

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



Profesor Patrocinante:

Dr. Luis A. Morán T.

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:

Ingeniero Civil Eléctrico

**Análisis de los Modelos de los Sistemas de Control
de Generadores para Estudios de Estabilidad en
Sistemas de Potencia**

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante
Dr. Luis A. Morán T.

Análisis de los Modelos de los Sistemas de Control de Generadores para Estudios de Estabilidad en Sistemas de Potencia

Gustavo Adolfo Vega Garcías

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Septiembre 2025

Resumen

La estabilidad de los sistemas de potencia es crítica para garantizar que el suministro eléctrico sea continuo y confiable. En este contexto, los generadores sincrónicos tienen un rol fundamental en la estabilidad y regulación de frecuencia, considerando que aún gran parte de la matriz energética nacional está compuesta por este tipo de máquinas, que históricamente han constituido la generación eléctrica tradicional en los sistemas eléctricos del mundo.

En el presente informe de Memoria de Título se estudian los modelos existentes en la literatura para representar distintas tecnologías de turbinas y gobernadores de velocidad, destacando aquellos que han quedado como legado por su antigüedad y aplicabilidad para estudios de estabilidad en sistemas de potencia durante décadas. Posteriormente, se revisan los principales sistemas de control de excitación, incluyendo AVR, PSS, OEL y UEL. Finalmente, se simulan distintos casos de estudio en el software DIgSILENT PowerFactory®, en una planta de celulosa genérica que cuenta con generación propia, implementando modelos de turbinas, sistemas de control de velocidad y sistemas de control de excitación cuyos diagramas de bloques y parámetros están disponibles en la base de datos del Sistema Eléctrico Nacional provisto por el Coordinador Eléctrico Nacional, durante distintas perturbaciones: desconexión de carga, desconexión de unidad generadora de gran potencia y cortocircuito trifásico. Se compara la respuesta dinámica de los generadores en condiciones de operación que consideran y no consideran sistemas de control, y se grafica la respuesta de los principales lazos de control considerados en las simulaciones.

Se destaca que la implementación de sistemas de control de velocidad y excitación en al menos una máquina sincrónica del sistema simulado contribuye sustancialmente a la estabilidad sistémica, previniendo colapsos de tensión y sobrecargas excesivas en el circuito de campo. Se valida la actuación de los sistemas de control complementarios de excitación durante distintas perturbaciones sistémicas. Incluir estos lazos de control en las demás unidades generadoras ayuda a proteger los devanados de campo de las máquinas, pero además mejora la respuesta dinámica amortiguando las oscilaciones en los voltajes y corrientes de los generadores.



A mi abuela Jovina Licancura “Mami Nina”, quien contempla cada paso que doy desde el Cielo.

Agradecimientos

A Dios, por estar conmigo todos los días de mi vida y cuidarme como un buen Padre, dándome todo lo que necesito y enseñándome Su amor en todas las cosas. Todo se lo debo a Él.

A mi padre José Osvaldo y mi madre María Margarita, hijos de padres analfabetos y del campo, que con mucho esfuerzo y sacrificio lograron ser profesionales, siendo mi máximo ejemplo a seguir. En mis días de universidad jamás me faltó nada gracias a que dedicaron sus años a amarme, cuidarme y proveerme, además de darme valores y enseñanzas que me han hecho ser un hombre pleno.

A mi hermana Sofía, fiel compañera en mis últimos años de universidad, por su amor incondicional desde que tengo memoria.

A mi abuela Jovina Licancura, quien oró cada día de su vida por mí para que me fuera bien, como me lo recordaba siempre que nos veíamos. Recuerdo su voz diciéndomelo por última vez cerca de su partida, deseándome que fuera feliz. Este gran paso en mi vida es para ella, mi Mamita amada a quien extraño todos los días.

A mi familia, por apoyarme siempre, creer en mí y demostrarme su amor en cada oportunidad que han tenido desde que soy un niño.

A mi profesor guía, Dr. Luis Morán, quien me aceptó en el equipo del Laboratorio de Sistemas y Energías Renovables a fines de cuarto año, supervisó mi práctica laboral, me permitió aportar al equipo y me ha nutrido con toda su experiencia. Le admiro y agradezco de corazón por todo.

A la comisión evaluadora, Dr. José Espinoza, Dr. Rubén Peña y Dr. Leonardo Palma, por el tiempo dedicado a leer mi Memoria de Título, su retroalimentación y por toda su ayuda en el camino que he recorrido en mi vida universitaria.

Al equipo del LaSER, por todo su apoyo, disposición y orientación en todo lo que he necesitado.

A mis amigos Tatiana, Yessica, Nataly, Carlos y Romina. Son la familia que elegí, les amo y agradezco su presencia en mi vida, en el momento de reír como en el de llorar.

A mi grupo de amigos de la universidad, Gustavo, Valeska, Juan, Joaquín, Valeria, Catalina, Ignacio... (no tengo espacio para tanta gente que quiero) y a mi directiva de IEEE PES UdeC SBC, Melisa, Millaray, Angeles y Valentina. Por los trabajos, las juntas de estudio, las risas, las reuniones de horas, INGELECTRA y los abrazos en momentos difíciles. Que la vida nos depare cosas buenas.

A mis profesoras Evelyn y Paola, referentes de mi vida. Su trabajo me ha traído hasta aquí.

A mis (pre)colegas Palmo, Iñaki y Matías por toda su ayuda y comprensión en este proceso.

A Lukas, mi compañero de aventuras. Que tu luz brille por siempre en mi vida.

Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	VIII
LISTA DE FIGURAS	IX
NOMENCLATURA.....	XI
ABREVIACIONES.....	XII
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. TRABAJOS PREVIOS	1
1.2.1 Modelos de Turbinas y Sistemas de Control de Excitación	1
1.2.2 Control Primario de Frecuencia	5
1.2.3 Emulación de Máquina Sincrónica Virtual	6
1.2.4 Discusión	7
1.3. OBJETIVOS	8
1.3.1 Objetivo General	8
1.3.2 Objetivos Específicos.....	8
1.4. ALCANCES Y LIMITACIONES	8
1.5. TEMARIO Y METODOLOGÍA	9
2. MODELOS DE TURBINAS A VAPOR.....	10
2.1. INTRODUCCIÓN	10
2.2. MODELOS DE TURBINAS A VAPOR	10
2.2.1 Gobernadores de velocidad	10
2.2.2 Modelos generales de turbinas a vapor.....	11
2.3. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES	17
3. SISTEMAS DE CONTROL DE EXCITACIÓN	18
3.1. INTRODUCCIÓN	18
3.2. SISTEMA DE EXCITACIÓN Y REGULADOR AUTOMÁTICO DE VOLTAJE (AVR).....	18
3.3. SISTEMAS DE CONTROL COMPLEMENTARIOS.....	20
3.3.1 Estabilizador de Sistemas de Potencia (PSS)	21
3.3.2 Limitador de sobreexcitación (OEL)	23
3.3.3 Limitador de subexcitación (UEL)	23
3.4. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES	25
4. MODELO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	27
4.1. INTRODUCCIÓN	27
4.2. DATOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	27
4.2.1 Parámetros de Generadores.....	29
4.2.2 Parámetros de Transformadores	30
4.2.3 Parámetros de Conductores	32
4.2.4 Parámetros de Filtros.....	32
4.2.5 Parámetros de Reactores.....	32
4.2.6 Parámetros de Cargas.....	33
4.3. RESUMEN DEL MODELO.....	33
5. SIMULACIÓN DE PERTURBACIONES SISTÉMICAS	34
5.1. INTRODUCCIÓN	34
5.2. SIMULACIONES DINÁMICAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	34
5.2.1 Desconexión de carga.....	35
5.2.2 Desconexión unidad generadora de mayor potencia.....	40
5.2.3 Cortocircuito trifásico en barra lejana.....	45
5.3. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES	50

6.	CONCLUSIONES	53
6.1.	SUMARIO	53
6.2.	CONCLUSIONES	53
6.3.	TRABAJO FUTURO	54
	REFERENCIAS	56
A.	DIAGRAMAS DE BLOQUES DE MODELOS DE TURBINAS.....	59
A.1.	CONFIGURACIÓN SIN RECALENTADOR	59
A.2.	CONFIGURACIÓN EN TÁNDEM CON RECALENTAMIENTO ÚNICO	59
A.3.	CONFIGURACIÓN EN TÁNDEM CON RECALENTAMIENTO DOBLE	60
A.4.	CONFIGURACIÓN CRUZADA CON RECALENTAMIENTO ÚNICO	61
A.5.	CONFIGURACIÓN CRUZADA CON RECALENTAMIENTO ÚNICO	62
A.6.	CONFIGURACIÓN CRUZADA CON RECALENTAMIENTO DOBLE.....	63
A.7.	MODELO DE TURBINA HIDRÁULICA	64
B.	ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	65
B.1.	DEFINICIÓN Y TIPOS DE ESTABILIDAD SISTÉMICA	65
B.1.1	ESTABILIDAD DE ÁNGULO	66
B.1.2	ESTABILIDAD DE TENSIÓN.....	67
B.1.3	ESTABILIDAD DE FRECUENCIA	67
B.1.4	ESTABILIDAD DE RESONANCIA	67
B.1.5	ESTABILIDAD BASADA EN CONVERTIDORES	68
C.	DIAGRAMAS DE BLOQUES Y PARÁMETROS DE SISTEMAS DE CONTROL AUXILIARES	69
C.1.	MODELO DEL GENERADOR	69
C.2.	REGULADOR AUTOMÁTICO DE VOLTAJE (AVR) Y SISTEMA DE EXCITACIÓN	70
C.3.	GOBERNADOR DE VELOCIDAD (GOV)	71
C.4.	ESTABILIZADOR DE SISTEMAS DE POTENCIA (PSS).....	72
C.5.	LIMITADOR DE SOBREEXCITACIÓN (OEL).....	73
C.6.	LIMITADOR DE SUBEXCITACIÓN (UEL).....	74

Lista de Tablas

Tabla 2.1 Parámetros típicos para sistemas gobernadores de velocidad	11
Tabla 2.2 Parámetros típicos para modelos de turbinas a vapor	12
Tabla 2.3 Interpretación de parámetros usados en el modelo general para turbinas.....	13
Tabla 3.1 Listado de parámetros del sistema de excitación ST4C	20
Tabla 3.2 Listado de parámetros del modelo PSS2C	22
Tabla 4.1 Listado de parámetros unidad generadora U1	29
Tabla 4.2 Listado de parámetros unidad generadora U2	30
Tabla 4.3 Listado de parámetros unidad generadora U3	30
Tabla 4.4 Datos transformador T1	31
Tabla 4.5 Datos transformador T2	31
Tabla 4.6 Datos transformador T3	31
Tabla 4.7 Datos transformador T4	32
Tabla 4.8 Datos de conductores	32
Tabla 4.9 Datos de filtros	32
Tabla 4.10 Datos de reactores	33
Tabla 4.11 Datos de cargas	33
Tabla 5.1 Despachos de unidades generadoras	35
Tabla C.1 Listado de parámetros AVR y sistema de excitación	70
Tabla C.2 Listado de parámetros GOV	71
Tabla C.3 Listado de parámetros PSS	72
Tabla C.4 Listado de parámetros OEL	73
Tabla C.5 Listado de parámetros UEL	74



Lista de Figuras

Fig. 2.1 Modelo matemático general para sistemas gobernadores de velocidad	11
Fig. 2.2 Modelo general para sistemas de turbinas	12
Fig. 2.3 Modelo IEEEG1 de sistemas de turbinas.....	13
Fig. 2.4 Lazo externo de control de potencia activa LCFB1.....	14
Fig. 2.5 Modelo de turbina de vapor TGOV1	15
Fig. 2.6 Modelo de turbina de vapor IEEEESGO	15
Fig. 2.7 Modelo de turbina de vapor TGOV5	16
Fig. 3.1 Modelo de sistema de excitación ST4C [16]	19
Fig. 3.2 Modelo PSS2C de estabilizador de sistemas de potencia [16]	22
Fig. 3.3 Diagrama de bloques del OEL	23
Fig. 3.4 Característica circular de limitación de un UEL tipo 1 [16].....	25
Fig. 3.5 Característica recta de limitación de un UEL tipo 2 [16]	25
Fig. 4.1 Diagrama unilineal simplificado del sistema de distribución simulado	27
Fig. 4.2 Diagrama unilineal detallado del sistema de distribución simulado en DIgSILENT PowerFactory ® (sección derecha, unidades generadoras 1 y 3).....	28
Fig. 4.3 Diagrama unilineal detallado del sistema de distribución simulado en DIgSILENT PowerFactory ® (sección izquierda, unidad generadora 2)	29
Fig. 5.1 Diagrama del sistema de distribución simulado durante desconexión de carga	35
Fig. 5.2 Formas de Onda Unidad Generadora U1 – Desconexión de carga (1 de 2)	36
Fig. 5.3 Formas de Onda Unidad Generadora U1 – Desconexión de carga (2 de 2)	36
Fig. 5.4 Formas de Onda Unidad Generadora U2 – Desconexión de carga (1 de 2)	37
Fig. 5.5 Formas de Onda Unidad Generadora U2 – Desconexión de carga (2 de 2)	37
Fig. 5.6 Formas de Onda Unidad Generadora U3 – Desconexión de carga (1 de 2)	38
Fig. 5.7 Formas de Onda Unidad Generadora U3 – Desconexión de carga (2 de 2)	38
Fig. 5.8 Formas de onda de salida de lazos de control U1 – Desconexión de carga (1 de 2)	39
Fig. 5.9 Formas de onda de salida de lazos de control U1 – Desconexión de carga (2 de 2)	39
Fig. 5.10 Diagrama del sistema de distribución simulado durante desconexión de unidad generadora U2	40
Fig. 5.11 Formas de Onda Unidad Generadora U1 – Desconexión U2 (1 de 2).....	41
Fig. 5.12 Formas de Onda Unidad Generadora U1 – Desconexión U2 (2 de 2).....	41
Fig. 5.13 Formas de Onda Unidad Generadora U2 – Desconexión U2 (1 de 2).....	42
Fig. 5.14 Formas de Onda Unidad Generadora U2 – Desconexión U2 (2 de 2).....	42
Fig. 5.15 Formas de Onda Unidad Generadora U3 – Desconexión U2 (1 de 2).....	43
Fig. 5.16 Formas de Onda Unidad Generadora U3 – Desconexión U2 (2 de 2).....	43
Fig. 5.17 Formas de onda de salida de lazos de control U1 – Desconexión U2 (1 de 2).....	44
Fig. 5.18 Formas de onda de salida de lazos de control U1 – Desconexión U2 (2 de 2).....	44
Fig. 5.19 Diagrama del sistema de distribución simulado durante cortocircuito trifásico.....	45
Fig. 5.20 Formas de Onda Unidad Generadora U1 – Cortocircuito trifásico (1 de 2).....	46
Fig. 5.21 Formas de Onda Unidad Generadora U1 – Cortocircuito trifásico (2 de 2).....	46
Fig. 5.22 Formas de Onda Unidad Generadora U2 – Cortocircuito trifásico (1 de 2).....	47
Fig. 5.23 Formas de Onda Unidad Generadora U2 – Cortocircuito trifásico (2 de 2).....	47
Fig. 5.24 Formas de Onda Unidad Generadora U3 – Cortocircuito trifásico (1 de 2).....	48
Fig. 5.25 Formas de Onda Unidad Generadora U3 – Cortocircuito trifásico (2 de 2).....	48
Fig. 5.26 Formas de onda de salida de lazos de control U1 – Cortocircuito (1 de 2)	49
Fig. 5.27 Formas de onda de salida de lazos de control U1 – Cortocircuito (1 de 2)	49

Fig. A.1 Configuración de vapor sin recalentador	59
Fig. A.2 Configuración de vapor en tándem con recalentamiento único	59
Fig. A.3 Configuración de vapor en tándem con recalentamiento doble	60
Fig. A.4 Configuración de vapor compuesto cruzado con recalentamiento único	61
Fig. A.5 Configuración de vapor compuesto cruzado con recalentamiento único	62
Fig. A.6 Configuración de vapor compuesto cruzado con recalentamiento doble	63
Fig. A.7 Modelo lineal aproximado de una turbina hidráulica	64
Fig. B.1 Escalas de tiempo asociadas a diferentes dinámicas en sistemas de potencia [19].....	65
Fig. B.2 Tipos de estabilidad en sistemas de potencia [19].	66
Fig. C.1 Diagrama de bloques	69
Fig. C.2 Diagrama de bloques regulador automático de tensión (AVR) y sistema de excitación	70
Fig. C.3 Diagrama de bloques gobernador de velocidad (GOV)	71
Fig. C.4 Diagrama de bloques estabilizador de sistemas de potencia (PSS)	72
Fig. C.5 Diagrama de bloques limitador de sobreexcitación (OEL)	73
Fig. C.6 Diagrama de bloques limitador de subexcitación (UEL)	74



Nomenclatura

Escalares

x	: parámetro.
T_n	: constante de tiempo genérica.
F_n	: ganancia genérica.
K_n	: ganancia genérica.
H	: constante de inercia.
I_{FD}, i_e	: corriente de campo.
E_{FD}	: tensión de campo.
$f(s)$	: función de transferencia en el plano de Laplace.



Abreviaciones

Mayúsculas

SEN	: Sistema Eléctrico Nacional
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional
AVR	: regulador automático de voltaje (del inglés <i>Automatic Voltage Regulator</i>)
GOV	: gobernador de velocidad (del inglés <i>Governor</i>)
OEL	: limitador de sobreexcitación (del inglés <i>Over Excitation Limiter</i>)
UEL	: limitador de subexcitación (del inglés <i>Under Excitation Limiter</i>)
PSS	: estabilizador de sistemas de potencia (del inglés <i>Power System Stabilizer</i>)
SEP	: sistema(s) eléctrico(s) de potencia
DC	: corriente continua (del inglés <i>Direct Current</i>)
AC	: corriente alterna (del inglés <i>Alternating Current</i>)
HVDC	: <i>High Voltage Direct Current</i>
IGE	: <i>Induction Generator Effect</i>
IEEE	: <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
TCR	: <i>Time Constant Regulator</i>



1. Introducción

1.1. Introducción

El comportamiento dinámico de los generadores sincrónicos y los sistemas de control asociados es crucial para mantener la estabilidad de los sistemas eléctricos. Para comprender este comportamiento es necesario modelar adecuadamente las turbinas que accionan los generadores y los sistemas de control complementarios que regulan la excitación de las máquinas.

Este capítulo presenta una revisión bibliográfica que sienta las bases conceptuales y prácticas recomendadas para el posterior análisis de sistemas que cuentan con control de generadores en simulaciones dinámicas. En particular, se estudian normas y reportes técnicos, estándares y papers que abordan modelos de turbinas (haciendo énfasis en las turbinas de vapor) y los sistemas de excitación, además de estrategias de control utilizadas en la emulación de máquinas sincrónicas virtuales para sistemas basados en convertidores.

La revisión considera tanto trabajos fundacionales legados por el IEEE y sus actualizaciones posteriores, como estudios recientes que enfrentan desafíos nuevos, tales como la influencia de la calidad de combustible en las variables de interés del ciclo térmico, fallas por vibraciones en turbinas de alta potencia y el efecto de los sistemas de excitación en el amortiguamiento de resonancias subsincrónicas.

Así, se establece un marco teórico que da una visión general del rol de los generadores y sus sistemas de control en la estabilidad del sistema eléctrico, dando cuenta de la importancia cada vez mayor de las tecnologías emergentes y su modelación, las cuales responden a los desafíos que enfrenta actualmente el sector energético.

1.2. Trabajos Previos

1.2.1 Modelos de Turbinas y Sistemas de Control de Excitación

- ♣ I. C. Report, "Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies," in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-92, no. 6, pp. 1904-1915, Nov. 1973, doi: 10.1109/TPAS.1973.293570. [1]

En este reporte técnico se presentan modelos en bloques funcionales y aproximaciones matemáticas de sistemas gobernadores de velocidad y turbinas a vapor e hidráulicas. Se presentan configuraciones típicas en serie y paralelo de etapas del vapor, culminando con un modelo general

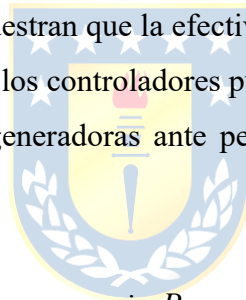
aplicable a los sistemas de turbinas.

El trabajo provee constantes de tiempo y parámetros típicos para cada tecnología y configuración, haciendo hincapié en la aplicabilidad de los modelos para simulaciones y estudios de estabilidad en sistemas de potencia.

- ♣ I. Ramis, “Análisis de los esquemas de control de generadores en plantas industriales que cuentan con cogeneración.” Memoria de título, Ing. Civil Eléctrica, Depto. De Ing. Eléctrica, Univ. De Concepción, Concepción, Chile, Dic. 2016. [2]

Este trabajo aborda el principio de funcionamiento y operación de las turbinas de vapor, el ciclo térmico de las calderas de vapor desde la perspectiva del control, analizando distintas estrategias de control, simulando sistemas de generación mediante turbinas, haciendo análisis de sensibilidad al modificar parámetros de los sistemas de control y comparando las simulaciones con ejemplos prácticos.

Los resultados de simulación muestran que la efectividad de los cambios en las estrategias de control o en los parámetros de ajuste de los controladores puede o no tener incidencia relevante en la respuesta transitoria de las plantas cogeneradoras ante perturbaciones, concluyendo que debe ser evaluado caso a caso en cada planta.



- ♣ *Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies*, IEEE Power & Energy Society Technical Report PES-TR1, 2013. [3]

Este reporte técnico presenta una revisión y recomendaciones sobre el uso de los modelos de sistemas gobernador-turbina para simulaciones en sistemas eléctricos de potencia, abordando turbinas a vapor, a gas e hidráulicas, resumiendo la jerarquía en el uso de los modelos y comentando la existencia de ellos en las herramientas de software más utilizadas, disponiendo además de ejemplos de simulación comparados con comportamientos medidos en generadores.

El trabajo menciona los problemas de estabilidad en sistemas de potencia, evaluando la incidencia e importancia de la modelación de las turbinas en cada tipo de estabilidad (ángulo, voltaje, frecuencia y pequeña señal), haciendo hincapié en que no es posible desacoplar del todo estos problemas de estabilidad para su estudio individual.

- ♣ W. Hang, S. Shouheng, Y. Yingying, B. Zhengjun, W. Yinan and H. Mingdong, "Quantitative

Influence of Thermal Value of Coal on Steam Parameters of Thermal Power Units," 2025 Asia-Europe Conference on Cybersecurity, Internet of Things and Soft Computing (CITSC), Rimini, Italy, 2025, pp. 108-112, doi: 10.1109/CITSC64390.2025.00027. [4]

En este trabajo se desarrolló un modelo matemático que cuantifica el impacto de los cambios en el poder calorífico del carbón basado en las ecuaciones de balance de masa y energía de la caldera junto con teoría de desviación diferencial, teniendo en cuenta la calidad variable del carbón en centrales térmicas.

Se observa que, a medida que aumenta el poder calorífico, también aumentan el caudal, la presión y la temperatura del vapor de recalentamiento principal. Además, debido a la influencia de la eficiencia interna relativa del cilindro de alta presión de la turbina de vapor, los cambios de presión y temperatura de cada puerto de extracción del calentador de alta presión muestran diferencias significativas con la carga, siendo esto relevante al momento de modelar centrales térmicas.

- ♣ G. Li *et al.*, "Analysis of Synchronous Unstable Vibration Faults in High Pressure Rotors of Siemens Ultra Supercritical Steam Turbine Units," 2024 International Conference on Energy and Electrical Engineering (EEE), Nanchang, China, 2024, pp. 1-5, doi: 10.1109/EEE59956.2024.10709730. [5]

En este trabajo se realizó un análisis detallado de las fallas de vibración sincrónica inestable en los rodamientos del rotor de alta presión de turbinas de vapor Siemens de alta potencia (660 MW y 1000 MW). Entre las causas de estas vibraciones se destaca la fricción dinámica y estática entre el rotor y los componentes fijos, además de un diseño del rotor con una velocidad crítica cercana a la velocidad nominal. Se considera también la posible influencia del efecto Morton, asociado a gradientes térmicos generados por la fricción del aceite en los rodamientos.

Estas vibraciones presentan una dinámica caracterizada por fluctuaciones rápidas de amplitud de la frecuencia de red. Este estudio resulta relevante para comprender el comportamiento dinámico de turbinas de gran escala, permitiendo establecer bases para el diagnóstico de fallas en sistemas rotatorios complejos.

- ♣ F. Zhang and Z. Xu, "Effect of Exciter and PSS on SSR Damping," 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Tampa, FL, USA, 2007, pp. 1-7, doi:

10.1109/PES.2007.385672. [6]

Este trabajo analiza los efectos de distintos tipos de sistemas de excitación y estabilizadores de sistemas de potencia sobre el amortiguamiento de la resonancia subsíncrona, mediante simulaciones en el dominio del tiempo donde se modelaron sistemas de excitación tipo IEEE AC1A, AC2A y ST1A, realizando barridos de frecuencia en el rango subsíncrono, evaluando escenarios que consideran y no consideran PSS.

Se observa que, en ausencia del PSS, los diferentes sistemas de excitación reducen el amortiguamiento alrededor del punto de resonancia, lo que es favorable para mitigarla. Al integrar un PSS al lazo de control de excitación, el tipo de estabilizador es clave en lo que respecta a la amortiguación de resonancias subsíncronas; un estabilizador con entrada de desviación de velocidad empeora la estabilidad frente a resonancias, mientras que un estabilizador con entrada de desviación de potencia mejora significativamente el amortiguamiento, especialmente en sistemas de excitación ST1A.

- ♣ T. Mishra and G. Gurralla, "Excitation Limiters Design for a Micro-Alternator Buck Converter Based Static Excitation System," *2022 International Conference on Electrical, Computer and Energy Technologies (ICECET)*, Prague, Czech Republic, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICECET55527.2022.9872973. [7]

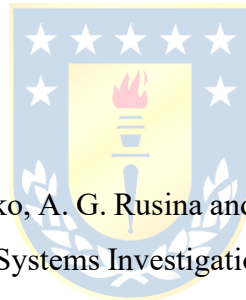
En este trabajo se presenta el diseño y la implementación de limitadores de subexcitación, sobreexcitación y V/Hz en un sistema de excitación estática basado en un convertidor Buck, incorporando un regulador digital de constante de tiempo (TCR) que modifica la dinámica del circuito de campo de un micro-alternador, permitiendo reproducir el comportamiento de una máquina síncrona de gran escala en un laboratorio. Los controladores y limitadores fueron ajustados conforme a estándares del IEEE utilizando un modelo modificado de Heffron-Phillips. El sistema implementado responde de manera adecuada durante perturbaciones, verificando su validez para uso experimental en estudios de estabilidad en sistemas de potencia.

- ♣ H. A. Menarin, R. B. Paiva, B. M. Machado and L. E. Souza, "Consequences of using the Underexcitation Limiter in excitation systems as a means to restrict the stator current of synchronous machines," *2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*,

Denver, CO, USA, 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM48719.2022.9916924. [8]

Este trabajo estudia las consecuencias de utilizar el limitador de subexcitación para limitar la corriente de estator de máquinas sincrónicas, dada la flexibilidad que ha introducido la digitalización de los sistemas de excitación. Se presenta un análisis de los impactos de esta práctica en régimen permanente y transitorio, considerando riesgo de inestabilidad, descoordinación con las funciones de protección 40 (pérdida de excitación) y 49 (sobrecarga térmica).

Los resultados demuestran que el uso del UEL como limitador de corriente de estator tiene un mal desempeño durante variaciones de tensión en terminales de la máquina, no pudiendo limitar la corriente durante sobretensiones y limitándola excesivamente durante caídas de tensión. Intentar mejorar la limitación de corriente de estator produce descoordinación con el relé 40, por lo que se destaca que el UEL debe ser utilizado y ajustado exclusivamente para evitar la operación de la máquina en una región subexcitada, respetando la dinámica más lenta y la coordinación con el relé 49 de un limitador de corriente de estator (SCL) como función de limitación adicional.



1.2.2 Control Primario de Frecuencia

V. A. Fyodorova, V. F. Kirichenko, A. G. Rusina and G. V. Glazyrin, "The Process of Primary Frequency Control of the Power Systems Investigation Using Modeling Methods," *2023 IEEE XVI International Scientific and Technical Conference Actual Problems of Electronic Instrument Engineering (APEIE)*, Novosibirsk, Russian Federation, 2023, pp. 360-365, doi: 10.1109/APEIE59731.2023.10347775. [9]

En este trabajo se presenta un modelo de sistema de potencia en MATLAB para investigar los transientes en el control general primario de frecuencia, notando los defectos de las leyes de control utilizadas y los criterios para la creación de algoritmos de control modernos.

- ♣ O. Elgerd, "Control of electric power systems," in *IEEE Control Systems Magazine*, vol. 1, no. 2, pp. 4-16, June 1981, doi: 10.1109/MCS.1981.1100766. [10]

Este trabajo describe las características funcionales de un sistema eléctrico, planteando las ecuaciones del flujo de potencia y presentando aproximaciones útiles en la práctica, además de presentar los esquemas de control más importantes para el funcionamiento correcto de los sistemas.

- ♣ "IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants," in *ANSI/IEEE Std C37.106-1987*, vol., no., pp.1-32, 6 July 1987, doi: 10.1109/IEEESTD.1987.79552. [11]

Este estándar presenta una orientación referente a la protección de equipos en plantas de generación sincrónica contra daños causados por funcionamiento a frecuencias fuera de rangos normales, documentando capacidades típicas de los equipos y describiendo esquemas de protección aceptables.

- ♣ *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*, Comisión Nacional de Energía (CNE), 2020. [12]

Esta norma técnica en su quinto capítulo define las exigencias mínimas de seguridad y calidad de servicio del sistema interconectado para toda condición de operación, estableciendo estándares que permitan calificar y discriminar los estados de operación del SI, en particular, asentando los límites aceptables de frecuencia en el sistema eléctrico chileno.

1.2.3 Emulación de Máquina Sincrónica Virtual

- ♣ B. Barač, M. Krpan, T. Capuder and I. Kuzle, "Modeling and Initialization of a Virtual Synchronous Machine for Power System Fundamental Frequency Simulations," in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 160116-160134, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3130375. [13]

Este trabajo explica los detalles en la modelación e inicialización de los esquemas de control de convertidores formadores de red para posteriormente realizar simulaciones dinámicas RMS en modelos de sistemas de potencia utilizando una máquina sincrónica virtual. Se comparan los sistemas eléctricos tradicionales con aquellos con una gran proporción de convertidores estáticos, describiendo los convertidores basados en inercia virtual.

- ♣ G. M. Gomes Guerreiro, R. Sharma, F. Martin, P. Ghimire and G. Yang, "Concerning Short-Circuit Current Contribution Challenges of Large-Scale Full-Converter Based Wind Power Plants," in *IEEE Access*, vol. 11, pp. 64141-64159, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3288610. [14]

Este trabajo aborda los principales desafíos y limitaciones de las prácticas actuales aceptadas en la industria relativas al cálculo y modelación de la contribución a la corriente de cortocircuito de las turbinas eólicas de tipo IV, que están completamente conectadas a través de equipos electrónicos de potencia. Se discuten estos desafíos para las etapas subtransiente, transiente y de régimen

permanente, utilizando un modelo EMT.

- ♣ S. Liang, S. Jin and L. Shi, "Research on Control Strategy of Grid-connected Brushless Doubly-fed Wind Power System Based on Virtual Synchronous Generator Control," in *CES Transactions on Electrical Machines and Systems*, vol. 6, no. 4, pp. 404-412, December 2022, doi: 10.30941/CESTEMS.2022.00052. [15]

Este trabajo propone una solución a la ausencia de inercia en los sistemas de energía eólica de doble alimentación sin escobillas, con una estrategia de control basada en un generador sincrónico virtual, permitiendo aumentar la “inercia” del sistema, proveyendo parámetros y validando la estrategia de control propuesta mediante simulación.

1.2.4 Discusión

Los trabajos realizados hasta la fecha establecen las bases para entender cómo se abordan los estudios de estabilidad en sistemas de potencia a través de la modelación de generadores: hay avances significativos en materia de modelación de turbinas a vapor, a gas e hidráulicas; se puede aseverar que la teoría asociada a los procesos y sus simplificaciones está en un estado de gran madurez. Estos modelos proporcionan representaciones útiles y ampliamente utilizadas por décadas para estudios de estabilidad.

Aunque estos modelos son eficaces para describir la dinámica de las turbinas en contextos tradicionales, los avances recientes hacia fuentes de energía renovables, como los sistemas eólicos y solares, no han sido abordados suficientemente. Esto abre un camino para la investigación, considerando el reto que la creciente inyección de energía proveniente de fuentes no rotativas representa para la estabilidad de los SEP, cuyos sistemas requieren de enfoques de modelado y control más complejos, siendo particularmente de interés lo revisado en relación con control primario de frecuencia y emulación de máquina sincrónica virtual.

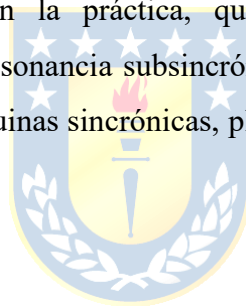
Si bien algunas referencias incluidas corresponden a trabajos con varios años de antigüedad, su inclusión en la revisión se justifica por el valor técnico que aportan a comprender los sistemas de control que modelan turbinas, sentando las bases de los modelos actuales utilizados en herramientas de simulación que no han cambiado sustancialmente con el tiempo.

La literatura estudiada muestra que, pese a que los sistemas de control de turbinas de vapor han sido foco principal de investigación por años, los resultados no son universales, limitando la aplicabilidad de los modelos y estrategias de control a nivel general en la industria. Los estudios

muestran la importancia de los parámetros de controlador en la respuesta transitoria de los sistemas de generación, sin embargo, los modelos existentes no capturan completamente las interacciones entre los diferentes tipos de generadores en un sistema de potencia interconectado. En vista de lo anterior, se estima necesario el desarrollo de modelos integrados que consideren tanto generadores tradicionales como aquellos correspondientes a tecnologías solar y eólica, que cada vez cobran más relevancia en los sistemas eléctricos y, particularmente, en el sistema eléctrico chileno.

En el caso de las turbinas de vapor, pese a ser una tecnología madura cuyos modelos se han desarrollado durante décadas, es notable que aún existen desafíos que hacen de la modelación objeto de ajustes y mejoras, tanto por la relevancia que las turbinas aún tienen en las plantas térmicas como por la necesidad de evaluar su operación durante fallas, abriendo también líneas de investigación vigentes en un tópico que se podría considerar muy estudiado.

Además, por la complejidad y versatilidad que han adquirido los sistemas de control de excitación dados los avances tecnológicos en control digital, se generan nuevas alternativas de implementación de estos sistemas en la práctica, que pueden contribuir, por ejemplo, al amortiguamiento de oscilaciones por resonancia subsíncrona, o bien interferir en la coordinación con funciones de protección de las máquinas sincrónicas, planteando problemas y desafíos que están siendo abordados actualmente.



1.3. Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Analizar los sistemas de control de los generadores sincrónicos accionados por turbinas a vapor para estudiar la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Estudiar los principales modelos de bloques de control disponibles en la literatura para modelar turbinas de vapor, sistemas de control de velocidad y sistemas de control de excitación.
- Estudiar la respuesta dinámica de generadores sincrónicos y de sus lazos de control y analizar la estabilidad de sistemas industriales durante contingencias.

1.4. Alcances y Limitaciones

El trabajo realizado en la Memoria de Título contempla:

- El estudio del comportamiento de generadores que emplean o no sistemas gobernadores de velocidad y de excitación se realiza mediante simulaciones dinámicas en el software PowerFactory DIgSILENT ®. No se consideran set-up experimentales para validar la respuesta de los generadores ni de los sistemas de control.
- Las simulaciones fueron realizadas en un sistema de distribución que representa una planta de celulosa que cuenta con generación propia. Los parámetros de las máquinas sincrónicas como de los esquemas de control fueron obtenidos de estándares internacionales que definen rangos típicos y de equipos y modelos afines existentes en la base de datos del SEN provista por el CEN y, por tanto, los resultados de simulación presentados en este informe tienen fines investigativos y no buscan representar ninguna central de generación existente en el país.
- El tipo de turbina simulada en el sistema de distribución corresponde a una turbina de vapor modelo IEEE1.
- Entre los sistemas de control complementarios empleados en las simulaciones dinámicas no se consideran limitadores de corriente de estator ni limitadores V/Hz.

1.5. Temario y Metodología

El capítulo 2 aborda lo revisado en la literatura con respecto a los diferentes modelos de turbinas, las simplificaciones, suposiciones y limitaciones.

En el capítulo 3 se analizan los diferentes sistemas de control auxiliares implementados en generadores sincrónicos, los principales modelos existentes y su importancia para el correcto funcionamiento y protección de los generadores, además de su contribución a mantener la estabilidad de los sistemas de potencia.

En el capítulo 4 se caracteriza el sistema de distribución utilizado para analizar la respuesta de los generadores sincrónicos en diferentes escenarios de operación, presentando los diferentes equipos conectados y sus parámetros.

En el capítulo 5 se presentan los resultados de simulaciones dinámicas realizadas en el software DIgSILENT PowerFactory ®. Se simulan distintas perturbaciones en un sistema de distribución que cuenta con generación propia, estudiando la respuesta de los generadores y el comportamiento de los lazos de control en condiciones restrictivas.

Finalmente, en el capítulo 6 se resumen las principales conclusiones obtenidas a partir del trabajo realizado.

2. Modelos de Turbinas a Vapor

2.1. Introducción

Los generadores sincrónicos tienen un rol fundamental en la estabilidad y regulación de frecuencia de los sistemas eléctricos, caracterizados por variaciones en la carga demandada de forma permanente. En este contexto, la capacidad de los generadores para responder a las fluctuaciones en la demanda es de vital importancia para asegurar que la frecuencia eléctrica permanezca dentro de un margen adecuado.

Para asegurar lo anterior, en particular las máquinas accionadas por turbinas de vapor cuentan con sistemas que regulan su velocidad de rotación, conocidos como gobernadores de velocidad. Estos ajustan la entrada de vapor a la turbina abriendo o cerrando la válvula principal. Por su parte, las turbinas convierten la energía del vapor en energía mecánica con una dinámica determinada por el tipo de turbina y, por ejemplo, las configuraciones de las diferentes etapas del vapor.

En este capítulo se presentan los modelos matemáticos y funcionales más utilizados para representar los gobernadores de velocidad y las turbinas de vapor en sistemas eléctricos de potencia, cuyo uso es relevante para modelar sistemas interconectados de la manera más exacta posible.

2.2. Modelos de Turbinas a Vapor

2.2.1 Gobernadores de velocidad

Para la modelación de turbinas, se considera en primer lugar la existencia de los gobernadores de velocidad. Estos sistemas pueden ser de tipo mecánico-hidráulico y electrohidráulico, consistiendo esencialmente en el gobernador de velocidad, un relé de velocidad, un servomotor (controlado mecánicamente o con circuitos electrónicos) que abre o cierra la válvula principal y válvulas controladas con el gobernador. El gobernador de velocidad se representa con una ganancia $K = 1/R$, siendo R el estatismo de la turbina. El relé de velocidad se representa con una función de transferencia con constantes de tiempo T_1 y T_2 (ver Figura 2.1 y Tabla 2.1). La respuesta de las válvulas (flujo de vapor) frente a cambios en la posición del actuador es no-lineal, característica que es mejorada con el uso de sistemas electrohidráulicos y, en general, despreciada para efectos de la modelación. En la Fig. 2.1 se presenta un modelo matemático general para los sistemas gobernadores de velocidad, cuya aplicabilidad a control mecánico o hidráulico está dada simplemente por la correcta elección de parámetros.

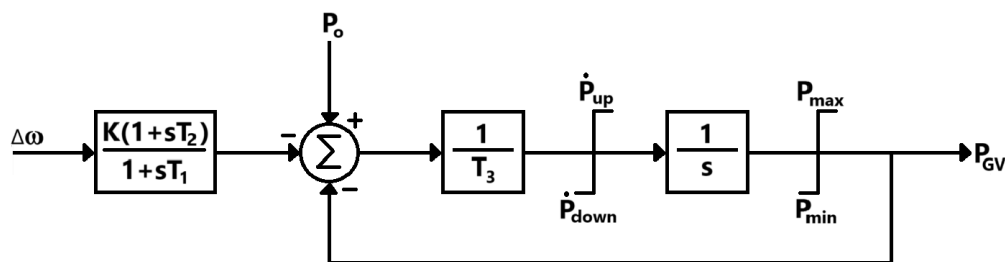


Fig. 2.1 Modelo matemático general para sistemas gobernadores de velocidad

En la Tabla 2.1 se proveen parámetros típicos para los sistemas gobernadores de velocidad para cada aplicación.

Tabla 2.1 Parámetros típicos para sistemas gobernadores de velocidad

Sistema	Constantes de tiempo [s]		
	T1	T2	T3
Mecánico-hidráulico	0.2 – 0.3	0	0.1
Electrohidráulico con realimentación de vapor	0	0	0.025
Electrohidráulico sin realimentación de vapor	0	0	0.1
Los límites nominales para $\dot{P}_{up}$ y $\dot{P}_{down}$ son 0.1 pu por segundo excepto para sistemas mecánico-hidráulicos donde $\dot{P}_{down}$ es 1.0 pu por segundo			

2.2.2 Modelos generales de turbinas a vapor

Ahora bien, en lo que respecta a sistemas de turbinas a vapor, es notable que la salida del gobernador de velocidad determina una posición en la válvula a la entrada de la turbina en la sección de alta presión para controlar el flujo de vapor. En estos sistemas, la cámara de vapor, la tubería de entrada, los recalentadores y la tubería cruzada aguas abajo introducen retardos entre la válvula y el flujo de vapor [1], los cuales deben ser considerados en la modelación.

Existen diversas configuraciones de vapor en los sistemas de turbinas. En síntesis, pueden estar compuestas en tándem (serie), involucrando turbinas de alta y baja presión conectadas directamente al mismo generador, o compuestas cruzadas (paralelo), donde cada turbina está conectada a un generador distinto, mejorando la eficiencia. En el Anexo A se presentan diagramas de bloques de las diferentes configuraciones existentes y sus modelos lineales equivalentes.

En vista de la conexión en serie y paralelo de funciones de transferencia que representan las diferentes configuraciones de vapor, se obtiene el modelo general para sistemas de turbinas presentado en la Fig. 2.2, que permite modelar todas estas configuraciones, además de turbinas hidráulicas, mediante la elección de determinados parámetros.

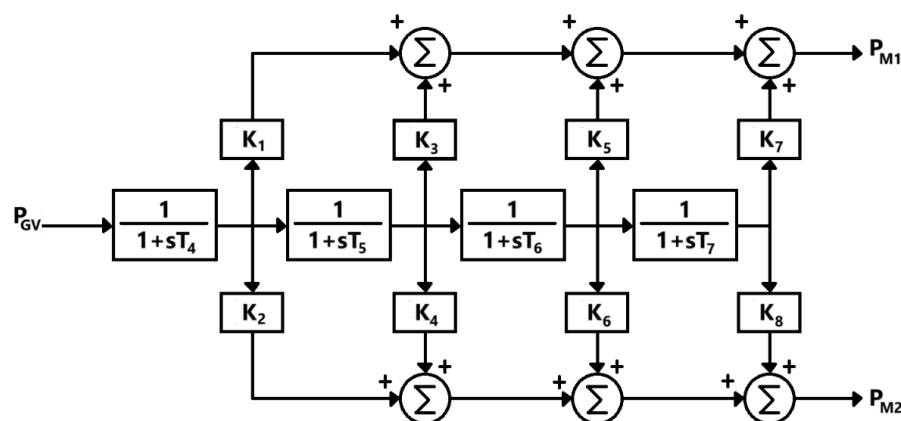


Fig. 2.2 Modelo general para sistemas de turbinas

En la Tabla 2.2 se presentan rangos típicos para los diferentes parámetros del modelo general. En la Tabla 2.3 se presenta la utilización de los parámetros para cada constante genérica, de manera tal que se obtenga la configuración de vapor deseada.

Tabla 2.2 Parámetros típicos para modelos de turbinas a vapor

Configuración de vapor	Fracciones típicas				Constantes de tiempo típicas			
	F_{VHP}	F_{HP}	F_{IP}	F_{LP}	T_{CH}	$\frac{T_{RH}}{T_{RH1}}$	T_{RH2}	T_{CO}
Sin recalentador	-	-	-	-	0.2 – 0.5	-	-	-
Compuesto en tándem con recalentamiento único	-	0.3	0.4	0.3	0.1 – 0.4	4-11	-	0.3 – 0.5
Compuesto en tándem con recalentamiento doble	0.22	0.22	0.3	0.26	0.1 – 0.4	4-11	4-11	0.3 – 0.5
Compuesto cruzado con recalentamiento único	-	0.3	0.3	0.4	0.1 – 0.4	4-11	-	0.3 – 0.5
Compuesto cruzado con recalentamiento único	-	0.25	0.25	0.5	0.1 – 0.4	4-11	-	0.3 – 0.5
Compuesto cruzado con recalentamiento doble	0.22	0.22	0.28	0.28	0.1 – 0.4	4-11	4-11	0.3 – 0.5

Tabla 2.3 Interpretación de parámetros usados en el modelo general para turbinas

Configuración del sistema	Constantes de tiempo				Fracciones							
	T ₄	T ₅	T ₆	T ₇	K ₁	K ₂	K ₃	K ₄	K ₅	K ₆	K ₇	K ₈
Sin recalentador	T _{CH}	-	-	-	1	0	0	0	0	0	0	0
Compuesto en tándem con recalentamiento único	T _{CH}	T _{RH}	T _{CO}	-	F _{HP}	0	F _{IP}	0	F _{LP}	0	0	0
Compuesto en tándem con recalentamiento doble	T _{CH}	T _{RH1}	T _{RH2}	T _{CO}	F _{VHP}	0	F _{HP}	0	F _{IP}	0	F _{LP}	0
Compuesto cruzado con recalentamiento único	T _{CH}	T _{RH}	T _{CO}	-	F _{HP}	0	0	F _{IP}	F _{LP} /2	F _{LP} /2	0	0
Compuesto cruzado con recalentamiento único	T _{CH}	T _{RH}	T _{CO}	-	F _{HP}	0	F _{IP}	0	0	F _{LP}	0	0
Compuesto cruzado con recalentamiento doble	T _{CH}	T _{RH1}	T _{RH2}	T _{CO}	F _{VHP}	0	0	F _{HP}	F _{IP} /2	F _{IP} /2	F _{LP} /2	F _{LP} /2
Hidráulico	0	T _W /2	-	-	-2	0	3	0	0	0	0	0

Considerando además el modelo general del sistema gobernador de velocidad presentado en la Fig. 2.1, se obtiene finalmente el modelo IEEE G1, cuyo uso es recomendado [3]. Este incluye entonces, además de lo anterior, los límites nominales de la válvula de control principal (ver Fig. 2.3)

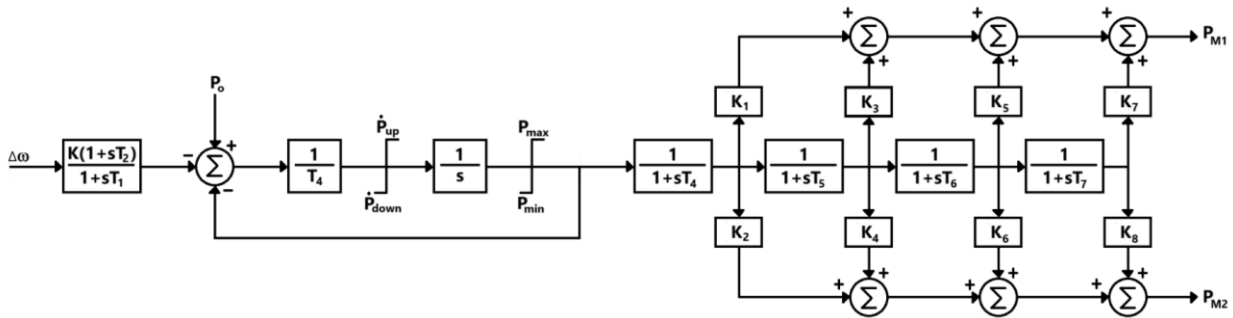


Fig. 2.3 Modelo IEEE G1 de sistemas de turbinas

Existen simplificaciones que son clave para la utilización de este modelo:

1. La presión y temperatura del vapor permanecen constantes a todo evento.
2. La válvula de control principal es utilizada principalmente para regular potencia y la caldera sigue a la turbina produciendo más vapor según lo requerido (modo de control *boiler-follow*).
3. Hay una fuente ilimitada de vapor provisto por la caldera una vez que la válvula

principal se abre.

Al modelo IEEE1 se le puede agregar un lazo externo que controla la potencia activa proveyendo la referencia del lazo. Este modelo se conoce LCBF1, y se adjunta en la Fig. 2.4.

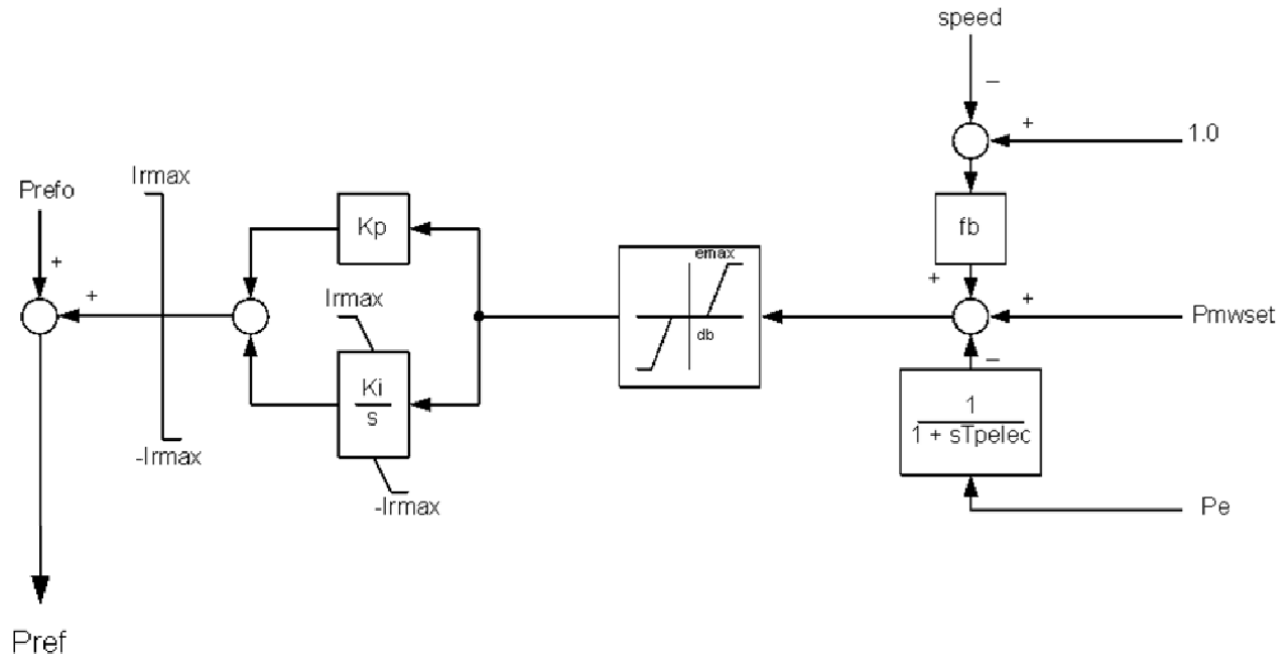


Fig. 2.4 Lazo externo de control de potencia activa LCBF1

El modelo IEEE1 en conjunto con el lazo LCBF1 es aplicable para simular grandes redes interconectadas, permitiendo observar desviaciones relativamente pequeñas en frecuencia, en el orden de $\pm 0.5\%$ [3].

También existen otros modelos ampliamente utilizados por décadas, los cuales se presentan a continuación:

El modelo TGOV1 resulta ser el modelo más simple, representando la característica de estatismo del sistema turbina-gobernador (R), la dinámica de la válvula principal de control de flujo y límites V_{max} y V_{min} , y un bloque atraso-adelanto, representando la dinámica del vapor en las etapas del recalentador y turbina.

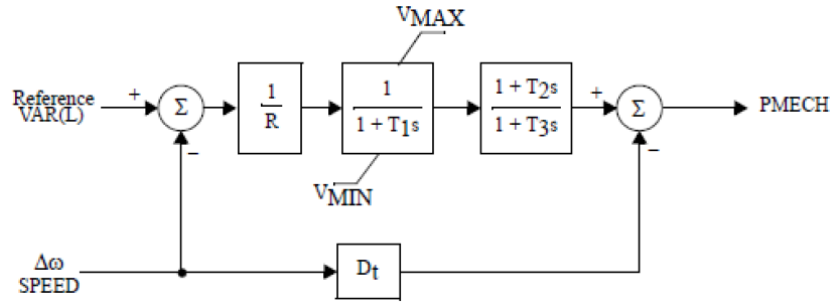


Fig. 2.5 Modelo de turbina de vapor TGOV1

El modelo IEEEESGO también es ampliamente utilizado y un poco más detallado que el anterior, introduciendo dos etapas dentro de la turbina.

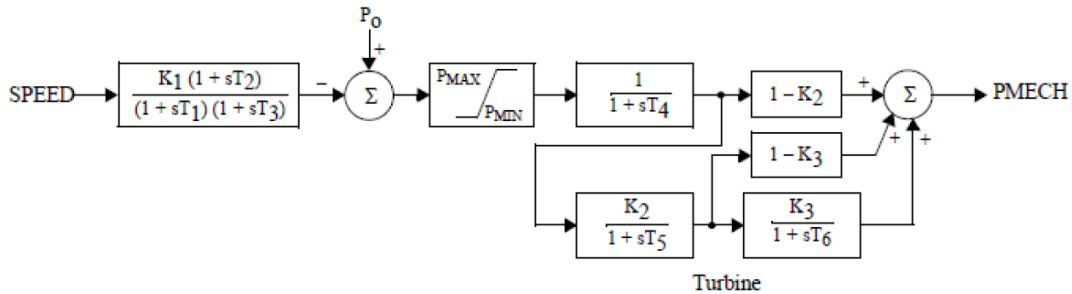


Fig. 2.6 Modelo de turbina de vapor IEEEESGO

Todos los modelos mostrados asumen presión y temperatura de vapor constantes. Finalmente, existe en la literatura un último modelo de turbina de vapor que, a diferencia de los anteriores, es más detallado. En la Fig. 2.7 se presenta el modelo de turbina TGOV5, el cual en su parte superior tiene exactamente el mismo lazo de gobernador de velocidad y dinámica de turbina del modelo IEEEG1, introduciendo fundamentalmente:

- Dinámicas de la caldera de una manera más exacta, mediante parámetros (C_B , K_9 y C_I) que determinan la presión del regulador de vapor (P_T), la cual multiplicada con la posición de la válvula provee la potencia mecánica actual en la entrada de la turbina (lazo inferior derecho).
- Control coordinado actuando en la potencia eléctrica instantánea (P_{ELEC}), error de frecuencia (Δf) y error de presión (P_E) (lazo de control central). Mediante este lazo se obtiene la señal P_o , que representa la potencia eléctrica demandada a la turbina, señal que sirve como referencia de potencia para el lazo superior (IEEEG1).
- Emulación de la presión del tambor de vapor (función de transferencia con limitadores

al centro de la figura, parámetros K_I , T_I , T_R , T_{BI} , C_{MAX} , C_{MIN}) y dinámicas del combustible (lazo inferior al centro, parámetros T_D , T_F , T_W , K_{I1} , K_{I0}).

Las limitaciones de este modelo radican en la obtención de sus parámetros, proceso que requiere de extensas pruebas en la planta; su complejidad lo hace poco utilizado en simulaciones en sistemas de potencia.

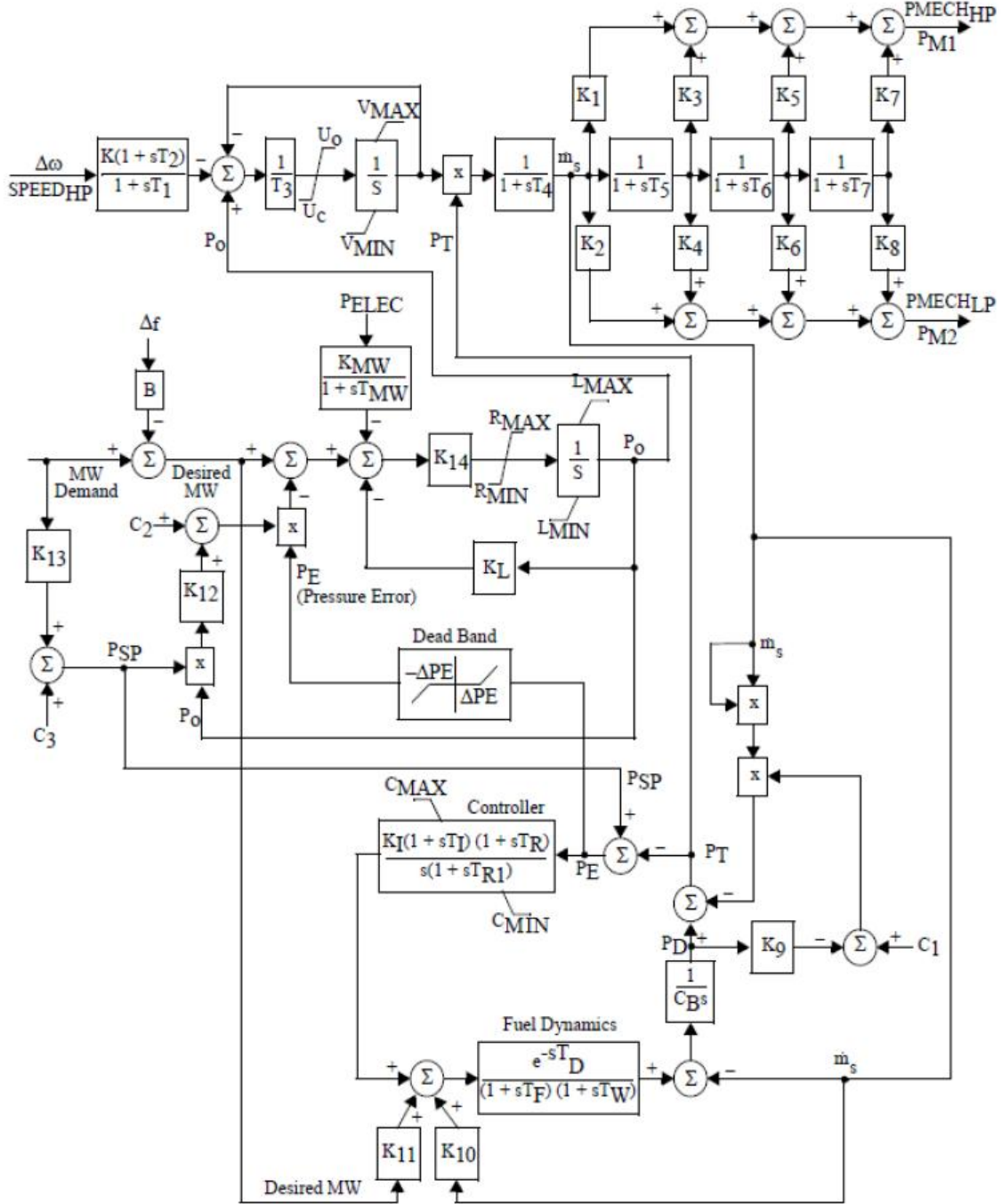
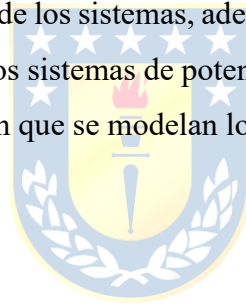


Fig. 2.7 Modelo de turbina de vapor TGOV5

2.3. Discusión y Conclusiones

Así como la tecnología desarrollada para turbinas está muy desarrollada y presente hace décadas en los sistemas eléctricos, la amplia variedad de modelos de turbinas ha sido profundamente estudiada. La literatura reporta que los modelos empleados tradicionalmente son aptos para realizar estudios de estabilidad en sistemas de potencia, sin embargo, es notable el compromiso entre lo precisa que es la respuesta del modelo contrastada con registros de pruebas en terreno y lo complejo que es el modelo utilizado; utilizar un modelo muy exacto dificulta el proceso de la identificación de parámetros para el mismo.

Es importante notar que la respuesta completa del generador en todas sus variables eléctricas durante una perturbación no depende únicamente del control de variables mecánicas, es decir, no está dada solo por el modelo de la turbina y del gobernador de velocidad, sino que también está dada por la regulación del flujo de potencia reactiva y el control de tensión en terminales. Lo anterior es gobernado por el sistema de excitación, el cual, mediante lazos de control auxiliares, tiene una influencia significativa en la estabilidad de los sistemas, además de tener relevancia en lo que respecta al amortiguamiento de oscilaciones en los sistemas de potencia. Al estudiar el control de generadores es necesario también abordar la forma en que se modelan los sistemas de control de excitación.



3. Sistemas de Control de Excitación

3.1. Introducción

Los sistemas de excitación proveen la corriente de campo que requiere una máquina sincrónica para funcionar, incluyendo los elementos de potencia, regulación, control y protección. El sistema de excitación tiene por objetivo controlar la corriente de campo del generador, regulando la tensión de estator; de este modo, una respuesta rápida del sistema de excitación puede contribuir a la estabilidad del sistema, por ejemplo, durante una caída de tensión, incrementando el aporte de potencia reactiva del generador.

En este capítulo se presenta una revisión general de los elementos que componen un sistema de excitación, incluyendo regulador automático de voltaje (AVR), estabilizador de sistemas de potencia (PSS), limitador de sobreexcitación (OEL) y subexcitación (UEL), sentando las bases para implementar un modelo de generador completo, incluyendo control mecánico y eléctrico, que será empleado en las simulaciones dinámicas de los capítulos siguientes.

3.2. Sistema de Excitación y Regulador Automático de Voltaje (AVR)

El sistema de excitación de un generador sincrónico corresponde al conjunto de equipos y componentes que suministran la corriente de excitación al devanado de campo de la máquina; sus elementos tienen funciones de regulación y estabilización. El sistema de excitación puede incluir regulador automático de voltaje (AVR), transformadores, rectificadores (puente de diodos o de tiristores), filtros y sistemas de control complementarios (OEL, UEL, entre otros).

Se pueden identificar tres tipos de sistemas de excitación basados en la fuente de energía utilizada para generar la corriente de requerida por el circuito de excitación del generador:

1. Sistemas de excitación tipo DC, que utilizan un generador de corriente continua un conmutador y escobillas para generar el campo de la máquina sincrónica. Este sistema se encuentra en desuso.
2. Sistemas de excitación tipo AC, que usan un alternador y rectificadores rotatorios sin escobillas para generar la corriente continua.
3. Sistemas de excitación estáticos (ST), que no utilizan partes móviles, sino que con la tensión de red o del propio generador, rectificada con un convertidor estático generan la corriente de campo del generador.

La literatura reporta gran variedad de modelos de sistemas de excitación DC, AC, y ST, los cuales son adecuados para su uso en estudios de estabilidad en grandes redes eléctricas, facilitando el uso de datos obtenidos de pruebas en terreno como un medio para obtener parámetros de modelos equivalentes de sistemas de excitación. Sin embargo, los modelos son válidos para desviaciones de frecuencia de $\pm 5\%$ de la frecuencia nominal y oscilaciones de hasta 3 Hz. Así, es notable que estos modelos no son adecuados para estudios de resonancia subsíncrona o interacciones torsionales. Se presenta, en particular, el modelo ST4C en la Fig 3.1, similar al implementado en las simulaciones dinámicas de sistemas de distribución con generadores presentadas en el Capítulo 5 (ver Anexo C.2).

En la Figura 3.1 se observan los diferentes puntos donde pueden ser ingresadas las señales externas dadas por los demás lazos de control complementarios (V_S siendo la salida del PSS, V_{SCL} la salida del limitador de corriente de estator V_{UEL} y V_{OEL}), dadas por las letras a, b y c. Las compuertas HV y LV presentadas en la Figura 3.1 representan las funciones máximo y mínimo, respectivamente. En el lazo inferior se presenta la dinámica de la parte de potencia del sistema de excitación; mediante la elección del SW_1 se pueden representar sistemas donde el suministro de tensión ac proviene del voltaje del generador (posición A) o es independiente de la tensión en terminales (posición b).

La sección izquierda del modelo se encarga de generar la señal de control V_R que regula la excitación. El lazo de control realimentado que se encuentra en el lado derecho implementa el cambio en la excitación considerando las limitaciones físicas del excitador y la dinámica del sistema.

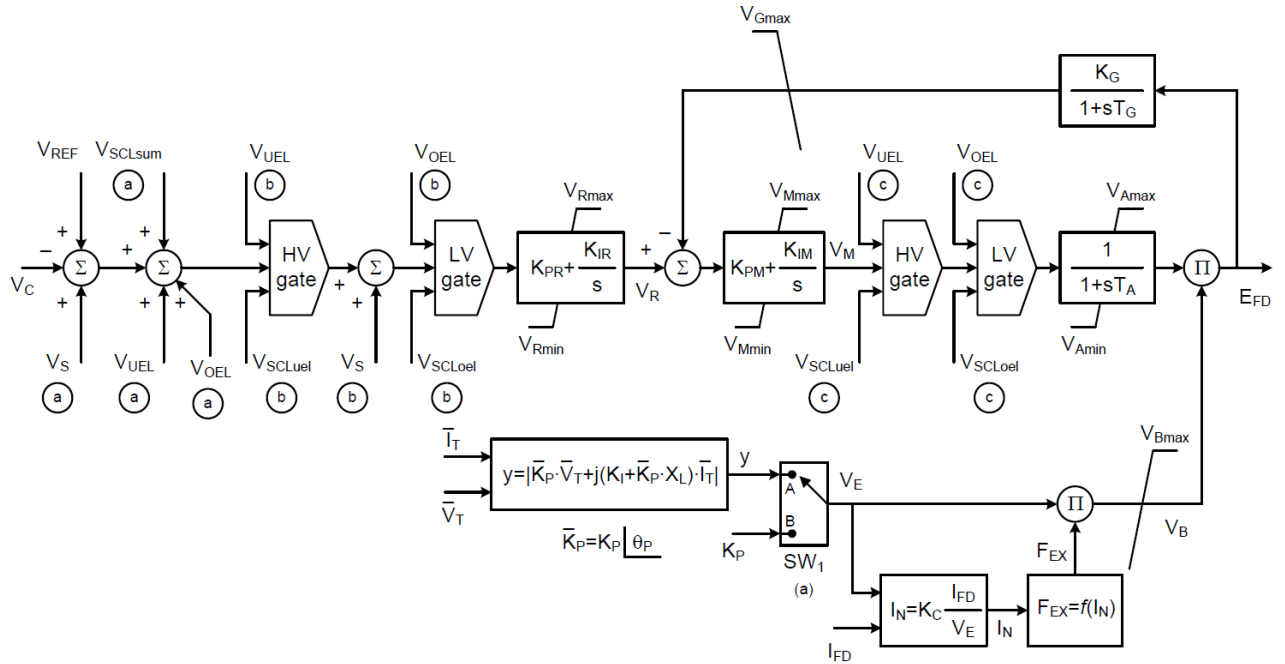


Fig. 3.1 Modelo de sistema de excitación ST4C [16]

En la Tabla 3.1 se identifican los parámetros del sistema de excitación que considera suministro de tensión dependiente del voltaje en terminales del generador.

Tabla 3.1 Listado de parámetros del sistema de excitación ST4C

Parámetro	Descripción
R_C	Componente resistiva del compensador de carga
X_C	Componente de reactancia del compensador de carga
T_R	Constante de tiempo del filtro regulador de entrada
K_{PR}	Ganancia proporcional del regulador de tensión
K_{IR}	Ganancia integral del regulador de tensión
T_A	Constante de tiempo equivalente del control de disparo del puente de tiristores
V_{Rmax}	Salida máxima del regulador
V_{Rmin}	Salida mínima del regulador
K_{PM}	Ganancia proporcional en adelanto del lazo interno regulador de campo
K_{IM}	Ganancia integral en adelanto del lazo interno regulador de campo
V_{Mmax}	Salida máxima del regulador de corriente de campo
V_{Mmin}	Salida mínima del regulador de corriente de campo
V_{Amax}	Salida máxima del excitador
V_{Amin}	Salida mínima del excitador
K_G	Ganancia de realimentación del regulador de corriente de campo
T_G	Constante de tiempo de realimentación del regulador de corriente de campo
V_{Gmax}	Voltaje máximo de realimentación al regulador de corriente de campo
SW_I	Selector de fuente de poder
K_C	Factor de carga del rectificador proporcional a la reactancia de conmutación
K_P	Coefficiente de ganancia del circuito de tensión
K_I	Coefficiente de ganancia del circuito de corriente
X_L	Reactancia asociada a la fuente de poder
θ_P	Ángulo de fase de la fuente de poder
V_{Bmax}	Tensión de excitación máxima disponible

3.3. Sistemas de Control Complementarios

Actualmente, además de contar con sistemas de control estabilizadores de sistemas de potencia (PSS), los sistemas de control de excitación pueden traer incluidas diferentes funciones de limitación, nombradas en la literatura como sistemas de control complementarios. Entre estos existen limitadores de sobre y subexcitación, limitadores de corriente de estator y limitadores de Volts/Hertz (V/Hz). En general, estos limitadores se conectan a los modelos de sistemas de excitación de tres maneras posibles:

- Como señal adicional añadida al cálculo del error de tensión (entrada sumadora en el AVR).

- Como señal de control de entrada a una puerta lógica en el modelo del sistema de excitación.
- Como parte de un límite superior o inferior en el modelo del sistema de excitación.

Se abordan brevemente las principales características de los sistemas de control complementarios que se añadirán a los generadores en las simulaciones dinámicas en los capítulos siguientes.

3.3.1 Estabilizador de Sistemas de Potencia (PSS)

Los estabilizadores de sistemas de potencia permiten mejorar el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas que pueden ocurrir entre generadores en un sistema de potencia a través del control de excitación [17]. Estas oscilaciones son típicamente de baja frecuencia, entre 0.1 y 2 Hz, y pueden llevar a la desconexión de unidades o colapsos de tensión o frecuencia si no son correctamente amortiguadas.

En la Fig. 3.2 se presenta el modelo PSS2C, similar al implementado en las simulaciones dinámicas de los capítulos siguientes. Este modelo permite representar una amplia variedad de estabilizadores de dos entradas, que normalmente utilizan combinaciones de potencia y velocidad (o frecuencia) para derivar la señal estabilizadora. En particular:

- a) Estabilizadores que usan la potencia eléctrica y la velocidad (o frecuencia) para calcular la integral de la potencia de aceleración para que la señal de estabilización calculada no sea sensible a cambios en la potencia mecánica.
- b) Estabilizadores que usan una combinación de velocidad (o frecuencia) y potencia eléctrica. Estos sistemas suelen usar la velocidad directamente (sin compensación de adelanto de fase) y añaden una señal proporcional a la potencia eléctrica para dar la forma deseada a la señal estabilizada.

El modelo presentado en la Figura 3.2 considera las dos entradas que pasan por filtros *washout* (pasa altos), cuyo objetivo es eliminar la componente continua de la señal de entrada y dejar pasar solo las oscilaciones rápidas, evitando que el PSS responda a cambios de estado estacionario. La función con exponentes M y N permiten representar un seguimiento de rampa. Usos comunes son $M=5$, $N=1$ o $M=2$, $N=4$. Las cuatro funciones de transferencia a la derecha de K_{SI} son bloques atraso-adelanto que proveen compensación de fase.

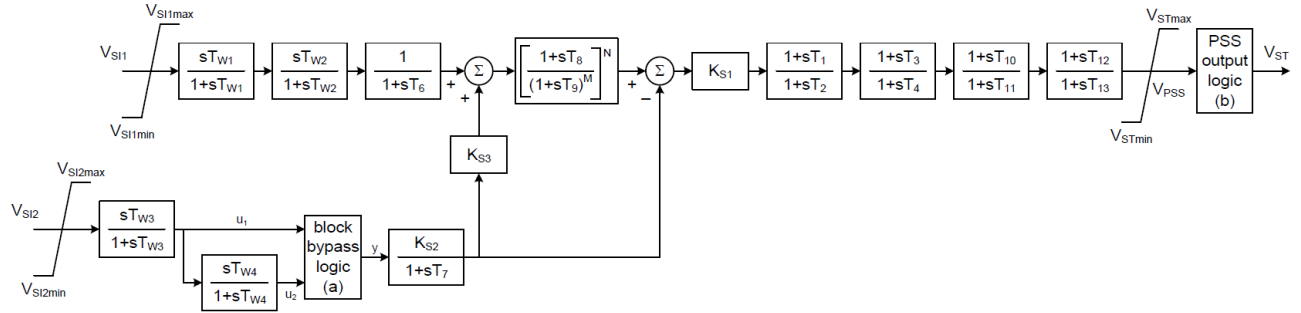


Fig. 3.2 Modelo PSS2C de estabilizador de sistemas de potencia [16]

En la Tabla 3.2 se presentan los parámetros del modelo PSS2C.

Tabla 3.2 Listado de parámetros del modelo PSS2C

Parámetro	Descripción
K_{S1}	Ganancia del estabilizador de sistemas de potencia
K_{S2}	Ganancia del estabilizador de sistemas de potencia
K_{S3}	Ganancia del estabilizador de sistemas de potencia
T_6	Constante de tiempo del transductor del PSS
T_7	Constante de tiempo del transductor del PSS
T_{w1}	Constante de tiempo de <i>washout</i> del PSS
T_{w2}	Constante de tiempo de <i>washout</i> del PSS
T_{w3}	Constante de tiempo de <i>washout</i> del PSS
T_{w4}	Constante de tiempo de <i>washout</i> del PSS
T_8	Constante de tiempo del transductor del PSS
T_9	Constante de tiempo de <i>washout</i> del PSS
M	Exponente
N	Exponente
T_1	Constante de tiempo en adelanto del PSS
T_2	Constante de tiempo en atraso del PSS
T_3	Constante de tiempo en adelanto del PSS
T_4	Constante de tiempo en atraso del PSS
T_{10}	Constante de tiempo en adelanto del PSS
T_{11}	Constante de tiempo en atraso del PSS
V_{STmax}	Máxima salida del PSS
V_{STmin}	Mínima salida del PSS
V_{S1max}	Límite máximo de la señal de entrada #1
V_{S1min}	Límite mínimo de la señal de entrada #1
V_{S2max}	Límite máximo de la señal de entrada #2
V_{S2min}	Límite mínimo de la señal de entrada #2
P_{PSSon}	Umbral de potencia del generador para activación del PSS
P_{PSSoff}	Umbral de potencia del generador para desactivación del PSS

3.3.2 Limitador de sobreexcitación (OEL)

La posibilidad de colapso de tensión en sistemas congestionados subraya la importancia de modelar los limitadores de sobreexcitación en condiciones que llevan a las máquinas sincrónicas a operar en altos niveles de excitación por un largo periodo, como por ejemplo operación en isla. Este tipo de condiciones de operación ocurren típicamente por periodos de tiempo muy largos en comparación a perturbaciones transitorias o problemas de estabilidad de pequeña señal.

Existen diversas formas de diseñar lazos de control para prevenir que la corriente de campo exceda un valor que pueda ser riesgoso para los devanados de campo, sin embargo, todas operan mediante la misma secuencia de eventos: Se detecta la condición de sobreexcitación, se permite que esta condición persista por un determinado tiempo de sobrecarga, y luego se reduce la corriente de excitación a un nivel seguro.

Una forma simple de construir un OEL es con un pickup de tiempo fijo, un delay de tiempo fijo, y una vez que se sobrepasa el delay reducir la referencia de corriente de excitación a un nivel seguro de manera instantánea.

Por ejemplo, en la Fig. 3.3 se presenta el diagrama de bloques de un limitador de sobreexcitación, el cual es implementado en las simulaciones dinámicas en los capítulos siguientes (presentado también en el Anexo C.5). Cuando la corriente de campo supera un determinado umbral, se activa el OEL, manteniendo la corriente constante en un valor máximo. Esto es implementado con un flip-flop, el cual recibe la señal *set* en esta condición. La señal de *reset* es enviada cuando la corriente de campo se reduce a un 95% de otro umbral dado, dando cuenta de que la condición de sobreexcitación pudo haber finalizado.

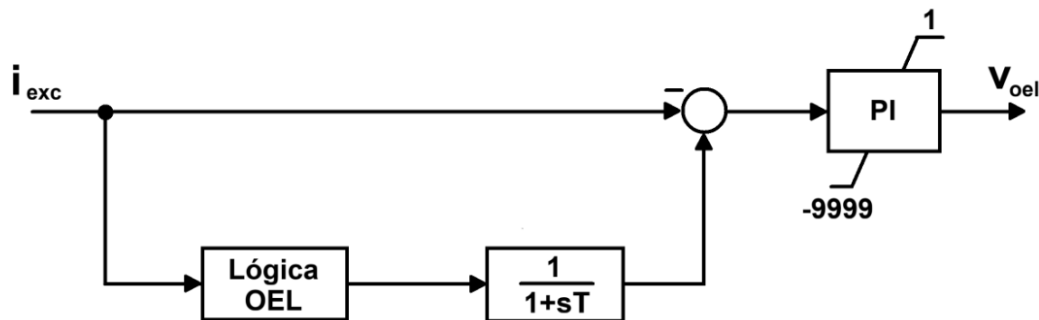


Fig. 3.3 Diagrama de bloques del OEL

3.3.3 Limitador de subexcitación (UEL)

Un limitador de subexcitación actúa para aumentar la excitación para uno o más de los siguientes propósitos [18]:

- Prevenir alguna condición de operación que comprometa la estabilidad de la máquina sincrónica o pueda llevar a pérdida de sincronismo por falta de excitación.
- Prevenir la operación que pueda llevar a sobrecalentamiento en la región del extremo del estator del generador, definida por la región subexcitada extrema de la curva de capacidad de la máquina.
- Prevenir que operen los relés de pérdida de excitación durante funcionamiento en subexcitación.

A diferencia del funcionamiento del OEL, el UEL típicamente utiliza una combinación de voltaje y corriente o de potencia activa y reactiva, definiendo una determinada región donde el limitador no opera, y otra en la que sí actúa. Actualmente existen dos modelos desarrollados:

- a) Característica circular (UEL1, ver Fig. 3.4). La ganancia K_{UR} determina el radio de la circunferencia, mientras que K_{UC} determina su centro. El modelo obtiene el punto de operación utilizando la corriente que toma el generador y la compara con un centro y radio proporcionales a la tensión de terminales, por lo que este modelo representa esencialmente una característica circular de impedancia aparente. Por lo anterior, este tipo de UEL generalmente permite una coordinación estrecha con relés de pérdida de excitación. UEL con esta característica es relativamente simple, pues su implementación es de gran simplicidad matemática, por lo que su uso típico se halla en generadores más antiguos; su adaptabilidad es limitada y es menos preciso, pero resulta tener una actuación más rápida durante condiciones de subexcitación.
- b) Característica recta de uno o varios segmentos (UEL2, ver Fig. 3.5). La zona de limitación se grafica en función de la potencia reactiva de salida versus potencia activa de salida. La implementación de esta característica utiliza funciones que proveen los ajustes apropiados para que la magnitud del voltaje en terminales de la máquina no afecte la zona de limitación (a diferencia de la característica circular, en la que la zona se modifica con el cuadrado de la tensión en terminales). La implementación de esta característica de limitación puede ser más compleja en función de la cantidad de segmentos utilizados, necesitando sistemas de control digitales más avanzados. Por esto es una estrategia utilizada en generadores más modernos. Puede considerar múltiples condiciones de operación, teniendo una mayor especificidad y precisión, por lo que se considera una estrategia más robusta.

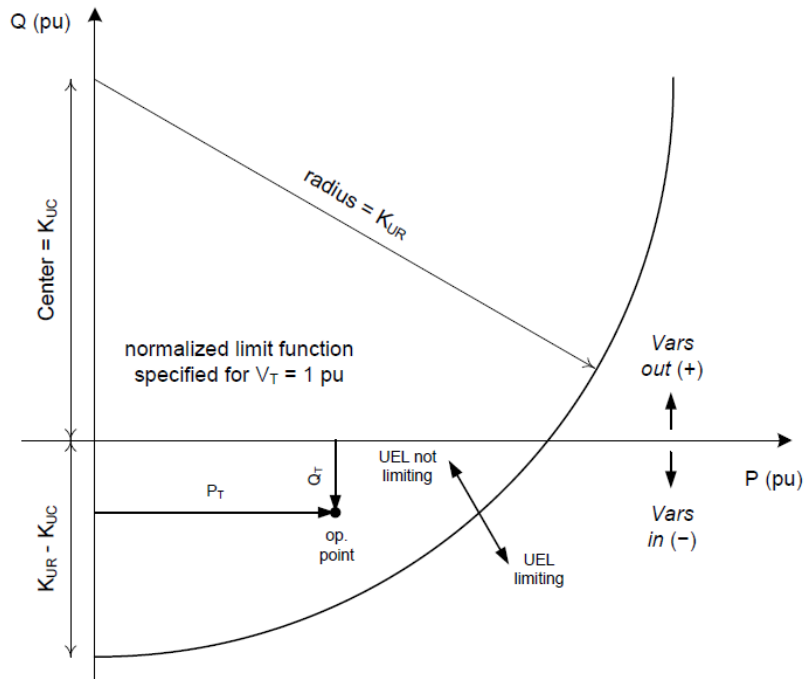


Fig. 3.4 Característica circular de limitación de un UEL tipo 1 [16]

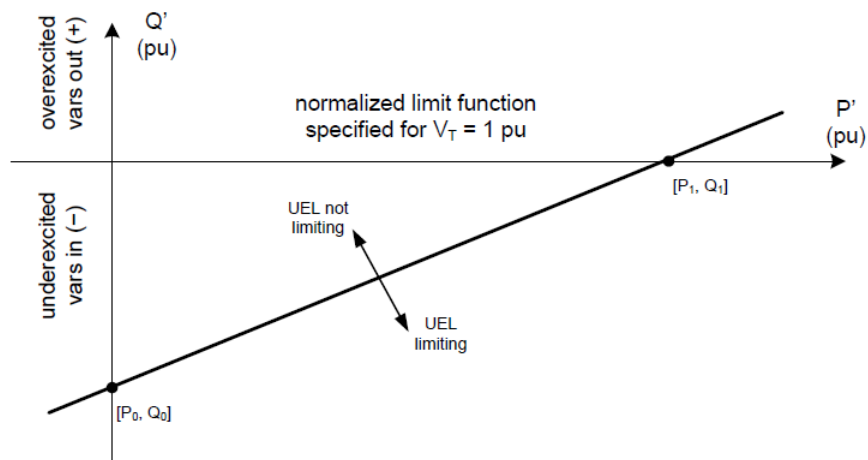


Fig. 3.5 Característica recta de limitación de un UEL tipo 2 [16]

3.4. Discusión y Conclusiones

Los sistemas de excitación permiten incluir funciones adicionales de control en los generadores, lo cual además de asegurar un perfil determinado en la tensión de terminales, permite proteger al generador de condiciones restrictivas que podrían comprometer los circuitos de estator y de campo, reduciendo la corriente de excitación en una condición de sobretensión permanente (como

en una operación en isla, por ejemplo), aumentándola durante condiciones extremas de subexcitación, que pueden desencadenar pérdida de sincronismo, o limitando la corriente de estator.

Modelar y considerar los sistemas de excitación en la arquitectura de control de los generadores sincrónicos es de gran relevancia para añadir exactitud a la respuesta de la máquina no solo en variables como la potencia o velocidad de rotación, asociada con el control de frecuencia mediante el gobernador, sino que también en cantidades como la tensión en terminales, potencia reactiva y corriente y tensión de campo, añadiendo el control de tensión como una función que puede desempeñar el generador, contribuyendo a la estabilidad de los sistemas eléctricos.

Para evaluar el desempeño de los diversos lazos de control en generadores sincrónicos, las herramientas de simulación permiten implementar gobernadores y sistemas de excitación, haciendo posible el estudio de la respuesta dinámica de las máquinas y los sistemas de control durante diversas condiciones operativas. En el capítulo 4 se caracteriza el sistema de distribución simulado en el software DIGSILENT PowerFactory®, que emula una planta industrial que cuenta con generación propia.



4. Modelo del Sistema de Distribución

4.1. Introducción

En este capítulo se presenta el modelo del sistema de distribución utilizado para simular perturbaciones sistémicas y analizar el comportamiento dinámico de los generadores y la respuesta de sus lazos de control.

Este modelo reproduce las características de una planta de celulosa genérica, considerando su topología típica al contar con cogeneración, incluyendo diversos equipos como transformadores, filtros, reactores, líneas y cargas, los cuales son descritos y parametrizados a lo largo del capítulo. El sistema fue simulado en el software DlgSILENT PowerFactory®, permitiendo graficar diferentes variables de interés en condiciones de operación restrictivas para el sistema eléctrico.

4.2. Datos del Sistema de Distribución

Para analizar la respuesta de generadores sincrónicos durante perturbaciones tanto a nivel sistémico como de sistemas de control, se simularon diferentes escenarios en el software PowerFactory DlgSILENT®, en el sistema de distribución cuyo diagrama unilineal simplificado se presenta en la Fig. 4.1.

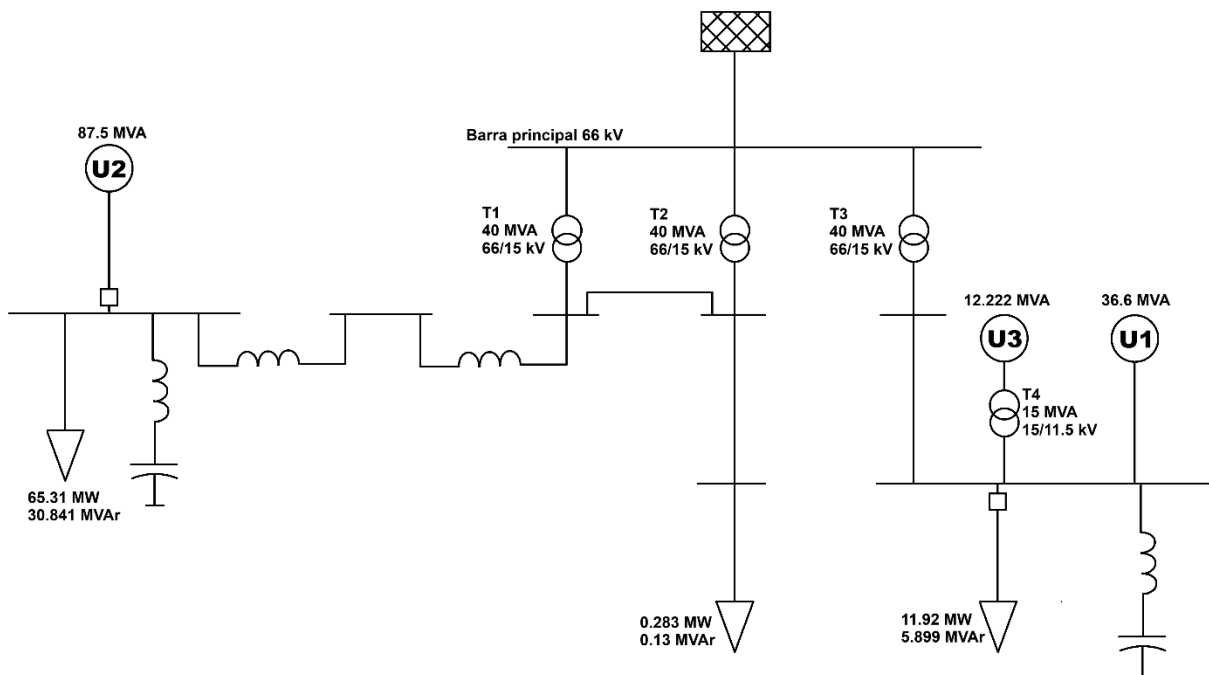
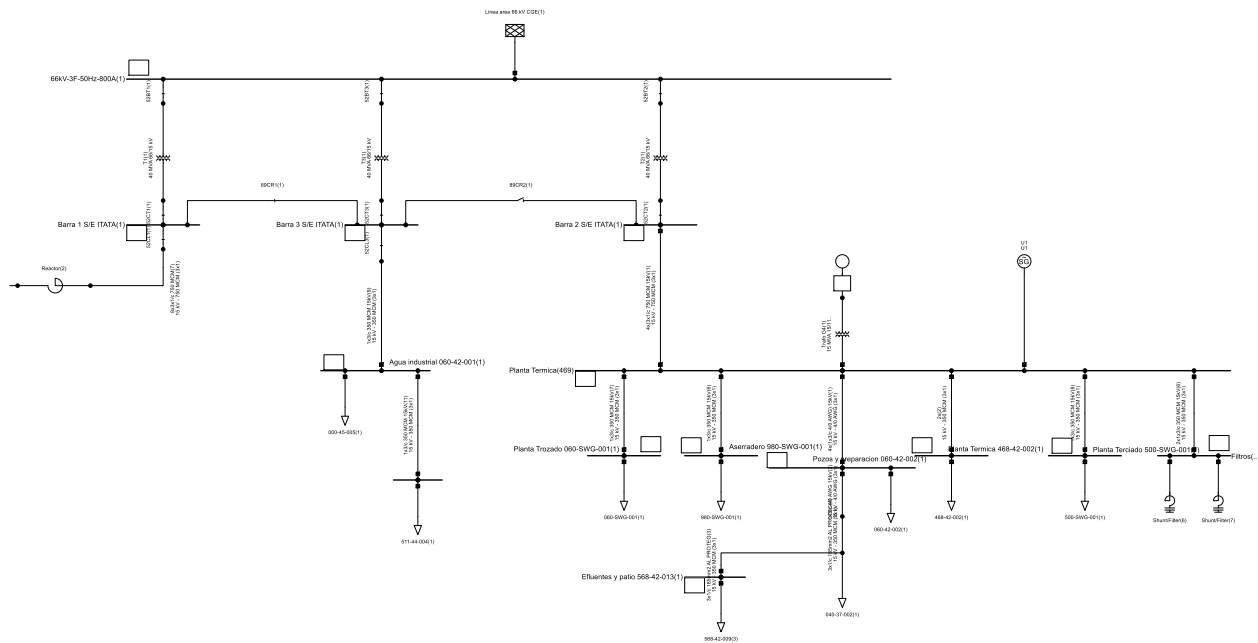


Fig. 4.1 Diagrama unilineal simplificado del sistema de distribución simulado

En las Fig. 4.2 y 4.3 se presenta el diagrama unilineal detallado del sistema de distribución simulado en el software DIgSILENT PowerFactory ®.



28

Tabla 4.2 Listado de parámetros unidad generadora U2

Descripción	Valor
Potencia aparente [MVA]	87.5
Tensión en bornes [kV]	15
Factor de potencia [pu]	0.8
Xd (Reactancia sincrónica de eje directo) [pu]	2.74
Xd' (Reactancia transitoria de eje directo) [pu]	0.346
Xd'' (Reactancia subtransitoria de eje directo) [pu]	0.252
Xq (Reactancia sincrónica de eje cuadratura) [pu]	2.74
Xq' (Reactancia transitoria de eje cuadratura) [pu]	0
Xq'' (Reactancia subtransitoria de eje cuadratura) [pu]	0.252
Xl (Reactancia de dispersión) [pu]	0
Rstr (Resistencia de estator) [pu]	0
Td0' (Constante de tiempo transitoria de cortocircuito eje directo) [s]	6.67
Td0'' (Constante de tiempo subtransitoria de cortocircuito eje directo) [s]	0.075
Tq0' (Constante de tiempo transitoria de cortocircuito eje cuadratura) [s]	0
Tq0'' (Constante de tiempo subtransitoria de cortocircuito eje cuadratura) [s]	0.075
H (Constante de inercia generador + turbina) [s]	2.912

Tabla 4.3 Listado de parámetros unidad generadora U3

Descripción	Valor
Potencia aparente [MVA]	12.222
Tensión en bornes [kV]	11.5
Factor de potencia [pu]	0.9
Xd (Reactancia sincrónica de eje directo) [pu]	2.05
Xd' (Reactancia transitoria de eje directo) [pu]	0.28
Xd'' (Reactancia subtransitoria de eje directo) [pu]	0.18
Xq (Reactancia sincrónica de eje cuadratura) [pu]	0.95
Xq' (Reactancia transitoria de eje cuadratura) [pu]	0
Xq'' (Reactancia subtransitoria de eje cuadratura) [pu]	0.28
Xl (Reactancia de dispersión) [pu]	0
Rstr (Resistencia de estator) [pu]	0
Td0' (Constante de tiempo transitoria de cortocircuito eje directo) [s]	1.0245
Td0'' (Constante de tiempo subtransitoria de cortocircuito eje directo) [s]	0.03
Tq0' (Constante de tiempo transitoria de cortocircuito eje cuadratura) [s]	0
Tq0'' (Constante de tiempo subtransitoria de cortocircuito eje cuadratura) [s]	0.04
H (Constante de inercia generador + turbina) [s]	4

4.2.2 Parámetros de Transformadores

En las Tablas 4.4 a 4.7 se presentan los parámetros de los cuatro transformadores del sistema. Los transformadores T1, T2 y T3 están conectados a la barra principal y reducen la tensión de 66 a 15 kV para distribuir en esta tensión al sistema, cuentan con los mismos parámetros. El transformador T4 permite a la unidad generadora U3 conectarse a la barra en 15 kV.

Tabla 4.4 Datos transformador T1

Descripción	Valor
Potencia aparente [MVA]	40
Tensión nominal [kV]	66/15
Reactancia X1 [pu]	0.1
Resistencia R1 [pu]	0
Corriente en vacío [%]	0
Pérdidas de vacío [kW]	0
Cambiador de tap	±8 x 1%
Posición de tap	4
Grupo de conexión	YNyn1

Tabla 4.5 Datos transformador T2

Descripción	Valor
Potencia aparente [MVA]	40
Tensión nominal [kV]	66/15
Reactancia X1 [pu]	0.1
Resistencia R1 [pu]	0
Corriente en vacío [%]	0
Pérdidas de vacío [kW]	0
Cambiador de tap	±8 x 1%
Posición de tap	5
Grupo de conexión	YNyn1

Tabla 4.6 Datos transformador T3

Descripción	Valor
Potencia aparente [MVA]	40
Tensión nominal [kV]	66/15
Reactancia X1 [pu]	0.1
Resistencia R1 [pu]	0
Corriente en vacío [%]	0
Pérdidas de vacío [kW]	0
Cambiador de tap	±8 x 1%
Posición de tap	0
Grupo de conexión	YNyn1

Tabla 4.7 Datos transformador T4

Descripción	Valor
Potencia aparente [MVA]	15
Tensión nominal [kV]	15/11.5
Reactancia X1 [pu]	0.05
Resistencia R1 [pu]	0.000005
Corriente en vacío [%]	0
Pérdidas de vacío [kW]	0
Grupo de conexión	Yd1

4.2.3 Parámetros de Conductores

En la Tabla 4.8 se presentan los parámetros de los conductores que conforman las diferentes líneas del sistema.

Tabla 4.8 Datos de conductores

Conductor	R [Ω /km]	X [Ω /km]	B [μ S/km]
8x3x1/c 750 MCM	0.061	0.099	122.52
2x1x3/c 500 MCM	0.092	0.104	103.67
3x1x3/c 350 MCM	0.131	0.109	87.96

4.2.4 Parámetros de Filtros

En la Tabla 4.9 se presentan los parámetros de los filtros sintonizados conectados en diferentes barras del sistema.

Tabla 4.9 Datos de filtros

Filtro	Inductancia [mH]	Capacitancia [μ F]
1	3.43	69.5
2	1.59	58.9
3	9.7	47.27
4	6.53	34.58

4.2.5 Parámetros de Reactores

En la Tabla 4.10 se presentan los parámetros de los reactores serie conectados entre barras del sistema de distribución.

Tabla 4.10 Datos de reactores

Reactor	Resistencia [Ω]	Reactancia [Ω]
1	0.1	2.5
2	0.1	2.5

4.2.6 Parámetros de Cargas

En la Tabla 4.11 se presentan los datos de las diferentes cargas conectadas al sistema.

Tabla 4.11 Datos de cargas

Carga	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]
568-42-004	10.42	4.86
568-42-005	9.11	4.27
568-42-006	8.048	3.729
568-42-007	10.412	5.044
568-42-008	10.4	5.01
568-42-009	9.78	4.51
568-42-010	5.71	2.766
568-42-011	1.43	0.652
000-45-005	0.283	0.13
060-42-002	0.015	0.003
468-42-002	5.44	1.472
568-42-009	3.27	1.62
500-SWG-001	11.92	5.899
060-SWG-001	0.788	0.394
980-SWG-001	4.01	1.888

4.3. Resumen del Modelo

Se caracteriza el modelo del sistema de distribución utilizado para el análisis de los sistemas de control de generadores sincrónicos, detallando los principales elementos y equipos que lo conforman, incluyendo los propios generadores, transformadores, conductores, filtros, reactores y cargas y sus parámetros. Se puede visualizar la topología de la red que emula una planta industrial de celulosa, que cuenta con generación propia.

Con el modelo completamente definido, en el próximo capítulo se realizan simulaciones dinámicas orientadas al análisis de la operación de los diferentes lazos de control integrados en los generadores sincrónicos durante diferentes perturbaciones sistémicas, permitiendo validar su actuación y correcto funcionamiento.

5. Simulación de Perturbaciones Sistémicas

5.1. Introducción

En este capítulo se presentan los resultados de las simulaciones dinámicas realizadas a nivel del sistema de distribución. Se contempla desconexión de unidades generadoras, rechazo de carga y cortocircuito trifásico. Se comienza con una red cuyos generadores no cuentan con control en lo absoluto, para luego añadir progresivamente lazos de control y modelos de turbinas a los generadores, complejizando el sistema, pero haciendo su respuesta más cercana a la entregada por un sistema industrial con generación propia.

Las perturbaciones simuladas ponen en condiciones restrictivas a los generadores, haciendo actuar a los sistemas de control añadidos, permitiendo estudiar su respuesta y estableciendo un punto de comparación al analizar el comportamiento de redes en las mismas condiciones iniciales de operación, pero considerando cada vez más generadores con lazos de control y modelos de turbina.

5.2. Simulaciones Dinámicas del Sistema de Distribución

En primer lugar, para analizar el efecto de incluir sistemas de control en generadores sincrónicos, se estudian perturbaciones sistémicas en cuatro escenarios de operación:

- Escenario 0: Caso base, tres unidades generadoras sin sistemas de control incluidos en el modelo. Formas de onda en color **azul**.
- Escenario 1: La unidad generadora U1 posee gobernador de velocidad, AVR, PSS y limitadores de excitación. Formas de onda en color **rojo**.
- Escenario 2: Las unidades generadoras U1 y U2 poseen gobernador de velocidad, AVR, PSS y limitadores de excitación. Formas de onda en color **verde**.
- Escenario 3: Las tres unidades generadoras poseen gobernador de velocidad, AVR, PSS y limitadores de excitación. Formas de onda en color **morado**.

De este modo, se presentan sucesivamente formas de onda de tensión en terminales (en pu), corriente de campo (en pu), tensión de campo (en pu), potencia activa (en MW) y potencia reactiva (en MVar) en función del tiempo (en segundos) para cada unidad generadora, superponiendo los resultados de simulación obtenidos en cada escenario de simulación. Posteriormente, se profundiza, en cada caso, en las diferentes señales entregadas por los lazos de control auxiliares de la unidad 1 (en pu), comparándolas en los Escenarios 1, 2 y 3 para validar su actuación y analizar su operación.

Los despachos de cada unidad generadora se presentan en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1 Despachos de unidades generadoras

Unidad generadora	Potencia activa [MW]	Potencia reactiva [MVar]
U1	24	2
U2	50	18
U3	8	0

Las perturbaciones simuladas se listan a continuación.

5.2.1 Desconexión de carga

En las Fig. 5.2 a 5.9 se presentan las formas de onda correspondientes a la simulación de la desconexión de una gran carga (la carga desconectada es 500-SWG-001, de 11.92 MW y 5.899 MVar, representada en la Fig. 5.1, interruptor en rojo). Se simula durante 60 segundos la respuesta a la perturbación mostrada de manera simplificada en la Fig. 5.1, la cual ocurre a los 5 segundos de simulación.

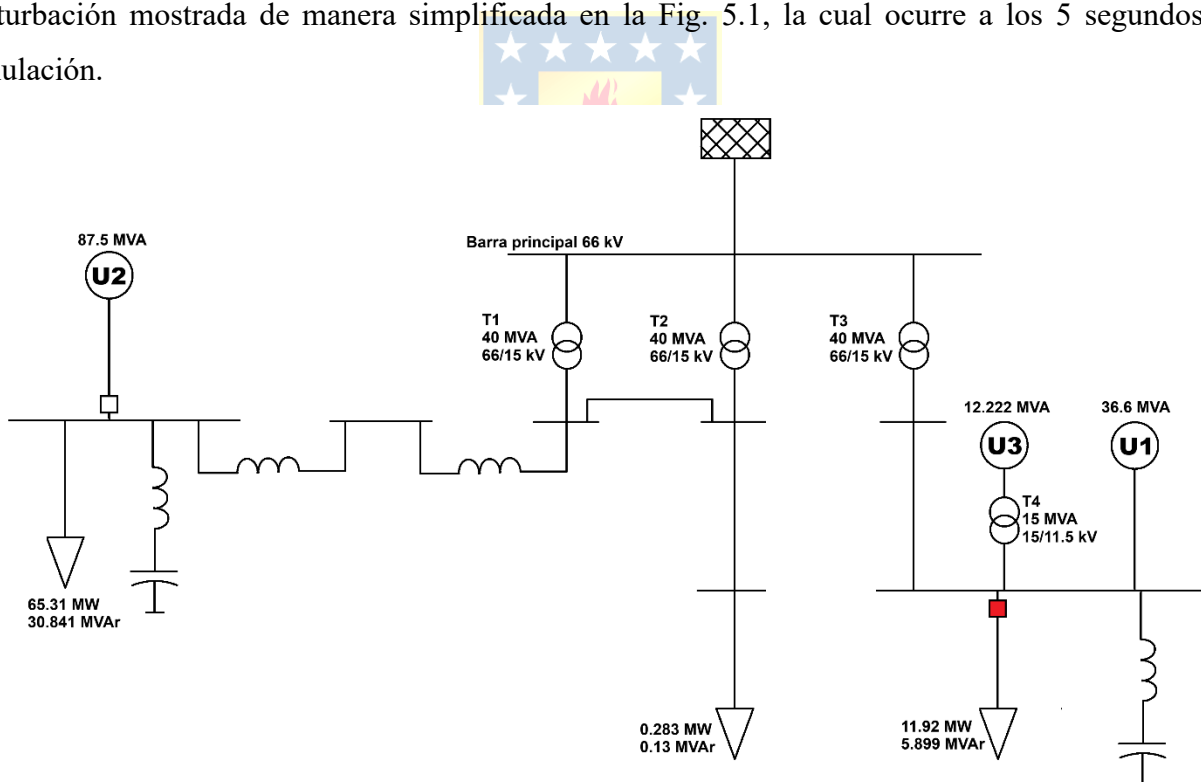


Fig. 5.1 Diagrama del sistema de distribución simulado durante desconexión de carga

- Unidad 1

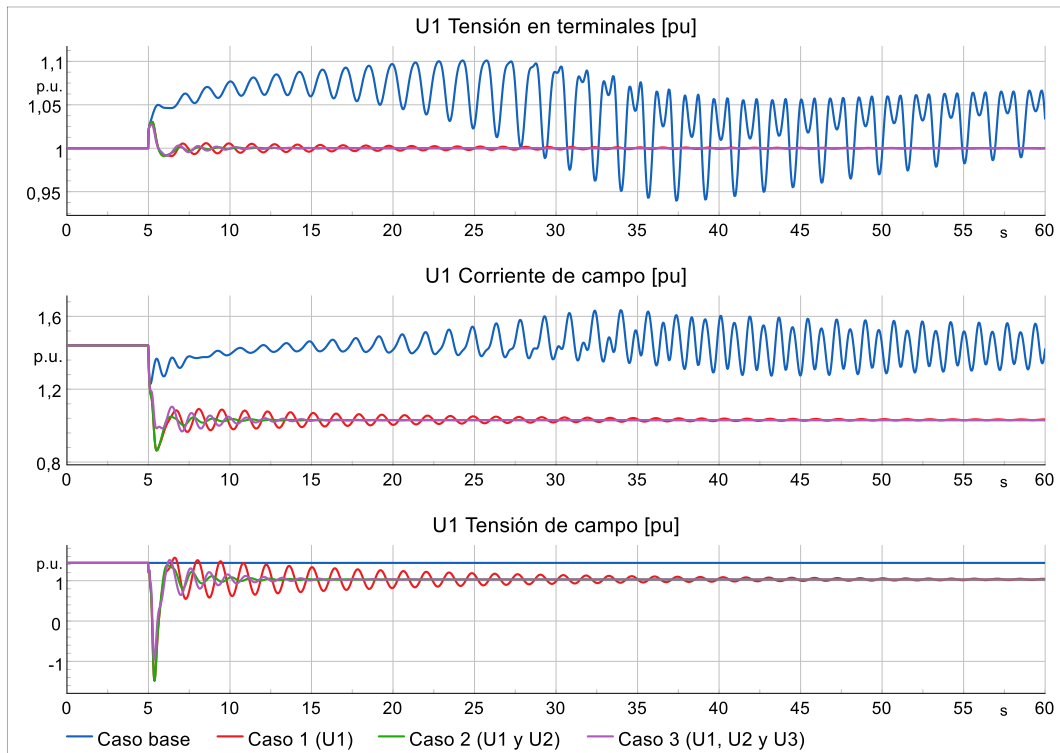


Fig. 5.2 Formas de Onda Unidad Generadora U1 – Desconexión de carga (1 de 2)

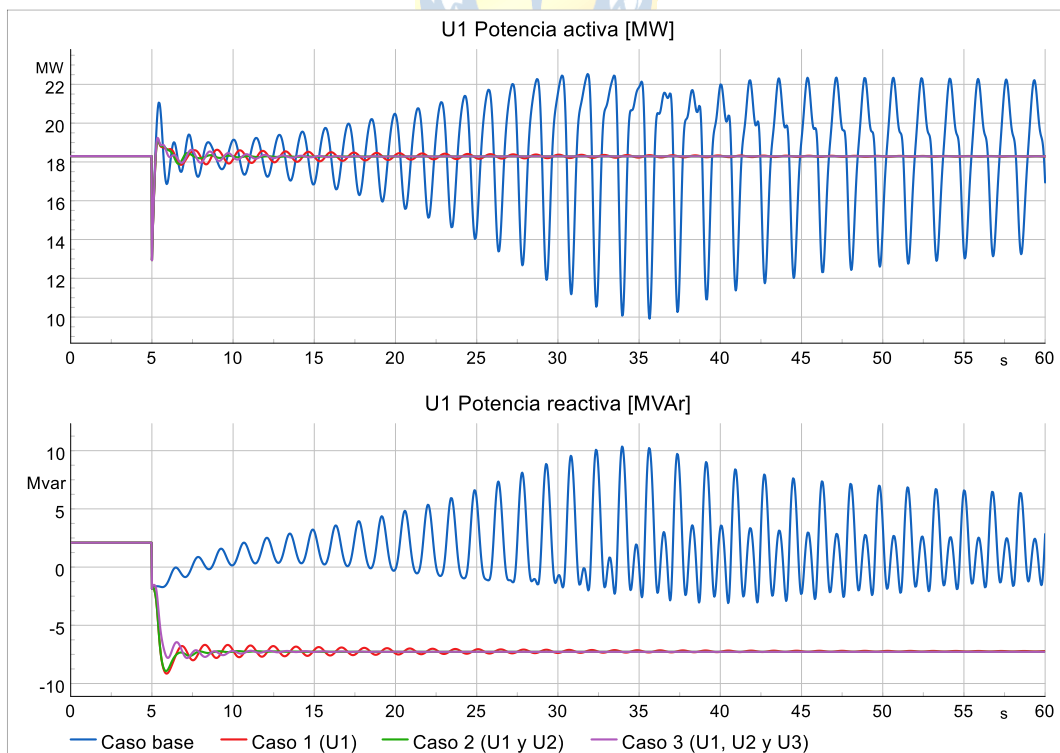


Fig. 5.3 Formas de Onda Unidad Generadora U1 – Desconexión de carga (2 de 2)

- Unidad 2

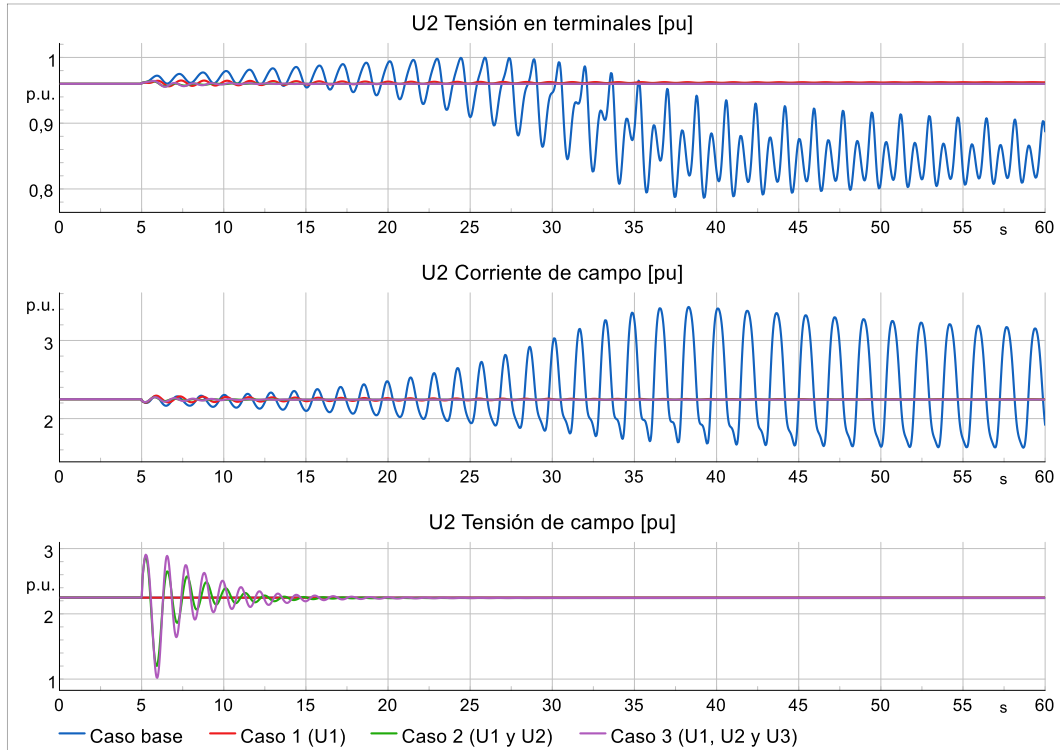


Fig. 5.4 Formas de Onda Unidad Generadora U2 – Desconexión de carga (1 de 2)

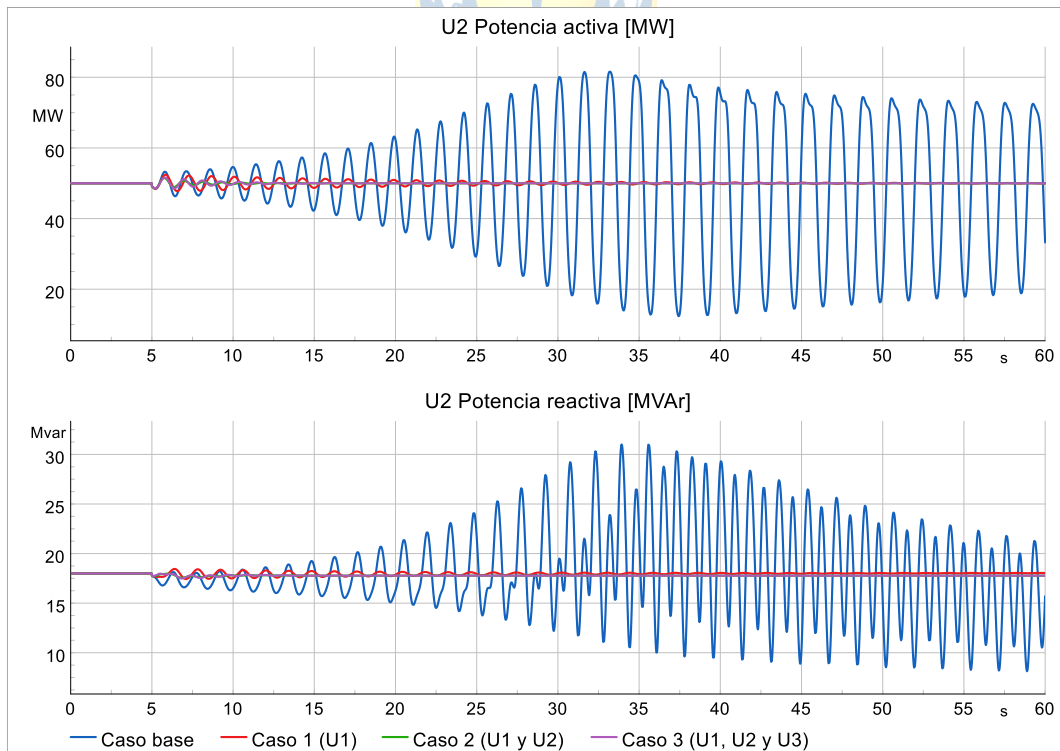


Fig. 5.5 Formas de Onda Unidad Generadora U2 – Desconexión de carga (2 de 2)

- Unidad 3

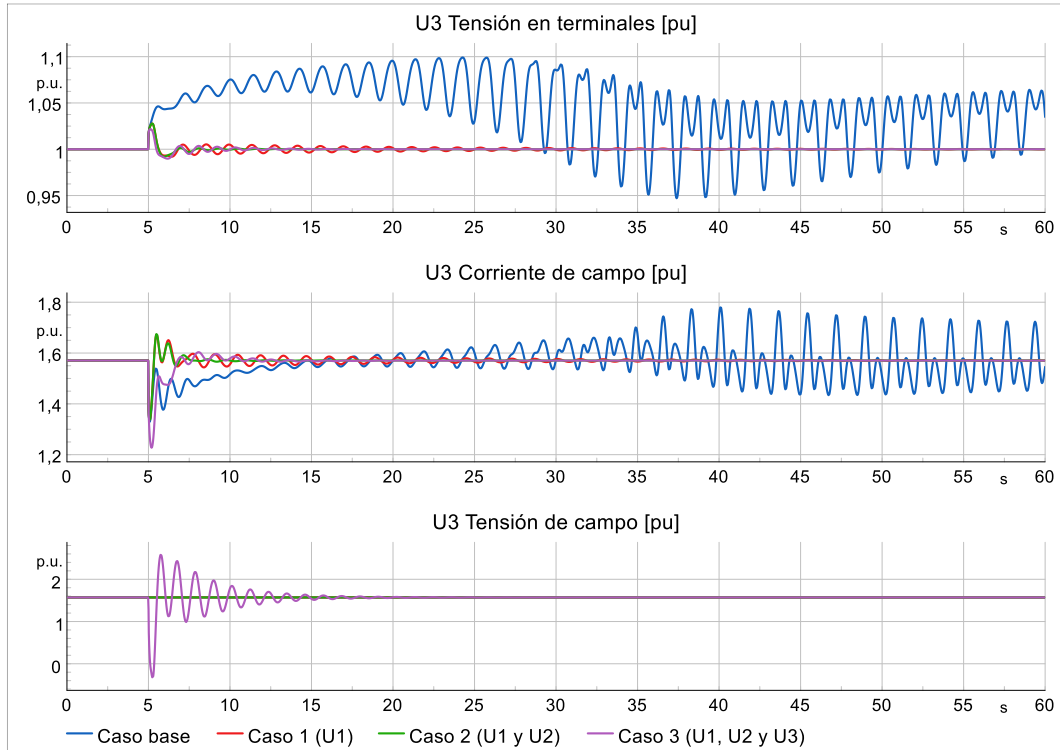


Fig. 5.6 Formas de Onda Unidad Generadora U3 – Desconexión de carga (1 de 2)

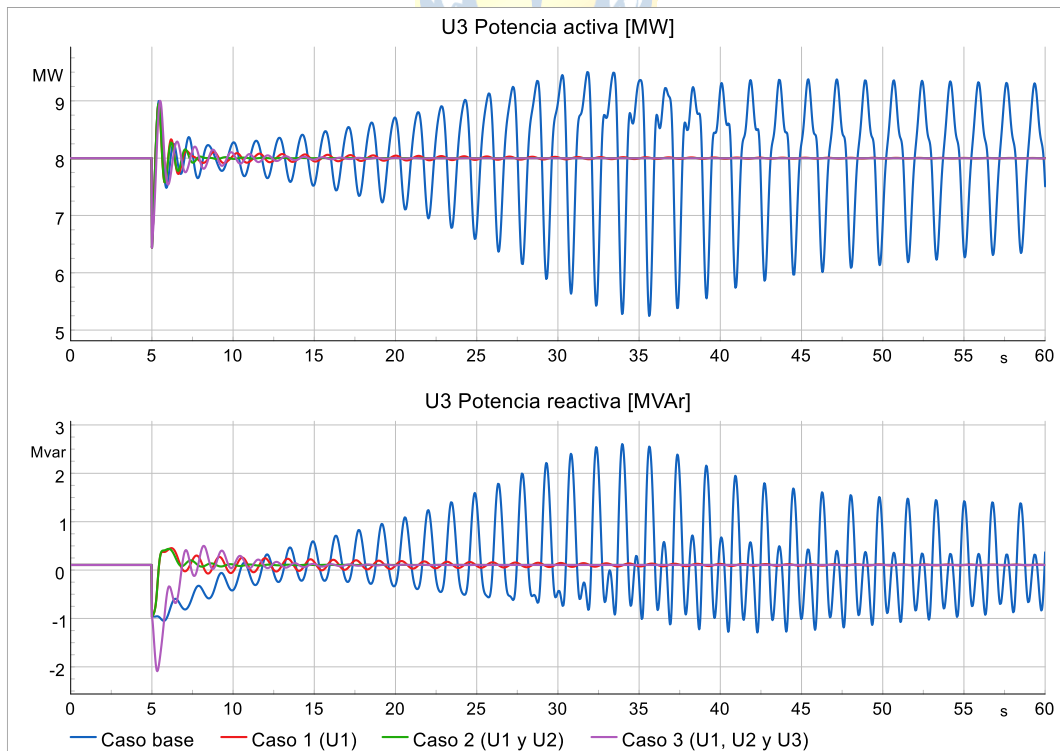


Fig. 5.7 Formas de Onda Unidad Generadora U3 – Desconexión de carga (2 de 2)

A continuación, se presentan las salidas de los lazos de control auxiliares de la unidad 1 en los tres escenarios que contemplan control de generador.

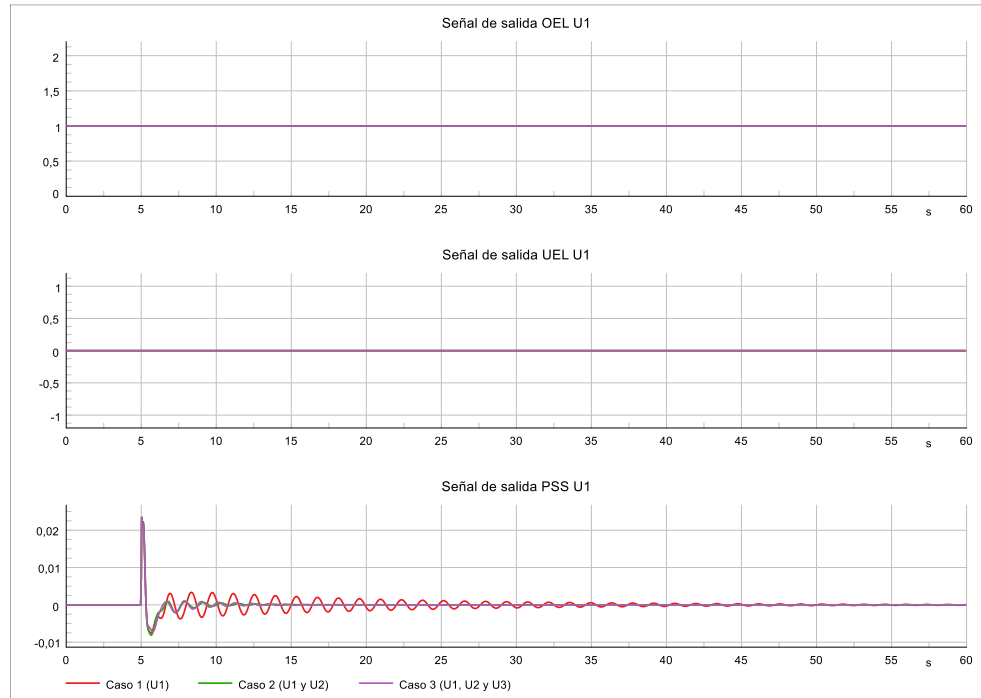


Fig. 5.8 Formas de onda de salida de lazos de control U1 – Desconexión de carga (1 de 2)

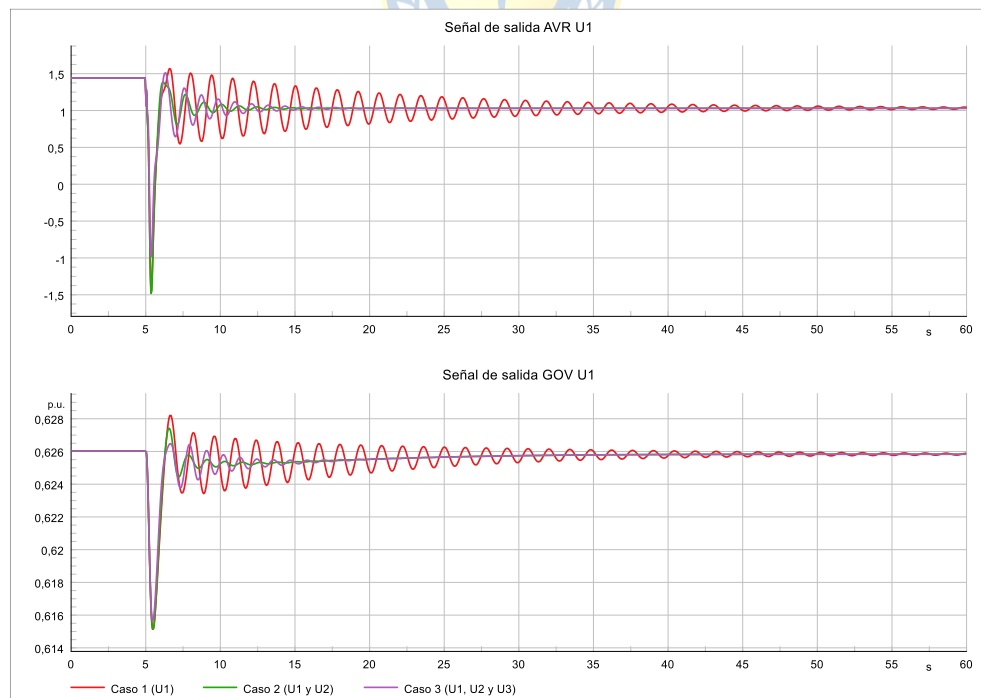


Fig. 5.9 Formas de onda de salida de lazos de control U1 – Desconexión de carga (2 de 2)

5.2.2 Desconexión unidad generadora de mayor potencia

En las Fig. 5.11 a 5.18 se presentan las formas de onda correspondientes a la simulación de la desconexión de la unidad generadora de mayor potencia (correspondiente a la unidad generadora U2). Se simula durante 60 segundos la respuesta a la perturbación mostrada de manera simplificada en la Fig. 5.10, la cual ocurre a los 5 segundos de simulación.

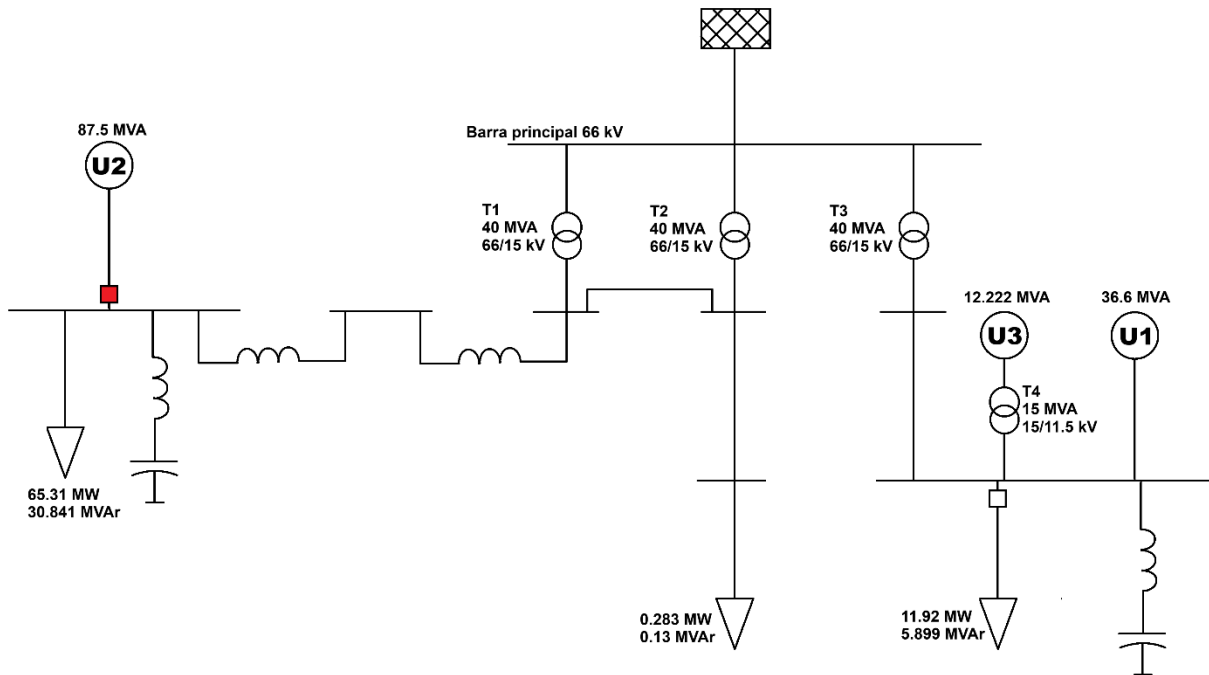


Fig. 5.10 Diagrama del sistema de distribución simulado durante desconexión de unidad generadora U2

- Unidad 1

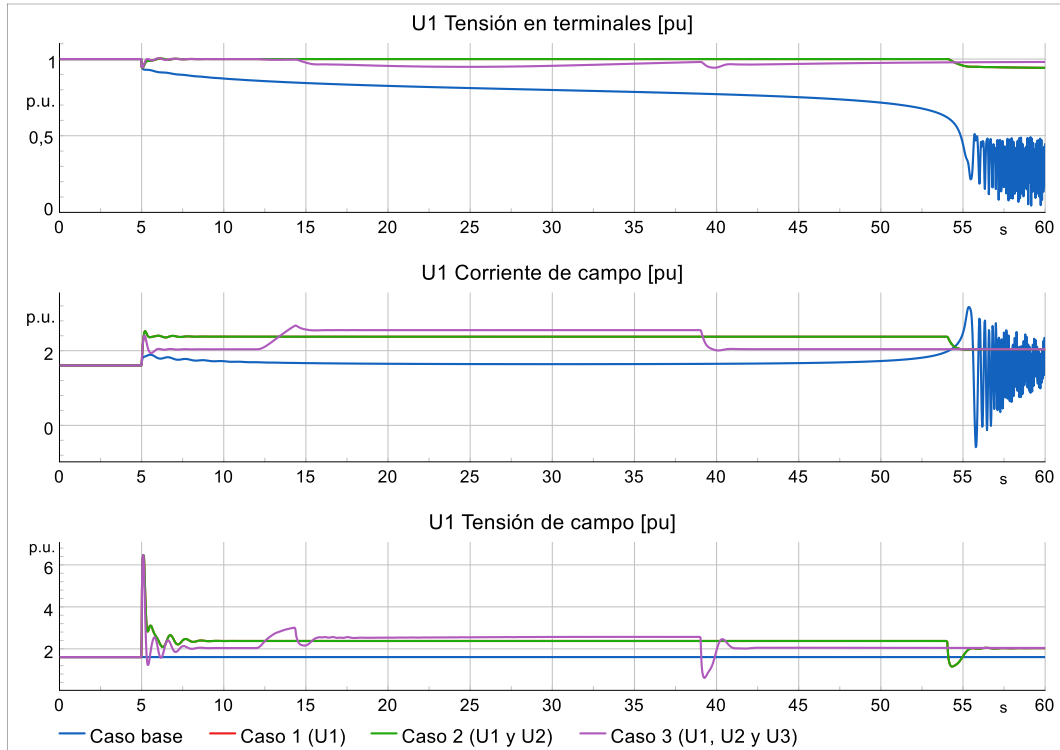


Fig. 5.11 Formas de Onda Unidad Generadora U1 – Desconexión U2 (1 de 2)

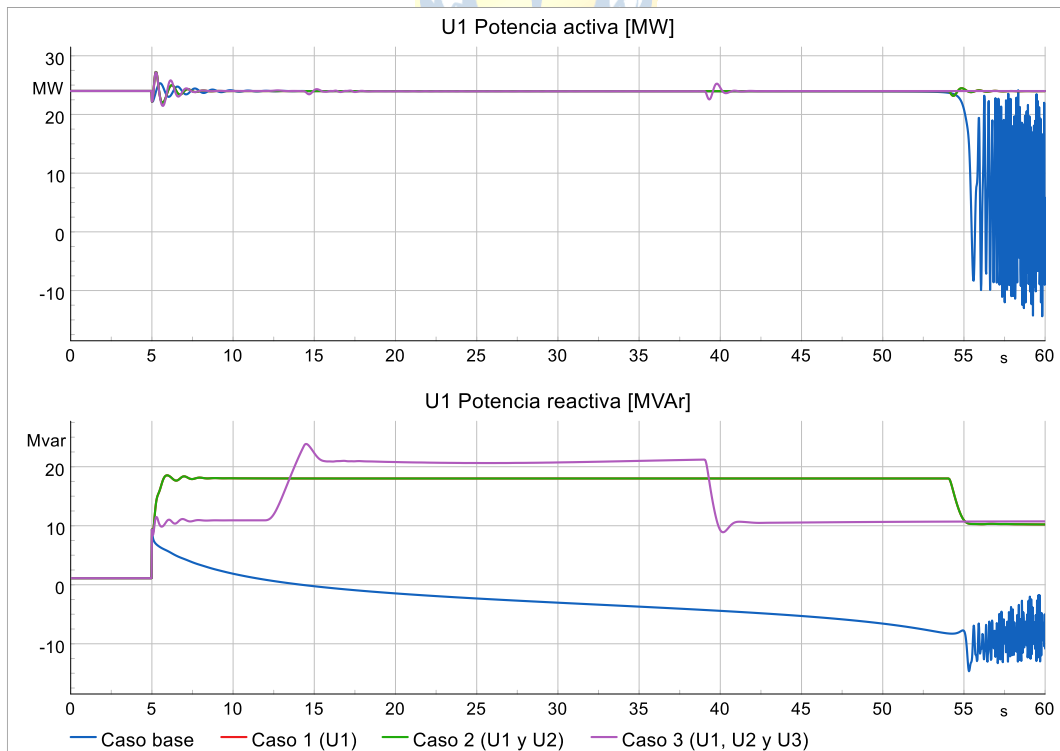


Fig. 5.12 Formas de Onda Unidad Generadora U1 – Desconexión U2 (2 de 2)

- Unidad 2

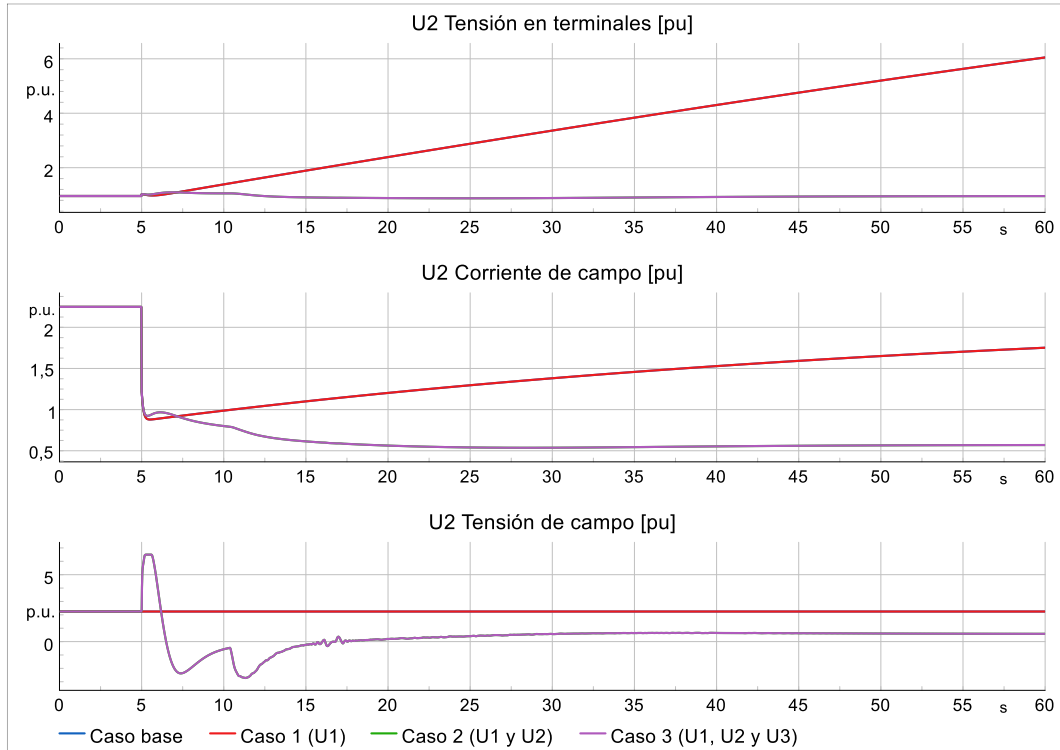


Fig. 5.13 Formas de Onda Unidad Generadora U2 – Desconexión U2 (1 de 2)

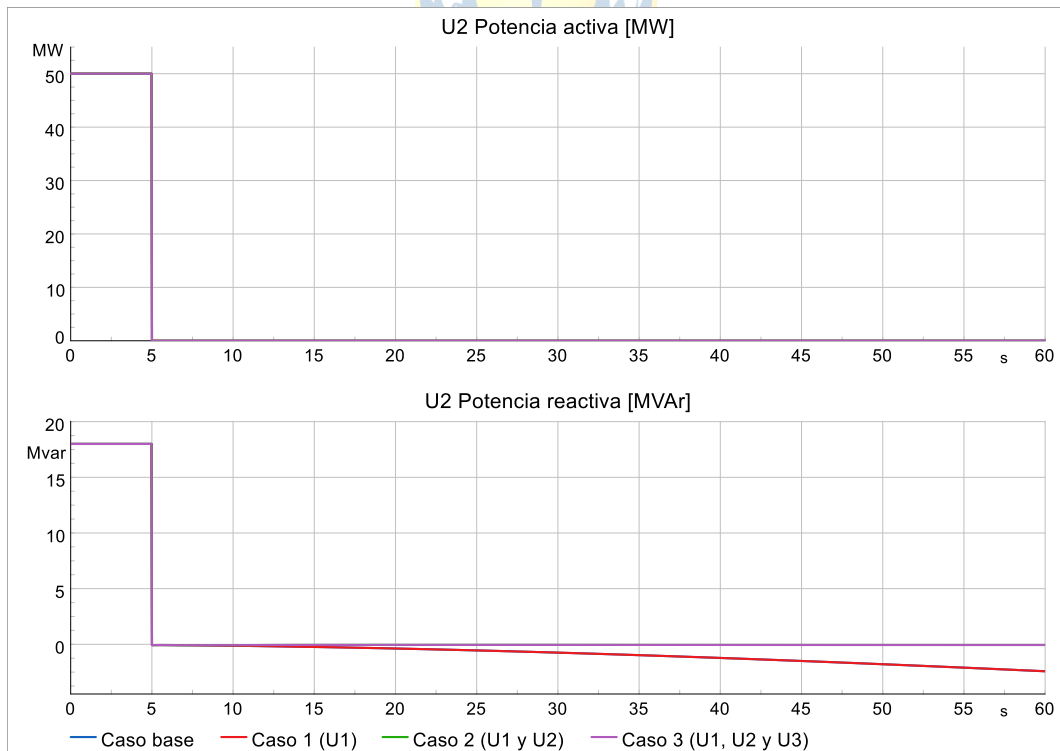


Fig. 5.14 Formas de Onda Unidad Generadora U2 – Desconexión U2 (2 de 2)

- Unidad 3

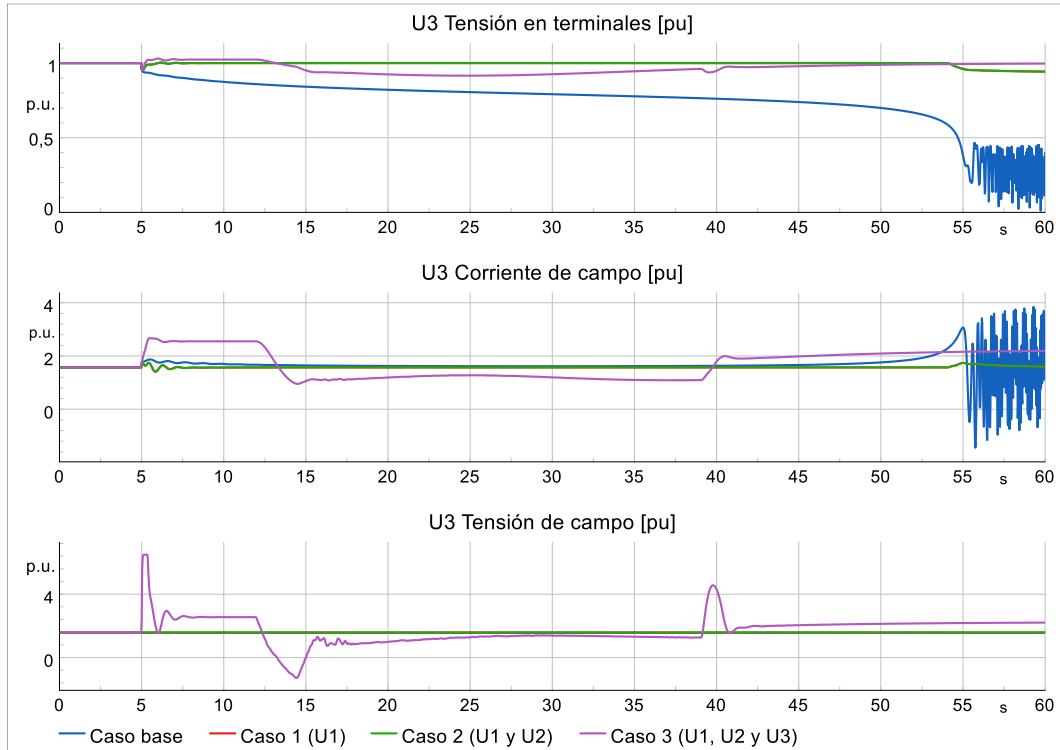


Fig. 5.15 Formas de Onda Unidad Generadora U3 – Desconexión U2 (1 de 2)

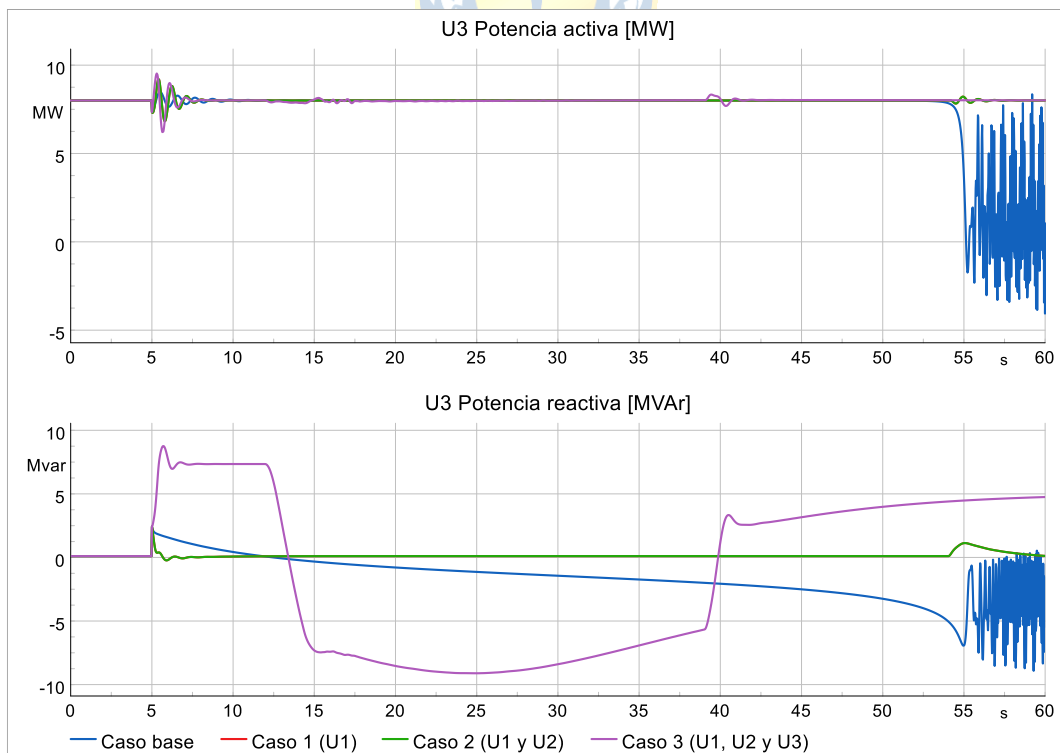


Fig. 5.16 Formas de Onda Unidad Generadora U3 – Desconexión U2 (2 de 2)

A continuación, se presentan las salidas de los lazos de control auxiliares de la unidad 1 en los tres escenarios que contemplan control de generador.

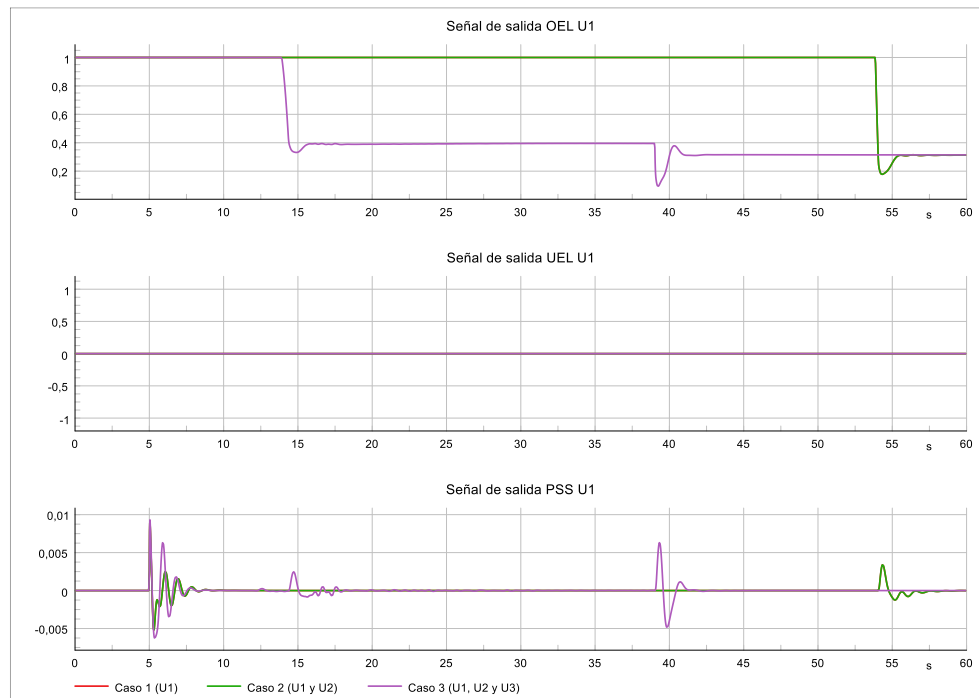


Fig. 5.17 Formas de onda de salida de lazos de control U1 – Desconexión U2 (1 de 2)

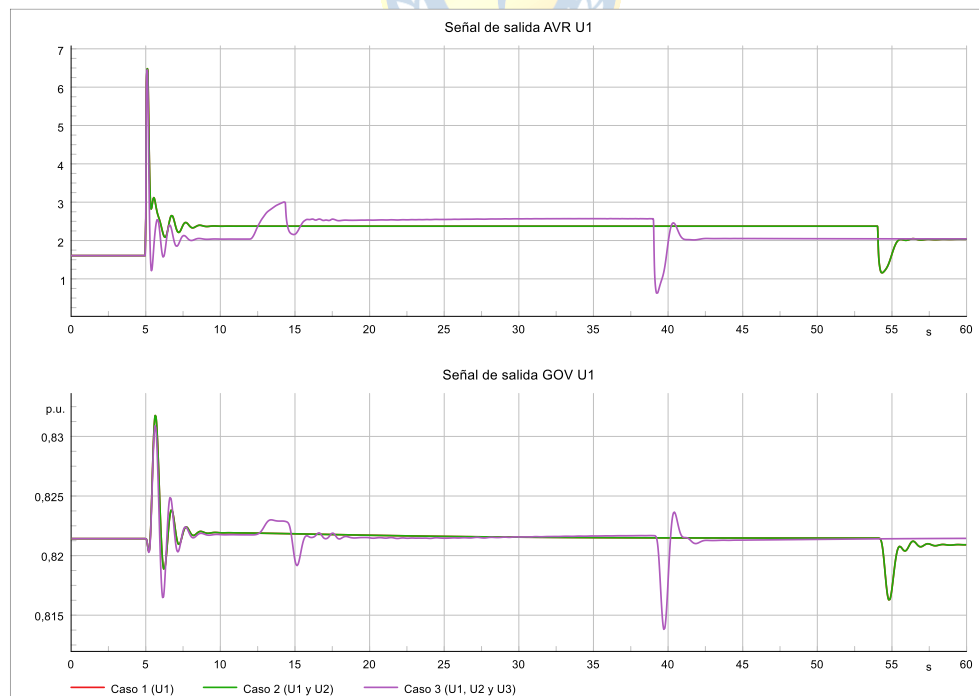


Fig. 5.18 Formas de onda de salida de lazos de control U1 – Desconexión U2 (2 de 2)

5.2.3 Cortocircuito trifásico en barra lejana

En las Fig. 5.20 a 5.27 se presentan las formas de onda correspondientes a la simulación de un cortocircuito trifásico con impedancia de falla igual a cero en una barra lejana a los generadores. Se simula durante 15 segundos la respuesta a la perturbación mostrada de manera simplificada en la Fig. 5.19, la cual ocurre a los 3 segundos de simulación y es despejada luego de 0.2 segundos.

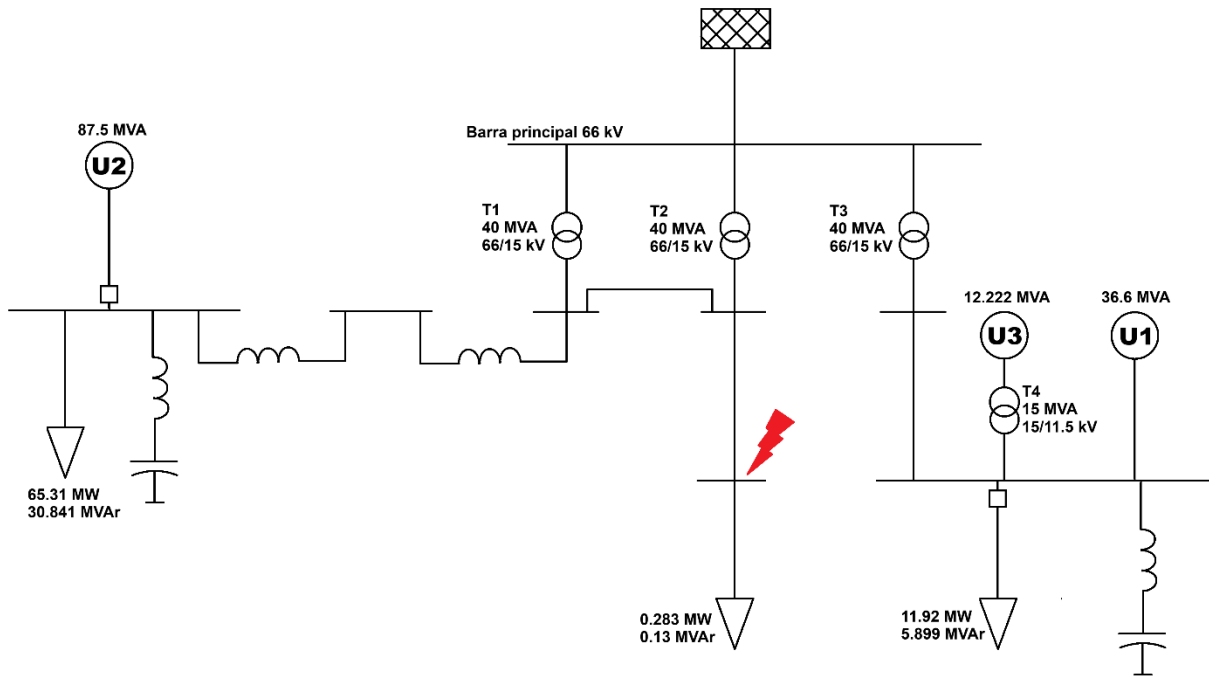


Fig. 5.19 Diagrama del sistema de distribución simulado durante cortocircuito trifásico

- Unidad 1

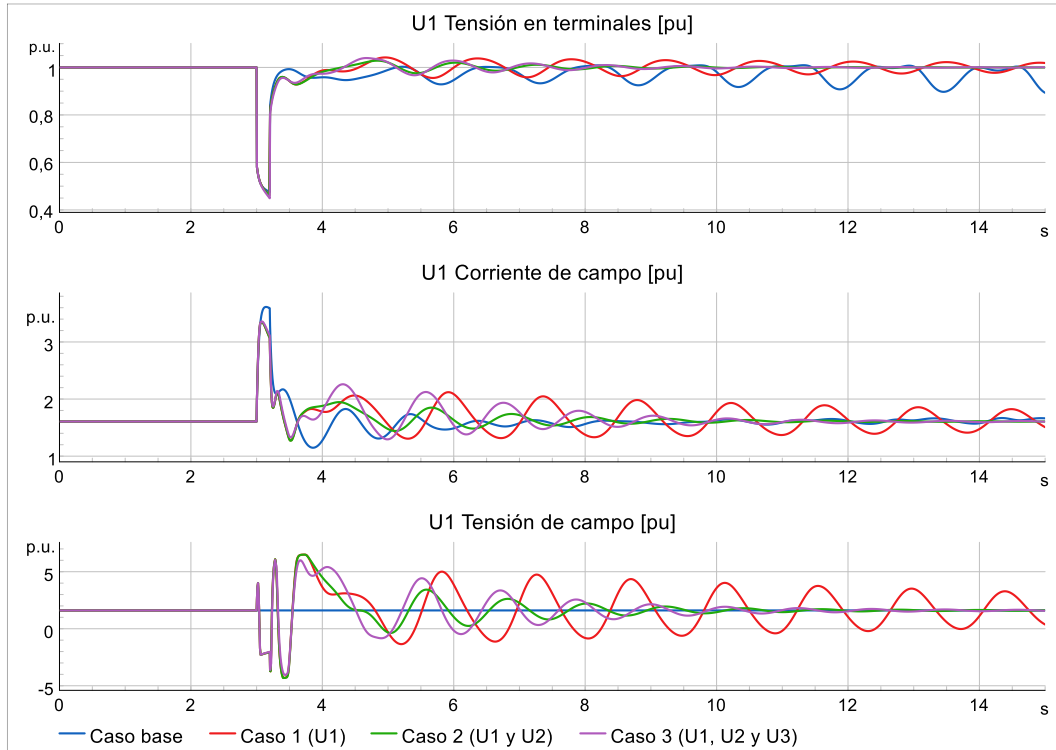


Fig. 5.20 Formas de Onda Unidad Generadora U1 – Cortocircuito trifásico (1 de 2)

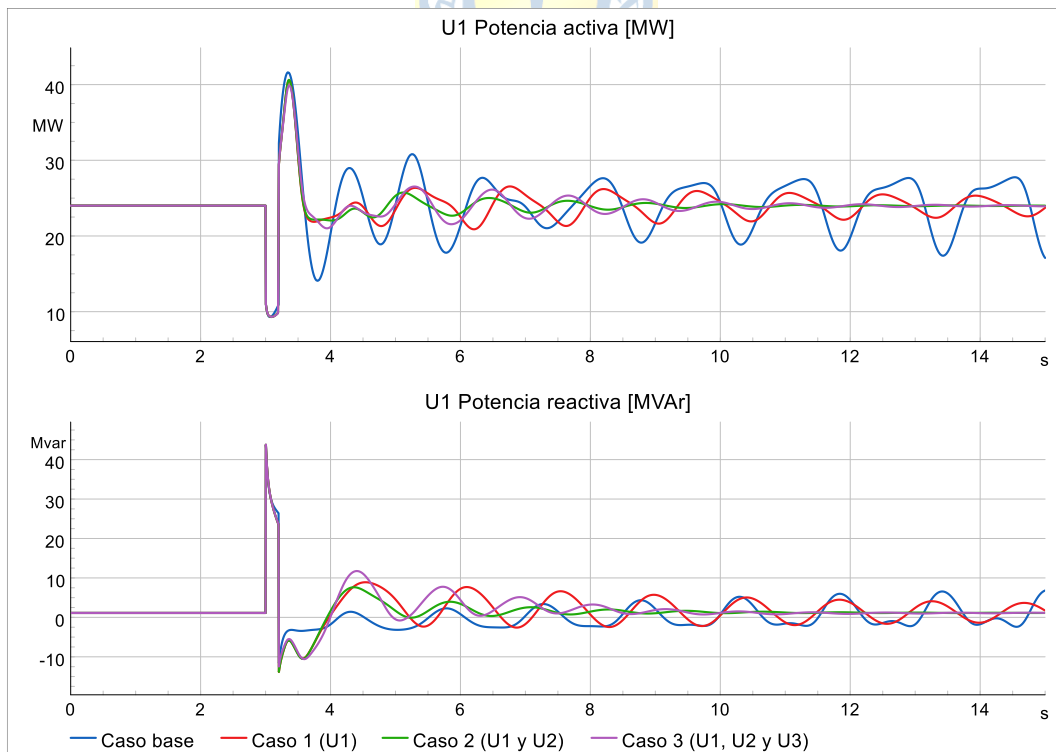


Fig. 5.21 Formas de Onda Unidad Generadora U1 – Cortocircuito trifásico (2 de 2)

- Unidad 2

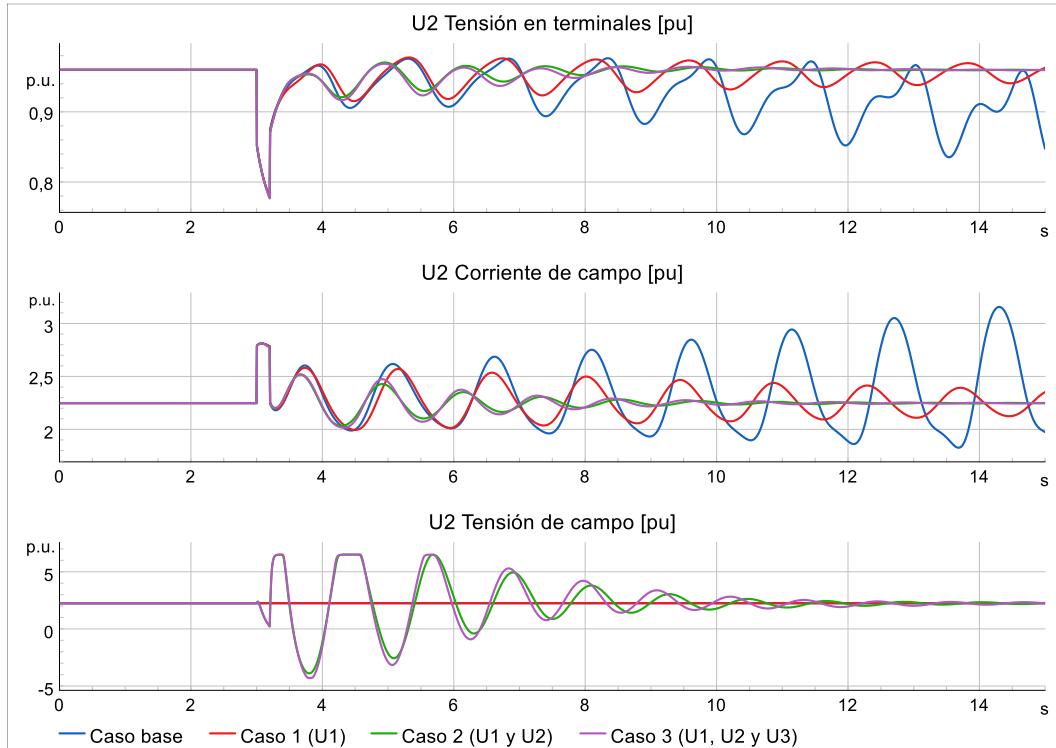


Fig. 5.22 Formas de Onda Unidad Generadora U2 – Cortocircuito trifásico (1 de 2)

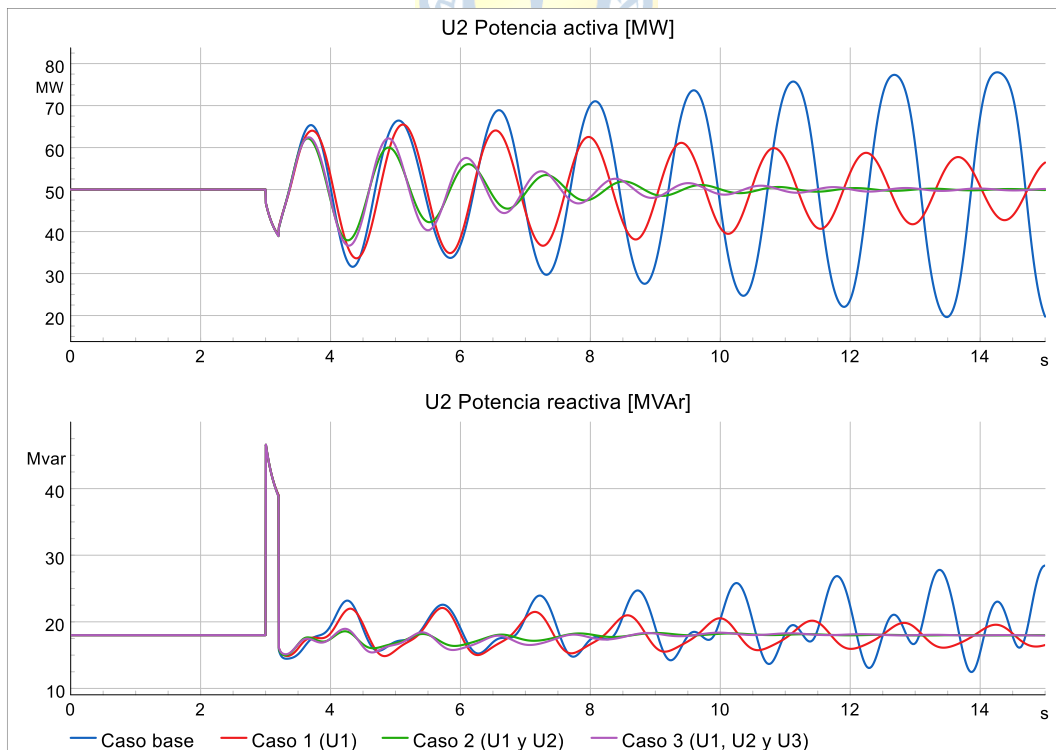


Fig. 5.23 Formas de Onda Unidad Generadora U2 – Cortocircuito trifásico (2 de 2)

- Unidad 3

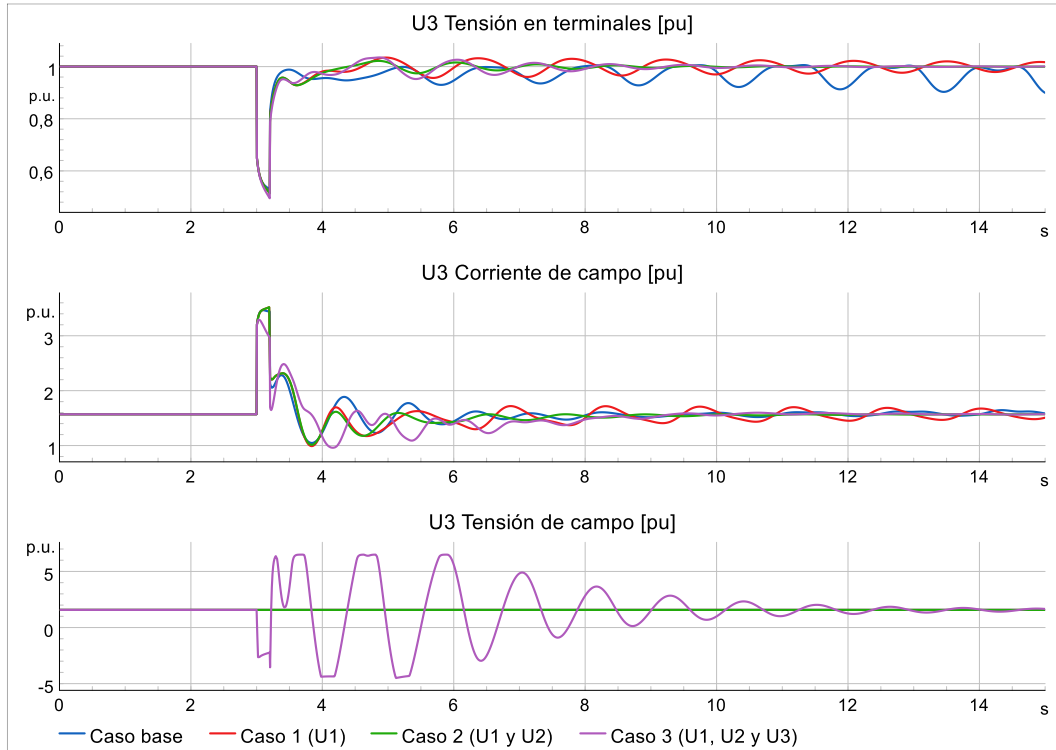


Fig. 5.24 Formas de Onda Unidad Generadora U3 – Cortocircuito trifásico (1 de 2)

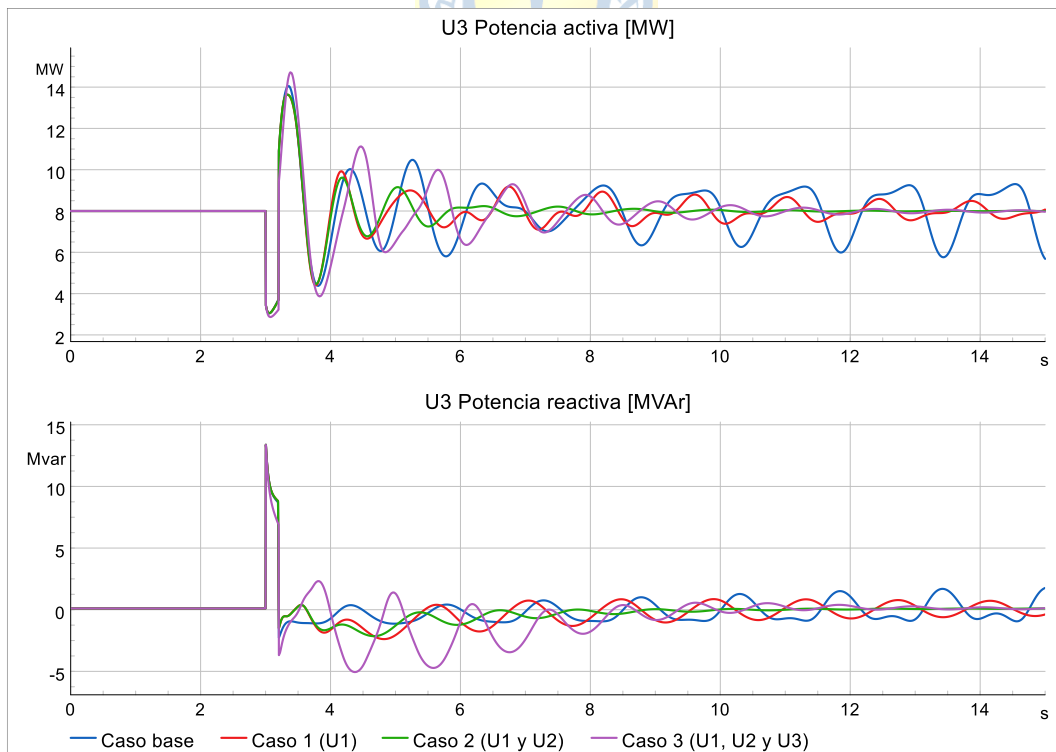


Fig. 5.25 Formas de Onda Unidad Generadora U3 – Cortocircuito trifásico (2 de 2)

A continuación, se presentan las salidas de los lazos de control auxiliares de la unidad 1 en los tres escenarios que contemplan control de generador.

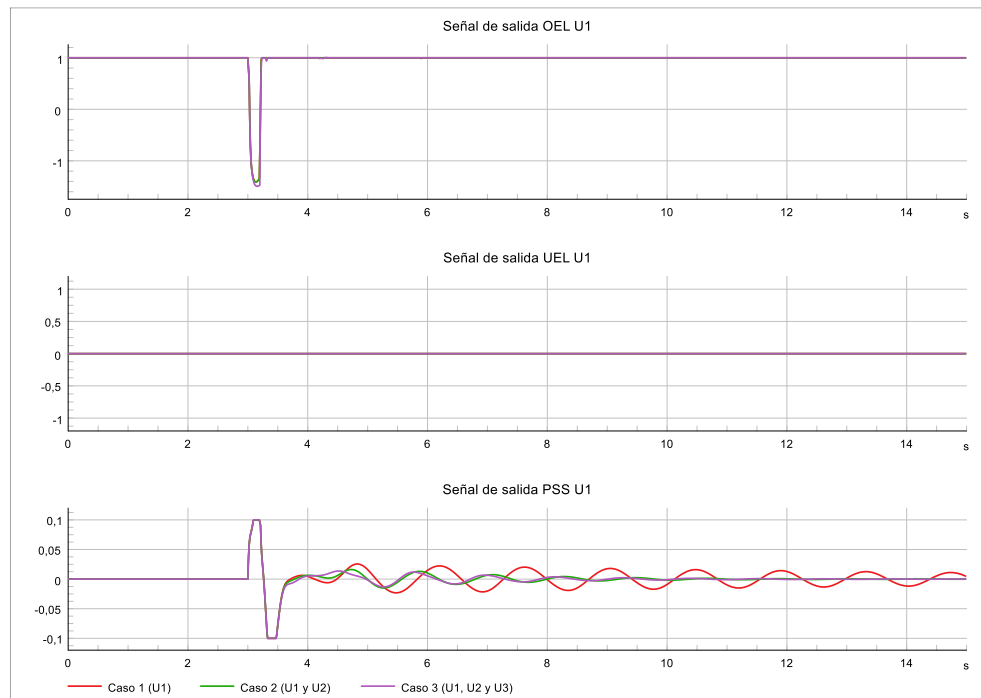


Fig. 5.26 Formas de onda de salida de lazos de control U1 – Cortocircuito (1 de 2)

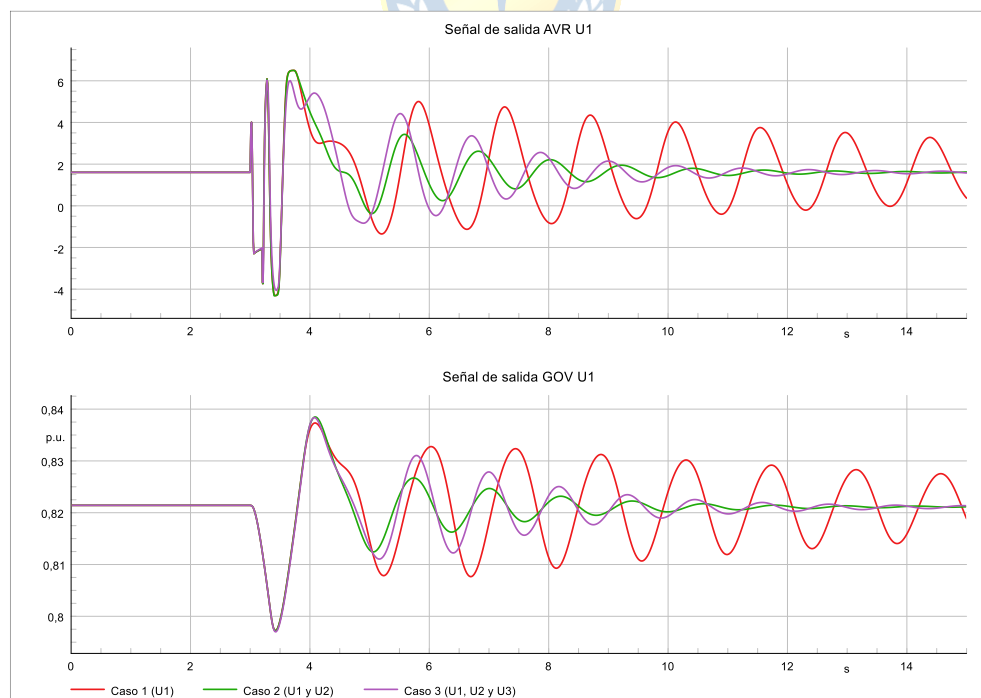


Fig. 5.27 Formas de onda de salida de lazos de control U1 – Cortocircuito (1 de 2)

5.3. Discusión y Conclusiones

A partir de las perturbaciones simuladas en el sistema de distribución se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- En el escenario 5.2.1 durante la desconexión de carga, las unidades generadoras despachan potencia que oscila a baja frecuencia en el caso 0 (donde ninguna unidad generadora tiene implementado control. Sin embargo, se observa que la amplitud de las oscilaciones está acotada, por lo que puede concluirse que el sistema mantiene la estabilidad, aunque suministrar potencia de estas características es una operación no deseada para los generadores, al oscilar aproximadamente entre los 14 y los 22 MW en la unidad 1, entre 20 y 70 MW en la unidad 2 y entre 6.5 y 9.2 MW en la unidad 3 en régimen permanente.

En la Figura 5.8 es notable que los limitadores no operan para una desconexión de carga, el único sistema de control complementario que actúa es el PSS para amortiguar las oscilaciones de potencia producidas por la desconexión. En la Figura 5.9 se observa el cambio en la salida del AVR (gráfico superior). La desconexión de carga cambia la referencia en la corriente de campo del generador, por lo que el error pasa por el PI del AVR, cambiando su salida para responder a la variación de potencia.

- El escenario 5.2.2 constituye una condición de operación restrictiva para los generadores; al no tener control se observa que la tensión de las unidades cae a niveles muy bajos, culminando con el colapso de tensión en ambas unidades generadoras al caer bajo 0.5 pu. Basta con que una unidad generadora considere esquemas de control para que esto no ocurra, previniendo la inestabilidad del sistema eléctrico.

En los casos en que la unidad 1 tiene control y la unidad 3 no lo implementa (casos 1 y 2, formas de onda verde/roja), se ve que la desconexión de la unidad 2 deja a la unidad 1 en una condición de sobreexcitación, como se observa en la Fig. 5.11; en la Fig. 5.17 se aprecia cómo en torno a los 55 segundos la señal de salida del OEL disminuye, produciendo una caída en la señal de salida del AVR (Fig. 5.18). De este modo se valida la actuación del limitador de sobreexcitación durante una desconexión importante de generación en el sistema; durante unos segundos se permite la condición de sobrecorriente de campo para suministrar más potencia reactiva al sistema, y luego de un tiempo dado se limita la corriente a un valor que no compromete el circuito de campo.

En el caso en que las unidades 1 y 3 cuentan con control (caso 3, formas de onda moradas) se observa también este comportamiento: la unidad 3, que es de baja potencia, intenta suministrar potencia reactiva para suplir la ausencia de la unidad 2 (Fig. 5.16), sin embargo, el limitador de sobreexcitación actúa rápidamente para reducir la corriente de campo del generador (Fig. 5.15). Frente a esto, la unidad 1 suministra más potencia reactiva (Fig. 5.12), y en torno a los 40 segundos el OEL de la unidad actúa para reducir la corriente de campo (Fig. 5.17). Esto muestra una interacción entre los limitadores de sobreexcitación entre unidades generadoras conectadas en paralelo que resulta de interés.

- Finalmente, en el escenario 5.2.3 se observa que la recuperación de tensión es bastante similar en todos los casos una vez que se despeja la falla. En el caso sin control de generadores es notable que, una vez despejada la falla, las variables graficadas oscilan con amplitud creciente, dando indicios de que el sistema se torna inestable. Esto no ocurre cuando al menos una unidad generadora implementa control; posterior al despeje, se aprecia que el sistema tarda progresivamente menos en llegar a estado estacionario entre más unidades generadoras implementan control, debido al amortiguamiento de las oscilaciones mediante los PSS.

Es interesante la rápida actuación del limitador de sobreexcitación de la unidad 1 durante el cortocircuito (Fig. 5.26), buscando proteger el circuito de campo de condiciones restrictivas debido a la severa perturbación que implica un gran despacho de potencia en un corto periodo de tiempo, pudiendo producir daños térmicos en el circuito de campo. En la misma figura se aprecia en la salida del lazo estabilizador de sistemas de potencia (PSS, gráfico inferior) que el esquema de control reacciona a la perturbación intentando amortiguar la salida del AVR, y una vez despejada la falla la señal de salida es de amplitud más reducida en el caso 3 que en el caso 1; esto da cuenta de una interacción entre los PSS de las unidades generadoras, los cuales pueden contribuir a la recuperación después del cortocircuito.

Con lo anterior se puede concluir que es indispensable la inclusión de esquemas de control de velocidad y excitación en los sistemas de distribución. Los resultados de simulación muestran que no incluirlos lleva a condiciones de operación no deseadas en los generadores, tales como colapso de tensión, oscilaciones de potencia de gran amplitud, y que implementarlos en todas las unidades

generadoras de un sistema contribuye a que la respuesta de los generadores durante perturbaciones sea más amortiguada.



6. Conclusiones

6.1. Sumario

En el informe de Memoria de Título se estudiaron, en primer lugar, los diferentes modelos existentes en la literatura para representar dinámicas de turbinas de vapor y gobernadores de velocidad y, posteriormente, de diversos sistemas de control complementarios a sistemas de excitación, tales como OEL, UEL y PSS.

Se modeló un sistema de distribución que representa una planta de celulosa con generación propia en el software PowerFactory DIgSILENT®, en el cual los generadores inicialmente no tienen incluidos sistemas de control. Se incluyeron esquemas de control progresivamente en las unidades generadoras, modeladas con dinámica de turbinas de vapor, para luego comparar la respuesta dinámica de los generadores durante diversas perturbaciones sistémicas, analizando la respuesta dinámica de los generadores y la salida de los lazos de control complementarios.

6.2. Conclusiones

A partir del trabajo realizado se concluye lo siguiente:

- La literatura da cuenta de un desarrollo sustancial en lo que respecta a los sistemas de control relacionados con los generadores sincrónicos; los modelos han sido estudiados por décadas y contrastados con registros en terreno. Se ha verificado su aplicabilidad a estudios de estabilidad en sistemas de potencia y la precisión de respuesta.
- La creciente penetración de convertidores estáticos en las redes eléctricas y sus interacciones han planteado la necesidad de revisitar y expandir la definición clásica de estabilidad, al introducir dinámicas cuya escala de tiempo interactúa con las dinámicas electromagnéticas y electromecánicas de los sistemas eléctricos.
- Es indispensable la implementación de sistemas de control de velocidad y excitación en los generadores sincrónicos, ya que los resultados de simulación muestran que condiciones de operación extremas, como desconexión de generador pueden llevar al colapso del sistema de distribución si los generadores no tienen control, mientras que añadir esquemas de control en al menos una unidad generadora contribuye a la recuperación de tensión y al amortiguamiento de oscilaciones durante diversas perturbaciones, como es esperable.

- Tanto desde una perspectiva de la estabilidad del sistema como de la integridad de los circuitos de estator y campo de las máquinas sincrónicas, los resultados de simulación sugieren que la utilización de funciones de control de velocidad y excitación en generadores con parámetros ajustados correctamente mejora la respuesta dinámica de los generadores durante diversas condiciones de operación que pueden comprometerlos, reduciendo la corriente de campo si el circuito se sobrecarga durante una perturbación sostenida en el tiempo, aumentando la corriente de excitación en una condición de subexcitación, previniendo la pérdida de sincronismo en la práctica, amortiguando las oscilaciones de las variables eléctricas y modificando el despacho de los generadores en función de las variaciones de la frecuencia eléctrica (que en los sistemas interconectados varía permanentemente).

6.3. Trabajo Futuro

El trabajo realizado en la Memoria de Título deja temáticas abiertas que son de interés para profundizar en el análisis de los sistemas de control de diferentes tipos de generadores. Una propuesta de trabajo futuro es realizar análisis de sensibilidad de parámetros de los distintos esquemas de control de velocidad y excitación durante diferentes perturbaciones para, mediante simulaciones dinámicas, obtener conclusiones con respecto a rangos de ajuste adecuados.

Puede estudiarse más en profundidad el proceso de sintonización de los PSS, qué ensayos deben llevarse a cabo en planta para estos efectos y los eventuales problemas de estabilidad que puede conllevar una sintonización incorrecta de los estabilizadores de sistemas de potencia.

Para abordar los nuevos problemas de estabilidad sistémica estudiados en el Anexo B, introducidos por las dinámicas en escalas de tiempo más pequeñas que caracterizan a los recursos basados en inversores, se propone el estudio de respuesta a perturbaciones en sistemas eléctricos híbridos, es decir, que consideran tanto generación sincrónica como fotovoltaica o eólica, o basada en almacenamiento en baterías, de modo que se pueda extrapolar el análisis de los sistemas de control a otros tipos de generación, estudiando la interacción entre las dinámicas electromecánicas de los generadores sincrónicos con las de los convertidores estáticos.

Finalmente, un desafío muy interesante en el contexto de la generación de energía eléctrica en el mundo y, particularmente en nuestro país es la propuesta de los sistemas formadores de red (*Grid-forming*), que tienen capacidad de partida en negro (*black start*), pueden emular una máquina sincrónica virtual, introduciendo inercia virtual a los sistemas eléctricos y teniendo ventaja sobre las

máquinas sincrónicas en lo que respecta a las escalas de tiempo, al estar basados en convertidores estáticos, pero por esta misma topología su capacidad de cortocircuito es mucho menor a la de los generadores sincrónicos. Puede ser una rama de investigación relevante considerando el trabajo que ha realizado del CEN para normar y plantear requisitos técnicos mínimos para este tipo de sistemas; puede compararse la respuesta de sistemas *Grid-forming* con la respuesta de generadores en condiciones de operación similares y durante las mismas perturbaciones.



Referencias

- [1] I. C. Report, "Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies," in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-92, no. 6, pp. 1904-1915, Nov. 1973, doi: 10.1109/TPAS.1973.293570.
- [2] I. Ramis, "Análisis de los esquemas de control de generadores en plantas industriales que cuentan con cogeneración." Memoria de título, Ing. Civil Eléctrica, Depto. De Ing. Eléctrica, Univ. De Concepción, Concepción, Chile, Dic. 2016.
- [3] *Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies*, IEEE Power & Energy Society Technical Report PES-TR1, 2013.
- [4] W. Hang, S. Shouheng, Y. Yingying, B. Zhengjun, W. Yinan and H. Mingdong, "Quantitative Influence of Thermal Value of Coal on Steam Parameters of Thermal Power Units," *2025 Asia-Europe Conference on Cybersecurity, Internet of Things and Soft Computing (CITSC)*, Rimini, Italy, 2025, pp. 108-112, doi: 10.1109/CITSC64390.2025.00027.
- [5] G. Li *et al.*, "Analysis of Synchronous Unstable Vibration Faults in High Pressure Rotors of Siemens Ultra Supercritical Steam Turbine Units," *2024 International Conference on Energy and Electrical Engineering (EEE)*, Nanchang, China, 2024, pp. 1-5, doi: 10.1109/EEE59956.2024.10709730.
- [6] F. Zhang and Z. Xu, "Effect of Exciter and PSS on SSR Damping," *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Tampa, FL, USA, 2007, pp. 1-7, doi: 10.1109/PES.2007.385672.
- [7] T. Mishra and G. Gurralla, "Excitation Limiters Design for a Micro-Alternator Buck Converter Based Static Excitation System," *2022 International Conference on Electrical, Computer and Energy Technologies (ICECET)*, Prague, Czech Republic, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICECET55527.2022.9872973.
- [8] H. A. Menarin, R. B. Paiva, B. M. Machado and L. E. Souza, "Consequences of using the Underexcitation Limiter in excitation systems as a means to restrict the stator current of synchronous machines," *2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Denver, CO, USA, 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM48719.2022.9916924.
- [9] V. A. Fyodorova, V. F. Kirichenko, A. G. Rusina and G. V. Glazyrin, "The Process of Primary

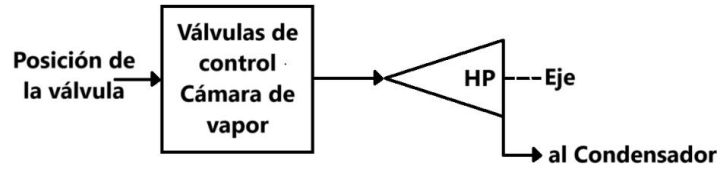
- Frequency Control of the Power Systems Investigation Using Modeling Methods," *2023 IEEE XVI International Scientific and Technical Conference Actual Problems of Electronic Instrument Engineering (APEIE)*, Novosibirsk, Russian Federation, 2023, pp. 360-365, doi: 10.1109/APEIE59731.2023.10347775.
- [10] O. Elgerd, "Control of electric power systems," in *IEEE Control Systems Magazine*, vol. 1, no. 2, pp. 4-16, June 1981, doi: 10.1109/MCS.1981.1100766.
- [11] "IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants," in *ANSI/IEEE Std C37.106-1987*, vol., no., pp.1-32, 6 July 1987, doi: 10.1109/IEEESTD.1987.79552.
- [12] *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*, Comisión Nacional de Energía (CNE), 2020.
- [13] B. Barać, M. Krpan, T. Capuder and I. Kuzle, "Modeling and Initialization of a Virtual Synchronous Machine for Power System Fundamental Frequency Simulations," in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 160116-160134, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3130375.
- [14] G. M. Gomes Guerreiro, R. Sharma, F. Martin, P. Ghimire and G. Yang, "Concerning Short-Circuit Current Contribution Challenges of Large-Scale Full-Converter Based Wind Power Plants," in *IEEE Access*, vol. 11, pp. 64141-64159, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3288610.
- [15] S. Liang, S. Jin and L. Shi, "Research on Control Strategy of Grid-connected Brushless Doubly-fed Wind Power System Based on Virtual Synchronous Generator Control," in *CES Transactions on Electrical Machines and Systems*, vol. 6, no. 4, pp. 404-412, December 2022, doi: 10.30941/CESTEMS.2022.00052.
- [16] "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies," in *IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)*, vol., no., pp.1-207, 26 Aug. 2016, doi: 10.1109/IEEESTD.2016.7553421.
- [17] Excitation Systems Subcommittee, Energy Development and Power Generation Committee, "IEEE Tutorial Course on Power System Stabilization via Excitation Control," IEEE/PES Technical Publication 09TP250, 2009,
- [18] Berube, G. R., L. M. Hajagos, and R. E. Beaulieu, "A utility perspective on under-excitation limiters," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 10, no. 3, pp. 532–537, Sept. 1995.

- [19] N. Hatziargyriou et al., "Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3271-3281, July 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.

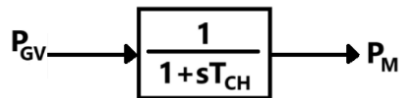


A. Diagramas de Bloques de Modelos de Turbinas

A.1. Configuración sin recalentador



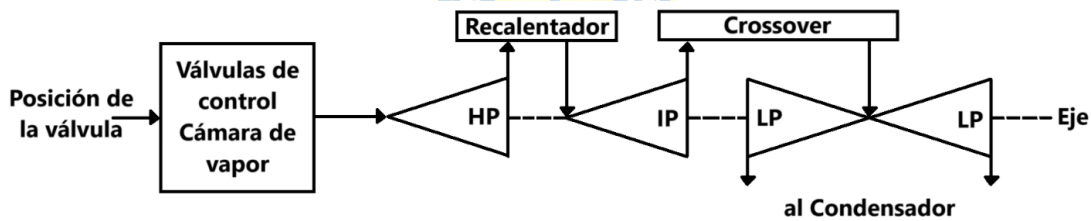
(a)



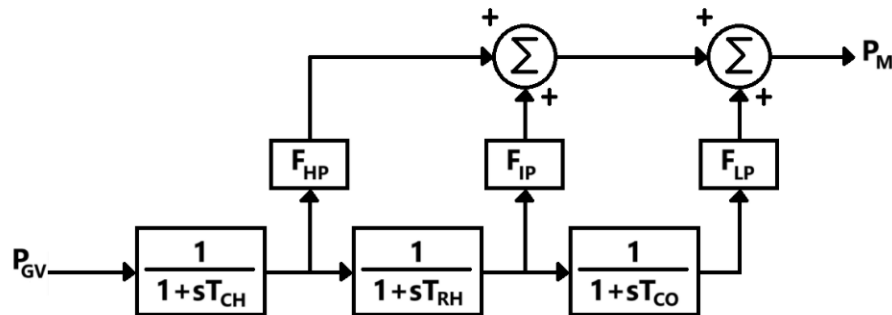
(b)

Fig. A.1 Configuración de vapor sin recalentador
(a) diagrama de bloques, (b) modelo lineal aproximado.

A.2. Configuración en tándem con recalentamiento único



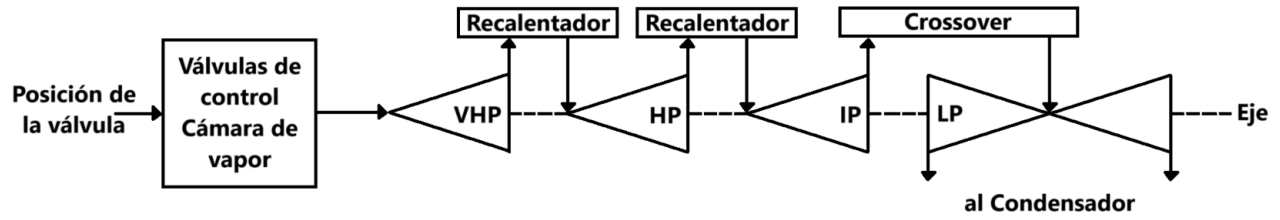
(a)



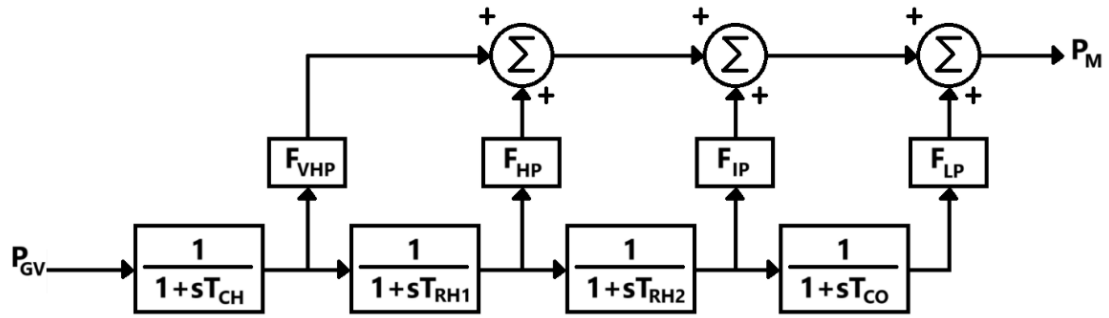
(b)

Fig. A.2 Configuración de vapor en tándem con recalentamiento único
(a) diagrama de bloques, (b) modelo lineal aproximado.

A.3. Configuración en tándem con recalentamiento doble



(a)

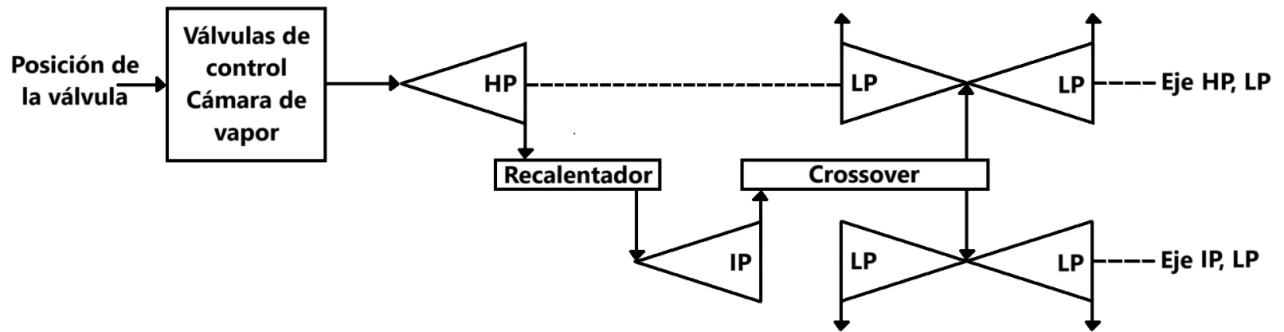


(b)

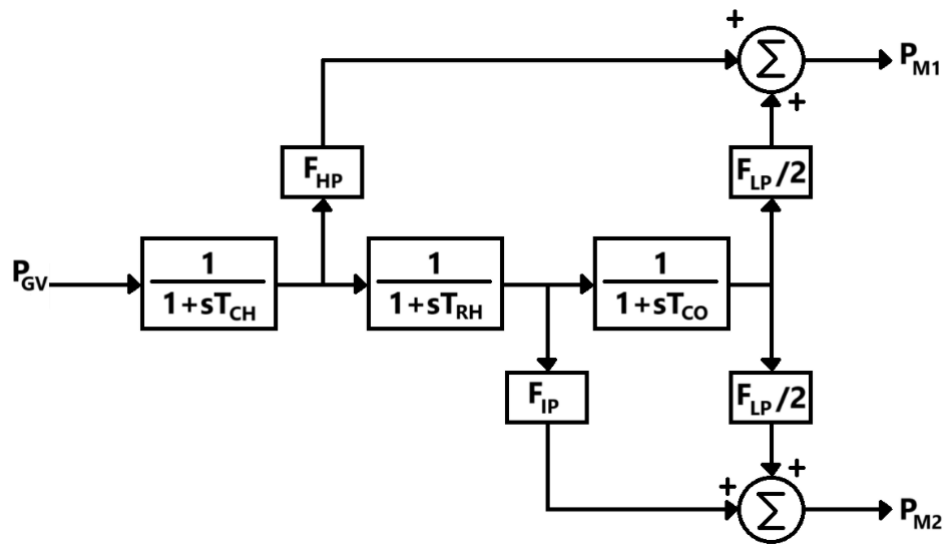
Fig. A.3 Configuración de vapor en tándem con recalentamiento doble

(a) diagrama de bloques, (b) modelo lineal aproximado.

A.4. Configuración cruzada con recalentamiento único



(a)

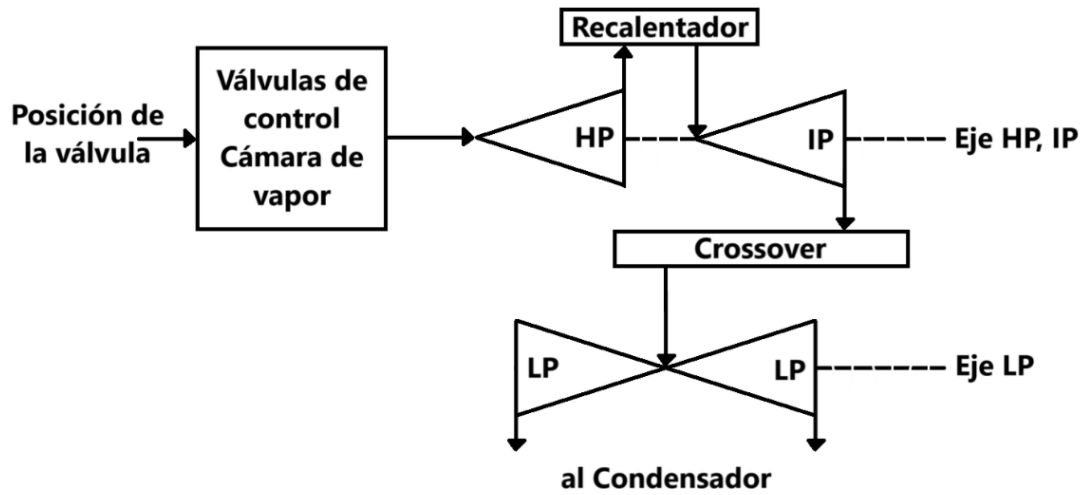


(b)

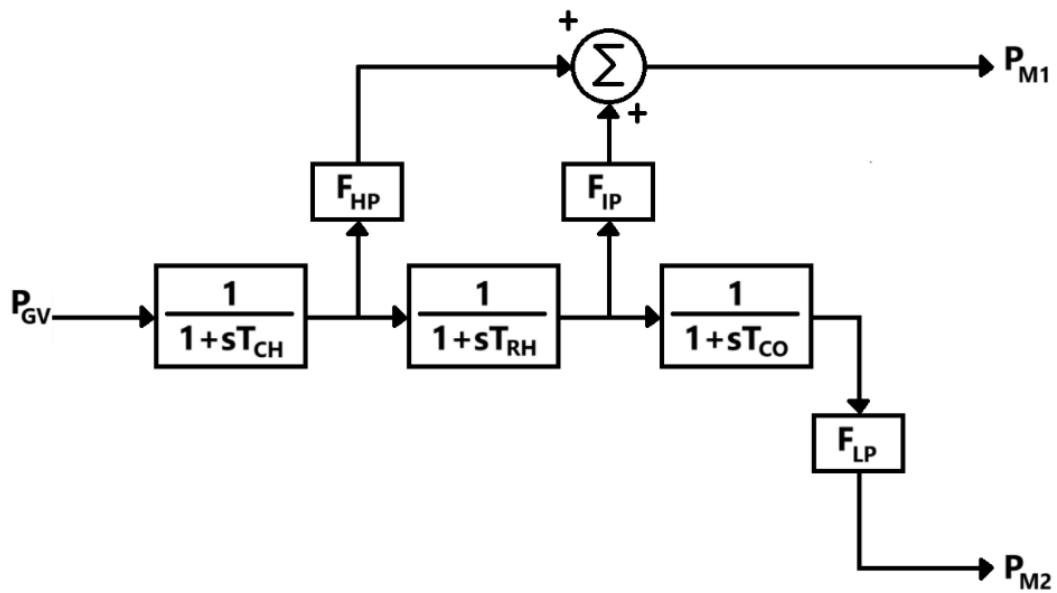
Fig. A.4 Configuración de vapor compuesto cruzado con recalentamiento único

(a) diagrama de bloques, **(b)** modelo lineal aproximado.

A.5. Configuración cruzada con recalentamiento único



(a)

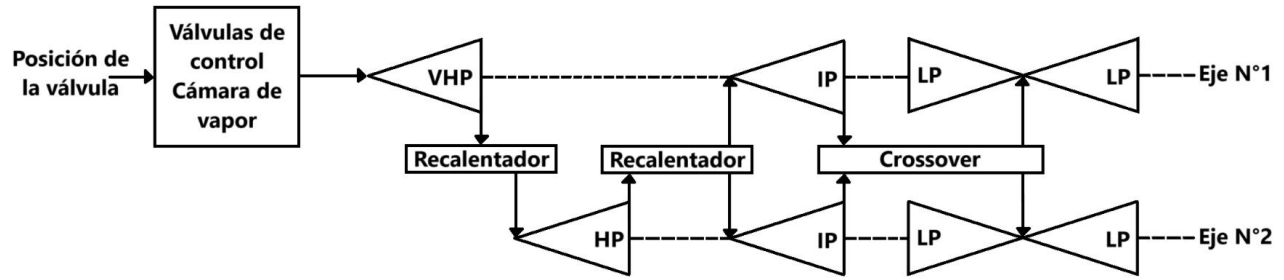


(b)

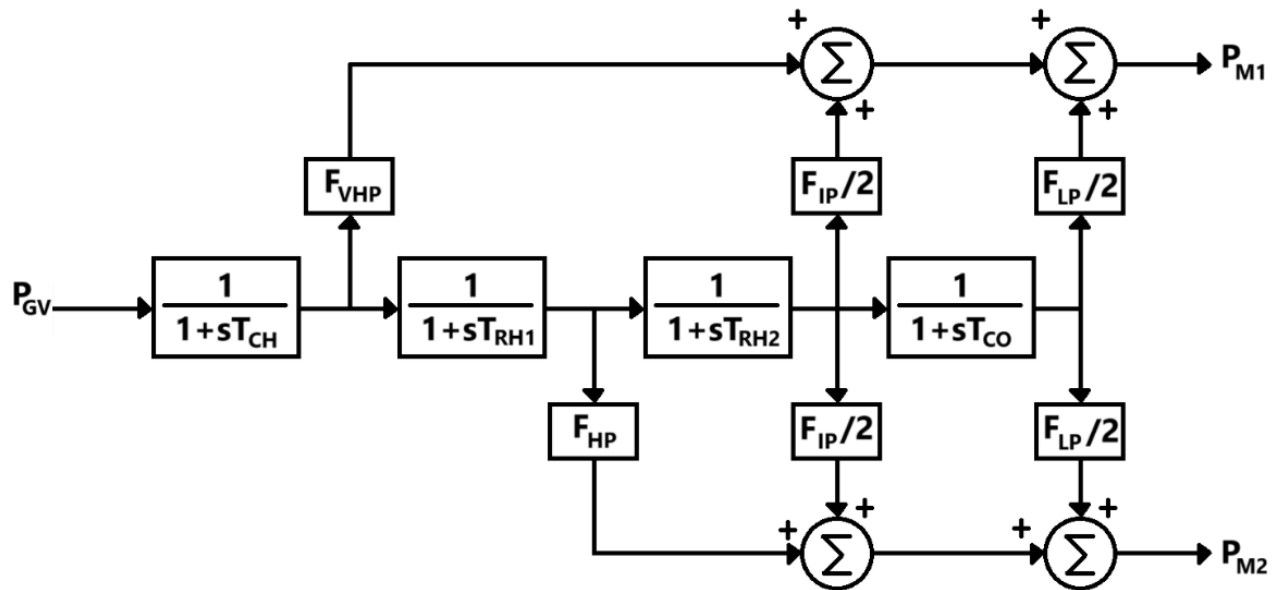
Fig. A.5 Configuración de vapor compuesto cruzado con recalentamiento único

(a) diagrama de bloques, (b) modelo lineal aproximado.

A.6. Configuración cruzada con recalentamiento doble



(a)



(b)

Fig. A.6 Configuración de vapor compuesto cruzado con recalentamiento doble

(a) diagrama de bloques, (b) modelo lineal aproximado.

Cada constante de tiempo dice relación con alguna etapa de recalentamiento, cruce o de la cámara de vapor, como fue indicado anteriormente, introduciendo retardos al sistema para cada configuración.

A.7. Modelo de turbina hidráulica

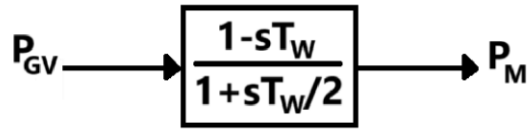


Fig. A.7 Modelo lineal aproximado de una turbina hidráulica

El modelo anterior es uno de los más utilizados para modelar gobernadores de estas turbinas en estudios de estabilidad en grandes sistemas de potencia.

El parámetro T_w se conoce como la constante de tiempo del agua, asociada con el tiempo de aceleración del agua en la tubería que conecta la entrada de la turbina y a cámara de carga. Esta puede ser estimada en función de parámetros geométricos y operacionales propios del sistema de generación.



B. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

B.1. Definición y Tipos de Estabilidad Sistémica

La estabilidad en los sistemas de potencia se define como la capacidad de un sistema eléctrico de recuperar un estado de equilibrio después de haber sido sometido a una perturbación para unas condiciones iniciales dadas [19]. Resulta de interés extender y aplicar esta definición a estabilidad en sistemas con alta penetración de convertidores estáticos; así como se espera que una máquina síncrona pierda sincronismo sin causar inestabilidad en cascada a todo el sistema, se mantienen las implicancias en la estabilidad de un convertidor interconectado al sistema eléctrico.

Se definen como sistemas híbridos aquellos caracterizados por interacciones entre dinámicas continuas y discretas. Esto aplica a los sistemas eléctricos mediante la interacción entre la dinámica de las máquinas síncronas, caracterizada por constantes de tiempo mecánicas y, por tanto, más lenta, y convertidores estáticos, definida por señales de conmutación, considerablemente más rápidas al poseer constantes de tiempo eléctricas. Considerando la proliferación de este último tipo de generación, se presenta en la Fig. 4.1 escalas de tiempo asociadas a dinámicas presentes en los SEP.

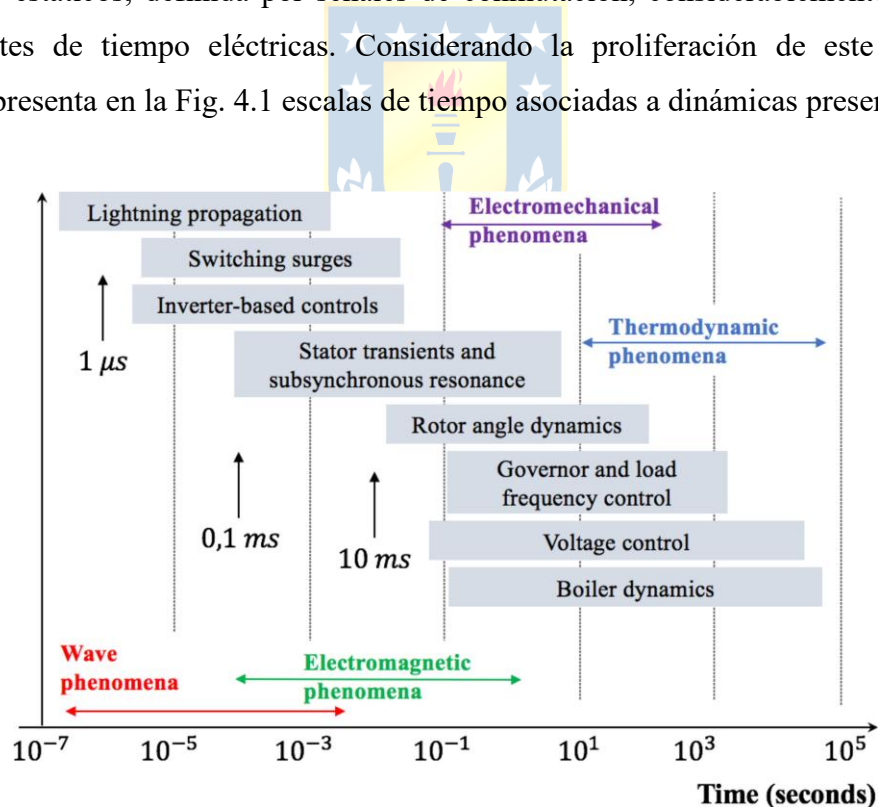


Fig. B.1 Escalas de tiempo asociadas a diferentes dinámicas en sistemas de potencia [19].

El concepto de estabilidad requiere una nueva clasificación, ampliando los alcances de la definición clásica, y abordando las limitaciones de aquella definición en vista de la inserción cada vez

mayor de recursos basados en inversores. Aquella clasificación se resume en la Fig. 4.2 y se explica a continuación:

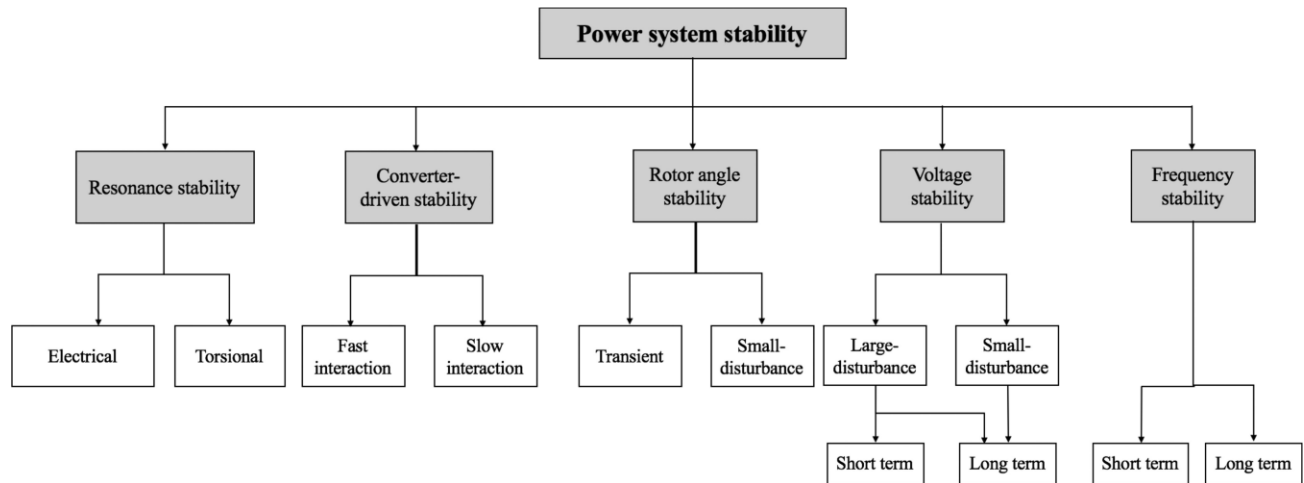


Fig. B.2 Tipos de estabilidad en sistemas de potencia [19].

B.1.1 Estabilidad de ángulo

Este tipo de estabilidad dice relación con la capacidad de máquinas síncronas interconectadas en un sistema de potencia para mantenerse en sincronismo en condiciones normales de operación y recuperar el sincronismo después de someterse a una perturbación grande o pequeña. Esto ocurre cuando el torque electromagnético es igual y opuesto al torque mecánico entregado por la fuerza motriz. Así, la estabilidad de ángulo depende de la capacidad de las máquinas de mantener o restaurar equilibrio entre estos dos torques opuestos.

Un torque sincronizante insuficiente o negativo resulta en inestabilidad no-oscilatoria transitoria, resultando en grandes desviaciones de los ángulos de rotor de las máquinas síncronas. Por otro lado, la falta de torque negativo de amortiguación produce estabilidad oscilatoria durante pequeñas perturbaciones, caracterizada, por un par de valores propios complejos conjugados poco amortiguados que se mueven desde el semiplano izquierdo al derecho en el plano complejo.

La integración de convertidores estáticos, además del retiro de generación síncrona, reduce la inercia total del sistema. Esto impacta la estabilidad de ángulo, cambiando los flujos en líneas principales, afectando la forma, frecuencia y amortiguamiento de los modos de oscilación de rotor, y modificando el torque de amortiguación de generadores síncronos cercanos.

B.1.2 Estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión se refiere a la capacidad de un sistema de potencia de mantener voltajes estables en torno a un valor nominal en todas las barras del sistema después de haber sido sometido a una perturbación. Lo anterior depende de la capacidad de los sistemas de generación y transmisión de suministrar la potencia requerida por las cargas, la cual se puede ver restringida por la máxima transferencia de potencia a un determinado conjunto de barras y asociada a la caída de tensión que ocurre durante un flujo de potencia a través de reactancias inductivas del sistema de transmisión.

Una consecuencia de la inestabilidad de tensión es la pérdida de carga en una zona, o la operación de protecciones en líneas de transmisión, resultando en cortes de suministro en cascada.

La estabilidad de tensión puede ser de corto plazo, involucrando dinámicas rápidas (motores de inducción, cargas electrónicas, enlaces HVDC, generadores basados en inversores) como de largo plazo, considerando dinámicas lentas de equipos tales como cambios de taps en los transformadores, cargas controladas termostáticamente y limitadores de corriente de generadores.

B.1.3 Estabilidad de frecuencia

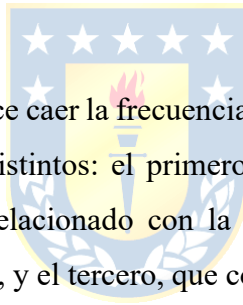
Durante una perturbación que hace caer la frecuencia en un sistema dominado por generadores sincrónicos, se reconocen 3 periodos distintos: el primero, asociado a la respuesta inercial de los generadores sincrónicos, el segundo, relacionado con la respuesta primaria de frecuencia de los generadores y la amortiguación de carga, y el tercero, que corresponde a los controles automáticos de generación que devuelven a la frecuencia a su valor nominal.

En el contexto anterior, es importante destacar que los convertidores no proveen respuesta inercial de manera inherente, sin embargo, se ha demostrado que pueden contribuir a la respuesta en frecuencia, particularmente en el almacenamiento de energía mediante baterías, considerando que el factor limitante en los generadores de esta naturaleza es el tiempo de respuesta de equipos electrónicos y no sistemas mecánicos, tales como calderas y turbinas, cuya dinámica es más lenta.

Debido a la disminución de la inercia rotacional en las redes eléctricas, las desviaciones de frecuencia se vuelven más rápidas, aumentando la probabilidad de que ocurra inestabilidad de frecuencia de manera más temprana durante la misma perturbación.

B.1.4 Estabilidad de resonancia

Se produce una resonancia cuando el flujo de potencia ocurre periódicamente en forma oscilatoria. Estas oscilaciones crecen en el caso de disipación de energía insuficiente en el camino del

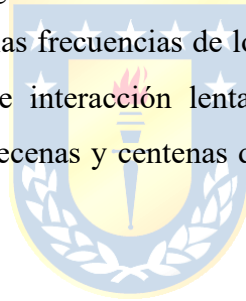


flujo y se manifiestan en el aumento de las magnitudes de tensión, corriente y torque. Cuando estas magnitudes exceden un valor límite dado, se dice que ha ocurrido una inestabilidad de resonancia.

La estabilidad de resonancia abarca la resonancia subsincrónica, asociada con resonancia electromecánica o netamente eléctrica. La resonancia subsincrónica puede ocurrir debido a una resonancia entre una línea con compensación serie y las frecuencias torsionales mecánicas del eje turbina-generador (fenómeno electromecánico, resonancia torsional) o por una resonancia entre compensación serie y las características eléctricas del generador, llamado Induction Generator Effect, “IGE” (resonancia eléctrica).

B.1.5 Estabilidad basada en convertidores

Como fue presentado en la Fig 4.1, las escalas de tiempo asociadas al control de los convertidores estáticos pueden resultar en acoplamientos con las dinámicas electromecánicas de las máquinas y los transientes electromecánicos de la red, lo cual puede conllevar oscilaciones en los sistemas de potencia en un amplio rango de frecuencias. Por esta razón, se clasifica la estabilidad basada en convertidores en función de las frecuencias de los fenómenos observados; así, se tiene la estabilidad basada en convertidores de interacción lenta (típicamente, menos de 10 Hz) y de interacción rápida (típicamente, entre decenas y centenas de Hz, y posiblemente en el orden de los kHz).



C. Diagramas de Bloques y Parámetros de Sistemas de Control Auxiliares

C.1. Modelo del Generador

Cada generador con sistemas de control implementados cuenta con un modelo cuya estructura se presenta en la Fig C.1. Esta considera PSS, OEL, UEL, sistema de excitación (vco_slot) y sistema gobernador de velocidad (pcu_slot). El modelo utilizado no considera sistema de protecciones (prot Slot). Los diagramas de bloques y los parámetros utilizados en los sistemas de control implementados en las simulaciones son iguales para todas las unidades generadoras que incluyen control y se presentan en los siguientes ítems del presente Anexo.

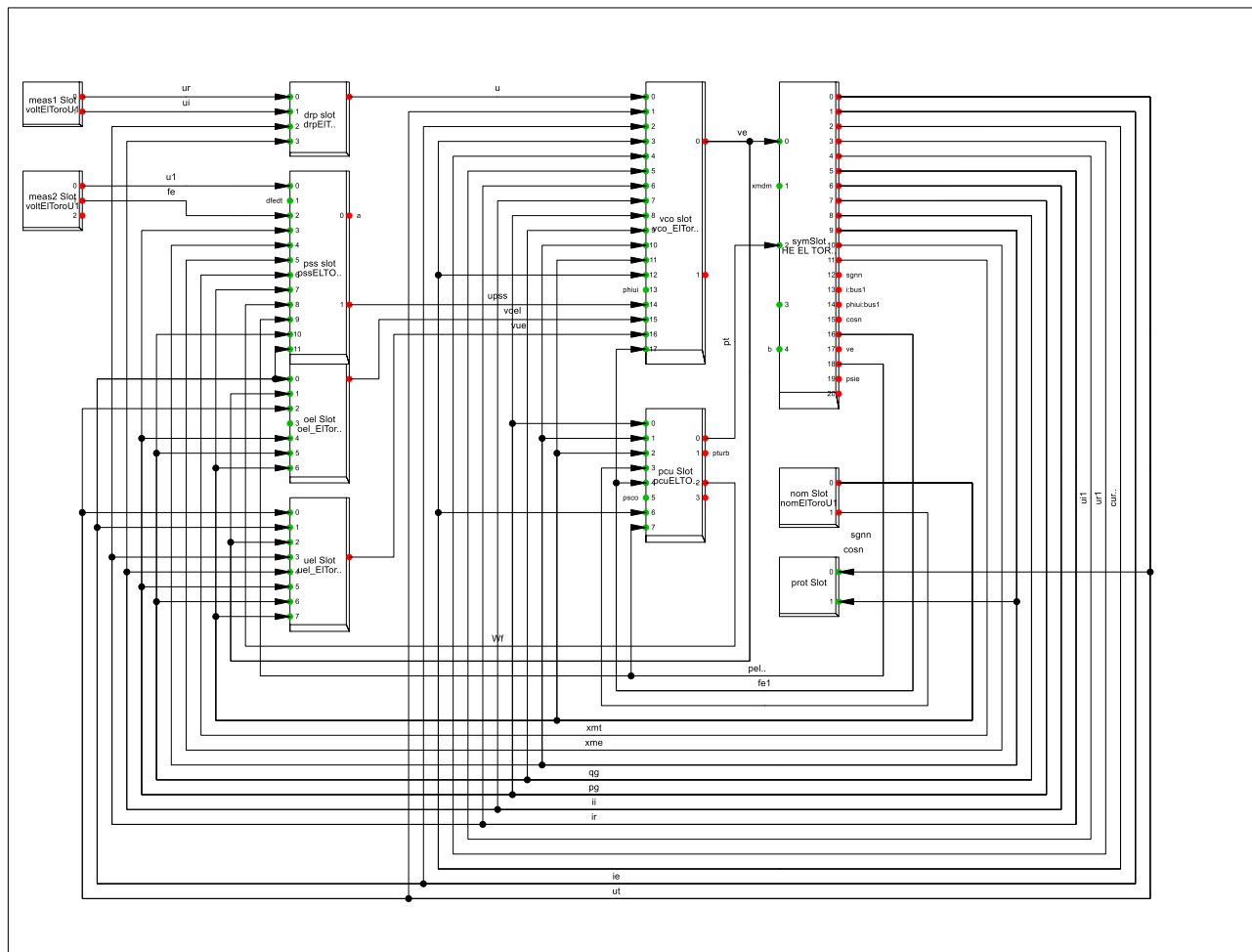


Fig. C.1 Diagrama de bloques

C.2. Regulador automático de voltaje (AVR) y sistema de excitación

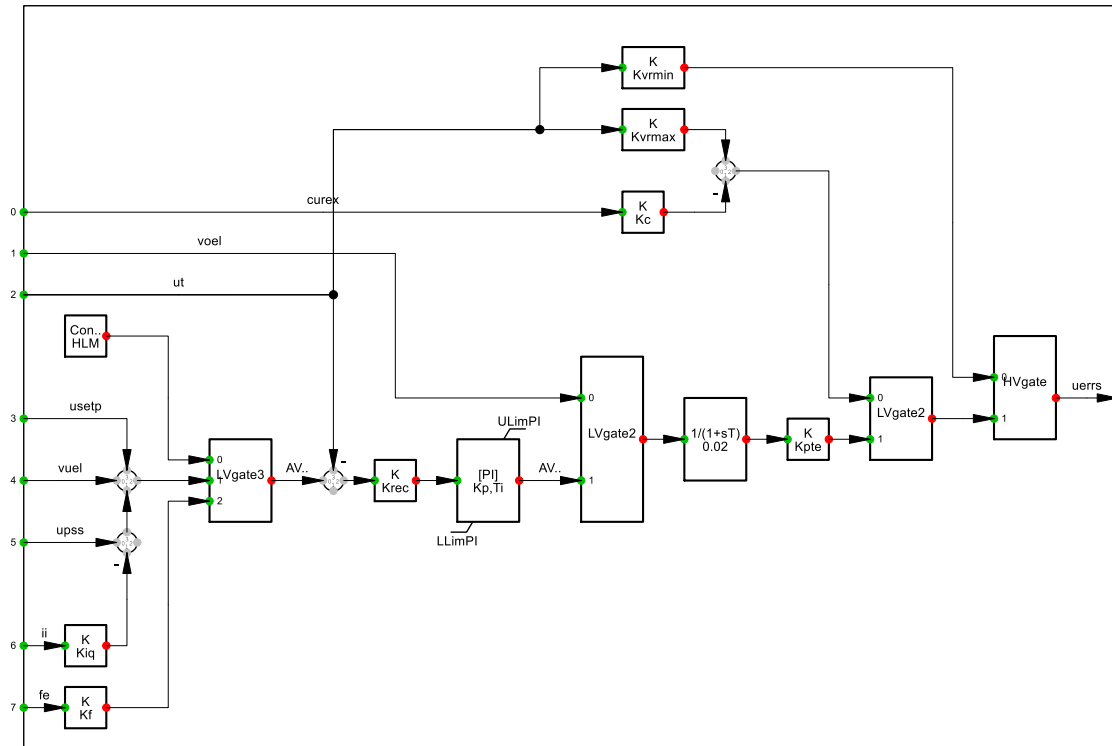


Fig. C.2 Diagrama de bloques regulador automático de tensión (AVR) y sistema de excitación

Tabla C.1 Listado de parámetros AVR y sistema de excitación

Nombre	Valor	Unidad	Descripción
Kiq	0	[pu]	Ganancia del compensador de corriente reactiva
Kf	1.09	[pu]	Máximo valor del limitador V/Hz
Krec	1	[pu]	Ganancia de recalibración
Kp	15	[pu]	Ganancia proporcional del PI
Ti	0.0833	[s]	Constante de integración del PI
HLM	1.1	[pu]	Máximo valor del setpoint de tensión terminal
Kpte	6.5	[pu]	Ganancia del sistema disparador+puente de tiristores
Kc	0	[pu]	Factor de carga del rectificador
Kvrmax	7.3	[pu]	Techo positivo de excitación
Kvrmin	-4.5	[pu]	Techo negativo de excitación
LLimPI	-0.8	[pu]	Límite inferior de salida del PI
ULimPI	1	[pu]	Límite superior de salida del PI

C.3. Gobernador de velocidad (GOV)

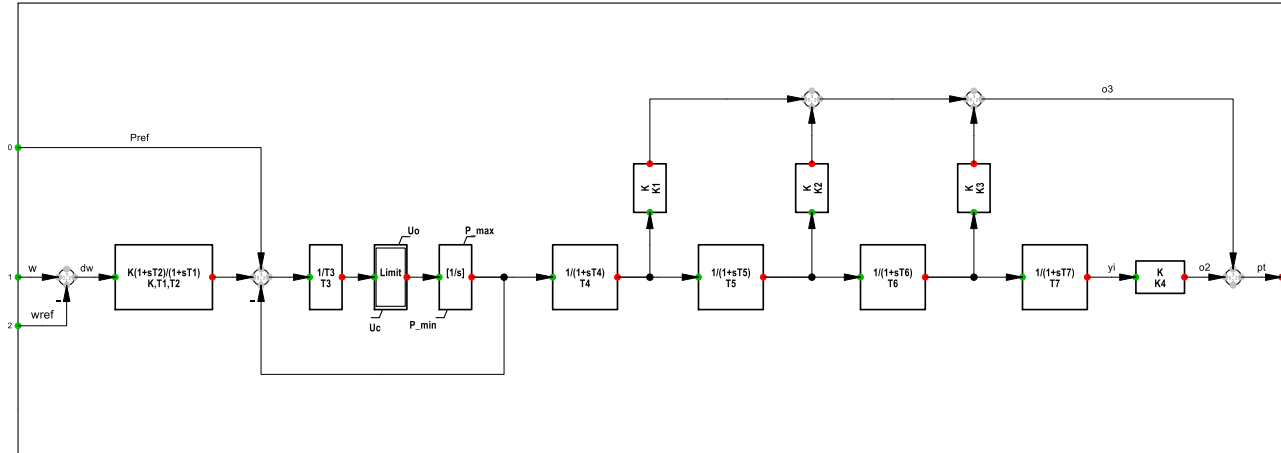


Fig. C.3 Diagrama de bloques gobernador de velocidad (GOV)

Tabla C.2 Listado de parámetros GOV

Nombre	Valor	Unidad	Descripción
K	25	[pu]	Ganancia del gobernador
T1	0.2	[s]	Constante de tiempo en atraso
T2	0.15	[s]	Constante de tiempo en adelanto
T3	0.1	[s]	Constante de tiempo del posicionador de la válvula
T4	0.1	[s]	Constante de tiempo de la tubería de entrada
T5	7	[s]	Constante de tiempo de paso de la segunda caldera
T6	5	[s]	Constante de tiempo de paso de la tercera caldera
T7	5	[s]	Constante de tiempo de paso de la cuarta caldera
K1	0.3	[pu]	Fracción de paso de la primera caldera
K2	0.25	[pu]	Fracción de paso de la segunda caldera
K3	0.3	[pu]	Fracción de paso de la tercera caldera
K4	0.15	[pu]	Fracción de paso de la cuarta caldera
Uc	-0.3	[pu]	Máxima velocidad de cierre de válvula
P_min	0	[pu]	Apertura mínima de válvula
Uo	0.3	[pu]	Máxima velocidad de apertura de válvula
P_max	1	[pu]	Apertura máxima de válvula

C.4. Estabilizador de sistemas de potencia (PSS)

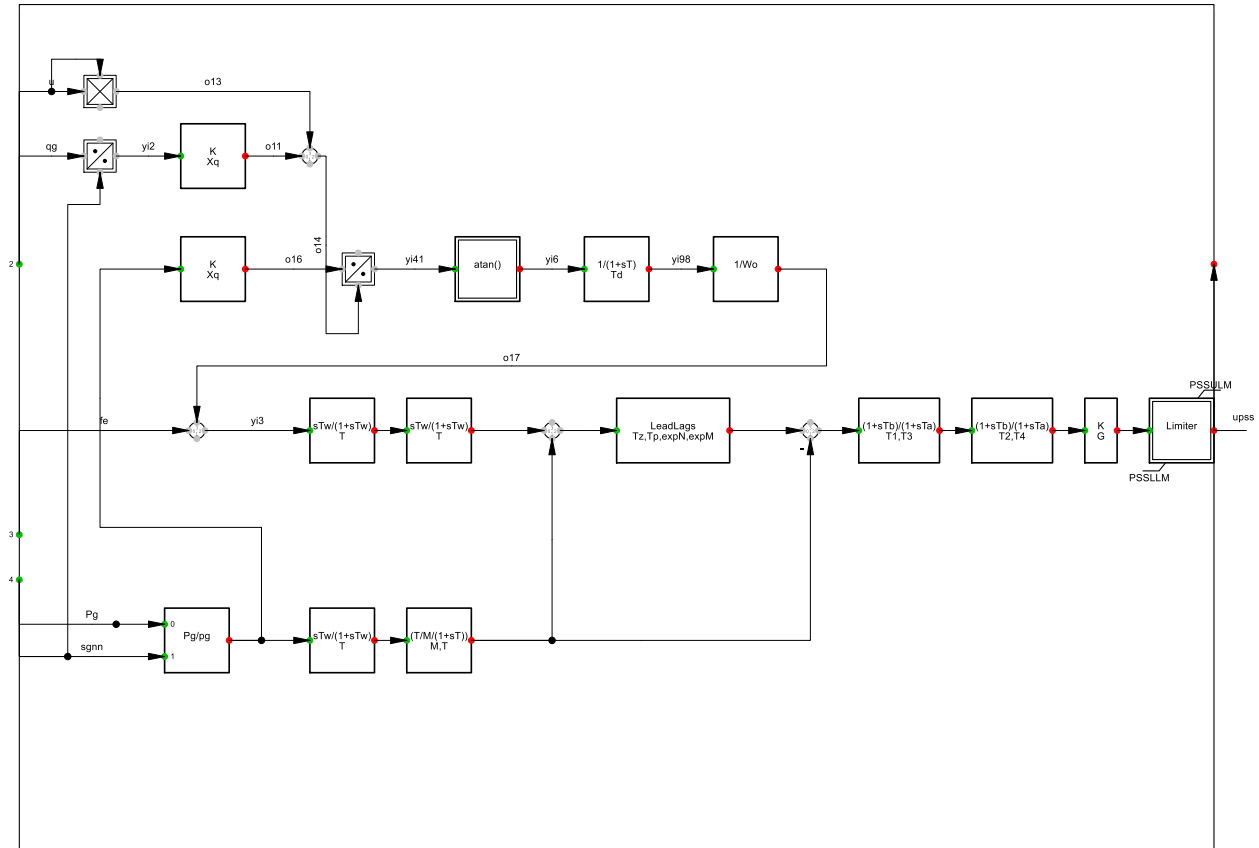


Fig. C.4 Diagrama de bloques estabilizador de sistemas de potencia (PSS)

Tabla C.3 Listado de parámetros PSS

Nombre	Valor	Unidad	Descripción
T	2	[s]	Constante de tiempo
Td	0.1	[s]	Constante de tiempo derivador slip
M	5.75	[s]	Tiempo de lanzamiento
G	10	[pu]	Ganancia del PSS
Xq	0.325	[pu]	Reactancia para slip
T1	0.12	[s]	Constante de derivación
T3	0.025	[s]	Constante de tiempo
T2	0.12	[s]	Constante de derivación
T4	0.025	[s]	Constante de tiempo
Tz	0.5	[s]	Constante de derivación
Tp	0.1	[s]	Constante de tiempo
expN	5	-	exponente N
expM	1	-	exponente M
PSSLLM	-0.1	[pu]	Límite inferior del PSS
PSSULM	0.1	[pu]	Límite superior del PSS

C.5. Limitador de sobreexcitación (OEL)

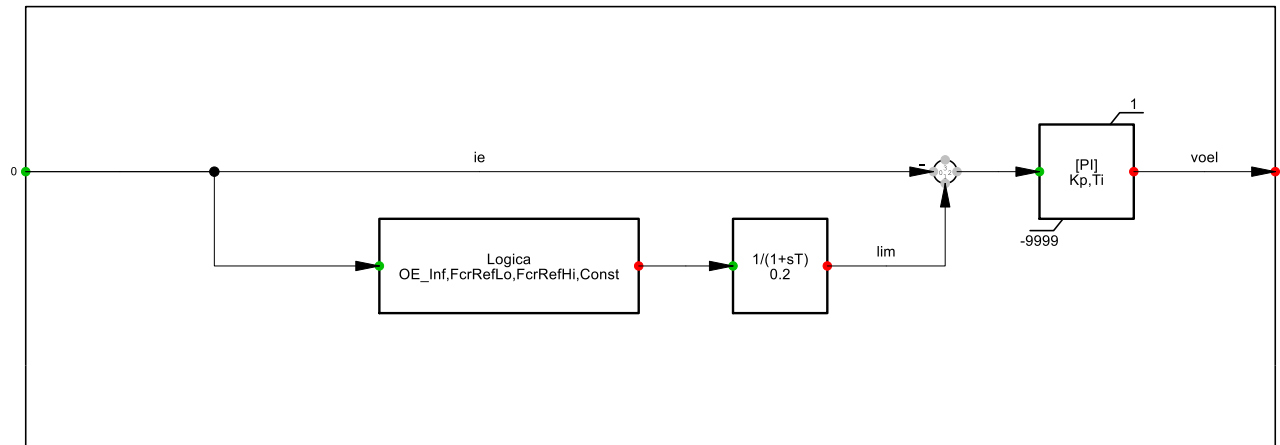


Fig. C.5 Diagrama de bloques limitador de sobreexcitación (OEL)

Tabla C.4 Listado de parámetros OEL

Nombre	Valor	Unidad	Descripción
Kp	2.407	[pu]	Constante proporcional del PI
Ti	0.11	[s]	Constante de tiempo del PI
OE_Inf	2.163	[pu]	Corriente de comienzo de acumulación
FcrRefLo	2.04	[pu]	Corriente de excitación máxima fijada al actuar el OEL
FcrRefHi	2.55	[pu]	Corriente de excitación máxima fijada transitoriamente
Const	10.28		

C.6. Limitador de subexcitación (UEL)

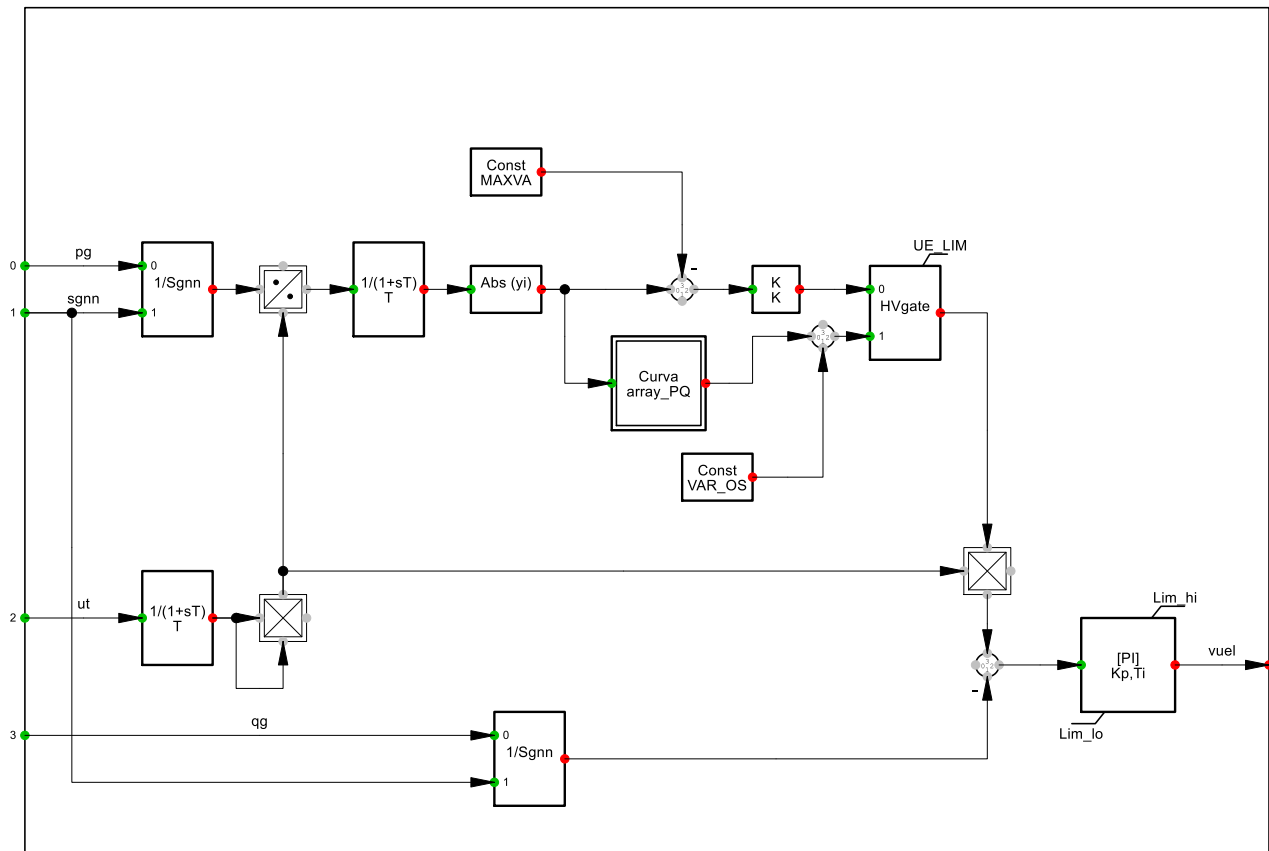


Fig. C.6 Diagrama de bloques limitador de subexcitación (UEL)

Tabla C.5 Listado de parámetros UEL

Nombre	Valor	Unidad	Descripción
Kp	0.67	[pu]	Constante proporcional del PI
Ti	1.67	[s]	Constante de tiempo del PI
T	5	[s]	Constante de tiempo del transductor de pg y ut
MAXVA	1.2	[pu]	Valor de P/E^2 para Q/E^2 en la recta de limitación
K	4.23	[pu]	Pendiente de la recta de limitación de corriente estatórica
VAR_OS	0.12	[pu]	Offset de la tabla de limitación de corriente estatórica
Lim_lo	0	[pu]	Límite inferior de salida del PI
Lim_hi	0.25	[pu]	Límite superior de salida del PI
UE_LIM	1.92	[pu]	Límite superior de ambos umbrales