



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTRATEGIAS DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN UNIDADES
GENERADORAS HIDRÁULICAS**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

TOMÁS IGNACIO VILLANUEVA MAYR

PROFESOR GUÍA:
LEONARDO BASTIDAS ALMARZA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
LEONARDO BASTIDAS ALMARZA
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA
PATRICIO MENDOZA ARAYA

SANTIAGO DE CHILE
2016

Resumen

Una de las principales variables a controlar en un sistema eléctrico es la frecuencia. Para asegurar su estabilidad en las 2 etapas de control (control primario (CPF) y secundario de frecuencia (CSF)) se hace imprescindible un correcto ajuste de las ganancias de los reguladores involucrados. A través de esta memoria se busca proponer una metodología para el ajuste óptimo de reguladores PI encargados del CPF, los cuales pueden ser de frecuencia o potencia-frecuencia. Existe una infinidad de técnicas para definir los parámetros de los reguladores PI, no obstante no todas se ajustan al contexto de regulación de frecuencia utilizando centrales hidráulicas. En esta memoria se estudiaron 2 metodologías: ajuste según Bode y según Ziegler-Nichols.

A través de un modelo lineal se aplicaron dichas metodologías al caso particular de la central Colbún. Luego, llevando los mismos ajustes a un modelo no lineal del sistema, se evaluó el desempeño de los reguladores para distintos escenarios y configuraciones: operación en isla y red; distintos niveles de potencia; diferentes niveles de cota de embalse. Para los casos en que la central opera con una cota alta y ésta se encuentra en la sección ancha de la chimenea de equilibrio que posee el sistema, los resultados muestran una respuesta que cumple con las exigencias presentadas en la Norma Técnica. Sin embargo, para cotas inferiores, cuando la cota pasa a la sección angosta de la chimenea, se observan respuestas no acorde a lo exigido. Para ello fue necesario proponer ajustes adicionales. De los resultados se observó que con el reajuste propuesto se cumplen con las exigencias de la Norma Técnica.

Luego de establecer una comparación entre las respuestas del modelo no lineal y lineal, se obtuvo que para las condiciones de cota alta es posible utilizar el modelo lineal como una buena aproximación del no lineal. Luego, el análisis realizado para el CSF se realizó utilizando el modelo lineal. Se empleó un modelo de 2 centrales, con 2 generadores en cada una, donde una central se encarga exclusivamente del CPF mientras que la otra se encarga del CSF. Se ajustaron los principales parámetros del regulador encargado del CSF: la constante de tiempo del bloque integral y la tasa de toma de carga de las unidades. A través de las simulaciones se observó que el ajuste cumple con las exigencias fijadas por la Norma Técnica.

El Artículo 3-17 de la Norma Técnica propone 2 alternativas para el control secundario de frecuencia: un control centralizado en el CDEC y uno localizado en una central (en este caso Colbún). Utilizando el sistema mencionado en el párrafo anterior, se estudiaron y compararon ambas alternativas. Se observó que la opción de un control localizado en una central es una solución simple, eficiente y viable, mientras que la alternativa de un control centralizado conlleva dificultades como lo son la presencia de oscilaciones sostenidas en el tiempo (ciclos límite), las cuales se deben a la presencia de retardos en el envío y recepción de las señales y a la dificultad de coordinación entre las tomas de carga de las unidades y la fijada por el CDEC.

Agradecimientos

Quiero agradecer a Dios porque abrió todas las puertas para que pudiera concluir exitosamente esta etapa de mi vida.

Agradecer infinitamente a mis padres quienes toda su vida se han sacrificado y esmerado por entregarme lo mejor y por apoyarme siempre en todas las decisiones que he tomado.

A toda mi familia de quienes recibí su apoyo de distintas maneras.

A la familia Aliste Corvalán, quienes se transformaron estos últimos años como mi familia, quienes me acogieron y abrieron las puertas de su hogar y me consideraron como uno más de ellos.

A mi profesor guía Leonardo Bastidas y a la Gerencia de Sistemas Eléctricos de Colbún quienes me brindaron todo el apoyo necesario para el desarrollo de esta memoria.

A todos los profesores que he tenido a lo largo de mi vida, quienes han aportado con su granito de arena para mi formación como profesional.

Y por supuesto, a mis queridos amigos del EnergyLab con quienes compartí muy gratos momentos, por el apoyo y la buena onda recibida de todos ellos: Nicolás Cifuentes, Felipe Barrera, Jorge Campos, Esteban Montoya, Francisco Celis, Enrique Marín, Ignacio Armijo, Mauricio Neut, Sebastián Piña; y a mis amigos de eléctrica que decidieron seguir un camino distinto al de potencia y energía: mi querido amigo Hernán Arraño y el crack Ángel Falchetti.

Tabla de contenido

Índice de figuras	VII
Índice de tablas	VIII
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.3. Alcance	3
1.4. Estructura de trabajo	3
2. Marco teórico	5
2.1. Estabilidad de frecuencia	5
2.1.1. Control de frecuencia	6
2.1.2. Respuesta inercial (RI)	7
2.1.3. Control primario de frecuencia (CPF)	8
2.1.4. Control secundario de frecuencia (CSF)	13
2.2. Norma Técnica Chilena	15
2.3. Sistemas hidráulicos	17
2.3.1. Preliminares	17
2.3.2. Tuberías	18
2.3.3. Chimenea de equilibrio	19
2.4. Turbinas hidráulicas	20
2.4.1. Descripción y tipos	20
2.4.2. Función de transferencia para modelo linealizado	21
2.4.3. Función de transferencia para modelo no linealizado	23
2.5. Sistema hidráulico completo	25
2.5.1. Sistema hidráulico común	27
2.5.2. Central hidráulica	30
2.5.3. Subsistema	35
3. Métodos de ajuste de controladores	42
3.1. Método <i>Ziegler-Nichols</i>	42
3.2. Método según Bode	44
3.2.1. Preliminares	44
3.2.2. Descripción del método	44

3.2.3. Análisis de sensibilidad	49
4. Metodología	53
4.1. Ajuste de los reguladores del CPF	53
4.2. Comparación de alternativas del CSF	56
5. Casos de estudio	57
5.1. Estudio de reguladores del CPF	57
5.2. Estudio alternativas de CSF	59
6. Resultados	60
6.1. Ajuste de reguladores encargados del CPF	60
6.1.1. Nivel de potencia: 0,5 - 0,6 [p.u.]	60
6.1.2. Nivel de potencia: 0,8 - 0,9 [p.u.]	64
6.1.3. Comentarios	66
6.1.4. Ajustes adicionales con cota baja	69
6.1.5. Comentarios	73
6.2. Ajuste del regulador encargado del CSF	74
6.2.1. Ajuste ganancia integral K_i	74
6.2.2. Ajuste limitador de pendiente	76
6.3. Comparación alternativas: CSF centralizado en el CDEC v/s localizado en una central	79
6.3.1. CSF centralizado en el CDEC-SIC	79
6.3.2. CSF localizado en Colbún	83
7. Conclusiones	87
Bibliografía	90
Anexos	91
A. Deducciones matemáticas	92
A.1. Deducción fórmula de la NTSyCS para coeficiente de amortiguamiento ζ	92
B. Parámetros modelo	95
B.1. Cálculo de altura en [p.u.] de salto para distintas cotas	95
B.2. Cálculo de constante de tiempo de los elementos del sistema hidráulico	95
B.3. Justificación inercia del sistema M	97
C. Resultados adicionales	98
C.1. Ajustes control primario de frecuencia	98

Índice de figuras

2.1. Respuesta en frecuencia ante una perturbación	6
2.2. Función de transferencia que relaciona potencias con velocidad	8
2.3. Función de transferencia incorporando desviación de carga	8
2.4. Efecto en la potencia y frecuencia por la acción del CPF	9
2.5. Curva frecuencia v/s potencia	10
2.6. Diagrama de bloques para controlador droop	10
2.7. Diagrama de bloques para controlador PID	11
2.8. Diagrama de bloques para turbina hidráulica	12
2.9. Diagrama de bloques del sistema completo	12
2.10. Diagrama de bloques incorporando AGC	13
2.11. Diagrama de bloques de alternativa de CSF concentrado y centralizado en una central	14
2.12. Diagrama de bloques de alternativa de CSF distribuído, centralizado en el centro de control del CDEC-SIC	14
2.13. Vasos comunicantes	17
2.14. Diagrama de bloques para tubería	18
2.15. Diagrama de bloques para chimenea de equilibrio	20
2.16. Esquema central hidráulica	21
2.17. Diagrama de bloques de turbina hidráulica no lineal	24
2.18. Esquema simplificado de la central Colbún	25
2.19. Esquema en bloques de la central Colbún	26
2.20. Diagrama de bloques sistema hidráulico común	27
2.21. Diagrama de bloques toma	27
2.22. Diagrama de bloques pique	28
2.23. Diagrama de conducto embalse	28
2.24. Diagrama de bloques chimenea de equilibrio	29
2.25. Diagrama de bloques tubería común	30
2.26. Diagrama de bloques central hidráulica	31
2.27. Diagrama de bloques tubería individual	31
2.28. Diagrama de bloques turbina no lineal	32
2.29. Diagrama de bloques servo	32
2.30. Diagrama de bloques controlador PI	33
2.31. Diagrama de bloques acoplamiento turbina y generador síncrono	34
2.32. Diagrama de bloques para regulador de frecuencia - operación en isla	34
2.33. Diagrama de bloques sistema eléctrico	35
2.34. Diagrama de bloques para operación en red con regulador de frecuencia (CPF)	36

2.35. Diagrama de bloques para operación en red con regulador de potencia-frecuencia (CPF)	37
2.36. Diagrama de bloques controlador CSF	38
2.37. Diagrama de bloques de la central Colbún	39
2.38. Diagrama de bloques de la central Machicura	39
2.39. Diagrama de bloques para CSF centralizado en el CDEC-SIC	40
2.40. Diagrama de bloques para CSF localizado en Colbún	41
3.1. Respuesta oscilatoria para K_u , con $\zeta = 0$	43
3.2. Diagrama de bode de una planta a lazo abierto	45
3.3. Amortiguamiento ζ v/s Margen de Fase	47
3.4. Planta hidráulica simplificada	48
3.5. Respuesta en frecuencia para: planta, controlador y planta+controlador	48
3.6. Diagramas de bode para distintos ω_c , con MF fijo	49
3.7. Respuesta en el tiempo para distintos ω_c , con MF fijo	50
3.8. Diagramas de bode para distintos MF , con ω_c fijo	51
3.9. Respuesta en el tiempo para distintos MF , con ω_c fijo	51
4.1. Metodología empleada	54
5.1. Casos a analizar para el estudio del CPF	58
6.1. Frecuencia y potencia unidades, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec., Bode	61
6.2. Frecuencia y potencia del sistema, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec., Bode	62
6.3. Frecuencia y potencia del sistema, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.-Frec., Bode	63
6.4. Frecuencia y potencia unidades, Esc. 0,8-0,9 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec., Bode	64
6.5. Frecuencia y potencia del sistema, Esc. 0,8-0,9 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec., Bode	65
6.6. Frecuencia y potencia del sistema, Esc. 0,8-0,9 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.-Frec., Bode	66
6.7. Frecuencia y potencia unidades, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec., Bode - Reajuste	70
6.8. Frecuencia y potencia del sistema, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec., Bode - Reajuste	71
6.9. Frecuencia y potencia del sistema, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.-Frec., Bode - Reajuste	72
6.10. Frecuencia del sistema para distintos valores de K_i del CSF	74
6.11. Potencia inyectada al sistema para distintos valores de K_i del CSF	75
6.12. Frecuencia y potencia del sistema para $K_i = \frac{1}{10}$ del CSF	75
6.13. Potencia de cada unidad para $K_i = \frac{1}{10}$ del CSF	76
6.14. Frecuencia y potencia del sistema con un CSF con y sin <i>antiwind up</i>	77
6.15. Señales de control antes y después del bloque limitador de pendiente, con configuración sin <i>antiwind up</i>	78
6.16. Frecuencia para $K_i = 1$, para distintas tomas de carga, CSF centralizado en el CDEC-SIC	80
6.17. Frecuencia para $K_i = 5$, para distintas tomas de carga, CSF centralizado en el CDEC-SIC	81

6.18. Frecuencia del sistema para escalones de 0, 1 y 0,05 [p.u.], con distintas tomas de carga.	82
6.19. Potencia unidades de Colbún para escalones de 0, 1 y 0,05 [p.u.], con distintas tomas de carga.	83
6.20. Frecuencia para $K_i = 1$, para distintas tomas de carga, CSF localizado en Colbún	84
6.21. Frecuencia para $K_i = 5$, para distintas tomas de carga, CSF localizado en Colbún	84
6.22. Frecuencia del sistema para escalones de 0, 1 y 0,05 [p.u.], con distintas constantes de tiempo	85
6.23. Potencia unidades de Colbún para escalones de 0, 1 y 0,05 [p.u.], con distintas constantes de tiempo	85
B.1. Comparación contingencia caso real v/s caso simulado	97
C.1. Frecuencia y potencia unidades, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec., ZN .	98
C.2. Frecuencia y potencia de la red, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec., ZN .	99
C.3. Frecuencia y potencia de la red, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.- Frec., ZN	99
C.4. Frecuencia y potencia unidades, Esc. 0,8-0,9 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec., ZN .	100
C.5. Frecuencia y potencia de la red, Esc. 0,8-0,9 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec., ZN .	100
C.6. Frecuencia y potencia de la red, Esc. 0,8-0,9 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.- Frec., ZN	101
C.7. Frecuencia y potencia unidades, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec., ZN - Reajuste	101
C.8. Frecuencia y potencia unidades, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec., ZN - Reajuste	102
C.9. Frecuencia y potencia unidades, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.-Frec., ZN - Reajuste	102

Índice de tablas

2.1. Valores típicos de constantes de inercia	7
3.1. Datos obtenidos del análisis de sensibilidad de ω_c	50
3.2. Datos obtenidos del análisis de sensibilidad de MF	52
6.1. Ganancias K_p y K_i para Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec.	60
6.2. Ganancias K_p y K_i para Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec.	61
6.3. Ganancias K_p y K_i para Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.-Frec.	62
6.4. Tabla comparativa Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec.	67
6.5. Tabla comparativa Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec.	67
6.6. Tabla comparativa Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.-Frec.	68
6.7. Tabla comparativa Esc. 0,8-0,9 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec.	68
6.8. Tabla comparativa Esc. 0,8-0,9 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec.	68
6.9. Tabla comparativa Esc. 0,8-0,9 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.-Frec.	69
6.10. Ganancias K_p y K_i para Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec., Bode - Reajuste	70
6.11. Ganancias K_p y K_i para Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec., Bode - Reajuste	71
6.12. Ganancias K_p y K_i para Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.-Frec. Bode - Reajuste	72
6.13. Tabla comparativa reajuste, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec.	73
6.14. Tabla comparativa reajuste, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec.	73
6.15. Tabla comparativa reajuste, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.-Frec.	73
6.16. Tabla resumen, CSF centralizado en CDEC-SIC, $K_i = 1$	81
6.17. Tabla resumen, CSF centralizado en CDEC, $K_i = 5$	82

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Para que un sistema eléctrico funcione en forma segura, es fundamental que la frecuencia se mantenga dentro de la banda en torno a los $50 \pm 0,025$ [Hz] que se establece en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) [1], lo cual se logra mediante acciones de los equipos de control que se encargan de mantener un balance carga/generación en todo instante. En el caso de que se produjera una perturbación en el sistema y los reguladores no fueran capaces de responder correctamente debido a la insuficiencia de reserva en giro, entonces el valor de la frecuencia se saldría de dicha banda y, dependiendo del caso, operarían los relés de sobre o baja frecuencia desconectando centros de generación o consumo, respectivamente. Para el caso particular de desconexión de centros de consumo (los cuales pueden ser ciudades, industrias, máquinas mineras, etc.), se tienen consecuencias que van desde el "no tener luz" en las zonas residenciales hasta la detención de importantes procesos industriales y mineros, lo cual repercute en el funcionamiento normal de la sociedad y en la economía del país. De ahí la importancia de mantener la frecuencia lo más cercana a su valor nominal: 50 [Hz].

Las unidades generadoras poseen equipos de control automático que se encargan de mantener la velocidad de giro de sus rotores en su valor nominal, lo cual debe estar en armonía con la frecuencia de la red. Con el fin de mantener el balance carga/generación, los reguladores envían señales a las válvulas para modificar la cantidad de vapor (centrales térmicas), o compuertas para modificar la cantidad de caudal (centrales hidráulicas) a fin de aumentar o reducir la potencia inyectada a la red. Estos equipos de control son también llamados reguladores, de los cuales destacan el regulador de frecuencia y el regulador de potencia-frecuencia. Ambos reguladores están asociados principalmente con el control primario de frecuencia (CPF). El primero se emplea cuando una central opera en isla y en red, y se encarga exclusivamente de mantener la frecuencia constante en su *set point*; el segundo se emplea cuando una central opera conectada a la red y tiene como objetivo doble mantener tanto la frecuencia como potencia en su *set point*.

Este trabajo, desarrollado con el apoyo de la Gerencia de Sistemas Eléctricos de Colbún S.A., tiene como motivación y desafío realizar una propuesta de una metodología para ajustar correctamente estos reguladores, asegurando la estabilidad y el cumplimiento de las exigencias de la NTSyCS. Esta metodología se aplicará al caso particular de la central hidráulica Colbún, la cual posee 2 unidades con 474 [MW] instalados [2]. Es importante destacar que existe un especial interés en el estudio del comportamiento de dicha central cuando se opera en cota

alta del embalse versus cuando se opera en cota baja, debido a la particularidad que posee su chimenea de equilibrio, tal como se explicará en las secciones posteriores.

Actualmente en Chile el control de frecuencia es realizado por la unidad piloto. La unidad piloto corresponde a una central la cual es muy sensible a los cambios de frecuencia y se encarga de asegurar el equilibrio carga/generación para así mantener el valor de la frecuencia en su valor nominal. Esta unidad realiza tanto el CPF como CSF en forma automática. En el caso de que la unidad piloto utilice toda su potencia para el CSF y aún así la frecuencia quede desviada de su valor nominal, es necesario establecer comunicaciones telefónicas entre las otras centrales del sistema y el Centro de Despacho y Control (CDC) del CDEC-SIC, para que puedan aportar con la potencia necesaria y así lograr que la frecuencia vuelva a su *set point*. Esta forma de operación es lenta y poco eficiente, haciendo que el restablecimiento de la frecuencia a su valor nominal tras alguna contingencia tarde del orden de los 15 minutos o más.

Con respecto al CSF, la NTSyCS plantea en su Artículo 3-17 [1] dos alternativas automáticas para realizarlo: la primera indica que el control puede ser realizado por más de una unidad generadora o por una única central compuesta de varias unidades generadoras; la segunda plantea que el control se puede efectuar mediante un *Automatic Generation Control* (AGC) centralizado, modificando en forma conjunta la consigna de potencia de todas las unidades que participan del CSF. Actualmente el CDEC-SIC planea implementar un AGC centralizado en el Centro de Despacho y Control (CDC). El decidirse por su implementación tiene la particularidad de que la información debe ir desde las centrales participantes al CDEC-SIC y luego desde este punto a las empresas dueñas de las unidades. Además, el flujo de información está sujeto a las redes de comunicaciones que dependen de empresas externas, teniendo el riesgo de que la información no se entregue o se entregue parcialmente. También existe un retardo en el envío y recepción de las señales de control, lo cual puede ser perjudicial para un correcto control de frecuencia.

Una vez ajustado los reguladores del CPF, se tiene como motivación estudiar y analizar ambas alternativas del CSF propuestas, utilizando como caso de estudio la Central Colbún.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Proponer una metodología para el ajuste de reguladores PI encargados del CPF, aplicado a centrales hidráulicas, para distintas condiciones de operación y escenarios.

1.2.2. Objetivos específicos

- Realizar una revisión bibliográfica y del estado del arte de los conceptos de teoría de control, sistemas hidráulicos y control de frecuencia.
- Realizar una revisión de las alternativas de control primario y secundario de frecuencia existentes.
- Hacer una revisión de las metodologías para el ajuste de controladores PI.
- Modelar matemáticamente y en forma lineal los elementos necesarios de una central hidráulica para el estudio del control de frecuencia.

- Modelar matemáticamente y en forma no lineal los elementos necesarios de una central hidráulica para el estudio del control de frecuencia.
- Proponer una metodología para ajustar controladores PI para el CPF. Aplicar ajustes a controladores de frecuencia y potencia-frecuencia, según corresponda.
- Analizar la respuesta a escalón de carga del modelo no lineal y verificar el cumplimiento de las exigencias de la NTSyCS para diferentes escenarios.
- Ajustar el regulador encargado del CSF y verificar el cumplimiento de las exigencias de la NTSyCS.
- Comparar y estudiar ambas alternativas del CSF presentadas en el Artículo 3-17 de la NTSyCS.

1.3. Alcance

Este trabajo tiene como propósito establecer una metodología optimizando el ajuste de los parámetros de los reguladores PI aplicados al CPF, en función de lo exigido por la Norma Técnica.

Se desarrolla un modelo lineal y no lineal de todos los elementos necesarios para el análisis y estudio del control de frecuencia, de la central hidráulica Colbún. Para el modelo lineal, se considera como sistema hidráulico sólo la turbina definida únicamente por su constante de tiempo del agua. Para el modelo no lineal, se considera un sistema hidráulico completo conformado por una toma, pique, conducto de embalse, chimenea de equilibrio, tubería común, tuberías individuales y 2 turbinas hidráulicas; en cada elemento se consideran las pérdidas por fricción reflejadas en una pérdida de presión. No se modela el fenómeno del efecto de ariete.

El sistema al cual se conecta la central es representado por un generador equivalente definido mediante una inercia y un coeficiente de amortiguamiento, que representa al sistema en el punto de conexión.

El estudio se acota al control primario y secundario de frecuencia. No se estudia el control terciario.

Se asumirá que no existen problemas de control de tensión, por lo que para el cálculo de las potencias se asumirá tanto los voltajes de la barra emisora como receptora de 1 [p.u.].

No se considerará el sistema bajo condiciones de contingencia del tipo cortocircuito, sino que el análisis se realizará bajo condiciones normales y estables, considerando como única contingencia un escalón intempestivo de carga.

1.4. Estructura de trabajo

La presente memoria se encuentra estructurada en los siguientes capítulos:

- El capítulo 2 presenta el marco teórico donde se hace una revisión de los conceptos de estabilidad de frecuencia. Se describen los controles empleados en la regulación de frecuencia (CPF y CSF) y se muestran diversas alternativas de CSF. Además se presentan los artículos de la NTSyCS relacionados con el control de frecuencia. Se

muestra la deducción matemática para construir los diagramas de bloques de modelos hidráulicos lineales y no lineales y finalmente se estudia la forma en cómo dichos bloques deben interconectarse para construir las configuraciones a analizar en esta memoria.

- El capítulo 3 presenta distintas alternativas para ajustar controladores PI, aplicables a sistemas hidráulicos.
- El capítulo 4 muestra la metodología a emplear en este trabajo.
- El capítulo 5 muestra el caso de estudio a analizar, explicando todos los supuestos necesarios para la obtención de resultados.
- El capítulo 6 se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones, para cada escenario y para cada configuración descrita en los capítulos anteriores.
- El capítulo 7 se entregan las conclusiones y recomendaciones de este trabajo.
- En la Bibliografía se muestran las referencias usadas para el desarrollo de este tema.
- En el Apéndice se presentan deducciones matemáticas de las fórmulas empleadas, los cálculos de los parámetros de la central Colbún y algunos resultados adicionales.

Capítulo 2

Marco teórico

2.1. Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia se define como la capacidad que posee un sistema de mantener la frecuencia constante (o dentro de un rango aceptable) tanto en condiciones normales de operación como luego de haber sufrido una perturbación. De la ecuación del *swing* (Ecuación (2.1)) es posible deducir que si existe un desbalance entre el torque eléctrico (T_e) y mecánico (T_m) entonces la máquina tendrá una variación de velocidad angular.

$$2H \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e \quad (2.1)$$

Es decir, si,

- $T_m > T_e \implies \frac{d\omega}{dt} > 0$, lo que implica una aceleración del rotor y por lo tanto un aumento de frecuencia.
- $T_e > T_m \implies \frac{d\omega}{dt} < 0$, lo que implica una desaceleración del rotor y por lo tanto una disminución de la frecuencia.

Luego, para que el sistema sea estable desde la perspectiva de la frecuencia, es necesario que haya un balance carga/generación en todo instante. Es decir, $P_{Gen} = P_{Dem} + P_{Perd}$. Si dicha condición no se cumple y la frecuencia se aleja lo suficiente de su valor de referencia, se tendrá como consecuencia la desconexión de carga (EDAC) o desconexión de unidades generadoras (EDAG).

El hecho de operar en valores no nominales puede ser perjudicial para diversos equipos conectados a la red. Por ejemplo, si la frecuencia de la red varía mucho, pueden surgir corrientes de magnetización peligrosas en motores de inducción y transformadores pudiendo dañar severamente los equipos. Por otro lado todos los equipos, turbinas y generadores, están diseñados para trabajar a la frecuencia nominal. Además, puede producirse una desincronización de ciertos equipos que toman como referencia temporal la frecuencia de la red.

En otras palabras, la frecuencia es un indicador de equilibrio entre generación y demanda. Lo que se busca en la teoría es que,

$$\Delta f \rightarrow 0, \forall t \quad (2.2)$$

Sin embargo, en la práctica cumplir la ecuación anterior no es trivial, por lo que se busca que,

$$\int_0^t \Delta f dt \rightarrow 0 \quad (2.3)$$

Para que exista una regulación exitosa de frecuencia, es necesario que cada máquina no opere a su máxima capacidad ni a su mínimo técnico, sino que es necesario que posean reservas en giro. Es decir, $P_{min} < P_{operacion} < P_{max}$.

En las secciones siguientes se explicará en mayor detalle el concepto de estabilidad de frecuencia mediante la respuesta del sistema ante alguna contingencia y los controles asociados que hay para cada intervalo de tiempo luego de la perturbación.

2.1.1. Control de frecuencia

En régimen permanente, es posible asumir que la frecuencia es la misma en todo el sistema. Luego, es posible afirmar que el control de frecuencia es un problema que se aborda a nivel global y el sistema puede simplificarse a un modelo uninodal.

Para el control de frecuencia y tensión se asume el principio de desacoplamiento de control, donde la tensión es controlada por la potencia reactiva y la frecuencia es controlada mediante la potencia activa. Por lo tanto, el control se realiza en forma independiente.

Ante alguna perturbación importante en el sistema como la salida de servicio de una central importante o un escalón de demanda, es posible distinguir distintos eventos en un gráfico frecuencia v/s tiempo, tal como se observa en la Figura 2.1 [3].

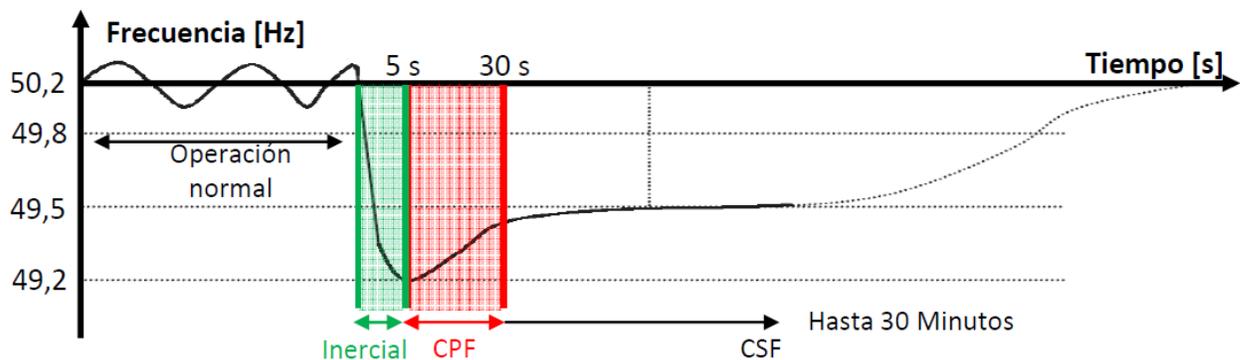


Figura 2.1: Respuesta en frecuencia ante una perturbación

Dichos eventos se resumen en:

- Respuesta inercial (RI)
- Control primario de frecuencia (CPF)
- Control secundario de frecuencia (CSF)
- Control terciario de frecuencia (CTF)

2.1.2. Respuesta inercial (RI)

Los sistemas eléctricos poseen una gran cantidad de centrales conectadas a la red, donde las unidades que poseen elementos rotatorios definen la inercia del sistema. La respuesta inercial de los generadores síncronos ocurre antes de que opere cualquier sistema de control. Frente a un aumento intempestivo de consumo o caída de alguna central importante, se toma la energía que se encuentra almacenada en los rotores de los generadores, lo cual tiene como consecuencia una disminución de la velocidad de giro (o frecuencia de la red). Por otro lado, si la generación es mayor que el consumo, el exceso de energía se almacena en forma de energía cinética en los rotores, lo cual tendrá como consecuencia un aumento de frecuencia. Cuánto cae (o sube) la frecuencia dependerá de las inercias de las máquinas, dadas por el parámetro H .

$$H = \frac{E_0}{S_0} = \frac{1}{2} \frac{J\omega_0^2}{S_0} \quad (2.4)$$

Donde J corresponde al momento de inercia del conjunto, ω_0 es la velocidad angular de giro, S_0 es la potencia aparente de la máquina y E_0 es la energía cinética rotacional. Para altas inercias la caída de frecuencia en la respuesta inercial será menor que para sistemas con bajas inercias.

El parámetro H indica el tiempo en que el generador puede otorgar potencia nominal utilizando la energía de su rotor. Los valores típicos para cada tipo de central se muestran en la Tabla 2.1 [4].

Tipo de unidad generadora	H [segundos]
Unidad térmica:	
3.600 [rpm] (2 polos)	2,5 a 6,0
1.800 [rpm] (4 polos)	4,0 a 10,0
Unidad hidráulica:	2,0 a 4,0

Tabla 2.1: Valores típicos de constantes de inercia

En el peor de los casos, cuando se tiene un sistema con poca inercia, si se tiene una contingencia severa que hace que la frecuencia caiga a valores muy bajos entonces operarán los relés de baja frecuencia o EDAC (Esquema de Desconexión Automática de Carga).

Respuesta del generador a cambio de carga

Al haber un cambio en la carga, entonces existirá un cambio del torque eléctrico. Si el torque mecánico permanece constante, debido al retardo de actuación de los controladores de velocidad, entonces habrá una variación de velocidad en el rotor. La función de transferencia que relaciona la velocidad del rotor en función del torque eléctrico y mecánico (considerando la simplificación $\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m - \Delta T_e$ (en p.u.) [4]) se obtiene de la ecuación del Swing (2.1). La representación en diagramas de bloques se presenta en la Figura 2.2.

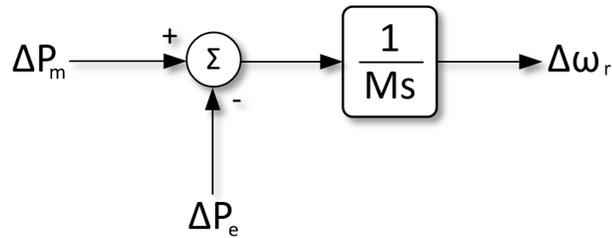


Figura 2.2: Función de transferencia que relaciona potencias con velocidad

Con $M = 2H$.

Respuesta de la carga a desviación de frecuencia

Existen cargas que son independientes de la frecuencia. Sin embargo, también hay ciertas cargas que no lo son. Es decir, su consumo eléctrico varía directamente con la frecuencia según la siguiente ecuación.

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta\omega_r \quad (2.5)$$

Donde ΔP_L es la variación de la carga insensible a la frecuencia, $D\Delta\omega_r$ corresponde a la carga sensible a la frecuencia y D es la constante de amortiguamiento ($[MW/Hz]$). Luego, el diagrama de bloques resultante se muestra en la Figura 2.3.

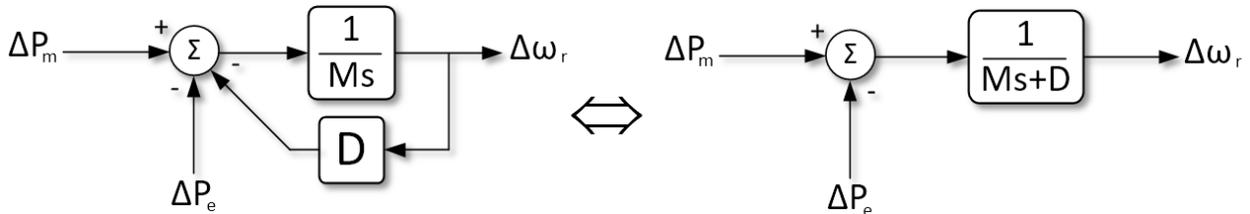


Figura 2.3: Función de transferencia incorporando desviación de carga

2.1.3. Control primario de frecuencia (CPF)

El control primario de frecuencia (CPF) es un mecanismo de regulación automático que está presente en los generadores que participan en este control. Según se observa en la Figura 2.1, el tiempo de operación va desde los 3 a los 30 segundos, aunque puede en algunas ocasiones alcanzar el orden de los minutos.

El objetivo principal es lograr que la potencia generada sea igual a la potencia demandada más las pérdidas, en todo momento. Otro importante objetivo es la protección de la máquina: si la velocidad de giro es muy baja entonces pueden producirse cavitaciones (en el caso de turbinas hidroeléctricas) y, por otro lado si son altas, la máquina puede embalsarse y someterse a sobreesfuerzos que pueden llevar a su destrucción.

Para lograr un CPF es necesario que cada unidad generadora posea reservas en giro. Para que un sistema sea seguro y confiable debe ser capaz de compensar la pérdida de la unidad generadora de mayor tamaño mediante las reservas en giro de las otras unidades operativas.

Finalmente, es importante destacar que luego de la acción del control primario de frecuencia, la frecuencia no volverá al mismo punto antes de la perturbación sino que su valor quedará desplazado con respecto al valor de referencia, tal como se muestra en la Figura 2.4 [4]. Para solucionar lo anterior existen métodos adicionales de control como lo es el control secundario de frecuencia (CSF) que se encarga de corregir la desviación. Su forma de operación se detallará en la Sección 2.1.4.

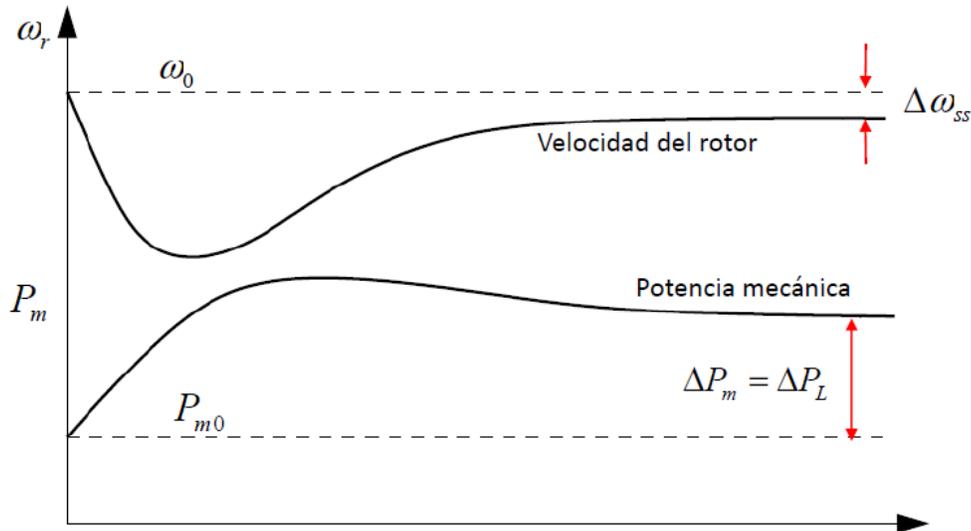


Figura 2.4: Efecto en la potencia y frecuencia por la acción del CPF

Regulador de velocidad

La operación del CPF se realiza gracias a la acción del regulador de velocidad. Para lograr que la energía generada sea la misma que la consumida (o igual a la potencia de referencia fijada), ante por ejemplo un aumento de demanda, el regulador enviará una señal de apertura a la válvula de vapor (en el caso de generación térmica) o de apertura de las compuertas (en el caso de generación hidráulica) con el fin elevar la potencia generada y de esta forma mantener el equilibrio y por lo tanto la frecuencia del sistema.

Todas las máquinas que participan en el CPF poseen su propio regulador de velocidad. Existen diversos tipos y en esta sección se mostrarán los 2 principales: el regulador *droop* y el regulador PI o PID.

El primer tipo de regulador (*droop*) incorpora un lazo de realimentación de frecuencia, de ganancia $\frac{1}{\sigma}$ donde σ corresponde al estatismo [5]. El estatismo es un parámetro ajustable que indica cuánto debe variar la potencia de salida ante un cambio de frecuencia, tal como se observa en la Figura 2.5. Gracias a la adición de este parámetro, se asegura una distribución proporcional de inyección de potencia entre las máquinas que participan del CPF.

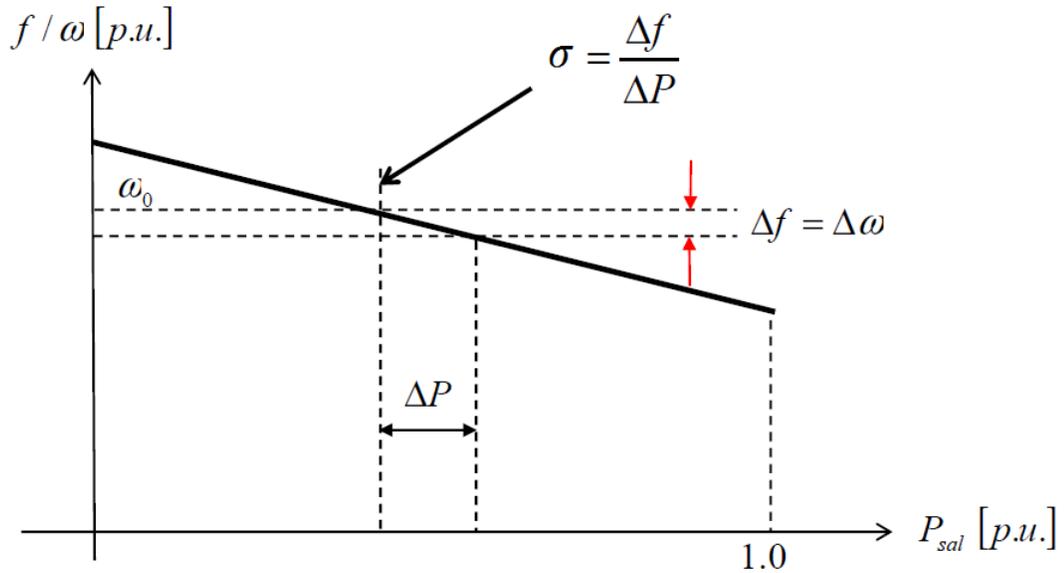


Figura 2.5: Curva frecuencia v/s potencia

A partir de la Figura 2.5 es posible deducir que,

$$\Delta P_{mec} = -\frac{\Delta \omega}{\sigma} \quad (2.6)$$

En la Figura 2.6 se representa la acción de este tipo de control a través de un diagrama de bloques. El bloque de la izquierda representa una ganancia de $\frac{1}{\sigma}$, mientras que el de la derecha representa una simplificación de un servo. Este corresponde a un dispositivo que controla la apertura y cierre de las compuertas o válvulas. Si bien su representación en diagrama de bloques suele ser más compleja, es posible simplificarlo a un solo bloque con un parámetro T_g , el cual representa su tiempo de actuación. Su función de transferencia recibe como entrada la potencia mecánica ΔP_{mec} y su salida corresponde a la posición de las válvulas o compuertas representado por ΔV .

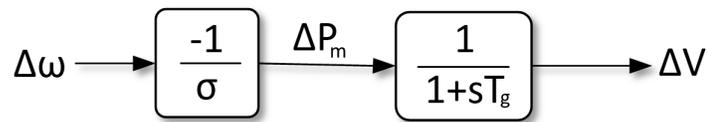


Figura 2.6: Diagrama de bloques para controlador droop

Por otra parte, el regulador PI o PID corresponde a un mecanismo de control más moderno. Al igual que para el primer regulador, el PI o PID recibe como entrada la señal realimentada de la frecuencia. Luego, los bloques proporcional, integral y derivativo entregan como salida la señal al servo que determina finalmente la posición de la válvula o compuerta. Un diagrama de bloques típico de este tipo de regulador se muestra en la Figura 2.7.

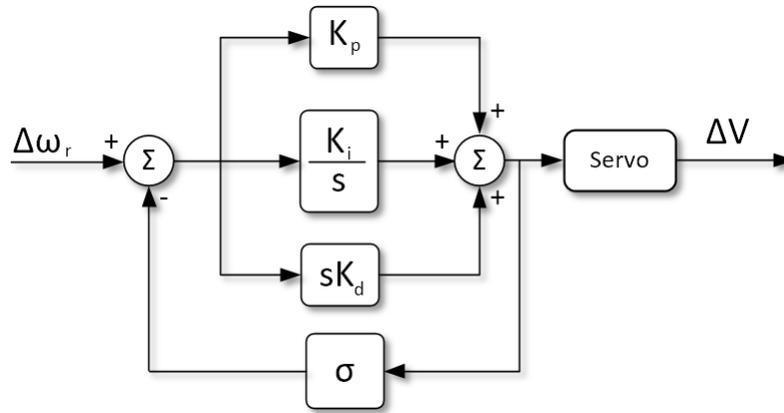


Figura 2.7: Diagrama de bloques para controlador PID

Un regulador PI o PID responderá correctamente siempre cuando sus ganancias K_p , K_i y K_d estén correctamente ajustadas. Según [4], para un $T_w = 3$ (T_w es la constante de tiempo del agua en una turbina hidráulica, la cual se explicará posteriormente) o superior los valores típicos son $K_p = 3$, $K_i = 0,7$ y $K_d = 0,5$. No obstante, el emplear una ganancia derivativa puede resultar en una eventual inestabilidad del sistema por lo que se recomienda fijar dicha ganancia en $K_d = 0$.

Esta propuesta de ajuste no es única sino que existe una gran cantidad de métodos para ajustar las ganancias de un controlador PI. Estas metodologías se presentarán en el Capítulo 3.

En la Figura 2.7 además de las ganancias se observa un lazo de realimentación con valor σ que corresponde al estatismo del controlador. Gracias a este valor, las máquinas se reparten la inyección de potencia en forma proporcional a su estatismo. De esta forma, se asegura una operación paralela estable entre múltiples máquinas.

Los reguladores encargados del CPF, en particular los PI (o PID), no sólo pueden regular velocidad (o frecuencia), sino que pueden ser empleados también para regular potencia y frecuencia a la vez.

Los reguladores exclusivos de frecuencia se emplean en la operación en isla y operación en red. La operación en isla significa que la máquina está operando en forma aislada a la red y es útil para el caso en que el generador esté suministrando energía a cargas locales o cuando participa en el levantamiento del sistema cuando éste se cae (partida en negro). Por otro lado la operación en red significa, tal como su nombre lo dice, que la central está conectada al sistema y sincronizada con él. Para este caso el regulador de frecuencia opera realizando el CPF.

Los reguladores de potencia-frecuencia son útiles únicamente cuando la central opera conectada a la red. De esta forma se le puede definir un nivel de potencia a inyectar al sistema fijando el *set point* de la potencia (por ejemplo para despachar la central), mientras que paralelamente se regula la frecuencia de la red.

En esta memoria se explorarán diversas metodologías para ajustar reguladores PI de frecuencia y potencia-frecuencia aplicados al CPF. Además en la Sección 2.5 se presentará la configuración mediante diagrama de bloques de ambos reguladores aplicados a la operación en isla y en red.

En general, los reguladores del CPF consideran bandas muertas de frecuencia, es decir, existirá un rango de velocidades en torno a la nominal en las cuales el controlador no actuará.

El objetivo es reducir las oscilaciones y evitar el desgaste apresurado de las máquinas.

Función de transferencia de una turbina hidráulica

Aquí se presentará directamente la función de transferencia de una turbina hidráulica linealizada en torno a un punto de operación. Su deducción detallada se mostrará en la Sección 2.4.

El parámetro que define el comportamiento de una turbina hidráulica linealizada es la constante de tiempo del agua o T_w .

$$T_w = \frac{Lv_0}{a_g H_0} \quad (2.7)$$

Este valor indica el tiempo requerido para acelerar el agua desde una cota H_0 , hasta una velocidad v_0 , a través de una cañería de longitud L ; a_g corresponde a la aceleración de gravedad.

La función de transferencia se presenta en la Ecuación (2.8).

$$\frac{\Delta P_m}{\Delta V} = \frac{1 - T_w s}{1 + \frac{T_w s}{2}} \quad (2.8)$$

La representación en diagrama de bloques se muestra en la Figura 2.8.

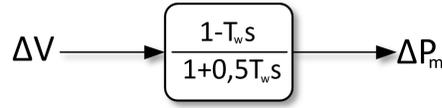


Figura 2.8: Diagrama de bloques para turbina hidráulica

Sistema completo

Incorporando los diagramas de bloques presentados en las secciones anteriores, es posible armar el sistema completo de un conjunto turbina-generator (para el modelo sólo se consideró el regulador droop). En la Figura 2.9 se observan 3 elementos principales: el regulador conformado por el bloque del estatismo y el servo, la turbina, y la masa rotatoria y carga. Además es posible notar que se tiene una realimentación del valor de la frecuencia $\Delta\omega_r$ que utiliza el regulador para controlar dicha variable. ΔP_{cont} representa una solicitud de carga al sistema.

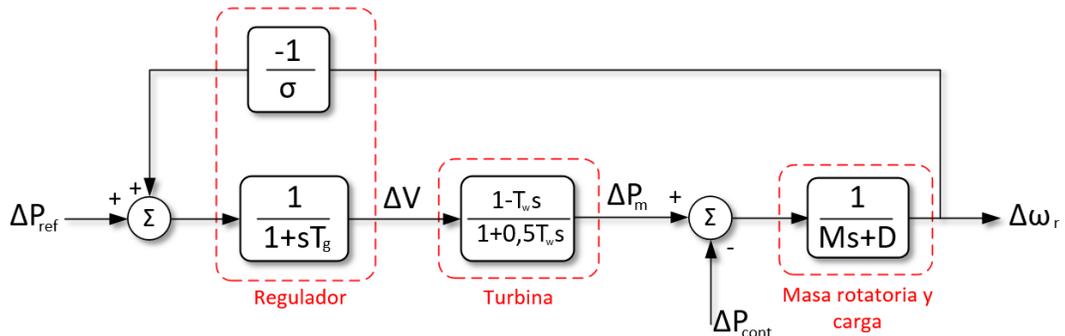


Figura 2.9: Diagrama de bloques del sistema completo

2.1.4. Control secundario de frecuencia (CSF)

Una vez que el CPF actúa, el valor de la frecuencia queda desviado de su valor nominal. Los principales objetivos del control secundario de frecuencia son compensar el error final de frecuencia resultante del CPF y devolver las reservas en giro al CPF. El tiempo de operación de este regulador va desde los 30 segundos hasta los 15 minutos. Es importante destacar que la acción del CPF y CSF no actúan necesariamente en forma independiente, sino que puede existir un leve traslape entre un control y otro. Al igual que en el CPF, el CSF necesita de reservas en giro.

El CSF se logra modificando la potencia de referencia de las máquinas participantes, lo que es equivalente a un desplazamiento vertical de la curva de la Figura 2.5. En la Ecuación (2.9) se muestra la relación matemática y en la Figura 2.9 se observa que ΔP_{ref} se suma a la realimentación del controlador.

$$P_{mec} = P_{mec_{ref}} - \frac{\omega}{\sigma} \quad (2.9)$$

El CSF puede ser realizado en forma manual (por el operador de red) o en forma automática. El control automático o AGC (*Automatic Generation Control*) es un standard en la industria y tiene como función llevar al sistema a la frecuencia nominal (CSF) y mantener la potencia intercambiada constante entre distintas áreas. Para ello, se incorpora un lazo de control adicional de tipo integrador que asegura cero error en estado estacionario (Figura 2.10).

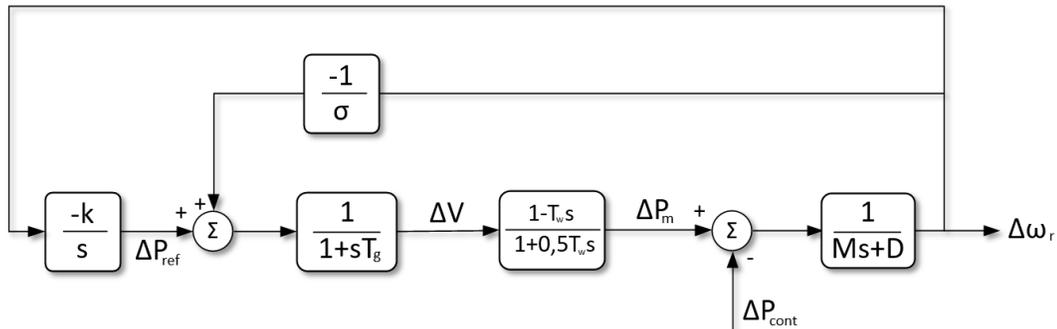


Figura 2.10: Diagrama de bloques incorporando AGC

Alternativas de control secundario de frecuencia

A continuación se presentan 2 alternativas [6] para la implementación del CSF: CSF concentrado y centralizado en una central; CSF distribuido y centralizado en el Centro de Control del CDEC-SIC. Es importante notar que estas alternativas son las que se proponen en la NTSyCS en el Artículo 3-17 [1]. A continuación se realizará una breve descripción de cada una presentado sus ventajas y desventajas.

CSF concentrado y centralizado en una central

En este tipo de configuración, el CSF lo realiza una única central a través de las unidades que la conforman. El regulador encargado del CSF se ubica aguas arriba y controla todas las

unidades que pertenecen a esta central. Dicho regulador puede ser PI, el cual recibe como entrada la frecuencia de la red y entrega como salida una señal con las consignas de potencia de cada unidad, tal como se muestra en la Figura 2.11.

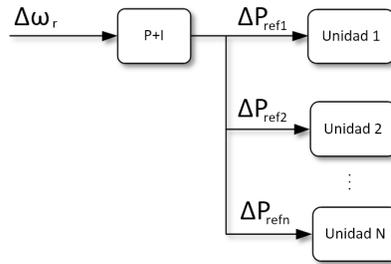


Figura 2.11: Diagrama de bloques de alternativa de CSF concentrado y centralizado en una central

Las ventajas de esta alternativa es que sólo es necesario un único controlador y las comunicaciones son todas locales dada la cercanía de las unidades de la central. Las desventajas son que la central encargada del CSF debe tener las reservas suficientes para poder regular la frecuencia y el CSF se encuentra concentrado en un sólo punto del SEP teniendo como consecuencia la imposibilidad de que más centrales pequeñas puedan participar del CSF.

CSF distribuído y centralizado en el centro de control del CDEC-SIC

En este tipo de configuración, el CSF se realiza en forma centralizada desde el Centro de Control del CDEC-SIC utilizando un AGC. Las centrales que participan del CSF se encuentran agrupadas por zonas, y a cada una se le envía una señal con la potencia de referencia requerida. Luego, mediante un PLC (*Programable Logic Controller*), que corresponde a un dispositivo electrónico programable, reparte las señales de la potencia de referencia a las unidades participantes.

En la Figura 2.12 se muestra un esquema de este tipo de control.

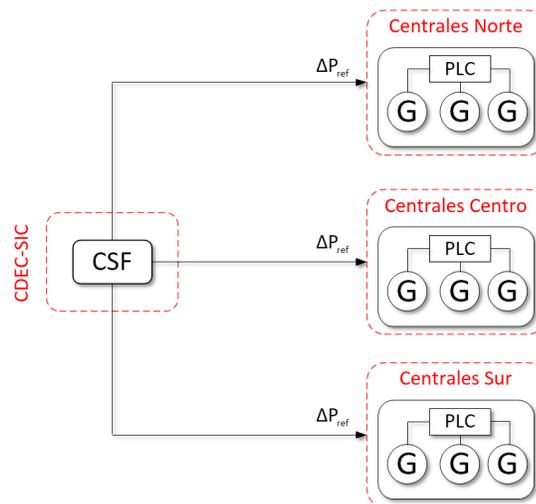


Figura 2.12: Diagrama de bloques de alternativa de CSF distribuído, centralizado en el centro de control del CDEC-SIC

La principal desventaja es que el CDEC-SIC se encuentra a gran distancia de las centrales, lo que tiene como consecuencia un retardo en el envío y recepción de las señales de control. Una ventaja destacable es que una gran cantidad de centrales pueden participar del CSF.

2.2. Norma Técnica Chilena

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) posee una serie de artículos relacionados con el control de frecuencia. Estos artículos van a definir las exigencias mínimas que deben cumplir los reguladores propuestos (y ajustados según las metodologías que se presentarán en el Capítulo 3) en esta memoria y van a dar las herramientas necesarias para evaluar su desempeño. Adicionalmente se incluyen artículos en los que se definen los conceptos relacionados con el control de frecuencia.

Estos artículos se detallan a continuación [1].

Artículo 1-7

Número 24 y 25:

24. **Control Primario de Frecuencia:** *Acción de control ejercida por los Controladores de Carga/Velocidad de las unidades generadoras sincrónicas y de los Controladores de Frecuencia/Potencia de parques eólicos, fotovoltaicos y Equipos de Compensación de Energía Activa, habilitados para modificar en forma automática su producción, con el objetivo de corregir las desviaciones de frecuencia.*

25. **Control Secundario de Frecuencia:** *Acción manual o automática destinada a compensar el error final de frecuencia resultante de la acción del CPF que ejercen los Controladores de Carga/Velocidad de las unidades generadoras y/o Controladores de Frecuencia/Potencia de los Equipos de Compensación de Energía Activa dispuestos para tal fin.*

El tiempo de respuesta de esta acción es del orden de varios minutos, no pudiendo exceder los 15 minutos, y a su vez debe ser sostenible al menos durante 30 minutos.

Es función del CSF restablecer la frecuencia del SI en su valor nominal, permitiendo a las unidades generadoras participantes del CPF restablecer su producción de acuerdo al orden económico del despacho.

Artículo 3-16

“El Controlador de Carga/Velocidad de cada unidad generadora sincrónica deberá cumplir con las siguientes exigencias mínimas:

- *Estatismo permanente con rango ajustable durante la operación de la unidad con carga, con excepción de las unidades impulsadas por turbinas de vapor, las cuales podrán requerir detener la máquina primaria para modificar el valor del estatismo. Los rangos de ajustes serán:*
 - *Para unidades hidráulicas: de 0% a 8%.*
 - *Otras unidades sincrónicas: de 4% a 8%.*
- *Banda muerta inferior a 0,1 % del valor nominal de frecuencia, es decir, +- 25 [mHz].*

- *Tiempo máximo de establecimiento igual a 30 segundos para unidades generadoras termoeléctricas y 120 segundos para unidades generadoras hidroeléctricas, operando conectadas al SI. Para la operación en isla de unidades generadoras deberán permitir el cambio de ajustes de parámetros, al menos manualmente, a valores previamente definidos por la DO.*
- *Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación.”*

Artículo 3-17

“En caso que más de una unidad generadora participe o aporte al CSF, o se trate de una única central compuesta de varias unidades generadoras, cada una de éstas deberá estar integrada a un control centralizado de generación que esté habilitado para cumplir con el CSF.

La DO establecerá los requisitos y requerimientos técnicos mínimos que deberán cumplir los equipamientos del control centralizado de generación para implementar un AGC en el SI, teniendo en cuenta las siguientes exigencias:

- *El sistema de control debe comprender un CSF, que actúe en forma conjunta sobre la consigna de potencia de todas las unidades que están en operación y participando del CSF.*
- *El controlador deberá ser de acción integral o proporcional-integral.*
- *El gradiente de toma de carga por acción conjunta no deberá ser menor a 4 [MW/min].”*

Artículo 5-43

El factor de amortiguación (ζ) de las oscilaciones electromecánicas luego de ocurrida una Contingencia Simple, medido sobre las oscilaciones de potencia activa en la línea de transmisión que transporta mayor potencia y cuya localización sea la más cercana al lugar de ocurrencia de la contingencia, deberá tener un valor mínimo del 5 %.

Artículo 5-44

La determinación del factor ζ se realizará a través de la medición de los máximos de la onda de potencia activa en la línea de transmisión evaluada, correspondientes a dos semiciclos consecutivos de igual signo, ya sea positivo o negativo, designados como A1 y A2 respectivamente. El factor ζ resultará de aplicar la siguiente fórmula:

$$\zeta = \frac{-\ln(R_A)}{2\pi\sqrt{1 + \frac{\ln(R_A)^2}{4\pi^2}}} \quad (2.10)$$

Donde $R_A = \frac{A_2}{A_1}$.

En el caso que las oscilaciones iniciales tengan una forma irregular y en situaciones que ello aplique, se podrán utilizar metodologías para descomponer señales irregulares en sus componentes oscilatorias y amortiguadas. En este caso, se adoptará como valor de amortiguamiento el correspondiente al modo de oscilación amortiguada dominante, es decir aquel que tiene un período similar a la oscilación irregular. En el caso de no ser posible la descomposición anterior, el factor de amortiguamiento se calculará cuando la forma de onda presente un comportamiento oscilatorio amortiguado, posterior al comportamiento irregular.

2.3. Sistemas hidráulicos

Los sistemas hidráulicos están formados por elementos tales como tuberías, chimeneas de equilibrio y turbinas. En esta primera sección se presentarán las ecuaciones y funciones de transferencia que gobiernan las tuberías y chimeneas de equilibrio. En la siguiente sección (2.4) se presentarán las ecuaciones matemáticas para la representación de una turbina lineal y no lineal. Los distintos sistemas completos junto con su representación en diagramas de bloques se presentarán en la Sección 2.5. Se mostrará cómo interactúan todos los elementos hidráulicos (turbina, cañerías y chimenea de equilibrio) para cada configuración: operación en isla y operación en red.

2.3.1. Preliminares

El comportamiento dinámico de un fluido puede describirse a través de la segunda ley de Newton. Considérese un sistema como el que se muestra en la Figura 2.13, en el cual se tienen 2 columnas de agua conectadas por una tubería común ubicada en su base.

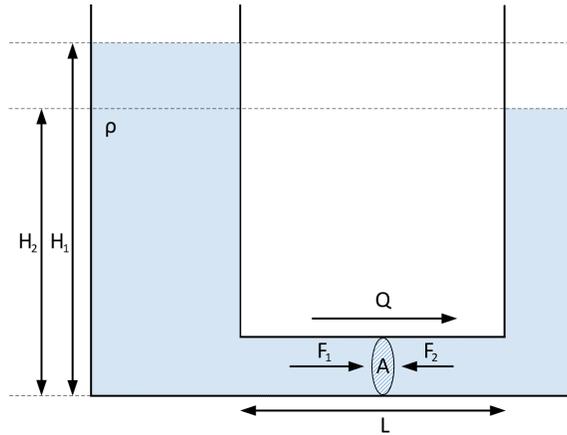


Figura 2.13: Vasos comunicantes

En el instante inicial se tiene una diferencia de alturas. Intuitivamente se deduce que una vez alcanzado el equilibrio, las alturas de ambas columnas se igualarán. Pero, ¿qué sucede en los instantes intermedios? Si el punto de análisis se sitúa en la tubería que comunica ambos vasos, se tiene que en el instante cero existen 2 fuerzas que se contraponen: F_1 y F_2 , debido a la presión que ejerce cada columna de agua. Como la columna de la izquierda tiene una mayor altura y por lo tanto una mayor presión, entonces es de esperar que el agua fluya desde la columna izquierda a la derecha generando un caudal transitorio Q . Si se asume que la densidad ρ es constante, y que el área de la tubería es A con una longitud L , es posible plantear la siguiente ecuación a partir de la segunda ley de Newton.

$$\sum F = ma \quad (2.11)$$

La masa al interior de la tubería es $m = \rho AL$. Además la presión se calcula como $P = \rho a_g H$ y $P = \frac{F}{A}$. Considerando las ecuaciones anteriores, se tiene que,

$$\rho AL \frac{dv}{dt} = \rho a_g H_2 A - \rho a_g H_1 A \quad (2.12)$$

Equivalentemente,

$$(\rho LA) \frac{dv}{dt} = -A(\rho a_g) \Delta H \quad (2.13)$$

Entender de dónde se deduce la ecuación (2.13) es fundamental para las siguientes secciones, pues a partir de dicha expresión se deducen las funciones de transferencia de las tuberías, chimeneas de equilibrio y turbinas.

2.3.2. Tuberías

Para que exista un caudal Q a través de una tubería es necesario que exista una diferencia de presión entre el punto inicial y el punto final de la misma. De esta forma, el agua circulará a favor del gradiente de concentración desde el lugar con mayor presión al lugar con menor presión. Esta dinámica se ve en la Ecuación (2.13) (segunda ley de Newton), tal como se mostró anteriormente.

$$(\rho LA) \frac{dv}{dt} = -A(\rho a_g) \Delta H$$

Desarrollando matemáticamente, pasando los valores a por unidad y al dominio de Laplace, se obtiene que:

$$\frac{\Delta \bar{v}}{\Delta \bar{h}} = -\frac{1}{T_w s} \quad (2.14)$$

con T_w ya definido anteriormente. La **pérdida de carga** [7] se define como la pérdida de presión que se tiene por el paso de agua a través de una tubería, debido a la rugosidad y fricción que existe entre el agua y la pared de la tubería. Su expresión matemática es la siguiente:

$$h_f = f_r \frac{1}{d} \frac{v^2}{2g} \quad (2.15)$$

donde f_r corresponde al factor de fricción y d es el diámetro de la tubería. Pasando a por unidad la expresión anterior, se obtiene,

$$\bar{h}_f = K_{pc} \bar{q}^2 \quad (2.16)$$

donde $K_{pc} = \frac{f_r v_r^2}{d 2g h_r}$ es el factor de pérdida de carga. Considerando las ecuaciones (2.14) y (2.16), es posible armar el diagrama de bloques que se presenta en la Figura 2.14.

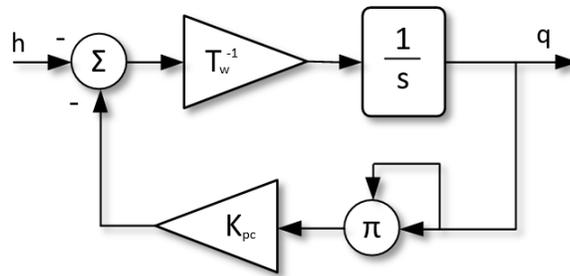


Figura 2.14: Diagrama de bloques para tubería

2.3.3. Chimenea de equilibrio

Las centrales hidroeléctricas que poseen largas tuberías antes de la caída del agua por la tubería de presión hacia la turbina, poseen un tanque de gran dimensión llamado chimenea de equilibrio, cuyo fin es almacenar una gran cantidad de agua y aislar hidráulicamente a la turbina protegiéndola de los fenómenos dinámicos asociados al agua en los transientes: golpe de ariete, dinámica relacionada con las diferencias de presiones, amortiguamiento de las masas de agua ante la apertura o cierre del distribuidor, etc [8] [9].

Las siguientes ecuaciones (que permiten modelar la chimenea de equilibrio) se desarrollan bajo ciertos supuestos que simplifican el modelo [10]:

- Las paredes de la chimenea son rígidas y el líquido es incompresible.
- La inercia del agua en la chimenea de equilibrio es pequeña comparada con la inercia del agua en las tuberías.
- Las pérdidas de presión durante los transientes se pueden calcular usando las fórmulas de estado estacionario.

Sea q_s el caudal que fluye a la chimenea durante un transiente. Si A_s es el área del tanque, entonces a partir de la fórmula del caudal $q_s = A_s v$ (donde v es la velocidad con la que el agua entra al tanque) se obtiene,

$$q_s = A_s \frac{dh_s}{dt} \quad (2.17)$$

donde h_s es la altura del agua dentro de la chimenea y $\frac{dh_s}{dt} = v$. El caudal también se define como la cantidad de volumen que pasa por una sección o área transversal a la dirección del fluido, en un tiempo determinado. Luego,

$$q = \frac{\text{Volumen}}{\text{tiempo}}$$

Si se define C_s como el tiempo de llenado del tanque, entonces se cumple que,

$$C_s = \frac{A_s h_{base}}{q_{base}} \quad (2.18)$$

donde h_{base} y q_{base} corresponden a la altura y caudal nominal, respectivamente. Pasando la ecuación (2.17) al dominio de Laplace,

$$\frac{h_s}{q_s} = \frac{1}{A_s s} \quad (2.19)$$

Normalizando la ecuación anterior por h_{base} y q_{base} y utilizando la ecuación (2.18) se llega a que,

$$\frac{\bar{h}_s}{\bar{q}_s} = \frac{1}{C_s s} \quad (2.20)$$

Durante los transitorios, cuando hay una entrada y salida de caudal a la chimenea, se tendrá una caída de presión (pérdida de carga) dada por la siguiente expresión,

$$q_s = K_{pc} \sqrt{h_f} \Rightarrow h_f = \frac{1}{K_{pc}^2} q_s^2 \quad (2.21)$$

donde K_{pc} representa el coeficiente de pérdida de carga. Considerando las ecuaciones (2.20) y (2.21) es posible armar el siguiente diagrama de bloques (Figura 2.15).

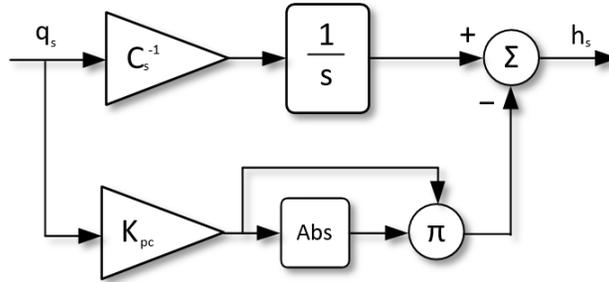


Figura 2.15: Diagrama de bloques para chimenea de equilibrio

La razón de la presencia del valor absoluto en el diagrama de bloques de la figura anterior, se debe a que su uso permite conservar el signo del caudal en la pérdida de carga, ya que para este caso el caudal puede cambiar de sentido.

2.4. Turbinas hidráulicas

2.4.1. Descripción y tipos

Existen 2 tipos principales de turbinas hidráulicas: turbinas de acción o impulsión y turbinas de reacción o sobrepresión [11]. Las turbinas de acción (o Pelton) son usadas para grandes caídas (superior a 300 metros), transformando toda la energía potencial del salto en energía cinética en el eje de la turbina, mediante el agua a presión que sale de la boquilla y golpea las paletas produciendo la rotación del eje del rotor. Este tipo de turbinas se caracterizan porque el agua no sufre ninguna variación de presión pues siempre se mantiene a presión atmosférica. Las turbinas de acción son confiables, requieren bajo costo de mantención y su eficiencia es por sobre el 90 %.

Por otro lado, en las turbinas a reacción la presión dentro de las cañerías es superior a la atmosférica. La energía traspasada al rotor viene de la energía cinética y potencial (presión) de la masa de agua. Para minimizar las pérdidas de presión es necesario que el rotor de la turbina esté siempre lleno de agua, por lo que este tipo de turbinas operan con grandes cantidades de agua. Es por esta razón que su principal aplicación se encuentra en las centrales hidroeléctricas [7]. Este tipo de turbinas se subdivide en las turbinas Francis (utilizada para caídas superiores a 360 metros) y en turbinas de hélice (para caídas superiores a 45 metros).

En la Figura 2.16 se observa un esquema típico de una central hidráulica en la cual se observa un embalse con una cota H , una tubería de longitud L , una turbina y un generador. En la siguiente sección se mostrará la deducción matemática para la representación lineal y no lineal en diagrama de bloques de la turbina.

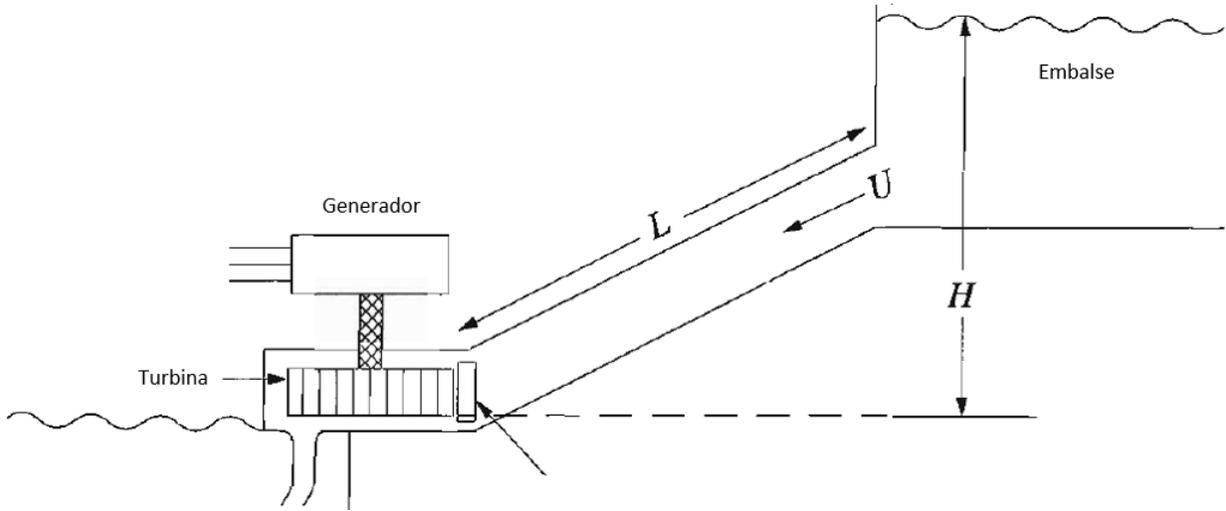


Figura 2.16: Esquema central hidráulica

2.4.2. Función de transferencia para modelo linealizado

Las ecuaciones para obtener la función de transferencia linealizada en torno a un punto de equilibrio se desarrollarán bajo ciertos supuestos que simplifican el modelo [4].

- Resistencia hidráulica despreciable.
- La tubería de la compuerta es inelástica y el agua es incompresible.
- La velocidad del agua varía directamente con la apertura de la compuerta y con la raíz cuadrada del salto.
- La potencia de salida de la turbina es proporcional al producto del salto y la velocidad del flujo de agua.

La velocidad del agua se calcula según,

$$v = K_u G \sqrt{H} \quad (2.22)$$

Donde v es la velocidad del agua, G es la posición de la compuerta, \sqrt{H} es la altura y K_u es una constante de proporcionalidad. Para pequeñas variaciones en torno al punto de equilibrio se tendrá que,

$$\Delta v = \frac{\partial v}{\partial H} \Delta H + \frac{\partial v}{\partial G} \Delta G \quad (2.23)$$

Reemplazando por las derivadas de la ecuación (2.22) en la ecuación (2.23) y normalizando por el factor $v_0 = K_u G_0 \sqrt{H_0}$ (condiciones nominales),

$$\frac{\Delta v}{v_0} = \frac{\Delta H}{2H_0} + \frac{\Delta G}{G_0} \iff \Delta \bar{v} = \frac{1}{2} \Delta \bar{H} + \bar{G} \quad (2.24)$$

La potencia mecánica de la turbina se calcula mediante,

$$P_m = K_p H v \quad (2.25)$$

Linealizando de la misma forma que la ecuación (2.23) se obtiene,

$$\Delta P = \frac{\partial P}{\partial H} \Delta H + \frac{\partial P}{\partial v} \Delta v \quad (2.26)$$

Normalizando por $P_{m0} = K_p H_0 v_0$,

$$\Delta \bar{P}_m = \Delta \bar{H} + \Delta \bar{v} \quad (2.27)$$

Reordenando las ecuaciones anteriores se obtiene,

$$\Delta \bar{P}_m = 1,5 \Delta \bar{H} + \Delta \bar{G} \quad (2.28)$$

$$\Delta \bar{P}_m = 3 \Delta \bar{v} - 2 \Delta \bar{G} \quad (2.29)$$

Tal como se mostró anteriormente en la ecuación (2.14) la aceleración de la columna de agua debido a una diferencia de alturas (o equivalentemente de presión) entre la cota del embalse y la turbina, se calcula mediante,

$$(\rho L A) \frac{d\Delta v}{dt} = -A(\rho a_g) \Delta H \quad (2.30)$$

Donde L es el largo de la tubería, A es su área, ρ la densidad del agua y a_g la aceleración de gravedad. Normalizando por el término $A \rho a_g H_0 v_0$ resulta,

$$\frac{L U_0}{a_g H_0} \frac{d}{dt} \left(\frac{\Delta v}{v_0} \right) = - \frac{\Delta H}{H_0} \quad (2.31)$$

Equivalentemente,

$$T_w \frac{d\Delta \bar{v}}{dt} = -\Delta \bar{H} \quad (2.32)$$

Con,

$$T_w = \frac{L v_0}{a_g H_0} \quad (2.33)$$

El valor de T_w representa al tiempo que le toma el agua acelerar a través de la tubería a una velocidad v_0 desde una altura H_0 . Valores típicos oscilan entre los 0,5 y 4 segundos. Utilizando las ecuaciones (2.27) y (2.28) se llega a,

$$T_w \frac{d\Delta \bar{v}}{dt} = 2(\Delta \bar{G} - \Delta \bar{v}) \quad (2.34)$$

Pasando al dominio de Laplace,

$$\Delta \bar{v} = \frac{1}{1 + \frac{1}{2} T_w s} \Delta \bar{G} \quad (2.35)$$

Finalmente, considerando la ecuación (2.29) se llega a la función de transferencia típica de una turbina hidráulica.

$$\frac{\Delta \bar{P}_m}{\Delta \bar{G}} = \frac{1 - T_w s}{1 + \frac{1}{2} T_w s} \quad (2.36)$$

Utilizar un modelo linealizado tiene sus ventajas y desventajas. Por un lado, la principal ventaja es que se tiene un sistema simplificado, representado por un único parámetro T_w . En contraste, la principal desventaja es que el análisis y estudio del sistema se limita al punto de operación empleado en la linealización y sus valores cercanos.

2.4.3. Función de transferencia para modelo no linealizado

Los sistemas hidráulicos son sistemas no lineales por lo que si se desea realizar un estudio más acabado y cercano a la realidad, es necesario modelar a la planta como tal. En la realidad, si se varía por ejemplo la altura de la cota del embalse, la función de transferencia de la planta variará en forma no lineal, resultado no apropiado el uso de un modelo simplificado y linealizado para un estudio más profundo. A continuación se presenta el desarrollo matemático que permite obtener un modelo no linealizado de una turbina hidráulica [4].

Los supuestos para este modelo son:

- Se asume una columna de agua inelástica.
- La altura de la cota y el caudal de salida no están acotados.
- No se considera chimenea de equilibrio.
- La tubería de la compuerta es inelástica y el agua es incompresible.

De las ecuaciones de la sección anterior se tiene que,

$$v = K_u G \sqrt{H} \quad (2.37)$$

$$P = K_p H v \quad (2.38)$$

$$\frac{dv}{dt} = -\frac{a_g}{L} (H - H_0) \quad (2.39)$$

El caudal se calcula como el producto del área A por la velocidad v .

$$Q = Av \quad (2.40)$$

Si se normaliza en base a los valores nominales, se obtiene que,

$$\bar{v} = \bar{G} \sqrt{\bar{H}} \Rightarrow \bar{H} = \left(\frac{\bar{v}}{\bar{G}} \right)^2 \quad (2.41)$$

$$\bar{P} = \bar{v} \bar{H} \quad (2.42)$$

$$\frac{d\bar{v}}{dt} = -\frac{1}{T_w} (\bar{H} - \bar{H}_0) \Rightarrow \frac{\bar{v}}{\bar{H} - \bar{H}_0} = \frac{-1}{T_w s} \quad (2.43)$$

T_W es la constante de tiempo del agua para los valores nominales: caudal con la compuerta abierta al máximo y a la cota nominal.

$$T_W = \frac{LU_r}{a_g H_r} = \frac{LQ_r}{a_g A H_r}$$

La potencia mecánica se calcula según,

$$P_m = P - P_L \quad (2.44)$$

Donde P_L representa las pérdidas de potencia en la turbina,

$$P_L = v_{NL} H \quad (2.45)$$

v_{NL} es la velocidad del agua sin carga en la turbina. Normalizando la Ecuación (2.44) y usando la Ecuación (2.42) se obtiene,

$$\bar{P}_m = (\bar{v} - \bar{v}_{NL}) \bar{H} \quad (2.46)$$

Cuando la apertura de la compuerta ideal G es igual a 1, entonces se dice que está abierta y cuando es igual a 0 se dice que está cerrada. En la realidad lo anterior no es exactamente así, sino que cuando la válvula ideal está cerrada, es decir en posición igual a 0, la compuerta está levemente abierta dejando pasar un pequeño caudal. Luego, se establece la siguiente relación entre la apertura real con la apertura ideal.

$$\bar{G} = A_t \bar{g} \quad (2.47)$$

Donde A_t se calcula según,

$$A_t = \frac{1}{\bar{g}_{FL} - \bar{g}_{NL}} \quad (2.48)$$

y \bar{g}_{FL} y \bar{g}_{NL} corresponden a la apertura real en vacío y a la apertura real a plena carga, respectivamente.

Finalmente, la velocidad del agua en vacío, U_{NL} se obtiene utilizando la siguiente expresión,

$$\bar{v}_{NL} = A_t \bar{g}_{NL} \sqrt{\bar{H}_0} \quad (2.49)$$

Utilizando todas las ecuaciones presentadas anteriormente, es posible armar el siguiente diagrama de bloques (Figura 2.17).

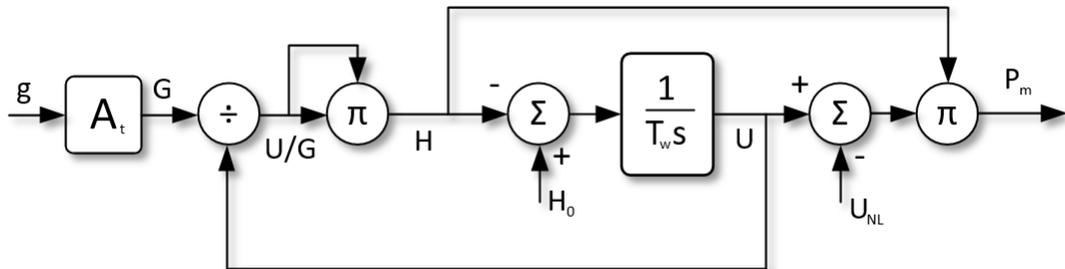


Figura 2.17: Diagrama de bloques de turbina hidráulica no lineal

Observación: cuando se trabaja en por unidad, es equivalente hablar de altura y presión así como hablar de caudal y velocidad.

$$\bar{q} = \frac{q}{q_r} = \frac{Av}{Av_r} = \bar{v}$$

$$\bar{p} = \frac{p}{p_r} = \frac{\rho a_g h}{\rho a_g h_r} = \bar{h}$$

2.5. Sistema hidráulico completo

En esta sección se busca mostrar cómo representar un sistema hidráulico completo, a partir de los elementos presentados en las secciones 2.3 y 2.4.

El sistema hidráulico a representar a través de diagrama de bloques corresponde a la Central Colbún, la cual se ubica en la comuna de Colbún, Región del Maule, Chile. Esta central posee 2 turbinas tipo Francis unidas a sus respectivos generadores, con una potencia total instalada de 474 [MW] [2]. El sistema está conformado por el embalse, una toma, un pique, un conducto de embalse de varios kilómetros de longitud, una chimenea de equilibrio (de 2 diámetros distintos), una tubería común, 2 tuberías individuales, 2 turbinas y 2 generadores conectados al sistema eléctrico. Una representación de dicho modelo se observa en la Figura 2.18.

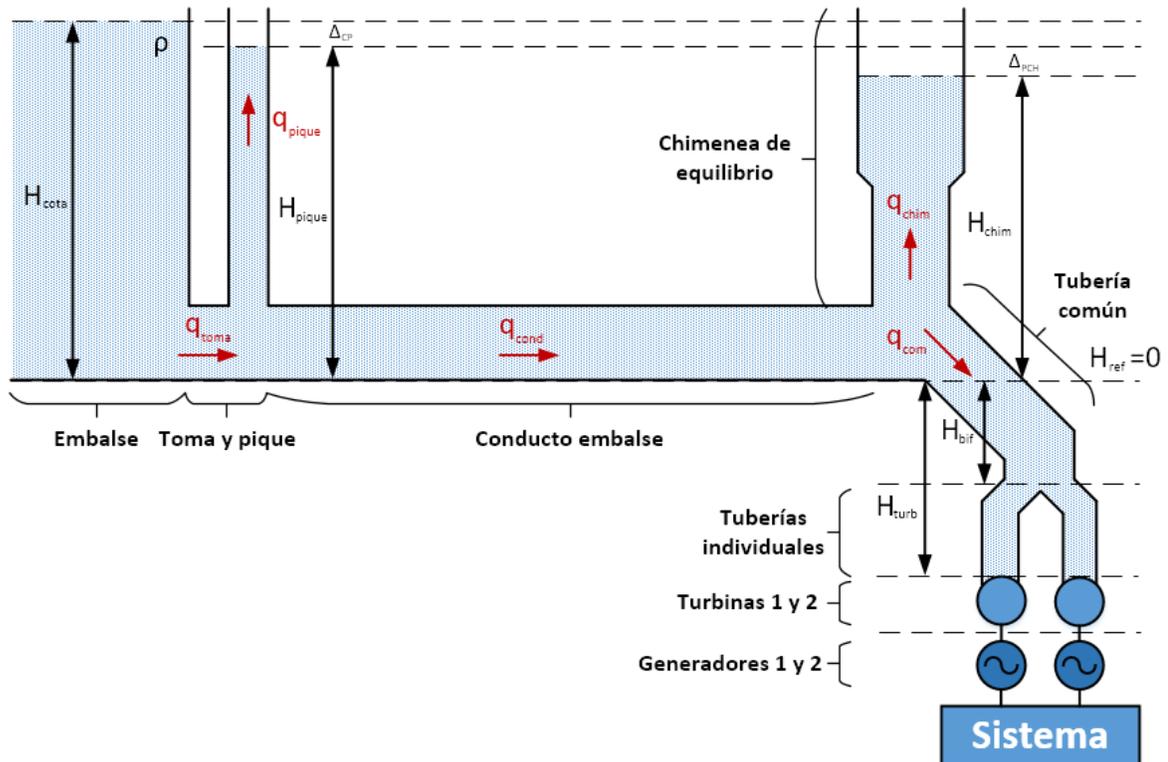


Figura 2.18: Esquema simplificado de la central Colbún

Observación: por simplicidad en la escritura, se obviará la notación que indica que el valor está normalizado. Además, se recuerda que en por unidad tanto el caudal y la velocidad como la presión y la altura, son equivalentes.

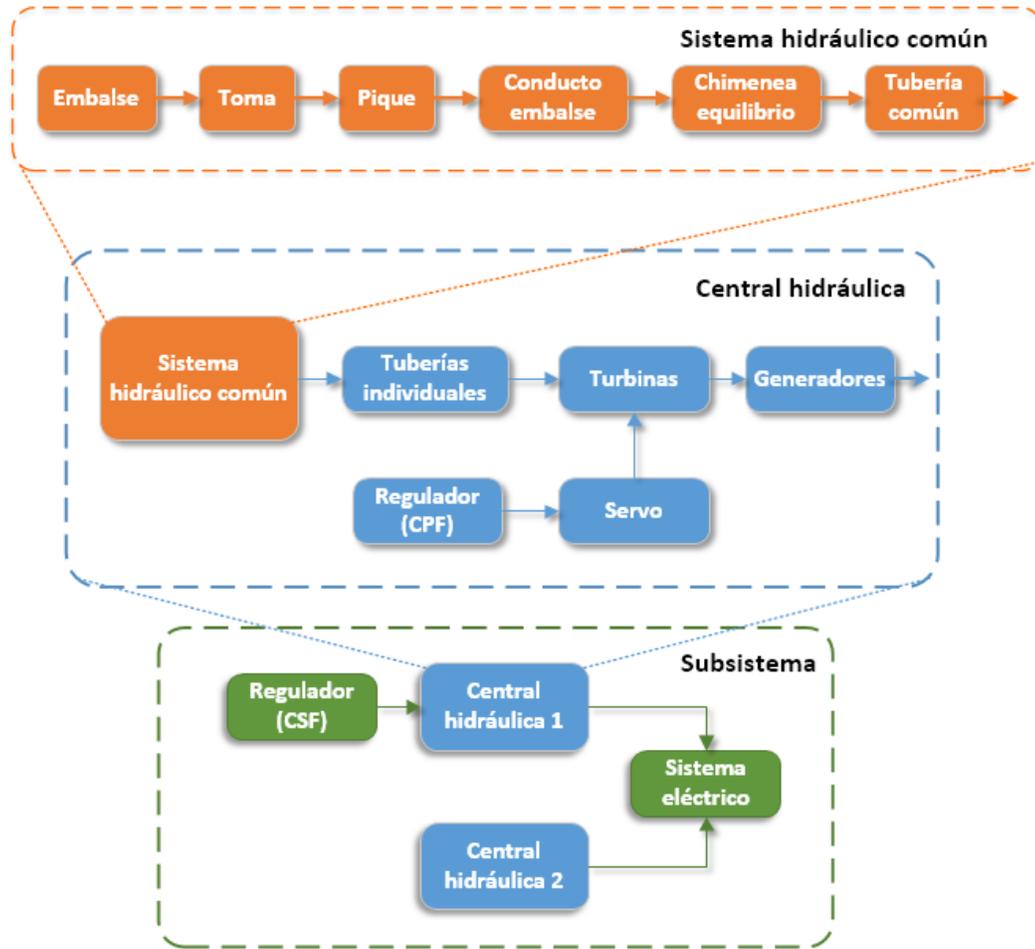


Figura 2.19: Esquema en bloques de la central Colbún

En la Figura 2.19 se presenta un diagrama más detallado de cómo interactúan todos los elementos a incluir en el modelo. En el **subsistema** se tienen 2 centrales conectadas al sistema eléctrico, una de ellas posee un regulador encargado del CSF. En la **central hidráulica** se observan los bloques *sistema hidráulico común*, *tuberías individuales*, *turbinas* y *generadores* (2 unidades). Cada turbina es controlada por un regulador encargado del CPF que envía señales al servo para controlar el caudal turbinado a través de la compuerta. Finalmente, en el **sistema hidráulico común** se detallan todos los elementos hidráulicos presentados en la sección 2.3.

La explicación del modelo se presentará desde lo particular a lo general. Todos los parámetros como coeficientes de pérdida de carga, tiempos de actuación de los elementos del servo y datos de la turbina fueron obtenidos de [12], [13], [14], [15]. El cálculo de las constantes de tiempo T_w de cada elemento se detallan en el Apéndice B.2.

El objetivo es poder mostrar cómo construir las 3 configuraciones a utilizar en esta memoria para el CPF (operación en isla con regulador de frecuencia, operación en red con regulador de frecuencia y operación en red con regulador de potencia-frecuencia). Además se busca presentar cómo aplicar el CSF a un sistema conformado por 2 centrales.

2.5.1. Sistema hidráulico común

En la Figura 2.20 se observa el sistema hidráulico común que comparten ambas unidades y la forma en como se interconectan los respectivos bloques. Este bloque recibe como entrada la cota del embalse (h_{cota}), el caudal turbinado (q_{final}) y su variación (dq_{final}); y entrega la presión de la bifurcación de las tuberías (h_{bif}). Notar que la tubería individual no fue incluida en este bloque, sino que se incluirá en el bloque de la turbina.

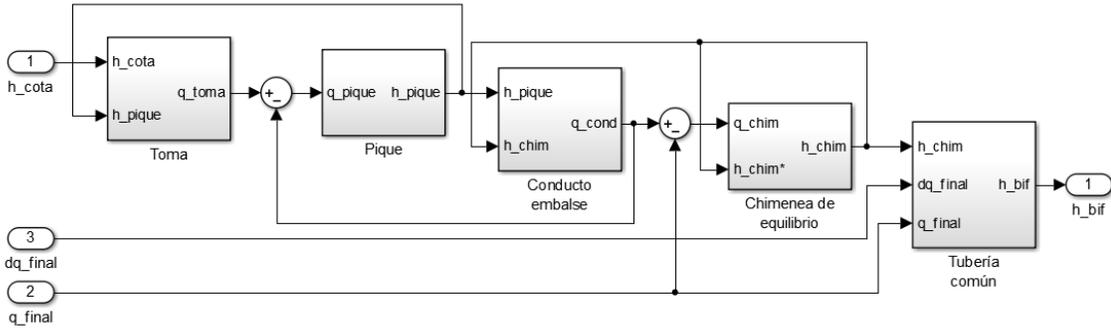


Figura 2.20: Diagrama de bloques sistema hidráulico común

Es importante destacar que la toma, el conducto de embalse, la tubería común y las individuales se modelan como una tubería (sección 2.3.2). Por otra parte, tanto el pique como la chimenea se modelan como una chimenea de equilibrio (sección 2.3.3).

Toma

La toma corresponde a la primera porción de tubería que une el embalse y el pique. Es un bloque que recibe como entrada la presión del embalse (h_{cota}) y la presión del pique (h_{pique}). Si existe una diferencia, entonces existirá un caudal (q_{toma}) que fluirá a través de la toma, comportándose tal como si fueran 2 grandes vasos comunicantes unidos por una tubería. Adicionalmente se incorpora un lazo que representa las pérdidas de presión (K_{pc}).

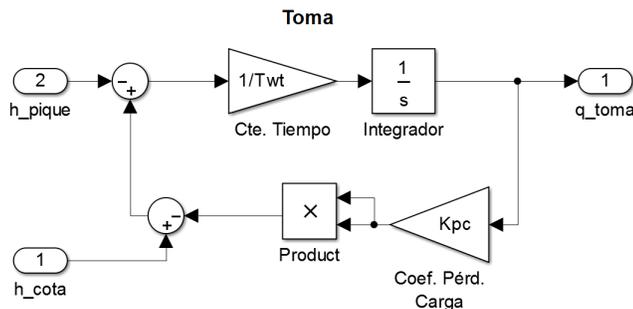


Figura 2.21: Diagrama de bloques toma

Los valores empleados son:

- Constante de tiempo T_{wt} : 0,225 [s].
- Coeficiente pérdida de carga K_{pc} : 0,0596.

Pique

El pique es el espacio de área reducida y de altura mayor que el embalse que está justo a continuación de la toma. Corresponde al espacio que ocupa la compuerta de la central. Su representación matemática es equivalente al de una chimenea de equilibrio. El pique recibe como entrada el caudal (q_{pique}) que resulta de la diferencia entre el caudal de la toma (q_{toma}) con el caudal que continúa por el conducto embalse (q_{cond}). Matemáticamente,

$$q_{toma} = q_{pique} + q_{cond} \Rightarrow q_{pique} = q_{toma} - q_{cond}$$

La salida que entrega el bloque corresponde a la presión del pique (h_{pique}). También se consideran las pérdidas mediante el coeficiente de pérdida de carga (K_{pc}).

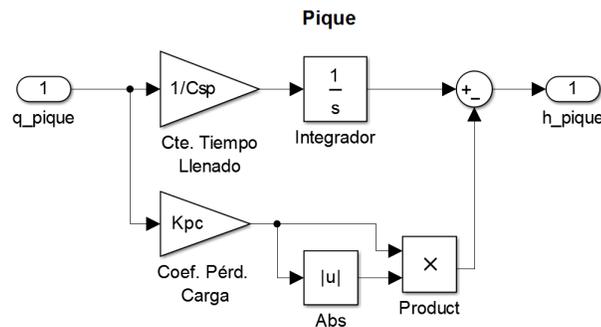


Figura 2.22: Diagrama de bloques pique

Los valores empleados son:

- Constante de tiempo de llenado C_{sp} : 21,37 [s].
- Coeficiente pérdida de carga K_{pc} : 0,4184.

Conducto de embalse

El conducto de embalse es una tubería de unos 2,5 [km] que conecta la salida del pique con la chimenea de equilibrio, antes de la caída. Su representación es equivalente a la de la toma, salvo que el valor de la constante de tiempo (T_{wc}) es notablemente mayor. También se consideran pérdidas de presión mediante el coeficiente de pérdida de carga (K_{pc}). Si existe una diferencia de alturas entre el pique (h_{pique}) y la chimenea de equilibrio (h_{chim}), entonces existirá un caudal a través de la tubería (q_{cond}).

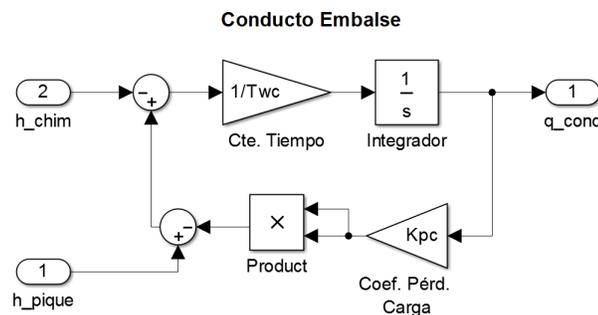


Figura 2.23: Diagrama de conducto embalse

Los valores empleados son:

- Constante de tiempo T_{wc} : 9,29 [s].
- Coeficiente pérdida de carga K_{pc} : 0,2127.

Chimenea de equilibrio

La chimenea de equilibrio se encuentra ubicada entre el conducto de embalse y la tubería común. Su altura es superior a la cota máxima del embalse lo que le permite almacenar grandes cantidades de agua, lista para usarse cuando se requiera. De esta forma la solicitud de agua se hace a la chimenea y no al embalse, acortando notoriamente la constante de tiempo T_w de la central.

La particularidad de esta chimenea es que posee 2 zonas de secciones transversales distintas: cuando se trabaja a cota máxima normal y mínima normal (436 [m] y 420 [m], respectivamente), el agua llena la parte superior de la chimenea, la cual posee un diámetro mayor; cuando se trabaja en la cota mínima eventual (397,5 [m]), el agua se almacena en la parte inferior de la chimenea, la cual posee un diámetro menor que la parte superior, produciéndose un estrechamiento en la cota 408,5 [m] [16]. El diagrama de bloques es el mismo utilizado en el pique, salvo que se agregó un switch automático el cual cambia la constante de tiempo cuando se detecta la cota de 408,5 [m] o 0.85 [pu] (Ver Apéndice B.1.).

La chimenea de equilibrio recibe como entrada el caudal (q_{chim}) que resulta de la diferencia entre el caudal del conducto de embalse (q_{cond}) con el caudal que continúa por tubería común (q_{com}). Matemáticamente,

$$q_{cond} = q_{chim} + q_{com} \Rightarrow q_{chim} = q_{cond} - q_{com}$$

La salida que entrega el bloque corresponde a la presión de la chimenea (h_{chim}). Además, se consideran las pérdidas mediante el coeficiente de pérdida de carga (K_{pc}).

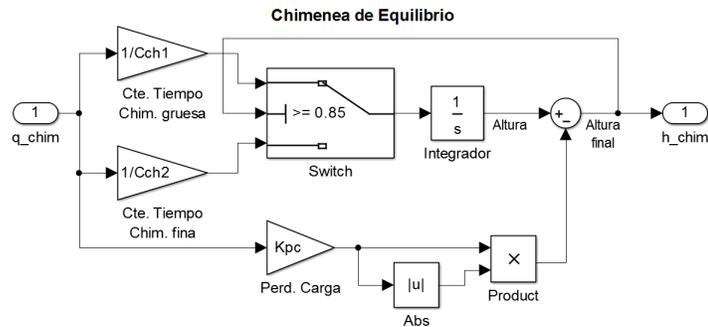


Figura 2.24: Diagrama de bloques chimenea de equilibrio

Los valores empleados son:

- Constante de tiempo sección ancha C_{ch1} : 181,4 [s].
- Constante de tiempo sección angosta C_{ch2} : 65,3 [s].
- Coeficiente pérdida de carga K_{pc} : 0,4166.

Tubería común

Luego de la chimenea de equilibrio, el agua cae por una tubería común a presión hasta llegar a una bifurcación. El diagrama de bloques es levemente diferente a las tuberías descritas anteriormente, sin embargo, la ecuación que gobierna esta porción es la misma que se expuso en la sección 2.3.2. Este bloque recibe como entrada la altura de la chimenea de equilibrio (h_{chim}), la variación del caudal turbinado (dq_{final}) y el caudal turbinado (q_{final}). La salida del bloque es la presión en el punto de la bifurcación (h_{bif}). Las pérdidas de presión se representan mediante el coeficiente de pérdida de carga (K_{pc}).

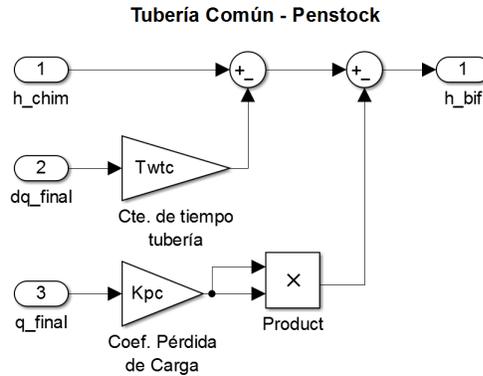


Figura 2.25: Diagrama de bloques tubería común

Los valores empleados son:

- Constante de tiempo T_{wtc} : 0,589 [s].
- Coeficiente pérdida de carga K_{pc} : 0,037.

2.5.2. Central hidráulica

La central hidráulica está conformada por todo el sistema hidráulico común, las tuberías individuales, las turbinas, los servos y los controladores. Recibe como entrada los respectivos errores de la/las variables que se desean medir, las potencias eléctricas exigidas a cada generador y el valor en [p.u.] de la cota del embalse (H). Entrega como salida las respectivas frecuencias de giro de cada rotor (ver Figura 2.26).

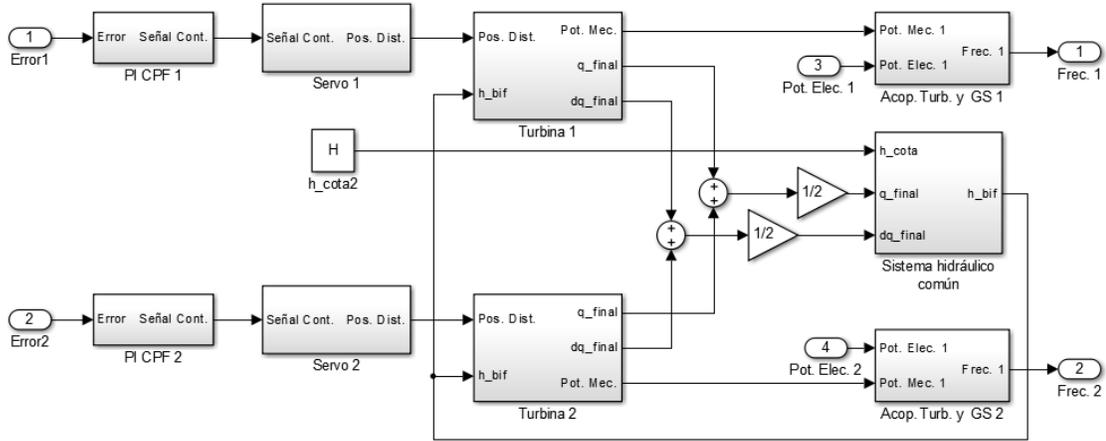


Figura 2.26: Diagrama de bloques central hidráulica

Tubería individual

El último tramo del sistema hidráulico corresponde a la tubería individual. En la bifurcación la tubería común se divide en 2 tuberías idénticas que alimentan con caudal a ambas unidades. El diagrama de bloques es idéntico al de la toma y conducto de embalse, recibiendo como entrada la presión de la turbina (h_{turb}) y la presión de la bifurcación (h_{bif}). Luego, si existe una diferencia de presiones entonces fluirá un caudal que alimenta las turbinas (q_{final}). Dicho caudal y la variación del mismo (dq_{final}) son las salidas de este bloque. Como en los otros casos, también se consideran las pérdidas de presión mediante el coeficiente de pérdida de carga (K_{pc}). Además se incorpora un filtro pasa bajo con el fin de filtrar las altas frecuencias que se dan con h_{bif} .

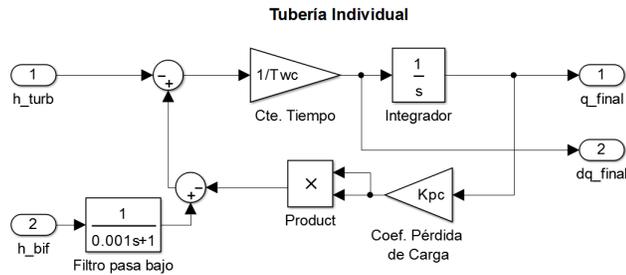


Figura 2.27: Diagrama de bloques tubería individual

Los valores empleados son:

- Constante de tiempo T_{wtc} : 0,996 [s].
- Coeficiente pérdida de carga K_{pc} : 0,1.

Turbina

El modelo de la turbina corresponde al presentado en la sección 2.4.3, con la salvedad que el bloque de la tubería individual se encuentra inserto dentro de dicho modelo, puesto que corresponde a la última porción del sistema hidráulico.

El bloque de la turbina recibe como entrada la posición del distribuidor ($Pos.Dist.$), la presión de la bifurcación (h_{bif}) y tiene como salida el caudal turbinado (q_{final}), su derivada (dq_{final}) y la potencia mecánica ($Pot.Mec.$).

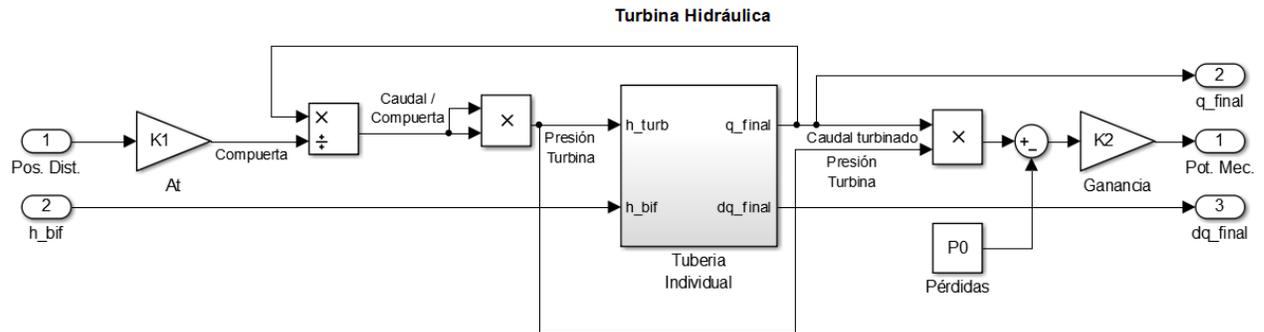


Figura 2.28: Diagrama de bloques turbina no lineal

Los valores empleados son:

- Coeficiente de distribuidor A_t : 1,03.
- Pérdidas (mecánicas y v_{NL}) P_0 : 0,13.
- Coeficiente de corrección de potencia K_2 : 1,23.

Servo

El servo corresponde al elemento que permite la apertura o cierre del distribuidor (o compuertas) según se requiera, tal como se explicó en la sección 2.1.3. Si bien en dicha sección se presentó un modelo simplificado, aquí se muestra un modelo un poco más detallado, el cual considera posicionadores, bobinas de inmersión, servo motores, bandas muertas, etc. No se explicará la función de cada elemento puesto que no es lo central en esta memoria.

El bloque recibe como entrada la $SenalCont.$ y entrega como salida la posición del distribuidor ($Pos.Dist.$). Posee una ley de cierre y apertura que determina la velocidad con que se abren y cierran las compuertas, una banda muerta que es utilizada para que exista un rango de operación en que el servo no actúe y un integrador limitador, cuya función es limitar la apertura de las compuertas dentro de los rangos 0 a 1 [p.u.].

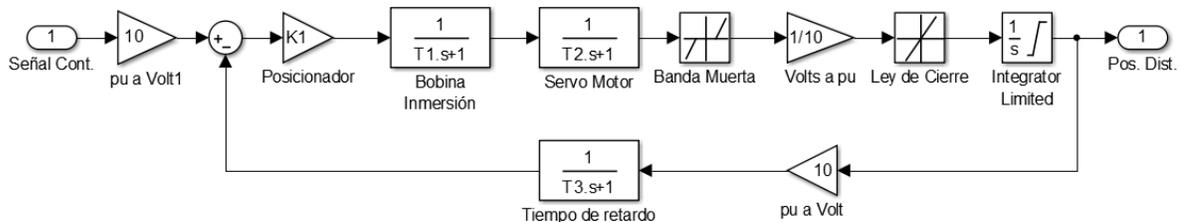


Figura 2.29: Diagrama de bloques servo

Los valores empleados son:

- Posicionador K_1 : 2.
- Constante de tiempo de bobina de inmersión T_1 : 0,002 [s].
- Constante de tiempo de servo motor T_2 : 0,02 [s].
- Banda muerta: 0.
- Ley de cierre: 7 [s]; Ley de apertura: 24 [s].
- Tiempo de retardo lazo de realimentación T_3 : 0,35 [s].

Regulador CPF

El regulador empleado es del tipo PI y es el encargado del CPF. Tal como se mencionó en la sección 2.1.3, este controlador puede regular frecuencia únicamente o potencia y frecuencia a la vez, dependiendo si la central opera en isla o en red. Para la regulación exclusiva de frecuencia el controlador considera un estatismo permanente de $\sigma = 0,05$ [14], mientras que para el caso de regulación de potencia-frecuencia no se considera el estatismo en el controlador ($\sigma = 0$). Estas tipos de configuraciones se verán y explicarán en las secciones posteriores.

Los valores de las ganancias proporcional e integral (K_p y K_i , respectivamente) se obtienen a partir de los métodos presentados en el Capítulo 3.

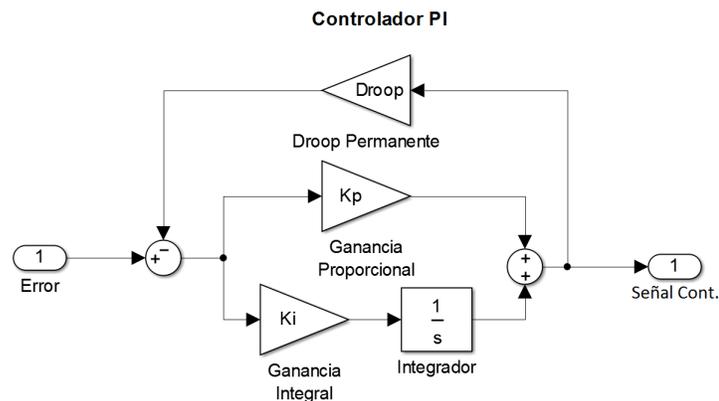


Figura 2.30: Diagrama de bloques controlador PI

El controlador recibe como entrada el error de la señal que se desea controlar y la salida corresponde a la señal que controla el distribuidor.

Acoplamiento turbina - generador síncrono

El bloque de acoplamiento turbina y generador síncrono representa un modelo simplificado del generador. Este bloque posee 2 parámetros: la inercia de la máquina y una constante que representa el amortiguamiento propio del generador (debido a sus circuitos amortiguadores). El valor de la inercia es de $H = 4,18$ [s] por lo que $M = 2H = 8,36$ [s] [15] y el valor del amortiguamiento $D = 2$.

Acoplamiento turbina y generador síncrono

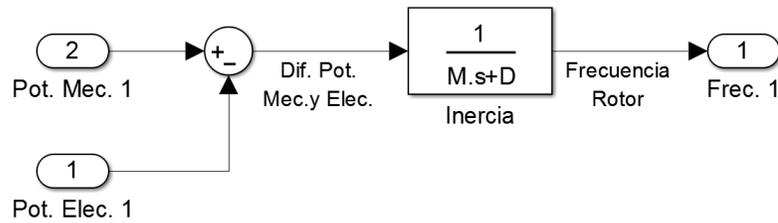


Figura 2.31: Diagrama de bloques acoplamiento turbina y generador síncrono

Este bloque recibe como entrada la potencia mecánica Pot_{mec} que viene de la turbina y la Pot_{elec} que proviene del sistema. Su salida corresponde a la frecuencia de giro del rotor del generador $frec$.

Modelo operación en isla con regulador de frecuencia (CPF)

Ya se tienen todos los bloques necesarios para construir la primera configuración: operación en isla con un regulador exclusivo de frecuencia.

Reuniendo los bloques *turbinas* y *sistema hidráulico común* en un bloque general llamado *Sistema hidráulico + Turbinas 1 y 2*, es posible construir el sistema que se observa en la Figura 2.32.

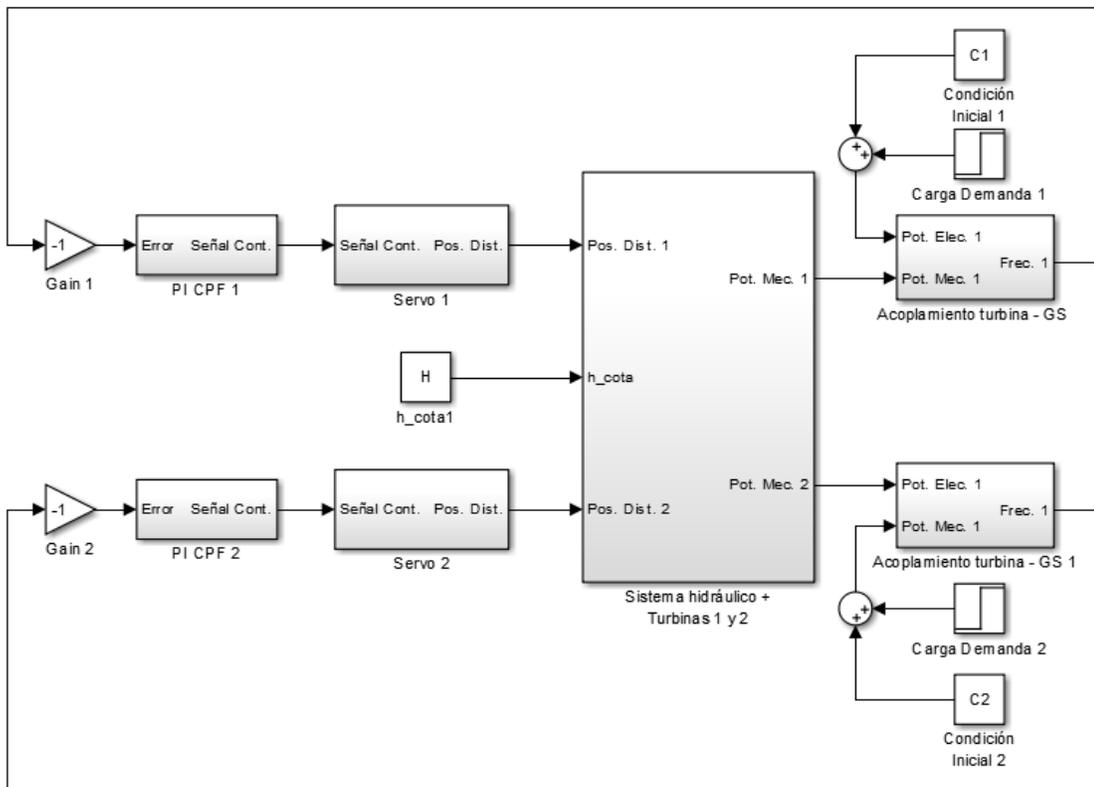


Figura 2.32: Diagrama de bloques para regulador de frecuencia - operación en isla

Se observa que cada controlador PI recibe como entrada la señal realimentada negativamente de la frecuencia de giro de las respectivas unidades.

Además, este modelo recibe como entrada la altura de la cota H en [p.u.], la condición inicial del sistema (potencias iniciales $C1$ y $C2$) y el step de potencia eléctrica exigida a cada unidad por separado.

Para este caso el controlador PI considera un estatismo permanente de $\sigma = 0,05$.

Observación importante: el modelo presentado en la Figura 2.32 corresponde a una representación **no lineal** de la central.

Si se desea transformarlo en un sistema **lineal**, basta con reemplazar el bloque *Sistema hidráulico + Turbinas 1 y 2* por el bloque de la turbina hidráulica linealizada presentado en la sección 2.4.2, la cual está representada únicamente por su constante de tiempo del agua T_w . Para el caso particular de Colbún, para la cota nominal de 436 [m] (o 179 [m] de salto total) la constante de tiempo de la tubería común es de 0,589 [s] y de la tubería individual es de 0,996 [s] (Ver Apéndice B.2). Luego [14],

$$T_w = 0,996 + 0,589 \approx 1,6[s]$$

Además es necesario eliminar los bloques no lineales del servo: banda muerta, ley de cierre e integrador limitador.

2.5.3. Subsistema

Se le llamará subsistema a una central o más centrales conectadas al sistema. Si bien en la Figura 2.19 se presenta como subsistema a 2 centrales conectadas a la red, también se entenderá como subsistema a una sola central conectada al sistema eléctrico. Así será posible explicar la configuración operación en red, y los distintos tipos de reguladores del CPF (regulador de frecuencia y regulador de potencia-frecuencia).

Acoplamiento central - SEP

El acoplamiento central - SEP está representado por una generador equivalente, cuyo bloque está conformado por 2 parámetros: M y D . El primero corresponde a la inercia del sistema, el cual se fijó con un valor de $M = 25$ (la justificación se encuentra en el Apéndice B.3.); el segundo corresponde al coeficiente de amortiguamiento, cuyo valor es de $D = 1$. El bloque recibe como entrada la potencia mecánica de cada unidad de la central y la potencia eléctrica que representa la exigencia de carga de parte del sistema. Entrega como salida la frecuencia del sistema. Su representación se presenta en la Figura 2.33.

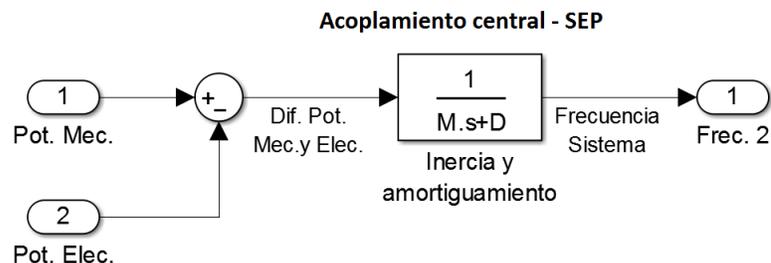


Figura 2.33: Diagrama de bloques sistema eléctrico

Modelo operación en red con regulador de frecuencia (CPF)

Ahora que se tiene el bloque *acoplamiento central - SEP*, es posible construir la segunda configuración: operación en red con regulador exclusivo de frecuencia. Su representación se muestra en la Figura 2.34.

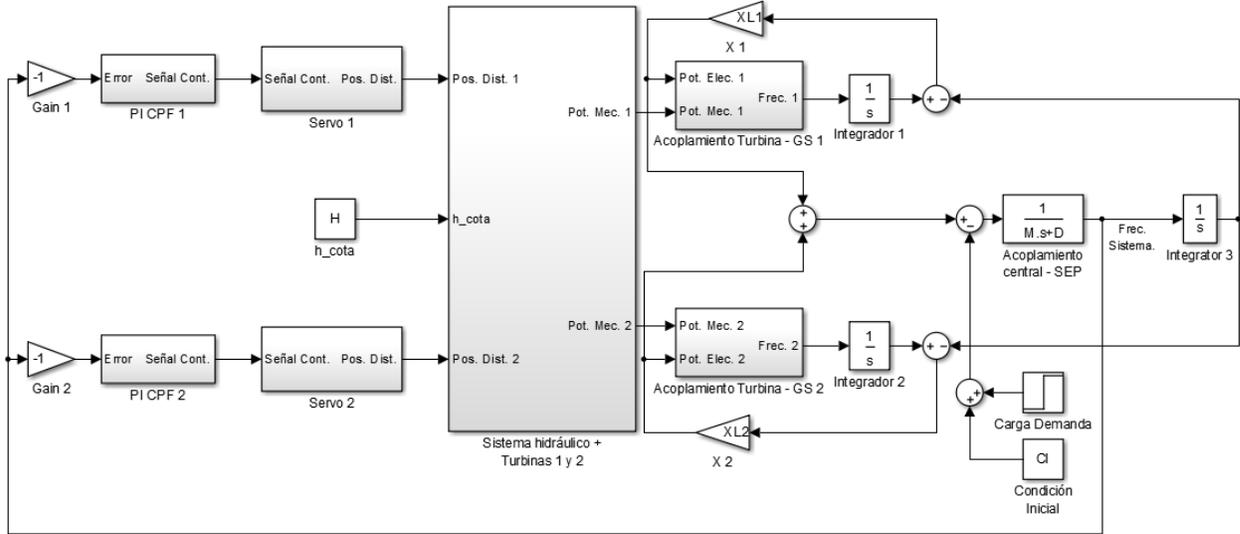


Figura 2.34: Diagrama de bloques para operación en red con regulador de frecuencia (CPF)

Para este caso, el regulador PI considera un estatismo permanente de $\sigma = 0,05$, al igual que para la configuración *operación en isla con regulador de frecuencia*.

Es posible observar que a la salida de cada bloque *Acoplamiento Turbina - GS* se tiene un bloque integrador, el cual integra el valor de la frecuencia de cada unidad y la transforma en ángulo δ_{GS} . Paralelamente cada unidad inyecta potencia eléctrica al sistema, las cuales se suman y se comparan con la potencia eléctrica exigida por parte de la demanda (bloques *Carga demanda* y *Condición inicial*). A la salida del bloque *Acoplamiento central - SEP* se tiene la frecuencia del sistema, la cual se integra utilizando un bloque integrador, transformando la señal a un ángulo δ_{sist} . Posteriormente dichos ángulos se restan y se multiplican por el inverso de la reactancia de la línea, representado por el bloque *XL1*. Con estos datos es posible obtener la potencia eléctrica generada por cada unidad usando la siguiente ecuación y aproximación.

$$P = \frac{V_{GS}V_{sist}}{X_{linea}} \sin(\delta_{GS} - \delta_{sist}) \approx \frac{\delta_{GS} - \delta_{sist}}{X_{linea}}$$

El cálculo de la potencia eléctrica se realiza bajo el supuesto de que el voltaje de la barra del generador es $V_{gen} = 1$ [p.u.] y el voltaje de la barra del sistema es $V_{sis} = 1$ [p.u.], es decir, no existen problemas de regulación de tensión. Además, cada central está conectada al sistema mediante su propia línea con reactancia de $X_{linea} = 0,66$ [p.u.], por lo que *XL1* en el modelo representa a $X_{linea}^{-1} = 1,5$ [p.u.].

La aproximación $\sin(\delta_{GS} - \delta_{sist}) \approx \delta_{GS} - \delta_{sist}$ es válida puesto que los escalones de potencia exigidos a la central son pequeños comparado con la potencia total del sistema.

Observación importante: nuevamente, la configuración presentada anteriormente corresponde a un modelo **no lineal**. Si se quiere transformar a un modelo linealizado basta con hacer el reemplazo explicado en la sección *Modelo operación en isla con regulador de frecuencia (CPF)*.

Modelo operación en red con regulador de potencia-frecuencia (CPF)

A continuación se presenta el modelo operación en red con regulador de potencia-frecuencia. Este modelo es similar al anterior, no obstante existen ciertas diferencias que se explicarán a continuación. Su representación se observa en la Figura 2.35.

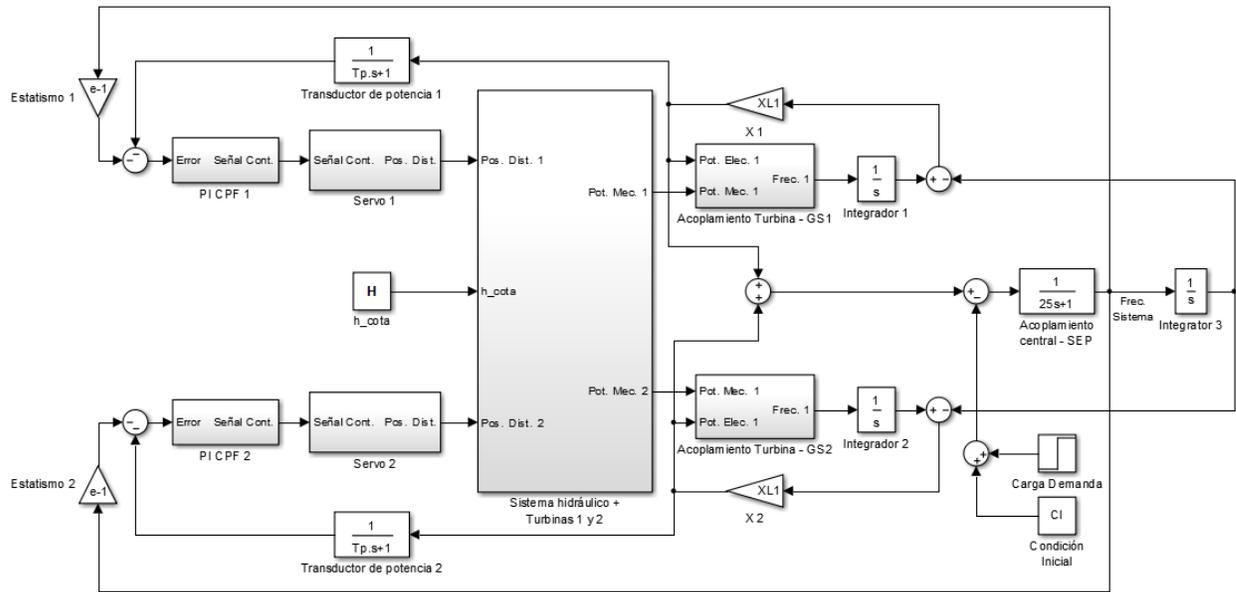


Figura 2.35: Diagrama de bloques para operación en red con regulador de potencia-frecuencia (CPF)

De la figura anterior es posible notar que los respectivos controladores reciben como señal realimentada tanto la frecuencia como la potencia. La primera señal se transforma desde frecuencia a potencia mediante un estatismo inverso, con valor $\sigma^{-1} = 20$. Luego, los reguladores PI poseen estatismo permanente $\sigma = 0$. La segunda señal se realimenta a partir de la potencia eléctrica generada por cada unidad, pasando por un transductor de potencia con constante de tiempo $T_p = 0,4$ [s]. Un transductor es un dispositivo que permite transformar cualquier señal en otra (en este caso eléctrica).

Los valores de reactancia de línea y supuestos para el cálculo de potencia eléctrica son los mismos explicados en la sección anterior.

Observación importante: nuevamente, la configuración presentada anteriormente corresponde a un modelo **no lineal**. Si se quiere transformar a un modelo linealizado basta con hacer el reemplazo explicado en la sección *Modelo operación en isla con regulador de frecuencia (CPF)*.

Controlador CSF

El controlador encargado del CSF es el que se presenta en la Figura 2.36.

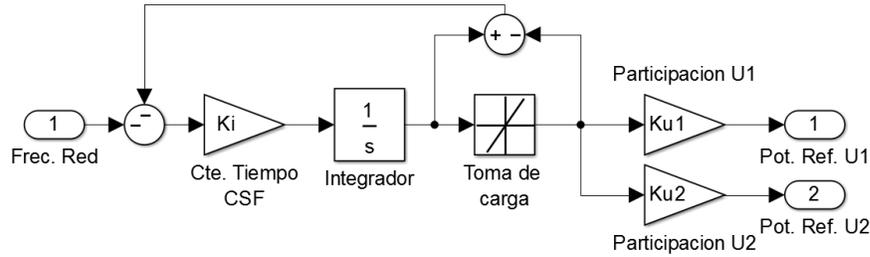


Figura 2.36: Diagrama de bloques controlador CSF

Este controlador está conformado por una constante integral K_i la cual multiplica el bloque integrador encargado de asegurar cero error en estado estacionario. A continuación se tiene un limitador de pendiente, que representa la toma de carga exigida a las unidades que participan del CSF. La toma de carga indica cuánto aumento de potencia se le puede exigir a la máquina por unidad de tiempo [MW/s] y se emplea con el fin de proteger la máquina ante un eventual mal ajuste de los controladores aguas arriba o ante alguna inestabilidad que pudiera ocurrir en el sistema. Se incluye además un *antiwind up* el cual es una técnica de control que tiene como objetivo realimentar negativamente la entrada del controlador con la diferencia entre la señal antes y después del limitador. Gracias a lo anterior, se evitan eventuales retardos que pudieran existir en el caso de que la señal de antes del limitador sea más rápida que la señal después del limitador. En el capítulo de los resultados se presentará un caso aplicado. Finalmente se tiene un bloque con una ganancia K_u que indica el nivel o porcentaje de participación de cada unidad en el CSF (pueden ser más de 2 unidades). Es importante destacar que la sumatoria de las participaciones siempre debe ser igual a 1.

Este bloque recibe como entrada la frecuencia de la red y entrega como salida las consignas de potencia de cada unidad participante.

Modelos centrales

Antes de presentar el modelo del subsistema de 2 centrales, se mostrará el diagrama de bloques de cada central por separado. Es importante destacar que para el diagrama de bloques que incluye el CSF, se consideró el **modelo lineal** del sistema hidráulico, es decir, el sistema está representado únicamente por el bloque mostrado en la sección 2.4.2.

Las 2 centrales modeladas aquí son la central Colbún, con un $T_w = 1,6$ [s], y la central Machicura con los siguientes parámetros:

- Constante de tiempo del agua $T_w = 1,9$ [s].
- Amortiguamiento del GS $D = 2,5$.
- Constante de inercia $H = 3,3$ [s].
- Reactancia de la línea $X_L = 1$ [p.u.].
- Estatismo $\sigma = 0,05$.

En la Figura 2.37 y 2.38 es posible observar la configuración en bloques de la central Colbún y la central Machicura, respectivamente.

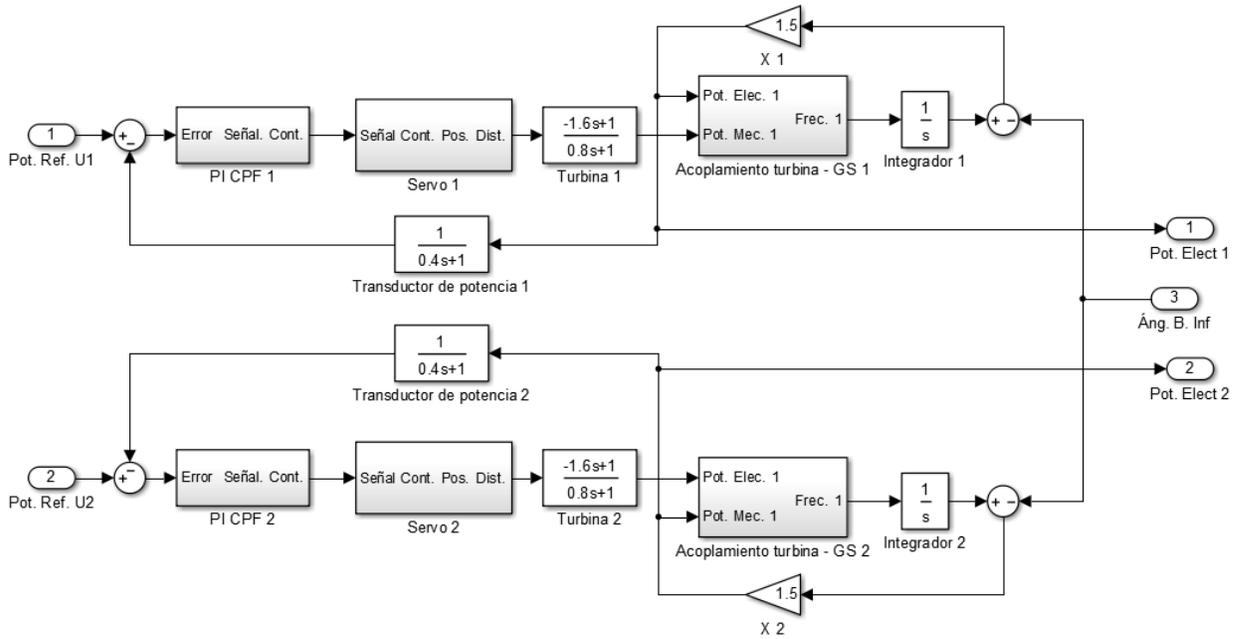


Figura 2.37: Diagrama de bloques de la central Colbún

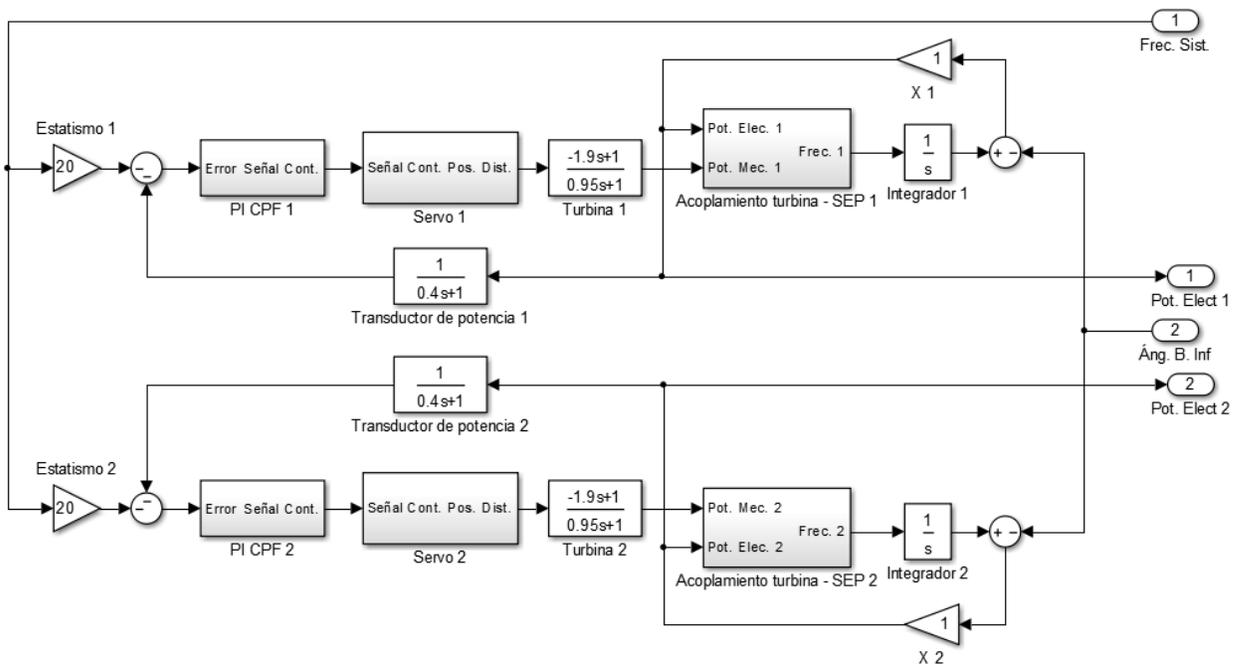


Figura 2.38: Diagrama de bloques de la central Machicura

Es importante notar que la central Colbún no realiza CPF ya que el regulador no tiene

un lazo de realimentación de la frecuencia, sino que el regulador sólo se encarga de controlar potencia. Este bloque recibe como entrada la potencia de referencia para cada unidad y el ángulo de la barra que representa al sistema. Entrega como salida la potencia eléctrica que inyecta cada unidad por separado.

Por su parte, la central Machicura sí realiza el CPF, puesto que el controlador que posee es del tipo potencia-frecuencia. Este bloque recibe como entrada la frecuencia del sistema y el ángulo de la barra infinita, y entrega como salida la potencia eléctrica que inyecta cada unidad por separado.

Modelo de CSF centralizado en el CDEC

En esta sección se presentará un modelo conformado por 4 unidades: 2 corresponden a la central Colbún y las 2 restantes pertenecen a la central Machicura. Las unidades de Colbún se encargan del CSF exclusivamente y las de Machicura se encargan del CPF exclusivamente.

Esta configuración corresponde a la primera alternativa que propone el Artículo 3-17 de la NTSyCS: un control secundario de frecuencia centralizado en el CDEC-SIC. Su diagrama de bloques se muestra en la Figura 2.39.

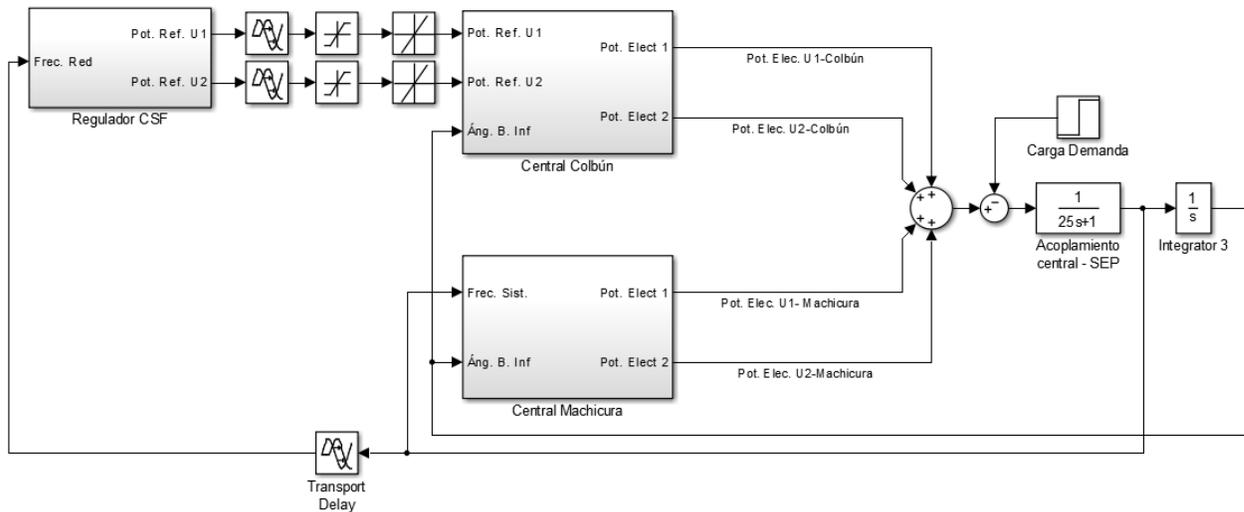


Figura 2.39: Diagrama de bloques para CSF centralizado en el CDEC-SIC

Tal como se observa en la Figura 2.39, para cada unidad se incluyen limitadores de pendiente (tomas de carga) y un bloque de saturación que define los límites de potencia máxima y mínima de cada generador. Además se agregan bloques que representan retardos en el envío y recepción de las señales de frecuencia. Es importante notar que el regulador aguas arriba es común para ambas unidades.

Modelo de CSF localizado en Colbún

El modelo de CSF localizado en una central (en particular en Colbún) corresponde a la segunda alternativa presentada en el Artículo 3-17.

La configuración es muy similar a la de la sección anterior ya que se mantiene el sistema de 4 unidades, 2 de ellas realizando el CPF y las 2 restantes el CSF. Las diferencias que se

aprecian son que cada unidad posee su propio regulador de CSF aguas arriba, por lo que se elimina el bloque que define las participaciones, se considera un único bloque que define la toma de carga (al interior del bloque *CSF*), se eliminan los retardos en el envío y recepción de las señales, debido a que corresponde a un control localizado y se mantienen los bloques de saturación. Su representación se muestra en la Figura 2.40.

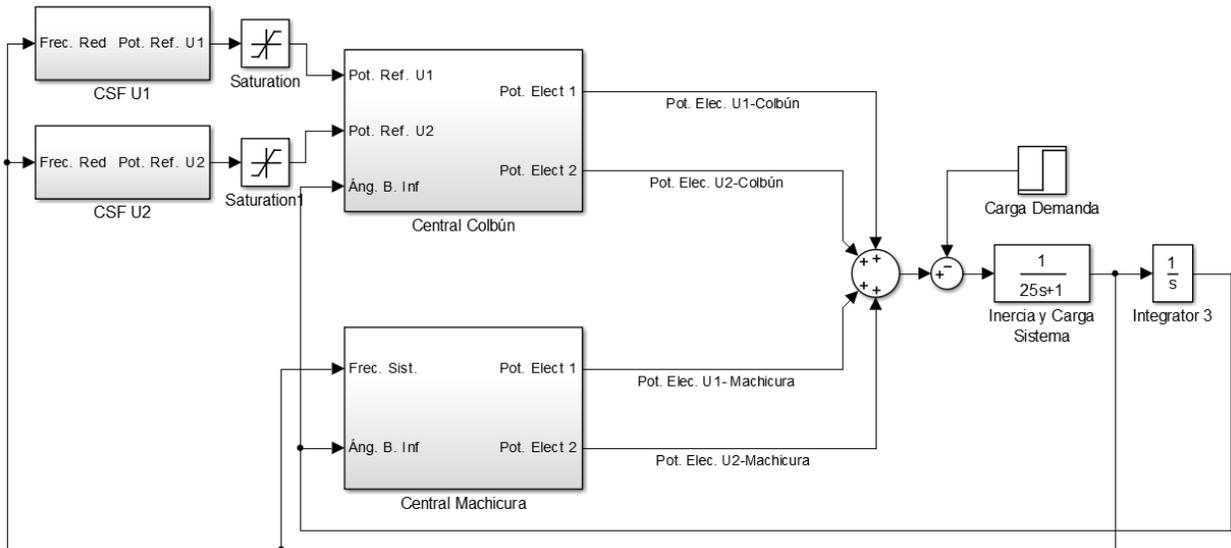


Figura 2.40: Diagrama de bloques para CSF localizado en Colbún

Capítulo 3

Métodos de ajuste de controladores

En la literatura y publicaciones es posible encontrar un sinnúmero de metodologías para el ajuste de controladores PID o PI: ajuste vía *Internal Model Control* (IMC) [17], métodos por cancelación de polos [18], ajuste a partir de la respuesta a escalón monótona [19], control autoadaptativo [20], método por *Maximum Peak Resonance Specification* (MPRS) [21], método algebraico, entre muchos otros. Cada cual se basa en el tipo de respuesta que se desea obtener ante una entrada escalón, que conducen a un ajuste óptimo de las ganancias proporcional, integral y derivativa.

En este capítulo se presentarán dos métodos donde cada cual posee ciertas restricciones, ventajas y desventajas que hay que considerar al momento de diseñar el controlador. El primero corresponde al método *Ziegler-Nichols*, el cual es más bien empírico y tiene la ventaja de que no se necesita saber la función de transferencia de la planta. Las fórmulas propuestas para cada tipo de ganancia son el resultado de una gran cantidad de pruebas ensayo-error. El segundo es una metodología que propone sus ajustes en función de los diagramas de Bode de la planta. Este método consiste en obtener la respuesta en frecuencia (magnitud y fase) de la planta a lazo abierto y, a partir de los datos y ciertas condiciones fijadas por el diseñador, calcular las ganancias del controlador. A diferencia del primer método, el método de ajuste por Bode requiere saber la función de transferencia de la planta.

3.1. Método *Ziegler-Nichols*

Este método propone fijar en un principio las ganancias integral y derivativa en cero, mientras que la ganancia proporcional se aumenta hasta el punto de obtener un sistema al borde de la inestabilidad y constantemente oscilatorio, es decir, con el coeficiente de amortiguamiento $\zeta = 0$ (Ver Figura 3.1).

Si se llama a dicha ganancia K_u y al período de oscilación de la onda T_u , entonces para el ajuste de un PID, las ganancias proporcional, integral y derivativa se calculan según las siguientes fórmulas [22].

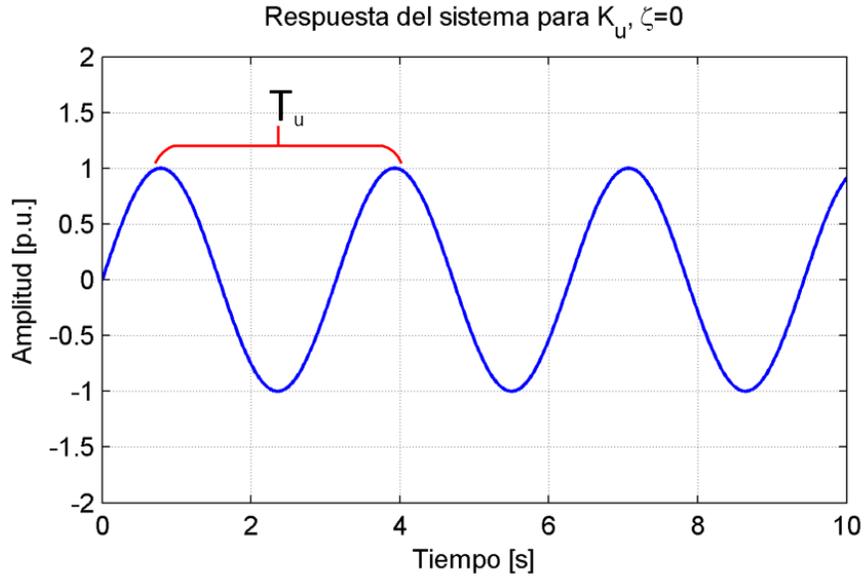


Figura 3.1: Respuesta oscilatoria para K_u , con $\zeta = 0$

$$K_p = 0,6K_u \quad (3.1)$$

$$K_i = \frac{2K_p}{T_u} \quad (3.2)$$

$$K_d = \frac{K_p T_u}{8} \quad (3.3)$$

Si lo que se busca es ajustar un controlador PI, basta con emplear las siguientes fórmulas.

$$K_p = 0,45K_u \quad (3.4)$$

$$K_i = \frac{1,2K_p}{T_u} \quad (3.5)$$

De acuerdo a los análisis realizados, la respuesta a escalón usando un controlador PI o PID ajustado por este método no asegura un amortiguamiento, tiempo de establecimiento o sobrepaso constantes debido a que las ganancias se propusieron a partir de resultados netamente empíricos. Sin embargo con los ajustes propuestos, Ziegler y Nichols apuntaron a que exista una razón de amplitud en torno a un 25%, esto es, que la razón entre la primera (A_1) y segunda amplitud máxima (A_2) cumplan con la condición de $\frac{A_2}{A_1} = \frac{1}{4}$ [23].

Si bien esta condición no necesariamente se cumplirá para todo tipo de plantas, sí asegura una respuesta amortiguada y estable del sistema y permite dar un punto de partida para un ajuste más fino a partir de los resultados entregados por este método.

Como ventaja se tiene que el método es aplicable a la planta del orden que se desee, no obstante puede resultar riesgoso hacer que el sistema oscile en forma constante con amortiguamiento nulo (ver Figura 3.1).

3.2. Método según Bode

3.2.1. Preliminares

Sea una planta a lazo abierto definida por la función de transferencia $G(s)$. La función de transferencia a lazo cerrado es,

$$TF(s) = \frac{G(s)}{1 + G(s)} \quad (3.6)$$

Si se excita al sistema en la entrada con una onda sinusoidal, en la salida también se obtendrá una onda sinusoidal, la cual dependiendo de la función de transferencia de la planta, puede presentar una amplitud y un desplazamiento distinto al de la entrada. Los diagramas de Bode se utilizan para graficar dicho comportamiento: cómo varía la amplitud de la onda y el desplazamiento en fase de la salida cuando se excita al sistema en un rango de frecuencia definido.

Para evitar que la planta a lazo cerrado sea inestable, es necesario que se cumpla la condición de que el denominador de la función de transferencia sea siempre distinto de cero. En otras palabras, lo que se busca evitar es que,

$$1 + G(s) = 0 \Rightarrow |G(s)| = -1 \quad (3.7)$$

Lo que es equivalente a tener una ganancia de la planta igual a 1 y un desfase de -180° . El margen de fase define cuán alejado se encuentra la planta de estos -180° y entrega un margen de seguridad en el cual se va a asegurar la estabilidad del sistema. Matemáticamente el margen de fase se define utilizando la siguiente ecuación:

$$MF = Fase_{planta} + 180^\circ \quad (3.8)$$

Donde $Fase_{planta}$ es la fase en grados que aporta la planta.

3.2.2. Descripción del método

El controlador que propone este método es del tipo PI. Su función de transferencia se muestra a continuación.

$$G_c(s) = \frac{K_c(s + z)}{s} \quad (3.9)$$

Donde K_c y z son los parámetros a ajustar.

Para aplicar este método es necesario saber la respuesta en frecuencia (magnitud y fase) de la planta a lazo abierto (Figura 3.2).

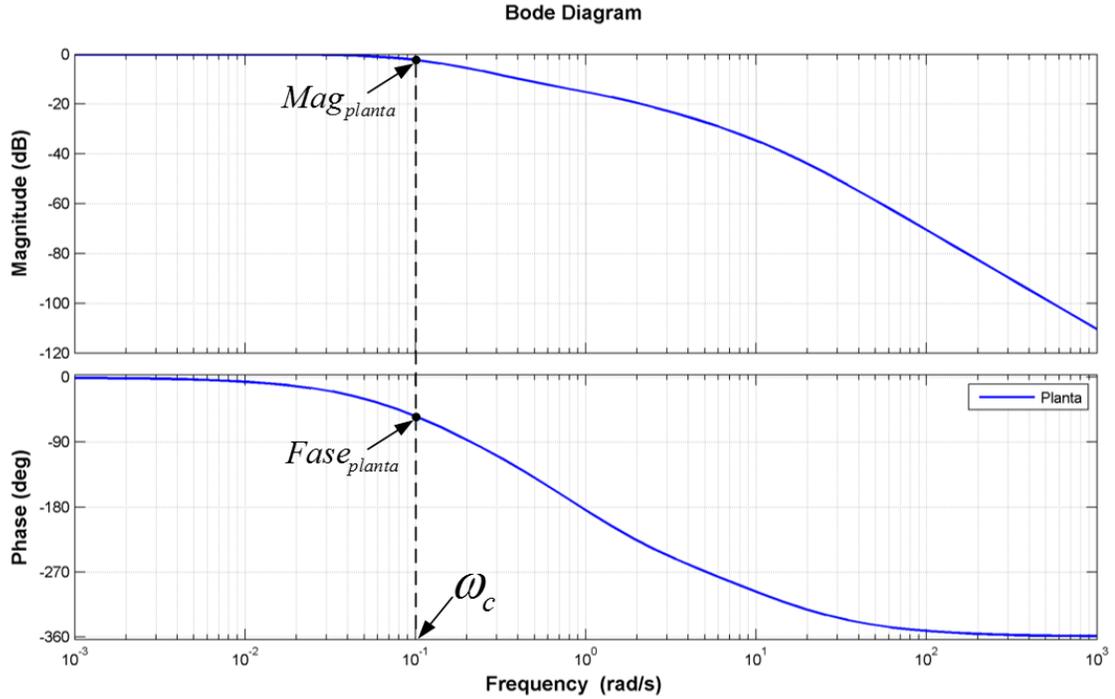


Figura 3.2: Diagrama de bode de una planta a lazo abierto

Para obtener los parámetros del controlador es necesario fijar a priori el margen de fase (MF) y la frecuencia de corte ω_c del conjunto Planta+Controlador. Luego, se deben buscar los valores de Mag_{planta} (en valor absoluto) y $Fase_{planta}$ del diagrama de bode de la planta a lazo abierto para dicho ω_c , tal como se observa en la Figura 3.2.

El margen de fase se obtiene a partir de la siguiente expresión,

$$MF = Fase_{planta+PI} + 180^\circ \quad (3.10)$$

A partir de esta ecuación es posible calcular la fase que debe poseer la planta y el controlador ($Fase_{planta+PI}$).

$$Fase_{planta+PI} = MF - 180^\circ$$

Luego, se calcula cuánto ángulo debe aportar sólo el controlador considerando la $Fase_{planta+PI}$ y la $Fase_{planta}$.

$$Fase_{PI} = Fase_{planta+PI} - Fase_{planta}$$

A continuación se calcula cuánto debe aportar el cero del PI, puesto que la parte integradora aporta -90° . Luego,

$$-90^\circ + Ang_{cero} = Fase_{PI} \Rightarrow Ang_{cero} = Fase_{PI} + 90^\circ$$

Finalmente, el cero del controlador se calcula mediante,

$$z = \frac{\omega_c}{\tan(Ang_{cero})} \quad (3.11)$$

Para asegurar que la frecuencia de corte sea donde se fijó en un principio, se calcula la ganancia del controlador K_c imponiendo la siguiente igualdad,

$$Mag_{planta} \left| \frac{j\omega_c + z}{j\omega_c} \right| K_c = 1 \quad (3.12)$$

De la Ecuación 3.11 el cero del controlador debe ser negativo, es decir, z debe ser positivo. Esto se cumple si $0^\circ < Ang_{cero} < 90^\circ$. Tomando la primera desigualdad y utilizando las ecuaciones anteriormente expuestas se tiene,

$$\begin{aligned} 0^\circ &< Ang_{cero} \\ 0 &< 90^\circ + Fase_{PI} \\ -90^\circ &< Fase_{PI} \\ -90^\circ &< Fase_{planta+PI} - Fase_{planta} \\ -90^\circ &< MF - 180^\circ - Fase_{planta} \\ 90^\circ &< MF - Fase_{planta} \end{aligned}$$

Similarmente, tomando la segunda desigualdad se tiene,

$$\begin{aligned} Ang_{cero} &< 90^\circ \\ Fase_{PI} + 90^\circ &< 90^\circ \\ Fase_{planta+PI} - Fase_{planta} &< 0^\circ \\ MF - 180^\circ - Fase_{planta} &< 0^\circ \\ MF - Fase_{planta} &< 180^\circ \end{aligned}$$

En conclusión, debe cumplirse que,

$$90^\circ < MF - Fase_{planta} < 180^\circ \quad (3.13)$$

El margen de fase elegido impactará directamente el amortiguamiento que se requiera. Si se desea una respuesta amortiguada entonces se deberá elegir un margen de fase mayor que si se desea una respuesta poco amortiguada y con muchas oscilaciones. En el caso particular de una planta de orden 2, es posible obtener una función matemática que relaciona directamente el coeficiente de amortiguamiento ζ con el margen de fase (MF) [22]. En la Figura 3.3 se observa un gráfico de cómo se relacionan estos 2 parámetros.

$$MF = \arctan \frac{2\zeta}{\sqrt{\sqrt{1 + 4\zeta^4} - 2\zeta^2}} \quad (3.14)$$

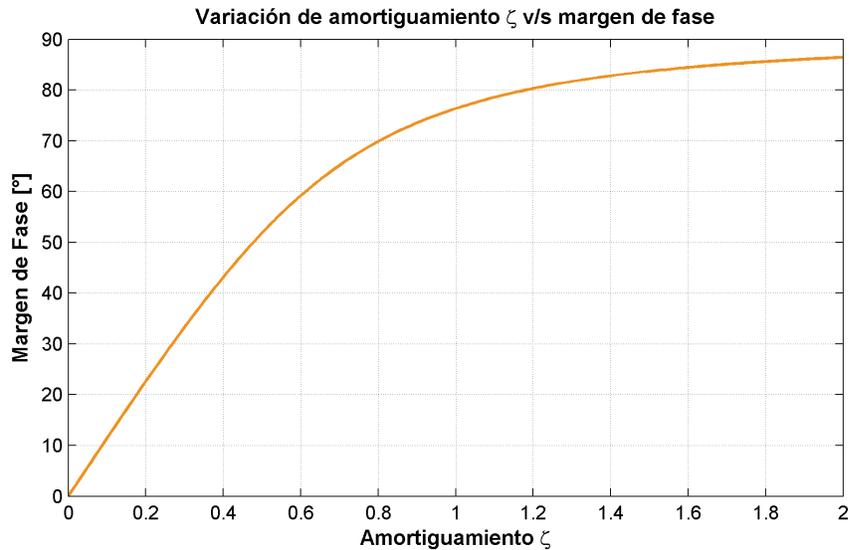


Figura 3.3: Amortiguamiento ζ v/s Margen de Fase

Para funciones de transferencia de orden superior, los polos adicionales modificarán la respuesta y por ende la fórmula anterior puede ser usada sólo como una primera aproximación. De todas formas, siempre se cumplirá la relación entre el MF y ζ : a mayor MF , mayor ζ y viceversa.

Por otro lado la velocidad de respuesta está relacionada con el ancho de banda, el cual queda determinado por la frecuencia de corte ω_c . Mientras mayor sea el ancho de banda, entonces se tendrá una respuesta más rápida (y viceversa). Es decir, si por ejemplo se desea disminuir el tiempo de subida a la mitad, entonces el ancho de banda debe duplicarse aproximadamente.

Tal como se mencionó anteriormente, el margen de fase MF y la frecuencia de corte ω_c definen la ganancia K_c y el cero z del controlador. La elección de ambos parámetros deben cumplir con el rango presentado en la Ecuación (3.13). Se recomienda primeramente fijar el margen de fase utilizando como aproximación la Ecuación (3.14) en el caso de tener una planta de orden superior a 2. Luego se recomienda fijar una frecuencia de corte adecuada y observar los resultados de la simulación. Si la respuesta en el tiempo se ajusta a las exigencias establecidas por el diseñador, entonces se deben obtener las ganancias proporcional e integral, en caso contrario, se puede reajustar modificando la frecuencia de corte (si se quiere modificar la velocidad de respuesta) o el margen de fase (si se desea modificar el amortiguamiento y *overshoot*).

Al diseñar un controlador en el contexto de la regulación de frecuencia y potencia, se hace imprescindible que la señal tenga cero error en estado estacionario, por lo que es obligación poner un bloque integrador. Dicho bloque agrega de inmediato un desfase de -90° . En muchas ocasiones, el sistema puede tornarse inestable por la simple adición de este bloque, por lo que se hace necesario agregar un cero real y negativo, el cual compensa el efecto del integrador. De esta forma, mediante la acción conjunta de ambos bloques se podrá llegar al margen de fase y frecuencia de corte fijado por el diseñador.

A modo de ejemplo se mostrará el siguiente caso simplificado. Se tiene la siguiente planta hidráulica tal como se muestra en la Figura 3.4.

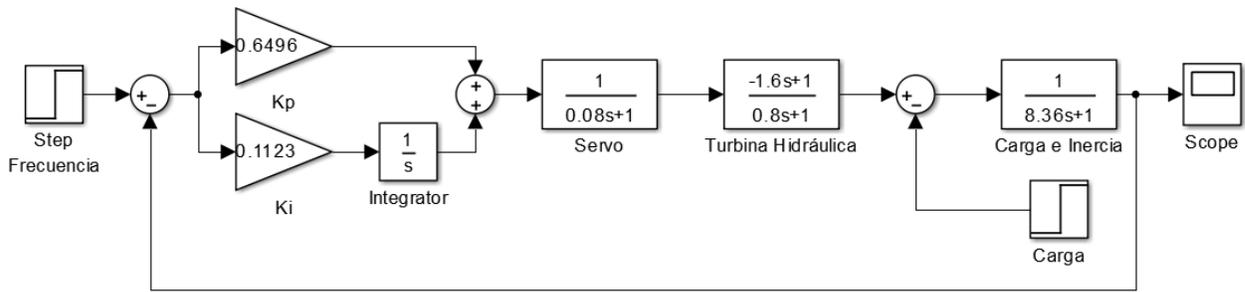


Figura 3.4: Planta hidráulica simplificada

Inicialmente se fija $K_p = 1$ y $K_i = 0$ de modo que no exista el controlador. Con esto se obtiene el diagrama de bode de la planta a lazo abierto. Se fijó el margen de fase deseado final en $65,15^\circ$. Si se fija la frecuencia de corte $\omega_c = 0,1$, se observa del diagrama de bode que la magnitud actual (en valor absoluto) y la fase es de $0,771$ y $-54,9^\circ$, respectivamente (ver Figura 3.5), cumpliendo además con la desigualdad de la Ecuación 3.13.

Aplicando el método de ajuste explicado anteriormente se obtiene el siguiente controlador.

$$PI(s) = \frac{0,6496s + 0,1123}{s}$$

En la Figura 3.5 se grafica a modo de comparación la respuesta en frecuencia de la planta sin el controlador, del controlador únicamente y de la planta + controlador.

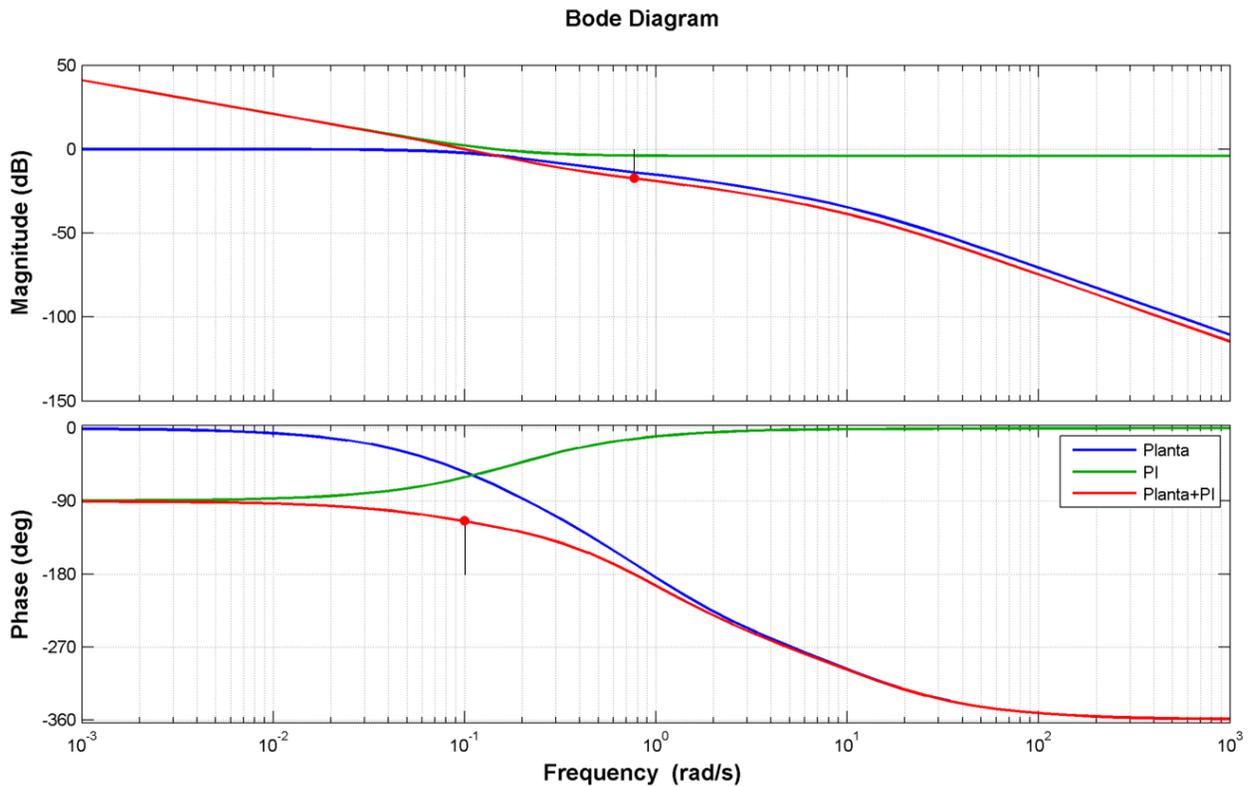


Figura 3.5: Respuesta en frecuencia para: planta, controlador y planta+controlador

Se observa que si el controlador hubiese tenido sólo la parte integral, el sistema se hubiese vuelto inestable. Sin embargo, la adición del cero real y negativo permitió que se pudiera llegar al margen de fase deseado y que la frecuencia de corte sea efectivamente la fijada a priori.

3.2.3. Análisis de sensibilidad

Manteniendo la misma planta presentada anteriormente se realizaron 2 análisis de sensibilidad: el primero consiste en ver cómo varía la respuesta en el tiempo y en frecuencia cuando se mantiene fijo el margen de fase mientras se varía la frecuencia de corte; el segundo muestra lo mismo pero manteniendo fija la frecuencia de corte mientras se varía el margen de fase.

Sensibilidad de ω_c con MF fijo

El margen de fase se dejó fijo en $65,15^\circ$ y se varió la frecuencia de corte desde los $0,3$ [rad/s] hasta los $0,06$ [rad/s]. En la Figura 3.6 se observan los diagramas de bode y en la Figura 3.7 se presenta la respuesta en el tiempo.

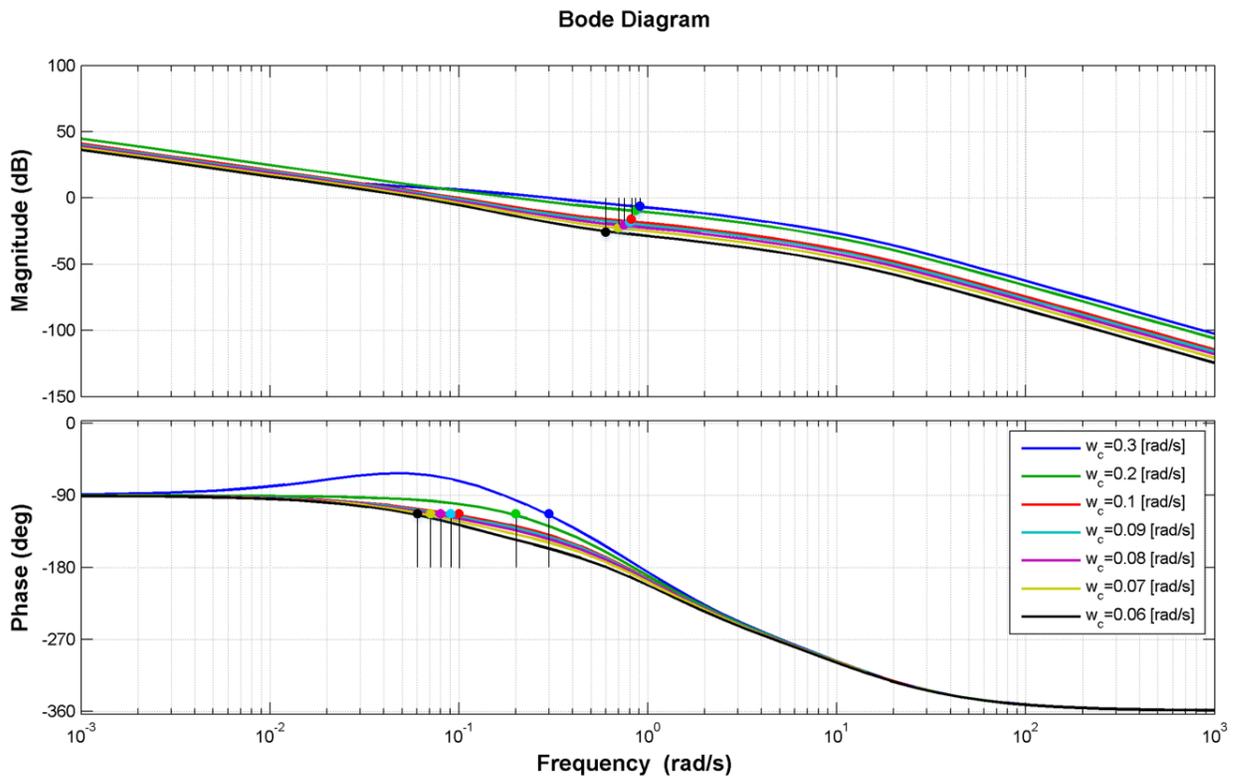


Figura 3.6: Diagramas de bode para distintos ω_c , con MF fijo

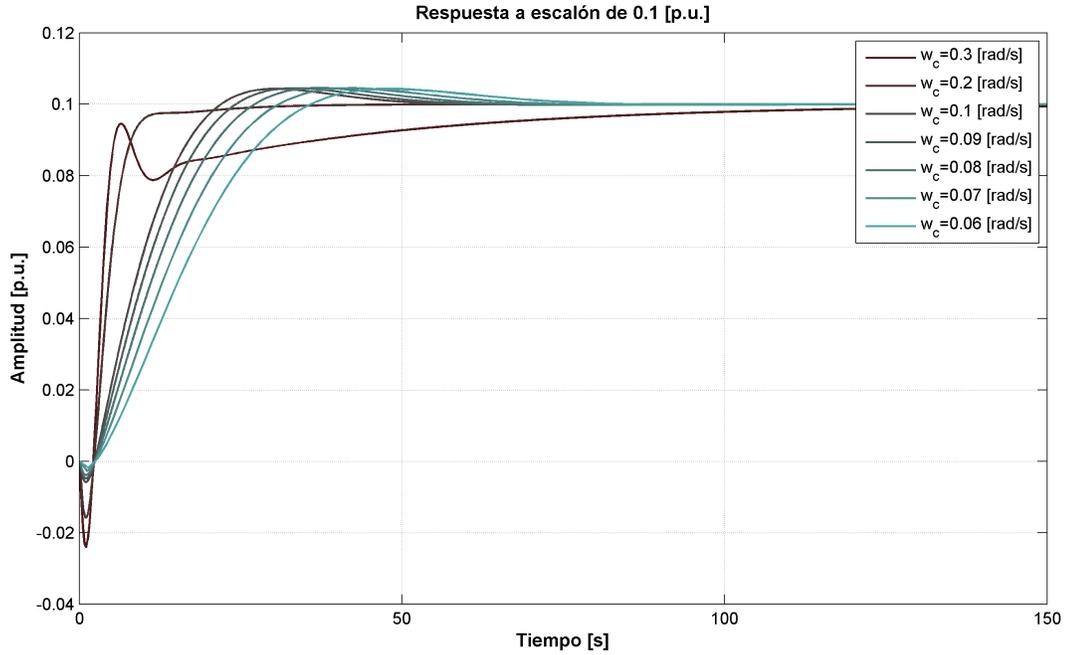


Figura 3.7: Respuesta en el tiempo para distintos ω_c , con MF fijo

En la Tabla 3.1 se muestran los valores de K_c , del cero del controlador z , la ganancia proporcional K_p , la integral K_i y el margen de ganancia MG .

ω_c [rad/s]	MG [dB]	K_c	z	K_p	K_i
0,3	6,68	2,489	0,031	2,489	0,079
0,2	9,68	1,659	0,106	1,659	0,176
0,1	17,4	0,629	0,179	0,629	0,112
0,09	18,9	0,521	0,194	0,521	0,101
0,08	20,6	0,413	0,216	0,413	0,089
0,07	22,7	0,306	0,254	0,306	0,077
0,06	25,2	0,199	0,330	0,199	0,065

Tabla 3.1: Datos obtenidos del análisis de sensibilidad de ω_c

De los gráficos y datos se observa que el variar la frecuencia de corte tiene un impacto principalmente en el tiempo de establecimiento, mientras que la influencia sobre el amortiguamiento y *overshoot* es notablemente menor. Además, a medida que se disminuye ω_c se tendrá un mayor margen de ganancia. Es importante notar que existe un acople entre las ganancias K_p y K_i con la frecuencia de corte ω_c , es decir, si se desea que ω_c sea menor, se debe disminuir K_p y K_i , y viceversa.

Sensibilidad de MF con ω_c fijo

La frecuencia de corte se dejó fija en 0,1 [rad/s] y se varió el margen de fase desde los 40° hasta los 100° . En la Figura 3.8 se observan los diagramas de bode y en la Figura 3.9 se presenta la respuesta en el tiempo.

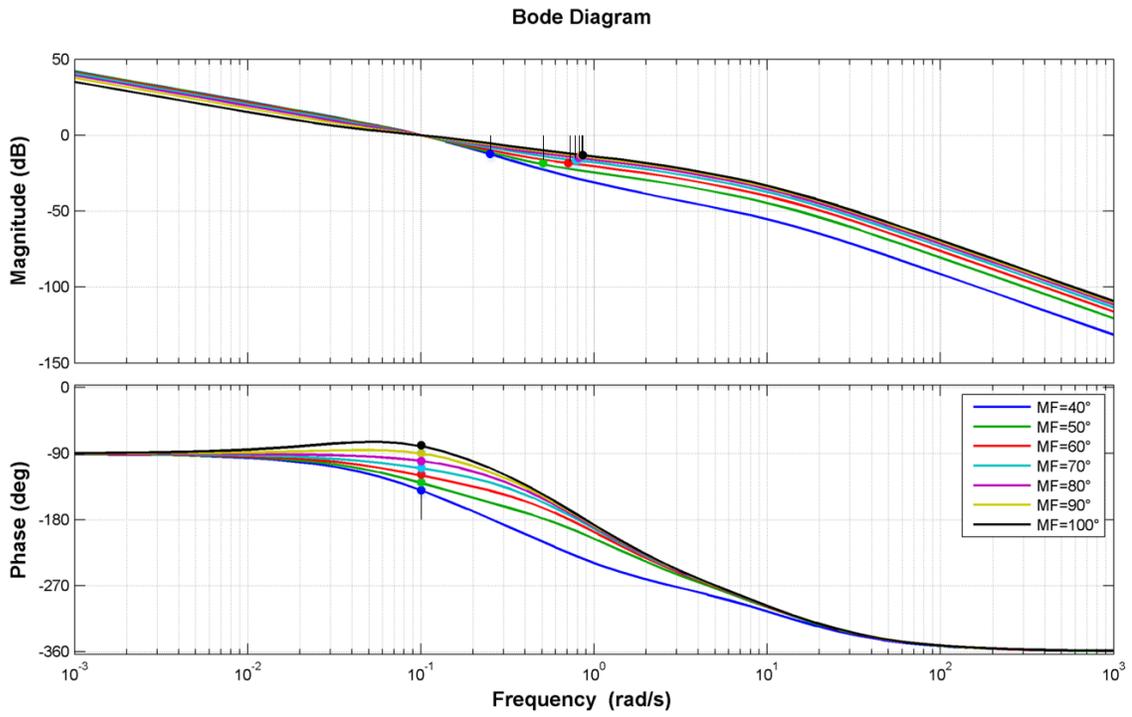


Figura 3.8: Diagramas de bode para distintos MF , con ω_c fijo

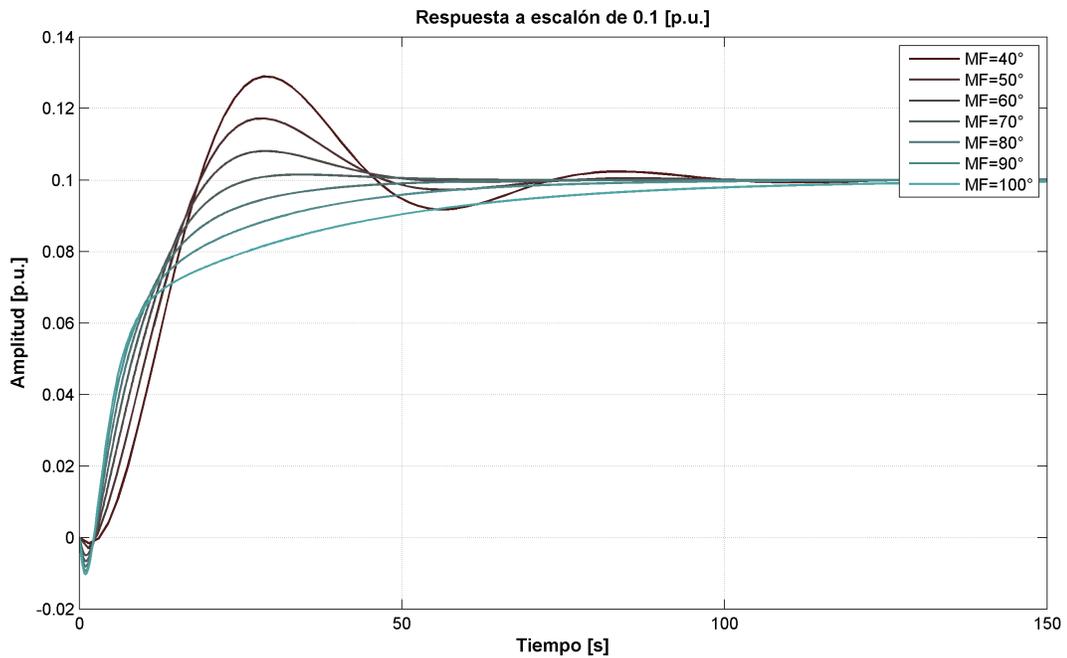


Figura 3.9: Respuesta en el tiempo para distintos MF , con ω_c fijo

En la Tabla 3.2 se muestran los valores de K_c , del cero del controlador z , la ganancia proporcional K_p , la integral K_i y el margen de ganancia MG .

MF°	MG [dB]	K_c	z	K_p	K_i
40	12,9	0,090	1,423	0,090	0,128
50	19,6	0,312	0,400	0,312	0,125
60	18,5	0,525	0,224	0,525	0,117
70	16,5	0,722	0,148	0,722	0,107
80	15	0,897	0,103	0,897	0,092
90	14	1,044	0,072	1,044	0,075
100	13,2	1,160	0,048	1,160	0,056

Tabla 3.2: Datos obtenidos del análisis de sensibilidad de MF

De los gráficos y datos es posible observar que la elección del margen de fase impacta en el amortiguamiento, *overshoot* y tiempo de establecimiento de la respuesta en el tiempo. En la respuesta en frecuencia se aprecia que un aumento del margen de fase se traduce en una tendencia a la reducción del margen de ganancia. Con respecto a las ganancias del controlador se observa que el MF impacta principalmente en la ganancia proporcional K_p , es decir, un aumento de MF tendrá como consecuencia un aumento de K_p . Luego, no se tiene un gran acople entre el margen de fase y la ganancia integral K_i .

La ventaja de este método es que se tiene un control sobre el comportamiento de la respuesta que se desea, tanto en el tiempo (control sobre el amortiguamiento y tiempo de establecimiento) como en frecuencia (control sobre el margen de fase y ganancia). No obstante, la gran desventaja es que para emplear dicho método es necesario tener un conocimiento absoluto de los parámetros de la planta. Además, este método sólo puede aplicarse a sistemas lineales.

Capítulo 4

Metodología

En la Figura 4.1 se presenta un resumen de la metodología empleada en esta memoria, aplicada para el caso particular de la Central Colbún.

La metodología se puede subdividir en 2 grandes etapas. La primera consiste en ajustar en forma óptima los reguladores PI encargados del CPF. Una vez obtenido el conjunto de parámetros para cada tipo de regulador, se pasa a la siguiente etapa la cual corresponde al estudio de las 2 alternativas para el CSF presentadas en el Artículo 3-17 de la NTSyCS. En las siguientes secciones se explicará en detalle cada etapa.

4.1. Ajuste de los reguladores del CPF

En la **revisión bibliográfica** se estudian y presentan todos los conceptos relacionados con el control de frecuencia (CPF y CSF), los distintos mecanismos de regulación empleados para cada tipo de control y toda la teoría tras la modelación de un sistema hidráulico utilizando diagramas de bloques. Paralelamente se estudian distintas metodologías para ajustar controladores PI y se seleccionan aquellas que se ajustan mejor al contexto del control de frecuencia de un sistema hidráulico. En la **recopilación de parámetros** se consultan las bases de datos, estudios e informes de Colbún con el fin de reunir todos los parámetros necesarios (constantes de tiempo, de pérdidas, reactancias, ganancias, etc.) para construir el modelo hidráulico de la central.

A continuación, con la ayuda de Simulink de Matlab, se desarrolla un **modelo lineal** del sistema hidráulico de Colbún para distintas configuraciones: operación en isla y operación en red. Las consideraciones de estas configuraciones se presentarán en el siguiente capítulo. Basándose en dicho modelo y utilizando las metodologías definidas para ajustar los respectivos reguladores PI del CPF, **se ajustan las ganancias** hasta obtener una respuesta en el tiempo de la frecuencia y potencia que cumpla con las exigencias de la NTSyCS.

Luego se construye un **modelo no linealizado** para las mismas configuraciones. Aquí se consideran diversos **escenarios** los cuales se detallarán en el capítulo siguiente. Los parámetros de los reguladores obtenidos utilizando el modelo lineal se aplican al modelo no lineal, donde a partir de una perturbación del tipo escalón de carga se obtiene la respuesta en el tiempo de la frecuencia y potencia. En el caso de que el comportamiento de dichas variables no se ajuste a las exigencias establecidas en la NTSyCS, se debe volver a ajustar los reguladores del CPF utilizando el modelo linealizado. Por el contrario, si dichos ajustes entregan una respuesta en el tiempo satisfactoria en términos de las exigencias de la norma, entonces

se fijan dichos parámetros como los definitivos.

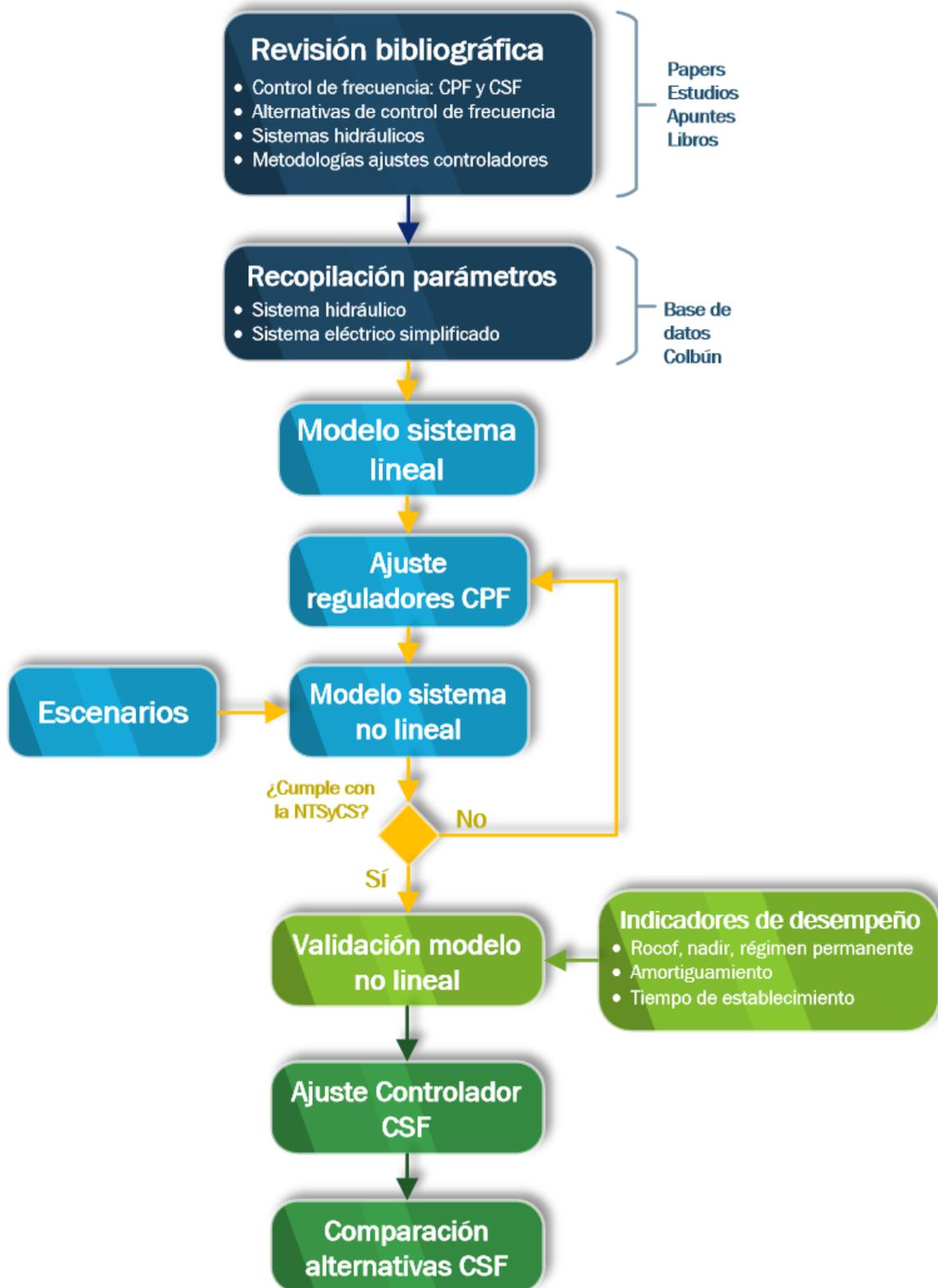


Figura 4.1: Metodología empleada

Es importante destacar que para ajustar los reguladores se utiliza exclusivamente el modelo lineal. Esto se debe a que las metodologías sólo se pueden aplicar a modelos lineales y no a los no lineales.

A continuación se establece una comparación entre las respuestas en el tiempo de la frecuencia y potencia de los modelos lineal y no lineal, aplicando para ambos modelos los mismos ajustes de los reguladores del CPF definidos anteriormente. Lo que se busca es cuantificar cuán alejado se encuentra el modelo lineal del no lineal, para todas las configuraciones. Para ello se utilizan los siguientes **indicadores de desempeño**: Rocof, Nadir y el valor del régimen permanente. Estos se describen a continuación.

- **Rocof** (*Rate Of Change Of Frequency*): indica la tasa de cambio de frecuencia (pendiente de la curva). Se midió luego de 1 segundo aplicada la perturbación.

$$r = \frac{m_{base} - m}{m_{base}} \cdot 100[\%] \quad (4.1)$$

- **Nadir**: indica el mínimo valor que alcanza la frecuencia luego de la perturbación.

$$n = \frac{f_{min_{base}} - f_{min}}{f_{min_{base}}} \cdot 100[\%] \quad (4.2)$$

- **Valor régimen permanente**: indica el valor que toma la frecuencia luego de que actuó la respuesta inercial y el CPF. Es decir, indica el nuevo equilibrio del sistema.

$$r_p = \frac{f_{rp_{base}} - f_{rp}}{f_{rp_{base}}} \cdot 100[\%] \quad (4.3)$$

Además se miden y comparan los coeficientes de amortiguamiento de la frecuencia y potencia y el tiempo de establecimiento de esta última. Para el cálculo del coeficiente de amortiguamiento se utiliza la ecuación presentada en el Artículo 5-44 de la NTSyCS (su demostración puede encontrarse en el Apéndice A.1.).

$$\zeta = \frac{-\ln(R_A)}{2\pi\sqrt{1 + \frac{\ln(R_A)^2}{4\pi^2}}} \quad (4.4)$$

Donde $R_A = \frac{A_2}{A_1}$, A_1 es la amplitud de la primera oscilación y A_2 es la amplitud de la segunda.

Una vez obtenidos los indicadores de desempeño, amortiguamientos y tiempo de establecimiento para cada modelo (lineal y no lineal), configuración y escenarios, se establece una comparación porcentual tomando como referencia el modelo no linealizado. Para ello se utiliza la siguiente expresión.

$$Error = \frac{X_{nolineal} - X_{lineal}}{X_{nolineal}} [\%] \quad (4.5)$$

Donde $X_{nolineal}$ y X_{lineal} corresponden a los índices que se desean comparar.

El modelo no lineal se considera un modelo válido y cercano a la realidad, no obstante, a partir de la comparación de los modelos no lineal versus lineal, se busca **justificar el uso del sistema linealizado** como una buena aproximación del modelo no lineal. Luego, a partir de este punto se considera el modelo linealizado para el análisis posterior del CSF.

4.2. Comparación de alternativas del CSF

Una vez ajustados los reguladores del CPF, el análisis de las alternativas para el CSF se realiza utilizando el modelo lineal, tal como se mencionó anteriormente. Para ello, además del modelo de la Central Colbún se diseña otro modelo linealizado que representa una segunda central. Ambas centrales se conectan al sistema eléctrico representado por un generador equivalente. Debido a que se desea estudiar el CSF aplicado a la central Colbún, esta central se define como la única encargada del CSF con su respectivo regulador aguas arriba, mientras que la central restante es la encargada exclusiva del CPF. Estos modelos fueron presentados en el Capítulo 2 y las consideraciones específicas se detallarán en el capítulo siguiente.

Antes de realizar cualquier análisis de las alternativas de CSF, se realiza un **ajuste de este controlador**. A partir de las simulaciones resultantes de un emplar un escalón de carga, se ajusta la ganancia integral del bloque integrador que gobierna el regulador y los bloques limitadores de pendiente que representan la toma de carga del regulador y de las unidades.

A continuación se realiza la comparación de las 2 alternativas para el CSF propuestas en la NTSyCS: CSF centralizado en el CDEC-SIC y CSF localizado en la Central Colbún. Para la primera alternativa se realiza un análisis de la respuesta en el tiempo de la frecuencia ante un escalón de carga para distintas combinaciones de tomas de carga en el limitador de pendiente del regulador y los de cada unidad.

Para la segunda alternativa se estudia el efecto de fijar distintas ganancias integrales a los respectivos reguladores del CSF y distintas tomas de carga de cada unidad, en las respuestas en el tiempo de frecuencia y potencia ante un escalón de carga. Los modelos y las consideraciones empleadas para ambas alternativas se presentarán en detalle en el capítulo siguiente.

Finalmente, se presentan las principales conclusiones y recomendaciones a partir de los resultados obtenidos.

Capítulo 5

Casos de estudio

En esta memoria se exploran distintas configuraciones y escenarios para el análisis del desempeño de los reguladores encargados del CPF y para el estudio de las 2 alternativas del CSF. En este capítulo se presentarán en detalle todos los supuestos y consideraciones empleados para la obtención de resultados.

5.1. Estudio de reguladores del CPF

Tal como se indicó en el marco teórico, el CPF puede ser realizado utilizando distintos tipos de reguladores: regulador de frecuencia y regulador de potencia-frecuencia. Dichos reguladores se aplican dependiendo del tipo de configuración en que se encuentre la planta: operación en isla u operación en red. Para el caso de operación en isla, sólo es aplicable el regulador de frecuencia. Por otro lado, para la operación en red son aplicables los reguladores de frecuencia o de potencia-frecuencia.

La central Colbún posee un sistema hidráulico un tanto particular que difiere de la configuración habitual de un embalse, una cañería y una turbina. Tal como se mencionó en el marco teórico, el sistema posee una chimenea de equilibrio con secciones transversales distintas, donde la porción superior corresponde a la sección ancha y la porción inferior corresponde a la sección angosta. Se ha comprobado empíricamente a través de ensayos que la respuesta en el tiempo de la frecuencia y potencia son distintas dependiendo si la cota del embalse se ubica en la sección ancha o en la sección angosta. De ahí que se busca proponer alternativas de control para asegurar la estabilidad de la central y del sistema. Se definen 3 niveles de cota, cuyos valores se muestran a continuación [16] (Ver Apéndice B.1.):

- Nivel máximo normal: 436 [m] o 1 [p.u].
- Nivel mínimo normal: 420 [m] o 0,91 [p.u].
- Nivel de ensanchamiento de chimenea de equilibrio: 408,5 [m] o 0,85 [p.u.]
- Nivel mínimo eventual: 397,5 [m] o 0,78 [p.u].

En los niveles máximo y mínimo normal la cota del embalse se encuentra en la sección ancha de la chimenea de equilibrio mientras que en el nivel mínimo eventual la cota se encuentra en la sección angosta. Para el análisis se estudian las cotas 1 [p.u.], 0,91 [p.u.] y 0,84 [p.u.] las cuales se han llamado cotas alta, media y baja, respectivamente. Se han elegido

2 valores cuando la cota se encuentra en la sección ancha y 1 valor cuando se encuentra en la sección angosta puesto que es más probable que la cota se mueva entre los 2 primeros valores. No obstante, es importante estudiar lo que ocurre cuando la cota del embalse baja demasiado hasta ubicarse en la sección angosta (en este caso justo debajo de la zona de ensanchamiento: 0,84 [p.u.]).

La contingencia aplicada corresponde a un escalón de demanda de 0,1 [p.u.]. Considerando una potencia base de 250 [MW], el escalón aplicado será de 25 [MW]. Dependiendo de la configuración, la potencia exigida a cada unidad será distinta. Para la operación en isla, se aplica un escalón de 0,1 [p.u.] a cada unidad por separado. Para la operación en red se aplica un escalón de 0,1 [p.u.] a la central, por lo que el aporte de potencia de cada unidad será función de su estatismo fijado. Con el fin de realizar un estudio más acabado de la respuesta del sistema, se consideran 2 niveles de potencia: las unidades o central operando a media carga, donde se considera como condición inicial 0,5 [p.u.] de potencia y las unidades o central operando a casi plena carga, donde se considera 0,8 [p.u.] de potencia. Es importante mencionar que esta diferenciación se realiza sólo para el modelo no lineal.

Para cada escalón de potencia, para cada tipo de operación y regulador, para cada configuración respectiva y para cada nivel de cota se analiza la respuesta en el tiempo de la potencia y frecuencia. Luego, las combinaciones posibles se muestran en la Figura 5.1.

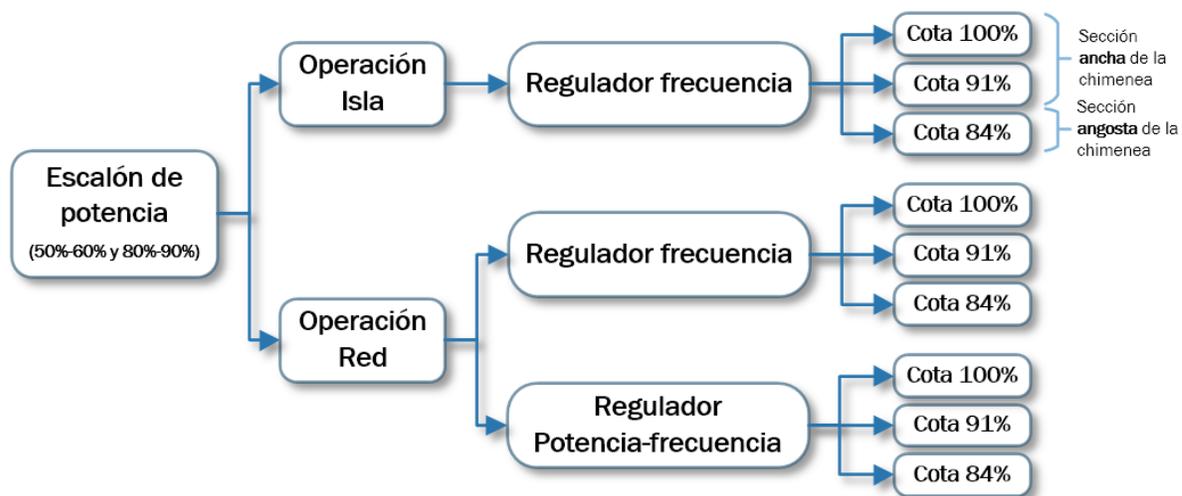


Figura 5.1: Casos a analizar para el estudio del CPF

Los modelos empleados fueron diseñados en el software Simulink de Matlab. La cota del embalse se ingresa en la constante H de cada modelo.

Cada regulador PI posee su propio conjunto de parámetros K_p y K_i , ajustados según las metodologías propuestas.

Para la configuración de operación en isla con regulador de frecuencia se usa el modelo no lineal presentado en la Figura 2.32 de la sección 2.5.2. Los reguladores PI consideran un estatismo de $\sigma = 0,05$ para ambas unidades.

Para la configuración de operación en red con regulador de frecuencia se usa el modelo no lineal presentado en la Figura 2.34 de la sección 2.5.3. En este modelo el regulador PI de ambas unidades considera un estatismo permanente de $\sigma = 0,05$.

Para la configuración de operación en red con regulador de potencia-frecuencia se usa el modelo no lineal presentado en la Figura 2.35 de la sección 2.5.3. En este modelo el regulador

PI no considera un estatismo permanente en el regulador, sino que se considera en el lazo de realimentación de la frecuencia para transformarlo en potencia. Su valor es de $\sigma^{-1} = 20$.

Para la configuración en red se considera un bloque que representa el sistema eléctrico a través de un generador equivalente con una inercia H y un amortiguamiento D . Si bien estos parámetros varían en cada instante, ya que H depende de la cantidad de máquinas conectadas inyectando potencia y D depende de la carga, se consideraron ciertos valores los cuales se explican a continuación. El amortiguamiento se consideró $D = 1$, ya que es un valor común utilizado en la literatura y es difícil poder obtener su valor real. Por otro lado la inercia H se obtuvo a partir de una contingencia real, donde la unidad 1 de la Central Santa María salió de servicio intempestivamente dejando de suministrar 229 [MW]. La forma en cómo se obtuvo se presenta en el Apéndice B.3. El valor de H se fijó en 25.

Para realizar la comparación del modelo lineal versus el no lineal, se utiliza el modelo lineal considerando la observación presentada en la sección 2.5.3. Como se trata de un modelo lineal, el análisis se limita al tipo de configuración (isla o red) y al tipo de regulador asociado (frecuencia o potencia-frecuencia).

5.2. Estudio alternativas de CSF

Para el estudio de las alternativas de CSF, se utilizan los modelos de la Central Colbún y Machicura, presentados en la sección 2.5.3.

Para la configuración de un CSF centralizado en el CDEC-SIC se utiliza el *Modelo de CSF centralizado en el CDEC* (Figura 2.39), en el cual se tiene un regulador de CSF común, ubicado aguas arriba de la central Colbún. Para este caso se consideran participaciones equitativas de cada unidad ($K_u = 0,5$), se incluyen retardos en el envío (5 [s]) y recepción (5 [s]) de las señales de control y se fija el bloque de saturación entre 0 y 1 [p.u.]. El escalón de carga que se emplea es de 0,1 [p.u.].

Para la configuración de un CSF localizado en una central se utiliza el *Modelo de CSF localizado en Colbún* (Figura 2.40). La diferencia con respecto al modelo anterior es que éste último posee un regulador de CSF aguas arriba independiente para cada unidad. Luego, no se hace necesario definir un bloque que fije las participaciones de cada unidad. Debido a que se trata de un control local, se eliminan los bloques de retardo de envío y recepción de las señales. Se fija el bloque de saturación entre 0 y 1 [p.u.] y el escalón de carga se fija en 0,1 [p.u.].

Capítulo 6

Resultados

6.1. Ajuste de reguladores encargados del CPF

En esta sección se muestran los ajustes propuestos (a partir del modelo lineal) por la metodología según Bode, para cada configuración (operación en isla y en red) con su respectivo regulador asociado (regulador de frecuencia y regulador de potencia-frecuencia).

Se presentan las respuestas en el tiempo, obtenidas a partir del modelo no lineal, de la frecuencia y potencia para cada configuración mencionada anteriormente, para cada cota de embalse (1 [p.u.], 0,91 [p.u.] y 0,84 [p.u.]) y para cada nivel de escalón de potencia (0,5-0,6 [p.u.] y 0,8-0,9 [p.u.]).

Como se ha mencionado a lo largo de esta memoria, se utilizaron 2 metodologías para el ajuste de los reguladores. Los ajustes obtenidos a partir de la metodología según Ziegler-Nichols y las respuestas en el tiempo de la frecuencia y potencia del modelo no lineal se pueden encontrar en el Apéndice C. Los comentarios realizados en este capítulo son igual de aplicables a los resultados obtenidos por el mencionado método.

Los parámetros de los reguladores PI se presentarán sólo en la sección *Nivel de potencia: 0,5-0,6 [p.u.]* ya que se utilizaron los mismos ajustes para el otro nivel de potencia, por lo que no tiene sentido repetirlos.

6.1.1. Nivel de potencia: 0,5 - 0,6 [p.u.]

Operación en isla con regulador de frecuencia

Como se está operando en isla, el escalón empleado fue de 0,1 [p.u.] para cada máquina por separado. Los ajustes del regulador utilizando el método según Bode se presentan en la Tabla 6.1.

	$\omega_c[rad/s]$	M.F.	K_p	K_i
Método según Bode	0,1	65, 15°	0,5235	0,2222

Tabla 6.1: Ganancias K_p y K_i para Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec.

En la Figura 6.1 se muestran los resultados para la frecuencia y potencia de cada unidad utilizando el ajuste según Bode.

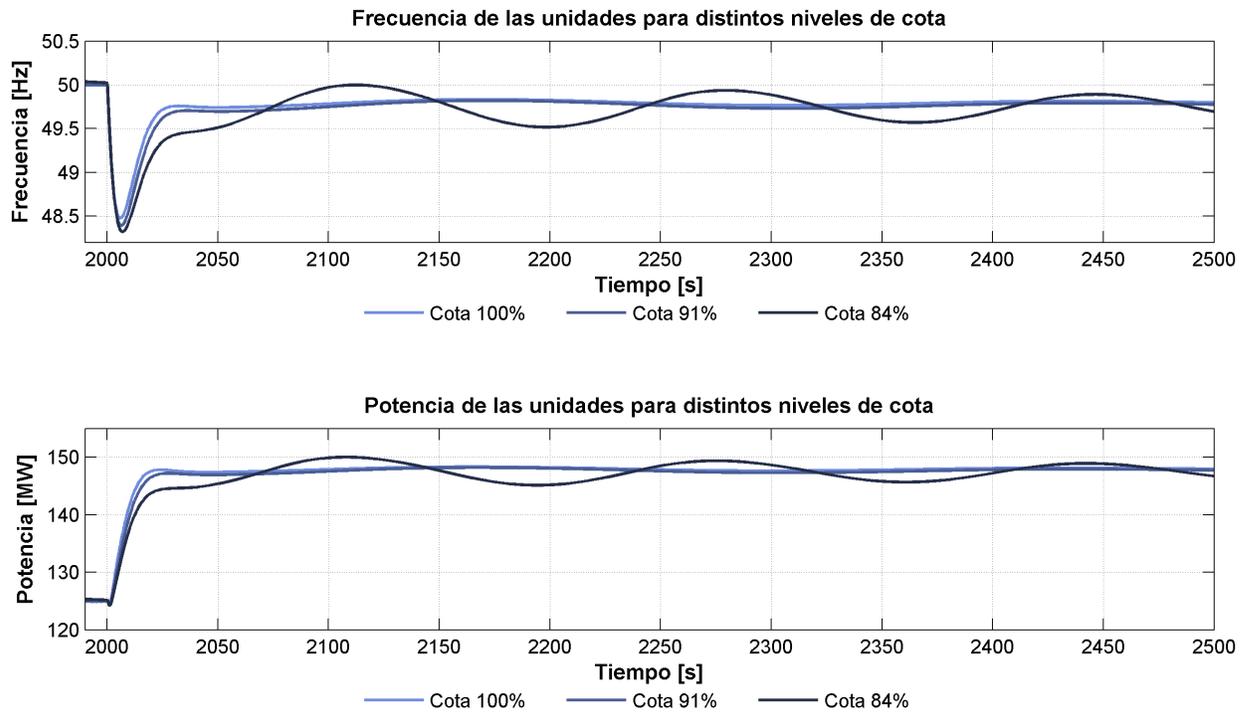


Figura 6.1: Frecuencia y potencia unidades, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec., Bode

De ambos gráficos de la Figura 6.1 es posible apreciar que existe un comportamiento común para las cotas del 100 % y 91 % (sección ancha de la chimenea de equilibrio): tanto para la frecuencia como potencia se tiene una respuesta muy amortiguada con un rápido tiempo de establecimiento (inferior a los 50 segundos para ambos casos). Sin embargo, para la cota del 84 % (sección angosta de la chimenea de equilibrio) es posible apreciar que se tienen oscilaciones poco amortiguadas y altos tiempos de establecimientos.

Del gráfico superior se observa que la frecuencia queda desviada con respecto a su valor nominal, lo cual es esperable debido a la ausencia del CSF. Del gráfico inferior se tiene que la potencia no llega a su valor considerando el escalón (condición inicial de 125 [MW] + escalón de 25 [MW]). Eso se debe a la dependencia del consumo de potencia con la frecuencia del sistema, representado por el coeficiente de amortiguamiento D .

Operación en red con regulador de frecuencia

El escalón empleado fue de 0,1 [p.u.] en el sistema, por lo que cada máquina aportó con la mitad de la potencia. Los ajustes del regulador utilizando el método según Bode se presentan en la Tabla 6.2.

	$\omega_c [rad/s]$	M.F.	K_p	K_i
Método según Bode	0,1	22,60°	1,189	0,2527

Tabla 6.2: Ganancias K_p y K_i para Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec.

En la Figura 6.2 se muestran los resultados para la frecuencia y potencia del sistema utilizando el ajuste según Bode.

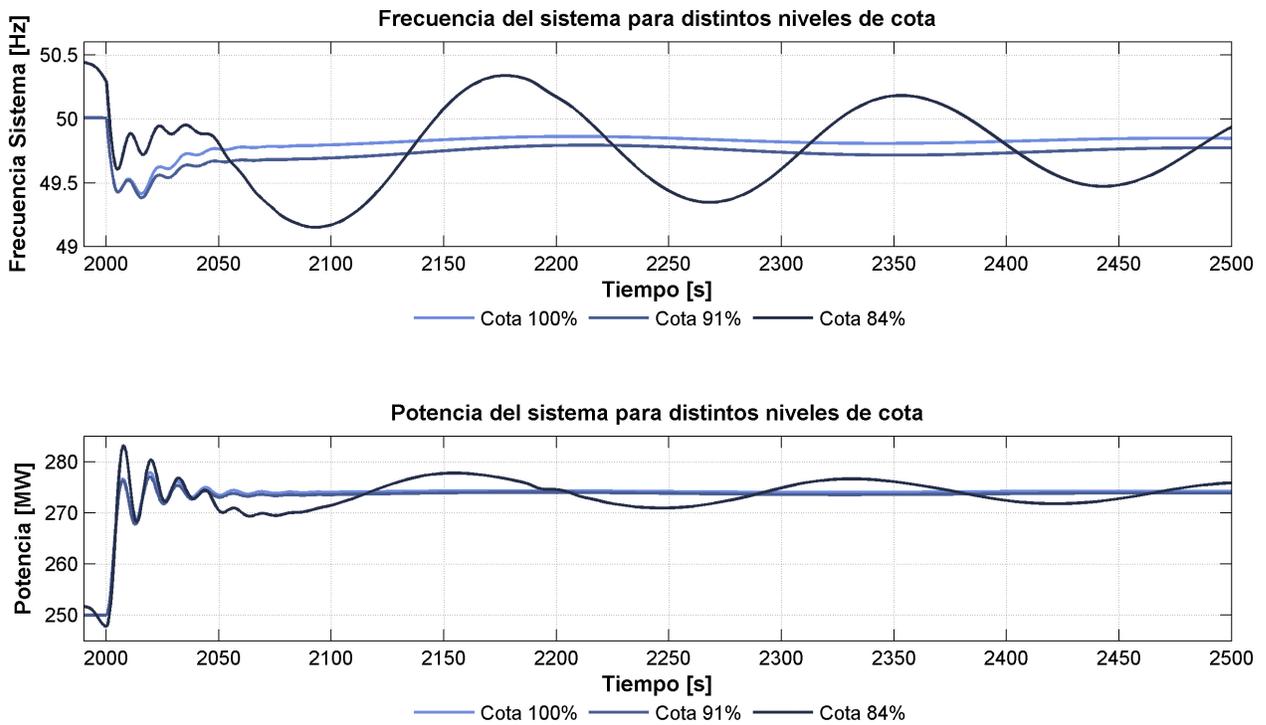


Figura 6.2: Frecuencia y potencia del sistema, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec., Bode

Nuevamente se observa un comportamiento común para las cotas de 100% y 91% (respuesta amortiguada y con un rápido tiempo de establecimiento) en contraste con la cota 84% (respuesta oscilatoria con alto tiempo de establecimiento). Esto se debe a lo explicado anteriormente con respecto a la chimenea de equilibrio.

Del gráfico superior es posible notar que para la cota de 84% la frecuencia no parte en los 50 [Hz]. Esto se debe a que en las simulaciones fue imposible estabilizar el valor de la frecuencia para dicha cota. Del gráfico inferior se observa que nuevamente no se alcanza la potencia total considerando el escalón de carga (250 [MW] como condición inicial + escalón de 25 [MW]). La razón es la misma que fue explicada en la sección anterior.

Operación en red con regulador de potencia-frecuencia

El escalón empleado fue de 0,1 [p.u.] en el sistema, por lo que cada máquina aportó con la mitad de la potencia.

Los ajustes del regulador utilizando el método según Bode se presentan en la Tabla 6.3.

	$\omega_c [rad/s]$	M.F.	K_p	K_i
Método según Bode	0,008	78°	0,0213	0,0081

Tabla 6.3: Ganancias K_p y K_i para Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.-Frec.

En la Figura 6.3 se muestran los resultados para la frecuencia y potencia del sistema utilizando el ajuste según Bode.

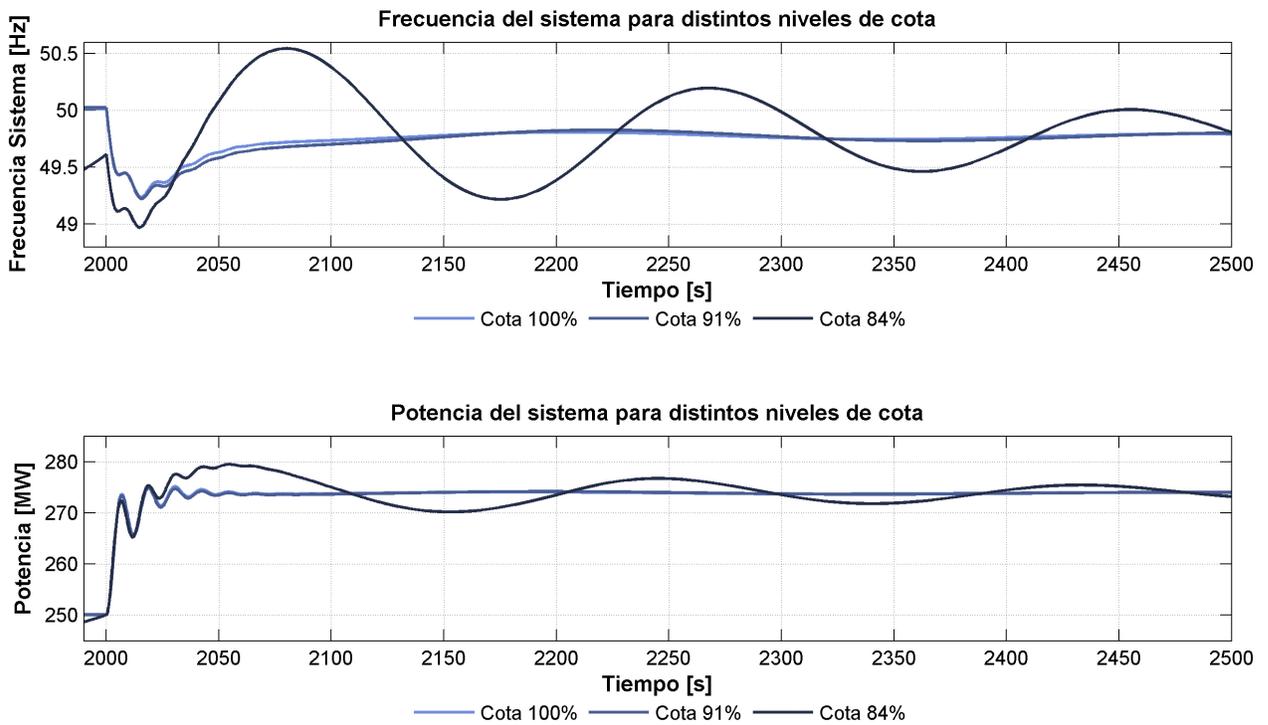


Figura 6.3: Frecuencia y potencia del sistema, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.-Frec., Bode

Una vez más se observa el mismo comportamiento común para las cotas 100% y 91%. Para la cota de 84% nuevamente se observan grandes oscilaciones y altos tiempos de establecimientos.

La frecuencia no se restablece en su valor nominal debido a la ausencia del CSF y la potencia final no llega a los 275 [MW] debido al coeficiente de amortiguamiento D de la carga.

6.1.2. Nivel de potencia: 0,8 - 0,9 [p.u.]

Operación en isla con regulador de frecuencia

En la Figura 6.4 se muestran los resultados para la frecuencia y potencia de cada unidad utilizando el ajuste según Bode.

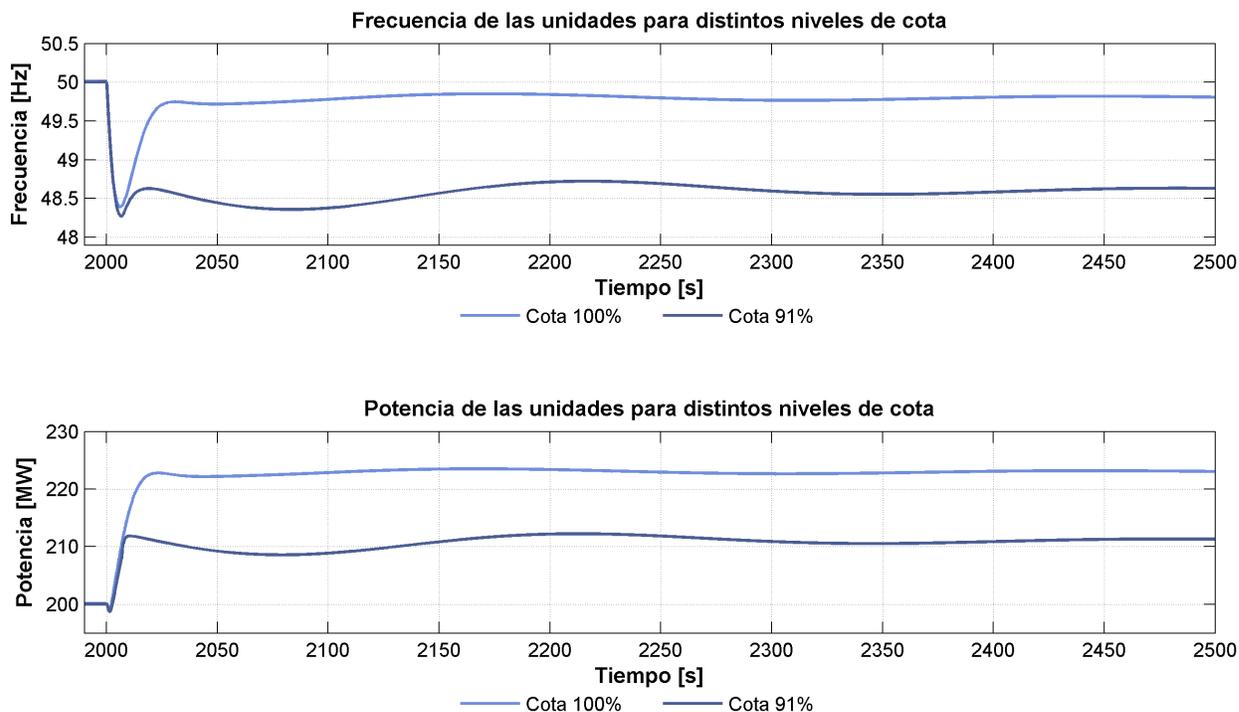


Figura 6.4: Frecuencia y potencia unidades, Esc. 0,8-0,9 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec., Bode

De los gráficos mostrados en la Figura 6.4, los resultados se muestran sólo para la cota del 100 % y 91 %. La cota del 84 % no se muestra ya que es un caso infactible puesto que incluso antes de aplicar el escalón de carga, la posición del distribuidor (o compuerta) está en su máxima apertura. Luego, es imposible que pueda abrir más allá de su valor máximo para poder suministrar con caudal a las turbinas y así hacer frente al déficit de potencia.

Para las cotas 100 % y 91 % se tiene una respuesta estable con un buen amortiguamiento y bajo tiempo de establecimiento. Es posible observar del gráfico superior que sólo para la cota del 100 % se tiene una acción completa del CPF, mientras que para una cota del 91 % se tiene sólo una acción parcial. Lo anterior se debe a que para la cota del 100 %, luego de aplicar el escalón de carga, el distribuidor no se satura. Diferente es el caso para la cota del 91 %, donde el distribuidor sí se satura, llegando un punto en que no puede suministrar potencia adicional, teniendo como consecuencia la acción parcial del CPF.

El comportamiento de la potencia del gráfico inferior para la cota de 91 % se explica en base a lo expuesto anteriormente: debido a la acción parcial del CPF, la frecuencia cae respecto a su valor nominal afectando a la carga que es sensible a la frecuencia y por ende exigiendo menos potencia.

Operación en red con regulador de frecuencia

En la Figura 6.5 se muestran los resultados para la frecuencia y potencia del sistema utilizando el ajuste según Bode.

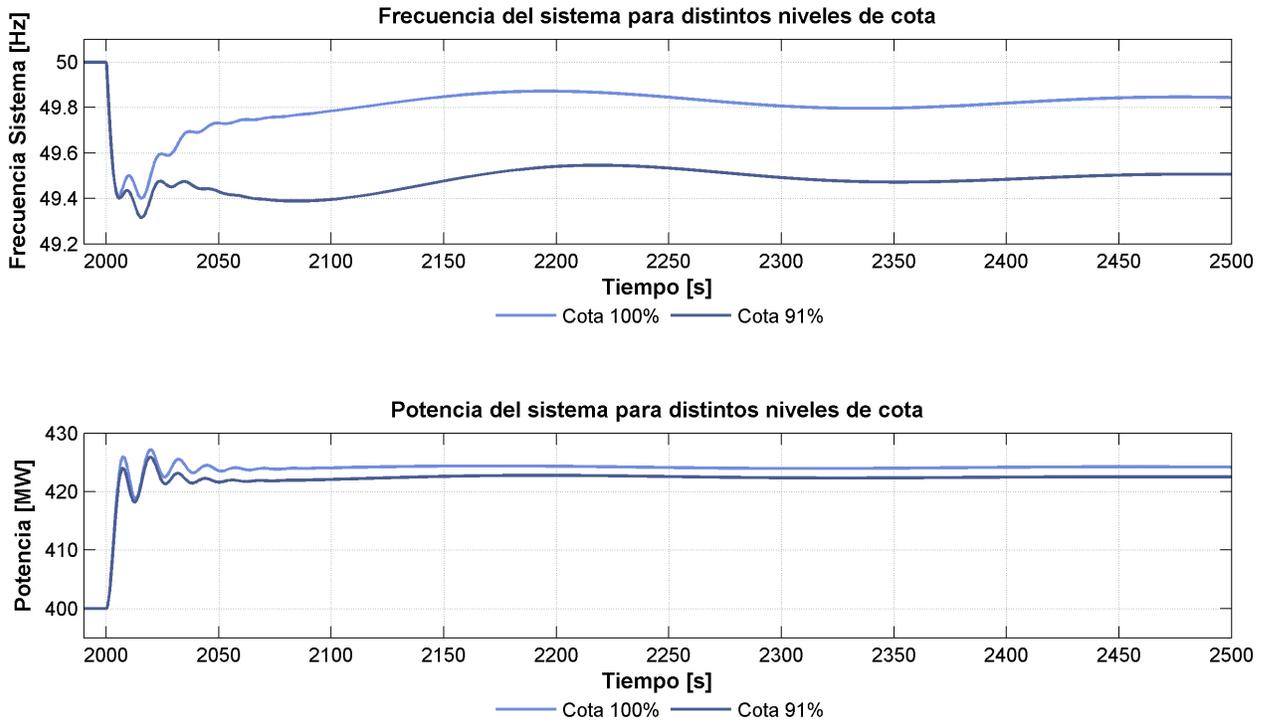


Figura 6.5: Frecuencia y potencia del sistema, Esc. 0,8-0,9 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec., Bode

Aquí se observa un comportamiento similar al explicado en la sección anterior. Se aprecia que para ambas cotas se tiene una respuesta amortiguada (tanto frecuencia como potencia) y un rápido tiempo de establecimiento para la potencia.

Debido a que este caso corresponde a la central conectada al sistema, el esaclón de potencia aplicado a cada unidad fue de 0,05 [p.u.], a diferencia del caso anterior que fue de 0,1 [p.u.] por generador. Si bien nuevamente se observa una acción parcial del CPF para la cota de 91 %, la diferencia de potencia en régimen permanente para ambas cotas es menor. Esto se debe a que el escalón de carga empleado por unidad fue menor.

Tal como se ha explicado anteriormente, la potencia no llega al valor final que debería (para este caso 450 [MW] de condición inicial + 25 [MW] de escalón) debido a la ausencia del CSF y a la carga dependiente de la frecuencia.

Operación en red con regulador de potencia-frecuencia

En la Figura 6.6 se muestran los resultados para la frecuencia y potencia del sistema utilizando el ajuste según Bode.

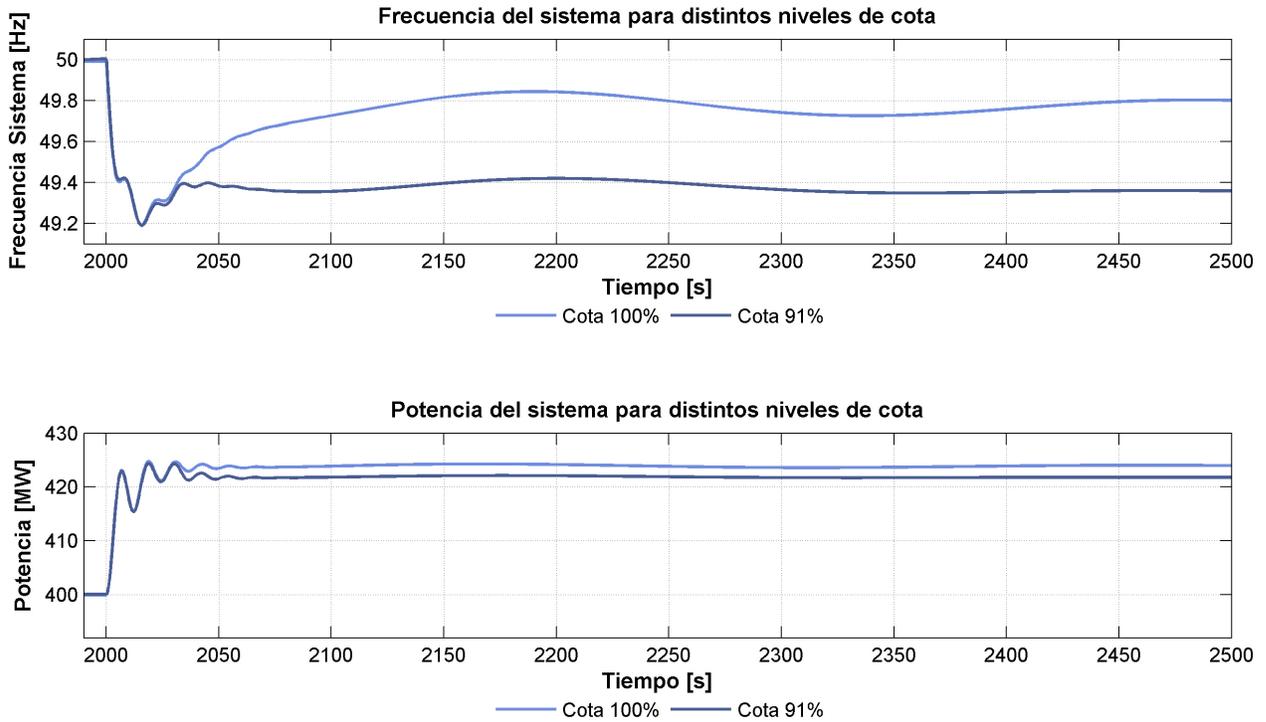


Figura 6.6: Frecuencia y potencia del sistema, Esc. 0,8-0,9 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.-Frec., Bode

A partir del gráfico de la Figura 6.6 se observa un comportamiento similar al explicado en las secciones anteriores, por lo que se aplican los mismos comentarios.

6.1.3. Comentarios

A modo de resumen general se observa que para las cotas de 1 y 0,91 [p.u.] (para todas las configuraciones y para ambos escalones de potencia) se tiene una respuesta en el tiempo amortiguada y con un rápido tiempo de establecimiento. Luego, es posible afirmar que los ajustes propuestos funcionan correctamente cuando la cota se encuentra en la sección ancha de la chimenea de equilibrio. Por otro lado para la cota de 0,81 [p.u.], se tiene una respuesta en el tiempo oscilatoria con altos tiempos de establecimiento. Lo anterior se debe a que la cota se encuentra en la sección angosta. Se recuerda que estos comentarios son igualmente aplicables a los resultados obtenidos mediante el ajuste según Ziegler-Nichols, cuyos gráficos se encuentran en el Apéndice C.

En las siguientes tablas se muestran 2 conjuntos de valores: las primeras 3 filas muestra una comparación porcentual de cuán alejado se encuentra el modelo lineal del no lineal (tomando como referencia el modelo no lineal) utilizando los indicadores de desempeño. Para ello se obtuvieron los índices de desempeño tanto del modelo lineal como del no lineal por

separado (utilizando el mismo ajuste del regulador PI) los que posteriormente se compararon para obtener la desviación porcentual. Las siguientes 3 filas indican los coeficientes de amortiguamiento de la frecuencia y potencia y el tiempo de establecimiento de esta última. Estos valores permitirán poder evaluar el desempeño de los reguladores ajustados bajo las exigencias presentadas en la NTSyCS. Las comparaciones y el cálculo de amortiguamientos y tiempos de establecimiento se realizaron para las respuestas obtenidas del ajuste según Bode y Ziegler-Nichols.

La Tabla 6.4 muestra los datos para el escalón 0,5 – 0,6 [p.u.], operación en isla con regulador de frecuencia.

Operación en Isla						
Regulador de Frecuencia - Unidad 1						
	Cota 100	Cota 91	Cota 84	Cota 100	Cota 91	Cota 84
Rocof [%]	0,00 %	1,82 %	5,45 %	5,00 %	5,00 %	0,00 %
Nadir [%]	-0,37 %	-0,21 %	-0,06 %	-0,74 %	-0,54 %	-0,27 %
Rég. Perm. Frec. [%]	-0,04 %	0,00 %	0,04 %	-0,04 %	0,02 %	0,06 %
ζ Frec. [%]	> 70 %	> 70 %	4,57 %	> 70 %	> 70 %	2,66 %
ζ Pot. [%]	> 70 %	> 70 %	4,47 %	> 70 %	> 70 %	2,55 %
T. est. Pot. [s]	16	21	> 500	20	25	275
	Ajuste según Bode			Ajuste según Ziegler-Nichols		

Tabla 6.4: Tabla comparativa Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec.

La Tabla 6.5 muestra los datos para el escalón 0,5 – 0,6 [p.u.], operación en red con regulador de frecuencia.

Operación en Red						
Regulador de Frecuencia - Sistema						
	Cota 100	Cota 91	Cota 84	Cota 100	Cota 91	Cota 84
Rocof [%]	0,00 %	0,00 %	-15,79 %	0,00 %	0,00 %	-10,00 %
Nadir [%]	-0,06 %	0,00 %	0,47 %	-0,02 %	0,00 %	0,71 %
Rég. Perm. Frec. [%]	-0,06 %	0,10 %	-0,06 %	-0,06 %	0,06 %	-0,08 %
ζ Frec. [%]	> 70 %	> 70 %	6,13 %	> 70 %	> 70 %	10,57 %
ζ Pot. [%]	9,57 %	10,97 %	6,21 %	8,81 %	11,55 %	10,43 %
T. est. Pot. [s]	35	35	> 500	27	27	> 500
	Ajuste según Bode			Ajuste según Ziegler-Nichols		

Tabla 6.5: Tabla comparativa Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec.

La Tabla 6.6 muestra los datos para el escalón 0,5 – 0,6[p.u.], operación en red con regulador de potencia-frecuencia.

Operación en Red						
Regulador de Potencia-Frecuencia - Sistema						
	Cota 100	Cota 91	Cota 84	Cota 100	Cota 91	Cota 84
Rocof [%]	0,00 %	-5,26 %	10,53 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
Nadir [%]	-0,08 %	-0,04 %	-1,36 %	0,18 %	0,22 %	0,28 %
Rég. Perm. Frec. [%]	-0,02 %	-0,02 %	1,79 %	0,18 %	0,18 %	0,18 %
ζ Frec. [%]	> 70 %	> 70 %	3,65 %	> 70 %	> 70 %	10,97 %
ζ Pot. [%]	10,97 %	14,43 %	12,04 %	35,66 %	26,19 %	12,04 %
T. est. Pot. [s]	31	31	> 500	52	52	76
	Ajuste según Bode			Ajuste según Ziegler-Nichols		

Tabla 6.6: Tabla comparativa Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.-Frec.

La Tabla 6.7 muestra los datos para el escalón 0,8 – 0,9[p.u.], operación en isla con regulador de frecuencia.

Operación en Isla						
Regulador de Frecuencia - Unidad 1						
	Cota 100	Cota 91	Cota 84	Cota 100	Cota 91	Cota 84
Rocof [%]	-7,27 %	-7,27 %	3,64 %	-5,45 %	-3,64 %	3,64 %
Nadir [%]	-0,21 %	-0,04 %	5,28 %	-0,35 %	0,43 %	5,83 %
Rég. Perm. Frec. [%]	-0,08 %	2,29 %	8,10 %	-0,04 %	2,31 %	8,12 %
ζ Frec. [%]	> 70 %	> 70 %	N/A	> 70 %	> 70 %	N/A
ζ Pot. [%]	> 70 %	> 70 %	N/A	38,9 %	> 70 %	N/A
T. est. Pot. [s]	17	N/A	N/A	22	N/A	N/A
	Ajuste según Bode			Ajuste según Ziegler-Nichols		

Tabla 6.7: Tabla comparativa Esc. 0,8-0,9 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec.

La Tabla 6.8 muestra los datos para el escalón 0,8 – 0,9[p.u.], operación en red con regulador de frecuencia.

Operación en Red						
Regulador de Frecuencia - Sistema						
	Cota 100	Cota 91	Cota 84	Cota 100	Cota 91	Cota 84
Rocof [%]	5,00 %	5,00 %	5,00 %	0,00 %	0,00 %	5,00 %
Nadir [%]	-0,04 %	0,12 %	3,62 %	0,00 %	0,12 %	3,55 %
Rég. Perm. Frec. [%]	-0,06 %	0,60 %	4,46 %	-0,83 %	-0,20 %	3,72 %
ζ Frec. [%]	> 70 %	> 70 %	N/A	> 70 %	> 70 %	N/A
ζ Pot. [%]	13,19 %	26,61 %	5,06 %	14,77 %	8,95 %	11,73 %
T. est. Pot. [s]	32	21	N/A	41	37	N/A
	Ajuste según Bode			Ajuste según Ziegler-Nichols		

Tabla 6.8: Tabla comparativa Esc. 0,8-0,9 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec.

La Tabla 6.9 muestra los datos para el escalón 0,8–0,9 [p.u.], operación en red en regulador de potencia-frecuencia.

Operación en Red						
Regulador de Potencia-Frecuencia - Sistema						
	Cota 100	Cota 91	Cota 84	Cota 100	Cota 91	Cota 84
Rocof [%]	-5,26 %	-5,26 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	5,00 %
Nadir [%]	0,24 %	0,24 %	3,49 %	0,26 %	0,26 %	3,51 %
Rég. Perm. Frec. [%]	0,16 %	0,96 %	4,57 %	0,18 %	0,98 %	4,59 %
ζ Frec. [%]	> 70 %	> 70 %	N/A	> 70 %	> 70 %	N/A
ζ Pot. [%]	17,22 %	20,04 %	6,08 %	22,27 %	6,13 %	5,06 %
T. est. Pot. [s]	27	33	N/A	63	46	N/A
	Ajuste según Bode			Ajuste según Ziegler-Nichols		

Tabla 6.9: Tabla comparativa Esc. 0,8-0,9 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.-Frec.

De los gráficos y tablas anteriores se observa que los coeficientes de amortiguamiento, tanto de la frecuencia como potencia, para las cotas 1 [p.u.] y 0,91 [p.u.] tienen valores superiores al 6 % y el tiempo de establecimiento de la potencia es inferior a 120 [s], que es lo exigido por la Norma Técnica. Luego, quedan propuestos dichos ajustes para cada respectivo regulador. Sin embargo, para la cota 0,84 [p.u.] no se cumplen simultáneamente las exigencias con respecto al amortiguamiento y tiempo de establecimiento. Por lo tanto, es necesario volver a reajustar los respectivos reguladores para cuando la central opera con cota baja.

Además es posible apreciar que las diferencias porcentuales del modelo lineal con respecto al no lineal no superan el 7%. Lo anterior es válido sólo para las cotas 1 y 0,91 [p.u.]. Luego, es posible afirmar que el modelo lineal es una buena aproximación del modelo no lineal para dichas cotas.

Para los análisis posteriores del CSF se empleará el modelo lineal, bajo el supuesto que el estudio se realiza para una cota alta.

6.1.4. Ajustes adicionales con cota baja

Para el ajuste adicional con cota baja se utilizará un modelo linealizado. Se trabajará bajo el supuesto que como se está operando en una cota baja, la chimenea no es capaz de suministrar el agua requerida a las turbinas, por lo que el pedido de agua se realiza al embalse y no a la chimenea. Esto tiene como consecuencia un cambio importante en la constante de tiempo T_w del modelo lineal, la cual será resultado de la suma de la constante de tiempo del conducto de embalse, tubería común y tubería individual.

$$T_w = T_{w_{cond}} + T_{w_{com}} + T_{w_{ind}} = 8,783 + 0,698 + 1,180 = 10,661[s] \approx 10[s] \quad (6.1)$$

Los reguladores se ajustarán utilizando ambos métodos. Con el método según Bode se seguirá el siguiente criterio: el margen de fase se mantiene con respecto al ajuste de cota alta, la frecuencia de corte se reduce hasta obtener la misma fase de la planta ($Fase_{planta}$) que para cota alta y para dicha ω_c se obtiene la magnitud (Mag_{planta}). Para el método según Ziegler-Nichols se utiliza el criterio presentado en el Capítulo 3.

Los ajustes se obtuvieron para las 2 configuraciones (operación en isla y en red) con sus respectivos reguladores. Una vez ajustados los reguladores utilizando el modelo lineal, se

llevan dichos ajustes al modelo no lineal, donde se aplica un escalón de potencia de 0,5 – 0,6 [p.u.] y se fija la cota del embalse en 0,84 [p.u.]. Los parámetros de cada regulador y resultados de las simulaciones para el ajuste según Ziegler-Nichols se muestran en el Apéndice C.1. Los comentarios hechos en la sección 6.1.5 aplican para ambos métodos.

Operación en isla con regulador de frecuencia

Los ajustes del regulador utilizando el método según Bode se presentan en la Tabla 6.10.

	$\omega_c [rad/s]$	M.F.	K_p	K_i
Ajuste según Bode	0,0353	65, 15°	0,4659	0,0698

Tabla 6.10: Ganancias K_p y K_i para Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec., Bode - Reajuste

En la Figura 6.7 se muestran los resultados para la frecuencia y potencia utilizando el reajuste propuesto.

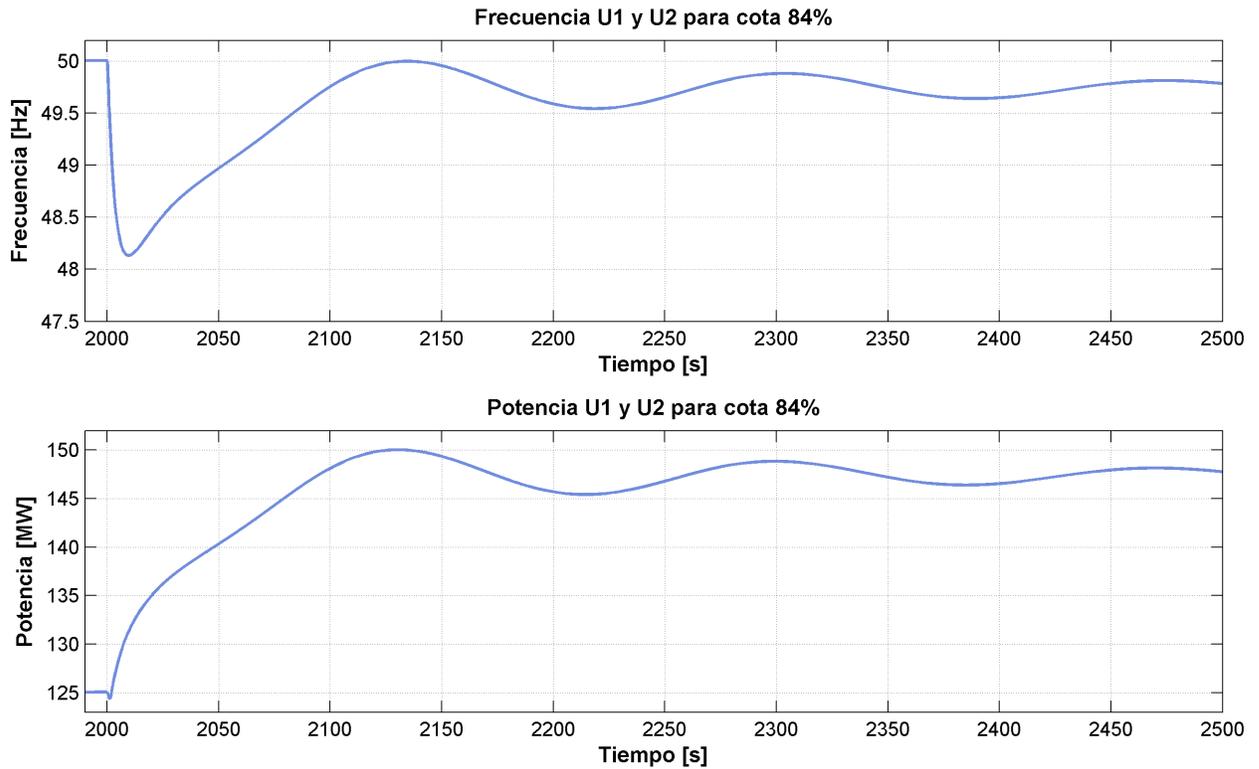


Figura 6.7: Frecuencia y potencia unidades, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec., Bode - Reajuste

De los gráficos de frecuencia y potencia de la Figura 6.7 es posible observar que aún existen oscilaciones, pero éstas son menores con respecto al primer ajuste propuesto. Además, es posible notar que el tiempo de establecimiento de la potencia es alto (≈ 500 [s]). Sin embargo, la NTSyCS no impone exigencias específicas cuando la central se encuentra operando en isla, sino que lo único que se solicita es que la respuesta sea amortiguada.

Operación en red con regulador de frecuencia

Los ajustes del regulador utilizando el método según Bode se presentan en la Tabla 6.11.

	$\omega_c [rad/s]$	M.F.	K_p	K_i
Ajuste según Bode	0,0474	22,60°	0,6355	0,0640

Tabla 6.11: Ganancias K_p y K_i para Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec., Bode - Reajuste

En la Figura 6.8 se muestran los resultados para la frecuencia y potencia utilizando el reajuste propuesto.

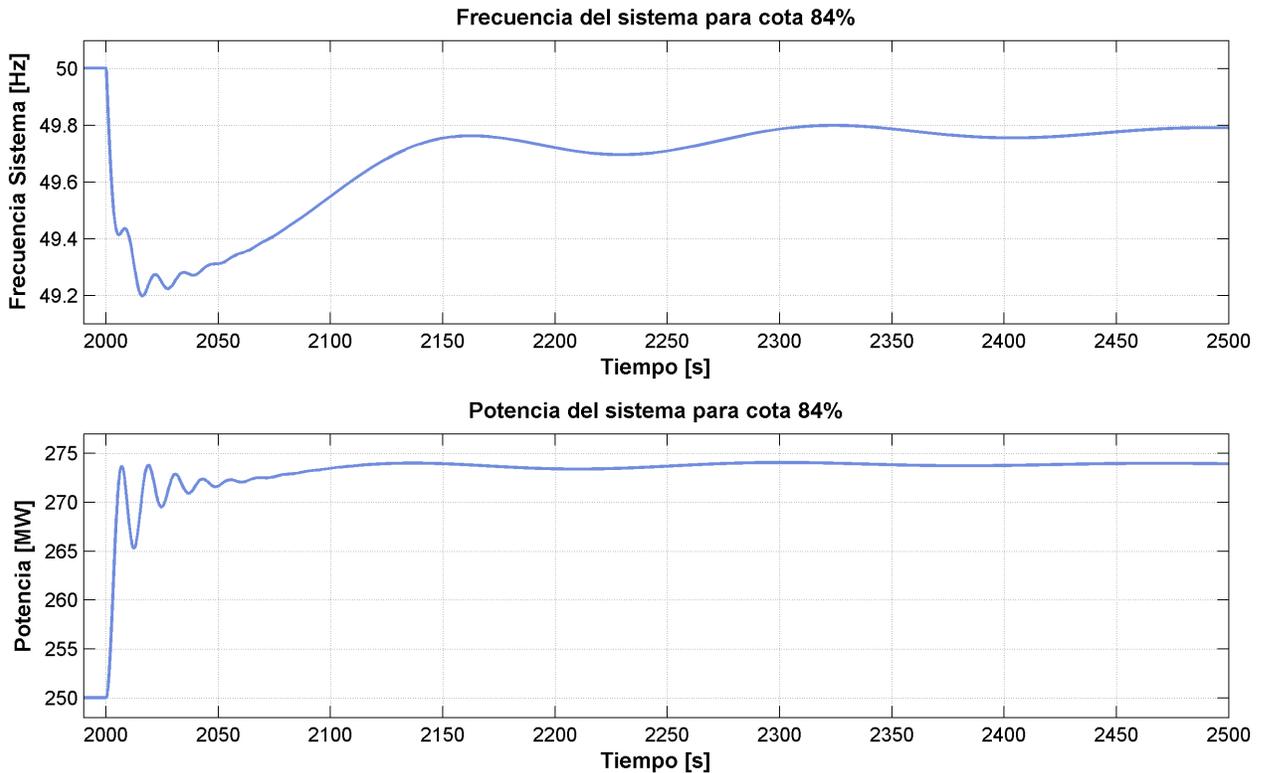


Figura 6.8: Frecuencia y potencia del sistema, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec., Bode - Reajuste

A partir de los gráficos de la Figura 6.8 es posible notar que para ambas respuestas se tienen resultados bastante más amortiguados en comparación al caso con los ajustes para cota alta. Del gráfico superior se tiene una operación del CPF más lenta y del gráfico inferior se observa que las oscilaciones de potencia son amortiguadas y se tiene un tiempo de establecimiento que es inferior al exigido por la NTSyCS.

Operación en red con regulador de potencia-frecuencia

Los ajustes del regulador utilizando el método según Bode se presentan en la Tabla 6.12.

	$\omega_c [rad/s]$	M.F.	K_p	K_i
Ajuste según Bode	0,0055	78°	0,0211	0,0055

Tabla 6.12: Ganancias K_p y K_i para Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.-Frec. Bode - Reajuste

En la Figura 6.9 se muestran los resultados para la frecuencia y potencia utilizando el reajuste propuesto.

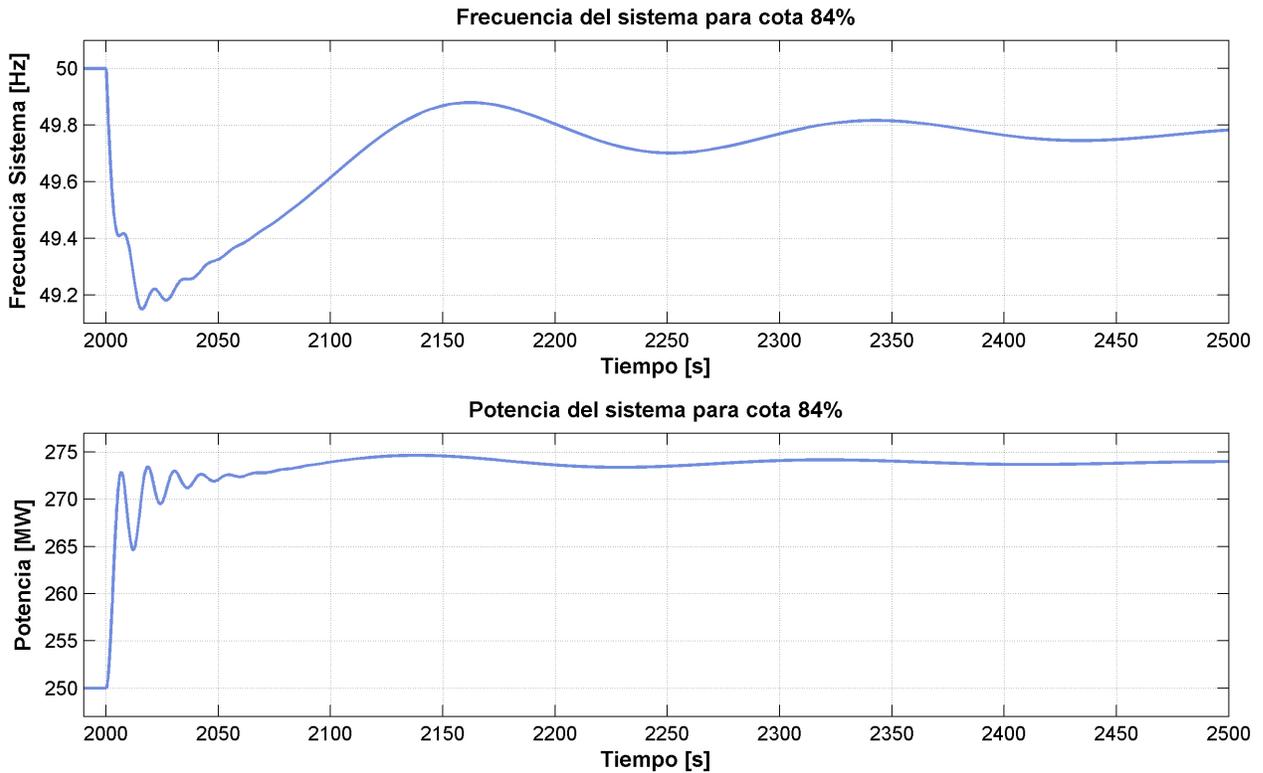


Figura 6.9: Frecuencia y potencia del sistema, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.-Frec., Bode - Reajuste

Nuevamente para esta configuración se tiene una acción del CPF un tanto más lenta en comparación con el ajuste propuesto para cota alta, tal como se observa en el gráfico superior de la Figura 6.9. En el gráfico inferior es posible notar que la potencia se reestablece en valores cercanos a los exigidos por la NTSyCS.

6.1.5. Comentarios

A continuación se presenta una comparación numérica entre los resultados obtenidos con el ajuste para cota alta (sección 6.1.1) versus el ajuste para cota baja (sección 6.1.4, para ambos métodos. Se compararon los coeficientes de amortiguamiento de la frecuencia, potencia y el tiempo de establecimiento de la potencia.

En la Tabla 6.13 se presenta la comparación para la configuración operación en isla con regulador de frecuencia.

Operación Isla				
Regulador de Frecuencia - Unidad 1				
	Ajuste cota alta	Reajuste	Ajuste cota alta	Reajuste
ζ frec. [%]	4,57 %	11,66 %	2,66 %	8,10 %
ζ pot. [%]	4,47 %	11,66 %	2,55 %	9,60 %
Tiempo est. pot. [s]	500	311	275	234
	Ajuste según Bode		Ajuste según Ziegler-Nichols	

Tabla 6.13: Tabla comparativa reajuste, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec.

En la Tabla 6.14 se presenta la comparación para la configuración operación en red con regulador de frecuencia.

Operación Red				
Regulador de Frecuencia - Sistema				
	Ajuste cota alta	Reajuste	Ajuste cota alta	Reajuste
ζ frec. [%]	6,13 %	10,97 %	10,57 %	17,22 %
ζ pot. [%]	6,21 %	11,73 %	10,43 %	18,20 %
Tiempo est. pot. [s]	500	75	500	77
	Ajuste según Bode		Ajuste según Ziegler-Nichols	

Tabla 6.14: Tabla comparativa reajuste, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec.

En la Tabla 6.15 se presenta la comparación para la configuración operación en red con regulador de potencia-frecuencia.

Operación Red				
Regulador de Potencia-Frecuencia - Sistema				
	Ajuste cota alta	Reajuste	Ajuste cota alta	Reajuste
ζ frec. [%]	3,65 %	14,43 %	10,97 %	17,22 %
ζ pot. [%]	12,04 %	17,75 %	12,04 %	22,73 %
Tiempo est. pot. [s]	500	75	76	98
	Ajuste según Bode		Ajuste según Ziegler-Nichols	

Tabla 6.15: Tabla comparativa reajuste, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.-Frec.

De las tablas comparativas se observa que con el reajuste de parámetros se tiene un aumento del coeficiente de amortiguamiento tanto de la frecuencia como potencia, cumpliendo con las exigencias de la NTSyCS.

En relación al tiempo de establecimiento se observa que para el caso de operación en isla, el tiempo se redujo levemente y fue superior a los 120 [s]. Sin embargo, esto está permitido puesto que la NTSyCS exige que se posea un tiempo de establecimiento menor o igual a 120 [s] cuando la central opera conectada a la red. Cuando opera en isla, sólo se exige que las oscilaciones sean amortiguadas.

Luego, con el reajuste propuesto se cumplen con las exigencias expuestas en la NTSyCS.

6.2. Ajuste del regulador encargado del CSF

6.2.1. Ajuste ganancia integral K_i

El objetivo de esta sección es ver la influencia en la respuesta en el tiempo de la frecuencia y potencia, para distintos valores de la ganancia integral K_i del regulador encargado del CSF. Se recuerda que para este análisis se utilizó el modelo linealizado y los reguladores del CPF fueron ajustados mediante las metodologías expuestas en esta memoria. Para este análisis se utilizó el *Modelo de CSF centralizado en el CDEC* de la sección 2.5.3. No obstante para aislar el análisis sólo a la influencia de la constante K_i , se eliminaron los bloques limitadores de pendiente (del regulador y de las unidades), los bloques que representan los retardos ubicados tanto en el lazo directo como el de realimentación de la señal y los bloques de la saturación.

El sistema se sometió a un escalón de carga de 0,1 [p.u.] y se analizó la respuesta en el tiempo de la frecuencia y potencia para los valores de K_i de $\frac{1}{40}$, $\frac{1}{20}$, $\frac{1}{10}$, 1 y 5. Los resultados se presentan en la Figura 6.10 y Figura 6.11.

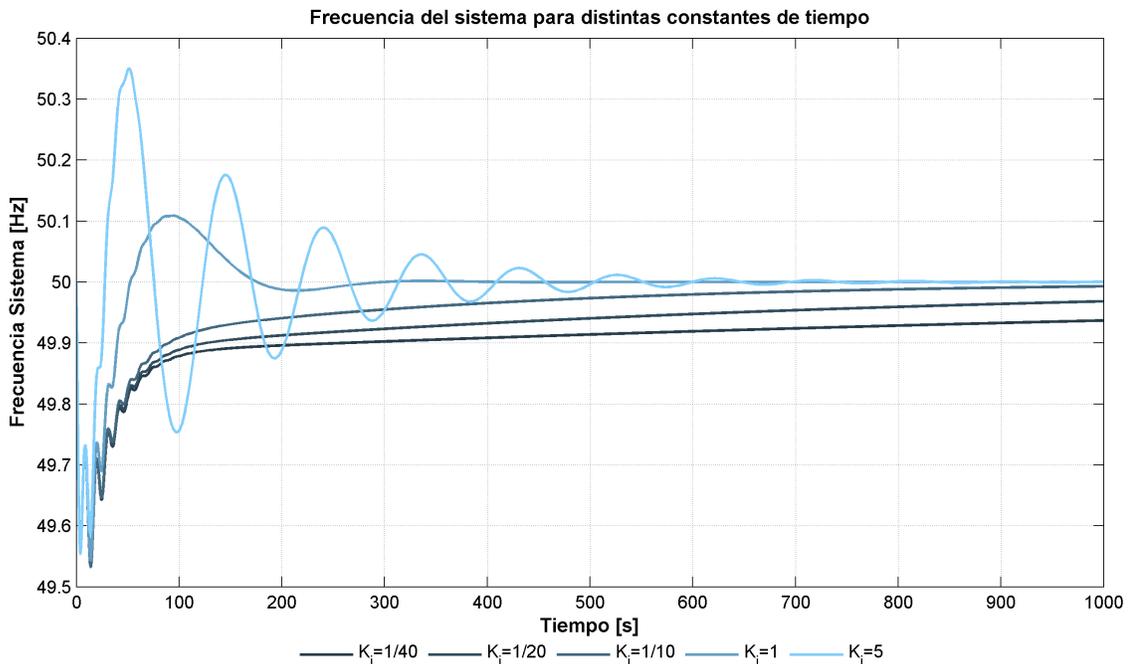


Figura 6.10: Frecuencia del sistema para distintos valores de K_i del CSF

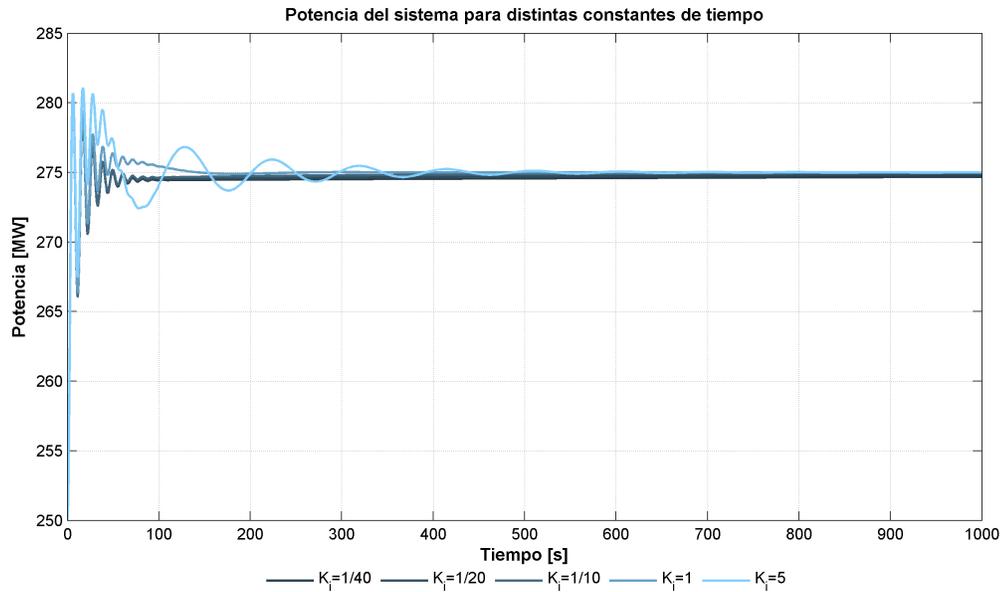


Figura 6.11: Potencia inyectada al sistema para distintos valores de K_i del CSF

De las Figuras 6.10 y 6.11 se observa que a medida que la constante de tiempo (recíproco de K_i) se hace más pequeña, los controles primario y secundario comienzan a traslaparse creando oscilaciones que se acercan a la inestabilidad, tanto para la frecuencia como potencia. Luego, el ajuste que cumple con las exigencias de reestablecimiento de la frecuencia antes de los 15 minutos (900 [s]) y un tiempo de establecimiento de la potencia menor o igual a 120 [s], es para $K_i = \frac{1}{10}$.

En la Figura 6.12 se muestran los gráficos de frecuencia y potencia para dicho valor en particular.

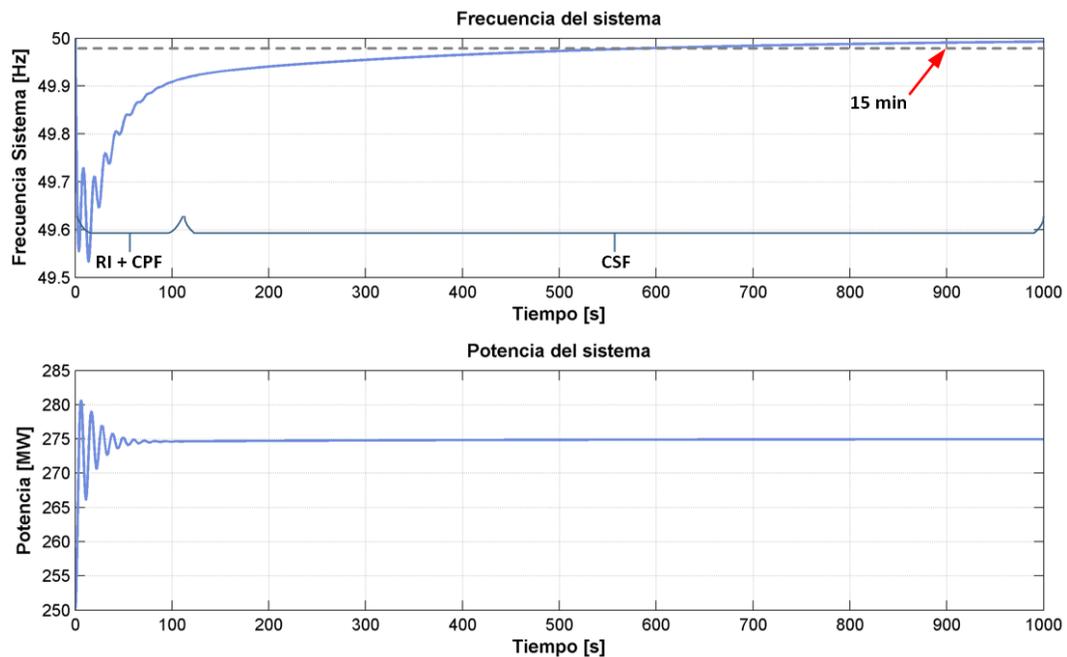


Figura 6.12: Frecuencia y potencia del sistema para $K_i = \frac{1}{10}$ del CSF

De la Figura 6.12 se observa que la respuesta inercial y el control primario actúan dentro de los primeros 100 [s] luego de ocurrida la perturbación; el control secundario actúa inmediatamente después, reestableciéndose en los $50 \pm 0,025$ [Hz] a los ≈ 10 [min]. Luego, las velocidades de actuación del control primario y secundario están separadas en una década aproximadamente. Por otro lado es posible apreciar que el tiempo de establecimiento de la potencia es inferior a los 100 [s].

En la Figura 6.13 se muestran las potencias aportadas por cada unidad de cada central.

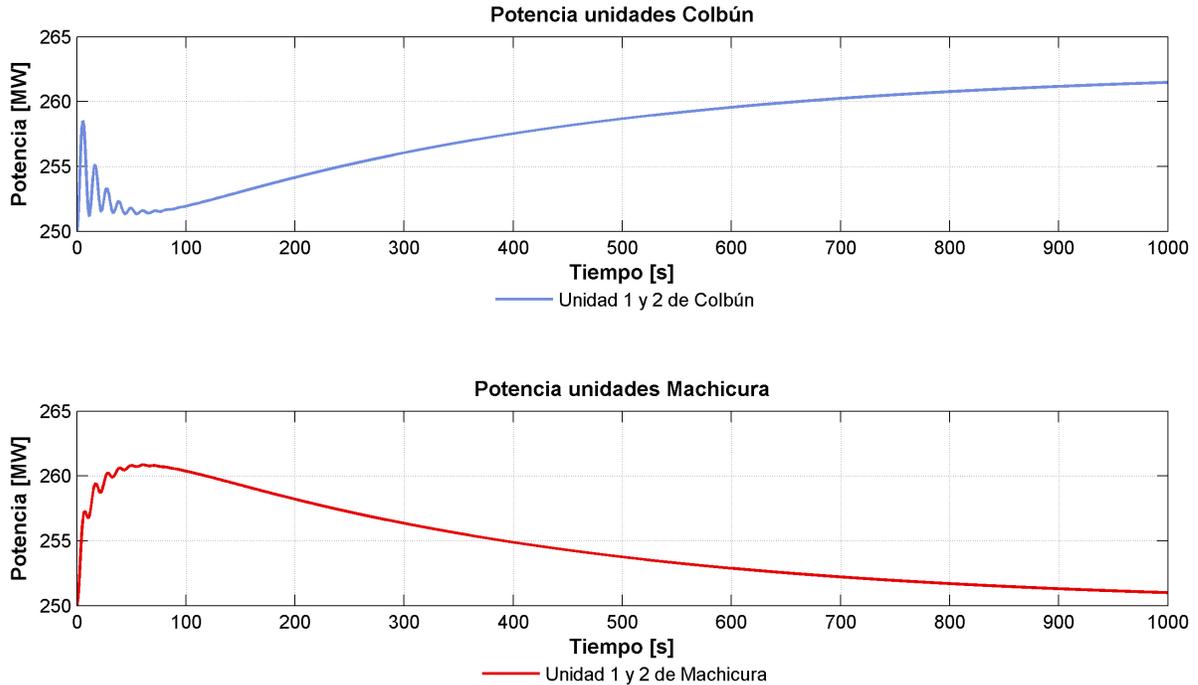


Figura 6.13: Potencia de cada unidad para $K_i = \frac{1}{10}$ del CSF

Se observa que el aporte de potencia en los primeros minutos luego de la perturbación es realizado principalmente por la central Machicura, pues se encuentra realizando exclusivamente el CPF. A medida que avanza el tiempo, el aporte de la central Machicura se reduce mientras que el de la central Colbún aumenta gradualmente, puesto que esta última realiza exclusivamente el CSF.

6.2.2. Ajuste limitador de pendiente

Para este análisis se utilizó nuevamente el *Modelo de CSF centralizado en el CDEC* presentado en la sección 2.5.3. Al igual que en el análisis anterior, no se consideraron los bloques de retardo de las señales ni los bloques de saturación. Tampoco se consideraron los limitadores de pendiente de cada unidad. Lo que se busca es estudiar la influencia del limitador de pendiente (con y sin *antiwind up*) que está inserto en el regulador del CSF, en la respuesta en el tiempo de la frecuencia y potencia ante un escalón de carga de 0,1 [p.u.].

Para el caso que la ganancia integral K_i esté correctamente ajustada, es decir, el tiempo de actuación del CSF es lo suficientemente lento con respecto al CPF, el efecto del limitador de pendiente no se aprecia. Esto se debe a que la toma de carga que exige el regulador del CSF es menor o igual que la del limitador.

Por otra parte cuando la constante de tiempo del CSF es más rápida, entonces se observará la acción del limitador. El regulador del CSF exigirá un aumento de potencia de mayor pendiente, sin embargo, el limitador fijará como máxima una toma de carga tal que la máquina pueda responder adecuadamente sin que ésta se dañe, limitando de esta forma la exigencia solicitada por el regulador.

Para poder estudiar este comportamiento se fijó la ganancia integral del CSF en $K_i = 5$ de modo de forzar al regulador para que sea rápido. Con esto se podrá visualizar el efecto del limitador de pendiente. En esta sección se analizaron 2 configuraciones: con y sin *antiwind up*.

La Norma Técnica propone como mínimo gradiente de toma de carga un valor de 4 [MW/min]. Luego, el tiempo requerido para aportar un escalón de carga de 0,1 [p.u.] o 25 [MW] es de ≈ 375 [s]. Se ajustó el limitador con el fin de cumplir dicha exigencia y se realizaron las simulaciones.

En la Figura 6.14 se observa la respuesta en el tiempo de la frecuencia y de la potencia, para una configuración con y sin *antiwind up*.

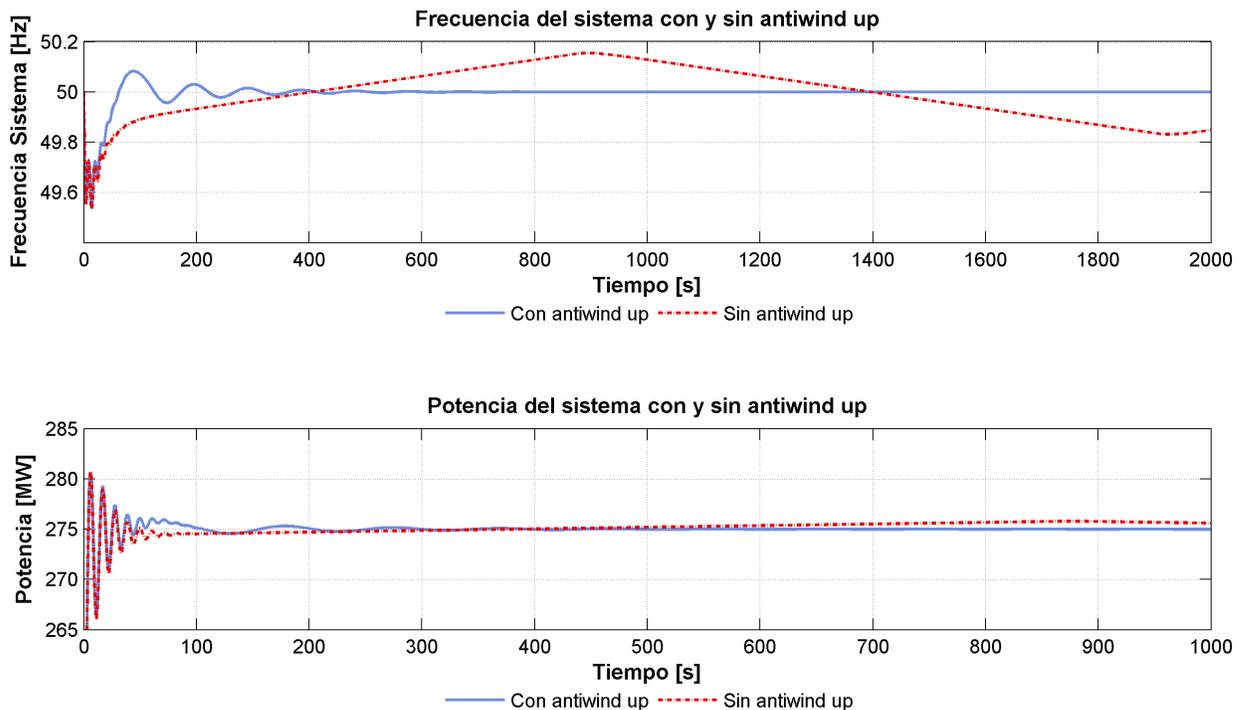


Figura 6.14: Frecuencia y potencia del sistema con un CSF con y sin *antiwind up*

De los gráficos anteriores es posible apreciar que el comportamiento con *antiwind up* es estable, donde la frecuencia se reestableció a su valor nominal dentro de los primeros 400 [s] (debido a que el regulador del CSF posee una constante de tiempo rápida) y la potencia llegó a su nuevo nivel antes de los 200 [s]. Por otro lado, para una configuración sin *antiwind up* se observa que se tienen oscilaciones permanentes de muy baja frecuencia, tanto en la respuesta de la frecuencia como potencia. Estas oscilaciones son llamadas ciclos límites, las cuales se explicarán a la luz del siguiente gráfico.

En la Figura 6.15 se observan las señales del regulador antes y después del paso por el bloque limitador de pendiente, para una configuración sin *antiwind up* (la señal después del limitador se multiplicó x10 con el fin de poder tener una mejor visualización).

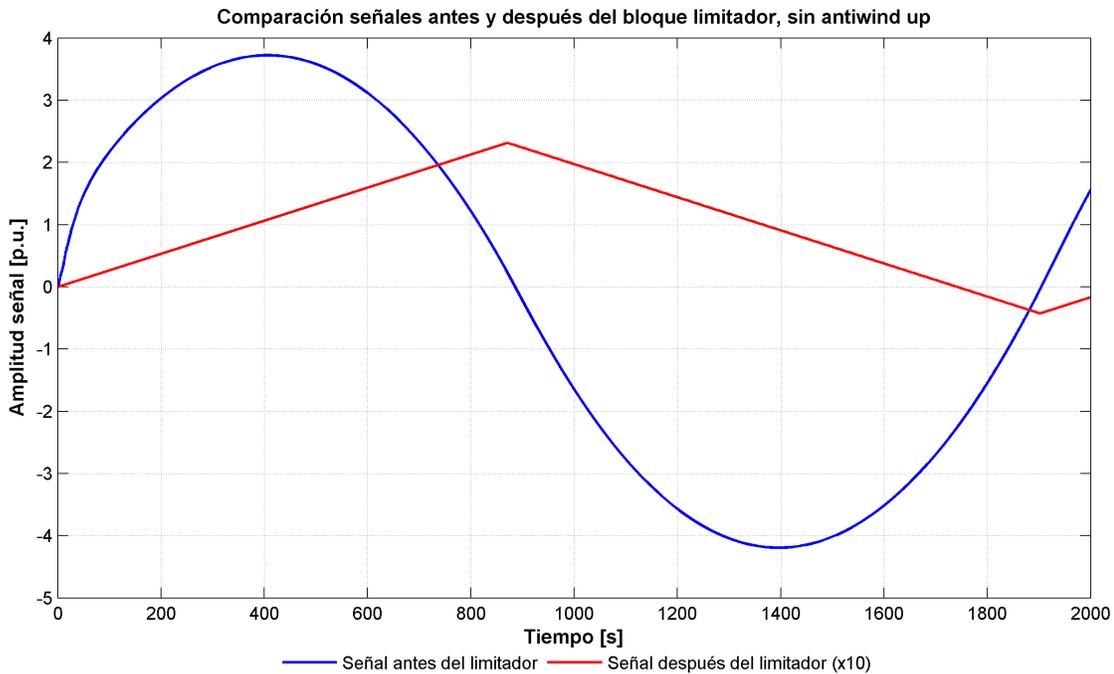


Figura 6.15: Señales de control antes y después del bloque limitador de pendiente, con configuración sin *antiwind up*

La señal azul (señal del regulador) corresponde a la señal antes del limitador y la señal roja (señal de potencia de referencia) indica la señal después del limitador. El gráfico anterior se explicará en etapas:

- En un principio debido al escalón de carga se tiene una desviación del valor de la frecuencia con respecto a su valor de referencia. La señal azul responde de manera veloz, mientras que como existe una restricción de toma de carga, la señal roja crecerá a una tasa menor. Dicha señal corresponde a la potencia de referencia de cada unidad.
- Una vez que el valor de la frecuencia pasa por su referencia (segundo 400, comparar con la Figura 6.14), la señal azul deja de aumentar. Sin embargo la señal roja sigue aumentando, teniendo como consecuencia un aumento del valor de la frecuencia por sobre su valor de referencia hasta el segundo ≈ 900 . Lo anterior es debido al retardo existente entre la señal azul y roja.
- En el segundo 900 la señal azul cambia de signo ya que busca disminuir el valor de la frecuencia que se sobrepasó en el primer semiciclo. En este punto la señal roja comienza a disminuir pero a una tasa menor.
- En el segundo 1400 la frecuencia pasa nuevamente por su valor nominal y la señal azul deja de disminuir. No obstante debido al retardo, la señal roja sigue disminuyendo hasta que la señal del regulador cambia de signo.

- Este fenómeno llamado ciclo límite se repetirá indefinidamente y nunca se alcanzará el valor de referencia de las variables de control.

El *antiwind up* toma la señal antes del limitador de pendiente y la resta con la señal de después. Esta señal es realimentada negativamente al regulador, con lo que se elimina el fenómeno de ciclo límite. Luego, si se aplica un limitador de pendiente es necesario agregar un lazo de *antiwind up* al modelo.

El ajuste del valor del limitador de pendiente está estrechamente relacionado con la constante de tiempo del CSF. Si el CSF se ajusta con una constante de tiempo muy rápida, se recomienda fijar el limitador de pendiente en el valor mínimo exigido por la Norma Técnica (4 [MW/min]). Por otra parte si el CSF se ajusta correctamente, el limitador de pendiente no tendrá un importante efecto sobre la respuesta, salvo que se fije un valor de toma de carga excesivamente pequeño.

6.3. Comparación alternativas: CSF centralizado en el CDEC v/s localizado en una central

Tal como se mencionó, en la NTSyCS se proponen 2 alternativas para realizar el CSF. En esta sección se presentarán los resultados de las simulaciones hechas para cada caso.

Para ambas alternativas y tomando todas las consideraciones respectivas (como bloques de saturación y de retardo), si los reguladores del CSF fueran ajustados utilizando una toma de carga de 4 [MW/min], con *antiwind up* y con una ganancia integral $K_i = \frac{1}{10}$, las respuestas serían satisfactorias en términos de las exigencias de la NTSyCS. No obstante, en esta sección se busca analizar para ambas alternativas qué sucede en el sistema cuando las exigencias del regulador del CSF se llevan a casos límite.

6.3.1. CSF centralizado en el CDEC-SIC

Para este caso se utilizó el modelo presentado en la Figura 2.39 de la sección 2.5.3. Es importante notar que en este modelo sí se consideraron los retardos de 5 segundos en el envío y recepción de las señales de control. Los bloques de saturación se fijaron entre 0 y 1 [p.u.]. Debido a que este modelo presenta un limitador de pendiente para cada unidad y otro inserto en el regulador del CSF, se busca mostrar los resultados cuando se tienen distintos ajustes para cada bloque limitador (tomas de carga). Si bien en la sección anterior se presentó un ajuste óptimo de la ganancia integral K_i , para realizar este análisis se ajusta adrede dicha ganancia de tal forma que la respuesta de la frecuencia sea rápida. Así será posible poder observar el efecto de los limitadores de pendiente.

Las simulaciones fueron hechas para K_i : 1 y 5, la tasa de toma de carga del regulador del CDEC se fijó en 4, 15 y 60 [MW/min], y la tasa de toma de carga de las unidades se fijó en 4 y 15 [MW/min]. Los resultados presentados en esta sección corresponden a todas las combinaciones posibles de ganancias integrales y tomas de carga.

En la Figura 6.16 se muestran los resultados para $K_i = 1$.

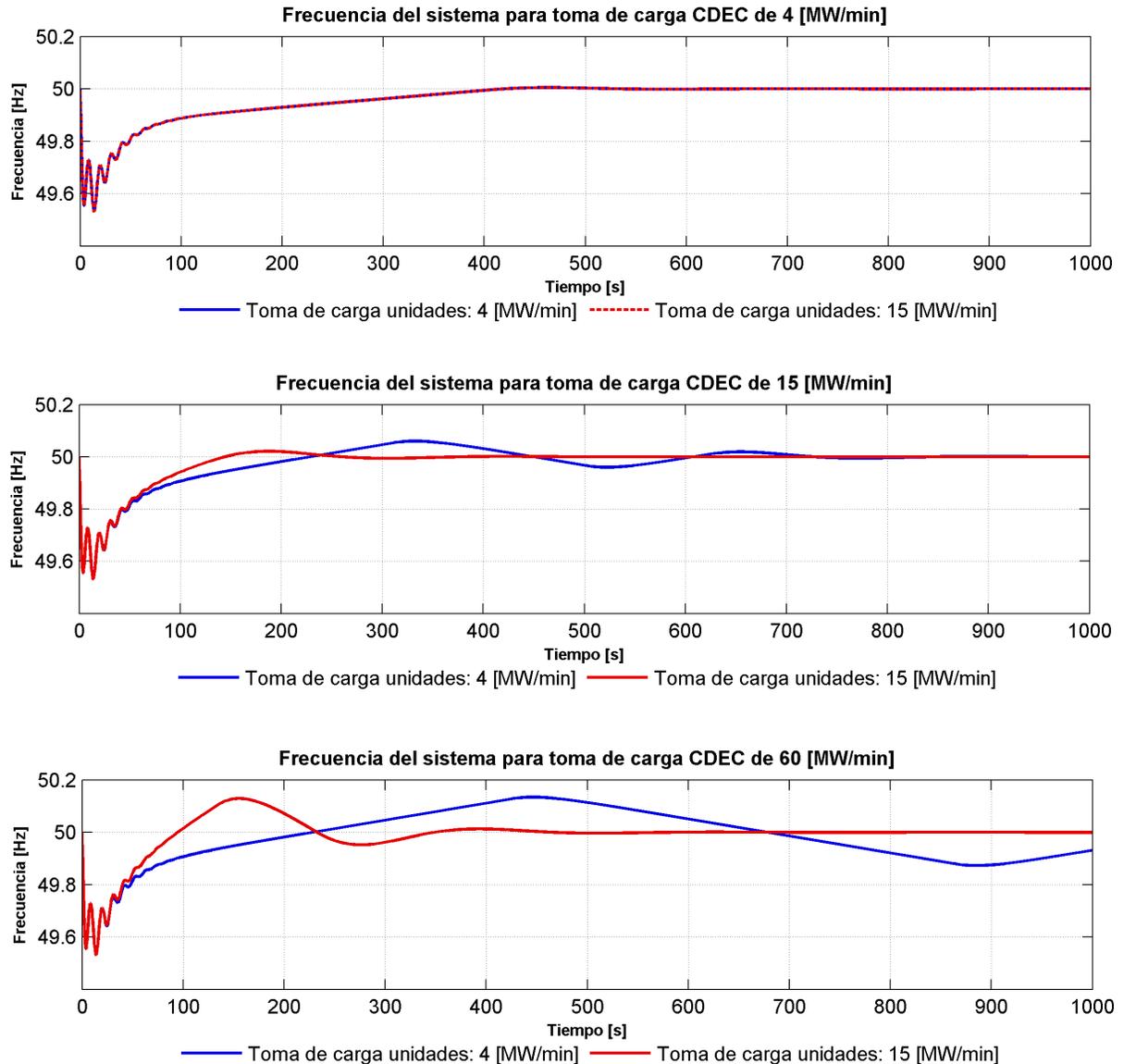


Figura 6.16: Frecuencia para $K_i = 1$, para distintas tomas de carga, CSF centralizado en el CDEC-SIC

De los gráficos anteriores se aprecia que para un ajuste de $K_i = 1$, el sistema responderá de una mejor forma en la medida que la toma de carga del CDEC sea menor o igual que la toma de carga de las unidades, y que la diferencia entre la toma de carga del CDEC con la de las unidades sea pequeña. En caso contrario se formarán ciclos límite, tal como se observa en el tercer gráfico de la Figura 6.16. Esto se debe a que si el CDEC solicita una toma de carga mayor que el de las unidades, las máquinas no podrán responder con la velocidad exigida. Ya se vio en la sección 6.2.2 que cuando se da esta condición se producen retardos, lo que sumado a los retardos adicionales en el envío y recepción de las señales de control, se favorecerá más aún la formación de ciclos límite. Es importante destacar que en esta simulación sí se consideró *antiwind up* en el regulador del CSF, por lo que la razón de la formación de ciclos límite no se debe a una ausencia de esta técnica, sino que se debe a las

razones expuestas anteriormente.

En la Tabla 6.16 se muestra un resumen de los resultados de las simulaciones para $K_i = 1$.

Toma de carga CDEC [MW/min]	Toma de carga Unidades [MW/min]	Ciclo Límite	Período ciclo [s]	ζ Frecuencia [%]
4	4	×	-	>70
4	15	×	-	>70
15	4	×	-	18,00 %
15	15	×	-	43,61 %
60	4	√	880	-
60	15	×	-	37,79 %

Tabla 6.16: Tabla resumen, CSF centralizado en CDEC-SIC, $K_i = 1$

En la Figura 6.17 se muestran los resultados para $K_i = 5$.

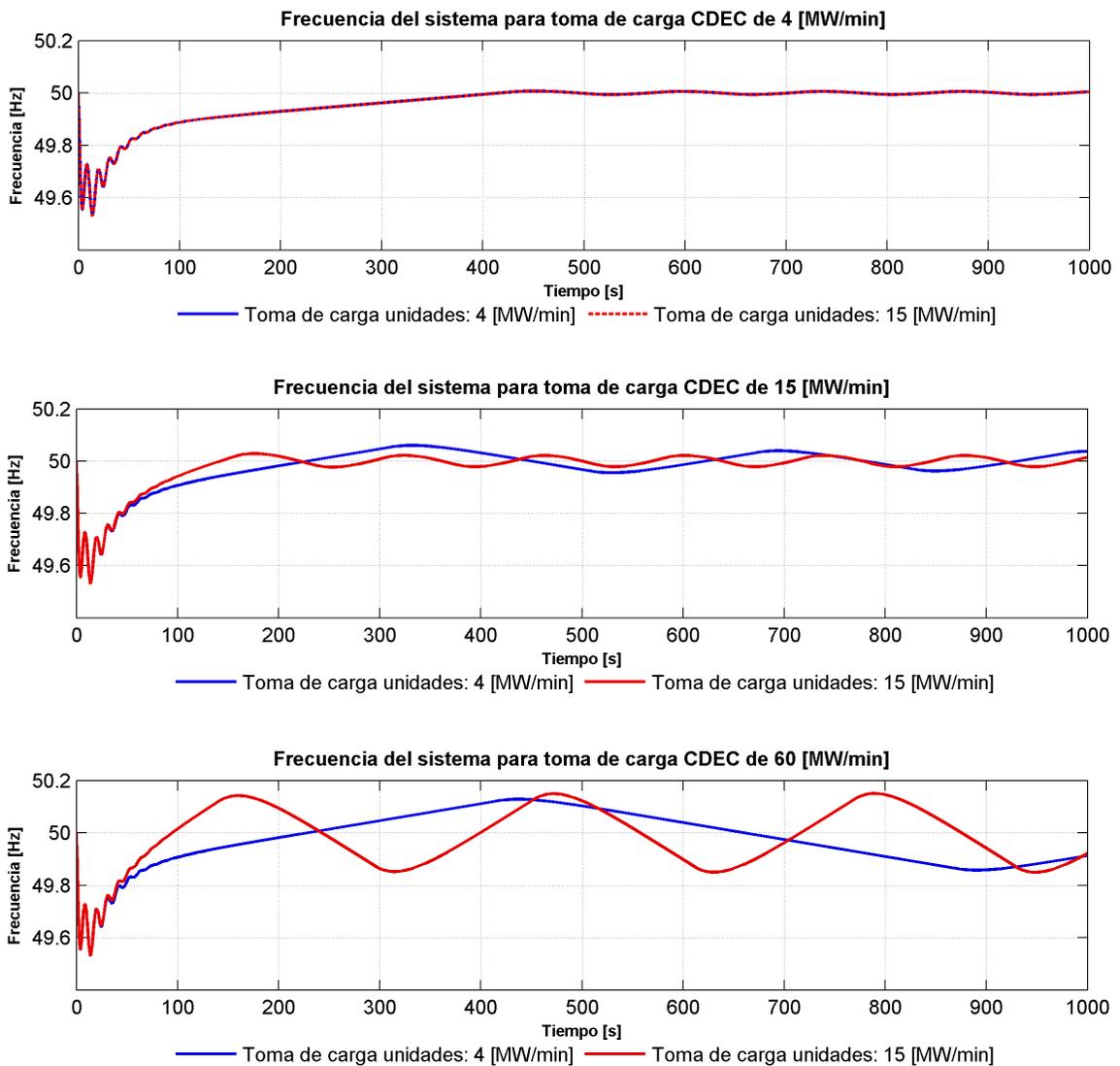


Figura 6.17: Frecuencia para $K_i = 5$, para distintas tomas de carga, CSF centralizado en el CDEC-SIC

De los gráficos anteriores se observa que para un ajuste de $K_i = 5$ el sistema responderá para todos los casos con ciclos límite de distintas amplitudes y frecuencias. Es posible observar que a mayor diferencia entre las tomas de carga del CDEC y las unidades, menor será la frecuencia del ciclo límite y la amplitud tenderá a ser mayor.

Los comentarios de los gráficos son análogos a los mencionados para el caso de $K_i = 1$, salvo que los ciclos límite son más notorios y se presentan para todos los casos de análisis, debido a que la ganancia integral $K_i = 5$ es notablemente mayor.

En la Tabla 6.17 se presenta un resumen de los resultados de las simulaciones para $K_i = 5$.

Toma de carga CDEC [MW/min]	Toma de carga Unidades [MW/min]	Ciclo Límite	Período ciclo [s]	ζ Frecuencia [%]
4	4	✓	144	-
4	15	✓	144	-
15	4	✓	366	-
15	15	✓	137	-
60	4	✓	901	-
60	15	✓	312	-

Tabla 6.17: Tabla resumen, CSF centralizado en CDEC, $K_i = 5$

Distintas tomas de carga de las unidades

En esta sección se analiza cómo responde el sistema al emplear 2 tomas de carga distintas en cada unidad: la unidad 1 se fijó en 60 [MW/min] y la unidad 2 en 4 [MW/min]. Con el fin de observar el efecto de los limitadores de pendiente de cada unidad, se fijó una constante de tiempo del regulador en $K_i = 1$ y su limitador de pendiente se fijó en 60 [MW/min] (con *antiwind up*). Para este caso el bloque de saturación se fijó en $\pm 0,05$ [p.u.] (12,5 [MW]), el cual representa la cantidad de reserva en giro disponible de cada unidad. Los análisis se realizaron para un escalón de carga de 0,05 [p.u.] (12,5 [MW]) y otro de 0,1 [p.u.] (25 [MW]).

La frecuencia del sistema para ambos escalones se presenta en la Figura 6.18.

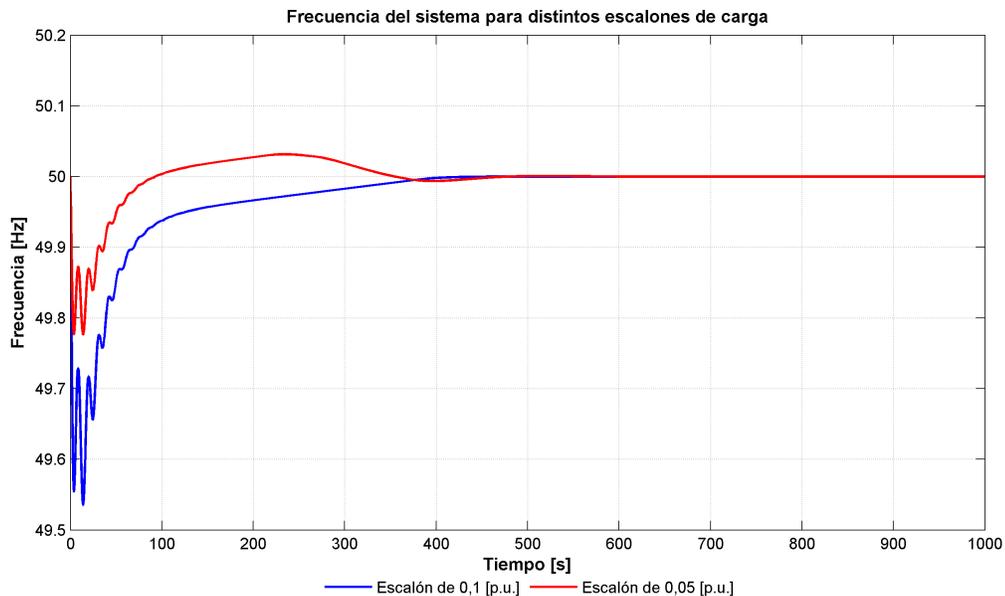


Figura 6.18: Frecuencia del sistema para escalones de 0,1 y 0,05 [p.u.], con distintas tomas de carga.

La potencia de cada unidad para ambos escalones se presenta en la Figura 6.19.

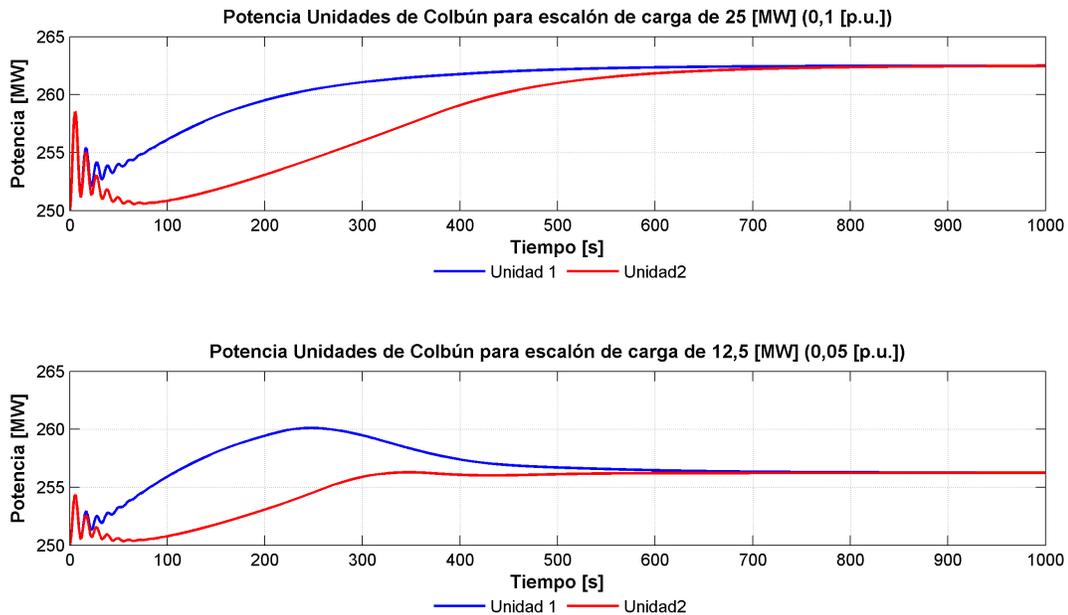


Figura 6.19: Potencia unidades de Colbún para escalones de 0, 1 y 0, 05 [p.u.], con distintas tomas de carga.

De la Figura 6.18 se observa que para ambos escalones de carga el sistema responde de manera estable, siendo la frecuencia restablecida a los ≈ 400 [s].

Del gráfico superior de la Figura 6.19 es posible observar que para el escalón de carga de 0, 1 [p.u.], la unidad 1 eleva su potencia con mayor rapidez que la unidad 2, debido a que su toma de carga es mayor. La unidad 1 alcanza su punto de saturación inyectando la mitad de la potencia del escalón (0, 05 [p.u.] o 12, 5 [MW]). Luego, la unidad 2 aumenta su potencia a una tasa menor hasta aportar la potencia restante.

Del segundo gráfico de la Figura 6.19 es posible apreciar que para el escalón de 0, 05 [p.u.], en los primeros minutos la unidad 1 aporta una mayor cantidad de potencia, sobrepasando el valor del régimen permanente. No obstante, en la medida que pasa el tiempo la unidad 2 aumenta su inyección de potencia gradualmente mientras que la unidad 1 la reduce, hasta alcanzar el punto de equilibrio, aportando cada unidad 0, 025 [p.u.] o 6, 25 [MW]. Bajo este escenario, las unidades nunca se saturan.

El aporte es equitativo para ambos casos debido a que el regulador recibe la misma señal de referencia y la participación K_u de cada unidad es de 0, 5.

6.3.2. CSF localizado en Colbún

Para este caso se utilizó el modelo presentado en la Figura 2.40 de la sección 2.5.3. El objetivo es estudiar cómo responde la frecuencia para distintos valores de la ganancia integral ($K_i = 1$ y $K_i = 5$) y tomas de carga (4, 15 y 60 [MW/min]). Los bloques de saturación se fijaron entre 0 y 1 [p.u.].

En la Figura 6.20 se observan los resultados de la frecuencia para $K_i = 1$ y para las 3 tomas de carga.

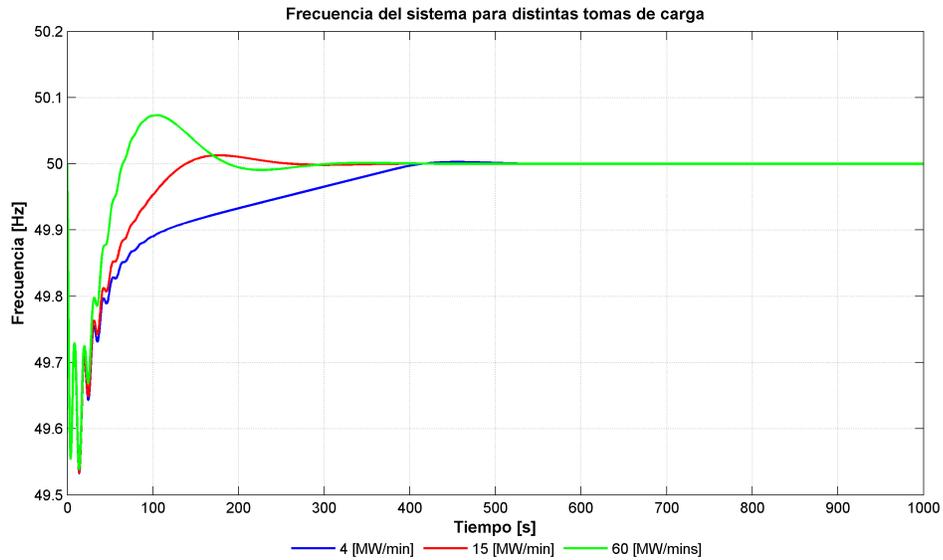


Figura 6.20: Frecuencia para $K_i = 1$, para distintas tomas de carga, CSF localizado en Colbún

En la Figura 6.21 se observan los resultados de la frecuencia para $K_i = 5$ y para las 3 tomas de carga.

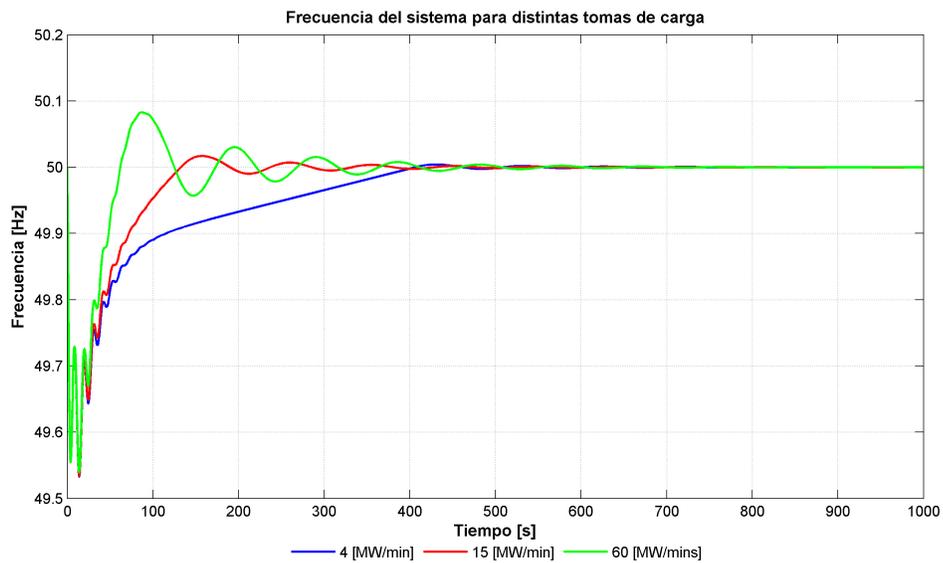


Figura 6.21: Frecuencia para $K_i = 5$, para distintas tomas de carga, CSF localizado en Colbún

De las Figuras 6.20 y 6.21 se observa que para ningún caso existen ciclos límites, es decir, todas las oscilaciones son amortiguadas y alcanzan su valor de referencia antes de los 500 [s]. La ausencia de ciclos límites se debe a que para esta configuración no existen retardos en las señales, puesto que todo el control se realiza de manera local, ni existen problemas de interacción de limitadores de pendiente, ya que existe sólo un limitador de pendiente para cada unidad inserto dentro del regulador del CSF.

Distintas constantes de tiempo de CSF

En esta sección se analiza cómo responde el sistema ante distintas ganancias integrales K_i (constantes de tiempo) del CSF. Las ganancias empleadas en las simulaciones fueron: unidad 1 con $K_i = 5$ y unidad 2 con $K_i = \frac{1}{10}$. Con el fin de eliminar la influencia de los limitadores de pendiente de cada regulador, se fijó en 60 [MW/min]. El bloque de saturación se fijó en $\pm 0,05$ [p.u.]. Las simulaciones se realizaron para un escalón de carga de 0,05 [p.u.] (12,5 [MW]) y 0,1 [p.u.] (25 [MW]).

La frecuencia del sistema para ambos escalones se presenta en la Figura 6.22.

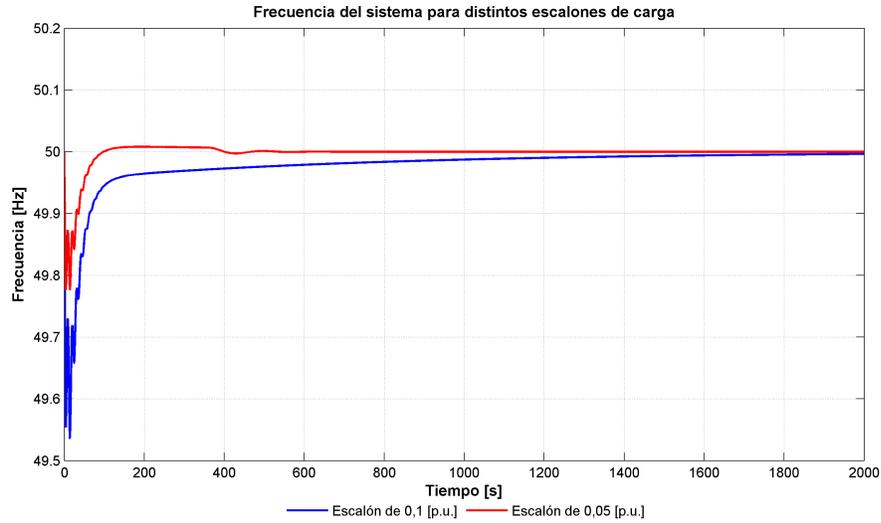


Figura 6.22: Frecuencia del sistema para escalones de 0,1 y 0,05 [p.u.], con distintas constantes de tiempo

La potencia de cada unidad para ambos escalones se presenta en la Figura 6.23.

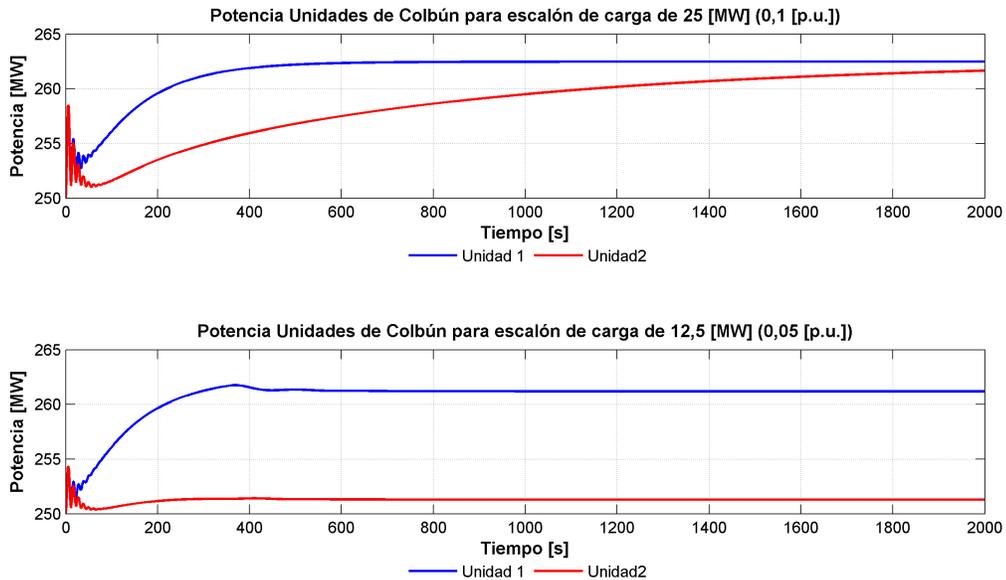


Figura 6.23: Potencia unidades de Colbún para escalones de 0,1 y 0,05 [p.u.], con distintas constantes de tiempo

De la Figura 6.22 se observa que para un escalón de 0,05 [p.u.] la frecuencia se reestablece más rápido en comparación con el caso de escalón de 0,1 [p.u.]. Esto se entenderá a la luz de la explicación de la Figura 6.23. Para ambos escalones se tiene una respuesta estable.

En el gráfico superior de la Figura 6.23 es posible notar que para el caso de un escalón de 0,1 [p.u.], la unidad 1 responde más rápido que la unidad 2, debido a que la constante de tiempo de su CSF es más rápido. En el régimen permanente, cada máquina aporta con la mitad del escalón, es decir con 12,5 [MW]. Esta distribución es equitativa puesto que la unidad 1 se satura, quedando la unidad 2 como única alternativa restante para inyectar la potencia faltante.

En el gráfico inferior de la Figura 6.23 se observa que para el escalón de carga de 0,05 [p.u.] la potencia no se reparte de manera equitativa. Dado que la unidad 1 es más rápida y no alcanza a saturarse, se lleva la mayor parte del escalón de carga, mientras que la unidad 2 sólo se lleva una porción muy pequeña. Esto tiene como consecuencia un reestablecimiento de la frecuencia más rápido. Bajo este escenario, las potencias nunca se saturan.

Capítulo 7

Conclusiones

Las conclusiones de este trabajo se pueden subdividir en 3 grandes ejes: definición de una metodología de ajuste para controladores de frecuencia y potencia-frecuencia involucrados en el control primario de frecuencia, para todas las posibles condiciones de operación; ajuste de bloque de control aguas arriba encargado del control secundario de frecuencia; comparación de las alternativas de control secundario automático propuestas en la Norma Técnica.

Con respecto al ajuste para el control primario de frecuencia se concluye que los 2 métodos propuestos (Bode y Ziegler-Nichols) otorgan resultados similares que asegurarán la estabilidad del sistema y dan un buen punto de partida para realizar un ajuste más fino. Ambos métodos no requieren de complejos cálculos matemáticos para obtener las respectivas ganancias del regulador PI. Para el método según Bode, el cual está enfocado al cálculo y modelación matemática del sistema, se hace necesario excitarlo en el rango de frecuencias deseado y medir la magnitud y la fase. Para el método según Ziegler-Nichols, el cual está enfocado a un ajuste en terreno, requiere estimar una ganancia proporcional tal que el sistema se hace inestable (incluso puede ser una ganancia menor) y luego medir el período de las oscilaciones. La desventaja del método según Ziegler-Nichols es que sólo entrega un conjunto de parámetros, mientras que el método según Bode posee una gran flexibilidad para ajustar la velocidad de respuesta y amortiguamiento en función del margen de fase y la frecuencia de corte.

En la metodología según Bode existe un acoplamiento entre el tiempo de respuesta y las ganancias proporcional e integral: si se desea disminuir (aumentar) la velocidad de respuesta a través de la frecuencia de corte, se deben disminuir (aumentar) las ganancias proporcional e integral. Además el amortiguamiento, controlado a través del margen de fase, está principalmente acoplado a la ganancia proporcional, es decir, si se desea aumentar (disminuir) el amortiguamiento se debe aumentar (disminuir) cuidadosamente la ganancia proporcional y disminuir (aumentar) levemente la ganancia integral. Las relaciones anteriormente expuestas pueden ser muy prácticas y útiles para el operador en terreno que está ajustando el controlador y no dispone de herramientas computacionales ni matemáticas a la mano. En conclusión, la recomendación para ajustar cualquier tipo de regulador es utilizar el método según Bode.

Para definir las ganancias del regulador PI, fue necesario modelar el sistema hidráulico de Colbún. Se concluye que el comportamiento del modelo linealizado es muy similar y una buena aproximación al modelo no linealizado solo para cotas altas: 436 y 420 [m] (1 y 0,91 [p.u.]). Es decir, los reguladores pueden ser ajustados utilizando el modelo linealizado, aplicar dichos ajustes al modelo no lineal y obtener respuestas similares. Luego, mediante simulaciones en el modelo lineal se puede realizar un ajuste fino hasta obtener una respuesta

satisfactoria y que cumpla con los requerimientos de la Norma Técnica.

Se hizo necesario proponer un ajuste adicional cuando la cota se encuentra en su nivel de 408,5 [m] o menor. Para esta cota la chimenea de equilibrio cambia su diámetro haciéndose más angosta, por lo que con los ajustes propuestos para una cota alta, el sistema se vuelve muy oscilatorio y cercano a la inestabilidad.

Se concluye que con los ajustes propuestos tanto para cota alta como para cota baja el sistema responde cumpliendo con éxito las exigencias de la Norma Técnica con respecto al tiempo de establecimiento y amortiguamiento de la potencia y frecuencia.

El valor de la ganancia que define la constante de tiempo del regulador encargado del control secundario de frecuencia debe elegirse cuidadosamente. Si la constante de tiempo es muy rápida, el control secundario puede interactuar con el primario originando oscilaciones y eventualmente llevando a la inestabilidad al sistema. En caso contrario, si la constante es muy lenta, el sistema tardará demasiado tiempo en reestablecer la frecuencia en su valor nominal.

En el sistema de 4 unidades, donde 2 realizan el CPF y las restantes hacen el CSF, el ajuste óptimo de la ganancia integral fue de $\frac{1}{10}$ (equivalentemente, la constante de tiempo fue de $\tau_i = 10$). Con ese ajuste la frecuencia vuelve a la banda de $50 \pm 0,025$ [Hz] en alrededor de 10 [min], cumpliendo de esta forma lo exigido por la Norma Técnica y con la condición $\omega_{CPF} \approx 10 \cdot \omega_{CSF}$.

Los limitadores de pendiente definen la toma de carga de las unidades y se encuentran a continuación del bloque integrador. Si el controlador le exige una toma de carga superior a la fijada en el limitador de pendiente, se producirán retardos generando ciclos límite u oscilaciones permanentes. Para eliminar dichas oscilaciones se aplica la técnica del *antiwind up*, el cual realimenta negativamente al regulador con el exceso solicitado por él. Luego, se concluye que la aplicación de un *antiwind up* es fundamental cuando se tienen limitadores de pendiente a continuación del regulador.

De la comparación entre las 2 alternativas propuestas en el Artículo 3-17, se concluye que ambos sistemas de control automáticos cumplen con la tarea de reestablecer la frecuencia en su valor nominal. Para el caso de la propuesta de un control centralizado en el CDEC es fundamental que tanto la constante de tiempo del controlador como los limitadores de pendiente del CDEC y los de las respectivas unidades estén correctamente ajustados. Si la constante de tiempo fija un control secundario lento, los limitadores de pendiente no ejercerán su influencia en la respuesta. En la medida que se aumenta este valor, es fundamental que la toma de carga del organismo coordinador sea menor o igual que la toma de carga fijada en las unidades, pues en caso contrario la frecuencia comenzará a oscilar formando ciclos límite. En el caso extremo de que la constante de tiempo sea muy rápida, independiente del ajuste de las tomas de carga, siempre existirán ciclos límites. La formación de estas oscilaciones no amortiguadas se atribuyen al tiempo de retardo que se presenta en el envío y recepción de las señales de control, entre la central participante del control secundario y el CDEC.

En la actualidad el CDEC implementará un control secundario de frecuencia utilizando el sistema de control AGC (*Automatic Generation Control*). Si bien este sistema cumplirá el objetivo del reestablecimiento de la frecuencia en forma automática, las aplicaciones son mucho más amplias. Estas van desde controlar la transferencia de potencia entre 2 o más áreas distintas en un sistema eléctrico hasta fijar un punto de operación de cada unidad cumpliendo criterios económicos de minimización de costos. Las principales desventajas de este sistema son el retardo de las señales y las comunicaciones entre las centrales, las empresas dueñas de éstas, el CDEC, están sujetas a compañías de telecomunicación externas, existiendo

la probabilidad de que se interrumpan.

Por otro lado, la alternativa de un control automático localizado en una central no tiene problemas de retardo de las señales, ya que el controlador y las unidades se encuentran muy próximas. Tampoco existe el problema de coordinar los limitadores de pendiente, ya que para esta alternativa el único limitador se encuentra en la unidad. Además si el controlador se ajusta con una constante de tiempo rápida, el limitador junto con el sistema de *antiwind up* responderá adecuadamente y en ningún momento se producirán ciclos límite ni el sistema se tornará inestable. La tarea de realizar el control secundario de frecuencia quedará a cargo de una empresa en particular, estableciéndose una comunicación directa interna entre la central y la empresa. En conclusión, el control localizado en una central es una solución viable y factible.

Finalmente, se concluye que para las alternativas de un control centralizado en el CDEC y un control localizado en Colbún, en el caso de que cada unidad por separado tenga tiempos de toma de carga o constantes de tiempo del CSF distintos, respectivamente, la respuesta siempre será estable.

Bibliografía

- [1] Comisión Nacional de Energía, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, Junio 2014. www.cne.cl.
- [2] Centrales y Proyectos, página web de Colbún, Consulta en Septiembre 2015. <http://www.colbun.cl/centrales-y-proyectos/centrales/cuenca-del-maule/central-colbun/>.
- [3] C. Rahmann. Apunte del curso EL4103 "Sistemas de Energía y Equipos Eléctricos". Santiago, 2013.
- [4] P. Kundur. *Power System Stability Control*. McGraw Hill, 1994.
- [5] Schleif and Wilbor. The Coordination of Hydraulic Turbine Governors for Power System Operation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1966.
- [6] Estudios Eléctricos. Informe Técnico: Esquema de Regulación Distribuída de Frecuencia en el SIC, 2010.
- [7] German Ardul Munoz Hernandez, Sa'ad Petrous Mansoor, and Dewi Ieuan Jones. *Modelling and Controlling Hydropower Plants*. Springer, 2013.
- [8] F. P. de Mello, R. J. Koessler, J. Agee, P. M. Anderson, J. H. Doudna, J. H. Fish, P. A. Hamm, P. Kundur, D. C. Lee, G. J. Rogers, and C. Taylor. Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1992.
- [9] Yun Zeng, Yakun Guo, Lixiang Zhang, Tianmao Xu, and Hongkui Dong. *Mathematical and Computer Modelling of Dynamic System: Methods, Tools and Applications in Engineering and Related Sciences*. 2012.
- [10] Luz Alexandra Lucero Tenorio. *Hydro Turbine and Governor Modelling*. Norwegian University of Science and Technology, 2010.
- [11] H. M. Rustebakke. *Electric Utility Systems and Practices*. John Willey & Sons, 1983.
- [12] Subdirección de Operaciones Colbún. Minuta Técnica: Análisis de la operación con cota reducida en el embalse de la central Colbún. Implicancias sobre el funcionamiento de la chimenea de equilibrio., 2004.
- [13] Jorge Agüero and Mario Beroqui. Central Colbún, modelo propuesto para sistema hidráulico, distribuidor y turbina, 2012.

- [14] Jorge Agüero and Mario Beroqui. Centrales Colbún y Machicura. Certificado de ensayos, 2006.
- [15] Colbún. Minuta Técnica: Modelos para simulador Digsilent de generadores, reguladores de tensión y de turbina de Colbún y Machicura, 2005.
- [16] Colbún. Plano chimenea de equilibrio.
- [17] Wan Tan. Unified tuning of PID load frequency control for power system via IMC. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2010.
- [18] Yuji Yamakawa, Yohei Okada, Takanori Yamazaki, and Shigeru Kurosu. Tuning method of PI control with desired damping coefficient for a first-order lag plus deadtime system. 2012.
- [19] J. C. Basilio and S. R. Matos. Design of PI and PID control with transient performance specification. *IEEE Transactions on Education*, 2002.
- [20] C. T. Pan and C. M. Liaw. An adaptive control for power system load-frequency control. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1989.
- [21] A. Khodabakhshian and N. Golbon. Unified PID design for load frequency control. *IEEE Proceedings*, 2004.
- [22] Katshuiko Ogata. *Ingeniería de Control Moderna*. Pearson, 2010.
- [23] J. G. Ziegler and N.B. Nichols. Optimum Settings for Automatic Controllers. *IEEE Transactions on Education*, 1942.
- [24] Colbún. Informe de antecedentes de falla, 2015.

Apéndice A

Deducciones matemáticas

A.1. Deducción fórmula de la NTSyCS para coeficiente de amortiguamiento ζ

La función de transferencia típica de segundo orden viene dada por la siguiente expresión,

$$\frac{C(s)}{R(s)} = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \quad (\text{A.1})$$

Donde $C(s)$ es la salida, $R(s)$ la entrada, ω_n la frecuencia natural y ζ el coeficiente de amortiguamiento.

Es posible deducir que la respuesta para entrada escalón es:

$$c(t) = 1 - e^{-\zeta\omega_n t} \left(\cos(\omega_d t) + \frac{\zeta}{\sqrt{1-\zeta^2}} \sin(\omega_d t) \right) \quad (\text{A.2})$$

Donde $\omega_d = \omega_n \sqrt{1-\zeta^2}$ y corresponde a la frecuencia natural amortiguada.

Para obtener los valores máximos, se deriva la función $c(t)$ con respecto al tiempo y se iguala la expresión a cero. Es decir,

$$\frac{dc(t)}{dt} = \zeta\omega_n e^{-\zeta\omega_n t} \left(\cos(\omega_d t) + \frac{\zeta}{\sqrt{1-\zeta^2}} \sin(\omega_d t) \right) + e^{-\zeta\omega_n t} \left(\omega_d \sin(\omega_d t) - \frac{\zeta\omega_d}{\sqrt{1-\zeta^2}} \cos(\omega_d t) \right) \quad (\text{A.3})$$

$$\frac{dc(t)}{dt} = 0$$

Simplificando se obtiene,

$$\frac{dc(t)}{dt} = \sin(\omega_d t) \frac{\omega_n}{\sqrt{1-\zeta^2}} e^{-\zeta\omega_n t} = 0 \quad (\text{A.4})$$

Se observa que el término que acompaña al $\sin(\omega_d t)$ no puede ser igual a cero. Luego, para $\omega_d t = 0, \pi, 2\pi, 3\pi \dots n\pi$ se tiene que,

$$\sin(\omega_d t) = 0 \quad (\text{A.5})$$

Si se define como *tiempo peak*, t_p , al tiempo en que tarda en alcanzar los valores máximos, entonces,

$$t_{p1} = \frac{\pi}{\omega_d} = \frac{\pi}{\omega_n \sqrt{1 - \zeta^2}}$$

$$t_{p2} = \frac{3\pi}{\omega_d} = \frac{3\pi}{\omega_n \sqrt{1 - \zeta^2}}$$

La máxima sobreelongación M_p se presenta en los tiempos *peaks* t_{p1} y t_{p2} , calculados anteriormente.

$$M_p = c(t_p) - 1 \tag{A.6}$$

$$M_p = -e^{-\zeta\omega_n t_p} \left(\cos(\omega_d t_p) + \frac{\zeta}{\sqrt{1 - \zeta^2}} \sin(\omega_d t_p) \right)$$

Evaluando en t_{p1} y t_{p2} es fácil obtener que,

$$M_{p1} = e^{-\zeta\omega_n \frac{\pi}{\omega_d}}$$

$$M_{p2} = e^{-\zeta\omega_n \frac{3\pi}{\omega_d}}$$

Si se define $A_1 = e^{-\zeta\omega_n \frac{\pi}{\omega_d}}$, $A_2 = e^{-\zeta\omega_n \frac{3\pi}{\omega_d}}$ y $R_A = \frac{A_2}{A_1}$ entonces,

$$R_A = e^{-\frac{2\pi\zeta}{\omega_d}} \tag{A.7}$$

Sacando $\ln()$ se obtiene que,

$$\ln(R_A) = \frac{-2\pi\zeta}{\omega_d}$$

Despejando resulta,

$$\zeta = \frac{-\ln(R_A)\sqrt{1 - \zeta^2}}{2\pi} \tag{A.8}$$

Trabajando matemáticamente la ecuación anterior,

$$\zeta = \frac{-\ln(R_A)}{\sqrt{\frac{4\pi^2 - 4\pi^2\zeta^2 + 4\pi^2\zeta^2}{1 - \zeta^2}}}$$

$$\zeta = \frac{-\ln(R_A)}{\sqrt{\frac{4\pi^2(1 - \zeta^2) + 4\pi^2\zeta^2}{1 - \zeta^2}}}$$

$$\zeta = \frac{-\ln(R_A)}{\sqrt{4\pi^2 + \frac{4\pi^2\zeta^2}{1 - \zeta^2}}}$$

$$\zeta = \frac{-\ln(R_A)}{\sqrt{4\pi^2 + \ln(R_A)^2}}$$

$$\zeta = \frac{-\ln(R_A)}{2\pi\sqrt{1 + \frac{\ln(R_A)^2}{4\pi^2}}} \quad (\text{A.9})$$

Es posible observar que la ecuación A.9 es idéntica a la que se presenta en el Artículo 5-44 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Luego, a partir de los valores máximos de la primera y segunda oscilación es posible obtener el coeficiente de amortiguamiento.

Apéndice B

Parámetros modelo

B.1. Cálculo de altura en [p.u.] de salto para distintas cotas

Se definen las siguientes cotas de operación [16]

- Nivel máximo normal: 436 [m].
- Nivel mínimo normal: 420 [m].
- Nivel mínimo eventual: 397,5 [m].
- Nivel de ensanchamiento de chimenea de equilibrio: 408,5 [m].

Las turbinas se encuentran a una altura de 257 [m]. Sacando las diferencias entre las alturas y normalizando por la máxima altura (nivel máximo normal), se obtienen las siguientes alturas en por unidad.

- Nivel máximo normal: $436 - 257 = 179$ [m] $\Rightarrow \frac{179}{179} = 1$ [p.u.].
- Nivel mínimo normal: $420 - 257 = 163$ [m] $\Rightarrow \frac{163}{179} = 0,910$ [p.u.].
- Nivel mínimo eventual: $397,5 - 257 = 140,5$ [m] $\Rightarrow \frac{140,5}{179} = 0,784$ [p.u.].
- Nivel de ensanchamiento de chimenea de equilibrio: $408,5 - 257 = 151,5$ [m] $\Rightarrow \frac{151,5}{179} = 0,85$ [p.u.].

Para el análisis se utilizarán las cotas 1 [p.u.], 0,91 [p.u.] y 0,84 [p.u.]. No se estudiará el caso del nivel mínimo eventual pues es muy poco común que ocurra, sin embargo, se analizará el caso cuando la cota esté en la parte angosta de la chimenea de equilibrio (0,84 [p.u.]).

B.2. Cálculo de constante de tiempo de los elementos del sistema hidráulico

El salto nominal es de $H_n = 179$ [m] y el caudal nominal por una turbina es de $Q_n = 155 \left[\frac{m^3}{s} \right]$ [13].

Conducto embalse

Diámetro: 8 [m]. Largo: 2500 [m].

Área:

$$A_{ce} = \pi \left(\frac{8}{2}\right)^2 = 50,3[m^2]$$

Constante de tiempo:

$$T_{wce} = \frac{1}{a_g} \frac{L_{ce}}{A_{ce}} \frac{2 \cdot Q_n}{H_n} = \frac{1}{9,8} \frac{2500}{50,3} \frac{2 \cdot 155}{179} = 8,783[s]$$

Tubería común

Diámetro: 7,2 [m]. Largo: 135,7 [m].

Área:

$$A_{tc} = \pi \left(\frac{7,2}{2}\right)^2 = 40,7[m^2]$$

Constante de tiempo:

$$T_{wtc} = \frac{1}{a_g} \frac{L_{tc}}{A_{tc}} \frac{2 \cdot Q_n}{H_n} = \frac{1}{9,8} \frac{135,7}{40,7} \frac{2 \cdot 155}{179} = 0,589[s]$$

Tubería individual

Diámetro: 4,6 [m]. Largo: 187,3 [m].

Área:

$$A_{ti} = \pi \left(\frac{4,6}{2}\right)^2 = 16,62[m^2]$$

Constante de tiempo:

$$T_{wti} = \frac{1}{a_g} \frac{L_{ti}}{A_{ti}} \frac{Q_n}{H_n} = \frac{1}{9,8} \frac{187,3}{16,62} \frac{155}{179} = 0,996[s]$$

Chimenea de equilibrio

Diámetro sección ancha: 20 [m]. Diámetro sección angosta: 12 [m].

Área sección ancha:

$$A_{Ch1} = \pi \left(\frac{20}{2}\right)^2 = 314,16[m^2]$$

Área sección angosta:

$$A_{Ch2} = \pi \left(\frac{12}{2}\right)^2 = 113,09[m^2]$$

Tiempo de llenado sección ancha:

$$C_{ch1} = A_{Ch1} \frac{H_n}{2 \cdot Q_n} = 181,4[s]$$

Tiempo de llenado sección angosta:

$$C_{ch2} = A_{Ch2} \frac{H_n}{2 \cdot Q_n} = 65,3[s]$$

B.3. Justificación inercia del sistema M

Para encontrar el valor adecuado de inercia del sistema, se investigó un caso real de falla [24]. El evento ocurrió el 12 de octubre de 2015 a las 22:31 hrs, donde la unidad 1 de la central Santa María salió de servicio dejando de suministrar 229 [MW] de potencia al sistema. La potencia generada en ese momento en el SIC era de 6.500 [MW], de los cuales 480 [MW] eran generados por Colbún. Dada la contingencia se alcanzó una frecuencia mínima de 49,49 [Hz] y el tiempo de actuación del CPF fue de aproximadamente 43 [s]. A partir de los datos obtenidos, la potencia que debió suministrar Colbún para compensar el déficit fue de 19,12 [MW] o 0,0765 [p.u.] (considerando una potencia base de 250 [MW]).

Se utilizó el modelo no lineal de la central Colbún (ver Figura 2.35), asumiendo una cota del 100% y con una potencia inicial inyectada por unidad de 240 [MW] o 0,96 [p.u.]. Se sometió al sistema a un escalón de carga de 0,0765 [p.u.], fijando a priori un valor cualquiera de inercia H . Luego de iterar en base a ensayo/error hasta obtener un tiempo similar de la acción del CPF, se llegó a que un valor de $H = 12,5$ o $M = 25$ entregaba una respuesta en el tiempo de la frecuencia similar al caso real.

En la Figura B.1 se muestra una comparación entre el caso real y el simulado para la respuesta en el tiempo de la frecuencia.

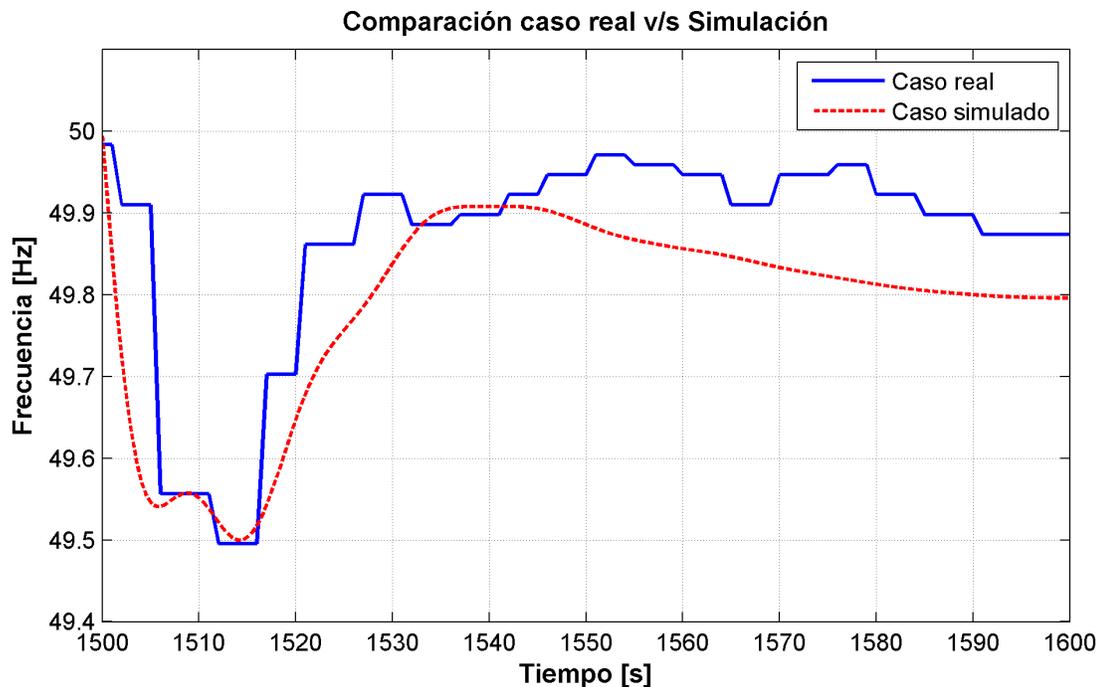


Figura B.1: Comparación contingencia caso real v/s caso simulado

Se observa que existe similitud tanto en el tiempo de actuación del CPF y del valor mínimo de frecuencia. Luego del segundo 43 se observa que las curvas se separan. Esto se debe a que en el caso real comenzó a operar el CSF y en la simulación sólo se aplicó el CPF.

Es importante destacar que el valor de la inercia del sistema cambiará en cada bloque de tiempo, pues está en directa relación con las máquinas que están aportando con potencia. Luego, la inercia dependerá de la demanda que haya en el sistema.

Apéndice C

Resultados adicionales

C.1. Ajustes control primario de frecuencia

Nivel de potencia: 0,5 - 0,6 [p.u.]

Operación en isla con regulador de frecuencia

Para este caso los ajustes obtenidos según el método de Ziegler-Nichols son: $K_p = 3,083$ y $K_i = 0,5691$.

En la Figura C.1 se muestran los resultados para la frecuencia y potencia utilizando el ajuste según Ziegler-Nichols.

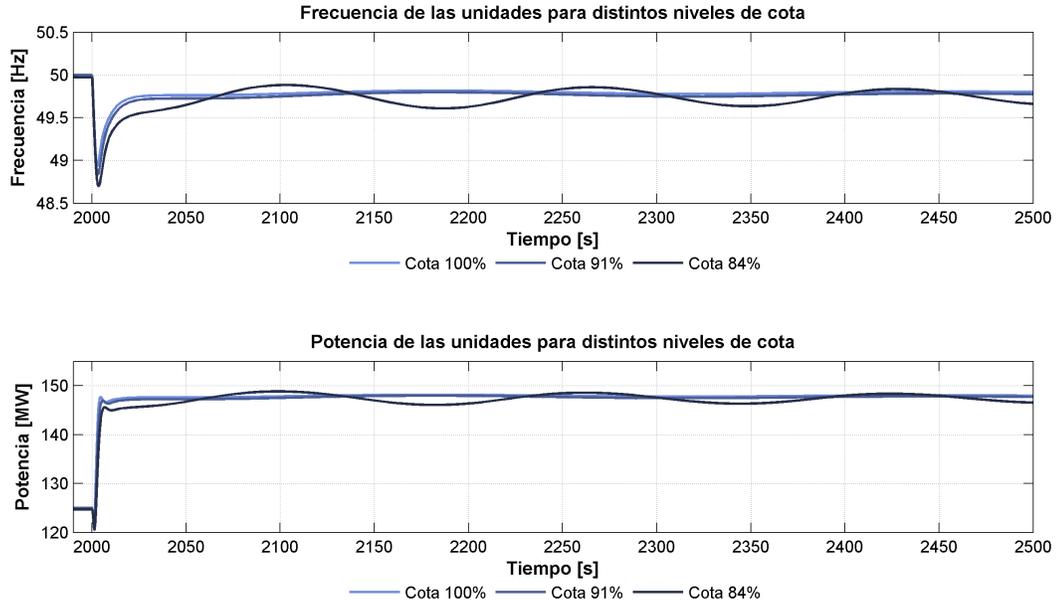


Figura C.1: Frecuencia y potencia unidades, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec., ZN

Operación en red con regulador de frecuencia

Para este caso los ajustes obtenidos según el método de Ziegler-Nichols son: $K_p = 1,508$ y $K_i = 0,1340$.

En la Figura C.2 se muestran los resultados para la frecuencia y potencia del sistema utilizando el ajuste según Ziegler-Nichols.

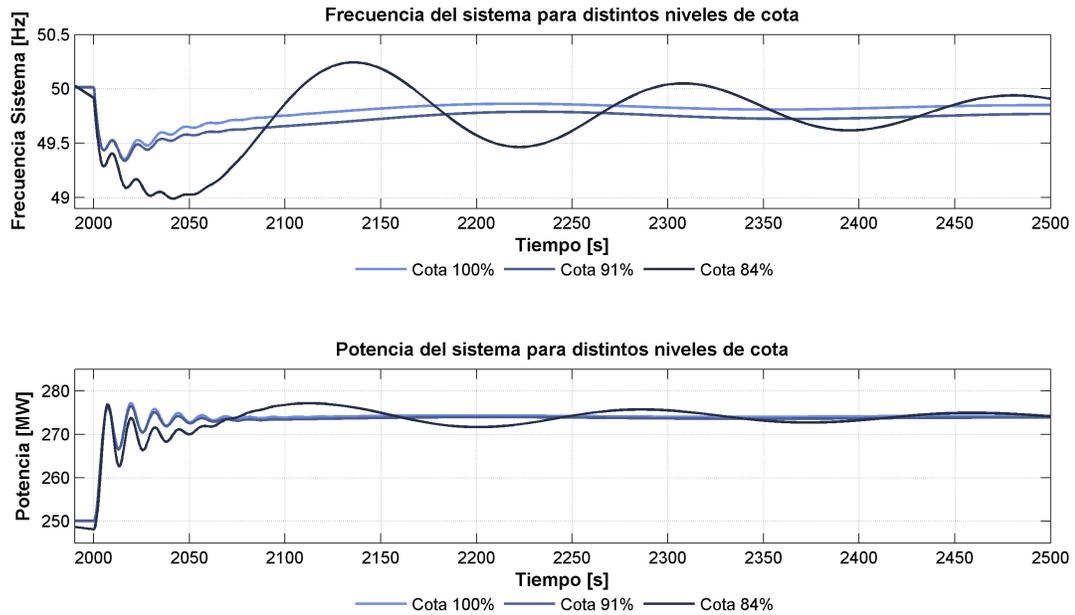


Figura C.2: Frecuencia y potencia de la red, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec., ZN

Operación en red con regulador de potencia-frecuencia

Para este caso los ajustes obtenidos según el método de Ziegler-Nichols son: $K_p = 0,0526$ y $K_i = 0,0048$.

En la Figura C.3 se muestran los resultados para la frecuencia y potencia del sistema utilizando el ajuste según Ziegler-Nichols.

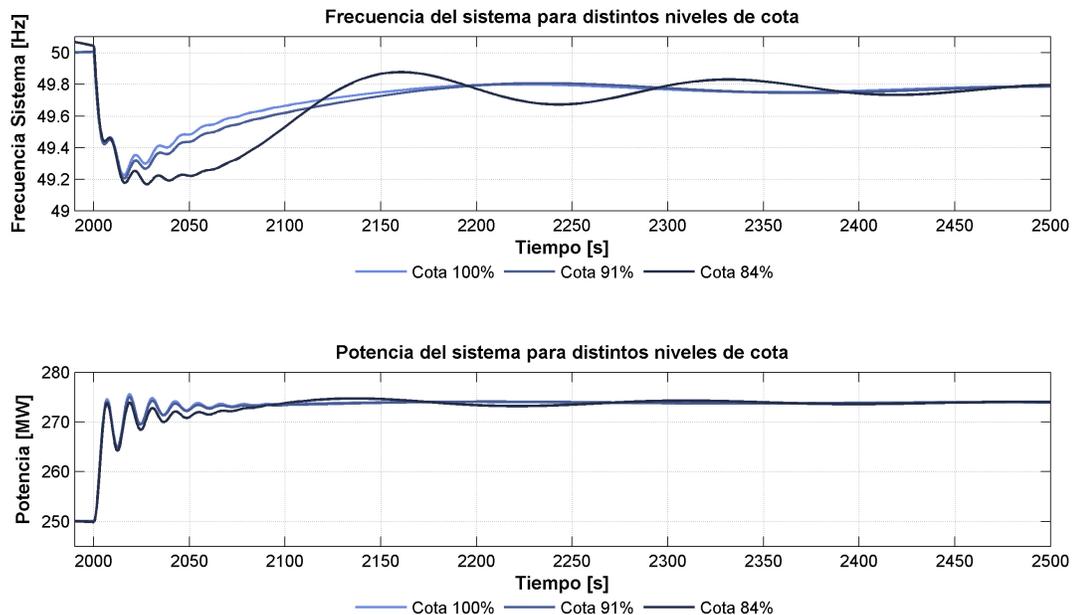


Figura C.3: Frecuencia y potencia de la red, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.- Frec., ZN

Nivel de potencia: 0,8 - 0,9 [p.u.]

Operación en isla con regulador de frecuencia

En la Figura C.4 se muestran los resultados para la frecuencia y potencia utilizando el ajuste según Ziegler-Nichols.

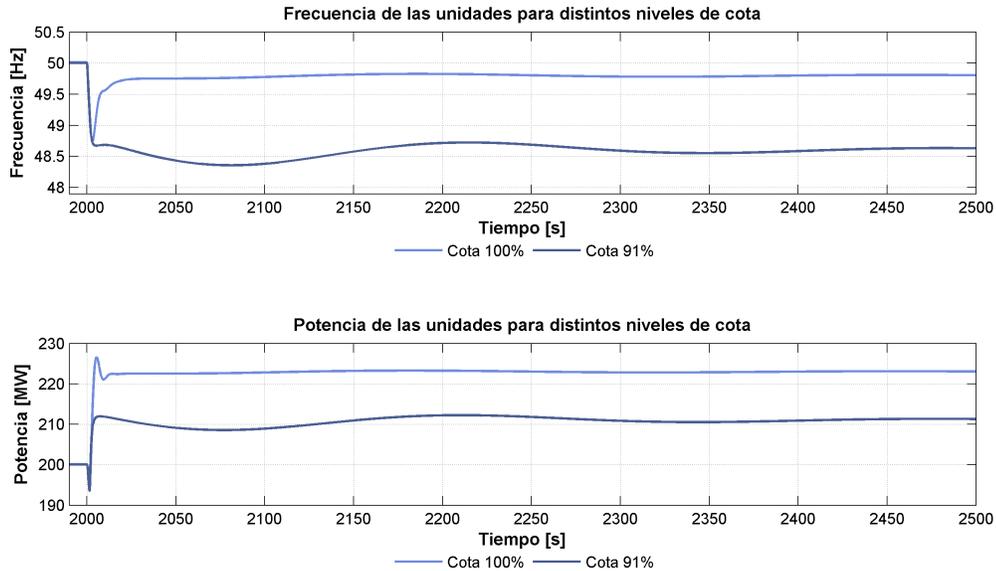


Figura C.4: Frecuencia y potencia unidades, Esc. 0,8-0,9 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec., ZN

Operación en red con regulador de frecuencia

En la Figura C.5 se muestran los resultados para la frecuencia y potencia del sistema utilizando el ajuste según Ziegler-Nichols.

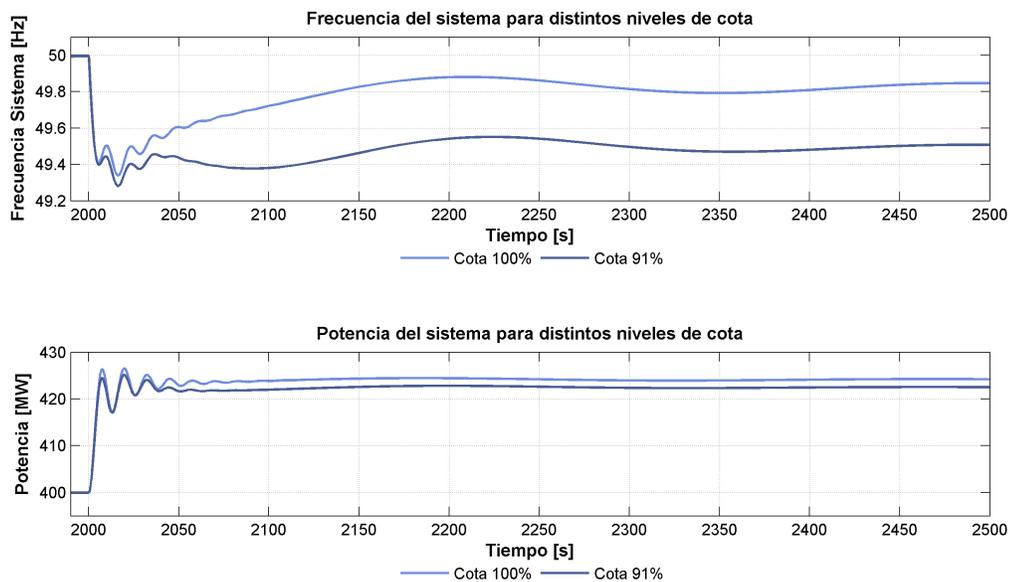


Figura C.5: Frecuencia y potencia de la red, Esc. 0,8-0,9 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec., ZN

Operación en red con regulador de potencia-frecuencia

En la Figura C.6 se muestran los resultados para la frecuencia y potencia del sistema utilizando el ajuste según Ziegler-Nichols.

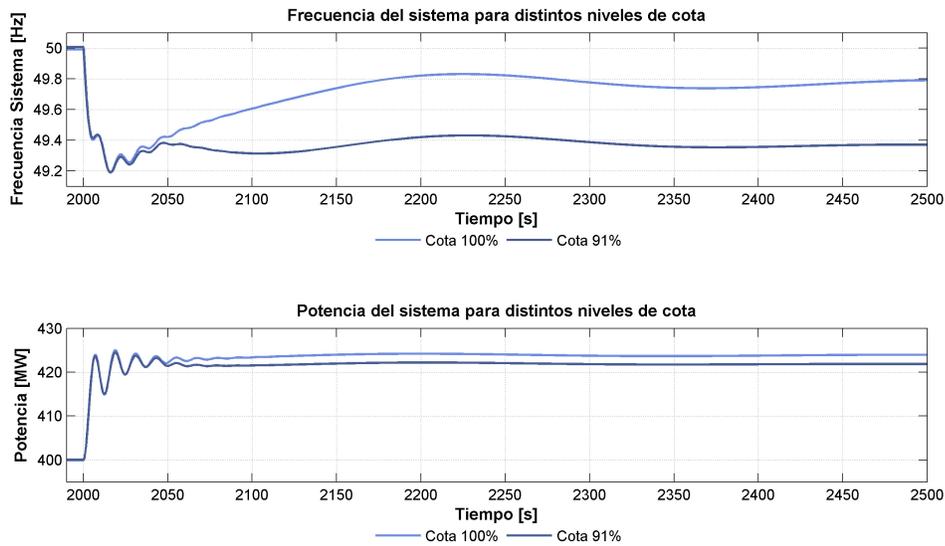


Figura C.6: Frecuencia y potencia de la red, Esc. 0,8-0,9 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.- Frec., ZN

Ajustes adicionales por cota baja: Operación isla con regulador de frecuencia

Los parámetros del reajuste utilizando el método según Ziegler-Nichols son: $K_p = 0,8865$ y $K_i = 0,0506$.

En la Figura C.7 se muestran los resultados para la frecuencia y potencia utilizando el reajuste propuesto según Ziegler-Nichols.

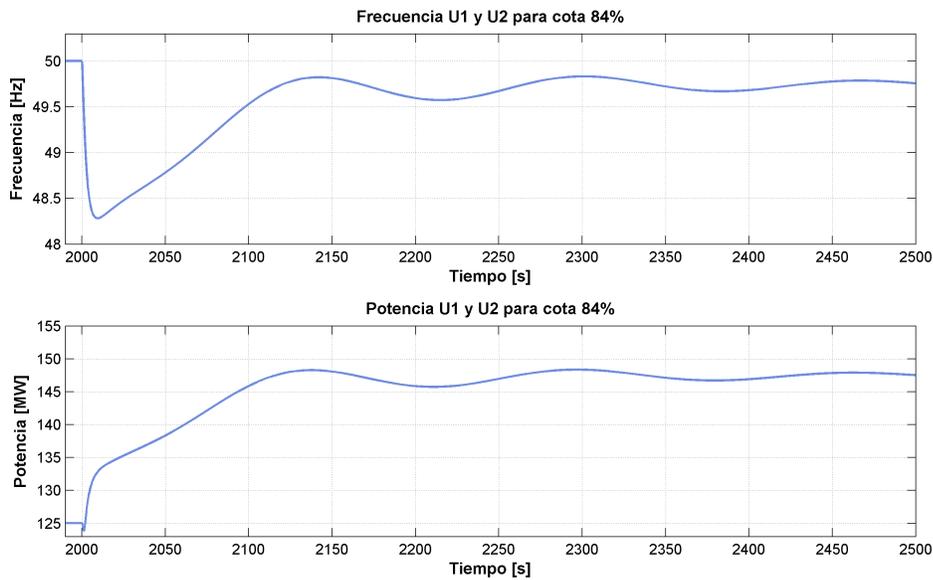


Figura C.7: Frecuencia y potencia unidades, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Isla, Reg. Frec., ZN - Reajuste

Ajustes adicionales por cota baja: Operación en red con regulador de frecuencia

Los parámetros del reajuste utilizando el método según Ziegler-Nichols son: $K_p = 1,35$ y $K_i = 0,054$. En la Figura C.8 se muestran los resultados para la frecuencia y potencia utilizando el reajuste propuesto según Ziegler-Nichols.

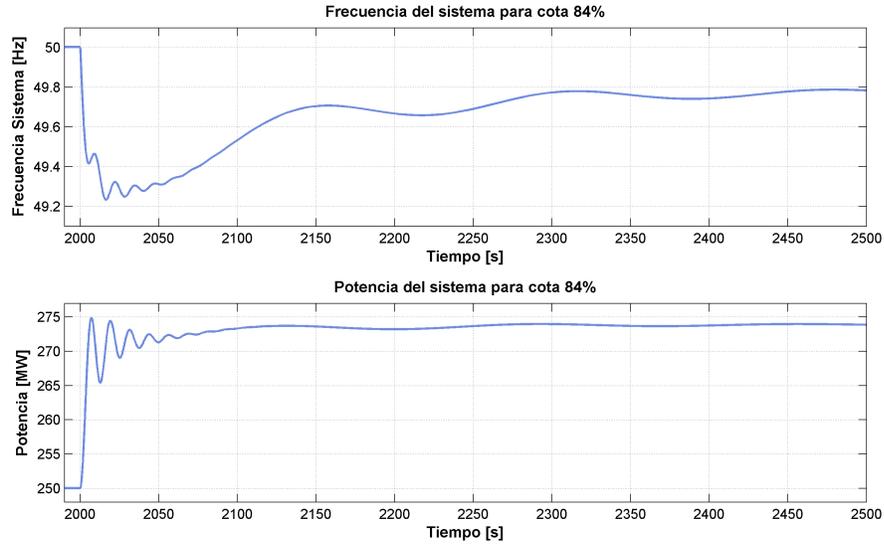


Figura C.8: Frecuencia y potencia unidades, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Frec., ZN - Reajuste

Ajustes adicionales por cota baja: Operación en red con regulador de potencia - frecuencia

Los parámetros del reajuste utilizando el método según Ziegler-Nichols son: $K_p = 0,0562$ y $K_i = 0,0025$. En la Figura C.9 se muestran los resultados para la frecuencia y potencia utilizando el reajuste propuesto según Ziegler-Nichols.

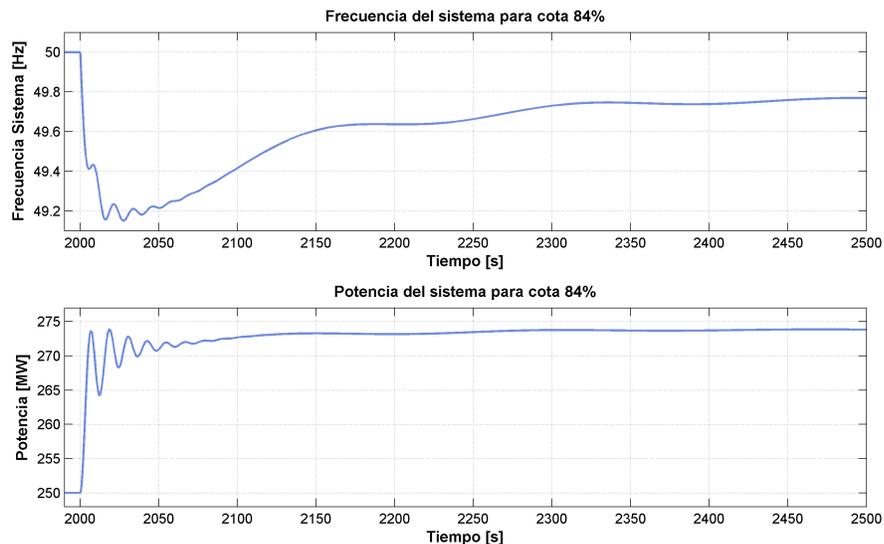


Figura C.9: Frecuencia y potencia unidades, Esc. 0,5-0,6 [p.u.], Op. Red, Reg. Pot.-Frec., ZN - Reajuste