Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica

DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA OBTENER MODELOS DE REGULADORES DE VELOCIDAD Y REGULADORES AUTOMATICOS DE TENSIÓN DE MÁQUINAS SINCRÓNICAS Y LA SINTONIZACIÓN ÓPTIMA DE CONTROLES APLICADO A MÁQUINAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Por:

Edwin Abarca Rivera
Óscar Sánchez Salazar
Carlos Sterling Aguilar

Ciudad Universitaria Rodrigo Facio
Julio de 2015

DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA OBTENER MODELOS DE REGULADORES DE VELOCIDAD Y REGULADORES AUTOMÁTICOS DE TENSIÓN DE MÁQUINAS SINCRÓNICAS Y LA SINTONIZACIÓN ÓPTIMA DE CONTROLES APLICADAS A MÁQUINAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Por:

Edwin Abarca Rivera

Óscar Sánchez Salazar

Carlos Sterling Aguilar

Sometido a la Escuela de Ingeniería Eléctrica
de la Facultad de Ingeniería
de la Universidad de Costa Rica
como requisito parcial para optar por el grado de:

LICENCIADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Aprobado por el Tribunal:

Ing. Gustavo Valverde Mora, DR.
Representante de la Dirección, Escuela de Ingeniería Eléctrica

Ing. Rolando Sancho Chaves, LIC.
Director, Comité Asesor

Ing. Ramón Montás Alfaro, LIC.
Miembro, Comité Asesor

Ing. Christian Rojas Rodríguez, LIC.
Miembro, Comité Asesor

Ing. Wagner Pineda Rodríguez, LIC.
Miembro del Tribunal

DEDICATORIA

A Dios, a nuestras familias y a las personas más allegadas por apoyarnos y motivarnos en todo momento para seguir adelante y lograr nuestras metas.

RECONOCIMIENTOS

Al Ingeniero Rolando Sancho Chaves por guiarnos en el desarrollo de este trabajo, su paciencia, sus consejos y tiempo fueron de gran valor para concluir este proyecto.

A la Ingeniera Anabelle Zaglul Fiatt, ya que nos apoyó en todo este tiempo, y nos facilitó los recursos necesarios para lograr cumplir con los objetivos de la investigación.

A los Ingenieros Donald Siles Granados, Jonathan Rodriguez Campos, y Helmut Rivera Lamsick, quienes son los expertos en el área de servicios auxiliares de las plantas de generación del ICE y nos brindaron su apoyo en todo momento en el trabajo de campo realizado.

A los Ingenieros Ramón Montas Alfaro, Christian Rojas Rodriguez, Wagner Pineda Rodriguez, y Gustavo Valverde Mora, por su revisión y recomendaciones valiosas aportadas a este documento.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS viii
ÍNDICE DE TABLAS xiv
NOMENCLATURA xvi
RESUMEN xvii
CAPÍTULO 1: Introducción 1
1.1 Objetivos 4
1.1.1 Objetivo general 4
1.1.2 Objetivos específicos 4
1.2 Metodología 5
CAPÍTULO 2: Desarrollo teórico 8
2.1 Principios de estabilidad en un sistema de potencia 8
2.1.1 Clasificación de la estabilidad 8
2.1.2 Estabilidad Angular 10
2.1.3 Estabilidad de Tensión y Colapso de Tensión 14
2.2 Sistemas de excitación 16
2.2.1 Elementos de un sistema de excitación 16
2.2.2 Sistemas de excitación estáticos 17
2.2.3 Rendimiento Dinámico 19
2.2.4 Modelado Matemático 24
2.2.5 Modelos de sistemas de excitación recomendados por la IEEE 29
2.2.6 Estabilizadores del sistema de Potencia 32
2.3 Regulador de velocidad y control de frecuencia 34
2.3.1 Control de Frecuencia 34
2.3.2 Componentes del sistema de regulación de velocidad en plantas hidroeléctricas 40
2.3.3 Reglas tradicionales de ajuste de gobernadores 49

2.4 Programa PSS®E 50

CAPÍTULO 3: Valores nominales y parámetros eléctricos de los generadores hidroeléctricos seleccionados en la investigación 58

CAPÍTULO 4: Metodología de validación de modelos matemáticos de sistema de regulación de velocidad y propuesta de ajuste de parámetros 60

4.1 Identificación de problemas de desempeño en regulación primaria de frecuencia 60

4.2 Obtención de modelos de gobernador con datos de fabricante y revisión de códigos fuente 64

4.3 Prueba de estatismo y validación de modelos matemáticos 70

4.4 Propuesta y criterios de ajuste para el sistema de regulación de velocidad 74

4.5 Desempeño de los generadores en regulación primaria de frecuencia y el impacto de la nueva propuesta de ajuste de parámetros en el desempeño de Costa Rica en regulación secundaria de potencia-frecuencia 86

CAPÍTULO 5: Metodología de validación de modelos matemáticos de sistema de regulación de tensión y propuesta de ajuste de parámetros ... 93

5.1 Obtención de modelos de AVR con datos del fabricante y pruebas de escalón para validación matemática 93

5.1.1 Planta hidroeléctrica Angostura 93

5.1.2 Planta hidroeléctrica Cachí 95

5.1.3 Planta Pirrís 96

5.1.4 Planta Arenal 98

5.2 Modelado matemático del sistema de excitación 99

5.2.1 Planta Angostura 100

5.2.2 Planta Cachí 102

5.2.3 Planta Pirrís 104

5.2.4 Planta Arenal 105

5.3 Propuesta y criterios de ajuste de los sistemas de regulación de tensión 108

5.4 Propuesta y criterios de ajuste para los estabilizadores de potencia 112

5.5 Estado de los trabajos desarrollados por el ICE en el tema de las oscilaciones electromecánicas y modelos de PSS 118

5.5.1 Modelos y estado de operación de los PSS de PH Angostura y PH Pirrís ... 118

5.5.2 Análisis de eventos de oscilaciones de potencia regionales 120

CAPÍTULO 6: Metodología para validación de parámetros de gobernadores y AVR en el programa PSS®E 124

6.1 Validación de modelos matemáticos alimentados con parámetros típicos y reales de los sistemas de control de frecuencia y tensión de máquinas del SEN 126

6.2 Evaluación del desempeño de los sistemas de control de frecuencia en la base de datos de PSS®E 130

6.3 Evaluación del desempeño de los sistemas de control de tensión en la base de datos de PSS®E 136

6.4 Evaluación en PSS®E de los parámetros de ajuste propuestos en la investigación para los sistemas de control de frecuencia y tensión 138

6.5 Validación de los modelos matemáticos con los resultados de las pruebas de campo luego de implementar los ajustes de la investigación 150

CAPÍTULO 7: Conclusiones y recomendaciones 152

7.1 Conclusiones 152

7.2 Recomendaciones 156

BIBLIOGRAFÍA 157

APÉNDICES 159

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Áreas de estudio de la estabilidad [11]. 10
Figura 2.2 Respuesta natural del generador para pequeñas perturbaciones: (a) con tensión de campo constante y (b) con control de excitación [11]. 12
Figura 2.3 Respuesta del ángulo del rotor ante una perturbación transitoria [11]..... 13
Figura 2.4 Diagrama funcional de un sistema de excitación [11]. 16
Figura 2.5 Diagrama representativo del sistema de excitación estático de fuente de potencial y rectificador controlado [11]. 19
Figura 2.6 Respuesta nominal de un sistema de excitación [7]..... 20
Figura 2.7 Respuesta típica en el tiempo ante una entrada escalón [7]. 21
Figura 2.8 Respuesta en frecuencia para un lazo abierto [7]..... 22
Figura 2.9 Respuesta en frecuencia para el lazo cerrado [7]. 22
Figura 2.10 Diagrama de bloques del Rectificador [11]. 25
Figura 2.11 Modelo del amplificador [11]. 26
Figura 2.12: Integrador con límites windup y non-windup [100]. 27
Figura 2.13: bloque con una constante con límites windup y non-windup [11]. 27
Figura 2.14 Compuertas LV y HV [11]..... 28
Figura 2.15 Modelo del compensador de carga y el transductor de tensión [11]..... 28
Figura 2.16 Estabilización por retroalimentación negativa [11]. 29
Figura 2.17 Modelo IEEE-ST1A [6]. 31
Figura 2.18 Diagrama de bloques de un PSS 32
Figura 2.19 Balance Carga-Generación y su impacto en la frecuencia [13]. 35
Figura 2.20. Evento de frecuencia en el sistema WECC de E.U.A que muestra la respuesta típica de frecuencia [13]. 36
Figura 2.21 Simulación de Matlab® que presenta la respuesta primaria de frecuencia (10 s. -70 s.) y la regulación secundaria de potencia-frecuencia de un AGC (a partir de los 70 s.), ante un evento de disparo de generación. 37
Figura 2.22. Respuesta típica de un sistema de potencia ante un evento de frecuencia, que muestra los tiempos de acción típicos de la regulación primaria y secundaria [8]. 37
Figura 2.23. Diagrama de bloques del control primario de frecuencia en un área de control [4]. 38
Figura 2.24. Principales componentes de una turbina Francis, vista transversal [4]..... 41
Figura 2.25. Principales componentes de una turbina pelton [4]. 42
Figura 2.26. Esquemático de un amplificador hidráulico [4]. 44
Figura 2.27. Esquemático de lazo de regulación de potencia-frecuencia en unidades de generación hidroeléctrica con turbinas Francis. 45
Figura 2.28. Aporte de potencia activa por variación de frecuencia para diferentes ajustes de caída de velocidad o estatismo [4]. 45

Figura 2.29. Diagrama de bloques de gobernador electro-hidráulico acelerométrico con compensación [11]..... 46
Figura 2.30. Diagrama de bloques de gobernador electro-hidráulico PID [11]. 48
Figura 2.31 Configuración de un sistema de potencia, identificando las partes que representan la carga en el punto de entrega en la barra de la subestación [11]. 51
Figura 2.32 Diagrama de flujo para simulaciones dinámicas [14]. 52
Figura 2.33 Módulo PSS®E para prueba de estatismo en un Gobernador [14]. 53
Figura 2.34 Módulo PSS®E para pruebas de escalón en vacío al AVR [14]. 53
Figura 2.35 Módulo PSS®E para prueba al cambio de la consigna de tensión del AVR [14]. 54
Figura 2.36 Diagrama bloques del modelo matemático de un gobernador HYGOV en PSS®E [14]. 54
Figura 2.37 Diagrama bloques del modelo matemático de un gobernador PIDGOV en PSS®E [14]. 56
Figura 2.38 Diagrama bloques del modelo matemático del sistema de excitación EXST1 en PSS®E [14]. 56
Figura 4.1. Respuesta de regulación primaria de la U3 de P.H. Angostura ante el evento del 23 de julio de 2012. 63
Figura 4.2. Respuesta de regulación primaria de la U3 de P.H. Angostura ante el evento del 16 de agosto de 2012. 64
Figura 4.3. Diagrama de bloques del lazo de regulación de potencia-frecuencia del gobernador de la unidad #3 de Angostura. 66
Figura 4.4 Diagrama esquemático del lazo de regulación de potencia-frecuencia del gobernador de las unidades #1 y #2 de Angostura U1, U2 y de las unidades #1, #2 y #3 Arenal. 69
Figura 4.5. Diagrama de bloques del Lazo de control de potencia-frecuencia que se utilizó para validar la prueba de estatismo de los gobernadores PID en Matlab®. 70
Figura 4.6. Comparación de la respuesta al escalón en la referencia de velocidad de Cachí U1 por simulación en Matlab® y prueba de campo con ganancia Kp=0.3. 72
Figura 4.7. Comparación de la respuesta al escalón en la referencia de velocidad de la unidad #1 de Cachí por simulación en Matlab® y prueba de campo con ganancia Kp=0.138. 72
Figura 4.8. Diagrama de bloques del Lazo de control de potencia-frecuencia que se utilizó para validar la prueba de estatismo de los gobernadores acelerométricos en Matlab®. 73
Figura 4.9 Comparación de la respuesta al escalón en la referencia de velocidad de Arenal U1 por simulación en Matlab® y prueba de campo. 73
Figura 4.10 Tendencia potencial que exhibe el parámetro D para poder obtener soluciones equivalentes en el programa PSS®E y Matlab® para la unidad #3 Angostura. 75
Figura 4.11. Comparación de la respuesta a una prueba de estatismo simulada en Matlab® con la respuesta obtenida en la misma prueba en PSS®E cuando se toma en cuenta los ajustes a los parámetros D y Tf. 76

Figura 4.12 Estructura del programa desarrollado en Matlab® para la determinación de los parámetros óptimos a instalar en los gobernadores del SEN..... 77
Figura 4.13 Comparación de soluciones brindadas por el programa de Matlab® para una respuesta del gobernador de Angostura U3 que cumple con un tiempo de levantamiento de 120 s..... 78
Figura 4.14 Oscilación de potencia Angostura U3, en modo de operación BREG del AGC luego de ser ajustado el gobernador según parámetros de la Tabla 4.5..... 81
Figura 4.15. Comparación de los resultados de la prueba de estatismo realizada en campo y los resultados de la prueba de estatismo en el modelo matemático de Matlab® con el ajuste actual de gobernador para las plantas: (a) Angostura, (b) Cachí, (c) Arenal y (d) Pirrís..... 84
Figura 4.16. Variación de la rampa para subir potencia activa en control local ante cambios en los parámetros de ajuste del gobernador: (a) Cachí y (b) Angostura..... 85
Figura 4.17. Desempeño de los generadores #2 y #3 de Angostura en regulación primaria para el evento de frecuencia del 12 de mayo de 2014 con los parámetros de gobernador ajustados de acuerdo a la metodología de la investigación..... 87
Figura 4.18. Desempeño de los generadores de Arenal en regulación primaria para el evento de frecuencia del 12 de mayo de 2014 con los parámetros de gobernador ajustados de acuerdo a la metodología de la investigación..... 88
Figura 4.19. Desempeño de los generadores de Cachí en regulación primaria para el evento de frecuencia del 12 de mayo de 2014 con los parámetros de gobernador ajustados de acuerdo a la metodología de la investigación..... 89
Figura 4.20. Desempeño de unidad #2 de Pirrís en regulación primaria para el evento de frecuencia del 12 de mayo de 2014 con los parámetros de gobernador originales..... 90
Figura 4.21 Desempeño del área de control de Costa Rica en regulación secundaria de potencia-frecuencia medido con el indicador mensual CPS1 para los años 2011 y 2014..... 91
Figura 4.22. Comportamiento horario del indicador CPS1 para el día 21 de julio de 2014 en los siguientes países que conforman el SER: (a) Costa Rica, (b) Nicaragua, (c) Panamá, (d) El Salvador, (e) Guatemala y (f) Honduras..... 92
Figura 5.1 Diagrama del controlador PI-D del AVR de generadores de Angostura..... 93
Figura 5.2 Prueba escalón en la referencia de tensión en vacío a Angostura U1..... 94
Figura 5.3 Prueba escalón en la referencia de tensión en vacío a Angostura U2..... 95
Figura 5.4 Diagrama del controlador PID, AVR Cachí U3..... 95
Figura 5.5 Prueba escalón en la referencia de tensión en vacío a Cachí U3..... 96
Figura 5.6 Diagrama del controlador PID, AVR planta Pirrís..... 97
Figura 5.7 Prueba escalón en la referencia de tensión en vacío a la planta Pirrís..... 98
Figura 5.8 Diagrama controlador, AVR PH Arenal..... 98
Figura 5.9 Prueba escalón en la referencia de tensión en vacío a la unidad #1 de Arenal..... 99
Figura 5.10 Modelado matemático del sistema de excitación Angostura U1..... 100
Figura 5.11 Validación de los modelos matemáticos del sistema de excitación de la unidad #1 Angostura con respecto a los resultados de las pruebas de campo..... 100
Figura 5.12 Modelado matemático del sistema de excitación la unidad #2 Angostura..... 101

Figura 5.13 Validación de los modelos matemáticos del sistema de excitación de la unidad #2 Angostura con respecto a los resultados de las pruebas de campo. 102
Figura 5.14 Modelado matemático del sistema de excitación la unidad #3 Cachí. 103
Figura 5.15 Validación de los modelos matemáticos del sistema de excitación de la unidad #3 Cachí con respecto a los resultados de las pruebas de campo. 103
Figura 5.16 Modelado matemático del sistema de excitación de la unidad #1 Pirrís. 104
Figura 5.17 Validación de los modelos matemáticos del sistema de excitación de la unidad #1 Pirrís con respecto a los resultados de las pruebas de campo. 104
Figura 5.18 Modelado matemático del sistema de excitación de la unidad #1 Arenal. 105
Figura 5.19 Validación de los modelos matemáticos del sistema de excitación de la unidad #1 Arenal con respecto a los resultados de las pruebas de campo. 106
Figura 5.20 Modelado matemático del sistema de excitación la unidad #3 Arenal U3. 106
Figura 5.21 Validación de los modelos matemáticos del sistema de excitación de la unidad #3 Arenal con respecto a los resultados de las pruebas de campo. 107
Figura 5.22 Modelo máquina-barra infinita. [1] 110
Figura 5.23 Señal de PSS actuando sobre la planta GEP(s). [1] 111
Figura 5.24: Modelo simple del generador-barra infinita. [1] 111
Figura 5.25: Máquina – barra infinita, PSS desactivado. 114
Figura 5.26 Comportamiento de la velocidad caso ejemplo. 114
Figura 5.27 Respuesta de la tensión terminal ante un cambio en el tensión de referencia. 115
Figura 5.28 Comportamiento de fase caso ejemplo. 115
Figura 5.29 Respuesta del generador con el PSS ajustado. 117
Figura 5.30 Comparación de la velocidad con el par eléctrico del PSS 118
Figura 5.31. Función de transferencia y parámetros fijos del PSS ELIN GMR3 del fabricante Andritz Hydro®. 119
Figura 5.32 Respuesta de los generadores 2 y 3 de PH Angostura ante el evento de oscilación de potencia del 28 de setiembre de 2013 121
Figura 5.32. Respuesta de los generadores 2 y 3 de PH Angostura ante el evento de oscilación de potencia del 23 de octubre de 2013. 122
Figura 5.33 Respuesta del generador #1 de PH Pirrís ante el evento del 23 de octubre de 2013. 123
Figura 6.1 Respuesta a la prueba de estatismo de PSS®E de la unidad #1 de planta Arenal. 127
Figura 6.2 Respuesta a la prueba de estatismo de PSS®E de la unidad #1 de planta Cachi. 128
Figura 6.3 Respuesta a la prueba de escalón en vacío del sistema de excitación para las siguientes plantas: (a) unidad #3 de Cachi, (b) unidad #1 de Angostura, (c) unidad #1 de Angostura, (d) unidad #1 de Arenal, (e) unidad #3 de Arenal y (f) unidad #1 de Pirrís. ... 129
Figura 6.4 Comparación de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 1 con los parámetros típicos y parámetros de campo para las

siguientes plantas (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1 133
Figura 6.5 Comparación de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 2 con los parámetros típicos y parámetros de campo para las siguientes plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1 134
Figura 6.6 Comparación de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 3 con los parámetros típicos y parámetros de campo para las siguientes plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1 135
Figura 6.7 Comparación de la respuesta con parámetros típicos y parámetros de campo ante un cambio a la consigna del tensión terminal de: (a) Cachi U3, (b) Angostura U1, (c) Angostura U2, (d) Arenal U1, (e) Arenal U2y (f) Pirrís U1. 137
Figura 6.8 Respuesta de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 1 con los parámetros propuestos según tablas 7.6 y 7.7 para las siguientes plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1. 139
Figura 6.9 respuesta de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 2 con los parámetros propuestos según tablas 7.6 y 7.7 para las siguientes plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1. 140
Figura 6.10 Respuesta de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 3 con los parámetros propuestos según tablas 7.6 y 7.7 siguientes plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1. 141
Figura 6.11 Respuesta de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 1 con los parámetros propuestos según tablas 7.8 y 7.9 para las siguientes plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1. 143
Figura 6.12 Respuesta de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 1 con los parámetros propuestos según tablas 7.8 y 7.9 con los controles de Pirrís inhibidos para las siguientes plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1 145
Figura 6.13 Respuesta de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 1 para las siguientes plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1 146
Figura 6.14 Respuesta de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 2 para las siguientes plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1 147
Figura 6.15 Respuesta de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 3 para las siguientes plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1 148
Figura 6.16 Comparación de la respuesta con parámetros de campo y parámetros propuestos ante un cambio a la consigna de tensión terminal de: (a) Angostura U1. 149

Figura 6.17 Respuesta prueba de estatismo de las plantas: (a) Angostura, (b) Cachi, y Arena, con los parámetros que resultaron de la investigación implementados. 150
Figura 6.18 Respuesta prueba de escalón en vacío al AVR de Angostura U1 151
Figura A2.1 Tendencia potencial que exhibe el parámetro D para poder obtener soluciones equivalentes en el programa PSS®E y Matlab® para Cachí U1 y U2. 161
Figura A2.2 Tendencia potencial que exhibe el parámetro D para poder obtener soluciones equivalentes en el programa PSS®E y Matlab® para Cachí U3 161
Figura A2.3 Tendencia potencial que exhibe el parámetro D para poder obtener soluciones equivalentes en el programa PSS®E y Matlab® para Pirrís U1 y U2. 162

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Valores aceptados de los índices de rendimiento que caracterizan a un buen control de retroalimentación sobre el desempeño del sistema. [7] 23

Tabla 2.2 Rango para los índices dinámicos de rendimiento de pequeña señal para los sistemas de control de excitación. [7] 24

Tabla 2.3 Modelo de Generador en el PSS®E según el tipo de rotor [14] 51

Tabla 2.4 Constantes asociadas al diagrama de bloques de la Figura 2.36. [14] 55

Tabla 2.5 Constantes asociadas al diagrama de bloques de la Figura 2.37 [14]. 57

Tabla 2.6 Constantes asociadas al diagrama de bloques de la Figura 2.38 [14]. 57

Tabla 3.1 Valores nominales de los generadores de la investigación 59

Tabla 3.2 Reactancias y constantes de tiempo de los generadores escogidos para la investigación 59

Tabla 4.1 Resumen de desempeño de regulación primaria de frecuencia de las unidades del SEN bajo estudio para los meses de junio, julio y noviembre de 2011 por medio del indicador mensual descrito en ecuación (4.1-3). 62

Tabla 4.2 Ajustes originales de gobernador leídos de los equipos de campo y características de planta para los generados escogidos en la investigación. 68

Tabla 4.3 Determinación del modelo potencial del parámetro D en función de los parámetros Kp y Ti del gobernador PI de la unidad #3 de Angostura, para lograr una respuesta similar a la obtenida en el programa PSS®E cuando se aplica una prueba de estatismo. 75

Tabla 4.4 Resultados posibles de parámetros del gobernador de Angostura U3 que brindan una respuesta de estatismo con tiempo de levantamiento de 120 segundos. 77

Tabla 4.5 Ajustes de gobernador para cumplir tiempo de levantamiento en prueba de estatismo de 120 segundos. 80

Tabla 5.1 Parámetros del regulador de tensión de las unidades de Angostura 93

Tabla 5.2 Detalle prueba escalón en la referencia de tensión en vacío a Angostura U1. 94

Tabla 5.3 Detalle prueba escalón en la referencia de tensión en vacío a la unidad #2 de Angostura 94

Tabla 5.4 Parámetros del regulador de tensión de Cachí U3 96

Tabla 5.5 Detalle prueba escalón en la referencia de tensión en vacío a Cachí U3. 96

Tabla 5.6 Parámetros de los reguladores de tensión de PH Pirrís 97

Tabla 5.7 Detalle de prueba escalón en la referencia de tensión en vacío a Pirrís U1. 97

Tabla 5.8 Parámetros de los reguladores de tensión de la U#1 y U#3 de Arenal..... 98
Tabla 5.9 Detalle de prueba escalón en la referencia de tensión en vacío a Arenal U3..... 98
Tabla 5.10 Criterios de desempeño a pequeña señal la unidad #1 Angostura..... 101
Tabla 5.11: Criterios de desempeño a pequeña señal de Angostura 2 102
Tabla 5.12 Criterios de desempeño a pequeña señal la unidad #3 Cachí..... 103
Tabla 5.13 Criterios de desempeño a pequeña señal de la unidad #1de Pirrís..... 105
Tabla 5.14 Criterios de desempeño a pequeña señal la unidad #3 Arenal 107
Tabla 5.15: Constantes del Modelo de la Figura 5.25. 113
Tabla 5.16. Parametrización de los PSS de las unidades de PH Pirrís y Angostura. 120
Tabla 6.1 Parámetros de campo, ajustados en PSS®E para un gobernador acelerométrico. 126
Tabla 6.2 Parámetros de campo, ajustados en PSS®E para un gobernador PID 126
Tabla 6.3 Valores ajustados PSS®E para el sistema de excitación..... 130
Tabla 6.4 Parámetros de campo, ajustados en PSS®E para un gobernador acelerométrico. 131
Tabla 6.5 Parámetros de campo, ajustados en PSS®E para un gobernador PID 131
Tabla 6.6 Parámetros propuesta 1, ajustados en PSS®E para un gobernador acelerométrico. 138
Tabla 6.7 Parámetros propuesta 1, ajustados en PSS®E para un gobernador PID 138
Tabla 6.8 Parámetros propuesta 2, ajustados en PSS®E para un gobernador acelerométrico. 142
Tabla 6.9 Parámetros propuesta 2, ajustados en PSS®E para un gobernador PID. 142
Tabla 6.10 Parámetros propuestos implementados en PSS®E para el sistema de excitación. 149
Tabla A1.1: Evaluación de indicador general de desempeño de la regulación primaria de frecuencia del parque de generación por evento de frecuencia. 159
Tabla A1.2: Evaluación de indicador mensual de desempeño de regulación primaria de frecuencia por unidad generadora..... 160

NOMENCLATURA

AVR:	Regulador automático de tensión.
CENCE:	Centro Nacional de Control de Energía
CIGRE:	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas
EOR:	Ente Operador Regional.
FEM:	Fuerza electromotriz.
FTLC:	Función de transferencia de lazo cerrado.
HVDC:	Corriente continua de alta tensión.
ICE:	Instituto Costarricense de Electricidad
IEEE:	Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos.
LTC:	Cambiador de derivaciones bajo carga.
MATLAB®:	Software de programación y simulación matemática.
MER:	Mercado Eléctrico Regional
MXL:	Limitador de excitación máxima.
NERC:	North American Electric Reliability Corporation
OEL:	Limitador de sobrexcitación.
PH	Planta Hidroeléctrica
PSS®E:	Simulador de Sistemas de Potencia para Ingenieros
PSS:	Estabilizador del sistema de potencia.
RMER:	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
SCADA:	Supervisión, control y adquisición de datos por sus siglas en ingles (Supervisory control and data acquisition)
SEN:	Sistema Eléctrico Nacional.
SER:	Sistema Eléctrico Regional.
STNG:	Soporte Técnico Negocio de Generación del ICE.
UEL:	Limitador de sub-excitación.

RESUMEN

El seminario propuesto, representa una investigación en el campo de los sistemas de control de frecuencia y tensión de los generadores hidroeléctricos del Sistema Eléctrico Nacional de Costa Rica (SEN). Se realizó una revisión del desempeño de los generadores eléctricos del ICE a partir de datos históricos registrados en el historiador de variables del SCADA/EMS del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE).

Se llevó a cabo una recopilación de la información disponible en campo de los sistemas de control a analizar y una investigación teórica para modelar matemáticamente dichos sistemas, lo que permitió identificar los parámetros con mayor influencia en la respuesta de los mismos. Se validaron los modelos matemáticos con desarrollos de programas y herramientas de los software Matlab® y PSS®E, comparando la respuesta de los modelos en simulación con los resultados obtenidos en pruebas de campo.

Uno de los resultados del seminario es que se logró modelar por primera vez en Centroamérica los gobernadores tipo PID y acelerométrico con parámetros de campo, así como hacer un uso pionero de la prueba de estatismo para caracterizar la respuesta dinámica de los gobernadores, definiendo su tiempo de levantamiento en la respuesta al escalón como el valor fundamental a evaluar para asegurar el adecuado desempeño en el sistema eléctrico.

En el tema de los reguladores automáticos de tensión (AVR), se logró realizar un modelado matemático completamente validado con las mediciones de las pruebas realizadas a los AVR instalados en campo.

En el tema de los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS), se investigó una metodología de ajuste para mejorar el amortiguamiento de los generadores mencionados en las oscilaciones electromecánicas regionales que se presentan en el SER, así como el estado actual de las implementaciones hechas en Costa Rica para colaborar en la solución de la problemática.

Se definió una metodología de ajuste óptimo de parámetros de control de los sistemas de regulación de frecuencia y tensión para generadores hidro-eléctricos. La metodología se aplicó específicamente a los generadores de las plantas Cachí, Angostura, Arenal y Pirrís por su desempeño estratégico en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). La metodología propuesta contempló la realidad técnica y comercial del Mercado Eléctrico Regional Centroamericano, lo cual es necesario para poder garantizar satisfacer la necesidad existente de una mejora en el desempeño de Costa Rica como área de control para así lograr el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño definidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

Los modelos matemáticos validados permitieron tener una base de datos regional más fidedigna al comportamiento real de los sistemas de control, y los ajustes implementados en campo de acuerdo a la metodología, se han traducido en mejoras sustanciales al desempeño de los generadores utilizados en la investigación. Además la metodología permitirá una mejora y actualización continua de la base de datos.

CAPÍTULO 1: Introducción

El sistema eléctrico de un país, es de suma importancia para el desarrollo económico y social del mismo, debido a que la fuente de energía eléctrica es de alta calidad. Una fuente de energía se denomina de alta calidad cuando tiene la capacidad de transformarse en otros tipos de energía. Es de esta manera que la energía eléctrica permite el desarrollo de la industria y del comercio por las formas diversas en que se puede aprovechar: calor, trabajo, luz, sonido, entre otras. Por otro lado, la energía eléctrica también brinda bienestar al ser humano automatizando procesos y logrando una minimización de los esfuerzos y tiempos que se dedican a ciertas actividades cotidianas. Es así como un sistema eléctrico opera de forma continua, crece y evoluciona con el objetivo de satisfacer una demanda también creciente de energía para atender las necesidades de los diferentes sectores: industrial, comercial, servicios y residencial.

Con el desarrollo tecnológico, la demanda de energía eléctrica ha sufrido cambios importantes. En un periodo corto de tiempo se pasó de generar energía eléctrica para abastecer iluminación pública, equipos sencillos de cocción y motores; a generar energía eléctrica para abastecer cargas cada vez más sofisticadas con el auge de la electrónica y actualmente de los sistemas de estado sólido. De esta forma, la exigencia en la calidad del servicio de la energía eléctrica es cada vez mayor debido a la sensibilidad que tienen los equipos electrónicos a la variación de tensión y la frecuencia. Por otro lado, la automatización de procesos industriales a gran escala y el desarrollo cotidiano de la sociedad a nivel comercial y de servicios obliga a los países a buscar los mecanismos necesarios para garantizar el suministro de la energía eléctrica con la menor cantidad de interrupciones posibles para cumplir con los estándares bajo los cuales los equipos son diseñados para operar. La exigencia que imponen los usuarios al tener acceso a una energía de calidad y a un suministro seguro y económico de la misma, asociada con la operación y planificación del sistema eléctrico, conlleva a que los países tomen la decisión de interconectarse con sistemas eléctricos vecinos y trabajen en el esquema de áreas de control. Esto permite conformar un sistema eléctrico de mayores dimensiones con

beneficios directos para los países que forman parte, como lo son comercializar energía entre áreas de control y contar con apoyo inercial ante eventos de emergencia típicos de sistemas eléctricos donde se produzca un desbalance entre la carga y la generación.

Para garantizar que la interconexión de áreas de control genera beneficios económicos y técnicos a todos los integrantes del sistema interconectado, es fundamental cumplir con criterios de calidad, seguridad y desempeño debidamente definidos en reglamentos y normas técnicas vinculantes. Estas reglamentaciones deben velar porque los integrantes operen sus sistemas eléctricos con calidad en las magnitudes eléctricas de tensión y la frecuencia, para lo cual en cada sistema eléctrico se deben considerar los siguientes aspectos:

a) Utilización de sistemas de protección debidamente coordinados para liberar de forma oportuna los cortocircuitos o condiciones de falla que puedan ocurrir en los elementos del sistema eléctrico.

b) Utilización de sistemas de control automático para mantener la estabilidad de los sistemas eléctricos y los niveles de calidad definidos por la empresa eléctrica o por la autoridad reguladora (control de tensión y la frecuencia).

c) Utilización de sistemas de control automático para mantener bajo control los programas de compra, venta o trasiego de energía acordados por las empresas eléctricas interconectadas al sistema eléctrico regional.

d) Optimización del uso de las fuentes de potencia activa y reactiva para minimizar los costos de operación del sistema eléctrico.

e) Mantener el sistema eléctrico operando de forma que se cumpla con Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, garantizando un servicio confiable al cliente final y evitar contingencias que causen un colapso parcial o total (un estado de cero tensión) del sistema.

f) Ante oscilaciones de baja frecuencia se deben ajustar estabilizadores de potencia que le aporten amortiguamiento a las máquinas para evitar oscilaciones inestables.

g) En la etapa de diseño y puesta en operación de nuevos generadores, verificar que los mismos cumplan con los requerimientos de estabilidad transitoria y dinámica.

Para cumplir con los incisos b) a g) es indispensable que los controles automáticos de frecuencia y tensión de máquinas sincrónicas estén debidamente ajustados para que aporten potencia activa y/o reactiva para sobrellevar cualquiera de estas situaciones manteniendo la operación estable del sistema.

Por esta razón, esta investigación hace énfasis en la obtención de modelos matemáticos con validación contra pruebas de campo de los sistemas de control de tensión y frecuencia, utilizando los programas Matlab® y PSS®E. Con esto se logrará mejorar sustancialmente la precisión de los estudios eléctricos dinámicos que se realizan actualmente en el país. Por otro lado, la investigación propone una metodología de ajuste de los sistemas de control de tensión y frecuencia para garantizar la operación estable del sistema eléctrico interconectado y el adecuado desempeño de los generadores en la prestación de estos servicios, los cuales son conocidos como servicios auxiliares.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo general

Definir una metodología para modelar y ajustar controles de generadores sincrónicos (reguladores de velocidad, de tensión y estabilizadores de potencia), para aplicarla en plantas del Sistema Eléctrico Nacional.

1.1.2 Objetivos específicos

Los objetivos específicos son los siguientes:

a) Evaluar eventos ocurridos en el Sistema Eléctrico Nacional para identificar problemas con controles de los generadores del Instituto Costarricense de Electricidad.

b) Realizar una revisión bibliográfica sobre modelado y sintonización de controles de generadores sincrónicos.

c) Definir y recopilar la información necesaria para la sintonización de los controles en los generadores hidroeléctricas del ICE, específicamente de las plantas Angostura, Cachí, Pirris y Arenal.

d) Desarrollar modelos matemáticos en Matlab® de controles de máquinas a partir de la recopilación de la información obtenida en las plantas, además de pruebas de campo.

e) Investigación para integrar en la base de datos Regional de PSS®E los modelos identificados y ajustados.

f) Verificación de los modelos realizando simulaciones con el SER y con islas eléctricas.

1.2 Metodología

El plan de trabajo se estructuró identificando tres áreas de trabajo separadas, cuyos resultados son necesarios para realizar tareas de análisis y desarrollo en grupo. Las tres áreas de trabajo y las funciones que se debieron realizar en cada área se definen a continuación:

a) Área de trabajo 1:

Investigación exhaustiva teórica y en plantas del ICE para obtener y ajustar modelos de reguladores automáticos de velocidad. Los principales resultados que se obtuvieron de esta área de trabajo son los siguientes:

i. Análisis de eventos para identificación de máquinas en las cuales el control automático de velocidad opera en forma incorrecta.
ii. Desarrollo de una metodología para obtener el modelo del control automático de velocidad en la planta y/o identificando el modelo en Matlab®.
iii. Revisión de especificaciones de fabricante, creación de bases de datos y pruebas de campo referentes a controles automáticos de velocidad.
iv. Sintonización adecuada para que los reguladores automáticos de velocidad cumplan con criterios de estabilidad, tanto en sistemas altamente inerciales como sistemas de baja inercia.

b) Área de trabajo 2:

Investigación exhaustiva teórica y en plantas del ICE para obtener y ajustar modelos de reguladores automáticos de tensión. Los principales resultados que se obtuvieron de esta área de trabajo son los siguientes:

i. Análisis de eventos para identificación de máquinas en las cuales el control automático de tensión opera en forma incorrecta.
ii. Desarrollo de una metodología para obtener el modelo del control automático de tensión en la planta y/o identificando el modelo en Matlab®.

iii. Revisión de especificaciones de fabricante, creación de bases de datos y pruebas de campo referentes a controles automáticos de tensión.
iv. Sintonización adecuada para que los reguladores automáticos de tensión cumplan con criterios de estabilidad, tanto en operación en vacío del generador, como en operación del generador con carga.

c) Área de trabajo 3:

Esta área tiene dos funciones:

c.1 Integrar en la base de datos del SER en formato del software PSS®E los modelos desarrollados por las áreas de trabajo 1 y 2. Los resultados que se obtuvieron en esta etapa son:

i. Recrear eventos para verificar problemas con controles de generación integrados en la base de datos del SER en formato del software PSS®E.
ii. Investigar la forma de integrar nuevos modelos de controles automáticos de generación en la base de datos regional.
iii. Verificar el correcto comportamiento de la parametrización de los controles automáticos de velocidad y tensión identificadas y sintonizadas por las áreas de trabajo 1 y 2. Esta verificación se realizará con el SER desconectado del Sistema Eléctrico de México y Costa Rica aislado del SER.
iv. Integrar la base de datos de controles de generación. Esta tiene tres partes: datos crudos de campo, base de datos en formato del software PSS®E y base de datos en formato del MATLAB®.

c.2 Integrar en la base de datos del SER en formato del software PSS®E los modelos desarrollados por las áreas de trabajo 1 y 2. Los resultados que se obtendrán en esta etapa son:

i. Análisis de eventos para Identificar máquinas del ICE que participan en oscilaciones de potencia de baja frecuencia con la plataforma de medidores fasoriales.

ii. Definir una metodología de ajuste de estabilizadores de potencia.

Los resultados obtenidos en estas tres áreas de trabajo, convergieron para desarrollar las siguientes actividades grupales: aprobación de la sintonización de controles automáticos de generación y de tensión; el desarrollo de una base de datos fácil de manipular y la definición de una metodología para el modelado y sintonización de controles automáticos de generación y de tensión.

Por lo anterior en cada etapa cronológica del seminario, las tres áreas de trabajo se debieron estar pasando información ya que todos los resultados son vinculantes y dependientes para alcanzar el objetivo de la investigación.

CAPÍTULO 2: Desarrollo teórico

2.1 Principios de estabilidad en un sistema de potencia

Según Kundur [11], "la estabilidad del sistema de potencia puede definirse como la capacidad del sistema de potencia de permanecer en un punto de equilibrio bajo condiciones de operación normales, y que después de ser sometido a una perturbación logre alcanzar otro punto de equilibrio aceptable".

2.1.1 Clasificación de la estabilidad

La estabilidad de un sistema de potencia es un solo problema, sin embargo, es impráctico estudiarlo como tal. La inestabilidad de los sistemas de potencia puede tomar diferentes formas y puede ser influenciado por una gran cantidad de factores.

En términos generales la estabilidad de un sistema de potencia se puede analizar partiendo de las siguientes consideraciones [10]:

1. La naturaleza física del modo resultante de la inestabilidad.
2. El tamaño de la perturbación
3. Los dispositivos, procesos y el lapso de tiempo en que se está evaluando la estabilidad.

A partir de estas consideraciones, la estabilidad se puede clasificar según el fenómeno asociado:

a) Estabilidad de ángulo de rotor: es la habilidad de las máquinas síncronas que operan interconectadas en un sistema de potencia de permanecer en sincronismo. A su vez, la estabilidad angular se puede dividir en dos subcategorías:

   - ✓ Estabilidad de pequeña señal
   - ✓ Estabilidad transitoria

b) Estabilidad de tensión y colapso de tensión: es la capacidad de un sistema de potencia de mantener estable y en un valor aceptable la tensión de todas las barras en el sistema en condiciones de operación normal, y después de ser sometido a una perturbación.

c) Estabilidad de Frecuencia: se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener la frecuencia cercana a su valor nominal después de una perturbación del sistema, que provocó un desequilibrio entre la generación y la carga.

La clasificación de los problemas de inestabilidad en categorías apropiadas ha facilitado la identificación de los factores principales que contribuyen a este problema, y a la formulación de métodos para mejorar la operación estable, en la Figura 2.3 se muestra un esquema de cómo están resumidas las diferentes áreas de estudio de estabilidad.

Para evaluar la estabilidad de un sistema, es necesario conocer el comportamiento del mismo ante una perturbación transitoria, la perturbación puede ser pequeña o grande. Las perturbaciones pequeñas se presentan como cambios de carga que ocurren continuamente en el sistema. El sistema debe tener la capacidad de operar satisfactoriamente bajo estas condiciones y satisfacer con éxito la demanda.

Por otro lado, las perturbaciones grandes son de una naturaleza más severa, como cortocircuitos en las líneas de transmisión, pérdidas grandes de generación o de carga, o pérdidas de las líneas de interconexión. La respuesta del sistema a una de estas perturbaciones involucra a varios equipos, por ejemplo: un cortocircuito que es liberado por las protecciones, causará variaciones en las transferencias de potencia, en la velocidad del rotor de la máquina y en las tensiones de las barras; a su vez las variaciones de tensión provocaran la acción de los reguladores de tensión de los generadores y del sistema de transmisión, por otro lado las variaciones de velocidad provocarán la acción de los gobernadores, etc.

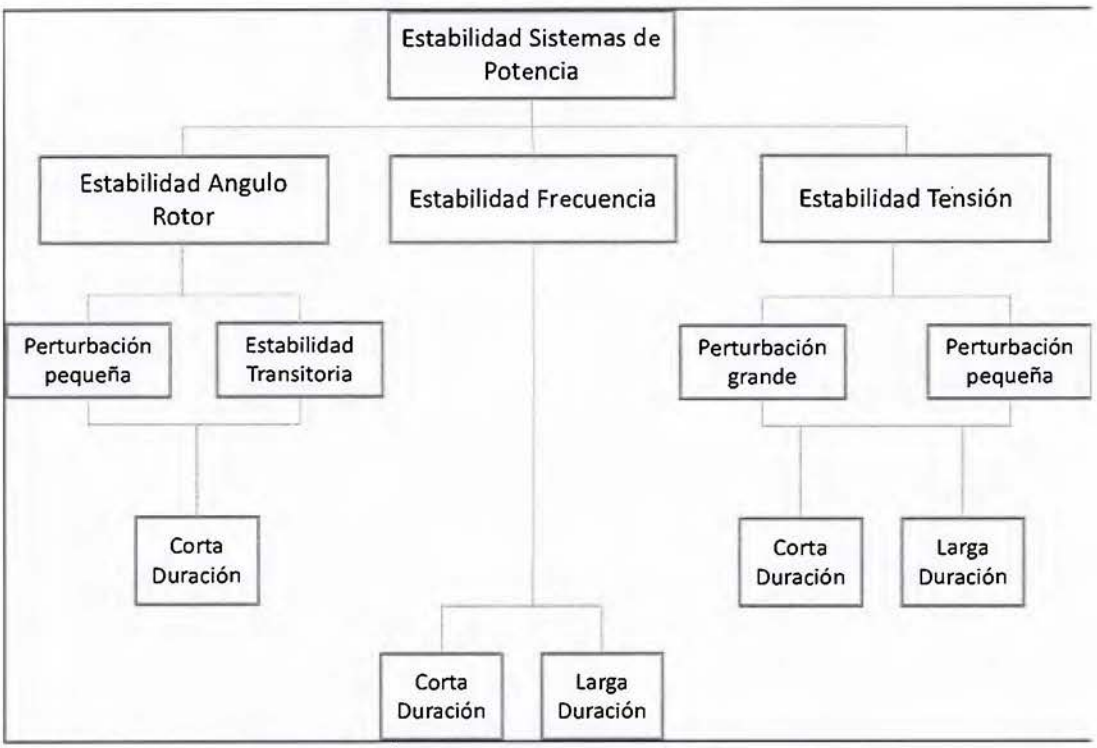


Figura 2.1 Áreas de estudio de la estabilidad [11].

2.1.2 Estabilidad Angular

Según Kundur [11], "La estabilidad angular es la habilidad de las máquinas sincrónicas interconectadas en un sistema de potencia de permanecer en sincronismo". El problema de estabilidad involucra el estudio de oscilaciones electromecánicas inherentes en un sistema de potencia. Un factor fundamental en este problema es la manera en la cual la potencia de salida de la máquina sincrónica varía con las oscilaciones del rotor.

Por conveniencia el estudio del fenómeno de estabilidad angular se divide en dos categorías:

a) Estabilidad de pequeña señal (o estabilidad de pequeña perturbación): es la habilidad del sistema de potencia de mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones, tal y como lo menciona Kundur [11]. Las perturbaciones ocurren continuamente en el sistema debido a las pequeñas variaciones en la carga o en la

generación. Se considera que las perturbaciones son lo suficientemente pequeñas como para poder linealizar las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento del sistema y utilizarlas para propósitos de análisis. La inestabilidad se puede presentar en dos formas, en una se da un incremento constante en el ángulo del rotor debido a que no hay suficiente par de sincronismo, en la otra se da un crecimiento continuo en la amplitud de las oscilaciones del rotor debido a que no hay suficiente par de amortiguamiento.

La respuesta del sistema hacia pequeñas perturbaciones depende de un gran número de factores, tales como el punto de operación inicial, de la robustez del sistema de transmisión y del tipo de controles usados en el sistema de excitación del generador. Para un generador conectado radialmente a un gran sistema de potencia, en ausencia del AVR (tensión de campo constante), la inestabilidad es debido al poco par de sincronismo. Esto resulta en una inestabilidad del modo no oscilatoria, tal como se muestra en la Figura 2.1(a).

Con la presencia del AVR, la inestabilidad del sistema se debería al poco par de amortiguamiento, la inestabilidad se presentaría a través de oscilaciones con amplitud creciente. La Figura 2.1 (b) muestra el tipo de respuesta de un generador con el AVR funcionando.

En la actualidad, prácticamente en todos los sistemas de potencia la mayoría de los problemas de estabilidad de pequeña señal, se deben al poco amortiguamiento de las oscilaciones.

Según la referencia [2], los tipos de oscilaciones que son de preocupación se enlistan a continuación:

- Oscilaciones locales: ocurre cuando unidades generadoras remotas se conectan a un sistema relativamente grande a través de líneas débiles, la frecuencia natural típica de este modo de oscilación se encuentra entre 0,8 a 1,8 Hz.

- Oscilaciones entre áreas: ocurre cuando se conectan dos grandes áreas eléctricas por medio de un enlace débil, la frecuencia natural típica de este modo de oscilación se encuentra entre 0,2 a 0,8 Hz.

- Oscilaciones inter-planta: se presentan cuando las oscilaciones ocurren entre unidades de una misma planta y son consecuencia de sus controles más que una inestabilidad en la transmisión de potencia, la frecuencia natural típica de este modo de oscilación se encuentra entre 1,5 y 2,5 Hz.

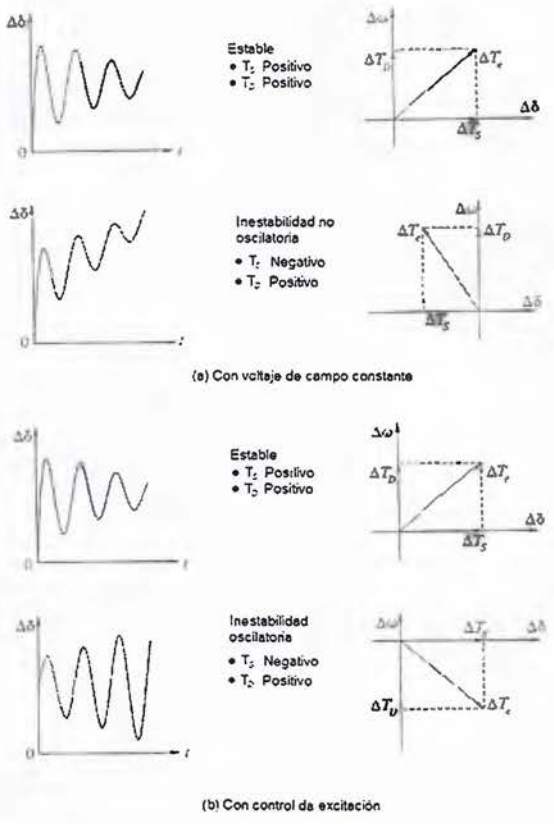


Figura 2.2 Respuesta natural del generador para pequeñas perturbaciones: (a) con tensión de campo constante y (b) con control de excitación [11].

b) Estabilidad transitoria: es la habilidad del sistema de potencia de mantener el sincronismo ante una perturbación transitoria severa. La respuesta del sistema involucra grandes desplazamientos del ángulo del rotor del generador, y está influenciado por la relación no-lineal del ángulo de potencia. La estabilidad depende tanto de la condición inicial del sistema como de la severidad de la perturbación. Usualmente después de la falla, el sistema alcanza un nuevo estado de operación diferente al que tenía antes de la falla.

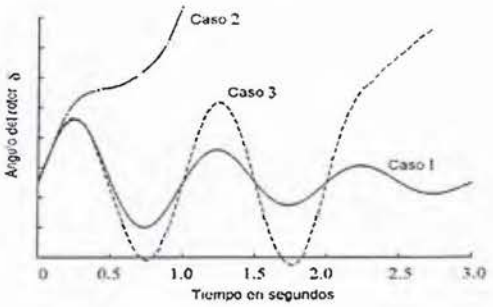


Figura 2.3 Respuesta del ángulo del rotor ante una perturbación transitoria [11].

La Figura 2.2 ilustra el comportamiento de una máquina sincrónica para situaciones estables e inestables. En el caso 1 se muestra la respuesta del ángulo del rotor para una condición estable, y los casos 2 y 3 muestran la respuesta del ángulo del rotor para condiciones inestables. De igual forma en el caso 1 se muestra que el ángulo se incrementa hasta un máximo, luego empieza a decrecer de manera oscilatoria hasta alcanzar el estado estable, en el caso 2 el ángulo tiene un incremento sostenido hasta perder el sincronismo. Esta forma de inestabilidad recibe el nombre de inestabilidad de primera oscilación y es causada por no haber suficiente par de sincronismo. En el caso 3 el sistema es estable en la primera oscilación, pero se vuelve inestable cuando se alcanza el estado final. Esta forma de inestabilidad generalmente ocurre cuando después de una falla, se alcanza una condición de estado estable, que a su vez es inestable a pequeña señal. En grandes sistemas de potencia la inestabilidad transitoria no siempre ocurre como la inestabilidad de primera oscilación, si no que puede ser el resultado de la superposición de varios modos de oscilación, causando grandes desplazamientos del ángulo del rotor más allá de la primera oscilación.

En el análisis de la estabilidad transitoria, el periodo de estudio de interés está usualmente limitado de 3 a 5 segundos después de la perturbación, sin embargo se puede extender alrededor de los 10 segundos para sistemas muy grandes cuyo modo de oscilación dominante sea el modo inter-área.

El término estabilidad dinámica ha sido ampliamente usado en la literatura como una categoría de la estabilidad angular, por ejemplo en América del Norte se ha utilizado para denotar la estabilidad en pequeña señal en presencia de controladores automáticos, mientras que en Francia y Alemania se ha utilizado del mismo modo en el que aquí se ha definido la estabilidad transitoria. Debido a que este término tiene varias definiciones, su uso ha provocado confusión, por lo tanto la IEEE y la CICGRE recomiendan no usar este término.

2.1.3 Estabilidad de Tensión y Colapso de Tensión

Según Kundur [11], la estabilidad de tensión es la capacidad de un sistema de potencia de mantener estable y en un valor aceptable la tensión de todas las barras en el sistema en condiciones de operación normal, y después de ser sometido a una perturbación.

Un sistema de potencia se dice inestable de tensión cuando la demanda excede la capacidad del sistema de transmisión y generación de suplir dicha carga [Van Cutsem & Vournas], lo que conlleva a una caída progresiva e incontrolable de la tensión. Por esta razón la inestabilidad de tensión también se le conoce como inestabilidad de carga. El principal factor que causa esta inestabilidad es cuando la demanda de potencia reactiva es mayor que la capacidad sostenible de los recursos disponibles de potencia reactiva [10].

La inestabilidad de la tensión es esencialmente un fenómeno local, sin embargo sus consecuencias pueden ser de un gran impacto. El colapso de tensión es un fenómeno mucho más complejo que una simple inestabilidad de tensión y usualmente es el resultado de una secuencia de eventos que acompañan a la inestabilidad de tensión y conducen a un perfil de bajo tensión en una parte significativa del sistema de potencia.

Según Kundur [11], la estabilidad de tensión se puede clasificar en las siguientes sub-categorías:

a) Estabilidad de tensión de gran perturbación: es la habilidad del sistema de controlar la tensión después de una perturbación grande como fallas en el sistema, pérdidas de generación o contingencias de circuitos. Esta habilidad está determinada por las características del sistema y de la carga, además de la interacción que tengan con los dispositivos de control y protección.

b) Estabilidad de Tensión de pequeña perturbación: es la habilidad del sistema de controlar la tensión después de una perturbación pequeña, como un incremento en la carga. Esta forma de estabilidad está determinada por las características de la carga, y de los controles continuos y discretos. Este concepto es útil para determinar en cualquier instante, cómo responderá la tensión ante cambios pequeños en el sistema. El proceso básico que contribuye a la inestabilidad de tensión a pequeña-señal es esencialmente de naturaleza en estado estable, por tanto el análisis estacionario se puede usar eficazmente para determinar una amplia gama de condiciones del sistema y un gran número de escenarios post-falla.

2.2 Sistemas de excitación

El sistema de excitación es el encargado de proveer corriente directa al devanado de campo de una máquina sincrónica, esto con el objetivo de controlar la tensión en las terminales del generador y aportar en el manejo de los flujos de potencia reactiva en el sistema.

Un sistema de excitación cuando está en modo de control de tensión funciona de la siguiente manera: cuando hay una caída en la tensión de salida del generador, la magnitud del tensión es tomada por un transformador de tensión y a través de un transductor convertida a una señal DC, esta señal es tomada y procesada por el regulador automático de tensión (AVR), la señal de salida del AVR es amplificada, y utilizada para aumentar el tensión de campo, lo cual provoca un aumento en la corriente de campo, lo que a su vez resulta en un aumento de la FEM generada y por tanto un aumento en el tensión de salida del generador.

En ocasiones, el estabilizador del sistema de potencia (PSS) es utilizado en el lazo de control del AVR para ayudar a amortiguar las oscilaciones de potencia en el sistema.

2.2.1 Elementos de un sistema de excitación

Un sistema de excitación típico está constituido por los elementos que se muestran en la Figura 2.4.

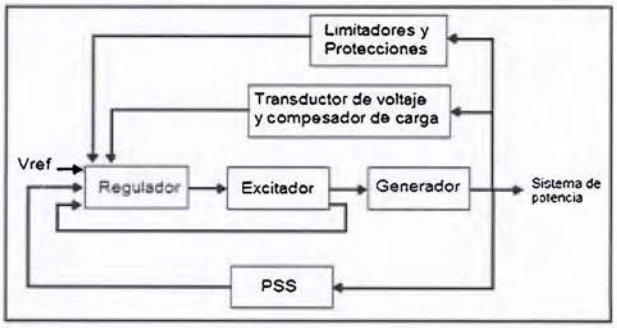


Figura 2.4 Diagrama funcional de un sistema de excitación [11].

- Excitador: suministra la corriente directa al devanado de campo del generador.
- Regulador: es el controlador del excitador, se utiliza para controlar la tensión y/o potencia reactiva en las terminales del generador y en la estabilización del sistema de excitación.
- Transductor de tensión en terminales y compensador de carga: el transductor rectifica y filtra la tensión en terminales a una cantidad de corriente directa, esta cantidad será utilizada por el regulador para compararlo con la tensión de referencia. El compensador de carga se utiliza para mantener una tensión constante en cualquier otro punto que no sea las terminales del generador.
- Estabilizador del sistema de potencia: suministra una señal adicional al regulador para amortiguar las oscilaciones del sistema de potencia.
- Circuitos amortiguadores y de protección: incluyen un amplio rango de funciones de control y protección que aseguran que los límites de capacidad del excitador y del generador síncrono no sean excedidos, algunas de estas funciones son: limitación de corriente de campo, limitación de excitación máxima, limitación de tensión en terminales, limitación volts/Hertz y limitación de subexcitación.

2.2.2 Sistemas de excitación estáticos

De acuerdo con Kundur [11], los sistemas de excitación pueden ser clasificados en función de la fuente de potencia usada para el excitador, estas categorías son:

- Sistemas de excitación de corriente directa
- Sistemas de excitación de corriente alterna
- Sistemas de excitación estáticos

Debido a que los sistemas de excitación analizados en este trabajo son estáticos, solo se dará una explicación detallada de estos.

En los sistemas de excitación estáticos, todos los componentes son estáticos o estacionarios. Los rectificadores estáticos, controlados o no controlados, proveen corriente de excitación directamente al devanado de campo del generador a través de los anillos deslizantes. El suministro de potencia para estos rectificadores puede provenir del generador principal, o de barras auxiliares de la subestación. Los sistemas de excitación estáticos se pueden dividir en los siguientes tres tipos, según lo establece Kundur [11],

- Sistema de excitación de fuente de potencial y rectificador controlado.
- Sistema de rectificador con fuente compuesta.
- Sistema de excitación con rectificador controlado y fuente compuesta.

Todos los generadores analizados en este trabajo solo tienen el primer tipo de sistema de excitación, por lo tanto es el único que se va a explicar.

En los sistemas de excitación de fuente de potencial y rectificador controlado, la potencia se provee a través de transformadores conectados a las terminales de salida del generador o a las barras auxiliares de la subestación.

Estos sistemas tienen una constante de tiempo muy pequeña, además por su arquitectura la tensión máxima de salida del excitador es dependiente de la tensión de entrada, por tanto durante condiciones de falla, donde se cause una depresión en la tensión de salida del generador, la tensión máxima de salida del sistema de excitación se verá reducida. Esta limitación del sistema de excitación es superada casi completamente gracias a su respuesta instantánea y a la alta capacidad de esfuerzo post-falla del devanado de campo. El diagrama representativo de este sistema es el que se presenta en la Figura 2.5.

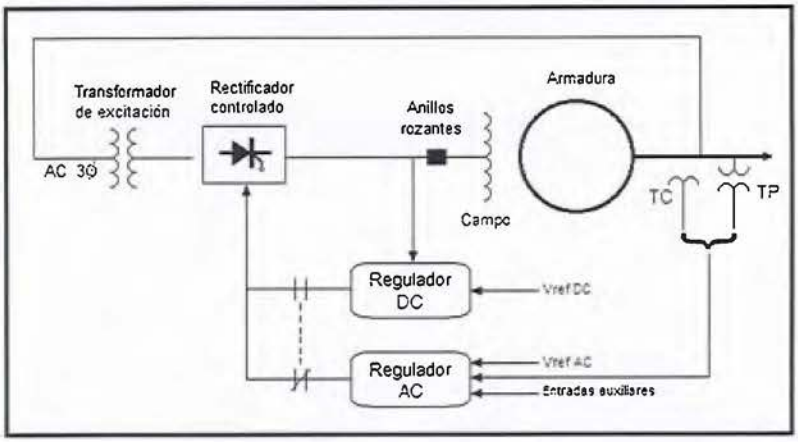


Figura 2.5 Diagrama representativo del sistema de excitación estático de fuente de potencial y rectificador controlado [11].

2.2.3 Rendimiento Dinámico

Según la referencia [7], el desempeño de un sistema de control de excitación depende de las características del sistema de excitación, del generador, y del sistema de potencia, debido a que los sistemas de potencia son no lineales, es conveniente clasificar su funcionamiento en dos categorías: el desempeño dinámico de gran señal y el desempeño dinámico de pequeña señal.

Desempeño Dinámico de Gran Señal

Para el desempeño dinámico de gran señal, las no linealidades del sistema son muy significativas, las mediciones de desempeño de gran señal proveen una forma para evaluar el desempeño del sistema de excitación para transitorios severos, tales como aquellos encontrados en los problemas de estabilidad transitoria, estabilidad de mediano plazo y estabilidad de largo plazo en sistemas de potencia. Estas mediciones están basadas en las variables definidas a continuación:

- **Tensión máxima del sistema de excitación**: es el valor de tensión máxima directa que el sistema de excitación es capaz de entregar bajo condiciones específicas. La tensión máxima es un indicador de la capacidad de esfuerzo del campo del sistema

de excitación, las tensiones muy altas tienden a mejorar la estabilidad transitoria (o de gran señal).

- **Corriente máxima del sistema de excitación**: máxima corriente directa que el sistema de excitación puede suministrar para un tiempo específico.
- **Respuesta de la tensión del sistema de excitación en el dominio del tiempo**: la tensión de salida del sistema de excitación como función del tiempo bajo condiciones específicas.
- **Tiempo de respuesta de la tensión del sistema de excitación**: tiempo en segundos para que la tensión del sistema de excitación alcance el 95% de la diferencia entre el valor máximo de tensión y la tensión nominal bajo condiciones específicas.
- **Sistema de excitación con alta respuesta inicial**: son aquellos sistemas de excitación que tiene un tiempo de respuesta de tensión de 0.1 segundos o menor.
- **Respuesta nominal del sistema de excitación**: Este parámetro es una medida de que tan rápido crece la tensión del excitador, si el control de excitación es ajustado repentinamente en la dirección de máximo incremento. En otras palabras, la tensión de referencia se incrementa instantáneamente (escalón) tal que lleva al tensión del excitador a su tensión de techo. La tasa de incremento de la tensión de salida del sistema de excitación, está determinada a partir de la curva de respuesta de la tensión del sistema de excitación, dividida por la tensión de campo nominal para un intervalo de 0.5s, tal como se muestra en la Figura 2.6.

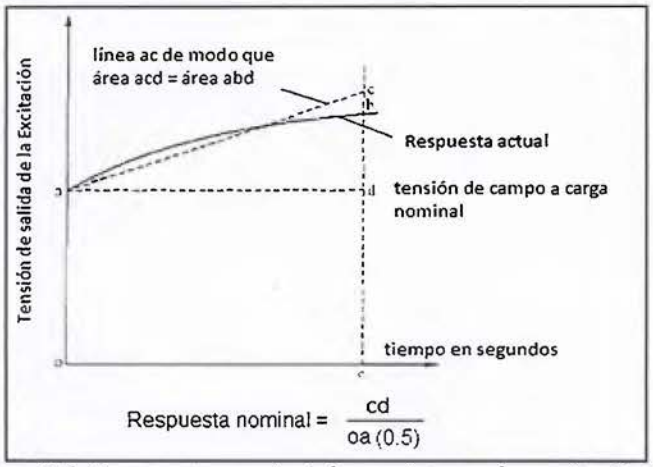


Figura 2.6 Respuesta nominal de un sistema de excitación [7].

El tiempo de 0.5s fue elegido considerando el tiempo de respuesta de los reguladores antiguos, en donde la respuesta de la tensión es lenta, sin embargo en los sistemas modernos, la tensión techo del sistema de excitación se puede alcanzar en 0.1s o menos, en tal caso el intervalo de 0.5s se remplaza por 0.1s.

Desempeño Dinámico de Pequeña Señal

Las mediciones de desempeño dinámico de pequeña señal proveen medios de evaluación de la respuesta de lazo cerrado de los sistemas de control bajo cambios incrementales en las condiciones del sistema, además las características de desempeño de pequeña señal proveen los medios convenientes para determinar o verificar los parámetros de los modelos de los sistemas bajo estudio. Según la teoría de control, el funcionamiento en pequeña señal puede ser expresado por los índices asociados con la respuesta en el dominio del tiempo y por los índices asociados con la respuesta en el dominio de la frecuencia.

Respuesta en el tiempo

La respuesta típica de un sistema de control retroalimentado ante una entrada escalón se presenta en la Figura 2.7, los principales parámetros son: el tiempo de levantamiento, el sobrepaso, y el tiempo de asentamiento.

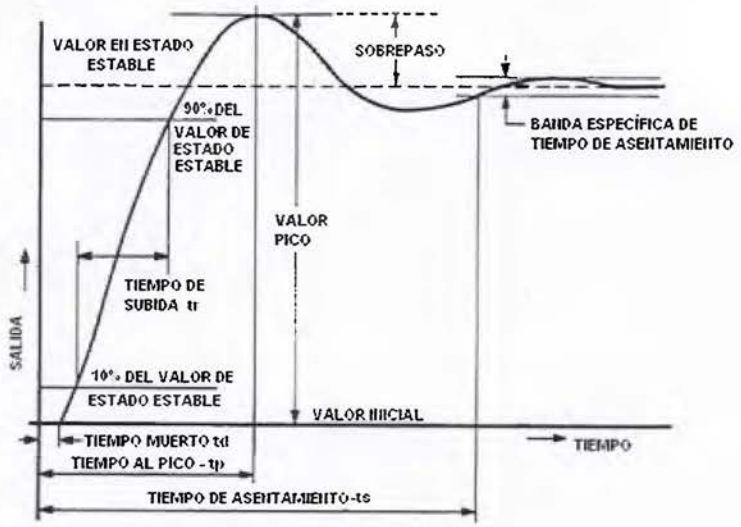


Figura 2.7 Respuesta típica en el tiempo ante una entrada escalón [7].

Respuesta en frecuencia

La Figura 2.8 presenta la respuesta típica en frecuencia de un sistema de control con el lazo abierto, y la Figura 2.9 muestra la frecuencia con el lazo cerrado.

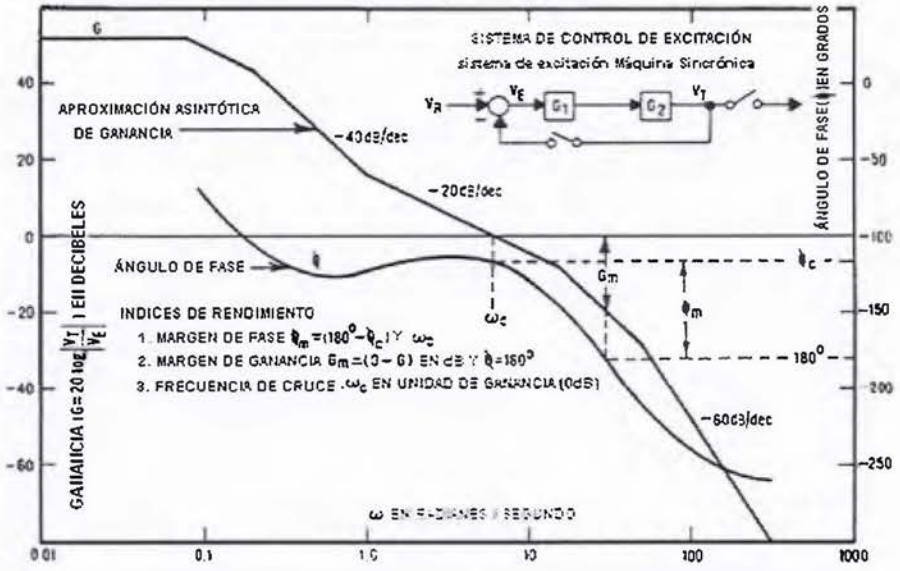


Figura 2.8 Respuesta en frecuencia para un lazo abierto [7].

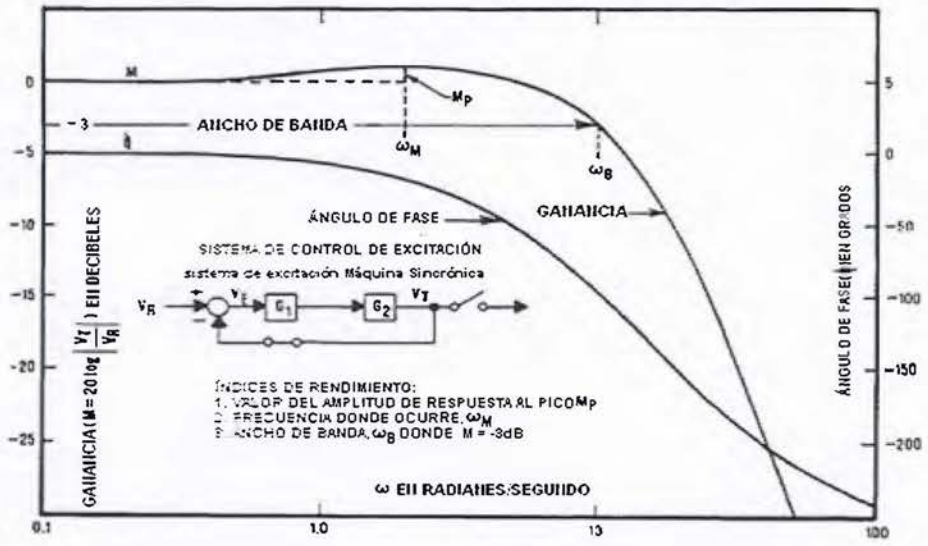


Figura 2.9 Respuesta en frecuencia para el lazo cerrado [7].

En la respuesta de lazo abierto, los parámetros de interés son, la ganancia a baja frecuencia G, la frecuencia de cruce ω_c, el margen de fase ϕ_m, y el margen de ganancia G_m.

Para valores altos de G, se provee una mejor regulación de tensión en estado estable, valores altos de ω_c indican una respuesta más rápida. Por otro lado valores altos del margen de fase y del margen de ganancia indican que hay una buena estabilidad en el lazo de control.

En general para sistemas de excitación, el estándar 421.2-1990 de la IEEE establece que los valores aceptados para el margen de fase son de 40° o más, y para el margen de ganancia de 6dB o más. Para la respuesta en lazo cerrado, los parámetros importantes son, el ancho de banda ω_B y el valor pico M_p. Un valor alto de M_p (> 4dB) indica que el sistema es oscilatorio, en general para un valor de Mp entre 0.8dB y 4dB se considera como bueno, mientras que un ancho de banda alto indica una respuesta rápida.

Para otros índices como el tiempo de levantamiento, el tiempo de asentamiento y el ancho de banda, no es posible definir rangos generales, ya que estos son una medida de la velocidad relativa de la acción de control y están determinados por las características dinámicas de la máquina síncrona.

La Tabla 2.1 proporciona los valores aceptados de los índices de rendimiento que caracterizan a un buen sistema de control retroalimentado.

Tabla 2.1 Valores aceptados de los índices de rendimiento que caracterizan a un buen control de retroalimentación sobre el desempeño del sistema. [7]

Margen de Ganancia	≥ 6dB
Margen de Fase	≥40
Sobrepaso	0 a 15%
Mp	0.8dB a 4dB
Coeficiente de amortiguamiento	≥ 0.6

Los índices de rendimiento de pequeña señal no poseen un criterio establecido, debido a que dependen de cada aplicación específica, sin embargo se puede proporcionar una tabla con los rangos para pequeña señal de un sistema de excitación.

Tabla 2.2 Rango para los índices dinámicos de rendimiento de pequeña señal para los sistemas de control de excitación. [7]

Índices de rendimiento	Rango de valores esperados
Ganancia del sistema de excitación	30 pu a 800 pu
Margen de ganancia	2 dB a 20 dB
Margen de fase	20° a 80°
Mp	0 a 12dB
Ancho de banda	0.3 Hz a 12 Hz
Sobrepaso	0 a 80%
Tiempo de subida	0.1 s a 2.5 s
Tiempo de establecimiento	0.2 s a 10 s
Coeficiente de amortiguamiento	0 a 1

Para una máquina sincrónica cargada, conectada a un sistema eléctrico interconectado, los índices de rendimiento, tales como los de la tabla 2.2 pierden mucho de su significado. Se deben utilizar técnicas de análisis y síntesis que son aplicables a este tipo de sistemas. Un enfoque para evaluar el desempeño de estos sistemas multimáquina es modelar el sistema utilizando técnicas de variables de estado y calcular los valores propios (raíces de la ecuación característica) para la gama de sistemas de excitación, la máquina síncrona, y los parámetros del sistema en estudio.

2.2.4 Modelado Matemático

Rectificadores

Los rectificadores se utilizan para rectificar la tensión alterna que proviene de un excitador AC o de un transformador de excitación. La impedancia efectiva de la fuente AC, vista por el rectificador es una reactancia predominantemente inductiva. El efecto de esta reactancia inductiva (o reactancia de conmutación) es retardar el proceso de conmutación, es decir, la transferencia de corriente de un diodo a otro. Esto produce una disminución de la tensión promedio de salida del rectificador mientras aumenta la corriente de carga.

Un rectificador de diodos trifásicos de onda completa opera en uno de tres modos distintos mientras que la corriente de carga del rectificador varía desde circuito abierto

hasta el nivel de cortocircuito. El modo de operación depende de la caída de tensión de conmutación (igual al producto de la reactancia de conmutación y la corriente de carga).

Las ecuaciones que definen la regulación del rectificador como función de la caída de tensión de conmutación pueden ser expresadas de la siguiente manera:

$$E_{FD} = F_{EX} V_E \tag{2.2-1}$$

$$F_{EX} = f(I_N) \tag{2.2-2}$$

$$I_N = \frac{K_C I_{FD}}{V_E} \tag{2.2-3}$$

La constante K_C depende de la reactancia de conmutación. Las expresiones para la función $f(IN)$ que caracterizan a los tres modos de operación del rectificador son:

$$Modo\ 1: \quad f(I_N) = 1 - 0.577 I_N, \quad Si\ I_N \leq 0.433 \tag{2.2-4}$$

$$Modo\ 2: \quad f(I_N) = \sqrt{0.75 - I_N^2}, \quad Si\ 0.433 < I_N < 0.75 \tag{2.2-5}$$

$$Modo\ 3: \quad f(I_N) = 1.732(1 - I_N), \quad Si\ 0.75 \leq I_N \leq 1 \tag{2.2-6}$$

Por ninguna razón I_N debe ser mayor que 1, pero si por alguna razón lo es, F_{EX} deberá ser cero.

Los efectos de la regulación del rectificador identificados anteriormente pueden ser descritos a través de un diagrama de bloques como se presenta en la Figura 2.10.

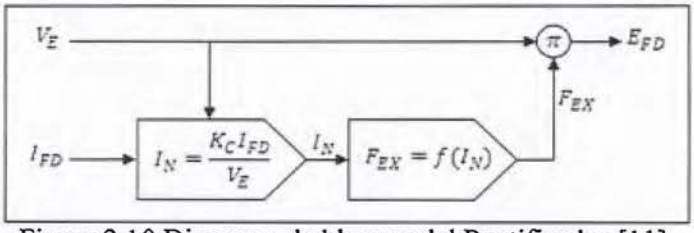


Figura 2.10 Diagrama de bloques del Rectificador [11].

Amplificadores

Los amplificadores pueden ser magnéticos, rotativos o electrónicos. Los amplificadores magnéticos y electrónicos están caracterizados por una ganancia y una constante de tiempo; por lo tanto, pueden ser representados por un diagrama de bloques como el que se muestra en la siguiente Figura 2.11.

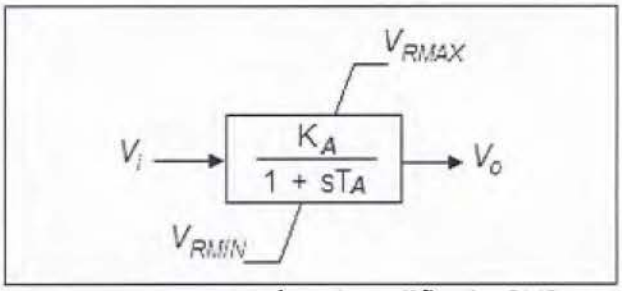


Figura 2.11 Modelo del amplificador [11].

Límites *windup* y *non-windup*

En el modelado de sistemas de excitación, es necesario distinguir entre límites windup y non-windup. Tales límites se encuentran en los bloques de integración, bloques con una única constante de tiempo, y bloques de adelanto-atraso.

La Figura 2.12, muestra las diferencias entre dos tipos de límites cuando estos se aplican a un bloque de integración. Utilizando límites windup la variable v no está limitada. Por lo tanto, la variable de salida y no puede llegar a un límite hasta que v se acerca a ese límite. Con límites non-windup, la variable de salida y está limitada; la variable sale del límite tan pronto como la entrada u cambie de signo.

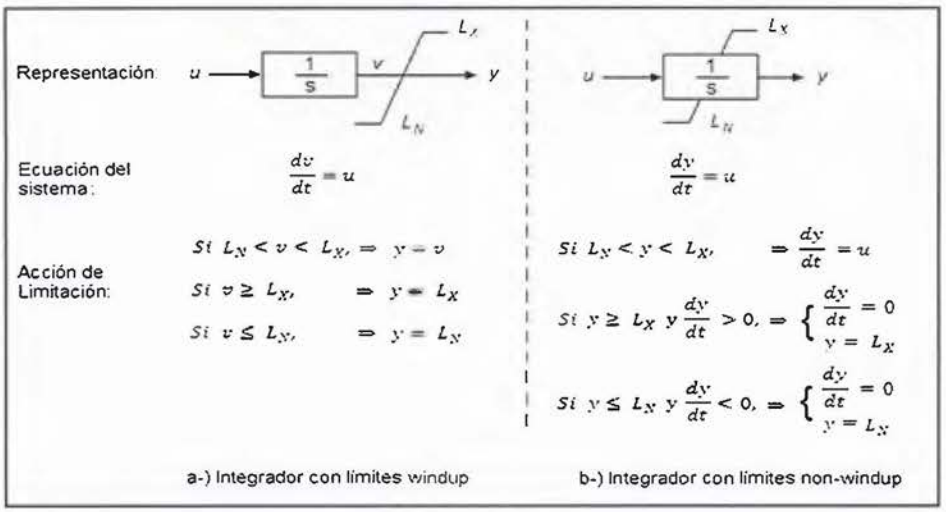


Figura 2.12: Integrador con límites windup y non-windup [100].

La Figura 2.13 muestra las diferencias entre los dos tipos de límites cuando se aplican a un bloque de una sola constante de tiempo. El significado que tienen los dos tipos de límites es similar al que tienen en la aplicación del integrador. Con un límite windup, la salida y no puede llegar al límite hasta que v se acerca a ese límite. Con un non-windup, sin embargo la salida y sale del límite tan pronto como la variable de entrada u cae dentro del rango entre los límites.

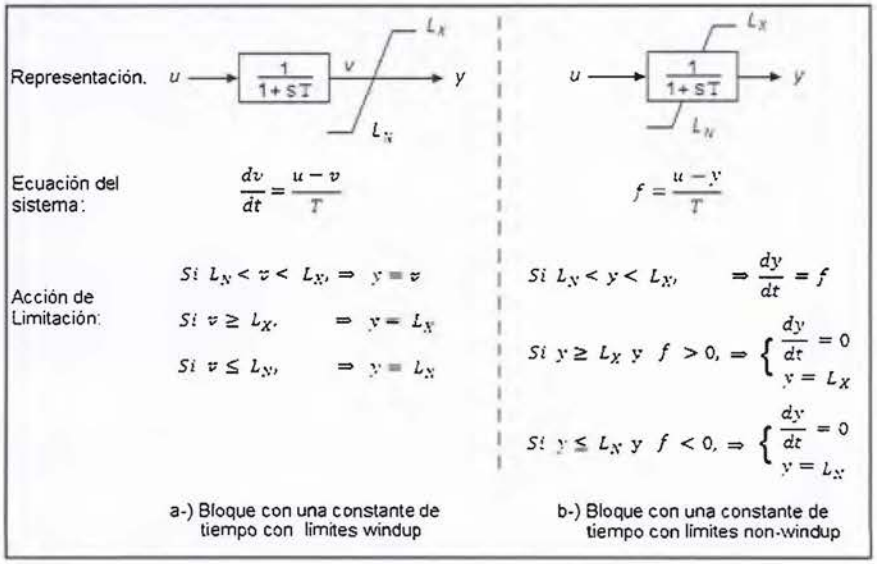


Figura 2.13: bloque con una constante con límites windup y non-windup [11].

Funciones de Compuerta

Las compuertas son utilizadas cuando a partir de dos señales, se requiere dar el control solo a una de ellas, dependiendo del valor relativo que tenga una señal con respecto a la otra.

La Figura 2.14 muestra el funcionamiento de una compuerta de valor bajo (LV) y una compuerta de valor alto (HV), y los símbolos usados para representarlos en los diagramas de bloques.

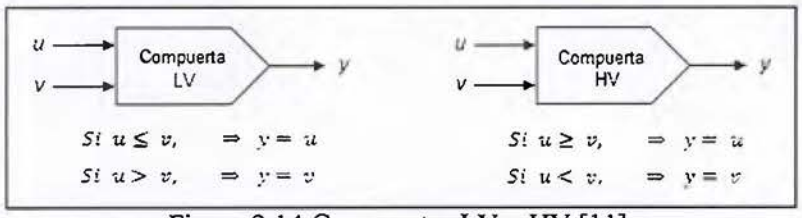


Figura 2.14 Compuertas LV y HV [11].

Transductor de la tensión terminal y compensador de carga

La Figura 2.15 muestra los diagramas de bloques que representan a estos elementos, la constante de Tiempo T_R representa la rectificación y filtrado de la tensión terminal de la máquina síncrona. Los parámetros del compensador de carga, son R_C y X_C. Las variables de entrada son E_t e I_t en forma fasorial. Cuando no se utiliza la compensación de carga, R_C y X_C son ajustados a cero. La tensión de salida del transductor de tensión V_C forma la señal de control principal para el sistema de excitación. Si no se utiliza compensación y T_R es despreciable (lo cual es cierto para muchos sistema), entonces $V_C = E_T$.

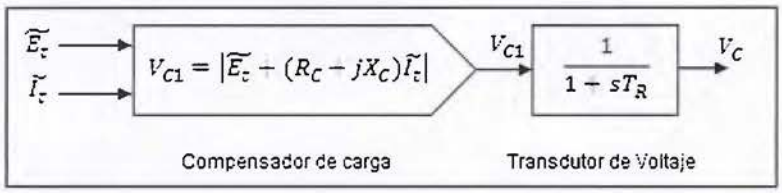


Figura 2.15 Modelo del compensador de carga y el transductor de tensión [11].

Estabilizadores del sistema de control

La retroalimentación del sistema de excitación desde la tensión terminal del generador, puede provocar la inestabilidad del lazo de control cuando el generador está a circuito abierto. Debido a lo anterior el sistema de control debe ser estabilizado por medio de compensación en serie o por retroalimentación para mejorar el desempeño dinámico del sistema. La forma más común de compensación es la retroalimentación derivativa, tal como se muestra en la Figura 2.16, esto resulta en un funcionamiento estable cuando el generador está fuera de línea, como por ejemplo justo antes de la sincronización del generador, o cuando hay un rechazo de carga. Los sistemas de excitación estáticos no requieren estabilización del sistema de control para asegurar un funcionamiento estable cuando el generador está fuera de línea.

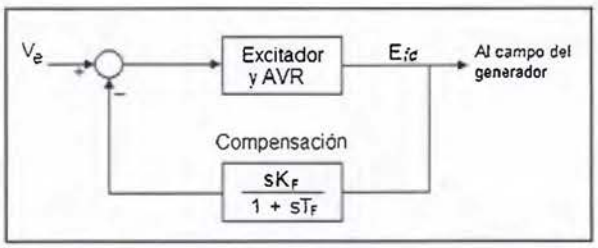


Figura 2.16 Estabilización por retroalimentación negativa [11].

2.2.5 Modelos de sistemas de excitación recomendados por la IEEE

La IEEE [6] ha desarrollado diferentes modelos que cubren a la gran variedad de sistemas de excitación, tanto para los de corriente directa, como los rotativos y los estáticos.

A continuación se detallan algunos modelos del tipo estático recomendados por la IEEE y que se utilizaron en el desarrollo de este trabajo.

MODELO IEEE-ST1A

El modelo ST1A representa a los sistemas de control de excitación de fuente de potencial y rectificadores controlados. Se utiliza para modelar sistemas cuya potencia de excitación es suministrada a través de un transformador conectado a las terminales del

generador, o a una barra auxiliar de la subestación, y cuya regulación se hace por medio de rectificadores controlados. El máximo valor de tensión de salida del excitador, está relacionado directamente con la tensión en terminales del generador.

El modelo ST1A se presenta en la Figura 2.17. En este tipo de sistema, las constantes inherentes del excitador son muy pequeñas, y la estabilización del excitador puede no ser necesaria, sin embargo el estabilizador se puede utilizar para reducir la ganancia transitoria debido a otras razones. El modelo presentado en la Figura 2.17, es suficientemente versátil para representar la reducción transitoria de la ganancia implementada, ya sea en la ganancia principal a través de las constantes de tiempo T_B y T_C (en dado caso K_F puede ajustarse a cero), o en el lazo de retroalimentación por medio de una selección adecuada de los parámetros K_F y T_F.

Las ganancias del regulador de tensión y la constante de tiempo inherente del sistema de excitación están representadas por K_A y T_A respectivamente. Las constantes de tiempo T_{C1} y T_{B1}, permiten la posibilidad de representar un aumento transitorio en la ganancia, normalmente ajustando T_{C1} con un valor superior que T_{B1}.

La manera en que se deriva el ángulo de disparo del puente de rectificadores, afecta la relación entrada-salida, que se asume como lineal en el modelo por medio de la utilización de una ganancia simple K_A. Para muchos sistemas esta relación lineal es válida.

Sin embargo en algunos sistemas, la relación de los rectificadores no es linealizada, dejando la ganancia lineal como una función senoidal. La amplitud de esta señal puede ser dependiente del suministro de tensión.

Los límites internos en V_1 pueden ser despreciados. Los límites de la tensión del devanado de campo son función de la tensión en terminales, por lo tanto, la corriente del devanado de campo debe ser modelada. La representación del límite positivo de la tensión de campo como una función lineal de la corriente de campo de la máquina síncrona, es posible debido a que la operación del puente de rectificadores en este tipo de sistemas está confinada a la región del modo 1.El límite negativo tendría una característica dependiente

de la corriente, pero el signo del término podría ser positivo o negativo dependiendo del ángulo de disparo o del ángulo de extinción seleccionado para el límite. Como la corriente de campo normalmente es demasiado pequeña bajo esta condición, el término no se incluye en el modelo.

Como resultado de una capacidad muy alta de sobre-esfuerzo de estos sistemas, algunas veces es necesario el limitador de corriente para proteger el rotor del generador y el excitador. El ajuste de inicio del limitador está definido por I_{LR}, y la ganancia está representada por K_{LR}. Para que estos límites puedan ser ignorados, K_{LR} debe ser ajustada a cero.

Mientras que para la mayoría de los sistemas de excitación se utiliza un puente completamente controlado, el modelo también puede ser aplicado para sistemas que utilizan puentes que son parcialmente controlados, en este caso la tensión de tope negativo debe ser ajustada a cero siendo $V_{RMIN} = 0$. Este modelo ha sido ampliamente utilizado para estudios de estabilidad y debido a su flexibilidad se utiliza para representar los sistemas de control de excitación de una gran variedad de fabricantes.

En el caso de que se asigne un valor de cero a las constantes de tiempo T_{C1} y T_{B1}, el modelo IEEE-ST1A se convierte al modelo IEEE-ST1.

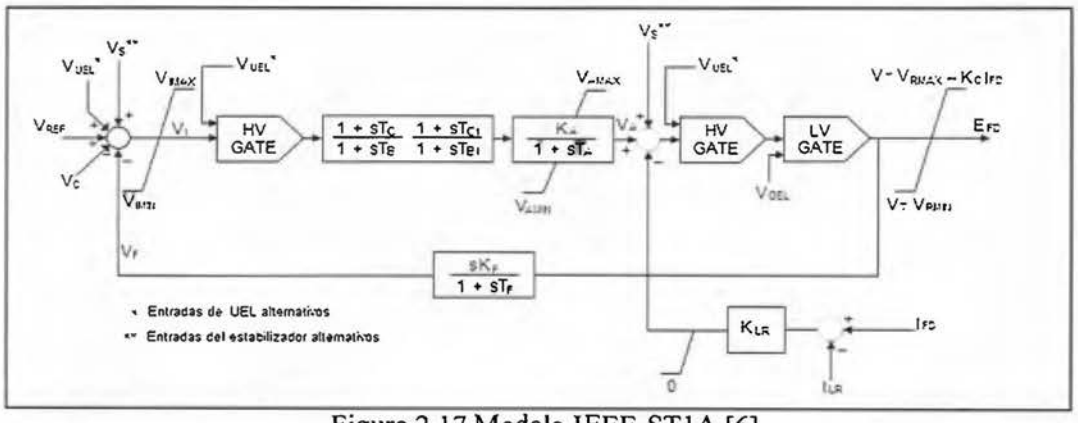


Figura 2.17 Modelo IEEE-ST1A [6].

2.2.6 Estabilizadores del sistema de Potencia

El estabilizador de potencia (PSS) es un control que se utiliza para amortiguar las oscilaciones de los rotores de las máquinas sincrónicas, esto lo hace modificando la excitación del generador. El objetivo del PSS es proveer una componente de par eléctrico en fase con las desviaciones de velocidad. Para esto el PSS debe producir un adelanto de fase que elimine los atrasos producidos por el excitador y por el generador, a las frecuencias de interés. El diagrama de bloques más común de un estabilizador se muestra en la siguiente figura:

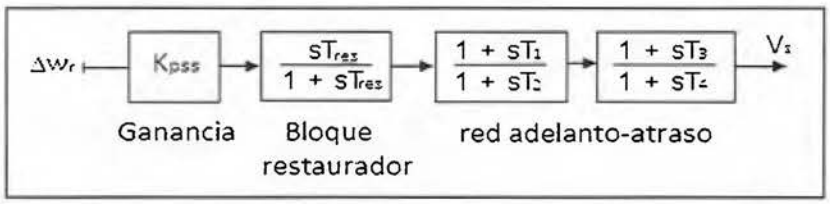


Figura 2.18 Diagrama de bloques de un PSS

Partes del estabilizador

Según el documento de Parceica [1], el estabilizador tiene las siguientes partes:

Red de compensación: es una red de adelanto-atraso que se utiliza para proporcionar el suficiente adelanto de fase para compensar los atrasos producidos por el excitador y el generador.

Filtro restaurador: Es básicamente un filtro pasa alto de primer orden, y su objetivo es eliminar el nivel de DC de la señal para evitar que el estabilizador actúe cuando se tienen condiciones de régimen permanente. La constante del filtro se selecciona de manera tal que en el ámbito de frecuencias de interés la ganancia sea unitaria. El valor de la constante T_{res} no es crítico y puede estar en el rango de 1 a 20 segundos.

Para sintonizar el PSS de un generador, se tiene que tener presente que una sola unidad o planta generadora es dominante en los modos locales, su estabilizador puede tener un gran impacto al amortiguar este tipo de oscilación. Por otro lado, un generador solamente experimenta una porción de la magnitud total de las oscilaciones entre áreas, por lo tanto, un estabilizador de sistema de potencia aplicado a un generador, únicamente brindará un aporte al amortiguamiento de los modos de oscilación entre áreas, es decir, no se amortigua la oscilación de potencia indeseada por el ajuste aplicado a un solo generador. Como consecuencia, un estabilizador debe ser diseñado para proveer amortiguamiento adecuado a los modos locales bajo todas condiciones de operación y al mismo tiempo proveer una alta contribución al amortiguamiento de los modos entre áreas.

Por último, los criterios comúnmente utilizados para la escogencia de las redes de compensación son:

-Es más importante maximizar el ancho de banda en el cual el atraso de fase se mantiene menor a 90 grados. Esto es cierto aunque no se haga una compensación perfecta en la frecuencia de modo local.

-El atraso de fase en la frecuencia de modo local debe mantenerse menor a 45 grados. Esto se puede llevar a cabo al disminuir la constante del filtro restaurador. Sin embargo, una constante muy baja, agregará adelanto de fase y un efecto desincronizante asociado a las frecuencias de oscilación. En general, es recomendable mantener esta constante de tiempo mayor a 1 segundo.

2.3 Regulador de velocidad y control de frecuencia

2.3.1 Control de Frecuencia

Como se menciona en la referencia [4] "uno de los problemas que mayor repercusión económica tiene la operación de los sistemas de energía eléctrica se deriva de la necesidad de mantener todas sus variables de funcionamiento dentro de límites relativamente estrictos". Este control de las variables eléctricas es necesario para cumplir con las especificaciones nominales a las que se diseñan los diferentes que se conectan a la red eléctrica y garantizar una operación correcta y segura de los mismos. De las dos magnitudes de la tensión eléctrica: valor eficaz y frecuencia, la que tiene un impacto económico más notorio es la frecuencia, ya que requiere de unidades de generación que brinden reservas de regulación de potencia, operando de este modo en regiones donde la eficiencia se ve afectada. Adicionalmente, las unidades que participan del control de la frecuencia requieren de la operación de unidades con mayor costo marginal para abastecer la demanda asegurando ese porcentaje de reserva rodante.

La frecuencia eléctrica es una magnitud global, es decir, una magnitud cuya variación se refleja de forma casi inmediata en toda la red. Las variaciones en la frecuencia se producen por desbalances entre la carga y la generación tal y como se describe de forma gráfica en la Figura 2.19. Para mantener la frecuencia de un sistema eléctrico cerca de su valor nominal, se utilizan esencialmente dos tipos de control: un control denominado primario por ser de carácter local y ubicado en cada unidad generadora; y un control secundario por ser de carácter remoto que permite ajustar de forma fina la frecuencia una vez que los gobernadores ejecutaron su acción primaria de control.

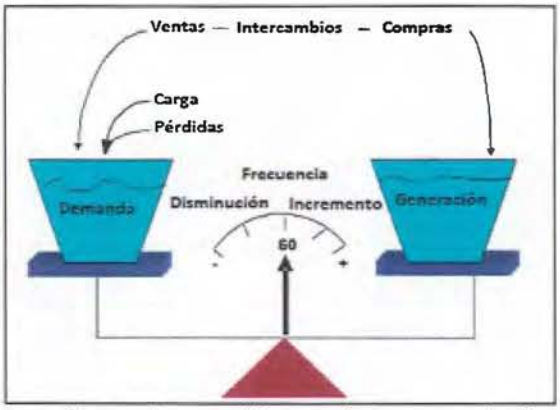


Figura 2.19 Balance Carga-Generación y su impacto en la frecuencia [13].

Control Primario de Frecuencia

Se denomina control primario por ser de carácter local, es decir, la acción de control se lleva a cabo directamente en el generador sincrónico a partir de las variaciones de frecuencia de la red. Es más conocido como respuesta de frecuencia y la misma ocurre en los primeros segundos que siguen luego de una perturbación en la red. El objetivo de este control es intentar mantener la velocidad de giro del generador cercano al valor nominal, para lo cual requiere de variaciones en la potencia mecánica. Sin embargo, la frecuencia de la red es global por lo que la regulación primaria de frecuencia tiene que ser el resultado de una acción coordinada de todos los generadores en operación. Se debe procurar que la participación de cada generador en la regulación de frecuencia sea proporcional a su capacidad nominal, lo cual se logra con ajustes adecuados del lazo de regulación primaria de frecuencia y un ajuste equitativo de estatismo permanente. Esta característica produce que el control primario no sea capaz de regresar la frecuencia al valor nominal, sino tan solo estabilizarla en un valor cercano como se observa en el ejemplo de la Figura 2.20, donde se remarcan tres puntos que se explican a continuación:

- El punto A representa el valor de la frecuencia antes del evento, el cual generalmente está cercano a 60 Hz.

- El punto C es el punto de máxima excursión de la frecuencia, el cual se limita gracias a la acción de los gobernadores y a la porción de la carga sensible a la frecuencia como los motores.

- El punto B es el valor de estabilización de la frecuencia una vez que la respuesta de regulación primaria de los generadores actuó. Se observa que la regulación primaria no restablece la frecuencia a su valor nominal. Esta acción la ejecutará el AGC por medio de la regulación secundaria de potencia-frecuencia.

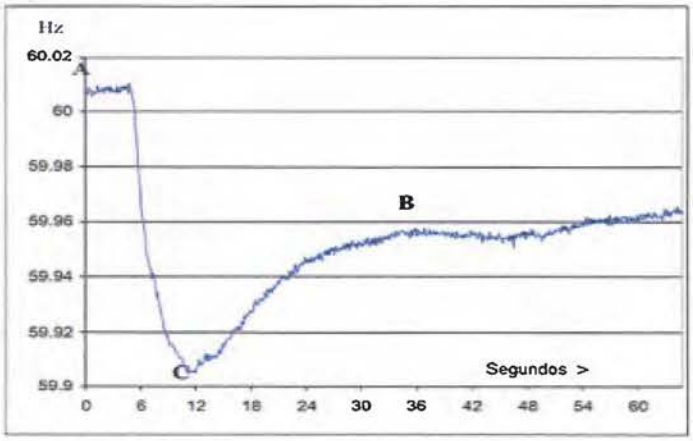


Figura 2.20. Evento de frecuencia en el sistema WECC de E.U.A que muestra la respuesta típica de frecuencia [13].

Control Secundario de Frecuencia

El control secundario de potencia-frecuencia actúa para restablecer la misma a su valor nominal luego de que los gobernadores han respondido por regulación primaria ante desbalances carga-generación como se ejemplifica en la simulación de la Figura 2.21. Para restablecer la frecuencia al valor nominal, se requiere de un control que actué sobre la referencia de potencia en las unidades de generación, de tal manera que este control asigne la potencia necesaria a los generadores que contribuyen al control secundario para restablecer el balance carga-generación. Este objetivo se logra a través del control automático de generación (AGC por sus siglas en inglés), el cual reestablece la frecuencia a su valor nominal y mantiene el intercambio de potencia entre las áreas de control en los valores programados. También son de suma importancia las acciones tomadas por el operador del centro de control, quien administra y opera los recursos de generación para mantener las reservas de regulación de frecuencia, y atiende situaciones de emergencia, entre muchas otras responsabilidades.

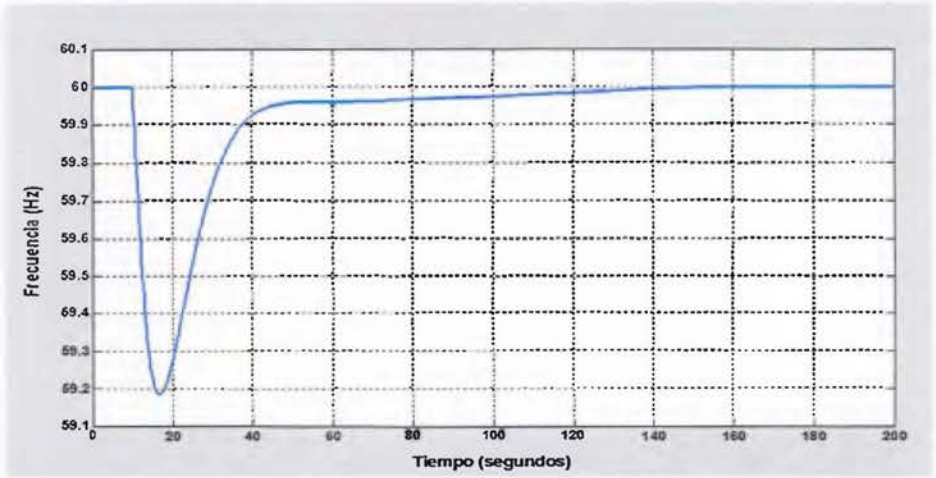


Figura 2.21 Simulación de Matlab® que presenta la respuesta primaria de frecuencia (10 s. -70 s.) y la regulación secundaria de potencia-frecuencia de un AGC (a partir de los 70 s.), ante un evento de disparo de generación.

En la Figura 2.22 se muestran los tiempos de duración típicos de la regulación primaria de frecuencia y la regulación secundaria de potencia-frecuencia.

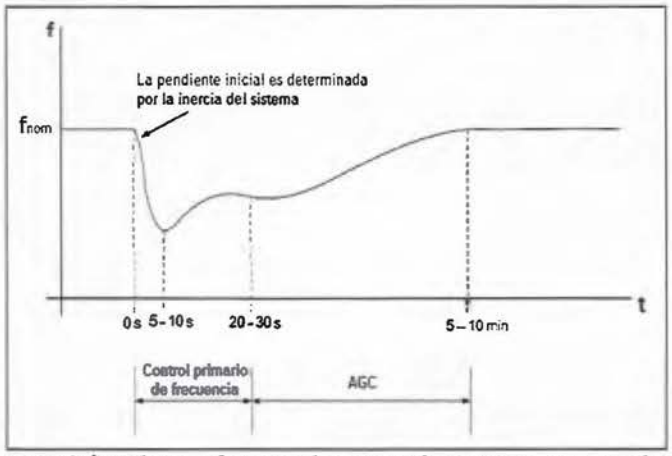


Figura 2.22. Respuesta típica de un sistema de potencia ante un evento de frecuencia, que muestra los tiempos de acción típicos de la regulación primaria y secundaria [8].

Según la referencia [4], el comportamiento de un área de control, se puede representar mediante el diagrama de bloques de la Figura 2.23, donde cada generador tiene su potencia de referencia y, generalmente, recibirán la consigna correspondiente de un mismo centro de control por medio del AGC.

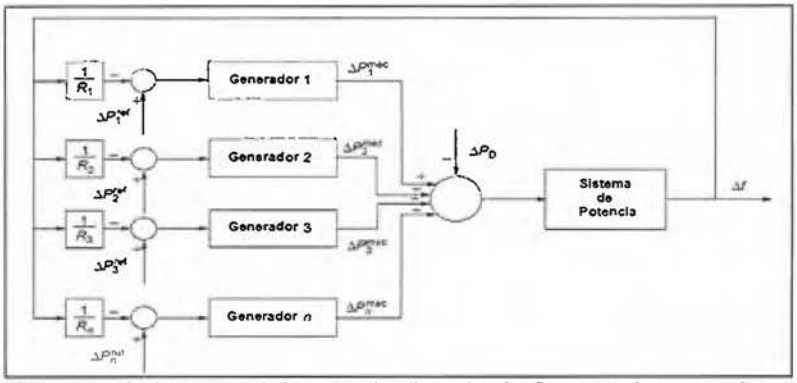


Figura 2.23. Diagrama de bloques del control primario de frecuencia en un área de control [4].

El AGC está sujeto a cumplir con los objetivos de control (error de frecuencia y error de intercambios nulos) lo más rápidamente posible, pero garantizando a su vez la estabilidad del sistema. Para poder cumplir con ambos objetivos, el AGC utiliza una señal denominada Error de Control de Área (ACE, por sus siglas en inglés), la cual posee una componente proporcional al error de frecuencia de esa área y otra señal proporcional al error del intercambio neto de potencia en las interconexiones con otras áreas de control, como queda expresado en la ecuación (2.3.1-1)

$$ACE = \Delta I_{neto} - 10\beta\Delta f - I_{ME} \tag{2.3.1-1}$$

donde, ΔI_{neto} es la desviación del intercambio neto real con respecto al valor programado, y β es el Bias de frecuencia del sistema eléctrico, el cual representa la respuesta conjunta de generadores y carga ante las variaciones de frecuencia como una proporción MW/dHz, I_{ME} es un factor de corrección por error de medición de intercambio, el cual es un valor normalmente cercano a cero. El ACE indica si un sistema está balanceado o si requiere de ajustes a la generación, dependiendo si se trata de un déficit o un exceso de generación en el área de control.

Una forma de determinar de forma práctica el valor de Bias de un área de control, es considerar un disparo de generación externo a dicha área y utilizar la información de los puntos A y B mostrados en la respuesta de frecuencia de la Figura 2.20. Como el evento es externo al área de control, el ACE debe permanecer en cero, con lo que despejando de la ecuación (2.3.1-1) se obtiene que

$$\beta = \frac{(I_B - I_A)}{10(f_B - f)} \qquad (2.3.1\text{-}2)$$

donde I_B es el intercambio neto en el punto de estabilización de la frecuencia e I_A es el intercambio neto previo al evento, f_B es el valor de la frecuencia en el punto de estabilización y f es el valor nominal de la frecuencia.

Para que la evaluación del Bias de frecuencia a partir de eventos sea representativa, se debe escoger una cantidad suficiente de eventos con una excursión de la frecuencia apreciable y tratando de que estos eventos se hayan presentado en diferentes horas, ya que la característica de respuesta de frecuencia es distinta para cada punto de operación.

Un valor de Bias de frecuencia programado en AGC que esté alejado del valor real, se traducirá en un desempeño inadecuado del AGC, ya sea con acciones de control retardadas en el caso de que el valor programado sea menor al real, o con inestabilidades por sobre regulación cuando el valor programado es mayor al real.

Según la referencia [13] se establece dos criterios para medir el desempeño de regulación secundaria de potencia-frecuencia de un sistema: el criterio CPS1 y el criterio CPS2. En la presente investigación se utilizará como referencia para medir el beneficio del ajuste de gobernadores únicamente el CPS1, ya que este indicador evalúa la relación entre la regulación primaria y secundaria. El CPS2 únicamente evalúa desempeño de regulación secundaria y está más enfocado a la recuperación del ACE a su valor cero luego de contingencias.

El NERC [13] establece el criterio CPS1 como se muestra a continuación

$$CPS1 = 100\big(2 - Promedio(CF1)\big)$$

$$CF1 = \frac{1}{\epsilon_1{}^2}\left\{\frac{ACE1m}{-10\beta}\right\} * \Delta F1 \qquad (2.3.1\text{-}3)$$

donde,

ε_1: es el valor RMS de los promedios de un minuto de las desviaciones de frecuencia.

ACE1m: valor promedio del ACE en un minuto

β: Bias del Sistema a evaluar

ΔF1: promedio de las desviaciones de frecuencia en un minuto.

A continuación se brinda una serie de interpretaciones concluidas con la investigación acerca del indicador CPS1:

a) Un área de control con desempeño perfecto tendría un CPS1=200. Este sería el valor meta ideal.
b) Si el valor de CPS1 es inferior a 200, significa que el área de control es responsable de las desviaciones de energía del sistema interconectado.
c) Si el valor de CPS1 es superior a 200, significa que el área de control mantiene una correlación deseable entre la desviación de frecuencia y el ACE (correlación negativa) y por lo tanto compensa desviaciones de energía de otras áreas de control.

Según la referencia [4] se indica que tradicionalmente se ha confiado la regulación de la frecuencia a las plantas hidroeléctricas, fundamentalmente por dos razones:

- La respuesta frente a solicitudes de cambio en la potencia generada es rápida y comparable para pequeñas variaciones en la carga a las turbinas de gas.
- No presentan más restricciones de rampa que las relacionadas con la potencia máxima que se pueda generar.

Esta es la razón fundamental por la cual el trabajo desarrollado tiene como objetivo definir metodologías de ajuste de los controles de unidades de generación hidroeléctricas.

2.3.2 Componentes del sistema de regulación de velocidad en plantas hidroeléctricas

Grupo turbina-generador

La turbina es el elemento mecánico que transmite movimiento rotacional al eje donde está acoplado el generador sincrónico. De esta manera, en generadores hidráulicos, la turbina transforma energía cinética de traslación del agua acelerada a través de una tubería de presión, en energía cinética rotacional por medio del impacto en una estructura de cucharas (palas) en turbinas Pelton o en el rodete en turbinas Francis. El elemento que permite el control de admisión de agua es distinto para cada tipo de turbina: en turbinas

Francis se denomina distribuidor y en turbinas Pelton se denomina inyector. Para efectos de modelado se le denominará indistintamente válvula de admisión.

Turbina Francis:

Las turbinas de reacción, entre ellas la turbina Francis, se caracterizan por trabajar con una presión superior a la atmosférica, por lo que la energía es entregada tanto en forma de energía cinética como de energía potencial. El agua pasa primero de una cámara espiral a unas paletas guías radiales a través de un sistema de álabes ubicados en la periferia y que tienen la función de controlar el flujo de agua, el cual fluye a través de las guías impactando la rueda tangencialmente, como se muestra esquemáticamente en la Figura 2.24. Este tipo de turbina es utilizada hasta una altura de 360 m [11].

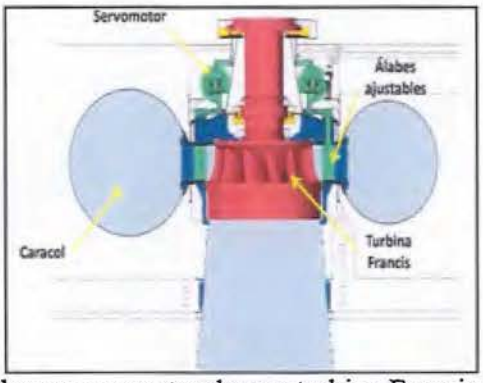


Figura 2.24. Principales componentes de una turbina Francis, vista transversal [4].

Turbina Pelton:

Las turbinas de impulso, también denominadas turbinas Pelton, son usadas para altas caídas, normalmente superiores a 300 metros. La rueda se encuentra a presión atmosférica, y la totalidad de la caída de presión toma lugar en inyectores en forma de aguja que convierten la energía potencial en energía cinética, como se muestra en la Figura 2.25. Los chorros de agua de alta velocidad inciden en las paletas con forma de cuchara que están distribuidas en la periferia de la rueda, desviando el agua

axialmente. El cambio en la cantidad de movimiento provee el par necesario para mover la rueda, siendo la energía suplida completamente cinética.

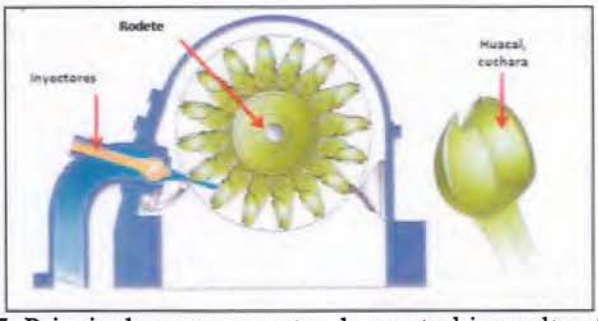


Figura 2.25. Principales componentes de una turbina pelton [4].

La variación de potencia de salida de la turbina ΔP_{mec} , en función de la variación de la admisión en la entrada ΔP_{val}, se puede representar como una función de transferencia $G_T(s)$ según Gómez [4],

$$G_T(s) = \frac{\Delta P_{mec}}{\Delta P_{val}} \tag{2.3.2-1}$$

la cual es específica para cada tipo de turbina.

A pesar de que la respuesta de la turbina hidráulica es distinta para cada tipo, su función de transferencia puede ser representada por un modelo de primer orden de fase no mínima, para una turbina ideal sin pérdidas, dado por Kundur [11]

$$G_T(s) = \frac{1-T_w s}{1+0.5 \cdot T_w s} \tag{2.3.2-2}$$

donde T_w es el parámetro que refleja el tiempo de aceleración del agua en la tubería de presión.

La función de transferencia de la turbina mostrada en la ecuación (2.3.2-2), es de fase no mínima, al tener un cero a la derecha del plano complejo de la frecuencia s. Esta característica especial puede ser comprendida de una mejor forma considerando la respuesta ante un escalón en la posición de apertura. Aplicando el teorema del valor inicial a la ecuación (2.3.2-2), se obtiene

$$\Delta P_{mec}(0) = \lim_{s\to\infty} s \frac{1}{s} \frac{1-T_w s}{1+0.5 T_w s} = -2 \tag{2.3.2-3}$$

Mientras que el resultado de aplicar el teorema del valor final es

$$\Delta P_{mec}(\infty) = \lim_{s\to 0} s\frac{1}{s}\frac{1-T_w s}{1+0.5T_w s} = 1 \qquad (2.3.2\text{-}4)$$

Los resultados obtenidos en (2.3.2-3) y (2.3.2-4), indican que si se da un incremento en la apertura de valor unitario, la potencia mecánica decrece el doble, incrementándose de forma exponencial hasta alcanzar un valor unitario de estado estable. De esta manera, la potencia inicial entregada por la turbina, es opuesta a la dirección del cambio en la posición de apertura, ya que cuando los álabes se abren de forma súbita, el flujo no cambia inmediatamente debido a la inercia del agua, sin embargo si se da una reducción de la presión en la turbina provocando una reducción de la potencia entregada. Como se mencionó anteriormente, el tiempo que tarda la columna de agua en acelerarse está dado por T_w y cuando transcurre este tiempo se alcanza el nuevo flujo estacionario con la correspondiente salida de potencia.

Amplificador hidráulico

Normalmente, la actuación sobre la posición de la válvula de admisión no se realiza de forma directa, esto debido a que es un elemento pesado de accionar, como lo indica Gómez [4]. Para poder mover la posición de la válvula de admisión se requiere de un amplificador hidráulico cuya posición es controlada por la salida del regulador electrónico (gobernador), como se muestra en la Figura 2.26. La forma en la que actúa este amplificador hidráulico es tal que siempre que la señal de entrada es positiva (negativa) se produce un incremento (decremento) de la admisión a la turbina, que es proporcional a la magnitud de la entrada y al tiempo en que está presente. De esta forma, se define la siguiente función de transferencia para el amplificador hidráulico

$$G_H(s) = \frac{\Delta P_{val}}{\Delta P_{ah}} = \frac{K_H}{s} \qquad (2.3.2\text{-}5)$$

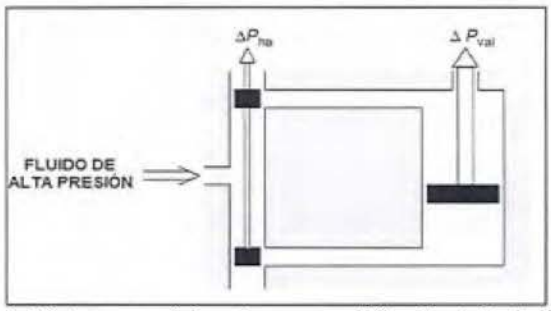


Figura 2.26. Esquemático de un amplificador hidráulico [4].

Regulador de velocidad

También denominado gobernador, es un elemento diseñado específicamente con el fin de actuar sobre la entrada del amplificador hidráulico para modificar la admisión de la turbina, mantener la velocidad de giro de la unidad en el valor de sincronismo o modificar la potencia activa que produce el generador. El control de velocidad puro es necesario en el proceso de sincronización de la unidad al sistema y en situaciones de rechazo de carga, mientras que el control de potencia se utiliza cuando la unidad generadora se encuentra en línea y la consigna es modificada localmente por el operador de planta o remotamente por el Centro de Control. En la figura 2.27 se muestra un esquemático del lazo de regulación de potencia-frecuencia para el control de la posición de álabes de una turbina Francis.

En el lazo de regulación primaria, el gobernador tiene como entrada la desviación de la frecuencia ΔF respecto a su valor nominal. Si dicha desviación es positiva, el gobernador envía una señal de cierre progresivo al amplificador hidráulico; si la desviación es negativa el gobernador envía una señal de apertura progresiva al amplificador hidráulico. Sin embargo, se debe tomar en cuenta que dependiendo del desbalance de frecuencia, el generador podría suministrar una potencia excesiva y comenzar a competir con otros generadores provocando un control inestable. Para evitar este problema, se debe tomar en cuenta la potencia de referencia del generador y compararla con la potencia entregada por dicho generador, con lo cual el gobernador debe tomar en cuenta el error de frecuencia ΔF y el error de potencia ΔP. Para poder obtener un error total en términos de la potencia, se ajusta un parámetro en el gobernador denominado estatismo de frecuencia que se designa

con la letra R_P, el cual representa el aporte esperado de un generador en un evento en la red eléctrica que produzca una desviación de la frecuencia. El objetivo con el ajuste de estatismo es que la participación de los generadores sea proporcional a su capacidad, de tal manera que gobernadores con valores altos de estatismo serán más rígidos que gobernadores con ajuste bajo de estatismo como se muestra en la Figura 2.28. Normalmente el estatismo se especifica en valor porcentual, aunque se utiliza en valores pu como se muestra en la ecuación (2.3.2-6) para utilización en simulaciones

$$R_P = \frac{\Delta F}{\Delta P} \cdot \frac{P_{nom}}{F_{nom}} \tag{2.3.2-6}$$

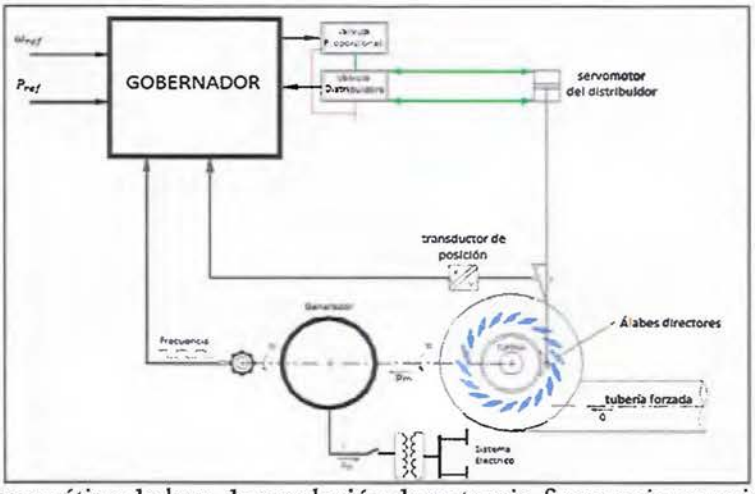


Figura 2.27. Esquemático de lazo de regulación de potencia-frecuencia en unidades de generación hidroeléctrica con turbinas Francis.

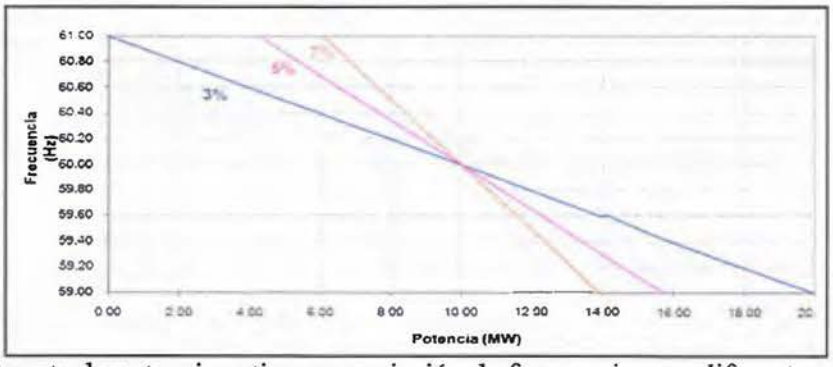


Figura 2.28. Aporte de potencia activa por variación de frecuencia para diferentes ajustes de caída de velocidad o estatismo [4].

Otra característica importante del gobernador es la banda muerta de frecuencia, que representa el valor umbral de desviación de frecuencia en el cual el gobernador no ejecuta acciones de control para el restablecimiento de la misma. El desempeño del gobernador para colaborar con el restablecimiento de la frecuencia dependerá de los ajustes del control y los tiempos de actuación de las válvulas y servomotores, así como las características propias del sistema hidráulico.

A partir del trabajo de identificación de los gobernadores de las plantas hidroeléctricas analizadas en este proyecto, se determinó que en Costa Rica se manejan dos tipos de gobernadores electrónicos: el acelerométrico y el PID (Proporciona-Integral-Derivativo).

Gobernador acelerométrico

Debido al efecto descrito en las turbinas hidráulicas, donde un cambio en la apertura produce un cambio en la potencia en la dirección opuesta, el ajuste del controlador debe tomar en cuenta un estatismo transitorio y un tiempo de restitución adecuadamente ajustados para garantizar la operación estable del control de posición. Esto se visualiza como un lazo de compensación realimentado al error de velocidad, que permite retardar o limitar el movimiento de la apertura hasta que el flujo de agua y la potencia de salida se correspondan de forma adecuada. En la Figura 2.29, se muestra el diagrama de bloques correspondiente, basado en Kundur [11]

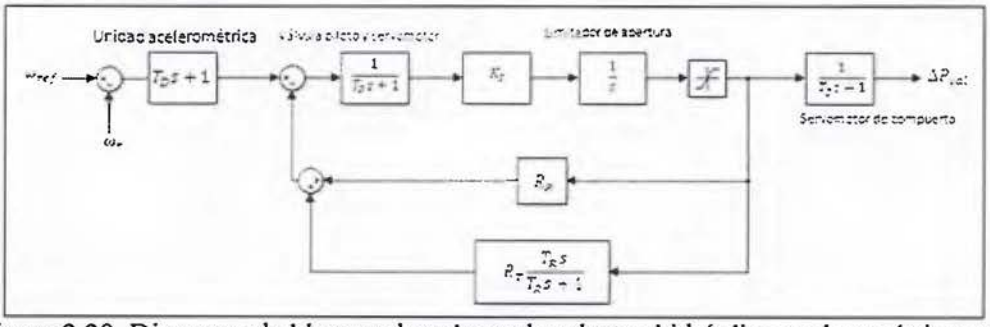


Figura 2.29. Diagrama de bloques de gobernador electro-hidráulico acelerométrico con compensación [11].

Donde,

ω_{ref}: velocidad sincrónica utilizada como referencia de velocidad.

ω_r: velocidad de rotación del generador.

R_P: Estatismo permanente.

R_T: Estatismo transitorio.

T_D: Ajuste acelerométrico.

T_R: Tiempo de restitución.

T_P: Constante de tiempo de la válvula piloto y servomotor

K_S: Ganancia del servo.

T_G: Constante de tiempo servomotor de compuerta

El resultado del esquema mostrado en la Figura 2.29, es un gobernador que exhibe una baja ganancia para desviaciones rápidas de velocidad y una ganancia alta en estado estable. El gobernador acelerométrico combina la señal de velocidad y aceleración del grupo turbina-generador para dar una señal de salida a la posición de los álabes.

Gobernador PID

Este gobernador permite aprovechar la acción proporcional, integral y derivativa, para obtener respuestas más rápidas, brindando reducción o incremento de la ganancia transitoria según se requiera. La acción derivativa es funcional para operación aislada y para plantas con valores altos de tiempo de aceleración del agua T_w, sin embargo el uso de altas ganancias derivativas podría generar comportamiento oscilatorio en la respuesta en frecuencia cuando el generador está conectado a la red [11]. Debido a que la condición normal de operación de las unidades es en paralelo a la red eléctrica de alta tensión, normalmente sólo se ajusta la ganancia proporcional y la integral (PI). El diagrama de bloques correspondiente se muestra en la Figura 2.30.

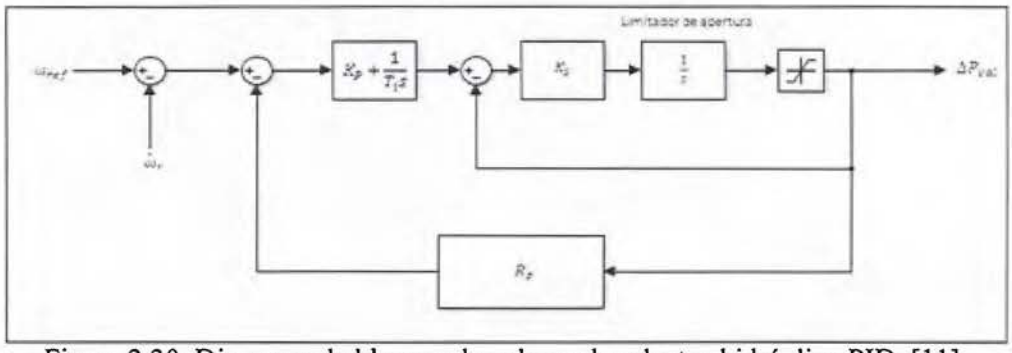


Figura 2.30. Diagrama de bloques de gobernador electro-hidráulico PID [11].

Generador sincrónico

En la respuesta de control primario de frecuencia, el generador es el elemento donde se establece el balance entre el par mecánico de entrada y el par electromagnético de salida. Un desbalance en cualquiera de estos dos términos produce una aceleración angular del grupo turbina-generador, ya que estos pares están acoplados mecánicamente a través de un eje rotor. Kundur [11], establece la ecuación (2.3.2-7) de oscilación de un generador para que la misma sea representada en estudios de teoría de control

$$\frac{d^2\bar{\delta}}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H}(\bar{T}_m - \bar{T}_e - D\Delta\bar{\omega}_r) \qquad (2.3.2\text{-}7)$$

donde:

$\bar{\delta}$: posición angular del rotor en radianes eléctricos.

$\Delta\bar{\omega}_r$: diferencia en p.u. de la velocidad de rotación y la velocidad síncrona.

H: constante de inercia de un generador que relaciona la energía cinética rotacional a velocidad nominal con la potencia aparente nominal. Es un valor en p.u.

$\bar{T}_m$ y $\bar{T}_e$: par mecánico y par electromagnético respectivamente en valores por unidad.

D: coeficiente de amortiguamiento que representa la variación de potencia en las cargas debido a la variación de la frecuencia. Valores típicos de este coeficiente en porcentaje carga/frecuencia se encuentran en un rango del 1 % al 2 % según Kundur [11].

2.3.3 Reglas tradicionales de ajuste de gobernadores

Con respecto al ajuste de gobernadores hidráulicos la referencia [9], además de especificar modelos de turbinas hidráulicas para estudios de simulación, realiza una explicación de la filosofía de ajuste de gobernadores con generadores que operan en red aislada, escenario que es considerado como el más crítico en términos de estabilidad. Si la operación aislada del generador presenta respuestas estables ante perturbaciones en la carga, se garantiza la estabilidad en escenarios de operación en paralelo con otros generadores y con una red eléctrica robusta. El análisis y ajuste de gobernadores en el enfoque del artículo, se basa en las características de respuesta en frecuencia a partir de diagramas de Bode y respuestas en el tiempo ante entradas tipo escalón, de sistemas de lazo cerrado similares al de la Figura 2.29, incluyendo el modelo de generador. Se menciona también que estudios más específicos por otros autores, han llegado a definir criterios de ajuste de los parámetros de gobernador acelerométrico (R_T y T_R), para operación estable basados en los valores de la constante de inercia H y del tiempo de aceleración del agua T_w. Las ecuaciones (2.3.3-1) y (2.3.3-2) muestran los criterios definidos en el artículo mencionado:

$$R_T = \frac{T_W}{H}[1.15 - (T_W - 1) * 0.075] \qquad (2.3.3\text{-}1)$$

$$T_R = T_W[5 - (T_W - 1) * 0.5] \qquad (2.3.3\text{-}2)$$

Sin embargo, ajustes como los recomendados en (2.3.3-1) y (2.3.3-2) no se traducen en un desempeño adecuado en un sistema interconectado con mayor robustez que la condición aislada.

Es por eso que en el trabajo se abandonó la metodología tradicional de ajuste enfocada en el desempeño a nivel de planta, y se desarrolló una metodología de ajuste de gobernadores que garantiza una operación estable del sistema eléctrico nacional ante diferentes escenarios y brinda una mejora sustancial en el desempeño de los generadores hidroeléctricos en regulación de frecuencia.

2.4 Programa PSS®E

El programa PSS®E es una herramienta ingenieril de simulación de SIEMENS. La cual permite realizar estudios de los sistemas de potencia, modelando matemáticamente los equipos que componen un sistema como lo son las redes de transmisión, centros de generación; subestaciones de transformación. Con esto logra realizar el análisis del sistema de potencia tanto en régimen permanente (flujos de carga) como en régimen transitorio (estabilidad del sistema eléctrico ante un evento o perturbación). De manera que es una herramienta que permite realizar trabajos para mejorar la planificación y operación de un sistema de energía [14].

La calidad de los resultados que arrojan los estudios realizados con este programa depende de la confiabilidad de los parámetros de entrada a los modelos matemáticos. En esta investigación se parte de una base de datos del SER donde la topología y modelado de la red de trasmisión no se alteró, por lo que los parámetros de líneas de transmisión y transformadores no se modificaron en ninguna de las simulaciones realizadas. De manera que los modelos importantes de mencionar son los de cargas, generadores y sus correspondientes modelos de controles.

Cargas dinámicas:

Para los estudios de estabilidad y flujos de carga se realizó una representación o modelado de la carga con sus características en el punto de entrega de la energía. Como se puede ver en la Figura 2.31 esta representación en el punto de entrega de la subestación debe incluir la carga conectada, el efecto de los transformadores reductores, los circuitos de sub-transmisión, las líneas de distribución, transformadores de distribución, reguladores de tensión, equipos de compensación reactiva, según Kundur [11]. Estos modelos de carga son clasificados en dos categorías, modelo estático y un modelo dinámico, en el presente trabajo se utilizó el modelo estático que se representa con las ecuaciones (2.4-1) y (2.4-2), utilizando para la potencia activa n=1 (modelo de corriente constante) y para la potencia reactiva n=2 (modelo de impedancia constante).

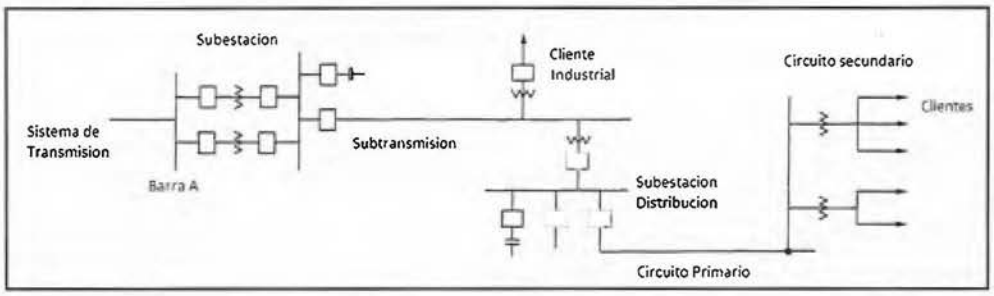


Figura 2.31 Configuración de un sistema de potencia, identificando las partes que representan la carga en el punto de entrega en la barra de la subestación [11].

$$P = P_0 . \left(\frac{V}{V_0}\right)^n , n = 0,1,2 \quad (2.4\text{-}1)$$

$$Q = Q_0 . \left(\frac{V}{V_0}\right)^n , n = 0,1,2 \quad (2.4\text{-}2)$$

Generadores sincrónicos:

El programa PSS®E tiene disponibles varios de generador sincrónico, entre los cuales se pueden mencionar: polos salientes, polos lisos y máquina simplificada (modelo clásico), rotor laminado [14]. En la base de datos del SER se cuenta únicamente con dos tipos de generador: el de polos lisos y el de polos salientes. Específicamente para el área de control de Costa Rica, los parámetros de entrada a los modelos de generador no se varían para ninguna simulación, sin embargo los controles sí fueron sujetos a cambios para cumplir con los objetivos de la investigación.

El modelado de los generadores en el PSS®E, se logra utilizando la librería de simulación dinámica en la cual se encuentran varios modelos de generadores dependiendo del tipo de máquina, tal y como se muestra en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3 Modelo de Generador en el PSS®E según el tipo de rotor [14]

Modelo	GENSAL	GENROU, GENDCO	GENTRA	GENCLS
Tipo Maquina	Rotor de polos salientes	Rotor solido	Rotor laminado	Clásico

Modelos de controles de generadores sincrónicos:

Para el análisis de las respuesta en el tiempo de los controles de velocidad (gobernadores) y reguladores de tensión (AVR), que permitieron la validación de modelos y verificación del desempeño, se realizaron simulaciones dinámicas con el programa PSS®E las cuales siguieron el siguiente diagrama de flujos de la Figura 2.32, según documentación PSS®E 2010.

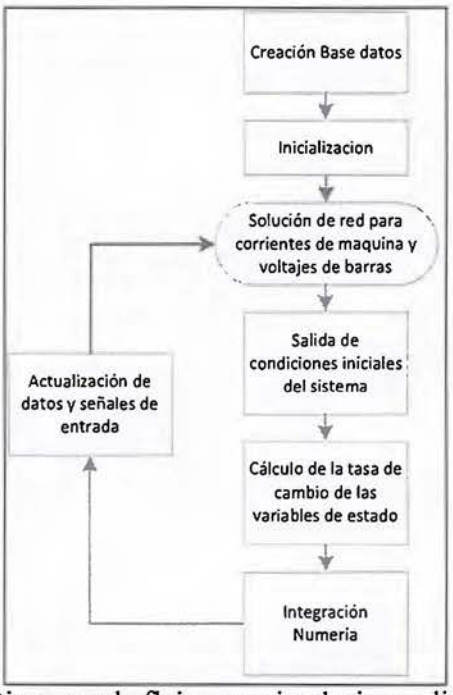


Figura 2.32 Diagrama de flujo para simulaciones dinámicas [14].

Dentro del ambiente del programa PSS®E en el módulo de simulaciones dinámicas, el programa contempla módulos en los cuales se ejecutan pruebas similares a las que se realizaron en campo para validar y analizar el desempeño de los gobernadores y AVR.

Para una prueba de estatismo el programa tiene un módulo de simulación que realiza un cambio a la referencia de velocidad o de apertura y con esto se ve la respuesta en el tiempo de la máquina ante esta perturbación. El módulo utilizado se ubica en la barra de comandos de disturbios y se conoce como cambio a la referencia de gobernador "Change

GREF". Al ejecutarse esta actividad, el programa solicita el valor de cambio de consigna para el gobernador como se puede ver en la Figura 2.33.



Figura 2.33 Módulo PSS®E para prueba de estatismo en un Gobernador [14].

Para la prueba de AVR realizada en campo donde se aplicó un escalón a la consigna de tensión con la máquina en vacío, el programa PSS®E tiene un módulo que recrea esta prueba, el mismo se encuentra en la barra de comando de simulaciones dinámicas con el nombre de respuesta en el tiempo del sistema de excitación "ESTR/ERUN". Al ejecutarse esta actividad el programa solicita el valor de cambio de consigna para el AVR como se puede ver en la Figura 2.34.

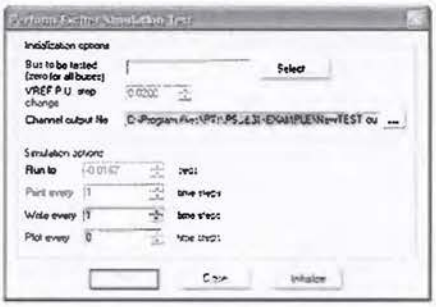


Figura 2.34 Módulo PSS®E para pruebas de escalón en vacío al AVR [14].

Para evaluar el desempeño de un AVR con todo el sistema eléctrico se utilizó el módulo de PSS®E que permite cambiar el valor de consiga de tensión con la máquina sincronizada a la red, el cual se encuentra en la barra de disturbios con el nombre de cambio en la consigna de tensión "Change Vref". Al ejecutarse este modo el programa solicita el valor de cambio de consigna para el AVR como se puede ver en la Figura 2.35.



Figura 2.35 Módulo PSS®E para prueba al cambio de la consigna de tensión del AVR [14].

El desempeño de los gobernadores se analizó provocando perturbaciones a la red al perder generación, esto se realizó con los módulos que permiten recrear la desconexión de máquinas; donde luego se procedió con una simulación dinámica en el tiempo para ver la respuesta de todo el sistema en estudio.

Dentro del análisis de las bases de datos utilizadas, y para mejorar las respuestas obtenidas en simulación, se estudiaron los modelos matemáticos que el PSS®E ofrece dentro de sus galerías para la representación de los gobernadores y AVR.

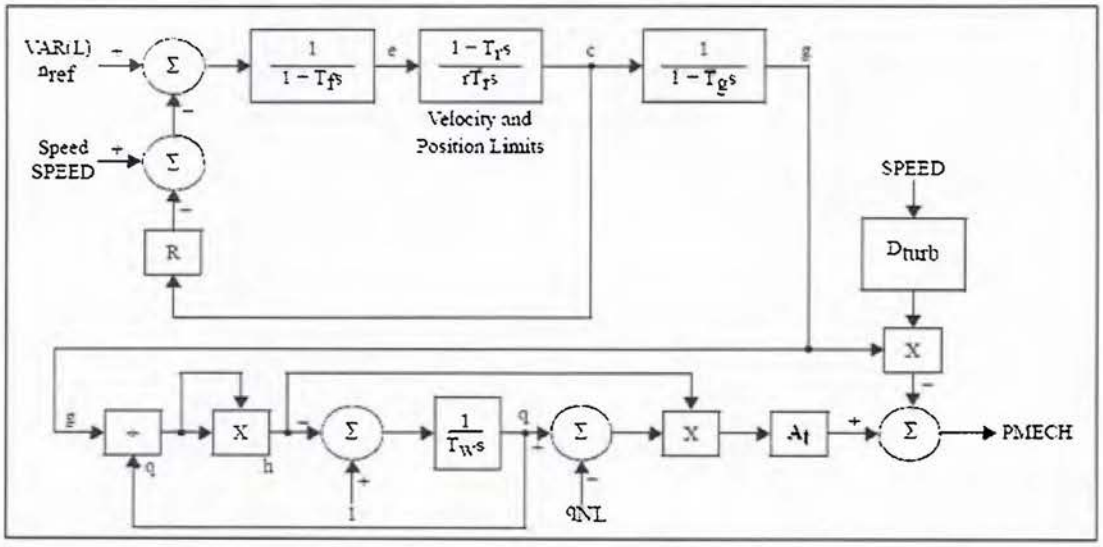


Figura 2.36 Diagrama bloques del modelo matemático de un gobernador HYGOV en PSS®E [14].

Con el análisis realizado se determinó que existen dos filosofías de control y fabricación de gobernadores las cuales son la implementación de un control PID, o un control aceleométrico. Con esta validación se determinó que para un gobernador aceleométrico el modelo matemático de PSS®E que mejor ajusta la respuesta en simulación a la respuesta real de un gobernador es un modelo HYGOV, en la Figura 2.36 se puede ver el diagrama de bloques de este modelo matemático.

Del diagrama de bloques de la Figura 2.36 se determinan las variables que se ajustan para un modelo HYGOV según la Tabla 2.4.

Tabla 2.4 Constantes asociadas al diagrama de bloques de la Figura 2.36. [14]

Estatismo permanente "valor definido según Libro III RMER articulo16.2.7.8 en 3%"	R
Estatismo transitorio "valor ajustable (equivalente a Bp)"	r
Constante de tiempo del gobernador "valor ajustable"	Tr (>0)
Constante de tiempo del filtro "valor de planta"	Tf (>0)
Constante de tiempo del servo "valor de planta"	Tg (>0)
Límite de velocidad de apertura "valor típico"	±VELM
Límite máximo de apertura "valor típico"	Gmax
Límite mínimo de apertura "valor típico"	Gmin
Constante de tiempo de la aceleración del agua en la tubería de presión "valor de planta"	Tw (>0)
Ganancia de la turbina "valor típico"	At
Constante de amortiguamiento de la turbina "valor típico"	Dturb
Caudal necesario para mantener velocidad nominal en vacío "valor típico"	qNL

Del mismo modo se determinó que para un gobernador PID el modelo matemático de PSS®E que mejor ajusta la respuesta en simulación a la respuesta real de un gobernador es un modelo PIDGOV. En la Figura 2.37 se puede ver el diagrama de bloques de este modelo matemático.

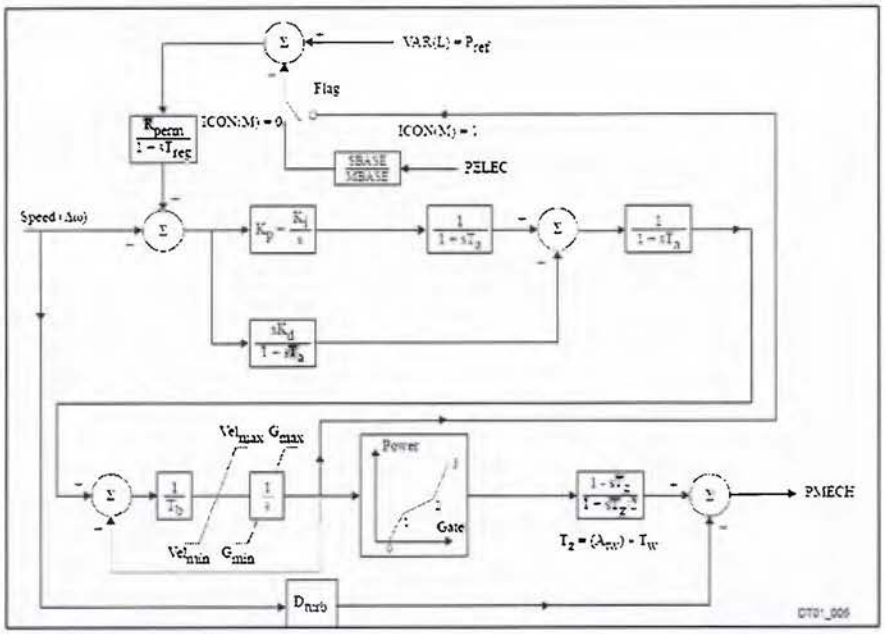


Figura 2.37 Diagrama bloques del modelo matemático de un gobernador PIDGOV en PSS®E [14].

Del diagrama de bloques de la Figura 2.37, se determinan las variables que se ajustan para un modelo PIDGOV según la Tabla 2.5.

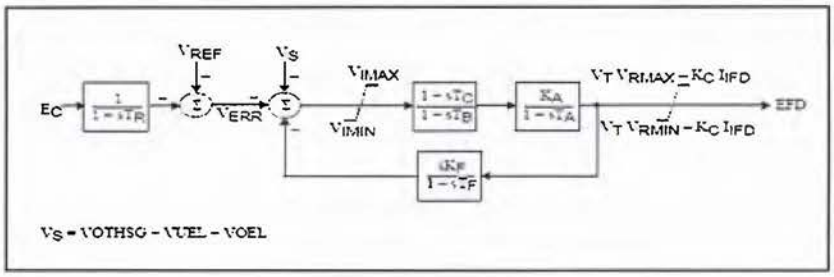


Figura 2.38 Diagrama bloques del modelo matemático del sistema de excitación EXST1 en PSS®E [14].

Para la representación del sistema de excitación estático que contempla el AVR en las plantas de estudio se determinó que el modelo del PSS®E que mejor se ajusta es el EXST1 que es el equivalente al IEEEST1 el cual se puede ver el diagrama de bloques en la Figura 2.38. Las variables que se deben ajustar se muestran en la Tabla 2.6.

Tabla 2.5 Constantes asociadas al diagrama de bloques de la Figura 2.37 [14].

Estatismo permanente "valor definido según Libro III RMER articulo16.2.7.8 en 3%"	Rperm
Constante de tiempo del filtro de velocidad "valor planta"	Treg
Ganancia proporcional "valor ajustable"	Kp
Ganancia integral "valor ajustable"	Ki
Ganancia derivativa "valor típico"	Kd
Constante de tiempo "valor típico"	Ta (>0)
Constante de tiempo del servo "valor de planta"	Tb (>0)
Constante de amortiguamiento de la turbina "valor típico"	Dturb
Apertura de velocidad sin carga "valor típico"	G0
Apertura intermedia de velocidad "valor típico"	G1
Potencia de apertura según valor de G1 "valor típico"	P1
Apertura intermedia de velocidad "valor típico"	G2
Potencia de apertura según valor de G2 "valor típico"	P2
Potencia máxima de apertura "valor típico"	P3
Ganancia máxima de apertura "valor típico"	Gmax
Ganancia mínima de apertura "valor típico"	Gmin
Factor multiplicador Tw "valor típico"	Atw (>0)
Constante de tiempo de la aceleración del agua en la tubería de presión "valor de planta"	Tw (>0)
Apertura mínima de velocidad "valor típico"	Velmax
Velocidad mínima de la compuerta de cierre "valor típico"	Velmin (<0)

Tabla 2.6 Constantes asociadas al diagrama de bloques de la Figura 2.38 [14].

Constante de tiempo del transductor "valor típico"	TR
Tensión máximo de entrada "valor típico"	VIMAX
Tensión mínimo de entrada "valor típico"	VIMIN
Constante de tiempo del filtro "valor ajustable"	TC
Constante de tiempo del filtro "valor ajustable"	TB
Ganancia del excitador "valor ajustable"	KA
Constante de tiempo del excitador "valor ajustable"	TA
Tensión máximo de salida "Valor de planta"	VRMAX
Tensión mínimo de salida "Valor de planta"	VRMIN
Ganancia constante de conmutación "valor típico"	Kc
Ganancia contante de estabilización "valor típico"	KF
Constante de tiempo del estabilizador "valor típico"	TF

CAPÍTULO 3: Valores nominales y parámetros eléctricos de los generadores hidroeléctricos seleccionados en la investigación

El sistema eléctrico de Costa Rica cuenta con una gran cantidad de generadores, de diferentes capacidades y múltiples fuentes de energía, sin embargo para este trabajo se seleccionaron las plantas hidroeléctricas Angostura, Pirrís, Cachí y Arenal, por las siguientes razones:

a) La respuesta frente a solicitudes de cambio en la potencia generada es rápida y comparable para pequeñas variaciones en la carga a las turbinas de gas.
b) No presentan más restricciones de rampa que las relacionadas con la potencia máxima que se pueda generar.
c) Adicionalmente, estos generadores por su capacidad nominal y su factor de potencia de diseño son los generadores más robustos en aporte y consumo de potencia reactiva por lo que también son los más idóneos para ser seleccionados en la validación del modelo del regulador de tensión y sistema de excitación.

Para los generadores anteriores, se obtuvieron los valores nominales de las máquinas, y parámetros eléctricos necesarios para realizar el modelado matemático de los sistemas de regulación de velocidad y tensión.

Las características nominales, y las magnitudes de las reactancias y las constantes de tiempo de los generadores seleccionados para esta investigación se indican en las tablas 3.1 y 3.2.

Tabla 3.1 Valores nominales de los generadores de la investigación

PLANTA	Unidad	Capacidad (MVA)	Factor de potencia	Tensión (kV)	Velocidad (rpm)	H (p.u.)	Xl (p.u.)	S(1.0) (p.u.)	S(1.2) (p.u.)
ANGOSTURA	U #1	67.53	0.85	13.8	300	4.47	0.100	0.1	0.43
	U #2	67.53	0.85	13.8	300	4.47	0.100	0.1	0.43
	U #3	67,53	0.85	13.8	300	4.47	0.100	0.1	0.43
CACHÍ	U #1	45	0.8	13.8	514	3.00	0.113	0.1	0.4
	U #2	45	0.8	13.8	514	3.00	0.113	0.1	0.4
	U #3	46	0.8	13.8	514	2.80	0.122	0.1	0.4
ARENAL	U #1	61.73	0.85	13.8	360	3.16	0.103	0.1	0.4
	U #2	61.73	0.85	13.8	360	3.16	0.103	0.1	0.4
	U #3	61.73	0.85	13.8	360	3.16	0.103	0.1	0.4
PIRRÍS	U #1	87.7	0.8	13.8	600	4.32	0.100	0.530	0.174
	U #2	87.7	0.8	13.8	600	4.32	0.100	0.530	0.174

Fuente: Datos de Negocio de Generación ICE.

Tabla 3.2 Reactancias y constantes de tiempo de los generadores escogidos para la investigación

PLANTA	Unidad	Xd (pu)	X'd (pu)	X"d (pu)	Xq (pu)	X"q (pu)	T'd0 (s)	T"d0 (s)	T"q0 (s)
ANGOSTURA	U #1	0.78	0.26	0.19	0,54	0,19	9.5	0,035	0.01
	U #2	0.78	0,225	0.19	0,54	0,19	9.5	0,035	0.01
	U #3	0.78	0,225	0.19	0,54	0,19	9.5	0,035	0.01
CACHÍ	U #1	1.15	0.286	0.213	0.63	0.216	6.5	0.046	0.01
	U #2	1.15	0.286	0.213	0.63	0.216	6.5	0.046	0.01
	U #3	1.04	0.312	0.244	0.66	0.248	6.5	0.052	0.01
ARENAL	U #1	1,08	0,302	0,207	0,65	0,65	9,6	0,023	0,01
	U #2	1,08	0,302	0,207	0,65	0,65	9,6	0,023	0,01
	U #3	1,08	0,302	0,207	0,65	0,65	9,6	0,023	0,01
PIRRÍS	U #1	1,208	0,296	0,221	0,758	0,197	9,3	0,07	0.19
	U #2	1,208	0,296	0,221	0,758	0,197	9,3	0,07	0.19

Fuente: Datos de Negocio de Generación ICE.

Nota: los valores en p.u. están con respecto a las características nominales de los generadores.

CAPÍTULO 4: Metodología de validación de modelos matemáticos de sistema de regulación de velocidad y propuesta de ajuste de parámetros

4.1 Identificación de problemas de desempeño en regulación primaria de frecuencia

La I etapa del desarrollo de la investigación, arrancó a mediados del año 2012 y consistió en identificar el desempeño de los generadores de Costa Rica en eventos de frecuencia. Para poder realizar esto, se utilizó el registro histórico de variables del SCADA/EMS del ICE, cuya información puede ser interrogada desde un archivo Excel a través del programa PI DataLink®. Se desarrolló una plantilla en Excel para analizar la respuesta de las unidades ante eventos de frecuencia, la cual permite observar a través de gráficos en función del tiempo la variación de potencia activa que se produce por regulación primaria de frecuencia. Para garantizar que la respuesta dominante en el periodo de análisis es la de regulación primaria de frecuencia, se grafica tanto la potencia activa como la consigna de potencia activa enviada por el AGC a las unidades que operan en modo automático en la regulación secundaria de potencia-frecuencia.

Se conformó un registro para la evaluación del servicio auxiliar de regulación primaria de frecuencia, que consta del cálculo de un indicador general por evento del parque de generación y de un indicador mensual por unidad generadora. Los registros se muestran en el Apéndice I, en las Tablas A1.1 y A1.2. A continuación se procede a explicar el cálculo de los indicadores y las metas que se definieron para que el CENCE realice la validación del desempeño.

Indicador por evento:

$$\frac{\text{Total de unidades que respondieron adecuadamente}}{\text{Total de unidades en línea que participan en la regulación primaria en el evento}} * 100 \quad (4.1\text{-}1)$$

Meta: Mayor a 90% para cada evento.

La respuesta primaria de un generador será considerada como adecuada si cumple con lo siguiente:

- Respuesta no oscilatoria.
- Estatismo dinámico debe estar en el rango deseado según análisis estadístico anual realizado por el Analista de Operación del CENCE.

Estatismo dinámico: variable que representa el porcentaje de respuesta en MW de acuerdo a la desviación de frecuencia del evento en función de la potencia máxima en MW de la máquina y la frecuencia nominal del sistema. El porcentaje de respuesta se evaluará hasta un tiempo máximo de 30 s luego de que se inició el evento, esto por cuanto después de este tiempo la respuesta primaria se mezcla con la secundaria, de acuerdo con lo mostrado en la Figura 2.22.

$$Estatismo\ dinámico = \frac{\Delta f}{\Delta P} \cdot \frac{P_{max}}{f_{nom}} \cdot 100 \qquad (4.1\text{-}2)$$

Indicador por unidad:

$$\frac{\text{Total de eventos en que la unidad respondió adecuadamente en el mes}}{\text{Total de eventos mensual en que la unidad estuvo disponible y en línea}} * 100 \qquad (4.1\text{-}3)$$

Meta: Mayor a 90% por cada unidad.

Se escogió analizar eventos de frecuencia que ocurrieron en los meses de junio, julio y noviembre de 2011, esto por cuanto fueron los meses con mayor estadística de eventos de frecuencia en dicho año.

En la Tabla 4.1 se muestran los resultados del análisis al indicador mensual de desempeño de regulación primaria de frecuencia para cada unidad bajo estudio. Unidades con indicador NA representan generadores que se encontraban indisponibles en los eventos analizados ya sea por mantenimientos menores o mayores en algunos casos como la modernización de Río Macho U3. Se puede observar que son muchos los generadores con un incumplimiento a la meta de 90 % establecida por el CENCE. Esta es la primera identificación general del estado del desempeño de la regulación primaria de frecuencia de los generadores del SEN, lo que evidencia una problemática necesaria de estudiar y resolver para poder cumplir con las exigencias del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

Tabla 4.1 Resumen de desempeño de regulación primaria de frecuencia de las unidades del SEN bajo estudio para los meses de junio, julio y noviembre de 2011 por medio del indicador mensual descrito en ecuación (4.1-3).

Unidad	Indicador mensual Junio	Indicador mensual Julio	Indicador mensual Noviembre	Promedio
#1 RÍO MACHO	0	100.0	75.0	58.3
#2 RÍO MACHO	0	100.0	75.0	58.3
#3 RÍO MACHO	NA	NA	NA	NA
#4 RÍO MACHO	0	66.7	50.0	38.9
#5 RÍO MACHO	0	75.0	75.0	50.0
#1 GARITA	100	100.0	100.0	100.0
#2 GARITA	100	100.0	100.0	100.0
#1 VENTANAS	NA	0.0	50.0	25.0
#2 VENTANAS	100	40.0	50.0	63.3
#1 ANGOSTURA	50	60.0	100.0	70.0
#2 ANGOSTURA	100	66.7	100.0	88.9
#3 ANGOSTURA	0	66.7	33.3	33.3
#1 TORO I	0	0.0	0.0	0.0
#2 TORO I	NA	0.0	0.0	0.0
#1 TORO II	100	100.0	66.7	88.9
#2 TORO II	0	100.0	50.0	50.0
#1 ARENAL	50	50.0	100.0	66.7
#2 ARENAL	0	100.0	100.0	66.7
#3 ARENAL	0	100.0	0.0	33.3
#1 DENGO	50	100.0	100.0	83.3
#2 DENGO	50	100.0	66.7	72.2
#3 DENGO	NA	100.0	100.0	100.0
#1 PEÑAS BLANCAS	100	60.0	50.0	70.0
#2 PEÑAS BLANCAS	100	66.7	50.0	72.2
#1 CACHÍ	50	100.0	100.0	83.3
#2 CACHÍ	100	100.0	100.0	100.0
#3 CACHÍ	100	100.0	50.0	83.3
#1 CARIBLANCO	100	100.0	100.0	100.0
#2 CARIBLANCO	NA	100.0	100.0	100.0
#1 PIRRÍS	NA	100.0	100.0	100.0
#2 PIRRÍS	NA	NA	100.0	100.0
#1 SANDILLAL	100	100.0	100.0	100.0
#2 SANDILLAL	100	66.7	100.0	88.9

Adicionalmente a esta primera identificación general de la problemática de desempeño, se pudo identificar un desempeño completamente inadecuado y riesgoso para la operación del SEN de la U3 de P.H. Angostura a partir de los eventos que se van a mostrar a continuación:

- **Caso 1: Pérdida de 160 MW de generación en el sistema eléctrico de Panamá**

El evento se presentó el 23 de julio de 2012 a las 10:45 hrs con participación de todo el SER, y como se puede observar en la Figura 4.1, se presenta un segundo evento originado por el disparo de líneas de transmisión de Nicaragua, que producen una partición del SER, en la cual Costa Rica forma una isla eléctrica con la parte sur del sistema eléctrico

de Nicaragua y con el sistema eléctrico de Panamá. Se observa claramente que la respuesta de la unidad #3 de Angostura es altamente oscilatoria y con un aporte final de potencia activa bajo de acuerdo a la capacidad de la unidad. También es posible observar en un caso real, los tiempos de duración de la respuesta de regulación primaria de frecuencia y cómo el AGC comienza a modificar la consigna de la unidad después de que la frecuencia se estabiliza en el segundo evento, siendo consistente con lo mostrado en la Figura 2.22.



Figura 4.1. Respuesta de regulación primaria de la U3 de P.H. Angostura ante el evento del 23 de julio de 2012.

Fuente: Registro Histórico SCADA/EMS del ICE.

- **Caso 2: Pérdida de 180 MW de carga en el sistema eléctrico de Panamá y disparo de interconexión Guatemala-El Salvador por la actuación de un control suplementario**

El evento se presentó el 16 de agosto de 2012 a las 13:50 hrs. En la Figura 4.2, se observa nuevamente la respuesta altamente oscilatoria del generador #3 de Angostura, el cual pasa de generar 52 MW a generar 30 MW en menos de 6 segundos, representando un cambio de 25 MW que no debería ser el aporte de Angostura ante un evento de este tipo si estuviera correctamente ajustado su gobernador.

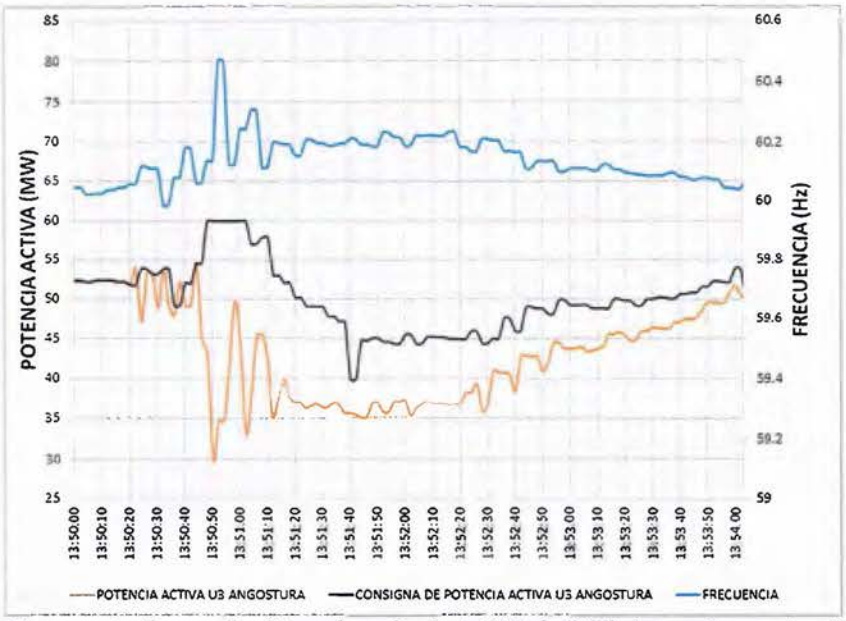


Figura 4.2. Respuesta de regulación primaria de la U3 de P.H. Angostura ante el evento del 16 de agosto de 2012.

Fuente: Registro Histórico SCADA/EMS del ICE.

Debido a la respuesta oscilatoria evidenciada en los casos anteriores y al peligro de dicha respuesta en la estabilidad del SEN, se definió como prioridad en el CENCE investigar el tema y encontrar un ajuste adecuado del gobernador de la unidad #3 de Angostura para las diferentes condiciones posibles del SER. Una vez resuelto el problema con una metodología de ajuste, se procedería a extender el análisis a otras unidades cuyo desempeño en respuesta de frecuencia no sea adecuado tal y como se mostró en la Tabla 4.1.

4.2 Obtención de modelos de gobernador con datos de fabricante y revisión de códigos fuente

Para proponer una solución al problema presentado en Angostura, se requirió contactar al personal de Soporte Técnico del Negocio de Generación (STNG) del ICE, que es el grupo de ingeniería especializado en campo en los temas relacionados con los reguladores de velocidad y de tensión. Se le solicitó la entrega de información del fabricante que permitiera comprender el modelo en diagrama de bloques del lazo de

regulación de potencia-frecuencia. En la Figura 4.3 se observa el diagrama de bloques del fabricante Andritz Hydro® para el gobernador de la unidad #3 de Angostura, donde se muestra que el gobernador puede trabajar en diferentes lazos como se detalla a continuación:

- **Lazo 4 Regulador de velocidad**: este lazo se utiliza para regular la velocidad en vacío de la unidad en el proceso de sincronización a la red. Una vez que se cierra el interruptor de máquina (52G), el gobernador conmuta automáticamente al lazo de potencia-frecuencia.

- **Lazo 5 Regulador de apertura**: en Costa Rica este lazo se utiliza como respaldo en el caso que haya una falla interna del gobernador en el lazo de potencia-frecuencia.

- **Lazo 6 Regulador de potencia-frecuencia**: Este es el lazo en que operan todos los gobernadores de los generadores ICE en Costa Rica una vez que el mismo se sincroniza a la red. Este fue el lazo de análisis para los efectos de la investigación realizada.

- **Lazo 8 Regulador de nivel**: Este lazo se utiliza en centrales que no tienen embalse sino solamente un pequeño reservorio de una autonomía de unos pocos minutos, ya que normalmente son plantas en cascada de otra de mayor embalse. En Costa Rica se tiene el caso de PH La Joya que opera en cascada con PH Cachí y cuya autonomía de la cámara de carga es de 20 minutos. Como debe respetar cotas de nivel en la cámara para no afectar el nivel de restitución en Cachí, la planta opera permanentemente en lazo de control de nivel.

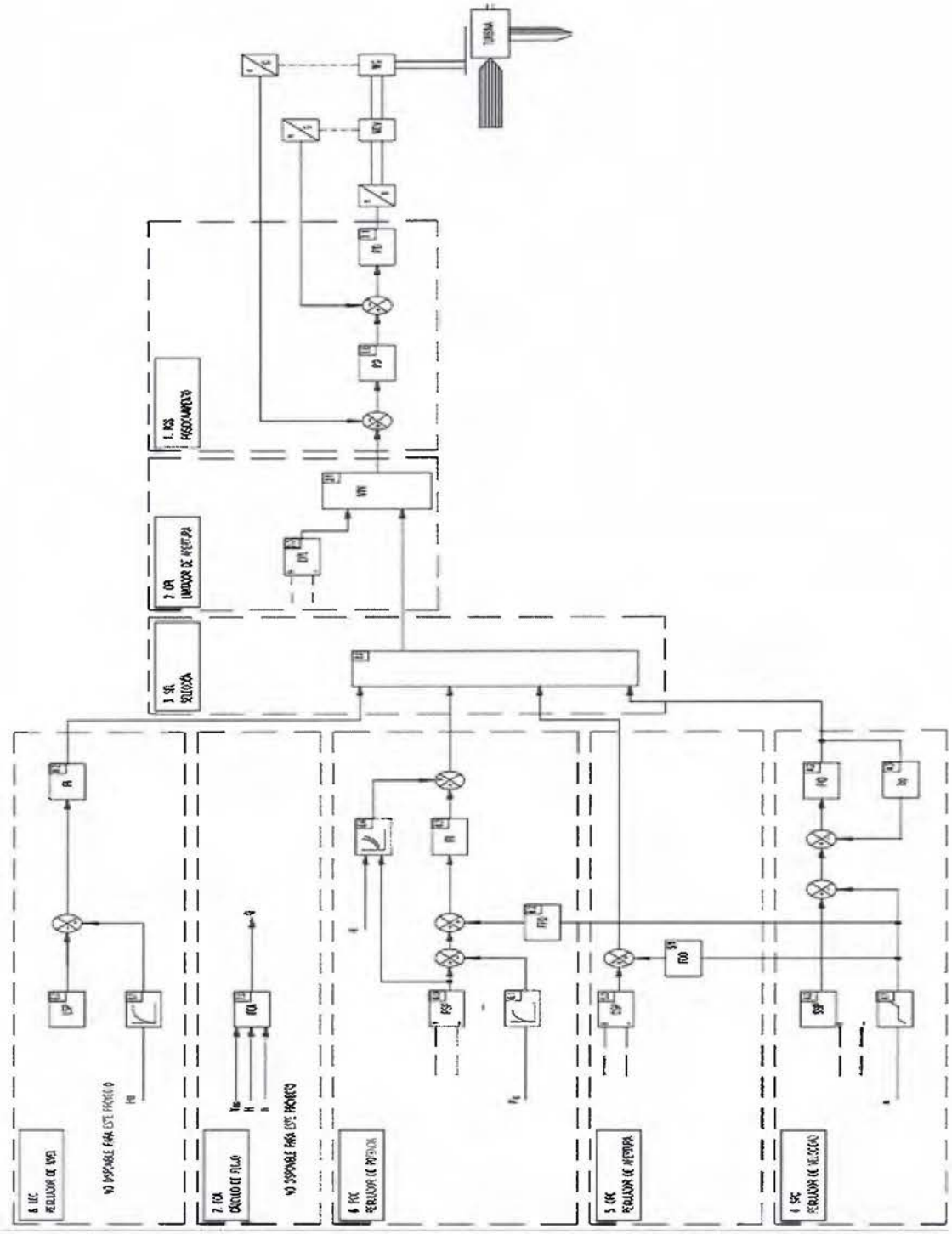


Figura 4.3. Diagrama de bloques del lazo de regulación de potencia-frecuencia del gobernador de la unidad #3 de Angostura.

Fuente: Manual del regulador de velocidad TC1703 del fabricante Andritz Hydro®.

En el lazo 6 de regulación de potencia-frecuencia, el gobernador filtra la señal de potencia activa generada para compararla con la consigna establecida. Este error de potencia se suma con la desviación de frecuencia convertida a potencia por medio del estatismo (ecuación (2.3.2-6)). Esta señal que combina los errores de control en la potencia y la frecuencia pasa por un regulador tipo PI que define un valor de consigna al lazo de posición, tal y como se describió en la sección 2.3.2, actuando sobre el amplificador hidráulico y traduciendo este cambio de la apertura de álabes, en un cambio en la potencia activa por medio de la aceleración de la columna de agua sobre la turbina.

De esta manera, para modelar matemáticamente el gobernador de la unidad #3 Angostura, se utilizó el diagrama de bloques mostrado en la sección 2.3.2.

Una vez obtenido el diagrama de bloques se procedió a buscar información sobre los parámetros necesarios para realizar el modelo de lazo cerrado del control de potencia-frecuencia.

Cuando se hizo la revisión del diagrama de bloques del lazo de regulación de potencia-frecuencia del gobernador en las plantas Cachí y Pirrís, se pudo comprobar que correspondía al diagrama mostrado en la Figura 4.3, ya que los equipos instalados en ambas plantas son del fabricante Andritz Hydro®.

Por otro lado, los gobernadores originales de las unidades #1 y #2 Angostura, así como los gobernadores actuales de la unidad #1, #2 y #3 Arenal, corresponden con el modelo MIPREG DGC 600c de la empresa VATECH HYDRO®, que posteriormente pasó a ser Andritz Hydro®. Este modelo representa un gobernador acelerométrico como el que se mostró en la sección 2.3.2, y cuyo diagrama obtenido del manual del fabricante se muestra en la Figura 4.4.

A partir de la información recopilada en campo para cada generador de las plantas escogidas para la investigación, se construyó la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Ajustes originales de gobernador leídos de los equipos de campo y características de planta para los generados escogidos en la investigación.

Generador	Gobernador PID		Ganancia de lazo de posicion	Caracteristicas de campo		
	Kp	*Ti*	*Ks*	*H*	*Tw*	*R*
Angostura U3	0.85	6	25	4.57	2.47	3%
Cachí U1	0.3	10	5	3	2.4	3%
Cachí U2	0.3	10	5	3	2.4	3%
Cachí U3	0.4	6	5	2.8	2.4	3%
Pirrís U1	0.5	9	9.8	4.32	3.09	3%
Pirrís U2	0.5	9	9.8	4.32	3.09	3%
Generador	Gobernador Acelerométrico		Ganancia de lazo de posición	Caracteristicas de campo		
	RT	*Tr*	*Ks*	*H*	*Tw*	*R*
Angostura U1	0.6	12	2	4.57	2.47	3%
Angostura U2	0.6	12	2	4.57	2.47	3%
Arenal U1	0.8	12	3.33	3.16	2.4	3%
Arenal U2	0.8	12	3.33	3.16	2.4	3%
Arenal U3	0.8	12	3.33	3.16	2.4	3%

Fuente: Datos de Negocio de Generación del ICE.

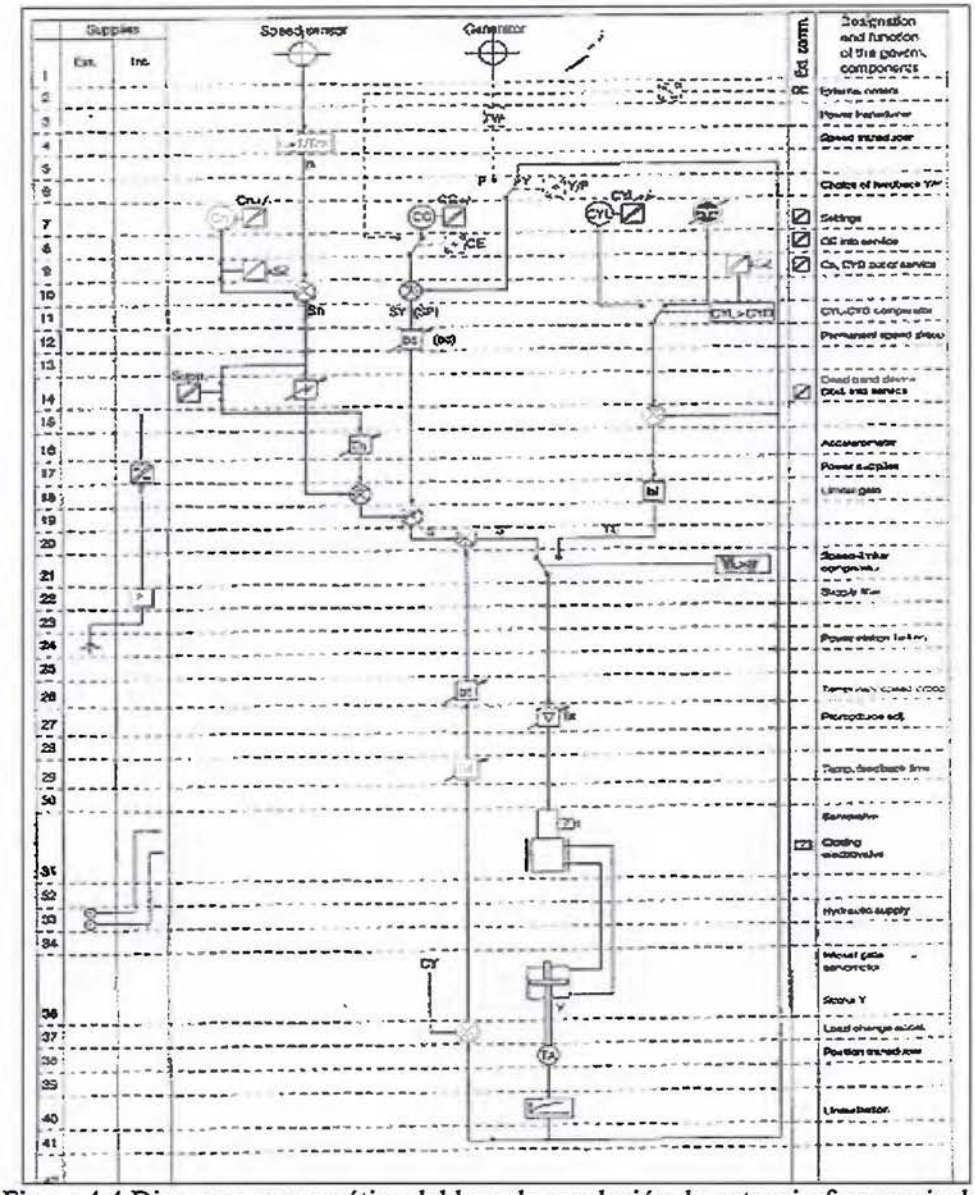


Figura 4.4 Diagrama esquemático del lazo de regulación de potencia-frecuencia del gobernador de las unidades #1 y #2 de Angostura U1, U2 y de las unidades #1, #2 y #3 Arenal.

Fuente: Manual del regulador de velocidad MIPREG DGC 600c del fabricante VATECH Hydro®.

Habiendo obtenido los parámetros de campo, así como los modelos matemáticos, se buscó una prueba que se pudiera realizar en campo y que permitiera validar el modelo matemático.

4.3 Prueba de estatismo y validación de modelos matemáticos

La prueba de estatismo consiste en aplicar un escalón en la referencia de velocidad del generador cuando éste opera conectado a la red. El escalón aplicado debe ser de una magnitud tal que permita observar un cambio apreciable en la potencia activa del generador. En este procedimiento, el gobernador comienza a ejecutar una acción de control para corregir una desviación de frecuencia que solamente el generador bajo prueba está experimentando. Cuando se consultó al personal de STNG al respecto, indicaban que esta prueba se realizaba para comprobar el cumplimiento efectivo del valor ajustado de estatismo, al evaluar la modificación final de potencia activa en relación al escalón conocido de frecuencia aplicado. Sin embargo, la prueba de estatismo también brinda información sobre la dinámica con la que el sistema de gobernador-turbina-generador responde, con lo cual se convierte en la prueba ideal para validar el modelo matemático del lazo de regulación de potencia-frecuencia de los generadores.

Se procedió a conformar un esquemático completo del lazo de regulación de potencia-frecuencia en Matlab® que permitiera validar la prueba de campo, el cual se muestra en la Figura 4.5.

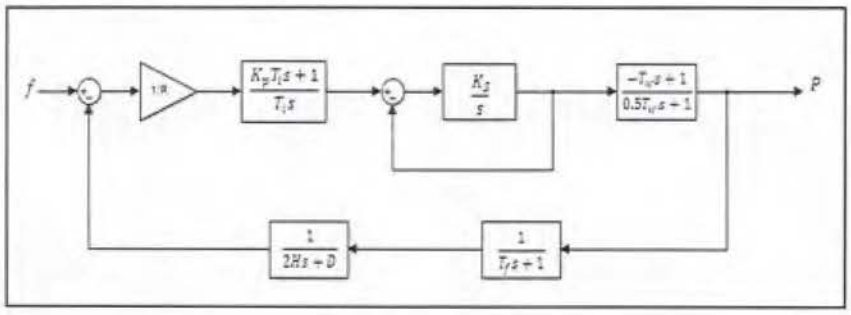


Figura 4.5. Diagrama de bloques del Lazo de control de potencia-frecuencia que se utilizó para validar la prueba de estatismo de los gobernadores PID en Matlab®.

Las consideraciones que se tomaron para trabajar los modelos matemáticos son las siguientes:

- No se modela banda muerta ni limitador de apertura.
- Se utiliza modelo aproximado de turbina.

- Se considera la potencia de generador = Consigna de potencia, con lo que el error de potencia es cero. Esto significa que se estudiará el comportamiento de la unidad solo ante cambios en la frecuencia.

Se desarrolló un programa en Matlab® que utiliza los parámetros definidos en la Tabla 4.2 y el diagrama de la Figura 4.5 para obtener la respuesta al escalón de la función de transferencia de lazo cerrado (FTLC). El mismo programa lee los datos de la prueba de campo para el generador en validación y permite comparar la respuesta del modelo matemático con la prueba de campo.

La primera prueba se realizó con la unidad #1 de Cachí para verificar si el modelo matemático reflejaba la respuesta real. El resultado se muestra en la Figura 4.6, donde se puede observar que el valor final alcanzado por el modelo es igual al de la prueba, pero la dinámica es diferente.

Con base en esta información gráfica, se realizó la consulta a soporte técnico con respecto a la validez de los parámetros. Se llevó a cabo una sesión de trabajo entre el CENCE y STNG para buscar mayor información en el código fuente. Esta revisión exhaustiva permitió evidenciar que Andritz aplica un escalamiento de la ganancia proporcional en el regulador de potencia, dividiendo la misma por el valor normalizado de la potencia nominal de turbina con respecto a una base de 100 MVA. De esta forma, la ganancia que se observa para la unidad #1 de Cachí en la Tabla 4.2, debe leerse como 0.138, para que cuando se aplique el factor 45 MW/100 MVA, dé como resultado el valor brindado por STNG.

Realizando este ajuste de la ganancia en el programa de Matlab® se obtiene el resultado observado en la Figura 4.7, donde el modelo matemático se ajusta perfectamente a la prueba de campo. Este fue uno de los primeros aportes de la investigación, ya que si no se hubiera hecho el proceso de validación, este escalamiento que utiliza Andritz Hydro® en las ganancias de los gobernadores de turbinas francis no se hubiera determinado.

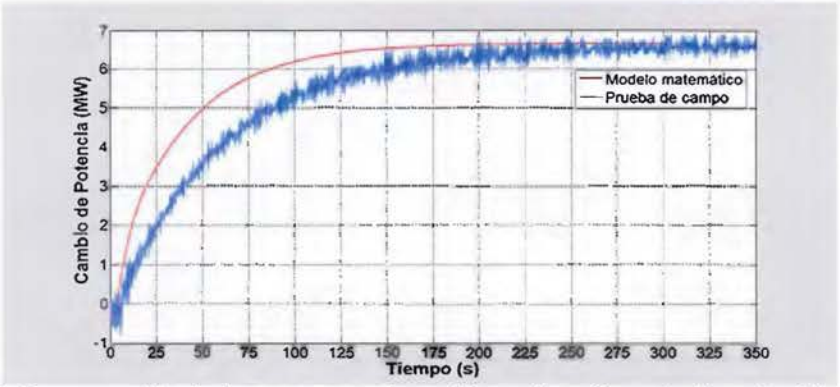


Figura 4.6. Comparación de la respuesta al escalón en la referencia de velocidad de Cachí U1 por simulación en Matlab® y prueba de campo con ganancia Kp=0.3.

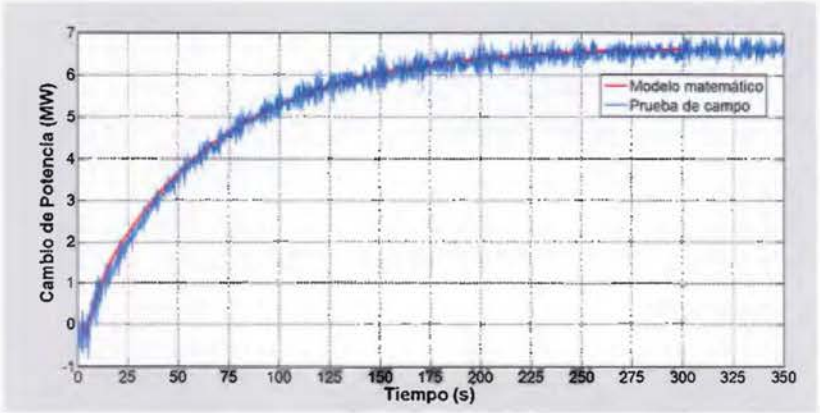


Figura 4.7. Comparación de la respuesta al escalón en la referencia de velocidad de la unidad #1 de Cachí por simulación en Matlab® y prueba de campo con ganancia Kp=0.138.

Habiendo obtenido un resultado satisfactorio en la validación del modelo matemático del lazo de control conformado por el gobernador, turbina y generador de la unidad #1 de Cachí, se continuó con el análisis del modelo matemático de los gobernadores de las unidades #1 y #2 Angostura, así como de las unidades #1, #2 y #3 Arenal. Para ello se procedió a conformar un esquemático completo del lazo de regulación de potencia-frecuencia en Matlab® que permitiera validar la prueba de campo, el cual se muestra en la Figura 4.8.

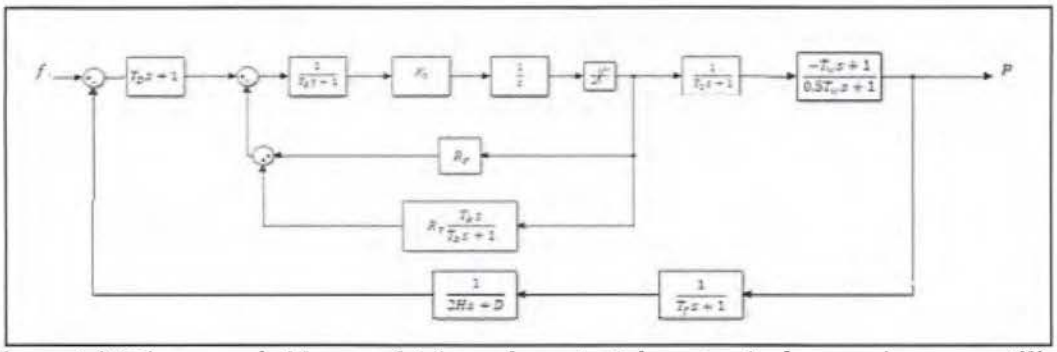


Figura 4.8. Diagrama de bloques del Lazo de control de potencia-frecuencia que se utilizó para validar la prueba de estatismo de los gobernadores aceleométricos en Matlab®.

Se procedió de forma análoga al caso de los PID, desarrollando un programa en Matlab® que utiliza los parámetros definidos en la Tabla 4.2 y el diagrama de la Figura 4.8 para obtener la respuesta al escalón de la función de transferencia de lazo cerrado (FTLC). El mismo programa lee los datos de la prueba de campo para el generador en validación y permite comparar la respuesta del modelo matemático con la prueba de campo. En la Figura 4.9 se muestra la validación del modelo matemático del sistema gobernador, turbina y generador de la unidad #1 Arenal, utilizando los parámetros de la Tabla 4.2 y la prueba de campo real.

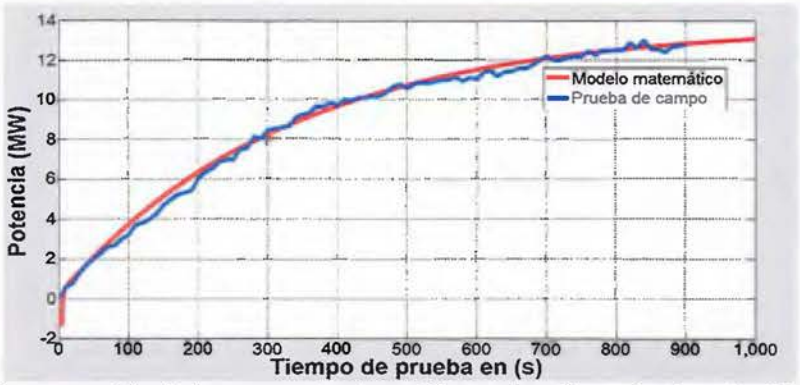


Figura 4.9 Comparación de la respuesta al escalón en la referencia de velocidad de Arenal U1 por simulación en Matlab® y prueba de campo.

Con la confianza que brindó la validación del modelo matemático desarrollado en Matlab® para representar los sistemas de regulación de frecuencia de los generadores bajo investigación, se procedió con la estrategia para el ajuste de gobernador.

4.4 Propuesta y criterios de ajuste para el sistema de regulación de velocidad

Debido a la versatilidad del programa Matlab® para crear programas, se decidió confeccionar un programa que ante una serie de parámetros de entrada conocidos, brinde los ajustes óptimos del gobernador en función de la respuesta de regulación primaria requerida por el CENCE.

Algo importante de señalar, es que el modelo matemático de gobernador utilizado en Matlab® para simular la prueba de estatismo no tiene la ventaja del modelado que proporciona el programa PSS®E, en cuanto a la consideración de la red eléctrica externa y la participación de los otros generadores al momento de realizar la simulación dinámica de una prueba como la de estatismo. Sin embargo, como parte del desarrollo de la investigación, se pudo lograr que el modelo matemático de Matlab® ajuste la respuesta de estatismo de un generador realizada en PSS®E. Para lograr lo anterior, se trabaja en los parámetros D y T_f, que aparecen en los diagramas de las Figuras 4.5 y 4.8. Como se describió en el marco teórico, el parámetro D modela el amortiguamiento del sistema. Se demostró que para cada generador bajo estudio, este parámetro se encuentra en un rango de valores acotado y puede ser representado como una función potencial del producto de los parámetros del controlador del gobernador. En el caso de la constante de tiempo T_f, esta se encuentra relacionada con el sistema hidráulico de bombas, válvulas y servo motores.

Para poder determinar cuantitativamente el ajuste del amortiguamiento D en el modelo de Matlab® que permite obtener una respuesta equivalente en PSS®E, se realizaron varias pruebas de estatismo, tanto en PSS®E como en Matlab®, modificando los ajustes del controlador PI de la unidad #3 de Angostura, tal y como se resume en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3 Determinación del modelo potencial del parámetro D en función de los parámetros Kp y Ti del gobernador PI de la unidad #3 de Angostura, para lograr una respuesta similar a la obtenida en el programa PSS®E cuando se aplica una prueba de estatismo.

Número de Prueba	Angostura U3				
	Kp	Ti	Ti/Kp	D	T_f
1	0.6	12	20	43	6
2	0.5	9	18	43	6
3	0.4	14	35	37	7
4	0.3	12	40	37	7
5	0.1	11	110	31	7
6	0.3	8	26.67	40	7
7	0.2	9	45	35	7
8	0.4	7.5	18.75	43	6

A partir de estas simulaciones se procedió a graficar el comportamiento del factor de amortiguamiento D en función de la razón Ti/Kp. El resultado se muestra en la Figura 4.10.

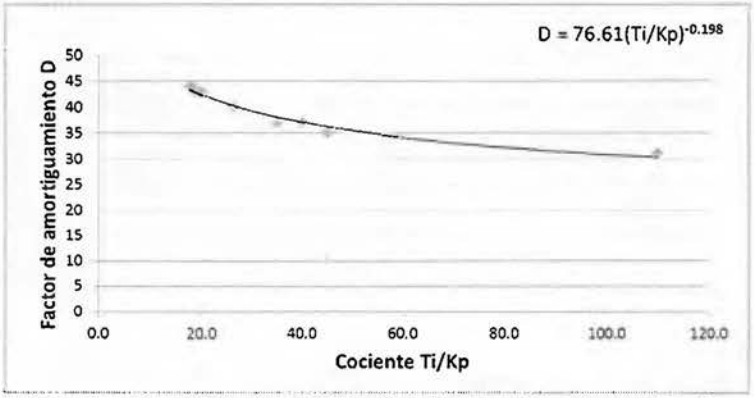


Figura 4.10 Tendencia potencial que exhibe el parámetro D para poder obtener soluciones equivalentes en el programa PSS®E y Matlab® para la unidad #3 Angostura.

Se puede observar en la Figura 4.10 que el parámetro D varía entre 31 y 43. En el caso del parámetro T_f no hay una variación significativa. Matemáticamente, el comportamiento del parámetro D se aproximó mediante la función potencial

$$D = 76.61\left(\frac{T_i}{K_p}\right)^{-0.198} \qquad (4.1\text{-}4)$$

La ecuación (4.1-4) que describe el comportamiento del parámetro D ante cambios en los ajustes del controlador, se utilizó en el programa de Matlab® que se desarrolló en la

investigación para obtener los ajustes de gobernador que permitan un desempeño óptimo de las unidades del SEN ante eventos de frecuencia.

En la Figura 4.11 se muestra el resultado de la prueba de estatismo número 1 de la Tabla 4.3. Se puede observar que los resultados tanto en Matlab® como en PSS®E son prácticamente idénticos. Este resultado es muy importante, ya que para poder ajustar un gobernador a una condición conveniente para el Sistema Eléctrico se debe contar con un modelo matemático al cual se le pueden variar parámetros de ajuste para que dicho modelo cumpla con un criterio establecido.

Se procedió a realizar lo mismo para todos los generadores con gobernador PID de la investigación. Los resultados se encuentran en el Apéndice A1. En el caso de los gobernadores aceleromètricos, no es necesario realizar este ajuste matemático en el modelo de Matlab® para obtener la misma respuesta al escalón en la velocidad que exhibe el PSS®E.

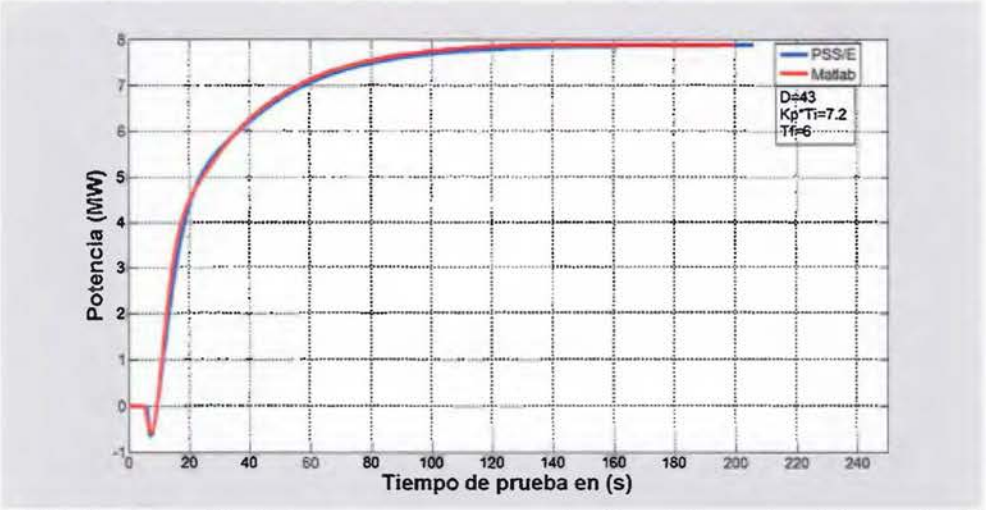


Figura 4.11. Comparación de la respuesta a una prueba de estatismo simulada en Matlab® con la respuesta obtenida en la misma prueba en PSS®E cuando se toma en cuenta los ajustes a los parámetros D y Tf.

Una vez obtenidos los modelos matemáticos de todos los gobernadores se desarrolló un programa en Matlab® para cada gobernador que permitiera calcular los parámetros del

controlador que deben ser ajustados en Planta para obtener una respuesta satisfactoria en el SEN ante eventos de frecuencia.

El programa está estructurado como se muestra en el diagrama de la Figura 4.12.

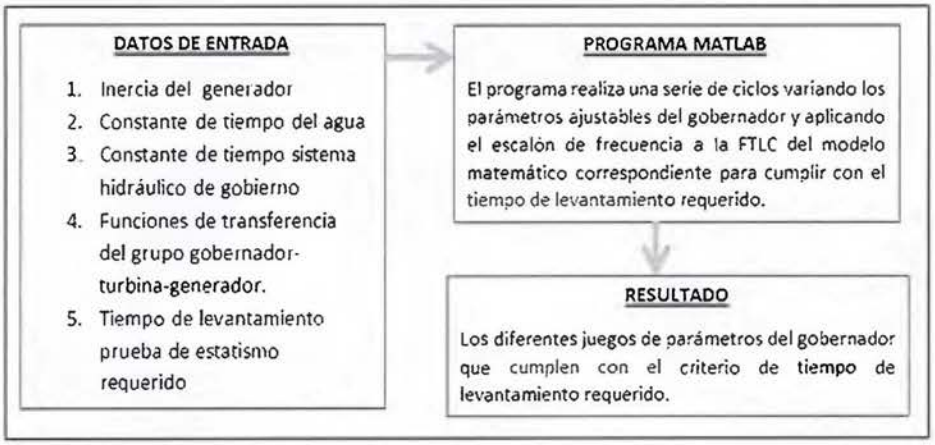


Figura 4.12 Estructura del programa desarrollado en Matlab® para la determinación de los parámetros óptimos a instalar en los gobernadores del SEN.

En el Apéndice 3, se encuentra el código de programación .m de Matlab®, que brinda los diferentes juegos de parámetros que cumplen con un tiempo de levantamiento requerido, para el caso de la unidad #3 Angostura. Como ejemplo, se introdujo al programa un tiempo de levantamiento objetivo de 120 segundos. En la Tabla 4.4, se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 4.4 Resultados posibles de parámetros del gobernador de Angostura U3 que brindan una respuesta de estatismo con tiempo de levantamiento de 120 segundos.

Solución programa de Matlab	Angostura U3	
	Kp	Ti
1	0.13	7.8
2	0.19	10.8
3	0.25	13.6
4	0.3	15.8
5	0.31	16.2
6	0.33	17

Para la escogencia del juego de parámetros, se graficó la respuesta a la prueba de estatismo con las soluciones 1, 3 y 6 para observar las diferencias. En la Figura 4.13, se muestra el resultado de las simulaciones. Se observa que la solución 3 brinda características óptimas de desempeño al no presentar una respuesta inicial alta como la solución 1, lo que favorece la estabilidad; ni tampoco presenta una subida muy lenta como la solución 3, que perjudica el desempeño ante eventos de frecuencia en la red eléctrica.

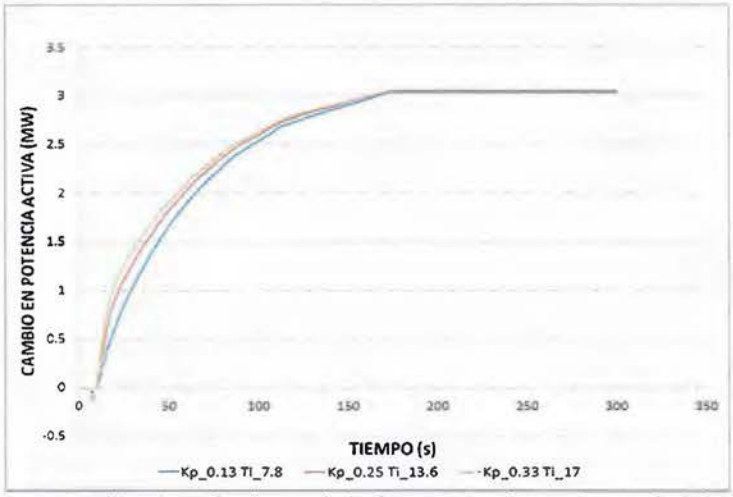


Figura 4.13 Comparación de soluciones brindadas por el programa de Matlab® para una respuesta del gobernador de Angostura U3 que cumple con un tiempo de levantamiento de 120 s.

Para definir el tiempo de levantamiento óptimo que deben exhibir los gobernadores del SEN en las pruebas de estatismo, la respuesta de regulación primaria debe ser tal que presente un desempeño adecuado y garantice estabilidad en los siguientes escenarios

- Costa Rica conectado al SER
- Costa Rica conectado a Panamá y Nicaragua (Partición del SER)
- Costa Rica aislado

De esta forma, el ajuste de un gobernador debe ser tal que su respuesta en el escenario más probable sea rápida (conectado al SER), pero que garantice estabilidad si Costa Rica debe operar aislado, o bien en el restablecimiento después de un apagón. Básicamente la diferencia consiste en la inercia del sistema y en su parámetro de Bias de frecuencia, el cual fue explicado en el marco teórico. En el desarrollo de la investigación, y como se explicará

en detalle a continuación, a estos escenarios se debió agregar un criterio adicional para la definición de los parámetros óptimos del gobernador: el ajuste de regulación primaria de frecuencia debe ser compatible con los ajustes de regulación secundaria de potencia-frecuencia en AGC, de lo contrario se presentan oscilaciones de baja frecuencia debido a descoordinación entre los sistemas de control.

Con base en el escenario de más baja inercia (Costa Rica aislado), se probaron una serie de ajustes de gobernador en simulaciones dinámicas de PSS®E, hasta que la respuesta obtenida en un evento con disparo de generación, fuera lo más rápido posible pero que garantizara estabilidad (respuesta oscilatoria amortiguada). El tiempo de levantamiento aproximado en la prueba de estatismo para lograr esta condición fue de 200 segundos, y los parámetros de gobernador que se deben ajustar en planta para lograr esta respuesta se muestran en la Tabla 4.5, y se obtuvieron del programa desarrollado en Matlab® para cada generador.

Los primeros ajustes de la Tabla 4.5 en ser implementados en planta, fueron los de unidad #3 Angostura y unidad #1 Arenal, bajo la modalidad de prueba para validar en tiempo real ante eventos de frecuencia y en la operación de estado estable, si el desempeño real se aproximaba al teórico. En el caso de unidad #1 Arenal, al ser un gobernador tipo acelerométrico, el ajuste se implementó y no se observó una afectación en el desempeño de la unidad en regulación de AGC.

Tabla 4.5 Ajustes de gobernador para cumplir tiempo de levantamiento en prueba de estatismo de 120 segundos.

Generador	Gobernador PID		Ganancia de lazo de posición	Características de campo		
	Kp	*Ti*	*Ks*	*H*	*Tw*	*R*
Angostura U3	0.12	12	25	4.57	2.47	3%
Cachí U1	0.18	12.5	5	3	2.4	3%
Cachí U2	0.18	12.5	5	3	2.4	3%
Cachí U3	0.14	12.6	5	2.8	2.4	3%
Pirrís U1	0.23	17.4	9.8	4.32	3.09	3%
Pirrís U2	0.23	17.4	9.8	4.32	3.09	3%
Generador	Gobernador Aceleométrico		Ganancia de lazo de posición	Características de campo		
	RT	*Tr*	*Ks*	*H*	*Tw*	*R*
Angostura U1	0.25	7.2	2	4.57	2.47	3%
Angostura U2	0.25	7.2	2	4.57	2.47	3%
Arenal U1	0.35	6.6	3.33	3.16	2.4	3%
Arenal U2	0.35	6.6	3.33	3.16	2.4	3%
Arenal U3	0.35	6.6	3.33	3.16	2.4	3%

El primer ajuste en ser implementado en planta para un gobernador PID, fue el de unidad #3 Angostura. Cuando la unidad se ajustó y se entregó para control remoto del CENCE, se observó una oscilación en la potencia activa con un periodo muy definido de alrededor de 10 minutos, cuando la unidad operó en el modo de control de AGC denominado Base Regulando (BREG). En la Figura 4.14 se muestra la oscilación descrita. Los modos de control del AGC que aparecen en el gráfico se describen a continuación, en orden de aparición temporal en el gráfico:

- Modo de control 14 (SYNC): generador opera como condensador síncrono.
- Modo de control 4 (MANL): Es la operación manual del generador por el operador de la planta. Es utilizado durante el periodo de rampa de toma de carga hasta el valor mínimo técnico de potencia activa para operación continua.
- Modo de control 6 (AUTO): En este modo, el AGC toma control pleno de la potencia activa del generador para colaborar con la corrección de ACE's en el sistema, junto con los otros generadores que se encuentren operando en dicho modo.
- Modo de control 3 (BREG): En este modo de control, el generador opera cerca de algún valor de consigna que le defina el operador del CENCE, pero el AGC

utilizará parte de la reserva de regulación para corregir ACE de magnitud considerable en el SEN.

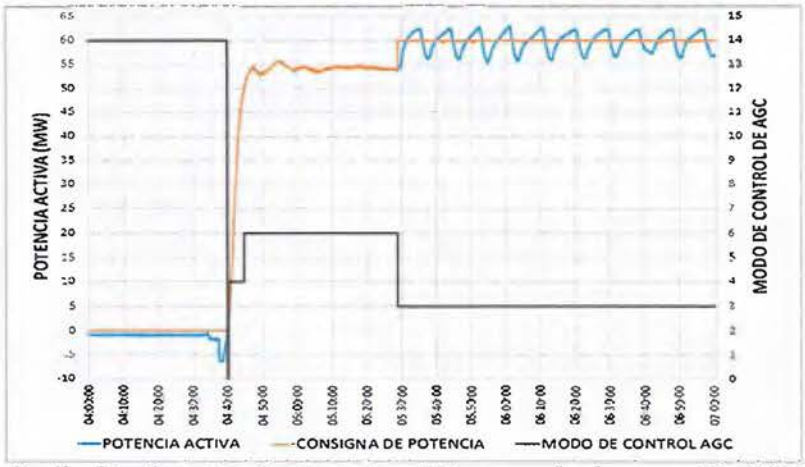


Figura 4.14 Oscilación de potencia Angostura U3, en modo de operación BREG del AGC luego de ser ajustado el gobernador según parámetros de la Tabla 4.5.

Fuente: Registro Histórico SCADA/EMS del ICE.

Este desempeño exhibido por Angostura U3 es inaceptable, ya que esta planta al igual que todas las que se analizaron en esta investigación, brindan el servicio de regulación secundaria de potencia-frecuencia al SEN, garantizando el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño establecidos en la normativa regional y nacional.

Investigando más a fondo acerca de la diferencia que existe entre la lógica de manejo de la consigna de potencia de los gobernadores aceleromètricos en comparación con los gobernadores PID, se concluyó que en el aceleromètrico, la consigna de potencia se transmite directo a la turbina y existe un lazo de compensación que se mostró en la Figura 2.29, que amortigua el efecto de la consigna inicial. En el caso de los gobernadores PID instalados en las plantas Cachí, Angostura y Pirrís, la consigna de potencia pasa por el controlador del lazo de potencia antes de ser transmitida a la turbina, lo cual tiene el inconveniente de que si dicho lazo fue ajustado pensando en el escenario más crítico (Costa Rica aislado), exhibiendo respuestas lentas adecuadas para la regulación primaria de frecuencia, esto va a repercutir en la regulación secundaria haciendo la respuesta excesivamente lenta.

Dentro de la dinámica actual de los sistemas eléctricos que operan interconectados, donde el objetivo primordial es el económico y por ende mantener los intercambios en los enlaces en sus valores programados, es fundamental buscar la mejor opción de ajuste para garantizar que la respuesta sea aceptable con el sistema, tanto interconectado como con el sistema aislado o en condiciones de restablecimiento. Si esto no es posible y se sacrifica la regulación secundaria de potencia-frecuencia, se deben buscar opciones como utilizar diferentes ajustes de parámetros dependiendo de la topología del SER.

Por otro lado, llamó la atención la diferencia existente entre los dos tipos de gobernador, acelerométrico y PID, en cuanto a la respuesta de regulación primaria y secundaria. Pensando únicamente en el desempeño de regulación primaria, el gobernador acelerométrico es ideal, ya que permite separar la dinámica de frecuencia de la de control remoto de AGC, es decir, no se presentan conflictos al reajustar el gobernador. Los gobernadores tipo PID se han venido instalando en Costa Rica, debido a que en los procesos de modernización de controles en plantas, los fabricantes están ofreciendo únicamente el tipo de gobernador PID. Esto es entendible porque son gobernadores que se diseñan para sistemas como el estadounidense, sistemas europeos e incluso sistemas como el de China, donde la inercia es tan grande que los gobernadores son ajustados para brindar respuestas ante eventos sumamente rápidas y estas no se podrían alcanzar con el tipo de gobernador acelerométrico. Esta es la razón por la cual el fabricante Andritz® dejó el primer ajuste de gobernador de la unidad #3 de Angostura que exhibía respuestas oscilatorias en eventos de frecuencia, ya que la realidad europea es que las ganancias son altas y los tiempos del controlador son bajos.

Teniendo en cuenta el efecto tan importante del ajuste del gobernador en la regulación secundaria de potencia-frecuencia para los gobernadores PID, se concluye que las características que deben cumplir los generadores del SEN son:

- Gobernadores acelerométricos: el tiempo de levantamiento del 10 % del valor final al 90 % del valor final debe ser cercano a los 180 segundos, en prueba de estatismo.
- Gobernadores PID: el tiempo de levantamiento del 10 % del valor final al 90 % del valor final debe ser cercano 60 segundos, en prueba de estatismo.

- La rampa de potencia activa en control local, debe estar entre los 20 MW/min y los 50 MW/min.
- La simulación de una pérdida de generación en el escenario Costa Rica conectado a Panamá y Nicaragua (Partición del SER), debe ser estable.

Con estas nuevas consideraciones, el programa de Matlab® para obtener parámetros de ajuste de gobernador brindó los resultados que se muestran en la Tabla 4.6, los cuales serán denominados ajustes definitivos y que fueron implementados en las diferentes plantas.

Tabla 4.6 Ajustes definitivos de gobernador para cumplir las especificaciones de desempeño óptimo en regulación primaria de frecuencia y secundaria de potencia-frecuencia.

Generador	Gobernador PID		Ganancia de lazo de posición	Características de caída		
	Kp	*Ti*	*Ks*	*H*	*Tw*	*R*
Angostura U1	0.5	11	25	4.57	2.47	3%
Angostura U2	0.5	11	25	4.57	2.47	3%
Angostura U3	0.5	11	25	4.57	2.47	3%
Cachí U1	0.8	8	5	3	2.4	3%
Cachí U2	0.8	8	5	3	2.4	3%
Cachí U3	0.8	8	5	2.8	2.4	3%
Pirrís U1	0.6	14	9.8	4.32	3.09	3%
Pirrís U2	0.6	14	9.8	4.32	3.09	3%
Generador	Gobernador Mecanohidráulico		Ganancia de lazo de posición	Características de caída		
	RT	*Tr*	*Ks*	*H*	*Tw*	*R*
Arenal U1	0.3	6.4	3.33	3.16	2.4	3%
Arenal U2	0.3	6.4	3.33	3.16	2.4	3%
Arenal U3	0.3	6.4	3.33	3.16	2.4	3%

Los ajustes de la Tabla 4.6 fueron implementados en las plantas excepto en planta Pirrís por un tema de garantía que está todavía en discusión con el fabricante, sin embargo en el capítulo 6 se demuestra que los parámetros actuales de las máquinas de Pirrís producen respuestas del tipo oscilatorias en la condición Costa Rica aislado. Con los ajustes

implementados se procedió a realizar las pruebas de estatismo las cuales se validaron con el modelo matemático de Matlab® tal y como se observa en la Figura 4.15, donde las respuestas de los modelos matemáticos programados en Matlab®, exhiben prácticamente el mismo comportamiento de las mediciones registradas en las pruebas de campo. En el caso de Arenal, el registro de datos de la prueba se hizo con un muestreo de menos de 10 ms, y es la razón por la cual se observa un poco saturada en datos. Para pruebas de gobernadores es suficiente con tiempos de muestreo entre los 100 ms y los 2 segundos.

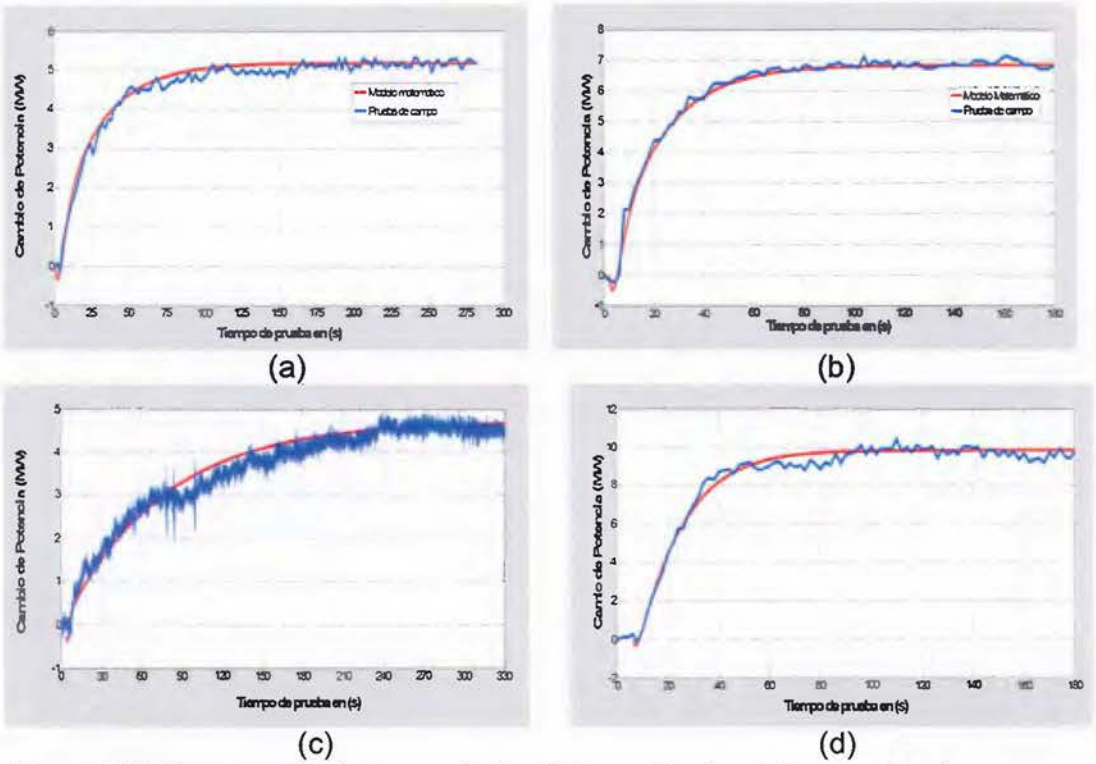
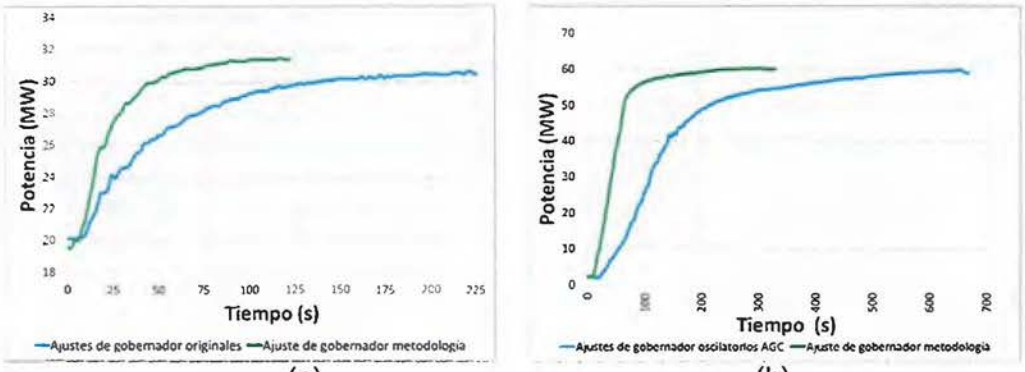


Figura 4.15. Comparación de los resultados de la prueba de estatismo realizada en campo y los resultados de la prueba de estatismo en el modelo matemático de Matlab® con el ajuste actual de gobernador para las plantas: (a) Angostura, (b) Cachí, (c) Arenal y (d) Pirrís.

En el caso de los gobernadores PID, de Angostura y Cachí se observó que el reajuste de los parámetros de gobernador permitió una mejora en el desempeño de dichos generadores en la regulación secundaria de potencia-frecuencia. Una característica que es sumamente importante para un desempeño adecuado de las unidades en AGC, es su rampa de toma de carga local en MW/min.

En la Figura 4.16 se muestra la forma en que se modificó la rampa de potencia activa en control local al reajustar los parámetros de gobernador según la metodología desarrollada en la presente investigación. Entre mayor sea la rampa de potencia activa, mejor es el desempeño del generador en regulación automática del AGC, sin embargo tampoco puede ser demasiado rápida debido a que es necesario garantizar respuestas estables en eventos de frecuencia.



(a) (b)

Figura 4.16. Variación de la rampa para subir potencia activa en control local ante cambios en los parámetros de ajuste del gobernador: (a) Cachí y (b) Angostura.

4.5 Desempeño de los generadores en regulación primaria de frecuencia y el impacto de la nueva propuesta de ajuste de parámetros en el desempeño de Costa Rica en regulación secundaria de potencia-frecuencia

Para exponer los beneficios obtenidos con el ajuste de los gobernadores en las plantas de generación de la investigación, se analizará un evento de frecuencia presentado en el SER en el año 2014, con el cual se extrajeron conclusiones del desempeño en regulación primaria de frecuencia de los generadores ajustados. En el caso de la regulación secundaria de potencia-frecuencia, se analizará la evolución del criterio de desempeño CPS1 del NERC del sistema costarricense entre los años 2011-2014.

Evento de frecuencia 12 de mayo de 2014

El 12 de mayo de 2014, a las 18:25:34 hrs, se presentó un evento en el sistema eléctrico regional, que consistió en el disparo de la línea de interconexión entre México y Guatemala y la pérdida correspondiente de 120 MW de importación de Guatemala, que produjo una variación pronunciada de frecuencia hasta un valor mínimo de 59.7 Hz según los registros históricos del SCADA del CENCE. Con base en estos mismos registros se construyeron las gráficas mostradas en las Figuras 4.17-4.20, que permiten analizar el desempeño de las plantas Angostura, Arenal, Cachí y Pirrís en regulación primaria de frecuencia. En la hora del evento no se encontraban despachados los generadores unidad #1 de Angostura y unidad #1 de Pirrís, por lo que no se pudo observar su respuesta.

En la Figura 4.17, se puede observar que los generadores de Angostura U1 y U2, exhiben una respuesta rápida con un ligero sobrepaso (menor al 15 %).

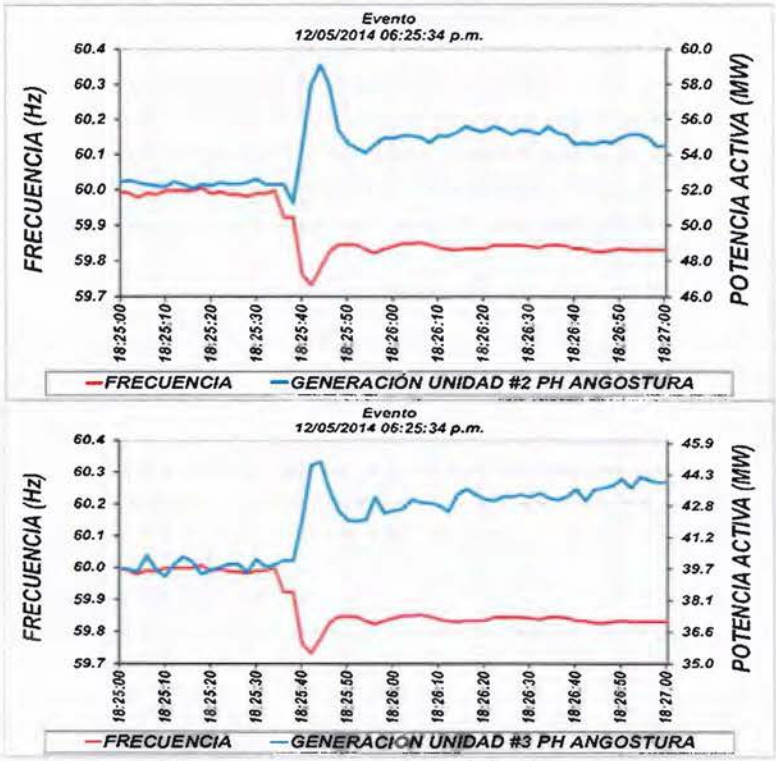


Figura 4.17. Desempeño de los generadores #2 y #3 de Angostura en regulación primaria para el evento de frecuencia del 12 de mayo de 2014 con los parámetros de gobernador ajustados de acuerdo a la metodología de la investigación.

Fuente: Registro Histórico SACADA/EMS del ICE.

Esto es esperado debido a que la principal función de Angostura es brindar regulación secundaria de potencia-frecuencia en el SEN, por lo que se ajustaron los parámetros de gobernador para cumplir con este requisito, sin embargo la estabilidad en regulación primaria no se ve afectada en mayor medida. El aporte final es aproximadamente 3 MW en cada generador. Es importante poder contrastar la respuesta de la unidad #3 de Angostura en este evento, con la respuesta de las Figuras 4.1 y 4.2, donde se observa que con el ajuste propuesto se eliminó la oscilación indeseada en la respuesta de regulación primaria, sin afectar el desempeño del generador en regulación de AGC.

En la Figura 4.18 se observa la respuesta de los generadores de Arenal, que al tener gobernadores acelerométricos, su respuesta es más lenta y por lo tanto mucho más estable. El aporte final es de aproximadamente 2 MW por generador.

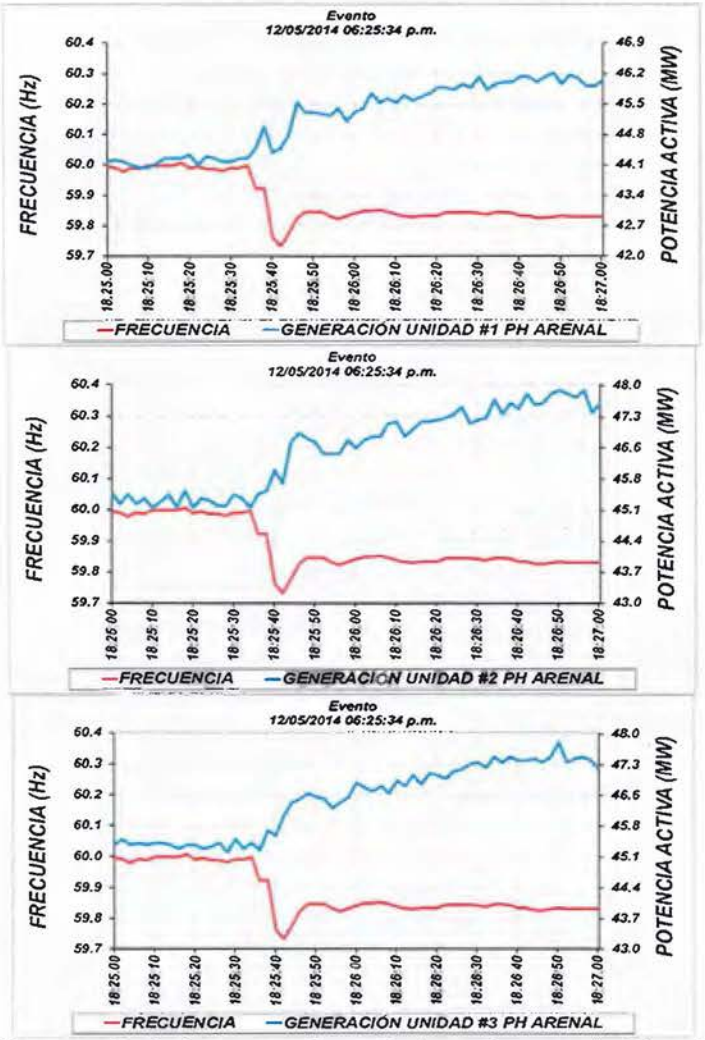


Figura 4.18. Desempeño de los generadores de Arenal en regulación primaria para el evento de frecuencia del 12 de mayo de 2014 con los parámetros de gobernador ajustados de acuerdo a la metodología de la investigación.

Fuente: Registro Histórico SACADA/EMS del ICE.

En la Figura 4.19, se muestra la respuesta de las unidades #1, #2 y #3 de Cachí. En este caso particular, las tres unidades se encontraban operando cerca de su límite de potencia máxima, por lo que su respuesta se ve inhibida por capacidad hidráulica de la tubería de presión. Esto se nota muy bien en el caso de la unidad #2, que prácticamente no exhibe respuesta alguna sino más bien una pequeña disminución en su entrega de potencia activa, pero la unidad #1 exhibe una respuesta adecuada con un aporte de 1 MW

aproximadamente. La diferencia radica en que la tubería de presión tiene una bifurcación y el generador 1 es el que se encuentra más cercano de la tubería de presión. En el caso de la U3, este generador no comparte bifurcación con las unidades 1 y 2, sino que es un tramo de tubería que sale directamente de la tubería de presión, por eso se observa una respuesta adecuada pero más lenta que en el caso de la unidad #1.

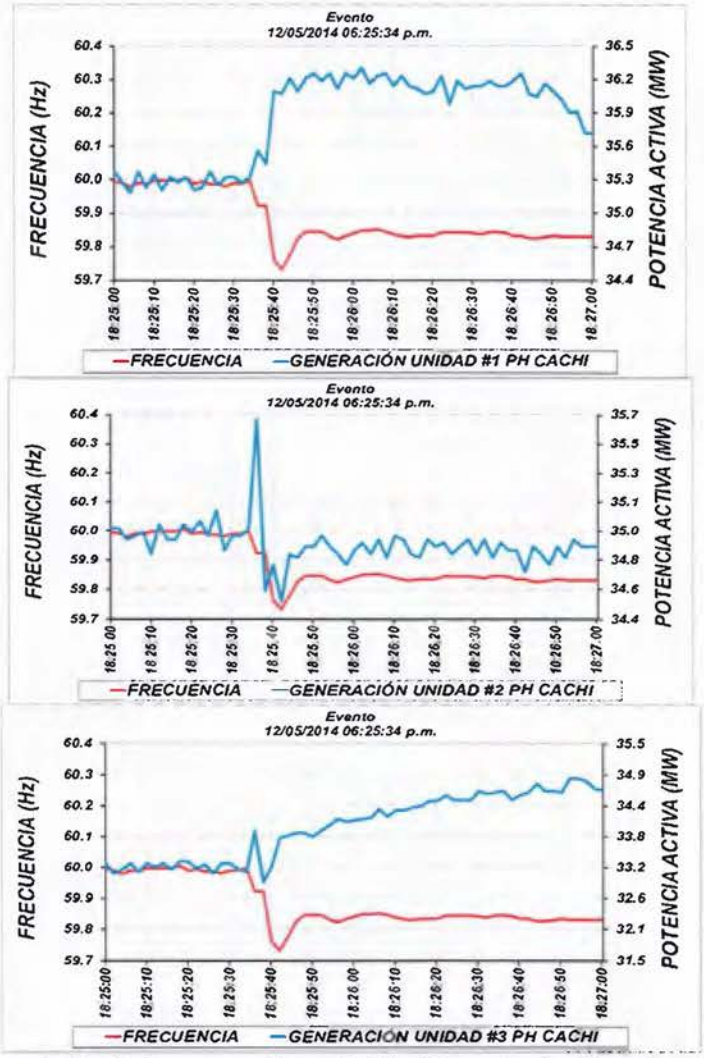


Figura 4.19. Desempeño de los generadores de Cachí en regulación primaria para el evento de frecuencia del 12 de mayo de 2014 con los parámetros de gobernador ajustados de acuerdo a la metodología de la investigación.

Fuente: Registro Histórico SACADA/EMS del ICE.

Finalmente, en la Figura 4.20 se muestra el desempeño de unidad #2 de Pirrís en el evento. La respuesta es adecuada sin sobrepaso, un poco más rápida que en el caso de Arenal pero más lenta que en los otros PID. Su aporte final es de aproximadamente 4 MW, con lo que se concluye que todos los generadores tuvieron una participación adecuada de acuerdo a su capacidad nominal.



Figura 4.20. Desempeño de unidad #2 de Pirrís en regulación primaria para el evento de frecuencia del 12 de mayo de 2014 con los parámetros de gobernador originales.

Fuente: Registro Histórico SACADA/EMS del ICE.

Mejoramiento del CPS1 en el SEN

Como se detalló en el marco teórico, se utilizó el indicador CPS1 para medir el beneficio obtenido con el ajuste de parámetros de gobernador dado por la metodología, en el desempeño de regulación secundaria de potencia-frecuencia de Costa Rica como área de control dentro del Sistema Eléctrico Regional.

En la Figura 4.21, se muestra el comportamiento mensual del indicador CPS1 en un gráfico de tipo red. De acuerdo a lo mencionado en el marco teórico, un área de control con desempeño perfecto tendría su CPS1=200, por lo que este valor se observa como un círculo de radio 200 en el gráfico de tipo red. De esta forma, áreas de control con valores CPS1 dentro del círculo ideal, tienen un desempeño inadecuado en regulación de frecuencia. Aplicando esto al gráfico de la Figura 4.21, se puede notar que antes de la aplicación de la metodología de ajuste de gobernadores, los generadores de Costa Rica tenían un

desempeño inadecuado en regulación de frecuencia. En el 2014, con la primera etapa completada, se observa claramente el beneficio obtenido, donde Costa Rica tiene un desempeño cercano al valor ideal.

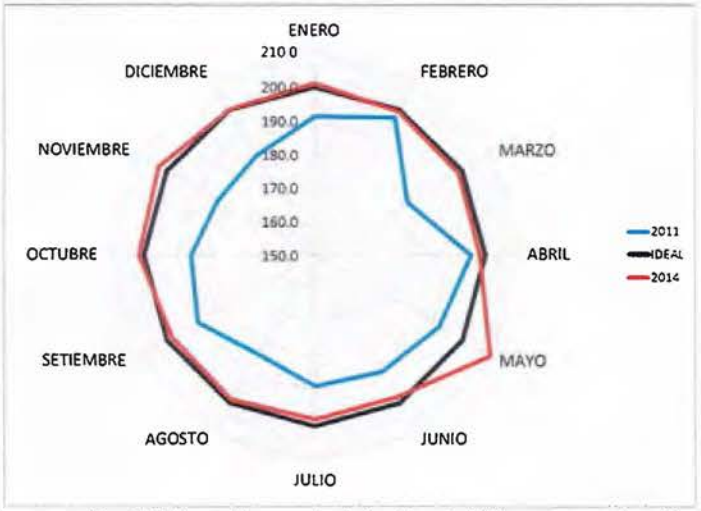


Figura 4.21 Desempeño del área de control de Costa Rica en regulación secundaria de potencia-frecuencia medido con el indicador mensual CPS1 para los años 2011 y 2014.
Fuente: Registro Histórico SACADA/EMS del ICE.

Para poner en perspectiva la importancia de este hito logrado con la investigación, se muestra en la Figura 4.22 el comportamiento horario del indicador CPS1 en los diferentes países del SER, para el día 21 de julio de 2014 con los datos que nos proporcionó el Ente Operador Regional (EOR). Se puede notar que Costa Rica es el país del SER que tiene el mejor cumplimiento del indicador CPS1, seguido por países como El Salvador y Panamá. En el caso de Honduras, Nicaragua y Guatemala, su desempeño en regulación primaria de frecuencia no es adecuado y constantemente producen desviaciones de energía en el SER.

De acuerdo a lo anterior, el ajuste adecuado de los gobernadores en un sistema eléctrico, garantiza la operación estable y desempeño adecuado en eventos de frecuencia, así como el manejo y control de las desviaciones de energía de un área de control. Con la aplicación de esta metodología y extensión a las plantas restantes del SEN, Costa Rica se posiciona como país líder a nivel centroamericano en regulación de frecuencia.

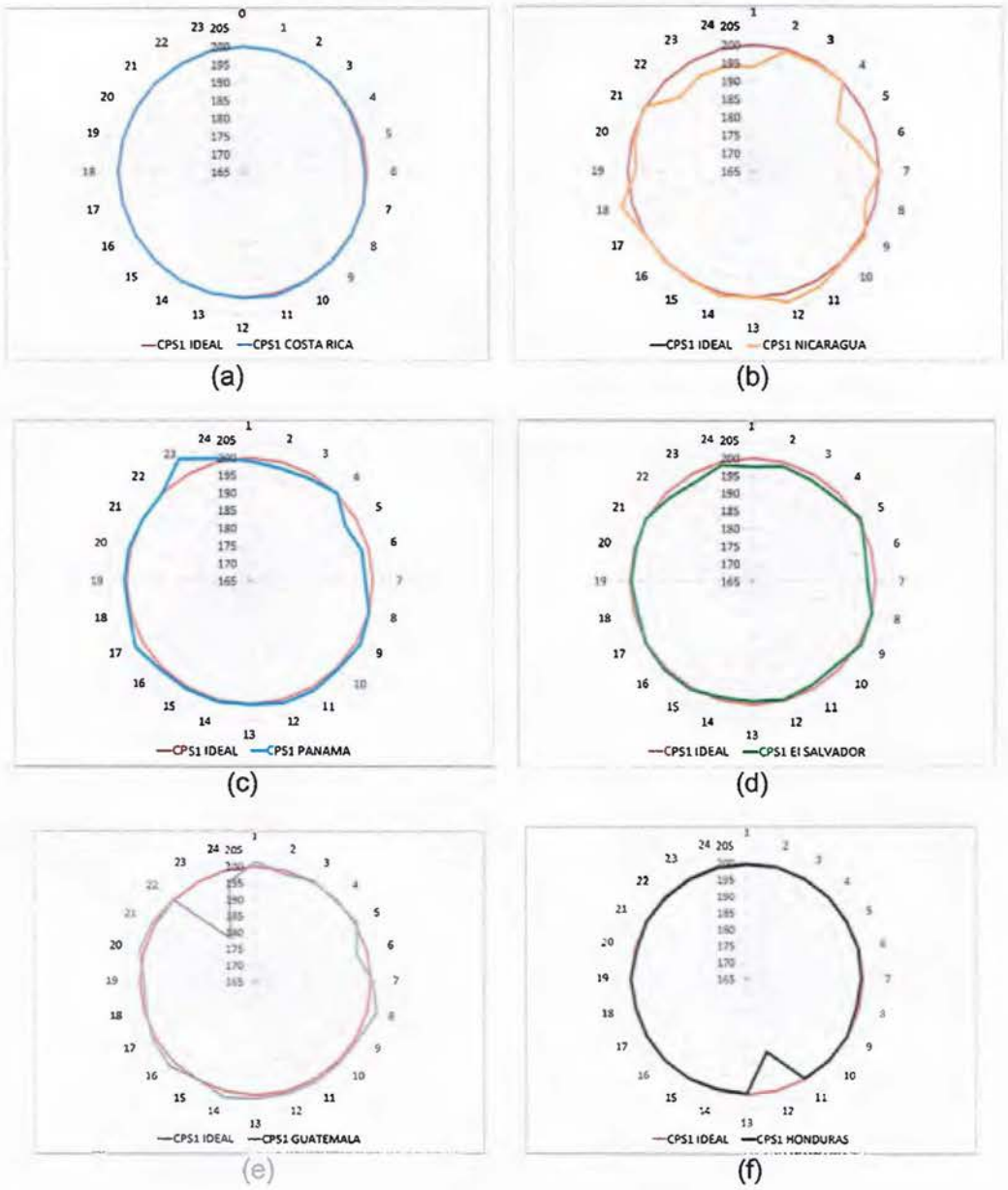


Figura 4.22. Comportamiento horario del indicador CPS1 para el día 21 de julio de 2014 en los siguientes países que conforman el SER: (a) Costa Rica, (b) Nicaragua, (c) Panamá, (d) El Salvador, (e) Guatemala y (f) Honduras.

Fuente: Registro Histórico SACADA/EMS del ICE.

CAPÍTULO 5: Metodología de validación de modelos matemáticos de sistema de regulación de tensión y propuesta de ajuste de parámetros

5.1 Obtención de modelos de AVR con datos del fabricante y pruebas de escalón para validación matemática

5.1.1 Planta hidroeléctrica Angostura

Los reguladores de tensión que se utilizan en los generadores de Angostura son del tipo PID, todos los generadores tienen el mismo tipo de controlador con los mismos parámetros, el diagrama del controlador se presenta en la Figura 5.1 y en la Tabla 5.1 se presentan los parámetros que tienen.

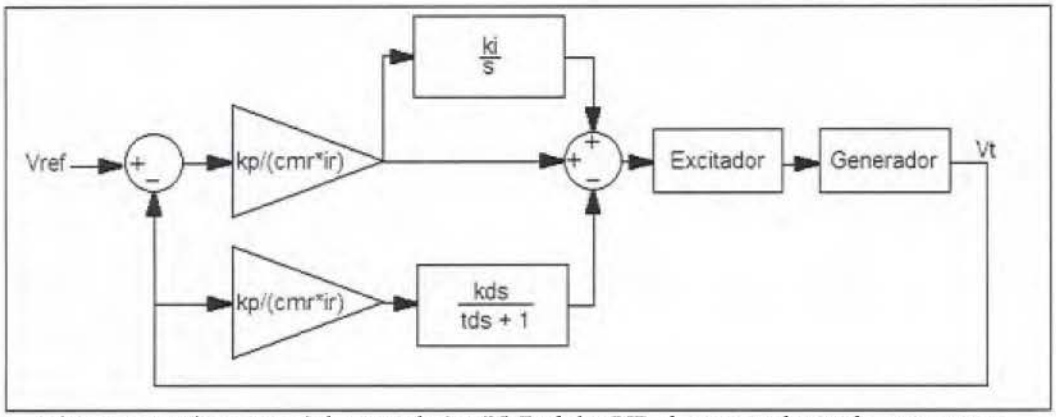


Figura 5.1 Diagrama del controlador PI-D del AVR de generadores de Angostura.

Tabla 5.1 Parámetros del regulador de tensión de las unidades de Angostura

kp	cmr	ir	ki	kd	td
30,000	1,740	3,000	0,120	0,0100	0,040

Prueba de escalón de la unidad 1

El detalle del tipo de prueba que se realizó a la unidad #1 Angostura se presenta en la Tabla 5.2, y los resultados de dicha prueba se presentan en la Figura 5.2.

Tabla 5.2 Detalle prueba escalón en la referencia de tensión en vacío a Angostura U1.

Variable medida :	Tensión en terminales			
Punto de prueba	**Tipo de Prueba**	**Magnitud (%)**	**Tiempo (s)**	**Lazo de control**
Referencia	escalón +	8	8,44	cerrado

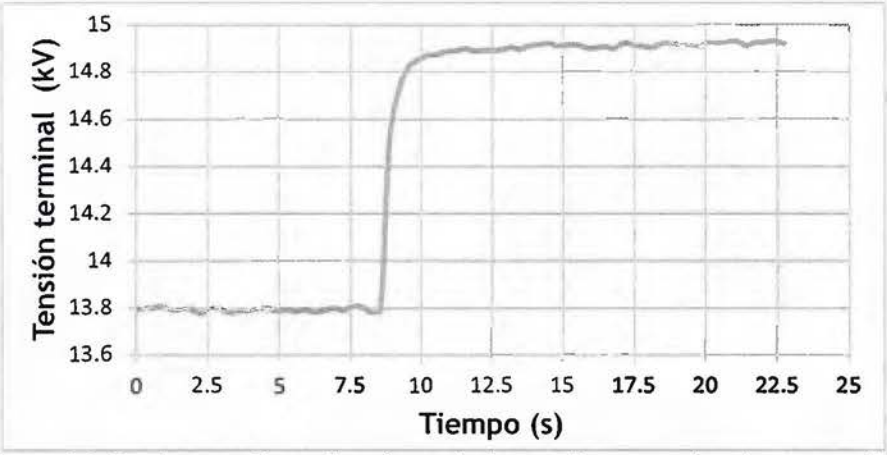


Figura 5.2 Prueba escalón en la referencia de tensión en vacío a Angostura U1.

Prueba de escalón de la unidad 2

El detalle del tipo de prueba que se realizó a la unidad #2 de Angostura se presenta en la Tabla 5.3, y los resultados de dicha prueba se presentan en la Figura 5.3.

Tabla 5.3 Detalle prueba escalón en la referencia de tensión en vacío a la unidad #2 de Angostura

Variable medida:	Tensión en terminales			
Punto de prueba	**Tipo de Prueba**	**Magnitud (%)**	**Tiempo (s)**	**Lazo de control**
Referencia	escalón +	10	1,535	cerrado

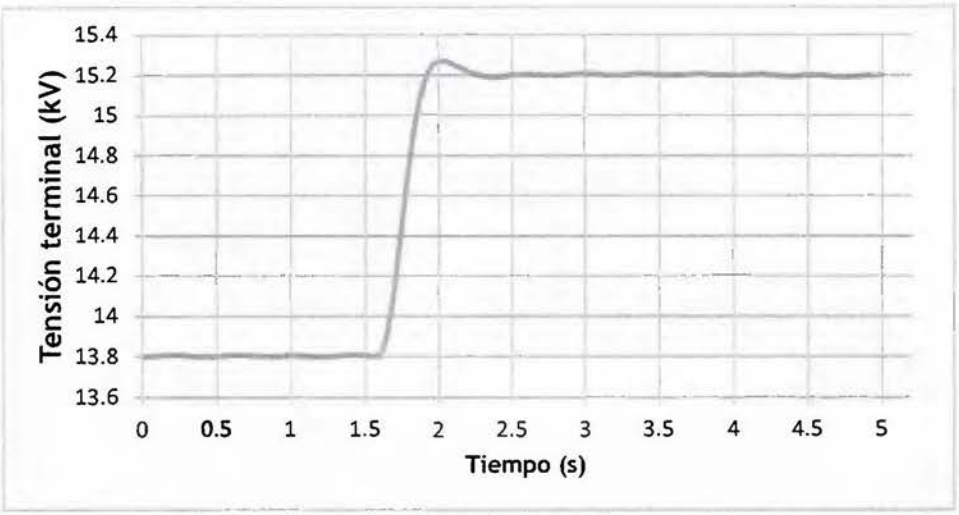


Figura 5.3 Prueba escalón en la referencia de tensión en vacío a Angostura U2.

5.1.2 Planta hidroeléctrica Cachí

El regulador de tensión que se utiliza en la unidad #3 Cachí, es un controlador PID en serie con un controlador PI, el control PI (esclavo) se encarga de controlar la corriente de campo y es el único modo de control que hay cuando la operación está en modo manual. Por otro lado, cuando la operación está en modo automático, el controlador PID (maestro) se encuentra activo, y en este caso, la señal de salida del PID sirve como ajuste del regulador de corriente. En el caso especial de la unidad #1 de Cachí, cuando el modo de control está en automático, el controlador PI se comporta simplemente como una ganancia de magnitud igual a uno. El diagrama del controlador se presenta en la Figura 5.4 y en la Tabla 5.4 se presentan los parámetros que tienen.

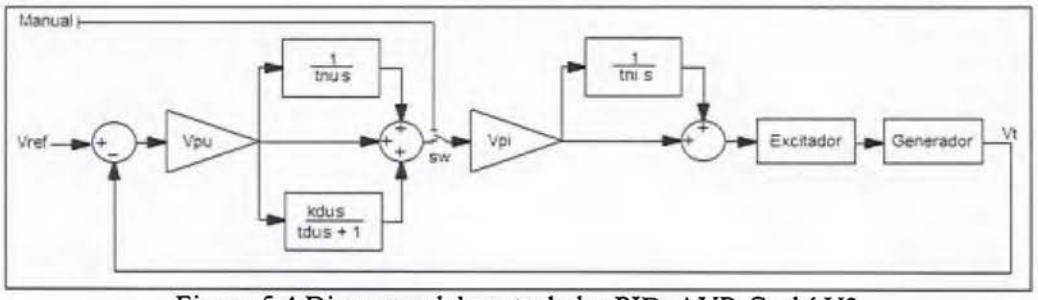


Figura 5.4 Diagrama del controlador PID, AVR Cachí U3

Tabla 5.4 Parámetros del regulador de tensión de Cachí U3

Vpu	tnu	kdu	tdu	Vpi	Tni
6,800	0,640	0,000	1,000	0,0367	11,255

Prueba de escalón de la unidad 3

El detalle del tipo de prueba que se realizó a la unidad #3 Cachí se presenta en la Tabla 5.5, y los resultados de dicha prueba se presentan en la Figura 5.5

Tabla 5.5 Detalle prueba escalón en la referencia de tensión en vacío a Cachí U3.

Variable medida :	Tensión en terminales			
Punto de prueba	**Tipo de Prueba**	**Magnitud (%)**	**Tiempo (s)**	**Lazo de control**
Referencia	escalón +	10	0,52	cerrado

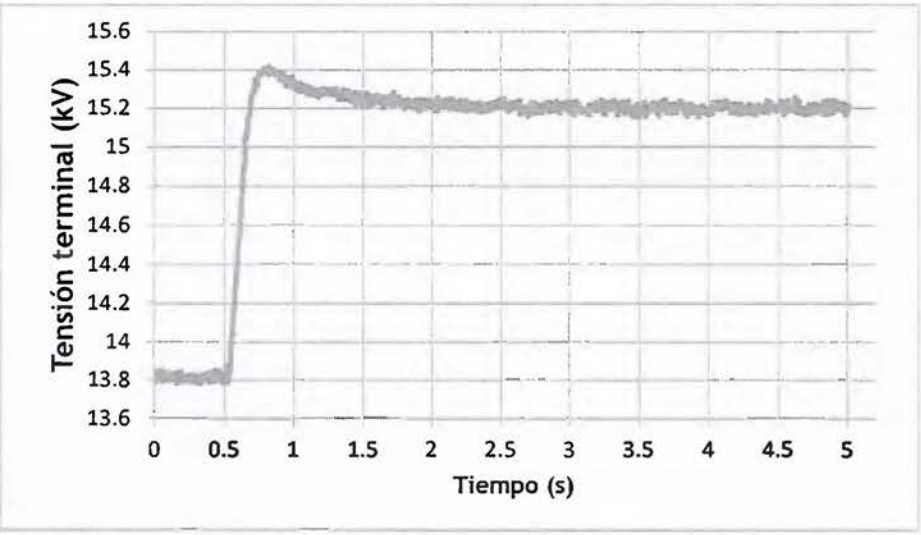


Figura 5.5 Prueba escalón en la referencia de tensión en vacío a Cachí U3.

5.1.3 Planta Pirrís

El regulador de tensión que se utiliza en las unidades de Pirrís, es del tipo PID en serie con un controlador PI. El control PI (esclavo) se encarga de controlar la corriente de campo y es el único modo de control que hay cuando la operación está en manual, por otro lado cuando la operación está en modo automático, el controlador PID (maestro) se encuentra activo, y en este caso la señal de salida del PID sirve como ajuste del regulador de corriente. Este tipo de controlador es el mismo que se utiliza en la unidad #3 de Cachí. El diagrama del controlador se presenta en la Figura 5.6, y en la Tabla 5.6 se resumen los

parámetros que tiene. Para el caso de planta Pirrís en que ambos generadores y controles son iguales, solo fue necesario hacer las pruebas de escalón en la referencia de tensión en vacío en la unidad #1 de Pirrís.

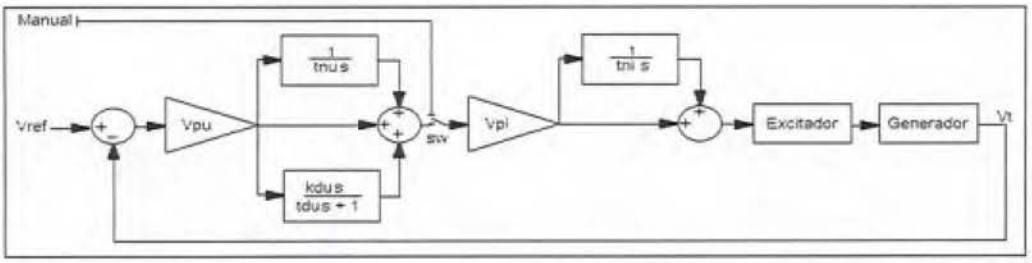


Figura 5.6 Diagrama del controlador PID, AVR planta Pirrís.

Tabla 5.6 Parámetros de los reguladores de tensión de PH Pirrís

Vpu	tnu	kdu	tdu	Vpi	tni
5,00	0,702	0,000	0,00594,00		0,00

Prueba de escalón de la unidad 1

El detalle del tipo de prueba que se realizó a la unidad #1 de Pirrís se presenta en la Tabla 5.7, y los resultados de dicha prueba se presentan en la Figura 5.7.

Tabla 5.7 Detalle de prueba escalón en la referencia de tensión en vacío a Pirrís U1.

Variable medida :	Tensión en terminales			
Punto de prueba	**Tipo de Prueba**	**Magnitud (%)**	**Tiempo (s)**	**Lazo de control**
Referencia	escalón +	10	0	cerrado

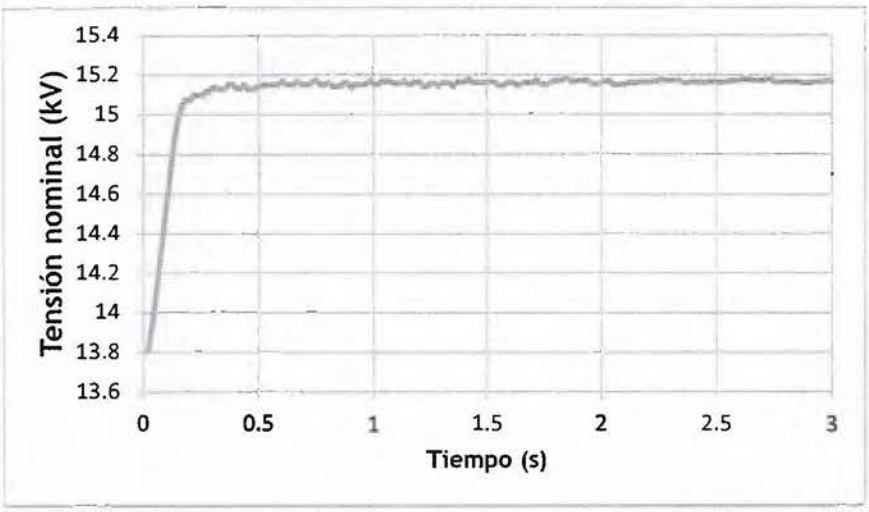


Figura 5.7 Prueba escalón en la referencia de tensión en vacío a la planta Pirrís.

5.1.4 Planta Arenal

El controlador que se usa en los generadores de Arenal es básicamente un compensador de atraso de fase. El diagrama del controlador se presenta en la Figura 5.8.

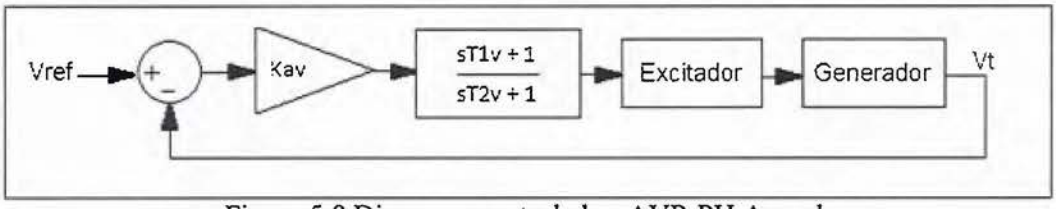


Figura 5.8 Diagrama controlador, AVR PH Arenal.

Tabla 5.8 Parámetros de los reguladores de tensión de la U#1 y U#3 de Arenal

Kav	T1v	T2v
500	1	7

Prueba de escalón de la unidad 3

El detalle del tipo de prueba que se realizó a la unidad #3 de Arenal se presenta en la Tabla 5.9, y los resultados de dicha prueba se presentan en la Figura 5.9.

Tabla 5.9 Detalle de prueba escalón en la referencia de tensión en vacío a Arenal U3.

Variable medida :	Tensión en terminales			
Punto de prueba	**Tipo de Prueba**	**Magnitud (%)**	**Tiempo (s)**	**Lazo de control**
Referencia	escalón +	5	1.666	cerrado

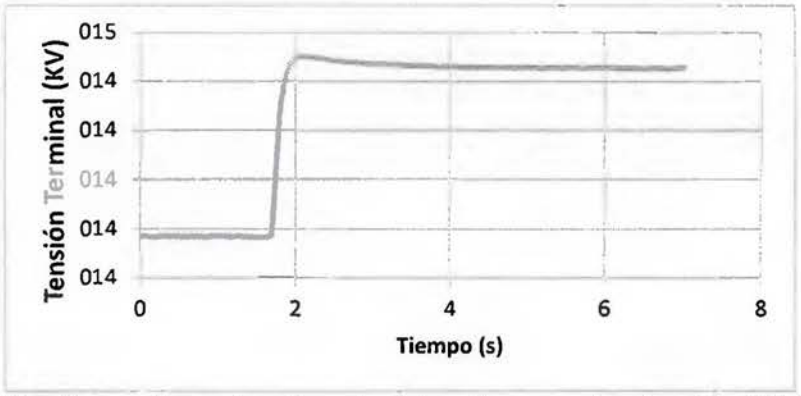


Figura 5.9 Prueba escalón en la referencia de tensión en vacío a la unidad #1 de Arenal.

5.2 Modelado matemático del sistema de excitación

Para todos los casos, el excitador se modeló como un bloque de ganancia K_A y constante de tiempo T_A, tal como se muestra en la Figura 2.11. Por otro lado al ser modelos lineales que solo funcionan para pequeñas variaciones, se omitieron todas las partes que tienen que ver con limitadores y protecciones.

En lo que respecta al modelado en Matlab®, se utilizó como modelo del generador el mismo que fue utilizado en PSS®E (GENSAL), además en Matlab® se utilizó como regulador de tensión el controlador real instalado en cada unidad generadora, mientras que para el PSS®E se utilizó el modelo IEEE-ST1 que es equivalente al instalado en el campo.

El motivo por el cual se crearon dos modelos, fue que el ST1 de la IEEE se utilizó en los programas de simulación, sin embargo los ajustes que se podrían haber hecho en estos reguladores no podrían haberse implementado directamente en la realidad, esto porque los controles instalados en cada planta son de otro tipo, por lo tanto se creó un segundo modelo con los controles reales para que sirvieran como enlace entre los parámetros del modelo ST1 y los parámetros del controlador instalado en cada planta.

5.2.1 Planta Angostura

En la Figura 5.10 se muestra los modelos obtenidos para Angostura U1, y en la Figura 5.11 se muestra la validación de estos modelos con respecto a los datos de campo.

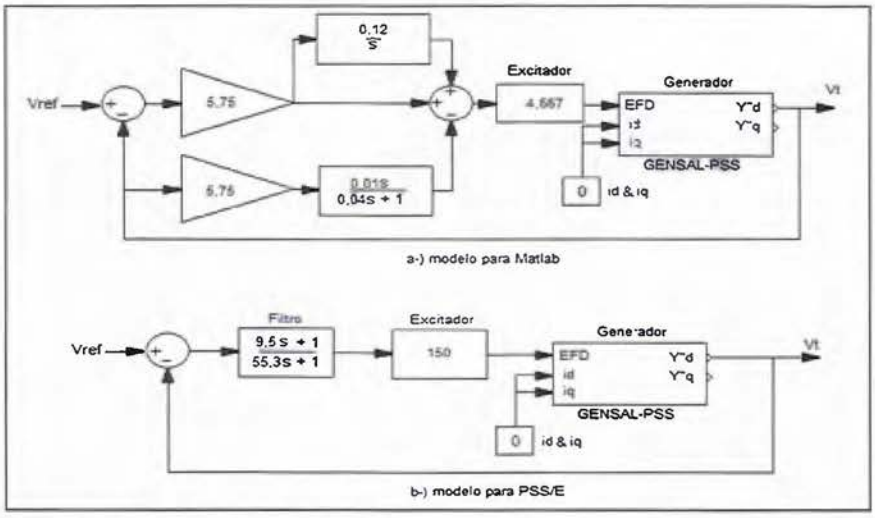


Figura 5.10 Modelado matemático del sistema de excitación Angostura U1.

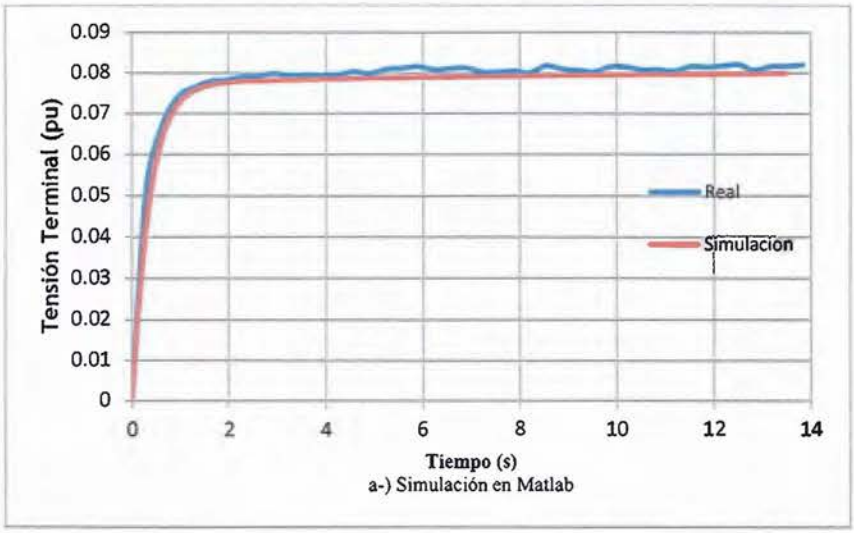


Figura 5.11 Validación de los modelos matemáticos del sistema de excitación de la unidad #1 Angostura con respecto a los resultados de las pruebas de campo.

Tabla 5.10 Criterios de desempeño a pequeña señal la unidad #1 Angostura

Respuesta en el tiempo				
Tiempo pico	Sobrepaso	Tiempo levantamiento	Tiempo asentamiento 5%	Tiempo Retardo
Tp (s)	Mp % [0 -80]	Tl (s) [0.1 a 2.5]	Ts (s) [0.2 a 10]	Td (s)
xx	0	0,9	1,45	0,1
Respuesta en la frecuencia				
Frecuencia de cruce	Margen de ganancia	Margen de fase	Sobrepaso en frec.	Ancho de banda
wc (rad/s)	MG (dB) [2 a 30]	MF (°) [20 a 80]	Mp (dB) [0 a 12]	WB (Hz) [0.3 a 12]
2,43	inf	90,4	0	0,383

En la Tabla 5.10 se muestra que todos los parámetros cumplen con los criterios de desempeño del generador en vacío, sin embargo para que el generador tenga un mejor rendimiento cuando está conectado al sistema de potencia, se decidió cambiar los parámetros del AVR para obtener un tiempo de levantamiento entre 0.1 a 0.3 s.

En la Figura 5.12 se muestran los modelos obtenidos para la unidad #2 Angostura, y en la Figura 5.13 se muestra la validación de estos modelos con respecto a los datos de campo.

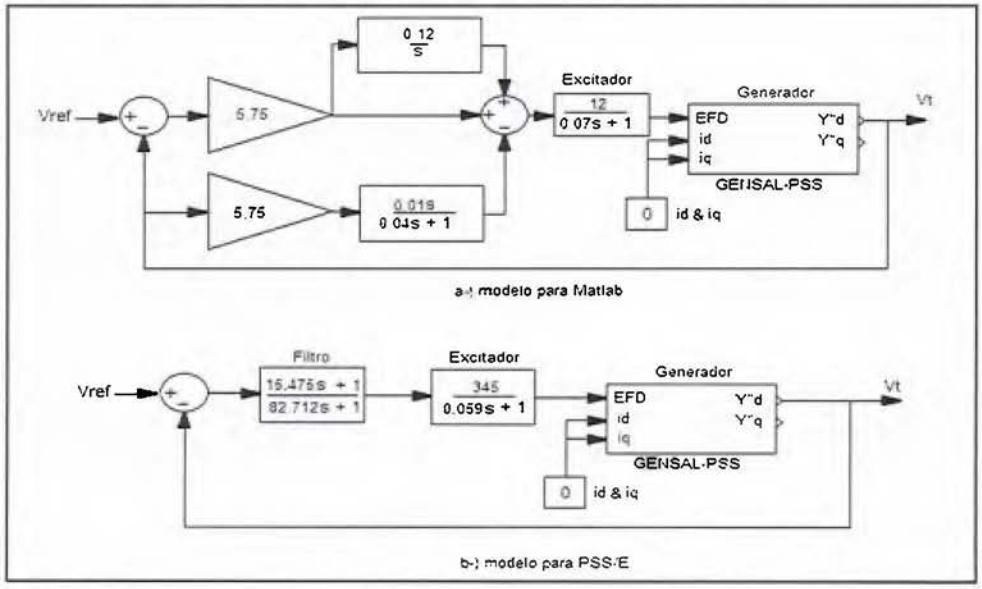


Figura 5.12 Modelado matemático del sistema de excitación la unidad #2 Angostura.



Figura 5.13 Validación de los modelos matemáticos del sistema de excitación de la unidad #2 Angostura con respecto a los resultados de las pruebas de campo.

Tabla 5.11: Criterios de desempeño a pequeña señal de Angostura 2

Respuesta en el tiempo				
Tiempo pico	Sobrepaso	Tiempo levantamiento	Tiempo asentamiento 5%	Tiempo Retardo
Tp (s)	Mp % [0 -80]	Tl (s) [0.1 a 2.5]	Ts (s) [0.2 a 10]	Td (s)
0,43	**6,5**	**0,21**	**0,51**	**0,0655***
Respuesta en la frecuencia				
Frecuencia de cruce	Margen de ganancia	Margen de fase	Sobrepaso en frec.	Ancho de banda
wc (rad/s)	MG (dB) [2 a 30]	MF (°) [20 a 80]	Mp (dB) [0 a 12]	WB (Hz) [0.3 a 12]
6,13	**inf**	**64,3**	**0**	**1,528**

En la Tabla 5.11 se muestra cómo todos los parámetros cumplen con todos los criterios de pequeña señal en vacío, además tienen un tiempo de levantamiento de 0.21 segundos y con un sobrepaso de 6.5%, por lo que también van a tener un buen rendimiento cuando el generador esté en línea.

5.2.2 Planta Cachí

En la Figura 5.14 se muestran los modelos obtenidos para la unidad #3 Cachí, y en la Figura 5.15 se muestra la validación de estos modelos con respecto a los datos de campo.

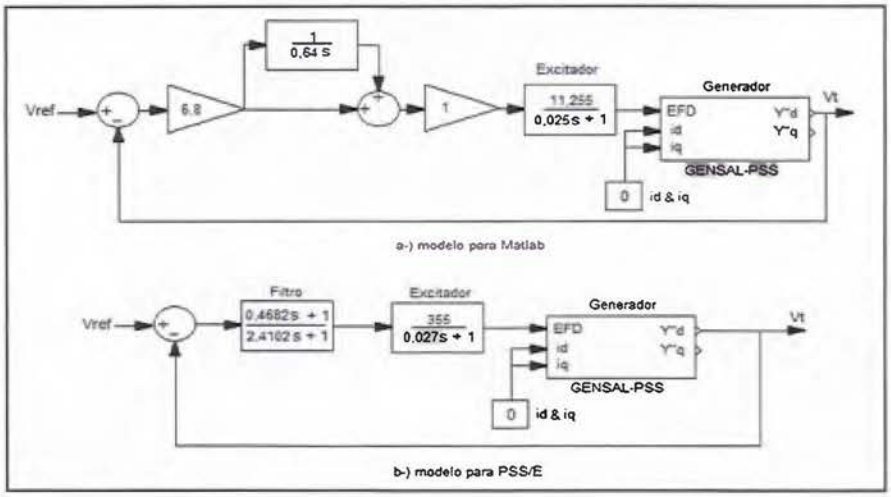


Figura 5.14 Modelado matemático del sistema de excitación la unidad #3 Cachí.

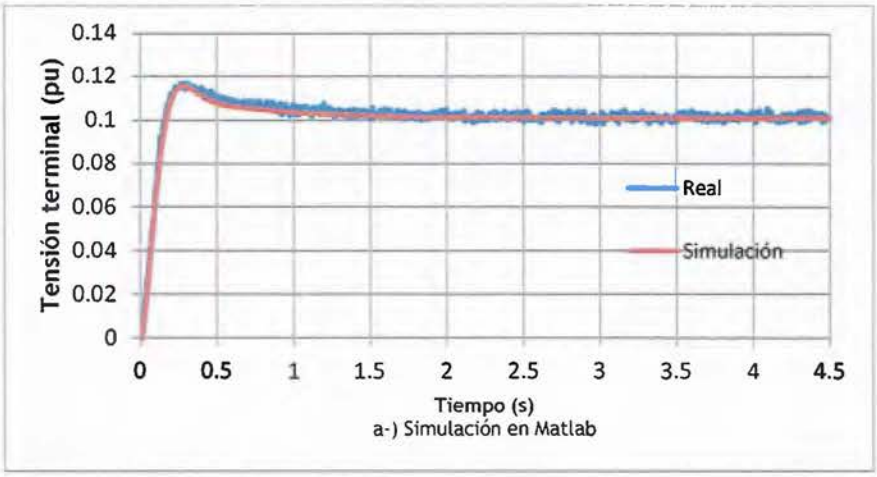


Figura 5.15 Validación de los modelos matemáticos del sistema de excitación de la unidad #3 Cachí con respecto a los resultados de las pruebas de campo.

Tabla 5.12 Criterios de desempeño a pequeña señal la unidad #3 Cachí

Respuesta en el tiempo				
Tiempo pico	Sobrepaso	Tiempo levantamiento	Tiempo asentamiento (5%)	Tiempo Retardo
Tp (s)	Mp % [0 -80]	Tl (s) [0.1 a 2.5]	Ts (s) [0.2 a 10]	Td (s)
0,3	**15**	**0,1**	**1,28**	**xx**
Respuesta en la frecuencia				
Frecuencia de cruce	Margen de ganancia	Margen de fase	Sobrepaso en frec.	Ancho de banda
wc (rad/s)	MG (dB) [2 a 30]	MF (°) [20 a 80]	Mp (dB) [0 a 12]	WB (Hz) [0.3 a 12]
11	**inf**	**60,7**	**0**	**2,785**

En la Tabla 5.12 se muestra cómo todos los parámetros cumplen con todos los criterios de pequeña señal en vacío, además tienen un tiempo de levantamiento de 0.1 segundos y un sobrepaso de 15%, por lo que también van a tener un buen rendimiento cuando el generador esté en línea.

5.2.3 Planta Pirrís

Tal como se indicó en el capítulo anterior, los dos generadores de Pirrís y sus sistemas de control correspondientes son prácticamente iguales, por lo que el modelo obtenido para una máquina es válido para la otra. En la figura 5.16 se muestran los modelos parametrizados obtenidos tanto para Matlab® como para el PSS®E, y en la figura 5.17 se muestra la validación de estos modelos con respecto a los datos de campo.

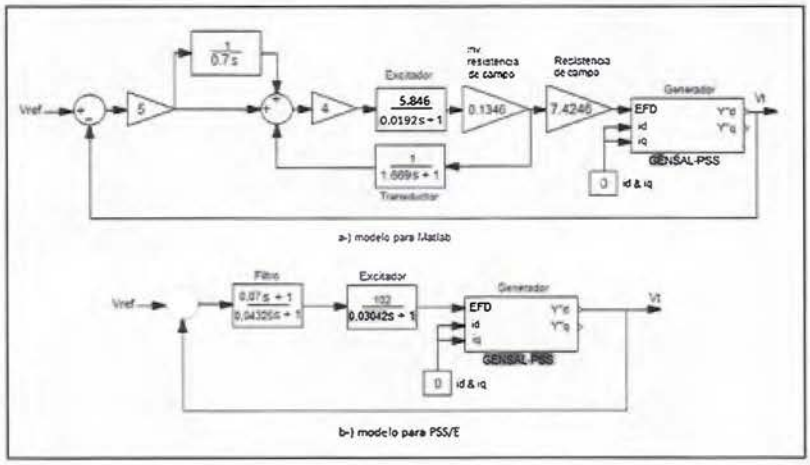


Figura 5.16 Modelado matemático del sistema de excitación de la unidad #1 Pirrís.

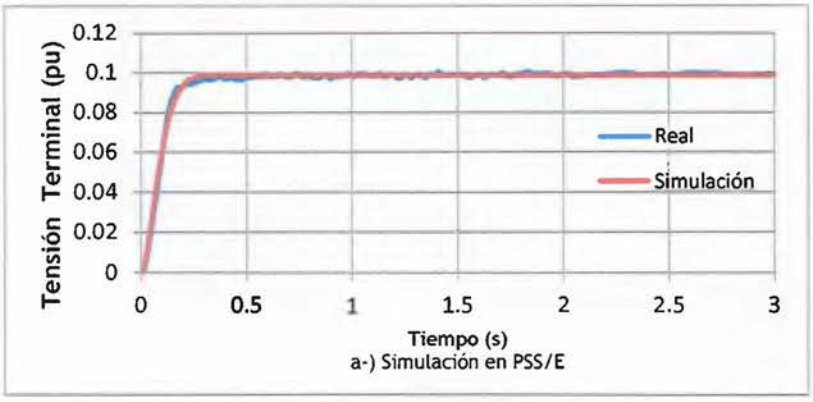


Figura 5.17 Validación de los modelos matemáticos del sistema de excitación de la unidad #1 Pirrís con respecto a los resultados de las pruebas de campo.

Tabla 5.13 Criterios de desempeño a pequeña señal de la unidad #1de Pirrís

Respuesta en el tiempo				
Tiempo pico	Sobrepaso	Tiempo levantamiento	Tiempo asentamiento (5%)	Tiempo Retardo
Tp (s)	Mp % [0 -80]	Tl (s) [0.1 a 2.5]	Ts (s) [0.2 a 10]	Td (s)
0	0	0,129	0,258	xx
Respuesta en la frecuencia				
Frecuencia de cruce	Margen de ganancia	Margen de fase	Sobrepaso en frec.	Ancho de banda
wc (rad/s)	MG (dB) [2 a 30]	MF (°) [20 a 80]	Mp (dB) [0 a 12]	WB (Hz) [0.3 a 12]
10,4	inf	72,9	0	2,355

En la Tabla 5.13 se muestra que todos los parámetros cumplen con todos los criterios de pequeña señal en vacío, además tienen un tiempo de levantamiento de 0.129 s y sin sobrepaso, por lo que también van a tener un buen rendimiento cuando el generador esté en línea.

5.2.4 Planta Arenal

En la Figura 5.18 se muestran los modelos parametrizados obtenidos para la unidad #1 Arenal, y en la Figura 5.19 se muestran la validación de estos modelos con respecto a los datos reales.

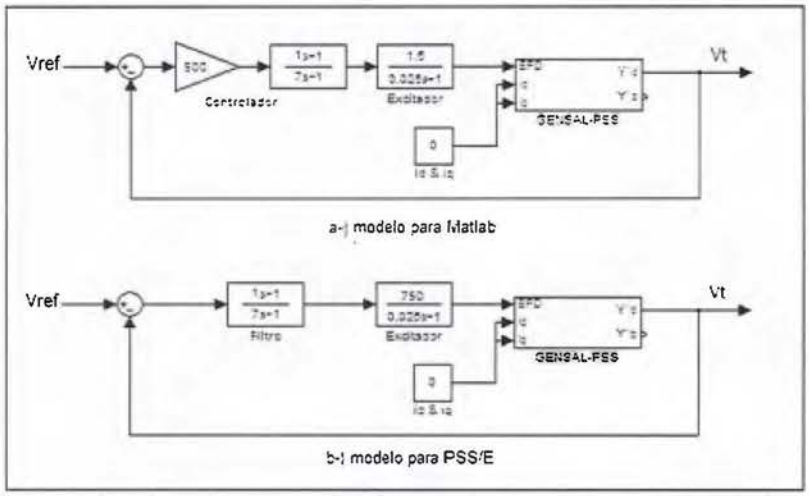


Figura 5.18 Modelado matemático del sistema de excitación de la unidad #1 Arenal.

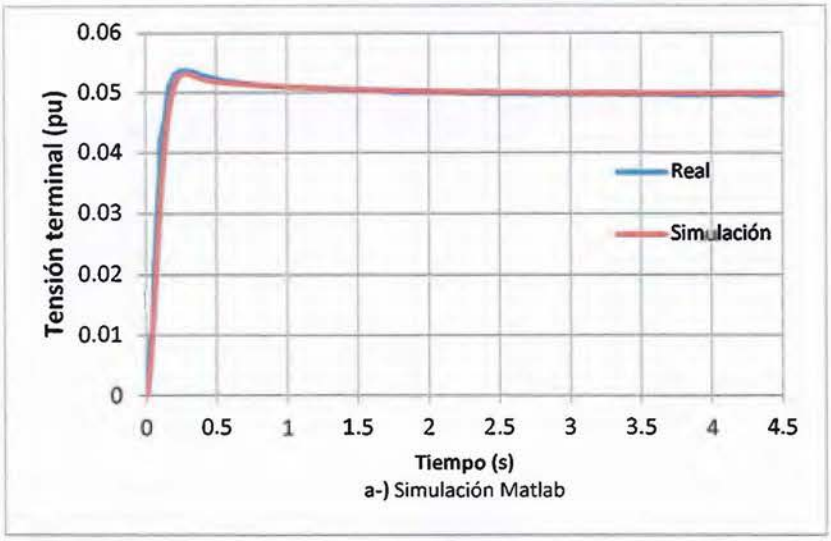


Figura 5.19 Validación de los modelos matemáticos del sistema de excitación de la unidad #1 Arenal con respecto a los resultados de las pruebas de campo.

En la Figura 5.20 se muestran los modelos obtenidos para Arenal U3, y en la Figura 5.21 se muestran la validación de estos modelos con respecto a los datos reales.

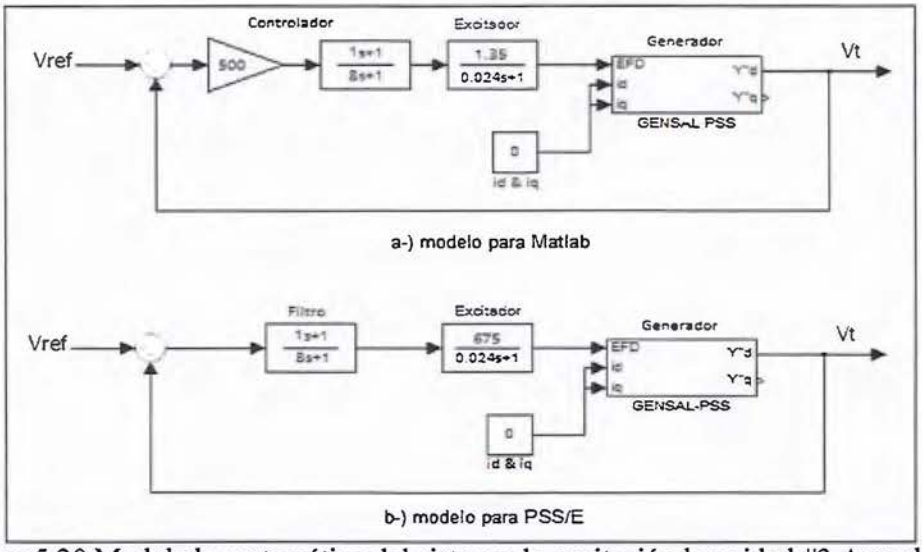


Figura 5.20 Modelado matemático del sistema de excitación la unidad #3 Arenal U3.

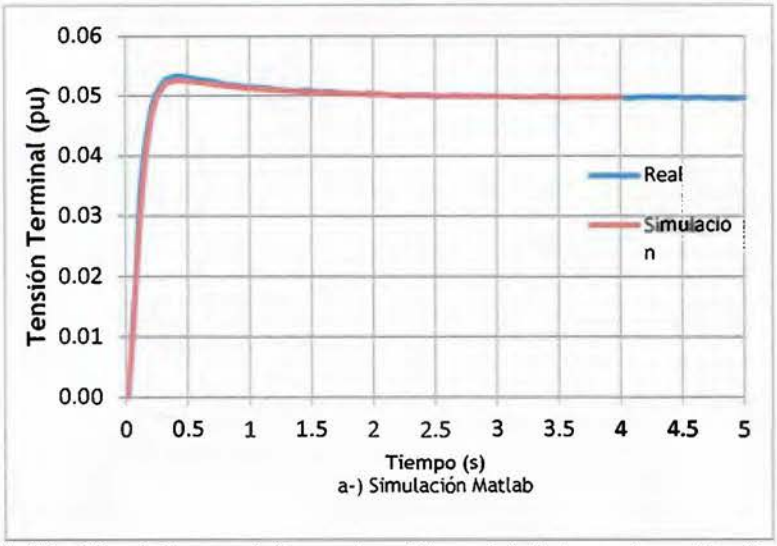


Figura 5.21 Validación de los modelos matemáticos del sistema de excitación de la unidad #3 Arenal con respecto a los resultados de las pruebas de campo.

Tabla 5.14 Criterios de desempeño a pequeña señal la unidad #3 Arenal

Respuesta en el tiempo				
Tiempo pico	Sobrepaso	Tiempo levantamiento	Tiempo asentamiento (5%)	Tiempo Retardo
Tp (s)	Mp % [0 -80]	Tl (s) [0.1 a 2.5]	Ts (s) [0.2 a 10]	Td (s)
0,43	**7**	**0,15**	**0,745**	**xx**
Respuesta en la frecuencia				
Frecuencia de cruce	Margen de ganancia	Margen de fase	Sobrepaso en frec.	Ancho de banda
wc (rad/s)	MG (dB) [2 a 30]	MF (°) [20 a 80]	Mp (dB) [0 a 12]	WB (Hz) [0.3 a 12]
8,51	**inf**	**68,1**	**0**	**2.1**

En la Tabla 5.14 se muestra como todos los parámetros cumplen con todos los criterios de pequeña señal en vacío, además tienen un tiempo de levantamiento de 0.15s y con un sobrepaso de 7%, por lo que también van a tener un buen rendimiento cuando el generador este en línea.

5.3 Propuesta y criterios de ajuste de los sistemas de regulación de tensión

Metodología de Ajuste del AVR en vacío

Esta metodología consiste en ajustar el AVR para tener una respuesta aceptable de la tensión en terminales del generador en vacío, esto con el objetivo de que cuando el generador opere tanto en isla como interconectado al SER, tenga un comportamiento adecuado y ayude a mejorar la estabilidad de tensión del sistema de potencia.

A lo anterior se debe indicar que si por el uso de altas ganancias en el sistema de excitación, se provoca algún tipo de inestabilidad angular, este debe ser corregido con el uso del PSS.

Propuesta y criterios de validación y ajuste sistema de regulación automático de tensión

A continuación se proponen los pasos a seguir para el ajuste y validación de los reguladores automáticos de tensión:

- Determinar los tipos de sistemas de excitación que hay en las plantas.
- Realizar un levantamiento del tipo de controlador que tiene el sistema de excitación y sus parámetros.
- Determinar qué modelo estándar de excitación de la IEEE se ajusta a los sistemas de excitación encontrados en las plantas.
- Realizar una prueba escalón en la planta en la tensión de referencia, con el generador a velocidad nominal y desconectado del sistema de potencia.
- A partir de la respuesta de la prueba de escalón, validar los modelos matemáticos del sistema de excitación, uno con los controles reales y otro con los modelos de la IEEE.

- Determinar a partir de la respuesta de la prueba de escalón y de los modelos matemáticos, los diferentes índices de rendimiento, como el tiempo de levantamiento, sobrepaso, tiempo de establecimiento, márgenes de fase y de ganancia, etc.
- Verificar que todos los índices de rendimiento estén dentro del rango aceptado según las recomendaciones de la IEEE.

Para variar los tiempos de levantamiento y el sobrepaso, se utiliza principalmente la ganancia del controlador. Si algunos de los otros índices se salen del rango aceptado, entonces ajustarlos con los otros parámetros del controlador.

Adicionalmente, se deben realizar varias pruebas con el generador en línea para ver su regulación de tensión, para ello se debe utilizar un programa de simulación de sistemas de potencia (PSS®E).

Tipos de pruebas de regulación de tensión a simular en el programa:

- Cambio en la tensión de referencia: Observar principalmente la respuesta de tensión del generador (servo control).
- Variaciones de carga que cambien la tensión terminal del generador: esta prueba es para observar el comportamiento del generador ante perturbaciones pequeñas en su tensión terminal (control regulatorio)
- Simulación de contingencias que provoquen un perfil de baja tensión en alguna zona de la red: esta prueba es para observar la respuesta global de los generadores que están bajo la influencia de la zona de baja tensión.
- Simulación del generador funcionado en isla: esta prueba es para observar el comportamiento de la tensión del generador cuando está funcionando en una isla eléctrica, pensada específicamente para cuando se utilice el generador en un restablecimiento después de una salida total del sistema.

Propuesta de sintonización PSS

Se va a considerar un modelo lineal simplificado máquina-barra infinita, como se observa en la Figura 5.22, la señal del PSS actúa a través de la planta GEP(s) para producir un par eléctrico. Para que este par eléctrico esté en fase con la velocidad, el PSS debe compensar el atraso producido por la planta GEP(s). También, el PSS debe compensar las características de ganancia del sistema de excitación, del generador y del sistema de potencia. Cabe indicar que la planta GEP(s) engloba colectivamente el efecto del sistema de excitación, del generador y del sistema de potencia a la cual está conectada la máquina, en otras palabras la planta GEP(s), varía mucho dependiendo del punto de operación de la máquina y de las condiciones del sistema de potencia.

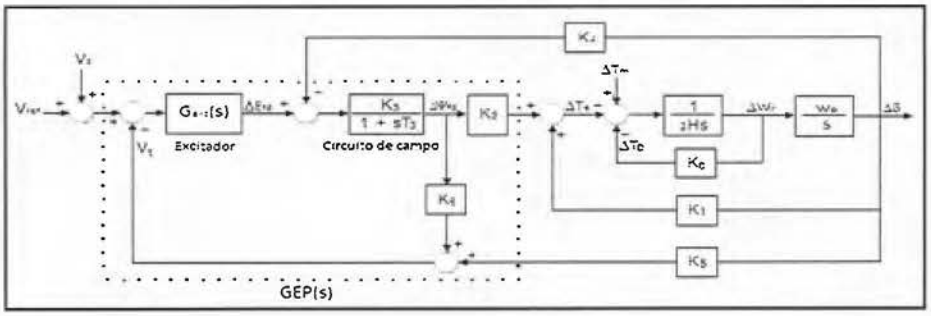


Figura 5.22 Modelo máquina-barra infinita. [1]

Para una máquina conectada a un gran sistema de potencia, a velocidad constante ($\Delta\omega = 0$), la planta GEP(s) puede ser aproximada con la siguiente relación:

$$GEP(s) \cong \frac{K_2}{K_6} \frac{\Delta V_t}{\Delta V_{REF}} \qquad (5.3\text{-}1)$$

De lo anterior se concluye que las características de fase de la planta son muy cercanas a las características de fase del lazo cerrado del regulador de tensión.

En la Figura 5.23 se muestra como el PSS debe actuar a través de la planta GEP(s) para producir un par que este en fase con la velocidad.

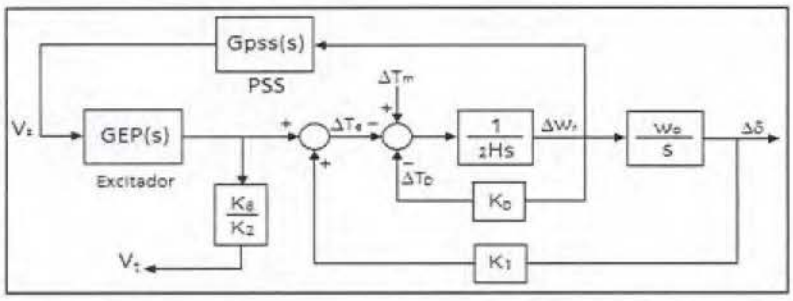


Figura 5.23 Señal de PSS actuando sobre la planta GEP(s). [1]

Para ajustar la ganancia del PSS, se utiliza un modelo simple del generador conectado a una barra infinita como se muestra en la Figura 5.24, donde K_{Se} y K_{De} representan los coeficientes de sincronismo y de amortiguamiento efectivos respectivamente, esto quiere decir que en los coeficientes ya están incluidos los efectos desmagnetizantes, circuitos amortiguadores, características del regulador de tensión y cargas eléctricas.

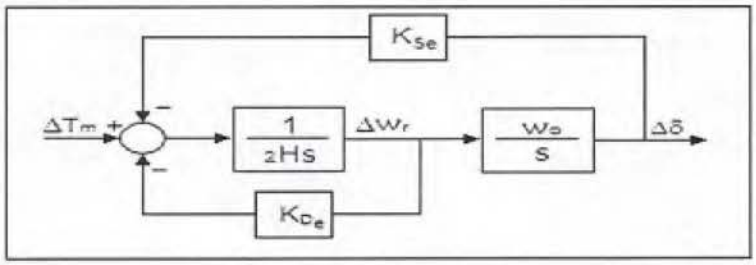


Figura 5.24: Modelo simple del generador-barra infinita. [1]

La ecuación característica del modelo de la figura anterior es:

$$s^2 + \frac{K_{De}}{2H}s + \frac{K_{Se}\omega_o}{2H}, \text{ la cual tiene la forma: } s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2, \qquad (5.3\text{-}2)$$

La anterior es una ecuación de segundo grado, por lo tanto a partir de la respuesta de velocidad del generador, se puede obtener una ecuación del mismo tipo en la cual se pueda ver los coeficientes K_{Se} y K_{De}.

Tomando como base que el filtro del PSS va a compensar el atraso de fase de GEP(s), se puede decir que la ganancia del PSS va a actuar directamente en la componente de amortiguamiento del sistema (K_{De}), por lo tanto la estrategia para el ajuste de la ganancia

del PSS (K_{pss}) se reduce a encontrar aquella ganancia que al combinarla con K_{De} provoque un amortiguamiento neto positivo.

5.4 Propuesta y criterios de ajuste para los estabilizadores de potencia

El objetivo de esta propuesta es poder sintonizar el PSS en las plantas que a partir de estudios de pequeña señal determinen esta necesidad, para compensar los atrasos producidos por el sistema de excitación y el generador, y aumentar el coeficiente de amortiguamiento.

Para el ajuste del PSS, se toma como base el modelo de un generador conectado a una barra infinita por medio de una línea de transmisión como el que se mostró en la Figura 5.22.

Por otro lado, esta metodología de ajuste del PSS requiere tener previamente los datos de las frecuencias de oscilación, así como las gráficas con respecto al tiempo del comportamiento del generador durante las oscilaciones. También se debe tener identificados cuáles son los generadores que participan en los modos inestables y los que tienen mayor participación, esto para saber a cuales generadores se les debe ajustar el PSS.

Procedimiento propuesto

- Con el generador conectado al sistema de potencia y en un punto de operación dado, realizar una prueba de escalón en la tensión de referencia, y graficar la respuesta de la tensión terminal.
- A partir de la respuesta de la tensión terminal, obtener un modelo matemático, este modelo va a tener la misma característica de fase que la planta GEP(s).
- Con el modelo matemático, determinar el comportamiento de la fase en el dominio de la frecuencia.

- Con la característica de fase, encontrar el atraso de fase en la frecuencia de interés, este atraso de fase es el que la red de atraso-adelanto del PSS debe compensar.
- Ajustar las constantes de tiempo del PSS para realizar el adelanto de fase requerido en la frecuencia de interés.
- De la oscilografía del generador, obtener la ecuación característica de segundo grado.
- De la ecuación característica, determinar los coeficientes K_{Se} y K_{De}
- Combinar la ganancia K_{pss} con el coeficiente K_{De} para obtener un coeficiente de amortiguamiento positivo.
- Ajustar la constante de tiempo del filtro restaurador.
- Realizar pruebas con los ajustes propuestos para el PSS y realizar los ajustes necesarios.

Ejemplo

El modelo utilizado para la sintonización del PSS fue el de máquina contra barra infinita de la Figura 5.22, el punto de operación de la máquina es entregando potencia nominal (P = 1 p.u), y entregando potencia reactiva (Q = 0.8 p.u.) a un tensión nominal (Vt = 1 p.u.). Las simulaciones se realizaron en Matlab®, el diagrama programado en Matlab® y los valores de las constantes usadas se observan en la Figura 5.25.

Tabla 5.15: Constantes del Modelo de la Figura 5.25.

K1 = 1.37	K2 = 1.05	K3 = 0.36	K4 = 1.35
K5 = -0.06	K6 = 0.48	T3 = 2.16	H = 5
Ke = 200	Te = 0.05	KD = 0.81 *	
*KD: amortiguamiento del sistema por otros medios			

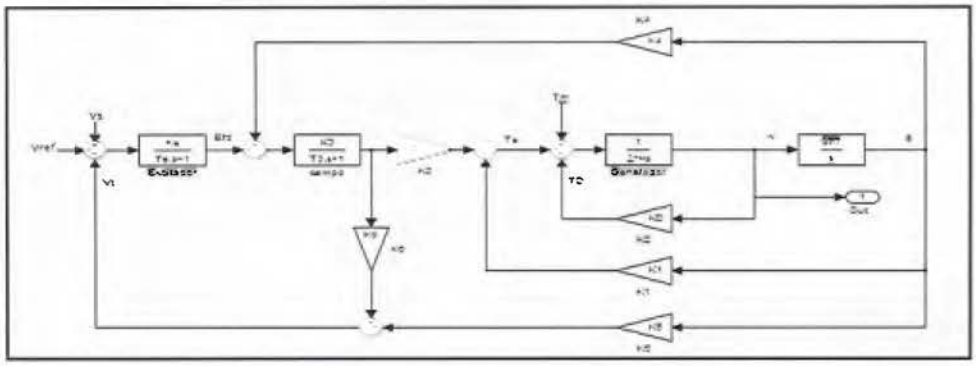


Figura 5.25: Máquina – barra infinita, PSS desactivado.

Con el sistema anterior (considerándolo como el real), se simuló una desviación de velocidad de 0.05 p.u., obteniendo la respuesta del comportamiento dinámico de la velocidad del generador según la Figura 5.26.

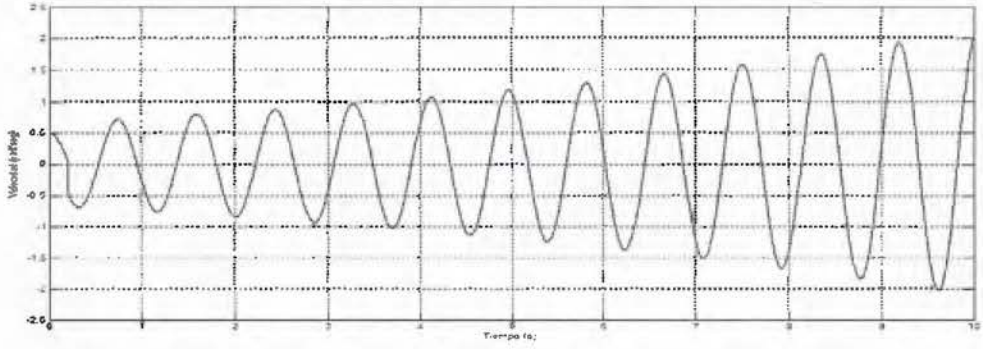


Figura 5.26 Comportamiento de la velocidad caso ejemplo.

Como se puede ver la respuesta del generador es completamente inestable, la frecuencia de oscilación es de 1.182Hz (7.427 rad/seg).

Paso 1: Realizar prueba de escalón en la tensión de referencia (ΔVref = 5%)

La respuesta de la tensión terminal se muestra en la Figura 5.27.

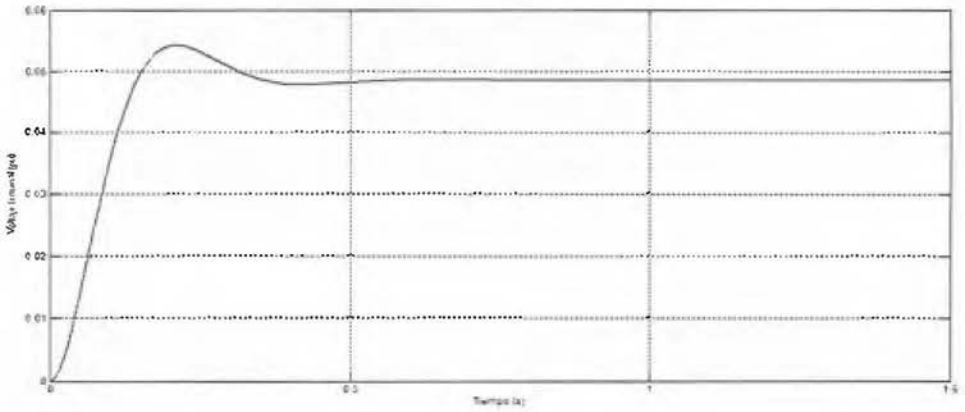


Figura 5.27 Respuesta de la tensión terminal ante un cambio en el tensión de referencia.

Paso 2: Obtener modelo matemático

El modelo matemático obtenido a partir de la curva anterior fue el siguiente:

$$\text{GEP(s)}_1 = \frac{72}{0.108s^2 + 2.21s + 35.56}$$

Lo importante del anterior modelo es que comparte la misma característica de fase que la planta GEP(s).

Paso 3-4: Comportamiento de la fase de la planta GEP(s)

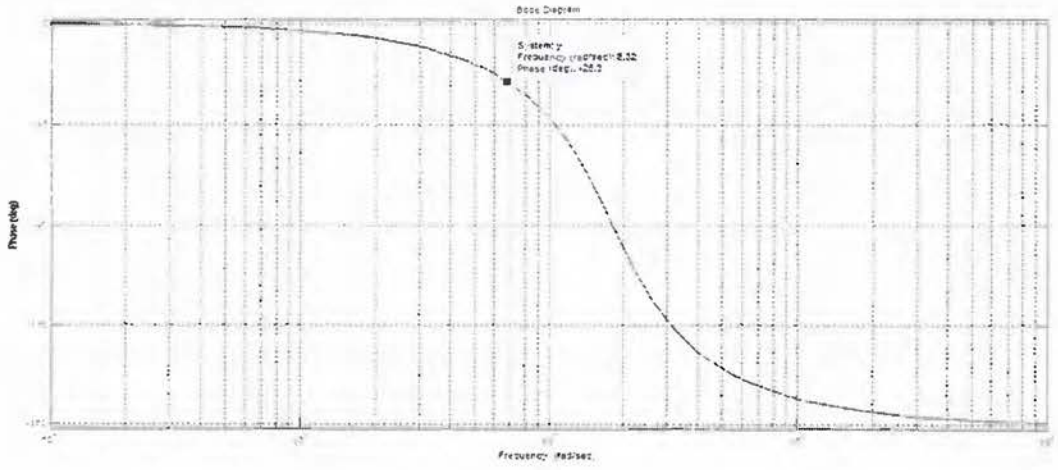


Figura 5.28 Comportamiento de fase caso ejemplo.

En la Figura 5.28 se observa que para una frecuencia de 7.427 rad/seg, el atraso de fase es de aproximadamente 30 grados.

Paso 5: Ajuste de las constantes de tiempo T1 a T4 del PSS

Para el cálculo de los filtros se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$F(s) = \frac{1 + aTs}{1 + Ts}, \text{para adelanto de fase } a > 1;\ w_m = \frac{1}{T\sqrt{a}};\ a = \frac{1 + \text{sen}(\phi m)}{1 - \text{sen}(\phi m)}$$

Entonces

$$a = \frac{1 + \text{sen}(25)}{1 - \text{sen}(25)} = 2.464;\quad T = \frac{1}{w_m\sqrt{a}} = \frac{1}{7.427\sqrt{2.464}} = 0.086$$

Por tanto la red de adelanto del PSS fue:

$$T1 = 0.21;\ T2 = 0.086; \Rightarrow F(s) = \frac{1 + 0.21s}{1 + 0.086s}$$

Nota: Se corrige solo 25 grados, esto para que el filtro no provoque una sobrecompensación, por otro lado como el adelanto de fase necesario fue pequeño, esto se pudo conseguir con solo un filtro.

Paso 6-7: Obtención de la ecuación característica

De la respuesta de velocidad del generador de la Figura 5.26, se obtiene la siguiente ecuación característica, y los correspondientes valores de los coeficientes de amortiguamiento y de sincronismo:

$$s^2 - 0.233s + 55.25$$
$$\Rightarrow K_{De} = -0.233 * 2 * 5.6 = -2.61 \text{ y } K_{Se} = 55.25 * 2 * 5.6/377 = 1.64$$

Como se puede apreciar, el coeficiente de amortiguamiento es negativo, tal como se esperaba por el tipo de respuesta del generador.

Paso 8: Obtener un coeficiente de amortiguamiento neto positivo.

Del paso anterior, una ganancia del PSS igual a 2.61, haría que el sistema fuera críticamente estable, por lo tanto para que el sistema tenga amortiguamiento, la ganancia K_{pss} debe ser mayor a 2.61.

Utilizando los valores obtenidos de K_{De} y K_{Se} en el modelo simple del generador de la Figura 5.24, se varió la ganancia K_{pss} hasta obtener un comportamiento de la velocidad con un amortiguamiento aceptable. Después de varias simulaciones se determinó que una ganancia $K_{pss} = 10$, producía un efecto aceptable.

Paso 9: Ajustar la constante de tiempo del filtro restaurador.

Como una práctica estándar, la constante de tiempo del filtro restaurador se escogió a 10s.

Paso 10: Realizar pruebas

Con el PSS ajustado, se simuló en el "sistema real" de la Figura 5.22 con los siguientes resultados:

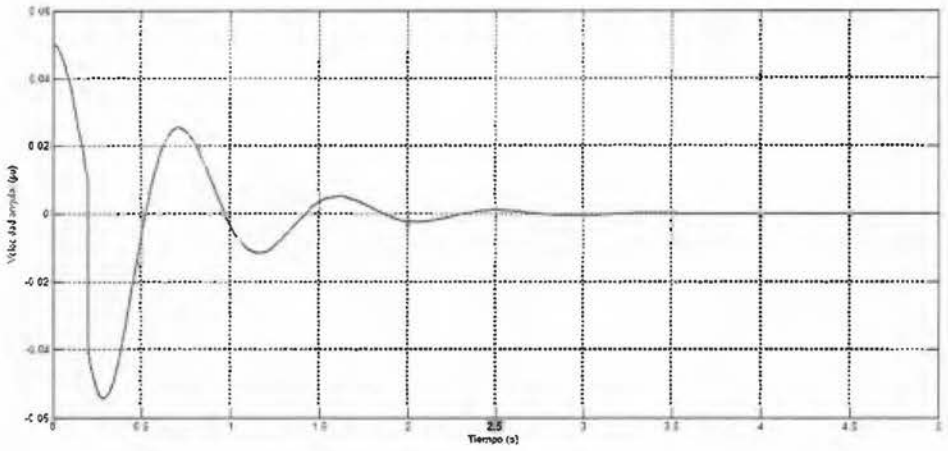


Figura 5.29 Respuesta del generador con el PSS ajustado.

El la Figura 5.29 se muestra como la presencia del PSS hizo que la respuesta del generador se amortiguara en menos de 3 segundos.

En la Figura 5.30 se muestra como el par proveniente del PSS está en fase con la velocidad angular, esto era uno de los objetivos buscados porque eso quiere decir que la ganancia de ese par se añadió directamente al coeficiente de amortiguamiento.

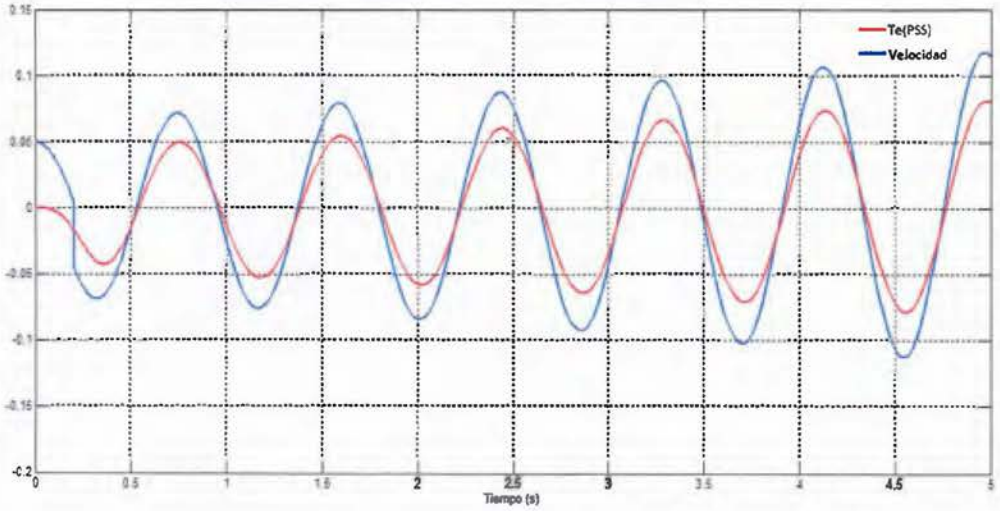


Figura 5.30 Comparación de la velocidad con el par eléctrico del PSS

5.5 Estado de los trabajos desarrollados por el ICE en el tema de las oscilaciones electromecánicas y modelos de PSS

En esta sección se realiza una revisión del avance de los trabajos que los investigadores de este seminario, junto con un grupo de profesionales del ICE han llevado a cabo en el tema de la participación de los generadores de Costa Rica en oscilaciones electromecánicas inter-área en el modo inestable de 0.2 Hz, cuando el SER opera interconectado con el sistema eléctrico Mexicano.

5.5.1 Modelos y estado de operación de los PSS de PH Angostura y PH Pirrís

Se realizó la revisión de los datos de fabricante de los estabilizadores de potencia en las plantas Pirrís y Angostura únicamente, debido a que son las únicas del SEN con esta función activada.

Las unidades de #1 y #2 de la planta Pirrís, y las unidades de #1 y #2 de la planta Angostura, cuentan con el mismo modelo de PSS ELIN GMR3 del fabricante Andritz Hydro®. En la Figura 5.31 se muestra la función de transferencia del PSS y los parámetros de ajuste del fabricante.

Como se puede observar, el fabricante da la posibilidad de ajustar dos parámetros, la amplificación **a** y la fase **p**. Los ajustes actuales en las unidades mencionadas se muestran en la Tabla 5.16 así como el estado de los PSS.

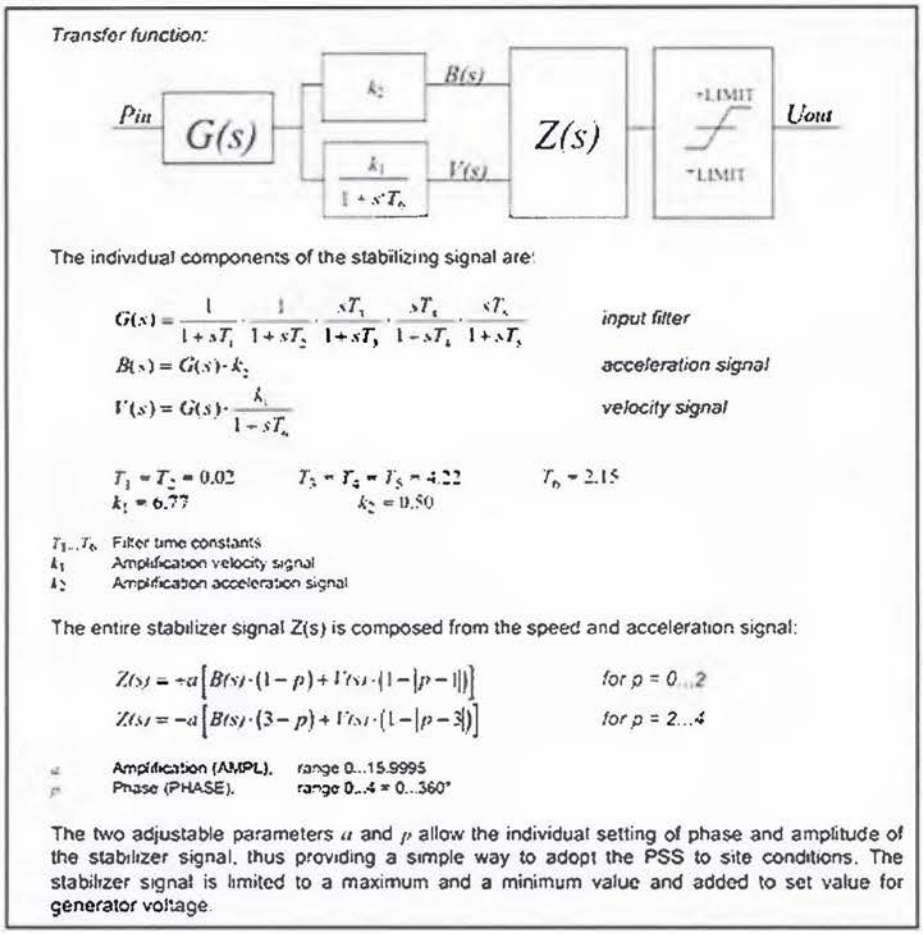


Figura 5.31. Función de transferencia y parámetros fijos del PSS ELIN GMR3 del fabricante Andritz Hydro®.

Tabla 5.16. Parametrización de los PSS de las unidades de PH Pirrís y Angostura.

Parámetros de PSS			
Unidad	Fase (p)	Amplitud (A)	Estado
Pirrís U1	0	0.6	Activo
Pirrís U2	0	0.6	Activo
Angostura U1	0	0.5	Desactivado
Angostura U2	0	0.5	Activo
Angostura U3	0	0.5	Desactivado

Esta información acerca de los PSS instalados en las unidades de Pirrís y Angostura, es muy valiosa, ya que se pueden hacer simulaciones incluyendo estos modelos y así observar el efecto con el PSS activado.

5.5.2 Análisis de eventos de oscilaciones de potencia regionales

A continuación se realiza un análisis breve de dos eventos presentados en el 2013, con el fin de observar diferencias en la participación específica de los generadores de Angostura. Los datos con que se graficaron las respuestas son obtenidos de la plataforma de mediciones fasoriales (PMU y programa de monitoreo de área amplia) adquirida por el ICE con varios fines, pero principalmente para el estudio de este tipo de eventos que no son deseados en la operación del SER.

i. Evento del 28 de setiembre de 2013

A las 13:50:33 hrs inicia una oscilación inestable del SER con el sistema Mexicano, la cual provoca el disparo de la interconexión Guatemala-El Salvador por la actuación de un control suplementario diseñado para separar a Guatemala y México del SER cuando se presenten oscilaciones de potencia. En la Figura 5.32 se muestra la comparación de respuestas de las unidades 2 y 3 de Angostura. Obsérvese el efecto de amortiguamiento que presenta la unidad 2 con respecto a la unidad 3. La amplitud de oscilación de la unidad 3 llega a ser de 19.5 MW pico-pico, mientras que en la unidad 2 se presenta una amplitud de 8 MW pico-pico.

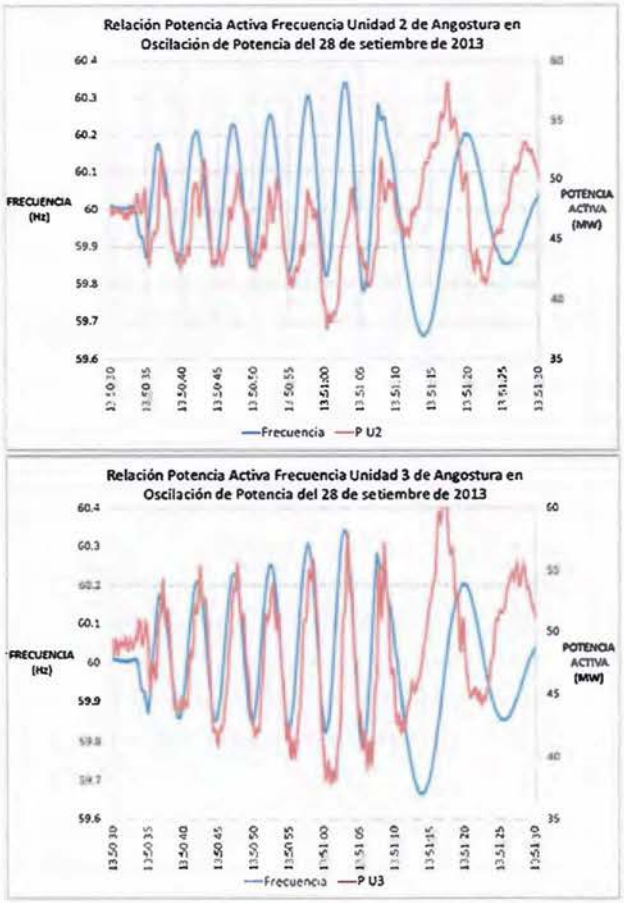


Figura 5.32 Respuesta de los generadores 2 y 3 de PH Angostura ante el evento de oscilación de potencia del 28 de setiembre de 2013.

ii. Evento del 23 de octubre del 2013

Esta obra es propiedad del SIBDI - UCR

A las 20:18:44 hrs se da un disparo de carga de 138 MW en Panamá. Producto de este primer evento, inicia una oscilación de potencia del SER con México, la cual concluye con el disparo de las líneas de transmisión Moyuta-Ahuachapán y Aguacapa-Ahuachapán (ambas son interconexiones de Guatemala con El Salvador) en el extremo de Guatemala, por actuación del esquema de control suplementario denominado ESIM–OSC, que es el que protege a los sistemas de oscilaciones de potencia poco amortiguadas con un retardo de tiempo máximo de 50 segundos. En la Figura 5.33 se muestra nuevamente la comparación de respuestas de las unidades 2 y 3 de Angostura.

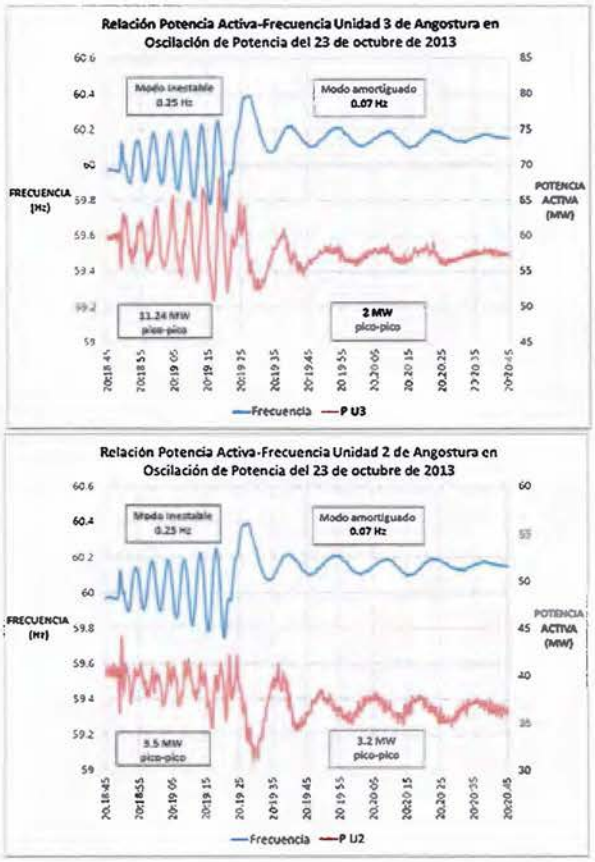


Figura 5.32. Respuesta de los generadores 2 y 3 de PH Angostura ante el evento de oscilación de potencia del 23 de octubre de 2013.

Se puede observar que durante la oscilación inestable, la unidad 2 de Angostura mantiene una amplitud de 3.5 MW pico-pico mientras que la unidad 3 promedia una amplitud de 11.24 MW pico a pico. Nuevamente se observa el efecto que está produciendo el PSS en la unidad 2 de Angostura, ayudando a amortiguar la participación de la unidad.

La Figura 5.33 muestra la respuesta de la unidad #1 de Pirrís que es la única de dicha planta que cuenta con medidor fasorial. Esta unidad participa en la oscilación sin embargo lo hace con una menor amplitud que las unidades #1 y #3 de Angostura.

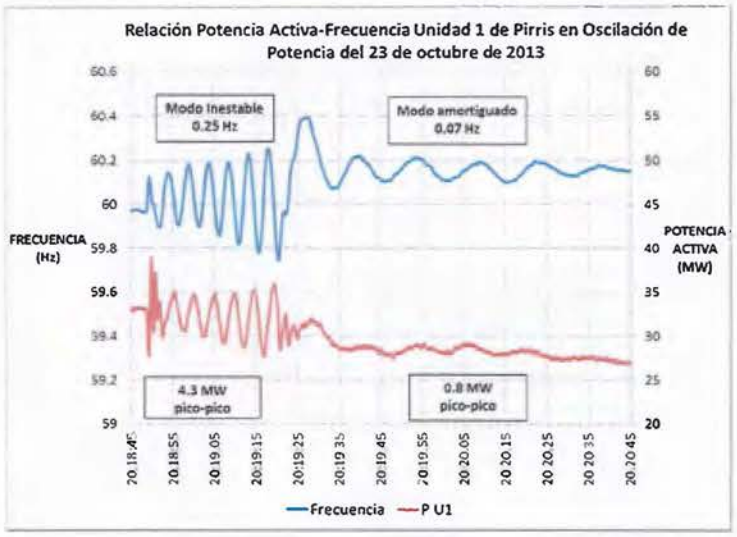


Figura 5.33 Respuesta del generador #1 de PH Pirrís ante el evento del 23 de octubre de 2013.

CAPÍTULO 6: Metodología para validación de parámetros de gobernadores y AVR en el programa PSS®E

En el presente trabajo se inició con la obtención de un caso base que representara los sistemas de potencia de Panamá, Costa Rica, Nicaragua, El Salvador, Honduras, y Guatemala que interconectados entre sí conforman el SER. A partir de este caso se modificó el despacho de Costa Rica manteniendo el balance energético carga generación esto con el fin de que en el despacho estén presentes las plantas de estudio. En el caso de los demás países se utilizó el despacho energético balanceado, esperado para cada país del SER para la época de verano del 2014, esta información fue obtenida a través del EOR, que se encarga de administrar la base de datos regional según lo establecido en la regulación a través del artículo 3.3 del libro II del RMER. Con esta información se procedió a montar un caso en PSS®E. Con el caso conformado, se inicializó el programa con un flujo de carga.

Con el caso base preparado se inició el análisis de las plantas Arenal, Angostura, Cachi y Pirrís por su alto impacto en el sistema eléctrico de Costa Rica así como en el sistema eléctrico regional, con el fin de desarrollar una metodología que luego pueda ser aplicada al resto de máquinas del sistema.

Para analizar la respuesta en el tiempo de los gobernadores se estableció como parte de la metodología tres escenarios o eventos de simulación para poder evaluar el desempeño de las máquinas, esta definición de eventos se realizó de la siguiente manera:

a) **Evento 1 (Costa Rica aislado):** para este caso se realizó el análisis en la condición más crítica del Sistema Eléctrico Nacional, que consiste en tener a Costa Rica aislado al perder las interconexiones con Nicaragua y Panamá, además tener una demanda mínima de 850 MW. Bajo esta condición se realizó un rechazo de carga con una unidad de la planta Cariblanco a una potencia de 35 MW, utilizando una reserva rodante menor a los 100 MW.

b) **Evento 2 (Panamá, Costa Rica y Nicaragua aislados del SER):** para este caso se realizó el análisis en una condición intermedia que consiste en tener un subsistema conformado por Panamá, Costa Rica y Nicaragua aislados del resto de Centroamérica, con una demanda máxima de Costa Rica de 1669 MW. En este evento se realizó un rechazo de carga con tres unidades de Moín Gas para un total de 100 MW, este valor es mayor al 5% que indica en RMER como reserva rodante, sin embargo se escogió un valor mayor para poder ver un cambio más significativo en la frecuencia.

c) **Evento 3 (Sistema Regional Interconectado sin México):** este evento comprende la operación normal del sistema en demanda máxima, pero sin considerar el aporte de México, para esto se realizó un análisis con Centroamérica (Panamá, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala), aislados de México, con una demanda máxima de Costa Rica de 1669 MW. El rechazo de carga que se realizó es de 190 MW simulando la pérdida de las máquinas de Pirrís 70 MW, Moín 70 MW y Miravalles 50 MW.

Para el análisis del desempeño de la respuesta del sistema de excitación no se requiere la definición de casos porque es indiferente si Costa Rica opera en forma aislada o interconectada del SER, ya que el efecto del control de tensión es local y no se considera la participación de otros sistemas. Por tanto, al no ser necesario una condición especial, se utiliza el caso de simulación con la base de datos completa.

Como la investigación se desarrolló pa rtiendo de la base de datos Regional del programa, en la cual los controles de generación se representan con parámetros típicos, fue necesario iniciar con la obtención de los modelos de control de los generadores de las plantas seleccionadas en la investigación, así como los ajustes de sus parámetros correspondientes. Además de esto se realizó una revisión documental de los parámetros y datos de placa de los generadores en estudio. Una vez obtenida esta información de campo se procedió con la modificación de la base de datos Regional del programa PSS®E en la cual se cargaron los parámetros obtenidos para los gobernadores utilizando los modelos

matemáticos HYGOV y PIDGOV según la filosofía de diseño implementada; para los generadores se utilizó el modelo GENSAL y para el sistema de excitación se utilizó el EXST1.

6.1 Validación de modelos matemáticos alimentados con parámetros típicos y reales de los sistemas de control de frecuencia y tensión de máquinas del SEN

Una vez obtenida la base de datos del programa PSS®E correspondiente al verano de 2014, se procedió con la validación de los modelos HYGOV y PIDGOV seleccionados para representar matemáticamente el comportamiento de los gobernadores. Esto se realizó utilizando la información obtenida de campo de los parámetros ajustados en planta, donde los parámetros de campo vienen referenciados al lazo de potencia y toman como base la potencia activa de la unidad. Para poderlos ingresar al programa se deben referenciar al lazo de velocidad y utilizar como base la potencia aparente de la máquina. En las tablas 6.1 y 6.2 se ven los parámetros utilizados para la simulación.

La validación se realizó comparando la prueba de estatismo obtenida en campo con la prueba de estatismo obtenida a través de simulación con el PSS®E, esta comparación se realizó en la planta Arenal para validar el modelo matemático utilizado para gobernadores aceleométricos.

Tabla 6.1 Parámetros de campo, ajustados en PSS®E para un gobernador aceleométrico.

Planta	Parámetros HYGOV				
	r	*Tr*	*TF*	*TG*	*R*
Arenal U1	0.9497	14.245	0.15	0.15	14.2454

Tabla 6.2 Parámetros de campo, ajustados en PSS®E para un gobernador PID

Planta	Parámetros PIDGOV		
	Kp	Ki	*R*
Cachi U1	3.57778	0.35778	0.03857

En la Figura 6.1 se puede ver la respuesta obtenida en simulación para la prueba de estatismo de la unidad #1 de planta Arenal. Al compararla con la respuesta de campo se

observó que la dinámica de ambas respuestas eran semejantes y por lo tanto se logró determinar que el modelo matemático HYGOV del PSS®E podía representar a los gobernadores aceleométricos. En esta misma figura se comparó la respuesta a la prueba de estatismo obtenida en PSS®E con los parámetros típicos de la base de datos donde se logró determinar que la respuesta obtenida es muy diferente al comportamiento real del gobernador aceleométrico de la unidad #1 de planta Arenal.

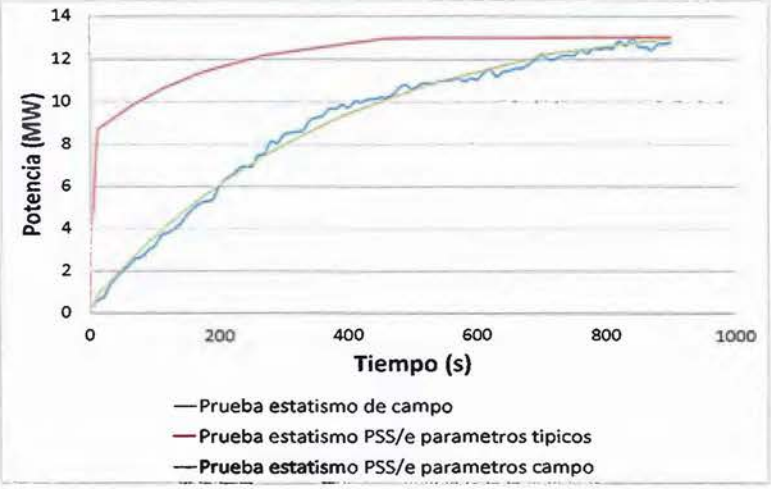


Figura 6.1 Respuesta a la prueba de estatismo de PSS®E de la unidad #1 de planta Arenal.

Del mismo modo se realizó la validación del modelo matemático PIDGOV que se utilizó para representar los gobernadores PID. Esta validación se realizó con la unidad #1 de la planta Cachí. En la Figura 6.2 se ve la respuesta obtenida para la prueba de estatismo realizada en campo y se comparó con la respuesta obtenida a través de simulación con el PSS®E; donde se observó que la dinámica de ambas respuestas eran semejantes por lo que se logró determinar que el modelo matemático PIDGOV seleccionado representaba el comportamiento de los gobernadores PID. En esta misma figura se comparó la respuesta a la prueba de estatismo obtenida en PSS®E con los parámetros típicos de la base de datos donde se logró determinar que la respuesta obtenida no representaba el comportamiento real del gobernador PID de la unidad #1 de planta Cachi.

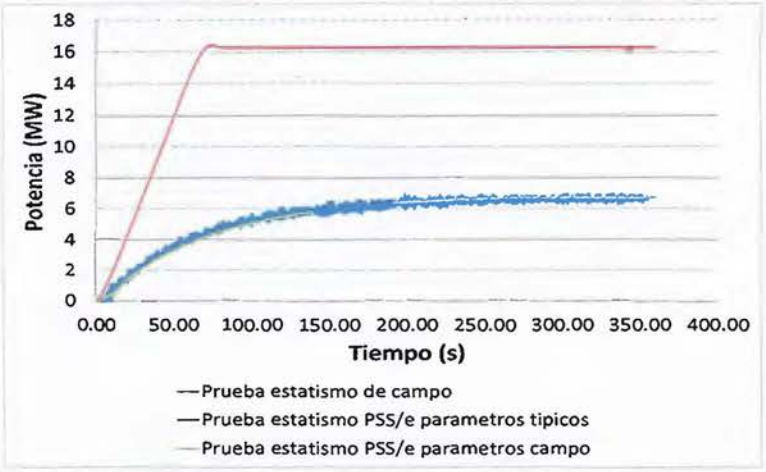


Figura 6.2 Respuesta a la prueba de estatismo de PSS®E de la unidad #1 de planta Cachi.

Siguiendo la misma metodología que se utilizó para la validación de los modelos matemáticos de PSS®E para gobernadores, se procedió a validar el modelo matemático EXST1 que representaba el sistema de excitación de las máquinas, utilizando la prueba de escalón en vacío con los parámetros reales obtenidos en campo, ver Tabla 6.2. En este caso los parámetros de campo fueron adaptados al modelo equivalente utilizado una herramienta de Matlab® que realiza la estimación de parámetros para el modelo de PSS®E a partir del modelo de campo y su respuesta.

En la Figura 6.3 se puede ver la que la respuesta obtenida en simulación para la respuesta al escalón en vacío con parámetros reales de las unidades (a) Cachi unidad #3, (b) Angostura unidad #1, (c) Angostura unidad #2, (d) Arenal unidad #1, (e) Arenal unidad #3 y (f) Pirrís unidad #1, representan la misma dinámica que la respuesta obtenida en campo, por lo que se logró validar el modelo matemático seleccionado para el sistema de excitación. Cuando se comparó estas mismas gráficas con la respuesta obtenida con los parámetros de base de datos, se observó que el modelado no sigue la dinámica inicial de la respuesta de campo, sin embargo el valor final si fue muy cercano al valor obtenido con los parámetros reales de campo, por lo que en este caso se concluyó que el modelado de la base de datos era aceptable, sin embargo se procedió con el cambio de parámetros y modelos para obtener una respuesta que represente con mayor exactitud la realidad.

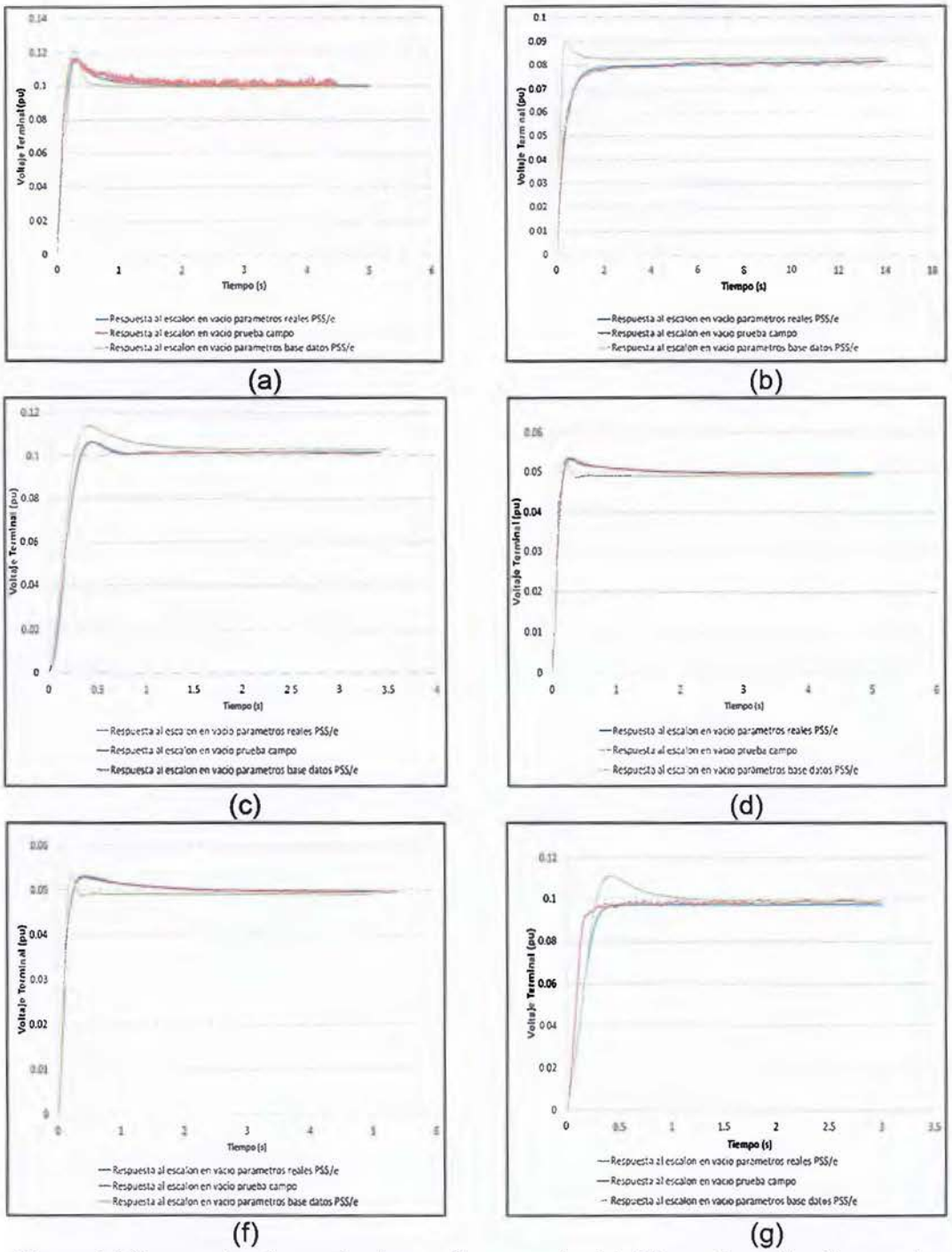


Figura 6.3 Respuesta a la prueba de escalón en vacío del sistema de excitación para las siguientes plantas: (a) unidad #3 de Cachi, (b) unidad #1 de Angostura, (c) unidad #1 de Angostura, (d) unidad #1 de Arenal, (e) unidad #3 de Arenal y (f) unidad #1 de Pirrís.

Tabla 6.3 Valores ajustados PSS®E para el sistema de excitación.

Unidad Ajustada	Parámetros ajustados			
	T_c	T_b	K_A	T_A
Cachi U1	0.4682	2.4102	355	0.027
Cachi U2	0.4682	2.4102	355	0.027
Cachi U3	0.4682	2.4102	355	0.027
Angostura U1	9.5	55.3	150	0.059
Angostura U2	15.475	82.712	345	0.059
Angostura U3	9.5	55.3	150	0.059
Arenal U1	1	7	750	0.026
Arenal U2	1	7	750	0.026
Arenal U3	1	8	675	0.024
Pirrís U1	0.07	0.0432	102	0.03042
Pirrís U2	0.07	0.0432	102	0.03042

6.2 Evaluación del desempeño de los sistemas de control de frecuencia en la base de datos de PSS®E

Con la base de datos conformada a partir de los parámetros reales de las tablas 6.4 y 6.5 y la base de parámetros típicos, se procedió a realizar simulaciones que permitieron ver el desempeño del sistema de control de velocidad de las plantas de generación en estudio en los tres eventos establecidos para comparar las respuestas en el tiempo de los gobernadores. Para cada planta, sólo se analizó la respuesta de una máquina ya que las demás unidades son iguales, salvo el caso de Angostura que por modernización contaba con dos gobernadores acelerométricos (unidad #1 y unidad #2) y una unidad con un gobernador PID (unidad #3).

De la Figura 6.4 cuando se comparó la respuesta con parámetros típicos y parámetros reales ante el **evento 1** se logró ver que la respuesta con parámetros reales de las máquinas de estudio es oscilatoria no amortiguada, y que esta oscilación estaba presente en la frecuencia del sistema.

Tabla 6.4 Parámetros de campo, ajustados en PSS®E para un gobernador acelerométrico.

Planta	Parámetros PIDGOV		
	Kp	Ki	*R*
Cachi U1	3.57778	0.35778	0.03857
Cachi U2	4.77037	0.47704	0.03857
Cachi U3	2.58261	0.43043	0.06970
Angostura U3	8.88494	0.99162	0.03377
Pirrís U1	13.33599	1.48178	0.03749
Pirrís U2	13.33599	1.48178	0.03749

Tabla 6.5 Parámetros de campo, ajustados en PSS®E para un gobernador PID

Planta	Parámetros HYGOV				
	r	*Tr*	*TF*	*TG*	*R*
Angostura U1	0.6753	13.5060	0.3	0.3	0.03377
Angostura U2	0.6753	13.5060	0.3	0.3	0.03377
Arenal U1	0.9497	14.245	0.15	0.15	0.03561
Arenal U2	0.9497	14.245	0.15	0.15	0.03561
Arenal U3	0.9497	14.245	0.15	0.15	0.03561

De la Figura 6.5 se observó que la respuesta de las máquinas en estudio ante el evento 2 es lenta y al analizar la frecuencia del sistema se observó que la misma llega a valores de 59.75 Hz ver Figura 6.5 (a). Además se observó una oscilación matemática en la frecuencia producto de un mal modelado de Panamá o Nicaragua (modelado con parámetros típicos), esto llevó a la conclusión de que a nivel regional se debe realizar una revisión de toda la base de datos, siendo esta revisión responsabilidad del EOR. Para efectos de este trabajo se analizó con mayor detenimiento la respuesta individual de las máquinas en estudio. Además se observó que en las plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1 el aporte final fue mayor con los parámetros de campo que con parámetros típicos.

Del mismo modo en la Figura 6.6 se observó que el desempeño de las máquinas en estudio no es adecuado ya que la respuesta ante el evento 3 sigue siendo lenta. Al igual que en el evento 2, en el evento 3 se observó que en las plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura

U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1, el aporte final fue mayor con los parámetros de campo que con parámetros típicos.

Con la evaluación del desempeño de las máquinas en estudio utilizando la base de datos regional se observó que la respuesta obtenida para los tres escenarios no es adecuada, y no refleja la realidad de los sistemas eléctricos, por lo que se evidencia que esta base de datos no debe ser utilizada para estudios dinámicos.

Por otro lado, la base de datos formada con los modelos matemáticos seleccionados del PSS®E y utilizando los parámetros de campo refleja la realidad del sistema eléctrico de Costa Rica, pero el desempeño de las máquinas no es el adecuado por lo que se debe mejorar la respuesta de las mismas en los eventos seleccionados. Por tanto, se continuó el trabajo utilizando esta nueva base de datos en la búsqueda de un mejor ajuste de los parámetros que permitieran cumplir con criterios de desempeño deseados, donde el primer punto debe ser que en el **evento 1** la respuesta obtenida cumpla con las siguientes premisas de ajuste:

- no sea oscilatoria
- que en los otros dos eventos la respuesta sea rápida y estable
- que la magnitud de su respuesta sea proporcional a la capacidad de la máquina esto con el fin de evitar que máquinas pequeñas den un mayor porte que máquinas que cuentan con mayor capacidad de aporte.

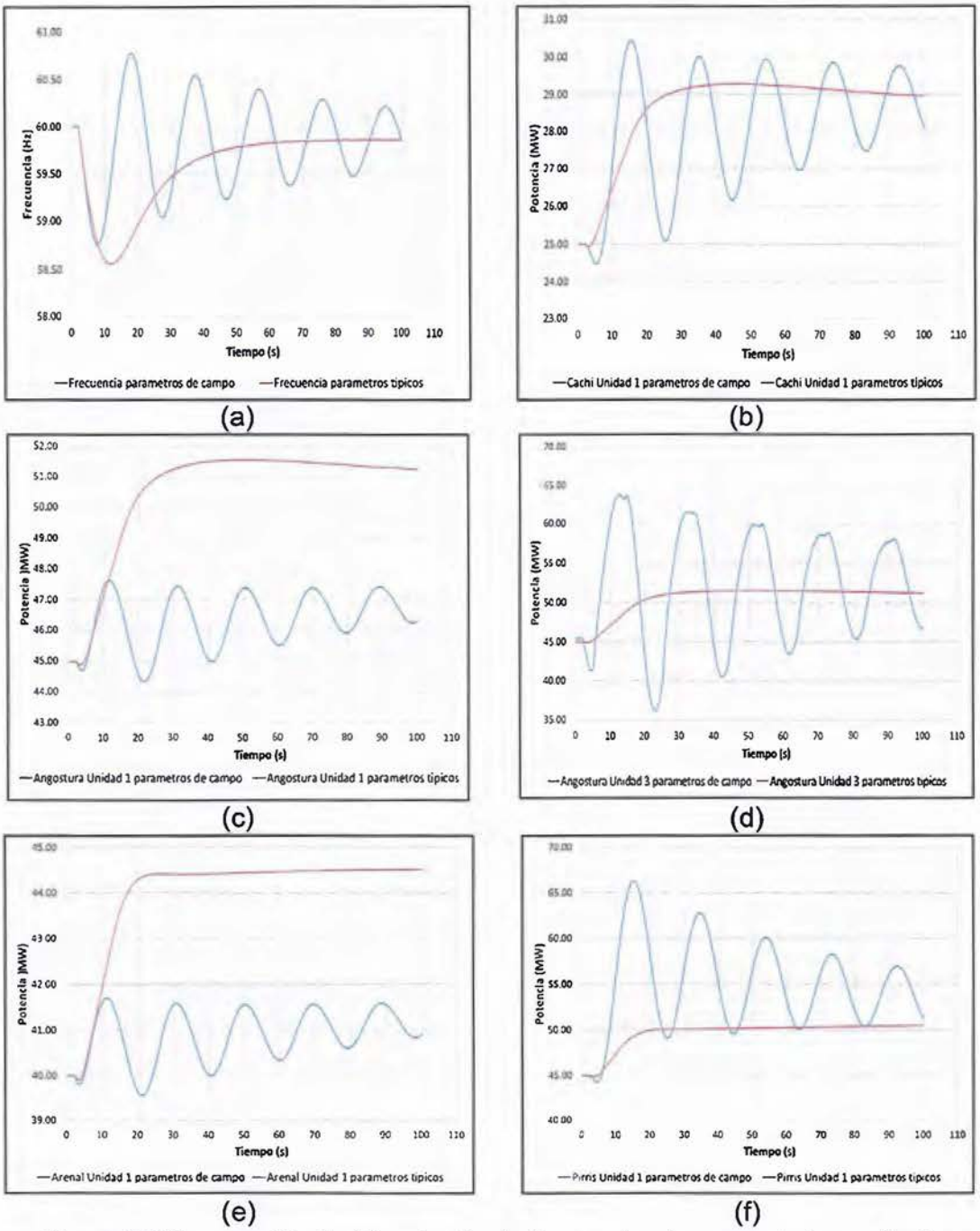


Figura 6.4 Comparación de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 1 con los parámetros típicos y parámetros de campo para las siguientes plantas (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1.

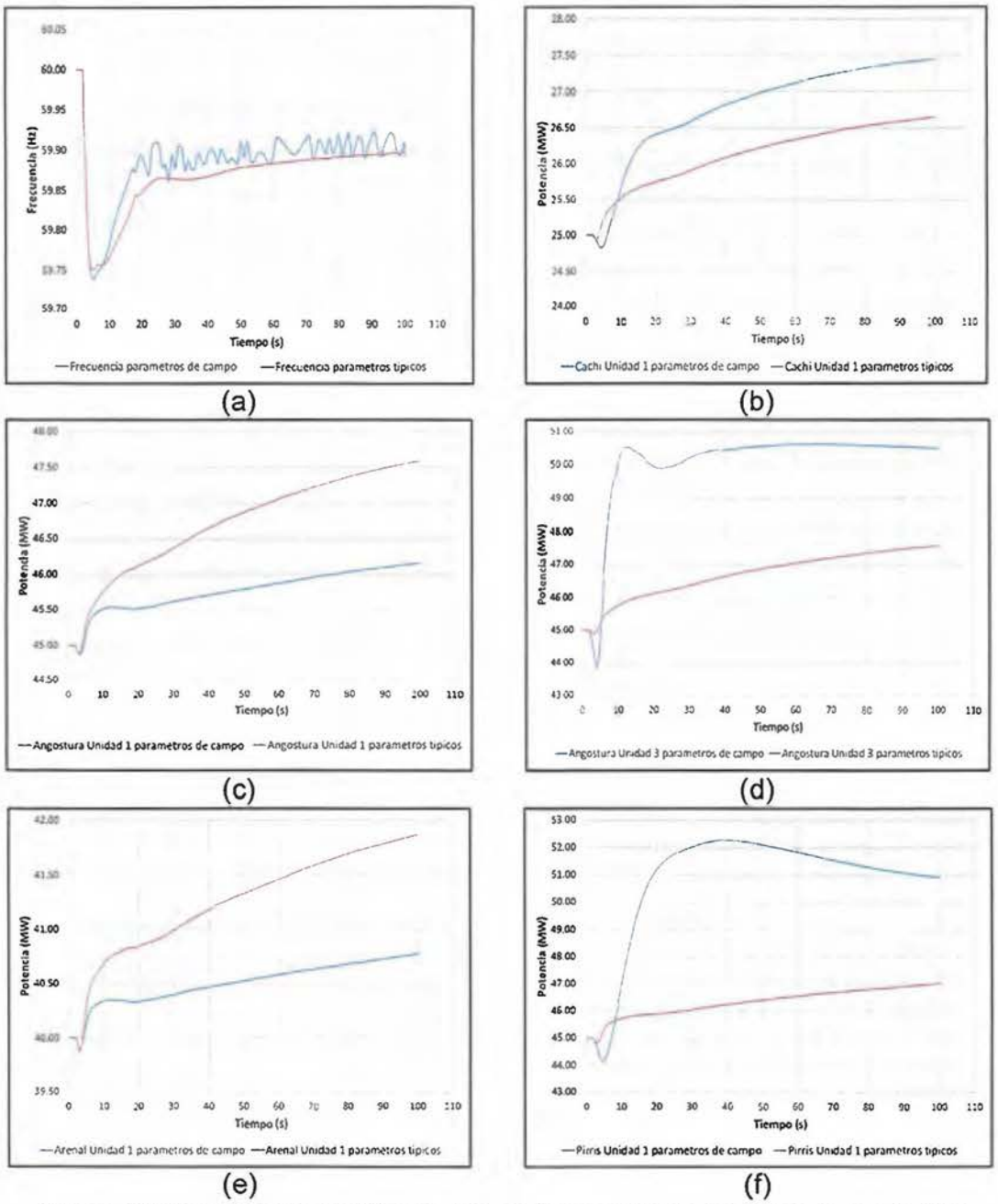


Figura 6.5 Comparación de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 2 con los parámetros típicos y parámetros de campo para las siguientes plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1.

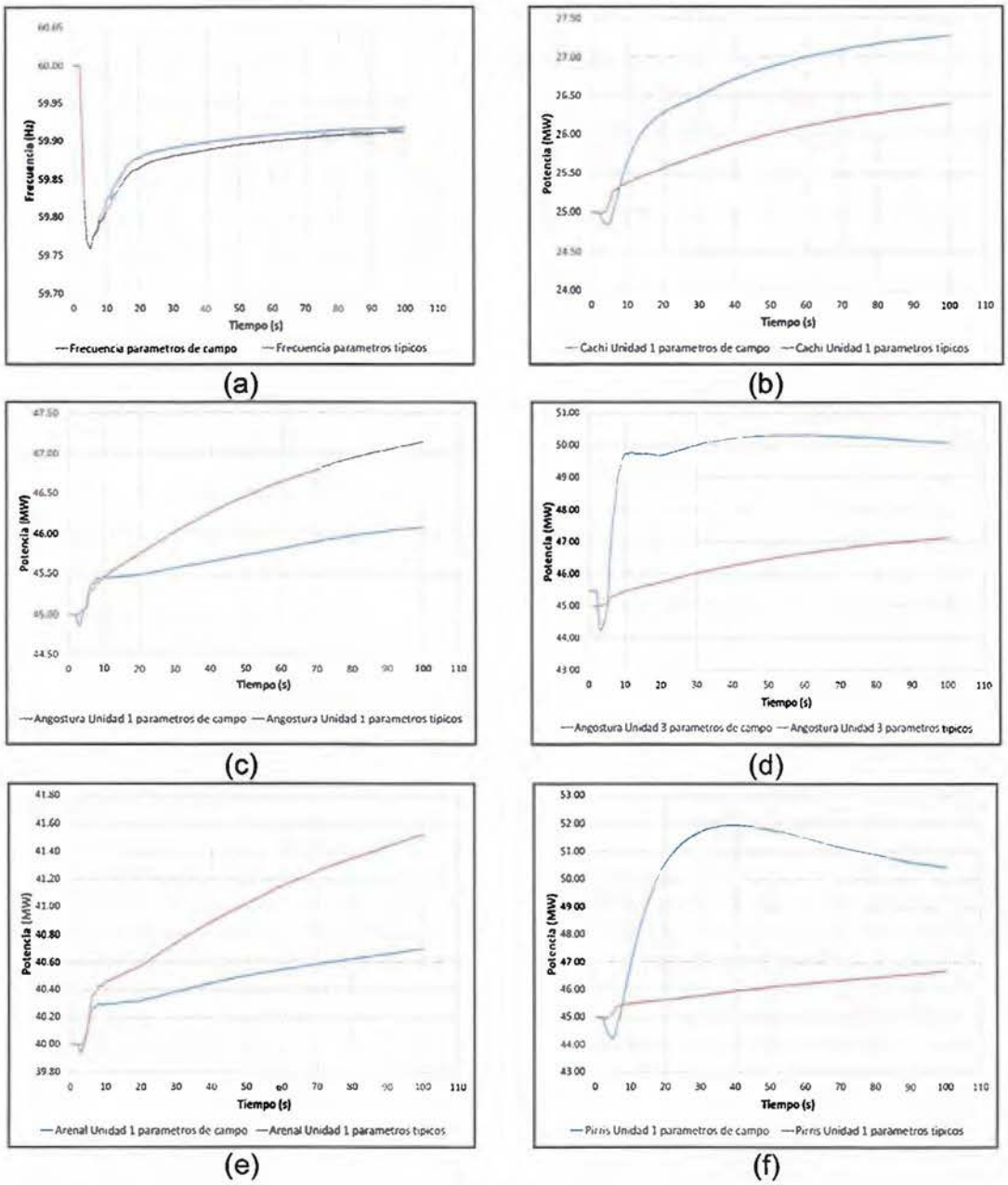


Figura 6.6 Comparación de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 3 con los parámetros típicos y parámetros de campo para las siguientes plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1.

6.3 Evaluación del desempeño de los sistemas de control de tensión en la base de datos de PSS®E

Para la evaluación del desempeño de los AVR se realizó una prueba en PSS®E que consistió en realizar un cambio a la consigna de tensión de referencia con la máquina acoplada a la red, esta prueba se realizó utilizando la base de datos con parámetros típicos y la base de datos con parámetros de campo, ver datos en la Tabla 6.3. Se realizó la prueba a una unidad por cada planta cuando los parámetros de campo son iguales, en el caso que los ajustes de parámetros de campo en una misma planta sean distintos, se realiza la prueba a las unidades que difieren en sus ajustes, este es el caso de Angostura y Arenal.

De la Figura 6.7 se logró ver el desempeño del sistema de excitación de las máquinas (a) Cachi U3, (b) Angostura U1, (c) Angostura U2, (d) Arenal U3, (e) Arenal U1y (f) Pirrís U1; tanto con parámetros típicos de base de datos como con parámetros reales, donde en ambos casos la respuesta obtenida tiene un desempeño aceptable ya que las respuestas fueron estables ante un cambio en la consiga de tensión.

De los resultados obtenidos se escoge la unidad #1 de Angostura para modificar su respuesta esto con el fin de obtener una respuesta similar al de las otras dos unidades sin afectar el desempeño de la máquina.

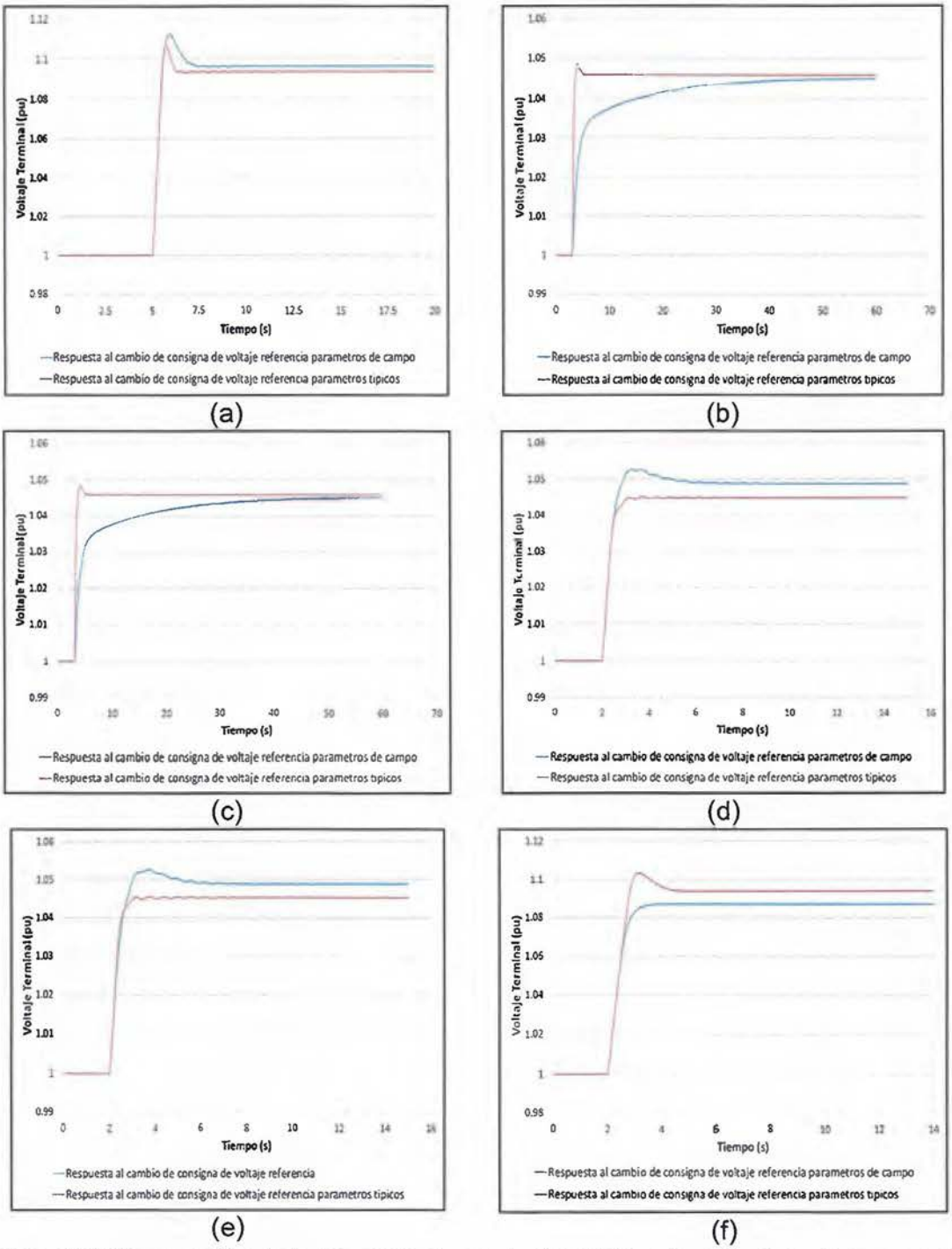


Figura 6.7 Comparación de la respuesta con parámetros típicos y parámetros de campo ante un cambio a la consigna del tensión terminal de: (a) Cachi U3, (b) Angostura U1, (c) Angostura U2, (d) Arenal U1, (e) Arenal U2y (f) Pirrís U1.

6.4 Evaluación en PSS®E de los parámetros de ajuste propuestos en la investigación para los sistemas de control de frecuencia y tensión

Con el fin de mejorar la respuesta obtenida para las plantas en análisis se procedió con la implementación en el PSS®E de una propuesta de mejora para el ajuste óptimo de los gobernadores, ver parámetros en la tabla 6.6 y 6.7. Con esta información se realizó un nuevo análisis de desempeño.

Tabla 6.6 Parámetros propuesta 1, ajustados en PSS®E para un gobernador acelerométrico.

Planta	Parámetros HYGOV				
	r	*Tr*	*TF*	*TG*	*R*
Angostura U1	0.6753	13.5060	0.3	0.3	0.03377
Angostura U2	0.6753	13.5060	0.3	0.3	0.03377
Arenal U1	0.9497	14.245	0.15	0.15	0.03561
Arenal U2	0.9497	14.245	0.15	0.15	0.03561
Arenal U3	0.9497	14.245	0.15	0.15	0.03561

Tabla 6.7 Parámetros propuesta 1, ajustados en PSS®E para un gobernador PID

Planta	Parámetros PIDGOV		
	Kp	Ki	*R*
Cachi U1	4.66667	0.37333	0.03857
Cachi U2	4.66667	0.37333	0.03857
Cachi U3	3.34783	0.26570	0.04182
Angostura U3	3.55398	0.29131	0.03377
Pirrís U1	6.13456	0.35256	0.03749
Pirrís U2	6.13456	0.35256	0.03749

Del análisis de la Figura 7.8 se observó que con el nuevo ajuste la respuesta del sistema ante el evento no es oscilatoria inestable lo cual solucionó el problema presentado con la base de datos de campo. Además en las figuras 7.9 y 7.10 se observa que las respuestas del sistema siguen siendo estables y se mejora el aporte final de las máquinas por lo que este ajuste mejora la respuesta ante eventos y no afecta la operación del SER. Sin embargo cuando este ajuste se implementó en el campo, el generador presentó problemas de sintonización con el AGC, ya que para el control secundario la respuesta seguía siendo lenta y provocaba oscilaciones en la respuesta de las máquinas, por lo que se decidió

realizar una mejora en el ajuste propuesto buscando un nuevo juego de parámetros más rápidos.

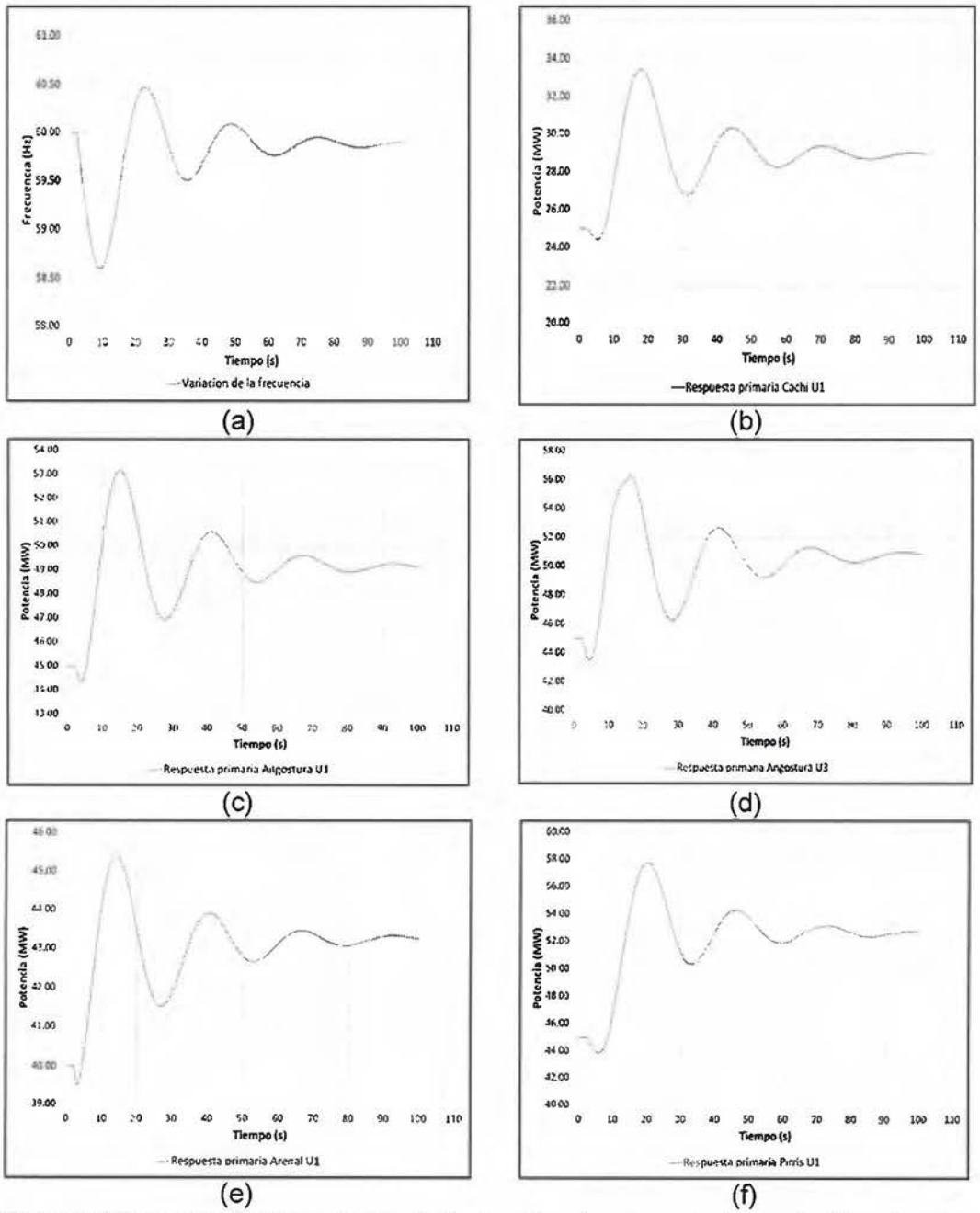


Figura 6.8 Respuesta de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 1 con los parámetros propuestos según tablas 7.6 y 7.7 para las siguientes plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1.

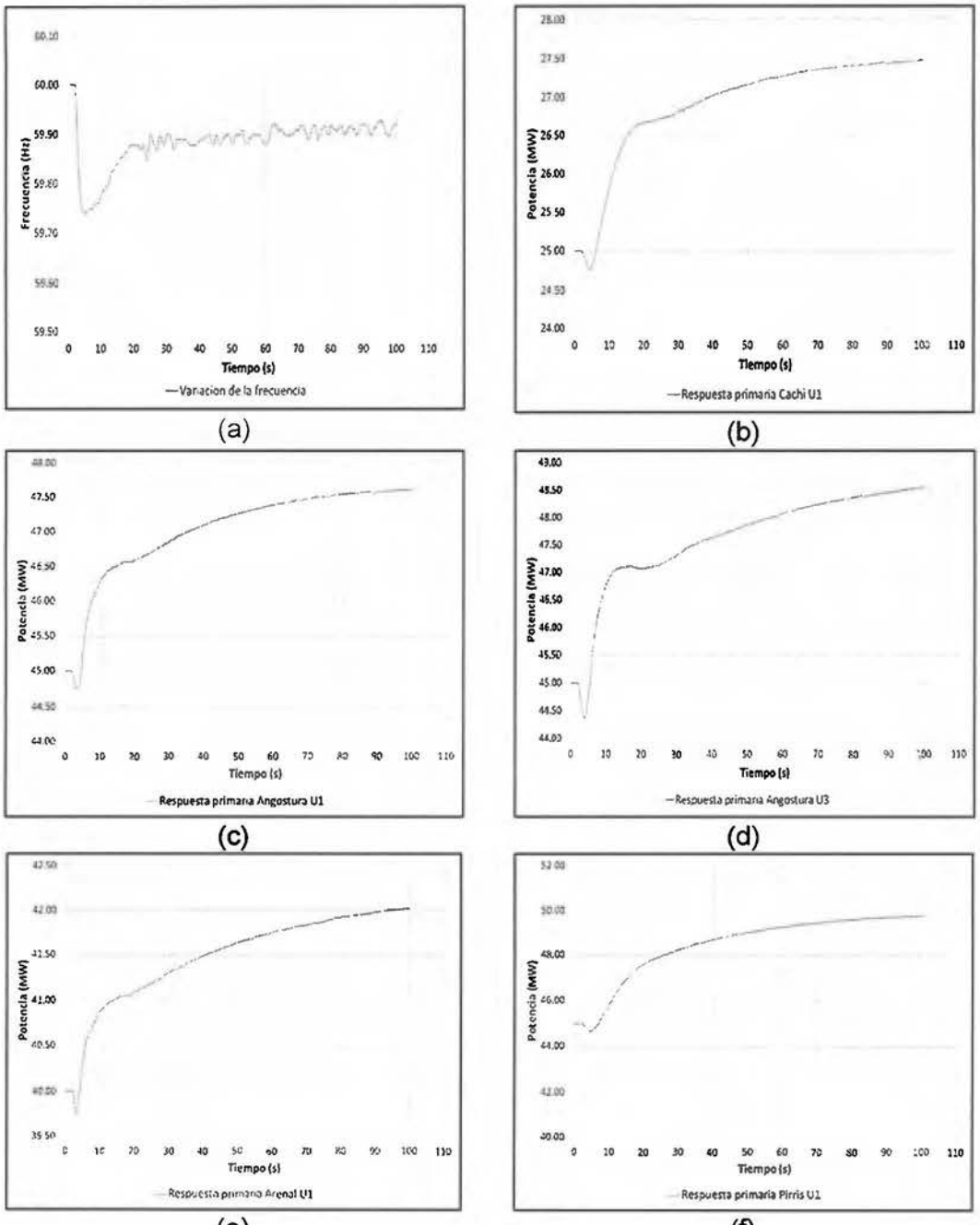


Figura 6.9 respuesta de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 2 con los parámetros propuestos según tablas 7.6 y 7.7 para las siguientes plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1.

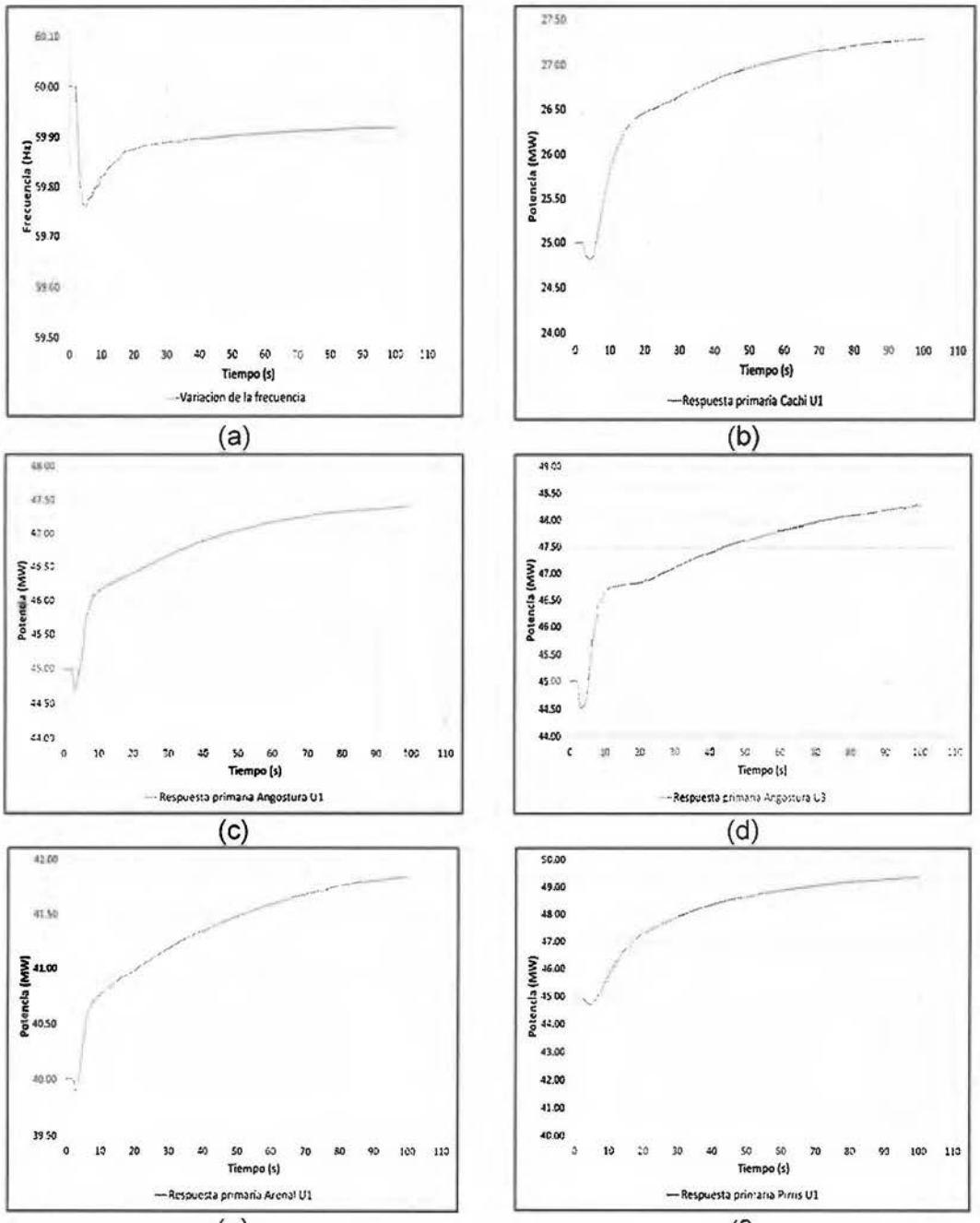


Figura 6.10 Respuesta de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 3 con los parámetros propuestos según tablas 7.6 y 7.7 siguientes plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1.

Para lograr cumplir con las necesidades del AGC donde se requiere que la respuesta de las máquinas sean más rápidas que lo planteado en el juego de parámetros descrito en las tablas 6.6 y 6.7; se procedió a escoger un nuevo juego de parámetros para las máquinas en estudio, el cual se encuentra en las tablas 6.8 y 6.9 según el tipo de control utilizado. Cuando se realizó este nuevo ajuste de parámetros coincidió que las unidades 1 y 2 de planta Angostura fueron modernizadas con lo que el gobernador de estas máquinas se cambió por uno PID, con esto el modelado para esta máquina se modificó a la nueva filosofía de control.

Tabla 6.8 Parámetros propuesta 2, ajustados en PSS®E para un gobernador acelerométrico.

Planta	Parámetros HYGOV				
	r	*Tr*	*TF*	*TG*	*R*
Arenal U1	0.3561	7.5975	0.1	0.1	0.03561
Arenal U2	0.3561	7.5975	0.1	0.1	0.03561
Arenal U3	0.3561	7.5975	0.1	0.1	0.03561

Tabla 6.9 Parámetros propuesta 2, ajustados en PSS®E para un gobernador PID.

Planta	Parámetros PIDGOV		
	Kp	Ki	*R*
Cachi U1	9.54074	1.19259	0.03857
Cachi U2	9.54074	1.19259	0.03857
Cachi U3	8.60870	1.07609	0.04182
Angostura U1	9.25515	0.84138	0.03377
Angostura U2	9.25515	0.84138	0.03377
Angostura U3	9.25515	0.84138	0.03377
Pirrís U1	16.26991	1.12986	0.03749
Pirrís U2	16.26991	1.12986	0.03749

De la Figura 6.11 (a) se logró ver que con el nuevo juego de parámetros la respuesta de la frecuencia del sistema en el evento 1 fue inestable, esta inestabilidad es tal que provocó que la respuesta obtenida para Cachi U1 Figura 6.11 (b) y Angostura U1 y U3, Figura 6.11 (c) y (d), fuera irreal ya que después de 60 segundos de simulación las máquinas se motorizaron, lo cual no pudo ser real.

Al analizar el escenario donde los parámetros propuestos son inestables cuando el sistema de Costa Rica quedaba aislado del SER, se procedió con una revisión de los

controles propuestos para los gobernadores en estudio, donde se fueron eliminando los controles por planta una a la vez para determinar si eran todos los ajustes que presentaban una respuesta inestable o bien si era un único ajuste de controles por planta que provocaba la inestabilidad.

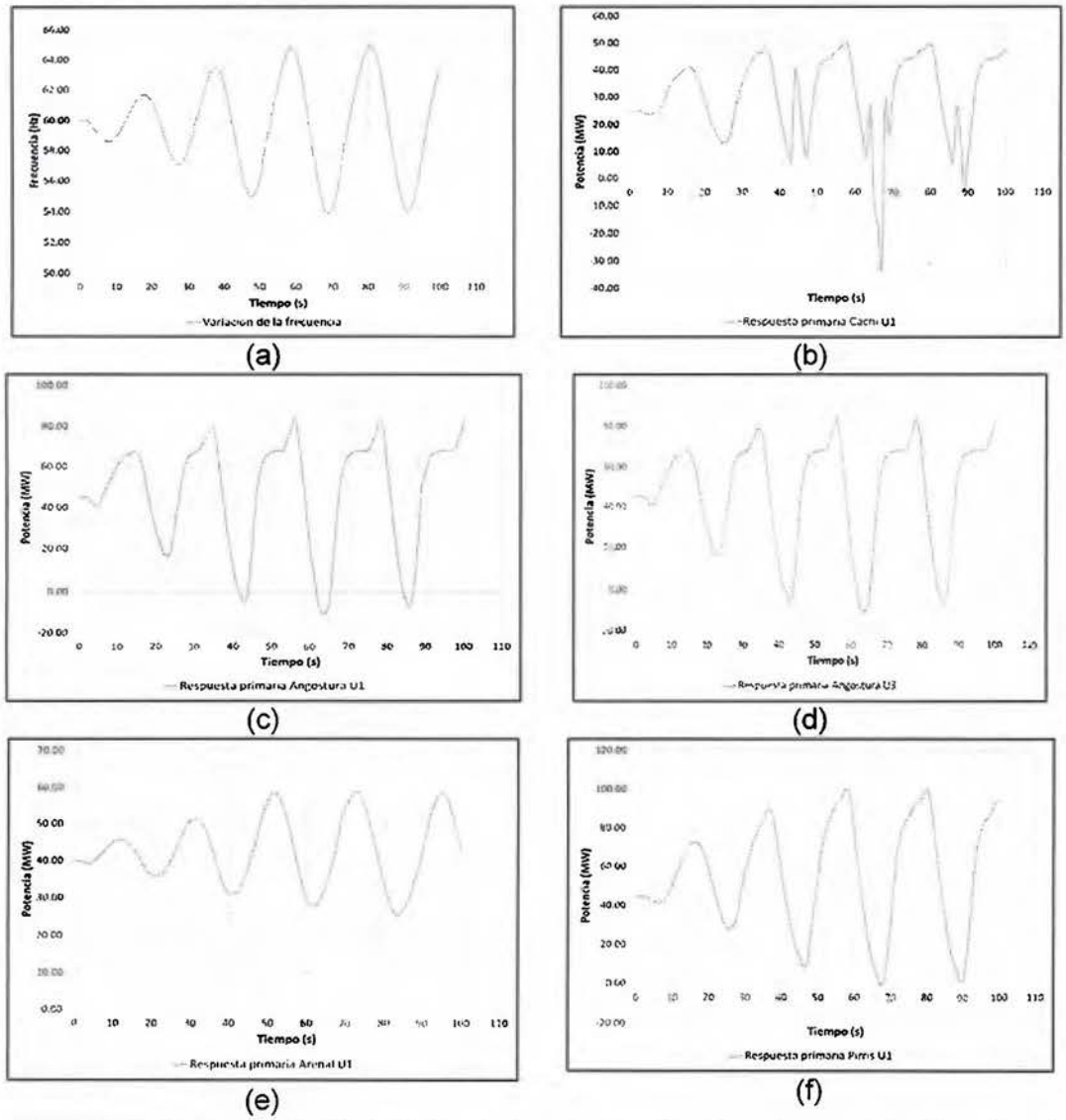


Figura 6.11 Respuesta de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 1 con los parámetros propuestos según tablas 7.8 y 7.9 para las siguientes plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1.

Después de realizar simulaciones donde se inhibieron los controles de cada planta se logró determinar que el ajuste propuesto para Pirrís era el que provocaba la inestabilidad del sistema. Este análisis se realizó para Costa Rica aislado y se logró observar cómo la respuesta de la frecuencia del sistema era estable Figura 6.12 (a), cuando los controles de los gobernadores de las unidades #1 y #2 de Pirrís están deshabilitados, lo que provoca que ante un evento la máquina no responda (ver Figura 6.12 (f)) y se logra observar cómo las otras máquinas que sí tienen habilitados sus controles responden ante el evento 1 figuras 6.12 (b), (c), (d), y (e).

Una vez que se determinó que el único control que requería de un nuevo ajuste era el de planta Pirrís se procedió a la obtención del ajuste de parámetros para esta planta, y para las plantas Arenal, Angostura, y Cachi, se mantuvieron los parámetros de las tablas 6.8 y 6.9. En la obtención de un nuevo ajuste para esta planta se determinó que el ajuste de la propuesta 1 era adecuado para mitigar la oscilación que se da en el evento uno; por lo tanto se seleccionó este ajuste para Pirrís, los datos de ajuste son los de la Tabla 6.7.

Los resultados obtenidos para el caso crítico que corresponde a Costa Rica aislado con la propuesta de cambio para Pirrís, se observa en la Figura 6.13 (a) como la frecuencia del sistema presenta una respuesta oscilatoria amortiguada, del mismo modo la respuesta de las maquinas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1 fueron amortiguadas, con lo cual se logró eliminar la inestabilidad del sistema. Con este resultado se dio por solucionado el problema impuesto por la planta Pirrís.

Con la solución planteada para el sistema de Costa Rica aislado donde se logró obtener una respuesta estable se procedió con el análisis de estos parámetros ante los dos escenarios restantes que corresponden a la isla eléctrica conformada por Panamá, Costa Rica y Nicaragua así como el sistema completo sin México.

Los resultados obtenidos para el evento 2 se ven en la Figura 6.14 así como los resultados obtenidos para el evento 3 se ven en la Figura 6.15, en ambos escenarios la respuesta obtenida fue estable, no afectó el desempeño del sistema eléctrico, y se logró

mejorar el aporte final de las maquinas en estudio por lo que el resultado fue satisfactorio. Con esto se procedió a implementar en campo los parámetros seleccionados y se corroboró el modelado de las máquinas con el cambio propuesto.

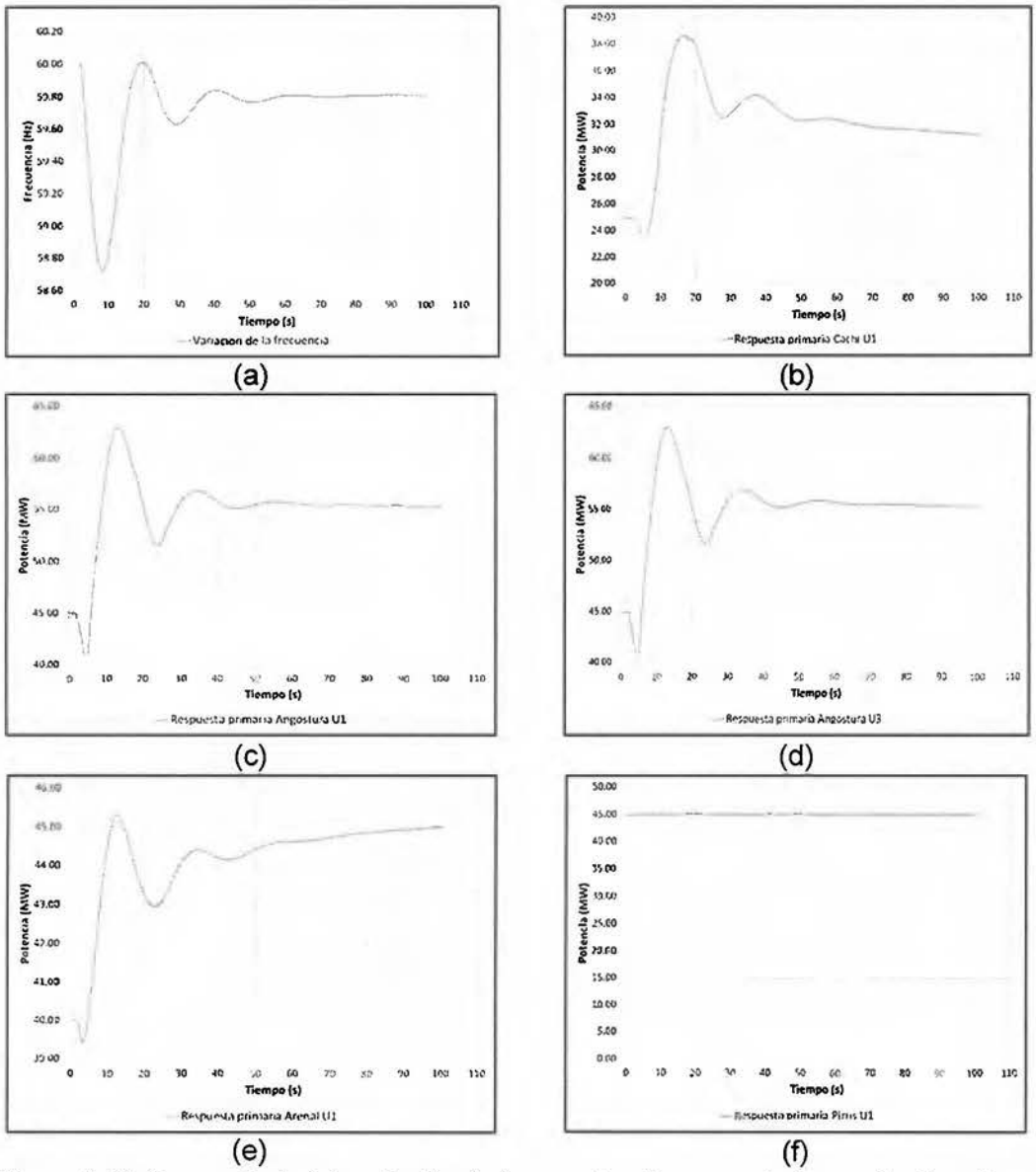


Figura 6.12 Respuesta de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 1 con los parámetros propuestos según tablas 7.8 y 7.9 con los controles de Pirrís inhibidos para las siguientes plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1.

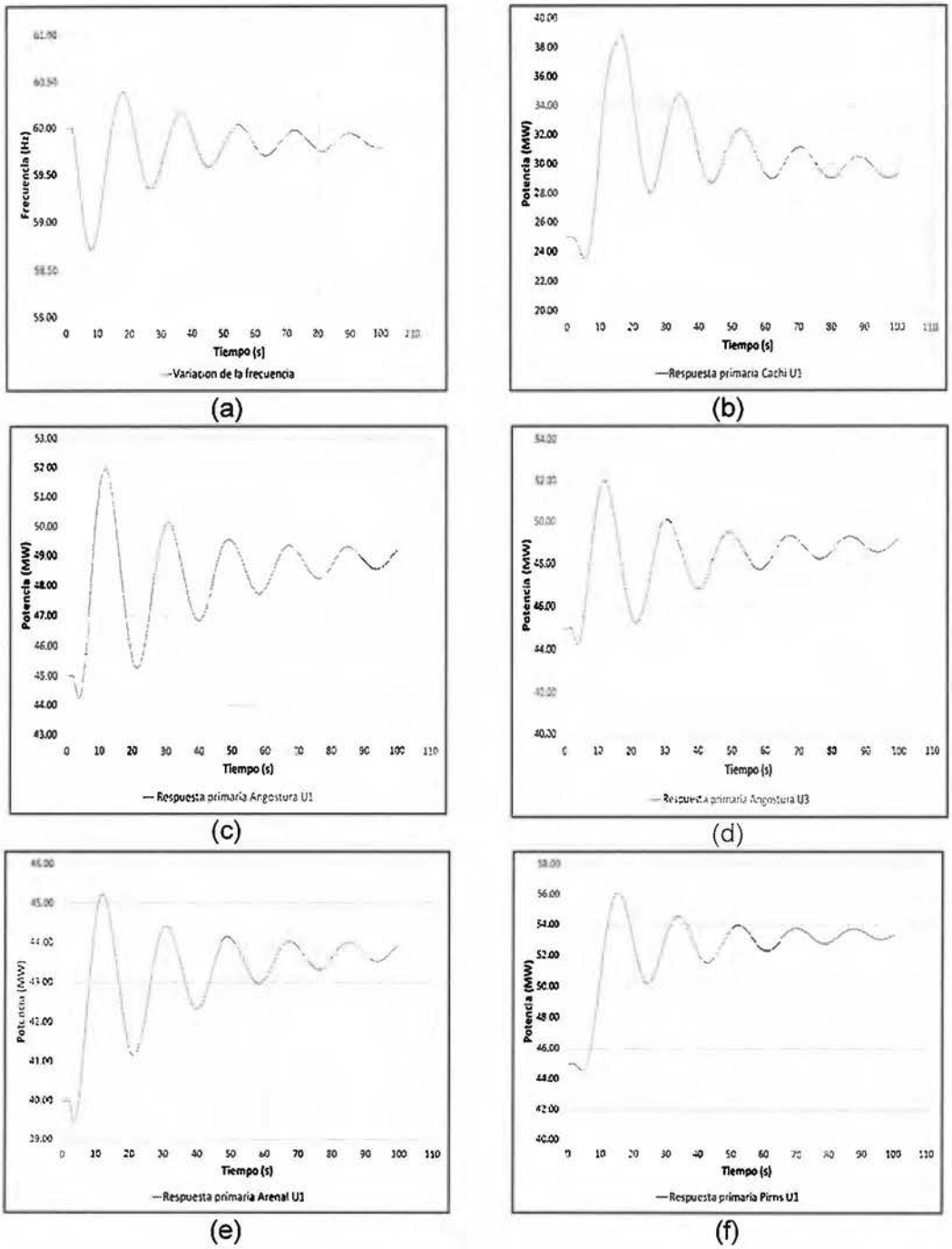


Figura 6.13 Respuesta de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 1 para las siguientes plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1.

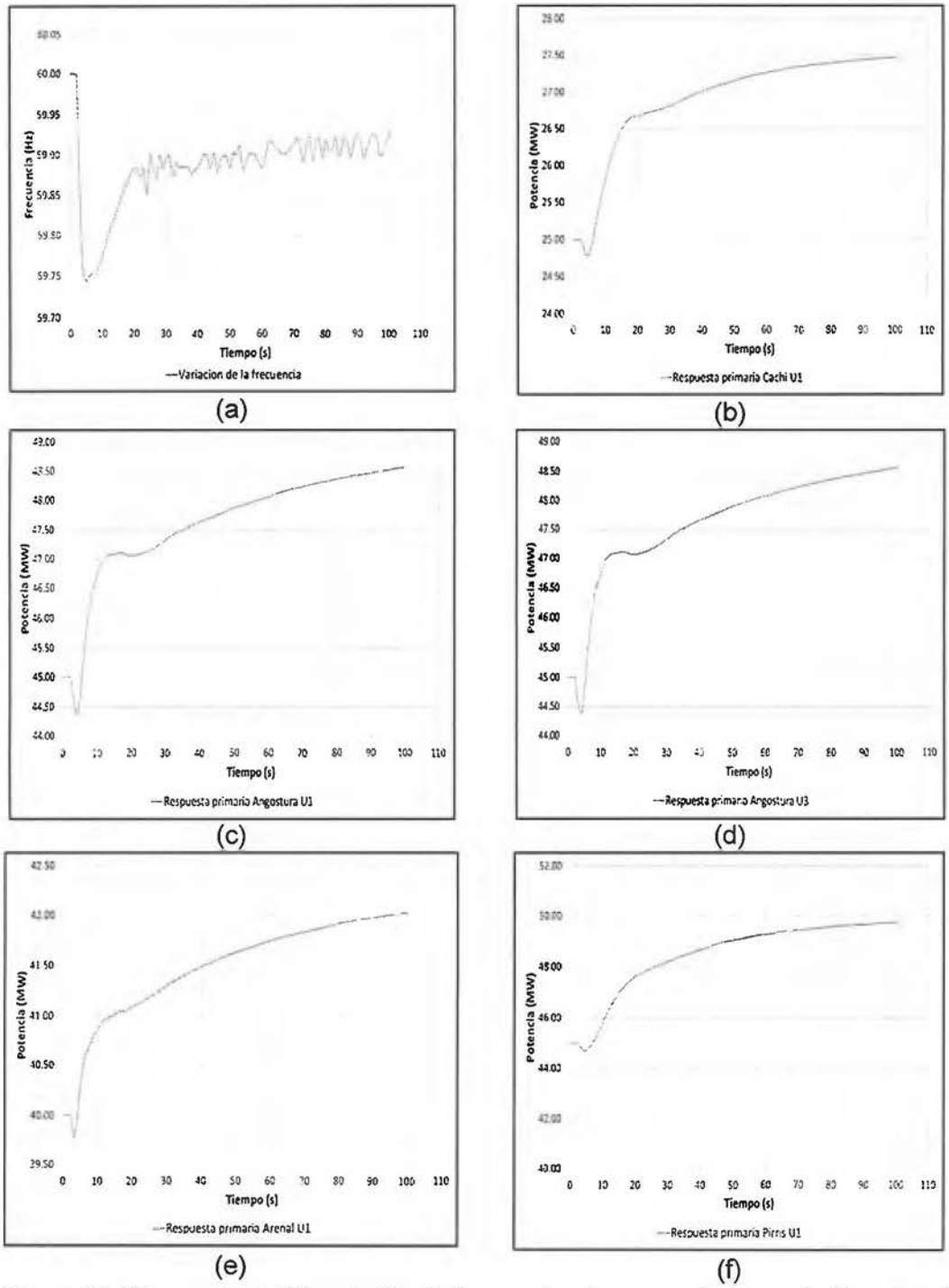


Figura 6.14 Respuesta de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 2 para las siguientes plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1.

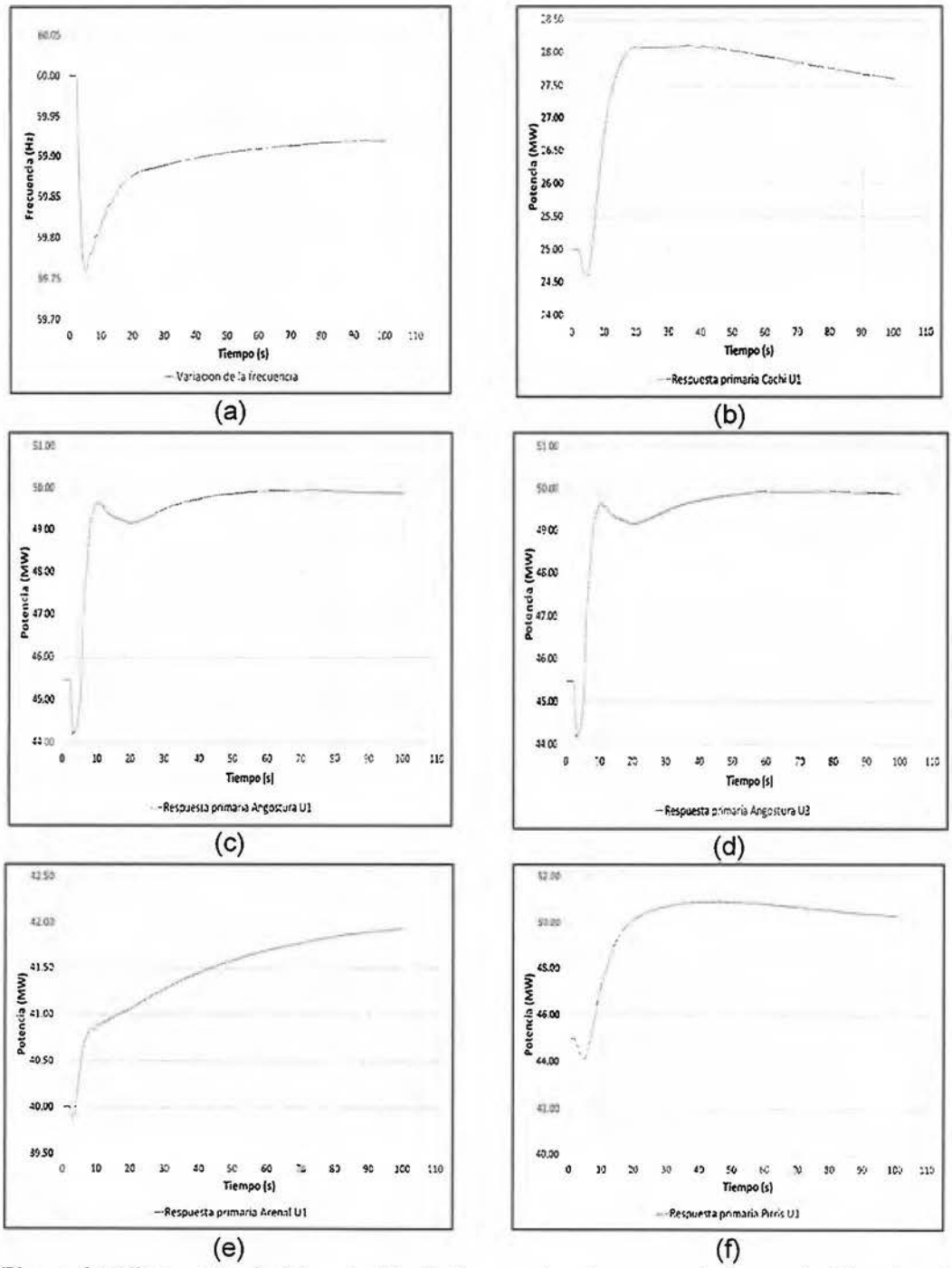


Figura 6.15 Respuesta de (a) variación de frecuencia y la respuesta de regulación primaria en el evento 3 para las siguientes plantas: (b) Cachi U1, (c) Angostura U1, (d) Angostura U3, (e) Arenal U1 y (f) Pirrís U1.

Para el caso de la unidad #1 de planta Angostura que fue el único AVR que se seleccionó para mejorar su respuesta, se obtuvo un juego de parámetros nuevos el cual se puede ver en la Tabla 6.10.

Tabla 6.10 Parámetros propuestos implementados en PSS®E para el sistema de excitación.

Unidad Ajustada	Parámetros Ajustados			
	T_c	T_b	K_A	T_A
Angostura U1	9.5	55.3	150	0.059

Con los parámetros propuestos para el AVR de la unidad #1 de planta Angostura se procedió con la implementación en el programa PSS®E, y la evaluación del desempeño de la respuesta obtenida ante un cambio en la consigna de tensión de referencia con la máquina acoplada al sistema. En la Figura 6.16 se observa que con el cambio de parámetros la máquina mejoró su respuesta tanto en el tiempo de levantamiento así como en su valor final, además la respuesta obtenida fue estable, por lo que el resultado obtenido fue satisfactorio y con esto se implementó en campo el nuevo ajuste para evaluar la respuesta del modelo matemático de simulación con los nuevos ajustes.

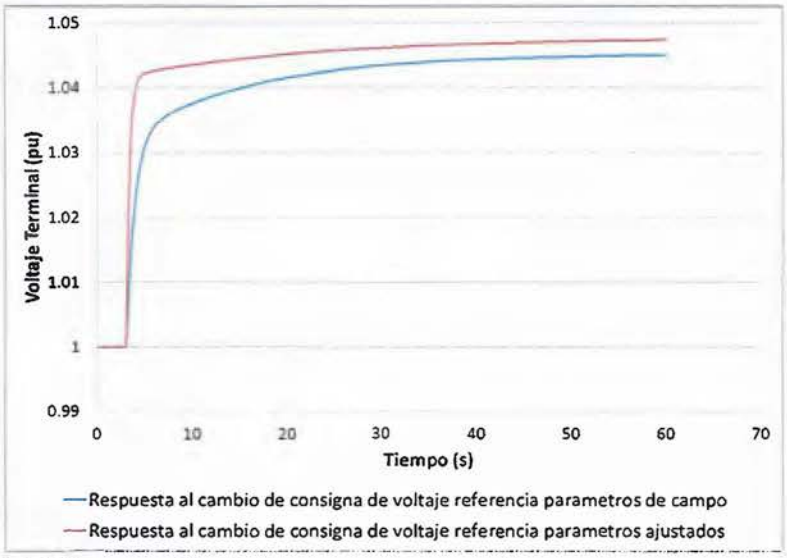


Figura 6.16 Comparación de la respuesta con parámetros de campo y parámetros propuestos ante un cambio a la consigna de tensión terminal de: (a) Angostura U1.

6.5 Validación de los modelos matemáticos con los resultados de las pruebas de campo luego de implementar los ajustes de la investigación

Una vez que se seleccionaron los nuevos ajustes para las plantas Angostura, Cachi, Arenal y Pirrís se procedió con la implementación en campo de estos parámetros. Sin embargo en Pirrís el nuevo ajuste no se ha podido implementar debido a que la planta está en garantía y se está solicitando el aval al fabricante para poder implementar el cambio. Para verificar que las respuestas obtenidas en simulación recreaban el comportamiento de las máquinas con el nuevo ajuste; se procedió a comparar la respuesta a la prueba de estatismo en simulación, con la prueba de estatismo de campo obtenida con el cambio de parámetros realizado. Los resultados obtenidos se ven en la Figura 6.17 donde el modelado realizado recrea la respuesta de campo con el nuevo ajuste de parámetros por lo que el resultado final es satisfactorio.

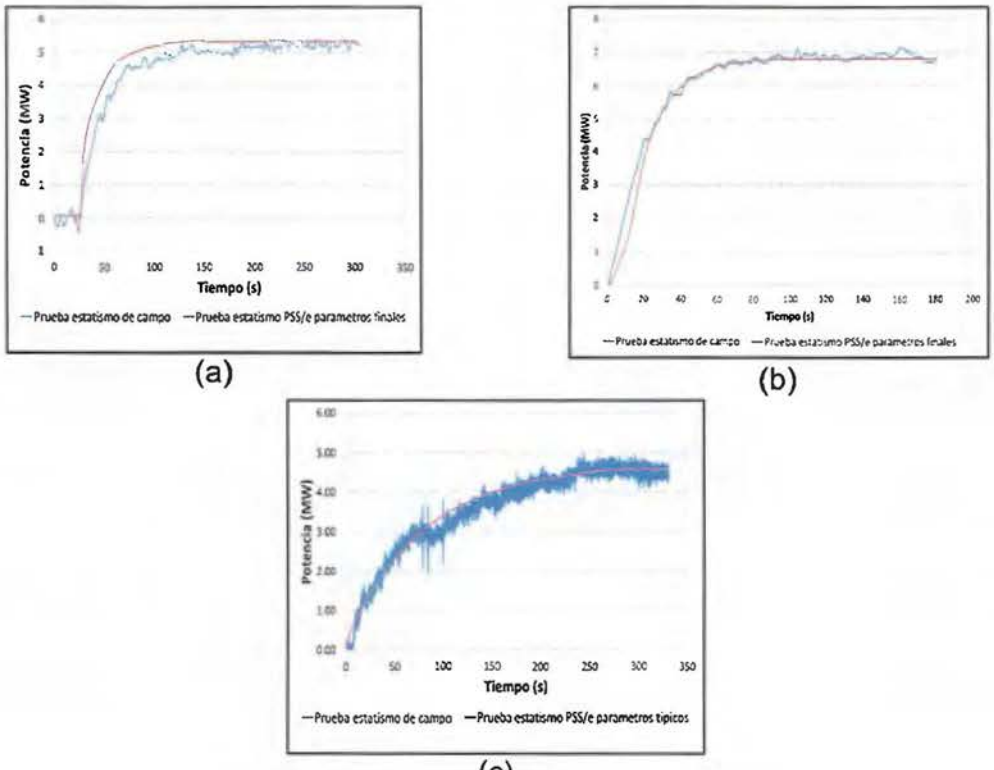


Figura 6.17 Respuesta prueba de estatismo de las plantas: (a) Angostura, (b) Cachi, y Arena, con los parámetros que resultaron de la investigación implementados.

Con el ajuste propuesto para el AVR de la unidad 1 de planta Angostura se procedió con la implementación en campo, una vez realizado el cambio de parámetros se realizó la prueba de escalón en vacío para verificar que la respuesta obtenida coincidiera con la respuesta esperada en simulación a partir de los nuevos parámetros dados. En la Figura 6.18 se observa la respuesta obtenida para el nuevo ajuste de parámetros la cual se compara con la respuesta esperada en simulación, del resultado obtenido se logra determinar que el modelo matemático propuesto representa la dinámica del AVR con el nuevo ajuste; por lo tanto el resultado de la prueba es satisfactorio.

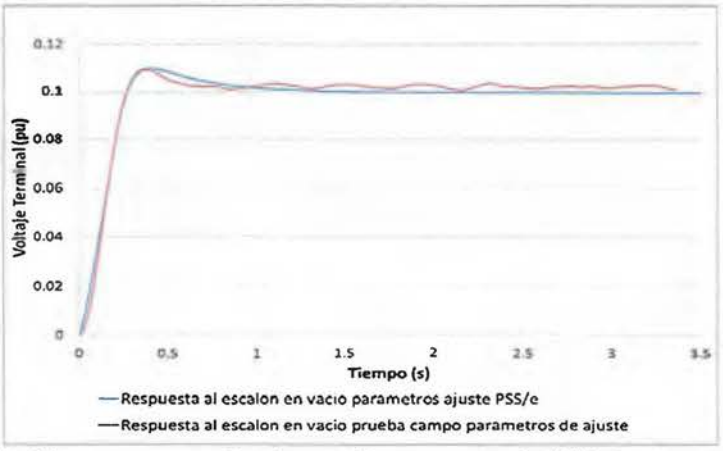


Figura 6.18 Respuesta prueba de escalón en vacío al AVR de Angostura U1.

CAPÍTULO 7: Conclusiones y recomendaciones

7.1 Conclusiones

En el área de trabajo 1 se obtuvieron las siguientes conclusiones

1. Se determinó en la etapa de estudio de la investigación que el desempeño de los generadores de las plantas del SEN en regulación primaria de frecuencia no era el adecuado y no cumplía con el criterio de evaluación del desempeño del CENCE, exhibiendo algunos generadores respuestas muy lentas y otros generadores respuestas peligrosamente oscilatorias.

2. En la revisión teórica de los modelos de gobernador de las plantas analizadas en la investigación, se determinó que en Costa Rica existen dos tipos de controles de velocidad: acelerométrico y PID.

3. La prueba de estatismo, que consiste en aplicar un escalón en la referencia de velocidad del gobernador, brinda información sobre la dinámica con la que el sistema gobernador-turbina-generador responde, con lo cual se convierte en la prueba ideal para validar el modelo matemático del lazo de regulación de potencia-frecuencia de los generadores.

4. Con base en el correcto modelado matemático del sistema gobernador-turbina-generador, que se hizo en el programa Matlab®, se pudo determinar que algunos fabricantes de gobernadores realizan escalamientos internos a los parámetros de control.

5. Se construyó una metodología de ajuste óptimo de parámetros de gobernador utilizando la información de campo y el modelado matemático del programa Matlab®.

6. El modelo matemático del sistema de regulación de potencia-frecuencia de un generador que se desarrolló en Matlab®, debe considerar una constante de amortiguamiento para poder brindar una respuesta idéntica a la que se obtiene con el programa PSS®E. Se encontró de forma precisa la expresión de dicho amortiguamiento en el caso de los gobernadores PID.

7. En el caso de los gobernadores PID, el ajuste del lazo de regulación de potencia-frecuencia influye directamente en el desempeño de la unidad en regulación de AGC, esto no sucede en los gobernadores tipo acelerométrico.

8. El desempeño de AGC y la condición de los gobernadores PID introduce una función objetivo adicional a la optimización de la respuesta de los ajustes de gobernador adecuados a implementar en el SEN, adicionalmente a los criterios de estabilidad en islas eléctricas de baja inercia en el SER.

9. Con el análisis de un evento de frecuencia severo en el año 2014, se pudo comprobar que el desempeño de los gobernadores ajustados con la metodología de la investigación es adecuado.

10. Con los ajustes de gobernador implementados en la investigación para las plantas analizadas, se logró colocar a Costa Rica como país líder a nivel centroamericano por su excelente desempeño tanto en regulación primaria de frecuencia como en regulación secundaria de potencia-frecuencia medido con el indicador CPS1 del NERC.

En el área de trabajo 2 se obtuvieron las siguientes conclusiones

11. La prueba de escalón en la tensión de referencia con el generador en vacío, es la más adecuada para determinar los parámetros del sistema de excitación.

12. El modelo genérico ST1 de la IEEE es lo suficientemente versátil para representar sistemas de excitación estáticos, aun cuando en la realidad cada uno de ellos tenga diferentes tipos de controladores.

13. La respuesta de la tensión en vacío de los generadores estudiados en este trabajo, tienen un comportamiento adecuado, según las recomendaciones de la IEEE, por lo tanto en ese sentido no requieren ningún tipo de ajuste.

14. En base a lo realizado en este trabajo, se creó una metodología para la obtención y validación de modelos matemáticos de sistemas de excitación, además de pautas generales para el ajuste del AVR.

15. Se creó una propuesta de metodología de ajuste para los PSS, esta propuesta tuvo buenos resultados a nivel teórico, pero todavía no se ha podido implementar en campo.

16. Por medio de las simulaciones realizadas para ver el comportamiento de tensión del generador, en operación interconectada al SEN, se determinó que los AVR no necesitaban ningún tipo de ajuste.

17. El ajuste del AVR de Angostura U1, se realizó para que respondiera igual a las otras dos unidades, esto con el objetivo de que cuando las tres máquinas estuvieran en línea, todas respondieran con el mismo rendimiento ante cambios y/o perturbaciones de tensión.

En el área de trabajo 3 se obtuvieron las siguientes conclusiones

18. Se determinó que la base de datos regional debe ser actualizada con los modelos y ajustes propuestos en este trabajo ya que la base actual no recrea la correcta respuesta de las máquinas.

19. Con los resultados obtenidos en el presente trabajo se concluye que el modelo HYGOV presente en las librerías del PSS®E logra representar fielmente la respuesta y dinámica de un gobernador acelerométrico. Así como el modelo PIDGOV representa fielmente la respuesta y dinámica de un gobernador del tipo PID.

20. Se logró modelar y validar contra pruebas de campo por primera vez en Centroamérica el gobernador tipo PID con su modelo correspondiente en PSS®E, ya que antes de la investigación realizada no se sabía introducir los parámetros de la forma correcta como se logró implementar en la investigación.

21. Al analizar los resultados obtenidos con el modelo EXST1 presente en las librerías del PSS®E, se determina que este logra representar fielmente el sistema de excitación de los generadores del sistema eléctrico de Costa Rica.

22. Se logró determinar la forma en que se debe realizar la prueba de estatismo en el programa PSS®E, la cual es utilizada para determinar el mejor modelo para un gobernador y la correcta parametrización del mismo ya que se puede comparar con la misma prueba realizada en campo.

23. Se logró recrear en el PSS®E, la prueba de un escalón en vacío aplicada al AVR en campo con la cual se determina el mejor modelo del sistema de excitación así como la correcta parametrización del mismo.

24. Se logró evaluar el desempeño de un gobernador al recrear pérdidas de generación a través de una simulación dinámica así mismo se logra evaluar el desempeño del sistema de excitación al realizar un cambio al valor de la tensión de referencia.

25. De los resultados obtenidos en simulación del desempeño de un gobernador se determina que existe un compromiso de la respuesta según el escenario presente,

entre más inercia, se ocupan respuestas más rápidas. Sin embargo estas pueden ser inestables en condiciones de red aislada.

7.2 Recomendaciones

1. Extender los resultados de la investigación a todas las plantas del SEN para mejorar el desempeño de los generadores hidroeléctricos en la prestación de los servicios auxiliares de regulación de frecuencia y de tensión.

2. Investigar la aplicabilidad de las metodologías propuestas en plantas de generación térmicas.

3. Realizar pruebas con la metodología de ajuste del PSS, tanto en simulaciones como en el campo y verificar la funcionalidad de esta en los sistemas multimáquina.

4. Realizar un levantamiento de una base de datos de PSS en los generadores de Costa Rica

5. Instruir al ICE para realizar especificaciones en la adquisición de equipos de control de tensión y frecuencia, las cuales permitan obtener los mejores beneficios de las diferentes tecnologías encontradas en la investigación. Con especificaciones más adecuadas a la realidad centroamericana, los equipos van a ser más versátiles para obtener los mejores ajustes en los diferentes escenarios de operación previstos.

6. Se debe analizar la posibilidad de que los generadores de la planta Pirrís puedan operar con dos juegos de ajustes para su gobernador, de tal manera que si se presenta una condición del sistema de Costa Rica aislado el gobernador opere con un ajuste para respuesta lenta y en la condición de SER completo el ajuste sea para una respuesta rápida.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Aboytes García, F, (Ed.). (1991). *Estabilidad Dinámica en Sistemas Eléctricos de Potencia* [Proyecto PARSEICA]. México.

[2] Alvarado Alvarado, A. (2002). *Implementación de un PSS digital para simulación de sistemas de potencia* (Proyecto de graduación). Universidad de Costa Rica. San José.

[3] Araya, M., Coghi, A., Porras, E., y Rojas, E. (2008). *Metodología para la evaluación de sistemas de regulación y protecciones para centrales de generación hidroeléctricas* (Seminario de graduación). Universidad de Costa Rica. San José.

[4] Gómez, A. (2002). *Análisis y Operación de sistemas de energía eléctrica*. Madrid: McGraw Hill.

[5] Gómez, A. (2009). *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*. EUA: CRC Press.

[6] IEEE. (2005). IEEE std 421.5-2005: *IEEE recommended practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*. Nueva York: IEEE SA Standards.

[7] IEEE. (1990). IEEE std 421.2-1990*: IEEE guide for identification, testing and evaluation of the dynamic performance of excitation controls system*. Nueva York: IEEE SA Standards.

[8] IEEE. (2013). *Power & Energy Society. Dynamic models for turbine-governors in power system studies*. Nueva York: IEEE SA Standards.

[9] IEEE. (1992, Febrero). Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies. *Transactions on Power Systems*, (7), 167-179.

[10] IEEE. (2004, Mayo). Definition and Classification of Power System Stability.

[11] Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill.

[12] Machowski, J. (1998). *Power System Dynamics and Stability*. New York: WILEY.

[13] NERC. (2011). *Balancing and frequency control*. Nueva Jersey: North American Electric Reliability Corporation.

[14] Siemens. (2010). *Documentación PSS®E® 32.0.5* [Manual de usuario programa PSS®E].

APÉNDICES

A1: Registros para evaluación de desempeño regulación primaria de frecuencia y regulación de tensión

Tabla A1.1: Evaluación de indicador general de desempeño de la regulación primaria de frecuencia del parque de generación por evento de frecuencia.

ICE	CENCE			Código	
	REGISTRO DE DESEMPEÑO DE DISPONIBILIDAD Y SERVICIOS AUXILIARES			Versión 1	Página 1 de 1
Servicio Evaluado: REGULACIÓN PRIMARIA	**Actualizado por:** Óscar Sánchez Salazar	**Detalle de la evaluación:** Respuesta de las máquinas ante cambios de frecuencia en el SER. Indicador general por evento			
FECHA DEL EVENTO:	**MOTIVO DEL EVENTO:**	**Frecuencia evento (Hz)**			
		Cambio en la frecuencia (Hz)			
MÁQUINA	**Tipo de respuesta**	**Potencia máxima según SIGEST (MW)**	**Cambio de potencia (MW)**	**Estatismo dinámico (%)**	**CUMPLE (SI/NO)**
Río Macho U1		17			
Río Macho U2		17			
Río Macho U4		36			
Río Macho U5		36			
Garita U1		20.2			
Garita U2		20.2			
Ventanas U1		60			
Ventanas U2		60			
Argosture U1		60			
Argosture U2		60			
Argosture U3		60			
Toro II U1		33			
Toro II U2		33			
Arenal U1		60			
Arenal U2		60			
Arenal U3		60			
Dengo U1		68			
Dengo U2		68			
Dengo U3		68			
Peñas Blancas U1		19.8			
Peñas Blancas U2		19.8			
Cachí U1		36			
Cachí U2		36			
Cachí U3		33			
Cariblanco U1		42			
Cariblanco U2		42			
Pirrís U1		76.9			
Pirrís U2		76.9			
Sandillal U1		17			
Sandillal U2		17			
Observaciones		**INDICADOR GENERAL**			

Tabla A1.2: Evaluación de indicador mensual de desempeño de regulación primaria de frecuencia por unidad generadora

ICE	CENCE			Código	
				R03-PCO-07	
	REGISTRO DE DESEMPEÑO DE DISPONIBILIDAD Y SERVICIOS AUXILIARES			Versión	Página
				1	1 de 1

Servicio Evaluado:	Actualizado por:	Mes evaluado:	Detalle de la evaluación:
REGULACIÓN PRIMARIA	Óscar Sánchez Salazar		Respuesta de las máquinas ante cambios de frecuencia en el SER. Indicador mensual por unidad.

PLANTA	UNIDAD	EVENTOS	CUMPLIMIENTOS	INDICADOR (0%/100%)	CUMPLE (SI/NO)
PH RÍO MACHO	1				
	2				
	3				
	4				
	5				
PH GARITA	1				
	2				
PH VENTANAS	1				
	2				
PH ANGOSTURA	1				
	2				
	3				
PH TORO II	1				
	2				
PH ARENAL	1				
	2				
	3				
PH DENGO	1				
	2				
	3				
PH PEÑAS BLANCAS	1				
	2				
PH CACHÍ	1				
	2				
	3				
PH CARIBLANCO	1				
	2				
PH PIRRÍS	1				
	2				
PH SANDILLAL	1				
	2				

A2: Resultados de pruebas de estatismo para obtener la dependencia paramétrica del amortiguamiento D en función del cociente Ti/Kp.

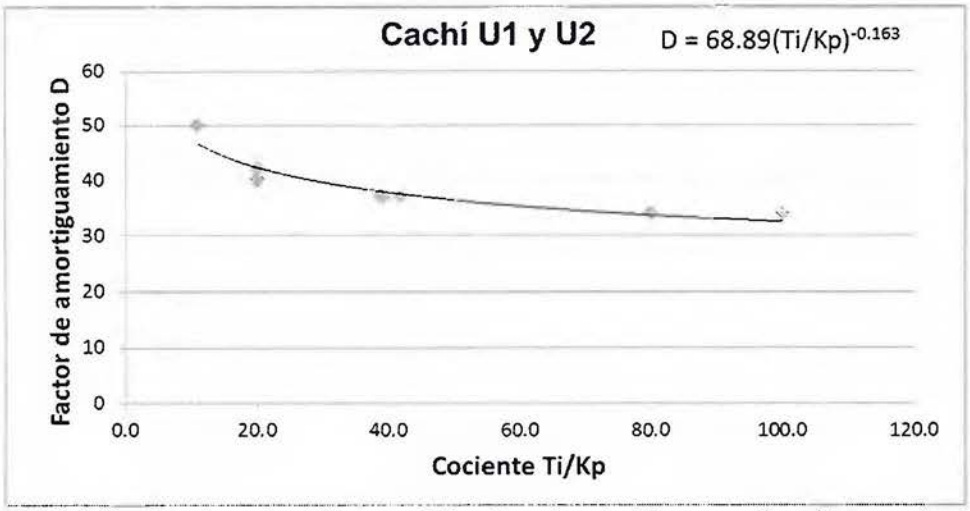


Figura A2.1 Tendencia potencial que exhibe el parámetro D para poder obtener soluciones equivalentes en el programa PSS®E y Matlab® para Cachí U1 y U2.

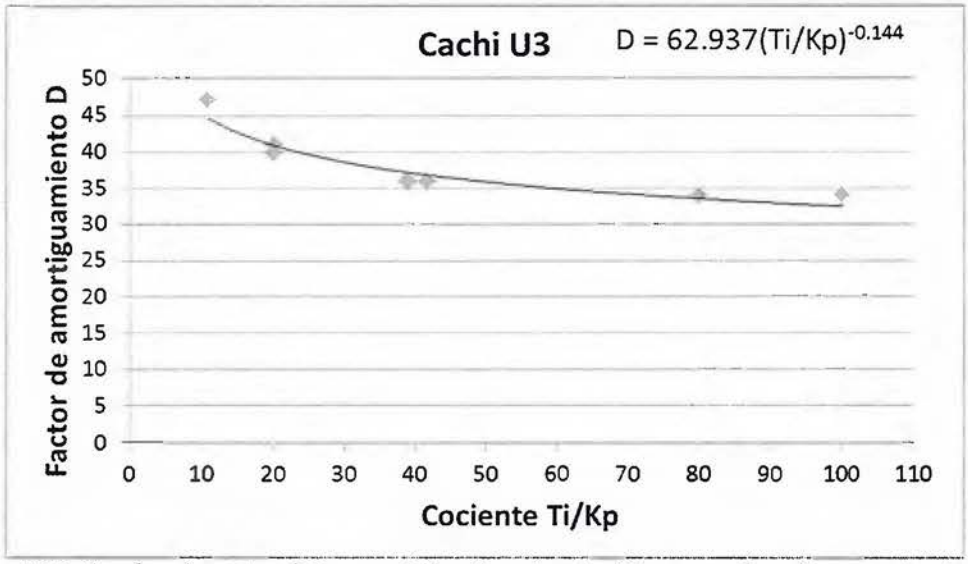


Figura A2.2 Tendencia potencial que exhibe el parámetro D para poder obtener soluciones equivalentes en el programa PSS®E y Matlab® para Cachí U3.

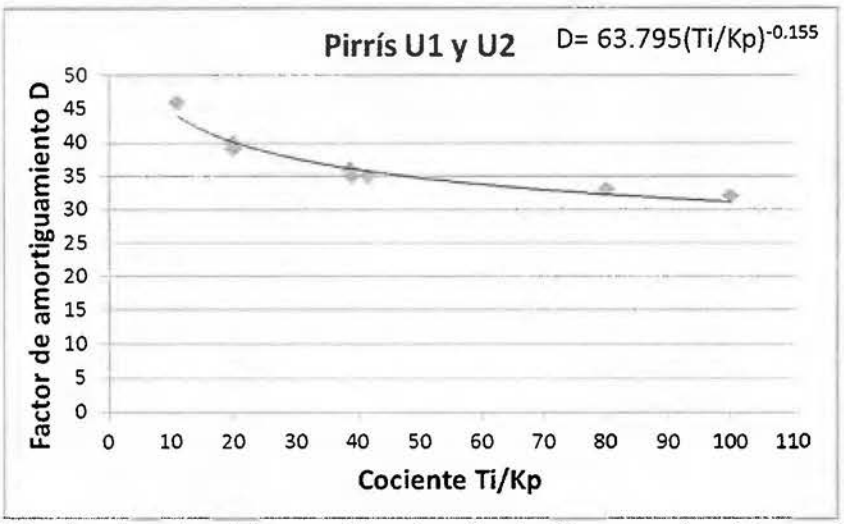


Figura A2.3 Tendencia potencial que exhibe el parámetro D para poder obtener soluciones equivalentes en el programa PSS®E y Matlab® para Pirrís U1 y U2.

A3: Programa .m para obtener los parámetros de gobernador de Angostura U3 ante un tiempo de levantamiento requerido

```
R=0.03;
T=7.0;
Tw=2.47;
H=4.57;
Pnom=60.00;
fnom=60;
df=0.3;
k=0;                          % contador para vector de soluciones
f=1;
g=1;
h=1;
i=1;
t=0:0.5:600;
for Kp=0.1:0.01:1;            % Inicia el ciclo externo de la ganancia
proporcional del PI
    for Ti=5:0.2:20;          % Inicia el ciclo interno del tiempo integral
proporcional del PI
       Kd=76.61*(Ti/Kp)^(-0.198);
        num1=[Kp*Ti Kp];
       den1=[Ti 0];
       G1=tf(num1,den1);
       G3=tf([0 1],[T 1]);
       G4=tf([-Tw 1],[0.5*Tw 1]);
       G5=tf([0 1],[2*H Kd]);
       G6=tf([0 1],[3 1]);
       Gc=G1*G3*G4*(1/R);
       FTLC=feedback(Gc,G5*G6);
        y=(df/fnom)*(Pnom/R)*(1/Kd)*step(t,FTLC);
        m=max(y);
        r=1;
```

```
        s=1;
        while y(r)<0.90*m;
            if r<1201;
            r=r+1;
            else
                break;
            end
        end
        while y(s)<0.10*m;
            s=s+1;
        end
        tr1=(r-1)*0.5;
        tr2=(s-1)*0.5;
        tr=tr1-tr2;
        if tr==120 && Kd>=30 && Kd<=50
        k=k+1;
        solution(k,:)=[Kp Ti tr Kd];
        end
    end
end
sortsolution=sortrows(solution,3);

Kp1=sortsolution(1,1);
Ti1=sortsolution(1,2);
Kd1=76.61*(Ti1/Kp1)^(-0.198);
num11=[Kp1*Ti1 Kp1];
       den11=[Ti1 0];
       G11=tf(num11,den11);
       G31=tf([0 1],[T 1]);
       G41=tf([-Tw 1],[0.5*Tw 1]);
       G51=tf([0 1],[2*H Kd1]);
       G61=tf([0 1],[3 1]);
       Gc1=G11*G31*G41*(1/R);
       FTLC1=feedback(Gc1,G51*G61);
       y1=(df/fnom)*(Pnom/R)*(1/Kd1)*step(FTLC1,t);
       y1m=max(y1);
       while y1(h)<0.90*y1m;
            if f<1201;
            h=h+1;
            else
                break;
            end
        end
        while y1(i)<0.10*y1m;
            i=i+1;
        end
        tr11=(h-1)*0.5;
        tr21=(i-1)*0.5;
        tr1=tr11-tr21;

plot(t,y1)
grid;
title('Respuesta al escalón unitario grupo Gobernador/Turbina Generador')
xlabel('tiempo (s)')
ylabel('Potencia (MW)')
text(92,3.95,'Kp='),text(102,3.95,num2str(Kp1))
text(92,3.35,'Ti='),text(102,3.35,num2str(Ti1))
```

```
text(92,2.75,'Tr='),text(102,2.75,num2str(tr1))
```