “velocidad”, lo cual llevó a realizar cambios en la programación del gobernador y cambios físicos para habilitar los controles de control de potencia (subir/bajar); por lo que se realizaron pruebas con las cinco unidades de la central para ajustar el comportamiento de carga-velocidad del generador en forma ascendente y descendente. De igual manera, se realizó, verificó y graficó el comportamiento del deflector y las seis agujas.

### **6.4. Comportamiento estable de la central ante oscilaciones electromecánicas**

A continuación se realizará el análisis de evento: sistema nacional interconectado bajo disturbio debido a: disparo de interconexión Honduras-Nicaragua. Para lo cual la central Chixoy presentó un comportamiento estable ante un  $\Delta f = 0.98$  Hz.

Secuencia: a las 17:23 horas del sábado 25 de septiembre 2010 se presentó un fuerte disturbio en el sistema nacional interconectado, provocando, fuertes variaciones de frecuencia durante aproximadamente cinco minutos, con valores de 59.9 Hz hasta 60.88 Hz.

La central con cuatro unidades en operación, con gobernadores desbloqueados, aportando 40 MW. Debido al disturbio las unidades aportaron la generación perdida debido a los disparos de circuitos de 230 kV y generadores en el sistema, las unidades en promedio aportaron 16 MW por unidad.

#### **6.4.1. Comportamiento de las unidades**

Las figuras que se muestran a continuación presentan el comportamiento de las unidades 1, 2, 3, 4 y 5, ante el disturbio. Se puede observar que las primeras cuatro unidades aportan potencia luego de la variación de frecuencia, hasta un máximo de 55 MW por unidad; posteriormente, la frecuencia sube hasta 60.25 Hz y las unidades pierden potencia llegando a un punto mínimo estable.

Estas variaciones demuestran la amortiguación de las unidades de la central ante estas perturbaciones, luego de realizados los respectivos ajustes en el gobernador de velocidad (operando en modo velocidad) y el regulador automático de voltaje.

Figura 59. **Variación de frecuencia 60.88 - 59.9 Hz, amortiguamiento unidad 1**



Fuente: elaboración propia, interface hombre máquina regulador de velocidad.

Figura 60. **Variación de frecuencia 60.88 - 59.9 Hz, amortiguamiento unidad 2**



Fuente: elaboración propia, interface hombre máquina regulador de velocidad.

Figura 61. **Variación de frecuencia 60.88 - 59.9 Hz, amortiguamiento unidad 3**



Fuente: elaboración propia, interface hombre máquina regulador de velocidad.

Figura 62. **Variación de frecuencia 60.88 - 59.9 Hz, amortiguamiento unidad 4**



Fuente: elaboración propia, interface hombre máquina regulador de velocidad.

El comportamiento de la unidad 5 es bastante similar, aunque un poco inestable debido a que la unidad estaba en modo de condensador; se puede observar que cuando se conmuta a turbina automáticamente toma 50 MW y posteriormente amortigua la frecuencia y se comporta de igual manera que el resto de unidades.

Figura 63. **Variación de frecuencia 60.88 - 59.9 Hz, amortiguamiento unidad 5**



Fuente: elaboración propia, interface hombre máquina regulador de velocidad.

A continuación se presentan los resultados obtenidos al inicio de las oscilaciones electromecánicas y sobre los resultados obtenidos para resolver dicho problema:

**Tabla V. Resumen de maniobras en la cuales dieron origen al estudio de las oscilaciones electromecánicas**

Evento	Central y/o unidades	Condición del gobernador de Turbina /modo de operación.	Margen de MW		Variación de frecuencia Hz	Variación (perdida de potencia)
			Normal	Post-Contingencia		
1. Apertura Interconexión con México (inicio de pruebas)	Chixoy (conjunto)	Desbloqueado/ Potencia	210	147	60.13 – 59.95	30%
	Unidad 3	Desbloqueado/ Potencia	48	28		41%
	Unidad 1	Desbloqueado/ Potencia	42	27		35%
	Unidad 2	Desbloqueado/ Potencia	42	32		23%
2. Disparo Interconexión El Salvador Honduras	Chixoy (conjunto)	Desbloqueado/ Potencia	220	120	58.90 – 60.80	45%
	Unidad 5	Desbloqueado/ Potencia	48	28		42%
3. Apertura de la Interconexión con El Salvador	Chixoy (conjunto)	Bloqueado/Potencia	250	200	59.81 – 60.23	
	Unidad 1	Bloqueado/Potencia	45	35		22%
	Unidad 2	Bloqueado/Potencia	46	37		19%
	Unidad 3	Bloqueado/Potencia	46	37		19%
	Unidad 4	Bloqueado/Potencia	45	37		17%
	Unidad 5	Bloqueado/Potencia	50	30		40%

Fuente: elaboración propia.

**Tabla VI. Resumen de los resultados obtenidos durante los cambios de ajustes en el gobernador de las turbinas y los reguladores automáticos de voltaje**

Evento	Central y/o unidades	Condición del gobernador de Turbina /modo de operación.	Margen de MW		Variación de frecuencia	Variación (perdida de potencia)
			Normal	Post-Contingencia		
1. Apertura Interconexión Nicaragua-Costa Rica	Chixoy	Desbloqueado/Turbina	273	240	59.94 – 60.07	12%
	Unidad 3	Desbloqueado/Flujo	55	30	59.94 – 60.07	45%
	Unidad 1	Desbloqueado/Flujo	56	26		
	Unidad 4	Desbloqueado/Flujo	50	10		80%
	Unidad 5	Desbloqueado/Potencia	58	48		17%
	Unidad 2	Desbloqueado/Potencia	58	50		13%
2. Apertura Interconexión Guatemala-México	Unidad 5	Desbloqueado/Cambio a velocidad	55	0	59.75 -60.12	100%
	Unidad 5	Desbloqueado/ Velocidad (estable)	45	40		11%
	Unidad 1	Desbloqueado/ Velocidad (estable)	54	50		7%
	Unidad 2	Desbloqueado/ Velocidad (estable)	56	50		11%

Fuente: elaboración propia.

**Tabla VII. Resultados del comportamiento de las unidades generadoras en modo velocidad con los ajustes establecidos luego de realizadas las pruebas**

Evento	Central y/o unidades	Condición del gobernador de Turbina /modo de operación.	Margen de MW		Variación de frecuencia	Variación (perdida de potencia)
			Normal	Post-contingencia		
3. Consumo de Hornos (Guatemala aislada)	Chixoy	Desbloqueado/ Velocidad	273	260	60.34 – 59.78	4%
4. Cerrada Interconexión con El Salvador.	Chixoy	Desbloqueado/ Velocidad (aporte de regulación primaria)	273	280	59.85 -60.10	2%
5. Disparo de carga en el SNI		Desbloqueado/ Velocidad	273	253	60.22 – 59.9	7%
6. Disparo Interconexión Honduras Nicaragua	Unidad 1	Desbloqueado/ Velocidad	40	52	60.88 – 59.90	8%
Nota: Los aumentos y disminuciones de potencia, corresponden a la compensación de la frecuencia (aumento de frecuencia, disminución de potencia y viceversa). Lo importante es el comportamiento coherente de las unidades ante oscilaciones de potencia y disturbios en el sistema.	Unidad 2	Desbloqueado/Velocidad	40	54		25%
	Unidad 3	Desbloqueado/Velocidad	40	54		25%
	Unidad 4	Desbloqueado/Velocidad	40	54		25%
	Unidad 4	Desbloqueado/Velocidad	54	34		37%
	Unidad 3	Desbloqueado/Velocidad	54	35		35%
	Unidad 2	Desbloqueado/Velocidad	54	36		33%
	Unidad 1	Desbloqueado/Velocidad	54	40		25%

Fuente: elaboración propia.

### 6.5. Recomendaciones para el amortiguamiento de oscilaciones

En sistemas eléctricos de potencia se permite la generación de oscilaciones electromecánicas con bajas frecuencias, en el rango de 0.1 Hz a 0.6 Hz, previendo en cada rango operativo protecciones de baja y alta frecuencia, así como rangos de frecuencia para determinar el tipo de oscilación, ya sea local o entre áreas. Cuando ingresa una nueva central de generación al sistema o si una central existente ha sido repotenciada, como parte de los estudios de operatividad, de acuerdo con sus procedimientos normados, se debe mostrar que la nueva central no va a provocar efectos negativos sobre la dinámica del sistema eléctrico nacional interconectado.

En este escenario de revisión se plantea la necesidad de evaluar la robustez de los reguladores automáticos del voltaje (AVR), estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) y gobernadores de velocidad de turbina (ETR), del componente dinámico, frente a diversas condiciones probables de operación del sistema del cual forman parte. Para ello es necesario disponer de los modelos dinámicos de todos los componentes del sistema, poseer una herramienta de simulación apropiada y efectuar un gran número de simulaciones de análisis modal para identificar posibles problemas relacionados con los controladores de la central.

Estos problemas podrían ser provocados por una inadecuada selección de la lógica y tipo de controladores, por inapropiados ajustes durante la puesta en servicio. Lo cual, en este caso, es función del administrador del mercado mayorista, quien supervisa y controla a los diferentes participantes generadores que previo a realizar el cambio, deben cumplir con las normas establecidas.

Las centrales y el administrador del mercado, disponen de una metodología simple para pronosticar el comportamiento dinámico del conjunto generador-sistema de excitación y regulación de tensión-estabilizador de sistemas de potencia, operando en el sistema. En ese sentido, los indicadores del comportamiento dinámico deben poner en evidencia la estabilidad del conjunto ante todos los modos de oscilación que existan o puedan ser producidos en el sistema. Significa que este conjunto debe ser robusto en numerosas condiciones probables de operación y frente a una gama de modos de oscilación presentes en el sistema.

Para el problema de oscilaciones electromecánicas la central realizó los trabajos de ajuste de los controladores: gobernador de turbina y regulador automático de voltaje.

En el presente trabajo no se tenía definido el rango de oscilaciones electromecánicas de bajas frecuencias, las cuales se encontraban en el rango de 0.1 Hz a 1.0 Hz.

#### **6.6. Análisis de los modos de operación del regulador de velocidad**

El resultado de las pruebas en este caso, se puede definir como un método de prueba y corrección debido a que no se tenía certeza de los fenómenos ante las operaciones normales en el sistema, las cuales no deberían provocar variación considerable de frecuencia alguna, tampoco un comportamiento definido de las unidades generadoras.

El gobernador de velocidad TC1703 tiene la ventaja de operar en tres modos, los cuales, como objetivo principal, deben mejorar la eficiencia de los generadores y facilitar el manejo operativo.

Al final se descartan dos modos de operación: potencia y flujo, ya que ambos, según el diagrama de bloques tienen como retroalimentación la consigna de potencia en el punto suma del lazo de control, con la única ventaja que ante condiciones normales, las consignas de potencia se mantienen constantes, las cuales son realizadas por un teclado alfanumérico.

Derivado del análisis de los protocolos y las características del gobernador, se determinó que el modo “velocidad” es el más adecuado para las unidades de la Central Hidroeléctrica Chixoy, debido a que este modo cuenta con una retroalimentación tomada de la frecuencia del sistema que se inyecta directamente al punto suma.

Algo que es importante definir, es que los tres modos del gobernador son operables, pero debido a las condiciones del sistema nacional interconectado, por tener características de un sistema longitudinal y no estable debido a que tanto la demanda como la generación están muy cerca, las unidades deben funcionar bajo un sistema que opera cerca de sus límites, lo que lo hace vulnerable.

### **6.7. Gestión del plan de mantenimiento para mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas**

Posterior al análisis de los ajustes y pruebas realizadas a las unidades de la planta Chixoy, se propone un plan de mantenimiento para mantener estable la central y contribuir al amortiguamiento, tanto de oscilaciones como de disturbios, que se presenten en el sistema nacional interconectado (SIN).

Siendo uno de los componentes más importantes del control de velocidad, control de voltaje tanto para el generador y la turbina, anualmente es necesario realizar un correcto mantenimiento preventivo y correctivo, ya que después de 9 000 horas de servicio continuo, es necesario realizar ajustes; esto debido a las condiciones de temperatura, vibración, humedad, polvo y desgaste de los equipos.

#### **6.7.1. Regulador de turbina**

Debido a la importancia de los equipos se presenta un detalle de trabajos por realizar, los cuales se detallarán a continuación.

### **6.7.1.1. Gabinete regulador eléctrico TC 1703**

Como parte de la implementación del mantenimiento, debido a los ajustes realizados posterior a las oscilaciones, es necesario prevenir ciertos equipos, a fin de no tener problemas durante la operación constante. Por lo que a continuación se detallan los equipos a intervenir por parte de personal técnico de mantenimiento eléctrico y electrónico.

Actividades para mantener una operación adecuada a los parámetros establecidos:

- Limpieza de gabinete de forma interna y externa. Se requiere la limpieza del filtro de aire, el calentador de ambiente del gabinete y los equipos internos para retirar el polvo externo.
- Ajustar el voltaje de salida de las fuentes de alimentación a través del dial de ajuste a 125 Vdc; esto para poder realizar la prueba de carga a la fuente en el banco de prueba a través de resistencias, simulando la carga de 15 amperios.
- Retirar los módulos de entradas y salidas analógicas y módulos de entradas y salidas digitales, con el fin de limpiar el bus de alimentación en sus terminales de cobre; de la misma manera en los módulos para retirar sarro o polvo que esté presente. Respecto del funcionamiento, únicamente verificar que se mantenga en el ajuste que corresponda a la puesta en marcha del regulador, luego de la limpieza.

- Realizar reapriete de la tornillería de los relés de señales analógicas y digitales de entrada, bornera de campo con un destornillador bornero, para determinar que ningún cable esté suelto o presente mal contacto.
- Realizar reapriete de la tornillería de los interruptores principales de alimentación, iluminación, monitor y ventilador. Esto para evitar un sobrecalentamiento en operación y que el térmico actúe de forma errónea.
- Para el monitor de control local del regulador de velocidad proceder a limpiarlo con una paño húmedo para retirar el polvo. Después se debe realizar el respaldo de la información de alarmas, avisos, registros históricos, anualmente. Es necesario que al finalizar se realice un ajuste a la pantalla que es del tipo táctil.

#### **6.7.1.2. Regulador hidráulico de aceite**

El regulador hidráulico de aceite corresponde a la parte de mayor contacto con el aceite, debido a que el regulador hidráulico es un tanque que contiene el aceite que circula por las agujas (inyectores) y servomotor. En este sistema están instaladas las electroválvulas que dan apertura/cierre al servomotor y agujas, a través de presión de aceite en un rango de 34 a 37 bar. A continuación se detallan algunas de las actividades más importantes en el mantenimiento preventivo y correctivo de cada unidad generadora:

- Realizar la limpieza a través de los pozos de fugas de aceite de las 6 válvulas escalón, informando y corrigiendo si existen fugas en la tubería de presión de entrada, salida y fuga de la válvula. Adicionalmente, se

debe realizar la purga de aire correspondiente a través del manómetro de servicio.

- Verificar el ajuste del transductor de posición de indicación de apertura de la aguja; de ser necesario realizar la calibración de la siguiente manera: para la indicación 0% medir 4 mA y para 100% medir 20 mA, lo cual debe realizarse a través del monitor del regulador de velocidad.
- Realizar limpieza y ajustes del transductor de la válvula de distribución de presión de aceite hacia las válvulas y el servomotor; esto de acuerdo con los rangos de -10 a +10 mm. Es necesario desarmar la torre de las válvulas para realizar limpieza de los orificios por los cuales circula aceite, para descartar cualquier taponamiento por suciedad. Es necesario cambiar los dos filtros (principal y reserva) debido a que el aceite normalmente es filtrado o sustituido.
- Realizar la limpieza del servomotor, verificar posibles fugas de aceite. Realizar prueba de operación de apertura y cierre del servomotor. También debe realizarse la purga de aire correspondiente, a través del manómetro de servicio. Es necesaria la calibración del transductor de posición, ya que durante la operación, la rótula del cuerpo del transductor tiende a descalibrarse gradualmente.
- Purga de aire en sistema de aceite. Es importante al final un mantenimiento anual de cada máquina; antes del arranque, siempre asegurarse que las tuberías están exentas de aire. Se recomienda realizar varios movimientos en los servomotores, mientras se purga el sistema.

- Válvula proporcional: la calidad de limpieza del aceite con que trabajan los equipos es fundamental para su buen funcionamiento. Se recomienda asegurar que el aceite sea filtrado con 10 micrones absolutos para tener la seguridad que el pistón de la válvula escalón no se atore. En la parte eléctrica se recomienda verificar los niveles de tensión de acuerdo con los requerimientos del fabricante, para evitar daño en la tarjeta electrónica.
- Retroalimentación de posición: después de cada mantenimiento, revisar y asegurarse que todos los tornillos de sujeción estén bien apretados. Asegurarse que la ruta de deslizamiento del magneto transductor esté libre de polvo, ya que pueden interferir con su libre movimiento.
- Diafragmas. Los diafragmas instalados en las válvulas de escalón se encargan de los tiempos de cierre de las agujas en condición de falla de la electroválvula de mando. Para asegurar su buen funcionamiento, se deben activar previo a la parada de unidad en cada mantenimiento. Se debe realizar limpieza del solenoide, conexiones eléctricas, medición de aislamiento y/o cambio si es necesario.

### **6.7.1.3. Propuesta de mejora al gobernador de turbina**

Luego de realizados los ajustes y pruebas en la planta Chixoy, para resolver en gran medida la amortiguación de las oscilaciones, quedaron habilitados controles transitorios, por lo que se propusieron las siguientes mejoras para los gobernadores de velocidad:

- Habilitar en el software el modo velocidad; actualmente el cambio se realiza por medio de un selector.

- Modificar el software de los controles internamente (de aumentar y disminuir potencia); estos quedaron con un puente a través de subir y bajar potencia.
- Modificar el software para que el modo velocidad, opere en forma automática; en la fecha de la investigación se dejó en forma manual.
- Revisar y modificar el software para poder cambiar a cualquier modo de operación: flujo, potencia y velocidad; esto debido a que tarda más de 60 segundos en cambiar, de modo que lo que provoca es un rechazo de carga.
- Se recomienda suministro de medidores de caudal para las turbinas y sensores, para calcular la velocidad del líquido y el espesor de la tubería; esto para habilitarlo en el software, para los lazos de retroalimentación de los diferentes modos de operación.
- Es necesario habilitar el suministro medidores de caudal para habilitarlo en el software para los lazos de retroalimentación, en diferentes modos de operación.

### **6.7.2. Regulador automático de voltaje**

Como parte del correcto funcionamiento, este dependerá en cierta forma de un buen mantenimiento. A continuación se muestran los componentes principales a los cuales es necesario el mantenimiento anual.

### **6.7.2.1. Gabinetes de regulador de voltaje**

Se requiere la limpieza del panel de forma interior y exterior; esto debido a la contaminación del polvillo de carbón proveniente de la cámara de excitación. Es necesaria la limpieza de la instrumentación externa, la cual tiene los parámetros más importantes de visualización como: voltaje y corriente de excitación, potencia activa y reactiva y corrientes nominales de los puentes de tiristores.

### **6.7.2.2. Interruptor de campo 41 e interruptor auxiliar 31**

Se recomienda la limpieza de contactos principales con solvente dieléctrico; esto para retirar la presencia de polvo o sarro. Se deber realizar un reapriete de tornillería.

Realizar prueba de resistencia de contactos para determinar que el nivel a aislamiento sea el correcto. Posteriormente, realizar operaciones de apertura y cierre manualmente y a través de aplicar disparo manual.

Realizar limpieza y ajuste del interruptor auxiliar, debido a que al inicio del proceso de excitación, el interruptor 31 es el permisivo para el cierre del interruptor de campo 41.

### **6.7.2.3. Procesadores de comunicación y programadores lógicos de comunicación**

- Canales automáticos: verificar entrada y salida de señales, tanto digitales como analógicas, para cada uno de los mandos y lógica de

operación. Se requiere limpieza de los contactos con limpiacontactos y reapriete de tornillería en el bus de alimentación.

- Canales de respaldo: verificar las señales de entrada y salida de señales analógicas y digitales; se requiere supervisar la retroalimentación de las señales del canal automático; es importante verificar el relé que controla el pulso cardíaco de seguimiento.
- Realizar limpieza de las fuentes de alimentación principal y respaldo de forma interna y externa, así como verificar el ajuste fino de voltaje de +5 y -5 voltios. Es importante la limpieza en los ventiladores de las fuentes, para evitar calentamiento en operación continua.
- Realizar limpieza de los módulos (2) amplificadores de pulsos de forma interna y externa, debido a que son electrónicos; el punto más importante es la limpieza y correcto funcionamiento de los extractores de aire.
- Realizar limpieza del módulo de ráfaga de pulsos de forma interna y externa, debido a que son electrónicos.
- Realizar pruebas de escalón para verificar el correcto funcionamiento del estabilizador de potencia al efectuar el arranque posterior al mantenimiento. Estando la unidad en vacío aplicar un 10% de variación del voltaje nominal del generador (13.8kV).

#### **6.7.2.4. Propuesta de mejora al regulador automático de voltaje**

Posterior a la realización de los ajustes y pruebas en la planta Chixoy, para resolver el problema de oscilaciones quedaron cambios temporales, por lo que se propusieron las siguientes mejoras:

- Se requiere la implementación de un sistema remoto través de una estación de trabajo, dedicada para el control de las cinco unidades generadoras.
- Es necesario que se tenga control sobre: apertura y cierre de 31 y 41, control de subir y bajar el control automático y manual, de PSS, control local y remoto y sobre cambio de UCEP y UCER.
- Visualización en forma gráfica de cada uno de los parámetros: corriente y voltaje de excitación, corriente de cada puente rectificador, voltaje en terminales, potencia activa y reactiva del generador, totalizador de potencia activa y reactiva, balances de manual-auto y UCEP-UCER, alarmas, disparos, eventos e indicaciones.
- El software debe poseer el control de potencia reactiva de acuerdo con un factor de potencia requerido, con base en poder siempre entregar la máxima potencia activa.
- Se requiere la habilitación de un estabilizador de potencia (PSS) multibanda, para programar diferentes rangos de frecuencia ante disturbios en el sistema interconectado nacional (SIN).

## **6.8. Discusión del problema de oscilaciones electromecánicas posterior a los ajustes realizados en planta Chixoy**

Derivado del problema presentado en la planta hidroeléctrica sobre las oscilaciones electromecánicas, se realizaron varias pruebas para corregir dicho problema; en un inicio el problema tuvo efectos económicos, principalmente, debido a que en cada maniobra de desconexión, las unidades generadoras de la planta Chixoy tendían a excitar las consecuencias de las oscilaciones; esto provocaba que los operadores se dieran a la tarea de bajar generación considerablemente ante este tipo de disturbios.

La primeras maniobras realizadas para amortiguar las oscilaciones consistía en bloquear los gobernadores de turbina, lo que representaba bajar generación en un 30% (270 MW a 210 MW), con la desventaja que normalizar dependía de la brevedad con la que el operador lo realizara. La pérdida de potencia súbita por una o varias unidades complicaba la maniobra para la amortiguación, por lo que se tomó la decisión de que el bloqueo fuera permanente.

Posteriormente a estos eventos, iniciaron las reuniones con el AMM y personal técnico de la planta Chixoy para proponer soluciones técnicas al problema, desarrollando las siguientes actividades:

- Se realizó una bitácora de todos los eventos en los que se presentaron oscilaciones electromecánicas como: apertura de la Interconexión con México, apertura/cierre con la interconexión con El Salvador, disparo de interconexión Honduras-Nicaragua y disparo de líneas de transmisión de 230 KV.

- Se verificaron los ajustes de puesta en marcha de los reguladores de voltaje y velocidad, con personal técnico, para determinar diferencias de las habilitadas en 1983, y de los ajustes realizados en 2008, con los nuevos reguladores de velocidad.
- Se analizaron los registros gráficos adquiridos por parte de la planta Chixoy, para determinar los modos de oscilación y los rangos de frecuencia a los que las unidades generadoras estuvieron sometidas. Se realizaron comparaciones con registros en las líneas de 230 kV, proporcionadas por el AMM.
- Derivado de los problemas, se realizaron las gestiones para contratar a los proveedores de los reguladores de voltaje y de turbina. En este caso se presentaron ingenieros expertos en cada equipo: como algo adicional, un ingeniero de Costa Rica, experto en análisis de sistemas de potencia.

A continuación se describen cambios propuestos por cada uno de los fabricantes para dar solución y cambios para amortiguar las oscilaciones.

El fabricante del regulador automático de voltaje, marca SERPRO, S.A., de origen mexicano, se presentó y realizó las siguientes pruebas y cambios:

- Se verificaron los ajustes de MEL y OEL (limitadores de mínima y máxima excitación), para ajustar la curva de capacidad al máximo; valores de acuerdo con la capacidad del generador y lo requerido por el AMM.
- Se realizaron pruebas con el PSS, las cuales consistieron en aplicar un disturbio a la unidad para determinar si el PSS ayudaba en la

amortiguación de las oscilaciones. Luego de varias pruebas, se determinó que el amortiguamiento es pobre en rangos de baja frecuencia.

- Se ajustaron dos bandas de frecuencia en el PSS, una en canal automático y otra en canal de respaldo. La prueba consistió en habilitar el canal automático cuando se procedía a la apertura/cierre con las diferentes interconexiones; luego de realizadas las maniobras se habilitó el canal de respaldo.

El fabricante del Regulador Velocidad de la Turbina, ANDRITZ HYDRO S.A., de origen Mexicano se presentó y realizó las siguientes pruebas y cambios:

- Se realizaron pruebas de escalón de velocidad para determinar el ajuste de la banda muerta de frecuencia, y verificar que el generador operaba dentro los rangos establecidos por el AMM.
- Se realizaron pruebas en los diferentes modos de operación como: flujo, potencia y velocidad. Luego a partir de los resultados se determinó que en modo de potencia, las unidades tenían diferentes ajustes de respuesta; en modo de flujo, el resultado fue crítico ya que no existió amortiguamiento alguno. El modo de velocidad fue el que mejor resultados presentó, amortiguando perfectamente las oscilaciones en el sistema; para habilitar este modo se tuvieron que habitar varios relés de control y selector de funcionamiento, ya que originalmente debía funcionar de forma automática, lo cual no fue correcto.

Es importante indicar que la colaboración de ingenieros de las plantas SERPRO, S.A., y Andritz Hydro, ayudó a resolver dicho problema que es nuevo en el sistema nacional interconectado; es oportuno indicar que este fenómeno no desapareció pero sí fue controlado gracias a cada una de las aportaciones teóricas, técnicas y de experiencias en países vecinos.

Asimismo, para la planta hidroeléctrica Chixoy, el problema provocó cambios en la estructura operativa y de mantenimiento, ya que se realizaron las gestiones para contratar dos operadores de planta y un auxiliar; actualmente se tiene prevista la contratación de dos ingenieros para el desarrollo de la implementación del software MP9 de gestión de mantenimiento.

#### **6.9. Análisis del SNI ante oscilaciones electromecánicas**

A partir de las oscilaciones electromecánicas presentes, tanto en las unidades generadoras como en el sistema nacional interconectado (SIN) se realizaron procedimientos, pruebas y ajustes para disminuir estas, con la determinación de mantener estables los generadores de la planta Chixoy, así como el resto de generadores en el SIN.

Con base en la documentación de los protocolos de puesta en servicio, normas y reglamentos establecidos por el administrador del mercado mayorista (AMM), ajustes propuestos y análisis de resultados, se adecuaron los generadores según especificaciones técnicas, determinando así los valores de ajustes efectivos ante la problemática de las oscilaciones electromecánicas.

Ante los ajustes realizados para amortiguar las oscilaciones electromecánicas, estos cambios tuvieron un impacto significativo en la operación, derivado de los resultados de la investigación y cambios realizados en los gobernadores, tanto de velocidad como de voltaje.

Se mejoró en un 95% la disminución del problema, aunque es importante delimitar que las mejoras y cambios realizados ayudan a la amortiguación de las oscilaciones en las unidades generadoras de la planta Chixoy y el sistema nacional interconectado; considerando que se está ante la presencia de un sistema eléctrico dinámico, siempre hay un porcentaje de estas que no representan problema alguno para la operación del sistema.

Derivado de la investigación, se proyecta la gestión de un plan de mantenimiento específico para el gobernador de turbina y el regulador automático de voltaje, para contribuir con estabilidad ante oscilaciones electromecánicas a largo plazo de las unidades generadoras en planta Chixoy. Se hace énfasis en el mantenimiento preventivo ante la presencia de este problema, ya que las consecuencias pueden ser catastróficas.

#### **6.10. Implementación de estudios eléctricos**

Posteriormente a los cambios realizados en planta Chixoy, el administrador del mercado mayorista (AMM) efectuó un estudio a través de una empresa experta en análisis de sistemas de potencia, para lo cual realizaron un levantamiento de las plantas afectas durante las oscilaciones electromecánicas; esto con el objetivo de presentar soluciones alternas al problema, a través de software, para realizar una simulación del sistema nacional interconectado.

Los trabajos desarrollados tuvieron el siguiente alcance y contenido de investigación:

- Reconocimiento de los siguientes sitios de generación propuestos por el AMM:
  - Central hidroeléctrica Chixoy (5 unidades de 60 MW)
  - Central térmica, Puerto Quetzal Power (20 unidades de 5 MW)
  - Central térmica, Poliwatt (7 unidades de 17 MW)
  - Central térmica, Arizona (10 unidades de 16.4 MW)

Las visitas destinadas a estas instalaciones tuvieron los siguientes objetivos:

- Adquirir una adecuada apreciación de las características de la infraestructura de la central, máquinas motrices, fuentes primarias de energía, instalaciones eléctricas, generadores, transformadores, equipamiento de conexión, regulación, protección y control.
- Efectuar una recopilación de las informaciones básicas de cada emplazamiento. Recopilación y análisis de los estudios disponibles relacionados con los equipamientos de generación, sistemas de excitación y regulación de frecuencia/potencia. que sustentan los modelos recomendados por los fabricantes para su aplicación en estudios de sistemas de potencia
- A partir de las informaciones técnicas recopiladas, se formularán los modelos dinámicos aproximados para los generadores, sistemas de la central hidroeléctrica y las centrales termoeléctricas.

- Normalización de los modelos propuestos para cada central, según las recomendaciones del IEEE. Asimilación de las estructuras de control normalizadas a modelos del simulador PSS/E. Integración de los modelos a los entornos de simulación de Matlab y PSS/E, respectivamente.
- Análisis conceptual del problema de oscilaciones lentas en el SNI de Guatemala. Análisis crítico de la parametrización conforme a obra aplicada por los fabricantes de los sistemas de excitación y control de la máquina motriz.
- Verificación de la compatibilidad de las soluciones recomendadas para instrumentar los controles primarios frente a los requerimientos impuestos por el AGC (control automático de generación).
- Documentación del estudio del problema de oscilaciones lentas en el SNI, formulación de un diagnóstico y soluciones recomendadas para evitar la repetición de estos episodios.
- Propuesta de renovación tecnológica de los equipamientos de centrales eléctricas que están en operación. La revisión de las obligaciones y responsabilidades de los generadores en relación con el impacto que podrían causar sobre el SIN, y las modificaciones efectuadas en instalaciones que están en operación.

A partir de las propuestas realizadas por la empresa encargada de realizar el estudio eléctrico en el SIN, se realizaron las pruebas en la planta Chixoy, nuevamente con ajustes teóricos para los gobernadores de turbina y el regulador de voltaje.

Los resultados de las pruebas con los ajustes teóricos fueron efectivos para el gobernador de turbina; igual de efectivos que los realizados en planta Chixoy, anteriormente; caso contrario sucede en el regulador automático de voltaje, el cual respondió negativamente ante los cambios especialmente en el PSS.



## CONCLUSIONES

1. Se determinó que la excitación de las oscilaciones electromecánicas, causantes de oscilaciones de potencia en planta Chixoy, fueron por las siguientes causas: desajustes en los reguladores de turbina, selección errónea de modo de operación (potencia) y desajuste en el estabilizador de potencia.
2. De acuerdo con los eventos posteriores al surgimiento del origen de las oscilaciones, se encontró que en el sistema nacional interconectado existieron los siguientes modos de oscilación: modo interárea ante la apertura de la interconexión Guatemala-México, provocado por el desajuste de los gobernadores de turbina de la planta Chixoy, en un rango de 1 a 2 Hz y en menor medida el modo máquina sistema, con un rango de 0,1 a 1 Hz.
3. Tomando como base los resultados obtenidos en cada una de las pruebas realizadas, se determinaron las siguientes diferencias: el modo flujo tiene pobre amortiguamiento y teóricamente es usado para plantas en cascada; en modo potencia tiene un pobre amortiguamiento, esto debido a que es usado en centrales base para el control de frecuencia, y en modo velocidad tiene un aceptable amortiguamiento, aporta regulación primaria y se comporta de manera estable en condiciones estables y de disturbio.
4. Los estabilizadores se ajustan para que entreguen un amortiguamiento en las condiciones que se requiera una disminución a la amplitud de las

oscilaciones, introduciendo una señal adicional de torque eléctrico en fase, con las variaciones de velocidad. Cuando se presentaron oscilaciones máquina-sistema (unidades de sistema interconectado nacional, Guatemala aislada) se determinó que son poco efectivos, ya que el comportamiento de las unidades no tuvieron una respuesta coherente en potencia y amortiguamiento. Cuando se analizó en modo interárea (Guatemala-interconexiones México y/o El Salvador) el amortiguamiento fue apreciable; esto debido a que las cargas no varían con el voltaje, por lo que la respuesta fue positiva disminuyendo la amplitud de la oscilación.

5. De acuerdo con los ajustes y pruebas realizadas, se determinó que el rango máximo encontrado fue de 2.0 Hz, en modo velocidad, con gobernadores desbloqueados; esto a partir del disparo de la interconexión Honduras-Nicaragua y cerrada la interconexión Guatemala- Salvador. La respuesta de las unidades en la planta Chixoy tuvo únicamente una variación de 4 MW por unidad.
6. Debido al desajuste en los reguladores automáticos de voltaje en planta Chixoy, estos provocaron efectos desestabilizantes ante las oscilaciones electromecánicas, tomando en cuenta también que la central está interconectada por una línea de transmisión débil; por lo que posterior a las pruebas se determinó el mejor rango para las condiciones de la central.

## RECOMENDACIONES

1. Es conveniente realizar un estudio de amortiguamiento de las oscilaciones de baja frecuencia, usando en los modelos matemáticos para los generadores sincrónicos, sistemas de excitación, lazos de protección, sistemas de regulación de velocidad y potencia de las unidades de la planta hidroeléctrica Chixoy, que posteriormente sean aplicados al análisis del problema de oscilaciones lentas en el sistema nacional interconectado Guatemala.
2. Se sugiere realizar un estudio de estabilidad dinámico para el sistema nacional interconectado de Guatemala, para determinar los modos de oscilación que se presenten en forma creciente en el tiempo, en condiciones estables y de disturbio. Esto teniendo en cuenta las condiciones a las que el sistema constantemente está sometido como apertura/cierre de la interconexión con El Salvador y México.
3. Se recomienda solicitar al fabricante de los equipos de regulación de velocidad de turbinas, diseñar un control suplementario para que el gobernador de forma automática mejore el amortiguamiento de las oscilaciones, cuando se presenten condiciones de disturbio o cambios de frecuencia considerables que puedan provocar efectos de torsión en los ejes de las turbinas.
4. Se recomienda la implementación de estabilizadores de potencia multibanda, los cuales serán programados a diferentes rangos de frecuencia para ayudar al amortiguamiento de las oscilaciones, ya sea en

estado estable o de disturbio; esto debido a que el sistema opera de forma dinámica y en constante intercambio de potencia.

## BIBLIOGRAFÍA

1. AGUDELO, V.; PARRA, D. (2008). *Control de oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos de potencia, usando análisis modal*. México:Pereira. 2008.
2. AMM. (2010). *Informe pruebas Chixoy*. Documental, AMM, Guatemala.
3. \_\_\_\_\_. (2010). *Informe técnico*. Guatemala.
4. \_\_\_\_\_.(2012). *Determinacion de los criterios de calidad y niveles minimos de seguridad*. [en línea]. [www.amm.org.gt/marcolegal/normas/normasoperativas/](http://www.amm.org.gt/marcolegal/normas/normasoperativas/). [Consulta: noviembre de 2012].
5. \_\_\_\_\_. (noviembre de 2012). *Administrador de Mercado Mayorista*. [en línea]. Disponible en la Web: [http://www.amm.org.gt/pdfs/capacidad\\_instalada.pdf](http://www.amm.org.gt/pdfs/capacidad_instalada.pdf). [Consulta: noviembre de 2012].
6. Andritz Hydro, S. (2009). *Manual regulador de velocidad, TC1703*. México: Andritz Hydro, S.A. (Tomo I).
7. \_\_\_\_\_. (2009). *Manual de mantenimiento y operación del regulador de velocidad*. Tomo II, Sección 12.

8. \_\_\_\_\_. (2009). *Manual de operación y mantenimiento del TC1703*. México: AndritzHydro.
9. BOYLESTAD, R. L. (1998). *Análisis introductorio de circuitos*. 8a ed. México: Prentice Hall.
10. CANO, I. E. (30 de junio de 1987). *Montaje rodete-pretensado hidráulico de los pernos de acoplamiento*. Semanal, INDE-EGEE, Supervisión de mantenimiento mecánico, Quixal, San Cristóbal, Alta Verapaz, Guatemala.
11. CEJA, Roberto. (2010). *Informe sobre ajustes en reguladores de velocidad TC1703 y regulador de voltaje*. Informe técnico.
12. ETCEE. (2010). *Informe preliminar*. Disparo Interconexion El Salvador-Honduras, INDE, Protecciones.
13. FERRER, I. I. (Septiembre de 2010). *Pruebas de escalón de velocidad*. Guatemala.
14. FITZGERALD, A.E. (1980). *Teoría y análisis de las máquinas eléctricas*, 2a ed. España: Hispano Europea.
15. GÁMEZ, E. D. (1990). *Análisis de seguridad en estado estable*. Monterrey, N.L. México, México.
16. GRAINGER, John J. (s.f.). *Análisis de sistemas de potencia*. USA: McGrawHill.

17. IEC-308-1970. (s.f.). *Código internacional para pruebas de gobernadores de velocidad hidráulicos.*
18. IEEE-125-1977. (1977). IEEE-125-1977. *Prácticas para especificaciones de gobernadores de turbina de velocidad, de turbinas hidráulicas usadas para mover generadores eléctricos.*
19. INDE. (2011). *Chixoy, 25 aniversario.* (D. d. Corporativa, Ed.) *Electricidad*, 08,09.
20. \_\_\_\_\_. (2009). *Electricidad.* (O. O. INDE, Ed.) *14/2009*, 12,13.
21. \_\_\_\_\_. (2011). *Electricidad.* *23/2011*, 10,11.
22. INDE-EGEE. (06 de noviembre de 2012). *Generación 1985-2012.* Guatemala, Alta Verapaz, Guatemala.
23. \_\_\_\_\_. (2010). *Informe preliminar. Disparo de interconexión Honduras-El Salvador, Guatemala.*
24. Mayorista, A. d. (s.f.). Administrador de Mercado Mayorista. [en línea]. [www.amm.org.gt/marcolegal/normas/operativasycomerciales](http://www.amm.org.gt/marcolegal/normas/operativasycomerciales). [Consulta: noviembre de 2012].
25. Mitsubishi. (1978). *Instrucciones de servicio y mantenimiento* (Vol. 4B). Guatemala: consorcio LAMI.
26. NEXUS 1250. *Medidor de calidad de energía.* Guatemala, 2010.

27. PARSEICA. (1991). *Estabilidad dinámica en sistemas eléctricos de potencia*. México, Monterrey N.L: Garcia Editores. Banco Interamericano de Desarrollo.
28. PIRCHL, H. (1983). *Protocolo de puesta en marcha*. (LAMI-INDE, Ed.) Guatemala: Escher Wyss- Zurich, Technischer Berich.
29. PTC-29-1965, A. (s.f.). *Código estándar de pruebas para gobernadores de turbogeneradores hidráulicos*.
30. Sala de Mando, P. C. (2010). *Registros gráficos*. 1-5. Alta Verapaz, Guatemala.
31. SULZER, E. W. (1978). *Instrucciones de servicio*. Guatemala: Consorcio LAMI.
32. TOSHIBA. (1981). *Instrucciones de servicio* (Vol. Lote No. 5). (C. LAMI, Ed.) Guatemala: Toshiba.
33. *www.google.com*. (s.f.). *Interruptores Crompton*. [en línea]. <<http://www.geolocation.ws/v/P/48798865/interruptorescrompton/en>>. [Consulta: 8 de noviembre de 2012].
34. *www.google.com*. (s.f.). *Hidroeléctrica Chixoy*. [en línea]. <[www.google.com:http://www.geolocation.ws/v/P/46180930/hidroelctrica-chixoy-inde/en&docid=a8zDymET0O0Y-.>](http://www.geolocation.ws/v/P/46180930/hidroelctrica-chixoy-inde/en&docid=a8zDymET0O0Y-.) [Consulta: 8 de noviembre de 2012].

35. WIKIPEDIA. (s.f.). *Apagones eléctricos*. [en línea].  
<[http://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Especial:Libro&bookcmd=download&collection\\_id=8a29269ed68f978b&writer=rl&return\\_to=Anexo%3AApagones+el%C3%A9ctricos.>](http://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Especial:Libro&bookcmd=download&collection_id=8a29269ed68f978b&writer=rl&return_to=Anexo%3AApagones+el%C3%A9ctricos.>) [Consulta: 7 de noviembre de 2012].

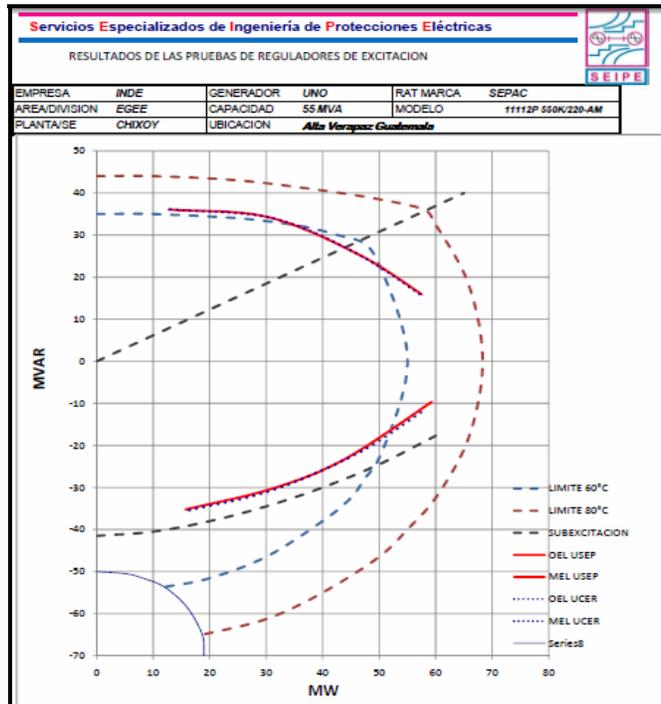


## ANEXOS

### Anexo 1. Curva de capacidad, unidad 1

La siguiente tabla muestra los valores límites y máximos para la operación del generador posterior a los ajustes realizados, debido al problema de las oscilaciones electromecánicas. Nota: la curva de capacidad es aplicable para los cinco generadores de la planta Chixoy.

#### Anexo 1a. Curva de capacidad



Fuente: Reporte de sintonización de regulador de voltaje.