



UNIVERSIDAD MICHOACANA
DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO



Facultad de Ingeniería Eléctrica
División de Estudios de Posgrado

Control Preventivo de Estabilidad Transitoria y Depresiones de Voltaje en Sistemas Eléctricos

Presenta

Jorge Uriel Sevilla Romero

*Tesis presentada en cumplimiento de los requisitos para obtener el
grado de Doctor en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica*

Asesor: Claudio Rubén Fuerte Esquivel, PhD.

Co-Asesor: Alejandro Pizano Martínez, PhD.

Morelia, Michoacán

Abril 2024

Abstract

In practice, a power system's equilibrium point is considered transiently secure if it can withstand a specified contingency by maintaining the transient evolution of rotor angles and voltage magnitudes within set bounds. This thesis proposes at a first instance a novel sequential approach for obtaining transiently stable equilibrium points through the preventive control of transient stability and transient voltage drop problems caused by a severe disturbance. The approach conducts a sequence of non-heuristics optimal re-dispatch of generators' active power to steer the system toward a transiently secure operating point by sequentially solving the transient stability and the transient stability-constrained optimal power flow (TSC-OPF) problems. In this control approach, two sequential projection stages formulate the method, with the first ensuring the rotor angle stability and the second removing transient drops in voltage magnitudes. In both projection stages, the projection operator corresponds to the TSC-OPF, with its formulation directly derived by adding only two active power redispatch constraints to the conventional OPF problem. Then, the proposed TSC-OPF approach is applied to solve the multi-contingency problem and to maximize the power transfer through the electric power links of interconnected systems. Within this context, to address the multi-contingency problem two methods based on the projections of a point onto the intersection of sets theory are proposed. On the other hand, to calculate the maximum allowable power transfer through the electric power link, the TSC-OPF problem is formulated by a multi-objective optimization problem and solved by using the Physical Programming method. The effectiveness of these approaches is numerically demonstrated in terms of its accuracy and computational performance by using the WSCC 3-machine, 9-bus system and an equivalent model of the Mexican 46-machine, 190-bus system.

Resumen

En la práctica, el punto de equilibrio de un sistema de potencia se considera transitoriamente seguro si puede soportar una contingencia específica manteniendo la evolución transitoria de ángulos de rotores y de magnitudes de voltaje nodal dentro de límites establecidos. Esta tesis propone en primera instancia un método secuencial novedoso para obtener puntos de equilibrio transitoriamente estables a través del control preventivo de los problemas de estabilidad transitoria y depresiones de voltaje transitorias causadas por una contingencia severa. El método realiza una secuencia no heurística de redespacho óptimo de la potencia activa de los generadores para llevar al sistema a un punto de operación transitoriamente seguro a través de resolver secuencialmente los problemas de estabilidad transitoria y el problema de flujos óptimos de potencia con restricciones de estabilidad transitoria (FOPRET). En esta estrategia de control, el método se formula en dos etapas de proyección secuenciales; la primera garantiza la estabilidad de ángulos de rotores y la segunda elimina las depresiones transitorias de los voltajes nodales. En ambas etapas de proyección, el operador de proyección corresponde al modelo FOPRET, cuya formulación se obtiene directamente al añadir únicamente dos restricciones de redespacho de potencia activa en el problema convencional de flujos óptimos de potencia (FOP). Posteriormente, el método FOPRET propuesto se extiende para resolver el problema de múltiples contingencias y para maximizar la potencia transmitida a través de enlaces de transmisión de sistemas interconectados. En este sentido, para abordar la solución del problema de múltiples contingencias se proponen dos métodos basados en la teoría de proyección de un punto en la intersección de conjuntos de soluciones transitoriamente seguras. Por otro lado, para calcular la máxima transferencia de potencia permitida a través de enlaces de transmisión, el problema FOPRET se formula como un problema de optimización multiobjetivo y se resuelve a través del método de Programación Física (PF). La efectividad de estos métodos se demuestra numéricamente en términos de su precisión y eficiencia computacional utilizando el sistema WSCC de 3-generadores,9-nodos y un modelo equivalente del sistema mexicano de 46-generadores,190-nodos.

Palabras clave: control preventivo, redespacho de potencia, estabilidad transitoria, depresiones transitorias de voltaje, proyecciones en conjuntos.

Agradecimientos

Al Dr. Claudio R. Fuerte Esquivel y al Dr. Alejandro Pizano Martínez por su tiempo, dedicación y paciencia durante todo este trabajo de investigación. Gracias por este proceso formativo.

A mi mamá Georgina Romero Vargas y a mi papá Jesús Sevilla Manzano, por ser unos padres incondicionales.

A Victoria Santacruz Morales, por apoyarme en esta etapa.

A Dios por todas las bendiciones en mi vida.

Contenido

<i>Abstract</i>	<i>i</i>
<i>Resumen</i>	<i>ii</i>
<i>Agradecimientos</i>	<i>iii</i>
<i>Lista de figuras</i>	<i>vii</i>
<i>Acrónimos</i>	<i>xiv</i>
<i>Nomenclatura</i>	<i>xv</i>
<i>Lista de publicaciones</i>	<i>xviii</i>
Capítulo 1 Introducción	18
1.1 Introducción	18
1.2 Estado del arte	18
1.3 Justificación.....	22
1.4 Objetivo principal.....	23
1.4.1 Objetivos específicos.....	23
1.5 Contribuciones principales.....	24
1.6 Metodología	25
1.7 Contenido de la tesis	25
Capítulo 2 Propuesta para el control preventivo de una contingencia	27
2.1 Introducción	27
2.2 Definición de proyección	27
2.3 Fundamentos de la estrategia de control preventivo.....	30
2.3.1 Análisis de estabilidad transitoria y de sensibilidades dinámicas	31
2.3.2 Redespacho de potencia basado en proyecciones	35
2.4 Formulación del operador de proyección.....	37

2.4.1	Operador de proyección para la secuencia <i>O-SEQ</i>	38
2.4.1.1	Formulación de la dirección de proyección	39
2.4.1.2	Formulación de la magnitud de proyección	42
2.4.1.3	Operador de proyección para la secuencia <i>O-SEQ</i>	43
2.4.2	Operador de proyección para la secuencia <i>U-SEQ</i>	44
2.4.2.1	Formulación de la magnitud de proyección	45
2.4.2.2	Formulación de la dirección de proyección	45
2.4.2.3	Operador de proyección para la secuencia <i>U-SEQ</i>	46
2.4.2.4	Ajuste del intervalo de la secuencia <i>U-SEQ</i>	46
2.4.3	Comparación con otras metodologías	47
2.5	Algoritmo FOPRET	48
2.6	Casos de estudio	53
2.6.1	Sistema de 9 nodos	54
2.6.2	Sistema de 190 nodos	59
2.7	Conclusiones	63
Capítulo 3 Propuesta para el control preventivo de múltiples contingencias		65
3.1	Introducción	65
3.2	Método de proyecciones en el problema FOPRET	65
3.3	FOPRET basado en proyecciones alternadas	66
3.3.1	Algoritmo basado en proyecciones alternadas	68
3.4	FOPRET basado en proyecciones paralelas	71
3.4.1	Dirección, magnitud y operador de proyección de la secuencia <i>O-SEQ</i>	73
3.4.2	Algoritmo basado en proyecciones paralelas	73
3.5	Casos de estudio	75
3.5.1	Sistema de 9 nodos	76
3.5.1.1	Proyecciones alternadas	79

3.5.1.2	Proyecciones paralelas	83
3.5.2	Sistema de 190 nodos	87
3.5.2.1	Proyecciones alternadas	88
3.5.2.2	Proyecciones paralelas	90
3.6	Conclusiones	92
Capítulo 4 Máxima capacidad de transferencia con restricciones de estabilidad		94
4.1	Introducción	94
4.2	Máxima capacidad de transferencia de potencia.....	95
4.3	Estrategia de control preventivo.....	95
4.4	Descripción del método de Programación Física.....	96
4.5	FOPRET basado en Programación Física	100
4.5.1	Operador de proyección para la secuencia <i>O-SEQ</i>	101
4.5.2	Operador de proyección para la secuencia <i>U-SEQ</i>	103
4.5.3	Algoritmo FOPRET multiobjetivo.....	104
4.6	Casos de estudio.....	106
4.6.1	Sistema de 9 nodos	107
4.6.2	Sistema de 190 nodos	111
4.7	Conclusiones	115
Capítulo 5 Conclusiones generales y trabajos futuros.....		116
5.1	Conclusiones generales	116
5.2	Trabajos futuros	118
Referencias.....		119
Apéndice A Datos de sistemas de prueba.....		128
A.1	Sistema de 9 nodos.....	128
A.2	Sistema de 190 nodos.....	130

Lista de figuras

Fig. 2.1. Proyección no relajada $P_C(OP_a)$	28
Fig. 2.2. Referencias de dirección ΔOP_{d_ah} y magnitud ΔOP_{m_ah}	28
Fig. 2.3. Proyección relajada $P_C^r(OP_a)$	30
Fig. 2.4. Descripción general del FOPRET propuesto.....	36
Fig. 2.5. Secuencias $O-SEQ_\alpha$ y $U-SEQ_\alpha$ para la etapa α	37
Fig. 2.6. Operador de proyección para la secuencia $O-SEQ_\alpha$	39
Fig. 2.7. Operador de proyección para la secuencia $U-SEQ_\alpha$	45
Fig. 2.8. Secuencia $O-SEQ_\alpha$ del FOPRET.....	52
Fig. 2.9. Secuencia $U-SEQ_\alpha$ del FOPRET.....	53
Fig. 2.10. Operadores de proyección en los conjuntos S_{RAC} y S_{TVC}	57
Fig. 2.11. Sistema de 9 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_U	57
Fig. 2.12. Sistema de 9 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_{RAC}	58
Fig. 2.13. Sistema de 9 nodos: depresiones de voltaje en el punto OP_{RAC}	58
Fig. 2.14. Sistema de 9 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_{TVC}	58
Fig. 2.15. Sistema de 9 nodos: depresiones de voltaje en el punto OP_{TVC}	59
Fig. 2.16. Diagrama representativo del sistema mexicano.....	59
Fig. 2.17. Sistema de 190 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_U	62
Fig. 2.18. Sistema de 190 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_{RAC}	62
Fig. 2.19. Sistema de 190 nodos: depresiones de voltaje en el punto OP_{RAC}	62

Fig. 2.20. Sistema de 190 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_{TVC}	63
Fig. 2.21. Sistema de 190 nodos: depresiones de voltaje en el punto OP_{TVC}	63
Fig. 3.1. Método de proyecciones alternadas.....	68
Fig. 3.2. Algoritmo basado en proyecciones alternadas.	70
Fig. 3.3. Método de proyecciones paralelas.....	72
Fig. 3.4. Algoritmo basado en proyecciones paralelas.	75
Fig. 3.5. Regiones seguras $S_{RAC}^{C_i}$ de cada contingencia bajo estudio.	77
Fig. 3.6. Región segura S_{RAC}^{MC} de todas las contingencias bajo estudio.	77
Fig. 3.7. Sistema de 9 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_{RAC}^0	78
Fig. 3.8. Regiones seguras $S_{TVC}^{C_i}$ de cada contingencia bajo estudio.	78
Fig. 3.9. Región segura S_{TVC}^{MC} de todas las contingencias bajo estudio.	78
Fig. 3.10. Sistema de 9 nodos: depresiones de voltaje en el punto OP_{RAC}^0	79
Fig. 3.11. Proyecciones alternadas hacia la región segura S_{RAC}^{MC}	81
Fig. 3.12. Proyecciones alternadas: sistema de 9 nodos, ángulos de rotores en el punto OP_{RAC}^{MC}	81
Fig. 3.13. Proyecciones alternadas: sistema de 9 nodos, depresiones de voltaje en el punto OP_{RAC}^{MC}	81
Fig. 3.14. Proyecciones alternadas hacia la región segura S_{TVC}^{MC}	82
Fig. 3.15. Proyecciones alternadas: sistema de 9 nodos, ángulos de rotores en el punto OP_{TVC}^{MC}	82

Fig. 3.16. Proyecciones alternadas: sistema de 9 nodos, depresiones de voltaje en el punto OP_{TVC}^{MC}	82
Fig. 3.17. Proyecciones paralelas hacia la región segura S_{RAC}^{MC}	85
Fig. 3.18. Proyecciones paralelas: sistema de 9 nodos, ángulos de rotores en el punto OP_{RAC}^{MC}	85
Fig. 3.19. Proyecciones paralelas: sistema de 9 nodos, depresiones de voltaje en el punto OP_{RAC}^{MC}	85
Fig. 3.20. Proyecciones paralelas hacia la región segura S_{TVC}^{MC}	86
Fig. 3.21. Proyecciones paralelas: sistema de 9 nodos, ángulos de rotores en el punto OP_{TVC}^{MC}	86
Fig. 3.22. Proyecciones paralelas: sistema de 9 nodos, depresiones de voltaje en el punto OP_{TVC}^{MC}	86
Fig. 3.23. Sistema de 190 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_{RAC}^0	87
Fig. 3.24. Sistema de 190 nodos: depresiones de voltaje en el punto OP_{RAC}^0	88
Fig. 3.25. Proyecciones alternadas: sistema de 190 nodos, ángulos de rotores en el punto OP_{RAC}^{MC}	89
Fig. 3.26. Proyecciones alternadas: sistema de 190 nodos, depresiones de voltaje en el punto OP_{RAC}^{MC}	89
Fig. 3.27. Proyecciones paralelas: sistema de 190 nodos, ángulos de rotores en el punto OP_{RAC}^{MC}	91
Fig. 3.28. Proyecciones paralelas: sistema de 190 nodos, depresiones de voltaje en el punto OP_{RAC}^{MC}	91

Fig. 3.29. Proyecciones paralelas: sistema de 190 nodos, ángulos de rotores en el punto OP_{TVC}^{MC}	92
Fig. 3.30. Proyecciones paralelas: sistema de 190 nodos, depresiones de voltaje en el punto OP_{TVC}^{MC}	92
Fig. 4.1. Descripción general del FOPRET propuesto.....	96
Fig. 4.2. Sub-clase 1-“S”	99
Fig. 4.3. Sub-clase 2-“S”	99
Fig. 4.4. Secuencia $O-SEQ_{\alpha}$ del FOPRET basado en PF.	105
Fig. 4.5. Secuencia $U-SEQ_{\alpha}$ del FOPRET basado en PF.	106
Fig. 4.6. Sistema de 9 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_U	109
Fig. 4.7. Sistema de 9 nodos: depresiones de voltaje en el punto OP_U	109
Fig. 4.8. Sistema de 9 nodos: ángulos de rotores en el punto $OP_{in,TVC}$	110
Fig. 4.9. Sistema de 9 nodos: depresiones de voltaje en el punto $OP_{in,TVC}$	110
Fig. 4.10. Sistema de 9 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_{TVC}	110
Fig. 4.11. Sistema de 9 nodos: depresiones de voltaje en el punto OP_{TVC}	111
Fig. 4.12. Operador de proyección en el conjunto S_{TVC}	111
Fig. 4.13. Sistema de 190 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_U	113
Fig. 4.14. Sistema de 190 nodos: depresiones de voltaje en el punto OP_U	113
Fig. 4.15. Sistema de 190 nodos: ángulos de rotores en el punto $OP_{in,TVC}$	114
Fig. 4.16. Sistema de 190 nodos: depresiones de voltaje en el punto $OP_{in,TVC}$	114
Fig. 4.17. Sistema de 190 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_{TVC}	114

Fig. 4.18. Sistema de 190 nodos: depresiones de voltaje en el punto OP_{TVC}	115
Fig. A.1. Diagrama del sistema de 9 nodos.	128
Fig. A.2. Diagrama del sistema de 190 nodos.	130

Lista de tablas

Tabla 2.1 Comparación de propuestas FOPRET.	48
Tabla 2.2 Proceso de estabilización para el sistema de 9 nodos.	56
Tabla 2.3 Comparación entre método global y método propuesto.	57
Tabla 2.4 Proceso de estabilización para el sistema de 190 nodos.	61
Tabla 3.1 Proyecciones alternadas: Proceso de estabilización para el sistema de 9 nodos. ...	80
Tabla 3.2 Proyecciones paralelas: Proceso de estabilización para el sistema de 9 nodos.	84
Tabla 3.3 Proyecciones alternadas: Proceso de estabilización para el sistema de 190 nodos.	89
Tabla 3.4 Proyecciones paralelas: Proceso de estabilización para el sistema de 190 nodos. .	91
Tabla 4.1 Regiones de interés por objetivo.....	101
Tabla 4.2 Sistema de 9 nodos: Regiones de interés por objetivo.....	108
Tabla 4.3 Sistema de 9 nodos: Magnitud, costo total, CTT y producto punto.	108
Tabla 4.4 Sistema de 9 nodos: Comparación de resultados del FOPRET y de FOP.....	109
Tabla 4.5 Sistema de 190 nodos: Regiones de interés por objetivo.....	112
Tabla 4.6 Sistema de 190 nodos: Magnitud, costo total, CTT y producto punto.	113
Tabla A.1 Número de nodos y elementos del sistema de 9 nodos.....	128
Tabla A.2 Datos de líneas del sistema de 9 nodos.....	128
Tabla A.3 Datos de transformadores del sistema de 9 nodos.	129
Tabla A.4 Datos de cargas del sistema de 9 nodos.	129
Tabla A.5 Datos de generadores del sistema de 9 nodos.....	129
Tabla A.6 Datos dinámicos de generadores del sistema de 9 nodos.	129
Tabla A.7 Número de nodos y elementos del sistema de 190 nodos.....	131

Tabla A.8 Datos de líneas del sistema de 190 nodos.....	131
Tabla A.9 Datos de transformadores del sistema de 190 nodos.	135
Tabla A.10 Datos de cargas del sistema de 190 nodos.	137
Tabla A.11 Datos de compensadores del sistema de 190 nodos.....	138
Tabla A.12 Datos de generadores del sistema de 190 nodos.....	139
Tabla A.13 Datos dinámicos de generadores del sistema de 190 nodos.	140

Acrónimos

AE	Área de control de envío.
AR	Área de control de recepción.
CTT	Capacidad de transferencia total.
DM	Disparo múltiple.
DS	Discretización simultánea.
EDA's	Ecuaciones diferenciales y algebraicas.
FOA	Función objetivo agregada.
FOP	Flujos óptimos de potencia.
FOPRET	Flujos óptimos de potencia con restricciones de estabilidad transitoria.
MC	Múltiples contingencias.
<i>OP</i>	Punto de operación.
<i>O-SEQ</i>	Secuencia sobre relajada.
PF	Programación Física.
<i>RAC</i>	Etapas de control de ángulos de rotores.
SEP	Sistema eléctrico de potencia.
TD	Simulación en el dominio del tiempo.
TD-SDM	Simulación en el dominio del tiempo y el método directo escalonado.
TF	Transcripción funcional.
<i>TVC</i>	Etapas de control de voltaje transitorio.
<i>U-SEQ</i>	Secuencia bajo relajada.

Nomenclatura

A. Índice de la etapa de control, criterio y constantes

α	RAC o TVC.
η_α	Criterio de seguridad para la etapa de control α .
δ_{max}	Límite de ángulos de rotores.
V_{min}	Límite de caída de tensión.
H_i	Constante de inercia del i -ésimo generador.
T	Periodo de estudio.
Δt	Paso de tiempo.
τ	Parámetros del sistema.
nb	Número de nodos.
nl	Número de cargas.
t_{cl}	Tiempo de liberación de falla.
t_0^+	Tiempo de inicio de falla.
t_{end}	Tiempo final de la simulación.
$P_{g_i}^L, P_{g_i}^U$	Límite inferior y superior de potencia activa del i -ésimo generador.
P_i	Potencia activa consumida por la i -ésima carga.
λ	Porcentaje de la magnitud del máximo redespacho de potencia activa en la O -SEQ α .

B. Funciones

$f(\cdot)$	Funciones diferenciales.
$g(\cdot)$	Funciones algebraicas.
$P_{Ca}(\cdot)$	Proyección del punto infactible OP en la etapa de control α .
$f_E(\cdot)$	Función objetivo de costo de generadores.
$f_{CTT}(\cdot)$	Función objetivo de capacidad total de transferencia.
$f_S(\cdot)$	Función objetivo de seguridad.

$f_i(x)$	Función que representa al i -ésimo objetivo en PF.
$\bar{f}_i(x)$	Función de clase que representa a la i -ésima función objetivo en PF.
$\mathbf{G}(\cdot)$	Ecuaciones de balance de potencia.
$\mathbf{H}(\cdot)$	Límites físicos y operativos de los componentes.

C. Conjuntos y puntos de operación

S_F	Conjunto de las potencias activas de los generadores.
S_α	Conjunto de S_F donde η_α se satisface.
$S_\alpha^{C_i}$	Conjunto de S_F donde η_α se satisface para la i -ésima contingencia.
S_α^{MC}	Intersección de los conjuntos $S_\alpha^{C_i}$ en MC.
OP_U	OP transitoriamente inseguro.
OP_j	OP infactible de la $P_{C\alpha}(\cdot)$.
OP_β	OP en la O -SEQ $_\alpha$.
OP_s	Último OP inestable en la O -SEQ $_\alpha$.
$OP_{in,\alpha}$	Primer OP estable en la O -SEQ $_\alpha$.
OP_γ	OP en la U -SEQ $_\alpha$.
OP_H	OP en la frontera de S_α .
OP_α	OP donde η_α se satisface.
OP_α^k	OP en la etapa de control α en MC.

D. Variables

x	Variables de estado dinámicas.
y	Variables de estado algebraicas.
u	Variables de control.
δ_i	Ángulo de rotor del i -ésimo generador.
δ_{COI}	Centro de inercia del ángulo de los rotores.
V_k	Magnitud de voltaje en el nodo k .
t	Tiempo.
t_u	Tiempo de inestabilidad.

$P_{C\alpha}^{rO}(OP_\beta)$	Operaciones de proyección para la $O\text{-SEQ}_\alpha$.
$P_{S_\alpha^{C_i}}^{rO}(\cdot)$	Operaciones de proyección sobre relajadas en la etapa de control α en MC.
P_{gi}	Producción de potencia activa del i -ésimo generador.
$\Delta P_{g,\beta}^\alpha$	Redespacho de potencia activa en la $O\text{-SEQ}_\alpha$.
$\Delta \hat{P}_{g,\beta}^{Sch_\alpha}$	Dirección de referencia en la $O\text{-SEQ}_\alpha$.
$\Delta P_{g,\beta_max}^\alpha$	Máximo redespacho de potencia activa en la $O\text{-SEQ}_\alpha$.
$\Delta P_{g,\beta}^{Sch_\alpha}$	Magnitud de referencia en la $O\text{-SEQ}_\alpha$.
$\varphi_{\beta t_u}^\alpha$	Índice en la $O\text{-SEQ}_\alpha$.
$\nabla_{P_{g,\beta}} \varphi_{\beta t_u}^\alpha$	Gradiente de $\varphi_{\beta t_u}^\alpha$.
$P_{C\alpha}^{rU}(OP_\gamma)$	Operaciones de proyección para la $U\text{-SEQ}_\alpha$.
$P_{S_\alpha^{C_i}}(OP_\alpha^k)$	Operaciones de proyección exactas en la etapa de control α en MC.
T_γ	Intervalo que encierra los puntos OP_s y $OP_{in,\alpha}$.
$\Delta P_{g,\gamma}^\alpha$	Redespacho de potencia activa en la $U\text{-SEQ}_\alpha$.
$\Delta \hat{P}_{g,\gamma}^{Sch_\alpha}$	Dirección de referencia en la $U\text{-SEQ}_\alpha$.
$\Delta P_{g,\gamma}^{Sch_\alpha}$	Magnitud de referencia en la $U\text{-SEQ}_\alpha$.

Lista de publicaciones

Publicaciones en revistas indizadas

[Sevilla-Romero, et al., 2023]

Sevilla-Romero, J.U., Fuerte-Esquivel, C.R., Pizano-Martínez, A., & Ramírez-Betancour, R. “Two-stage projection TSC-OPF approach for preventive control of rotor angle stability and voltage sags,” *Journal of modern Power Systems and Clean Energy*, ISSN: 2196-5625, Diciembre 2023, pp. 1-14, DOI: ([10.35833/MPCE.2023.000461](https://doi.org/10.35833/MPCE.2023.000461)). Disponible electrónicamente en <https://ieeexplore.ieee.org/document/10375948>.

Publicaciones en congresos

[Sevilla-Romero, et al., 2021]

Sevilla-Romero, J.U., Fuerte-Esquivel, C.R., Pizano-Martínez, A., & O. Romay, “Physical Programming-Based Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow,” *IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, Noviembre 2021, pp. 1-6, DOI: ([10.1109/ROPEC53248.2021.9668171](https://doi.org/10.1109/ROPEC53248.2021.9668171)).

[Sevilla-Romero, et al., 2019]

Sevilla-Romero, J.U., Fuerte-Esquivel, C.R., Pizano-Martínez, A., & Merchan-Villalba, L.R., “Optimal Preventive Control of Transient Instabilities of Rotor Angles and Nodal Voltage Magnitudes,” *IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, Noviembre 2019, 1-6, DOI: ([10.1109/ROPEC48299.2019.9057046](https://doi.org/10.1109/ROPEC48299.2019.9057046)).

Capítulo 1

Introducción

1.1 Introducción

La ocurrencia de una contingencia severa en un sistema eléctrico de potencia (SEP) provoca desviaciones en los ángulos de los rotores que pueden desencadenar en problemas de pérdida de estabilidad transitoria, referida como inestabilidad transitoria, y de depresiones transitorias de voltaje. La inestabilidad transitoria está asociada a grandes desviaciones en los ángulos de los rotores que provocan pérdidas de sincronismo en los generadores, mientras que depresiones transitorias de voltaje inaceptables provocan la desconexión no controlada de centros de consumo [Weckesser, et al., 2015]. En este contexto, el punto de operación de un sistema de potencia se declara transitoriamente inseguro si las trayectorias dinámicas de los ángulos de rotores y de las magnitudes de voltaje nodal no son acotadas [Xue, et al., 2000]. Para evitar estos problemas, la respuesta dinámica de estas trayectorias debe acotarse a través de acciones de control efectivas, las cuales son determinadas y ejecutadas de forma preventiva para que el punto de operación del sistema sea transitoriamente seguro [Nucci, et al., 2021]. En este contexto, el redespacho de la potencia activa de los generadores es uno de los controles preventivos más efectivos para mejorar la seguridad transitoria del sistema [Pertl, et al., 2018] y este control puede ser determinado de la forma más económica a través de resolver el problema conocido como flujos óptimos de potencia con restricciones de estabilidad transitoria (FOPRET) [Abhyankar, et al., 2017].

1.2 Estado del arte

El problema FOPRET se formula matemáticamente como un problema de optimización semi-infinito, donde el objetivo es minimizar el costo del redespacho de potencia activa sujeto a restricciones de igualdad y desigualdad [La Scala, et al., 1998], [Gan, et al., 2000]. Las restricciones de igualdad representan el estado estable y dinámico del sistema. Mientras que las restricciones de desigualdad mantienen acotada la respuesta transitoria de los ángulos de rotores y depresiones de voltaje nodal [De Tuglie, et al., 1999].

La solución al problema FOPRET se ha formulado con base en métodos deterministas y métodos evolutivos [Abhyankar, et al., 2017]. Sin embargo, ya que los métodos evolutivos requieren una carga computacional excesiva [Xu, et al., 2023], este trabajo se enfoca en los primeros. Los métodos deterministas transforman el modelo FOPRET en un problema de optimización no lineal que se resuelve por los métodos existentes de optimización [La Scala, et al., 1998] y [Gan, et al., 2000]. Dependiendo de la estrategia de transformación utilizada, diferentes métodos FOPRET se han propuesto en la literatura, donde una clasificación detallada de métodos FOPRET se encuentra en [Capitanescu, et al., 2011], [Abhyankar, et al., 2017] y [Geng, et al., 2017]. Dichas investigaciones reportan un desarrollo limitado de métodos deterministas que consideran restricciones de estabilidad transitoria y restricciones de depresiones transitorias de voltaje en el problema FOPRET. De las pocas metodologías reportadas en la literatura, estas se clasifican como métodos de discretización simultánea (DS) [De Tuglie, et al., 1999] y [Jiang, et al., 2013], de disparo múltiple (DM) [Geng, et al., 2014] y de transcripción funcional (TF) [Sun, et al., 2004].

Los métodos de DS discretizan las restricciones dinámicas, de estabilidad transitoria y de depresiones transitorias de voltaje en cada paso de tiempo asociado con la discretización numérica del periodo de estudio del análisis de estabilidad. Todas estas restricciones se incluyen en la formulación convencional del análisis de FOP, lo que resulta en un modelo FOPRET no lineal que se resuelve como un problema unificado para determinar parámetros de control, variables de estado y variables de estado dinámicas. Debido a que el número de restricciones discretizadas es proporcional al número de pasos de integración, el modelo FOPRET tiene una dimensión mucho mayor que el problema de flujos óptimos de potencia (FOP) convencional. Además, ya que el conjunto de restricciones discretizadas debe satisfacerse simultáneamente en cada paso de tiempo del periodo transitorio, el modelo FOPRET sufre de una enorme complejidad y carga computacional, por lo que su solución se vuelve intratable inclusive para sistemas de baja escala [Ruiz-Vega & Pavella, 2003].

Los métodos de DM [Geng, et al., 2014] y de TF [Sun, et al., 2004] simplifican la solución del problema FOPRET a través de reemplazar las restricciones dinámicas con simulaciones en el dominio del tiempo (TD), las cuales son ejecutadas en cada iteración del proceso de optimización para obtener la respuesta dinámica del sistema. Tomando como base esta

respuesta, se evalúan las restricciones de estabilidad transitoria y de depresiones transitorias de voltaje. Así mismo, se realiza un análisis de sensibilidades para evaluar numéricamente los gradientes necesarios para resolver el problema de optimización. El método de DM tiene una convergencia moderada y puede imponer una carga computacional excesiva debido a la ejecución masiva de simulaciones TD y de análisis de sensibilidades [Abhyankar, et al., 2017]. Por otro lado, los métodos de TF son una versión simplificada de los métodos DM que pretenden reducir la complejidad del proceso para reemplazar las restricciones dinámicas por simulaciones TD. Sin embargo, muestran una convergencia lenta y falla en casos donde las simulaciones TD y el análisis de sensibilidades de trayectorias son mal condicionadas debido a trayectorias de estado no acotadas [Geng, et al., 2014].

Otra alternativa atractiva para resolver el problema FOPRET son los métodos deterministas secuenciales presentados en [Nguyen & Pai, 2003] y [Ruiz-Vega & Pavella, 2003]. Estos métodos reformulan las restricciones de estabilidad transitoria como restricciones de redespacho de potencia activa. El problema FOPRET se descompone en dos subproblemas mutuamente relacionados: uno asociado con el problema FOP que incorpora las restricciones de redespacho de potencia y el otro con la evaluación de la estabilidad transitoria que determina el estado de los ángulos de los rotores y la información requerida para formar las restricciones de redespacho. En consecuencia, ambos subproblemas son resueltos secuencialmente para que el redespacho de potencia activa reduzca gradualmente la inestabilidad de ángulos de rotores sin la necesidad de incluir restricciones discretizadas en el problema FOPRET. Por lo tanto, la dimensión del problema, carga computacional y complejidad son mucho menores que en los métodos de DS, DM y TF. Una desventaja de las propuestas reportadas [Nguyen & Pai, 2003] y [Ruiz-Vega & Pavella, 2003] es que la formulación de las restricciones de estabilidad está basada en criterios de redespacho heurísticos y no en un proceso de optimización, lo que puede derivar en soluciones subóptimas y por ende más costosas [Xu, et al., 2023]. Para evitar soluciones más costosas, en [Pizano-Martínez, et al., 2017] y [Xia, et al., 2021] se proponen métodos deterministas secuenciales mejorados para el control preventivo de estabilidad de ángulos de rotores, donde se ejecuta el redespacho de potencia más económico sin considerar criterios de estabilidad heurísticos durante el proceso del control preventivo.

En la práctica, el problema FOPRET debe analizar simultáneamente el conjunto de contingencias con mayor probabilidad de ocurrencia, y no a un solo disturbio, para obtener un punto transitoriamente seguro [Ruiz-Vega & Pavella, 2003], [King, et al., 2016]. La generalización del problema FOPRET para el análisis de múltiples contingencias (MC) requiere la inclusión de restricciones dinámicas, de estabilidad transitoria y de depresiones transitorias de voltaje de todas las contingencias bajo estudio [Zarate-Minano, et al., 2010]. Debido a esta situación, la naturaleza del problema FOPRET de MC está asociada a una carga computacional excesiva, por lo que en la literatura se han propuesto diferentes metodologías de solución basadas en los métodos de DS, TF y secuenciales.

Los métodos FOPRET de MC basados en DS reportados en [Yuan, et al., 2003], [Ledesma, et al., 2017] y [Arredondo, et al., 2019] garantizan una respuesta acotada de ángulos de rotores. Mientras que los métodos de DS presentados en [Bruno, et al., 2002] y [Jiang, et al., 2013], además de determinar un punto transitoriamente seguro en términos de ángulos de rotores, garantizan una respuesta acotada de depresiones de voltaje nodal. En el contexto de métodos FOPRET de MC basados en el método de TF, en [Yang, et al., 2018] se presenta una propuesta que únicamente utiliza restricciones de ángulos de rotores. Finalmente, en el contexto de métodos secuenciales en [Nguyen & Pai, 2003], [Ruiz-Vega & Pavella, 2003], [Li, et al., 2011], [Tang & Sun, 2017], [Xu, et al., 2017], [Yuan & Xu, 2020] y [Xia, et al., 2021] se presentan propuestas que garantizan solamente respuestas acotadas de ángulos de rotores.

Las metodologías FOPRET también han sido utilizadas para maximizar la transferencia de potencia a través de los enlaces de transmisión o la capacidad de transferencia total (CTT) [Xu, et al., 2011], donde una clasificación detallada de métodos FOPRET de CTT se encuentra en [Mohammed, et al., 2019]. En este contexto, las metodologías deterministas FOPRET de CTT están basadas en métodos de DS, TF y secuenciales.

Los métodos FOPRET de CTT basados en DS se encuentran reportados en [De Tuglie, et al., 2000], [Zhang, et al., 2004], [Kubokawa, et al., 2007] y [Hakim, et al., 2009]. Por otro lado, los métodos de TF se encuentran reportados en [Chen, et al., 2001] y [Xia, et al., 2005]. Finalmente, las propuestas secuenciales se encuentran reportadas en [Bettiol, et al., 1999], [Ruiz-Vega & Pavella, 2003] y [Chávez-Lugo, et al., 2014a]. Es importante mencionar que

estas propuestas de CTT únicamente se enfocan en garantizar respuestas acotadas de ángulos de rotores.

Con base a lo expuesto anteriormente, en el presente trabajo de investigación se desarrolla e implementa la primera estrategia determinista secuencial que garantiza respuestas transitorias acotadas de ángulos de rotores y de depresiones de voltaje nodal ante la ocurrencia de un gran disturbio en un sistema eléctrico de potencia [Sevilla-Romero, et al., 2023]. Dicha estrategia está basada en la teoría de proyecciones sobre conjuntos y tiene la capacidad de ser aplicada al problema de múltiples contingencias, evitando el cómputo excesivo asociado a las metodologías tradicionales reportadas en la literatura. Además, puede maximizar la transferencia de potencia a través de los enlaces de transmisión al aplicar un método multiobjetivo que modela las necesidades operativas de la red [Sevilla-Romero, et al., 2021].

1.3 Justificación

En contraste con las formulaciones del problema FOPRET basadas en los métodos de DS, DM y TF, la formulación secuencial para la solución del problema FOPRET es más eficiente ya que no necesita incluir ecuaciones discretizadas en la formulación del problema de optimización y su mayor carga computacional está relacionada con la determinación del redespacho óptimo. Lo anterior da como resultado que la dimensión del problema de optimización planteado sea prácticamente la misma que la asociada a un problema convencional de FOP, independientemente del tamaño del sistema bajo estudio. Así mismo, se puede formular de manera eficiente el problema FOPRET considerando MC y modelos dinámicos detallados del sistema eléctrico. Debido a lo anterior, los métodos secuenciales pueden proporcionar estrategias de control que pueden ser utilizadas por los operadores de las redes eléctricas [Xu, et al., 2023]. Aunque la idea detrás de los métodos FOPRET secuenciales es simple e intuitiva, todas las propuestas basadas en este concepto solamente se enfocan en el control preventivo de estabilidad transitoria sin tomar en cuenta las depresiones transitorias en los voltajes nodales. Esta falta de control en la respuesta dinámica de las magnitudes de voltaje puede desencadenar en la operación de esquemas de tiro de carga, debido a depresiones de voltaje inaceptables.

Desde un punto de vista matemático, los métodos secuenciales ignoran los problemas de depresiones transitorias de voltaje porque el problema de optimización se formula únicamente en términos de las variables de estado estable. En este sentido, la propuesta descrita en este trabajo de investigación supera este problema considerando que las depresiones transitorias de voltaje provocadas por disturbios severos están relacionadas con las grandes desviaciones de los ángulos de rotores como se demuestra en [Weckesser, et al., 2015], de tal forma que las dinámicas en las magnitudes de voltaje pueden ser controladas a través de utilizar redespachos de potencia activa.

1.4 Objetivo principal

El objetivo principal de este trabajo de investigación es el desarrollo, modelado y simulación de esquemas de control preventivo basados en redespacho de generación que garanticen respuestas acotadas de ángulos de rotores y depresiones transitorias de voltaje nodal ante la ocurrencia de contingencias severas en redes eléctricas.

1.4.1 Objetivos específicos

- Desarrollar un esquema FOPRET secuencial que garantice respuestas transitorias acotadas ante una contingencia severa.
- Desarrollar un esquema FOPRET secuencial que garantice respuestas transitorias acotadas ante múltiples contingencias severas.
- Desarrollar un esquema FOPRET secuencial que garantice respuestas transitorias acotadas y que maximice la transferencia de potencia a través de los enlaces de transmisión ante una contingencia severa.

1.5 Contribuciones principales

Las características y contribuciones del FOPRET secuencial propuesto son las siguientes:

- Por primera vez el control preventivo de estabilidad de ángulos de rotores y de depresiones transitorias de voltaje se realiza mediante un método secuencial. Este objetivo se logra a través de introducir el concepto de proyecciones sobre conjuntos. Al aplicar la teoría de proyecciones se lleva el estado operativo del sistema a un punto de operación donde las trayectorias de ángulos de rotores y magnitudes de voltaje nodal son acotadas dentro de límites preestablecidos.
- El operador de proyección se formula como un problema de redespacho de potencia activa con restricciones transitorias, por lo que la proyección corresponde a la solución del modelo FOP convencional ligeramente ampliado, denominado modelo FOPRET. El modelo de optimización resultante tiene una dimensión, complejidad y carga computacional similares a las de un FOP convencional.
- El redespacho de potencia activa se realiza de forma no heurística disminuyendo las desviaciones transitorias de los ángulos de rotores y magnitudes de voltaje nodal con respecto a los valores de referencia especificados. El redespacho de generación no heurístico también evita la sobre-estabilización debido a que el punto de equilibrio operativo se proyecta muy cerca de la frontera de la región segura en términos de ángulos de rotores y magnitudes de voltaje nodal.
- El problema FOPRET de MC se simplifica totalmente con la aplicación de la teoría de proyecciones sobre conjuntos. Al aplicar la teoría de proyecciones, el modelo de optimización FOPRET de MC no necesita incluir las restricciones transitorias de todas las contingencias bajo estudio, ya que las analiza de forma individual. En este contexto, se plantean dos metodologías basadas en proyecciones alternadas y paralelas
- Se aplica un método de optimización multiobjetivo, denominado Programación Física (PF), para minimizar simultáneamente el costo de generación, maximizar la CTT y mejorar la seguridad dinámica del sistema. En este contexto, el FOPRET propuesto prioriza las necesidades operativas planteadas por el analista del sistema eléctrico.

1.6 Metodología

La metodología utilizada en el desarrollo de este trabajo de investigación se describe a continuación:

- Se realizó una búsqueda bibliográfica de métodos FOPRET con restricciones de estabilidad transitoria y de depresiones transitorias de voltaje nodal.
- Se realizó una búsqueda bibliográfica de métodos de proyecciones sobre conjuntos para contextualizarlos en el problema FOPRET.
- Se desarrolló y validó mediante simulaciones un método FOPRET secuencial basado en proyecciones sobre conjuntos que garantiza respuestas transitorias acotadas ante una contingencia [Sevilla-Romero, et al., 2023].
- Se desarrollaron y validaron mediante simulaciones dos métodos FOPRET secuenciales basados en proyecciones alternadas y paralelas que garantizan respuestas transitorias acotadas ante múltiples contingencias.
- Se realizó una búsqueda bibliográfica de métodos FOPRET con restricciones de CTT y de métodos de optimización multiobjetivo.
- Se desarrolló y validó mediante simulaciones un método FOPRET secuencial que garantiza respuestas transitorias acotadas y maximiza la transferencia de potencia a través de los enlaces de transmisión considerando necesidades operativas de la red [Sevilla-Romero, et al., 2021].

1.7 Contenido de la tesis

La presente tesis se organiza en 5 capítulos. En adición a lo expuesto en este capítulo, se describen brevemente cada uno de los siguientes capítulos:

El Capítulo 2 contextualiza la definición de una proyección sobre relajada y bajo relajada en el problema FOPRET y se presenta una metodología que garantiza respuestas acotadas de ángulos de rotores y magnitudes de voltaje nodal ante la ocurrencia de una contingencia. Además, se realiza una comparación con una metodología global para la validación de resultados.

El Capítulo 3 reporta la definición de proyecciones alternadas y paralelas en el problema FOPRET de MC y se presentan dos metodologías para obtener respuestas acotadas de ángulos de rotores y magnitudes de voltaje nodal ante un conjunto de contingencias previamente establecidas.

El Capítulo 4 presenta el método de optimización multiobjetivo basado en PF para la solución del problema FOPRET y se demuestra numéricamente su aplicación para obtener respuestas acotadas de ángulos de rotores y de magnitudes de voltaje nodal ante contingencias en el sistema eléctrico. El proceso de estabilización del sistema eléctrico se realiza optimizando de manera simultánea el costo de despacho de generación de potencia y la transferencia de potencia a través de los enlaces de transmisión de acuerdo con las necesidades operativas de la red.

Finalmente, en el Capítulo 5 se presentan las conclusiones generales de este trabajo de investigación y los trabajos futuros.

Capítulo 2

Propuesta para el control preventivo de una contingencia

2.1 Introducción

En la operación práctica de los sistemas eléctricos, un punto de operación se considera transitoriamente seguro si y solo si su respuesta transitoria de ángulos de rotores y de depresiones de voltaje nodal se mantiene acotada dentro de límites predefinidos [Weckesser, et al., 2015]. Debido a esto, en este capítulo se propone un método para el control preventivo de estabilidad transitoria y de depresiones transitorias de voltaje cuando se presenta un gran disturbio. El método realiza una secuencia de redespachos de potencia activa para llevar el estado operativo del sistema a un punto de equilibrio transitoriamente seguro, a través de resolver secuencialmente el problema de estabilidad transitoria y el problema de flujos óptimos de potencia con restricciones de estabilidad transitoria (FOPRET). Esta estrategia de control está basada en dos etapas de proyección, la primera garantiza la estabilidad de los ángulos de rotores (etapa *RAC*) y la segunda minimiza las depresiones transitorias de voltaje nodal (etapa *TVC*). En estas etapas de proyección, el operador de proyección es el FOPRET propuesto, cuya formulación está basada en un FOP convencional al cual se agregan dos restricciones de estado estable que modelan el control de excursiones dinámicas de rotores y de depresiones de voltaje. Finalmente, la efectividad de esta metodología se demuestra numéricamente a través de utilizar el sistema WSCC de 3-generadores, 9-nodos y un equivalente del sistema mexicano de 46-generadores, 190-nodos.

2.2 Definición de proyección

Dado el espacio euclidiano \mathcal{R}^n , sea S un conjunto que contiene a todos los puntos de operación factibles OP de dicho espacio, los cuales corresponden a puntos transitoriamente seguros y sea S_F el complemento de S , tal como se muestra en la Fig. 2.1. En general, la proyección exacta de un punto de operación OP_a fuera de la región S corresponde al punto más cercano OP_h en S , la cual es formulada por [Bertsekas, 1999]:

$$OP_h = P_C(OP_a) = \min_{OP \in S} \|OP_h - OP_a\|^2 \quad (2.1)$$

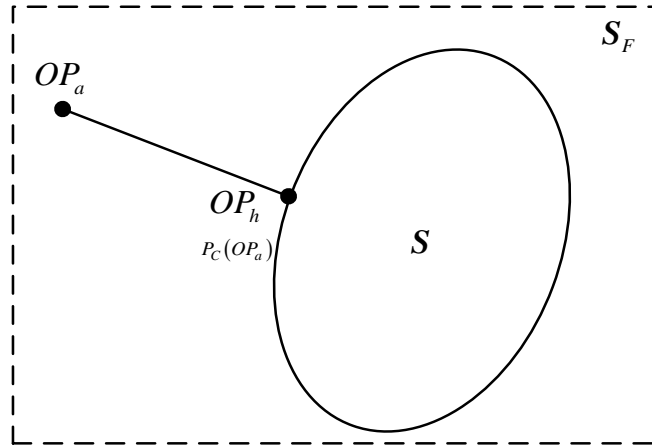


Fig. 2.1. Proyección no relajada $P_C(OP_a)$.

donde el operador de proyección se representa por el operador $P_C(OP_a)$. El vector que va del punto OP_a al punto OP_h : $\Delta OP_{ah} = OP_h - OP_a$ es conocido como vector de factibilidad [Chinneck, 2007]. El vector de factibilidad ΔOP_{ah} está formado por la dirección $\Delta OP_{d_{ah}}$ y la distancia $\Delta OP_{m_{ah}}$ en la cual el punto OP_a debe desplazarse para lograr el punto OP_h [Cervantes-Castillo & Mezura-Montes, 2020], como se ilustra en la Fig. 2.2.

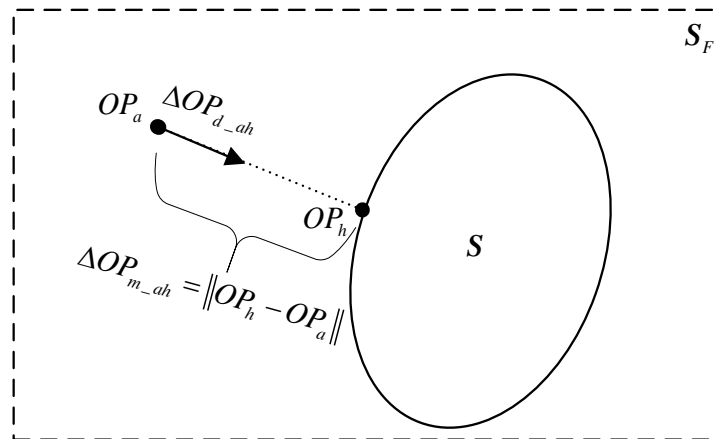


Fig. 2.2. Referencias de dirección $\Delta OP_{d_{ah}}$ y magnitud $\Delta OP_{m_{ah}}$.

Si se conoce la dirección $\Delta OP_{d_{ah}}$ y la distancia $\Delta OP_{m_{ah}}$, el problema de optimización dado en (2.1) se convierte en el problema de optimización dado en (2.2)-(2.3). Donde la función objetivo y la restricción de igualdad obligan a que el desplazamiento de OP_a cumpla la dirección y la distancia de desplazamiento, respectivamente.

$$OP_h = P_C(OP_a) = \min \left(-\frac{\Delta OP_{ah}}{\|\Delta OP_{ah}\|} \cdot \Delta OP_{d_{ah}} \right) \quad (2.2)$$

$$s.t \quad \|\Delta OP_{ah}\|^2 - (\Delta OP_{m_{ah}})^2 = 0 \quad (2.3)$$

Como se puede apreciar en la Fig. 2.3, cuando la distancia $\Delta OP_{m_{ah}}$ es controlada por un factor de relajación λ : $\Delta OP_{m_{ah}}^r = \lambda \Delta OP_{m_{ah}}$, la proyección resultante es un punto OP_h^r llamado proyección bajo relajada o proyección sobre relajada de OP_a en S [Combettes, 1996], [Herman, 2009] para $0 < \lambda < 1$ o $1 < \lambda < 2$, respectivamente, y esta proyección relajada está dada por:

$$OP_h^r = P_C^r(OP_a) = \min \left(-\frac{\Delta OP_{ah}}{\|\Delta OP_{ah}\|} \cdot \Delta OP_{d_{ah}} \right) \quad (2.4)$$

$$s.t \quad \|\Delta OP_{ah}\|^2 - (\Delta OP_{m_{ah}}^r)^2 = 0 \quad (2.5)$$

Cabe señalar que si se conoce la dirección $\Delta OP_{d_{ah}}$ pero no la distancia $\Delta OP_{m_{ah}}$, desarrollando una secuencia de proyecciones sobre (bajo) relajadas (2.4)-(2.5) a través de sistemáticamente ajustar la distancia de desplazamiento $\Delta OP_{m_{ah}}^r$ se logrará la proyección exacta OP_h . Esta estrategia es coherente con los métodos de proyección reportados en [García-Palomares & González-Castaño, 1998], y se adapta para la formulación de este trabajo, por lo tanto el método propuesto se denomina método basado en proyecciones.

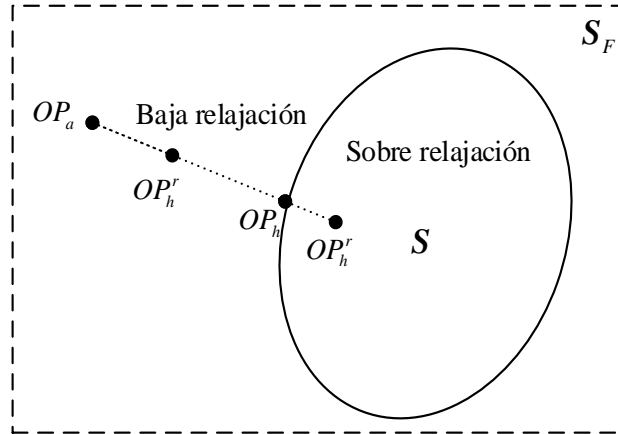


Fig. 2.3. Proyección relajada $P_C^r(OP_a)$.

2.3 Fundamentos de la estrategia de control preventivo

La metodología propuesta consiste en resolver secuencialmente el problema de estabilidad transitoria y el FOPRET hasta obtener un punto de equilibrio que sometido a un gran disturbio, mantenga una respuesta acotada de ángulos de rotores y de magnitudes de voltaje nodal, cuyos valores satisfagan un índice de estabilidad transitoria y un índice de depresiones de voltaje nodal. Esto provoca una respuesta dinámica donde los generadores no salgan de operación síncrona ni se presenten depresiones de voltaje inaceptables. Por lo tanto, el sistema opera en un punto de equilibrio seguro, denominado punto de equilibrio transitoriamente seguro.

En la estrategia propuesta, los resultados obtenidos del análisis de estabilidad transitoria cuando se determina que el sistema es transitoriamente inseguro en términos de ángulos de rotores o de depresiones de voltaje nodal, son utilizados para formular el problema FOPRET. Posteriormente, el problema FOPRET se resuelve en una forma no heurística para obtener un redespacho de potencia activa que dirija al sistema a un punto de equilibrio transitoriamente seguro. En este proceso de solución secuencial, el punto de equilibrio obtenido a través del modelo FOPRET, se utiliza como condición inicial para realizar un análisis de estabilidad transitoria y así determinar si el punto de operación es transitoriamente seguro.

2.3.1 Análisis de estabilidad transitoria y de sensibilidades dinámicas

Desde un punto de vista de control preventivo, un sistema eléctrico de potencia (SEP) operando en un punto de operación OP_β , se considera transitoriamente seguro ante un gran disturbio si la respuesta dinámica de ángulos de rotores y depresiones de voltaje nodal satisface un criterio de estabilidad de ángulos de rotores y de caídas de voltaje transitorias [Weckesser, et al., 2015].

El criterio de estabilidad de ángulos de rotores definido como η_{RAC} y descrito en (2.6), establece que un sistema se mantiene operando de manera síncrona si después de haber sido sometido a un gran disturbio las trayectorias dinámicas de los ángulos de los rotores no violan un límite δ_{\max} respecto al centro de inercia δ_{COI} , durante todo el periodo de análisis de estabilidad transitoria T . En este caso, δ_{COI} está dado en (2.7), donde H_i representa la constante de inercia del i -ésimo generador, ng representa el número de generadores conectados al sistema y $H_T = \sum_{i=1}^{ng} H_i$ la inercia total del sistema [Pizano-Martínez, et al., 2017].

Finalmente, es importante mencionar que en la industria el valor de δ_{\max} se fija en valores inferiores a 180° para evitar inestabilidad, los valores más comúnmente utilizados son de 100° y 120° [Gan, 2000], [Zarate-Minano, et al., 2010].

$$|\delta_k(t) - \delta_{COI}(t)| \leq \delta_{\max}, \forall t \in T, \forall k = 1, \dots, ng \quad (2.6)$$

$$\delta_{COI}(t) = \left(\sum_{i=1}^{ng} H_i \delta_i(t) \right) / H_T \quad (2.7)$$

De acuerdo con [Weckesser, et al., 2015], las depresiones transitorias de voltaje están relacionadas directamente con las trayectorias dinámicas de los ángulos de los rotores. Debido a esto, para poder garantizar una respuesta transitoriamente segura del sistema, las trayectorias dinámicas de las magnitudes de voltaje nodal deben estar acotadas dentro de valores predefinidos. El criterio de caídas de voltaje transitorias definido como η_{TVC} y descrito en (2.8), establece que las trayectorias dinámicas de las magnitudes de voltaje nodal $V(t)$ son seguras si sus valores mínimos son mayores que un voltaje mínimo V_{\min} , por ejemplo 0.85 pu, durante

todo el periodo de análisis de estabilidad transitoria T [De Tuglie, et al., 1999]. En este caso nb representa al número de nodos del sistema.

$$V_k(t) > V_{\min}, \forall t \in T, \forall k = 1, \dots, nb \quad (2.8)$$

Para evaluar la respuesta transitoria del SEP en un punto OP_β , las trayectorias dinámicas y el análisis de sensibilidades de trayectorias, con respecto a una determinada variable de control, son obtenidas a través de combinar simulaciones en el dominio del tiempo (TD) y el método directo escalonado (SDM) [Zamora-Cárdenas & Fuerte-Esquivel, 2010]. La combinación de las simulaciones TD y el método SDM forman el método TD-SDM, el cual se utiliza para determinar si un OP_β satisface los criterios dados en (2.6) y (2.8) y para obtener las sensibilidades dinámicas de los ángulos de los rotores y magnitudes de voltaje con respecto a la potencia activa de cada generador: $\partial \delta_k(t) / \partial P_{gi}$ y $\partial V_k(t) / \partial P_{gi}$. Estas sensibilidades son utilizadas para formular el redespacho de potencia activa en el modelo FOPRET.

En las simulaciones en el dominio del tiempo TD, las dinámicas del SEP se modelan a través de un conjunto de ecuaciones diferenciales algebraicas (EDA's) [Sevilla-Romero, et al., 2023]:

$$\begin{aligned} dx(t)/dt &= \mathbf{f}(\mathbf{x}(t), \mathbf{y}(t), \mathbf{u}, \boldsymbol{\tau}) \quad \mathbf{f}(\cdot) : \mathfrak{R}^{(n_x+n_y+n_u+n_\tau)} \rightarrow \mathfrak{R}^{n_x} \\ \mathbf{0} &= \mathbf{g}(\mathbf{x}(t), \mathbf{y}(t), \mathbf{u}, \boldsymbol{\tau}) \quad \mathbf{g}(\cdot) : \mathfrak{R}^{(n_x+n_y+n_u+n_\tau)} \rightarrow \mathfrak{R}^{n_y} \\ \mathbf{x} &\in \mathbf{X} \subset \mathfrak{R}^{n_x}, \mathbf{y} \in \mathbf{Y} \subset \mathfrak{R}^{n_y}, \mathbf{u} \in \mathbf{U} \subset \mathfrak{R}^{n_u}, \boldsymbol{\tau} \in \boldsymbol{\Gamma} \subset \mathfrak{R}^{n_\tau} \end{aligned} \quad (2.9)$$

donde la nomenclatura del sistema de EDA's dado en (2.9) se describe a continuación. El conjunto de ecuaciones diferenciales asociadas a los generadores y sus respectivos controles, están representados por $\mathbf{f}(\cdot)$. Las ecuaciones algebraicas del estator y las ecuaciones de balance de potencia en cada nodo del sistema son representadas por $\mathbf{g}(\cdot)$. Además, las variables dinámicas y algebraicas son representadas por $\mathbf{x}(t)$ y $\mathbf{y}(t)$, respectivamente. Finalmente, los parámetros de control (en este trabajo son las potencias activas producidas por los generadores) son representados por \mathbf{u} y los parámetros invariables del sistema están dados por $\boldsymbol{\tau}$.

La respuesta dinámica de un SEP se evalúa resolviendo el sistema de EDA's dado en (2.9) desde el tiempo de inicio de falla $t_0^+ = 0$ hasta el tiempo de desconexión de la falla t_{cl} , y desde t_{cl} al tiempo final de simulación t_{end} , $T = [t_0^+, t_{cl}] \cup (t_{cl}, t_{end}]$. En este contexto, la respuesta dinámica de las variables de estado cambia si se modifican sus condiciones iniciales y estos cambios pueden ser cuantificados a través de un análisis de sensibilidad de trayectorias de la siguiente manera. Si \mathbf{u}_0 y \mathbf{u} son los valores iniciales y los valores perturbados de los parámetros de control del sistema, las sensibilidades de (2.9) con respecto a cambios en los parámetros de control puede ser evaluadas perturbando los valores \mathbf{u}_0 y considerando que las funciones $\mathbf{f}(\mathbf{x}(t), \mathbf{y}(t), \mathbf{u}, \boldsymbol{\tau})$ y $\mathbf{g}(\mathbf{x}(t), \mathbf{y}(t), \mathbf{u}, \boldsymbol{\tau})$ son continuas para todas las variables y parámetros del sistema $(\mathbf{x}(t), \mathbf{y}(t), \mathbf{u}, \boldsymbol{\tau})$ así como para las condiciones iniciales $\mathbf{x}(t_{cl}) = \mathbf{x}_{cl}$ y $\mathbf{y}(t_{cl}) = \mathbf{y}_{cl}$. Con base a lo anterior, las trayectorias perturbadas están dadas por:

$$\begin{aligned} \mathbf{x}(\cdot) &= \mathbf{x}_{cl} + \int_{t_{cl}}^{t_{end}} \mathbf{f}(\mathbf{x}(\cdot), \mathbf{y}(\cdot), \mathbf{u}, \boldsymbol{\tau}) ds \\ \mathbf{0} &= \mathbf{g}(\mathbf{x}(\cdot), \mathbf{y}(\cdot), \mathbf{u}, \boldsymbol{\tau}) \end{aligned} \quad (2.10)$$

Las sensibilidades de las variables dinámicas y algebraicas con respecto a cambios en la potencia producida por el i -ésimo generador P_{gi} , es decir $\mathbf{x}_{P_{gi}}(\cdot) = \partial \mathbf{x}(\cdot) / \partial P_{gi}$ y $\mathbf{y}_{P_{gi}}(\cdot) = \partial \mathbf{y}(\cdot) / \partial P_{gi}$, se obtienen derivando (2.10) con respecto a P_{gi} :

$$\frac{\partial \mathbf{x}(\cdot)}{\partial P_{gi}} = \int_{t_{cl}}^{t_{end}} \left(\frac{\partial \mathbf{f}(\cdot)}{\partial \mathbf{x}} \frac{\partial \mathbf{x}}{\partial P_{gi}} + \frac{\partial \mathbf{f}(\cdot)}{\partial \mathbf{y}} \frac{\partial \mathbf{y}}{\partial P_{gi}} + \frac{\partial \mathbf{f}(\cdot)}{\partial P_{gi}} \right) ds \quad (2.11)$$

$$\mathbf{0} = \frac{\partial \mathbf{g}(\cdot)}{\partial \mathbf{x}} \frac{\partial \mathbf{x}}{\partial P_{gi}} + \frac{\partial \mathbf{g}(\cdot)}{\partial \mathbf{y}} \frac{\partial \mathbf{y}}{\partial P_{gi}} + \frac{\partial \mathbf{g}(\cdot)}{\partial P_{gi}} \quad (2.12)$$

Finalmente, la respuesta dinámica de las sensibilidades se obtiene derivando (2.11) con respecto al tiempo t :

$$\begin{aligned} \frac{d\mathbf{x}_{P_{gi}}}{dt} &= \frac{\partial \mathbf{f}(\cdot)}{\partial \mathbf{x}} \frac{\partial \mathbf{x}}{\partial P_{gi}} + \frac{\partial \mathbf{f}(\cdot)}{\partial \mathbf{y}} \frac{\partial \mathbf{y}}{\partial P_{gi}} + \frac{\partial \mathbf{f}(\cdot)}{\partial P_{gi}}; \quad \mathbf{x}_{P_{gi}}(t_{cl}) = 0 \\ &\equiv \mathbf{f}_x \mathbf{x}_{P_{gi}} + \mathbf{f}_y \mathbf{y}_{P_{gi}} + \mathbf{f}_{P_{gi}} \end{aligned} \quad (2.13)$$

$$\mathbf{0} = \frac{\partial \mathbf{g}(\cdot)}{\partial \mathbf{x}} \frac{\partial \mathbf{x}}{\partial P_{gi}} + \frac{\partial \mathbf{g}(\cdot)}{\partial \mathbf{y}} \frac{\partial \mathbf{y}}{\partial P_{gi}} + \frac{\partial \mathbf{g}(\cdot)}{\partial P_{gi}}; \mathbf{g}_{P_{gi}}(t_{cl}) = 0 \quad (2.14)$$

$$\equiv \mathbf{g}_x \mathbf{x}_{P_{gi}} + \mathbf{g}_y \mathbf{y}_{P_{gi}} + \mathbf{g}_{P_{gi}}$$

donde \mathbf{f}_x , \mathbf{f}_y , $\mathbf{f}_{P_{gi}}$, \mathbf{g}_x , \mathbf{g}_y y $\mathbf{g}_{P_{gi}}$ son matrices calculadas a lo largo de las trayectorias [Zamora-Cárdenas & Fuerte-Esquivel, 2010].

Considerando lo anteriormente expuesto, y unificando el análisis de estabilidad transitoria y sensibilidades de trayectorias, dada una contingencia determinada y un punto de operación OP_β asociado primeramente a la etapa *RAC* y posteriormente a la etapa *TVC*, el análisis TD-SDM consiste en resolver en cada paso de integración las ecuaciones (2.9), (2.13) y (2.14) para obtener la respuesta dinámica de $\mathbf{x}(t)$ y $\mathbf{y}(t)$. El análisis TD-SDM se realiza durante el periodo de simulación $T = [t_0^+, t_{cl}] \cup (t_{cl}, t_{end}]$, es decir, desde el tiempo de inicio de falla $t_0^+ = 0$ hasta el tiempo de desconexión de la falla t_{cl} , y desde t_{cl} al tiempo final de simulación t_{end} . En cada paso de integración $t \in (t_{cl}, t_{end}]$, las sensibilidades de las trayectorias son calculadas y el criterio η_{RAC} o η_{TVC} se verifica a través de (2.6) para la etapa *RAC* o de (2.8) para la etapa *TVC*. Si el criterio η_α , donde $\alpha = RAC$ o $\alpha = TVC$, se satisface durante el periodo de simulación T , el análisis TD-SDM termina en $t = t_{end}$ y el punto OP_β se declara transitoriamente seguro. Si no se satisface el criterio η_α , OP_β se declara transitoriamente inestable en el primer paso de integración $t \in (t_{cl}, t_{end}]$ donde el criterio no se satisface. En esta situación, este tiempo se considera como el tiempo de inestabilidad t_u y el análisis TD-SDM se detiene. Si OP_β se declara inestable, los resultados obtenidos del TD-SDM son:

- En la etapa *RAC* ($\alpha = RAC$): a) el tiempo de inestabilidad t_u , b) el valor del k -ésimo ángulo de rotor en t_u , $\delta_k(t_u) \in \mathbf{x}$ y c) las sensibilidades $\partial \delta_k(t) / \partial P_{gi} \Big|_{t_u} \in \mathbf{x}_{P_{gi}}$, $\forall k, i = 1, \dots, ng$.

- En la etapa TVC ($\alpha = TVC$): a) el tiempo de inestabilidad t_u , b) el valor de las magnitudes de voltaje nodal en t_u , $\mathbf{V}(t_u) \in \mathbf{y}$ y c) las sensibilidades $\partial V_k(t)/\partial P_{gi}|_{t_u} \in \mathbf{y}_{P_{gi}}$, $\forall k = 1, \dots, nb, \forall i = 1, \dots, ng$.

2.3.2 Redespacho de potencia basado en proyecciones

Cuando un SEP está operando en un punto transitoriamente inestable OP_U , la metodología propuesta permite determinar un punto OP_{TVC} donde el criterio η_{RAC} y η_{TVC} son cumplidos. Debido a esto, la propuesta de este trabajo considera la existencia de dos conjuntos S_{RAC} y S_{TVC} en el espacio paramétrico S_F formado por los posibles valores de las potencias activas generadas. Por otro lado, al igual que en [De Tuglie, et al., 1999], se sabe que si un punto cumple con el criterio η_{TVC} también cumple el criterio η_{RAC} , lo cual significa que la región S_{TVC} asociada con la estabilidad de ángulos de rotores y depresiones transitorias de voltaje está contenida dentro de la región S_{RAC} , es decir, $S_{TVC} \subseteq S_{RAC}$. Entonces, el punto OP_{TVC} se encuentra en la intersección de estos dos conjuntos: $OP_{TVC} \in \{S_{TVC} \cap S_{RAC}\}$. El método general de proyección del punto OP_U al punto OP_{TVC} en la región S_{TVC} , se describe a continuación.

Como se comentó previamente, la proyección de un punto infactible $OP_a \notin S$ a un punto factible $OP_h \in S$, denominada $P_C(OP_a)$, es la distancia mínima que existe del punto OP_a al conjunto S . Esta proyección se realiza a través del operador de proyección $P_C(\cdot)$, denotado por $P_C(\cdot): OP_a \rightarrow OP_h$, el cual se deriva con base a los conceptos de derivada direccional y gradientes [Chinneck, 2007]. En el caso de múltiples conjuntos, un método de proyecciones alternadas puede ser utilizado para obtener un punto en la intersección de dichos conjuntos [Chinneck, 2007], [Combettes, 1996]. Ya que la región S_{TVC} es subconjunto de S_{RAC} [De Tuglie, et al., 1999], el método de proyecciones alternadas se simplifica un método de proyección de dos etapas como el propuesto en este trabajo. Con fines ilustrativos, en la Fig. 2.4 se muestra el método de proyecciones alternadas en el espacio paramétrico S_F formado

por los posibles valores de las potencias activas de dos generadores. Con base a la estrategia de control propuesta, OP_U (respectivamente OP_{RAC}) se proyecta en el punto OP_{RAC} (respectivamente OP_{TVC}) a través de redespachar la potencia activa de los generadores, siendo este redespacho el operador de proyección $P_C(\cdot)$.

De acuerdo con lo anterior, el control preventivo propuesto se desarrolla en dos etapas de proyección. La etapa *RAC* y la etapa *TVC*. La etapa *RAC* proyecta el punto inestable OP_U en la región S_{RAC} para obtener el punto OP_{RAC} , donde se satisface el criterio η_{RAC} . Luego, en la etapa *TVC*, el punto OP_{RAC} se proyecta en la región S_{TVC} para obtener el punto OP_{TVC} . Ambas etapas se pueden expresar en forma compacta como:

$$OP_\alpha = P_{C\alpha}(OP_j) \left\{ \alpha = RAC, TVC \left| \begin{array}{l} \alpha = RAC \Rightarrow j = U \\ \alpha = TVC \Rightarrow j = RAC \end{array} \right. \right\} \quad (2.15)$$

En la ecuación (2.15), $P_{C\alpha}(\cdot)$ es el operador que proyecta el punto OP_j en el conjunto S_α donde η_α se satisface. El índice α representa la etapa de proyección que se está realizando: *RAC* o *TVC*. En este contexto, j se fija como U (respectivamente *RAC*) para $\alpha = RAC$ (respectivamente $\alpha = TVC$). Finalmente, el operador de proyección $P_{C\alpha}(\cdot)$ se formula como un problema FOPRET, el cual se detalla en la siguiente sección.

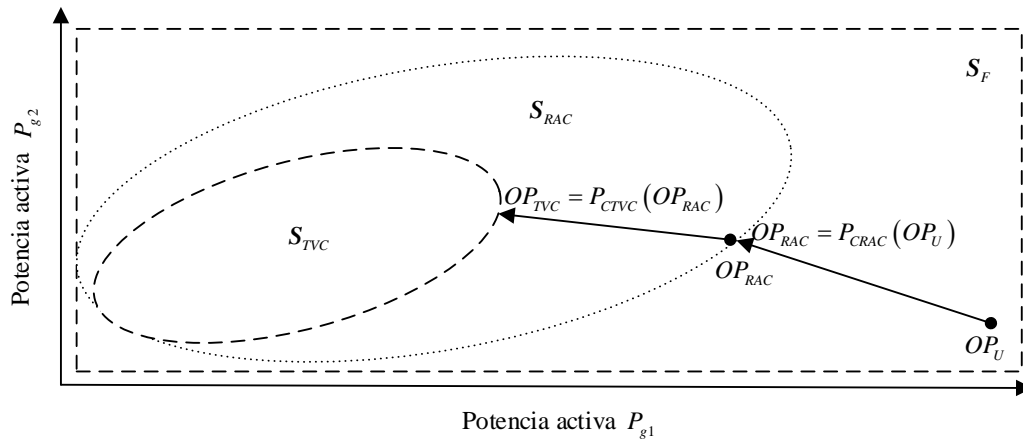


Fig. 2.4. Descripción general del FOPRET propuesto.

2.4 Formulación del operador de proyección

Dada la etapa α , la proyección $P_{C\alpha}(\cdot)$ definida en (2.15) no puede realizarse de forma directa ya que no se conoce de antemano la magnitud de proyección hacia la región de estabilidad transitoria ni hacia la región de depresiones de voltaje admisibles. Por lo tanto, como se muestra en la Fig. 2.5, la proyección $P_{C\alpha}(\cdot)$ se obtiene a través de ejecutar dos secuencias de proyección, denominadas secuencia sobre relajada ($O-SEQ_\alpha$) y secuencia no relajada ($U-SEQ_\alpha$), respectivamente.

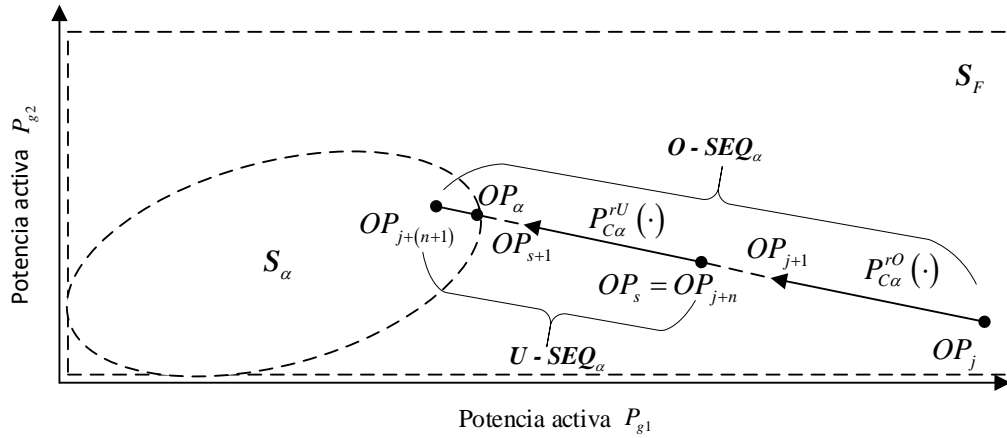


Fig. 2.5. Secuencias $O-SEQ_\alpha$ y $U-SEQ_\alpha$ para la etapa α .

La secuencia $O-SEQ_\alpha$ ejecuta una serie de proyecciones $P_{C\alpha}^{rO}(\cdot)$ para moverse de un punto OP_j hasta obtener un punto $OP_{j+(n+1)}$ dentro de la región S_α , como se define en (2.16), donde el criterio η_α se satisface.

$$OP_{\beta+1} = P_{C\alpha}^{rO}(OP_\beta), \beta = j, j+1, \dots, j+n \quad (2.16)$$

Ya que el punto obtenido en la $O-SEQ_\alpha$, no se encuentra en la frontera de S_α , es decir es un punto sobre-estabilizado (asociado a un redespacho innecesario) y por ende más costoso, debe ser proyectado a la frontera de la región factible S_α a través de la $U-SEQ_\alpha$. Este objetivo se logra considerando los últimos dos puntos de la secuencia $O-SEQ_\alpha$, que definen el intervalo

dado por $T = \left[OP_s = OP_{j+n}, OP_{in,\alpha} = OP_{j+(n+1)} \right]$. Este intervalo encierra un punto críticamente estable OP_α en la frontera de S_α (punto más económico), el cual satisface el criterio η_α . Este intervalo es bisectado a través de utilizar una serie de proyecciones $P_{c\alpha}^{rU}(\cdot)$ en la secuencia $U-SEQ_\alpha$, como se indica en (2.17), hasta lograr un punto $OP_{(s+m)+1}$ en la frontera de S_α , correspondiente al punto OP_α , el cual satisface el criterio η_α .

$$OP_{\gamma+1} = P_{C\alpha}^{rU}(OP_\gamma), \gamma = s, s+1, \dots, s+m \quad (2.17)$$

Finalmente, las proyecciones $P_{c\alpha}^{rO}(\cdot)$ y $P_{c\alpha}^{rU}(\cdot)$ dadas en (2.16) y (2.17) son formuladas en las siguientes secciones como un problema de redespacho de potencia activa.

2.4.1 Operador de proyección para la secuencia $O-SEQ$

En la secuencia $O-SEQ_\alpha$ de la etapa de proyección α , es decir en la etapa RAC o TVC , se obtiene un nuevo punto de operación $OP_{\beta+1}$ a partir de OP_β mediante un redespacho de potencia activa $\Delta P_{g,\beta}^\alpha \in \mathfrak{R}^{ng}$, donde $\Delta P_{g,\beta}^\alpha$ representa la diferencia de potencia activa entre los puntos OP_β y $OP_{\beta+1}$: $\Delta P_{g,\beta}^\alpha = P_{g,\beta+1}^\alpha - P_{g,\beta}^\alpha$; $P_{g,\beta+1}^\alpha \in \mathfrak{R}^{ng}$, $P_{g,\beta}^\alpha \in \mathfrak{R}^{ng}$. En este redespacho, algunos generadores deben disminuir y otros aumentar su generación para satisfacer el balance de potencia activa en el nuevo punto $OP_{\beta+1}$.

El redespacho de potencia activa $\Delta P_{g,\beta}^\alpha$, correspondiente al operador de proyección $P_{c\alpha}^{rO}(\cdot)$, se representa por su magnitud $\Delta P_{g,\beta}^\alpha = \|\Delta P_{g,\beta}^\alpha\|$ y un vector unitario en la dirección de $\Delta P_{g,\beta}^\alpha$: $\Delta \hat{P}_{g,\beta}^\alpha = \Delta P_{g,\beta}^\alpha / \|\Delta P_{g,\beta}^\alpha\|$. En este caso, la magnitud $\Delta P_{g,\beta}^\alpha$ corresponde a la norma del vector de desplazamiento entre OP_β y $OP_{\beta+1}$ en el espacio paramétrico de la generación de potencia activa. Además, los valores del vector unitario $\Delta \hat{P}_{g,\beta}^\alpha$ indican como se debe distribuir la magnitud $\Delta P_{g,\beta}^\alpha$ entre los generadores redespachables para satisfacer $\Delta P_{g,\beta}^\alpha = \|\Delta P_{g,\beta}^\alpha\| \left(\Delta \hat{P}_{g,\beta}^\alpha / \|\Delta \hat{P}_{g,\beta}^\alpha\| \right)$ [Pizano-Martínez, et al., 2017]. Con base en lo anterior, el

redespacho se debe realizar en la dirección del vector unitario $\Delta\hat{P}_{g,\beta}^\alpha \in \mathfrak{R}^{ng}$ y en la magnitud $\Delta P_{g,\beta}^\alpha \in \mathfrak{R}$ para satisfacer los criterios η_{RAC} y η_{TVC} . Esta definición teórica se formula matemáticamente mediante el control de la dirección y magnitud de $\Delta P_{g,\beta}^\alpha$, las cuales se renombran como $\Delta\hat{P}_{g,\beta}^{Sch_\alpha}$ y $\Delta P_{g,\beta}^{Sch_\alpha}$, respectivamente. La deducción matemática, evaluación e inclusión de estas dos referencias en el modelo FOPRET, permite desarrollar el operador de proyección $P_{ca}^{rO}(\cdot)$, como se muestra esquemáticamente en la Fig. 2.6 y como se detalla continuación.

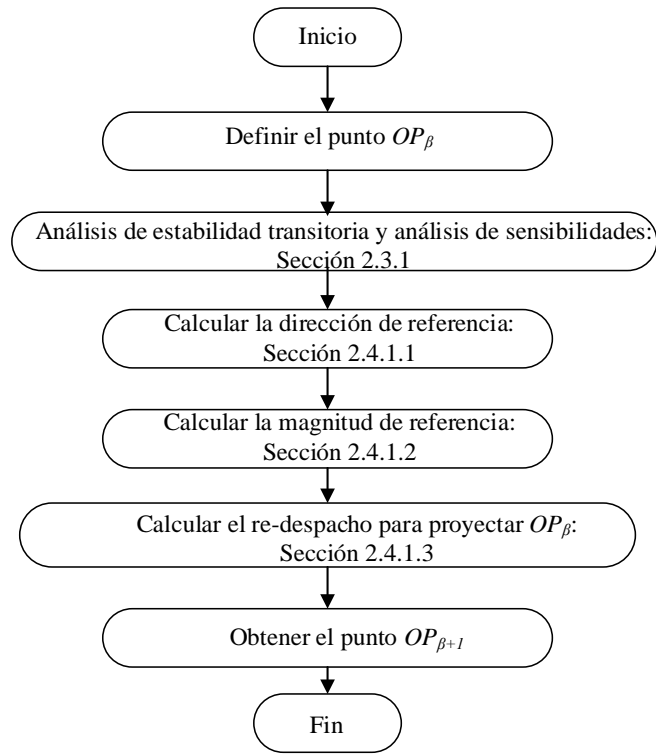


Fig. 2.6. Operador de proyección para la secuencia $O-SEQ_\alpha$.

2.4.1.1 Formulación de la dirección de proyección

El criterio η_α mejora cuando la dirección de redespacho $\Delta\hat{P}_{g,\beta}^{Sch_\alpha}$ está basada en el gradiente del índice de $\varphi_{\beta t_u}^\alpha$ evaluado en el tiempo de inestabilidad t_u .

Para la etapa *RAC*, es decir $\alpha = RAC$, el índice $\varphi_{\beta t_u}^\alpha$ se define como el índice de estabilidad transitoria $\varphi_{\beta t_u}^{RAC}$ dado en (2.18). Este índice cuantifica el nivel de coherencia de las trayectorias de los ángulos de rotores $\delta(t) \in \mathfrak{R}^{ng}$ en el tiempo t_u , es decir, en el instante de tiempo en que se detecta que el criterio de estabilidad η_{RAC} no se satisface.

$$\varphi_{\beta t_u}^{RAC} = \sum_{i=1}^{ng} (\delta_i(t_u) - \delta_{COI}(t_u))^2 \quad (2.18)$$

En la etapa *TVC*, es decir $\alpha = TVC$, $\varphi_{\beta t_u}^\alpha$ se define como el índice de depresiones admisibles de voltaje transitorio $\varphi_{\beta t_u}^{TVC}$ dado en (2.19). Este índice cuantifica el nivel de desviación de las trayectorias transitorias de voltaje $V(t) \in \mathfrak{R}^{nb}$ con respecto al voltaje nominal (1 pu) en el tiempo t_u , es decir cuando el criterio de estabilidad η_{TVC} no se satisface.

$$\varphi_{\beta t_u}^{TVC} = \sum_{i=1}^{nb} (V_i(t_u) - 1)^2 \quad (2.19)$$

Debido a lo expuesto anteriormente, la respuesta dinámica del sistema mejora cuando el redespacho de potencia en el punto OP_β se realiza en la dirección que reduce el valor de $\varphi_{\beta t_u}^\alpha$. Por lo tanto, la dirección de referencia $\Delta \hat{\mathbf{P}}_{g,\beta}^{Sch_\alpha}$ se define matemáticamente como el vector unitario dado en [Pizano-Martínez, et al., 2017]:

$$\Delta \hat{\mathbf{P}}_{g,\beta}^{Sch_\alpha} = - \frac{\nabla_{\mathbf{P}_{g,\beta}} \varphi_{\beta t_u}^\alpha}{\left\| \nabla_{\mathbf{P}_{g,\beta}} \varphi_{\beta t_u}^\alpha \right\|} \quad (2.20)$$

donde $\nabla_{\mathbf{P}_{g,\beta}} \varphi_{\beta t_u}^\alpha$ representa el gradiente del índice $\varphi_{\beta t_u}^\alpha$ con respecto a la potencia activa de los generadores en el punto OP_β .

Ya que el índice $\varphi_{\beta t_u}^\alpha$ no está explícitamente expresado en términos de la potencia activa de los generadores, como se muestra en (2.18) y (2.19), el gradiente $\nabla_{\mathbf{P}_{g,\beta}} \varphi_{\beta t_u}^\alpha$ se obtiene mediante la regla de la cadena dada en (2.21), donde los parámetros $\varepsilon(t)$, $\varphi_{\beta t_u}^\alpha$ y ub dependen de la etapa de proyección que se está realizando.

$$\nabla_{P_{g,\beta}} \varphi_{\beta t_u}^\alpha = \sum_{k=1}^{ub} \left(\frac{\partial \varphi_{\beta t_u}^\alpha}{\partial \varepsilon_k(t)} \frac{\partial \varepsilon_k(t)}{\partial P_{gi}} \right) \Bigg|_{t_u}, \quad \forall i = 1, \dots, ng \quad (2.21)$$

Para la etapa *RAC*, los parámetros son: $\varepsilon_k(t) = \delta_k(t)$, $\varphi_{\beta t_u}^\alpha = \varphi_{\beta t_u}^{RAC}$ y $ub = ng$. Por lo tanto, el gradiente de la etapa *RAC*, es decir $\nabla_{P_{g,\beta}} \varphi_{\beta t_u}^{RAC}$, se define en (2.22).

$$\varphi_{\beta t_u}^{RAC} = \sum_{k=1}^{ng} \left(\frac{\partial \varphi_{\beta t_u}^{RAC}}{\partial \delta_k(t)} \frac{\partial \delta_k(t)}{\partial P_{gi}} \right) \Bigg|_{t_u}, \quad \forall i = 1, \dots, ng \quad (2.22)$$

En este caso, la primera derivada parcial de (2.22) está definida en (2.23) y se obtiene analíticamente de (2.22), donde $B = 1$ para $i = k$ y $B = 0$ para $\forall i \neq k$.

$$\frac{\partial \varphi_{\beta t_u}^{RAC}}{\partial \delta_k(t)} \Bigg|_{t_u} = \sum_{i=1}^{ng} \left(2(\delta_i(t_u) - \delta_{Cor}(t_u)) \left(B - \frac{H_i}{H_T} \right) \right) \quad \forall i = 1, \dots, ng \quad (2.23)$$

Por otro lado, la respuesta dinámica de los ángulos de rotores $\delta(t)$ y sus derivadas parciales $\partial \delta_k(t) / \partial P_{gi}$ dadas en (2.23) y (2.22), respectivamente, son obtenidas a través de análisis de estabilidad transitoria y de sensibilidades dinámicas como se detalló en la Sección 2.3.1. En este caso, los resultados del TD-SDM utilizados para evaluar (2.22) y (2.23) son: a) el tiempo de inestabilidad t_u en el cual el criterio de estabilidad (2.6) no se satisface, b) los valores del k -ésimo ángulo de rotor en t_u , $\delta_k(t_u) \in \mathbf{x}$ y c) las sensibilidades $\partial \delta_k(t) / \partial P_{gi} \Big|_{t_u} \in \mathbf{x}_{P_{gi}} \quad \forall k, i = 1, \dots, ng$.

Similarmente, para la etapa *TVC*, los parámetros son: $\varepsilon_k(t) = V_k(t)$, $\varphi_{\beta t_u}^\alpha = \varphi_{\beta t_u}^{TVC}$ y $ub = nb$. Por lo tanto, el gradiente de la etapa *TVC*, es decir $\nabla_{P_{g,\beta}} \varphi_{\beta t_u}^{TVC}$, se define en (2.24).

$$\nabla_{P_{g,\beta}} \varphi_{\beta t_u}^{TVC} = \sum_{k=1}^{nb} \left(\frac{\partial \varphi_{\beta t_u}^{TVC}}{\partial V_k(t)} \frac{\partial V_k(t)}{\partial P_{gi}} \right) \Bigg|_{t_u}, \quad \forall i = 1, \dots, ng \quad (2.24)$$

donde la primera derivada parcial de (2.24), es decir $\partial \varphi_{\beta t_u}^{TVC} / \partial V_k(t)$, está definida en (2.25). Así mismo, la dinámica de las magnitudes de voltaje $\mathbf{V}(t) \in \mathfrak{R}^{nb}$ y sus sensibilidades con

respecto a la generación de potencia activa, es decir $\partial V_k(t)/\partial P_{gi}$ son obtenidas a través del análisis TD-SDM. Los resultados del TD-SDM utilizados para evaluar (2.24) y (2.25) son: a) el tiempo de inestabilidad t_u en el cual el criterio de estabilidad (2.8) no se satisface, b) los valores de las magnitudes de voltaje en t_u , es decir $\mathbf{V}(t_u) \in \mathbf{y}$ y c) las sensibilidades $\partial V_k(t)/\partial P_{gi}|_{t_u} \in \mathbf{y}_{P_{gi}} \forall k=1, \dots, nb, i=1, \dots, ng$.

$$\left. \frac{\partial \phi_{\beta t_u}^{TVC}}{\partial V_k(t)} \right|_{t_u} = 2(V_k(t_u) - 1), \quad \forall k = 1, \dots, nb \quad (2.25)$$

2.4.1.2 Formulación de la magnitud de proyección

El valor de la magnitud de proyección $\Delta P_{g,\beta}^{Sch_\alpha}$ se obtiene de (2.26), donde λ es un porcentaje de la magnitud $\Delta P_{g,\beta_max}^\alpha$ del máximo redespacho de potencia activa $\Delta P_{g,\beta_max}^\alpha$ en el punto OP_β en la dirección $\Delta \hat{P}_{g,\beta}^{Sch_\alpha}$:

$$\Delta P_{g,\beta}^{Sch_\alpha} = \lambda \Delta P_{g,\beta_max}^\alpha = \lambda \left\| \Delta P_{g,\beta_max}^\alpha \right\| \quad (2.26)$$

donde el redespacho de potencia activa $\Delta P_{g,\beta_max}^\alpha$ se obtiene del problema de optimización dado en (2.27). En este modelo de optimización, la función objetivo maximiza el producto punto, representado por la proyección de $\Delta P_{g,\beta_max}^\alpha$ en la dirección de referencia $\Delta \hat{P}_{g,\beta}^{Sch_\alpha}$, sujeto a satisfacer el balance de potencia activa nodal y los límites de generación de potencia activa. En esta formulación, $\Delta P_{g,\beta_max}^\alpha = P_{g,\beta_max}^\alpha - P_{g,\beta}^\alpha$, donde $P_{g,\beta_max}^\alpha \in P_{g,\beta_max}^\alpha$ representa a la potencia activa del i -ésimo generador con límite inferior $P_{g_i}^L$ y límite superior $P_{g_i}^U$, respectivamente. Además, P_{l_i} es la potencia activa consumida por la i -ésima carga y nl representa al número de cargas.

$$\begin{aligned}
\min_{\mathbf{P}_g} f(\cdot) &= -\Delta \mathbf{P}_{g,\beta_max}^\alpha \cdot \Delta \hat{\mathbf{P}}_{g,\beta}^{Sch_\alpha} \\
& \text{s.t.} \\
\sum_{i=1}^{ng} P_{g_i,\beta_max}^\alpha - \sum_{i=1}^{nl} P_{l_i} &= 0 \\
P_{g_i}^L \leq P_{g_i,\beta_max}^\alpha \leq P_{g_i}^U \quad \forall i &= 1, \dots, ng
\end{aligned} \tag{2.27}$$

Finalmente, ya que la solución del redespacho $\Delta \mathbf{P}_{g,\beta_max}^\alpha$ dada por (2.27) ocasiona que los generadores operen cerca de sus límites y el punto transitoriamente estable $OP_{j+(n+1)}$ esté sobreestabilizado (y por ende más costoso), se propone que en (2.26) λ tome un valor pequeño, por ejemplo 5%, es decir $\lambda = 0.05$, para evitar lo referido.

2.4.1.3 Operador de proyección para la secuencia **O-SEQ**

Para proyectar el punto de operación OP_β en la región factible S_α , el modelo convencional de FOP se modifica para que el redespacho de potencia activa $\Delta \mathbf{P}_{g,\beta}^\alpha$, se realice en una dirección $\Delta \hat{\mathbf{P}}_{g,\beta}^{Sch_\alpha}$ y en una magnitud $\Delta P_{g,\beta}^{Sch_\alpha}$ en el espacio paramétrico de las potencias activas de generación. Por lo tanto, el modelo FOPRET correspondiente al operador de proyección $P_{c_\alpha}^{rO}(\cdot)$ se define en (2.28).

$$\begin{aligned}
\min_{\mathbf{P}_{g,\beta+1}, \mathbf{V}_{\beta+1}, \boldsymbol{\theta}_{\beta+1}} f(\cdot) &= f_E(\mathbf{P}_{g,\beta+1}) - \frac{\Delta \mathbf{P}_{g,\beta}^\alpha}{\|\Delta \mathbf{P}_{g,\beta}^\alpha\|} \cdot \Delta \hat{\mathbf{P}}_{g,\beta}^{Sch_\alpha} \\
& \text{s.t.} \\
\mathbf{G}(\mathbf{V}_{\beta+1}, \boldsymbol{\theta}_{\beta+1}, \mathbf{P}_{g,\beta+1}) &= 0 \\
\mathbf{H}(\mathbf{V}_{\beta+1}, \boldsymbol{\theta}_{\beta+1}, \mathbf{P}_{g,\beta+1}) &\leq 0 \\
\|\Delta \mathbf{P}_{g,\beta}^\alpha\|^2 - (\Delta P_{g,\beta}^{Sch_\alpha})^2 &= 0
\end{aligned} \tag{2.28}$$

donde $\Delta \mathbf{P}_{g,\beta}^\alpha = \mathbf{P}_{g,\beta+1}^\alpha - \mathbf{P}_{g,\beta}^\alpha$. Como se puede apreciar en el problema de optimización dado en (2.28), se tienen dos funciones objetivo. Por un lado, $f_E(\cdot)$ representa a la función de costo de los generadores térmicos, por lo que esta función objetivo busca minimizar el costo de producción de potencia activa. Por otro lado, la segunda función objetivo (función de seguridad) garantiza que el redespacho de potencia activa se realice de acuerdo con la dirección

de proyección $\Delta\hat{P}_{g,\beta}^{Sch_\alpha}$, para así mejorar la respuesta dinámica del sistema. La función $\mathbf{G}(\cdot)$ representa el conjunto de ecuaciones nodales de balance de potencia activa y reactiva, mientras que $\mathbf{H}(\cdot)$ representa los límites físicos y operativos de los componentes eléctricos del sistema. Finalmente, la última restricción de igualdad dada en (2.28) garantiza que la magnitud del redespacho de potencia activa sea igual a la magnitud de proyección $\Delta P_{g,\beta}^{Sch_\alpha}$.

2.4.2 Operador de proyección para la secuencia $U-SEQ$

Una vez que se ha obtenido el punto $OP_{in,\alpha} = OP_{j+(n+1)}$ dentro de la región factible S_α , para evitar una sobre-estabilización y por ende un punto más costoso, se aplica el método de bisección para proyectar el punto $OP_{in,\alpha}$ a la frontera de la región factible mediante el operador de proyección $P_{C\alpha}^{rU}(\cdot)$. Esta proyección se desarrolla en la etapa $U-SEQ_\alpha$ para la etapa de control α basándose en los puntos $OP_\gamma = OP_{j+n}$ y $OP_{in,\alpha}$, obtenidos en la etapa $O-SEQ_\alpha$, los cuales encierran un punto OP_α en la frontera de S_α : $T_\gamma = [OP_\gamma, OP_{in,\alpha}] \ni OP_\alpha \in T_\gamma$. De la misma forma, la dirección y la magnitud del redespacho de potencia activa necesarias para desplazarse del punto OP_γ a $OP_{in,\alpha}$ son obtenidas en la etapa $O-SEQ_\alpha$, las cuales están dadas por $\Delta\hat{P}_{g,\gamma}^{Sch_\alpha} = \Delta\hat{P}_{g,(j+n)}^{Sch_\alpha}$ y $\Delta P_{g,\gamma}^{Sch_\alpha} = \Delta P_{g,(j+n)}^{Sch_\alpha}$, respectivamente.

Basándose en la información anterior, el operador de proyección $P_{C\alpha}^{rU}(\cdot)$ determina la magnitud y dirección en la cual el redespacho de potencia activa debe efectuarse desde el punto OP_γ para obtener un punto $OP_{\gamma+1}$ como se muestra en la Fig. 2.7. Ya que el punto $OP_{\gamma+1}$ se encuentra ubicado en medio del intervalo T_γ , se debe reducir el intervalo para la siguiente ejecución del operador $P_{C\alpha}^{rU}(\cdot)$. Al igual que el operador de proyección $P_{C\alpha}^{rO}(\cdot)$ definido en la Sección 2.4.1, la magnitud de proyección $\Delta P_{g,\gamma+1}^{Sch_\alpha}$, la dirección de proyección $\Delta\hat{P}_{g,\gamma+1}^{Sch_\alpha}$ y la formulación de la proyección $P_{C\alpha}^{rU}(\cdot)$ para la etapa $U-SEQ_\alpha$ son descritos a continuación.

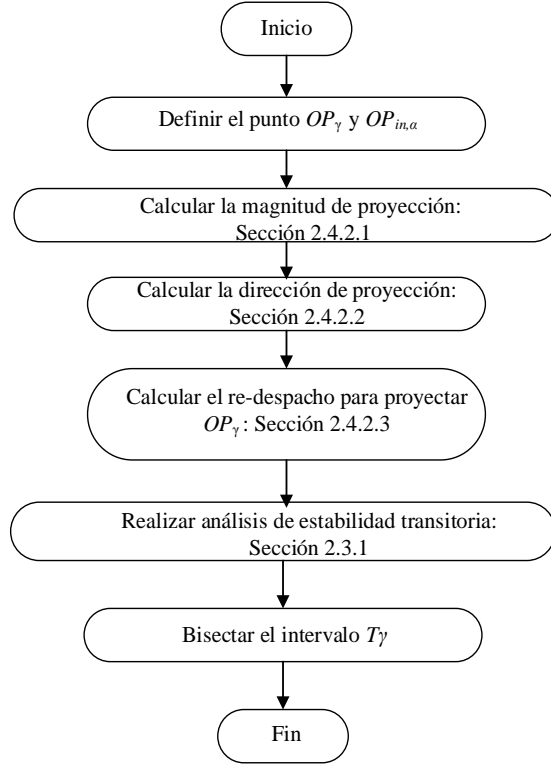


Fig. 2.7. Operador de proyección para la secuencia $U-SEQ_\alpha$.

2.4.2.1 Formulación de la magnitud de proyección

La formulación de la magnitud $\Delta P_{g,\gamma+1}^{Sch_\alpha}$ se obtiene bisectando la magnitud $\Delta P_{g,\gamma}^{Sch_\alpha}$.

$$\Delta P_{g,\gamma+1}^{Sch_\alpha} = \Delta P_{g,\gamma}^{Sch_\alpha} / 2 \quad (2.29)$$

2.4.2.2 Formulación de la dirección de proyección

Para el operador de proyección $P_{C_\alpha}^{rU}(\cdot)$, la dirección de proyección $\Delta \hat{P}_{g,\gamma+1}^{Sch_\alpha}$ se fija como aquella utilizada para ejecutar la última operación de proyección $P_{C_\alpha}^{rO}(\cdot)$ en la secuencia $O-$

SEQ_α : $\Delta \hat{P}_{g,\gamma+1}^{Sch_\alpha} = \Delta \hat{P}_{g,\gamma}^{Sch_\alpha}$.

2.4.2.3 Operador de proyección para la secuencia ***U-SEQ***

Basado en la dirección $\Delta \hat{\mathbf{P}}_{g,\gamma+1}^{Sch_\alpha}$ y la magnitud $\Delta \mathbf{P}_{g,\gamma+1}^{Sch_\alpha}$ de proyección, se resuelve el modelo FOPRET dado en (2.28) para obtener el punto $OP_{\gamma+1}$. Por lo tanto, el subíndice β de (2.28), se reemplaza por el subíndice γ , resultando en (2.30).

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{P}_{g,\gamma+1}, \mathbf{V}_{\gamma+1}, \boldsymbol{\theta}_{\gamma+1}} f(\cdot) &= f_E(\mathbf{P}_{g,\gamma+1}) - \frac{\Delta \mathbf{P}_{g,\gamma}^\alpha}{\|\Delta \mathbf{P}_{g,\gamma}^\alpha\|} \cdot \Delta \hat{\mathbf{P}}_{g,\gamma}^{Sch_\alpha} \\ & \text{s.t.} \\ \mathbf{G}(\mathbf{V}_{\gamma+1}, \boldsymbol{\theta}_{\gamma+1}, \mathbf{P}_{g,\gamma+1}) &= 0 \\ \mathbf{H}(\mathbf{V}_{\gamma+1}, \boldsymbol{\theta}_{\gamma+1}, \mathbf{P}_{g,\gamma+1}) &\leq 0 \\ \|\Delta \mathbf{P}_{g,\gamma}^\alpha\|^2 - (\Delta \mathbf{P}_{g,\gamma}^{Sch_\alpha})^2 &= 0 \end{aligned} \tag{2.30}$$

2.4.2.4 Ajuste del intervalo de la secuencia ***U-SEQ***

Obtenido el punto $OP_{\gamma+1}$, se debe verificar si satisface el criterio η_α a través del análisis TD-SDM. Si el criterio η_α no se satisface, el punto se encuentra dentro del intervalo $T_{\gamma+1}$ definido por los puntos $OP_{\gamma+1}$ y $OP_{in,\alpha}$ por lo tanto $T_{\gamma+1} = [OP_{\gamma+1}, OP_{in,\alpha}]$. Si el criterio η_α se satisface, el punto OP_α se encuentra dentro del intervalo $T_{\gamma+1}$ definido por los puntos OP_γ y $OP_{\gamma+1}$ por lo tanto $T_{\gamma+1} = [OP_\gamma, OP_{\gamma+1}]$.

Finalmente, es importante mencionar que el análisis TD-SDM utilizado en la etapa ***U-SEQ*** $_\alpha$, no requiere realizar análisis de sensibilidades dinámicas. Esto se debe a que la dirección de proyección se mantiene fija durante la etapa ***U-SEQ*** $_\alpha$. Por lo tanto, el análisis TD-SDM solamente integra el conjunto de EDA's dado en (2.9) para verificar si el punto $OP_{\gamma+1}$ satisface el criterio η_α .

2.4.3 Comparación con otras metodologías

La Tabla 2.1 presenta los fundamentos teóricos de la propuesta y las ventajas que aporta al reducir el tamaño y la complejidad del problema de optimización con respecto a otras metodologías que también realizan estabilización a través de criterios de estabilidad transitoria y de depresiones transitorias de voltaje. En la propuesta de este trabajo, gracias al enfoque del método FOPRET propuesto, el FOP convencional se extiende con solo dos restricciones, por lo que ambas formulaciones tienen dimensiones similares. Además, la dimensión del problema FOPRET sigue siendo similar al FOP convencional, independientemente del tamaño del sistema bajo estudio. A diferencia de las propuestas reportadas en [De Tuglie, et al., 1999], [Sun, et al., 2004] y [Geng, et al., 2014], las restricciones adicionales propuestas en este trabajo son independientes del número de nodos nb , del número de generadores ng y del número de pasos de integración N_s del periodo de tiempo bajo estudio. Como se puede apreciar en la Tabla 2.1, la metodología de DS reportada en [De Tuglie, et al., 1999] requiere de N_s restricciones de estabilidad transitoria utilizando el modelo clásico del generador, $nb \times N_s$ restricciones de depresiones transitorias de voltaje y $(2ng + 2nb)N_s$ restricciones dinámicas.

Para el sistema de 3 generadores, 9 nodos dado en [Pizano-Martínez, et al., 2014b] y considerando $t_{cl} = 0.35$ s, $t_{end} = 1$ s y $\Delta t = 0.01$ s, la propuesta de [De Tuglie, et al., 1999] requiere 65 restricciones de estabilidad transitoria, 585 restricciones de depresiones transitorias de voltaje y 1560 restricciones dinámicas, es decir 2,210 restricciones adicionales al problema de FOP [Ruiz-Vega, et al., 2014]. A diferencia de la propuesta presentada en este trabajo, la cual independientemente del sistema bajo estudio solo requiere la inclusión de dos restricciones adicionales al problema de FOP. Adicionalmente, en la propuesta de este trabajo las simulaciones TD necesarias para calcular las restricciones de estabilidad transitoria y de depresiones transitorias de voltaje se ejecutan durante un breve periodo de tiempo definido por $T = [t_0^+, t_u]$: $t_{end} = t_u$. Es importante mencionar que estas simulaciones dinámicas se ejecutan externamente al problema FOPRET y solamente en cada iteración del proceso de estabilización. Esto último difiere sustancialmente de las propuestas [Sun, et al., 2004] y [Geng, et al., 2014], donde las simulaciones TD deben ser ejecutadas en cada iteración interna

del proceso de optimización para poder formular las correspondientes restricciones de estabilidad transitoria y de depresiones transitorias de voltaje.

Tabla 2.1 Comparación de propuestas FOPRET.

Características	DS [De Tuglie, et al., 1999]	TF [Sun, et al., 2004]	DM [Geng, et al., 2014]	Propuesta
Tiempo final de integración t_{end}	Arbitrario	No necesario	Arbitrario	No necesario
Número de pasos de integración N_s	Arbitrario $N_s = (t_{end} - t_{cl}) / \Delta t$	0	N_s arbitrario	0
Número de restricciones de estabilidad transitoria*	N_s	1	ngN_s	2
Número de restricciones dinámicas	$(2nb + 2ng)N_s$	0	$(2nb + 2ng)N_s$	0
Número de restricciones de depresiones transitorias de voltaje	nbN_s	nb	nbN_s	2
Criterio heurístico de estabilidad	No	No	No	No

*Considerando el modelo clásico del generador.

2.5 Algoritmo FOPRET

El FOPRET propuesto se formula expresando las etapas *RAC* y *TVC* en términos de las secuencias *O-SEQ α* y *U-SEQ α* dadas en (2.16) y (2.17), respectivamente.

Considerando el punto $OP_j = OP_U$ como punto inicial, las secuencias (2.16) y (2.17) son ejecutadas en la etapa *RAC*, hasta lograr el punto $OP_\alpha = OP_{RAC}$ como se muestra en la Fig. 2.4. Después este punto $OP_j = OP_{RAC}$ se considera como punto operativo inicial de la etapa *TVC* para obtener el punto $OP_\alpha = OP_{TVC}$ a través de la ejecución de las secuencias *O-SEQ α* y *U-SEQ α* .

El procedimiento para resolver el FOPRET propuesto se describe a continuación.

Paso 1. Seleccionar $\alpha = RAC$ o $\alpha = TVC$ e ir al Paso 2.

Paso 2. Establecer el punto inicial OP_j de la secuencia $O-SEQ_\alpha$: seleccionar $OP_j = OP_U$ cuando $\alpha = RAC$ o seleccionar $OP_j = OP_{RAC}$ cuando $\alpha = TVC$.

Paso 3. Ejecutar la secuencia $O-SEQ_\alpha$ para la etapa α . En este caso, las proyecciones $OP_{\beta+1} = P_{C\alpha}^{ro}(OP_\beta)$ se deben realizar para $\beta = j, j+1, \dots, j+n$ como se describe a continuación.

Paso 3.1. Ejecutar el análisis TD-SDM para verificar si el punto OP_β satisface el criterio η_α . Si η_α se satisface, ir al Paso 3.6. Si η_α no se satisface, el análisis TD-SDM proporciona información específica de acuerdo con la etapa que se esté ejecutando. Cuando $\alpha = RAC$, la información obtenida del TD-SDM es: el valor de t_u , los valores de $\delta_k(t_u)$ y $\partial\delta_k(t)/\partial P_{gi}|_{t_u} \forall k, i = 1, \dots, ng$. Cuando $\alpha = TVC$, la información obtenida del TD-SDM es: el valor de t_u , los valores de $V_k(t_u)$ y $\partial V_k(t)/\partial P_{gi}|_{t_u} \forall k = 1, \dots, nb, i = 1, \dots, ng$.

Paso 3.2. Evaluar el gradiente $\nabla_{P_{g,\beta}} \varphi_{\beta t_u}^\alpha$ de (2.18) cuando $\alpha = RAC$ y de (2.19) cuando $\alpha = TVC$.

Paso 3.3. Utilizar $\nabla_{P_{g,\beta}} \varphi_{\beta t_u}^\alpha$ para determinar la dirección de proyección $\Delta \hat{P}_{g,\beta}^{Sch_\alpha}$ de (2.20), que será utilizada para formular (2.27) y obtener $\Delta P_{g,\beta_max}^\alpha$. Finalmente, evaluar (2.26) para obtener la magnitud de proyección $\Delta P_{g,\beta}^{Sch_\alpha}$.

Paso 3.4 A partir de $\Delta \hat{P}_{g,\beta}^{Sch_\alpha}$, $\Delta P_{g,\beta}^{Sch_\alpha}$ y OP_β , el modelo FOPRET (2.28) se resuelve para obtener el punto $OP_{\beta+1}$.

Paso 3.5. Incrementar el índice β como $\beta = \beta + 1$, e ir al Paso 3.1.

Paso 3.6. La secuencia $O-SEQ_\alpha$ termina y se obtiene la siguiente información. Por un lado, el primer punto dentro de S_α , es decir $OP_{in,\alpha} = OP_{j+(n+1)}$. Por otro lado, el último punto fuera de S_α , es decir $OP_\gamma = OP_{j+n}$, con lo que se puede establecer el intervalo $T_\gamma = [OP_\gamma, OP_{in,\alpha}]$.

Finalmente, también se obtiene la dirección y la magnitud de la proyección del punto OP_{j+n} :

$$\Delta\hat{P}_{g,\gamma}^{Sch_\alpha} = \Delta\hat{P}_{g,j+n}^{Sch_\alpha} \text{ y } \Delta P_{g,\gamma}^{Sch_\alpha} = \Delta P_{g,j+n}^{Sch_\alpha}, \text{ respectivamente.}$$

Paso 4. Ejecutar la secuencia $U-SEQ_\alpha$ para la etapa α . En este caso, las operaciones de proyección $OP_{\gamma+1} = P_{C\alpha}^{rU}(OP_\gamma)$ se deben realizar para $\gamma = s, s+1, \dots, s+m$ como se describe a continuación.

Paso 4.1. Evaluar la magnitud de proyección $\Delta P_{g,\gamma+1}^{Sch_\alpha}$ de acuerdo con (2.29) y establecer la dirección de proyección $\Delta\hat{P}_{g,\gamma+1}^{Sch_\alpha}$ como $\Delta\hat{P}_{g,\gamma+1}^{Sch_\alpha} = \Delta\hat{P}_{g,\gamma}^{Sch_\alpha}$.

Paso 4.2. A partir de $\Delta\hat{P}_{g,\gamma+1}^{Sch_\alpha}$, $\Delta P_{g,\gamma+1}^{Sch_\alpha}$ y OP_γ , el modelo FOPRET (2.30) se resuelve para obtener el punto $OP_{\gamma+1}$.

Paso 4.3. Ejecutar el análisis TD-SDM para verificar si el punto $OP_{\gamma+1}$ satisface el criterio η_α y para obtener el nuevo intervalo $T_{\gamma+1}$ como se reporta en la Sección 2.4.2.4. Si η_α se satisface, $OP_{in,\alpha}$ se actualiza como $OP_{in,\alpha} = OP_{\gamma+1}$. Si η_α no se satisface, OP_γ se actualiza como $OP_\gamma = OP_{\gamma+1}$ y se incrementa el índice γ como $\gamma = \gamma + 1$.

Paso 4.4. Establecer la longitud del intervalo $T_{\gamma+1}$ como $\varepsilon = \|T_{\gamma+1}\|$. Si ε es mayor que una tolerancia de convergencia específica Tol , ir al Paso 4.1. De lo contrario, la $U-SEQ_\alpha$ termina y el punto $OP_{in,\alpha}$ corresponde al punto en la frontera de S_α .

Paso 4.5. Si la secuencia $U-SEQ_\alpha$ termina cuando $\alpha = RAC$, el punto OP_α se establece como OP_{RAC} . En este caso, el índice α debe ser actualizado como $\alpha = TVC$ y se debe regresar al Paso 2. De lo contrario, si la secuencia $U-SEQ_\alpha$ termina cuando $\alpha = TVC$, el punto OP_α se establece como OP_{TVC} . Este punto es la solución del problema FOPRET por lo que el proceso de estabilización termina.

Este procedimiento primero ejecuta la etapa de ángulos de rotores ($\alpha = RAC$) y posteriormente ejecuta la etapa de depresiones transitorias de voltaje ($\alpha = TVC$), como se expone en el Paso 1.

En la etapa de control α , las secuencias **O-SEQ** $_{\alpha}$ y **U-SEQ** $_{\alpha}$ son ejecutadas hasta obtener el punto OP_{α} en la frontera de S_{α} . Por lo tanto, la etapa α empieza en el punto OP_j como se expone en el Paso 2 y la secuencia **O-SEQ** $_{\alpha}$ se desarrolla a través de ejecutar recursivamente el operador de proyección $P_{C\alpha}^{rO}(\cdot)$ como se detalla del Paso 3 al Paso 3.5. Como se indica en el Paso 3.1, cuando el sistema satisface el criterio η_{α} , la secuencia **O-SEQ** $_{\alpha}$ termina y el punto obtenido se fija como el punto $OP_{in,\alpha} = OP_{j+(n+1)}$ dentro de S_{α} . Mientras que el último punto OP_{j+n} fuera de S_{α} se fija como el punto $OP_{\gamma} = OP_{j+n}$. Ambos puntos, forman el intervalo $T_{\gamma} = [OP_{\gamma}, OP_{in,\alpha}]$ el cual contiene el punto OP_{α} . Finalmente, toda la información necesaria para realizar la **U-SEQ** $_{\alpha}$ se detalla en el Paso 3.6.

En la secuencia **U-SEQ** $_{\alpha}$ se ejecuta un proceso de bisección donde el operador de proyección $P_{C\alpha}^{rU}(\cdot)$ se ejecuta recursivamente para encontrar un nuevo punto en el intervalo T_{γ} como se detalla del Paso 4 al Paso 4.3. El intervalo T_{γ} se reduce a través de evaluar la estabilidad del sistema como se detalla en el Paso 4.3. La secuencia **U-SEQ** $_{\alpha}$ termina cuando la longitud del intervalo es menor que una tolerancia específica Tol como se detalla en el Paso 4.4. Cuando se satisface el criterio η_{α} , el punto dentro de la región se fija como OP_{α} .

Cuando se ejecuta el procedimiento anterior para la etapa $\alpha = RAC$, se obtiene un punto OP_{RAC} en la frontera de S_{RAC} . Por lo tanto, la etapa $\alpha = TVC$ inicia en el Paso 2. Cuando la etapa **TVC** termina, se obtiene el punto transitoriamente seguro OP_{TVC} . Finalmente, en la Fig. 2.8 y 2.9, se muestra el diagrama de flujo de la secuencia **O-SEQ** $_{\alpha}$ y **U-SEQ** $_{\alpha}$, respectivamente.

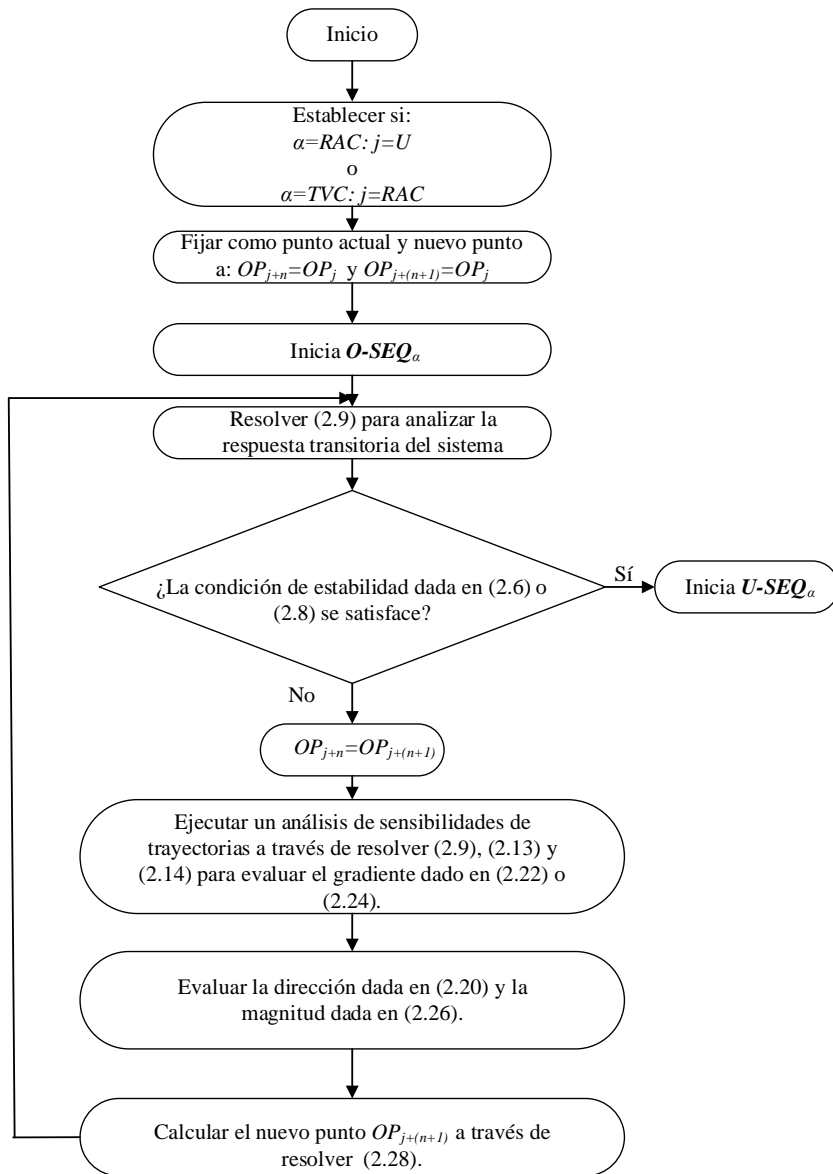


Fig. 2.8. Secuencia $O-SEQ_\alpha$ del FOPRET.

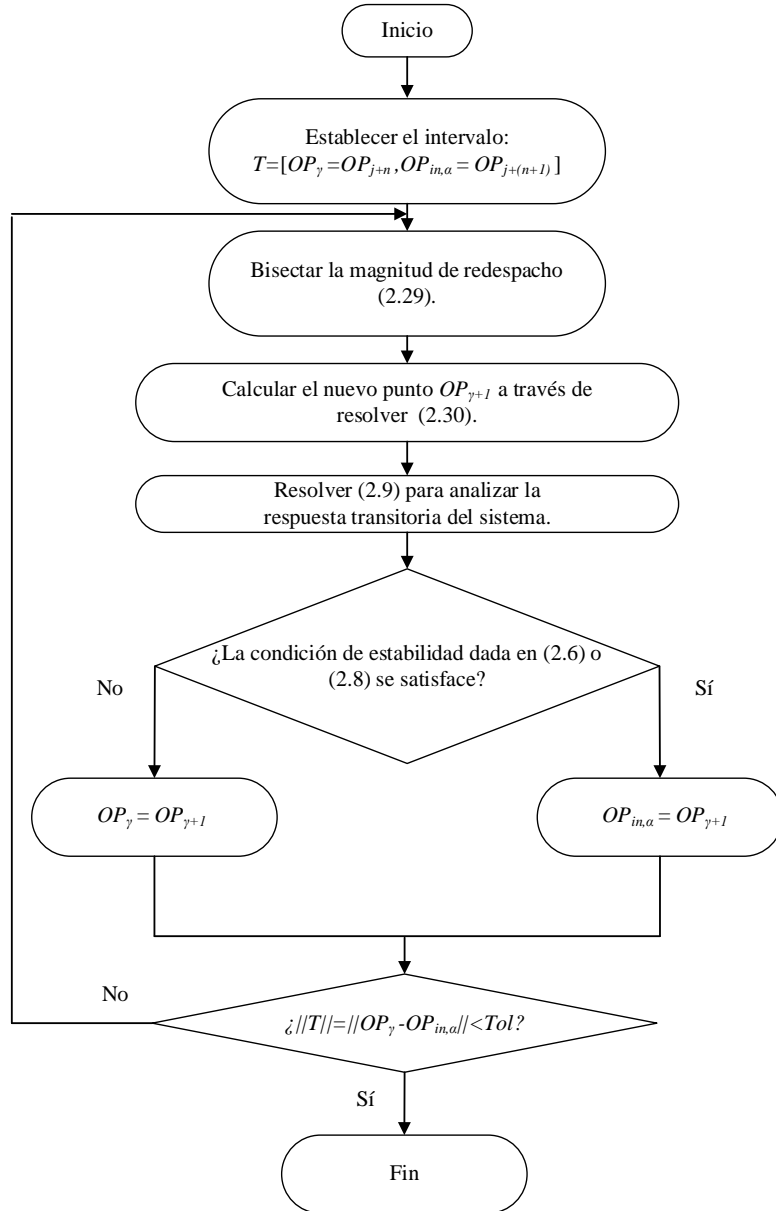


Fig. 2.9. Secuencia $U-SEQ_{\alpha}$ del FOPRET.

2.6 Casos de estudio

Para demostrar numéricamente las ventajas de la metodología FOPRET propuesta, en esta sección se analiza el sistema WSCC de 3-generadores,9-nodos [Pizano-Martínez, et al., 2014b] y un equivalente del sistema mexicano de 46-generadores,190-nodos [Pizano-Martínez, et al., 2014a]. Donde los respectivos diagramas y datos de estos sistemas de prueba se encuentran

reportados en la Sección A.1 y A.2 del Apéndice A. Para los modelos dinámicos se utilizará el modelo clásico del generador y las cargas se modelarán como impedancia constante. Por otro lado, para los modelos de optimización, las cargas se modelarán como potencia constante. Es importante mencionar que el control preventivo propuesto en esta sección es general, ya que no depende del modelo dinámico utilizado para representar a los componentes del sistema. En el contexto de simulaciones dinámicas, se utilizará un paso de integración de 0.01s. Así mismo el criterio de estabilidad η_{RAC} y η_{TVC} son establecidos como $\delta_{\max} = 120^\circ$ y $V_{\min} = 0.85$ pu, respectivamente, para los límites de ángulos de rotores y depresiones transitorias de voltaje. El porcentaje λ se fija a un valor de 5%: $\lambda = 0.05$ para la secuencia ***O-SEQ α*** y la tolerancia de convergencia para la ***U-SEQ α*** es $Tol = 0.01$. Finalmente, para todas las simulaciones se utilizó una computadora Asus ROG STRIX G512LI con un procesador Intel Core i5-10300H, 2.5 GHz y 16GB de RAM en Windows.

2.6.1 Sistema de 9 nodos

Para este sistema, la contingencia seleccionada es una falla trifásica a tierra que ocurre a los $t = 0$ s en el nodo 7, la cual es eliminada a través de desconectar la línea conectada entre los nodos 7 y 5 en $t = 0.35$ s. Esta contingencia denominada “C1” se puede apreciar en la Fig. A.1 del Apéndice A. El periodo de simulación es $T = [0s, 1s]$. Mediante un estudio de FOP convencional se obtiene el punto base OP_U con las potencias activas dadas en el renglón 2, columnas 4 a 6, y el costo total de generación reportado en el renglón 2, columna 7 de la Tabla 2.2. Para este sistema de prueba y bajo las condiciones de simulación referidas, el procedimiento dado en la Sección 2.6 será descrito a continuación.

En el Paso 1 se fija la etapa de control α , como $\alpha = RAC$, y en el Paso 2 se establece el punto inicial OP_U . Para la primera operación de proyección $P_{CRAC}^{rO}(\cdot)$ de la secuencia ***O-SEQ α*** , el análisis TD-SDM descrito en el Paso 3.1 detecta que el sistema operando en el punto OP_U no satisface el criterio η_{RAC} dado en (2.6). En este caso, el punto OP_U está fuera de la región S_{RAC} como se ilustra en la Fig. 2.10, ya que no se satisface el límite de $\delta_{\max} = 120^\circ$ durante la simulación transitoria, como se ilustra en la Fig. 2.11. Debido a esto y de acuerdo con el Paso

3.4, el modelo FOPRET dado (2.28) se resuelve para obtener un punto OP_{U+1} . Dicho punto, aún se encuentra fuera de la región S_{RAC} , por lo que se toma como punto de referencia para ejecutar nuevamente el operador de proyección $P_{CRAC}^{rO}(\cdot)$, tal como se describe en el paso 3.5. En la tercera operación de proyección de la secuencia $O-SEQ_{\alpha}$, el análisis TD-SDM descrito en el Paso 3.1 detecta que el punto OP_{U+3} se encuentra dentro de la región S_{RAC} . Por lo tanto, y de acuerdo con el Paso 3.6, el punto obtenido se fija como el punto $OP_{in,RAC} = OP_{U+3}$ y la secuencia $O-SEQ_{RAC}$ termina. Finalmente, el redespacho de potencia activa de cada generador y el costo total de generación en $OP_{in,RAC}$ están dados en las columnas del renglón 3 de la Tabla 2.2.

Terminada la secuencia $O-SEQ_{RAC}$, la secuencia $U-SEQ_{RAC}$ se ejecuta a través del operador de proyección $P_{CRAC}^{rU}(\cdot)$ como se describe en el Paso 4.2. De acuerdo con el Paso 4.3, el análisis TD-SDM determina que el punto obtenido en la segunda operación de proyección satisface el criterio η_{RAC} . Adicionalmente, también se satisface el criterio de convergencia establecido en el Paso 4.4. Debido a esto, el punto es declarado OP_{RAC} , por lo que termina la secuencia $U-SEQ_{RAC}$ y por ende la etapa RAC . Las potencias activas y el costo total de generación del punto OP_{RAC} están dados en el renglón 4 de la Tabla 2.2. Finalmente, la Fig. 2.12 muestra que se satisface el límite $\delta_{max} = 120^\circ$ para el punto OP_{RAC} , el cual está ubicado en la frontera de S_{RAC} (ver Fig. 2.10).

De acuerdo con el Paso 4.5, el punto OP_{RAC} se utiliza para iniciar la etapa TVC en el Paso 2: $\alpha = TVC$. En el Paso 3.1 del primer operador de proyección $P_{CTVC}^{rO}(\cdot)$, el análisis TD-SDM determina que el punto OP_{RAC} no satisface el criterio de depresiones transitorias de voltaje η_{TVC} dado en (2.8). En este caso, existen depresiones transitorias de voltaje por debajo del límite de $V_{min} = 0.85$ pu como se muestra en la Fig. 2.13. De la misma forma, en la Fig. 2.10 se puede observar que el punto OP_{RAC} se encuentra fuera de la región S_{TVC} . Para obtener un punto transitoriamente seguro dentro de la región S_{TVC} , la secuencia $O-SEQ_{TVC}$ desarrolla un total de 10 operaciones de proyección $P_{CTVC}^{rO}(\cdot)$. De acuerdo con el Paso 3.6, dicho punto se fija

como $OP_{in,TVC} = OP_{RAC+10}$. Por último, la potencia activa y el costo total de generación del punto $OP_{in,TVC}$ están reportados en el renglón 5 de la Tabla 2.2.

Los resultados de la secuencia $O-SEQ_{TVC}$ son los datos de entrada de la secuencia $U-SEQ_{TVC}$, la cual inicia en el Paso 4. En este caso, se ejecutan tres operadores de proyección $P_{CTVC}^{rU}(\cdot)$ para obtener el punto OP_{TVC} en la frontera de η_{TVC} , como se ilustra en la Fig. 2.10. Esta secuencia y el algoritmo propuesto terminan en el Paso 4.5 del tercer operador de proyección. La respuesta dinámica de los ángulos de rotores y las depresiones transitorias de voltaje se muestra en la Fig. 2.14 y Fig. 2.15, respectivamente, donde se aprecia que los criterios η_{RAC} y η_{TVC} se satisfacen. Además, las potencias activas y el costo total de generación de este punto están dados en el renglón 6 de la Tabla 2.2.

Finalmente, en la Tabla 2.3 se comparan las potencias activas, el costo total de generación y el tiempo de cómputo obtenidos mediante la metodología propuesta y la metodología global reportada en [De Tuglie, et al., 1999]. Es importante mencionar que las potencias activas y el costo total de generación son similares en ambas metodologías, a diferencia del tiempo total de cómputo requerido por la propuesta de este trabajo, ya que es 20.9 veces más rápida que una metodología global. Esto claramente muestra el valor de la metodología propuesta en este trabajo de investigación.

Tabla 2.2 Proceso de estabilización para el sistema de 9 nodos.

Etapa de control α	Secuencia	Punto	P_{g1} (MW)	P_{g2} (MW)	P_{g3} (MW)	Costo (\$/h)
--	Punto base	OP_U	105.94	113.04	99.24	1,132.2
RAC	$O-SEQ_{RAC}$	$OP_{in,RAC}$	121.17	101.91	94.83	1,134.8
	$U-SEQ_{RAC}$	OP_{RAC}	118.24	104.36	95.35	1,133.9
TVC	$O-SEQ_{TVC}$	$OP_{in,TVC}$	160.33	82.9	74.36	1,163.4
	$U-SEQ_{TVC}$	OP_{TVC}	160.12	83.05	74.41	1,163.1

Tabla 2.3 Comparación entre método global y método propuesto.

Potencia generada	Método global	Método propuesto
P_{g1} (MW)	157.94	160.33
P_{g2} (MW)	82.57	82.9
P_{g3} (MW)	77.27	74.36
Costo (\$/h)	1,161.4	1,163.4
Tiempo de cómputo (s)	201.04	9.18

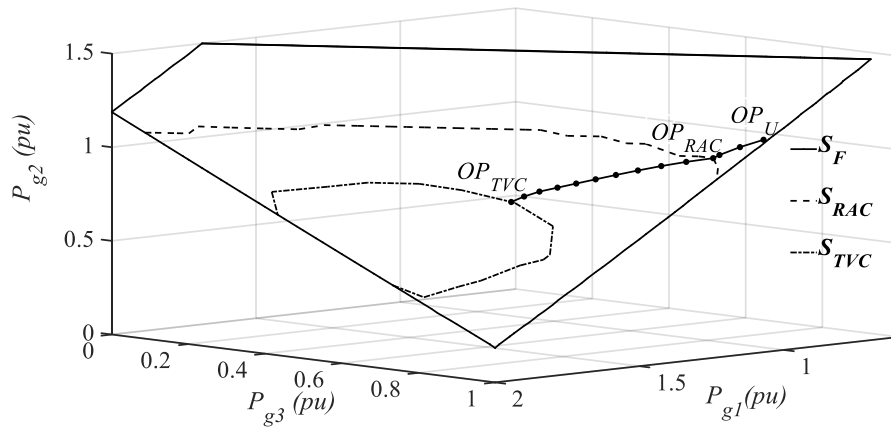


Fig. 2.10. Operadores de proyección en los conjuntos S_{RAC} y S_{TVC} .

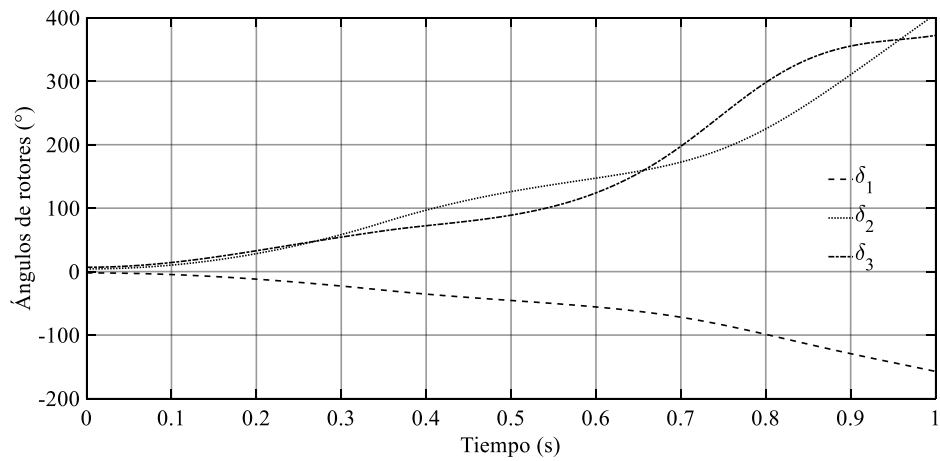


Fig. 2.11. Sistema de 9 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_U .

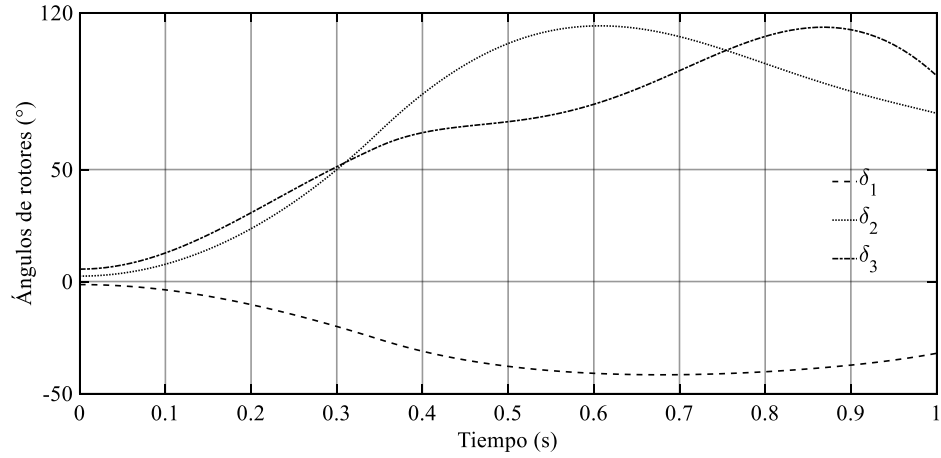


Fig. 2.12. Sistema de 9 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_{RAC} .

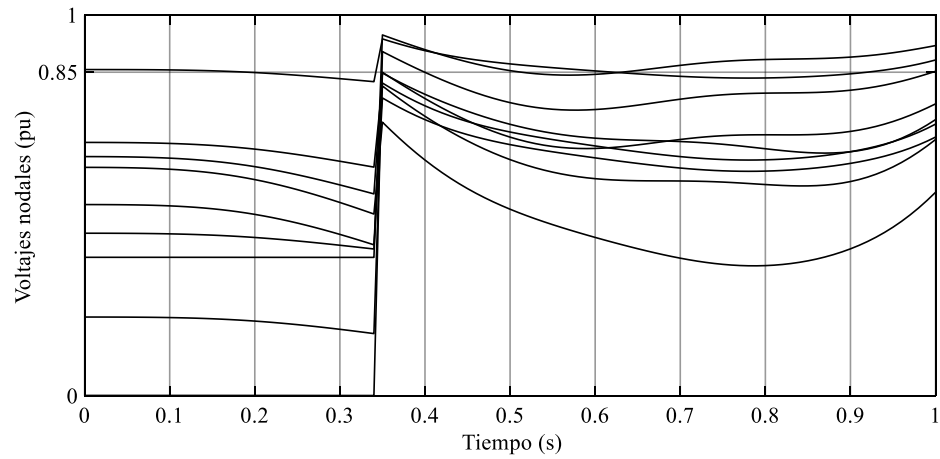


Fig. 2.13. Sistema de 9 nodos: depresiones de voltaje en el punto OP_{RAC} .

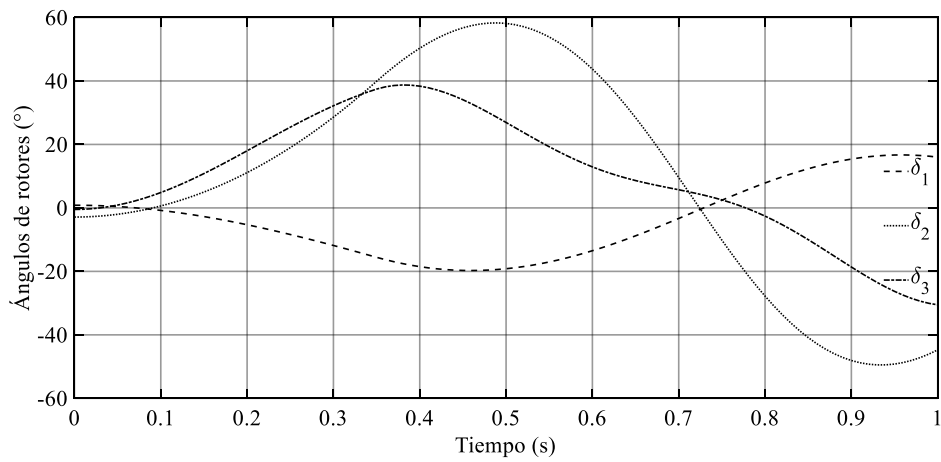


Fig. 2.14. Sistema de 9 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_{TVC} .

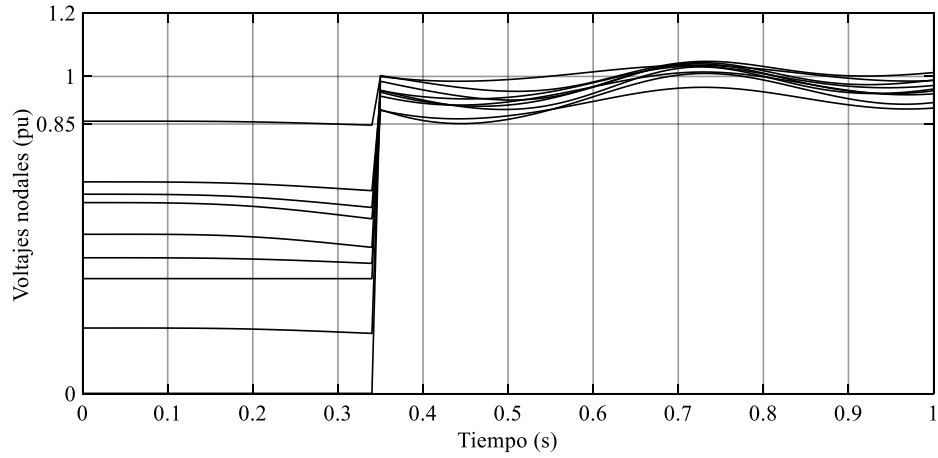


Fig. 2.15. Sistema de 9 nodos: depresiones de voltaje en el punto OP_{TVC} .

2.6.2 Sistema de 190 nodos

La metodología propuesta se aplica al modelo reducido del sistema mexicano compuesto de 46 generadores, 91 cargas y 265 líneas (incluidos transformadores), cuya topología se resume en la Fig. 2.16 y se muestra de manera detallada en la Fig. A.2 del Apéndice A.

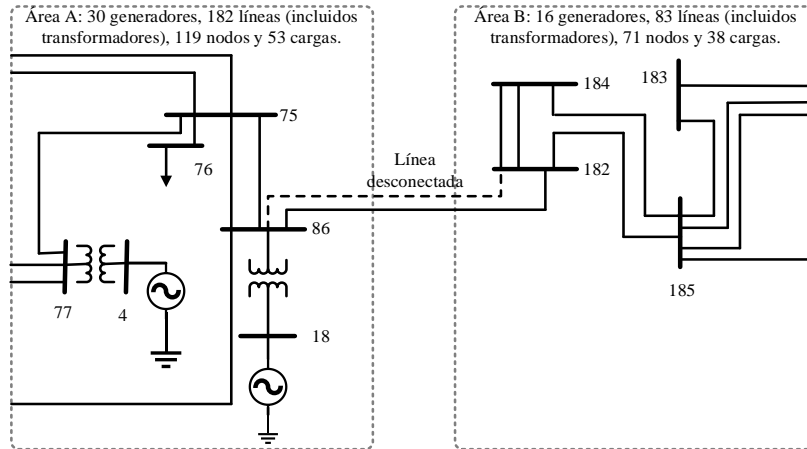


Fig. 2.16. Diagrama representativo del sistema mexicano.

Para este sistema, la contingencia seleccionada es una falla trifásica a tierra simulada en $t = 0$ s en el nodo 182, la cual es eliminada a través de desconectar una de las líneas conectadas entre los nodos 182 y 86 en $t = 0.15$ s, como se ilustra en la Fig. 2.16. Esta contingencia

denominada C_1 se puede apreciar en la Fig. A.2 del Apéndice A. El periodo de simulación es $T = [0s, 5s]$. Mediante un estudio de FOP convencional, se obtiene el punto base OP_U con el costo total de generación reportado en el renglón 2, columna 4 de la Tabla 2.4.

En el Paso 1, la etapa de control α se fija como $\alpha = RAC$ y en el Paso 2 el punto OP_U se utiliza como el inicio de la secuencia $O-SEQ_{RAC}$. En el Paso 3.1, el análisis TD-SDM asociado al primer operador de proyección $P_{CRAC}^{rO}(\cdot)$ determina que las trayectorias de los ángulos de los rotores violan el límite de $\delta_{\max} = 120^\circ$, como se muestra en la Fig. 2.17. Por lo tanto, el sistema se declara transitoriamente inseguro. De acuerdo con el Punto 3.4, el FOPRET se resuelve para obtener el punto OP_{U+1} , donde el costo total de generación está dado en el renglón 3 de la Tabla 2.4. Nuevamente en el Paso 3.1, el análisis TD-SDM determina que el criterio η_{RAC} se satisface. Esta secuencia termina en el Paso 3.6, en el punto $OP_{m,RAC} = OP_{U+1}$.

En el Paso 4, la secuencia $U-SEQ_{RAC}$ se desarrolla a través del operador de proyección $P_{CRAC}^{rU}(\cdot)$. Después de siete ejecuciones del operador de proyección, se obtiene el punto OP_{RAC} en la frontera de S_{RAC} , cuyo costo total de generación se reporta en el renglón 4 de la Tabla 2.4. Así mismo, las trayectorias de los ángulos de los rotores y las depresiones transitorias de voltaje se muestran en las Figs. 2.18 y 2.19, respectivamente. Como se puede apreciar en la Fig. 2.18, el límite de ángulos de rotores $\delta_{\max} = 120^\circ$ se satisface, sin embargo de la Fig. 2.19, se puede apreciar que existen depresiones transitorias de voltaje por debajo de $V_{\min} = 0.85$ pu.

El proceso de estabilización para las magnitudes de voltaje se desarrolla a través de la etapa TVC, considerando como punto inicial a OP_{RAC} . En esta etapa de control, la secuencia $O-SEQ_{TVC}$ ejecuta un operador de proyección $P_{CTVC}^{rO}(\cdot)$ para obtener el punto OP_{RAC+1} , donde el criterio de estabilidad transitoria de voltaje η_{TVC} se satisface. De acuerdo con el Punto 3.6, este punto se fija como $OP_{in,TVC} = OP_{RAC+1}$ y su costo total de generación está dado en el renglón 5 de la Tabla 2.4. La secuencia $U-SEQ_{TVC}$ requiere de siete operadores de proyección $P_{CTVC}^{rU}(\cdot)$ para obtener el punto OP_{TVC} , donde el costo total de generación se encuentra reportado en el

renglón 6 de la Tabla 2.4. Como se puede apreciar en la Fig. 2.20 y Fig. 2.21, en el punto OP_{TVC} se satisfacen los criterios η_{RAC} y η_{TVC} , respectivamente.

Tabla 2.4 Proceso de estabilización para el sistema de 190 nodos.

Etapa de control α	Secuencia	Punto	Costo (\$/h)
--	Punto base	OP_U	21,093.4
RAC	$O-SEQ_{RAC}$	$OP_{in,RAC}$	21,408.8
	$U-SEQ_{RAC}$	OP_{RAC}	21,106.4
TVC	$O-SEQ_{TVC}$	$OP_{in,TVC}$	21,448.5
	$U-SEQ_{TVC}$	OP_{TVC}	21,111.0

De los resultados mostrados en la Tabla 2.4, es claro que el costo total de generación más económico corresponde al punto transitoriamente inestable OP_U . Por un lado, el punto OP_{RAC} garantiza el criterio de ángulos de rotores con tan solo un incremento del 0.06% del costo total de generación asociado al punto OP_U . Por otro lado, el punto OP_{TVC} garantiza el criterio de ángulos de rotores y de depresiones transitorias de voltaje con tan solo un incremento del 0.08% del costo asociado al punto OP_U . Estos resultados demuestran que la metodología propuesta garantiza el costo total de generación más económico, ya que aunque el redespacho para obtener el punto OP_{TVC} sea considerable (en este sistema de prueba fue de 56.6 MW), el incremento en el costo total de generación es mínimo. Finalmente, el tiempo de cómputo asociado a este sistema de prueba fue de 218.89 s.

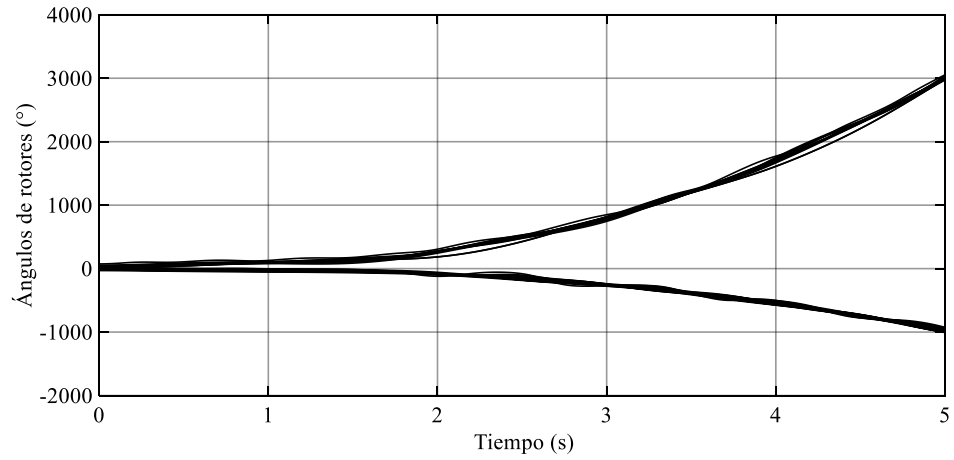


Fig. 2.17. Sistema de 190 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_U .

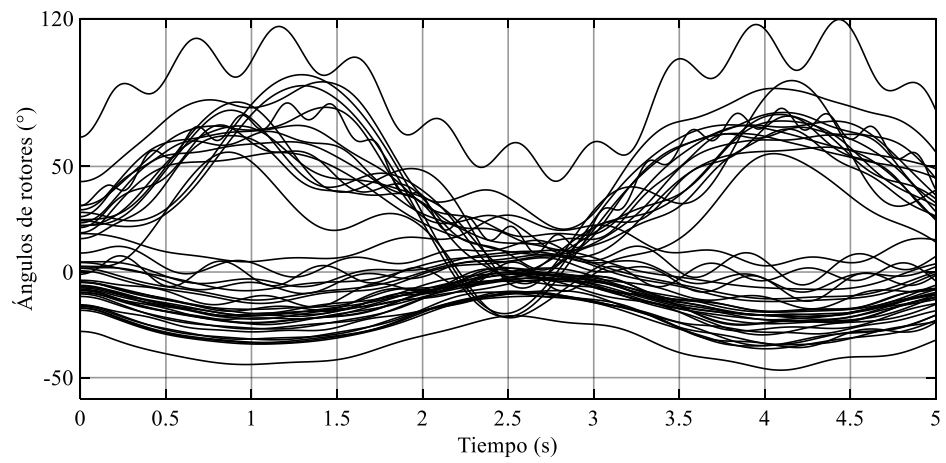


Fig. 2.18. Sistema de 190 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_{RAC} .

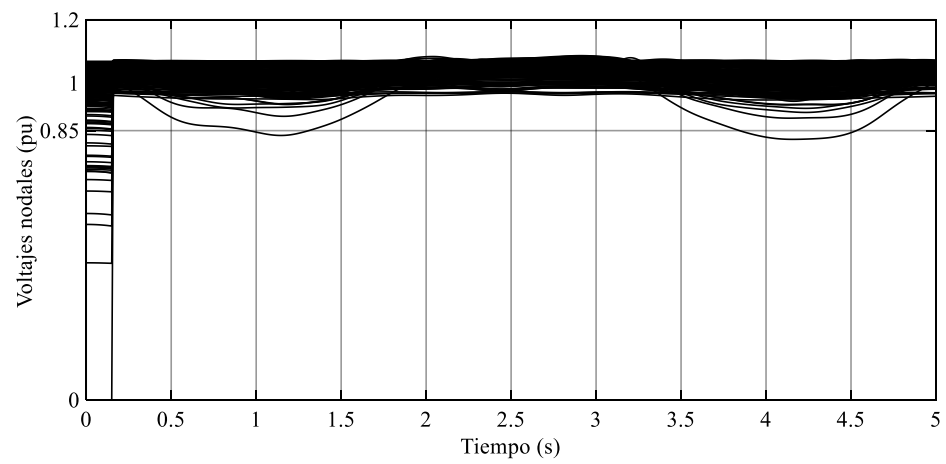


Fig. 2.19. Sistema de 190 nodos: depresiones de voltaje en el punto OP_{RAC} .

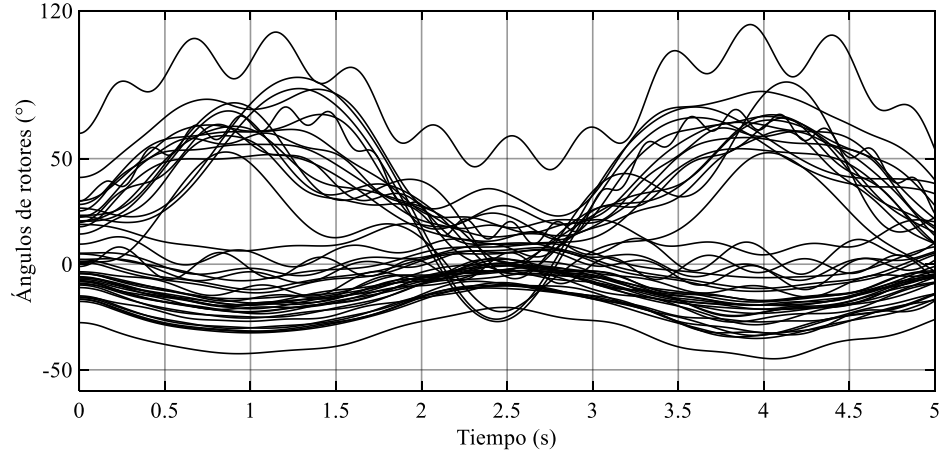


Fig. 2.20. Sistema de 190 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_{TVC} .

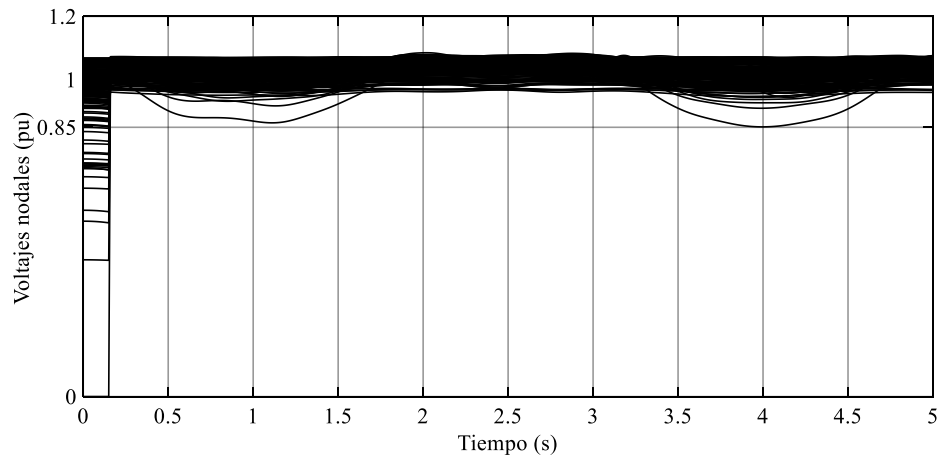


Fig. 2.21. Sistema de 190 nodos: depresiones de voltaje en el punto OP_{TVC} .

2.7 Conclusiones

En este capítulo se propone un FOPRET secuencial para determinar el punto de operación más económico que satisfaga el criterio de estabilidad para ángulos de rotores y el criterio de depresiones de voltaje para las magnitudes de voltaje cuando el sistema sea sometido a un gran disturbio. En este control preventivo, la respuesta transitoria de ángulos de rotores y de magnitudes de voltaje es controlada a través del redespacho de potencia activa. Para este propósito, el FOPRET se formula como dos subproblemas conectados entre sí. El primero está asociado al problema convencional de FOP, modificado con dos restricciones adicionales de redespacho de potencia activa, las cuales están basadas en la teoría de proyecciones en conjuntos. El segundo está relacionado al problema de estabilidad transitoria, que determina la

respuesta dinámica de los ángulos de rotores y de las magnitudes de voltaje nodal, donde dicha información se utiliza para formular las restricciones de redespacho de potencia activa. En este contexto, el FOPRET propuesto tiene una dimensión similar al problema convencional de FOP, ya que no se requiere discretizar restricciones.

Los resultados numéricos presentados en este capítulo claramente demuestran la efectividad de la metodología propuesta para resolver el FOPRET propuesto y evitar la sobreestabilización. En el caso del sistema de 3-generadores, 9-nodos, el costo de control de la propuesta y de una metodología global es 2.73% y 2.58% mayor que el costo base asociado con un punto transitoriamente inseguro, respectivamente. Los tiempos de cómputo requeridos para el proceso de estabilización fueron de 9.18 segundos y 201.04 segundos para la metodología propuesta y para una metodología global, respectivamente. Como se sabe de la literatura, las metodologías globales obtienen el costo óptimo [Ruiz-Vega & Pavella, 2003], esto se confirma en el caso del sistema de 9 nodos ya que el costo obtenido mediante la metodología secuencial es 0.1464% más caro que el obtenido por una metodología global, sin embargo, la metodología propuesta es 20.9 veces más rápida. Finalmente, las soluciones obtenidas mediante la metodología global y la metodología secuencial son similares, pero con la ventaja de que se evita la enorme carga de cómputo inherente a las metodologías globales, la cual puede ser intratable inclusive para sistemas tomados de la literatura.

En el equivalente del sistema mexicano, muestra que el costo de redespacho para garantizar que el sistema sea transitoriamente seguro es solo 0.08% más caro que el costo del punto transitoriamente inseguro. En la metodología propuesta el tiempo de cómputo para el sistema de 46-generadores, 190-nodos es de 218.89 s, el cual es similar al tiempo requerido por una metodología global para el sistema de 3-generadores, 9-nodos: 201.04s. Esta comparación nuevamente, valida los ahorros computacionales obtenidos mediante la metodología propuesta.

Ya que la propuesta está basada en el método de proyecciones en conjuntos, dos regiones factibles han sido utilizadas para resolver el problema FOPRET. Por lo tanto, este trabajo genera las bases para los problemas de múltiples contingencias ya que la región de estabilidad de cada contingencia puede definir a un conjunto de puntos para la solución no heurística del problema FOPRET de múltiples contingencias.

Capítulo 3

Propuesta para el control preventivo de múltiples contingencias

3.1 Introducción

Como se expuso en el Capítulo 2, determinar un punto transitoriamente seguro a través de simular una sola contingencia severa en el problema FOPRET, no es una tarea trivial ya que requiere de una carga computacional considerable. En la práctica, ese punto de equilibrio es seguro para una sola contingencia por lo que la generalización del problema FOPRET requiere de una formulación que analice simultáneamente el conjunto de contingencias con mayor probabilidad de ocurrencia para así garantizar un punto de equilibrio completamente seguro. Por lo tanto, el modelado del problema FOPRET de múltiples contingencias (MC) está asociado a una enorme complejidad y carga computacional si se resuelve con las metodologías tradicionales reportadas en la literatura. Debido a esto, en este capítulo se propone utilizar el método de proyecciones sobre conjuntos para resolver el problema FOPRET de MC y así evitar esa enorme carga computacional. En este contexto, se aplican en el problema FOPRET las metodologías más utilizadas en la teoría de proyecciones sobre conjuntos: las proyecciones alternadas y las proyecciones paralelas. La efectividad de estas dos metodologías se demuestra numéricamente a través de utilizar el sistema WSCC de 3-generadores, 9-nodos y un equivalente del sistema mexicano de 46-generadores, 190-nodos.

3.2 Método de proyecciones en el problema FOPRET

En la práctica, muchos problemas matemáticos se reducen a encontrar un punto de operación factible en una intersección de conjuntos en el espacio euclidiano \mathfrak{R}^n [Gubin, et al., 1967]. De acuerdo con la literatura, los métodos para resolver estos problemas se conocen como métodos de proyecciones en conjuntos. Una de las principales ventajas de los métodos de proyecciones es que pueden manejar problemas de gran dimensión sin la necesidad de un gran esfuerzo

computacional. Esto se debe a que las proyecciones en los conjuntos se realizan de forma individual [Censor, et al., 2011]. Otra de las ventajas de los métodos de proyecciones es que han sido aplicados exitosamente a problemas con conjuntos convexos y no convexos [Lewis, et al., 2009]. Debido a todas estas razones, en este trabajo el problema FOPRET de MC se contextualiza en encontrar un punto de equilibrio en la intersección de conjuntos que representan regiones transitoriamente seguras asociadas a la ocurrencia de distintas contingencias severas.

El FOPRET de MC propuesto se formula en términos de las etapas *RAC* y *TVC* como se describe a continuación. Estableciendo un punto inestable en términos de ángulos de rotores OP_U como punto inicial, se ejecuta una secuencia de proyecciones OP_{RAC}^k , $\forall k \geq 0$, hasta converger en un punto OP_{RAC}^{MC} transitoriamente estable en términos de ángulos de rotores para todas las contingencias analizadas. Este punto operativo OP_{RAC}^{MC} que es inseguro en términos de las depresiones de las magnitudes de voltaje nodal se considera como punto inicial para realizar el acotamiento de las trayectorias dinámicas de los voltajes nodales a través de la etapa *TVC*. En etapa se efectúa una secuencia de proyecciones OP_{TVC}^k , $\forall k \geq 0$, hasta converger en un punto OP_{TVC}^{MC} transitoriamente estable en términos de ángulos de rotores y de magnitudes de voltaje nodal para todas las contingencias.

En este trabajo, se aplican dos métodos de proyecciones en el problema FOPRET de MC para determinar un punto operativo OP_{α}^{MC} en la intersección $S_{\alpha}^{MC} = \bigcap_{i=1}^m S_{\alpha}^{C_i} | \alpha = RAC, TVC$. Esta intersección es definida por las regiones transitoriamente seguras de las contingencias bajo análisis $S_{\alpha}^{C_i}$, $\forall i = 1, 2, \dots, m$, las cuales satisfacen el criterio de seguridad transitoria η_{α} dado en (2.6) para la etapa *RAC* o en (2.8) para la etapa *TVC*. En las secciones siguientes se presentan las aplicaciones de los dos métodos de proyecciones más utilizados y considerados en este trabajo: método de proyecciones alternadas y método de proyecciones paralelas.

3.3 FOPRET basado en proyecciones alternadas

Uno de los métodos de proyecciones sobre conjuntos más utilizados y reportados en la literatura, es el método de proyecciones alternadas [Escalante & Raydan, 2011]. Mediante el

operador de proyección $P_{S_\alpha^{C_i}}(\cdot)$, el método de proyecciones alternadas proyecta de forma secuencial el punto OP_α^k en cada una de las regiones transitoriamente seguras $S_\alpha^{C_i}$ hasta converger en un punto OP_α^{MC} en la intersección S_α^{MC} . Durante el proceso secuencial de proyecciones, el nuevo punto OP_α^{k+1} se define en (3.1) [Gubin, et al., 1967].

$$OP_\alpha^{k+1} = P_{S_\alpha^{C_i}}(OP_\alpha^k) \quad (3.1)$$

donde k representa la k -ésima iteración la etapa de control α . Es importante mencionar que el operador de proyección en el método de proyecciones alternadas puede considerar una proyección exacta $P_{S_\alpha^{C_i}}(\cdot)$ o sobre relajada $P_{S_\alpha^{C_i}}^O(\cdot)$. Sin embargo, no existe un procedimiento sistematizado que garantice que las proyecciones sobre relajadas sean más rápidas que las proyecciones exactas en el método de proyecciones alternadas, por lo que es común utilizar proyecciones exactas $P_{S_\alpha^{C_i}}(\cdot)$ [Combettes, 1997].

El procedimiento del método de proyecciones alternadas se describe a continuación. Primeramente, se define un orden en el cual se realizarán las proyecciones sobre las regiones: proyectar en la región más lejana, proyectar en la región más cercana, proyectar en una región de forma aleatoria o proyectar de forma cíclica. De acuerdo con la literatura, el orden de proyección es indistinto [Gubin, et al., 1967]. Posteriormente se selecciona un punto OP_α^0 que viola el criterio η_α para todas las regiones transitoriamente seguras $S_\alpha^{C_i}$ bajo análisis. Mediante el operador de proyección $P_{S_\alpha^{C_i}}(\cdot)$, el punto OP_α^0 se proyecta en una región $S_\alpha^{C_i}$ con lo que se determina un nuevo punto OP_α^1 . Posteriormente se evalúa si mediante el punto OP_α^1 se satisface el criterio η_α para todas las regiones $S_\alpha^{C_i}$, es decir, si el punto se encuentra en la intersección S_α^{MC} de las regiones $S_\alpha^{C_i}$. Si el punto OP_α^1 no satisface el criterio η_α para todas las regiones, dicho punto se proyecta a otra región de acuerdo con el orden definido y se determina el punto OP_α^2 . El procedimiento continúa hasta que en la k -ésima proyección se determina un punto OP_α^{MC} en la intersección S_α^{MC} que satisface el criterio η_α para todas las regiones $S_\alpha^{C_i}$ [García-Palomares & González-Castaño, 1998], [Escalante & Raydan, 2011].

La interpretación geométrica del método de proyecciones alternadas se ilustra en la Fig. 3.1, donde se muestra una intersección S_α^{MC} formada por tres regiones transitoriamente seguras: $S_\alpha^{C_1}$, $S_\alpha^{C_2}$ y $S_\alpha^{C_3}$ (en el problema FOPRET cada región representa puntos de operación transitoriamente seguros asociados a una contingencia). En la Fig. 3.1, seleccionando un orden de proyección cíclico ($C_1 - C_2 - C_3$) y estableciendo a OP_α^0 como punto inicial, se puede apreciar el comportamiento del método de proyecciones alternadas. Primeramente, el punto OP_α^0 se proyecta a la región $S_\alpha^{C_1}$ y se evalúa si satisface el criterio η_α para todas las regiones. Como el punto OP_α^1 solo satisface el criterio η_α para la región $S_\alpha^{C_1}$, se proyecta en la región $S_\alpha^{C_2}$ lo que resulta en un nuevo punto operativo OP_α^2 . A continuación se evalúa si el nuevo punto OP_α^2 satisface el criterio η_α para todas las regiones, pero solo se satisface para la región $S_\alpha^{C_1}$ y $S_\alpha^{C_2}$. El punto de equilibrio OP_α^2 ahora se proyecta a la región $S_\alpha^{C_3}$ para obtener el punto operativo OP_α^{MC} que satisface el criterio η_α para todas las regiones transitoriamente seguras, por lo que el procedimiento termina.

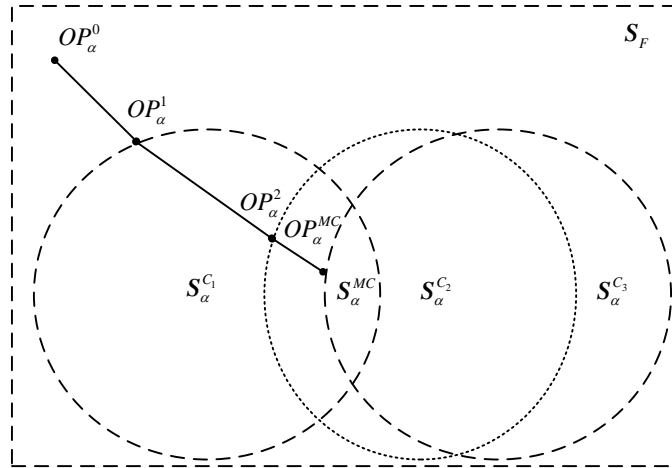


Fig. 3.1. Método de proyecciones alternadas.

3.3.1 Algoritmo basado en proyecciones alternadas

El procedimiento propuesto para resolver el FOPRET de MC basado en el método de proyecciones alternadas se describe a continuación.

Paso 1. Seleccionar un orden para las proyecciones: a) proyectar en la región más lejana, b) proyectar en la región más cercana, c) proyectar en una región aleatoria o d) proyectar en las regiones de forma cíclica. El orden de proyección es indistinto [Gubin, et al., 1967].

Paso 2. Seleccionar la etapa $\alpha = RAC$ o $\alpha = TVC$ e ir al Paso 3.

Paso 3. Seleccionar $k = 0$ y establecer el punto inicial OP_α^k . Seleccionar $OP_\alpha^k = OP_U$ cuando $\alpha = RAC$ o seleccionar $OP_\alpha^k = OP_{RAC}^{MC}$ cuando $\alpha = TVC$.

Paso 4. Ejecutar el análisis TD-SDM para verificar si el punto OP_α^k satisface el criterio η_α para todas las regiones transitoriamente seguras de las contingencias bajo análisis $S_\alpha^{C_i}$, $\forall i = 1, 2, \dots, m$. Si η_α se satisface, el punto OP_α^k se establece como OP_α^{MC} y se procede al Paso 8. Si η_α no se satisface, el análisis TD-SDM proporciona el valor del tiempo t_u de las contingencias bajo análisis.

Paso 5. En base al orden de proyección seleccionado en el Paso 1 y al tiempo t_u , seleccionar una región transitoriamente segura $S_\alpha^{C_i}$ para proyectar el punto OP_α^k , tal que $OP_\alpha^k \notin S_\alpha^{C_i}$. Si el criterio seleccionado fue proyectar en la región más lejana, se selecciona la región asociada a la contingencia $S_\alpha^{C_i}$ con el menor t_u de todas las contingencias bajo análisis, ya que es la contingencia más severa vista desde OP_α^k . Por otro lado, si el criterio seleccionado fue proyectar en la región más cercana, se selecciona la región $S_\alpha^{C_i}$ con el mayor t_u , ya que es la contingencia menos severa vista desde OP_α^k .

Paso 6. Realizar la proyección $P_{S_\alpha^{C_i}}(OP_\alpha^k)$ del punto OP_α^k a la región seleccionada $S_\alpha^{C_i}$. Para realizar la proyección exacta, se deben realizar las secuencias **O-SEQ** $_\alpha$ y **U-SEQ** $_\alpha$ como se detalla en la Sección 2.4 del Capítulo 2. Finalmente, calcular el nuevo punto OP_α^{k+1} a partir del método de proyecciones alternadas dado en la ecuación (3.1).

Paso 7. Incrementar el índice k como $k = k + 1$, e ir al paso 4.

Paso 8. Si $\alpha = RAC$, el punto OP_α^{MC} se establece como OP_{RAC}^{MC} . En este caso, el índice α debe ser actualizado como $\alpha = TVC$ y se debe regresar al Paso 3. De lo contrario, cuando

$\alpha = TVC$, el punto OP_{TVC}^{MC} es la solución del problema FOPRET por lo que el proceso de estabilización termina. Finalmente, en la Fig. 3.2, se muestra el diagrama de flujo del FOPRET basado en proyecciones alternadas.

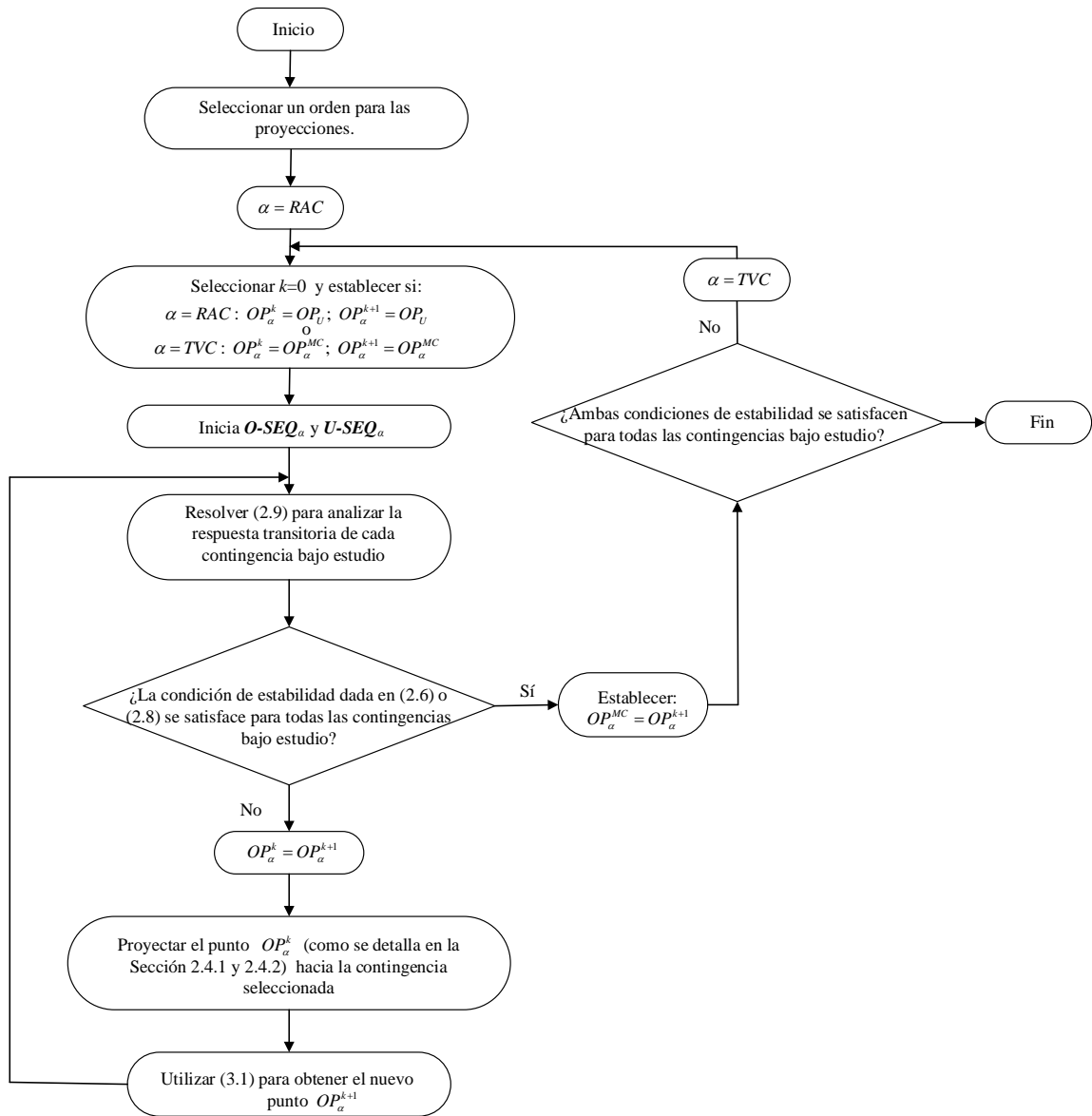


Fig. 3.2. Algoritmo basado en proyecciones alternadas.

3.4 FOPRET basado en proyecciones paralelas

Una desventaja del método de proyecciones alternadas es su naturaleza secuencial, ya que no permite distribuir su carga computacional entre los procesadores de cómputo disponibles. En la literatura existen metodologías de naturaleza simultánea que sí permiten distribuir su carga de cómputo, como lo es el método de proyecciones paralelas [Combettes, 1997]. En cada iteración de este método, el punto OP_α^k se proyecta mediante el operador $P_{S_\alpha^{C_i}}(\cdot)$ en todas las regiones transitoriamente seguras $S_\alpha^{C_i}$ para posteriormente promediarlas y determinar el nuevo punto OP_α^{k+1} [Combettes, 1997], [Escalante & Raydan, 2011].

$$OP_\alpha^{k+1} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m P_{S_\alpha^{C_i}}(OP_\alpha^k) \quad (3.2)$$

El procedimiento iterativo continúa hasta converger en un punto OP_α^{MC} en la intersección S_α^{MC} . Es importante mencionar que el operador de proyección en el método de proyecciones paralelas puede ser una proyección exacta $P_{S_\alpha^{C_i}}(\cdot)$ o sobre relajada $P_{S_\alpha^{C_i}}^{rO}(\cdot)$. En el método de proyecciones paralelas es común utilizar proyecciones sobre relajadas $P_{S_\alpha^{C_i}}^{rO}(\cdot)$ para incrementar la rapidez de convergencia al punto OP_α^{MC} [Combettes, 1997].

El procedimiento del método de proyecciones paralelas se describe a continuación. El método inicia seleccionando un punto OP_α^0 que viola el criterio η_α para todas las regiones $S_\alpha^{C_i}$ bajo análisis. Mediante el operador de proyección $P_{S_\alpha^{C_i}}^{rO}(\cdot)$, el punto OP_α^0 se proyecta en todas las regiones $S_\alpha^{C_i}$ consideradas. Dichas proyecciones $P_{S_\alpha^{C_i}}^{rO}(\cdot)$ son promediadas de acuerdo con (3.2) y se determina el nuevo punto OP_α^1 . Posteriormente se evalúa si el punto OP_α^1 satisface el criterio η_α para todas las regiones $S_\alpha^{C_i}$, es decir si el punto se encuentra en la intersección S_α^{MC} de las regiones $S_\alpha^{C_i}$. Si el punto OP_α^1 no se satisface el criterio η_α para todas las regiones, se realizan proyecciones $P_{S_\alpha^{C_i}}^{rO}(\cdot)$ de dicho punto a todas las regiones, se promedian y se

determina el nuevo punto OP_α^2 . El procedimiento continúa hasta que en la k -ésima iteración se determina un punto OP_α^{MC} en la intersección S_α^{MC} que satisface el criterio η_α para todas las regiones $S_\alpha^{C_i}$ [Combettes, 1997], [Escalante & Raydan, 2011]. Es importante mencionar que la convergencia del método de proyecciones paralelas suele ser más lenta que la del método de proyecciones alternadas [Combettes, 1996].

La interpretación geométrica del método de proyecciones paralelas se describe mediante la Fig. 3.3, donde se ilustra el punto inicial OP_α^0 . Como se puede apreciar en dicha figura, se realizan proyecciones $P_{S_\alpha^{C_i}}^{rO}(\cdot)$ del punto OP_α^0 a las regiones $S_\alpha^{C_1}, S_\alpha^{C_2}$ y $S_\alpha^{C_3}$, se promedian y se determina el punto OP_α^1 . Posteriormente se evalúa si OP_α^1 satisface el criterio η_α para todas las regiones. Como el punto OP_α^1 no satisface el criterio η_α para ninguna región $S_\alpha^{C_i}$, el punto OP_α^1 se proyecta a las regiones $S_\alpha^{C_1}, S_\alpha^{C_2}$ y $S_\alpha^{C_3}$, dichas proyecciones se promedian y se determina el nuevo punto OP_α^2 . El procedimiento iterativo continúa hasta encontrar el punto OP_α^{MC} que satisface el criterio η_α para todas las regiones.

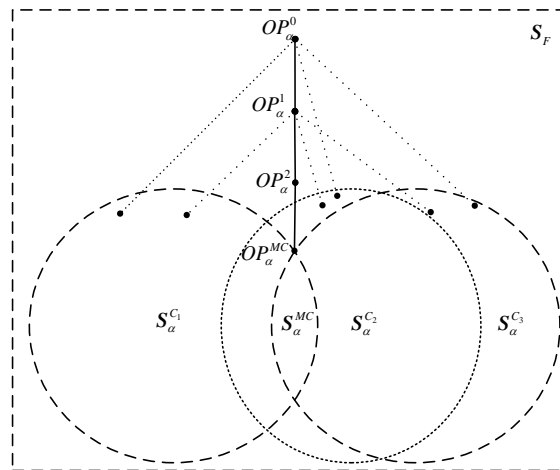


Fig. 3.3. Método de proyecciones paralelas.

3.4.1 Dirección, magnitud y operador de proyección de la secuencia *O-SEQ*

Dado un punto de operación OP_α^k , el método de proyecciones paralelas determina un nuevo punto de operación OP_α^{k+1} que sirve para poder establecer el redespacho de potencia activa entre los puntos OP_α^k y OP_α^{k+1} : $\Delta P_{g,k}^\alpha = P_{g,k+1}^\alpha - P_{g,k}^\alpha$. Como se expuso en el Capítulo 2, conocido el redespacho $\Delta P_{g,k}^\alpha$, éste se puede representar por su magnitud y un vector unitario de dirección: $\Delta P_{g,k}^\alpha = \|\Delta P_{g,k}^\alpha\| \left(\frac{\Delta P_{g,k}^\alpha}{\|\Delta P_{g,k}^\alpha\|} \right)$, donde la magnitud de referencia y de dirección están dadas por $\Delta P_{g,k}^{Sch_\alpha} = \|\Delta P_{g,k}^\alpha\|$ y $\Delta \hat{P}_{g,k}^{Sch_\alpha} = \frac{\Delta P_{g,k}^\alpha}{\|\Delta P_{g,k}^\alpha\|}$, respectivamente. Dichas referencias son utilizadas en la secuencia *O-SEQ* $_\alpha$.

Tomando como base a la dirección de referencia $\Delta \hat{P}_{g,k}^{Sch_\alpha}$ obtenida mediante el método de proyecciones paralelas, se debe determinar la magnitud de proyección factible $\Delta P_{g,k}^{Sch_\alpha}$ a través de reemplazar el índice β por el índice k en los problemas de optimización descritos en la Sección 2.4.1.2 y en la Sección 2.4.1.3 del Capítulo 2. En este caso, el problema de optimización descrito en la Sección 2.4.1.3 es el operador de proyección $P_{S_\alpha^{MC}}^{rO}(\cdot)$ de la *O-SEQ* $_\alpha$ que se utiliza para determinar el punto factible OP_α^{k+1} .

3.4.2 Algoritmo basado en proyecciones paralelas

El procedimiento propuesto para resolver el FOPRET de MC basado en el método de proyecciones paralelas se describe a continuación.

Paso 1. Seleccionar la etapa $\alpha = RAC$ o $\alpha = TVC$ e ir al Paso 2.

Paso 2. Seleccionar $k = 0$ y establecer el punto inicial: OP_α^k . Seleccionar $OP_\alpha^k = OP_U$ cuando $\alpha = RAC$ o seleccionar $OP_\alpha^k = OP_{RAC}^{MC}$ cuando $\alpha = TVC$.

Paso 3. Ejecutar el análisis TD-SDM para verificar si el punto OP_α^k satisface el criterio η_α para todas las regiones transitoriamente seguras de las contingencias bajo análisis $S_\alpha^{C_i}$, $\forall i = 1, 2, \dots, m$. Si η_α se satisface, el punto OP_α^k se establece como OP_α^{MC} y se procede al Paso 7. Si η_α no se satisface, el análisis TD-SDM proporciona el valor del tiempo t_u de las contingencias bajo análisis.

Paso 4. Realizar la proyección $P_{S_\alpha^{C_i}}^{rO}(OP_\alpha^k)$ del punto OP_α^k a todas las regiones $S_\alpha^{C_i}$. Para realizar la proyección sobre relajada se debe realizar la secuencia **O-SEQ** $_\alpha$ como se detalla en la Sección 2.4.1 del Capítulo 2. Finalmente, calcular el punto OP_α^{k+1} a partir del método de proyecciones paralelas dado en (3.2).

Paso 5. Determinar la dirección $\Delta \hat{P}_{g,k}^{Sch_\alpha}$, magnitud $\Delta P_{g,k}^{Sch_\alpha}$ y el punto factible OP_α^{k+1} a través de formular el operador de proyección $P_{S_\alpha^{MC}}^{rO}(\cdot)$ como se describe en la Sección 3.4.1.

Paso 6. Incrementar el índice k como $k = k + 1$, e ir al paso 3.

Paso 7. Si $\alpha = RAC$, el punto OP_α^{MC} se establece como OP_{RAC}^{MC} . En este caso, el índice α debe ser actualizado como $\alpha = TVC$ y se debe regresar al Paso 2. De lo contrario, cuando $\alpha = TVC$, el punto OP_{TVC}^{MC} es la solución del problema FOPRET por lo que el proceso de estabilización termina. Finalmente, en la Fig. 3.4 se muestra el diagrama de flujo del FOPRET basado en proyecciones paralelas.

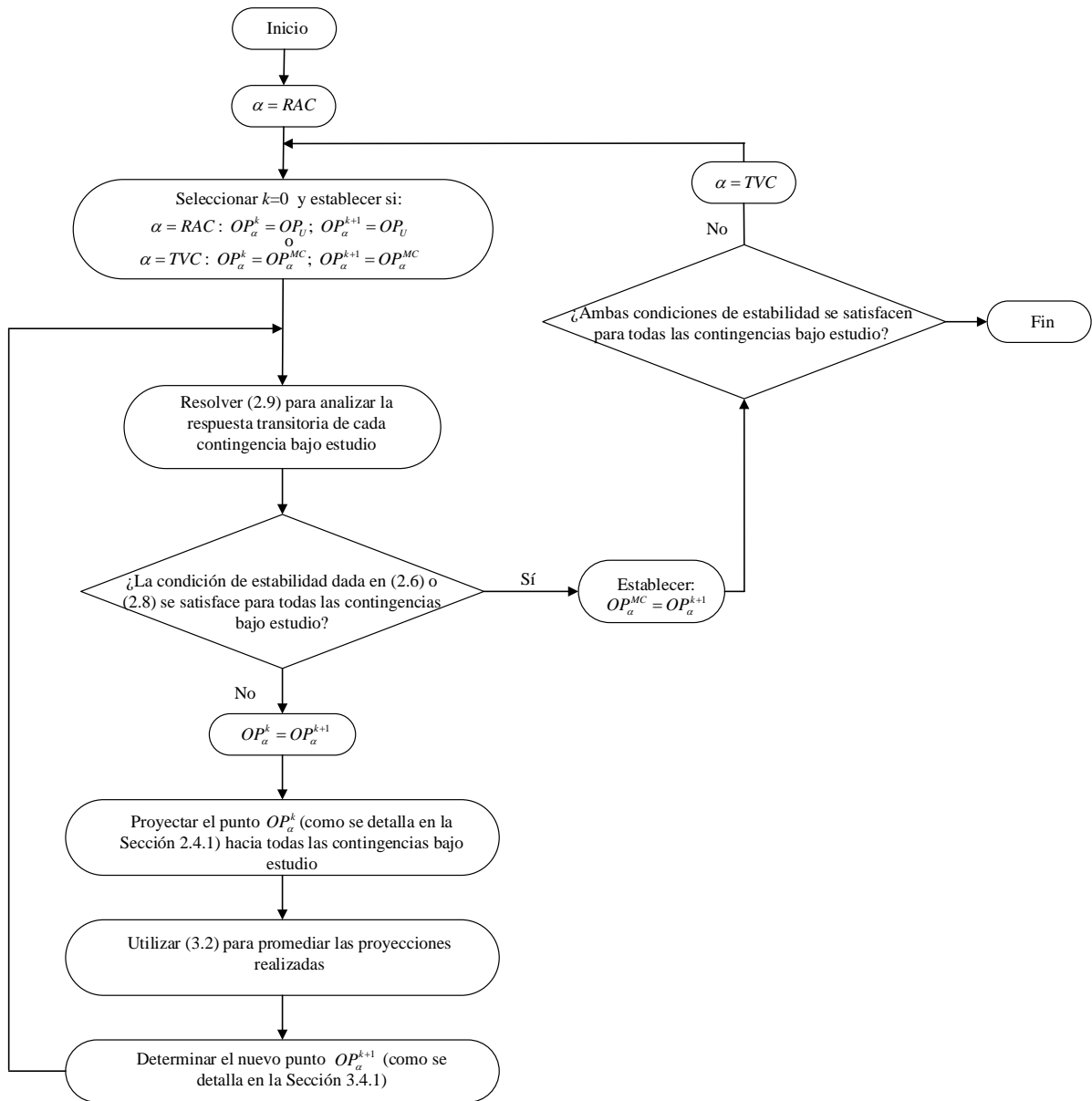


Fig. 3.4. Algoritmo basado en proyecciones paralelas.

3.5 Casos de estudio

Para demostrar numéricamente las ventajas de las metodologías FOPRET de MC propuestas, en esta sección se analiza el sistema WSCC de 3-generadores,9-nodos y el equivalente del sistema mexicano de 46-generadores,190-nodos descritos en el Apéndice A. Para los modelos dinámicos se utilizará el modelo clásico del generador y las cargas se modelarán como impedancia constante. Por otro lado, para los modelos de optimización, las cargas se modelarán como potencia constante. En el contexto de simulaciones dinámicas, se utilizará un paso de

integración de 0.01s. Así mismo los criterios de estabilidad η_{RAC} y η_{TVC} son establecidos como $\delta_{\max} = 120$ y $V_{\min} = 0.85$ pu para los límites de ángulos de rotores y depresiones transitorias de voltaje, respectivamente. Finalmente, el porcentaje λ se fija a un valor de 5%: $\lambda = 0.05$ para la secuencia **O-SEQ α** y la tolerancia de convergencia para la **U-SEQ α** es $Tol = 0.01$. En el contexto de proyecciones alternadas, el orden de proyección seleccionado es proyectar en la región más lejana (se selecciona el menor t_u) y se seleccionaron proyecciones exactas. Es importante mencionar que el orden de proyección seleccionado es indistinto, ya que se puede proyectar en la región más lejana, más cercana o de forma arbitraria. Finalmente, en el contexto de proyecciones paralelas, se seleccionaron proyecciones sobre relajadas.

3.5.1 Sistema de 9 nodos

Para este sistema, las contingencias seleccionadas son cuatro fallas trifásicas a tierra que ocurren en $t = 0$ s (ver Sección A.1). C_1 se presenta en el nodo 7 y se elimina desconectando la línea entre los nodos 7 y 5 en $t = 0.35$ s. C_2 se presenta en el nodo 7 y se elimina desconectando la línea entre los nodos 7 y 8 en $t = 0.35$ s. C_3 se presenta en el nodo 9, la cual es eliminada a través de desconectar la línea entre los nodos 6 y 9 en $t = 0.3$ s. C_4 se presenta en el nodo 9, la cual es eliminada a través de desconectar la línea entre los nodos 8 y 9 en $t = 0.35$ s.

El periodo de simulación es $T = [0s, 1s]$. Mediante un estudio de FOP convencional se establece el punto inicial $OP_{RAC}^0 = OP_U$ con las potencias activas dadas en el renglón 2, columnas 4 a 6, y el costo total de generación reportado en el renglón 2, columna 7 de la Tabla 3.1 (asociada al método de proyecciones alternadas) y Tabla 3.2 (asociada al método de proyecciones paralelas). Para visualizar el comportamiento de las propuestas en la etapa RAC, en la Fig. 3.5 y Fig. 3.6 se muestran en color verde las regiones seguras $S_{RAC}^{C_i}$ de cada contingencia y la región segura S_{RAC}^{MC} para todas las contingencias bajo estudio, respectivamente. Los ángulos de rotores para el punto OP_{RAC}^0 se muestran en la Fig. 3.7, donde

se puede apreciar que todas sus dinámicas son transitoriamente inestables ya que ninguna satisface el límite de $\delta_{\max} = 120^\circ$. Para la etapa *TVC*, en la Fig. 3.8 y Fig. 3.9 se muestran en color verde las regiones seguras $S_{TVC}^{C_i}$ de cada contingencia y la región segura S_{TVC}^{MC} para todas las contingencias bajo estudio, respectivamente. Las depresiones transitorias de voltaje para el punto OP_{RAC}^0 se muestran en la Fig. 3.10, donde se puede apreciar que todas las dinámicas también son transitoriamente inestables ya que presentan valores por debajo del límite de $V_{\min} = 0.85$ pu.

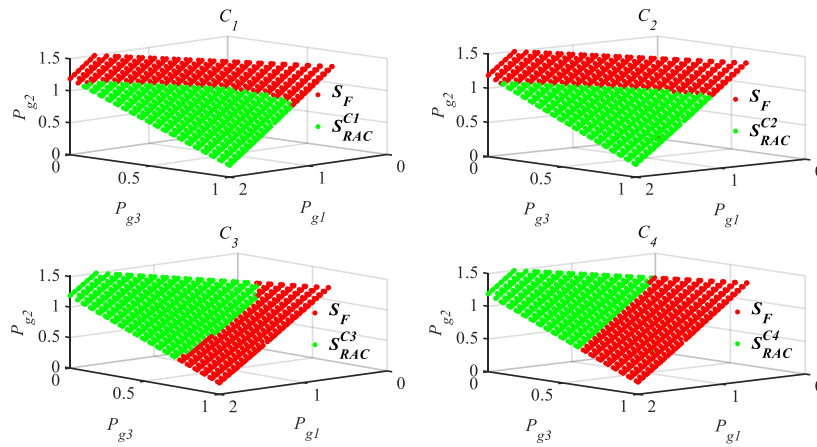


Fig. 3.5. Regiones seguras $S_{RAC}^{C_i}$ de cada contingencia bajo estudio.

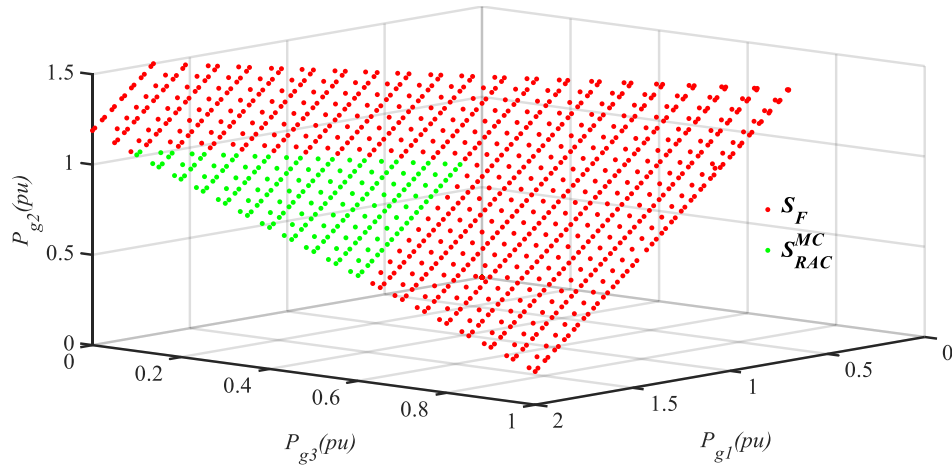


Fig. 3.6. Región segura S_{RAC}^{MC} de todas las contingencias bajo estudio.

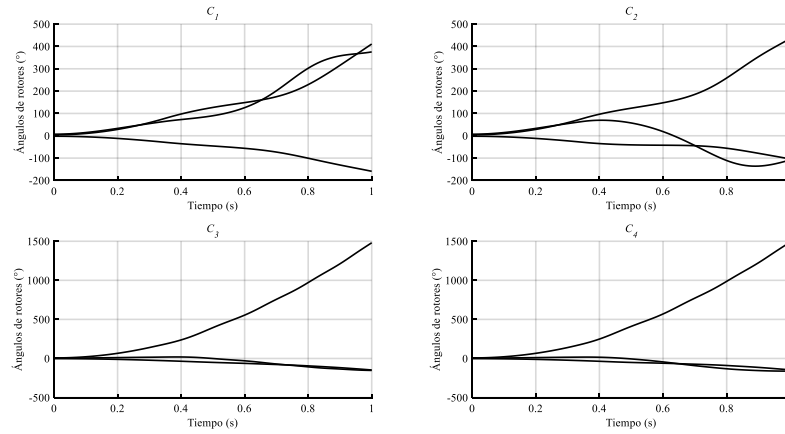


Fig. 3.7. Sistema de 9 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_{RAC}^0 .

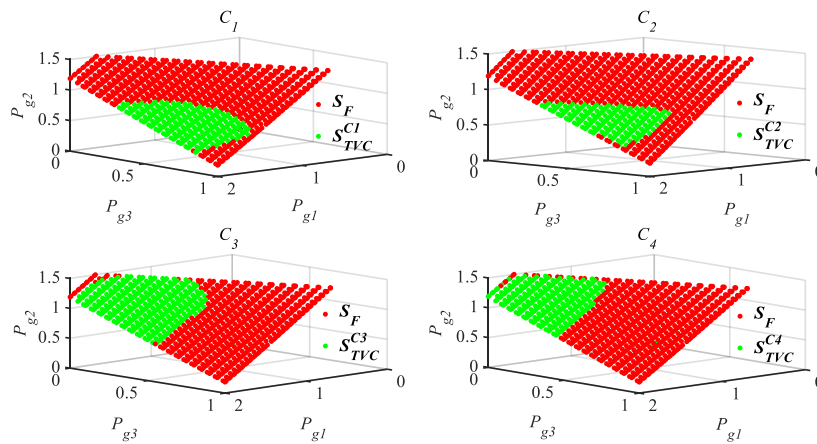


Fig. 3.8. Regiones seguras $S_{TVC}^{C_i}$ de cada contingencia bajo estudio.

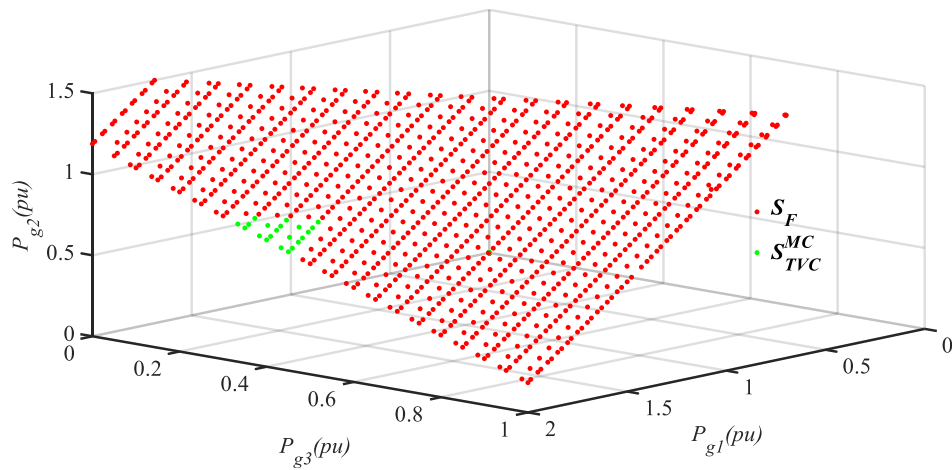


Fig. 3.9. Región segura S_{TVC}^{MC} de todas las contingencias bajo estudio.

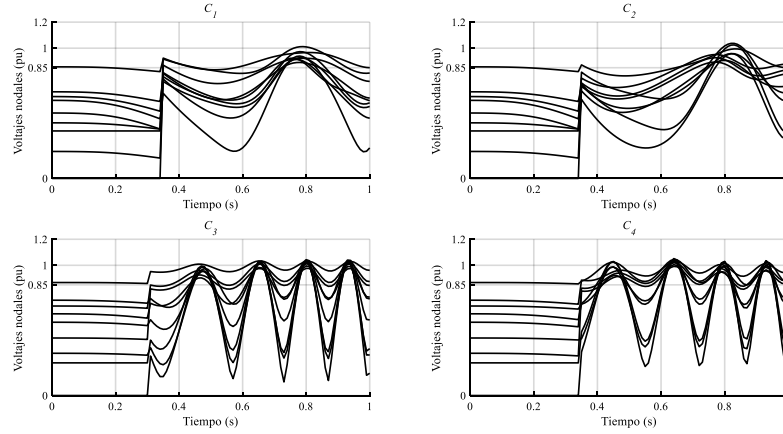


Fig. 3.10. Sistema de 9 nodos: depresiones de voltaje en el punto OP_{RAC}^0 .

3.5.1.1 Proyecciones alternadas

Como se puede apreciar en la Fig. 3.11, el punto OP_{RAC}^0 se encuentra en la región transitoriamente insegura de ángulos de rotores, por lo que se debe seleccionar una región para poder proyectarlo. En este caso el criterio seleccionado es proyectar en la región más lejana (se selecciona el menor t_u), por lo que el punto OP_{RAC}^0 se proyecta en la región asociada a C_3 mediante el operador de proyección $P_{S_{RAC}^{C_3}}(OP_{RAC}^0)$ como se detalla en la Sección 2.4. A partir de dicha proyección y de acuerdo al método de proyecciones alternadas dado en (3.1), se define el nuevo punto OP_{RAC}^1 que es evaluado a través del análisis TD-SDM para verificar si satisface el criterio η_{RAC} para todas las contingencias. De acuerdo con los resultados obtenidos, el punto OP_{RAC}^1 se encuentra en la región transitoriamente insegura de ángulos de rotores. El procedimiento se repite por nueve iteraciones más, es decir se necesita un total de diez iteraciones para lograr el punto en la intersección S_{RAC}^{MC} , donde $OP_{RAC}^{MC} = OP_{RAC}^{10}$. El redespacho de potencia activa de cada generador y el costo total de generación en OP_{RAC}^{MC} están dados en las columnas del renglón 3 de la Tabla 3.1. Como se aprecia en dicha tabla, para obtener el punto OP_{RAC}^{MC} se requiere un incremento del 2.16% del costo asociado al punto OP_{RAC}^0 .

En la Fig. 3.11, se aprecia el comportamiento de la secuencia de proyecciones desde el punto OP_{RAC}^0 hasta OP_{RAC}^{MC} . Las respuestas de ángulos de rotores y de magnitudes de voltaje nodal en

el punto OP_{RAC}^{MC} se presentan en las Fig. 3.12 y Fig. 3.13, respectivamente. Como se puede apreciar en la Fig. 3.12, en el punto OP_{RAC}^{MC} el límite de ángulos de rotores $\delta_{\max} = 120^\circ$ se satisface para todas las contingencias, sin embargo, en la Fig. 3.13 se puede apreciar que existen depresiones transitorias de voltaje por debajo de $V_{\min} = 0.85$ pu en todas las contingencias.

El proceso de estabilización para las depresiones de voltaje se ejecuta a través de la etapa *TVC*, considerando como punto inicial OP_{RAC}^{MC} . El procedimiento requiere de siete iteraciones para lograr el punto OP_{TVC}^{MC} en la intersección S_{TVC}^{MC} . El redespacho final de potencia activa de cada generador y el costo total de generación en OP_{TVC}^{MC} están dados en las columnas del renglón 4 de la Tabla 3.1. De acuerdo con dicha tabla, el punto OP_{TVC}^{MC} requiere de un incremento del 6.56% del costo asociado al punto OP_{RAC}^0 . Los tres puntos principales de este proceso iterativo se muestran gráficamente en la Fig. 3.14, es decir el punto OP_{RAC}^0 , OP_{RAC}^{MC} y OP_{TVC}^{MC} . Como se puede apreciar en la Fig. 3.15 y Fig. 3.16, el punto OP_{TVC}^{MC} es transitoriamente seguro para todas las contingencias bajo análisis, ya que se satisfacen los criterios η_{RAC} y η_{TVC} , respectivamente.

Tabla 3.1 Proyecciones alternadas: Proceso de estabilización para el sistema de 9 nodos.

Etapa de control α	Punto de operación	Iteraciones	P_{g1} (MW)	P_{g2} (MW)	P_{g3} (MW)	Costo (\$/h)
--	OP_{RAC}^0	--	105.94	113.04	99.24	1,132.2
<i>RAC</i>	OP_{RAC}^{MC}	10	148.59	110.85	58.22	1,156.6
<i>TVC</i>	OP_{TVC}^{MC}	7	189.11	84.58	44.18	1,206.5

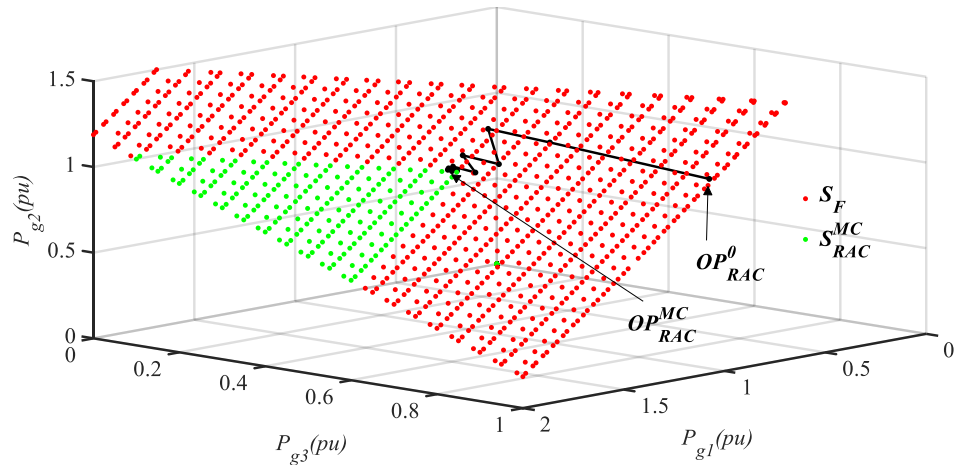


Fig. 3.11. Proyecciones alternadas hacia la región segura S_{RAC}^{MC} .

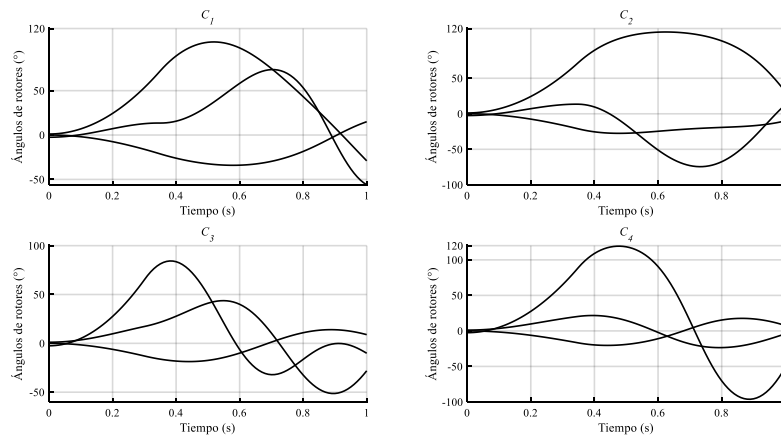


Fig. 3.12. Proyecciones alternadas: sistema de 9 nodos, ángulos de rotores en el punto OP_{RAC}^{MC} .

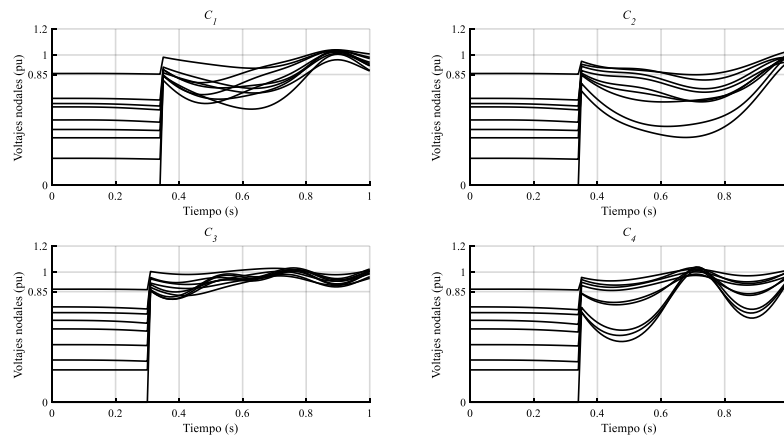


Fig. 3.13. Proyecciones alternadas: sistema de 9 nodos, depresiones de voltaje en el punto OP_{RAC}^{MC} .

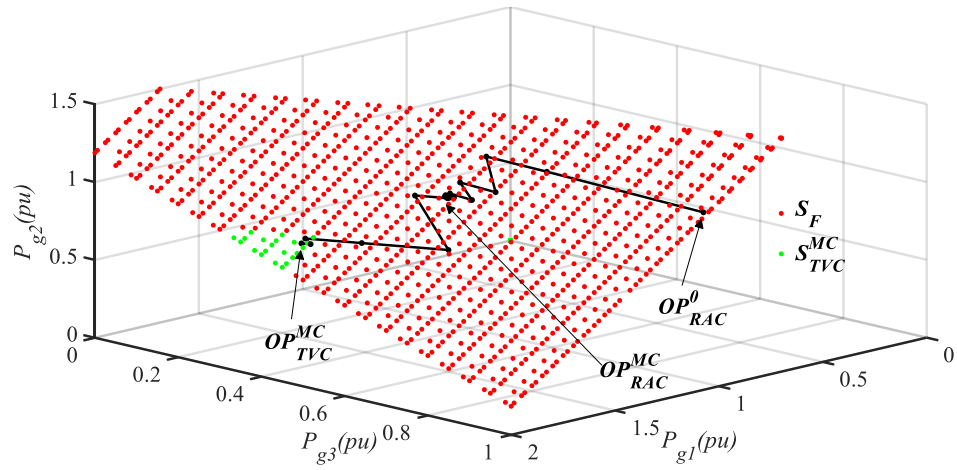


Fig. 3.14. Proyecciones alternadas hacia la región segura S_{TVC}^{MC} .

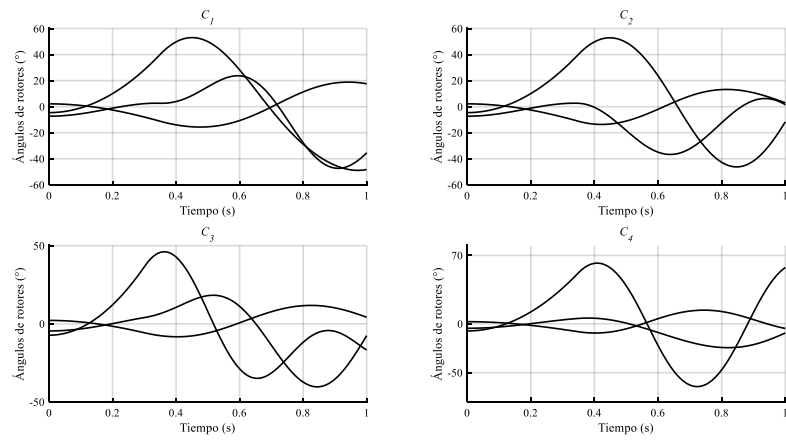


Fig. 3.15. Proyecciones alternadas: sistema de 9 nodos, ángulos de rotadores en el punto OP_{TVC}^{MC} .

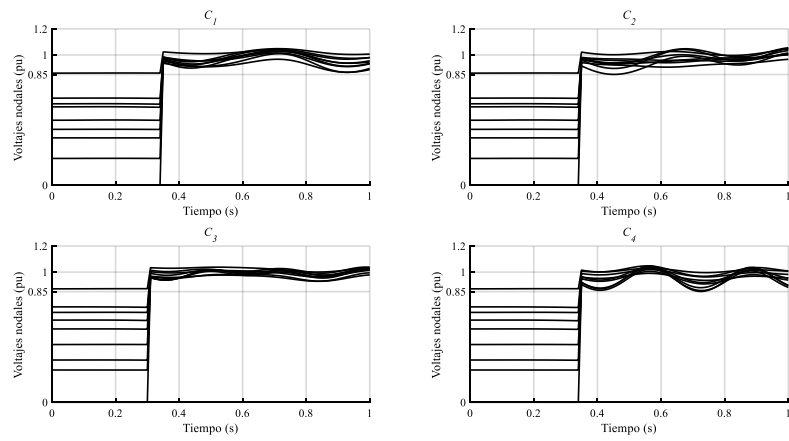


Fig. 3.16. Proyecciones alternadas: sistema de 9 nodos, depresiones de voltaje en el punto OP_{TVC}^{MC} .

3.5.1.2 Proyecciones paralelas

De acuerdo con la Fig. 3.17, el punto OP_{RAC}^0 se encuentra en la región transitoriamente insegura de ángulos de rotores. Por lo tanto, se realizan proyecciones del punto OP_{RAC}^0 en las regiones asociadas a C_1, C_2, C_3 y C_4 a través del operador de proyección $P_{S_i^{rO}}^{rO}(OP_{RAC}^0)$ definido en la Sección 2.4.1. Las proyecciones generadas son promediadas mediante el método de proyecciones paralelas dado en (3.2) y se obtiene el punto OP_{RAC}^1 . Con base al punto OP_{RAC}^1 se determina la dirección de proyección $\Delta \hat{P}_{g,0}^{Sch_{RAC}}$, magnitud $\Delta P_{g,0}^{Sch_{RAC}}$ y el punto factible OP_{RAC}^1 a través de formular el operador de proyección $P_{S_{RAC}^{rO}}^{rO}(OP_{RAC}^0)$ como se describe en la Sección 3.4.1. A través del análisis TD-SDM se determina que el punto factible OP_{RAC}^1 no satisface el criterio η_{RAC} para todas las contingencias. El procedimiento continúa por trece iteraciones más, es decir se necesita un total de catorce iteraciones para lograr el punto en la intersección S_{RAC}^{MC} donde $OP_{RAC}^{MC} = OP_{RAC}^{14}$. El redespacho de potencia activa de cada generador y el costo total de generación en OP_{RAC}^{MC} están dados en las columnas del renglón 3 de la Tabla 3.2. En dicha tabla, el punto OP_{RAC}^{MC} requiere de un incremento del 2.20% del costo asociado al punto OP_{RAC}^0 . En la Fig. 3.17, se aprecia el comportamiento de la secuencia de proyecciones desde el punto OP_{RAC}^0 hasta OP_{RAC}^{MC} . Las respuestas de ángulos de rotores y de magnitudes de voltaje nodal en el punto OP_{RAC}^{MC} se presentan en las Fig. 3.18 y Fig. 3.19, respectivamente. En la Fig. 3.18 se aprecia que en el punto OP_{RAC}^{MC} el límite de ángulos de rotores $\delta_{max} = 120^\circ$ se satisface para todas las contingencias. Por el contrario, en la Fig. 3.19 se observa claramente que existen depresiones transitorias de voltaje muy por debajo de $V_{min} = 0.85$ pu en todas las contingencias.

Tomando como punto inicial el punto OP_{RAC}^{MC} , la etapa TVC requiere de dieciocho iteraciones para lograr el punto OP_{TVC}^{MC} en la intersección S_{TVC}^{MC} . El redespacho de potencia activa de cada generador y el costo total de generación asociado al punto de equilibrio OP_{TVC}^{MC} están dados en

las columnas del renglón 4 de la Tabla 3.2. De estos resultados es claro que la obtención del punto OP_{TVC}^{MC} requirió un incremento del 6.67 % del costo asociado al punto OP_{RAC}^0 . Los tres puntos principales de este proceso iterativo, es decir: el punto OP_{RAC}^0 , OP_{RAC}^{MC} y OP_{TVC}^{MC} se muestran gráficamente en la Fig. 3.20. Como se puede apreciar en la Fig. 3.21 y Fig. 3.22, el punto OP_{TVC}^{MC} satisface los criterios η_{RAC} y η_{TVC} . Finalmente, analizando a detalle los resultados reportados en la Tabla 3.1 y Tabla 3.2 se puede apreciar que los puntos obtenidos OP_{RAC}^{MC} y OP_{TVC}^{MC} mediante ambas metodologías son prácticamente los mismos, aunque se ocuparon proyecciones sobre relajadas en las proyecciones paralelas. La diferencia radica en el número de iteraciones y proyecciones requeridas por cada método. Por un lado, como se aprecia en la Tabla 3.1 en el método de proyecciones alternadas se requiere de diecisiete iteraciones. Por otro lado, como se aprecia en la Tabla 3.2 en el método de proyecciones paralelas se requiere de treinta y dos iteraciones. Esto valida lo expuesto en [Combettes, 1996], referente a que la convergencia del método de proyecciones paralelas suele ser más lenta que la del método de proyecciones alternadas.

Tabla 3.2 Proyecciones paralelas: Proceso de estabilización para el sistema de 9 nodos.

Etapa de control α	Punto de operación	Iteraciones	P_{g1} (MW)	P_{g2} (MW)	P_{g3} (MW)	Costo (\$/h)
--	OP_{RAC}^0	--	105.94	113.04	99.24	1,132.2
<i>RAC</i>	OP_{RAC}^{MC}	14	149.43	110.07	58.15	1,157.1
<i>TVC</i>	OP_{TVC}^{MC}	18	189.8	84.29	43.79	1,207.7

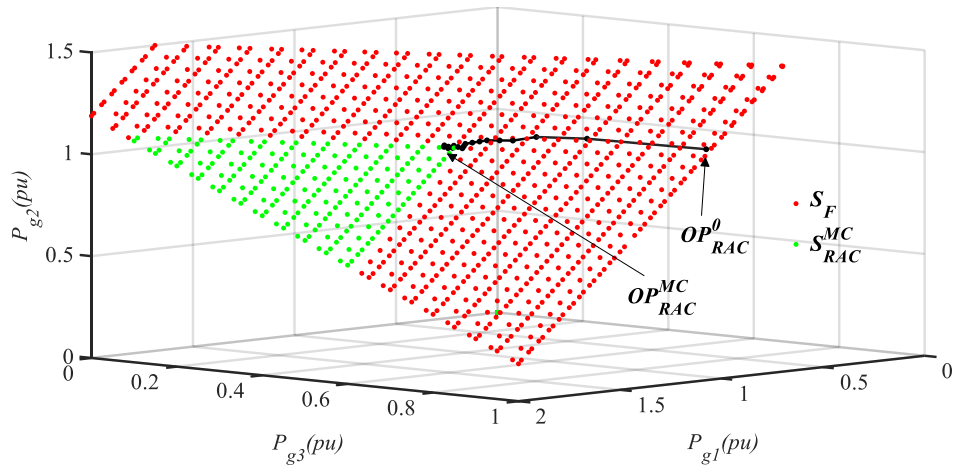


Fig. 3.17. Proyecciones paralelas hacia la región segura S_{RAC}^{MC} .

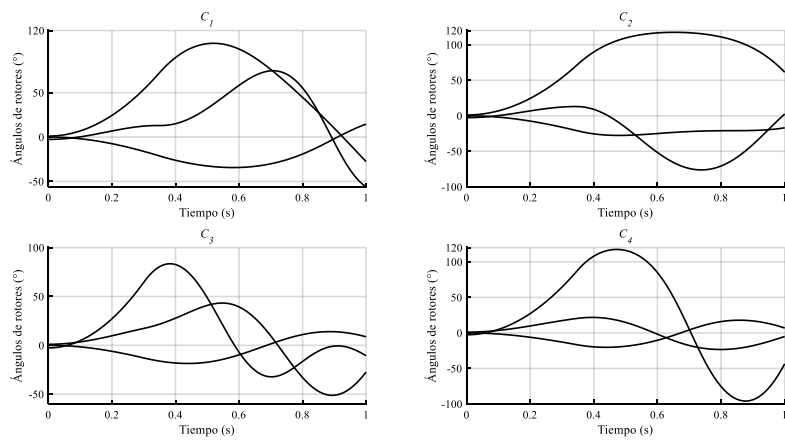


Fig. 3.18. Proyecciones paralelas: sistema de 9 nodos, ángulos de rotores en el punto OP_{RAC}^{MC} .

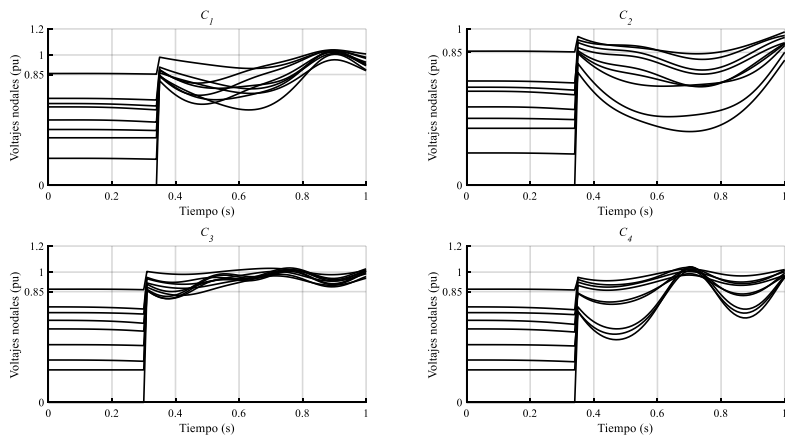


Fig. 3.19. Proyecciones paralelas: sistema de 9 nodos, depresiones de voltaje en el punto OP_{RAC}^{MC} .

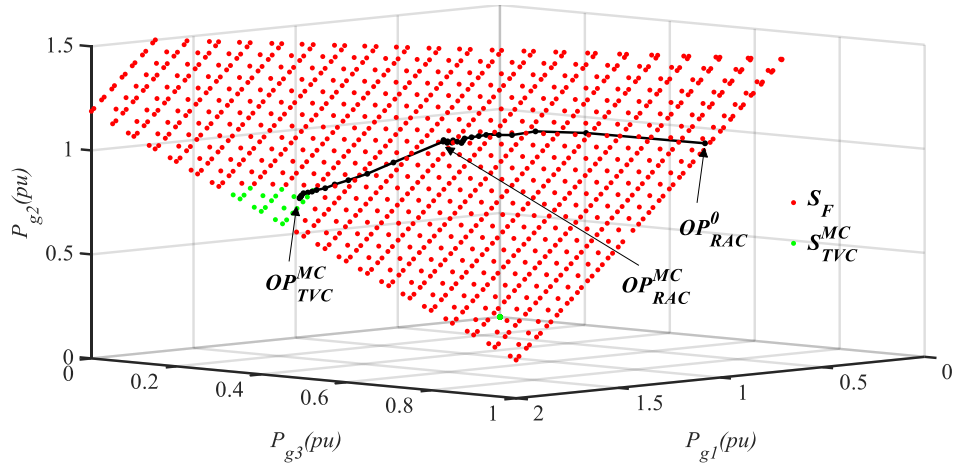


Fig. 3.20. Proyecciones paralelas hacia la región segura S_{TVC}^{MC} .

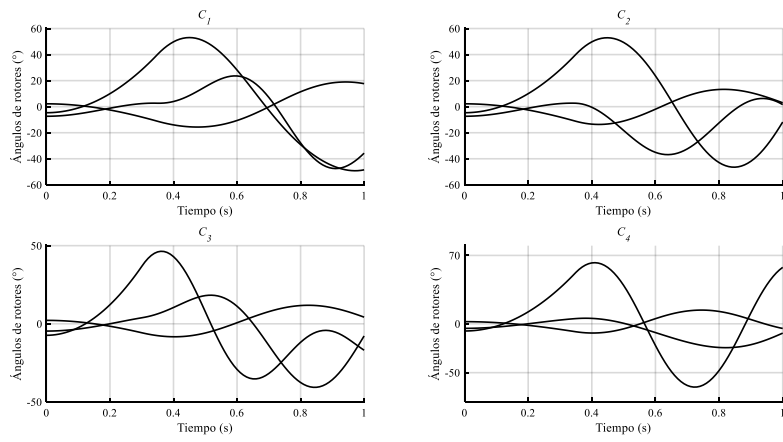


Fig. 3.21. Proyecciones paralelas: sistema de 9 nodos, ángulos de rotores en el punto OP_{TVC}^{MC} .

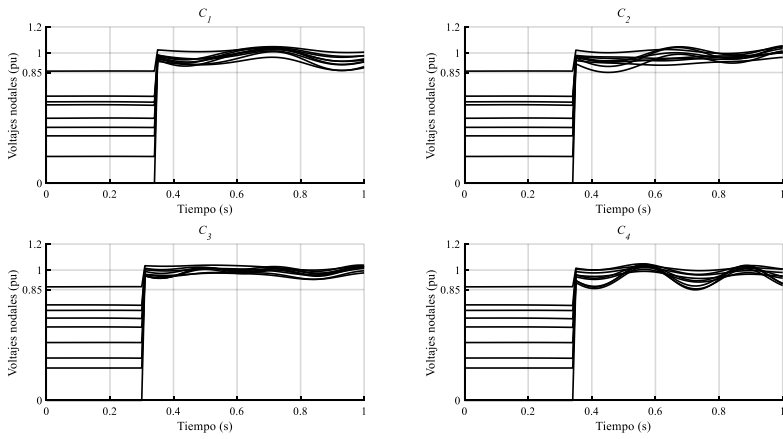


Fig. 3.22. Proyecciones paralelas: sistema de 9 nodos, depresiones de voltaje en el punto OP_{TVC}^{MC} .

3.5.2 Sistema de 190 nodos

Para este sistema, las contingencias seleccionadas son cuatro fallas trifásicas a tierra que ocurren en $t = 0$ s, las cuales se muestran esquemáticamente en la Sección A.2 del Apéndice A. C_1 se presenta en el nodo 182 y se elimina desconectando una de las líneas entre los nodos 182 y 86 en $t = 0.15$ s. C_2 se presenta en el nodo 184 y se elimina desconectando la línea entre los nodos 185 y 184 en $t = 0.15$ s. C_3 se presenta en el nodo 75, la cual es eliminada a través de desconectar la línea entre los nodos 75 y 84 a los $t = 0.3$ s. C_4 se presenta en el nodo 182, la cual es eliminada a través de desconectar una de las líneas entre los nodos 182 y 184 en $t = 0.2$ s.

El periodo de simulación es $T = [0s, 5s]$. Mediante un estudio de FOP convencional se establece el punto inicial $OP_{RAC}^0 = OP_U$ con el costo total de generación reportado en el renglón 2, columna 4 de la Tabla 3.3 y Tabla 3.4. Los ángulos de rotores para el punto OP_{RAC}^0 se muestran en la Fig. 3.23, donde se puede apreciar que no se satisface el límite de $\delta_{\max} = 120^\circ$ durante la simulación. Las depresiones transitorias de voltaje para el punto OP_{RAC}^0 se muestran en la Fig. 3.24, donde se puede apreciar que tampoco se satisface el límite de $V_{\min} = 0.85$ pu.

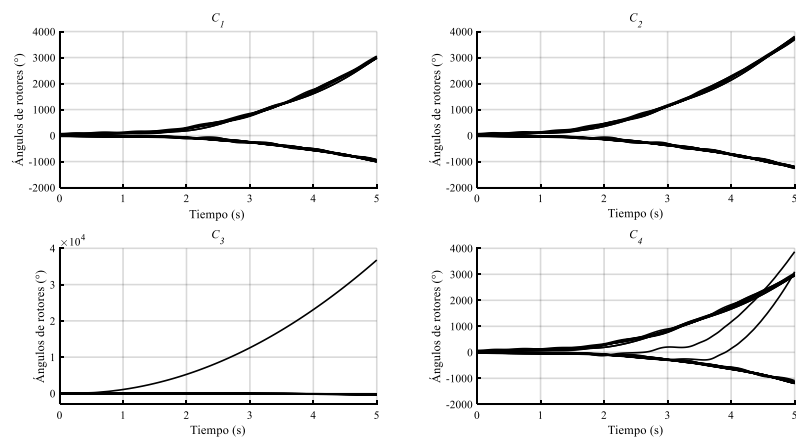


Fig. 3.23. Sistema de 190 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_{RAC}^0 .

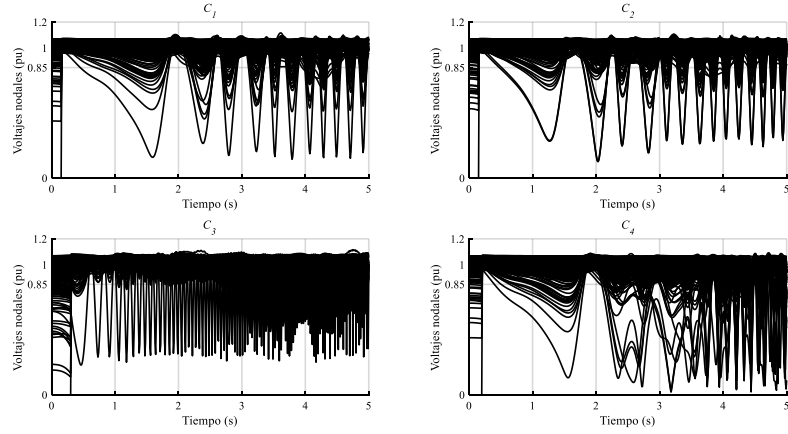


Fig. 3.24. Sistema de 190 nodos: depresiones de voltaje en el punto OP_{RAC}^0 .

3.5.2.1 Proyecciones alternadas

El procedimiento inicia proyectando el punto OP_{RAC}^0 en la región asociada a C_3 (el menor t_u de las contingencias bajo estudio), mediante el operador de proyección $P_{S_{RAC}^{C_3}}(OP_{RAC}^0)$ como se detalla en la Sección 2.4. A partir de dicha proyección se define el nuevo punto OP_{RAC}^1 que será evaluado a través del análisis TD-SDM para verificar si satisface el criterio η_{RAC} para todas las contingencias. De acuerdo con los resultados obtenidos, se determina que el punto OP_{RAC}^1 se encuentra en la región transitoriamente insegura de ángulos de rotores. El procedimiento se repite por tres iteraciones más, es decir se necesita un total de cuatro iteraciones para lograr el punto en la intersección S_{RAC}^{MC} dado por $OP_{RAC}^{MC} = OP_{RAC}^4$. En este caso, la secuencia completa de proyecciones es $C_3 - C_2 - C_3 - C_2$. El costo total de generación en OP_{RAC}^{MC} está dado en el renglón 3 de la columna 4 de la Tabla 3.3. En dicha tabla se aprecia que el punto OP_{RAC}^{MC} requiere un incremento del 1.1% del costo asociado al punto OP_{RAC}^0 . Finalmente, las respuestas de ángulos de rotores y de magnitudes de voltaje nodal en el punto OP_{RAC}^{MC} se presentan en las Fig. 3.25 y Fig. 3.26, respectivamente. Como se puede apreciar en la Fig. 3.25 y Fig. 3.26, en el punto OP_{RAC}^{MC} el límite de ángulos de rotores $\delta_{max} = 120^\circ$ y el límite de depresiones transitorias de

voltaje $V_{\min} = 0.85$ pu se satisface para todas las contingencias bajo estudio, por lo que el proceso de estabilización termina únicamente en la etapa *RAC*.

Tabla 3.3 Proyecciones alternadas: Proceso de estabilización para el sistema de 190 nodos.

Etapa de control α	Punto	Iteraciones	Costo (\$/h)
--	OP_{RAC}^0	--	21,093.4
<i>RAC</i>	OP_{RAC}^{MC}	4	21,325.9

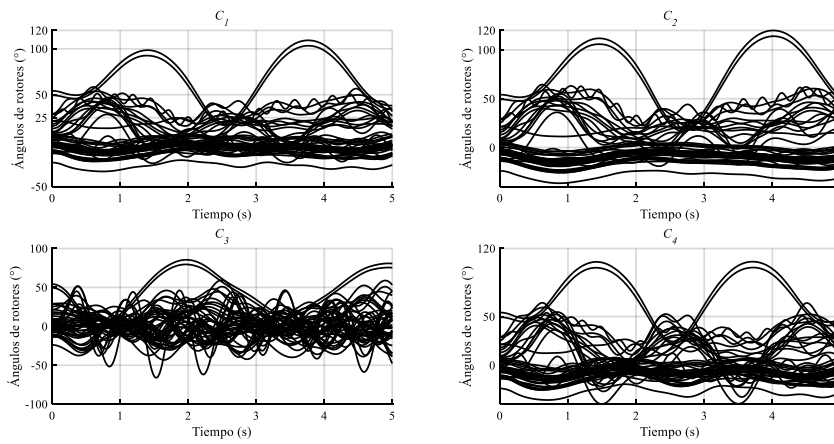


Fig. 3.25. Proyecciones alternadas: sistema de 190 nodos, ángulos de rotores en el punto OP_{RAC}^{MC} .

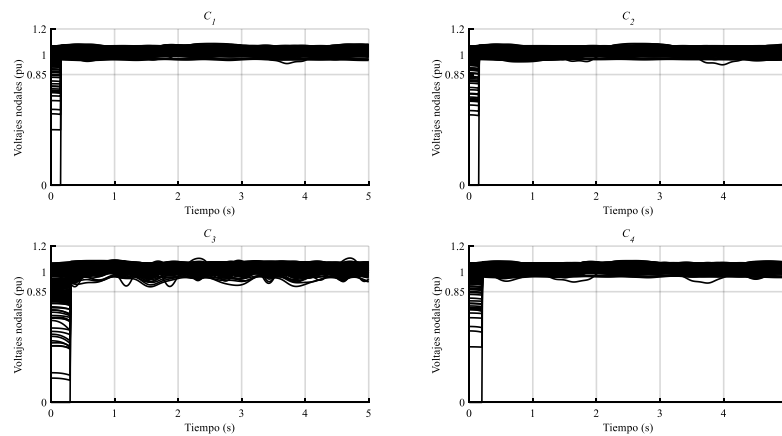


Fig. 3.26. Proyecciones alternadas: sistema de 190 nodos, depresiones de voltaje en el punto OP_{RAC}^{MC} .

3.5.2.2 Proyecciones paralelas

El procedimiento inicia proyectando el punto OP_{RAC}^0 en las regiones asociadas a C_1, C_2, C_3 y C_4 , a través del operador de proyección $P_{S_a^{rO}}(\cdot)$ definido en la Sección 2.4.1. Dichas proyecciones son promediadas mediante (3.2) y se define el punto OP_{RAC}^1 . Tomando como base el punto OP_{RAC}^1 , se determina la dirección de proyección $\Delta\hat{P}_{g,0}^{Sch_{RAC}}$, magnitud $\Delta P_{g,0}^{Sch_{RAC}}$ y el punto factible OP_{RAC}^1 formulando el operador de proyección $P_{S_{RAC}^{MC}}^{rO}(OP_{RAC}^0)$ como se describe en la Sección 3.4.1. A través del análisis TD-SDM se determina que el punto factible OP_{RAC}^1 no satisface el criterio η_{RAC} para todas las contingencias. El procedimiento iterativo necesita un total de dos iteraciones para lograr el punto en la intersección S_{RAC}^{MC} donde $OP_{RAC}^{MC} = OP_{RAC}^2$. El costo total de generación en OP_{RAC}^{MC} está dado en la columna 4 del renglón 3 de la Tabla 3.4. Como se aprecia en dicha tabla, el punto OP_{RAC}^{MC} requiere un incremento del 0.93% del costo asociado al punto OP_{RAC}^0 . Las respuestas de ángulos de rotores y de magnitudes de voltaje nodal en el punto OP_{RAC}^{MC} se presentan en las Fig. 3.27 y Fig. 3.28, respectivamente. En la Fig. 3.27 se aprecia que en el punto OP_{RAC}^{MC} el límite de ángulos de rotores $\delta_{max} = 120^\circ$ se satisface para todas las contingencias; sin embargo, en la Fig. 3.28 se observan ligeras depresiones transitorias de voltaje por debajo de $V_{min} = 0.85$ pu en la contingencia C_3 .

Con la finalidad de evitar las depresiones de voltaje referidas, se ejecuta la etapa TVC tomando como punto inicial el estado operativo OP_{RAC}^{MC} . Dicha etapa solo requiere de una sola iteración para lograr el punto OP_{TVC}^{MC} en la intersección S_{TVC}^{MC} con un costo total de generación dado en la columna 4 del renglón 4 de la Tabla 3.4. En dicha tabla se aprecia que el punto OP_{TVC}^{MC} requiere un incremento del 1.21 % del costo asociado al punto OP_{RAC}^0 . En la Fig. 3.29 y Fig. 3.30, se puede apreciar que la respuesta transitoria del punto OP_{TVC}^{MC} satisface los criterios η_{RAC} y η_{TVC} . Finalmente, analizando la Tabla 3.3 y Tabla 3.4 se puede apreciar que los costos de los puntos obtenidos OP_{RAC}^{MC} y OP_{TVC}^{MC} para este sistema de prueba en ambas metodologías

son muy similares, la diferencia radica en que se ocuparon proyecciones sobre relajadas en las proyecciones paralelas (las proyecciones sobre relajadas obtienen un punto de operación más costoso).

Tabla 3.4 Proyecciones paralelas: Proceso de estabilización para el sistema de 190 nodos.

Etapa de control α	Punto	Iteraciones	Costo (\$/h)
--	OP_{RAC}^0	--	21,093.4
<i>RAC</i>	OP_{RAC}^{MC}	2	21,288.7
<i>TVC</i>	OP_{TVC}^{MC}	1	21,348.4

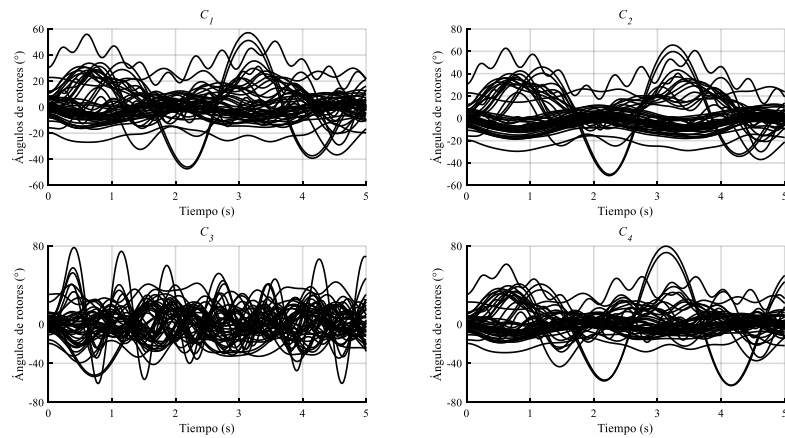


Fig. 3.27. Proyecciones paralelas: sistema de 190 nodos, ángulos de rotores en el punto OP_{RAC}^{MC} .

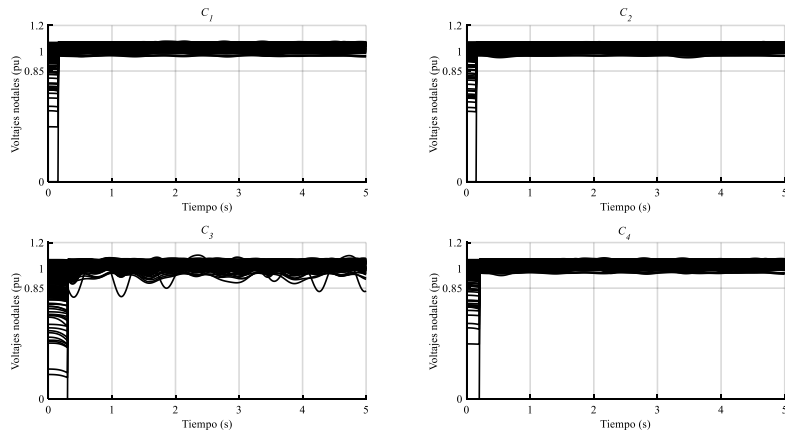


Fig. 3.28. Proyecciones paralelas: sistema de 190 nodos, depresiones de voltaje en el punto OP_{RAC}^{MC} .

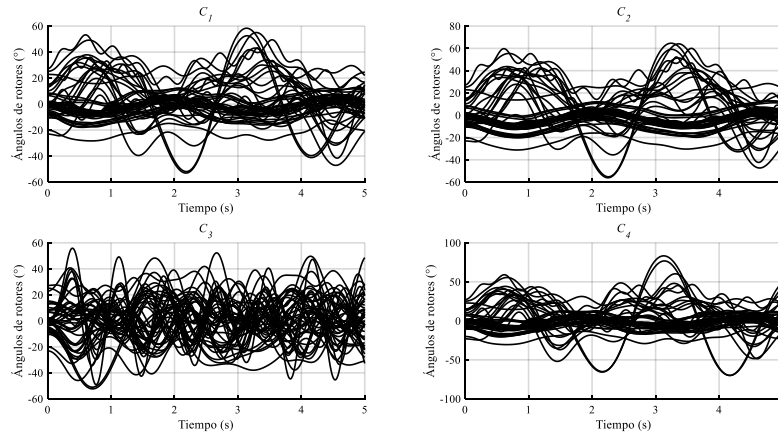


Fig. 3.29. Proyecciones paralelas: sistema de 190 nodos, ángulos de rotores en el punto OP_{TVC}^{MC} .

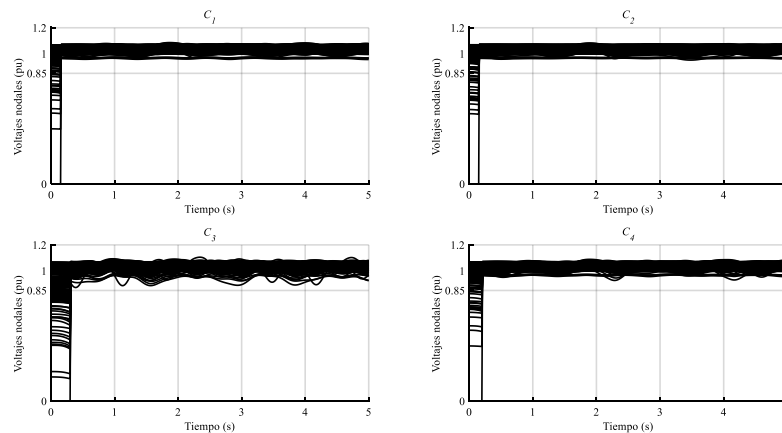


Fig. 3.30. Proyecciones paralelas: sistema de 190 nodos, depresiones de voltaje en el punto OP_{TVC}^{MC} .

3.6 Conclusiones

En este capítulo se proponen dos metodologías FOPRET de MC capaces de garantizar la estabilidad transitoria de ángulos de rotores y de magnitudes de voltaje nodal. Las metodologías presentadas están basadas en los métodos de proyecciones alternadas y paralelas. Debido a que las propuestas están basadas en métodos de proyecciones y en un FOPRET secuencial, su posible aplicación para analizar sistemas de tamaño real es viable. Como se aprecia en los resultados presentados para ambos sistemas de prueba, los costos y las dinámicas asociadas a ángulos de rotores y depresiones transitorias de voltaje son muy similares, con lo que se valida la eficacia de ambas metodologías. Finalmente, pudiera parecer que las

proyecciones alternadas son mucho más eficientes que las proyecciones paralelas. Sin embargo, la eficiencia de las segundas se puede incrementar importantemente a través de su implementación en procesadores paralelos basados en GPU's, para así realizar una comparación más justa. La implementación en paralelo de la metodología de proyecciones paralelas se contempla como trabajo futuro.

Capítulo 4

Máxima capacidad de transferencia con restricciones de estabilidad

4.1 Introducción

Como se describió previamente en el Capítulo 2, el FOPRET propuesto es una estrategia de control preventivo basada en dos etapas de proyección. La primera etapa busca determinar un punto de operación que al menos garantice la estabilidad de los ángulos de rotores y la segunda etapa busca determinar un punto de operación que además de garantizar la estabilidad de los ángulos de los rotores también mitigue las depresiones transitorias de voltaje nodal.

Buscando simplificar la metodología FOPRET propuesta en el Capítulo 2, en este capítulo se plantea utilizar únicamente la segunda etapa de proyección, para que a partir de un punto transitoriamente inestable, se pueda determinar un punto de operación que garantice la estabilidad de los ángulos de los rotores y mitigue las depresiones transitorias de voltaje nodal. Es importante mencionar que las metodologías FOPRET además de garantizar respuestas transitorias acotadas, han sido ampliamente utilizadas para maximizar la transferencia de potencia a través de los enlaces de transmisión, conocida como la capacidad de transferencia total (CTT). Por lo tanto, la propuesta de este trabajo también incorpora esta función objetivo con lo que se convierte en un problema de optimización multiobjetivo. Para resolver este problema, se plantea utilizar el método de Programación Física, el cual permite priorizar diferentes objetivos de acuerdo con las necesidades operativas del sistema [Messac, 2015]. La efectividad de esta metodología se demuestra numéricamente a través de utilizar el sistema WSCC de 3-generadores, 9-nodos y un equivalente del sistema mexicano de 46-generadores, 190-nodos.

4.2 Máxima capacidad de transferencia de potencia

Todas las centrales de generación están interconectadas mediante líneas de transmisión. Dichas interconexiones permiten compartir potencia en condiciones normales de operación y en condiciones de emergencia. Para poder controlar a un sistema eléctrico, éste se subdivide en áreas de control, las cuales están formadas por una o más centrales de generación [Grainger & Stevenson, 1994]. Desafortunadamente, debido al constante incremento en la demanda de energía eléctrica existe un aumento en las transferencias de potencia a través de los enlaces de transmisión que interconectan áreas de control de un sistema eléctrico, lo cual los puede llevar a operar cerca de sus límites de seguridad estática y dinámica. Ante un escenario de ocurrencia de una contingencia severa, es de suma importancia para las empresas eléctricas determinar de manera preventiva el redespacho de generación que lleve a un punto operativo donde se tenga la máxima transferencia de potencia (CTT) a través de los enlaces de transmisión, sin violar límites de seguridad del sistema [De Tuglie, et al., 2000], [Zhang, et al. 2004], [Kubokawa, et al., 2007], [Xu, et al., 2011], [Chávez-Lugo, et al., 2014a]. Por lo anterior, en las siguientes secciones se presenta la formulación de una estrategia FOPRET para calcular la CTT ante un escenario de contingencia.

4.3 Estrategia de control preventivo

Como se expuso en el Capítulo 2, se sabe que la región S_{TVC} está contenida dentro de la región S_{RAC} , es decir $S_{TVC} \subseteq S_{RAC}$. Por lo tanto es posible proyectar un punto transitoriamente inestable OP_U directamente a la región S_{TVC} para determinar un punto OP_{TVC} donde se garantiza una respuesta acotada de ángulos de rotores y de depresiones de voltaje nodal. Debido a esto y tal como se muestra en la Fig. 4.1, la estrategia de control propuesta en este capítulo proyecta directamente el punto OP_U en la región S_{TVC} , es decir en el punto OP_{TVC} . Esta proyección se realiza a través de redespachar la potencia activa de los generadores, siendo este redespacho el operador de proyección $P_{CTVC}(\cdot)$. En este caso, el operador $P_{CTVC}(\cdot)$ se formula en términos de las secuencias $O-SEQ_{TVC}$ y $U-SEQ_{TVC}$, como se detalla en la Sección 2.4. Finalmente, la incorporación del cálculo de la CTT al problema FOPRET propuesto, lo

convierte en un problema de optimización multiobjetivo, cuya formulación y solución será detallada en la siguiente sección.

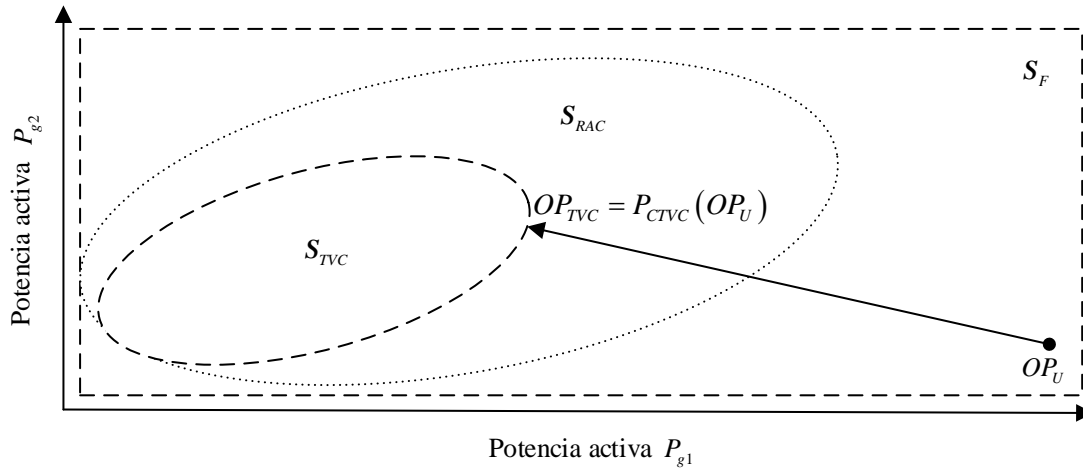


Fig. 4.1. Descripción general del FOPRET propuesto.

4.4 Descripción del método de Programación Física

En un problema de optimización multiobjetivo se debe considerar simultáneamente múltiples funciones objetivo de diferentes tipos. La formulación general de un problema multiobjetivo se define como:

$$\min_x [f_1(x), f_2(x), \dots, f_n(x)]^T \quad (4.1)$$

$$H(x) = 0 \quad (4.2)$$

$$G(x) \leq 0 \quad (4.3)$$

donde n es el número de funciones objetivo, x las variables de decisión, $H(x)$ las restricciones de igualdad y $G(x)$ las restricciones de desigualdad. La forma más intuitiva para resolver este problema es combinar todos los objetivos de (4.1) en una sola función, que se conoce como función objetivo agregada (FOA). La FOA debe reflejar la importancia de cada función objetivo, por lo que las funciones con mayor importancia tienen mayor prioridad durante el proceso de optimización [Messac, 2015]. Desafortunadamente, la presencia de la FOA deriva en que no exista una solución única para un problema de optimización

multiobjetivo. Debido a esta razón, los métodos de optimización multiobjetivo se suelen clasificar en dos categorías: métodos con expresión de preferencias a priori y métodos con expresión de preferencias a posteriori. Los métodos con preferencias a priori permiten especificar previamente las prioridades del proceso de optimización, en términos de valores deseados (metas) o ponderaciones de las diferentes funciones objetivo [Marler & Arora, 2004]. La mayoría de estos métodos incorporan parámetros, que se fijan para reflejar las prioridades de los objetivos a optimizar, o se modifican para generar un conjunto de soluciones, conocido como frontera de Pareto [Messac, 2015]. Por otro lado, los métodos a posteriori primero generan la frontera de Pareto y después seleccionan la mejor opción [Marler & Arora, 2004]. Lamentablemente, en el contexto de FOPRET, generar una frontera de Pareto es poco factible, debido al tiempo de cómputo requerido para generar un solo punto de operación transitoriamente seguro. Por tal motivo, el presente capítulo se centra en los métodos a priori. La principal desventaja que presentan varios de los métodos a priori reportados en la literatura, e.g., método de suma ponderada, método de optimización por metas entre otros, es que éstos están basados en ponderaciones y no existe una manera sistemática para determinarlas. Por lo cual, en este trabajo se aplica el método de Programación Física (PF) [Messac, 1996] que de acuerdo a [Marler & Arora, 2004] es uno de los métodos a priori y posteriori más adecuado para representar las prioridades que se desean en el proceso de optimización.

En el método de PF, cada función objetivo f_i , $\forall i=1, \dots, n$, se transforma en una función adimensional y convexa denominada función de clase \bar{f}_i [Guenov, et al., 2005]. Las funciones de clase utilizadas para modelar funciones objetivo se conocen como funciones de sub-clase suave (“S”) e incluyen prioridades definidas por el operador del sistema. Existen cuatro tipos de funciones de sub-clase “S”: 1) sub-clase 1-“S” (minimizar una función objetivo), 2) sub-clase 2-“S” (maximizar una función objetivo), 3) sub-clase 3-“S” (la función objetivo debe alcanzar un valor específico), 4) sub-clase 4-“S” (la función objetivo debe alcanzar un rango de valores específicos). Sin embargo, debido a la naturaleza de las funciones objetivo utilizadas en el presente trabajo investigación, solamente se utilizan la sub-clase 1-“S” y 2-“S” asociadas con la minimización y maximización de una función objetivo, respectivamente [Utyuzhnikov, et al., 2009].

Las funciones de sub-clase se dividen en seis regiones de interés: región ideal (R_1), deseable (R_2), tolerable (R_3), indeseable (R_4), altamente indeseable (R_5) e inaceptable (R_6) [Messac, 2015]. Donde los límites que definen a dichas regiones, es decir f_{i_j} ($j=1,\dots,5$), son constantes definidas por el analista de acuerdo con las necesidades operativas del sistema (por ejemplo el límite máximo y mínimo de flujo de potencia activa a través de líneas de transmisión, etc.). Entonces las regiones de interés en el método de PF se definen como:

- Región ideal (R_1):

$$f_i \leq f_{i_1} \quad (4.4)$$

- Región deseable (R_2):

$$f_{i_1} \leq f_i \leq f_{i_2} \quad (4.5)$$

- Región tolerable (R_3):

$$f_{i_2} \leq f_i \leq f_{i_3} \quad (4.6)$$

- Región indeseable (R_4):

$$f_{i_3} \leq f_i \leq f_{i_4} \quad (4.7)$$

- Región altamente indeseable (R_5):

$$f_{i_4} \leq f_i \leq f_{i_5} \quad (4.8)$$

- Región inaceptable (R_6):

$$f_i \geq f_{i_5} \quad (4.9)$$

Para mostrar de forma gráfica las funciones de sub-clase en el método de PF, en las Figs. 4.2 y Fig. 4.3, se presenta la sub-clase 1-“S” y 2-“S”, respectivamente. Como se puede observar en dichas figuras, en las regiones menos deseables el valor de las funciones de clase \bar{f}_i es mayor, por lo tanto, tienen más importancia en la FOA. Es decir, la región altamente indeseable es peor que la región indeseable. A su vez la región indeseable es peor que la región tolerable y así sucesivamente. Para modelar esta característica del método de PF se utiliza la siguiente restricción [Utyuzhnikov, et al., 2009]:

$$\Delta_k \bar{f}_i > n_{sc} \Delta_{k-1} \bar{f}_i, \forall k = 1, \dots, 4 \quad (4.10)$$

donde $\Delta_k \bar{f}_i = \bar{f}_i(f_{i_{j+1}}) - \bar{f}_i(f_{i_j})$, $\Delta_0 \bar{f}_i = \bar{f}_i(f_{i_1})$, f_{i_j} ($j=1, \dots, 5$) son constantes definidas por el analista y n_{sc} es el número de funciones objetivo. Por otro lado, f^j representa el valor de la función de clase \bar{f}_i en la j -ésima región de interés [Messac, 2006]. Finalmente, una de las características principales de las funciones de sub-clase “S”, es que todas las funciones de clase tienen los mismos valores en los límites de las regiones; es decir, en $\tilde{f}^j \forall j=1, \dots, 5$. Esto implica que aun cuando las funciones objetivo tengan diferentes magnitudes, en el método de PF automáticamente sus valores se normalizan [Messac, 1996], [Guenov, et al., 2005].

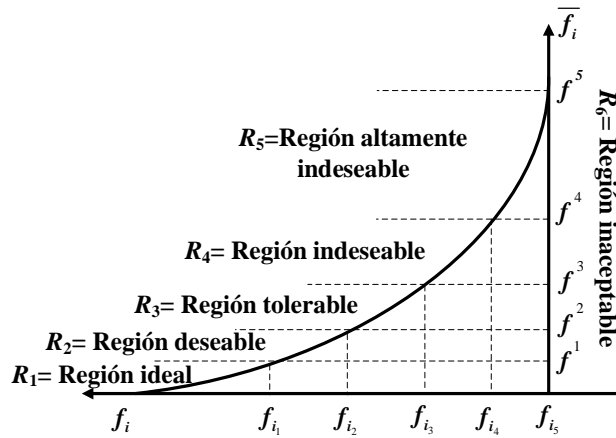


Fig. 4.2. Sub-clase 1-“S”.

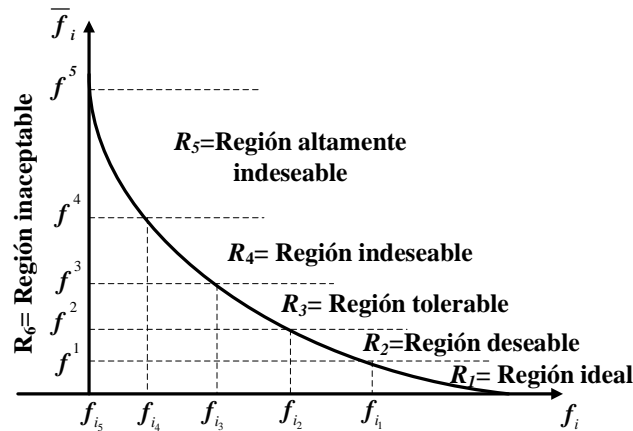


Fig. 4.3. Sub-clase 2-“S”.

4.5 FOPRET basado en Programación Física

El primer paso para poder aplicar el método de PF al FOPRET propuesto, consiste en definir las funciones objetivo a optimizar de manera simultánea. Con base a lo anterior, se definen las funciones de sub-clase “S” necesarias para realizar el proceso de optimización multiobjetivo. Las funciones objetivo son definidas de la siguiente manera: minimizar el costo total de generación dado por la función de economía $f_E(\cdot)$, maximizar la CTT dada por la función de CTT $f_{CTT}(\cdot)$ y maximizar el producto punto dado por la función de seguridad $f_S(\cdot)$. Las funciones objetivo referidas quedan expresadas matemáticamente por:

$$\min f_E(\cdot) = \left(\sum_{i=1}^{ng} a_i + b_i(P_{gi,\beta+1}) + c_i(P_{gi,\beta+1})^2 \right) \quad (4.11)$$

$$\max f_{CTT}(\cdot) = \left(\sum_{i \in AE, j \in AR} P_{ij,\beta+1} \right) \quad (4.12)$$

$$\max f_S(\cdot) = \left(\frac{\Delta \mathbf{P}_{g,\beta}^{TVC}}{\|\Delta \mathbf{P}_{g,\beta}^{TVC}\|} \cdot \Delta \hat{\mathbf{P}}_{g,\beta}^{Sch_{TVC}} \right) \quad (4.13)$$

donde el subíndice β indica el punto actual de operación. Por otro lado, los coeficientes polinomiales a_i , b_i y c_i en la función objetivo de economía (4.11) representan a los coeficientes de la curva de costo del i -ésimo generador. En la función objetivo de CTT (4.12), $P_{ij,\beta+1}$ representa el flujo de potencia entre los nodos i y j ; los cuales están localizados en las áreas de control de envío AE y recepción AR , respectivamente. Finalmente, en la función objetivo de seguridad (4.13) se busca maximizar el producto punto (minimizar el ángulo) entre los vectores $\Delta \hat{\mathbf{P}}_{g,\beta}^{Sch_{TVC}}$ y $\Delta \mathbf{P}_{g,\beta}^{TVC}$. Lo anterior permitirá encontrar el mejor redespacho de generación para mejorar la estabilidad transitoria del sistema [Pizano-Martínez, et al., 2017]. Definidas las funciones objetivo, las funciones de sub-clase “S” necesarias para resolver este problema son 1-“S” (minimizar una función objetivo) y 2-“S” (maximizar una función objetivo).

Una vez definidas las funciones de sub-clase “S”, se procede a definir las regiones de interés basándose en la experiencia del analista. Por ejemplo, en la Tabla 4.1 se presentan los criterios

utilizados en este trabajo para calcular las regiones de interés de dichas funciones, cuyo contenido se describe a continuación. En el renglón 2, columna 3, la variable “costo₀”, representa el mínimo costo de generación (f_{i_1}), obtenido a partir de un FOP convencional donde (4.11), es la única función objetivo. Considerando que en la solución FOPRET el costo de generación no debe incrementarse sustancialmente, en este trabajo se propone que f_{i_5} no exceda del 4 % de la variable “costo₀”, como se denota el renglón 2, columna 7. Por otro lado, en el renglón 3, columna 3, la variable “CTT₀”, representa la CTT que se obtiene al aplicar un FOP convencional, donde la única función objetivo está dada por (4.12). Se admite que, por razones de seguridad, la CCT puede reducirse hasta un valor de cero (aunque es una situación altamente indeseable), como se puede apreciar en el renglón 3, columna 7 de la Tabla 4.1. Es importante mencionar que las regiones de interés asociadas a estas dos funciones objetivo pueden ser ajustadas de acuerdo con la experiencia de los analistas y criterios de operación del sistema bajo análisis. Finalmente, el renglón 4, columna 3, se presenta el valor ideal del producto punto. Dado que se desea que los redespachos de potencia produzcan una mejora considerable en la seguridad del sistema, un producto punto con valor cero es una situación altamente indeseable, como se muestra en el renglón 4, columna 7 de la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Regiones de interés por objetivo.

$f_i(x)$	Clase	f_{i_1}	f_{i_2}	f_{i_3}	f_{i_4}	f_{i_5}
Costo (\$/h)	1-“S”	costo₀	1.01* costo₀	1.02* costo₀	1.03* costo₀	1.04* costo₀
CTT (MW)	2-“S”	CTT₀	0.7*CTT₀	0.4*CTT₀	0.1*CTT₀	0
Producto punto	2-“S”	1	0.95	0.9	0.85	0

4.5.1 Operador de proyección para la secuencia *O-SEQ*

Definidas las funciones de sub-clase “S” y las regiones de interés del método de PF, para la etapa *O-SEQ_{TVC}* se define el modelo FOPRET multiobjetivo correspondiente al operador de proyección $P_{civc}^{ro}(\cdot)$.

$$\min_{\mathbf{P}_{g,\beta+1}, \mathbf{V}_{\beta+1}, \boldsymbol{\theta}_{\beta+1}} f(\cdot) = \frac{1}{3} \left(\log_{10} \left(\bar{f}_E(f_E) + \bar{f}_{CTT}(f_{CTT}) + \bar{f}_S(f_S) \right) \right) \quad (4.14)$$

$$f_E \leq f_{E_s} \quad (4.15)$$

$$f_{CTT} \geq f_{CTT_s} \quad (4.16)$$

$$f_S \geq f_{S_s} \quad (4.17)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{V}_{\beta+1}, \boldsymbol{\theta}_{\beta+1}, \mathbf{P}_{g,\beta+1}) = 0 \quad (4.18)$$

$$\mathbf{H}(\mathbf{V}_{\beta+1}, \boldsymbol{\theta}_{\beta+1}, \mathbf{P}_{g,\beta+1}) \leq 0 \quad (4.19)$$

$$\|\Delta \mathbf{P}_{g,\beta}^{TVC}\|^2 - (\Delta \mathbf{P}_{g,\beta}^{Sch_{TVC}})^2 = 0 \quad (4.20)$$

donde:

$$f_E = \left(\sum_{i=1}^{ng} a_i + b_i (P_{gi,\beta+1}) + c_i (P_{gi,\beta+1})^2 \right)$$

$$f_{CTT} = \left(\sum_{i \in AE, j \in AR} P_{ij,\beta+1} \right)$$

$$f_S = \left(\frac{\Delta \mathbf{P}_{g,\beta}^{TVC}}{\|\Delta \mathbf{P}_{g,\beta}^{TVC}\|} \cdot \Delta \hat{\mathbf{P}}_{g,\beta}^{Sch_{TVC}} \right)$$

Las funciones de sub-clase ‘‘S’’: $\bar{f}_E(f_E)$, $\bar{f}_{CTT}(f_{CTT})$ y $\bar{f}_S(f_S)$ definidas en (4.14), están asociadas a las funciones objetivo $f_E(\cdot)$, $f_{CTT}(\cdot)$ y $f_S(\cdot)$, respectivamente. Mientras que f_{E_s} , f_{CTT_s} y f_{S_s} son los peores valores que pueden tomar dichas funciones. Las restricciones $\mathbf{G}(\mathbf{V}_{\beta+1}, \boldsymbol{\theta}_{\beta+1}, \mathbf{P}_{g,\beta+1}) = 0$ y $\mathbf{H}(\mathbf{V}_{\beta+1}, \boldsymbol{\theta}_{\beta+1}, \mathbf{P}_{g,\beta+1}) \leq 0$ representan el conjunto de ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva, así como los límites operativos del sistema eléctrico, respectivamente. Por último, la restricción de igualdad (4.20) se utiliza para garantizar que la magnitud total de los redespachos de potencia activa sea igual a la magnitud de proyección $\Delta \mathbf{P}_{g,\beta}^{Sch_{TVC}}$ y así mejorar la respuesta transitoria del sistema. Es importante mencionar que el logaritmo presente en (4.14) se utiliza para disminuir la diferencia entre los valores máximos y mínimos de la función multiobjetivo, y así mejorar el proceso de convergencia del proceso de estabilización [Guenov, et al., 2005], [Utyuzhnikov, et al., 2009].

4.5.2 Operador de proyección para la secuencia ***U-SEQ***

En la secuencia ***U-SEQ***_{TVC}, el subíndice β presente en el modelo (4.14)-(4.20), se reemplaza por el subíndice γ , resultando en el modelo FOPRET multiobjetivo correspondiente al operador de proyección $P_{CTVC}^{rU}(\cdot)$ definido en (4.21)-(4.27):

$$\min_{\mathbf{P}_{g,\gamma+1}, \mathbf{V}_{\gamma+1}, \boldsymbol{\theta}_{\gamma+1}} f(\cdot) = \frac{1}{3} \left(\log_{10} \left(\bar{f}_E(f_E) + \bar{f}_{CTT}(f_{CTT}) + \bar{f}_S(f_S) \right) \right) \quad (4.21)$$

$$f_E \leq f_{E_s} \quad (4.22)$$

$$f_{CTT} \geq f_{CTT_s} \quad (4.23)$$

$$f_S \geq f_{S_s} \quad (4.24)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{V}_{\gamma+1}, \boldsymbol{\theta}_{\gamma+1}, \mathbf{P}_{g,\gamma+1}) = 0 \quad (4.25)$$

$$\mathbf{H}(\mathbf{V}_{\gamma+1}, \boldsymbol{\theta}_{\gamma+1}, \mathbf{P}_{g,\gamma+1}) \leq 0 \quad (4.26)$$

$$\|\Delta \mathbf{P}_{g,\gamma}^{TVC}\|^2 - (\Delta P_{g,\gamma}^{SchTVC})^2 = 0 \quad (4.27)$$

donde:

$$f_E = \left(\sum_{i=1}^{ng} a_i + b_i (P_{gi,\gamma+1}) + c_i (P_{gi,\gamma+1})^2 \right)$$

$$f_{CTT} = \left(\sum_{i \in AE, j \in AR} P_{ij,\gamma+1} \right)$$

$$f_S = \left(\frac{\Delta \mathbf{P}_{g,\gamma}^{TVC}}{\|\Delta \mathbf{P}_{g,\gamma}^{TVC}\|}, \Delta \hat{\mathbf{P}}_{g,\gamma}^{Sch_{TVC}} \right)$$

4.5.3 Algoritmo FOPRET multiobjetivo

El FOPRET propuesto se formula expresando la etapa *TVC* en términos de las secuencias **O-SEQ**_{TVC} y **U-SEQ**_{TVC} dadas en las proyecciones (2.16) y (2.17), respectivamente.

Considerando el punto $OP_j = OP_U$ como punto inicial, las secuencias (2.16) y (2.17) son ejecutadas en la etapa *TVC*, hasta lograr el punto $OP_\alpha = OP_{TVC}$ a través de la ejecución de las secuencias **O-SEQ**_{TVC} y **U-SEQ**_{TVC}.

Tomando como base el algoritmo de la Sección 2.5 del Capítulo 2, se puede determinar la proyección del punto OP_U a la región S_{TVC} (punto OP_{TVC}), como se describe a continuación. En el Paso 1 se fija la etapa de control α , como $\alpha = TVC$ y en el Paso 2 se establece el punto inicial $OP_j = OP_U$. Posteriormente, se ejecuta la secuencia **O-SEQ**_{TVC} (del Paso 3.1 al Paso 3.6) utilizando el modelo FOPRET (4.14)-(4.20) en el Paso 3.4. Finalmente, la secuencia **U-SEQ**_{TVC} se ejecuta (del Paso 4.1 al Paso 4.5) utilizando el modelo FOPRET (4.21)-(4.27), obteniéndose el punto OP_{TVC} . Esto se clarifica en las Figs. 4.4 y 4.5, donde se muestra el diagrama de flujo de la secuencia **O-SEQ** _{α} y **U-SEQ** _{α} , respectivamente.

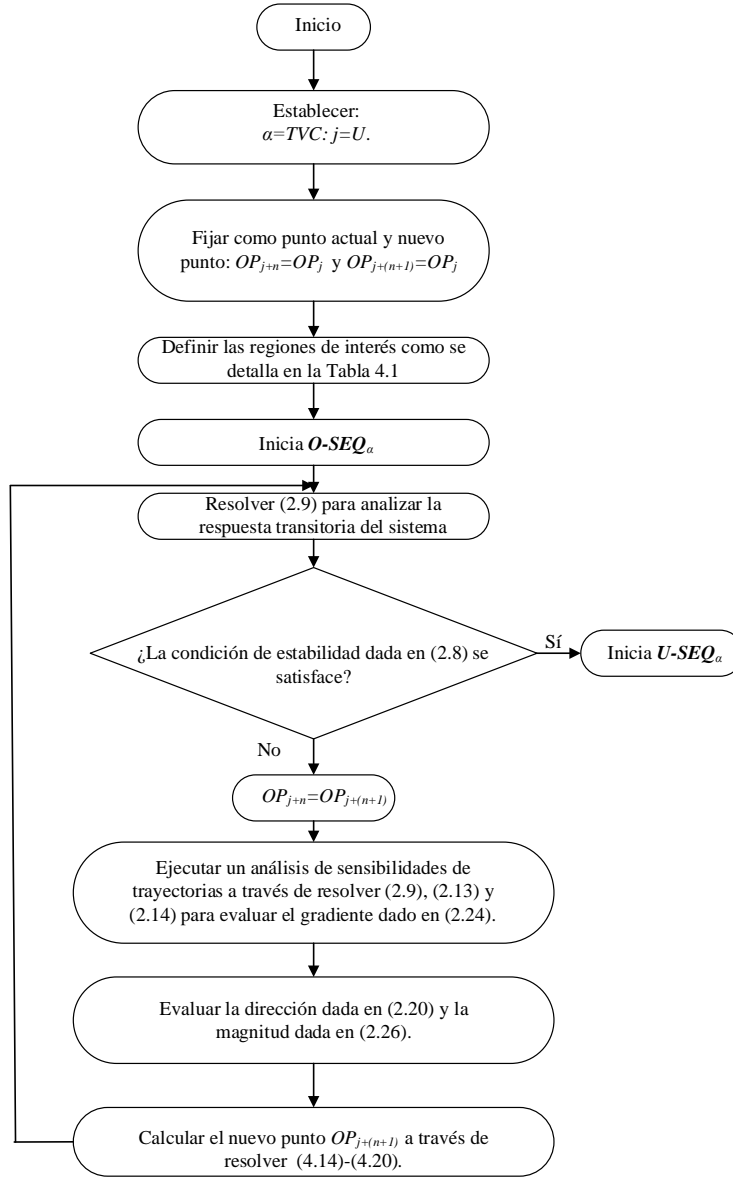


Fig. 4.4. Secuencia $O-SEQ_\alpha$ del FOPRET basado en PF.

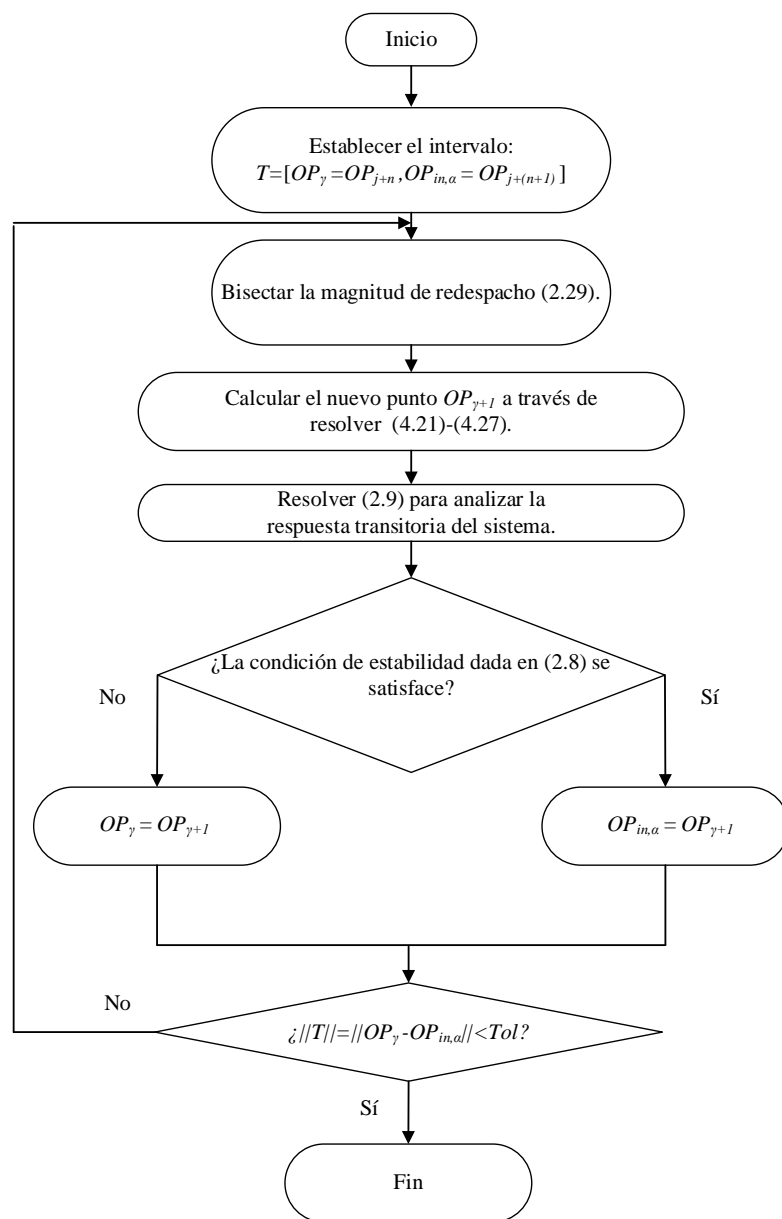


Fig. 4.5. Secuencia $U-SEQ_{\alpha}$ del FOPRET basado en PF.

4.6 Casos de estudio

Para demostrar numéricamente las ventajas de la metodología FOPRET multiobjetivo, anteriormente descrita, en esta sección se analizan los sistemas WSCC de 3 generadores-9 nodos y el sistema mexicano de 46 generadores-190 nodos, dados en el Apéndice A. En el primer sistema eléctrico, se considerarán dos áreas de control unidas por las líneas conectadas entre los nodos 7-5 y 9-6, donde los nodos 7 y 9 corresponden al área de control de envío AE .

Para el equivalente del sistema mexicano, se considerarán dos áreas de control unidas por dos líneas paralelas conectadas entre los nodos 182-86, donde el nodo 182 corresponde al área de control de envío *AE* [Chávez-Lugo, et al., 2014a]. En el contexto de simulaciones dinámicas, se utilizarán las mismas contingencias simuladas en el Capítulo 2, donde el criterio de estabilidad η_{RAC} y η_{TVC} son establecidos como $\delta_{\max} = 120$ y $V_{\min} = 0.8$ pu, respectivamente, para los límites de ángulos de rotores y depresiones transitorias de voltaje. En la secuencia *O-SEQ_{TVC}* el porcentaje λ se fija a un valor de 5 % ($\lambda = 0.05$). Finalmente, la tolerancia de convergencia para la *U-SEQ_{TVC}* es $Tol = 0.01$.

4.6.1 Sistema de 9 nodos

Para este sistema de prueba, la contingencia simulada es la misma de la Sección 2.6.1 del Capítulo 2 (contingencia “C₁”), es decir, una falla trifásica en $t = 0$ s en el nodo 7, la cual es eliminada a través de desconectar la línea conectada entre los nodos 7 y 5 en $t = 0.35$ s. En la Tabla 4.2 se presentan las regiones de interés utilizadas para esta red, las cuales son calculadas tomando como referencia a la Tabla 4.1. Con base en el punto de operación OP_U , se realiza un estudio de FOP convencional considerando solamente la función objetivo $f_E(\cdot)$ para obtener el costo total de generación y otro estudio de FOP considerando solamente la función objetivo $f_{CTT}(\cdot)$ para obtener la CTT a través de los enlaces 9-6 y 7-5. Estos resultados se reportan en el renglón 2 y 3, columna 3 de la Tabla 4.2. Como puede apreciarse en las Figs. 4.6 y 4.7 el análisis TD demuestra que el sistema operando en el punto OP_U resulta transitoriamente inestable en términos de ángulos de rotores y de depresiones de magnitudes de voltaje nodal. Por tal motivo, se aplica la secuencia *O-SEQ_{TVC}* (del Paso 3.1 al Paso 3.6 de la Sección 2.5 del Capítulo 2) la cual termina después de diez operadores de proyección $P_{CTVC}^{ro}(\cdot)$, cuando la simulación TD indica que el punto OP_{U+10} resulta transitoriamente estable en términos de ángulos de rotores y de depresiones de magnitudes de voltaje nodal, como se muestra en las Figs. 4.8 y 4.9, respectivamente. La magnitud de proyección, el costo total de generación, la CTT a través del enlace 9-6 (el enlace 7-5 fue desconectado para eliminar la falla) y el producto punto necesarios para obtener OP_{U+10} , son reportados en el renglón 3, columnas 4-7 de la Tabla 4.3.

Para obtener un punto de operación más económico, se aplica la secuencia $U-SEQ_{TVC}$ (del Paso 4.1 al Paso 4.5 del Paso 3.1 al Paso 3.6 de la Sección 2.5 del Capítulo 2) la cual termina después de tres operadores de proyección $P_{CTVC}^{rU}(\cdot)$, con los resultados reportados en el renglón 4 de la Tabla 4.3. Así mismo, el comportamiento dinámico de los ángulos de rotores y de depresiones de magnitudes de voltaje nodal se muestra en las Figs. 4.10 y 4.11. Nótese de la Fig. 4.11 que el mínimo global de las magnitudes de voltaje nodal se aproxima con gran precisión a la frontera de estabilidad preestablecida, i.e., 0.8 pu. Por último, las potencias activas de generación, costo total de generación y la CTT se reportan en la Tabla 4.4 para los puntos OP_{TVC} (obtenido mediante el FOPRET) e inestable OP_U (obtenido mediante el FOP), respectivamente. Nótese que para el punto OP_{TVC} ya no existe el enlace 7-5, ya que fue desconectado para liberar la falla especificada. Como se puede apreciar en la Tabla 4.2 y en el renglón 4 de la Tabla 4.3, los valores de costo, CTT y producto punto obtenidos en el punto OP_{TVC} están ubicados en la región tolerable ($f_{i_2} \leq f_i \leq f_{i_3}$), tolerable ($f_{i_2} \leq f_i \leq f_{i_3}$) y deseable ($f_{i_1} \leq f_i \leq f_{i_2}$), respectivamente. Finalmente, la efectividad de la metodología propuesta es demostrada en el espacio paramétrico de potencias generadas en la Fig. 4.12, dónde se puede apreciar su comportamiento iterativo partiendo del punto base (OP_U) hasta el punto de operación en la frontera de estabilidad (OP_{TVC}).

Tabla 4.2 Sistema de 9 nodos: Regiones de interés por objetivo.

$f_i(x)$	Clase	f_{i_1}	f_{i_2}	f_{i_3}	f_{i_4}	f_{i_5}
Costo(\$/h)	1-“S”	1,132.2	1,143.5	1,154.8	1,166.1	1,177.5
CTT (MW)	2-“S”	149.52	104.66	59.81	14.95	0
Producto punto	2-“S”	1	0.95	0.9	0.85	0

Tabla 4.3 Sistema de 9 nodos: Magnitud, costo total, CTT y producto punto.

Etapas de control	Secuencia	Punto	$\ \Delta P_g^{TVC}\ $	Costo (\$/h)	CTT(MW)	Producto punto
--	Punto base	OP_U	--	1,132.2	111.8	--
TVC	$O-SEQ_{TVC}$	$OP_{m,TVC}$	0.53	1,152	68.75	0.98
	$U-SEQ_{TVC}$	OP_{TVC}	0.49	1,149.4	72	0.99

Tabla 4.4 Sistema de 9 nodos: Comparación de resultados del FOPRET y de FOP.

Método	Operación de proyección	P_{g1} (MW)	P_{g2} (MW)	P_{g3} (MW)	Costo (\$/h)	CTT (MW)
FOPRET	13	145.15	85.45	87.05	1,149.4	72
FOP	0	105.95	113.04	99.24	1,132.2	111.8

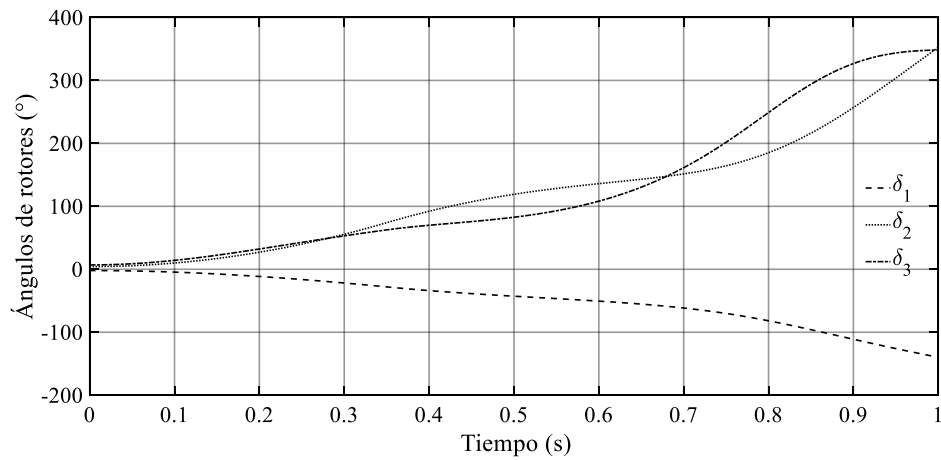


Fig. 4.6. Sistema de 9 nodos: ángulos de rotors en el punto OP_U .

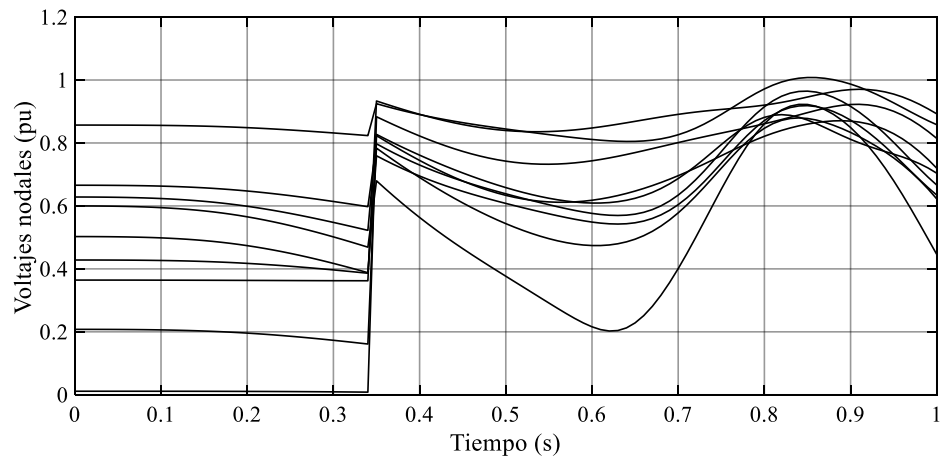


Fig. 4.7. Sistema de 9 nodos: depresiones de voltaje en el punto OP_U .

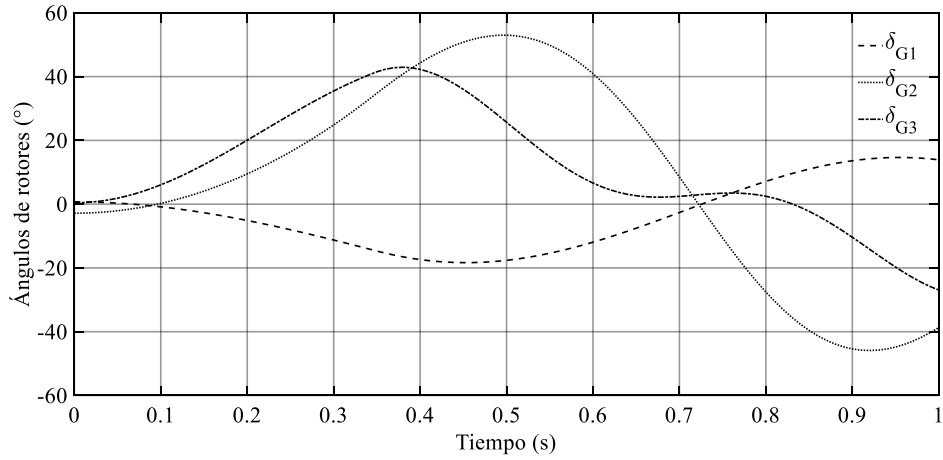


Fig. 4.8. Sistema de 9 nodos: ángulos de rotores en el punto $OP_{in,TVC}$.

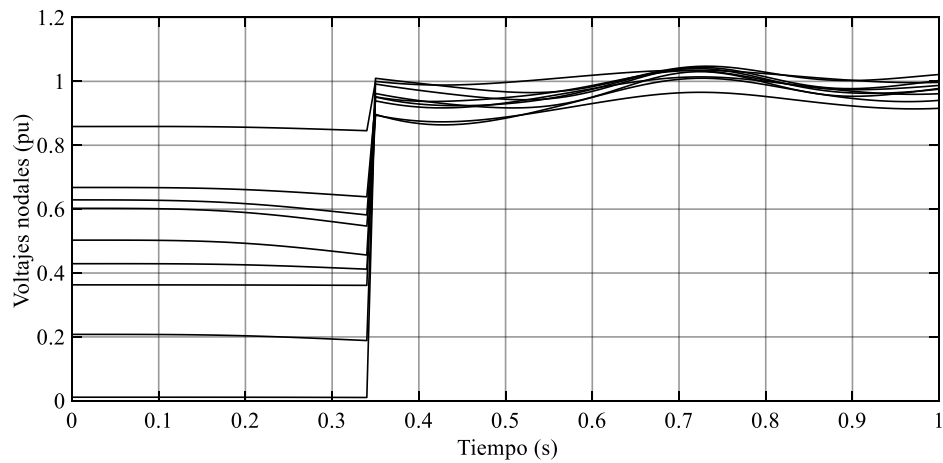


Fig. 4.9. Sistema de 9 nodos: depresiones de voltaje en el punto $OP_{in,TVC}$.

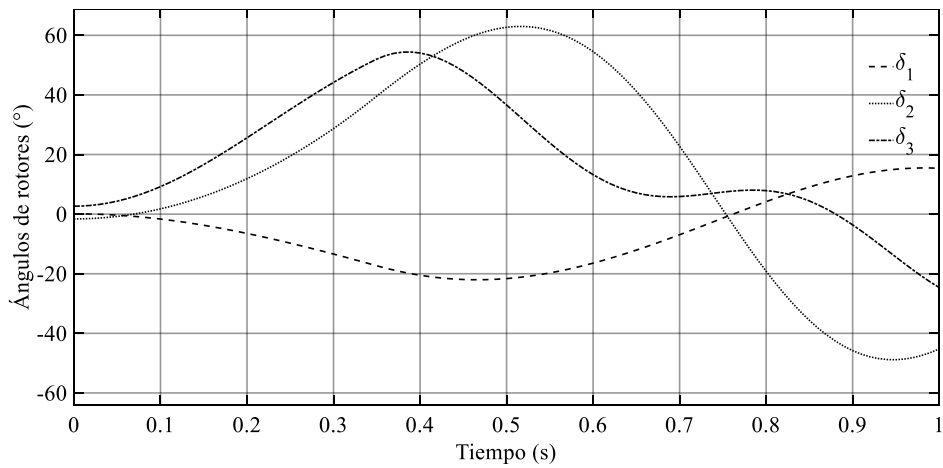


Fig. 4.10. Sistema de 9 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_{TVC} .

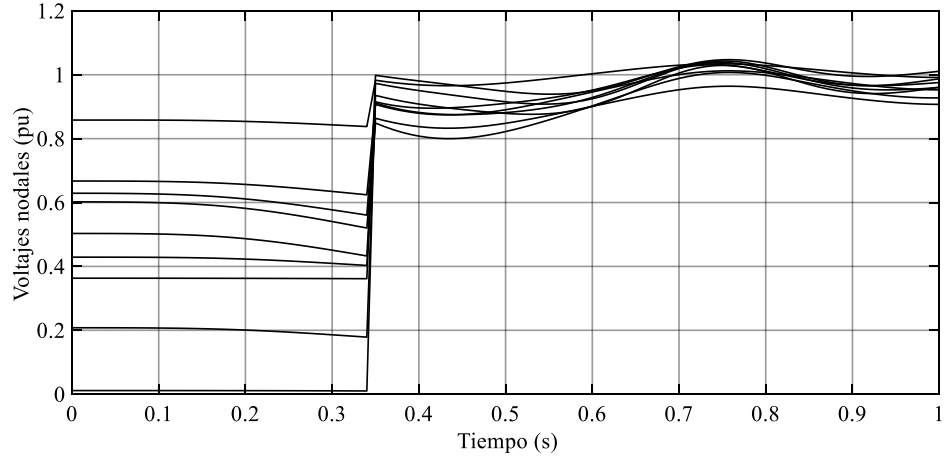


Fig. 4.11. Sistema de 9 nodos: depresiones de voltaje en el punto OP_{TVC} .

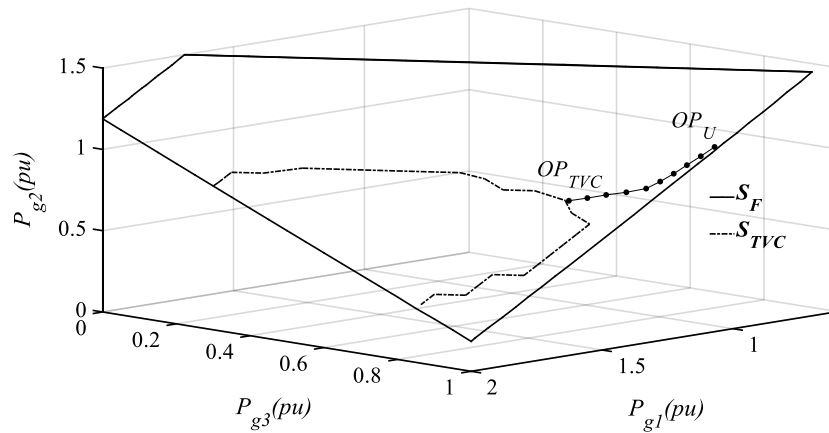


Fig. 4.12. Operador de proyección en el conjunto S_{TVC} .

4.6.2 Sistema de 190 nodos

Para este sistema de prueba, la contingencia simulada es la misma de la Sección 2.6.2 del Capítulo 2 (contingencia “C₁”), es decir, una falla trifásica en $t = 0$ s en el nodo 182, la cual es eliminada a través de desconectar una de las líneas conectadas entre los nodos 182 y 86 en $t = 0.15$ s. En la Tabla 4.5 se presentan las regiones de interés utilizadas para esta red, las cuales son calculadas tomando como referencia a la Tabla 4.1. Considerando el punto de operación OP_U , se realiza un estudio de FOP convencional considerando solamente la función objetivo $f_E(\cdot)$ para obtener el costo total de generación y otro estudio de FOP considerando solamente la función objetivo $f_{CTT}(\cdot)$ para obtener la CTT a través de los enlaces 182-86. Estos

resultados se reportan en el renglón 2 y 3, columna 3 de la Tabla 4.5. Como puede apreciarse en las Figs. 4.13 y 4.14, de acuerdo con el análisis TD, el sistema operando en el punto OP_U resulta transitoriamente inestable en términos de ángulos de rotores y de depresiones de magnitudes de voltaje nodal. Por tal motivo, se aplica la secuencia **O-SEQ_{TVC}** (del Paso 3.1 al Paso 3.6 de la Sección 2.5 del Capítulo 2) que determina un punto operativo OP_{U+1} transitoriamente estable en términos de ángulos de rotores y de depresiones de magnitudes de voltaje nodal después de un operador de proyección $P_{CTVC}^o(\cdot)$. El comportamiento dinámico de ángulos de rotores y magnitudes de voltaje cuando el sistema eléctrico operando en el punto de equilibrio OP_{U+1} es sujeto a la contingencia especificada se muestra en las Figs. 4.15 y 4.16, respectivamente. La magnitud de proyección, el costo total de generación, la CTT a través del enlace 182-86 (recordando que uno de los enlaces 182-86 fue desconectado para eliminar la falla) y el producto punto necesarios para obtener OP_{U+1} , son reportados en el renglón 3, columnas 4-7 de la Tabla 4.6.

Para obtener un punto de operación más económico, se aplica la secuencia **U-SEQ_{TVC}** (del Paso 4.1 al Paso 4.5 de la Sección 2.5 del Capítulo 2) la cual termina después de ocho operadores de proyección $P_{CTVC}^u(\cdot)$, con los resultados reportados en el renglón 4 de la Tabla 4.6. Así mismo, el comportamiento dinámico de los ángulos de rotores y de depresiones de magnitudes de voltaje nodal se muestra en las Figs. 4.17 y 4.18. Como se aprecia en la Fig. 4.18, el mínimo de las magnitudes de voltaje nodal se encuentra justamente en la frontera de estabilidad preestablecida (0.8 pu). Finalmente, como se puede apreciar en la Tabla 4.5 y en el renglón 4 de la Tabla 4.6, los valores de costo, CTT y producto punto obtenidos en el punto OP_{TVC} , están ubicados en la región deseable ($f_{i_1} \leq f_i \leq f_{i_2}$), tolerable ($f_{i_2} \leq f_i \leq f_{i_3}$) y deseable ($f_{i_3} \leq f_i \leq f_{i_4}$).

Tabla 4.5 Sistema de 190 nodos: Regiones de interés por objetivo.

$f_i(x)$	Clase	f_{i_1}	f_{i_2}	f_{i_3}	f_{i_4}	f_{i_5}
Costo(\$/h)	1-“S”	21,093.4	21,304.4	21,515.3	21,726.3	21,937.2
CTT (MW)	2-“S”	1,145.63	801.94	458.25	114.56	0
Producto punto	2-“S”	1	0.95	0.9	0.85	0

Tabla 4.6 Sistema de 190 nodos: Magnitud, costo total, CTT y producto punto.

Etapa de control	Secuencia	Punto	$\ \Delta P_g^{TVC}\ $	Costo (\$/h)	CTT (MW)	Producto punto
--	Punto base	OP_U	--	21,093.4	316.98	--
TVC	$O\text{-}SEQ_{TVC}$	$OP_{in,TVC}$	2.16	21,369.8	131.48	0.89
	$U\text{-}SEQ_{TVC}$	OP_{TVC}	0.49	21,178.5	510.07	0.97

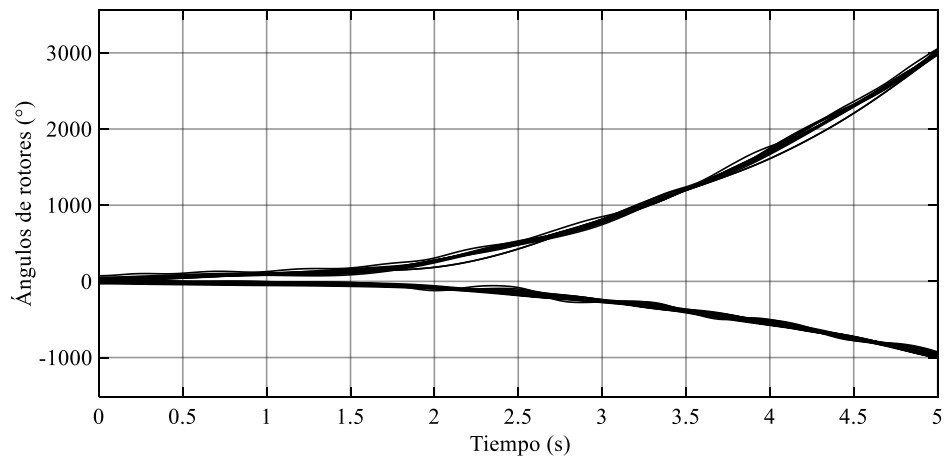


Fig. 4.13. Sistema de 190 nodos: ángulos de rotadores en el punto OP_U .

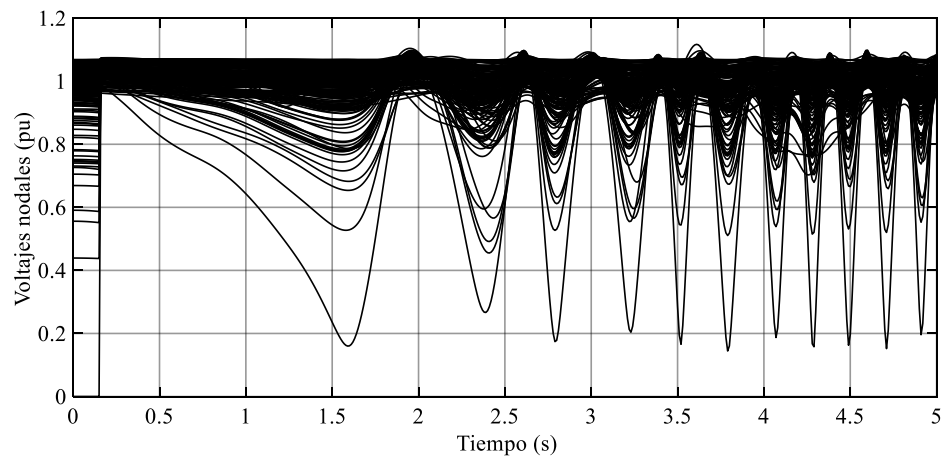


Fig. 4.14. Sistema de 190 nodos: depresiones de voltaje en el punto OP_U .

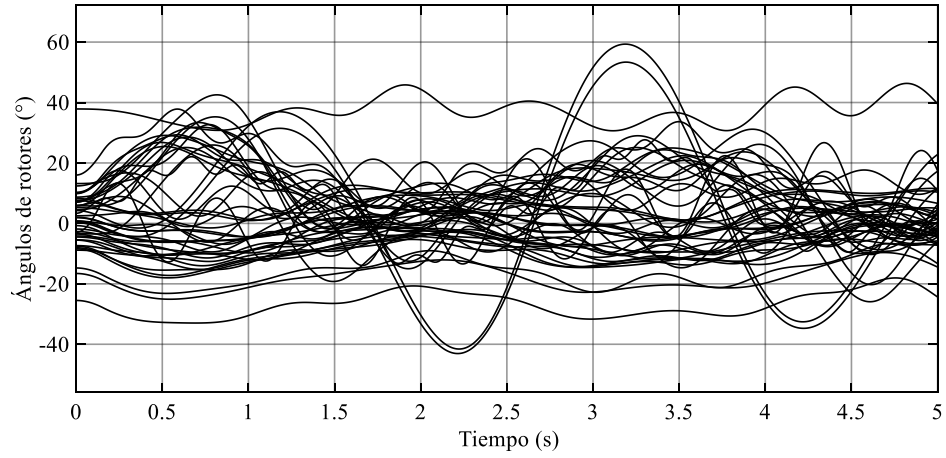


Fig. 4.15. Sistema de 190 nodos: ángulos de rotores en el punto $OP_{in,TVC}$.

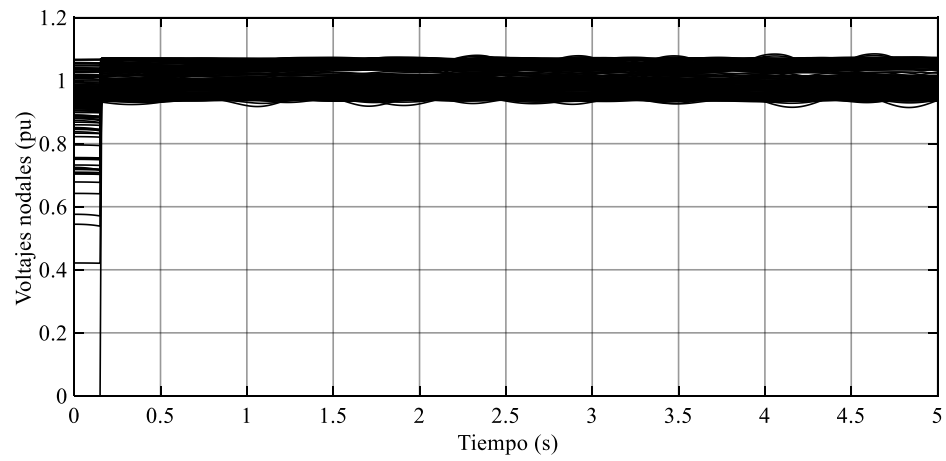


Fig. 4.16. Sistema de 190 nodos: depresiones de voltaje en el punto $OP_{in,TVC}$.

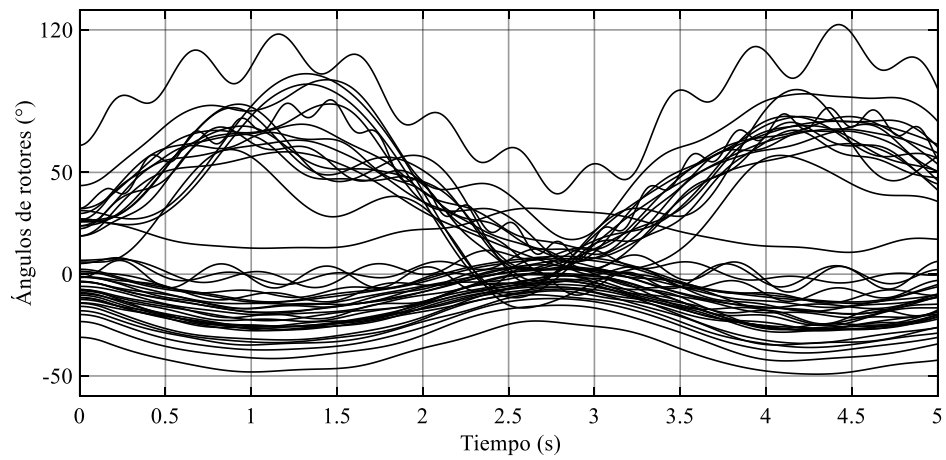


Fig. 4.17. Sistema de 190 nodos: ángulos de rotores en el punto OP_{TVC} .

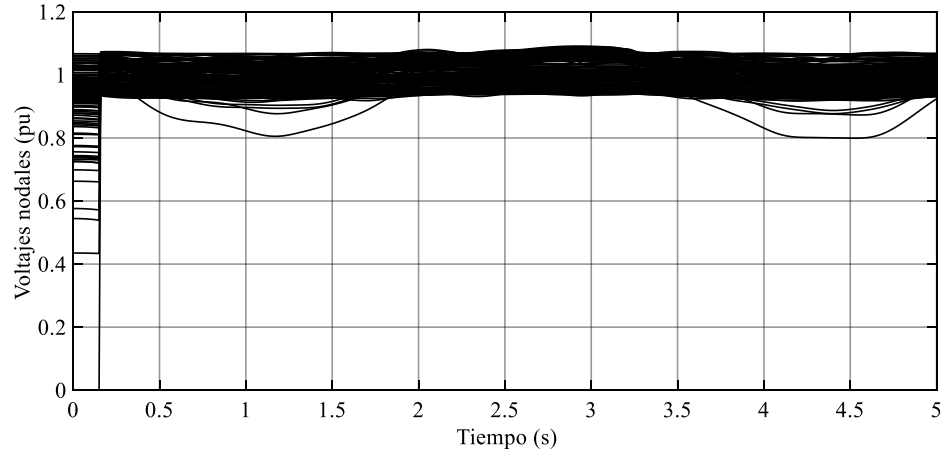


Fig. 4.18. Sistema de 190 nodos: depresiones de voltaje en el punto OP_{TVC} .

4.7 Conclusiones

En este capítulo se propone un FOPRET capaz de garantizar la estabilidad transitoria de ángulos de rotores y de magnitudes de voltaje nodal en un marco de análisis unificado, además de asegurar la CTT en las líneas de transmisión que interconectan áreas de control del sistema. La estrategia propuesta en este capítulo proyecta en una sola etapa el punto de operación transitoriamente inseguro a la región transitoriamente segura en términos de ángulos de rotores y de depresiones de voltaje nodal. Esta estrategia se realizó con la finalidad de emular el funcionamiento de una metodología global. Sin embargo, la metodología presentada es clasificada como un FOPRET secuencial, por lo que su posible aplicación para analizar sistemas de tamaño real es viable. Además, debido a que el modelo de optimización a resolver es un problema multiobjetivo y ya que en la práctica no es factible generar una frontera de Pareto para resolver el problema FOPRET, en este trabajo se optó por un método de preferencias a priori el cual evita la generación de dicha frontera. El método seleccionado es el método de PF, el cual permite aprovechar la valiosa experiencia y conocimientos aportados por los analistas del sistema eléctrico para así mejorar el proceso de solución del problema multiobjetivo. Es importante mencionar que a través de utilizar esos datos heurísticos se puede acotar de forma más realista la región de puntos factibles del problema bajo estudio, sin la necesidad de determinar de forma heurística ponderaciones para las respectivas funciones objetivo.

Capítulo 5

Conclusiones generales y trabajos futuros

5.1 Conclusiones generales

Este trabajo de tesis contribuye con estrategias para abordar el problema FOPRET desde tres perspectivas: una contingencia, múltiples contingencias y capacidad de transferencia total.

En relación con el FOPRET de una contingencia, se propuso el primer método secuencial capaz de garantizar respuestas acotadas de ángulos de rotores y de depresiones de voltaje nodal. El modelo FOPRET propuesto tiene una dimensión, complejidad y carga computacional similar a la del problema convencional de FOP. Esto se debe a que el modelo FOPRET se formula como un problema convencional de FOP con dos restricciones adicionales de redespacho no heurístico de potencia activa. Adicionalmente, dicha propuesta se formula por primera vez con base a la definición de una proyección sobre relajada y bajo relajada, lo que permite estructurar la estrategia de control preventivo en las etapas *RAC* y *TVC*; la primera realiza el control de ángulos de rotores y la segunda se enfoca en el control de depresiones transitorias de voltaje mediante el redespacho de potencia activa generada. Esta estructura de la estrategia de control proporciona transparencia al proceso de estabilización y permite mantener la compatibilidad entre el índice de seguridad del sistema y la variable eléctrica a controlar. Es importante mencionar que la transparencia del proceso de control es una de las características distintivas de los métodos secuenciales. En este sentido, las etapas de control *RAC* y *TVC* proporcionan información sobre su respectivo proceso de estabilización. Por ejemplo, proporcionan el redespacho de potencia activa y el costo de generación al término de cada una de estas etapas. Por otro lado, para mantener la compatibilidad entre el índice y la variable a controlar las etapas *RAC* y *TVC* calculan un punto de equilibrio transitoriamente estable con respecto a ángulos de rotores y magnitudes de voltaje, respectivamente, utilizando un índice formulado directamente en términos de dichas variables.

La comparación de los resultados del Capítulo 2, claramente revela que la metodología global y la metodología propuesta proporcionan puntos de operación muy similares. Sin embargo, la metodología propuesta presenta la valiosa ventaja de reducir considerablemente la dimensión y complejidad del modelo de optimización, así como la importante disminución

de la carga y tiempo de cómputo requeridos para la solución del problema. Por ejemplo, los tiempos de convergencia para el sistema de 9 nodos son de 201.04 s para el método global y de 9.18 s para la propuesta secuencial, reduciendo en un 95.4% el tiempo de cómputo. Respecto al sistema de 190 nodos la propuesta secuencial requiere de 218.89 s, un tiempo similar al requerido por la metodología global en el sistema de 9 nodos.

En todos los modelos FOPRET de MC reportados en la literatura se incluyen las restricciones asociadas a cada una de las contingencias bajo análisis. Esto ocasiona una carga computacional muy grande que puede ser intratable incluso para sistemas de potencia pequeños. Con la introducción de la teoría de proyecciones sobre conjuntos para formular el problema FOPRET de MC, el modelo propuesto tiene la misma dimensión que el esquema utilizado para estabilizar una sola contingencia. Esto simplifica importantemente la solución del problema de MC, ya que las contingencias son estabilizadas de forma individual y no de forma simultánea como en los métodos tradicionales. Esta ventaja se demostró numéricamente mediante los resultados presentados en el Capítulo 3 para el sistema de 9 nodos y 190 nodos, donde se estabilizaron cuatro contingencias de forma simultánea para garantizar respuestas dinámicas acotadas de ángulos de rotores y de depresiones transitorias de voltaje.

El FOPRET propuesto en este trabajo satisface tres necesidades operativas del sistema: maximizar la seguridad, minimizar el costo de generación y maximizar el flujo de potencia a través de líneas de transmisión. Sin embargo, la estrategia propuesta tiene la capacidad de agregar otras necesidades operativas, como la minimización de pérdidas de potencia en líneas. Para lograr esto, la estrategia propuesta utiliza el método de Programación Física, el cual aprovecha la experiencia y conocimientos aportados por los analistas del sistema eléctrico para priorizar los diferentes objetivos de acuerdo con las necesidades operativas de la red. En este sentido se evita determinar de forma heurística las ponderaciones de las funciones objetivo para la solución del problema de optimización. Es importante mencionar que a la fecha ninguna técnica multiobjetivo de preferencias a priori ha sido aplicada en el contexto de métodos FOPRET. Los resultados presentados en el Capítulo 4 para el sistema de 9 y 190 nodos validan que se pueden obtener resultados óptimos en las regiones predefinidas mediante el método de Programación Física de acuerdo con las necesidades operativas. Finalmente, los resultados numéricos presentados en este trabajo muestran que la metodología propuesta es capaz de

controlar las desviaciones de los ángulos de los rotores y las depresiones de voltaje a través de únicamente ejecutar únicamente una etapa de control, con lo que se simplifica el proceso de estabilización.

5.2 Trabajos futuros

Esta tesis describe el modelado y simulación de esquemas de control preventivo basados en redespacho de generación para garantizar respuestas acotadas de ángulos de rotores y depresiones transitorias de voltaje ante contingencias severas. A continuación se presentan algunas áreas de oportunidad que pueden extender el presente trabajo de tesis.

- Utilizar modelos dinámicos más detallados, así como el modelo de carga ZIP, para representar de forma más exacta la respuesta dinámica del sistema.
- En el contexto de MC, implementar el método de proyecciones paralelas en procesadores paralelos basados en GPU's. Adicionalmente, implementar el método de proyecciones de Douglas-Rachford, debido a que es muy utilizado en casos convexos y no convexos, para compararlo con el método de proyecciones alternadas.
- En el contexto de FOPRET multiobjetivo, incorporar la minimización de pérdidas de potencia en líneas de transmisión.
- Desarrollar esquemas basados en disparo de generación para el control correctivo de la estabilidad transitoria.
- Debido a la alta penetración de energías renovables, desarrollar esquemas estocásticos basados en redespacho de generación para el control preventivo de la estabilidad transitoria y depresiones de voltaje nodal.

Referencias

[Abhyankar, et al., 2017]

Abhyankar, S., Geng, G., Anitescu, M., Wang, X., & Dinavahi, V. (2017). Solution techniques for transient stability constrained optimal power flow-Part I. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 11(12), 3177-3185.

[Arredondo, et al., 2019]

Arredondo, F., Ledesma, P., & Castronuovo, E. D. (2019). Optimization of the operation of a flywheel to support stability and reduce generation costs using a Multi-Contingency TSCOPF with nonlinear loads. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 104, 69-77.

[Bertsekas, 1999]

Bertsekas, D.P. (1999). *Nonlinear Programming*. Athena Scientific.

[Bettiol, et al., 1999]

Bettiol, A. L., Wehenkel, L., & Pavella, M. (1999). Transient stability-constrained maximum allowable transfer. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14 (2), 654-659.

[Bruno, et al., 2002]

Bruno, S., De Tuglie, E., & La Scala, M. (2002). Transient security dispatch for the concurrent optimization of plural postulated contingencies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(3), 707-714.

[Capitanescu, et al., 2011]

Capitanescu, F., Martínez-Ramos, J.L, Panciatici, P., Kirschen, D., Marano-Marcolini, A., Platbrood, L., & Wehenkel, L. (2011). State of the art, challenges, and future trends in security constrained optimal power flow. *Electric Power Systems Research*, 81, 1731-1741.

[Censor, et al., 2011]

Censor, Y., Chen, W., Combettes, P. L., Davidi, R., & Herman, G. T. (2011). On the effectiveness of projection methods for convex feasibility problems with linear inequality constraints. *Computational Optimization and Applications*. 51(3), 1065-1088.

[Cervantes-Castillo & Mezura-Montes, 2020]

Cervantes-Castillo, A., & Mezura-Montes, E. (2020). A modified brain storm optimization algorithm with a special operator to solve constrained optimization problems. *Applied Intelligence*, 50, 4145–4161.

[Chávez-Lugo, et al., 2014a]

Chávez-Lugo, M., Fuerte-Esquivel, C.R., & Pizano-Martínez, A. (2014) Computation of available transfer capability considering transient stability constraints. *2014 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*. Ixtapa, México. 1-6.

[Chávez-Lugo, 2014b]

Chávez-Lugo, M. (2014). Cálculo de capacidad de transferencia de energía con restricciones de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia [Tesis de maestría, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo].

[Chen, et al., 2001]

Chen, L., Tada, Y., Okamoto, H., Tanabe, R., & Ono, A. (2001). Optimal operation solutions of power systems with transient stability constraints. *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications*. 48(3), 327-339.

[Chinneck, 2007]

Chinneck, J. W. (2007). *Feasibility and Infeasibility in Optimization: Algorithms and Computational Methods*. Springer.

[Combettes, 1996]

Combettes, P.L. (1996). The convex feasibility problem in image recovery. En P. Hawkes (Ed.), *Advances in Imaging and Electron Physics* (pp. 155-270). Academic Press.

[Combettes, 1997]

Combettes, P. L. (1997). Convex set theoretic image recovery by extrapolated iterations of parallel subgradient projections. *IEEE Transactions on Image Processing*, 6(4), 493-506.

[De Tuglie, et al., 1999]

De Tuglie, E., La Scala, M., & Scarpellini, P. (1999). Real-time preventive actions for the enhancement of voltage-degraded trajectories. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(2), 561-568.

[De Tuglie, et al., 2000]

De Tuglie, E., Dicorato, M., La Scala, M. & Scarpellini, P. (2000). A static optimization approach to assess dynamic available transfer capability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(3), 1069-1076.

[Escalante & Raydan, 2011]

Escalante, R., & Raydan, M. (2011). *Alternating projection methods*. Society for Industrial and Applied Mathematics.

[Gan, 2000]

Gan, D., Thomas, R.J., & Zimmerman, R.D. (2000). Stability-constrained optimal power flow. *IEEE Transactions on Power Systems*. 15(2), 535–540.

[García-Palomares & González-Castaño, 1998]

García-Palomares, U.M., & González-Castaño, F.J. (1998). Incomplete projection algorithms for solving the convex feasibility problem. *Numerical Algorithms*, 18, 177–193.

[Geng, et al., 2014]

Geng, G., Ajarapu, V., & Jiang, Q. (2014). A Hybrid Dynamic Optimization Approach for Stability Constrained Optimal Power Flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(5), 2138–2149.

[Geng, et al., 2017]

Geng, G., Abhyankar S., Wang, X., & Dinavahi, V. (2017). Solution techniques for transient stability-constrained optimal power flow-Part II. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 11(12), 3186-3193.

[Grainger & Stevenson, 1994]

Grainger, J. J., & Stevenson, W. D. (1994). *Power System Analysis*. McGraw-Hill.

[Gubin, et al., 1967]

Gubin, L.G., Polyak, B.T. & Raik, E.V. (1967). The method of projections for finding the common point of convex sets. *USSR Computational Mathematics and Mathematical Physics*, 7, 1-24.

[Guenov, et al., 2005]

Guenov, M.D., Utyuzhnikov, S.V., & Fantini, P. (2005). Application of the modified physical programming method to generating the entire Pareto frontier in multiobjective optimization. *EUROGEN*.

[Hakim, et al., 2009]

Hakim, L., *et al.*, (2009). A Study on the Effect of Generation Shedding to Total Transfer Capability by Means of Transient Stability Constrained Optimal Power Flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24 (1), 347-355.

[Herman, 2009]

Herman, G. (2009). *Fundamentals of Computerized Tomography: Image Reconstruction from Projections*. Springer.

[Jiang, et al., 2013]

Jiang, Q., Huang, Z., & Xu, K. (2013). Contingency filtering technique for transient stability constrained optimal power flow. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 7(12), 1536–1546.

[King, et al., 2016]

King, R., Tu, X., Dessaint, L.-A., & Kamwa, I. (2016). Multi-contingency transient stability-constrained optimal power flow using multilayer feedforward neural networks. *2016 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, Vancouver, BC, Canada. 1-6.

[Kubokawa, et al., 2007]

Kubokawa, J., Yuan, Y., Yorino, N., Zoka, Y., Sasaki, H., & Hakim, L. (2007). A Solution of Total Transfer Capability Using Transient Stability Constrained Optimal Power Flow. *2007 IEEE Lausanne Power Tech.* Lausanne, Switzerland. 2018-2022.

[La Scala, et al., 1998]

La Scala, M., Trovato, M., & Antonelli, C. (1998). On-line dynamic preventive control: an algorithm for transient security dispatch. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13(2), 601-610.

[Ledesma, et al., 2017]

Ledesma, P., Calle, I.A., Castronuovo, E.D., & Arredondo, F. (2017). Multi-contingency TSCOPF based on full-system simulation. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 11 (1), 64-72.

[Lewis, et al., 2009]

Lewis, A.S., Luke, D.R., & Malick, J. (2009). Local Linear Convergence for Alternating and Averaged Nonconvex Projections. *Foundations of Computational Mathematics*, 9, 485–513.

[Li, et al., 2011]

Li, Y.H., Yuan, W.P., Chan, K.W., & Liu, M.B. (2011). Coordinated preventive control of transient stability with multi-contingency in power systems using trajectory sensitivities. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 33(1), 147-153.

[Marler & Arora, 2004]

Marler, R. T., & Arora, J. S. (2004). Survey of Multi-Objective Optimization Methods for Engineering. *Structural and Multidisciplinary Optimization*, 26(6), 369-395.

[Messac, 1996]

Messac, A. (1996). Physical programming: Effective optimization for computational design. *AIAA Journal*, 34(1), 149–158.

[Messac, 2015]

Messac, A. (2015). *Optimization in Practice with MATLAB: For Engineering Students and Professionals*. Cambridge University Press.

[Mohammed, et al., 2019]

Mohammed, O.O., Mustafa, M.W., Mohammed, D.S.S., & Otuoze, A. O. (2019). Available transfer capability calculation methods: A comprehensive review. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 29(6), 1-24.

[Nguyen & Pai, 2003]

Nguyen, T.B, & Pai, M.A. (2003). Dynamic Security-Constrained Rescheduling of Power Systems Using Trajectory Sensitivities. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(2), 848-854.

[Nucci, et al., 2021]

Nucci, C.A., Borghetti, A., Napolitano, F. & Tossani, F. (2021). Basics of Power Systems Analysis. En K.O. Papailiou (Ed.), *Springer Handbook of Power Systems* (pp. 273-366). Springer Handbooks. Springer Singapore.

[Pertl, et al., 2018]

Pertl, M., Weckesser, T., Rezkalla, M., & Marinelli, M. (2018). Transient stability improvement: a review and comparison of conventional and renewable-based techniques for preventive and emergency control. *Electrical Engineering*, 100, 1701-1718.

[Pizano-Martínez, et al., 2014a]

Pizano-Martínez, A., Fuerte-Esquivel, C.R., Zamora-Cárdenas, E.A., & Ruiz-Vega, D. (2014). Selective Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow Using a SIME and Trajectory Sensitivity Unified Analysis. *Electric Power Systems Research*, 9(3), 32-44.

[Pizano-Martínez, et al., 2014b]

Pizano-Martínez, A., Zamora-Cárdenas, E.A., Fuerte-Esquivel, C.R., & Ruiz-Vega, D. (2014). Unified Analysis of SIME and Trajectory Sensitivity to Formulate a Novel Transient Stability-Constrained OPF Approach. *Electric Power Components and Systems*, 42(13), 1386-1397.

[Pizano-Martínez, et al., 2017]

Pizano-Martínez, A., Fuerte-Esquivel, C.R., Zamora-Cárdenas, E.A., & Lozano-García, J.M (2017). Directional Derivative-Based Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5), 3415-3426.

[Ruiz-Vega & Pavella, 2003]

Ruiz-Vega, D., & Pavella, M. (2003). A Comprehensive Approach to Transient Stability Control: Part I-Near Optimal Preventive Control. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(4), 1446-1453.

[Ruiz-Vega, et al., 2014]

Ruiz-Vega, D., Wehenkel, L., Ernst, D., Pizano-Martínez, A. & Fuerte-Esquivel, C.R. (2014). Power System Transient Stability Preventive and Emergency Control. En Savu C. Savulescu (Ed.), *Real-Time Stability in Power Systems: Techniques for Early Detection of the Risk of Blackout* (pp. 123-158). Springer International Publishing.

[Sun, et al., 2004]

Sun, Y., Xinlin, Y., & Wang, H.F. (2004). Approach for optimal power flow with transient stability constraints. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 151(1), 8-18.

[Tang & Sun, 2017]

Tang, L., & Sun, W. (2017). An Automated Transient Stability Constrained Optimal Power Flow Based on Trajectory Sensitivity Analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(1), 590-599.

[Utyuzhnikov, et al., 2009]

Utyuzhnikov, S.V., Fantini, P., & Guenov, M.D. (2009). A method for generating a well-distributed Pareto set in nonlinear multiobjective optimization. *Journal of Computational and Applied Mathematics*, 223(2), 820- 841.

[Weckesser, et al., 2015]

Weckesser, T., Jóhannsson, H., Østergaard, J., & Van Cutsem, T. (2015). Derivation and application of sensitivities to assess transient voltage sags caused by rotor swings. *International Journal Electrical Power & Energy Systems*, 72, 75–82.

[Xia, et al., 2005]

Xia, Y., Chan, K.W., & Liu, M. (2005). Direct nonlinear primal-dual interior-point method for transient stability constrained optimal power flow. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 152(1), 11–6.

[Xia, et al., 2021]

Xia, S., Ding, Z., Shahidehpour, M., Chan, K.W., Bu, S., & Li, G. (2021). Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow Calculation With Extremely Unstable Conditions Using Energy Sensitivity Method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36, (1), 355-365.

[Xu, et al., 2011]

Xu, S., Zhou, M. & Xia, S. (2011). A practical ATC determination approach for AC/DC systems considering transient stability. *4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*. Weihai, China. 194-198.

[Xu, et al., 2017]

Xu, Y., Ma, J., Dong, Z.Y., & Hill, D.J. (2017). Robust transient stability constrained optimal power flow with uncertain dynamic loads. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(4), 1911-1921.

[Xu, et al., 2023]

Xu, Y., Chi, Y., & Yuan, H. (2023). *Stability-Constrained Optimization for Modern Power System Operation and Planning*. Wiley-IEEE Press.

[Xue, et al., 2000]

Xue, Y., Xu, T., Liu, B., & Li, Y. (2000). Quantitative assessments for transient voltage security. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(3), 1077-1083.

[Yang, et al., 2018]

Yang, Y., Song, A., Liu, H. *et al.* (2018). Parallel computing of multi-contingency optimal power flow with transient stability constraints. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 3(2), 1-10.

[Yuan, et al., 2003]

Yuan, Y., Kubokawa, J. & Sasaki, H. (2003). A solution of optimal power flow with multicontingency transient stability constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(3), 1094-1102.

[Yuan & Xu, 2020]

Yuan, H., & Xu, Y. (2020). Trajectory sensitivity based preventive transient stability control of power systems against wind power variation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 117, 1-8.

[Zamora-Cárdenas & Fuerte-Esquivel, 2010]

Zamora-Cárdenas, E., & Fuerte-Esquivel, C. (2010). Multi-parameter trajectory sensitivity approach for location of series-connected controllers to enhance power system transient stability. *Electric Power Systems Research*. 80(9), 1096-1103.

[Zarate-Minano, et al., 2010]

Zarate-Minano, R. Van Cutsem, T., Milano, F., & Conejo, A.J. (2010). Securing Transient Stability Using Time-Domain Simulations Within an Optimal Power Flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25 (1), 243-253.

[Zhang, et al., 2004]

Zhang, X., Song, Y. H., Lu, Q., & Mei, S. (2004). Dynamic available transfer capability (ATC) evaluation by dynamic constrained optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19 (2), 1240-1242.

Apéndice A Datos de sistemas de prueba

En este Apéndice se muestran los diagramas y los datos de los sistemas de prueba utilizados en este trabajo de investigación, los cuales se encuentran reportados en [Chávez-Lugo, 2014b]. Finalmente, la potencia base considerada para ambos sistemas es de 100 MVA.

A.1 Sistema de 9 nodos

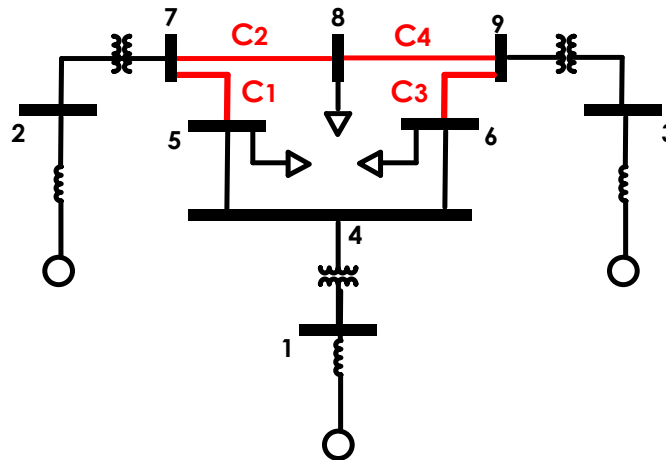


Fig. A.1. Diagrama del sistema de 9 nodos.

Tabla A.1 Número de nodos y elementos del sistema de 9 nodos.

Nodos	Líneas	Transformadores	Generadores	Cargas	Compensadores	Nodo de referencia
9	6	3	3	3	0	1

Tabla A.2 Datos de líneas del sistema de 9 nodos.

Línea	Nodo inicio	Nodo fin	R (pu)	X (pu)	Btotal (pu)
1	4	5	0.0100	0.0850	0.1760
2	5	7	0.0320	0.1610	0.3060
3	7	8	0.0085	0.0720	0.1490
4	8	9	0.0119	0.1008	0.2090
5	9	6	0.0390	0.1700	0.3580
6	6	4	0.0170	0.0920	0.1580

Tabla A.3 Datos de transformadores del sistema de 9 nodos.

Transformador	Nodo inicio (p)	Nodo destino (s)	R_s (pu)	X_s (pu)	Tap	
					Nodo inicio (t _p)	Nodo destino (t _s)
1	1	4	0	0.0576	1	1
2	2	7	0	0.0625	1	1
3	9	3	0	0.0586	1	1

Tabla A.4 Datos de cargas del sistema de 9 nodos.

Nodo	P (MW)	Q (MVar)
5	125	50
6	90	30
8	100	35

Tabla A.5 Datos de generadores del sistema de 9 nodos.

Generador	$P_{g_{\min}}$ (MW)	$P_{g_{\max}}$ (MW)	$Q_{g_{\min}}$ (MVar)	$Q_{g_{\max}}$ (MVar)	a (\$/h)	b (\$/MWh)	c (\$/MW ² h)
1	0	200	-100	150	0.014	0.020	0.0060
2	0	150	-100	300	0.012	0.015	0.0075
3	0	100	-100	300	0.008	0.018	0.0070

Tabla A.6 Datos dinámicos de generadores del sistema de 9 nodos.

Generador	x'_d (pu)	H (s)
1	0.0608	23.64
2	0.1198	6.4
3	0.1813	3.01

A.2 Sistema de 190 nodos

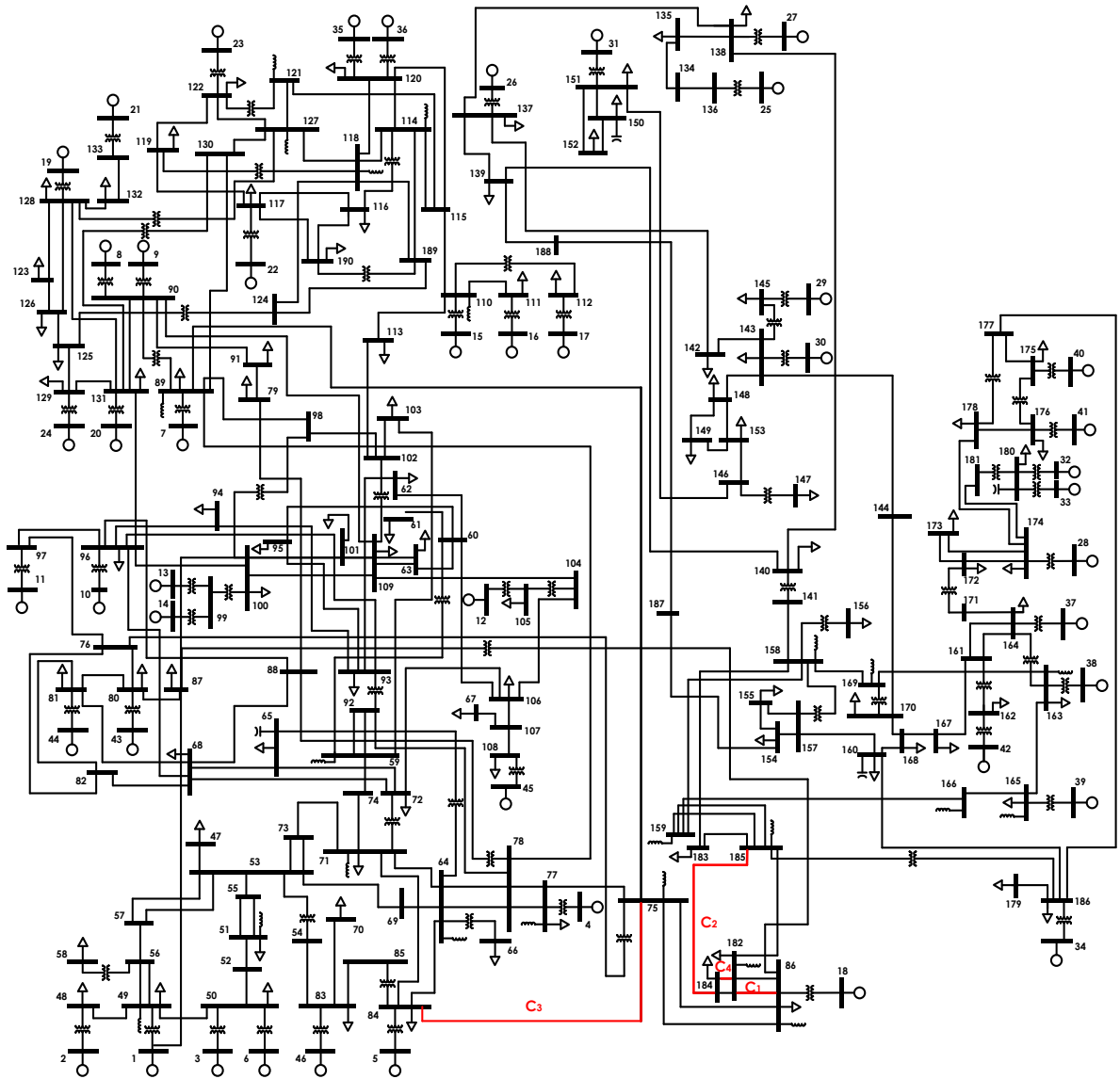


Fig. A.2. Diagrama del sistema de 190 nodos.

Tabla A.7 Número de nodos y elementos del sistema de 190 nodos.

Nodos	Líneas	Transformadores	Generadores	Cargas	Compensadores	Nodo de referencia
190	180	83	46	91	26	36

Tabla A.8 Datos de líneas del sistema de 190 nodos.

Línea	Nodo inicio	Nodo fin	R (pu)	X (pu)	Btotal (pu)
1	48	49	0.00067	0.00859	0.9714
2	49	50	0.00052	0.00633	0.7192
3	50	52	0.00091	0.01127	2.96352
4	52	51	1.00E-05	-0.00338	0
5	49	56	0.0043	0.0532	1.6678
6	49	56	0.0043	0.0532	1.6678
7	57	53	0.0029	0.0354	1.0954
8	57	53	0.0029	0.0354	1.0954
9	57	56	1.00E-05	-0.00832	0
10	51	55	0.0041	0.0552	1.444
11	51	55	0.0041	0.0552	1.444
12	53	55	1.00E-05	-0.01297	0
13	53	69	0.00209	0.0287	2.843
14	70	83	0.00617	0.03805	0.28754
15	69	64	1.00E-05	-0.01349	0
16	53	73	0.0076	0.1062	0.6574
17	53	73	0.0076	0.1062	0.6574
18	71	73	1.00E-05	-0.0249	0
19	71	74	1.00E-05	-0.0124	0
20	71	64	0.00075	0.092	0.2688
21	74	59	0.00249	0.0317	0.90026
22	59	92	0.00064	0.0078	0.2284
23	59	92	0.00064	0.0078	0.2284
24	64	78	0.0017	0.023	0.591
25	64	78	0.0017	0.023	0.591
26	75	89	0.0041	0.053	1.5312
27	75	86	0.004	0.0526	1.5176
28	75	86	0.004	0.0526	1.5176
29	75	84	0.0028	0.0345	1.008
30	75	77	0.00138	0.01764	0.5009
31	77	78	0.0048	0.0577	1.596
32	77	78	0.0048	0.0577	1.596
33	89	78	0.00075	0.00905	1.0858
34	87	80	0.03149	0.11127	0.46454

35	80	76	0.00069	0.00464	0.0088
36	80	81	0.00966	0.06417	0.12102
37	81	68	0.0168	0.1116	0.21048
38	68	65	0.007	0.0465	0.0967
39	68	72	0.01758	0.11794	0.2233
40	68	88	0.0126	0.0837	0.15786
41	68	96	0.01512	0.10044	0.18942
42	97	96	0.0072	0.0567	0.4608
43	97	76	0.00678	0.04551	0.34462
44	82	76	0.01245	0.0836	0.15824
45	85	83	0.0056	0.0372	0.28064
46	83	54	0.00805	0.04965	0.37512
47	82	81	0.0049	0.03255	0.06136
48	82	68	0.0154	0.10235	0.19296
49	84	64	0.00417	0.05129	1.4984
50	84	71	0.00398	0.05084	1.4369
51	182	86	0.0031	0.0467	1.2072
52	182	86	0.0031	0.0467	1.2072
53	182	185	0.00458	0.0584	1.6584
54	185	184	0.00198	0.02527	0.7175
55	184	182	0.0073	0.093	0.66
56	184	182	0.0073	0.093	0.66
57	78	92	0.00035	0.0044	0.5286
58	89	98	0.0005	0.00615	0.7374
59	90	109	0.0105	0.06975	0.13154
60	90	131	0.0213	0.1263	0.2354
61	88	96	0.00146	0.00878	0.0735
62	88	79	0.0046	0.0347	0.0702
63	91	79	0.0022	0.0165	0.0334
64	91	90	0.0021	0.01345	0.10524
65	93	96	0.0043	0.0344	0.0691
66	93	62	0.0015	0.012	0.027
67	93	95	0.0037	0.0305	0.0735
68	93	94	0.0013	0.0104	0.023
69	94	96	0.003	0.0242	0.054
70	96	131	0.0308	0.1771	0.3586
71	98	102	0.0002	0.00265	0.32
72	100	96	0.00125	0.0102	0.092
73	100	109	0.0025	0.0194	0.04
74	100	101	0.00196	0.01302	0.02456
75	101	109	0.00154	0.01023	0.0193
76	67	107	0.00854	0.05673	0.42796
77	107	106	0.00854	0.05673	0.42796

78	107	108	0.00147	0.01874	0.23272
79	106	72	0.01805	0.11135	0.21034
80	106	60	0.00374	0.02508	0.18988
81	62	60	0.0016	0.0123	0.0257
82	61	60	0.0015	0.0114	0.02302
83	95	60	0.0029	0.0219	0.045
84	65	72	0.00226	0.01392	0.10516
85	106	104	0.00917	0.05985	0.11306
86	104	109	0.00364	0.02418	0.0456
87	63	109	0.00194	0.01478	0.0298
88	63	1	0.0008	0.0065	0.013
89	63	60	0.0043	0.033	0.0674
90	110	113	0.00229	0.02921	3.31676
91	110	111	0.00112	0.0143	0.40614
92	113	102	0.00089	0.01132	1.286
93	103	102	0.0004	0.0042	0.128
94	59	103	0.0006	0.0065	0.1993
95	110	115	0.00377	0.05243	1.48916
96	114	115	0.00168	0.02145	0.60924
97	118	114	0.00048	0.0062	0.17538
98	118	124	0.00393	0.05013	1.41666
99	118	189	0.00131	0.01688	0.47382
100	118	120	0.00392	0.05027	1.4166
101	114	120	0.0044	0.0569	1.5841
102	120	115	0.00344	0.04409	1.24548
103	121	115	0.00196	0.02502	0.71074
104	127	121	0.00234	0.02979	0.84612
105	116	117	0.0015	0.00965	0.313
106	116	190	0.00173	0.01161	0.35164
107	114	189	0.00094	0.01192	0.33844
108	189	124	0.00377	0.0429	1.21842
109	118	127	0.0043	0.0549	1.55158
110	119	117	0.00086	0.0058	0.1758
111	127	122	0.0173	0.11609	0.21978
112	119	122	0.02464	0.1653	0.31298
113	127	130	0.00153	0.02076	0.5869
114	130	89	0.00308	0.03938	1.11308
115	128	126	0.0056	0.0372	0.28064
116	128	123	0.0035	0.02325	0.04384
117	123	126	0.01092	0.07254	0.13682
118	126	125	0.00755	0.05022	0.37884
119	125	129	0.01036	0.06882	0.5192
120	128	131	0.0134	0.0785	0.1427

121	128	132	0.00699	0.0411	0.0747
122	131	129	0.1302	0.08646	0.65248
123	133	132	0.01315	0.08822	0.16704
124	117	190	0.00346	0.02322	0.17584
125	136	134	0.0298	0.2023	0.3888
126	134	135	1.00E-05	-0.0668	0
127	135	138	0.0257	0.17354	0.33686
128	138	137	0.0018	0.01207	0.09144
129	158	141	0.00593	0.07556	2.14576
130	138	140	0.00161	0.01096	0.08508
131	139	140	0.00189	0.01279	0.02482
132	157	155	0.0032	0.05293	0.10022
133	137	139	0.0035	0.0233	0.0408
134	139	188	0.0146	0.0973	0.1834
135	188	187	1.00E-05	-0.0668	0
136	137	142	0.02044	0.13578	1.02428
137	143	148	0.00276	0.01857	0.56264
138	143	144	0.02411	0.16065	0.3049
139	148	153	0.00401	0.02693	0.05098
140	142	143	0.00471	0.03158	0.2393
141	146	153	0.0063	0.04225	0.32
142	148	149	0.00235	0.01579	0.0299
143	149	153	0.00235	0.01579	0.0299
144	146	151	0.00498	0.03023	0.23068
145	151	150	0.00102	0.0068	0.05124
146	151	152	0.00789	0.05229	0.10422
147	152	150	0.00318	0.02136	0.04044
148	157	154	0.00899	0.06036	0.11428
149	154	155	0.0011	0.00743	0.01406
150	154	187	0.0146	0.0993	0.1925
151	157	160	0.00168	0.01116	0.0842
152	158	159	0.00045	0.00572	0.16244
153	185	183	0.00073	0.0093	0.26398
154	158	183	0.0056	0.00715	0.20306
155	169	158	0.00169	0.0207	2.4192
156	170	144	0.01324	0.16869	0.52368
157	170	168	0.00104	0.00697	0.05274
158	163	169	0.00186	0.02288	2.67456
159	164	161	0.0021	0.0189	0.1055
160	161	167	0.00518	0.03441	0.25956
161	167	168	0.01554	0.10323	0.1947
162	168	160	0.0259	0.17205	0.32448
163	164	171	0.0119	0.07905	0.59636

164	164	161	0.00291	0.0195	0.03692
165	172	173	0.0049	0.01792	0.0444
166	172	174	0.0785	0.28669	0.07122
167	173	174	0.0761	0.3091	0.076
168	181	174	0.01298	0.434	0.1116
169	178	176	0.005	0.02949	0.03182
170	177	175	0.00166	0.01114	0.0844
171	174	178	0.03655	0.14195	0.152
172	186	177	0.03192	0.21204	0.39992
173	185	159	0.00056	0.00715	0.20306
174	160	186	0.00335	0.00645	0.0144
175	165	166	0.00108	0.0139	3.5526
176	165	163	6.00E-05	0.00071	0.0203
177	159	166	0.0014	0.01779	2.0304
178	185	159	0.00301	0.03837	1.0898
179	179	186	0.0045	0.0085	0.194
180	53	47	1.00E-05	0.001	0

Tabla A.9 Datos de transformadores del sistema de 190 nodos.

Transformador	Nodo inicio (p)	Nodo destino (s)	R_s (pu)	X_s (pu)	Tap	
					Nodo inicio (t_p)	Nodo destino (t_s)
1	48	2	0.0001	0.0057	1	1
2	49	1	0.0001	0.0065	1	1
3	50	3	0.0001	0.0042	1	1
4	50	6	0.0001	0.0157	1	1
5	56	58	0.0001	0.0291	1	1
6	53	54	0.0001	0.0275	0.975	1
7	59	60	0.0001	0.0145	0.97	1
8	64	65	0.0001	0.0291	1.025	1
9	64	66	0.0001	0.017	0.97	1
10	75	76	0.0001	0.0095	1	1
11	77	4	0.0001	0.0082	1	1
12	84	85	0.0001	0.0275	0.96	1
13	86	87	0.0001	0.0137	0.98	1
14	80	43	0.0001	0.0726	1	1
15	81	44	0.0001	0.077	1	1
16	83	46	0.0001	0.0462	1	1
17	84	5	0.0001	0.016	1	1
18	86	18	0.0001	0.0164	1	1
19	78	88	0.0001	0.0275	0.97	1
20	89	90	0.0001	0.0065	0.98	1

21	89	7	0.0001	0.0164	1	1
22	90	8	0.0001	0.0331	1	1
23	90	9	0.0001	0.0098	1	1
24	92	93	0.0001	0.0111	0.97	1
25	96	10	0.0001	0.0131	1	1
26	97	11	0.0001	0.0505	1	1
27	105	12	0.0001	0.0426	1	0
28	104	105	0.0001	0.087	1	1
29	98	100	0.0001	0.0111	0.98	1
30	100	99	0.0001	0.0435	1	1
31	99	13	0.0001	0.0389	1	1
32	99	14	0.0001	0.0999	1	1
33	102	109	0.0001	0.0062	0.98	1
34	108	45	0.0001	0.0084	1	1
35	71	72	0.0001	0.0291	0.98	1
36	110	15	0.0001	0.011	1	1
37	111	16	0.0001	0.0326	1	1
38	110	112	0.0001	0.017	1	1
39	112	17	0.0001	0.0172	1	1
40	114	116	0.0001	0.011	1	1
41	121	122	0.0001	0.019	0.98	1
42	122	23	0.0001	0.062	1	1
43	118	119	0.0001	0.011	1	1
44	189	190	0.0001	0.019	1	1
45	127	128	0.0001	0.011	0.98	1
46	130	131	0.0001	0.019	0.98	1
47	128	19	0.0001	0.0101	1	1
48	133	21	0.0001	0.0628	1	1
49	117	22	0.0001	0.0344	1	1
50	129	24	0.0001	0.0163	1	1
51	124	125	0.0001	0.011	1	1
52	131	20	0.0001	0.0661	1	1
53	136	25	0.0001	0.0325	1	1
54	141	140	0.0001	0.019	1	1
55	138	27	0.0001	0.0314	1	1
56	137	26	0.0001	0.052	1	1
57	151	31	0.0001	0.0314	1	1
58	146	147	0.0001	0.0173	0.98	1
59	143	145	0.0001	0.0385	1	1
60	145	29	0.0001	0.1089	1	1
61	143	30	0.0001	0.0314	1	1
62	158	156	0.0001	0.0339	0.98	1
63	169	170	0.0001	0.021	0.98	1

64	158	157	0.0001	0.021	0.97	1
65	181	180	0.0001	0.051	0.99	1
66	171	172	0.0001	0.0231	1	1
67	28	174	0.0001	0.041	1	1
68	177	178	0.0001	0.0268	0.98	1
69	176	41	0.0001	0.1145	1	1
70	162	42	0.0001	0.15	1	1
71	161	162	0.0001	0.0516	1	1
72	175	40	0.0001	0.0316	1	1
73	175	176	0.0001	0.046	1	1
74	164	37	0.0001	0.0198	1	1
75	163	38	0.0001	0.015	1	1
76	165	39	0.0001	0.0082	1	1
77	163	164	0.0001	0.021	1	1
78	180	32	0.0001	0.028	1	1
79	180	33	0.0001	0.028	1	1
80	185	186	0.0001	0.0104	0.97	1
81	186	34	0.0001	0.0282	1	1
82	120	35	0.0001	0.0108	1	1
83	120	36	0.0001	0.0163	1	1

Tabla A.10 Datos de cargas del sistema de 190 nodos.

Nodo	P (MW)	Q (MVar)	Nodo	P (MW)	Q (MVar)
47	0	-96.63	125	480	140
48	133	43	126	285	83
49	128	42	128	167	49
50	381	125	129	465	155
51	624	205	131	527	154
58	265	87	132	251	73
61	85	28	135	155	51
62	105	34.4	137	223	74
63	169	56	138	58	19
65	89	29	139	98	32
66	400	131	140	59	19
67	265	87	142	171	54
68	100	33	143	39	13
70	234	77	145	80	26
71	162	55	147	100	34
72	158	52	148	125	41
77	80	27	149	50	17
79	81	27	150	181	64
80	180	59	151	18	6

81	142	47	152	166	55
83	504	166	153	75	25
84	60	20	154	97	32
86	190	62	155	72	24
87	455	149	156	158	53
89	30	10	160	152	51
91	202	67	162	139	46
93	562	185	163	50	17
94	167	55	164	50	17
95	71	23	165	68	32
96	741	270	167	65	21
100	392	129	168	147	48
101	80	26	170	57	19
103	620	204	172	25	8
105	290	95	173	91	30
106	217	72	174	25	8
108	38	13	175	140	46
109	584	192	176	38	13
111	556	74	178	112	37
112	207	60	179	110	37
113	268	88	180	455	152
116	296	86	182	66	22
117	296	86	183	212	71
119	296	86	184	62	20
120	297	87	186	80	26
122	421	123	190	296	86
123	197	57			

Tabla A.11 Datos de compensadores del sistema de 190 nodos.

Nodo	P (pu)	Q (pu)	Nodo	P (pu)	Q (pu)
49	0	-2	121	0	-0.5
51	0	-0.35	127	0	-1
59	0	-0.7	150	0	0.6
64	0	-0.62	158	0	-1.25
65	0	1.5	159	0	-1
71	0	-0.62	160	0	0.2
75	0	-1	163	0	-1.5
77	0	-1.5	165	0	-1.24
86	0	-2.48	166	0	-1
89	0	-0.5	169	0	-1.5
110	0	-2.25	180	0	0.6
114	0	-1.37	182	0	-2
118	0	-0.62	185	0	-0.5

Tabla A.12 Datos de generadores del sistema de 190 nodos.

Generador	$P_{g_{\min}}$ (MW)	$P_{g_{\max}}$ (MW)	$Q_{g_{\min}}$ (MVar)	$Q_{g_{\max}}$ (MVar)	a (\$/h)	b (\$/MWh)	c (\$/MW ² h)
1	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0007
2	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0011
3	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.001
4	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0009
5	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0014
6	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.002
7	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0019
8	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0032
9	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0011
10	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.002
11	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0044
12	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.004
13	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0044
14	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0049
15	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0011
16	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0032
17	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0035
18	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0019
19	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.002
20	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.004
21	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0044
22	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0025
23	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0039
24	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0014
25	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0037
26	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0042
27	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0021
28	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.005
29	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0046
30	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0025
31	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0021
32	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.003
33	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.003
34	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0025
35	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0011
36	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0021
37	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0015
38	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0015

39	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.001
40	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0025
41	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0048
42	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.005
43	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0043
44	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0032
45	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.0019
46	0	1500	-300	350	0.00002	0.003	0.003

Tabla A.13 Datos dinámicos de generadores del sistema de 190 nodos.

Generador	x'_d (pu)	H (s)	Generador	x'_d (pu)	H (s)
1	0.0158378	73.0845	24	0.0338875	28.6994
2	0.0251309	41.065	25	0.0764256	10.5462
3	0.0190826	52.974	26	0.178723	12.7088
4	0.0139386	53.958	27	0.0660855	11.237
5	0.0428	44.025	28	0.1704	1.17
6	0.05	16.15	29	0.1704	6.21
7	0.0382128	21.0924	30	0.0825	5.6
8	0.09	12.6	31	0.0367312	12.3622
9	0.0254556	31.6386	32	0.0654545	10.56
10	0.035877	16.6469	33	0.105263	14.9055
11	0.183	6.3	34	0.0618034	25.9778
12	0.1947	4.8	35	0.0254556	31.6386
13	0.08	7.5	36	0.027635	25.2072
14	0.3314	3.2	37	0.0302763	21.0924
15	0.0227778	36.18	38	0.0302763	21.0924
16	0.0578406	12.6036	39	0.0139386	53.958
17	0.0875	11.744	40	0.0763006	12.2138
18	0.0406977	21.7408	41	0.289773	3.52
19	0.0191	42.18	42	0.735294	1.0132
20	0.1706	4.14	43	0.18	6.3
21	0.035	4.17	44	0.0741379	9.396
22	0.066	11.06	45	0.0343636	28.71
23	0.09	12.6	46	0.104449	19.1443