



ใบรับรองวิทยานิพนธ์

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)

ปริญญา

วิศวกรรมไฟฟ้า

วิศวกรรมไฟฟ้า

สาขา

ภาควิชา

เรื่อง การวิเคราะห์การออกแบบระบบป้องกันสายส่ง 115 เควี โดยใช้รีเลย์ระยะทางร่วมกับระบบสื่อสารสำหรับเครือข่ายระบบสายส่ง 115 เควี แบบวงรอบปิดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

Analysis of Designing 115 kV Transmission Line System Protection by using Distance Relay with Communication System for PEA's 115 kV Closed Loop Transmission Network

นามผู้วิจัย นายคิลก ธนปริพัฒน์

ได้พิจารณาเห็นชอบโดย

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(รองศาสตราจารย์เกียรติคุณ กวีญาณ, Ph.D.)

หัวหน้าภาควิชา

(รองศาสตราจารย์มงคล รักษาพัชรวงค์, Ph.D.)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์รับรองแล้ว

(รองศาสตราจารย์กัญจนา วีระกุล, D.Agr.)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

วันที่ เดือน พ.ศ.

วิทยานิพนธ์

เรื่อง

การวิเคราะห์การออกแบบระบบป้องกันสายส่ง 115 เควี โดยใช้รีเลย์ระยะทาง
ร่วมกับระบบสื่อสารสำหรับเครือข่ายระบบสายส่ง 115 เควี แบบวงรอบปิด
ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

Analysis of Designing 115 kV Transmission Line System Protection by using
Distance Relay with Communication System for PEA's 115 kV Closed Loop
Transmission Network

โดย

นายดิลก ธนปริพัฒน์

เสนอ

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
เพื่อความสมบูรณ์แห่งปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)

พ.ศ. 2552

ดิลก ชนปรีพัฒน์ 2552: การวิเคราะห์การออกแบบระบบป้องกันสายส่ง 115 เควี โดยใช้
รีเลย์ระยะทางร่วมกับระบบสื่อสารสำหรับเครือข่ายระบบสายส่ง 115 เควี แบบวงรอบปิด
ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปรินญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)
สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก:
รองศาสตราจารย์เกียรติคุณ กวีญาณ, Ph.D. 184 หน้า

การจ่ายไฟระบบ 115 เควี ในภาคเหนือเขต 1 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเดิมเริ่มต้นจาก
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 จากนั้นมีการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าและระบบสายส่ง 115 เควี เพิ่มเติมคือ
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 – สถานีไฟฟ้าแม่มริม – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง ซึ่งระบบ 115 เควี ยังอยู่ใน
รูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบเปิดซึ่งระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ต่ำ ในงานวิจัยนี้ได้ศึกษาเพื่อ
ปรับปรุงให้มีการจ่ายไฟเป็นแบบวงรอบปิดเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ระบบไฟฟ้า การศึกษาพบว่า
1) การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้ารูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดมีข้อดีคือแรงดันไฟฟ้า
ที่บัสมีค่าสูงขึ้นมากกว่าแบบวงรอบเปิดและให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลง โดยค่ากำลังไฟฟ้า
ที่ไหลผ่านสายส่งไม่เกินพิกัดของสายไฟฟ้า 2) การวิเคราะห์กระแสไฟฟ้าลัดวงจรพบว่า รูปแบบ
การจ่ายไฟแบบวงรอบปิดให้ค่ากระแสลัดวงจรมีค่าสูงขึ้นมากกว่าแบบวงรอบเปิดแต่ค่ากระแส
ลัดวงจรดังกล่าวไม่เกินพิกัดกระแสลัดวงจรของอุปกรณ์ป้องกัน และ 3) การจำลองการทำงาน
ของรีเลย์ระยะทางพบว่ารูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดสามารถใช้ค่าการปรับตั้งอุปกรณ์
ป้องกันเดิมของแบบวงรอบเปิดได้ทั้งกรณีไม่มีระบบสื่อสารและมีระบบสื่อสาร

Dilok Tanaparipat 2009: Analysis of Designing 115 kV Transmission Line System Protection by using Distance Relay with Communication System for PEA's 115 kV Closed Loop Transmission Network. Master of Engineering (Electrical Engineering), Major Field: Electrical Engineering, Department of Electrical Engineering. Thesis Advisor: Associate Professor Keatyut Kaveyan, Ph.D. 184 pages.

The existing 115 kV transmission network system of PEA in Northern region 1 has been dispatched by Chaigmai 3 substation. Additional 3 substations with transmission network comprising Chaigmai 4, Mae Rim and San Kam Paeng were then constructed. The 115 kV system is an open loop transmission network which is low power system reliability. This paper studies an improvement of 115 kV closed loop transmission network aiming to increase power system reliability. The results are obtained as following; 1) Advantage of power flow analysis associated closed loop transmission network, is that bus voltage is higher than open loop as well as power losses is also reduced and power flow through transmission line does not exceed rated of equipment, 2) Fault current analysis is shown that closed loop produces higher fault current than open loop but not exceed rated of fault current protection equipment, and 3) Simulation is found that closed loop is able to use the existing setting of protection system, distance relay, with or without communication system of closed loop is still utilized

Student's signature

Thesis Advisor's signature

____ / ____ / ____

กิตติกรรมประกาศ

ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณ รศ.ดร. เกียรติยุทธ กวีญาณ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก ที่ให้คำปรึกษาในการเรียน การค้นคว้าวิจัย ตลอดจนการตรวจแก้ไขวิทยานิพนธ์จนกระทั่งเสร็จสมบูรณ์

ขอกราบขอบพระคุณอาจารย์ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าทุกท่าน ที่ได้อบรมสั่งสอนและมอบความรู้อันเป็นประโยชน์อย่างยิ่งในการนำไปใช้ประโยชน์ต่อไป และขอขอบคุณเจ้าหน้าที่ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าทุกท่าน ที่ได้ให้ความช่วยเหลือและให้คำแนะนำต่างๆ

ด้วยความดีหรือประโยชน์อันใดเนื่องจากวิทยานิพนธ์เล่มนี้ ขอขอบแต่คุณพ่อ คุณแม่ ที่ได้อบรมและให้กำลังใจผู้วิจัยมาตลอดในทุกเรื่อง

ดิลก ธนปริพัฒน์

พฤษภาคม 2552

สารบัญ

หน้า

สารบัญ	(1)
สารบัญตาราง	(2)
สารบัญภาพ	(4)
คำนำ	1
วัตถุประสงค์ของการวิจัย	2
การตรวจเอกสาร	3
อุปกรณ์และวิธีการ	42
อุปกรณ์	42
วิธีการ	42
ผลและวิจารณ์	43
ผล	43
วิจารณ์	121
สรุป	127
เอกสารและสิ่งอ้างอิง	128
ภาคผนวก	129
ประวัติการศึกษาและการทำงาน	184

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
1	ค่าแรงดันไฟฟ้าของแต่ละบัสกรณิเปิดวงจรระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีฯ แม่ริม – สถานีฯสันกำแพง	46
2	ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งระบบ 115 kV กรณิเปิดวงจรระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีฯแม่ริม – สถานีฯสันกำแพง	46
3	ค่าแรงดันไฟฟ้าของแต่ละบัสกรณิรูปแบบการจ่ายระบบสายส่ง 115 kV แบบ วงรอบปิด	48
4	ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งระบบ 115 kV กรณิรูปแบบการจ่ายระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด	48
5	ค่ากระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินกรณิรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบเปิด	52
6	ค่ากระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสกรณิรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบเปิด	54
7	ค่ากระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสลงดินกรณิรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบเปิด	56
8	ค่ากระแสลัดวงจรแบบสามเฟสกรณิรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบเปิด	58
9	ค่ากระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินกรณิรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด	60
10	ค่ากระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสกรณิรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด	62
11	ค่ากระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสลงดินกรณิรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด	64
12	ค่ากระแสลัดวงจรแบบสามเฟสกรณิรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด	66

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
13	ค่าแรงดันไฟฟ้า	122
14	ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งระบบ 115 เควี	123
15	ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของสายส่ง	123
16	ค่ากระแสลัดวงจร	124
17	การจำลองการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	125
18	การจำลองการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร	126
ตารางผนวกที่		
1	ข้อมูลอิมพีแดนซ์ของแหล่งจ่ายไฟ	132
2	ข้อมูลอิมพีแดนซ์สายส่ง 115 kV	133
3	ข้อมูลโหลดสูงสุดที่สถานีไฟฟ้า	134
4	ค่ารีเลย์เซตติงของรีเลย์ระยะทางวงจร CMC2YB-01/02	139
5	ค่ารีเลย์เซตติงของรีเลย์ระยะทางวงจร CMC3YB-02/03	145
6	ค่ารีเลย์เซตติงของรีเลย์ระยะทางวงจร CMD3YB-01	152
7	ค่ารีเลย์เซตติงของรีเลย์ระยะทางวงจร CMD5YB-01	158
8	ค่ารีเลย์เซตติงของรีเลย์ระยะทางวงจร MRM3YB-01	163
9	ค่ารีเลย์เซตติงของรีเลย์ระยะทางวงจร MRM4YB-01	169
10	ค่ารีเลย์เซตติงของรีเลย์ระยะทางวงจร SKP2YB-01	175
11	ค่ารีเลย์เซตติงของรีเลย์ระยะทางวงจร SKP4YB-01	181

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
1	หลักการของเทวินินใช้หากระแสลัดวงจรในระบบ	10
2	การเกิดลัดวงจรเฟส-ดินที่เฟส A	14
3	ซีแควนซ์เน็ตเวิร์กของวงจรเทวินิน	16
4	การเชื่อมโยงเน็ตเวิร์กเทวินินสำหรับการลัดวงจร เฟส-ดิน	17
5	การเกิดลัดวงจรเฟส-เฟส-ดิน ที่เฟส B และ C ลงดิน	18
6	การเชื่อมโยงของเน็ตเวิร์กเทวินินสำหรับการลัดวงจรเฟส-เฟส-ดิน	19
7	การเกิดลัดวงจร เฟส-เฟส ที่เฟส B และ C	20
8	การเชื่อมโยงเน็ตเวิร์กเทวินินสำหรับการลัดวงจร เฟส-เฟส	21
9	เส้นลักษณะการทำงานของอิมพีแดนซ์รีเลย์	24
10	เส้นลักษณะการทำงานของอิมพีแดนซ์รีเลย์บน R-X ใดอะแกรม	25
11	ค่าเวลาการทำงานของอิมพีแดนซ์ชนิดความเร็วสูงต่อค่าอิมพีแดนซ์สำหรับ ค่ากระแสหนึ่ง	26
12	รูปแบบอย่างง่ายของภาพที่ 11	26
13	รูปแบบการต่อวงจรของอิมพีแดนซ์รีเลย์	27
14	เส้นลักษณะการทำงานและค่าการหน่วงเวลาของอิมพีแดนซ์รีเลย์	28
15	ค่าเวลาการทำงานที่ค่าอิมพีแดนซ์ต่างๆ ของอิมพีแดนซ์รีเลย์	28
16	เส้นลักษณะการทำงานของอิมพีแดนซ์รีเลย์	30
17	เส้นลักษณะการทำงานของรีเลย์ชนิดมีทิศทางและมีเงื่อนไขด้านแรงดัน	31
18	เส้นลักษณะการทำงานของรีเลย์แอกแดนซ์รีเลย์	32
19	เส้นลักษณะการทำงานของโมหรีเลย์	33
20	แสดงโซนของการป้องกันสายส่งแบบหนึ่งหน่วยในรูปแบบ PUTT	35
21	แสดงวงจรการทำงานของการป้องกันสายส่งแบบหนึ่งหน่วยในรูปแบบ PUTT	36
22	แสดงโซนของการป้องกันสายส่งแบบหนึ่งหน่วยในรูปแบบ POTT โดยใช้ โซน 2	37

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
23	แสดงวงจรการทำงานของการป้องกันสายส่งแบบหนึ่งหน่วยในรูปแบบ POTT	38
24	แสดงรูปแบบป้องกันแบบ Directional Comparison Blocking	39
25	แสดงตรรกะการทำงานป้องกันแบบ Directional Comparison Blocking	39
26	แสดงรูปแบบป้องกันแบบ Direct Underreaching Transfer Trip	40
27	แสดงตรรกะการทำงานป้องกันแบบ Direct Underreaching Transfer Trip	40
28	แสดงรูปแบบป้องกันแบบเปรียบเทียบมุมเฟส	41
29	การไหลของกำลังไฟฟ้ากรณีเปิดวงจรระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีไฟฟ้าแม่ ริม – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง	45
30	การไหลของกำลังไฟฟ้ากรณีเปิดวงจรระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด	47
31	กระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบเปิด	51
32	กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบเปิด	53
33	กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสลงดินกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบเปิด	55
34	กระแสลัดวงจรแบบสามเฟสกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบ วงรอบเปิด	57
35	กระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด	59
36	กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด	61
37	กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสลงดินกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด	63

สารบัญญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
38	กระแสลัดวงจรแบบสามเฟสกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด	65
39	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 15 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	70
40	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 50 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	71
41	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 85 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	72
42	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 15 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	73
43	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 50 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	74
44	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 85 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	75
45	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม ระยะทาง 15 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	76
46	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม ระยะทาง 50 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	77
47	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม ระยะทาง 85 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	78

สารบัญญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
48	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง ระยะทาง 15 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	79
49	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง ระยะทาง 50 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	80
50	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง ระยะทาง 85 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	81
51	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 15 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	82
52	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 50 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	83
53	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสเดียวห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 85 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	84
54	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 15 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	85
55	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 50 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	86
56	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 85 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	87
57	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าแม่ริม ระยะทาง 15 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	88
58	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าแม่ริม ระยะทาง 50 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	89
59	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าแม่ริม ระยะทาง 85 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	90

สารบัญญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
60	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง ระยะทาง 15 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	91
61	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง ระยะทาง 50 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	92
62	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง ระยะทาง 85 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	93
63	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 15 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	97
64	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 50 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	98
65	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 85 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	99
66	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 15 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	100
67	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 50 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	101
68	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 85 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	102
69	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม ระยะทาง 15 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	103
70	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม ระยะทาง 50 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	104
71	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม ระยะทาง 85 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	105

สารบัญญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
72	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง ระยะทาง 15 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	106
73	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง ระยะทาง 50 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	107
74	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง ระยะทาง 85 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	108
75	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 15 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	109
76	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 50 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	110
77	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสเดียวห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 85 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	111
78	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 15 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	112
79	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 50 % ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร	113
80	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 85 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	114
81	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าแม่ริม ระยะทาง 15 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	115
82	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าแม่ริม ระยะทาง 50 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	116
83	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าแม่ริม ระยะทาง 85 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	117

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
84	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง ระยะทาง 15 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	118
85	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง ระยะทาง 50 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	119
86	จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง ระยะทาง 85 % ของสายส่งกรณีมีระบบสื่อสาร	120
87	รูปแบบการจ่ายไฟระบบ 115 เควี แบบวงรอบเปิด	121
88	รูปแบบการจ่ายไฟระบบ 115 เควี แบบวงรอบปิด	121
ภาพผนวกที่		
1	แผนผังเส้นเดียวของระบบไฟฟ้ากำลัง	130
2	แผนผังระบบป้องกันสายส่ง	131
3	การปรับตั้งโซนของรีเลย์ระยะทาง CMC2YB-01/02	136
4	R-X ไดอะแกรมแสดงการทำงานของรีเลย์ระยะทาง วงจร CMC2YB- 01/02	141
5	การปรับตั้งโซนของรีเลย์ระยะทาง CMC3YB-02,3YB-03	142
6	R-X ไดอะแกรมแสดงการทำงานของรีเลย์ระยะทาง วงจร CMC3YB- 02/03	147
7	การปรับตั้งโซนของรีเลย์ระยะทาง CMD3YB-01	148
8	R-X ไดอะแกรมแสดงการทำงานของรีเลย์ระยะทาง วงจร CMD3YB-01	153
9	การปรับตั้งโซนของรีเลย์ระยะทาง CMD5YB-01	154
10	R-X ไดอะแกรมแสดงการทำงานของรีเลย์ระยะทาง วงจร CMD5YB-01	159
11	การปรับตั้งโซนของรีเลย์ระยะทาง MRM3YB-01	160
12	R-X ไดอะแกรมแสดงการทำงานของรีเลย์ระยะทาง วงจร MRM3YB-01	164

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพผนวกที่		หน้า
13	การปรับตั้งโซนของรีเลย์ระยะทาง MRM4YB-01	166
14	R-X ไลอะแกรมแสดงการทำงานของรีเลย์ระยะทาง วงจร MRM4YB-01	170
15	การปรับตั้งโซนของรีเลย์ระยะทาง SKP2YB-01	172
16	R-X ไลอะแกรมแสดงการทำงานของรีเลย์ระยะทาง วงจร SKP2YB-01	176
17	การปรับตั้งโซนของรีเลย์ระยะทาง SKP4YB-01	178
18	R-X ไลอะแกรมแสดงการทำงานของรีเลย์ระยะทาง วงจร SKP4YB-01	182

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

EGAT	=	Electricity Generating Authority of Thailand
PEA	=	Provincial Electricity Authority
IEEE	=	The Institute of Electrical and Electronics Engineering
CT	=	Current Transformer
VT	=	Voltage Transformer
POTT	=	Permissive Overreach Transfer Trip
DCB	=	Directional Comparison Blocking
PUTT	=	Permissive Underreach Transfer Trip
MTA	=	Maximum Torque Angle
ZS	=	Impedance Source
ZL	=	Impedance Line
21	=	Distance Relay
CAPE	=	Computer Aided Protection Engineering

การวิเคราะห์การออกแบบระบบป้องกันสายส่ง 115 เควี โดยใช้รีเลย์ระยะทาง
ร่วมกับระบบสื่อสารสำหรับเครือข่ายระบบสายส่ง 115 เควี แบบวงรอบปิด
ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

**Analysis of Designing 115 kV Transmission Line System Protection by using
Distance Relay with Communication System for PEA's 115 kV Closed Loop
Transmission Network**

คำนำ

เนื่องจากปัจจุบันรูปแบบการจ่ายไฟระบบ 115 เควี ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคส่วนใหญ่มีรูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบเปิด(Open Loop) เป็นจำนวนมากซึ่งรูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบเปิดมีข้อเสียคือเมื่อเกิดความผิดปกติ(fault) บริเวณเส้นทางของสายส่งจะทำให้สถานีไฟฟ้าที่อยู่กลางสายส่งและปลายสายส่งเกิด ไฟฟ้าดับทั้งสถานีไฟฟ้า ปัญหาไฟฟ้ายดับนั้นเป็นปัญหาที่มีความสำคัญมากเนื่องจากเกิดผลกระทบเป็นบริเวณกว้างทั้งภาคธุรกิจ อุตสาหกรรม และครัวเรือน ทำให้ผลผลิตและธุรกิจเกิดความเสียหายเป็นผลให้กระทบต่อระบบเศรษฐกิจของประเทศ ดังนั้นการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต้องการแก้ไขปัญหาดังกล่าวโดยการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังในระดับแรงดัน 115 เควี เพื่อไม่ให้เกิดไฟฟ้ายดับเมื่อเกิดความผิดปกติ(fault) ในระบบสายส่ง 115 เควี การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจึงมีแผนงานปรับปรุงรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 เควี จากแบบวงรอบเปิดเป็นแบบวงรอบปิด(Closed Loop) แต่การเปลี่ยนแปลงรูปแบบการจ่ายไฟดังกล่าวทำให้เกิดผลกระทบกับระบบไฟฟ้ากำลังได้แก่ การไหลของกำลังไฟฟ้า ค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจร ระบบป้องกันไฟฟ้ากำลัง ทำให้ต้องมีการศึกษาเพื่อประเมินผลกระทบที่เกิดขึ้นว่ามีข้อดีเพียงพอรึหรือไม่ และมีความเหมาะสมเพียงใดก่อนการตัดสินใจปรับปรุงรูปแบบการจ่ายไฟสายส่งระบบ 115 เควี จากวงรอบเปิดเป็นแบบวงรอบปิด

วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1. เพื่อศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า(Power Flow)กรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบ 115 เควี แบบวงรอบปิด(Closed Loop)
2. เพื่อศึกษาค่ากระแสลัดวงจร(Fault Level) กรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบ 115 เควี แบบวงรอบปิด(Closed Loop)
3. เพื่อวิเคราะห์การออกแบบระบบป้องกันสายส่ง 115 เควี โดยใช้รีเลย์ระยะทางร่วมกับระบบสื่อสารสำหรับรูปแบบการจ่ายไฟระบบ 115 เควี แบบวงรอบปิด(Closed Loop)

การตรวจเอกสาร

การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า

การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งก็คือการศึกษาหรือคำนวณหาขนาดกระแสที่ไหลผ่านสายส่งหรืออุปกรณ์ต่างๆ และแรงดันที่บัสต่างๆในระบบ ถ้าขนาดกระแสหรือแรงดันที่บัสอยู่ในเกณฑ์ที่อุปกรณ์สามารถทำงานได้ก็ไม่ต้องมีการแก้ไขอะไรในระบบ แต่ถ้ากระแสในสายสูงเกินไปก็ต้องมีการพิจารณาเพิ่มระบบสายส่ง หรือถ้าแรงดันที่บัสต่ำเกินกว่าที่จะจ่ายโหลดได้ คือจ่ายไปแล้วทำความเสียหายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าก็ต้องมีการแก้ไข เช่นเพิ่มคาปาซิเตอร์เข้าไปในระบบ เพื่อให้แรงดันที่บัสนั้นๆสูงขึ้นเป็นต้น การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าจึงเป็นหัวใจสำคัญอันหนึ่งในการวางแผนการจ่ายไฟฟ้ารวมทั้งการขยายงานระบบไฟฟ้าในอนาคตด้วย(ชำนาญ, 2548)

เมื่อทราบขนาดกำลังไฟฟ้าของโหลดที่ต้องการใช้ไฟฟ้า และทราบกำลังไฟฟ้าที่ออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องเพื่อให้ค่าเชื้อเพลิงรวมต่ำสุดแล้ว ขั้นตอนต่อไปก็นำค่าที่ทราบค่าดังกล่าวไปใส่ในโปรแกรมโหลดฟล ซึ่งก็คือโปรแกรมคอมพิวเตอร์เพื่อคำนวณหาขนาดกระแสในสายส่งกระแสที่ออกจากเครื่องกำเนิดแต่ละเครื่อง รวมทั้งแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆในระบบ ถ้ากระแสและแรงดันไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์ที่ระบบทำงานได้ก็ไม่ต้องทำอะไรดังนั้นการศึกษการไหลของกำลังไฟฟ้าในกรณีดังกล่าวก็คือการศึกษการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบปัจจุบันเพื่อทราบสถานะกระแสและแรงดันที่จุดต่างๆในระบบนั่นเอง และในแต่ละวันโหลดมีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลาทำให้ต้องมีการศึกษาสถานะของระบบคือ ขนาดกระแสและแรงดันที่จุดต่างๆในระบบตลอดเวลาด้วย

เมื่อมีการพยากรณ์โหลดที่ต้องการเพิ่มในอนาคต เช่น 5 ปี หรือ 10 ปีข้างหน้า ก็ทำให้ทราบว่าระบบต้องมีโหลดเพิ่มมากขึ้นเพียงใด ก็นำค่าโหลดดังกล่าวใส่เพิ่มเข้าไปในระบบ และคำนวณคือศึกษาโหลดฟลของระบบเมื่อมีโหลดเพิ่มมากขึ้น นั่นก็คือหากระแสและแรงดันที่จุดต่างๆว่าอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้หรือไม่ ถ้าขนาดกระแสที่ออกจากเครื่องกำเนิดมากกว่าที่เครื่องกำเนิดจะจ่ายได้ก็ต้องพิจารณาเรื่องการเพิ่มเครื่องกำเนิดใหม่เข้าไปในระบบ หรือถ้าแรงดันที่ได้ออกมาต่ำเกินไปก็ต้องมีการพิจารณาเพิ่มคาปาซิเตอร์เข้าไปในระบบเป็นต้น การศึกษการไหลของกำลังไฟฟ้าในกรณีนี้ก็คือ ศึกษาสถานะของระบบปัจจุบันว่าสามารถรองรับ โหลดที่เพิ่มขึ้นในอนาคตได้หรือไม่ เพื่อทำการปรับปรุงเพิ่มเติมอุปกรณ์ก่อนที่โหลดในอนาคตจะเกิดขึ้นจริง

ประโยชน์ที่ได้จากการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ข้อใหญ่ๆ คือ ประโยชน์จากการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบปัจจุบันและการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบที่จะมีการเพิ่มโหลดในอนาคต ซึ่งจะนำไปสู่การสร้างโรงจักรไฟฟ้าใหม่เพิ่มเติมสายส่งเป็นต้น ทำให้ทราบว่ากำลังไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้าและกระแสในจุดต่างๆของระบบไฟฟ้าจะเป็นอย่างไรก่อนที่จะมีการตัดสินใจสร้างจริง(ชานาญ, 2548)

ชนิดของบัส

ก่อนที่จะศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าจำเป็นต้องทราบการแบ่งชนิดของบัสเสียก่อนเพื่อจะได้ทราบว่าบัสแต่ละชนิดมีข้อกำหนดหรือมีค่าพารามิเตอร์ใดที่ทราบค่าบ้าง และต้องผ่านการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อหาค่าอะไรออกมาโดยทั่วไปแต่ละบัสจะทราบค่าพารามิเตอร์สองค่า ส่วนอีกสองค่าหาจากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า(ชานาญ, 2548)

พารามิเตอร์ต่างๆของแต่ละบัสประกอบด้วย

- ขนาดแรงดันไฟฟ้า $|V|$
- มุมของแรงดันไฟฟ้า δ
- กำลังไฟฟ้าจริง P
- กำลังไฟฟารีแอกทีฟ Q

ชนิดของบัสในระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าแบ่งออกได้เป็นสามชนิด โดยมีข้อกำหนดต่างๆในบัสแต่ละชนิดดังนี้

1. แสลคบัส(Slack Bus) บัสชนิดนี้บางครั้งเรียกว่าสวิงบัส(Swing Bus) หรือบัสอนันต์(Infinite Bus) หรือบัสอ้างอิง(Reference Bus) หรือบัสแรงดันและความถี่คงที่ บัสชนิดนี้มีขนาดแรงดันไฟฟ้าคงที่ มุมคงที่ และโดยทั่วไปกำหนดให้เป็นมุมศูนย์โดยใช้บัสนี้เป็นบัสอ้างอิงที่มุมของบัสอื่นทั้งระบบ จะมาเทียบกับบัสนี้ บัสดังกล่าวนี้ถือว่าเป็นแหล่งกำเนิดใหญ่ที่สามารถให้กำลังไฟฟ้าออกมาได้ตามต้องการได้โดยขนาดแรงดันไฟฟ้า และความถี่ไม่เปลี่ยนแปลงในทางปฏิบัติที่จะถือเป็นบัสอ้างอิงนี้หมายถึงบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ต่ออยู่หรือเป็นระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่มากเมื่อเทียบกับระบบที่กำลังศึกษาอยู่ พารามิเตอร์ที่กำหนดค่าคงที่สำหรับบัสนี้ก็คือ

คือ ขนาดแรงดันไฟฟ้าและมุมของแรงดันไฟฟ้า ส่วน P และ Q ของบัสนี้หาได้จากการศึกษาโหลด โพล(ชานาญ, 2548)

2. บัสเครื่องกำเนิด(Generator Bus) บัสชนิดนี้เป็นบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่หรือเป็น บัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและโหลดต่ออยู่และบัสดังกล่าวสามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าให้มีขนาด คงที่ได้ถ้าต้องการโดยอาศัย AVR (Automatic Voltage Regulator) ดังนั้นขนาดแรงดันไฟฟ้าบัสมี ค่าคงที่ $|V|$ กำลังไฟฟ้าบัสจริง P มีค่าคงที่ (ได้มาจากการคำนวณการใช้เชื้อเพลิงของระบบต่ำสุด และตั้งให้มีค่าคงที่ตามที่ได้คำนวณออกมา) บัสชนิดนี้บางครั้งเรียกว่า PV Bus นอกจากนี้บางครั้ง การกำหนดบัสชนิดนี้ให้มีกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟคงที่ ในกรณีหลังนี้ก็เรียกว่า PQ Bus ถ้าบัสเครื่องกำเนิดเป็นชนิด PV Bus (บัสที่มี P และ $|V|$ คงที่) พารามิเตอร์ที่ต้องหาค่าจาก โหลดโพลก็คือ Q และ δ ถ้าบัสเครื่องกำเนิดเป็นชนิด PQ Bus พารามิเตอร์ที่ต้องหาค่าจากโหลด โพลก็คือ $|V|$ และ δ (ชานาญ, 2548)

3. บัสโหลด (Load Bus) บัสชนิดนี้เป็นบัสที่มีโหลดต่ออยู่ซึ่งทราบค่ากำลังไฟฟ้าจริง P และกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ Q หรือบางครั้งก็เรียกว่า PQ บัส ค่าพารามิเตอร์ของบัสที่ต้องหาจาก การศึกษาโหลดโพลคือ ขนาดแรงดันไฟฟ้า $|V|$ และมุมของแรงดันไฟฟ้า δ (ชานาญ, 2548)

สมการโหลดโพล

สมการที่จะกล่าวถึงในหัวข้อนี้เป็นสมการที่ใช้ในการแก้ปัญหาการไหลของ กำลังไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลัง สมการสำคัญที่ใช้มีสองสมการ คือ สมการหาแรงดันไฟฟ้า และ สมการหาลำดับไฟฟ้า สมการกำลังไฟฟ้าที่เข้าบัส k ใดๆ ในระบบไฟฟ้ากำลังมีความสัมพันธ์กับ แรงดันไฟฟ้าและกระแสดังนี้ (ชานาญ, 2548)

$$S_k = V_k I_k^* \quad (1)$$

V_k - แรงดันไฟฟ้าที่บัส

I_k - กระแสไฟฟ้าที่ไหลเข้าบัส

สมการที่ (1) เป็นสมการกำลังไฟฟ้าที่หาจากสมมุติฐานที่ว่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟมีค่า เป็นบวกเสมอ สำหรับโหลดล่าหลัง(lagging load) หรือ I_k ตามหลังเวกเตอร์ V_k ในหนังสือบาง

เล่มใช้ $S_k = V_k^* I_k$ มิได้หมายถึงว่าสมการในหนังสือเล่มนั้นผิด แต่สมการ $S_k = V_k I_k^*$ เป็นสมการกำลังไฟฟ้าที่อยู่บนสมมุติฐานที่ว่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟมีค่าเป็นลบสำหรับโหลดล้าหลัง ดังนั้นจึงต้องทำความเข้าใจการใช้สมการที่ (1) ให้ถูกต้องด้วยว่าขึ้นอยู่กับสมมุติฐานอะไร สำหรับสมการกำลังไฟฟ้าที่จะกล่าวถึงต่อไปนี้จะใช้สมการที่ (1) โดยใช้สมมุติฐานที่ว่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเป็นบวกสำหรับโหลดล้าหลัง

กำลังไฟฟ้าบัสดูกนิยามว่าเป็นกำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าบัสตามทิศทางกระแส I_k ที่ไหลเข้าบัส สมการแรงดันไฟฟ้าที่บัส k ใดๆ สามารถหาได้โดยพิจารณาจากสมการที่ (1) และหากระแสไฟฟ้าได้

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k I_k^* \quad (2)$$

$$S_k^* = P_k - jQ_k = V_k^* I_k \quad (3)$$

$$I_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} \quad (4)$$

จากสมการเมตริกซ์ $[I_{BUS}] = [Y_{BUS}] [V_{BUS}]$ สามารถเขียนสมการกระแสไฟฟ้าบัส k ใดๆ คือ I_k ได้สำหรับระบบไฟฟ้าที่มี n บัสใดๆ

$$I_k = Y_{k1} V_1 + Y_{k2} V_2 + \dots + Y_{kn} V_n = \sum_{i=1}^n Y_{ki} V_i \quad (5)$$

แทนค่ากระแส I_k ในสมการที่ (5) เข้าไปในสมการที่ (4) ได้

$$Y_{k1} V_1 + Y_{k2} V_2 + \dots + Y_{kk} V_k + \dots + Y_{kn} V_n = \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} \quad (6)$$

จัดสมการที่ (6) ใหม่ได้

$$Y_{kk} V_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - (Y_{k1} V_1 + Y_{k2} V_2 + \dots + Y_{kn} V_n) \quad (7)$$

แรงดันไฟฟ้าที่บัส k ใดๆ

$$V_k = \frac{1}{Y_{kk}} \left[\frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n Y_{ki} V_i \right] \quad (8)$$

สมการที่ (8) เป็นสมการหาแรงดันไฟฟ้าที่บัส k ใดๆ สมการนี้เป็นสมการไม่เป็นเชิงเส้น (Nonlinear)

กำลังไฟฟ้าในสมการที่ (3) สามารถเปลี่ยนให้อยู่ในเทอมของแรงดันไฟฟ้าที่บัสและแอดมิตแตนซ์ของระบบได้โดยแทนค่า I_k ในสมการที่ (5) เข้าไปในสมการที่ (3) จะได้

$$S_k^* = P_k - jQ_k = V_k^* \sum_{i=1}^n Y_{ki} V_i \quad (9)$$

$$\text{กำลังไฟฟ้าจริง} \quad P_k = \operatorname{Re} \left[V_k^* \sum_{i=1}^n Y_{ki} V_i \right] \quad (10)$$

$$\text{กำลังไฟฟารีแอกทีฟ} \quad Q_k = -\operatorname{Im} \left[V_k^* \sum_{i=1}^n Y_{ki} V_i \right] \quad (11)$$

ข้อมูลในการศึกษาโหลดโพล

ก่อนที่จะศึกษาเทคนิคที่ใช้แก้ปัญหาโหลดโพลในแต่ละวิธีควรทำความเข้าใจเสียก่อนว่า ข้อมูลใดบ้างที่จำเป็นต้องทราบเพื่อใช้ในการคำนวณ และข้อมูลใดบ้างที่ต้องการได้จากการศึกษา โหลดโพล ข้อมูลที่ป้อนเข้าและที่ได้ออกมาจากการศึกษาโหลดโพลสามารถแยกรายละเอียดแต่ละหัวข้อดังนี้

ข้อมูลเพื่อใช้ในการคำนวณ ข้อมูลเพื่อใช้ในการคำนวณแบ่งออกเป็น 2 ชนิดใหญ่ๆคือ ข้อมูลแสดงสภาพการทำงานจากระบบ

1. ข้อมูลของระบบ ข้อมูลดังกล่าวนี้มีความจำเป็นต้องการเพื่อจะได้หา Y_{BUS} หรือ Z_{BUS} ของระบบเพราะเมตริกซ์ Y_{BUS} หรือ Z_{BUS} มีความสำคัญในการศึกษาโหลดโพล และการวิเคราะห์ไฟฟ้ากำลังในด้านอื่นๆด้วย ข้อมูลของระบบเพื่อหา Y_{BUS} หรือ Z_{BUS} ประกอบด้วย

- 1.1 ไดอะแกรมเส้นเดียวที่แสดงการต่อวงจรของระบบไฟฟ้ากำลัง
- 1.2 อิมพีแดนซ์และแอดมิตแตนซ์ของสายส่ง
- 1.3 ขนาดเครื่อง และอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลง
- 1.4 ขนาดคาปาซิเตอร์ที่มีใช้ในระบบ

2. ข้อมูลแสดงสภาพการทำงาน of ระบบ ข้อมูลกล่าวถึงนี้หมายถึง

- 2.1 กำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่เข้าไปในระบบสำหรับ PQ บัส
- 2.2 กำลังไฟฟ้าจริง ที่เข้าไปในระบบและขนาดแรงดันไฟฟ้าสำหรับ PV บัส
- 2.3 ขนาดแรงดันไฟฟ้าและมุมของแรงดันไฟฟ้าของแอสลคบัส

การวิเคราะห์กระแสลัดวงจร

ในการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรนั้นมีความสำคัญอย่างมากในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังเนื่องจากเมื่อเราทราบค่ากระแสลัดวงจร(Fault Level)จะทำให้สามารถปรับตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน(Relay Setting)ให้ทำงานได้อย่างถูกต้อง และสัมพันธ์กัน ทำให้ลดปัญหาการเกิดไฟฟ้าดับและลดพื้นที่การเกิดไฟดับให้แคบลงได้

วิธีการคำนวณกระแสลัดวงจรสมมาตร

วิธีการคำนวณกระแสลัดวงจรสมมาตร หรือกระแสลัดวงจรสามเฟสในระบบไฟฟ้ากำลังมีด้วยกันหลายแบบคือ วิธีคิดจากแรงดันภายในเครื่องจักรหรือคิดจากเทวินิน(Thevenin) การคำนวณกระแสลัดวงจรนี้สามารถรวมผลเนื่องจากกระแสไหลในระบบก่อนเกิดลัดวงจรด้วย ในตอนท้ายจะกล่าวถึงวิธีคำนวณกระแสลัดวงจรของระบบใหญ่ๆโดยคำนวณอยู่ในรูปเมตริกซ์(Matrix)ซึ่งอาศัยหลักการของเทวินิน วิธีการของเทวินินเป็นวิธีที่นิยมใช้กันมากในการคำนวณกระแสลัดวงจรเพราะสะดวกและใช้เวลาน้อยจากนี้ยังสามารถใช้กับระบบใหญ่ๆได้โดยอาศัยดิจิทัลคอมพิวเตอร์ (ชำนาญ, 2548)

1. การคำนวณโดยคิดจากแรงดันภายในเครื่องจักร

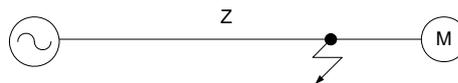
การคำนวณโดยวิธีนี้ โดยหลักการต้องหาค่าแรงดันภายในเครื่องจักรที่สร้างจากสนามไฟฟ้าในโรเตอร์ให้ได้ทุกเครื่องจักรในระบบแล้วหลังจากนั้น ใช้หลักการของซูเปอร์โพสิชัน(Superposition) หากกระแสลัดวงจรรวมที่ได้จากการรวมกันของกระแสลัดวงจรที่เกิดจากแรงดันแต่ละเครื่องจักร(ชำนาญ, 2548)

2. การคำนวณโดยวิธีเทวินิน

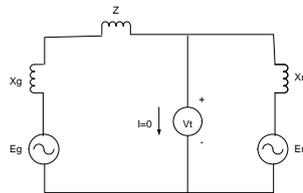
กระแสไหลในระบบลัดวงจร = กระแสไหลในระบบจ่ายโหลดปกติ + กระแสในวงจรเทวินิน

หากกระแสลัดวงจรของระบบได้โดยหากระแสลัดวงจรที่ส่วนต่างๆของระบบจากวงจรเทวินินแล้วนำไปรวมกับค่ากระแสที่ไหลในส่วนต่างๆของระบบกรณีจ่ายโหลดปกติค่ากระแส

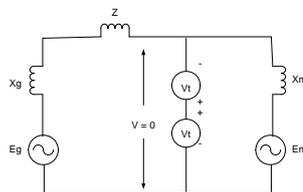
ลัดวงจรไหลในส่วนต่างๆของระบบที่คำนวณได้มีค่าเท่ากับที่คำนวณจากแรงดันภายในของเครื่องจักรทุกอย่าง และเนื่องจากกระแสไหลในระบบจ่ายโหลดปกติมีค่าน้อยมากเมื่อเทียบกับกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นดังนั้นในการคำนวณระบบใหญ่ๆอาจจะไม่นำกระแสที่ไหลตามปกติมาคิดสรุปได้ว่ากระแสไหลในระบบลัดวงจรมีค่าประมาณใกล้เคียงกับกระแสลัดวงจรในวงจรเทวินิน (ชำนาญ, 2548)



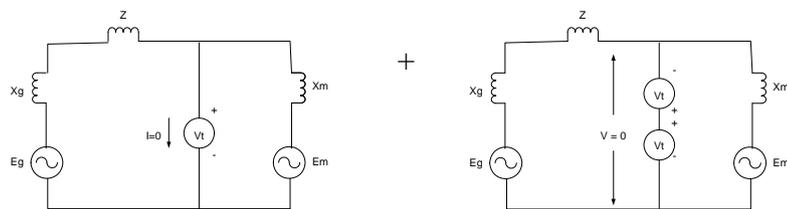
(ก) ไคอะแกรมเส้นเดียว



(ข) วงจรสมมูลระบบจ่ายโหลดปกติ



(ค) วงจรสมมูลระบบลัดวงจร



(ง) วงจรแยกแหล่งจ่ายไฟโดยวิธีการซูเปอร์โพสิชันซึ่งให้ผลเหมือนรูป (ค)

ภาพที่ 1 หลักการของเทวินินใช้หากระแสลัดวงจรในระบบ

ถ้าไม่คิดกระแสที่ไหลตามปกติเนื่องจากมีค่าน้อยจะได้

กระแสไหลในระบบลัดวงจร = กระแสในวงจรเทวินิน

3. การคำนวณโดยใช้อิมพีแดนซ์เมตริกซ์

การคำนวณกระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่จำเป็นต้องมีวิธีการที่เหมาะสมเพราะในระบบไฟฟ้ากำลังใหญ่ๆ เราไม่สามารถเขียนไดอะแกรมเส้นเดียวแล้วมาคำนวณโดยใช้หลักการเทวินินได้ การคำนวณจำเป็นต้องใช้ดิจิทัลคอมพิวเตอร์เข้ามาช่วยแก้ไขปัญหาค่ะ แต่อย่างไรก็จะจัดระบบไฟฟ้าและวิธีการคำนวณให้คอมพิวเตอร์ดำเนินการได้ ในการแก้ไขปัญหาดังกล่าวก็ยังใช้หลักการเทวินินอยู่เพียงแต่ต้องจัดรูปของระบบให้อยู่ในฟอร์มที่จะใช้คอมพิวเตอร์ได้คือจัดให้อยู่ในรูปเมตริกซ์ โดยเราต้องแปลงไดอะแกรมของระบบรวมทั้งอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ ให้อยู่ในรูปเมตริกซ์ซึ่งอาจจะเป็น Y_{BUS} , Z_{BUS} , Y_{BRANCH} , Z_{BRANCH} , Y_{LOOP} และ Z_{LOOP} แต่เมตริกซ์ที่นิยมใช้กันมากและสะดวกที่สุดในการคำนวณกระแสลัดวงจรได้แก่ Z_{BUS}

วิธีการคำนวณหา Z_{BUS} จากไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบสามารถทำได้หลายอย่าง แต่ที่มักใช้กันมี 2 อย่างคือ การอินเวอร์ส(Inverse) ของ Y_{BUS} และอีกวิธีคือ การเพิ่มอุปกรณ์เข้าไปทีละอุปกรณ์เพื่อฟอร์ม Z_{BUS} (Add Branch-Add Link) ในทางปฏิบัติมักใช้แบบหลังมากกว่าเพราะเสียเนื้อที่และเวลาคอมพิวเตอร์น้อยกว่า สำหรับในระบบไฟฟ้ากำลังมักฟอร์ม Z_{BUS} แล้วเก็บไว้ในคอมพิวเตอร์ และสามารถเรียกออกมาใช้เมื่อต้องการ หรืออาจเรียกออกมาเพื่อแก้ไขเพิ่มเติมในกรณีที่มีการปลดสาย เพิ่มสาย เพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรืออื่นๆ แล้วเก็บเข้าไปไว้ที่คอมพิวเตอร์อีก จะเห็นว่าการฟอร์ม Z_{BUS} นั้นไม่ได้ทำทุกครั้งที่มีการคำนวณกระแสลัดวงจรแต่เป็นการเรียกเอาออกมาใช้จากคอมพิวเตอร์ (ชานาญ, 2548)

ความสัมพันธ์ของแรงดันไฟฟ้า และกระแสบัสไปตามสมการที่ (12)

$$V_{BUS} = Z_{BUS} I_{BUS} \quad (12)$$

V_{BUS} - แรงดันไฟฟ้าที่บัส

I_{BUS} - กระแสจากแหล่งจ่ายไฟเข้าที่บัส บัสใดไม่มีแหล่งจ่ายไฟบัสนั้นมี

$$I_{BUS} = 0$$

คราวนี้ลองมาพิจารณาหากระแสลัดวงจรจากบัสอิมพีแดนซ์โดยใช้ไดอะแกรมเส้นเดียว ซึ่งมีทั้งหมด 6 บัส และสมมติว่าเกิดลัดวงจรที่บัส 2

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ -V_t \\ \Delta V_3 \\ \Delta V_4 \\ \Delta V_5 \\ \Delta V_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & \dots & Z_{16} \\ Z_{21} & Z_{22} & & & \cdot \\ \cdot & & & & \cdot \\ \cdot & & Z_{BUS} & & \cdot \\ \cdot & & & & \cdot \\ Z_{61} & \dots & \dots & \dots & Z_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ -I_f'' \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (13)$$

ค่าที่ทราบคือ Z_{BUS} และ V_t สิ่งที่ต้องการหาก็คือ ΔV_i ของบัสต่างๆ และ I_f'' เราสามารถหาค่าต่างๆได้ดังนี้

$$-V_t = -Z_{22} I_f'' \quad (14)$$

$$I_f'' = \frac{V_t}{Z_{22}} \quad (15)$$

$$\Delta V_1 = -Z_{12} I_f'' = -\frac{Z_{12}}{Z_{22}} \cdot V_t \quad (16)$$

$$\Delta V_2 = -V_t \quad (17)$$

$$\Delta V_3 = -Z_{32} I_f'' = -\frac{Z_{32}}{Z_{22}} \cdot V_t \quad (18)$$

$$\begin{matrix} \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \end{matrix}$$

$$\Delta V_6 = -Z_{62} I_f'' = -\frac{Z_{62}}{Z_{22}} \cdot V_t \quad (19)$$

แรงดันไฟฟ้าขณะเกิดลัดวงจร = แรงดันไฟฟ้าระบบจ่ายโหลดปกติ + แรงดันไฟฟ้าในวงจรเทวินิน (20)

ดังนั้นทุกครั้งที่ต้องการหาแรงดันไฟฟ้าขณะเกิดลัดวงจรที่จุดต่างๆในระบบต้องนำแรงดันไฟฟ้าที่หาได้ในวงจรเทวินินไปรวมกับแรงดันไฟฟ้าตอนจ่ายโหลดปกติด้วย ดังนั้นแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆของระบบ เมื่อเกิดลัดวงจรที่บัส 2 เป็นไปตามสมการ ดังนี้

$$V_{1S} = V_{1N} + \Delta V_1 \quad (21)$$

$$V_{2S} = V_t - V_t = 0 \quad (22)$$

$$V_{3S} = V_{3N} + \Delta V_3 \quad (23)$$

$$\begin{array}{c} \cdot \\ \cdot \\ \cdot \end{array}$$

$$V_{6S} = V_{6N} + \Delta V_6 \quad (24)$$

V_{iS} - แรงดันไฟฟ้าของบัส i ขณะเกิดลัดวงจร

V_{iN} - แรงดันไฟฟ้าของบัส i สภาพจ่ายโหลดปกติ

ΔV_i - แรงดันไฟฟ้าของบัส i ในวงจรเทวินิน

V_t - แรงดันไฟฟ้าของบัส 2 สภาพจ่ายโหลดปกติ

เราสามารถเขียนสมการในวงจรเทวินินสำหรับระบบไฟฟ้าจำนวน n บัส ที่มีการลัดวงจรที่บัส k และมีแรงดันไฟฟ้าที่บัส k สภาพจ่ายโหลดปกติเท่ากับ V_t

$$\Delta V_i = \frac{-Z_{ik}}{Z_{kk}} \cdot V_t = -I_f'' Z_{ik} \quad (25)$$

$$I_f'' = \frac{V_t}{Z_{kk}} \quad (26)$$

การคำนวณกระแสลัดวงจรแบบไม่สมมาตร

การลัดวงจรแบบไม่สมมาตร หมายถึง การลัดวงจรในระบบแล้วกระแสในสามเฟสมีขนาดไม่เท่ากันและ/หรือ มุมของกระแสไม่ห่างกัน 120 องศา กล่าวง่ายๆ ก็คือ การลัดวงจรที่ไม่ใช่การลัดวงจรแบบสามเฟสนั่นเอง โดยทั่วไปการเกิดลัดวงจรในระบบไฟฟ้าส่วนใหญ่มักเป็นแบบไม่สมมาตรเพราะ โอกาสที่จะเกิดลัดวงจรแบบสามเฟสพร้อมกันมีน้อย ขนาดของกระแสลัดวงจรแบบ

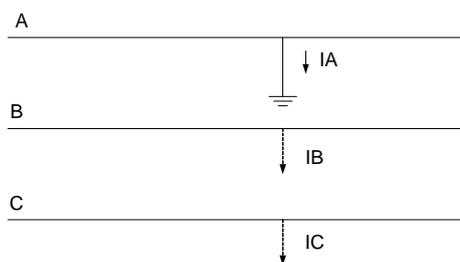
สามเฟสไม่ได้รุนแรงที่สุดเสมอ บางระบบอาจให้กระแสลัดวงจรแบบไม่สมมาตรรุนแรงกว่าแบบสามเฟสได้

การลัดวงจรแบบไม่สมมาตรทำให้กระแสลัดวงจรในแต่ละเฟสมีขนาดไม่เท่ากัน และ/หรือมุมอาจไม่เท่ากัน ดังนั้นการคำนวณกระแสลัดวงจรจึงไม่สามารถคำนวณจากวงจรสมมูลหนึ่งเฟส (Single Phase Equivalent Circuit) ได้ จึงต้องใช้วิธีการขององค์ประกอบสมมาตร (Symmetrical Component) มาช่วยแปลงระบบลัดวงจรไม่สมมาตรดังกล่าวให้เป็นระบบลัดวงจรสมมาตรแล้วจึงสามารถคำนวณได้โดยใช้วงจรสมมูลหนึ่งเฟสได้ง่ายในบทนี้จะกล่าวถึงวิธีการขององค์ประกอบสมมาตร วงจรเน็ตเวิร์ก (Network) ที่ได้จากการแปลงของวิธีการขององค์ประกอบสมมาตร รีแอกแตนซ์ของเน็ตเวิร์กองค์ประกอบสมมาตร (ชำนาญ, 2548)

2.1 การลัดวงจรเฟส-ดิน (Single Phase to Ground Fault)

การวิเคราะห์หากระแสลัดวงจรทั้งที่จุดลัดวงจรและที่ไหลในส่วนต่างๆ ของระบบสามารถพิจารณาได้โดยใช้ขั้นตอน 5 ขั้น ดังที่ได้กล่าวมาข้างต้นดังนี้

ก. สภาพการเกิดลัดวงจร สมมุติเกิดลัดวงจรจากเฟส A ลงดิน



ภาพที่ 2 การเกิดลัดวงจรเฟส-ดินที่เฟส A

ข. สมการกระแส และแรงดันไฟฟ้าแสดงสภาพการเกิดลัดวงจร

$$I_B = I_C = 0 \quad V_A = 0 \quad (27)$$

ค. แปลงสมการกระแส และแรงดันไฟฟ้าในข้อ ข. จาก ABC ให้ อยู่ในรูป 012

$$\begin{bmatrix} I_{A0} \\ I_{A1} \\ I_{A2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (28)$$

เนื่องจาก $I_B = I_C = 0$

$$\begin{bmatrix} I_{A0} \\ I_{A1} \\ I_{A2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} I_A \quad (29)$$

$$I_{A0} = I_{A1} = I_{A2} = \frac{1}{3} I_A \quad (30)$$

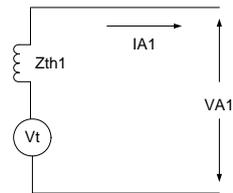
จาก $V_A = 0$ ได้

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{A0} \\ V_{A1} \\ V_{A2} \end{bmatrix} \quad (31)$$

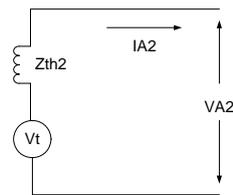
ง. หากการเชื่อมโยงของเน็ตเวิร์กบวกลบ และศูนย์

พิจารณาซีเควนซ์เน็ตเวิร์กบวกลบ และศูนย์ของวงจรเทวินินซึ่งแทนระบบไฟฟ้ากำลังใดๆ ในภาพที่ 3 เราจะทำการเชื่อมโยงวงจรเทวินินในภาพที่ 3 อย่างไรเพื่อให้เกิดสภาพความสัมพันธ์ของกระแสและแรงดันไฟฟ้าตามสมการที่ (30) และ (31) จากสมการที่ (30) ได้กระแสทั้งสามเน็ตเวิร์กมีขนาดเท่ากันแสดงว่าเน็ตเวิร์กทั้ง 3 ต้องต่ออนุกรมกันดังในภาพที่ 4 และ

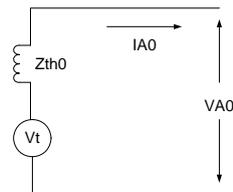
จากสมการที่ (31) แรงดันไฟฟ้ารวมของสามเน็ตเวิร์กเป็นศูนย์ทำให้ได้เน็ตเวิร์กทั้งสามต่อครบวงจร



(ก) ซีเควนซ์เน็ตเวิร์กบวก

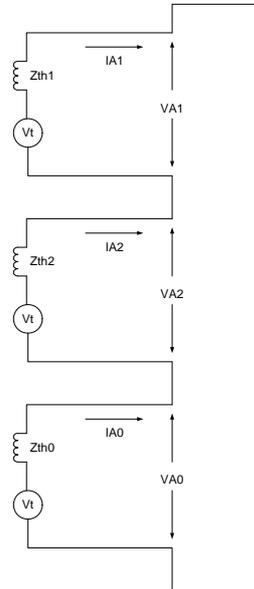


(ข) ซีเควนซ์เน็ตเวิร์กลบ



(ค) ซีเควนซ์เน็ตเวิร์กศูนย์

ภาพที่ 3 ซีเควนซ์เน็ตเวิร์กของวงจรเทวินิน



ภาพที่ 4 การเชื่อมโยงเน็ทเวิร์กเทวินินสำหรับการลัดวงจร เฟส-ดิน

จ.หากระแสและแรงดันไฟฟ้าลัดวงจร

$$I_{A0} = I_{A1} = I_{A2} = \frac{V_t}{Z_{th1} + Z_{th2} + Z_{th0}} \quad (32)$$

$$V_{A1} = V_t - I_{A1}Z_{th1} = V_t \left(1 - \frac{Z_{th1}}{Z_{th1} + Z_{th2} + Z_{th0}} \right) \quad (33)$$

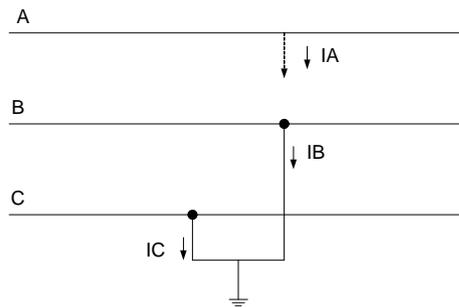
$$V_{A2} = -I_{A2}Z_{th2} = -V_t \times \frac{Z_{th2}}{Z_{th1} + Z_{th2} + Z_{th0}} \quad (34)$$

$$V_{A0} = -I_{A0}Z_{th0} = -V_t \times \frac{Z_{th0}}{Z_{th1} + Z_{th2} + Z_{th0}} \quad (35)$$

2.2 การลัดวงจรเฟส-เฟส-ดิน

ขั้นตอนการวิเคราะห์หากระแสลัดวงจรที่ใช้หลักการ 5 ขั้นตอนตามที่กล่าวมาแล้ว

ก. สภาพการเกิดลัดวงจร สมมุติเกิดลัดวงจรที่เฟส B และ C ลงดิน



ภาพที่ 5 การเกิดลัดวงจรเฟส-เฟส-ดิน ที่เฟส B และ C ลงดิน

ข. สมการกระแส และแรงดันไฟฟ้าแสดงสภาพการเกิดลัดวงจร

$$I_A = 0 \quad V_B = V_C = 0 \quad (36)$$

ค. แปลงสมการกระแส และแรงดันไฟฟ้าในข้อ ข) จาก ABC ให้อยู่ในรูป 012

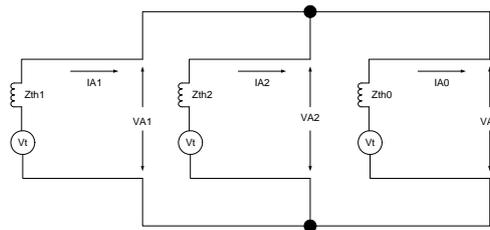
$$I_A = I_{A1} + I_{A2} + I_{A0} = 0 \quad (37)$$

$$\begin{bmatrix} V_{A0} \\ V_{A1} \\ V_{A2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} V_A \quad (38)$$

$$V_{A0} = V_{A1} = V_{A2} = \frac{V_A}{3} \quad (39)$$

ง. หาการเชื่อมโยงของเน็ตเวิร์กบวก ลบ และศูนย์

จากสมการความสัมพันธ์ของกระแส ในสมการที่ (37) และแรงดันไฟฟ้าในสมการที่ (39) เราสามารถเขียนการเชื่อมโยงของซีแควนซ์เน็ตเวิร์ก บวก ลบ และศูนย์ ได้ดังภาพที่ 6



ภาพที่ 6 การเชื่อมโยงของเน็ตเวิร์กเทวินินสำหรับการลัดวงจรเฟส-เฟส-ดิน

จ. หากระแส และแรงดันไฟฟ้าลัดวงจร

$$I_{A1} = \frac{V_t}{Z_{th1} + \frac{Z_{th2} \times Z_{th0}}{Z_{th2} + Z_{th0}}} \quad (40)$$

$$I_{A2} = -\frac{Z_{th0}}{Z_{th0} + Z_{th2}} \times I_{A1} \quad (41)$$

$$I_{A0} = -\frac{Z_{th2}}{Z_{th2} + Z_{th0}} \times I_{A1} \quad (42)$$

$$V_{A1} = V_t - I_{A1} Z_{th1} \quad (43)$$

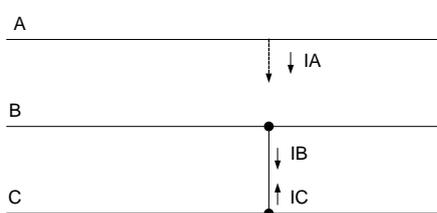
$$V_{A2} = V_t - I_{A2} Z_{th2} \quad (44)$$

$$V_{A0} = V_t - I_{A0} Z_{th0} \quad (45)$$

2.3 การลัดวงจรเฟส-เฟส

ขั้นตอนการวิเคราะห์หากระแสลัดวงจรใช้ 5 ขั้นตอนได้ดังนี้

ก. สภาพการเกิดลัดวงจร สมมติเกิดลัดวงจรที่เฟส B และ C



ภาพที่ 7 การเกิดลัดวงจร เฟส-เฟส ที่เฟส B และ C

ข. สมการกระแส และแรงดันไฟฟ้าแสดงสภาพการเกิดลัดวงจร

$$I_A = 0 \quad I_B = -I_C \quad V_B = V_C \quad (46)$$

ค. แปลงสมการกระแส และแรงดันไฟฟ้าในข้อ ข) จาก ABC ให้อยู่ในรูป 012

$$I_A = I_{A1} + I_{A2} + I_{A0} = 0 \quad (47)$$

$$\begin{bmatrix} I_{A0} \\ I_{A1} \\ I_{A2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (48)$$

$$\begin{bmatrix} I_{A0} \\ I_{A1} \\ I_{A2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ -I_B \end{bmatrix} \quad (49)$$

$$= \frac{1}{3} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B(a - a^2) \\ -I_B(a - a^2) \end{bmatrix} \quad (50)$$

$$I_A = 0 \quad I_{A1} = -I_{A2} \quad (51)$$

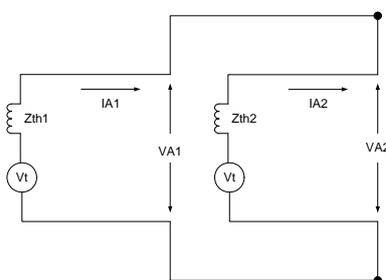
$$\begin{bmatrix} V_{A0} \\ V_{A1} \\ V_{A2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} \quad (52)$$

$$= \frac{1}{3} \begin{bmatrix} V_A + 2V_B \\ V_A + V_B(a + a^2) \\ V_A + V_B(a - a^2) \end{bmatrix} \quad (53)$$

$$V_{A1} = V_{A2} \quad (54)$$

ง. หาการเชื่อมโยงของเน็ตเวิร์กบวก ลบ

จากสมการความสัมพันธ์ของกระแสในสมการที่ (51) และแรงดันไฟฟ้าในสมการที่ (54) เราสามารถเขียนการเชื่อมโยงของซีควอนซ์เน็ตเวิร์กบวก และลบ ได้ดังภาพที่ 8



ภาพที่ 8 การเชื่อมโยงของเน็ตเวิร์กเทวินินสำหรับการลัดวงจร เฟส-เฟส

จ. หากระแส และแรงดันไฟฟ้าลัดวงจร

$$I_{A1} = I_{A2} = \frac{V_t}{Z_{th1} + Z_{th2}} \quad (55)$$

$$V_{A1} = V_{A2} = V_t - I_{A1}Z_{th1} = -I_{A2}Z_{th2} \quad (56)$$

รีเลย์ระยะทาง

ในการป้องกันสายส่งตามปกตินั้นจะใช้ รีเลย์ระยะทาง รีเลย์แบบนี้จะทำงานตามค่าอิมพีแดนซ์ระหว่างตำแหน่งที่ติดตั้งรีเลย์กับตำแหน่งที่เกิดกระแสไฟฟ้าลัดวงจรเนื่องจากค่าอิมพีแดนซ์ต่อหน่วยความยาวของสายมีค่าคงที่ รีเลย์แบบนี้จะตอบสนองตามระยะทางถึงจุดที่กระแสไฟฟ้าลัดวงจร รีเลย์แบบนี้จึงเรียกว่ารีเลย์ระยะทาง รีเลย์แบบนี้ยังจะตอบสนองต่อค่าพารามิเตอร์อื่นนอกเหนือจากค่าอิมพีแดนซ์เช่น แอดมิตแตนซ์ รีแอกแตนซ์ การวิเคราะห์การทำงานของรีเลย์แบบนี้ตามปกติจะใช้ R-X Diagram (สันติ, 2548)

อิมพีแดนซ์รีเลย์

แรงบิดที่สร้างจากกระแสจะต้านกับแรงบิดที่สร้างจากแรงดัน นั่นคือ กระแสจะสร้างแรงบิดบวก(ปิกอัพ)ส่วนแรงดันจะสร้างแรงบิดลบ(รีเซต)หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งคือ อิมพีแดนซ์รีเลย์เป็นรีเลย์กระแสเกินที่ทำงานร่วมกับแรงดัน (สันติ, 2548) จะได้สมการของแรงบิดเป็น

$$T = K_1 I^2 - K_2 V^2 - K_3 \quad (57)$$

เมื่อ I และ V คือค่าขนาดประสิทธิผล(rms magnitude) ของกระแสและแรงดันที่จุดสมดุลคือก่อนที่รีเลย์จะเริ่มทำงาน แรงบิดลัพธ์มีค่าเป็นศูนย์ จะได้

$$K_2 V^2 = K_1 I^2 - K_3 \quad (58)$$

$$\text{หารด้วย } K_2 I^2 \text{ ได้ } \frac{V^2}{I^2} = \frac{K_1}{K_2} - \frac{K_3}{K_2 I^2} \quad (59)$$

ปกติจะไม่คิดผลเนื่องจากสปริงเพราะจะมีผลเฉพาะที่ค่ากระแสต่ำๆเท่านั้น

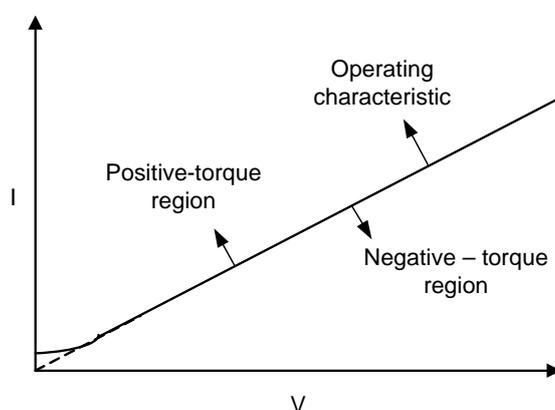
$$\frac{V}{I} = Z = \sqrt{\left(\frac{K_1}{K_2} - \frac{K_3}{K_2 I^2} \right)} \quad (60)$$

ดังนั้นให้ผลจากสปริงเป็นศูนย์, $K_3 = 0$ จะได้

$$Z = \sqrt{\frac{K_1}{K_2}} = \text{const } t \quad (61)$$

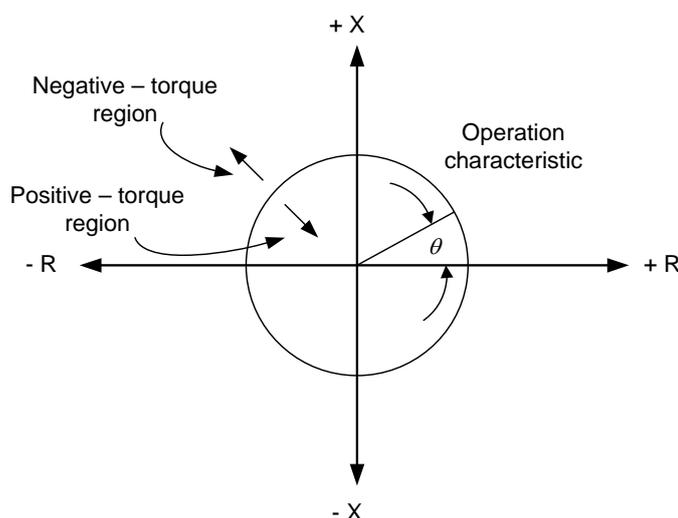
จะได้ว่าอิมพีแดนซ์รีเลย์มีค่าเริ่มต้นการทำงานอยู่ที่ค่าคงที่ซึ่งเป็นอัตราส่วนของแรงดันกับ กระแส หรือค่าอิมพีแดนซ์นั่นเอง

เส้นการทำงานในรูปของแรงดันและกระแสแสดงได้ดังภาพผนวกที่ 9 โดยผลเนื่องจากสปริงทำให้เส้นกราฟมีลักษณะโค้งในช่วงเริ่มต้นซึ่งเป็นบริเวณของกระแสค่าต่ำ แต่ในทางปฏิบัติจะคิดเส้นการทำงานตามเส้นประ ซึ่งหมายถึงค่าอิมพีแดนซ์คงที่ รีเลย์จะเริ่มทำงานที่จุดที่มีค่าแรงดันและกระแสใดๆ ที่อยู่เหนือเส้นการทำงาน หรือบนพื้นที่แรงบิดที่เป็นบวก หรือที่ค่าอิมพีแดนซ์ใดๆ ที่น้อยกว่าค่าอิมพีแดนซ์คงที่ของเส้นการทำงาน ความชันของเส้นทำงานสามารถเปลี่ยนได้ ดังนั้น รีเลย์จะตอบสนองทุกค่าอิมพีแดนซ์ที่ต่ำกว่าค่าอิมพีแดนซ์ที่กำหนด



ภาพที่ 9 เส้นลักษณะการทำงานของอิมพีแดนซ์รีเลย์

อีกวิธีหนึ่งที่สามารถแสดงลักษณะการทำงานของรีเลย์ระยะทางคืออิมพีแดนซ์ไดอะแกรม หรือ R-X ไดอะแกรม โดยการทำงานของรีเลย์เมื่อไม่คิดผลเนื่องจากสปริงได้ดังภาพที่ 10



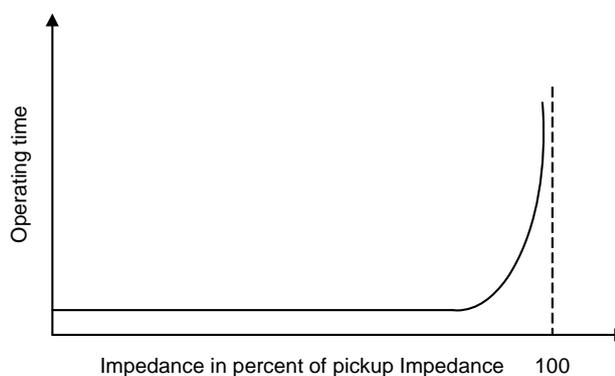
ภาพที่ 10 เส้นลักษณะการทำงานของอิมพีแดนซ์รีเลย์บน R-X ไดอะแกรม

ค่าอัตราส่วนระหว่างแรงดันกับกระแส เท่ากับความยาวเวกเตอร์รัศมีของวงกลม หรือค่าอิมพีแดนซ์ Z นั้นเอง มุมเฟส θ ระหว่างแรงดันและกระแส คือการบอกตำแหน่งของเวกเตอร์ ถ้ากระแสมีเฟสตรงกับแรงดัน เวกเตอร์จะอยู่บนแกน +R แต่ถ้ากระแสมีเฟสต่างจากแรงดัน 180 องศา เวกเตอร์จะอยู่บนแกน -R ถ้ากระแสตามหลังแรงดัน เวกเตอร์จะอยู่ในช่วงที่ X มีค่าบวก แต่หากกระแสนำหน้าแรงดัน เวกเตอร์จะอยู่ในช่วงที่ X มีค่าลบ การทำงานของอิมพีแดนซ์รีเลย์ไม่ขึ้นอยู่กับมุมระหว่างแรงดันและกระแส นั่นคือ ลักษณะการทำงานเป็นรูปวงกลมที่มีจุดศูนย์กลางอยู่ที่จุดตัดแกน ที่ค่าอิมพีแดนซ์ Z ใดๆ ที่มีค่าน้อยกว่ารัศมีของวงกลมจะทำให้เกิดแรงบิดบวกและสำหรับค่าอิมพีแดนซ์ Z ใดๆ ที่มีค่ามากกว่ารัศมีของวงกลมจะทำให้เกิดแรงบิดลบ

หากพิจารณาที่ค่ากระแสต่างๆของเส้นการทำงานในภาพที่ 10 โดยคิดผลเนื่องจากสปริง จะมีผลให้รัศมี ของวงกลมภาพที่ 10 สั้นลง

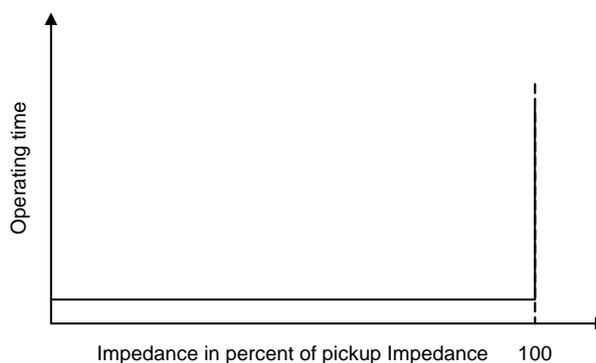
ถึงแม้ว่าอิมพีแดนซ์รีเลย์จะมีเวลาในการทำงานอยู่บ้างแต่ก็ถือว่าเป็นรีเลย์ชนิดความเร็วสูง โดยมีกราฟแสดงเวลาการทำงานดังภาพที่ 11 โดยแสดงเวลาการทำงานของรีเลย์ที่ค่ากระแสเฉพาะ

ค่าหนึ่ง เส้นกราฟเวลาการทำงานของค่ากระแสที่สูงกว่าจะอยู่ใต้เส้นนี้แต่เส้นกราฟเวลาการทำงาน
ของค่ากระแสที่ต่ำกว่าจะอยู่บนเส้นนี้ นั่นคือที่กระแสต่ำจะทำงานกว่าที่กระแสสูง



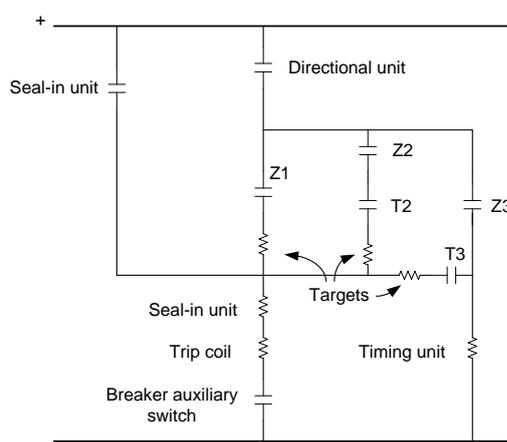
ภาพที่ 11 ค่าเวลาการทำงานของอิมพีแดนซ์ชนิดความเร็วสูงต่อค่าอิมพีแดนซ์สำหรับค่ากระแสค่า
หนึ่ง

ซึ่งถึงแม้ว่าที่ค่ากระแสต่างกันจะมีเวลาการทำงานต่างกัน แต่ก็ถือว่ามีความเร็วสูงพอ คือ
กล่าวได้ว่าที่ค่ากระแสทำงานค่าต่างๆ ใช้เวลาการทำงานค่าหนึ่งที่รวดเร็วมก และโดยปกติ แล้วจะ
ไม่คิดช่วงเวลาที่เพิ่มขึ้นขณะที่อิมพีแดนซ์เข้าใกล้ค่าพิคอัพ ดังนั้นสามารถเขียนกราฟเวลาการ
ทำงานได้ใหม่ดังภาพที่ 12



ภาพที่ 12 รูปแบบอย่างง่ายของภาพที่ 11

สำหรับการป้องกันสายส่ง รีเลย์ระยะทางชนิดหนึ่งเฟสแบบวัดค่าอิมพีแดนซ์ ประกอบด้วยตัวกำหนดทิศทางการมอง ชุดอิมพีแดนซ์รีเลย์ความเร็วสูงสามชุด และตัวตั้งเวลา(timing unit) ต่อวงจรดังภาพที่ 13

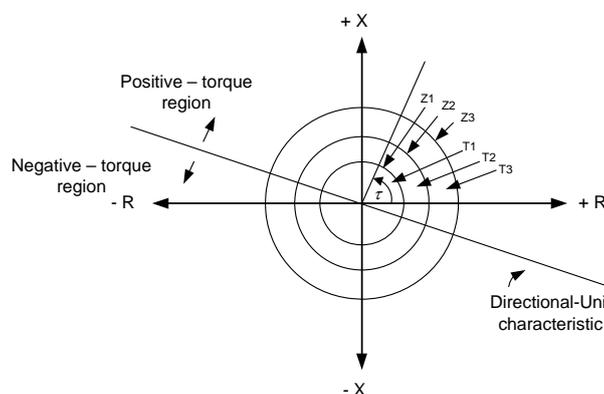


ภาพที่ 13 รูปแบบการต่อวงจรของอิมพีแดนซ์รีเลย์

ชุดอิมพีแดนซ์สามชุดคือ Z1 Z2 และ Z3 โดยการทำงานของทั้งสามชุดสามารถปรับค่าใช้งานโดยอิสระต่อกันบน R-X ไปอะแกรมในภาพที่ 14 วงของ Z1 จะเล็กสุด ถัดออกมาคือ Z2 และวงของ Z3 จะใหญ่ที่สุด ซึ่งจะเห็นได้ชัดว่าที่ค่าอิมพีแดนซ์ใดๆที่อยู่ในวงของ Z1 จะทำให้ชุดอิมพีแดนซ์ทั้งสามชุดทำงาน โดยการทำงานของ Z1 และตัวกำหนดทิศทางการมองทิศทางการมองจะสั่งทริปเบรกเกอร์โดยตรงในเวลาที่สูงมาก เรียกช่วงเวลานี้ว่า T1 เมื่อใดก็ตามที่ชุดอิมพีแดนซ์ Z3 และตัวกำหนดทิศทางการมอง จะไปกระตุ้นให้ตัวตั้งเวลาเริ่มทำงาน เมื่อสิ้นสุดเวลาที่ตั้งไว้(T2) ตัวตั้งเวลาจะสั่งปิดคอนแทกของมันตัวแรกคือ T2 และถัดมาที่เวลา T3 จะสั่งปิดคอนแทก T3 ซึ่งการตั้งค่าหน่วงเวลาทั้งสองตัวสามารถปรับตั้งค่าได้โดยอิสระต่อกัน ดังนั้นจะเห็นได้ว่าค่าอิมพีแดนซ์ที่อยู่ในวงของ Z2 แต่อยู่นอกวง Z1 จะทำให้เกิดการทริปที่เวลา T2 และค่าอิมพีแดนซ์ที่อยู่ในวงของ Z3 แต่อยู่นอกวง Z1 และ Z2 จะทำให้เกิดการทริปที่เวลา T3

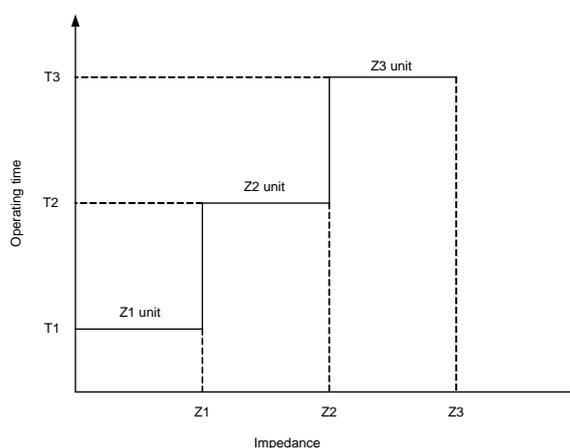
ภาพที่ 14 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างการทำงานของตัวกำหนดทิศทางการมองกับชุดค่าอิมพีแดนซ์บน R-X ไปอะแกรมเดียวกัน ถ้าตัวกำหนดทิศทางการมองถูกกำหนดให้สั่งทริปได้เฉพาะบนพื้นที่ของแรงบิดบวกเท่านั้น ฉะนั้นในส่วนของเส้นลักษณะการทำงานที่เป็นเส้นประก็จะ

ไม่มีการทำงานเกิดขึ้น จะได้ว่ากรทรูปจะเกิดขึ้นได้ก็ต่อเมื่อค่าอิมพีแดนซ์ที่เกิดขึ้นอยู่ในวงกลม และอยู่เหนือเส้นการทำงานของตัวกำหนดทิศทางกรมองเท่านั้น



ภาพที่ 14 เส้นลักษณะการทำงานและค่าการหน่วงเวลาของอิมพีแดนซ์รีเลย์

เราสามารถแสดงเวลาการทำงานของแต่ละโซนได้ดังภาพที่ 15 ซึ่งจากรูปจะเห็นว่าชุดค่าอิมพีแดนซ์ Z1 และ Z2 เป็นหน่วยป้องกันหลักให้กับสายส่งที่ต้องการป้องกัน ในขณะที่ Z2 และ Z3 เป็นหน่วยป้องกันสำรองให้กับบัสและสายส่งช่วงถัดไป



ภาพที่ 15 ค่าเวลาการทำงานที่ค่าอิมพีแดนซ์ต่างๆ ของอิมพีแดนซ์รีเลย์

รีแอกแตนซ์รีเลย์

ในตัวขงรีแอกแตนซ์รีเลย์มีรีเลย์กระแสเกินที่เป็นตัวสร้างแรงบิดบวก และตัวกำหนดทิศทางการมองของกระแสและแรงดันซึ่งจะเป็นตัวขัดขวางหรือช่วยในการทำงานของรีเลย์กระแสเกิน โดยขึ้นอยู่กับมุมเฟสระหว่างกระแสและแรงดัน หรืออาจกล่าวได้ว่า รีแอกแตนซ์รีเลย์ก็คือรีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง ตัวกำหนดทิศทางการมองถูกกำหนดให้สร้างแรงบิดลบขนาดสูงสุดเมื่อกระแสล่าหลังแรงดันอยู่ 90 องศา (สันติ, 2548) จะได้สมการของแรงบิดเป็น

$$T = K_1 I^2 - K_2 V^2 \sin \theta - K_3 \quad (62)$$

ให้ θ มีค่าเป็นบวกเมื่อกระแสล่าหลังแรงดัน
ที่จุดสมดุล แรงบิดลัพธ์มีค่าเป็นศูนย์ จะได้

$$K_1 I^2 = K_2 V \sin \theta + K_3 \quad (63)$$

หารด้วย I^2 ทั้งสองข้างได้

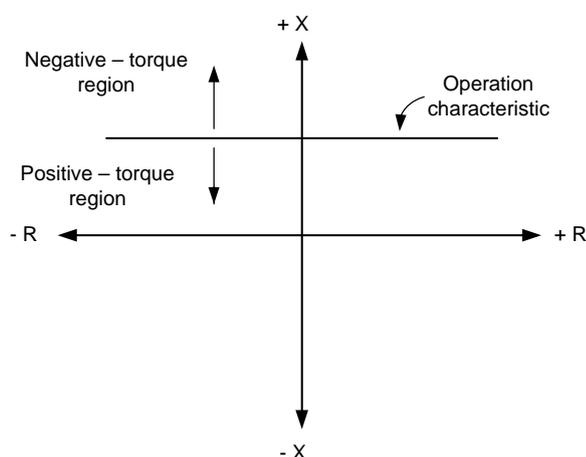
$$K_1 = K_2 \frac{V}{I} \sin \theta + \frac{K_3}{I^2} \quad (64)$$

หรือถ้าไม่คิดผลเนื่องจากสปริงจะได้

$$X = \frac{K_1}{K_2} = \text{constan } t \quad (65)$$

$$\frac{V}{I} \sin \theta = Z \sin \theta = X = \frac{K_1}{K_2} - \frac{K_3}{K_2 I^2} \quad (66)$$

รีเลย์ชนิดนี้มีเส้นการทำงานคือค่าอิมพีแดนซ์ใดๆที่รัศมีเวกเตอร์อยู่บนค่า X คงที่ค่าหนึ่ง นั่นคือ เส้นการทำงานมีลักษณะเป็นเส้นตรงแสดงดังภาพที่ 16



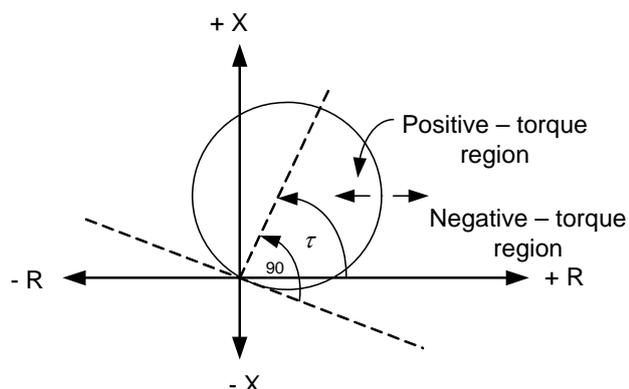
ภาพที่ 16 เส้นลักษณะการทำงานของอิมพีแดนซ์รีเลย์

นั่นคือความต้านทานไม่มีผลต่อการทำงานของรีเลย์ชนิดนี้ การตอบสนองของรีเลย์ขึ้นอยู่กับค่ารีแอกแตนซ์เท่านั้น ที่จุดใดๆได้เส้นการทำงานไม่ว่าอยู่เหนือหรือใต้แกน R คือพื้นที่ของแรงบิดบวก

ถ้าสมการของแรงบิดอยู่ในรูปทั่วไปคือ

$$T = K_1 I^2 - K_2 V^2 \cos(\theta - \tau) - K_3 \quad (67)$$

และถ้า τ ถูกทำให้มีค่าไม่เท่ากับ 90 องศา เส้นการทำงานก็ยังคงเป็นเส้นตรงเช่นเดิมแต่ไม่ได้ขนานกับแกน R ซึ่งเป็นรูปแบบทั่วไปของอิมพีแดนซ์รีเลย์ชนิดมุม



ภาพที่ 17 เส้นลักษณะการทำงานของรีเลย์ชนิดมีทิศทางและมีเงื่อนไขด้านแรงดัน

รีเลย์ระยะทางชนิดรีแอกแตนซ์ที่ใช้เป็นรีเลย์สำหรับการป้องกันสายส่งไม่สามารถใช้ตัวกำหนดทิศทางกรมองแบบธรรมดาเหมือนในรีแอกแตนซ์รีเลย์ได้ เนื่องจากรีแอกแตนซ์รีเลย์อาจจะทริปที่สถานะโหลดปกติเมื่อค่าเพาเวอร์แฟกเตอร์มีค่าใกล้เคียงหรือเท่ากับ 1 ดังนั้นรีแอกแตนซ์รีเลย์จึงต้องใช้ตัวกำหนดทิศทางกรมองที่ไม่ทำงานในสถานะโหลดปกติ ซึ่งชนิดของตัวกำหนดทิศทางกรมองที่ใช้เพื่อให้ได้การทำงานตามต้องการนั้นจะใช้ตัวกำหนดเงื่อนไขด้านแรงดันซึ่งตรงข้ามกับตัวกำหนดทิศทางกรมองเรียกว่า แอดมิตแตนซ์รีเลย์หรือโมห์รีเลย์ หรือกล่าวได้ว่าเป็นรีเลย์ชนิดมีทิศทางที่มีเงื่อนไขด้านแรงดัน เมื่อนำไปใช้งานร่วมกับรีแอกแตนซ์รีเลย์จะเรียกว่า Starting Unit

ถ้าให้ผลเนื่องจากสปริงเท่ากับ $-K_3$ จะได้สมการของแรงบิดเป็น

$$T = K_1 VI \cos(\theta - \tau) - K_2 V^2 - K_3 \quad (68)$$

ให้ θ และ τ มีค่าเป็นบวกเมื่อกระแสล้าหลังแรงดัน
ที่จุดสมดุล แรงบิดลัพธ์มีค่าเป็นศูนย์จะได้

$$K_2 V^2 = K_1 VI \cos(\theta - \tau) - K_3 \quad (69)$$

หารด้วย K_2VI ทั้ง 2 ข้างได้

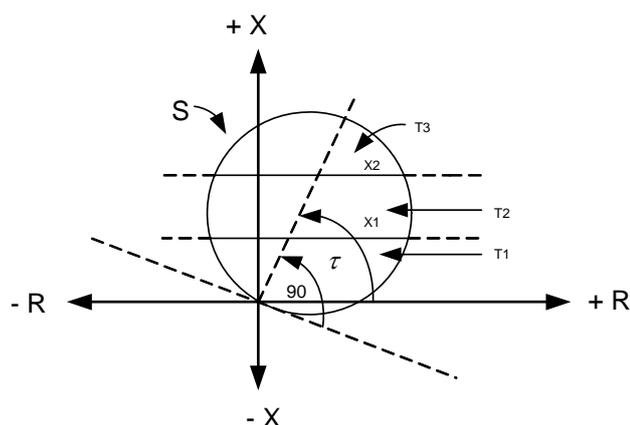
$$\frac{V}{I} = Z = \frac{K_1}{K_2} \cos(\theta - \tau) - \frac{K_3}{K_2VI} \quad (70)$$

ถ้าไม่คิดผลเนื่องจากสปริงจะได้

$$Z = \frac{K_1}{K_2} \cos(q - t) \quad (71)$$

ซึ่งจะเห็นได้ว่าสมการที่ได้เหมือนกับรีเลย์ชนิดมิติศทาง แต่ไม่มีเทอมของแรงดันและมีเส้นลักษณะการทำงานเป็นรูปวงกลม แสดงดังภาพที่ 18 โดยปกติเส้นผ่านศูนย์กลางจะไม่ขึ้นกับค่ากระแสและแรงดัน ยกเว้นที่ขนาดของกระแสและแรงดันที่ค่าต่ำๆ ผลเนื่องจากสปริงจะทำให้เส้นผ่านศูนย์กลางเล็กลง

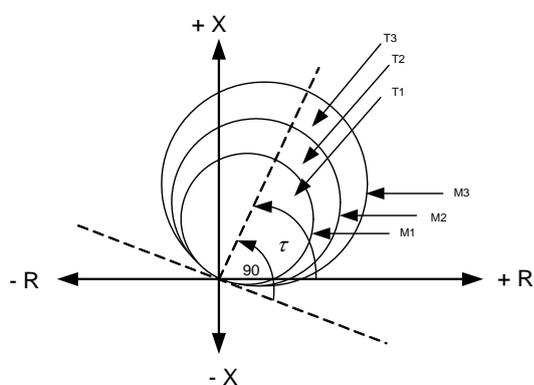
รีเลย์แบบสมบรูณ์มีเส้นลักษณะการทำงานดังแสดงในภาพที่ 18 โดยมีหลายโซนป้องกัน และจะสังเกตได้ว่า Starting Unit (S) มีหน้าที่ 2 อย่างคือเป็นตัวกำหนดทิศทางการมองและเป็นโซนที่ 3 ซึ่งมีตัวกำหนดทิศทางอยู่ในตัว



ภาพที่ 18 เส้นลักษณะการทำงานของรีเลย์แบบสมบรูณ์

โมห์รีเลย์

รีเลย์ระยะทางที่สมบูรณ์แบบสำหรับการป้องกันสายส่งประกอบด้วยโมห์ชนิดความเร็วสูง 3 ชุด (M1 M2 และ M3) และตัวตั้งเวลา โดยลักษณะการต่อวงจรคล้ายกับอิมพีแดนซ์รีเลย์ ยกเว้นว่าไม่ต้องมีตัวกำหนดทิศทางการมองเพราะ โมห์มีตัวกำหนดทิศทางการมองในตัว เส้นลักษณะการทำงานของโมห์รีเลย์สามารถปรับตั้งค่าออฟเซตได้ ดังนั้นเส้นรอบวงจะอยู่หรือไม่อยู่บนจุดตัดของแกน R-X ก็ได้ (สันติ, 2548)



ภาพที่ 19 เส้นลักษณะการทำงานของโมห์รีเลย์

รูปแบบการใช้รีเลย์ระยะทางร่วมกับระบบสื่อสาร

การป้องกันสายส่งแบบหนึ่งหน่วยโดยใช้รีเลย์ระยะทางการป้องกันแบบนี้สามารถกำจัดกระแสไฟฟ้าลัดวงจรได้รวดเร็วไม่ว่าเป็นกระแสไฟฟ้าลัดวงจรที่เกิดขึ้นชั่วขณะ หรือกระแสไฟฟ้าลัดวงจรแบบถาวรบนระบบสายส่งที่ต้องการป้องกัน แต่ข้อเสียคือถ้าไม่มีการใช้ระบบสื่อสารมาช่วยในการป้องกันสายส่ง เราไม่สามารถที่ทำการป้องกันสายส่งได้ 100 เปอร์เซ็นต์ ส่งผลให้กรณีที่เกิดกระแสลัดวงจรบริเวณปลายสายส่งซึ่งใกล้กับสถานีถัดไปนั้นคือจุดเกิดกระแสไฟฟ้าลัดวงจรที่เกิดในระหว่างการป้องกัน โชน 2 ซึ่งการทำงานของรีเลย์ใช้เวลานานกว่า โชน 1 ในการส่งปลดวงจรออก และในกรณีที่รีเลย์ระยะทางทำงานด้วยเวลาที่ โชน 2 แล้วเบรกเกอร์ไม่สามารถส่งต่อวงจรได้หรือไม่มีการปิดกลับอัตโนมัติมันเองทำให้เกิดไฟฟ้าดับส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (สันติ, 2548)

ระบบสื่อสารที่มีใช้สำหรับการป้องกันแบบหนึ่งหน่วย

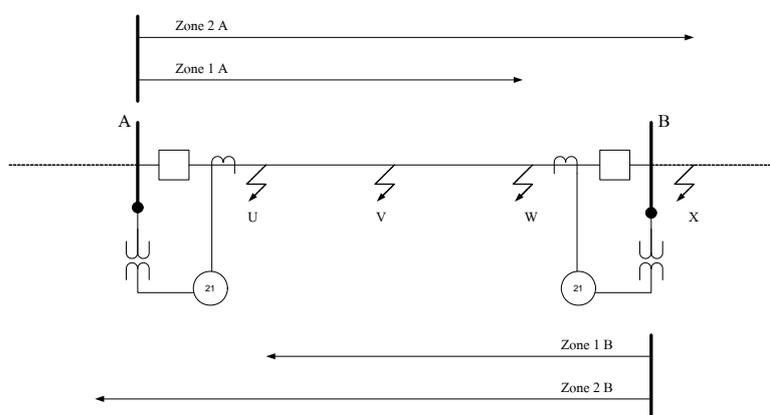
จากอดีตจนถึงปัจจุบันการส่งข้อมูลในการสื่อสารระหว่างรีเลย์ระยะทางมีใช้กันอย่างกว้างขวางในการนำตัวนำสื่อสารผ่านช่องสัญญาณระบบที่ใช้ในการสื่อสารมีอยู่ด้วยกันหลายชนิด ดังนี้

- การสื่อสารแบบตัวนำสัญญาณใยแก้วนำแสง(Fiber Optic)
- การสื่อสารแบบระบบมัลติเพล็กซ์(Multiplexed)
- การสื่อสารแบบผ่านสัญญาณคลื่นวิทยุระหว่างจุดต่อจุด(Point-to-Point Radio)
- การสื่อสารแบบสายตัวนำสัญญาณไพลอต(Pilot Wire)
- การสื่อสารแบบสัญญาณเสียงผ่านสายตัวนำสัญญาณไพลอต(Pilot-Wire Audio Tone)
- การสื่อสารแบบใช้สัญญาณแครร์เรียร์เดินทางบนสายส่ง(Power Line Carrier)
- การสื่อสารแบบคลื่นสั้น ไมโครเวฟ(Microwave)

ทางเลือกที่สำคัญที่เลือกใช้ในการส่งสัญญาณแบบใดนั้นขึ้นอยู่กับความเหมาะสมและราคาของการติดตั้ง และรวมถึงการใช้ประโยชน์ทางด้านอื่นๆด้วยไม่เฉพาะระบบป้องกันเท่านั้นเช่นใช้ในการสื่อสารทางโทรศัพท์ หรือการสื่อสารผ่านคอมพิวเตอร์ ไม่ว่าเป็นการใช้สื่อสารผ่านสายไพลอต ส่งผ่านสายตัวนำใยแก้วนำแสง ส่งผ่านสัญญาณดิจิทัลความเร็วสูง ส่งผ่านสายตัวนำ และส่งผ่านคลื่นวิทยุ

รูปแบบการป้องกันสายส่งแบบ Permissive Underreach Transfer Trip

ระบบป้องกันแบบ Permissive Underreach Transfer Trip (PUTT) แบ่งโซนการป้องกันออกเป็นสามโซน แต่มีการทริปเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่ช่วงปลายสายส่งที่เลยโซนหนึ่งออกไป แต่ถ้าไม่เข้าเงื่อนไขรีเลย์ก็ทำงานด้วยลำดับเวลาที่ตั้งไว้ในแต่ละโซนซึ่งเราสามารถอธิบายด้วยภาพวงจรเส้นเดียวดังภาพที่ 20



ภาพที่ 20 แสดงโซนของการป้องกันสายส่งแบบหนึ่งหน่วยในรูปแบบ PUTT

1. รายละเอียดการทำงานในกรณีเกิดกระแสลัดวงจรที่ตำแหน่งต่างๆ

- กรณีเกิดกระแสลัดวงจรขึ้นที่จุด U รีเลย์ที่สถานี A ส่งสัญญาณสั่งทริปไปยังสถานี B
- กรณีเกิดกระแสลัดวงจรขึ้นที่จุด V รีเลย์ที่สถานี A และ สถานี B ส่งสัญญาณทริปส

วนทาง

- กรณีเกิดกระแสลัดวงจรขึ้นที่จุด W รีเลย์ที่สถานี B ส่งสัญญาณสั่งทริปไปยังสถานี A
- กรณีเกิดกระแสลัดวงจรขึ้นที่จุด X รีเลย์ที่สถานี A และสถานี B อยู่ในสถานะปกติ

ไม่มีการทำงาน

2 ลักษณะที่สำคัญในการป้องกันแบบ Permissive Underreach Transfer Trip

2.1 เมื่อรีเลย์ฝั่งใดฝั่งหนึ่งตรวจสอบพบกระแสลัดวงจรอยู่ในเขตป้องกันโซนที่หนึ่ง รีเลย์สามารถตัดสินใจสั่งทริปปลดวงจรออกได้ทันทีโดยไม่ต้องรอสัญญาณจากรีเลย์อีกฝั่งหนึ่ง

2.2 เป็นระบบป้องกันที่มีความมั่นคงสูงในการส่งสัญญาณในการสั่งทริปกรณีที่เกิดกระแสลัดวงจรภายในเขตสายส่งที่ทำการป้องกันอยู่

2.3 ถ้าในกรณีที่สถานี B ปลดออกจากระบบบริเลย์ที่สถานี A ก็มีการทำงานของโซน 2 เป็นการทำงานแบบการประวิงเวลาการทำงาน

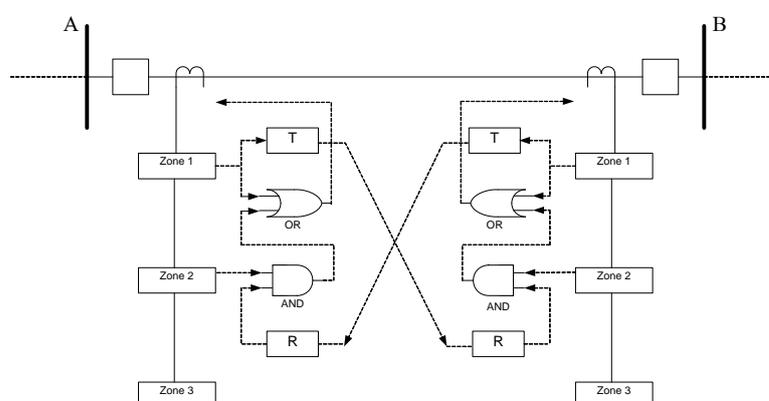
2.4 ถ้าเกิดความผิดปกติของค่ากระแสต่างๆในช่วงบริเวณปลายสายส่ง ซึ่งถ้าไม่มีการส่งสัญญาณ รีเลย์ทำงานเป็นแบบการประวิงเวลาตามค่าเซตตั้งของโซน 2

2.5 ในกรณีที่ระบบสื่อสารเกิดความขัดข้องรีเลย์ป้องกันก็มีการทำงานเป็นแบบสามโซนปกติตามค่าการทำงานของรีเลย์วัดระยะทางกล่าวคือ

- โซน 1 ทำงานแบบทันทีทันใด หรือ แบบประวิงเวลาซึ่งสามารถตั้งได้ 0-10 วินาที

- โซน 2 ทำงานแบบประวิงเวลา(Time Delay) ซึ่งสามารถตั้งได้ 0-10 วินาที

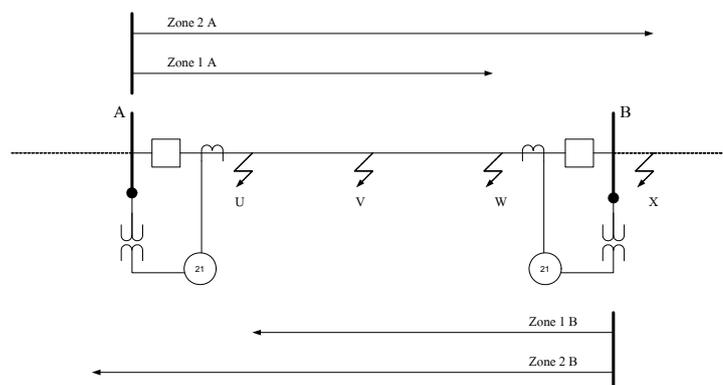
ดังนั้นระบบป้องกันแบบนี้มีการทริปด้วยโซน 1 ในช่วง 80 – 90% ของความยาวสายส่ง และมีการทริปโดยผ่านช่องสัญญาณ ในช่วง 10-20% ของสายส่งที่เหลือสามารถแสดงการทำงานในการสั่งการทำงานได้ดังภาพที่ 21



ภาพที่ 21 แสดงวงจรการทำงานของการป้องกันสายส่งแบบหนึ่งหน่วยในรูปแบบ PUTT

รูปแบบการป้องกันสายส่งแบบ Permissive Overreach Transfer Trip

ลักษณะของการป้องกันแบบนี้คล้ายกับการป้องกันแบบ PUTT แต่การป้องกันแบบ POTT ทำงานได้ในกรณีที่เป็ Overreach ของโซน 1 สามารถที่ประยุกต์ใช้กับการป้องกันกระแสลัดวงจรหลายๆชนิดได้ไม่ว่าเป็นกระแสลัดวงจรระหว่างเฟส หรือ กระแสลัดวงจรลงดิน หรือการวัดค่ากระแสเกินลงดินแบบมีทิศทาง ซึ่งสามารถใช้ตรวจจับกระแสลัดวงจรลงดินได้ดี การทำงานของการป้องกันแบบ POTT นี้ใช้โซน 2 ในการส่งสัญญาณทริปไปยังรีเลย์อีกฝั่งหนึ่ง รีเลย์มีการทำงานได้ก็ต่อเมื่อได้รับสัญญาณ และในขณะที่เดียวกันรีเลย์ที่ทำการวัดอยู่ต้องมองเห็นด้วยโซน 2 เช่นกัน ดังภาพที่ 22



ภาพที่ 22 แสดงโซนของการป้องกันสายส่งแบบหนึ่งหน่วยในรูปแบบ POTT โดยใช้โซน 2

รายละเอียดการทำงานในกรณีเกิดกระแสลัดวงจรที่ตำแหน่งต่างๆ

- กรณีเกิดกระแสลัดวงจรขึ้นที่จุด U รีเลย์ที่สถานี A ส่งสัญญาณสั่งทริปไปยังสถานี B
- กรณีเกิดกระแสลัดวงจรขึ้นที่จุด V รีเลย์ที่สถานี A และ สถานี B ส่งสัญญาณทริป

สวนทาง

- กรณีเกิดกระแสลัดวงจรขึ้นที่จุด W รีเลย์ที่สถานี B ส่งสัญญาณสั่งทริปไปยังสถานี A
- กรณีเกิดกระแสลัดวงจรขึ้นที่จุด X รีเลย์ที่สถานี A และสถานี B อยู่ในสถานะปกติ

ไม่มีการทำงาน

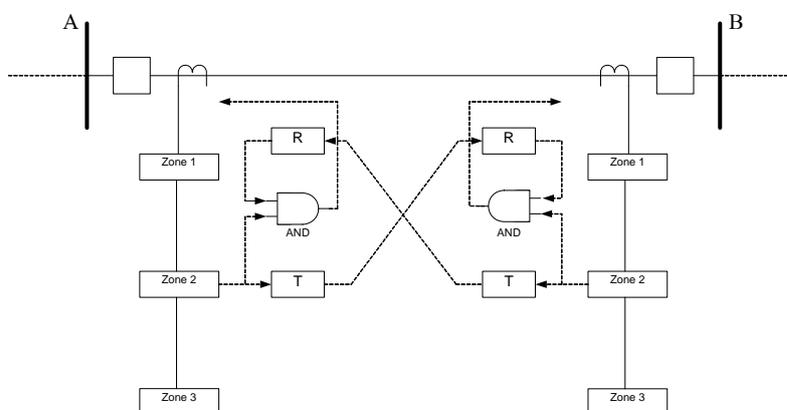
หมายเหตุ

การส่งสัญญาณ

: ใช้โซน 2 ในการสั่งทริป

การทำงานของรีเลย์

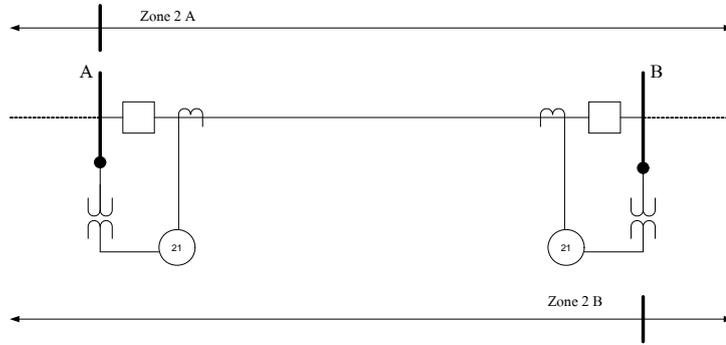
: โซน 2 + สัญญาณที่รับมาจากรีเลย์อีกฝั่งหนึ่ง



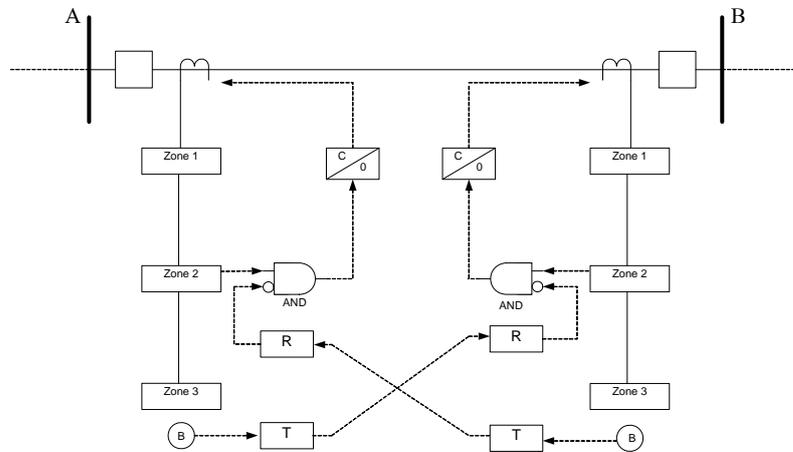
ภาพที่ 23 แสดงวงจรการทำงานของการป้องกันสายส่งแบบหนึ่งหน่วยในรูปแบบ POT

การป้องกันสายส่งแบบ Directional Comparison Blocking

การส่งสัญญาณในลักษณะรู้ทิศทางนั้นใช้ทิศทางที่รีเลย์มองไปด้านหน้าในการปรับปรุงจร แต่ในทางกลับกันถ้ารีเลย์ตัวนั้นมองเห็นกระแสลัดวงจรในทิศทางที่กลับกันแสดงว่าให้ส่งสัญญาณไปบล็อกการทริปของรีเลย์ฝั่งตรงกันข้ามด้วย การทำงานสามารถอธิบายได้ดังนี้รีเลย์สถานี A เมื่อตรวจพบกระแสลัดวงจรในทิศทางที่ไม่ได้อยู่ในเขตป้องกันรีเลย์สถานี A ส่งไปบล็อกกรีเลย์ที่สถานี B และรีเลย์สถานี B ต้องเห็นกระแสลัดวงจรนอกเขตป้องกันของเขตที่ป้องกันอยู่ด้วยเช่นกัน สำหรับการจับลำดับเวลาทำงานของกลอุุปกรณ์ป้องกันของรีเลย์สถานี A และรีเลย์สถานี B ต้องมีช่วงเวลาที่ประวิงการทำงานไว้ ถ้าเราไม่ต้องการบล็อกในการส่งสัญญาณ Block Trip Signal สามารถประยุกต์ใช้เป็นการบล็อกการสั่งทริปแบบไม่มีทิศทาง แต่ในการป้องกันแบบนี้มีการบล็อกสัญญาณอย่างรวดเร็ว กรณีที่เกิดกระแสลัดวงจรในทิศทางที่รีเลย์ป้องกันอยู่ด้านหน้ารีเลย์มีการส่งสัญญาณ โดยโซน 3 ที่มองกลับหลังของรีเลย์สถานี B ร่วมกับโซน 2 ของรีเลย์สถานี A ซึ่งตรวจพบกระแสลัดวงจรด้วยเช่นกัน เมื่อเครื่องรับสัญญาณทางฝั่งรีเลย์สถานี A รับสัญญาณจากโซน 3 รีเวสของรีเลย์สถานี B ไม่มีการสั่งทริปทั้งนี้เนื่องจากกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นด้านหลังที่รีเลย์มองอยู่ ดังนั้นเบรกเกอร์สถานี A จึงไม่ทริปแต่ถ้ารีเลย์สถานี A และรีเลย์สถานี B ตรวจพบโดยโซน 2 ด้วยกันทั้งคู่ก็สั่งทริปเบรกเกอร์ทันที



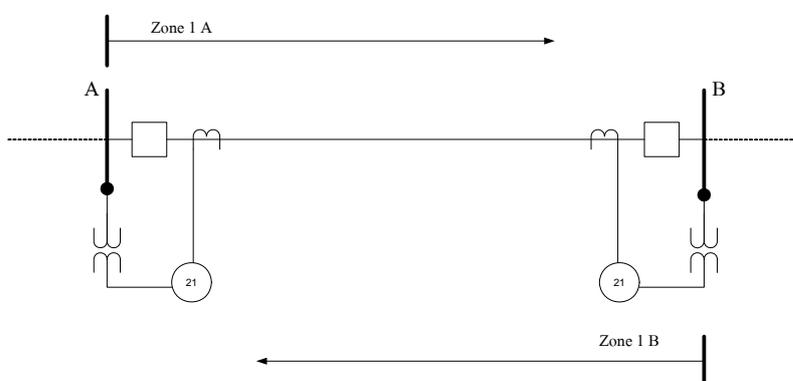
ภาพที่ 24 แสดงรูปแบบป้องกันแบบ Directional Comparison Blocking



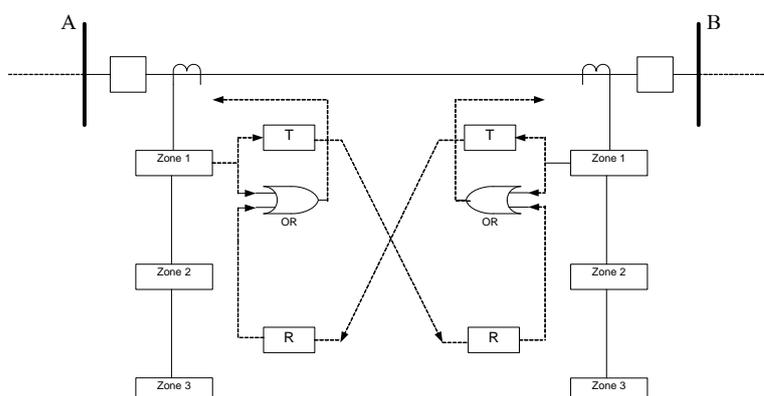
ภาพที่ 25 แสดงตรรกะการทำงานป้องกันแบบ Directional Comparison Blocking

การป้องกันแบบ Direct Underreach Transfer Trip

ระบบป้องกันแบบนี้ นำระบบสื่อสารเข้ามาช่วย โดยมีเซตโซน 1 เป็นตัวตรวจจับความผิดปกติที่เกิดขึ้นและส่งโทรลิเบรกเกอร์ทันทีทันใด ในขณะที่อีกฝั่งทำการส่งสัญญาณส่งโทรลิไปยังรีเลย์สถานี B ระบบการป้องกันแบบ DUTT เหมาะกับระบบสายส่งที่ระยะสั้นๆที่สามารถตั้งค่าเซตตั้งของโซน 1 ได้ ทั้งนี้ระบบการป้องกันแบบนี้ ถ้ามีการถูกรบกวนของคลื่นสัญญาณทำให้มีปัญหาต่อการส่งโทรลิโดยตรงได้ การป้องกันแบบนี้เหมาะกับสายส่งระยะทางไกลๆซึ่งไม่มีปัญหาในการตั้งค่าเซตตั้งของโซน 1



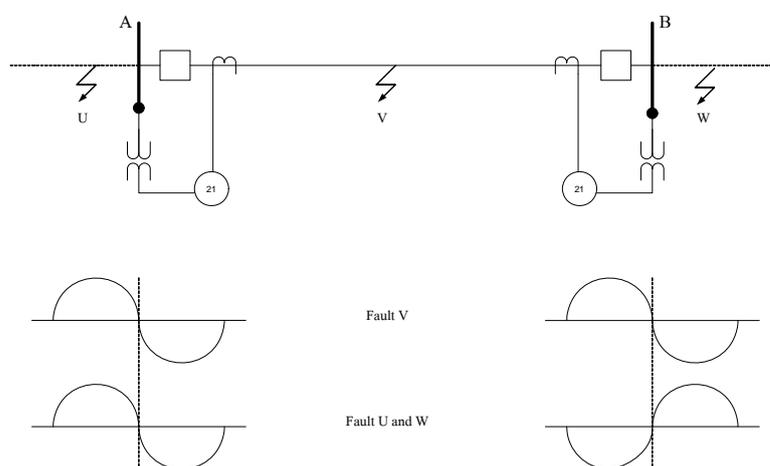
ภาพที่ 26 แสดงรูปแบบป้องกันแบบ Direct Underreaching Transfer Trip



ภาพที่ 27 แสดงตรรกะทำงานการป้องกันแบบ Direct Underreach Transfer Trip

การป้องกันสายส่งแบบเปรียบเทียบมุมเฟส (Phase Comparison)

รูปแบบการป้องกันแบบเปรียบเทียบมุมเฟสนี้เป็นลักษณะการป้องกันอีกชนิดหนึ่งที่มีการนำระบบสื่อสารเข้ามาช่วยโดยมีการเปรียบเทียบสัญญาณอยู่ตลอดเวลาทั้งทางรีเลย์สถานี A และรีเลย์สถานี B ในสภาวะปกติขนาดมุมของรีเลย์สถานี A และ รีเลย์สถานี B มีทิศทางตรงกันข้ามและมีขนาดของกระแสทั้งสองด้านที่เท่ากัน แต่เมื่อเกิดลัดวงจรขึ้นในระบบ ทำให้ขนาดของกระแสมีความแตกต่างกัน และยังมีขนาดมุมที่ใกล้เคียงกัน รายงานบางฉบับแนะนำว่าค่าความแตกต่างของมุมที่น้อยกว่า 30 องศาเริ่มทำงาน ถ้าเกิดกรณีนี้ขึ้นแสดงว่ามีความผิดปกติในวงจร รีเลย์มีการสั่งทริปวงจรทันที



ภาพที่ 28 แสดงรูปแบบป้องกันแบบเปรียบเทียบมุมเฟส

อุปกรณ์และวิธีการ

อุปกรณ์

1. เครื่องคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล
2. โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory version 13.0
3. โปรแกรม Computer Aided Protection Engineering System version 2005 (CAPE)

วิธีการ

1. การเลือกกรณีศึกษา

เลือกกรณีศึกษาที่ระบบสายส่งระบบ 115 kV สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3-สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 – สถานีไฟฟ้าแมริม – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3

2. การเก็บรวบรวมข้อมูล

เก็บรวบรวมข้อมูลแผนภาพเส้นเดียวของ ข้อมูลระบบสายส่ง ข้อมูลโหลด ข้อมูลระบบป้องกัน เพื่อนำมาจัดทำฐานข้อมูลระบบไฟฟ้า

3. วิเคราะห์การไหลของโหลด และวิเคราะห์กระแสไฟฟ้าลัดวงจร

นำข้อมูลที่ได้มาจัดทำฐานข้อมูลลงในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory version 13.0 เพื่อวิเคราะห์การไหลของโหลด และวิเคราะห์กระแสไฟฟ้าลัดวงจร

4. จำลองการทำงานของระบบป้องกันสายส่งโดยใช้รีเลย์ระยะทาง

นำข้อมูลที่ได้มาจัดทำฐานข้อมูลลงในโปรแกรม Computer Aided Protection Engineering version 2005 (CAPE) เพื่อจำลองการทำงานของระบบป้องกันสายส่งโดยใช้รีเลย์ระยะทาง

ผลและวิจารณ์

ผล

การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า

การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าเป็นส่วนหนึ่งของการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังที่มีความสำคัญอย่างมาก ซึ่งมีประโยชน์สำหรับการวางแผนเพื่อปรับปรุงเพิ่มขยายระบบไฟฟ้ากำลังหรือมีการเปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าในอนาคต การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าทำให้สามารถตรวจสอบได้ว่าค่าแรงดันไฟฟ้าแต่ละบัสยังอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานหรือไม่และค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในระบบไฟฟ้ากำลังมีค่าเกินพิกัดของสายไฟฟ้าและอุปกรณ์หรือไม่ เมื่อทราบผลลัพธ์ของพารามิเตอร์ต่างๆแล้วสามารถนำมาประกอบการตัดสินใจเพื่อเพิ่มขยายหรือปรับปรุงเปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้ากำลังต่อไป ตลอดจนสามารถใช้วิเคราะห์ความไม่แน่นอนของระบบไฟฟ้ากำลังเช่น มีการปลดวงจรสายส่งบางวงจรออก การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบ การนำโหลดขนาดใหญ่ออกจากระบบไฟฟ้า ซึ่งเหตุการณ์ดังกล่าวมีส่วนทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้า และค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในระบบมีค่าเปลี่ยนแปลงไป

สำหรับการศึกษาในครั้งนี้เลือกกรณีศึกษาที่ ระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบเปิด(Open Loop)ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) – สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM) – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) เดิมมีรูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบเปิด(Open Loop) ทำให้การไหลของกำลังไฟฟ้าไหลในทิศทางเดียวทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสและค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายไฟฟ้ามักจะไม่เปลี่ยนแปลงมากนัก แต่เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการจ่ายไฟเป็นแบบวงรอบปิด(Closed Loop) ทำให้การไหลของกำลังไฟฟ้าสามารถไหลได้สองทิศทางและยังมีผลทำให้ค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆและค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไป ดังนั้นจึงต้องมีการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อตรวจสอบค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆว่ามีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานหรือไม่ และค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายไฟฟ้ามักเกินพิกัดสายไฟฟ้าหรือไม่ โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory version 13.0 โดยมีรายละเอียดดังนี้

1. กรณีศึกษาแบ่งออกเป็น 2 กรณี คือ

1.1 กรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบเปิด(Open Loop)

1.2 กรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด(Closed Loop)

2. ข้อมูลที่ใช้ในการจัดทำฐานข้อมูลในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory version 13.0 มีดังนี้

2.1 ข้อมูลแผนผังระบบไฟฟ้า(Single Line Diagram) ตามภาพผนวกที่ 1

2.2 ข้อมูลอิมพีแดนซ์แหล่งจ่ายไฟฟ้าต้นทางสถานีไฟฟ้าแรงสูงเชียงใหม่ 3 ได้ข้อมูลจาก Driving Point ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ตามตารางผนวกที่ 1

2.3 ข้อมูลบัส การกำหนดชนิดและชื่อบัสที่ใช้ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า มีรายละเอียดดังนี้

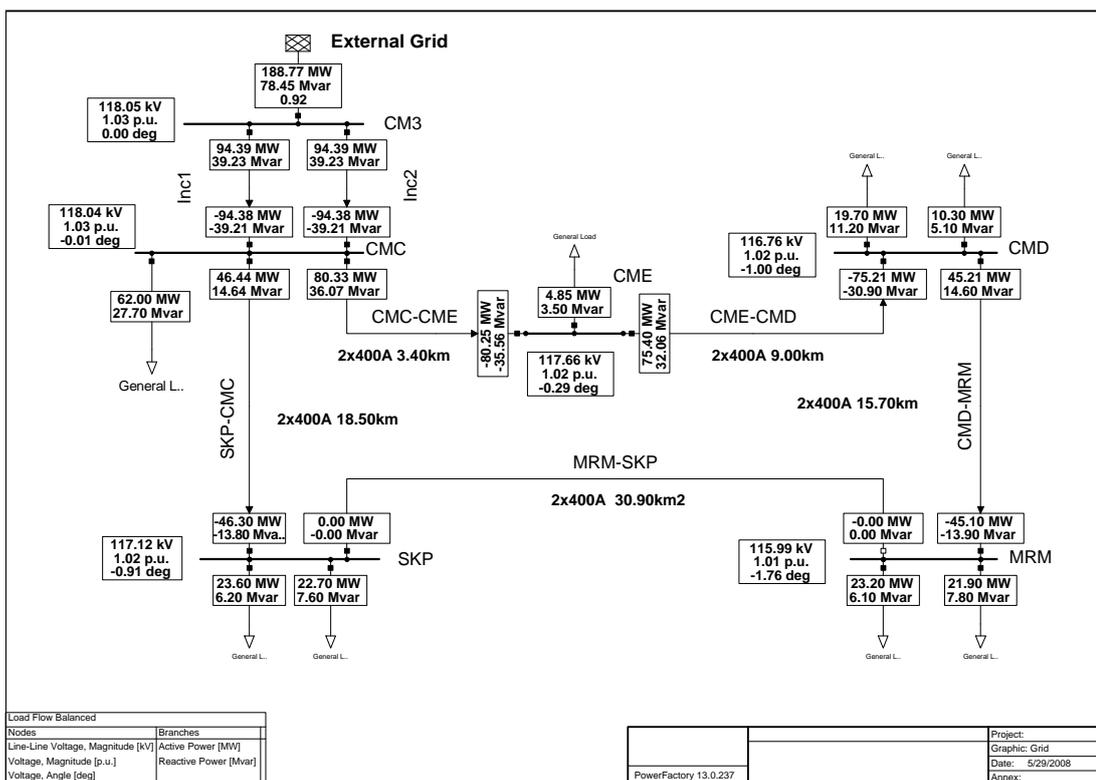
- CM3 เป็นแอสลคบัส มีชื่อบัสคือ สถานีไฟฟ้าแรงสูงเชียงใหม่ 3 ของ กฟผ.
- CMC เป็นโหลดบัส มีชื่อบัสคือ สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ของ กฟผ.
- CMD เป็นโหลดบัส มีชื่อบัสคือสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ของ กฟผ.
- CME เป็นโหลดบัส มีชื่อบัสคือสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 5 ของ กฟผ.
- MRM เป็นโหลดบัส มีชื่อบัสคือสถานีไฟฟ้าแม่ริม ของ กฟผ.
- SKP เป็นโหลดบัส มีชื่อบัสคือสถานีไฟฟ้าสันกำแพงของ กฟผ.

2.4 ข้อมูลสายส่งระบบ 115 kV ใช้ข้อมูลสายส่ง ขนาด 2x400A Single Circuit Double Conductor (SD) ตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามตารางผนวกที่ 2

2.5 ข้อมูลโหลดที่ใช้ในการศึกษาในครั้งนี้เป็นข้อมูลโหลดสูงสุดของสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่3, สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4, สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 5, สถานีไฟฟ้าแม่ริม และ สถานีไฟฟ้าสันกำแพง ซึ่งเป็นข้อมูลในเดือน มีนาคม 2551 ตามตารางผนวกที่ 3

3. ผลการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าทั้ง 2 กรณีมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

3.1 กรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบเปิด(Open Loop)



ภาพที่ 29 การไหลของกำลังไฟฟ้ากรณีเปิดวงจรระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีฯแมร์ม
- สถานีฯสันกำแพง

ผลการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าตามภาพที่ 29 โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory version 13.0 เพื่อตรวจสอบค่าแรงดันไฟฟ้าของแต่ละบัส และค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งระบบ 115 kV มีรายละเอียดดังนี้

- ค่าแรงดันไฟฟ้าของแต่ละบัส

ตารางที่ 1 ค่าแรงดันไฟฟ้าของแต่ละบัสกรณีเปิดวงจรระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีแม่ริม – สถานีสันกำแพง

สถานีไฟฟ้า	แรงดันไฟฟ้า(kV)
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC)	118.04
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 5 (CME)	117.66
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD)	116.76
สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM)	115.99
สถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP)	117.12

ผลการวิเคราะห์ตามตารางที่ 1 พบว่าค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสของทุกสถานีไฟฟ้ามียังอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค(ค่าเกณฑ์มาตรฐานของแรงดันไฟฟ้า ของ กฟภ. มีค่าเท่ากับ 109.25- 120.75 kV)

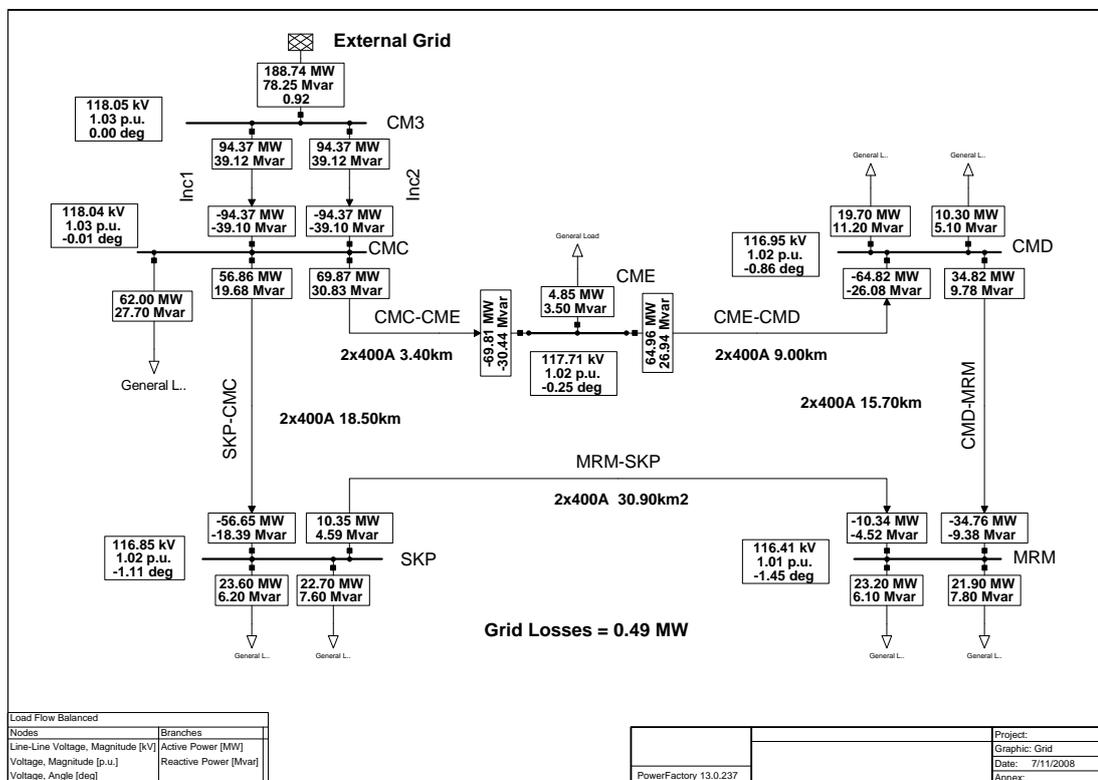
- ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งระบบ 115 kV

ตารางที่ 2 ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งระบบ 115 kV กรณีเปิดวงจรระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีแม่ริม – สถานีสันกำแพง

ระบบสายส่ง 115 kV ช่วง	ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านระบบสายส่ง		
	MW	Mvar	MVA
สถานีเชียงใหม่ 3(CMC) – สถานีเชียงใหม่ 5 (CME)	80.33	36.07	88.06
สถานีเชียงใหม่ 5(CME) – สถานีเชียงใหม่ 4 (CMD)	75.40	32.06	81.93
สถานีเชียงใหม่ 4(CMD) – สถานีแม่ริม (MRM)	45.21	14.60	47.51
สถานีแม่ริม(MRM) – สถานีสันกำแพง (SKP)	0.00	0.00	0.00
สถานีสันกำแพง(SKP) – สถานีเชียงใหม่ 3 (CMC)	46.44	14.64	48.69

ผลการวิเคราะห์ตามตารางที่ 2 พบว่าค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายไฟฟ้าทุกช่วงของระบบสายส่ง 115 kV มีค่าไม่เกินพิกัดของสายไฟฟ้า(ค่าเกณฑ์ของกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายไฟฟ้าขนาด 2x400A SD ของ กฟภ. มีค่า 256 MVA)

3.2 กรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด(Closed Loop)



ภาพที่ 30 การไหลของกำลังไฟฟ้ากรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด(Closed Loop)

ผลการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าตามภาพที่ 30 โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory version 13.0 เพื่อตรวจสอบค่าแรงดันไฟฟ้าของแต่ละบัส และค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งระบบ 115 kV มีรายละเอียดดังนี้

- ค่าแรงดันไฟฟ้าของแต่ละบัส

ตารางที่ 3 ค่าแรงดันไฟฟ้าของแต่ละบัสกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV
แบบวงรอบปิด(Closed Loop)

สถานีไฟฟ้า	แรงดันไฟฟ้า(kV)
สถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 3 (CMC)	118.04
สถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 5 (CME)	117.71
สถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 4 (CMD)	116.95
สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM)	116.41
สถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP)	116.85

ผลการวิเคราะห์ตามตารางที่ 3 พบว่าค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสของทุกสถานีไฟฟ้ามียังอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค(ค่าเกณฑ์มาตรฐานของแรงดันไฟฟ้า ของ กฟภ. มีค่าเท่ากับ 109.25- 120.75 kV)

- ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งระบบ 115 kV

ตารางที่ 4 ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งระบบ 115 kV กรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด(Closed Loop)

ระบบสายส่ง 115 kV ช่วง	ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านระบบสายส่ง		
	MW	Mvar	MVA
สถานีฯเชิงใหม่ 3(CMC) – สถานีฯเชิงใหม่ 5 (CME)	69.87	30.83	76.37
สถานีฯเชิงใหม่ 5(CME) – สถานีฯเชิงใหม่ 4 (CMD)	64.96	26.94	70.32
สถานีฯเชิงใหม่ 4(CMD) – สถานีฯแม่ริม (MRM)	34.82	9.78	36.17
สถานีฯแม่ริม(MRM) – สถานีฯสันกำแพง (SKP)	10.35	4.95	11.47
สถานีฯสันกำแพง(SKP) – สถานีฯเชิงใหม่ 3 (CMC)	56.86	19.68	60.17

ผลการวิเคราะห์ตามตารางที่ 4 พบว่าค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายไฟฟ้าทุกช่วงของระบบสายส่ง 115 kV มีค่าไม่เกินพิกัดของสายไฟฟ้า(ค่าเกณฑ์ของกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายไฟฟ้าขนาด 2x400A SD ของ กฟภ. มีค่า 256 MVA)

การวิเคราะห์กระแสลัดวงจร

การวิเคราะห์กระแสลัดวงจรเป็นส่วนหนึ่งของการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังที่มีความสำคัญอย่างมากเนื่องค่ากระแสลัดวงจรถูกนำมาใช้ในการเลือกค่าพิกัดความคงทนต่อค่ากระแสลัดวงจรของอุปกรณ์ต่างๆในระบบไฟฟ้าอีกทั้งใช้ในการกำหนดค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันให้ทำงานได้สัมพันธ์กันอีกด้วย และ เนื่องการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการจ่ายไฟจากแบบวงรอบเปิดเป็นแบบวงรอบปิดจะทำให้ค่ากระแสลัดวงจรมีค่าเพิ่มสูงขึ้น ดังนั้นจึงต้องมีการศึกษาว่าค่ากระแสลัดวงจรที่เพิ่มสูงขึ้นนั้นมีค่าเกินพิกัดกระแสลัดวงจรของอุปกรณ์หรือไม่ ซึ่งการศึกษาต้องจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรทั้ง 4 แบบคือ กระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน (Single Line to Ground Fault) กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟส (Phase to Phase Fault) กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสลงดิน (Phase to Phase to Ground Fault) และกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส (Three Phase Fault) และมีการศึกษาเปรียบเทียบระหว่างรูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบเปิดและแบบวงรอบปิดโดยใช้โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory version 13.0 การวิเคราะห์กระแสลัดวงจรแบ่งออกเป็น 2 กรณี คือ กรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบเปิด (Open Loop) และกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด (Closed Loop) มีรายละเอียดดังนี้

1. กรณีศึกษาแบ่งออกเป็น 2 กรณีดังนี้

1.1 กรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบเปิด

- กระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน
- กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟส
- กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสลงดิน
- กระแสลัดวงจรแบบสามเฟส

1.2 กรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด

- กระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน
- กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟส
- กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสลงดิน
- กระแสลัดวงจรแบบสามเฟส

2. ข้อมูลที่ใช้ในการจัดทำฐานข้อมูลในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory version

13.0

2.1 ข้อมูลแผนผังระบบไฟฟ้า(Single Line Diagram) ตามภาพผนวกที่ 1

2.2 ข้อมูลอิมพีแดนซ์ของแหล่งจ่ายไฟฟ้าต้นทาง สถานีไฟฟ้าแรงสูงเชียงใหม่ 3 ข้อมูลจาก Driving Point ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ตามตารางผนวกที่ 1

2.3 ข้อมูลบัส การกำหนดชื่อบัสที่ใช้ในการวิเคราะห์กระแสลัดวงจร มีรายละเอียดดังนี้

- CM3 มีชื่อบัสคือ สถานีไฟฟ้าแรงสูงเชียงใหม่ 3 ของ กฟผ.
- CMC มีชื่อบัสคือ สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ของ กฟภ.
- CMD มีชื่อบัสคือสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ของ กฟภ.
- CME มีชื่อบัสคือสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 5 ของ กฟภ.
- MRM มีชื่อบัสคือสถานีไฟฟ้าแม่ริม ของ กฟภ.
- SKP มีชื่อบัสคือสถานีไฟฟ้าสันกำแพงของ กฟภ.

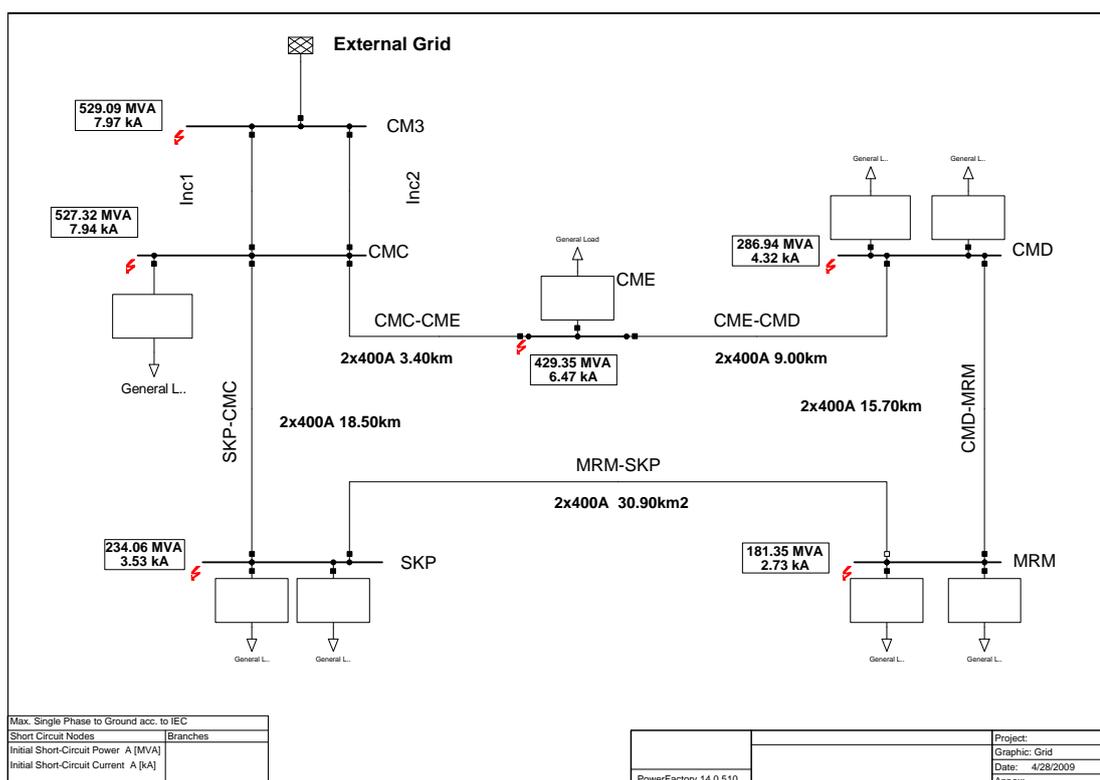
2.4 ข้อมูลสายส่งระบบ 115 kVใช้ข้อมูลสายส่ง ขนาด 2x400A Single Circuit Double Conductor ตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามตารางผนวกที่ 2

2.5 ข้อมูลโหลดที่ใช้ในการศึกษาในครั้งนี้เป็นข้อมูลโหลดสูงสุดของสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3, สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4, สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 5, สถานีไฟฟ้าแม่ริม และ สถานีไฟฟ้าสันกำแพง ซึ่งเป็นข้อมูลในเดือน มีนาคม 2551 ตามตารางผนวกที่ 3

3. ผลการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรทั้ง 2 กรณีมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

3.1 กรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบเปิด(Open Loop)

3.1.1 กระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน



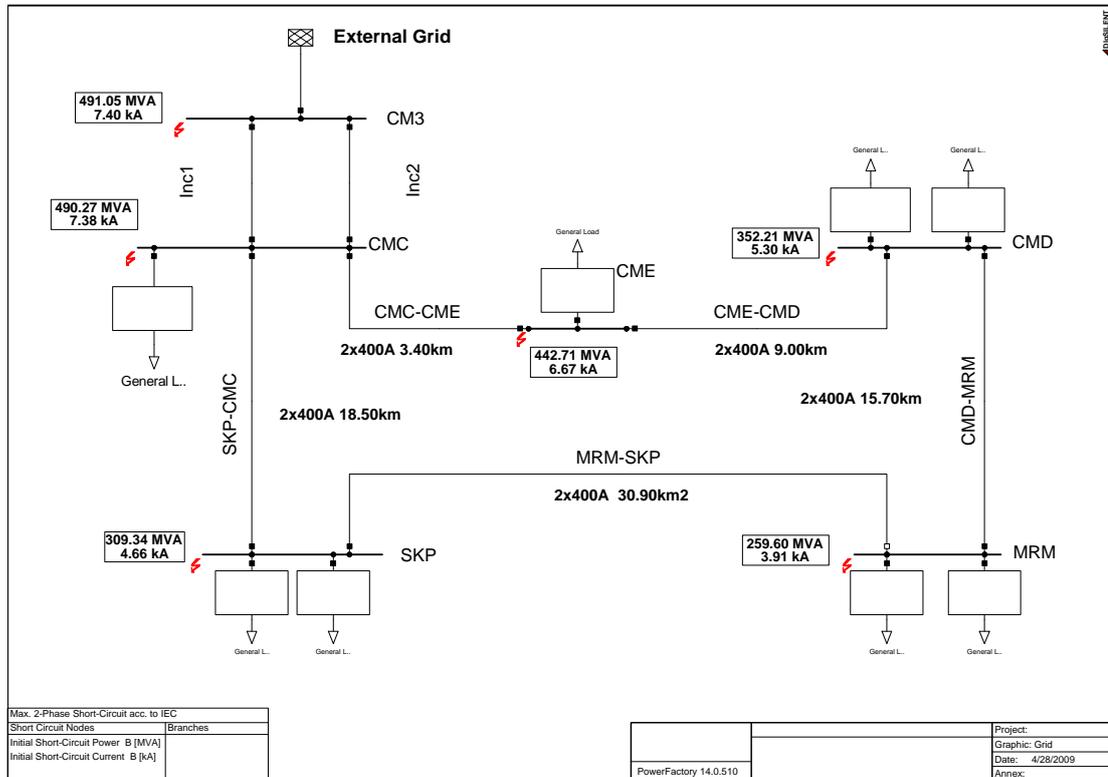
ภาพที่ 31 กระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบเปิด

ผลการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบเปิด(Open Loop) ตามภาพที่ 31 โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory version 13.0 ดังตารางที่ 5

ตารางที่ 5 ค่ากระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV
แบบวงรอบเปิด(Open Loop)

สถานีไฟฟ้า	กระแสไฟฟ้า(kA)
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC)	7.94
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 5 (CME)	6.47
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD)	4.32
สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM)	2.73
สถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP)	3.53

3.1.2 กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟส



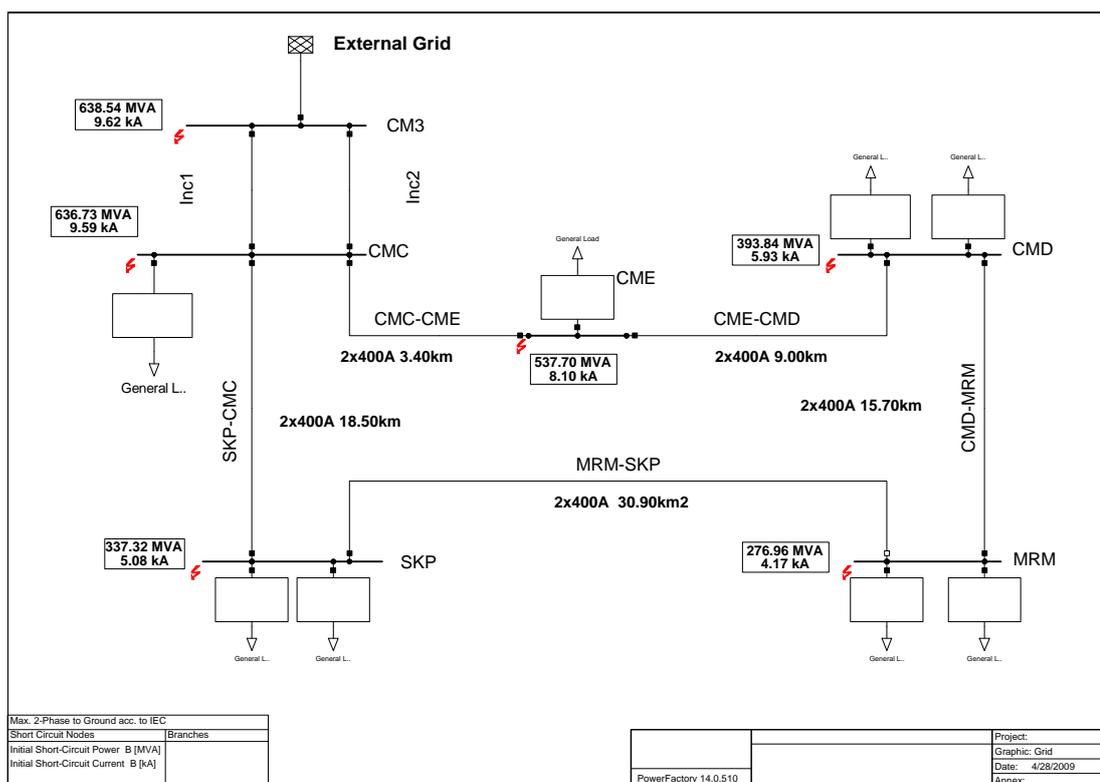
ภาพที่ 32 กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบเปิด

ผลการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบเปิด(Open Loop) ตามภาพที่ 32 โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory version 13.0 ดังตารางที่ 6

ตารางที่ 6 ค่ากระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบ
วงรอบเปิด(Open Loop)

สถานีไฟฟ้า	กระแสไฟฟ้า(kA)
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC)	7.38
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 5 (CME)	6.67
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD)	5.30
สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM)	3.91
สถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP)	4.66

3.1.3 กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสลงดิน



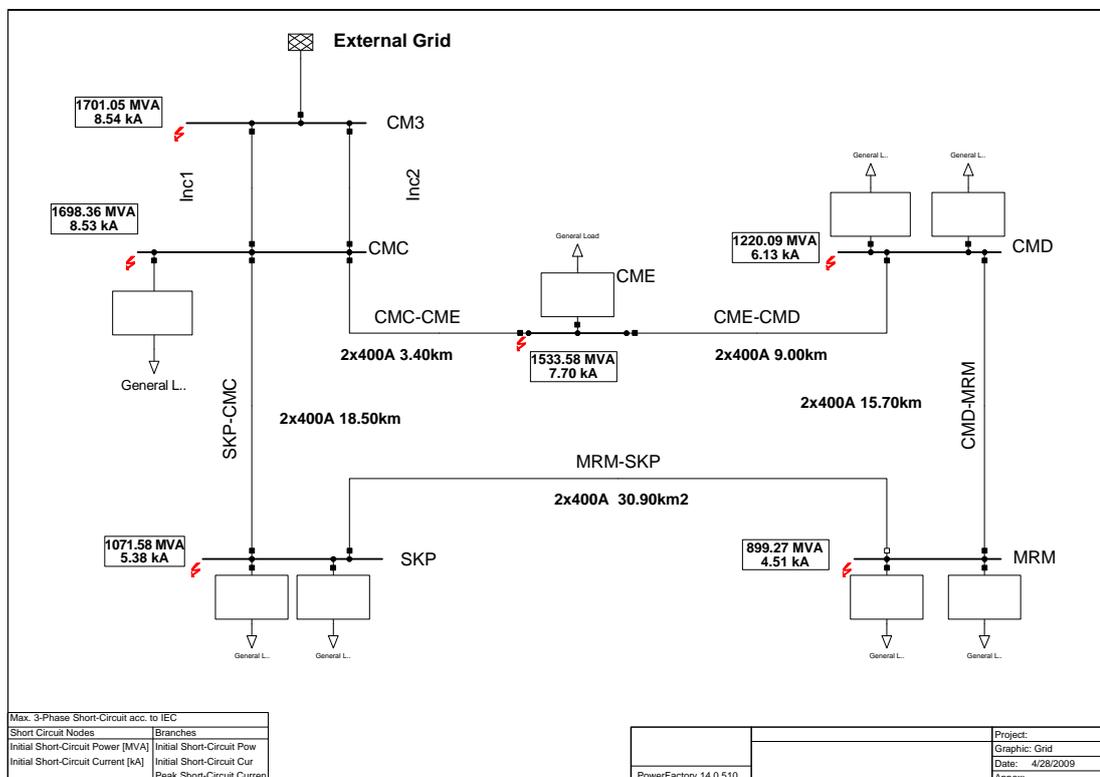
ภาพที่ 33 กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสลงดินกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบเปิด

ผลการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสลงดินกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบเปิด(Open Loop) ตามภาพที่ 33 โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory version 13.0 ดังตารางที่ 7

ตารางที่ 7 ค่ากระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสลงดินกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV
แบบวงรอบเปิด(Open Loop)

สถานีไฟฟ้า	กระแสไฟฟ้า(kA)
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC)	9.59
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 5 (CME)	8.10
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD)	5.93
สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM)	4.17
สถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP)	5.08

3.1.4 กระแสลัดวงจรแบบสามเฟส



ภาพที่ 34 กระแสลัดวงจรแบบสามเฟสกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบเปิด

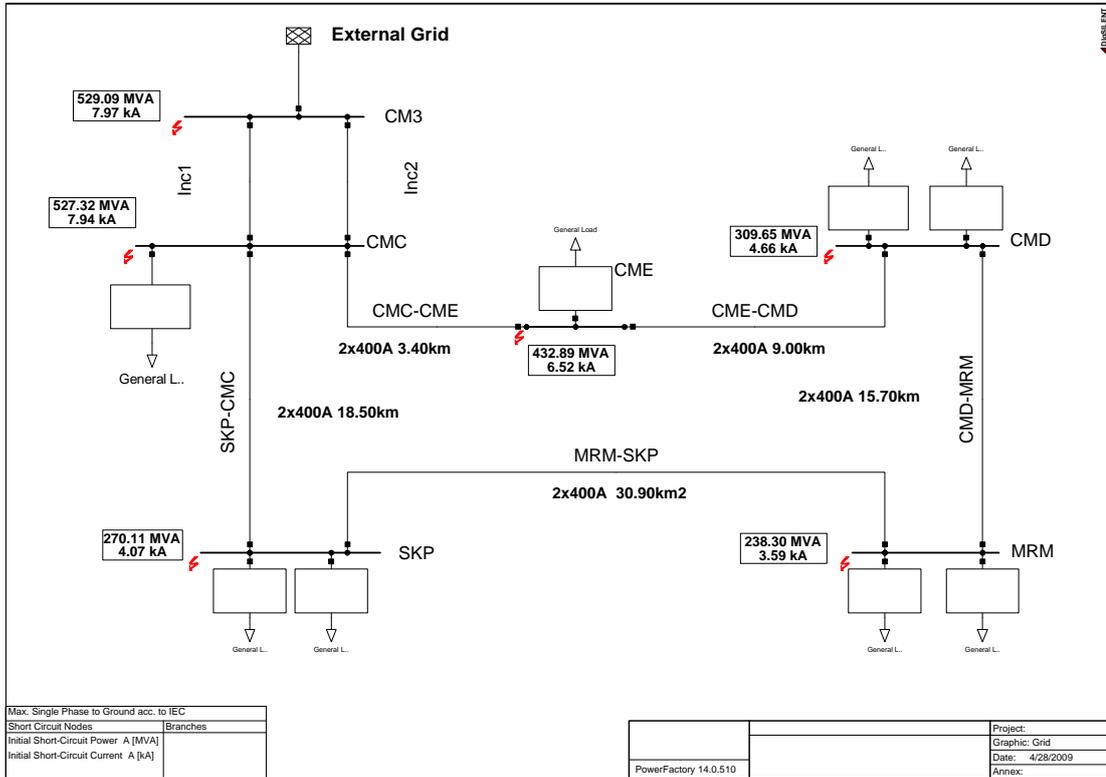
ผลการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรแบบสามเฟสกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบเปิด(Open Loop) ตามภาพที่ 34 โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory version 13.0 ดังตารางที่ 8

ตารางที่ 8 ค่ากระแสลัดวงจรแบบสามเฟสกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบ
ลูปเปิด(Open Loop)

สถานีไฟฟ้า	กระแสไฟฟ้า(kA)
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC)	8.53
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 5 (CME)	7.70
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD)	6.13
สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM)	4.51
สถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP)	5.38

3.2 กรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด(Closed Loop)

3.2.1 กระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน



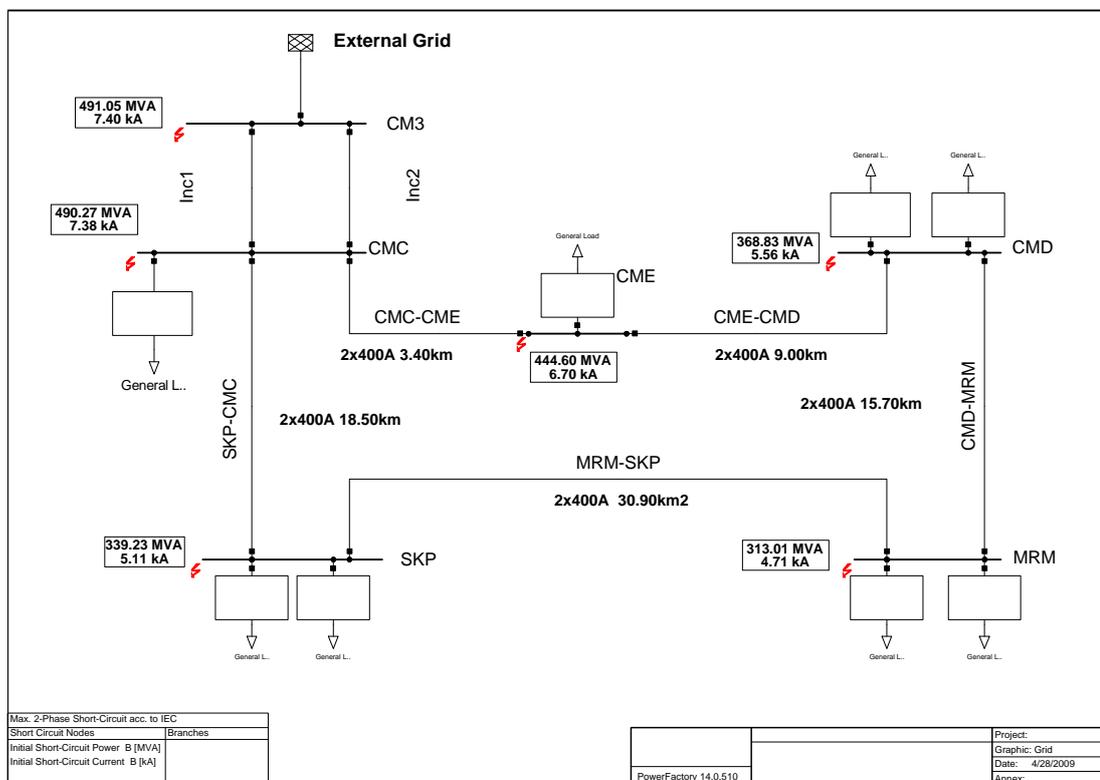
ภาพที่ 35 กระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด

ผลการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด(Closed Loop) ตามภาพที่ 35 โดยใช้โปรแกรม DIGSILENT PowerFactory version 13.0 ดังตารางที่ 9

ตารางที่ 9 ค่ากระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV
แบบวงรอบเปิด(Closed Loop)

สถานีไฟฟ้า	กระแสไฟฟ้า(kA)
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC)	7.94
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 5 (CME)	6.52
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD)	4.66
สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM)	3.59
สถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP)	4.07

3.2.2 กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟส



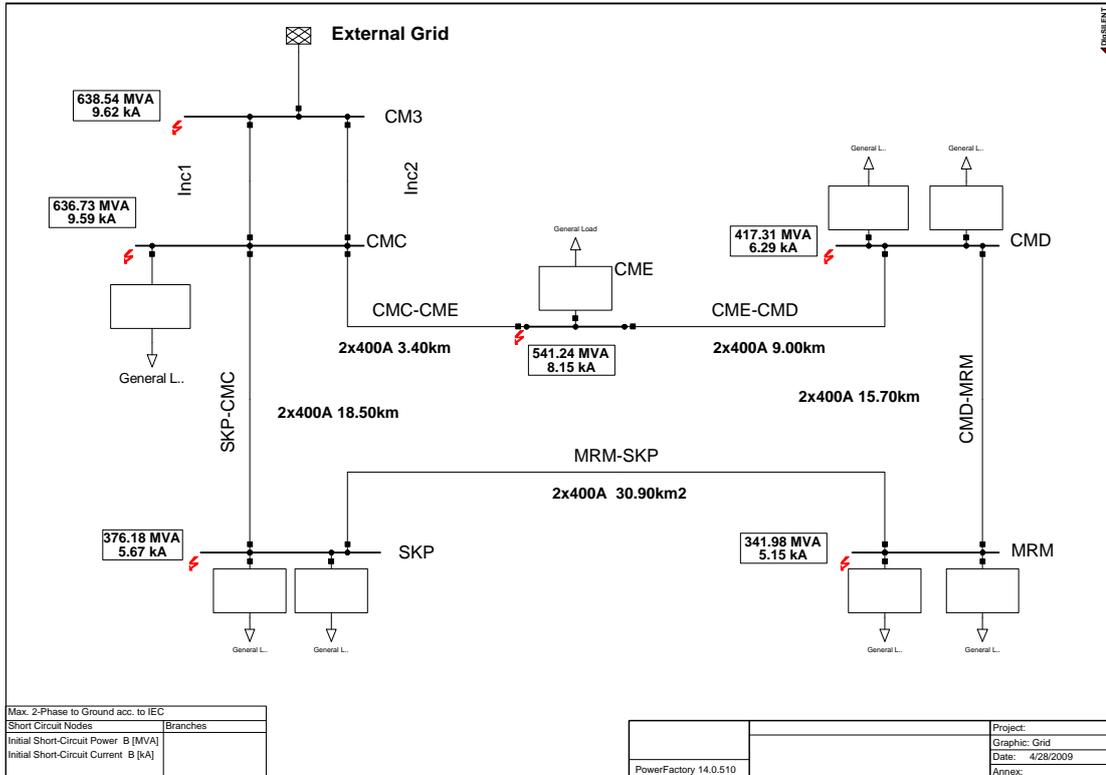
ภาพที่ 36 กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด

จากการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด(Closed Loop) ตามภาพที่ 36 โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory version 13.0 ดังตารางที่ 10

ตารางที่ 10 ค่ากระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV
แบบวงรอบปิด(Closed Loop)

สถานีไฟฟ้า	กระแสไฟฟ้า(kA)
สถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 3 (CMC)	7.38
สถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 5 (CME)	6.70
สถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 4 (CMD)	5.56
สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM)	4.71
สถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP)	5.11

3.2.3 กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสลงดิน



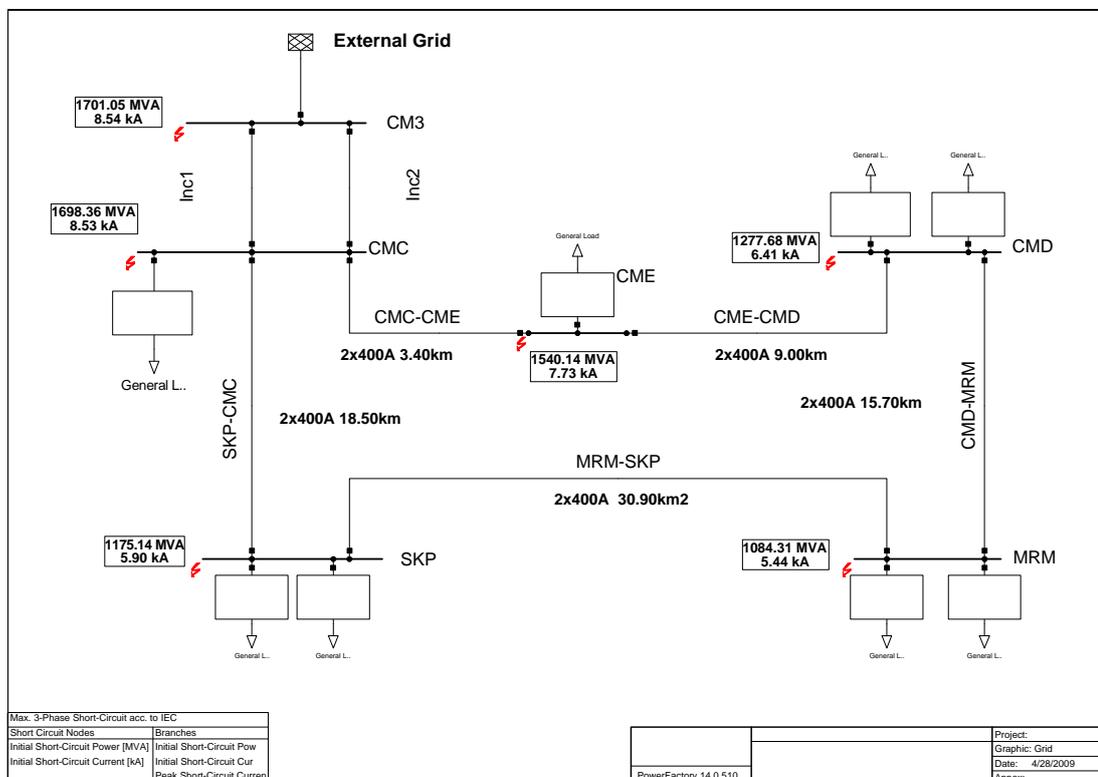
ภาพที่ 37 กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสลงดินกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด

จากการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสลงดินกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด(Closed Loop) ตามภาพที่ 37 โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory version 13.0 ดังตารางที่ 11

ตารางที่ 11 ค่ากระแสลัดวงจรแบบเฟสกับเฟสลงดินกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV
แบบวงรอบปิด(Closed Loop)

สถานีไฟฟ้า	กระแสไฟฟ้า(kA)
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC)	9.59
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 5 (CME)	8.15
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD)	6.29
สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM)	5.15
สถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP)	5.67

3.2.4 กระแสลัดวงจรแบบสามเฟส



ภาพที่ 38 กระแสลัดวงจรแบบสามเฟสกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด

ผลการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรแบบสามเฟสกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV แบบวงรอบปิด(Closed Loop) ตามภาพที่ 38 โดยใช้โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory version 13.0 ดังตารางที่ 12

ตารางที่ 12 ค่ากระแสลัดวงจรแบบสามเฟสกรณีรูปแบบการจ่ายไฟระบบสายส่ง 115 kV
แบบวงรอบปิด(Closed Loop)

สถานีไฟฟ้า	กระแสไฟฟ้า(kA)
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC)	8.53
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 5 (CME)	7.73
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD)	6.41
สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM)	5.44
สถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP)	5.90

การจำลองการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบไม่มีระบบสื่อสาร โดยใช้โปรแกรม CAPE version 2005 สำหรับรูปแบบการจ่ายไฟระบบ 115 kV แบบวงรอบปิด(Closed Loop)

การจำลองการทำงานระบบป้องกันสายส่ง 115 kV กรณีรูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด โดยใช้รีเลย์ระยะทางแบบไม่มีระบบสื่อสาร มีวัตถุประสงค์เพื่อตรวจสอบการทำงานของรีเลย์ระยะทางโดยสมมติว่าระบบสื่อสารเกิดความล้มเหลวไม่สามารถทำงานได้ตามปกติ กรณีที่ไม่มีระบบสื่อสารระหว่างรีเลย์ รีเลย์ระยะทางจะต้องทำงานในรูปแบบปกติได้กล่าวคือมีการทำงานเวลาแบบขั้นบันได กล่าวคือ โชน 1 จะทำงานแบบทันทีทันใด โชน 2 จะทำงานด้วยเวลา 300 ms และ โชน 3 จะทำงานด้วยเวลา 600 ms การจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรนั้นเพื่อตรวจสอบผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางโดย จะจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault) และ แบบสามเฟส(Three Phase Fault) ที่สายส่งระบบ 115 kV แต่ละช่วง ที่ระยะทางห่างจากรีเลย์ต้นทาง 15%, 50% และ 85% ตามลำดับ โดยโปรแกรมที่ใช้ในการศึกษาในครั้งนี้คือ โปรแกรม CAPE 2005 โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1.1 กรณีศึกษา

1.1.1 กรณีเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน

1.1.1.1 เกิดกระแสลัดวงจรในระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 3 (CMC) – สถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 4 (CMD) ที่ระยะทางห่างจากรีเลย์ต้นทาง 15%, 50% และ 85%

1.1.1.2 เกิดกระแสลัดวงจรในระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 4 (CMD) – สถานีไฟฟ้าแม่ริม (MRM) ที่ระยะทางห่างจากรีเลย์ต้นทาง 15%, 50% และ 85%

1.1.1.3 เกิดกระแสลัดวงจรในระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีไฟฟ้าแม่ริม (MRM) – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP) ที่ระยะทางห่างจากรีเลย์ต้นทาง 15%, 50% และ 85%

1.1.1.4 เกิดกระแสลัดวงจรในระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP) – สถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 3 (CMC) ที่ระยะทางห่างจากรีเลย์ต้นทาง 15%, 50% และ 85%

1.2.1 กรณีเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส

1.2.1.1 เกิดกระแสลัดวงจรในระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 3 (CMC) – สถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 4 (CMD) ที่ระยะทางห่างจากรีเลย์ต้นทาง 15%, 50% และ 85%

1.2.1.2 เกิดกระแสลัดวงจรในระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 4 (CMD) – สถานีไฟฟ้าแม่ริม (MRM) ที่ระยะทางห่างจากรีเลย์ต้นทาง 15%, 50% และ 85%

1.2.1.3 เกิดกระแสลัดวงจรในระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีไฟฟ้าแมร์ริม (MRM)– สถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP) ที่ระยะทางห่างจากรีเลย์ต้นทาง 15%, 50% และ 85%

1.2.1.4 เกิดกระแสลัดวงจรในระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP)– สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC) ที่ระยะทางห่างจากรีเลย์ต้นทาง 15%, 50% และ 85%

1.2 ข้อมูลที่ใช้ในการจัดทำฐานข้อมูลในโปรแกรม CAPE 2005

1.2.1 ข้อมูลแผนผังระบบไฟฟ้า (Single Line Diagram) ตามภาพผนวกที่ 1

1.2.2 ข้อมูลอิมพีแดนซ์ของแหล่งจ่ายไฟฟ้าต้นทางสถานีไฟฟ้าแรงสูงเชียงใหม่ 3 ข้อมูลจาก Driving Point ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ตาม ตารางผนวกที่ 1

1.2.3 ข้อมูลบัส ชื่อบัสที่ใช้ในการวิเคราะห์กระแสไฟฟ้าลัดวงจร มีรายละเอียดดังนี้

- CM3 มีชื่อบัสคือ สถานีไฟฟ้าแรงสูงเชียงใหม่ 3 ของ กฟผ.
- CMC มีชื่อบัสคือ สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ของ กฟผ.
- CMD มีชื่อบัสคือ สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ของ กฟผ.
- CME มีชื่อบัสคือ สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 5 ของ กฟผ.
- MRM มีชื่อบัสคือ สถานีไฟฟ้าแมร์ริม ของ กฟผ.
- SKP มีชื่อบัสคือ สถานีไฟฟ้าสันกำแพงของ กฟผ.

1.2.4 ข้อมูลอิมพีแดนซ์ของสายส่งระบบ 115 kV ใช้ข้อมูลสายส่ง ขนาด 2x400A Single Circuit Double Conductor ตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามตารางผนวกที่ 2

1.2.5 ข้อมูลผลิตภัณฑ์รีเลย์ระยะทาง

ผลิตภัณฑ์รีเลย์ระยะทางที่มีการใช้งานสำหรับการศึกษาในครั้งนี้จะใช้ผลิตภัณฑ์ที่มีการติดตั้งใช้งานอยู่จริงซึ่งการกำหนดค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางจะต้องศึกษาคู่มือเฉพาะรุ่นของรีเลย์ระยะทางแต่ละผลิตภัณฑ์ซึ่งมีความแตกต่างกันมีรายละเอียดดังนี้

- สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ใช้รีเลย์ระยะทางผลิตภัณฑ์ Areva รุ่น Micom P441
- สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ใช้รีเลย์ระยะทางผลิตภัณฑ์ GEC รุ่น LFZP111
- สถานีไฟฟ้าแมร์ริม ใช้รีเลย์ระยะทางผลิตภัณฑ์ GE รุ่น DLP3112C
- สถานีไฟฟ้าสันกำแพง ใช้รีเลย์ระยะทางผลิตภัณฑ์ GE รุ่น DLP3112C

1.2.6 ข้อมูลหม้อแปลงทดกระแส(CT) รายละเอียดข้อมูลอัตราส่วนของหม้อแปลงทดกระแสตาม ภาพผนวกที่ 2

1.2.7 ข้อมูลหม้อแปลงทดแรงดัน(PT) รายละเอียดข้อมูลอัตราส่วนของหม้อแปลงทดแรงดันตาม ภาพผนวกที่ 2

1.3 การคำนวณการปรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทาง(Relay Setting)

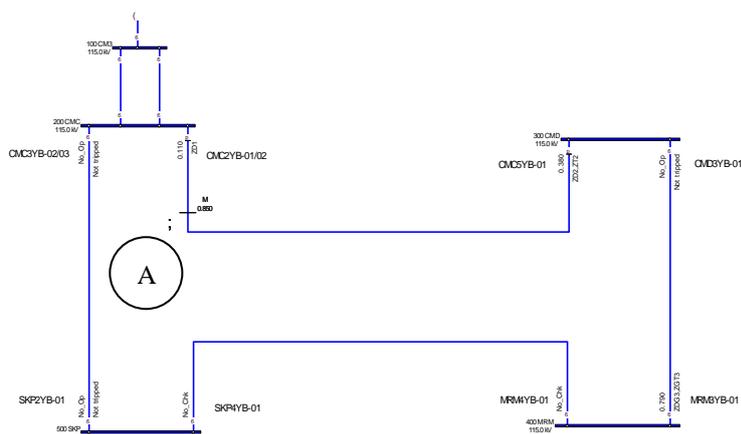
การคำนวณค่าอิมพีแดนซ์สำหรับกำหนดระยะการทำงานของรีเลย์ระยะทางซึ่ง แบ่งออกเป็น 3 โซน รายละเอียดการคำนวณตาม ภาคผนวก

1.4 ผลการจำลองการทำงานของรีเลย์ระยะทาง

1.4.1 กรณีกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault)

1.4.1.1 เกิดกระแสลัดวงจรสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 15% ของสายส่ง



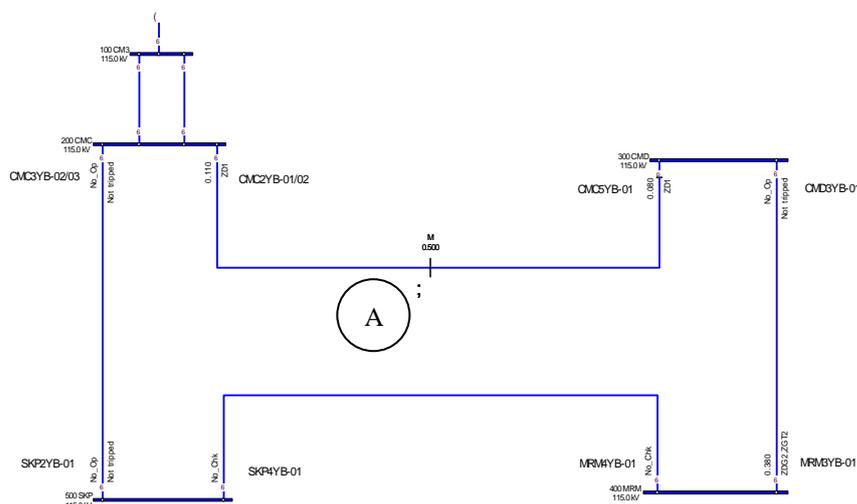
ภาพที่ 39 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 15% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน (Single Line to Ground Fault) บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC) ระยะทาง 15% ของสายส่ง ตามภาพที่ 39 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC) เบรกเกอร์รหัส CMC2YB-01/02 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.110 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) เบรกเกอร์รหัส CMD5YB-01 ทำงานด้วยโซน 2 ใช้เวลา 0.380 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกันโซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส CMC2YB-01/02 และอยู่ระยะการป้องกันโซน 2 ของรีเลย์ระยะทางรหัส CMD5YB-01

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 50% ของสายส่ง



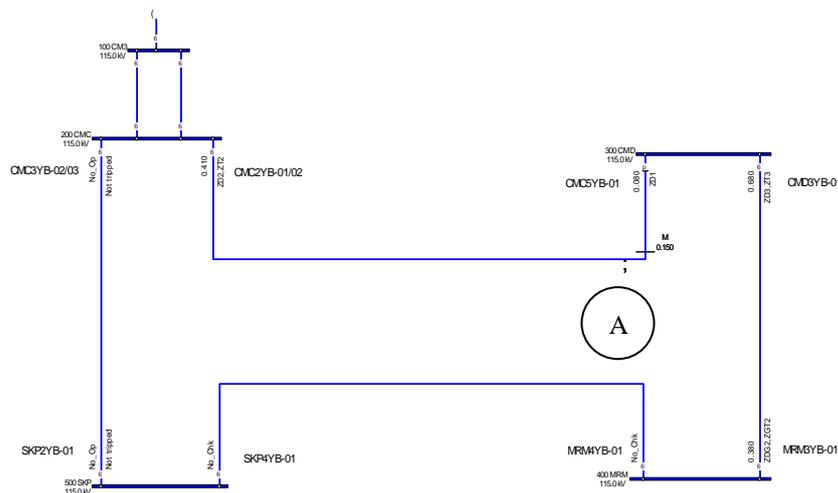
ภาพที่ 40 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน ห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 50% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน (Single Line to Ground Fault) บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC) ระยะทาง 50% ของสายส่ง ตามภาพที่ 40 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC) เบรกเกอร์รหัส CMC2YB-01/02 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.110 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) เบรกเกอร์รหัส CMD5YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกันโซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส CMC2YB-01/02 และอยู่ระยะการป้องกันโซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส CMD5YB-01

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 85% ของสายส่ง



ภาพที่ 41 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 85% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสารโดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) ระยะทาง 85% ของสายส่ง ตามภาพที่ 41 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

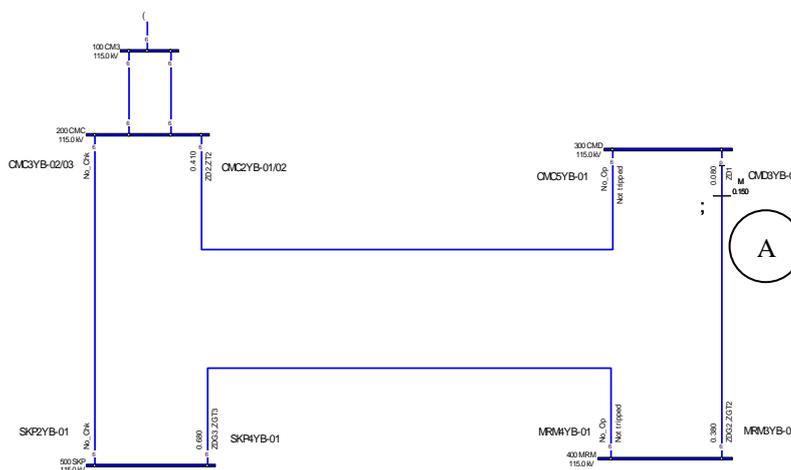
- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC) เบรกเกอร์รหัส CMC2YB-01/02 ทำงานด้วยโซน 2 ใช้เวลา 0.410 วินาที

- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) เบรกเกอร์รหัส CMD5YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกันโซน 2 ของ รีเลย์ระยะทางรหัส CMC2YB-01/02 และอยู่ระยะการป้องกันโซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส CMD5YB-01

1.4.1.2 เกิดกระแสลัดวงจรสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 – สถานีไฟฟ้าแม่ริม

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 15% ของสายส่ง



ภาพที่ 42 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 15% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

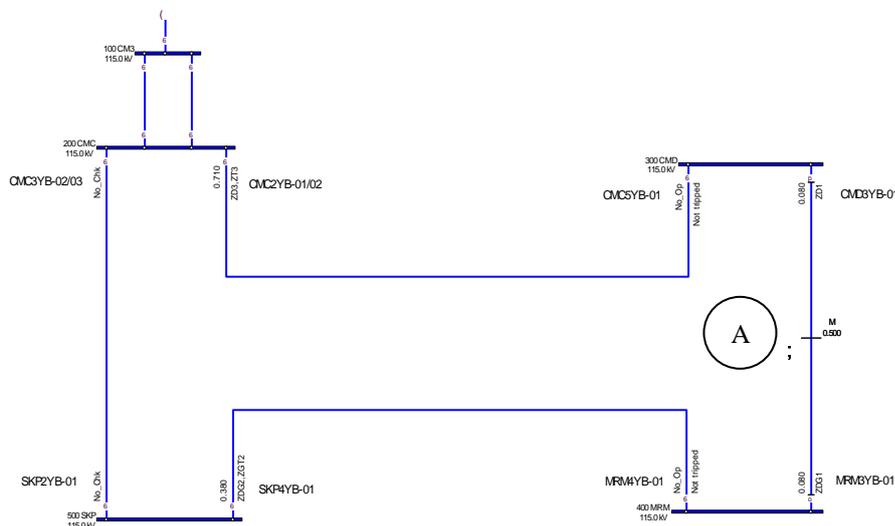
ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสารโดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) – สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) ระยะทาง 15% ของสายส่ง ตามภาพที่ 42 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) เบรกเกอร์ห้ส CMD3YB-01ทำงานด้วย โชน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที

- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM) เบรกเกอร์ห้ส MRM3YB-01ทำงานด้วย โชน 2 ใช้เวลา 0.380 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกัน โชน 1 ของ รีเลย์ระยะทางห้ส CMD3YB-01และอยู่ระยะการป้องกัน โชน 2 ของรีเลย์ระยะทางห้ส MRM3YB-01

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 50% ของสายส่ง



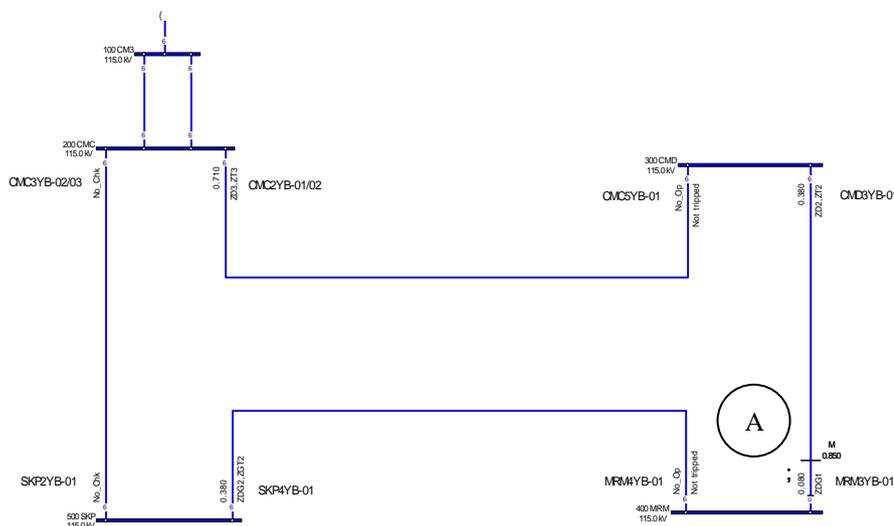
ภาพที่ 43 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 50% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน (Single Line to Ground Fault) บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) – สถานีไฟฟ้าแม่ริม (MRM) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) ระยะทาง 50% ของสายส่ง ตามภาพที่ 43 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) เบรกเกอร์รหัส CMD3YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแม่ริม (MRM) เบรกเกอร์รหัส MRM3YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกันโซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส CMD3YB-01 และอยู่ระยะการป้องกันโซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส MRM3YB-01

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 85% ของสายส่ง



ภาพที่ 44 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 85% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) – สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) ระยะทาง 85% ของสายส่ง ตามภาพที่ 44 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

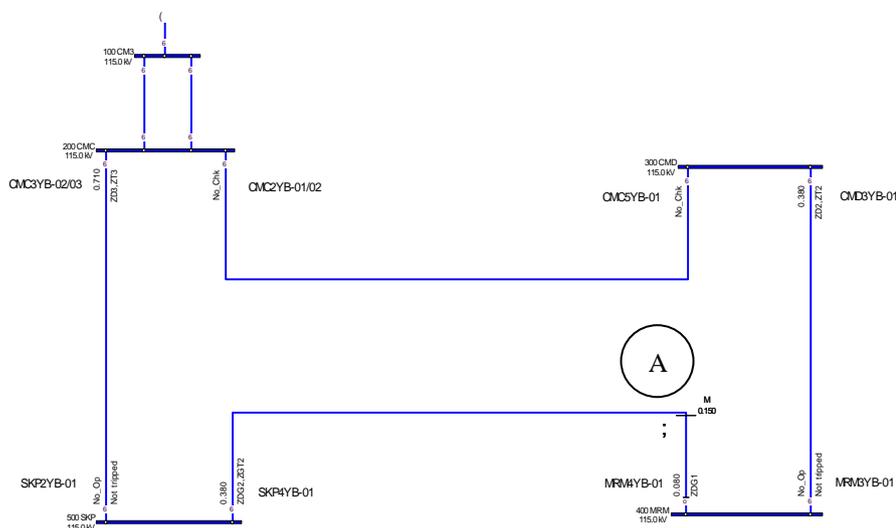
- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) เบรกเกอร์รหัส CMD3YB-01ทำงานด้วยโซน 2 ใช้เวลา 0.380 วินาที

- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM) เบรกเกอร์รหัส MRM3YB-01ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกันโซน 2 ของ รีเลย์ระยะทางรหัส CMD3YB-01และอยู่ระยะการป้องกันโซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส MRM3YB-01

1.4.1.3 เกิดกระแสลัดวงจรสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าแมริม – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม ระยะทาง 15% ของสายส่ง



ภาพที่ 45 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม ระยะทาง 15% ของสายส่งกรณีไม่มีระบบสื่อสาร

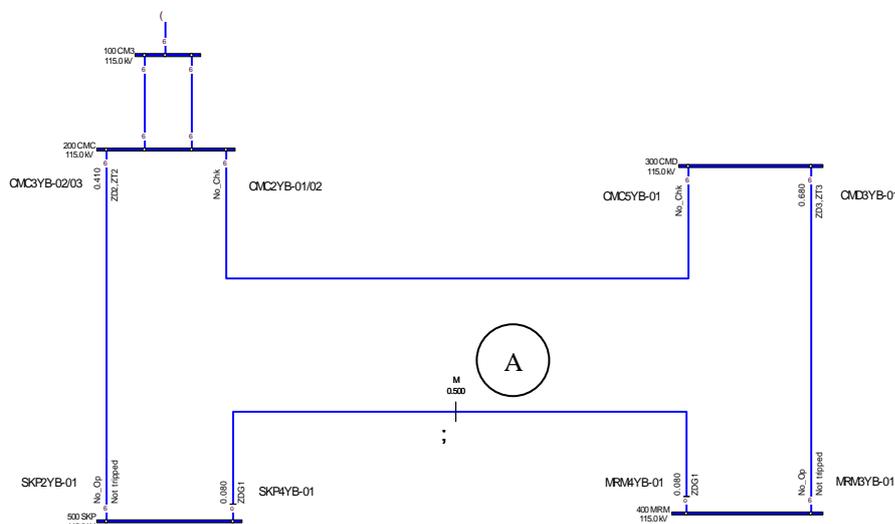
ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสารโดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าแมริม (MRM) – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) ระยะทาง 15% ของสายส่ง ตามภาพที่ 45 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) เบรกเกอร์รหัส MRM4YB-01ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที

- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) เบรกเกอร์รหัส SKP4YB-01ทำงานด้วยโซน 2 ใช้เวลา 0.380 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกัน โซน 1 ของ รีเลย์ระยะทางรหัส MRM4YB-01และอยู่ระยะการป้องกัน โซน 2 ของรีเลย์ระยะทางรหัส SKP4YB-01

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแมร์ริม ระยะทาง 50% ของสายส่ง



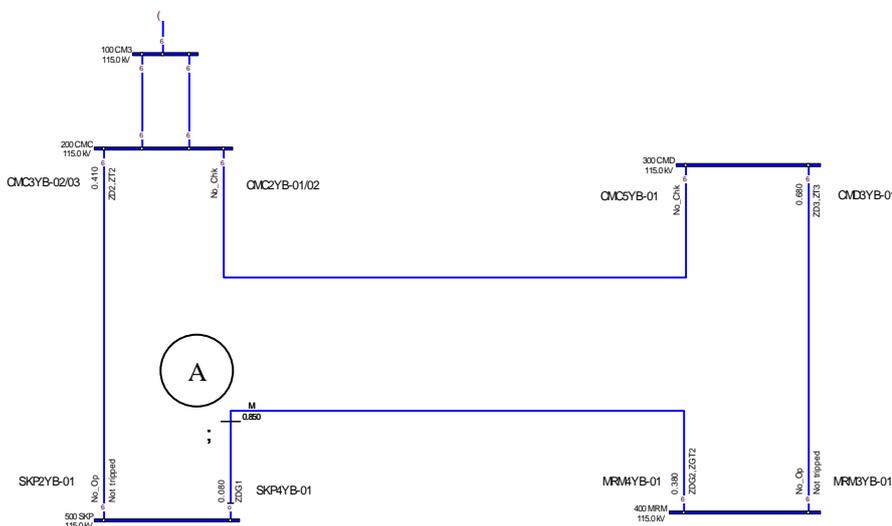
ภาพที่ 46 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าแมร์ริม ระยะทาง 50% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสารโดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าแมร์ริม (MRM) – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแมร์ริม(MRM) ระยะทาง 50% ของสายส่ง ตามภาพที่ 46 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแมร์ริม(MRM) เบรกเกอร์รหัส MRM4YB-01ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) เบรกเกอร์รหัส SKP4YB-01ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกัน โซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส MRM4YB-01และอยู่ระยะการป้องกัน โซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส SKP4YB-01

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม ระยะทาง 85% ของสายส่ง



ภาพที่ 47 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม ระยะทาง 85% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสารโดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าแมริม (MRM) – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) ระยะทาง 85% ของสายส่ง ตามภาพที่ 47 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

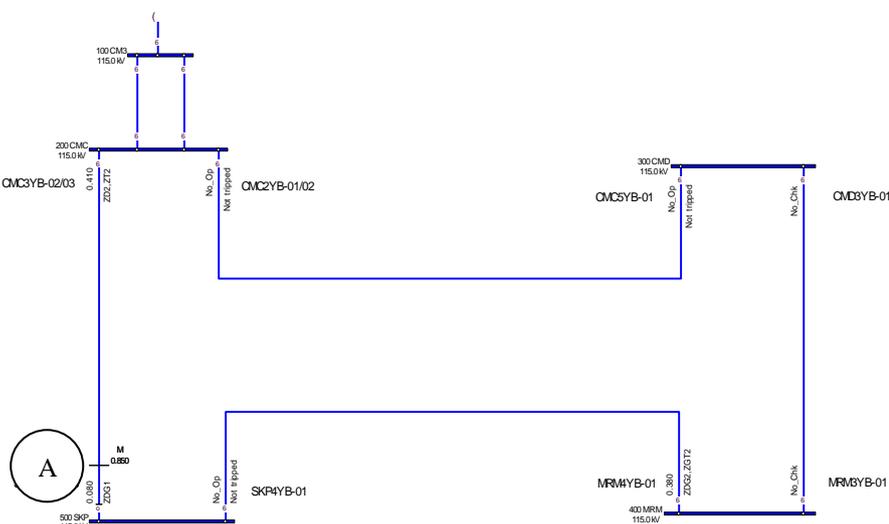
- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) เบรกเกอร์รหัส MRM4YB-01ทำงานด้วยโซน 2 ใช้เวลา 0.380 วินาที

- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) เบรกเกอร์รหัส SKP4YB-01ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกัน โซน 2 ของ รีเลย์ระยะทางรหัส MRM4YB-01และอยู่ระยะการป้องกัน โซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส SKP4YB-01

1.4.1.4 เกิดกระแสลัดวงจรสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าสันกำแพง – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง ระยะทาง 15% ของสาย



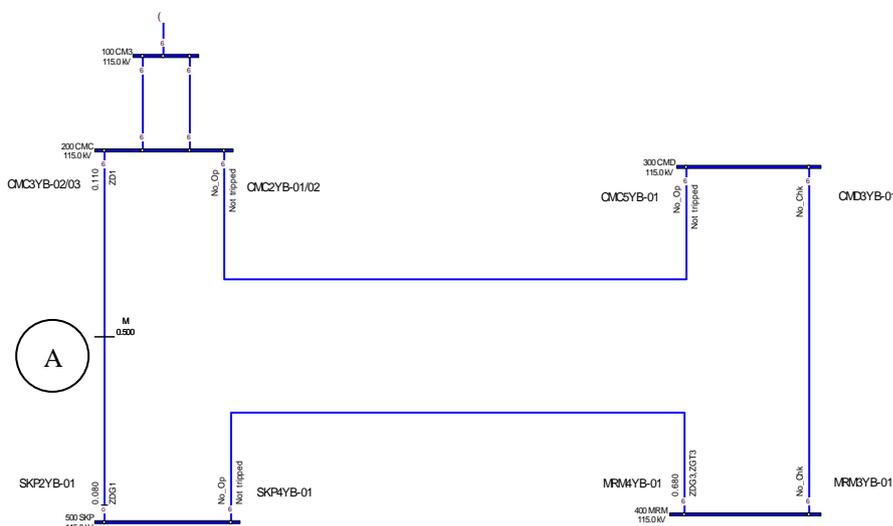
ภาพที่ 48 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง ระยะทาง 15% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสารโดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) ระยะทาง 15% ของสายส่ง ตามภาพที่ 48 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP) เบรกเกอร์รหัส SKP2YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) เบรกเกอร์รหัส CMC3YB-02/03 ทำงานด้วยโซน 2 ใช้เวลา 0.410 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกันโซน 1 ของ รีเลย์ระยะทางรหัส SKP2YB-01 และอยู่ระยะการป้องกันโซน 2 ของรีเลย์ระยะทางรหัส CMC3YB-02/03

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง 50% ของสายส่ง



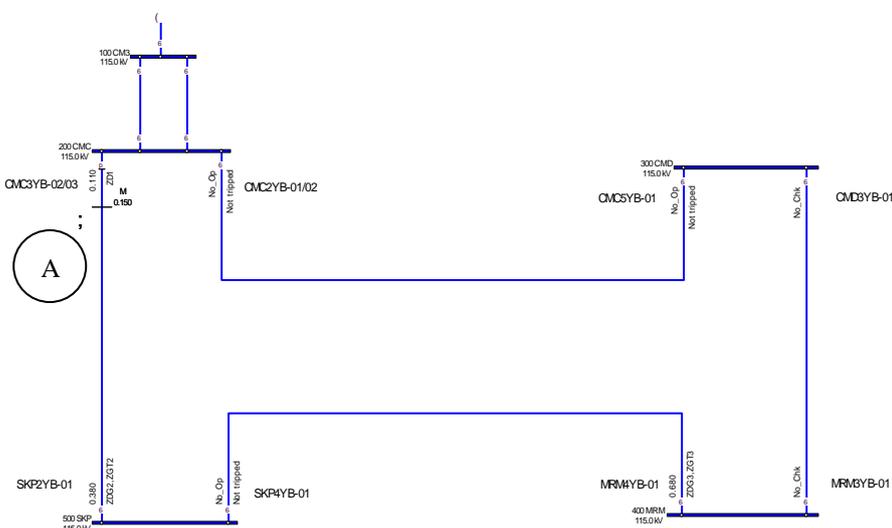
ภาพที่ 49 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง 50% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน (Single Line to Ground Fault) บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง (SKP) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง (SKP) ระยะทาง 50% ของสายส่ง ตามภาพที่ 49 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าส่งกำลัง (SKP) เบรกเกอร์รหัส SKP2YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC) เบรกเกอร์รหัส CMC3YB-02/03 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.110 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกันโซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส SKP2YB-01 และอยู่ระยะการป้องกันโซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส CMC3YB-02/03

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง ระยะทาง 85% ของสายส่ง



ภาพที่ 50 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง ระยะทาง 85% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสารโดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง (SKP) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง(SKP) ระยะทาง 85% ของสายส่ง ตามภาพที่ 50 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

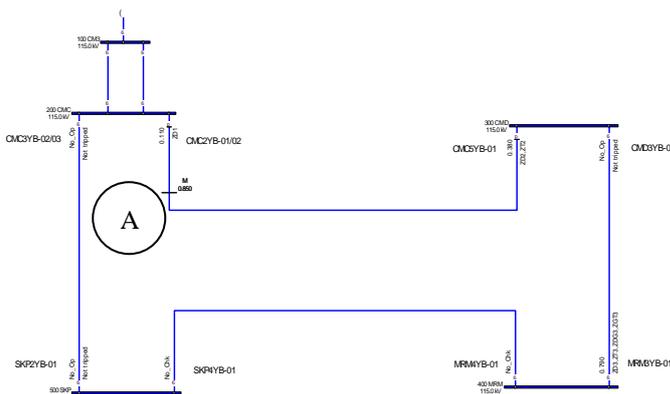
- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าส่งกำลัง (SKP) เบรกเกอร์รหัส SKP2YB-01 ทำงานด้วยโซน 2 ใช้เวลา 0.380 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) เบรกเกอร์รหัส CMC3YB-02/03 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.110 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกัน โซน 2 ของ รีเลย์ระยะทางรหัส SKP2YB-01 และอยู่ระยะการป้องกัน โซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส CMC3YB-02/03

1.4.2 กรณีเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)

1.4.2.1 เกิดกระแสลัดวงจรสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 15% ของสายส่ง



ภาพที่ 51 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส ห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 15% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

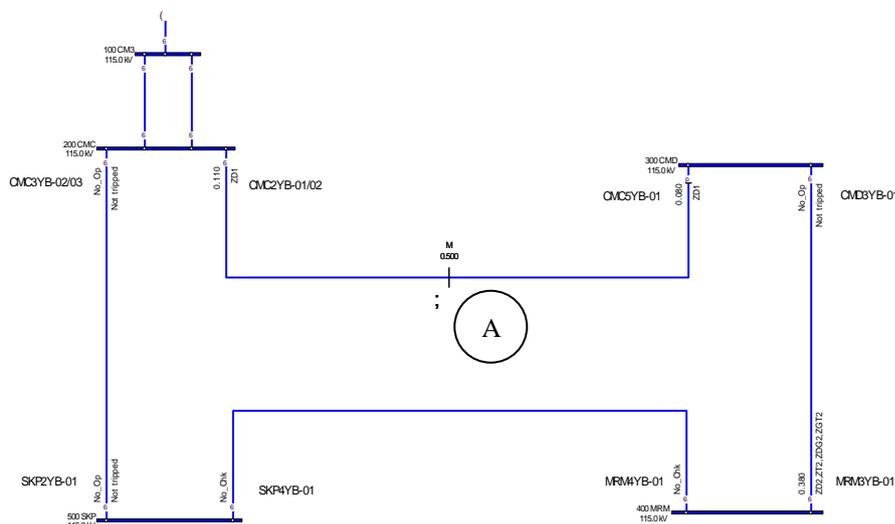
ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) ระยะทาง 15% ของสายส่ง ตามภาพที่ 51 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC) เบรกเกอร์รหัส CMC2YB-01/02 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.110 วินาที

- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) เบรกเกอร์รหัส CMD5YB-01 ทำงานด้วยโซน 2 ใช้เวลา 0.380 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกันโซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส CMC2YB-01/02 และอยู่ระยะการป้องกันโซน 2 ของรีเลย์ระยะทางรหัส CMD5YB-01

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 50% ของสายส่ง



ภาพที่ 52 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 50% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

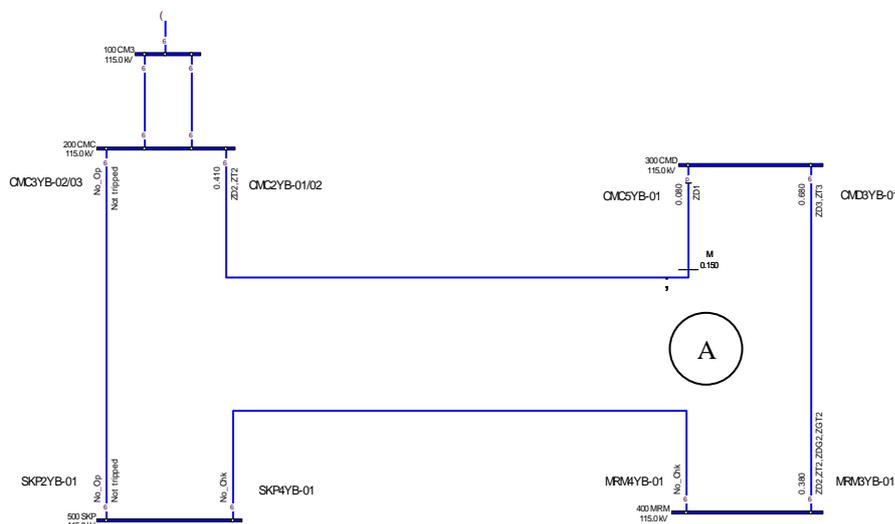
ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสารโดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) ระยะทาง 50% ของสายส่ง ตามภาพที่ 52 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC) เบรกเกอร์รหัส CMC2YB-01/02 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.110 วินาที

- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) เบรกเกอร์รหัส CMD5YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกันโซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส CMC2YB-01/02 และอยู่ระยะการป้องกันโซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส CMD5YB-01

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 3 ระยะทาง 85% ของสายส่ง



ภาพที่ 53 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 3 ระยะทาง 85% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

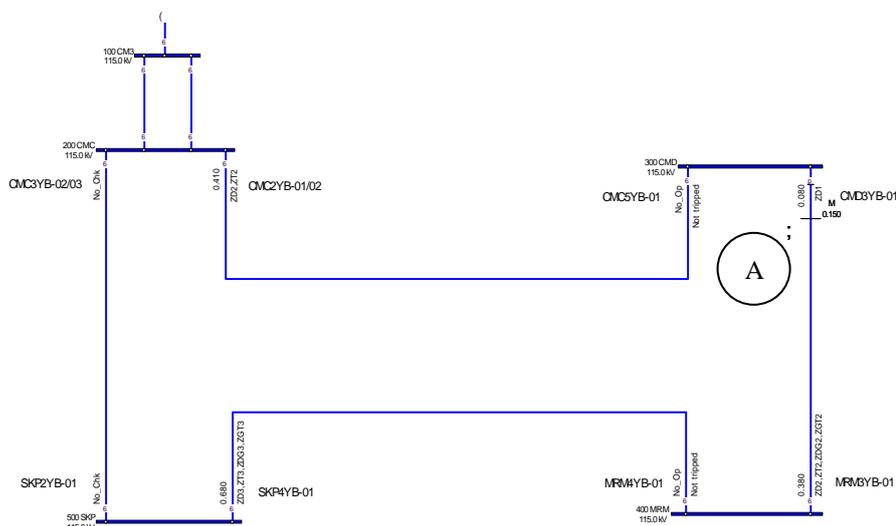
ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสารโดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 3(CMC) – สถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 4(CMD) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 3(CMC) ระยะทาง 85% ของสายส่ง ตามภาพที่ 53 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 3 (CMC) เบรกเกอร์รหัส CMC2YB-01/02 ทำงานด้วยโซน 2 ใช้เวลา 0.410 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 4(CMD) เบรกเกอร์รหัส CMD5YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกันโซน 2 ของ รีเลย์ระยะทางรหัส CMC2YB-01/02 และอยู่ระยะการป้องกันโซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส CMD5YB-01

1.4.2.2 เกิดกระแสลัดวงจรสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 – สถานีไฟฟ้าแมริม

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 15% ของสายส่ง



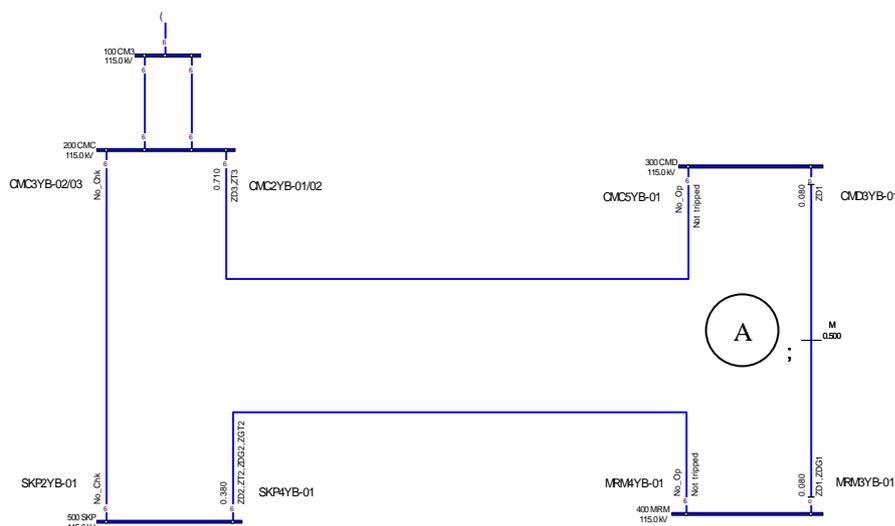
ภาพที่ 54 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 15% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) – สถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) ระยะทาง 15% ของสายส่ง ตามภาพที่ 54 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) เบรกเกอร์หัด CMD3YB-01ทำงานด้วย โชน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) เบรกเกอร์หัด MRM3YB-01ทำงานด้วย โชน 2 ใช้เวลา 0.380 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกัน โชน 1 ของ รีเลย์ระยะทางรหัด CMD3YB-01และอยู่ระยะการป้องกัน โชน 2 ของรีเลย์ระยะทางรหัด MRM3YB-01

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 50% ของสายส่ง



ภาพที่ 55 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 50% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

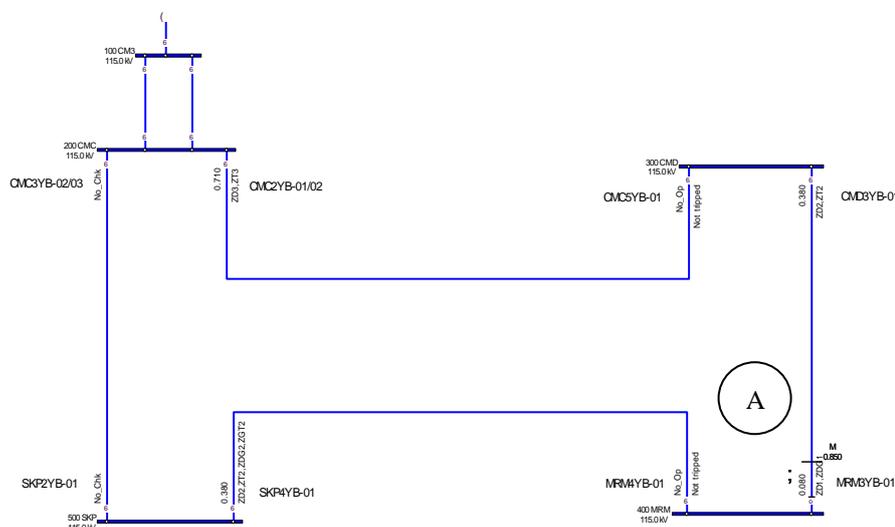
ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสารโดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) – สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) ระยะทาง 50% ของสายส่ง ตามภาพที่ 55 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) เบรกเกอร์รหัส CMD3YB-01ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที

- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM) เบรกเกอร์รหัส MRM3YB-01ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกันโซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส CMD3YB-01และอยู่ระยะการป้องกันโซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส MRM3YB-01

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 85% ของสายส่ง



ภาพที่ 56 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 85% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

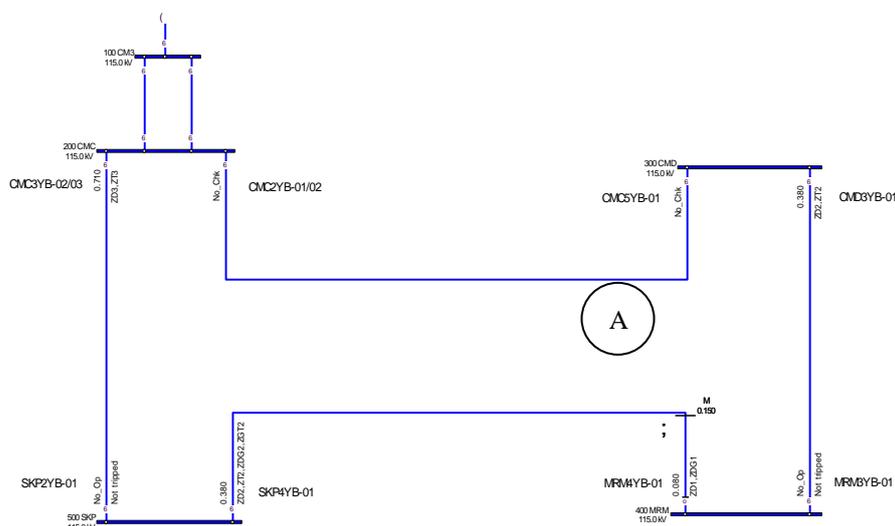
ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) – สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) ระยะทาง 85% ของสายส่ง ตามภาพที่ 56 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) เบรกเกอร์รหัส CMD3YB-01ทำงานด้วย โชน 2 ใช้เวลา 0.380 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM) เบรกเกอร์รหัส MRM3YB-01ทำงานด้วย โชน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกัน โชน 2 ของ รีเลย์ระยะทางรหัส CMD3YB-01และอยู่ระยะการป้องกัน โชน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส MRM3YB-01

1.4.2.3 เกิดกระแสลัดวงจรสายส่งช่วงสถานีแม่ริม – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแม่ริม ระยะทาง 15% ของสายส่ง



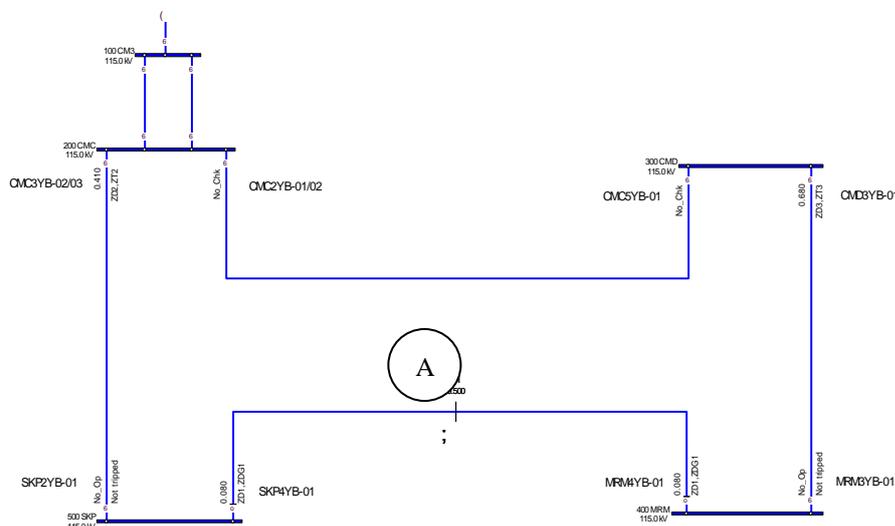
ภาพที่ 57 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าแม่ริม ระยะทาง 15% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสารโดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM) – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM) ระยะทาง 15% ของสายส่ง ตามภาพที่ 57 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM) เบรกเกอร์รหัส MRM4YB-01ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) เบรกเกอร์รหัส SKP4YB-01ทำงานด้วยโซน 2 ใช้เวลา 0.380 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกัน โซน 1 ของ รีเลย์ระยะทางรหัส MRM4YB-01และอยู่ระยะการป้องกัน โซน 2 ของรีเลย์ระยะทางรหัส SKP4YB-01

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแมร์ริม ระยะทาง 50% ของสายส่ง



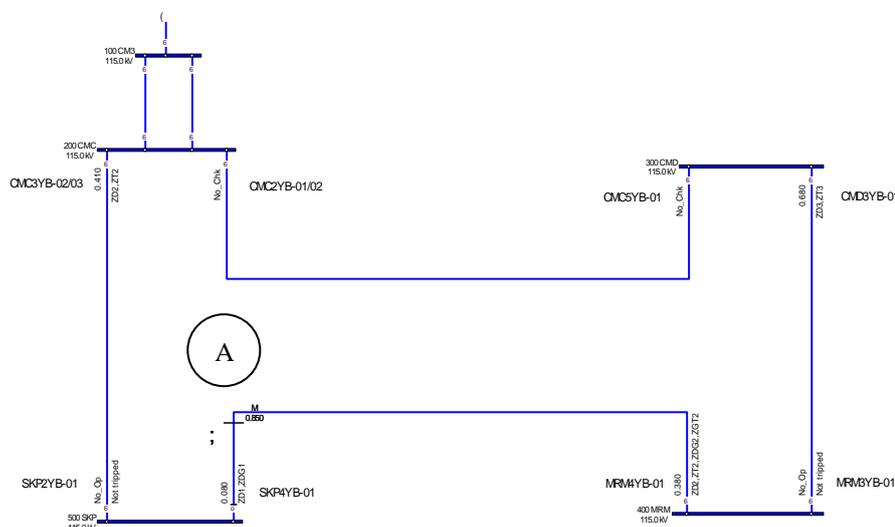
ภาพที่ 58 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าแมร์ริม ระยะทาง 50% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสารโดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าแมร์ริม(MRM) – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแมร์ริม(MRM) ระยะทาง 50% ของสายส่ง ตามภาพที่ 58 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแมร์ริม(MRM) เบรกเกอร์รหัส MRM4YB-01ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) เบรกเกอร์รหัส SKP4YB-01ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกันโซน 1 ของ รีเลย์ระยะทางรหัส MRM4YB-01และอยู่ระยะการป้องกัน โซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส SKP4YB-01

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม ระยะทาง 85% ของสายส่ง



ภาพที่ 59 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม ระยะทาง 85% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

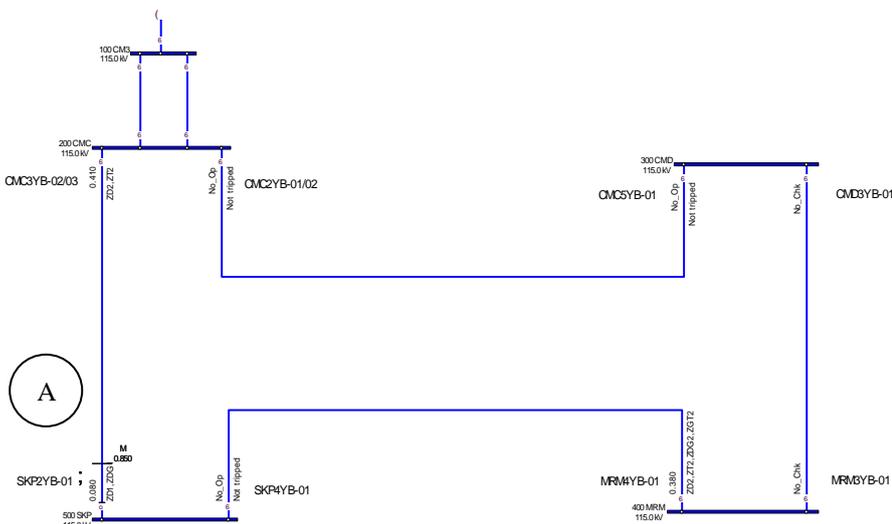
ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสารโดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) ระยะทาง 85% ของสายส่ง ตามภาพที่ 59 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) เบรกเกอร์ห้ส MRM4YB-01ทำงานด้วยโซน 2 ใช้เวลา 0.380 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) เบรกเกอร์ห้ส SKP4YB-01ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกันโซน 2 ของรีเลย์ระยะทางห้ส MRM4YB-01และอยู่ระยะการป้องกันโซน 1 ของรีเลย์ระยะทางห้ส SKP4YB-01

1.4.2.4 เกิดกระแสลัดวงจรสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าสันกำแพง – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง ระยะทาง 15% ของสายส่ง



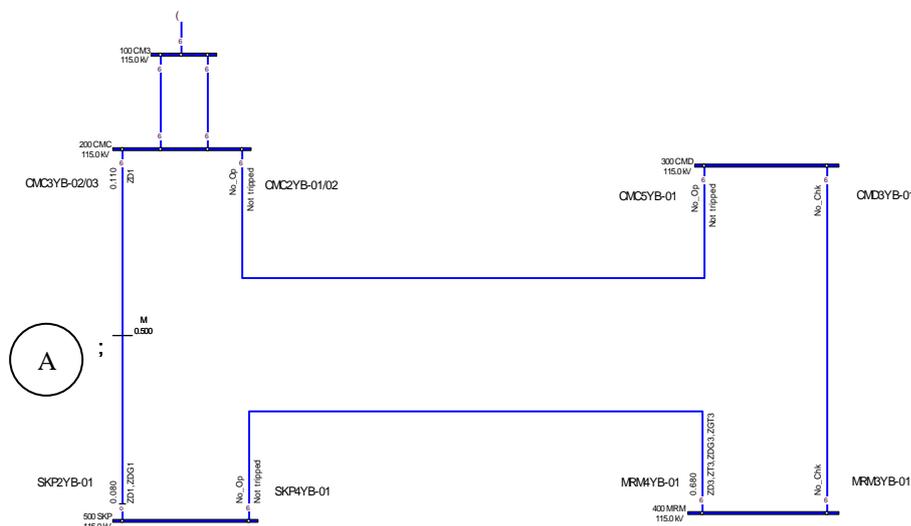
ภาพที่ 60 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง ระยะทาง 15% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส (Three Phase Fault) บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP) ระยะทาง 15% ของสายส่ง ตามภาพที่ 60 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP) เบรกเกอร์รีเลย์ SKP2YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC) เบรกเกอร์รีเลย์ CMC3YB-02/03 ทำงานด้วยโซน 2 ใช้เวลา 0.410 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกันโซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรีเลย์ SKP2YB-01 และอยู่ระยะการป้องกันโซน 2 ของรีเลย์ระยะทางรีเลย์ CMC3YB-02/03

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง ระยะทาง 50% ของสายส่ง



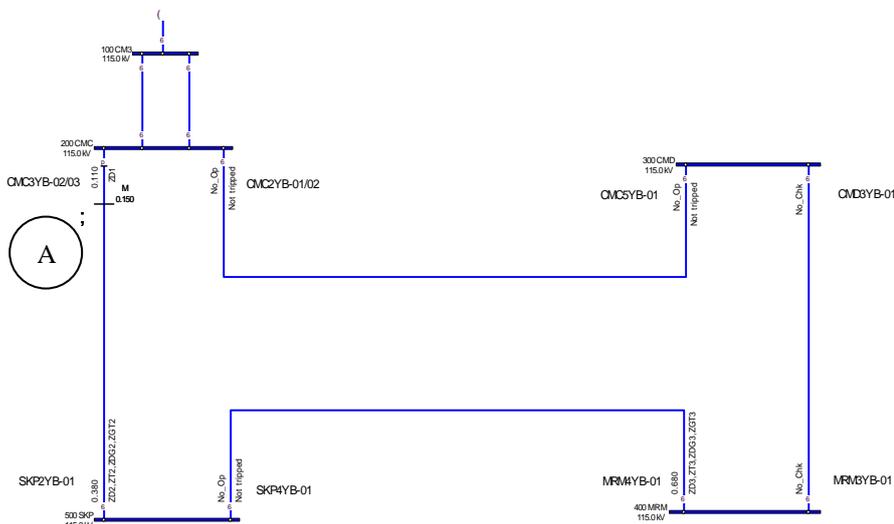
ภาพที่ 61 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง ระยะทาง 50% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสารโดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง(SKP) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง(SKP)ระยะทาง 50% ของสายส่ง ตามภาพที่ 61 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าส่งกำลัง (SKP) เบรกเกอร์รหัส SKP2YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) เบรกเกอร์รหัส CMC3YB-02/03 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.110 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกันโซน 1 ของ รีเลย์ระยะทางรหัส SKP2YB-01 และอยู่ระยะการป้องกัน โซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส CMC3YB-02/03

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำแพง ระยะทาง 85% ของสายส่ง



ภาพที่ 62 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำแพง ระยะทาง 85% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าส่งกำแพง(SKP) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำแพง(SKP)ระยะทาง 85% ของสายส่ง ตามภาพที่ 62 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าส่งกำแพง (SKP) เบรกเกอร์รหัส SKP2YB-01 ทำงานด้วยโซน 2 ใช้เวลา 0.380 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) เบรกเกอร์รหัส CMC3YB-02/03 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.110 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ที่กำหนดไว้เนื่องจากจุดเกิดกระแสลัดวงจรอยู่ในระยะการป้องกัน โซน 2 ของ รีเลย์ระยะทางรหัส SKP2YB-01 และอยู่ระยะการป้องกัน โซน 1 ของรีเลย์ระยะทางรหัส CMC3YB-02/03

การจำลองการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบมีระบบสื่อสาร โดยใช้โปรแกรม CAPE version 2005 สำหรับรูปแบบการจ่ายไฟระบบ 115 เควี แบบวงรอบปิด(Closed Loop)

การจำลองการทำงานของระบบป้องกันสายส่ง 115 kV กรณีรูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด โดยใช้รีเลย์ระยะทางแบบมีระบบสื่อสาร มีวัตถุประสงค์เพื่อตรวจสอบการทำงานของรีเลย์ระยะทางร่วมกับระบบสื่อสารโดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรในระบบสายส่งในแต่ละช่วง โดยรูปแบบของการใช้รีเลย์ระยะทางร่วมกับระบบสื่อสารที่ใช้ในการศึกษาในครั้งนี้เป็นแบบ Direct Underreach Transfer Trip (DUTT) โดยมีหลักการทำงานคือเมื่อรีเลย์ระยะทางไม่ว่าต้นทางหรือปลายทางตรวจจับได้ว่าเกิดกระแสลัดวงจรในระยะป้องกัน โชน 1 ของตนเองจะสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ของตัวเองปลดวงจรออก ในขณะที่เดียวกันจะใช้โชน 1 ส่งสัญญาณไปให้รีเลย์ระยะทางอีกฝั่งปลดวงจรออกพร้อมกันแบบทันทีทันใดทำให้รีเลย์ระยะทางทั้งต้นทางและปลายทางทำงานพร้อมกันทำให้สามารถป้องกันสายส่งได้ครอบคลุม 100 % และสามารถเคลียร์กระแสลัดวงจรได้อย่างรวดเร็วทำให้ระบบไฟฟ้ามีเสถียรภาพเพิ่มมากขึ้น การจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรนั้นเพื่อตรวจสอบผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางนั้น จะจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน (Single Line to Ground Fault) และ แบบสามเฟส(Three Phase Fault) ที่สายส่งระบบ 115 kV แต่ละช่วง ที่ระยะทางห่างจากรีเลย์ต้นทาง 15%, 50% และ 85% ตามลำดับ โดยโปรแกรมที่ใช้ในการศึกษาในครั้งนี้คือ โปรแกรม CAPE 2005 โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1.1 กรณีศึกษา

1.1.1 กรณีเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน

1.1.1.1 เกิดกระแสลัดวงจรในระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 3 (CMC) – สถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 4 (CMD) ที่ระยะทางห่างจากรีเลย์ต้นทาง 15%, 50% และ 85%

1.1.1.2 เกิดกระแสลัดวงจรในระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 4 (CMD) – สถานีไฟฟ้าแม่ริม (MRM) ที่ระยะทางห่างจากรีเลย์ต้นทาง 15%, 50% และ 85%

1.1.1.3 เกิดกระแสลัดวงจรในระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีไฟฟ้าแม่ริม (MRM) – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP) ที่ระยะทางห่างจากรีเลย์ต้นทาง 15%, 50% และ 85%

1.1.1.4 เกิดกระแสลัดวงจรในระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP) – สถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 3 (CMC) ที่ระยะทางห่างจากรีเลย์ต้นทาง 15%, 50% และ 85%

1.1.2 กรณีเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส

1.1.2.1 เกิดกระแสลัดวงจรในระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) ที่ระยะทางห่างจากรีเลย์คั่นทาง 15%, 50% และ 85%

1.1.2.2 เกิดกระแสลัดวงจรในระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) – สถานีไฟฟ้าแม่ริม (MRM) ที่ระยะทางห่างจากรีเลย์คั่นทาง 15%, 50% และ 85%

1.1.2.3 เกิดกระแสลัดวงจรในระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีไฟฟ้าแม่ริม (MRM) – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP) ที่ระยะทางห่างจากรีเลย์คั่นทาง 15%, 50% และ 85%

1.1.2.4 เกิดกระแสลัดวงจรในระบบสายส่ง 115 kV ช่วงสถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC) ที่ระยะทางห่างจากรีเลย์คั่นทาง 15%, 50% และ 85%

1.2 ข้อมูลที่ใช้ในการจัดทำฐานข้อมูลในโปรแกรม CAPE 2005

1.2.1 ข้อมูลแผนผังระบบไฟฟ้า (Single Line Diagram) ตามภาพผนวกที่ 1

1.2.2 ข้อมูลอิมพีแดนซ์ของแหล่งจ่ายไฟฟ้าต้นทางสถานีไฟฟ้าแรงสูงเชียงใหม่ 3 ข้อมูลจาก Driving Point ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ตาม ตารางผนวกที่ 1

1.2.3 ข้อมูลบัส การกำหนดชื่อบัสที่ใช้ในการจำลองการทำงานของรีเลย์ระยะทาง มีรายละเอียดดังนี้

- CM3 มีชื่อบัสคือ สถานีไฟฟ้าแรงสูงเชียงใหม่ 3 ของ กฟผ.
- CMC มีชื่อบัสคือ สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ของ กฟผ.
- CMD มีชื่อบัสคือ สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ของ กฟผ.
- CME มีชื่อบัสคือ สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 5 ของ กฟผ.
- MRM มีชื่อบัสคือ สถานีไฟฟ้าแม่ริม ของ กฟผ.
- SKP มีชื่อบัสคือ สถานีไฟฟ้าสันกำแพงของ กฟผ.

1.2.4 ข้อมูลอิมพีแดนซ์ของสายส่งระบบ 115 kV ใช้ข้อมูลสายส่ง ขนาด 2x400A Single Circuit Double Conductor ตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามตารางผนวกที่ 2

1.2.5 ข้อมูลผลิตภัณฑ์รีเลย์ระยะทาง

ผลิตภัณฑ์รีเลย์ระยะทางที่มีการใช้งานสำหรับการศึกษาในครั้งนี้จะใช้ผลิตภัณฑ์ที่มีการติดตั้งใช้งานอยู่จริงซึ่งการกำหนดค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางจะต้องศึกษาคู่มีเฉพาะรุ่นของรีเลย์ระยะทางแต่ละผลิตภัณฑ์ซึ่งมีความแตกต่างกันมีรายละเอียดดังนี้

- สถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 3 ใช้รีเลย์ระยะทางผลิตภัณฑ์ Areva รุ่น Micom P441
- สถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 4 ใช้รีเลย์ระยะทางผลิตภัณฑ์ GEC รุ่น LFZP111
- สถานีไฟฟ้าแมริม ใช้รีเลย์ระยะทางผลิตภัณฑ์ GE รุ่น DLP3112C
- สถานีไฟฟ้าสันกำแพงใช้รีเลย์ระยะทางผลิตภัณฑ์ GE รุ่น DLP3112C

1.2.6 ข้อมูลหม้อแปลงทดกระแส(CT) รายละเอียดอัตราส่วนของข้อมูลหม้อแปลงทดกระแสตาม ภาพผนวกที่ 2

1.2.7 ข้อมูลหม้อแปลงทดแรงดัน(PT) รายละเอียดอัตราส่วนของหม้อแปลงทดแรงดันตาม ภาพผนวกที่ 2

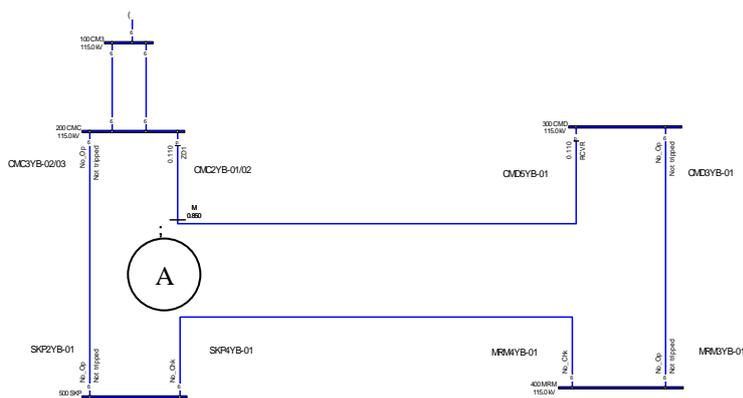
1.3 การคำนวณการปรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทาง(Relay Setting) การคำนวณค่าอิมพีแดนซ์สำหรับกำหนดระยะเวลาการทำงานของรีเลย์ระยะทางซึ่ง แบ่งออกเป็น 3 โซน รายละเอียดการคำนวณตาม ภาคผนวก

1.4 ผลการจำลองการทำงานของรีเลย์ระยะทาง มีรายละเอียดดังนี้

1.4.1 กรณีกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault)

1.4.1.1 เกิดกระแสลัดวงจรสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 15% ของสายส่ง



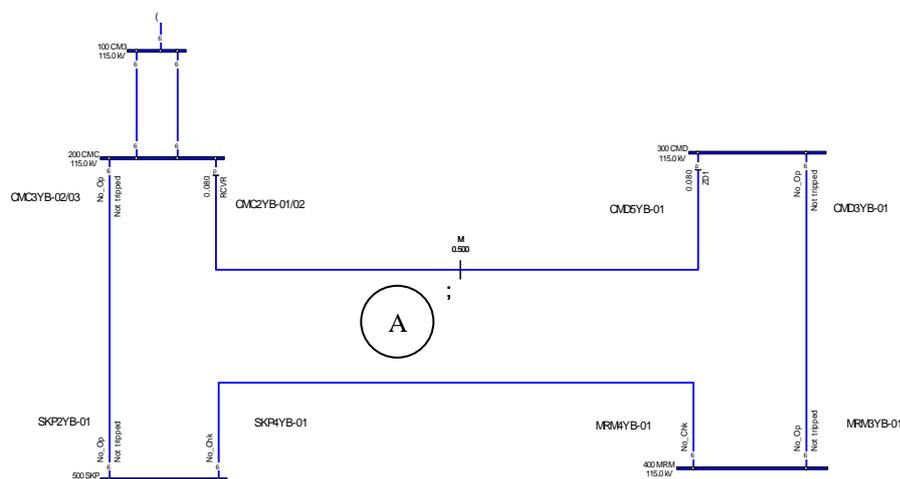
ภาพที่ 63 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 15% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) ระยะทาง 15% ของสายส่ง ตามภาพที่ 63 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC) เบรกเกอร์หัด CMC2YB-01/02 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.110 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) เบรกเกอร์หัด CMD5YB-01 ทำงานด้วยการรับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทาง CMC2YB-01/02 ใช้เวลา 0.110 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทริปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 50% ของสายส่ง



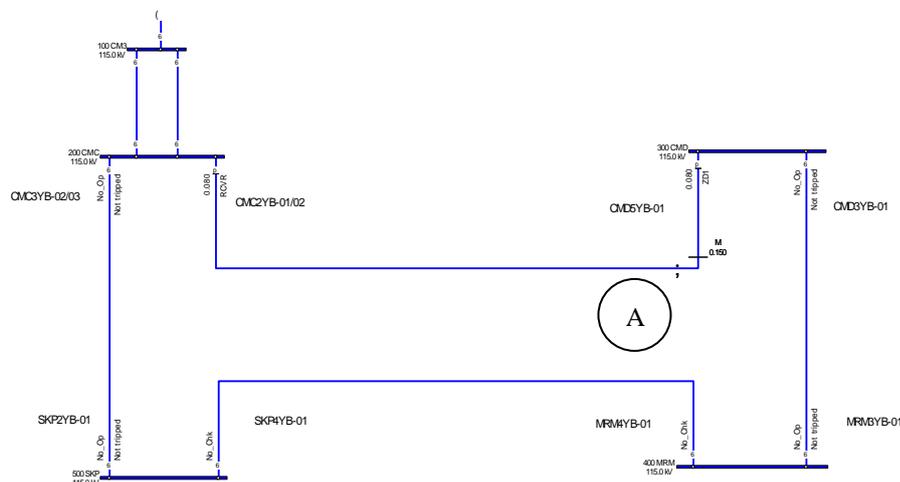
ภาพที่ 64 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน ห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 50% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน (Single Line to Ground Fault) บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC) ระยะทาง 50% ของสายส่ง ตามภาพที่ 64 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) เบรกเกอร์หีส CMD5YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC) เบรกเกอร์หีส CMC2YB-01/02 ทำงานด้วยการรับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทาง CMD5YB-01 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทริปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 85% ของสายส่ง



ภาพที่ 65 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 85% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

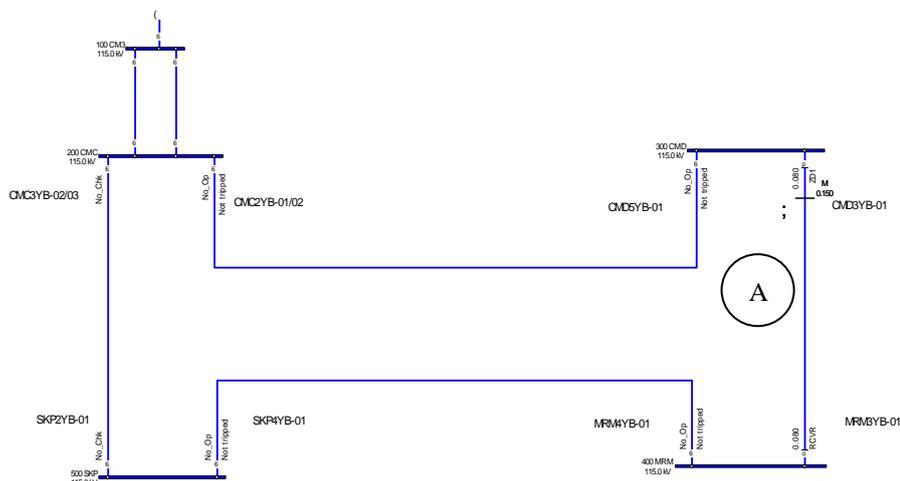
ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) ระยะทาง 85% ของสายส่ง ตามภาพที่ 65 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) เบรกเกอร์รีเลย์ CMD5YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) เบรกเกอร์รีเลย์ CMC2YB-01/02 ทำงานด้วยการรับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทาง CMD5YB-01 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทริปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

1.4.1.2 เกิดกระแสลัดวงจรสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 – สถานีไฟฟ้าแมริม

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 15% ของสายส่ง



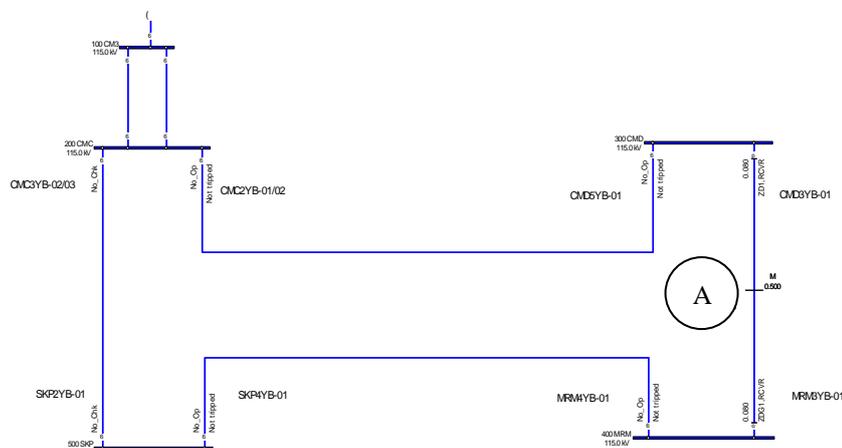
ภาพที่ 66 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 15% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) – สถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) ระยะทาง 15% ของสายส่ง ตามภาพที่ 66 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) เบรกเกอร์หัด CMD3YB-01ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) เบรกเกอร์หัด MRM3YB-01ทำงานด้วยการรับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทาง CMD3YB-01ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทริปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 50% ของสายส่ง



ภาพที่ 67 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 50% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

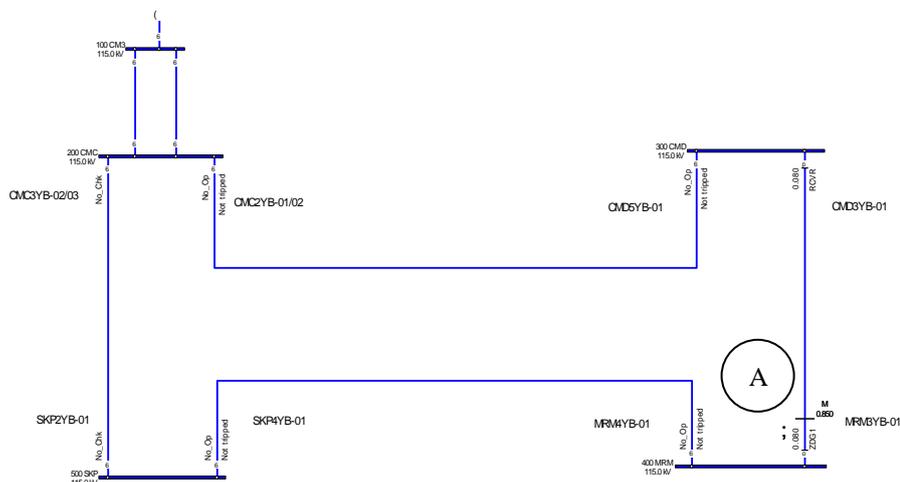
ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) – สถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) ระยะทาง 50% ของสายส่ง ตามภาพที่ 67 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) เบรกเกอร์รหัส CMD3YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080วินาที พร้อมกับได้รับสัญญาณトリปจากรีเลย์ระยะทาง รหัส MRM3YB-01

- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) เบรกเกอร์รหัส MRM3YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080วินาที พร้อมกับรับสัญญาณトリปจากรีเลย์ระยะทาง CMD3YB-01

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์トリปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 85% ของสายส่ง



ภาพที่ 68 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 85% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

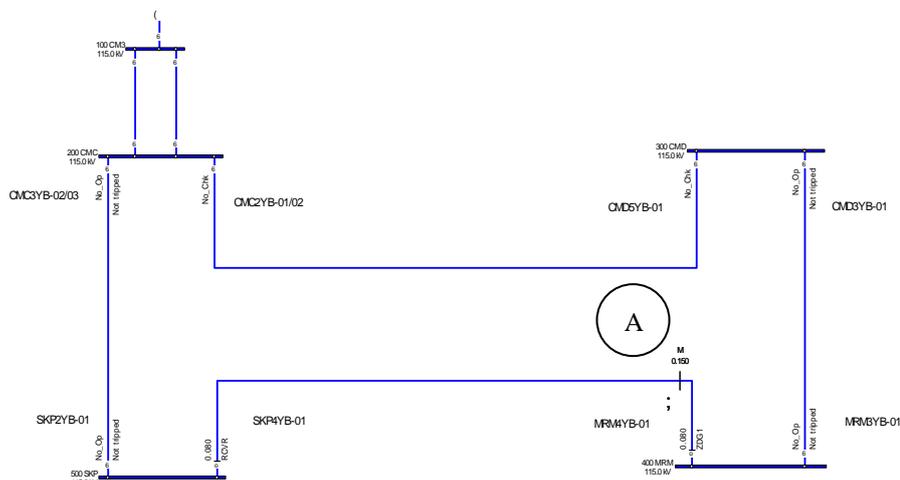
ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) – สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) ระยะทาง 85% ของสายส่ง ตามภาพที่ 68 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแม่ริม (MRM) เบรกเกอร์ห้ส MRM3YB-01ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) เบรกเกอร์ห้ส CMD3YB-01 ทำงานด้วยการรับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทาง MRM3YB-01ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทริปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

1.4.1.3 เกิดกระแสลัดวงจรสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าแมริม – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม ระยะทาง 15% ของสายส่ง



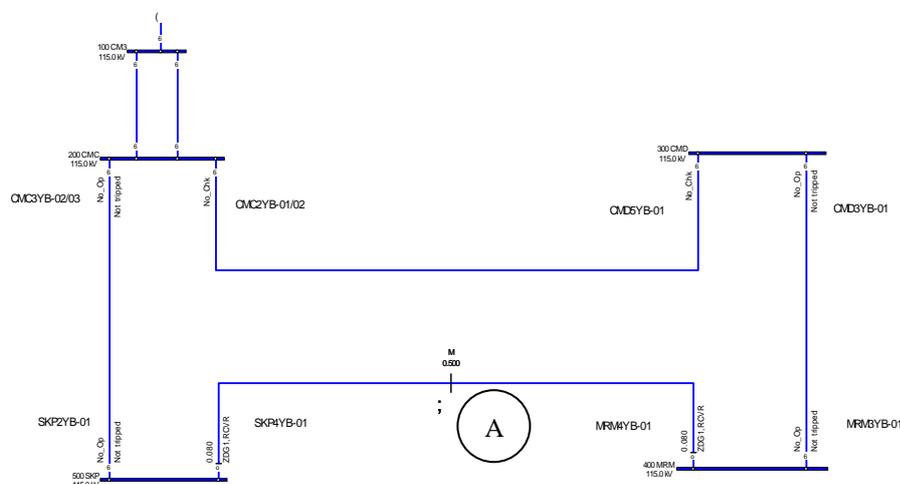
ภาพที่ 69 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม ระยะทาง 15% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) ระยะทาง 15% ของสายส่ง ตามภาพที่ 69 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) เบรกเกอร์รหัส MRM4YB-01ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) เบรกเกอร์รหัส SKP4YB-01ทำงานด้วยการรับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทาง MRM4YB-01 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทริปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแมร์ิม ระยะทาง 50% ของสายส่ง



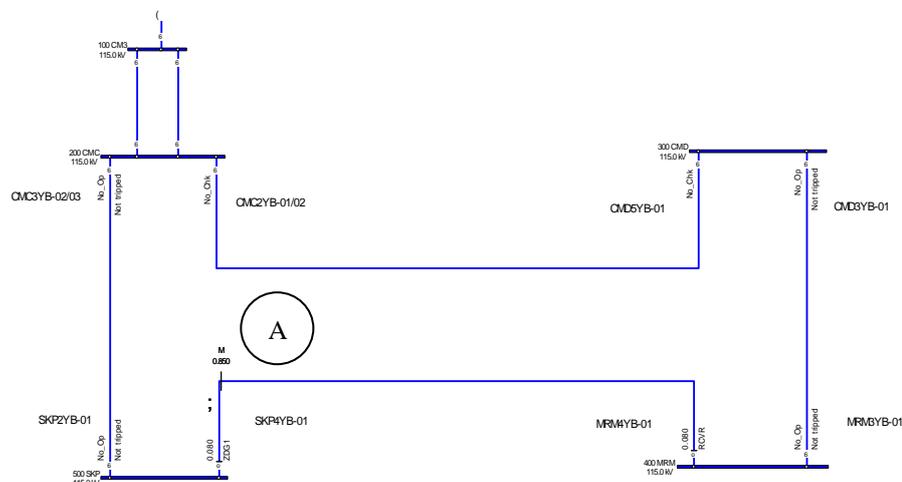
ภาพที่ 70 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าแมร์ิม ระยะทาง 50% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าแมร์ิม(MRM) – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแมร์ิม(MRM) ระยะทาง 50% ของสายส่ง ตามภาพที่ 70 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแมร์ิม(MRM) เบรกเกอร์รหัส MRM4YB-01ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที พร้อมกับได้รับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทางรหัส SKP4YB-01
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) เบรกเกอร์รหัส SKP4YB-01ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที พร้อมกับได้รับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทางรหัส MRM4YB-01

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทริปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม ระยะทาง 85% ของสายส่ง



ภาพที่ 71 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม ระยะทาง 85% ของสายส่ง กรณีไม่มีระบบสื่อสาร

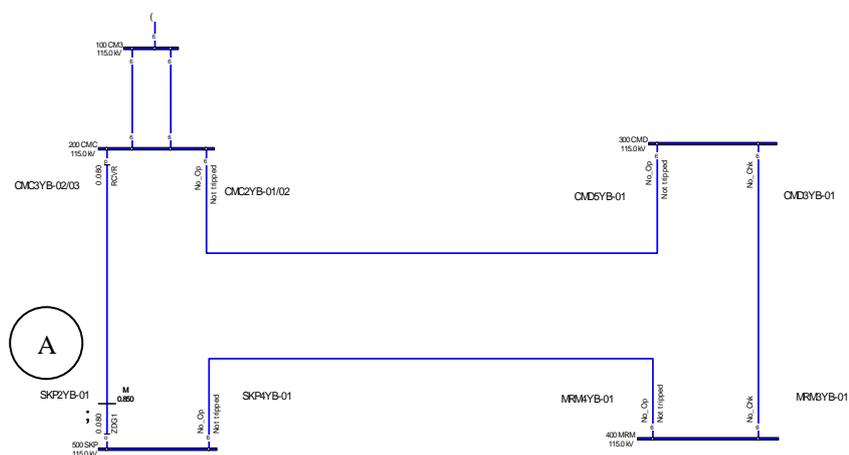
ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสารโดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าแมริม (MRM) – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) ระยะทาง 85% ของสายส่ง ตามภาพที่ 71 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) เบรกเกอร์รหัส SKP4YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกัน รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) เบรกเกอร์รหัส MRM4YB-01 ทำงานด้วยการรับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทาง SKP4YB-01 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทริปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

1.4.1.4 เกิดกระแสลัดวงจรสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าสันกำแพง – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง ระยะทาง 15% ของสายส่ง



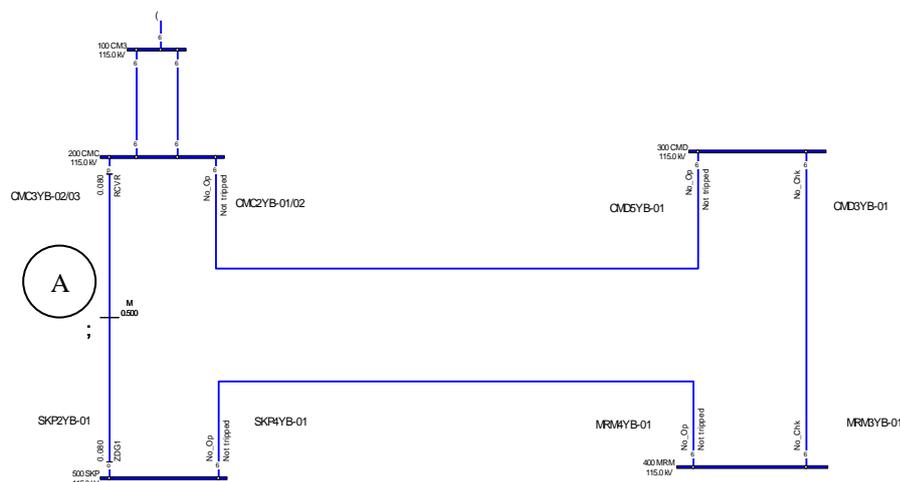
ภาพที่ 72 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง ระยะทาง 15% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) ระยะทาง 15% ของสายส่ง ตามภาพที่ 72 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP) เบรกเกอร์ห้ส SKP2YB-01 ทำงานด้วย โชน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) เบรกเกอร์ห้ส CMC3YB-02/03 ทำงานด้วยการรับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทาง SKP2YB-01 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทริปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง ระยะทาง 50% ของสายส่ง



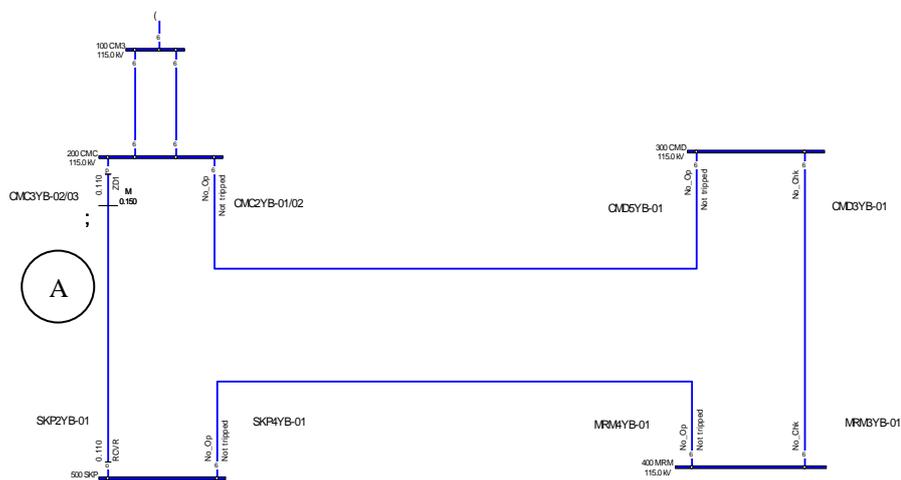
ภาพที่ 73 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง ระยะทาง 50% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง(SKP) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง(SKP) ระยะทาง 50% ของสายส่ง ตามภาพที่ 73 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าส่งกำลัง (SKP) เบรกเกอร์หัด SKP2YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) เบรกเกอร์หัด CMC3YB-02/03 ทำงานด้วยการรับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทาง SKP2YB-01 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทริปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง ระยะทาง 85% ของสายส่ง



ภาพที่ 74 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดินห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง ระยะทาง 85% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบเฟสเดียวลงดิน(Single Line to Ground Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง(SKP) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง(SKP) ระยะทาง 85% ของสายส่ง ตามภาพที่ 74 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

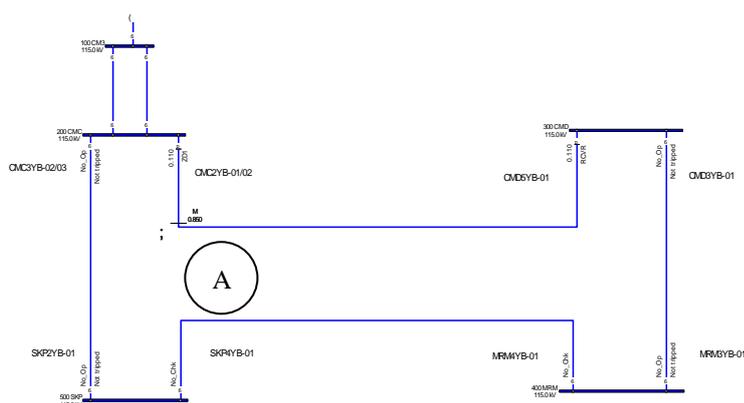
- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) เบรกเกอร์ห้ส CMC3YB-02/03 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.110 วินาที
- ขณะเดียวกัน รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าส่งกำลัง (SKP) เบรกเกอร์ห้ส SKP2YB-01 ทำงานด้วยการรับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทาง CMC3YB-02/03 ใช้เวลา 0.110 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทริปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

1.4.2 กรณีเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)

1.4.2.1 เกิดกระแสลัดวงจรสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 15% ของสายส่ง



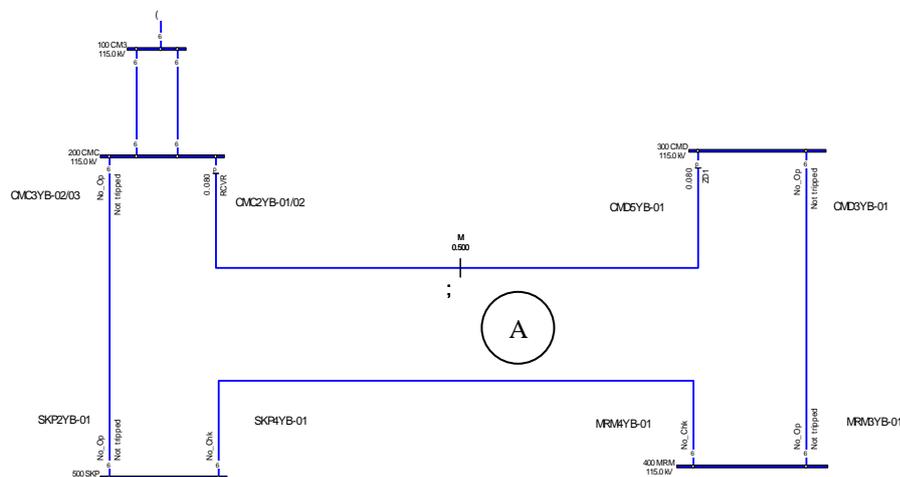
ภาพที่ 75 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส ห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 15% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) ระยะทาง 15% ของสายส่ง ตามภาพที่ 75 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC) เบรกเกอร์หัทส CMC2YB-01/02 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.110 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) เบรกเกอร์หัทส CMD5YB-01 ทำงานด้วยการรับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทาง CMC2YB-01/02 ใช้เวลา 0.110 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทริปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 50% ของสายส่ง



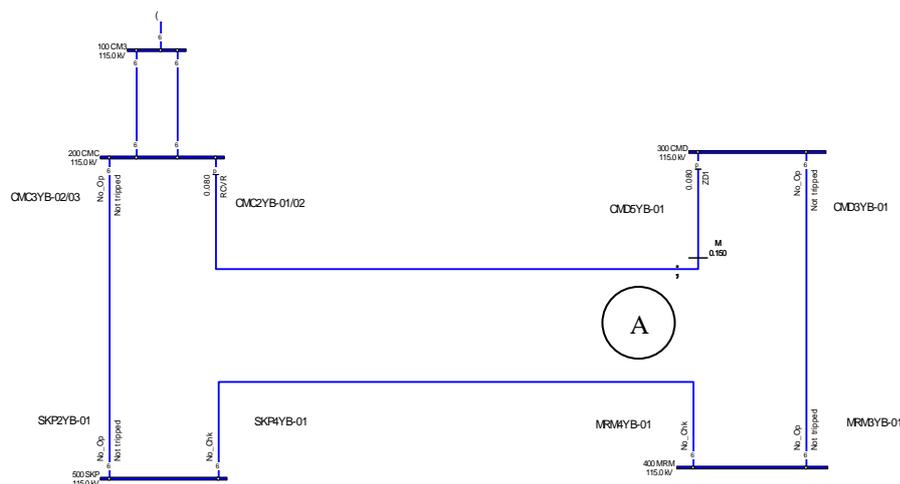
ภาพที่ 76 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 50% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) ระยะทาง 50% ของสายส่ง ตามภาพที่ 76 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) เบรกเกอร์รหัส CMD5YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) เบรกเกอร์รหัส CMC2YB-01/02 ทำงานด้วยการรับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทาง CMD5YB-01 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทริปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 85% ของสายส่ง



ภาพที่ 77 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 ระยะทาง 85% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) ระยะทาง 85% ของสายส่ง ตามภาพที่ 77 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

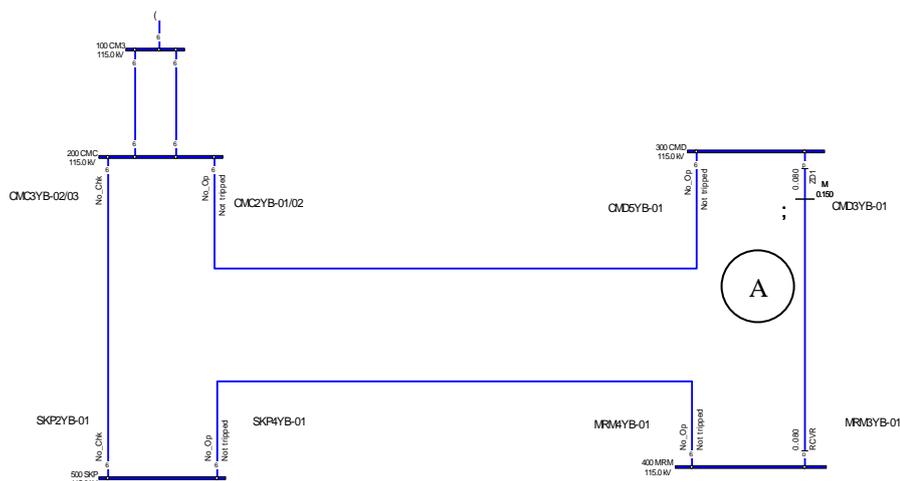
- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) เบรกเกอร์หีส CMD5YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที

- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) เบรกเกอร์หีส CMC2YB-01/02 ทำงานด้วยการรับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทาง CMD5YB-01 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทริปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

1.4.2.2 เกิดกระแสลัดวงจรสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 – สถานีไฟฟ้าแมริม

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 15% ของสายส่ง



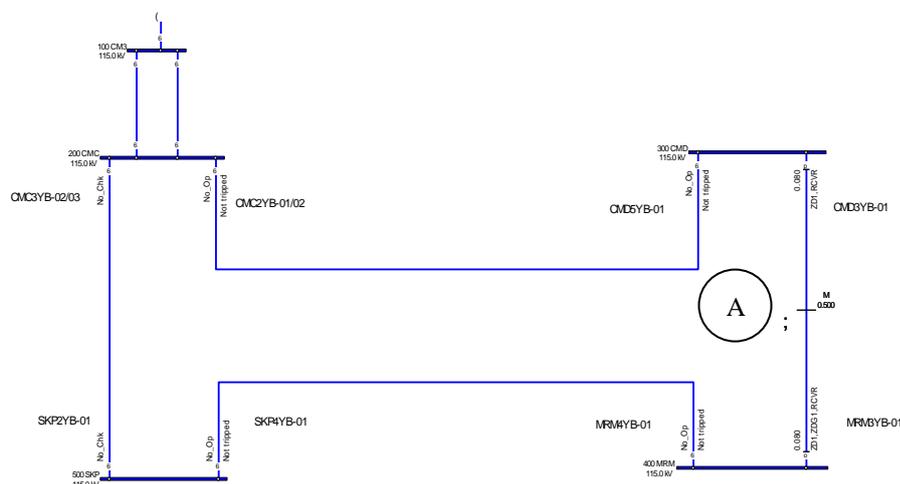
ภาพที่ 78 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 15% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) – สถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) ระยะทาง 15% ของสายส่ง ตามภาพที่ 78 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) เบรกเกอร์หัด CMD3YB-01ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) เบรกเกอร์หัด MRM3YB-01ทำงานด้วยการรับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทาง CMD3YB-01ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทริปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 50% ของสายส่ง



ภาพที่ 79 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 50% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

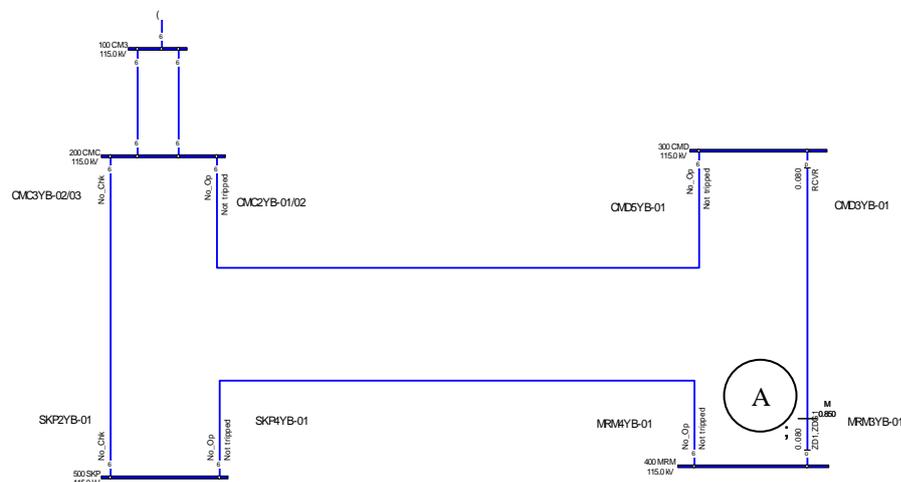
ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) – สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) ระยะทาง 50% ของสายส่ง ตามภาพที่ 79 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD) เบรกเกอร์รหัส CMD3YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080วินาที พร้อมกับได้รับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทาง รหัส MRM3YB-01

- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM) เบรกเกอร์รหัส MRM3YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080วินาที พร้อมกับรับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทาง CMD3YB-01

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทริปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 85% ของสายส่ง



ภาพที่ 80 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 ระยะทาง 85% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

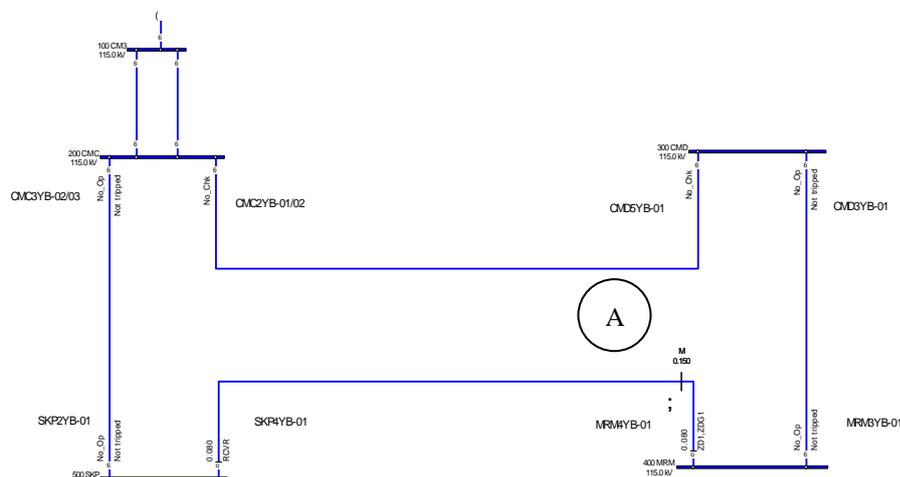
ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) – สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) ระยะทาง 85% ของสายส่ง ตามภาพที่ 80 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแม่ริม (MRM) เบรกเกอร์ห้ส MRM3YB-01ทำงานด้วย โชน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD) เบรกเกอร์ห้ส CMD3YB-01 ทำงานด้วยการรับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทาง MRM3YB-01 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทริปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

1.4.2.3 เกิดกระแสลัดวงจรสายส่งช่วงสถานีแม่ริม – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแม่ริม ระยะทาง 15% ของสายส่ง



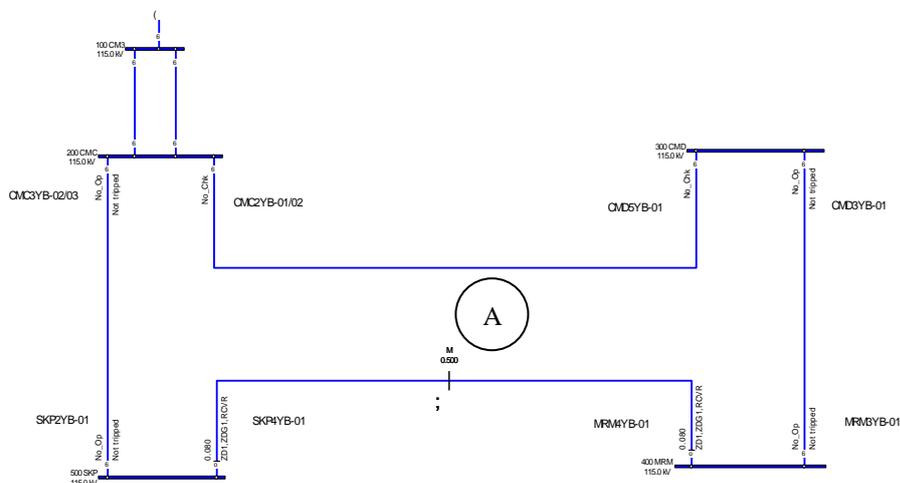
ภาพที่ 81 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าแม่ริม ระยะทาง 15% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM) – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM) ระยะทาง 15% ของสายส่งตามภาพที่ 81 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแม่ริม(MRM) เบรกเกอร์รีแฮต MRM4YB-01ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) เบรกเกอร์รีแฮต SKP4YB-01ทำงานด้วยการรับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทาง MRM4YB-01 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทริปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม ระยะทาง 50% ของสายส่ง



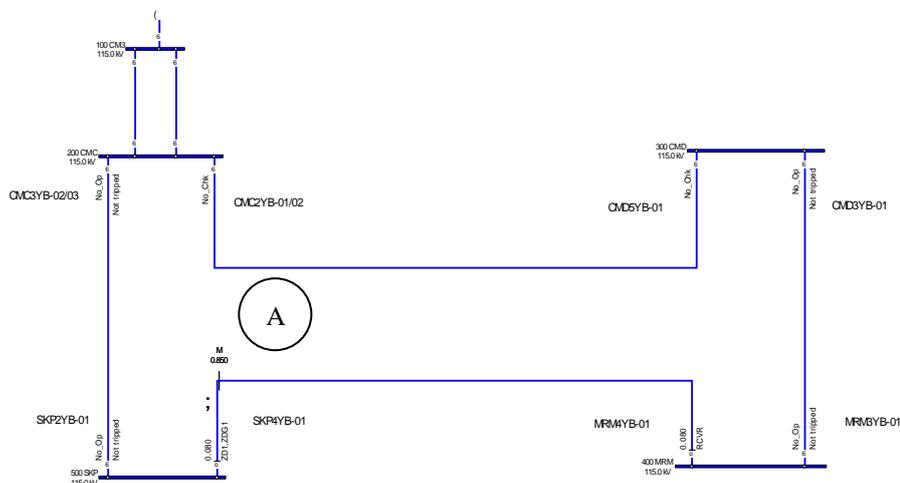
ภาพที่ 82 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม ระยะทาง 50% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) ระยะทาง 50% ของสายส่ง ตามภาพที่ 82 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) เบรกเกอร์รหัส MRM4YB-01ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที พร้อมกับได้รับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทางรหัส SKP4YB-01
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) เบรกเกอร์รหัส SKP4YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที พร้อมกับได้รับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทางรหัส MRM4YB-01

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทริปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม ระยะทาง 85% ของสายส่ง



ภาพที่ 83 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม ระยะทาง 85% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

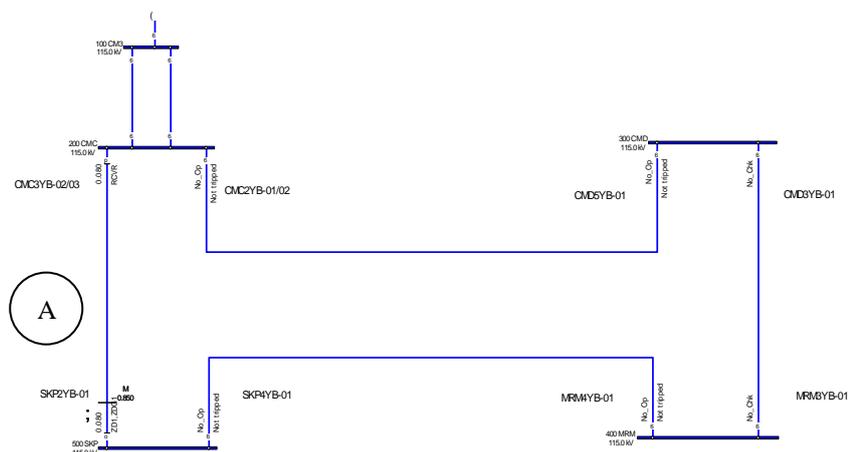
ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) ระยะทาง 85% ของสายส่ง ตามภาพที่ 83 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) เบรกเกอร์ห้ส SKP4YB-01 ทำงานด้วย โชน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกัน รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าแมริม(MRM) เบรกเกอร์ห้ส MRM4YB-01 ทำงานด้วยการรับสัญญาณทรูปจากรีเลย์ระยะทาง SKP4YB-01 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทรูปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

1.4.2.4 เกิดกระแสลัดวงจรสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าสันกำแพง – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง ระยะทาง 15% ของสายส่ง



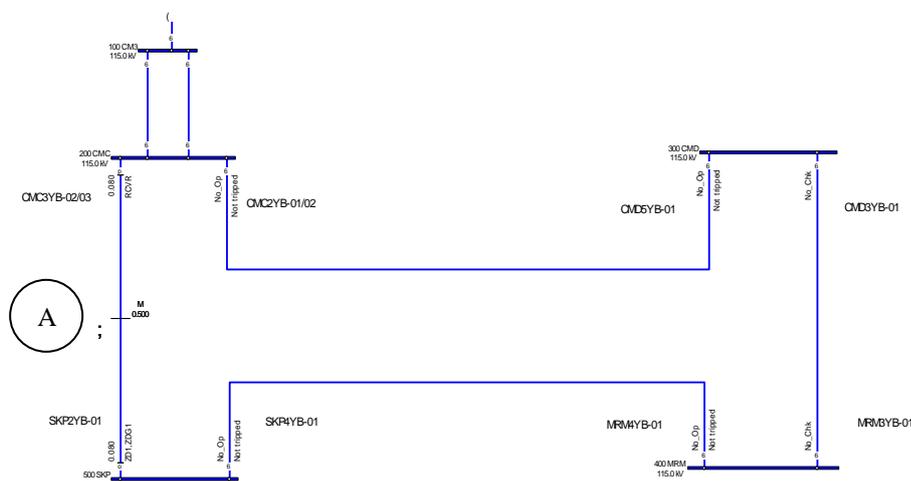
ภาพที่ 84 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง ระยะทาง 15% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP)ระยะทาง 15% ของสายส่ง ตามภาพที่ 84 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP) เบรกเกอร์รหัส SKP2YB-01 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) เบรกเกอร์รหัส CMC3YB-02/03 ทำงานด้วยการรับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทาง SKP2YB-01 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทริปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง ระยะทาง 50% ของสายส่ง



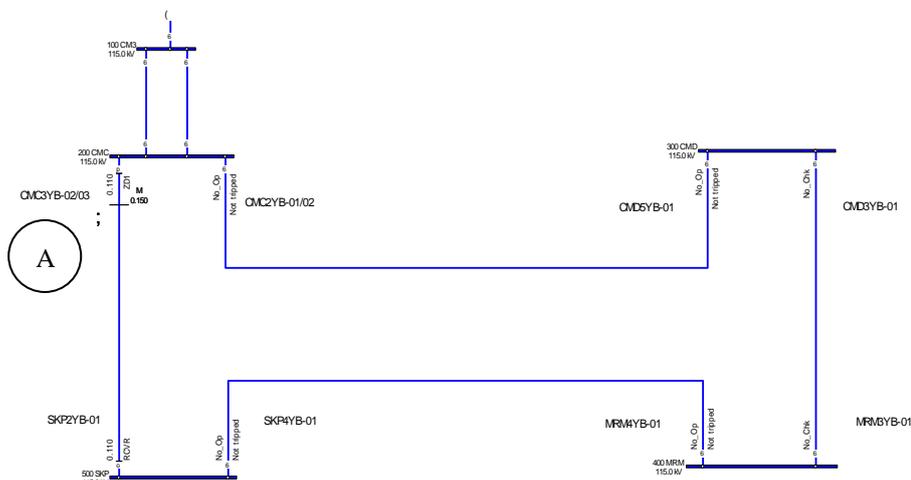
ภาพที่ 85 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง ระยะทาง 50% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง(SKP) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าส่งกำลัง(SKP)ระยะทาง 50% ของสายส่ง ตามภาพที่ 85 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าส่งกำลัง (SKP) เบรกเกอร์รหัส SKP2YB-01 ทำงานด้วย โชน 1 ใช้เวลา 0.080 วินาที
- ขณะเดียวกันรีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) เบรกเกอร์รหัส CMC3YB-02/03 ทำงานด้วยการรับสัญญาณトリจากรีเลย์ระยะทาง SKP2YB-01 ใช้เวลา 0.080 วินาที

ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์トリพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

- จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง ระยะทาง 85% ของสายส่ง



ภาพที่ 86 จุดเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟสห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง ระยะทาง 85% ของสายส่ง กรณีมีระบบสื่อสาร

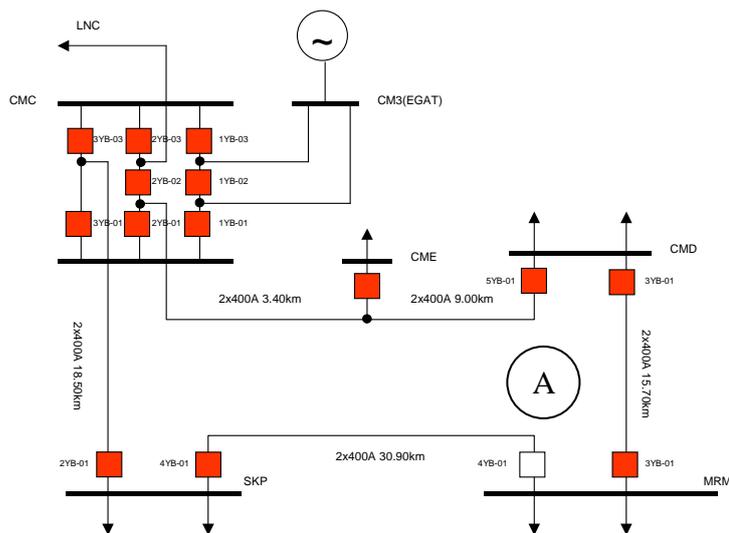
ผลการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร โดยการจำลองการเกิดกระแสลัดวงจรแบบสามเฟส(Three Phase Fault)บริเวณสายส่งช่วงสถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SK P) – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) จุดเกิดกระแสลัดวงจรห่างจากสถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SK P)ระยะทาง 85% ของสายส่ง ตามภาพที่ 86 จะเห็นได้ว่าเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรที่จุด A รีเลย์ระยะทางทำงานดังนี้

- รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3(CMC) เบรกเกอร์ห้ส CMC3YB-02/03 ทำงานด้วยโซน 1 ใช้เวลา 0.110 วินาที
- ขณะเดียวกัน รีเลย์ระยะทางที่สถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SK P) เบรกเกอร์ห้ส SKP2YB-01 ทำงานด้วยการรับสัญญาณทริปจากรีเลย์ระยะทาง CMC3YB-02/03 ใช้เวลา 0.110 วินาที

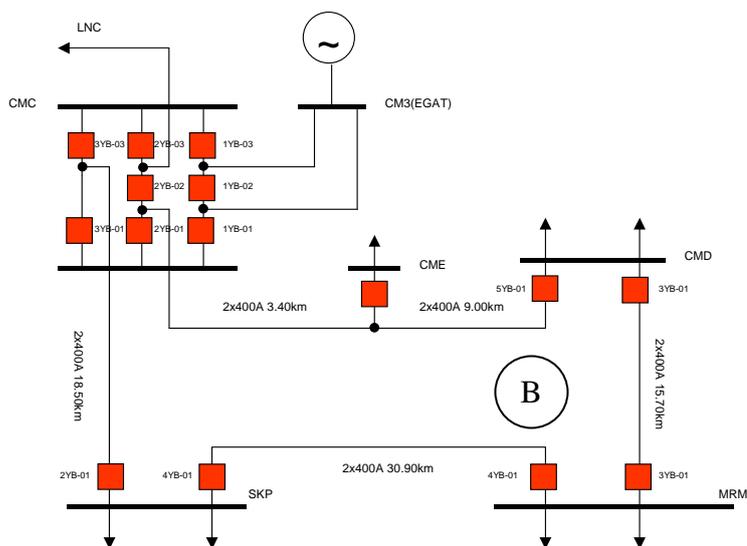
ผลลัพธ์จากการทำงานของรีเลย์ระยะทางเป็นการทำงานที่ถูกต้องตามค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่กำหนดไว้เนื่องจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ทริปพร้อมกันทั้งด้านต้นทางและปลายทางแบบทันทีทันใด

วิจารณ์

- - เซอร์กิตเบรกเกอร์สถานะปิดวงจร
- เซอร์กิตเบรกเกอร์สถานะเปิดวงจร



ภาพที่ 87 รูปแบบการจ่ายไฟระบบ 115 เควีแบบวงจรรอบเปิด



ภาพที่ 88 รูปแบบการจ่ายไฟระบบ 115 เควีแบบวงจรรอบปิด

รูปแบบการจ่ายไฟระบบ 115 เควี แบบวงรอบเปิดจะมีการเปิดวงจรอุปกรณ์ป้องกันที่สถานีไฟฟ้าแมร์ม(MRM) อุปกรณ์ป้องกันรหัส 4YB-01 ที่จุด A ดังภาพที่ 87 และแบบวงรอบปิดจะมีการปิดวงจรอุปกรณ์ป้องกันที่สถานีไฟฟ้าแมร์ม(MRM) อุปกรณ์ป้องกันรหัส 4YB-01 ที่จุด B ดังภาพที่ 88

1. การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า

ศึกษาโดยใช้โปรแกรม DIgSILENT version 13.0 โดยกำหนดแรงดันต้นทางที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 มีค่าเท่ากับ 118.04 kV เท่ากันทั้งกรณีวงรอบเปิดและวงรอบปิด พบว่าทั้ง 2 กรณีมีค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 5 โดยแบบวงรอบปิดมีค่า 117.71 kV ซึ่งสูงกว่าแบบวงรอบเปิดแสดงดังตารางที่ 13 ค่ากำลังไฟฟ้าที่ได้จากการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า พบว่าค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่ง 115 kV กรณีรูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบเปิดมีค่ากำลังไฟฟ้าไหลผ่านสูงสุดช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 5 มีค่าเท่ากับ 80.33 MW โดยที่มีค่าลดลงเป็น 69.87 MW เมื่อมีรูปแบบเป็นวงรอบปิดซึ่งทั้ง 2 กรณีมีค่ากำลังไฟฟ้าไหลผ่านไม่เกินพิกัดของสายไฟฟ้าขนาด 2x400A SD ตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแสดงดังตารางที่ 14 สำหรับค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของสายส่งพบว่ากรณีแบบวงรอบปิดมีค่าเท่ากับ 0.49 MW พบว่าค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของรูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดมีค่าต่ำกว่ารูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบเปิดซึ่งเท่ากับ 0.52 MW แสดงดังตารางที่ 15

ตารางที่ 13 ค่าแรงดันไฟฟ้า

สถานีไฟฟ้า	แรงดันไฟฟ้า(kV)	
	วงรอบเปิด (Open Loop)	วงรอบปิด (Closed Loop)
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC)	118.04	118.04
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 5(CME)	117.66	117.71
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4(CMD)	116.76	116.95
สถานีไฟฟ้าแมร์ม(MRM)	115.99	116.41
สถานีไฟฟ้าสันกำแพง(SKP)	117.12	116.85

ตารางที่ 14 ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งระบบ 115 เควี

ระบบสายส่ง 115 kV ช่วง	ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านระบบสายส่ง (MW)	
	วงรอบเปิด	วงรอบปิด
	(Open Loop)	(Closed Loop)
สถานีฯ เชียงใหม่ 3(CMC) – สถานีฯ เชียงใหม่ 5 (CME)	80.33	69.87
สถานีฯ เชียงใหม่ 5(CME) – สถานีฯ เชียงใหม่ 4 (CMD)	75.40	64.96
สถานีฯ เชียงใหม่ 4(CMD) – สถานีฯ แม่ริม (MRM)	45.21	34.82
สถานีฯ แม่ริม(MRM) – สถานีฯ สันกำแพง (SKP)	0.00	10.35
สถานีฯ สันกำแพง(SKP) – สถานีฯ เชียงใหม่ 3 (CMC)	46.44	56.86

ตารางที่ 15 ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของสายส่ง

รูปแบบการจ่ายไฟ	วงรอบเปิด	วงรอบปิด
	(Open Loop)	(Closed Loop)
ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย (MW)	0.52	0.49

2. การวิเคราะห์กระแสไฟฟ้าลัดวงจร

ศึกษาโดยใช้โปรแกรม DIgSILENT version 13.0 ผลการวิเคราะห์กระแสไฟฟ้าลัดวงจร โดยกรณีรูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดค่ากระแสลัดวงจรมีค่าสูงกว่ารูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบเปิด แสดงผลดังตารางที่ 16 แต่ค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจรที่เพิ่มขึ้นดังกล่าว มีค่าไม่เกินพิกัดค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจรของอุปกรณ์ ไฟฟ้าที่อยู่ในระบบไฟฟ้า

ตารางที่ 16 ค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจร

สถานีไฟฟ้า	กระแสไฟฟ้าลัดวงจร(kA)							
	วงรอบเปิด (Open Loop)				วงรอบปิด (Closed Loop)			
	SLG	L-L	L-L-G	3 Phase	SLG	L-L	L-L-G	3 Phase
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC)	7.94	7.38	9.59	8.53	7.94	7.38	9.59	8.53
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 5 (CME)	6.47	6.67	8.10	7.70	6.52	6.70	8.15	7.73
สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD)	4.32	5.30	5.93	6.13	4.66	5.56	6.25	6.41
สถานีไฟฟ้าแม่ริม (MRM)	2.73	3.91	4.14	4.51	3.59	4.71	5.15	5.44
สถานีไฟฟ้าสันกำแพง (SKP)	3.53	4.66	5.08	5.38	4.07	5.11	5.67	5.90

3. การวิเคราะห์การออกแบบระบบป้องกันสายส่ง 115 เควี โดยใช้รีเลย์ระยะทางร่วมกับระบบสื่อสารสำหรับรูปแบบการจ่ายไฟระบบ 115 เควี แบบวงรอบปิด(Closed Loop)

3.1 การจำลองการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบไม่มีระบบสื่อสารโดยใช้โปรแกรม

CAPE

กรณีรูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดแบบไม่มีระบบสื่อสารพบว่าเมื่อจำลองเกิดความผิดปกติแบบสามเฟสที่ระยะทาง 15% ,50% และ 85% ของสายส่งแต่ละช่วง แสดงผลดังตารางที่ 17 พบว่ารีเลย์ระยะทางสามารถทำงานได้ถูกต้องตามค่าการปรับตั้งดั้งเดิมกล่าวคือ ก) เมื่อเกิดความผิดปกติที่ระยะทาง 15 % รีเลย์ต้นทางทริปด้วยโซน 1 เวลาแบบทันทีทันใด รีเลย์ปลายทางทริปด้วยโซน 2 ด้วยเวลาของโซน 2 , ข) เมื่อเกิดความผิดปกติที่ระยะทาง 50 % รีเลย์ทั้งทางด้านต้นทางและปลายทางทริปด้วยโซน 1 ด้วยเวลาทันทีทันใด, ค) เมื่อเกิดความผิดปกติที่ระยะทาง 85% รีเลย์ต้นทางทริปด้วยโซน 2 ด้วยเวลาของโซน 2 รีเลย์ปลายทางทริปด้วยโซน 1 ด้วยเวลาแบบทันทีทันใด

ตารางที่ 17 การจำลองการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีไม่มีระบบสื่อสาร

สายส่งช่วง	กระแสลัดวงจรระยะทาง 15%				กระแสลัดวงจรระยะทาง 50 %				กระแสลัดวงจรระยะทาง 85%			
	ต้นทาง		ปลายทาง		ต้นทาง		ปลายทาง		ต้นทาง		ปลายทาง	
	Zone	Time (Sec)	Zone	Time (Sec)	Zone	Time (Sec)	Zone	Time (Sec)	Zone	Time (Sec)	Zone	Time (Sec)
เชียงใหม่ 3 – เชียงใหม่ 4	Z1	0.110	Z2	0.380	Z1	0.110	Z1	0.080	Z2	0.410	Z1	0.080
เชียงใหม่ 4 – แม่ริม	Z1	0.080	Z2	0.380	Z1	0.080	Z1	0.080	Z2	0.380	Z1	0.080
แม่ริม – สันกำแพง	Z1	0.080	Z2	0.380	Z1	0.080	Z1	0.080	Z2	0.380	Z1	0.080
สันกำแพง – เชียงใหม่ 3	Z1	0.080	Z2	0.410	Z1	0.080	Z1	0.110	Z2	0.380	Z1	0.110

3.2 การจำลองการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบมีระบบสื่อสารโดยใช้โปรแกรม CAPE

กรณีรูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดแบบมีระบบสื่อสารพบว่าเมื่อจำลองเกิดความผิดปกติแบบสามเฟส ที่ระยะทาง 15% ,50% และ 85% ของสายส่งแต่ละช่วง แสดงผลดังตารางที่ 18 พบว่ารีเลย์ระยะทางสามารถทำงานได้ถูกต้องตามค่าการปรับตั้งดั้งเดิม กล่าวคือ ก) เมื่อเกิดความผิดปกติที่ระยะทาง 15 % รีเลย์ต้นทางและปลายทางทริปพร้อมกันด้วยเวลาแบบทันทีทันใด, ข) เมื่อเกิดความผิดปกติที่ระยะทาง 50 % รีเลย์ต้นทางและปลายทางทริปพร้อมกันด้วยเวลาแบบทันทีทันใด, ค) เมื่อเกิดความผิดปกติที่ระยะทาง 85% รีเลย์ต้นทางและปลายทางทริปพร้อมกันด้วยเวลาแบบทันทีทันใด

ตารางที่ 18 การจำลองการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมีระบบสื่อสาร

สายส่งช่วง	กระแสลัดวงจรระยะทาง 15%				กระแสลัดวงจรระยะทาง 50 %				กระแสลัดวงจรระยะทาง 85%			
	ต้นทาง		ปลายทาง		ต้นทาง		ปลายทาง		ต้นทาง		ปลายทาง	
	Zone	Time (Sec)	Zone	Time (Sec)	Zone	Time (Sec)	Zone	Time (Sec)	Zone	Time (Sec)	Zone	Time (Sec)
เชียงใหม่ 3 – เชียงใหม่ 4	Z1	0.110	RCVR	0.110	Z1	0.080	RCVR	0.080	RCVR	0.080	Z1	0.080
เชียงใหม่ 4 – แม่ริม	Z1	0.080	RCVR	0.080	Z1	0.080	RCVR	0.080	RCVR	0.080	Z1	0.080
แม่ริม – สันกำแพง	Z1	0.080	RCVR	0.080	Z1	0.080	RCVR	0.080	RCVR	0.080	Z1	0.080
สันกำแพง – เชียงใหม่ 3	Z1	0.080	RCVR	0.080	Z1	0.080	RCVR	0.080	RCVR	0.110	Z1	0.110

สรุป

จากผลการวิจัยพบว่ามีความเหมาะสมในการปรับปรุงรูปแบบจากวงรอบเปิดเป็นวงรอบปิดของการจ่ายไฟสายส่งระบบ 115 kV ช่วงสถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 – สถานีไฟฟ้าแมริม – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง- สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 เนื่องจากมีข้อดีคือสามารถเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในช่วงระบบสายส่ง 115 kV ดังกล่าวได้ กล่าวคือเมื่อเกิดความผิดปกติในช่วงสายส่งตำแหน่งใดๆที่อยู่ในวงรอบปิดจะทำให้ระบบป้องกันตรวจจับการเกิดความผิดปกติได้และสั่งปลดอุปกรณ์ป้องกันต้นทางและปลายทางออก โดยไม่ทำให้สถานีไฟฟ้าที่อยู่ในวงรอบปิดเกิดปัญหาไฟฟ้าดับ

ผลจากการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าพบว่ามีข้อดีที่ได้จากการจ่ายไฟสายส่งระบบ 115 kV แบบวงรอบปิดคือทำให้แรงดันไฟฟ้าที่บัสที่อยู่ในวงรอบปิดมีค่าเพิ่มสูงขึ้นเป็นผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของสายส่ง ระบบ 115 kV มีค่าลดลง โดยที่ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านระบบสายส่งมีค่าไม่เกินพิกัดของสายไฟฟ้า

ผลจากการวิเคราะห์กระแสไฟฟ้าลัดวงจรพบว่าค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจรกรณีรูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดมีค่าเพิ่มสูงขึ้นและมีค่าไม่เกินพิกัดกระแสไฟฟ้าลัดวงจรของอุปกรณ์ทำให้ไม่ต้องเปลี่ยนอุปกรณ์ในระบบ

ผลจากการจำลองการทำงานของระบบป้องกันสายส่งระบบ 115 kV โดยใช้รีเลย์ระยะทางร่วมกับระบบสื่อสารกรณีรูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดพบว่า กรณีไม่มีระบบสื่อสารรีเลย์ระยะทางยังคงสามารถทำงานได้ถูกต้องตามหลักการป้องกันระบบไฟฟ้ากำลังโดยใช้ค่าการปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันเดิม ซึ่งเป็นรูปแบบการทำงานของเวลาแบบขั้นบันได แต่ในกรณีมีระบบสื่อสารจะทำให้ระบบป้องกันสายส่งมีความสมบูรณ์มากขึ้นกล่าวคือสามารถป้องกันสายส่งได้ครอบคลุม 100 % ของระยะความยาวสายส่งด้วยความเร็วในการเปิดวงจรแบบทันทีทันใดพร้อมกันทั้งต้นทางและปลายทางของสายส่งเป็นผลให้ระบบไฟฟ้ามีเสถียรภาพเพิ่มมากขึ้น

เอกสารและสิ่งอ้างอิง

สันติ อัสวศรีพงษ์ธร. 2548. วิศวกรรมการป้องกันระบบไฟฟ้ากำลัง **Module 1.**

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, กรุงเทพฯ.

สันติ อัสวศรีพงษ์ธร. 2548. วิศวกรรมการป้องกันระบบไฟฟ้ากำลัง **Module 2.**

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, กรุงเทพฯ.

ชำนาญ ห่อเกียรติ. 2548. การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง. คณะวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, กรุงเทพฯ.

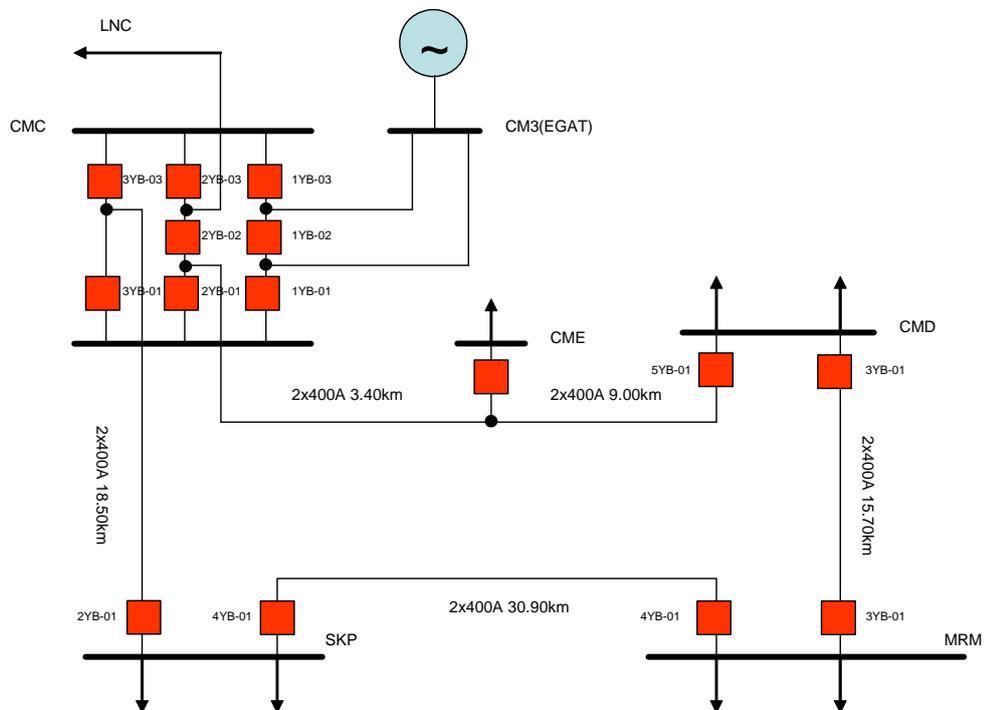
William D. Stevenson. 1982. **Element of Power System Analysis**, New York

IEEE Std.242-1986. 1986. **Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power System(Buff Book)**, New York

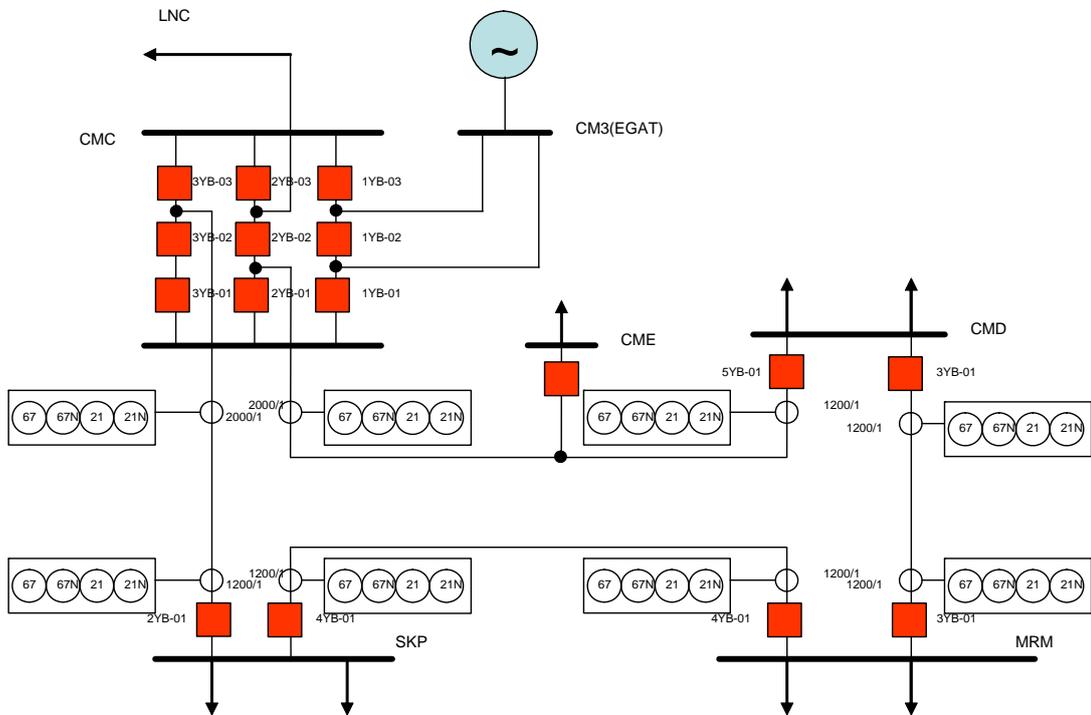
IEEE Guide for AC Generation Protection. 1987. **C37-102-1987**, New York

J.Lewis Blackburn.Marcel Dekker. 1987. **Protective Relaying Principles And Applications**,
New York

ภาคผนวก



ภาพผนวกที่ 1 แผนผังเส้นเดียวของระบบไฟฟ้ากำลัง



ภาพผนวกที่ 2 แผนผังระบบป้องกันสายส่ง

ตารางผนวกที่ 1 ค่าอิมพีแดนซ์ของแหล่งจ่ายไฟ

ลำดับที่	3 Phase Fault (kA)	แรงดัน (kV)	Impedance(pu)			
			R1	X1	R0	X0
1	8.548	115	0.00798	0.05819	0.00354	0.05746

ตารางผนวกที่ 2 ค่าอิมพีแดนซ์สายส่งระบบ 115 kV

ลำดับ ที่	จาก	ถึง	ชนิด สาย ส่ง	ขนาด (mm ²)	ความ ยาว (km)	Impedance (ohm)			
						R1	X1	R0	X0
1	CM3	CMC	SD	2x400A	0.10	0.00429	0.02677	0.02135	0.13294
2	CM3	CMC	SD	2x400A	0.10	0.00429	0.02677	0.02135	0.13294
3	CMC	CME	SD	2x400A	3.40	0.1459824	0.91018	0.725798	4.51996
4	CME	CMD	SD	2x400A	9.00	0.3864240	2.40930	1.92123	11.9646
5	CMD	MRM	SD	2x400A	15.70	0.6740952	4.20289	3.351479	20.8715
6	MRM	SKP	SD	2x400A	30.90	1.3267224	8.27193	6.596273	41.07846
7	SKP	CMC	SD	2x400A	18.50	0.794316	4.95245	3.949195	24.5939

ตารางผนวกที่ 3 ค่าโหลดสูงสุดที่สถานีไฟฟ้า ข้อมูลเดือน มีนาคม 2551

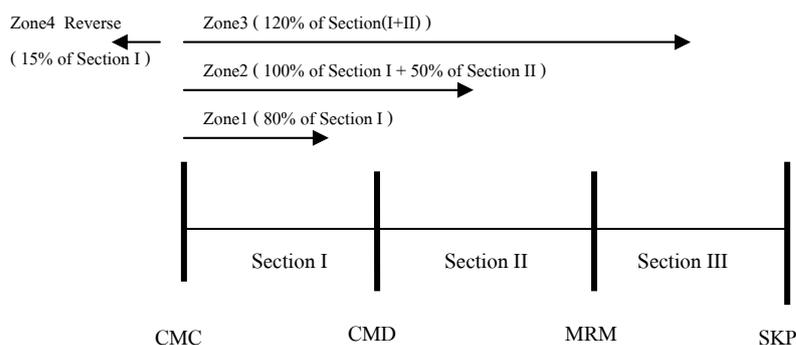
ลำดับที่	Substation		Peak Load	
			P(MW)	Q(Mvar)
1	CMD	TP1	19.70	11.20
		TP2	10.30	5.10
2	MRM	TP1	23.20	6.10
		TP2	21.90	7.80
3	SKP	TP1	23.60	6.20
		TP2	22.70	7.60
4	CME	TP1	4.85	3.50
5	Line115	LNC,LND	62.00	27.70

ข้อมูลการคำนวณการปรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทาง

Substation : สถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 3 (CMC)

Protection Line : CMC2YB-01/02 สถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 3 – สถานีไฟฟ้าเชิงใหม่ 4

Distance Relay : Micom P441 Areva



ภาพผนวกที่ 3 การปรับตั้งโซนของรีเลย์ระยะทาง CMC2YB-01/02

1. System data

Line impedance (2x400A:SD) : $Z1 = 0.042936 + j0.2677$ ohm/km

$$Z2 = Z1$$

$Z0 = 0.21347 + j1.3294$ ohm/km

Line Length : Section I = 12.40 km.

Section II = 15.70 km.

Section III = 30.90 km.

CT ratio : 2000/1

VT ratio : 115000/115

2. Zone Reach

2.1 Line Impedance

$$CT \text{ ratio} = 2000/1 = 2000$$

$$VT \text{ ratio} = 115000/115 = 1000$$

$$CTR/VTR = 2000/1000 = 2$$

$$\text{Line Impedance Secondary} = (CTR/VTR) \times \text{Line impedance primary}$$

2.2 Zone 1 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone1 reach} &= 80\% \text{ of Section I} \\
 &= 0.8 \times 12.40 \times (0.042936 + j0.2677) \times 2 \\
 &= 0.85185 + j5.31117 \\
 &= 5.37905 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone1 reach} &= 5.38 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.3 Zone 2 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone2 reach} &= 100\% \text{ of Section I} + 50\% \text{ of Section II} \\
 &= 1.0 \times 12.40 \times (0.042936 + j0.2677) \times 2 \\
 &\quad + 0.5 \times 15.70 \times (0.042936 + j0.2677) \times 2 \\
 &= 1.73891 + j10.84185 \\
 &= 10.98041 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone2 reach} &= 10.98 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.4 Zone 3 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone3 reach} &= 120\% \text{ of Section (I + II)} \\
 &= 1.2 \times (12.40 + 15.70) \times (0.04294 + j0.2677) \times 2 \\
 &= 2.89560 + j18.05369 \\
 &= 18.28442 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone3 reach} &= 18.28 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.5 Zone 4 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone4 reverse reach} &= 15\% \text{ of Section I} \\
 &= 0.15 \times 12.40 \times (0.04294 + j0.2677) \times 2 \\
 &= 0.15972 + j0.99584 \\
 &= 1.00857 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone3 reach} &= 1.00 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

3. Residual Compensation for Earth Fault Element

$$\begin{aligned}
 \text{Residual Compensation Factor :kZ0} &= (ZL0-ZL1)/3ZL1 \\
 ZL0-ZL1 &= (0.21347 + j1.3294)-(0.042936+j0.2677) \\
 &= 0.17053 + j1.06170 \\
 3ZL1 &= 3x(0.042936 + j0.2677) \\
 &= 0.12881 + j0.80310 \\
 kZ0 &= (0.17053 + j1.06170)/ (0.12881 + j0.80310) \\
 &= 1.32205 - j0.0003 \\
 \text{Actual kZ0} &= 1.32 \angle 0
 \end{aligned}$$

4. Resistive Reach

Load maximum = 250MVA

$$Z_{\min_pri} = kV^2/MVA = 115^2/250 = 52.90 \text{ ohm}$$

$$Z_{\min_sec} = (CTR/VTR) \times Z_{\min_pri} = 2 \times 52.90 = 105.80 \text{ ohm}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Max Rph} &= 60\% \text{ of minimum load impedance} \\
 &= 0.6 \times 105.80 \\
 &= 63.48 \text{ ohm} \\
 R3ph-R4ph &= \text{Max Rph} = 63.48 \text{ ohm} \\
 R2ph &= 80\% \text{ of } (R3ph - R4ph) \\
 &= 0.8 \times 63.48 = 50.78 \text{ ohm} \\
 R1ph &= 80\% \text{ of } (R2ph) \\
 &= 0.8 \times 50.78 = 40.62 \text{ ohm} \\
 \text{Max RG} &= 80\% \text{ of minimum load impedance} \\
 &= 0.8 \times 105.80 \\
 &= 84.64 \text{ ohm} \\
 R3G-R4G &= \text{Max RG} = 84.64 \text{ ohm} \\
 R2G &= 80\% \text{ of } (R3G - RG) \\
 &= 0.8 \times 84.64 = 67.71 \text{ ohm} \\
 R1G &= 80\% \text{ of } (R2G) \\
 &= 0.8 \times 67.71 = 54.17 \text{ ohm}
 \end{aligned}$$

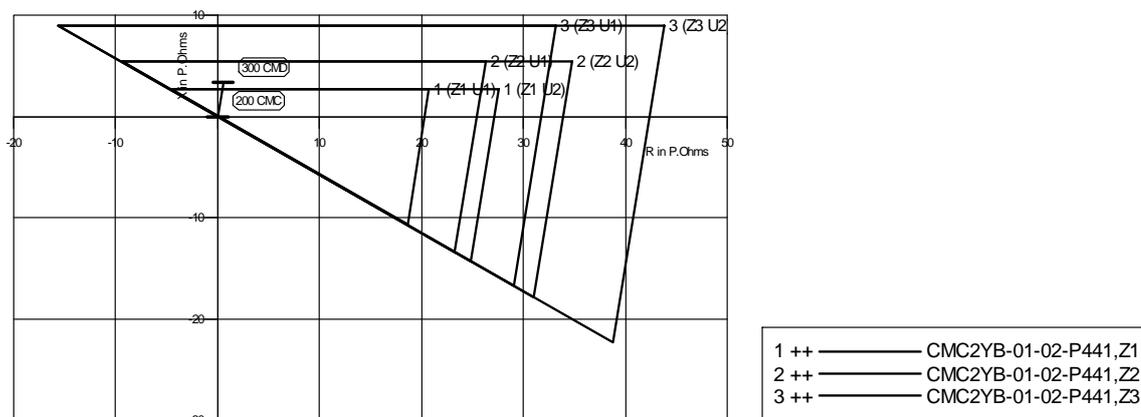
5. Relay Setting

ตารางผนวกที่ 4 ค่ารีเลย์เซตติงของรีเลย์ระยะทางวงจร CMC2YB-01/02

ตัวแปร	ค่าเซตติง
Line Length	12.40
Line Impedance	6.72
Line Angle	80.90
CT ratio	2000
VT ratio	1000
kZ1 Res. Comp	1.32
kZ1 Angle	0
Z1	5.38
R1G	54.17
R1ph	40.62
tZ1	0
kZ2 Res. Comp	1.32
kZ2 Angle	0
Z2	10.98
R2G	67.71
R2ph	50.78
tZ2	0.3
kZ3 Res. Comp	1.32
kZ3 Angle	0
Z3	18.28
R3G	84.64
R3ph	63.48
tZ3	0.6

ตารางผนวกที่ 4 (ต่อ)

ตัวแปร	ค่าเซตคั้ง
kZ4 Res. Comp	1.32
kZ4 Angle	0
Z4	1
R4G	84.64
R4ph	63.48
tZ4	0.6



ภาพผนวกที่ 4 R-X ไดอะแกรมแสดงการทำงานของรีเลย์ระยะทาง วงจร CMC2YB-01/02

6. ค่าเซตติ้งของรีเลย์ระยะทาง วงจร CMC2YB-01/02 จากโปรแกรม CAPE

Substation: CMC

LZOP: "CMC2YB-01-02" (LINE)

Line Impedance: 3.362 P. Ohms @ 80.89 deg.

CMC2YB-01-02-P441 Tag: 12

Model P44x

Style P441111B1A0**0*

1. Distance Z1 Zone 1

Branch Main CT: 200-300 Ckt 2 (115.0 kV) to 300 CMD (CMD)

VT at bus 200 (115.0 kV)

CTR 2000.0 @0 VTR 1000.0 @0 CTR/VTR 2.000

Unit 1: P-P

Reach Setting 2.69 P. Ohms @ 80.9 deg.

Unit 2: P-G

Reach Setting 2.69 P. Ohms @ 80.9 deg.

2. Distance Z2 Zone 2

Branch Main CT: 200-300 Ckt 2 (115.0 kV) to 300 CMD (CMD)

VT at bus 200 (115.0 kV)

CTR 2000.0 @0 VTR 1000.0 @0 CTR/VTR 2.000

Unit 1: P-P

Reach Setting 5.49 P. Ohms @ 80.9 deg.

Unit 2: P-G

Reach Setting 5.49 P. Ohms @ 80.9 deg.

3. Distance Z3 Zone 3

Branch Main CT: 200-300 Ckt 2 (115.0 kV) to 300 CMD (CMD)

VT at bus 200 (115.0 kV)

CTR 2000.0 @0 VTR 1000.0 @0 CTR/VTR 2.000

Unit 1: P-P

Reach Setting 9.14 P. Ohms @ 80.9 deg.

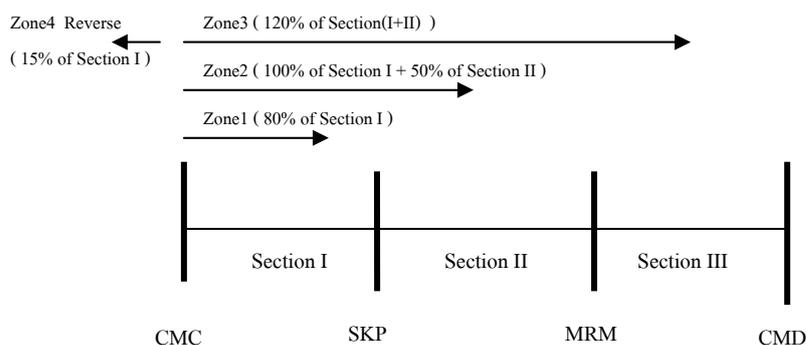
Unit 2: P-G

Reach Setting 9.14 P. Ohms @ 80.9 deg.

Substation : สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 (CMC)

Protection Line : CMC3YB-02,3YB-03 สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3 – สถานีไฟฟ้าสันกำแพง

Distance Relay : Micom P441 Areva



ภาพผนวกที่ 5 การปรับตั้งโซนของรีเลย์ระยะทาง CMC3YB-02,3YB-03

1. System data

Line impedance (2x400A:SD) : $Z1 = 0.042936 + j0.2677$ ohm/km

$$Z2 = Z1$$

$Z0 = 0.21347 + j1.3294$ ohm/km

Line Length : Section I = 18.50 km.

Section II = 30.90 km.

Section III = 15.70 km.

CT ratio : 2000/1

VT ratio : 115000/115

2. Zone Reach

2.1 Line Impedance

$$CT \text{ ratio} = 2000/1 = 2000$$

$$VT \text{ ratio} = 115000/115 = 1000$$

$$CTR/VTR = 2000/1000 = 2$$

$$\text{Line Impedance Secondary} = (CTR/VTR) \times \text{Line impedance primary}$$

2.2 Zone 1 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone1 reach} &= 80\% \text{ of Section I} \\
 &= 0.8 \times 18.50 \times (0.042936 + j0.2677) \times 2 \\
 &= 1.27091 + j7.92392 \\
 &= 8.02519 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone1 reach} &= 8.03 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.3 Zone 2 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone2 reach} &= 100\% \text{ of Section I} + 50\% \text{ of Section II} \\
 &= 1.0 \times 18.50 \times (0.042936 + j0.2677) \times 2 \\
 &\quad + 0.5 \times 30.90 \times (0.042936 + j0.2677) \times 2 \\
 &= 2.91535 + j18.17683 \\
 &= 18.40914 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone2 reach} &= 18.41 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.4 Zone 3 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone3 reach} &= 120\% \text{ of Section (I + II)} \\
 &= 1.2 \times (18.50 + 30.90) \times (0.04294 + j0.2677) \times 2 \\
 &= 5.09049 + j31.73851 \\
 &= 32.14415 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone3 reach} &= 32.14 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.5 Zone 4 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone4 reverse reach} &= 15\% \text{ of Section I} \\
 &= 0.15 \times 18.50 \times (0.04294 + j0.2677) \times 2 \\
 &= 0.23829 + j1.48574 \\
 &= 1.50472 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone3 reach} &= 1.50 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

3. Residual Compensation for Earth Fault Element

$$\begin{aligned}
 \text{Residual Compensation Factor :kZ0} &= (ZL0-ZL1)/3ZL1 \\
 ZL0-ZL1 &= (0.21347 + j1.3294)-(0.042936+j0.2677) \\
 &= 0.17053 + j1.06170 \\
 3ZL1 &= 3x(0.042936 + j0.2677) \\
 &= 0.12881 + j0.80310 \\
 kZ0 &= (0.17053 + j1.06170)/ (0.12881 + j0.80310) \\
 &= 1.32205 - j0.0003 \\
 \text{Actual kZ0} &= 1.32 \angle 0 1.32/0
 \end{aligned}$$

4. Resistive Reach

Load maximum = 250MVA

$$Z_{\min_pri} = kV^2/MVA = 115^2/250 = 52.90 \text{ ohm}$$

$$Z_{\min_sec} = (CTR/VTR) \times Z_{\min_pri} = 2 \times 52.90 = 105.80 \text{ ohm}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Max Rph} &= 60\% \text{ of minimum load impedance} \\
 &= 0.6 \times 105.80 \\
 &= 63.48 \text{ ohm} \\
 \text{R3ph-R4ph} &= \text{Max Rph} = 63.48 \text{ ohm} \\
 \text{R2ph} &= 80\% \text{ of (R3ph - R4ph)} \\
 &= 0.8 \times 63.48 = 50.78 \text{ ohm} \\
 \text{R1ph} &= 80\% \text{ of (R2ph)} \\
 &= 0.8 \times 50.78 = 40.62 \text{ ohm} \\
 \text{Max RG} &= 80\% \text{ of minimum load impedance} \\
 &= 0.8 \times 105.80 \\
 &= 84.64 \text{ ohm} \\
 \text{R3G-R4G} &= \text{Max RG} = 84.64 \text{ ohm} \\
 \text{R2G} &= 80\% \text{ of (R3G - R4G)} \\
 &= 0.8 \times 84.64 = 67.71 \text{ ohm} \\
 \text{R1G} &= 80\% \text{ of (R2G)} \\
 &= 0.8 \times 67.71 = 54.17 \text{ ohm}
 \end{aligned}$$

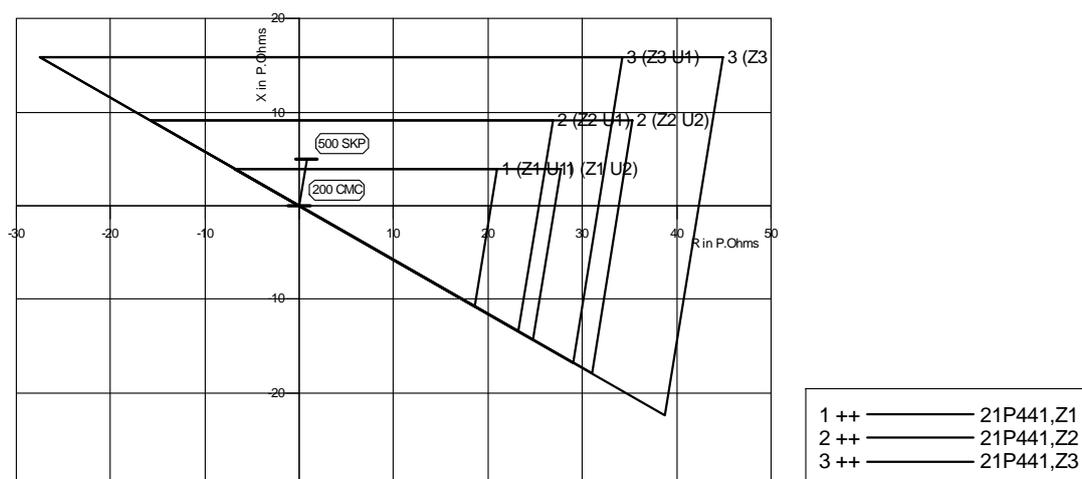
5. Relay Setting

ตารางผนวกที่ 5 ค่ารีเลย์เซตติงของรีเลย์ระยะทางวงจร CMC3YB-02/03

ตัวแปร	ค่าเซตติง
Line Length	18.50
Line Impedance	10.03
Line Angle	80.90
CT ratio	2000
VT ratio	1000
kZ1 Res. Comp	1.32
kZ1 Angle	0
Z1	8.03
R1G	54.17
R1ph	40.62
tZ1	0
kZ2 Res. Comp	1.32
kZ2 Angle	0
Z2	18.41
R2G	67.71
R2ph	50.78
tZ2	0.3
kZ3 Res. Comp	1.32
kZ3 Angle	0
Z3	32.14
R3G	84.64
R3ph	63.48
tZ3	0.6

ตารางผนวกที่ 5 (ต่อ)

ตัวแปร	ค่าเซตคั้ง
kZ4 Res. Comp	1.32
kZ4 Angle	0
Z4	1.50
R4G	84.64
R4ph	63.48
tZ4	0.6



ภาพผนวกที่ 6 R-X ไดอะแกรมแสดงการทำงานของรีเลย์ระยะทาง วงจร CMC3YB-02/03

6. ค่าเซตติ้งของรีเลย์ระยะทาง วงจร CMC3YB-02/03 จากโปรแกรม CAPE

Substation: CMC

LZOP: "CMC3YB-02-03" (LINE)

Line Impedance: 5.016 P. Ohms @ 80.89 deg.

21P441 Tag: 27

Model P44x

Style P441111B1A0**0*

1. Distance Z1 Zone 1

Branch Main CT: 200-500 Ckt 1 (115.0 kV) to 500 SKP (SKP)

VT at bus 200 (115.0 kV)

CTR 2000.0 @0 VTR 1000.0 @0 CTR/VTR 2.000

Unit 1: P-P

Reach Setting 4.02 P. Ohms @ 80.9 deg.

Unit 2: P-G

Reach Setting 4.02 P. Ohms @ 80.9 deg.

2. Distance Z2 Zone 2

Branch Main CT: 200-500 Ckt 1 (115.0 kV) to 500 SKP (SKP)

VT at bus 200 (115.0 kV)

CTR 2000.0 @0 VTR 1000.0 @0 CTR/VTR 2.000

Unit 1: P-P

Reach Setting 9.21 P. Ohms @ 80.9 deg.

Unit 2: P-G

Reach Setting 9.21 P. Ohms @ 80.9 deg.

3. Distance Z3 Zone 3

Branch Main CT: 200-500 Ckt 1 (115.0 kV) to 500 SKP (SKP)

VT at bus 200 (115.0 kV)

CTR 2000.0 @0 VTR 1000.0 @0 CTR/VTR 2.000

Unit 1: P-P

Reach Setting 16.07 P. Ohms @ 80.9 deg.

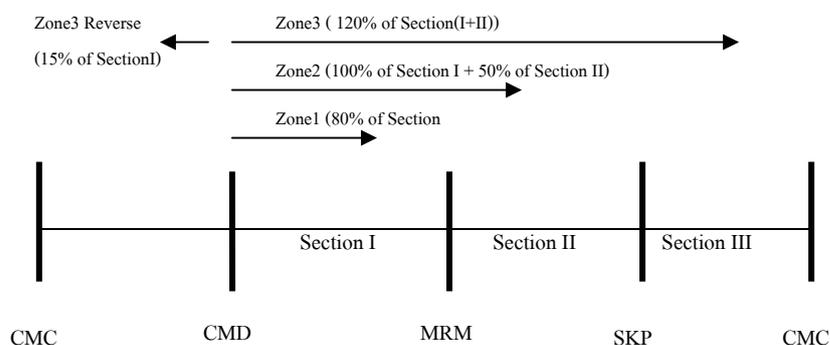
Unit 2: P-G

Reach Setting 16.07 P. Ohms @ 80.9 deg.

Substation : สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD)

Protection Line : CMD3YB-01 สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 – สถานีไฟฟ้าแมริม

Distance Relay : LFZP111 GEC



ภาพผนวกที่ 7 การปรับตั้งโซนของรีเลย์ระยะทาง CMD3YB-01

1. System data

Line impedance (2x400A:SD) : $Z_1 = 0.042936 + j0.2677$ ohm/km

$$Z_2 = Z_1$$

$Z_0 = 0.21347 + j1.3294$ ohm/km

Line Length : Section I = 15.70 km.

Section II = 30.90 km.

Section III = 18.50 km.

CT ratio : 1200/1

VT ratio : 115000/115

2. Zone Reach

2.1 Line Impedance

$$CT \text{ ratio} = 1200/1 = 1200$$

$$VT \text{ ratio} = 115000/115 = 1000$$

$$CTR/VTR = 1200/1000 = 1.2$$

$$\text{Line Impedance Secondary} = (CTR/VTR) \times \text{Line impedance primary}$$

2.2 Zone 1 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone1 reach} &= 80\% \text{ of Section I} \\
 &= 0.8 \times 15.70 \times (0.042936 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 0.64713 + j4.03477 \\
 &= 4.08634 \angle 80.88802
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Relay Zone1 Reach} &= \text{KZ1} \times \text{KZPh} \times 5/\text{In} \\
 \text{KZ1} \times \text{KZPh} &= 4.08634/5 = 0.81727
 \end{aligned}$$

KZPh Settings 0.040 to 1.0 in steps of 0.001

KZ1 Settings 1.0 to 49.98 in steps of 0.02

$$\text{KZPh} = 0.817$$

$$\text{KZ1} = 1$$

THET A Ph Setting 50 to 85 in 5 step

$$\text{THET A Ph} = 80.90$$

$$\begin{aligned}
 \text{Actual Zone1 reach} &= 1.0 \times 0.817 \times 5 \angle 80.90 \\
 &= 4.09 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.3 Zone 2 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone2 reach} &= 100\% \text{ of Section I} + 50\% \text{ of Section II} \\
 &= 1.0 \times 15.70 \times (0.042936 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &\quad + 0.5 \times 30.90 \times (0.042936 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 1.60495 + j10.00663 \\
 &= 10.13452 \angle 80.88802
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Relay Zone2 Reach} &= \text{KZ2} \times \text{KZPh} \times 5/\text{In} \\
 \text{KZ2} &= 10.13452/(0.817 \times 5) = 2.48091
 \end{aligned}$$

KZ2 Settings 1.0 to 49.98 in steps of 0.02

$$\text{KZ2} = 2.481$$

THET A Ph Setting 50 to 85 in 5 step

$$\text{THET A Ph} = 80.90$$

$$\begin{aligned}
 \text{Actual Zone2 reach} &= 2.481 \times 0.817 \times 5 \angle 80.90 \\
 &= 10.13 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.4 Zone 3 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone3 reach} &= 120\% \text{ of Section (I + II)} \\
 &= 1.2 \times (15.70 + 30.90) \times (0.04294 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 2.88118 + j17.96374 \\
 &= 18.19333 \angle 80.88802 \\
 \text{Relay Zone3 Reach} &= KZ3 \times KZPh \times 5/In \\
 KZ3 &= 18.19333 / (0.817 \times 5) = 4.45369 \\
 \text{KZ3 Settings 0.040 to 1.0 in steps of 0.001} \\
 KZ3 &= 4.454 \\
 \text{THET A Ph Setting 50 to 85 in 5 step} \\
 \text{THET A Ph} &= 80.90 \\
 \text{Actual Zone3 reach} &= 4.454 \times 0.817 \times 5 \angle 80.90 \\
 &= 18.19 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.5 Zone 3 reverse Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone3 reverse reach} &= 15\% \text{ of Section I} \\
 &= 0.15 \times 15.70 \times (0.04294 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 0.12134 + j0.75652 \\
 &= 0.76619 \angle 80.88802 \\
 \text{Relay Zone3 reverse Reach} &= KZ3' \times KZPh \times 5/In \\
 KZ3' &= 0.76619 / (0.817 \times 5) = 0.18756 \\
 \text{KZ3' Settings 1.0 to 49.98 in steps of 0.02} \\
 KZ3' &= 0.188 \\
 \text{THET A Ph Setting 50 to 85 in 5 step} \\
 \text{THET A Ph} &= 80.90 \\
 \text{Actual Zone3 reverse reach} &= 0.188 \times 0.817 \times 5 \angle 80.90 \\
 &= 0.77 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

3. Residual Compensation for Earth Fault Element

$$\begin{aligned}
 \text{Residual Compensation Factor :KN} &= (ZL0-ZL1)/3ZL1 \\
 ZL0-ZL1 &= (0.21347 + j1.3294)-(0.042936+j0.2677) \\
 &= 0.17053 + j1.06170 \\
 3ZL1 &= 3x(0.042936 + j0.2677) \\
 &= 0.12881 + j0.80310 \\
 KN &= (0.17053 + j1.06170)/ (0.12881 + j0.80310) \\
 &= 1.32205 - j0.0003 \\
 &= 1.32 \angle 0
 \end{aligned}$$

$$\text{Residual Compensation Setting KZN} = (ZL0-ZL1) \times KZPh/3ZL1$$

$$\begin{aligned}
 KZN &= 1.32 \times 0.817 \\
 &= 1.078
 \end{aligned}$$

KZN Setting 0 to 1.36 in steps of 0.001

$$\begin{aligned}
 KZN &= 1.078 \\
 \text{THET AN} &= 80.90
 \end{aligned}$$

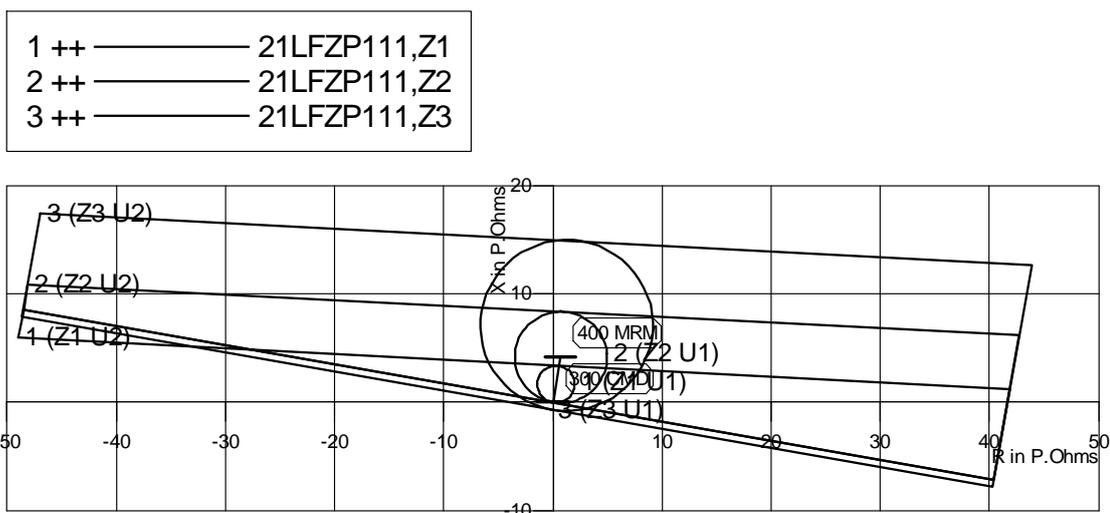
4. Resistive Reach of Earth Fault Comparators

$$\begin{aligned}
 \text{Required Resistive Coverage for earth faults} &= 40 \quad \text{ohms primary} \\
 \text{Mimumum Load Impedance} &= 40 \times 1.2 \\
 &= 48 \quad \text{ohms secondary} \\
 \text{Quadriateral Reach(Rigth)} &= KR \times 5/In \\
 \text{Quadriateral Reach(Left)} &= KR \times 6/In \\
 KR &= 1 \text{ to } 30 \text{ step } 1 \\
 \text{Required KR Setting} &= 48/5 = 9.6 \\
 \text{Actual Resistive Reach} &= 9.6 \times 5 = 48 \\
 \text{Zone 1 earth loop impedance reach} &= 4.08 + 4.08 + 16.36 \\
 &= 24.52 \\
 \text{Ratio of resistive reach/Zone1 earth loop reach} &= 48/24.50 \\
 &= 1.95759 \\
 \text{Ratio} &< 15 \quad \text{accepted}
 \end{aligned}$$

5. Relay Setting

ตารางผนวกที่ 6 ค่ารีเลย์เซตตั้งของรีเลย์ระยะทางวงจร CMD3YB-01

ตัวแปร	ค่าเซตตั้ง
Line Length	15.70
CT ratio	1200
VT ratio	1000
KZPh	0.817
KZN	1.078
KR	9.6
KZ1	1
KZ2	2.481
KZ3	4.454
KZ3_PRIME	0.188
THETA Ph	80.90
THETA N	80.90
TZ2	0.3
TZ3	0.6



ภาพผนวกที่ 8 R-X ไดอะแกรมแสดงการทำงานของรีเลย์ระยะทาง วงจร CMD3YB-01

6. ค่าเซตติ้งของรีเลย์ระยะทาง วงจร CMD3YB-01 จากโปรแกรม CAPE

Substation: CMD

LZOP: "CMD3YB-01" (LINE)

Line Impedance: 4.257 P. Ohms @ 80.89 deg.

21LFZP111 Tag: 4

Model LFZP111

Style LFZP111_1A

1. Distance Z1 Zone 1

Branch Main CT: 300-400 Ckt 1 (115.0 kV) to 400 MRM (MRM)

VT at bus 300 (115.0 kV)

CTR 1200.0 @0 VTR 1000.0 @0 CTR/VTR 1.200

Unit 1: P-P

Reach Setting 3.40 P. Ohms @ 80.9 deg.

Unit 2: P-G

Reach Setting 3.40 P. Ohms @ 80.9 deg.

2. Distance Z2 Zone 2

Branch Main CT: 300-400 Ckt 1 (115.0 kV) to 400 MRM (MRM)

VT at bus 300 (115.0 kV)

CTR 1200.0 @0 VTR 1000.0 @0 CTR/VTR 1.200

Unit 1: P-P

Reach Setting 8.44 P. Ohms @ 80.9 deg.

Unit 2: P-G

Reach Setting 8.43 P. Ohms @ 80.9 deg.

3. Distance Z3 Zone 3

Branch Main CT: 300-400 Ckt 1 (115.0 kV) to 400 MRM (MRM)

VT at bus 300 (115.0 kV)

CTR 1200.0 @0 VTR 1000.0 @0 CTR/VTR 1.200

Unit 1: P-P

Reach Setting 15.11 P. Ohms @ 80.9 deg.

Offset 0.68 P. Ohms @ 260.0 deg.

Unit 2: P-G

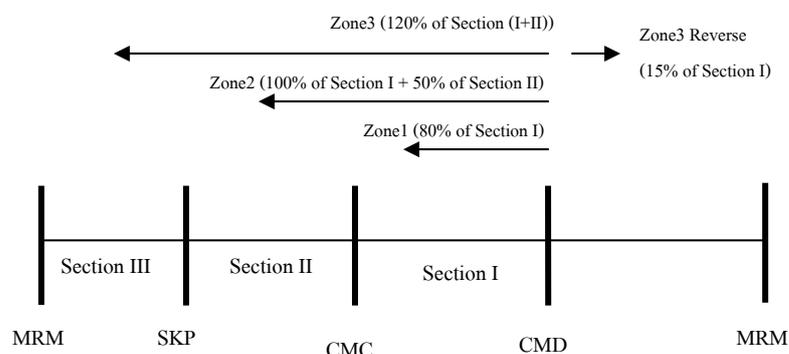
Reach Setting 15.09 P. Ohms @ 80.9 deg.

Offset 0.68 P. Ohms @ 260.0 deg.

Substation : สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 (CMD)

Protection Line : CMD5YB-01 สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4 – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 3

Distance Relay : LFZP111 GEC



ภาพผนวกที่ 9 การปรับตั้งโซนของรีเลย์ระยะทาง CMD5YB-01

1. System data

Line impedance (2x400A:SD) : $Z1 = 0.042936 + j0.2677$ ohm/km

$$Z2 = Z1$$

$Z0 = 0.21347 + j1.3294$ ohm/km

Line Length:	Section I	=	12.40	km.
	Section II	=	18.50	km.
	Section III	=	30.90	km.

CT ratio : 1200/1

VT ratio : 115000/115

2. Zone Reach

2.1 Line Impedance

$$CT \text{ ratio} = 1200/1 = 1200$$

$$VT \text{ ratio} = 115000/115 = 1000$$

$$CTR/VTR = 1200/1000 = 1.2$$

$$\text{Line Impedance Secondary} = (CTR/VTR) \times \text{Line impedance primary}$$

2.2 Zone 1 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone1 reach} &= 80\% \text{ of Section I} \\
 &= 0.8 \times 12.40 \times (0.042936 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 0.51111 + j3.18670 \\
 &= 3.22743 \angle 80.88802
 \end{aligned}$$

$$\text{Relay Zone1 Reach} = KZ1 \times KZPh \times 5/In$$

$$KZ1 \times KZPh = 3.22743/5 = 0.64549$$

KZPh Settings 0.040 to 1.0 in steps of 0.001

KZ1 Settings 1.0 to 49.98 in steps of 0.02

$$KZPh = 0.645$$

$$KZ1 = 1$$

THET A Ph Setting 50 to 85 in 5 step

$$\text{THET A Ph} = 80.90$$

$$\text{Actual Zone1 reach} = 1.0 \times 0.645 \times 5 \angle 80.90$$

$$= 3.23 \angle 80.90 \text{ ohm secondary}$$

2.3 Zone 2 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone2 reach} &= 100\% \text{ of Section I} + 50\% \text{ of Section II} \\
 &= 1.0 \times 12.40 \times (0.042936 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &\quad + 0.5 \times 18.50 \times (0.042936 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 1.11548 + j6.95485 \\
 &= 7.04373 \angle 80.88802
 \end{aligned}$$

$$\text{Relay Zone2 Reach} = KZ2 \times KZPh \times 5/In$$

$$KZ2 = 7.04373/(0.645 \times 5) = 2.18410$$

KZ2 Settings 1.0 to 49.98 in steps of 0.02

$$KZ2 = 2.184$$

THET A Ph Setting 50 to 85 in 5 step

$$\text{THET A Ph} = 80.90$$

$$\text{Actual Zone2 reach} = 2.184 \times 0.645 \times 5 \angle 80.90$$

$$= 7.04 \angle 80.90 \text{ ohm secondary}$$

2.4 Zone 3 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone3 reach} &= 120\% \text{ of Section (I+II)} \\
 &= 1.2 \times (12.40 + 18.50) \times (0.042936 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 1.91048 + j11.91158 \\
 &= 12.06382 \angle 80.88802 \\
 \text{Relay Zone3 Reach} &= \text{KZ3} \times \text{KZPh} \times 5/\text{In} \\
 \text{KZ3} &= 12.06382 / (0.645 \times 5) = 3.74072 \\
 &\text{KZ3 Settings 1.0 to 49.98 in steps of 0.02} \\
 \text{KZ3} &= 3.741 \\
 \text{THET A Ph Setting 50 to 85 in 5 step} \\
 \text{THET A Ph} &= 80.90 \\
 \text{Actual Zone3 reach} &= 3.741 \times 0.645 \times 5 \angle 80.90 \\
 &= 12.06 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.5 Zone 3 reverse Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone3 reverse reach} &= 15\% \text{ of Section I} \\
 &= 0.15 \times 12.40 \times (0.04294 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 0.09583 + j0.59751 \\
 &= 0.60514 \angle 80.88802 \\
 \text{Relay Zone3 reverse Reach} &= \text{KZ3}' \times \text{KZPh} \times 5/\text{In} \\
 \text{KZ3}' &= 0.60514 / (0.645 \times 5) = 0.18764 \\
 &\text{KZ3}' \text{ Settings 1.0 to 49.9 in steps of 0.1} \\
 \text{KZ3}' &= 0.188 \\
 \text{THET A Ph Setting 50 to 85 in 5 step} \\
 \text{THET A Ph} &= 80.90 \\
 \text{Actual Zone3 reverse reach} &= 0.188 \times 0.645 \times 5 \angle 80.90 \\
 &= 0.61 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

3. Residual Compensation for Earth Fault Element

$$\begin{aligned}
 \text{Residual Compensation Factor :KN} &= (ZL0-ZL1)/3ZL1 \\
 ZL0-ZL1 &= (0.21347 + j1.3294)-(0.042936+j0.2677) \\
 &= 0.17053 + j1.06170 \\
 3ZL1 &= 3x(0.042936 + j0.2677) \\
 &= 0.12881 + j0.80310 \\
 KN &= (0.17053 + j1.06170)/ (0.12881 + j0.80310) \\
 &= 1.32205 - j0.0003 \\
 &= 1.32 \angle 0
 \end{aligned}$$

$$\text{Residual Compensation Setting KZN} = (ZL0-ZL1) \times KZPh/3ZL1$$

$$\begin{aligned}
 KZN &= 1.32 \times 0.645 \\
 &= 0.85140
 \end{aligned}$$

KZN Setting 0 to 1.36 in steps of 0.001

$$\begin{aligned}
 KZN &= 0.851 \\
 \text{THET AN} &= 80.90
 \end{aligned}$$

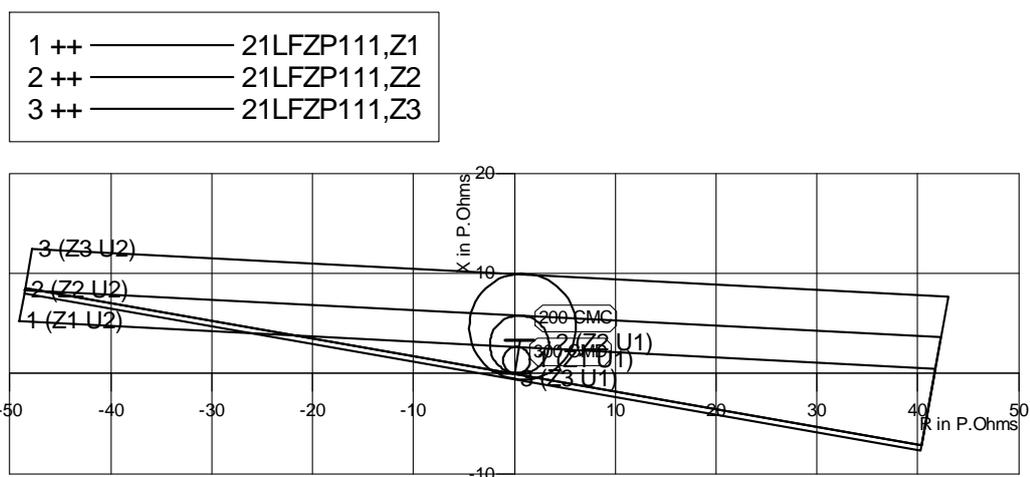
4. Resistive Reach of Earth Fault Comparators

$$\begin{aligned}
 \text{Required Resistive Coverage for earth faults} &= 40 \quad \text{ohms primary} \\
 \text{Mimumum Load Impedance} &= 40 \times 1.2 \\
 &= 48 \quad \text{ohms secondary} \\
 \text{Quadriateral Reach(Rigth)} &= KR \times 5/In \\
 \text{Quadriateral Reach(Left)} &= KR \times 6/In \\
 KR &= 1 \text{ to } 30 \text{ step } 1 \\
 \text{Required KR Setting} &= 48/5 = 9.6 \\
 \text{Actual Resistive Reach} &= 9.6 \times 5 = 48 \\
 \text{Zone 1 earth loop impedance reach} &= 3.22 + 3.22 + 4.84 \\
 &= 11.28 \\
 \text{Ratio of resistive reach/Zone1 earth loop reach} &= 48/11.28 \\
 &= 4.26 \\
 \text{Ratio} &< 15 \quad \text{accepted}
 \end{aligned}$$

5. Relay Setting

ตารางผนวกที่ 7 ค่ารีเลย์เซตติงของรีเลย์ระยะทางวงจร CMD5YB-01

ตัวแปร	ค่าเซตติง
Line Length	12.40
CT ratio	1200
VT ratio	1000
KZPh	0.645
KZN	0.851
KR	9.6
KZ1	1
KZ2	2.184
KZ3	3.741
KZ3_PRIME	0.188
THETA Ph	80.90
THETA N	80.90
TZ2	0.3
TZ3	0.6



ภาพผนวกที่ 10 R-X ไลอะแกรมแสดงการทำงานของรีเลย์ระยะทาง วงจร CMD5YB-01

6. ค่าเซตติ้งของรีเลย์ระยะทาง วงจร CMD5YB-01 จากโปรแกรม CAPE

Substation: CMD

LZOP: "CMD5YB-01" (LINE)

Line Impedance: 3.362 P. Ohms @ 80.89 deg.

21LFZP111 Tag: 13
 Model LFZP111
 Style LFZP111_1A
 1. Distance Z1 Zone 1
 Branch Main CT: 300-200 Ckt 2 (115.0 kV) to 200 CMC (CMC)
 VT at bus 300 (115.0 kV)
 CTR 1200.0 @0 VTR 1000.0 @0 CTR/VTR 1.200
 Unit 1: P-P
 Reach Setting 2.69 P. Ohms @ 80.9 deg.

Unit 2: P-G
 Reach Setting 2.68 P. Ohms @ 80.9 deg.

2. Distance Z2 Zone 2
 Branch Main CT: 300-200 Ckt 2 (115.0 kV) to 200 CMC (CMC)
 VT at bus 300 (115.0 kV)
 CTR 1200.0 @0 VTR 1000.0 @0 CTR/VTR 1.200
 Unit 1: P-P
 Reach Setting 5.86 P. Ohms @ 80.9 deg.

Unit 2: P-G
 Reach Setting 5.85 P. Ohms @ 80.9 deg.

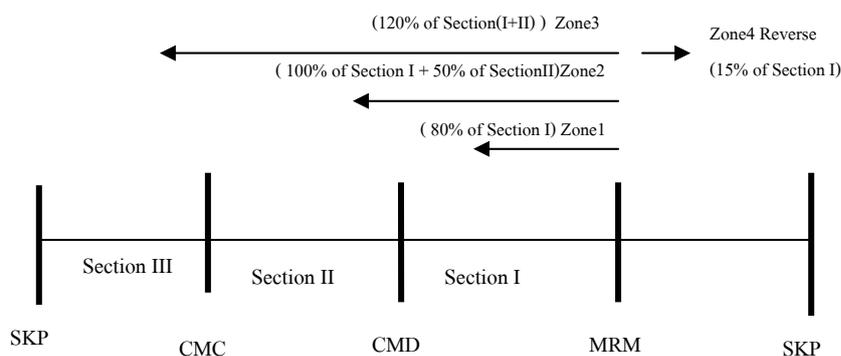
3. Distance Z3 Zone 3
 Branch Main CT: 300-200 Ckt 2 (115.0 kV) to 200 CMC (CMC)
 VT at bus 300 (115.0 kV)
 CTR 1200.0 @0 VTR 1000.0 @0 CTR/VTR 1.200
 Unit 1: P-P
 Reach Setting 10.05 P. Ohms @ 80.9 deg.
 Offset 0.54 P. Ohms @ 260.0 deg.

Unit 2: P-G
 Reach Setting 10.03 P. Ohms @ 80.9 deg.
 Offset 0.54 P. Ohms @ 260.0 deg.

Substation : สถานีไฟฟ้าแมร์ริม (MRM)

Protection Line : MRM3YB-01 สถานีไฟฟ้าแมร์ริม – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4

Distance Relay : DLP3112C GE



ภาพผนวกที่ 11 การปรับตั้งโซนของรีเลย์ระยะทาง MRM3YB-01

1. System data

Line impedance (2x400A:SD) : $Z1 = 0.042936 + j0.2677$ ohm/km

$$Z2 = Z1$$

$Z0 = 0.21347 + j1.3294$ ohm/km

Line Length : Section I = 15.70 km.

Section II = 12.40 km.

Section III = 18.50 km.

CT ratio : 1200/1

VT ratio : 115000/115

2. Zone Reach

2.1 Line Impedance

$$CT \text{ ratio} = 1200/1 = 1200$$

$$VT \text{ ratio} = 115000/115 = 1000$$

$$CTR/VTR = 1200/1000 = 1.2$$

$$\text{Line Impedance Secondary} = (CTR/VTR) \times \text{Line impedance primary}$$

2.2 Zone 1 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone1 reach} &= 80\% \text{ of Section I} \\
 &= 0.8 \times 15.70 \times (0.042936 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 0.64713 + j4.03477 \\
 &= 4.08634 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone1 reach} &= 4.09 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.3 Zone 2 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone2 reach} &= 100\% \text{ of Section I} + 50\% \text{ of Section II} \\
 &= 1.0 \times 15.70 \times (0.042936 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &\quad + 0.5 \times 12.40 \times (0.042936 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 1.12836 + j7.03516 \\
 &= 7.12507 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone2 reach} &= 7.13 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.4 Zone 3 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone3 reach} &= 120\% \text{ of Section (I+II)} \\
 &= 1.2 \times (15.70 + 12.40) \times (0.04294 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 1.73736 + j10.83221 \\
 &= 10.97065 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone3 reach} &= 10.97 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.5 Zone 4 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone4 reverse reach} &= 15\% \text{ of Section I} \\
 &= 0.15 \times 15.70 \times (0.04294 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 0.12134 + j0.75652 \\
 &= 0.76619 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone3 reach} &= 0.77 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

3. Zero- Sequence Current Compensation

$$\begin{aligned} Z_{1K0} &= 0.95 \times (Z_{L0}/Z_{L1}) \\ &= 0.95 \times (0.21347 + j1.3294)/(0.042936 + j0.2677) \\ &= 0.95 \times (4.96615 - j0.00091) \\ &= 4.71 \\ \text{Actual } Z_{1K0} &= 4.71 \end{aligned}$$

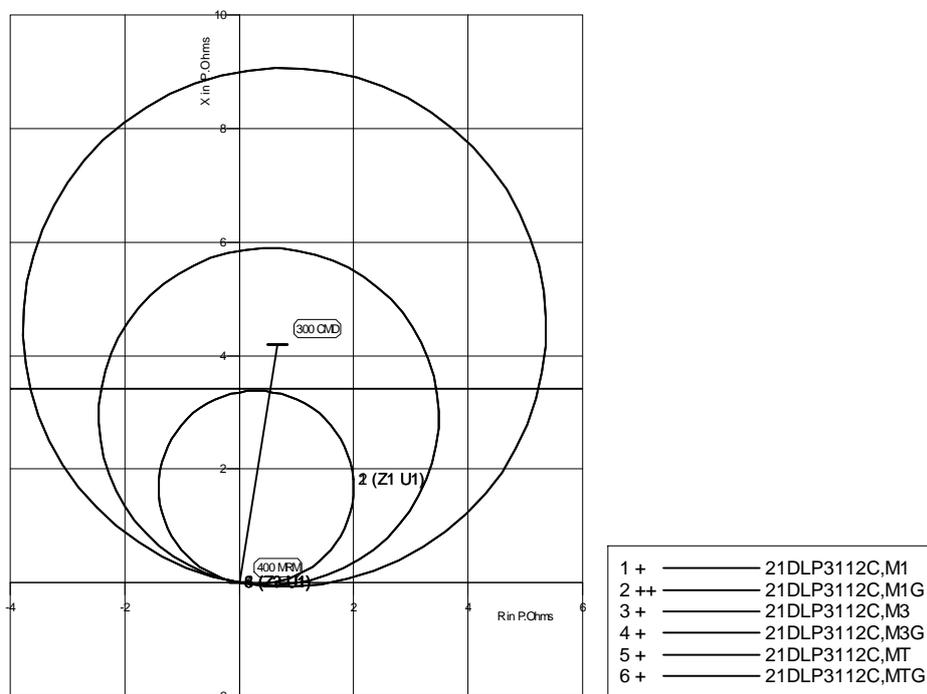
4. Relay Setting

ตารางผนวกที่ 8 ค่ารีเลย์เซตติงของรีเลย์ระยะทางวงจร MRM3YB-01

ตัวแปร	ค่าเซตติง
CT ratio	1200
VT ratio	1000
Z1R/M1	4.09
Z1GR/M1G	4.09
SELZ1U	0
Z1SU	83.59
Z1K0	4.71
Z2R/MT	7.125
Z2GR/MTG	7.125
SELZ2U	0
Z2PANG	90
Z2GANG	90
Z3R/M3	10.97
Z3GR/M3G	10.97
SELZ3U	0
Z3PANG	90
Z3GANG	90
Z4R/M4	0.77
Z4GR/M4G	0.77
Z4OR	0
Z3PANG	80
Z3GANG	80
SELZ4D	1
TL2P	0.3
TL3P	0.6

ตารางผนวกที่ 8 (ต่อ)

ตัวแปร	ค่าเซตตั้ง
TL4P	0.6
TL2G	0.3
TL3G	0.6
TL4G	0.6
POSANG	80
ZERANG	80
ZP	4.26
K0	4.97
LINELN	15.70



ภาพผนวกที่ 12 R-X ไดอะแกรมแสดงการทำงานของรีเลย์ระยะทาง วงจร MRM3YB-01

6. ค่าเซตติ้งของรีเลย์ระยะทาง วงจร MRM3YB-01 จากโปรแกรม CAPE

```

Substation: MRM
LZOP: "MRM3YB-01" (LINE)
Line Impedance: 4.257 P. Ohms @ 80.89 deg.

21DLP3112C          Tag: 5
Model              DLP3
Style              DLP31???A
1. Distance M1          Zone 1
Branch Main CT: 400-300 Ckt 1 (115.0 kV) to 300 CMD (CMD)
VT at bus 400 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR 1.200
Reach Setting 3.41 P. Ohms @ 80.9 deg.

2. Distance M1G        Zone 1
Branch Main CT: 400-300 Ckt 1 (115.0 kV) to 300 CMD (CMD)
VT at bus 400 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR 1.200
Unit 1: Mho
Reach Setting 3.41 P. Ohms @ 80.9 deg.

Unit 2: React
Reach Setting 3.45 P. Ohms @ 80.9 deg.

3. Distance M3          Zone 3
Branch Main CT: 400-300 Ckt 1 (115.0 kV) to 300 CMD (CMD)
VT at bus 400 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR 1.200
Reach Setting 9.14 P. Ohms @ 80.9 deg.

4. Distance M3G        Zone 3
Branch Main CT: 400-300 Ckt 1 (115.0 kV) to 300 CMD (CMD)
VT at bus 400 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR 1.200
Reach Setting 9.14 P. Ohms @ 80.9 deg.

5. Distance MT          Zone 2
Branch Main CT: 400-300 Ckt 1 (115.0 kV) to 300 CMD (CMD)
VT at bus 400 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR 1.200
Reach Setting 5.94 P. Ohms @ 80.9 deg.

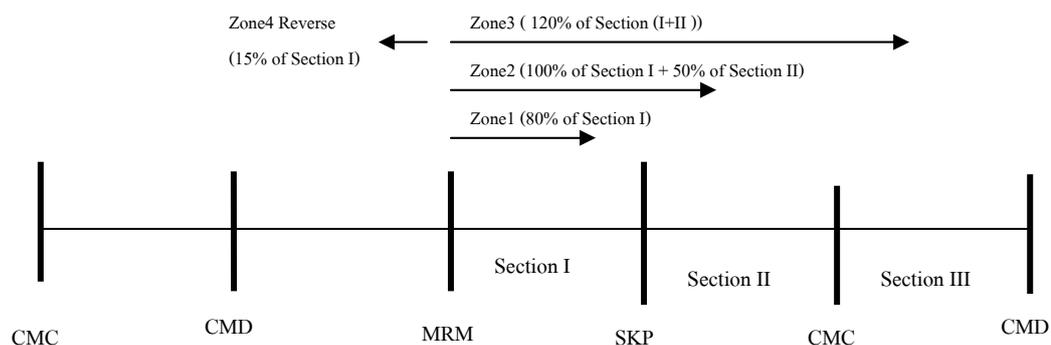
6. Distance MTG        Zone 2
Branch Main CT: 400-300 Ckt 1 (115.0 kV) to 300 CMD (CMD)
VT at bus 400 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR 1.200
Reach Setting 5.94 P. Ohms @ 80.9 deg.

```

Substation : สถานีไฟฟ้าแมร์ริม (MRM)

Protection Line : MRM4YB-01 สถานีไฟฟ้าแมร์ริม – สถานีไฟฟ้าเชียงใหม่ 4

Distance Relay : DLP3112C GE



ภาพผนวกที่ 13 การปรับตั้งโซนของรีเลย์ระยะทาง MRM4YB-01

1. System data

Line impedance (2x400A) : $Z1 = 0.042936 + j0.2677$ ohm/km

$$Z2 = Z1$$

$Z0 = 0.21347 + j1.3294$ ohm/km

Line Length : Section I = 30.90 km.

Section II = 18.50 km.

Section III = 12.40 km.

CT ratio : 1200/1

VT ratio : 115000/115

2. Zone Reach

2.1 Line Impedance

$$CT \text{ ratio} = 1200/1 = 1200$$

$$VT \text{ ratio} = 115000/115 = 1000$$

$$CTR/VTR = 1200/1000 = 1.2$$

$$\text{Line Impedance Secondary} = (CTR/VTR) \times \text{Line impedance primary}$$

2.2 Zone 1 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone1 reach} &= 80\% \text{ of Section I} \\
 &= 0.8 \times 30.90 \times (0.042936 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 1.27365 + j7.94105 \\
 &= 8.0454 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone1 reach} &= 8.04 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.3 Zone 2 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone2 reach} &= 100\% \text{ of Section I} + 50\% \text{ of Section II} \\
 &= 1.0 \times 30.90 \times (0.042936 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &\quad + 0.5 \times 18.50 \times (0.042936 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 2.06866 + j12.89779 \\
 &= 13.06263 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone2 reach} &= 13.06 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.4 Zone 3 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone3 reach} &= 120\% \text{ of Section (I + II)} \\
 &= 1.2 \times (30.90 + 18.5) \times (0.04294 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 3.05430 + j19.04311 \\
 &= 19.28649 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone3 reach} &= 19.29 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.5 Zone 4 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone4 reverse reach} &= 15\% \text{ of Section I} \\
 &= 0.15 \times 30.90 \times (0.04294 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 0.23881 + j1.48895 \\
 &= 1.50798 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone3 reach} &= 1.51 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

3. Zero- Sequence Current Compensation

$$\begin{aligned} Z_{1K0} &= 0.95 \times (Z_{L0}/Z_{L1}) \\ &= 0.95 \times (0.21347 + j1.3294)/(0.042936 + j0.2677) \\ &= 0.95 \times (4.96615 - j0.00091) \\ &= 4.71 \\ \text{Actual } Z_{1K0} &= 4.71 \end{aligned}$$

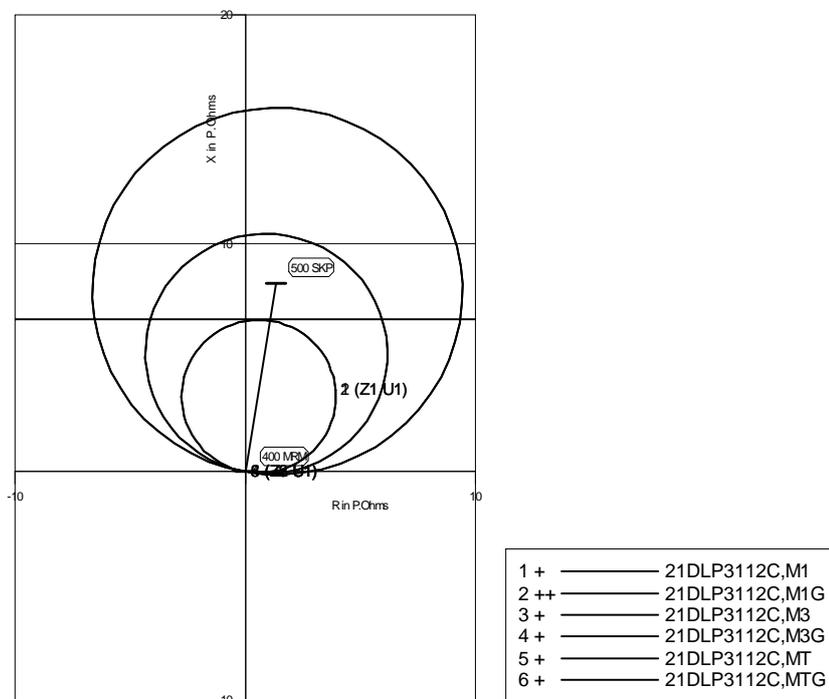
4. Relay Setting

ตารางผนวกที่ 9 ค่ารีเลย์เซตติงของรีเลย์ระยะทางวงจร MRM4YB-01

ตัวแปร	ค่าเซตติง
CT ratio	1200
VT ratio	1000
Z1R/M1	8.04
Z1GR/M1G	8.04
SELZ1U	0
Z1SU	83.59
Z1K0	4.71
Z2R/MT	13.06
Z2GR/MTG	13.06
SELZ2U	0
Z2PANG	90
Z2GANG	90
Z3R/M3	19.28
Z3GR/M3G	19.28
SELZ3U	0
Z3PANG	90
Z3GANG	90
Z4R/M4	1.51
Z4GR/M4G	1.51
Z4OR	0
Z3PANG	80
Z3GANG	80
SELZ4D	1
TL2P	0.3
TL3P	0.6

ตารางผนวกที่ 9 (ต่อ)

ตัวแปร	ค่าเซตคิง
TL4P	0.6
TL2G	0.3
TL3G	0.6
TL4G	0.6
POSANG	80
ZERANG	80
ZP	8.38
K0	4.97
LINELEN	30.90



ภาพผนวกที่ 14 R-X ไดอะแกรมแสดงการทำงานของรีเลย์ระยะทาง วงจร MRM4YB-01

5. ค่าเซตติ้งของรีเลย์ระยะทาง วงจร MRM4YB-01 จากโปรแกรม CAPE

Substation: MRM

LZOP: "MRM4YB-01" (LINE)

Line Impedance: 8.378 P. Ohms @ 80.89 deg.

```

21DLP3112C          Tag:      6
Model              DLP3
Style              DLP31???A
1. Distance M1                    Zone 1
Branch Main CT: 400-500 Ckt 1 (115.0 kV) to 500 SKP (SKP)
VT at bus 400 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR 1.200
Reach Setting   6.70 P. Ohms @ 80.9 deg.

2. Distance M1G                    Zone 1
Branch Main CT: 400-500 Ckt 1 (115.0 kV) to 500 SKP (SKP)
VT at bus 400 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR 1.200
Unit 1:         Mho
Reach Setting   6.70 P. Ohms @ 80.9 deg.

Unit 2:         React
Reach Setting   6.79 P. Ohms @ 80.9 deg.

3. Distance M3                    Zone 3
Branch Main CT: 400-500 Ckt 1 (115.0 kV) to 500 SKP (SKP)
VT at bus 400 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR 1.200
Reach Setting   16.06 P. Ohms @ 80.9 deg.

4. Distance M3G                    Zone 3
Branch Main CT: 400-500 Ckt 1 (115.0 kV) to 500 SKP (SKP)
VT at bus 400 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR 1.200
Reach Setting   16.06 P. Ohms @ 80.9 deg.

5. Distance MT                    Zone 2
Branch Main CT: 400-500 Ckt 1 (115.0 kV) to 500 SKP (SKP)
VT at bus 400 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR 1.200
Reach Setting   10.51 P. Ohms @ 80.9 deg.

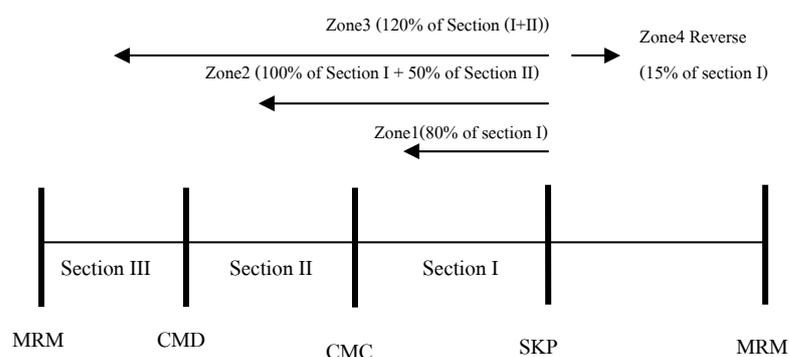
6. Distance MTG                    Zone 2
Branch Main CT: 400-500 Ckt 1 (115.0 kV) to 500 SKP (SKP)
VT at bus 400 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR 1.200
Reach Setting   10.51 P. Ohms @ 80.9 deg.

```

Substation : สถานีไฟฟ้าส่งกำแพง (SKP)

Protection Line : SKP2YB-01 สถานีไฟฟ้าส่งกำแพง – สถานีไฟฟ้าแม่ริม

Distance Relay : DLP3112C GE



ภาพผนวกที่ 15 การปรับตั้งโซนของรีเลย์ระยะทาง SKP2YB-01

1. System data

Line impedance (2x400A) : $Z1 = 0.042936 + j0.2677$ ohm/km

$$Z2 = Z1$$

$Z0 = 0.21347 + j1.3294$ ohm/km

Line Length : Section I = 18.50 km.

Section II = 12.40 km.

Section III = 15.70 km.

CT ratio : 1200/1

VT ratio : 115000/115

2. Zone Reach

2.1 Line Impedance

$$CT \text{ ratio} = 1200/1 = 1200$$

$$VT \text{ ratio} = 115000/115 = 1000$$

$$CTR/VTR = 1200/1000 = 1.2$$

$$\text{Line Impedance Secondary} = (CTR/VTR) \times \text{Line impedance primary}$$

2.2 Zone 1 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone1 reach} &= 80\% \text{ of Section I} \\
 &= 0.8 \times 18.50 \times (0.042936 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 0.76254 + j4.75435 \\
 &= 4.81512 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone1 reach} &= 4.82 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.3 Zone 2 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone2 reach} &= 100\% \text{ of Section I} + 50\% \text{ of Section II} \\
 &= 1.0 \times 18.50 \times (0.042936 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &\quad + 0.5 \times 12.40 \times (0.042936 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 1.27262 + j7.93463 \\
 &= 8.03604 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone2 reach} &= 8.04 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.4 Zone 3 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone3 reach} &= 120\% \text{ of Section (I+II)} \\
 &= 1.2 \times (18.50 + 12.40) \times (0.042936 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 1.91048 + j11.91158 \\
 &= 12.06382 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone3 reach} &= 12.06 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.5 Zone 4 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone4 reverse reach} &= 15\% \text{ of Section I} \\
 &= 0.15 \times 18.50 \times (0.04294 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 0.14298 + j0.89144 \\
 &= 0.90283 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone3 reach} &= 0.90 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

3. Zero- Sequence Current Compensation

$$\begin{aligned} Z_{1K0} &= 0.95 \times (Z_{L0}/Z_{L1}) \\ &= 0.95 \times (0.21347 + \\ &\quad j1.3294)/(0.042936 + j0.2677) \\ &= 0.95 \times (4.96615 - j0.00091) \\ &= 4.71 \\ \text{Actual } Z_{1K0} &= 4.71 \end{aligned}$$

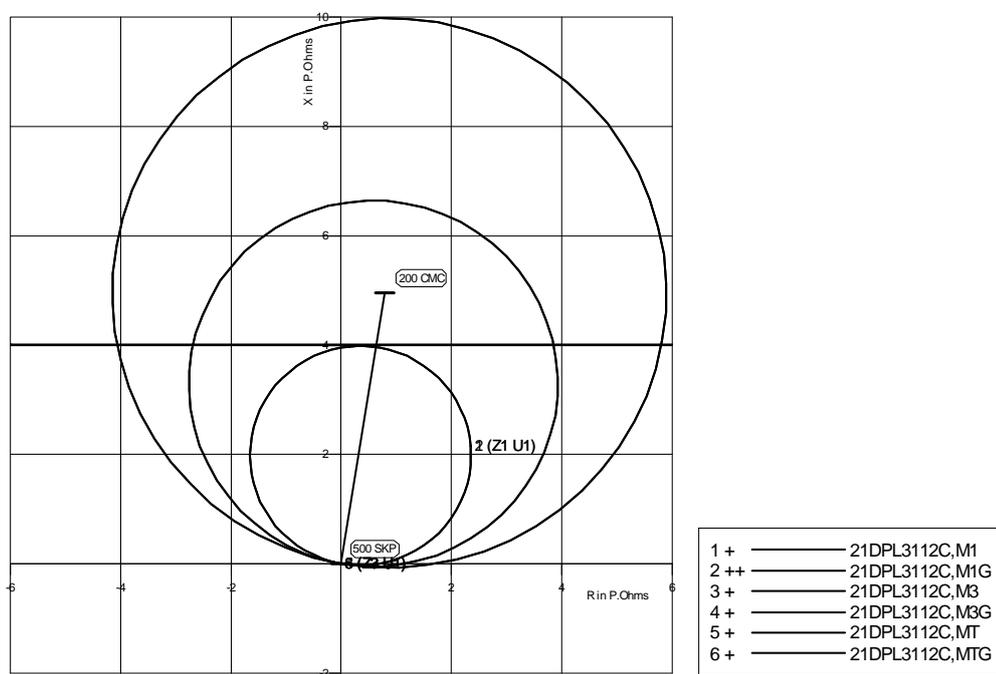
4. Relay Setting

ตารางผนวกที่ 10 ค่ารีเลย์เซตติงของรีเลย์ระยะทางวงจร SKP2YB-01

ตัวแปร	ค่าเซตติง
CT ratio	1200
VT ratio	1000
Z1R/M1	4.82
Z1GR/M1G	4.82
SELZ1U	0
Z1SU	83.59
Z1K0	4.71
Z2R/MT	8.036
Z2GR/MTG	8.036
SELZ2U	0
Z2PANG	90
Z2GANG	90
Z3R/M3	12.064
Z3GR/M3G	12.064
SELZ3U	0
Z3PANG	90
Z3GANG	90
Z4R/M4	0.9
Z4GR/M4G	0.9
Z4OR	0
Z3PANG	80
Z3GANG	80
SELZ4D	1
TL2P	0.3
TL3P	0.6

ตารางผนวกที่ 10 (ต่อ)

ตัวแปร	ค่าเซตติง
TL4P	0.6
TL2G	0.3
TL3G	0.6
TL4G	0.6
POSANG	80
ZERANG	80
ZP	5.01
K0	4.97
LINELEN	18.50



ภาพผนวกที่ 16 R-X ไลอะแกรมแสดงการทำงานของรีเลย์ระยะทาง วงจร SKP2YB-01

5. ค่าเซตติ้งของรีเลย์ระยะทาง วงจร SKP2YB-01 จากโปรแกรม CAPE

Substation: SKP

LZOP: "SKP2YB-01" (LINE)

Line Impedance: 5.016 P. Ohms @ 80.89 deg.

```

21DPL3112C          Tag:    69
Model              DLP3
Style              DLP31???A
1. Distance M1                    Zone 1
Branch Main CT: 500-200 Ckt 1 (115.0 kV) to 200 CMC (CMC)
VT at bus 500 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR   1.200
Reach Setting   4.02 P. Ohms @   80.9 deg.

2. Distance M1G                    Zone 1
Branch Main CT: 500-200 Ckt 1 (115.0 kV) to 200 CMC (CMC)
VT at bus 500 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR   1.200
Unit 1:         Mho
Reach Setting   4.02 P. Ohms @   80.9 deg.

Unit 2:         React
Reach Setting   4.07 P. Ohms @   80.9 deg.

3. Distance M3                    Zone 3
Branch Main CT: 500-200 Ckt 1 (115.0 kV) to 200 CMC (CMC)
VT at bus 500 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR   1.200
Reach Setting   10.06 P. Ohms @   80.9 deg.

4. Distance M3G                    Zone 3
Branch Main CT: 500-200 Ckt 1 (115.0 kV) to 200 CMC (CMC)
VT at bus 500 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR   1.200
Reach Setting   10.06 P. Ohms @   80.9 deg.

5. Distance MT                    Zone 2
Branch Main CT: 500-200 Ckt 1 (115.0 kV) to 200 CMC (CMC)
VT at bus 500 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR   1.200
Reach Setting   6.70 P. Ohms @   80.9 deg.

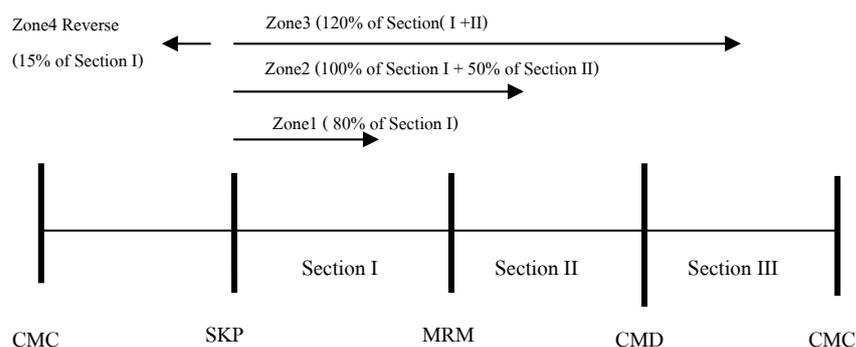
6. Distance MTG                    Zone 2
Branch Main CT: 500-200 Ckt 1 (115.0 kV) to 200 CMC (CMC)
VT at bus 500 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR   1.200
Reach Setting   6.70 P. Ohms @   80.9 deg.

```

Substation : สถานีไฟฟ้าส่งกำแพง (SKP)

Protection Line : SKP4YB-01 สถานีไฟฟ้าส่งกำแพง – สถานีไฟฟ้าแม่ริม

Distance Relay : DLP3112C GE



ภาพผนวกที่ 17 การปรับตั้งโซนของรีเลย์ระยะทาง SKP4YB-01

1. System data

Line impedance (2x400A) : $Z1 = 0.042936 + j0.2677$ ohm/km

$$Z2 = Z1$$

$Z0 = 0.21347 + j1.3294$ ohm/km

Line Length : Section I = 30.90 km.

Section II = 15.70 km.

Section III = 12.40 km.

CT ratio : 1200/1

VT ratio : 115000/115

2. Zone Reach

2.1 Line Impedance

$$CT \text{ ratio} = 1200/1 = 1200$$

$$VT \text{ ratio} = 115000/115 = 1000$$

$$CTR/VTR = 1200/1000 = 1.2$$

$$\text{Line Impedance Secondary} = (CTR/VTR) \times \text{Line impedance primary}$$

2.2 Zone 1 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone1 reach} &= 80\% \text{ of Section I} \\
 &= 0.8 \times 30.90 \times (0.042936 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 1.27365 + j7.94105 \\
 &= 8.04254 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone1 reach} &= 8.04 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.3 Zone 2 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone2 reach} &= 100\% \text{ of Section I} + 50\% \text{ of Section II} \\
 &= 1.0 \times 30.90 \times (0.042936 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &\quad + 0.5 \times 15.70 \times (0.042936 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 1.99652 + j12.44805 \\
 &= 12.60714 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone2 reach} &= 12.61 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.4 Zone 3 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone3 reach} &= 120\% \text{ of Section(I + II)} \\
 &= 1.2 \times (30.90 + 15.70) \times (0.04294 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 2.88118 + j17.96374 \\
 &= 18.19333 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone3 reach} &= 18.19 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

2.5 Zone 4 Reach Setting

$$\begin{aligned}
 \text{Required Zone4 reverse reach} &= 15\% \text{ of Section I} \\
 &= 0.15 \times 30.90 \times (0.04294 + j0.2677) \times 1.2 \\
 &= 0.23881 + j1.48895 \\
 &= 1.50798 \angle 80.88802 \\
 \text{Actual Zone3 reach} &= 1.51 \angle 80.90 \quad \text{ohm secondary}
 \end{aligned}$$

3. Zero- Sequence Current Compensation

$$\begin{aligned}Z_{1K0} &= 0.95 \times (Z_{L0}/Z_{L1}) \\ &= 0.95 \times (0.21347 + j1.3294)/(0.042936 + j0.2677) \\ &= 0.95 \times (4.96615 - j0.00091) \\ &= 4.71 \\ \text{Actual } Z_{1K0} &= 4.71\end{aligned}$$

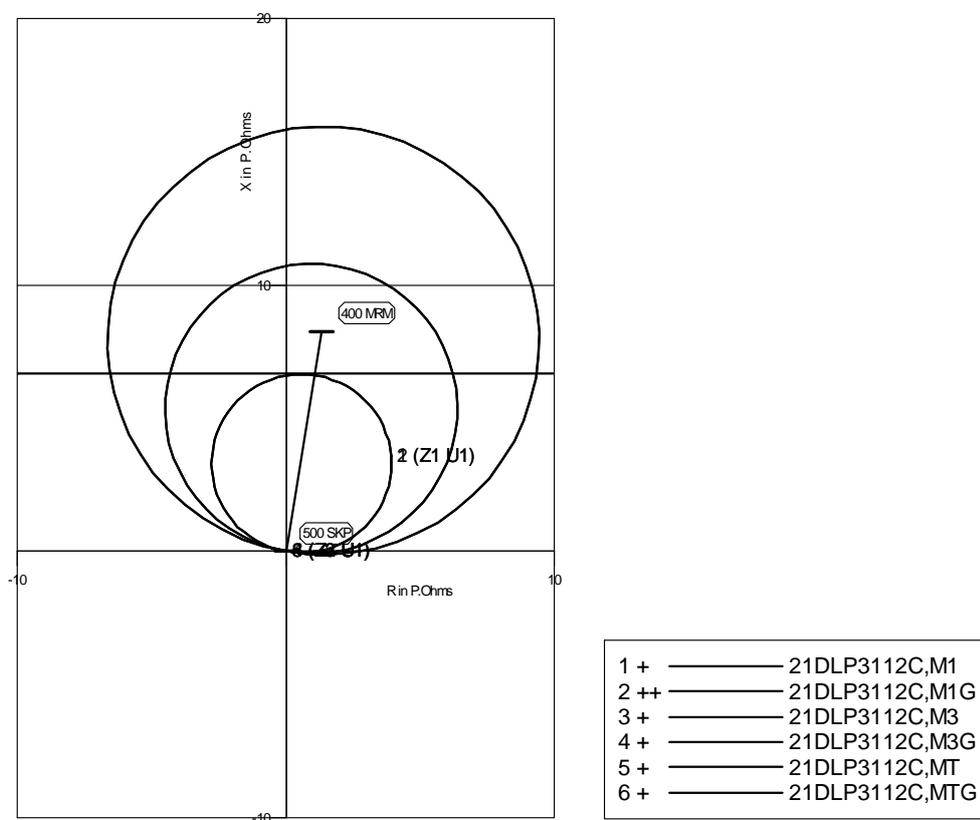
4. Relay Setting

ตารางผนวกที่ 11 ค่ารีเลย์เซตติงของรีเลย์ระยะทางวงจร SKP4YB-01

ตัวแปร	ค่าเซตติง
CT ratio	1200
VT ratio	1000
Z1R/M1	8.04
Z1GR/M1G	8.04
SELZ1U	0
Z1SU	83.59
Z1K0	4.71
Z2R/MT	12.60
Z2GR/MTG	12.60
SELZ2U	0
Z2PANG	90
Z2GANG	90
Z3R/M3	18.193
Z3GR/M3G	18.193
SELZ3U	0
Z3PANG	90
Z3GANG	90
Z4R/M4	1.51
Z4GR/M4G	1.51
Z4OR	0
Z3PANG	80
Z3GANG	80
SELZ4D	1
TL2P	0.3
TL3P	0.6

ตารางผนวกที่ 11 (ต่อ)

ตัวแปร	ค่าเซตติง
TL4P	0.6
TL2G	0.3
TL3G	0.6
TL4G	0.6
POSANG	80
ZERANG	80
ZP	8.38
K0	4.97
LINELEN	30.90



ภาพผนวกที่ 18 R-X ไดอะแกรมแสดงการทำงานของรีเลย์ระยะทาง วงจร SKP4YB-01

5. ค่าเซตติ้งของรีเลย์ระยะทาง วงจร SKP4YB-01 จากโปรแกรม CAPE

Substation: SKP

LZOP: "SKP4YB-01" (LINE)

Line Impedance: 8.378 P. Ohms @ 80.89 deg.

```

21DLP3112C          Tag:      7
Model              DLP3
Style              DLP31???A
1. Distance M1                    Zone 1
Branch Main CT: 500-400 Ckt 1 (115.0 kV) to 400 MRM (MRM)
VT at bus 500 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR   1.200
Reach Setting   6.70 P. Ohms @   80.9 deg.

2. Distance M1G                    Zone 1
Branch Main CT: 500-400 Ckt 1 (115.0 kV) to 400 MRM (MRM)
VT at bus 500 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR   1.200
Unit 1:         Mho
Reach Setting   6.70 P. Ohms @   80.9 deg.

Unit 2:         React
Reach Setting   6.79 P. Ohms @   80.9 deg.

3. Distance M3                    Zone 3
Branch Main CT: 500-400 Ckt 1 (115.0 kV) to 400 MRM (MRM)
VT at bus 500 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR   1.200
Reach Setting   16.07 P. Ohms @   80.9 deg.

4. Distance M3G                    Zone 3
Branch Main CT: 500-400 Ckt 1 (115.0 kV) to 400 MRM (MRM)
VT at bus 500 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR   1.200
Reach Setting   16.07 P. Ohms @   80.9 deg.

5. Distance MT                    Zone 2
Branch Main CT: 500-400 Ckt 1 (115.0 kV) to 400 MRM (MRM)
VT at bus 500 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR   1.200
Reach Setting   10.88 P. Ohms @   80.9 deg.

6. Distance MTG                    Zone 2
Branch Main CT: 500-400 Ckt 1 (115.0 kV) to 400 MRM (MRM)
VT at bus 500 (115.0 kV)
CTR 1200.0 @0   VTR 1000.0 @0   CTR/VTR   1.200
Reach Setting   10.88 P. Ohms @   80.9 deg.

```

ประวัติการศึกษาและการทำงาน

ชื่อ	นายดิลก ชนปรีพัฒน์
วัน เดือน ปี ที่เกิด	2 พฤศจิกายน 2517
สถานที่เกิด	จังหวัดอุทัยธานี
ประวัติการศึกษา	วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต(วิศวกรรมไฟฟ้า) สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง บริหารธุรกิจมหาบัณฑิต(การเงินและการธนาคาร) มหาวิทยาลัยรามคำแหง
ตำแหน่งปัจจุบัน	ผู้ช่วยหัวหน้าแผนกวิเคราะห์ความสูญเสียระบบไฟฟ้า
สถานที่ทำงานปัจจุบัน	กองควบคุมการจ่ายไฟ ฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค