

บทที่ 5

การทดสอบระบบผู้เชี่ยวชาญ

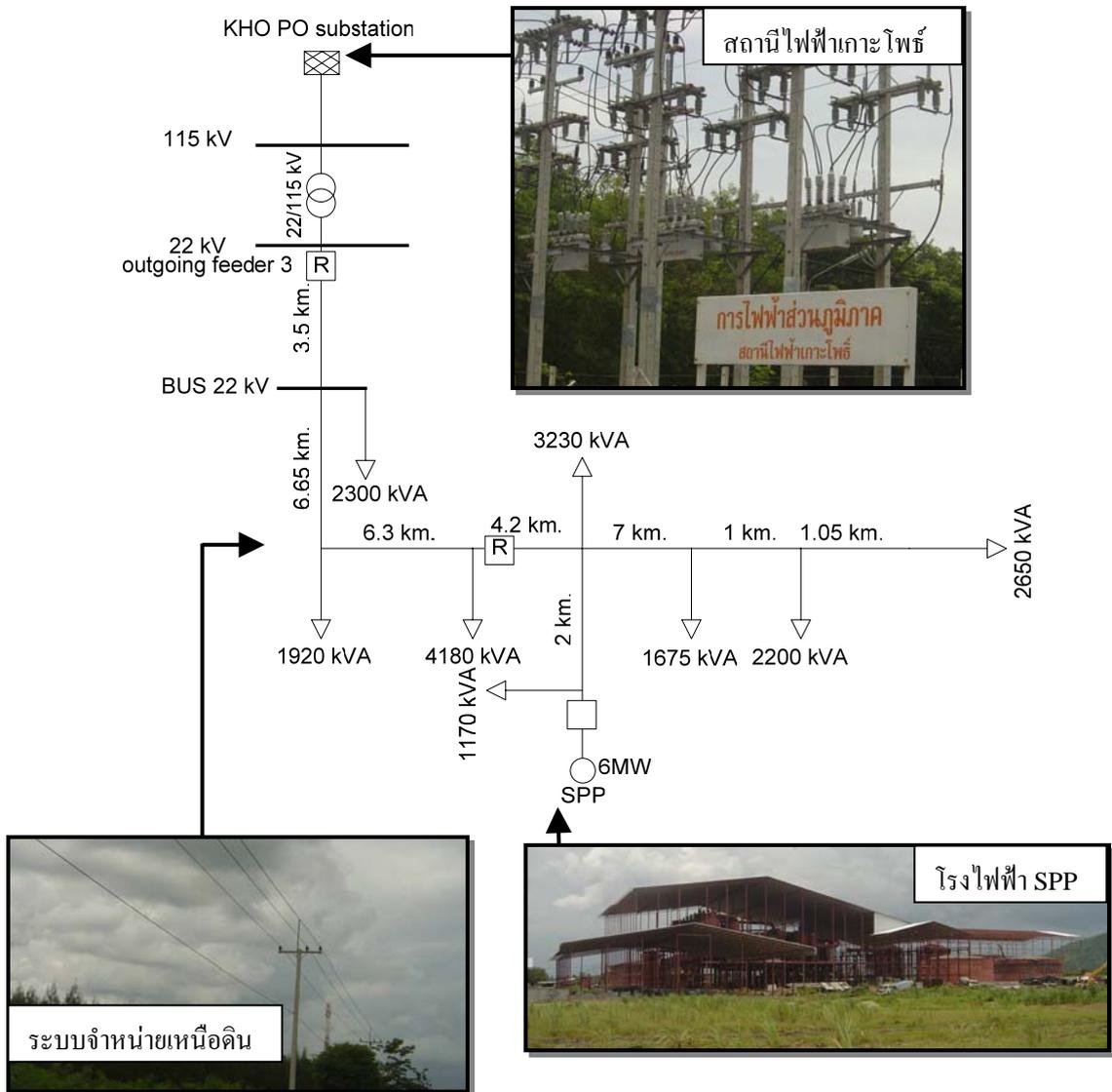
เป้าหมายหลักของระบบผู้เชี่ยวชาญก็คือการเลียนแบบความรู้ความชำนาญของมนุษย์ ดังนั้นในการทดสอบระบบผู้เชี่ยวชาญที่ได้พัฒนาขึ้นจึงต้องนำผลลัพธ์ที่ได้จากการประมวลผลของระบบผู้เชี่ยวชาญมาเปรียบเทียบกับผลลัพธ์ที่มนุษย์เป็นผู้ทำ ว่ามีประสิทธิภาพดีกว่า หรือด้อยกว่า

แต่เนื่องจากผลลัพธ์ที่ได้จากการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันนั้นอาจมีได้หลายแบบ โดยแต่ละแบบอาจต่างกันในเรื่องรายละเอียดในส่วนของค่าการทำงาน เช่น แบบแรก มีการกำหนดค่า Pick Up เป็น 1 และ ค่า Time Multiplier เป็น 2 ส่วนอีกแบบมีการกำหนดค่า Pick Up เป็น 1.5 และ ค่า Time Multiplier เป็น 1 เป็นต้น แต่การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันยังคงทำงานได้สัมพันธ์กัน ดังนั้นจึงเป็นการยากที่จะวัดหรือทดสอบผลลัพธ์ที่ได้จากระบบผู้เชี่ยวชาญออกมาเป็นตัวเลขในเชิงเปรียบเทียบว่าการตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่ระบบผู้เชี่ยวชาญประมวลผลนั้นมีประสิทธิภาพดีเพียงใด

ดังนั้นในการทดสอบระบบผู้เชี่ยวชาญในการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายแบบเรเดียลที่มีการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในงานวิจัยนี้จึงพิจารณาเพียงความถูกต้องที่ได้จากการประมวลผลระบบผู้เชี่ยวชาญ ว่าอุปกรณ์ป้องกันทุกชิ้นในระบบจำหน่ายสามารถทำงานได้สัมพันธ์กัน 100 % หรือไม่

5.1 ระบบจำหน่ายที่ใช้ในการทดสอบ

สำหรับระบบจำหน่ายที่ใช้ในการทดสอบการประมวลผลของระบบผู้เชี่ยวชาญที่ได้พัฒนาขึ้น เป็นระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่มีระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์ ซึ่งเป็นสายป้อนที่ 3 ของสถานีไฟฟ้าเกาะโพธิ์ ตั้งอยู่ที่ อ.บ่อทอง จ.ระยอง โดยมี DG ที่ใช้เชื้อเพลิงกากอ้อยในการผลิต ซึ่งมีขนาด 6 MW เชื่อมต่อเข้ากับระบบ ซึ่งอยู่ห่างจากสถานีไฟฟ้าดังกล่าวประมาณ 22.6 กิโลเมตร โดยในวงจรมีโหลดสูงสุดประมาณ 7 MW และ โหลดต่ำสุดประมาณ 3 MW โดยสายเมนมีขนาด 185 ตร.มม. สำหรับแผนผังของระบบจำหน่ายมีลักษณะเป็นดังรูป 5.1



รูป 5.1 ข้อมูลระบบจำหน่ายที่ได้จากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

จากรูป 5.1 เป็นระบบจำหน่ายที่มีสถานีไฟฟ้าเป็นแบบชั่วคราวซึ่งใช้รีโคลสเซอร์ทำงานเป็นอุปกรณ์ป้องกันแทนเซอร์กิตเบรกเกอร์ และมีรีโคลสเซอร์ในสายเมนอีก 1 ชุด โดยรีโคลสเซอร์ทั้งสองชุดเป็นรีโคลสเซอร์ผลิตภัณฑ์ COOPER ซึ่งมีผู้ควบคุมแบบ Form-4C ซึ่งทำการ Off – fast operation ไว้ทั้งสองชุด

สำหรับอุปกรณ์ป้องกันของผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อย (SPP: Small Power Producer) เป็นเซอร์กิตเบรกเกอร์ ควบคุมการทำงานด้วยรีเลย์กระแสเกิน (50/51&50/51N)และรีเลย์แบบทิศทาง (Directional Relay: 67/67N) โดยรีเลย์แบบทิศทางจะตั้งการทำงานแบบเวลาคงที่ (Definite Time) ซึ่งใช้สำหรับการป้องกันการลัดวงจรที่ขั้วของ DG ซึ่งไม่ได้นำมาพิจารณาในการจัด

ความสัมพันธ์กับอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย ส่วนรีเลย์กระแสเกิน เป็นรีเลย์รุ่นไมโคร-โปรเซสเซอร์ ซึ่งใช้ TCC แบบ Very Inverse ตามมาตรฐาน IEC โดยใช้ CT Ratio 600/5 A

สำหรับข้อมูลค่าตัวแปร (Parameter) ที่ใช้ในการคำนวณทางด้านวิศวกรรมของระบบจำหน่ายที่ใช้ในการทดสอบ ซึ่งได้แก่ ค่าอิมพีแดนซ์ที่สถานีไฟฟ้า ค่าอิมพีแดนซ์ของ DG และค่าอิมพีแดนซ์ของสายไฟเป็นดังตาราง 5.1 – 5.2 ส่วนค่า Scheduled Voltage ของสถานีไฟฟ้าใช้ค่า 1.06 pu. และของ DG ใช้ 1.00 pu.

ตาราง 5.1 ค่าอิมพีแดนซ์ของแหล่งจ่ายไฟในระบบจำหน่ายที่ใช้ในการทดสอบ

ข้อมูล	MVA Base	Parameter (per unit of each base)					
		R1	X1	R2	X2	R0	X0
Driving Point สถานีไฟฟ้าเกาะโพธิ์ ด้าน 22 kV outgoing	100	0.00661	0.46377	0.00661	0.46377	0.00142	0.29951
อิมพีแดนซ์ของ DG (รวมหม้อแปลงแล้ว)	6	0	0.217	0	0.145	0	0.008

ตาราง 5.2 ค่าอิมพีแดนซ์ของสายไฟชนิดต่างๆ (Base = 100 MVA)

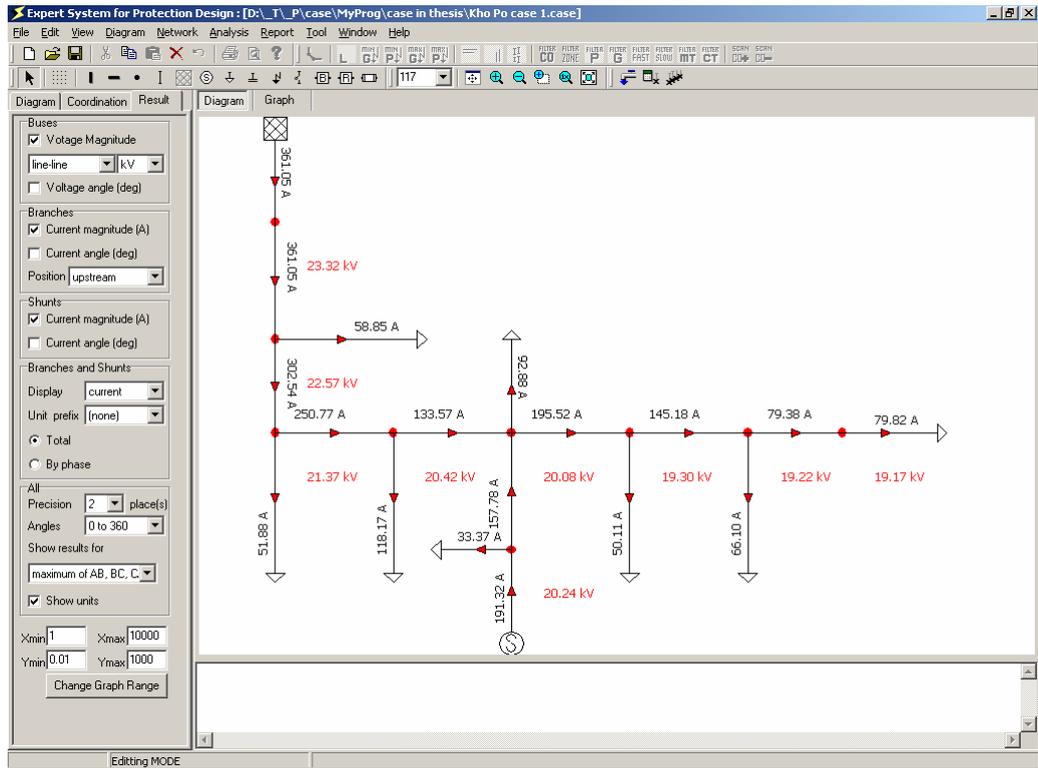
ข้อมูล	Parameter (per unit / km)					
	R1	X1	R0	X0	Y0	Y1
สายเมนใช้สายเปลือยขนาด 185 mm ²	.17571	.33444	.32371	1.56125	3.385	1.649
สายแยกใช้สายเปลือยขนาด 120 mm ²	.26643	.34869	.41443	1.57551	3.385	1.649

5.2 การทดสอบการคำนวณทางด้านวิศวกรรม

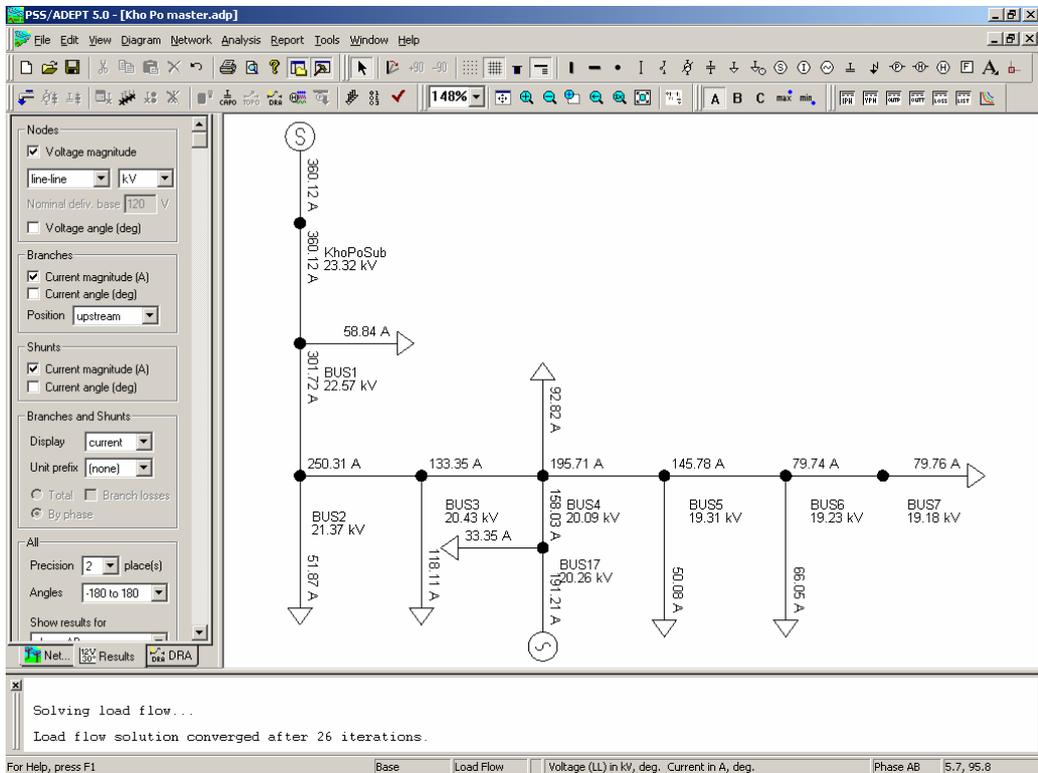
ในการทดสอบผลลัพธ์ที่ได้จากการวิเคราะห์ทางด้านวิศวกรรมนั้น ซึ่งได้แก่การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า และการวิเคราะห์การลัดวงจรนั้น จะใช้วิธีเปรียบเทียบผลลัพธ์ที่ได้จากโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น กับผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณด้วยโปรแกรมสำเร็จรูปสำหรับวิเคราะห์งานทางด้านวิศวกรรมไฟฟ้า ซึ่งได้แก่โปรแกรม DIgSILENT และ โปรแกรม PSS/ADEPT ซึ่งทั้งสองโปรแกรมเป็นโปรแกรมสำเร็จรูปที่มีความน่าเชื่อถือสูง เนื่องจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ใช้โปรแกรมทั้งสองนี้เป็นโปรแกรมหลักในงานวิเคราะห์ทางด้านวิศวกรรมไฟฟ้า นอกจากนี้คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ยังใช้โปรแกรม DIgSILENT ในการศึกษาวิเคราะห์งานทางด้านวิศวกรรมไฟฟ้าในโครงการวิจัยต่างๆอีกด้วย

5.2.1 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า

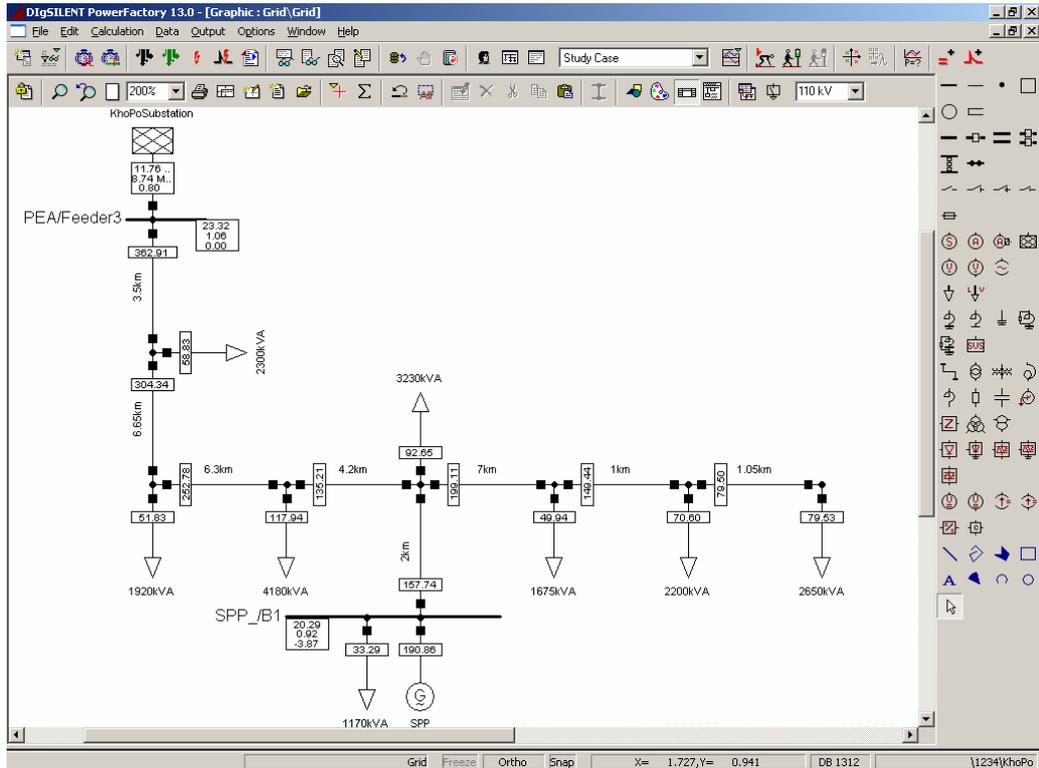
ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าจะใช้ข้อมูลระบบจำหน่ายตามหัวข้อ 5.1 โดยไม่ได้มีการแก้ไขข้อมูล ซึ่งผลการคำนวณที่ได้จากทั้ง 3 โปรแกรม เป็นดังรูปต่อไปนี้



รูป 5.2 ผลลัพธ์ที่ได้จากวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น



รูป 5.3 ผลลัพธ์ที่ได้จากวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยโปรแกรม PSS/ADEPT



รูป 5.4 ผลลัพธ์ที่ได้จากวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยโปรแกรม DIGSILENT

จากการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยโปรแกรมทั้ง 3 โปรแกรมโดยใช้ข้อมูลระบบจำหน่ายเดียวกัน ตามหัวข้อ 5.1 พบว่าผลลัพธ์ที่ได้จากทั้ง 3 โปรแกรม มีค่าใกล้เคียงกัน ดังตาราง 5.3

ตาราง 5.3 เปรียบเทียบผลลัพธ์ที่ได้จากวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของทั้ง 3 โปรแกรม

สายไฟเส้นที่	ค่ากระแสที่ไหลในสายไฟที่คำนวณด้วยโปรแกรมต่างๆ (แอมป์)		
	โปรแกรมที่พัฒนาขึ้น	โปรแกรม PSS/ADEPT	โปรแกรม DIGSILENT
1	361.05	360.12	362.91
2	302.54	301.72	304.34
3	250.77	250.31	252.78
4	133.57	133.35	135.21
5	195.52	195.71	199.11
6	145.18	145.78	149.44
7	79.38	79.74	79.50
8(DG)	157.78	158.03	157.74

5.2.2 การวิเคราะห์การลัดวงจร

ในการวิเคราะห์การลัดวงจรจะใช้ข้อมูลระบบจำหน่ายตามหัวข้อ 5.1 โดยไม่ได้มีการแก้ไขข้อมูล ซึ่งผลการคำนวณที่ได้จากทั้ง 3 โปรแกรม เป็นดังตาราง 5.4 – 5.8

ตาราง 5.4 เปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจร แบบ 3 เฟสลงดิน ณ จุดลัดวงจร ของทั้ง 3 โปรแกรม

ตำแหน่งที่ เกิดลัดวงจร	ค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสลงดิน ที่คำนวณด้วยโปรแกรมต่างๆ (แอมป์)		
	โปรแกรมที่พัฒนาขึ้น	โปรแกรม PSS/ADEPT	โปรแกรม DIgSILENT
Utility Bus	6522.80	6521.82	6502.55
3.5 km.	4430.52	4430.03	4464.19
10.15 km.	2879.64	2879.53	2914.84
16.45 km.	2290.45	2290.52	2314.17
20.65 km.	2075.57	2075.73	2091.72
27.65 km.	1482.50	1482.73	1504.73
28.65 km.	1424.02	1424.26	1446.54
29.7 km.	1367.33	1367.58	1389.99
DG Bus	2002.52	2002.76	2015.24

ตาราง 5.5 เปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจร แบบ 1 เฟสลงดิน ณ จุดลัดวงจร ของทั้ง 3 โปรแกรม

ตำแหน่งที่ เกิดลัดวงจร	ค่ากระแสลัดวงจรแบบ 1 เฟสลงดิน ที่คำนวณด้วยโปรแกรมต่างๆ (แอมป์)		
	โปรแกรมที่พัฒนาขึ้น	โปรแกรม PSS/ADEPT	โปรแกรม DIgSILENT
Utility Bus	7373.58	7372.79	7810.30
3.5 km.	3456.96	3456.86	3592.65
10.15 km.	2184.85	2185.03	2247.52
16.45 km.	2158.65	2159.00	2200.52
20.65 km.	2607.57	2608.01	2628.98
27.65 km.	1270.89	1271.25	1299.98
28.65 km.	1184.12	1184.48	1212.39
29.7 km.	1104.91	1105.26	1132.29
DG Bus	3104.68	3105.18	3100.68

ตาราง 5.6 เปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจร แบบ 1 เฟสลงดินผ่านรีแอกแตนซ์ขนาด 40 โอห์ม ณ จุดลัดวงจร ของทั้ง 3 โปรแกรม

ตำแหน่งที่ เกิดลัดวงจร	ค่ากระแสลัดวงจรแบบ เฟสลงดินผ่านรีแอกแตนซ์ขนาด 40 โอห์ม ที่คำนวณด้วยโปรแกรมต่างๆ (แอมป์)		
	โปรแกรมที่พัฒนาขึ้น	โปรแกรม PSS/ADEPT	โปรแกรม DIgSILENT
Utility Bus	321.91	321.90	334.35
3.5 km.	307.12	307.15	318.76
10.15 km.	292.54	292.62	303.25
16.45 km.	292.13	292.24	302.48
20.65 km.	298.88	299.02	309.23
27.65 km.	267.61	267.75	276.95
28.65 km.	263.66	263.79	272.87
29.7 km.	259.63	259.75	268.70
DG Bus	304.28	304.43	314.69

ตาราง 5.7 เปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจร แบบเฟสสองเฟส ณ จุดลัดวงจร ของทั้ง 3 โปรแกรม

ตำแหน่งที่ เกิดลัดวงจร	ค่ากระแสลัดวงจรแบบ เฟสสองเฟส ที่คำนวณด้วยโปรแกรมต่างๆ (แอมป์)		
	โปรแกรมที่พัฒนาขึ้น	โปรแกรม PSS/ADEPT	โปรแกรม DIgSILENT
Utility Bus	5712.31	5711.52	5699.31
3.5 km.	3910.93	3910.57	3942.22
10.15 km.	2587.11	2587.08	2616.54
16.45 km.	2100.34	2100.47	2116.34
20.65 km.	1934.32	1934.52	1940.64
27.65 km.	1352.95	1353.21	1370.10
28.65 km.	1296.88	1297.15	1314.55
29.7 km.	1242.74	1243.01	1260.83
DG Bus	1882.18	1882.45	1883.73

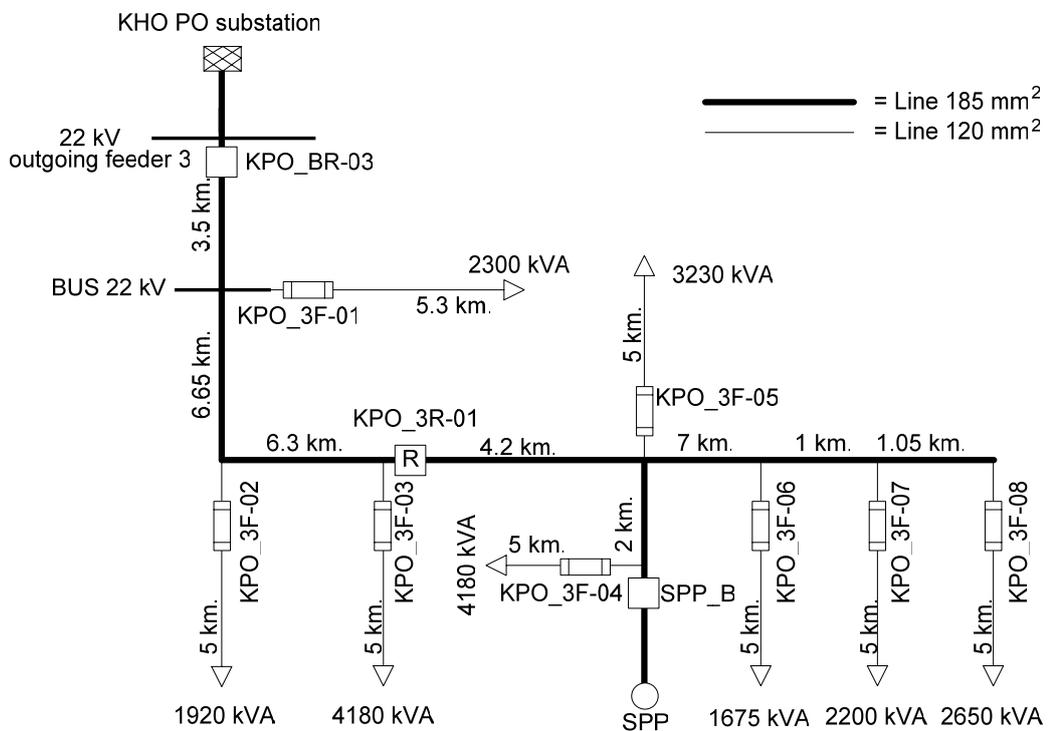
ตาราง 5.8 เปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจร แบบเฟสสองเฟสลงดิน ณ จุดลัดวงจร ทั้ง 3 โปรแกรม

ตำแหน่งที่ เกิดลัดวงจร	ค่ากระแสลัดวงจรแบบ เฟสสองเฟสลงดิน ที่คำนวณด้วยโปรแกรมต่างๆ (แอมป์)		
	โปรแกรมที่พัฒนาขึ้น	โปรแกรม PSS/ADEPT	โปรแกรม DIgSILENT
Utility Bus	7070.2	7068.58	7430.83
3.5 km.	4147.58	4147.14	4192.06
10.15 km.	2745.31	2745.27	2781.58
16.45 km.	2301.75	2301.91	2329.94
20.65 km.	2399.89	2400.16	2429.09
27.65 km.	1470.45	1470.74	1409.46
28.65 km.	1404.54	1404.83	1427.96
29.7 km.	1342.00	1342.30	1365.24
DG Bus	3108.3	3108.49	3116.05

จากข้อมูลข้างต้น จะเห็นได้ว่าการคำนวณในส่วนของการวิเคราะห์ทางด้านวิศวกรรมของโปรแกรมที่ผู้วิจัยได้พัฒนาขึ้นนั้น มีค่าใกล้เคียงกับ โปรแกรม PSS/ ADEPT มากกว่า โปรแกรม DIgSILENT ทั้งนี้อาจเป็นเพราะลักษณะการป้อนข้อมูลอินพุตและวิธีการคำนวณของโปรแกรม DIgSILENT มีความแตกต่างกับ 2 โปรแกรมข้างต้น จึงทำให้ผลลัพธ์แตกต่างกัน

5.3 การทดสอบระบบผู้เชี่ยวชาญ

ในการตรวจสอบผลลัพธ์ที่ได้จากการประมวลผลระบบผู้เชี่ยวชาญสำหรับการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายที่มีการเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้น จะใช้วิธีตรวจสอบความถูกต้องโดยการคำนวณด้วยมือ ตามหลักการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันในบทที่ 2 โดยระบบจำหน่ายที่ใช้ในการทดสอบยังคงเป็นระบบจำหน่ายตามข้อ 5.1 แต่ได้มีการเพิ่มเติมข้อมูลระบบจำหน่ายบางส่วนเข้าไปตามความเหมาะสมและมีการกำหนดรหัสอุปกรณ์เพื่อความสะดวกในการอ้างอิง ดังรูป 5.5



รูป 5.5 ระบบจำหน่ายที่ใช้ในการทดสอบระบบผู้เชี่ยวชาญ

จากข้อมูลข้างต้น เมื่อทำการป้อนข้อมูลให้กับ โปรแกรมระบบผู้เชี่ยวชาญ แล้ว จะมีลักษณะดังรูป 5.6

และจากการประมวลผลโดยส่วนการกำหนดคู่ของอุปกรณ์ป้องกันสำหรับการใช้ในการจัดความสัมพันธ์ ของระบบจำหน่ายในกรณีศึกษาที่ 2 นี้ มีจำนวนคู่ของอุปกรณ์ป้องกันที่ระบบผู้เชี่ยวชาญจะต้องจัดความสัมพันธ์ทั้งสิ้น 15 คู่ ดังรูป 5.8

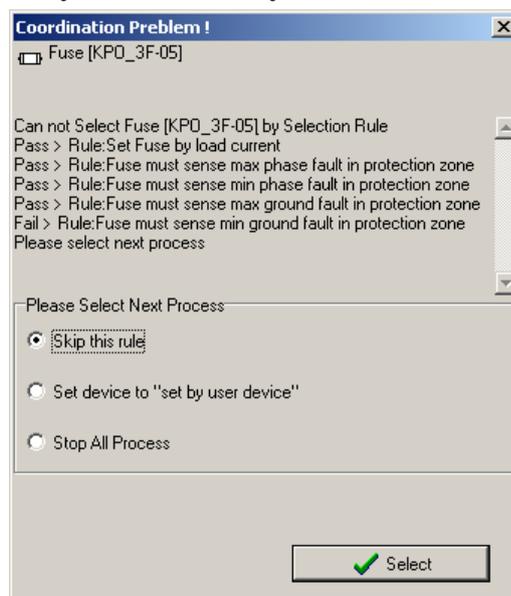
```

Start Create Coordination Pair
Co Pair KPO_3R-01 with KPO_3F-08 Variation Min ZoneCo = Node8 to Node8
Co Pair KPO_BR-03 with KPO_3R-01 Variation Min ZoneCo = Node29.7km to Node8
Co Pair KPO_3R-01 with KPO_3F-07 Variation Min ZoneCo = Node7 to Node7
Co Pair KPO_BR-03 with KPO_3R-01 Variation Min ZoneCo = Node28.65km to Node7 +
Co Pair KPO_3R-01 with KPO_3F-06 Variation Min ZoneCo = Node6 to Node6
Co Pair KPO_BR-03 with KPO_3R-01 Variation Min ZoneCo = Node27.65km to Node6 +
Co Pair KPO_3R-01 with KPO_3F-05 Variation Min ZoneCo = Node5 to Node5
Co Pair KPO_BR-03 with KPO_3R-01 Variation Min ZoneCo = Node20.65km to Node5 +
Co Pair KPO_3R-01 with KPO_3F-04 Variation Min ZoneCo = Node4 to Node4
Co Pair KPO_BR-03 with KPO_3R-01 Variation Min ZoneCo = Node22.65SPP to Node4 +
Co Pair KPO_BR-03 with KPO_3F-03 Variation Min ZoneCo = Node3 to Node3
Co Pair KPO_BR-03 with KPO_3F-02 Variation Min ZoneCo = Node2 to Node2
Co Pair KPO_BR-03 with KPO_3F-01 Variation Min ZoneCo = Node1 to Node1
Co Pair SPP_B with KPO_3F-08 Variation Min ZoneCo = Node8 to Node8
Co Pair SPP_B with KPO_3F-07 Variation Min ZoneCo = Node7 to Node7
Co Pair SPP_B with KPO_3F-06 Variation Min ZoneCo = Node6 to Node6
Co Pair SPP_B with KPO_3F-05 Variation Min ZoneCo = Node5 to Node5
Co Pair SPP_B with KPO_3F-04 Variation Min ZoneCo = Node4 to Node4
Co Pair SPP_B with KPO_3R-01 No Variation Min ZoneCo
Create Coordination Pair Complete = 15 Pair

```

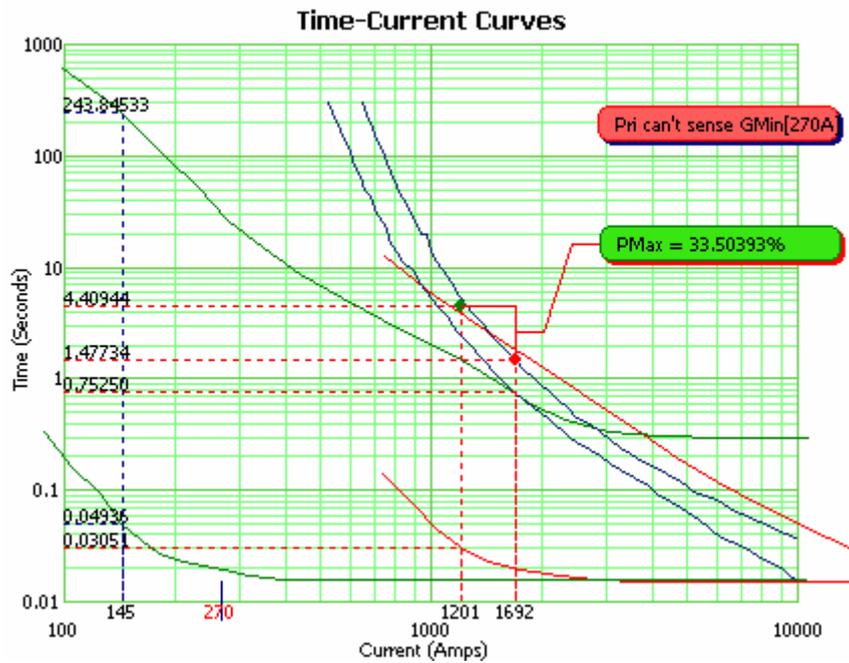
รูป 5.8 แสดงกระบวนการกำหนดคู่ของอุปกรณ์ป้องกันสำหรับการใช้ในการจัดความสัมพันธ์

และจากการประมวลผลโดยส่วนการเลือกค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสมตามฐานกฎในตาราง 4.2 พบว่า มีฟิวส์ KPO_3F-03 และฟิวส์ KPO_3F-05 ไม่สามารถเลือกค่าตามกฎได้ เนื่องจาก เลือกค่าฟิวส์ตามขนาดของกระแสโหลดแล้ว แต่ไม่สามารถตรวจพบกระแสลัดวงจรต่ำสุดทางด้านกราวนด์ได้ ระบบผู้เชี่ยวชาญจึงแจ้งให้ผู้ใช้งานทราบ และให้ผู้ใช้งานเลือกว่า จะดำเนินการอย่างไรต่อไป ดังรูป 5.9 โดยในที่นี้ผู้วิจัยได้เลือกยกเว้นกฎนี้

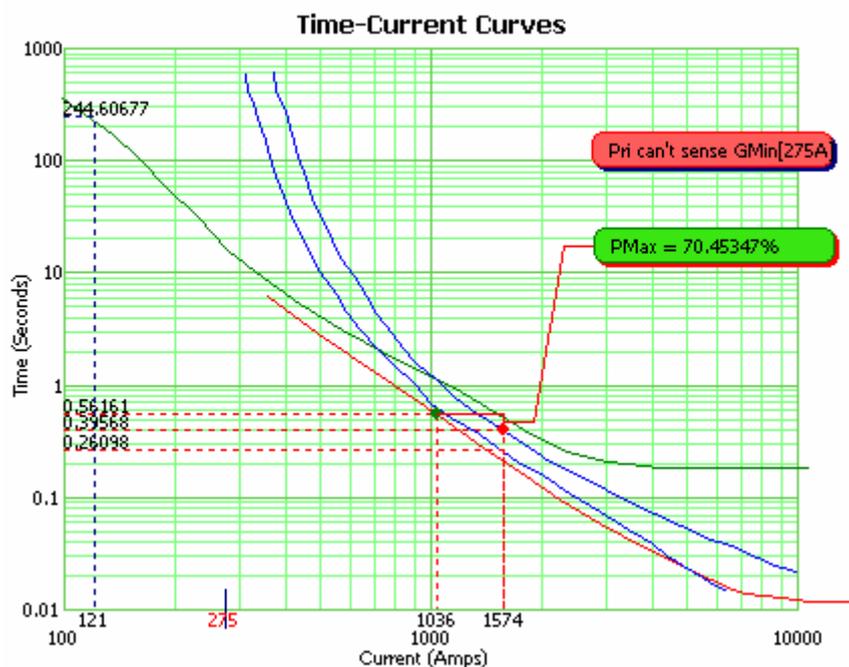


รูป 5.9 ส่วนแสดงผลข้อมูลเพื่อให้ผู้ใช้งานตัดสินใจ

และเนื่องจากฟิวส์ KPO_3F-03 และฟิวส์ KPO_3F-05 ไม่สามารถตรวจพบกระแสลัดวงจรต่ำสุดทางด้านกราวนด์ จึงทำให้การจัดความสัมพันธ์ระหว่างฟิวส์ KPO_F-03 กับรีโกลสเซอร์ KPO_BR-03 และระหว่างฟิวส์ KPO_F-05 กับ รีโกลสเซอร์ KPO_3R-01 ทางด้านกราวนด์ ไม่สามารถทำได้ดังรูป 5.10 และ 5.11



รูป 5.10 ผลการจัดความสัมพันธ์ระหว่าง ฟิวส์ KPO_3F-03 กับรีโกลสเซอร์ KPO_BR-03



รูป 5.11 ผลการจัดความสัมพันธ์ระหว่าง ฟิวส์ KPO_3F-05 กับ รีโกลสเซอร์ KPO_3R-01

สำหรับผลการเลือกค่าการทำงานที่เหมาะสมของอุปกรณ์ป้องกันโดยระบบผู้เชี่ยวชาญ เป็นดังตาราง 5.9

ตาราง 5.9 แสดงค่าการทำงานที่เหมาะสมของแต่ละอุปกรณ์ที่ประมวลผลโดยระบบผู้เชี่ยวชาญ

ชื่ออุปกรณ์	กระแสโหลดที่ไหลผ่านอุปกรณ์	ค่าการทำงานเริ่มต้น
ฟิวส์ KPO_3F-01	59.45 A	80K
ฟิวส์ KPO_3F-02	52.46 A	65K
ฟิวส์ KPO_3F-03	121.08 A	200K
ฟิวส์ KPO_3F-04	33.72 A	50K
ฟิวส์ KPO_3F-05	94.78 A	140K
ฟิวส์ KPO_3F-06	50.68 A	65K
ฟิวส์ KPO_3F-07	67.05 A	100K
ฟิวส์ KPO_3F-08	81.17 A	100K
รีโกลสเซอร์ KPO_BR-03	371.13 A	Phase Min trip Current = 750 A Off Phase fast TCC Phase Slow TCC = 116 Phase Slow Time multiplier = 2 Ground Min trip Current = 90 A Off Ground fast TCC Ground Slow TCC = 165 Ground Slow Time multiplier = 10
รีโกลสเซอร์ KPO_3R-01	139.30 A	Phase Min trip Current = 360 A Off Phase fast TCC Phase Slow TCC = 116 Phase Slow Time multiplier = 1 Ground Min trip Current = 90 A Off Ground fast TCC Ground Slow TCC = 165 Ground Slow Time multiplier = 6
รีเลย์ SPP_B	192 A	Phase Pick Up = 3.045 Phase Time Dial = 0.05 Ground Pick Up of CB-SPP = 1.035 Ground Time Dial = 2.2

5.4 วิจารณ์ผลการทดสอบ

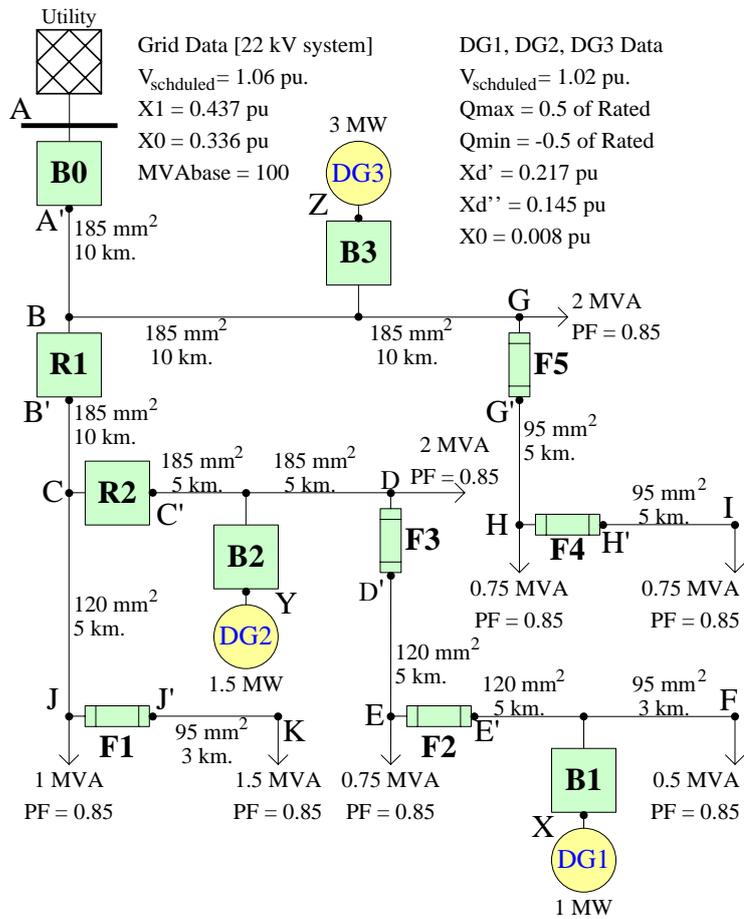
จากผลการทดสอบระบบผู้เชี่ยวชาญในหัวข้อที่ 5.3 พบว่า อุปกรณ์ทุกชิ้นสามารถทำงานได้สัมพันธ์กัน ยกเว้น อุปกรณ์ที่ต้องทำงานร่วมกับ ฟิวส์ KPO_F-03 และ ฟิวส์ KPO_F-05 ที่อาจทำงานผิดพลาดได้ เนื่องจาก ฟิวส์ทั้ง 2 ตัว ไม่สามารถตรวจจับ กระแสลัดวงจรต่ำสุดทางด้านกราวนด์ ได้ ซึ่งส่งผลให้ เมื่อเกิดการลัดวงจรที่กระแสต่ำสุดทางด้านกราวนด์ จะทำให้ อุปกรณ์ป้องกันสำรองทำงานก่อนฟิวส์ทั้ง 2 ตัว ซึ่งผิดหลักการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งในกรณีนี้หากต้องการให้ฟิวส์ทั้ง 2 ตัว สามารถตรวจจับกระแสลัดวงจรต่ำสุดทางด้านกราวนด์ ก็ยังสามารถทำได้ โดยปรับลดขนาดของฟิวส์ทั้ง 2 ตัวลง แต่จะมีผลทำให้ฟิวส์ทั้ง 2 ตัวทำงานที่กระแสไหลสูงสุดได้ ซึ่งกรณีดังกล่าวถือเป็นข้อจำกัดในการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน

ข้อสังเกตอย่างหนึ่งของผลที่ได้จากการจัดความสัมพันธ์ด้วยระบบผู้เชี่ยวชาญในหัวข้อที่ 5.3 คือ อุปกรณ์ป้องกันบางชิ้นได้ถูกตั้งค่าการทำงานทางด้านเวลาสูง จนทำให้เวลาในการทำงานเข้ามา ซึ่งอาจส่งผลให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์ป้องกันได้ ทั้งนี้ได้เป็นเพราะระบบผู้เชี่ยวชาญทำงานผิดพลาด แต่หากเป็นเพราะการออกแบบระบบจำหน่ายไม่เหมาะสม เช่น การติดตั้งฟิวส์ในตำแหน่งที่มีกระแสไหลสูงเกินไป เป็นต้น

5.5 กรณีศึกษาเพิ่มเติม

เพื่อเป็นการทดสอบ โปรแกรมระบบผู้เชี่ยวชาญในกรณีอื่นเพิ่มเติม รวมทั้งเพื่ออธิบายลักษณะของการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันในแบบต่างๆ ผู้วิจัยจึงได้จัดทำกรณีศึกษาเพิ่มเติมโดยจัดทำระบบจำหน่ายขึ้นมาเอง โดยอ้างอิงข้อมูลจาก [15] ซึ่งระบบจำหน่ายดังกล่าวนี้สามารถอธิบายผลกระทบที่มีต่อการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายเมื่อมีการเชื่อมต่อ DG เข้ากับระบบได้ครอบคลุมเกือบทุกประเด็น โดยในระบบจำหน่ายดังกล่าวประกอบด้วย DG จำนวน 3 ชุด ขนาด 1 MW, 1.5 MW และ 3 MW มีอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายซึ่งประกอบด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์ซึ่งควบคุมการทำงานด้วยรีเลย์กระแสเกินที่มี TCC แบบ IEC Very Inverse จำนวน 4 ชุด รีโกลสเซอร์ผลิตภัณฑ์ Cooper รุ่น Form 4C จำนวน 2 ชุด และฟิวส์ชนิดขาดเร็วจำนวน 5 ชุด โดยมีตำแหน่งติดตั้งดังรูป 5.12

โดยการจัดความสัมพันธ์ระหว่างรีโกลสเซอร์กับฟิวส์ในระบบจำหน่ายดังกล่าว จะใช้ Fuse blowing scheme ซึ่งหมายถึง รีโกลสเซอร์จะต้องทำการ Off – fast operation



รูป 5.12 ระบบจำหน่ายกรณีศึกษาเพิ่มเติม

หลังจากป้อนข้อมูลระบบจำหน่ายดังกล่าวข้างต้นให้กับโปรแกรมระบบผู้เชี่ยวชาญ และทำการประมวลผลระบบผู้เชี่ยวชาญ พบว่าระบบผู้เชี่ยวชาญได้ทำการกำหนดค่าอุปกรณ์ป้องกัน สำหรับจัดความสัมพัน์ได้ดังตาราง 5.10

ตาราง 5.10 คู่อุปกรณ์ป้องกันที่กำหนดโดยระบบผู้เชี่ยวชาญ

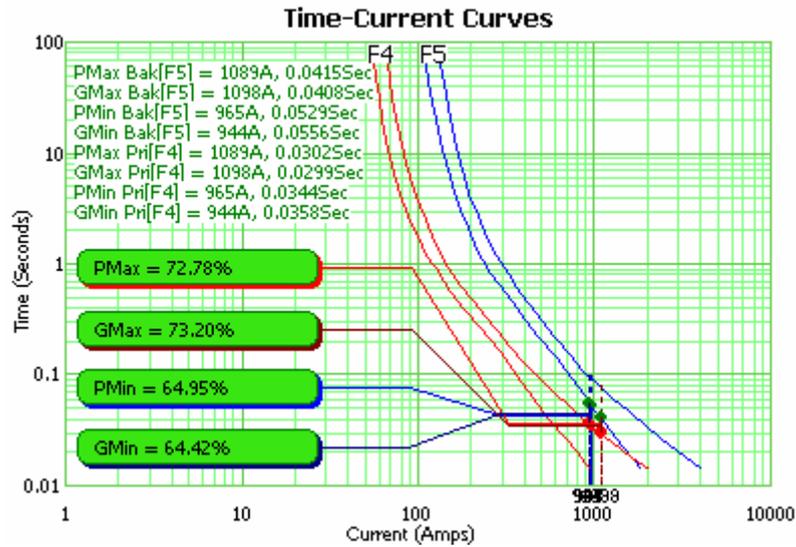
Pair ID	Case	Source Side	Primary Device	Backup Device	Max Fault Node	Min Fault Node
1	3	Utility	F1	R1	J'	K
2	3	Utility	R1	B0	B'	F,K
3	2	Utility	F2	F3	E'	F
4	4	Utility	F3	R2	D'	F
5	2	Utility	R2	R1	C'	F
6	1	Utility	F4	F5	H'	I
7	3	Utility	F5	B0	G'	I
8	5	Utility	B1	F2	X	X
9	5	Utility	B2	R2	Y	Y
10	5	Utility	B3	B0	Z	Z
11	6	DG1	F1	R2	J'	K
12	4	DG1	R2	F3	C	K, I, A'
13	2	DG1	F3	F2	D	K, I, A'
14	7	DG1	B1	F2	E	K, I, A'
15	6	DG1	F5	R1	G'	I
16	2	DG1	R1	R2	B	I, A'
17	5	DG1	B0	R1	A	A
18	5	DG1	B3	R1	Z	Z
19	5	DG1	B2	F3	Y	Y
20	7	DG2	B2	R2	C	K, I, A'
21	3	DG2	F3	B2	D'	F,X
22	3	DG3	F5	B3	G'	I
23	3	DG3	R1	B3	B'	K, F
24	5	DG3	B0	B3	A	A

สำหรับผลการประมวลผลระบบผู้เชี่ยวชาญ เพื่อหาค่าการทำงานที่เหมาะสมของแต่ละคู่ของอุปกรณ์ป้องกัน สามารถอธิบายเป็นกรณีต่างๆ ได้ 7 กรณีดังนี้

กรณีที่ 1. กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันทั้งสองมีขนาดเท่ากัน แต่ไม่มีกระแสลัดวงจรแบบอัสตรีม

กรณีนี้ได้แก่อุปกรณ์ป้องกันคู่ที่ 6 ซึ่งประกอบด้วยฟิวส์ F4 และฟิวส์ F5 เมื่อเกิดลัดวงจรที่ตำแหน่ง H' - I จะมีกระแสลัดวงจรแบบคาวาน์สตริมไหลผ่านฟิวส์ F4 และ ฟิวส์ F5 เป็นปริมาณที่เท่ากัน ซึ่งตามหลักการจัดความสัมพันธ์ ฟิวส์ F4 จะต้องขาดก่อนที่ฟิวส์ F5 จะเริ่มหลอมละลาย ซึ่ง TCC ของอุปกรณ์ทั้งสองจะมีลักษณะเป็นดังรูป 5.13

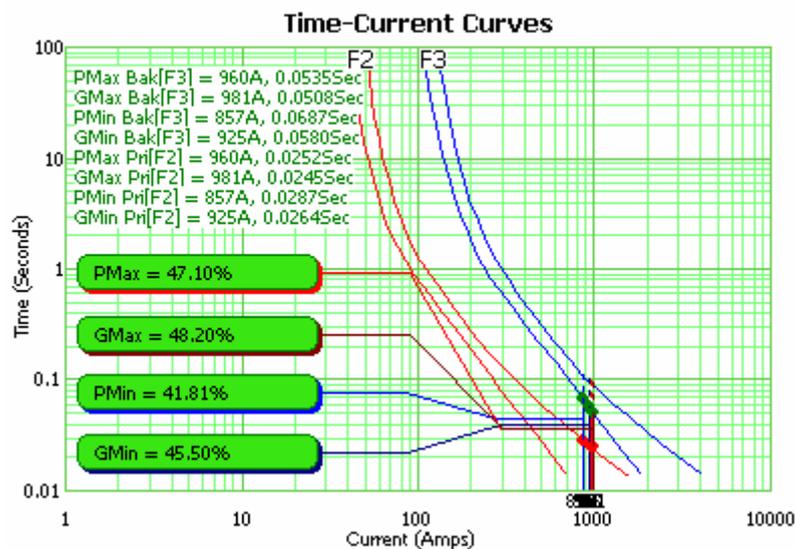
และกรณีที่เกิดลัดวงจรที่จุด G จะไม่มีกระแสลัดวงจรแบบอัสตรีมไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันทั้งสอง



รูป 5.13 ผลการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์คู่ที่ 6 (ฟิวส์ F4 กับ ฟิวส์ F5)
 กรณีที่ 2. กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันทั้งสองมีขนาดเท่ากัน และมีกระแสลัดวงจรแบบอัสตรีมไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันทั้งสอง

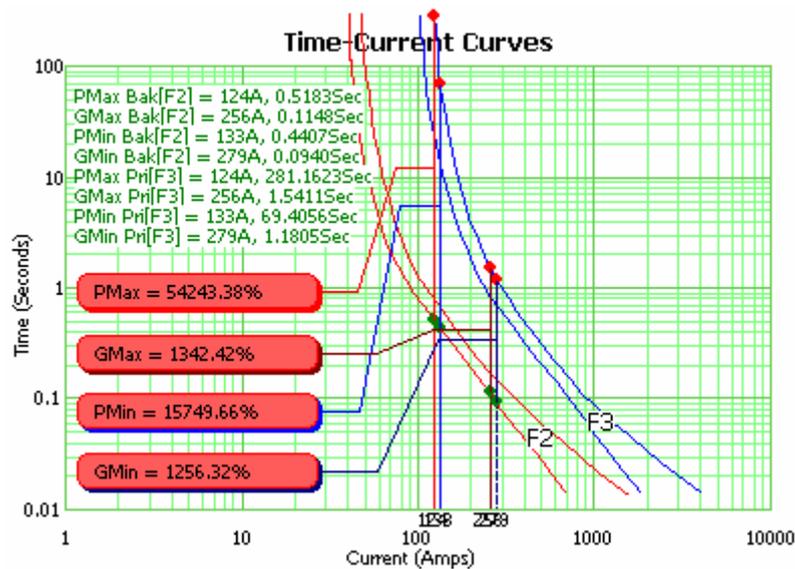
กรณีนี้ได้แก่อุปกรณ์ป้องกันคู่ที่ 3, 13 และคู่ที่ 5, 16

พิจารณาอุปกรณ์ป้องกันคู่ที่ 3, 13 ซึ่งประกอบด้วยฟิวส์ F2 และฟิวส์ F3 ซึ่งคู่อุปกรณ์ดังกล่าวเป็นคู่เดียวกัน เมื่อเกิดลัดวงจรที่ตำแหน่ง E'- F จะมีกระแสลัดวงจรแบบคานัสตรีมไหลผ่านฟิวส์ F2 และ ฟิวส์ F3 เป็นปริมาณที่เท่ากัน ซึ่งตามหลักการจัดความสัมพันธ์ ฟิวส์ F2 ต้องขาดก่อนที่ฟิวส์ F3 จะเริ่มหลอมละลายซึ่ง TCC ของอุปกรณ์ทั้งสองจะมีลักษณะเป็นดังรูป 5.14



รูป 5.14 ผลการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์คู่ที่ 3 (ฟิวส์ F2 กับ ฟิวส์ F3)
 (กระแสลัดวงจรแบบคานัสตรีม)

เมื่อเกิดลัดวงจรที่ตำแหน่ง D – [K, I, A'] จะมีกระแสลัดวงจรแบบอัสตรีมไหลผ่านฟิวส์ F3 และ ฟิวส์ F2 เป็นปริมาณที่เท่ากัน ซึ่งตามหลักการจัดความสัมพันธ์ ฟิวส์ F3 จะต้องขาดก่อนที่ฟิวส์ F2 จะเริ่มหลอมละลาย แต่เนื่องจากเป็นไปไม่ได้ที่อุปกรณ์ทั้งสองจะทำงานได้พร้อมกันทั้ง 2 กรณี ดังนั้น ระบบผู้เชี่ยวชาญจึงพิจารณาเลือกจัดความสัมพันธ์ให้ฟิวส์ F2 ขาดก่อนที่ฟิวส์ F3 จะเริ่มหลอมละลาย ซึ่ง TCC ของอุปกรณ์ทั้งสองจะมีลักษณะเป็นดังรูป 5.15



รูป 5.15 ผลการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์คู่ที่ 13 (ฟิวส์ F3 กับ ฟิวส์ F2)

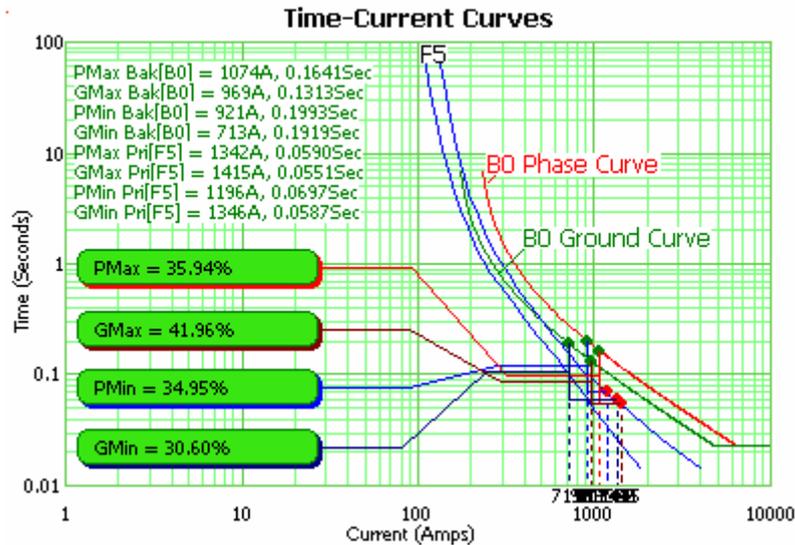
(กระแสลัดวงจรแบบอัสตรีม)

สำหรับผลการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์คู่ที่ 5 และ 16 ก็มีลักษณะคล้ายกับอุปกรณ์คู่ที่ 3 และ 13 ดังที่กล่าวมานี้

กรณีที่ 3. กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันทั้งสองมีขนาดไม่เท่ากัน และกระแสลัดวงจรแบบอัสตรีมไม่ได้ถูกนำมาพิจารณา

กรณีนี้ได้แก่อุปกรณ์ป้องกันคู่ที่ 1, 2, 7, 21, 22 และ 23

พิจารณาอุปกรณ์ป้องกันคู่ที่ 7 ซึ่งประกอบด้วยฟิวส์ F5 และเซอร์กิตเบรกเกอร์ B0 เมื่อเกิดลัดวงจรที่ตำแหน่ง G' - I จะมีกระแสลัดวงจรแบบดาวน์สตรีมไหลผ่านฟิวส์ F5 และเซอร์กิตเบรกเกอร์ B0 เป็นปริมาณที่ต่างกัน โดยกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์ F5 จะมากกว่า ซึ่งตามหลักการจัดความสัมพันธ์ ฟิวส์ F5 ต้องขาดก่อนที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ B0 จะทำงาน โดย TCC ของอุปกรณ์ทั้งสองมีลักษณะเป็นดังรูป 5.16



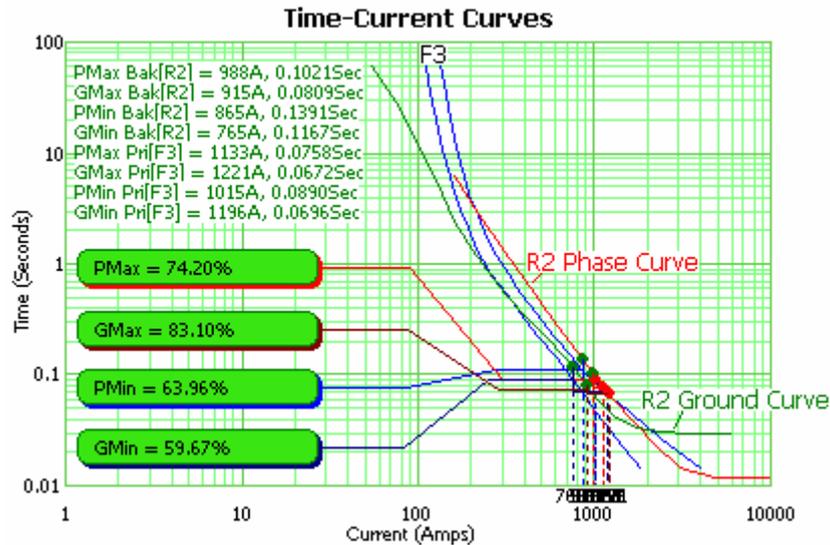
รูป 5.16 ผลการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์คู่ที่ 7 (ฟิวส์ F5 กับ เซอร์กิตเบรกเกอร์ B0)
 (กระแสลัดวงจรแบบคาว์นัสตรีม)

ส่วนในกรณีที่เกิดลัดวงจรที่จุด A จะมีกระแสลัดวงจรแบบอัสตรีมไหลผ่าน เซอร์กิตเบรกเกอร์ B0 เท่านั้น จะไม่มีกระแสลัดวงจรแบบอัสตรีมไหลผ่านฟิวส์ F5 ดังนั้น จึงไม่ได้พิจารณาในกรณีดังกล่าว

สำหรับผลการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์คู่ที่ 1, 2, 21, 22 และ 23 ก็มีลักษณะคล้ายกับ อุปกรณ์คู่ที่ 7 ดังที่กล่าวมานี้

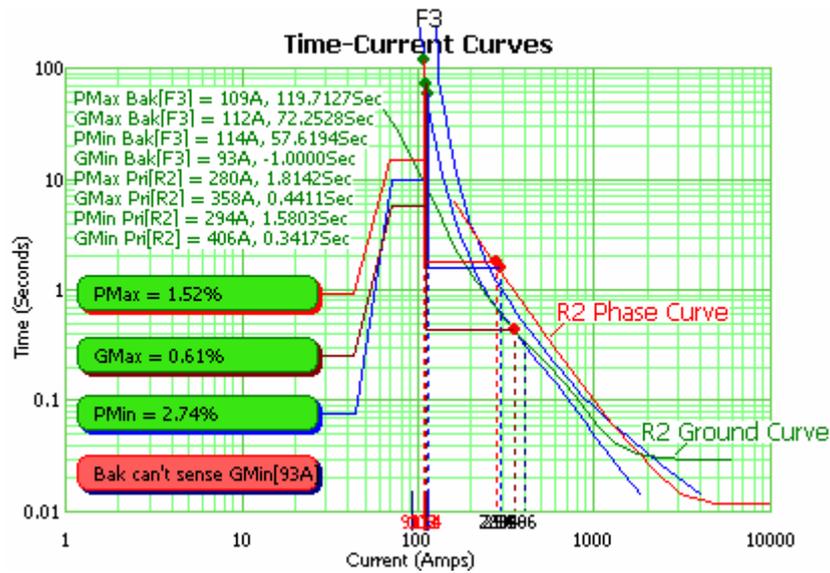
กรณีที่ 4. กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันทั้งสองมีขนาดไม่เท่ากัน และกระแสลัดวงจรแบบอัสตรีมถูกนำมาพิจารณาด้วย

กรณีนี้ได้แก่อุปกรณ์ป้องกันคู่ที่ 4 และ 12 ซึ่งคู่อุปกรณ์ดังกล่าวเป็นคู่เดียวกัน ซึ่งประกอบด้วยฟิวส์ F3 และรีโกลสเซอร์ R2 เมื่อเกิดลัดวงจรที่ตำแหน่ง D'- F จะมีกระแสลัดวงจรแบบคาว์นัสตรีมไหลผ่านฟิวส์ F3 และรีโกลสเซอร์ R2 เป็นปริมาณที่ต่างกัน โดยกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์ F3 จะมีมากกว่า ซึ่งตามหลักการจัดความสัมพันธ์ ฟิวส์ F3 ต้องขาดก่อนที่รีโกลสเซอร์ R2 จะทำงาน โดย TCC ของอุปกรณ์ทั้งสองมีลักษณะเป็นดังรูป 5.17



รูป 5.17 ผลการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์คู่ที่ 4 (ฟิวส์ F3 กับ รีโกลสเซอร์ R2)
(กระแสลัดวงจรแบบคาว์นัสตรีม)

เมื่อเกิดลัดวงจรที่ตำแหน่ง C' - [K, I, A'] จะมีกระแสลัดวงจรแบบอัปสตรีมไหลผ่านรีโกลสเซอร์ R2 และ ฟิวส์ F3 เป็นปริมาณที่ต่างกัน โดยกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านรีโกลสเซอร์ R2 จะมีมากกว่า ซึ่งตามหลักการจัดความสัมพันธ์ รีโกลสเซอร์ R2 จะเป็นอุปกรณ์ป้องกันหลัก ส่วนฟิวส์ F3 จะเป็นอุปกรณ์ป้องกันสำรอง แต่จากผลการจัดความสัมพันธ์ของคู่อุปกรณ์ดังกล่าวพบว่า เมื่อเกิดลัดวงจรที่จุด B' ปรากฏว่า ฟิวส์ F3 ซึ่งทำหน้าที่เป็นอุปกรณ์ป้องกันสำรอง ไม่สามารถมองเห็นกระแสลัดวงจรต่ำสุดทางด้านกราวนด์ได้ ทั้งนี้เนื่องจากระบบผู้เชี่ยวชาญ ไม่สามารถปรับลดขนาดของฟิวส์ได้เนื่องจากอาจส่งผลให้ฟิวส์ทำงานที่กระแสโหลดสูงสุด จึงทำให้ผลการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ดังกล่าว ขณะที่เกิดลัดวงจรที่จุด B' เป็นดังรูปที่ 5.18 ซึ่งในกรณีนี้ ส่งผลให้ไม่มีอุปกรณ์ป้องกันสำรองคอยสนับสนุน เมื่อฟิวส์ F3 ไม่สามารถทำงานได้ตามปกติ เมื่อเกิดลัดวงจรในลักษณะดังกล่าวขึ้น



รูป 5.18 ผลการจับความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ที่ 12 (รีโกลสเซอร์ R2 กับ ฟิวส์ F3)
(กระแสลัดวงจรแบบอัสตรีม)

กรณีที่ 5. เกิดการลัดวงจรที่บัสบาร์ของแหล่งจ่ายไฟ

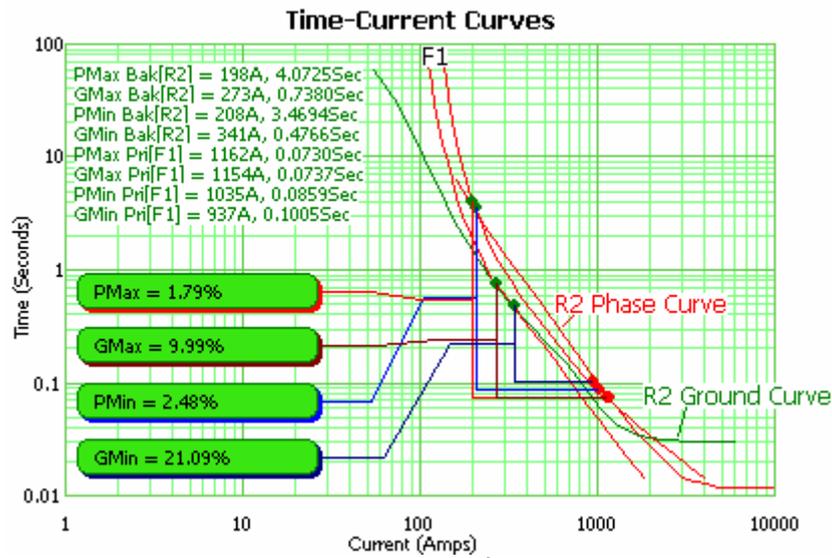
เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัสบาร์ของแหล่งจ่ายไฟ เช่น ที่จุด A, จุด X, จุด Y, จุด Z, โดยปกติ ในแต่ละแหล่งจ่ายไฟ จะต้องมีชุดอุปกรณ์ป้องกันในกรณีเกิดการลัดวงจรในตำแหน่งดังกล่าวไว้อยู่แล้ว ซึ่งชุดอุปกรณ์ดังกล่าวจะทำงานอย่างรวดเร็ว เมื่อเกิดลัดวงจรในตำแหน่งดังกล่าว ดังนั้น ระบบผู้เชี่ยวชาญจึงไม่พิจารณาในกรณีนี้ ดังนั้นอุปกรณ์ป้องกันคู่ที่ 8, 9, 10, 17, 18, 19 และ 24 จึงไม่จำเป็นต้องทำการจับความสัมพันธ์

กรณีที่ 6. เมื่อเกิดการลัดวงจร ส่งผลให้มีกระแสลัดวงจรแบบอัสตรีมไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันสำรอง และมีกระแสลัดวงจรแบบคาว์นัสตรีมไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันหลัก

กรณีนี้ได้แก่อุปกรณ์ป้องกันคู่ที่ 11 และ 15

พิจารณาอุปกรณ์ป้องกันคู่ที่ 11 ซึ่งประกอบด้วยฟิวส์ F1 และรีโกลสเซอร์ R2 เมื่อเกิดลัดวงจรที่ตำแหน่ง J'- K จะมีกระแสลัดวงจรแบบคาว์นัสตรีมไหลผ่านฟิวส์ F5 และมีกระแสลัดวงจรแบบอัสตรีมไหลผ่านรีโกลสเซอร์ R2 ซึ่งตามหลักการจับความสัมพันธ์ ฟิวส์ F5 ต้องขาดก่อนที่รีโกลสเซอร์ R2 จะทำงาน โดย TCC ของอุปกรณ์ทั้งสอง มีลักษณะเป็นดังรูป 5.19 ซึ่งคล้ายกับกรณีที่ 3

สำหรับผลการจับความสัมพันธ์ของอุปกรณ์คู่ที่ 15 ก็มีลักษณะคล้ายกับอุปกรณ์คู่ที่ 11 ดังที่กล่าวมานี้



รูป 5.19 ผลการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์คู่ที่ 11 (ฟิวส์ F5 กับ รีโกลสเซอร์ R2)

กรณีที่ 7. กรณี **Islanding**

กรณีนี้ได้แก่อุปกรณ์ป้องกันคู่ที่ 14 และ 20

พิจารณาอุปกรณ์ป้องกันคู่ที่ 20 ในทางทฤษฎี เมื่อเกิดลัดวงจรที่ตำแหน่ง C-[K, I, A'] รีโกลสเซอร์ R2 จะทำหน้าที่เป็นอุปกรณ์ป้องกันหลัก ส่วนเซอร์กิตเบรกเกอร์ B2 จะทำหน้าที่เป็นอุปกรณ์ป้องกันสำรอง ดังนั้น เมื่อรีโกลสเซอร์ R2 ทำงานด้วย TCC แบบซ้ำเพียงครั้งเดียว แล้วปิดค้าง จะทำให้ระบบถูกแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ซึ่งทำให้ผู้ใช้ไฟในส่วนที่เป็น Island ยังคงมีไฟฟ้าใช้ แต่การทำงานในลักษณะดังกล่าว อาจส่งผลให้ DG2 ชำรุดเสียหายได้ สำหรับวิธีการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ดังกล่าวของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในกรณีที่เกิดลัดวงจรในตำแหน่ง C-[K, I, A'] จะกำหนดให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ B2 ทำงานก่อนที่ รีโกลสเซอร์ R2 จะทำงาน โดย TCC ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ B2 ควรมีค่าใกล้เคียงกับ TCC ของรีโกลสเซอร์ R2 เพื่อหลีกเลี่ยงไม่ให้เกิด Islanding Mode ขึ้น ทั้งนี้ ระบบผู้เชี่ยวชาญที่ผู้วิจัยพัฒนาขึ้นนี้ จะหลีกเลี่ยงไม่ให้เกิด Islanding Mode ขึ้นตามวิธีการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งหมายความว่าเซอร์กิตเบรกเกอร์ B2 ทำงานก่อนที่ รีโกลสเซอร์ R2 จะทำงาน โดยอุปกรณ์ป้องกันคู่ที่ 14 ก็มีลักษณะการจัดความสัมพันธ์แบบเดียวกันนี้

ส่วนในกรณีที่ต้องการทำให้ระบบให้เป็นแบบ Islanding Mode นั้น จะทำการเชื่อมต่อ DG2 เข้ากับระบบ โดยการปิดวงจรเซอร์กิตเบรกเกอร์ B2 กลับเข้าไปอีกครั้งหนึ่งหลังจากที่ระบบได้ถูกแยกออกเป็น 2 ส่วนเรียบร้อยแล้ว