CAPITULO 5

APLICACION DE LA METODOLOGIA AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Introducción

En este capítulo se obtienen equivalentes dinámicos utilizando como red de estudio el Sistema Interconectado Nacional, procediendo de acuerdo a la metodología propuesta en el capítulo IV. Se aplica el algoritmo propuesto para la división de la red en zonas, con el auxilio de las medidas de distancia electromecánicas, y se forman equivalentes para una zona de contingencias.

Se presentan dos aspectos de interés en equivalentes dinámicos: *a)* la obtención de equivalentes para las Areas de control del sistema eléctrico nacional; *b)* el cálculo de los modos de oscilación. Con simulaciones y sus resultados se puede comparar el comportamiento en el tiempo de flujos de potencia real en líneas de transmisión y ángulos de rotor, ante perturbaciones ocurridas dentro del área en estudio utilizando la red completa y el modelo equivalente. Así mismo se muestran ejemplos de la obtención de equivalentes para un modo de oscilación particular. Esto es importante cuando se desea reproducir algún modo de interés.

5.1 Equivalente estático

La red utilizada en este trabajo comprende al sistema interconectado nacional en su estado de demanda máxima para el año de 1991. El sistema se opera a través de seis

Areas de Control, que se denominan: Noreste, Norte, Noroeste, Central, Occidental y Oriental. Estas áreas abarcan prácticamente toda la extensión geográfica del país, excepto las penínsulas de Yucatán y Baja California.
El sistema tiene una estructura eléctrica longitudinal, ya que los centros de generación y consumo están separados por líneas de transmisión muy largas.

Se utilizó una red, cuyo equivalente estático, se obtuvo utilizando el programa REDUC del CENACE [44], lo que permitió manejar toda la información en programas para PC. En ese programa el proceso de reducción se efectúa por áreas, conservando nodos de generación y nodos frontera (nodos con enlace de conexión a otras áreas). Con objeto de disminuir el tiempo de cómputo la red debiera reducirse, hasta donde sea posible, de acuerdo con el criterio del analista.

El sistema reducido se compone de los elementos siguientes:

150 generadores
470 líneas
89 elementos en derivación
4 compensadores estáticos

La demanda para el caso analizado es de 14,800 MW. Existen áreas deficitarias en generación que requieren importar energía de otras áreas a través de un número reducido de líneas de enlace.

5.2 Reducción de centrales eléctricas

Una vez que se tiene un equivalente estático y siguiendo con el proceso de reducción,

se agregan las máquinas de una misma central eléctrica. Así, las diversas plantas que conforman el sistema eléctrico original se representan por una sola máquina con parámetros equivalentes. Los parámetros para el caso del modelo clásico se calculan de acuerdo con las expresiones siguientes [57]:

$$H_{eq} = \sum_{i}^{m} H_i \tag{5.1}$$

$$\frac{1}{X'_{d_{eq}}} = \sum_{i}^{m} \frac{1}{X'_{d_i}} \tag{5.2}$$

$$S_T = \sum_{i}^{m} S_i \tag{5.3}$$

$$Q_{maxeq} = \sum_{i}^{m} Q_{\max_i} \tag{5.4}$$

$$Q_{mineq} = \sum_{i}^{m} Q_{\min_i} \tag{5.5}$$

$$X_{tr_{eq}} = \frac{\sum_{i}^{m} XI_i^2}{|\ I_{total}\ |^2} \tag{5.6}$$

$$V_{th} = V_t + jX_{tr_{eq}} I_{total} \tag{5.7}$$

donde H_i es la inercia de cada máquina (seg); H_{eq} es la inercia de la máquina equivalente (seg); X'_{di} es la reactancia transitoria de cada máquina (en pu); X'_{deq} es la reactancia transitoria equivalente (en pu); S_i es la potencia compleja entregada por cada máquina (en pu); S_T es la potencia compleja entregada por la máquina equivalente (en pu); Q_{maxi},Q_{mini} son los límites (superior, inferior) de potencia reactiva para cada máquina de la central (en pu); Q_{maxeq},Q_{mineq} son los límites (superior, inferior) de potencia reactiva para la máquina equivalente (pu); X_{treq} es la reactancia del transformador de unidad equivalente (pu); I_{total} es la suma de la corrientes entregadas

por las máquinas individuales (pu); V_t es el voltaje en el nodo de alta (pu); V_{th} es el voltaje en el nodo de generación equivalente (pu).

La configuración final para cada central se representa como se indica en la Figura 5.1. Nótese que el transformador de unidad equivalente tiene 1.0 como valor de relación de transformación.

Los voltajes de los nodos de generación y de carga, así como la potencia entregada por el nodo compensador se preservan, respecto al caso base, cuando se efectúa la reducción de máquinas de la misma planta, lo cual indica que se ha reproducido el estado estable y se puede continuar con el proceso de reducción.

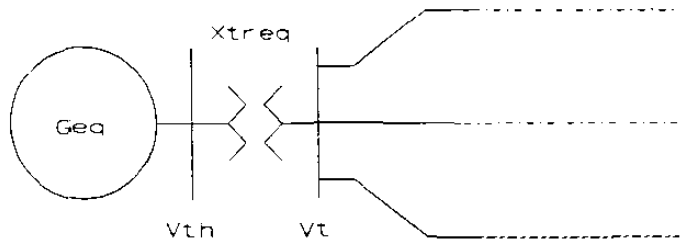

Fig. 5.1 Diagrama unifilar para la central equivalente

Procediendo a agrupar en una máquina los generadores de cada central eléctrica se obtienen los resultados indicados en la Tabla 5.1, donde se muestran los valores de reactancia transitoria (pu), inercia (seg.) y potencia real generada (Mw) para las 69 centrales equivalentes que conformarán el sistema en estudio, para esta condición de operación. La Figura 5.2 muestra un diagrama de las áreas del sistema.

Las centrales equivalentes importantes en inercia y generación son: MNZ-UD1, MMT-U1, TUL-U2, TUL-U3, REC-U1, REC-U3, PLD-U1, MZD-U1. Las centrales más pequeñas son: BOQ-1A4, FAM-U1, FRC-123, FRC-U4.

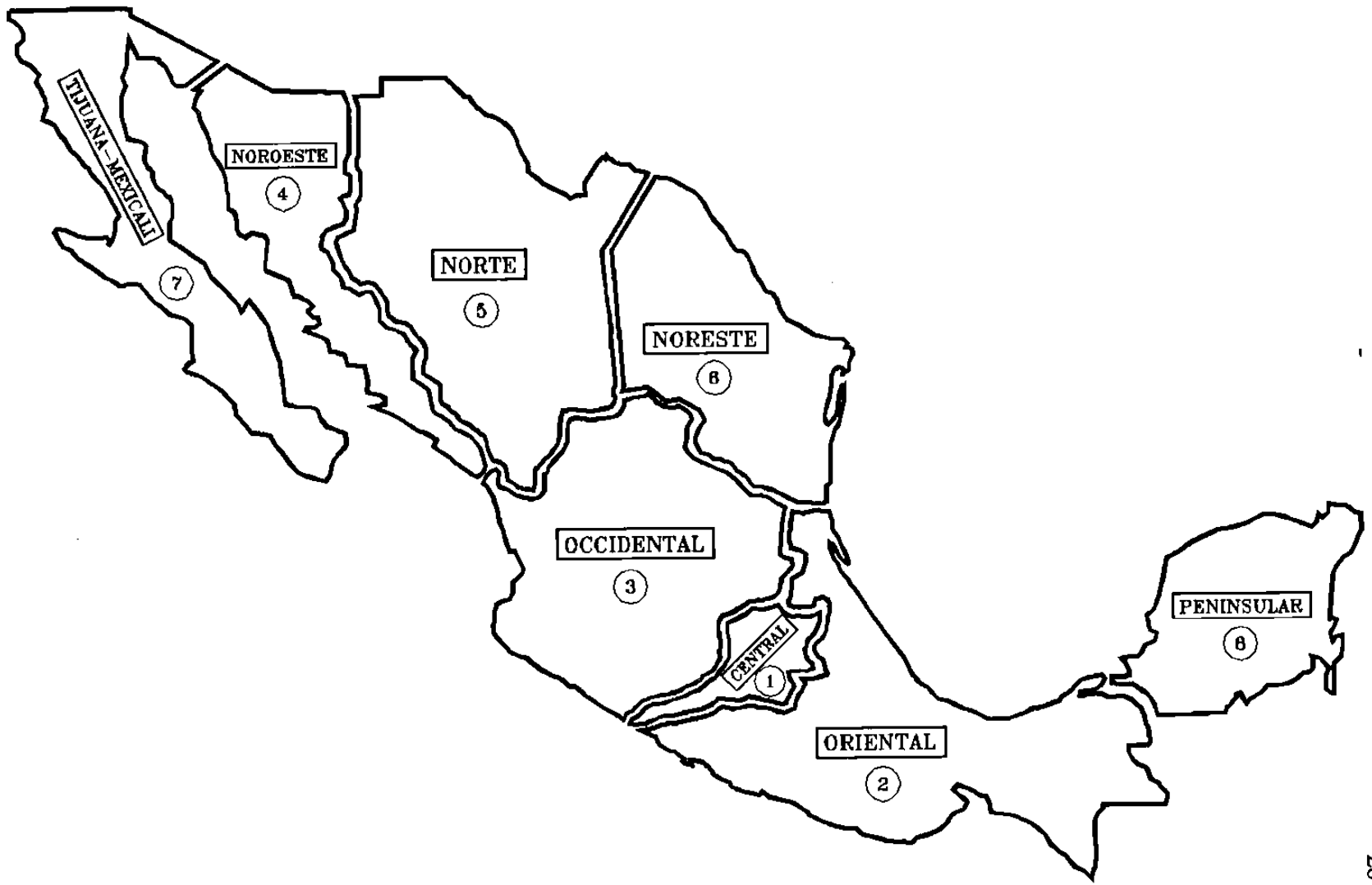

Fig. 5.2 Sistema Eléctrico Nacional

Tabla 5.1 Datos de Máquinas del Sistema Interconectado Nacional. Base 100 MVA

Nombre	Pg (MW)	X'd (pu)	H (s)	Nombre	Pg (MW)	X'd (pu)	H (s)
1: REC-U1	600.0	0.05218	22.72	27: PGU-U12	78.0	0.17306	9.69
2: REC-U3	600.0	0.05218	22.72	28: PGD-U1	145.0	0.11	11.68
3: AMI-U1	68.0	0.35985	6.4	29: PGD-U3	285.0	0.0665	20.72
4: AHM-GEN	140.0	0.13723	27.5	30: OVI-U2	8.0	2.08	0.55
5: RIB-U1	60.0	0.34905	4.14	31: EFU-U1	35.0	0.48333	3.3
6: RIB-U3	300.0	0.07832	11.09	32: TPO-U1	37.0	0.509	3.0
7: FAM-U1	30.0	1.08568	0.99	33: BRT-U1	40.0	0.2959	6.38
8: HUI-U1	360.0	0.06263	29.28	34: CMDR-U1	20.0	0.703	3.19
9: JER-U12	96.0	0.2317	8.03	35: HYA-U1	28.0	0.703	3.19
10: MTY-U1	210.0	0.16434	8.97	36: SLA-U1	4.0	2.08	0.55
11: MTY-U5	140.0	0.24361	9.94	37: MZD-U1	579.0	0.04535	31.43
12: ALT-U1	680.0	0.04349	31.76	38: PLD-U1	497.6	0.03325	41.44
13: STO-U1	18.0	1.6285	2.34	39: NVL-U1	90.0	0.23433	8.73
14: GPL-U1	168.0	0.13993	17.33	40: VDM-U1	265.0	0.0824	11.12
15: LED-U1	155.0	0.19285	7.14	41: VDM-U3	145.0	0.1648	5.56
16: FRC-123	10.0	0.992	0.25	42: NEC-GEN	155.0	0.183	6.30
17: FRC-U4	30.0	0.51	1.11	43: TUL-U3	740.0	0.02543	32.22
18: LGA-U4	20.0	0.3668	6.37	44: TUL-U2	362.0	0.04296	21.24
19: LGA-123	11.0	0.26306	3.88	45: JOL-GEN	182.0	0.080	7.5
20: BOQ-1A4	24.0	0.9935	0.25	46: LER-U12	20.0	0.555	1.70
21: FVL-U1	60.0	0.31875	12.1	47: IXT-U12	95.0	0.555	1.70
22: FVL-U4	290.0	0.06344	9.86	48: BBR-U12	75.0	0.555	1.70
23: CUA-U1	27.0	0.40433	2.88	49: TNG-U12	90.0	0.30	3.1
24: SYC-U2	150.0	0.19286	7.14	50: INF-U1	450.0	0.0691	17.46
25: PQE-U4	46.0	0.29585	5.36	51: VIL-U1	240.0	0.09303	9.32
26: INJ-GEN	16.0	0.866	2.18	52: MNZ-UD1	1900.0	0.011285	68.96

Continuación de la Tabla 5.1							
Nombre	Pg (MW)	X'd (pu)	H (s)	Nombre	Pg (MW)	X'd (pu)	H (s)
53: SLM-UD1	590.0	0.03225	21.8	62: MZT-U1	0.0	0.13638	9.84
54: VDR-UD1	600.0	0.0404	25.26	63: DBC-PQ2	85.0	0.133	5.53
55: SAU-UD2	150.0	0.10763	10.1	64: DBC-PQ1	180.0	0.133	5.53
56: CPT-UD1	66.0	0.18605	4.66	65: CRL-U1	100.0	0.0642	17.66
57: CBN-UD1	54.0	0.18605	4.66	66: PEA-U1	300.0	0.06943	10.74
58: SRO-UD1	64.0	0.197	3.6	67: MPS-U1	150.0	0.0428	26.49
59: LAV-U1	600.0	0.0888	19.9	68: ANG-U1	150.0	0.1414	8.21
60: TUV-U1	350.0	0.09606	9.92	69: MMT-U1	512.5	0.02	64.84
61: PRI-U1	76.0	0.20515	2.88				

5.3 Agrupación de generadores mediante métodos modales

Como los métodos de perturbaciones singulares y modal-coherente para la identificación de grupos coherentes no consideran explícitamente una perturbación, sus resultados se utilizan para identificar con rapidez y generalidad los grupos que oscilan en fase, para la condición de operación dada, sin importar en que nodo ocurra la falla.

El método modal utilizado permite dividir la red en r áreas coherentes. El valor óptimo de r es aquel para el que (5.17) se satisface en mayor medida. Para el sistema en estudio se encontró que la separación de la red en 20 áreas coherentes permite aplicar el algoritmo de división de la red en zonas, de una manera tal, que los grupos coherentes para las zonas intermedia y externa contengan una cantidad razonable de generadores (más de dos y menos de 15). Como los resultados de los métodos modal y modal-coherente son semejantes, se decidió emplear también un nivel de agregación 20 para los resultados del método modal-coherente. Las tablas 5.2 y 5.3 presentan las

clasificaciones de perturbaciones singulares y modal-coherente, respectivamente. El número de máquina que aparece en ambas tablas corresponde al que se asigna en la Tabla 5.1 y la Figura 5.2.

La clasificación de grupos que se obtienen con estos métodos es bastante semejante. Por ejemplo, las máquinas que no son perfectamente coherentes con otras para este nivel de agregación son las siguientes: 3(AMI-U1), 4(AHM-GEN), 13(STO-U1), 33(BRT-U1), 38(PLD-U1), 39(NVL-U1).

El grupo con mayor cantidad de generadores está constituido prácticamente por las áreas central y oriental es decir, el, grupo 18 en la Tabla 5.2 y el grupo 17 en la Tabla 5.3. Por tanto, estas áreas siempre estarán íntimamente ligadas.

Otros grupos que resultaron coherentes en los análisis por ambos métodos son los siguientes:

a) Máquinas del Area Norte; 14(GPL-U1)- 15(LED-U1)- 16(FRC-123)- 17(FRC-U4)- 19(LGA-123).
b) Grupo del Noreste; 5(RIB-U1)- 6(RIB-U3)- 7(FAM-U1)- 8(HUI-U1)- 9(JER-U12)- 10(MTY-U1)-11(MTY-U5).
c) Máquinas del Noroeste; 27(PGU-U12)- 28(PGD-U1)- 29(PGD-U3)- 30(OVI-U2).
d) Grupo del Noroeste; 31(EFU-U1)- 32(TPO-U1).
e) Grupo del Norte; 21(FVL-U1)- 22(FVL-U4)- 23(CUA-U1)- 24(SYC-U2)- 25(PQE-U4)-26(INJ-GEN).
f) Máquinas del Oriental. 66(PEA-U1)- 67(MPS-U1)- 68(ANG-U1).

Debido a la similitud de resultados y considerando que la carga computacional y el

tiempo de cálculo son mayores en el método modal, cuando se desea tener una idea general sobre coherencia en la red, se recomienda el empleo del método modal-coherente. No obstante, en el método modal la división en una cantidad específica *r* de áreas coherentes es directa, mientras que el método modal-coherente necesita de un índice del grado de agrupación más adecuado.

Tabla 5.2: Grupos coherentes según el método de perturbaciones singulares

Grupo	Máquinas	Grupo	Máquinas
1	13	11	4
2	34	12	37-35-36
3	18	13	27-28-29-30
4	65	14	38
5	39	15	21-22
6	32-31	16	26-23-24-25
7	33	17	5-1-6-7-2-10-8-9-11
8	57-56	18	62-12-40-41-42-43-44-45-46-47-48-49-59-60-61-63-64
9	3	19	69-66-67-68
10	14-15-16-17-20-19	20	52-50-51-53-54-55-58

Tabla 5.3: Grupos coherentes de acuerdo con el método modal-coherente			
Grupo	Máquinas	Grupo	Máquinas
1	1-2	11	31-32
2	3	12	33
3	4	13	34-35-36
4	5-6-7-8-9-10-11	14	37
5	12	15	38
6	13	16	39
7	14-15-16-17-18-19	17	40-41-42-43-44-45-46-47-48-49-59-60-61-62-63-64-65
8	20-22-23-24-25-26	18	50-51-52-53-54-55-56-57-58
9	21	19	66-67-68
10	27-28-29-30	20	69

5.4 Equivalente para el Area Occidental

El Area Occidental es la más pequeña en cuanto a cantidad de centrales, pero contiene la central de mayor potencia: MNZ-UD1. El área se compone de los siete generadores que muestra la Tabla 5.4.

Tabla 5.4 Generadores que forman el Area Occidental	
52.- MNZ-UD1	56.- CPT-UD1
53.- SLM-UD1	57.- CBN-UD1
54.- VDR-UD1	58.- SRO-U1
55.- SAU-UD2	

Con el objeto de verificar si es posible elegir el Area Occidental como una zona total de estudio, donde el equivalente sirva para simular una contingencia en cualquier nodo dentro del área, se emplea la metodología de Distancias Electromecánicas Compuestas (DEC) tomando como nodo *central* la planta VDR-UD1. A continuación se presentan los resultados obtenidos al aplicar la técnica de distancias electromecánicas combinadas ante una falla trifásica en el nodo 123(VDR-230).

Máquinas que componen el área interna para una falla en el nodo 123:

{54*,52*,16,53*,69,20,38,46,55*,43,12,45}

donde los números marcados con (*) son plantas del Area Occidental.

El área interna para una falla determinada, significa que el conjunto de máquinas que la forman son las que resultan más afectadas ante la contingencia. Los valores numéricos de las distancias elementales para cada máquina se obtienen de las expresiones (4.85)-(4.87), a partir de las cuales se calcula la DEC según el procedimiento descrito en la sección 4.8.2. A criterio del analista y con el auxilio de una gráfica V_p - DEC (V_p se

calcula de (4.89)) se toman las primeras **k** máquinas clasificadas como más afectadas por la perturbación.

Conociendo cuáles son los generadores más afectados por la falla en el nodo *central*, se procede a encontrar un conjunto de nodos generadores que estén estrechamente correlacionados según la expresión (4.90), tomando como nodos *candidatos* algunos de los clasificados en el área interna.

Los resultados para otros dos modos candidatos son los siguientes:

a) Falla en el nodo 122 (SLM-230):

Máquinas que componen el área interna para una falla en el nodo 122:

{53*,52*,16,69,54*,38,20,43,55*,12,50*,44,37,60,8}

Coeficiente de correlación con respecto a una falla en el nodo 123 = 0.941

b) Falla en el nodo 124 (SAU-230):

Máquinas que componen el área interna para una falla en el nodo 124:

{16,55*,52*,20,53*,69,54*,38,43,12,60,44,37,47,40,8,46,50,4,67,59}

Coeficiente de correlación con respecto a una falla en el nodo 123 = 0.950

Como el coeficiente de correlación de estos nodos *candidatos* (SLM-230, SAU-230)

respecto al nodo *central* (SAU-230) es fuerte, pueden considerarse estas tres perturbaciones como útiles para identificar una *zona de contingencias*, aunque estrictamente debieran considerarse todos los nodos generadores de la zona de interés. Estos resultados sugieren dividir el área en dos: las máquinas 52 a 55 en una subárea y las 56 a 58 en otra. Considerando solamente la primera *subárea*, se obtiene la siguiente delimitación del área interna correspondiente (DECZ):

{53*,54*,16,52*,55*,69,20,38,43,46,2,50,60,44,45,37,47,8,40,51,4,36,67,59}

Todas las demás máquinas formaran la zona externa. A pesar de la distancia geográfica, los resultados indican que deben conservarse intactas las plantas 12(ALT-U1), 59(LAV-U1) y 69(MMT-U1), entre otras. En las simulaciones se dejó prácticamente completa el área central, ya que sus máquinas (numeradas de la 40 a la 51) se ven afectadas por las fallas dentro de este conjunto de nodos.

Esta clasificación se logra procediendo de la misma forma en que se obtiene la DEC, tomando como clasificación de distancias elementales la clasificación de áreas internas obtenidas para las fallas en los nodo *central* y *candidatos*.

5.4.1 División de la red en zonas

No obstante la conveniencia de dividir el área en dos, a continuación se aplica el algoritmo para identificar las máquinas que componen las zonas intermedia y externa para toda el área.

Los resultados de las técnicas de coherencia para la formación de grupos se ilustran en las tablas 5.5 y 5.6 para la falla que se aplica en el nodo 123 (VDR-230), de donde se

observa una segregación de las máquinas en grupos, que son el compuesto por 13-16 en la Tabla 5.5, y por 18-21 en la Tabla 5-6.

El algoritmo propuesto se basa en los resultados de las tablas 5.2 - 5.5 se obtiene de manera similar a como se ejemplificó en la sección 4.9, obteniéndose la siguiente clasificación para el equivalente del Area Occidental:

Zona Interna = {52,53,54,55,56,57,58}

Zona Intermedia = {1,2,8,18,20,37,39,43,44,45,46,47,48,49,50,51,60}

Zona Externa = {5,6,7,9,10,11} , {14,15,16,17,19} , {21,22,23,24,25,26} , {27,28,29,30}, {31,32} , {3,33,34,35,36}, {12,13,40,41,42,59,61,62,63,64} , {65,66,67,68,69}

La numeración de máquinas corresponde a la que se mostró en la Tabla 5.1 y la Figura 5.2. Nótese que la intermedia es pequeña, lo cual es bastante deseable.

Tratando de conservar la mayor exactitud posible en los resultados de simulaciones, la cantidad de máquinas se redujo de 69 a 39. No se agrega MNZ-UD1, ALT-U1, LAV-U1, BOQ-1A4 ni MMT-U1 a pesar de que los resultados lo sugieren.

5.4.2 Agrupación de generadores coherentes

Los parámetros del generador equivalente para los grupos que oscilan en fase se obtienen de las expresiones (5.1)-(5.5) y se calculan transformadores equivalentes con elementos en derivación en los nodos de alta, (ecuaciones (5.8)), con el propósito de preservar el estado estable sin necesidad de transformadores defasadores. El voltaje del

nodo generador equivalente es un promedio de los voltajes generadores del grupo coherente.

Tabla 5.5 Clasificación de grupos coherentes. Método de coherencia por serie de Taylor. Falla en nodo 123(VDR-230).

Grupo	Máquinas	Grupo	Máquinas
1	1-2-4-20-22-23	11	38
2	3	12	40-41-42-43-44-45-46-47-48-49-59-60-62-63-64
3	5-6-7-8-9-10-11-14-15-16-17-18-19	13	50-51-55
4	12	14	52-54-58
5	13	15	53
6	21	16	56-57
7	24-25-26	17	61
8	27-28-29-30-39	18	65
9	31-32-33-34-35-36	19	66-67-68-69
10	37		

Tabla 5.6 Grupos coherentes. Método de coherencia por acc. cte. Falla en nodo 123 (VDR-230). Tolerancia = 5°.

Grupo	Máquinas	Grupo	Máquinas
1	1-2-3-4-5-6-7-8-9-10-11-33-34-35-36	12	23
2	12-13-37-40-41-43-44-45-47-48-49-59-60-61-62-63-64	13	25-26
3	14	14	27-28-29-30-38-39
4	15	15	31-32
5	16	16	42
6	17	17	46
7	18	18	50-51-54-55
8	19	19	52-58
9	20	20	53
10	21-24	21	56-57
11	22	22	65-66-67-68-69

$$V_{gen} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^{m} V_i \tag{5.8}$$

$$Y^*_{treq\,i} = \frac{S_{ij}}{V_{th}\left[V^*_{th} - V^*_{gen\,i} + \dfrac{S_{ij}}{Y^*_{tri}\,V_{gi}}\right]} \tag{5.9}$$

$$Y_{shi} = V^*_{ti}\left[\frac{S_{ji}}{V_{ti}} - \left[\frac{V_{ti} - V_{gi}}{X_{treq\,i}}\right]^*\right] \tag{5.10}$$

donde S_{ij} es la potencia que entrega la máquina, V_{ti} es el voltaje del nodo de alta para cada generador que se agrupa, V_{gi} es el voltaje del nodo generador, $Y_{treq\ i}$ es la admitancia del transformador equivalente para cada unidad generadora, $Y_{sh\ i}$ es el elemento en derivación que se coloca en el lodo de alta de cada unidad generadora. Así, cuando se agrega un grupo de m generadores, la red se disminuye en m-1 nodos y la cantidad de líneas no se modifica, ver (Figura 5.3).

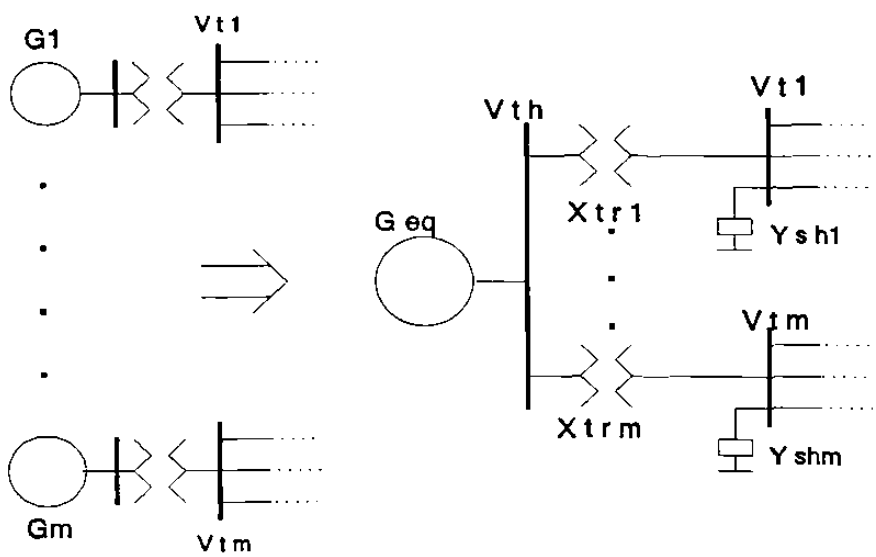

Fig. 5.3 Agregación de generadores

Tabla 5.7 Generadores que componen el equivalente occidental

Máquina	Nombre	Máquina	Nombre
1	REC-U1	21	JOL-GEN
2	REC-U3	22	LER-U12
3	AMI-U1	23	IXT-U12
4	AHM-GEN (Eq)	24	BBR-U12
5	ALT-U1	25	TNG-U12
6	STO-U1	26	INF-U1
7	GPL-U1 (Eq)	27	VIL-U1
8	LGA-U4	28	MNZ-UD1
9	BOQ-1A4	29	SLM-UD1
10	FVL-U1 (Eq)	30	VDR-U1
11	PGU-U12 (Eq)	31	SAU-UD2
12	EFU-U1 (Eq)	32	CPT-UD1
13	BRT-U1	33	CBN-UD1
14	CMDR-U1 (Eq)	34	SRO-U1
15	MZD-U1	35	LAV-U1
16	PLD-U1	36	TUV-U1
17	NVL-U1	37	PRI-U1 (Eq)
18	VDM-U1 (Eq)	38	CRL-U1 (Eq)
19	TUL-U3	39	MMT-U1
20	TUL-U2		

5.4.3 Análisis modal y simulaciones temporales

Las Figuras 5.4-5.7 ilustran el comportamiento de algunas variables representativas alaplicar fallas trifásicas en los nodos MNZ-400 y VDR-230, una a la vez. Las perturbaciones se aplican en el instante t =0+ y se liberan 6 ciclos después, con la apertura de alguna línea. En el caso de las Figuras 5.4 - 5.5 la falla se libera con la salida de la línea (MNZ-400) - (VDR-230), y para las Figuras 5.6 - 5.7 con la de la línea (VDR-230) - (SLM-400). Para la comparación de los resultados se emplea la norma dos, $\| \cdot \|_2$, debido a que tiene una interpretación de contenido de energía en las señales. Como muestran las normas calculadas, es notoria la similitud de resultados con el caso base y el reducido, lo cual indica que los equivalentes son de calidad.

En la Tabla 5.8 se muestran los resultados del análisis modal realizado para el equivalente del Area Occidental. Se consideraron sólo las máquinas con factor de participación igual o mayor a 0.05. La numeración de los generadores corresponde a la que muestra la Tabla 5.7. El asterisco (*) significa que, de acuerdo a la matriz de eigenvectores derechos, las máquinas oscilan en oposición de fase con respecto a las que no presentan el asterisco.

Nótese la preservación aproximada de los modos de oscilación, indispensable para una posible reproducción de resultados de simulación; por ejemplo, los modos 1, 2, 4, 5, 6, 7 de la Tabla 5.8 corresponden a los modos 1, 3, 11, 12, 9, 14, de la Tabla 5.14, que es el análisis modal para la red completa. En particular, los modos en los que intervienen principalmente las máquinas del Area occidental son los modos 14, 25, 36 y 42 en la Tabla 5.14 y se reproducen en la Tabla 5.8 como los modos 7, 13, 18, 32.

Tabla 5.8 Modos de oscilación para el sistema equivalente occidental

Frecuencia (Hz)	Máquinas	Frecuencia (Hz)	Máquinas
1.- 4.837	9	21.- 1.453	7*,8,10
2.- 2.226	23*,24	22.- 1.438	19*,23*,38,39
3.- 0.000	Todas	23.- 1.370	5*,19,23,,36*,39
4.- 1.830	26*,27	24.- 1.349	27*,28
5.- 1.820	19*,20,29,36	25.- 0.784	20*,21,22,30,37
6.- 0.248	11,16,17	26.- 0.835	5,19*,23
7.- 1.780	29*,31,36	27.- 0.847	5*,19*,27,28,36
8.- 1.760	20*,36	28.- 0.858	30*,32
9.- 1.750	18,20,21*	29.- 1.288	5,27,28,36*
10.- 0.440	4,7,10,28*,39*	30.- 0.958	22*,37
11.- 1.710	23,24,25*	31.- 0.977	21,22*
12.- 0.587	1,2,3,4,10*	32.- 1.000	20,21,26,27*,28*,32,36*
13.- 1.646	32,33*	33.- 1.024	24,25,26*
14.- 1.640	18*,19,20	34.- 1.210	24,25,26,31,32*
15.- 1.608	1*,2	35.- 1.181	35
16.- 1.620	38,39*	36.- 1.151	20,21,26*,32*
17.- 1.565	18,25*,31*,34	37.- 1.120	38*,39
18.- 1.562	25,34	38.- 1.107	40,41,42*
19.- 1.538	23,24,25,30,31*	39.- 1.094	1,2*
20.- 0.678	10*,11,12,13,14,15,16*		

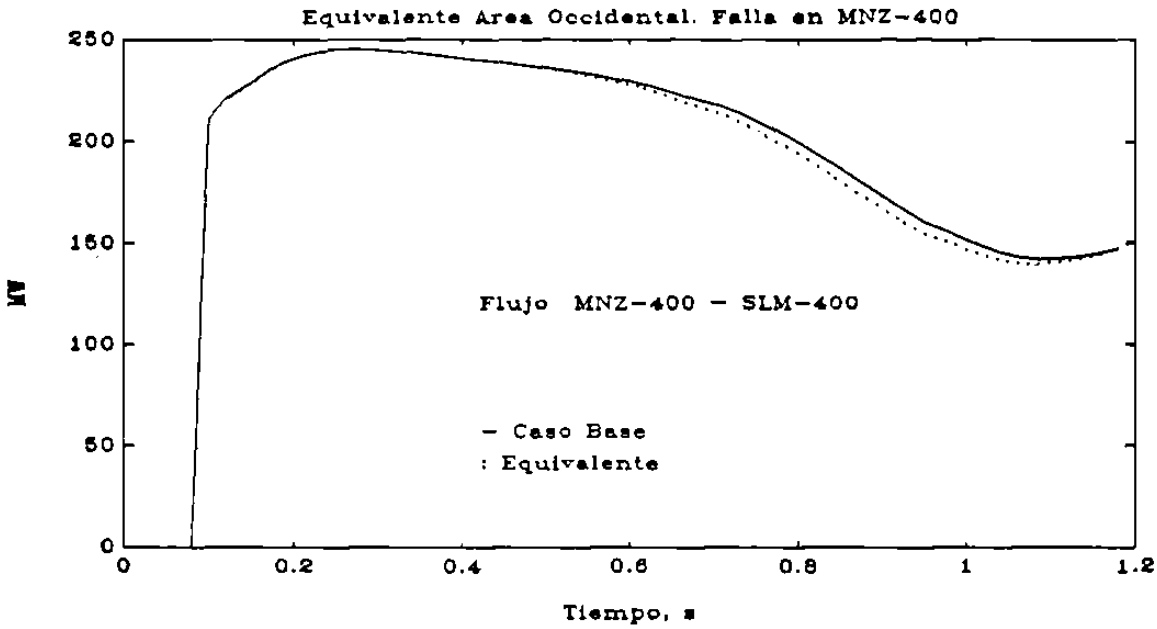

Fig. 5.4. Equivalente Occidental. Flujo MNZ-400 - SLM-400

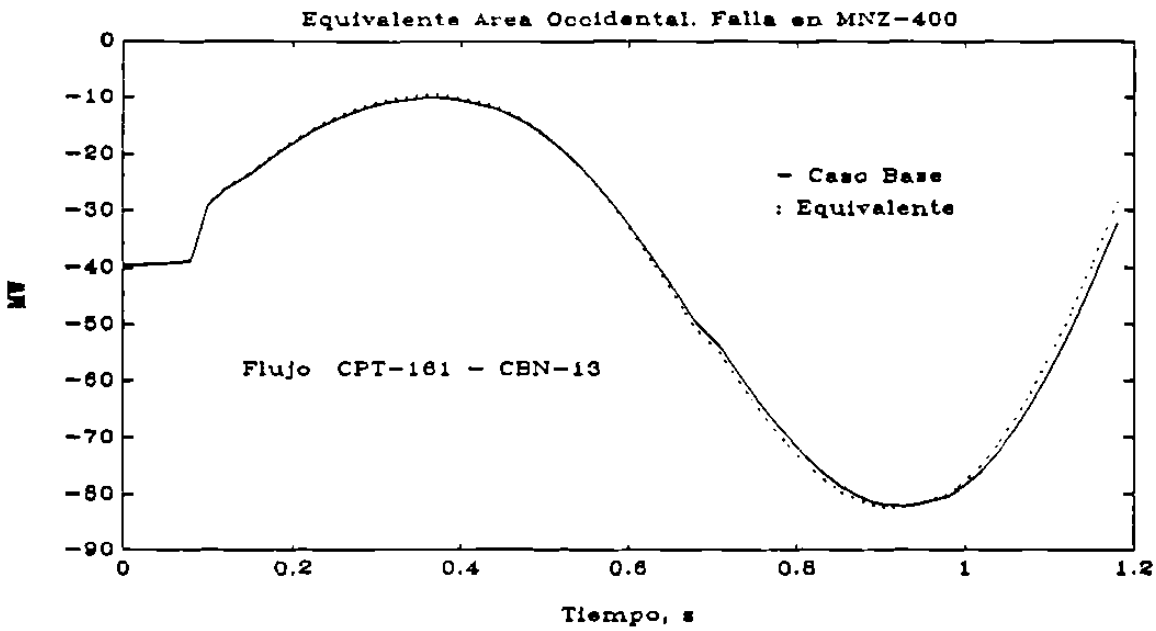

Fig. 5.5 Equivalente Occidental. Flujo CPT-161 - CBN-13

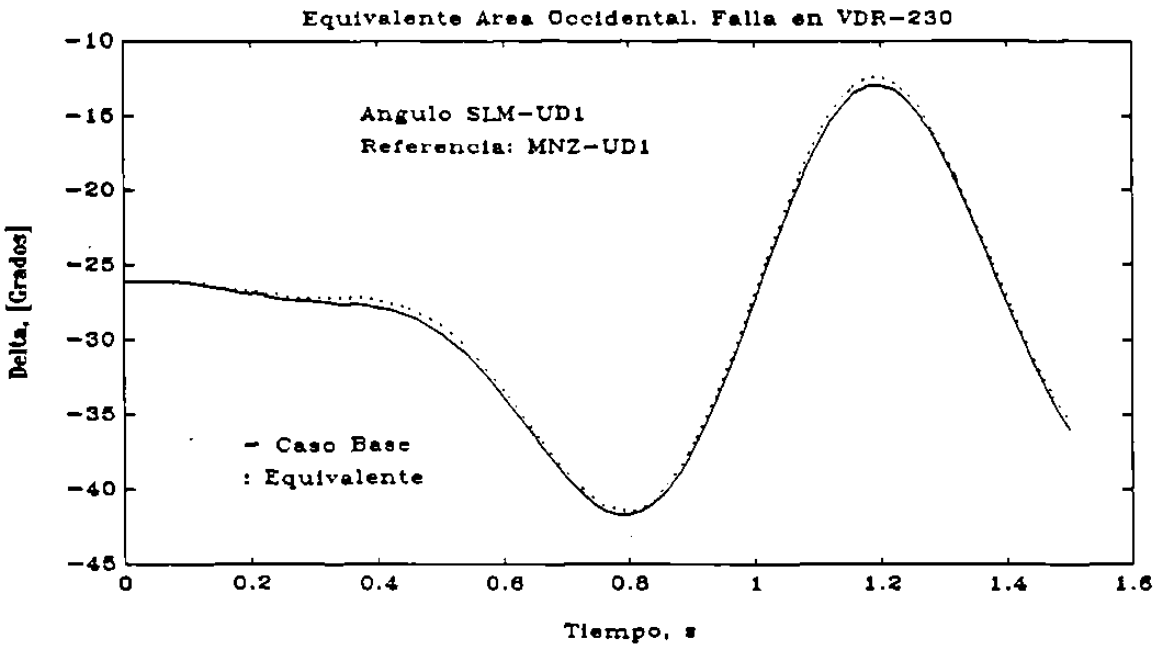

Fig. 5.6 Equivalente Occidental. Angulo SLM-UD1

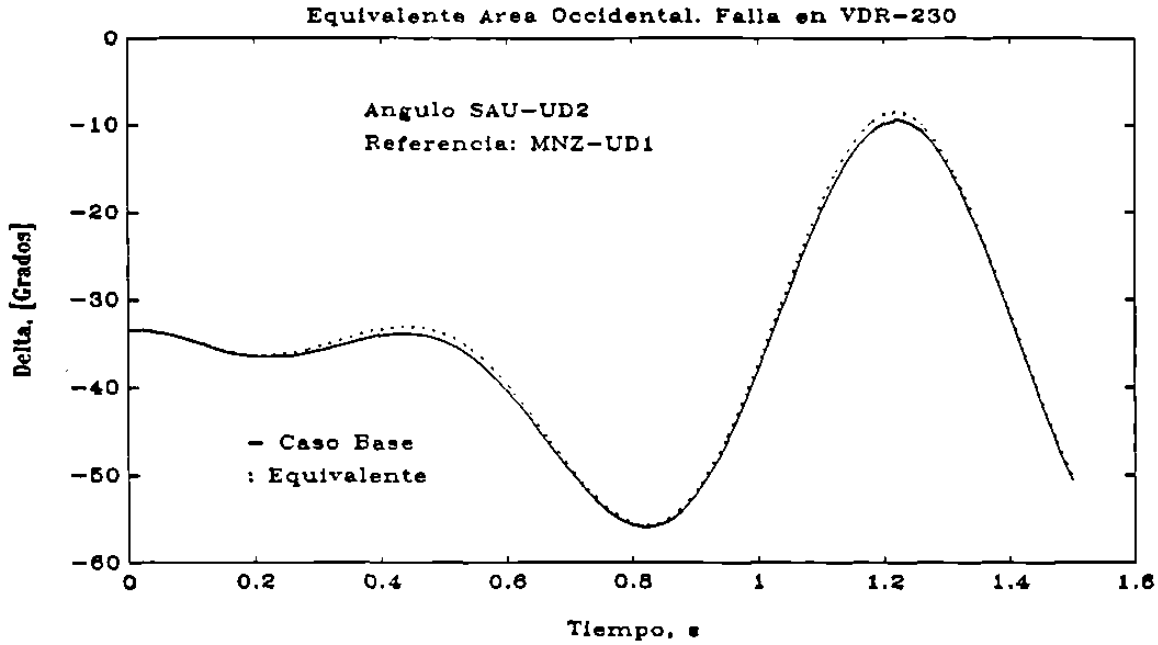

Fig. 5.7 Equivalente Occidental. Angulo SAU-UD2

Como puede observarse de la figuras, los resultados que se obtienen para el equivalente de 39 máquinas son cercanos en frecuencia de oscilación y magnitud a los del caso base. Los tiempos de cálculo en un estudio de estabilidad transitoria en una PC 286 de 12 MHz, para un tiempo de estudio de 1.5 s, son de 40 minutos en el caso base y 25 minutos en el reducido.

5.5 Equivalentes para las otras áreas

Siguiendo un procedimiento similar al de la sección anterior, es posible determinar los grupos de generadores que componen los equivalentes para las demás áreas de control del Sistema Eléctrico Nacional. La numeración de las máquinas es la presentada en la Tabla 5.1 y la Figura 5.2. En cada caso, los resultados que se muestran son los más estrictos, es decir, el área intermedia contiene todo generador coherente con alguno del área interna. El análisis modal para las redes equivalentes muestra la conservación de los modos en los que participan las máquinas del área específica [63].

5.5.1 Area Noroeste

El Area Noroeste se compone de trece máquinas y tiene enlaces que la conectan con el área Norte y la Occidental. Así, la zona de estudio se compone de las centrales que presenta la Tabla 5.9.

Para verificar si es conveniente tomar toda el área como una zona de contingencias, se elige como nodo *central* a MZD-U1 por ser una máquina importante, y como nodos *candidatos* a SLA-U1 y HYA-U1. Los resultados indican que es más adecuado dividir el área en dos subáreas para propósitos de equivalentes. Para cada una de esas subáreas

Tabla 5.9: Generadores que forman el área Noroeste	
27.- PGU-U12	34.- CMDR-U1
28.- PGD-U1	35.- HYA-U1
29.- PGD-U3	36.- SLA-U1
30.- OVI-U2	37.- MZD-U1
31.- EFU-U1	38.- PLD-U1
32.- TPO-U1	39.- NVL-U1
33.- BRT-U1	

se formará un equivalente que preserva con calidad los resultados para contingencias que ocurran dentro de ellas [63]. Los resultados obtenidos considerando toda el área Noroeste como zona de estudio son:

Zona Interna = {27,28,29,30,31,32,33,34,35,36,37}

Zona Intermedia = {3,4,12,13,18,20,40,41,42,43,44,45,46,47,48,49,59,60,61,62,63,64}

Zona Externa = {1,2,5,6,7,8,9,10,11} , {14,15,16,17,19} , {21,22,23,24,25,26} , {56,57}, {50,51,52,53,54,55,58} , {65,66,67,68,69}

Para esta área se logra una reducción de 69 a 46 máquinas. La Figura 5.8 muestra el flujo de potencia para un estudio de estabilidad cuando la falla sucede en MZD-230, cercano al nodo *central*.

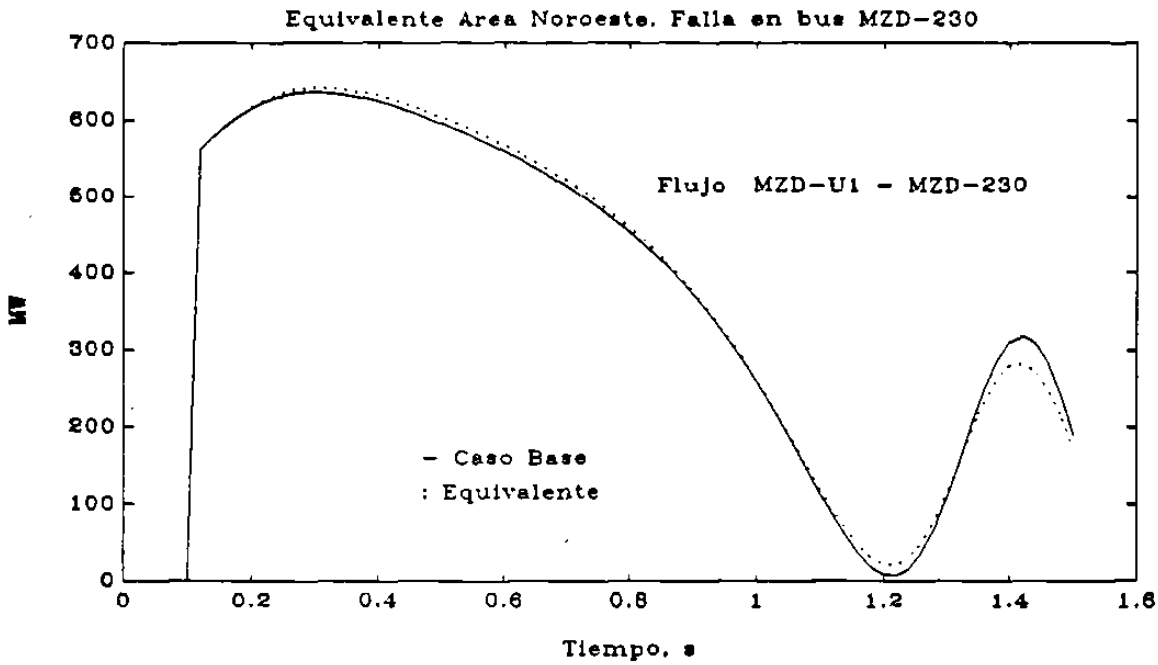

Fig. 5.8 Equivalente Noroeste. Flujo MZD-U1 - MZD-230

5.5.2 Area Norte

El área Norte tiene una relación estrecha con las áreas Noroeste y Noreste. Se compone de las trece máquinas que se indican en la Tabla 5.10. Contiene tres de los generadores más pequeños: FRC-123, FRC-U4 y BOQ-1A4, por lo que se presentan frecuencias de oscilación relativamente altas en esta área.

Para verificar si es conveniente tomar toda el área como una zona de contingencias, se elige como nodo *central* a GPL-U1, por ser una central importante del área, y como nodos *candidatos* a LED-U1 y FRC-123. Los resultados indican que es más adecuado dividir el área en dos subáreas para propósitos de equivalentes [63]. Para cada una de

Tabla 5.10 Generadores que forman el área Norte	
14.- GPL-U1	21.- FVL-U1
15.- LED-U1	22.- FVL-U4
16.- FRC-123	23.- CUA-U1
17.- FRC-U4	24.- SYC-U2
18.- LGA-U4	25.- PQE-U4
19.- LGA-123	26.- INJ-GEN
20.- BOQ-1A4	

esas subáreas se forma un equivalente que preserva con calidad los resultados ante contingencias que ocurran dentro de ellas. Los resultados obtenidos considerando toda el área Norte como zona de estudio son:

Zona Interna = {14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26}

Zona Intermedia = {12,13,33,34,37,40,41,42,43,44,45,46,47,48,49,59,60,61,62,63,64,65}

Zona Externa = {1,2,4,5,6,7,8,9,10,11} , {27,28,29,30} , {31,32} , {35,36} , {50,51,52,53,54,55,56,57,58} , {3,38,39,66,67,68,69}

Para esta área se logra una reducción de 69 a 47 máquinas. La Figura 5.9 muestra el tipo de resultados para un estudio de estabilidad cuando la falla ocurre en GPL-230, cercano

al nodo *central*. Nótese la coincidencia de resultados de frecuencia de oscilación y desplazamiento angular.

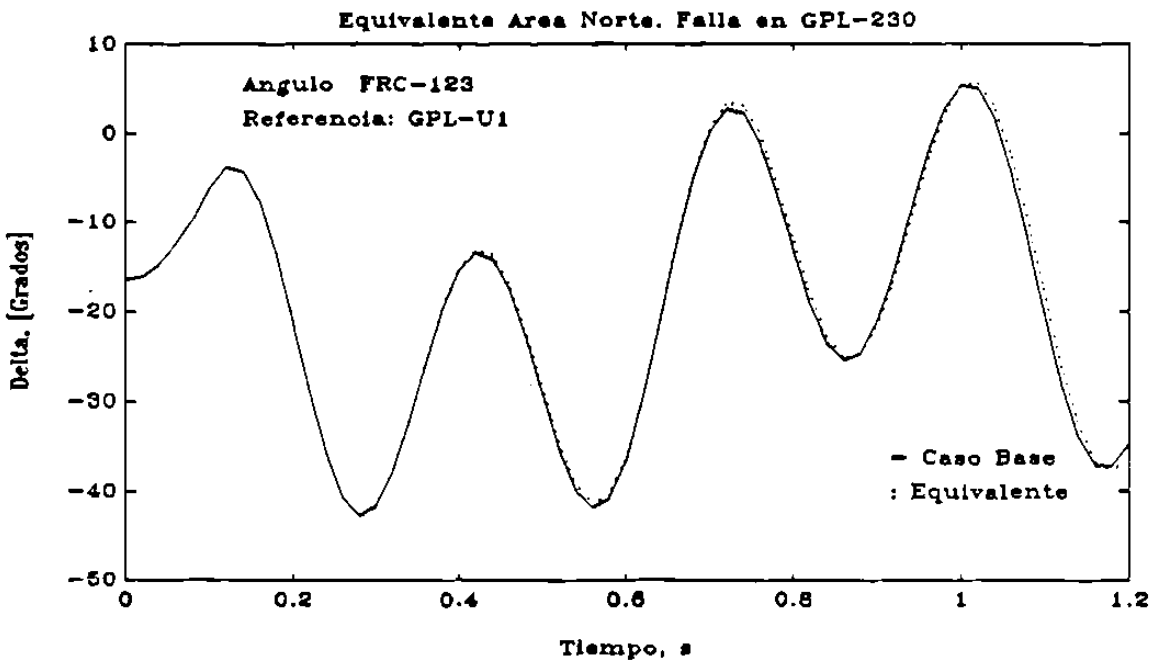

Fig. 5.9 Equivalente Norte. Angulo de la máquina LED-U1

5.5.3 Area Central

Esta área contiene dos de las centrales más importantes en el sistema, TUL-U2 y TUL-U3. Conserva una relación estrecha con el área Sureste y se compone de las doce centrales que se presentan en la Tabla 5.11.

Para verificar si es conveniente tomar toda el área como una zona de contingencias, se elige como nodo *central* a TUL-U2 por ser una central importante del área y del sistema, y como nodos *candidatos* a NEC-GEN y TUL-U3. Los resultados indican que esta área puede considerarse como una zona de estudio total. La división de la red es:

Tabla 5.11 Generadores que forman el área Central	
40.- VDM-U1	46.- LER-U12
41.- VDM-U3	47.- IXT-U12
42.- NEC-GEN	48.- BBR-U12
43.- TUL-U3	49.- TNG-U12
44.- TUL-U2	50.- INF-U1
45.- JOL-GEN	51.- VIL-U1

Zona Interna = {40,41,42,43,44,45,46,47,48,49,50,51}

Zona Intermedia = {12,38,59,60,61,63,64,62,52,53,54,55,58}

Zona Externa = {1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,37,39} , {14,15,16,17,19} , {20,21,22,23,24,25,26}, {27,28,29,30} , {31,32,33} , {34,35,36} , {56,57} , {13,18,65,66,67,68,69}

Para esta área se logra una reducción de 69 a 43 máquinas. La Figura 5.10 muestra dos resultados de un estudio de estabilidad cuando la falla ocurre en TUL-230, cercano al nodo *central*.

5.5.4 Area Noreste

El área Noreste es una de las áreas con exceso de generación y contiene tres unidades importantes, como son: REC-U1, REC-U3 y ALT-U1. Se compone de los trece generadores que muestra la Tabla 5.12.

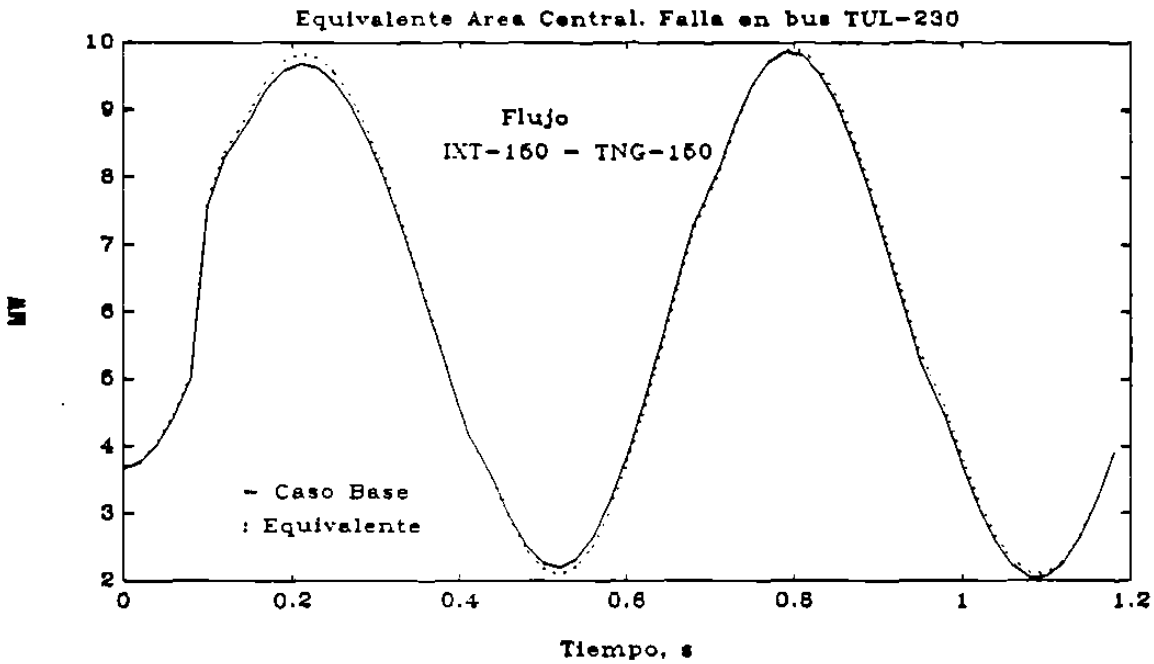

Fig. 5.10 Equivalente Central. Flujo IXT-150 - TNG-150

Tabla 5.12 Generadores que forman el área Noreste	
1.- REC-U1	8.- HUI-U1
2.- REC-U3	9.- JER-U12
3.- AMI-U1	10.- MTY-U1
4.- AHM-GEN	11.- MTY-U5
5.- RIB-U1	12.- ALT-U1
6.- RIB-U3	13.- STO-U1
7.- FAM-U1	

Para verificar si es conveniente tomar toda el área como una zona de contingencias, se elige como nodo *central* a MTY-U1, por ser una central localizada al centro del área, y como nodos *candidatos* a HUI-U1 y REC-U3. Los resultados indican que esta área puede considerarse como una zona de estudio total [63]. La división de la red es:

Zona Interna = {1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12}

Zona Intermedia =
{66,67,68,69,15,18,20,40,41,42,43,44,45,46,47,48,49,59,60,61,62,63,64,65}

Zona Externa = {14,16,17,19} , {21,22,23,24,25,26}, {27,28,29,30} , {31,32} , {34,35,36}, {37,38,39}, {33,50,51,52,53,54,55,56,57,58}

Para esta área se logra una reducción de 69 a 47 máquinas. La Figura 5.11 muestra el desplazamiento angular para un estudio de estabilidad cuando la falla sucede en VDR-230, cercano al nodo *central*.

5.5.5 Area Oriental

El área Oriental es una de las áreas con mayor exceso de generación, ya que contiene el grupo hidroeléctrico más importante del sistema. Se compone de los once generadores que indica la Tabla 5.13.

Para verificar si es conveniente tomar toda el área como una zona de contingencias, se elige como nodo *central* a LAV-U1, por ser una central importante del área, y como nodos *candidatos* a TUV-U1 y MMT-U1. Los resultados indican que es más adecuado

Tabla 5.13 Generadores que forman el área Oriental	
59.- LAV-U1	65.- CRL-U1
60.- TUV-U1	66.- PEA-U1
61.- PRI-U1	67.- MPS-U1
62.- MZT-U1	68.- ANG-U1
63.- DBC-PQ2	69.- MMT-U1
64.- DBC-PQ1	

dividir el área en dos subáreas para propósitos de equivalentes [63]. Para cada una de esas subáreas

se forma un equivalente que preserva, con calidad, los resultados para contingencias que ocurran dentro de ellas. La división de la red, considerando toda el área Sureste es:

Zona Interna = {59,60,61,62,63,64,65,66,67,68,69}

Zona Intermedia = {38,12,40,41,43,44,45,47,48,49,42,46,3,13,18,20}

Zona Externa = {1,2} , {5,6,7,8,9,10,11} , {14,15,16,17,19} , {21,22,23,24,25,26} , {27,28,29,30} , {31,32} , {33,34,35,36,37} , {50,51} , {4,56,57} , {52,53,54,55,58}

En este caso se logra una reducción de 69 a 44 máquinas. La Figura 5.12 muestra el desplazamiento angular para un estudio de estabilidad cuando la falla sucede en LAV-400, cercano al nodo *central*.

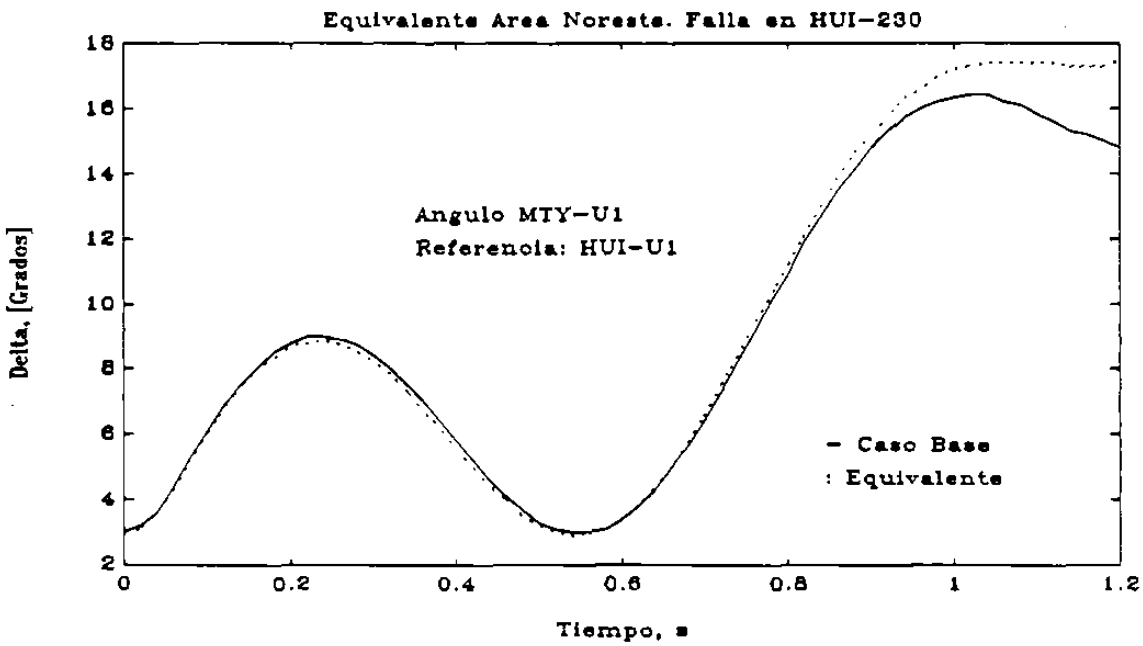

Fig. 5.11 Equivalente Noreste. Angulo de la máquina MTY-U1

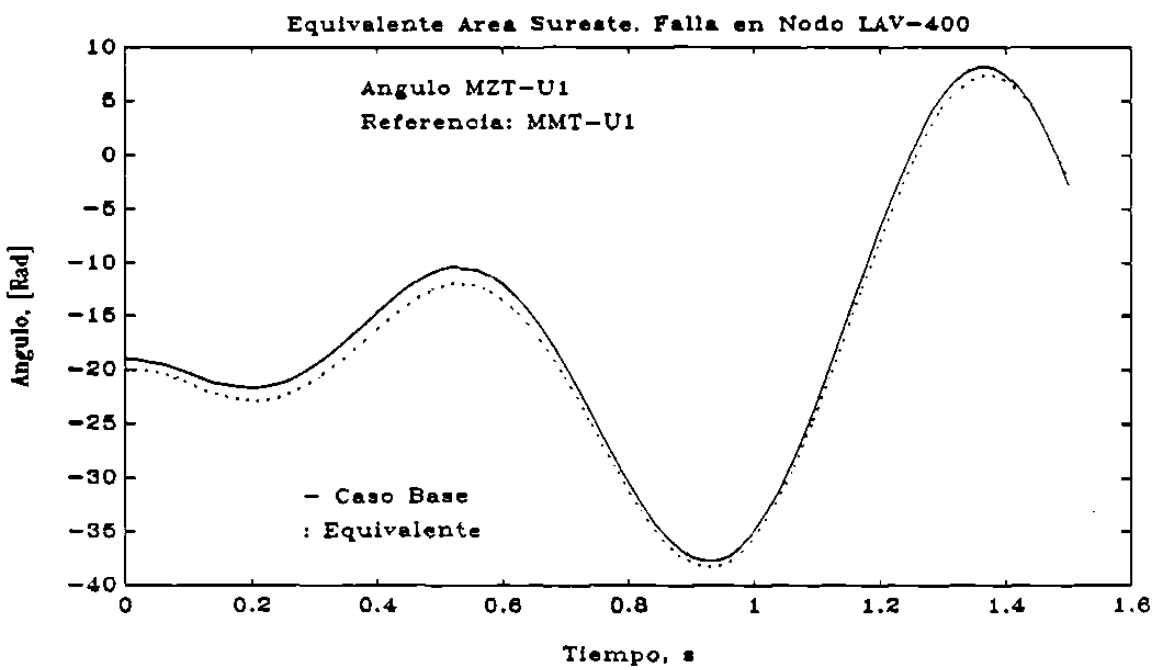

Fig. 5.12 Equivalente Sureste. Angulo de la máquina MZT-U1

Una vez obtenidos los equivalentes dinámicos de las áreas de control, las simulaciones se llevaron a cabo para perturbaciones que ocurren dentro del área y se observaron las variables relacionadas con elementos de ella. Se considera que los resultados para los ángulos (con diferencias de algunos grados) y flujos de potencia real (con diferencias de algunos MW) tienen buena aproximación con relación al caso base (sistema completo).

Cálculos más detallados de los equivalentes de las áreas pueden consultarse en [63]. Los resultados obtenidos muestran la conveniencia de dividir algunas áreas (Noroeste, Norte, Occidental, Sureste) en dos subáreas y obtener un equivalente para cada una de ellas, de tal forma que se tengan dos zonas de contingencias generales por área.

5.6 Relajamiento del algoritmo

Los resultados de la sección anterior muestran una reducción de aproximadamente 1/3 en la cantidad de máquinas que forman los equivalentes. Es posible lograr reducciones mayores a cambio de un deterioro de los resultados. También es posible, en la mayoría de los casos, obtener equivalentes para una porción de red específica. Supóngase que existe interés en trabajar con un equivalente visto desde la zona de estudio compuesta por las siguientes centrales del sistema Noreste: 1(REC-U1), 2(REC-U3), 6(RIB-U3), 7(FAM-U1), 8(HUI-U1), 10(MTY-U1) y 11(MTY-U5). Haciendo uso del algoritmo para dividir la red y de las DEC calculadas en esos nodos, se obtienen grupos coherentes, como los que se ilustran en las Figuras 5.13 y 5.14, donde se nota la división de la red en zonas. Empleando estos resultados y el concepto de DECZ, es posible obtener el modelo reducido para esa zona de estudio, compuesta por 32 máquinas, que consta de los grupos siguientes:

- Grupo Noreste: 1, 2,..., 13 (contiene al de estudio)
- 14(GPL-U1)-15(LED-U1)-18(LGA-U4)
- 16(FRC-123)
- 17(FRC-U4)
- 19(LGA-123)
- 20(BOQ-1A4)
- 21(FVL-U1)-22(FVL-U4)-24(SYC-U2)-25(PQE-U4)-26(INJ-GEN)
- 23(CUA-U1)
- 27(PGU-U12)-28(PGD-U1)-29(PGD-U3)-30(OVI-U2)-39(NVL-U1)
- 31(EFU-U1)-32(TPO-U1)-33(BRT-U1)-34(CMDR-U1)-36(SLA-U1)
- 35(HYA-U1)-46(LER-U12)-53(SLM-UD1)-54(VDR-UD1)-55(SAU-UD2)-56(CPT-UD1)-57(CBN-UD1)-58(SRO-UD1)
- 37(MNZ-U1)
- 38(PLD-U1)
- 40(VDM-U1)-41(VDM-U3)-42(NEC-GEN)-44(TUL-U2)-45(JOL-GEN)-47(IXT-U12)-48(BBR-U12)-49(TNG-U12)-50(INF-U1)-51(VIL-U1)
- 43(TUL-U3)
- 52(MNZ-UD1)
- 60(TUV-U1)
- 59(LAV-U1)-61(PRI-U1)-62(MZT-U1)-63(DBC-PQ2)-64(DBC-PQ1)
- 65(CRL-U1)-66(PEA-U1)-67(MPS-U1)-68(ANG-U1)
- 69(MMT-U1)

De esta manera, la reducción en el tiempo de cómputo de un estudio de establidad transitoria es de 40 minutos para la red original, contra 20 minutos para la red con 32 máquinas, para tiempos de estudio de 1.5 s y una PC 286 de 12 Mhz. Las Figuras 5.15 y 5.16 presentan resultados comparativos cuando se emplea el caso base, el equivalente de

47 máquinas y el de 32, para fallas que ocurren dentro de la zona de interés en este último equivalente.

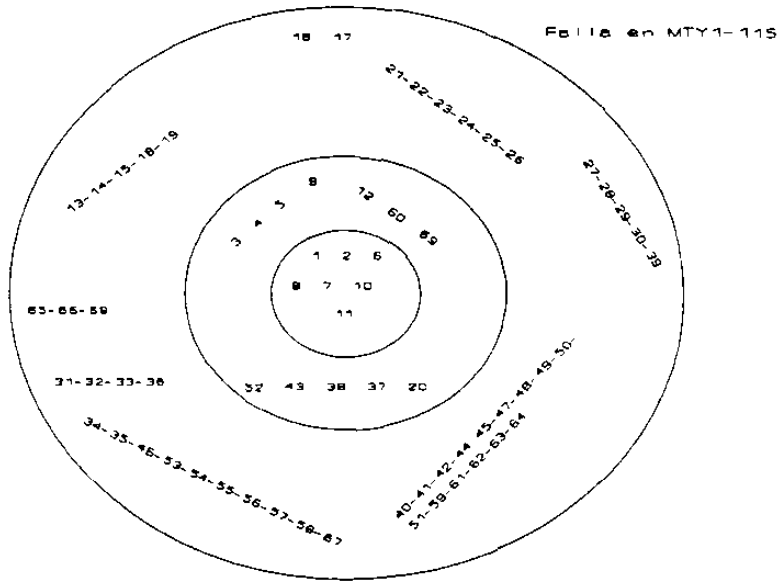

Fig 5.13 División de la red para una falla en MTY1-115

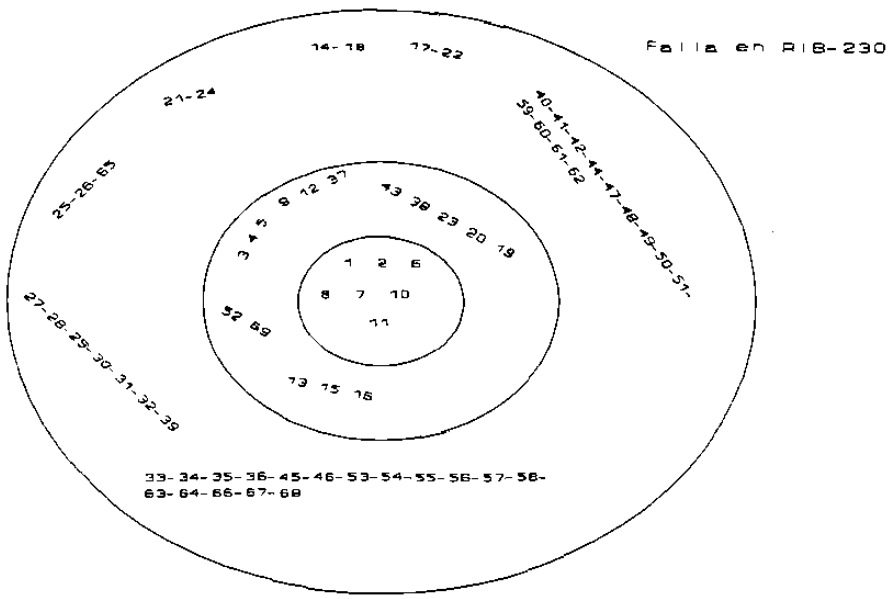

Fig. 5.14 División de la red para una falla en RIB-230

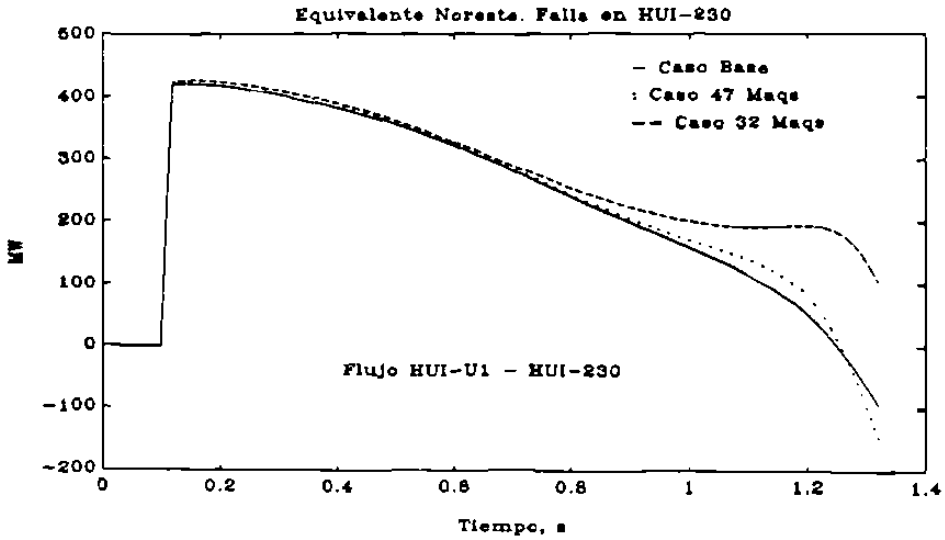

Fig. 5.15 Flujo HUI-U1 - HUI-230. $\| P_{ij69} \|_1 \approx 310.5$, $\| P_{ij47} \|_1 \approx 321.8$, $\| P_{ij32} \|_1 \approx 352.7$

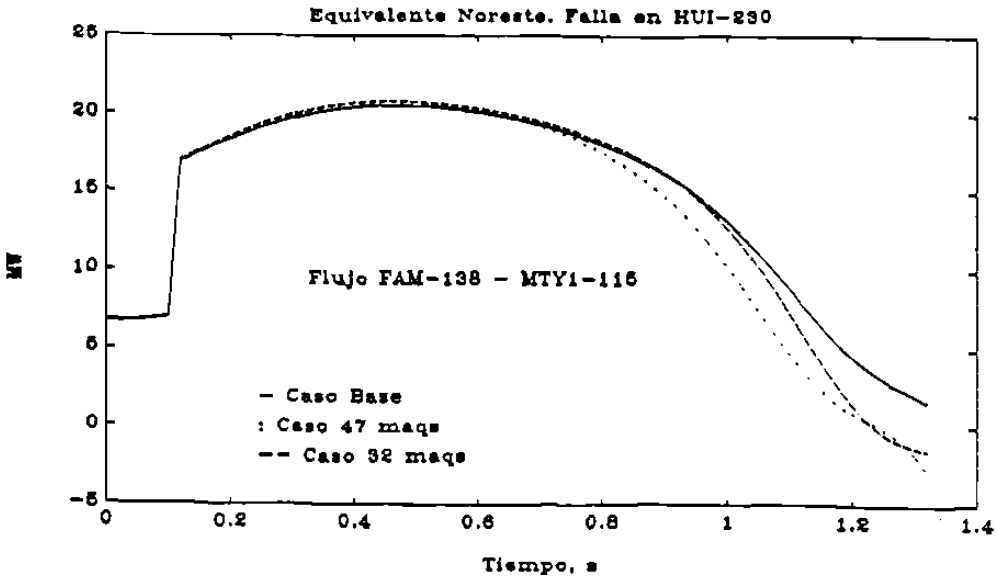

Fig. 5.16 Flujo FAM-138 - MTY1-115. $\| P_{ij69} \|_1 \approx 20.5$, $\| P_{ij47} \|_1 \approx 18.3$, $\| P_{ij32} \|_1 \approx 19.2$

Tabla 5.14 Modos de oscilación del SIN

Frecuencia (Hz)	Máquinas que participan	Frecuencia (Hz)	Máquinas que participan
1.- 4.56	20	30.- 0.85	3*,4
2.- 3.27	16	31.- 1.60	66*,67
3.- 2.23	47*,48	32.- 0.85	13
4.- 2.02	63*,64	33.- 0.87	27,28,29,37*,38*,39
5.- 2.01	17	34.- 1.58	43*,44*,49,55
6.- 1.98	40*,41	35.- 0.92	3,4,8*,18
7.- 1.90	40*,41*,43,45	36.- 1.56	58
8.- 0.0	Todas	37.- 1.55	47,48,49,54,55*
9.- 0.25	27*,28*,29*,38*,39*	38.- 0.94	65*,69
10.- 0.4	14*,21*,22*,24*,25*	39.- 1.5	27,28*,29
11.- 1.83	50*,51	40.- 0.98	32*,33*,37,39
12.- 1.82	43*,44,45,53,60	41.- 1.49	30
13.- 0.52	1,2,3,4,8,21*,24*,25*	42.- 1.0	52*,56,57
14.- 1.78	53*,55	43.- 1.48	36
15.- 1.77	45*,60	44.- 1.47	10
16.- 1.74	7	45.- 1.48	10,43,44,49,50*,51*,55
17.- 1.74	44*,45	46.- 1.02	27*,33,34,37*,39
18.- 0.68	33,34,37,38*	47.- 1.45	14*,15
19.- 1.72	47,48,49*	48.- 1.046	33*,34
20.- 1.67	61*,62	49.- 1.05	14,18*,34
21.- 1.66	5*,6	50.- 1.43	59,66*,67*,69
22.- 0.78	21*,24,25,26,52,69*	51.- 1.40	12,50,51,59*
23.- 1.65	59*,63,64	52.- 1.07	31,32,33*
24.- 0.79	21,25*,38,52,69*	53.- 1.11	12*,52,59*,62*,65,69
25.- 1.65	56*,57	54.- 1.37	12*,42*,50,59
26.- 1.62	1*,2	55.- 1.16	1*,2*,8,11
27.- 1.62	22*,23	56.- 1.15	25*,26
28.- 0.83	3*,14,18,21*,38	57.- 1.18	34,35*,54

Tabla 5.14 (continuación)			
Frecuencia (Hz)	Máquinas	Frecuencia (Hz)	Máquinas
58.- 1.18	24,35,52*,54	64.- 1.32	42*,46
59.- 1.18	23*,24*,25,26,54	65.- 1.30	8,9*,11
60.- 1.21	31*,32	66.- 1.31	19*,22,23,24*
61.- 1.25	5,6,8,9*,11*	67.- 1.28	5,6,8*,11
62.- 1.27	14*,19	68.- 1.28	42*,46*,61,62
63.- 1.32	27*,29	69.- 1.30	9,12*,42,46,59*,62
29.- 1.61	68		

5.7 Equivalentes por modo de oscilación

Existen otros equivalentes de la red que son útiles para propósitos más específicos y que no pueden dejar de mencionarse en este trabajo. Tal es el caso de los equivalentes por modo de oscilación cuando se desea realizar estudios de tipo local como sintonizar parámetros del sistema de excitación o estabilización de los generadores síncronos.
Estos equivalentes pueden obtenerse del análisis modal, técnica que permite lograr una asociación entre los modos del sistema y las máquinas que principalmente los excitan.

Se realizó el cálculo de los modos de oscilación para el sistema interconectado nacional, obteniéndose los resultados mostrados en la Tabla 5.14. Las máquinas cuyo número presenta un asterisco (*) oscilan en oposición de fase con respecto a las que restantes, de acuerdo con la matriz de eigenvectores derechos [ ]. Se consideran sólo las máquinas cuyo factor de participación es mayor o igual a 0.05.
Las frecuencias de oscilación se encuentran en el intervalo de 0.25 - 2.1 Hz, excepto las frecuencias de 3.27 y 4.56 Hz, asociadas a máquinas demasiado pequeñas, FRC-123 y BOQ-1A4, respectivamente. Por otro lado, puede verificarse que en cada modo, con

excepción de algunos casos, no intervienen más de 5 máquinas.

Existen 8 modos en los que se involucra fundamentalmente una sola máquina, con un factor de participación cercano a la unidad:

20 (BOQ-1A4), 16 (FRC - 123), 17 (FRC-U4), 7 (FAM-U1), 13 (STO-U1), 58 (SRO-UD1), 30 (OVI-U2), 36 (SLA-U1)

La mayoría de estas máquinas tiene un coeficiente de inercia bastante pequeña, comparado con la central de mayor inercia MNZ-UD1 (68.96 s), por lo que puede concluirse que, para ese modo, la máquina prácticamente está oscilando contra una barra infinita. Aun más, esas máquinas no tienen participación importante en ningún otro modo.

Los siguientes modos están asociados a máquinas de una misma área: Noreste, 16, 21, 26, 30, 32, 44, 55, 61, 65, 67; Norte, 1, 2, 5, 10, 27, 47, 56, 62, 66; Noreste, 9, 18, 33, 39, 40, 41, 43, 46, 48, 52, 60, 63; Central, 3, 6, 7, 11, 17, 19, 64; Occidental, 14, 25, 36, 42; Sureste, 4,20, 23, 31, 38, 50.

Los modos por lo general involucran máquinas eléctricamente cercanas, por lo que son menos los modos en los que existe participación de máquinas geográficamente lejanas; como un ejemplo están los modos 22, 24, 45, 53 de la Tabla 5.14, (véase la Figura 5.2).

En la red existen máquinas que pertenecen a la misma central eléctrica, pero están conectadas a diferentes nodos, por ejemplo REC-U1 y REC-U3; en estos casos, para los modos en los que participa una máquina, también lo hace la otra, es decir, las máquinas son parte de grupos fuertemente coherentes.

5.8 Ejemplificación de la reproducción de modos

Como ha quedado establecido en la Tabla 5.14, la mayoría de los modos se excitan principalmente por la interacción de unas cuantas máquinas. Esto significa que existe la posibilidad de excitar cualquier modo considerando únicamente las máquinas correspondientes y los enlaces que las conectan.

En ocasiones puede ser interesante trabajar con algún modo de interés particular, por ejemplo, cuando se desee ajustar parámetros de algunos controles con el fin de lograr un mejor amortiguamiento. En tales casos es útil centrar la atención en las máquinas que intervienen en ese modo y dejar a un lado las que influyen poco en él.

A continuación se sugiere una técnica para reproducir un modo de interés al despreciar elementos que prácticamente no influyen en él. A este proceso se le denomina *equivalentes por modo* [63]. Una consideración importante es tomar todos los flujos de potencia que inciden en los nodos de alta como cargas en ellos mismos, excepto el que corresponde a las líneas que unen las centrales de interés. Así, la red queda reducida a unos cuantos nodos de generación y carga enlazados por líneas reales.

Reproducción del modo en el que participan principalmente las centrales 31 (EFU-U1), 32 (TPO-U1) y 33 (BRT-U1). De la Tabla 5.14, modo número 52, se observa que la frecuencia de oscilación es 1.07 Hz. La Figura 5.17 muestra el diagrama unifilar correspondiente. Se consideró este modo porque intervienen máquinas de centrales diferentes.

Los datos de la red en la Fig. 5.17 son:

$S_{generada\ (EFU\text{-}U1)} = 35.0 + j11.55$ MVA

$S_{generada\ (TPO\text{-}U1)} = 37.0 + j14.0$ MVA

$S_{generada\ (BRT\text{-}U1)} = 40.0 + j4.68$ MVA

$|V_{EFU\text{-}U1}| = 1.03$ pu

$|V_{TPO\text{-}U1}| = 0.976$ pu

$|V_{BRT\text{-}U1}| = 1.0$ pu

$S_{carga\ EFU\text{-}115} = 18.242 + j1.695$ MVA

$S_{carga\ TPO\text{-}115} = 63.894 + j17.447$ MVA

$S_{carga\ BRT\text{-}115} = 28.929 + j1.184$ MVA

$Xtransf_{EFU\text{-}U1} = j0.13694$ pu

$Xtransf_{TPO\text{-}U1} = j0.23110$ pu

$Xtransf_{BRT\text{-}U1} = j0.06310$ pu

$Zlinea_{EFU\text{-}115\ -\ TPO\text{-}115} = 0.20648 + j0.51385$ pu

$Zlinea_{EFU\text{-}115\ -\ BRT\text{-}115} = 0.36991 + j2.37027$ pu

$Zlinea_{TPO\text{-}115\ -\ BRT\text{-}115} = 0.14471 + j1.29376$ pu

$Ysh/2_{lineas} = 0.0$ pu

En estas condiciones se realiza el análisis modal para la red equivalente, resultando las siguientes matrices; característica (A), de vectores derechos (V) y de participación (P):

$$A = \begin{bmatrix} -40.905 & 22.369 & 18.5343 \\ 24.654 & -43.555 & 18.900 \\ 9.631 & 8.930 & -18.559 \end{bmatrix}, \quad V = \begin{bmatrix} 0.668 & -0.578 & -0.587 \\ -0.744 & -0.577 & -0.572 \\ 0.004 & -0.577 & 0.573 \end{bmatrix}, \quad P = \begin{bmatrix} 0.469 & 0.261 & 0.270 \\ 0.530 & 0.237 & 0.233 \\ 0.0 & 0.503 & 0.497 \end{bmatrix}$$

Frecuencia de oscilación = 1.29 Hz (asociado a las máquinas 31 y 32)

Frecuencia de oscilación = 1.0 Hz (asociado a las tres máquinas)

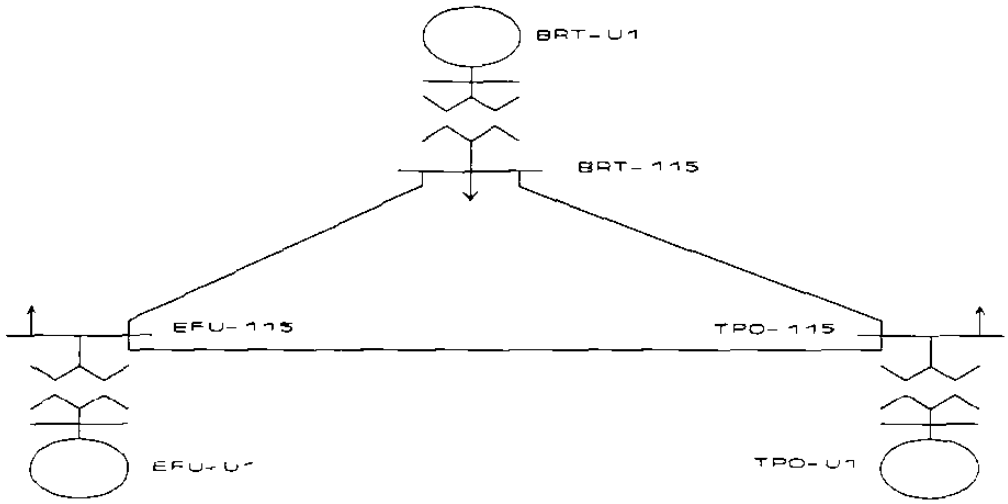

Fig. 5.14 Modo BRT-U1 - EFU-U1 - TPO-U1

Al estar involucradas máquinas que representan a tres centrales, aparecen dos modos, entre los que se encuentra el de particular interés (1.0 Hz).

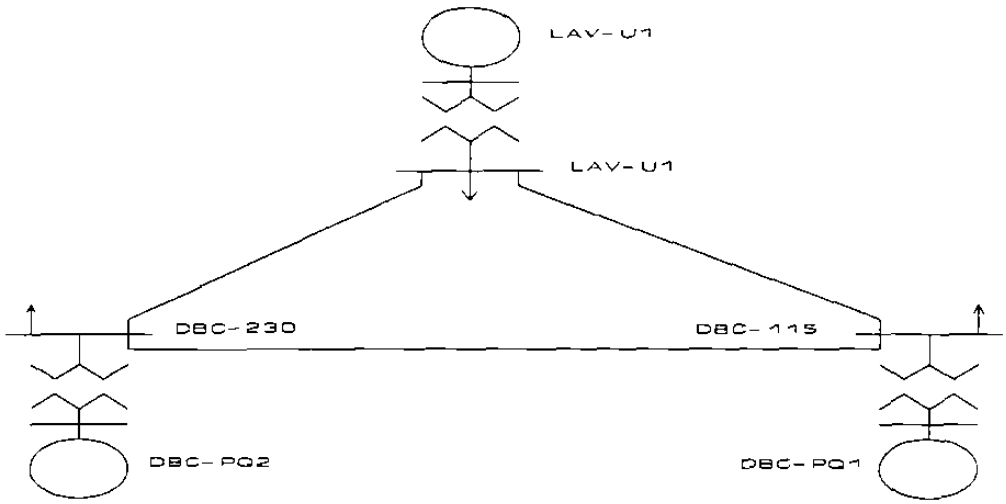

Fig. 5.15 Modo LAV-U1 - DBC-PQ1 - DBC-PQ2

Reproducción del modo en el que participan principalmente las máquinas 63 (DBC-PQ2), 64 (DBC-PQ1) y 59 (LAV-U1). De la Tabla 5.14, modo número 23, se observa que la frecuencia de oscilación es 1.65 Hz. La Figura 5.15 muestra el diagrama unifilar correspondiente.

Los datos de la red son:

$S_{generada\ (DBC\text{-}PQ2)} = 85.0 + j59.5$ MVA

$S_{generada\ (DBC\text{-}PQ1)} = 180.0 + j81.67$ MVA

$S_{generada\ (LAV\text{-}U1)} = 600.0 - j42.113$ MVA

$|V_{DBC\text{-}PQ2}| = 1.0321$ pu

$|V_{DBC\text{-}PQ1}| = 1.0541$ pu

$|V_{LAV\text{-}U1}| = 1.0001$ pu

$S_{carga\ DBC\text{-}230} = 212.789 + j68.497$ MVA

$S_{carga\ DB1\text{-}115} = 196.810 + j22.926$ MVA

$S_{carga\ LAV\text{-}400} = 453.751 - j64.865$ MVA

$Xtransf_{DBC\text{-}PQ2} = j0.04647$ pu

$Xtransf_{DBC\text{-}PQ1} = j0.04345$ pu

$Xtransf_{LAV\text{-}U1} = j0.00943$ pu

$Zlinea_{DBC\text{-}230\ -\ DB1\text{-}115} = 0.00572 + j0.04979$ pu

$Zlinea_{DBC\text{-}230\ -\ LAV\text{-}400} = 0.01316 + j0.1217$ pu

$Zlinea_{DB1\text{-}115\ -\ LAV\text{-}400} = 0.01031 + j0.25347$ pu

$Ysh/2_{lineas} = 0.0$ pu

El análisis modal para la red equivalente resultante es

$$A = \begin{bmatrix} -114.012 & 59.042 & 54.970 \\ 59.042 & -117.449 & 58.407 \\ 15.276 & 16.231 & -31.506 \end{bmatrix}, \quad V = \begin{bmatrix} -0.693 & 0.577 & -0.678 \\ 0.721 & 0.577 & -0.638 \\ -0.008 & 0.577 & 0.366 \end{bmatrix}, \quad P = \begin{bmatrix} 0.480 & 0.179 & 0.341 \\ 0.519 & 0.179 & 0.302 \\ 0.0 & 0.643 & 0.357 \end{bmatrix}$$

donde, A es la matriz característica, V es la matriz de eigenvectores derechos, P es la matriz de participación.

Frecuencia de oscilación = 2.1 Hz (asociado a las máquinas 63 y 64)

Frecuencia de oscilación = 1.55 Hz (asociado a las tres máquinas)

El modo de interés se preserva en valor y dirección, esto es, LAV-U1 oscilando contra DBC-PQ1 y DBC-PQ2. Nótese que en este caso el modo de interés está asociado a dos centrales.

5.9 Resumen del capítulo

En este capítulo se han presentado resultados relacionados con la disminución del número de generadores para estudios de estabilidad transitoria en el Sistema Interconectado Nacional aplicando la metodología propuesta en el capítulo anterior. En una primera fase, la agregación de centrales eléctricas permite pasar de 150 a 69 generadores. Después, al obtener un equivalente para cada área del sistema, empleando el algoritmo de división de la red, es posible disminuir la cantidad en 60-65% para el caso estricto y en 45-50% para el caso relajado. En este último, para cada área es posible tener, en promedio, un equivalente formado por 33 generadores. Así, las técnicas de identificación de coherencia, las medidas de distancia y el algoritmo propuesto han demostrado ser aplicables a una red eléctrica real.

Se ha realizado el análisis modal de la red considerando las ecuaciones mecánicas de los generadores. El objetivo es obtener un conocimiento general de la red sobre todo lograr la asociación de los modos con las máquinas que principalmente influyen en ellos. Esto permite verificar si el equivalente formado, para una zona de estudio determinada, preserva con buena aproximación los modos mecánicos; lo que indicará que tiene muchas posibilidades de reproducir los resultados de un estudio de estabilidad. También ayuda en la reproducción de cualquier modo de interés particular, al despreciar elementos que influyen poco en él. Se puede observar del análisis modal para los sistemas equivalentes,

la preservación adecuada de los modos en que participan las máquinas de interés. Esto permite tener confianza de que las simulaciones en el tiempo se asemejen a las del caso base.

De los resultados del análisis modal es posible reproducir con buena aproximación modos específicos, sobre todo aquellos en los que participan máquinas que representan centrales relativamente cercanas, lo cual puede ser de gran utilidad para el analista de la red.

Se han presentado conclusiones de carácter general sobre la red nacional, tales como la fuerte interrelación existente entre las áreas de control del sur del país y la conveniencia de dividir en dos las áreas del norte, con el próposito de formar equivalentes válidos para cualquier perturbación dentro de esa *subárea*. Las Areas de Control Central y Sureste son las más íntimamente unidas, debido a la concentración de centrales importantes y de enlaces relativamente robustos.

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A continuación se presentan las conclusiones y aportaciones de este trabajo y se hacen recomendaciones para investigaciones futuras relacionadas con el tema.

6.1.1 Conclusiones Sobre Estudios Máquina-Barra Infinita

• La técnica de realizaciones balanceadas ha mostrado su utilidad al aplicarla a modelos matemáticos en estudios dinámicos en sistemas de potencia. En particular, las aplicaciones para reducir modelos en estudios máquina - barra infinita y modelos de sistemas de excitación han tenido resultados satisfactorios.

• La aplicación de la técnica de la ecuación de oscilación equivalente permite obtener una ecuación de segundo orden que incluye la dinámica electromecánica del generador y de todos sus controles automáticos.

6.1.2 Conclusiones Sobre Equivalentes de Centrales Eléctricas

• La agregación de generadores en centrales eléctricas mediante, la técnica propuesta, reduce significativamente el número de ecuaciones y el tiempo de cálculo para estudios de estabilidad transitoria. La coherencia entre las máquinas de una misma central ha quedado formalizada con las condiciones de Coherencia Geométrica Estricta. El equivalente obtenido preserva el comportamiento del desplazamiento angular *promedio* y de los flujos de potencia en las líneas, como se observa de la comparación de los resultados calculados

con la máquina equivalente y con el caso base.

• Con la utilización de un *transformador equivalente* con relación de transformación real se reproducen los resultados del estado estable, el principal beneficio es no manejar una matriz de admitancias nodal asimétrica, lo cual es ventajoso para emplear técnicas eficientes en el manejo de matrices.

• La metodología utilizada en la obtención de los parámetros equivalentes de la máquina y sistemas de excitación presenta resultados satisfactorios y es válida en la agregación de otros sistemas de control.

• Las reactancias transitorias de eje directo equivalentes tienden a ser los valores de las reactancias paralelo correspondientes. Los parámetros equivalentes en p.u. de los sistemas de excitación Tipo 1 tienden a situarse entre los valores de los excitadores individuales, y como una aproximación podría emplearse un promedio aritmético.

6.1.3 Conclusiones Sobre Identificación de Generadores Coherentes

• Se analizan y clarifican conceptos de diferentes enfoques representativos del problema de identificación de grupos de generadores coherentes para estudios de estabilidad transitoria. El hecho de disponer de varias opciones para abordar el problema conduce a la obtención de equivalentes confiables. Las metodologías empleadas se han seleccionado debido a sus argumentos formales y a su aplicabilidad a una red real.

• El método modal-coherente es el más accesible y su algoritmo el de menor carga computacional. El disturbio considerado es el escalón ZMIID en la potencia mecánica de cada una de las máquinas, el cual es proporcional al cuadrado de las constantes de inercia. Este disturbio, junto con el cálculo de las medidas de coherencia rms entre cada par de

generadores, es suficiente para determinar grupos de generadores coherentes sin necesidad de simulación en el tiempo ni el cálculo de la eigenestructura. Los equivalentes modal y coherente derivados de la medida de coherencia rms son semejantes. El método modal-coherente identifica los grupos estrechamente interconectados, de esos grupos se eliminan las oscilaciones de mayor frecuencia.

• El equivalente de perturbaciones singulares tiene el atractivo computacional de manejar un modelo cuya matriz característica **A** es de orden n x n; esto debido a que desprecia el amortiguamiento de los modos mecánicos. Se hace notar que los *r* modos de baja frecuencia son los *r* modos más lentos de A; esta elección de *r* a priori es una de las críticas importantes al método. Una vez que se eligen los *r* modos más lentos, el interés es encontrar una matriz de agrupación L_g que indique cómo quedan conformadas las áreas coherentes. Esto se logra aplicando un algoritmo para determinar la matriz dicotómica L_d sin necesidad del cálculo de la eigenestructura. En resumen, el método tiene las siguientes desventajas: *a)* la elección de *r* a priori; *b)* no es posible obtener una separación en áreas para un disturbio particular.

• Los métodos basados en coherencia hacen uso de propiedades lineales para obtener la eigenestructura completa (derecha e izquierda) de la matriz A (2n x 2n) a partir de $\bar{A}$ (n x n). Estos métodos consideran que la localización explícita de la falla es fundamental en las potencias acelerantes experimentadas por las máquinas durante la falla y, por ende, sobre la coherencia de las máquinas. Las consideraciones más importantes del algoritmo de coherencia hacen que sólo se utilize una matriz característica **A**, durante todo el estudio, disminuyendo la carga computacional. La desventaja consiste en la necesidad del cálculo de los eigenvalores de A_1 de orden (n-1) x (n-1).

o Los métodos basados en coherencia hacen uso de la solución modal de las ecuaciones diferenciales a fin de identificar los generadores coherentes. Se hace uso de una medida de

coherencia rms, que es fácil de calcular una vez determinada la eigenestructura. Con los índices de coherencia y mediante la regla transitiva de reconocimiento de coherencia se eligen los grupos coherentes. El método es ingenioso y relativamente simple pero para sistemas de gran escala el costo computacional del cálculo de la eigenestructura es significativo.

• De las metodologías utilizadas, ninguna de ellas por si sola permite obtener equivalentes dinámicos que sean aplicables para cualquier condición de operación y para diferentes perturbaciones. Primero, todos los métodos se formulan linealmente, lo que ya de por sí es una limitante porque el problema original de estabilidad transitoria es no-lineal. Segundo, la mayoría de las técnicas están basadas en simplificaciones que permiten obtener un algoritmo computacionalmente aplicable.

• La aplicación de realizaciones balanceadas permite estimar el grado de agregación posible de grupos coherentes en sistemas multimáquina. La utilidad práctica está limitada a sistemas de potencia pequeños. La razón se debe a que la herramienta computacional para calcular los grammianos de controlabilidad y observabilidad no se puede utilizar cuando la matriz característica A del modelo de estado tiene grandes dimensiones.

• El uso de medidas de distancia electromecánicas permite delimitar la zona de contingencias con poco esfuerzo de cálculo. El hecho de calcular equivalentes para una zona de contingencias o para diversas condiciones de operación hace de esta metodología una de las más prometedoras. Con el propósito de preservar exactitud de resultados, se considera conveniente definir una zona intermedia. En ésta zona las máquinas serían representadas con menor detalle que las que pertenecen a la zona interna pero no se agregan como las de la zona externa.

• Del análisis de las diferentes formulaciones para la obtención de grupos coherentes,

aprovechando ventajas particulares, se propone un algoritmo para la identificación del área externa e intermedia. Los resultados obtenidos muestran que los equivalentes son confiables.

• La utilización conjunta de la técnica de distancias electromecánicas, de las metodologías para identificar grupos coherentes y el algoritmo para la definición de las zonas intermedia y externa, ha permitido estabalecer una metodología para formar equivalentes dinámicos prácticamente para cualquier grupo particular de generadores dentro de una zona de contingencia.

6.1.4 Conclusiones de la Aplicación de la Metodología

• Se han presentado resultados de equivalentes dinámicos para el sistema eléctrico de CFE. Aunque las técnicas empleadas para obtener grupos coherentes están desarrolladas para un sistema linealizado de ecuaciones diferenciales, los resultados de simulaciones en el tiempo utilizan un programa de estabilidad transitoria, donde se resuelve el conjunto no-lineal de ecuaciones para una condición de operación específica.

• En el problema de adaptación de parámetros de la máquina equivalente, ante cambios en la condición de operación, pueden ser de utilidad las expresiones (3.37) a (3.42), ya que proporcionan una relación directa entre los parámetros de la máquina equivalente y las condiciones operativas.

• Para formar equivalentes de la red en estudio, las tres áreas del norte son más difíciles de tratar, debido a enlaces débiles y a la influencia que tiene la inercia de plantas importantes (MNZ, MMT) localizadas al sur. En general, las áreas Central y Sureste tienen gran influencia sobre aquellas.

• De los resultados obtenidos para las diferentes áreas de control, se sugiere dividir las áreas Occidental, Noroeste, Norte y Sureste en dos sub-áreas y obtener un equivalente para cada una de ellas, de tal forma que se tengan dos zonas de contingencia general por área y así lograr equivalentes precisos. Se concluye también que no es conveniente agregar plantas como MNZ, MMT, TUL, LAV, ALT (debido a su inercia e importancia) si se quiere conservar exactitud de resultados, a pesar de que en ocasiones los resultados del algoritmo indiquen que se puede hacer.

• La frecuencia de oscilación del modo mecánico más grande está asociada a la máquina más pequeña (BOQ-1A4). Por lo demás, las frecuencias se encuentran en el rango 0.25-2.1 Hz. En la mayoría de los modos se ven involucradas de forma importante un promedio de 4-5 máquinas.

• Del análisis modal para los sistemas equivalente y base se observó la preservación con buena aproximación de los modos en que participan las máquinas de interés. Esto permite concluir que las simulaciones en el tiempo se asemejen a las del caso base.

6.2 Recomendaciones para trabajos futuros

A continuación se sugieren temas de los que pueden desprenderse investigaciones importantes.

6.2.1 Recomendaciones Sobre Equivalentes de Centrales Eléctricas

• La reducción de los modelos de sistemas de excitación y sistemas de regulación modernos de velocidad, es un tema de gran interés.

• Para los parámetros del sistema de excitación equivalente no existe reportada una forma explícita de calcularlos, utilizar el ajuste de curvas para tratar de conocer su sensibilidad respecto a variaciones de carga es un proceso laborioso. El cálculo de los parámetros de una manera analítica es deseable.

• La agregación de sistemas de excitación de diferente tipo es un tópico de interés. Se debe incluir la problemática de las no-linealidades correspondientes.

6.2.2 Recomendaciones Sobre Sistemas Multimáquina

o La ecuación de oscilación equivalente puede facilitar una interpretación de las contribuciones de los diferentes elementos al par eléctrico. En este tema existe trabajo por realizar. Además, otra de las ventajas de la técnica es su posible implementación en modelos multimáquina, y es un tema potencial de investigación.

• El problema de identificación de coherencia es un problema abierto, hasta la fecha, por ejemplo, no se ha estudiado cómo influyen los controles y las cargas en el comportamiento coherente de los generadores para estudios de varios segundos.

• También, se puede observar que teóricamente existen diversas maneras de satisfacer las condiciones de coherencia estricta. Así, la carga inicial, los ángulos iniciales, la localización del disturbio, etc., son factores que influyen en el comportamiento coherente, hasta la fecha no se ha podido determinar claramente cómo están entrelazados cada uno de ellos en el comportamiento coherente.

• Es importante continuar la investigación sobre la forma de conectar un generador equivalente a la red que se retiene, respetando en todo momento las inyecciones de potencia al sistema, de acuerdo al comportamiento de las máquinas individuales.

• Formular las ecuaciones del método de perturbaciones singulares empleando como condición inicial el estado inmediatamente después de liberada la falla, se debe investigar la mejor elección del número r de reas coherentes en que se divide el sistema.

• Es necesario e importante detallar procedimientos para formar equivalentes válidos para diferentes condiciones de operación y ante diversas perturbaciones. En esta tesis, la aplicación se hizo en las Areas de Control de CFE para una condición de operación. Es interesante obtener datos (por ejemplo, factores de sensitividad) que permitan adaptar el equivalente para diferentes condiciones de operación.

• Es necesario continuar con el estudio de metodologías no-lineales en la obtención de equivalentes dinámicos.

• La incorporación de otras medidas de distancia, evaluación de las mismas, así como de otros procedimientos de conjunción, son deseables.

6.3 Aportaciones

• Se propone un algoritmo (capítulo 4, sección 4.10) y una metodología (capítulo 4, sección 4.11) para la formación de equivalentes dinámicos válidos para una zona de contingencias y aplicables a estudios de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia.

• Se presenta una técnica formal que permite separar la dinámica del sistema de potencia en tres zonas. El procedimiento es sistemático, fácil de implementar y seguro en la delimitación de las zonas (capítulo 4, sección 4.11).

• Se comprueba la aplicabilidad de la técnica de realizaciones balanceadas en la reducción del orden de los modelos linealizados de generadores y de los sistemas de control automático, asi como en el cálculo de un índice de calidad para la agregación de generadores (capítulo 3, sección 3.3.1 y 3.4).

• La validez y eficiencia de la metodología propuesta ha sido verificada con la obtención de equivalentes dinámicos para cada una de las Areas de Control del Sistema Interconectado Nacional, donde se obtuvieron resultados que se comparan cercanamente a los del caso base (capítulo 5).

• Se presentan en detalle y se realiza un análisis crítico de las metodologías más relevantes para identificar grupos coherentes, señalando sus ventajas, desventajas y clarificando conceptos. Se realizan modificaciones y adaptaciones para mejorar algunas de sus desventajas (capítulo 4, sección 4.6).

• Se confirma la utilidad de un área intermedia en la red eléctrica, y se comprueba la utilidad de la técnica de distancias electromecánicas en la delimitación precisa de las zonas

intermedia y externa (capítulo 5).

• Se probaron las ventajas y utilidad de la técnica de la ecuación de oscilación equivalente en la obtención de una ecuación de segundo orden equivalente, que incluye toda la dinámica electromecánica del generador, sistema de excitación y demás controles, independientemente del orden del modelo del generador y sistemas de control (capítulo 3, sección 3.3).

• Se validan las expresiones para el cálculo de los parámetros del generador equivalente, las cuales son directas y que toman ventaja sobre el ajuste de curvas de respuesta a la frecuencia (capítulo 3, sección 3.5.2).

Referencias

[1] Brown, H.E., Shippley, R.B., Coleman, D., "Study of Stability Equivalents.", *IEEE Trans.* on PAS 88, No. 3, pp. 200-206, March 1969.

[2] Davison, E. J., "A New Method for Simplifying Large Linear Dynamic Systems.", *IEEE Trans. on AC* 13, No. 2, pp. 214-215, Apr. 1968.

[3] Elangovan, S. and Kuppurajulu, A., "System Analysis by Simplified Models.", *IEEE Trans. on AC* 15, No. 2, pp. 234-237, Apr. 1970.

[4] Okobo, S., Suzuki, H. and Vemura, K., "Modal Analysis for Power Dynamic Stability.", *IEEE Trans. on PAS* 97, No. 4, pp. 1313-1318, July/Aug 1978.

[5] Pérez Arriaga, I. J., Schweppe, F. C. and Verghese, G. C., "Selective Modal Analysis: Basic Results.", *IEEE PES Winter Meeting*, pp. 649-656, New York 1980.

[6] Van Ness, J. E., "Improving Reduced Dynamic Models on Power Systems.", *IEEE PICA*, pp. 155-157, Conference 1975.

[7] Chang, E. and Adibi, M. M., "Power System Dynamic Equivalents.", *IEEE Trans. on PAS* 89, No. 8, pp. 1737-1743, Nov/Dec 1970.

[8] Lee, S.T. and Schweppe, F. C., "Distance Measures and Coherency Recognition for Transient Stability Studies.", *IEEE Trans. on PAS* 93, No. 5, pp. 1550-1557, Sept/Oct 1973.

[9] Lawler, J. S. and Schlueter, R. A., "Computational Algorithms for Constructing Modal-Coherent Dynamic Equivalents.", *IEEE Power Summer Meeting*, Paper No. 81, SM 427-4, Portland, Oregon, July 26-31, 1981.

[10] Podmore, R., "Identification of Coherent Generators for Dynamic Equivalents.", *IEEE Trans. on PAS* 97, No. 4, pp. 1344-1354, July/Aug. 1978.

[11] Podmore, R. and Germond, A., "Development of Dynamic Equivalents for Transient Stability Studies.", *Final Report on EPRI Project RP* 763, May 1977.

[12] Schlueter, R. A., Akthar, H. and Modir, H., "An RMS Coherency Measure: A Basic for Unification of Coherence and Modal Analysis Model Aggregation Techniques.", *IEEE PES Summer Power Meeting*, Paper A78 533-2, 1978.

[13] Chow, J. H., Allemong, J. J. and Kokotovic, P. V., "Singular Perturbation Analysis with Sustained High Frequency Oscillations.", *Automatica*, 14, No. 3, pp. 271-279, May/June 1978.

[14] Winkelman, J. R., Avramovic, B., Chow, J. H. and Kokotovic, P. V., "Area Decomposition for Electromechanical Models of Power Systems.", *IFAC Symposium on Large Scale System Theory and Application*, 1980.

[15] Pai, M. A. and Adgoankar, R. P., "Identification of Coherent Generators Using Weighted Eigenvectors.", *IEEE PES Winter Power Meeting*, Paper AZ9-022-5, 1969.

[16] Moore, B. C., "Principal Component Analysis in Linear Systems: Controllability, Observability, and Model Reduction.", *IEEE Trans. on AC* 26, No. 1, pp.17-32, Feb. 1981.

[17] Ramírez , J. M. y Cañedo, J. M., "Aplicación de las Realizaciones Balanceadas a los Sistemas Eléctricos de Potencia.", *IEEE RVP-90-SIS-20*, pp. 135-141 Vol. Sistemas de Potencia, Acapulco, Gro. 1990

[18] Troullinos, G. and Dorsey, J. F., "Application of Balanced Realizations to Power System Equivalents.", *IEEE Trans. on AC* 30, No. 4, pp. 414-416, April 1985.

[19] Vargas, R., Aboytes, F. "Análisis y Aplicación de Equivalentes en Sistemas Eléctricos de Potencia", *Reporte Interno I.* CFE, CENACE-DID, 1983.

[20] Dicaprio, U. and Marconato, R., "Structural Coherency Conditions in Multimachine Power Systems.", *VII IFAC World Congress*, 1980.

[21] Dorsey, J. F.,"The Determination of Reduced Order Models for Local and Global Analysis of Power Systems.", *Ph. D. Thesis*, Michigan State University, 1980.

[22] Dorsey, J. F. and Schlueter, R. A., "Structural Archetypes for Coherency: A Framework for Comparing Power System Equivalents.", *Automatica*, 20, No. 3, pp. 349-352, 1984.

[23] Troullinos, G. and Dorsey, J., "Coherency and Model Reduction: State Space Point of View.", *IEEE Trans. on PWS* 4, No. 3, pp.988-995, Aug. 1989.

[24] Meisel, J., "Reference Frames and Emergency State Control for Bulk Electric Power Systems.", *Proceedings of the 1977 Joint Automatic Control Conference*, Vol. 2, pp. 747-754.

[25] Anderson, P. M. and Fouad, A., "Power System Control and Stability." *Iowa State University Press, Ames, IA*, 1977.

[26] Schlueter, R. A., Ahn, U. and Modir, H., "Modal Analysis Equivalents Derived Based on the RMS Coherency Measure.", *IEEE PES Winter Meeting* 1979, Paper A 79 061-3.

[27] Lawler, J. and Schlueter, R. A., "Modal-Coherent Equivalents Derived from an RMS Coherency Measure.", *IEEE Trans. on PAS* 99, No. 4, pp. 1415-1425, July/ Aug. 1980.

[28] Ramírez, J.M. y Cañedo, J.M., "Equivalentes dinámicos de las áreas de control de CFE para estudios de estabilidad transitoria". *IEEE Sección México, RVP-92-SIS-03*, pp. 13-20, Acapulco, Gro., 1992.

[29] Lawler, J. S., "Modal-Coherent Equivalents Derived from an RMS Coherency Measure.", *Ph. D. Thesis*, Michigan State University, 1979.

[30] "Coherency Based Dynamic Equivalents for Transient Stability Studies", *Final report on EPRI Project RP904*, Dec.1974.

[31] Undrill, J. M. and Turner, A. E., "Construction of Power System Electromechanical Equivalents by Modal Analysis.", *IEEE Trans. on PAS* 90, pp. 2049-2071, Sep/Oct 1971.

[32] Porter, B. and Crossley, R., "Modal Control. Theory and Applications". *Taylor & Francis Ltd.* 1972.

[33] Kokotovic, P. V., Avramovic, B., Chow, J. H. and Winkelman, J. R., "Coherency Based Decomposition and Aggregation.", *Automatica*, 18, No. 1, pp. 47-56, 1982.

[34] Kokotovic, P. V., Avramovic, B., Chow, J. H. and Winkelman, J. R., "An Analysis of Interarea Dynamics on Multimachine Systems.", *IEEE Trans. on PAS* 100, No. 2, pp. 754-762, Feb. 1981.

[35] Fossard, A. J., Berthelot, M. and Magni, J. F., "On Coherency-Based Decomposition Algorithms.", *Automatica*, 19, No. 3, pp. 247-253, 1983.

[36] Kokotovic, P. V., Khalil, H. K. and O'Reilly, J., "Singular Perturbation Methods in Control: Analysis and Design.", *Academic Press*, 1986.

[37] Strang, G., "Algebra Lineal y sus Aplicaciones.", Fondo Educativo Interamericano, 1982.

[38] Grande Morán, C., "Reduced Order Modelling in Multimachine Power Systems.", *Ph. D. Thesis*, Iowa State University, 1982.

[39] Skelton, R. E., "Dynamic Systems Control", *John Wiley & Sons*, 1988.

[40] Chen. C. T., "Linear System Theory and Desing.", *Holt*, Rinehart and Winston, 1984.

[41] Pérez Arriaga, J.I., "Selective Modal Analysis With Applications to Electric Power Systems.", *Ph. D. Thesis*, MIT, 1981.

[42] Al-fuhaid, A. S., "Coherency Identification and Stability Equivalent for Transient Stability Studies of Power Systems.", *Ph.D. Thesis*, North Carolina State University, 1982.

[43] Ralston, A. and Rabinowitz, P., "A First Course in Numerical Analysis.", *McGraw-Hill*, 1978.

[44] Salinas, H. y Aboytes, F., "Análisis y aplicación de equivalentes en sistemas de potencia". *Proyecto de investigación DIE-88-04*, UANL, Junio de 1988.

[45] H. Rudnick, R. I. Patino and A. Brameller, "Power System Dynamic Equivalents: Coherency Recognition via the Rate of Change of Kinetic Energy". *IEE Proc.* vol. 128, Pt.C, No. 6, pp. 325-333, Nov. 1981.

[46] D. E. T. Hiyama, "Identification of Coherent Generators Using Frecuency Responses," *IEE Proc.* vol. 128, Pt. C, No. 5, pp. 262-268, Sept. 1981.

[47] Lj. T. Grujic, M. Darwish and J. Fantin, "Coherence Vector Liapunov Functions and Large-scale Power Systems", *Int. J. Systems Science*, Vol. 10, No. 3, pp. 351-362, 1979.

[48] Yao-nan Yu and M.A. El-Sharkawi, "Estimation of External Dynamic Equivalents of a Thirteen-machine System". *IEEE Trans. on PAS*, 1324-1332, March 1981.

[49] Belhomme, R. and Pavella, M.,"A Composite Electromechanical Distance Approach to Transient Stability. *IEEE Trans. on PWS*, Vol. 6, No. 2, May 1991.

[50] Belhomme, R., "Distances électromécaniques en stabilité transitoire. Une approche de décomposition-agrégation des réseaux électriques." *Thése de Doctorat*, Université de Liége, 1990.

[51] Djukanovic, N., Sobajic,D.J., and Pau, Y.H.,"Artificial Neural Network Based Identification of Dynamic Equivalents". *Electric Power Systems Research*, 24 (1992), pp. 39-48.

[52] Savu Savulescu, "Equivalents for security analysis of power systems". *IEEE Trans. on PAS, Vol. 100, No. 5, May 1981*. pp. 2672-2682.

[53] Elgerd, O.I. "Electric Energy Systems Theory. An Introduction". *McGraw-Hill*, 1982.

[54] Aboytes, F., Ramírez R., Sánchez F., Cañedo J. M."Estabilidad Dinámica en Sistemas Eléctricos de Potencia". *CFE*, 1991.

[55] Arroyo, G., Aboytes, F., " Estabilidad Transitoria en Sistemas Eléctricos de Potencia". *CFE*, 1990.

[56] Haque, M.H., Rahim, A.H.M.A. "An Efficient Method of Identifying Coherent Generators Using Taylor Series Expansion". *IEEE Trans. on PWR*, Vol. 3, No.3, August 1998.

[57] Ramírez, J.M., y Cañedo, J.M., "Modelos de orden reducido". *Reporte de investigación*, 1992.

[58] Ramírez, J.M., y Cañedo, J.M., "Metodologías para la obtención de equivalentes dinámicos". *Reporte de investigación*, 1992

[59] Cañedo C., J.M., "Oscilaciones de Potencia Eléctrica". IX de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica. *IEEE Sección México*, Noviembre de 1987.

[60] Schulz, R.P. "Synchronous Machine Modeling". *Symposium on Adequacy and Philosophy of Modeling: System Dynamic Performance.* IEEE Publ. 75 CH O970-PWR, 1975.

[61] Cañedo, J.M., "Estudio Comparativo del Generador Síncrono Utilizando Diferentes Formulaciones". *IEEE Sección México, RVP-89-SIS-10*. pp. 68-76. Acapulco, Gro,

1989.

[63] Ramírez, J.M., y Cañedo, J.M., "Equivalentes dinámicos en la red de CFE". *Reporte de investigación*, 1992.

[64] Ward, J.B., "Equivalent Circuits for Power-Flow Studies". *IEEE Trans. on PAS, Vol. 68,* 1974, pp. 373-382.

[65] Pernebo, L. and Silverman, L.M., "Model Reduction Via Balanced State Space Representations". *IEEE Trans. on Automatic Control*, Vol. AC-27, No. 2, April 1982, pp. 328-337.

[66] Allemong, J.J.,"A Singular Perturbation Approach to Power System Dynamic". *Ph. D. Thesis, University of Illinois at Urbana-Champaign*, 1978.

[67] Sauer, P.W., Ahmed-Zaid S. and Kokotovic, P., "An Integral Manifold Approach to Reduced Order Dynamic Modeling of Synchronous Machines". *IEEE Trans. on PWR, Vol. 3, No.1, Feb. 1988,* pp. 17-23.

[68] Aboytes, F. y Salinas, H., "Obtención de Equivalentes para el Diseño de Esquemas de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia". *Reunión de Verano de Potencia organizada por el IEEE Sección México en Acapulco, Gro.* RVP-SIS-12, pp. 166-172.

[69] Aboytes, F. y Salinas, H.," Aplicación de Equivalentes Híbridos en el Análisis de Sistemas de Potencia". *IEEE Sección México.* I-RVP-88-SP-26, presentada en Acapulco, Gro. 1988

[70] Aboytes, F. y Salinas, H.," Aplicación de Equivalentes en el Análisis de Sistemas de Potencia". *Tercer Encuentro Regional Latinoamericano de CIGRE, Foz Do Iguacu, Brasil,* Mayo de 1989.

[71] Tinney, W.F. and Bright J.M., "Adaptive Reductions for Power Flow Equivalents". *IEEE Trans. on Power Systems, Vol. PWRS-2, No. 2, May 1987.* pp.351-360

[72] Vargas, R., Aboytes, F. "Determinación de Equivalentes de Plantas Generadoras en Estudios de Estabilidad Transitoria", *Reporte Interno.* CFE-CENACE-DID, Mayo de 1986.

[73] Vargas, R., Aboytes, F. "Equivalentes Heurísticos Combinados para Análisis en Estado Estable y Dinámico", *Reporte Interno.* CFE-CENACE-DID, Abril de 1987.