บทที่ 7

ระบบกำลังไฟฟ้าทางภาคใต้ของประเทศไทย

7.1 บทนำ

ในบทนี้จะทำการวิเคราะห์ระบบกำลังไฟฟ้าทางภาคใต้ของประเทศไทยโดยเริ่มจากศึกษาสภาพการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในสภาวะปกติ ,การทดสอบความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าของสายส่งหลัก จากระบบหลักไปสู่ภาคใต้ ,การวิเคราะห์และสรุปผลการทดสอบ

7.2 สภาพการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในสภาวะปกติ

ระบบกำลังไฟฟ้าทางภาคใต้ของประเทศเป็นระบบที่อยู่ห่างไกลจากระบบหลักมากดังนั้นจึงมีโอกาสเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (Blackout)ได้บ่อยครั้งเนื่องมาจากข้อจำกัดทางด้านระบบส่งกล่าวคือสายส่งหลัก (Tie-Line) ระหว่างระบบหลักกับระบบทางภาคใต้มีระยะทางไกลมากและมีเส้นทางเข้าสู่ภาคใต้เพียงเส้นทางเดียวโดยเริ่มตั้งแต่จังหวัดประจวบคีรีขันธ์เรื่อยไป ในการวิเคราะห์การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจะกำหนดเขตแบ่งระบบหลักกับระบบทางภาคใต้ที่กลางสายส่งบางสพาน-สุราษฎร์ธานี (BSP-SRT) และที่กลางส่งสายส่งประจวบคีรีขันธ์-ชุมพร (PKK-CP) ดังรูปที่ 7.1 ซึ่งสายส่งดังกล่าวนี้จัดเป็นสายส่งหลักในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างระบบหลักกับระบบทางภาคใต้ ในการศึกษาสภาพระบบที่ใหญ่ขนาดนี้ในแง่เพียงต้องการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าหากศึกษาทั้งระบบจะทำให้เสียเวลาในการทำความเข้าใจดังนั้นจึงแบ่งระบบกำลังไฟฟ้าออกเป็น 6 Area ดังรูปที่ 7.2 โดยArea 1 คือระบบหลัก และ Area 2 ถึง 6 คือระบบทางภาคใต้ การแบ่งระบบภาคใต้ออกเป็น 5 Area พิจารณาจากการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าระหว่าง Area ทำให้สามารถทราบลักษณะของระบบในสภาวะปกติได้อย่างคร่าว ๆ โดย Area ทั้ง 6 ประกอบด้วย

Area 1 คือระบบหลักซึ่งคือระบบทางภาคตะวันตกของประเทศโดยรับกำลังผลิตทางบัส 1 ซึ่งเป็นบัสอนันต์ (สถานีไฟฟ้าแรงสูงบ้านโป่ง 2 , BP 2) และที่บัส 2 (สถานีไฟฟ้าแรงสูงสามพราน 1, SA 1) และเชื่อมโยงกับ Area 2 ที่สายส่งบางสพาน (BSP)-สุราษฎร์ธานี (SRT) และที่สายส่งประจวบคีรีขันธ์ (PKK)-ชุมพร (CP)

Area 2 คือบริเวณภาคใต้ตอนบนประกอบด้วยสถานีไฟฟ้าแรงสูงสุราษฎร์ธานี (SRT) , ชุมพร (CP) , พุนพิน (PP) , บ้านดอน (BDN)

Area 3 คือโรงไฟฟ้าขนอม (KN Plant) และสถานีไฟฟ้าแรงสูงขนอม (KN)

Area 4 คือบริเวณภาคใต้ฝั่งอันดามันประกอบด้วยสถานีไฟฟ้าแรงสูงรัชชประภา (RPB) , ตะกั่วป่า (TP) , ระนอง (RN) , พังงา (PN) , กระบี่ (KA) , ภูเก็ต 1 (PK 1) , ภูเก็ต 2 (PK 2) และเขื่อนรัชชประภา (RPB Plant)

Area 5 คือบริเวณภาคใต้ฝั่งอ่าวไทยประกอบด้วยสถานีไฟฟ้าแรงสูงทุ่งสง (TS) , ลำภูรา (LR) , นครศรีธรรมราช (NT) , ระโนด (RA) , พัทลุง (PU) , หาดใหญ่ 2 (HY 2) , หาดใหญ่ 1 (HY 1) , สงขลา (SKL) , สะเดา (SDO) , สตูล (STU) , ปัตตานี (PTN)

Area 6 คือบริเวณภาคใต้ตอนล่างประกอบด้วยสถานีไฟฟ้าแรงสูงยะลา (YL) , นราธิวาส (NW) , สุไหงโกลก (SUK) , บ้านสันติ (BST) และเขื่อนบางลาง (BLG Plant)

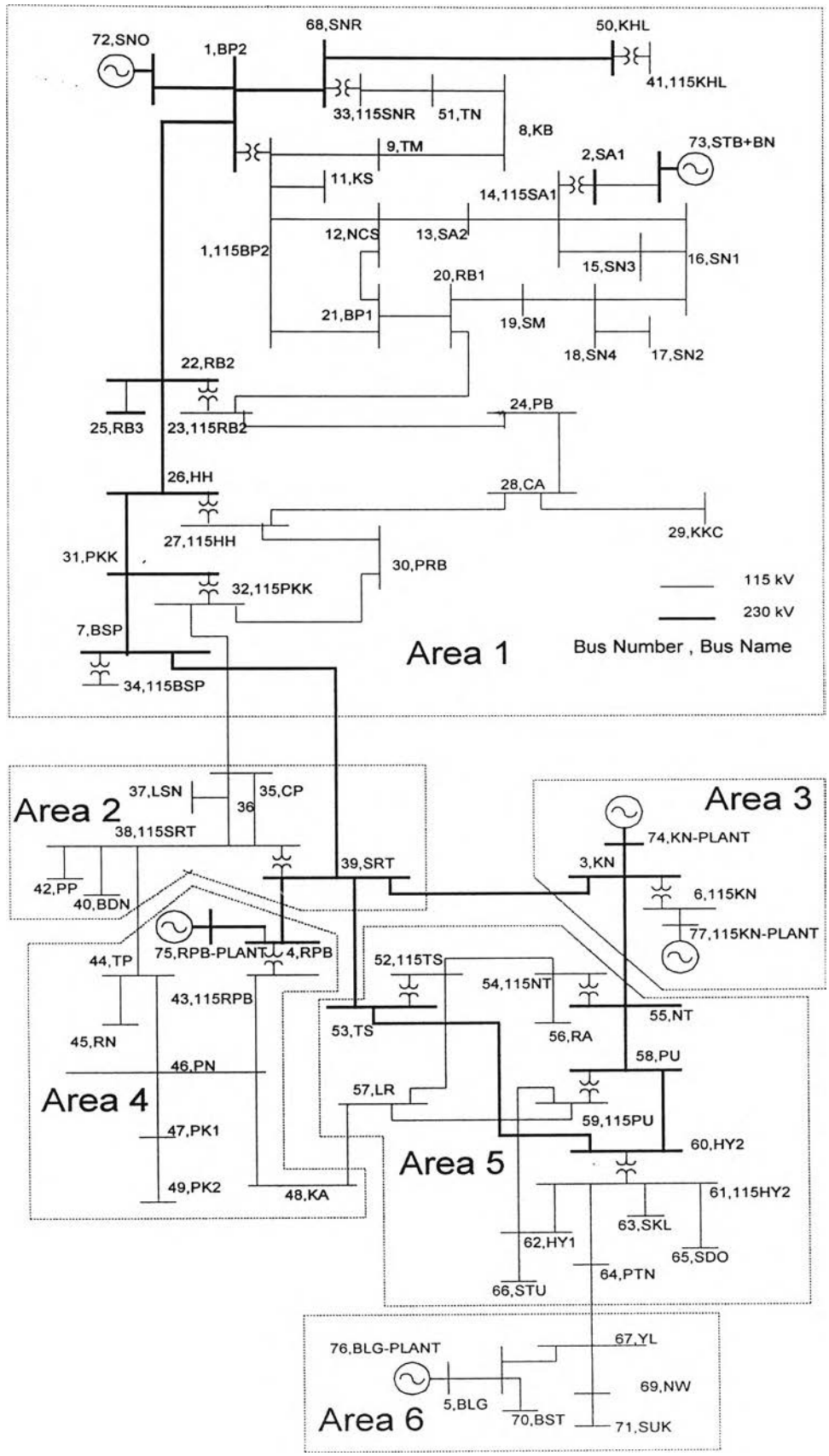
7.3 การทดสอบความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าของสายส่งหลัก

ในการทดสอบความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าของสายส่งหลักจากระบบหลักไปสู่ภาคใต้จะทดสอบโดยเกิดเหตุการณ์ สามเฟสฟอลต์ที่บัส 7 เป็นเวลา 0.10 วินาที จากนั้นสายส่ง 7-39 Trip 1 วงจร โดยไม่มีการรีโคลส จากนั้นจะศึกษาพฤติกรรมในส่วนต่าง ๆ ของระบบโดยเฉพาะสายส่งหลัก ระหว่าง Area 1 กับ Area 2 ของวงจรที่เหลือ โดยในการทดสอบจะมีหลายกรณีซึ่งแบ่งตามสภาพกำลังผลิตของระบบทางภาคใต้ที่ระดับกำลังผลิตที่ต่าง ๆ กันที่โหลดสูงสุด (Peak Load)

7.4 การทดสอบกรณีกำลังผลิตทางภาคใต้จ่ายกำลังสูงสุด (Spinning Reserve = 0)

Area	กำลังผลิต (MW)	โหลด +ความสูญเสีย (MW)
1	1160.80	1203.11
	42.31 (รับจากภาคใต้)	
รวม (ระบบหลัก)	1203.11	1203.11
2	0	150.00
3	775.36	38.10
4	208.37	209.64
5	0	535.96
6	72.1	78.83
		43.3 (ส่งไประบบหลัก)
รวม (ภาคใต้)	1055.83	1055.83

ตารางที่ 7.1 กำลังผลิตทางภาคใต้กรณีกำลังผลิต 100 %



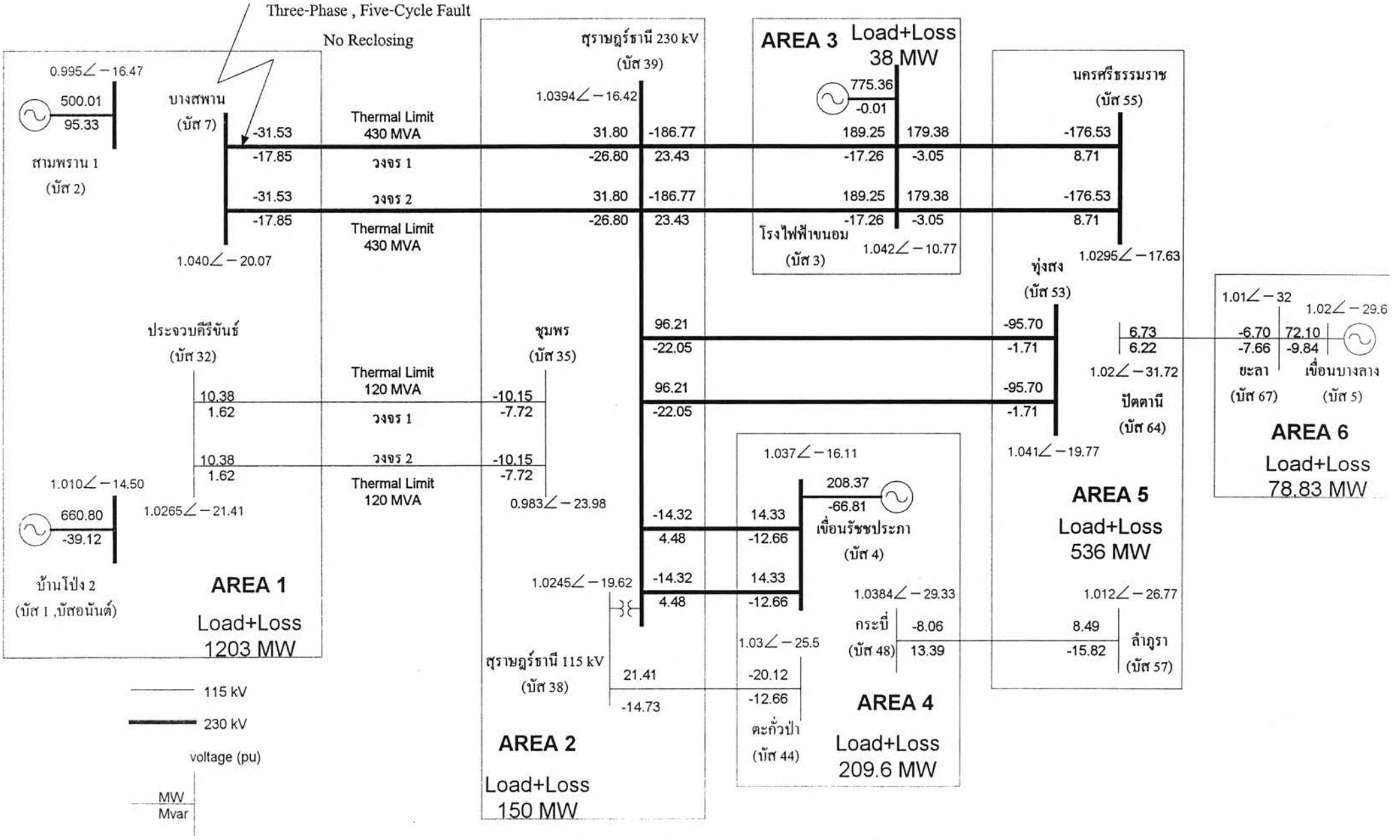
รูปที่ 7.1 ระบบกำลังไฟฟ้าที่ศึกษา

Area	Line	MW	Mvar
1-2	32-35	20.7534	3.2398
	7-39	-63.0607	-35.7098
รวม		-42.3073	-32.47
2-1	35-32	-20.2985	-15.4386
	39-7	63.6018	-53.8082
		43.3033	-69.2468
2-3	39-3	-373.54	46.852
3-2	3-39	378.50	-34.51
2-4	39-4	-28.6337	8.9574
	38-44	21.4106	-14.7274
รวม		-7.2231	-5.7700
4-2	4-39	28.6597	-25.3124
	44-38	-20.1243	12.6636
รวม		8.5354	-12.6488
2-5	39-53	192.42	-44.096
5-2	53-39	-191.39	3.4105
4-5	48-57	-8.0551	13.3905
5-4	57-48	8.4949	-15.8210
3-5	3-55	358.76	-6.1086
5-3	55-3	-353.05	17.4180
5-6	64-67	6.7336	6.2218
6-5	67-64	-6.6974	-7.6562

ตารางที่ 7.2 กำลังไฟฟ้าที่ส่งจ่ายระหว่าง Area

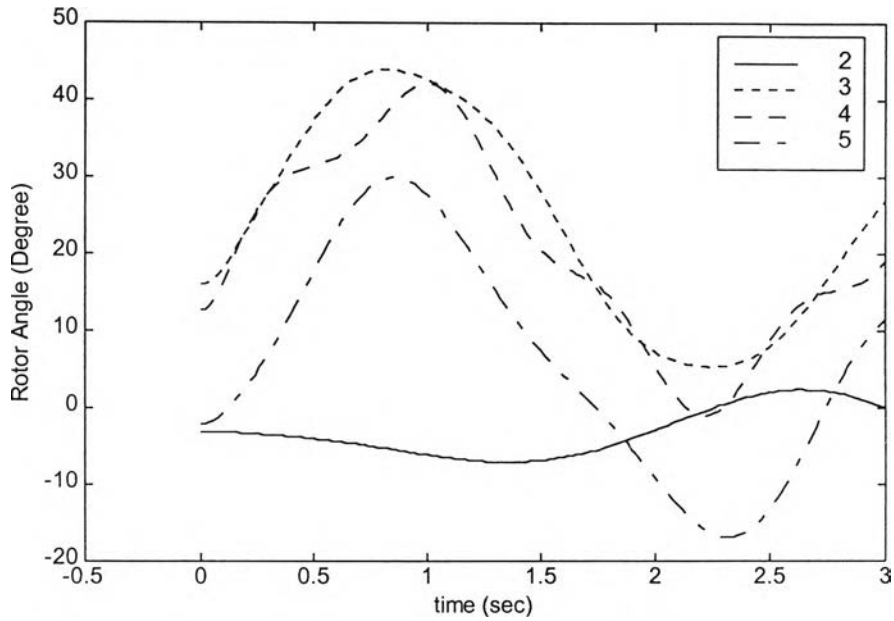
Area	Bus	V (pu)	Angle (Degree)
1	1	1.0100	-14.5013
	2	0.9950	-16.4687
	7	1.0400	-20.0674
	32	1.0265	-21.4076
2	35	0.9831	-23.9800
	38	1.0245	-19.6211
	39	1.0394	-16.4203
3	3	1.0420	-10.7661
	6	1.0070	-9.5470
4	4	1.0370	-16.1128
	44	1.0301	-25.4645
	48	1.0384	-29.3313
5	53	1.0414	-19.7683
	55	1.0295	-17.6306
	57	1.0118	-26.7704
	64	1.0196	-31.7170
6	5	1.0200	-29.6217
	67	1.0089	-32.0017

ตารางที่ 7.3 ศักดาไฟฟ้าในแต่ละ Area

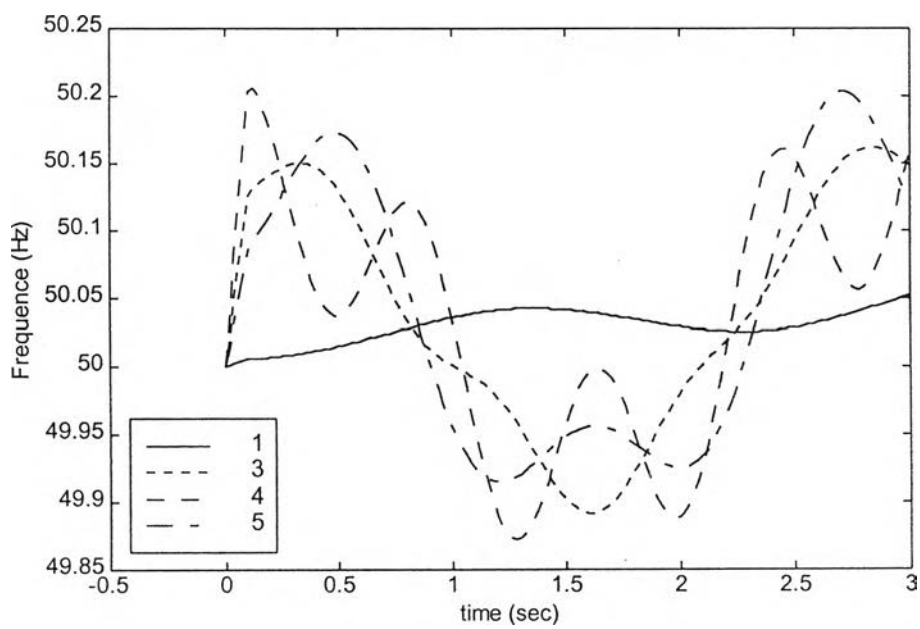


รูปที่ 7.2 สภาพระบบที่ระดับ 42.3 MW Transfer (จากภาคใต้ไประบบหลัก)

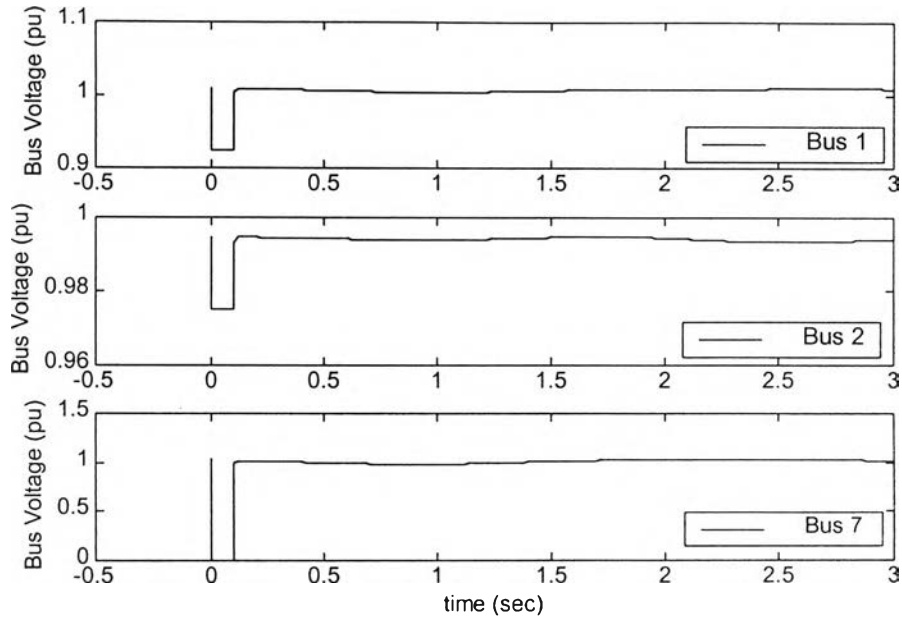
ผลการทดสอบ



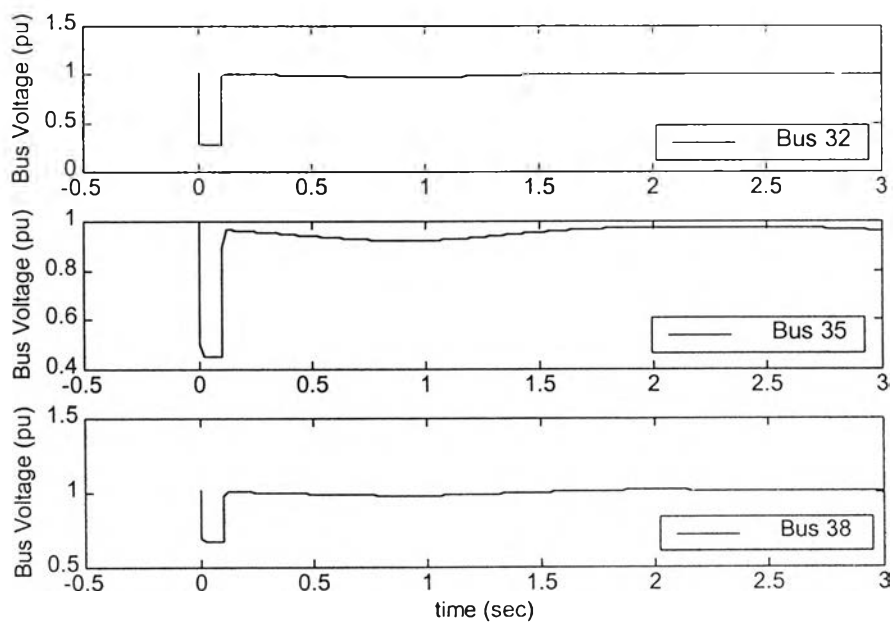
รูปที่ 7.3 มุมของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเทียบกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 1



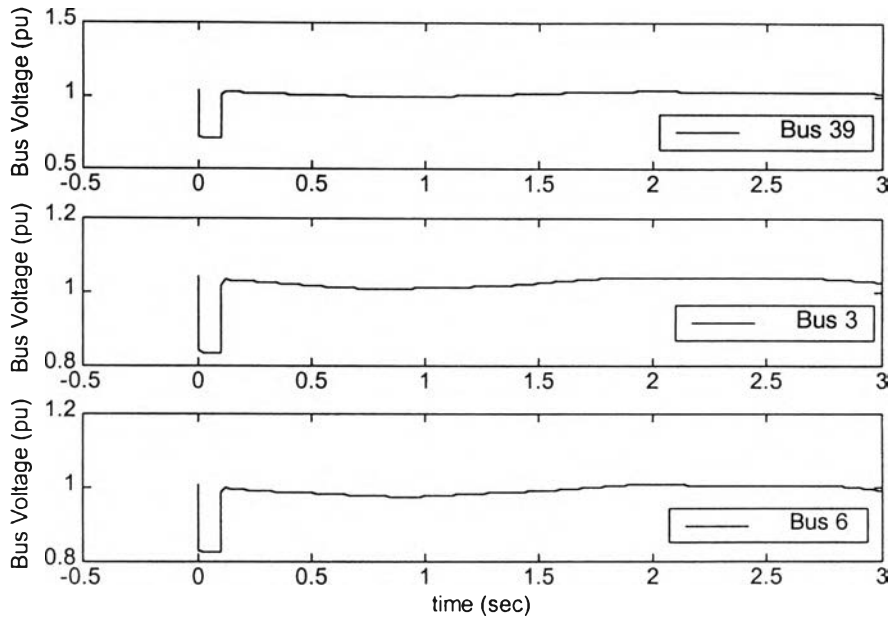
รูปที่ 7.4 ความถี่ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้า



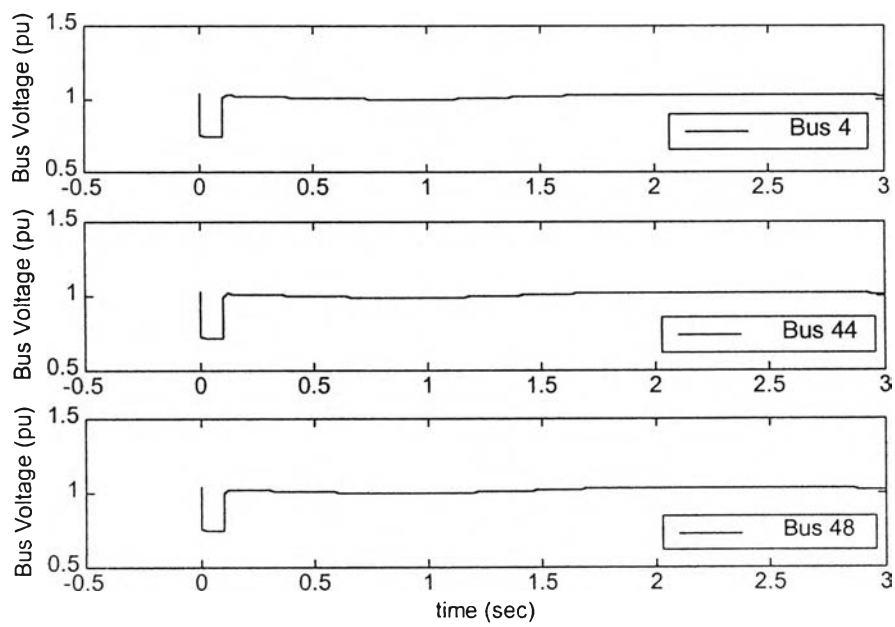
รูปที่ 7.5 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 1 , 2 และ 7



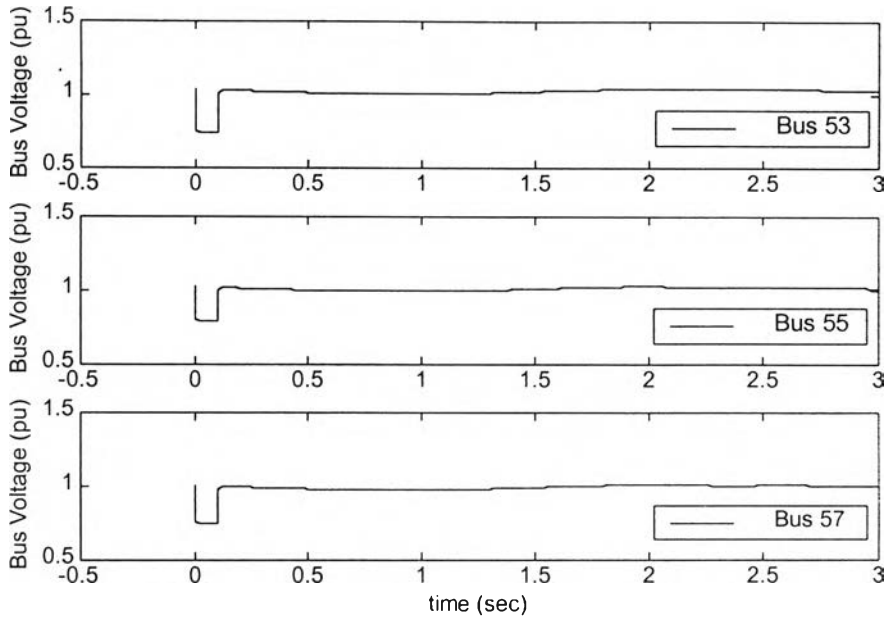
รูปที่ 7.6 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 32 , 35 และ 38



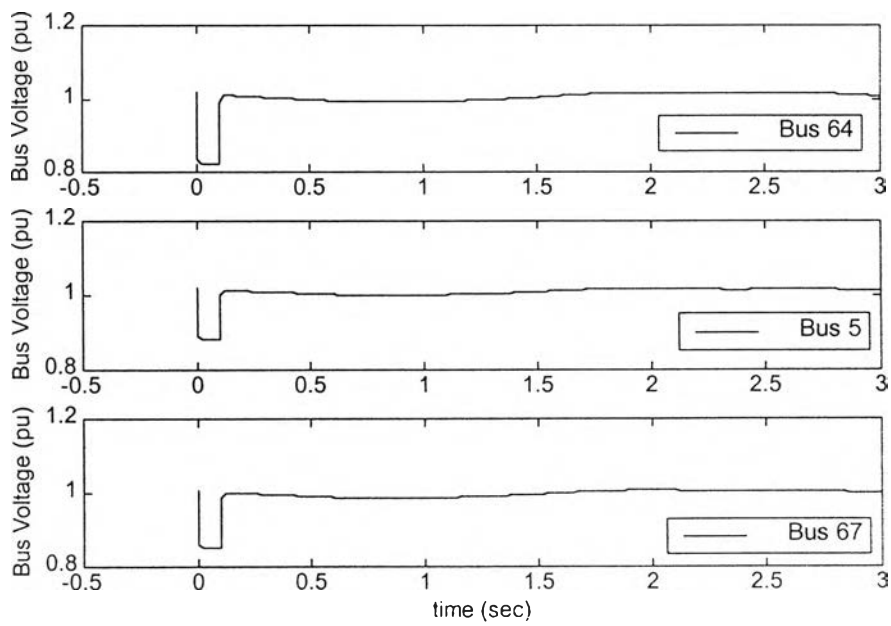
รูปที่ 7.7 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 3 , 6 และ 39



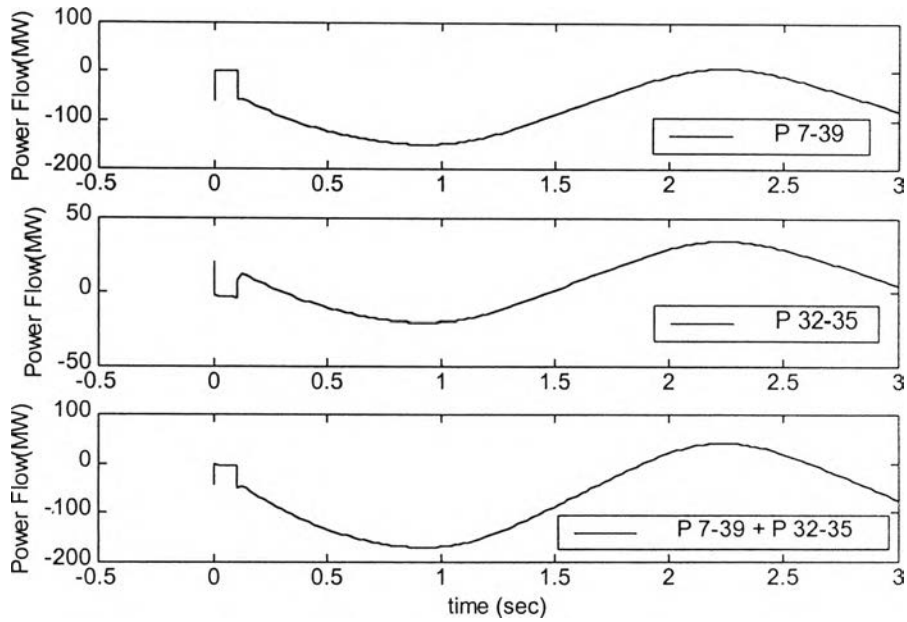
รูปที่ 7.8 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 4 , 44 และ 48



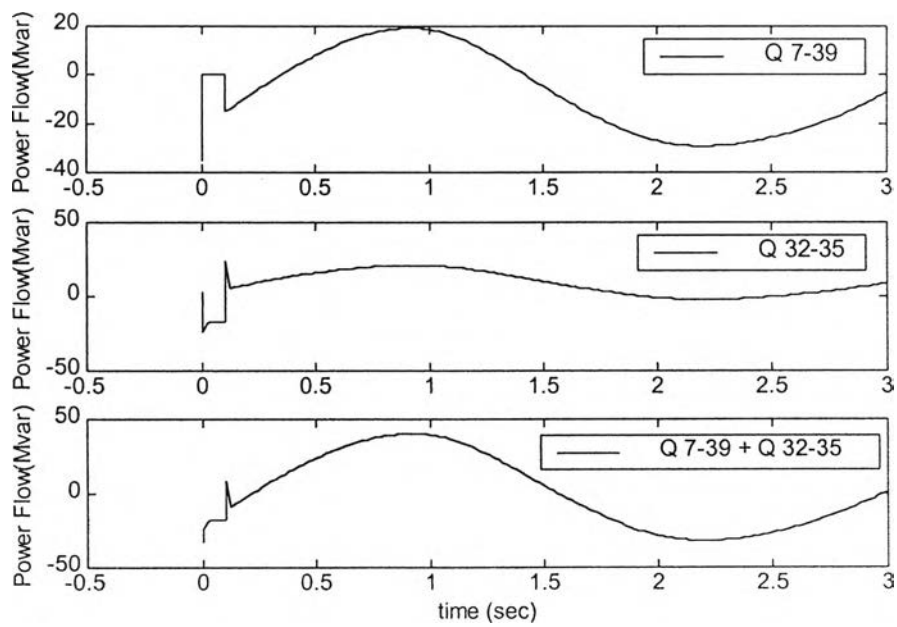
รูปที่ 7.9 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 53 , 55 และ 57



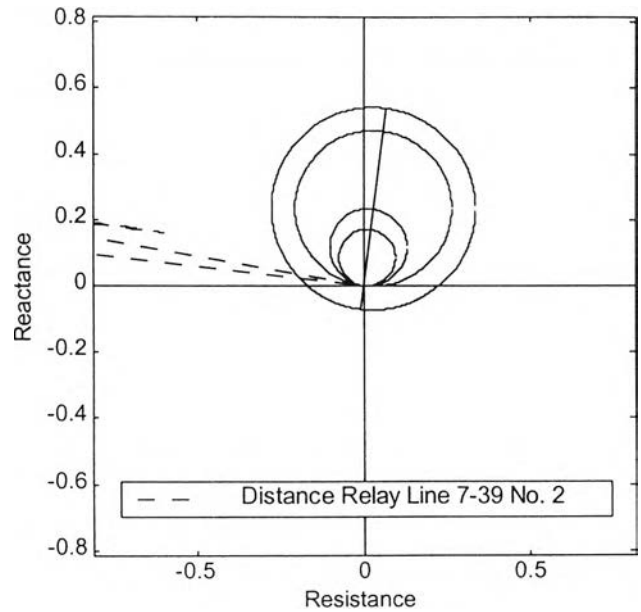
รูปที่ 7.10 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 5 , 64 และ 67



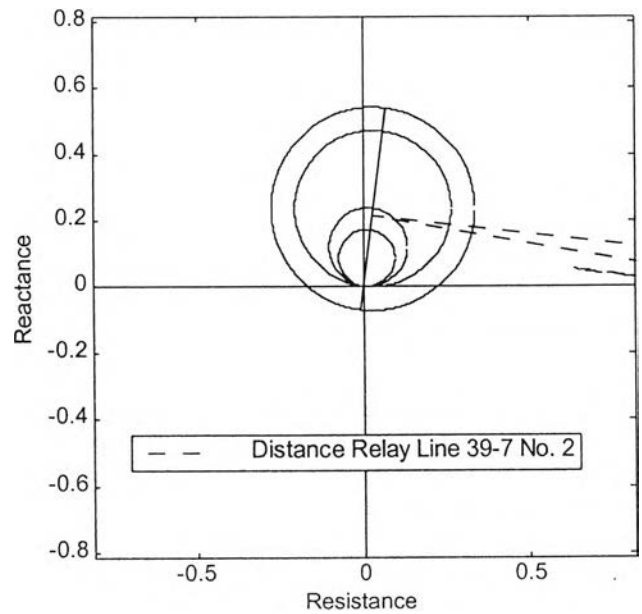
รูปที่ 7.11 กำลังไฟฟ้าจริงที่ส่งผ่านสายส่งหลักระหว่าง Area 1 กับ Area 2



รูปที่ 7.12 กำลังไฟฟ้าเสมือนที่ส่งผ่านสายส่งหลักระหว่าง Area 1 กับ Area 2



รูปที่ 7.13 การทำงานของรีเลย์วัดระยะทางที่บัส 7 สายส่ง 7-39 วงจร 2



รูปที่ 7.14 การทำงานของรีเลย์วัดระยะทางที่บัส 39 สายส่ง 7-39 วงจร 2

7.5 การทดสอบกรณีระบบทางภาคใต้รับกำลังผลิตจากระบบหลัก 418.98 MW

Area	กำลังผลิต (MW)	โหลด +ความสูญเสีย (MW)
1	1671.80	1252.82
		418.98 (ส่งไปภาคใต้)
รวม (ระบบหลัก)	1671.8	1671.80
2	0	146.233
3	475.8542	38.1042
4	60.8833	210.3801
5	0	532.5
6	72.2174	78.7568
	397.02 (รับจากระบบหลัก)	
รวม (ภาคใต้)	1005.9741	1005.9741

ตารางที่ 7.4 กำลังผลิตทางภาคใต้กรณีรับกำลังผลิตจากระบบหลัก 418.98 MW

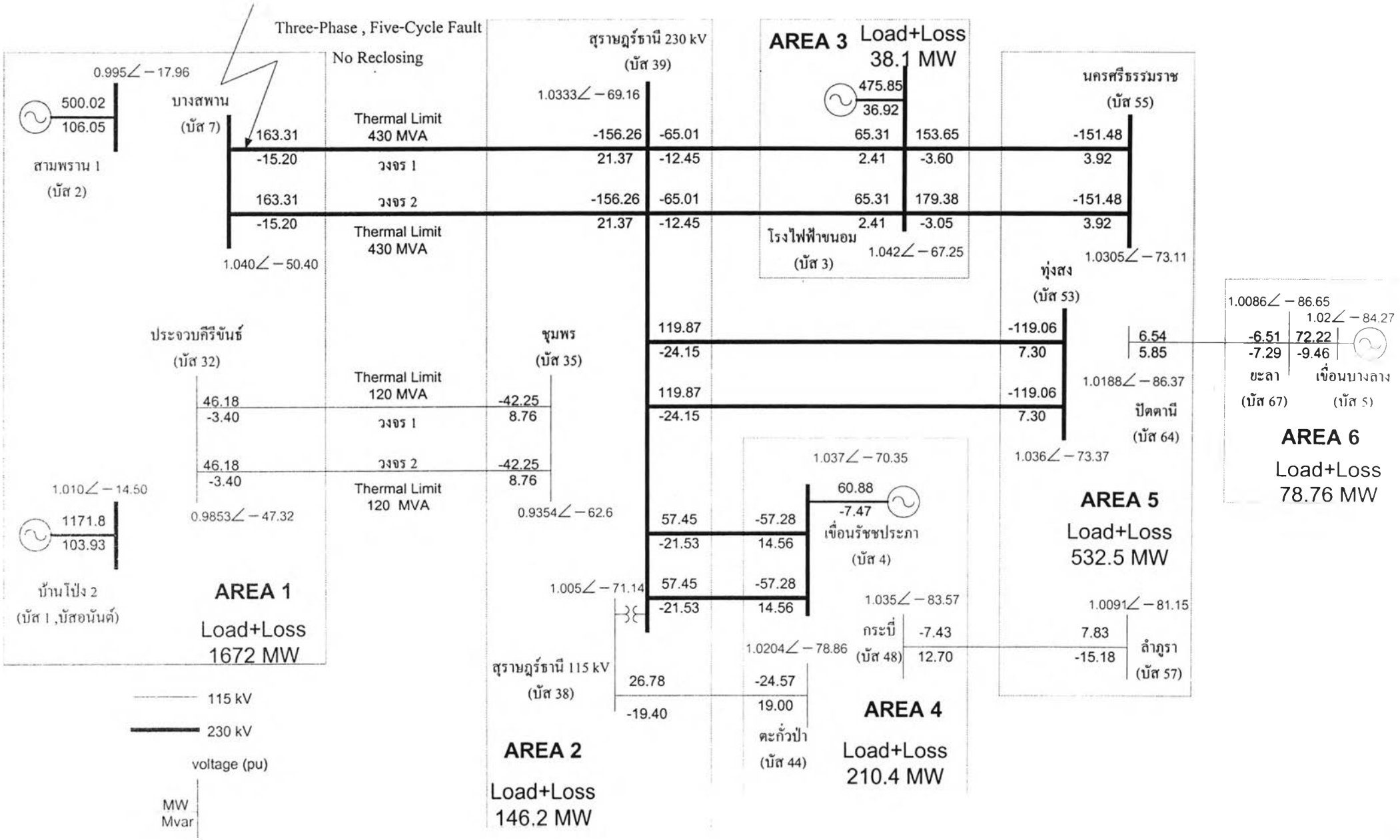
Area	Line	MW	Mvar
1-2	32-35	92.3570	- 6.8070
	7-39	326.62	-30.400
รวม		418.98	-37.207
2-1	35-32	-84.5091	17.5140
	39-7	-312.51	42.733
		-397.02	60.247
2-3	39-3	-130.02	-24.901
3-2	3-39	130.62	4.8242
2-4	39-4	114.89	-43.054
	38-44	26.7770	-19.4001
รวม		141.667	-62.4541
4-2	4-39	-114.55	29.127
	44-38	-24.5731	19.0033
รวม		-139.1231	48.1303
2-5	39-53	239.74	-48.303

5-2	53-39	-238.12	14.601
4-5	48-57	-7.4334	12.6950
5-4	57-48	7.8298	-15.1801
3-5	3-55	307.3	-7.9188
5-3	55-3	-302.95	7.8305
5-6	64-67	6.5394	5.8485
6-5	67-64	-6.5060	- 7.2899

ตารางที่ 7.5 กำลังไฟฟ้าที่ส่งจ่ายระหว่าง Area

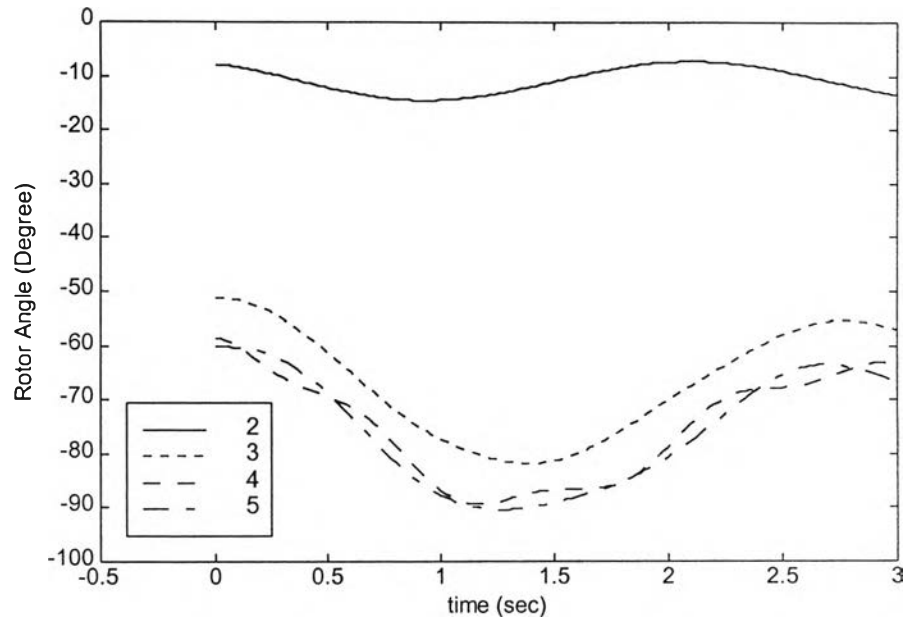
Area	Bus	V (pu)	Angle (Degree)
1	1	1.0100	-14.5013
	2	0.9950	-17.9581
	7	1.0400	-50.3962
	32	0.9853	-47.3239
2	35	0.9354	-62.5982
	38	1.0049	-71.1360
	39	1.0333	-69.1568
3	3	1.0420	-67.2463
	6	1.0070	-66.0274
4	4	1.0370	-70.3521
	44	1.0204	-78.8601
	48	1.0350	-83.5705
5	53	1.0363	-73.3747
	55	1.0305	-73.1144
	57	1.0091	-81.1524
	64	1.0188	-86.3660
6	5	1.0200	-84.2679
	67	1.0086	-86.6465

ตารางที่ 7.6 ศักดาไฟฟ้าในแต่ละ Area

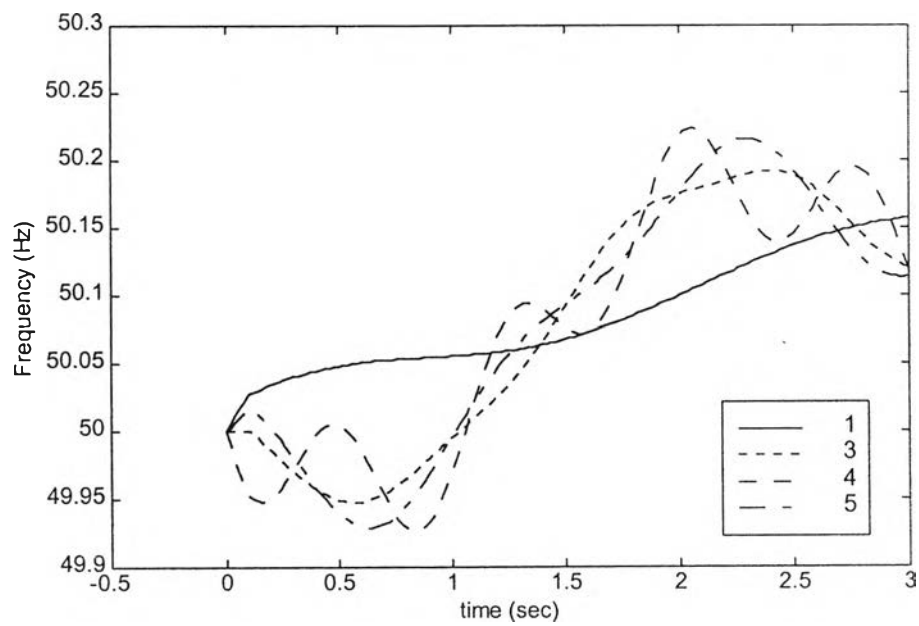


รูปที่ 7.15 สภาพระบบที่ระดับ 418 MW Transfer (จากระบบหลักไปภาคใต้)

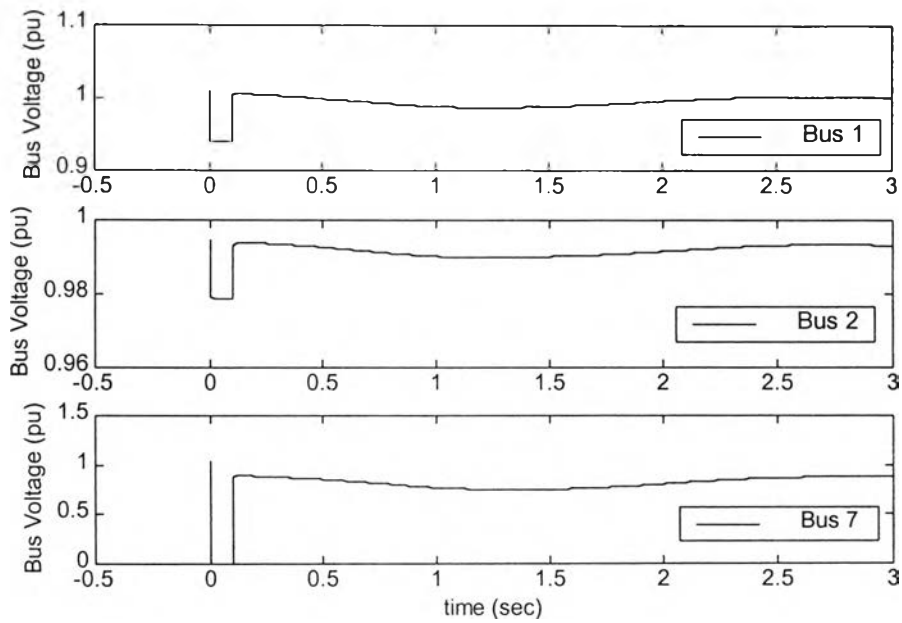
ผลการทดสอบ



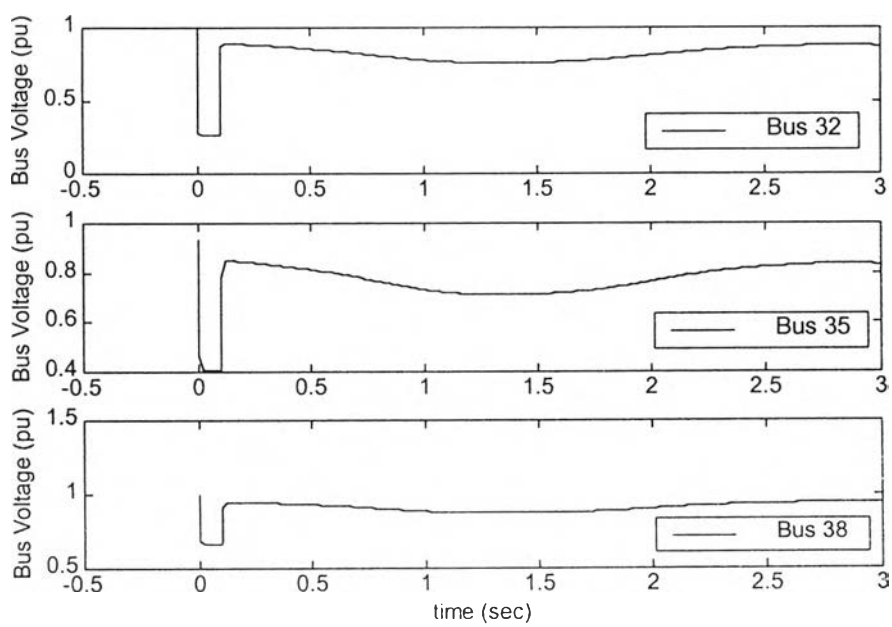
รูปที่ 7.16 มุมของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเทียบกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 1



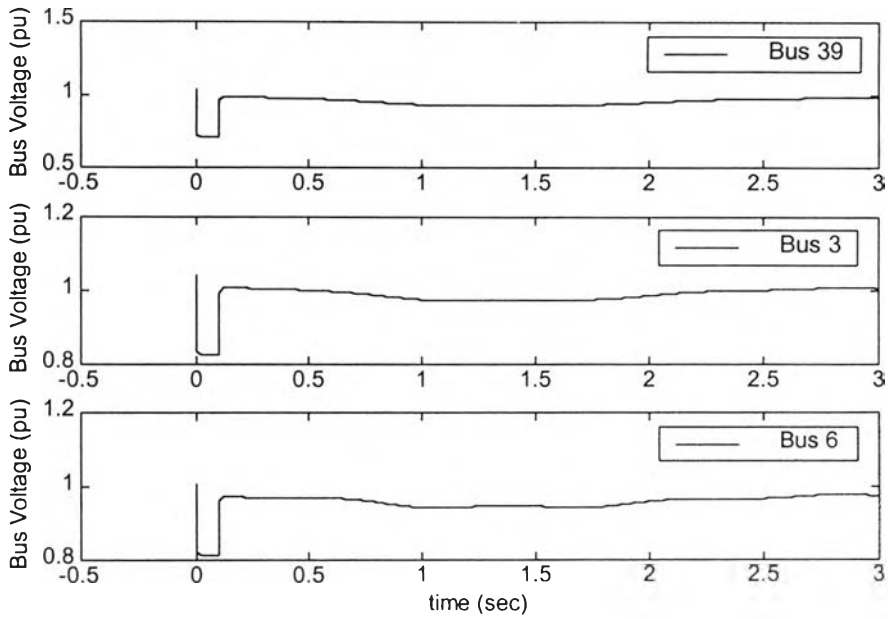
รูปที่ 7.17 ความถี่ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้า



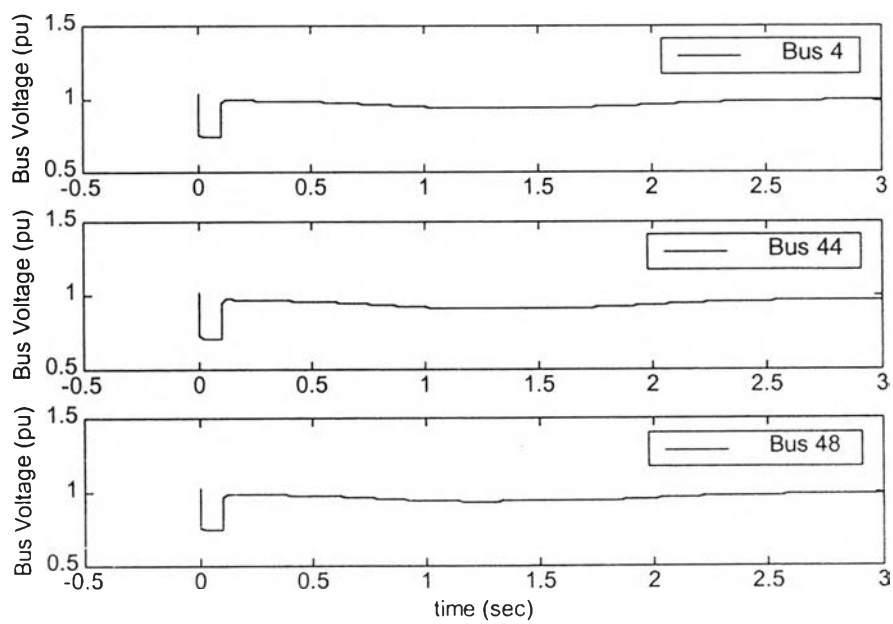
รูปที่ 7.18 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 1 , 2 และ 7



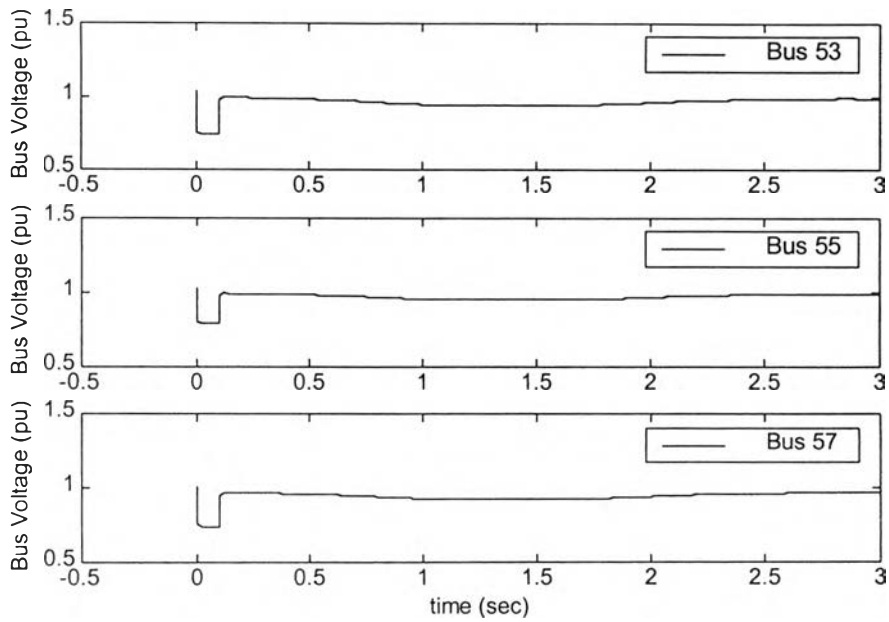
รูปที่ 7.19 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 32 , 35 และ 38



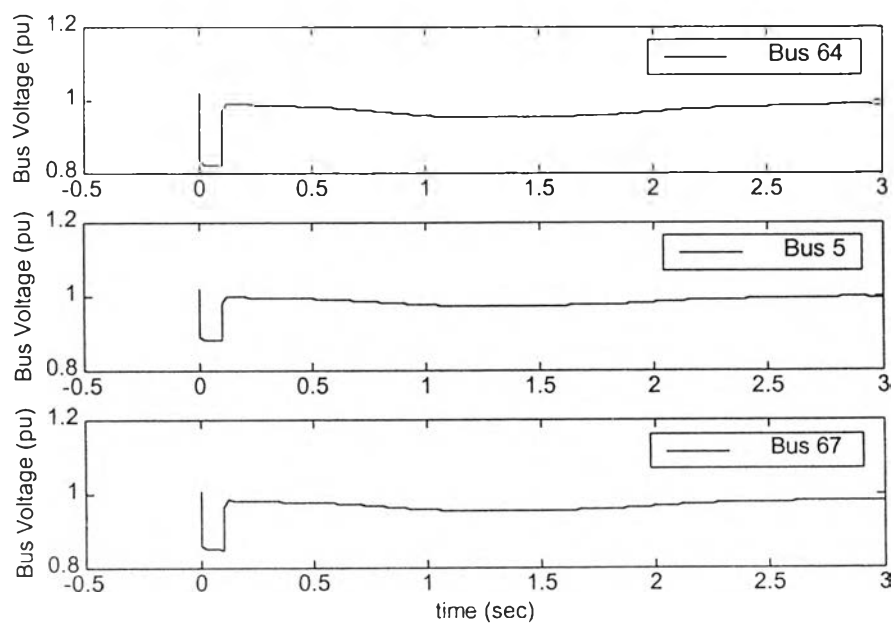
รูปที่ 7.20 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 3 , 6 และ 39



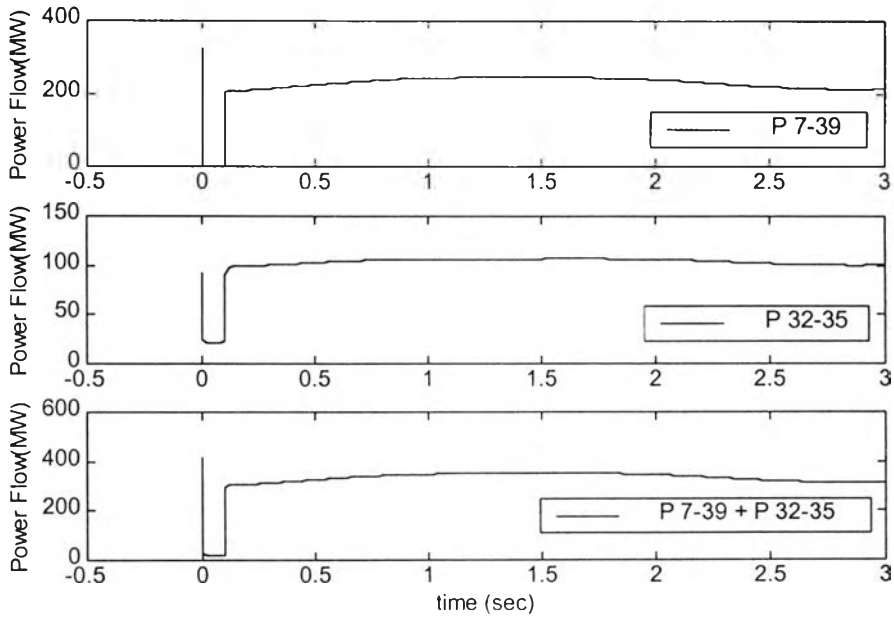
รูปที่ 7.21 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 4 , 44 และ 48



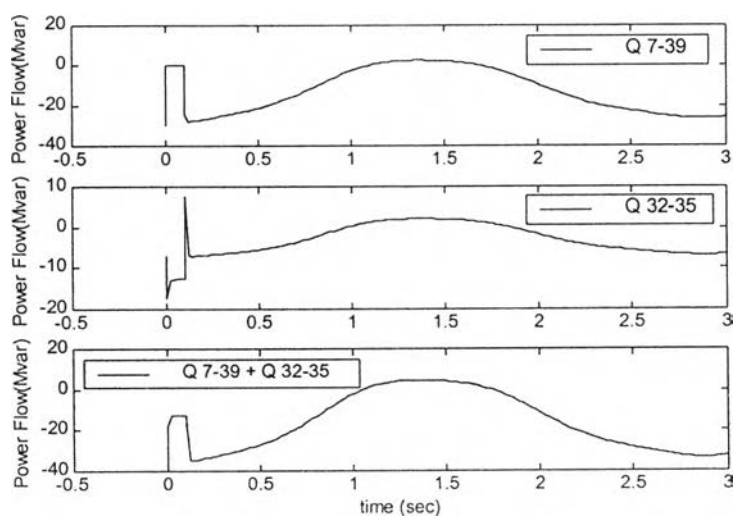
รูปที่ 7.22 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 53 , 55 และ 57



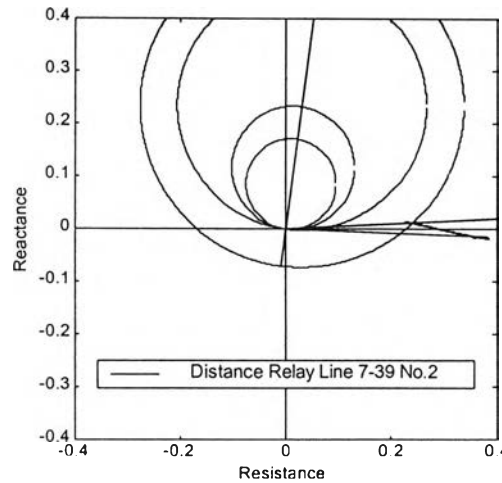
รูปที่ 7.23 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 5 , 64 และ 67



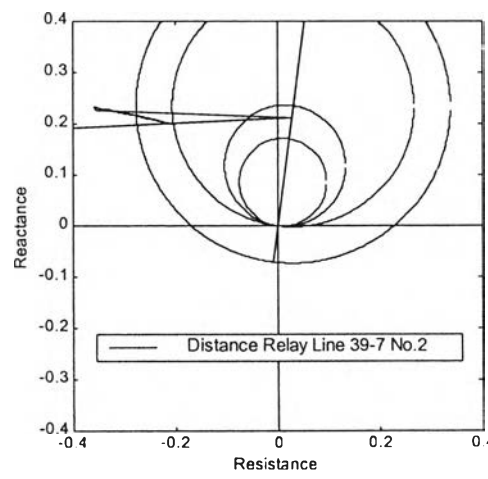
รูปที่ 7.24 กำลังไฟฟ้าจริงที่ส่งจ่ายระหว่าง Area 1 และ 2



รูปที่ 7.25 กำลังไฟฟ้าเสมือนที่ส่งจ่ายระหว่าง Area 1 และ 2



รูปที่ 7.26 การทำงานของรีเลย์วัดระยะทางที่บัส 7 สายส่ง 7-39 วงจร 2



รูปที่ 7.27 การทำงานของรีเลย์วัดระยะทางที่บัส 39 สายส่ง 7-39 วงจร 2

7.6 การทดสอบกรณีระบบทางภาคใต้รับกำลังผลิตจากระบบหลัก 462.19 MW

Area	กำลังผลิต (MW)	โหลด +ความสูญเสีย (MW)
1	1725.2	1263.01
		462.19 (ส่งไปภาคใต้)
รวม (ระบบหลัก)	1725.2	1725.2
2	0	146.2747
3	436.0429	38.0986
4	61.0838	210.3701
5	0	531.4797
6	72.2649	78.7285
	435.56 (รับจากระบบหลัก)	
รวม (ภาคใต้)	1004.9516	1004.9516

ตารางที่ 7.7 กำลังผลิตทางภาคใต้กรณีรับกำลังผลิตจากระบบหลัก 462.19 MW

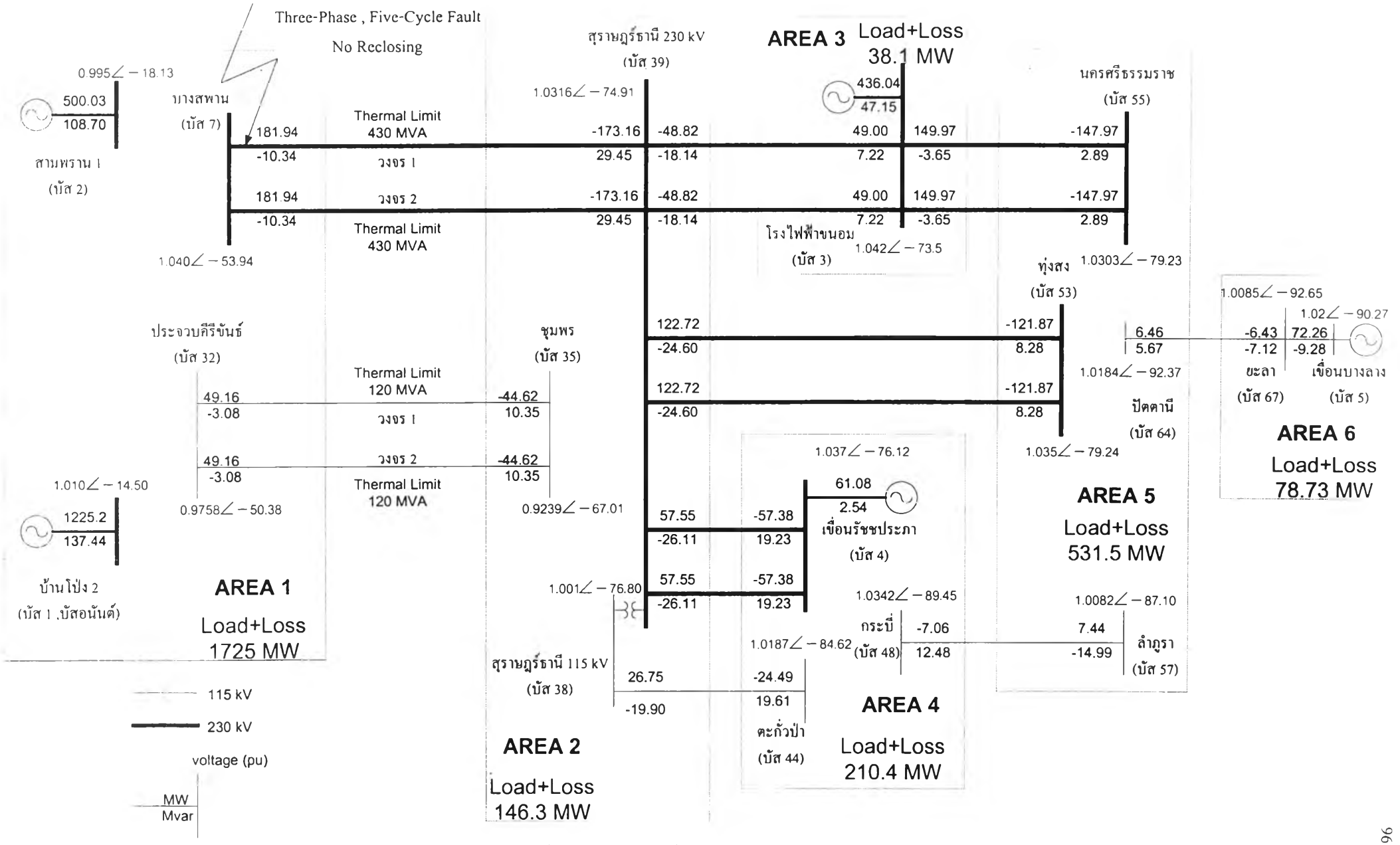
Area	Line	MW	Mvar
1-2	32-35	98.3121	- 6.1553
	7-39	363.88	-20.67
รวม		462.19	-26.825
2-1	35-32	-89.2471	20.7076
	39-7	-346.31	58.894
รวม		-435.56	79.602I
2-3	39-3	-97.6482	-36.2858
3-2	3-39	98.0043	14.4358
2-4	39-4	115.1	-52.213
	38-44	26.7496	-19.8999
รวม		141.85	-72.113
4-2	4-39	-114.75	38.457
	44-38	-24.4924	19.6166
รวม		-139.24	58.074

2-5	39-53	245.44	-49.192
5-2	53-39	-243.74	16.56
4-5	48-57	-7.0575	12.4777
5-4	57-48	7.4367	-14.9874
3-5	3-55	299.94	-7.3004
5-3	55-3	-295.94	5.7768
5-6	64-67	6.4636	5.6734
6-5	67-64	-6.4315	- 7.1176

ตารางที่ 7.8 กำลังไฟฟ้าที่ส่งจ่ายระหว่าง Area

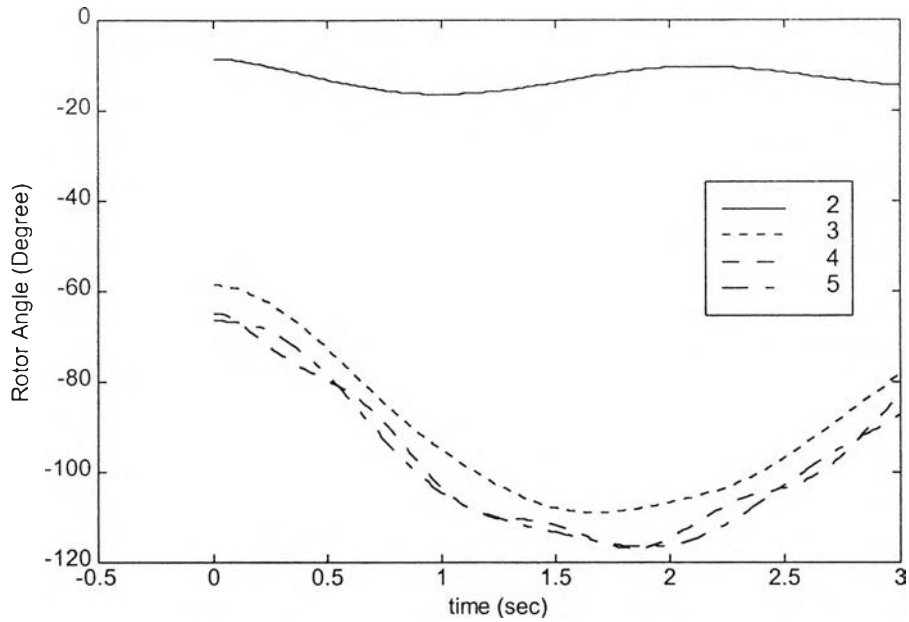
Area	Bus	V (pu)	Angle (Degree)
1	1	1.0100	-14.5013
	2	0.9950	-18.1305
	7	1.0400	-53.9389
	32	0.9758	-50.3816
2	35	0.9239	-67.0072
	38	1.0011	-76.7962
	39	1.0316	-74.9059
3	3	1.0420	-73.4980
	6	1.0070	-72.2791
4	4	1.0370	-76.1176
	44	1.0187	-84.6207
	48	1.0342	-89.4453
5	53	1.0349	-79.2378
	55	1.0303	-79.2268
	57	1.0082	-87.1007
	64	1.0184	-92.3659
6	5	1.0200	-90.2679
	67	1.0085	-92.6455

ตารางที่ 7.9 ศักดาไฟฟ้าในแต่ละ Area

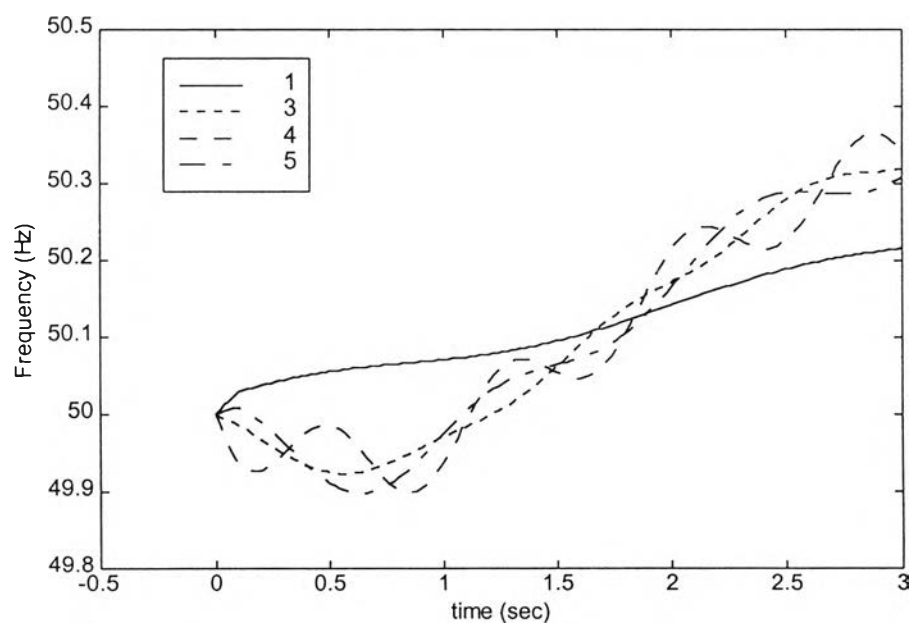


รูปที่ 7.28 สภาพระบบที่ระดับ 462 MW Transfer (จากระบบหลักไปภาคใต้)

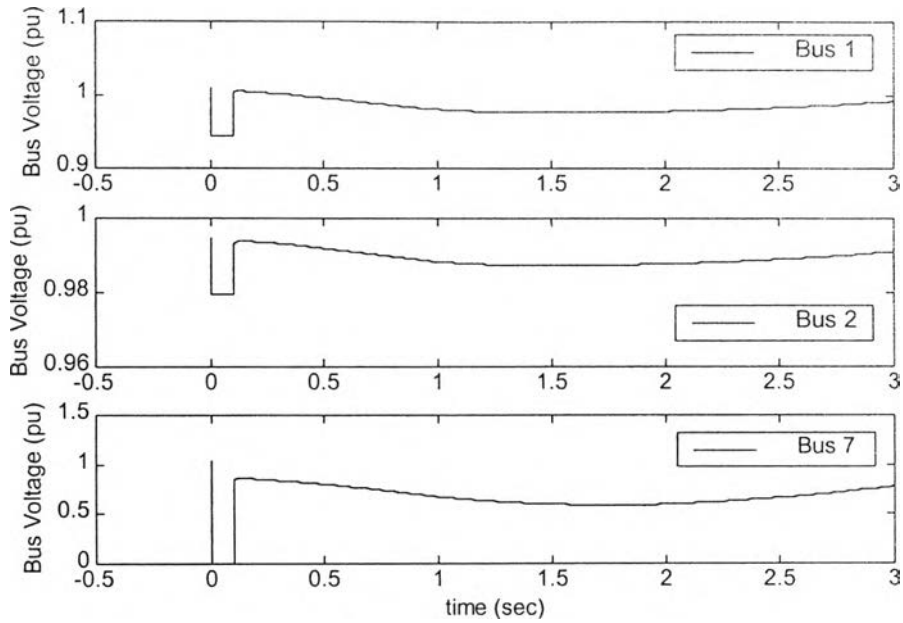
ผลการทดสอบ



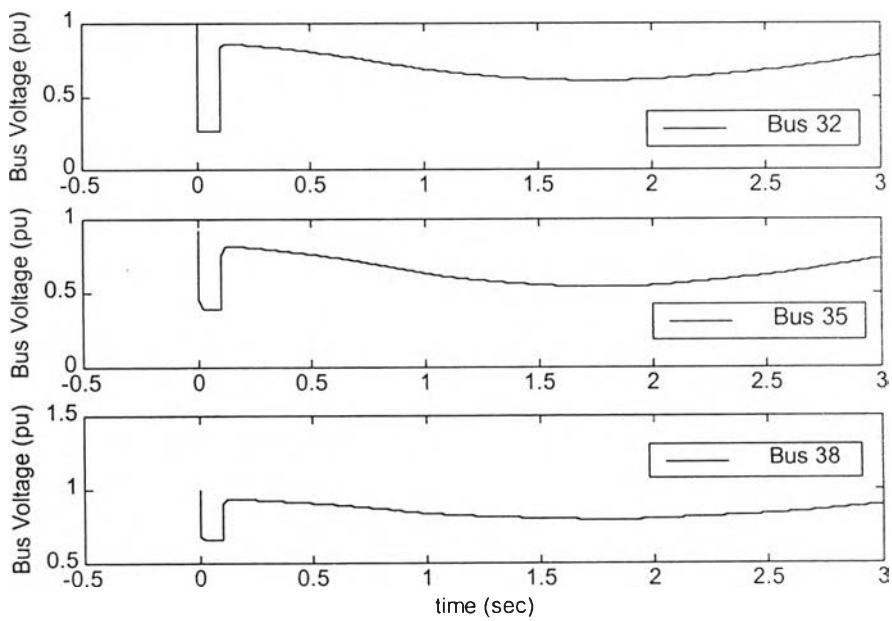
รูปที่ 7.29 มุมของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเทียบกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 1



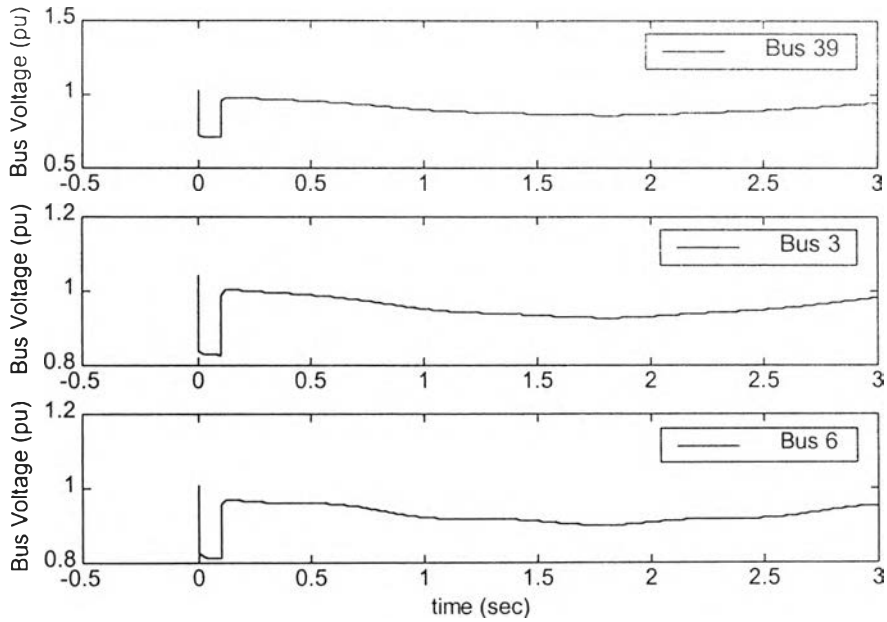
รูปที่ 7.30 ความถี่ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้า



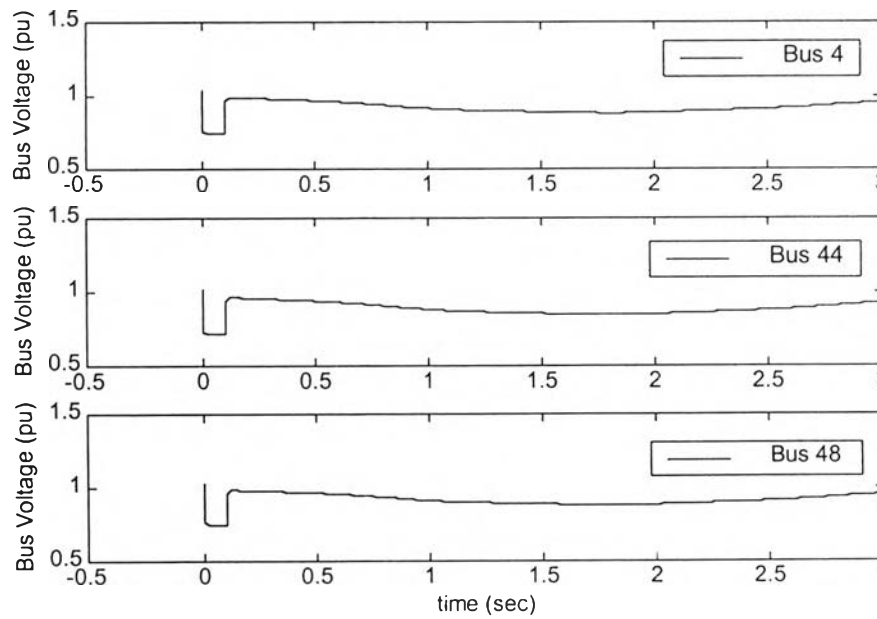
รูปที่ 7.31 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 1 , 2 และ 7



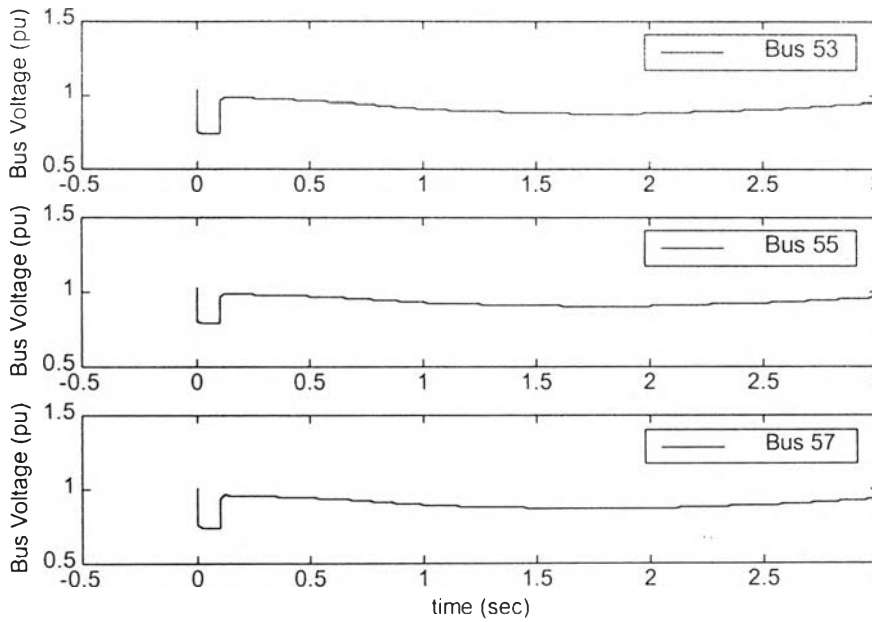
รูปที่ 7.32 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 32 , 35 และ 38



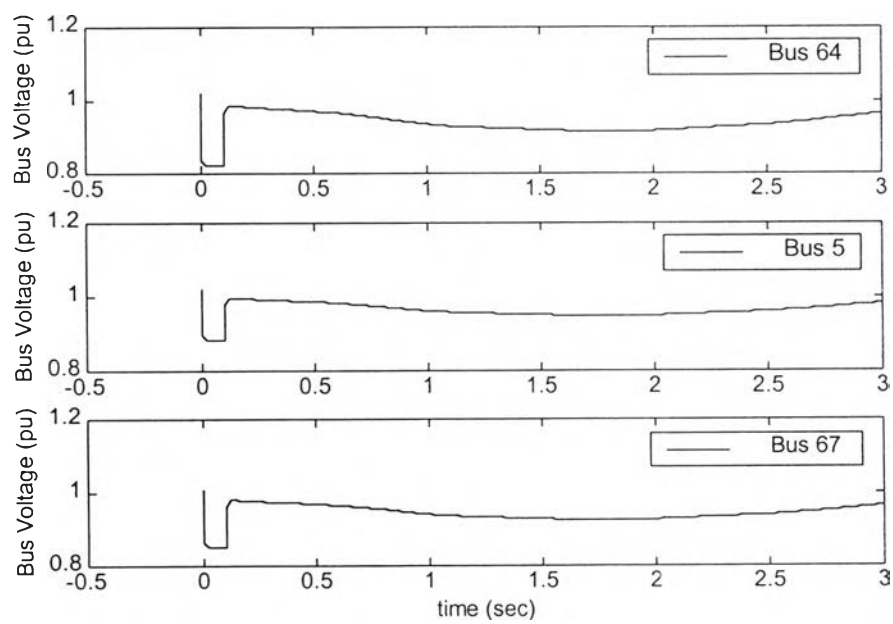
รูปที่ 7.33 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 3, 6 และ 39



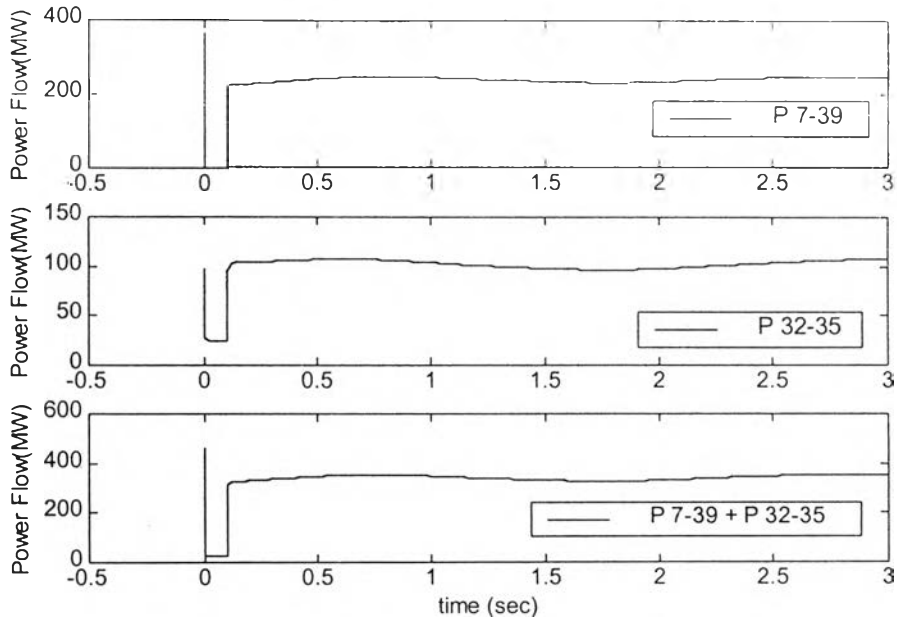
รูปที่ 7.34 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 4 , 44 และ 48



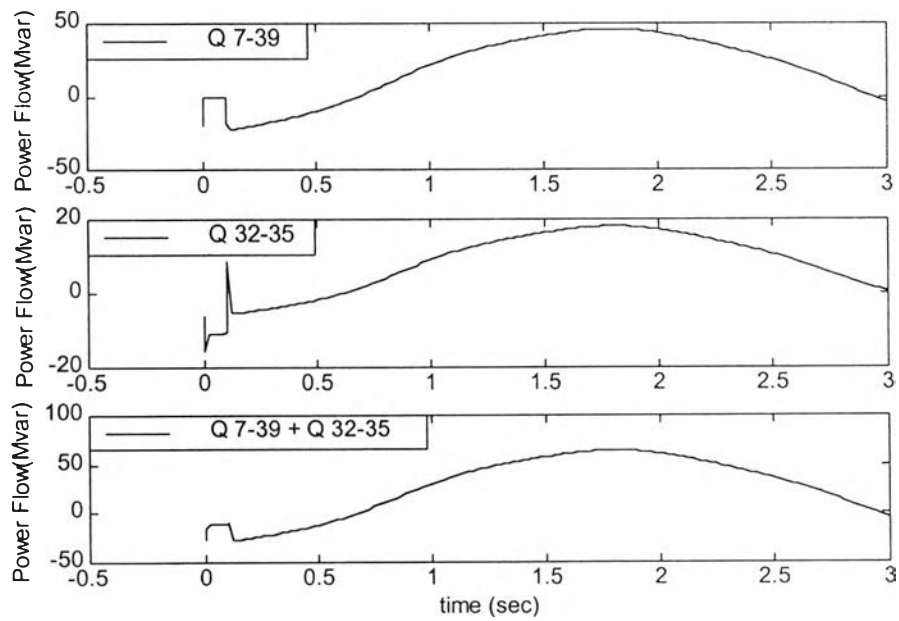
รูปที่ 7.35 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 53 , 55 และ 57



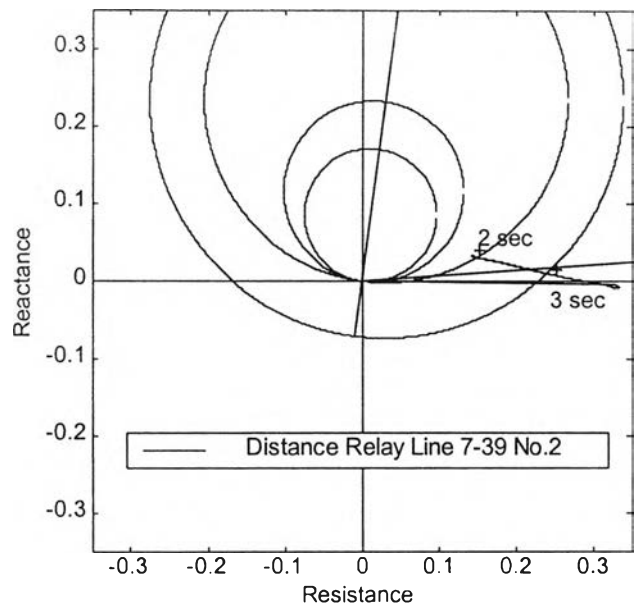
รูปที่ 7.36 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 5 , 64 และ 67



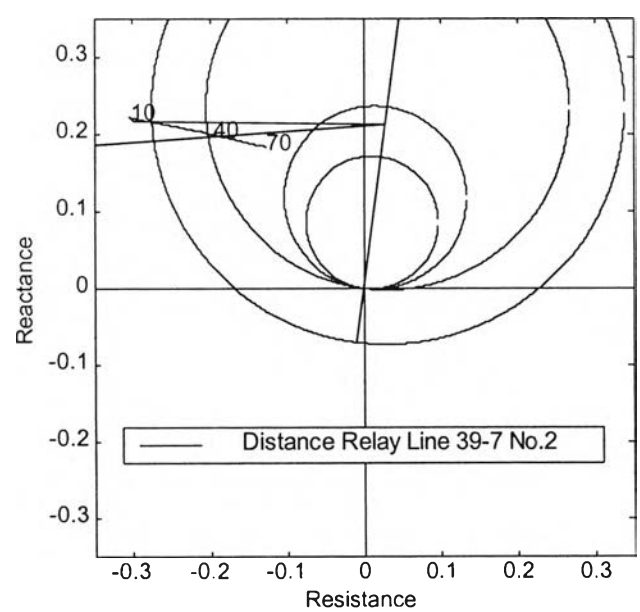
รูปที่ 7.37 กำลังไฟฟ้าจริงที่ส่งผ่านสายส่งหลักระหว่าง Area 1 กับ Area 2



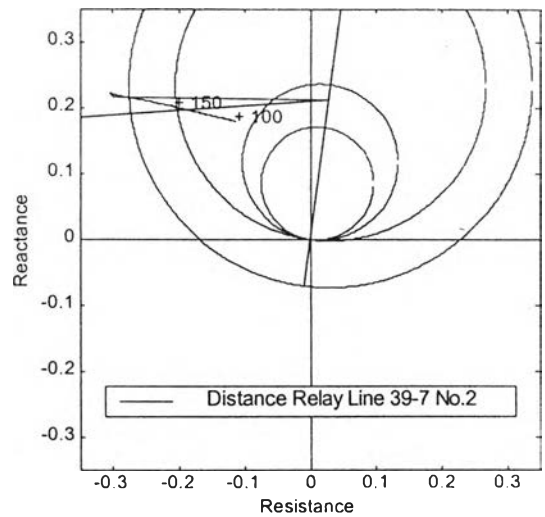
รูปที่ 7.38 กำลังไฟฟ้าเสมือนที่ส่งผ่านสายส่งหลักระหว่าง Area 1 กับ Area 2



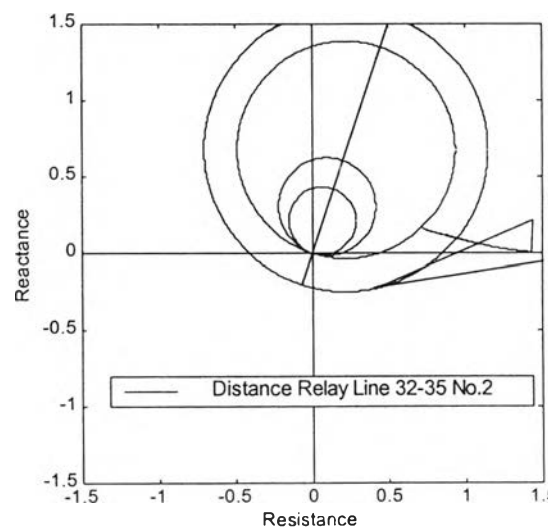
รูปที่ 7.39 การทำงานของรีเลย์วัดระยะทางที่บัส 7 สายส่ง 7-39 วงจร 2



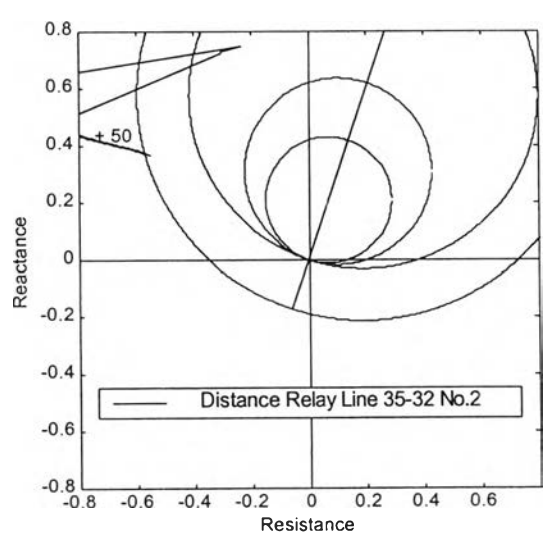
รูปที่ 7.40 การทำงานของรีเลย์วัดระยะทางที่บัส 39 สายส่ง 7-39 วงจร 2 ที่ไซเคิลต่าง ๆ



รูปที่ 7.41 การทำงานของรีเลย์วัดระยะทางที่บัส 39 สายส่ง 7-39 วงจร 2



รูปที่ 7.42 การทำงานของรีเลย์วัดระยะทางที่บัส 32 สายส่ง 32-35 วงจร 2



รูปที่ 7.43 การทำงานของรีเลย์วัดระยะทางที่บัส 35 สายส่ง 32-35 วงจร 2

7.7 การทดสอบกรณีระบบทางภาคใต้รับกำลังผลิตจากระบบหลัก 528 MW

Area	กำลังผลิต (MW)	โหลด +ความสูญเสีย (MW)
1	1809	1281
		528 (ส่งไปภาคใต้)
รวม (ระบบหลัก)	1809	1809
2	0	146.8
3	375	36.6
4	61.5	209.95
5	0	529.84
6	72.36	78.67
	493 (รับจากระบบหลัก)	
รวม (ภาคใต้)	1001.86	1001.86

ตารางที่ 7.10 กำลังผลิตทางภาคใต้กรณีรับกำลังผลิตจากระบบหลัก 528 MW

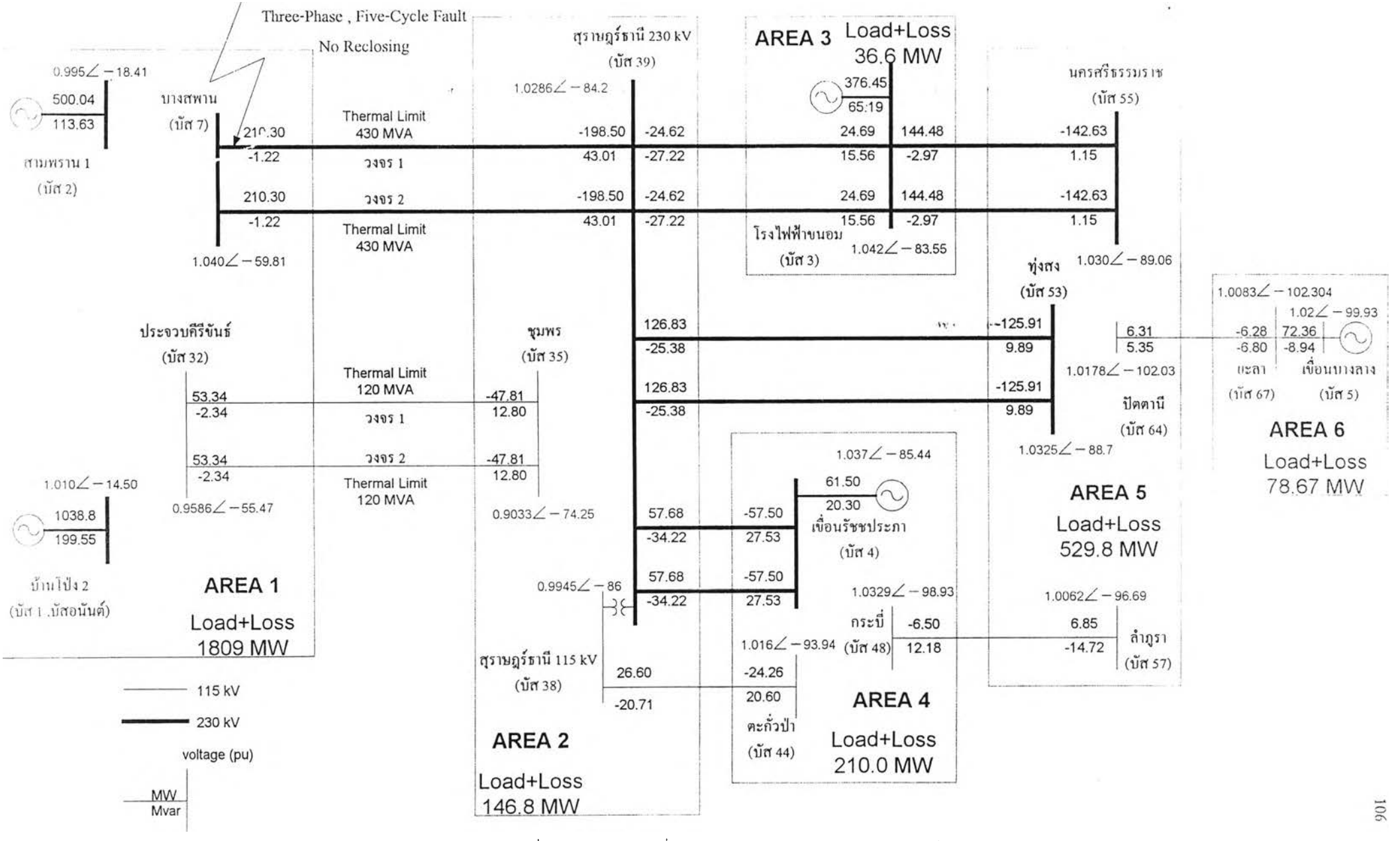
Area	Line	MW	Mvar
1-2	32-35	106.6831	-4.6889
	7-39	420.6035	-2.4392
รวม		527.2866	-7.1281
2-1	35-32	-95.6185	25.5964
	39-7	-396.9962	86.0248
รวม		-462.6147	111.6212
2-3	39-3	-49.2327	-54.4483
3-2	3-39	49.3821	31.1243
2-4	39-4	115.3616	-68.4439
	38-44	26.5997	-20.7118
รวม		141.9613	-89.1557
4-2	4-39	-114.9592	55.0607
	44-38	-24.2622	20.6037
รวม		-139.2214	75.6644

2-5	39-53	253.6571	-50.7548
5-2	53-39	-251.8286	19.7874
4-5	48-57	-6.4951	12.1768
5-4	57-48	6.8505	-14.7181
3-5	3-55	288.9645	-5.9426
5-3	55-3	-285.2549	2.3022
5-6	64-67	6.3077	5.3544
6-5	67-64	-6.2779	-6.8040

ตารางที่ 7.11 กำลังไฟฟ้าที่ส่งจ่ายระหว่าง Area

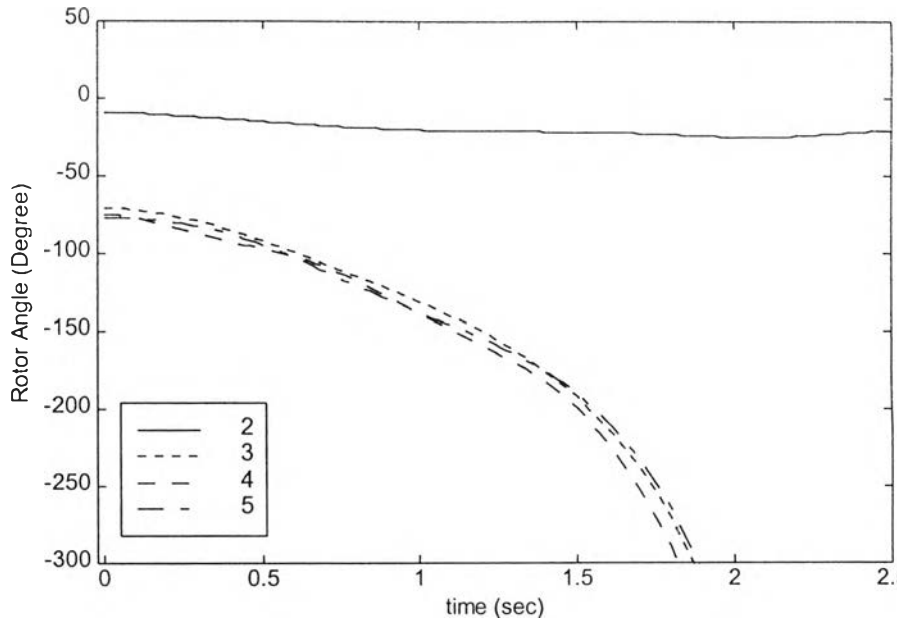
Area	Bus	V (pu)	Angle (Degree)
1	1	1.0100	-14.5013
	2	0.9950	-18.4098
	7	1.0400	-59.8084
	32	0.9586	-55.4665
2	35	0.9033	-74.2519
	38	0.9945	-85.9675
	39	1.0286	-84.1969
3	3	1.0420	-83.5456
	6	1.0070	-82.3268
4	4	1.0370	-85.4368
	44	1.0160	-93.9390
	48	1.0329	-98.9291
5	53	1.0325	-88.6993
	55	1.0300	-89.0616
	57	1.0067	-96.6918
	64	1.0178	-102.0269
6	5	1.0200	-99.9275
	67	1.0083	-102.3037

ตารางที่ 7.12 ศักดาไฟฟ้าในแต่ละ Area

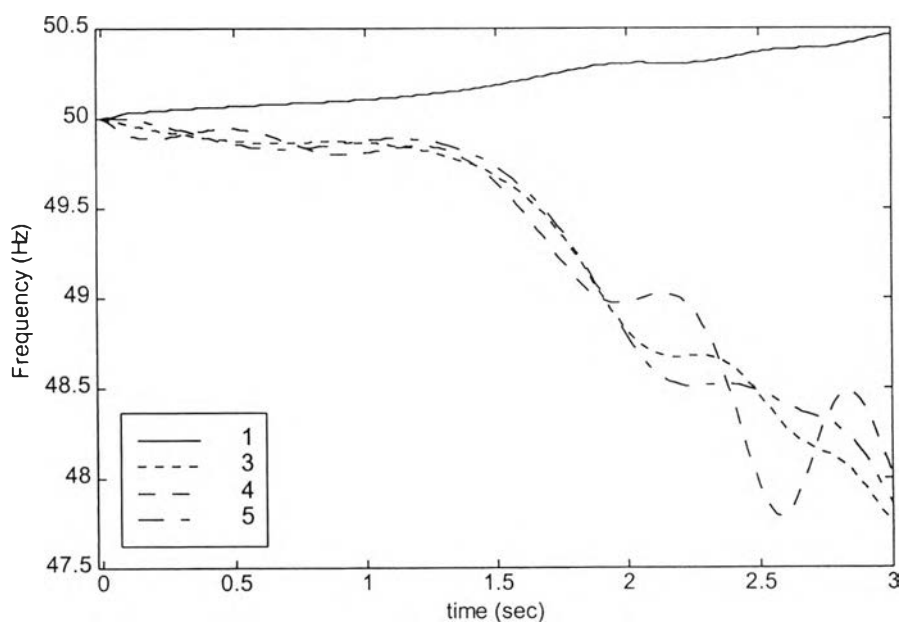


รูปที่ 7.44 สภาพระบบที่ระดับ 528 MW Transfer (จากระบบหลักไปภาคใต้)

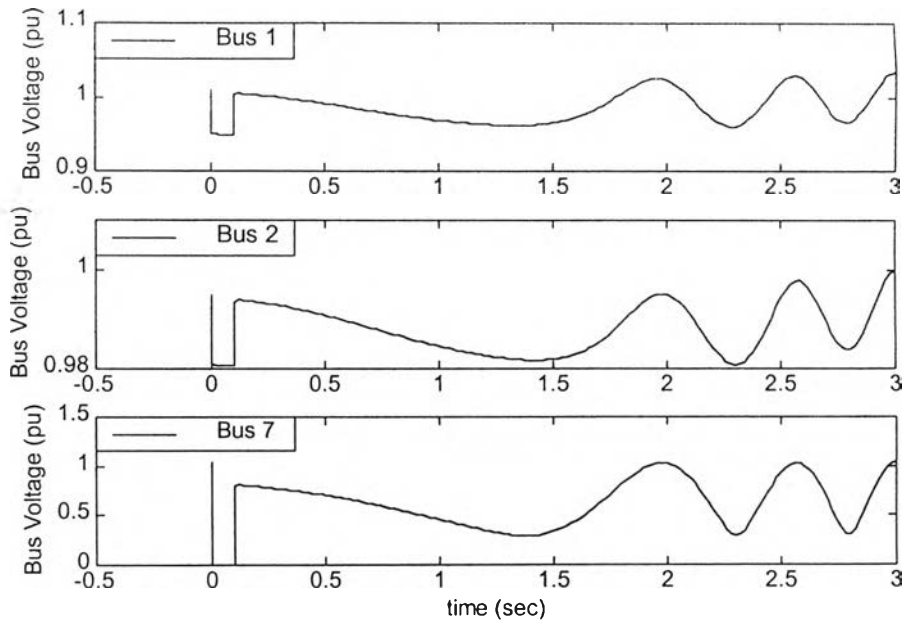
ผลการทดสอบ



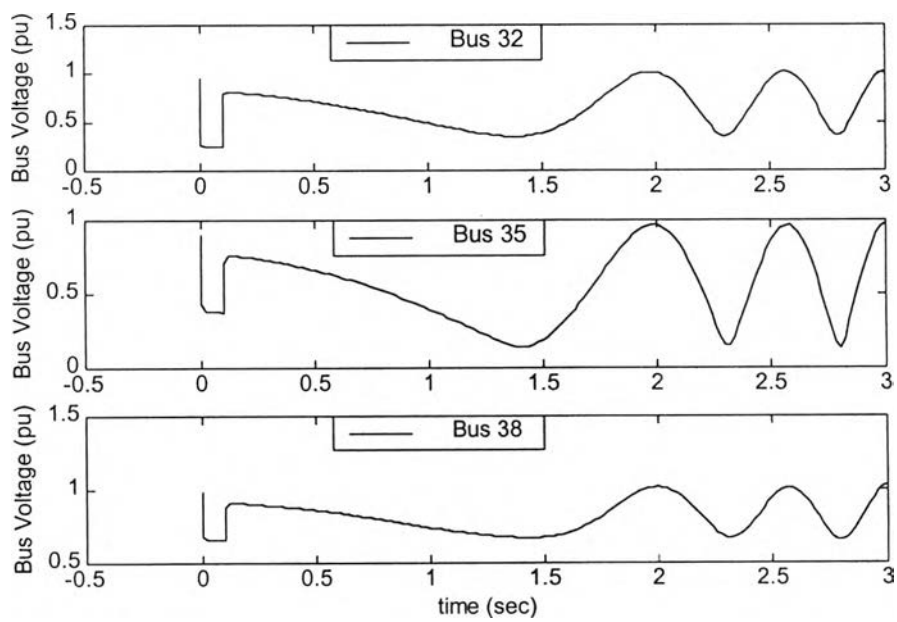
รูปที่ 7.45 มุมของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเทียบกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 1



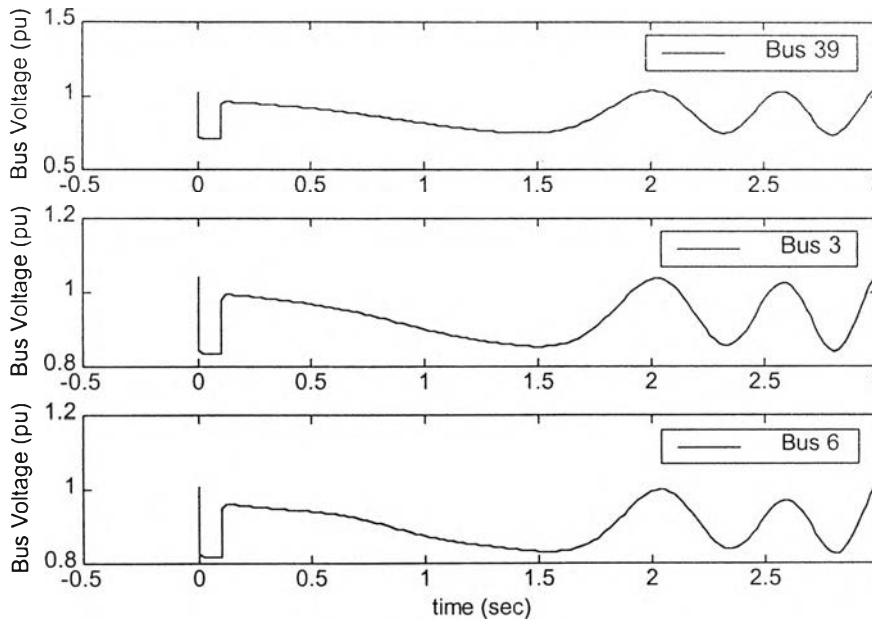
รูปที่ 7.46 ความถี่ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้า



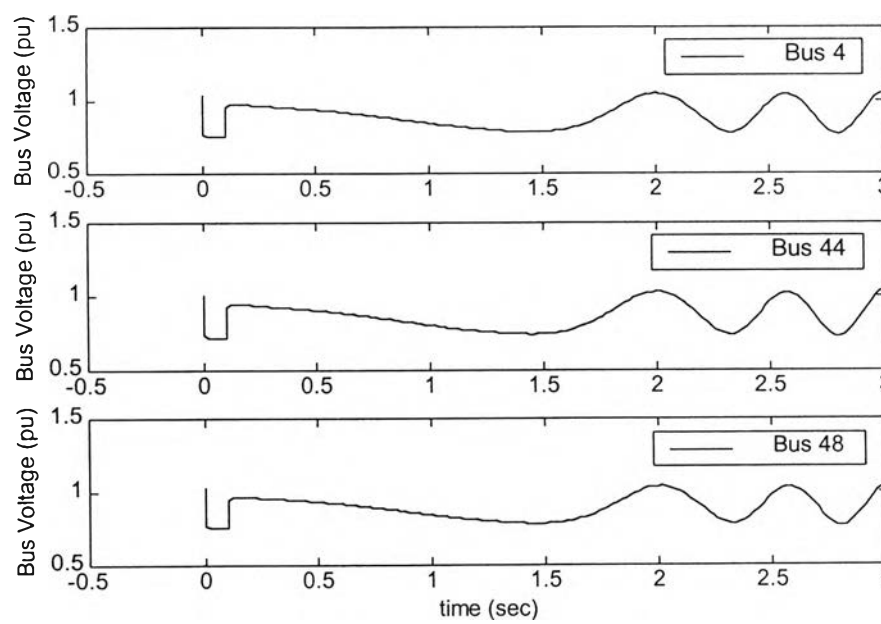
รูปที่ 7.47 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 1 , 2 และ 7



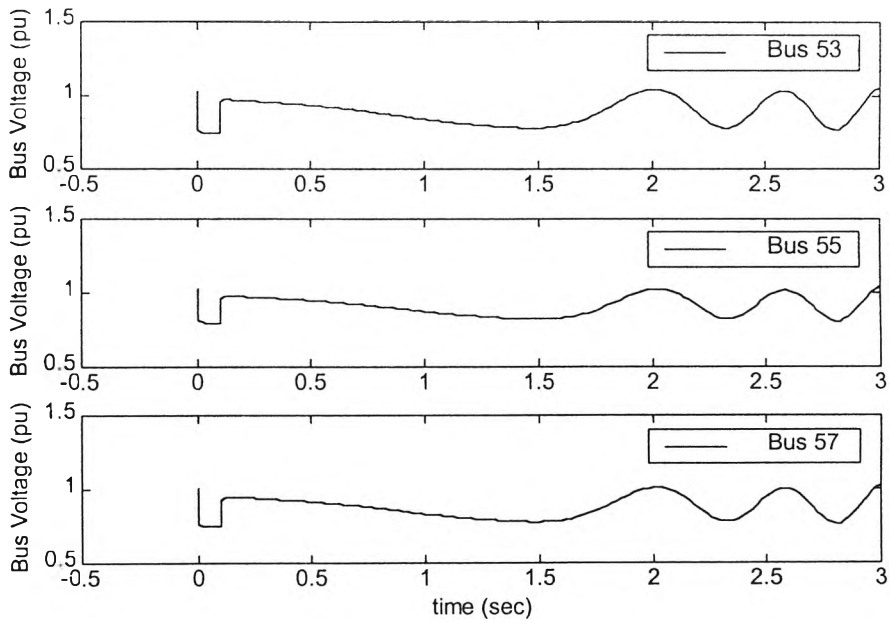
รูปที่ 7.48 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 32 , 35 และ 38



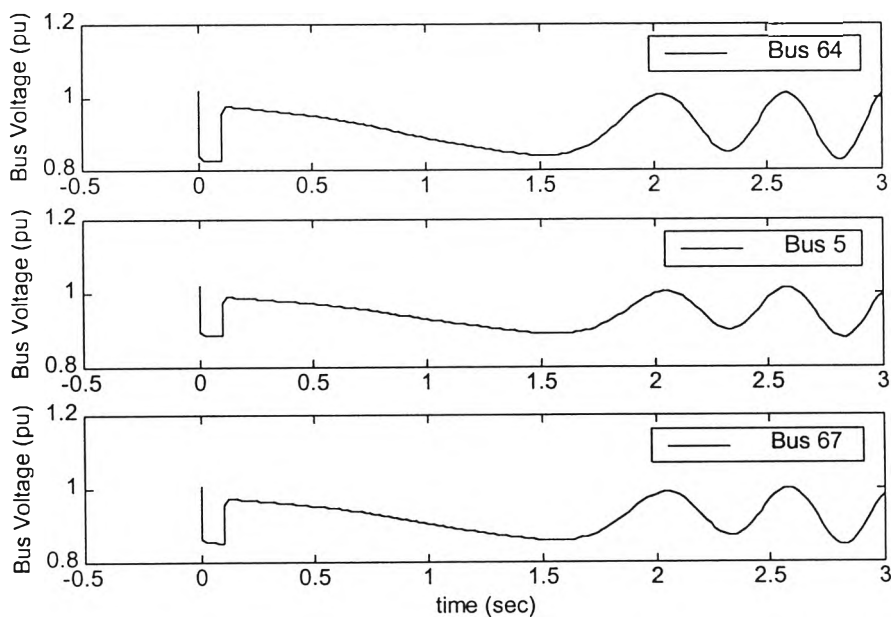
รูปที่ 7.49 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 3 , 6 และ 39



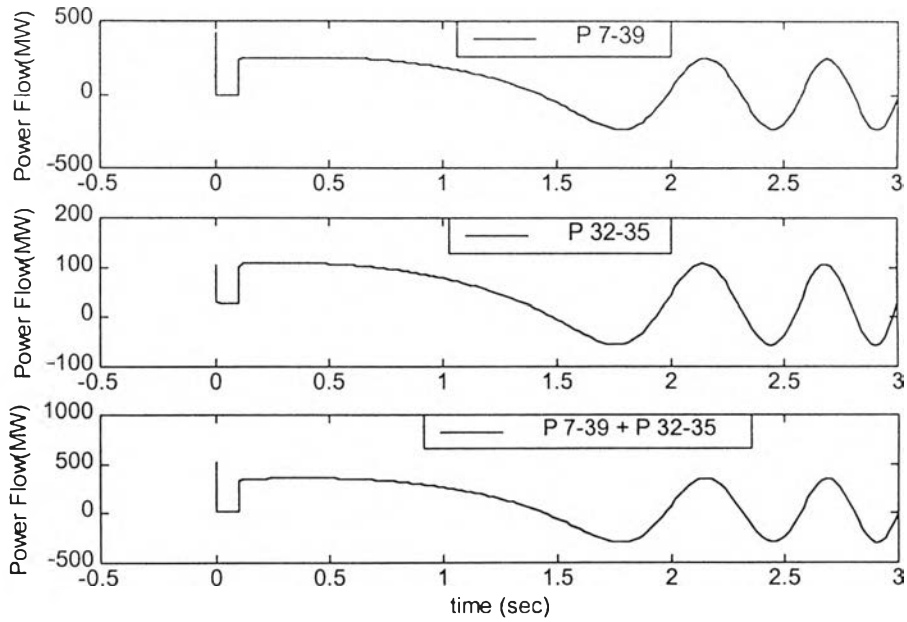
รูปที่ 7.50 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 4 , 44 และ 48



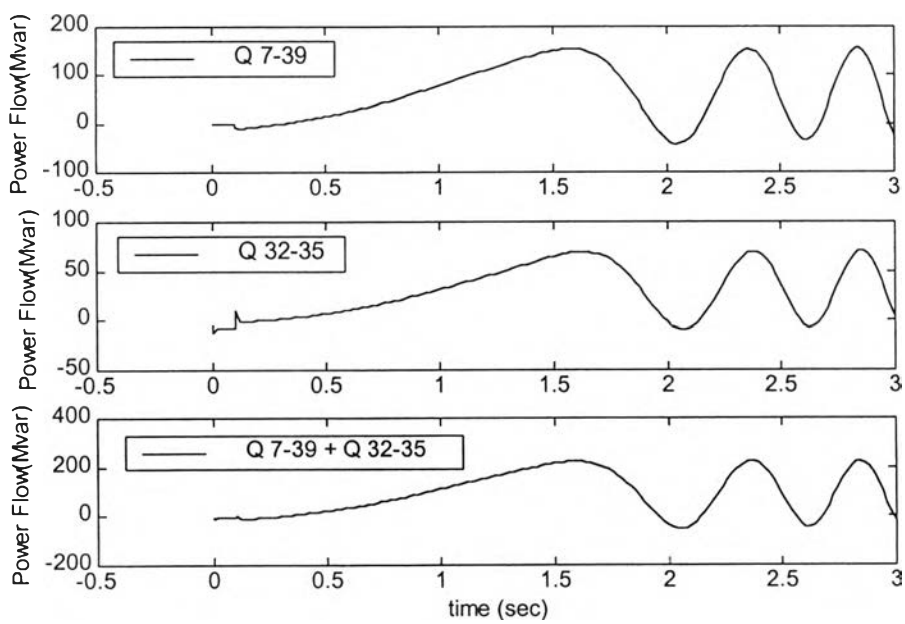
รูปที่ 7.51 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 53 , 55 และ 57



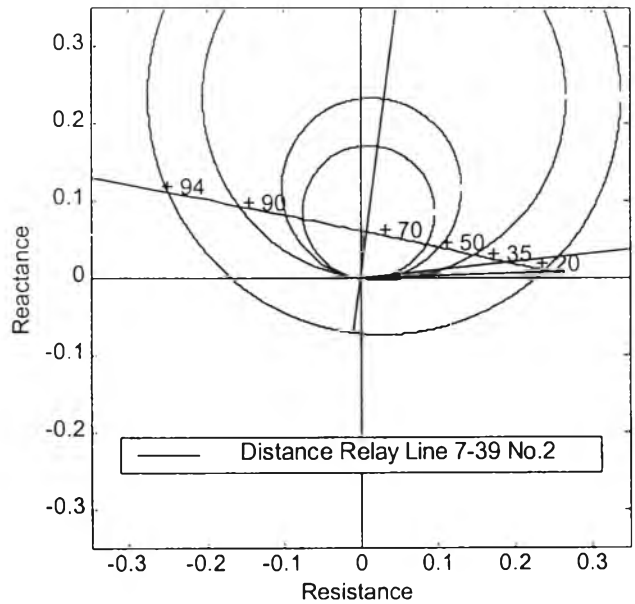
รูปที่ 7.52 ศักดาไฟฟ้าที่บัส 5 , 64 และ 67



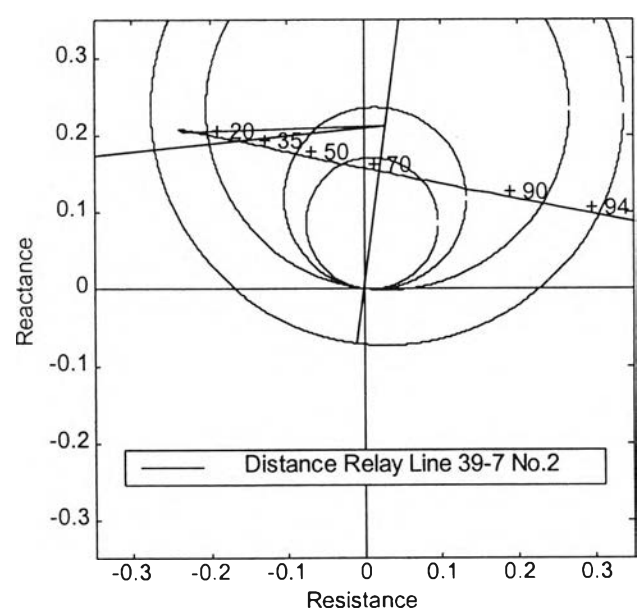
รูปที่ 7.53 กำลังไฟฟ้าจริงที่ส่งผ่านสายส่งหลักระหว่าง Area 1 กับ Area 2



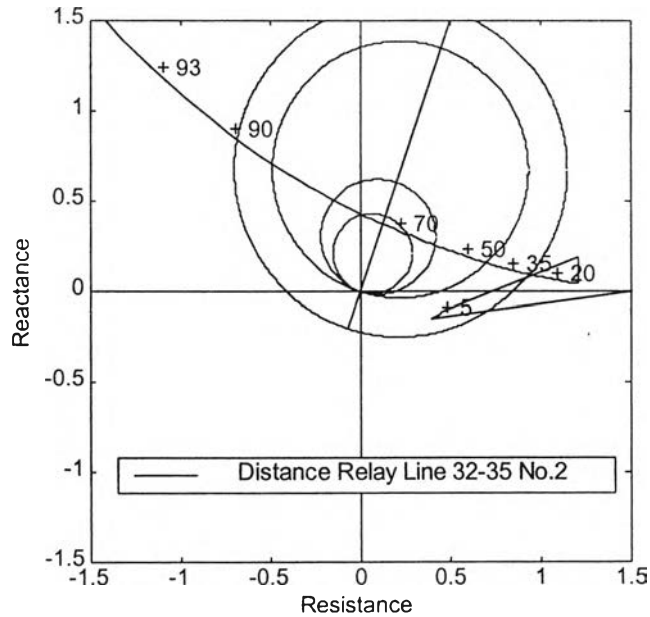
รูปที่ 7.54 กำลังไฟฟ้าเสมือนที่ส่งผ่านสายส่งหลักระหว่าง Area 1 กับ Area 2



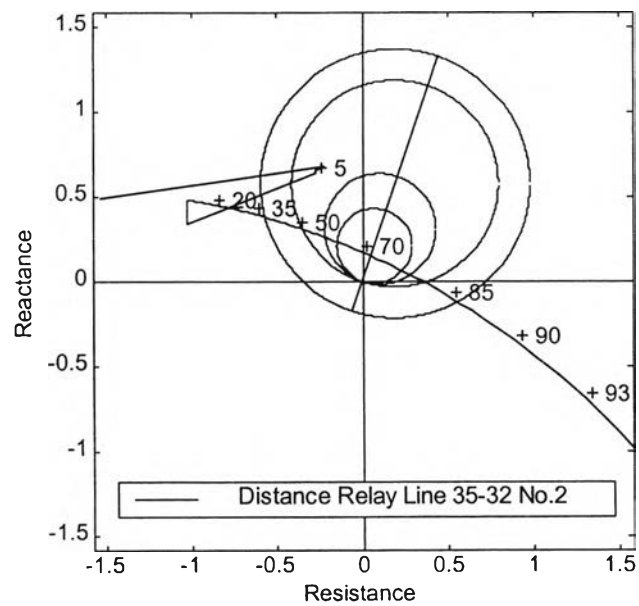
รูปที่ 7.55 การทำงานของรีเลย์วัดระยะทางที่บัส 7 สายส่ง 7-39 วงจร 2



รูปที่ 7.56 การทำงานของรีเลย์วัดระยะทางที่บัส 39 สายส่ง 7-39 วงจร 2



รูปที่ 7.57 การทำงานของรีเลย์วัดระยะทางที่บัส 32 สายส่ง 32-35 วงจร 2



รูปที่ 7.58 การทำงานของรีเลย์วัดระยะทางที่บัส 35 สายส่ง 32-35 วงจร 2

7.8 วิเคราะห์ผลการทดสอบ

จากการทดสอบในแต่ละกรณีได้ข้อสรุปดังนี้

กรณีระบบทางภาคใต้จ่ายกำลังผลิตสูงสุดตามหัวข้อที่ 7.4 จะทำให้กำลังผลิตเกินความต้องการภายในระบบทางภาคใต้จนทำให้กำลังผลิตที่เหลือส่งจ่ายขึ้นไปยังระบบหลัก 43.3 MW พฤติกรรมต่าง ๆ ในแต่ละส่วนตลอดช่วงเหตุการณ์สรุปดังนี้

ด้านระบบผลิต

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทางภาคใต้และระบบหลักยังคงเกาะกลุ่มและมีเสถียรภาพ โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทางภาคใต้จะเกิดการแกว่งของมุมและความถี่เล็กน้อยดังรูปที่ 7.3 และ 7.4

ด้านระบบส่ง

ศักดาไฟฟ้าในแต่ละบัสจะลดลงอย่างรวดเร็วขณะเกิดฟอลต์ และกลับไปยังสภาะปกติได้หลังจากฟอลต์เคลียร์ดังรูปที่ 7.5 ถึง 7.10

ด้านระบบป้องกัน

รีเลย์วัดระยะทางที่ป้องกันสายส่งหลักระหว่างภาคใต้กับระบบหลักเห็นเหตุการณ์ดังนี้

รีเลย์ที่บัส 7 ดังรูปที่ 7.13 เห็นอิมพีแดนซ์เข้าทางด้านหลังและถูกบล็อค 2.5 ไซเคิล แต่ไม่เข้าโซนที่ 1 ดังนั้นรีเลย์จึงยังไม่ทำงาน

รีเลย์ที่บัส 39 ดังรูปที่ 7.14 เห็นฟอลต์อยู่ในโซนที่ 2 เป็นเวลา 5 ไซเคิลหลังจากนั้นอิมพีแดนซ์ได้เคลื่อนตัวออกจากโซนไปแล้วดังนั้นรีเลย์จึงไม่ทำงาน (เวลาที่โซนที่ 2 ใช้ในการทำงานประมาณ 20 ไซเคิล)

ด้านกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งหลัก

พิจารณารูปที่ 7.11 พบว่ากำลังไฟฟ้าจริงหลังจากเคลียร์เคลียร์จะแกว่งรอบ ๆ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงก่อนเกิดฟอลต์ ส่วนกำลังไฟฟ้าเสมือนดังรูปที่ 7.12 สภาพโดยรวมมีค่าลดลง

กรณีระบบทางภาคใต้รับกำลังผลิตจากระบบหลัก 418.98 MW ตามหัวข้อที่ 7.5 พฤติกรรมต่าง ๆ ในแต่ละส่วนตลอดช่วงเหตุการณ์สรุปดังนี้

ด้านระบบผลิต

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทางภาคใต้และระบบหลักยังคงเกาะกลุ่มและมีเสถียรดังรูปที่ 7.16 และ 7.17

ด้านระบบส่ง

พิจารณารูปที่ 7.18 ถึง 7.23 ศักดาไฟฟ้าในแต่ละบัสจะลดลงอย่างรวดเร็วขณะเกิดฟอลต์และอยู่ในเกณฑ์ปกติ (ไม่ต่ำกว่า 80 %) หลังจากฟอลต์เคลียร์ทุกบัสยกเว้นบัสที่ 7 , 32 และ 35 ศักดาไฟฟ้าต่ำกว่าเกณฑ์

ด้านระบบป้องกัน

รีเลย์วัดระยะทางที่ป้องกันสายส่งหลักระหว่างภาคใต้กับระบบหลักเห็นเหตุการณ์ดังนี้

รีเลย์ที่บัส 7 ดังรูปที่ 7.26 เห็นอิมพีแดนซ์เข้าทางด้านหลังและถูกบล็อค 2.5 ไซเคิล แต่ไม่เข้าโซนที่ 1 และแกว่งอยู่บริเวณโซนป้องกันการแกว่งของกำลังไฟฟ้า ดังนั้นรีเลย์จึงไม่ทำงาน

รีเลย์ที่บัส 39 ดังรูปที่ 7.27 เห็นฟอลต์อยู่ในโซนที่ 2 เป็นเวลา 5 ไซเคิลหลังจากนั้นอิมพีแดนซ์ได้เคลื่อนตัวออกจากโซนและแกว่งอยู่ในโซนป้องกันการแกว่งของกำลังไฟฟ้า ดังนั้นรีเลย์จึงไม่ทำงาน

ด้านกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งหลัก

พิจารณารูปที่ 7.24 กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่ง 7-39 หลังจากเคลียร์ฟอลต์จะลดลงเหลือ 200 MW เนื่องมาจากศักดาไฟฟ้าต่ำกว่าเกณฑ์ ส่วนกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง 32-35 จะลดลงขณะฟอลต์และเข้าสู่ปกติหลังจากเคลียร์ฟอลต์ ส่วนกำลังไฟฟ้าเสมือนดังรูปที่ 7.25 สภาวะปกติจะไหลเข้าสู่ระบบหลักแต่หลังจากฟอลต์เคลียร์จะไหลเข้าสู่ระบบหลักน้อยลงและเกิดการแกว่งเล็กน้อย

กรณีระบบทางภาคใต้รับกำลังผลิตจากระบบหลัก 462.19 MW ตามหัวข้อที่ 7.6 พฤติกรรมต่าง ๆ ในแต่ละส่วนตลอดช่วงเหตุการณ์สรุปดังนี้

ด้านระบบผลิต

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทางภาคใต้และระบบหลักยังคงเกาะกลุ่มและมีเสถียรดังรูปที่ 7.29 และ 7.30 แต่ความถี่ และมุมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทางภาคใต้เกิดการแกว่งอย่างมาก

ด้านระบบส่ง

พิจารณารูปที่ 7.31 ถึง 7.36 ศักดาไฟฟ้าในแต่ละบัสจะลดลงอย่างรวดเร็วขณะเกิดฟอลต์และอยู่ในเกณฑ์ปกติ (ไม่ต่ำกว่า 80 %) หลังจากฟอลต์เคลียร์ทุกบัสยกเว้นบัสที่ 7 , 32 , 38 และ 35 ศักดาไฟฟ้าต่ำกว่าเกณฑ์

ด้านระบบป้องกัน

รีเลย์วัดระยะทางที่ป้องกันสายส่งหลักระหว่างภาคใต้กับระบบหลักเห็นเหตุการณ์ดังนี้

รีเลย์ที่บัส 7 ดังรูปที่ 7.39 เห็นอิมพีแดนซ์เข้าทางด้านหลังและถูกบล็อค 2.5 ไซเคิล แต่ไม่เข้าโซนที่ 1 และแกว่งอยู่บริเวณโซนป้องกันการแกว่งของกำลังไฟฟ้า ดังนั้นรีเลย์จึงไม่ทำงาน

รีเลย์ที่บัส 39 ดังรูปที่ 7.40 เห็นฟอลต์อยู่ในโซนที่ 2 เป็นเวลา 5 ไซเคิลหลังจากนั้นอิมพีแดนซ์ได้เคลื่อนตัวออกจากโซนและกลับเข้ามาในโซนอีกครั้งโดยเข้ามาในโซนที่ 3 ที่เวลาประมาณ 40 ไซเคิลเรื่อยไปทำให้รีเลย์ทำงานดังรูปที่ 7.40 ซึ่งแสดงค่าถึง 70 ไซเคิล และรูปที่ 7.41 แสดงค่าถึง 150 ไซเคิล

รีเลย์ที่บัส 32 ของสายส่ง 32-35 วงจร 2 ดังรูปที่ 7.42 เห็นอิมพีแดนซ์แกว่งอยู่ในโซนป้องกันการแกว่งของกำลังไฟฟ้าดังนั้นรีเลย์ไม่ทำงาน

รีเลย์ที่บัส 35 ของสายส่ง 32-35 วงจร 2 ดังรูปที่ 7.43 เห็นอิมพีแดนซ์อยู่ในโซนที่ 3 ขณะเกิดฟอลต์หลังจากนั้นแกว่งอยู่ในโซนป้องกันการแกว่งของกำลังไฟฟ้าดังนั้นรีเลย์ไม่ทำงาน

<u>ด้านกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งหลัก</u>

พิจารณารูปที่ 7.37 กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่งระบบหลักไปยังภาคใต้หลังจากเคลียร์ฟอลต์ส่งไปได้เพียง 300 MW จากเดิม 460 MW เนื่องมาจากศักดาไฟฟ้าบริเวณนี้ต่ำกว่าเกณฑ์มาก ส่วนกำลังไฟฟ้าเสมือนเกิดการแกว่งมากดังรูปที่ 7.38

โดยสรุปแล้วจากการทดสอบในกรณีนี้ (461.98 MW) รีเลย์วัดระยะทางที่บัส 39 สายส่ง 7-39 วงจร 2 จะทำการสั่งทริฟที่เวลาประมาณ 70 ไซเคิล แต่ในทางปฏิบัติที่บัส 7 จะมีอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าเสมือน (SVC) มาช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนในขณะเริ่มเกิดเหตุการณ์ ดังนั้นรีเลย์จึงอาจจะยังไม่ทำงาน

กรณีระบบทางภาคใต้รับกำลังผลิตจากระบบหลัก 528 MW ตามหัวข้อที่ 7.7 พฤติกรรมต่าง ๆ ในแต่ละส่วนตลอดช่วงเหตุการณ์สรุปดังนี้

<u>ด้านระบบผลิต</u>

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทางภาคใต้และระบบหลักเริ่มแยกระบบจากกันทันทีหลังจากเคลียร์ฟอลต์โดยที่เวลา 1.5 วินาทีระบบแยกจากกันอย่างแน่นอนดังรูปที่ 7.45 และ 7.46 สรุปว่าระบบไม่มีเสถียรภาพ

<u>ด้านระบบส่ง</u>

พิจารณารูปที่ 7.47 ถึง 7.52 ศักดาไฟฟ้าในแต่ละบัสจะลดลงอย่างรวดเร็วขณะเกิดฟอลต์หลังจากฟอลต์เคลียร์แล้วศักดาไฟฟ้าทุกบัสจะแกว่งตั้งแต่เวลา 1.5 วินาทีเป็นต้นไป โดยบัสที่ 7 , 32 , 35 , 38 และ39 ศักดาไฟฟ้าต่ำกว่าเกณฑ์และแกว่งอย่างมาก

<u>ด้านระบบป้องกัน</u>

รีเลย์วัดระยะทางทุกตัวที่รับผิดชอบการป้องกันสายส่งหลักสั่งทริฟสายส่งหลักทั้งหมด (สายส่ง 7-39 และ 32-35) ซึ่งลักษณะการเคลื่อนตัวของอิมพีแดนซ์เป็นแบบการแกว่งแบบไม่มีเสถียรภาพ ดังรูปที่ 7.55 ถึง 7.56 ซึ่งแสดงการเคลื่อนตัวของอิมพีแดนซ์ที่ไซเคิลต่าง ๆ

<u>ด้านกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งหลัก</u>

พิจารณารูปที่ 7.53 กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่งระบบหลักไปยังภาคใต้หลังจากเคลียร์ฟอลต์แล้วจะเพิ่มขึ้นประมาณ 50 % จากนั้นจะค่อย ๆ ลดลงและแกว่งอย่างรุนแรงที่เวลาประมาณ 1.5 วินาที (ซึ่งเป็นเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 ระบบแยกกันทางความถี่อย่างแน่นอนแล้ว) ส่วนกำลังไฟฟ้าเสมือนดังรูปที่ 7.54 หลังจากเคลียร์ฟอลต์แล้วจะเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องและแกว่งอย่างรุนแรงที่เวลาประมาณ 1.5 วินาที

โดยสรุปแล้วจากการทดสอบในกรณีนี้ (528 MW Transfer) ระบบสูญเสียเสถียรภาพโดยสิ้นเชิง โดยผลที่ตามมาก็คือหลังจากสายส่งหลักทริฟ (สายส่ง 7-39 ระบบ 230 kV ,สายส่ง 32-35 ระบบ 115 kV) ทำให้ระบบภาคใต้แยกจากระบบหลัก (System Separate) และเกิดเหตุการณ์ Partial Blackout ไปในที่สุดเนื่องจากระบบทางภาคใต้จะขาดแคลนกำลังผลิตมากขึ้นไปเรื่อย ๆ

7.9 สรุปผลการทดสอบ

ในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างระบบหลักกับระบบทางภาคใต้ตามที่ได้ทดสอบไปแล้วนั้นซึ่งได้ทดสอบโดยเกิดสามเฟสฟอลต์ที่ใกล้ ๆ บัส 7 ของสายส่ง 7-39 วงจรที่ 1ที่สภาพระดับการไหลของกำลังไฟฟ้ากรณีต่าง ๆ หลังจากเคลียร์ฟอลต์ได้ข้อสรุปคือ

กรณีระบบทางภาคใต้จ่ายกำลังสูงสุด ผลการทดสอบคือระบบมีเสถียรภาพ

กรณีระบบทางภาคใต้รับจากระบบหลัก 418 MW ผลการทดสอบคือระบบมีเสถียรภาพ

กรณีระบบทางภาคใต้รับจากระบบหลัก 462 MW ผลการทดสอบคือระบบเริ่มทำท่าจะสูญเสียเสถียรภาพ

กรณีระบบทางภาคใต้รับจากระบบหลัก 528 MW ผลการทดสอบคือระบบสูญเสียเสถียรภาพ

ดังนั้นระบบหลักสามารถส่งผ่านกำลังไฟฟ้าไปสู่ภาคใต้ไม่เกิน 418 MW จึงจะสามารถรองรับเหตุการณ์ที่ได้ทดสอบไปแล้ว