

Universidad Nacional de Rosario
Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura



Tesis Doctoral

**Contribuciones a la planificación de
sistemas eléctricos de potencia**
Estabilidad de pequeña señal, fortaleza de red y
acciones topológicas correctivas

Fernando Javier De Marco

Director: Dr. Nelson Martins
Codirector: Dr. Pablo Rullo
Miembros del Jurado: Dra. Delia Graciela Colomé
Dr. Rodrigo Ramos
Dr. Matías Nacusse

*Tesis presentada en la Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura, en
cumplimiento parcial de los requisitos para optar al título de*

Doctor en Ingeniería

Julio de 2024

Certifico que el trabajo incluido en esta tesis es el resultado de tareas de investigación originales y que no ha sido presentado para optar a un título de postgrado en ninguna otra Universidad o Institución.

Fernando Javier De Marco

A mis padres, Graciela y Francisco, por darme la confianza para arriesgarme, fallar y caer, y a mis amados Ciro, Nina y Romina, por darme la fuerza para levantarme y seguir adelante.

Agradecimientos

Expreso mi más sincero agradecimiento a mi director de tesis, Dr. Nelson Martins, por su inquebrantable orientación y experiencia. Su dedicación a la excelencia académica ha sido fundamental para dar forma a este trabajo de investigación, y su disposición para compartir conocimientos y proporcionar comentarios constructivos ha sido verdaderamente inspiradora. Este proyecto no habría sido posible sin el esmero en la supervisión de Nelson.

Extiendo mi sincero agradecimiento a mi codirector, Dr. Pablo Rullo, por su apoyo y tutoría, que han desempeñado un papel fundamental para el éxito de este proyecto.

Resumen

Este informe propone nuevos métodos y herramientas para la planificación operativa y de largo plazo de sistemas eléctricos de potencia. Las contribuciones que se presentan ofrecen soluciones prácticas directamente aplicables a sistemas de gran escala basadas en modelos de simulación y algoritmos de optimización.

La primera parte del informe se centra en el análisis de estabilidad en pequeña señal y propone métodos de ajuste de controles para mejorar el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas. Inicialmente se analizan distintos modelos sintéticos de bajo orden de sistemas de potencia con el fin de seleccionar el más versátil para sintonizar y evaluar el desempeño de un estabilizador del sistema de potencia (PSS). A continuación, se propone un método para el ajuste automático de la fase del PSS, en base al uso intensivo de los métodos GEP y de los residuos aplicados al sistema sintético seleccionado. El método propuesto se aplica a un sistema de potencia multimáquina, haciendo énfasis en su aplicabilidad a modelos a gran escala de sistemas reales.

Se utilizan modelos de orden reducido para analizar la aplicación del diagrama de Nyquist amortiguado (DNP) a la optimización del ajuste de un PSS y trazar lineamientos para su aplicación práctica. El DNP permite ubicar un polo oscilatorio dominante en un lugar seleccionado del plano complejo mediante el cálculo analítico de los requerimientos de ganancia y fase del PSS. Adicionalmente, se presentan resultados de la aplicación del método DNP para la sintonización de un amortiguador de oscilaciones de potencia instalado en el control de un inversor formador de red (GFM).

En la segunda parte del informe se analiza cómo asegurar una mínima fortaleza de red en escenarios de alta penetración de recursos basados en inversores (IBRs). Se utiliza la relación efectiva de cortocircuito (ESCR) como índice heurístico para cuantificar la fortaleza de la red en un nodo determinado. Por un lado, se propone un algoritmo para la optimización automática del tamaño y la ubicación de condensadores síncronos con el fin de cumplir un requisito mínimo de ESCR. Este método se aplica al modelo de un sistema eléctrico de gran escala y se complementa con la evaluación del impacto de la conversión de las unidades térmicas existentes en condensadores síncronos. Por el otro lado, se propone un nuevo enfoque de optimización para definir el tamaño y la ubicación de IBRs GFM con el objetivo de cumplir con un nivel mínimo de fortaleza de red y permitir el aumento de la capacidad de IBRs seguidores de red.

La tercera parte del informe propone una metodología para la definición de acciones topológicas correctivas (TCAs) con el fin de minimizar los costos operativos adicionales tras la ocurrencia de contingencias. Se revisan los antecedentes relevantes sobre el uso de maniobras de transmisión y la optimización del despacho. Se propone un algoritmo para la definición automática de TCAs que combina análisis de sensibilidades y de contingencias con cálculos de optimización del despacho. La definición de TCAs se complementa con una evaluación probabilística de la confiabilidad de la red que cuantifica la confiabilidad de contingencias y de escenarios concretos mediante índices de costos de confiabilidad de contingencia y de escenario, respectivamente.

La eficacia y la utilidad práctica de las metodologías propuestas se demuestran mediante su aplicación a diversos modelos de sistemas eléctricos, incluyendo modelos de pequeña escala (máquina versus barra infinita), sistemas de referencia IEEE (3, 39 y 73 barras) y modelos de gran escala que representan sistemas del mundo real. Las contribuciones de este trabajo de investigación se publicaron en revistas Q1 revisadas por pares y en conferencias internacionales.

Abstract

This report presents innovative methodologies applicable to the offline operational and long-term planning of electric power systems. Grounded in simulation models and optimization algorithms, these methodologies offer practical solutions directly applicable to large-scale power systems.

The first part of the report focuses on oscillation damping, addressing small-signal stability through novel methodologies. The introduction sets the stage by reviewing basic control theory concepts essential for the subsequent chapters. Low-order synthetic power system models are initially analyzed to select a versatile platform for tuning and assessing the performance of power system stabilizers (PSS). It is then proposed a method for the automatic PSS phase shaping, leveraging the GEP and the residues' methods applied to the most suitable synthetic system selected from the initial analysis. The automatic PSS phase shaping technique is applied to a multi-machine power system, emphasizing the practical applicability to large-scale models.

Reduced-order models of single- and multi-machine systems are used to analyze the application of the Damped Nyquist Plot (DNP) to the PSS tuning optimization and draw guidelines for its practical application. The DNP allows to locate a dominant oscillatory pole on a selected location on the complex plane by means of the analytical calculation of the PSS gain and phase requirements. The DNP method is also applied to tune a power oscillation damper installed in a grid-forming (GFM) inverter control with the objective of damping electromechanical oscillations.

The second part of the report shifts focus to the grid strength assurance, addressing the challenges posed by increasing the reliance on inverter-based resources (IBRs). It is provided a comprehensive review of the causes and solutions related to the low grid strength, and the effective short-circuit ratio (ESCR) is used as a key heuristic index to quantify the strength of the system at a given bus. It is proposed an algorithm for the automatic optimization of the size and location of synchronous condensers to meet a minimum grid strength requirement. This method is applied to a large-scale power system model with high IBR penetration, assessing the impact of converting existing thermal units into synchronous condensers. A new optimization approach is proposed to define the size and location of GFM IBRs with the objective of complying with a minimum grid strength level and enable the addition of further grid-following IBRs.

The third part of the report proposes a methodology for the definition of topological corrective actions (TCAs) to minimize operational expenses after contingencies. It is provided the necessary background on transmission switching and dispatch optimization. It is presented an algorithm for the automatic definition of TCAs, combining sensitivity and contingency analyses with unit commitment calculations. The TCA definition is complemented with a probabilistic reliability assessment that quantifies the reliability of particular contingencies and scenarios through contingency reliability cost and scenario reliability cost indexes.

Throughout the thesis, the proposed methodologies are applied to diverse power system models. Small-scale models, IEEE benchmark systems (3, 39, and 73 bus), and large-scale models representing real-world systems serve as testbeds. The effectiveness and practical applicability of the methodologies are demonstrated through their successful implementation across this spectrum. The contributions of this research were published in Q1 peer-reviewed journals and the proceedings of international conferences.

Glosario

AODF	Factor de distribución de interrupción de área
AVR	Regulador automático de tensión
BESS	Sistema de almacenamiento de energía en baterías
BHA	Algoritmo <i>basin hopping</i>
CA	Análisis de contingencias
CB	Interruptor
CIG	Generador conectado por convertidor
CRC	Costo de confiabilidad de la contingencia
CLTF	Función de transferencia a lazo cerrado
DAR	Región de acción directa
DBP	Diagrama de Bode amortiguado
DGR	Relación de ganancias dinámicas
DNP	Diagrama de Nyquist amortiguado
DRGR	Rango de ganancias para el amortiguamiento relativo (<i>Damping ratio gain range</i>)
EM	Electromecánico
EMS	Sistema de gestión de la energía
ESCR	Relación efectiva de cortocircuito
EX	Excitatriz
FACTS	Sistema flexible de transmisión en corriente alterna
FRT	Modo de operación ante fallas (<i>fault-ride-through</i>)
GEP	Generador–excitatriz–sistema de potencia
GFM	Formador de red
GFL	Seguidor de red
GSA	Algoritmo de búsqueda en cuadrícula
HVDC	Corriente continua de alta tensión
IBR	Recurso basado en inversores
IPC	Compensación de fase ideal
LODF	Factor de distribución de desconexión de línea
MGIB	Multigenerador versus barra infinita
MIP	Programa de enteros mixtos
MSE	Error cuadrático medio
N-1	Condición de red con un elemento serie o derivación fuera de servicio
NMA	Algoritmo Nelder-Mead
NP	Diagrama de Nyquist
OLTF	Función de transferencia en lazo abierto
OPF	Flujo de potencia óptimo
OPEX	Gastos operativos
OTA	Acciones topológicas óptimas
OTS	Configuración óptima de la transmisión
PCB	Banda de compensación de fase
PoC	Punto de conexión

POD	Amortiguados de oscilaciones de potencia
PLL	Lazo de seguimiento de fase (<i>phase-locked loop</i>)
PRA	Evaluación probabilística de la confiabilidad
PSS	Estabilizador del sistema de potencia
PST	Transformador desfasador
PTDF	Factor de distribución de transferencia de potencia
RTS	Sistema de prueba de confiabilidad
TGR	Reducción transitoria de la ganancia
SA	Análisis de sensibilidad
SC	Condensador síncrono
SCOPF	Flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad
SCR	Relación de cortocircuito
SG	Generador síncrono
SMIB	Máquina versus barra infinita (<i>single-machine infinite-bus</i>)
SRC	Costo de confiabilidad del escenario
SSvG	Sistema sintético de tamaño variable del generador equivalente
SSvH	Sistema sintético de inercia variable del sistema equivalente
SSvX	Sistema sintético de ángulo variable
SSvXfA	Sistema sintético de reactancia variable y ángulo fijo
STATCOM	Compensador síncrono estático
SVC	Compensador estático de VAR
TCA	Acción topológica correctiva
TGR	Reducción transitoria de la ganancia
UC	Despacho de generación (<i>unit commitment</i>)
UCT	Desconexión descontrolada en cascada
UPC	Característica de fase sin compensar
VRE	Energía renovable variable
VSM	Máquina síncrona virtual
3MIB	Tres máquinas versus barra infinita

Índice general

1. Introducción	15
1.1. Contexto	15
1.2. Motivación y objetivos	16
1.3. Organización del informe	17
1.3.1. Parte I: Amortiguamiento de oscilaciones	18
1.3.2. Parte II: Aseguramiento de la fortaleza de red	20
1.3.3. Parte III: Acciones topológicas correctivas	22
1.4. Resumen de publicaciones	24
 I AMORTIGUAMIENTO DE OSCILACIONES	 25
2. Antecedentes sobre estabilidad de pequeña señal de sistemas de potencia	26
2.1. Introducción	26
2.2. Sistemas lineales	27
2.2.1. Representación espacio-estados	27
2.2.2. Autovectores de la matriz de estado	28
2.2.3. Modos del sistema	30
2.2.4. Funciones transferencia	31
2.2.5. Criterio de Nyquist [30, 31]	32
2.2.6. Diagrama de Nyquist modificado	33
2.3. Estabilidad de pequeña señal del ángulo del rotor [20]	34
2.3.1. Efectos de los IBRs en la estabilidad del ángulo del rotor	34
2.4. Amortiguamiento de oscilaciones	35
2.4.1. Método GEP [39]	37
2.4.2. Método de los residuos	38
2.4.3. Método de Nyquist convencional [34, 49]	39
2.4.4. Método de Nyquist amortiguado [34]	39
 3. Análisis y comparación de modelos sintéticos	 41
3.1. Introducción	41
3.2. Sistema sintético de reactancia de línea variable	42
3.2.1. Análisis modal y ajuste de PSS en el SSvX	44
3.2.2. Efecto de la reducción transitoria de la ganancia del AVR	46
3.3. Sistema sintético de tamaño variable del generador	47
3.4. Sistema sintético de inercia variable del sistema equivalente	48
3.4.1. Análisis de grandes excursiones de frecuencia	50
3.5. Conclusiones	52

4. Método de ajuste automático de fase de estabilizadores	53
4.1. Introducción	53
4.2. Ajuste automático de fase del PSS	54
4.2.1. Cálculo de la banda de compensación de fase	55
4.2.2. Ajuste de fase del PSS	57
4.2.3. Selección de la ganancia del PSS	58
4.3. Caso de estudio	58
4.3.1. Análisis de los modos de oscilación	58
4.3.2. Resultados del diseño automático del PSS	59
4.3.3. Análisis de sensibilidades	62
4.3.4. Validación del método de ajuste de PSS en un sistema multimáquina . . .	65
4.4. Consideraciones adicionales	69
4.5. Conclusiones	70
5. Ajuste sistemático de PSS en un sistema eléctrico de gran escala	71
5.1. Introducción	71
5.2. Metodología para el ajuste sistemático de PSS en un sistema multimáquina . . .	72
5.2.1. Paso 1: Análisis modal de los escenarios críticos elegidos	72
5.2.2. Paso 2: Caracterización de los modos críticos	72
5.2.3. Paso 3: Selección de los generadores candidatos	72
5.2.4. Paso 4: Ajuste de fase	73
5.2.5. Paso 5: Ajuste coordinado de ganancias en el modelo multimáquina	73
5.2.6. Paso 6: Estudios de estabilidad transitoria	74
5.3. Modelo del sistema de gran escala analizado	74
5.4. Diseño de múltiples PSS	74
5.5. Conclusiones	79
6. Amortiguamiento de modos electromecánicos en plantas multigenerador	81
6.1. Introducción	81
6.2. Métodos	82
6.2.1. Estudios de centrales multigeneradores mediante modelos SMIB	82
6.2.2. Rango de ganancias para el amortiguamiento relativo objetivo	83
6.3. Caso de estudio de un sistema sintético	83
6.3.1. Compensación de fase con máximo adelanto en ω_{d3}	84
6.3.2. Compensación de fase con máximo adelanto en 4 Hz	86
6.4. Estudio de caso de una central eléctrica multigenerador	87
6.5. Conclusiones	90
7. Diagrama de Nyquist amortiguado para optimizar los parámetros del PSS	91
7.1. Introducción	91
7.2. Método de ajuste de PSS propuesto para el amortiguamiento simultáneo de polos	92
7.2.1. Optimización de la compensación de fase	92
7.2.2. Selección de la ganancia	94
7.3. Aplicación del DNP al sistema sintético	95
7.4. Estudio de caso: sistema sintético	95
7.4.1. Optimización de fase	96
7.4.2. Selección de la ganancia	96
7.5. Estudio de caso: sistema 3MIB	97
7.5.1. Amortiguamiento de sólo un polo	98
7.5.2. Múltiples escenarios del sistema 3MIB	98
7.5.3. Ajuste del PSS en el generador #3	101
7.5.4. Análisis de sensibilidades	102

7.6. Conclusiones	104
8. Amortiguamiento de oscilaciones en máquinas síncronas virtuales	105
8.1. Introducción	105
8.2. Modelo entrada-salida	106
8.2.1. Primer paso: Edición del modelo	106
8.2.2. Segundo paso: Posprocesamiento del modelo linealizado	107
8.3. Máquina síncrona virtual	108
8.3.1. Controles de amortiguamiento de oscilaciones	108
8.4. Sistema de pruebas	108
8.4.1. Descripción	108
8.4.2. Cálculo de la función transferencia	109
8.4.3. Autovalores del sistema sin POD	109
8.5. Diseño del control de amortiguamiento del GFM	111
8.5.1. Diseño del POD	111
8.5.2. Respuesta dinámica al escalón	112
8.6. Conclusiones	113
 II FORTALEZA DE RED	 116
9. Antecedentes sobre la fortaleza de red	117
9.1. Introducción	117
9.2. IBRs seguidores de red	118
9.3. Definición de la fortaleza de red	118
9.3.1. Problemas de fortaleza de red	120
9.3.2. Índices de fortaleza de red	121
9.3.3. Beneficios de los métodos de monitoreo de ESCR	123
9.4. Tecnologías facilitadoras	123
9.4.1. Condensadores síncronos	125
9.4.2. Controles formadores de red de los IBRs	125
9.5. Planificación a largo plazo	126
9.5.1. Perspectiva del planificador del sistema	127
9.5.2. Optimización de la planificación de la expansión de la transmisión [111]	128
 10. Optimización del tamaño y ubicación de condensadores síncronos	 130
10.1. Introducción	130
10.2. Formulación del problema	132
10.3. Solución propuesta del problema	132
10.3.1. Cálculos de cortocircuito para obtener el ESCR	132
10.3.2. Reformulación del problema de optimización	133
10.3.3. Optimización del tamaño y la ubicación de los SCs	134
10.3.4. Criterios adicionales para clasificar las soluciones	136
10.4. Estudio de Caso A: Optimización de dos SCs	136
10.4.1. Caso de estudio A1: Resultados de la búsqueda en cuadrícula	137
10.4.2. Caso de estudio A2: Resultados del <i>basin hopping</i>	138
10.5. Caso de estudio B: Optimización de tres SCs	140
10.5.1. Caso de estudio B1: Resultados de la búsqueda en cuadrícula	140
10.5.2. Caso de estudio B2: Resultados del <i>basin hopping</i>	141
10.6. Caso de estudio C: Búsqueda global	141
10.7. Conclusiones	144

11. Dimensionamiento de condensadores síncronos en un modelo de gran escala	145
11.1. Introducción	145
11.2. Metodología	146
11.2.1. Flujo de trabajo	146
11.2.2. Potencial para la conversión de unidades convencionales en SCs	147
11.3. Sistema de gran escala analizado	147
11.3.1. Descripción del sistema y su modelo	147
11.3.2. Escenarios de operación	148
11.4. Caso de estudio 1: Optimización de SCs	149
11.4.1. Proceso general	149
11.4.2. Análisis detallado de las soluciones óptimas	150
11.4.3. Verificación en el escenario de demanda mínima	150
11.5. Caso de estudio 2: Análisis de sensibilidad	151
11.5.1. Caso Reconv2: conversión de unidades con SCs adicionales	152
11.5.2. Caso Reconv3: sólo conversión de unidades	153
11.6. Conclusiones	154
12. Optimización del tamaño y ubicación de inversores formadores de red	155
12.1. Introducción	155
12.2. Factores que influyen la fortaleza de red	156
12.2.1. Definición del ESCR	156
12.2.2. Efecto de los SCs en el ESCR	157
12.2.3. Efecto de los IBRs GFM en el ESCR	157
12.2.4. Comparación de los efectos	157
12.3. Formulación del problema propuesto	158
12.3.1. Supuestos y restricciones	158
12.3.2. Funciones objetivo	160
12.3.3. Solución del problema	161
12.4. Red de prueba	161
12.5. Caso 1: Mínimo requerimiento de IBRs GFM	162
12.5.1. Caso 1a: Comparación con SCs	162
12.5.2. Caso 1b: Grados de libertad limitados	163
12.6. Caso 2: Máximo potencial IBR GFL	164
12.6.1. Caso 2a: Libertad total	164
12.6.2. Caso 2b: Libertad limitada	165
12.7. Conclusiones	168
III ACCIONES TOPOLÓGICAS CORRECTIVAS	169
13. Antecedentes sobre acciones topológicas de transmisión	170
13.1. Efectos de perturbaciones en la red [18]	170
13.2. Análisis de contingencias	171
13.3. Optimización del despacho	172
13.3.1. Definición del problema [155]	172
13.3.2. Formulación del problema [156]	173
13.3.3. Solución del problema	173
13.4. Acciones topológicas	174

14. Acciones topológicas correctivas para minimizar el OPEX postcontingencia	176
14.1. Introducción	176
14.2. Formulación del problema OTA	177
14.3. Algoritmo propuesto para resolver el problema OTA	178
14.3.1. Descripción general	178
14.3.2. Región de acción directa	178
14.3.3. Evaluación de contingencias	180
14.3.4. Iteración del lazo externo	181
14.3.5. Iteración del lazo interno	183
14.3.6. Cálculo del OPEX	183
14.4. Estudios de caso	185
14.4.1. Resumen de resultados	186
14.4.2. Caso A: sin tener en cuenta TCAs de cierre de CBs y cambio de topes del PST	186
14.4.3. Caso B: considerando TCAs de cierre de CBs pero sin cambios de topes del PST	188
14.4.4. Caso C: considerando TCAs de cierre de CBs y cambios de topes del PST	189
14.5. Conclusiones	190
15. Análisis de confiabilidad considerando la definición de acciones correctivas	191
15.1. Introducción	191
15.2. Metodología propuesta	192
15.3. Caso de estudio	193
15.3.1. Sistema de pruebas	193
15.3.2. Análisis del caso base	194
15.3.3. Análisis de escenarios adicionales	195
15.4. Conclusiones	196
IV CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS	197
16. Conclusiones y perspectivas	198
16.1. Conclusiones generales	198
16.2. Conclusiones y perspectivas de la Parte I	198
16.3. Conclusiones y perspectivas de la Parte II	199
16.4. Conclusiones y perspectivas de la Parte III	200

Capítulo 1

Introducción

Resumen

Este capítulo describe el contexto en el que se enmarca este informe de tesis, junto con la motivación y los objetivos del trabajo de investigación. Luego describe la organización del resto del informe y las publicaciones asociadas a esta tesis.

1.1. Contexto

Los sistemas eléctricos de potencia son parte integral del modo de vida de la sociedad moderna, por lo que su planificación debe equilibrar los objetivos sociales. Estos objetivos incluyen el suministro eléctrico a todos los potenciales usuarios al menor costo y con la menor huella ambiental posibles, y con los mayores niveles prácticos de seguridad y confiabilidad [1]. La planificación de un sistema eléctrico comprende un proceso de cálculo y análisis recurrente para determinar la infraestructura y los procedimientos necesarios para permitir el funcionamiento del sistema y abastecer demanda futura de electricidad [2]. Los planes deben ser técnica y económicamente viables y alcanzar los objetivos de la entidad que realiza la planificación, incluida la minimización de riesgos.

Los sistemas de potencia suelen ser sistemas complejos que se extienden por vastas zonas geográficas y abarcan una amplia gama de instalaciones, equipos y tecnologías. Constan de los siguientes tres elementos principales [1]:

- Dispositivos de producción, transmisión y consumo de potencia;
- Dispositivos de control y protección;
- Requerimientos y procedimientos de planificación, de operación, comerciales y regulatorios.

La planificación se realiza normalmente en los siguientes ámbitos, que se distinguen por el horizonte de tiempo y los aspectos de interés:

- Planificación a largo y corto plazo. Desde el punto de vista económico, a diferencia de la planificación de corto plazo, la planificación de largo plazo contempla inversiones de capital. Típicamente, la planificación de largo plazo tiene un horizonte lejano (quizás 30 años para la generación y la mitad para la transmisión), mientras que la planificación de corto plazo considera unos 5 años. La planificación operativa implica el análisis de escenarios unos días u horas antes de la operación en tiempo real.
- Planificación de mínimo costo de la generación y el transporte. Se centra en la optimización técnico-económica de la infraestructura necesaria para abastecer la demanda prevista del sistema, cumpliendo al mismo tiempo objetivos secundarios como alcanzar una mínima penetración de generación de energía renovable.

- **Productos y servicios.** Algunas entidades sólo suministran potencia y energía. Otras adicionalmente proporcionan flexibilidad operativa en forma de servicios complementarios y planifican servicios diversificados como la gestión de la demanda.

Típicamente, los planes de expansión y de inversiones del sistema se definen de modo de satisfacer un cierto nivel mínimo de confiabilidad de las instalaciones individuales pertenecientes a la transmisión, la generación o la conexión de la demanda. Incluso con esta redundancia inherente, en la práctica no es posible eliminar el riesgo por completo ya que las fallas en la red efectivamente ocurren con cierta frecuencia.

Para satisfacer la demanda de electricidad y cumplir con las limitaciones medioambientales, las redes se planifican y explotan cada vez más hasta sus límites técnicos. Se crean superredes para aprovechar las ventajas económicas y de seguridad de las redes más grandes. Por consiguiente, el impacto inestabilidades monótonas u oscilatorias producidas por perturbaciones grandes o pequeñas tiende a generalizarse, y la necesidad de analizar y atender situaciones que afecten la integridad del sistema es cada vez más importante. Cuando se produce una perturbación, ésta debe evolucionar de forma controlada, lo que exige que los planificadores y los operadores del sistema desarrollen y apliquen estrategias adecuadas para gestionar la respuesta del sistema [2].

Dado que los sistemas eléctricos constituyen infraestructuras críticas, su modelado matemático y su simulación digital son esenciales para que puedan planificarse y operarse de manera satisfactoria. Los modelos de planificación a largo plazo y los programas computacionales de simulación proporcionan una plataforma para realizar pruebas de manera eficiente bajo diversos supuestos y escenarios en un entorno fuera de línea. Asimismo, el modelado y la simulación operativa y en tiempo real es el principal método de análisis para los operadores de la red en su función de supervisión y gestión [3]. La simulación de sistemas eléctricos suele utilizarse no sólo para prever situaciones potenciales a las que el sistema puede enfrentarse en el futuro, sino también para explicar un comportamiento observado en el pasado (análisis *post-mortem*) o durante la operación en tiempo real.

1.2. Motivación y objetivos

La motivación y los objetivos del trabajo de investigación presentado en este informe son los siguientes:

- **Motivación:** La motivación para elaborar este trabajo surge del papel fundamental que desempeñan los sistemas de potencia en la sociedad moderna y de los retos a los que se enfrentan para satisfacer la creciente demanda eléctrica, respetando al mismo tiempo las limitaciones medioambientales. Las brechas identificadas en las metodologías existentes para garantizar la estabilidad, fortaleza y eficiencia del sistema eléctrico sirvieron de motor para esta investigación.
- **Objetivos:** El objetivo principal de este trabajo es contribuir al campo del análisis y el control de los sistemas de potencia en el marco de la planificación operativa y a largo plazo. La investigación propone nuevos métodos basados en modelos de simulación fuera de línea y técnicas de optimización que pueden aplicarse directamente en la práctica.

La Tabla 1.1 resume los objetivos específicos definidos para las áreas estudiadas, que comprenden la optimización de la sintonización de los estabilizadores del sistema de potencia para mejorar la estabilidad en pequeña señal, la determinación del tamaño y la ubicación de condensadores síncronos e inversores formadores de red para garantizar una fortaleza de red mínima, y la definición de acciones topológicas correctivas para minimizar los costos operativos adicionales tras la ocurrencia de contingencias.

La Fig. 1.1 ilustra los plazos y los costos involucrados para implementar las medidas de mitigación que resultan de aplicar las metodologías propuestas en este trabajo en el contexto de

Tabla 1.1: *Objetivos específicos para las tres áreas estudiadas.*

Objetivo específico	Área estudiada		
	Estabilidad en pequeña señal	Fortaleza de red	OPEX adicional postcontingencia
	Optimizar el ajuste de estabilizadores	Optimizar ubicación y tamaño de equipos adicionales	Definir acciones topológicas correctivas

la Sección 1.1. El ajuste de estabilizadores es una medida que se puede implementar en el corto plazo con mínimos costos adicionales (equipos y comisionamiento), y también permite solucionar problemas a largo plazo. La instalación de equipos adicionales es una medida que se adopta en el largo plazo debido a los trabajos de ingeniería y los elevados costos de capital (CAPEX) involucrados. Las acciones topológicas minimizan el costo de operación (OPEX) postcontingencia y, por lo tanto, se definen en el marco de la planificación operativa.



Figura 1.1: *Plazos y costos involucrados para implementar las medidas de mitigación que resultan de aplicar las metodologías propuestas en este trabajo.*

La Fig. 1.2 sintetiza el enfoque que se siguió en este trabajo para abordar las tres áreas estudiadas. Las metodologías propuestas se implementaron en los lenguajes de programación Matlab o Python. Los cálculos eléctricos se ejecutaron utilizando las herramientas de software industrial Anarede, Anatem y PacDyn de CEPEL (Brasil), y PowerFactory de DIgSILENT (Alemania).

La eficacia de las metodologías propuestas se demuestra mediante su aplicación a diversos modelos de sistemas eléctricos. Estos modelos comprenden desde configuraciones de pequeña escala, como modelos de máquina versus barra infinita, hasta sistemas más complejos, como los sistemas de referencia IEEE de 3, 39 y 73 barras. Además, se analizan modelos a gran escala que representan sistemas eléctricos reales para validar la eficacia y escalabilidad de las metodologías propuestas.

1.3. Organización del informe

Este informe está organizado en tres partes principales que abarcan diferentes temas relacionados con el análisis y el control de sistemas de potencia a gran escala, a saber, la estabilidad de pequeña señal, el aseguramiento de la fortaleza de la red y la definición de acciones topológicas correctivas. Cada una de las Partes I a III se organiza como sigue:

- *Antecedentes*: El primer capítulo de cada parte presenta una revisión bibliográfica del estado del arte y proporciona los conceptos básicos utilizados en el resto de la misma parte.
- *Desarrollo, discusión de los resultados y conclusiones*: Los capítulos restantes de la parte presentan las contribuciones del trabajo de investigación, y han sido publicados en conferen-

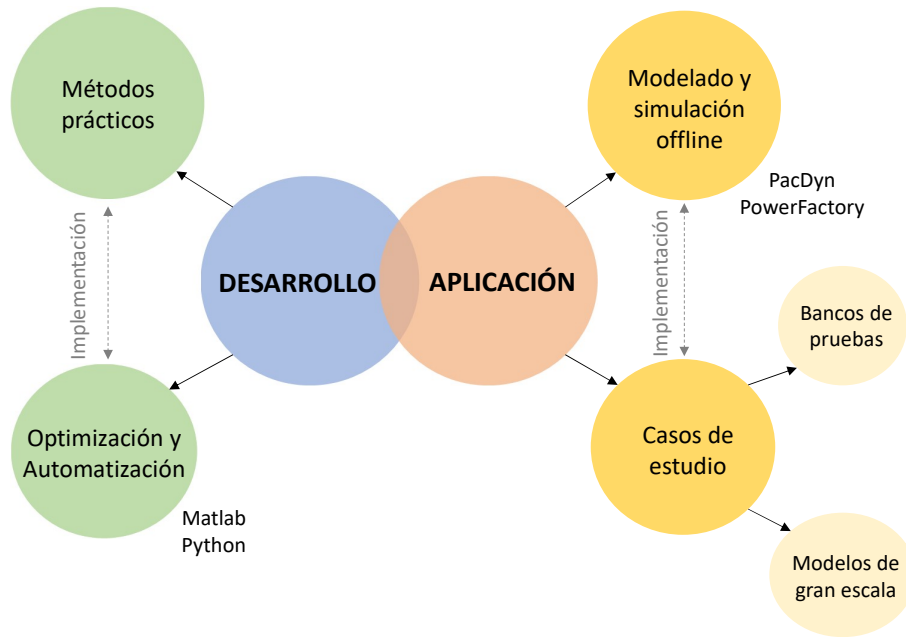


Figura 1.2: Enfoque de trabajo.

cias internacionales o en revistas revisadas por pares, como se indica en las Secciones 1.3.1 a 1.3.3 siguientes.

Cada capítulo está organizado en una introducción en la que se exponen los antecedentes, las contribuciones específicas y la organización del propio capítulo, secciones en las que se describen las herramientas y los métodos propuestos, secciones con resultados y una sección con conclusiones.

La Parte IV sintetiza las principales conclusiones y perspectivas de trabajo futuro que surgen de las contribuciones de las Partes I a III. Toda la bibliografía a la que se hace referencia en el texto se lista en el capítulo Bibliografía, al final del informe.

Las publicaciones asociadas a esta tesis se enumeran en la Sección 1.4. Cuando fue necesario, se ha reorganizado el contenido de estas publicaciones para ajustarlo a la estructura y razonamiento del informe en su conjunto.

1.3.1. Parte I: Amortiguamiento de oscilaciones

La Fig. 1.3 proporciona una visión general de los capítulos de la Parte I del informe. Partiendo de una introducción a los conceptos básicos, la figura ilustra cómo el contenido de cada capítulo se basa en las contribuciones de los capítulos anteriores. A continuación se describe el contenido de cada capítulo.

El Capítulo 2 describe los conceptos básicos de la teoría de control que se utilizan en los restantes capítulos de la Parte I del informe. Introduce el concepto de estabilidad de pequeña señal en sistemas de potencia y describe los métodos existentes para ajustar estabilizadores del sistema de potencia (PSS) y amortiguadores de oscilaciones de potencia (POD).

El Capítulo 3 presenta cuatro modelos sintéticos de sistemas de potencia de bajo orden para el ajuste y la evaluación del desempeño de un PSS, que es análogo a un POD pero aplicado a máquinas sincrónicas. Cada sistema sintético comprende una familia de modelos de sistemas de potencia de dos o tres barras en los que se modifican uno o más parámetros para reproducir polos oscilatorios en toda la banda de frecuencias electromecánicas típicas de sistemas multimáquina, desde las intraplanta hasta las interárea. Se comparan los requerimientos de ajuste del PSS para los cuatro sistemas sintéticos y se muestra que el sistema sintético de reactancia variable (SSvX)

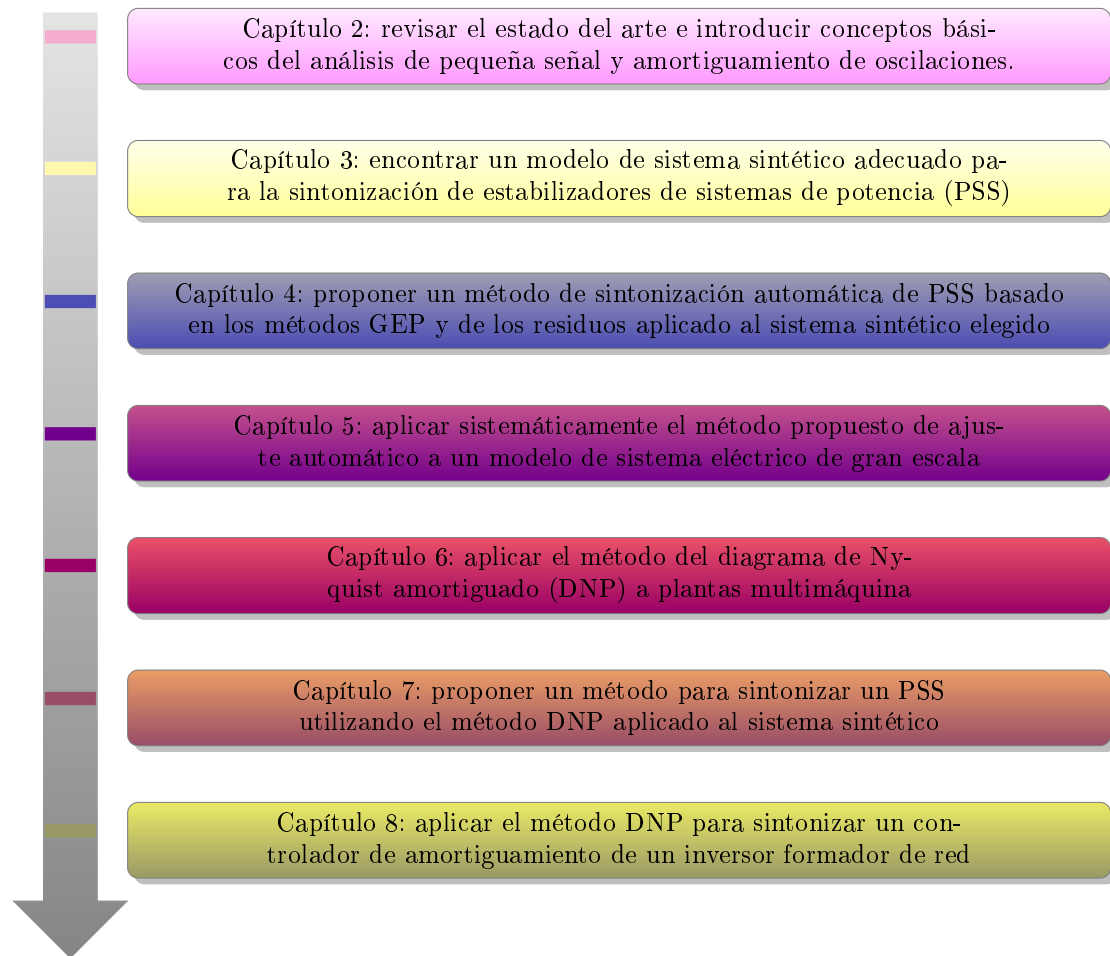


Figura 1.3: Visión general de los capítulos de la Parte I.

es el más adecuado para reproducir polos electromecánicos de distinta naturaleza. El resto de la Parte I se refiere al SSvX simplemente como el sistema sintético. El Capítulo 3 se publicó como [4]:

F. De Marco, N. Martins, and P. Rullo, “Synthetic power system models for PSS tuning and performance assessment,” in *Proc of IEEE Electrical Power and Energy Conf.*, Toronto, Canada, Oct. 2021

El Capítulo 4 propone un método para el ajuste de fase del PSS con el fin de mejorar su contribución positiva al amortiguamiento de las oscilaciones del rotor del generador en todo el rango de frecuencias electromecánicas. El método propuesto permite una implementación flexible que ajusta automáticamente la fase del PSS a un bajo costo computacional. Se basa en la aplicación intensiva de los métodos GEP y de los residuos al sistema sintético (SSvX) descrito en el Capítulo 3. El Capítulo 4 también propone el modelo de tres máquinas versus barra infinita (3MIB) que fue adoptado como modelo de referencia IEEE en [5, 6]. Este capítulo fue publicado como [7]:

F. De Marco, N. Martins, and J. C. R. Ferraz, “An automatic method for power system stabilizers phase compensation design,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 997–1007, May 2013

El Capítulo 5 propone una metodología práctica para el ajuste de fase de todos los PSS en un sistema de potencia multimáquina. El ajuste de fase se lleva a cabo de forma independiente para

cada planta generadora utilizando el método de sistema sintético descrito en el Capítulo 4, y las ganancias de los PSS se determinan mediante un proceso de ajuste coordinado que considera el sistema en su conjunto. Se presentan los resultados de la aplicación de esta metodología a un modelo a gran escala de un sistema real. Este capítulo se publicó como [8]:

F. De Marco, N. Martins, F. Libonati, and J. M. Castellanos, “PSS phase shaping and coordinated gain tuning in a large longitudinal power system,” in *Proc. of IEEE PowerTech Conference*, Eindhoven, The Netherlands, Jun./Jul. 2015

El Capítulo 6 presenta los resultados de la aplicación del diagrama de Nyquist amortiguado (DNP) para determinar no sólo la compensación de fase del PSS sino también su ganancia. El DNP es un método de diseño que utiliza la respuesta en frecuencia en lazo abierto para ajustar un control que permite ubicar un par de polos complejos del sistema en lazo cerrado. La sintonización del PSS se realiza en el sistema sintético y se valida utilizando modelos detallados de centrales eléctricas multigenerador, enfatizando así las ventajas de utilizar el método DNP junto con el sistema sintético para ejecutar la sintonización de un PSS en la práctica. Este capítulo se publicó como [9]:

F. De Marco, P. Rullo, and N. Martins, “Using a SMIB model to analyse and damp the electromechanical modes in multigenerator plants,” in *Proc. of IEEE URUCON*, Uruguay, Nov. 2021

El Capítulo 7 propone un método que utiliza el DNP para determinar automáticamente los requerimientos de compensación de fase y ganancia del PSS para colocar los polos electromecánicos en ubicaciones predefinidas en el plano complejo. Se resuelve un problema no lineal de ajuste de curvas por mínimos cuadrados para encontrar el conjunto de parámetros del PSS que produce la compensación óptima para todos los polos dominantes basándose en un único cálculo de autovalores por escenario de operación. Se realizan análisis de sensibilidad y se propone incluir la relación de las ganancias dinámicas a bajas y altas frecuencias en el problema de optimización. El ajuste del PSS se realiza en el sistema sintético y se valida con los resultados del sistema 3MIB. Este capítulo se publicó como [10]:

F. De Marco and P. Rullo, “Damped Nyquist plot for the phase and gain optimization of power system stabilizers,” *Electric Power Systems Research*, vol. 205, no. 107708, Apr. 2022

El Capítulo 8 presenta los resultados de la aplicación del DNP para determinar la ganancia y la compensación de fase de un POD instalado en un inversor formador de red (GFM). El GFM se modela como una máquina sincrónica virtual (VSM) y se analiza el desempeño de PODs que realimentan la velocidad angular virtual de la VSM a la potencia activa y a las señales de referencia de tensión. Este capítulo se publicó como [11]:

F. De Marco, M. A. Murad, and T. Kërçi, “Damped Nyquist plot for the oscillation damping control design of virtual synchronous machines,” in *Proc. of International Conference on Renewable Energies and Smart Technologies*, Tirana, Albania, Jul. 2022

1.3.2. Parte II: Aseguramiento de la fortaleza de red

La Fig. 1.4 proporciona una visión general de los capítulos de la Parte II del informe. A continuación se describe el contenido de cada uno de ellos.

El Capítulo 9 resume los conceptos utilizados en la Parte II del informe. Proporciona una introducción a los principios fundamentales relacionados con la fortaleza de red, incluidas las

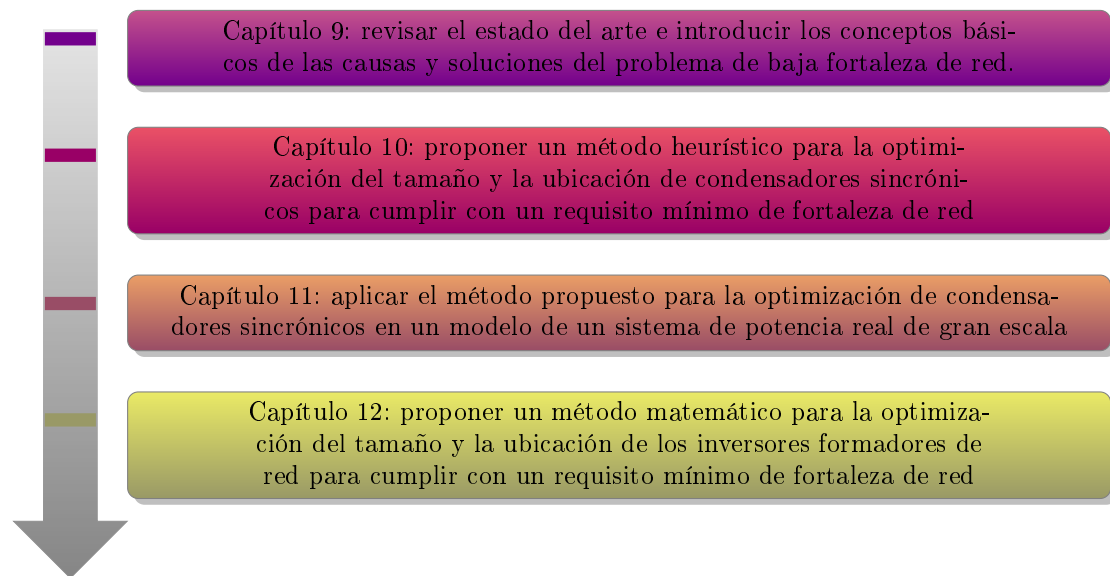


Figura 1.4: Visión general de los capítulos de la Parte II.

definiciones, los tipos de tecnologías de generación y los factores que la influyen. También presenta la relación efectiva de cortocircuito (ESCR), que es un índice heurístico que tiene en cuenta las interacciones de tensión entre recursos basados en inversores (IBRs) y se utiliza para cuantificar la fortaleza de la red. El cálculo del ESCR se utiliza en los capítulos siguientes para optimizar las medidas de mitigación en el contexto de la planificación a largo plazo del sistema eléctrico.

El Capítulo 10 propone un método para la optimización automática del tamaño y la ubicación de condensadores síncronos (SCs) para cumplir con un requisito mínimo de fortaleza de red que permita la alta penetración de IBRs en una red débil. El algoritmo *basin hopping* (BHA) se utiliza en combinación con el algoritmo Nelder-Mead para minimizar la contribución total adicional al cortocircuito de SCs sujeta a una restricción de mínimo ESCR. Se muestra que este problema de optimización tiene varias soluciones con los valores mínimos de la función objetivo dentro de un rango estrecho pero con una asignación diferente de las capacidades de SCs a los nodos candidatos. Por lo tanto, el BHA se aplica iterativamente para identificar el área del espacio de búsqueda en la que se ubican las soluciones óptimas, y se proponen criterios adicionales para clasificar las soluciones en función de atributos de costo y confiabilidad. Este capítulo fue publicado como [12]:

F. De Marco, J. Gómez, V. Bolz, and F. Fernández, “Identifying optimal combinations of synchronous condensers for minimum grid strength compliance,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 156, no. 109756, Feb. 2024

El Capítulo 11 presenta los resultados de la aplicación del método propuesto en el Capítulo 10 para el dimensionamiento de SCs en el modelo de un sistema eléctrico de gran escala en un escenario con penetración extremadamente alta de IBRs. Adicionalmente, se realizan análisis de sensibilidad para evaluar el impacto de convertir unidades generadoras térmicas existentes para permitir su funcionamiento como SCs. Este capítulo se publicó como [13]:

F. De Marco, J. Gómez, F. Fernández, P. Lagos, E. Quintana, and V. Velar, “Sizing of synchronous condensers to strengthen a large-scale network model,” in *Proc. of IEEE PowerTech Conference*, Belgrade, Serbia, Jun. 2023

El Capítulo 12 propone un modelo de optimización para definir qué IBRs en un escenario determinado deben tener controladores del tipo GFM. El modelo garantiza un nivel mínimo

predefinido de fortaleza de red cuantificado por el ESCR. Las formulaciones de programación lineal (LP) y LP de enteros mixtos se utilizan para optimizar la proporción de IBRs seguidores de red (GFL) y GFM, y determinar el máximo potencial para aumentar la potencia IBR GFL instalada. Este capítulo se publicó como [14]:

F. De Marco and J. Gómez, “Grid strength assurance in the energy transition: Optimal placement of grid-forming inverters,” in *Proc. of Renewable Energy Grid Integration Week*, Copenhagen, Denmark, Sep. 2023

1.3.3. Parte III: Acciones topológicas correctivas

La Fig. 1.5 proporciona una descripción general de los capítulos de la Parte III del informe, cuyos contenidos se describen a continuación.

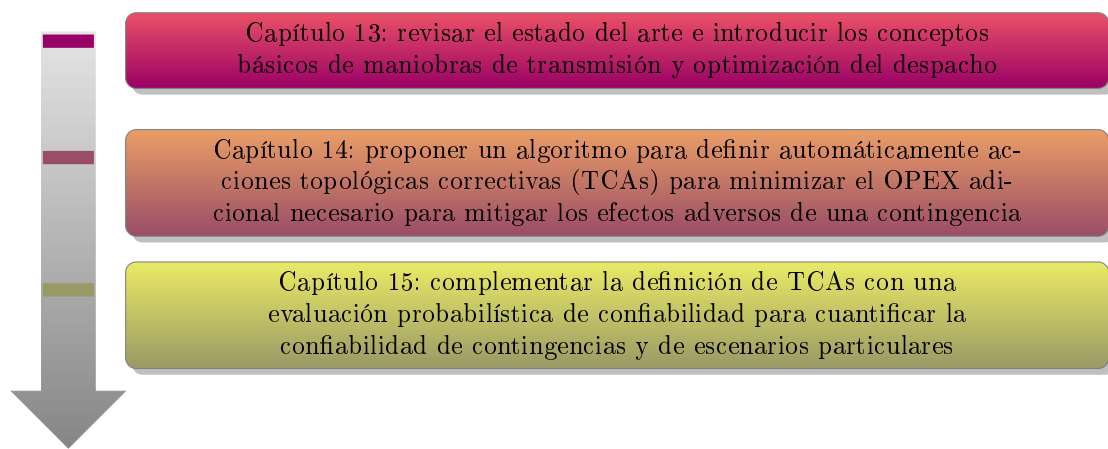


Figura 1.5: Visión general de los capítulos de la Parte III.

El Capítulo 13 proporciona antecedentes sobre el estado del arte y los conceptos utilizados en la Parte III, incluidos los principios básicos de la optimización de maniobras de transmisión y del despacho de generación.

El Capítulo 14 presenta un algoritmo práctico para la definición automática de acciones topológicas correctivas (TCAs) para minimizar los costos operativos (OPEX) adicionales necesarios para mitigar las sobrecargas producidas por contingencias en la red. Los análisis de contingencias y sensibilidades se utilizan para identificar posibles TCAs que comprenden la desconexión de circuitos individuales, maniobras predefinidas en uno o más interruptores (CB) y cambios en la posición de toques de transformadores desfasadores. Se propone un nuevo método para la identificación de posibles TCAs de cierre de CB. Para las TCAs que no conducen a un disparo descontrolado en cascada, eventualmente se ejecutan cálculos de optimización del despacho para obtener la cantidad económicamente óptima de redespacho de generación convencional, racionamiento de energía renovable y corte de carga necesarios para eliminar las sobrecargas residuales después de aplicar cada posible TCA. Este capítulo se publicó como [15]:

F. De Marco and A. Ellerbrock, “Automatic definition of topological corrective actions for post-contingency OPEX minimization,” *Electric Power Systems Research*, vol. 221, no. 109440, Aug. 2023

El Capítulo 15 propone un método para evaluar la confiabilidad del sistema eléctrico en base a los resultados de la definición automática de TCAs propuesta en el Capítulo 14. La evaluación se realiza para cuantificar la confiabilidad de contingencias y escenarios particulares mediante índices de costo de confiabilidad de contingencia (CRC) y de costo de confiabilidad del escenario (SRC), respectivamente. Estos índices asocian probabilidades a los impactos en el sistema, siendo

estos últimos cuantificados por el OPEX adicional requerido para eliminar las restricciones de la red en el escenario postcontingencia. El caso estudio presenta resultados que muestran que la metodología propuesta permite identificar en un escenario dado las contingencias más críticas en términos del CRC más alto, y el escenario más crítico en términos del SRC más alto. Este capítulo se publicó como [16]:

F. De Marco and A. Ellerbrock, “Power system reliability assessment considering the automatic definition of topological corrective actions,” in *Proc. of CIGRE Conference & Expo*, Calgary, Canada, Oct.-Nov. 2022

1.4. Resumen de publicaciones

Las publicaciones en revistas Q1 revisadas por pares y en congresos internacionales asociadas a este informe de tesis se resumen a continuación.

Revistas Q1 revisadas por pares

F. De Marco, N. Martins, and J. C. R. Ferraz, “An automatic method for power system stabilizers phase compensation design,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 997–1007, May 2013

IEEE Power System Stability Controls Subcommittee, “Benchmark models for the analysis and control of small-signal oscillatory dynamics in power systems,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 32, no. 1, pp. 715–722, Jan. 2017

F. De Marco and P. Rullo, “Damped Nyquist plot for the phase and gain optimization of power system stabilizers,” *Electric Power Systems Research*, vol. 205, no. 107708, Apr. 2022

F. De Marco and A. Ellerbrock, “Automatic definition of topological corrective actions for post-contingency OPEX minimization,” *Electric Power Systems Research*, vol. 221, no. 109440, Aug. 2023

F. De Marco, J. Gómez, V. Bolz, and F. Fernández, “Identifying optimal combinations of synchronous condensers for minimum grid strength compliance,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 156, no. 109756, Feb. 2024

Conferencias internacionales

F. De Marco, N. Martins, F. Libonati, and J. M. Castellanos, “PSS phase shaping and coordinated gain tuning in a large longitudinal power system,” in *Proc. of IEEE PowerTech Conference*, Eindhoven, The Netherlands, Jun./Jul. 2015

F. De Marco, N. Martins, and P. Rullo, “Synthetic power system models for PSS tuning and performance assessment,” in *Proc of IEEE Electrical Power and Energy Conf.*, Toronto, Canada, Oct. 2021

F. De Marco, P. Rullo, and N. Martins, “Using a SMIB model to analyse and damp the electromechanical modes in multigenerator plants,” in *Proc. of IEEE URUCON*, Uruguay, Nov. 2021

F. De Marco, M. A. Murad, and T. Kërçi, “Damped Nyquist plot for the oscillation damping control design of virtual synchronous machines,” in *Proc. of International Conference on Renewable Energies and Smart Technologies*, Tirana, Albania, Jul. 2022

F. De Marco and A. Ellerbrock, “Power system reliability assessment considering the automatic definition of topological corrective actions,” in *Proc. of CIGRE Conference & Expo*, Calgary, Canada, Oct.-Nov. 2022

F. De Marco, J. Gómez, F. Fernández, P. Lagos, E. Quintana, and V. Velar, “Sizing of synchronous condensers to strengthen a large-scale network model,” in *Proc. of IEEE PowerTech Conference*, Belgrade, Serbia, Jun. 2023

F. De Marco and J. Gómez, “Grid strength assurance in the energy transition: Optimal placement of grid-forming inverters,” in *Proc. of Renewable Energy Grid Integration Week*, Copenhagen, Denmark, Sep. 2023

Parte I

AMORTIGUAMIENTO DE OSCILACIONES

Capítulo 2

Antecedentes sobre estabilidad de pequeña señal de sistemas de potencia

Resumen

Este capítulo describe los conceptos básicos de la teoría del control que se utilizan en la Parte I del informe. Describe el concepto de estabilidad de pequeña señal en sistemas de potencia y los métodos existentes para ajustar los controles de amortiguamiento de oscilaciones de potencia. La mayor parte del material está adaptada de [17–20].

2.1. Introducción

Los sistemas de potencia alrededor del mundo se encuentran en una transición hacia una alta penetración de fuentes de energía renovable variable conectadas a través de convertidores estáticos, como la eólica y la solar fotovoltaica. Este proceso se ve acelerado por los programas de descarbonización de los gobiernos nacionales y la caída de los precios de las nuevas tecnologías [21]. Sin embargo, hoy en día los sistemas de potencia en general continúan siendo dominados por generadores sincrónicos y así lo seguirán siendo por muchos años más. Por lo tanto, las oscilaciones electromecánicas (EM) de baja frecuencia poco amortiguadas inherentes a los sistemas tradicionales siguen siendo una preocupación importante para los operadores, quienes deben garantizar un amortiguamiento suficiente para evitar restricciones de transmisión [22–24]. Quienes planifican y operan el sistema, junto con los propietarios de los generadores, abordan este desafío optimizando el ajuste de PSS y PODs, que es la medida de mejor relación costo-beneficio para amortiguar las oscilaciones EM.

Para reducir los impactos ambiental y económico, los sistemas de potencia se operan cerca de los límites de estabilidad maximizando el uso de la infraestructura existente. Además, los sistemas tienden a interconectarse cada vez más, lo que favorece la aparición de modos de oscilación interárea poco amortiguados. Esto se debe a que las interconexiones permiten que los sistemas adyacentes compartan la reserva rodante, y que reduzcan los costos de operación y el impacto ambiental mediante el uso de las unidades más eficientes, facilitando así el retraso de inversiones en nueva generación. Continuamente se buscan métodos para aumentar la transferencia de potencia a través de las interconexiones existentes (posiblemente débiles), reduciendo aún más el amortiguamiento de los modos que ya están poco amortiguados. En consecuencia, garantizar que el amortiguamiento de los modos de oscilación del rotor en los sistemas de potencia presente márgenes adecuados de estabilidad sigue siendo una preocupación para los ingenieros de planificación y operación. Una de las características más importantes del análisis de pequeña señal es que proporciona una comprensión de la estructura modal subyacente de un sistema de potencia que no puede derivarse fácilmente de simulaciones en el dominio del tiempo [19].

La estabilidad del sistema de potencia es la capacidad del sistema, para una condición operativa inicial dada, de recuperar un estado de equilibrio operativo después de haber sido sometido

a una perturbación física, con la mayoría de las variables del sistema acotadas de modo que prácticamente todo el sistema permanezca intacto [18]. El sistema de potencia es un sistema altamente no lineal que opera en un ambiente de cambio constante; las cargas, las inyecciones de los generadores y los parámetros operativos clave cambian continuamente. Sin embargo, para evaluar la estabilidad ante una perturbación específica, generalmente es válido suponer que el sistema se encuentra inicialmente en una condición operativa de estado estacionario ideal. Cuando se somete a una perturbación, la estabilidad del sistema depende tanto de la condición operativa inicial así como de la naturaleza de la perturbación [18].

La estabilidad de pequeña señal es la capacidad del sistema de potencia para mantener el sincronismo cuando se somete a perturbaciones de magnitud relativamente pequeña. En este contexto, una perturbación se considera pequeña si las ecuaciones que describen la respuesta del sistema pueden linealizarse para los fines del análisis [18].

El resto de este capítulo está organizado de la siguiente manera. La Sección 2.2 presenta los conceptos básicos de la teoría de sistemas lineales necesarios para comprender el fenómeno de las oscilaciones electromecánicas en los sistemas de potencia. La Sección 2.3 define la estabilidad del ángulo del rotor ante pequeñas perturbaciones. La Sección 2.4 describe los métodos existentes para ajustar los controladores para amortiguarlos.

2.2. Sistemas lineales

Esta sección presenta los conceptos básicos de la teoría de sistemas lineales que se utilizan para analizar la estabilidad en pequeña señal de sistemas de potencia y ajustar controles de amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas.

2.2.1. Representación espacio-estados

El comportamiento de un sistema dinámico, como un sistema de potencia, puede describirse mediante un conjunto de ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales de primer orden como

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{f}(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t)), \quad (2.1)$$

donde $\mathbf{x}(t)$ es el vector $(N \times 1)$ de variables de estado y $\mathbf{u}(t)$ es el vector $(P \times 1)$ de variables de entrada. La derivada de una variable de estado $x(t)$ con respecto al tiempo continuo t se denota como $\dot{x}(t)$, y su transformada de Laplace es $sx(s)$. El vector $(M \times 1)$ de variables de salida $\mathbf{y}(t)$ se puede expresar en términos de las variables de estado y de entrada como

$$\mathbf{y}(t) = \mathbf{g}(\mathbf{x}(t), \mathbf{u}(t)), \quad (2.2)$$

donde $\mathbf{g}$ es un vector de funciones no lineales.

Asumiendo que las perturbaciones en el sistema son relativamente pequeñas, las funciones no lineales $\mathbf{f}$ y $\mathbf{g}$ pueden linealizarse alrededor del punto de equilibrio en el que se va a analizar el desempeño del sistema. La linealización de (2.1) y (2.2) para obtener un conjunto de ecuaciones diferenciales algebraicas lineales puede realizarse de manera analítica [19], o siguiendo un procedimiento de linealización numérica como el método de las perturbaciones [25]. La principal ventaja práctica de la linealización numérica es que no requiere una representación lineal predefinida de cada uno de los modelos no lineales utilizados [26]. Por lo tanto, el procedimiento de linealización numérica puede aplicarse directamente a cualquier representación de un modelo dinámico, incluidos los modelos definidos por el usuario¹, para los que puede no estar disponible una linealización analítica.

¹Los modelos definidos por el usuario no utilizan bloques predefinidos disponibles en la librería del software de simulación.

El modelo lineal del sistema se puede expresar en forma de espacio de estados como

$$\Delta \dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{A}\Delta \mathbf{x}(t) + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u}(t) \quad (2.3)$$

$$\Delta \mathbf{y}(t) = \mathbf{C}\Delta \mathbf{x}(t) + \mathbf{D}\Delta \mathbf{u}(t) \quad (2.4)$$

donde $\mathbf{A}$ es la matriz de estado ($N \times N$), $\mathbf{B}$ es la matriz de entrada o control ($N \times P$), $\mathbf{C}$ es la matriz de salida ($M \times N$), y $\mathbf{D}$ es la matriz de transmisión directa ($M \times P$).

Aplicando la transformada de Laplace a (2.3) y (2.4), se obtienen las siguientes ecuaciones de estado en el dominio de la frecuencia compleja:

$$s\Delta \mathbf{x}(s) - \Delta \mathbf{x}(0^-) = \mathbf{A}\Delta \mathbf{x}(s) + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u}(s) \quad (2.5)$$

$$\Delta \mathbf{y}(s) = \mathbf{C}\Delta \mathbf{x}(s) + \mathbf{D}\Delta \mathbf{u}(s) \quad (2.6)$$

Para obtener una solución formal de las ecuaciones de estado, (2.5) se puede escribir como

$$(s\mathbf{I} - \mathbf{A})\Delta \mathbf{x}(s) = \Delta \mathbf{x}(0^-) + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u}(s), \quad (2.7)$$

lo que lleva a

$$\begin{aligned} \Delta \mathbf{x}(s) &= (s\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1}[\Delta \mathbf{x}(0^-) + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u}(s)] \\ &= \frac{\text{adj}(s\mathbf{I} - \mathbf{A})}{\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A})}[\Delta \mathbf{x}(0^-) + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u}(s)], \end{aligned} \quad (2.8)$$

$$\Delta \mathbf{y}(s) = \mathbf{C} \frac{\text{adj}(s\mathbf{I} - \mathbf{A})}{\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A})}[\Delta \mathbf{x}(0^-) + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u}(s)] + \mathbf{D}\Delta \mathbf{u}(s). \quad (2.9)$$

Por lo tanto, las transformadas de Laplace de $\Delta \mathbf{x}(t)$ y $\Delta \mathbf{y}(t)$ tienen dos componentes, una dependiente de las condiciones iniciales y la otra de las entradas.

Los polos de $\Delta \mathbf{x}(s)$ y $\Delta \mathbf{y}(s)$ son las raíces de la ecuación característica (2.10). Los valores de s que satisfacen (2.10) son los valores propios de $\mathbf{A}$.

$$\det(s\mathbf{I} - \mathbf{A}) = 0. \quad (2.10)$$

En el resto de este capítulo, la notación se simplifica omitiendo el símbolo Δ en las variables de estado, entrada y salida.

2.2.2. Autovectores de la matriz de estado

Los autovalores de la matriz de estado ($N \times N$) están dados por los valores del parámetro escalar λ para el cual existen soluciones no triviales (es decir, distintas de $\phi = 0$) de la ecuación

$$\mathbf{A}\phi = \lambda\phi, \quad (2.11)$$

donde $\mathbf{A}$ es real para sistemas físicos y ϕ es un vector ($N \times 1$). La solución no trivial (λ, ϕ) de (2.11) debe satisfacer (2.10). Para cualquier autovalor $\lambda_i, i = 1, 2, \dots, N$, el vector ϕ_i que satisface (2.11) se llama autovector derecho de $\mathbf{A}$ asociado con el autovalor λ_i que satisface

$$\mathbf{A}\phi_i = \lambda_i\phi_i, \quad i = 1, 2, \dots, N. \quad (2.12)$$

De manera similar, el vector ψ_i que satisface

$$\psi_i^T \mathbf{A} = \lambda_i \psi_i^T, \quad i = 1, 2, \dots, N, \quad (2.13)$$

se llama autovector izquierdo asociado con el autovalor λ_i . Los autovectores derecho e izquierdo asociados con diferentes autovalores son ortogonales, es decir que si $\lambda_i \neq \lambda_j$, $\psi_j^T \phi_i = 0$. Sin

embargo, para autovectores correspondientes al mismo autovalor, resulta $\psi_i^T \phi_i = \text{constante} \neq 0$. La siguiente normalización es una práctica común

$$\psi_i^T \phi_i = 1. \quad (2.14)$$

Para expresar sintéticamente las propiedades de la matriz $\mathbf{A}$, los estados se pueden desacoplar usando la transformación de similitud [27]

$$\mathbf{x}(s) = \Phi \mathbf{z}(s), \quad (2.15)$$

donde $\mathbf{z}$ es el vector de variables de estado transformadas, y $\Phi = [\phi_1 \ \phi_2 \ \dots \ \phi_N]$ es la matriz de autovectores derechos. Las ecuaciones de estado expresadas en términos de las variables transformadas (para $\mathbf{D} = 0$) son

$$s\mathbf{z}(s) = \Lambda \mathbf{z}(s) + \hat{\mathbf{B}}\mathbf{u}(s) \quad (2.16)$$

$$\mathbf{y}(s) = \hat{\mathbf{C}}\mathbf{z}(s) \quad (2.17)$$

donde $\Lambda = \Phi^{-1} \mathbf{A} \Phi = \text{diag}\{\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_N\}$, $\hat{\mathbf{C}} = \mathbf{C} \Phi$ es la matriz de observabilidad ($M \times N$) y $\hat{\mathbf{B}} = \Phi^{-1} \mathbf{B}$ es la matriz de controlabilidad ($N \times P$).

Sea $\Psi = [\psi_1^T \ \psi_2^T \ \dots \ \psi_N^T]^T$ la matriz de autovectores izquierdos, al utilizar la normalización (2.14) se verifica que

$$\Psi \Phi = \mathbf{I} \quad \text{y} \quad \Psi^{-1} = \Phi. \quad (2.18)$$

Los autovectores derechos e izquierdos permiten inferir la naturaleza de los modos oscilatorios de un sistema lineal, proporcionando las formas de los modos (*mode-shapes*) y los factores de controlabilidad y observabilidad, que se presentan a continuación.

Formas de los modos (*mode-shapes*)

Las relaciones entre los vectores de estado $\mathbf{x}$ y $\mathbf{z}$ dadas por la transformación de similitud (2.15) y la normalización (2.18) son

$$\mathbf{x}(s) = \Phi \mathbf{z}(s) = [\phi_1 \ \phi_2 \ \dots \ \phi_N] \mathbf{z}(s), \quad (2.19)$$

$$\mathbf{z}(s) = \Psi \mathbf{x}(s) = [\psi_1^T \ \psi_2^T \ \dots \ \psi_N^T]^T \mathbf{x}(s). \quad (2.20)$$

Las variables de estado originales $x_1, x_2, \dots, x_N$, se eligen para representar el desempeño dinámico del sistema y generalmente están acopladas. Por el contrario, cada una de las variables de estado transformadas $z_1, z_2, \dots, z_N$, se asocia a un solo modo.

El autovector derecho se llama forma del modo (o *mode-shape*) porque indica la actividad relativa de las variables de estado cuando se excita un modo particular, de acuerdo a (2.19). Por ejemplo, el grado de actividad de la variable de estado x_k en el i -ésimo modo viene dado por el elemento ϕ_{ki} del autovector derecho ϕ_i .

Las magnitudes de los elementos de ϕ_i miden las actividades de las N variables de estado en el i -ésimo modo, y sus ángulos indican los retrasos de las variables de estado con respecto al modo.

De (2.20) se deduce que el autovector izquierdo ψ_i identifica qué combinación de las variables de estado originales se manifiesta solo en el i -ésimo modo. Así, el k -ésimo elemento del autovector derecho ϕ_i mide la actividad de la variable x_k en el i -ésimo modo, y el k -ésimo elemento del autovector izquierdo ψ_i pondera la contribución de esta actividad al i -ésimo modo.

Observabilidad y controlabilidad

Si la i -ésima fila $\hat{\mathbf{b}}_i^T = \psi_i^T \mathbf{B}$ de la matriz de controlabilidad $\hat{\mathbf{B}}$ es cero en (2.16), las entradas no tienen ningún efecto en el i -ésimo modo. En tal caso, se dice que el i -ésimo modo no es

controlable. De manera similar, de (2.17) se deduce que la i -ésima columna $\hat{\mathbf{c}}_i = \mathbf{C}\boldsymbol{\phi}_i$ de la matriz de observabilidad $\hat{\mathbf{C}}$ determina si la variable z_i contribuye o no a la formación de las salidas. Si la columna es cero, el modo correspondiente no es observable. Por lo tanto, $\hat{\mathbf{c}}_i$ y $\hat{\mathbf{b}}_i$ son los vectores de observabilidad y controlabilidad correspondientes al modo λ_i , respectivamente, y sus elementos son los factores de observabilidad y controlabilidad correspondientes, respectivamente.

Factores de participación

El concepto de factor de participación fue desarrollado para medir el grado de participación de una variable de estado en un modo. Los autovectores derechos representan la forma del modo, pero tienen las mismas dimensiones que las variables de estado y, por lo tanto, dependen de las unidades. Los factores de participación pueden verse como autovectores derechos ponderados por autovectores izquierdos. La matriz de factores de participación es

$$\mathbf{P} = [\mathbf{p}_1 \ \mathbf{p}_2 \ \dots \ \mathbf{p}_N], \quad (2.21)$$

con

$$\mathbf{p}_i = [p_{i1} \ p_{i2} \ \dots \ p_{Ni}]^T \quad (2.22)$$

$$= [\phi_{1i}\psi_{i1} \ \phi_{2i}\psi_{i2} \ \dots \ \phi_{Ni}\psi_{iN}]^T, \quad (2.23)$$

donde

ϕ_{ki} es el elemento en la k -ésima fila y la i -ésima columna de la matriz de observabilidad $\boldsymbol{\Phi}$ (k -ésima entrada del autovector derecho $\boldsymbol{\phi}_i$); y

ψ_{ik} es el elemento en la i -ésima fila y la k -ésima columna de la matriz de controlabilidad $\boldsymbol{\Psi}$ (k -ésima entrada del autovector izquierdo $\boldsymbol{\psi}_i$).

El elemento $p_{ki} = \phi_{ki}\psi_{ik}$ es el factor de participación. Es una medida de la participación relativa de la variable de estado k -ésima en el modo i -ésimo, y viceversa. Dado que ϕ_{ki} mide la actividad de x_k en el modo i -ésimo y ψ_{ik} pesa la contribución de esta actividad al modo, el producto p_{ki} mide la participación neta. La multiplicación de los elementos de los autovectores izquierdo y derecho hace que p_{ki} sea adimensional.

En vista de la normalización de los autovectores, la suma de los factores de participación asociados con cualquier modo ($\sum_{i=1}^N p_{ki}$) o con cualquier variable de estado ($\sum_{k=1}^N p_{ki}$) es igual a 1.

2.2.3. Modos del sistema

De (2.3), el movimiento libre del sistema (con entrada cero) viene dado por $\Delta\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\mathbf{x}$. La tasa de cambio de cada variable de estado es una combinación lineal de todas las variables de estado. La transformación de similitud (2.15) se puede utilizar para desacoplar los estados y obtener la siguiente respuesta de movimiento libre del sistema en el dominio del tiempo:

$$\Delta\mathbf{x}(t) = \sum_{i=1}^N \boldsymbol{\Phi}_i \mathbf{c}_i e^{\lambda_i t}. \quad (2.24)$$

La respuesta anterior está dada por una combinación lineal de los N modos dinámicos correspondientes a los N autovalores de la matriz de estado. Dichos modos pueden ser oscilatorios o monótonos y en el dominio del tiempo tienen las siguientes formas:

$$y_1(t) = A_1 e^{\sigma_1 t} \sin(\omega_1 t + \theta_1) \quad \text{o} \quad y_2(t) = A_2 e^{\sigma_2 t}, \quad \text{respectivamente.} \quad (2.25)$$

La respuesta característica en el dominio del tiempo de un modo correspondiente a un autovalor $\lambda_i = \sigma_i + j\omega_i$ viene dada por $e^{\lambda_i t}$. Luego, el modo (y por tanto el sistema) es inestable cuando σ_i se encuentra en la mitad derecha del plano complejo ($\sigma_i > 0$) ya que la respuesta aumenta con el tiempo.

2.2.4. Funciones transferencia

La representación en el espacio de estados describe el comportamiento interno completo del sistema. En contraste, la representación de la función de transferencia solo especifica el comportamiento de entrada/salida del sistema. Sin embargo, las funciones de transferencia en lazo abierto entre variables específicas son útiles para el diseño de controladores y la caracterización y monitoreo de modos oscilatorios.

Suponiendo que no existe una función de transferencia directa de $\mathbf{u}$ a $\mathbf{y}$ (es decir, $\mathbf{D} = 0$) y que las condiciones iniciales son cero, de (2.5) y (2.6) la relación entrada/salida del sistema MIMO (múltiples entradas y múltiples salidas) se puede escribir como

$$\mathbf{y}(s) = \mathbf{G}(s)\mathbf{u}(s) = \mathbf{C}(s\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1}\mathbf{B}\mathbf{u}(s), \quad (2.26)$$

donde $\mathbf{G}(s)$ es la matriz de transferencia del sistema. Para escribir esta matriz de transferencia en términos de autovalores y autovectores, (2.5) y (2.6) se expresan en términos de las variables transformadas como

$$\begin{aligned} s\mathbf{z}(s) &= \mathbf{\Phi}^{-1}\mathbf{A}\mathbf{\Phi}\mathbf{z}(s) + \mathbf{\Phi}^{-1}\mathbf{B}\mathbf{u}(s) \\ &= \mathbf{\Lambda}\mathbf{z}(s) + \mathbf{\Phi}^{-1}\mathbf{B}\mathbf{u}(s) \end{aligned} \quad (2.27)$$

$$\mathbf{y}(s) = \mathbf{C}\mathbf{\Phi}\mathbf{z}(s) \quad (2.28)$$

Luego,

$$\mathbf{G}(s) = \mathbf{C}\mathbf{\Phi}(s\mathbf{I} - \mathbf{\Lambda})^{-1}\mathbf{\Psi}\mathbf{B}. \quad (2.29)$$

Residuos para sistemas SISO y MIMO

Para un sistema SISO (una entrada y una salida), la función de transferencia del par $\{y(s); u(s)\}$ es

$$G(s) = \left. \frac{y(s)}{u(s)} \right|_{x(0^-)=0} = \mathbf{c}^T (s\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1} \mathbf{b}. \quad (2.30)$$

Sean $p_1, p_2, \dots, p_N$ los polos de $G(s)$ ², entonces la función de transferencia se puede expandir en fracciones parciales como (asumiendo que los polos tienen multiplicidad uno)

$$G(s) = K \frac{N(s)}{D(s)} = \frac{r_1}{s - p_1} + \frac{r_2}{s - p_2} + \dots + \frac{r_N}{s - p_N}, \quad (2.31)$$

donde r_i es el residuo de $G(s)$ en el polo p_i . Aunque existen diferentes realizaciones en el espacio de estados de un sistema, todas tienen la misma función de transferencia (con $N(s)$ y $D(s)$ coprimas) y la misma respuesta de impulso,

$$g(t) = \mathcal{L}^{-1}[G(s)]. \quad (2.32)$$

En base a la representación de la matriz de transferencia en términos de autovalores y autovectores en (2.29), se puede escribir

$$G(s) = \sum_{i=1}^N \frac{r_i}{s - \lambda_i}, \text{ con } r_i = \mathbf{c}^T \phi_i \psi_i^T \mathbf{b}, \quad (2.33)$$

donde los residuos se expresan en función de los autovectores. Los polos de $G(s)$ son los autovalores de $\mathbf{A}$.

²Más arriba se usa p_{ki} para denotar los factores de participación, mientras que aquí p denota un polo de la función transferencia.

En el caso de un sistema MIMO en el que el polinomio denominador $d(s)$ tiene N raíces diferentes, $\mathbf{G}(s)$ se puede expandir en fracciones parciales como

$$\mathbf{G}(s) = \frac{\mathbf{N}(s)}{d(s)} = \sum_{i=1}^N \frac{\mathbf{R}_i}{s - \lambda_i}, \quad (2.34)$$

donde $\mathbf{R}_i = \mathbf{C}\phi_i\psi_i^T\mathbf{B}$ es la matriz de residuos correspondiente al i -ésimo polo λ_i .

Sensibilidades y residuos [28]

Un residuo proporciona la sensibilidad del autovalor correspondiente a la realimentación de la salida de la función de transferencia a su entrada. Por tanto, los residuos se pueden utilizar para inferir qué modos se verán más afectados por la realimentación. El ángulo del residuo i -ésimo indica la dirección en la que el lugar de las raíces abandona el i -ésimo polo.

Considérese la planta SISO genérica $G(s)$ con N autovalores diferentes en (2.33) y el lazo de realimentación $H(s, K)$ en la Fig. 2.1. Se demuestra en [29] que la sensibilidad de λ_i a una variación en un parámetro K en $H(s, K)$ es

$$s_{i,K} = \frac{d\lambda_i}{dK} = r_i \left. \frac{\partial H(s, K)}{\partial K} \right|_{s=\lambda_i}. \quad (2.35)$$

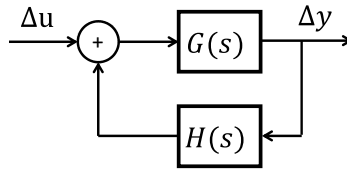


Figura 2.1: Planta $G(s)$ con un lazo de realimentación positiva.

Por lo tanto, el r -ésimo residuo es la sensibilidad del r -ésimo autovalor del sistema de lazo abierto a una realimentación escalar entre la salida de la función de transferencia y las variables de entrada.

2.2.5. Criterio de Nyquist [30, 31]

El diagrama de Nyquist (NP) convencional es utilizado en diferentes áreas de la ingeniería de control. Su principal objetivo es evaluar la estabilidad de un sistema con realimentación basada en la respuesta en frecuencia en lazo abierto. El NP para una función de transferencia $G(s)$ es la gráfica de $G(j\omega)$ en el plano complejo cuando ω varía de $-\infty$ a $+\infty$.

Para sistemas dinámicos lineales con coeficientes reales, la mitad del NP relacionado con ω que varía de 0 a $+\infty$ es una imagen espejada en el eje real de la otra mitad en la que ω varía de 0 a $-\infty$. Por lo tanto, el análisis se puede realizar calculando sólo la mitad relacionada con las frecuencias positivas.

El criterio de estabilidad de Nyquist establece que $P_c = P_o + N$, donde N es el número de vueltas en el sentido de las agujas del reloj del punto $-1+j0$ en el plano complejo realizadas por el NP y P_o es el número de polos inestables de la función de transferencia de lazo abierto (OLTF), mientras que P_c es el número de polos inestables de la función de transferencia de lazo cerrado (CLTF). Para el NP con frecuencias positivas, sólo se consideran los polos con parte imaginaria positiva. Por ejemplo, supóngase que $G(s)$ tiene un par de polos conjugados complejos inestables $\sigma_o \pm j\omega_o$, con $\omega_o > 0$. En este caso, $P_o = 1$ y P_c deben hacerse iguales a cero diseñando un controlador de realimentación $H(s)$ de forma que la OLTF compensada encierre el punto $-1+j0$ del plano complejo en sentido antihorario ($N = -1$).

2.2.6. Diagrama de Nyquist modificado

El diagrama de Nyquist se puede modificar para investigar la estabilidad relativa de sistemas de lazo cerrado [32, 33]. Para la siguiente ecuación característica de segundo orden,

$$s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2 = 0, \quad 0 \leq \xi \leq 1 \quad (2.36)$$

las raíces complejas conjugadas son

$$\lambda_1 = -\xi\omega_n + j\omega_n\sqrt{1-\xi^2} \quad \text{y} \quad \lambda_2 = -\xi\omega_n - j\omega_n\sqrt{1-\xi^2}. \quad (2.37)$$

Si estas raíces se grafican en el plano s , como en la Fig. 2.2, se ve que $\sin \theta = \xi$, es decir que el ángulo θ es indicativo del factor de amortiguamiento relativo ξ . A medida que θ se hace más pequeño, también lo hace el valor de ξ .

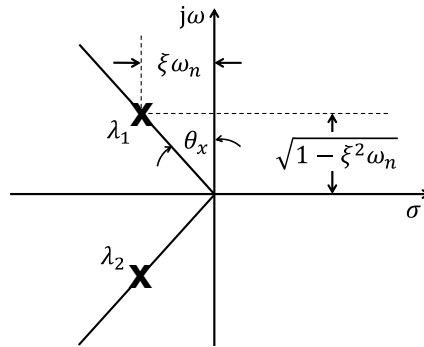


Figura 2.2: Raíces complejas conjugadas de un sistema de segundo orden en el plano s .

Considérese que la trayectoria de Nyquist se modifica usando líneas radiales con un ángulo θ_x , en lugar del eje $j\omega$, como se muestra en la Fig. 2.3. Esta trayectoria es la trayectoria de Nyquist amortiguada (o modificada). Siguiendo el mismo razonamiento que en el caso del criterio de estabilidad de Nyquist, se puede afirmar que si el contorno obtenido de la gráfica de $G(s)H(s)$ evaluado en el plano s modificado no encierra el punto $-1 + j0$ y ninguno de los polos de $G(s)H(s)$ se encuentra dentro del contorno del plano cerrado s , entonces este contorno no encierra ningún cero de $1 + G(s)H(s)$. La ecuación característica $1 + G(s)H(s) = 0$ entonces no tiene raíces dentro del contorno del plano s modificado. Si los polos en lazo cerrado de un sistema de orden superior no están encerrados en este contorno, puede decirse que el factor de amortiguamiento relativo de cada par de polos complejos conjugados del sistema en lazo cerrado es mayor que $\sin \theta_x$.

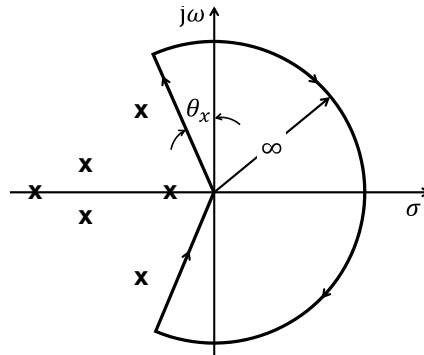


Figura 2.3: Trayectoria de Nyquist amortiguada (modificada).

En [34] y en los Capítulos 6 a 8, el DNP se utiliza no solo para la evaluación de la estabilidad relativa sino también para la estabilización de un sistema de potencia a través del diseño de la fase y la ganancia de un PSS para ubicar los polos dominantes en una posición predefinida en el plano complejo.

2.3. Estabilidad de pequeña señal del ángulo del rotor [20]

La estabilidad de pequeña señal (o pequeña perturbación) del ángulo del rotor está relacionada con la capacidad de un sistema de potencia para mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones, como variaciones en la carga y la generación. Las pequeñas perturbaciones son aquellos cambios que surgen en el sistema, para los cuales las desviaciones de los ángulos del rotor de las máquinas síncronas respecto del punto de equilibrio son tan pequeñas que las ecuaciones del sistema pueden linealizarse sin dar lugar a errores significativos. Los autovalores de la matriz de estado del sistema definen los diferentes modos oscilatorios y pueden usarse para caracterizar la estabilidad ante pequeñas perturbaciones.

La inestabilidad de pequeña señal puede surgir de dos formas: i) aumento del ángulo del rotor debido a la falta o al valor negativo de torque sincronizante (inestabilidad no oscilatoria o aperiódica), o ii) oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a un toque amortiguante insuficiente o negativo (inestabilidad oscilatoria).

Un modo, y su rango de frecuencias típico, generalmente se identifica con un fenómeno de uno de los siguientes tipos: global (0,05 - 0,2 Hz), de baja frecuencia (0,01 - 0,05 Hz), electromecánico (0,2 - 2 Hz), torsional (>8 Hz) o de control. A su vez, los modos electromecánicos (EM) se pueden clasificar en [19]:

- *Local*: Este es un modo generalmente asociado con los rotores de las unidades generadoras síncronas en una misma central que oscilan contra el resto del sistema, o contra las unidades de una central generadora eléctricamente cercana. Su frecuencia normalmente está en el rango de 6 a 12 rad/s (1 a 2 Hz).
- *Intraplanta*: Este modo está asociado con unidades dentro de una central generadora que oscilan entre sí. El rango de frecuencias es normalmente de 10 a 15 rad/s (1,5 a 2,5 Hz).
- *Interárea*: Este es un modo está asociado con un grupo de centrales generadoras en un área del sistema oscilando contra un grupo de centrales en una o más áreas remotas del sistema. Los modos interárea suelen estar asociados con interconexiones débiles o estresadas entre áreas geográficamente separadas del sistema. El rango de frecuencias suele ser de 1,5 a 6 rad/s (0,25 a 1,0 Hz).

Generalmente, la inestabilidad en pequeña señal del ángulo del rotor es un problema de amortiguamiento insuficiente de las oscilaciones electromecánicas. Los problemas de estabilidad no oscilatoria se reducen en gran medida mediante el uso de reguladores automáticos de tensión (AVR) de alta ganancia. Sin embargo, este problema aún puede ocurrir cuando el AVR mantiene una tensión de campo constante debido a la acción de limitadores de excitación (limitadores de corriente de campo). La estabilidad del ángulo del rotor está claramente asociada a las máquinas síncronas, y los modos oscilatorios correspondientes son modos electromecánicos. Los modos electromecánicos se identifican como aquellos en los que las variables de estado correspondientes al ángulo y la velocidad del rotor presentan los factores de participación más altos.

2.3.1. Efectos de los IBRs en la estabilidad del ángulo del rotor

La integración de IBRs no cambia la definición fundamental de estabilidad del ángulo del rotor presentada anteriormente. Sin embargo, a medida que los generadores síncronos convencionales son desplazados por IBRs, la inercia total del sistema se reduce. Esto a su vez tiene un impacto en la estabilidad del ángulo del rotor y también en los modos electromecánicos del sistema. El desplazamiento de la generación síncrona por los IBR afecta la estabilidad del ángulo del rotor de los generadores síncronos que permanecen en el sistema como sigue [20]:

1. Cambian los flujos de potencia en los principales corredores de transmisión, lo que a su vez puede afectar el amortiguamiento de los modos interárea y los márgenes de estabilidad transitoria.

2. Se desplazan grandes generadores síncronos, lo que a su vez puede afectar la forma, la frecuencia y el amortiguamiento de los modos electromecánicos.
3. Se afecta el torque amortiguante de generadores síncronos cercanos, de manera similar en que lo hacen los dispositivos de transmisión de CA flexible (FACTS). Esto se refleja en cambios en el amortiguamiento de los modos en los que participan esos generadores síncronos.
4. Se desplazan generadores síncronos que cuentan con PSS críticos. Dado el punto 3 anterior, sería potencialmente beneficioso agregar lazos de control en IBRs para ayudar a amortiguar las oscilaciones de potencia, tal como lo hacen los PODs en los dispositivos FACTS³.

No existe un consenso general sobre los efectos de una mayor penetración de IBRs en los modos electromecánicos y en la estabilidad del ángulo del rotor ante pequeñas perturbaciones. Los efectos pueden ser tanto pequeños como grandes, y la presencia de IBRs puede ser beneficiosa o perjudicial dependiendo del caso. El tipo de impacto dependerá de varios factores, incluida la cantidad de IBRs en el sistema, el tipo de controles aplicados, la topología y fortaleza de la red, y las condiciones de carga en el sistema, entre otros.

2.4. Amortiguamiento de oscilaciones

Los PSS aplicados a generadores síncronos y los PODs aplicados a FACTS han sido en las últimas décadas la práctica industrial más utilizada para amortiguar las oscilaciones electromecánicas a través de controladores descentralizados [5, 35, 36].

Los dispositivos FACTS se instalan en los sistemas de potencia para ejercer un control continuo sobre el perfil de tensión o el patrón de flujo de potencia. Esto se hace de tal forma que no se superen los límites térmicos, se aumenten los márgenes de estabilidad, se minimicen las pérdidas, se cumplan los requerimientos contractuales, etc. sin violar el programa de despacho económico de generación. Los FACTS comprenden compensadores estáticos de Var, compensadores en serie controlados por tiristores (TCSC) y convertidores de fuente de tensión (VSC), como los utilizados en STATCOMs. Los convertidores VSC también se utilizan en estaciones HVDC y generadores estáticos utilizados en sistemas de almacenamiento de energía en baterías y en unidades eólicas y solares fotovoltaicas. Sin embargo, la sola presencia de estos dispositivos no mejora apreciablemente el amortiguamiento global del sistema. Para imponer una amortiguación adicional, se requiere agregar un control suplementario, como se ilustra en la Fig. 2.4 [37, 38].

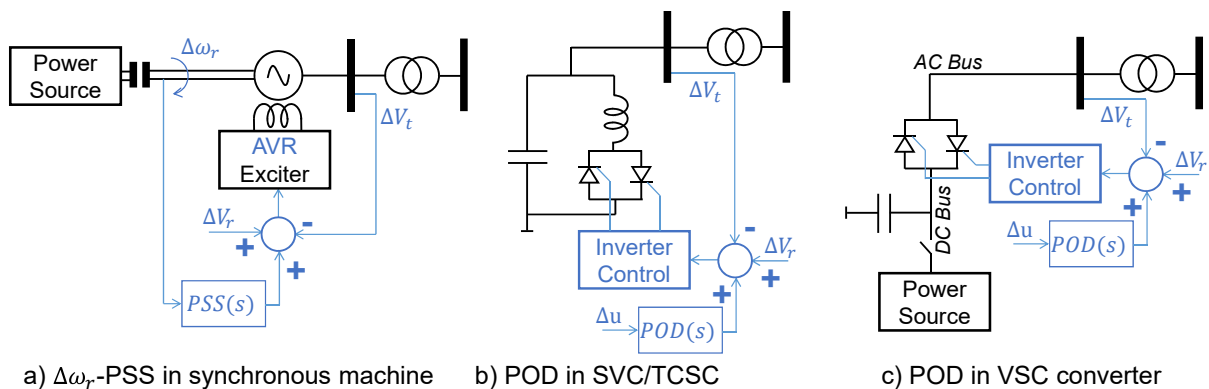


Figura 2.4: Controles suplementarios para el amortiguamiento de oscilaciones. Las señales ΔV_t y ΔV_r son las señales de tensión medida y de referencia, mientras que Δu es la entrada del POD.

La Parte I del informe se centra en el diseño de PSS aplicados a máquinas síncronas, pero los conceptos desarrollados pueden ampliarse a la sintonización de PODs aplicados a FACTS y los

³Uno de esos enfoques se presenta en el Capítulo 8.

lazos externos de control de los equipos de electrónica de potencia, como se hace en el Capítulo 8 para un inversor formador de red.

Estabilizadores del sistema de potencia

La función básica de un PSS es ampliar los límites de estabilidad modulando la excitación del generador para amortiguar las oscilaciones de los rotores de máquinas síncronas entre sí. Estas oscilaciones normalmente ocurren en el rango de frecuencias aproximadamente entre 0,2 y 2,5 Hz, y un amortiguamiento insuficiente de estas oscilaciones puede limitar la capacidad de transmitir potencia por las interconexiones. Para proporcionar amortiguamiento, el estabilizador modula la señal de referencia del regulador automático de tensión (AVR) para producir una componente de torque eléctrico en el rotor que esté en fase con los desvíos de velocidad [39].

La topología del estabilizador puede tener una o más entradas, y desde un punto de vista de control podría usarse cualquier señal mensurable en la que sean observables los modos a amortiguar. Las señales comúnmente utilizadas son velocidad, frecuencia o potencia eléctrica [36, 40]. El PSS basado en la integral de la potencia acelerante es el más utilizado en la práctica. Utiliza como entradas la velocidad del rotor (sintetizada a partir de mediciones de tensión y corriente) y la potencia eléctrica para generar una señal filtrada proporcional a las desviaciones de la velocidad del rotor. Por lo tanto, en lo que sigue los conceptos se describen para un PSS basado en la velocidad del rotor ($\Delta\omega_r$ -PSS).

Para cualquier señal de entrada, la función de transferencia del estabilizador debe compensar las características de ganancia y fase del sistema de excitación, el generador y el sistema de potencia, que en conjunto determinan la función de transferencia desde la salida del estabilizador a la componente del torque eléctrico que puede ser modulada mediante control de excitación. Esta función de transferencia, denominada $GEP(s)$, está fuertemente influenciada por la ganancia del regulador de tensión, el punto de operación del generador y la fortaleza de la red externa.

La función de transferencia de un PSS práctico es

$$H_{PSS}(s) = K_s \underbrace{\frac{sT_w}{1+sT_w}}_{W(s)} \underbrace{\frac{1+sT_{n1}}{1+sT_{d1}} \cdots \frac{1+sT_{nQ}}{1+sT_{dQ}}}_{C(s)}, \quad (2.38)$$

donde K_s es una ganancia real (ganancia DC o de 0 Hz), $W(s)$ es un filtro *wash-out* de bajas frecuencias y $C(s)$ contiene Q bloques de compensación de fase de primer o segundo orden. En el resto del texto, la función de transferencia PSS también se indica como $GPSS(s)$.

En la literatura se han reportado varias técnicas para la coordinación automática o heurística del ajuste de PSS en sistemas de potencia de múltiples máquinas. En ambos enfoques, la compensación de fase de los PSS de una central eléctrica individual se ajusta independientemente de las otras centrales. El ajuste de ganancia se lleva a cabo de manera coordinada considerando el modelo completo del sistema así como múltiples escenarios de operación.

El proceso de ajuste de PSS suele ser tener dos pasos: comprende el ajuste de fase de $WC(s)$ seguida de la selección de la ganancia K_s [7, 36]. Los parámetros de $WC(s)$ se eligen de modo que la fase de $H_{PSS}(s)$ se encuentre cerca de la compensación de fase ideal (IPC) del PSS en todo el rango de frecuencias de interés. El valor de K_s se elige después del cálculo de la compensación de fase del PSS de modo que los polos EM alcancen un amortiguamiento satisfactorio. También se debe verificar que el amortiguamiento de otros modos, como el modo de la excitatriz (EX), sea aceptable para la ganancia del PSS elegida.

Los métodos de sintonización de PSS en la práctica se basan principalmente en el concepto GEP aplicado a un sistema de generador versus barra infinita (SMIB) para calcular los requerimientos de compensación de fase, generando gráficos de respuesta de frecuencia para varios niveles de carga y nivel de cortocircuito de la red. El método de los residuos [29, 41] define el requerimiento de compensación de fase ideal a partir del ángulo del residuo correspondiente al

polo electromecánico de la función de transferencia desde la señal de referencia del AVR V_r hasta la velocidad del rotor del generador ω_r . El método de los residuos es complementario al método GEP en el dominio de la frecuencia [39, 42, 43] en el sentido de que ambos métodos definen requerimientos de compensación de fase similares [44].

Los métodos GEP y de los residuos estiman los requerimientos de compensación de fase del PSS pero no permiten determinar directamente un valor de ganancia del PSS que garantice el amortiguamiento mínimo objetivo. El diagrama de Nyquist amortiguado (DNP) [34] supera esta limitación al permitir definir la compensación de fase del PSS y los requerimientos de ganancia para ubicar un polo electromecánico en el nivel amortiguamiento deseado mientras se mantiene constante su frecuencia.

Sea $G(s) = -\Delta\omega_r/\Delta V_r$ la función de transferencia desde la referencia del AVR V_r a la velocidad del rotor ω_r de la máquina síncrona, donde “ Δ ” denota desviaciones de pequeña señal alrededor de un estado estable. Las siguientes secciones describen los métodos existentes para estabilizar $G(s)$ por realimentación mediante un PSS derivado de la velocidad del rotor ($\Delta\omega_r$ –PSS).

2.4.1. Método GEP [39]

El diagrama de bloques de la Fig. 2.5 ilustra la relación entre los torques aplicados en el eje del conjunto turbina-generator, y la velocidad ω_r y el desplazamiento angular δ del rotor del generador. Se puede considerar que el torque eléctrico tiene dos componentes, a saber (a) el que produce el PSS únicamente mediante la modulación del flujo del generador T_{ep} , y (b) el que resulta de todas las demás fuentes, incluido el movimiento del rotor T_{eo} . La relación funcional entre velocidad y torque se muestra para un estabilizador que emplea la velocidad del generador como señal de entrada. La contribución del torque debido al lazo del estabilizador viene dada por:

$$\frac{\Delta T_{ep}}{\Delta\omega_r} = H_{PSS}(s)GEP(s), \quad (2.39)$$

donde $GEP(s)$ representa las características del generador, el sistema de excitación y el sistema de potencia.

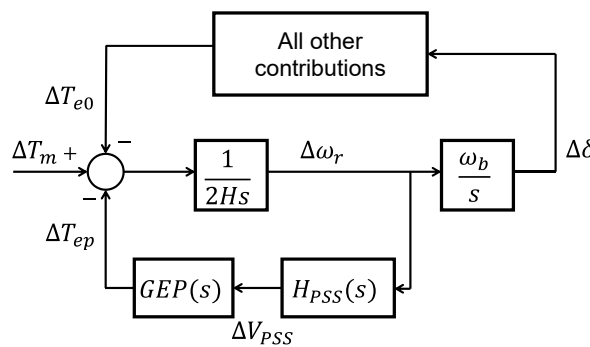


Figura 2.5: Diagrama de bloques del sistema con un PSS basado en la velocidad del rotor.

Por lo tanto, el PSS debe compensar los retrasos en $GEP(s)$ para producir una componente de torque en fase con los cambios de velocidad para aumentar el amortiguamiento de las oscilaciones del rotor. La compensación de fase ideal de H_{PSS} para amortiguar el polo $\lambda_i = \sigma_i \pm j\omega_i$ debe ser⁴

$$IPC_{GEP} = -\arg \{ GEP(\lambda_i) \}. \quad (2.40)$$

⁴El método GEP generalmente prescinde del cálculo de autovalores. Luego, considerando que se intenta amortiguar un polo cercano al eje imaginario, en la práctica se evalúa $GEP(s)$ directamente en la frecuencia amortiguada del polo $j\omega_i$.

Una característica estabilizadora ideal sería inversamente proporcional a $GEP(s)$, es decir $Ideal\ H_{PSS}(s) = D_{PSS}/GEP(s)$, donde D_{PSS} representa la contribución al amortiguamiento deseada del estabilizador. Una característica de este tipo no es práctica ya que la compensación perfecta de los retrasos de $GEP(s)$ requiere una diferenciación (alta ganancia en altas frecuencias). Por lo tanto, un PSS práctico utiliza etapas de adelanto/atraso ajustadas para compensar aproximadamente los atrasos de fase en $GEP(s)$ sobre el rango de frecuencias de interés. La ganancia debe atenuarse a altas frecuencias para limitar el impacto del ruido y minimizar la interacción torsional y, en consecuencia, se requieren filtros pasa bajas y posiblemente de rechazo de banda. La etapa de *wash-out* $W(s)$ se incluye para evitar desvíos de tensión en estado estacionario cuando cambia la frecuencia del sistema [45].

En [39] se muestra que las características dinámicas de $GEP(s)$ son proporcionales a las del AVR en lazo cerrado cuando la velocidad del generador es constante ($\Delta\omega_r = 0$), es decir:

$$GEP(s) \propto \frac{\Delta V_t}{\Delta V_r}. \quad (2.41)$$

La relación anterior permite obtener $GEP(s)$ a partir de pruebas en campo. Sin embargo, al realizar el ajuste del PSS en un modelo matemático, se puede obtener $GEP(s)$ directamente como la función de transferencia $\Delta T_{ep}/\Delta V_r$ cuando la dinámica del rotor está deshabilitada⁵.

Como los requerimientos de compensación de fase varían relativamente poco para distintas condiciones de operación, el uso de un gráfico de fase GEP promedio conduce a un diseño PSS robusto [39, 42, 43, 46]. Idealmente, las mediciones en campo y los cálculos utilizando el modelo del sistema deberían complementarse entre sí, ayudando a la validación del propio modelo. Las referencias [39, 42, 43, 46], entre varias otras, establecieron el estado del arte en este campo. La posibilidad de utilizar el modelo SMIB para calcular una función de transferencia GEP simple que sea adecuada para el diseño de PSS en un entorno de múltiples máquinas también se demuestra en [47].

El enfoque computacional del método GEP se extendió al caso de múltiples máquinas en [43, 46, 48] generando la característica $P - V_r$ que proporciona información tanto de $GEP(s)$ como de la ganancia. En un sistema multimáquina, la función de transferencia $P - V_r$ para el i -ésimo generador es la transferencia de la referencia del AVR del i -ésimo generador a la salida de torque eléctrico del mismo generador, ΔP_{ei} , con las dinámicas de los ejes de todos los generadores del sistema desactivadas [19]. La característica $P - V_r$ es aproximadamente invariante en una amplia gama de condiciones operativas y configuraciones del sistema multimáquina.

2.4.2. Método de los residuos

La ecuación (2.35) permite dividir la sensibilidad del autovalor en dos atributos significativos: uno que tiene en cuenta la ubicación del controlador de realimentación en el modelo del sistema (determinado por el residuo r_i) y otro que refleja el rol del parámetro K en la función de transferencia $f(s, K)$ [41].

Considérense los siguientes casos para un controlador $H(s, K)$ en (2.35) [29]:

1. para una realimentación estática monovariable la sensibilidad coincidirá con el residuo:

$$\text{Para } H(s, K) = K, \quad \lambda' = r \quad (2.42)$$

2. para una realimentación monovariable dinámica donde el parámetro es una ganancia de función de transferencia resulta:

$$\text{Para } H(s, K) = Kd(s), \quad \lambda' = rd(\lambda). \quad (2.43)$$

⁵Algunas opciones son a) asignar un valor infinito a la inercia, b) el lazo puede abrirse en la entrada del integrador teniendo $\Delta\omega_r$ como salida, o c) eliminando las filas y columnas correspondientes a las variables de velocidad y ángulo del rotor en el modelo del espacio de estados.

El primer caso surge cuando se buscan ubicaciones apropiadas para controladores de amortiguamiento en un sistema de potencia. La magnitud de la sensibilidad del autovalor informa sobre la mejor ubicación de controlador, mientras que la fase de la sensibilidad indica la compensación de fase requerida en la frecuencia del autovalor para maximizar el efecto del controlador [41].

Si la sensibilidad se interpreta como el desplazamiento introducido en el autovalor por un incremento unitario de una ganancia real K , se deduce de (2.43) que al darle forma a la fase de $d(\lambda)$ es posible orientar el cambio en la dirección deseada. Luego la cantidad de desplazamiento se ajusta según la magnitud de K .

El uso de residuos se ha empleado para el diseño de PSS en generadores sincrónicos y PODs en dispositivos FACTS, como los SVC, típicamente para mejorar el amortiguamiento de los modos entre áreas [19]. Para desplazar el modo directamente hacia la izquierda en el plano s , la técnica de diseño basada en residuos requiere que para cada uno de los modos del rotor en cuestión, la compensación de fase ideal de la función de transferencia de j -ésimo PSS deba ser

$$IPC_{residuos} = \arg \{H_{PSSj}(\lambda_i)\} = 180^\circ - \arg \{r_{ji}\}, \quad (2.44)$$

donde r_{ji} es el residuo correspondiente al i -ésimo polo de la j -ésima función transferencia ω_r/V_r . La desventaja de este enfoque es que resulta difícil definir los parámetros de una función de transferencia que [44] satisfaga los cambios de fase requeridos en todo el rango de frecuencias electromecánicas y sea robusta en una amplia gama de condiciones operativas. Además, no existe ninguna base para determinar la ganancia de PSS.

2.4.3. Método de Nyquist convencional [34, 49]

Los diagramas de Nyquist se utilizan en [49] para definir los requerimientos de compensación de fase y el rango de valores de ganancia del PSS para garantizar la estabilidad y el desempeño del sistema en lazo cerrado.

El diseño de $H_{PSS}(s)$ para la estabilización de realimentación se centra en garantizar que el mapeo de la OLTF compensada rodee el punto $-1+j0$ en el sentido antihorario. La compensación de fase se suele realizar de forma que el punto $F(j\omega_0)$ se coloque sobre el eje real negativo. La magnitud de $F(j\omega_0)$ debe hacerse mayor que uno para garantizar la estabilidad de circuito cerrado.

2.4.4. Método de Nyquist amortiguado [34]

Sea la función de transferencia $H_{PSS}(s)$ del PSS de la forma en (2.38). El DNP no compensado es la gráfica de la planta $G(s)$ y el DNP compensado es la gráfica de la función de transferencia de lazo abierto $F(s) = G(s)H_{PSS}(s)$, con la variable compleja s variando a lo largo de la trayectoria de Nyquist modificada, que es una línea de relación de amortiguación positiva y constante ξ_c en el plano complejo, como se describe en la Sección 2.2.6.

La originalidad del método DNP en [34] es que propone el uso del DNP para el diseño de estabilización por compensación de fase y de ganancia, incluyendo ubicación de polos y la definición de frecuencia central en los bloques de compensación de fase de primer orden.

Para simplificar la notación, en el resto de esta parte del informe el producto de dos funciones de transferencia $G(s)$ y $H_{PSS}(s)$ también se expresa como $GH_{PSS}(s)$.

El método de juste de PSS propuesto en [34] consiste en desplazar un solo polo $\lambda = \sigma + j\omega$ del sistema no compensado $G(s)$ a una ubicación deseada $\lambda_c = \sigma_c + j\omega_c$. El PSS normalmente se diseña para desplazar horizontalmente λ hacia la izquierda en el plano complejo, es decir $\omega_c = \omega$, y la relación de amortiguamiento objetivo $\xi_c = -\sigma_c / \sqrt{\sigma_c^2 + \omega_c^2}$ se define de acuerdo con los criterios del diseñador o los requerimientos del código de red.

La función de transferencia de lazo cerrado es $G(s)/[1 + F(s)]$, por lo que imponer $F(\lambda_c) = -1$ asegura que λ_c sea un polo del sistema con PSS. Por lo tanto, el procedimiento de ubicación

de polos consiste en determinar $H_{PSS}(s)$ para promover el desplazamiento del punto $G(\lambda_c)$ en el DNP no compensado a $-1 + j0$ para $F(\lambda_c)$ en el DNP compensado.

Las fórmulas para definir los parámetros PSS se derivan y aplican a sistemas de pequeña y gran escala en [34] para ubicar un polo electromecánico a la vez.

Compensación de fase

El primer paso del método DNP es el diseño de compensación de fase del PSS. Para simplificar la metodología, se elige la constante de tiempo de *wash-out* T_w antes de realizar el ajuste de fase. Los bloques de adelanto-atraso en $C(s)$ se ajustan en función del DNP no compensado de $GW(s)$.

Los bloques de adelanto-retraso en $C(s)$ se diseñan para ubicar el valor de la función de transferencia compensada en fase $GW C(\lambda_c)$ en el eje real negativo. Los bloques de compensación de fase individuales están diseñados en función de la compensación ideal dada por el ángulo:

$$IPC_{DNP} = \phi_c = 180^\circ - \arg\{GW(\lambda_c)\}. \quad (2.45)$$

En [34] se proporcionan fórmulas para determinar las constantes de tiempo de $C(s)$ con bloques de avance-retraso idénticos para cumplir (2.45) para varias alternativas en las que se especifican dos de los siguientes parámetros: una constante de tiempo, la compensación de fase máxima o la frecuencia central.

Selección de la ganancia

La función de transferencia de lazo abierto varía linealmente con la ganancia K_s , al igual que el DNP. Por lo tanto, el valor de K_s se ajusta para que $GH_{PSS}(\lambda_c) = -1 + j0$, de donde

$$K_s = \frac{-1}{GW C(\lambda_c)}. \quad (2.46)$$

De (2.45), $GW C(\lambda_c)$ ya es real y negativo, y por lo tanto K_s es real y positivo cuando $C(s)$ proporciona exactamente el IPC en λ_c . En este punto, el procedimiento de ubicación de polos DNP concluye, ya que $F(\lambda_c) = -1 + j0$ y λ_c es un polo del sistema en lazo cerrado.

Capítulo 3

Análisis y comparación de modelos sintéticos

Resumen

Este capítulo presenta cuatro modelos sintéticos de sistemas de potencia de bajo orden para la sintonización y evaluación del desempeño de un PSS. Cada sistema sintético comprende una familia de modelos de dos o tres barras en los que se modifican uno o más parámetros para reproducir polos oscilatorios en todo el rango de frecuencias electromecánicas típicas, desde las intraplanta hasta las interárea. Los requerimientos de ajuste del PSS se comparan para sistemas sintéticos de ángulo de transmisión fijo y variable, tamaño de generador variable e inercia de la red equivalente variable.

3.1. Introducción

Síntesis

Los modelos sintéticos de sistemas de potencia (o simplemente sistemas sintéticos) evitan la necesidad de utilizar modelos de redes a gran escala, que pueden producir resultados de simulación muy precisos pero que a menudo son confidenciales e inaccesibles para los ingenieros de diseño [50]. Para los fines de esta parte del informe, se define un sistema sintético como un modelo de bajo orden de topología de red fija en el que se varían uno o más parámetros para producir una familia de escenarios con modos EM de varias frecuencias. Los cálculos realizados utilizando sistemas sintéticos tienen un costo computacional bajo y también son adecuados para ajustar un PSS en campo, en circunstancias en las que no es prácticamente posible ejecutar estudios exhaustivos utilizando un modelo multimáquina completo debido a limitaciones de tiempo.

Los sistemas SMIB con reactancia equivalente fija y relativamente baja se usan típicamente para la sintonización de PSS [36, 42] considerando únicamente los requerimientos de compensación de fase y ganancia de los polos EM locales (alta frecuencia). Este capítulo analiza cuatro sistemas sintéticos alternativos para reproducir polos electromecánicos de varias frecuencias.

En este capítulo se comparan los requerimientos de ajuste de PSS obtenidos a partir de sistemas sintéticos de 2 y 3 barras, siendo el sistema de referencia el sistema sintético de reactancia y ángulo de transmisión variables (SSvX) descrito en [51]. Los resultados del SSvX se comparan con los de los sistemas sintéticos de ángulo de transmisión fijo (SSvXfA), tamaño de generador variable (SSvG) e inercia variable del sistema equivalente (SSvH).

Los requerimientos de compensación de fase y ganancia se analizan para un PSS derivado de la velocidad del rotor con una función de transferencia de la forma $G_s(s) = K_s WC(s)$, donde $W(s)$ es un filtro *wash-out* y $C(s)$ contiene bloques de adelanto-atraso de fase de primer o segundo orden en serie. Los requerimientos de compensación de fase ideal (IPC) se determinan a partir del ángulo del residuo correspondiente al polo electromecánico de la función de transferencia

desde la referencia del AVR V_r hasta la velocidad del rotor del generador ω_r .

Contribuciones

La principal contribución de este capítulo se relaciona con la identificación de un sistema sintético adecuado para el análisis y desarrollo de los métodos de sintonización de PSS en el resto de esta Parte I del informe.

Organización

Este capítulo está organizado de la siguiente forma. La Sección 3.2 describe los sistemas sintéticos de ángulo de transmisión fijo y variable, y analiza la influencia de la reducción de ganancia transitoria (TGR) en los requerimientos de sintonización del PSS. Las Secciones 3.3 y 3.4 comparan los resultados del SSvX con los de los SSvG y SSvH, respectivamente. La Sección 3.5 presenta las conclusiones.

3.2. Sistema sintético de reactancia de línea variable

El sistema sintético de reactancia de línea variable (SSvX) que se muestra en la Fig. 3.1 comprende un generador que inyecta potencia activa constante P_g con un factor de potencia constante PF_g en su barra terminal #1 cuya magnitud de tensión también se mantiene constante. El generador está conectado a través de una reactancia de línea variable jX_{12} a la barra infinita #2 en la que la magnitud de la tensión permanece constante (típicamente igual a 1 pu).

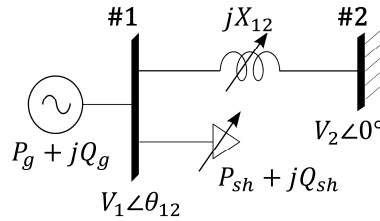


Figura 3.1: Sistema sintético de reactancia de línea variable (SSvX).

La frecuencia de oscilación electromecánica del sistema sintético se varía asignando diferentes valores a la reactancia X_{12} , de modo que dicha frecuencia se reduce a medida que se aumenta X_{12} . Para mantener inalteradas las condiciones terminales de la máquina, se introduce en la barra #1 una carga local $P_{sh} + jQ_{sh}$ de potencias activa y reactiva variables, de modo que su variación compense el cambio inherente en el flujo de potencia transmitido a través de la línea, absorbiendo la mayor parte de la potencia generada cuando X_{12} es alta, y viceversa. Se considera un modelo de potencia constante (independiente de las variaciones de tensión) para la carga local, de modo que la acción amortiguadora del PSS a bajas frecuencias, típicas de oscilaciones entre áreas, no se mejore excesivamente (ver resultados de la Sección 4.3.3).

El despacho de potencia activa P_g y el factor de potencia PF_g del generador son especificados por el usuario y permanecen constantes durante todos los cálculos. Por lo tanto, la potencia reactiva de salida también es constante y está dada por

$$Q_g = \frac{P_g}{PF_g} \sin(\arccos |PF_g|). \quad (3.1)$$

Al inspeccionar los flujos de potencia en el sistema sintético, se obtienen

$$P_g = P_{sh} + P_{12} \quad \text{y} \quad Q_g = Q_{sh} + Q_{12}, \quad (3.2)$$

donde

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X_{12}} \sin \theta_{12}; \quad (3.3)$$

$$Q_{12} = \frac{(V_1)^2 - V_1 V_2 \cos \theta_{12}}{X_{12}}. \quad (3.4)$$

La carga local $P_{sh} + jQ_{sh}$ se ajusta para consumir las diferencias entre las potencias activa y reactiva generadas por la máquina y transmitidas a través de la impedancia de línea variable. La diferencia angular entre las barras del sistema sintético se define de manera que para valores pequeños de X_{12} la carga P_{sh} esté cerca de su valor mínimo, mientras que el flujo de potencia P_{12} está cerca de su valor máximo. En cambio, para valores elevados de X_{12} , la potencia transmitida está en su valor mínimo y entonces se debe ajustar la carga P_{sh} para que absorba prácticamente toda la potencia generada. Al valor mínimo de X_{12} lo establece el transformador elevador de la unidad generadora, mientras que al máximo lo determinan los valores más bajos deseados para las frecuencias entre áreas. Estas restricciones se pueden representar matemáticamente mediante la función raíz en (3.5), que es una elección arbitraria que satisface las necesidades de modelado del sistema sintético.

$$\theta_{12} = A \sqrt[B]{X_{12}} \quad (3.5)$$

Las consideraciones prácticas descritas anteriormente guían la elección de los valores extremos para X_{12} y θ_{12} que, una vez elegidos, definen las constantes A y B en (3.5) como

$$A = \frac{\theta_{12}^{\max}}{\sqrt[B]{X_{12}^{\max}}} \quad \text{y} \quad B = \frac{\log\left(\frac{X_{12}^{\min}}{X_{12}^{\max}}\right)}{\log\left(\frac{\theta_{12}^{\min}}{\theta_{12}^{\max}}\right)}. \quad (3.6)$$

Las componentes activas de la carga local y de la potencia transmitida, junto con el ángulo de transmisión, se representan en la Fig. 3.2 como funciones de la reactancia de línea X_{12} para un despacho constante del generador de 0,9 pu, con un factor de potencia en retraso de 0,9. También se traza el ángulo interno de la máquina δ relativo a la barra infinita. Se ve que las gráficas de θ_{12} y δ crecen monótonamente con X_{12} , siendo el valor máximo de δ aproximadamente 65° .

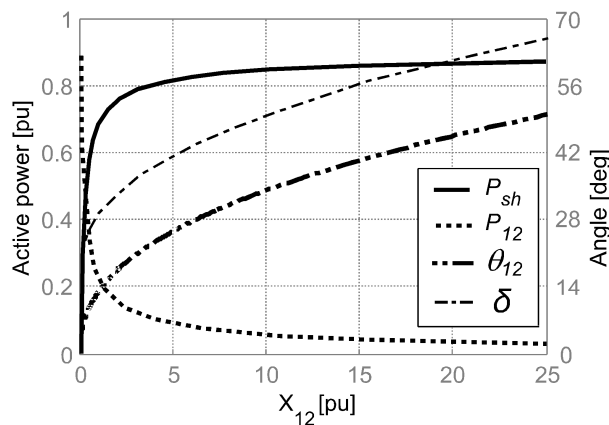


Figura 3.2: Carga local y potencia transmitida junto con los ángulos de transmisión y de tensión de campo como funciones de X_{12} .

El mismo sistema sintético se puede utilizar en la verificación del desempeño en pequeña señal de un PSS ya diseñado [51].

En este capítulo se analiza una definición alternativa del ángulo de transmisión. En el SSvX de ángulo fijo (SSvXfA) el ángulo θ_{12} se mantiene en un valor fijo para todos los escenarios y el consumo de la carga local varía con X_{12} según (3.2)-(3.4).

3.2.1. Análisis modal y ajuste de PSS en el SSvX

En los estudios de caso de este capítulo, el modelo de máquina síncrona considera efectos transitorios (arrollamientos de campo) y subtransitorios (arrollamientos amortiguadores) en los ejes d y q ; sus parámetros se enumeran en Tabla 3.1 (tomados de [51] pero cambiando la potencia nominal de 3120 MVA a 250 MVA). El generador se despachó en 0,95 pu de potencia activa y 0,95 de factor de potencia en adelante. El modelo del AVR y del sistema de excitación comprende un bloque de primer orden con constante de tiempo $T_A = 0,05$ s y ganancia $K_A = 100$ pu.

Este capítulo utiliza H para representar la constante de inercia de la máquina síncrona, que no debe confundirse con la función de transferencia del controlador $H(s)$ en el Capítulo 2.

Tabla 3.1: Parámetros del modelo de generador de rotor de polos salientes.

$S_b = 250$ MVA	$f_n = 60$ Hz	$U_n = 18$ kV
$x_d = 0,89$ pu	$x'_d = 0,36$ pu	$x''_d = 0,29$ pu
$x_q = 0,66$ pu	$x'_q = 0,29$ pu	$T'_{d0} = 5,1$ s
$T''_{d0} = 0,060$ s	$T''_{q0} = 0,094$ s	$x_l = 0,28$ pu
$r_a = 0,0019$ pu	$H = 4,5$ s	

La reactancia de la línea se varió de $X_{12}^{\min} = 0,1$ pu (reactancia del transformador elevador para reproducir polos intraplanta) a $X_{12}^{\max} = 25$ pu (para lograr frecuencias interárea muy bajas). En el SSvX, $\theta_{12}^{\max} = 50^\circ$ y $\theta_{12}^{\min} = 5,45^\circ$ asumiendo que para $X_{12}^{\min}$ la carga local es nula¹. En el SSvXfA, $\theta_{12} = 15^\circ$.

La Fig. 3.3 muestra que el consumo de carga local es similar en el SSvX y el SSvXfA para valores altos de X_{12} . Sin embargo, $P_L < 0$ para $X_{12} < 0,2$ pu en el SSvXfA.

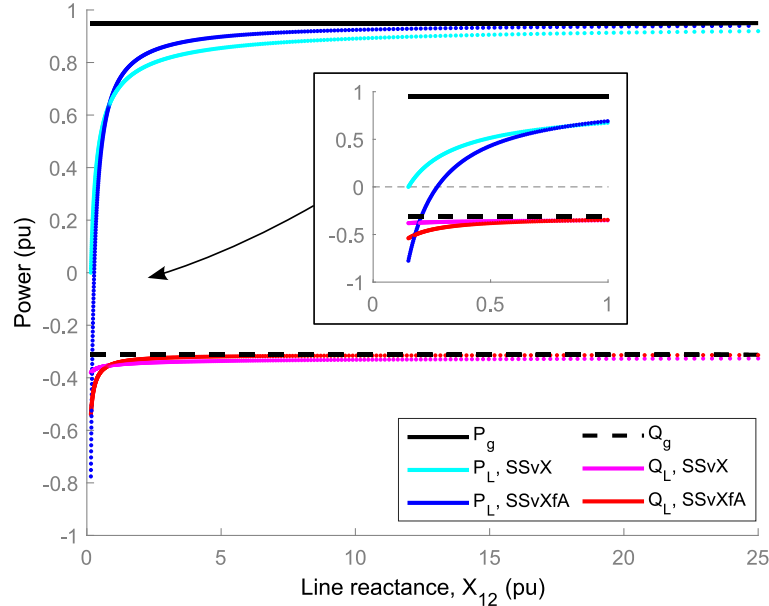


Figura 3.3: Consumo de carga local en el SSvX y el SSvXfA en función de X_{12} .

La Fig. 3.4 muestra que los polos EM de frecuencias más altas están menos amortiguados en el SSvXfA que en el SSvX. Luego, en el SSvXfA el bajo amortiguamiento del modo local resulta conservador y el PSS requerirá una ganancia mayor que en el SSvX para alcanzar el mismo amortiguamiento objetivo.

El SSvX permite alcanzar una frecuencia EM ligeramente inferior para $X_{12} = 25$ pu que el SSvXfA (1,038 rad/s contra 1,26 rad/s).

¹ $\theta_{12}^{\min} = \arcsin\left(\frac{P_2 X_{12}^{\min}}{V_1 V_2}\right)$

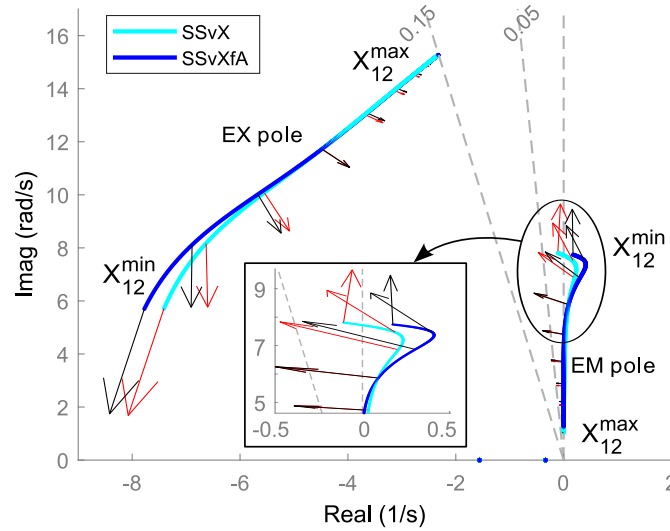


Figura 3.4: Polos EX y EM del SSvX y del SSvXfA sin PSS. Las flechas indican los residuos de la función de transferencia ω_r/V_r para diez escenarios.

Con ambos sistemas se obtienen trayectorias similares del polo de la excitatriz (EX). La Fig. 3.4 muestra que tanto en el SSvX como en el SSvXfA la frecuencia del polo EX aumenta y su amortiguamiento se reduce con el aumento de la reactancia de línea, es decir a medida que el generador prácticamente se aísla de la barra infinita.

La Fig. 3.5 muestra que las curvas IPC para el SSvX y el SSvXfA prácticamente coinciden. Estas curvas se calcularon a partir de los ángulos suplementarios de los residuos de los polos EM para las funciones de transferencia ω_r/V_r a lo largo de la trayectoria del polo, que se muestran como flechas en la Fig. 3.4 para diez escenarios SMIB.

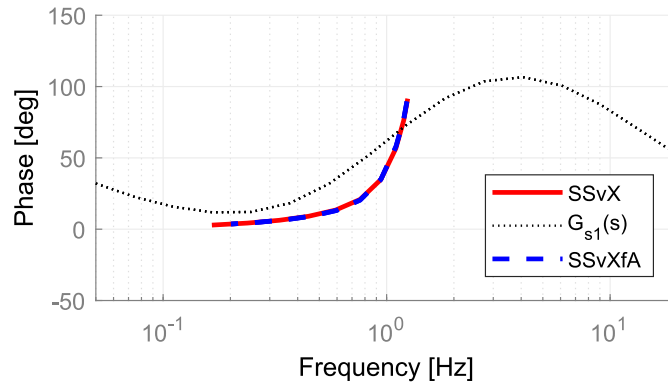


Figura 3.5: Curvas IPC para el SSvX y el SSvXfA, y fase de $G_{s1}(s)$.

La función de transferencia en (3.7) se eligió para un PSS basado en la velocidad del rotor ($\Delta\omega$ -PSS) de modo que la diferencia entre la IPC y la fase del PSS se encuentre dentro de $\pm 30^\circ$, como se muestra en la Fig. 3.5. Se permitió una ligera sobrecompensación de fase en bajas frecuencias para aumentar la ganancia dinámica del PSS en las frecuencias de los polos entre áreas.

$$G_{s1}(s) = \frac{5s}{1+5s} \left(\frac{1+0,144s}{1+0,014s} \right)^2 \frac{1+0,279s}{1+0,568s} \quad (3.7)$$

Los polos EM del SSvX y del SSvXfA compensados con $10 \times G_{s1}(s)$ se muestran en la Fig. 3.6 y tienen amortiguamientos relativos superiores al 15 % para X_{12} por debajo de 0,46 pu y 0,42 pu, respectivamente.

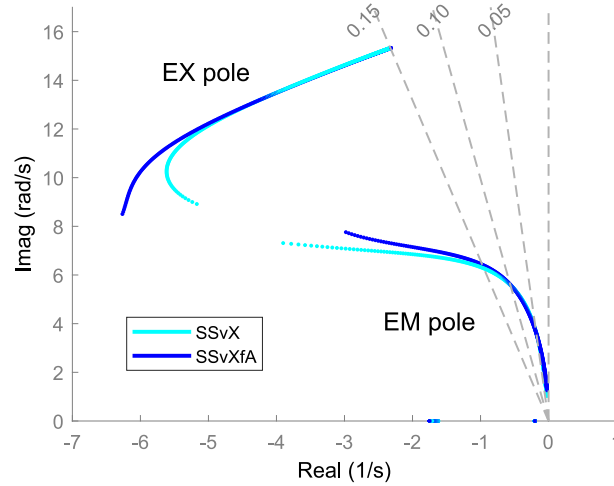


Figura 3.6: Polos del SSvX y del SSvXfA compensados con $10 \times G_{s1}(s)$.

3.2.2. Efecto de la reducción transitoria de la ganancia del AVR

Se analiza en esta sección el efecto de la reducción transitoria de la ganancia (TGR) del AVR en las trayectorias de los polos EX y EM del SSvX. El objetivo del bloque TGR es reducir la ganancia del AVR en el rango de las frecuencias EM y EX, y al mismo tiempo permitir una buena regulación de tensión terminal en estado estacionario [52].

Se consideraron dos casos con $K_A = 400$ pu y las siguientes funciones de transferencia conectadas en serie con el modelo AVR-excitatriz:

$$TGR_1(s) = \frac{1+s}{1+5s}, \quad y \quad TGR_2(s) = \frac{1+s}{1+10s}. \quad (3.8)$$

La Fig. 3.7 muestra las trayectorias de los polos EM y EX del SSvX sin PSS para el AVR con y sin TGR. En todos los casos, el amortiguamiento del polo EX se reduce cuando se aumenta X_{12} . El polo EX se vuelve inestable para valores altos de X_{12} en el caso sin TGR y $K_A = 400$ pu. La frecuencia del polo EX se reduce y su amortiguamiento aumenta cuando se considera la TGR. Con TGR, el amortiguamiento de los polos EM aumenta en frecuencias altas y se reduce en frecuencias bajas.

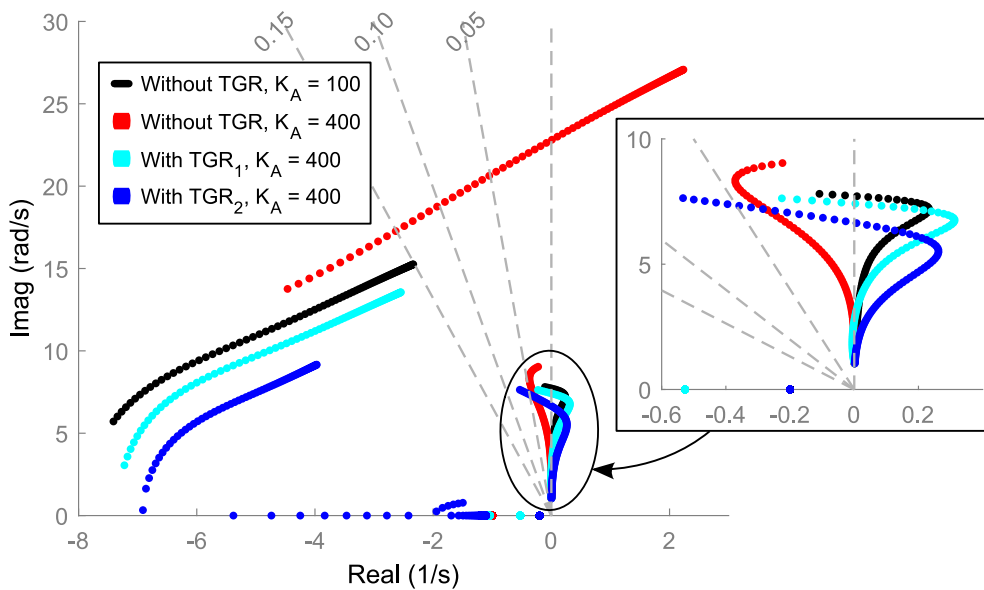


Figura 3.7: Trayectorias de los polos EM and EX del SSvX con y sin TGR (sin PSS).

La Fig. 3.8 muestra que el amortiguamiento del polo EM del SSvX para $X_{12} = 0,10$ pu sin TGR se reduce inicialmente cuando la ganancia K_A del AVR aumenta, y aumenta para $K_A > 100$ pu.

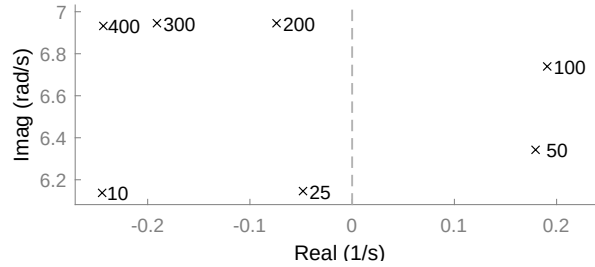


Figura 3.8: Polo EM del SSvX para $X_{12} = 0,10$ pu y diferentes valores de K_A sin TGR.

La Fig. 3.9 muestra las curvas de IPC para los casos con y sin TGR. Se verifica que los casos con TGR conllevan mayores requerimientos de compensación de fase del PSS en todo el rango de frecuencias. Se elige la siguiente función de transferencia del $\Delta\omega$ -PSS para el caso con TGR_2

$$G_{s2}(s) = \frac{5s}{1+5s} \left(\frac{1+0,202s}{1+0,020s} \right)^2 \frac{1+0,405s}{1+0,827s}, \quad (3.9)$$

cuya fase se muestra en la Fig. 3.9. La Fig. 3.10 muestra que el amortiguamiento de los polos EM del SSvX con TGR_2 y $10 \times G_{s2}$ es mayor que 15 % para frecuencias superiores a 5,92 rad/s (0,94 Hz). La ganancia de alta frecuencia de $10 \times G_{s1}$ y $10 \times G_{s2}$ es 500 pu.

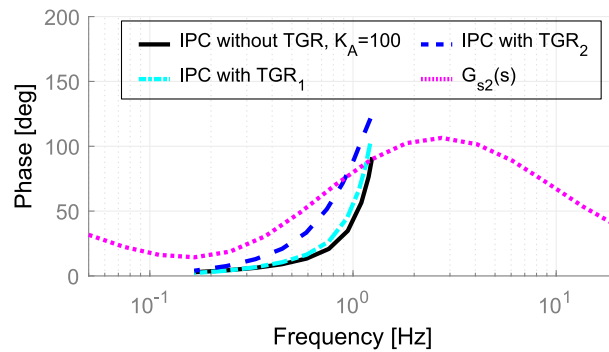


Figura 3.9: Curvas IPC para el SSvX con y sin TGR, y fase de $G_{s2}(s)$.

3.3. Sistema sintético de tamaño variable del generador

En el SSvG, la familia de escenarios SMIB se produce variando la potencia aparente nominal S_b de la máquina síncrona en la barra #1 en la Fig. 3.1. Esto equivale a variar el número de máquinas síncronas idénticas conectadas en paralelo a la misma barra. El consumo de carga local se calcula utilizando (3.2)-(3.4) para un valor fijo de X_{12} .

La potencia nominal del generador #1 se incrementó de 250 a 2000 MVA en intervalos discretos de 250 MVA. Se consideró que $X_{12} = X_{trf} + X_{eq}$, donde $X_{trf} = 0,10$ pu es la reactancia serie del transformador elevador en base S_b , y X_{eq} la reactancia de la red equivalente externa en base 2 GVA. Los modelos y despacho de máquina síncrona y de AVR son los de la Sección 3.2.1.

Los cálculos para el SSvG se ejecutaron para casos con reactancia de red externa baja y alta en los que X_{eq} se fijó en 0,4 pu y 25 pu (en base 2 GVA), respectivamente.

La Fig. 3.11 muestra que la frecuencia del polo EM se reduce con el aumento de S_b . Sin embargo, no es posible cubrir todo el rango de frecuencias EM con un valor fijo de X_{12} . Se

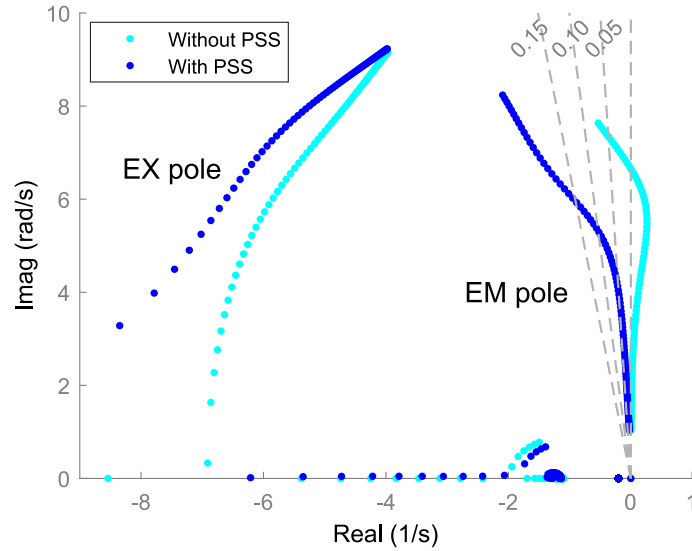


Figura 3.10: Polos del SSvX con TGR_2 , con y sin el PSS de función transferencia $10 \times G_{s2}$.

observan mayores diferencias en el amortiguamiento del polo EM entre el SSvX y el SSvG para el caso con X_{eq} baja.

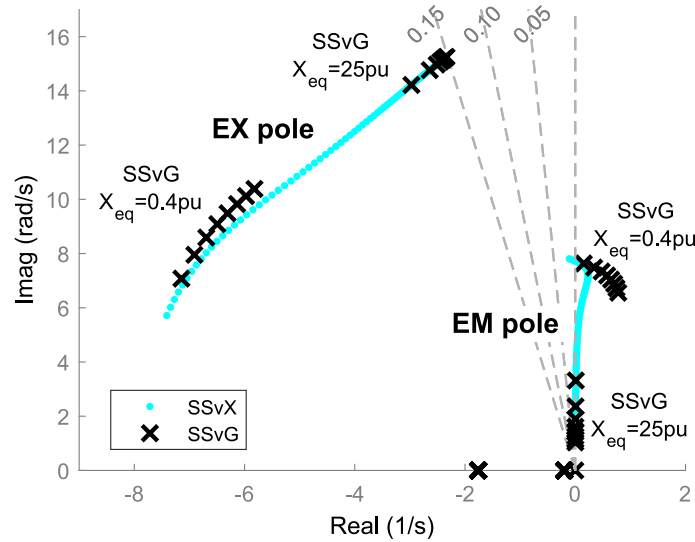


Figura 3.11: Polos del SSvX y del SSvG con valores de X_{eq} alto y bajo sin PSS.

Los polos EX de ambos sistemas sintéticos están cerca los unos de los otros. Los polos EM del SSvG están menos amortiguados que los del SSvX, como se muestra en la vista ampliada de la Fig. 3.12.

La Fig. 3.13 muestra las curvas IPC para el SSvX (Sección 3.2) y el SSvG, junto con la fase de $G_{s1}(s)$ en el rango de frecuencias electromecánicas. Se obtienen los requerimientos de compensación de fase del PSS similares a partir de los resultados de ambos sistemas sintéticos, siendo sus desviaciones respecto a la fase de $G_{s1}(s)$ inferiores a 20° .

Los polos con un $\Delta\omega$ -PSS de función transferencia $10 \times G_{s1}(s)$ se muestran en la Fig. 3.14. Los polos EM con PSS tienen un amortiguamiento relativo mayor o igual al 15 % en el SSvG con $X_{eq} = 0,4$ para $S_b \leq 1$ GVA, y en el SSvX para $X_{12} \geq 0,46$ pu.

3.4. Sistema sintético de inercia variable del sistema equivalente

En el sistema sintético de inercia variable del sistema equivalente (SSvH) que se muestra en la Fig. 3.15, se conecta a la barra #3 un generador equivalente de inercia H_{eq} . Se produce

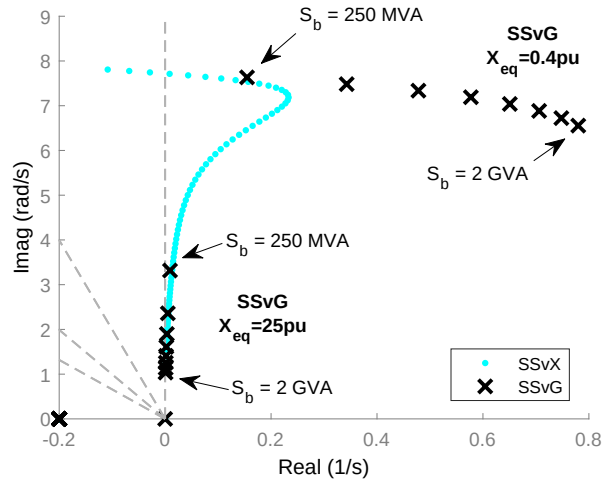


Figura 3.12: Vista ampliada de la Fig. 3.11 en el área de los polos EM.

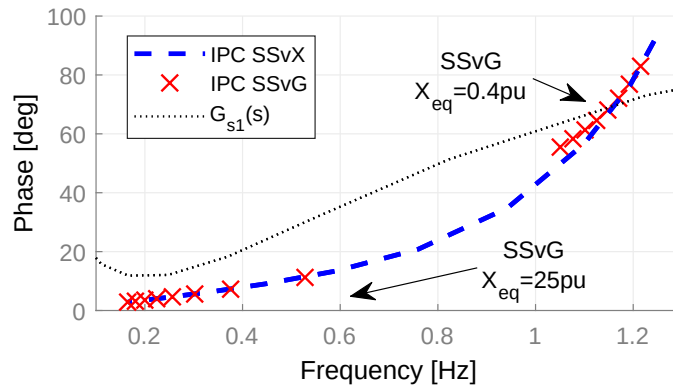


Figura 3.13: Curvas IPC para el SSvX y el SSvG con valores alto y bajo de X_{eq} .

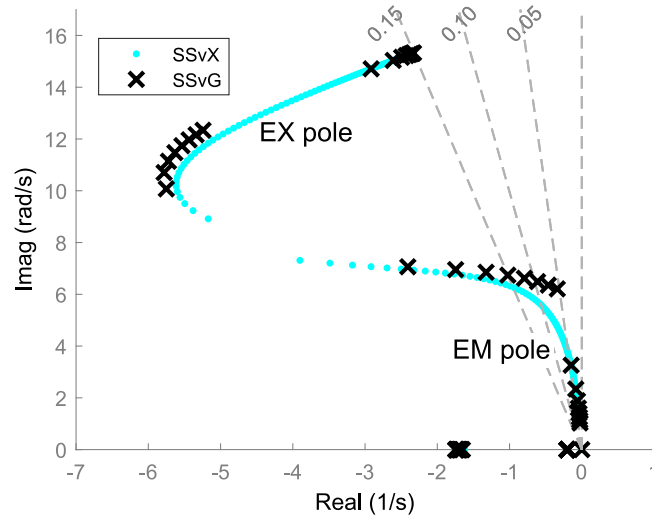


Figura 3.14: Polos EM y EX del SSvX y del SSvG compensados con $10 \times G_{s1}(s)$ para reactancias alta y baja de la red equivalente.

una familia de escenarios variando H_{eq} de H a ∞ ("inf H"), donde H es la constante de inercia del generador que se está analizando (conectado a la barra #1). Se agregan una tercera barra intermedia y cargas adicionales para permitir la comparación con los resultados del SSvX. Las reactancias X_{12} y X_{23} se mantienen fijas en 0,5 pu en todos los escenarios, siendo los modelos de máquina síncrona y de AVR para los generadores #1 y #3 los de la Sección 3.2.

Los resultados del SSvH se comparan con los del SSvX para valores de X_{12} que varían de 0,5 a 1,0 pu. Se consideran cinco escenarios para cada sistema sintético. Se analizan dos escenarios SSvH, a saber, SSvH_a y SSvH_b, cuyos resultados de flujo de potencia se muestran en la Fig. 3.15.

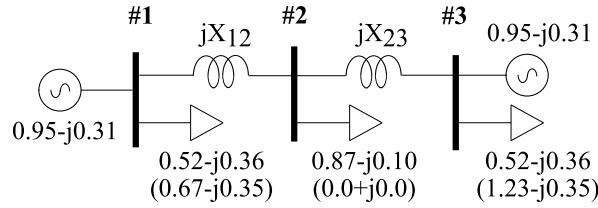


Figura 3.15: Flujos de potencia del SSvH_a y del SSvH_b (entre paréntesis) en pu en base 250 MVA.

La Fig. 3.16 muestra los polos EM para el SSvX y el SSvH_a sin PSS. Los polos EM para el SSvX de $X_{12} = 0,5$ pu y el SSvH de $H_{eq} = H$ son coincidentes (a pesar de pequeñas diferencias numéricas), ya que en el último escenario el sistema SSvH_a es simétrico. Esta simetría se pierde en el SSvH cuando $H_{eq} \neq H$. El aumento de H_{eq} en el SSvH tiene el mismo efecto de reducción de la frecuencia electromecánica que el aumento de X_{12} en el SSvX. Sin embargo, el SSvH no permite reproducir polos EM de frecuencias muy bajas (por debajo de 4,55 rad/s).

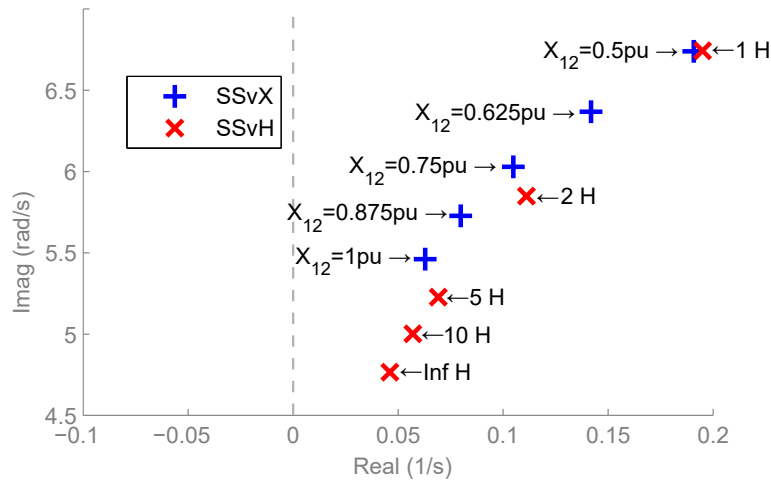


Figura 3.16: Polos EM de los sistemas SSvX y SSvH_a sin PSS.

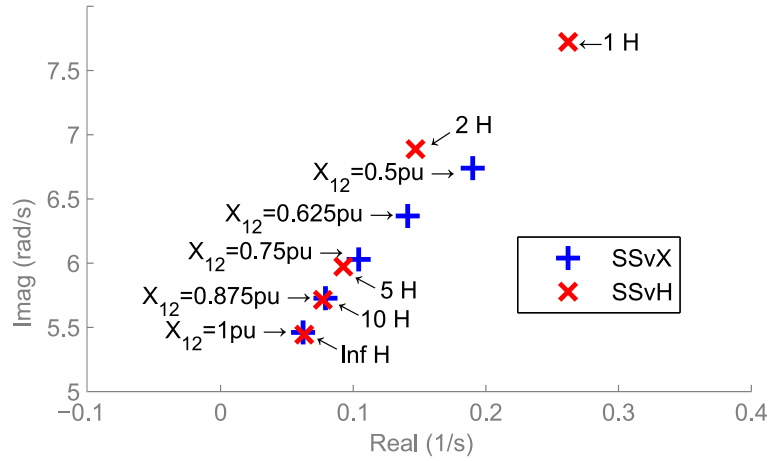
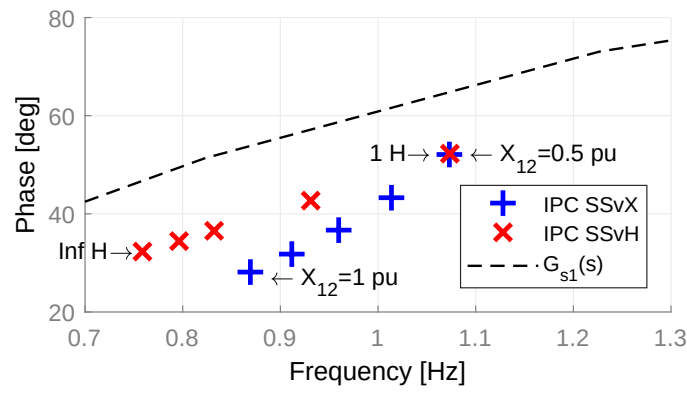
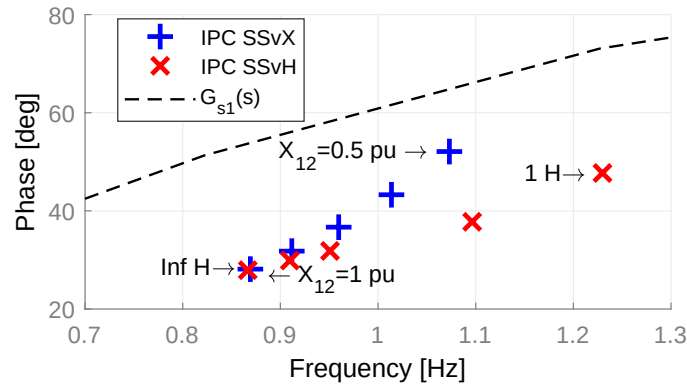
Aumentar H_{eq} a ∞ en el SSvH tiene el mismo efecto que duplicar X_{12} en el SSvX. Esto no se observa en el escenario SSvH_a porque su configuración de flujo de carga no coincide con la del SSvX. Por el contrario, esto sí se verifica en la Fig. 3.17 para el SSvH_b con $H_{eq} = \infty$ y el SSvX con $X_{12} = 1,0$ pu.

La Fig. 3.18 muestra la IPC para el SSvX y el SSvH_a, junto con la fase de $G_{s1}(s)$. La IPC para el SSvX con $X_{12} = 1,0$ pu y el SSvH_a con $H_{eq} = H$ coinciden exactamente, mientras que la IPC del SSvH_a es mayor que el del SSvX a medida que H_{eq} y X_{12} aumentan.

La Fig. 3.19 muestra la IPC para el SSvX y el SSvH_b, junto con la fase de $G_{s1}(s)$. La IPC para el SSvX con $X_{12} = 1,0$ pu y el SSvH_b con $H_{eq} = \infty$ son coincidentes, mientras que la IPC del SSvX es mayor que el del SSvH_b cuando H_{eq} y X_{12} se reducen. La sobrecompensación de $G_{s1}(s)$ para $H_{eq} = H$ en el SSvH_b es 25° , lo cual se considera aceptable.

3.4.1. Análisis de grandes excursiones de frecuencia

Se ejecutaron dos simulaciones no lineales en el dominio del tiempo en las que se conectó una carga de $(50 + j15)$ MVA a la barra #1 para el SSvH_a con $H_{eq} = 5H$ en base 250 MVA. En un

Figura 3.17: Polos EM del SSvX y del SSvH_b sin PSS.Figura 3.18: Requerimientos de IPC para el SSvX y el SSvH_a, y fase de $G_{s1}(s)$.Figura 3.19: Requerimientos IPC para el SSvX y el SSvH_b, y fase de $G_{s1}(s)$.

caso, el generador #1 está equipado con un $\Delta\omega$ -PSS con función de transferencia $10 \times G_{s1}$, y en el otro caso está equipado con un PSS basado en la potencia acelerante ($\Delta P\omega$ -PSS) con los mismos bloques de compensación de fase y ganancia. Los parámetros adicionales del $\Delta P\omega$ -PSS (modelo estándar IEEE PSS2B [40]) son

$$N = 1, M = 5, T_9 = 0,1, T_8 = M \times T_9, K_{s2} = T_w/2H.$$

Los dos generadores están equipados con un modelo de turbina-regulador de velocidad que tiene la siguiente función de transferencia:

$$\frac{P_m(s)}{\omega_r(s)} = 0,05 \frac{1}{1 + 0,25s} \frac{1 + s}{1 + 5s}, \quad (3.10)$$

donde P_m es la potencia mecánica de la máquina síncrona.

La Fig. 3.20 muestra que las desviaciones de frecuencia luego de la perturbación son similares en ambos casos. Las salidas de ambos PSS se reducen inicialmente con la caída de frecuencia, teniendo el $\Delta\omega$ -PSS una desviación negativa mayor. La conexión de carga provoca una caída de tensión en la barra #1 que se ve acentuada por la modulación adversa de la referencia del AVR por parte del PSS.

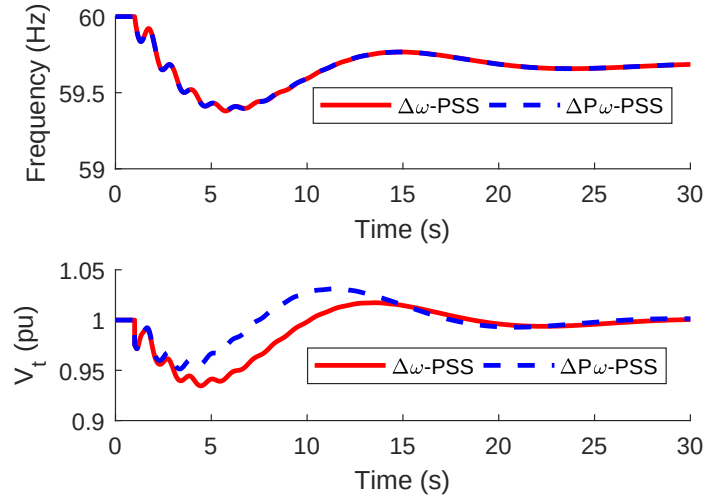


Figura 3.20: Frecuencia (arriba) y tensión (abajo) en terminales del generador #1 ante la conexión de una carga adicional en la barra #1 del SSvH.

El SSvH permite evaluar el rendimiento del PSS ante transitorios de frecuencia. Esto también podría lograrse reemplazando el generador #3 por una fuente de tensión cuya frecuencia se module de acuerdo con un perfil predefinido [53].

3.5. Conclusiones

Los requerimientos de compensación de fase del PSS obtenidos con el SSvG y el SSvH son similares a los del SSvX. Sin embargo, el SSvG y el SSvH (ambos con un único valor de X_{12}) no permiten reproducir polos en todo el rango de frecuencias electromecánicas. El SSvXfA genera polos EM menos amortiguados, que requieren una ganancia de PSS mayor que en el SSvX para lograr el mismo amortiguamiento relativo en el sistema compensado. El SSvXfA genera polos EM menos amortiguados en alta frecuencia y una mayor estabilidad transitoria en frecuencias más bajas que el SSvX (debido al menor ángulo del rotor). Los requerimientos de compensación de fase del PSS obtenidos con el SSvX y el SSvXfA son muy similares entre sí. De los cuatro sistemas sintéticos aquí analizados, el SSvX muestra ser el más adecuado para reproducir polos EM en todo el rango de frecuencias típicas.

El resto de esta Parte I del informe se refiere al SSvX simplemente como el sistema sintético.

Capítulo 4

Método de ajuste automático de fase de estabilizadores

Resumen

En este capítulo se propone un método computacional para el ajuste de fase del PSS en un generador sincrónico para mejorar su contribución positiva al amortiguamiento de las oscilaciones del rotor en todo el rango de frecuencias electromecánicas: desde los modos intraplanta hasta los interárea. Para ello, el método utiliza el sistema sintético como banco de pruebas, en el que la característica del sistema externo vista desde los terminales del generador se modifica automáticamente, con una variación amplia y coordinada de sus parámetros, para producir una secuencia de modos electromecánicos similares a los experimentados por el generador y los controladores asociados cuando se conectan a un sistema de potencia multimáquina de gran escala. La fase del PSS se ajusta automáticamente con el objetivo de minimizar los desvíos respecto al requerimiento de compensación ideal. Se realizan análisis de sensibilidad de los resultados a los parámetros del modelo y a la función objetivo optimizada, y se elaboran lineamientos para la aplicación del método en la práctica.

4.1. Introducción

Síntesis

El método computacional propuesto en este capítulo utiliza el sistema sintético (SSvX) descrito en la Sección 3.2 para llevar a cabo el diseño automático de la compensación de fase de un PSS. Este diseño atiende simultáneamente a una gran familia de escenarios de un sistema SMIB, cuyos modos electromecánicos tienen frecuencias que varían en todo el rango de interés: desde los intraplanta hasta los interárea, generalmente de baja frecuencia y pobremente amortiguados. La automatización computacional inherente al enfoque del sistema sintético, junto con el uso eficiente de la familia de resultados asociados con este sistema, los gráficos y la rutina de optimización, mejoran el uso del método GEP, propuesto en el artículo clásico de deMello y Concordia [42]. Al igual que el método GEP [39, 42], que ignora la dinámica de oscilación del rotor del generador, el método propuesto también ofrece información limitada sobre los requerimientos de ganancia del PSS, que luego deben ajustarse con la ayuda de otras herramientas de simulación o durante pruebas en campo.

Inicialmente, el método calcula la “característica de fase no compensada” (UPC) para la familia de resultados del sistema sintético (fase que el PSS idealmente debería compensar a la frecuencia electromecánica de cada sistema SMIB de la familia). A partir de la UPC se deriva la “banda de compensación de fase” (PCB) en el rango de frecuencias electromecánicas. La PCB permite el ajuste de fase del PSS en una región bien definida que es compatible con los diseños de PSS en la práctica.

El método de diseño PSS de este capítulo utiliza una familia de SMIB en lugar del modelo real del sistema multimáquina a amortiguar, y por lo tanto, se basa en los métodos clásicos GEP y de los residuos. Adicionalmente, el método de este capítulo avanza la tecnología de ajuste de fase del PSS al establecer un procedimiento automático que reduce la intervención manual por parte del usuario. Sólo requiere información de la máquina en estudio y sus controles, así como el rango de frecuencias estimado de las oscilaciones electromecánicas que la misma experimentará. En línea con [48], este capítulo también demuestra la equivalencia entre los enfoques de las sensibilidades modales y de las funciones de transferencia, para una mejor comprensión de los fenómenos de pequeñas perturbaciones y el concepto de sintonización de PSS. En aras de la brevedad y la claridad, los resultados de los casos de estudio se centran en el PSS derivado de la velocidad del rotor. No obstante ello, el método de este capítulo se puede aplicar igualmente a otras topologías representativas de los PSS modernos [52, 54–56].

Contribuciones

Las siguientes son las contribuciones de este capítulo:

- Se introducen los conceptos de UPC y PCB para permitir la compensación de fase del PSS en todo el rango de frecuencias electromecánicas.
- El método propuesto permite el ajuste automático de fase del PSS para lo cual se propone una función objetivo heurística adecuada para el ajuste de la curva.
- Se presentan análisis de sensibilidad para verificar la influencia de los arrollamientos amortiguadores del generador, la naturaleza de la carga local, la constante de tiempo del modelo de excitación y el despacho de la máquina en los requerimientos de compensación de fase del PSS y la ubicación de los polos electromecánicos.
- Se elaboran lineamientos generales para la aplicación práctica del método propuesto.
- Se propone un modelo multimáquina que fue adoptado como sistema de referencia de tres máquinas contra una barra infinita (3MIB) en las siguientes publicaciones:

IEEE Power System Stability Controls Subcommittee, “Benchmark models for the analysis and control of small-signal oscillatory dynamics in power systems,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 32, no. 1, pp. 715–722, Jan. 2017

——, *IEEE PES Technical Report TR-18: Benchmark Systems for Small-Signal Stability Analysis and Control*. IEEE PES Resource Center, Jun. 2015

Organización

La Sección 4.2 presenta el método de ajuste automático de fase propuesto en este capítulo, mientras que la Sección 4.3 describe los resultados de un estudio de caso. La Sección 4.4 proporciona consideraciones prácticas sobre la aplicación del método propuesto y la Sección 4.5 presenta las conclusiones.

4.2. Ajuste automático de fase del PSS

Esta sección presenta el método propuesto para el ajuste automático de fase de PSS utilizando la familia de sistemas SMIB del SSvX. Este sistema sintético cuenta con un generador de parámetros fijos que se mantiene siempre en condiciones constantes de despacho. Como se indica en la Sección 3.2, todos los cambios en el sistema sintético ocurren en los parámetros de la red para producir oscilaciones electromecánicas del generador desde frecuencias tan bajas

como 0,15 Hz (modos interárea poco amortiguados), pasando por aproximadamente 1 Hz (modos locales) y alcanzando los 2 Hz (modos intraplanta).

En las matrices de estado linealizadas de estos sistemas SMIB, el generador y sus controles, excepto el PSS bajo diseño, se modelan completamente. Luego se obtienen los autovalores y autovectores de dichas matrices (de orden reducida) y se identifican automáticamente, mediante análisis de factores de participación, los polos electromecánicos para cada solución SMIB.

La trayectoria (o lugar geométrico) del polo electromecánico del sistema sintético se define como el conjunto de polos electromecánicos calculados variando la reactancia X_{12} del sistema SMIB de 0,1 a 25 pu (valores sugeridos) en la base de la máquina. La magnitud de la carga conectada a la barra #1 se ajusta para mantener constantes las condiciones terminales del generador.

Por ejemplo, se traza en la Fig. 4.1 la trayectoria del conjunto completo de polos del sistema sintético analizado en la Sección 4.3, que tiene 125 escenarios SMIB. En la Fig. 4.2, se traza la trayectoria de los polos electromecánicos para sistemas sintéticos de parámetros idénticos, solo que para un número menor de escenarios: 5, 10, 20 y 40 escenarios. Se puede ver que, al aumentar el número de escenarios del sistema sintético, la trayectoria del polo puede volverse tan suave como se desee. En la práctica, entre 10 y 20 escenarios SMIB serían suficientes para el diseño del PSS.

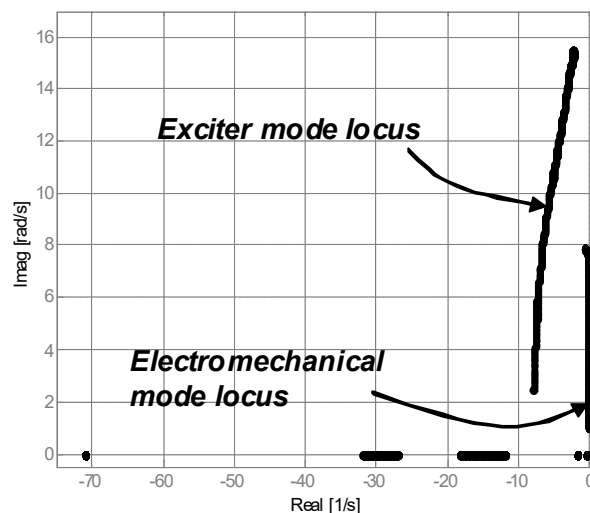


Figura 4.1: Trayectoria del conjunto completo de polos del sistema sintético para los 125 escenarios SMIB.

La metodología de ajuste de fase del PSS propuesta se puede aplicar a una única condición de operación del generador o considerar simultáneamente varios puntos de operación correspondientes a distintos niveles de carga y factor de potencia.

4.2.1. Cálculo de la banda de compensación de fase

La “característica de fase no compensada” (UPC) del sistema sintético (sin PSS) se obtiene calculando la fase que idealmente debería compensar el PSS a lo largo del lugar geométrico del polo electromecánico, es decir, para cada uno de los SMIB del sistema sintético, en la frecuencia de sus respectivos polos electromecánicos.

La “banda de compensación de fase” (PCB) es una región en el gráfico de fase en función de la frecuencia cuyo límite superior es igual a la compensación de fase ideal (IPC) del PSS ($IPC = -UPC$) en todo el rango de frecuencias de interés, normalmente de 0,15 a 2 Hz. El límite inferior de la PCB considera una subcompensación de 45° con respecto a la IPC [39, 42]. Por lo tanto, la PCB tiene un ancho¹ de 45° y debe diseñarse para una familia de SMIBs (el sistema

¹Los márgenes de sobre y subcompensación de fase pueden estar definidos en el código de red. Por ejemplo, en Estados Unidos NERC especifica una banda de $\pm 30^\circ$ alrededor de la compensación ideal [57].

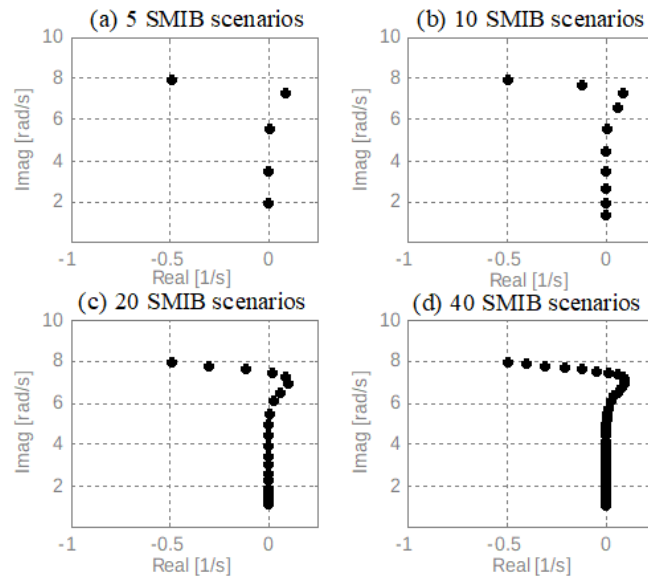


Figura 4.2: Trayectorias del polo electromecánico trazadas para sistemas sintéticos compuestos por 5, 10, 20 y 40 escenarios SMIB.

sintético), y no sólo para un único sistema SMIB.

Las siguientes dos herramientas son igualmente efectivas para el diseño de la compensación de fase del PSS en el sistema sintético:

1. *Funciones de transferencia GEP*: la característica de fase no compensada se obtiene de la función de transferencia de lazo abierto $GEP(s) = \Delta T_e(s)/\Delta V_r(s)$, donde $\Delta T_e(s)$ y $\Delta V_r(s)$ son las desviaciones del torque eléctrico y de la tensión de referencia del AVR, respectivamente. Los resultados de la función de transferencia GEP se producen a partir de un modelo de sistema sintético modificado, en el que se han eliminado las variables de estado ángulo y velocidad del rotor, siendo esto equivalente a tener un generador de inercia infinita. En el rango electromecánico de frecuencias, $GEP(j\omega)$ también puede aproximarse mediante una función de transferencia de segundo orden [55]. El límite superior de la PCB se obtiene de los valores negativos de la fase de $GEP(j\omega)$ evaluada en la frecuencia del polo electromecánico para cada valor de X_{12} . Por lo tanto, cada gráfico de fase $GEP(j\omega)$ convencional, que se calcula para un valor específico de X_{12} , contribuye con un solo punto de la curva característica de fase no compensada (UPC).
2. *Sensibilidades de los polos electromecánicos*: la compensación de fase ideal (IPC) del PSS se calcula para cada polo a lo largo de la trayectoria de los polos electromecánicos, de modo que el ángulo de salida del polo electromecánico para el sistema compensado (con un PSS de compensación ideal pero solo ganancia incremental) siempre resulte igual a 180° . Por ejemplo, las sensibilidades $S_{i,comp}$ y $S_{i,uncomp}$ del polo λ_i para los sistemas con y sin compensación, respectivamente, se muestran esquemáticamente como flechas en la Fig. 4.3, en la que los lugares geométricos de las raíces para los cambios de ganancia del PSS también se trazan como líneas continuas para cada caso. El límite superior de la PCB está definido por los ángulos suplementarios de las sensibilidades de los polos electromecánicos a lo largo de la trayectoria. Como se indica en la Fig. 4.3, la sensibilidad compensada con PSS de cada polo electromecánico del sistema sintético debería tener entonces un ángulo entre 180° y 135° (debido al ancho de 45° ancho de la PCB), al tiempo que se intenta evitar la sobrecompensación de fase principalmente en bajas frecuencias.

Los dos enfoques de diseño de PSS descritos anteriormente producen resultados idénticos (ver [48] para hallazgos similares), una vez que se supone que la PCB tiene 45° de ancho en cada

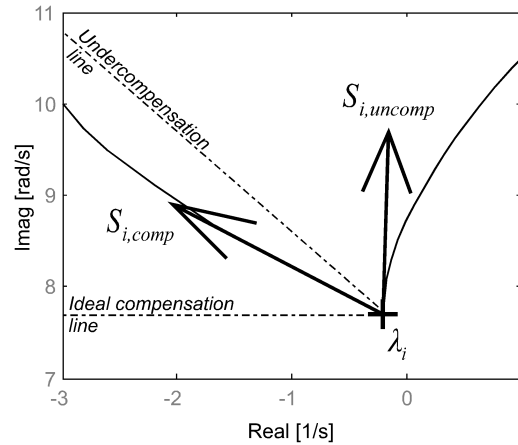


Figura 4.3: Interpretación gráfica del ajuste del PSS mediante el método de las sensibilidades de los polos (las sensibilidades se representan como flechas).

frecuencia electromecánica. Cuando se varía X_{12} de 0,1 a 25 pu, se pueden adoptar incrementos suficientemente pequeños de esta impedancia para que el lugar geométrico de los polos y el gráfico de la PCB resulten tan suaves como se desee.

Desde el punto de vista de la respuesta en frecuencia, la diferencia de fase entre el torque eléctrico ΔT_e y la velocidad del rotor $\Delta \omega_r$ luego de la sintonización debe estar entre 0° y -45° en todo el rango electromecánico. Así, en el caso de la compensación más pobre aceptada en la práctica, la realimentación de la velocidad del rotor a través del PSS contribuye igualmente a las componentes amortiguante y sincronizante del torque eléctrico.

4.2.2. Ajuste de fase del PSS

Los PSS de estructura fija de bajo orden que se utilizan en la práctica no pueden cumplir con los requerimientos de compensación de fase ideal (IPC). Por lo tanto, el diseño de fase óptimo se define por el conjunto de parámetros que produce una respuesta de fase más cercana a la IPC.

El error cuadrático total² entre la compensación práctica de fase del PSS y el IPC se minimizan mediante una rutina automática para encontrar parámetros óptimos, al tiempo que se consideran otras restricciones prácticas del PSS, como los límites superiores e inferiores de la PCB, y las frecuencias centrales de los bloques de adelanto de fase. Además, los bloques de adelanto de fase del PSS deben tener una ganancia transitoria suficientemente alta en las frecuencias a amortiguar, mientras que su ganancia de baja frecuencia puede mantenerse baja para no inducir, frente a perturbaciones de potencia mecánica, transitorios adversos excesivos en la potencia reactiva y la tensión terminales [39, 52, 56]. De la experiencia práctica en el ajuste de PSS, surge que puede ser conveniente definir una función *yobj* diferente de la curva IPC como el objetivo del algoritmo de optimización (ver resultados de la Sección 4.3.2).

El ajuste de fase del PSS se lleva a cabo mediante una búsqueda exhaustiva (*grid search*) [58], que es un método adecuado para problemas de pequeñas dimensiones. Se busca el par óptimo de parámetros para cada bloque de adelanto-atraso del PSS de estructura fija: la frecuencia central y la compensación de fase máxima. La búsqueda sobre el espacio de parámetros se realiza para valores discretos en un rango especificado por el usuario cuyos valores están determinados por los puntos de la cuadrícula. Por lo tanto, el usuario especifica cuán gruesa o fina debe ser la cuadrícula. Para cada combinación de parámetros, la rutina calcula el error cuadrático total entre la función objetivo *yobj*, determinada a partir de los resultados del sistema sintético (ver Sección 4.3.2), y la estimación actual del gráfico de la fase de la función de transferencia del PSS. El conjunto óptimo de parámetros del PSS es el que produce el valor mínimo del

²La suma de los errores elevados al cuadrado

error cuadrático total obtenido en toda la ejecución, considerando un número de iteraciones suficientemente grande. Una vez que se obtienen estos pares de parámetros óptimos, los mismo se pueden traducir en las constantes de tiempo de los bloques de adelanto-atraso de fase del PSS.

4.2.3. Selección de la ganancia del PSS

Después de compensar la diferencia de fase entre la referencia de tensión y el torque eléctrico, la ganancia K_s del PSS (ganancia DC ignorando los bloques *wash-out*) debe ser suficiente para desplazar el polo local a la izquierda del mínimo amortiguamiento relativo objetivo. Dependiendo del contexto del proyecto en el que se ajusta el estabilizador, esto se puede hacer individualmente para una sola máquina o de manera coordinada entre las diversas unidades con factores de participación significativos en el polo que se amortigua. Esta coordinación es solo la coordinación de ganancias, como se describe en [59] y referencias asociadas.

4.3. Caso de estudio

La aplicación del método propuesto para el ajuste automático de fase del PSS se describe en esta sección a través de un caso de estudio. El sistema sintético se representa a través de sus ecuaciones aumentadas [60, 61] escritas en lenguaje Matlab y utilizadas en [51]. El modelo de máquina síncrona considera efectos transitorios (devanado de campo) y subtransitorios (devanados amortiguadores) en los ejes d y q ; sus parámetros son los utilizados en el caso de estudio del Capítulo 3 (Tabla 3.1) pero la potencia nominal se fija en 3120 MVA³. El modelo del sistema de excitación comprende un bloque de primer orden con constante de tiempo $T_A = 0,05$ s y ganancia $K_A = 100$ pu. La reactancia de línea X_{12} se varía desde 0,1 pu hasta 25 pu, en intervalos de 0,199 pu generando 125 escenarios SMIB, en los que el generador se mantiene a un despacho fijo de 0,9 pu de potencia activa con un factor de potencia en adelanto de 0,9.

4.3.1. Análisis de los modos de oscilación

Los lugares de los polos electromecánico y de excitatriz del sistema sintético no compensado se muestran como líneas de color cian en la Fig. 4.4. Los residuos de los polos de la función de transferencia entre ΔV_r y la salida del PSS ΔPSS_{out} , asociados a diez valores fijos de X_{12} , se dibujan como flechas rojas sobre estas trayectorias, definiendo cada uno el ángulo de salida de un diagrama del lugar de las raíces para el caso de una realimentación derivada de la velocidad del rotor compuesta por una ganancia pura (i.e. un PSS de ganancia pura).

El lugar de los polos electromecánicos de la Fig. 4.4 se muestra ampliado en la Fig. 4.5, en la que se especifican los módulos y ángulos de las sensibilidades de los polos para diez valores seleccionados de X_{12} . Se observa que la mayor sensibilidad corresponde al sistema SMIB con el valor mínimo de X_{12} . Las flechas correspondientes a los residuos de los polos (sensibilidades) indican que al aumentar la ganancia de realimentación, los polos electromecánicos de mayor frecuencia se desplazan indeseablemente hacia el semiplano derecho. En cambio, las sensibilidades de los polos electromecánicos de frecuencias más bajas están correctamente orientadas y sus magnitudes son relativamente pequeñas.

Se verifica en la Fig. 4.6 que la característica de fase no compensada obtenida de las sensibilidades de los polos de $\Delta PSS_{out}/\Delta V_r$ y las aproximaciones de la función de transferencia $GEP(s)$ son casi idénticas. La Fig. 4.6 muestra los gráficos de fase de $GEP(s)$ (líneas discontinuas coloreadas en violeta) para diez SMIB correspondientes a diferentes valores de X_{12} , contribuyendo cada gráfico con un único punto de la curva UPC (característica de fase no compensada), definida en la Sección 4.2.1. Estos diez puntos, que se resaltan en la figura para delinear la forma de la nueva curva, indican el retraso de fase calculado en la frecuencia exacta del polo electromecánico.

³Los parámetros coinciden con los de [51].

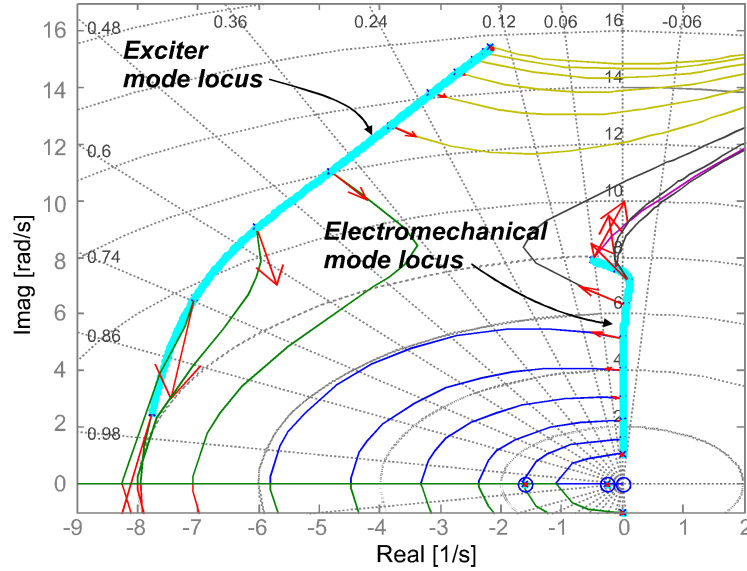


Figura 4.4: Trayectorias de los polos electromecánico y de la excitatriz del sistema sintético.

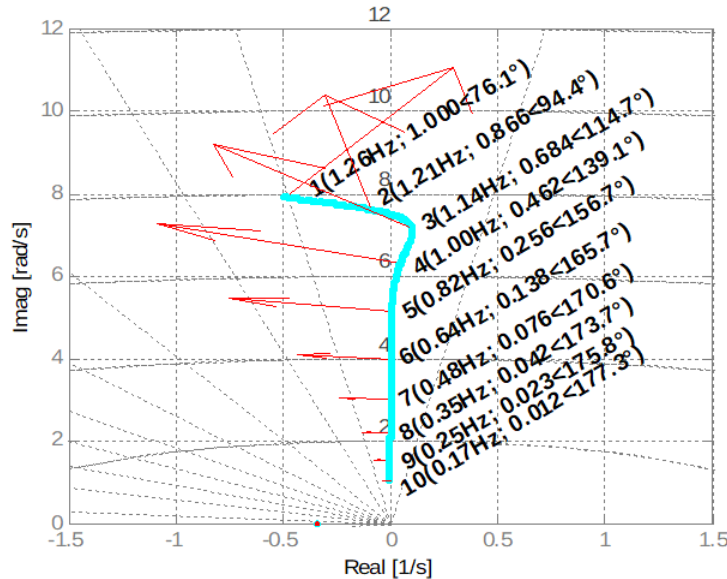


Figura 4.5: Trayectoria del polo electromecánico con los residuos (flechas rojas).

4.3.2. Resultados del diseño automático del PSS

En esta sección se aplica el método automático de ajuste de fase del PSS para una única condición de carga del generador de 0,9 pu con un factor de potencia de 0,9 en adelante.

Una vez calculada la UPC del sistema (véase la Fig. 4.6), la PCB define los límites dentro de los cuales debe situarse la curva de la fase del PSS. Como la compensación de fase ideal en cada frecuencia electromecánica no puede conseguirse en la práctica con dos o tres bloques de adelanto-atraso, se definen las siguientes curvas objetivo para la rutina de optimización, con el fin de evaluar los diagramas de fase del PSS resultantes:

- $yobj_1(f)$: se asume igual a la IPC.
- $yobj_2(f) = yobj_1(f) - 20^\circ$.
- $yobj_3(f) = yobj_1(f) - \frac{C}{1+e^{-(f-A)/B}}$, donde $A = 1,0$ Hz; $B = 0,1$ Hz; $C = 20^\circ$.

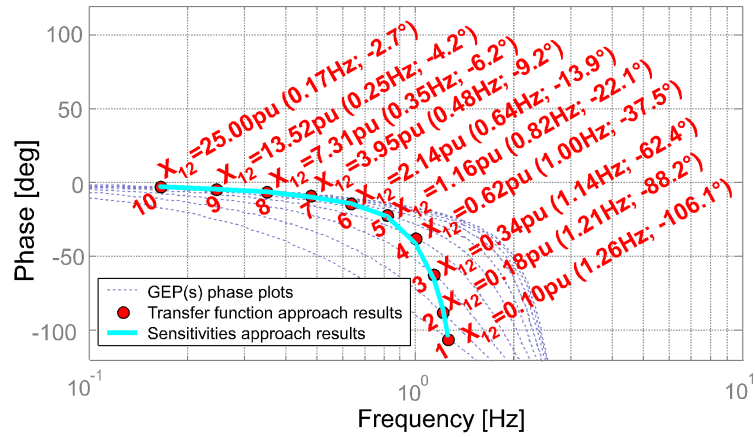


Figura 4.6: Característica de fase no compensada (UPC) obtenida con los métodos de la función de transferencia y de las sensibilidades.

La Fig. 4.7 muestra la función sigmoidea que se resta de $yobj_1$ para generar $yobj_3$. Las tres funciones objetivo se trazan en la Fig. 4.8, junto con los límites de la PCB.

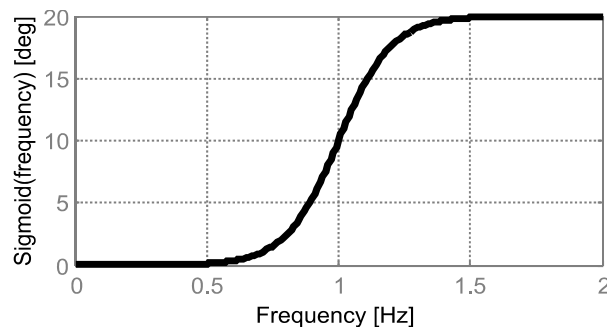


Figura 4.7: Función sigmoidea utilizada en $yobj_3$.

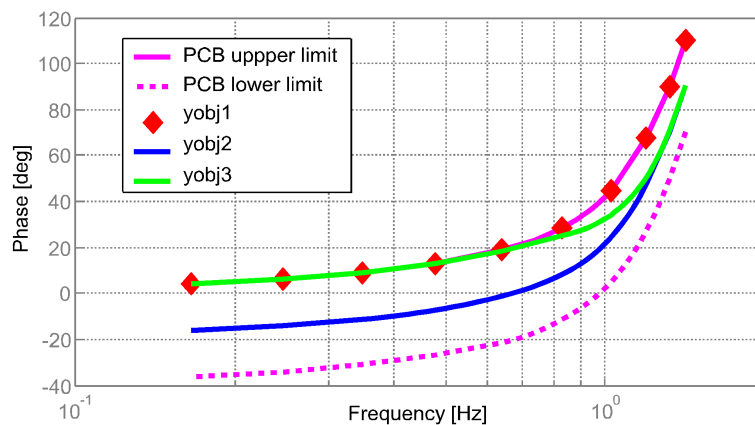


Figura 4.8: Funciones objetivo para el ajuste de curvas.

El error cuadrático total entre la compensación de fase óptima del PSS y la fase objetivo se minimizó automáticamente mediante la rutina de búsqueda considerando que la constante de tiempo de *wash-out* del PSS es de 3 s. La Fig. 4.9 presenta las curvas de fase de los PSS en (4.1), (4.2) y (4.3) ajustados automáticamente utilizando las funciones objetivo $yobj_1$, $yobj_2$ y $yobj_3$, respectivamente.

$$GPSS_1(s) = \frac{1 + 0,162s}{1 + 0,016s} \frac{1 + 0,162s}{1 + 0,016s} \frac{1 + 0,241s}{1 + 1,167s} \frac{3s}{1 + 3s} \quad (4.1)$$

$$GPSS_2(s) = \frac{1 + 0,118s}{1 + 0,013s} \frac{1 + 0,111s}{1 + 0,014s} \frac{1 + 0,220s}{1 + 1,281s} \frac{3s}{1 + 3s} \quad (4.2)$$

$$GPSS_3(s) = \frac{1 + 0,134s}{1 + 0,013s} \frac{1 + 0,134s}{1 + 0,013s} \frac{1 + 0,197s}{1 + 0,802s} \frac{3s}{1 + 3s} \quad (4.3)$$

En la función de transferencia del PSS considerada en este capítulo el bloque *wash-out* está en cascada con tres bloques de compensación de fase: dos de adelanto de fase y uno en atraso, este último centrado en bajas frecuencias. Este PSS ha proporcionado un amortiguamiento más eficaz de los modos interárea en los estudios descritos en [60, 62] y también se ha implementado en algunas centrales eléctricas importantes del noreste de Brasil [63].

Se puede observar en la Fig. 4.9 que si sólo se utiliza la compensación de fase ideal (IPC) como función objetivo *yobj*₁, se experimenta cierta sobrecompensación de fase en una gran parte del rango de frecuencias electromecánicas. Esto justifica la investigación de funciones objetivo más adecuadas, como la *yobj*₂ y la *yobj*₃.

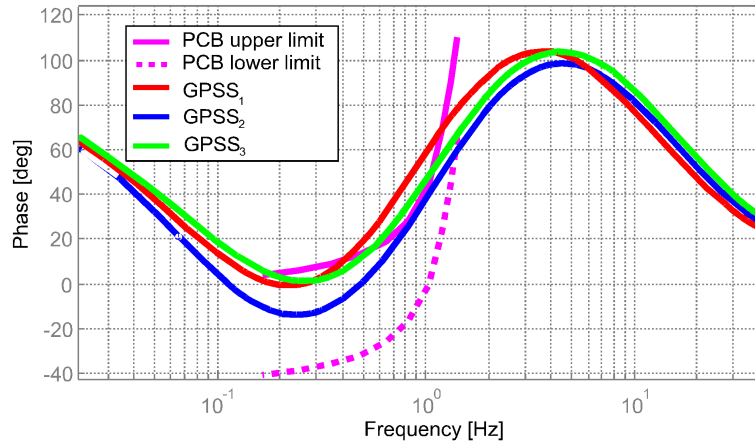


Figura 4.9: Diagramas de fase de los PSS ajustados automáticamente.

Cuando se utiliza la función objetivo *yobj*₂, el diagrama de fase del PSS se sitúa bien dentro de la banda de compensación de fase (PCB) y no da lugar a una sobrecompensación en casi todo el rango de frecuencias electromecánicas. Sin embargo, se experimenta una subcompensación de aproximadamente 20° a bajas frecuencias. Los módulos relativamente pequeños de las sensibilidades de los polos a bajas frecuencias requieren una compensación de fase casi ideal, principalmente cuando se espera que el generador participe en el esfuerzo de amortiguamiento de un modo interárea de una interconexión. La función objetivo *yobj*₃ fue propuesta para superar las limitaciones de *yobj*₂ igualando el límite superior de la PCB a bajas frecuencias, y situándose en el centro de la PCB a medida que aumenta la frecuencia (ver Fig. 4.8). El diseño resultante es *GPSS*₃(*s*), cuyo diagrama de fase mostrado en la Fig. 4.9 es similar a *yobj*₃ en todo el rango de la PCB (representado en la Fig. 4.8).

Las flechas negras sobre las trayectorias de los polos representados en la Fig. 4.10 como líneas sólidas de color cian muestran la orientación posterior al ajuste (el ángulo de salida del lugar de las raíces clásico) de las sensibilidades de los polos electromecánicos cuando se aplica *GPSS*₃. La trayectoria del polo electromecánico del sistema sintético compensado se muestra en la Fig. 4.10 para los valores 15 pu (trazo verde) y 35 pu (trazo azul) de la ganancia *K_s*. Se observa que todo el lugar de los polos electromecánicos presenta un amortiguamiento aceptable cuando *K_s* = 15 pu; este valor de *K_s* sería aceptable si otras máquinas contribuyeran a amortiguar los modos interárea críticos del sistema. Aumentar aún más *K_s* (por ejemplo, a 35 pu) no tiene ninguna utilidad

práctica, ya que algunas frecuencias electromecánicas pueden reducirse excesivamente y la salida del PSS quedar saturada (típicamente a los valores $\pm 5\%$ o $\pm 10\%$) por la acción del bloque limitador de la salida.

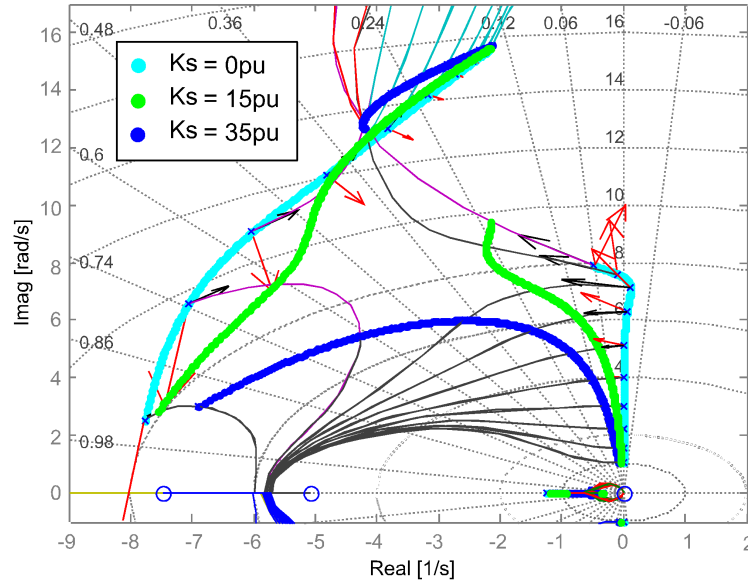


Figura 4.10: Polos oscilatorios del sistema con $GPSS_3$ asumiendo tres valores de K_s .

4.3.3. Análisis de sensibilidades

En esta sección se evalúan los impactos de los arrollamientos amortiguadores del generador, la naturaleza de la carga local, la constante de tiempo del sistema de excitación y el despacho de la máquina sobre los requerimientos de compensación de fase del PSS y la trayectoria del polo electromecánico.

Arrollamientos amortiguadores

Los polos oscilatorios (electromecánicos y de excitación) del sistema sintético, con y sin devanados de amortiguamiento del generador representados en el modelo, se presentan en la Fig. 4.11.

El análisis de las trayectorias de la Fig. 4.11 muestra que los arrollamientos amortiguadores mejoran en gran medida el amortiguamiento del polo electromecánico en la mitad de frecuencias más alta y afectan negativamente a la trayectoria del polo de excitación. La Fig. 4.12 muestra que la característica de fase no compensada, UPC, permanece prácticamente sin cambios en ausencia o presencia de arrollamientos amortiguadores, aunque se alcanzan frecuencias levemente más altas en el último caso.

Modelo de la carga local

En la Fig. 4.13 se comparan los polos electromecánicos y sus sensibilidades al considerar modelos de carga local del sistema sintético de los tipos impedancia y potencia constante. Se obtienen sensibilidades de magnitudes mucho mayores con el modelo de impedancia constante en la mitad de frecuencias más bajas, aunque las fases obtenidas con ambos modelos son prácticamente iguales. Luego, se recomienda utilizar un modelo de potencia constante para la carga local del sistema sintético, ya que un modelo de impedancia constante, aunque estima correctamente la compensación de fase necesaria [42], hace que el PSS proporcione un amortiguamiento excesivamente alto a los polos interárea de baja frecuencia.

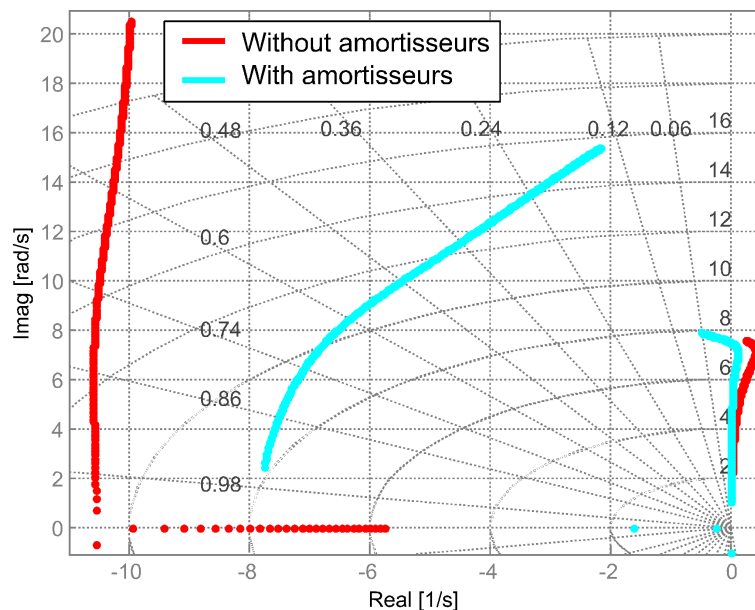


Figura 4.11: Trayectorias de los polos oscilatorios del sistema no compensado en ausencia o presencia de arrollamientos amortiguadores (amortisseurs).

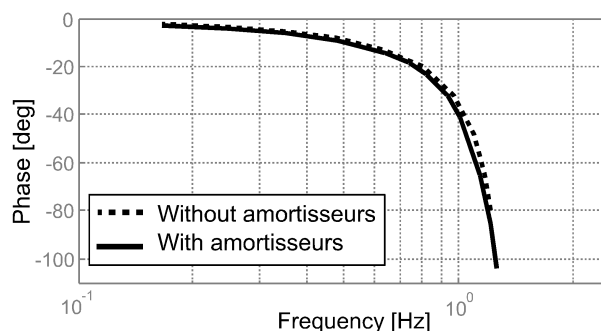


Figura 4.12: Características de fase no compensada en ausencia o presencia de arrollamientos amortiguadores.

Constante de tiempo de la excitatriz

La Fig. 4.14 compara los polos y los residuos para casos con diferentes constantes de tiempo en el modelo del sistema de excitación de primer orden: $T_A = 0,050$ s y $T_A = 0,150$ s. El sistema de excitación más lento hace que el polo electromecánico sea más inestable en la mitad de frecuencias más altas, donde los residuos también señalan la necesidad de niveles más altos de compensación de fase en adelante del PSS. Además, la trayectoria del polo de excitación se desplaza hacia el semiplano derecho, lo que hace que el proceso de ajuste del PSS sea más exigente. La Fig. 4.14 muestra claramente que las excitatrices lentas pueden deteriorar el amortiguamiento de los polos intraplanta cuando la atención se centra en amortiguar los polos interárea [64].

Diseño considerando múltiples puntos de operación

El diagrama de fase del PSS se definió minimizando la suma cuadrática de los errores para las nueve condiciones de carga del generador que resultan de considerar los factores de potencia 0,9 en adelante, 1,0 y 0,9 en atraso para los valores 0,9, 0,75 y 0,5 pu de potencia activa de salida. La función objetivo $yobj_3$ se adoptó en el proceso de optimización resultando en la siguiente función

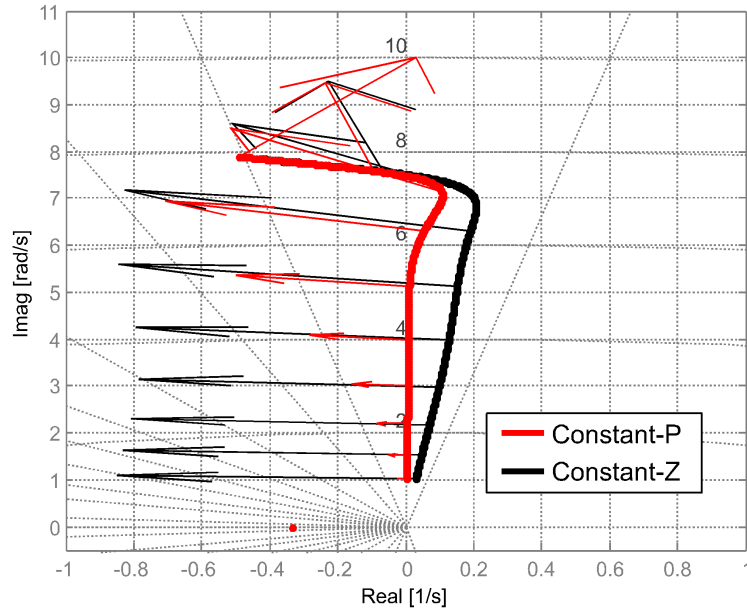


Figura 4.13: Polos electromecánicos y sus sensibilidades considerando modelos de impedancia constante (constant-Z) y de potencia constante (Constant-P) para la carga local.

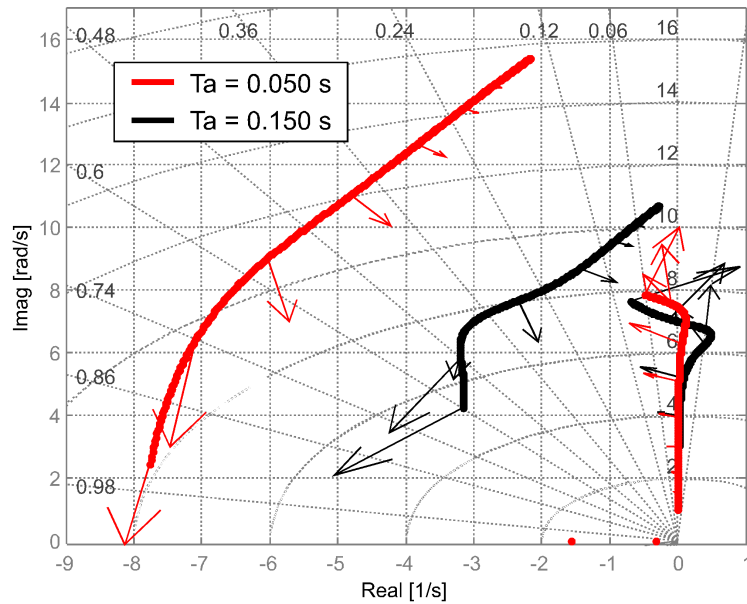


Figura 4.14: Impacto de la constante de tiempo de la excitatriz en los polos oscilatorios.

de transferencia del PSS:

$$GPSS_4(s) = \frac{1 + 0,142s}{1 + 0,014s} \frac{1 + 0,142s}{1 + 0,014s} \frac{1 + 0,158s}{1 + 0,641s} \frac{3s}{1 + 3s} \quad (4.4)$$

La Fig. 4.15 muestra la fase óptima del PSS obtenida considerando las nueve condiciones de carga del generador junto con la obtenida anteriormente para una única condición de carga. Las gráficas prácticamente coinciden en el rango de frecuencias electromecánicas. Las trayectorias de los polos oscilatorios para las nueve condiciones de carga del generador, sin y con PSS, se muestran en la Fig. 4.16 (en esta última se considera $K_s = 20$ pu).

Dada la estructura de los PSS actuales, no es posible encontrar en la práctica un conjunto de parámetros de PSS tal que no se produzca una sobrecompensación de fase en alguna frecuencia o punto de funcionamiento. Luego, evitar la sobrecompensación de fase en algunas frecuencias

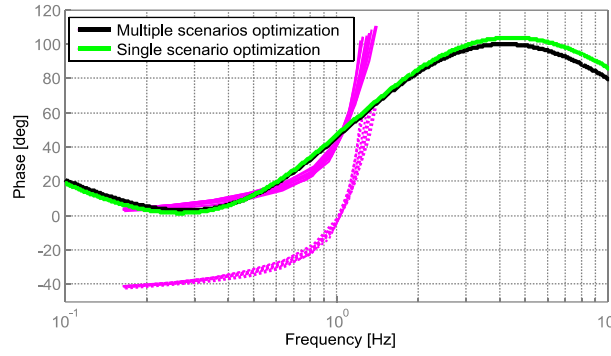


Figura 4.15: Fase de los PSS ajustados automáticamente considerando una y múltiples condiciones de operación del generador.

implica frecuentemente una subcompensación de fase en otras frecuencias. Las estructuras de PSS con topologías de mayor dimensión, de las que el PSS4B [54] es un ejemplo, pueden ser una alternativa bienvenida.

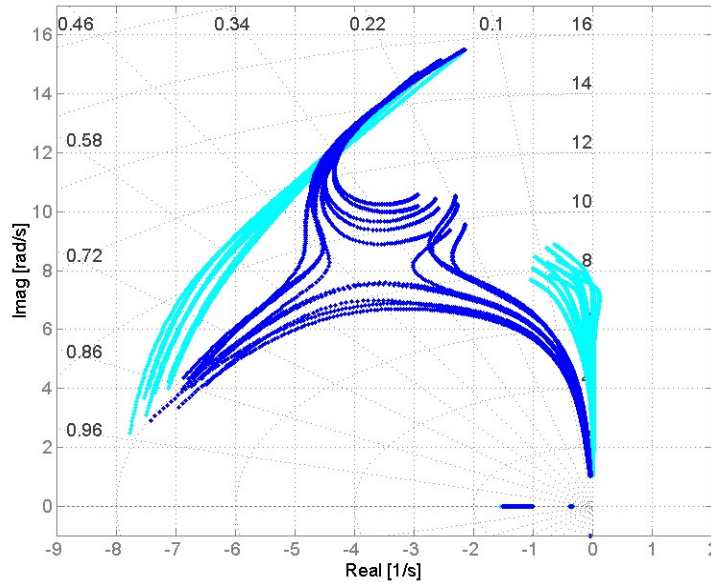


Figura 4.16: Polos oscilatorios considerando el ajuste automático de fase del PSS considerando múltiples puntos de operación del generador (cian: sin PSS; azul: con PSS).

4.3.4. Validación del método de ajuste de PSS en un sistema multimáquina

En esta sección se evalúa la capacidad de $GPSS_4(s)$ para amortiguar simultáneamente polos electromecánicos de distinta naturaleza. El sistema de prueba mostrado en la Fig. 4.17 consta de seis barras y tres generadores. Los generadores en las barras #1 y #2 resultan de dividir el generador del ejemplo del sistema sintético de dos barras en dos máquinas de 1560 MVA cada una. El generador de la barra #3 tiene los parámetros presentados en la Tabla 4.1 y está equipado con un sistema de excitación modelado como un bloque de primer orden con constante de tiempo $T_A = 0,05$ s y ganancia $K_A = 150$ pu. Los modelos de las cargas en las barras #4 y #5 se describen en la Tabla 4.2.

Los autovalores del sistema multimáquina se muestran en la Fig. 4.18, en la que se identifican tres modos electromecánicos. Los *mode-shapes* de velocidad del rotor en la Fig. 4.19 permiten clasificar los modos M1 (1,43 Hz), M2 (1,25 Hz) y M3 (0,39 Hz) en intraplanta (entre los gene-

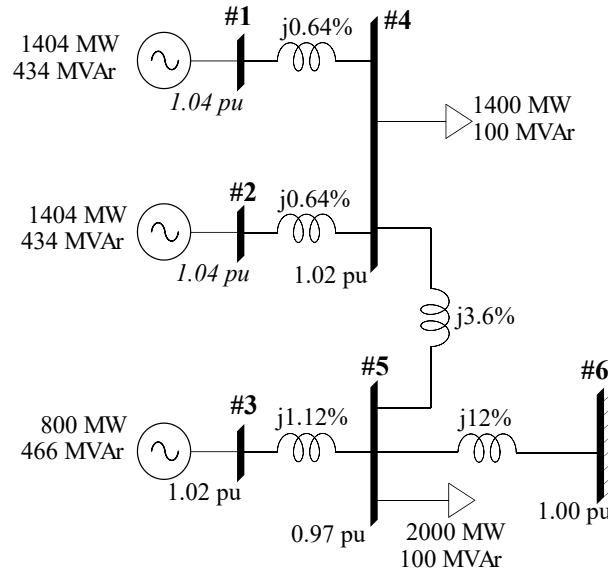


Figura 4.17: Sistema de prueba multimáquina 3MIB (las impedancias se especifican en la base de 100 MVA).

Tabla 4.1: Parámetros del generador en la barra #3.

S_n	f_n	x_d	x_q	x'_d	x'_q	x''_d
890 MVA	60 Hz	1,72 pu	1,68 pu	0,49 pu	0,80 pu	0,34pu
x''_q	x_l	r_a	H	T'_{d0}	T''_{d0}	T''_{q0}
0,34 pu	0,27 pu	0,0 pu	3,86 s	5,3 s	0,048 s	0,066 s

Tabla 4.2: Modelos de carga del sistema multimáquina.

Barra	Potencia Activa	Potencia Reactiva
#4	80 % I-constante, 20 % Z-constante	100 % Z-constante
#5	100 % P-constante	100 % Z-constante

radores #1 y #2), interplanta (generadores #1 y #2 contra generador #3) e interárea (los tres generadores oscilando coherentemente contra la barra infinita), respectivamente.

La Fig. 4.18 también presenta el lugar de las raíces de los polos electromecánicos, cuando la planta $\Delta\omega/\Delta V_r$ se cierra en el generador #1 a través de un lazo de realimentación que comprende una ganancia pura, sin compensación de fase. Para el generador #1, la Fig. 4.18 muestra los polos del sistema sintético calculados para los valores de reactancia de línea 0,1 pu, 0,25 pu y 6,08 pu con la máquina funcionando en el mismo punto que en el sistema multimáquina. Estos valores de X_{12} dan lugar a modos electromecánicos de frecuencias muy próximas a las de los modos M1, M2 y M3 del sistema multimáquina, respectivamente.

Para el generador #1, la Fig. 4.20 muestra los residuos de los polos de la función transferencia $\Delta\omega/\Delta V_r$ asociados a cada polo electromecánico, calculados para el sistema multimáquina y para los tres SMIB pertenecientes al sistema sintético. Se observa que los requerimientos de compensación de fase en cada una de las tres frecuencias electromecánicas del sistema multimáquina coinciden estrechamente con los del sistema sintético a frecuencias similares.

Tras la adición de $GPSS_4(s)$ al generador #1, se calculan los residuos de la función transferencia $\Delta PSS_{out}/\Delta V_r$ asociados a cada polo electromecánico tanto para el sistema multimáquina como para los tres SMIB del sistema sintético, y se muestran en la Fig. 4.21. La Fig. 4.22 mues-

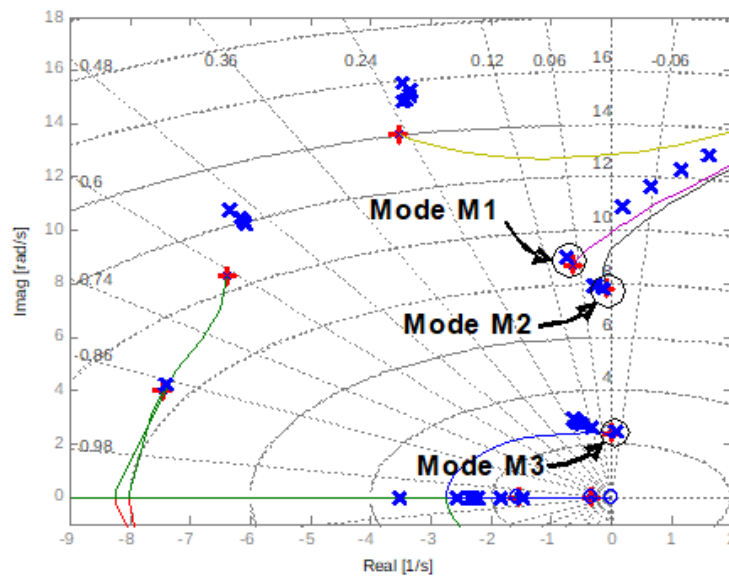


Figura 4.18: Autovalores del sistema de 3 máquinas con PSS en el generador #1 modelado como una ganancia única (azul $\times$: resultados del sistema multimáquina; rojo $+$: resultados del sistema sintético). También se muestran los lugares de las raíces para cambios de ganancia del PSS.

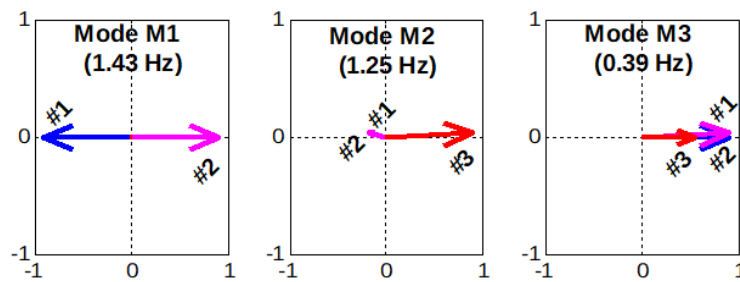


Figura 4.19: Mode-shapes de velocidad del rotor, con los generadores identificados por sus barras terminales.

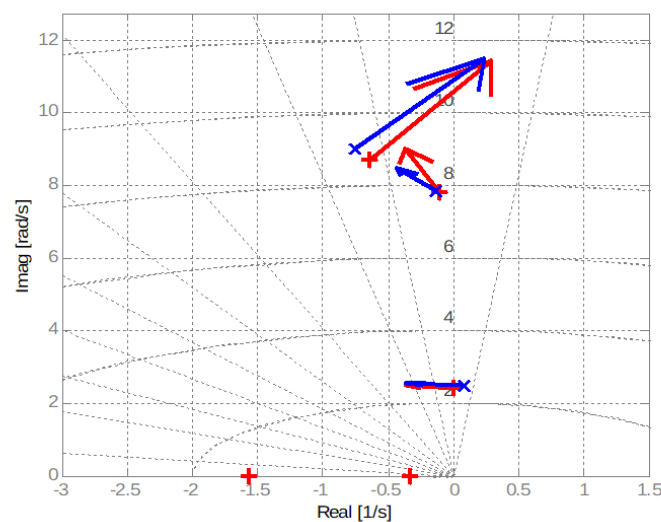


Figura 4.20: Polos electromecánicos y residuos de la función transferencia $\Delta\omega/\Delta V_r$ del generador #1 calculados sin PSS (azul $\times$: sistema multimáquina; rojo $+$: sistema sintético).

tra el desplazamiento de los polos electromecánicos en el sistema multimáquina cuando se añade $GPSS_4(s)$ a los generadores de las barras #1 y #2, y se aumentan sus ganancias de 0 a 35 pu en cinco intervalos equidistantes. Los polos electromecánicos calculados para los tres SMIB pertenecientes al sistema sintético también se muestran en la Fig. 4.22. Se observa que los polos electromecánicos del sistema sintético están muy próximos a los del sistema multimáquina, y que se proporciona amortiguamiento positivo a los tres modos electromecánicos en ambos casos. Cabe mencionar que un estabilizador añadido al generador de la barra #3, y sintonizado por el mismo método, sería más eficaz para amortiguar las oscilaciones interplanta (modo M2).

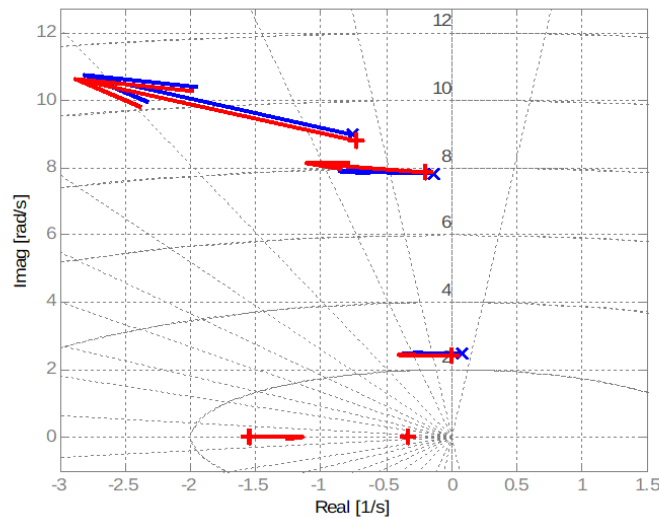


Figura 4.21: Residuos de los polos electromecánicos de la función transferencia $\Delta PSS_{out}/\Delta V_r$ del generador #1 con PSS (azul x: sistema multimáquina; rojo +: sistema sintético).

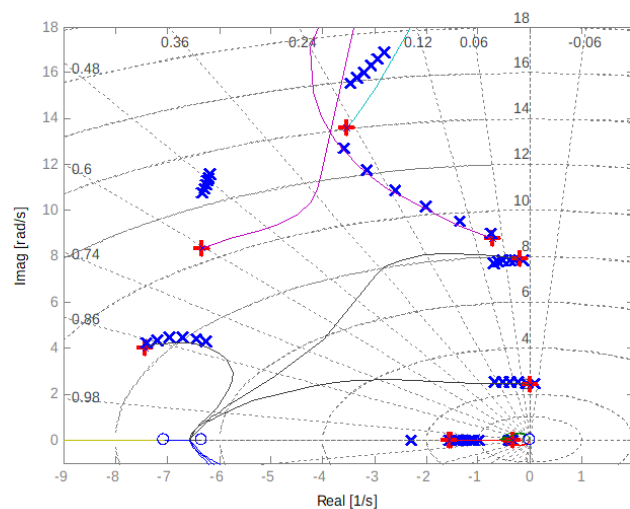


Figura 4.22: Autovalores del sistema de 3 máquinas con $GPSS_4(s)$ en los generadores #1 y #2, cuyas ganancias se varían simultáneamente (azul x: sistema multimáquina; rojo +: sistema sintético).

4.4. Consideraciones adicionales

Los resultados presentados en la Sección 4.3, junto con la experiencia acumulada en la aplicación del método propuesto de ajuste de fase del PSS, motivaron las siguientes consideraciones:

1. Dado que las magnitudes de las sensibilidades de los polos electromecánicos a bajas frecuencias son relativamente pequeñas, el desplazamiento de dichos polos a la izquierda del plano complejo depende en gran medida de la orientación de sus sensibilidades posterior a la sintonización del PSS (ángulo de salida del lugar de las raíces). En algunos casos, debería considerarse la posibilidad de permitir una ligera subcompensación de fase a frecuencias más altas para lograr una compensación de fase cercana a la óptima a las frecuencias críticas de los modos interárea.
2. Existen varios conjuntos de parámetros posibles que producen gráficos de fase del PSS contenidos dentro de la banda de compensación de fase. Estos conjuntos pueden mostrar diferentes gráficos de magnitud, para la misma ganancia K_s del PSS. Otras restricciones sobre las ganancias dinámicas relativas del PSS a bajas y altas frecuencias, como la relación de ganancia dinámica (DGR) definida en el Capítulo 7, podrían añadirse a la rutina de optimización para lograr un mejor desempeño.
3. Los PSS modernos de estructura IEEE PSS2B utilizan dos bloques de adelanto-atraso de fase en serie con bloques *wash-out* que tienen constantes de tiempo en el rango 10-20 s. Sin embargo, cuando a la constante de tiempo de *wash-out* se le dan valores en el rango de 3 a 5 s, aparece un excesivo adelanto de fase a bajas frecuencias que es perjudicial para los modos interárea. La adición de un tercer bloque de compensación al PSS, del tipo atraso de fase y centrado en bajas frecuencias, compensa el adelanto de fase indeseable en bajas frecuencias provocado por la constante de tiempo de *wash-out* de 3 s [52, 65]. El método de este capítulo permite diseñar eficazmente un PSS utilizando constantes de tiempo de *wash-out* grandes ($T_w = 10$ s o 20 s) o pequeñas (3 s), siempre que el tercer bloque en atraso esté disponible en el último caso.
4. En aras de la brevedad, este capítulo analiza los PSS derivados de la velocidad del rotor, pero el método propuesto es igualmente aplicable a las estructuras IEEE PSS2B y PSS4B, que presentan buenos rendimientos tanto en baja como en alta frecuencia. Por supuesto, pueden añadirse filtros torsionales adicionales a estas dos estructuras siempre que sea necesario. Las estructuras PSS2B y PSS4B modernas fueron concebidas para tener un rendimiento robusto inherente con respecto a transitorios adversos. El estabilizador multi-banda PSS4B [54] fue una buena iniciativa, ya que su estructura más compleja proporciona mayores grados de libertad para un ajuste óptimo de la fase.
5. Si una sola unidad (o central eléctrica) domina las oscilaciones locales, su(s) PSS bien diseñado(s) será(n) eficaz(es) para amortiguarlas. Por el contrario, el esfuerzo para amortiguar un modo interárea debe repartirse entre los generadores equipados con PSS en proporción a sus potencias nominales [43]. Otros factores que determinan la capacidad de amortiguamiento de los generadores son su ubicación relativa en el sistema y la presencia de cargas cercanas que puedan ser moduladas por las desviaciones de tensión. En síntesis, un PSS bien diseñado (suponiendo que el generador esté equipado con un sistema de excitación rápido) debería ser capaz de proporcionar un amortiguamiento entre bueno y excelente de los modos intraplanta y local en prácticamente todas las condiciones de funcionamiento, así como de contribuir adecuadamente al amortiguamiento de los modos interárea [39].
6. En los casos en los que no existan posibilidades de que se produzcan modos interárea de muy baja frecuencia, podrá reducirse el rango de frecuencias para las que el PSS debe proporcionar una compensación adecuada. Esto dará lugar a objetivos de diseño menos

estrictos en lo que respecta a las responsabilidades de amortiguamiento, permitiendo aumentar la robustez del PSS y garantizando un mejor rendimiento local (como una menor ganancia de alta frecuencia y menores interacciones adversas en los transitorios de potencia reactiva tras una rampa de MW del generador).

7. En cuanto al PSS en estudio, debe verificarse que no existan interacciones con los controles de las unidades generadoras cercanas y dispositivos como enlaces HVDC y equipos SVS. Una vez que se haya demostrado que el nuevo PSS es adecuado en lo que respecta a los requerimientos en pequeña señal, debe verificarse su rendimiento ante grandes perturbaciones mediante simulaciones no lineales detalladas.

4.5. Conclusiones

El método propuesto permite el ajuste automático de la fase del PSS a un bajo costo computacional. Se basa en la aplicación de los conceptos de los métodos GEP y de los residuos al sistema sintético. Una característica única del nuevo método es que sólo utiliza un punto de cada curva GEP (el ejemplo de este capítulo utiliza 125 curvas GEP), no computándose los restantes. Por lo tanto, el nuevo método requiere menos trabajo intuitivo por parte del ingeniero que la aplicación convencional del concepto GEP. Al igual que el método GEP, el método propuesto ofrece información limitada sobre los requerimientos de ganancia del PSS, que deben ajustarse con la ayuda de otras herramientas de simulación o durante las pruebas en campo. Sin embargo, en el método automático de ajuste de fase podrían incluirse restricciones adicionales, como límites en las ganancias de alta y baja frecuencia del PSS, como se introduce en el Capítulo 7.

El ajuste de fase del PSS se determina máquina por máquina, con el fin de amortiguar las oscilaciones del rotor en el rango necesario de frecuencias electromecánicas. Por ejemplo, los PSS de una central eléctrica multigenerador de baja capacidad, que no tiene un impacto significativo en los principales modos interárea, podrían sintonizarse sólo para el amortiguamiento de los modos locales e intraplanta. La configuración final de la ganancia de un PSS, cuando está integrado en un sistema multimáquina con múltiples fuentes de amortiguamiento es tarea de un equipo de planificación de operaciones que realiza estudios multimáquina, e idealmente, también podría recurrir a herramientas de coordinación de ganancia como las de [46, 62]. El método produciría buenos diseños de PSS para generadores individuales conectados a una gran red, o para docenas de generadores en un proyecto global de control de amortiguamiento de oscilaciones interárea, como se muestra en el Capítulo 5.

El gran número de iteraciones que requiere el algoritmo de búsqueda en la red hace que la rutina de optimización requiera un tiempo relativamente elevado para encontrar la solución, sobre todo si el diseño de la compensación de fase del PSS se realiza para varias condiciones de despacho de generación. Por lo tanto, el trabajo futuro debería considerar la aplicación de un algoritmo de optimización más eficiente. Además, la robustez del desempeño del PSS ajustado automáticamente debe comprobarse mediante simulaciones no lineales en condiciones de cambios rápidos de potencia activa y de funcionamiento en isla del área a la que se conecta el generador. Los resultados de dichas simulaciones pueden dar lugar a cambios en la sintonización del PSS, incluida la adición de *resets* no lineales y lógicas de protección de subexcitación.

Capítulo 5

Ajuste sistemático de PSS en un sistema eléctrico de gran escala

Resumen

En este capítulo se propone una metodología práctica para el ajuste de fase de todos los PSS en un sistema de potencia multimáquina utilizando el método propuesto en el Capítulo 4. El ajuste de fase se lleva a cabo de forma independiente para cada planta generadora, pero las ganancias de los PSS se determinan mediante un proceso coordinado de sintonización que tiene en cuenta todo el sistema multimáquina. Se presentan los resultados de la aplicación de esta metodología a un modelo de 110 máquinas del Sistema Interconectado Central de Chile. Tras habilitar 62 PSS con ajustes determinados por el método descrito, los análisis de pequeñas y grandes perturbaciones confirmaron que todos los modos críticos de este sistema estaban amortiguados satisfactoriamente.

5.1. Introducción

Síntesis

En base a la experiencia de proyectos anteriores de sintonización de PSS en Sudamérica [63, 66, 67], este capítulo describe una metodología que utiliza el método del sistema sintético para el ajuste de fase de PSS seleccionados, seguido de la sintonización coordinada de las ganancias basada en el análisis modal del modelo de sistema completo.

En el Capítulo 4 se describe el método de ajuste de fase utilizando el sistema sintético pero sólo se demuestra la eficacia de un PSS para amortiguar simultáneamente modos electromecánicos de distinta naturaleza en el sistema 3MIB, que fue especialmente preparado con fines ilustrativos. En este capítulo se presentan los resultados de la aplicación sistemática del método del sistema sintético para el ajuste de fase de los PSS en 62 de los 110 generadores de un modelo de gran escala de un sistema de potencia longitudinal real. Después de habilitar todos los PSS sintonizados con la metodología descrita, todos los modos de oscilación locales y críticos interárea fueron amortiguados más allá de los requisitos del código de red. Aunque los resultados presentados están relacionados con un sistema de potencia longitudinal, la metodología de sintonización de PSS descrita es completamente general.

Contribuciones

Las principales contribuciones de este capítulo son las siguientes:

- Se desarrollan directrices para la aplicación sistemática del método propuesto en el Capítulo 4.

- La efectividad de la metodología propuesta se verifica utilizando un modelo detallado de un sistema a gran escala del mundo real.

Organización

El resto de este capítulo se organiza como sigue. En la Sección 5.2 se describe la metodología propuesta. En la Sección 5.3 se describe el modelo de red analizado y en la Sección 5.4 se presentan los resultados. La Sección 5.5 presenta las conclusiones.

5.2. Metodología para el ajuste sistemático de PSS en un sistema multimáquina

El ajuste de la compensación de fase de los PSS de una central individual en un sistema multimáquina se lleva a cabo independientemente de las otras centrales, mientras que el ajuste de la ganancia se realiza de forma coordinada, considerando el modelo completo del sistema multimáquina, así como múltiples escenarios de flujo de potencia. Este diseño coordinado de la ganancia puede realizarse mediante un algoritmo de optimización simultánea [59], o de forma iterativa, mediante un algoritmo de iteración de punto fijo [68] o un algoritmo genético [69], en el que varios (o muchos) generadores comparten la responsabilidad de amortiguar los modos interárea. Incluso puede implementarse un proceso heurístico manual que comprenda unas pocas iteraciones, como en el caso de estudio de la Sección 5.4 de este capítulo. En estos casos, aquellos generadores cuyas acciones de control provocan el mayor desplazamiento de un modo crítico interárea reciben la mayor responsabilidad en el amortiguamiento del modo.

Esta sección describe una metodología para amortiguar los modos críticos que se basa en la aplicación sistemática del método del sistema sintético en los generadores candidatos elegidos. Las ganancias finales de los PSS se eligen de forma de obtener un amortiguamiento aceptable de los modos críticos en el modelo del sistema completo. La metodología es aplicable a cualquier sistema eléctrico, independientemente de su topología particular, e implica la ejecución secuencial de los seis pasos que se describen a continuación.

5.2.1. Paso 1: Análisis modal de los escenarios críticos elegidos

Se definen escenarios críticos que presentan modos interárea poco amortiguados, similares o incluso ligeramente peores que los esperados en la práctica, considerando una amplia gama de posibles condiciones de operación del sistema, incluidos diferentes niveles de generación en las áreas eléctricas, niveles de carga y topologías de red, tanto en condiciones de red completa como N-1 (un elemento serie o derivación fuera de servicio). El rango típico de frecuencias electromecánicas del sistema se identifica mediante los resultados del análisis modal de los casos base, con los controladores de las máquinas síncronas desactivados.

5.2.2. Paso 2: Caracterización de los modos críticos

Cada modo electromecánico crítico se caracteriza por su *mode-shape* de velocidad del rotor de los generadores síncronos. Se trata de una medida de la observabilidad del modo en las respuestas de todos los generadores del sistema y permite clasificarlo en intraplanta, interplanta o interárea.

5.2.3. Paso 3: Selección de los generadores candidatos

Los factores de participación de velocidad del rotor se utilizan para identificar los generadores más adecuados para instalar o resintonizar un PSS. Los PSS instalados en estos generadores se

diseñan como se describe en los siguientes pasos para proporcionar simultáneamente una amortiguación adecuada del modo local (bajo todas las condiciones de operación) y una contribución significativa a la amortiguación de los modos entre áreas en los que participan en gran medida [39]. La selección de generadores candidatos se realiza con suficiente redundancia para tener en cuenta escenarios en los que uno o varios estabilizadores (o generadores) están fuera de servicio (no despachados). Para los generadores candidatos sin PSS, se sugiere instalar un estabilizador derivado de la integral de la potencia de acelerante (ΔP_{acc} -PSS).

5.2.4. Paso 4: Ajuste de fase

El método de ajuste de PSS del sistema sintético se aplica sistemáticamente a cada generador candidato de acuerdo con los siguientes criterios:

- *Escenario de ajuste*: El PSS se sintoniza inicialmente para el punto de operación que conduce a los modos electromecánicos menos amortiguados, que en general corresponde al de máxima potencia activa y mínimo factor de potencia en adelanto [39]. Luego, la sintonización del PSS se valida para otros puntos de operación dentro de la curva de capacidad de la unidad generadora. Se puede utilizar una rutina de optimización para atender simultáneamente múltiples puntos operativos.
- *Definición de la PCB*: El rango de frecuencias de la PCB se reduce lo más posible para lograr una mejor compensación de fase en las frecuencias en las que la máquina tiene alta participación. La frecuencia máxima en el rango de la PCB está definida por la frecuencia más alta para un modo local, que es de naturaleza intraplanta en centrales eléctricas multimáquina. La frecuencia mínima de la PCB es la del modo más lento en el que el generador participa más de 0,1 pu (siendo 1,0 pu la participación más alta), multiplicado por un margen de seguridad de 0,8 para atender escenarios no estudiados.
- *Ganancia del PSS*: La ganancia del PSS de cada generador se ajusta para que los modos en la mitad superior de la trayectoria del modo electromecánico (ver Fig. 5.4) alcancen niveles de amortiguamiento relativo superiores al 10 %.
- *Filtros y no linealidades*: Las constantes de tiempo de *wash-out* se eligen inicialmente en el rango de 3 a 5 s y se ajustan cuando sea necesario para obtener una compensación de fase casi ideal en bajas frecuencias. Inicialmente se asumen valores estándar para el filtro de seguimiento de rampa (para los ΔP_{acc} -PSS) y el bloque limitador de salida.
- *Evaluación del desempeño ante grandes perturbaciones*: Se simulan escalones en la referencia del AVR y rampas rápidas de potencia mecánica para verificar si el PSS con los parámetros propuestos amortigua las oscilaciones electromecánicas sin introducir transitorios adversos en la tensión terminal que violen los estándares aceptados [70]. Los límites de salida del PSS se ajustan para la ganancia del PSS elegida mediante la simulación de fallas trifásicas en el lado de alta tensión del transformador elevador [71].

5.2.5. Paso 5: Ajuste coordinado de ganancias en el modelo multimáquina

Las ganancias finales de los PSS se eligen de acuerdo a los resultados del modelo del sistema completo. Los modos entre áreas que aún permanecen pobremente amortiguados después de agregar todos los PSS sintonizados al modelo completo, se amortiguan aumentando aún más las ganancias de los PSS de los generadores que muestran las participaciones más altas. Este procedimiento se aplica por separado para cada modo crítico, comenzando por los escenarios que presentan los modos menos amortiguados. A continuación, se verifica el desempeño del sistema con los valores de ganancia adoptados para los demás escenarios. Se deben elegir las ganancias mínimas posibles de los PSS que conduzcan a una amortiguación satisfactoria en las frecuencias

electromecánicas deseadas para reducir el riesgo de transitorios e interacciones adversos en otras frecuencias.

5.2.6. Paso 6: Estudios de estabilidad transitoria

Se realizan simulaciones en el dominio del tiempo de grandes perturbaciones en el modelo no lineal los PSS propuestos para amortiguar las oscilaciones electromecánicas críticas. También se verifican y minimizan, si es necesario, los transitorios adversos de tensión y potencia reactiva en bornes de los generadores que resultan de la acción del PSS tras rampas de potencia activa o variaciones de frecuencia del sistema. Los modos interárea críticos se excitan mediante perturbaciones simuladas en el sistema de transmisión que interconecta las áreas eléctricas con mayor participación sobre dichos modos. Sólo se analizan los escenarios más exigentes. Aunque no se espera que cambien los requisitos de compensación de fase del PSS, la ganancia, las constantes de tiempo de los filtros y los limitadores de salida pueden modificarse en función de los resultados de estas simulaciones no lineales.

5.3. Modelo del sistema de gran escala analizado

El Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile tiene una topología longitudinal, como se muestra en la Fig. 5.1, con corredores de transmisión de 220 y 500 kV que se componen, en general, de dos o tres circuitos en paralelo. Los principales parques de generación hidráulica y térmica se localizan en las zonas Sur y Centro, respectivamente. La zona Norte es exclusivamente térmica, concentrándose la generación mayoritariamente en las centrales Guacolda y Taltal. El sistema tiene una longitud de 2400 km y su carga se concentra mayoritariamente en la zona Centro. Las cargas máxima y mínima para el año 2012 son de 6400 y 4650 MW, respectivamente.

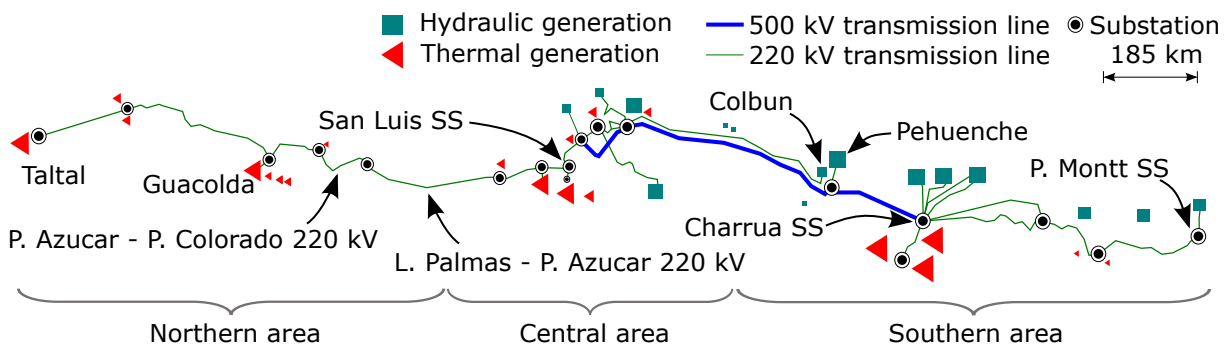


Figura 5.1: Diagrama geográfico simplificado del SIC para el año 2012.

El modelo no lineal del SIC completo tiene 110 generadores síncronos, la mayoría de ellos equipados con AVR y regulador de turbina. Incluye 55 modelos de PSS de distintos fabricantes, 36 de los cuales son ΔP_{acc} -PSS, mientras que el resto se derivan de la potencia eléctrica (ΔP_{el} -PSS). El modelo también incluye la representación dinámica de un compensador síncrono estático (STATCOM) y cuatro compensadores estáticos de VAr (SVC), ninguno de los cuales está equipado con POD. Las cargas se representan con modelos ZIP estáticos.

5.4. Diseño de múltiples PSS

En esta sección se presentan los resultados relacionados con el diseño de múltiples PSS para el modelo SIC de 110 generadores para el año 2012, siguiendo la metodología de la Sección 5.2. El modelo se montó con la mejor información disponible de las pruebas de campo y los datos del fabricante. A continuación se detalla cada paso del estudio.

En el Paso 1, se preparó un total de 60 escenarios de flujo de potencia de acuerdo con las directrices del operador de la red. Estos escenarios corresponden a diferentes niveles de generación en las zonas Norte, Centro y Sur ajustados para maximizar las transferencias de potencia en ambos sentidos por los principales corredores de interconexión. Se consideraron las condiciones de red completa y N-1 de la red junto con escenarios de carga alta, media y baja.

En los escenarios de demandas alta y baja, el modelo del SIC presenta 108 y 81 modos electromecánicos, respectivamente, de frecuencias entre 0,1 y 5 Hz. En cada uno de los 60 escenarios elegidos se comprobó, como prueba de coherencia de los datos, que el número de modos coincidía correctamente con el número de rotores de las máquinas síncronas menos uno. Casi todos los modos se encuentran en el rango de 0,5 a 3,5 Hz, considerándose éste el rango típico de frecuencias electromecánicas del SIC. Sólo unos pocos modos tienen frecuencias excepcionalmente altas, estando asociados a generadores relativamente pequeños (con inercias relativamente bajas) conectados a redes de 66 kV o inferiores.

Todos los modos (autovalores) de los 60 escenarios son estables en ausencia de controladores de los generadores. Cuando se añaden los modelos dinámicos de los AVR a los generadores (sin PSS) de estos 60 modelos del SIC, los modos electromecánicos se desplazan en general hacia la derecha del plano complejo y algunos de ellos se vuelven inestables.

Se utiliza el caso de la central Guacolda, ubicada en la región Norte, para ilustrar la participación de un generador en varios modos electromecánicos a los que debe proporcionar amortiguamiento positivo. Esta central eléctrica a carbón tiene cuatro unidades aproximadamente de 175 MVA, dos de las cuales (unidades 1 y 2) se representan con modelos idénticos.

Del análisis de los *mode-shapes* del Paso 2, se ve que cinco modos son altamente observables en las velocidades de los rotores de las máquinas de Guacolda, a saber, los tres modos intraplanta, un modo interplanta contra la central Taltal (modo Guacolda - Taltal), y un modo interárea (Norte - Sistema) en el que Guacolda oscila contra el resto del sistema. Cuando Taltal (dos generadores idénticos de 165 MVA) está en servicio, la frecuencia del modo Norte - Sistema cae de 0,72 Hz a 0,55 Hz debido a la mayor inercia equivalente del área Norte. La Fig. 5.2 presenta el *mode-shape* y los factores de participación de la velocidad del rotor del modo Norte - Sistema con Taltal en servicio.

Además del modo Norte - Sistema, el SIC tiene otros cinco modos interárea, a saber, el modo Charrúa - P. Montt (1,15 Hz); el modo Pehuenche - Charrúa (0.86 - 1.06 Hz); el modo Pehuenche - Sistema (0.57 Hz); el modo Colbún - San Luis (1.00 Hz); y el modo Charrúa - San Luis (0.87 Hz). La frecuencia de este último modo es muy cercana a la del modo Taltal - Guacolda (0.91 Hz). En la forma del modo Charrúa - San Luis que se muestra en la Fig. 5.3 también se puede observar que Guacolda oscila contra Taltal a la misma frecuencia.

En el Paso 3 se verificó que los generadores de Guacolda también tienen alta participación en los modos altamente observables en las velocidades de sus rotores. El límite inferior de frecuencia de la PCB para los generadores de Guacolda se definió en $0,8 \times 0,55 \text{ Hz} = 0,44 \text{ Hz}$, mientras que el superior se definió en la frecuencia intraplanta más alta (1,52 Hz). De manera similar, el análisis de los factores de participación permitió definir los límites de frecuencia de la PCB para todos los generadores candidatos. El análisis de los factores de participación también determinó la necesidad de instalar estabilizadores en 7 generadores adicionales.

En el Paso 4, se utilizó el sistema sintético para verificar el desempeño de los PSS ya existentes, volver a sintonizarlos o cambiar su estructura cuando fuera necesario. El código de red requiere que todas las unidades generadoras de potencia nominal superior a 50 MW estén equipadas con PSS. Se realizó una única prueba por conjunto de múltiples generadores con modelos idénticos. Como resultado del análisis, se consideró necesario cambiar la estructura del PSS de ΔP_{el} a ΔP_{acc} en 6 generadores (de las centrales Guacolda y Taltal) y resintonizar 35 estabilizadores. Se encontró que el desempeño de un conjunto de 14 PSS existentes era aceptable en las pruebas del sistema sintético, y por lo tanto, sus ajustes no se modificaron.

Un ejemplo de una prueba en el sistema sintético se ilustra en la Fig. 5.4, que muestra los

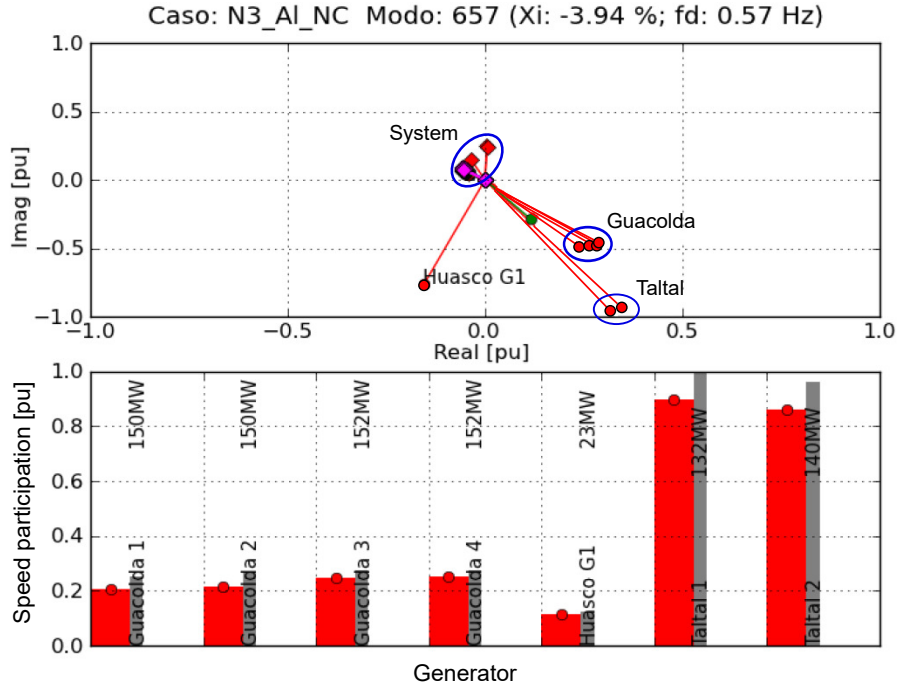


Figura 5.2: Mode-shape de velocidad del rotor (arriba) y factores de participación (abajo: velocidad en rojo y ángulo en gris) para el modo Norte - Sistema con Taltal en servicio. El gráfico de abajo indica los MW nominales de las máquinas.

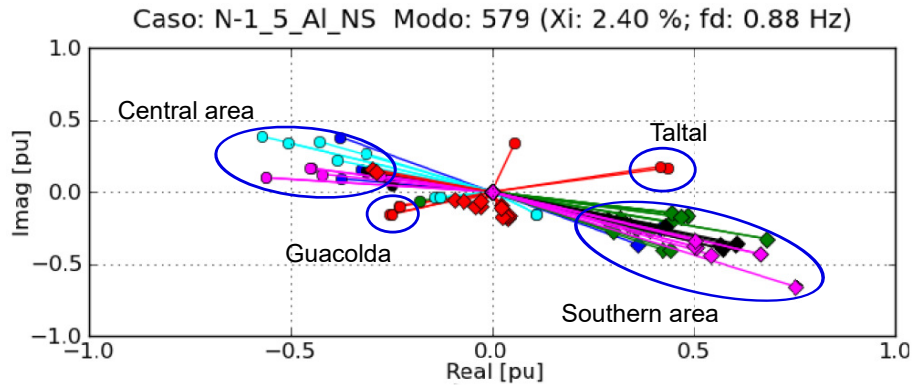


Figura 5.3: Mode-shape de velocidad del rotor del modo Charrúa - San Luis.

polos electromecánicos de la familia SMIB para la Unidad 3 de Guacolda con y sin el PSS sintonizado para un punto de operación de máxima potencia activa y factor de potencia mínimo en adelante (se obtienen resultados similares para las otras tres unidades). Las ramas del lugar de las raíces producidas al variar las ganancias del PSS entre 0 y 20 pu también se muestran en esta figura (líneas rojas) para nueve escenarios del sistema sintético (es decir, nueve valores de X_{12}). De los ángulos de salida de estos lugares de las raíces, se ve que la compensación de fase del PSS de parámetros fijos (excepto la ganancia) en el límite de frecuencia inferior de la PCB es prácticamente ideal, mientras que se experimenta cierta subcompensación en frecuencias más altas.

Los ángulos de partida de las ramas del lugar de las raíces indican la contribución de fase de un PSS de dos entradas (ΔP_{acc}) evaluada en el propio polo complejo y, por lo tanto, son más precisos que los que se obtendrían con el uso de la función GEP y la función de transferencia simplificada de un PSS de entrada única (por ejemplo, desde la velocidad del rotor $\Delta\omega$ hasta la salida del PSS, asumiendo $\Delta\omega = -\Delta P_e/2Hs$) para el ajuste de fase de un ΔP_{acc} -PSS.

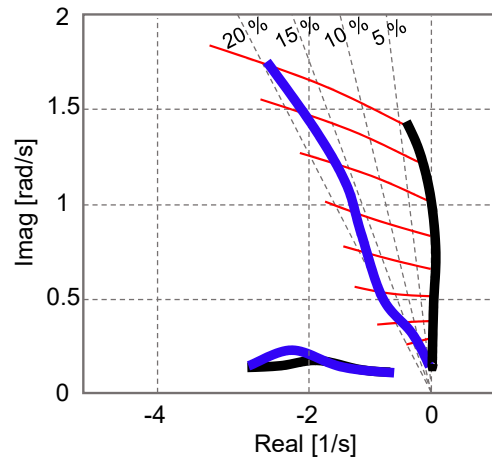


Figura 5.4: Trayectorias del polo electromecánico de la Unidad 3 de Guacolda en el sistema sintético con (azul) y sin (negro) PSS con parámetros propuestos. Lugar de las raíces (rojo) para nueve escenarios SMIB del sistema sintético cuando la ganancia del PSS correctamente sintonizado varía de 0 a 20 pu.

Como parte del Paso 5, los modelos de PSS con los ajustes obtenidos en el Paso 4 se implementaron en el modelo del SIC completo y sus ganancias se aumentaron aún más cuando fue necesario. Esta coordinación de las ganancias de PSS se logró en sólo unas pocas iteraciones en un proceso iterativo de análisis del cambio de los modos críticos producido por cambios en el vector de ganancias de los PSS. Se podría haber realizado un ajuste coordinado más riguroso utilizando una metodología como la propuesta en [59].

Por ejemplo, el amortiguamiento del modo Charrúa - San Luis se incrementó elevando las ganancias de los PSS de los generadores en las áreas Centro y Sur con mayores factores de participación (como se muestra en la Fig. 5.5 para uno de los escenarios de flujo de potencia). La Fig. 5.6 resalta la ubicación de este modo para el sistema con y sin PSS. Las Figs. 5.7 y 5.8 comparan otros modos críticos entre áreas para dos escenarios seleccionados, con y sin los PSS sintonizados.

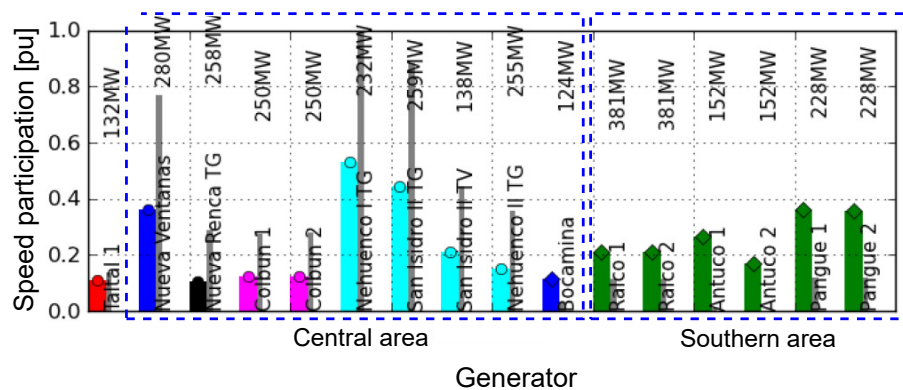


Figura 5.5: Factores de participación de la velocidad (barras coloreadas) y ángulo (barras grises) del rotor para el modo Charrúa - San Luis.

Todos los modos interárea se movieron prácticamente de forma horizontal hacia la izquierda cuando los PSS están habilitados. Dado que los cambios de estos modos dependen de la contribución combinada al amortiguamiento de varios PSS, no pueden estimarse a partir de la prueba del sistema sintético. En todos los casos se alcanzaron amortiguamientos relativos mínimos de 10 y 5 % requeridos por el código de red para el caso base y los escenarios de red N-1, respectivamente. Los resultados permiten verificar la importancia de agregar PSS a los generadores ubicados en

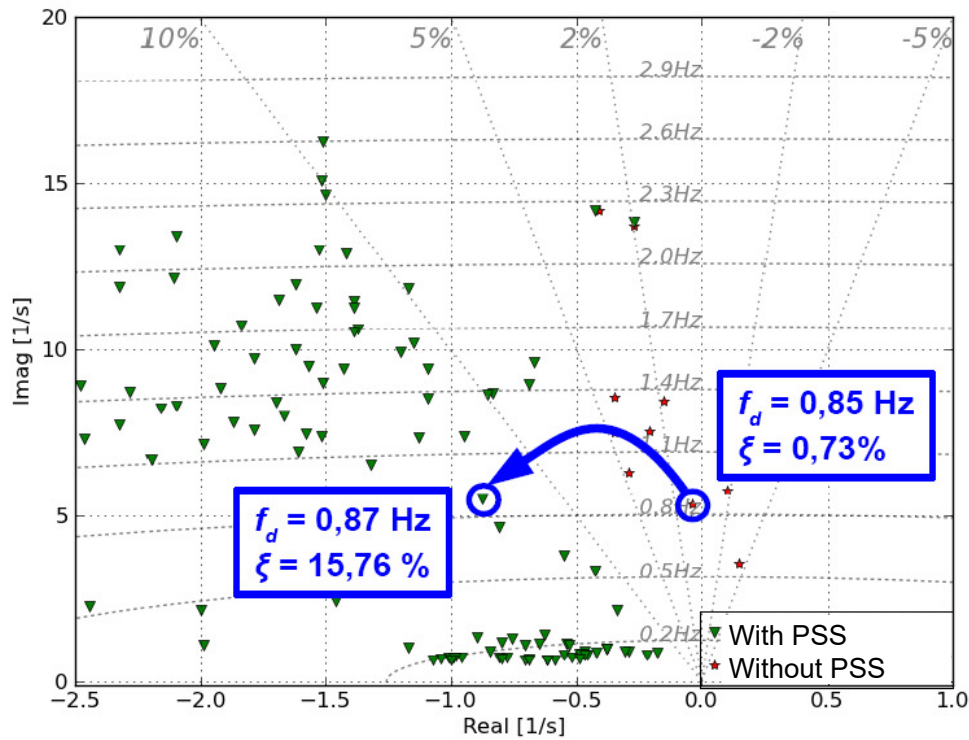


Figura 5.6: Modos electromecánicos con y sin PSS con los ajuste propuestos. Se destaca el cambio que experimenta el modo Charrúa - San Luis debido a la acción amortiguadora combinada de los distintos PSS.

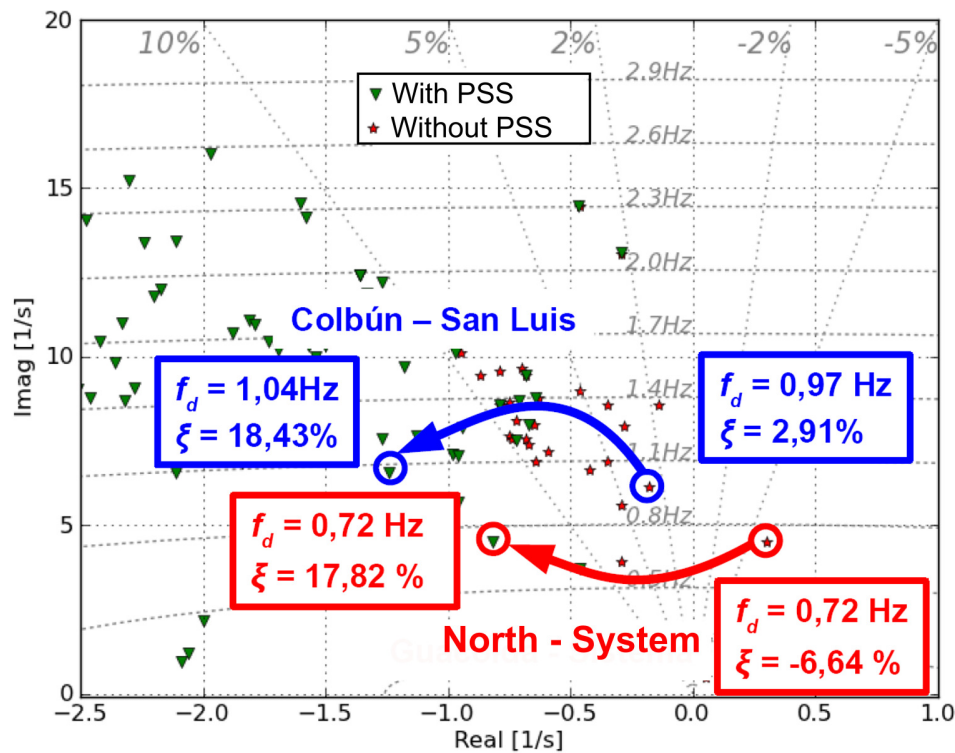


Figura 5.7: Modos electromecánicos con y sin PSS con los ajuste propuestos. Se destacan los cambios experimentados por el modo Colbún - San Luis (1,00 Hz) y el modo Norte - Sistema sin Taltal (0,72 Hz) debido a la acción amortiguadora combinada de los distintos PSS.

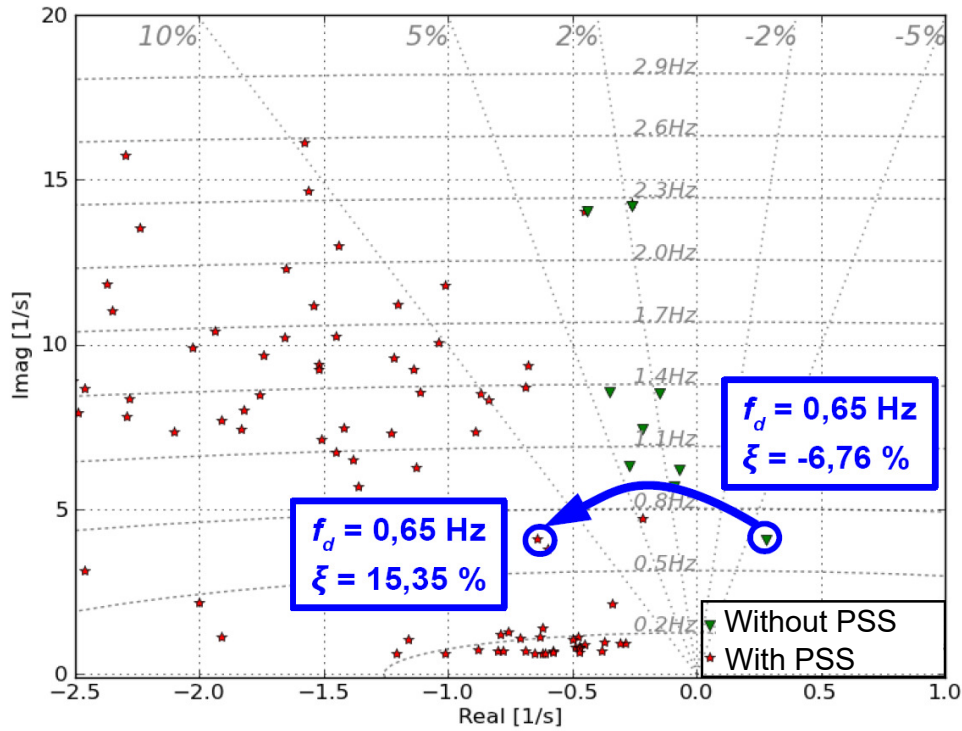


Figura 5.8: Modos electromecánicos sin y con PSS con los ajuste propuestos. Se destaca el cambio experimentado por el modo Norte - Sistema con el efecto combinado de los múltiples PSS (escenario con Taltal en servicio).

los extremos del sistema longitudinal, como se señala en la literatura [72].

Los modos locales de frecuencias en el rango de 1,2 a 4,6 Hz asociados con 23 generadores (sin PSS) con potencias nominales entre 1 MVA y 26 MVA se amortiguaron deficientemente incluso después de habilitar todos los PSS. Como estos modos locales que se relacionan generadores de potencias nominales relativamente reducidas no ponen en peligro la estabilidad oscilatoria del sistema en su conjunto, la solución de compromiso para mejorar su amortiguación fue una reducción de las ganancias transitorias de sus AVR, lo que lleva a desempeños más lentos pero totalmente aceptables para perturbaciones pequeñas y grandes.

En el Paso 6 se llevaron a cabo análisis de estabilidad transitoria considerando diversas perturbaciones para verificar el desempeño en gran señal de los ajustes propuestos para los PSS. Por ejemplo, en la Fig. 5.9 se muestran las desviaciones de potencia activa a través de la línea P. Azúcar - P. Colorado 220 kV tras una falla bifásica a tierra en uno de los circuitos de L. Palmas - P. Azúcar 220 kV. La falla fue simulada considerando la presencia (en 3 unidades) y ausencia de PSS en Guacolda. El modo Norte - Sistema es claramente observable en la variable monitoreada, y se ve que su amortiguamiento se vuelve significativamente mayor cuando se habilitan los PSS en Guacolda.

5.5. Conclusiones

El método de ajuste de fase de PSS del sistema sintético se aplicó sistemáticamente a 62 generadores de un modelo relativamente grande de un sistema de potencia longitudinal que originalmente mostraba oscilaciones poco amortiguadas. Con los ajustes de PSS propuestos se lograron desempeños en pequeña y gran señal compatibles con el código de red. Los resultados de este estudio confirman que la aplicación del método del sistema sintético individualmente a varios generadores en un sistema de potencia de múltiples máquinas, seguida del ajuste coordinado de las ganancias de los PSS, asegura efectivamente la amortiguación simultánea de los modos interárea

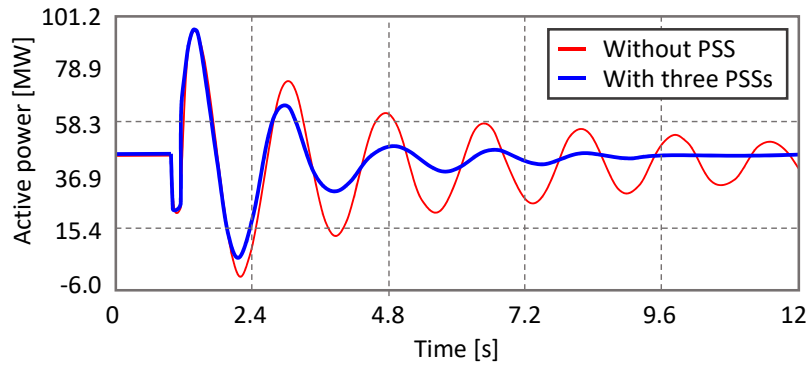


Figura 5.9: Potencia a través de la línea P. Azúcar - P. Colorado 220 kV tras una falla en uno de los circuitos de L. Palmas - P. Azúcar 220 kV, con tres y ningún PSS en la central Guacolda.

y locales críticos. Los resultados se presentan para un sistema de potencia longitudinal, pero la metodología es aplicable a sistemas de potencia con otras topologías.

El método de ajuste de fase del sistema sintético es computacionalmente muy eficiente, ya que se basa en cálculos que utilizan matrices de estado de orden relativamente pequeña, que generalmente no tienen más de unos 30 estados. Considerando que sólo 10 puntos operativos son suficientes para el diseño del PSS, se necesita un esfuerzo computacional reducido para aplicar el método del sistema sintético a sistemas de gran tamaño.

Capítulo 6

Amortiguamiento de modos electromecánicos en plantas multigenerador

Resumen

Este capítulo presenta resultados de la aplicación del diagrama de Nyquist amortiguado (DNP) para determinar la ganancia y la compensación de fase de un PSS. El DNP es un método de diseño de respuesta de frecuencia de lazo abierto con la capacidad de ubicar un par de polos complejos en el sistema a lazo cerrado. La sintonización del PSS se realiza utilizando el sistema sintético de dos barras cuyos resultados se validan contra modelos detallados de plantas de generación de múltiples unidades, enfatizando así las ventajas de utilizar el método DNP junto con el sistema sintético para realizar una sintonización de PSS en la práctica.

6.1. Introducción

Síntesis

Desde la perspectiva de una planta de generación con múltiples unidades integrada en un gran sistema de múltiples máquinas, los modos electromecánicos (EM) se pueden dividir en modos externos y modos intraplanta. Todos los modos externos, incluidos los modos de oscilación interárea, hacen que las múltiples unidades de la planta oscilen de manera coherente, comportándose como un generador agregado, y por lo tanto pueden denominarse indistintamente modos agregados [73].

Una central eléctrica con N_g unidades en paralelo presenta un modo EM agregado y $N_g - 1$ modos intraplanta; este último se repite (valores iguales) cuando las unidades tienen idénticos modelos y niveles de carga. La frecuencia y el amortiguamiento relativo de los modos intraplanta no dependen de la red externa sino de las características de la central eléctrica. Los PSS son la solución más rentable para estabilizar los modos dentro de la planta, que tienden a ser poco amortiguados cuando se utilizan conjuntos AVR-excitación de acción rápida.

Normalmente, las múltiples unidades de una central hidroeléctrica son prácticamente idénticas y funcionan con el mismo nivel de carga. En estas condiciones, la central presenta una simetría casi exacta. En [73, 74] se analiza el efecto de estabilizadores idénticos del sistema de potencia en los modos agregado, excitatriz (EX) e intraplanta de una central eléctrica multimáquina simétrica.

En este capítulo se presentan los resultados de la aplicación del método del diagrama de Nyquist amortiguado (DNP) [34] para sintonizar un PSS de parámetros fijos con el fin de amortiguar simultáneamente los modos de oscilación locales e intraplanta de una central eléctrica multigenerador. Se verifica que la sintonización de fase del PSS resultante es adecuada para diez

escenarios del sistema sintético y se analiza el impacto del PSS en los modos intraplanta y EX.

Los resultados del sistema sintético se validan frente a los resultados de un modelo detallado de una planta multigenerador versus barra infinita (MGIB), enfatizando así la idoneidad de utilizar las fórmulas de ubicación de polos del método DNP junto con el sistema sintético para ajustar el PSS considerando varias configuraciones de la central eléctrica y condiciones externas de la red.

Contribuciones

Las principales contribuciones de este capítulo son las siguientes:

- Se define el rango de ganancias (*Damping ratio gain range* o DRGR) del PSS que garantiza que tanto los modos intraplanta como los de excitación cumplan con el mínimo amortiguamiento relativo objetivo.
- Los análisis de los resultados de los casos de estudio permiten definir un criterio para el ajuste de fase de los PSS en centrales eléctricas multimáquina.
- La verificación de la aplicación del DNP a los resultados de la sintonización del PSS en el sistema sintético sirve de base para proponer el método de ajuste automático en el Capítulo 7.

Organización

Este capítulo está organizado como sigue. En la Sección 6.2 se describen los equivalentes SMIB para representar los modos intraplanta y agregado, y se define el DRGR. En la Sección 6.3 se presentan los resultados del ajuste de PSS aplicando el método DNP al modelo del sistema sintético, mientras que en la Sección 6.4 se validan estos resultados frente a los resultados del sistema MGIB. Las conclusiones se resumen en la Sección 6.5.

6.2. Métodos

6.2.1. Estudios de centrales multigeneradores mediante modelos SMIB

Para mayor claridad, la reactancia variable X_{12} del sistema sintético (Fig. 3.1) se renombra como X_e^{SMIB} .

Se puede simplificar el análisis modal de modelos lineales de sistemas dinámicos que presentan cierta simetría estructural utilizando el concepto de puntos nodales de sus *mode-shapes*. Por ejemplo, considérese la central eléctrica multigenerador con N_g unidades idénticas de la Fig. 6.1.

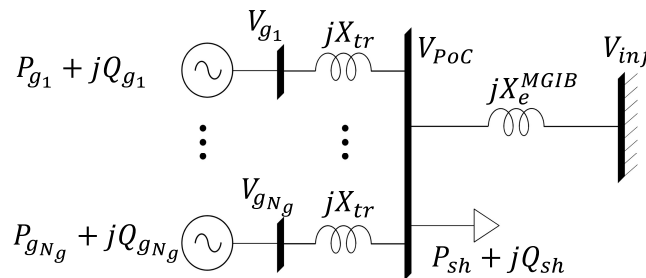


Figura 6.1: Sistema de una central eléctrica multigenerador contra una barra infinita (MGIB).

El nodo de oscilación del modo agregado es la barra infinita. Para reproducir este modo, la reactancia de línea X_e^{SMIB} se debe elegir igual a la de la reactancia de red X_e^{MGIB} multiplicada

por el número N_g de generadores en servicio [75]:

$$X_e^{\text{SMIB}} = N_g \times X_e^{\text{MGIB}} + X_{tr}. \quad (6.1)$$

La reactancia X_e^{SMIB} conduce a las mismas pérdidas de potencia activa y reactiva bajo el supuesto de que la inyección de corriente de todas las unidades es idéntica en magnitud y ángulo [76].

Como la barra del lado de alta tensión es un nodo para el modo de oscilación intraplanta, dicha barra puede sustituirse por una barra infinita cuando sólo se vaya a estudiar el modo intraplanta. Por lo tanto, para reproducir las oscilaciones intraplanta en un sistema SMIB, la reactancia de línea X_e^{SMIB} se elige igual a la reactancia del transformador elevador de la unidad generadora X_{tr} , es decir $X_e^{\text{MGIB}} = 0$ en (6.1).

El rango de valores de la reactancia de línea dado por (6.1) define las reactancias sintéticas mínima y máxima del sistema en un estudio de sintonización del PSS para una unidad generadora en una central eléctrica multigenerador con el objetivo de amortiguar los modos locales intraplanta y agregados.

6.2.2. Rango de ganancias para el amortiguamiento relativo objetivo

Sea $G(s) = -\omega_r/V_r$ la función de transferencia de la referencia del AVR V_r a la velocidad del rotor ω_r del generador síncrono. El método DNP se utiliza para sintonizar un PSS derivado de la velocidad del rotor y estabilizar $G(s)$.

En un sistema con un generador equipado con un PSS bien diseñado, el amortiguamiento relativo del modo electromecánico (EM) local aumenta con la ganancia del PSS, mientras que el amortiguamiento relativo del modo de excitatriz (EX) suele reducirse. Las frecuencias de cruce (cruces del eje real negativo) del DNP permiten determinar el rango de ganancias DRGR del PSS, κ , dentro del cual los modos EX y EM presentan amortiguamientos relativos superiores al valor mínimo objetivo. La definición de κ es análoga a la definición del intervalo de ganancias que garantizan la estabilidad del sistema utilizando el gráfico clásico de Nyquist [49], y se ilustra en la Sección 6.3.

6.3. Caso de estudio de un sistema sintético

Se aplicaron el método DNP y las fórmulas de [34] para diseñar el lazo de realimentación $H(s)$ con el objetivo de ubicar el par de polos de oscilación EM de un único sistema SMIB perteneciente a la familia de sistemas sintéticos. Luego se verificó el impacto en el amortiguamiento del modo EM de otros miembros de la familia SMIB. El generador se despachó en 0,9 pu y factor de potencia 0,9 en adelante, y sin carga en la barra #1. La máquina síncrona de 520 MVA y sus modelos de sistema AVR-excitación se tomaron de la Sección 4.3.

Los escenarios del sistema sintético corresponden a diez valores logarítmicamente espaciados de X_e^{SMIB} entre 0,1 y 25 pu. El PSS se diseñó para amortiguar el polo EM más a la derecha en el plano complejo $\lambda_3 = 0,1 \pm j7,2$ ($\xi_3 = -1,4\%$), que corresponde a un sistema SMIB con $X_e^{\text{SMIB}} = 0,34$ pu. El objetivo del ajuste del PSS es desplazar λ_3 a λ_{3c} , teniendo este último un amortiguamiento relativo $\xi_c = 15\%$ y la misma frecuencia amortiguada que λ_3 .

Para $T_w = 10$ s, la fase de $GW(\lambda_{3c})$ es $\phi = 117,6^\circ$ como se muestra en el DNP de la Fig. 6.2. Por lo tanto, $C(s)$ debe compensar $180^\circ - 117,6^\circ = 62,4^\circ$ para $s = \lambda_{3c}$.

A continuación se comparan dos alternativas de ajuste de PSS para $C(s)$ con dos bloques de fase idénticos de primer orden conectados en serie, cada uno de los cuales compensa $31,2^\circ$ para $s = \lambda_{3c}$.

6.3.1. Compensación de fase con máximo adelanto en ω_{d3}

La función $C_A(s)$ se diseñó para proporcionar la máxima compensación de fase a la frecuencia electromecánica amortiguada $\omega_{d3} = 7,2 \text{ rad/s}$ (1,15 Hz), obteniendo así $T_n = 0,224 \text{ s}$ y $T_d = 0,084 \text{ s}$. Con estos dos bloques de adelanto de fase, el punto del sistema compensado $GW C_A(\lambda_c)$ se encuentra en $-0,485 + j0$, exactamente en 180° como muestra la Fig. 6.2, y la ganancia del PSS calculada a partir de (2.46) es por tanto $K_{sA} = 2,06 \text{ pu}$.

El DNP cruza el eje real negativo en los puntos $-0,485$ y $-0,205$ para las frecuencias amortiguadas $7,2$ y 11 rad/s , respectivamente. El sistema compensado cumple con el mínimo amortiguamiento relativo objetivo si $1/0,485 \geq K_{sA} \geq 1/0,205$. Estos dos cruces de frecuencia [30] del diagrama DNP indican que el lugar de las raíces cruza la línea de ξ_c constante (trayectoria de Nyquist amortiguada) a frecuencias amortiguadas $7,2$ y 11 rad/s para valores de ganancia $2,06$ y $4,89 \text{ pu}$, respectivamente. Por lo tanto, el rango de ganancia permitido es $\kappa_A = [2,06; 4,89]$.

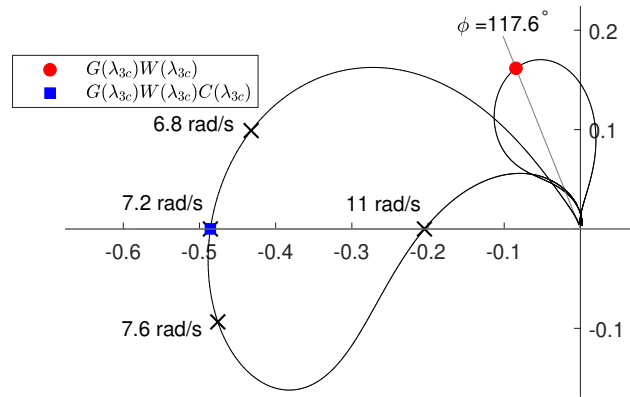


Figura 6.2: Diagramas de Nyquist amortiguados de los sistemas con y sin la compensación de $C_A(s)$ diseñada con máxima compensación de fase en ω_{d3} (caso SMIB₃).

La Fig. 6.3 muestra el DNP del sistema compensado en fase y ganancia en el que se verifica que $K_{sA}GW C_A(\lambda_c) = -1$. El DNP compensado tiene un segundo cruce del eje real en $-0,412$ para una frecuencia amortiguada aplicada de 11 rad/s .

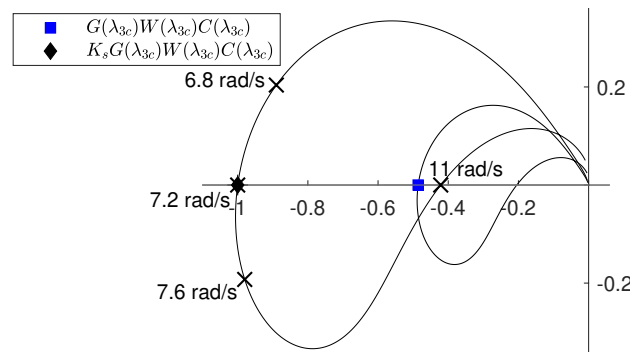


Figura 6.3: Diagramas de Nyquist amortiguados de los sistemas compensados solo en fase y en ganancia y fase para $C_A(s)$ diseñada con máxima compensación de fase en ω_{d3} (caso SMIB₃).

El lugar de las raíces de la Fig. 6.4 muestra que λ_3 se desplaza hacia la izquierda en el plano complejo y se sitúa en la ubicación objetivo especificada cuando el escenario del sistema SMIB₃ está equipado con el PSS diseñado.

Se comprueba en el lugar de las raíces que el sistema cumple con la relación de amortiguamiento mínimo objetivo para $K_{sA} \in \kappa_A$. Los valores de ganancia $K_{sA} > 4,89 \text{ pu}$ y $K_{sA} < 2,06 \text{ pu}$ conducen a amortiguamientos relativos de los modos EX y EM inferiores a ξ_c , respectivamente. Esto puede observarse directamente en el DNP compensado de la Fig. 6.2, dado que el mismo

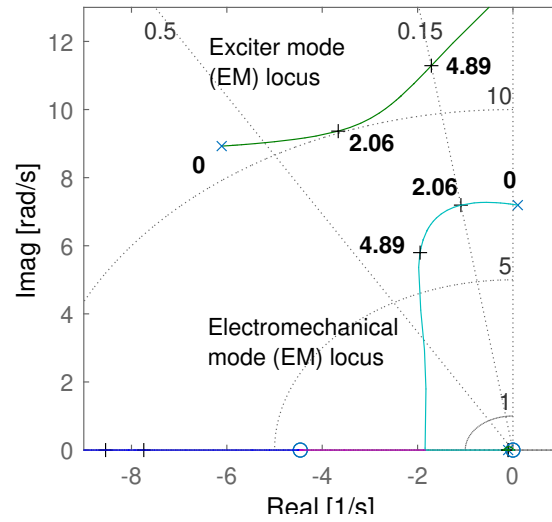


Figura 6.4: Lugar de las raíces para el caso $SMIB_3$ cuando se compensa con $WC_A(s)K_{sA}$. Se indican los modos excitador y electromecánico para tres valores de ganancia del PSS. (Nota: todos los lugares de las raíces de este capítulo se obtuvieron variando la ganancia K_s del PSS).

varía linealmente con K_{sA} .

La Fig. 6.5 presenta los lugares de las raíces para diez escenarios del sistema sintético ($SMIB_1, SMIB_2, \dots, SMIB_{10}$) compensados con un PSS cuya fase está dada por $C_A(s)$. Por ejemplo, en este caso λ_3 puede representar un modo agregado, mientras que λ_1 y λ_2 correspondientes a los SMIB con reactancias X_e^{SMIB} iguales a 0, 10 pu y 0, 17 pu, respectivamente, podrían corresponder a modos intraplanta de una central multigenerador.

La Fig. 6.5 muestra que los polos electromecánicos con frecuencias superiores a ω_{d3} (lugares de las raíces resaltados en rojo) se desplazan inicialmente hacia la izquierda y aumentan en frecuencia para valores bajos de K_s , pero cuando $K_s > K_{sA}$ pronto se desvían hacia el eje imaginario para volverse inestables.

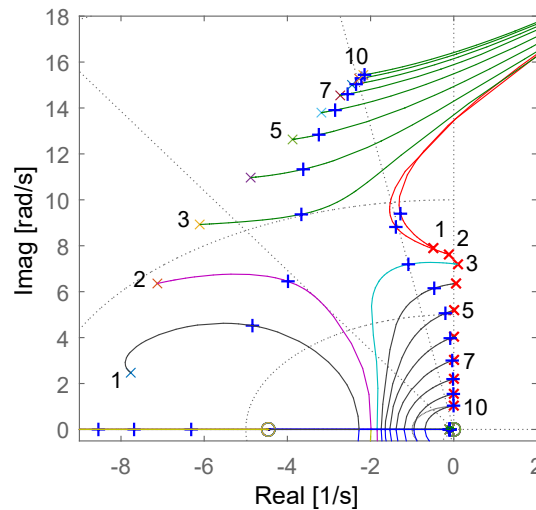


Figura 6.5: Lugares de las raíces para diez escenarios del sistema sintético: (x) Sistema no compensado; (+) Sistema compensado con $C_A(s)K_{sA}$ diseñado para $SMIB_3$.

En la Fig. 6.5 se observa que el modo de excitatriz aumenta su frecuencia y reduce su amortiguamiento a medida que X_e^{SMIB} aumenta y el generador se aleja eléctricamente de la barra infinita. El límite sería el generador suministrando una carga local y desconectado de la barra infinita. En esa condición límite, no habría modo electromecánico, pero el modo de excitación

sería de mayor frecuencia y aún menos amortiguado. Este comportamiento es en cierto modo análogo al efecto desestabilizador sobre el modo excitador en condiciones de vacío que se produce al aumentar la ganancia del regulador [42].

6.3.2. Compensación de fase con máximo adelanto en 4 Hz

Los dos bloques compensadores de fase idénticos de $C_B(s)$ se diseñaron para proporcionar el máximo adelanto en 4 Hz, obteniendo $T_n = 0,097$ s y $T_d = 0,016$ s. El punto $GW C_B(\lambda_c)$ se encuentra en $-0,24 + j0$, como se muestra en la Fig. 6.6, por lo tanto $K_{sB} = 4,17$ pu.

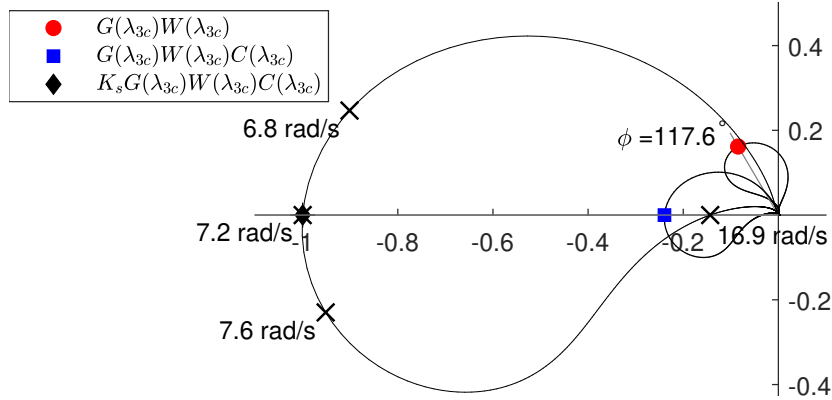


Figura 6.6: Diagramas de Nyquist amortiguados de los sistemas sin compensación, con compensación solo de fase y con compensación de fase y ganancia para $C_B(s)$ diseñados con la máxima compensación de fase en 4 Hz.

El DNP con compensación de fase cruza el eje real negativo en los puntos -0,24 y -0,034 en las frecuencias amortiguadas 7,2 y 16,9 rad/s, respectivamente, por lo que el rango de ganancia permitido resulta $\kappa_B = [4, 17; 29, 41]$. Luego, sin calcular el lugar de las raíces, el DNP indica que el diseño $C_B(s)$ es mejor que el $C_A(s)$, ya que el rango de ganancias permitido κ_B es mayor que κ_A . El margen de fase para este caso también es mayor.

La Fig. 6.7 presenta los lugares de las raíces para los diez casos SMIB del sistema sintético cuando la compensación de fase del PSS es $C_B(s)$. La ganancia del PSS debería elevarse muy por encima de K_{sB} para aumentar el amortiguamiento de los polos interárea (λ_7 a λ_{10}), pero no hay riesgo práctico de desestabilizar los modos intraplanta λ_1 y λ_2 .

La Fig. 6.8 presenta los lugares de las raíces del sistema sintético compensado con C_A y C_B , utilizando punteros sobre las ramas para indicar las ubicaciones de los polos para $K_s = 10$ pu. Para ese valor de ganancia se observa que el polo electromecánico de mayor frecuencia λ_1 (de naturaleza intraplanta) se vuelve inestable para el PSS con $C_A(s)$, mientras que tiene un amortiguamiento relativo de 23,6 % para el PSS con $C_B(s)$.

La Fig. 6.9 presenta los diagramas de Bode de $WC_A(s)$ y $WC_B(s)$. Las dos funciones proporcionan la misma compensación de fase a la frecuencia amortiguada $\omega_{d3} = 7,2$ rad/s. Sin embargo, $WC_B(s)$ proporciona una compensación de fase mucho mayor para frecuencias superiores a ω_{d3} , lo que resulta en lugares de las raíces con mejor comportamiento para los modos electromecánicos λ_1 y λ_2 , como muestra la Fig. 6.7. Como ventaja adicional, $WC_B(s)$ proporciona una sobrecompensación de fase ligeramente menor a bajas frecuencias electromecánicas (de naturaleza interárea) que $WC_A(s)$.

Al ajustar un PSS entre varios otros PSS utilizando el sistema sintético, debe considerarse que el amortiguamiento relativo objetivo para los modos interárea de baja frecuencia poco amortiguados se consigue normalmente mediante la acción de varias centrales eléctricas equipadas con PSS correctamente sintonizados.

Las Figuras 6.5, 6.7 y 6.8 muestran que el impacto de la ganancia del PSS en el modo EX se reduce a medida que aumenta X_e^{SMIB} (y se reduce la frecuencia EM). En estas figuras, el

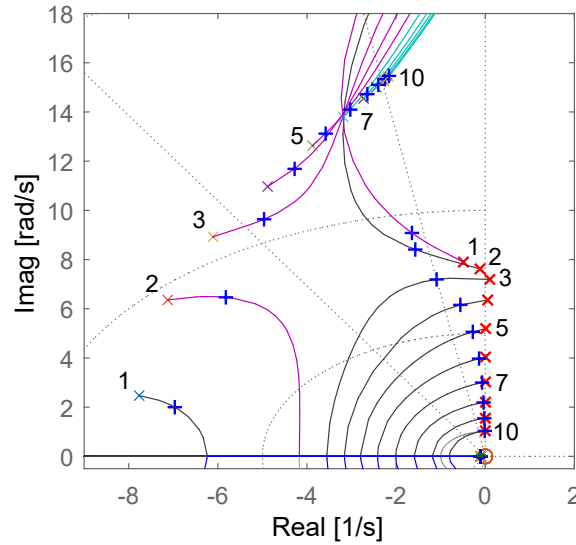


Figura 6.7: Lugares de las raíces para diez escenarios del sistema sintético: (x) Sistema no compensado; (+) Sistema compensado con $C_B(s)K_{sB}$ diseñado para SMIB₃.

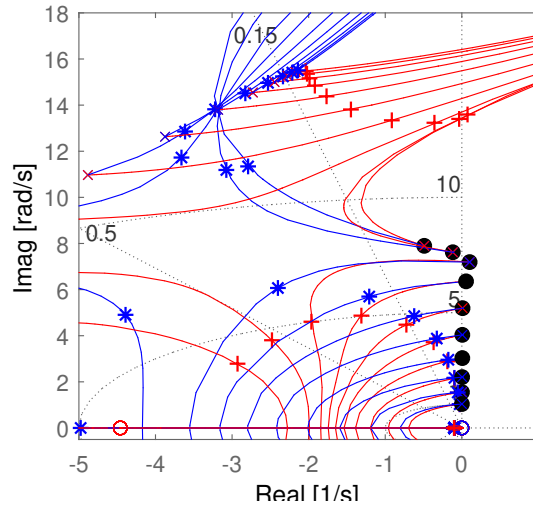


Figura 6.8: Lugares de las raíces para 10 escenarios con punteros para los polos electromecánico y excitador del sistema no compensado (●), y sistema compensado con C_A (+) y C_B (*) para $K_s = 10$ pu.

amortiguamiento del modo EX del décimo escenario ($X_e^{\text{SMIB}} = 25$ pu) para el diseño C_B es inferior al 15 %, no debido a la acción del PSS sino más bien al ajuste del AVR.

6.4. Estudio de caso de una central eléctrica multigenerador

Los resultados del sistema sintético se validaron frente a los resultados del banco de pruebas MGIB de una central multigenerador mostrado en la Fig. 6.1, en el que el número N_g de unidades generadoras idénticas varía de 1 a 6. Las reactancias son $X_{tr} = 10\%$ en base S_b , y $X_e^{\text{MGIB}} = 0,6$ pu en base $6 \times S_b$. Los modelos de las unidades generadoras y sus puntos de funcionamiento son los mismos que los utilizados en la Sección 6.3.

La carga en el lado de alta tensión de los transformadores elevadores de los generadores es independiente de las variaciones de tensión (potencia constante) y su componente reactiva Q_{sh} se ajusta para que las tensiones terminales de los generadores sean 1,0 pu.

Se analizaron los siguientes casos en el sistema MGIB:

- Caso B1: La potencia activa de la carga se ajusta de forma que la potencia activa trans-

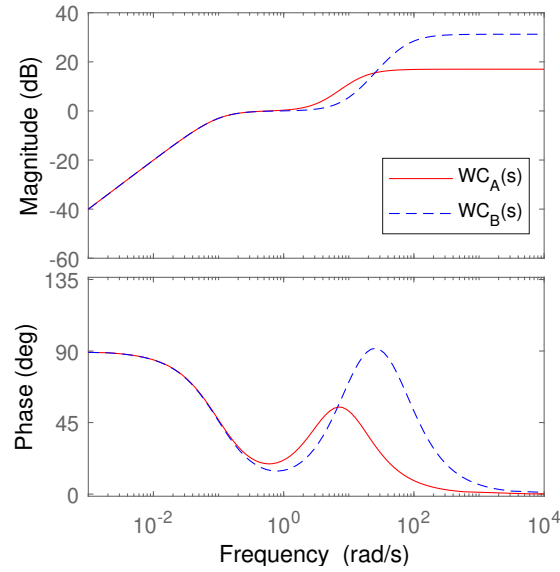


Figura 6.9: Diagramas de Bode de $WC_A(s)$ y $WC_B(s)$.

mitida a través de la línea permanezca constante e igual a la potencia de salida de una máquina (468 MW) mientras que el número de unidades generadoras despachadas varía de 1 a 6.

- Caso B2: Es similar al banco de pruebas del Caso B1, pero la carga $P_{sh} + jQ_{sh}$ se ajusta más finamente para que los polos locales agregados de la central multigenerador se aproximen más a los del sistema sintético SMIB, lo que resulta en una potencia activa variable transmitida a través de la línea a medida que se despachan más unidades generadoras.

La Fig. 6.10 muestra los polos del sistema MGIB para los casos B1 y B2, y valores de N_g que varían de 1 (caso SMIB) a 6 (una planta multigenerador de 6 unidades). Dicha figura muestra también los polos para las reactancias del sistema sintético dadas por (6.1), lo que permite reproducir el modo EM agregado para un número variable de unidades despachadas.

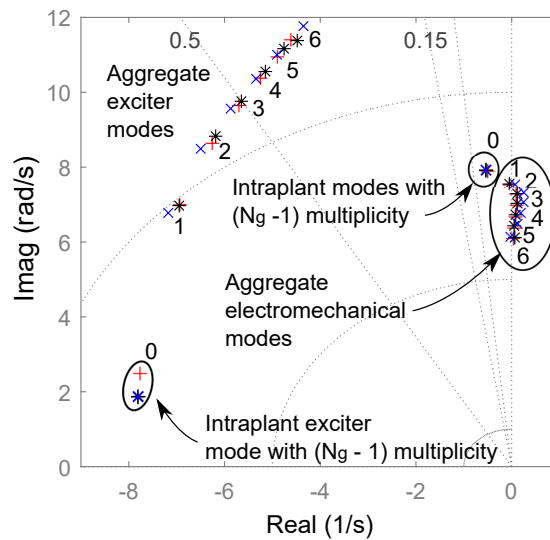


Figura 6.10: Polos EM del sistema sintético (+) y del sistema MGIB para los casos B1 (x) y B2 (*). Los números junto a los polos corresponden al valor de N_g en (6.1).

La Fig. 6.11 muestra una vista ampliada de la Fig. 6.10 en la región de los polos EM para la planta multigenerador para señalar que:

- Las frecuencias de los polos del sistema sintético coinciden estrechamente con las de los polos del sistema multigenerador detallado, mientras que hay una ligera diferencia en los amortiguamientos relativos.
- El sistema MGIB reproduce simultáneamente los modos intraplanta y local (agregado), mientras que el sistema sintético sólo reproduce un modo intraplanta o local agregado por escenario de operación SMIB.
- Los modos intraplanta, tanto EM como EX, se reproducen en el sistema sintético para $N_g = 0$ en (6.1).
- Variar la reactancia de línea del sistema SMIB en (6.1) para reproducir el polo local agregado equivale a mantener fija la reactancia de línea y variar las potencias nominales del generador y del transformador.

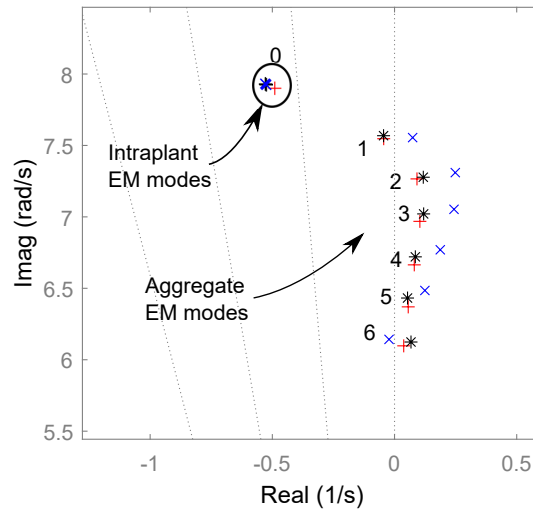


Figura 6.11: Vista ampliada de la Fig. 6.10: resultados del sistema sintético (+) y de los casos B1 (x) y B2 (*) del sistema multigenerador detallado.

La Fig. 6.12 muestra la relación entre el consumo de potencia activa de la carga local en el sistema sintético P_{sh}^{SMIB} (una sola máquina) y el sistema MGIB P_{sh}^{6GIB} para los casos B1 y B2. El consumo de la carga local tiene que aumentar considerablemente en el Caso B2 con respecto al Caso B1 para conseguir polos EM con amortiguamientos relativos que se ajusten mejor a los del sistema sintético. Sin embargo, la variación absoluta del amortiguamiento relativo de los modos EM agregados es reducida. Se comprueba, por tanto, que el amortiguamiento de los modos locales agregados depende de la magnitud y localización de la carga del sistema con respecto a los generadores estudiados.

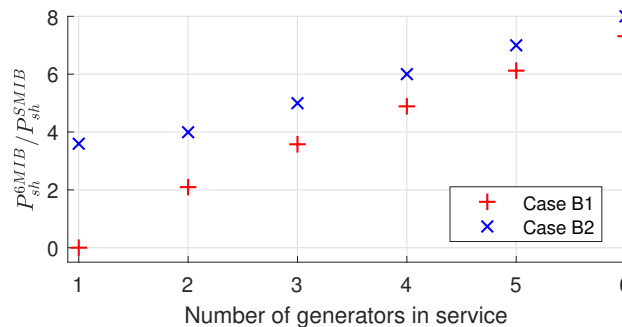


Figura 6.12: Comparación de la potencia activa de la carga local para el sistema MGIB.

La Fig. 6.13 muestra los lugares de las raíces de los polos del sistema MGIB para los casos B1 y B2 con 6 unidades equipadas con PSS de función de transferencia $WC_B(s)$ y ganancias K_s que varían simultáneamente de 0 a 4,17 pu. Los 6 PSS idénticos diseñados con el método DNP utilizando el sistema sintético proporcionan amortiguamiento positivo tanto para los modos intraplanta como para los modos locales de oscilación de la central contra la red.

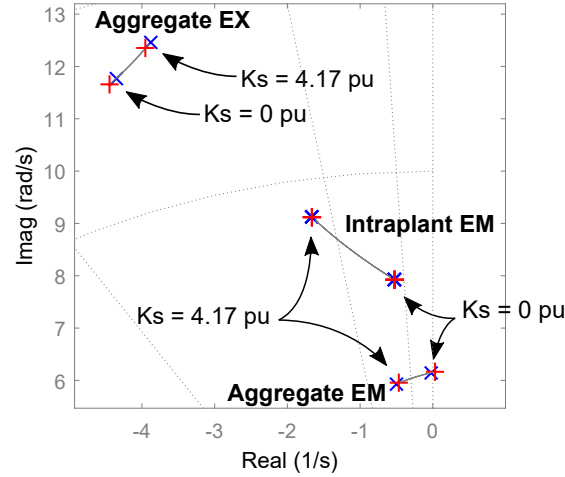


Figura 6.13: Lugares de las raíces del sistema MGIB para los casos B1 (+) y B2 (x) con 6 unidades con PSS cuyas ganancias K_s varían simultáneamente de 0 a 4,17 pu.

6.5. Conclusiones

Los resultados del sistema sintético se validaron con los resultados de modelos de centrales eléctricas multigenerador conectadas a la red. Esto permite destacar la utilidad y practicidad del sistema sintético para realizar un ajuste de PSS considerando varias configuraciones de la central eléctrica y condiciones de la red externa.

Los resultados del estudio de caso repasan el análisis de [74] de una forma más exhaustiva y tutorial, y muestran que cuando la frecuencia central de los bloques de adelanto de fase del PSS se establece igual a la frecuencia amortiguada del polo, otros polos electromecánicos de frecuencias más altas son propensos a volverse inestables debido a una compensación de fase insuficiente. Este efecto indeseable se mitiga cuando la frecuencia central de los bloques de adelanto de fase se fija en un valor más alto, por ejemplo en 4 Hz.

Se demostró que las frecuencias de cruce del DNP compensado permiten definir el rango de ganancias κ dentro del cual tanto el modo excitatriz como el electromecánico tienen amortiguamientos relativos superiores al mínimo valor objetivo.

Capítulo 7

Diagrama de Nyquist amortiguado para optimizar los parámetros del PSS

Resumen

Este capítulo presenta un método para optimizar el ajuste de un PSS con el objetivo de amortiguar simultáneamente polos electromecánicos de distinta naturaleza. Se utiliza el DNP para determinar los requerimientos de compensación de fase y ganancia del PSS para ubicar cada polo en un lugar predefinido del plano complejo. Se resuelve un problema no lineal de ajuste de curvas por mínimos cuadrados para encontrar el conjunto de parámetros del PSS que conduce a la compensación óptima para todos los polos dominantes en base a un único cálculo de autovalores por escenario de operación. El ajuste del PSS se realiza en el modelo del sistema sintético de dos barras cuyos resultados se validan frente a los resultados del modelo 3MIB. Se destacan las ventajas de utilizar el método DNP junto con el sistema sintético para ajustar un PSS en la práctica.

7.1. Introducción

Síntesis y contribuciones

El Capítulo 6 demostró que el sistema sintético puede utilizarse para evaluar el desempeño del PSS en una central eléctrica multimáquina cuando se ajusta con el método DNP. Este capítulo presenta un nuevo método para la optimización de la sintonización del PSS que avanza aún más en la implementación del método DNP al permitir amortiguar simultáneamente modos electromecánicos de diferentes frecuencias y para varios escenarios de operación.

Este capítulo realiza varias contribuciones al estado del arte, como se describe a continuación:

1. Mientras que los métodos existentes se basan en cálculos iterativos de autovalores para definir la ganancia del PSS con el fin de alcanzar el mínimo amortiguamiento relativo deseado, el método propuesto determina los requisitos exactos de compensación de fase y ganancia de cada modo que debe amortiguarse utilizando un único cálculo de autovalores por escenario de operación.
2. Se introduce una nueva cantidad, la relación de ganancias dinámicas (DGR), definida como la relación de la ganancia del PSS a frecuencias electromecánicas altas y bajas, como una cantidad que debe optimizarse junto con la compensación de fase. Además, se define un nuevo tipo de diagrama, el diagrama de Bode amortiguado (DBP), como complemento del DNP para los análisis en el dominio de la frecuencia.
3. El método propuesto extiende la aplicación del DNP al sistema sintético para evitar la necesidad de utilizar modelos reales de red a gran escala, que pueden producir resultados

de simulación muy precisos pero a menudo son de acceso limitado debido a problemas de confidencialidad [50]. Además, los cálculos utilizando el sistema sintético son adecuados para ajustar un PSS en campo, en circunstancias en las que no es posible realizar estudios detallados con modelos multimáquina por falta de tiempo.

4. Se proponen dos enfoques diferentes para ponderar la ganancia requerida del PSS por las sensibilidades de los polos en lazo abierto [29] para sistemas multimáquina y para el sistema sintético, con el fin de atender los casos en los que la ganancia mínima del PSS se define por los requisitos de amortiguamiento de los polos interárea de baja frecuencia.
5. Finalmente, en los casos de estudio se validaron los requisitos de compensación de fase del PSS del sistema sintético con los de un sistema multimáquina, enfatizando así la utilidad y practicidad de aplicar el método DNP propuesto al sistema sintético para sintonizar un PSS considerando varios puntos de operación del generador y condiciones externas de la red.

Organización

El resto de este capítulo se organiza como sigue. La Sección 7.2 presenta el método DNP propuesto para el amortiguamiento simultáneo de polos de diferentes frecuencias y para varios escenarios. La Sección 7.3 describe el enfoque propuesto para la selección automática de la ganancia del PSS al aplicar el método DNP al sistema sintético. Las Secciones 7.4 y 7.5 presentan los resultados de la aplicación del método propuesto al sistema sintético y al sistema 3MIB propuesto en la Sección 4.3.4, respectivamente. Las conclusiones se resumen en la Sección 7.6.

7.2. Método de ajuste de PSS propuesto para el amortiguamiento simultáneo de polos

La sintonización del PSS para amortiguar simultáneamente N polos electromecánicos comprende la optimización de $C(s)$ seguida de la elección de la ganancia K_s . Los requisitos de compensación de fase y ganancia para el i -ésimo polo se calculan a partir de (2.45) y (2.46), respectivamente. Para que el PSS proporcione siempre amortiguación positiva y $\phi_c(s)$ en (2.45) sea continuo, $\xi_{ci} > \xi_i$, y los polos bien amortiguados deben excluirse del cálculo de los requisitos de IPC.

7.2.1. Optimización de la compensación de fase

Problema de optimización

Considérese un PSS con la función transferencia en (2.38). Las constantes de tiempo de $C(s)$ se encuentran resolviendo el siguiente problema no lineal de ajuste de curvas por mínimos cuadrados:

$$\min_{\mathbf{T}} \|\mathbf{F}(\mathbf{T})\|_2^2 = \min_{\mathbf{T}} (f_1(\mathbf{T})^2 + \dots + f_N(\mathbf{T})^2) \quad (7.1a)$$

$$\text{s.t. } \mathbf{T}_{\min} \leq \mathbf{T} \leq \mathbf{T}_{\max}, \quad (7.1b)$$

$$\text{con } \mathbf{F}(\mathbf{T}) = [f_1(\mathbf{T}), \dots, f_N(\mathbf{T})], \quad (7.1c)$$

$$\mathbf{T} = [T_{n1}, T_{d1}, \dots, T_{nQ}, T_{dQ}], \quad (7.1d)$$

y las funciones $f_1, \dots, f_N$ definidas de acuerdo a uno de los criterios presentados más abajo en esta Sección 7.2.1. Dichas funciones en $\mathbf{F}(\mathbf{T})$ definen cómo $GWC(\lambda_c)$ se acerca al eje real y al punto $-1 + j0$.

Los límites $\mathbf{T}_{\min}$ y $\mathbf{T}_{\max}$ en (7.1b) evitan que el algoritmo de optimización alcance una solución que no sea práctica. En los casos de estudio de este capítulo, los valores máximo y mínimo de estas constantes de tiempo se fijaron en 2 s y 0,01 s, respectivamente.

La precisión del ajuste de fase se cuantifica mediante el error cuadrático medio MSE_ϕ de los ángulos de fase con respecto al IPC, que se define como:

$$MSE_\phi = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \Delta\phi_i^2, \quad \text{con} \quad \Delta\phi_i = \phi_{ci} - \arg\{C(\lambda_{ci})\}. \quad (7.2)$$

Para comparar la compensación de fase del PSS con los requisitos de la IPC se propone producir un diagrama de Bode amortiguado, que comprende diagramas de magnitud y fase como funciones de la frecuencia amortiguada de una función de transferencia evaluada a lo largo de la línea de amortiguamiento relativo constante que es parte de la trayectoria amortiguada de Nyquist.

Funciones objetivo

La ganancia de un bloque de adelanto-atraso de fase tiene su mayor pendiente en la frecuencia central (a la que proporciona la máxima compensación de fase), por lo que la acción amortiguadora del PSS a frecuencias electromecánicas bajas y altas puede verse muy influenciada por cambios relativamente pequeños en los parámetros de $C(s)$. Por lo tanto, en esta sección se definen tres funciones $\mathbf{F}$ alternativas para el diseño de $C(s)$, en las que sólo se optimiza su fase, tanto su fase como su ganancia dinámica, o su fase y la DGR.

Se utilizan factores de ponderación para dar prioridad a uno de estos atributos sobre los demás o para mejorar la sintonización en determinadas frecuencias. Estos factores pueden ajustarse mediante un análisis de sensibilidad que muestre el efecto de cambiar sus valores en la sintonización del PSS resultante y, por tanto, en los polos compensados del sistema.

Optimización únicamente de la compensación de fase

Con el objetivo de minimizar la desviación de la compensación de fase del PSS respecto a la IPC calculada en cada frecuencia compleja λ_{ci} , la función del problema de ajuste de curvas se define como

$$\mathbf{F}_1(\mathbf{T}) = [\alpha_{P_1} \Delta\phi_1, \dots, \alpha_{P_N} \Delta\phi_N], \quad (7.3)$$

donde α_{P_i} es un factor de ponderación que depende de la frecuencia amortiguada del i -ésimo polo. Los valores relativos de los factores α_{P_i} entre sí son relevantes para mejorar el ajuste de la curva a las frecuencias deseadas.

Optimización simultánea de fase y ganancia dinámica

La función $\mathbf{F}_1$ en (7.3) sólo atiende a la compensación de fase de $C(s)$ y no considera la variación de la ganancia de $C(s)$ con la frecuencia compleja.

Ahora el objetivo es elegir $C(s)$ con una compensación de fase adecuada y una ganancia dinámica relativamente alta en el rango electromecánico de frecuencias antes de seleccionar K_s para reducir la posibilidad de efectos adversos del PSS en otras frecuencias [77]. Para cumplir este objetivo, la función del problema de ajuste de curvas se define como:

$$\mathbf{F}_2 = [(\Delta\phi_1 + \alpha_G \Delta d_1), \dots, (\Delta\phi_N + \alpha_G \Delta d_N)], \quad (7.4)$$

donde α_G es un factor de ponderación y el término $\Delta d_i = GWC(\lambda_{ci}) + 1$ tiene como objetivo minimizar la distancia a $-1 + j0$ del punto en el DNP compensado en fase correspondiente a λ_{ci} , lo que equivale a minimizar K_s en (2.46).

Cuando $\Delta\phi_i$ se expresa en radianes, su valor (normalmente en el rango de 0 a 120° , o de 0 a 2,1 rad) es comparable a los valores de Δd_i (cerca de 1). La función $\mathbf{F}_2$ tiende a optimizar sólo la ganancia dinámica cuando $\alpha_G \rightarrow \infty$. Además, $\mathbf{F}_2 = \mathbf{F}_1$ para $\alpha_{P_i} = 1$ y $\alpha_G = 0$.

Optimización simultánea de fase y DGR

Cuando hay un número reducido de PSS responsables de amortiguar un polo interárea, puede ser necesario aumentar las ganancias de estos PSS por encima del valor necesario para alcanzar el amortiguamiento relativo mínimo objetivo para los polos electromecánicos locales de mayor frecuencia. Sin embargo, para ganancias de PSS relativamente altas, los polos locales pueden aumentar su amortiguamiento relativo mientras que su frecuencia se reduce excesivamente (por ejemplo, ver los resultados para $\mathbf{F}_1$ y $\mathbf{F}_2$ en la Fig. 7.7a). Este efecto se observa si $C(s)$ no está ligeramente subcompensado a esas frecuencias y produce la reducción indeseada del torque sincronizante.

La DGR se define como $R_i = |H_i(\lambda_H)/H_i(\lambda_L)|$, donde $\lambda_H = \sigma_H + j\omega_H$ y $\lambda_L = \sigma_L + j\omega_L$ tienen las frecuencias electromecánicas más alta y más baja de interés, respectivamente, y relaciones de amortiguamiento iguales a ξ_c . En los casos de estudio de este capítulo $\omega_H = 10$ rad/s, $\omega_L = 2$ rad/s y $\xi_c = 15\%$.

El problema de ajuste de curvas en (7.3) se modifica para penalizar los ajustes de PSS cuyas compensaciones de fase conducen a valores de DGR que se desvían de un objetivo predefinido R_o . La función del problema de ajuste de curvas se define como:

$$\mathbf{F}_3(\mathbf{T}) = [\Delta\phi_1, \dots, \Delta\phi_N, \alpha_R \times \Delta R], \quad (7.5)$$

donde $\Delta R = R - R_o$ y α_R es un factor de ponderación. El valor de $\Delta\phi_i$ en radianes es comparable a R (entre 0,7 y 3,3 en los casos estudiados). El valor de α_R debe ser proporcional a N para mantener la relevancia de la optimización de la DGR, independientemente del número de puntos a optimizar en (7.1a).

Solución del problema de optimización

En los casos de estudio de este capítulo se utilizaron las funciones de optimización del *Optimization Toolbox* de Matlab [78] para resolver el problema en (7.1a). La solución del problema de optimización es la matriz $\mathbf{T}$ de constantes de tiempo de compensación de fase en $C(s)$.

7.2.2. Selección de la ganancia

En la práctica, el sistema compensado $GW C(\lambda_{ci})$ en (2.46) no asumirá valores reales para todos los i porque no es posible proporcionar la compensación ideal de fase y ganancia en todas las frecuencias electromecánicas dominantes con un PSS que tenga un número finito de bloques con parámetros fijos. Por lo tanto, la ganancia del j -ésimo PSS necesaria para amortiguar el i -ésimo polo se aproxima como

$$K'_{sij} = \frac{-1}{\Re\{GW C_{ij}(\lambda_{ci})\}}. \quad (7.6)$$

Una unidad generadora debe ser capaz de proporcionar simultáneamente a través de su PSS amortiguamiento positivo a los N modos en los que participa altamente [8, 39]. Sin embargo, un PSS aplicado al j -ésimo generador sólo puede contribuir al amortiguamiento del i -ésimo polo proporcionalmente a la sensibilidad $p_{ij} = \partial\lambda_i/\partial K_{sj}$ del polo con respecto a la ganancia del PSS. Por lo tanto, aquí se propone ponderar las ganancias en (7.6) por las sensibilidades normalizadas de los polos.

Las sensibilidades p_{ij} se calculan como las magnitudes de los residuos de los polos de las funciones de transferencia $\Delta\omega_{rj}(s)/\Delta V_{rj}(s)$ [29, 41], y se normalizan en dos pasos.

En primer lugar, los p_{ij} se normalizan en función de la sensibilidad máxima como

$$\bar{p}'_{ij} = \frac{p_{ij}}{\max\{p_{ij} : j = 1 \dots M\}}, \quad (7.7)$$

siendo M el número de generadores responsables de amortiguar el i -ésimo polo.

En segundo lugar, las sensibilidades $\bar{p}'_{ij}$ por debajo de un valor mínimo $p_{\min}$ (digamos 0,2) se igualan a (multiplican por) cero y las sensibilidades no nulas se normalizan de modo que su suma sea igual a 1:

$$\bar{p}_{ij} = \frac{\bar{p}'_{ij} \times t_{ij}}{\sum_{j=1}^M \bar{p}'_{ij} \times t_{ij}}, \quad (7.8)$$

donde $t_{ij} = 0$ si $\bar{p}'_{ij} < p_{\min}$ y $t_{ij} = 1$ en cualquier otro caso.

Para repartir el esfuerzo de amortiguación de cada polo electromecánico entre los M generadores, las ganancias K'_{sij} se multiplican por las sensibilidades normalizadas $\bar{p}_{ij}$. La ganancia K_{sj} elegida finalmente para el j -ésimo PSS es el valor más alto del conjunto para garantizar que se alcanza al menos la relación de amortiguamiento objetivo mínima para todos los polos:

$$K_{sj} = \max\{K'_{sij} \times \bar{p}_{ij} : i = 1 \dots N\}. \quad (7.9)$$

7.3. Aplicación del DNP al sistema sintético

El sistema sintético se propone como una alternativa al sistema multimáquina para la sintonización del PSS de una máquina individual independientemente de otras máquinas.

Al sintonizar un PSS en el sistema sintético, los parámetros de $C(s)$ se optimizan como se describe en la Sección 7.2.1 para sistemas multimáquina. Sin embargo, la ganancia del PSS requerida para amortiguar cada polo de la familia SMIB no puede ponderarse por las sensibilidades normalizadas como en (7.9) porque el sistema sintético comprende un único generador.

En consecuencia, se propone ponderar la ganancia del PSS requerida por la relación de las sensibilidades de los polos a lo largo de la trayectoria de los polos electromecánicos como

$$\bar{K}_{si} = \max \left\{ \frac{K'_{si} \times p_i}{\max\{p_i\}} : i = 1 \dots N \right\}. \quad (7.10)$$

La máxima sensibilidad $\max\{p_i\}$ corresponde típicamente al escenario SMIB de mínimo X_{12} que reproduce el polo electromecánico de mayor frecuencia.

7.4. Estudio de caso: sistema sintético

Se aplicó el método de optimización DNP propuesto para el diseño automático de un $\Delta\omega_r$ -PSS para amortiguar simultáneamente los polos electromecánicos de los escenarios del sistema sintético correspondientes a diez valores de X_{12} entre 0,1 pu (escenario 1) y 25 pu (escenario 10). Los parámetros de la máquina síncrona y del AVR corresponden a un generador hidroeléctrico de 520 MVA y se tomaron de la Sección 4.3. Se consideró $\xi_c = 15\%$, $T_w = 10$ s, y que $C(s)$ tiene tres bloques de adelanto-atraso de fase.

Las Figs. 7.1a y 7.1b muestran el DNP y $GW(\lambda_{ci})$ para los escenarios del sistema sintético 1 a 5 y 6 a 10, respectivamente. Los parámetros de $C(s)$ se determinaron optimizando sólo la fase (función $\mathbf{F}_1$ con $\alpha_{P_i} = 1$ para todo i) por un lado, y la fase y ganancia (función $\mathbf{F}_2$ con $\alpha_G = 2$) por el otro. Los parámetros de $C(s)$ obtenidos con ambas funciones se presentan en la Tabla 7.1.

Tabla 7.1: Parámetros de $C(s)$ obtenidos a partir de la optimización en el sistema sintético.

Función	$[T_{n1}, T_{d1}, T_{n2}, T_{d2}, T_{n3}, T_{d3}]$ (s)
$\mathbf{F}_1$ (Sólo fase)	[0,154, 0,65, 0,154, 0,01, 0,154, 0,01]
$\mathbf{F}_2$ (Fase y ganancia)	[0,198, 0,616, 0,198, 0,030, 0,144, 0,030]

La Tabla 7.2 muestra el MSE_ϕ , el DGR , las compensaciones de fase mínima y máxima $\phi_{\min}$ y $\phi_{\max}$, respectivamente, y la ganancia de alta frecuencia $M_{HF} = |CW(j10^3 \text{ rad/s})|$.

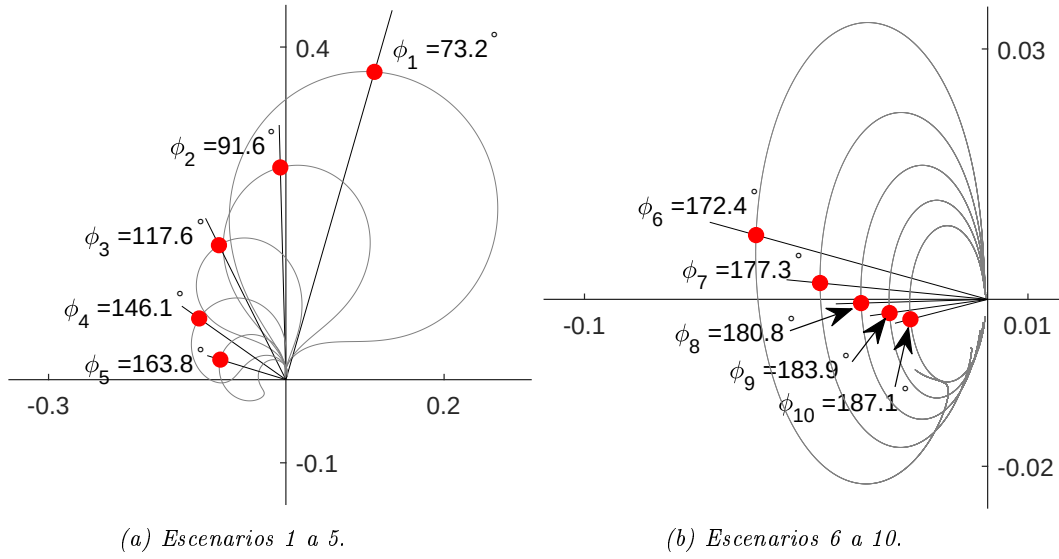


Figura 7.1: DNP y $GW(\lambda_{ci})$ (círculos rojos) para los polos electromecánicos del sistema sintético.

Tabla 7.2: Atributos de compensación de fase y ganancia del PSS sintonizado automáticamente con el DNP en el sistema sintético utilizando dos funciones de optimización.

Función	K_s (pu)	DGR	MSE_ϕ (rad ²)	ϕ_{min} (deg)	ω_{min} (rad/s)	ϕ_{max} (deg)	ω_{max} (rad/s)	M_{HF} (pu)
F₁ (Sólo fase)	7,2	0,71	0,08	-6,5	1,5	128,4	29,7	410,1
F₂ (Fase y ganancia)	5,3	1,00	0,10	-1,6	1,3	88,9	16,5	55,4

7.4.1. Optimización de fase

La Fig. 7.2a muestra el DBP de la función $WC(s)$ diseñada junto con la curva IPC. La función **F₁** (sólo optimización de fase) conduce a un MSE_ϕ menor que **F₂** (optimización de fase y ganancia), para lo cual se requiere una mayor compensación de fase y a una frecuencia más alta. En ambos casos, la compensación de fase máxima se proporciona a frecuencias superiores a la frecuencia electromecánica más alta (7,9 rad/s).

7.4.2. Selección de la ganancia

La Fig. 7.2b muestra la ganancia del PSS requerida para alcanzar el amortiguamiento relativo mínimo objetivo para cada escenario del sistema sintético y alternativa de ajuste. En ambas alternativas de ajuste, la ganancia del PSS finalmente elegida es que permite localizar λ_4 , que combina una baja relación de amortiguamiento con una alta sensibilidad a la ganancia del PSS.

Cuando se optimizan tanto la fase como la ganancia de $CW(s)$ (**F₂**), se obtienen valores más bajos de K_s y M_{HF} a costa de mayores MSE_ϕ y DGR, en comparación con la optimización de la fase únicamente (**F₁**).

Se obtienen ubicaciones similares de los polos electromecánicos para el sistema sintético compensado con ambos PSS, como se muestra en la Fig. 7.3. Sin embargo, se obtienen polos ligeramente menos amortiguados a bajas frecuencias cuando se optimizan simultáneamente tanto la fase como la ganancia (**F₂**).

El amortiguamiento relativo de los polos electromecánicos de alta frecuencia se aproximan a la línea de amortiguamiento objetivo ($\xi_c = 15\%$) debido a sus sensibilidades relativamente altas. El desplazamiento hacia la izquierda de los polos de baja frecuencia es visiblemente inferior, y

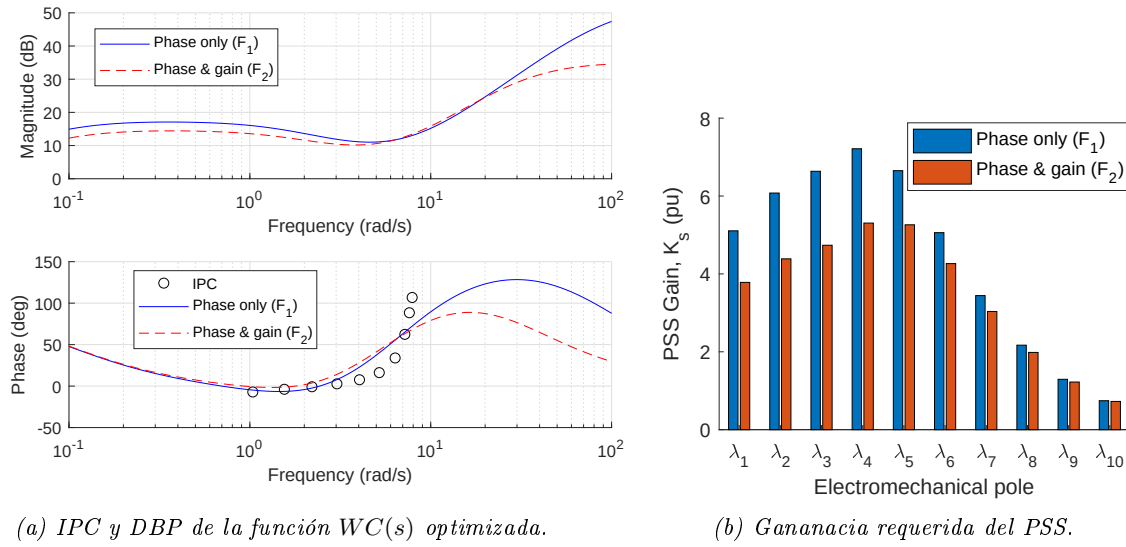


Figura 7.2: Aplicación del DNP a diez escenarios del sistema sintético para los casos en los que sólo se optimiza la fase y tanto la fase y tanto la fase como la ganancia de $WC(s)$.

en un sistema multimáquina necesitarían la contribución de otros PSS para aumentar aún más su amortiguamiento.

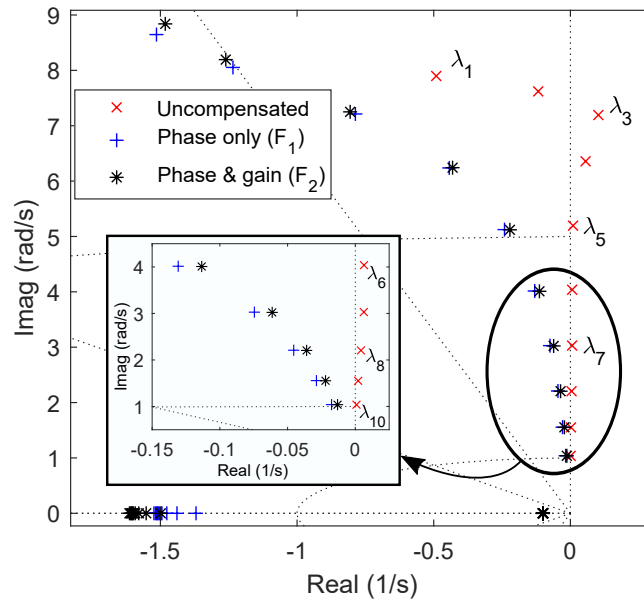


Figura 7.3: Polos electromecánicos del sistema sintético con y sin PSS.

7.5. Estudio de caso: sistema 3MIB

Se aplicó el método DNP para optimizar el ajuste de los PSS del sistema 3MIB propuesto en la Sección 4.3.4 (ver Fig. 4.17), que tiene los tres polos electromecánicos descritos en la Tabla 7.3. Los generadores #1 y #2 son idénticos y tienen el mismo modelo que el generador del sistema sintético de la Sección 7.4. El objetivo es alcanzar el mínimo amortiguamiento relativo objetivo $\xi_c = 15\%$ para los tres polos.

Tabla 7.3: Polos electromecánicos en el escenario original del sistema 3MIB.

Polo	Naturaleza
$\lambda_1 = -0,757 \pm j8,990$	Intraplanta
$\lambda_2 = -0,131 \pm j7,839$	Interplanta
$\lambda_3 = 0,081 \pm j2,475$	Interárea

7.5.1. Amortiguamiento de sólo un polo

Se aplicó el método DNP para sintonizar automáticamente el PSS en el generador #1 de forma que se alcance ξ_c para λ_1 , obteniéndose los siguientes parámetros PSS:

$$K_s = 2,86 \text{ pu}, T_w = 10 \text{ s}, T_{n1} = T_{n2} = 0,15 \text{ s}, T_{d1} = T_{d2} = 0,01 \text{ s}.$$

La Fig. 7.4 muestra la ubicación de polos y ceros de $\Delta\omega_{r1}(s)/\Delta V_{r1}(s)$ y el lugar de las raíces del sistema compensado en la región de los polos electromecánicos. El polo λ_1 se coloca en la ubicación objetivo para la sintonización resultante del PSS, pero λ_2 y λ_3 continúan poco amortiguados. En la Sección 7.5.2 se muestra que el polo interárea λ_3 puede amortiguarse aún más aumentando la ganancia K_{s1} del PSS y añadiendo un PSS idéntico al generador #2. Sin embargo, cuando se aumenta K_{s1} , el polo interárea λ_2 es atraído por el cero próximo $z_1 = -0,32 + j7,94$, impidiendo así que ξ_{c1} sea superior al amortiguamiento relativo $\xi_{z_1} < \xi_c$ de z_1 sólo cerrando el lazo $\Delta\omega_{r1}(s)/\Delta V_{r1}(s)$.

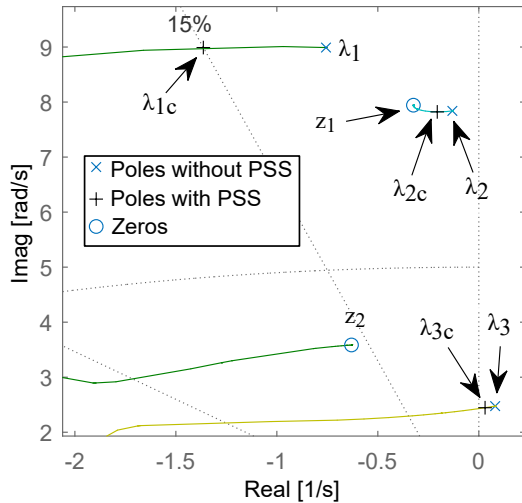
Tabla 7.4: Polos y ceros de $\Delta\omega_{r1}(s)/\Delta V_{r1}(s)$.

Tabla 7.5: Factores de participación en los polos electromecánicos del sistema 3MIB.

Variable	Polo		
	λ_1	λ_2	λ_3
ω_{r1}	0,500	0,057	0,449
ω_{r2}	0,500	0,057	0,449
ω_{r3}	0,000	0,887	0,101

De acuerdo a los factores de participación de la velocidad del rotor que se muestran en la Tabla 7.5, los generadores #1 y #2 tienen una baja participación en el polo interplanta λ_2 y, por tanto, el generador #3 tiene la mayor responsabilidad en amortiguarlo.

Estos resultados sugieren que podría no ser posible ubicar en el sistema multimáquina un polo que pueda ubicarse satisfactoriamente en el sistema sintético aplicando el método DNP al mismo lazo de realimentación. Por lo tanto, en la aplicación automática del método DNP, los polos electromecánicos en los que la máquina tiene baja participación y están próximos a un cero de lazo abierto deben excluirse del cálculo de los requisitos de compensación de fase y ganancia del PSS.

7.5.2. Múltiples escenarios del sistema 3MIB

La optimización automática usando el DNP se aplicó para amortiguar simultáneamente los tres modos electromecánicos del sistema 3MIB en siete escenarios de operación. Se crearon seis

casos adicionales cambiando las cargas, reactancias y tensiones del sistema con respecto al caso original (Caso 1) analizado en la Sección 7.5.1 de la siguiente manera:

- Caso 2: El flujo de potencia entre las barras #5 y #6 se incrementó 200 MW;
- Caso 3: El flujo de potencia entre las barras #5 y #6 se redujo 800 MW;
- Caso 4: La reactancia entre las barras #4 y #5 se incrementó 20 %;
- Caso 5: La reactancia entre las barras #5 y #6 se incrementó 50 %;
- Caso 6: El flujo de potencia entre las barras #4 y #5 se redujo 1600 MW;
- Caso 7: Se subexcitaron los generadores.

Los parámetros del PSS en el generador #1 se determinaron utilizando las funciones $\mathbf{F}_1$ (optimización de fase únicamente) y $\mathbf{F}_2$ (optimización de fase y ganancia). Además, se aplicaron las siguientes dos funciones considerando $\alpha_R = 10$:

- $\mathbf{F}_3$: Optimización de fase y DGR con $\alpha_{P_i} = 1$ para todo i .
- $\mathbf{F}_4$: Optimización de fase y DGR con $\alpha_{P_i} = 0,5$ si $\omega_{di} > 5$ rad/s y $\alpha_{P_i} = 1,0$ de otra forma.

En $\mathbf{F}_3$ y $\mathbf{F}_4$ la DGR objetivo se fijó en $R_o = 0,64$, que es la mitad del valor obtenido para $\mathbf{F}_1$ en el sistema 3MIB y se aproxima al valor correspondiente a $\mathbf{F}_1$ en el caso de estudio del sistema sintético (0,71).

Aplicación del DNP

La Tabla 7.6 muestra los parámetros del PSS obtenidos con las cuatro funciones de optimización. La Fig. 7.4 muestra el DBP de las funciones $WC(s)$ diseñadas junto con el IPC para cada polo y escenario.

Tabla 7.6: Parámetros de $C(s)$ para la sintonización PSS del generador #1 en el sistema 3MIB.

Función	$[T_{n1}, T_{d1}, T_{n2}, T_{d2}, T_{n3}, T_{d3}]$ (s)
$\mathbf{F}_1$ (Sólo fase)	[0,217, 0,010, 0,217, 0,010, 0,218, 0,818]
$\mathbf{F}_2$ (Fase y ganancia)	[0,213, 0,028, 0,213, 0,028, 0,181, 0,200]
$\mathbf{F}_3$ (Fase y DGR)	[0,182, 0,010, 0,182, 0,010, 0,182, 1,270]
$\mathbf{F}_4$ (Fase y DGR)	[0,160, 0,010, 0,160, 0,010, 0,160, 0,781]

La Tabla 7.7 presenta los atributos de compensación de fase y ganancia de las sintonizaciones de PSS optimizadas. En todos los casos, la máxima compensación de fase se proporciona a frecuencias superiores a la frecuencia electromecánica más alta.

La función $\mathbf{F}_1$ (sólo optimización de fase) produce el mayor adelanto de fase, lo que conlleva al menor MSE_ϕ y al mayor M_{HF} . La función $\mathbf{F}_2$ (optimización de fase y ganancia) produce los K_s y M_{HF} más bajos, pero el DGR y MSE_ϕ más altos (debido a la sobrecompensación de fase a bajas frecuencias). La DGR es similar para $\mathbf{F}_3$ y $\mathbf{F}_4$, pero $\mathbf{F}_3$ conduce a un M_{HF} más alto y a un K_s excesivamente alto.

En la Fig. 7.5 se comparan la IPC y el DBP de los PSS sintonizados usando los sistemas sintético ($\mathbf{F}_1$ en la Fig. 7.2a) y 3MIB ($\mathbf{F}_4$ en la Fig. 7.4). El IPC y el diagrama de fase del DBP obtenidos con ambos sistemas coinciden muy estrechamente, mientras que el diagrama de ganancia del DBP de $C(s)$ del 3MIB es aproximadamente 3 veces el del sistema sintético (se requiere una ganancia mayor para amortiguar el polo interárea en el sistema 3MIB). Por lo

Tabla 7.7: Atributos de compensación de fase y ganancia del PSS en el generador #1 sintonizados automáticamente con el DNP en el sistema 3MIB utilizando cuatro funciones de optimización.

Función	K_s (pu)	DGR	MSE_ϕ (rad ²)	ϕ_{min} (deg)	ω_{min} (rad/s)	ϕ_{max} (deg)	ω_{max} (rad/s)	M_{HF} (pu)
F₁ (Sólo fase)	21.2	1.28	0.001	2.1	1.0	123.0	25.0	1302.6
F₂ (Fase y ganancia)	13.2	3.26	0.164	21.3	0.5	99.1	13.3	625.4
F₃ (Fase y DGR)	37.0	0.69	0.127	-16.4	1.1	117.3	28.5	886.4
F₄ (Fase y DGR)	24.7	0.68	0.164	-7.3	1.3	113.9	30.1	652.9

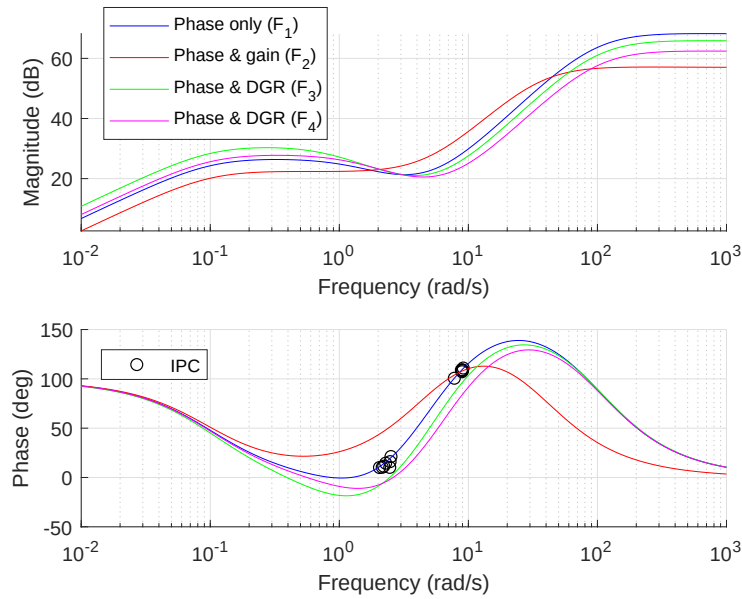


Figura 7.4: IPC y DBP de $WC(s)$ ajustadas para siete escenarios del sistema 3MIB.

tanto, se considera que **F₄** conduce a la mejor sintonización del PSS, al presentar una ganancia K_s moderada y valores bajos de DGR y M_{HF} . El MSE_ϕ producido por **F₄** es relativamente alto pero aún aceptable porque la compensación de fase resultante se desvía menos de $\pm 30^\circ$ del IPC para todos los polos [36].

La Fig. 7.6 muestra la ganancia del PSS necesaria para alcanzar el amortiguamiento relativo objetivo para los polos intraplanta (λ_1) e interárea (λ_2) de los siete escenarios del sistema 3MIB para cada alternativa de sintonización. En las cuatro alternativas, la ganancia del PSS elegida finalmente es la necesaria para ubicar el polo interárea (λ_2). La ganancia mínima requerida se obtiene cuando tanto la fase como la ganancia de $CW(s)$ se optimizan simultáneamente utilizando **F₂**.

Verificación en el lugar de las raíces

La Fig. 7.7a muestra los lugares de las raíces de los polos intraplanta e interplanta para los siete escenarios del sistema 3MIB con un PSS instalado sólo en el generador #1. En las cuatro alternativas de sintonización, el aumento del amortiguamiento relativo de los polos interplanta es relativamente pequeño, ya que este polo debe amortiguarse aún más con un PSS en el generador #3 (véase la Sección 7.5.3).

La Fig. 7.7a también muestra que el amortiguamiento relativo del polo intraplanta aumenta excesivamente y su frecuencia se reduce cuando se aumenta la ganancia por encima del valor exacto necesario para alcanzar el amortiguamiento objetivo para los PSS optimizados con **F₁** y

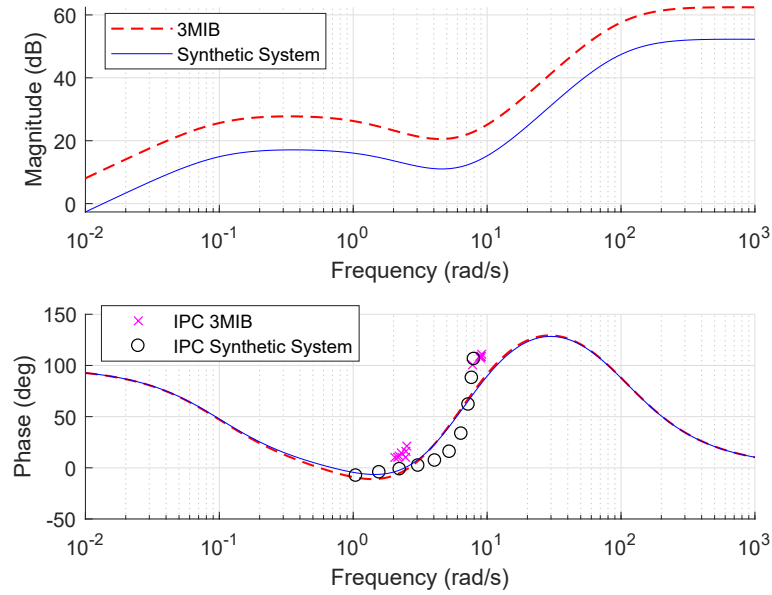


Figura 7.5: IPC y DBP de los PSS sintonizados utilizando el sistema sintético ($\mathbf{F}_1$ en Fig. 7.2a) y el sistema 3MIB ($\mathbf{F}_4$ en Fig. 7.4).

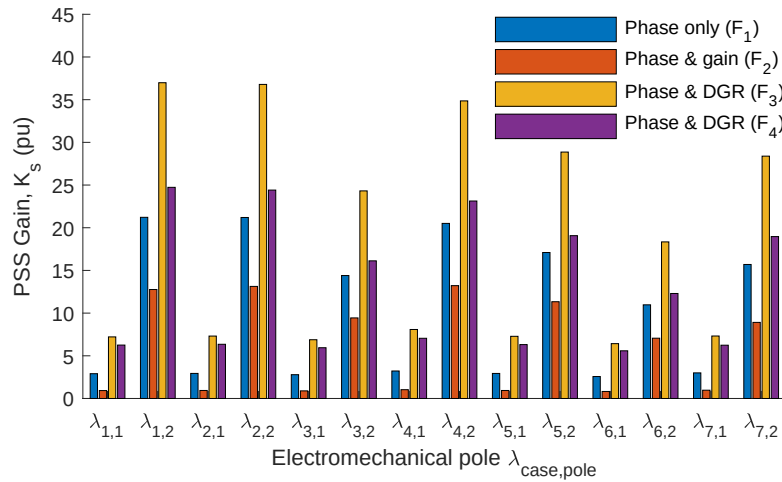


Figura 7.6: Ganancia del PSS requerida para los polos intraplanta (λ_1) e interárea (λ_2) en los Casos 1 a 7 del sistema 3MIB.

$\mathbf{F}_2$. Este efecto empeoraría al añadir un PSS idéntico al generador #2. Las funciones $\mathbf{F}_3$ y $\mathbf{F}_4$ conducen a una subcompensación de fase en la frecuencia del modo intraplanta, impidiendo así que los polos reduzcan su frecuencia para valores grandes de K_s .

La Fig. 7.7b muestra los lugares de los polos interárea del sistema 3MIB con PSS en el generador #1 para los 7 escenarios. En las cuatro alternativas de sintonización dichos polos se mueven en la dirección correcta pero el incremento de sus amortiguamientos relativos es insuficiente ya que este polo tiene que amortiguarse aún más habilitando el PSS también en el generador #2, como se muestra en la Fig. 7.8b.

7.5.3. Ajuste del PSS en el generador #3

El PSS del generador #3 se sintonizó para amortiguar el polo interplanta en los siete escenarios del sistema 3MIB. Como los polos a amortiguar están relativamente próximos entre sí en el plano complejo, el problema de optimización se resolvió utilizando $\mathbf{F}_1$ (optimización de fase

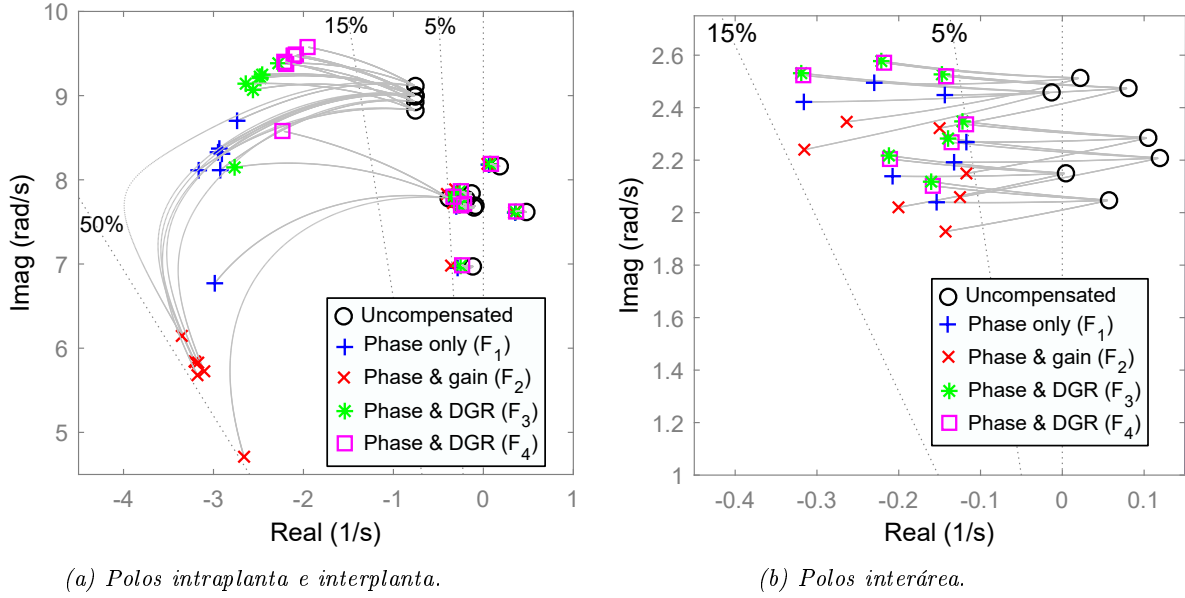


Figura 7.7: Lugares de las raíces del sistema 3MIB con PSS en el generador #1 para los 7 escenarios.

únicamente), con la restricción adicional de que la compensación de fase máxima se proporciona en 25 rad/s (como en la Sección 6.3.2). Como resultado, se obtuvo un único bloque de adelanto de fase con $T_{n1} = 0,1613$ s y $T_{d1} = 0,0081$ s, y $K_{s3} = 7,97$ pu para $T_w = 10$ s.

Los polos interplanta (en torno a 8 rad/s) alcanzan el amortiguamiento mínimo $\xi_c = 15\%$ para los siete escenarios con PSS en el generador #3, como se muestra en la Figura 7.8a. Los ceros de $\Delta\omega_{r3}(s)/\Delta V_{r3}(s)$ cerca de los polos interárea impiden que el PSS en el generador #3 amortigüe esos polos más allá de ξ_c en todos los escenarios, por lo que los PSS en los generadores #1 y #2 son los responsables de amortiguar este polo. El polo intraplanta (alrededor de 9 rad/s) no se ve influido por el PSS del generador #3.

La Fig. 7.8b muestra los lugares de los polos electromecánicos del sistema 3MIB con PSS en los tres generadores para los 7 escenarios, con una vista ampliada en la región del polo interárea. Los parámetros de los PSS en los generadores #1 y #2 son los obtenidos con $\mathbf{F}_4$ y mostrados en la Tabla 7.7. Todos los polos alcanzan el mínimo amortiguamiento relativo $\xi_c = 15\%$ y sus frecuencias no caen por debajo de los valores iniciales para las ganancias de PSS seleccionadas.

7.5.4. Análisis de sensibilidades

Se realizó un análisis de sensibilidad para observar el efecto de la modificación de los valores de los factores de ponderación en la sintonización resultante del PSS y, por tanto, en los polos del sistema compensado. Los valores de los factores de ponderación utilizados en los casos de estudio se eligieron de forma que se pusiera de manifiesto dicho efecto y se pudieran comparar los resultados obtenidos con diversas funciones objetivo.

Se presenta a continuación el efecto de la modificación de los factores de ponderación α_G y α_R en los polos del sistema 3MIB compensado.

Efecto de α_G en la optimización simultánea de fase y ganancia

La sintonización del PSS en el generador #1 se optimizó utilizando la función $\mathbf{F}_2$ (optimización simultánea de fase y ganancia) con α_G igual a 0 (optimización de fase únicamente), 1, 2 (utilizado para producir los resultados de las Secciones 7.4 y 7.5) y 4.

La Fig. 7.9a muestra los lugares de los polos intraplanta e interplanta para los siete escenarios del sistema 3MIB con un PSS instalado sólo en el generador #1. El amortiguamiento relativo del polo intraplanta aumenta excesivamente y su frecuencia se reduce cuando se aumenta la ganancia por encima del valor exacto necesario para alcanzar el amortiguamiento objetivo para los PSS

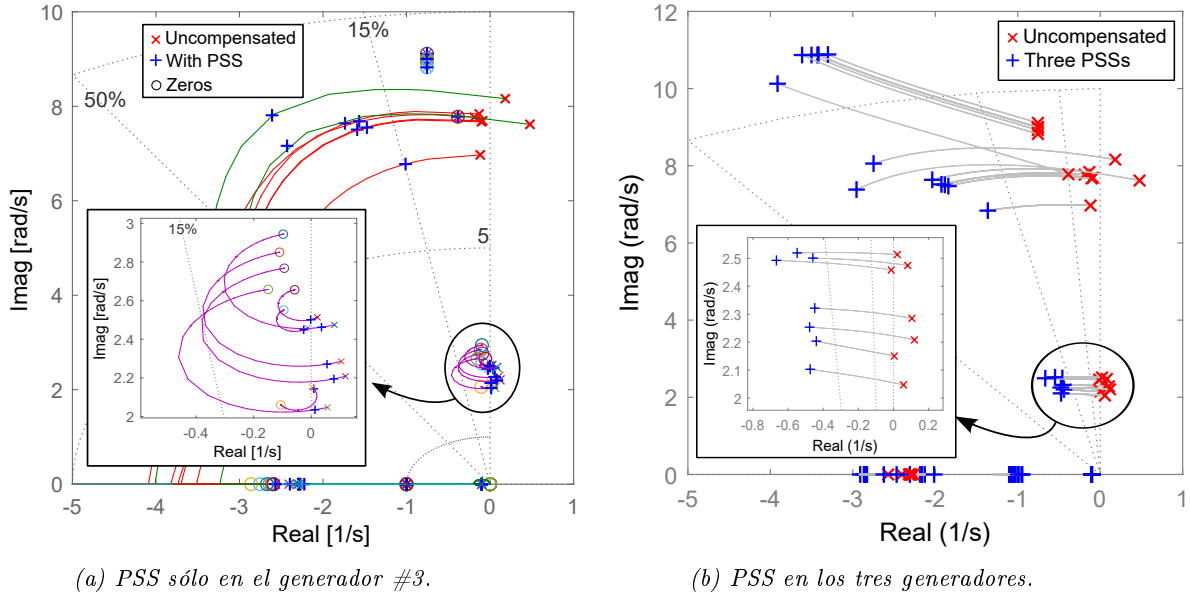


Figura 7.8: Lugares de los polos electromecánicos del sistema 3MIB para los 7 escenarios.

optimizados con $\mathbf{F}_2$. Este efecto negativo se amplifica a medida que aumenta α_G .

La Fig. 7.9b muestra los lugares de los polos interárea del sistema 3MIB con PSS en el generador #1 para los 7 escenarios. En las cuatro alternativas de sintonización los polos interárea se mueven en la dirección correcta. Sin embargo, la frecuencia se reduce indeseablemente para valores de α_G iguales a 2 y 4.

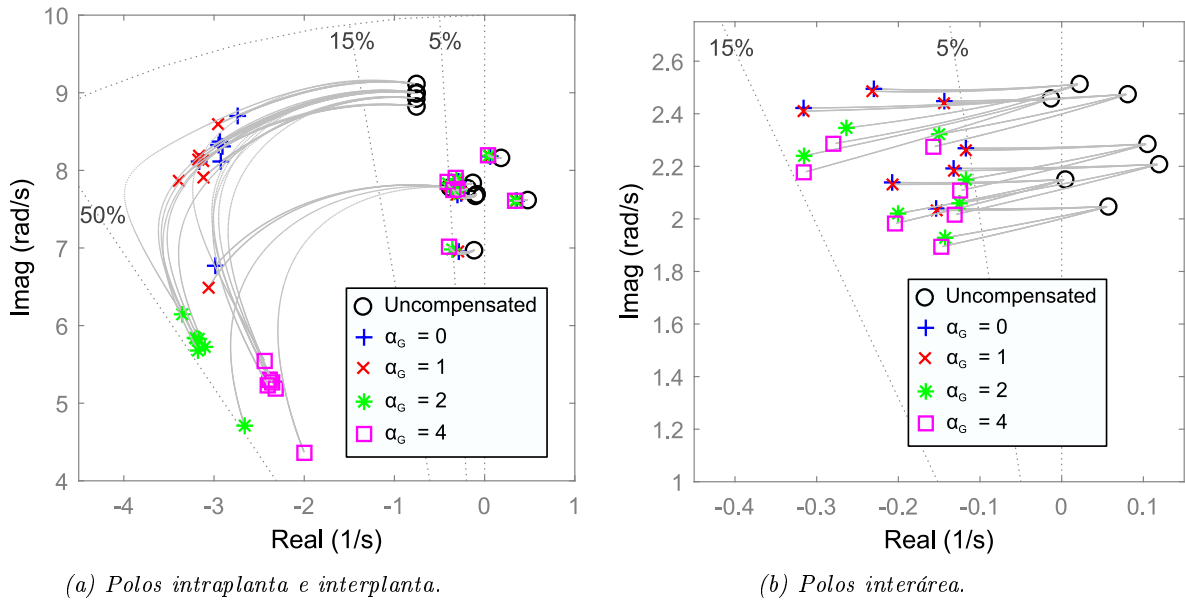


Figura 7.9: Lugares de las raíces del sistema 3MIB con PSS en el generador #1 optimizado con $\mathbf{F}_2$ para varios valores de α_G para los 7 escenarios.

Efecto de α_R en la optimización simultánea de fase y DGR

La sintonización del PSS en el generador #1 se optimizó utilizando la función $\mathbf{F}_4$ (optimización simultánea de fase y DGR) con valores de α_R iguales a 0 (optimización de fase solamente), 5, 10 (utilizado para producir los resultados de las Secciones 7.4 y 7.5) y 20.

La Fig. 7.10 muestra los lugares de los polos electromecánicos para los siete escenarios del sistema 3MIB con un PSS instalado sólo en el generador #1. Los resultados para α_R igual a

5, 10 y 20 son próximos entre sí. El amortiguamiento relativo del polo intraplanta aumenta excesivamente y su frecuencia se reduce para $\alpha_R = 0$, lo que corresponde a la optimización de la compensación de fase únicamente. La relación de amortiguamiento del polo intraplanta tiende a la relación de amortiguamiento objetivo ($\xi_c = 15\%$) a medida que aumenta α_R .

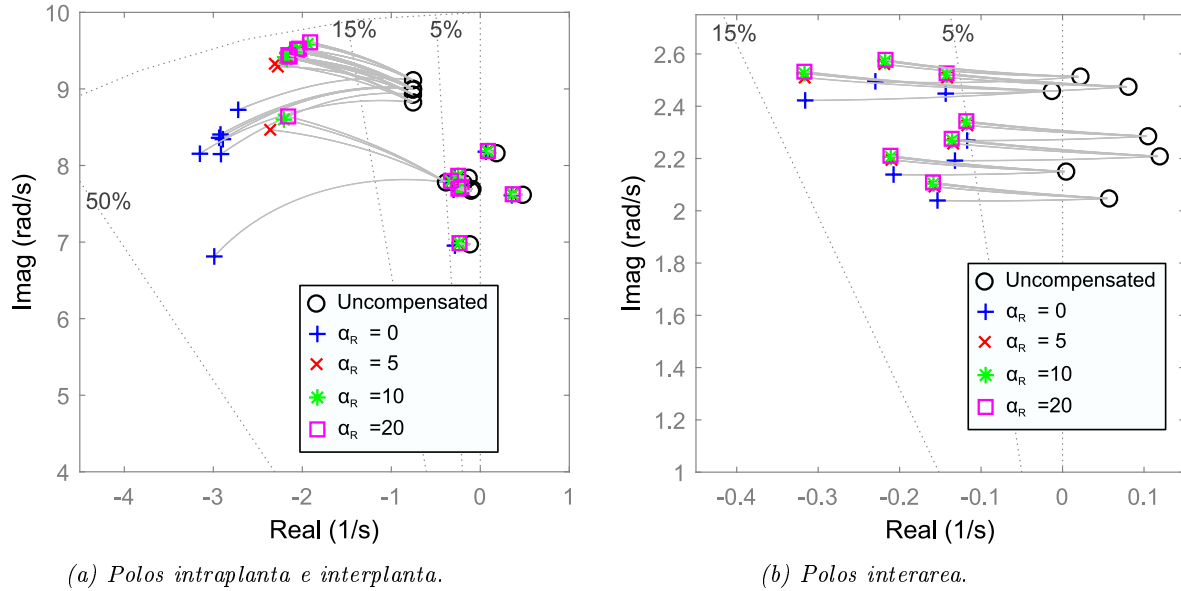


Figura 7.10: Lugares de las raíces del sistema 3MIB con PSS en el generador #1 optimizado con $\mathbf{F}_4$ para varios valores de α_R para los 7 escenarios.

7.6. Conclusiones

La metodología propuesta permite aplicar eficazmente el método DNP para el ajuste automático de la fase y la ganancia del PSS con el fin de amortiguar simultáneamente polos electromecánicos de distinta naturaleza y para diversos escenarios de operación.

La optimización únicamente de la compensación de fase del PSS en el sistema sintético condujo a una ganancia dinámica aceptable, con un valor moderado de DGR. Sin embargo, el sistema sintético permite encontrar un valor mínimo de ganancia PSS que garantice la amortiguación satisfactoria sólo de los polos electromecánicos de alta frecuencia. La ganancia final del PSS debe definirse utilizando un sistema multimáquina completo para verificar el amortiguamiento de los polos interárea.

La acción amortiguadora del PSS a bajas frecuencias electromecánicas puede mejorarse considerando la DGR como un atributo del PSS a optimizar. Una DGR baja reduce los posibles efectos adversos del PSS a altas frecuencias a costa de mayores desviaciones de la IPC.

En el sistema 3MIB, la optimización simultánea de la fase y la DGR (permitiendo mayores desviaciones de la IPC a altas frecuencias electromecánicas) del PSS produjo la mejor compensación porque condujo a una ganancia del PSS moderada, una DGR baja y una compensación de fase similar a la obtenida en el sistema sintético.

Los resultados muestran que centrar la compensación de avance de fase del PSS en una frecuencia superior a la frecuencia electromecánica máxima evita el amortiguamiento excesivo y el cambio de frecuencia de los polos de alta frecuencia, reduce la sobrecompensación de fase a bajas frecuencias y conduce a una DGR más baja. Asimismo, se demuestra que los requisitos de compensación de fase del sistema sintético ya conducen a un valor aceptable de DGR, en comparación con el sistema multimáquina.

Capítulo 8

Amortiguamiento de oscilaciones en máquinas síncronas virtuales

Resumen

Este capítulo presenta los resultados de la aplicación del DNP para determinar la ganancia y la compensación de fase de un controlador POD instalado en un recurso basado en un inversor formador de red (GFM). El DNP es un método de diseño de respuesta en frecuencia en lazo abierto con una capacidad incorporada de asignar un par de polos complejos del sistema en lazo cerrado en un proceso no iterativo de dos pasos. El GFM se modela como una máquina síncrona virtual (VSM) y se analizan PODs que realimentan la velocidad angular virtual de la VSM a las señales de referencia de potencia activa y de tensión. Dado que el DNP es un método basado en funciones de transferencia, se propone un enfoque para obtener las matrices de entrada y salida del modelo de espacio de estados cuando sólo puede calcularse la matriz de estados debido a una limitación del software de modelado y simulación.

8.1. Introducción

Síntesis

Los sistemas de eléctricos de potencia están experimentando una rápida transición hacia una proporción relativamente alta de recursos no tradicionales basados en inversores (IBRs), incluida la generación eólica y solar fotovoltaica, y los sistemas de almacenamiento de energía en baterías [79]. En la actualidad, la mayoría de los IBRs comerciales funcionan como seguidores de red (GFL) que sincronizan su salida de corriente con el ángulo de tensión de la red mediante un lazo de seguimiento de fase (PLL). Por tanto, se limitan a seguir el ángulo/frecuencia de la red y no controlan activamente su frecuencia. Por el contrario, una fuente formadora de red (GFM) controla activamente la frecuencia y la magnitud de su tensión de salida, y actualmente se utiliza generalmente en configuraciones de microrredes [80].

Existen varias estrategias de control GFM, incluyendo el control de *droop*, máquina síncrona virtual (VSM), y el control del oscilador virtual [81]. Sin embargo, bajo ciertas condiciones, todas las estrategias de control mencionadas son equivalentes en pequeña señal [82]. Pronto se espera que la tecnología de control GFM sea lo suficientemente madura como para integrarse masivamente en los sistemas de potencia a gran escala [79].

Los impactos de los IBRs en la estabilidad de pequeña señal del sistema eléctrico pueden ser grandes o pequeños, y su presencia puede ser beneficiosa o perjudicial. Esto depende de varios factores, como la penetración global de los IBRs en el sistema, el tipo de controles aplicados, la topología y la potencia de la red, y las condiciones de funcionamiento [20]. En este capítulo se investiga la sintonización óptima de los controladores de amortiguación de oscilaciones de potencia (PODs) aplicados a una VSM mediante la modulación de la magnitud y el ángulo de

la tensión terminal del IBR.

Ya se han estudiado diferentes señales de entrada del POD, por ejemplo, el ángulo de tensión de la VSM [83], la velocidad del rotor virtual [84], y la diferencia entre la medición de la frecuencia de red y la velocidad del rotor virtual calculada [85]. Además, en la práctica se utilizan distintos métodos para definir los requisitos de compensación de fase de los PODs y los PSS, como los métodos clásicos de función de transferencia de Bode [39] y de Nyquist [49], y el método de los residuos [29]. Estos métodos estiman los requisitos de compensación de fase y también pueden aplicarse para sintonizar los PODs de un IBR GFM. Sin embargo, no determinan directamente la ganancia óptima para garantizar la relación de amortiguamiento deseada. Generalmente, los controladores GFM se sintonizan utilizando algoritmos de inteligencia artificial [86] y el método de los residuos [83], entre otros.

Contribuciones

Las principales contribuciones de este capítulo son las siguientes:

- Se demuestra que las fórmulas analíticas del método DNP pueden aplicarse para optimizar los parámetros de control del POD en un IBR GFM con el fin de alcanzar un amortiguamiento relativo objetivo.
- Dado que el DNP es un método basado en funciones de transferencia, se propone un enfoque para obtener las matrices de entrada y salida del modelo de espacio de estados en los casos en los que sólo se puede obtener la matriz de estados a partir del software de modelado. A continuación, se utiliza el modelo espacio-estado para obtener las funciones de transferencia a estabilizar por los PODs diseñados con el método DNP.

Organización

El resto de este capítulo se organiza como sigue. En la Sección 8.2 se presenta el método propuesto para derivar el modelo de espacio de estados. El modelo VSM analizado y los controladores POD se describen en la Sección 8.3. En la Sección 8.4 se describe el modelo del banco de pruebas. La Sección 8.5 presenta los resultados de la sintonización de los controladores POD aplicando el método DNP a un sistema de prueba de tres máquinas. Las conclusiones se resumen en la Sección 8.6.

8.2. Modelo entrada-salida

Sea el comportamiento lineal del sistema alrededor de un punto de operación $\{\mathbf{x}_0, u_0, y_0\}$ descrito por

$$s\mathbf{x} = \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{b}^T u, \quad y = \mathbf{c}\mathbf{x}, \quad (8.1)$$

donde $\mathbf{b}$ y $\mathbf{c}$ son los vectores de entrada y salida, respectivamente, $\mathbf{A}$ es la matriz de estado, y $\mathbf{x}$ es el vector de N estados. La función de transferencia de la entrada $u(s)$ a la salida $y(s)$ es $G(s) = \mathbf{c}(s\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1}\mathbf{b}^T$, donde $\mathbf{I}$ es una matriz identidad $N \times N$.

En esta sección se propone un método para calcular los vectores $\mathbf{b}$ y $\mathbf{c}$ en los casos en que sólo se dispone de la matriz de estado $\mathbf{A}$. El procedimiento comprende los dos pasos que se describen a continuación para un sistema SISO y puede extenderse a un sistema con cualquier número de variables de entrada y salida.

8.2.1. Primer paso: Edición del modelo

El modelo original se modifica para asociar u e y a dos variables de estado adicionales x_i y x_j , respectivamente. Estos estados se eliminan del modelo en el segundo paso. En este paso,

los filtros de medición de primer orden descritos por (8.2) y (8.3) se conectan a las señales de entrada y salida, respectivamente, como se muestra en la Fig. 8.1:

$$\dot{x}_i = \frac{-1}{T_m}x_i + \frac{1}{T_m}u', \quad \text{con} \quad x_i = u, \quad (8.2)$$

$$\dot{x}_j = \frac{-1}{T_m}x_j + \frac{1}{T_m}y, \quad \text{con} \quad x_j = y', \quad (8.3)$$

donde T_m es la constante de tiempo de filtrado, u' es la entrada del filtro de medición de entrada y y' es la salida del filtro de medición de salida. Estrictamente bastaría con conectar las señales de salida y entrada a bloques integradores puros. Sin embargo, aquí se utilizan filtros de medición para darle un sentido práctico.

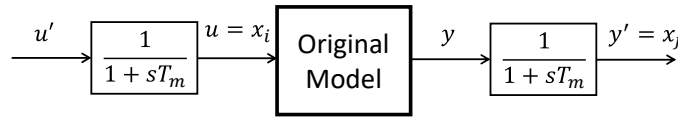


Figura 8.1: Modificación del modelo original para extraer la representación espacio-estados.

8.2.2. Segundo paso: Posprocesamiento del modelo linealizado

La ecuación linealizada del sistema modificado es

$$\dot{\mathbf{x}}' = \mathbf{A}'\mathbf{x}'. \quad (8.4)$$

Los elementos i -ésimo y j -ésimo de $\mathbf{x}'$ son las variables de estado de los filtros de entrada y salida, respectivamente. Las matrices cuadradas $\mathbf{A}$ y $\mathbf{A}'$ tienen tamaños $N \times N$ y $N' \times N'$, respectivamente, con $N' = N + 2$ (los estados adicionales corresponden a los dos filtros de medición). Los elementos de $\mathbf{x}'$ y $\mathbf{A}'$ se muestran en (8.5), que se ha ordenado de forma que $i = N + 1$ y $j = N + 2$.

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \vdots \\ \dot{x}_N \\ \dot{x}_{N+1} \\ \dot{x}_{N+2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{1,1} & \dots & a_{1,N} & a_{1,N+1} & a_{1,N+2} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{N,1} & \dots & a_{N,N} & a_{N,N+1} & a_{N,N+2} \\ 0 & \dots & 0 & -1/T_m & 0 \\ 1/T_m a_{N+2,1} & \dots & 1/T_m a_{N+2,N} & 1/T_m a_{N+2,N+1} & -1/T_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_N \\ x_{N+1} \\ x_{N+2} \end{bmatrix} \quad (8.5)$$

De (8.2)–(8.5) sigue que:

- El vector de entrada $\mathbf{b}$ corresponde a la i -ésima columna de $\mathbf{A}'$ de la que se eliminan los elementos i -ésimo y j -ésimo.
- El vector de salida transpuesto $\mathbf{c}^T/T_m$ corresponde a la j -ésima fila de $\mathbf{A}'$ de la que se eliminan los elementos i -ésimo y j -ésimo.
- La matriz de estado del sistema original es igual a $\mathbf{A}'$ después de eliminar sus columnas y filas i -ésimas y j -ésimas.

El modelo de espacio de estados resultante del sistema original se describe mediante (8.6) y (8.7).

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \vdots \\ \dot{x}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{1,1} & \dots & a_{1,N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{N,1} & \dots & a_{N,N} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_N \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} a_{1,N+1} \\ \vdots \\ a_{N,N+1} \end{bmatrix} u \quad (8.6)$$

$$y = [a_{N+2,1} \quad \dots \quad a_{N+2,N}] [x_1 \dots x_N]^T \quad (8.7)$$

8.3. Máquina síncrona virtual

El IBR se modela como una fuente de tensión ideal con tensión $\tilde{u}_t = u_r + ju_i$, y corriente terminal $i_r + ji_i$. Las salidas de potencia activa y reactiva del IBR P_t y Q_t , respectivamente, se calculan como:

$$P_t = u_r i_r + u_i i_i, \quad (8.8)$$

$$Q_t = u_i i_r - u_r i_i. \quad (8.9)$$

El IBR se controla por una VSM que emula el comportamiento electromecánico de una máquina síncrona:

$$\omega_r = \frac{1}{T_a s} (P_r - P_t - D\Delta\omega_r), \quad (8.10)$$

$$\theta_r = \frac{\omega_0}{s} \omega_r, \quad (8.11)$$

donde T_a , P_r , D y ω_0 son la constante de tiempo de aceleración, la referencia de potencia activa, el coeficiente de amortiguamiento y la frecuencia nominal, respectivamente.

La tensión de salida de la VSM es $\tilde{u}_{VSM} = u_{VSM} \angle \theta_r = u_{VSM,r} + ju_{VSM,i}$. La magnitud u_{VSM} está controlada por un regulador automático de tensión de la forma

$$u_{VSM} = K_a \left[u_r - \frac{1}{1 + sT_r} u_t \right], \quad (8.12)$$

siendo u_r la consigna de tensión del regulador. Las componentes activa y reactiva de la caída de tensión sobre una impedancia virtual algebraica se calculan como

$$\Delta u_{VI,r} = r_v i_r - x_v i_i, \quad (8.13)$$

$$\Delta u_{VI,i} = r_v i_i + x_v i_r, \quad (8.14)$$

donde r_v es la resistencia y x_v la reactancia de la impedancia virtual. La tensión terminal de la fuente IBR se calcula finalmente como $\tilde{u}_t = \tilde{u}_{VSM} - (u_{VI,r} + ju_{VI,i})$.

8.3.1. Controles de amortiguamiento de oscilaciones

Las funciones de transferencia de las plantas estabilizadas por el POD-A y el POD-V son $G_A(s) = P_r(s)/\omega_r(s)$ y $G_V(s) = u_r(s)/\omega_r(s)$, respectivamente. La señal de salida del POD-A se suma con signo negativo a la referencia de potencia activa. De este modo, un aumento de la velocidad virtual se compensa con una reducción de la potencia de referencia de la VSM. La señal de salida del POD-V se suma con signo positivo a la referencia de tensión, de modo que cuando aumenta la velocidad virtual, aumentan la tensión de carga y también su consumo de potencia activa, con lo que se produce un efecto frenante.

8.4. Sistema de pruebas

8.4.1. Descripción

Para validar el método de derivación de la función de transferencia propuesto y evaluar la sintonización de PODs se utiliza el sistema de pruebas de la Fig. 8.2. El mismo comprende un modelo de red equivalente en la barra #1 conectada a la barra #2 a través de una línea de impedancia $1,25 + j12,5$ pu en base 1560 MVA. La red equivalente está representada por un modelo de máquina síncrona clásica con reactancia subtransitoria de 0,2 pu y constante de tiempo de inercia de 5 s en una base de 1827,25 MVA. El consumo de potencia activa de las

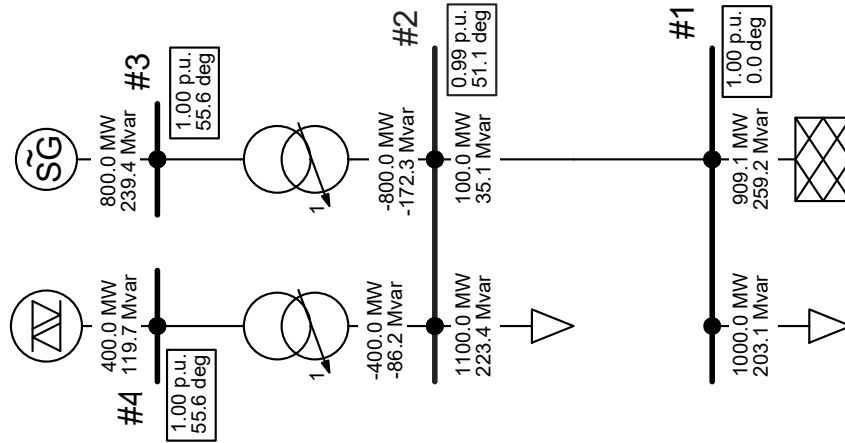


Figura 8.2: Sistema de pruebas con resultados del flujo de potencia.

cargas es 100 % I-constante, mientras que el de potencia reactiva es 80 % Z-constante y 20 % I-constante.

Un generador síncrono (SG) de 1040 MVA está conectado a la barra #3, siendo sus modelos dinámicos de máquina síncrona y de AVR-excitatriz los de la Sección 4.3 [87]. El SG está equipado con un PSS basado en la velocidad del rotor que estabiliza la planta $G_{SG}(s) = -\omega_{rSG}/V_{rSG}$, donde V_{rSG} es la referencia del AVR y ω_{rSG} es la velocidad del rotor del generador síncrono. Se considera la siguiente función de transferencia del PSS $H_{SG}(s)$, que se calculó en la Sección 7.4 aplicando el DNP al modelo del sistema sintético:

$$H_{SG}(s) = 7 \frac{s10}{1 + s10} \frac{(1 + s0,154)^3}{(1 + s0,65)(1 + s0,01)^2} \quad (8.15)$$

Los transformadores elevadores tienen una tensión de cortocircuito del 10 % y la potencia nominal de sus respectivas unidades generadoras. La unidad IBR conectada a la barra #4 se representa con el modelo de VSM siendo sus parámetros:

$$S_n = 520 \text{ MVA}, \omega_0 = 2\pi 50 \text{ Hz}, T_a = 5 \text{ s}, D = 2 \text{ pu}, \\ K_a = 0,5 \text{ pu}, T_r = 0,02 \text{ s}, r_v + jx_v = (0,02 + j0,20) \text{ pu}.$$

8.4.2. Cálculo de la función transferencia

Se añaden filtros de medición a las señales P_r , u_r y ω_r VSM del modelo no lineal del sistema de prueba. El software de modelado utiliza un método de perturbación [88] para linealizar el modelo y obtener $\mathbf{A}'$.

En la Fig. 8.3 se comparan los diagramas de Bode de ω_r/P_r calculados con los modelos lineal y no lineal. Una simulación en el dominio del tiempo se lleva a cabo mediante la inyección de una señal de Fourier en la señal de entrada. La señal de Fourier resulta de la suma de componentes sinusoidales de frecuencias dentro del rango de interés y su derivada temporal en el tiempo inicial es cero. La respuesta en frecuencia del modelo no lineal se obtiene entonces a partir del cociente de las Transformadas Rápidas de Fourier de las señales de salida y de entrada. Las curvas son similares, las pequeñas diferencias se atribuyen al uso de modelos diferentes para obtenerlas.

8.4.3. Autovalores del sistema sin POD

La Fig. 8.4 muestra los autovalores del sistema sin POD para tres valores de la ganancia K_s del PSS. El sistema sin PSS tiene dos autovalores inestables.

La Tabla 8.1 presenta las sensibilidades de los polos a cambios en las ganancias del PSS y del POD para el sistema con PSS ($K_s = 7 \text{ pu}$) y PODs no compensados. Por un lado, el polo

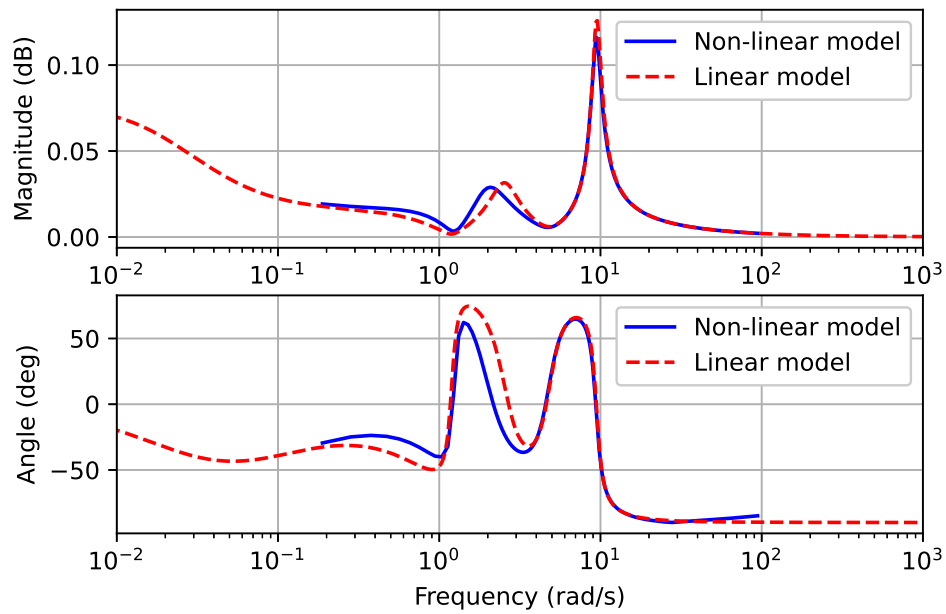


Figura 8.3: Diagramas de Bode de ω_r/P_r sin PODs.

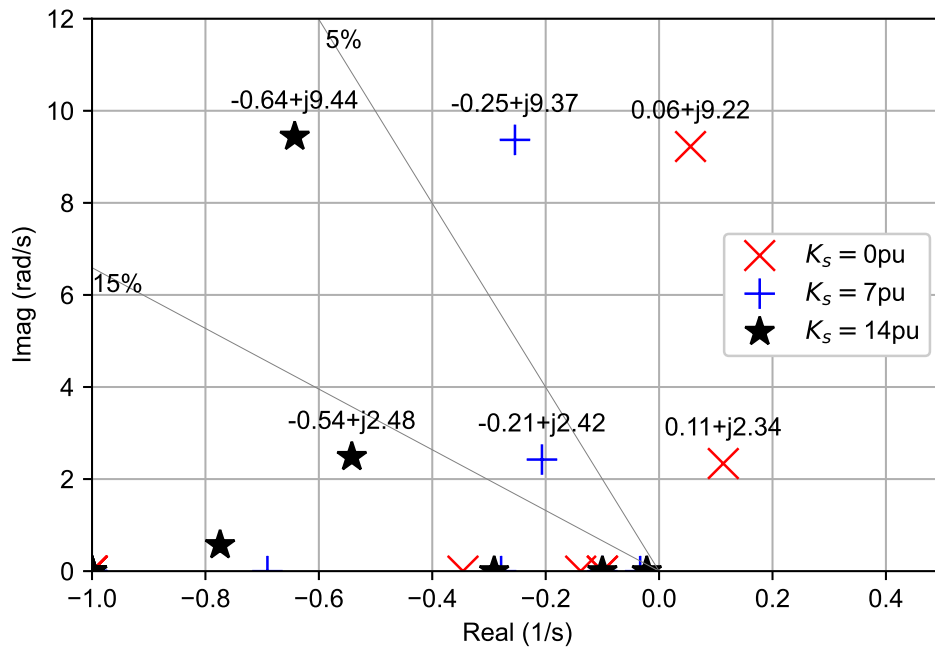


Figura 8.4: Autovalores de frecuencias electromecánicas para el sistema sin POD considerando tres valores de la ganancia K_s del PSS.

de 2,42 rad/s es más sensible a la ganancia del PSS que a las ganancias de los PODs, siendo la sensibilidad a la ganancia del POD-V visiblemente inferior a las demás. Por otro lado, las sensibilidades del polo 9,37 rad/s a las ganancias de los tres controladores son comparables. Por lo tanto, la ganancia del PSS se ajusta en el doble de su valor original (fijado en 14 pu) para que el polo de 2,42 rad/s alcance un amortiguamiento relativo superior al 15%.

Tabla 8.1: Sensibilidades de los polos.

Polo	Sensibilidad*		
	PSS	POD-A	POD-V
$-0,25 + j9,37$	$0,31 \angle -18,2^\circ$	$0,46 \angle 6,5^\circ$	$0,23 \angle -58,6^\circ$
$-0,21 + j2,42$	$0,72 \angle -11,6^\circ$	$0,23 \angle 11,3^\circ$	$0,05 \angle 87,8^\circ$

(*) Los ángulos se miden entre el eje real negativo y la recta entre el origen y el polo.

8.5. Diseño del control de amortiguamiento del GFM

Se aplica el método DNP para diseñar los PODs con el fin de amortiguar aún más el polo electromecánico interplanta $\lambda = -0,64 + j9,44$ ($\xi_1 = 6,8\%$). El objetivo del ajuste de los PODs es desplazar λ a λ_c , que tiene una relación de amortiguamiento $\xi_c = 15\%$ y la misma frecuencia amortiguada que λ . Se considera que $C(s)$ está formada por P bloques idénticos de primer orden conectados en serie (con el máximo adelanto de fase fijado en 4 Hz), y $T_w = 10$ s.

8.5.1. Diseño del POD

El ángulo de $G_A W(\lambda_c)$ es $172,0^\circ$, por lo tanto $C_A(s)$ se diseña para compensar $\phi_{cA} = -8,0^\circ$ en λ_c utilizando un solo bloque de fase con constantes de tiempo $T_{nA} = 0,032$ s y $T_{dA} = 0,048$ s. El punto del sistema compensado $G_A W C_A(\lambda_c)$ se encuentra en $-0,1 + j0$, exactamente en 180° como se muestra en la Fig. 8.5. La ganancia del POD-A calculada a partir de (2.46) es, por tanto, $K_{sA} = 10,0$ pu.

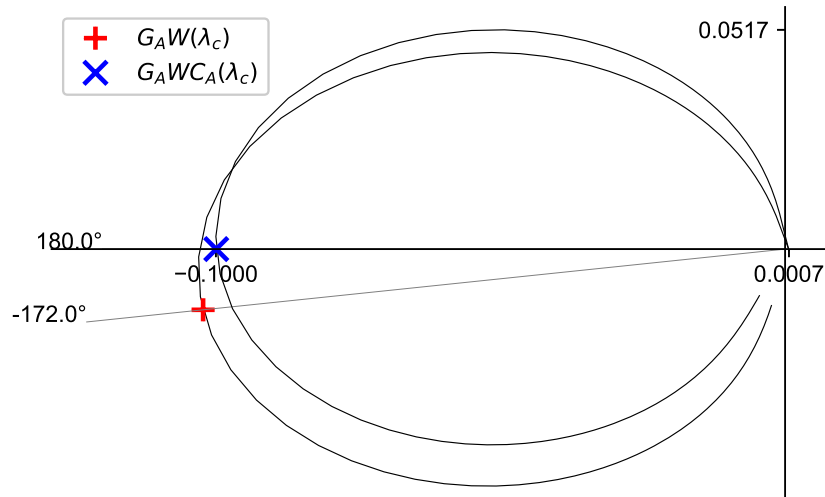


Figura 8.5: Diagramas de Nyquist amortiguados de los sistemas sin y con compensación de fase para $C_A(s)$.

El ángulo de $G_V W(\lambda_c)$ es $113,2^\circ$, por lo que $C_V(s)$ se diseña para compensar $\phi_{cV} = +66,8^\circ$ en λ_c utilizando dos bloques de adelanto de fase idénticos con constantes de tiempo $T_{nV} = 0,087$ s y $T_{dV} = 0,018$ s. El punto del sistema compensado $G_V W C_V(\lambda_c)$ se encuentra en $-0,102 + j0$, exactamente en 180° (véase Fig. 8.6) y la ganancia del POD-V es, por tanto, $K_{sV} = 9,77$ pu.

La Fig. 8.7 muestra los DNP para el sistema compensado con el POD-A y el POD-V. Se comprueba que en ambos casos los puntos $G_A H_A(\lambda_c)$ y $G_V H_V(\lambda_c)$ se encuentran exactamente en $-1 + j0$. Ambos DNP compensados cruzan el eje real negativo una sola vez, por lo que no existe un límite superior para las ganancias del POD por encima del cual los polos en el rango electromecánico reducirían su amortiguamiento por debajo del valor crítico (ξ_c). Sin embargo, se

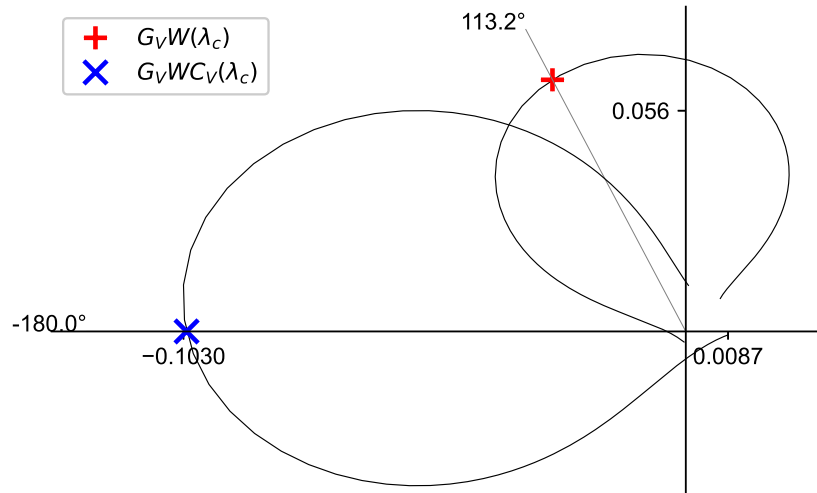


Figura 8.6: Diagramas de Nyquist amortiguados de los sistemas sin y con compensación de fase para $C_V(s)$.

muestra en [84] que ganancias relativamente grandes combinadas con constantes de tiempo bajas en un POD realimentando la velocidad angular virtual puede conducir a inestabilidad transitoria.

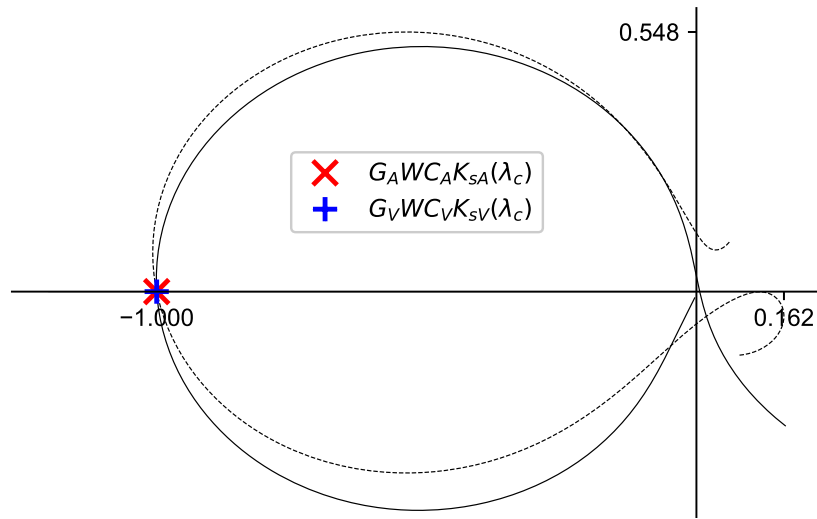


Figura 8.7: Diagramas de Nyquist amortiguados del sistema con POD-A y POD-V.

La Fig. 8.8 muestra los lugares de las raíces del sistema con el POD-A y el POD-V. En ambos casos se comprueba que el polo de 9,44 rad/s alcanza un amortiguamiento de 15% y los PODs tienen una influencia relativamente pequeña en el polo de 2,42 rad/s. Además, la trayectoria del polo de 9,44 rad/s cruza la línea ξ_c constante una sola vez, tal como predicen los cruces únicos del eje real de los DNP de la Fig. 8.7.

La Fig. 8.9 compara los diagramas de Bode amortiguados de los controladores $C_A K_{sA}(s)$ y $C_V K_{sV}(s)$ de los POD-A y -V, respectivamente. Los requisitos de compensación de fase del DNP coinciden con los de las sensibilidades de la Tabla 8.1. El POD-V tiene una ganancia dinámica mayor (23,2 dB o 14,4 pu) en λ_c que el POD-A (19,7 dB o 9,7 pu).

8.5.2. Respuesta dinámica al escalón

Se aplicó un aumento en forma de escalón del 10% en la referencia de potencia activa del VSM durante 100 ms. La Fig. 8.10 muestra las trayectorias de las variables terminales del IBR

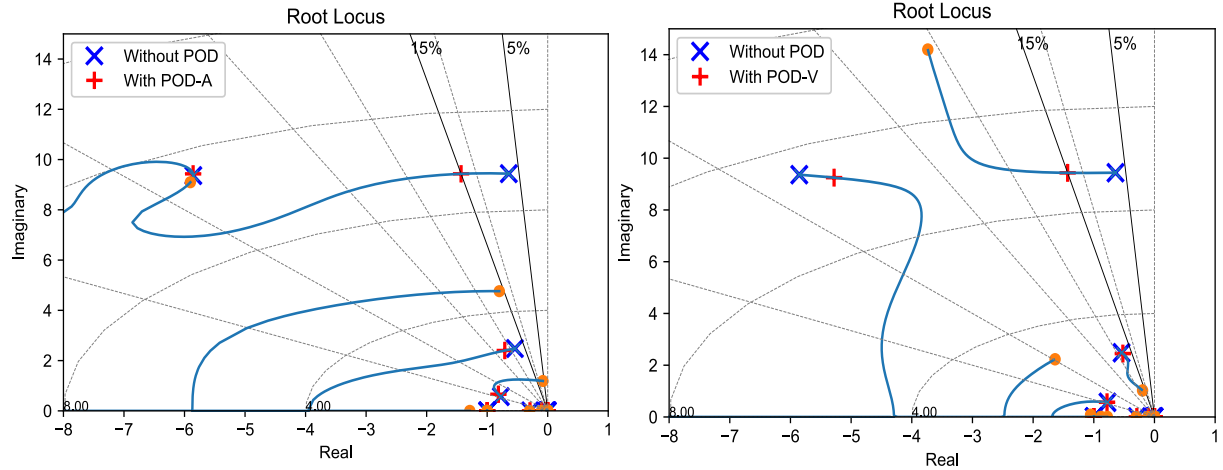


Figura 8.8: Lugares de las raíces del sistema compensado con el POD-A (izquierda) y el POD-V (derecha).

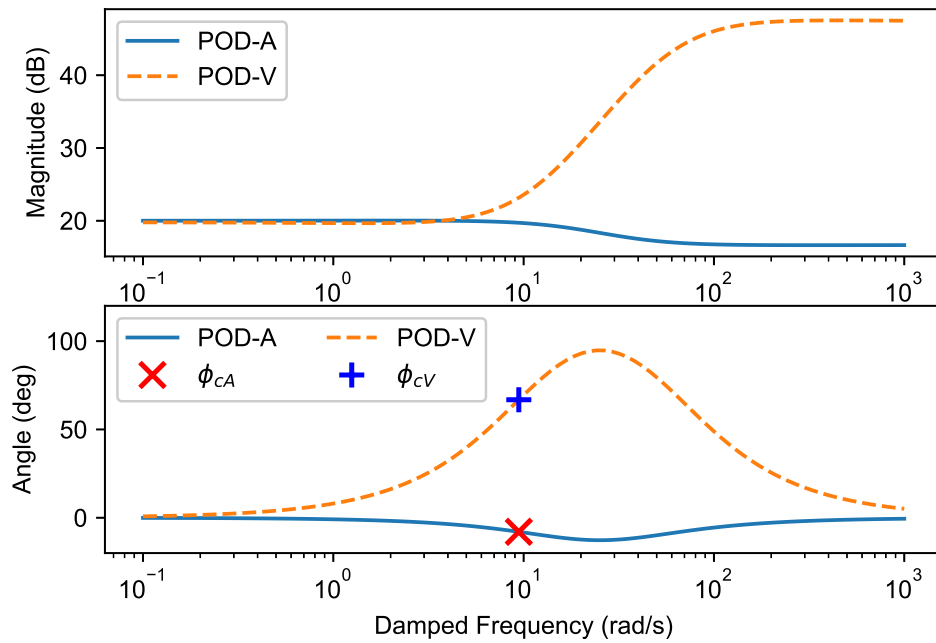


Figura 8.9: Diagramas de Bode amortiguados de los controladores $C_A K_{sA}(s)$ y $C_V K_{sV}(s)$ del POD-A y el POD-V, respectivamente.

y la salida del POD para las simulaciones en el dominio del tiempo sin y con POD-A y POD-V. La variación de la potencia activa de salida del IBR con los PODs A y V es similar. Como era de esperar, las oscilaciones se amortiguan más rápidamente con POD que sin POD. Las trayectorias de la potencia reactiva terminal y la tensión del IBR muestran diferencias significativas, siendo que el POD-A consigue una mejor respuesta transitoria en comparación con el POD-V.

Los esfuerzos de control (integral de las señales de salida al cuadrado) para el POD-A y el POD-V son de $4e^{-5}$ pu².s y $18e^{-5}$ pu².s, respectivamente. Por lo tanto, el esfuerzo de control del POD-V es 4,9 veces mayor que el del POD-A.

8.6. Conclusiones

En este capítulo se analiza la eficacia del método DNP para la optimización del ajuste de fase y ganancia de PODs SISO utilizando diferentes lazos estabilizadores. Se presenta un método novedoso para derivar el modelo SISO de espacio de estados.

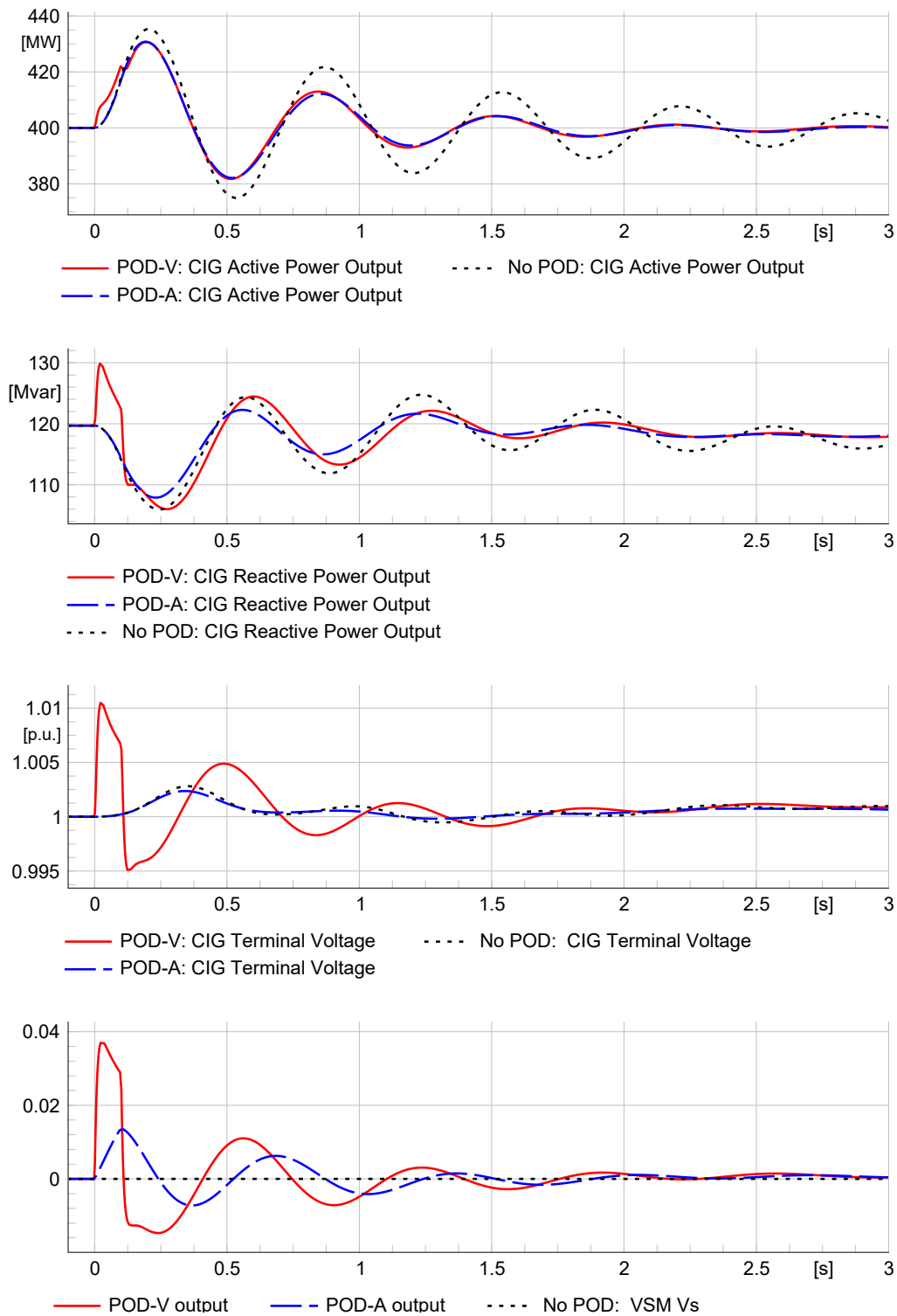


Figura 8.10: Respuesta a un escalón de 10 % durante 100 ms en la referencia P_r del VSM.

Los resultados de las simulaciones indican que tanto el POD-A como el POD-V son eficaces para amortiguar las oscilaciones electromecánicas en un sistema en el que el IBR GFM está integrado con generadores síncronos. Entre ambos PODs, el POD-V requiere un mayor esfuerzo de control para alcanzar el mismo amortiguamiento relativo del polo crítico.

El DNP compensado en torno a las frecuencias electromecánicas cruza el eje real una sola vez, por lo que no existe un límite máximo de ganancia del POD por encima del cual se pueda

desestabilizar otro polo en el mismo rango de frecuencias.

Parte II

FORTALEZA DE RED

Capítulo 9

Antecedentes sobre la fortaleza de red

Resumen

Este capítulo resume los conceptos utilizados en la Parte II del informe. Ofrece una introducción de alto nivel a los principios fundamentales relativos a la fortaleza de la red, incluidas las definiciones, los tipos de tecnologías de generación y los factores que la afectan. Se presenta el índice de fortaleza de red que se utiliza en los capítulos siguientes para optimizar las medidas de mitigación en el contexto de la planificación a largo plazo del sistema eléctrico. Los contenidos se han extraído principalmente de [89–91].

9.1. Introducción

Tradicionalmente, la generación convencional basada en máquinas síncronas se ha encargado de formar la red eléctrica, es decir, de energizarla y definir las formas de onda (en frecuencia y magnitud) de las tensiones en las barras del sistema.

Las vías de descarbonización acelerada para alcanzar los objetivos de cero emisiones netas en los sistemas eléctricos y energéticos introducen una amplia gama de tecnologías conectadas a la red a través de dispositivos de electrónica de potencia [21]. Estos recursos basados en inversores (IBRs), como la generación eólica y solar fotovoltaica (PV) y los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), están desplazando a los equipos síncronos que tradicionalmente garantizaban la operatividad de la red [91, 92]. La gran mayoría de los IBRs actualmente en servicio, incluidos los convertidores HVDC conmutados por línea, utilizan controles de seguimiento de red (GFL) concebidos para funcionar en condiciones de red fuerte [93], y necesitan una fuente externa que establezca su forma de onda de tensión terminal.

Los IBRs GFL inyectan potencia activa y reactiva a la red actuando como fuentes de corriente. La flexibilidad de los convertidores de potencia permite emplear varias funciones de control que mejoran la confiabilidad de la red, como el estatismo frecuencia-potencia y la inercia virtual. Estos servicios complementarios de los inversores GFL se utilizan en plantas a gran escala para aplicaciones solares PV y eólicas. A pesar de su flexibilidad, los inversores GFL dependen de la existencia de una red fuerte; no pueden formar una red por sí mismos, y son incapaces de proporcionar servicios de resiliencia en forma de arranque en negro [94].

En este escenario, el desarrollo masivo de IBRs GFL sólo puede lograrse con la ayuda de tecnologías facilitadoras adecuadas.

El resto de este capítulo se organiza como sigue. En la Sección 9.2 se describen en más detalle las características relevantes de los IBRs GFL. En la Sección 9.3 se define el concepto de fortaleza de red, se presentan los principales problemas relacionados y se introducen los índices de monitoreo. La Sección 9.4 presenta las medidas de mitigación existentes. En la Sección 9.5 se describe la perspectiva de planificación a largo plazo del problema seguida en los Capítulos 10 a 12.

9.2. IBRs seguidores de red

Los IBRs GFL regulan su potencia de salida midiendo el ángulo de la tensión de red mediante un lazo de bloqueo de fase (PLL), como se muestra en el circuito simplificado de la Fig. 9.1. Por lo tanto, no pueden funcionar sin una tensión de red ya existente. Se limitan a seguir el ángulo/frecuencia de la red y no controlan activamente su frecuencia de salida. La sincronización con la tensión de red existente y la inyección de corrientes se ejecutan de tal manera que la posición angular de las corrientes (componentes activas y reactivas) sigue la tensión de red. Se utiliza ampliamente la regulación de la corriente con controladores PI en componentes dq en el lazo de control interno [95].

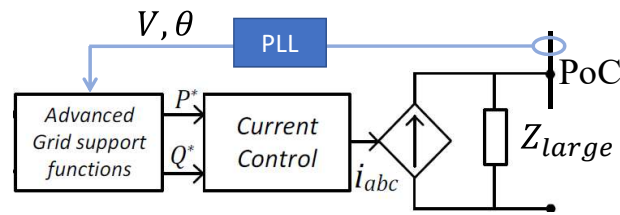


Figura 9.1: Diagrama simplificado del modelo de un IBR con controladores GFL.

En los lazos de control externos más lentos se regulan la potencia activa y reactiva y, a veces, la magnitud de la tensión. Al hacerlo, se pueden utilizar *droops* adicionales para activar características operativas, como las características $Q(V)$ o $P(f)$. Sólo cuando se detecta una falla en la red, los controles más avanzados activan un modo de operación ante fallas (*fault-ride-through* o FRT), en el que la tensión se regula con una respuesta proporcional rápida de corriente reactiva en el lazo exterior, tal como exigen muchos códigos de red actuales. Mediante una ligera mejora del concepto de control, este control proporcional rápido de la tensión puede activarse en funcionamiento continuo. Se puede añadir un modo de control sensible a la frecuencia o un modo sensible a la frecuencia limitado en el lazo exterior para ajustar la referencia del controlador de potencia activa [95].

Los IBRs GFL, a menudo instalados en lugares remotos, suelen carecer de la fortaleza de red procedente de grandes generadores síncronos. Incluso si tales generadores están cerca, muchos, especialmente los alimentados con combustibles fósiles, podrían no ser despachados debido a los altos costos de funcionamiento o a las iniciativas para reducir las emisiones de carbono. Luego, la industria energética debe encontrar métodos avanzados para afrontar los retos de esta transición tecnológica.

A diferencia del funcionamiento en paralelo con la red que se busca en los grandes sistemas, el control del funcionamiento en isla hoy en día suele ser un control V/f con frecuencia constante (ángulo de fase de tensión constante) ajustado por un oscilador. El control V/f forma la tensión de una red aislada, pero (sin más medidas) no está diseñado para funcionar en paralelo con otras fuentes formadoras de tensión en grandes sistemas. Las estrategias GFM combinan las características de funcionamiento en paralelo y en isla para formar la tensión de la red, al tiempo que pueden sincronizarse y funcionar de forma flexible con otras unidades formadoras de red. Se espera que con las estrategias de control GFM, los sistemas eléctricos de cualquier tamaño (desde pequeñas redes aisladas hasta grandes sistemas eléctricos interconectados) puedan mantener un funcionamiento estable incluso con una elevada proporción de unidades conectadas a través de electrónica de potencia, pudiendo alcanzar el 100 % [95].

9.3. Definición de la fortaleza de red

El término “fortaleza de red” abarca aspectos que afectan a la operatividad del sistema eléctrico, como la estabilidad, la protección y la calidad de la energía. Más allá de las cuestiones

técnicas, la disminución de la fortaleza del sistema también afecta a la regulación, la economía y los objetivos medioambientales, especialmente con el aumento de los objetivos de energía limpia. El cambio del sector eléctrico hacia las energías renovables exige comprender los problemas de fortaleza del sistema para garantizar la estabilidad en medio de una dinámica cambiante de generación. Para predecir y gestionar los problemas de fortaleza del sistema, es esencial disponer de herramientas adecuadas de modelado y supervisión, y el modelado EMT de sistemas interconectados es vital para realizar predicciones precisas [91].

La capacidad de los equipos del sistema eléctrico para funcionar de forma estable, y para que el sistema en su conjunto se recupere intacto de perturbaciones importantes, depende de la “fortaleza” eléctrica del sistema en el punto en el que están conectados los equipos. Intuitivamente, los sistemas “más fuertes” son más tolerantes a las variaciones y perturbaciones que se producen en las plantas conectadas y se recuperan más fácilmente de perturbaciones importantes como fallas y desconexiones repentinas de equipos.

La capacidad de mantener todas las centrales en sincronismo así como alcanzar un control estable de la frecuencia y la tensión depende de la interacción entre las características de la red y las de las centrales conectadas.

La relación de cortocircuito (SCR) en el j -ésimo nodo al que se conecta un IBR se define como la relación entre el nivel de potencia de cortocircuito disponible S_j'' y la potencia activa nominal de salida P_j'' del IBR [89, 96]:

$$SCR = \frac{S_j''}{P_j''} \quad (9.1)$$

La mayoría de los diseños de inversores actualmente en uso requieren un SCR mínimo en su punto de conexión a la red para un funcionamiento estable. La definición básica del SCR proporciona una métrica simplificada para evaluar la capacidad del IBR para soportar condiciones de baja fortaleza del sistema.

Se han propuesto varios métodos de cálculo del SCR agregado que tienen en cuenta el impacto de los IBRs cercanos. En tales circunstancias, el nivel de cortocircuito debe “compartirse” entre las instalaciones IBR, teniendo en cuenta las características eléctricas de la red de transmisión que las interconecta. Los niveles bajos de cortocircuito suelen corresponder a condiciones débiles del sistema. Esto puede ocurrir en zonas localizadas de una red (incluso en puntos de conexión únicos) o en todo el sistema. Los sistemas débiles pueden caracterizarse por una alta sensibilidad de la magnitud y el ángulo de la tensión a los cambios en el flujo de potencia activa y reactiva.

La inercia del sistema representa la capacidad de almacenamiento de energía cinética disponible en el sistema eléctrico, que actúa intrínsecamente para resistir los cambios de frecuencia. Los sistemas eléctricos con gran inercia son menos susceptibles a grandes cambios de frecuencia tras la pérdida intempestiva de generación o carga, mientras que los sistemas de baja inercia pueden presentar una alta tasa de cambio de frecuencia y, en consecuencia, mayores desviaciones del valor nominal. Tradicionalmente, a la inercia del sistema la han proporcionado los generadores y condensadores síncronos y grandes cargas motoras, pero los IBRs con características de respuesta de frecuencia rápida (FFR) o capacidad de inercia mecánica (sintética) están empezando a desempeñar un papel importante.

Un término alternativo para estas características es la rigidez, que es la tendencia de una planta a resistir automáticamente un cambio impuesto desde el exterior. En un sistema de corriente alterna pueden distinguirse dos características principales de rigidez.

- Rigidez de la magnitud de tensión. Se refiere a la sensibilidad de la magnitud de tensión a las perturbaciones en la red. Tiene una estrecha relación con el nivel de cortocircuito y la relación de cortocircuito, que miden la impedancia equivalente de la red. Una impedancia baja, o un nivel de cortocircuito alto, implica una mayor rigidez.

- Rigidez del ángulo de tensión. Se refiere a la capacidad de mantener las fases relativas de las formas de onda de tensión de las barras, ya que definen los flujos de potencia activa a través de la red.

El concepto complementario de la rigidez es la flexibilidad, que es la tendencia a seguir un cambio impuesto desde el exterior en lugar de resistirse a él. Todas las plantas conectadas a la red requieren cierto grado de flexibilidad para que el sistema pueda pasar de un punto de funcionamiento a otro cuando sea necesario. Equilibrar la rigidez y la flexibilidad es una tarea de diseño fundamental para los controles de las plantas conectadas a la red.

9.3.1. Problemas de fortaleza de red

La fortaleza del sistema eléctrico y el soporte proporcionado por las máquinas síncronas y las líneas de interconexión cercanas no son los únicos factores que determinan la estabilidad de un IBR. El diseño y el ajuste de los sistemas de control del IBR desempeñan un papel igualmente importante.

Los IBRs GFL tienen un comportamiento dinámico muy particular que puede dar lugar a inestabilidades locales impulsadas por el propio convertidor [97]. Los problemas relacionados con la penetración masiva de IBRs y la reducción de los generadores síncronos incluyen la falta de robustez (especialmente durante eventos de sobrecorrientes extremadamente elevadas y caídas masivas de tensión), fallas del PLL para seguir huecos de tensión muy profundos, fallas del modo FRT e interacciones adversas [97].

Los IBRs GFL se acoplan mediante inversores de corriente controlada que suelen depender de un PLL para mantenerse sincronizados con la componente fundamental de la forma de onda de tensión y controlar la magnitud y la fase de la corriente de salida para inyectar potencia activa y reactiva a la red. Durante las fallas, la depresión de la tensión y la forma de onda potencialmente distorsionada pueden hacer que estos inversores pierdan sincronismo, lo que supone un reto a la hora de intentar recuperarse rápidamente tras la eliminación de la falla [96].

Otro problema de los IBRs GFL es la posible necesidad de ralentizar intencionadamente sus velocidades de inyección de corriente durante y después de las fallas en condiciones de baja fortaleza del sistema (alta impedancia equivalente en sus terminales) [90]. Si la central no regula adecuadamente su tensión terminal a medida que recupera su potencia activa después de una perturbación, las protecciones de la central pueden funcionar de forma inadecuada y la central no consigue atravesar la falla.

Las interacciones adversas entre múltiples centrales eléctricas se han experimentado durante varias décadas, incluyendo condiciones de resonancia y de interacciones torsionales subsíncronas. Estas interacciones suelen asociarse a determinadas condiciones de funcionamiento que pueden estudiarse y mitigarse durante el diseño del proyecto. Las interacciones de control que involucran varios IBRs suelen ser más complejas de identificar y analizar que las relativas a las máquinas síncronas, ya que la frecuencia a la que se producen puede variar sustancialmente, abarcando los rangos de frecuencia subsíncronos y supersíncronos. Estas interacciones no se inician necesariamente en situaciones de funcionamiento o interrupciones concretas, y pueden producirse incluso en ausencia de perturbaciones [90]. La posibilidad de interacción entre dispositivos es muy amplia. Los generadores basados en electrónica de potencia pueden interactuar entre sí, o pueden interactuar con otros dispositivos electrónicos de potencia, como los enlaces HVDC, los dispositivos FACTS, como los SVC o los STATCOM, o incluso con dispositivos no basados en electrónica de potencia, como los condensadores en serie, los equipos de compensación en paralelo y los generadores convencionales [96].

Los problemas de fortaleza de red también se observan en los sistemas HVDC *multi-infeed*, en los que más de una línea HVDC converge en la misma zona eléctrica, y sus estaciones convertidoras están eléctricamente próximas entre sí. Los fenómenos de interacción de mayor interés en una red HVDC *multi-infeed* son la sobretensión transitoria, las fallas de conmutación, incluida

la recuperación de fallas, la interacción armónica y la inestabilidad de la tensión fundamental, y las interacciones de control [98].

Los principales factores que influyen en la fortaleza del sistema son:

- Densidad de IBRs: concentración de varios IBRs próximos eléctricamente.
- Escasez de unidades síncronas: falta de suficientes máquinas síncronas en línea debido a su retiro o a su exclusión del despacho económico.
- Dispersión de la red: lejanía eléctrica de la zona en la que están conectados los IBRs, es decir, cuán lejos están de los principales centros de generación y carga y lo mallada y/o interconectada es esa zona de la red.

Los tres factores no necesariamente coinciden entre sí en los mismos momentos, pero cuando lo hacen, los desafíos de fortaleza del sistema suelen ser mayores. Según cuáles y cuántos sean los factores dominantes, las soluciones requeridas podrían ser diferentes. No hay ninguna solución garantizada que funcione en todas las condiciones y la mejor manera de confirmar la efectividad de una solución propuesta es realizar simulaciones detalladas del sistema eléctrico centradas en la aplicación prevista.

9.3.2. Índices de fortaleza de red

Se han definido varios indicadores para cuantificar la fortaleza del sistema en el PoC de un IBR, siendo el más utilizado el SCR. Sin embargo, el SCR no tiene en cuenta las potenciales interacciones entre IBRs conectados eléctricamente cerca unos de otros. Por lo tanto, se definieron otros indicadores como la relación de cortocircuito ponderada (WSCR), la relación de cortocircuito compuesta (CSCR) y la relación de cortocircuito efectiva (ESCR) [96]. De ellos, solo el ESCR tiene en cuenta los acoplamientos eléctricos débiles entre IBRs [89].

En [99] se utiliza un modelo de flujo de potencia como marco matemático para derivar el factor de interacción de tensión nodal, que es un equivalente analítico del ESCR empírico para pequeñas perturbaciones que permite un tratamiento riguroso de las interacciones de tensión en sistemas HVDC *multi-infeed*. El posible funcionamiento saturado en corriente de los convertidores de potencia no se considera explícitamente en la formulación original del ESCR, pero es especialmente crítico en los análisis de cortocircuito, ya que varios convertidores podrían funcionar en estas condiciones durante las fallas en la red [100]. La métrica de la impedancia de la fortaleza de red [101] cuantifica la fortaleza del sistema independientemente del nivel de cortocircuito para el rango de frecuencias de funcionamiento de los IBRs. Utiliza impedancias de múltiples entradas y múltiples salidas vistas en terminales de los convertidores y se centra en la estabilidad de la tensión de pequeña señal a corto plazo.

La inercia total (en GW.s) de una zona determinada también puede utilizarse para complementar el ESCR como medida de la fortaleza de red [102, 103].

No obstante lo anterior, el ESCR sigue siendo un índice eficaz para el monitoreo sistemático de la fortaleza de red en aplicaciones en línea y en estudios de planificación para identificar condiciones con posibles problemas de operatividad del sistema eléctrico, como ya se detectó en Texas [104] y Australia [102].

Relación de cortocircuito efectiva

Considérese la representación equivalente de múltiples fuentes conectadas a un sistema de potencia de la Fig. 9.2. El cálculo del ESCR requiere cuantificar el acoplamiento eléctrico entre los IBRs GFL mediante la evaluación del cambio de tensión observado en una barra a la que se conecta un IBR GFL cuando se aplica un cambio de tensión en otra barra de conexión de

un IBR GFL. Para ello se define el factor de interacción (IF), también conocido como factor de interacción *multi-infeed* [98], como

$$IF_{jk} = \frac{\Delta u_k}{\Delta u_j}, \quad (9.2)$$

donde Δu_k y Δu_j son los cambios incrementales de tensión en las barras de AC de los convertidores k y j , respectivamente, debidos a un cambio incremental de la potencia reactiva ΔQ_j inyectada en la barra j . Como se recomienda en [98], ΔQ_j es la potencia reactiva incremental necesaria para provocar un cambio incremental en la tensión de 1 % del valor nominal (es decir, 0,01 pu). Las barras de conexión de IBRs eléctricamente alejadas tienen valores de IF cercanos a cero, mientras que para las barras vecinas el IF es cercano a uno ($IF_{jj} = 1$).

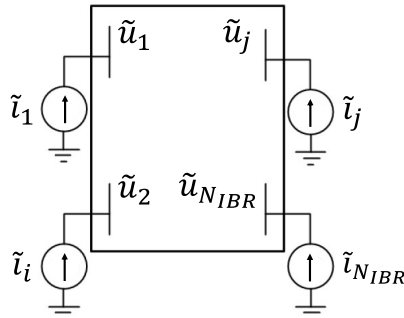


Figura 9.2: Representación equivalente de múltiples fuentes conectadas a un sistema eléctrico.

El ESCR en la j -ésima barra considerando la interacción de un número N_{IBR} de IBRs GFL es [89, 96, 98]

$$ESCR_j = \frac{S_j''}{\sum_{k=1}^{N_{IBR}} IF_{jk} \cdot P_k}, \quad (9.3)$$

donde P_k es la potencia nominal en MVA del IBR GFL conectado a la k -ésima barra, y S_j'' es la potencia de cortocircuito trifásica subtransitoria en la j -ésima barra. En el denominador de (9.3) sólo debe incluirse la potencia IBR GFL. Esto se hace porque las inyecciones de corriente IBR GFL necesitan dispositivos externos que definan la forma de onda de tensión, sin los cuales no puede garantizarse el correcto funcionamiento de los propios IBRs GFL.

La ecuación (9.3) también puede expresarse en términos de los elementos de la matriz de impedancia $\mathbf{Z}$ de la red de N_{bus} barras a la que están conectadas las fuentes. La relación corriente-tensión nodal viene dada por [96, 105]

$$\tilde{\mathbf{u}} = \mathbf{Z}\tilde{\mathbf{i}}, \quad (9.4)$$

donde $\tilde{\mathbf{u}}$ y $\tilde{\mathbf{i}}$ son vectores columna de tensiones e inyecciones de corriente en barras, respectivamente, y $\mathbf{Z}$ es una matriz $N_{bus} \times N_{bus}$ de impedancia de barras. En $\mathbf{Z}$, Z_{ii} es la impedancia propia de la i -ésima barra y Z_{ij} es la impedancia de transferencia entre las barras i -ésima y j -ésima.

Los cambios incrementales de tensión Δu_j y Δu_i , respectivamente, de las barras AC de los convertidores j -ésimo e i -ésimo producidos por una inyección incremental de corriente Δi_i en la barra AC del i -ésimo convertidor, pueden obtenerse como

$$\Delta \tilde{u}_j = Z_{ji} \Delta \tilde{i}_i \quad (9.5)$$

$$\Delta \tilde{u}_i = Z_{ii} \Delta \tilde{i}_i \quad (9.6)$$

Por lo tanto, los IFs pueden expresarse como

$$IF_{ji} = \frac{\Delta u_j}{\Delta u_i} = \frac{\Delta Z_{ji}}{\Delta Z_{ii}}. \quad (9.7)$$

De (9.7), los IFs pueden calcularse a partir de los elementos de la matriz de impedancias de la red. Sin embargo, como los programas comerciales de simulación no suelen proporcionar dicha matriz al usuario, los IFs se obtienen numéricamente a partir de cálculos de cortocircuito.

Aunque teóricamente todos las interacciones que influyen en la barra deberían incluirse en el cálculo, es probable que incluir los IBRs con IFs inferiores a 0,15 y productos $IF_{jk} \times P_k$ inferiores a aproximadamente el 15 % del valor P_j , sea demasiado pesimista ya que se estarían considerando IBRs relativamente lejanos [98].

9.3.3. Beneficios de los métodos de monitoreo de ESCR

Una metodología que utilice el ESCR suele anteceder estudios más detallados, y tiene los siguientes beneficios [98]:

1. Perspectiva: La metodología proporciona al planificador, con unos pocos cálculos, una idea general de las posibles interacciones de las inyecciones de potencia de un IBR propuesto. Como resultado, se obtiene una medida del deterioro del desempeño de la(s) inyección(es) existente(s) y una medida del refuerzo del sistema de transmisión que puede ser necesario para restaurar el desempeño de dicha(s) inyección(es).
2. Ubicación del inversor: La ubicación del inversor puede ser tal que minimice las interacciones en los enlaces existentes cuando sea factible.
3. Normativa: La mayoría de las jurisdicciones exigen pruebas de que una nueva adición no perjudicará a la transmisión existente. El uso del ESCR presenta una interpretación relativamente sencilla e intuitiva de la situación y puede no requerir amplios conocimientos técnicos para comprender complejos estudios detallados. Cabe señalar que el análisis no se limita a la planificación de un nuevo IBR, sino que también podría aplicarse a situaciones en las que una nueva línea HVac coloca IBRs existentes eléctricamente más cerca.
4. Modelado de elementos: el uso de modelos equivalentes lo hace más práctico que la simulación detallada en el dominio del tiempo.
5. Eficiencia del estudio: la metodología, especialmente en el cálculo de los IFs o de los productos $IF_{jk} \cdot P_k$ (en el caso de P_k diferentes), puede alertar sobre dónde sería prudente realizar estudios más detallados.
6. Selección de parámetros del IBR: Algunos parámetros, como la elección de la compensación¹, tienen un efecto directo en la interacción. La metodología ofrece una visión general de los efectos de la modificación de parámetros sin la necesidad de un análisis detallado.
7. Funcionamiento: Una vez que el nuevo IBR esté operativo, el ESCR puede utilizarse para ayudar a determinar las zonas de funcionamiento seguras e inseguras.

9.4. Tecnologías facilitadoras

Las opciones para mitigar los problemas asociados a las redes débiles incluyen [89]:

- **Condensador síncrono:** suele ser la solución principal para los problemas de redes débiles debido a sus diversos atributos estabilizadores, incluida la gran capacidad para suministrar corriente de falla, el aumento de la inercia del sistema, la capacidad de inyección de potencia reactiva y el control automático de tensión, así como otras mejoras de la calidad de la energía.
- **Cambios en el control de la planta:** En algunos casos, los cambios en el sistema o sistemas de control de la planta pueden aliviar los problemas de red débil. Las constantes de tiempo y las ganancias pueden ajustarse para reducir los riesgos de respuesta inestable. Las estrategias de control de tensión, como el estatismo de reactivo, pueden utilizarse para minimizar las interacciones de control entre centrales.

¹La compensación de potencia reactiva en la propia barra se resta del numerador del ESCR [98]

- **Cambios en el control del convertidor:** En algunos casos, los cambios en los controles de la electrónica de potencia, incluido el control de tensión terminal o las mejoras del PLL, en los convertidores de generadores eólicos o solares PV pueden aliviar los problemas de red débil. Estos cambios pueden consistir en modificaciones de los valores de los parámetros de control y/o de las estructuras de control. Estas modificaciones pueden requerir esfuerzos complejos de ingeniería, pero pueden evitar la necesidad de añadir equipos al proyecto. No siempre los problemas de red débil pueden resolverse completamente con cambios en el control del convertidor. En algunos casos, los cambios necesarios pueden suponer modificaciones significativas y poco prácticas de los productos seleccionados. Estos cambios pueden comprender la mejora de los controladores GFL existentes, o su conversión de GFL a GFM, como se considera en el Capítulo 12.
- **Reducción de la capacidad de la planta o de la potencia de salida:** El SCR aumenta a medida que se reduce la capacidad o la producción; del mismo modo, cualquier sensibilidad a la producción de potencia activa o reactiva se verá reducida por la reducción de la capacidad o la producción de la central. Otras soluciones pueden ser más aplicables en las fases de planificación; sin embargo, ésta puede ser la única solución viable a corto plazo si se dan condiciones de red débiles en tiempo real o casi real.
- **Refuerzo de la transmisión:** El refuerzo del sistema de transmisión (por ejemplo, cambio de conductores de líneas, nuevos circuitos de transmisión, transformadores nuevos o más grandes) puede aumentar el SCR en el punto de conexión del IBR, especialmente cuando se combina con las mejoras del sistema necesarias para acomodar la capacidad del nuevo recurso generador en la zona de red débil. La compensación en serie también puede mitigar algunos aspectos del funcionamiento de la red débil y puede ser una forma eficaz de mitigar la necesidad de construir líneas adicionales. Debe tenerse cuidado al utilizar la compensación en serie para la transmisión cerca de IBRs, ya que introduce el riesgo de oscilaciones subsíncronas.
- **Dispositivos FACTS:** Los dispositivos FACTS, como los SVC y los STATCOM, pueden ayudar a controlar las tensiones de la red proporcionando soporte reactivo dinámico. Esto puede ayudar a controlar las fluctuaciones de tensión en condiciones de red débiles, así como ayudar con la capacidad FRT transitoria. Sin embargo, estos dispositivos tienen lazos de control rápidos que pueden interactuar con los IBRs en redes débiles, su contribución a la corriente de falla es limitada y no proporcionan inercia al sistema. Los BESS son cada vez más comunes y pueden proporcionar una respuesta de frecuencia rápida y mitigar las inestabilidades del control de tensión. Sin embargo, estos dispositivos también pueden estar sujetos a inestabilidades asociadas a la debilidad de la red en función de su filosofía de control.

Esta Parte II del informe se centra en el análisis de redes relativamente débiles en las que sólo la puesta a punto del sistema del control GFL del IBR puede no ser suficiente para garantizar la operabilidad del sistema, por lo que es probable que se requieran equipos adicionales para conseguir un funcionamiento seguro [91]. Como las condiciones analizadas implican el desplazamiento de generación síncrona por parte de generación IBR GFL, las dos soluciones analizadas comprenden la instalación de condensadores síncronos (SCs) e IBRs con controladores GFM (e.g. máquinas síncronas virtuales) [93]. Se trata de medidas de mitigación razonables que permiten:

- retirar recursos de generación convencionales (como gas, carbón y nuclear) sin perder la cantidad de máquinas síncronas conectadas al sistema; y
- aumentar la generación IBR exigiendo que sea del tipo GFM en lugar de GFL.

Mientras que los SCs son una tecnología madura que se ha utilizado durante varias décadas para la estabilización del sistema de potencia [106], los IBRs con controladores GFM han iniciado recientemente el camino hacia el despliegue comercial en aplicaciones a gran escala [79].

Un sistema híbrido que combina un SC con convertidores, puede proporcionar eficazmente una rápida respuesta de frecuencia, regulación dinámica de tensión y corrientes de cortocircuito relativamente elevadas [94, 107].

9.4.1. Condensadores síncronos

Un SC es una máquina síncrona que funciona sin motor primario ni carga mecánica. Controlando la tensión de campo, puede generar o absorber potencia reactiva. Con un regulador de tensión, puede ajustar automáticamente la potencia reactiva de salida para mantener constante su tensión terminal (o en un punto remoto), comportándose como una fuente inherente del tipo GFM. Absorbe una pequeña cantidad de potencia activa de la red para compensar sus pérdidas mecánicas, del hierro y Joule. Los SC se han utilizado desde la década de 1930 para el control de la tensión y la potencia reactiva tanto a nivel de transmisión como de subtransmisión [17, 107].

Las alternativas a los SC para el control automático de la tensión son los SVC y los STATCOM [17]. Sin embargo, los SC tienen varias ventajas sobre estos compensadores estáticos. Los SC contribuyen a la capacidad de cortocircuito del sistema y su producción de potencia reactiva no se ve esencialmente afectada por la tensión del sistema. La máquina también suministra potencia activa durante los transitorios del sistema mediante la conversión de la energía cinética almacenada en la masa giratoria de su eje, contribuyendo así a frenar los cambios rápidos de frecuencia. Durante estos cambios de potencia (oscilaciones electromecánicas), un SC puede suministrar una gran cantidad de potencia reactiva, quizás el doble de su potencia nominal continua. Típicamente tiene una capacidad de sobrecarga de entre el 10 y el 20 % durante 30 minutos.

Históricamente, la industria eléctrica ha utilizado condensadores síncronos para compensar dinámicamente los requerimientos de potencia reactiva del sistema. Con el avance de la electrónica de potencia, estas máquinas han perdido protagonismo. En los últimos años, los equipos modernos de electrónica de potencia han asumido el papel de compensación dinámica de potencia reactiva. Sin embargo, con la llegada de una mayor proporción de energías renovables, los recientes retos en la estabilización del sistema han reavivado el interés por los SCs debido a la energía inherentemente almacenada en la inercia mecánica de su rotor [107].

A diferencia de las tecnologías asíncronas que proporcionan una corriente de falla limitada debido a sus elementos de electrónica de potencia, los SCs poseen una contribución de corriente de falla relativamente alta que aumenta la fortaleza de la red medida por el ESCR. Esto puede dar lugar a corrientes de falla que son muchas veces superiores a la corriente nominal (también importante para mantener una protección adecuada del sistema eléctrico) [94, 107].

En cuanto a los parámetros que influyen en el comportamiento de los SCs ante fallas, en [108] se demuestra que la reducción de la reactancia síncrona x_d del eje d en estado estacionario y de la reactancia subtransitoria x_d'' aumenta la inyección de potencia reactiva durante la falla, mientras que el aumento de la reactancia transitoria x_d' reduce el tiempo de respuesta.

9.4.2. Controles formadores de red de los IBRs

A diferencia de los IBRs GFL (en la Fig. 9.1), un IBR GFM controla activamente su frecuencia y tensión de salida, como se ilustra en el circuito simplificado de la Fig. 9.3. La potencia activa y reactiva inyectada por los IBRs puede reaccionar mucho más rápido que las máquinas síncronas mecánicas [97], y se ha utilizado ampliamente en microrredes.

Las velocidades de rotación de los generadores síncronos están directamente relacionadas con la frecuencia eléctrica terminal, lo que hace que estos generadores actúen como fuentes formadoras de red [80]. Con el creciente desplazamiento de la generación síncrona, las fuentes GFM se

sustituyen por fuentes GFL, y la frecuencia se vuelve cada vez más dependiente de los generadores síncronos remanentes. Incluso con una respuesta de frecuencia rápida para mejorar el soporte, la frecuencia sigue estando dominada en gran medida por el comportamiento del generador síncrono, convirtiéndose en un factor limitante para la integración de fuentes de energía renovable variable (VRE) a niveles de penetración más altos. Por lo tanto, es necesario desarrollar soluciones para un funcionamiento confiable de un sistema de potencia dominado por inversores [80].

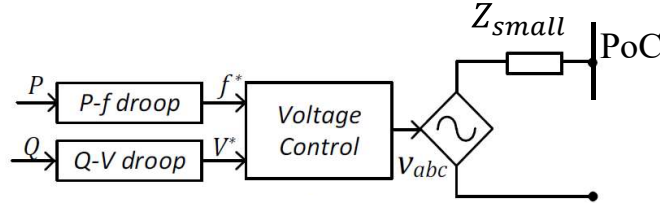


Figura 9.3: Esquema simplificado del modelo de un IBR con controladores GFM.

Los conceptos de control GFM pueden generar la tensión de red y sincronizarse simultáneamente con otros convertidores o generadores. Así, pueden funcionar en paralelo mientras generan la tensión de red. Existen varias estrategias de control GFM, incluidos el control de estatismo, la máquina síncrona virtual (VSM) y el control de oscilador virtual [81, 95]. Sin embargo, en determinadas condiciones, todas las estrategias de control mencionadas resultan equivalentes en pequeña señal [82].

Con el control activo de la frecuencia proporcionado por los inversores GFM, puede reducirse la dependencia de la dinámica de la frecuencia respecto a la inercia mecánica. Como resultado, los IBRs GFM pueden ayudar a estabilizar la red. El control de estatismo se utiliza ampliamente en los inversores GFM para obtener los comandos de frecuencia y tensión a partir de los valores medidos de potencias activa y reactiva, respectivamente [80].

Los IBRs GFM no dependen de un PLL, ya que son capaces de generar su propia forma de onda de tensión, incluso durante la activación del modo FRT. La primera generación de inversores GFM se desarrolló para redes aisladas con el fin de establecer un sistema de alimentación mediante el establecimiento de la referencia de tensión y frecuencia.

El funcionamiento estable de los IBRs con GFM no depende de la potencia disponible del sistema; con controles correctamente diseñados, los IBRs con GFM serán menos susceptibles a interacciones adversas en condiciones de potencia reducida del sistema [90].

En los IBRs con controles GFM, la respuesta inercial (virtual) puede ajustarse sintonizando los parámetros del lazo de control del ángulo de la tensión. En un SC, la respuesta inercial puede aumentarse incrementando su inercia mecánica acoplando un volante de inercia al rotor.

9.5. Planificación a largo plazo

Los retos que plantea la fortaleza del sistema y sus soluciones suelen abordarse en distintos marcos temporales, como la operación en tiempo real, la planificación a corto plazo (operacional) y la planificación a largo plazo (estratégica). La Parte II de este informe se centra específicamente en los aspectos de la planificación a largo plazo.

Teniendo en cuenta que los rápidos cambios tecnológicos pueden producirse dentro de los plazos típicos de la planificación estratégica, a menudo existe incertidumbre sobre la ubicación exacta, el tipo y la tecnología de los nuevos dispositivos que deben conectarse. Además, los cambios en la topología de la red se producen en etapas cuya ejecución está sujeta al cumplimiento de las hipótesis de planificación.

Aunque los estudios de planificación a largo plazo tienen como objetivo identificar y cuantificar los riesgos previsible, este proceso no evita la necesidad de realizar estudios detallados

utilizando modelos específicos de cada sitio en el momento de la conexión para conocer los requisitos exactos de fortaleza del sistema para cada proyecto concreto. El uso del ESCR como método de monitoreo, tal como se propone en esta Parte II, puede proporcionar información útil para los fines de la planificación estratégica (véase la Sección 9.3.3). Sin embargo, no deberían ser las únicas herramientas utilizadas a la hora de planificar la fortaleza del sistema. Esto se debe a que una de las principales limitaciones de dichos métodos es que no pueden proporcionar una indicación de los fenómenos exactos del sistema eléctrico que se experimentarán a medida que aumente la penetración de IBRs y se basan más bien en métricas heurísticas como el ESCR.

9.5.1. Perspectiva del planificador del sistema

La Fig. 9.4 ofrece una visión de la evolución de los sistemas eléctricos en el largo plazo. En la actualidad, los sistemas eléctricos están dominados por la generación síncrona y la mayoría de los IBRs son del tipo GFL. A largo plazo (más de 10 años), se prevé que los sistemas eléctricos estén dominados por IBRs y es muy probable que muchos IBRs tengan controladores GFM [79, 109]. Sin embargo, la operatividad del sistema eléctrico durante la transición desde los actuales sistemas eléctricos dominados por la generación síncrona a los sistemas futuros dominados por IBRs debe garantizarse superando el desafío de garantizar una fortaleza mínima de la red a medida que aumenta la penetración de IBRs. Esto debe hacerse como parte de un problema más general, que es el de la planificación del desarrollo energético y económico [110]. Los métodos de esta Parte II proponen ubicar selectivamente SCs e IBRs GFM para aumentar la fortaleza de la red y los niveles de penetración de IBRs.

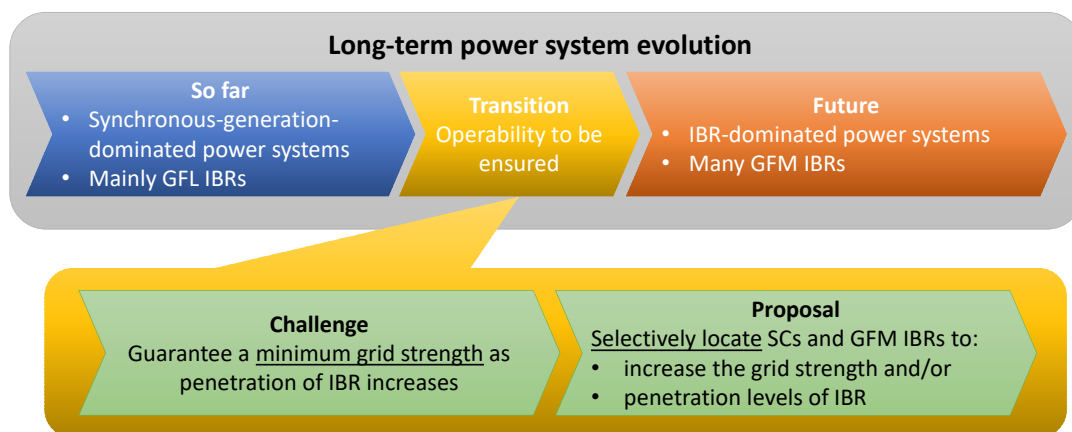


Figura 9.4: Evolución del sistema eléctrico en el largo plazo.

La Fig. 9.5 ilustra cómo podría verse el problema desde la perspectiva de un ingeniero de planificación del sistema de potencia. Tras consultas (iteraciones) con las contrapartes técnicas, los responsables de la toma de decisiones definen los objetivos para la descarbonización de la matriz eléctrica y la penetración de la generación VRE. Adicionalmente, en el Capítulo 12 se introduce un nuevo objetivo relacionado con la cuota mínima α de IBRs GFM que debe estar en servicio como parte de la política de expansión. Estos objetivos suponen un desafío en términos de cantidad y plazos porque se definen siguiendo una estrategia de planificación *lean-forward* cuyo objetivo es adelantarse a los hechos. Por lo tanto, se impone un problema exigente a los ingenieros de planificación que deben desarrollar tecnologías habilitadoras y optimizar su tamaño y ubicación a tiempo y con márgenes de seguridad suficientes.

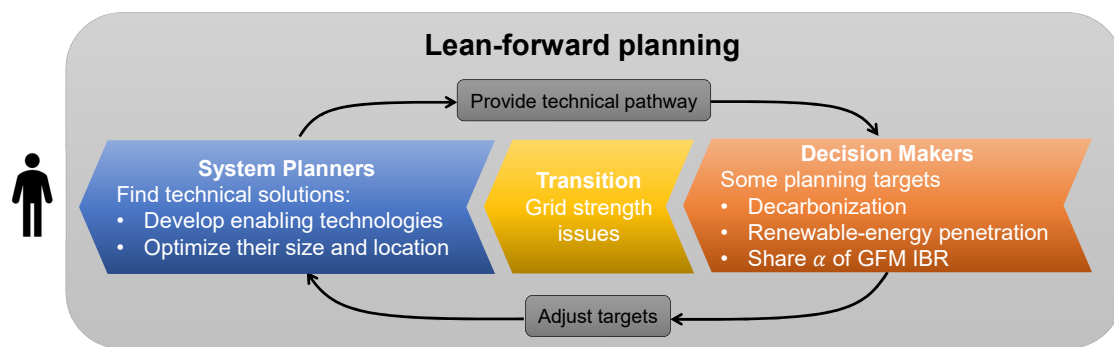


Figura 9.5: Visión desde la perspectiva del ingeniero de planificación.

9.5.2. Optimización de la planificación de la expansión de la transmisión [111]

Las centrales VRE a gran escala suelen construirse lejos de los centros de demanda, lo que a menudo requiere refuerzos de la red para garantizar niveles aceptables de carga, perfiles de tensión y fortaleza de la red. El desarrollo óptimo del sistema de transmisión también es clave para optimizar el uso de la generación no despachable en general, ya que permite integrar regiones y optimizar los flujos transfronterizos. La planificación de la expansión de la transmisión (TEP) determina la ubicación, las características técnicas y el cronograma de entrada en servicio de los nuevos equipos para abastecer las necesidades del sistema. Su objetivo es minimizar la inversión y los costos operativos para suministrar las cargas eléctricas previstas en el periodo de tiempo estudiado de forma confiable y económica.

Aunque la TEP es un problema de diseño fuera de línea, es importante resolverlo eficientemente por una razón principal: no suele resolverse una sino muchas veces. En primer lugar, la práctica habitual implica readaptar el problema muchas veces para evitar condiciones inaceptables en los estados estacionario y transitorio. Luego, se espera que el tamaño de los problemas a resolver en un futuro próximo aumente debido a la incertidumbre (más escenarios) y a la integración de los mercados (más nodos). En cuanto un problema crece, el tiempo de cálculo aumenta exponencialmente.

Los resultados de esta optimización permiten definir la política de expansión del sistema, por lo que sus hipótesis subyacentes deben garantizar márgenes de seguridad suficientemente elevados (por ejemplo, en la selección del objetivo de ESCR mínimo) en escenarios futuros de elevada incertidumbre.

Las principales técnicas aplicadas a la TEP y exploradas en esta parte del informe para garantizar una fortaleza de red mínima son las siguientes [111]:

- Los **métodos heurísticos y metaheurísticos** se basan en la evolución gradual de una solución. Estos métodos suelen proporcionar un mejor rendimiento y soluciones de gran calidad en poco tiempo computacional, aunque sin garantía de encontrar la solución óptima. Esto ha motivado la aplicación de la metaheurística a problemas complejos del mundo real que no pueden resolverse con métodos matemáticos. Los algoritmos metaheurísticos ofrecen soluciones eficientes para la TEP [111] y la ubicación óptima de los equipos, incluidos los dispositivos FACTS [112], la generación distribuida y bancos de condensadores [113].
- La **optimización matemática** generalmente encuentra el plan de expansión óptimo, en contraste con la metaheurística. Debido al importante número de variables de decisión continuas y binarias que intervienen, el problema de planificación se formula comúnmente como un programa lineal de enteros mixtos (MILP)² [114, 115].

²En la Parte III de este informe también se utilizó un algoritmo MILP para resolver el problema del despacho de unidades de generación (véase la Sección 13.3.3).

En esta parte del informe se aplican los enfoques de optimización arriba mencionados. En los Capítulos 10 y 11 se propone utilizar un método heurístico para optimizar el tamaño y la ubicación de SCs. Luego, en el Capítulo 12 se proponen modelos de programación lineal para optimizar el tamaño y la ubicación de IBRs con controles GFM.

Capítulo 10

Optimización del tamaño y ubicación de condensadores síncronos

Resumen

En este capítulo se propone un método de optimización automática del tamaño y la ubicación de los condensadores síncronos (SCs) necesarios para cumplir un requisito mínimo de fortaleza de red que permita una alta penetración de los recursos basados en inversores (IBRs) en una red débil. La fortaleza de la red se cuantifica mediante la relación efectiva de cortocircuito (ESCR). El algoritmo *basin hopping* (BHA) se utiliza en combinación con el algoritmo Nelder-Mead para minimizar la contribución adicional total de cortocircuito de los SCs, sujeto a una restricción de ESCR mínimo. Se muestra que este problema de optimización tiene varias soluciones con los valores mínimos de la función objetivo situados dentro de un estrecho margen, pero con una asignación diferente de las capacidades de los SCs a las barras candidatas. Por lo tanto, el BHA se aplica iterativamente para identificar el área del espacio de búsqueda en la que se encuentran las soluciones óptimas, y se proponen criterios adicionales para clasificar las soluciones en base a atributos de costo y confiabilidad. La eficacia del enfoque propuesto se demuestra utilizando un modelo modificado del sistema de referencia de 39 barras de New England en el que generadores síncronos convencionales fueron sustituidos por IBRs, lo que dio lugar a condiciones de red débiles.

10.1. Introducción

Síntesis

En el contexto de este capítulo, la fortaleza de red en terminales de un IBR dado se refiere cualitativamente a la sensibilidad de la tensión de la barra a una variación en la inyección de corriente del IBR. En un punto de conexión (PoC) fuerte, la tensión es relativamente insensible a los cambios en la inyección de corriente del IBR, mientras que esta sensibilidad es mayor en un PoC débil [89].

Varios estudios se han centrado en el diseño de SCs para mejorar la fortaleza de las redes débiles, siendo la función objetivo a minimizar típicamente el costo de las instalaciones de SCs [106, 116–118]. Sin embargo, cuando se busca una solución técnica en el marco de los estudios de planificación, los costos de adquisición de las nuevas instalaciones son inciertos, ya que normalmente dependen de procesos de licitación intrincados.

Se han propuesto procedimientos iterativos manuales para definir las potencias y ubicaciones de los SCs basados en cálculos de WSCR [119] y en simulaciones en el dominio del tiempo [120] pero sin garantizar que se encuentre una solución óptima. En otros casos [106, 116–118, 121, 122], se utilizó un algoritmo genético (GA) para resolver el problema de optimización. Sin embargo, para obtener un buen rendimiento del GA, el ajuste de sus parámetros es esencial y puede

consumir un tiempo valioso durante la fase de planificación de la red. Además del GA, en [116] se utilizaron el algoritmo del murciélago y la búsqueda hiperesférica para resolver el problema de optimización, y los tres métodos condujeron a resultados diferentes. En la mayoría de los casos [106, 116–118, 120–122], la fortaleza del sistema representa una restricción en el proceso de optimización y se cuantifica por el SCR en los PoCs de los IBRs, ignorando así las posibles interacciones entre dichos IBRs.

En este capítulo se propone un método para optimizar el tamaño y la ubicación de los SCs con el fin de garantizar el cumplimiento de un valor mínimo de ESCR en un conjunto específico de barras monitoreadas. Este método está pensado para ser utilizado en un proceso de toma de decisiones en el que intervienen varios otros factores técnicos y no técnicos relevantes en el contexto de un problema más general, que es el de la planificación del desarrollo energético y económico [110].

Los resultados del estudio de caso revelan que el problema de optimización puede tener múltiples soluciones técnicas con valores de la función objetivo dentro de un estrecho margen en torno al mínimo global. Esto significa que la restricción de fortaleza mínima de la red puede garantizarse mediante conjuntos de SCs con diferente asignación de capacidades individuales a las barras candidatas, pero con valores totales similares. Por lo tanto, en lugar de poner el foco en encontrar la única solución óptima global (cuyo valor total de las potencias nominales de SCs agregadas puede diferir marginalmente de otras soluciones), se propone identificar el área del espacio de búsqueda que arroja el conjunto de soluciones posibles. Esta información es crucial en la planificación de sistemas de gran escala, donde las soluciones numéricas con diferencias dentro de unos pocos MVA nominales tienen la misma relevancia práctica.

La metodología propuesta para explorar el espacio de optimización implica la utilización del algoritmo *basin hopping* (BHA). Debido al aumento exponencial del tamaño del problema de optimización en relación con el número de barras candidatas y monitoreadas, se propone ejecutar secuencialmente la optimización aumentando el nivel de refinamiento. En los estudios de caso, los resultados del BHA se validan con los resultados de un algoritmo de búsqueda en cuadrícula (GSA) cuando se optimizan SCs en dos y tres barras candidatas.

Contribuciones

Las principales contribuciones de este capítulo son las siguientes:

1. Los ESCRs se obtienen a partir de cálculos de cortocircuito que se ejecutan iterativamente para tener en cuenta el comportamiento no lineal tensión-corriente de los IBRs [123, 124].
2. Se propone optimizar la contribución subtransitoria de cortocircuito en MVA de la planta SC en su PoC en lugar de su potencia nominal y reactancia subtransitoria, que serían definidas eventualmente por el fabricante del equipo mediante el diseño conjunto del SC y su transformador elevador.
3. La identificación de un rango de soluciones en lugar de un único óptimo es fundamental para los responsables de la toma de decisiones, ya que proporciona la flexibilidad necesaria para sopesar otros factores a la hora de definir la especificación final.
4. Se propone un criterio de confiabilidad para clasificar las soluciones en función de cuán uniformes son las contribuciones de potencia de cortocircuito de los SCs entre las barras candidatas.
5. Se demuestra que la reducción de los costos unitarios con el aumento del tamaño del SC concentra la contribución de cortocircuito en determinadas barras. Por lo tanto, conseguir las soluciones menos costosas y las más uniformemente distribuidas constituyen objetivos opuestos.

Organización

El resto de este capítulo se organiza de la siguiente manera. La Sección 10.2 describe la formulación del problema de optimización, mientras que la Sección 10.3 presenta la solución propuesta. En las Secciones 10.4, 10.5 y 10.6 se presentan los resultados de la optimización del tamaño de los SCs en dos, tres y todas las barras, respectivamente, del sistema de referencia IEEE de 39 barras modificado en el que varios generadores síncronos fueron sustituidos por IBRs. Por último, la Sección 10.7 resume las conclusiones.

10.2. Formulación del problema

La formulación del problema supone que el modelo de planificación de la red analizada incorpora proyectos futuros de expansión de la generación y la transmisión, y su punto de funcionamiento se determinó separadamente en un proceso de optimización energética y de mercado a largo plazo.

Dado un conjunto de N nodos candidatos a instalar SCs con contribuciones de cortocircuito S''_i en MVA, el problema a resolver consiste en encontrar la mínima contribución total de cortocircuito de los SCs que asegure una mínima fortaleza de red $ESCR_{\min}$ en M nodos monitoreados:

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{S}''} \quad & f_0(\mathbf{S}'') = \sum_{i=1}^N S''_i \\ \text{s.t.} \quad & S''_i = 0 \text{ o } S''_{\min} \leq S''_i \leq S''_{\max} \quad \text{para todo } i = 1, \dots, N \\ & ESCR_j \geq ESCR_{\min} \quad \text{para todo } j = 1, \dots, M \end{aligned} \quad (10.1)$$

con $\mathbf{S}'' = [S''_1, \dots, S''_N]$. Según la primera restricción de (10.1), no se instala un SC en el i -ésimo nodo si $S''_i < S''_{\min}$. El $ESCR_{\min}$ es un dato de entrada del problema específico del sistema estudiado y debe definirse en un proceso separado mediante cálculos estáticos y dinámicos detallados.

10.3. Solución propuesta del problema

Esta sección presenta el enfoque propuesto para resolver el problema de optimización en (10.1), incluyendo el cálculo del ESCR, los algoritmos de optimización, y la definición de criterios adicionales para clasificar las soluciones.

10.3.1. Cálculos de cortocircuito para obtener el ESCR

Las corrientes de cortocircuito utilizadas para calcular tanto S''_j como IF_{jk} en (9.3) se obtienen considerando la contribución de todos los recursos rotativos (máquinas síncronas y asíncronas) y estáticos (IBRs) [123, 125], que se modelan como se describe a continuación.

Modelado de los IBRs

Los IBRs con capacidad de inyección de corriente reactiva post-falla se representan como fuentes de corriente controladas con la siguiente relación no lineal corriente-tensión que tiene en cuenta la limitación de corriente máxima ($i_{\max,k}$) [100, 123]:

$$\Delta i''_{\text{IBR}_k} = \min \{ K_k \cdot \Delta u''_k; i_{\max,k} \}, \quad (10.2)$$

donde $\Delta i''_{\text{IBR}_k}$ es la corriente inyectada por el k -ésimo IBR durante un cortocircuito, y $\Delta u''_k$ es el cambio subtransitorio de la tensión de secuencia positiva (diferencia entre tensiones anteriores y posteriores a la falla) en el PoC del IBR. El parámetro K_k es la ganancia del lazo de control de soporte dinámico de tensión (también conocido como “corriente rápida de falla”) del inversor, que

se define de acuerdo con los requisitos del código de red aplicable [123, 126, 127] (normalmente entre 0 pu y 2 pu); por lo tanto, su valor es específico para cada caso y puede obtenerse a partir de los datos reales del equipo. La tensión $\Delta u_k''$ también se utiliza para calcular el IF en (9.2).

Modelado de los SCs

El i -ésimo conjunto transformador elevador-SC se modela como una reactancia en serie x_i'' detrás de una fuente de tensión de magnitud u_i^{Ldf} . La reactancia x_i'' se define como

$$x_i'' = \frac{(u_i^{Ldf})^2}{S_i''}, \quad (10.3)$$

donde u_i^{Ldf} es la tensión en régimen permanente en el PoC de la planta SC obtenida a partir de un cálculo de flujo de cargas y S_i'' es el parámetro optimizado por los algoritmos descritos en la Sección 10.3. La contribución de la corriente de cortocircuito del i -ésimo SC es por tanto

$$i_i'' = \frac{u_i^{Ldf} - u_i''}{x_i''}, \quad (10.4)$$

donde u_i'' es la tensión subtransitoria en el PoC del SC durante el cortocircuito.

Procedimiento de cálculo del cortocircuito

Para calcular las corrientes y tensiones de cortocircuito se aplica el siguiente enfoque de tres pasos [123]:

1. Calcular las corrientes de cortocircuito y los cambios de tensión sin la contribución de los IBRs.
2. Calcular la contribución de corriente de los IBRs en base a los cambios de tensión calculados en el paso 1 utilizando (10.2).
3. Calcular las corrientes de cortocircuito con la contribución de los IBRs.

Los pasos 2 y 3 se ejecutan de forma iterativa hasta que los cambios en los desvíos de tensión y las contribuciones de corriente de los IBRs en dos iteraciones consecutivas se encuentren dentro de un rango predefinido (relativamente pequeño).

10.3.2. Reformulación del problema de optimización

Como la restricción $ESCR_{\min}$ en (10.1) no se aplica directamente a las variables optimizadas en $\mathbf{S}''$, se propone incorporarla a la función objetivo. Por lo tanto, la función objetivo f_0 se cambia a $f_1: \mathbb{R}^N \rightarrow \mathbb{R}$ de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{S}''} \quad & f_1(\mathbf{S}'') = \sum_{i=1}^N S_i'' + ESCR_{pen} \\ \text{s.t.} \quad & S_i'' = 0 \text{ o } S_{\min}'' \leq S_i'' \leq S_{\max}'' \quad \text{para todo } i = 1, \dots, N \end{aligned} \quad (10.5)$$

con

$$ESCR_{pen} = \begin{cases} \gamma & \text{si } ESCR_j < ESCR_{\min} \text{ para todo } j = 1, \dots, M \\ 0 & \text{de otra forma} \end{cases} \quad (10.6)$$

$$\gamma = 10^6 \cdot \max\{ESCR_{\min} - ESCR_j\} \quad (10.7)$$

La componente $ESCR_{pen}$ de f_1 penaliza fuertemente las combinaciones $\mathbf{S}''$ en las que el mínimo ESCR entre todas las barras monitoreadas se encuentra por debajo de $ESCR_{\min}$. En la práctica, evita soluciones no válidas a la vez que proporciona información al algoritmo de optimización sobre qué cambios en f_1 tienden a aumentar los valores de ESCR.

10.3.3. Optimización del tamaño y la ubicación de los SCs

Esta sección proporciona una visión general del enfoque propuesto para resolver el problema de optimización formulado en la Sección 10.3.2 por medio del BHA. El GSA también se describe, pero sólo se utiliza en los estudios de caso para validar los resultados del BHA cuando se aplica para la optimización de dos y tres SCs.

Un SC conectado en el PoC de un IBR ayuda principalmente a aumentar el ESCR localmente cuando los PoCs de otros IBRs se encuentran eléctricamente lejos. Sin embargo, si un SC está correctamente situado en algún lugar entre dos IBRs, los ESCRs de los PoCs de ambos IBRs podrían mejorarse en cierta medida [122]. Por lo tanto, el conjunto de nodos candidatos debería incluir nodos adicionales a los PoCs de los IBRs.

Antes de iniciar la optimización se realizan las siguientes comprobaciones:

1. Para asegurar que el problema tenga solución, se comprueba inicialmente que $ESCR_j \geq ESCR_{\min}$ cuando $S_i = S_{\max}$ para todo i y j . En caso contrario, deben añadirse otros nodos candidatos o, alternatively, aumentar $S_{\max}$.
2. Para reducir el análisis sólo a los nodos débiles de la red, se comprueba inicialmente que $ESCR_j^0 < ESCR_{\min}$, donde $ESCR_j^0$ es el ESCR del j -ésimo nodo monitoreado en el escenario sin SCs. Todos los nodos en los que no se cumpla esta condición se eliminan de la lista de nodos monitoreados.

El espacio de búsqueda puede ser inicialmente grande y el punto de partida S''_{ini} alejado de la solución óptima. Por lo tanto, se propone acercarse a la zona del óptimo global ejecutando el algoritmo de optimización (ya sea el GSA o el BHA) en ejecuciones de resolución creciente, como se muestra en la Fig. 10.1. La resolución se refiere a la granularidad de la búsqueda, es decir, indica la precisión con la que el algoritmo se aproxima a la solución. Una mayor resolución del algoritmo aumenta la precisión del resultado y el esfuerzo computacional necesario.

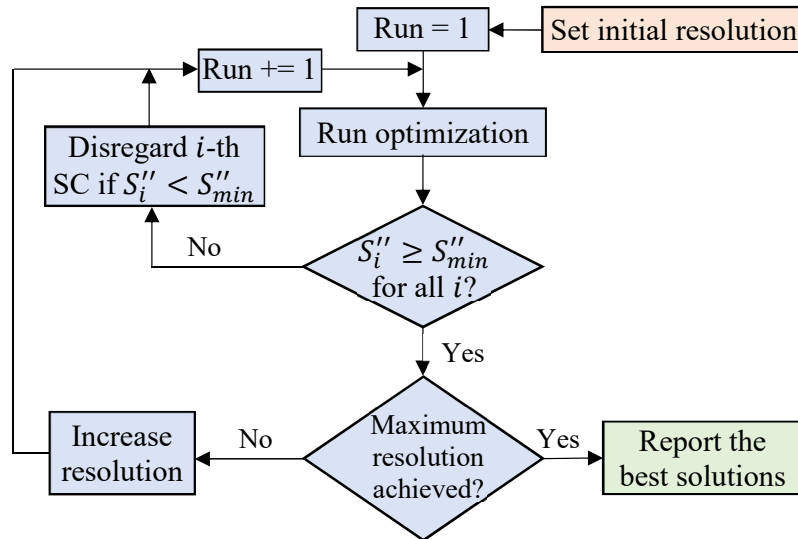


Figura 10.1: Ejecución iterativa de los algoritmos de optimización. Se aumenta la resolución reduciendo $(b_i - a_i)$ y r_i en el GSA, y d en el BHA.

En el resto de este capítulo, una ejecución de algoritmo se refiere a un bucle del flujo de trabajo de la Fig. 10.1. Una iteración del algoritmo se refiere a un cálculo interno del propio algoritmo para la misma ejecución. Después de cada ejecución, los nodos para los que $S''_i < S''_{\min}$ no se tienen en cuenta (ya no se consideran nodos candidatos) para cumplir la restricción en (10.5).

Algoritmo de búsqueda en cuadrícula

El GSA comprende la búsqueda exhaustiva en el espacio de valores discretos de los parámetros dentro de un rango predefinido. Para cada combinación de parámetros (puntos de la cuadrícula), el algoritmo evalúa la función objetivo, siendo la solución óptima la combinación que conduce al valor más bajo.

El espacio de búsqueda está definido por los vectores $\mathbf{a} = [a_1, a_2, \dots, a_N]$ y $\mathbf{b} = [b_1, b_2, \dots, b_N]$ de límites inferiores y superiores, respectivamente, para cada elemento de $\mathbf{S}''$. Los vectores de búsqueda comprenden P puntos igualmente espaciados en cada rango $\mathbf{R}_i = [a_i, b_i]$, incluyendo a_i y b_i . Considerando que todos los espacios de parámetros son idénticos, el paso de la cuadrícula es $r_i = (b_i - a_i)/P$. La resolución del GSA (see Fig. 10.1) se aumenta reduciendo $(b_i - a_i)$ y r_i .

El principal inconveniente del GSA es que el número total de puntos que deben evaluarse es P^N , lo que resulta prohibitivo en aplicaciones prácticas (de alta dimensión) debido a la elevada carga computacional. En esos casos, debe aplicarse un algoritmo más eficiente, como el BHA descrito a continuación.

Optimización *basin hopping* de Monte Carlo

En lugar del GSA, se propone utilizar el BHA para barrer el espacio continuo de valores de la función objetivo saltando entre diferentes regiones en torno a mínimos locales (cuencas). Esto se consigue mediante movimientos aleatorios de Monte Carlo seguidos de una minimización local a la que se aplica un criterio de aceptación/rechazo. La exploración local (minimización) se realiza mediante el algoritmo Nelder-Mead (NMA) [128], que puede converger a un mínimo local o a un punto no estacionario [129, 130], de ahí que su resultado dependa de su inicialización (simplex inicial). En la Fig. 10.1, una ejecución (*run*) del BHA comprende varias iteraciones, cada una de las cuales corresponde a una ejecución del NMA.

Finalmente, los mínimos locales de cada iteración del BHA se recogen para identificar el área en la que se encuentran las soluciones óptimas dentro de un rango estrecho. En los casos de estudio de este capítulo se utilizaron las implementaciones del BHA y del NMA del paquete *scipy* de Python [131]. A continuación se presenta una visión general de ambos métodos.

Algoritmo *basin hopping*

El BHA es un algoritmo de optimización global especialmente adecuado para funciones objetivo no lineales en espacios de alta dimensión con múltiples óptimos locales [132, 133]. Combina procedimientos heurísticos con búsquedas locales para mejorar su exploración del espacio de variables dado [134].

El BHA consiste en un proceso iterativo que parte de una solución candidata $\mathbf{S}_{ini}''$, donde se aplica otro algoritmo de búsqueda para encontrar un mínimo local. A continuación, el BHA realiza perturbaciones aleatorias de magnitud máxima d sobre el valor de cada variable encontrada en la iteración anterior para saltar a una nueva región en el espacio de búsqueda, donde se aplica de nuevo el algoritmo de búsqueda local [134]. El mínimo actual es aceptado y retenido en la memoria si es inferior al valor más bajo obtenido para la función objetivo hasta el momento. En lugar de dejar que el BHA converja a una única solución óptima, proponemos ejecutarlo durante un número de iteraciones [134] suficientemente grande que permita identificar la zona del espacio de búsqueda en la que se encuentra el conjunto de soluciones prácticas óptimas. La resolución del BHA (ver Fig. 10.1) se incrementa reduciendo d .

Algoritmo *Nelder-Mead simplex*

El NMA es un método de búsqueda directa que intenta minimizar una función objetivo no lineal escalar de N variables reales utilizando sólo valores de función. Mantiene en cada paso un simplex no degenerado, que es una figura geométrica en N dimensiones de volumen distinto de cero que es el casco convexo de $N + 1$ vértices. Cada iteración comienza con un simplex, especificado por sus $N + 1$ vértices y los valores asociados de la función. Se calculan uno o más

puntos de prueba, junto con sus valores de función, y la iteración termina con un simplex nuevo (diferente) tal que los valores de la función en sus vértices satisfacen una condición de descenso en comparación con el simplex anterior [135]. La optimización del NMA termina cuando la distancia vectorial movida en ese paso es fraccionalmente menor en magnitud que alguna tolerancia $xatol$. Alternativamente, se puede requerir que la disminución en el valor de la función en el paso de terminación sea fraccionalmente menor que alguna tolerancia $fatol$ [136].

El NMA posee dos características distintivas que lo hacen muy apropiado para el problema actual: bajo costo computacional y robustez. Su naturaleza libre de derivadas lo hace rápido y fácil de implementar. Además, su robustez garantiza un rendimiento confiable en una amplia gama de escenarios de aplicación. A pesar de que sólo consigue una convergencia lineal, el rendimiento del algoritmo es satisfactorio para el objetivo aquí perseguido. En lugar de un algoritmo altamente especializado que supere marginalmente al NMA, se da prioridad a un algoritmo confiable que pueda utilizarse en diversos dominios de problemas.

10.3.4. Criterios adicionales para clasificar las soluciones

Los resultados de los casos prácticos de las Secciones 10.4, 10.5 y 10.6 indican que el problema en (10.5) puede tener varias soluciones con valores similares de la función objetivo (estos valores son idénticos en el GSA). Por lo tanto, en esta sección se proponen dos criterios para clasificar varias soluciones basados en el costo total de las instalaciones y en un índice de confiabilidad, que se calculan postprocesando los resultados de la optimización. La exclusión de estos criterios de f_1 permite modificarlos posteriormente sin necesidad de volver a ejecutar la optimización.

Selección de la combinación más homogéneamente distribuida

Se propone clasificar las soluciones según el grado en que las contribuciones al cortocircuito de los SCs se reparten equitativamente entre las barras candidatas. Este atributo se cuantifica mediante el siguiente índice:

$$e = \frac{1}{\sigma_{\mathbf{S}''}}, \quad (10.8)$$

donde $\sigma_{\mathbf{S}''}$ denota la desviación estándar de los elementos de $\mathbf{S}''$. Por ejemplo, con un valor bajo de $\sigma_{\mathbf{S}''}$, los N elementos del vector están más cerca de la media del conjunto, lo que resulta en una distribución más uniforme de las contribuciones de cortocircuito.

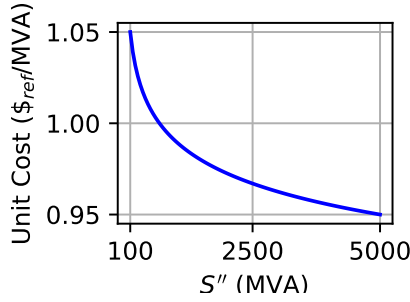
Las combinaciones con e más bajo concentran las contribuciones al cortocircuito en un número reducido de nodos candidatos, por lo que tienden a ser menos confiables porque la falla del mayor SC aumenta el impacto negativo en la fortaleza del sistema. Cuanto mayor sea e (menor $\sigma_{\mathbf{S}''}$), más uniformemente se distribuirán las contribuciones al cortocircuito entre los nodos candidatos.

Selección de la solución menos costosa

Debido a la economía de escala [137], el costo de un SC típicamente tiende a reducirse con el aumento de su tamaño. Esta diferenciación de costos puede utilizarse para seleccionar la solución menos costosa. A los efectos ilustrativos, los estudios de caso de este capítulo consideran la función de costo no lineal en (10.9) con la función de costo unitario $c(S'')$ de la Fig. 10.2 expresada en términos de un costo de referencia $\$_{ref}$ por MVA.

10.4. Estudio de Caso A: Optimización de dos SCs

Se aplicaron el GSA y el BHA para definir los SCs óptimos que garantizan un $ESCR_{\min} = 1,5$ en todos los nodos de un modelo modificado del sistema de 39 barras de New England [138]. Para producir condiciones de red débiles, los seis generadores síncronos del modelo original conectados a los nodos 32 a 36 y 38 se sustituyeron arbitrariamente por IBRs GFL de idéntica potencia



$$C(\mathbf{S}'') = \sum_{i=1}^N c(S''_i) \cdot S''_i \quad (10.9)$$

$$\text{con } c(S'') = 1,181 (S'')^{-0,026}$$

Figura 10.2: Costo unitario $c(S'')$ de un SC.

nominal y despacho de potencia activa, como se muestra en la Fig. 10.3. En el escenario analizado, el 62 % de la generación total de 6144 MW es producida por IBRs.

Los nodos 21 y 28 se definieron como candidatos para la instalación de los SCs SC21 y SC28, respectivamente. Los parámetros K_k y $i_{\max,k}$ de los IBRs en (10.2) se fijaron ambos en 1 pu para todo k . Se utilizó el software Digsilent PowerFactory 2022 para representar el modelo del sistema y ejecutar los cálculos eléctricos.

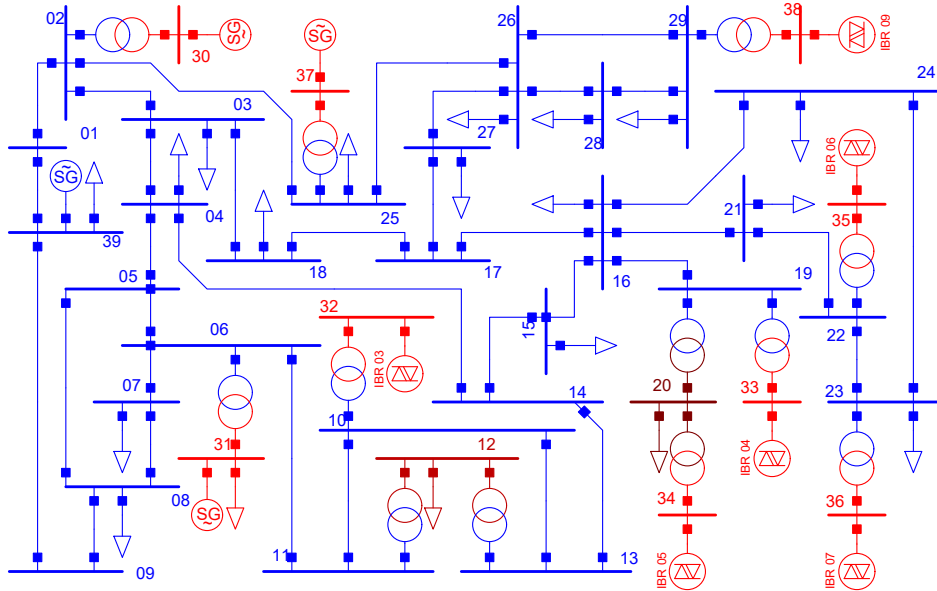


Figura 10.3: Sistema de referencia de 39 nodos IEEE modificado con IBRs en los nodos 32 a 36 y 38.

10.4.1. Caso de estudio A1: Resultados de la búsqueda en cuadrícula

El GSA se aplicó según la Fig. 10.1 en dos ejecuciones con los parámetros de la Tabla 10.1. La ejecución 2 se centró en torno a los mínimos globales obtenidos en la ejecución 1.

Tabla 10.1: Definición del espacio de búsqueda del GSA en el caso de estudio A1 (optimización de dos SCs).

Ejecución del GSA	Rango $\mathbf{R}$ (MVA)		r (MVA)
	SC21	SC28	
1	[0,10000]	[0,10000]	100
2	[4800,5700]	[300,1200]	5

La Fig. 10.4 muestra el valor de f_1 para todas las combinaciones $\mathbf{S}''$ en la ejecución 1 del GSA.

El ESCR mínimo se cumple en 6045 de 10201 puntos de la cuadrícula. Hay 8 combinaciones que conducen al valor mínimo de la función objetivo de 6000 MVA (cruces en Fig. 10.4). En estas combinaciones, las contribuciones al cortocircuito del SC21 y del SC28 se encuentran entre 4900 y 5600 MVA, y 400 y 1100 MVA, respectivamente. Por ejemplo, las soluciones $[S''_{SC21}, S''_{SC28}]$ vienen dadas por los pares [4900,1100] MVA, [5000,1000] MVA, etc.

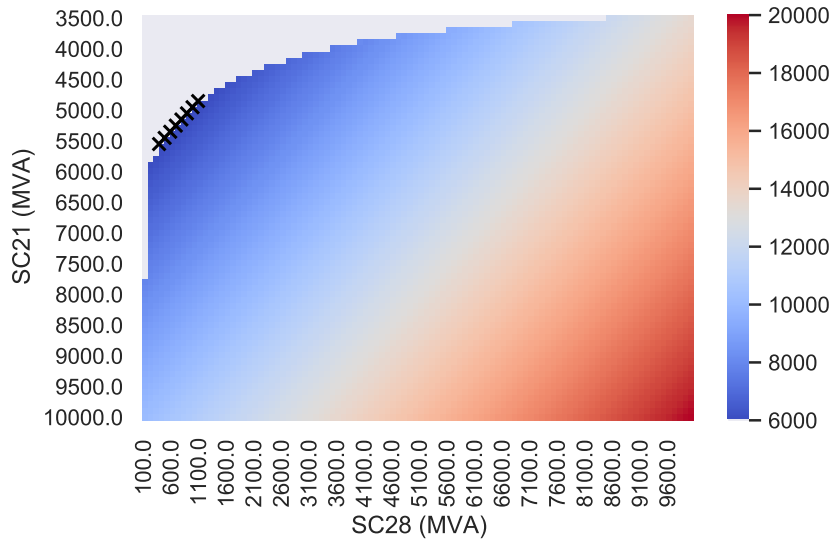


Figura 10.4: Valores de f_1 (en MVA) para la ejecución 1 del GSA ($r=100$ MVA) en el caso de estudio A1. Los valores de la zona gris (arriba a la izquierda) no cumplen la restricción de mínimo ESCR. Las cruces indican los 8 mínimos globales.

La Fig. 10.5 muestra las combinaciones de SCs que conducen a $f_1 \leq 6000$ MVA y cumplen el requisito de ESCR mínimo en la ejecución 2. Al valor mínimo global de 5935 MVA lo cumplen 30 soluciones en las que las contribuciones al cortocircuito varían entre 5160 y 5305 MVA para SC21 y entre 630 y 775 MVA para SC28. Por lo tanto, en la ejecución 2, el valor de los mínimos globales se reduce y los rangos de las contribuciones al cortocircuito se estrechan en comparación con la ejecución 1.

10.4.2. Caso de estudio A2: Resultados del *basin hopping*

El BHA se ejecutó una sola vez considerando $S''_{\min}$, $S''_{\max}$ y S''_{ini} iguales a 0 MVA, 10000 MVA y 5000 MVA, respectivamente, para todos los SCs. Los números máximos de iteraciones del NMA y del BHA se fijaron en 500 y 10, respectivamente, $d = 500$ MVA y $xatol = fatol = 0,1$ MVA. Para poder reproducir los resultados en diferentes ejecuciones, se utilizó una semilla fija para definir el cambio aleatorio del punto de partida de cada ejecución del BHA.

La Tabla 10.2 y la Fig. 10.6 muestran las soluciones de cada iteración del BHA. La iteración 1 ya proporciona una solución con un valor de f_1 cerca del mínimo encontrado por el GSA. Esta solución conduce a los valores más altos de f_1 y C pero la solución más uniformemente distribuida (mayor e). Las iteraciones 5 y 2 conducen a las soluciones menos uniformemente distribuidas y menos costosas, respectivamente.

Se comprueba en la Fig. 10.7 que las soluciones de las iteraciones del BHA se encuentran en la región alrededor del óptimo global obtenido con el GSA en la Sección 10.4.1 (ver Fig. 10.5). El valor mínimo de la función objetivo (5933 MVA) es un 0,042 % inferior al obtenido en la ejecución 2 del GSA.

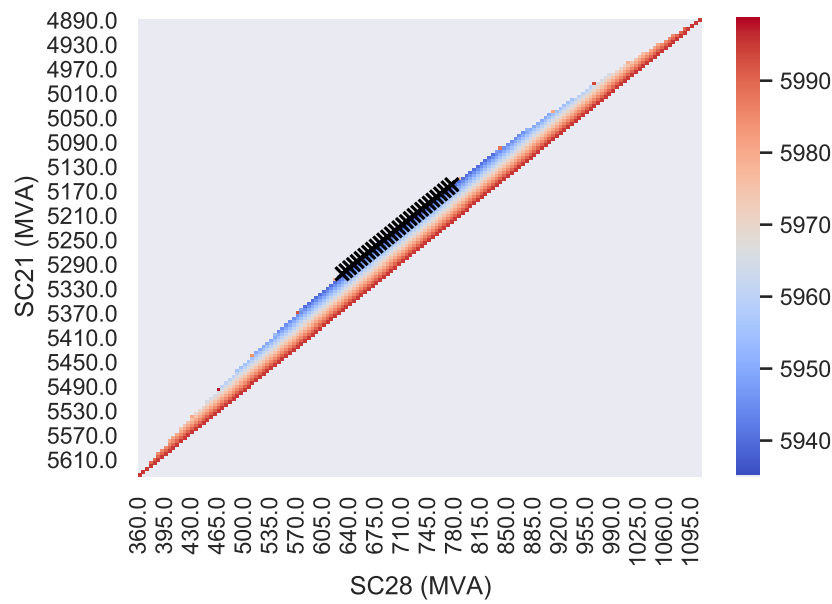


Figura 10.5: Óptimos globales ($\times$) para la ejecución 2 del GSA ($r=5$ MVA) en el caso de estudio A1. Los valores de la zona gris superior no cumplen la restricción de ESCR mínimo, mientras que los valores de la zona gris inferior son superiores a 6000 MVA.

Tabla 10.2: Soluciones del BHA en el caso de estudio A2 (optimización de dos SCs).

Iteración del BHA	SC21 (MVA)	SC28 (MVA)	f_1 (MVA)	e (1/GVA)	C (\$_{ref})
1	5108	832	5940	0,468	5677,23
2	5287	647	5934	0,431	5663,04
3	5185	748	5933	0,451	5667,63
4	5193	740	5933	0,449	5666,99
5	5324	612	5936	0,424	5663,42
6	5301	634	5935	0,429	5663,06
7	5232	700	5933	0,441	5664,44
8	5231	701	5933	0,441	5664,49
9	5236	696	5933	0,441	5664,27
10	5244	689	5933	0,439	5663,95

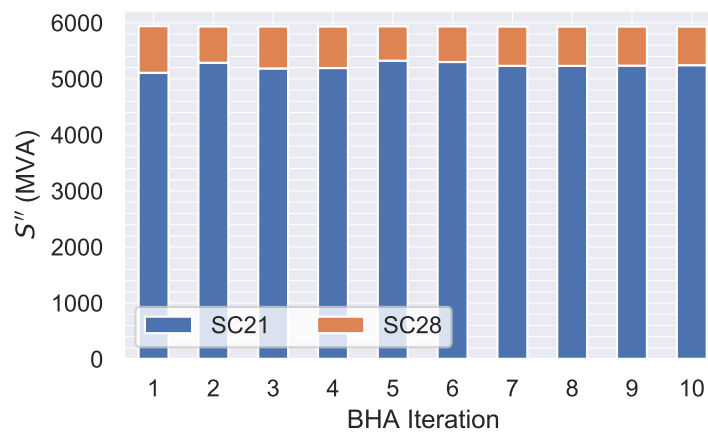


Figura 10.6: Soluciones del BHA en el caso de estudio A2 (optimización de dos SCs).

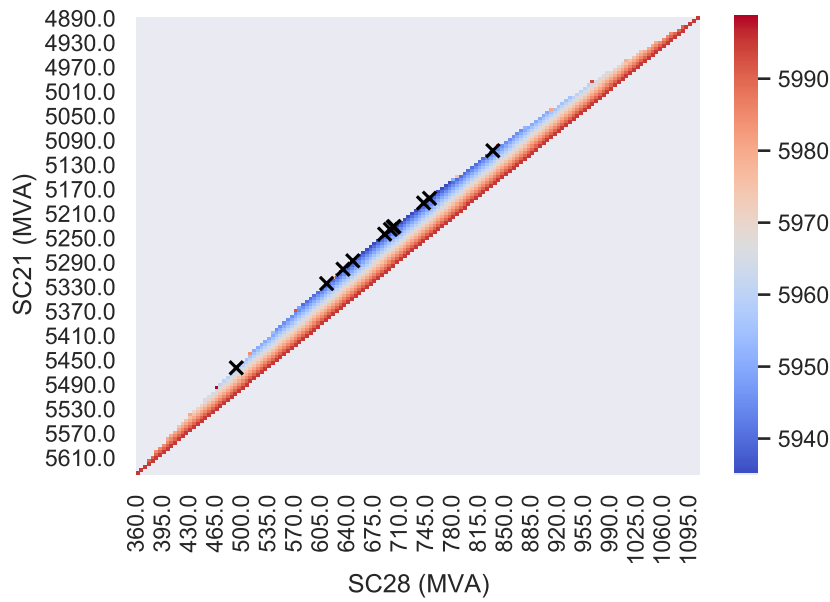


Figura 10.7: Soluciones de las iteraciones del BHA en el caso de estudio A2 marcadas con cruces ($\times$) encima de las evaluaciones del GSA (mapa de calor) alrededor de los óptimos globales en el caso de estudio A1.

10.5. Caso de estudio B: Optimización de tres SCs

El GSA y el BHA se aplicaron al sistema de 39 barras IEEE modificado considerando a la barra 15 como tercer nodo candidato para la instalación de un SC.

10.5.1. Caso de estudio B1: Resultados de la búsqueda en cuadrícula

El GSA se corrió en tres ejecuciones de refinamiento creciente según la Fig. 10.1, con los parámetros del espacio de búsqueda de la Tabla 10.3. En este caso, el mismo valor mínimo de la función objetivo se obtiene en las ejecuciones 2 y 3, lo que indica que el mínimo global se encuentra ya en la ejecución 2.

Tabla 10.3: Definición del espacio de búsqueda del GSA en el caso de estudio B1 (optimización de tres SCs).

Ejecución del GSA	Rango $\mathbf{R}$ (MVA)			r (MVA)	Óptimos	
	SC21	SC28	SC15		Número	(MVA)
1	[0,10000]	[0,10000]	[0,10000]	200	38	5600
2	[2600,4350]	[200,950]	[800,2750]	50	16	5450
3	[3300,3545]	[300,395]	[1550,1795]	5	898	5450

La Fig. 10.8 muestra los rangos de las contribuciones al cortocircuito de los tres SCs para todas las soluciones de la ejecución 2 del GSA. El SC21 y el SC15 están conectados eléctricamente más cerca de los PoCs de cinco IBRs, por lo que tienen rangos más amplios de contribuciones al cortocircuito que el SC28. El SC28 tiene un efecto más local y aumenta principalmente la fortaleza de la barra 38 a la que se conecta el IBR09, de ahí su rango más estrecho.

Como ejemplo, la Tabla 10.4 muestra seis soluciones seleccionadas de la ejecución 2 del GSA ($r = 50$ MVA) con diferentes valores de e y C , todas ellas con el mismo valor de f_1 . La solución 6 tiene los valores más bajos tanto de e como de C , mientras que ocurre lo contrario con la solución 1.

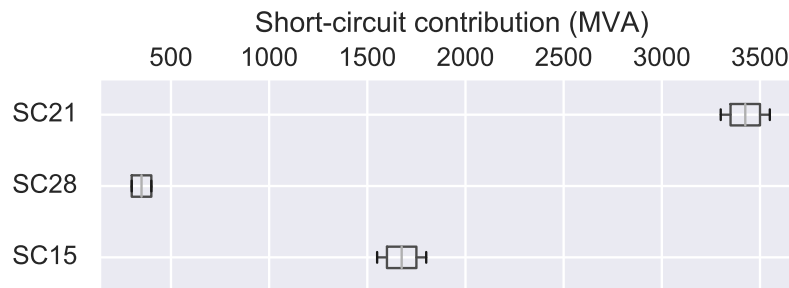


Figura 10.8: Rangos de contribuciones al cortocircuito obtenidos en la ejecución 2 del GSA del caso de estudio B1.

Tabla 10.4: Soluciones de la ejecución 2 del GSA con diferentes valores de e en el caso de estudio B1.

Solución del GSA	SC21 (MVA)	SC28 (MVA)	SC15 (MVA)	f_1 (MVA)	e (1/MVA)	C (\$_{ref})
1	3300	400	1750	5450	0,844	5281,63
2	3300	350	1800	5450	0,830	5279,70
3	3400	400	1650	5450	0,813	5279,99
4	3450	350	1650	5450	0,787	5277,27
5	3500	350	1600	5450	0,772	5276,35
6	3550	300	1600	5450	0,749	5273,41

10.5.2. Caso de estudio B2: Resultados del *basin hopping*

El BHA se configuró como en el caso de estudio A2. La Tabla 10.5 y la Fig. 10.9 muestran las soluciones encontradas en cada iteración del BHA. El BHA converge relativamente rápido pues la solución de la iteración 4 ya está muy cerca del óptimo encontrado por el GSA. El valor mínimo (5447,1 MVA) se obtiene en la iteración 10 para la cual la Fig. 10.10 muestra la convergencia del NMA. Las iteraciones 3 a 10 representan diferentes combinaciones de tamaños de SC, todas ellas conducen a valores de f_1 dentro del 1 % de diferencia respecto al mínimo global. Las combinaciones más y menos uniformes se obtienen en las iteraciones 3 y 2, respectivamente, mientras que las combinaciones más y menos costosas se obtienen en las iteraciones 1 y 8, respectivamente.

Tabla 10.5: Soluciones del BHA en el caso de estudio B2 (optimización de tres SCs).

Iteración del BHA	SC21 (MVA)	SC28 (MVA)	SC15 (MVA)	f_1 (MVA)	e (1/GVA)	C (\$_{ref})
1	5216	710	4	5930	0,433	5663,51
2	5267	666	0	5933	0,427	5663,27
3	3453	656	1379	5488	0,844	5322,02
4	3468	458	1527	5453	0,803	5283,33
5	3341	181	1944	5465	0,773	5285,26
6	3495	179	1788	5461	0,739	5279,35
7	3416	562	1488	5467	0,841	5300,34
8	3446	301	1701	5448	0,777	5273,16
9	3415	433	1602	5450	0,815	5280,60
10	3422	316	1709	5447	0,787	5273,68

10.6. Caso de estudio C: Búsqueda global

Se aplicó el BHA para optimizar el tamaño y la ubicación de los SCs considerando los 39 nodos de la red como candidatos para la instalación de SCs. En este caso se descartó el uso del

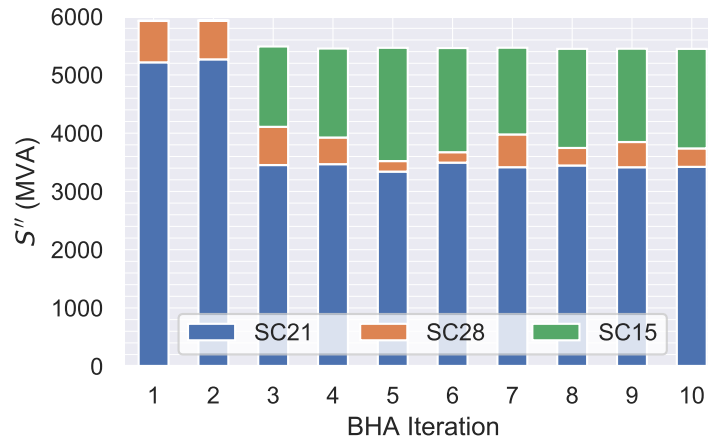


Figura 10.9: Soluciones del BHA en el caso de estudio B2 (optimización de tres SCs).

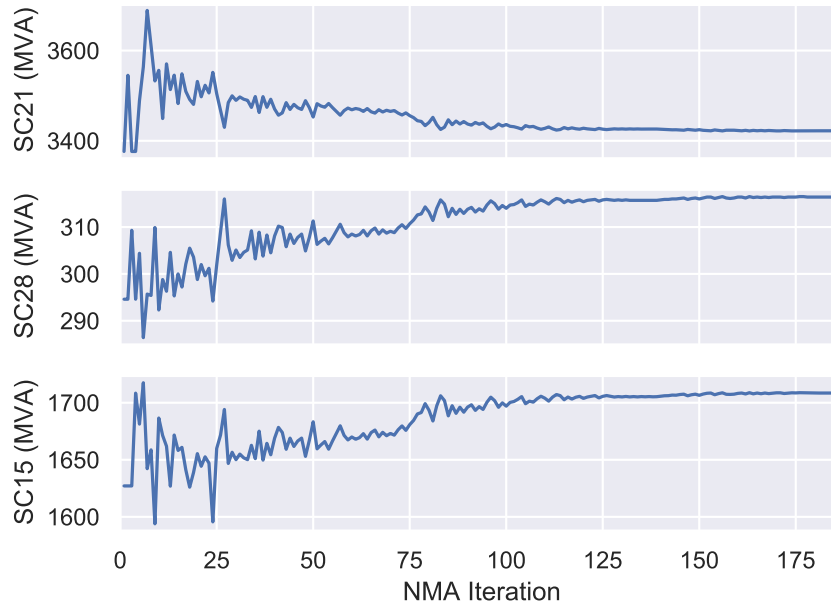


Figura 10.10: Convergencia del NMA en la iteración 10 del BHA en el caso de estudio B2.

GSA porque su tiempo de cálculo sería excesivamente elevado.

Dado que inicialmente el espacio de búsqueda es relativamente grande, se ejecutó iterativamente el BHA siguiendo el flujo de trabajo de la Fig. 10.1 con $S''_{\min} = 50$ MVA. La primera ejecución consideró todos los nodos de la red como candidatos. A continuación, se identificaron las tres mejores soluciones y los nodos con una asignación S'' inferior a $S''_{\min}$ en las tres soluciones se descartaron para la segunda ejecución. El uso de más de una solución evita descartar nodos candidatos que potencialmente pueden mejorar la función objetivo si finalmente se selecciona una combinación diferente de SCs. El mismo procedimiento se aplicó en las siguientes ejecuciones hasta que la mejor solución sólo pudo mejorarse marginalmente ($\leq 1\%$).

La configuración del BHA se modificó en comparación con los casos de estudio anteriores. El número de iteraciones del BHA por ejecución se aumentó de 10 a 50 para obtener un número suficientemente grande de soluciones en la zona del mínimo global, y d se redujo de 500 MVA a 100 MVA. En todas las ejecuciones, S''_{ini} se fijó en 500 MVA para todos los nodos candidatos.

La Tabla 10.6 muestra la mejor solución encontrada en cada ejecución del BHA, incluyendo el número de nodos candidatos considerados. Fig. 10.11 muestra el valor de la función objetivo para cada iteración de las ejecuciones del BHA. En la ejecución 4 del BHA los valores de f_1 en todas las soluciones del NMA ya son menos del 2 % superiores al mínimo global (2414,4 MVA).

Todas las iteraciones adicionales más allá de estos puntos permiten seguir barriendo el espacio de búsqueda para identificar otras soluciones igualmente válidas en la práctica.

Tabla 10.6: Soluciones de las cuatro ejecuciones del BHA en el caso de estudio C (SCs en todos los nodos).

Ejecución del BHA	f_1 (MVA)	Mejora* (%)	Nodos candidatos N
1	3414,6	-	39
2	2627,3	23,1 %	25
3	2433,7	7,4 %	13
4	2414,4	0,8 %	6

(*) Con respecto a la ejecución anterior.

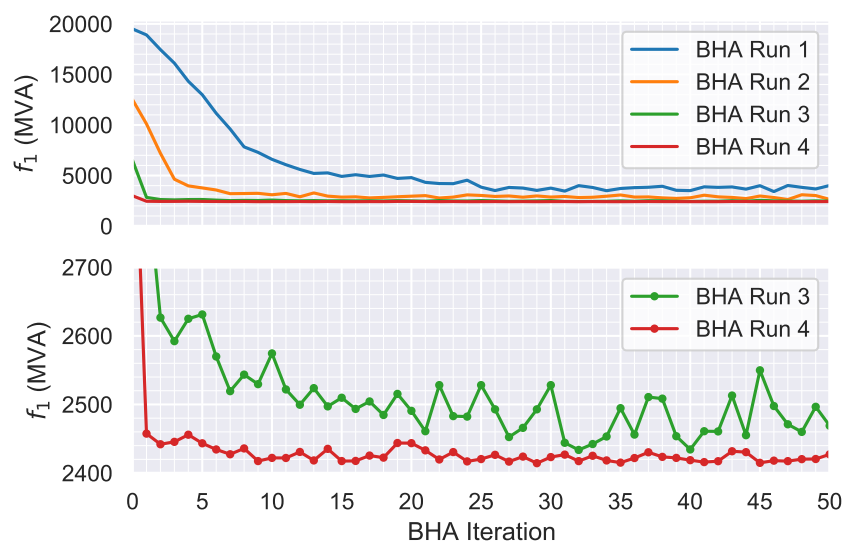


Figura 10.11: Convergencia de las cuatro ejecuciones del BHA en el caso de estudio C (arriba) y vista ampliada de las ejecuciones 3 y 4 (abajo). La iteración 0 representa el punto de partida.

La Fig. 10.12 muestra la distribución de las contribuciones al cortocircuito de los seis nodos candidatos. Por un lado, los nodos 20 y 36 presentan el menor potencial para la instalación de SCs. Por otro lado, la contribución necesaria en el nodo 29 (SC29) se encuentra dentro de un rango relativamente estrecho en torno a 365 MVA.

La Tabla 10.7 presenta las combinaciones más y menos uniformemente distribuidas y costosas de las contribuciones al cortocircuito en la ejecución 4 del BHA. Las iteraciones 19 y 39 del BHA conducen a las combinaciones más y menos uniformemente distribuidas, respectivamente, mientras que las combinaciones más y menos costosas se obtienen en las iteraciones 4 y 29, respectivamente.

Tabla 10.7: Soluciones más y menos uniformes y costosas de la ejecución 4 del BHA en el caso de estudio C.

Ejecución del NMA	SC19 (MVA)	SC20 (MVA)	SC22 (MVA)	SC23 (MVA)	SC29 (MVA)	SC36 (MVA)	f_1 (MVA)	e (1/GVA)	C (\$ $_{ref}$)
19	885	161	529	422	367	79	2443,80	3,81	2462,18
39	1019	0	408	627	367	0	2422,12	2,82	2423,58
4	882	152	307	743	365	6	2455,86	3,23	2466,60
29	1027	0	490	529	368	0	2414,45	2,85	2416,42

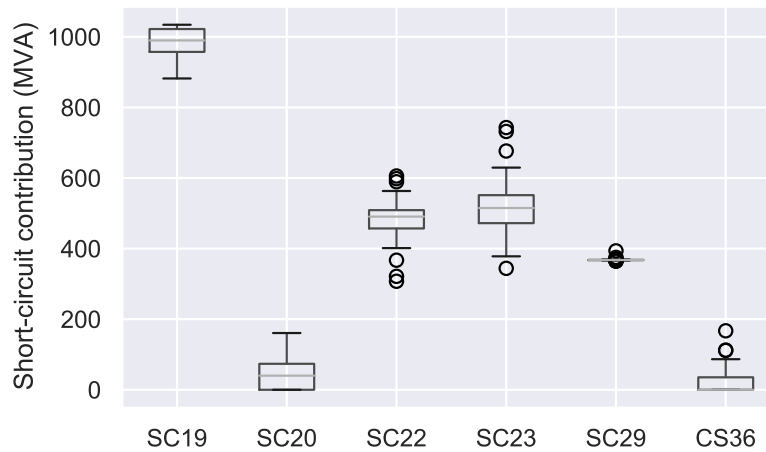


Figura 10.12: Distribución de las contribuciones al cortocircuito para los seis nodos candidatos en la ejecución 4 del caso de estudio C.

10.7. Conclusiones

El enfoque propuesto permite identificar automáticamente múltiples soluciones que garantizan el cumplimiento de un requisito mínimo de fortaleza de red. Estas soluciones conducen aproximadamente a la misma capacidad total de SCs pero con asignaciones diferentes a los nodos candidatos. La identificación de tales soluciones proporciona a los responsables de la toma de decisiones un grado adicional de libertad para considerar otros criterios (por ejemplo, la inercia total o el tiempo mínimo de puesta en servicio) en el momento de seleccionar la solución final.

La solución que conduce a la potencia de cortocircuito más uniformemente distribuida entre todos los SCs puede identificarse como la que tiene la desviación estándar más baja de las contribuciones individuales. Sin embargo, la economía de escala, que se traduce en una reducción del costo unitario de los SCs al aumentar su tamaño, puede dar lugar a soluciones menos uniformemente distribuidas y menos confiables.

La principal limitación del método propuesto reside en su dependencia del ESCR para identificar posibles problemas de fortaleza de red. Dado que el ESCR es heurístico, el valor mínimo de ESCR considerado para la optimización debería calcularse mediante análisis estáticos y dinámicos detallados e incorporar un margen de seguridad.

Las investigaciones futuras deberían incluir la comparación del rendimiento y la precisión del BHA con los de otros algoritmos de optimización y la evaluación de otros índices de fortaleza de red. Aunque este capítulo se ha centrado únicamente en la optimización del diseño de los SCs, el método debería integrarse en un enfoque más amplio que también optimice otras soluciones de refuerzo de la red, como la instalación de IBRs con controles GFM, coordinadas con la optimización de la expansión de la generación y la transmisión.

Capítulo 11

Dimensionamiento de condensadores síncronos en un modelo de gran escala

Resumen

En este capítulo se presentan los resultados de la aplicación del enfoque propuesto en el Capítulo 10 para el dimensionamiento de SCs en un modelo de un sistema de potencia real de gran escala en un escenario con una penetración extremadamente elevada de recursos basados en inversores. Se verifica que el problema tiene varias soluciones que conducen a valores similares de la contribución total de potencia de cortocircuito pero diferentes asignaciones a los nodos candidatos. Adicionalmente, se realizan análisis de sensibilidad para evaluar el impacto de la conversión de las unidades de generación térmica existentes para permitir su funcionamiento como SCs.

11.1. Introducción

Síntesis

Los sistemas eléctricos de todo el mundo están experimentando una transformación para mitigar el cambio climático y los problemas medioambientales [139]. Esto se consigue descarbonizando el sector energético, lo que es posible gracias a la integración de cantidades significativas de generación de energía renovable variable (VRE), como la eólica y la solar. Esta generación VRE desplaza a los generadores fósiles menos eficientes del despacho económico, incluidas las centrales eléctricas de carbón, que son las principales fuentes de emisión de gases de efecto invernadero [140].

Los crecientes niveles de generación VRE plantean importantes retos de planificación y operación cuando se trata de IBRs que están conectados a la red a través de convertidores electrónicos de potencia [21]. La tecnología existente utilizada para los IBRs es en gran medida del tipo de seguimiento de red [141] cuyo correcto funcionamiento debe ser garantizado por fuentes externas que fortalecen la red estableciendo la forma de onda de tensión de referencia. En este contexto, la operatividad de los sistemas con niveles extremadamente altos de IBRs se ve comprometida por los bajos niveles previstos de fortaleza de red. Este problema puede abordarse instalando condensadores síncronos adicionales (SCs), convirtiendo unidades convencionales para que funcionen como SCs [115], o combinando estas dos opciones.

En este capítulo se presentan los resultados de la aplicación del enfoque presentado en el Capítulo 10 para el dimensionamiento de SCs en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile utilizando un modelo a gran escala para el año 2025 [142]. En los escenarios analizados, la instalación masiva de IBRs en la zona Norte en reemplazo de unidades de generación térmica conduce a valores muy bajos de ESCR, comprometiendo así la operabilidad del sistema si no se implementan medidas de mitigación.

Se verificó que el problema tiene varias soluciones que conducen a valores similares de la contribución total adicional de potencia de cortocircuito de los SCs, pero diferentes distribuciones entre los nodos candidatos. Se realizaron análisis de sensibilidad para evaluar cómo cambia la solución óptima cuando se considera la conversión de las unidades de generación térmica existentes en SCs.

Contribuciones

Las principales contribuciones de este capítulo son las siguientes:

- Se comprueba la aplicabilidad del método propuesto en el Capítulo 10 a modelos de sistemas reales de gran escala.
- Se demuestra que el método también puede utilizarse para considerar en el problema de optimización la posibilidad de convertir en SCs las unidades de centrales eléctricas existentes.

Organización

El resto de este capítulo está organizado como sigue. La Sección 11.2 resume los pasos de la metodología aplicada, mientras que la Sección 11.3 describe el modelo del SEN. Las Secciones 11.4 y 11.5 presentan los resultados de aplicar el enfoque propuesto al área Norte del SEN. La Sección 11.6 presenta las conclusiones.

11.2. Metodología

A diferencia de los *solvers* de problemas de programación entera mixta [143], el enfoque propuesto permite identificar un conjunto de soluciones prácticas válidas con valores de función objetivo dentro de un rango estrecho, lo cual tiene mayor valor para los tomadores de decisiones que tener una única solución óptima.

11.2.1. Flujo de trabajo

Los pasos para implementar la metodología propuesta se resumen a continuación:

1. Se ejecuta una optimización inicial para encontrar automáticamente una solución óptima a partir de una combinación válida $\mathbf{S}''$ para la cual $ESCR_j \geq ESCR_{min}$ para todos los j .
2. Los análisis de sensibilidad se realizan en torno a la solución inicial para encontrar automáticamente soluciones adicionales que den como resultado valores aún más bajos de la función objetivo. A partir de la mejor solución óptima disponible, las optimizaciones adicionales se ejecutan variando el punto inicial utilizando el BHA.
3. Las soluciones de las iteraciones adicionales ejecutadas en el paso anterior se analizan para identificar casos con potencias de cortocircuito adicionales totales similares pero con diferente asignación a los nodos candidatos.
4. Si la contribución al cortocircuito del SC en un nodo candidato está por debajo de un umbral mínimo S''_{min} , el nodo se elimina de la lista de nodos candidatos y se vuelve a ejecutar la optimización.

11.2.2. Potencial para la conversión de unidades convencionales en SCs

Las unidades generadoras convencionales que podrían convertirse en SCs tienen contribuciones de potencia de cortocircuito ya definidas por sus características eléctricas reales. Sin embargo, para identificar cuáles de esas unidades tienen el mayor potencial de conversión, se propone considerar sus PoCs como nodos candidatos y ejecutar una optimización que varíe continuamente las contribuciones de cortocircuito adicionales a esos nodos.

Las unidades con mayor potencial de conversión son aquellas cuya contribución real de potencia de cortocircuito está cerca del valor óptimo (teórico) calculado en sus PoCs. En las centrales eléctricas multimáquinas, se considera que sólo un subconjunto de unidades que totalicen una contribución cercana al óptimo pueden potencialmente convertirse.

11.3. Sistema de gran escala analizado

Esta sección describe el modelo y los escenarios de operación del sistema analizado en los casos de estudio de las Secciones 11.4 y 11.5.

11.3.1. Descripción del sistema y su modelo

El SEN se extiende por más de 3100 km de norte a sur, de los cuales 1600 km se encuentran en el área Norte¹. El SEN está haciendo la transición a un sistema con baja presencia de centrales eléctricas de carbón mediante la integración de más generación VRE, principalmente energía solar PV y eólica. Actualmente, las centrales térmicas están ubicadas en las áreas Norte y Centro, mientras que las hidroeléctricas se ubican principalmente en las áreas Centro y Sur. El potencial de generación solar se ubica mayoritariamente en el Norte y el potencial de generación eólica se distribuye por todo el país.

Se utilizó el software DIGSILENT PowerFactory para representar el modelo (nodo-interruptor) de la red y ejecutar los cálculos eléctricos. El modelo de sistema completo comprende 3140 nodos equipotenciales y 5006 km y 20450 km de líneas de 500 kV y 220 kV, respectivamente. La Fig. 11.1 indica los PoCs de las plantas eólicas y solares (nodos monitoreados), los nodos candidatos para la instalación de SCs, las plantas térmicas existentes cuya conversión a SCs se analiza en la Sección 11.5 y las cinco zonas principales en las que se dividió el Norte para facilitar el análisis [144].

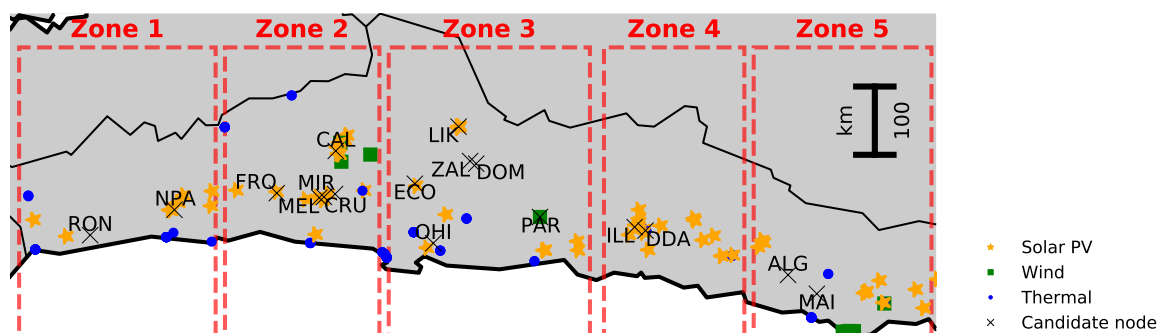


Figura 11.1: Área Norte del SEN chileno indicando las centrales eólicas y solares PV (nodos monitoreados), nodos candidatos para la instalación de SCs, unidades térmicas existentes cuya conversión a SCs se analizó y principales zonas en las que se dividió el Norte para el análisis.

¹En el Capítulo 5 se analizó la condición original del sistema en la que el área más al norte (Norte Grande) se encontraba desconectada del resto del sistema. En este capítulo se analiza la condición actual que incluye la interconexión del Norte Grande al resto del sistema nacional.

11.3.2. Escenarios de operación

Los escenarios analizados fueron seleccionados a partir de la optimización económica de largo plazo del despacho de generación ejecutado en un proceso separado y son representativos de condiciones operativas adversas con alta probabilidad de ocurrencia.

La Tabla 11.1 resume la generación, demanda e inercia en los dos escenarios analizados. Ambos escenarios presentan niveles similares de generación térmica e hidráulica y una inercia prácticamente nula en el área Norte, en la que el despacho de generación síncrona es despreciable. El escenario S1 (alta demanda diurna) tiene la mayor penetración de IBRs. En este escenario, la generación solar en el Norte es alta, por lo que este área exporta energía al Centro. En el escenario S2 (baja demanda nocturna) la generación en el Norte es significativamente menor que en el S1 (principalmente de plantas eólicas), por lo que este área importa energía del resto del sistema.

Tabla 11.1: Escenarios de operación analizados.

Cantidad		Escenario			
		S1 (diurno)		S2 (nocturno)	
		SEN	Norte	SEN	Norte
Generación	Total (MW)	11866	5477	8055	1239
	Térmica (MW)	495	18	536	58
	Hidro (MW)	4138	10	4307	8
	PV (MW)	5466	4657	0	0
	Eólica (MW)	1767	792	3212	1173
Demanda (MW)		11344	3757	7419	3228
Penetración IBR (%)		61	99	40	95
Inercia (MVAs)		22.5	0.1	26.4	0.2

La Fig. 11.2 muestra que los PoCs de generación IBR tienen claramente un déficit de fortaleza de red en el escenario diurno, con valores muy por debajo del requisito mínimo de 1,5. En el escenario nocturno (S2), no hay indicios de posibles problemas de fortaleza de red sin SCs. En los diagramas de caja presentados en este capítulo, el cuadro se extiende desde los valores del cuartil inferior al superior de los datos, con una línea horizontal en la mediana. Los segmentos que se extienden por fuera del cuadro muestran el rango de los datos y los valores atípicos se indican con círculos.

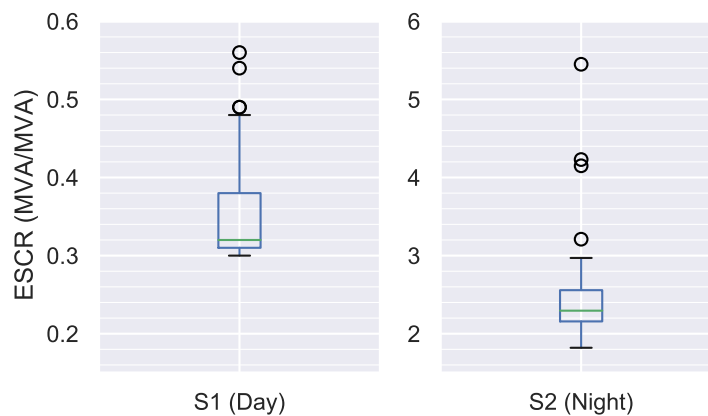


Figura 11.2: ESCR en los PoCs de IBRs en el Norte del SEN sin SCs en los escenarios diurno (S1) y nocturno (S2).

11.4. Caso de estudio 1: Optimización de SCs

La metodología propuesta se aplicó para dimensionar SCs en los nodos candidatos de 110 kV y 220 kV que se muestran en la Fig. 11.1, que fueron seleccionados en subestaciones con espacio físico disponible para la instalación de equipos adicionales. El análisis se centra en el área Norte, que es la que presenta posibles problemas de fortaleza de red. La optimización se realizó para el escenario de demanda alta diurna (S1), que tiene la mayor penetración IBR, y la solución se verificó para el escenario de demanda baja nocturna (S2).

Los PoCs de 110 kV o 220 kV de las centrales eléctricas IBR en la Fig. 11.1 se definieron como nodos monitoreados para los cuales se debe lograr un $ESCR_{min} = 1,5$. Por debajo de este valor, no se pueden descartar problemas de estabilidad local incluso ajustando los parámetros de control del inversor, por lo que es necesario implementar medidas de fortalecimiento de la red [91].

De los 67 PoCs, los que tenían $ESCR \geq ESCR_{min}$ para la condición sin SCs fueron inicialmente eliminados de la lista de nodos monitoreados. Esto redujo el número de nodos monitoreados a 17, lo que permitió un proceso de optimización computacionalmente menos costoso. Una vez finalizada la optimización, finalmente se verificaron los ESCRs para la lista completa de 67 nodos.

Los resultados de las distintas ejecuciones de optimización se comparan en términos de la distribución de las contribuciones de potencia de cortocircuito en los nodos candidatos y la suma total de estas contribuciones. Esta suma de potencias de cortocircuito no tiene significado físico, pero representa el valor de la función objetivo f_1 cuando $ESCR_j \geq ESCR_{min}$ para todo j . Además, la suma de las potencias de cortocircuito está relacionada linealmente con la potencia nominal de los SCs, de modo que minimizar la suma de las contribuciones a las potencias de cortocircuito minimiza la potencia total de los SCs a instalar, y por lo tanto el costo de inversión asociado. Los resultados también se presentan en términos de la potencia nominal de los SCs considerando una reactancia subtransitoria $x''_{SC} = 0,15$ pu.

11.4.1. Proceso general

El proceso de optimización se llevó a cabo en ejecuciones sucesivas como se muestra esquemáticamente en la Fig. 11.3. Los resultados parciales obtenidos después de cada optimización se presentan en la Fig. 11.4.

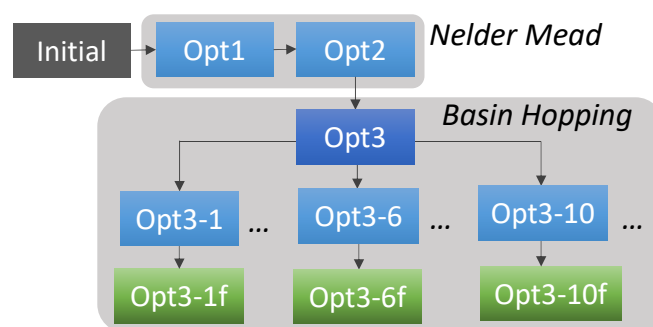


Figura 11.3: Proceso de optimización seguido en el caso de estudio 1.

El valor inicial corresponde a una combinación de SCs definida en un proceso iterativo manual que asegura que al menos el $ESCR_{min}$ se alcance en todos los nodos monitoreados, resultando en una suma de contribuciones de potencia de cortocircuito igual a 17900 MVA (2685 MVA nominales). El punto de partida para el BHA se definió mediante dos ejecuciones del NMA preliminares de resolución creciente. Estas ejecuciones Opt1 y Opt2 reducen el valor inicial de f_1 a 14238 MVA y 14009 MVA, respectivamente. Los resultados de la ejecución 3 (Opt3) mostrarán que el potencial para reducir aún más estos valores es limitado, lo que indica que están situados cerca del mínimo global de aproximadamente 14000 MVA (2100 MVA nominales).

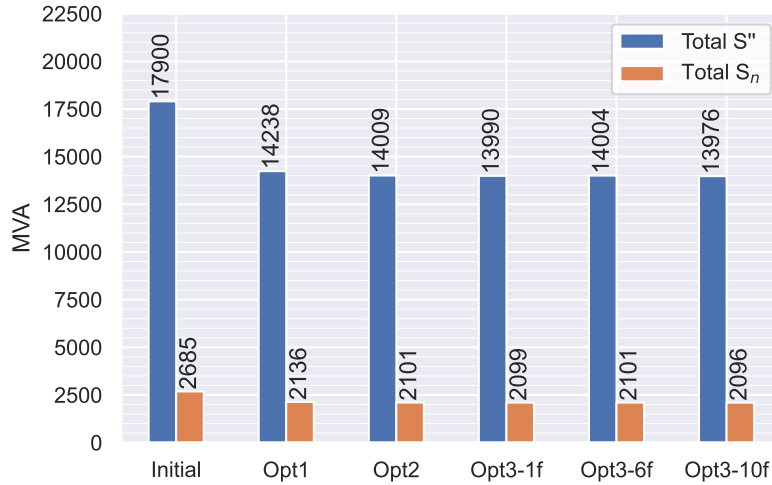


Figura 11.4: Resultados del proceso de optimización en el escenario S1.

La ejecución Opt3 tuvo como objetivo encontrar otros mínimos locales que potencialmente pudieran reducir f_1 aún más por debajo de 14009 MVA. Para ello, se aplicó el BHA para realizar múltiples optimizaciones partiendo del mínimo local obtenido previamente y variando la combinación de SCs en los nodos candidatos en un rango entre 0 y 500 MVA (nominales). Esto condujo a 11 nuevos resultados que representan mínimos locales, con contribuciones de potencia de cortocircuito que oscilan entre 13938 MVA y 34630 MVA (no mostrados en la Fig. 11.4).

Se realizaron nuevas optimizaciones a partir de las tres mejores soluciones Opt3-1, Opt3-6 y Opt3-10, de las que se descartaron los nodos candidatos en los que la contribución de potencia de cortocircuito es inferior a $S''_{min} = 500$ MVA (paso 4 de la Sección 11.2.1). Este criterio reduce el número de nodos en los que finalmente se instalarán SCs (siempre que ello no incremente considerablemente la compensación mínima total requerida) y, por tanto, simplifica los procesos de licitación e ingeniería posteriores. Los resultados fueron las soluciones Opt3-1f, Opt3-6f y Opt3-10f finalmente propuestas, con aportes totales de potencia de cortocircuito de 13990 MVA, 13976 MVA y 14004 MVA, respectivamente.

11.4.2. Análisis detallado de las soluciones óptimas

En la Tabla 11.2 se presentan los resultados por zonas y barras candidatas para las soluciones de las optimizaciones Opt3-1f, Opt3-6f y Opt3-10f. Los resultados de la Tabla 11.2 se refieren en todos los casos a los aportes de potencia de cortocircuito, excepto en la última fila de la tabla, que muestra la potencia nominal agregada de los SCs a instalar. Del total de nodos candidatos (17), las soluciones requieren la instalación de SCs en sólo 11 (Opt3-1f y Opt3-6f) o 12 de ellos (Opt3-10f).

Las tres soluciones asignan las contribuciones adicionales de potencia de cortocircuito a diferentes conjuntos de nodos candidatos, pero tienen valores totales relativamente próximos. La Fig. 11.5 muestra que las tres soluciones presentan diferencias relativamente pequeñas cuando los resultados se agregan por zonas (la mayor diferencia es aproximadamente del 15 % entre Opt3-1f y Opt3-6f para la Zona 2). Los ESCRs en los nodos monitoreados son iguales o superiores a 1,5 para las tres soluciones, como muestra la distribución de los ESCRs en los gráficos de caja de la Fig. 11.6.

11.4.3. Verificación en el escenario de demanda mínima

La eficacia de las soluciones Opt3-1f, Opt3-6f y Opt3-10f se verificó para el escenario nocturno de operación con demanda mínima (S2) calculando el ESCR en todos los PoCs de los IBRs. Los resultados de la Fig. 11.7 muestran que los niveles de ESCR en el escenario S2 aumentan

Tabla 11.2: Soluciones seleccionadas en el caso de estudio 1.

Zona	Barra	Potencia (MVA)			
		Inicial	Opt3-1f	Opt3-6f	Opt3-10f
1	RON	0	0	0	0
	NPA	2000	776	603	623
2	FRO	0	0	0	0
	MEL	2000	2272	2562	1993
	CRU	0	0	0	704
	MIR	2000	1335	1823	1758
	CAL	1000	1171	1286	1056
3	ZAL	1200	883	0	505
	DOM	1000	721	503	701
	LIK	0	0	940	0
	OHI	1200	723	653	931
	PAR	0	0	0	0
	ECO	500	1615	1282	1234
4	DDA	2500	506	535	653
	ILL	2500	2796	2381	2517
5	ALG	2000	1193	1436	1301
	MAI	0	0	0	0
Total S''		17900	13990	14004	13976
(Total S_n)*		(2685)	(2099)	(2101)	(2096)

(*) Potencia nominal considerando $x''_{sc} = 0,15$ pu.

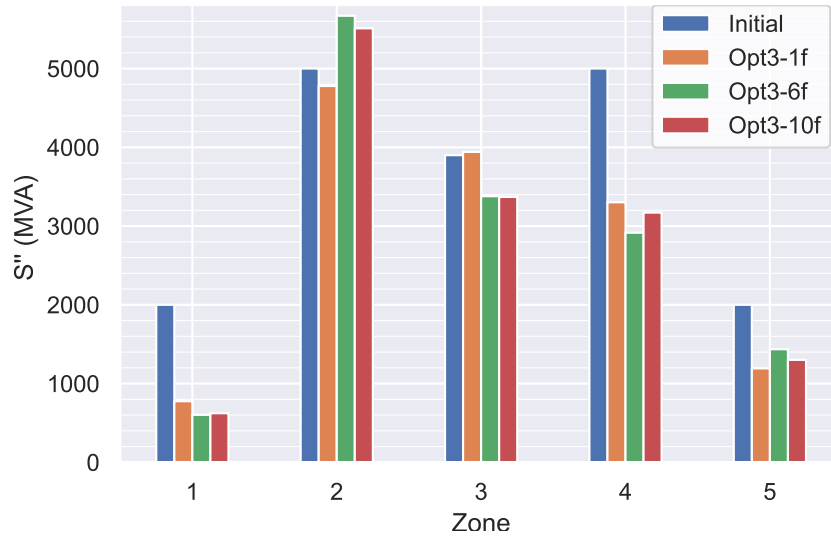


Figura 11.5: Potencia mínima adicional de cortocircuito necesaria por zona en las soluciones finales del caso de estudio 1.

considerablemente respecto a los del escenario diurno S1, situándose en todos los casos muy por encima de 1,5.

11.5. Caso de estudio 2: Análisis de sensibilidad

Se realizaron análisis de sensibilidad considerando la posibilidad de convertir en SCs las unidades generadoras de 16 centrales térmicas existentes, con un S'' total de 34595 MVA (5189 MVA

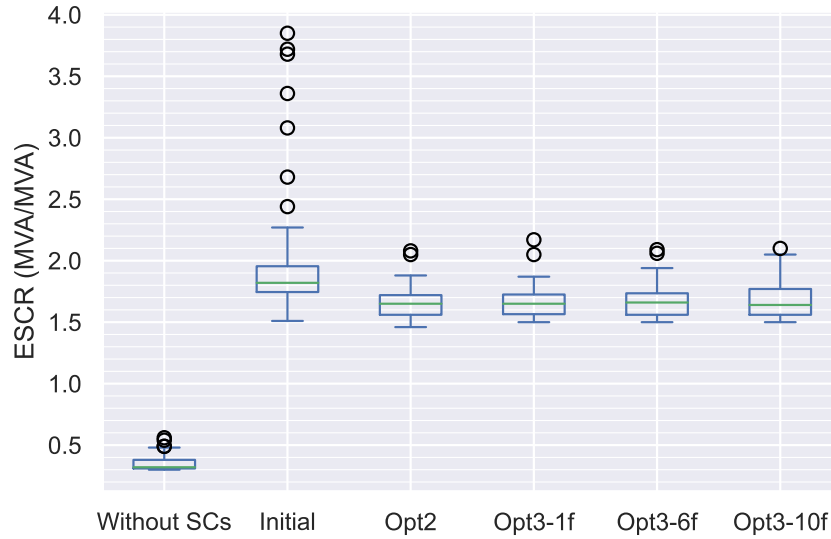


Figura 11.6: ESCR en los nodos monitoreados con y sin la compensación propuesta en el escenario diurno S1.

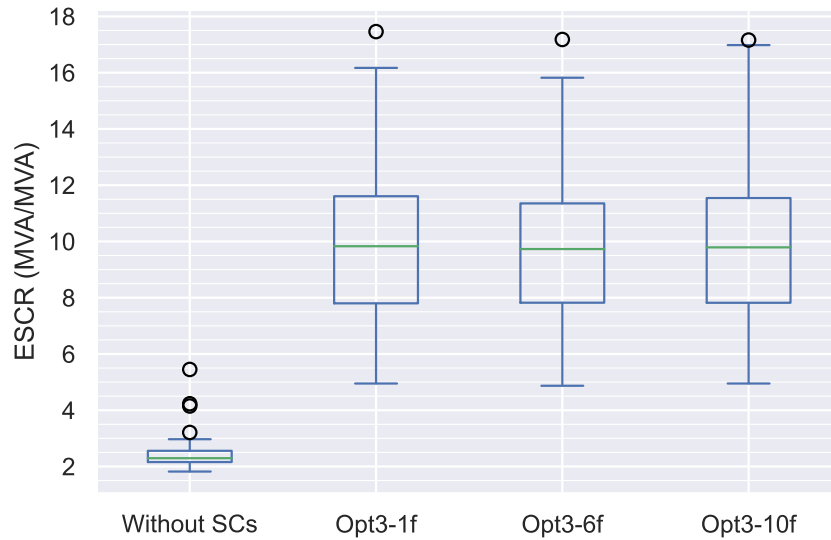


Figura 11.7: ESCR en los nodos monitoreados con y sin la compensación propuesta en el escenario nocturno S2.

nominales). Estas unidades fueron excluidas del despacho de generación y reemplazadas por generación VRE, ya sea por sus elevados costos de producción, o porque está previsto su desmantelamiento en el marco del plan gubernamental de descarbonización de la matriz de generación. Para tales unidades, una conversión a la operación como SC podría ser más atractiva que el desmantelamiento. El análisis se realizó para el escenario diurno S1.

11.5.1. Caso Reconv2: conversión de unidades con SCs adicionales

En primer lugar, se ejecutó el caso Reconv2 para identificar las unidades con mayor potencial para ser convertidas en SCs según la Sección 11.2.2. Para ello, se añadieron los PoCs de las 16 centrales como nuevos nodos candidatos para la optimización. El punto de partida de la optimización corresponde a la solución Opt3-6f, con un valor inicial de contribución al cortocircuito en los nuevos nodos candidatos de 500 MVA. En segundo lugar, el caso Reconv2-real consideró que sólo las unidades de 7 centrales (total S'' de 2304 MVA) con mayor potencial de conversión contribuyen con su potencia de cortocircuito real.

Se comprueba en los resultados de la Fig. 11.8 para el caso Recon ν 2 que la adición de los PoCs de las centrales como nodos candidatos para la optimización reduce ligeramente la cantidad total de contribución de potencia de cortocircuito requerida de aproximadamente 14000 MVA en la solución Opt3-6f a 13924 MVA. Esto se debe a que en el caso Recon ν 2 el algoritmo de optimización tiene grados de libertad adicionales para minimizar la función objetivo y el conjunto de nodos candidatos está más repartido por toda el área Norte.

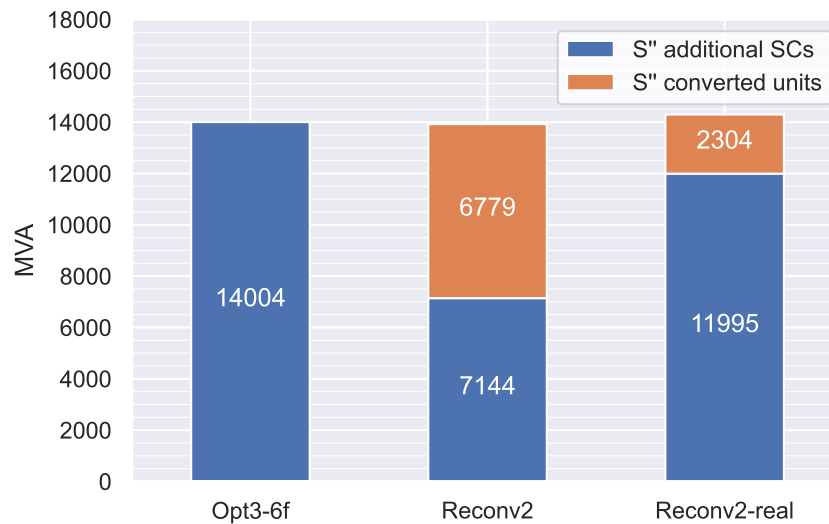


Figura 11.8: Conversión de unidades térmicas en SC considerando nuevos SCs.

Al considerar la contribución real al cortocircuito sólo de las unidades con mayor potencial de conversión en el caso Recon ν 2-real, la contribución total requerida aumenta ligeramente (a 14220 MVA) con respecto a la solución Opt3-6f. La contribución de las unidades reconvertidas supone el 16,1% del total, mientras que el resto lo aportan los nuevos SCs. El aumento se produce porque las unidades reconvertidas tienen ubicaciones y contribuciones al cortocircuito (fijas) subóptimas.

11.5.2. Caso Recon ν 3: sólo conversión de unidades

En este caso se considera que sólo es posible convertir unidades térmicas en SCs, es decir, no se dispone de los nuevos SCs propuestos en la solución Opt3-6f. La primera optimización en el caso Recon ν 3 se ejecutó para identificar las unidades con mayor potencial de conversión según la Sección 11.2.2.

La Fig. 11.9 muestra que en el caso Recon ν 3 el requerimiento (teórico) de contribución de cortocircuito aumenta considerablemente hasta 28830 MVA, es decir, más del doble que en la solución Opt3-6f. Estos resultados implican que la ubicación de las 16 centrales convencionales es mucho menos eficaz para aumentar la fortaleza de la red que la de los nodos candidatos en la solución Opt3-6f.

Si se tienen en cuenta las contribuciones reales de potencia de cortocircuito de las unidades térmicas, los PoCs de varios IBRs no alcanzan el umbral mínimo de $ESCR$. Esto indica que la conversión de unidades por sí sola no es suficiente para garantizar la mínima fortaleza de red, y que también es necesaria la instalación de nuevos SCs.

Por lo tanto, la segunda optimización Recon ν 3-real consideró las contribuciones reales de potencia de cortocircuito de todas las unidades convencionales, y optimizó las contribuciones de SCs adicionales para alcanzar el $ESCR_{min}$ en todos los nodos monitoreados. La contribución de potencia de cortocircuito necesaria de los nuevos SCs alcanza los 2996 MVA, complementando los 34595 MVA de la conversión de todas las unidades.

En la tercera optimización Recon ν 3-real-opt no se tuvo en cuenta la conversión de las unidades

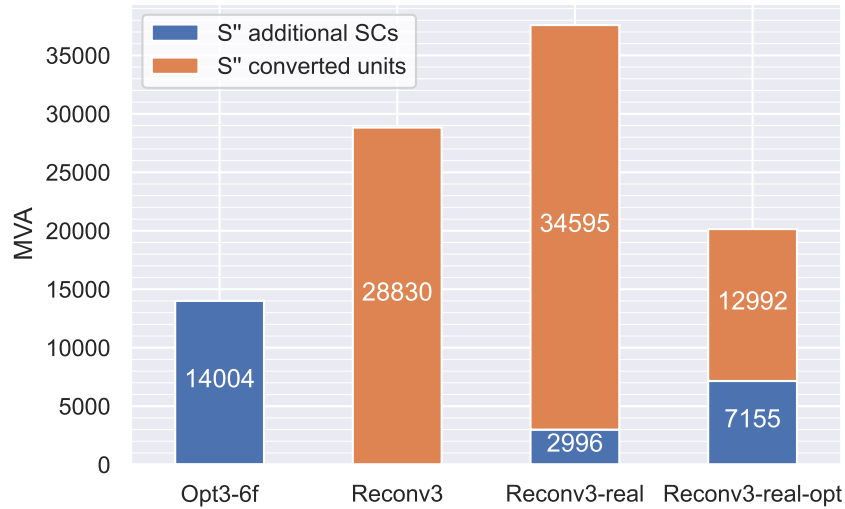


Figura 11.9: Conversión de unidades térmicas en SCs sin nuevos SCs.

cuya contribución real de potencia de cortocircuito es superior a la óptima (teórica) calculada en el caso Reconv3. Las unidades restantes se encuentran en 13 centrales y tienen una contribución al cortocircuito agregada de 12992 MVA (1073 MVA nominales). La contribución total de potencia de cortocircuito necesaria (20146 MVA) se reduce considerablemente, aunque sigue siendo superior a la de la solución Opt3-6f. En este caso, la contribución de las unidades reconvertidas representa el 64,4 % del total, mientras que al resto lo aportan los nuevos SCs a instalar.

11.6. Conclusiones

La metodología propuesta permite optimizar automáticamente el tamaño y la ubicación de los SCs necesarios para garantizar una fortaleza mínima de la red en un conjunto de nodos monitoreados. La ejecución iterativa del NMA mediante el BHA permite identificar soluciones con valores similares de contribución total de los SCs al cortocircuito pero diferente asignación a los nodos candidatos.

Los responsables de la toma de decisiones pueden entonces seleccionar una solución del conjunto aplicando criterios adicionales económicos, técnicos (por ejemplo, inercia o capacidad de control de tensión), de confiabilidad (por ejemplo, número y distribución de SCs) o logísticos (por ejemplo, tiempo de puesta en servicio) sin necesidad de volver a ejecutar la optimización.

Los resultados de los casos de estudio muestran que el requisito total de contribución al cortocircuito aumenta cuando se considera la conversión en SCs de unidades existentes instaladas en ubicaciones subóptimas. Sin embargo, dado que la conversión de una unidad existente en SC podría ser menos costosa que la instalación de un nuevo SC [115], los resultados de la optimización deben complementarse con evaluaciones económicas y financieras para definir la mejor solución técnicoeconómica.

Capítulo 12

Optimización del tamaño y ubicación de inversores formadores de red

Resumen

Este capítulo propone un modelo para definir qué recursos basados en inversores (IBR) en un escenario dado deben tener controladores formadores de red (GFM). El modelo garantiza un requisito mínimo de fortaleza de red cuantificado por la relación efectiva de cortocircuito (ESCR) en el contexto de la planificación a largo plazo del sistema eléctrico. Se utilizan formulaciones de programación lineal (LP) y LP de enteros mixtos para optimizar la proporción de IBRs seguidores de red (GFL) y GFM, y determinar el máximo potencial para aumentar la potencia instalada de IBRs GFL. La metodología se valida utilizando el modelo modificado del sistema de referencia IEEE de 39 barras descrito en la Sección 10.4 en el que se realizan análisis paramétricos para varios valores de ESCR mínimo y proporciones máximas de conversión en GFM y de expansión de IBRs GFL.

12.1. Introducción

Síntesis

Los IBRs GFM pueden instalarse en nuevos dispositivos independientes que proporcionan servicios auxiliares, como sistemas de almacenamiento en baterías y FACTS [145], y en plantas de generación de energías renovables. También es posible implantar controladores GFM reequipando IBRs existentes [109, 146] sin cambiar esencialmente el hardware.

Además de alcanzar la plena madurez, la instalación de IBRs GFM debe fomentarse mediante la normativa y los incentivos de mercado adecuados [90]. En este contexto, este capítulo aborda un marco genérico de planificación del sistema eléctrico en el que los responsables de la toma de decisiones especifican el escenario de penetración de IBRs junto con un objetivo para la penetración total de GFM (ya sean unidades nuevas o modernizadas) en un escenario futuro. El objetivo es responder a las siguientes dos preguntas fundamentales para el desarrollo a largo plazo de un sistema eléctrico: 1) ¿Cuál es la proporción mínima y la ubicación óptima de los IBRs GFM necesarios para alcanzar una determinada penetración de IBRs y, al mismo tiempo, cumplir una restricción mínima de fortaleza de red? y 2) ¿Cuál es la penetración máxima de IBRs que puede desbloquearse desde la perspectiva de la fortaleza de la red teniendo en cuenta que una determinada cantidad (predefinida) de ellos puede tener controladores GFM?

Trabajos anteriores [116–118], incluyendo los Capítulos 10 [12] y 11 [13], se han centrado principalmente en la optimización del diseño de SCs, es decir, en asegurar la mínima fortaleza de la red aumentando la potencia de cortocircuito en nodos candidatos predefinidos. En este capítulo se propone un modelo para abordar la contraparte de este subproblema de planificación, relacionado con la definición automática de la cantidad mínima y la asignación óptima de controladores GFM

a los IBRs de la red, al tiempo que se cumple con el objetivo de penetración de IBRs GFL.

También se define una función objetivo alternativa para maximizar la potencia instalada de IBRs GFL que puede añadirse a un escenario de planificación dado sujeto a la capacidad máxima de expansión de cada emplazamiento. Los modelos propuestos se formulan como problemas de programación lineal (LP), y también se proporciona una formulación MILP alternativa para considerar que los IBRs pueden ser totalmente GFL o totalmente GFM.

La eficacia del modelo de optimización propuesto se demuestra utilizando el modelo modificado del sistema de referencia IEEE de 39 barras descrito en la Sección 10.4 en el que generadores síncronos fueron sustituidos por IBRs, lo que produce condiciones de red débiles. Se realizaron análisis paramétricos variando el ESCR mínimo requerido y la cuota máxima de conversión en IBRs GFM para las formulaciones LP y MILP.

Contribuciones

Las principales contribuciones de este capítulo son las siguientes:

- El modelo propuesto es el primero que resuelve el refuerzo de la red y la maximización de los IBRs GFL mediante la optimización del tamaño y la ubicación de IBRs GFM en el contexto de la planificación a largo plazo.
- El modelo tiene en cuenta limitaciones encontradas en la práctica, incluyendo las limitaciones en el tamaño y la ubicación de IBRs GFM, y las proporciones máximas de expansión de los emplazamientos IBR.

Organización

El resto de este capítulo se organiza como sigue. En la Sección 12.2 se analiza el impacto de la instalación de SCs e IBRs GFM en el cálculo del ESCR. En la Sección 12.3 se presenta la formulación y la solución del problema de optimización propuesto. La Sección 12.4 describe la red de prueba. En las Secciones 12.5 y 12.6 se presentan los resultados de los casos de estudio en los que se resuelven los problemas de requerimiento mínimo de IBRs GFM y de máxima penetración IBR GFL, respectivamente. Las conclusiones se presentan en la Sección 12.7.

12.2. Factores que influyen la fortaleza de red

Esta sección describe el impacto de la adición de SCs y de IBRs GFM en los valores de ESCR.

12.2.1. Definición del ESCR

A partir de (9.3), el ESCR en la j -ésima barra considerando la interacción de un número N_{IBR} de IBRs es [89, 96, 98]

$$ESCR_j^{\text{ini}} = \frac{S_j^{\text{ini}}}{\sum_{k=1}^{N_{\text{IBR}}} IF_{jk} \times p_k^{\text{GFL}}}, \quad (12.1)$$

donde p_k^{GFL} es la potencia nominal en MVA de los IBRs GFL conectados a la k -ésima barra, y S_j^{ini} es la potencia de cortocircuito trifásica subtransitoria en la j -ésima barra. El supraíndice “ini” indica los valores iniciales antes de aplicar cualquier medida para aumentar el ESCR.

Los IFs definidos en (9.2) dependen esencialmente de la topología de la red (impedancias equivalentes entre IBRs) y para perturbaciones de pequeña señal puede considerarse que permanecen constantes cuando cambia el punto de funcionamiento [96]. Sin embargo, la contribución no lineal al cortocircuito de los IBRs en relación con su potencia nominal debe tenerse en cuenta para las interacciones de grandes perturbaciones [13, 100].

Para simplificar la notación, se define la potencia IBR ponderada por el factor de interacción que afecta a la fortaleza del j -ésimo nodo como

$$WP_j^{GFL} = \sum_{k=1}^{N_{IBR}} IF_{jk} \times p_k^{GFL}. \quad (12.2)$$

La adición de SCs aumenta la fortaleza de la red al operar sobre el numerador de (12.1). En cambio, los IBRs con controles GFM tienen el efecto de reducir el denominador cuando sustituyen a los IBRs GFL en el mismo escenario (y también, en menor medida, aumentan el numerador en caso de nuevas unidades o diseños de convertidores dedicados [90, 147]).

También se desprende de (12.1) que para maximizar la potencia IBR GFL global es más eficiente agregar los nuevos IBRs GFL en los nodos con IFs más bajos respecto a los nodos limitantes (los que alcanzan el ESCR mínimo) y reducir la potencia IBR GFL (por conversión a GFM) en los nodos con IFs más altos.

12.2.2. Efecto de los SCs en el ESCR

Considérese que se instala en la red un conjunto de SCs adicionales de forma que la potencia de cortocircuito en el j -ésimo nodo es

$$S_j = (1 + \gamma) \times S_j^{ini}, \quad \gamma \geq 0. \quad (12.3)$$

Suponiendo que los factores de interacción permanecen constantes, el ESCR con los SCs adicionales es por lo tanto

$$ESCR_j^{SC} = (1 + \gamma) \times ESCR_j^{ini}. \quad (12.4)$$

12.2.3. Efecto de los IBRs GFM en el ESCR

Considérese ahora que un conjunto de un número N_{GFM} de controles IBR de potencias nominales p_l^{GFM} se convierten de GFL a GFM, tal que

$$WP_j^{GFM} = \delta \times WP_j^{GFL} \quad \text{para} \quad 0 \leq \delta \leq 1, \quad (12.5)$$

donde

$$WP_j^{GFM} = \sum_{l=1}^{N_{GFM}} IF_{jl} \times p_l^{GFM}. \quad (12.6)$$

Suponiendo que los IBRs con controles GFL y GFM tienen la misma contribución de potencia de cortocircuito, el ESCR que resulta al convertir IBRs GFL en GFM es

$$ESCR_j^{GFM} = \frac{S_j}{WP_j^{GFL} - WP_j^{GFM}}, \quad (12.7)$$

de donde

$$ESCR_j^{GFM} = \frac{1}{1 - \delta} \times ESCR_j^{ini}. \quad (12.8)$$

12.2.4. Comparación de los efectos

Supongamos que en el j -ésimo nodo se debe conseguir el mismo ESCR, ya sea añadiendo SCs, o bien convirtiendo IBRs GFL en GFM, de modo que $ESCR_j^{SC} = ESCR_j^{GFM}$. Igualando (12.4) y (12.8), la relación entre δ y γ viene dada por (12.9), que se representa en la Fig. 12.1.

$$\gamma = \frac{\delta}{1 - \delta} \quad (12.9)$$

Por ejemplo, se deduce de (12.9) que $\gamma = 1$ para $\delta = 0,5$, lo que significa que la conversión en GFM de la mitad de los IBRs (ponderados por el factor de interacción) relevantes para un nodo equivale a duplicar la potencia de cortocircuito en ese nodo, lo que podría no ser técnicamente posible. El valor de γ aumenta más rápidamente para valores más altos de δ y tiende a infinito cuando $\delta \rightarrow 1$.

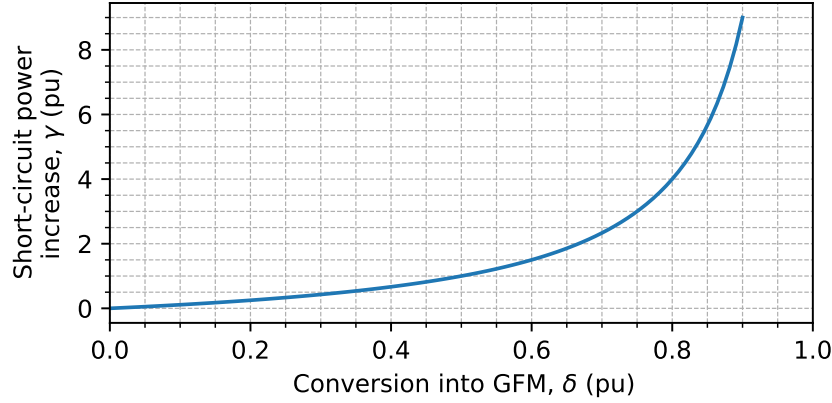


Figura 12.1: Relación entre δ y γ para conseguir la misma fortaleza de red en un nodo determinado.

12.3. Formulación del problema propuesto

En esta sección se presenta la formulación propuesta de los problemas de optimización junto con las hipótesis y restricciones subyacentes.

12.3.1. Supuestos y restricciones

Se analiza un escenario de operación futuro de un modelo de red que incluye proyectos planificados de expansión de la transmisión y la generación optimizados en un proceso separado mediante análisis energéticos y económicos. Este escenario es representativo de las condiciones de funcionamiento más débiles esperadas en la práctica con una probabilidad de ocurrencia relativamente alta.

El escenario tiene una cierta proporción (inicial) de IBRs GFL que comprende proyectos existentes y futuros. La fortaleza de la red se aumenta “convirtiendo” los IBRs GFL en GFM para reducir esta proporción. Esta conversión durante la optimización se consigue mediante la adaptación de los IBRs GFL existentes o exigiendo que los nuevos IBRs sean del tipo GFM.

Restricciones de potencia IBR total

La potencia total instalada en el k -ésimo sitio IBR es

$$p_k^{IBR} = p_k^{IBR_{ini}} + p_k^{IBR_{add}}, \quad (12.10)$$

donde $p_k^{IBR_{ini}}$ y $p_k^{IBR_{add}}$ son los valores totales de la potencia instalada inicial y adicional, respectivamente. Como el análisis se realiza para un escenario futuro, la potencia inicial ya puede incluir nuevos proyectos incluidos en la planificación de la expansión. La componente $p_k^{IBR_{add}}$ es adicional a esta nueva potencia (planificada). Aunque se trata de un caso general, para los sitios en los que no se prevé ninguna ampliación $p_k^{IBR_{add}} = 0$, y para los nuevos sitios sin IBRs existentes $p_k^{IBR_{ini}} = 0$.

Antes de la optimización $p_k^{IBR_{add}} = 0$ para todo k y puede incrementarse resolviendo el problema en (12.23), que se describe en la Sección 12.3.2.

En el escenario optimizado, los términos iniciales y adicionales de (12.10) tienen partes con controladores GFL y GFM, tales que

$$p_k^{IBR_{ini}} = p_k^{GFL_{fin}} + p_k^{GFM_{cnv}} \quad (12.11)$$

$$p_k^{IBR_{add}} = p_k^{GFL_{add}} + p_k^{GFM_{add}} \quad (12.12)$$

$$p_k^{GFL_{add}} \geq 0 \quad (12.13)$$

$$p_k^{GFM_{add}} \geq 0 \quad (12.14)$$

donde $p_k^{GFL_{fin}}$ y $p_k^{GFM_{cnv}}$ son las partes GFL final y GFM convertida de la generación inicial, respectivamente, y $p_k^{GFL_{add}}$ y $p_k^{GFM_{add}}$ son las partes con controles GFL y GFM, respectivamente, de la potencia IBR adicional en el mismo sitio. Se garantiza que $p_k^{GFL_{fin}}$ y $p_k^{GFM_{cnv}}$ sean ambos positivos o cero mediante (12.11) y la restricción (12.15) a continuación.

Para ser exhaustivos, se añade $p_k^{GFM_{add}}$ a (12.12) y (12.14). Sin embargo, sólo los IBRs GFM convertidos reducen el ESCR en el escenario inicial, por lo que la potencia IBR GFM adicional $p_k^{GFM_{add}}$ se omite en los problemas de optimización formulados en la Sección 12.3.2.

Restricción de conversión individual a GFM

La potencia instalada de los IBRs GFM convertidos es una parte β_k de la potencia IBR total inicial, tal que

$$p_k^{GFM_{cnv}} = \beta_k \times p_k^{IBR_{ini}}, \quad (12.15)$$

donde β_k puede ser discreta o continua dependiendo de cuál de las siguientes políticas de planificación se adopte:

- si sólo se considera la conversión completa de los GFL existentes o de los nuevos IBRs GFM, β_k es una variable discreta (lo que conduce a una formulación MILP):

$$\beta_k \in \{0, 1\}; \quad (12.16)$$

- si la conversión de cada planta IBR candidata a la conversión de GFL en GFM puede ser parcial, β_k es una variable continua (formulación LP):

$$0 \leq \beta_k \leq 1. \quad (12.17)$$

Los valores de β_k se obtienen a partir de los resultados de la optimización. Un valor de $\beta_k = 1$ significa que la k -ésima planta IBR GFL se convierte totalmente en GFM, y $\beta_k = 0$ que no se convierte en absoluto. Cuando no se prevé la posibilidad de convertir la k -ésima planta IBR GFL en GFM, su correspondiente β_k se fuerza a cero ya en la formulación del problema.

La diferencia entre las soluciones LP y MILP dependerá del número y tamaño de los IBRs GFL, y se espera que aumente para números más bajos y tamaños más altos.

Restricción de mínima fortaleza de red

La fortaleza mínima de la red en los M PoCs de IBRs (nodos monitoreados) se garantiza exigiendo

$$ESCR_j \geq ESCR_{min}, \quad j = 1, \dots, M, \quad (12.18)$$

donde el valor de $ESCR_{min}$ es un dato de entrada del problema obtenido mediante análisis dinámicos detallados en un proceso separado. Debe adoptarse un valor con un margen de seguridad suficiente [91] si no se dispone de los resultados de tales estudios.

Restricción de máxima expansión

Desde el punto de vista de la fortaleza de la red, no habría límite para la máxima generación de IBRs GFM que puede conectarse al mismo nodo. Sin embargo, la potencia IBR adicional máxima debe limitarse para tener en cuenta limitaciones físicas como el espacio disponible en la subestación y el sitio, y la potencia máxima que puede inyectarse en el PoC. Por lo tanto, la máxima potencia IBR GFL se limita a una relación de expansión máxima r_k como sigue:

$$0 \leq p_k^{GFL_{add}} \leq \frac{r_k}{100} \times p_k^{IBR_{ini}}, \quad r_k \geq 0. \quad (12.19)$$

Restricción de máxima conversión a GFM

Se considera que la política de planificación exige convertir una cuota máxima α del total de IBRs GFL iniciales en GFM según (12.20).

$$P^{GFM_{cnv}} \leq \frac{\alpha}{100} \times P^{IBR_{ini}}, \quad 0 \leq \alpha \leq 100. \quad (12.20)$$

Dependiendo de los criterios de planificación, el valor de α puede definirse como parte de la política de planificación o puede resultar del proceso de optimización, como se describe en la Sección 12.3.2.

12.3.2. Funciones objetivo

Se formulan dos problemas para optimizar los requisitos mínimos de IBRs GFM, por un lado, y el potencial máximo de expansión de IBRs GFL, por el otro, sujetos al mismo conjunto de restricciones.

Requerimiento mínimo de IBRs GFM

El problema consiste en encontrar la cuota mínima α de generación IBR con controles GFM necesaria para permitir alcanzar el objetivo de penetración IBR y, al mismo tiempo, cumplir la restricción de mínimo ESCR. La potencia IBR total instalada en este escenario permanece fija en su valor inicial ($p_k^{IBR_{new}} = 0$ para todo k).

El problema de optimización a resolver está sujeto a las restricciones de la Sección 12.3.1 y se formula como

$$\min_{\mathbf{P}^{GFM_{cnv}}} f^{GFM_{min}}(\mathbf{P}^{GFM_{cnv}}) = \sum_{k=1}^{N_{IBR}} p_k^{GFM_{cnv}}, \quad (12.21)$$

con $\mathbf{P}^{GFM_{cnv}} = [p_1^{GFM_{cnv}}, \dots, p_{N_{IBR}}^{GFM_{cnv}}]$.

La restricción de máxima relación de expansión en (12.19) puede ignorarse porque la conversión a GFM es inherentemente mínima cuando $r_k = 0$ para todo k . En general, sólo algunos nodos limitantes (los más débiles) alcanzan el mínimo ESCR en la solución.

El problema puede no tener solución en casos con objetivos de penetración de IBR relativamente altos y valores bajos de α . Por lo tanto, la restricción (12.20) se relaja estableciendo $\alpha = 100\%$, y la conversión óptima en GFM se obtiene a partir de los resultados de la optimización como

$$\alpha_{opt} = \frac{\sum_{k=1}^{N_{IBR}} p_k^{GFM_{cnv}}}{\sum_{k=1}^{N_{IBR}} p_k^{IBR_{ini}}}, \quad (12.22)$$

donde el denominador es un valor constante conocido. Este parámetro permite comparar la eficacia de diferentes estrategias para optimizar la conversión a GFM (por ejemplo, LP frente a MILP). Por ejemplo, para la misma cantidad de generación IBR disponible inicialmente y el mismo valor de $ESCR_{min}$, los valores más bajos de α_{opt} indican una conversión GFM más eficiente.

Del denominador del ESCR en (12.1), la conversión de sólo algunos IBR sólo puede alcanzar un valor máximo finito de $ESCR_{min}$ (por lo tanto $\alpha_{opt} < 100\%$) por encima del cual el problema en (12.21) no tiene solución.

Máximo potencial IBR GFL

En general, los estudios de planificación buscan la máxima penetración IBR que el sistema puede admitir bajo el supuesto de que dicha tecnología utiliza los recursos más económicos y limpios. Sin embargo, desde el punto de vista de la fortaleza de la red, no existe prácticamente ningún límite superior para la potencia IBR instalada del tipo GFM. Por lo tanto, el problema a resolver consiste en encontrar la máxima potencia adicional instalada de los IBRs de tipo GFL sujeta a las restricciones de la Sección 12.3.1.

El problema de optimización a resolver se formula como

$$\max_{\mathbf{P}^{GFL_{add}}} f_{IBR_{max}}(\mathbf{P}^{GFL_{add}}) = \sum_{k=1}^{N_{IBR}} p_k^{GFL_{add}}, \quad (12.23)$$

con $\mathbf{P}^{GFL_{add}} = [p_1^{GFL_{add}}, \dots, p_{N_{IBR}}^{GFL_{add}}]$.

El valor mínimo de α para el que el problema tiene solución se puede encontrar resolviendo (12.21). Todos los PoCs alcanzan $ESCR_{min}$ cuando todos los IBRs pueden expandirse y convertirse en GFM.

En esta aplicación, los IBRs GFM actúan como facilitadores para la generación adicional de IBRs GFL en el sistema, ya sea generación nueva o generación existente sujeta a restricciones operativas (por ejemplo, racionamiento). La solución del problema indica la máxima potencia IBR GFL que puede instalarse cumpliendo las condiciones de contorno. Cualquier aumento adicional de la capacidad IBR por encima de este valor máximo debe ser del tipo GFM.

12.3.3. Solución del problema

Los problemas (12.21) y (12.23) tienen variables de decisión reales $\mathbf{P}^{GFM_{cnu}}$ y $\mathbf{P}^{GFL_{add}}$, respectivamente. Además, las funciones objetivo $f_{GFM_{min}}$ y $f_{IBR_{max}}$, y las restricciones de la Sección 12.3.1, son expresiones lineales. Por lo tanto, los problemas de optimización se formulan como un MILP cuando se aplica (12.16) o como un LP cuando se aplica (12.17). Estos problemas se resuelven mediante un algoritmo *branch-and-bound* [148, 149].

El escenario de operación inicial permanece constante durante la optimización y sólo se modifica la potencia instalada de los IBRs porque el ESCR no depende del despacho de dichos IBRs. Sin embargo, cuando la optimización conduce a valores relativamente altos de IBRs GFL adicionales, la viabilidad de nuevos puntos de operación con mayores inyecciones de potencia activa se debe verificar en análisis energéticos y de flujo de potencia posteriores.

12.4. Red de prueba

Los problemas de optimización formulados en la Sección 12.3.2 se resolvieron para el sistema de referencia modificado de 39 nodos IEEE [138] descrito en la Sección 10.4. Para garantizar un $ESCR \geq 1,5$ en todos los nodos [91], se conectaron SCs a las barras 21, 28 y 15 con unas contribuciones de cortocircuito de 3423 MVA, 317 MVA y 1709 MVA en sus PoCs, respectivamente, como se muestra en la Fig. 12.2. Los tamaños de estos SC corresponden a la iteración 10 del BHA del caso de estudio B2 de la Sección 10.5.2 (véase la Tabla 10.5).

Se utilizó el software DIgSILENT PowerFactory 2022 para representar el modelo de red y ejecutar los cálculos eléctricos. El problema de optimización se modeló utilizando el paquete PuLP de Python [150], y se resolvió con el algoritmo Cbc de código abierto [149].

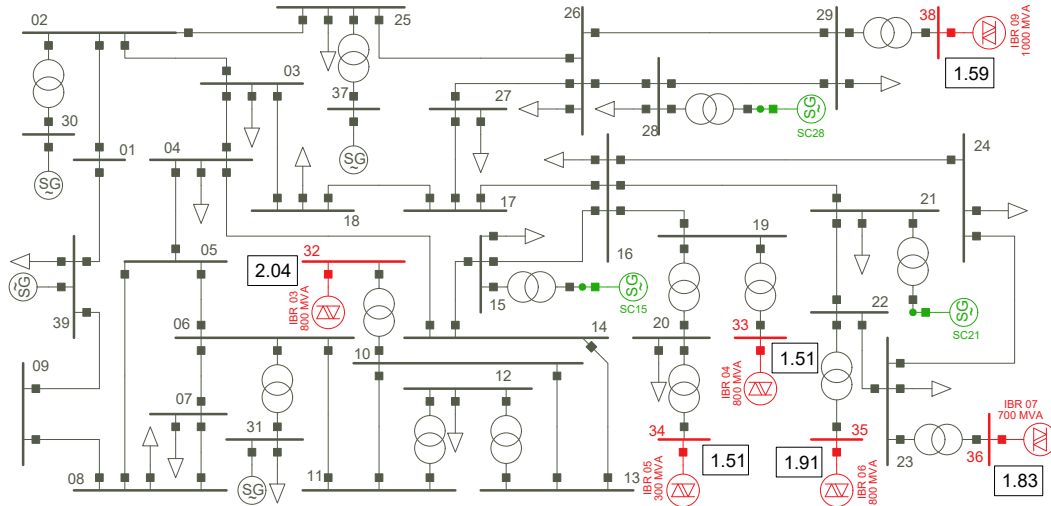


Figura 12.2: Sistema IEEE modificado de 39 nodos con IBRs en los nodos 32 a 36 y 38 (rojo) y SCs en los nodos 15, 21 y 28 (verde). Los valores de ESCR con tres SCs y sin IBRs GFM se muestran en los recuadros. La potencia instalada se indica para cada IBR.

12.5. Caso 1: Mínimo requerimiento de IBRs GFM

El objetivo de este caso de estudio es encontrar la capacidad IBR GFL mínima que debe convertirse en GFM para cumplir el requisito de mínimo ESCR resolviendo (12.21). El valor de α se fijó en 100 %, y la proporción óptima de conversión en GFM, α_{opt} , se calculó a partir de los resultados de la optimización según (12.22).

Se obtuvieron resultados para las siguientes optimizaciones con diferentes grados de libertad (número de variables optimizadas):

- Libertad total (*Full freedom*): todos los IBRs GFL pueden convertirse en GFM.
- Libertad limitada (*Limited freedom*): sólo los IBRs GFL 04, 06 y 09 pueden convertirse en GFM.

También se obtuvieron resultados para la optimización MILP en la que los IBRs GFL sólo pueden convertirse totalmente en GFM aplicando (12.16), y la optimización LP en la que los IBRs GFL pueden convertirse parcialmente en GFM aplicando (12.17). Se realizó un análisis paramétrico para valores de $ESCR_{min}$ comprendidos entre 1,5 y 3.

12.5.1. Caso 1a: Comparación con SCs

Las optimizaciones de libertad total se ejecutaron con tres y dos (SC21 fuera de servicio) SCs en servicio. La Fig. 12.3 muestra la capacidad IBR GFL que debe convertirse en GFM en función del requisito mínimo de ESCR. De los resultados pueden extraerse las siguientes dos observaciones.

En primer lugar, se comprueba que la conversión necesaria en IBR GFM aumenta cuando se saca de servicio un SC. Para alcanzar un ESCR de al menos 1,5, es necesaria la conversión de unos 1000 MW (aproximadamente el 30 % de la capacidad IBR total) de IBRs GFL en GFM cuando se saca de servicio el SC21. Este SC tiene una potencia nominal equivalente de 685 MVA considerando una reactancia subtransitoria (conjunto de máquina y transformador) de 0,2 pu.

En segundo lugar, las optimizaciones MILP son más ineficientes (conducen a valores más altos de α_{opt}) que las correspondientes optimizaciones LP, ya que las primeras se limitan a la conversión completa de las centrales IBR GFL. La eficiencia de la optimización MILP aumenta a medida que sus resultados se acercan a los de la optimización LP.

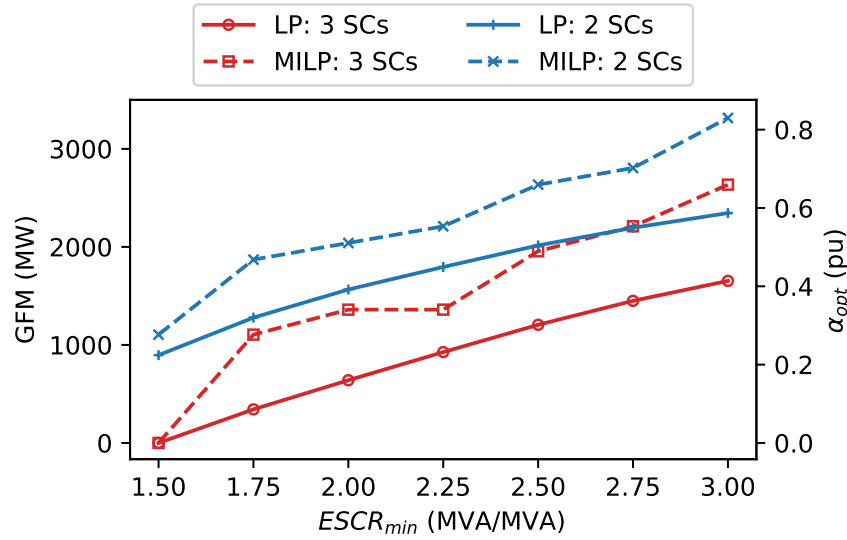


Figura 12.3: IBRs GFM convertidos en función de $ESCR_{min}$ en el Caso 1a (libertad completa) con tres y dos SCs en servicio.

12.5.2. Caso 1b: Grados de libertad limitados

La Fig. 12.4 muestra la potencia IBR GFL que debe convertirse en GFM en función del requisito mínimo de ESCR para los casos de grados de libertad total (todos los IBRs pueden convertirse) y limitados (algunos IBRs pueden convertirse). Las optimizaciones se ejecutaron considerando los tres SCs en servicio.

La conversión en IBR GFM requerida para la optimización LP es similar en ambos casos hasta un $ESCR_{min}$ de alrededor de 2,3, por encima del cual la optimización de libertad limitada requiere un mayor nivel de conversión. En ambos casos, los resultados del MILP conducen a mayores proporciones de conversión en GFM.

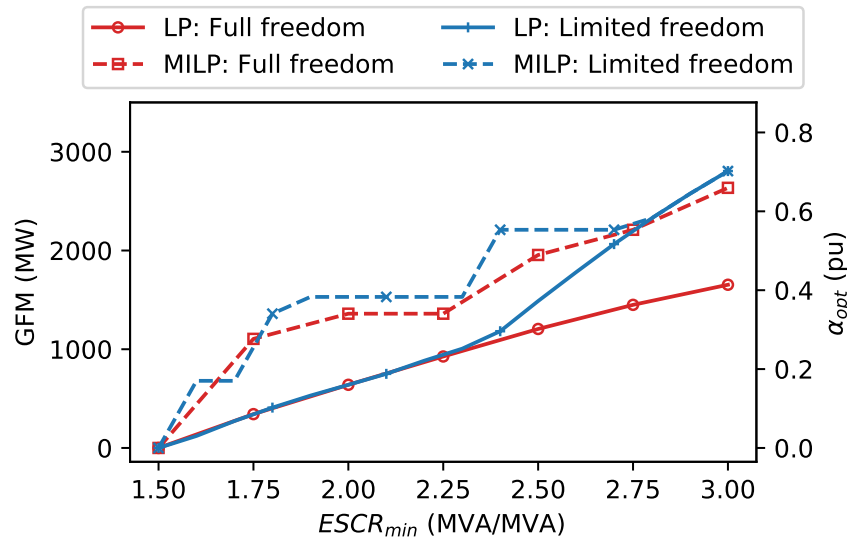
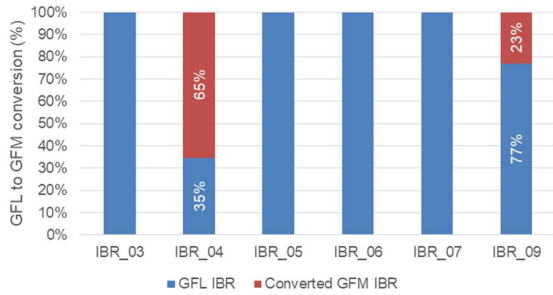


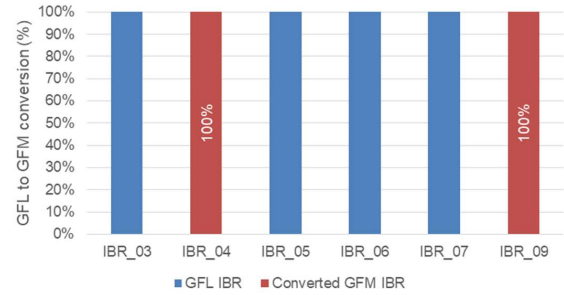
Figura 12.4: IBRs GFM convertidos en función de $ESCR_{min}$ en el Caso 1b (con tres SCs en servicio).

Los resultados indican que la restricción de mínimo ESCR puede cumplirse con la conversión de sólo algunos IBRs GFL en GFM. Sin embargo, para valores relativamente altos de $ESCR_{min}$ la conversión requerida en GFM a partir de la optimización de libertad limitada es mayor que la de la optimización de libertad total debido a la menor eficacia de la conversión de sitios con IFs < 1.

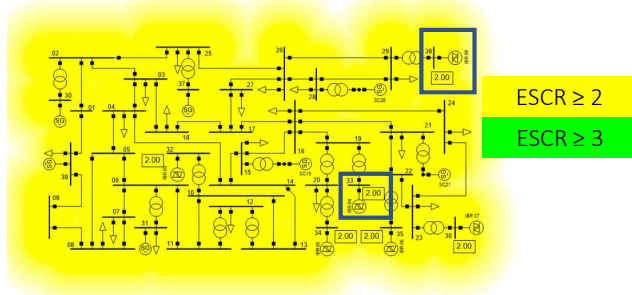
Las Figs. 12.5 a) y b) muestran la proporción de potencia IBR GFL y GFM resultante de las optimizaciones LP y MILP de libertad limitada, respectivamente, considerando $ESCR_{min} = 2,0$. Para el mismo caso, las Figs. 12.5 c) y d) muestran mapas de calor con los valores de ESCR para las optimizaciones LP y MILP, respectivamente. Se comprueba que la optimización LP da como resultado valores de ESCR iguales a $ESCR_{min}$ en todos los nodos monitoreados, mientras que para la MILP los valores de ESCR son superiores a $ESCR_{min}$ y se distribuyen de forma desigual por la red. Los resultados de la optimización MILP son más conservadores y, por tanto, más ineficientes.



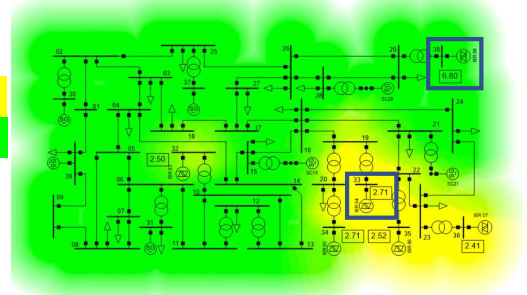
a) GFL and GFM shares for the LP optimization



b) GFL and GFM shares for the MILP optimization



c) ESCR heatmap for the LP optimization



d) ESCR heatmap for the MILP optimization

Figura 12.5: Valores de ESCR resultantes de las optimizaciones LP (gráficos de la izquierda) y MILP (gráficos de la derecha) de libertad limitada considerando $ESCR_{min} = 2,0$.

12.6. Caso 2: Máximo potencial IBR GFL

El objetivo de este caso de estudio es encontrar la máxima capacidad IBR GFL adicional que se puede conectar a la red resolviendo (12.23). Todos los resultados obtuvieron considerando los tres SC en servicio. Como en el caso anterior, se presentan resultados para optimizaciones con grados de libertad total y limitados.

En las optimizaciones con libertad limitada sólo los IBRs 03, 05 y 07 pueden expandirse (por un factor r), y sólo los IBRs GFL 04, 06 y 09 pueden convertirse en GFM. A los efectos ilustrativos, se considera un único valor r de r_k para todos los k , pero en la práctica podrían definirse valores diferentes para cada sitio IBR.

12.6.1. Caso 2a: Libertad total

La Fig. 12.6 presenta las proporciones de GFL y GFM en la capacidad IBR total como funciones de α para relaciones de expansión r_k entre 0 % y 200 % para todos los k . El aumento de la capacidad IBR GFM es lineal para $r > 0$ porque la capacidad GFL adicional se maximiza cuando α también es máximo. Luego, en (12.20) siempre se va a cumplir $P^{GFM}_{cnc} = \frac{\alpha}{100} \times P^{IBR_{ini}}$.

En el escenario inicial sólo hay dos nodos limitantes que alcanzan el ESCR mínimo (véanse los valores de los nodos 33 y 34 en la Fig. 12.2). Cuando se permite maximizar la potencia IBR GFL instalada, el ESCR en todos los PoCs de los IBRs tenderá a $ESCR_{min}$. Cuando $ESCR_j = ESCR_{min}$ para todos los j , cualquier capacidad IBR GFL adicional coincidirá con la capacidad IBR GFL convertida en GFM en el mismo emplazamiento. Por lo tanto, la nueva capacidad IBR GFL tiene un aumento rápido en valores bajos de α porque en algunos PoCs de IBRs el ESCR es superior a 1,5 en el escenario inicial y hay margen para aumentar la capacidad IBR GFL con una conversión relativamente pequeña en IBR GFM.

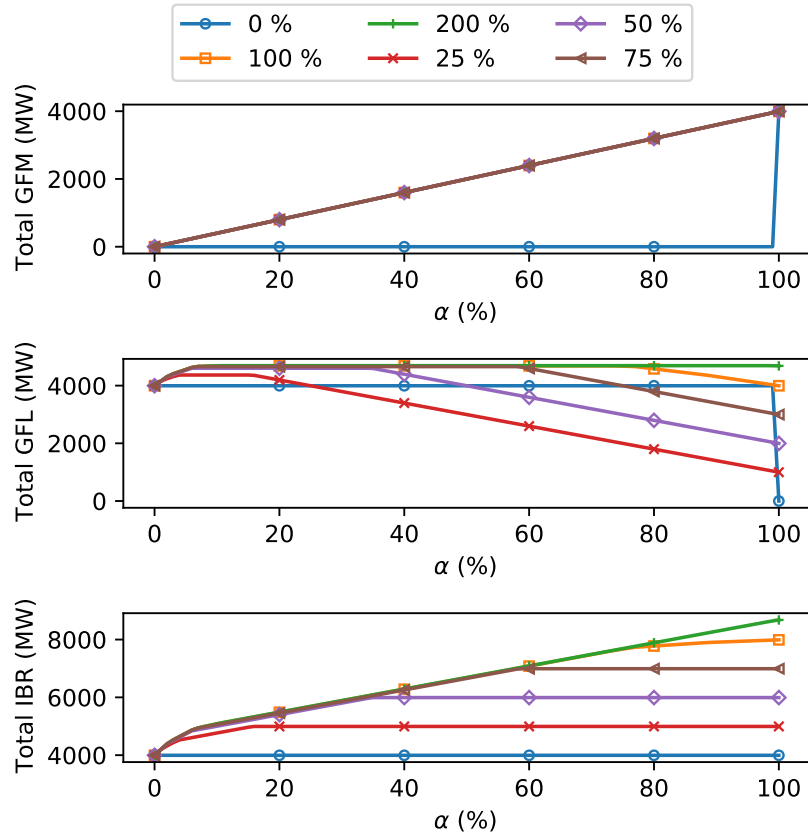


Figura 12.6: Partes GFL y GFM de la capacidad IBR total como funciones de α para $0\% \leq r \leq 200\%$ en el Caso 2a (libertad total).

La Fig. 12.7 muestra la capacidad IBR GFL adicional considerando que todos los sitios pueden convertirse en GFM y expandirse en $r = 100\%$. Los IBRs en los que primero se aumenta la capacidad GFL (para valores de α más bajos) son los que presentan valores de ESCR más altos en el escenario inicial (IBRs 03, 06 y 07). Un comportamiento particular de la optimización para este sistema es que para α en torno al 35% la capacidad GFL adicional pasa de IBR05 a IBR04, ya que ambos IBRs están eléctricamente próximos entre sí.

12.6.2. Caso 2b: Libertad limitada

La optimización considerando grados de libertad limitados se ejecutó para evidenciar cómo los IBRs GFM en algunos sitios pueden permitir la adición de IBRs GFL en otros sitios. La Fig. 12.8 muestra que la generación total IBR GFL depende fuertemente de la relación de expansión r . En todos los casos aumenta por encima del valor inicial para valores pequeños de α y luego se reduce. La generación total IBR GFL para valores altos de α cae por debajo del valor inicial (sin IBRs GFM) para todos los valores de r , pero es muy similar para $r = 200\%$.

La capacidad IBR GFM total es la misma para todos los valores de r distintos de cero, lo que significa que la solución óptima comprende el uso completo del potencial de conversión

disponible.

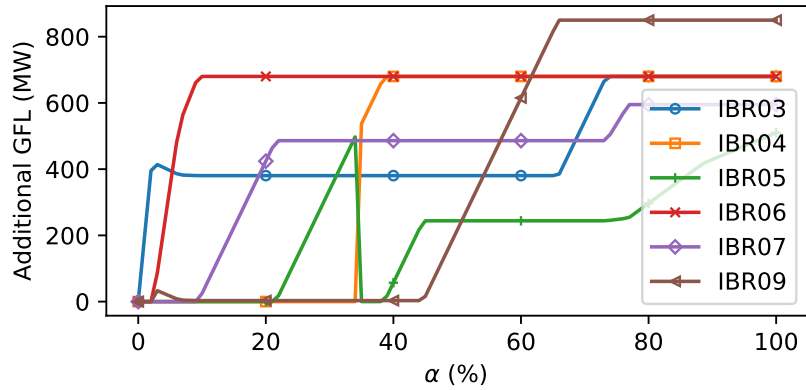


Figura 12.7: Potencial de potencia adicional IBR GFL en el Caso 2a (libertad total) para $r = 100\%$.

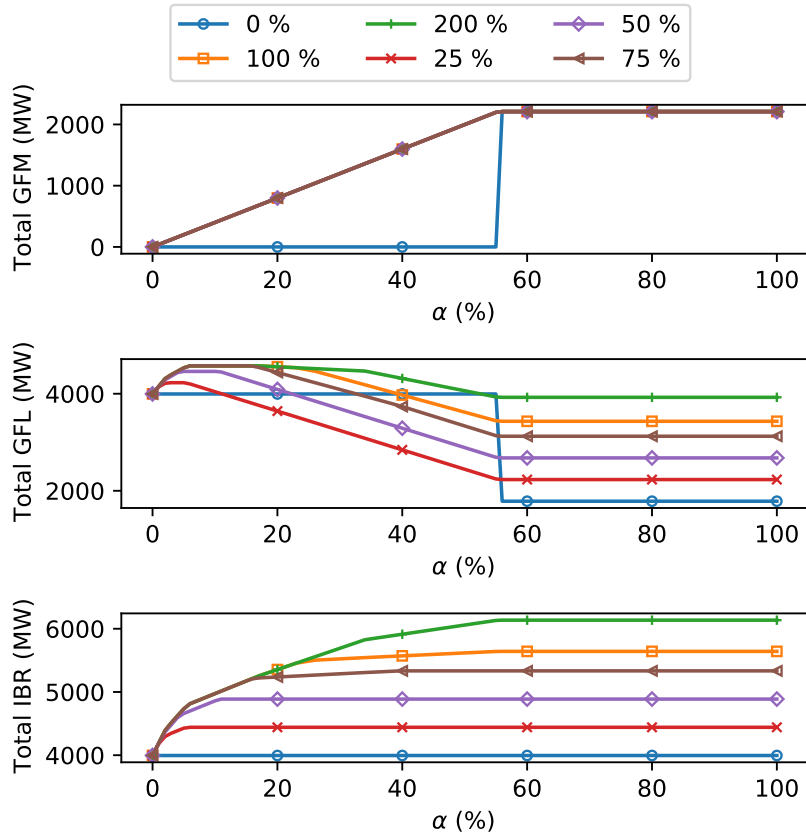


Figura 12.8: Partes GFL y GFM de la capacidad IBR total como funciones de α para $0\% \leq r \leq 200\%$ en el Caso 2b (libertad limitada).

La Fig. 12.9 muestra el potencial adicional de capacidad IBR GFL para los emplazamientos individuales (los IBRs que no se muestran en esta figura son los convertidos en GFM). La distribución entre las unidades individuales no es lineal y depende del valor de α .

La Fig. 12.10 compara la efectividad $P^{GFL_{add}}/P^{GFM_{cnu}}$ para los Casos 2a (libertad total) y 2b (libertad limitada) para $r = 100\%$. La efectividad de la conversión en GFM se reduce con el aumento de α . Además, la restricción de las ubicaciones candidatas para la conversión en GFM y la generación IBR GFL (libertad limitada) también reduce la efectividad de la conversión en GFM.

En la optimización de libertad limitada, la efectividad cae por debajo de 1 pu para valores de α superiores al 40 %. Esto significa que para niveles altos de conversión en GFM, la capacidad

IBR GFL adicional también aumenta (Fig. 12.8) pero en una proporción menor.

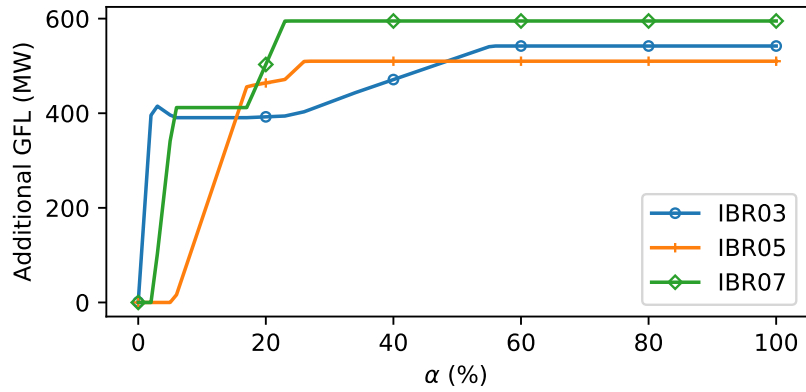


Figura 12.9: Potencial de potencia IBR GFL adicional en el Caso 2b (libertad limitada) para $r = 100$ %.

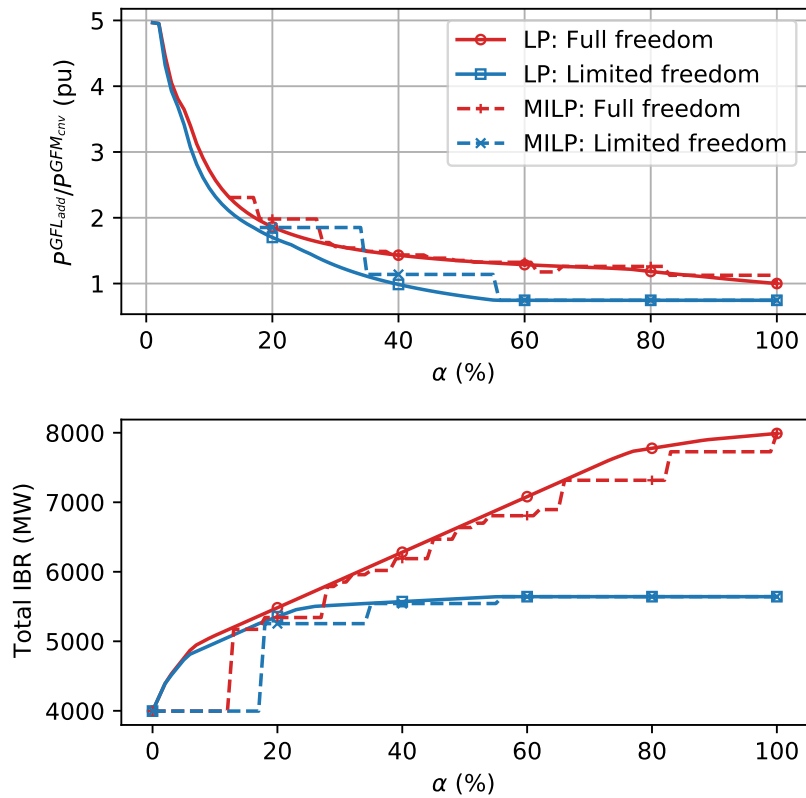


Figura 12.10: Eficacia $P^{GFL_{add}}/P^{GFM_{cnv}}$ (arriba) y generación IBR total (abajo) en el Caso 2a (libertad total) y el Caso 2b (libertad limitada) para $r = 100$ %.

Como ejemplo, la Fig. 12.11 muestra los valores de ESCR en los PoCs de los IBRs para $\alpha = 56$ % y $r = 100$ %. En el Caso 2a (libertad total), el ESCR está muy cerca del $ESCR_{min}$ en todos los PoCs porque la optimización libera todo el potencial disponible de potencia adicional GFL, mientras que en el Caso 2b (libertad limitada) sólo un PoC alcanza el $ESCR_{min}$. En consecuencia, para la misma proporción α de conversión en GFM, la optimización de libertad total libera 2812 MVA de potencia GFL adicional (Fig. 12.7), mientras que la optimización de libertad limitada sólo 1647 MVA (Fig. 12.9).

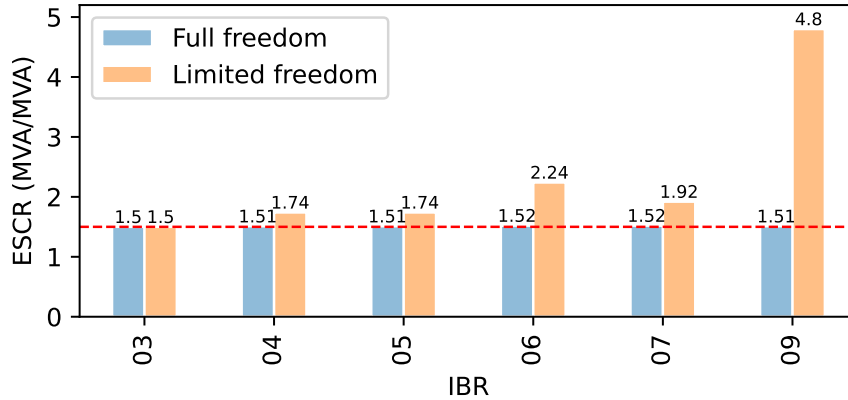


Figura 12.11: ESCR en los PoCs de los IBRs en el Caso 2a (libertad total) y en el Caso 2b (libertad limitada) para $\alpha = 56\%$ y $r = 100\%$.

12.7. Conclusiones

El modelo propuesto está diseñado para optimizar tanto el tamaño como la ubicación de los IBRs GFM, garantizando una fortaleza mínima de la red en un escenario de planificación. En las aplicaciones del mundo real, es probable que estas optimizaciones tengan grados de libertad limitados. Esto significa que la ubicación de IBRs GFM en determinados sitios puede facilitar la adición de IBRs GFL en otros sitios.

Los trabajos futuros pueden centrarse en la optimización combinada del tamaño y la ubicación tanto de SCs como de IBRs GFM, posiblemente añadiendo factores de costo para que las dos medidas de mitigación sean comparables. Además, la implementación del problema puede ampliarse para permitir la optimización de varios escenarios simultáneamente.

Se identifica un alto potencial para acoplar el modelo propuesto con otros modelos para atender limitaciones adicionales, tales como las restricciones estáticas, dinámicas, de recursos y de mercado en el contexto de la cooptimización de la expansión combinada de generación y transmisión.

Parte III

ACCIONES TOPOLÓGICAS
CORRECTIVAS

Capítulo 13

Antecedentes sobre acciones topológicas de transmisión

Resumen

En este capítulo se describen el estado del arte y los conceptos necesarios para la Parte III, incluidos los conceptos básicos del análisis de contingencias, las maniobras de transmisión y la optimización del despacho.

13.1. Efectos de perturbaciones en la red [18]

Los sistemas eléctricos están permanentemente sometidos a una variedad de pequeñas y grandes perturbaciones. Las pequeñas perturbaciones en forma de cambios de carga se producen continuamente, y el sistema debe ser capaz de ajustarse a las condiciones cambiantes y funcionar satisfactoriamente. También debe ser capaz de atravesar numerosas perturbaciones de carácter grave, como un cortocircuito en una línea de transmisión o la pérdida de un generador de gran porte. Una gran perturbación puede provocar cambios estructurales debido al aislamiento de los elementos fallados.

En un punto de equilibrio, un sistema eléctrico puede ser estable para una perturbación física determinada (grande) e inestable para otra. No es práctico ni económico diseñar sistemas de potencia que sean estables para todas las perturbaciones posibles. Las contingencias de diseño se seleccionan como aquellas que tienen una probabilidad razonablemente alta de ocurrir. Por lo tanto, la estabilidad ante grandes perturbaciones siempre se refiere a un escenario de perturbación específico. Así, un punto de equilibrio estable tiene una región de atracción finita; cuanto mayor sea la región, más robusto será el sistema frente a grandes perturbaciones. La región de atracción cambia con las condiciones de funcionamiento del sistema eléctrico.

La respuesta del sistema eléctrico a una perturbación puede afectar a gran parte de las instalaciones. Por ejemplo, una falla en un elemento crítico seguido de su aislamiento mediante relés de protección provocará variaciones en los flujos de potencia, las tensiones de los nodos de la red y las velocidades de los rotores de las máquinas; las variaciones de tensión actuarán sobre los reguladores de tensión del generador y de la red de transmisión; las variaciones de velocidad del generador actuarán sobre los reguladores de las máquinas primarias; y las variaciones de tensión y frecuencia afectarán a las cargas del sistema en distintos grados en función de sus características individuales. Además, los dispositivos utilizados para proteger equipos individuales pueden responder a los desvíos de las variables del sistema y provocar la desconexión de los equipos, debilitando así el sistema y, posiblemente, provocando su inestabilidad.

Si tras una perturbación el sistema eléctrico es estable, alcanzará un nuevo estado de equilibrio con la integridad del sistema preservada, es decir, con prácticamente todos los generadores y cargas conectados a través de un único sistema de transmisión. Algunos generadores y cargas pueden desconectarse mediante el aislamiento de elementos fallados o el disparo intencionado para

preservar la continuidad de funcionamiento del grueso del sistema. Los sistemas interconectados, para determinadas perturbaciones graves, también pueden separarse intencionadamente en dos o más islas eléctricas para preservar la mayor parte posible de la generación y la carga. Las acciones de los controles automáticos y posiblemente de los operadores humanos terminan de restablecer el sistema a su estado normal. Por otro lado, si el sistema es inestable, se producirá una situación de divergencia; por ejemplo, un aumento progresivo de la separación angular de los rotores de los generadores, o una disminución progresiva de las tensiones de barra. Una situación de inestabilidad del sistema podría provocar cortes en cascada y el apagón de una parte importante del sistema eléctrico.

En los siguientes capítulos de esta Parte III del informe se realiza un análisis estático de la red mediante cálculos de flujo de carga. El sistema podría funcionar de forma estable en las condiciones previas y posteriores a un cambio topológico. Sin embargo, es necesario comprobar que es capaz de pasar de un estado a otro de forma estable, más aún cuando el cambio topológico se desencadena por fallas graves o grandes desequilibrios de potencia. En este contexto, los resultados de los análisis (estáticos) de contingencias y la aplicabilidad de las acciones topológicas propuestas deben verificarse mediante análisis de estabilidad complementarios.

13.2. Análisis de contingencias

Los análisis de contingencias (CA) se realizan para evaluar los riesgos para el funcionamiento del sistema eléctrico presentados por la ocurrencia de contingencias en la red. El CA en estado estacionario analiza un gran número de interrupciones simples o múltiples basándose en cálculos de flujo de potencia, lo que constituye una tarea de cálculo rutinaria en la planificación y la operación de los sistemas eléctricos [151]. El CA también se realiza en tiempo real por el sistema automático de gestión de la energía (EMS) para el punto real de funcionamiento de la red estimado a partir de mediciones seleccionadas en campo [152].

En los EMS modernos, el CA es una rutina de cálculo importante para el funcionamiento seguro del sistema de potencia. CA se realiza para detectar potenciales condiciones de emergencia y proporcionar señales de advertencia para guiar a los operadores en la toma de decisiones de control de seguridad. Específicamente, el CA analiza las contingencias creíbles e identifica aquellas que pueden causar sobrecargas en ramas o violaciones de tensión [153].

Los códigos de red suelen exigir a los operadores del sistema que mantengan el suministro de energía eléctrica tras una contingencia simple o la pérdida de un único elemento (N-1). Para garantizar la confiabilidad N-1 del sistema, se realiza un CA para identificar las contingencias críticas que pueden causar violaciones en la red. Los resultados pueden indicar la necesidad de infraestructura adicional, esquemas de protección o políticas de despacho especiales. En las aplicaciones en línea, los resultados del CA ayudan a los operadores a estar preparados de antemano y a reaccionar ante desconexiones críticas utilizando estrategias predeterminadas [152].

El cálculo del flujo de potencia es el núcleo del CA para determinar el estado operativo del sistema eléctrico tras la ocurrencia de contingencias creíbles. Se supone que las inyecciones de potencia de los generadores permanecen constantes para las contingencias en ramas y que la topología de la red permanece fija en el estado anterior a la contingencia [152].

La práctica actual es combinar el CA y la optimización del despacho de generación (*unit commitment* o UC) como se muestra en la Fig. 13.1 [152]. El punto de operación se define basándose en el escenario de funcionamiento más crítico pero creíble, o se obtiene a partir de la estimación de estado en aplicaciones en tiempo real. A continuación, el flujo de potencia del caso base y el CA se llevan a cabo de forma secuencial, lo que determina las restricciones relevantes de los elementos activos de la red que deben considerarse en el UC para la operación segura del sistema. Luego se resuelve el UC y se obtiene la solución óptima. El hecho de considerar sólo las restricciones relevantes permite reducir el tamaño del problema de UC.

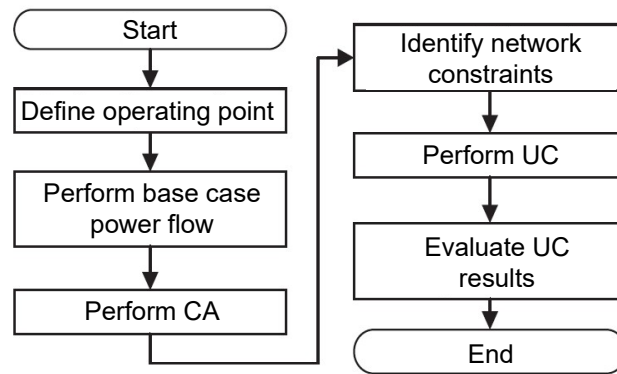


Figura 13.1: Flujo de trabajo típico combinando CA y UC.

13.3. Optimización del despacho

Las demandas de los clientes en los sistemas eléctricos de potencia están sujetas a cambios porque las actividades humanas siguen ciclos diarios, semanales y mensuales. La demanda suele ser mayor durante el día y las primeras horas de la noche, cuando la carga industrial es alta, las luces están encendidas, etc., y menor durante las últimas horas de la noche y las primeras horas de la mañana, cuando la mayoría de la población duerme. En los sistemas eléctricos es necesario asignar suficientes unidades de generación para satisfacer la demanda. Si se comprometen suficientes unidades de generación para satisfacer la demanda máxima de carga y se mantienen estas unidades encendidas aunque sean redundantes, se proporciona una solución de fuerza bruta a la programación de las unidades de generación. Sin embargo, apagar las unidades cuando no se necesitan puede reducir sensiblemente los costos. Luego, se debe satisfacer la demanda de carga y, al mismo tiempo, operar el sistema eléctrico de forma económica. El UC es el proceso de determinar la programación óptima de las unidades generadoras durante un periodo de estudio sujeto a las restricciones de funcionamiento de los dispositivos y del sistema [154].

13.3.1. Definición del problema [155]

El problema del despacho económico de generación supone que hay N unidades ya conectadas al sistema. El objetivo es encontrar la política de funcionamiento óptima para estas N unidades. Por otro lado, el problema de UC es más complejo y consiste en responder la siguiente pregunta: dado que hay una serie de subconjuntos del conjunto completo de N unidades generadoras que podrían satisfacer la demanda prevista, ¿cuál de estos subconjuntos debe utilizarse para proporcionar el mínimo costo de operación?

Este problema de UC puede extenderse a algún periodo de tiempo, como las 24 horas de un día o las 168 horas de una semana, y resulta más complejo de resolver que el problema sólo de la optimización económica. Los procedimientos de resolución incluyen el problema de despacho económico como subproblema. Es decir, para cada uno de los subconjuntos del número total de unidades que deben probarse, para cualquier conjunto dado de ellas abasteciendo la demanda, el subconjunto concreto debe funcionar de forma económica óptima. Esto permitirá encontrar el costo de operación mínimo para ese subconjunto, pero no establece cuál de los subconjuntos es de hecho el que dará el costo mínimo durante un periodo de tiempo. En esta Parte III no se resuelve el problema de UC para una ventana de tiempo, sino sólo para los puntos de operación correspondientes a los estados anteriores y posteriores a la ocurrencia de una contingencia.

13.3.2. Formulación del problema [156]

El modo de operación de una unidad es una de las diferentes formas en que se puede operar dicha unidad, siendo una de ellas no funcionar en absoluto. Debido a la creciente complejidad de las unidades de generación, sus posibilidades de funcionamiento son múltiples. Así, la definición del modo de funcionamiento ya no se limita a que la unidad funcione o no. Por ejemplo, una unidad puede incluir varias subunidades (una turbina de gas y una turbina de vapor en un ciclo combinado). Una unidad de este tipo puede funcionar sólo con una subunidad o con la otra, o con ambas. Otras unidades pueden utilizar alternativamente distintos tipos de combustible, o funcionar con o sin cogeneración de calor. Todas estas posibilidades se denominan modos de funcionamiento.

La forma general del problema de UC puede escribirse como sigue:

$$\begin{aligned} & \min \left\{ \sum_{j \in \mathbf{J}} C_j(x_{j,t}, g_{j,t}) \right\} \\ & \text{s.t. } (x_{j,t}, g_{j,t}) \in D_j \quad \text{para todo } j \in \mathbf{J} \\ & \quad (x_{j,t}, g_{j,t}) \in G_t \quad \text{para todo } t \in \mathbf{T} \\ & \quad x_{j,t} \in \mathbf{X}_{j,t} \quad \text{para todo } j \in \mathbf{J}, \quad t \in \mathbf{T} \end{aligned} \tag{13.1}$$

donde

- $\mathbf{J}$ es el conjunto de unidades de generación (centrales térmicas, hidroeléctricas y de bombeo);
- $\mathbf{T}$ es el período analizado;
- $x_{j,t}$ es el modo de funcionamiento de la unidad j durante el período t ;
- $\mathbf{X}_{j,t}$ es el conjunto de modos de funcionamiento permitidos durante el periodo t para la unidad j ; si los modos de funcionamiento permitidos son los dos estados en servicio/fuera de servicio, entonces $\mathbf{X}_{j,t} = \{0, 1\}$;
- $g_{j,t}$ es la producción de la unidad j durante el periodo t , típicamente se tiene $g_{j,t} = p_{j,t}$, donde $p_{j,t}$ es la generación de la unidad j durante el periodo t . Sin embargo, si la unidad puede producir calor, se tiene $g_{j,t} = (p_{j,t}, q_{j,t})$ donde $q_{j,t}$ es la producción de calor;
- C_j es la función de costo de operación;
- D_j es el dominio operativo de la unidad j (si $(x_{j,t}, g_{j,t}) \in D_j$) entonces este programa de generación respeta las restricciones dinámicas operativas de la unidad j);
- G_t define las restricciones de acoplamiento (o restricciones globales) durante el período t : restricciones de demanda, requisitos de reserva, restricciones de transmisión, etc.

Las referencias [154, 157, 158] proporcionan una formulación detallada del problema.

13.3.3. Solución del problema

Se han desarrollado varios enfoques para resolver el problema del UC óptimo. Estos enfoques varían desde métodos muy complejos y teóricamente complicados a simples métodos de reglas empíricas. El alcance del problema de la programación de la operación puede variar significativamente de una empresa a otra en función de su combinación de unidades y de las restricciones operativas concretas [157].

Se han propuesto varios métodos para resolver el problema del UC, y los programas computacionales industriales existentes suelen resolver problemas del mundo real combinando distintos

métodos matemáticos de optimización o utilizan elementos heurísticos para reducir el problema a un tamaño adecuado para un método matemático especial. Los métodos pueden clasificarse en

- **Métodos elementales**, que son capaces de resolver exactamente un problema de optimización dado; y
- **Métodos de alto nivel**, que suelen ser más un proceso de solución que un método de optimización, sustituyendo el problema completo del UC por una secuencia de problemas más sencillos que pueden resolverse mediante uno o varios métodos elementales.

La programación entera mixta (MIP) lineal se utilizó para resolver el problema de UC en los siguientes capítulos de esta parte del informe. La MIP se ha convertido en un enfoque muy popular para resolver problemas UC debido a las mejoras significativas en los *solvers* especializados, basados en el algoritmo *branch & bound* [158].

Los programas MIP se basan en al menos dos algoritmos diferentes. El primero de ellos determina los valores de las variables enteras y el segundo (normalmente LP) resuelve el problema continuo restante y proporciona información para una nueva ejecución del primer algoritmo. Este procedimiento se repite hasta que se cumple un criterio predefinido de convergencia [156].

En la mayoría de los casos la MIP comprende la combinación de *branch & bound* para determinar los valores enteros y definir la combinación de valores a investigar, y un algoritmo LP para resolver el problema lineal. Sin embargo, otras combinaciones son posibles, por ejemplo, la sustitución del *branch & bound* por la enumeración completa, que podría ser útil para algunos problemas, o utilizar un método heurístico para reducir el número de combinaciones [156].

La principal ventaja de los algoritmos MIP es su garantía de encontrar la solución óptima incluso en el caso de problemas fuertemente no convexos. Sin embargo, en la realidad, cuando se aplica al problema UC, el algoritmo tiene que detenerse en muchos casos, lo que significa que después de un determinado periodo de tiempo se acepta la mejor solución hasta el momento sin controlar que existan otras mejores. Esto se debe al aumento exponencial del tiempo de cálculo necesario con respecto al número de variables discretas [156].

El flujo de potencia óptimo (OPF) tradicional se utiliza para calcular la política de despacho óptima para conseguir el mínimo costo de generación cumpliendo las restricciones del sistema de transmisión [155]. Las variables enteras que representan el estado (cerrado o abierto) de las ramas e interruptores pueden añadirse al problema MIP UC para optimizar también la topología de la red [159]. Además, el OPF puede formularse como un OPF con restricciones de seguridad (SCOPF) para garantizar que el sistema cumple con el criterio N-1 [160, 161]. Las restricciones de corriente máxima de cortocircuito se añadieron al problema SCOPF en [162].

13.4. Acciones topológicas

Las acciones topológicas (TAs), que incluyen la conmutación de líneas de transmisión, la compensación en derivación de MVar y la conmutación de barras, así como el cambio de topes de transformadores, son medidas eficaces de modificar el estado del sistema eléctrico para hacer frente sin costo adicional a situaciones inaceptables después de una contingencia. Sin embargo, en condiciones exigentes del sistema, es posible que las TAs no consigan aliviar todas las sobrecargas y violaciones de tensión para algunas contingencias graves. Así pues, deben aplicarse medidas más invasivas para los consumidores y productores de electricidad a fin de alterar los flujos de potencia y evitar una falla catastrófica [163], con la desventaja de aumentar los costos de operación (OPEX).

El problema de la configuración óptima de la transmisión (OTS) consiste en identificar las líneas que deben desconectarse para mantener el correcto funcionamiento del resto del sistema tras una contingencia, minimizando el valor del costo horario de operación del sistema [164, 165]. El OTS es un subproblema del problema de TA óptimo (OTA) porque este último también

considera el cierre de interruptores (CBs) así como el cambio de topes de transformadores como medidas de mitigación.

Los problemas SCOPF pueden formularse en las modalidades “sólo preventiva” y “también correctiva”, siendo la diferencia entre estas modalidades que la primera no considera la posibilidad de aplicar acciones de redespacho de generación en el estado posterior a la contingencia, salvo la respuesta automática de los controladores dinámicos de los equipos [161, 166]. Las acciones correctivas permiten reducir las medidas preventivas de elevado costo, ya que se aplican sólo ante la ocurrencia de la contingencia [167]. En [168] se propone una formulación del UC para cooptimizar la programación de la generación y las TAs pre y postcontingencia considerando múltiples períodos de tiempo. Las acciones preventivas también se consideran en [169] pero sin la selección automática de posibles acciones topológicas. En [169] se sigue un enfoque heurístico, en el que se utilizan costos de penalización para ponderar las modificaciones de despacho y favorecer la solución que modifique menos las consignas de los generadores.

En la práctica, las maniobras de barras en las subestaciones aumenta la complejidad del problema OTA, ya que suele implicar varias acciones de conmutación de CBs [163]. La operación de CBs se añadió a la formulación del problema OPF sólo para las acciones de apertura, incluida la desconexión de líneas [164] y la separación de barras [163, 170]. Sin embargo, la desconexión de ramas tiende a reducir la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico [164, 171]. En [172] se propusieron dos formulaciones MIP para optimizar la configuración de subestaciones en el problema SCOPF partiendo de una topología con todos los interruptores candidatos abiertos (cerrados) y optimizando el cierre (apertura) de los interruptores. El enfoque de [163] optimiza las maniobras correctivas para aliviar también las violaciones de tensión, pero requiere modificar el modelo de red para los cálculos.

Los cálculos típicos de CA [153, 155] y de UC pueden combinarse para ayudar a resolver el problema OTA, pero ninguna de estas herramientas por sí sola es suficiente para resolver el problema. Por un lado, aunque el CA sirve como método de barrido para identificar condiciones críticas postcontingencia, no informa sobre cómo definir las acciones más eficientes para mitigarlas. Por otro lado, los cálculos de UC permiten determinar el cambio económicamente óptimo en la potencia de intercambiada por unidades generadoras y cargas, pero presuponen una topología de red fija, lo que en muchos casos conduce a sobre costos innecesarios.

En este contexto, los operadores y planificadores de la red necesitan una herramienta práctica para resolver el problema OTA utilizando las funciones que suelen estar disponibles en los programas industriales de simulación de sistemas de potencia que utilizan en sus procedimientos de rutina.

Capítulo 14

Acciones topológicas correctivas para minimizar el OPEX postcontingencia

Resumen

Este capítulo presenta un algoritmo práctico para la definición automática de acciones topológicas correctivas (TCAs) con el fin de minimizar los costos adicionales de operación necesarios para mitigar los efectos adversos de contingencias en la red. Se utilizan análisis de contingencia y de sensibilidad para identificar posibles TCAs que comprenden la desconexión de ramas individuales, acciones de maniobra predefinidas en uno o más interruptores (CB), y el cambio de topes de transformadores desfasadores. Se propone también un nuevo método para la identificación de posibles TCAs de cierre de CBs. Para las TCAs que no conducen a disparos en cascada incontrolados, se realizan optimizaciones económicas (UC) para obtener la cantidad económicamente óptima de redespacho de generación convencional, racionamiento de energía renovable y desconexión de carga necesarios para eliminar las sobrecargas residuales después de aplicar cada posible TCA. El enfoque propuesto no reformula el problema de flujo de potencia óptimo del UC, sino que utiliza funciones de cálculo estándar disponibles en programas industriales de simulación de sistemas de potencia. La eficacia del enfoque propuesto se muestra para un sistema de transmisión de orden reducido preparado para capturar muchas de las condiciones de postcontingencia que se encuentran en la práctica.

14.1. Introducción

Síntesis

Este capítulo presenta un algoritmo eficaz para la solución automática del problema OTA. El algoritmo combina cálculos de CA, análisis de sensibilidad [173, 174] y UC de redespacho [175, 176] para encontrar la secuencia óptima de acciones topológicas correctivas (TCA) que minimiza el costo del cambio en las inyecciones de potencia activa requerido tras una contingencia. Este cambio de potencia incluye el redespacho de generación, la desconexión de carga y la reducción de generación VRE. El algoritmo tiene en cuenta las limitaciones prácticas en las que las TCAs se aplican (manual o automáticamente) una luego de la otra, garantizando al mismo tiempo que la red transita por puntos seguros de operación basados en criterios de aceptación de TCAs predefinidos.

El algoritmo está pensado para fines de planificación operativa y también es una herramienta útil para la definición de esquemas de medidas correctivas que combinen TCAs con el redespacho de generación y la desconexión de la carga para hacer frente a fallas críticas del sistema.

Contribuciones

Las principales contribuciones de este capítulo son las siguientes:

1. A diferencia de trabajos anteriores [152, 153, 155, 159–166, 168, 170–172, 177, 178], el algoritmo propuesto no reformula el problema UC-OPF, sino que utiliza funciones de cálculo estándar disponibles en programas computacionales industriales.
2. En lugar de definir las TCAs para ajustar completamente la topología de la red y minimizar los costos operativos globales, el algoritmo sólo busca las TCAs más eficientes que permitan eliminar las sobrecargas minimizando el OPEX adicional.
3. Se propone un nuevo factor de sensibilidad, el factor de distribución de desconexión de área (AODF), para cuantificar el impacto en los flujos de potencia activa de la interrupción simultánea de más de una rama, incluyendo la pérdida de generación y demanda. El AODF se utiliza para la definición automática de posibles TCAs.
4. Se propone un nuevo enfoque para la evaluación de posibles acciones de apertura y cierre de CBs, o una combinación predefinida de ambas, basado en cálculos del factor de distribución de transferencia de potencia (PTDF) [174] y en reglas operativas típicamente aplicadas por los operadores del sistema.
5. El resultado del algoritmo no solo define la configuración óptima de la red tras la contingencia y el cambio en las inyecciones de potencia activa necesario para eliminar las sobrecargas, sino que también indica la secuencia en la que deben aplicarse las TCAs, empezando por las más eficientes.

Organización

El resto de este capítulo está organizado de la siguiente manera. La Sección 14.2 formula el problema a resolver. La Sección 14.3 describe el algoritmo propuesto. En la Sección 14.4 se presentan los resultados de la aplicación del algoritmo a un modelo de un sistema de transmisión en 110 kV. En la Sección 14.5 se presentan las conclusiones.

14.2. Formulación del problema OTA

Tras una contingencia que conduce a una condición de operación inaceptable en un estado de funcionamiento del sistema dado, el problema de OTA consiste en encontrar automáticamente una secuencia de TCAs que minimice el costo total (OPEX) del cambio de MW necesario para restaurar el sistema a un nuevo punto de funcionamiento aceptable en estado estacionario. El cambio de MW puede estar asociado al redespacho de generación convencional, a la reducción de generación VRE y/o a la desconexión de carga, siempre que estas dos últimas estén permitidas. Las TCAs comprenden la conexión y desconexión de uno o más elementos de la red y el cambio de las posiciones de toma de los transformadores desfasadores (PST).

La solución del problema debe cumplir los siguientes requisitos:

- La evaluación de la implementación de las TCAs debe ser secuencial para atender posibles estados intermedios inadmisibles de la red, incluyendo el disparo instantáneo de otros elementos, y condiciones de aislamiento y resincronización de un área eléctrica.
- La solución debe incluir el menor número posible de TCAs locales en las proximidades del elemento sobrecargado [179]. Esto es necesario ya que en la práctica la aplicación de demasiadas maniobras requiere un tiempo adicional valioso, aumentan el requerimiento de coordinación operativa y pueden reducir la seguridad del sistema a un nivel inaceptable [171].

14.3. Algoritmo propuesto para resolver el problema OTA

En esta sección se presenta el algoritmo propuesto para resolver el problema OTA formulado en la Sección 14.2.

14.3.1. Descripción general

Se supone que el estado operativo inicial de la red en términos de topología y despacho de generación ya ha sido optimizado en un proceso separado y es, por tanto, una entrada para el algoritmo. El algoritmo consta de un bucle maestro que itera sobre el conjunto de contingencias críticas identificadas como aquellas que conducen a condiciones de funcionamiento inaceptables a partir de una ejecución inicial del CA.

En la evaluación inicial de la contingencia, se calcula el OPEX adicional posterior a la contingencia Δc_0 para el escenario en el que no se aplica ninguna TCA y, a continuación, se ejecutan los siguientes dos bucles anidados según el Algoritmo 1 de alto nivel:

- Bucle externo: itera sobre los estados de la red después de aplicar una TCA efectiva. Una TCA “posible” se considera una TCA “efectiva” si permite reducir los costos (OPEX postcontingencia) del cambio de MW respecto al estado en el que no se aplica.
- Bucle interno: itera sobre el conjunto de posibles TCAs para cada estado de la red y determina su efectividad para reducir el OPEX postcontingencia.

Algorithm 1 Bucles externo e interno para procesar la k -ésima contingencia.

Require: Contingency does not lead to uncontrolled cascade tripping

```

1: Calculate  $\Delta c_0$  for the  $k$ -th contingency without TCAs
2:  $runOL \leftarrow True$ 
3: while  $runOL = True$  do                                     ▷ Start outer loop
4:   Define  $M$  possible TCAs
5:   for  $m = 1$  to  $M$  do                                         ▷ Start inner loop
6:     Calculate  $\Delta c_m$  for the  $m$ -th possible TCA
7:   end for
8:   if  $\min \{\Delta c_m\} < \Delta c_0$  then
9:     Adopt the TCA leading to  $\min \{\Delta c_m\}$  as an effective TCA
10:     $\Delta c_0 \leftarrow \min \{\Delta c_m\}$ 
11:   else
12:     $runOL \leftarrow False$ 
13:   end if
14: end while
15: return Effective TCAs and required MW shift

```

La Fig. 14.1 presenta un diagrama de flujo del proceso de definición de las TCAs necesarias para atender la k -ésima contingencia crítica, cuyos cálculos principales se describen a continuación.

14.3.2. Región de acción directa

La región de acción directa (DAR) de una contingencia o de una TCA se define como el conjunto de ramas en las que el cambio topológico tiene un impacto significativo en términos de desviaciones del flujo de potencia con respecto a los valores del caso base [161].

Se propone definir el nuevo factor de sensibilidad AODF para tener en cuenta la desconexión de zonas que afectan a una o varias ramas, incluyendo la pérdida de generación y demanda (como la desconexión del corredor L12a1-D12a-L12a2 en la Fig. 14.7).

El esquema de la Fig. 14.2 muestra las cantidades utilizadas para el cálculo del AODF para el a -ésimo área que tiene N_g inyecciones de potencia activa (generadores y demandas) y N_t líneas

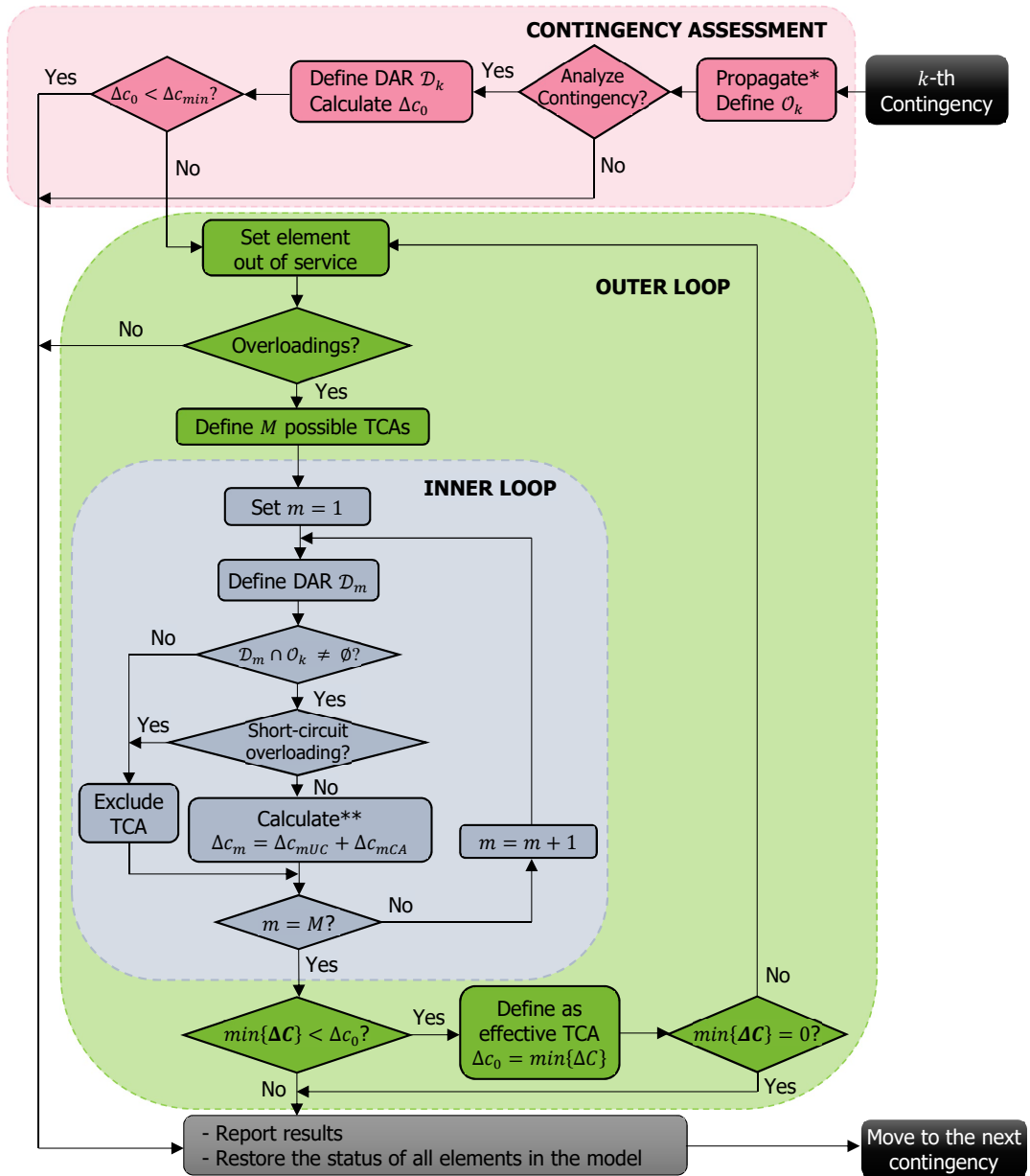


Figura 14.1: Definición de acciones topológicas correctivas (TCAs) para atender la k -ésima contingencia (k -ésima iteración del bucle maestro). (*) Diagrama de flujo en Fig. 14.3; (**) Diagrama de flujo en Fig. 14.6.

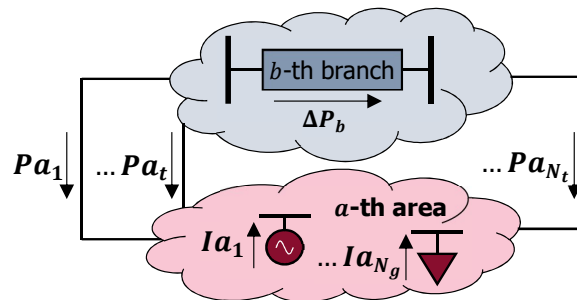


Figura 14.2: Cantidades usadas en el cálculo del AODF.

de interconexión con el resto del sistema. El factor $AODF_{ab} = \Delta P_b / Pnet_a^0$ indica cómo cambia el flujo de potencia a través de la b -ésima rama cuando el a -ésimo área se desconecta, siendo $Pnet_a^0$ la potencia neta que entra o sale del área calculada a partir de la solución del flujo de potencia DC previo a la interrupción (es decir, sin pérdidas) como:

$$Pnet_a^0 = \begin{cases} Pbal_a^0 + Pin_a = |Pout_a| & \text{si } Pbal_a^0 \geq 0 \\ |Pbal_a^0 + Pout_a| = Pin_a & \text{si } Pbal_a^0 < 0 \end{cases} \quad (14.1)$$

$$Pbal_a^0 = \sum_{g=1}^{N_g} Ia_g, \text{ con } Ia_g > 0 \text{ para generadores e } Ia_g < 0 \text{ para cargas} \quad (14.2)$$

$$Pin_a^0 = \sum_{t=1}^{N_t} Pa_t, \quad \forall Pa_t > 0 \quad (\text{MW entrando al área}) \quad (14.3)$$

$$Pout_a^0 = \sum_{t=1}^{N_t} Pa_t, \quad \forall Pa_t < 0 \quad (\text{MW saliendo del área}) \quad (14.4)$$

Sea P_b^0 la potencia activa a través de la b -ésima rama antes de la interrupción del a -ésimo área, su potencia activa P_b^{fin} después de la interrupción se calcula como:

$$P_b^{fin} = P_b^0 + AODF_{ab} \times Pnet_a^0. \quad (14.5)$$

Para la desconexión individual solo de la e -ésima rama, $AODF_{eb} = LODF_{eb}$, donde $LODF_{eb} = \Delta P_b / P_e^0$ es el factor de distribución de desconexión de línea [173] que indica cómo cambia el flujo de potencia en la b -ésima rama cuando se desconecta la e -ésima rama, con P_e^0 siendo el flujo de potencia antes de la desconexión. El factor $PTDF_{gb} = \Delta P_b / \Delta P_g$ indica cómo cambia el flujo de potencia en la b -ésima rama ante un cambio incremental ΔP_g en la potencia activa inyectada por el g -ésimo elemento (generador o carga) [173, 174].

La b -ésima rama se encuentra en la DAR $\mathcal{D}_a$ del a -ésimo área si $AODF_{ab}$ es mayor que el umbral mínimo $AODF_{min}$. De igual forma, la b -ésima rama y el g -ésimo generador (o carga) están en la DAR $\mathcal{D}_e$ del e -ésimo elemento si sus correspondientes $LODF_{eb}$ y $PTDF_{eb}$ son mayores que $AODF_{min}$ y $PTDF_{min}$, respectivamente.

14.3.3. Evaluación de contingencias

Las siguientes tareas se ejecutan para determinar los efectos de la k -ésima contingencia antes de entrar en el bucle externo para buscar las TCAs efectivas:

1. Definir el conjunto $\mathcal{O}_k$ de elementos sobrecargados en el escenario postcontingencia.
2. Propagar la contingencia según el diagrama de flujo de la Fig. 14.3 si conduce a ramas cargadas por encima del valor máximo L_{maxST} permitido por un corto plazo. Los elementos altamente sobrecargados de $\mathcal{O}_k$ se desconectan secuencialmente para emular la operación automática de sus relés de protección. Si se alcanza el número máximo de iteraciones N_p definido por el usuario, se detecta un proceso de disparo en cascada no controlado (UCT), se emite un mensaje de advertencia y no se sigue analizando la contingencia. La evaluación de la contingencia continúa si hay ramas cargadas entre 100 % y L_{maxST} en el escenario posterior a la contingencia tras aplicar los eventos de disparo automático.
3. Definir la DAR $\mathcal{D}_k$ de la desconexión relacionada a la k -ésima contingencia. Se excluyen de $\mathcal{D}_k$ los elementos cuyo flujo de potencia cambia (en porcentaje de su potencia aparente nominal) menos que un valor mínimo predefinido $dP_{min_{rel}}$ desde el estado previo al estado posterior a la contingencia. Esto se hace porque la desconexión de una rama que tenga un AODF relativamente grande pero un flujo de MW cercano a cero no sería una TCA efectiva.

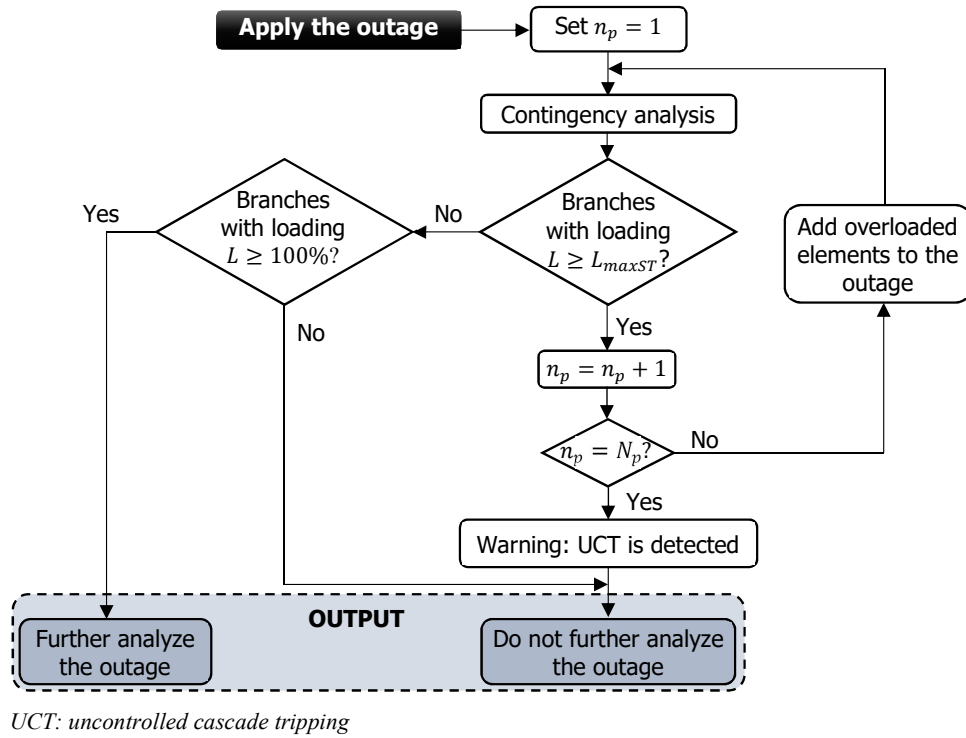


Figura 14.3: Diagrama de flujo para la propagación de una desconexión (contingencia o TCA).

4. Ejecutar el UC para calcular el costo Δc_0 asociado al cambio de MW necesario para eliminar las sobrecargas antes de aplicar cualquier TCA. El cálculo de UC se realiza como se describe en la Sección 14.3.6 para determinar el OPEX asociado a la m -ésima TCA.

Si Δc_0 está por debajo de un umbral mínimo Δc_{min} , no se activa la búsqueda de posibles TCAs (es decir, no se entra en el bucle externo) y el bucle maestro pasa a la siguiente iteración tras reportar los resultados. Por ejemplo, si las sobrecargas se eliminan únicamente cambiando la posición de un tope de un PST, dicha acción se considera la única TCA necesaria.

En caso de que se detecte un proceso de UCT en el paso 2 arriba, es necesario aplicar acciones preventivas para garantizar que el sistema pueda funcionar durante un corto plazo en la condición posterior a la contingencia hasta que se apliquen las acciones de TCA y cambio de MW.

14.3.4. Iteración del lazo externo

El bucle externo sigue añadiendo TCAs mientras permitan reducir el OPEX adicional posterior a la contingencia. En cada iteración del bucle externo se ejecutan las siguientes tareas:

1. Definir las posibles TCAs, que pueden ser de los siguientes tipos:

TCA de desconexión de una sola rama: comprende la apertura de todos los CBs extremos de una rama. Se define automáticamente una TCA de desconexión de rama única para cada rama en $\mathcal{D}_k$ en base al análisis de sensibilidad AODF descrito en la Sección 14.3.2.

TCA de maniobra de CB: comprende la apertura o cierre de uno o más CBs. El conjunto de CBs maniobrados es definido previamente por el usuario. Se propone el siguiente criterio para seleccionar las posibles TCAs de maniobra de CBs al inicio del bucle externo:

- a) Se calculan los PTDFs correspondientes al cambio de MW en la rama con mayor sobrecarga para las inyecciones de MW en los nodos a ambos lados de los elementos

maniobrados. Si la suma de estos PTDFs supera un umbral mínimo $PTDF_{min}$, la TCA se considera una TCA posible. Por ejemplo, en el esquema de la Fig. 14.4 los PTDFs se calculan como:

$$PTDF_{1,ij} = \Delta P_{ij} / \Delta P_1, \quad \text{and} \quad PTDF_{2,ij} = \Delta P_{ij} / \Delta P_2. \quad (14.6)$$

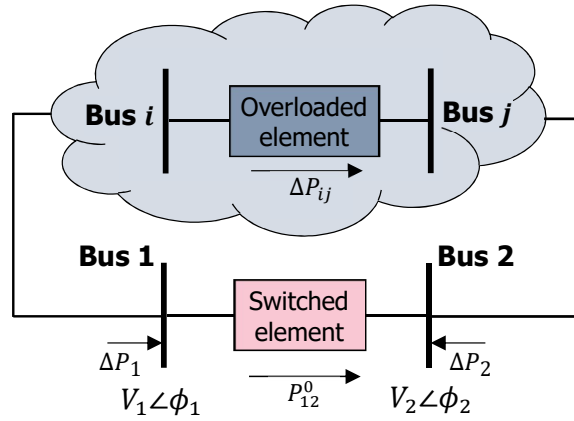


Figura 14.4: Variables para determinar la relevancia de TCAs de maniobra. El elemento maniobrado puede ser un CB, un transformador o una línea.

- b) La diferencia de los ángulos de las tensiones de las barras a ambos lados de todos los CBs cerrados por la TCA debe ser inferior a un valor máximo $\Delta\phi_{max}$, es decir, $|\phi_1 - \phi_2| < \Delta\phi_{max}$ en la Fig. 14.4.
 - c) Las barras a ambos lados de todos los CBs implicados en la TCA de maniobra deben pertenecer a la misma isla eléctrica que el elemento con la máxima sobrecarga.
 - d) Una TCA de maniobra debe contar por lo menos con uno de los siguientes eventos relevantes: a) cierre de un interruptor; o b) apertura de un interruptor con el flujo de MW (P_{12}^0 en la Fig. 14.4) a través del interruptor por encima de un umbral mínimo (por ejemplo, 1 MW).
2. Ejecutar la iteración de bucle interno descrita en la Sección 14.3.5 para obtener el vector $\Delta\mathbf{C} = [\Delta c_1, \dots, \Delta c_M]$ de OPEX adicional postcontingencia asociado a cada posible TCA. Teniendo en cuenta que los cálculos de UC son las tareas más costosas computacionalmente del bucle, su número se minimiza limitándolos únicamente a la evaluación de las condiciones posteriores a la contingencia tras la aplicación de TCAs posibles.
 3. Evaluar si se puede reducir el OPEX adicional:
 - a) Si $\min\{\Delta\mathbf{C}\} < \Delta c_0$, fijar $\Delta c_0 = \min\{\Delta\mathbf{C}\}$ y definir la TCA posible que conduzca al mínimo OPEX como una TCA efectiva.
 - b) Si $\min\{\Delta\mathbf{C}\} = 0$ o si $\min\{\Delta\mathbf{C}\} \geq \Delta c_0$, salir del bucle externo y reportar los resultados para la k -ésima contingencia.
 4. Aplicar la TCA efectiva (incluyendo la desconexión de los elementos asociados de los disparos en cascada controlados).
 5. Calcular la carga de las ramas tras aplicar las TCA efectivas:
 - a) Si sigue habiendo sobrecargas que requieran más TCAs o el cambio de MW, volver a 1 para ejecutar una nueva iteración del bucle externo.

- b) En caso contrario, salir del bucle externo, restablecer la topología de la red a su estado original e informar los resultados para la k -ésima contingencia.

El número de combinaciones considerando la aplicación de dos o más TCAs posibles podría ser un número prohibitivamente grande. Por lo tanto, las combinaciones específicas de posibles TCAs pueden definirse como TCAs de maniobra de CBs según el punto 1 arriba.

14.3.5. Iteración del lazo interno

Los siguientes pasos se ejecutan en la iteración del bucle interno correspondiente a la m -ésima TCA posible:

1. Definir su DAR $\mathcal{D}_m$ e ignorar la TCA si los elementos sobrecargados no están en esta DAR, es decir, si $\mathcal{D}_m \cap \mathcal{O}_k \neq \emptyset$ donde $\emptyset$ es un conjunto vacío. Por ejemplo, en el esquema de la Fig. 14.5 los elementos de las áreas A y B están en la DAR del elemento sobrecargado. Sin embargo, en el escenario postcontingencia los elementos del área B no están en la DAR de los elementos sobrecargados y, por tanto, deben descartarse como posibles TCAs.
2. Determinar si la TCA provocaría más sobrecargas y eventos de disparo en cascada. Eliminar la posible TCA de la lista si provocaría una UCT y pasar a la siguiente TCA posible.
3. Para las TCAs que incluyen el cierre de CBs, comprobar que las corrientes de cortocircuito térmica I_{th} y de pico I_p [180] de las barras a ambos lados de los elementos conectados no superan los valores nominales de las barras.
4. Si permanecen sobrecargas después de aplicar la posible TCA, calcular el costo del cambio de MW necesario tal como se describe en la Sección 14.3.6. El cálculo se realiza con los eventos de disparo en cascada controlados, si los hubiera, ya implementados.
5. Guardar el costo Δc_m del cambio de MW asociado en $\Delta \mathbf{C}$.

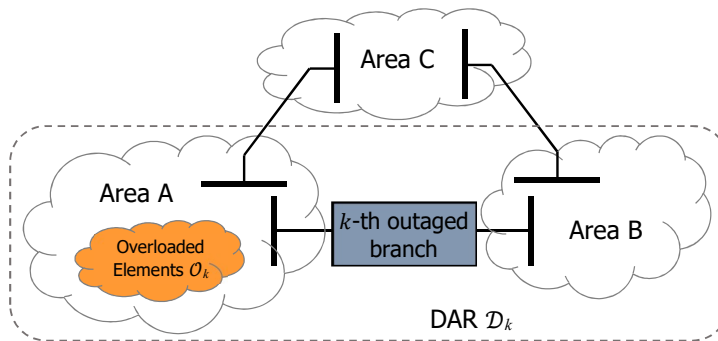


Figura 14.5: Áreas afectadas por la desconexión de una rama.

14.3.6. Cálculo del OPEX

El diagrama de flujo de la Fig. 14.6 detalla el subproceso para el cálculo del OPEX adicional postcontingencia Δc_m necesario después de aplicar la m -ésima TCA posible. Dicho costo tiene las dos componentes Δc_{mCA} y Δc_{mUC} que se describen a continuación.

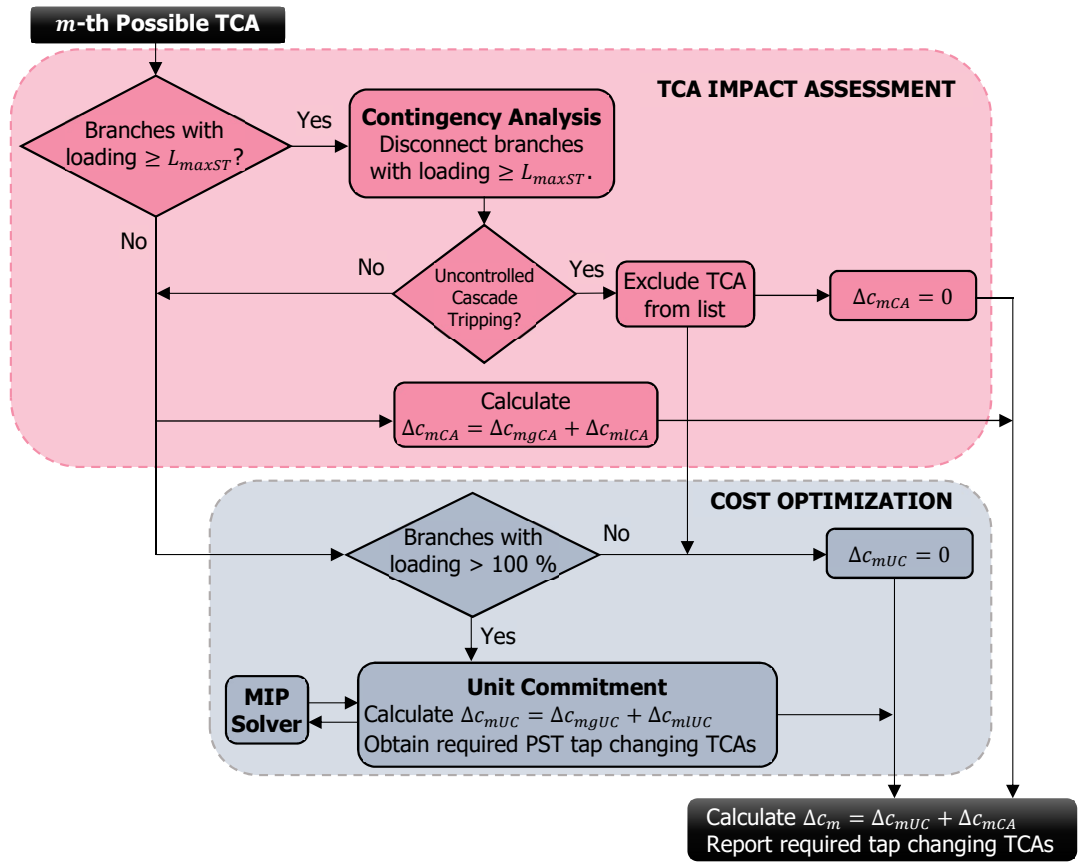


Figura 14.6: Diagrama de flujo para el cálculo del OPEX adicional postcontingencia Δc_m .

Evaluación del impacto de las TCAs

Para una TCA compuesta por aperturas de CBs, se calcula la desconexión total de generación ΔP_{mg} y carga ΔP_{ml} que se produce. Dicha desconexión puede ser consecuencia de la propia apertura o bien del disparo automático posterior (en cascada) de ramas adicionales cargadas por encima de L_{maxST} . Sólo se permite una etapa de dicho disparo en cascada (en caso contrario, se considera que se produce una UCT y no se tiene en cuenta la posible TCA).

El costo total Δc_{mCA} requerido después de aplicar la m -ésima posible TCA se calcula como

$$\Delta c_{mCA} = \Delta c_{mgCA} + \Delta c_{mlCA}, \quad (14.7)$$

donde los costos fijos $ClostP_{gen}$ y $ClostP_{load}$ se usan para calcular

$$\Delta c_{mgCA} = \Delta P_{mg} \times ClostP_{gen} \quad \text{y} \quad \Delta c_{mlCA} = \Delta P_{ml} \times ClostP_{load}. \quad (14.8)$$

Optimización de costos

Se ejecuta un cálculo de UC para obtener el costo mínimo Δc_{mUC} del cambio total de MW respecto a los valores del escenario de precontingencia necesario para eliminar las sobrecargas remanentes después de aplicar la m -ésima TCA posible:

$$\Delta c_{mUC} = \Delta c_{mgUC} + \Delta c_{mlUC}, \quad (14.9)$$

donde Δc_{mgUC} representa los costos del redespacho total de la generación (incluida la reducción de VRE), y Δc_{mlUC} los costos de la reducción total de la carga.

Se utiliza una formulación típica del problema UC OPF [155] que minimiza (14.9) a la vez que equilibra la generación y la demanda del sistema, sujeto a restricciones definidas por el

usuario, incluyendo límites máximos y mínimos de generación (o consumo) de MW, reservas operativas y flujo máximo de MW a través de ramas individuales y corredores del sistema de transmisión [175, 176]. La misma configuración de cálculo del UC se ejecuta para obtener Δc_0 antes de aplicar cualquier TCA. El problema UC OPF se formula como un MIP que se resuelve en un subproceso separado (cuadro *MIP Solver* en la Fig. 14.6) utilizando un algoritmo de tipo *branch-and-bound* [148, 149].

Las magnitudes de los costos de redespacho (reducción o desconexión) entre sí acabarán definiendo en qué elementos es más eficiente aplicar los cambios de MW.

14.4. Estudios de caso

En esta sección se presentan los resultados de la aplicación del algoritmo descrito en la Sección 14.3 al sistema de pruebas de 110 kV de la Fig. 14.7. El algoritmo se implementó en lenguaje Python. Se utilizó el flujo de cargas DC y el *solver* de código abierto Cbc [149] para resolver el problema UC MIP. Se utilizó el software DiGSILENT PowerFactory 2022 [181] para representar el modelo de red y ejecutar los cálculos eléctricos.

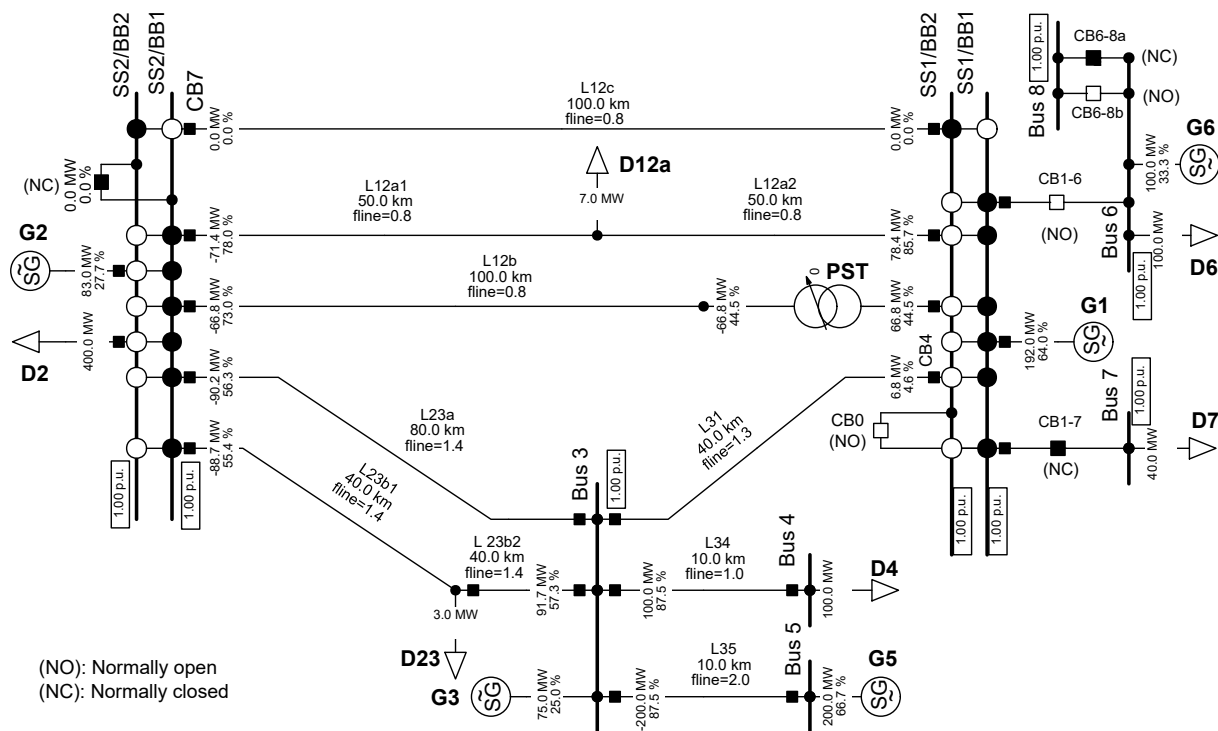


Figura 14.7: Sistema de pruebas de 110 kV con resultados del flujo de potencia DC en condiciones de red completa.

Todas las líneas tienen una impedancia de $(0,02+j0,2) \Omega/\text{km}$ y una corriente nominal de 0,6 kA. Las longitudes de línea y los factores *line* de reducción de la capacidad nominal se eligieron para conseguir cargas desiguales en condiciones de red completa. Las corrientes nominales térmica y de pico de cortocircuito de todas las barras son $I_{Rth} = 25 \text{ kA}$ por 1 s e $I_{Rp} = 50 \text{ kA}$, respectivamente. El PST en serie con la línea L12b tiene una tensión de cortocircuito de 3 %, con ± 15 topes que suman $1,5^\circ$ por tope.

Se permitió el deslastre en todas las cargas a un costo de 8 €/MWh y se utilizaron los valores de la Tabla 14.1 para los parámetros del UC de las unidades generadoras. Estos valores no son realistas, pero se eligieron para verificar que el algoritmo es capaz de capturar por separado los costos del redespacho de la generación convencional (CNV), el racionamiento de generación de

VRE y la desconexión de carga en los resultados del cálculo. Se definieron TCAs de cierre en los interruptores CB6-8b, CB1-6 y CB0.

Tabla 14.1: Parámetros de despacho de las unidades generadoras.

Unidad			Límite de MW		Costo de redespacho de MW		Costo de racionamiento (€/MWh)
			Mínimo (pu)	Máximo (pu)	Hacia arriba (€/MWh)	Hacia abajo (€/MWh)	
G1	1	VRE	0,3	0,8	-	-	10
G2	2	CNV	0,2	0,85	10	10	-
G3	3	CNV	0,25	0,9	6	6	-
G5	5	CNV	0,5	0,95	8	8	-

Los parámetros del algoritmo de definición de TCAs se fijaron en los siguientes valores:

$$AODF_{min} = PTDF_{min} = 0,1 \text{ MW/MW}, N_p = 3, \Delta c_{min} = 1 \text{ €}, dP_{min_{rel}} = 5 \%,$$

$$L_{maxST} = 130 \%, \Delta\phi_{max} = 10^\circ, ClostP_{load} = ClostP_{gen} = 12 \text{ €/MWh}.$$

14.4.1. Resumen de resultados

La Tabla 14.2 resume los efectos de las contingencias en las nueve líneas (sin aplicar TCAs). La herramienta propuesta se utilizó para definir automáticamente las TCAs en los siguientes casos de estudio:

- Caso A: sin tener en cuenta TCAs de cierre de CBs y cambios de topes del PST
- Caso B: teniendo en cuenta TCAs de cierre de CBs pero no cambios de topes del PST
- Caso C: teniendo en cuenta TCAs tanto de cierre de CBs como de cambio de topes del PST

Tabla 14.2: Efectos de las contingencias sin aplicar TCAs.

Contingencia		MW Perdidos		Máxima sobrecarga		Δc_0 (€)
Nombre	Elemento desconectado	Generación	Carga	Elemento	(%)	
C1	L23a	0,0	0,0	L12a2	9,8	297,3
C2	L23b1	0,0	3,0	L12a2	10,2	312,3
C3	L23b2	0,0	0,0	L12a2	10,2	312,3
C4	L34	0,0	100,0	L12a2	3,1	312,3
C5	L35	200,0	0,0	-	0,0	0,0
C6	L12a1	0,0	7,0	L12b	8,7	287,2
C7	L12a2	0,0	7,0	L12b	8,7	287,2
C8	L12b	0,0	0,0	L12a2	18,16	515,7
C9	L31	0,0	0,0	-	0,0	0,0

14.4.2. Caso A: sin tener en cuenta TCAs de cierre de CBs y cambio de topes del PST

Resumen de resultados para el Caso A

La solución del problema de OTA para el Caso A se presenta en la Tabla 14.3. Se observa que las contingencias C5 y C9 no producen sobrecargas y por tanto no requieren la definición de TCAs ni acciones de cambio de MW. La TCA requerida para las contingencias C1 a C4 corresponde a

la desconexión de la línea L31. Las contingencias C1, C2 y C3 requieren redespacho de generación y desconexión de carga tras la aplicación de la TCA, mientras que la contingencia C4 no.

Las contingencias C6, C7 y C8 provocan sobrecargas y requieren una TCA para reducir el costo del cambio de MW necesario:

- Los resultados para las contingencias C6 y C7 son idénticos porque las mismas producen el mismo efecto en el sistema. La TCA requerida comprende la desconexión de la línea L12b para eliminar las sobrecargas posteriores a la contingencia, seguida del redespacho de generación, la reducción de VRE y la desconexión de carga.
- El costo del cambio de MW (obtenido a partir del cálculo de UC) requerido por la contingencia C8 es el mismo que el requerido por las contingencias C6 y C7. Sin embargo, el costo total para hacer frente a la contingencia C8 es mayor porque la TCA requerida incluye la desconexión (pérdida) de la carga D12a.

Tabla 14.3: Resumen de la solución del problema del OTA en el Caso A (sin tener en cuenta el cierre de CBs y el cambio de topes del PST).

#	Cambio de potencia*								Desconexión**			TCA
	Total		Generación		Racion.***		Carga		Carga	Gen.	Costo	
	(MW)	(€)	(MW)	(€)	(MW)	(€)	(MW)	(€)	(MW)	(MW)	(€)	
C1	29,9	164,5	15	89,8	0	0	15	74,8	0	0	0	L31
C2	29,9	164,5	15	89,8	0	0	15	74,8	0	0	0	L31
C3	29,9	164,5	15	89,8	0	0	15	74,8	0	0	0	L31
C4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	L31
C5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
C6	13,8	98,6	6,9	55,1	3,4	33,9	6,9	43,6	0	0	0	L12b
C7	13,8	98,6	6,9	55,1	3,4	33,9	6,9	43,6	0	0	0	L12b
C8	20,8	182,6	6,9	55,1	3,4	33,9	6,9	43,6	7	0	84	L12a1
C9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-

(*) Del cálculo de UC en (14.9); (**) Asociado a la TCA, de acuerdo a (14.7).

(***) Parte del Cambio Total de Generación asociado al racionamiento de VRE.

Las contingencias C4 y C5 provocan las mayores desconexiones de demanda y generación, respectivamente, debido a las propias contingencias. Sin embargo, no requieren cambios en las inyecciones de potencia en los escenarios postcontingencia. Por otro lado, las contingencias C1, C2 y C3 requieren el mayor cambio de MW en el escenario postcontingencia, pero la C8 es la más crítica desde el punto de vista económico porque requiere los mayores costos adicionales para eliminar las sobrecargas.

El costo redespacho de un UC con restricciones de seguridad en este escenario es el mismo que el OPEX adicional postcontingencia (€515,7) de la contingencia C8 sin TCA y puede reducirse en un 65 % con una TCA (véase la Tabla 14.3). Esta gran diferencia justifica la búsqueda de TCAs que permitan operar permanentemente el sistema a un costo de producción menor.

Análisis detallado de la contingencia C1 en el Caso A

El análisis inicial de las condiciones de postcontingencia para la contingencia C1 se presenta en la Tabla 14.4, en la que P_{ini} y P_{fin} son los flujos de potencia inicial (precontingencia) y final (postcontingencia) por la rama, respectivamente, y L_{ini} y L_{fin} son las cargas pre y postcontingencia, respectivamente. En este caso, la sobrecarga máxima producida por la contingencia es de 9,82 % (8,98 MW) en la línea L12a2, que no provoca el disparo en cascada de otros elementos.

La Tabla 14.5 presenta los resultados del cálculo del UC sin TCAs, siendo el costo total del cambio de MW necesario (36,8 MW) de $\Delta c_0 = 297,3$ €. El objetivo del algoritmo de evaluación

Tabla 14.4: Evaluación del escenario postcontingencia C1 en el Caso A.

Elemento	$fline \times S_n$ (MVA)	P_{ini} (MW)	L_{ini} (%)	$AODF$ (%)	P_{fin} (MW)	L_{fin} (%)
L12a1	91,45	-71,37	78,04	-24,47	-93,43	102,16
L12a2	91,45	-78,37	85,7	-24,47	-100,43	109,82
L31	148,70	-6,84	4,6	46,28	34,89	23,46
L12b	91,45	-66,79	73,03	-21,83	-86,47	94,55
L23b1	160,04	-88,67	55,4	-53,72	-137,11	85,66
L23b2	160,04	-91,67	57,28	-53,72	-140,11	87,55
PST	150,00	-66,79	44,53	-21,83	-86,47	57,65

Tabla 14.5: Resultados del cálculo del UC sin TCAs para la contingencia C1 en el Caso A.

Cambio de generación				Cambio de carga		
Elemento	Cambio de potencia		Es VRE?	Elemento	Cambio de potencia	
	(MW)	(€)			(MW)	(€)
G1	-18,4	184,2	Sí	D2	11,4	57,1
				D12a	7,0	56,0

de TCAs es, por tanto, determinar si existe alguna TCA que permita reducir el OPEX por debajo de Δc_0 (evaluación $\min\{\Delta \mathbf{C}\} < \Delta c_0$ en Fig. 14.1).

La Tabla 14.6 resume los resultados de la primera iteración del bucle externo. El costo del cambio total de MW necesario tras desconectar la línea L31 ($m = 3$) es inferior al costo sin TCAs. Por lo tanto, la desconexión de L31 se define como la primera TCA efectiva. El resumen de resultados para la segunda iteración del bucle externo en la Tabla 14.7 indica que no hay TCAs adicionales que permitan reducir el costo del cambio total de MW hallado en la iteración anterior del bucle externo. Por lo tanto, se detiene la evaluación y los resultados finales se presentan en la Tabla 14.8. La aplicación de TCAs para la contingencia C1 conlleva un OPEX adicional de 164 €, lo que representa una reducción del 45 % respecto al caso sin TCAs.

Tabla 14.6: Resultados de la primera iteración del bucle externo para la contingencia C1 en el Caso A.

m	Elemento	Cambio de potencia		$\Delta c_m < \Delta c_0$	UCT
		(MW)	(€)		
1	L12a1	-	-	No	Sí (Descartada)
2	L12a2	-	-	No	Sí (Descartada)
3	L31	29,9	164,5	Sí	No
4	L12b	-	-	No	Sí (Descartada)
5	L23b1	1282,0	11310,0	No	No
6	L23b2	1282,0	11283,0	No	No
7	PST	-	-	No	Sí (Descartada)
Iteración OL 0		36,8	297,3		

14.4.3. Caso B: considerando TCAs de cierre de CBs pero sin cambios de topes del PST

Se comprueba que las sobrecargas producidas por las contingencias C1, C2, C3 y C8 se eliminan cerrando el interruptor CB0 en la subestación SS1. Esta TCA acopla las barras BB1 y BB2 en la subestación SS1 y conecta la línea L12c en paralelo con los elementos sobrecargados. No se requiere ningún cambio de MW después de aplicar esta TCA.

La desconexión de la línea L31 y el cierre de CB0 en la subestación SS1 son TCAs igualmente

Tabla 14.7: Resultados de la segunda iteración del bucle externo para la contingencia C1 en el Caso A.

m	Elemento	Cambio de potencia		$\Delta c_m < \Delta c_0$	UCT
		(MW)	(€)		
1	L12a1	403,9	4196,5	No	No
2	L12a2	403,9	4196,5	No	No
3	L12b	396,9	4112,5	No	No
4	L23b1	-	-	No	No
5	L23b2	-	-	No	No
6	PST	396,9	4112,5	No	No
Iteración OL 1		29,9	164,5		
- No se aplican TCAs adicionales					
- El bucle externo termina luego de 2 iteraciones					

Tabla 14.8: Resultados finales de la evaluación de la contingencia C1 en el Caso A.

TCAs requeridos: Desconectar L31						
Cambio de MW requerido (generación y carga): 29,9 MW, 164,5 €						
No se aplican cambios de topes de transformador						
Cambio de generación				Cambio de carga		
Elemento	Cambio de potencia		Es VRE?	Elemento	Cambio de potencia	
	(MW)	(€)			(MW)	(€)
G3	-15,0	89,8	No	D2	15,0	74,8

eficaces para eliminar la sobrecarga producida por la contingencia C4 y ambas tienen un costo adicional nulo. Sin embargo, la segunda debería ser la solución preferida porque no reduce la seguridad de la red en caso de una nueva contingencia.

La sobrecarga producida por las contingencias C6 y C7 podría eliminarse cerrando el CB0 en la subestación SS1. Sin embargo, la diferencia angular (postcontingencia) de las tensiones a ambos lados del CB es superior al valor máximo $\Delta\phi_{max}$. Por lo tanto, los resultados de estas contingencias coinciden con los del Caso A de la Tabla 14.3.

A modo de ejemplo, la Tabla 14.9 presenta los resultados de la evaluación de las TCAs de maniobra de CBs para la contingencia C1 (desconexión de la línea L23a) en el Caso B:

- Cerrar el CB1-6 y el CB6-8b no son acciones válidas porque conectan barras que no pertenecen a la misma isla eléctrica que el elemento con la máxima sobrecarga (L12a2).
- Desconectar el CB7 (abrir un lado de la línea L12c) no se considera relevante (ítem 1d en la Sección 14.3.4) porque el flujo de potencia inicial a través del CB es de 0 MW (su apertura no tendría efecto sobre los flujos de potencia).
- La suma de los PTDFs de las barras a ambos lados de CB0, CB4 y CB1-7 es superior al umbral mínimo de $PTDF_{min} = 0,1$ MW/MW, por lo que las TCAs de maniobra asociadas se evalúan en el primer bucle externo. De estas TCAs, los valores de cortocircuito en barras se comprueban después del TCA sólo para las acciones de cierre de CB. Para la TCA de cierre del CB0, se comprueba que las corrientes de cortocircuito térmica y de pico son del 78,8 % y del 99,2 % de los valores nominales de las barras, respectivamente.

14.4.4. Caso C: considerando TCAs de cierre de CBs y cambios de topes del PST

Las sobrecargas producidas por las contingencias C6 y C7 se eliminan cambiando una posición el tope del PST. No se requiere ningún cambio de MW de generación o carga después de aplicar

Tabla 14.9: Evaluación de las TCAs de maniobra para la contingencia C1 (desconexión de la línea L23a) en el Caso B (considerando las TCAs de maniobra y sin cambio de topes de PST).

TCA de maniobra	Elemento	Barras a ambos lados			P_0 (MW)	Original Estado	Relevante*?
		Misma área?	$\Delta\phi$ (deg)	Válida?			
Cerrar	CB0	Sí	9,18	Sí	0,00	Abierto	Sí
Cerrar	CB1-6	No	9,18	No	0,00	Abierto	Sí
Abrir	CB4	Sí	0,00	Sí	-34,89	Cerrado	Sí
Abrir	CB1-7	Sí	0,00	Sí	40,00	Cerrado	Sí
Cerrar	CB6-8b	No	0,00	No	0,00	Abierto	Sí
Abrir	CB7	Sí	0,00	Sí	0,00	Cerrado	No

(*) Ítem 1d en la Sección 14.3.4.

Comprobación de los PTDFs antes de clasificarlas como posibles TCAs de maniobra			
Acción	Suma de PTDFs (MW/MW)	Evaluar?	Verificar carga de cortocircuito?
Cerrar CB0	0,37	Sí	Sí
Abrir CB4	0,73	Sí	No
Abrir CB1-7	0,73	Sí	No

esta TCA. Como el costo resultante de las acciones requeridas (del cálculo de UC) es cero (por debajo del umbral mínimo $\Delta c_{min} = 1$ €), no se realiza la búsqueda de TCAs adicionales. Los efectos de las demás contingencias no pueden mitigarse actuando sobre el PST, por lo que sus TCAs requeridas coinciden con las del Caso B.

14.5. Conclusiones

En este capítulo presentó un algoritmo para definir automáticamente una secuencia efectiva de TCAs con el fin de reducir el OPEX adicional tras contingencias en la red utilizando funciones de cálculo estándar disponibles en los programas industriales de simulación de sistemas potencia. El enfoque propuesto supera al análisis de contingencias clásico, ya que no sólo capta las consecuencias técnicas de las contingencias, sino que también las relaciona con su impacto económico en la operación del sistema. Además, se propuso un nuevo enfoque para seleccionar posibles TCAs que comprendan acciones de cierre de CBs.

El algoritmo utiliza el factor AODF propuesto, que es una formulación generalizada del LODF, para limitar la búsqueda de posibles TCAs alrededor del área de influencia directa de la contingencia original. El costo del cambio de MW necesario para eliminar las sobrecargas residuales, en caso necesario, se calcula sólo para las posibles TCAs.

En el estudio de caso, las contingencias que provocan la mayor desconexión de generación y demanda no requieren la implementación de TCAs y no conllevan gastos adicionales para eliminar las sobrecargas. Por el contrario, el algoritmo propuesto permite identificar otras contingencias que no conducen a la pérdida de generación o demanda pero sí requieren TCAs y la posterior optimización del cambio de MW necesario para eliminar las sobrecargas.

Capítulo 15

Análisis de confiabilidad considerando la definición de acciones correctivas

Resumen

En este capítulo se propone un método para la evaluación de la confiabilidad de sistemas de potencia que considera la definición automática de TCAs propuesta en el Capítulo 14 mediante una evaluación probabilística de la confiabilidad (PRA). La PRA se ejecuta para cuantificar la confiabilidad de contingencias y escenarios concretos mediante índices de costo de confiabilidad de contingencia (CRC) y de costo de confiabilidad de escenario (SRC). Estos índices asocian probabilidades a los impactos en el sistema, cuantificados estos últimos por el OPEX adicional necesario para eliminar las restricciones de la red en el escenario postcontingencia. El estudio de caso presenta los resultados de la aplicación de la metodología propuesta al modelo de referencia IEEE RTS-96. Los resultados muestran que la metodología propuesta permite identificar las contingencias más críticas para un escenario dado en términos del CRC más alto, y el escenario más crítico en términos del SRC más alto. Se comprueba que las TCAs efectivas permiten reducir el CRC de todas las contingencias y el SRC de todos los escenarios en comparación con los casos sin TCAs.

15.1. Introducción

Síntesis

Los operadores de los sistemas de potencia deben suministrar electricidad de forma continua, cumpliendo normas estrictas de operación y confiabilidad de la manera más eficiente posible desde el punto de vista económico [177]. La confiabilidad de un sistema eléctrico se refiere a la probabilidad de que opere satisfactoriamente a largo plazo. Denota la capacidad de suministrar un servicio eléctrico adecuado de forma prácticamente continua, con pocas interrupciones durante un período de tiempo prolongado. La confiabilidad es el objetivo principal del diseño y la operación del sistema eléctrico. Para ser confiable, el sistema eléctrico debe ser seguro la mayor parte del tiempo [182]. El comportamiento del sistema eléctrico es de naturaleza estocástica, por lo que su evaluación debe basarse en técnicas probabilísticas que capturen dicho comportamiento [183].

En el análisis tradicional de contingencias (CA), las sobrecargas y violaciones de tensión no se relacionan directamente con las consecuencias para los usuarios de la red y los costos para mitigarlas. Además, la optimización del despacho y los cálculos de flujo de potencia óptimo tienden a sobreestimar dichos costos porque no tienen en cuenta los efectos en cascada ni la capacidad de los operadores para reconfigurar la red mediante maniobras. Para salvar estas limitaciones el Capítulo 14 propuso un enfoque para la definición automática de acciones topológicas correctivas (TCA) con el fin de minimizar los OPEX adicionales tras contingencias en la red.

Este capítulo propone ejecutar una evaluación probabilística de la confiabilidad (PRA) tras la

ejecución del algoritmo de optimización de las TCAs para cuantificar la confiabilidad del sistema asociando probabilidades a los impactos del sistema. El PRA reconoce que algunas situaciones son más probables que otras. Por tanto, el impacto de la contingencia se pondera utilizando su probabilidad de ocurrencia en el proceso de PRA [184]. El impacto de una contingencia suele cuantificarse en términos de las desviaciones de las variables físicas críticas con respecto a los valores permitidos [184, 185]. En cambio, aquí se propone medir el impacto a través del OPEX adicional necesario para eliminar las restricciones de la red en el escenario postcontingencia.

Los índices de costo de confiabilidad de la contingencia (CRC) y de costo de confiabilidad del escenario (SRC) se definen para cuantificar la confiabilidad de contingencias y de escenarios concretos, respectivamente. Esta evaluación proporciona información valiosa para la optimización del escenario previo a la contingencia y también para la planificación de los refuerzos de la red.

La metodología se automatizó en el programa DIGSILENT PowerFactory 2022 utilizando funciones embebidas. El estudio de caso presenta los resultados de la aplicación de la metodología propuesta al Sistema de Pruebas de Confiabilidad 96 (RTS-96) del IEEE [186]. Se comprueba que es posible identificar la contingencia y el escenario más críticos mediante los índices CRC y SCR más elevados, respectivamente.

Contribuciones

Las principales contribuciones de este capítulo son las siguientes:

- Se propone una forma de interpretar los resultados del método de optimización de TCAs del Capítulo 14.
- El análisis de confiabilidad propuesto permite identificar las contingencias más críticas para las que se pueden definir medidas prácticas de mitigación con fines operativos y de planificación.

Organización

El resto de este capítulo se organiza como sigue. En la Sección 15.2 se presenta la metodología propuesta para la evaluación de la confiabilidad en base a la optimización de las TCAs. La Sección 15.3 presenta los resultados de un caso de estudio, y la Sección 15.4 presenta las conclusiones.

15.2. Metodología propuesta

La Fig. 15.1 ilustra la metodología propuesta, que comprende la optimización de las TCAs seguida del PRA.

El PRA se basa en una enumeración de contingencias y extrae de su simulación una evaluación del comportamiento del sistema [184] cuantitativa y ponderada por la probabilidad de ocurrencia de dichas contingencias. La confiabilidad del sistema ante la contingencia k se mide mediante el índice de costo de confiabilidad de la contingencia (CRC) definido como

$$CRC_k = p_k \times \Delta c_k \times d_k, \quad (15.1)$$

donde p_k es la probabilidad de que ocurra la k -ésima contingencia, Δc_k el costo del cambio de MW necesario para eliminar las sobrecargas postcontingencia, y d_k la duración de la contingencia.

La confiabilidad del escenario s se mide mediante el índice de costo de confiabilidad del escenario (SRC) definido como [184]:

$$SRC_s = \sum_{k=1}^{K_s} CRC_k, \quad (15.2)$$

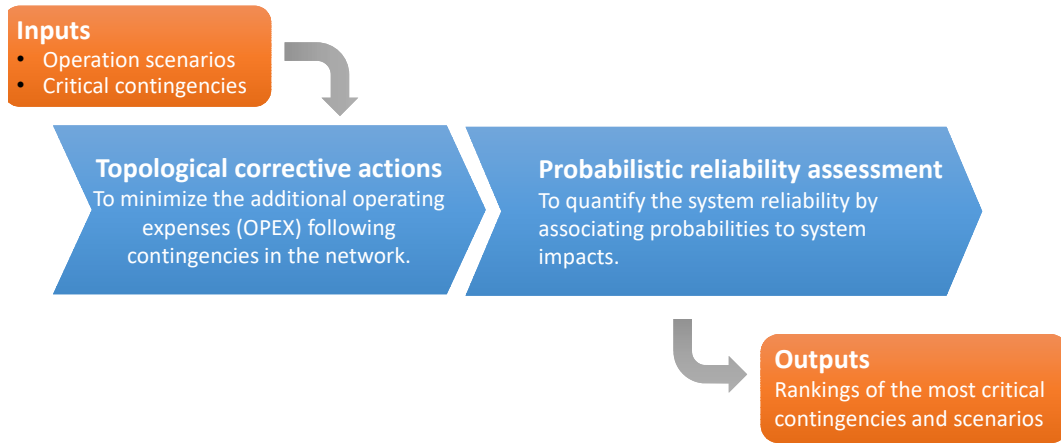


Figura 15.1: Enfoque propuesto para la evaluación de la confiabilidad basada en las TCAs optimizadas.

donde K_s es el número de contingencias críticas en el s -ésimo escenario.

El CRC y el SRC permiten clasificar las contingencias y los escenarios, respectivamente, e identificar las más críticas desde el punto de vista de la confiabilidad (es decir, las que conducen a los índices más altos).

15.3. Caso de estudio

La metodología descrita en la Sección 15.2 se implementó en lenguaje Python y se utilizó el software DlgSILENT PowerFactory v2022 [181] para representar el modelo de red y ejecutar los cálculos eléctricos. En esta sección se presentan los resultados de un caso práctico basado en cálculos de flujo de carga DC y utilizando el *solver* Cbc para los cálculos de UC.

15.3.1. Sistema de pruebas

La metodología se aplicó al modelo de tres áreas IEEE RTS-96 [186] compuesto por 73 barras, 120 ramas y 96 unidades de generación, con una capacidad total de generación de 10215 MW y una carga pico de 8550 MW (escenario base o S1).

La Fig. 15.2 presenta el diagrama de intercambio de áreas del sistema con los resultados del flujo de carga para el escenario base. Se conecta un PST en serie con la línea entre las Áreas 1 y 3.

El cambio de MW sólo de las unidades de generación hidráulica y de gas se permitió con unos costos de redespacho (tanto para subir como para bajar) de 5 \$/MWh y 15 \$/MWh, respectivamente. Las unidades a carbón se sustituyeron por generadores eólicos con costos de racionamiento de 15 \$/MWh, y se permitió la reducción de todas las cargas a 20 \$/MWh. La potencia activa mínima de los generadores síncronos se fijó en el 50 % de su capacidad nominal.

Las capacidades permanentes de las líneas de 138 kV y 230 kV se fijaron en 175 MVA (0,732 kA) y 350 MVA (0,878 kA), respectivamente. Se permitió una carga máxima de corto plazo $L_{maxST}=130\%$.

Las tasas de interrupción permanente de líneas y transformadores se han tomado de [187] y se especifican en la Tabla 15.1. Se supone que la planificación de la operación a corto plazo comprende un cálculo de UC diario y que el redespacho de generación en tiempo real se realiza cada hora del día [188]. Los tiempos de interrupción permanente de la Tabla 15.1 son superiores al periodo de redespacho (una hora). Por lo tanto, se considera que el sistema incurre en el OPEX adicional postcontingencia durante un máximo de una hora, tras la cual se puede redespachar todo el sistema para minimizar los costos globales de producción. Por lo tanto, se considera $d_k=1$ hora para todos los k .

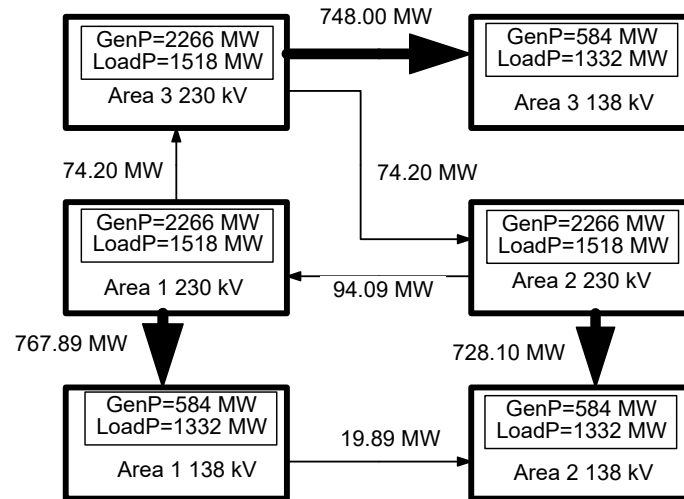


Figura 15.2: Diagrama de intercambio de áreas del sistema RTS-96 con resultados para el escenario base S1. (GenP: generación de potencia activa; LoadP: consumo de potencia activa).

Tabla 15.1: Datos de falla de líneas y transformadores [187].

Elemento	Tasa de falla (ocurrencias/año)	Tiempo de desconexión (horas/ocurrencia)
Líneas de 134 kV	1,0858/100km	6,6
Líneas de 230 kV	0,5429/100km	12,4
Transformadores de 230/134 kV	0,0121	495,0

15.3.2. Análisis del caso base

En el caso base (escenario S1) se analizaron un total de 120 contingencias que incluyen la desconexión de una línea o un transformador. De éstas, sólo 29 contingencias conducen a sobrecargas y, por lo tanto, fueron procesadas por el algoritmo de optimización de TCAs. Los resultados de las 10 contingencias que provocan el mayor CRC (sin TCAs) se muestran en la Tabla 15.2, en la que la reducción del CRC se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Reducción del CRC} = \frac{(\text{CRC con TCA} - \text{CRC sin TCA})}{\text{CRC con TCA}} \times 100\% \quad (15.3)$$

La contingencia que requiere el mayor cambio de MW postcontingencia y el mayor OPEX adicional es la #19 (274 MW con un costo de \$3223), y no hay ninguna TCA efectiva identificada para esta contingencia. Sin embargo, la contingencia más crítica desde el punto de vista de la confiabilidad es la #16, que tiene un CRC sin TCAs de 0,204 \$/h.

La Tabla 15.3 detalla la solución del problema para la contingencia #16, incluidas las TCAs necesarias y el cambio de MW requerido por elemento. La evaluación de esta contingencia comprendió 3 iteraciones del bucle externo y 54 del bucle interno.

El costo de redespacho de un UC con restricciones de seguridad (es decir, que garantiza que el sistema cumple el criterio N-1 para todas las contingencias - optimización precontingencia) en este escenario es de \$2331, lo que duplica el OPEX adicional postcontingencia (\$1150) de la contingencia más crítica #16. Esta gran diferencia justifica la búsqueda de TCAs que permitan operar permanentemente el sistema a un menor costo de producción, y reducir el OPEX adicional en caso de contingencias.

Tabla 15.2: Resultados para las diez contingencias con mayor CRC en el escenario base (S1)

k	Desconexión		Sin TCA			Con TCA			CRC Red. (%)	TCAs Efectivas
	Elemento*	Prob (1/h)	ΔE (MW)	Δc (\$/h)	CRC (\$/h)	ΔE (MW)	Δc (\$/h)	CRC (\$/h)		
16	12_23_1 A3	6.683E-05	244	3053	0.204	105	1150	0.077	62	Open 12_13_1 A3 Open 11_9_1 A3
19	13_23_1 A3	5.984E-05	274	3223	0.193	274	3223	0.193	0.0	None
15	12_23_1 A2	6.683E-05	218	2724	0.182	0	0	0.000	100	Open 12_13_1 A2 Open 11_10_1 A2 Change PST taps
18	13_23_1 A2	5.984E-05	250	2922	0.175	190	2379	0.142	19	Change PST taps
27	15_21_1 A2	3.391E-05	214	2478	0.084	114	1227	0.042	50	Change PST taps
28	15_21_1 A3	3.391E-05	200	2299	0.078	178	2024	0.069	12	Change PST taps
32	15_24_1 A1	3.591E-05	159	1991	0.071	0	0	0.000	100	Open 11_14_1 A1 Change PST taps
33	15_24_1 A2	3.591E-05	136	1703	0.061	103	1293	0.046	24	Change PST taps
22	14_16_1 A3	2.693E-05	153	1916	0.052	147	1643	0.044	14	Open 11_13_1 A3
21	14_16_1 A2	2.693E-05	145	1807	0.049	0	0	0.000	100	Open 11_13_1 A2

(*) El nombre del elemento es "X_Y_N Aa" donde X e Y son las barras desde y hacia, N el número de circuito y "a" el número de área.

Tabla 15.3: Resultados de la optimización de TCAs para la contingencia #16 (desconexión de la línea 12_23_1 en el área A3) en el caso base (S1).

TCAs requeridas:			
Desconexión de Línea 12_13_1 A3, Transformador 11_9_1 A3			
Cambio de generación			
#	Generador	Cambio de MW (MW)	Costo del cambio de MW (\$/h)
1	01_1 A3	10,0	150,0
2	01_2 A3	3,4	50,8
3	02_1 A3	10,0	150,0
4	02_2 A3	10,0	150,0
5	22_1 A3	-2,7	13,5
6	22_5 A3	-50,0	250,0
Cambio de MW total de generación: 86,08 (+33,39/-52,69) MW a \$764,31			
Cambio de carga			
#	Elemento	Cambio de MW (MW)	Costo del cambio de MW (\$/h)
1	load 14_1 A3	19,3	386,0
No se requieren cambios de topes de transformadores			
Cambio total de MW: 105,38 MW, \$1150,35			

15.3.3. Análisis de escenarios adicionales

Se analizaron los escenarios adicionales S2 y S3 en los que las cargas de las redes de 138 kV y 230 kV se escalaron por los factores de la Tabla 15.4. Las nueve unidades de 197 MW conectadas al nodo 13 en las tres zonas se encargan del balance de MW del sistema para la solución de flujo de carga.

La Tabla 15.5 presenta el índice SRC para los tres escenarios calculado con y sin TCAs junto con la reducción del SRC, que se calculó de como define en (15.3) para el CRC. El escenario más crítico es el S2, que es el que presenta el mayor SCR (1,836\$/h) sin TCAs. Se comprueba que las TCAs efectivas permiten reducir el SRC en los tres escenarios, alcanzándose la mayor reducción (57,8 %) para el escenario S3.

Tabla 15.4: Factores de escala de las cargas en los escenarios de operación S1 (caso base), S2 y S3.

Área	Un (kV)	Factor de escala (pu)			Carga total (MW)		
		S1	S2	S3	S1	S2	S3
1	138	1,0	1,0	1,1	1332	1332	1465
	230	1,0	1,0	1,1	1518	1518	1670
2	138	1,0	1,1	1,1	1332	1465	1465
	230	1,0	0,9	0,9	1518	1366	1366
3	138	1,0	0,9	1,1	1332	1199	1465
	230	1,0	1,1	1,1	1518	1670	1670
Total					8550	8550	9101

Tabla 15.5: SRC con y sin TCAs para los tres escenarios.

Escenario	SRC (\$/h)		Reducción del SCR (%)
	Sin TCA	Con TCA	
S1 (base)	1,650	0,800	51,5
S2	1,836	0,841	54,2
S3	1,095	0,462	57,8

15.4. Conclusiones

En este capítulo se ha demostrado que la búsqueda de las TCAs más efectivas para reducir el OPEX luego de contingencias en la red puede automatizarse utilizando funciones integradas disponibles en programas industriales, incluidos análisis de sensibilidad y contingencias y cálculos de UC.

La metodología propuesta permite identificar las contingencias más críticas para un escenario dado en términos del CRC más alto, y el escenario más crítico en términos del SRC más alto. Se verifica en el caso de estudio que las TCAs efectivas permiten reducir el CRC en todas las contingencias y el SRC en todos los escenarios. Además, se demuestra que la contingencia más crítica desde el punto de vista de la confiabilidad (que tiene el CRC más alto) puede no ser necesariamente la que requiera el mayor cambio de MW para eliminar las sobrecargas.

En el caso de estudio, el costo de redespacho calculado a partir de un UC con restricciones de seguridad es sensiblemente mayor que el calculado a partir de un UC postcontingencia considerando TCAs, lo que justifica la búsqueda de TCAs que permitan operar permanentemente el sistema a un menor costo de producción.

Parte IV

CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS

Capítulo 16

Conclusiones y perspectivas

Resumen

En este capítulo se sintetizan las principales conclusiones del informe y se exponen las perspectivas de trabajo futuro que surgen del trabajo de investigación realizado.

16.1. Conclusiones generales

Este informe de tesis presenta contribuciones a tres áreas específicas que resultan relevantes para la planificación operativa y de largo plazo de sistemas de potencia a gran escala. Las metodologías propuestas están pensadas como herramientas de ingeniería que pueden aplicarse directamente en la práctica. La variedad de temas tratados en el informe es sólo una indicación de lo complejo que resulta analizar y diseñar un sistema eléctrico para garantizar su funcionamiento eficiente y confiable. Sin embargo, el problema completo de la operación y la planificación del sistema eléctrico abarca desde el modelado y simulación detallada de transitorios electromagnéticos rápidos en ventanas temporales de nano segundos hasta optimizaciones energéticas en horizontes de una o más décadas. Requiere un planteo interdisciplinario que va más allá de los cálculos puramente eléctricos y abarca desde aspectos económicos y normativos, medioambientales, y de acoplamiento con sistemas de distinta naturaleza (por ejemplo, con redes de gas), hasta políticos y sociales, entre otros.

16.2. Conclusiones y perspectivas de la Parte I

Conclusiones

En la Parte I del informe se propone una metodología práctica para la sintonización automática de PSS y PODs. Se propone un enfoque sistemático para la sintonización automática de PSS, centrándose específicamente en controladores SISO, y se identifica el SSvXfA como el sistema sintético más adecuado para reproducir polos electromecánicos en el rango de frecuencias típicas. La metodología propuesta utilizando el sistema sintético emplea los métodos GEP y de los residuos para diseñar de manera automática y eficiente la fase del PSS. Sin embargo, el método proporciona información limitada para la definición de la ganancia del PSS, lo que hace necesario realizar ajustes posteriores mediante herramientas de simulación complementarias o pruebas en campo.

La Parte I resalta la importancia de sintonizar individualmente el PSS de cada máquina para amortiguar las oscilaciones del rotor dentro del rango de frecuencias electromecánicas requerido. Eventualmente, el método se podría complementar con el uso de herramientas de coordinación para sistemas multimáquina con el fin de lograr desempeños en pequeña señal que cumplan con los requerimientos del código de red. Asimismo, se enfatiza la necesidad ejecutar simulaciones

no lineales para validar el desempeño del PSS diseñado en diversas condiciones, incluidos los cambios rápidos de potencia y frecuencia del generador, y el aislamiento del sistema.

El método de ajuste de PSS del sistema sintético presenta una elevada eficiencia computacional ya que apenas requiere el análisis modal de matrices de estado de tamaño reducido. Los resultados se validan mediante modelos de centrales eléctricas multigenerador conectadas a la red, destacando su practicidad en diversas configuraciones y condiciones de operación.

Los resultados del análisis de los requerimientos de ajuste del PSS enfatizan la importancia de la selección de la frecuencia central de los bloques de compensación de fase para evitar la inestabilidad de polos en altas frecuencias. Se propone una metodología que implementa eficientemente el método DNP para la sintonización automática de la fase y la ganancia del PSS en un sistema sintético independiente y en entornos de sistemas multimáquina, atendiendo simultáneamente diversos polos electromecánicos y escenarios operativos.

Se analiza la definición de los objetivos de la optimización, incluida la consideración de la relación de ganancias dinámicas (DGR) como un atributo adicional de ajuste del PSS. Se muestran las ventajas de la optimización simultánea de la fase del PSS y la DGR para lograr una relación de compromiso satisfactoria, demostrando la eficiencia para amortiguar las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia. Finalmente, se verifica la efectividad del DNP para la optimización de fase y ganancia de PODs instalados en IBRs GFM utilizando diferentes señales de entrada.

Trabajo futuro

El trabajo futuro puede abordar los siguientes temas:

- Explorar más a fondo la implementación de los métodos propuestos para la sintonización de PODs en dispositivos FACTS y enlaces HVDC para identificar necesidades particulares y desarrollar pautas aplicables a cada caso específico.
- Se podría investigar el potencial de extender la aplicación de los métodos de los residuos y del DNP a estructuras de controlador complejas, incluidos controladores con bloques y filtros de compensación de fase de alto orden, varios lazos de estabilización (como el PSS multibanda) y topologías MIMO.
- Se podría evaluar la posibilidad de aplicar los métodos propuestos para ajustar los PODs instalados en IBRs para amortiguar oscilaciones de naturaleza no electromecánica.

16.3. Conclusiones y perspectivas de la Parte II

Conclusiones

El método propuesto en la Parte II ofrece un avance significativo en la optimización automática de SCs para garantizar una fortaleza mínima de la red, presentando a los encargados de tomar de decisiones no sólo una sino varias posibles soluciones. Estas soluciones, si bien resultan en valores similares potencias nominales agregadas de los SCs, permiten diferentes asignaciones a los nodos candidatos, lo que proporciona una flexibilidad adicional para considerar varios criterios durante la selección de la solución final, como la inercia total o el tiempo mínimo de puesta en marcha.

Un criterio clave para identificar una solución óptima es cuán uniforme es la distribución de las contribuciones a la potencia de cortocircuito entre todos los SCs. Se encuentra que es más conveniente la solución con la desviación estándar más baja de las contribuciones individuales. Sin embargo, las economías de escala, que resultan en costos unitarios reducidos para SCs más grandes, pueden conducir a soluciones menos uniformemente distribuidas y, por consiguiente, potencialmente menos confiables.

Una de las principales limitaciones del método propuesto radica en su dependencia del ESCR para identificar posibles problemas de fortaleza de red. Reconociendo la naturaleza heurística del ESCR, resulta necesario definir el valor mínimo aceptable de ESCR incorporando márgenes de seguridad derivados de análisis estáticos y dinámicos detallados.

Los resultados del estudio de caso resaltan que la consideración de unidades existentes para su conversión en SCs en ubicaciones subóptimas aumenta el requerimiento total de contribución al cortocircuito. Por lo tanto, las evaluaciones económicas y financieras se consideran cruciales para definir la mejor solución tecnoeconómica, considerando alternativas como la posible rentabilidad de convertir unidades térmicas existentes frente a la instalación de nuevos SCs.

La investigación se extendió más allá de la optimización de SCs al proponer un modelo para optimizar tanto el tamaño como la ubicación de IBRs GFM, asegurando una fortaleza de red mínima y definiendo el máximo potencial para aumentar la penetración de IBRs GFL.

Trabajo futuro

El trabajo futuro puede abordar los siguientes temas:

- Los métodos propuestos se pueden ampliar combinando la optimización del tamaño y la ubicación de los SCs y los IBRs GFM, posiblemente agregando factores de costo para que las dos medidas de mitigación sean comparables. Además, la implementación del problema se puede ampliar para permitir la optimización para varios escenarios simultáneamente.
- Se debe investigar la integración de los modelos propuestos con otros para tener en cuenta limitaciones adicionales tales como restricciones estáticas, dinámicas, de recursos y de mercado en el contexto de la cooptimización de la expansión de la generación y la transmisión.
- El desempeño de los métodos propuestos cuando se aplican a modelos de redes grandes debe analizarse junto con la posibilidad de mejorarlo mediante el uso de otros algoritmos de optimización.
- Se requiere determinar un enfoque sistemático para definir el valor mínimo aceptable de ESCR en una red determinada. Este valor se puede obtener por área del sistema y puede depender de la tecnología IBR y de los fenómenos de interés. Por lo tanto, debe obtenerse mediante cálculos detallados, incluidas las simulaciones EMT.
- Se debe explorar más a fondo el uso de otros índices para cuantificar la fortaleza de red para tener en cuenta con más detalle el comportamiento dinámico de los IBR y sus controladores.

16.4. Conclusiones y perspectivas de la Parte III

Conclusiones

La Parte III propone un algoritmo para automatizar la identificación de TCAs para minimizar el OPEX postcontingencia en sistemas de potencia. Utilizando funciones de cálculo estándar disponibles en programas de simulación de nivel industrial, el enfoque propuesto supera el análisis de contingencias clásico al relacionar las consecuencias técnicas con los impactos económicos. Además, se propone un método para seleccionar las TCAs que impliquen acciones de cierre de CBs.

El algoritmo, basado en el factor AODF propuesto, acota la búsqueda de TCAs al área de influencia directa de la contingencia. Los cálculos de costos para los cambios requeridos de MW de generación o demanda se ejecutan solamente para las posibles TCAs identificadas, lo que permite una eliminación eficiente de las sobrecargas remanentes. El estudio de caso destaca la efectividad del algoritmo en la identificación de TCAs para contingencias que no causan pérdida

de generación o demanda pero que requieren la optimización de los cambios de MW para mitigar las sobrecargas.

Se propone una metodología práctica para identificar contingencias y escenarios críticos en base a índices de costos de confiabilidad. Se verifica en el estudio de caso la reducción del CRC en todas las contingencias y del SRC en todos los escenarios a través de la aplicación de las TCAs efectivas definidas por el algoritmo.

En particular, los resultados muestran una diferencia sustancial en los costos de redespacho entre el cálculo precontingencia de UC con restricciones de seguridad por un lado, y el UC postcontingencia con TCAs, lo que justifica la búsqueda de TCAs para la operación permanente del sistema a un costo de producción más bajo.

Trabajo futuro

El trabajo futuro puede abordar los siguientes temas:

- Se debe analizar el desempeño de los métodos propuestos cuando se aplican a modelos de grandes redes. Se podría prever un enfoque de alto rendimiento o incluso simplificado para su aplicación mediante un sistema de gestión de energía a la operación en tiempo real.
- Una derivación analítica del índice AODF basada en los factores PTDF y LODF sería útil para simplificar su cálculo y mejorar el rendimiento del algoritmo.

Bibliografía

- [1] L. L. Grigsby, *Electric Power Engineering Handbook, Second Edition*. CRC Press, 2007.
- [2] CIGRÉ Working Group C1.17, “Planning to manage power interruption events,” *Technical Brochure 433*, Oct. 2010.
- [3] S. Hay and A. Ferguson, “A review of power system modelling platforms and capabilities,” *IET Special Interest Publication for the Council for Science and Technology*, pp. 3–13, 2015.
- [4] F. De Marco, N. Martins, and P. Rullo, “Synthetic power system models for PSS tuning and performance assessment,” in *Proc of IEEE Electrical Power and Energy Conf.*, Toronto, Canada, Oct. 2021.
- [5] IEEE Power System Stability Controls Subcommittee, “Benchmark models for the analysis and control of small-signal oscillatory dynamics in power systems,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 32, no. 1, pp. 715–722, Jan. 2017.
- [6] ———, *IEEE PES Technical Report TR-18: Benchmark Systems for Small-Signal Stability Analysis and Control*. IEEE PES Resource Center, Jun. 2015.
- [7] F. De Marco, N. Martins, and J. C. R. Ferraz, “An automatic method for power system stabilizers phase compensation design,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 997–1007, May 2013.
- [8] F. De Marco, N. Martins, F. Libonati, and J. M. Castellanos, “PSS phase shaping and coordinated gain tuning in a large longitudinal power system,” in *Proc. of IEEE PowerTech Conference*, Eindhoven, The Netherlands, Jun./Jul. 2015.
- [9] F. De Marco, P. Rullo, and N. Martins, “Using a SMIB model to analyse and damp the electromechanical modes in multigenerator plants,” in *Proc. of IEEE URUCON*, Uruguay, Nov. 2021.
- [10] F. De Marco and P. Rullo, “Damped Nyquist plot for the phase and gain optimization of power system stabilizers,” *Electric Power Systems Research*, vol. 205, no. 107708, Apr. 2022.
- [11] F. De Marco, M. A. Murad, and T. Kërçi, “Damped Nyquist plot for the oscillation damping control design of virtual synchronous machines,” in *Proc. of International Conference on Renewable Energies and Smart Technologies*, Tirana, Albania, Jul. 2022.
- [12] F. De Marco, J. Gómez, V. Bolz, and F. Fernández, “Identifying optimal combinations of synchronous condensers for minimum grid strength compliance,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 156, no. 109756, Feb. 2024.
- [13] F. De Marco, J. Gómez, F. Fernández, P. Lagos, E. Quintana, and V. Velar, “Sizing of synchronous condensers to strengthen a large-scale network model,” in *Proc. of IEEE PowerTech Conference*, Belgrade, Serbia, Jun. 2023.

- [14] F. De Marco and J. Gómez, “Grid strength assurance in the energy transition: Optimal placement of grid-forming inverters,” in *Proc. of Renewable Energy Grid Integration Week*, Copenhagen, Denmark, Sep. 2023.
- [15] F. De Marco and A. Ellerbrock, “Automatic definition of topological corrective actions for post-contingency OPEX minimization,” *Electric Power Systems Research*, vol. 221, no. 109440, Aug. 2023.
- [16] F. De Marco and A. Ellerbrock, “Power system reliability assessment considering the automatic definition of topological corrective actions,” in *Proc. of CIGRE Conference & Expo*, Calgary, Canada, Oct.-Nov. 2022.
- [17] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [18] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, “Definition and classification of power system stability,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 1387–1401, May 2004.
- [19] M. Gibbard, P. Pourbeik, and D. Vowles, *Small-signal stability, control and dynamic performance of power systems*. University of Adelaide Press, 2015.
- [20] IEEE PES Power System Dynamic Performance Committee and others, “Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies,” *IEEE PES Technical Report PES-TR77*, 2020.
- [21] H. Holttinen *et al.*, “System impact studies for near 100 % renewable energy systems dominated by inverter based variable generation,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, Oct. 2020 (early access).
- [22] W. Sattinger and G. Giannuzzi, “Monitoring Continental Europe: An overview of WAM systems used in Italy and Switzerland,” *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 13, no. 5, pp. 41–48, Aug. 2015.
- [23] ENTSO-E System Protection and Dynamics WG, *Oscillation Event 03.12.2017*, Mar. 2018.
- [24] NERC, *Interconnection Oscillation Analysis, Reliability Assessment*, 2019.
- [25] J. Persson, L. Soder, J. Slootweg, L. Rouco, and W. Kling, “A comparison of eigenvalues obtained with two dynamic simulation software packages.” *Proc. IEEE PowerTech*, Jun. 2003.
- [26] “Pss/e based power system stabilizer tuning tool,” N. Nikolaev, Y. Rangelov, A. Panosyan, and N. C. Trinh, Eds. *Proc 21st International Symposium on Electrical App. & Tech.*, Jun. 2020.
- [27] T. Kailath, *Linear Systems*. Prentice Hall, 1980.
- [28] G. Rogers, *Power System Oscillations*. Kluwer Academic Publishers, 2000.
- [29] F. L. Pagola, I. J. Pérez-Arriaga, and G. C. Verghese, “On sensitivities, residues and participations: Applications to oscillatory stability analysis and control,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 4, no. 1, pp. 278–285, Feb. 1989.
- [30] K. Ogata, *Modern Control Engineering*. Prentice Hall, 1990.
- [31] B. Kuo, *Automatic Control Systems, 7th ed.* John Wiley & Sons, New York, NY, 1995.

- [32] A. den Hamer, G. Angelis, M. Van de Molengraft, and M. Steinbuch, "A practical loop-shaping approach for pole-placement in mechatronic systems," in *Proc. of 2005 IEEE Conference on Control Applications*, Aug. 2005, pp. 394–399.
- [33] M. Vervoordeldonk, J. van Eijk, and N. Roozen, "Active structural damping in high-precision equipment," in *Proceedings of ISMA*, 2006, pp. 18–20.
- [34] S. Gomes Jr., C. H. Guimarães, N. Martins, and G. N. Taranto, "Damped Nyquist plot for a pole placement design of power system stabilizers," *Electric Power Systems Research*, vol. 158, pp. 158–169, May 2018.
- [35] N. Mithulananthan, C. A. Canizares, J. Reeve, and G. J. Rogers, "Comparison of PSS, SVC, and STATCOM controllers for damping power system oscillations," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 786–792, May 2003.
- [36] IEEE Power and Energy Society, "IEEE Tutorial course power system stabilization via excitation control," Jun. 2007.
- [37] P. Pourbeik and M. J. Gibbard, "Simultaneous coordination of power system stabilizers and facts device stabilizers in a multimachine power system for enhancing dynamic performance," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, no. 2, pp. 473–479, May 1998.
- [38] B. Pal and B. Chaudhuri, *Robust Control in Power Systems*. Springer, 2005.
- [39] E. V. Larsen and D. A. Swann, "Applying power system stabilizers - Part II: Performance objectives and tuning concepts," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-100, no. 6, pp. 3025–3033, Jun. 1981.
- [40] IEEE Std 421.5-2016, *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, May. 2016.
- [41] L. Rouco and F. Pagola, "An eigenvalue sensitivity approach to location and controller design of controllable series capacitors for damping power system oscillations," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 12, no. 4, pp. 1660–1666, Nov. 1997.
- [42] F. P. deMello and C. Concordia, "Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-28, no. 4, pp. 316–329, Apr. 1969.
- [43] M. J. Gibbard, "Robust design of fixed-parameter power system stabilisers over a wide range of operating conditions," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, no. 2, pp. 794–800, May 1991.
- [44] M. J. Gibbard and D. J. Vowles, "Reconciliation of methods of compensation for PSSs in multimachine systems," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 19, no. 1, pp. 463–472, Feb. 2004.
- [45] E. V. Larsen and D. A. Swann, "Applying power system stabilizers - Part I: General concepts," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-100, no. 6, pp. 3017–3024, Jun. 1981.
- [46] M. J. Gibbard, D. J. Vowles, and P. Pourbeik, "Interactions between, and effectiveness of, power system stabilizers and FACTS device stabilizers in multimachine systems," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 15, no. 2, pp. 748–755, May. 2000.
- [47] D. Lam and H. Yee, "A study of frequency responses of generator electrical torques for power system stabilizer design," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 13, no. 3, pp. 1136–1142, Aug. 1998.

- [48] P. Pourbeik, M. Gibbard, and D. Vowles, "Proof of the equivalence of residues and induced torque coefficients for use in the calculation of eigenvalue shifts," *IEEE Power Engineering Review*, vol. 22, no. 1, pp. 58–60, Jan. 2002.
- [49] N. Martins and L. T. G. Lima, "Eigenvalue and frequency domain analysis of small-signal electromechanical stability problems," in *Proc. of IEEE PES Symposium on Applications of Eigenanalysis and Frequency Domain Methods*, 1989, pp. 17–33.
- [50] T. Xu, A. B. Birchfield, and T. J. Overbye, "Modeling, tuning, and validating system dynamics in synthetic electric grids," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 6501–6509, Nov 2018.
- [51] J. C. R. Ferraz, N. Martins, and G. N. Taranto, "A synthetic system for the robustness assessment of power system stabilizers," in *Proc. of IEEE Power Systems Conf. Expo.*, vol. 2, Oct. 2004, pp. 1164–1170.
- [52] P. Kundur, G. R. Bérubé, L. M. Hajagos, and R. Beaulieu, "Practical utility experience with and effective use of power system stabilizers," in *Proc. IEEE PES General Meeting*, Jul. 2003.
- [53] S. Barnes, D. Leonard, P. Doyle, M. Alexander, V. Tashjian, and C. D'Arcy, "High fidelity modelling approach to analysing combined-cycle power plant response to proposed ROCOF requirements in Ireland," in *Proc. CIGRÉ Session*, Paris, France, 2016.
- [54] I. Kamwa, R. Grondin, and G. Trudel, "IEEE PSS2B versus PSS4B: the limits of performance of modern power system stabilizers," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 903–915, May 2005.
- [55] F. deMello, J. Czuba, P. Rushe, and J. Willis, "Developments in application of stabilizing measures through excitation control," in *CIGRE Session*, no. 36-05, 1986.
- [56] D. Lee, R. Beaulieu, and J. Service, "A power system stabilizer using speed and electrical power inputs-design and field experience," *IEEE Trans. on Power App. and Syst.*, vol. PAS-100, no. 9, pp. 4151–4157, Sep. 1981.
- [57] North American Electric Reliability Corporation, "Technical rationale for reliability standard VAR-501-WECC-3.1 – Power System Stabilizer (PSS)," Aug. 2020.
- [58] D. Simfukwe, B. Pal, R. Jabr, and N. Martins, "Robust and low-order design of flexible ac transmission systems and power system stabilisers for oscillation damping," *IET generation, transmission & distribution*, vol. 6, no. 5, pp. 445–452, May 2012.
- [59] R. A. Jabr, B. C. Pal, and N. Martins, "A sequential conic programming approach for the coordinated and robust design of power system stabilizers," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 3, pp. 1627–1637, Aug. 2010.
- [60] N. Martins, L. Lima, H. Pinto, and N. Macedo, "The Brazilian utilities package for the analysis and control of small-signal stability of large scale AC/DC power systems," in *Proc. of III Symposium of Specialists in Electrical Operation and Expansion Planning, Belo Horizonte, Brazil*, May 1992.
- [61] N. Martins and L. T. Lima, "Determination of suitable locations for power system stabilizers and static VAR compensators for damping electromechanical oscillations in large scale power systems," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 5, no. 4, pp. 1455–1469, Nov. 1990.

- [62] R. A. Jabr, B. C. Pal, N. Martins, and J. C. R. Ferraz, "Robust and coordinated tuning of power system stabiliser gains using sequential linear programming," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 4, no. 8, pp. 893–904, Mar. 2010.
- [63] N. Martins, A. A. Barbosa, J. C. R. Ferraz, M. G. dos Santos, A. L. B. Bergamo, C. S. Yung, V. R. Oliveira, and N. J. P. Macedo, "Retuning stabilizers for the north-south brazilian interconnection," *Proc. IEEE PES Summer Meeting*, vol. 1, p. 58–67, Jul. 1999.
- [64] F. Schleif, R. Feeley, W. Phillips, and R. Torluemke, "A power system stabilizer application with local mode cancellation," *IEEE Trans. on Power App. and Syst.*, vol. PAS-98, no. 3, pp. 1054–1060, May/Jun. 1979.
- [65] A. Murdoch, S. Venkataraman, R. Lawson, and W. Pearson, "Integral of accelerating power type pss. part i - theory, design, and tuning methodology," vol. 14, no. 4, Dec. 1999, pp. 1658–1663.
- [66] V. Arcidiacono, E. Ferrari, R. Marconato, J. D. Ghal, and D. Grandez, "Evaluation and improvement of electromechanical oscillation damping by means of eigenvalue-eigenvector analysis. practical results in the central peru power system," *IEEE Trans. on Power App. and Syst.*, vol. PAS-99, no. 2, pp. 769–778, Mar. 1980.
- [67] P. M. Paiva, J. M. Soares, N. Zeni, and F. H. Pons, "Extensive PSS use in large systems: the Argentinean case," in *Proc. of IEEE PES Summer Meeting*, vol. 1, Jul. 1999, pp. 68–75.
- [68] C. M. Lim and S. Elangovan, "A new stabiliser design technique for multimachine power systems," *IEEE Trans. on Power App. and Syst.*, vol. PAS-104, no. 9, pp. 1627–1637, Sep. 1985.
- [69] A. L. B. D. Bomfim, G. N. Taranto, and D. M. Falcao, "Simultaneous tuning of power system damping controllers using genetic algorithms," *IEEE Trans. on Power App. and Syst.*, vol. 15, no. 1, p. 163–169, Feb. 2000.
- [70] J. C. R. Ferraz, N. Martins, N. Z. Jr., J. M. C. Soares, and G. N. Taranto, "Adverse increase in generator terminal voltage and reactive power transients caused by power system stabilizers," in *Proc. IEEE PES Winter Meeting*, vol. 2, Jan. 2002, pp. 747–752.
- [71] J. M. C. Soares, F. H. Pons, F. Reichert, and D. O. Reis, "Modelling and field tests of a supplementary stabilizing signal for general use," in *IX National Seminar on the Generation and the Transmission of Electrical Energy*, Brazil, 1987.
- [72] V. Arcidiacono, E. Ferrari, and F. Saccomanno, "Studies on damping of electromechanical oscillations in multimachine systems with longitudinal structure," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. 95, no. 2, pp. 450–460, Mar. 1976.
- [73] N. Martins and T. H. S. Bossa, "A modal stabilizer for the independent damping control of aggregate generator and intraplant modes in multigenerator power plants," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 29, no. 6, pp. 997–1007, Nov 2014.
- [74] G. J. Rogers, "The application of power system stabilizers to a multigenerator plant," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 15, no. 1, pp. 350–355, Feb. 2000.
- [75] T. H. S. Bossa, N. Martins, P. C. Pellanda, and R. J. G. C. da Silva, "A field test to determine PSS effectiveness at multigenerator power plants," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1522–1533, Aug. 2011.

- [76] E. Muljadi, C. Butterfield, A. Ellis, J. Mechenbier, J. Hochheimer, R. Young, N. Miller, R. Delmerico, R. Zavadil, and J. Smith, “Equivalencing the collector system of a large wind power plant,” in *Proc. of IEEE PES General Meeting*, Jun. 2006.
- [77] A. Murdoch, S. Venkatarman, J. Sanchez-Gasca, and R. Lawson, “Practical application considerations for power system stabilizer (PSS) controls,” in *Proc. of IEEE PES Summer Meeting*, Jul. 1999.
- [78] The MathWorks, Inc., “Optimization Toolbox User’s Guide,” Sep. 2017.
- [79] Y. Lin *et al.*, “Pathways to the next-generation power system with inverter-based resources: Challenges and recommendations,” *IEEE Electrification Mag.*, vol. 10, no. 1, pp. 10–21, Mar. 2022.
- [80] D. Pattabiraman, R. H. Lasseter., and T. M. Jahns, “Comparison of grid following and grid forming control for a high inverter penetration power system,” in *IEEE PES General Meeting*, 2018.
- [81] U. Markovic *et al.*, “Understanding small-signal stability of low-inertia systems,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 36, no. 5, pp. 3997 – 4017, Sep. 2021.
- [82] D. Groß, M. Colombino, J.-S. Brouillon, and F. Dörfler, “The effect of transmission-line dynamics on grid-forming dispatchable virtual oscillator control,” *Trans. Control Netw. Syst.*, vol. 6, no. 3, p. 1148–1160, Sep. 2019.
- [83] M. Baruwa and M. Fazeli, “Impact of virtual synchronous machines on low-frequency oscillations in power systems,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 36, no. 3, pp. 1934–1946, May. 2021.
- [84] X. Xiong, C. Wu, P. Cheng, and F. Blaabjerg, “An optimal damping design of virtual synchronous generators for transient stability enhancement,” *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol. 36, no. 10, pp. 11 026–11 030, 2021.
- [85] W. Sheng, Y. Wang, B. Liu, S. Duan, and M. Wu, “Virtual synchronous generator strategy for suppressing output power fluctuation without additional energy storage,” *IET Power Electronics*, vol. 13, no. 3, p. 602–610, Feb. 2020.
- [86] S. Eberlein and K. Rudion, “Optimisation, benchmark testing and comparison of droop control variants in microgrids,” *IET Smart Grid*, vol. 4, no. 5, pp. 536–548, 2021.
- [87] F. De Marco and P. Rullo, “Damped Nyquist plot for the phase and gain optimization of power system stabilizers,” *Electric Power Systems Research*, vol. 205, Apr. 2022.
- [88] J. Persson, L. Soder, J. Slootweg, L. Rouco, and W. Kling, “A comparison of eigenvalues obtained with two dynamic simulation software packages,” in *IEEE PowerTech Conf.*, vol. 2, 2003.
- [89] North American Electric Reliability Corporation (NERC), “Integrating inverter-based resources into low short-circuit strength systems, Reliability guideline,” Dec. 2017.
- [90] J. Matevosyan, B. Badrzadeh, T. Prevost, E. Quitmann, D. Ramasubramanian, H. Urdal, S. Achilles, J. MacDowell, S. H. Huang, V. Vital *et al.*, “Grid-forming inverters: Are they the key for high renewable penetration?” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 17, no. 6, pp. 89–98, Nov.-Dec. 2019.
- [91] B. Badrzadeh, Z. Emin, S. Goyal, S. Grogan, A. Haddadi, A. Halley, A. Louis, T. Lund, J. Matevosyan, T. Morton, D. Premm, and S. Sproul, “System strength,” *CIGRÉ Science & Engineering*, vol. 20, pp. 5 – 26, Feb. 2021.

- [92] J. Matevosyan, J. MacDowell, N. Miller, B. Badrzadeh, D. Ramasubramanian, A. Isaacs, R. Quint, E. Quitmann, R. Pfeiffer, H. Urdal *et al.*, “A future with inverter-based resources: Finding strength from traditional weakness,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 19, no. 6, pp. 18–28, Nov.–Dec. 2021.
- [93] S. Hadavi, S. Phu Me, B. Bahrani, M. Fard, and A. Zadeh, “Virtual synchronous generator versus synchronous condensers: An electromagnetic transient simulation-based comparison,” *CIGRE Science & Engineering*, no. 24, pp. 1–19, Feb. 2022.
- [94] V. Gevorgian, S. Shah, P. Koralewicz, W. Yan, R. Wallen, E. Mendiola, and R. Lachance, “Operation of GFM and GFL inverters with synchronous condenser,” in *22nd Wind & Solar Integration Workshop*, Copenhagen, Denmark, Sep. 2023.
- [95] B. Weise, A. Korai, and A. Constantin, “Comparison of selected grid-forming converter control strategies for use in power electronic dominated power systems,” in *18th Wind Integration Workshop*, Dublin, Ireland, Oct. 2019, pp. 16–18.
- [96] CIGRÉ Working Group B4.62, “Connection of wind farms to weak AC networks,” *Technical Brochure 671*, Dec. 2016.
- [97] F. Gonzalez-Longatt, J. L. Rueda, P. Palensky, H. R. Chamorro, and V. Sood, “Frequency support provided by inverted based-generation using grid-forming controllers: A comparison during islanded operation,” in *IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, Toronto, Canada, Oct. 2021, pp. 113–118.
- [98] CIGRÉ Working Group B4.41, “Systems with multiple DC infeed,” *Technical Brochure 364*, Dec. 2008.
- [99] D. L. H. Aik and G. Andersson, “Analysis of voltage and power interactions in multi-infeed HVDC systems,” *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 28, no. 2, pp. 816–824, Apr. 2013.
- [100] O. Gomis-Bellmunt, J. Song, M. Cheah-Mane, and E. Prieto-Araujo, “Steady-state impedance mapping in grids with power electronics: What is grid strength in modern power systems?” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 136, Sep. 2022.
- [101] C. Henderson, A. Egea-Alvarez, T. Kneuppel, G. Yang, and L. Xu, “Grid strength impedance metric: an alternative to SCR for evaluating system strength in converter dominated systems,” *IEEE Trans. on Power Delivery*, 2023.
- [102] H. Gu, R. Yan, and T. Saha, “Review of system strength and inertia requirements for the national electricity market of Australia,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 5, no. 3, pp. 295–305, Sep. 2019.
- [103] Z. Xu, N. Zhang, Z. Zhang, and Y. Huang, “The definition of power grid strength and its calculation methods for power systems with high proportion nonsynchronous-machine sources,” *Energies*, vol. 16, no. 4, p. 1842, Feb. 2023.
- [104] S. H. Huang, J. Schmall, J. Conto, J. Adams, Y. Zhang, and C. Carter, “Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: ERCOT experience,” in *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Jul. 2012.
- [105] D. H. A. Lee and G. Andersson, “An equivalent single-infeed model of multi-infeed HVDC systems for voltage and power stability analysis,” *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 31, no. 1, pp. 303–312, Feb. 2016.
- [106] L. Richard, T. K. Saha *et al.*, “Deployment of synchronous condensers to improve system strength under high wind power penetration,” in *IEEE PES General Meeting*, Aug. 2019.

- [107] N. Schofield, F. Alhabill, R. Guo, and N. Zhao, "A high fault current synchronous condenser for support of renewable grids," in *22nd Wind & Solar Integration Workshop*, Copenhagen, Denmark, Sep. 2023.
- [108] F. Dai, F. Tan, M. Jiang, X. Chen, H. Ma, and M. Chen, "Characteristic analysis and parameter optimization of synchronous condensers," in *2020 12th IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conf.*, Sep. 2020.
- [109] 50 Hertz, Amprion, Tennet, and Transnet BW. (Dec. 2020) Need to develop grid-forming STATCOM systems.
- [110] A. Covarrubias, "Expansion planning for electric power systems," *IAEA Bulletin*, vol. 21, no. 2/3, pp. 55–64, 1979.
- [111] H. Abdi, M. Moradi, and S. Lumbreras, "Metaheuristics and transmission expansion planning: A comparative case study," *Energies*, vol. 14, no. 12, p. 3618, Jun. 2021.
- [112] M. H. Sulaiman and Z. Mustafa, "Optimal placement and sizing of FACTS devices for optimal power flow using metaheuristic optimizers," *Results in Control and Optimization*, vol. 8, p. 100145, Sep. 2022.
- [113] M. H. Moradi, A. Zeinalzadeh, Y. Mohammadi, and M. Abedini, "An efficient hybrid method for solving the optimal siting and sizing problem of DG and shunt capacitor banks simultaneously based on imperialist competitive algorithm and genetic algorithm," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 54, pp. 101–111, Jan. 2014.
- [114] M. Moradi-Sepahvand and T. Amraee, "Hybrid AC/DC transmission expansion planning considering HVAC to HVDC conversion under renewable penetration," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 36, no. 1, pp. 579–591, Jan. 2021.
- [115] C. Li, M. Liu, Y. Guo, H. Ma, H. Wang, and X. Yuan, "Cost analysis of synchronous condenser transformed from thermal unit based on LCC theory," *Processes*, vol. 10, no. 9, p. 1887, Sep. 2022.
- [116] S. Hadavi, M. Z. Mansour, and B. Bahrani, "Optimal allocation and sizing of synchronous condensers in weak grids with increased penetration of wind and solar farms," *IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Syst.*, vol. 11, no. 1, pp. 199–209, Mar. 2021.
- [117] L. Richard, Nahid-Al-Masood, T. K. Saha, W. Tushar, and H. Gu, "Optimal allocation of synchronous condensers in wind dominated power grids," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 45 400–45 410, 2020.
- [118] N. A. Masood, S. U. Mahmud, M. N. Ansary, and S. R. Deebea, "Improvement of system strength under high wind penetration: A techno-economic assessment using synchronous condenser and SVC," *Energy*, vol. 246, p. 123426, 2022.
- [119] Y. Zhang, S.-H. F. Huang, J. Schmall, J. Conto, J. Billo, and E. Rehman, "Evaluating system strength for large-scale wind plant integration," in *IEEE PES General Meeting*, Jul. 2014.
- [120] T. Cui, Z. Hu, D. Chen, D. Wang, M. Xiang, and H. Guo, "Optimal allocation of synchronous condensers in an actual weak received power grid with an UHVDC system," in *IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conf.*, Sep. 2020.

- [121] E. Marrazi, G. Yang, and P. Weinreich-Jensen, "Allocation of synchronous condensers for restoration of system short-circuit power," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 6, no. 1, pp. 17–26, 2018.
- [122] J. Jia, G. Yang, A. H. Nielsen, E. Muljadi, P. Weinreich-Jensen, and V. Gevorgian, "Synchronous condenser allocation for improving system short-circuit ratio," in *IEEE Int. Conf. on Electric Power and Energy Conversion Syst.*, 2018.
- [123] Energy Networks Association, *Engineering Recommendation G74: Procedure to meet the requirements on IEC 60909 for the calculation of short-circuit currents in three-phase AC power systems, Issue 2*. London, UK, 2020.
- [124] J. Song, M. Cheah-Mane, E. Prieto-Araujo, and O. Gomis-Bellmunt, "A novel methodology for effective short-circuit calculation in offshore wind power plants considering converter limitations," *Electric Power Systems Research*, vol. 211, p. 108352, Oct. 2022.
- [125] North American Electric Reliability Corporation (NERC), *Short-Circuit Modeling and System Strength*, Feb. 2018.
- [126] Commission Regulation (EU) 2016/631, *Network Code on Requirements for Generators*. Official Journal of the European Union, Apr. 2016.
- [127] S. Stanković, T. Van Cutsem, and L. Söder, "Fault-current injection strategies of inverter-based generation for fast voltage recovery," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 37, no. 2, pp. 1543–1553, Mar. 2022.
- [128] J. A. Nelder and R. Mead, "A simplex method for function minimization," *The Computer Journal*, vol. 7, no. 4, pp. 308–313, 1965.
- [129] N. V. Stojković, P. S. Stanimirović, M. D. Petković, and D. S. Milojković, "On the simplex algorithm initializing," in *Abstract and Applied Analysis*, vol. 2012. Hindawi, 2012.
- [130] S. Wessing, "Proper initialization is crucial for the Nelder-Mead simplex search," *Optimization Letters*, vol. 13, no. 4, pp. 847–856, 2019.
- [131] P. Virtanen, R. Gommers, and T. E. Oliphant *et al*, "SciPy 1.0: Fundamental Algorithms for Scientific Computing in Python," *Nat Methods*, vol. 17, pp. 261–272, 2020.
- [132] M. Iwamatsu and Y. Okabe, "Basin hopping with occasional jumping," *Chemical Physics Letters*, vol. 399, no. 4-6, pp. 396–400, 2004.
- [133] G. G. Rondina and J. L. Da Silva, "Revised basin-hopping Monte Carlo algorithm for structure optimization of clusters and nanoparticles," *Journal of chemical information and modeling*, vol. 53, no. 9, pp. 2282–2298, 2013.
- [134] B. Olson, I. Hashmi, K. Molloy, and A. Shehu, "Basin hopping as a general and versatile optimization framework for the characterization of biological macromolecules," *Advances in Artificial Intelligence (16877470)*, 2012.
- [135] J. C. Lagarias, J. A. Reeds, M. H. Wright, and P. E. Wright, "Convergence properties of the Nelder-Mead simplex method in low dimensions," *SIAM Journal on optimization*, vol. 9, no. 1, pp. 112–147, 1998.
- [136] W. H. Press, S. A. Teukolsky, W. T. Vetterling, and B. P. Flannery, *Numerical recipes: The art of scientific computing*, 3rd ed. Cambridge University Press, 2007.
- [137] J. McGee, "Economies of scale," *Wiley Encyclopedia of Management 3rd Ed.*, vol. 12, Jan. 2014.

- [138] R. Byerly, D. Sherman, and R. Bennon, "Phase II: frequency domain analysis of low-frequency oscillations in large electric power systems. Volume 1," EPRI EL-2348 Project 744-1., Tech. Rep., 1982.
- [139] W. Shen, X. Chen, K. Meng, Z. Y. Dong, and J. Qiu, "Multi-stage low-carbon power system planning considering generation retirement and R retrofit," in *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Aug. 2020.
- [140] G. Strbac, D. Pudjianto, M. Aunedi, D. Papadaskalopoulos, P. Djapic, Y. Ye, R. Moreira, H. Karimi, and Y. Fan, "Cost-effective decarbonization in a decentralized market: The benefits of using flexible technologies and resources," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 17, no. 2, pp. 25–36, Mar.-Apr. 2019.
- [141] G. Yuan, "Grid-forming technologies enabling a decarbonized power system," *IEEE Electrification Magazine*, vol. 10, no. 1, pp. 7–9, Mar. 2022.
- [142] DIgSILENT GmbH and Coordinador Eléctrico Nacional, "Definition of the grid strength requirements for the year 2025," Sep. 2022, [in Spanish]. [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/>
- [143] C. Li, A. J. Conejo, P. Liu, B. P. Omell, J. D. Sirola, and I. E. Grossmann, "Mixed-integer linear programming models and algorithms for generation and transmission expansion planning of power systems," *European Journal of Operational Research*, vol. 297, no. 3, pp. 1071–1082, Mar. 2022.
- [144] Coordinador Eléctrico Nacional, "Proposal for the transmission system expansion," Jan. 2022, [in Spanish]. [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/Informe-PET-enero-2022.pdf>
- [145] T. Engelbrecht, A. Isaacs, S. Kynev, J. Matevosyan, B. Niemann, A. J. Owens, B. Singh, and A. Grondona, "STATCOM technology evolution for tomorrow's grid: E-STATCOM, STATCOM with supercapacitor-based active power capability," *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 21, no. 2, pp. 30–39, 2023.
- [146] A. Roscoe, T. Knueppel, R. Da Silva, P. Brogan, I. Gutierrez, D. Elliott, and J.-C. Perez-Campion, "Response of a grid forming wind farm to system events, and the impact of external and internal damping," *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, no. 19, pp. 3908–3917, Feb. 2021.
- [147] D. Venkatramanan, R. Henriquez-Auba, M. R. K. Rachhi, J. T. Bui, M. K. Singh, D. Ramasubramanian, A. Hoke, B. Kroposki, and S. Dhople, "Grid-forming inverter technology specifications: A review of research reports & roadmaps," UNIFI Technical Report, UNIFI-2022-1-1, Tech. Rep., Nov. 2022.
- [148] A. I. Cohen and M. Yoshimura, "A branch-and-bound algorithm for unit commitment," *IEEE Trans. on Power App. and Syst.*, no. 2, pp. 444–451, Feb. 1983.
- [149] J. Forrest and R. Lougee-Heimer. (2005) CBC User Guide.
- [150] S. Mitchell, M. O'Sullivan, and I. Dunning, "Pulp: a linear programming toolkit for python," *The University of Auckland, Auckland, New Zealand*, vol. 65, Sep. 2011.
- [151] R. Yao, F. Qiu, and K. Sun, "Contingency analysis based on partitioned and parallel holomorphic embedding," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 37, no. 1, pp. 565–575, Jan. 2022.

- [152] X. Li and K. W. Hedman, “Enhanced energy management system with corrective transmission switching strategy—Part I: Methodology,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 34, no. 6, pp. 4490–4502, Nov. 2019.
- [153] M. Wang, M. Yang, J. Wang, M. Wang, and X. Han, “Contingency analysis considering the transient thermal behavior of overhead transmission lines,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 33, no. 5, pp. 4982–4993, Sep. 2018.
- [154] H. Y. Yamin, “Review on methods of generation scheduling in electric power systems,” *Electric Power Systems Research*, vol. 69, no. 2-3, pp. 227–248, May 2004.
- [155] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power system operation and control*, 2nd ed. John Wiley & Sons, Inc., 1996.
- [156] CIGRÉ Task Force 38.04.01, “Unit commitment,” *Technical Brochure 126*, Aug. 1998.
- [157] N. P. Padhy, “Unit commitment-a bibliographical survey,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 1196–1205, May 2004.
- [158] G. Morales-España, “Unit commitment: computational performance, system representation and wind uncertainty management,” Ph.D. dissertation, Comillas Pontifical University, 2014.
- [159] E. B. Fisher, R. P. O’Neill, and M. C. Ferris, “Optimal transmission switching,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1346–1355, 2008.
- [160] K. W. Hedman, M. C. Ferris, R. P. O’Neill, E. B. Fisher, and S. S. Oren, “Co-optimization of generation unit commitment and transmission switching with N-1 reliability,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 25, no. 2, pp. 1052–1063, 2010.
- [161] L. Platbrood, F. Capitanescu, C. Merckx, H. Crisciu, and L. Wehenkel, “A generic approach for solving nonlinear-discrete security-constrained optimal power flow problems in large-scale systems,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 29, no. 3, pp. 1194–1203, 2013.
- [162] H. Hua, T. Liu, C. He, L. Nan, H. Zeng, X. Hu, and B. Che, “Day-ahead scheduling of power system with short-circuit current constraints considering transmission switching and wind generation,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 110 735–110 745, Aug. 2021.
- [163] W. Shao and V. Vittal, “Corrective switching algorithm for relieving overloads and voltage violations,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 20, no. 4, pp. 1877–1885, 2005.
- [164] M. Flores, L. H. Macedo, and R. Romero, “Alternative mathematical models for the optimal transmission switching problem,” *IEEE Systems Journal*, vol. 15, no. 1, pp. 1245–1255, Mar. 2020.
- [165] M. Khanabadi, Y. Fu, and C. Liu, “Decentralized transmission line switching for congestion management of interconnected power systems,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 5902–5912, 2018.
- [166] V. H. Hinojosa, “Comparing corrective and preventive security-constrained DCOPF problems using linear shift-factors,” *Energies*, vol. 13, no. 3, p. 516, 2020.
- [167] A. Hoffrichter, K. Kollenda, M. Schneider, and R. Puffer, “Simulation of curative congestion management in large-scale transmission grids,” in *IEEE Int. Universities Power Eng. Conf.*, 2019.

- [168] R. Saavedra, A. Street, and J. M. Arroyo, "Day-ahead contingency-constrained unit commitment with co-optimized post-contingency transmission switching," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 35, no. 6, pp. 4408–4420, Nov. 2020.
- [169] FARAO. (2022) CAlculation with Scalable and Transparent OptimiseR.
- [170] A. Hinneck, B. Morsy, D. Pozo, and J. Bialek, "Optimal power flow with substation reconfiguration," in *IEEE PowerTech*, Jun.-Jul. 2021.
- [171] W. Shao and V. Vittal, "A new algorithm for relieving overloads and voltage violations by transmission line and bus-bar switching," in *IEEE PES Power Systems Conf. and Expo.*, 2004, pp. 322–327.
- [172] E. A. Goldis, P. A. Ruiz, M. C. Caramanis, X. Li, C. R. Philbrick, and A. M. Rudkevich, "Shift factor-based SCOPF topology control MIP formulations with substation configurations," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 32, no. 2, pp. 1179–1190, 2016.
- [173] T. Guler, G. Gross, and M. Liu, "Generalized line outage distribution factors," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 22, no. 2, pp. 879–881, 2007.
- [174] H. Ronellenfitsch, M. Timme, and D. Witthaut, "A dual method for computing power transfer distribution factors," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 32, no. 2, pp. 1007–1015, 2016.
- [175] O. Arenas-Crespo, J. E. Candelo-Becerra, and F. E. Hoyos Velasco, "Online economic re-dispatch to mitigate line overloads after line and generation contingencies," *Energies*, vol. 12, no. 6, p. 966, Mar. 2019.
- [176] C. Byers and G. Hug, "Modeling flow-based market coupling: Base case, redispatch, and unit commitment matter," in *Int. Conf. on the European Energy Market*, Sep. 2020.
- [177] M. Abdi-Khorsand, M. Sahraei-Ardakani, and Y. M. Al-Abdullah, "Corrective transmission switching for N-1-1 contingency analysis," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 32, no. 2, pp. 1606–1615, 2016.
- [178] N. Mazzi, B. Zhang, and D. S. Kirschen, "An online optimization algorithm for alleviating contingencies in transmission networks," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 33, no. 5, pp. 5572–5582, Sep. 2018.
- [179] D. Pinheiro and C. Castro, "Elimination of transmission system overloads through branch switching," in *IEEE PowerTech*, Jun.-Jul. 2015.
- [180] IEC Std. 60909:2016, *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems*, Jan. 2016.
- [181] DIgSILENT GmbH, *PowerFactory 2022 User Manual*, Jan. 2022.
- [182] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor *et al.*, "Definition and classification of power system stability ieeecigre joint task force on stability terms and definitions," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, Aug. 2004.
- [183] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability evaluation of power systems, 2nd Ed.* Plenum Press, 1996.
- [184] N. Maruejols, V. Sermanson, S. T. Lee, and P. Zhang, "A practical probabilistic reliability assessment using contingency simulation," in *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, Oct. 2004, pp. 1312–1318.

- [185] Z. Fang, H. Liu, and J. Su, "Theory and system design of online risk assessment on urban power system," in *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*. IEEE, Apr. 2009, pp. 1–5.
- [186] IEEE Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee, "The IEEE reliability test system-1996," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 14, no. 3, pp. 1010–1020, 1999.
- [187] R. Billinton and L. Wenyuan, *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. Plenum Press, 1994.
- [188] C. Rahmann, A. Heinemann, and R. Torres, "Quantifying operating reserves with wind power: towards probabilistic–dynamic approaches," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 2, pp. 366–373, Feb. 2016.