



ปีการศึกษา 2540

การจัดลำดับป้องกันของรีเลย์กระแสเกิน รีเลย์วัดระยะทางและไฟลื้อตรีเลย์
COORDINATION OF OVERCURRENT RELAYS , DISTANCE RELAYS
AND PILOT RELAYS.

คณะผู้จัดทำ

นายขวัญเมือง กิจกุลนำชัย

นายจตุพงศ์ จุฬพันธ์ทอง

นายจักรพันธ์ สุทธิแพทย์

อาจารย์ที่ปรึกษา

ผศ. มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์

-5.ต.ค.2541

วัน เดือน ปี.....

เลขทะเบียน.....0.38485.....

เลขเรียกหนังสือ.....T.400 245M 1721.....

ปริญญานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญา

วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ปีการศึกษา 2540

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีโอกาสเผยแพร่

038485

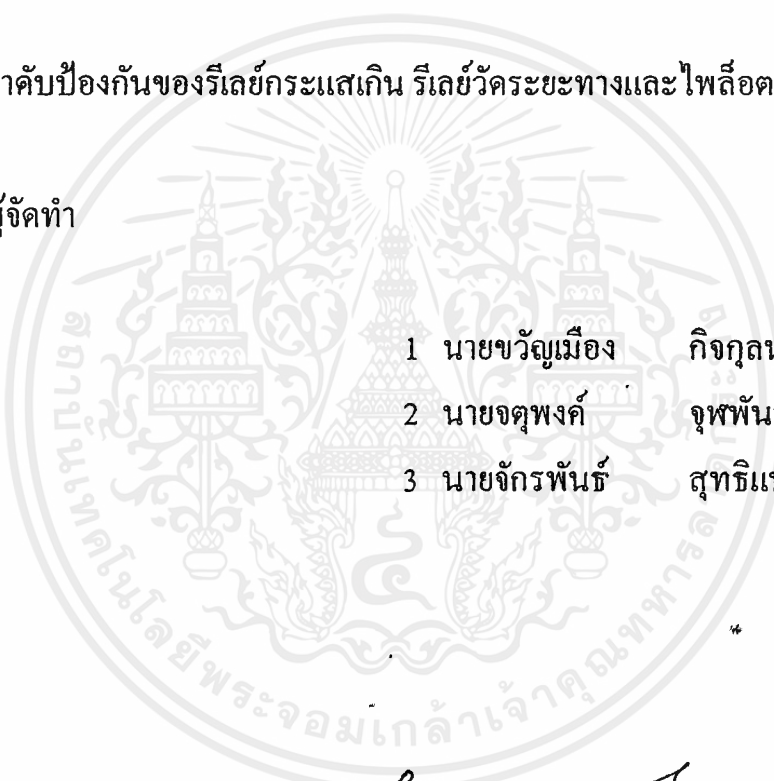
ปริญญานิพนธ์ปีการศึกษา 2540

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

เรื่อง การจัดลำดับป้องกันของรีเลย์กระแสเกิน รีเลย์วัดระยะทางและไฟลื้อตรีเลย์

คณะผู้จัดทำ

- 
- 1 นายขวัญเมือง กิจกุลนำชัย
 - 2 นายจตุพงศ์ จุฬพันธ์ทอง
 - 3 นายจักรพันธ์ สุทธิแพทย์

 อาจารย์ที่ปรึกษา

(ผศ. มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์)

สารบัญ

บทคัดย่อ	I
ABSTRACT	II
สารบัญรูป	III-V
สารบัญตาราง	VI
บทที่ 1 บทนำ	1
บทที่ 2 ทฤษฎีทั่วไปของรีเลย์	3
2.1 รีเลย์ป้องกันกระแสเกิน	3
2.2 รีเลย์วัดระยะทาง	18
2.3 ไฟลื้อตรีเลย์	29
บทที่ 3 คู่มือ และการใช้งานรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน	39
3.1 รีเลย์ป้องกันกระแสเกินสำหรับเฟสฟอลต์ และฟอลต์ลงดิน ชนิด MCGG	39
3.2 รีเลย์ป้องกันกระแสเกินชนิด 1 เฟส ชนิด MCO	45
บทที่ 4 คู่มือการใช้งานของรีเลย์วัดระยะทาง และ ไฟลื้อตรีเลย์	51
4.1 KD-10 และ KD-11 Compensator Distance Relay	51
4.2 MDAR Relaying System Version 2.00	61
บทที่ 5 การศึกษา และการออกแบบ	72
5.1 การศึกษา และการออกแบบรีเลย์กระแสเกิน	72
5.2 การศึกษา และการออกแบบรีเลย์วัดระยะทาง	92
บทที่ 6 ผลการทดลองโปรแกรม	104
บทที่ 7 สรุปผลการดำเนินการ และวิจารณ์การทำงาน	113
ภาคผนวก	
กิตติกรรมประกาศ	
เอกสารอ้างอิง	

การจัดลำดับป้องกันของรีเลย์กระแสนเกิน รีเลย์วัดระยะทางและฟัลต์ตรีเลย์

นายขวัญเมือง กิจกุลนำชัย

นายจุฑพงศ์ จุฬพันธ์ทอง

นายจักรพันธ์ สุทธิแพทย

ผศ.มณฑล ถิลาจินดา ไกรฤกษ์ อาจารย์ที่ปรึกษา

ปีการศึกษา 2540

บทคัดย่อ

ปริญญานิพนธ์ฉบับนี้ เกี่ยวกับการจัดลำดับการป้องกันของรีเลย์กระแสนเกิน รีเลย์วัดระยะทางและฟัลต์ตรีเลย์ในระบบไฟฟ้ากำลัง ยึดตามแนวทางการป้องกันของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ในรูปแบบของโปรแกรมซึ่งเขียนโดยบอร์ดแลนด์เคลฟ 3.0 รีเลย์ที่นำมาประกอบจะแยกพิจารณาเป็นสองกรณี คือ รีเลย์กระแสนเกิน และรีเลย์วัดระยะทางกับฟัลต์ตรีเลย์

รีเลย์กระแสนเกินที่ใช้ประกอบคือ MCO ของบริษัทเอบีบี และ MCGG 82 ของบริษัทจีอีซี แอลสตอม ส่วนรีเลย์วัดระยะทางกับฟัลต์ตรีเลย์ ซึ่งรวมอยู่ภายในชุดเดียวกันใช้ชนิด KD10-KD11 และ MDAR2.00 ของบริษัทเอบีบีเช่นเดียว

การใช้งานโปรแกรม เป็นแนวทางประกอบการใช้งานและการปรับตั้ง รีเลย์ป้องกันอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูง เช่น หม้อแปลงไฟฟ้าและสายส่งระบบไฟฟ้าแรงสูงได้ เนื่องจากระบบไฟฟ้าจริง มีตัวแปรที่ทำให้เกิดการคลาดเคลื่อนอีกมาก ผลลัพธ์ที่ได้จากโปรแกรมเกิดจากการตั้งสมมติฐานโดยให้ตัวแปรอื่นที่ไม่ใช่ในพหุพจน์

Coordination of Overcurrent relays , Distance relays and Pilot relays

Kwanmuang Kitkulnumchai

Jatupong Julapuntong

Jakrapun Sudthipat

Asst. Prof. Monthon Leelajindakrairerk Advisor

1997

Abstract

This thesis , Coordination of Overcurrent relays , Distance relays and Pilot relays in power systems , depends upon the specific protective datas and process for setting relays of EGAT. The operation is based on Delphi 3.0 programming software to compute in order to show graphics.

The operating program is consisting of two separate conditions , according to the differential characteristics between overcurrent and distance. For overcurrent relay, the MCO relay of ABB and the MCGG 82 relay of GEC ALSTHOM are used to sense current level above the setting. The KD10-KD11 and MDAR 2.00 of ABB are distance relay , including pilot relay functions.

The operation is used to set a relay to clear faults for protecting high voltage equipments such as transformer and power transmission lines. Due to many factors in power systems , not only in this project , the results may be unexpected. The results will be assumed that other parameters , not input , are constant.

สารบัญรูป

รูปที่ 2.1.1 ส่วนประกอบของรีเลย์แบบทำงานทันที	4
รูปที่ 2.1.2 ความเหมาะสมในการใช้งานกราฟเวลาผกผัน	5
รูปที่ 2.1.3 การป้องกันสายโดยการตั้งเวลารีเลย์กระแสเกิน	7
รูปที่ 2.1.4 การป้องกันสายโดยการตั้งค่ากระแส	8
รูปที่ 2.1.5 การปรับตั้งทั้งกระแสและเวลา	9
รูปที่ 2.1.6 การปรับตั้งเวลาทำงานรีเลย์	11
รูปที่ 2.1.7 การใช้รีเลย์กระแสเกินแบบทำงานทันที	11
รูปที่ 2.1.8 การช่วยลดเวลารีเลย์แบบเวลาผกผันกลับโดยใช้การทำงานแบบทันที	12
รูปที่ 2.1.9 การป้องกันเฉพาะลัดวงจรลงดิน	13
รูปที่ 2.1.10 การป้องกันสายด้วยรีเลย์กระแสเกินสมบูรณ์แบบ	13
รูปที่ 2.1.11 การป้องกันโดยใช้รีเลย์สองตัว	13
รูปที่ 2.1.12 การเปรียบเทียบลักษณะการทำงานของรีเลย์แบบต่าง ๆ	14
รูปที่ 2.1.13 โครงสร้างของรีเลย์แบบเวลาผกผันกลับ	15
รูปที่ 2.1.14 การทำงานของรีเลย์กระแสผกผันกลับปานกลาง	16
รูปที่ 2.1.15 การทำงานของรีเลย์กระแสผกผันกลับปานกลาง	16
รูปที่ 2.1.16 การทำงานของรีเลย์กระแสผกผันกลับมาก	17
รูปที่ 2.1.17 การทำงานของรีเลย์กระแสผกผันกลับมากที่สุด	17
รูปที่ 2.2.1 ตัวอย่างอุปกรณ์เปรียบเทียบของรีเลย์วัดระยะทาง	19
รูปที่ 2.2.2 ลักษณะการใช้รีเลย์วัดระยะทาง	20
รูปที่ 2.2.3 การทำงานของรีเลย์แบบอิมพีแดนซ์	20
รูปที่ 2.2.4 รีเลย์แบบอิมพีแดนซ์เมื่อมีการอาร์ก	21
รูปที่ 2.2.5 รีเลย์อิมพีแดนซ์ดัดแปลง	22
รูปที่ 2.2.6 การป้องกันสายส่งโดยใช้รีเลย์แบบโม	23
รูปที่ 2.2.7 ผลของอาร์กต่อการทำงานของรีเลย์แบบโม	24
รูปที่ 2.2.8 ลักษณะการทำงานรีเลย์แบบบริแอกแดนซ์	25
รูปที่ 2.2.9 การป้องกันสายโดยใช้รีเลย์แบบบริแอกแดนซ์	25
รูปที่ 2.2.10 การป้องกันเซตบัสโดยใช้รีเลย์แบบออฟเซตโม	26
รูปที่ 2.2.11 การสตาร์ทสัญญาณแคเรียร์โดยใช้รีเลย์ออฟเซตโม	27

IV

รูปที่ 2.2.12 รีเลย์บล็อกการทรูป	28
รูปที่ 2.3.1 ช่วงของสายส่งที่ใช้ไฟลัดป้องกัน	29
รูปที่ 2.3.2 รีเลย์แบบใช้สายนำแบบใช้กระแสไหลวน	31
รูปที่ 2.3.3 หม้อแปลงกระแสผลรวม	31
รูปที่ 2.3.4 รีเลย์แบบใช้สายนำแบบแรงดันต้านกัน	32
รูปที่ 2.3.5 การรับส่งสัญญาณของระบบกระแสแคเรียร์	33
รูปที่ 2.3.6 ความสัมพันธ์ของสัญญาณที่จะทรูปกับการป้องกัน	34
รูปที่ 2.3.7 ตัวอย่างอุปกรณ์เปรียบเทียบมุนเฟสใช้หลอดสูญญากาศ	35
รูปที่ 2.3.8 สายส่งอธิบายระบบแคเรียร์แบบเปรียบเทียบทิศทาง	35
รูปที่ 2.3.9 ตัวอย่างไฟลัดตรีเลย์	37
รูปที่ 2.3.10 ตัวอย่างไฟลัดตรีเลย์	38
รูปที่ 3.1.1 กราฟการใช้งานรีเลย์ MCGG ทั้ง 7 ชนิด	42
รูปที่ 4.1.1 กราฟคุณสมบัติของเฟสทุเฟสยูนิต	53
รูปที่ 4.1.2 กราฟคุณสมบัติของสามเฟสยูนิตของ KD-10	54
รูปที่ 4.1.3 กราฟคุณสมบัติของสามเฟสยูนิตของ KD-11	54
รูปที่ 4.2.1 กราฟวงกลมอิมพีแดนซ์หนึ่งเฟสทุกราวน์	65
รูปที่ 4.2.2 กราฟวงกลมอิมพีแดนซ์เฟสทุเฟสยูนิต	66
รูปที่ 4.2.3 กราฟวงกลมอิมพีแดนซ์สามเฟสยูนิต	66
รูปที่ 4.2.4 การเปรียบเทียบการป้องกันระยะป้องกันของ Z1E กับ Z1 และ Z2	67
รูปที่ 4.2.5 การคิดค่าอิมพีแดนซ์ใหม่ที่มุม PANG	71
รูปที่ 5.1.1 การใช้งานรีเลย์กระแสเกินในการป้องกันหม้อแปลง	72
รูปที่ 5.1.2 กราฟเวลาผกผันของการประสานการทำงานของรีเลย์กระแสเกิน	73
รูปที่ 5.1.3 วงจรสมมูลยูนิตเกิดสามเฟสฟอลท์	73
รูปที่ 5.1.4 วงจรสมมูลยูนิตเกิดเฟสทุเฟสฟอลท์	74
รูปที่ 5.1.5 วงจรสมมูลยูนิตเกิดเฟสทุกราวน์ฟอลท์	74
รูปที่ 5.1.6 บล็อกไดอะแกรมการทำงานของรีเลย์กระแสเกิน	80-81
รูปที่ 5.1.7 โฟลชาร์ทการทำงานของรีเลย์กระแสเกิน	82-84
รูปที่ 5.2.1 ลักษณะการเกิดฟอลท์ที่เป็นข้อบกพร่องของรีเลย์วัดระยะทาง	93
รูปที่ 5.2.2 การทำงานโดยใช้รีเลย์วัดระยะทางโดยไม่ใช้ไฟลัดตรีเลย์	94
รูปที่ 5.2.3 การทำงานโดยใช้รีเลย์วัดระยะทางโดยใช้ไฟลัดตรีเลย์	95

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รูปที่ 5.2.4 ตัวอย่างระบบสายส่งประกอบกรคำนวณ	96
รูปที่ 5.2.5 ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมในส่วนของรีเลย์วัดระยะทาง	100
รูปที่ 5.2.6 ขั้นตอนการคำนวณค่าอิมพีแดนซ์ของแต่ละยูนิต	101
รูปที่ 5.2.7 ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมในส่วนของ KD-10 และ KD-11	102
รูปที่ 5.2.8 ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมในส่วนของMDAR2.00	103
รูปที่ 6.1 แถบเครื่องมือหลักของการใช้งาน	104
รูปที่ 6.2 แนะนำคณะผู้จัดทำ	104
รูปที่ 6.3 การใช้งานโหมดอัตโนมัติและวันไลน์ไดอะแกรม	105
รูปที่ 6.4 ข้อมูลหม้อแปลง	105
รูปที่ 6.5 การเลือกชนิดรีเลย์กระแสเกิน	106
รูปที่ 6.6 กราฟที่ได้จากการปรับตั้งต่าง ๆ ของรีเลย์กระแสเกิน	106
รูปที่ 6.7 กราฟประสานการทำงานของรีเลย์กระแสเกิน	107
รูปที่ 6.8 กราฟประสานการทำงานเมื่อมีการป้อนค่ากระแสลัดวงจร	108
รูปที่ 6.9 การเลือกชนิดรีเลย์วัดระยะทาง	108
รูปที่ 6.10 คุณสมบัติของรีเลย์วัดระยะทางชนิดMDAR	109
รูปที่ 6.11 พารามิเตอร์ที่จำเป็นในการคำนวณรีเลย์วัดระยะทาง	109
รูปที่ 6.12 กราฟประสานการทำงานของรีเลย์วัดระยะทางร่วมกับฟัลต์อิตรีเลย์	110
รูปที่ 6.13 ข้อมูลช่วยเหลือของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินในโปรแกรม	111
รูปที่ 6.14 ออปชันการทำงานของรีเลย์กระแสเกิน	112

สารบัญตาราง

ตารางที่ 3.1 ค่าคงที่ของตัวแปรที่ใช้ในรีเลย์ MCO	46
ตารางที่ 3.2 ลักษณะการใช้งานกราฟแต่ละชนิดของรีเลย์ MCO	47



บทที่ 1. บทนำ

เนื่องจากการส่งจ่ายไฟฟ้า ไปยังสถานที่ห่างไกลจำเป็นต้องมีระบบส่งจ่ายในรูปของแรงดันสูง เพื่อลดค่าใช้จ่ายในการจัดการ อาทิเช่น ลดต้นทุนของตัวนำสายส่ง ขนาดของอุปกรณ์ และความสูญเสียในการส่งจ่าย เป็นต้น ทั้งนี้ระบบการควบคุม ระบบส่งจ่ายไฟฟ้าแรงสูง มีความสำคัญอย่างยิ่ง เพื่อให้การดำเนินการดำเนินการเป็นไปอย่างต่อเนื่อง ลดความเสียหาย และการเกิดอันตรายทั้งต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ ต่อโรงจักร อุปกรณ์สายส่งหรืออุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องอื่น ๆ และจำกัดผลกระทบต่อการส่งจ่ายพลังงานไปยังจุดให้บริการของการไฟฟ้า ทรัพย์สิน และชีวิตของประชาชนสถานะที่ทำให้เกิดความเสียหายที่รุนแรงอย่างหนึ่ง คือการเกิดการลัดวงจร (Fault) ของสายส่งซึ่งก่อให้เกิดความเสียหายจากค่ากระแส แรงสูงไหลภายในระบบส่งจ่าย โดยที่การไหลในทิศทางที่ควบคุมไม่ได้ และจะก่อให้เกิดความเสียหายต่าง ๆ ตามมา เช่น

- ฉนวนของสายชำรุด เนื่องจากรับกระแสมากเกินไป และสายส่งอาจจะขาดได้ ถ้าความร้อนที่เกิดขึ้นมาก (I^2R)
- โดยขณะเกิดฟอลต์มักจะมีการเกิดอาร์ก ซึ่งทำให้เกิดความร้อนสูง จนกลายเป็นไฟไหม้ได้
- โรงจักรต้นกำเนิดพลังงานไฟฟ้าเกิดกระแสเกิน แรงดันตกหรือสูงกว่าพิกัดที่ยอมรับได้
- ทำให้ฉนวนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสื่อม หรืออาจทำให้เกิดการความสูญเสียในการชิงโครไนซ์ได้ ทำให้ต้องตัดระบบ รวมถึงอุปกรณ์อื่น ๆ ที่จะได้รับผลกระทบด้วย
- เกิดการสูญเสียทางเศรษฐกิจ ของอุตสาหกรรมและกิจการประเภทอื่น ๆ ด้วย

สาเหตุของการเกิดลัดวงจร มีอยู่หลายสาเหตุด้วยกัน เช่น ไฟผ่าลงสายส่งทำให้สายขาดหรือเกิดกิ่งไม้พาดสายส่ง ทำให้เกิดการลัดลงดิน และอีกหลายสาเหตุ แต่แยกออกเป็นใหญ่ คือ การเกิด การลัดวงจรชนิดสามเฟส กับการเกิดการลัดวงจรลงดิน

จากข้างต้นจะเห็นได้ว่า ต้องมีการป้องกันอันตรายที่จะเกิดขึ้น ในระบบส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า ดังนั้น จึงต้องมีระบบป้องกัน เพื่อจำกัดหรือป้องกันฟอลต์ ไม่ให้เกิดอันตรายรุนแรง ซึ่งได้แก่ ระบบรีเลย์ป้องกัน

ในโครงการเป็นการศึกษาการทำงานของระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูง โดยใช้รีเลย์ 3 ประเภท ได้แก่

1. รีเลย์วัดกระแสเกิน (Overcurrent Relay)
2. รีเลย์วัดระยะทาง (Distance Relay)
3. ไฟลื้อตรีเลย์ (Pilot Relay)

การออกแบบ และการทำงานของโปรแกรมอาศัยหลักการ และข้อมูลอ้างอิงจากกองรีเลย์ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งใช้รีเลย์ป้องกันกระแสเกิน ในการป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้า ใช้รีเลย์วัดระยะทางและไฟลื้อตริเลย์ ในกรป้องกันระบบสายส่ง เนื่องจากสามารถตรวจสอบความผิดปกติได้ดีกว่ารีเลย์ชนิดอื่น ๆ ซึ่งการแสดงการควบคุมการทำงานของรีเลย์แบ่งออกเป็น 2 ชนิด ตามลักษณะการป้องกันดังกล่าว ซึ่งตามความเป็นจริงระบบป้องกัน มีการประสานการทำงานของรีเลย์แต่ละชนิด ที่สอดคล้องกัน และมีความซับซ้อนมาก

การแสดงผลโดยใช้โปรแกรมภาษาแคลไฟ 3.0 ของบริษัทบอร์แลนด์ และชนิดของรีเลย์ กระแสเกินที่ใช้คือ MCO และ MCGG ส่วนรีเลย์วัดระยะทาง และไฟลื้อตริเลย์ ใช้ชนิด KD และ MDAR โดยใช้อ้างอิงเพื่อปรับตั้งรีเลย์ ให้สอดคล้องกับข้อมูลตามการใช้งานของรีเลย์แต่ละชนิด โดยวัตถุประสงค์ เพื่อช่วยในการเลือกชนิดของรีเลย์ และการปรับตั้งค่าก่อนการใช้งาน และติดตั้งต่อไป ทั้งยังจำลองการทำงานของรีเลย์ที่สภาวะผิดปกติของกระแสค่าต่าง ๆ เพื่อตรวจสอบความเหมาะสมในการป้องกันให้เกิดความเสียหาย น้อยที่สุด

ส่วนประกอบของเนื้อหาของการศึกษา สามารถแบ่งได้ดังนี้

1. ทฤษฎี และหลักการทั่วไป เป็นการศึกษาถึงหน้าที่การทำงาน ,ความสำคัญ และการใช้งานของ รีเลย์ 2 ชนิด คือ รีเลย์กระแสเกิน , รีเลย์วัดระยะทาง และไฟลื้อตริเลย์ เพื่อเป็นแนวทางในการออกแบบต่อไป
2. คู่มือ และการใช้งาน โดยในรีเลย์ป้องกันกระแสเกินใช้ชนิด MCO ของบริษัท ABB และชนิด MCGG 82 ของบริษัท GEC ALSTHOM ส่วนรีเลย์วัดระยะทางและไฟลื้อตริเลย์ใช้ชนิด KD-10 ,KD-11 และ MDAR 2.00 ของบริษัท ABB
3. การศึกษา และการออกแบบ เป็นส่วนที่ใช้ในการจำลองระบบป้องกัน ทั้งหม้อแปลง และระบบสายส่ง โดยอาศัยทฤษฎี และหลักการของรีเลย์แต่ละชนิด ,ข้อมูลจาก ก.ฟ.ผ. รวมทั้งแสดงวิธีการทำงาน และใช้งานโปรแกรมตามอัลกอริธึมที่ได้วางไว้
4. การทดลองใช้งานโปรแกรม และการคำนวณ เป็นส่วนแสดงผลที่ได้จากการออกแบบทั้งหมด แสดงลำดับขั้นตอนการใช้งาน แสดงผลลัพธ์ และขั้นตอนในการคำนวณเพื่อแสดงความสอดคล้องกันระหว่างโปรแกรม และทฤษฎี
5. สรุปผล และวิจารณ์การทำงาน อธิบายถึงผลที่เกิดขึ้นเปรียบเทียบกับวัตถุประสงค์ที่วางไว้ แสดงถึงประโยชน์จากการทำงาน แสดงข้อผิดพลาดที่เกิดขึ้น รวมทั้งแนวทางการปรับปรุงและพัฒนา ทั้งยังวิเคราะห์ข้อแตกต่างกับระบบที่ใช้งานจริง กับผลที่คาดหวังไว้ สรุปข้อดีและข้อเสียของโครงการ

บทที่ 2. ทฤษฎีทั่วไปของรีเลย์

2.1 รีเลย์กระแสเกิน (Overcurrent Relays)

2.1.1 หลักการทำงาน และความหมาย

เมื่ออุปกรณ์สวิตช์เกียร์ (power circuit breaker หรือ contactor) ถูกนำมาใช้เพื่อความสะดวกในการตัดระบบไฟฟ้ากำลัง อุปกรณ์ทำหน้าที่ควบคุมการป้องกัน ดังกล่าวได้แก่ รีเลย์

โดยส่วนมากชนิดของรีเลย์ที่นิยมใช้คือ รีเลย์กระแสเกิน(overcurrent relay)ซึ่งจะเป็นตัวป้องกันระบบ โดยอาศัยการพิจารณาระดับขนาดกระแสที่เปลี่ยนไป โดยจะมีการตั้งค่าที่มากกว่ากระแสโหลด

ในรีเลย์กระแสเกินจะมีคุณลักษณะการทำงานต่าง ๆ กัน เช่นการทำงาน แบบทันที (instantaneous) , เวลาคงที่(dependent time delay) และ เวลาไม่คงตัว(independent time delay) โดยการนำมาใช้ส่วนใหญ่ในการป้องกันการให้โหลดเกิน

การป้องกันสายโดยใช้การวัดค่ากระแสที่เพิ่มขึ้นจากการทำงานปกติของระบบ เป็นการป้องกันแบบแรกที่ใช้สำหรับสายส่งและสายจ่ายกำลังไฟฟ้า โดยการเป็นการป้องกันที่เข้าใจง่าย และอุปกรณ์ค่อนข้างง่าย และราคาถูกกว่าแบบอื่นๆ แต่ต้องมีการประสานการทำงาน(Co-ordination) ของรีเลย์ตัวหนึ่งกับรีเลย์ตัวอื่นๆ ให้เหมาะสมเพื่อสามารถแยกแยะได้ ซึ่งบางครั้งยากที่จะประสานการทำงานเพื่อให้รีเลย์ทุกตัวทำงานอย่างถูกต้อง และมีความเร็วสูงมากพอที่จะป้องกันความผิดปกติ เช่น การลัดวงจร โดยปกติเราไม่ใช้ในการป้องกันกระแสโหลดเกิน (overload) แต่เป็นการลัดวงจรในสาย

บางครั้งอาจช่วยป้องกัน กระแสโหลดเกินได้บ้าง ในบางระบบที่อาจมี กระแสโหลดสูงสุดในการทำงานตามปกติ ที่สูงกว่าการลัดวงจร แต่การประสานการทำงานนั้นจะทำได้ยากมาก

โดยการใช้รีเลย์ชนิดกระแสเกิน มักจะใช้สำหรับการป้องกันสายส่งระยะสั้นๆ หรือสายที่มีความสำคัญน้อย ซึ่งจะลดต้นทุนจากการใช้รีเลย์วัดระยะทาง(Distance Relay) หรือไพโลตรีเลย์(pilot relays) และเรามักใช้ รีเลย์ชนิดกระแสเกิน ในการป้องกันที่ใช้เป็นรีเลย์รองสำหรับ ตำรวจ

เราแบ่งชนิดของรีเลย์ออกเป็นชนิดไฟฟ้า-กล (Electro-mechanical) ชนิดดูด และชนิดเหนี่ยวนำ(Induction type) แต่ปัจจุบันเริ่มใช้แบบสถิตย(Static) กันมากขึ้น โดยชนิดสถิตย มีลักษณะการทำงานเหมือน ชนิดไฟฟ้า-กล แต่มีเวลาเร็วที่เร็วกว่า ค่าความถูกต้องสูง ขนาดเล็ก และกินไฟน้อยกว่า

2.1.2 วัตถุประสงค์ของการ Co-ordination และ Relay setting

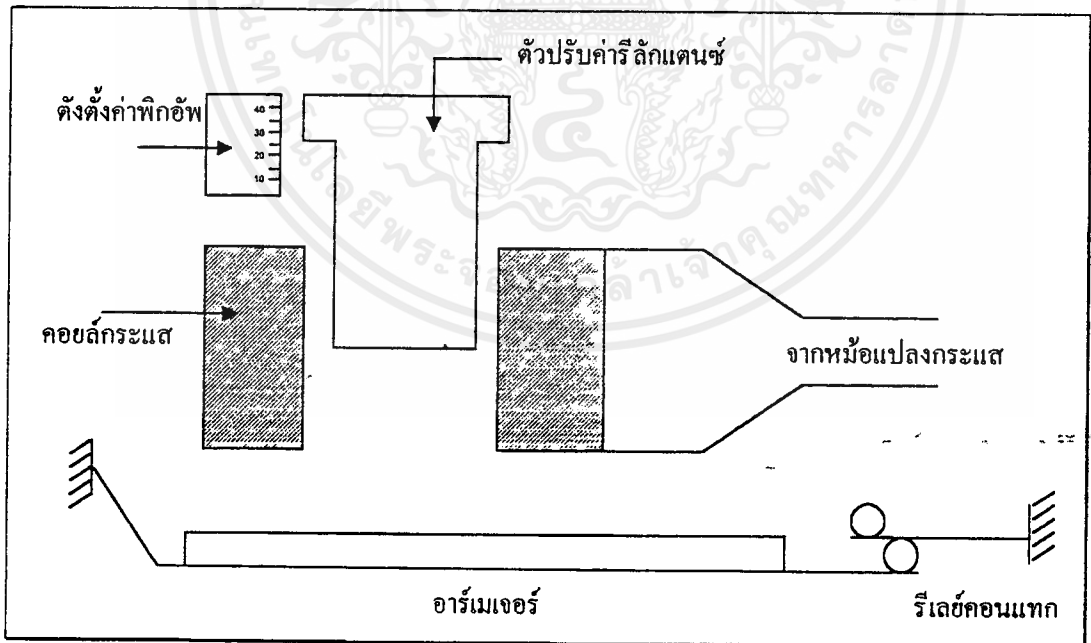
1. เพื่อคำนวณ หาคุณลักษณะ, พิกัดการใช้งาน และการปรับตั้ง ของอุปกรณ์ป้องกัน
2. เพื่อให้แน่ใจว่ามีฟอลต์ในระบบ หรือเกิด กระแสเกิน ทำการตัดส่วนนั้นออก โดยส่วนอื่นยังคงทำงานได้
3. สามารถตั้งค่าแก่อุปกรณ์ป้องกัน เพื่อกัน กระแสเกิน แก่ อุปกรณ์
4. กำจัดฟอลต์ เร็วที่สุดเท่าที่จะทำได้

2.1.3 การแบ่งชนิดของรีเลย์กระแสเกิน

- รีเลย์กระแสเกินที่ทำงานแบบทันที (Instantaneous Overcurrent Relay)
- รีเลย์กระแสเกินที่เวลาการทำงานคงที่ (Fixed Time Delay Overcurrent Relay)
- รีเลย์กระแสเกินชนิดเวลาผกผัน (Inverse Time Delay Overcurrent Relay)

2.1.3.1 รีเลย์กระแสเกินที่ทำงานแบบทันที

รีเลย์ซึ่งทำงานทันที (ไม่มี เวลาหน่วง) เมื่อกระแสเข้าสู่รีเลย์มีค่าเท่ากับ หรือเท่ากับ หรือสูงกว่า ค่า กระแสพิคอัพ ที่ตั้งไว้



รูปที่ 2.1.1 แสดงส่วนประกอบของ รีเลย์ชนิดทำงานแบบทันที

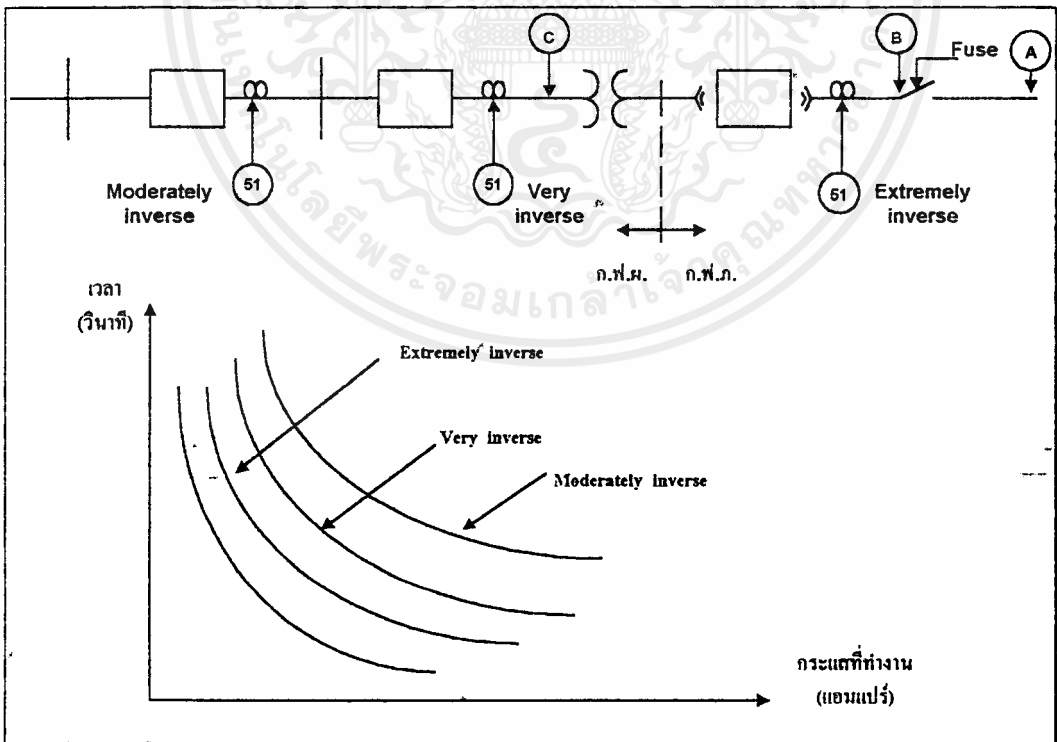
การทำงานแบบทันที ใช้หลักการง่าย ๆ คือเมื่อเกิดมีกระแส จำนวนหนึ่งที่มีค่าเท่ากับ หรือมากกว่า ค่าต่ำสุดของค่าพิกัดฯ ตามการตั้งค่า ก็จะเกิดมีเส้นแรงแม่เหล็ก จำนวนหนึ่งในแกนแม่เหล็กมากพอที่จะทำให้อำนาจแม่เหล็กดูด ส่วนอาร์เมเจอร์ได้ และทำให้รีเลย์ตัดวงจร การปรับตั้งค่ากระแสพิกัดฯ ทำโดยเลื่อนแกนเหล็กเพื่อทำให้ช่องว่างของแกนอากาศภายในแกนแม่เหล็กมากขึ้นหรือน้อยลงก็ได้

2.1.3.2 รีเลย์กระแสเกินที่เวลาการทำงานคงที่

รีเลย์ชนิดนี้จะทำงานเมื่อกระแสเข้าสู่รีเลย์เป็นค่าตายตัวโดยไม่ขึ้นกับกระแสการทำงาน กล่าวคือไม่ว่ากระแสการทำงานจะสูงเป็นหลาย ๆ เท่าของกระแสต่ำสุดในการปรับตั้งก็ตาม เวลาในการทำงานยังคงเป็นค่าเดิม

2.1.3.3 รีเลย์กระแสเกินชนิดเวลาผกผัน

เป็นรีเลย์ที่ทำงานเมื่อค่ากระแสที่ไหลเข้าสู่รีเลย์เท่ากับ หรือสูงกว่าค่าที่ปรับตั้งไว้ เวลาการทำงานเป็นสัดส่วนกลับ กับค่ากระแสที่ทำให้รีเลย์ทำงาน กล่าวคือเมื่อกระแสที่ไหลผ่านรีเลย์มีค่าน้อย เวลาที่จะสูง แต่ถ้ากระแสสูงเวลาในการทำงานก็จะน้อย



รูปที่ 2.1.2 แสดงลักษณะความเหมาะสมในการใช้งานของกราฟเวลาผกผัน

การใช้งานรีเลย์ชนิดต่าง ๆ เลือกใช้ตามเลือกใช้ตามความเหมาะสม ตัวอย่างเช่น รีเลย์การไฟฟ้าฝ่ายผลิตมักเป็นรีเลย์ที่ต้องทำงานกับกระแสค่าสูง ๆ เช่น ผกผันมาก(Very inverse) และผกผันปานกลาง (Moderately inverse)

2.1.4 การทำงานแบบ instantaneous

เป็นการให้อุปกรณ์ป้องกันทำการทริปโดยทันทีที่เกิดฟอลต์ ข้อดีก็คือจะเคลียร์ฟอลต์ได้เร็วประมาณ 1 - 2 ไซเคิล แต่จะประสานการทำงานได้ยาก (เนื่องจากผลของระยะทาง จากแหล่งจ่ายอาจมีค่าอิมพีแดนซ์ที่ต่างกันไม่มาก ขณะเกิดฟอลต์ที่ตำแหน่งของรีเลย์ตัวที่อยู่ใกล้ฟอลต์ และไกลฟอลต์จะมีกระแสใกล้เคียงกัน รีเลย์ตัวที่ไกลฟอลต์อาจจะทริปก่อน)

การประยุกต์การใช้งานของ instantaneous

1. ใช้ในงานที่มีค่าอิมพีแดนซ์แตกต่างกันมากพอที่ตำแหน่งการประสานการทำงาน ของรีเลย์ทั้งสอง
2. ไม่มีจุดเชื่อมต่อแบบปิดวงจรอัตโนมัติ
3. สำหรับการต่ออุปกรณ์แบบเชิงกล เช่น มอเตอร์

การตั้งค่าของ รีเลย์กระแสเกิน จะต้องมากกว่า I_L/R เมื่อ

I_L = กระแสโหลดสูงสุด (อาจรวมในบางกรณี ที่ กระแสเกิน)

R = อัตราส่วนเวลารีเซต หรือ อัตราส่วนครีป / ออฟฟิสิกซ์ เพื่อรับประกันว่ารีเลย์จะทำงานครอบคลุมทั้งหมดเมื่อทำการเคลียร์ฟอลต์แล้ว รีเลย์จะทำงานที่เงื่อนไขรีเซตที่สมบูรณ์

2.1.5 การประสานการทำงานของรีเลย์ (Co-ordination)

การจะใช้รีเลย์กระแสเกินต้องรู้ค่ากระแสลัดวงจรก่อนซึ่งการหากระแสลัดวงจรตามจุดต่าง ๆ มักไม่สะดวกและไม่คุ้มค่า ส่วนใหญ่จึงนิยมวงจร วิเคราะห์ระบบเพื่อหาค่ากระแสลัดวงจรตามปกติมักใช้ คาร์รีแอกแทนซ์ ในช่วงทรานส์เซียน ของแหล่งจ่ายและใช้กระแสสมมาตรแบบทำงานทันที คำนวณก็พอ ข้อมูลที่จำเป็นในการประสานการทำงานของรีเลย์กระแสเกิน มีดังนี้ คือ

1. วันไลน์ไดอะแกรมของระบบที่ต้องการป้องกัน ซึ่งจะแสดงพิกัดของรีเลย์ รวมทั้งหม้อแปลงกระแสที่ใช้ร่วมด้วย
2. ค่าอิมพีแดนซ์ หน่วยเป็น โอห์ม หรือ เปอร์เซ็นต์ หรือ ค่าเปอร์ยูนิต (p.u. หรือ per unit) ของหม้อแปลงหรือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และสายส่งช่วงต่าง ๆ
3. ค่าสูงสุดและค่าต่ำสุดของกระแสลัดวงจร ณ ตำแหน่งต่าง ๆ ที่มีรีเลย์อยู่

4. กระแสตัดรันทของมอเตอร์ขณะสตาร์ทและหยุด ในมอเตอร์แบบเหนี่ยวนำ
5. กระแสโหลดสูงสุด
6. กราฟแสดงการลดของกระแสลัดวงจรที่มาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
7. กราฟแสดงสมรรถนะของหม้อแปลงกระแสต่าง ๆ

การประสานการทำงาน ควรเริ่มตั้งให้รีเลย์ทำงานใช้เวลาน้อยที่สุด เมื่อกระแสลัดวงจรสูงสุด แล้วค่อยปรับเวลาให้เหมาะสมจนกระแสลัดวงจรมีค่าต่ำสุด

หลักการในการประสานการทำงานของรีเลย์กระแสเกิน

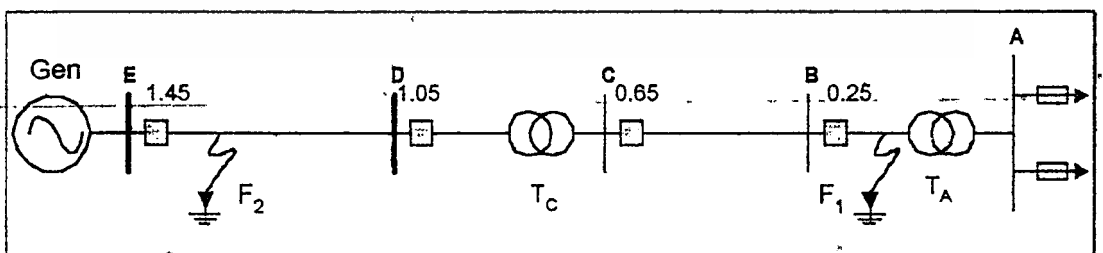
1. ควรใช้ รีเลย์ที่มีลักษณะการทำงานแบบเดียวกันต่อเนื่องกันเพื่อเป็นอนุกรมกันเท่าที่จะทำได้
2. ปรับตั้งกระแสทำงานของ รีเลย์ตัวที่อยู่ไกลจากแหล่งจ่ายที่สุดให้มีค่า เท่ากับหรือน้อยกว่ารีเลย์ที่ติดตั้งอยู่ข้างหลังเพื่อให้สามารถแยกแยะได้ดี

2.1.6 หลักการในการทำการประสานการทำงาน ของรีเลย์โดยใช้ค่ากระแสและเวลาการทำงาน

การใช้รีเลย์กระแสเกินนั้นจำเป็นต้องให้มีการแยกแยะในระบบได้ว่า การลัดวงจรเกิดขึ้นที่ตำแหน่งใด และรีเลย์ตัวไหนควรทำงานก่อน โดยวิธีที่จะทำมี 3 วิธี ซึ่งมีจุดประสงค์อันเดียวกันคือ แยกแยะให้ได้ว่า ความผิดปกติเกิดขึ้นที่ใดและตัดบริเวณนั้นออกให้น้อยที่สุดเพื่อให้ไม่กระทบต่อส่วนที่เหลือ

1. การแยกแยะรีเลย์โดยตั้งเวลาการทำงานของรีเลย์กระแสเกิน

การใช้วิธีนี้คือ กำหนดช่วงเวลาการทำงานของรีเลย์ให้มีการทำงานแตกต่างกัน โดย ที่ตัวที่อยู่ใกล้สุดทำงานก่อนรีเลย์ตัวอื่น วิธีนี้อาจใช้ได้ในสายจ่ายที่เป็นเส้นเดียวดังรูปที่ 2.1.3

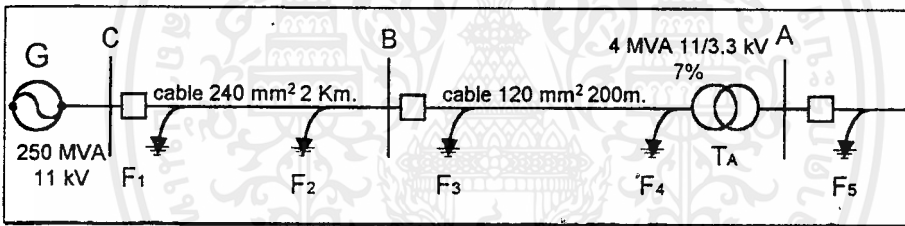


รูปที่ 2.1.3 แสดงการป้องกันสายจ่ายโดยการตั้งเวลารีเลย์กระแสเกิน

การป้องกันแบบนี้จะปรับเวลาลดหล่นกันลงไป โดยที่จุดที่ใกล้แหล่งจ่ายที่สุดจะมีเวลาในการหน่วงมากที่สุด วนขนาดของกระแสเกินจะสูงมากเท่าไรก็ตามแต่เวลาการทำงานของรีเลย์ก็ยังเท่าเดิมเหมาะสำหรับการป้องกันการสายส่งที่ง่าย ๆ ขึ้นๆ ซึ่งข้อเสียของระบบนี้ก็คือ ถ้าเกิดการลัดวงจรที่ใกล้แหล่งจ่ายดังรูปที่ F_2 ซึ่งเวลาของรีเลย์ E จะมีค่ามากที่สุดซึ่งอาจทำให้เกิดความเสียหายได้มาก และเป็นการยากที่จะทำการประสานการทำงาน กับ ฟิวส์

2. การแยกแยะรีเลย์โดยใช้การตั้งค่ากระแส

การแยกแยะแบบนี้อาศัยหลักที่ว่ากระแสลัดวงจรมีค่าต่างกัน ณ. ตำแหน่งที่ต่างกัน เนื่องจากค่าอิมพีแดนซ์ที่ระหว่าง แหล่งจ่ายกับจุดลัดวงจรต่างกัน โดยวิธีนี้รีเลย์ ตัวที่อยู่ใกล้แหล่งจ่ายจะปรับตั้งกระแสให้น้อยกว่าตัวที่อยู่ถัดมาห่างจากแหล่งจ่าย แต่กรรมวิธีนี้บางครั้งอาจแยกแยะได้ไม่ดี พิจารณาดังรูป 2.1.4



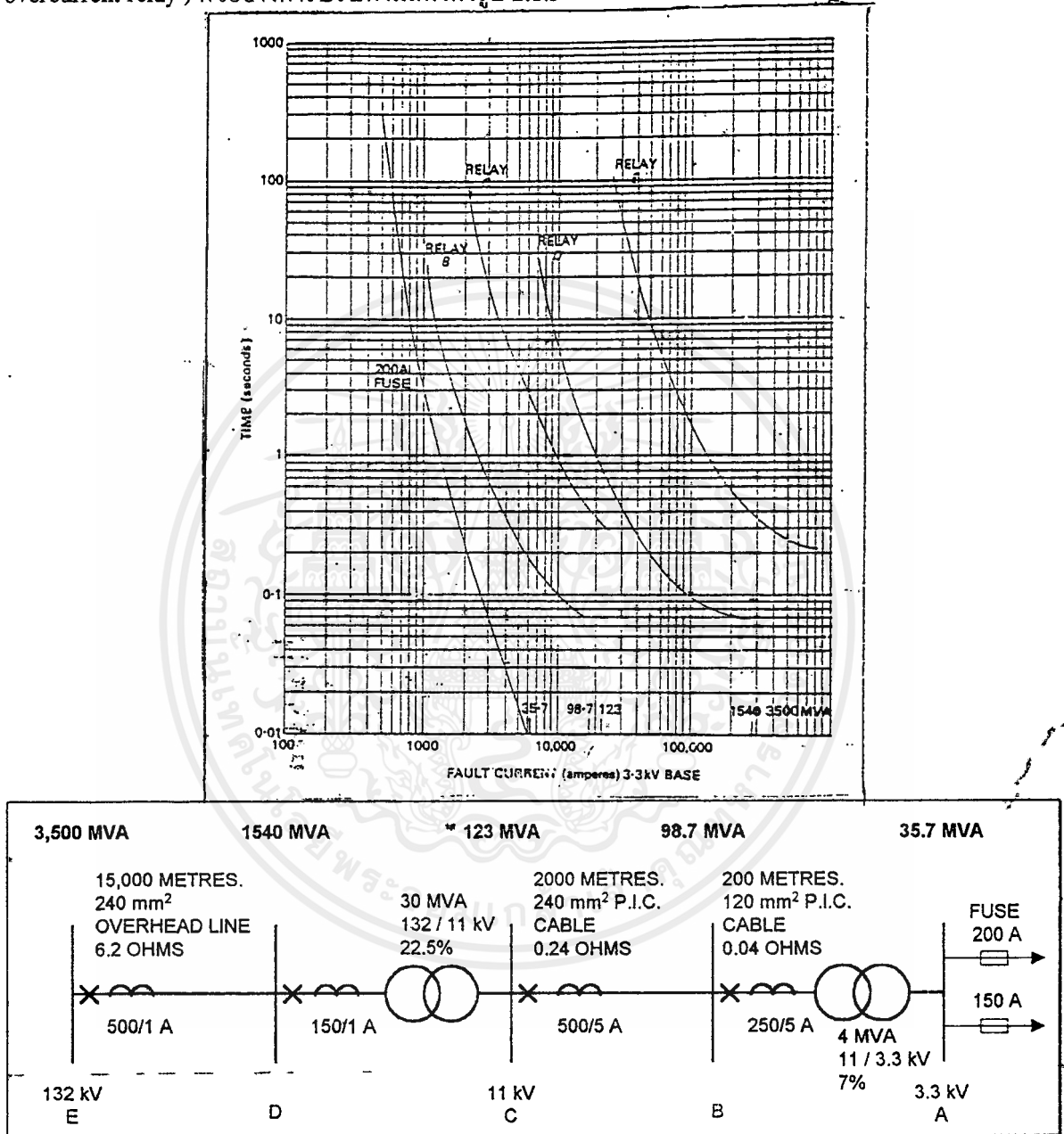
รูปที่ 2.1.4 แสดงการป้องกันสายจ่ายโดยใช้วิธีการตั้งค่ากระแสทำงานของรีเลย์

ถ้าเกิดการลัดวงจร ที่จุด F_4 และ F_5 การแยกแยะระหว่างรีเลย์ A และ B จะดีเพราะมีค่าอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงคั่นอยู่ แต่ถ้าเกิดการลัดวงจรที่ F_2 และ F_3 ซึ่งอาจจะห่างกันไม่กี่เมตร จะแยกแยะได้ยากเพราะค่าอิมพีแดนซ์จะต่างกันเล็กน้อย ยิ่งถ้าการลัดวงจรเกิดขึ้นที่ระยะจ่ายโหลดน้อย การปรับแยกก็ยิ่งทำได้ลำบาก

3. การแยกแยะรีเลย์โดยทั้งปรับตั้งกระแสและเวลาการทำงานของรีเลย์กระแสเกิน (Inverse time)

จากที่ผ่านมาข้อเสียของการใช้การตั้งเวลาอย่างเดียว การเกิดกระแสลัดวงจรที่รุนแรงคือใกล้แหล่งจ่ายจะทำให้ช้า และข้อเสียของการใช้การตั้งกระแสอย่างเดียวจะใช้ได้เฉพาะกรณีที่อิมพีแดนซ์ระหว่าง รีเลย์มีค่าสูงพอ โดยเราจะประยุกต์ทั้งการปรับกระแสและเวลาร่วมกันโดยที่ให้มีลักษณะการ

ทำงานเร็วขึ้นเมื่อกระแสมีค่าสูงขึ้น นั่นคือ เวลาทำงานจะผกผันกับกระแสลัดวงจร (inverse time overcurrent relay) ตัวอย่างการปรับตั้งแสดงดังรูป 2.1.5



รูปที่ 2.1.5 แสดงการปรับตั้งทั้งค่ากระแส และเวลาการทำงานของรีเลย์

จากรูป จะพบว่าการลัดวงจรที่เกิดขึ้นในสายใกล้กับจุดที่ต่อรีเลย์ ถ้าเราใช้รีเลย์แบบเวลาผกผัน จะช่วยลดเวลาในการแยกแยะและตัดวงจรออกจากระบบได้เร็วมากขึ้น แม้ว่าในกรณีที่เกิดลัดวงจรที่เกิดขึ้นทางด้านปลายสายเวลา การตัดวงจรก็ยังลดลงได้

จะพบว่าการใช้วิธีการแบบนี้จะทำให้มี การป้องกันสายโดยใช้รีเลย์กระแสเกินทำงานได้ดีขึ้น กว่าแบบทั้งสองข้างต้น จึงนิยมใช้กันอย่างกว้างขวางในกรณีที่สายไม่ยาวมากนัก

สรุปข้อดี-ข้อเสียของ การใช้งานเวลาผกผัน

ข้อดี

- ปรับปรุงเวลาการทำงานที่ใกล้แหล่งจ่ายได้เหมาะสมยิ่งขึ้น
- มีคุณลักษณะการนำไปประยุกต์ใช้งาน ได้เหมาะสม เช่น ใช้โหมดเวลาผกผันสูงมาก(extremely inverse) ที่เหมาะกับการทำงานร่วมกับฟิวส์

ข้อเสีย จะใช้เวลาในการตัดวงจรที่มากกว่าแบบอื่นขณะที่กระแสฟอลต์มีค่าต่ำ

2.1.7 การพิจารณาระยะห่างของเวลาในการประสานการทำงาน

ข้อควรระวังในการประสานการทำงาน คือ การเลือกช่วงเวลาทำงานของรีเลย์ที่ต่อเนื่องกันที่ต่อเนื่องกัน คือ เวลาการทำงานอาจไม่แน่นอน เท่ากับที่กำหนดทีเดียว จะขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายอย่าง ดังนี้

- เวลาที่ไขของตัวตัดวงจรใช้ในการตัดวงจร (CB time)
- เวลาการทำงานเกินเลขของรีเลย์ (overshoot time) โดยเฉพาะรีเลย์ที่เป็นแบบจานหมุน
- ความผิดพลาดในการทำงาน
- ค่าความเผื่อ

โดยปกติ ค่าเวลาที่ บวกเข้าไปเพื่อให้รีเลย์ทำงานผิดพลาดน้อยลงจะอยู่ที่ประมาณ 0.4 วินาที แต่ในบางครั้งอาจลดลงได้เหลือ 0.3 วินาทีหรือน้อยกว่า ขึ้นอยู่กับสมรรถนะของรีเลย์

สูตรสำเร็จในการคำนวณเวลาส่วนที่เผื่อสำหรับตั้งเวลาการทำงานของรีเลย์ตัวถัดไป เป็นดัง สมการ

$$t_{i+1} = t_i + t_{CBi} + t_{ovs,i+1} + t_s \quad \text{วินาที} \quad \text{สมการที่ (2.1.1)}$$

เมื่อ

t_{i-1} : เวลาในการทำงานของรีเลย์ ที่เผื่อความผิดพลาด

t_i : เวลาการทำงานของรีเลย์ตัวที่อยู่ใกล้การลัดวงจร โดยไม่เผื่อ

t_{CBI} : เวลาที่ไถของตัวตัดดวงจรใช้ในการตัดดวงจร

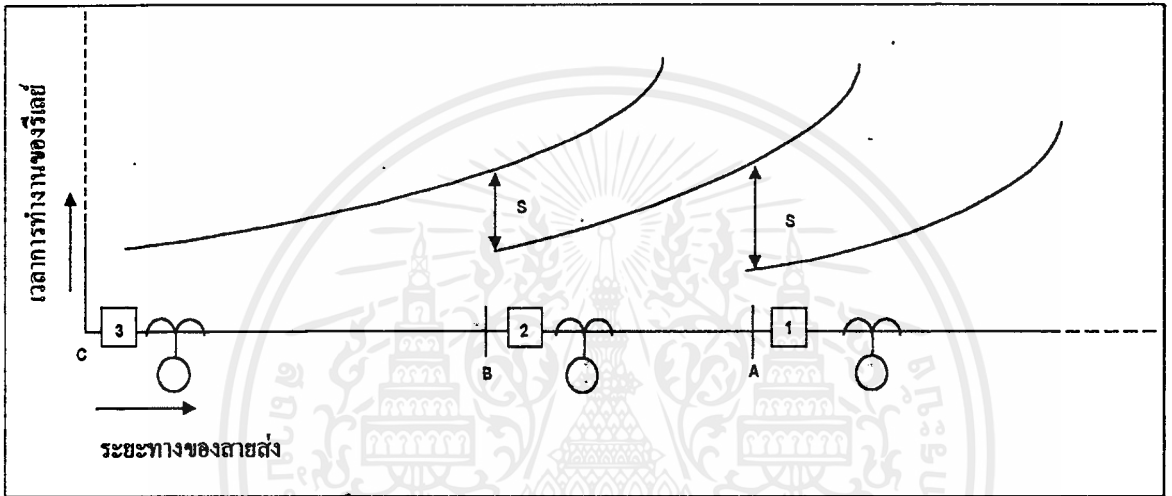
t_{OVs+1} : เวลาที่รีเลย์อาจจะวิ่งเลย

t_s : เวลาที่เผื่อเพื่อความปลอดภัย

โดยเวลาที่เรากำลังเผื่อไว้อย่างน้อยต้องเท่ากับ s วินาที บางครั้งเรียกว่า ช่วงเวลาแยกแยะ

(selective-time interval) ดังสมการ $s = t_{CBI} + t_{OVs+1} + t_s$ สมการที่ (2.1.2)

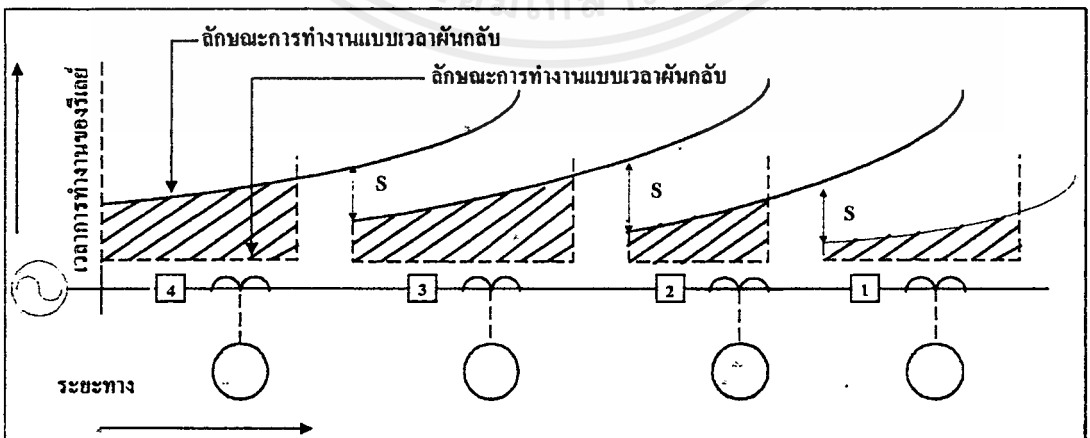
โดยค่า s จะประมาณ 0.25-0.3 วินาที แสดงลักษณะของ s ดังรูป 2.1.6



รูปที่ 2.1.6 แสดงการปรับตั้งเวลาการทำงานของรีเลย์

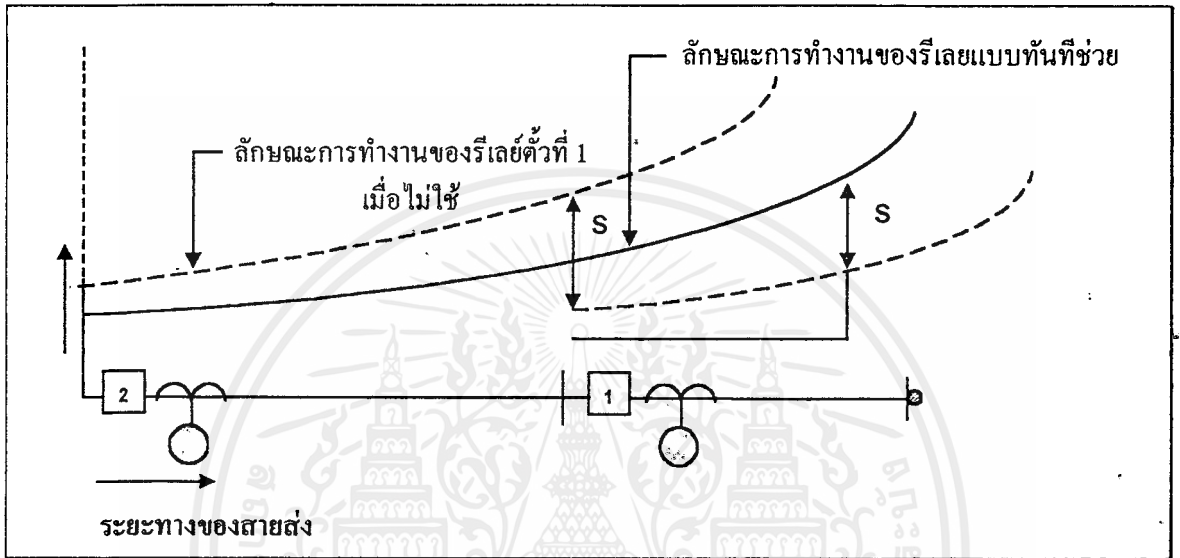
2.1.8 การใช้รีเลย์กระแสเกินแบบทำงานทันทีร่วมกับแบบทำงานเวลาผกกลับ

มักใช้ในกรณีสายค่อนข้างยาวหรือ กรณีที่ทำให้เวลาการทำงานของรีเลย์ใกล้แหล่งจ่ายทำงานช้าลง เราแก้ไข โดยใช้รีเลย์กระแสเกินแบบทำงานทันที ช่วยลดเวลาการตัดดวงจร แสดงดังรูปที่ 2.1.7



รูปที่ 2.1.7 แสดงการใช้รีเลย์กระแสเกินแบบทำงานทันทีช่วยลดเวลาการตัดดวงจร

ซึ่งรีเลย์กระแสเกินจะทำงานทันทีเมื่อเกิดการลัดวงจรที่ใกล้ตำแหน่งที่ติดตั้ง รีเลย์จนถึงระยะหนึ่งจึงเป็นหน้าที่ของรีเลย์เวลาผกกลับโดยที่รีเลย์แบบทำงานทันทีจะทำงานถึงระยะทางประมาณ 70 % ในการลัดวงจรแบบสามเฟส หรือ 54 % ในแบบระหว่างเฟส โดยการติดตั้งรีเลย์แบบทำงานทันทีนี้จะช่วยลดเวลาการทำงานของรีเลย์แบบผกกลับที่ตำแหน่งถัดมาได้ ดังรูป คือจะช่วยลดค่า s ที่เหลือลงได้

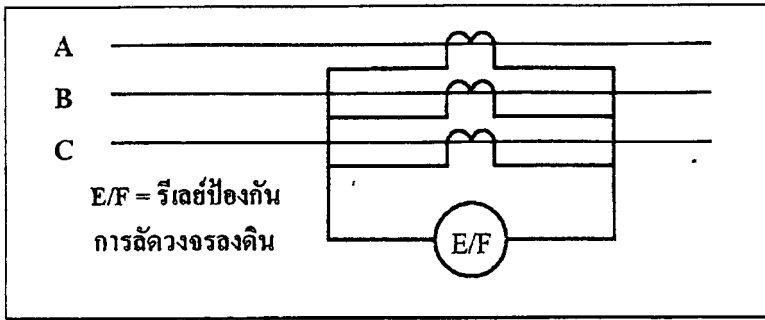


รูปที่ 2.1.8 แสดงการช่วยลดเวลาของรีเลย์แบบเวลาผกกลับ แบบทำงานทันที

2.1.9 การป้องกันการลัดวงจรลงดิน

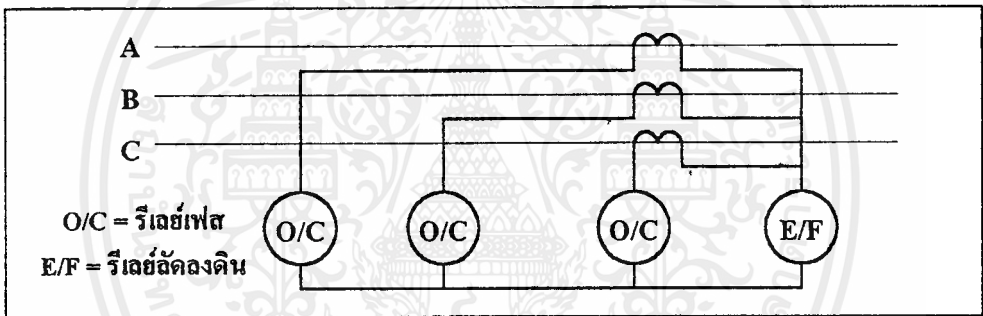
โดยทั่วไปในการป้องกันสายส่ง เราจะใช้รีเลย์กระแสเกินในการป้องกันการลัดวงจร ที่เกิดจากการลัดวงจรแบบสามเฟส และการลัดวงจรลงดินเท่านั้นเพราะในเฟสทุเฟส จะอยู่ระหว่างค่ากระแสทั้งสองนี้อยู่แล้วโดยรีเลย์ป้องกันเฉพาะการลัดวงจรลงดิน จะไม่รู้ถึงกระแสไหลตามปกติเลย ไม่ว่าไหลจะ สมดุลหรือไม่ ในทางปฏิบัติจะตั้งค่าไว้เพียงไม่กี่เปอร์เซ็นต์ของค่าไหลอาจมีกระแสไม่สมดุลเกิดขึ้น ซึ่งทำให้กระแสการทำงานรีเลย์ในค่าที่ตั้งไว้ ทำให้เกิดการลัดวงจรทั้ง ๆ ที่ไม่ใช่การลัดวงจร

การ ตั้งค่ารีเลย์ในการป้องกันการลัดวงจรลงดินนี้ ถ้าตั้งที่ค่าต่ำ ๆ จะมีประโยชน์มากเพราะการลัดวงจรลงดินเป็นความผิดปกติที่เกิดขึ้นบ่อยที่สุด แต่บางครั้งกระแสลัดวงจรลงดินจะต่ำเนื่องจากมีอิมพีแดนซ์จำกัดค่ากระแสในบางจุดของระบบ การป้องกันการลัดวงจรลงดินอย่างเดียว อาจทำได้ดังรูปที่ 2.1.9



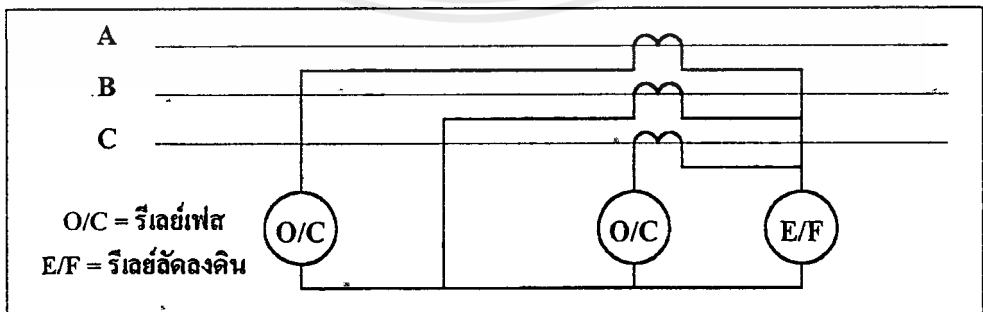
รูปที่ 2.1.9 แสดงการป้องกันเฉพาะการลัดวงจรลงดิน

แต่ปกติการป้องกันสายด้วย รีเลย์กระแสเกินมักใช้รีเลย์ป้องกันแต่ละเฟสและรีเลย์ป้องกันการลัดวงจรลงดินอีกหน่วยหนึ่งดังรูปที่ 2.1.10



รูปที่ 2.1.10 แสดงการป้องกันสายด้วยรีเลย์กระแสเกินที่สมบูรณ์แบบ

บางครั้งอาจลดรีเลย์ป้องกันเฟสลงหนึ่งตัวเพื่อประหยัดดังรูปที่ 2.1.11



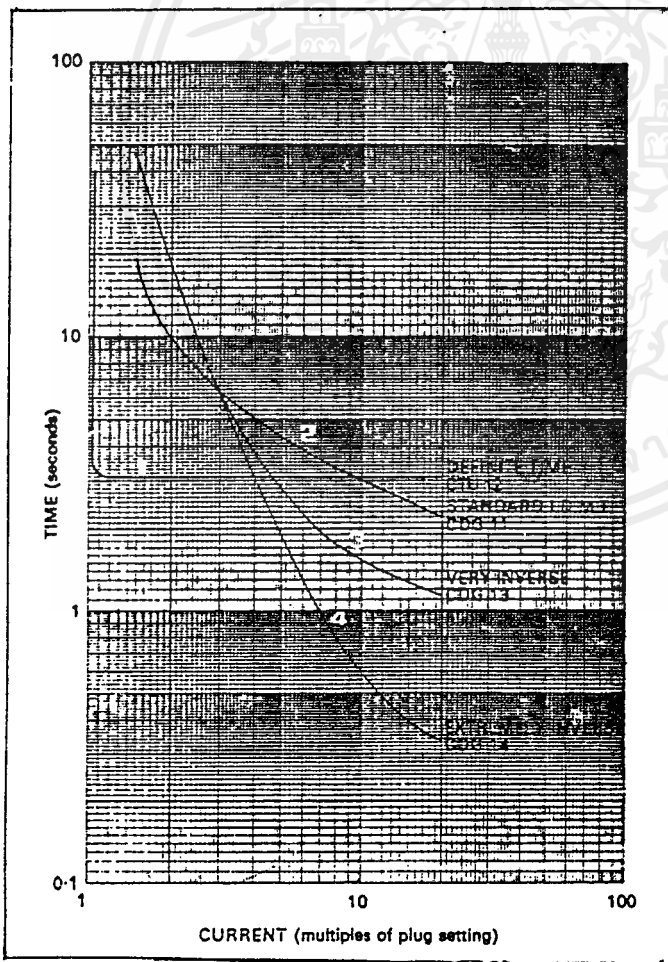
รูปที่ 2.1.11 แสดงการป้องกันโดยใช้รีเลย์เฟสเพียง 2 ตัว

2.1.10 ตัวอย่างของรีเลย์กระแสเกิน

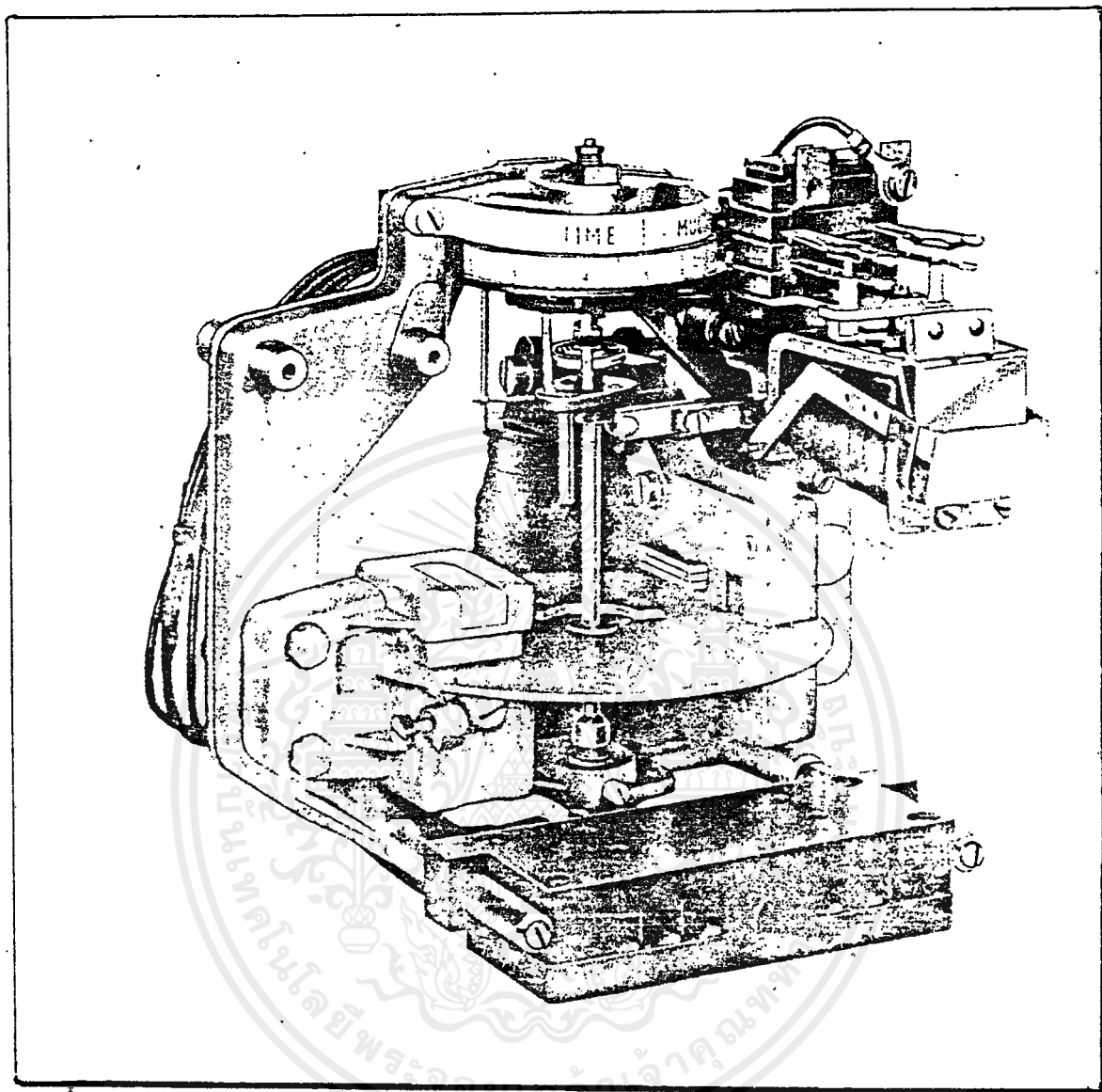
1. รีเลย์กระแสเกินแบบทำงานด้วยเวลาที่กำหนดแน่นอน (definite time overcurrent relay) มีลักษณะการทำงานตามเส้น 1 ดังรูป 2.1.12 ซึ่งรีเลย์ชนิดนี้ใช้ได้ดีกว่าแบบเวลาผกผันในช่วงที่กระแสลัดวงจรต่ำแต่ทำงานช้าในช่วงกระแสลัดวงจรสูง เมื่อเทียบกับแบบอื่น ๆ
2. รีเลย์กระแสเกินแบบทำงานทันที (instantaneous overcurrent relay) จะทำงานทันทีเมื่อกระแสสูงถึงค่าที่ตั้งไว้ มักทำงานร่วมกับแบบเวลาผกผันได้
3. รีเลย์กระแสเกินแบบเวลาทำงานผกผัน (inverse time overcurrent relay) เป็นแบบที่นิยมใช้มากที่สุด ลักษณะการทำงานมีหลายแบบแล้วแต่เวลาผกผันมากน้อยแค่ไหน โดยทั่วไปอาจเขียนการทำงานแทนด้วยสมการ

$$I^n \cdot t = K \quad \text{สมการที่ (2.1.3)}$$

โดยที่ค่า n ถ้ามากขึ้นกราฟการผกผันก็จะชันมากขึ้น โดยพิจารณาได้ดังกราฟที่ 2, 3 และ 4

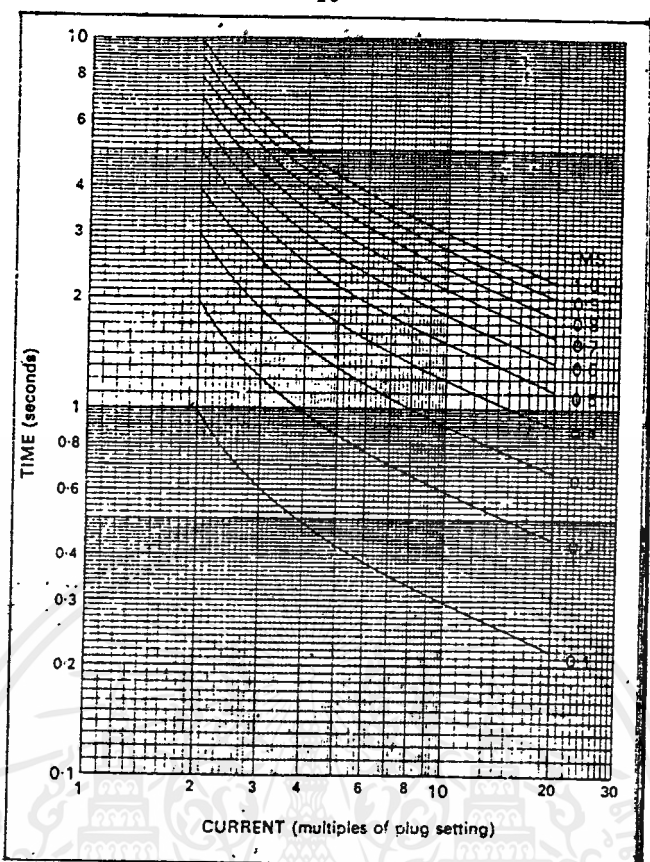


รูปที่ 2.1.12 แสดงการเปรียบเทียบ
ลักษณะการทำงานของรีเลย์
แบบต่าง ๆ

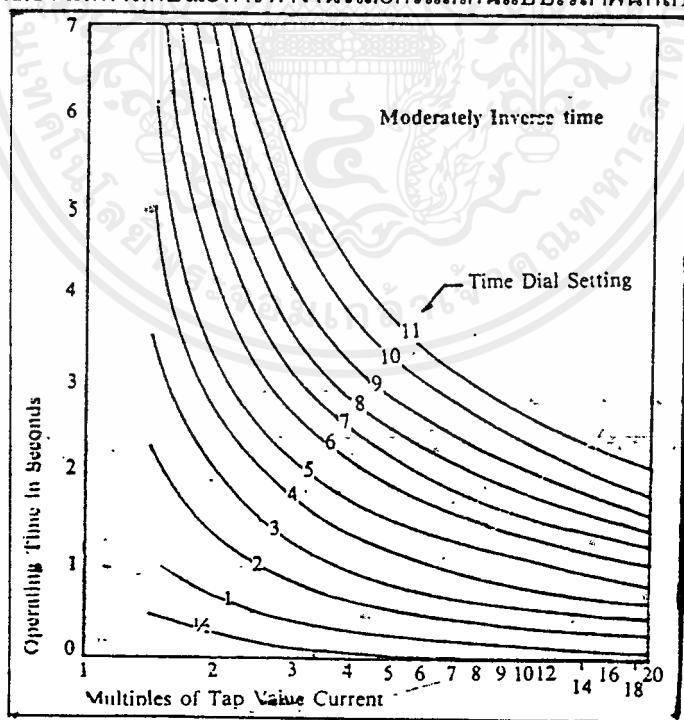


รูปที่ 2.1.13 แสดงโครงสร้างของรีเลย์แบบเวลาผันกลับ

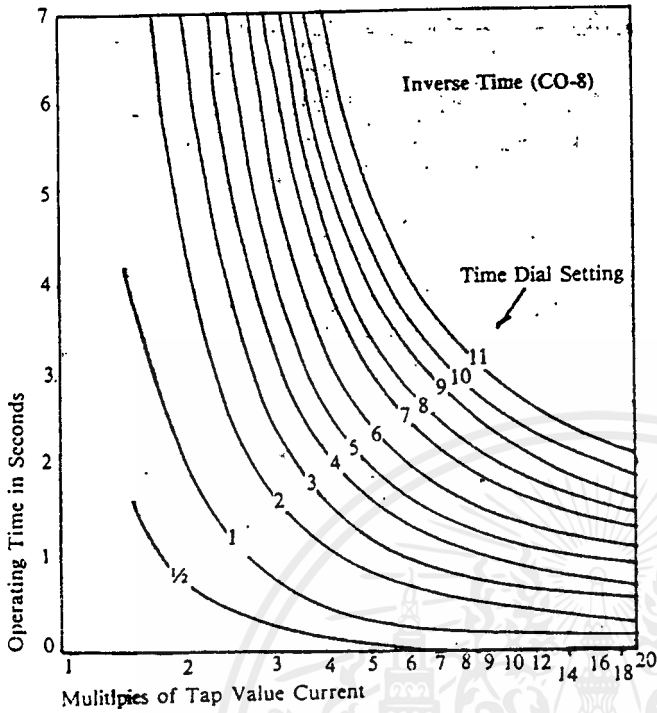
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



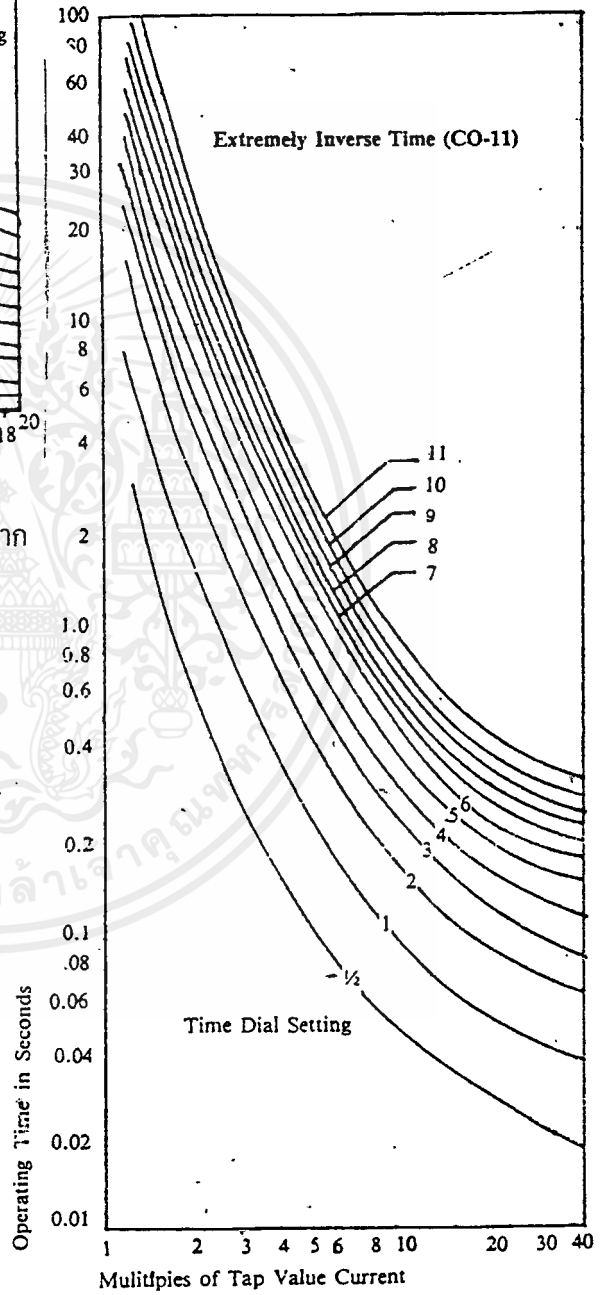
รูปที่ 2.1.14 แสดงลักษณะการทำงานของรีเลย์กระแสเกินแบบเวลาผกผันปานกลาง



รูปที่ 2.1.15 แสดงลักษณะการทำงานของรีเลย์กระแสเกินแบบเวลาผกผันปานกลาง



รูปที่ 2.1.16 แสดงการทำงานของรีเลย์แบบเวลาผันกลับมาก



รูปที่ 2.1.17 แสดงลักษณะการทำงานของรีเลย์แบบเวลาผันกลับมากที่สุด

2.2 รีเลย์วัดระยะทาง (Distance Relay)

รีเลย์วัดระยะทาง เป็นรีเลย์ที่ใช้กว้างขวางมากที่สุดกลุ่มหนึ่ง เป็นระบบป้องกัน ที่ไม่มีขอบเขตจำกัดแน่นอนเหมือนระบบกระแสผลต่าง มีข้อดี คือ ประหยัด ง่ายต่อการทำไดโอดินด และมิชื้อได้เปรียบทางเทคนิคมากกว่ารีเลย์แบบอื่นๆ เช่น ถ้าป้องกันสายโดยรีเลย์กระแสเกิน (Overcurrent Relay) จะเกิดปัญหาคือทำงานช้าไป หรือการแยกแยะไม่ดีพอ

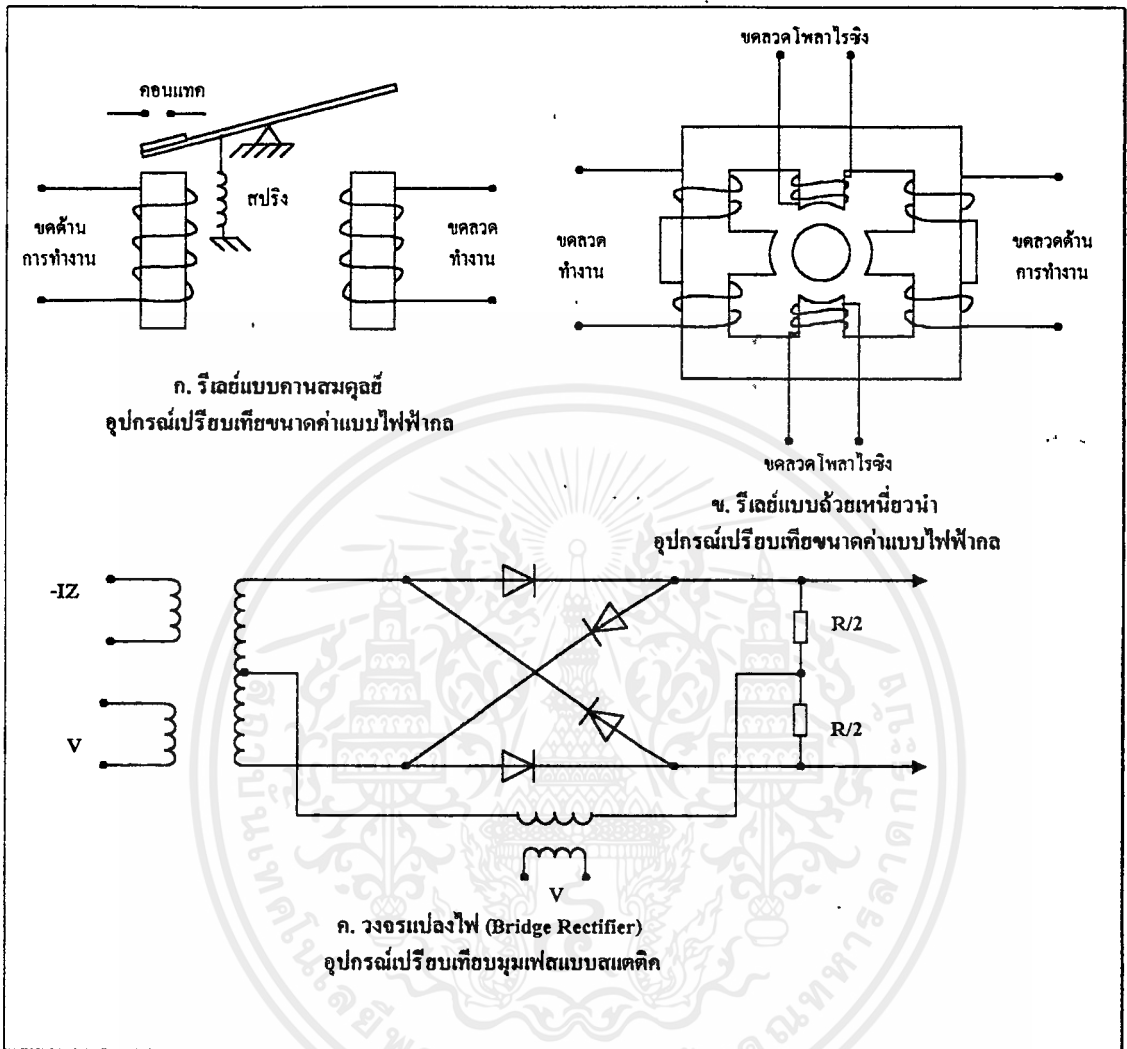
การป้องกันด้วยรีเลย์วัดระยะทาง จะเป็นประเภทที่ทำงานเร็วและ สามารถเป็นได้ทั้งรีเลย์หลัก และรีเลย์สำรองในระบบเดียวกัน และสามารถดัดแปลงระบบป้องกันให้มีขอบเขตจำกัดแน่นอนได้ โดยใช้ร่วมกับการส่งสัญญาณไฟลัดในช่วงที่เหมาะสม ซึ่งระบบแบบนี้ใช้เป็นระบบปิดวงจรใหม่โดยอัตโนมัติด้วยความเร็วสูง (High speed Auto-reclosing) หลังจากเคลียร์ฟอลท์แล้ว สำหรับป้องกันสายส่งที่มีความสำคัญ

2.2.1 หลักการของรีเลย์วัดระยะทาง

เนื่องจากอิมพีแดนซ์ของสายส่งเป็นสัดส่วนโดยตรงกับความยาวของสาย ดังนั้นการวัดระยะทางจึงดูได้จากค่าอิมพีแดนซ์ของสายที่ปรากฏ โดยรีเลย์วัดระยะทางอาศัยหลักการดังกล่าว ในการตรวจจับความผิดปกติ โดยการป้องกันของรีเลย์วัดระยะทางจะแบ่งออกเป็นโซน ๆ มีทั้งหมด 3 โซน โดยการตั้งค่าแต่ละโซนจะขึ้นอยู่กับ ความต้องการ อัตราส่วนของหม้อแปลงกระแส และหม้อแปลงแรงดันด้วย

รีเลย์วัดระยะทางแบ่งออกได้หลายแบบ การทำงานของรีเลย์สามารถแสดงในแบบกราฟโพลาร์ (Polar diagram) เมื่อเขียนในแกน R-X หรือแสดงเป็นกราฟเส้นตรง โดยเป็นการเปรียบเทียบค่าขนาด (Magnitude) หรือค่ามุมเฟส

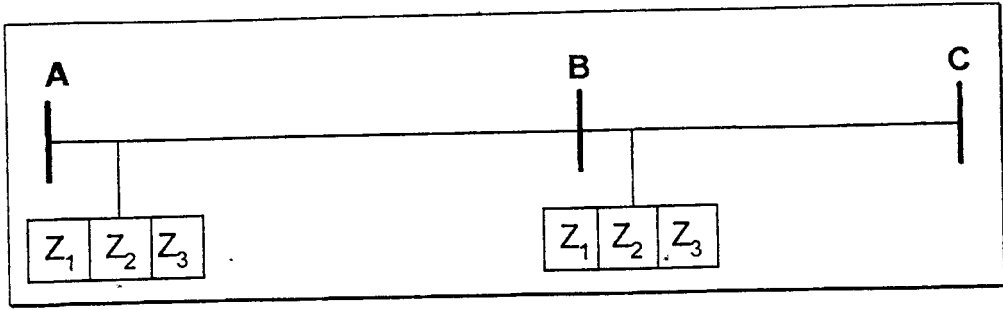
การทำงานและวงจรของรีเลย์ จะเปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจรที่มีลิมมองเห็น (Reach:รีช) กับค่าแรงดันที่ติดตั้งรีเลย์อยู่ โดยรีเลย์จะทำงานเมื่อ ค่าอัตราส่วน V/I มีค่าต่ำกว่าค่าหนึ่ง โดยมีอุปกรณ์เปรียบเทียบขนาด (Magnitude comparator) หรืออุปกรณ์เปรียบเทียบมุมเฟส (Phase comparator) เช่น รีเลย์แบบคานสมดุลย์ เป็นแบบเปรียบเทียบขนาดอย่างเดียว แต่รีเลย์แบบถ้วยเหนี่ยวนำ (Induction cup) จะเป็นแบบเปรียบเทียบมุมเฟส เพราะแรงจลรวมจะมีค่าก็ต่อเมื่อ มุมระหว่างค่าที่เปรียบเทียบอยู่ในช่วงระหว่าง $\pm 90^\circ$ เท่านั้น อุปกรณ์เปรียบเทียบอาจเป็นแบบไฟฟ้า-กล หรือแบบสแตติกก็ได้



รูปที่ 2.2.1 ตัวอย่างอุปกรณ์เปรียบเทียบที่ใช้ในการออกแบบรีเลย์วัดระยะทาง

รีเลย์วัดระยะทางที่นิยมใช้โดยทั่วไป คือ รีเลย์แบบอิมพีแดนซ์ (Impedance -type distance relay) รีเลย์แบบอิมพีแดนซ์ดัดแปลง (Modified impedance relay) รีเลย์แบบรีแอคแตนซ์ (Reactance relay) รีเลย์แบบโม (Mho-type) รีเลย์แบบโอห์ม (Ohm-type) เป็นต้น

ข้อกำหนดสำหรับรีเลย์วัดระยะทาง มี 2 ประการที่สำคัญ คือ ระยะที่รีเลย์มองเห็น และ ความถูกต้องแม่นยำในการวัด (accuracy) การเลือกใช้รีเลย์แบบใดแบบหนึ่ง จะต้องตามความเหมาะสม โดยขึ้นอยู่กับลักษณะของสายและระบบ รวมทั้งลักษณะการเกิดลัดวงจร โดยทั่วไปจะใช้รีเลย์ 3 หน่วย ติดอยู่ที่ตำแหน่งเดียวกัน เพื่อให้รีเลย์มองเห็นการลัดวงจรถึงตำแหน่งที่ต่างกัน ดังแสดงในรูปที่ 2.2.2



รูปที่ 2.2.2 ลักษณะการใช้รีเลย์วัดระยะทาง

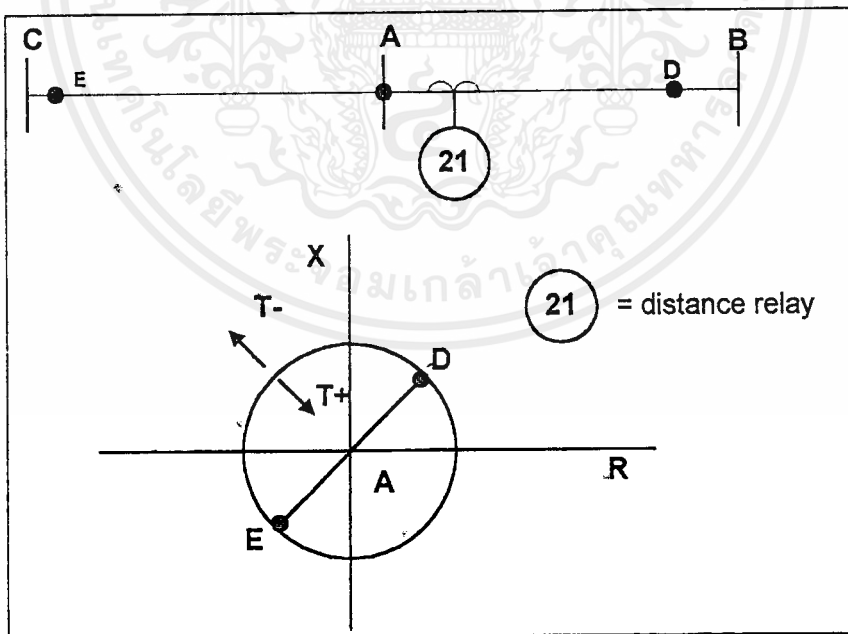
2.2.2 รีเลย์วัดระยะทางแบบอิมพีแดนซ์ (Impedance-type Distance relay)

รีเลย์แบบอิมพีแดนซ์ จะหมายถึง รีเลย์วัดระยะทางที่เปรียบเทียบค่าแรงดัน และค่ากระแสโดยไม่คำนึงถึงมุมเฟส โดยมีหลักการคล้ายกับรีเลย์กระแสเกิน ที่ใช้แรงดันเป็นตัวถ่วงหรือด้านการทำงาน โดยจะมีสมการการทำงานดังนี้

$$T = K_1 I^2 - K_2 V^2 - K_3 \quad \text{เมื่อ } K_3 \text{ เป็นค่าแรงกดของสปริง}$$

$$\text{จะได้ } V/I = Z = (K_1/K_2)^{1/2} \text{ โดยประมาณเมื่อไม่คิดผลของสปริง}$$

ลักษณะการทำงานของรีเลย์อาจแสดงได้ดังรูป



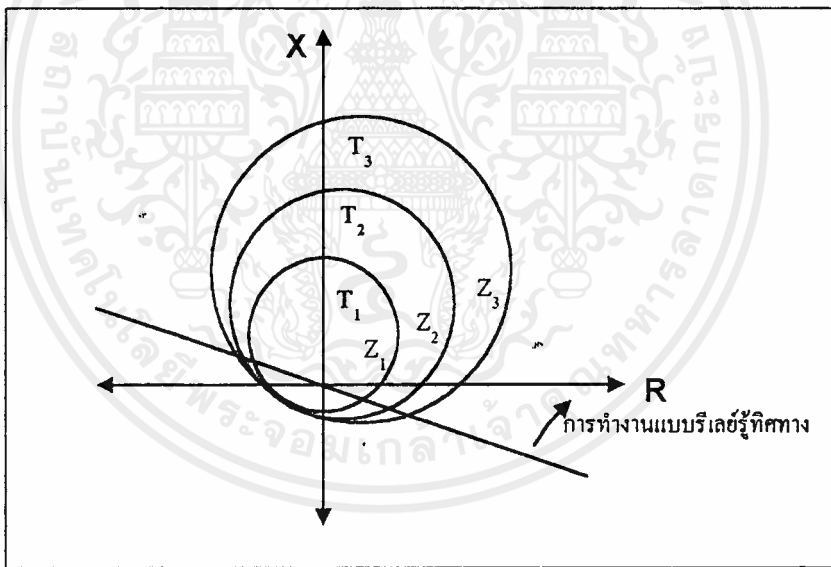
รูปที่ 2.2.3 ลักษณะการทำงานของรีเลย์แบบ อิมพีแดนซ์ในกราฟแกน R-X

3. เมื่อมีการแกว่งของระบบ ที่ไม่ใช่การลัดวงจรภายในเซตป้องกัน จะมีผลต่อรีเลย์แบบอิมพีแดนซ์มาก เพราะเซตการป้องกันกว้าง รีเลย์อาจจะทำงานได้ ซึ่งรีเลย์ไม่ควรจะทริพ เพราะระบบอาจคืนสู่สภาพปกติเองได้

รีเลย์แบบนี้เหมาะสำหรับใช้ป้องกันการลัดวงจรระหว่างเฟสของสายที่มีความยาวปานกลาง มากกว่าสายส่งระยะสั้น หรือสายที่ยาวมาก

2.2.3 รีเลย์วัดระยะทางแบบอิมพีแดนซ์ตัดแปลง

รีเลย์แบบนี้จะมีลักษณะคล้ายแบบอิมพีแดนซ์ แต่จะมีการถ่วงโดยกระแส (Current Bias) เพิ่มขึ้นในขดลวดด้านการทำงาน ซึ่งเป็นขดแรงดัน โดยการถ่วงค่าต่าง ๆ กัน จะทำให้วงกลมการทำงานเยื้องไปในตำแหน่งต่าง ๆ กัน และจะให้ครอบคลุมบริเวณใดก็ได้ ส่วนใหญ่จะใช้ร่วมกับรีเลย์แบบรู้ทิศทาง



รูปที่ 2.2.5 รีเลย์แบบอิมพีแดนซ์ตัดแปลง

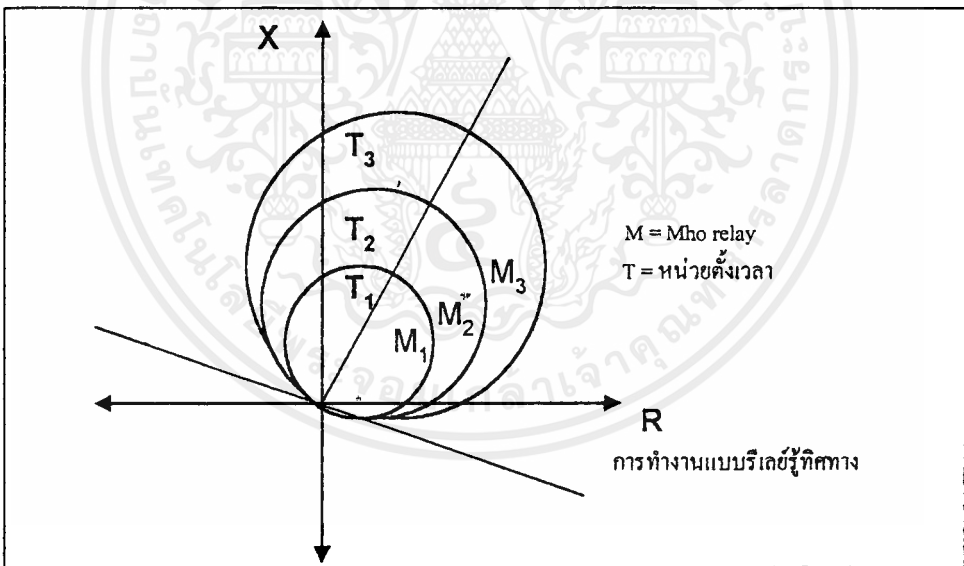
2.2.4 รีเลย์วัดระยะทางแบบโม (Mho-type Distance relay)

รีเลย์นี้ เรียกอีกอย่างว่า แอดมิทแตนซ์รีเลย์ (Admittance relay) เนื่องจากลักษณะการทำงานในแผนภูมิแอดมิทแตนซ์ เป็นเส้นตรง รีเลย์แบบโมเป็นรีเลย์แบบรู้ทิศทางที่มีการถ่วงด้วยแรงดัน มีสมการแรงผลักดันนี้คือ

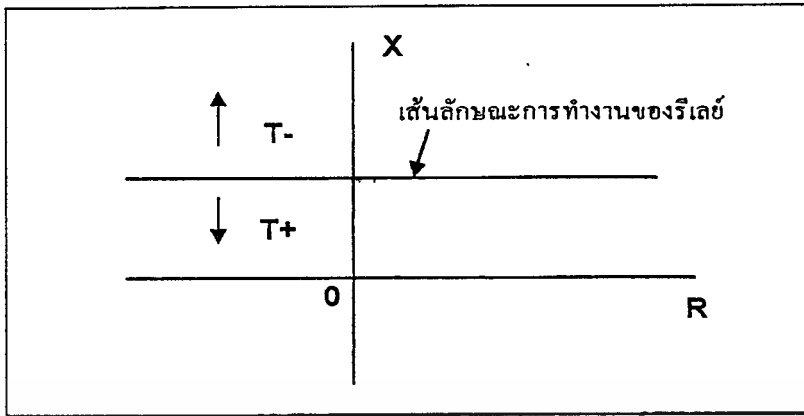
$$T = K_1 V I \cos(\theta - \tau) - K_2 V^2 - K_3$$

$$\text{จะได้ } V/I = Z = (K_1 / K_2) \cos(\theta - \tau)$$

ระบบรีเลย์ป้องกันสายจะประกอบด้วย รีเลย์แบบโม ความเร็วสูง 3 หน่วย (M_1, M_2, M_3) หน่วยตั้งเวลา ซึ่งติดตั้งในลักษณะคล้ายกับในกรณีของรีเลย์แบบอิมพีแดนซ์ แต่ไม่ใช่รีเลย์รู้ทิศทาง ทำให้จำนวนคอนแทกน้อยกว่าความเชื่อถือจึงสูงกว่าแบบอิมพีแดนซ์

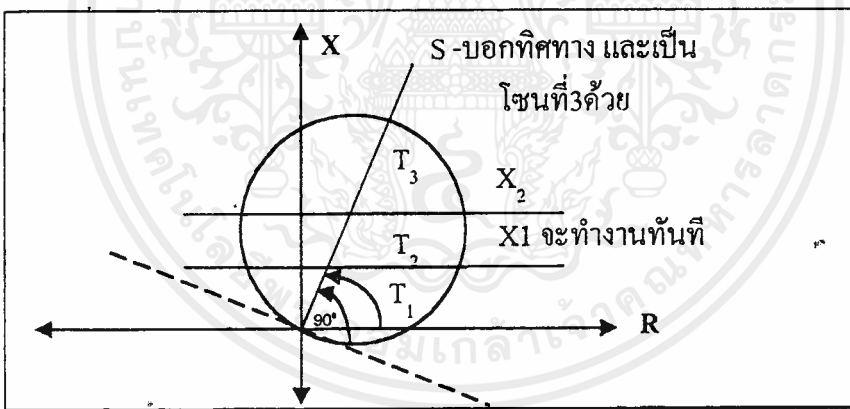


รูปที่ 2.2.6 ลักษณะการป้องกันสายส่งโดยใช้รีเลย์แบบโม



รูปที่ 2.2.8 ลักษณะการทำงานของรีเลย์แบบรีแอคแตนซ์

การป้องกันสายโดยใช้ระบบรีเลย์แบบรีแอคแตนซ์ ต้องมีหน่วยรู้ทิศทางด้วย โดยปกติใช้รีเลย์แบบรีแอคแตนซ์ 2 หน่วย รีเลย์แบบโม 1 หน่วย (X_1, X_2, M_1) เรียกว่า หน่วยสตาร์ท โดยจะมีการทำงานดังรูปที่ 2.2.9



รูปที่ 2.2.9 การป้องกันสายโดยใช้รีเลย์แบบรีแอคแตนซ์

รีเลย์แบบนี้ความต้านทานของอาร์คจะไม่มีผลต่อการทำงาน เหมาะกับสายส่งระยะสั้น ข้อเสียที่สำคัญ คือ เมื่อความต้านทานของการลัดวงจรสูงมาก จนทำให้กระแสลัดวงจรและกระแสโหลดมีค่าใกล้เคียงกัน การมองเห็นของรีเลย์จะเปลี่ยนไป และยังมีปัจจัยอื่นอีก เช่น เพาเวอร์แฟคเตอร์ รีเลย์นี้จะทำงานผิดพลาดได้ง่ายถ้าเกิดการเชิงในช่วงซึ่งใคร่ในเชิง ต้องมีรีเลย์อื่นป้องกันอีก

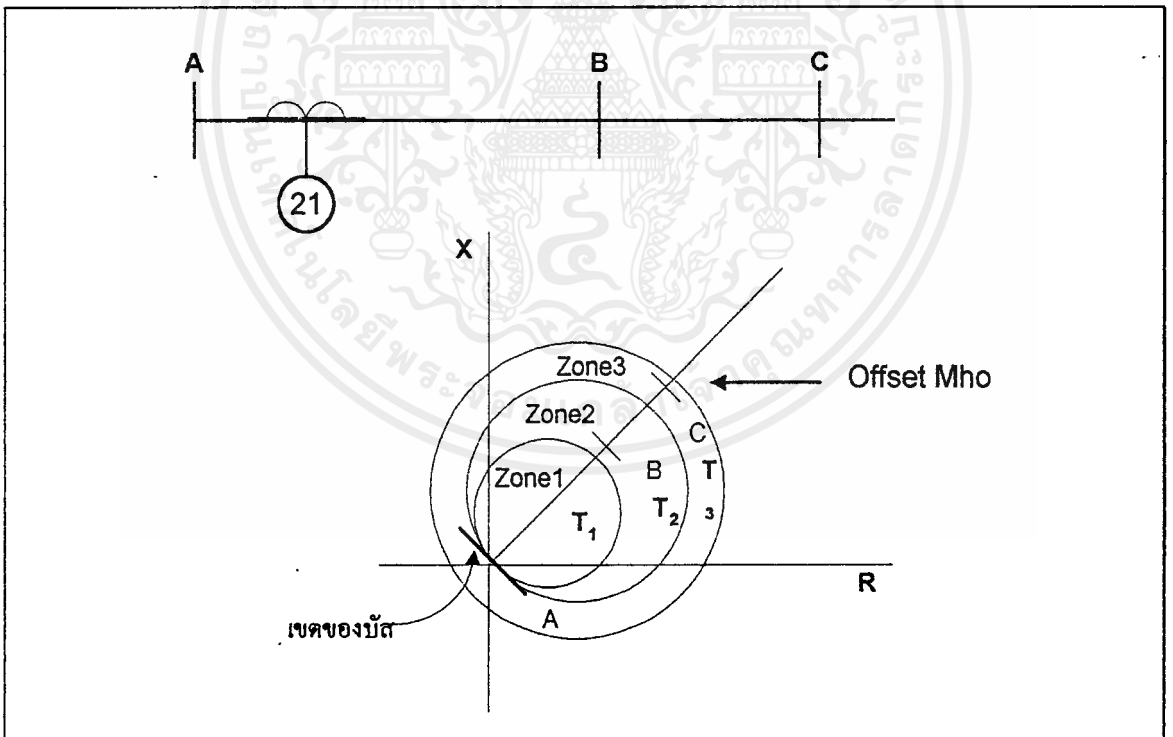
2.2.6 รีเลย์วัดระยะทางแบบออฟเซตโม (Offset Mho-type Distance relay)

จะคล้ายกับกรณีของรีเลย์แบบอิมพีแดนซ์ตัดแปลง ที่มีการถ่วงด้วยกระแส เพื่อให้วงกลมการทำงานเปลี่ยนตำแหน่งไปยังจุดที่ต้องการได้ รีเลย์แบบนี้จะใช้ใน 3 กรณีใหญ่ ๆ คือ

- ใช้เป็นรีเลย์ชั้นสองของเขตบัส
- ใช้เป็นหน่วยสตาร์ทสัญญาณแคเรียร์ ในการป้องกันที่ใช้รีเลย์วัดระยะทาง ร่วมกับระบบสัญญาณแคเรียร์ เพื่อป้องกันการตัดวงจร
- ใช้เพื่อป้องกันการตัดวงจรในกรณีที่มีการแกว่งของระบบ

การป้องกันชั้นสองสำหรับเขตบัส

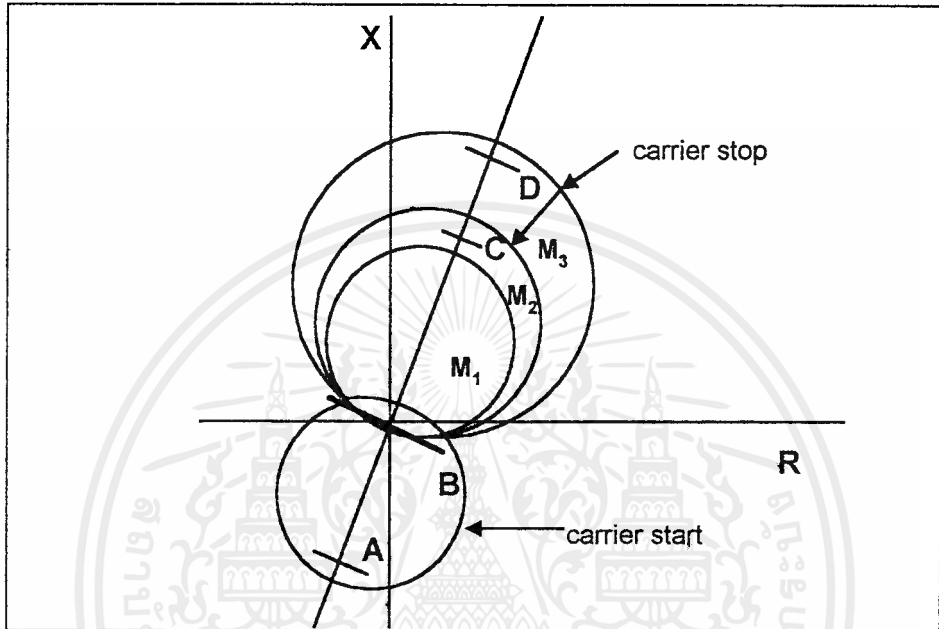
จะใช้รีเลย์แบบออฟเซตโมเป็นรีเลย์ป้องกันในเขตที่ 3 ร่วมกับรีเลย์แบบโมอีก 2 หน่วย ซึ่งมีลักษณะการป้องกันดังรูปที่ 2.2.10 โดยการทำงานต้องมีหน่วยตั้งเวลา T_1 , T_2 , T_3 อยู่ด้วย และใช้รีเลย์ป้องกันในเขต 3 Back up การทำงานของบัส



รูปที่ 2.2.10 การป้องกันเขตของบัส โดยใช้รีเลย์แบบออฟเซตโม

การใช้รีเลย์แบบออฟเซตโมเพื่อสตาร์ทสัญญาณแคเรียร์

จุดประสงค์ เพื่อป้องกันไม่ให้รีเลย์วัฏระยะทางเขต 2 และเขต 3 ของรีเลย์ที่ติดตั้งอยู่ที่ปลายอีกข้างหนึ่งทำงาน เมื่อเกิดการลัดวงจรภายนอกเขตป้องกัน โดยจะส่งสัญญาณป้องกันการทรिฟออกไป

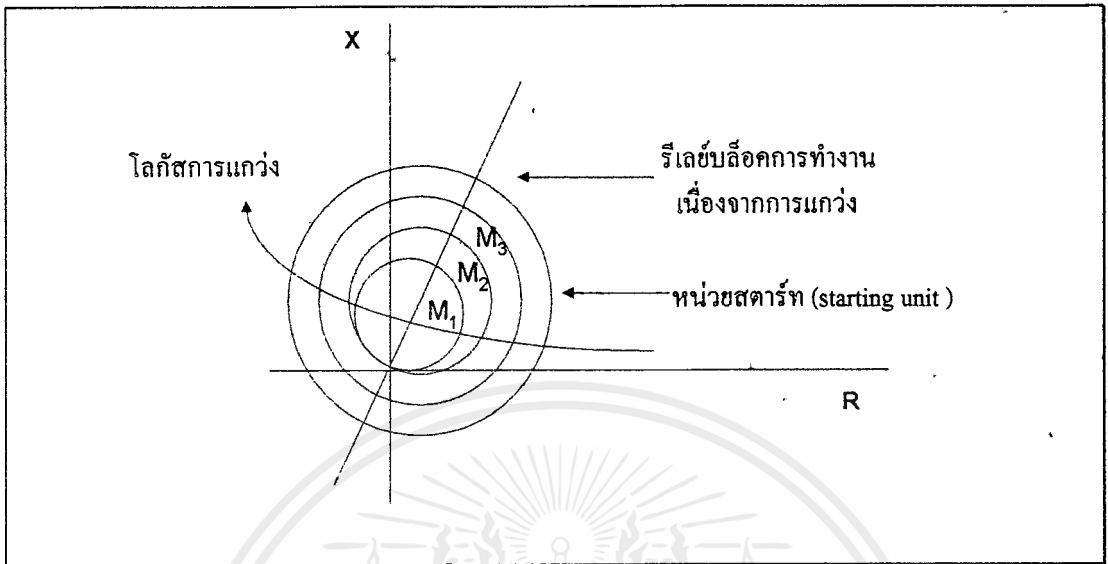


รูปที่ 2.2.11 การสตาร์ทสัญญาณแคเรียร์โดยใช้รีเลย์แบบออฟเซตโม

โดยการทำงานโดยละเอียดจะกล่าวในหัวข้อของไฟล็ตรีเลย์ต่อไป ซึ่งกล่าวคร่าว ๆ คือ รีเลย์แบบออฟเซตโม จะทำงานในกรณีที่มีการลัดวงจรในเขตการป้องกันระหว่างสถานี แต่อยู่ในโซนที่ 2 และ 3 ซึ่งการตั้งค่าการทำงานในโซนที่ถัดจากโซนที่ 1 จะมีการหน่วงเวลา ดังนั้นจึงใช้สัญญาณแคเรียร์ช่วยส่งทริฟทันที ในกรณีที่กล่าวมาข้างต้น

การป้องกันการทริฟของรีเลย์วัฏระยะทางในช่วงเกิดการแกว่งของระบบไฟฟ้า

รีเลย์วัฏระยะทางไม่ควรจะทริฟ ในขณะที่มีการแกว่งของระบบ ที่ไม่ใช่ผลของการเกิดฟลัดต์ในสายส่ง จึงมีการจัดรีเลย์แบบออฟเซตโมให้ป้องกันการทริฟในเหตุการณ์ดังกล่าว ดังแสดงในรูปที่ 2.2.12



รูปที่ 2.2.12 รีเลย์ลือคการทำงาน เนื่องจากการกว้างของระบบ

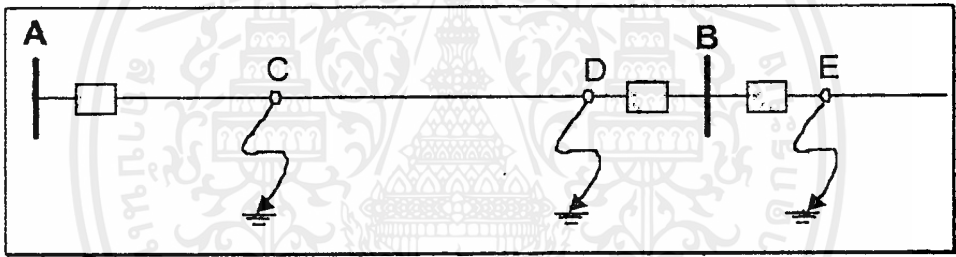
โดยจะให้รีเลย์ M_1, M_2, M_3 ทำงานได้ หลังจากช่วงเวลาที่กำหนดของรีเลย์ลือคการทำงานแล้ว ดังนั้นเมื่อถึงเวลาที่กำหนดแม้ว่ารีเลย์ M_1, M_2, M_3 จะทำงานแต่จะไม่เกิดการทริพขึ้น แต่ในกรณีเกิดลัดวงจรภายในเขตป้องกัน รีเลย์ M_1, M_2, M_3 และรีเลย์ลือคจะทำงานพร้อมกัน จึงเกิดการทริพวงจร

2.3 ไฟลื้อตรีเลย์ (Pilot Relaying)

2.3.1 หลักการทั่วไป

การป้องกันสายโดยใช้ไฟลื้อตรีเลย์ เป็นการป้องกันวิธีที่ดีที่สุด เพราะป้องกันสายตลอดช่วงที่ต้องการได้ ไม่ว่าการลัดวงจรที่เกิดขึ้นจะเป็นชนิดใด หรือเกิดขึ้นที่ตำแหน่งใด ระบบรีเลย์นี้สามารถจะแยกแยะได้ และทำงานได้ด้วยความเร็วสูง การป้องกันชนิดนี้ใช้หลักการรีเลย์กระแสผลต่าง ซึ่งใช้ได้ผลดีกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หม้อแปลง ฯลฯ แต่ต้องมีวิธีดัดแปลงการส่งสัญญาณ ระหว่างจุดที่ต่อหม้อแปลงกระแสทั้งสองข้างของสายส่ง หรือสายจ่ายที่ต้องการป้องกัน เพราะระยะติดตั้งหม้อแปลงกระแสทั้งสองนั้น จะห่างกันมากตามความยาวของสายส่ง

หลักการและข้อได้เปรียบของการป้องกันแบบนี้ อาจพิจารณาได้จากรูปที่ 2.3.1



รูปที่ 2.3.1 ช่วงของสายส่ง ที่ต้องการป้องกัน โดยใช้ไฟลื้อตรีเลย์

จากรูป แสดงสายส่งระหว่าง สถานีจ่ายไฟฟ้าย่อย A และ B โดยสมมติว่าสถานีทั้งสองแห่ง มีเครื่องวัดค่ากระแส ค่าแรงดัน และมุมเฟสระหว่างกระแสและแรงดัน ได้อย่างถูกต้องและแม่นยำ ถ้ารู้ค่าอิมพีแดนซ์ต่อหนึ่งหน่วยความยาวของสาย และระยะทางจาก A ถึง B จะสามารถแยกแยะความแตกต่างระหว่างการลัดวงจรที่ตำแหน่ง C และ D ได้โดยไม่มีขาค ดังนั้นรีเลย์วัดระยะทาง (Distance Relay) จึงสามารถใช้ได้ แต่จะใช้ได้ไม่ดี เมื่อเกิดลัดวงจรที่ D และ E เพราะระยะทางระหว่างตำแหน่งทั้งสองนี้ใกล้เคียงกันมากเมื่อเทียบกับความยาวของสาย ทำให้ค่าที่วัดได้ที่สถานี A สำหรับการลัดวงจร ที่ D และ E ใกล้เคียงกันมาก จนไม่สามารถแยกได้ว่าเกิดลัดวงจรที่ช่วงใด

แต่ในกรณีของสถานี B จะสามารถแยกออกได้อย่างแน่นอนว่า การลัดวงจรเกิดในตำแหน่ง D หรือ E เพราะค่าของมุมเฟสจะต่างกันเกือบ 180° จากข้อบกพร่องดังกล่าว

ถ้าติดตั้งรีเลย์ที่สถานี A และในขณะเดียวกันมีสัญญาณจากสถานี B ส่งมาที่สถานี A เพื่อบอกมุมเฟสของกระแสที่ผ่าน B เมื่อเทียบกับที่ A ว่าเป็นอย่างไร รีเลย์ที่ A ก็สามารถแยกได้แน่นอนว่าการลัดวงจรอยู่ในช่วงสาย A-B ที่ต้องการป้องกันหรือไม่ ในทำนองเดียวกัน รีเลย์ B ก็ต้องมีสัญญาณจาก A ไปเปรียบเทียบกับ ทำให้การป้องกันสายในช่วง A และ B จะทำได้แน่นอน และใช้รีเลย์ที่ทำงานด้วยความเร็วสูงได้ โดยไม่ต้องกลัวการผิดพลาด

วิธีการส่งสัญญาณจาก A ไป B หรือจาก B ไป A จะใช้วิธีกระแสไหลเวียน ของรีเลย์กระแสผลต่างแบบธรรมดาไม่ได้ เพราะการทำงานจะผิดพลาดเนื่องจากความไม่เที่ยงตรงของ CT. เมื่อมีโหลดสูง ๆ มีกระแสหล่อเลี้ยงสายไฟลัด (Charging Current) มาก ทำให้เกิดแรงดันตกในสายไฟลัดสูง และระยะทางไกล ต้องเพิ่มฉนวน ระบบรีเลย์ที่นิยมใช้มี 3 แบบใหญ่ ๆ คือ ใช้สายนำ หรือสายไฟลัด (Wire-pilot relaying) ใช้ส่งสัญญาณผ่านทางสายส่ง (Carrier-current pilot relaying) และส่งสัญญาณโดยใช้สัญญาณไมโครเวฟ (Microwave pilot.)

การใช้สัญญาณที่ได้มาจากสถานีไกล มี 2 อย่าง คือ

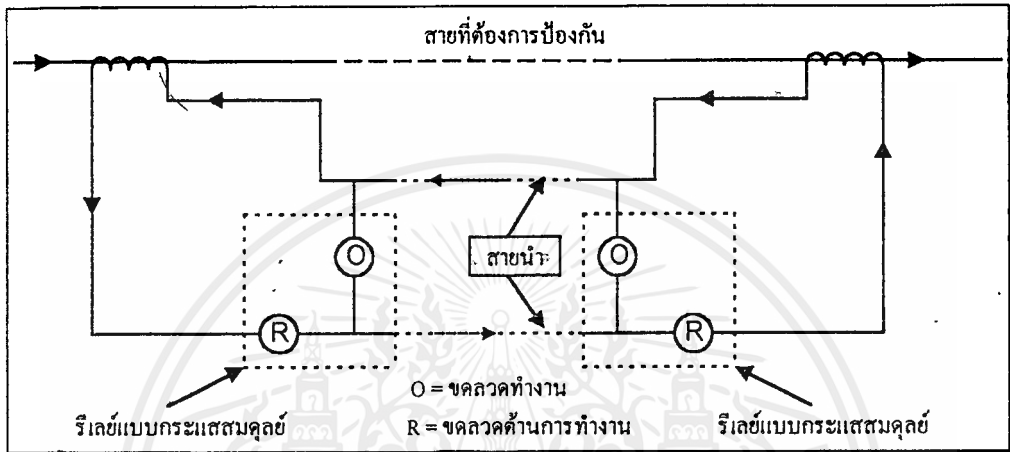
1. ถ้ารีเลย์ที่ปลายสายข้างหนึ่งต้องรับสัญญาณ หรือตัวอย่างของกระแสจากอีกปลายหนึ่ง เพื่อป้องกันไม่ให้ทรพวงจรที่ปลายสายข้างนี้ เรียกว่า Blocking pilot. (ป้องกันการ ทำงาน)
 2. ถ้ารีเลย์ที่ได้รับสัญญาณจากอีกปลายหนึ่งแล้วจะทรพ เรียกว่า Tripping pilot. (สั่งให้ทำงาน)
- ไฟลัดที่ป้องกันแบบป้องกันการ ทำงานเป็นแบบที่ทำงานได้ดีกว่าสั่งให้ทำงาน จึงทำให้เป็นที่นิยมใช้มากกว่า

2.3.2 ระบบรีเลย์แบบใช้สายนำ (Wire-pilot Relaying)

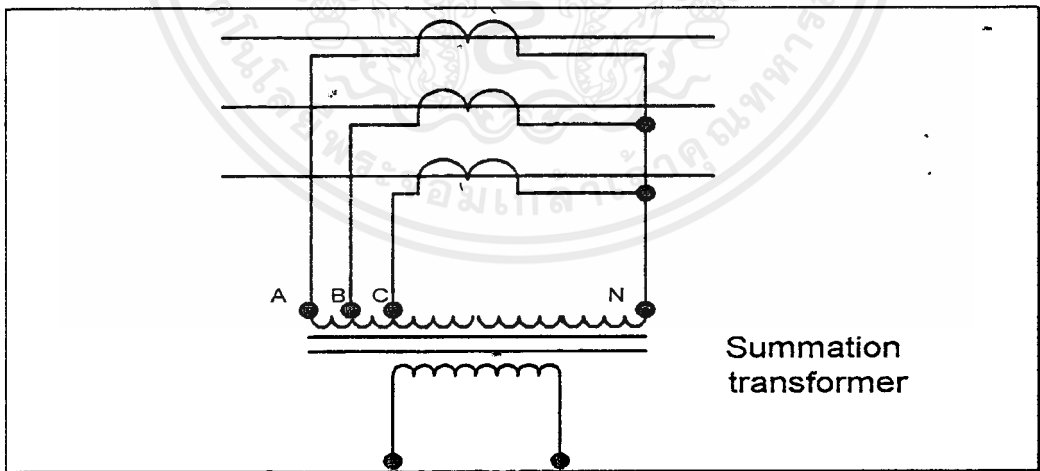
- Dc wire-pilot relaying เป็นระบบที่ไม่นิยมนัก
- Ac wire-pilot relaying เป็นระบบที่มี หลักการทำงานใกล้เคียงกับรีเลย์แบบกระแสผลต่าง แต่ขนาดค่า (Magnitude) ของกระแสที่ไหลในตัวนำ จะถูกจำกัดให้มีค่าต่ำ และสายนำที่ใช้เชื่อมโยระบบ จะใช้เพียง 2 เส้นเท่านั้น โดยแบ่งออกเป็น 2 แบบใหญ่ ๆ คือ
 - แบบกระแสไหลวนเวียนในสายนำ (Circulating-current) เป็นระบบที่ตามปกติมีกระแสไหลในหม้อแปลงกระแส และในสายนำ
 - แบบแรงดันต้านกัน (Opposed voltage) เป็นระบบที่ตามปกติ ไม่มีกระแสไหลในสายนำ

2.3.2.1 รีเลย์ระบบกระแสไหลวนเวียน (Circulating-current type)

ต้องมีหม้อแปลงพิเศษ ที่เรียกว่า หม้อแปลงผลรวม (Summation transformer) เพื่อแปลงกระแส 3 เฟส ให้เหลือเพียงเฟสเดียวโดย Summation transformer จะทำหน้าที่รวมกระแสของทั้งสามเฟส และลดค่าลงให้พอเหมาะกับวงจรสายนำ ซึ่งมีความต้านทานสูงได้



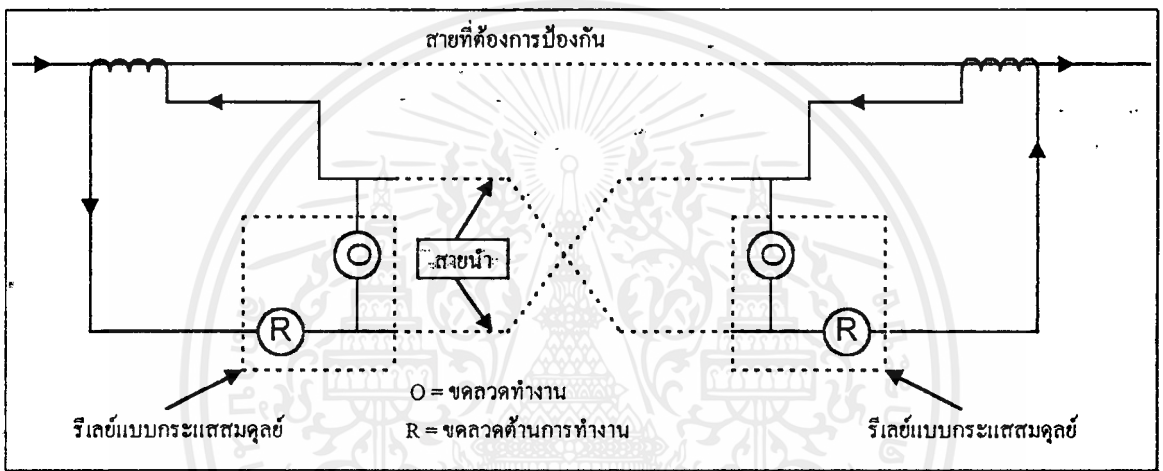
รูปที่ 2.3.2 รีเลย์แบบใช้สายนำแบบกระแสไหลวน



รูปที่ 2.3.3 หม้อแปลงกระแสผลรวม

2.3.2.2 รีเลย์แบบแรงดันต้านกัน (Opposed- voltage type)

ระบบนี้หม้อแปลงผลรวมจะมีความต้านทานค่อนข้างน้อย เพื่อให้แรงดันซึ่งจะต่อไปต้านกันระหว่างปลายสายทั้งสองข้าง ขดลวดทำงานและขดลวดต้านจะต่อสลับที่กันกับแบบรีเลย์กระแสไหลวน ระบบนี้จะทำงานได้รวดเร็วมาก มักใช้รีเลย์แบบขดลวดเคลื่อนที่สองขด (Double-wound moving coil) ซึ่งเคลื่อนตัวตามแนวนอน ระบบนี้จะทำงานโดยสายนำมีค่าความต้านทานถึง 1000Ω โดยใช้ (Padding rheostat) P.D. ตัวปรับการถ่วง (bias adjuster) จะถ่วงการทำงานของรีเลย์ให้เหมาะสมกับความยาวและค่าตัวเก็บประจุ (Capacitance) ของสายนำ บางครั้งอาจต้องวงจรควบคุม (Supervision) ด้วย

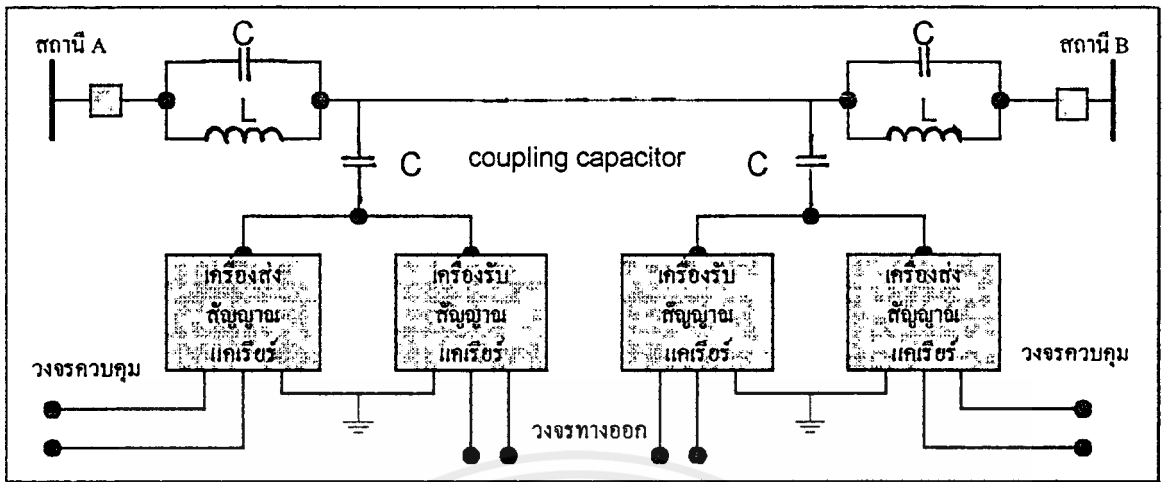


รูปที่ 2.3.4 รีเลย์แบบใช้สายนำแบบแรงดันต้านกัน (Opposed Voltage)

2.3.3 ระบบรีเลย์แบบใช้กระแสแควเรียร์ (Carrier-current Pilot relaying)

กรณีสายส่งมีระยะยาว ๆ การใช้สายนำจะทำได้ จึงป้องกันโดยส่งสัญญาณความถี่สูง (30-500 kHz) ผ่านเข้าไปในสายส่ง โดยแต่ละปลายของสายจะมี เครื่องรับ และเครื่องส่งสัญญาณแควเรียร์ ติดตั้งอยู่ และที่ปลายสายทั้งสองจะมีวงจรดักสัญญาณความถี่สูง (Line trap) ต่ออนุกรม เพื่อกรองสัญญาณความถี่สูง ไม่ให้ออกไปนอกเขตป้องกันได้

เครื่องรับ-ส่งสัญญาณความถี่สูง จะทำโดยผ่านตัวเก็บประจุที่มีค่าเหมาะสม เพื่อให้ความถี่สูงผ่านได้อย่างสะดวก แต่ไม่ยอมให้ความถี่ 50 Hz ผ่านออกไปได้ ที่เรียกว่า Coupling capacitor.



รูปที่ 2.3.5 การรับ-ส่งสัญญาณของระบบกระแสแคเรียร์

หลักการทำงาน คือ เมื่อมีแรงดันที่เป็นบวกที่วงจรควบคุม เครื่องส่งจะกำเนิดแรงดันความถี่สูงส่งเข้าไปในสายส่งเส้นหนึ่ง (และดิน) โดยเครื่องรับจะเปลี่ยนสัญญาณที่ได้เป็นแรงดันกระแสตรง สำหรับใช้ในรีเลย์ หรือวงจรอื่น ๆ แรงดันนี้จะเป็นศูนย์ เมื่อไม่มีสัญญาณ

ระบบป้องกันแบบใช้แคเรียร์ นิยมเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า แคเรียร์สายส่ง (Power line carrier) เป็นระบบป้องกันที่นิยมกันมากที่สุด สำหรับสายส่งแรงสูงที่สำคัญ เป็นแบบที่เชื่อถือได้มากที่สุด ใช้งานได้หลายอย่าง แบ่งออกเป็น 2 ชนิด คือ เปรียบเทียบมุมเฟส (Phase comparison), เปรียบเทียบทิศทาง (directional comparison.)

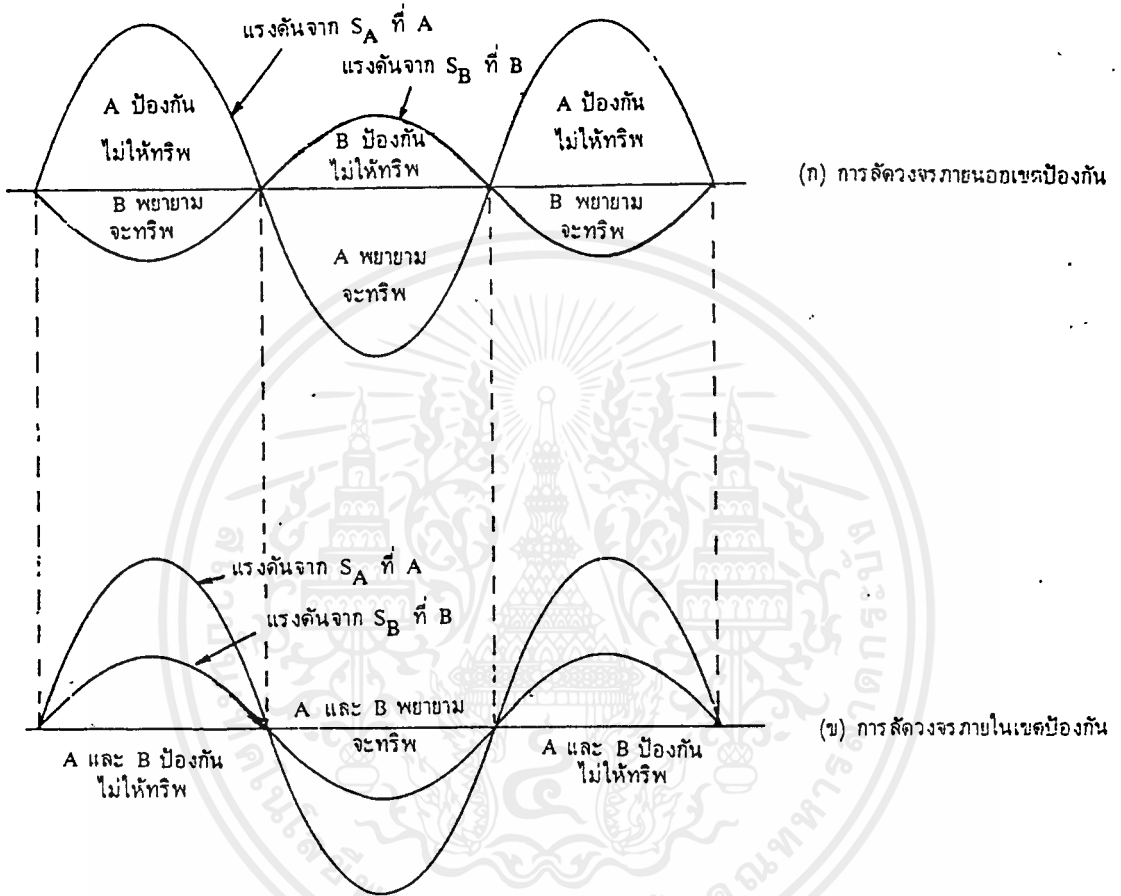
2.3.3.1 ระบบรีเลย์ป้องกันโดยใช้กระแสแคเรียร์ แบบเปรียบเทียบมุมเฟส

(Phase-Comparison relaying)

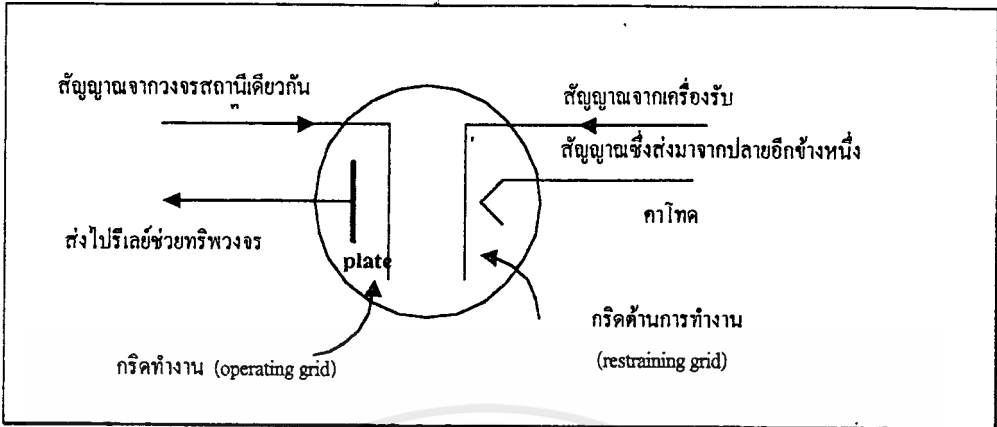
อาศัยการเปรียบเทียบ ระหว่างมุมเฟสของกระแสที่ปลายสายทั้งสองข้าง ไม่เปรียบเทียบค่า Magnitude รีเลย์แบบเปรียบเทียบมุมเฟสนี้ จะทำหน้าที่เป็นรีเลย์ขั้นต้นเท่านั้น ต้องมีรีเลย์อื่นทำหน้าที่เป็นรีเลย์รอง

การทำงานของรีเลย์ จะใช้หม้อแปลงผลรวม (Summation transformer) เพื่อแปลงไฟฟ้า 3 เฟส ให้เป็น 1 เฟส เข้าเครื่องเปรียบเทียบและเครื่องส่งสัญญาณ ถ้ามีแรงดันเป็นบวก เมื่อเทียบกับกราวด์ เครื่องส่งจะส่งสัญญาณความถี่สูงออกไป เมื่อเครื่องรับได้รับสัญญาณความถี่สูง จากอีกปลายหนึ่งและ

แปลงเป็นแรงดัน เพื่อส่งเข้าไปในอุปกรณ์เปรียบเทียบ เพื่อตรวจสอบความสัมพันธ์ของมุนเฟสของกระแส อุปกรณ์เปรียบเทียบนี้จะเป็นตัวควบคุมการทำงานของรีเลย์ช่วย เพื่อการทริฟไกต์ดวงจรของสายส่ง



รูปที่ 2.3.6 ความสัมพันธ์ของสัญญาณที่จะทริฟและป้องกันการทริฟของแรงดัน



รูปที่ 2.3.7 ตัวอย่างอุปกรณ์เปรียบเทียบมุนพตแบบใช้หลอดสูญญากาศ

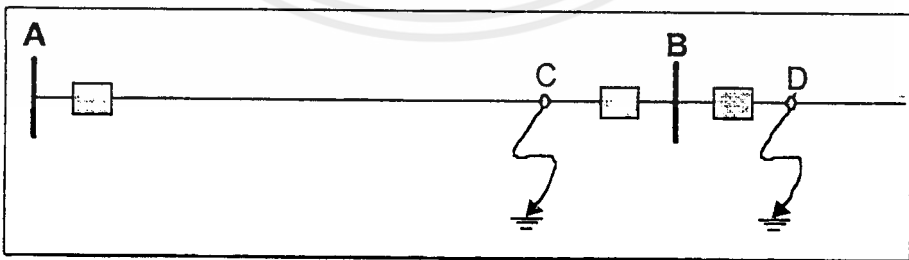
2.3.3.2 ระบบรีเลย์ป้องกันโดยกระแสแคเรียร์แบบเปรียบเทียบทิศทาง

(Directional-Comparison relaying)

การป้องกันแบบเปรียบเทียบทิศทาง จะใช้ร่วมกับรีเลย์วัดระยะทาง เนื่องจากรีเลย์วัดระยะทาง จะทำหน้าที่เป็นรีเลย์รอง และอาจใช้บางส่วนของรีเลย์ร่วมกันได้

หลักการ

สัญญาณไฟลัดต จะบอกให้รีเลย์ตรงกันข้ามกัน รู้ว่ารีเลย์อีกปลายสายข้างหนึ่งตอบสนองอย่างไรต่อการลัดวงจรที่เกิดขึ้น ตามปกติจะไม่มี สัญญาณไหลในสาย แต่เมื่อมีฟอลต์นอกเขตป้องกัน สถานีที่เกิดฟอลต์นอกเขต จะต้องส่งสัญญาณไปบอกอีกสถานีหนึ่งไม่ให้ทำงาน ดังรูปที่ 2.3.8



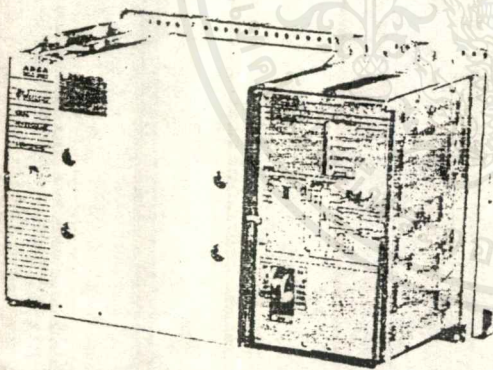
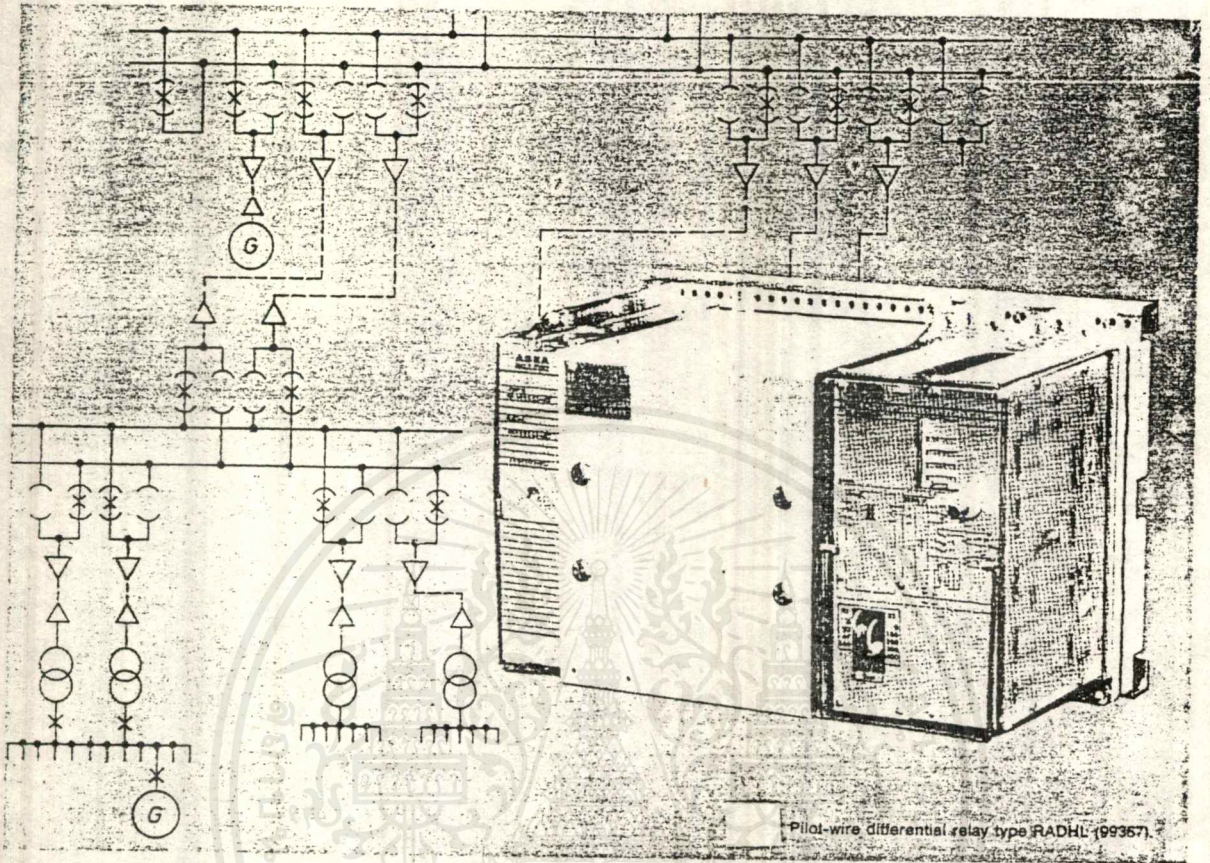
รูปที่ 2.3.8 สายส่งประกอบการอธิบายระบบกระแสแคเรียร์แบบเปรียบเทียบทิศทาง

จากรูปสถานี A และ สถานี B เมื่อมีฟอลต์นอกสถานี B ที่จุด D สถานี A อาจมองเห็นและทำงานได้ จึงต้องมีสัญญาณจาก B ไปป้องกันการทรพที่ A ถ้าขณะมีฟอลต์ภายในเขตการป้องกัน เช่น ที่จุด C รีเลย์ที่ A,B จะทำงานทันที โดยไม่มีสัญญาณไฟลัดส่งออกไปจากสถานีใดเลย หรือเรียกอีกอย่างว่า ระบบรีเลย์ ไฟลัดกันการทรพ

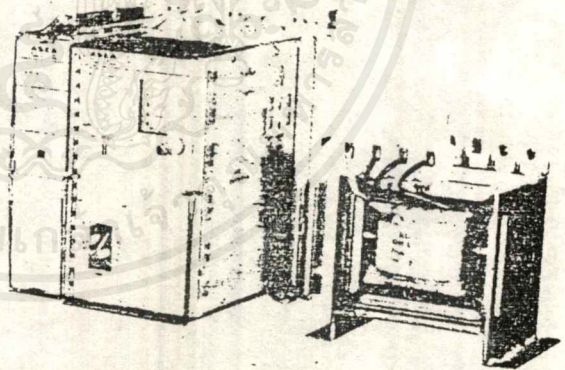
2.3.4 ระบบรีเลย์ที่ใช้คลื่นไมโครเวฟ (Microwave Pilot)

ระบบนี้มีใช้กันในบางประเทศ โดยสัญญาณไฟลัดใช้ระบบการส่งวิทยุสื่อสารที่มีความถี่สูงประมาณ 900 MHz. หลักการทำงานจะคล้ายกับระบบกระแสแคเรียร์ทุกอย่าง ยกเว้นไม่ต้องส่งสัญญาณผ่านเข้าไปในสาย แต่ใช้สัญญาณวิทยุ ซึ่งจะมีเสาอากาศแทน วงจรคักสัญญาณและวงจรรับสัญญาณ

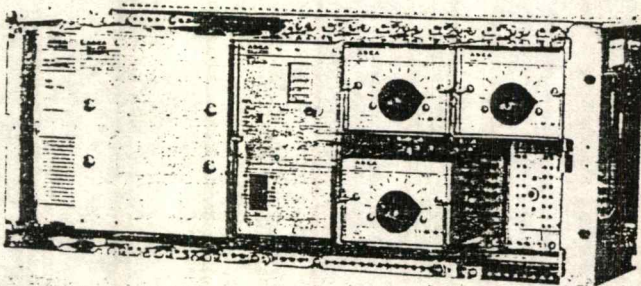
การใช้ระบบรีเลย์แบบนี้ จะทำเมื่อต้องใช้บริการอื่นร่วมอยู่ด้วย เพราะว่า ราคาจะแพงกว่าระบบรีเลย์แคเรียร์สายส่ง หรือระบบไฟลัดสายนำมาก ถ้าใช้เพื่อการป้องกันเพียงอย่างเดียว จะมีความเชื่อถือได้น้อยกว่าระบบแคเรียร์สายส่ง เนื่องจากขึ้นอยู่กับสภาพดินฟ้าอากาศ ซึ่งมีผลทำให้สัญญาณลดลงหรือขาดหายไปเป็นช่วง ๆ และสภาพทางภูมิศาสตร์ที่ติดตั้งมีผลต่อการทำงานของระบบนี้ด้วยเช่นกัน จึงจำเป็นต้องศึกษาอย่างละเอียด แต่มีข้อดีคือ สามารถใช้ทรพวงจรไกล ๆ (Remote Tripping) ได้อย่างสะดวก



Pilot-wire differential relay of type RADHL with a built-in summation transformer of type SLCE 8. (99367)



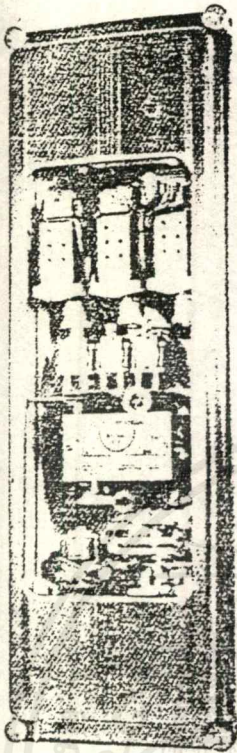
Pilot-wire differential relay of type RADHL with separate summation transformer of type SLCE 8. (90157)



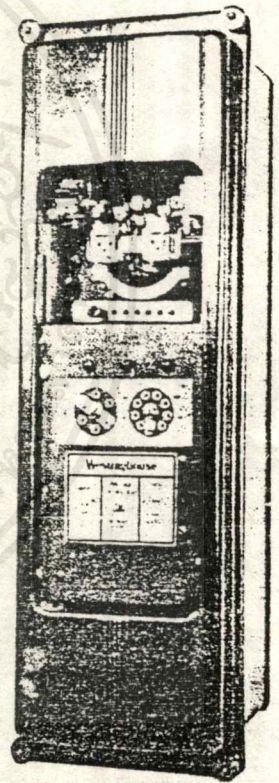
RADHL with start relays of type RXIL 24 in a 4S equipment frame. (99252)

รูปที่ 2.3.9 ตัวอย่างไฟล็คตรีเลย์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



The Type HZ high-speed, three-zone impedance relay. The relay is arranged for use either as a conventional step-type distance relay for phase-fault protection, or in the directional comparison scheme of pilot-wire or carrier-current relaying.



Type HCB pilot - wire relay. The relay has a single operating element, which functions for all types of phase and ground faults.

รูปที่ 2.3.10 ตัวอย่างไฟลื้อตรีเลย์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 3. คู่มือ และการใช้งาน รีเลย์ป้องกันกระแสเกิน

3.1 รีเลย์ป้องกันกระแสเกินสำหรับเฟสฟอลต์ และฟอลต์ลงดิน

ชนิด MCGG 22 ,42,52,53,62,63 และ 82.

(Overcurrent Relay For Phase and Earth Fault Type MCGG 22,44,52,62,63 and 82)

3.1.1 ลักษณะโครงสร้าง

รีเลย์แต่ละชนิดสามารถเลือกกราฟเวลาผกผัน (inverse time curve) ได้ 4 ชนิด และกราฟเวลาคงที่ (definite time curve) 3 ชนิด โดยช่วงการตั้งค่า เป็น $0.05 \times I_n$ โดยมี ค่าตัวคูณ ของแต่ละกราฟ (Time Multiplier) ใช้ในช่วง 0.05 ถึง 1 การปรับตั้งให้เวลาทริปได้ทั้งเป็นเวลาหน่วงการทำงาน (Delay time) หรือ การทำงานแบบทันที (instantaneous trip) ของทั้งเฟสฟอลต์ (Phase fault) และ ฟอลต์ลงดิน (Earth Fault)

3.1.2 ชนิดของรีเลย์ MCGG

MCGG 22

รีเลย์กระแสเกินชนิดเฟสเดียว และส่วนทำงานทันที (instantaneous)

MCGG 42

รีเลย์กระแสเกินชนิดสองเฟส และส่วนทำงานทันที (instantaneous)

MCGG 52

รีเลย์กระแสเกินชนิดสองเฟส รวมทั้งส่วน ฟอลต์ลงดิน และส่วนทำงานทันที (instantaneous)

MCGG 53

รีเลย์กระแสเกินชนิดสองเฟส (มีส่วนการวัดแบบ โพลีเฟส [Poly phase measurement]) รวมทั้งส่วน ฟอลต์ลงดิน และส่วนทำงานทันที (instantaneous)

MCGG 62

รีเลย์กระแสเกินชนิดสามเฟส และส่วนทำงานทันที (instantaneous)

MCGG 63

รีเลย์กระแสเกินชนิดสามเฟส (มีส่วนการวัดแบบ โพลีเฟส [Poly phase measurement]) รวมทั้งส่วน ฟอลต์ลงดิน และส่วนทำงานทันที (instantaneous)

MCGG 82.

รีเลย์กระแสเกินชนิดสองเฟส รวมทั้งส่วน ฟูลท์ลงดิน และส่วนทำงานทันที (instantaneous)

3.1.3 การนำไปใช้งาน

การใช้งานรีเลย์กระแสเกิน ใช้ในระบบป้องกันกระแสเกิน และฟูลท์ลงดิน โดยใช้ป้องกันทั้งระบบสายส่ง ทั้งเดินในอากาศ และเดินสายใต้ดิน และนำไปใช้ในการป้องกันหม้อแปลง , เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และวงจรสายส่งแรงสูงรวมทั้ง การป้องกันตัวด้านทานลงกราวด์ที่นิวทรัล

มีการเชื่อมต่อประสานการทำงาน (co-ordination) ในระบบที่ซับซ้อนและโหมดการทำงานแบบทันทีทั้งเฟสฟูลท์ และฟูลท์ลงดิน ทำให้ง่ายในการใช้งานมากขึ้น

การใช้งานในโหมดทำงานแบบทันที ของฟูลท์ลงดิน ต้องมีการตั้งค่าที่ยืดหยุ่นมากขณะที่ฟูลท์ที่มีค่ามาก ๆ และสามารถคงค่าไว้ได้ขณะตรวจสอบ โดยเราอาจใช้ตัวด้านทานต่ออนุกรมเข้าไป และหม้อแปลงกระแสต้องมีขอบเขตที่เพียงพอ

3.1.4 ลักษณะของกราฟที่สามารถเลือกใช้

ชนิดของกราฟ	ลักษณะเวลาที่ทำงาน	รูปย่อของชนิดกราฟ
Standard inverse	$t = 0.14 / (I^{0.02} - 1)$ sec	SI
Very inverse	$t = 13.5 / (I - 1)$ sec	VI
Extremely inverse	$t = 80 / (I^2 - 1)$ sec	EI
Long time earth fault	$t = 120 / (I - 1)$ sec	LT
Definite time	2 seconds	D2
Definite time	4 seconds	D4
Definite time	8 seconds	D8

3.1.5 การตั้งค่าของรีเลย์

การกำหนดค่าของรีเลย์ สามารถแบ่ง การตั้งค่าของตัวแปรแต่ละตัวดังนี้

■ ค่าตัวคูณเวลา (Time multiplier setting)

ค่าเวลาในแต่ละชนิดของกราฟต้องคูณด้วยตัวคูณเวลา เพื่อที่จะแสดงค่าจริงของเวลาการทำงานของรีเลย์ ใช้สัญลักษณ์เป็น Σ โดยช่วงการคูณเป็น $0.5x$ ถึง $1.0x$ ในการปรับครั้งละ 0.025 ในการประยุกต์ใช้งานกราฟที่เป็น เวลาผกผัน (Inverse time) ทั้ง 4 ชนิด ส่วนชนิด เวลาคงที่ (Definite time) มีช่วงเวลาที่ใช้งานดังนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ลักษณะการใช้งาน (Operating characteristics)	ช่วงเวลา (Time range)
วินาที	วินาที
2	0.1 ถึง 2.0 ในการปรับครั้งละ 0.05 วินาที
4	0.2 ถึง 4.0 ในการปรับครั้งละ 0.1 วินาที
6	0.4 ถึง 8.0 ในการปรับครั้งละ 0.2 วินาที

■ การกำหนดค่ากระแส

เวลาที่หน่วง (Time delayed element)

กระแสที่ตั้งค่าที่รีเลย์ ใช้สัญลักษณ์

$$I_s = \Sigma \times I_0$$

เมื่อ

I_s : ค่ากระแสที่ตั้งค่าที่รีเลย์ หน่วยเป็น แอมแปร์

I_0 : ค่ากระแสที่ไหลในรีเลย์ หน่วยเป็น แอมแปร์

Σ : ค่าตัวคูณเวลา

ส่วนทำงานแบบทันที (instantaneous element)

การตั้งค่าที่รีเลย์ ใช้สัญลักษณ์ $I_{inst} = \Sigma \times I_s$ สามารถปรับช่วงได้จาก 1 x ถึง 31 x โดยปรับครั้งละ 1

3.1.6 ข้อมูลทางเทคนิค (Technical Data)

พิกัดการใช้งาน

ใช้ไฟกระแสสลับ (I_0) 1 A หรือ 5 A

ความถี่ 50/60 Hz

แหล่งจ่ายไฟกระแสตรง 24/54 V, 48/125 V

หรือ 110/250 V

หม้อแปลงกระแส

พิกัดด้านทุติยภูมิ 5 A ค่าเอาต์พุต 7.5 VA

ระดับความถูกต้อง 10P ค่าความถูกต้องที่จำกัดค่า

กระแส 20 เท่า ของกระแสจำกัด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ช่วงการตั้งค่า

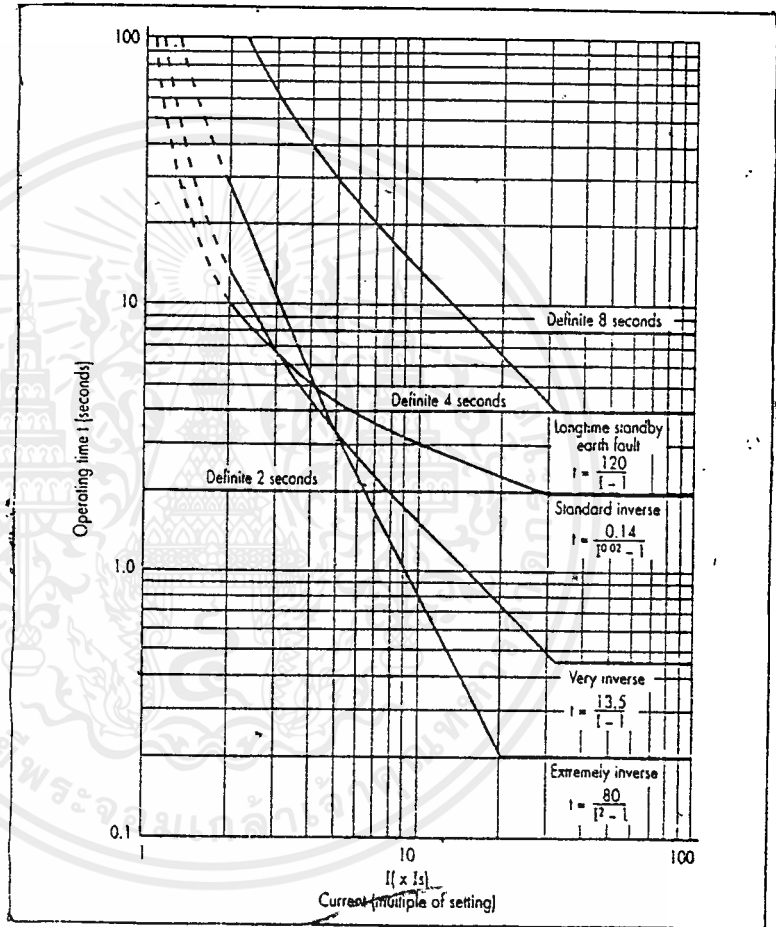
ช่วงกระแสการตั้งค่า (I_s) ที่สามารถกำหนดได้ทั้งในเฟสฟอลต์และ ฟอลต์ลงดิน ที่ 5% ถึง 240 % ของ I_n ในหน่วยครึ่ง 5 %

การตั้งค่าการทำงานแบบทันที

$1x - 31x I_s$ ครั้งละ $1x I_s$ (I_{inst})

เวลาการทำงาน

เวลาหน่วย แสดงดังรูป 3.1.1



รูปที่ 3.1.1 แสดงกราฟลักษณะการใช้นานรีเลย์ MCGG ทั้ง 7 ชนิด

ลักษณะของกราฟที่เลือกได้

Standard inverse IDMT

Very inverse IDMT

Extremely inverse IDMT

Long time earth fault IDMT

Definite time 2 s

Definite time 4 s

เอกสารนี้เป็นเอกสารตัวอย่างสำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Definite time 8 s

การตั้งค่าตัวคูณเวลา	0.05 ถึง 1.0 ในการปรับครั้งละ 0.025
ค่ากระแสการตั้งค่าของรีเลย์ (I_s)	ค่าช่วงอ้างอิง $0.05I_n$ ถึง $2.4I_n$
การตั้งค่าการทำงานทันที	$5xI_s$ และค่าที่มากกว่า

ค่าความถูกต้องตามเงื่อนไขอ้างอิง

กระแสที่ตั้งค่า (I_s)	ค่าอ้างอิงช่วง $0.05I_n$ ถึง $2.4 I_n$
---------------------------	--

กระแสนินพุท

	ลักษณะของกราฟ	ค่าอ้างอิง
	Standard inverse	
	Very inverse	$2 \times I_s$ ถึง $31 \times I_s$
	Long Time inverse	
	Extremely inverse	$2 \times I_s$ ถึง $20 \times I_s$
	Definite time	$1.3 \times I_s$ ถึง $31 \times I_s$
อุณหภูมิภายนอก	20°C	
ความถี่	50Hz ถึง 60 Hz	
ค่าตัวคูณเวลา	1x	

ค่าความคลาดเคลื่อน

ค่าตัวคูณเวลา	0.05 ถึง $1.0 \pm 2\%$ หรือ 30 ms หรือมากกว่า
อุณหภูมิภายนอก	-25°C ถึง $+50^\circ\text{C}$
กระแสที่ตั้งค่า	$\pm 5\%$
การแปรเปลี่ยนนอกเหนือจากช่วงข้างต้น	
ลักษณะกราฟที่ใช้	ค่าความถูกต้องของเวลา
Standard inverse	
Very inverse	} $\pm 5\%$
Long Time inverse	
Extremely inverse	$\pm 7.5\%$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Definite time	$\pm 3\%$
การแปรเปลี่ยนนอกเหนือช่วงทำงานทั้งหมด	
กระแสตั้งการทำงาน ค่า	$\pm 1\%$
เวลาการทำงาน	$\pm 2\%$ หรือ $\pm 30\text{ms}$ หรือมากกว่า

ค่าความถูกต้องในการทำงานทั่วไป

กระแสตั้งค่าทำงาน

เวลาหน่วง	$1.0 \times I_s$ ถึง $1.1 I_s$
เวลาทำงานแบบทันที	$I_{inst} = 1 \times I_s$ $1.0 \times I_{inst}$ ถึง $1.1 \times I_{inst}$
การปรับตั้งค่าอื่นๆ ทั้งหมด	$I_{inst} \pm 5\%$
เวลาการทำงาน	ค่าความถูกต้อง
Standard inverse	
Very inverse	} $\pm 5\%$
Long Time inverse	
Extremely inverse	$\pm 7.5\%$
Definite time	$\pm 3\%$
ค่ากระแสพิภักซ์	ดีกว่า $\pm 1\%$
ค่าเวลาการทำงาน	$\pm 2\%$ หรือ $\pm 30\text{ ms}$ หรือมากกว่า
เวลาโอเวอร์ชูต	น้อยกว่า 30 ms
กระแสรีเซต	ไม่น้อยกว่า 95 % ของเวลาหน่วงของกระแสที่ตั้งค่าการทำงาน

ค่าความทนทานต่ออุณหภูมิ

การทำงานแบบต่อเนื่อง	$2 \times I_s$ หรือ $2.6 \times I_u$ ที่ค่าต่ำกว่า โดยค่าต่ำสุดที่ $1 \times I_u$
การทำงานแบบระยะเวลาสั้น	$I_s : 100 \times I_u$ ที่ 400 A ค่ามากที่สุด
	$3s : 57 \times I_u$ ที่ 230 A ค่ามากที่สุด

3.2 รีเลย์ป้องกันกระแสเกินชนิดหนึ่งเฟสชนิด MCO ของบริษัท ABB (Single Phase Overcurrent Relay Type MCO Microprocessor)

3.2.1 การใช้งาน

MCO รีเลย์เป็นรีเลย์ชนิดหนึ่งเฟสที่ทำงานโดยใช้ไมโครโปรเซสเซอร์ มีลักษณะการใช้งานทั้งที่เป็นกราฟเวลาผกผันแบบไม่รู้จักทิศทาง (non-directional inverse-time) และโหมดการทำงานแบบทันที (instantaneous) ใช้ในการตรวจค่ากระแสที่เกินกว่าค่าที่ปรับตั้ง และใช้ในการทริปอุปกรณ์เซอร์กิตเบรกเกอร์ เพื่อกำจัดฟอลท์ โดยสามารถเชื่อมต่อเพื่อทำงานร่วมกันกับ ฟิวส์, รีโคลสเซอร์, โคลโหลดพิกอัพ (cold load pickup), การสตาร์ทมอเตอร์ หรือการใช้งานที่จำเป็นต้องมีการกำหนดเวลาในการทำงาน เป็นต้น

MCO รีเลย์ มีส่วนในการทำงานแบบทันทีที่ทำงานด้วยความเร็วสูงสำหรับการกำจัดกระแสผิดปกติค่าสูง ๆ การทำงานแบบทันทีสามารถใช้งานในที่ที่ห่างไกล หรือตำแหน่งที่เกิดกระแสผิดปกติอยู่ในตำแหน่งที่ต่าง ๆ กัน แต่ถ้าตำแหน่งที่เกิดกระแสผิดปกติอยู่ในตำแหน่งที่ตายตัวจะไม่สามารถใช้การทำงานแบบทันทีได้ เช่น ในกรณีของกระแสกระชาก (inrush current) ของหม้อแปลง, มอเตอร์สตาร์ท, และ กระแสฟอลท์ที่อยู่นอกโซนการทริป

3.2.2 โครงสร้างและการทำงานของรีเลย์

รีเลย์ MCO ประกอบด้วย

- หน่วยวัดกระแสเกิน
- หน่วยแสดงการต่อวงจร
- หน่วยแสดงการทำงานทันที

หน่วยวัดกระแสเกิน สามารถตั้งค่าการทำงานโดยเลือกจากการเทียบกับตำแหน่งบนหน้าปัดเวลา (Time Dial) หรือจากเทียบกับเวลาที่แน่นอน ที่ค่ากระแสเป็นจำนวนเท่าของแถบ

กราฟเวลาการทำงาน มีทั้งหมด 7 ชนิด เลือกโดยการปรับที่หน้าปัดเวลา ซึ่งค่าเวลาที่ทำงานจริงจะเท่ากับที่ได้จากกราฟ $\pm 5\%$ นอกจากชนิด CO-11 จะใกล้เคียงกับค่าที่ได้จากกราฟ

3.2.3 ทฤษฎีและหลักการ

MCO รีเลย์ เป็นรีเลย์กระแสเกินหนึ่งเฟสแบบ เวลาผกผัน โดยแสดงกราฟเป็น CO ที่เก็บไว้ถาวรในหน่วยความจำ และสามารถเรียกใช้ได้ตลอดเวลา และแต่ละกราฟประกอบค่าตัวคูณเวลา

(time Dial setting) ทั้งหมด 63 ค่า เพื่อที่จะมีกราฟแต่ละ CO เป็น 63 กราฟ สมการที่แสดงของแต่ละกราฟเป็นดังนี้

$$T = [To + K/(I/Io - C)] \times D / 24000 \quad \text{สมการที่ (3.1)}$$

$$T = [R/(I/Io - 1.0)] \times D / 24000 \quad \text{สมการที่ (3.2)}$$

เมื่อ

T : เวลาที่รีเลย์ทำงาน

To : ค่าคงที่ของเวลา

I : กระแสอินพุท

Io : กระพิกัดที่ทำการปรับตั้ง

K : แฟกเตอร์พื้นฐานของเวลาผกผัน

C : ค่าคงที่

R : ค่าคงที่

P : ค่าเอกโปเนนซ์ที่กำหนดการผกผัน

D : ค่าตัวคูณเวลา จาก 1 ถึง 63 (Time Dial setting)

ค่า To, K, C, P และ ถูกกำหนดโดยการเลือกชนิดของแต่ละกราฟ แสดงค่าได้ดังตารางที่ 3.1 ส่วนค่า Io และ D ถูกเลือกโดยการปรับตั้งค่า โดยทางวงจรภายนอกเพื่อให้รีเลย์ทำงานที่สอดคล้องกับการป้องกัน

ลำดับของกราฟ	To	K	C	P	R
1	112	735	0.675	1	501
2	8197	13769	1.130	1	22705
3	785	671	1.190	1	1475
4	525	3121	0.800	1	2491
5	478	4122	1.270	1	9200
6	310	2756	1.350	1	9342
7	110 1	7640	0.500	2	8875

ตารางที่ 3.1 แสดงค่าคงต่างๆ ของตัวแปรในสมการที่ (3.1) และ (3.2)

กราฟที่ MCO สามารถนำมาใช้งานนั้น สามารถแบ่งออก เป็น 7 ชนิด ตามลักษณะการใช้งานที่ต่าง กัน แสดงได้ดังตารางที่ 3.2

กราฟเวลา ของ MCO	กราฟ CO	ลักษณะ ของกราฟ	ชนิดของการใช้งาน
1	CO-2	Short	1) การป้องกันต่าง ๆ กัน ที่ไม่คำนึงถึงค่าของกระแสในตัวของหม้อแปลง หรือที่ซึ่งสามารถให้มีการหน่วงเวลาในการทริปได้ 2) การป้องกันกระแสเกิน , เฟส หรือ กราวด์ ที่ ซึ่งไม่มีการเชื่อมโยงการทำงานกับอุปกรณ์ดาว์นสตรีม (downstream devices) และเวลาในการทำงานอยู่ในช่วง 2 ถึง 60 ไซเคิลการทำงาน
2	CO-5	Long	การป้องกันมอเตอร์ล๊อคโรเตอร์ ที่มีเวลาในการล๊อคโรเตอร์ระหว่าง 10 และ 70 วินาที
3	CO -6	Definite	การป้องกันกระแสเกิน , เฟส หรือ กราวด์ ที่ซึ่งไม่มีการเชื่อมโยงการทำงานกับอุปกรณ์ดาว์นสตรีม (downstream devices) และกราฟที่ 1 ทำงานเร็วเกินไป โดย ที่เวลาในการทำงานไม่แปรตามกระแสที่เปลี่ยนแปลงมากนัก
4	CO-7	Moderately Inverse	1) การป้องกันกระแสเกินที่ซึ่งการเชื่อมโยงการทำงานกับ อุปกรณ์ที่ต้องการ และเครื่อง
5	CO-8	Inverse	คัมพิตไฟฟ้าที่แปรเปลี่ยน
6	CO-9	Very Inverse	2) การป้องกันสำรองสำหรับรีเลย์ หรือวงจรอื่น
7	CO-11	Extremely Inverse	1) การป้องกันมอเตอร์ที่ซึ่งสามารถอนุญาต ให้เวลาที่ทำการล๊อคโรเตอร์ น้อยกว่า 10 วินาที 2) การป้องกันกระแสเกินที่ ซึ่งมีการเชื่อมโยงกับ ฟิวส์ และรี โคลตเซอร์ หรือ ที่ซึ่ง พิจารณาถึงผลของโคลโหลดฟักอัพ หรือกระแสกระชากของหม้อแปลง

ตารางที่ 3.2 แสดงลักษณะการใช้งานของกราฟแต่ละชนิดของรีเลย์ MCO

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.2.4 การปรับตั้งค่า

a) กราฟของเวลา (Time Curves)

การเลือกกราฟของเวลา ได้ 1 ถึง 7 กราฟ ที่สอดคล้องกับ กราฟ CO จากกราฟ CO-2 ถึง CO-11

b) ค่าตัวคูณเวลา (Time Dial)

การเลือกค่าตัวคูณเวลา สามารถเลือกได้โดยวงจรภายนอก จากช่วง 1 ถึง 63 โดยสามารถเลือกกราฟได้อิสระแม้ในเวลาเดียวกัน

c) การปรับตั้งค่ากระแสของรีเลย์ (Tap setting)

d) สามารถเลือกได้ตั้งแต่ค่าต่ำที่สุด จนถึงค่าสูงสุดตามเงื่อนไขดังนี้

$$I_s = +0.1 \text{ A. หรือ ในช่วง } 0.1 \text{ ถึง } 2.4 \text{ แอมแปร์}$$

$$I_s = +(0.1) \times 5 \text{ A. หรือ ในช่วง } 0.5 \text{ ถึง } 12 \text{ แอมแปร์}$$

e) การตั้งค่าการทำงานแบบทันที (Instantaneous setting)

การตั้งค่าการทำงานแบบทันทีที่สามารถปรับได้ระหว่าง 1 ถึง 20 ในการปรับครั้งละ 0.5 โดยการเลือกค่าเวลาที่กระแสพิคอัพค่าที่สุดจะเป็นจุดเริ่มการทำงานแบบทันที

กระแสแทปเซตติง (current tap setting) สามารถปรับค่าได้ระหว่างช่วง 0.1 ถึง 2.4 แอมแปร์ ในการใช้อัตราส่วนหม้อแปลงกระแส ต่อ 1 แอมแปร์ หรือ ช่วง 0.5 ถึง 12 แอมแปร์ ในการใช้อัตราส่วนหม้อแปลงกระแส ต่อ 5 แอมแปร์

ในกรณีที่ กระแสอินพุทมีค่าน้อยกว่า 20 เท่าของกระแสพิคอัพ (pickup current) เวลาในการทำงานจะขึ้นอยู่กับค่าการปรับตั้งค่าเวลาทวีป ส่วนการทำงานแบบทันทีขึ้นอยู่กับค่าการตั้งค่าจากวงจรภายนอก โดยที่กระแสนี้จะถูกสุ่ม 4 ครั้ง ทุกๆครั้งไซเคิล

ในกรณีที่ กระแสอินพุทมีค่ามากกว่า 20 เท่าของกระแสพิคอัพ การทำงานจะเป็นการทำงานแบบทันที แม้จะ ไม่มีการปรับตั้ง จากวงจรภายนอก โดยที่กระแสนี้จะถูกสุ่ม 8 ครั้ง ทุกๆ ไซเคิล

3.2.5 เวลาหน่วงการทำงานของรีเลย์

ค่าเวลาหน่วงในการทำงานของรีเลย์ถูกตั้งค่าให้มากกว่าเงื่อนไขที่ซึ่งรีเลย์สามารถบังคับได้ เช่นกระแสสตาร์ทมอเตอร์ , โคลโหลดพิคอัพ , วงจรโหลดฉุกเฉิน และกระแสกระชากของหม้อแปลงการป้องกันจากค่าความแตกต่าง(Differential Protection)

ประยุกต์ใช้ในหม้อแปลงขนาดเล็ก และในบัสที่มีความสำคัญน้อย โดยการตั้งค่ากระแสพิคอัพให้อยู่เหนือค่ากระแสโหลดสูงสุดของวงจรที่ต่อกับบัส และค่าเวลาหน่วงการทำงานเมื่อ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กระแสฟลักซ์มีค่ามากที่สุด ต้องมากกว่า 3 เท้า ของเวลาคงที่ของทางด้านไฟกระแสตรง ทางด้านปฐมภูมิ

3.2.5.1 การป้องกันมอเตอร์

สำหรับการป้องกันการลัดวงจร โรเตอร์ ค่ากระแสฟลักซ์ตั้ง ที่ครึ่งหนึ่งของค่ากระแสลัดวงจร โรเตอร์ และเวลาหน่วงการทำงานต้องตั้งโดยคำนึงถึงกรรมวิธีในการสครัท โดยไม่มีการเพิ่มเวลาในการลัดวงจรโรเตอร์

3.2.5.2 วงจรการป้องกัน (Circuit protection)

กระแสฟลักซ์ปรับให้ค่าเป็น 2 เท้า ของค่ากระแสโหลดสูงสุด โดยกระแสโหลดสูงสุดอาจปรับขึ้นได้ถึง 5 เท้า ของค่าปกติเมื่อมีการรีเอนเนอร์ไจซ์ เป็นระยะเวลานานๆ โดยต้องมีเวลาประมาณ 7 วินาที ในกรณีค่าต่ำกว่า 2 เท้าของกระแสค่าปกติ

การทริปของ MCO ควรเลือกกราฟที่มีช่วงเวลาการทำงานห่างกัน ประมาณ 0.3 วินาที เพื่อเวลาในการกำจัดทั้งหมดของอุปกรณ์ควบคุมต่างๆ

ในการว่านรีเลย์ต้องตั้งค่าให้เหนือค่าสูงสุดของกระแสโหลดตกค้างในสถานะไม่สมดุล โดยรวมถึงผลของการสวิตซ์ของหนึ่งเฟสด้วย โดยค่าฟลักซ์ ประมาณ 0.4 เท้าของค่ากระแสโหลดสูงสุดในแต่ละเฟส โดยเวลาในการประสานการทำงานประมาณ 0.3 วินาที

3.2.6 การทำงานแบบทันที

การตั้งค่าการทริปอย่างทันทีทันใด ต้องตั้งค่า จาก 1 ถึง 20 ซึ่งค่าจริงจะเป็นค่าจากกระแสฟลักซ์คูณกับค่าที่ตั้งในการทำงานแบบทันที โดยรีเลย์สามารถทำงานได้ภายใน 2 ไซเคิล

3.2.7 คุณสมบัติของรีเลย์ MCO

อุณหภูมิ	-20 ° C ถึง +55 ° C
ความถี่	50Hz หรือ 60 Hz สามารถเลือกได้
ค่ากระแสฟลักซ์	0.1 ถึง 2.4 A. โดยการปรับครั้งละ 0.1 A. ค่าความถูกต้องในการปรับ เวลาหน่วง $\pm 5\%$
การทำงานอย่างต่อเนื่อง	16 A. (พิกัด 5 A.) 5 A. (พิกัด 1 A.)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

พิกัดการทำงานที่ 1 วินาที	200 A. (พิกัด 5 A.) 100 A. (พิกัด 1 A.)
กราฟเวลาผกผัน	7 ชนิด จาก CO-2 ถึง CO-11 โดยที่แต่ละชนิด มีจำนวนกราฟ 63 กราฟ
ค่าความถูกต้องของเวลา	$\pm 5\%$ หรือ 1.5 ไชเคิลหรือค่ามากกว่า
เวลาหน่วง	98%
เวลาในการรีเซต	2 ไชเคิล
ส่วนการทำงานแบบทันที	ปรับ 1 ถึง 20 ในการปรับครั้งละ 0.5
แหล่งจ่ายไฟกระแสตรง	48/125 V 3.5W ที่ 125V



บทที่ 4. คู่มือการใช้งานของรีเลย์วัดระยะทางและฟัลต์ดริเลย์

เนื้อหาในส่วนนี้ นำมาจาก คู่มือการใช้งานของรีเลย์ KD-10 และ KD-11 (Compensator Distance Relay) และ MDAR 2.00 ซึ่งได้แปลมาเฉพาะส่วนที่เกี่ยวข้องกับโครงงานนี้เท่านั้น โดยเนื้อหาที่นำมาเป็นส่วนหนึ่งของรายละเอียดฟังก์ชันของรีเลย์ การคำนวณค่าอิมพีแดนซ์ให้เหมาะกับรีเลย์ การปรับตั้งค่าใหม่ ซึ่งใช้ในการเขียนโปรแกรม เพื่อจำลองคุณสมบัติของรีเลย์ชนิดนั้น ๆ ต่อไป ส่วนรายละเอียดอื่น ๆ สามารถศึกษาเพิ่มเติมจาก ภาคผนวก ค.และ ง. หรือจากคู่มือรีเลย์

4.1 KD-10 และ KD-11 Compensator Distance Relay

เป็นรีเลย์ที่ประดิษฐ์ขึ้นมาโดย บริษัท Westinghouse แต่ภายหลังถูกบริษัท ABB ซื้อลิขสิทธิ์ไป KD-10 เป็นรีเลย์แบบโพลีเฟสคอมเพ็นเซเตอร์ (Polyphase compensator type relay) โดยรีเลย์ชนิดนี้สามารถทำการตัดวงจรแบบทันทีทันใด (Instantaneous tripping) ได้เมื่อเกิดเฟสทูเฟสฟอลท์ (Phase-to-phase faults), สองเฟสทูกาว์นฟอลท์ (Two phase-to-ground faults) , สามเฟสฟอลท์ (Three phase faults) โดยอาศัยการเซตระยะรีช (Reach) และระดับความไว (Sensitive Level) ของรีเลย์ และรีเลย์ชนิดนี้สามารถใช้แทนรีเลย์ชนิด KD หรือ KD-4 ได้

ส่วน KD-11 นั้นจะคล้ายกับ KD-10 เพียงแต่คุณสมบัติของวงกลมอิมพีแดนซ์ (Characteristic impedance circle) จะผ่านจุดกำเนิด รีเลย์นี้จะใช้ในการสตาร์ทแคเรียร์ที่มีโครงสร้างแบบการเปรียบเทียบทิศทาง (Directional comparison blocking schemes)

โดยรีเลย์ทั้งสองส่วนสามารถเซตให้ทำงานทันที หรือมีการหน่วงเวลาก่อนทำงานได้โดยจะมีไทม์เมอร์ (Timer) มาสั่งงานอีกที

4.1.1 การชดเชย (Compensator)

Compensator ของเฟสหรือ T คือหม้อแปลงที่มีสองขดลวดชนิดแกนอากาศ (Two winding air gap transformer) โดยมีขดลวดกระแสปฐมภูมิ 1 ขดลวด แต่ถ้าเป็นคอมเพ็นเซเตอร์ระหว่างเฟส (T_{AB} และ T_{BC}) จะใช้หม้อแปลงที่มีสามขดลวดชนิดแกนอากาศ ซึ่งจะมีขดลวดกระแสปฐมภูมิ 2 ขดลวด แต่ละขดจะมี 7 แทป คือ

0.23, 0.307, 0.383, 0.537, 0.690, 0.920, 1.23 สำหรับรีเลย์ที่มีช่วง 0.2-4.5 โอห์ม

0.87, 1.16, 1.45, 2.03, 2.90, 4.06, 5.80 สำหรับรีเลย์ที่มีช่วง 0.75-21.2 โอห์ม

1.5, 2.0, 2.5, 3.51, 5.0, 7.02, 10.0 สำหรับรีเลย์ที่มีช่วง 1.27-36.7 โอห์ม

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เมื่อกระแสไหลผ่านขดลวดปฐมภูมิจะทำให้เกิด MMF ซึ่งทำให้เกิดเส้นแรงแม่เหล็กในแกนเหล็ก แรงดันที่เหนี่ยวนำในด้านทุติยภูมิ จะเป็นสัดส่วนกับค่าเทปด้านปฐมภูมิและขนาดกระแส

เนื่องจากด้านทุติยภูมิจะมีเพียงเทปเดี่ยวแต่แบ่งออกเป็นสองส่วน ส่วนแรกจะใช้ต่ออนุกรมกับแรงดันที่ขั้วรีเลย์ และส่วนที่สองจะใช้ต่อกับ Potentiometer และ โหลดความต้านทานคงที่ และสามารถปรับมุมเฟสที่เกิดจากกระแสปฐมภูมิและแรงดันเหนี่ยวนำด้านทุติยภูมิ

4.1.2 หน่วยเปิดวงจร (Tripping unit)

หน่วยเปิดวงจรจะทำงานหรือด้านการทำงาน (Operating or Restraint) จะขึ้นอยู่กับพิจารณาจากค่า Phase sequence ของแรงดันที่จ่ายให้กับรีเลย์ ซึ่งอุปกรณ์ที่ทำหน้าเปิดวงจรจะทำงาน เมื่อมีแรงดันจ่ายเข้าที่ขั้วของรีเลย์เป็น Negative-phase sequence และจะปิดวงจรเมื่อมีแรงดันป้อนเข้าเป็น Positive-phase sequence

ส่วนประกอบทางกลจะประกอบด้วย 3 ส่วนพื้นฐาน คือ โครงสร้างที่เป็น Die-cast aluminium กับสารประกอบแม่เหล็ก , ส่วนเคลื่อนที่ได้และ Molded bridge

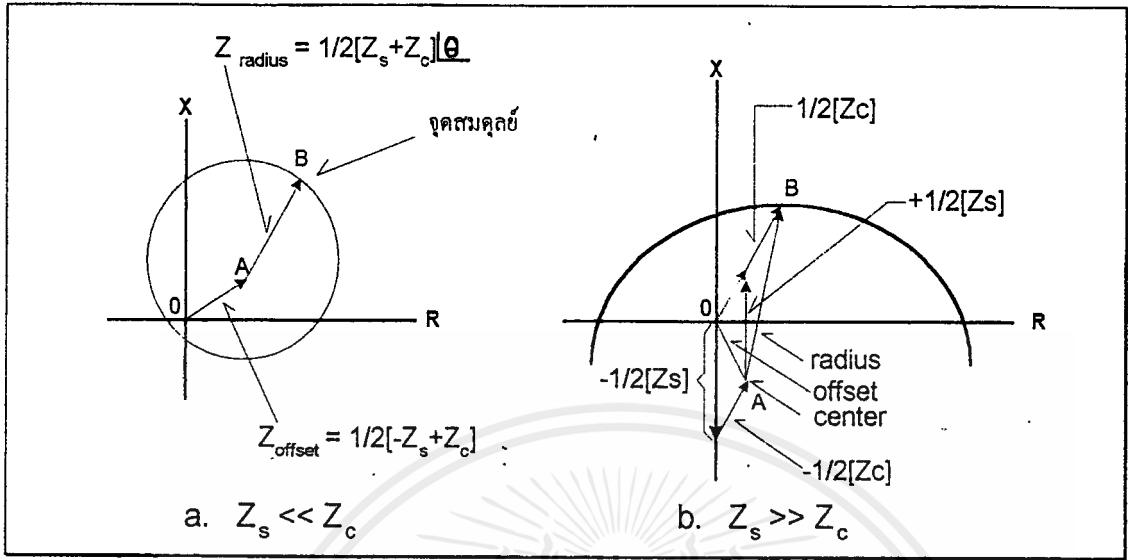
4.1.3 การทำงาน

KD-10 จะประกอบด้วยส่วนประกอบใหญ่ ๆ 2 ส่วน คือ ส่วนคอมเพ็นเซเตอร์ และ ส่วนทริพวงจร (Compensator unit and tripping unit) โดยส่วนคอมเพ็นเซเตอร์จะมี T , T_{AB} , T_{BC} และ ส่วนทริพวงจรจะประกอบด้วยเฟสทูเฟสยูนิท, $Z(\phi\phi)$ และ 3 เฟสยูนิท, $Z(3\phi)$ โดยเฟสทูเฟสยูนิท จะทำงานเมื่อเกิดเฟสทูเฟสฟอลท์ (เฟส A-B, B-C, C-A) และ 3 เฟสยูนิท จะทำงานเมื่อเกิด 3 เฟสฟอลท์ นอกจากนี้เฟสทูเฟสยูนิทยังทำงานเมื่อเกิด 2 เฟสทูกราวน์ฟอลต์ด้วย ส่วนทริพวงจรแต่ละส่วนจะมีวงจรคอมเพ็นเซเตอร์ที่แยกกันอิสระทางไฟฟ้าแล้ว

4.1.4 คุณสมบัติของรีเลย์

● คุณสมบัติของเฟสทูเฟสยูนิท

หน่วยนี้จะรับผิดชอบเกี่ยวกับการเกิดฟอลท์แบบเฟสทูเฟส และแบบ 2 เฟสทูกราวน์ โดยไม่สนใจค่ากระแสโหลด ซึ่งใครในเชิงเสิร์จหรือเงื่อนไขอื่น ลักษณะวงกลมคุณสมบัติจะเขียนลงใน R-X ไดอะแกรมดังรูปที่ 4.1.1



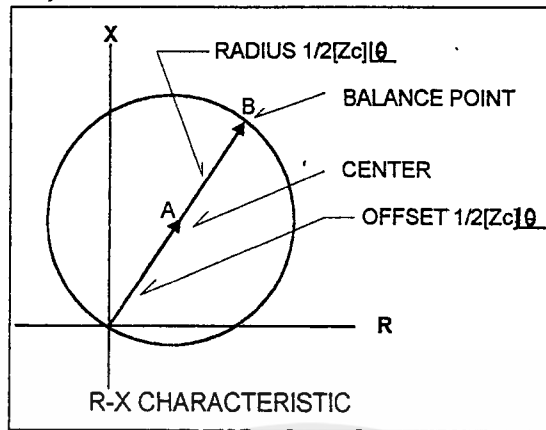
รูปที่ 4.1.1 กราฟคุณสมบัติของเฟสเฟสยูนิค

จากรูปที่ 4.1.1 จะเห็นได้ว่าในควอดเร้นท์ที่ 1 จะมีค่ารีซิสแตนซ์และรีแอคแตนซ์เป็นค่าบวก และมีบางส่วนอยู่ในควอดเร้นท์ที่ 4 ซึ่งมีค่ารีซิสแตนซ์เป็นบวกและค่ารีแอคแตนซ์เป็นลบ หมายถึงสายส่งนั้นมีตัวเก็บประจุต่ออนุกรมอยู่ด้วย ในที่นี้จะให้ความสนใจกับควอดเร้นท์ที่ 1 มาก เพราะว่าจะเป็นตัวบ่งชี้ว่ารีเลย์จะทำงานได้หรือไม่เมื่อเกิดอาร์คิซิสแตนซ์ (Arc resistance) ในเวลาเกิดฟอลท์ เฟสเฟสยูนิคที่ทำงานในระบบสายส่งจริงจะมีส่วนรู้ทิศทางอยู่ด้วยเสมอ

และจากรูปที่ 4.1.1 ซึ่งชี้ให้เห็นว่าวงกลมอิมพีแดนซ์ของเฟสเฟสยูนิคจะขึ้นอยู่กับค่าอิมพีแดนซ์ของแหล่งจ่าย (Source Impedance : Z_s) ความกว้างของวงกลมอิมพีแดนซ์เมื่อค่าอิมพีแดนซ์ของแหล่งจ่ายสูงโดยจะใช้สำหรับการป้องกันสายส่งสั้น ๆ ได้ดี เพราะว่าจะครอบคลุมค่ารีซิสแตนซ์ขณะเกิดฟอลท์ได้

- คุณสมบัติของKD-10, 3 เฟสยูนิค

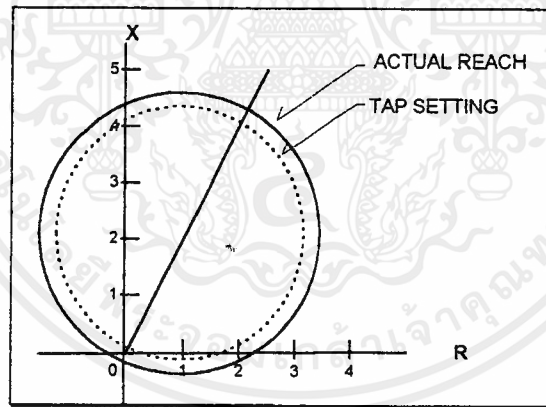
3 เฟสยูนิคจะมีวงกลมอิมพีแดนซ์ที่ผ่านจุดกำเนิด และไม่ขึ้นอยู่กับค่าอิมพีแดนซ์ของแหล่งจ่าย 3 เฟสยูนิคต้องมีหน่วยรู้ทิศทางประกอบอยู่ด้วย



รูปที่ 4.1.2 กราฟคุณสมบัติ 3 เฟสของ KD-10 relay

- คุณสมบัติของ KD-11, สามเฟส

3 เฟสของ KD-11 จะมีวงกลมคุณสมบัติที่ผ่านจุดกำเนิดด้วยเช่นเดียวกันดังรูปที่ 4.1.3



รูปที่ 4.1.3 กราฟคุณสมบัติ 3 เฟสของ KD-11 relay

โดยใน KD-11 จะมีการโอเวอร์รีช (Overreach) คือจะมีการมองเห็นการทำงานที่มากเกินไปกว่าค่าที่ตั้งไว้ การโอเวอร์รีชจะมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับการทำงานของรีเลย์นั้น ๆ ทำอยู่ในช่วงอิมพีแดนซ์เท่าใด

- สำหรับช่วงอิมพีแดนซ์ระหว่าง 1.3-36.7 โอห์ม จะมีค่ารีชและมุมแรงบิดสูงสุดโดยประมาณดังตาราง

T Nominal	T Actual	%Overreach	MTA	T Reverse
10.00	10.00	0.0	75.0	0.13
7.02	7.09	2.0	76.0	0.13
5.00	5.10	2.0	77.0	0.12
3.51	3.65	4.0	78.0	0.12
2.50	2.60	4.0	80.0	0.11
2.00	2.08	4.0	82.0	0.11
1.50	1.65	10.0	87.0	0.11

- สำหรับช่วงอิมพีแดนซ์ระหว่าง 0.75-21.2 โอห์ม จะมีค่ารีชและมุมแรงบิดสูงสุดโดยประมาณดังตาราง

T Nominal	T Actual	%Overreach	MTA	T Reverse
5.80	5.30	0.0	75.0	0.13
4.06	4.20	3.5	76.0	0.13
2.90	3.12	4.0	78.0	0.12
2.03	2.15	6.0	79.0	0.12
1.45	1.57	8.0	82.0	0.12
1.46	1.30	12.0	85.0	0.11
0.87	1.02	17.0	90.0	0.11

- สำหรับช่วงอิมพีแดนซ์ระหว่าง 0.20-4.55 โอห์มจะไม่เกิดโอเวอร์รีชโดยค่ามุมแรงบิดสูงสุดจะคงที่ที่ 60° ตลอด

4.1.5 คุณสมบัติทั่วไป

แรงดันระหว่างเฟสเท่ากับ $120 \text{ V}_{\text{LL}} \pm 10\%$ และการเซตค่าอิมพีแดนซ์สามารถแบ่งออกเป็นช่วงๆได้ คือ

0.20- 4.55 สำหรับรีเลย์ช่วงรีชสั้น (Short reach relays)

0.75 - 21.2 สำหรับรีเลย์ช่วงรีชกลาง (Medium reach relays)

1.27- 36.7 สำหรับรีเลย์ช่วงรีชไกล (Long reach relays)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ค่ามมแรงบิตสูงสุดสำหรับเฟสทุเฟสยูนิตทุกช่วง จะเท่ากับ 75 องศาจากโรงงาน แต่สามารถเซตค่าได้ตั้งแต่ 60 ถึง 78 องศา การเปลี่ยนค่ามมแรงบิตสูงสุดจะทำให้ระยะรีชเปลี่ยนแปลงไปเล็กน้อย

ค่ามมแรงบิตสูงสุดสำหรับ 3 เฟสยูนิต ในรีเลย์ช่วงรีชกลาง (0.7 - 21.2 โอห์ม) กับรีเลย์ช่วงรีช ไกล (1.27 - 36.7 โอห์ม) จะเท่ากับ 75 องศาจากโรงงาน และสามารถเซตค่าได้ตั้งแต่ 60-78 องศา โดยการเปลี่ยนค่ารีชิตเตอร์

ส่วนในรีเลย์ช่วงรีชสั้น (0.2 - 4.55 โอห์ม) จะเซตที่ 60 องศาจากโรงงาน และเซตค่าได้ตั้งแต่ 45 ถึง 63 องศา

4.1.6 การคำนวณเพื่อเซตค่า (Setting Calculations)

การคำนวณค่าเพื่อใช้เซต KD-10 และ KD-11 จะอาศัยหลักการเบื้องต้นที่ทราบกันดี เช่น สมมุติค่าจุดสมดุลของรีเลย์ที่ 90 % ของความยาวของสายส่ง จะได้สมการคำนวณค่าอิมพีแดนซ์ที่ต้องการเซตของรีเลย์ คือ

$$Z = 0.9Z_{pri} \times \frac{R_C}{R_V} \quad \dots\dots \text{สมการที่ (4.1)}$$

โดย Z : ค่าอิมพีแดนซ์ที่ต้องการให้รีเลย์มองเห็นในค่านทุติยภูมิ

0.9 : ค่าสมมุติสัดส่วนการรีชของรีเลย์ เมื่อเทียบกับความยาวของสายส่งทั้งสาย

R_C : อัตราส่วนของหม้อแปลงกระแส (Current transformer ratio)

R_V : อัตราส่วนของหม้อแปลงแรงดัน (Voltage transformer ratio)

Z_{pri} : ค่าโอห์มต่อเฟสของสายส่งทั้งหมด

แต่ค่าอิมพีแดนซ์ที่สามารถเซตรีเลย์ให้ทำงานได้ จะมีสมการดังนี้

$$Z = \frac{ST}{I \pm M} \quad \dots\dots \text{สมการที่ (4.2)}$$

โดย T : Compensator tap setting .

S : Auto-transformer primary tap setting.

$\pm M$: Auto-transformer secondary tap setting. (เป็นค่าเปอร์ยูนิตที่คิดจากผลรวมของค่า

“L” และ ค่า “R” Mจะมีค่าเป็นบวกเมื่อ “L” น้า “R” และจะมีค่าเป็นลบเมื่อ “R”น้า “L”)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การหาค่าอิมพีแดนซ์นี้จะสัมพันธ์ตารางของรีเลย์ ดังนั้นในการหาค่าอิมพีแดนซ์ที่รีเลย์สามารถทำงานได้ถูกต้องจะมีขั้นตอนการคำนวณดังนี้

1. หาค่าอิมพีแดนซ์, Z โดยใช้ สมการที่ (4.1)
2. หาค่าอิมพีแดนซ์จากตารางที่ 1, 2, 3 ของภาคผนวก ค. ของรีเลย์ โดยพิจารณาตามเงื่อนไขดังต่อไปนี้
 - เลือกค่าจากตารางที่ใกล้ค่า Z ที่คำนวณได้มากที่สุดโดยค่าต่างกันไม่เกิน 1.5 %
 - อ่านค่า “S, T” และ “M” จากตาราง
 - ตรวจสอบค่าอิมพีแดนซ์โดยใช้ค่า “S, T” และ “M” ที่อ่านได้มาแทนในสมการที่ (4.2)

ตัวอย่าง ให้ค่าอิมพีแดนซ์ที่ต้องการจะเซตรีเลย์, Z เท่ากับ 7.8 โอห์มที่ 75° จะหาค่าที่เซตได้จริงได้ดังนี้

- จากตารางที่ 2 ภาคผนวก ค. ซึ่งใช้สำหรับรีเลย์ระยะกลาง (Medium reach) จะได้ค่า 7.88 โอห์ม ซึ่งต่างจาก 7.8 เพียง 1 %
- อ่านค่า “S, T” และ “M” จากตารางที่ 2 ภาคผนวก ค. ได้

$$S = 2$$

$$T = 4.06$$

$$M = +.03$$
- ตรวจสอบค่าใหม่โดยใช้สมการที่ (4.2)

$$Z = \frac{ST}{1 \pm M} = \frac{2 \times 4.06}{1 + 0.03} = 7.88$$

และนอกจากนี้ตารางนี้ยังใช้ในการตรวจสอบค่าของรีเลย์ที่เซตไว้แล้วได้ว่า มีค่าอิมพีแดนซ์เท่าใดได้อีกด้วย

4.1.7 การพิจารณาค่ามุมแรงบิดสูงสุด (Maximum torque angle)

สำหรับรีเลย์ช่วงรีชกลางและช่วงรีชไกลจะถูกตั้งค่ามุมแรงบิดสูงสุดจากโรงงานที่ 75° Current lagging voltage และสำหรับรีเลย์ช่วงรีชสั้นค่ามุมแรงบิดสูงสุดของ 3 เฟสยูนิตจะเท่ากับ 60 องศา และจะเท่ากับ 75 องศาในเฟสยูนิต

ต่อไปเป็นแนวทางที่ทำให้รีเลย์ ทำหน้าที่ได้เหมาะสมกับสายส่งที่ต้องการป้องกัน

1. สำหรับการป้องกันในเขตที่ 1 (Zone 1) ของ KD-10 จะไม่ต้องปรับตั้งค่าใหม่ (Calibration) เมื่อค่ามุมสายส่ง (Line angle) มีค่ามากกว่า 65 องศาขึ้นไปสำหรับรีเลย์ช่วงรีชกลางและรีเลย์ช่วงรีชไกล ส่วนรีเลย์ช่วงรีชสั้นค่ามุมสายส่งต้องมากกว่า 50 องศาขึ้นไป
2. สำหรับการทริปด้วยไฟลต์และการทริปหน่วงเวลา (Zone 2, Zone 3, หรือ KD-11) จะไม่มีการปรับตั้งค่าใหม่เมื่อมุมรีเลย์และมุมสายส่งไม่เท่ากัน
3. สำหรับสายที่มุมสายส่งน้อยกว่า 65 องศา ในรีเลย์ช่วงรีชกลางและช่วงรีชไกลของ KD-10 ความแตกต่างระหว่างมุมรีเลย์และมุมสายส่งไม่มีผล เพราะการปรับตั้งค่าใหม่มาที่มุมที่ต่ำกว่าจะทำให้การรองรับโหลดของ 3 เฟสยูนิตได้น้อยลง แต่ไม่มีปัญหากับเฟสยูนิต

จะได้การคำนวณใหม่ดังนี้

เมื่อ Z-line คือค่าที่ต้องการให้รีเลย์มองเห็นได้ ดังนั้นค่าที่จะเซตรีเลย์คือ

$$Z = \frac{Z_{Line}}{\cos(\theta_m - a)} \quad \dots \text{สมการที่ (4.3)}$$

เมื่อ θ_m เป็นค่ามุมแรงบิดสูงสุดของรีเลย์ (Maximum torque angle of relay)

a เป็นค่ามุมสายส่ง (Line angle)

ตัวอย่าง ต้องการเซตรีเลย์ KD-10 ที่ค่าอิมพีแดนซ์เท่ากับ 5 โอห์มที่มุม 60 องศา (สมมติให้ค่ามุมแรงบิดสูงสุดเท่ากับ 75° องศา) จะได้ว่า

$$Z = \frac{Z_{Line}}{\cos(\theta_m - a)} = \frac{5}{\cos(75^\circ - 60^\circ)}$$

$$Z = \frac{5}{\cos(15^\circ)} = 5.18 \text{ โอห์ม}$$

และจากตารางที่ 2 ภาคผนวก ค. จะต้องเซตรีเลย์ที่ S = 1, T = 5.8, M = +.12 จุดทำงานของรีเลย์ที่ 5.18 โอห์ม

4. สำหรับรีเลย์ช่วงรีชสั้น (Short reach relay) : 0.2-4.55 โอห์ม เขตป้องกันที่ 1 ที่มุมสายส่งน้อยกว่า 50 องศา ต้องปรับตั้งค่าใหม่ให้มีค่ามุมแรงบิดสูงสุดที่ 60 องศาสำหรับเฟสทุฟเฟสยูนิต และ 45 องศาสำหรับ 3 เฟสยูนิต การปรับตั้งค่าใหม่ของรีเลย์ให้มีค่ามุมแรงบิดใหม่จะทำโดยสมการดังนี้

$$Z = \frac{Z_{Line} \sin \theta_m}{\sin \theta} \quad \dots \text{สมการที่ (4.4)}$$

เมื่อ θ_m เป็นค่ามุมแรงบิดสูงสุดเดิมของรีเลย์

θ เป็นค่ามุมแรงบิดสูงสุดใหม่หลังจากรีเลย์ปรับตั้งใหม่แล้ว

Z_{Line} เป็นค่าอิมพีแดนซ์ที่ต้องการเซต

ตัวอย่าง ค่ามุมแรงบิดสูงสุดเดิม (ของรีเลย์ช่วงรีชสั้น)

$\theta_m = 75$ องศาสำหรับเฟสทุฟเฟสยูนิต

$\theta_m = 60$ องศาสำหรับ 3 เฟสยูนิต

ต้องการเซตค่า 0.5 โอห์มที่มุม 45 องศา

คำนวณโดยใช้สมการที่ (4.4)

สำหรับเฟสทุฟเฟสยูนิตต้องปรับตั้งค่ามุมแรงบิดสูงสุดที่ 60 องศา จะได้

$$Z = \frac{0.5 \cdot \sin 75^\circ}{\sin 60^\circ} = 0.557 \text{ โอห์ม}$$

สำหรับ 3 เฟสยูนิตต้องปรับตั้งค่ามุมแรงบิดสูงสุดที่ 45 องศา จะได้

$$Z = \frac{0.5 \cdot \sin 60^\circ}{\sin 45^\circ} = 0.612 \text{ โอห์ม}$$

จากตารางที่ 1 ภาคผนวก ค. เราจะได้ค่าที่ใกล้เคียงกับค่าที่คำนวณจากสมการคือ

- เฟสทุฟเฟสยูนิต จะได้ค่าอิมพีแดนซ์ที่สามารถเซตได้จริง คือ 0.571 โอห์ม

$$T_A, T_B, T_C = 0.537$$

$$M_A, M_C = -0.06$$

$$S_A, S_C = 1$$

- 3 เฟสยูนิต จะได้ค่าอิมพีแดนซ์ที่สามารถเซตได้จริง คือ 0.616 โอห์ม

$$T = 0.690$$

$$M = +0.12$$

$$S = 1$$

5. ในกรณีที่ต้องการความแน่นอนเพื่อให้เหมาะสมกับค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่ง: Z_L ที่
มุมสายส่ง : a จริง ๆ และรีเลย์ต้องมีการปรับตั้งค่ามุมแรงบิดสูงสุดไปที่ค่าใหม่ซึ่ง
 $B \neq a$ ดังนั้นค่าอิมพีแดนซ์ที่จะเซตรีเลย์จะต้องเท่ากับ

$$Z = \frac{Z_{Line} \sin \theta_m}{\sin B \cos (B-a)} \quad \dots\dots \text{สมการที่ (4.5)}$$

ตัวอย่าง ถ้ารีเลย์มี θ_m เดิมเท่ากับ 75 องศาต้องการปรับค่ามุมแรงบิดสูงสุดใหม่เป็น $B = 60$ องศา
และค่าที่ต้องการเซตคือ 5 โอห์มที่มุม 50 องศา จะได้ค่าอิมพีแดนซ์ที่คำนวณได้คือ

จากสมการที่ (4.5) จะได้ว่า

$$Z_{\text{relay}} = \frac{5 \sin 75^\circ}{\sin 60^\circ \cos (60^\circ - 50^\circ)} = 5.65 \text{ โอห์ม}$$

จากตารางที่ 2 ภาคผนวก ก. จะได้ค่าที่ใกล้เคียงกับค่าที่คำนวณได้คือ 5.63 โอห์ม และต้อง
เซตรีเลย์ดังนี้

$$S = 1$$

$$T = 5.8$$

$$M = +0.03$$

จะได้จุดทำงานของรีเลย์ตรงตามความต้องการ

4.1.8 วิธีหาค่าอิมพีแดนซ์สำหรับแต่ละชนิด

ในกรณีที่ต้องการทดสอบรีเลย์สามารถคำนวณค่าอิมพีแดนซ์ของรีเลย์ได้โดย
เฟสทูเฟสชนิด

$$Z_R = \frac{V_{L-L}}{2I_L} \quad \dots\dots \text{สมการที่ (4.6)}$$

3 เฟสชนิด

$$Z_R = \frac{V_{L-L}}{1.73I_L} \quad \dots\dots \text{สมการที่ (4.7)}$$

เมื่อ V_{L-L} เป็นค่าแรงดันระหว่างเฟส (Phase-to-phase voltage)

I_L เป็นค่ากระแสในสาย (Line current)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2 MDAR RELAYING SYSTEM เวอร์ชัน 2.00

MDAR เป็นรีเลย์ถูกคิดค้นขึ้นโดยบริษัท Westinghouse หลังจากตระกูล L, K โดย MDAR เป็นรีเลย์ในตระกูล M ที่นำเอาไมโครโปรเซสเซอร์และซอฟต์แวร์สามารถนำมาใช้ทำงานแทนรีเลย์ในตระกูล L, K ได้หมด จนกลายมาเป็น MDAR2.00 ซึ่งออกแบบเพิ่มเติมด้วยประสบการณ์ด้านรีเลย์ของบริษัท ABB ซึ่งชื่อลิขสิทธิ์มา

MDAR เวอร์ชัน 2.00 เป็นรีเลย์ที่ได้รับการปรับปรุงให้ทำงานได้ดีกว่ารุ่นเก่าในตระกูลเดียวกัน มีความสามารถในการป้องกันของรีเลย์ทั่วไป คือ การป้องกันแบบสามเขตป้องกัน (Three zone protection) มีหน่วยรีเซ็ตทาง ตัดวงจรแบบทันที (Instantaneous trip) มีระบบป้องกันกระแสเกินสำรอง (Overcurrent ground backup) และสามารถใช้คู่กับหน่วยสื่อสารและมีฟังก์ชันการทำงานพิเศษอื่น ๆ ที่หลากหลาย MDAR สามารถทำงานได้กับสายส่งได้ทุกระดับแรงดัน (Voltage level) มีโครงสร้างที่สะดวกเรียบง่าย และมีฟังก์ชัน

4.2.1 ฟังก์ชันการทำงาน MDAR 2.00

● ฟังก์ชันมาตรฐานเมื่อไม่มีไฟลื้อตรีเลย์

1. การป้องกันแบบ 3 เขตป้องกันของเฟสและกราวนด์
 - 1.1 Z1P/Z1G สามารถเลือกเวลาทำงานได้คือ 0 หรือ 32 ms
 - 1.2 Z2P/Z2G จะแยกเวลาทำงานของเฟสและกราวนด์ได้ โดยใช้ไทเมอร์ร่วมกัน
 - 1.3 Z3P/Z3G สามารถมองย้อนกลับได้ (Reversible directional) และแยกเวลาการทำงานของเฟสกับกราวนด์โดยอิสระ แต่ไม่แยกไทเมอร์
2. การป้องกันของเขตป้องกันที่ 1 แบบขยาย (Zone 1 Extension)
3. การป้องกันกระแสเกินลงกราวนด์สำรองแบบอินเวอร์สไทม์ (Inverse time) เลือกได้ว่ารีเซ็ตทาง หรือ ไม่ (GB, จะมี CO-2, CO-5, CO-6, CO-7, CO-8, CO-9 และ CO-11)
4. ฟังก์ชันที่เพิ่มจากของเดิม
 - 4.1 ตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงค่าของแรงดันและกระแส ($\Delta V, \Delta I$)
 - 4.2 ตรวจสอบระดับแรงดันว่าปกติหรือไม่
 - 4.3 แสดงว่ามีกระแสหรือไม่ที่มอร์นิเตอร์
 - 4.4 สามารถตรวจสอบตัวเองได้
 - 4.5 ระบบปิดวงจรอัตโนมัติ (Auto-reclosing) และอื่น ๆ

● ฟังก์ชันมาตรฐานเมื่อมีไฟลื้อตรีเลย์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1. การป้องกันแบบ 3 เขตป้องกันของเฟสและกราวด์จะมีไฟลัดของเฟสและกราวด์อยู่ด้วยเสมอ
 - 1.1 ZIP/Z1G สามารถเขตเวลาทำงานได้คือ 0 หรือ 32 ms
 - 1.2 Z2P/Z2G จะแยกเวลาทำงานของเฟสและกราวด์ได้ โดยไหมเมอร์รวมกัน
 - 1.3 Z3P/Z3G สามารถมองย้อนกลับได้(Reversible directional) และแยกเวลาการทำงาน of เฟสและกราวด์ แต่ไม่แยกไหมเมอร์
 - 1.4 PLTP/PLTG เป็นการป้องกันโดยใช้ไฟลัด
 2. การทำงานทันทีของฟังก์ชันกระแสนิ่งลงกราวด์แบบรู้ทิศทาง สำหรับเวลาเกิดค่าอาร์ก รีซิสแตนซ์ของฟอลต์สูง ทำให้เกิดโอเวอร์รีช สามารถปรับเวลาการทำงานได้ 0 ถึง 15 ไซเคิล
 3. การทำงานแบบเวลาผกผันของฟังก์ชันกระแสนิ่งลงกราวด์ แบบเลือกให้รู้หรือไม่รู้ทิศทางได้ จะประกอบด้วย : GB, จะมี CO-2, CO-5, CO-6, CO-7, CO-8, CO-9 และ CO-11
 4. การทำงานทันทีของฟังก์ชันกระแสนิ่งลงกราวด์ที่รู้ทิศทาง ให้ทริพ 3 เฟสและกราวด์
 5. การทำงานทันทีของฟังก์ชันกระแสนิ่งลงกราวด์แบบมองย้อนกลับ เมื่อ
 - 5.1 เมื่อมีสัญญาณแคเรียร์ที่กราวด์สตาร์ท
 - 5.2 กำลังส่งของระบบที่สายส่งอ่อนลง (Weak feed)
 6. สามารถเลือกโครงสร้างการทำงานได้
 - 6.1 การป้องกันแบบ 3 เขตป้องกันที่ไม่มีไฟลัด
 - 6.2 การป้องกันของเขตที่ 1 แบบขยาย (Zone 1 Extension)
 - 6.3 การทำงานแบบบล็อกการทำงาน (Blocking)
 - 6.4 PUTT อนุญาตให้ทำงานได้เมื่อเกิด Underreach
 - 6.5 POTT การทำงานเมื่อเกิดโอเวอร์รีช และ ไม่มีการบล็อกการทำงาน
 7. ฟังก์ชันเพิ่มเติมอื่น ๆ
- ฟังก์ชันสำหรับมีไฟลัดและไม่มีไฟลัดของ MDAR 2.00
1. วิธีการสื่อสารข้อมูล
 - 1.1 RS-232C / PONI สำหรับเชื่อมกับคอมพิวเตอร์ที่สถานีย่อย
 - 1.2 โมเด็ม / PONI สำหรับเชื่อมกับสถานีย่อยที่ควบคุมโดยทางสายโทรศัพท์
 - 1.3 INCOM / PONI ใช้เชื่อมต่อกับระบบเครือข่ายภายใน (Local Network)
 โดย 2 วิธีแรกจะต้องใช้กับซอฟต์แวร์ Wrelcom
 2. การเปิดปิดวงจรแบบขั้วเดียว (Single pole) ไว้สำหรับระบบที่ต้องการ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. ฟังก์ชันอื่น ๆ ซึ่งในรายละเอียดไม่เกี่ยวกับโครงงาน

4.2.2 หลักการทำงานของ MDAR

- การตรวจจับเฟสทุกราวน์ฟอลท์ (Single phase-to- ground fault detection)

จะอาศัยการตรวจจากค่าของ ϕ_A , ϕ_B , ϕ_C โดยใช้สมการที่ (4.8) และ (4.9) สำหรับสั่งให้ทำงานและใช้เปรียบเทียบตามลำดับ

$$V_{XG} = [I_X + K_0 (3I_0)] Z_{CG} \quad \dots \text{สมการที่ (4.8)}$$

$$\text{และ } V_Q \quad \dots \text{สมการที่ (4.9)}$$

เมื่อ V_{XG} : ค่าแรงดันของเฟส X เทียบกับกราวด์ V_{AG} , V_{BG} , V_{CG}

I_X : กระแสในเฟส X คือ I_A , I_B , I_C

I_0 : $(I_A + I_B + I_C)/3$

Z_{CG} : ค่าอิมพีแดนซ์ที่จะเซตโดยอยู่ในรูปของอิมพีแดนซ์ด้านทุติยภูมิ ได้แก่ PLTG, Z1G, Z2G, Z3G,

Z_{IL}, Z_{OL} : ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับบวก และลำดับศูนย์ของสายส่ง

PANG, GANG : มุมของอิมพีแดนซ์ลำดับบวก และลำดับศูนย์ตามลำดับ

K_N : แฟคเตอร์การชดเชยกระแสลำดับศูนย์

$$: (Z_{OL} - Z_{IL})/3 * Z'_{IL} = (Z_R / ((GANG - PANG) - 1)/3]$$

โดยที่

$$Z_R = \frac{Z_{OL}}{Z_{IL}} \left(\frac{GANG - PANG}{1} \right) \quad \dots \text{สมการที่ (4.10)}$$

Z_R : เป็นอัตราส่วนของค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ต่ออิมพีแดนซ์ลำดับบวก

V_Q : ค่าอ้างอิงในการหา ϕ_A , ϕ_B , ϕ_C โดยใช้ ค่า V_{BC} , V_{CA} , V_{AB} ตามลำดับ

โดยวิธีนี้จะทำงานผิดพลาดเมื่อค่าของ $[I_X + K_0 (3I_0)] Z_{CG}$ มากกว่า ค่าแรงดันของเฟส คือ V_{XG} ซึ่งสามารถแก้ไขได้โดยการใช้ FDOG : Forward directional overcurrent ground.

● การตรวจจับสามเฟสฟอลท์

การตรวจสามเฟสฟอลท์จะทราบได้จากการทำงานของหน่วยใดหน่วยหนึ่งของกราวด์ยูนิค คือ ϕ_A , ϕ_B , ϕ_C รวมกับสัญญาณของเฟสฟอลท์ ซึ่งจะอาศัยเงื่อนไขตามสมการดังนี้

$$V_{XG} - I_X Z_{CP} \quad \dots\dots \text{สมการที่ (4.11)}$$

และ $V_Q \quad \dots\dots \text{สมการที่ (4.12)}$

เมื่อ V_Q : ค่าอ้างอิงในการหา ϕ_A , ϕ_B , ϕ_C โดยใช้ค่า V_{BC} , V_{CA} , V_{AB} ตามลำดับ
การใช้ค่าแรงดันพรีฟอลท์ (Pre-fault voltage) สำหรับเปรียบเทียบเมื่อเกิดสามเฟสฟอลท์ มีดังนี้

ต่ำกว่า 1.0 โวลต์ RMS สำหรับ Z1P

ต่ำกว่า 7.0 โวลต์ RMS สำหรับ Z2P, Z3P และ PLTP

● การตรวจจับเฟสฟอลท์

จะสามารถตรวจได้ทั้งกรณีของเฟสฟอลท์ และ สองเฟสกราวด์ฟอลท์และบางหนึ่งเฟสกราวด์บางกรณีด้วย โดยจะอาศัยสมการเงื่อนไขทำงานและสมการเปรียบเทียบค่าคือ สมการที่(4.13) และ (4.14) ตามลำดับ

$$(V_{AB} - I_{AB} Z_{CP}) \quad \dots\dots \text{สมการที่ (4.13)}$$

และ $(V_{CB} - I_{CB} Z_{CP}) \quad \dots\dots \text{สมการที่ (4.14)}$

4.2.3 ลักษณะกราฟวงกลมอิมพีแดนซ์ของ MDAR 2.00

การคำนวณค่าอิมพีแดนซ์เพื่อนำไปเขียนกราฟ ค่าอิมพีแดนซ์จะต้องผ่านการคำนวณด้วย สมการที่ (4.1) มาแล้ว

4.2.3.1 หนึ่งเฟสกราวด์ฟอลท์ (Single phase-to-ground fault)

$$Z_{IG,N} = a \frac{Z_{IG,cal}}{\cos(PANG-X)} \quad \dots\dots \text{สมการที่(4.15)}$$

โดย a = สัดส่วนการป้องกันของแต่ละเขตป้องกันต่อสายส่งทั้งสายโดยพิจารณาตามหัวข้อ 5.2.1

$Z_{IG,N}$ = ค่าอิมพีแดนซ์ของเฟสกราวด์ที่จะใช้เซตรีเลย์เขตที่ N : 1,2,3 และ ไฟลด์หรือ โชนที่ 1 แบบขยาย

$Z_{IG,cal} = Z_{IG} \times (1+K_N)$ โดยที่ Z_{IG} :คำนวณด้วยสมการที่ (4.1) แล้ว

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$K_N = (Z_R \angle \theta_R - 1) / 3$$

$$\theta_R = \text{GANG} - \text{PANG}$$

$$X = \text{มุมที่ต้องการใช้เซตริเลย์}$$

จะสามารถนำมาเขียนเป็นรูปกราฟได้ดังรูปที่ 4.2.1

4.2.3.2 เฟสทูเฟสฟอลท์ (Phase-to-phase fault)

$$Z_{P-P,N} = a \frac{2Z_{IP}}{\cos(PANG - X)} \quad \dots\dots \text{สมการที่ (4.16)}$$

โดย Z_{IP} = ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับบวกของเฟสของสายส่ง (Pos. Seq. Phase Imp.)

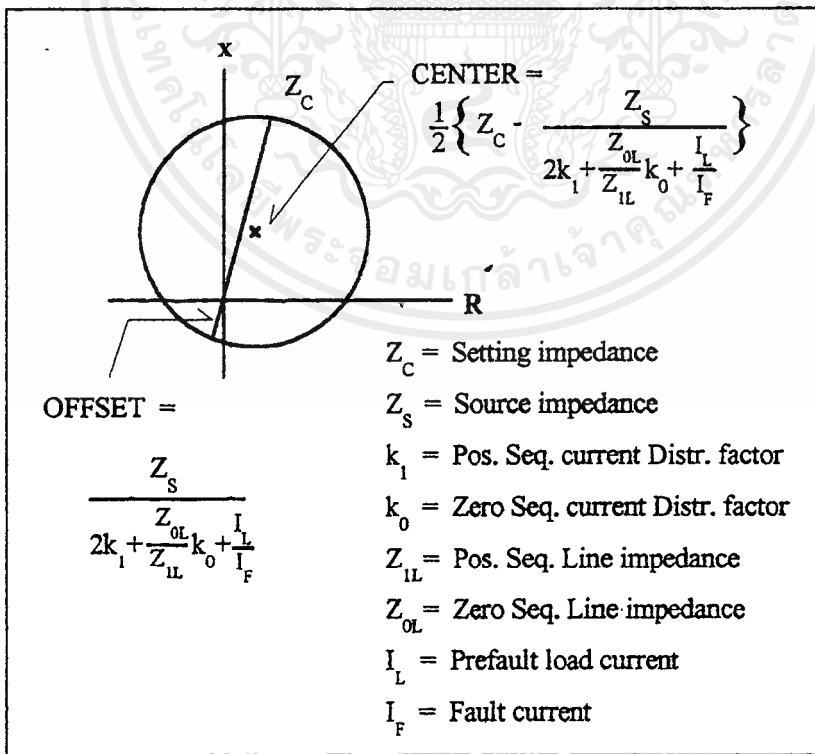
ในกรณีที่ค่าลำดับบวกเท่ากับลำดับลบ ถ้าไม่เท่ากันจะใช้ค่าอิมพีแดนซ์

ลำดับบวกรวมกับลำดับลบ ($2Z_{IP} \rightarrow Z_{IP} + Z_{LP}$)

$Z_{P-P,N}$ = ค่าอิมพีแดนซ์ของเฟสทูเฟสยูนิตเซตที่ N : 1,2,3 และ ไฟลอค

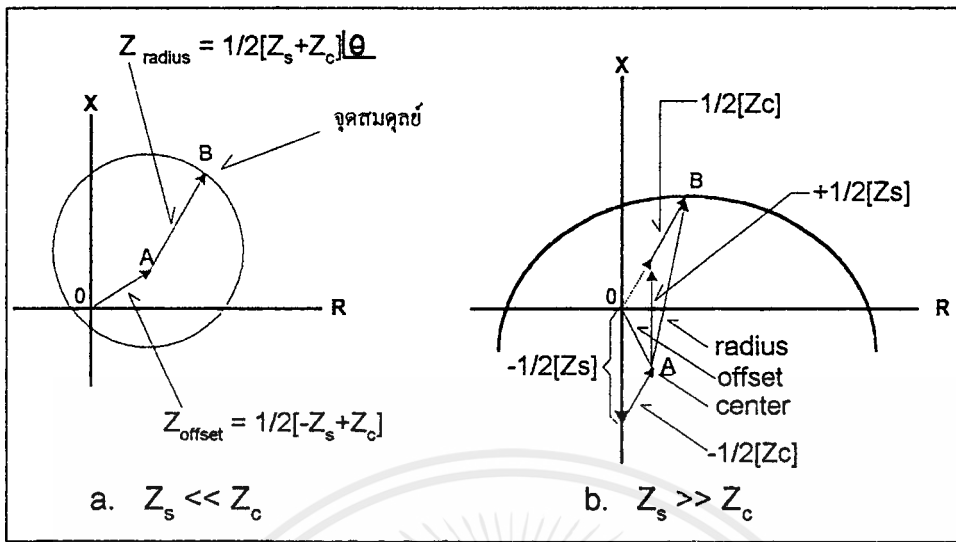
จะสามารถนำมาเขียนเป็นรูปกราฟได้ดังรูปที่ 4.2.2 ซึ่งจะคล้ายกับกราฟวงกลมอิมพีแดนซ์ของรีเลย์

KD-10 และ KD-11



รูปที่ 4.2.1 กราฟวงกลมอิมพีแดนซ์ของหนึ่งเฟสทูกาวาญูนิต

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.2.2 กราฟวงกลมอิมพีแดนซ์ของเฟสเฟสยูนิต

4.2.3.3 สามเฟสฟอลท์ (Three phase fault)

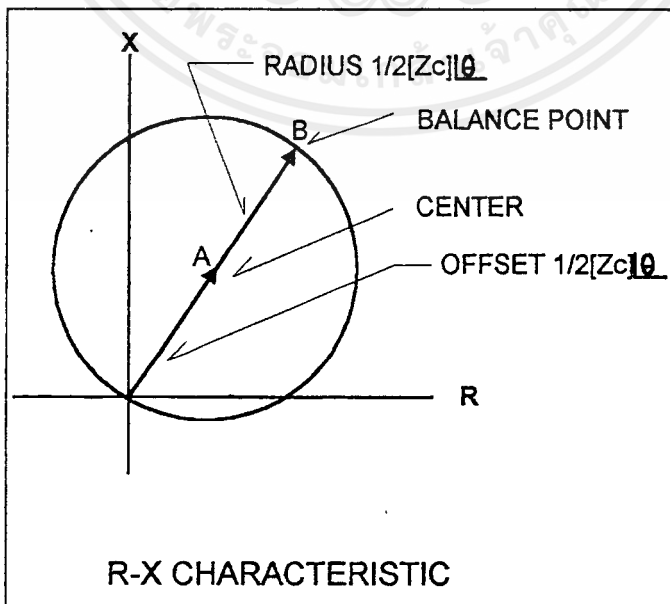
$$Z_{3P,N} = a \frac{Z_{IP}}{\cos(PANG - X)} \quad \dots\dots \text{สมการที่ (4.17)}$$

โดย Z_{IP} = ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับบวกของเฟสของสายส่ง (Pos. Seq. Phase Imp.)

$Z_{3P,N}$ = ค่าอิมพีแดนซ์ของสามเฟสยูนิตเขตที่ N : 1,2,3 และ ไฟลัด

จะสามารถนำมาเขียนเป็นรูปกราฟได้ดังรูปที่ 4.2.3 ซึ่งจะคล้ายกับกราฟวงกลมอิมพีแดนซ์ของรีเลย์

KD-10 และ KD-11

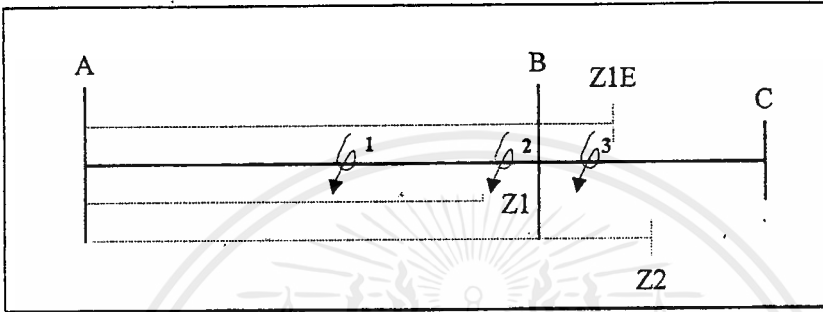


รูปที่ 4.2.3 กราฟวงกลมอิมพีแดนซ์ของสามเฟสยูนิต

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2.4 การป้องกันเขตที่ 1 แบบขยาย (Zone 1 Extension)

เป็นฟังก์ชันการทำงานแบบป้องกันการทริป (Blocking trip) ไม่ว่าฟอลต์จะเกิดที่จุดใดของสายส่งด้วยเวลาที่เซตไว้ แทนการใช้สัญญาณแคเรียร์ ซึ่งในการป้องกันแบบไม่ใช้ไฟลีดโดยทั่วไปจะทำได้ เพราะว่าจะเขตที่ 1 จะตั้งไว้ที่ 80-85% ของสายส่ง และปลายสายที่เหลือจะป้องกันโดยเขตที่ 2 ดังแสดงในรูปที่ 4.2.4



รูปที่ 4.2.4 การเปรียบเทียบระยะป้องกันของ Z1E กับ Z1 และ Z2

เมื่อใช้การป้องกันแบบ Z1E ฟังก์ชันการป้องกันแบบ Z1P และ Z1G จะกลายเป็น Z1EP และ Z1EG ทั้งนี้ สำหรับค่าการมองเห็นของรีเลย์ (Reach : รีช) จะตั้งค่าที่ 125 % ของการเซตแบบ Zone 1 ตลอดไม่ว่า Zone 1 จะเซตเท่าใดก็ตาม ลักษณะการทำงานโดยทั่วไปเมื่อตรวจพบฟอลต์ภายในช่วงสายส่งแล้ว Z1E จะสั่งให้ตัดวงจร และหตรยะรีชของรีเลย์ลงเหลือ Z1G, Z1Pเหมือนเดิม แล้วตรวจดูว่าเกิดฟอลต์อยู่หรือไม่ ถ้ายังมีฟอลต์อยู่จะสั่งตัดวงจรอีกครั้งหนึ่ง และจะยืดอกกลับไปที่ Z1E เพื่อทำงานต่อไป

4.2.5 การทำงานแบบไฟลีดรีเลย์ (Pilot option)

เป็นการป้องกันสายส่งตลอดช่วงสายโดยใช้การส่งสัญญาณแคเรียร์ เพื่อช่วยในการตัดสินใจของรีเลย์ โดยการเซตค่าจะเท่ากับ 100% ของสายส่ง มีคุณสมบัติเป็นแบบโมทั้งหมด มีลักษณะโครงสร้างการทำงานดังนี้

1. POTT (Permissive overreach transfer trip / Simplified unblocking)

เป็นการนำเอาระบบแคเรียร์มาใช้งานโดยผ่านระบบสื่อสาร จะเซตเขตของไฟลีดให้ครอบคลุมบัสของสถานีย่อยตรงข้ามไปโดยส่วนมากจะเท่ากับเขตที่ 2 (Zone 2) ทำให้เคลียร์ฟอลต์ทันทีตลอดช่วงสาย แต่การตัดวงจรจะเกิดขึ้นก็ต่อเมื่อได้รับสัญญาณจากสถานีย่อยตรงข้ามกันเข้ามา

2. PUTT (Permissive underreach transfer trip)

การทำงานจะคล้ายกับ POTT แต่ชนิดที่ทำหน้าที่ส่งสัญญาณแคเรียร์แตกต่างกันคือ ใน POTT จะใช้ไฟล๊อคยูนิตเป็นตัวส่งสัญญาณ แต่ใน PUTT จะใช้ Zone 1 ในการส่งสัญญาณเวลาเกิดฟอลท์

3. BLK (Blocking scheme)

เป็นโครงสร้างไฟล๊อคแบบทั่วไป ก็จะตัดวงจร ก็คือเมื่อไม่มีสัญญาณจากสถานี ขั้วตรงข้ามมาบล็อคว่า โดยในเวลาปกติจะมีสัญญาณป้องกันการ ทำงานส่งมาตลอด

4.2.6 Specification ของ MDAR 2.00 (รายละเอียดอยู่ในภาคผนวก ง)

ด้านเทคนิค

- เวลาทำงาน 12-14 mS.(ค่าน้อยที่สุด)
(ตั้งแต่ตรวจพบฟอลท์ถึงหน้าคอนแทกทำงานที่ 60 Hz) 22 mS. (ค่าที่เหมาะสม)
32 mS. (ค่ามากที่สุด)
- แรงดันไฟฟ้ากระแสสลับ(VLN)ที่ 60 Hz 70 Vrms.
ที่ 50 Hz 63.6 Vrms.
- กระแส (In) 1 หรือ 5 A.
- แรงดันไฟฟ้ากระแสสลับที่รองรับได้
ต่อเนื่อง 1.5 x ค่าแรงดันปกติ
10 วินาที 2.5 x ค่าแรงดันปกติ
- กระแสที่รองรับได้
ต่อเนื่อง 3.0 x ค่ากระแสปกติ
1 วินาที 100 x ค่ากระแสปกติ

การเซตค่า

- อัตราส่วนหม้อแปลงกระแส : CTR 30-5000
- อัตราส่วนหม้อแปลงแรงดัน : VTR 300-7000
- ความถี่ 50 หรือ 60 Hz.
- ค่ากระแสทุติยภูมิของหม้อแปลงกระแส 5 หรือ 1 A.
- ไฟล๊อคเฟสยูนิต (Pilot Phase unit) : PLTP 0.01-50.00, ปรับครั้งละ 0.01
- ไฟล๊อคกราวด์ยูนิต (Pilot Ground unit): PLTG 0.01-50.00, ปรับครั้งละ 0.01

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

● Zone-1 Phase unit	: Z1P	0.01-50.00, ปรับครั้งละ 0.01
● Zone-1 Ground unit	: Z1G	0.01-50.00, ปรับครั้งละ 0.01
● Zone-2 Phase unit	: Z2P	0.01-50.00, ปรับครั้งละ 0.01
● Zone-2 Ground unit	: Z2G	0.01-50.00, ปรับครั้งละ 0.01
● Zone-3 Phase unit	: Z3P	0.01-50.00, ปรับครั้งละ 0.01
● Zone-3 Ground unit	: Z3G	0.01-50.00, ปรับครั้งละ 0.01
● Zone-3 Direction		FWD/REV
● ZOL/ZIL	: ZR	0.1-7.0, ปรับครั้งละ 0.1
● มุมของอิมพีแดนซ์ลำดับบวก	: PANG	$40^\circ - 90^\circ$, ปรับครั้งละ 1°
● มุมของอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์	: GANG	$40^\circ - 90^\circ$, ปรับครั้งละ 1°

4.2.7 การเซตค่าของรีเลย์ MDAR2.00

ตัวอย่าง การคำนวณเฟสทูกรนวน์ยูนิต สมมุติให้สายส่งเส้นหนึ่งมีค่า

$$Z_1 = 1 \angle 80^\circ, Z_0 = 2 \angle 70^\circ$$

$$\text{จะได้ มุม PANG} = 80^\circ (\text{มุมของ } Z_1, Z_2)$$

$$\text{มุม GANG} = 70^\circ (\text{มุมของ } Z_0)$$

$$\text{จากสมการที่(4.10) } ZR = 2 \angle -10^\circ$$

โดยค่า ZR หรือค่าชดเชยในการคิดแบบเฟสทูกรนวน์ จะใช้หาค่า K_N

$$K_N = (ZR \angle \theta_R - 1) / 3 = (Z_0 - Z_1) / 3Z_1$$

$$= (2 \angle 10^\circ - 1) / 3$$

$$= (1.9696 - j 0.3473 - 1) / 3$$

$$= 0.3232 - j 0.1157$$

$$= 0.3433 \angle -19.7^\circ$$

$$\text{หาค่า } 1 + K_N$$

$$= 1 + 0.3232 - j 0.1157$$

$$= 1.3282 \angle -5^\circ$$

ดังนั้นค่าอิมพีแดนซ์ที่รีเลย์มองเห็น คือ $(1 + K_N) \times Z_1$

$$Z_1 = \text{ค่าอิมพีแดนซ์ของแต่ละ โชนที่คำนวณได้}$$

$$= (1 + K_N) \angle \theta_{KN} \times Z_1 \angle \text{PANG}$$

$$= (1 + K_N) \times Z_1 \angle \theta_{KN} + \text{PANG}$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$= 1.3282 \angle -5^\circ + 80^\circ$$

$$= 1.3282 \angle 75^\circ \text{ โอห์ม}$$

จากคู่มือของรีเลย์(ภาคผนวก ง.)หรือจากหัวข้อ 4.2.6 จะได้ ค่าเซตตั้ง คือ

0.00 - 50.00 โอห์ม ปรับได้ครั้งละ 0.01 โอห์ม และมุม PANG ปรับได้ $40^\circ - 90^\circ$, ปรับครั้งละ 1°

จะได้ $Z_1 = 1.33$ โอห์ม (ปัดทศนิยมให้เหลือเพียง 2 ตำแหน่ง)

และ $\theta_{Z1} = 75^\circ = \text{PANG}$ ที่ได้รับผลกระทบจาก GANG

จากตัวอย่างข้างต้น ถ้าคิดค่าที่ได้เป็นค่าเซตตั้งของโซนที่ 1 แล้วเมื่อคำนวณค่าของโซนที่ 2,3 ได้
จะได้ค่า Z_2, Z_3 และ θ_{Z2}, θ_{Z3} ตามลำดับ

ถ้า θ_{Z1} หรือ PANG $\neq \theta_{Z2}, \theta_{Z3}$ จะได้ค่าอิมพีแดนซ์ใหม่ คือ

$$Z_{2,\text{ใหม่}} = Z_2 / \cos(\theta_{Z1} - \theta_{Z2}) \text{ จากสมการที่(4.15)}$$

$$Z_{3,\text{ใหม่}} = Z_3 / \cos(\theta_{Z1} - \theta_{Z3})$$

เนื่องจากการเซตรีเลย์จะใช้ค่า PANG เป็นค่ามุมแรงบิดสูงสุด

ตัวอย่าง การคำนวณของเฟสฟูเฟสยูนิต และสามเฟสยูนิต สมมุติว่าสายส่งมีข้อมูลดังนี้

$$Z_1 = 1 \angle 80^\circ, Z_0 = 2 \angle 70^\circ$$

$$\text{จะได้ มุม PANG} = 80^\circ \text{ (มุมของ } Z_1, Z_2)$$

$$\text{มุม GANG} = 70^\circ \text{ (มุมของ } Z_0)$$

จากสมการที่(4.15) และ(4.16)

$$\text{จะได้ค่าของสามเฟสยูนิต } Z_{3\phi} = Z_1 = 1.00 \text{ โอห์ม}$$

$$\text{และมุม PANG} = 80^\circ$$

$$\text{จะได้ค่าของเฟสฟูเฟสยูนิต } Z_{\phi\phi} = 2 Z_1 = 2 \text{ โอห์ม}$$

$$\text{และมุม PANG} = 80^\circ$$

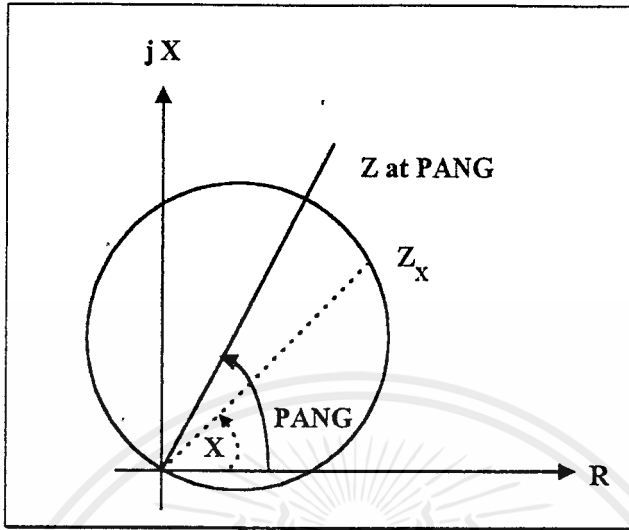
จากคู่มือของรีเลย์(ภาคผนวก ง.)หรือจากหัวข้อ 4.2.6 จะได้ ค่าเซตตั้ง คือ

0.00 - 50.00 โอห์ม ปรับได้ครั้งละ 0.01 โอห์ม และมุม PANG ปรับได้ $40^\circ - 90^\circ$, ปรับครั้งละ 1°

$$Z_{3\phi} = 1.00 \text{ และมุม PANG} = 80^\circ$$

$$\text{และ } Z_{\phi\phi} = 2.00 \text{ และมุม PANG} = 80^\circ$$

เช่นเดียวกันถ้าค่าที่คิดได้นี้สมมุติให้เป็นค่าของโซนที่ 1 ในการพิจารณาในโซนอื่น ๆ จะ
กระทำเหมือนกับตัวอย่างแรกที่ทำไว้ แต่ในกรณีนี้ค่า PANG ไม่มีผลกระทบจาก GANG



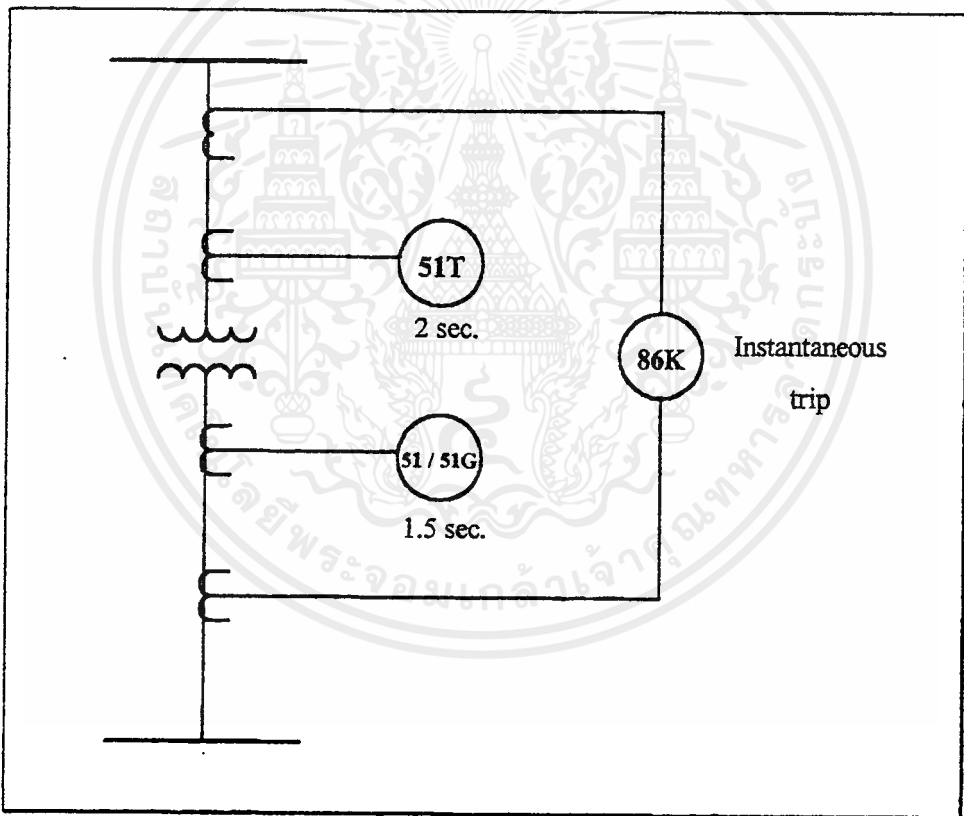
รูปที่ 4.2.5 ลักษณะการคิดค่าอิมพีแดนซ์ใหม่ที่ PANG

บทที่ 5. การศึกษา และการออกแบบ

5.1 การศึกษา และการออกแบบรีเลย์กระแสเกิน

5.1.1 ระบบป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้าแรงสูงโดยใช้รีเลย์กระแสเกิน ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

ในส่วนของการป้องกันสายส่งโดยใช้รีเลย์กระแสเกินนี้จะใช้ในการป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้าโดยทางด้านปฐมภูมิจะต่อ รีเลย์กระแสเกินชนิดป้องกันเฉพาะการลัดวงจรชนิด 3 เฟส ส่วนทางด้านทุติยภูมินั้นจะมีการต่อรีเลย์กระแสเกินที่ป้องกันทั้งการลัดวงจรชนิด 3 เฟส และ การลัดวงจรลงดิน แสดงได้ดังรูปที่ 5.1.1



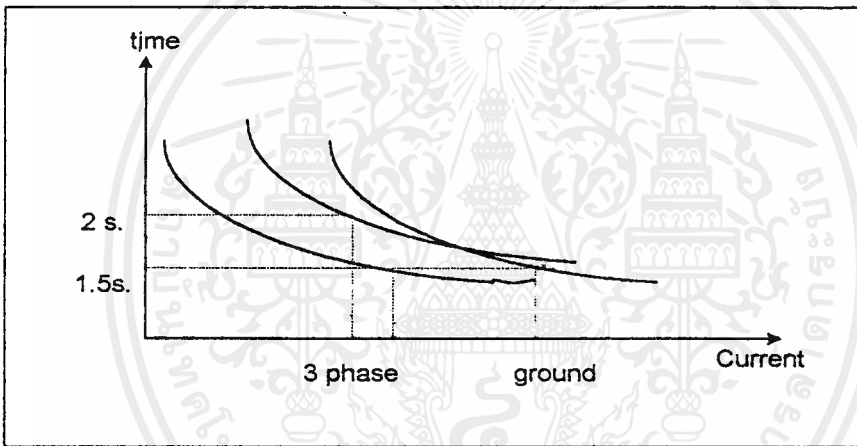
รูปที่ 5.1.1 แสดง การใช้ overcurrent relay ในการป้องกันหม้อแปลง
ของการไฟฟ้าแห่งประเทศไทย

โดยปกติทางด้านปฐมภูมิจะใช้รีเลย์กระแสเกินที่มีการปรับตั้งค่ากระแสเริ่มทำงาน (pick up current) ที่ 150 % ของกระแสที่พิกัดโหลดสูงสุด โดยจะตั้งเวลาการหน่วงในการกำจัดความผิดปกติที่ประมาณ 2 วินาที โดยแรงดันที่เกิดความผิดปกติสูงสุดอยู่ที่ 22 kV.

ทางด้านทุติยภูมิจะใช้รีเลย์กระแสเกินที่มีการปรับตั้งค่ากระแสทำงาน (pick up current) ที่ 150 % ของกระแสที่พิกัดโหลดสูงสุด โดยจะตั้งเวลาการหน่วงในการกำจัดความผิดปกติที่ประมาณ 1.5 วินาที โดยแรงดันที่เกิดความผิดปกติสูงสุดอยู่ที่ 22 kV.

ส่วน 87K คือ รีเลย์กระแสผลต่างจะทำงานโดยเปรียบเทียบกับกระแสทางด้านปฐมภูมิ และ ทุติยภูมิ ซึ่งจะทำงานแบบทันทีทันใด (instantaneous trip)

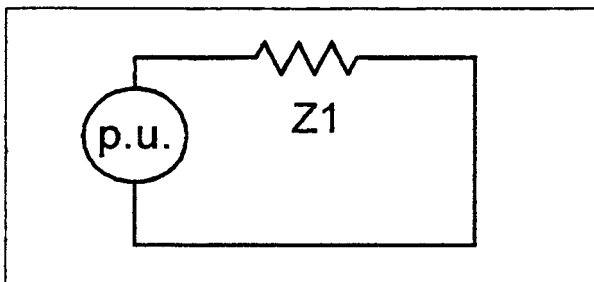
จากรูปข้างต้นเราสามารถพิจารณากราฟเวลาผกผันกลับได้ดังกราฟต่อไปนี้



รูปที่ 5.1.2 แสดง Inverse time curve ของการ co-ordination overcurrent relay

จากกราฟจะพบว่า กระแสลัดวงจรของการลัดวงจรลงดินจะมีค่าสูงกว่าการลัดวงจรแบบ 3 เฟส เราสามารถแสดงให้เห็นจริงได้ดังนี้

- การลัดวงจรชนิด 3 เฟส



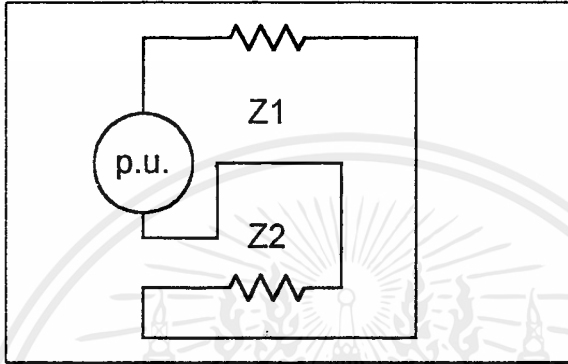
รูปที่ 5.1.3 แสดงวงจรสมมูลขณะเกิด 3 เฟสฟอลต์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากวงจรเป็นการลัดวงจรชนิด สามเฟส จะได้ว่า

$$I = V_{P-P} / \sqrt{3} Z_1 = V_{P-N} / Z_1$$

- การลัดวงจรชนิดเฟสทุเฟส

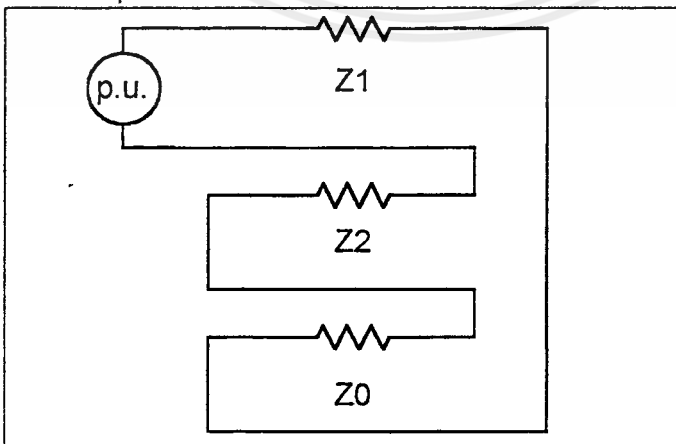


รูปที่ 5.1.4 แสดงวงจรสมมูลของการเกิด เฟสทุเฟสฟอลต์

จากวงจรจะได้ว่า

$$I = V_{P-P} / 2 Z_1 = \sqrt{3} V_{P-N} / 2 Z_1$$

- การลัดวงจรลงดิน



รูปที่ 5.1.5 แสดงวงจรสมมูลของการเกิดเฟสทุกราวนฟอลต์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากวงจรเราจะได้ว่า

$$I = 3V_{P-N} / (Z_1 + Z_2 + Z_0)$$

เมื่อ

V_{P-P}	:	แรงดันไลน์ทูไลน์
V_{P-N}	:	แรงดันเฟสทูกราวน์
Z_1	:	อิมพีแดนซ์ลำดับบวก
Z_2	:	อิมพีแดนซ์ลำดับลบ
Z_0	:	อิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์
$I_{3\phi}$	:	กระแสลัดวงจรสามเฟส
$I_{2\phi}$	:	กระแสลัดวงจรเฟสทูเฟส
$I_{g/f}$	:	กระแสลัดวงจรเฟสทูกราวน์

5.1.2 สมการ, สูตรที่ใช้ในการคำนวณ และ การออกแบบโปรแกรมรีเลย์กระแสเกิน

1.
$$\text{กระแสโหลด} = \frac{\text{โวลต์-แอมป์}}{\text{โวลต์เตจ}} \quad \text{สมการที่ (5.1.1)}$$

2. อัตราส่วนหม้อแปลงกระแส (CT ratio) : 5 แอมป์

อัตราส่วนหม้อแปลงกระแส ด้าน ปฐมภูมิ = กระแสโหลดด้านปฐมภูมิ / 5

อัตราส่วนหม้อแปลงกระแส ด้านทุติยภูมิ = กระแสโหลดด้านทุติยภูมิ / 5

3. ค่าเวลาหน่วงที่รีเลย์ทำงาน

โดยค่าเริ่มต้นจะกำหนดจากค่าเวลาที่ ก.ฟ.ผ. ใช้ในระบบป้องกันหม้อแปลงแรงสูง ดังนี้

เฟสฟอลท์ ด้านปฐมภูมิ	ช่วงเวลา	2 วินาที
เฟสฟอลท์ ด้านทุติยภูมิ	ช่วงเวลา	1.5 วินาที
ฟอลท์ลงดิน ด้านทุติยภูมิ	ช่วงเวลา	1.5 วินาที

นอกจากนี้สามารถกำหนดค่าเวลาที่จะหน่วงให้รีเลย์ทำงานได้ ตามค่าที่ป้อนเองได้อีก และควรคำนึงถึงช่วงเวลาของแต่ละรีเลย์ อันเนื่องมาจากการทำงานของอุปกรณ์เสริม เช่นเบรกเกอร์โดยมากเพื่อให้ค่าประมาณ 0.4 วินาที

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4. กระแสผิดปกติ

- กระแสลัดวงจรชนิดสามเฟส

ด้านปฐมภูมิ (ต่อ Δ) ด้านทุติยภูมิ (ต่อ Y)

$$I_{\text{fault}} = \frac{\text{แรงดันด้านปฐมภูมิ}}{\text{อิมพีแดนซ์ของหม้อแปลง}}$$

$$I_{\text{fault}} = \left(\frac{1}{Z_{\text{PU}}} \right) * I_{\text{Base}} \quad \text{สมการที่ (5.1.2)}$$

$$Z_{\text{pu}} = \frac{\left(\frac{\%Z_{\text{tran}}}{100} \right) * \left(\frac{V}{V_{\text{Base}}} \right)^2 * \left(\frac{MVA_{\text{Base}}}{MVA} \right)}{1} \quad \text{สมการที่ (5.1.3)}$$

$$\text{กระแสเบสด้านปฐมภูมิ} \quad I_{\text{base prim}} = \frac{VA_{\text{Base}}}{V_{\text{Prim}}}$$

$$\text{กระแสเบสด้านทุติยภูมิ} \quad I_{\text{base Sec}} = \frac{VA_{\text{Base}}}{V_{\text{sec}}}$$

เมื่อ

 $\%Z_{\text{tran}}$: เปอร์เซ็นอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลง MVA_{Base} : ค่าโวลต์-แอมป์ของเบส V_{base} : ค่าโวลต์ ของเบส

- กระแสลัดวงจรชนิดเฟสทุเฟส

$$\text{ต่อ } \Delta \quad I_{p-p} = I_{3-p} \quad \text{สมการที่ (5.1.4)}$$

$$\text{ต่อ } Y \quad I_{p-p} = \frac{(\sqrt{3})}{2} I_{3-p} \quad \text{สมการที่ (5.1.5)}$$

เมื่อ

 I_{p-p} : กระแสลัดวงจรชนิดเฟสทุเฟส

เอกสารนี้เป็นเอกสารลิขสิทธิ์ของสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
 ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- กระแสลัดวงจรชนิดเฟสทุกราวน์

$$I_{ground} = \frac{3 V_P}{(Z_1 + Z_2 + Z_0)}$$

$$I_{ground} = \frac{V_P}{Z} \quad ; \quad Z_1 = Z_2 = Z_0 = Z \quad \text{สมการที่ (5.1.6)}$$

5. กระแสที่ตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ ($I_{setting}$)

เฟสฟอลท์ รีเลย์

$$I_{setting} = 1.5 I_{load} \text{ หรือ } 0.3 I_{P-P} \text{ หรือ } 0.3 I_{3-P} \text{ หรือ } 0.3 I_{ground} \quad \text{สมการที่ (5.1.7)}$$

การเลือกกระแสที่ตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ เลือกได้จากค่าที่น้อยที่สุดจากค่าทั้งสามข้างต้น
รีเลย์ ฟอลท์ลงดิน

$$I_{setting} = 0.3 I_{Load} \quad \text{สมการที่ (5.1.8)}$$

เนื่องจากการตรวจจับความเร็ว ของรีเลย์ป้องกันการลัดวงจรระหว่างเฟส อาจไม่สามารถ
กระทำได้ ในกรณีของการลัดวงจรลงดินเนื่องจากกระแสที่เกิดขึ้นเป็นกระแสรั่วไหลค่าน้อย ๆ ซึ่ง
ทำให้สามารถปรับตั้งค่ารีเลย์ป้องกันการลัดวงจรลงดินที่น้อยกว่ากระแสไหลสูงสุดได้

6. ค่าตัวคูณปลั๊กเซตติง (Plug Setting Multiplier หรือ PSM) คือ ค่าอัตราส่วนของกระแสที่ไหล
เข้าในรีเลย์ และ กระแสที่ตั้งค่าของรีเลย์

$$PSM = \frac{\text{กระแสที่ไหลเข้ารีเลย์ } (I_n)}{I_{setting}} \quad \text{สมการที่ (5.1.9)}$$

7. ค่าการปรับกระแสของรีเลย์ (Current Tap Setting หรือ CTS) คือ ค่าการตั้งค่า ในการปรับค่าที่
ตัวรีเลย์ เป็นขนาดของการปรับตั้งที่กระแสที่ไหลผ่านรีเลย์โดยแปลงจากหม้อแปลงกระแสแล้ว

$$CTS = \frac{I_{Setting}}{CT \text{ Ratio}} \quad \text{สมการที่ (5.1.10)}$$

8. ค่าตัวคูณเวลา (Time Dial up หรือ Time Multiplier) คือ ค่าตัวคูณเวลาที่แสดงเส้นกราฟใน
แต่ละลักษณะการใช้งานตาม ช่วงการใช้งานของรีเลย์ที่กำหนด โดยสามารถพิจารณาได้จากชนิด

ของรีเลย์ ทั้ง ของบริษัท ABB และ GEC จะเป็นตัวเลือกเส้นกราฟที่สามารถใช้งานได้ตามค่าที่กำหนดมาต่าง ๆ

5.1.3 บล็อกไดอะแกรม และโฟลชาร์ท แสดงกรรมวิธีการใช้งานของโปรแกรมการประสานการทำงานรีเลย์กระแสน้ำ

จากบล็อกไดอะแกรม และโฟลชาร์ท ที่แสดงการออกแบบ และการใช้งานของโปรแกรม เพื่อแสดงการ ประสานการทำงานของรีเลย์กระแสน้ำ เพื่อใช้ในการป้องกันหม้อแปลงแรงดันสูง สอดคล้องกับการใช้งานของ ก.ฟ.ผ. โดยบล็อกไดอะแกรม แสดงการไหลของข้อมูลที่จำเป็นต่อการแสดงผล ส่วนโฟลชาร์ท แสดงการออกแบบ และการทำงานของโปรแกรมการประสานการทำงาน ของรีเลย์

คำอธิบาย บล็อกไดอะแกรม

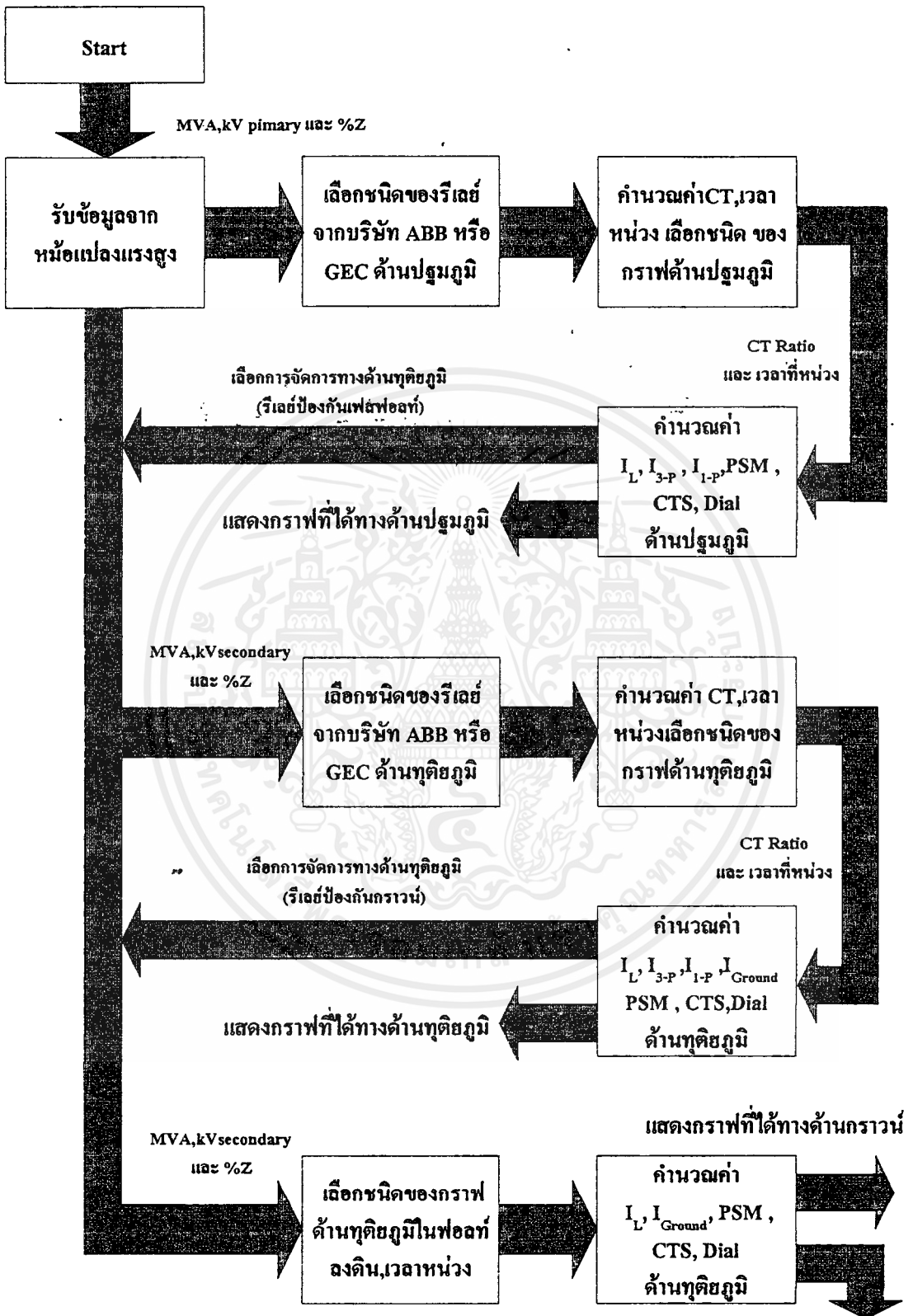
1. รับข้อมูลของหม้อแปลงที่จำเป็นต่อการคำนวณ เพื่อแสดงผล ได้แก่ MVA,kV_p,kV_s,%Z ทั้งอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ (zero sequence) และค่าอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลง โดยการคำนวณสมมติให้อิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ มีค่าเท่ากับศูนย์ โดยข้อมูลหม้อแปลงจะส่งไปยังส่วนคำนวณในรีเลย์ป้องกันเฟสด้านปฐมภูมิ,รีเลย์ป้องกันฟีดด้านทุติยภูมิ และ รีเลย์ป้องกันกราวด์ฟอลต์ด้านทุติยภูมิ
2. เลือกชนิดของรีเลย์ทางด้านปฐมภูมิจาก บริษัท ABB หรือ GEC และนำข้อมูลดังกล่าว รวมทั้งข้อมูลหม้อแปลง มากำหนดค่าอัตราส่วนหม้อแปลงกระแสเริ่มต้น และระบุกราฟที่ใช้งานได้ในแต่ละชนิดของรีเลย์ที่เลือกไว้
3. คำนวณค่า $I_L, I_{3-p}, I_{p-p}, PSM, CTS$,ค่าตัวคูณเวลา จากข้อมูลหม้อแปลง และข้อมูลรีเลย์ เพื่อแสดงกราฟที่สอดคล้องกับข้อมูลดังกล่าว
4. ถ้ายอมรับกราฟทางด้านปฐมภูมิ ขั้นต่อไปทำการเลือกชนิดของรีเลย์ทางด้านทุติยภูมิแล้วกระทำเช่นเดียวกับข้อที่ 2
5. คำนวณค่าต่าง ๆ ตามข้อ 3 แต่คิดทางด้านทุติยภูมิ และคิด กระแสลัดวงจรลงดินด้วย เนื่องจากทางด้านทุติยภูมิต่อ Y (สตาร์) ทำให้ต้องมีการป้องกันการลัดวงจรลงดิน
6. ถ้ายอมรับกราฟทางด้านทุติยภูมิ ต่อไปทำการเลือกชนิดกราฟของรีเลย์ป้องกันลัดวงจรลงดินทางด้านทุติยภูมิ โดยชนิดของรีเลย์และค่าอัตราส่วนหม้อแปลงกระแสเป็นชนิดเดียวกันกับรีเลย์ป้องกันเฟสทางด้านทุติยภูมิ
7. คำนวณค่าต่าง ๆ ตามข้อที่ 5 แต่ไม่ต้องคิดค่า I_{3-p} และ I_{p-p} เนื่องจากเป็นการป้องกันเฉพาะการลัดวงจรลงดิน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

8. เมื่อยอมรับกราฟทั้ง 3 ชั้นต่อไปจะแสดงผลการประสานการทำงานของรีเลย์กระแสนเกิน พร้อมทั้งแสดงค่าข้อมูลต่าง ๆ ที่ใช้ ทั้งข้อมูลของรีเลย์ , หม้อแปลง และตำแหน่งการปรับตั้ง
9. ป้อนค่า กระแสที่ต้องการ เพื่อตรวจสอบการทำงานเมื่อมีกระแสผิดปกติค่าต่าง ๆ เกิดขึ้น
10. แสดงการประสานการทำงานของกราฟทั้ง 3 พร้อมทั้งตำแหน่งที่ทำการตรวจสอบ
11. จบการทำงาน

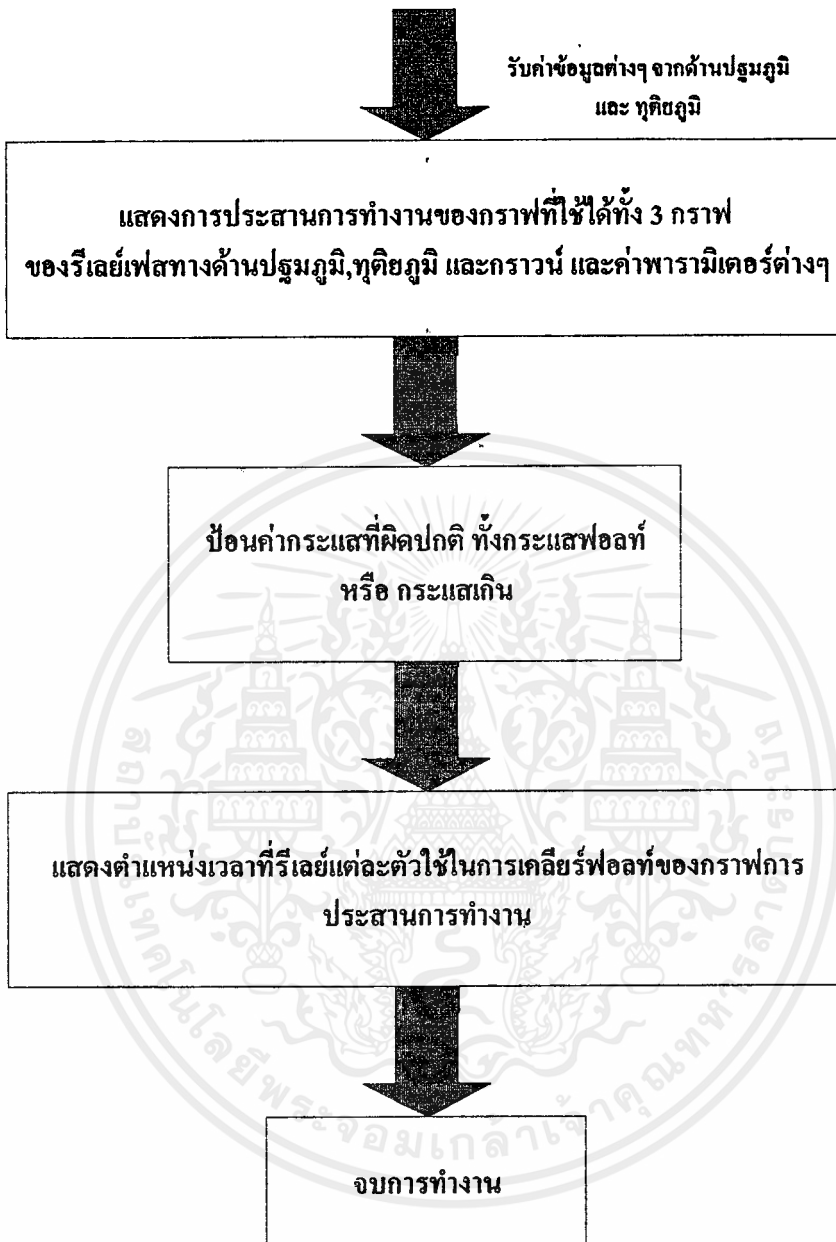
คำอธิบายโฟลชาร์ท

1. พิจารณาการใช้งานการป้องกันหม้อแปลง แล้วโปรแกรมการทำงานของรีเลย์กระแสนเกินจึงเริ่มทำงาน โดยรับข้อมูลหม้อแปลงที่จำเป็นต่อการใช้งาน
2. เลือกชนิดของรีเลย์ , ป้อนค่าอัตราส่วนหม้อแปลงกระแส และเวลาหน่วงการทำงาน ทางด้านปฐมภูมิ และ โปรแกรมทำการตรวจสอบค่าต่าง ๆ สามารถใช้งานตามชนิดของรีเลย์ที่กำหนดได้หรือไม่ แล้วไปเลือกชนิดการทำงานของรีเลย์ทางด้านทุติยภูมิ ซึ่งมีการตรวจสอบการทำงานเช่นเดียวกับการตรวจสอบข้อมูลทางด้านปฐมภูมิ
3. เมื่อรีเลย์ทั้ง 3 ชุดใช้งานได้ตามต้องการ แสดงผลการประสานการทำงานของรีเลย์กระแสนเกิน ในการป้องกันหม้อแปลงทั้ง 3 ชุด และหาเวลาที่รีเลย์แต่ละตัวทำงาน ตามค่ากระแสผิดปกติที่ป้อนเข้า
4. ตรวจสอบการเลือกหม้อแปลงตัวใหม่ เพื่อวิเคราะห์การป้องกันครั้งต่อไป หรือจบการทำงานในส่วนของการป้องกันโดยใช้รีเลย์กระแสนเกิน

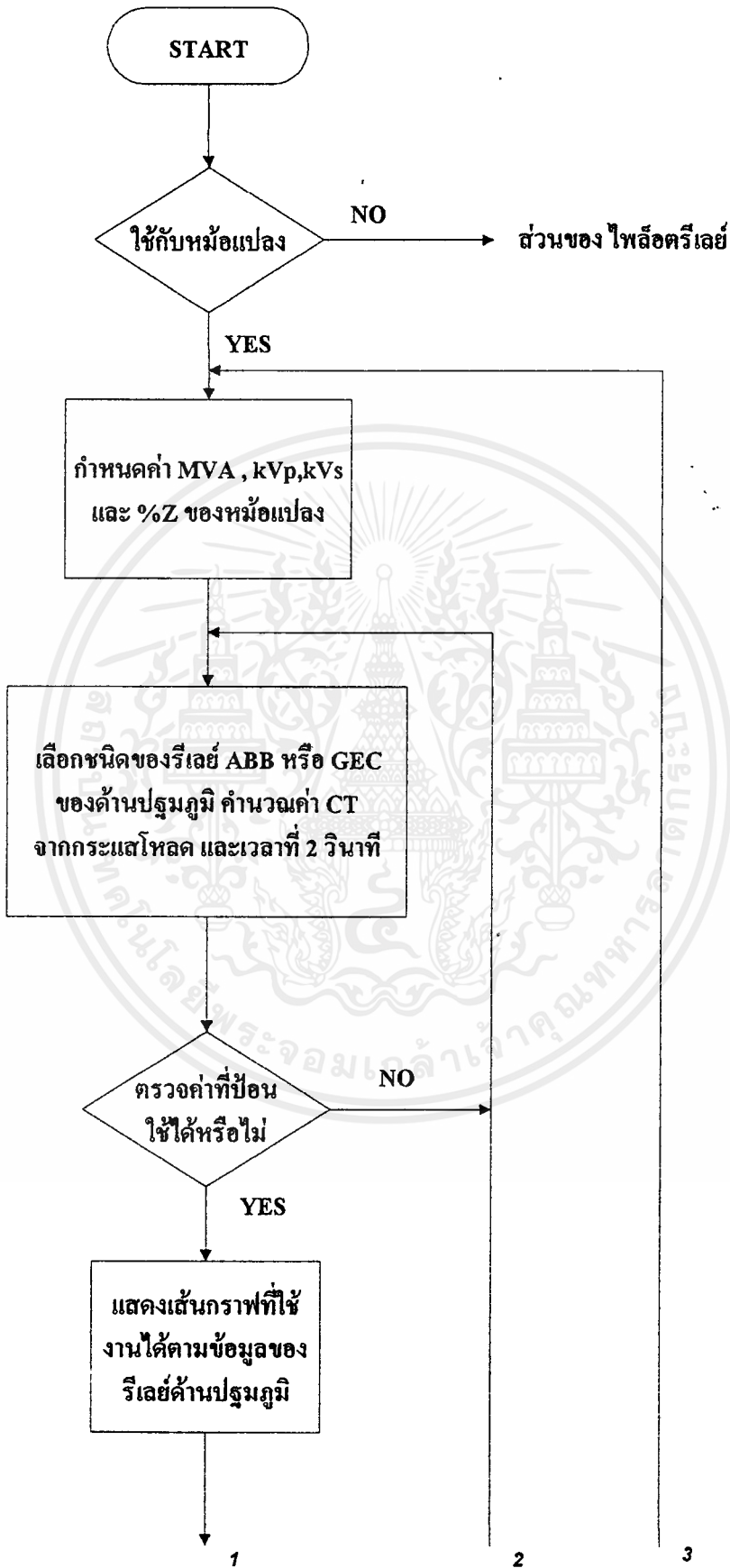


รูปที่ 5.1.6 แสดงบล็อกไดอะแกรมการทำงานของโปรแกรมการ co-ordination ของรีเลย์กระแสเกิน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

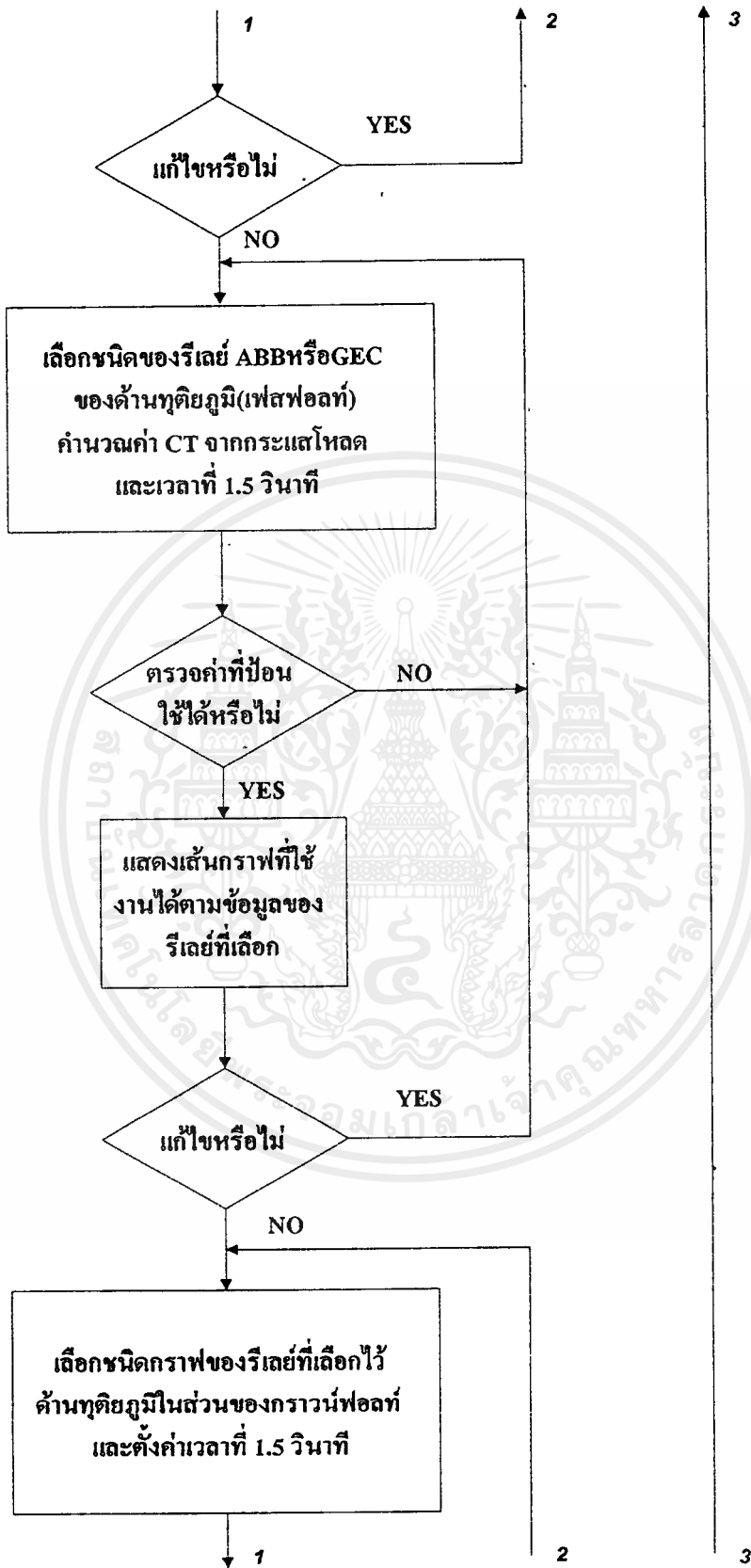


รูปที่ 5.1.6(ต่อ) แสดงบล็อกไดอะแกรมการทำงานของ
โปรแกรมการ co-ordination ของรีเลย์กระแสเกิน



รูปที่ 5.1.7 แสดง Flow Chart การทำงานของ โปรแกรม และการแสดงผลของรีเลย์กระแสเกิน

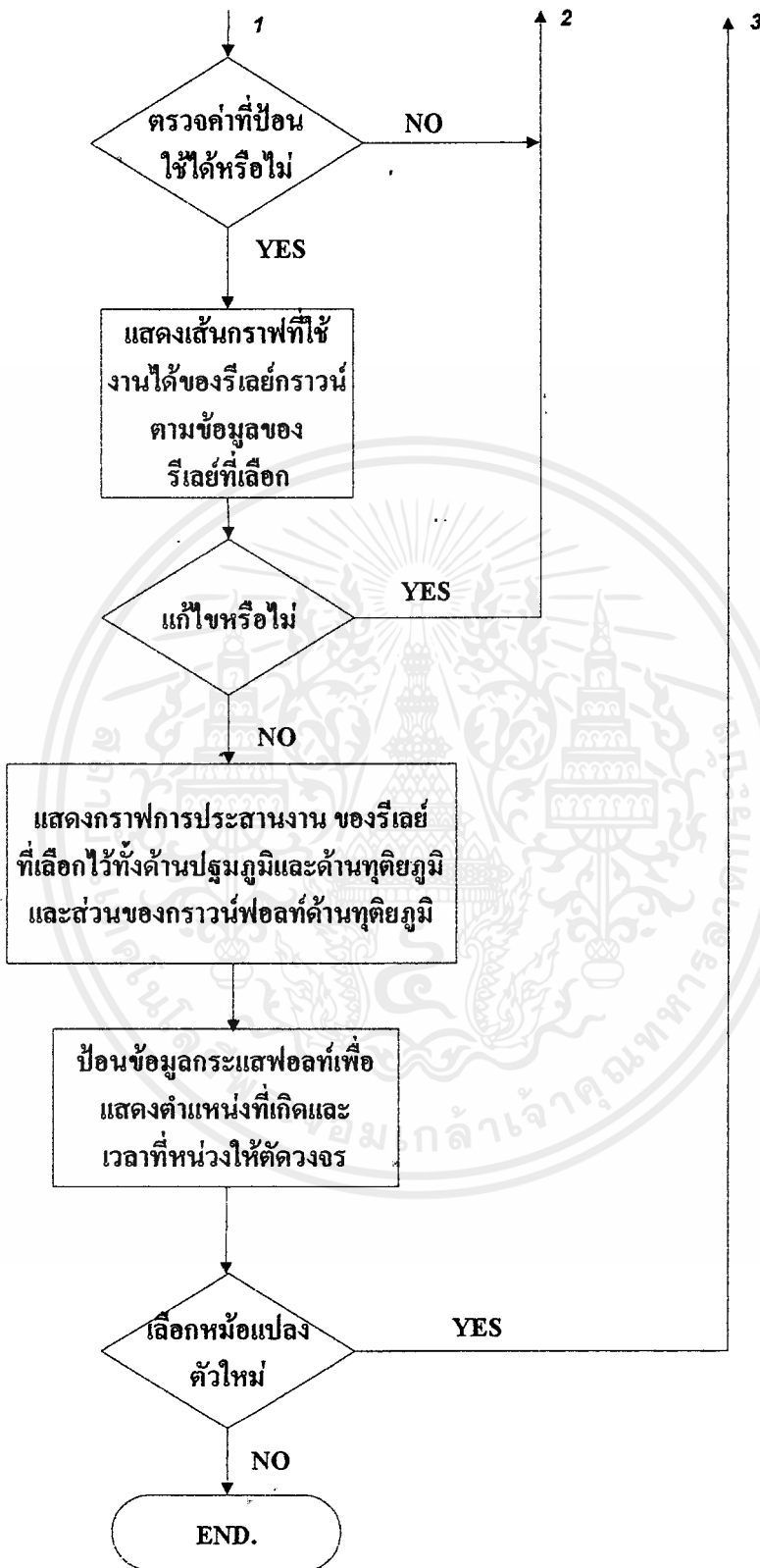
เอกสารนี้เป็นเอกสารลิขสิทธิ์ทางปัญญาของหน่วยงานราชการไทย ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.1.7(ต่อ) แสดง Flow Chart การทำงานของโปรแกรม

และการแสดงผล ของรีเลย์กระแสเกิน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.1.7 (ต่อ)แสดง Flow Chart การทำงานของ โปรแกรม

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับใช้ภายในเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5.1.4 ตัวอย่างการคำนวณโดยใช้รีเลย์กระแสเกินสำหรับป้องกันหม้อแปลง

ข้อมูลของหม้อแปลง

$$MVA = 200 \quad \%Z_t = 3.264$$

$$kV_p = 230 \quad \%Z_o = 3.264$$

$$kV_s = 121$$

ข้อมูลของเบสจากการไฟฟ้า

$$MVA_{Base} = 100$$

$$kV_{Base} = 115$$

จะได้กระแสเบส ด้านปฐมภูมิ $I_{Base} = \frac{100 \times 1000}{\sqrt{3} \times 230} = 251 \text{ A.}$

จะได้กระแสเบส ด้านทุติยภูมิ $I_{Base} = \frac{100 \times 1000}{\sqrt{3} \times 121} = 477.148 \text{ A.}$

การคำนวณทางด้านปฐมภูมิ (เฉพาะการป้องกันเฟสฟอลต์)

1) เลือกใช้รีเลย์ ของบริษัท ABB ชนิด MCO Type CO-8

2) กระแสไหลดทางด้านปฐมภูมิ $= \frac{MVA}{\sqrt{3} \times kV_p} = \frac{200 \times 1000}{\sqrt{3} \times 230} = 502$ จากสมการ(5.1.1)

CT Ratio ด้านปฐมภูมิ $= \text{กระแสไหลดทางด้านปฐมภูมิ} / 5 = 502 / 5 = 100$

3) ข้อมูลจาก ก.ฟ.ผ. กำหนดให้ เวลาที่หน่วงในการทำงานของรีเลย์ทางด้านปฐมภูมิ $= 2$ วินาที

ค่าอิมพีแดนซ์ per unit ของหม้อแปลง เทียบกับเบสจากการไฟฟ้า $= Z_{pu}$ จากสมการ (5.1.3)

$$Z_{pu} = \left(\frac{\%Z_{tran}}{100} \right) * \left(\frac{kV}{kV_{base}} \right)^2 * \left(\frac{MVA_{Base}}{MVA} \right)$$

$$Z_{pu} = \left(\frac{3.264}{100} \right) * \left(\frac{230}{115} \right)^2 * \left(\frac{100}{200} \right) = 0.06528 \Omega.$$

4) การกำหนดค่าการปรับตั้งของรีเลย์

- กระแสไหลด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$I_{Load} = 502 \text{ A.}$$

- กระแสลัดวงจรชนิดสามเฟส

$$\begin{aligned} I_{3-P} &= \frac{(1)}{Z_{pu}} * I_{Base} \quad \text{จากสมการ (5.1.2)} \\ &= \frac{(1)}{0.06528} * 251 = 3845 \text{ A.} \end{aligned}$$

- กระแสลัดวงจรชนิดเฟสทุเฟส

เมื่อทางด้านปฐมภูมิของหม้อแปลง ต่อ Δ (Delta) $I_{p-p} = I_{3-p} = 3845 \text{ A.}$ จากสมการ (5.1.4)

- กระแสลัดวงจรชนิดเฟสทุกราวน์

เนื่องจากทางด้านปฐมภูมิทางการไฟฟ้ากำหนดให้ใช้รีเลย์กระแสเกินที่ทำการป้องกันหม้อแปลง เป็นรีเลย์ที่ป้องกันเฉพาะเฟสฟอลต์ ดังนั้น กระแสลัดวงจรชนิดเฟสทุกราวน์ จึงไม่จำเป็นต้องการปรับตั้งค่าของรีเลย์ที่ทำการป้องกันหม้อแปลงทางด้านปฐมภูมิ

จากค่ากระแสลัดวงจร และ กระแสโหลดข้างต้น เราสามารถหากระแสที่ใช้ในการปรับตั้ง (Setting Current) ได้ดังนี้

$$I_{setting} = 1.5 I_{load} \text{ หรือ } 0.3 I_{p-p} \text{ หรือ } 0.3 I_{3-p} \quad \text{จากสมการ (5.1.7)}$$

โดยเลือกค่าน้อยที่สุดจากค่าทั้งสาม
จะได้

$$\begin{aligned} I_{setting} &= 1.5 \times 502 \text{ หรือ } 0.3 \times 3845 \text{ หรือ } 0.3 \times 3845 \\ &= 753 \text{ หรือ } 1153.5 \text{ A.} \end{aligned}$$

$$\therefore I_{setting} = 753 \text{ A.}$$

การปรับตั้งค่ากระแสที่ป้อนเข้ารีเลย์จะต้องผ่านหม้อแปลงกระแสก่อนเพราะฉะนั้น กระแสผ่านรีเลย์ คือ ค่า CTS จากสมการ (5.1.10)

$$CTS = \frac{I_{Setting}}{CT \text{ Ratio}} = \frac{753}{100} = 7.53$$

รีเลย์ที่ใช้คือ MCO ชนิด CO-8 ค่า CTS ที่ สามารถปรับใช้งานได้อยู่ในช่วง 0.5 - 12 A. โดยสามารถปรับได้ครั้งละ 0.5 A. ดังนั้น ค่า CTS ในที่นี้จึงเป็น 7.5 A.

การเลือกเส้นกราฟของรีเลย์ MCO ชนิด CO-8 มี 63 กราฟ โดยเลือกจากการปรับค่า Time Dial up ระหว่าง 1 -63 โดยปรับได้ครั้งละ 1

จากสมการของ CO-8 แทนค่าในตารางที่ 3.1 ในสมการที่ 3.1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$T = [478 + 4122 / (PSM - 1.27)] * D / 24,000$$

เมื่อ

D : Time Dial up

PSM : ค่าอัตราส่วนของกระแสไหลผ่านรีเลย์ กับ ค่ากระแสที่ต่ำสุดเพื่อการปรับตั้งในการทำงานของรีเลย์ โดยที่กระแสไหลผ่านรีเลย์จะเลือกจากค่ากระแสผิดปกติค่ามากที่สุดเพื่อทำการเลือกค่า Time Dial up จากสมการ (5.1.9)

$$PSM = \frac{\text{กระแสที่ไหลเข้ารีเลย์ (I}_u\text{)}}{I_{\text{setting}}}$$

$$= 3845 / 753 = 5.106$$

ดังนั้นสามารถหาค่า time Dial up จาก สมการของ รีเลย์ CO-8 ดังนี้

เมื่อ T คือ เวลาที่หน่วงให้รีเลย์ทำงาน = 2 วินาที

$$T = [478 + 4122 / (5.106 - 1.27)] * D / 24,000 = 2$$

$$D = 30.91 \text{ แต่จำเป็นต้องปรับเป็น } 31$$

นำค่าเวลาที่รีเลย์ทำงานจริงจากค่าที่ทำการปรับตั้ง โดยแทนตามสมการข้างต้น

$$T = [478 + 4122 / (5.106 - 1.27)] * 31 / 24,000 = 2.005 \text{ วินาที}$$

สรุปการปรับตั้งรีเลย์ทางด้านปฐมภูมิ

1. รีเลย์ MCO ชนิด CO-8 ของบริษัท ABB
2. ค่าอัตราส่วน CT เท่ากับ 100 หรือ 500 : 5 (สามารถกำหนดค่าได้เองด้วย)
3. เวลาที่รีเลย์ทำงาน เท่ากับ 2 วินาที
4. ค่า Time Dial up เท่ากับ 31

การคำนวณทางด้านทุติยภูมิ (การป้องกันเฟสฟอลต์ และ กราวนด์ฟอลต์)

รีเลย์ป้องกันเฟส (Phase Fault Relay)

1) เลือกใช้รีเลย์ ของบริษัท ABB ชนิด MCO Type CO-9

$$2) \text{ กระแสไหลตกทางด้านทุติยภูมิ} = \frac{MVA}{\sqrt{3} \times kV_s} = \frac{200 \times 1000}{\sqrt{3} \times 121} = 954.29 \text{ A.}$$

$$CT \text{ Ratio ด้านปฐมภูมิ} = \text{กระแสไหลตกทางด้านปฐมภูมิ} / 5 = 954.29 / 5 = 191$$

3) ข้อมูลจาก ก.ฟ.ผ. กำหนดให้ เวลาที่หน่วงในการทำงานของรีเลย์ทางด้านปฐมภูมิ = 1.5 วินาที

$$\text{ค่าอิมพีแดนซ์เปอร์ยูนิท ของหม้อแปลง เทียบกับเบสจากการไฟฟ้า} = Z_{pu} \text{ จากสมการ (5.1.3)}$$

$$Z_{pu} = \frac{\left(\frac{\%Z_{tran}}{100} \right) * \left(\frac{kV}{kV_{base}} \right)^2 * \left(\frac{MVA_{Base}}{MVA} \right)}$$

$$Z_{pu} = \frac{(3.624)}{100} * \frac{(230)^2}{115} * \frac{(100)}{200} = 0.06528 \Omega$$

4) การกำหนดค่าการปรับตั้งของรีเลย์

- กระแสโหลด $I_{Load} = 954.29 \text{ A.}$

- กระแสลัดวงจรชนิดสามเฟส

จากสมการ (5.1.2)

$$I_{3-p} = \frac{(1)}{Z_{pu}} * I_{Base} = \frac{(1)}{0.06528} * 477.148 = 7309 \text{ A.}$$

- กระแสลัดวงจรชนิดเฟสทุกละ

เมื่อทางด้านปฐมภูมิของหม้อแปลง ต่อ Y (Star) $I_{p-p} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{3-p} = 6330 \text{ A.}$ จากสมการ(5.1.5)

- กระแสลัดวงจรชนิดเฟสทุกราวน์

เนื่องจากทางด้านทุติยภูมิทางการไฟฟ้ากำหนดให้ใช้รีเลย์กระแสเกินที่ทำการป้องกันหม้อแปลง เป็นรีเลย์ที่ป้องกันทั้ง เฟสฟอลท์ และ กราวน์ฟอลท์ กระแสลัดวงจรชนิดเฟสทุกราวน์ จึงจำเป็นต้องการปรับตั้งค่าของรีเลย์เฟสที่ป้องกันหม้อแปลงทางด้านทุติยภูมิ จากสมการ (5.1.6)

$$I_{ground} = V_p / Z = I_{3-p} = 7309 \text{ A.}$$

จากค่ากระแสลัดวงจร และ กระแสโหลดข้างต้น เราสามารถหาค่ากระแสที่ใช้ในการปรับตั้ง (Setting Current) ได้ดังนี้ จากสมการ (5.1.7)

$$I_{setting} = 1.5 I_{load} \text{ หรือ } 0.3 I_{p-p} \text{ หรือ } 0.3 I_{3-p} \text{ หรือ } 0.3 I_{ground}$$

โดยเลือกค่าน้อยที่สุดจากค่าทั้งสาม
จะได้

$$\begin{aligned} I_{setting} &= 1.5 \times 954.29 \text{ หรือ } 0.3 \times 6330 \text{ หรือ } 0.3 \times 7309 \text{ หรือ } 0.3 \times 7309 \\ &= 1431.435 \text{ หรือ } 1899 \text{ หรือ } 2192.7 \text{ A.} \end{aligned}$$

$$\therefore I_{setting} = 1431.435 \text{ A.}$$

การปรับตั้งค่ากระแสที่ป้อนเข้ารีเลย์จะต้องผ่านหม้อแปลงกระแสก่อนเพราะฉะนั้น
กระแสผ่านรีเลย์ คือ ค่า CTS จากสมการ (5.1.10)

$$CTS = \frac{I_{\text{Setting}}}{CT \text{ Ratio}} = \frac{1431.435}{191} = 7.49$$

รีเลย์ที่ใช้คือ MCO ชนิด CO-9 ค่า CTS ที่สามารถปรับใช้งานได้อยู่ในช่วง 0.5 - 12 A.
โดยสามารถปรับได้ครั้งละ 0.5 A. ดังนั้น ค่า CTS ในที่นี้จึงเป็น 7.5 A.

การเลือกเส้นกราฟของรีเลย์ MCO ชนิด CO-9 มี 63 กราฟ โดยเลือกจากการปรับค่า Time
Dial up ระหว่าง 1 -63 โดยปรับได้ครั้งละ 1

จากสมการของ CO-9 แทนค่าในตารางที่ 3.1 ในสมการที่ 3.1

$$T = [310 + 2756 / (PSM - 1.35)] * D / 24,000$$

เลือกค่า Time Dial up

จากสมการ (5.1.9)

$$PSM = \frac{\text{กระแสที่ไหลเข้ารีเลย์ } (I_p)}{I_{\text{setting}}} = \frac{7309}{1431} = 5.106$$

ดังนั้นสามารถหาค่า time Dial up จาก สมการของ รีเลย์ CO-8 ดังนี้

เมื่อ T คือ เวลาที่หน่วงให้รีเลย์ทำงาน = 1.5 วินาที

$$T = [310 + 2756 / (5.106 - 1.35)] * D / 24,000 = 1.5$$

$$D = 34.49 \text{ แต่จำเป็นต้องปรับเป็น } 34$$

นำค่าเวลาที่รีเลย์ทำงานจริงจากค่าที่ทำการปรับตั้ง โดยแทนตามสมการข้างต้น

$$T = [310 + 2756 / (5.106 - 1.35)] * 34 / 24,000 = 1.479 \text{ วินาที}$$

รีเลย์ป้องกันกราวด์ฟอลท์ (Earth Fault Relay)

1) เลือกใช้รีเลย์ ของบริษัท ABB ชนิด MCO Type CO-6

2) กระแสโหลดทางด้านทุติยภูมิ เท่ากับ 954.29 A. และ กระแสลัดวงจรลงดิน เท่ากับ 7309 A.

ในรีเลย์ป้องกันกราวด์ฟอลท์การปรับตั้งค่ากระแสของรีเลย์จะพิจารณาจากกระแสโหลด
และ กระแสลัดวงจรลงดิน เท่านั้น โดยที่

$$\begin{aligned} I_{\text{setting}} &= 0.3 I_{\text{load}} && \text{จากสมการ (5.1.8)} \\ &= 0.3 \times 954.3 && = 286.29 \text{ A.} \end{aligned}$$

การปรับตั้งค่ากระแสที่ป้อนเข้ารีเลย์จะต้องผ่านหม้อแปลงกระแสก่อนเพราะฉะนั้น

กระแสผ่านรีเลย์ คือ ค่า CTS จากสมการ (5.1.10)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$CTS = \frac{I_{\text{Setting}}}{CT \text{ Ratio}} = \frac{286.29 / 191}{1} = 1.49$$

รีเลย์ที่ใช้คือ MCO ชนิด CO-6 ค่า CTS ที่สามารถปรับใช้งานได้อยู่ในช่วง 0.5 - 12 A. โดยสามารถปรับได้ครั้งละ 0.5 A. ดังนั้น ค่า CTS ในที่นี้จึงเป็น 1.5 A.

การเลือกเส้นกราฟของรีเลย์ MCO ชนิด CO-6 มี 63 กราฟ โดยเลือกจากการปรับค่า Time Dial up ระหว่าง 1 -63 โดยปรับได้ครั้งละ 1

จากสมการของ CO-6 แทนค่าในตารางที่ 3.1 ในสมการที่ 3.1

$$T = [785 + 671 / (PSM - 1.19)] * D / 24,000$$

จากสมการ (5.1.9) $PSM = \frac{\text{กระแสที่ไหลเข้ารีเลย์ } (I_n)}{I_{\text{setting}}}$

$$= 7309 / 286.29 = 25.53$$

ดังนั้นสามารถหาค่า time Dial up จาก สมการของ รีเลย์ CO-6 ดังนี้
เมื่อ T คือ เวลาที่หน่วยให้รีเลย์ทำงาน = 1.5 วินาที

$$T = [785 + 671 / (25.53 - 1.19)] * D / 24,000 = 1.5$$

$$D = 44.3 \text{ แต่จำเป็นต้องปรับเป็น } 44$$

นำค่าเวลาที่รีเลย์ทำงานจริงจากค่าที่ทำการปรับตั้ง โดยแทนตามสมการข้างต้น

$$T = [785 + 671 / (25.53 - 1.19)] * 44 / 24,000 = 1.489 \text{ วินาที}$$

แต่การทำงานของรีเลย์ MCO ชนิด CO -6 ที่ค่า PSM ที่มากกว่า 20 การทำงานของรีเลย์จะเป็นการทำงานแบบทันที (instantaneous trip)

สรุปการปรับตั้งรีเลย์ทางด้านทฤษฎี

1. รีเลย์ป้องกันเฟสเป็น MCO ชนิด CO-9 ของบริษัท ABB และรีเลย์ป้องกันกราวด์ฟอลท์เป็น MCO ชนิด CO-6 ของบริษัท ABB เช่นเดียวกัน
2. ค่าอัตราส่วน CT เท่ากับ 191 หรือ 955 : 5 (สามารถกำหนดค่าได้เองด้วย)
3. เวลาที่รีเลย์ทำงาน เท่ากับ 1.5 วินาที ทั้ง 2 ชุด
4. รีเลย์ป้องกันเฟส ค่า Time Dial up เท่ากับ 34 และรีเลย์ป้องกันกราวด์ฟอลท์ค่า Time Dial up เท่ากับ 44

การคำนวณเพื่อแสดงตำแหน่งที่รีเลย์ แต่ละตัวจะทำงานเมื่อ รับค่ากระแสผิดปกติค่าต่าง ๆ

ในการคำนวณ ณ. ที่นี้กำหนดให้ กระแสผิดปกติเกิด ขึ้นทางด้านทฤษฎี สมมติป้อนค่ากระแสผิดปกติเป็น 5000 A.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- ตำแหน่งที่รีเลย์ทางด้านปฐมภูมิทำงาน

รีเลย์ที่เลือก คือ MCO ชนิด CO-8

$$\text{Time Dial Up} = 31$$

$$\text{Turn Ratio} = 230/121 = 1.90$$

กระแสผิดปกติทางด้านปฐมภูมิ จะเป็น

$$I_{\text{Fault}} = 5000/1.9 = 2630 \text{ A.}$$

$$I_{\text{Setting}} = \text{CTS} \times \text{CT Ratio} = 7.5 \times 100 = 750 \text{ A.}$$

$$\text{PSM} = 2630 / 750 = 2.39$$

แทนค่า PSM และ Time Dial Up ในสมการ จะได้เวลาทำงานของรีเลย์ทางด้านปฐมภูมิ

$$T = [478 + 4122 / (2.39 - 1.27)] \times 31 / 24000 = 2.997 \text{ วินาที}$$

- ตำแหน่งที่รีเลย์ทางด้านทุติยภูมิทำงาน

รีเลย์ป้องกันเฟสฟอลท์

รีเลย์ที่เลือก คือ MCO ชนิด CO-9

$$\text{Time Dial Up} = 34$$

กระแสผิดปกติทางด้านทุติยภูมิ จะเป็น

$$I_{\text{Fault}} = 5000 \text{ A.}$$

$$I_{\text{Setting}} = \text{CTS} \times \text{CT Ratio} = 7.5 \times 191 = 1432.5 \text{ A.}$$

$$\text{PSM} = 5000 / 1432.5 = 3.49$$

แทนค่า PSM และ Time Dial Up ในสมการ จะได้เวลาทำงานของรีเลย์ทางด้านทุติยภูมิ

$$T = [310 + 2756 / (3.49 - 1.35)] \times 34 / 24000 = 2.263 \text{ วินาที}$$

รีเลย์ป้องกันกราวด์ฟอลท์

รีเลย์ที่เลือก คือ MCO ชนิด CO-6

$$\text{Time Dial Up} = 44$$

กระแสผิดปกติทางด้านทุติยภูมิ จะเป็น

$$I_{\text{Fault}} = 5000 \text{ A.}$$

$$I_{\text{Setting}} = \text{CTS} \times \text{CT Ratio} = 1.5 \times 191 = 286.5 \text{ A.}$$

$$\text{PSM} = 5000 / 286.5 = 17.45$$

แทนค่า PSM และ Time Dial Up ในสมการ จะได้เวลาทำงานของรีเลย์ทางด้านทุติยภูมิ

$$T = [785 + 671 / (17.45 - 1.19)] \times 44 / 24000 = 1.515 \text{ วินาที}$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5.2 การศึกษาและออกแบบของรีเลย์วัดระยะทางและฟัลต์รีเลย์

5.2.1 แนวทางการออกแบบ

เนื่องจากลักษณะการออกแบบติดตั้งของรีเลย์วัดระยะทางและฟัลต์รีเลย์ จะมีความเกี่ยวข้องกัน กล่าวคือ ในกรณีที่ใช้ฟัลต์รีเลย์จะต้องมีรีเลย์วัดระยะทางเป็นรีเลย์รอง เพื่อทำหน้าที่ตรวจจับ และในกรณีที่ใช้รีเลย์วัดระยะทางเพียงอย่างเดียว โดยจะมีการเซตค่าคร่าว ๆ ดังนี้ การเซตค่าระยะมองเห็นของรีเลย์วัดระยะทางเพียงอย่างเดียว จะแบ่งออกเป็นโซน ๆ คือ

Zone 1 จะตั้งค่าการมองเห็นไว้ที่ 85 % ของสายส่งช่วง AB

Zone 2 จะตั้งค่าไว้ 100 % ของช่วง AB และรวมกับ 50% ของสายส่งที่สั้นที่สุดที่ต่ออยู่ด้วย

Zone 3 จะตั้งค่าไว้ 100% ของช่วง AB และรวมกับ 120% ของสายส่งที่ยาวที่สุดที่ต่ออยู่

แต่ในกรณีที่มิมีหม้อแปลงไฟฟ้าต่ออยู่ด้วย จะมีเงื่อนไขพิเศษเพิ่มขึ้น คือถ้าค่าอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงที่ต่ออยู่ในสถานีย่อย B น้อยกว่าของสายที่สั้นที่สุด จะทำให้การเซตค่ารีเลย์เป็น

Zone 1 จะตั้งค่าการมองเห็นไว้ที่ 85 % ของสายส่งช่วง AB

Zone 2 จะตั้งค่าไว้ 100 % ของช่วง AB และรวมกับ 40% ของหม้อแปลง

Zone 3 จะตั้งค่าไว้ 100% ของช่วง AB และรวมกับ 80% ของหม้อแปลง

เพื่อป้องกันไม่ผิดพลาด ขณะเกิดฟอลต์ด้านทุติยภูมิของหม้อแปลง เนื่องจากรีเลย์มองครอบคลุมหม้อแปลงไป

ส่วนการเซตค่าของฟัลต์รีเลย์ ซึ่งส่วนใหญ่จะเซตระยะรีเลย์ให้เท่ากับค่าของสายส่งทั้งสาย ส่วนการตั้งค่าเวลาการทำงาน จะตั้งไว้ดังนี้ คือ

Zone 1 เมื่อเกิดลัดวงจร รีเลย์จะทำงานทันที

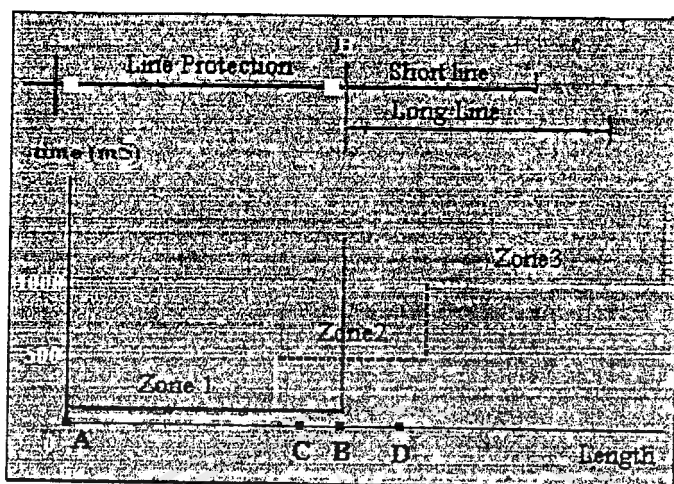
Zone 2 เมื่อเกิด ลัดวงจร รีเลย์จะทำงานหลังจากหน่วงเวลาไว้ 500 ms.

Zone 3 เมื่อเกิดลัดวงจร รีเลย์จะทำงานหลังจากหน่วงเวลาไว้ 1000 ms.

ฟัลต์รีเลย์ จะเซตเวลาทำงานทันทีเหมือนกับโซนที่ 1

ดังแสดงระยะรีเลย์ของแต่ละโซน และเวลาทำงานของระบบไว้ดังรูปที่ 5.2.1

จากรูปที่ 5.2.1 และข้อกำหนดการทำงานข้างต้น จะเห็นได้ว่ารีเลย์วัดระยะทาง จะมีจุดบกพร่อง เมื่อเกิดฟอลต์ที่จุด C และ D โดยเมื่อเกิดฟอลต์ที่จุด C รีเลย์ที่สถานี A จะมองเห็นฟอลต์นี้อยู่ใน โซนที่2 ดังนั้นจึงทำงานหลังจากหน่วงเวลา ทำให้เกิดความเสียหายที่รุนแรง



รูปที่ 5.2.1 ลักษณะการเกิดฟอลต์ ที่เป็นจุดบกพร่องของรีเลย์วัฏระยะทาง

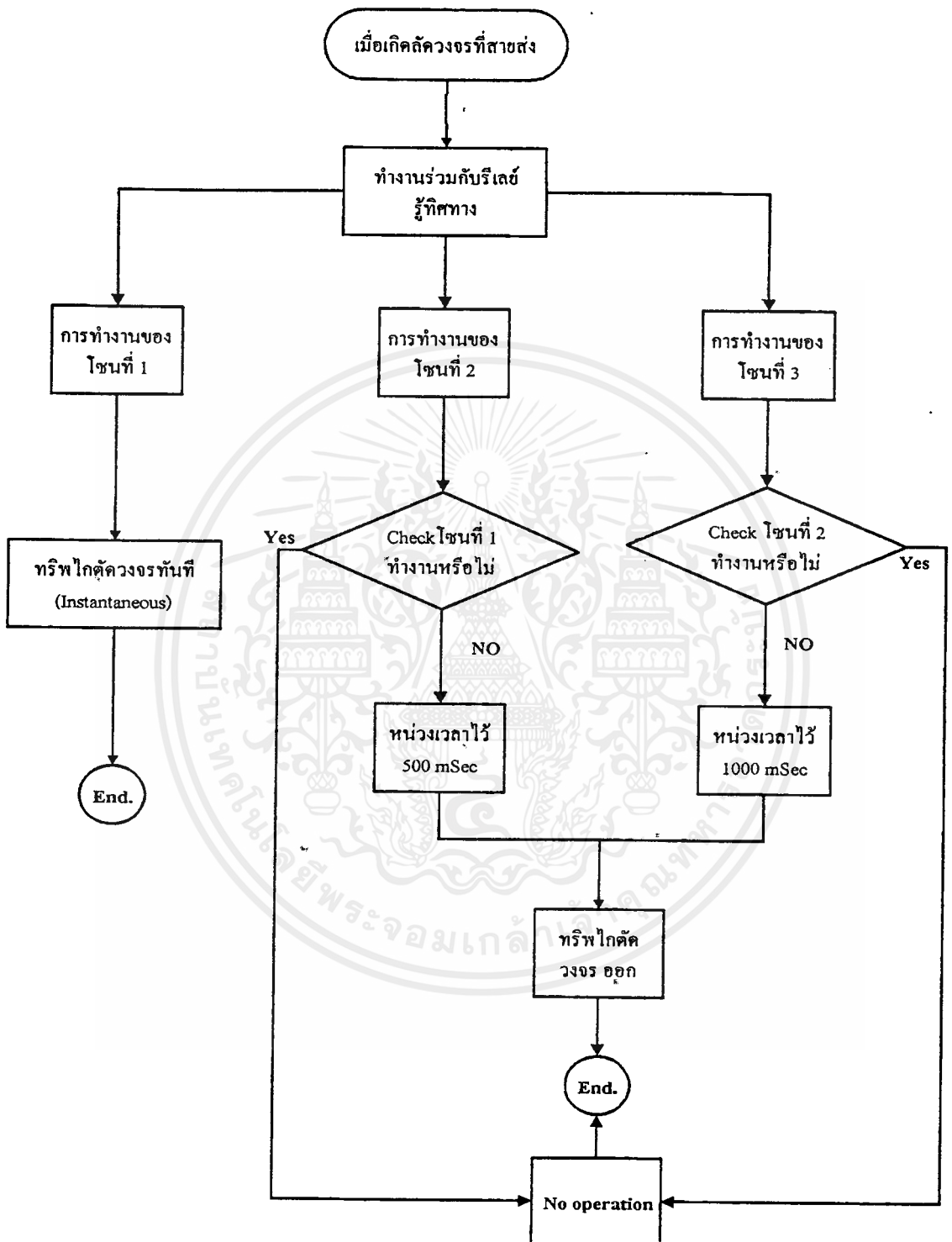
เมื่อเกิดฟอลต์ที่จุด D ในกรณีนี้รีเลย์ที่สถานี A อาจมองเห็นฟอลต์นี้ได้แต่อยู่ในโซน 2 หรือ 3 ดังนั้นรีเลย์ที่สถานี A จะทำงานเมื่อหน่วงเวลาแล้ว แต่รีเลย์ที่สถานี B อาจมองเห็นฟอลต์นี้ อยู่ในโซนที่ 1 ซึ่งจะทำให้การทริปทันที เพราะกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นที่ จุด C กับจุด D มีความใกล้เคียงกัน ดังนั้นรีเลย์วัฏระยะทางที่ไม่มีหน่วยรู้ทิศทาง เวลาใช้จะต้องใช้ร่วมกับรีเลย์รู้ทิศทาง

จากข้อบกพร่องที่กล่าวมาแล้ว เมื่อต้องการแก้ไขจุดดังกล่าว ซึ่งตรงกับความสามารถของ ไฟล็ตรีเลย์ ที่จะช่วยให้การมองเห็น และ ความแม่นยำในการทำงานดีขึ้น

การเซตค่าระยะมองเห็นของรีเลย์วัฏระยะทางเมื่อมีไฟล็ตรีเลย์ จะเหมือนกับกรณีที่มีรีเลย์ วัฏระยะทางเพียงอย่างเดียว แต่การตั้งเวลาการทำงานจะเปลี่ยนไปเมื่อเกิดลัดวงจร Zone 2 และอยู่ใน ช่วงเขตป้องกัน AB ไฟล็ตรีเลย์จะทำหน้าที่ทริปวงจรทันที ทำให้เคลียร์ฟอลต์ได้รวดเร็วดีขึ้น โดย จะเห็นได้จากกราฟเวลาทำงานของรีเลย์แต่ละ โซนและไฟล็ตในรูปที่ 5.2.1

ทำให้เวลาเกิดฟอลต์ที่จุด C อยู่ในช่วงของ Zone 2 รีเลย์วัฏระยะทางที่สถานี A จะทำงาน ทันที เมื่อได้รับสัญญาณแคเรียร์ ซึ่งจะทำให้เกิดความเสียหายน้อยกว่าแบบธรรมดา และถ้าเกิด ฟอลต์ใน Zone 2 ที่ตำแหน่ง D รีเลย์ที่สถานี A จะไม่ทริป เพราะไม่มีสัญญาณแคเรียร์และรีเลย์ที่ สถานี B ที่อยู่ในเขต AB ต้องไม่ทริป

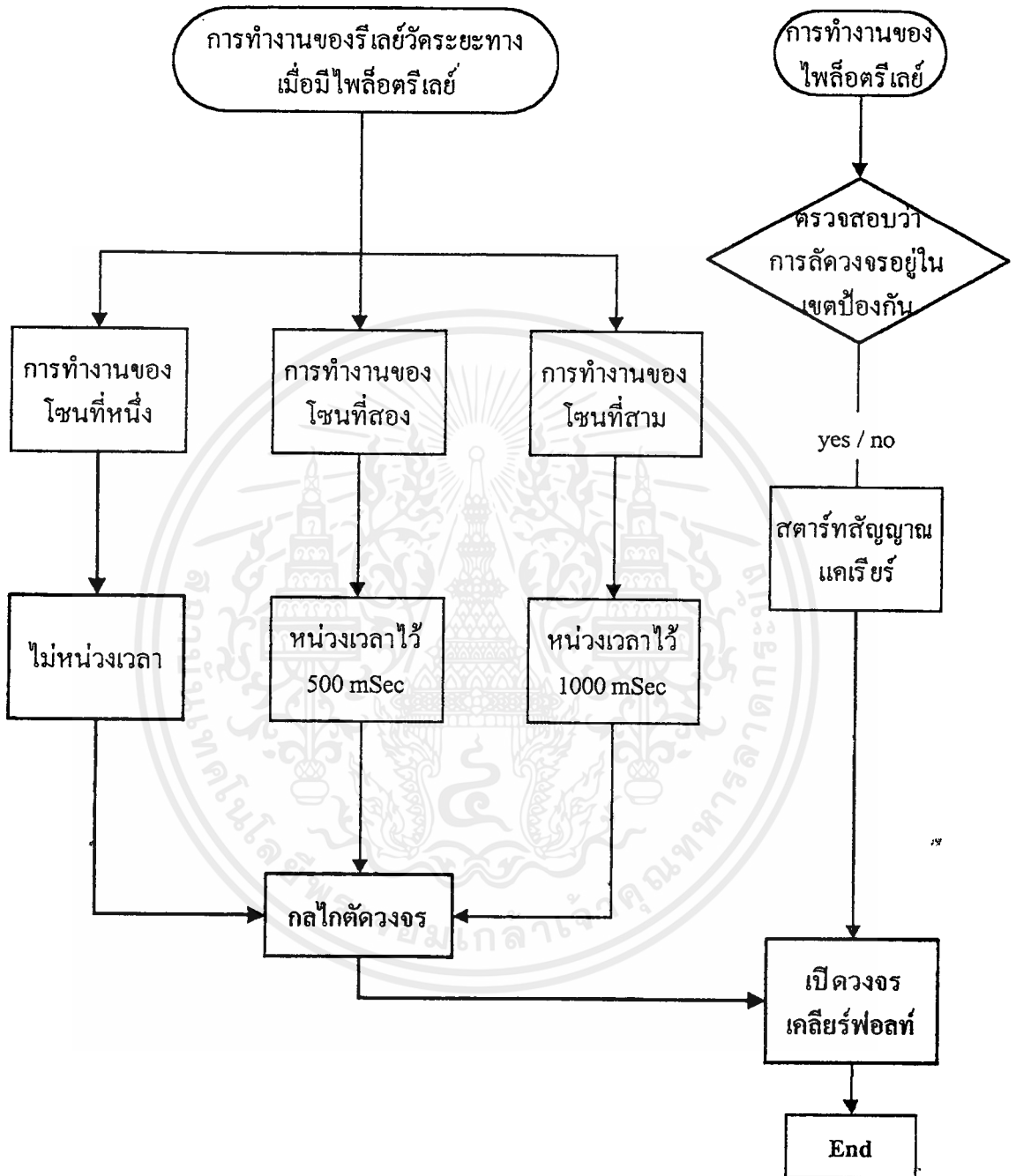
จึงสามารถสรุปได้ว่า ในกรณีของ Zone1, Zone2, Zone3 จะทำงาน เมื่อเกิดลัดวงจรใน โซน ของเขตป้องกันนั้น ๆ แต่ในกรณีที่มีไฟล็ต Zone1จะทำงานเมื่อมีสัญญาณกระแสแคเรียร์เข้ามา จะ ทำงานแบบทันทีทันใด ทำให้สามารถนำมาเขียนเป็นไดอะแกรมการทำงานของระบบรีเลย์วัฏระยะ ทางได้ดังรูปที่ 5.2.2และรูปที่ 5.2.3



รูปที่ 5.2.2 การทำงานของระบบป้องกันโดยรีเลย์วัฏระยะทาง

เมื่อไม่ใช่ไฟลัดวงจร

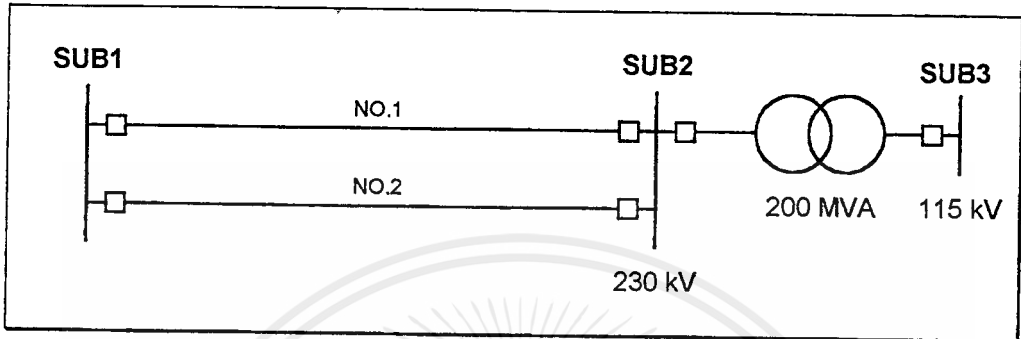
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.2.3 การทำงานของระบบป้องกันโดยรีเลย์วักระยะทาง
เมื่อใช้ฟัลต์เกิดขึ้น

5.2.2 ตัวอย่างการคำนวณอิมพีแดนซ์ของรีเลย์วัดระยะทาง

สมมุติว่า ต้องการเซตค่ารีเลย์เพื่อป้องกันสายส่งที่มีระบบดังต่อไปนี้



รูปที่ 5.2.4 ตัวอย่างระบบสายส่งประกอบการคำนวณ

สายหมายเลข 1 ยาวเท่ากับหมายเลข 2 เท่ากับ 112.4 km. เป็นสายชนิด 1272 MCM ACSR
มีค่าความสามารถนำกระแส = 1197 A / 476 MVA ขณะไม่มีแสงแดด (กลางคืน) และ
= 1078 A / 430 MVA ขณะมีแสงแดด (กลางวัน)

และค่าอิมพีแดนซ์ของสาย

ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับบวก เท่ากับ ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับลบ

$$(Z_1 = Z_2) = 0.011063 + j0.082409$$

$$\text{คิดเป็นเปอร์ยูนิตได้} = 0.08314826 \angle 82^\circ \text{ pu.}$$

ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์

$$Z_0 = 0.061801 + j0.265959$$

$$\text{คิดเป็นเปอร์ยูนิตได้} = 0.273044965 \angle 77^\circ \text{ pu.}$$

ค่ารีแอคแตนซ์ของหม้อแปลงที่ SUB 3

$$X_{HM} = 0.06065 \text{ pu.}$$

วิธีการคำนวณ

1. เปลี่ยนค่าเปอร์ยูนิตมาเป็นค่าทั่วไป โดยหาค่า Z_{BASE} ก่อนจะได้

$$\begin{aligned} Z_{BASE} &= \frac{\text{kV}^2}{\text{MVA}} = \frac{230^2}{100} \quad (\text{จากการไฟฟ้าใช้ 100 MVA เป็น BASE เสมอ}) \\ &= 529 \text{ โอห์ม} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Z_{\text{PRIMARY}} &= Z_{\text{BASE}} \times Z_{\text{PU}} \\
 Z_{1P} &= Z_{2P} = 5.852327 + j43.594361 \\
 &= 43.98542954 \angle 82^\circ \text{ โอห์มต่อเฟส} \\
 Z_{0P} &= 32.692729 + j140.692311 \\
 &= 144.4407865 \angle 77^\circ \text{ โอห์มต่อเฟส} \\
 X_{\text{HM}} &= j32.08385 \text{ โอห์มต่อเฟส}
 \end{aligned}$$

2. เลือกอัตราส่วนของหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดัน CTR, PTR

จากคุณสมบัติของสายที่จ่ายโหลดได้ 1078 A. ขณะกลางวัน ดังนั้นจะได้

$$\begin{aligned}
 \text{CT Ratio} &= 1200 / 5 \\
 \text{PT Ratio} &= \frac{(230/\sqrt{3}) \text{ kV}}{(115/\sqrt{3}) \text{ V}} \\
 &= 2000
 \end{aligned}$$

3. หาค่าอิมพีแดนซ์ด้านทุติยภูมิ : Z_{SEC} สามารถใช้ตามสมการที่ (4.1)

$$\begin{aligned}
 Z_{\text{SEC}} &= \frac{Z_{\text{PRI}} \times \text{CTR}}{\text{VTR}} \\
 Z_{1S} &= Z_{2S} = 5.27825 \angle 82^\circ \text{ โอห์มต่อเฟส} \\
 Z_{0P} &= 17.33289438 \angle 77^\circ \text{ โอห์มต่อเฟส} \\
 X_{\text{HM}} &= 3.85 \angle 90^\circ \text{ โอห์มต่อเฟส}
 \end{aligned}$$

4. หาค่าอิมพีแดนซ์ที่โซนต่างๆ

$$\begin{aligned}
 \text{Zone 1 จะเซต} &= 85\% \text{ ของอิมพีแดนซ์สายส่ง} \\
 &= 0.85 \times 5.27825 \\
 &= 4.486 \text{ โอห์ม}
 \end{aligned}$$

$$\text{จะได้ } Z_{1P} = Z_{1G} = 4.5 \text{ โอห์ม}$$

เวลาทำงานทันทีทันใด

$$\begin{aligned}
 \text{Zone 2 จะเซต} &= 100\% \text{ ของสายส่งหมายเลข 1} + 40\% \text{ ของ } X_{\text{HM}} \\
 &= 5.27825 + 0.4 \times 3.85 \\
 &= 6.818 \text{ โอห์ม}
 \end{aligned}$$

หมายเหตุ!! ปกติ Zone 2 จะเซตค่า 100 % ของสายส่งหมายเลข 1 + 50 % ของสายที่ต่ออยู่ที่สั้นที่สุด (Next Shortest Line) แต่ในกรณีนี้จะพบว่าค่าอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลง น้อยกว่าของสายหมายเลข 2 จึงใช้หม้อแปลงแทนสายที่สั้นที่สุด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$\text{จะได้ } Z2P = Z2G = 6.82 \text{ โอห์ม}$$

เวลาทำงานจะหน่วงออกไปจาก Zone 1 ประมาณ 500 mS.

$$\begin{aligned} \text{Zone 3 จะเซต} &= 100 \% \text{ของสายส่งหมายเลข 1} + 80 \% \text{ของ } X_{HM} \\ &= 5.27825 + 0.8 \times 3.85 \\ &= 8.538 \text{ โอห์ม} \end{aligned}$$

หมายเหตุ !! ปกติ Zone 3 จะเซตค่า 100 %ของสายส่งหมายเลข 1 + 120 % ของสายที่ต่ออยู่ที่ยาวที่สุด(Next Longest Line) ในกรณีนี้จะพบว่าค่าอิมพีแดนซ์ของสายหมายเลข 2 จะเป็นสายยาวที่สุด แต่เซตจะทำให้ Zone 3 คลุมเกินหม้อแปลงทำให้เกิดการทวีคูณผลผลิต ถ้าหม้อแปลงเกิดฟอลท์ที่แรงดัน 115 kV จึงคิดเพียง 80 % ของหม้อแปลงแทนสายที่ยาวที่สุด

$$\text{จะได้ } Z3P = Z3G = 8.36 \text{ โอห์ม}$$

เวลาทำงานจะหน่วงออกไปจาก Zone 1 ประมาณ 1000 mS.

การเซตค่าไฟลัดโซน : PLTZ (Pilot zone)

$$\begin{aligned} \text{PLTZ จะเซต} &= 100\% \text{ของอิมพีแดนซ์สายส่ง} \\ &= 1.00 \times 5.27825 \\ &= 5.27825 \end{aligned}$$

$$\text{จะได้ PLTZ} = 5.28 \text{ โอห์ม}$$

หมายเหตุ !! ปกติไฟลัดจะเซตค่า 100 % ของสายส่งหมายเลข 1 แต่สามารถเพิ่มเติมได้ตามฟังก์ชันของแต่ละรีเลย์

การเซตค่าโซนที่ 1แบบขยาย : Z1E (Zone 1 Extension) (ถ้ามี)

$$\begin{aligned} \text{Z1E จะเซต} &= 125 \% \text{ของโซนที่ 1} \\ &= 1.25 \times 4.486 \\ &= 5.6075 \end{aligned}$$

$$\text{จะได้ Z1E} = 5.60 \text{ โอห์ม}$$

หมายเหตุ!! การป้องกันโซนที่ 1แบบขยายจะเซตค่า 125 % ของโซนที่ 1 จะพบได้ในฟังก์ชันการทำงานของรีเลย์ MDAR

ในส่วนของการเซตให้เหมาะกับรีเลย์จะใช้วิธีที่กล่าวมาแล้วข้างต้น ในหัวข้อ 4.1 และ 4.2 สำหรับรีเลย์ KD-10 กับ KD-11 และรีเลย์ MDAR2.00 ตามลำดับ

5.2.3 การประยุกต์แนวการออกแบบเข้ากับโปรแกรม

จากแนวทางการเซตค่าและคุณสมบัติการทำงานต่างของโซนต่าง ๆ ทำให้สามารถออกแบบขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมแบบคร่าว ๆ ได้ โดยสามารถอธิบายขั้นตอนได้ คือ

ขั้นแรก การรับอินพุตข้อมูลโดยรวมของระบบสายส่ง แล้วทำการแยกแยะอินพุต เพื่อใช้ประกอบการคำนวณ ดังรูปที่ 5.2.5

เมื่อรับข้อมูลเข้ามาแล้ว จะทำการแยกว่าข้อมูลที่ได้รับเข้ามามีสายที่ต่ออยู่สายใดเป็นสายที่สั้นที่สุดและยาวที่สุด และหม้อแปลงที่ต่ออยู่มีค่าอิมพีแดนซ์เท่าใด ใช้รีเลย์ชนิดใด และเลือกฟังก์ชันการทำงานของรีเลย์อะไรบ้าง

ขั้นที่สอง การคำนวณค่าอิมพีแดนซ์ของโซนต่าง ๆ ตามหัวข้อ 5.2.1 ซึ่งแยกวิธีการคำนวณออกเป็นเฟสทุฟเฟสยูนิต ,สามเฟสยูนิต และ เฟสทุกราว์ยูนิต (3 ϕ , ϕ - ϕ , ϕ -G) โดยมีรายละเอียดตามรูปที่ 5.2.6 คือ

1. ค่าพารามิเตอร์ที่ต้องการในแต่ละยูนิต

2. ลำดับขั้นวิธีการคำนวณ คือ คำนวณหาค่า Z_{pri} แล้วนำไปหาค่า Z_{sec} อีกครั้ง

ทั้งนี้การทำงานของขั้นที่สองจะต้องดำเนินการสัมพันธ์กับขั้นแรก

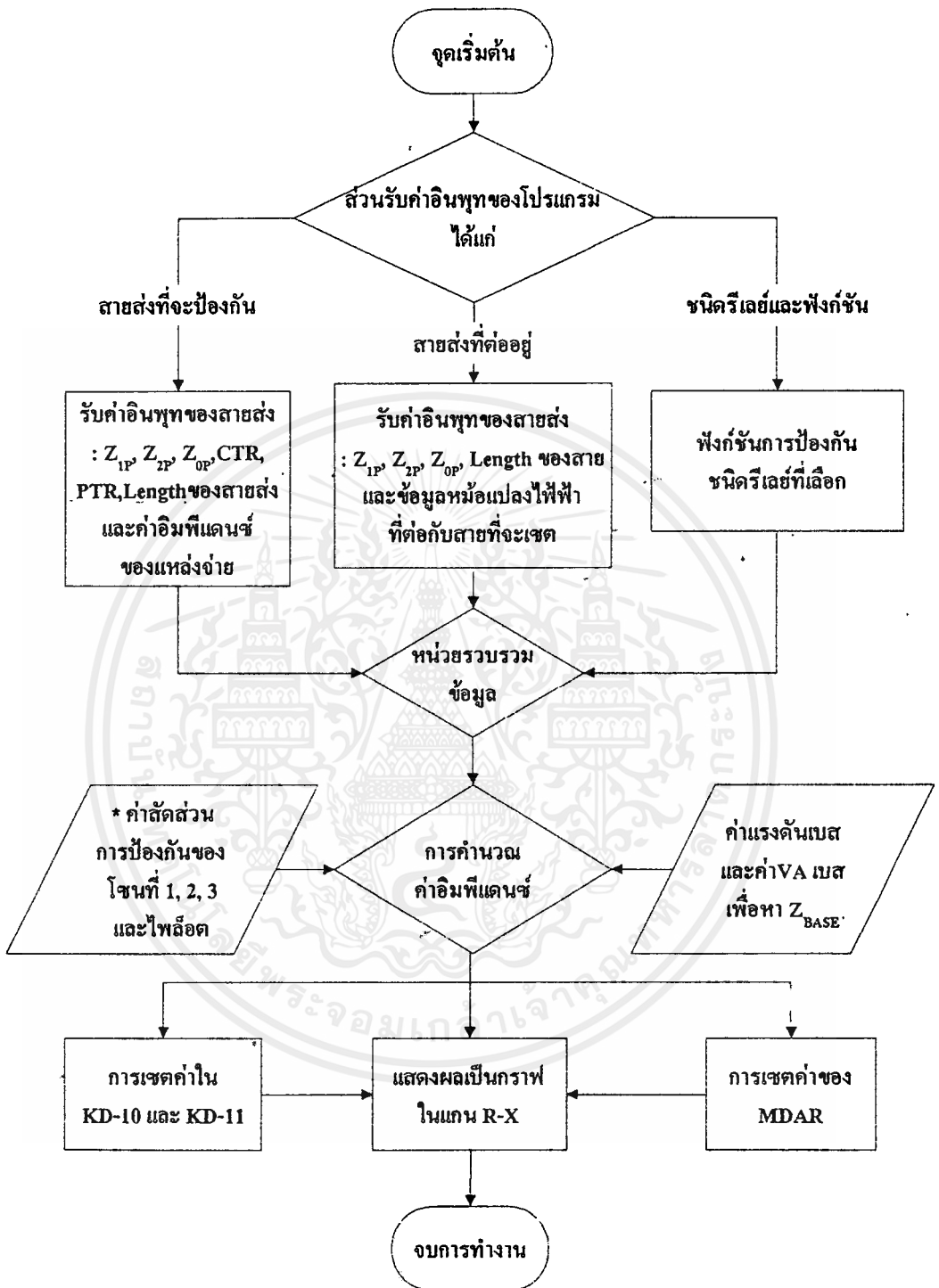
ขั้นที่สาม เป็นส่วนของฟังก์ชันของรีเลย์แต่ละชนิดว่าจะมีวิธีการนำค่าอิมพีแดนซ์ที่คำนวณได้ไปปรับให้เหมาะกับรีเลย์อย่างไร โดยรีเลย์ KD-10 กับ KD-11 และรีเลย์ MDAR 2.00 จะมีขั้นตอนดังรูปที่ 5.2.7 และรูปที่ 5.2.8 ตามลำดับ

KD-10 กับ KD-11 จะประกอบด้วยการตรวจว่ามีฟังก์ชันการทำงานอะไรบ้าง เมื่อรับค่าอินพุตมาจะนำไปเปรียบเทียบกับค่าในตารางของกลุ่มรีเลย์ แล้วอ่านค่าที่ใกล้เคียงที่สุด(โดยรายละเอียดอยู่ในหัวข้อ 4.1) และนำไปคำนวณเพื่อเขียนกราฟ

MDAR 2.00 จะคล้าย KD-10 กับ KD-11 แต่จะไม่มีตารางให้ใช้แต่จะพิจารณาจากคู่มือ (รายละเอียดอยู่ในหัวข้อ 4.2) ว่า จะเซตค่าโดยปัดทศนิยมได้ที่ตำแหน่งและอยู่ภายในช่วงใด

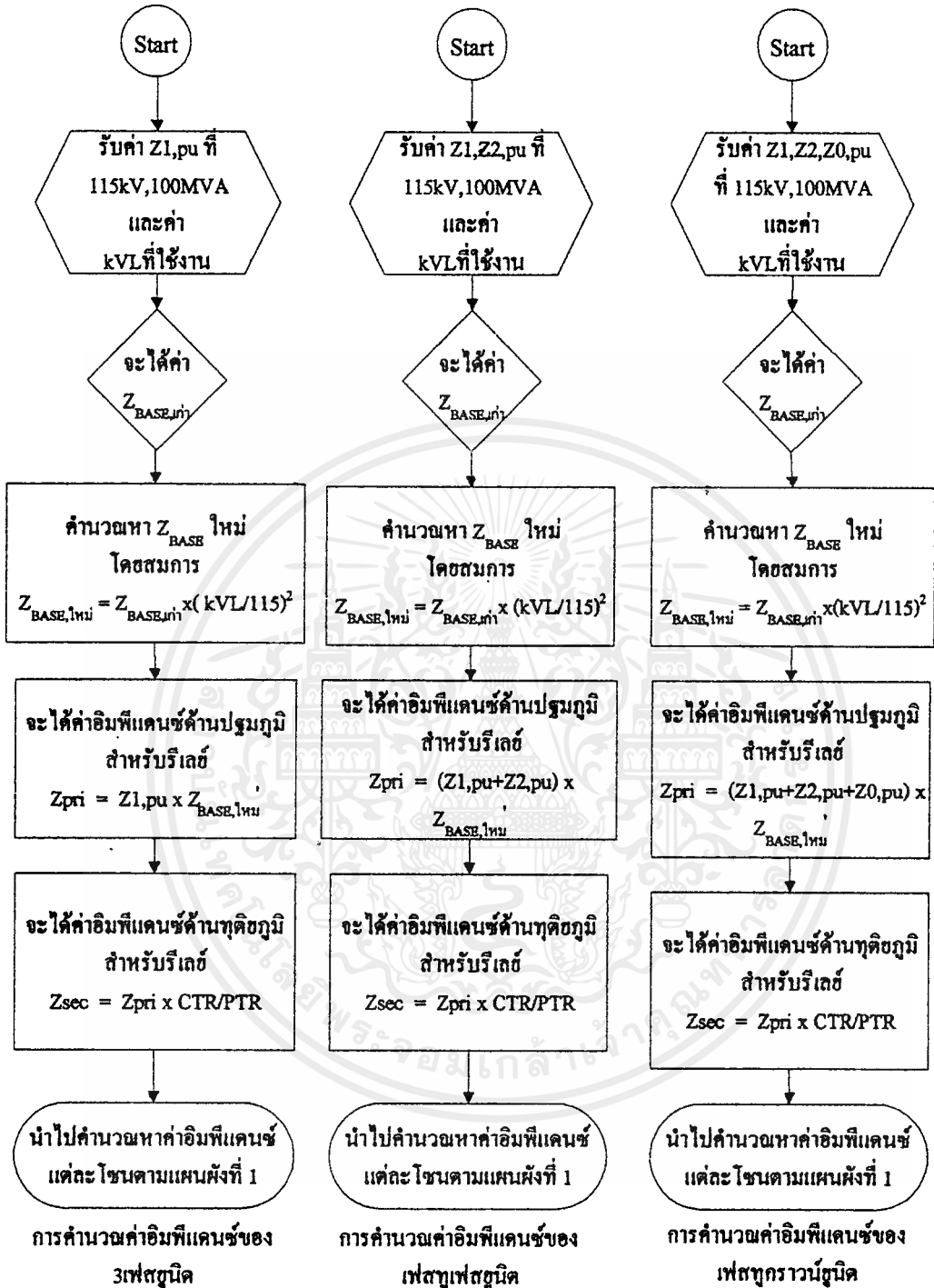
แต่ในรายละเอียดการคำนวณของเฟสทุกราว์ ในคู่มือ MDAR กับวิธีการคำนวณเฟสทุกราว์ในรูปที่ 5.2.6 จะเห็นได้ว่าใช้สมการที่แตกต่างกัน ซึ่งคณะผู้จัดทำคิดว่าจะใช้สมการในคู่มือ MDAR ในการคำนวณ

ขั้นที่สี่ ส่วนแสดงผลโปรแกรม ในส่วนของรีเลย์วัดระยะทางจะแสดงผลในรูปของกราฟในแกน R-X เพื่อใช้แสดงค่าอิมพีแดนซ์ที่รีเลย์มองเห็นได้ เพื่อจะดูได้ว่าค่าอิมพีแดนซ์ที่จะเกิดขึ้นในระบบอยู่ในเขตป้องกันของรีเลย์ที่เซตหรือไม่



* เป็นค่าคงที่จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

รูปที่ 5.2.5 ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรม โดยรวมของ
รีเลย์วัดระยะทาง

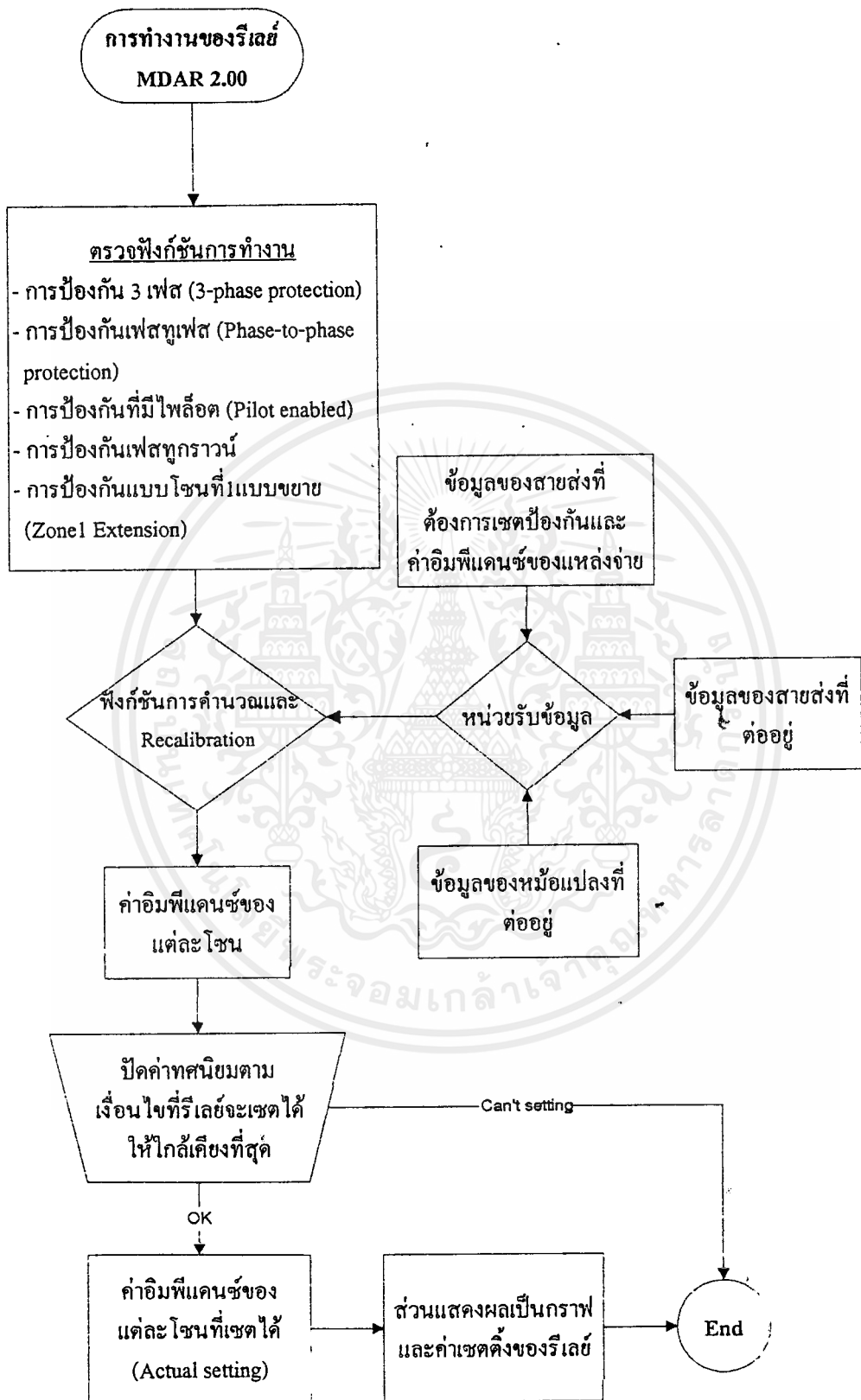


รูปที่ 5.2.6 ขั้นตอนการคำนวณค่าอิมพีแดนซ์ของแต่ละยูนิต



รูปที่ 5.2.7 ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมในส่วนของ KD-10 และ KD-11

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อใช้ในการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้เผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดลอกเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



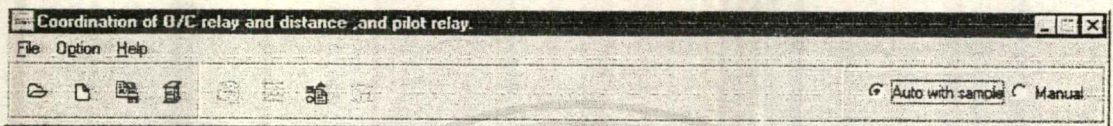
รูปที่ 5.2.8 ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมในส่วน MDAR 2.00

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 6. ผลการทดลองโปรแกรม

การทำงานของโปรแกรมแสดงการประสานการทำงานของรีเลย์ โดยแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน และส่วนการทำงานของรีเลย์วัดระยะทาง พร้อม ส่วนของไฟลื้อตรีเลย์

ซึ่งสามารถอธิบาย ขั้นตอนการใช้งานโปรแกรม โดยแสดงดังรูปต่าง ๆ ดังนี้

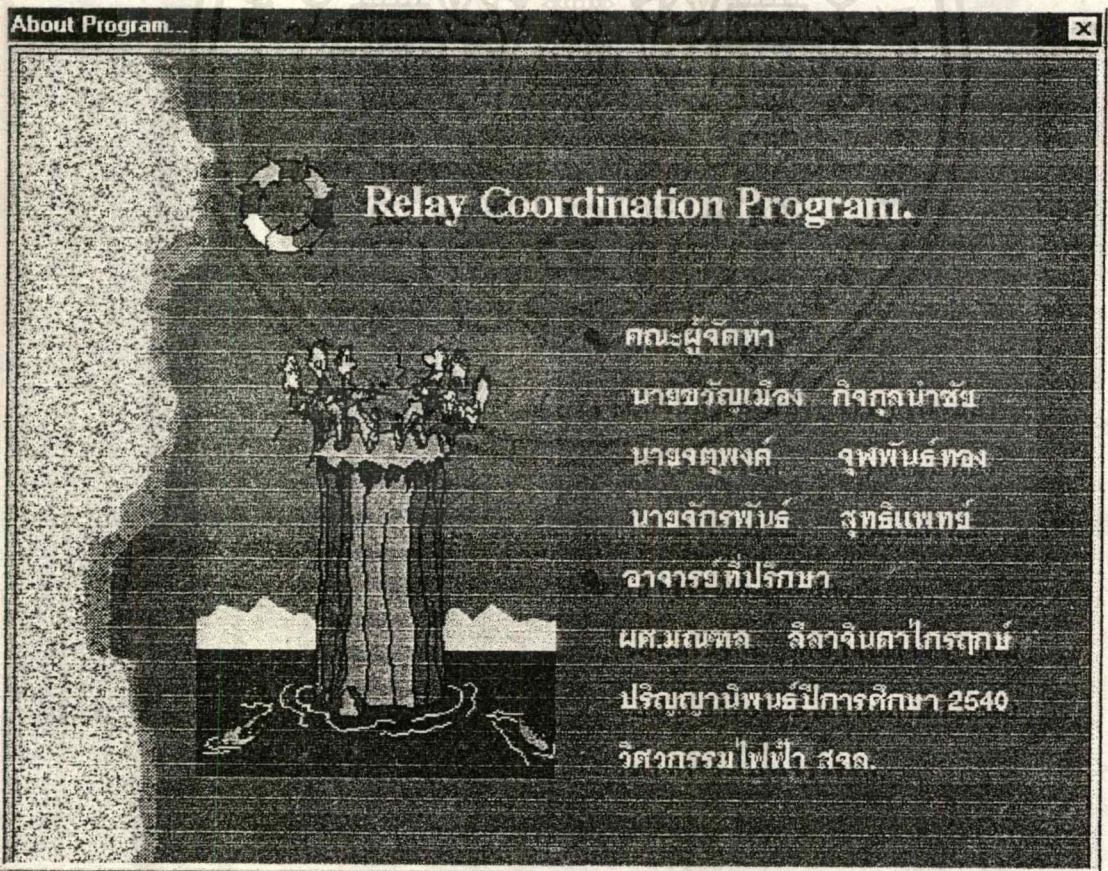


รูปที่ 6.1 แสดงแถบเครื่องมือหลักของารใช้งาน

โปรแกรมสามารถเลือกชนิดของการใช้งานได้ 2 ระบบ ดังนี้

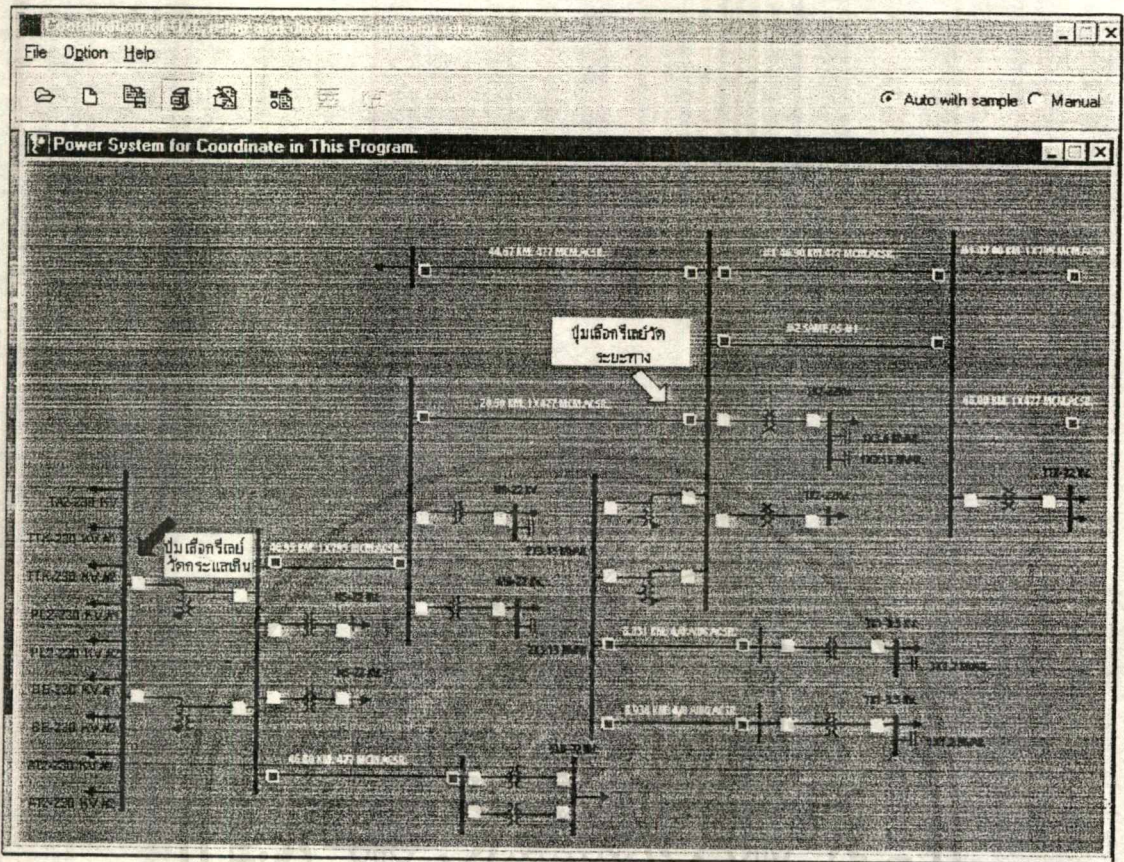
ระบบอัตโนมัติ(Automatic) ซึ่งข้อมูลต่าง ๆ ที่จำเป็นมีการจัดการไว้แล้วสามารถเรียกใช้งาน โปรแกรมได้ทันที

ระบบการใชงานด้วยตนเอง (Manual) การป้อนข้อมูลต้องกระทำด้วยตัวผู้ใช้งานเอง



รูปที่ 6.2 แนะนำคณะผู้จัดทำโปรแกรม

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 6.3 แสดงการใช้งานในโหมดอัตโนมัติ โดยแสดงวันไลน์ไดอะแกรมตัวอย่างจาก ก.ฟ.ผ.

โดยการทำงานของหน้าต่างนี้ จะมีข้อมูลของระบบเมื่อเลือกปุ่ม ข้อมูลต่าง ๆ ที่รีเลย์นั้น ๆ ถูกนำมาประมวลผลตามคุณสมบัติของรีเลย์นั้น ๆ การเลือกชนิดของรีเลย์แสดงดังลูกศรข้างต้น

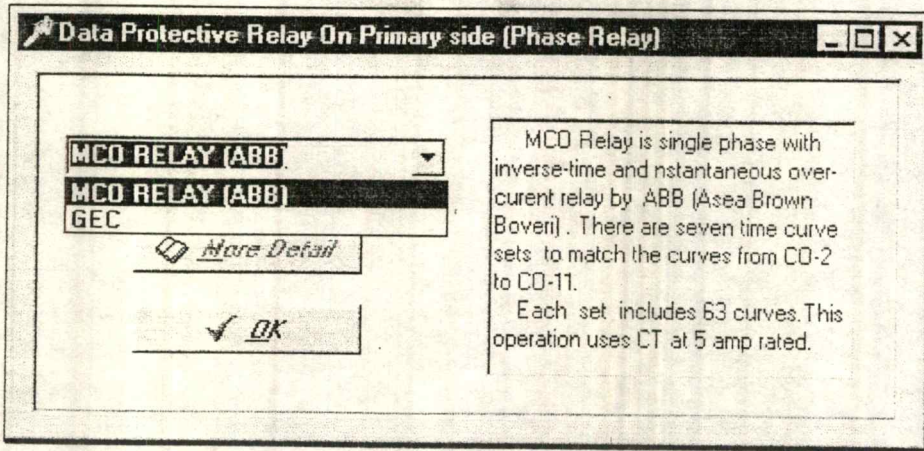
6.1 ผลการทำงานในส่วนของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน

Data Input Transformer.		
MVA	200.000	% Zo (Zero Impedance)
kV (Primary)	230	% Zt (Transformer Impedance)
kV (Secondary)	121	

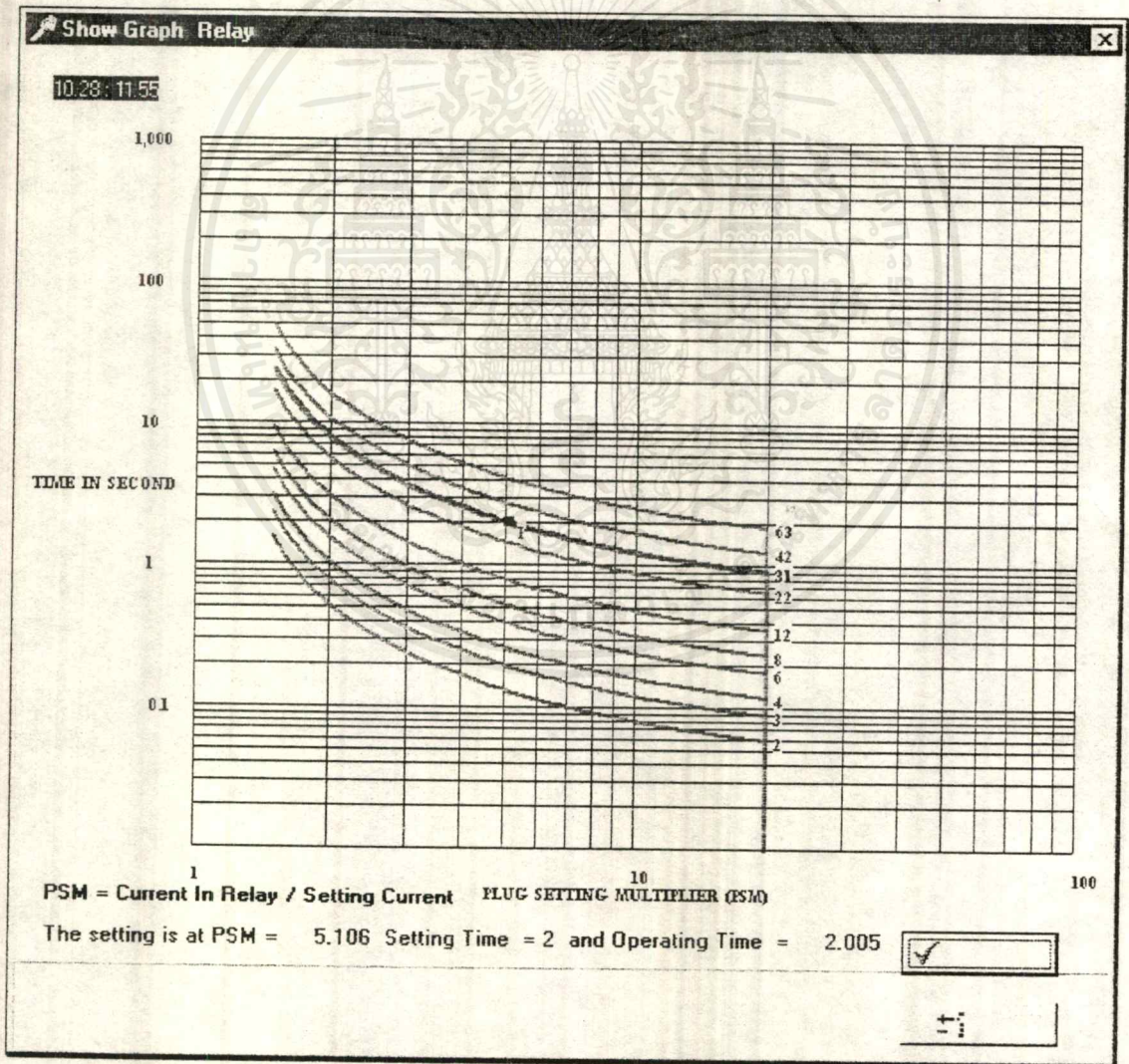
Buttons: Back, Clear, O.K.

รูปที่ 6.4 แสดงข้อมูลหม้อแปลงที่ถูกนำมาคำนวณเมื่อเลือกรีเลย์กระแสเกิน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 6.5 แสดงการเลือกชนิดของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน ทั้ง 2 ชนิด

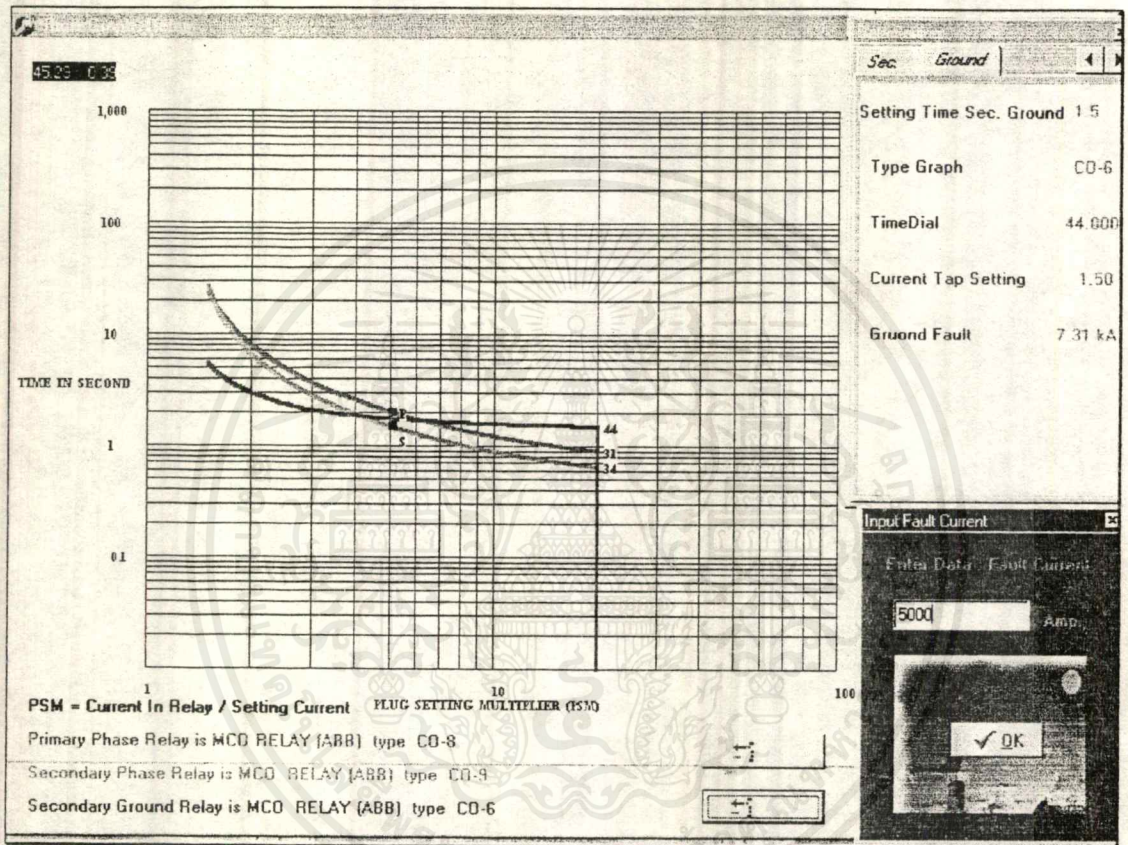


รูปที่ 6.6 แสดงกราฟที่ได้จากค่าของการปรับตั้งต่างๆ จากรีเลย์ที่เลือก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 6.6 กราฟที่ได้จากการเลือกรีเลย์ป้องกันเฟสฟอลต์ ทางด้านปฐมภูมิ และรีเลย์ป้องกันเฟสฟอลต์ และ กราว์นฟอลต์ ทางด้านทุติยภูมิ มีลักษณะคล้ายกันซึ่งจะแสดงเส้นกราฟที่ใช้งานได้ และตำแหน่งที่ปรับตั้งในขั้นแรก

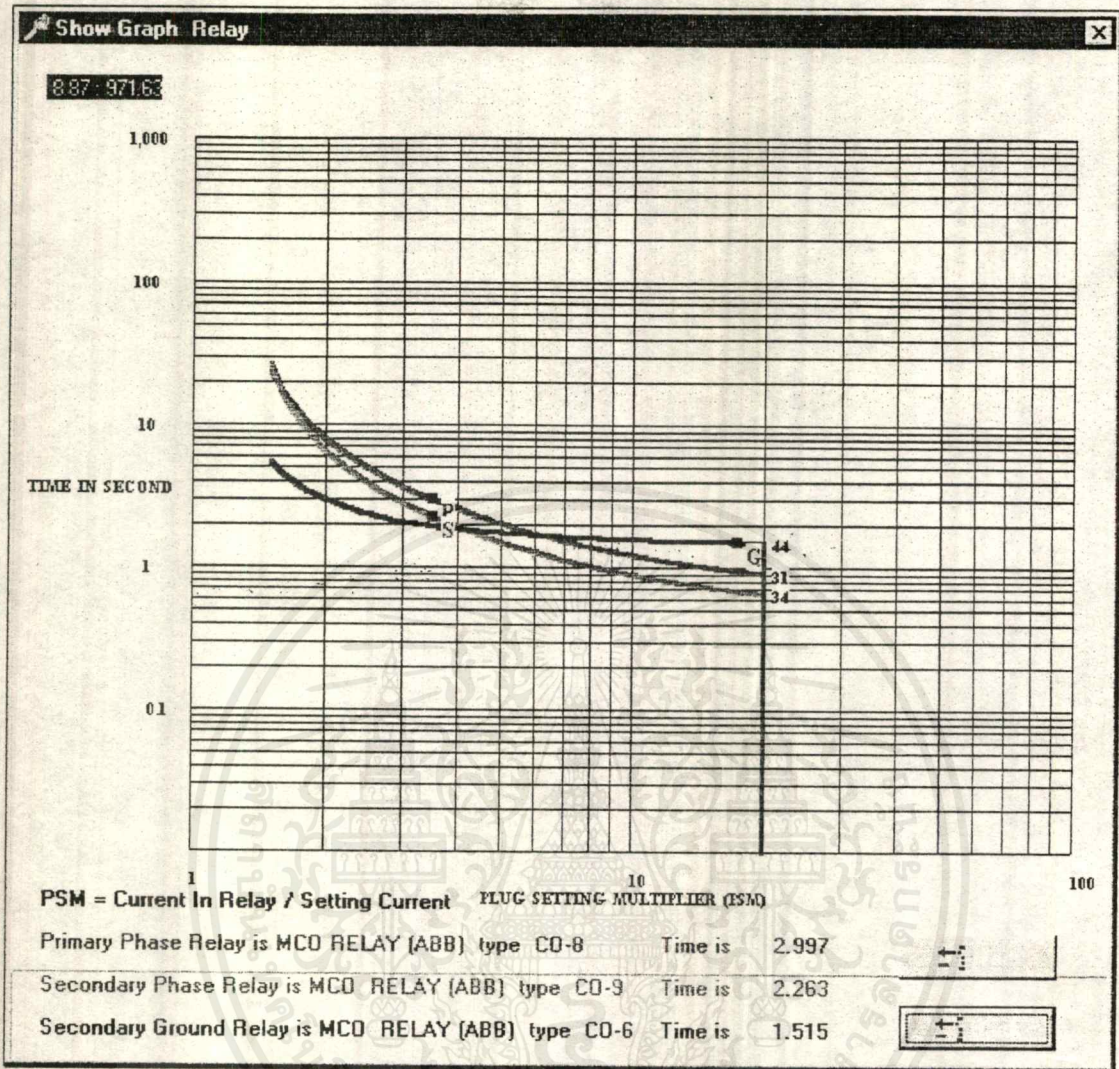
การแสดงตำแหน่งของเส้นกราฟสามารถพิจารณาจากการเลื่อน Mouse ได้อีกด้วย



รูปที่ 6.7 แสดงกราฟการประสานการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน

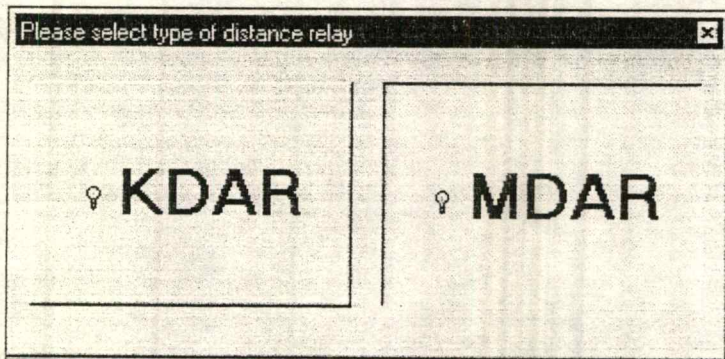
การประสานการทำงานเกิดจาก กราฟ 3เส้น จากรีเลย์ป้องกันเฟสฟอลต์ทางด้านปฐมภูมิ และด้านทุติยภูมิ และรีเลย์ป้องกันกราว์นฟอลต์ด้านทุติยภูมิ โดยจะแสดงชนิดของรีเลย์ที่ใช้งานในแต่ละด้าน และข้อมูลการปรับตั้งทั้งของหม้อแปลง และรีเลย์

การแสดงตำแหน่งที่รีเลย์แต่ละตัวจะทำงาน เมื่อรับค่ากระแสค่าต่างๆ สามารถป้อนค่ากระแสในช่องที่กำหนด เพื่อแสดงการทำงานของโปรแกรมต่อไปหลังจากกดปุ่ม OK



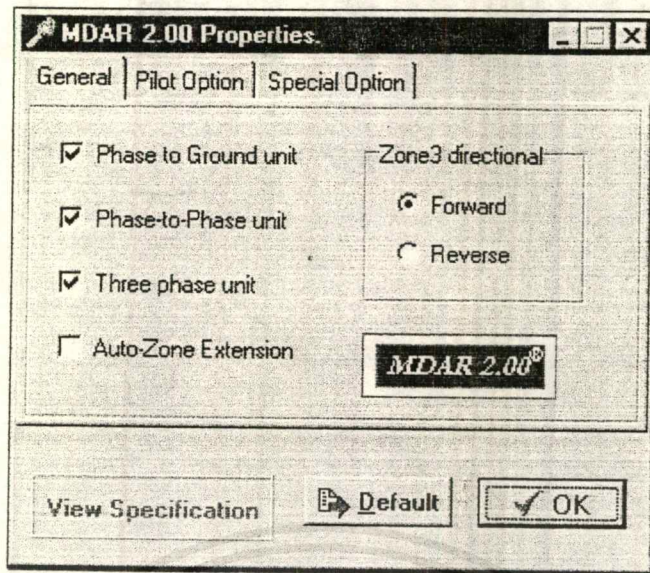
รูปที่ 6.8 แสดงการประสานการทำงานของ รีเลย์กระแสเกินเมื่อมีการป้อนค่ากระแสที่ต้องการ
แสดงตำแหน่งที่รีเลย์แต่ละตัวทำงาน

6.2 ผลการทำงานในส่วนของรีเลย์วัดระยะทาง รวมทั้งฟัลต์ดริเลย์



รูปที่ 6.9 แสดงการเลือกชนิดของรีเลย์วัดระยะทาง ทั้ง 2 ชนิด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



MDAR 2.00 Properties

General | Pilot Option | Special Option

☒ Phase to Ground unit

☒ Phase-to-Phase unit

☒ Three phase unit

☐ Auto-Zone Extension

Zone3 directional

☒ Forward

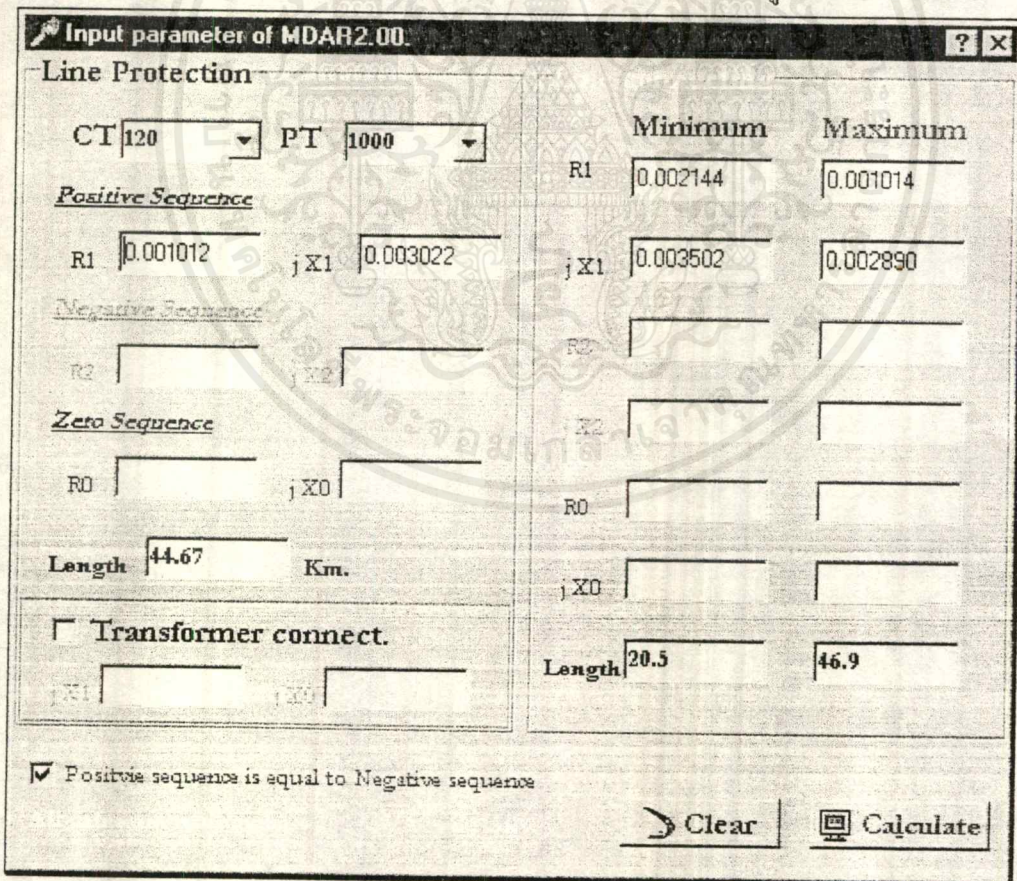
☐ Reverse

MDAR 2.00®

View Specification Default OK

รูปที่ 6.10 แสดงคุณลักษณะของรีเลย์วัดระยะทางชนิด MDAR 2.00

การปรับตั้งสามารถปรับทั้งการป้องกันเฟสฟอลต์ และกราวนด์ฟอลต์ ,ทิศทางการปรับของโซน 3 ,การเลือกอุปกรณ์การทำงานของไฟลีดรีเลย์ และการแสดงข้อมูลจำเพาะของรีเลย์



Input parameter of MDAR2.00

Line Protection

CT PT

Positive Sequence

R1 j X1

Negative Sequence

R2 j X2

Zero Sequence

R0 j X0

Length Km.

☐ Transformer connect.

X1 X0

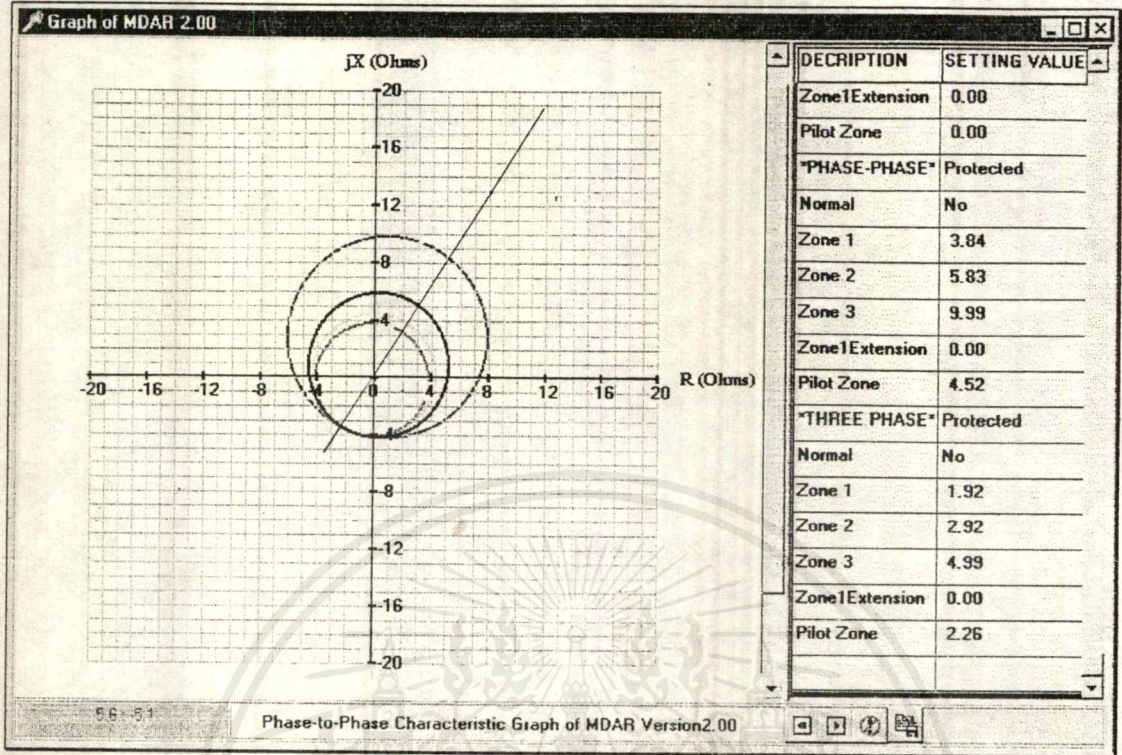
	Minimum	Maximum
R1	0.002144	0.001014
j X1	0.003502	0.002890
R2		
j X2		
R0		
j X0		
Length	20.5	46.9

☒ Positive sequence is equal to Negative sequence

Clear Calculate

รูปที่ 6. 11 แสดงค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ที่จำเป็นในการคำนวณ เช่น ข้อมูลสายส่ง และหม้อแปลง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 6.12 แสดงการประสานการทำงานของรีเลย์วัดระยะทาง ที่มีใช้งานร่วมกับฟัลต์ตรีเลย์

การเลือกใช้งานรีเลย์วัดระยะทาง ชนิดอื่น (ทั้ง KD และ MDAR) สามารถแสดงกราฟการประสานการทำงานได้ดังรูปที่ 6.12 ซึ่งแสดงค่าการปรับตั้งของรีเลย์ ขอบเขตที่รีเลย์ครอบคลุมในการป้องกันในแต่ละโซน

6.3 ข้อมูลช่วยเหลือในการใช้งานโปรแกรม

การใช้ข้อมูลช่วยเหลือแสดงข้อมูลที่จำเป็นในการปรับตั้งของรีเลย์ชนิดต่าง ๆ และการใช้งานโปรแกรมเบื้องต้น

ตัวอย่างข้อมูลช่วยเหลือในระบบ

Operation Instructions ABB Overcurrent Relay For Phase and Earth Faults Type MCO

Close | ABB | GEC | Back | Forward

ABB TYPE MCO MICROPROCESSOR SINGLE PHASE OVERCURRENT RELAY

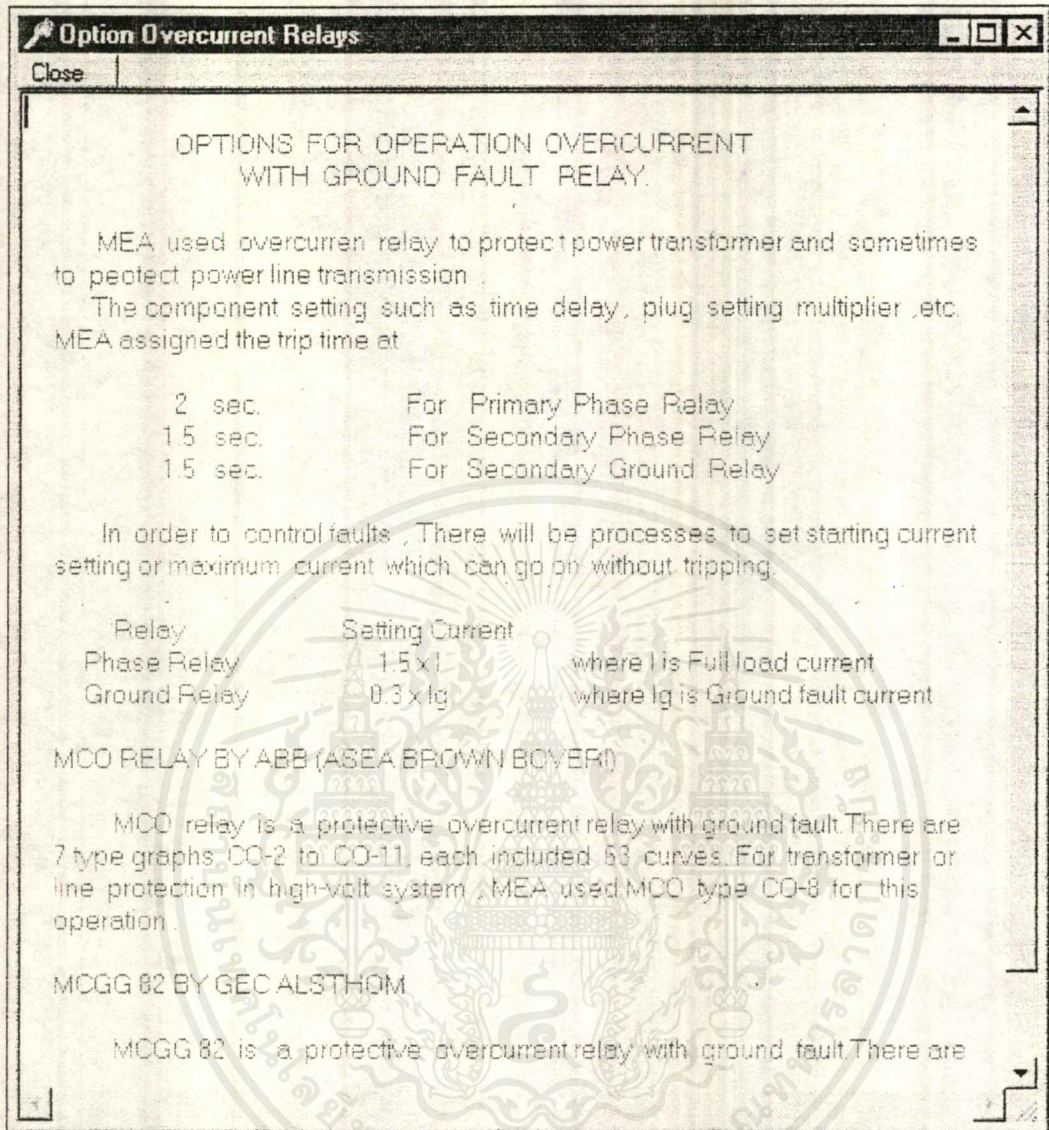
APPLICATION

The MCO relay is a single phase microprocessor based non-directional inverse-time and instantaneous overcurrent relay. It is used to sense current level above the setting and normally is used to trip a circuit breaker to clear faults. A wide range of characteristics permits applications involving coordination with fuses, reclosers, cold load pickup, motor starting, or essentially fixed time applications.

the following describes typical applications of MCO relay:

MCO Time Curve	CO Equivalent	Time Curve	Typical Applications
1	CO-2	Short	1) Differential protection where saturation of current transformers is not expected, or where delayed tripping is permissible. 2) Overcurrent protection, phase or ground, where coordination with downstream devices is not involved and 2 to 60 cycle tripping is allowable.
2	CO-5	Long	Motor locked rotor protection where allowable locked rotor time is approximately between 10 and 70 seconds.
3	CO-6	Definite	Overcurrent protection where coordination with downstream devices is not involved and curve #1 is too fast. The operating time of this relay does not vary greatly as current level varies.
4	CO-7	Moderately Inverse	1) Overcurrent protection where coordination with other devices is required, and generation varies. 2) Backup protection for relays on other circuits.
5	CO-8	Inverse	
6	CO-9	Very Inverse	
7	CO-11	Extremely	1) Motor protection where allowable locked rotor

รูปที่ 6.13 แสดงข้อมูลช่วยเหลือของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินชนิด MCO ของบริษัท ABB



รูปที่ 6.14 แสดงופןการทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินทั้ง ชนิด MCO ของบริษัท ABB และชนิด GEC ของบริษัท GEC ALSTHOM

บทที่ 7. สรุปผลการดำเนินการ และวิจารณ์การทำงาน

การดำเนินการของโครงการ การเชื่อมโยงการทำงานของ รีเลย์ป้องกันกระแสเกิน ,รีเลย์ วัตถุประสงค์ทาง และฟัลติจรีเลย์ สามารถแสดงผลการทำงาน เพื่อเป็นแนวทางในการออกแบบระบบ ป้องกันไฟฟ้าแรงสูงโดยใช้รีเลย์ ทั้ง 3 ชนิด โดยใช้หลักการ และข้อมูลอ้างอิงจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ซึ่งพิจารณาเฉพาะตำแหน่งที่ใช้รีเลย์ที่ทำการศึกษานั้น การแสดงตำแหน่งของการเกิดความผิดปกติ ชนิดของรีเลย์ที่ใช้งาน และความสามารถในการกำจัดความผิดปกติ สามารถแบ่งการทำงาน ออกเป็น 2 ส่วน คือการป้องกันหม้อแปลงและ การป้องกันระบบสายส่ง

การป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้า ใช้ประสานการทำงานรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน 3 ชุด คือรีเลย์ ป้องกันเฟสฟอลต์ ทางด้านปฐมภูมิ และทุติยภูมิ และรีเลย์ป้องกันกราวด์ฟอลต์ ทางด้านทุติยภูมิ ซึ่งอ้างอิงหลักการประสานการทำงานจาก ก.ฟ.ผ. โดยรีเลย์จะทำงานเมื่อ กระแสผิดปกติที่เกิดขึ้นมี ค่ามากกว่ากระแสที่ปรับตั้งของรีเลย์ และการแยกแยะกระแสรั่วไหลที่รีเลย์ป้องกันกราวด์ฟอลต์ เป็นตัวตัดสิน ใช้การประสานการทำงานร่วมกับรีเลย์ป้องกันเฟสฟอลต์ เพราะค่ากระแสรั่วไหลมี ค่าที่น้อยกว่ากระแสไหลค ทำให้การทำงานของรีเลย์ป้องกันเฟสฟอลต์มีเวลาหน่วงที่สูงมากจนถึง ไม่ทำงาน โดยที่การปรับตั้งอ้างอิงข้อมูล บางส่วนจากคุณลักษณะของรีเลย์กระแสเกิน ที่เลือกใช้ซึ่ง สามารถนำมาเขียนเป็นโปรแกรมได้

การป้องกันระบบสายส่ง โดยใช้รีเลย์วัตถุประสงค์ทาง และ ฟัลติจรีเลย์ ใช้หลักการป้องกันโดย ตรวจสอบค่าอิมพีแดนซ์ที่เปลี่ยนแปลงไปจากปกติ ขณะเกิดความผิดปกติขึ้น โดยใช้รีเลย์วัตถุประสงค์ทางเป็นรีเลย์หลักในการป้องกัน โดยมีฟัลติจรีเลย์เป็นส่วนเสริมให้ประสิทธิภาพของการทำงานดียิ่งขึ้น

แนวทางการพัฒนา

แนวทางการพัฒนาโครงการนี้ จะเกี่ยวกับการเขียนโปรแกรม ยังมีข้อบกพร่องอยู่ อาทิเช่น ไม่สามารถวิเคราะห์ระบบได้เอง โปรแกรมที่เกี่ยวกับรีเลย์ยังไม่สามารถจำลองคุณสมบัติทั้งหมดได้ รูปแบบการทำงานของโปรแกรมต้องมีความรู้เกี่ยวกับด้านนี้บ้าง การเชื่อมโยงการทำงานใน โปรแกรมยังไม่ราบรื่น และลักษณะ โปรแกรมยังไม่มีรีเลย์หลากหลายพอ

ดังนั้น ควรจะทำความเข้าใจในคู่มือรีเลย์ให้ดียิ่งขึ้นก่อน ทำความเข้าใจกับการทำงานของ ระบบป้องกัน เพื่อไปวิเคราะห์ผลกระทบภายนอกที่เกิดขึ้นได้ ทำให้โปรแกรมสามารถแสดงผล ใกล้เคียงความจริง และสามารถตัดสินใจตามสถานะที่เป็นจริง เช่น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สามารถคำนวณค่า pre fault current และต้องคำนวณค่าอิมพีแดนซ์ของแหล่งจ่ายที่ปรากฏ ณ จุดต่าง ๆ ในระบบ เพื่อให้การคำนวณแม่นยำยิ่งขึ้น

ปรับปรุงอัลกอริทึมให้มีความกระชับรัดให้ถูกต้องมากยิ่งขึ้น และปรับปรุงให้ใกล้เคียงกับคุณสมบัติของรีเลย์

เขียนโปรแกรมให้ง่ายต่อการใช้งาน เช่น ให้เขียนวันไลน์โคอะแกรมด้วยผู้ใช้เองได้ และใส่อินพุทของรีเลย์จากวันไลน์ได้

และในแนวทางพัฒนาขั้นสูง จะเกี่ยวกับการติดต่อเพื่อควบคุมฮาร์ดแวร์จำพวกรีเลย์ได้

ประโยชน์ของการดำเนินงานปริญญานิพนธ์

รีเลย์ป้องกันกระแสเกิน

1. การจำลองระบบป้องกันหม้อแปลงระบบไฟฟ้าแรงสูง ทำให้สามารถตรวจสอบการใช้งานก่อนการติดตั้งจริง
2. ใช้ประกอบการศึกษาระบบการป้องกันโดยใช้รีเลย์ป้องกันกระแสเกิน หรือเป็นแนวทางในการพัฒนาเพื่อใช้งานโปรแกรมที่ดีขึ้นต่อไป
3. การแสดงการประสานการทำงาน ของรีเลย์ทำให้อาจช่วยในการมองภาพรวมของการป้องกันหม้อแปลง โดยใช้รีเลย์ป้องกันกระแสเกิน ได้ดียิ่งขึ้น
4. ช่วยในการสรุป และวิเคราะห์การทำงาน โดยการอธิบายด้วยการคำนวณ และแสดงผลในรูปของโปรแกรมที่ง่ายต่อการใช้งาน

รีเลย์วัดระยะทาง

1. เพื่อจำลองการปรับตั้งการทำงานของรีเลย์นั้น ๆ ตามฟังก์ชันการป้องกัน การปรับตั้งค่าโซนค่านั้น ๆ ในสายส่งของรีเลย์นั้น ๆ ว่ามีความเหมาะสมหรือไม่
2. เพื่อบอกว่าในกรณีที่ทราบค่าของอิมพีแดนซ์ใด ๆ ที่เกิดจากปรากฏการณ์ต่าง ๆ แล้วมีผลกระทบต่อ กราฟวงกลมอิมพีแดนซ์ของรีเลย์ที่เซตไว้หรือไม่
3. พยากรณ์ผลที่เกิดขึ้นในสายส่งแรงสูง ที่มีการปรับตั้งการป้องกันด้วยรีเลย์นั้น ในสถานะที่ไม่มีโหลดโฟลว์

วิจารณ์ปริญญานิพนธ์

ผลที่ได้จากการประสานการทำงานโดยกรรมวิธีที่ศึกษาสามารถนำมาประยุกต์ ใช้ในการประสานการทำงานจากระบบส่งจ่ายที่ใช้อยู่จริงได้ หรือใช้ประกอบการทำงานจากระบบป้องกัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เพื่อประกอบการศึกษา และเป็นแนวทางในการพัฒนาการใช้งานต่อไป โปรแกรมสามารถจำลองระบบการป้องกัน เพื่อตรวจสอบการประสานการทำงานของรีเลย์ดังกล่าวก่อนทำการติดตั้ง โดยแสดงออกมาในรูปของกราฟการทำงาน ทั้งยังบอกค่าที่จำเป็นเพื่อใช้ในการปรับตั้งค่าของรีเลย์และสามารถแสดงการทำงานของรีเลย์ต่าง ๆ เมื่อได้รับความผิดปกติต่าง ๆ กันที่เกิดขึ้นได้ เพื่อตรวจสอบให้แน่นอนว่าระบบป้องกันที่จำลอง สามารถทำงานได้ภายใต้เงื่อนไขที่กำหนด เพื่อความปลอดภัย และสะดวกต่อการปฏิบัติการ

การใช้งานต้องอยู่ภายใต้เงื่อนไขที่ทำการศึกษา ทำให้ความผิดพลาดจากการใช้งานสามารถเกิดขึ้นได้ ถ้าอยู่นอกเงื่อนไขที่กำหนด และการคำนวณต่าง ๆ เพื่อปรับตั้งรีเลย์ ใช้วิธีโดยในอุดมคติ ทำให้ผลที่ได้คลาดเคลื่อนจากความเป็นจริงอยู่ จึงต้องใช้ความรู้ความสามารถของผู้ใช้ พิจารณาควบคู่ไปด้วย

อีกทั้งการทำงานโดยการเชื่อมโยงของรีเลย์ทั้ง 3 ชนิดยังไม่เพียงพอต่อการพิจารณาระบบป้องกันสายส่งแรงสูงทั้งหมดได้ และยังมีเงื่อนไขอื่น ๆ อีกที่รีเลย์ดังกล่าวไม่สามารถครอบคลุมถึงและการใช้งานในส่วนของผู้ประกอบการทำงาน อาทิเช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ , ฟิวส์ รวมทั้งอุปกรณ์ที่ใช้รีเลย์ป้องกัน ยังมีปัจจัยอีกมากมายที่ทำให้ผลที่คาดหวังไว้คลาดเคลื่อนไปจากข้อกำหนด

ภาคผนวก ก.
คู่มือ และหลักการใช้งานรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน
ชนิด MCO ของบริษัท ABB



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



INSTALLATION • OPERATION • MAINTENANCE INSTRUCTIONS

TYPE MCO MICROPROCESSOR SINGLE PHASE OVERCURRENT RELAY

CAUTION

It is recommended that the user become acquainted with the information in this instruction leaflet before energizing the equipment. Failure to observe this precaution may result in damage to the equipment.

SOFTWARE CAUTION NOTICE

The operation of this relay is based on Westinghouse proprietary software, resident in memory components. Purchase of this relay includes a restricted license for the use of any and all programs solely as part of the protective functions. Westinghouse reserves the right to request return of the memory components should the relay no longer be used as a protective device. The programs may not be copied, transferred or applied to any other device.

ELECTROSTATIC DISCHARGE CAUTION NOTICE

This relay contains static sensitive components. Electrostatic Discharge (ESD) procedures must be practiced when handling printed circuit boards and components. Use of anti-static handling materials and grounded personnel is required.

1. APPLICATION

The MCO relay is a single phase microprocessor based non-directional inverse-time and instantaneous overcurrent relay. It is used to sense current level above the setting and normally is used to trip a circuit breaker to clear faults. A wide range of characteristics permits applications involving coordination with fuses, reclosers, cold load pickup, motor starting, or essentially fixed time applications.

The MCO relay is equipped with an instantaneous trip feature with separate trip output to provide high speed tripping for high current faults. Instantaneous trip units can be applied effectively where wide variations in fault currents occur for different fault locations, but have limited applications where wide variations in fault current occurs for a fixed fault location. It must be set to override conditions such as transformer inrush, motor locked rotor, and faults outside of the desired trip zone.

Independent contact trip outputs and separate LED indication are provided for the instantaneous and time delay trip. The LED indicators will not be sealed in unless there is current flow in the trip circuit contacts. LED indicator reset is accomplished manually. A self-check monitor LED indication and alarm output contact are also provided.

See SETTINGS section for further application data.

2. CONSTRUCTION

The MCO relay is a microprocessor based relay consisting of 2 printed circuit modules and a front panel, packaged in an FT-11 case. For detailed information on the flexitest case, refer to I.L.41-076. The photographs in Figure 1 show the MCO relay.

2.1 Interface Module

The interface module, mounted at the bottom of the relay, contains a current transformer, four miniature high-power relays and one reed relay.

The input current transformer is wound on a tape wound toroidal core. Pickup setting range is between 0.5 and 12 amperes or 0.1 and 2.4 amperes, depending on relay style.

All possible contingencies which may arise during installation, operation, or maintenance, and all details and variations of this equipment do not purport to be covered by these instructions. If further information is desired by purchaser regarding his particular installation, operation or maintenance of his equipment, the local ASEA BROWN BOVERI representative should be contacted.

The following describes typical applications of the MCO relay:

MCO Time Curve	CO Equivalent	Time Curve	Typical Applications
1	CO-2	Short	1) Differential protection where saturation of current transformers is not expected, or where delayed tripping is permissible. 2) Overcurrent protection, phase or ground, where coordination with downstream devices is not involved and 2 to 60 cycle tripping is allowable.
2	CO-5	Long	Motor locked rotor protection where allowable locked rotor time is approximately between 10 and 70 seconds.
3	CO-6	Definite	Overcurrent protection where coordination with downstream devices is not involved and curve #1 is too fast. The operating time of this relay does not vary greatly as current level varies.
4	CO-7	Moderately Inverse	1) Overcurrent protection where coordination with other devices is required, and generation varies. 2) Backup protection for relays on other circuits.
5	CO-8	Inverse	
6	CO-9	Very Inverse	
7	CO-11	Extremely Inverse	1) Motor protection where allowable locked rotor time is less than 10 seconds. 2) Overcurrent protection where coordination with fuses and reclosers is involved, or where cold load pickup or transformer inrush are factors.

The functions of the four miniature relays are as follows:

- Time delay trip (TD).
- Instantaneous trip (IT).
- Trip contact for either TD or IT trip.
- Alarm (NC contact) for software and hardware self-check and loss of dc battery voltage.

The reed relay is for monitoring and indication of the actual trip current flow through the trip contacts.

2.2 Microprocessor Module

The microprocessor module, located at the top of the relay, contains the microprocessor, an analog-to-digital (A/D) converter, a Westinghouse custom linear IC, a dc-to-dc power supply, three LED indicators and four DIP switches. The four switches allow selection of the time curve, time dial, tap setting and instantaneous setting. The interface and microprocessor modules are interconnected by a plug-in cable assembly.

2.3 Front Panel

The front panel shows all style, indication and setting information. Two labels, "trip reset" and "trip test", also printed on the panel, indicate location of the pushbutton switches. These pushbutton switches perform the following functions:

1. Trip Reset - The function of the trip reset is to reset the trip LEDs after they are sealed in by the trip current flow. This switch is located behind the "trip reset" label on the right-hand side of the front panel.
2. Trip Test - The trip test switch is on the left-hand side below the "trip test" label on the front panel. It is a push-to-test switch protected from accidental activation by a shield guard which requires a definite depression of the switch by some device that fits inside the guard, i.e. pencil, slender rod, etc. Once it is depressed, the TD trip relay will pickup.

3. THEORY OF OPERATION

The MCO is a single-phase inverse-time overcurrent relay. A block diagram of the MCO is shown in Fig. 3. The relay simulates the traditional CO curves which are permanently stored in memory and can be called out one at a time depending on the curve number and time dial settings. There are seven curve family sets and each set contains 63 curves. The expressions for these curves are shown in equation (1), for (I/I_o) greater than 1.5 per unit, and equation (2) for (I/I_o) between 1.0 and 1.5 per unit.

$$T = [T_o + K/(I/I_o - C)^P] \times D/24,000 \quad (1)$$

$$T = [R/(I/I_o - 1.0)] \times D/24,000 \quad (2)$$

where T = trip time in seconds
 T_o = definite time term
 I = input current
 I_o = pickup current settings
 K = scale factor for the basic inverse time
 C = a constant
 R = a constant
 P = an exponent determining the inverseness
 D = time dial setting from 1 to 63

T_o, K, C, P, and R are pre-determined parameters in the program for each curve. Table I shows all values selected in the program. I_o and D are user selectable parameters via Tap Setting and Time Dial selecting switches respectively.

TABLE I

Curve	To	K	C	P	R
1	112	735	0.675	1	501
2	8197	13769	1.130	1	22705
3	785	671	1.190	1	1475
4	525	3121	0.800	1	2491
5	478	4122	1.270	1	9200
6	310	2756	1.350	1	9342
7	110	17640	0.500	2	8875

The MCO internal schematic is shown in Fig. 4. The input current from terminals 8 and 9 is applied to the current transformer TX1. Rectifier DB1 generates a negative going full-wave rectified voltage across load resistors R4 to R8, at pins 1 and 3 of the connector J2. Resistors R4 to R8 are designed to match the binary numbers selected by switch SW4. If all switches in SW4 are open, a tap setting of 0.5 amperes (0.1 for relays with a 0.1 to 2.4 amp range) has been selected. Refer to the SETTINGS section for the equations used to select tap settings.

Load resistors R4 to R9 are set up as a current divider to provide a negative going 36.5 microamps for a one per-unit input current, for each tap setting. This current is input to the custom linear integrated circuit U7. This chip contains a 4 channel analog multiplexer and a programmable gain amplifier.

Only one input channel to the multiplexer can be selected at a time and this is controlled by microprocessor generated signals to pins S1 and S2 on the custom chip. Table 2 is the truth table for the S1, S2 pins and the selected channel. For the MCO relay, channels B, C and G are not used.

The gain of the programmable amplifier is controlled by the R1 and R2 pins on the custom chip. Table 3 is the truth table for R1, R2 and the selected gain. The programmable gain amplifier only works on a negative current, i.e. the current must flow out of the summing junction and to pins labeled A, B, C or G. The negative full-wave rectified voltage at pin 3 of connector J2 is connected to channel A. To take a voltage sample from the input, the microprocessor sets S1 and S2 to zero and selects the proper gain on the programmable amplifier, i.e. select proper R1 and R2 gain control inputs to the custom chip.

The custom chip is designed to produce a current output between 0 and 100 microamperes proportional to the current input at a given gain. Table 4 shows the relation-

Table 2			Table 3			Table 4		
S1	S2	Selected Input	R1	R2	Gain	Current Input	Gain	Current Output
0	0	A	0	0	1	0-100 μ A	1	0-100 μ A
0	1	B	0	1	1/2	100-200 μ A	1/2	50-100 μ A
1	0	C	1	1	1/4	200-400 μ A	1/4	50-100 μ A
1	1	D	1	0	1/16	400-1600 μ A	1/16	25-100 μ A

ship between current input, gain and current output. The microprocessor initializes the gain to unity. If the input current is greater than 100 microamperes the overrange output pin on the custom chip (pin 10) will be a logic 1. Once the processor detects this, it will then switch to a gain of 1/2 and again examine the overrange output pin. If the overrange is still in a logic 1, the processor will switch to a gain of 1/4, then 1/16. The input signal range is such that no overrange will occur at a gain of 1/16 and amplitude of 20 per-unit.

Trimpot P1 is for gain adjustment to obtain the exact pickup setting. The sampled analog signal feeds a buffer amplifier U9 and the A/D converter U6. The microprocessor has read the time curve and time dial switches and automatically selects one of the inverse-time curves which are permanently stored in memory. The microprocessor reads the contents of the A/D converter 8 times every cycle. It then updates the RMS value and the register for the elapsed time every cycle, and compares the number stored in this register with the calculated trip time from equations (1) and (2). When the input current exceeds the pickup setting the time LED flashes and starts the time delay operation. If the number in the time register is equal to or greater than the calculated trip time, the microprocessor energizes the TD trip relay and the LED lights solidly. (Note: If the time dial is set to zero, the TD trip will be essentially instantaneous. If the time curve setting is zero, no tripping will occur.) The trip relay and LED remain energized until the input current is below drop-out and trip contact current flow is no longer present. If trip current flow was detected, the time LED will be sealed on.

The microprocessor also reads the setting of the instantaneous trip switch. The minimum IT trip current level is equal to the product of the IT and TD pickup settings. For instantaneous trip there are two paths to determine the trip condition:

amplitude with the setting, which is the product of IT multiple and TD pickup settings. The IT trip relay will be energized if the input is greater than the IT setting. This current is sampled 4 times every cycle and averaged every half cycle.

- For input current greater than 20 times TD pickup setting, U8 detects this condition and the microprocessor energizes the IT trip relay immediately. This current is sampled 8 times every cycle.

The IT relay and LED remain energized until the input current is below drop-out ($1 \times$ IT setting for all settings above "1") and trip contact current flow is no longer present. If trip current flow was detected, the IT LED will be sealed on.

If the TD or IT trip LED is sealed on, the LED condition is stored in non-volatile RAM and will remain there until reset. If DC power supply voltage is removed from the relay, then re-applied, the LED will again light until reset.

The LED's may be reset one of two ways. Manual reset is done by depressing the reset button behind the right side of the front panel. The LED's are also automatically reset by the occurrence of another trip event at least 2 minutes after the previous trip event. For example, an instantaneous trip occurs and the IT LED seals on. If the LED was not manually reset and a time trip occurs greater than 2 minutes after the IT trip, the TD LED will light and the IT LED will reset and turn off. If the time trip occurred less than 2 minutes after the IT trip, the TD LED will light and the IT LED will remain on.

Due to one-cycle evaluation time, half-cycle undetermined waveform and half-cycle operating time of the trip relay, a maximum trip time for IT operation is 2 cycles. Since the microprocessor averages the value every half cycle, the trip time will be approximately between 18 and 22 ms for the input current greater than $5 \times$ IT setting.

- For input current less than 20 times TD pickup setting, the microprocessor compares the input

This relay is also equipped with self-check and test features. The deadman circuit monitors the programming routine and the crystal timing. The voltage drop on the capacitor C7 should be between 1.66 and 3.3 volts. If the programming routine is upset or the timing frequency becomes irregular, the microprocessor will be restarted and the alarm relay will drop out. The microprocessor also checks all bits in the read-only-memory every minute. Any defective bit change in the memory will cause the alarm relay to drop out.

The switching dc-to-dc converter is regulated by the custom chip U7 which controls transistors Q1, Q2 and Q3 for the 24Vdc and 5V dc supplies. L1 and C18 store the energy for the 24V supply. If the dc output voltage is higher than 24V, U7 turns on Q2 and turns off Q1 which stops charging of C18. If the voltage of C18 is below 24V, U7 turns off Q2 and turns on Q1 which charges C18. Similarly, U7 controls Q3 and regulates the 5 Vdc supply through components L3 and C20.

4. CHARACTERISTICS

Temperature Range:	-20°C to +55°C.	Trip Contacts:	NO contact for time delay trip. NO contact for instantaneous trip. NO contact for either TD or IT trip.
Frequency:	50 Hz or 60 Hz (selectable)	LED Indication:	1) Monitor LED for power-on and self-check indication. 2) Time delay trip (solid) and above TD pickup setting (flashing). 3) Instantaneous trip.
Pickup Accuracy:	1354D01A... <u>0.1 to 2.4 amps</u> in 0.1 amp/step. $\pm 5\%$ for TD setting $\pm 10\%$ for IT setting	DC Power Supply:	48/125V (selectable)
Continuous Rating:	16 amps (5 amp rated) 5 amps (1 amp rated)	DC Power Drain:	3.5W at 125 Vdc
One Second Rating:	200 amps (5 amp rated) 100 amps (1 amp rated)	AC Current Burden	1) <u>0.3 VA at 5 amp input for range 0.5 to 12 amps.</u> 2) <u>0.45 VA at 1 amp input for</u>
Inverse Curves:	Seven time curve sets to match the curves from CO-2 to CO-11. Each set includes 63 curves.	Contact Rating:	Make: 30 amp at 250 Vdc for 1 second. Break: <u>0.25 amp at 250 Vdc</u>
Timing Accuracy:	$\pm 5\%$ or <u>1.5 cycles</u> whichever is larger. (16 ms relay pickup time delay must be added to these curves.)		
Time Delay			
Dropout Ratio:	98% (approx.)		
Reset Time:	2 cycles		
Instantaneous Unit:	Pickup: 1 to 20 times TD pickup setting in 0.5 steps. Pickup Time: 2 cycles(max).		
Alarm Contacts:	NC contact for self-check or loss of dc power supply.		

5. SETTINGS

Provided on the front panel of the MCO relay are four DIP switches for making time curve, time dial, tap and instantaneous settings.

- a) Time Curve - Time curve selection is a 3PST switch with a binary code configuration. The time curves from 1 to 7 match the CO curves from CO-2 to CO-11 as shown in the APPLICATION section.
- b) Time Dial - Time dial selection is a 6PST switch. A number (time dial) from 1 to 63 can be selected. Each number represents an individual curve in the same time curve family.
- c) Tap Setting - Tap Setting selection is a 5PST switch which is used for the minimum pickup current setting. The following expression (3) is for the MCO style with a setting range (Is) from 0.1 to 2.4 amps and expression (4) is for the MCO style with a setting range (Is) from .5 to 12 amp.

$$I_s = + 0.1 \text{ amps} \quad (3)$$

$$I_s = + (0.1) \times 5 \text{ amps} \quad (4)$$

Where is from 0 to 2.3, as determined by the five position setting of the switch.
- d) Instantaneous Setting - Instantaneous setting selection is a 6PST switch. A number between 1 and 20 in 0.5 steps can be selected. The selected number times the minimum pickup current is the IT trip setting.

Jumpers are also provided to select 48/125 Vdc and 50/60 Hz. Refer to the note in the Acceptance Test for jumper locations.

5.1 Time Delay

The overcurrent time-delay settings can be defined by pickup setting and time dial setting or by pickup setting and a specific time of operation at some current multiple of the pickup setting (e.g. set the pickup at 4 amps and time dial at 15 or set the pickup at 4 amps and 0.6 seconds at 6 times the pickup current value).

The time delay must be set to override the normal conditions to which the relay can be subjected, such as motor starting current, cold load pickup, emergency circuit load and transformer inrush.

5.1.1 Differential protection.

For small transformers and less important buses the MCO differential scheme can be used. A pickup setting above maximum load of any circuit connected to the bus, and a time delay setting for maximum fault current in excess of three times the primary circuit dc time constant, will generally prove to be suitable.

5.1.2. Motor protection

For locked rotor protection, the pickup of the MCO is typically set at one-half locked rotor current, and the time delay is set to allow the motor to start without exceeding the allowable locked rotor time for the particular motor.

5.1.3. Circuit protection

A pickup setting of 2 times maximum circuit loading is typical for the phase relay. The circuit load may reach 5 times normal when reenergized after a long time. It may not drop below 2 times normal for approximately 7 seconds. The relay should not trip for this condition. This is the cold load pickup phenomenon and varies widely with the type of load.

Devices farther away from the source than the MCO and located between the MCO and a fault should be allowed to clear the fault. For all currents seen by both devices, the MCO curve should be approximately 0.3 seconds above the total clearing time of the remote device. Where consideration is given to ct performance, fault current variation and relay accuracy, a coordinating time equal to or less than 0.2 second plus breaker clearing time may be used.

Ground relay pickup must be above the maximum residual load unbalance, including the effect of switching single phase laterals. A pickup setting corresponding to 0.4 of maximum phase load current is typical. The time curve must be above that of all devices farther away from the source than the MCO. This includes fuses and recloses even though they may respond to phase current only. Adequate coordinating time is 0.3 second. Lower coordinating times may be used as described above.

Similar MCO characteristics curve shapes at a given system voltage level can generally be more efficiently coordinated than dissimilar curve shapes.

5.2 Instantaneous Trip

The instantaneous circuit should be set to the desired setting on the Instantaneous Trip switch from 1 to 20. The actual setting is this number times the pickup current

setting (e.g. with a pickup setting of 4 amperes and an instantaneous multiple setting at 20, the instantaneous pickup setting will be 80 amperes). The relay will trip in less than two cycles if the input current is above this setting.

6. INSTALLATION

The relays should be mounted on switchboard panels or their equivalent in a location free from dirt, moisture, excessive vibration, corrosive fumes and heat. The maximum temperature outside the relay case should not exceed +55°C for normal operation (See CHARACTERISTICS for temperature range specifications).

Mount the relay vertically by means of the four mounting holes on the flanges for semi-flush mounting or by means of the rear stud or studs for projection mounting. Either a mounting stud or the mounting screws may be utilized for grounding the relay. External toothed washers are provided for use in the locations shown on the outline and drilling plan to facilitate making a good electrical connection between the relay case, its mounting screws or studs, and the relay panel. Ground wires are affixed to the mounting screws or studs as required for poorly grounded or insulating panels. Other electrical connections may be made directly to the terminals by means of screws for steel panel mounting or the terminal studs furnished with the relay for thick panel mounting. The terminal studs may be easily removed or inserted by locking two nuts on the stud and then turning the proper nut with a wrench. See Figure 16 for Outline and Drilling Plan. For detailed FT case information refer to I.L. 41-076.

7. ADJUSTMENTS AND MAINTENANCE

The proper adjustments to insure correct operation of this relay have been made at the factory. Upon receipt of the relay, no customer adjustments other than those covered under SETTINGS should be required.

7.1 Acceptance Check

It is recommended that a performance check be applied to the MCO relay to verify that the circuits are functioning properly. The MCO test diagram shown is in Figure 15. Proper energization of the relay is also shown in this figure.

NOTE:

1. **CAUTION:** While handling the relay out of its case, electrostatic discharge procedures must be followed. Refer to the Electrostatic Discharge Caution on page 1 of this Instruction Leaflet.

2. Before energizing the relay, check the jumper JMP1 position for the correct frequency setting (50/60 Hz). This jumper is located on the processor module between the IT setting switch and the IT trip LED. Refer to Component Location, Figure 5.

3. Check the dc voltage setting jumper JMP2 for the rated dc voltage supply (48 or 125 volts). JMP2 is two small clips in parallel, next to the capacitor C19. Refer to Component Location, Figure 5.

7.1.1 Minimum Trip

- a) Set the Tap Setting pickup at 0.1 or 0.5 amp (minimum setting), depending on the style to be tested. Set Instantaneous Setting = 20 and Time Dial = 63.
- b) Apply rated dc power supply to relay terminals 3 (+) and 4 (common) and apply the appropriate ac current to terminals 8 and 9.
- c) Increase the ac current to 5% below pickup value. The relay should not trip (see characteristic curves for approximate timing).
- d) Increase the ac current to 5% above pickup value. The TD LED should flash. Change the time dial setting from 63 to 1. The time trip LED should light solidly. A minimum trip current of 0.5 ampere is necessary to seal in the trip LED.
- e) Set the Tap Setting pickup to 10 times the minimum setting and repeat steps 3 & 4 to verify the accuracy ($\pm 5\%$).
- f) Turn off ac and dc sources and then apply dc supply only. The time trip LED should be on again.
- g) Reset the LED by depressing the reset pushbutton.

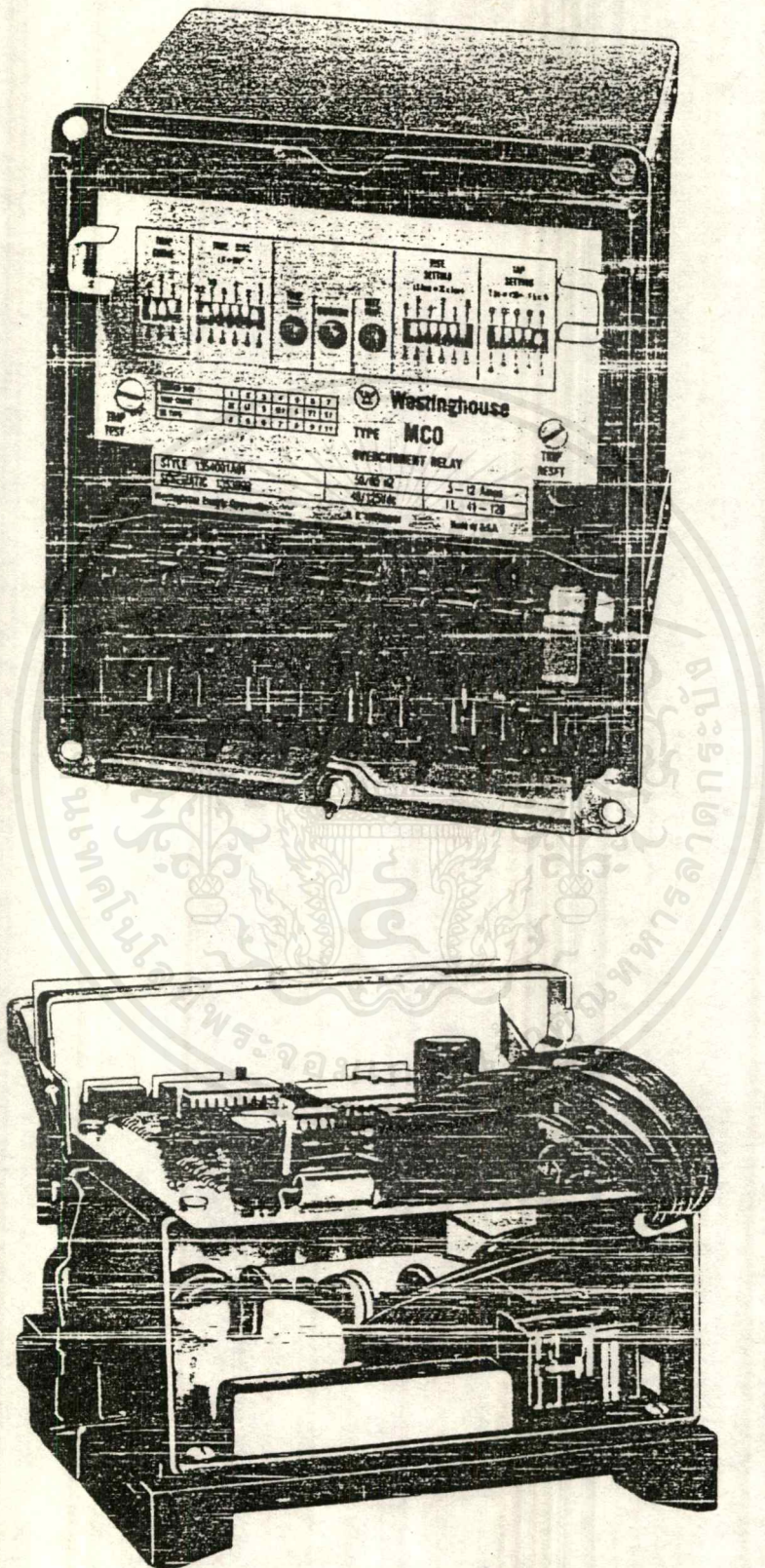
7.1.2 Time Curve

The time curve calibration points for the various types of relays are shown in Table 5. With the time dial set to the indicated position, apply the currents specified in Table 5 and measure the operating time of the relay. The operating times should equal those of Table 5, $\pm 5\%$, or +25 ms, whichever is greater.

TABLE 5

MCO CURVE	CO TYPE	TIME DIAL	CURRENT APPLIED	OPERATING TIME
1	CO-2	30	2X	0.833
			5X	0.352
			20X	0.188
2	CO-5	30	2X	30.029
			5X	14.693
			10X	12.186
3	CO-6	30	2X	2.016
			5X	1.201
			20X	1.025
4	CO-7	30	2X	3.907
			5X	1.585
			20X	0.859
5	CO-8	30	2X	7.656
			5X	1.979
			20X	0.872
6	CO-9	30	2X	5.688
			5X	1.331
			20X	0.572
7	CO-11	30	2X	9.938
			5X	1.226
			20X	0.195

Note: 16 milliseconds pickup time for the TD relay must be added to the above operate times for total operate time of the MCO relay.



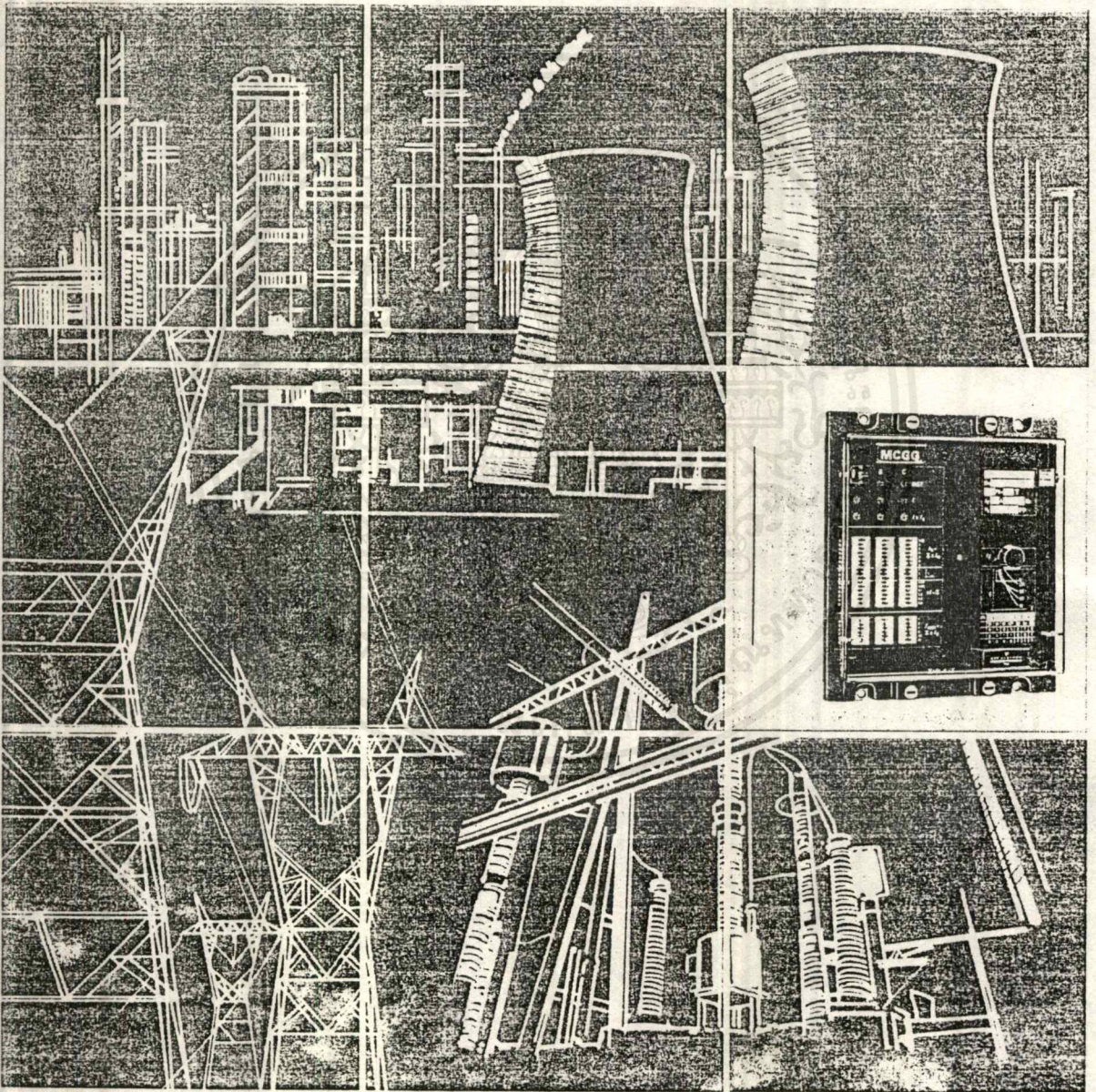
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้ภายในเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ข.

คู่มือ และหลักการใช้งานรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน

ชนิด MCGG ของบริษัท GEC ALSTHOM

Type MCGG 22, 42, 52, 53, 62, 63 & 82 Overcurrent Relay for Phase and Earth Faults



GEC ALSTHOM

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
T&D
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Type MCGG 22, 42, 52, 53, 62, 63 & 82

Overcurrent Relay for Phase and Earth Faults

Features

- Choice of 4 inverse time curves and 3 definite time ranges by switched selection.
- Wide setting range of $0.05 \times I_n$ to $2.4 \times I_n$ in steps of $0.05 \times I_n$.
- Time multiplier range 0.05 to 1 on all seven characteristics.
- Separate led indicators provided on each measuring board to show time delayed and instantaneous operations.
- Led start indicators provided to facilitate testing.
- Separate output contacts provided for time delayed phase fault, instantaneous phase fault, time delayed earth fault and instantaneous earth fault operations.
- Low ac burden.
- Suitable for use with separate direction relay.
- Accurately follows time curves to BS142 and IEC255.
- High resetting ratio.
- Fast resetting time.
- Positive, calibrated settings by means of switches.
- Internal dc auxiliary power supply operating over a wide input range.
- Separate test mode with trip test feature.
- Indication of power to the measuring board.
- Non-volatile memory for time delayed and instantaneous led indicators.

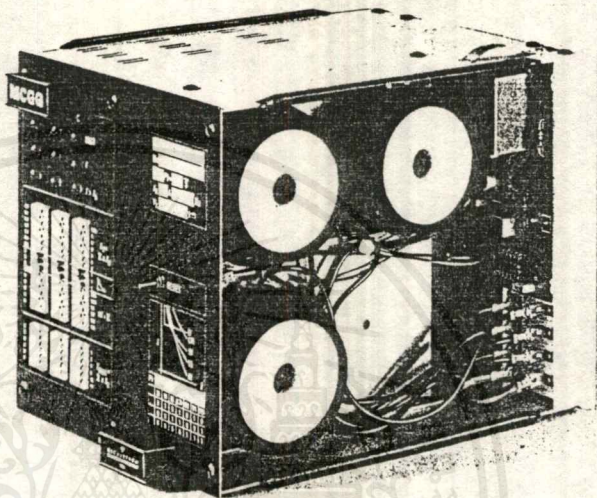


Figure 1: Relay type MCGG 62 withdrawn from case.

Models available

- | | | | |
|---------|--|--------------------------|---|
| MCGG 22 | Single phase overcurrent with instantaneous element. | MCGG 62 | Three phase overcurrent with instantaneous elements. |
| MCGG 42 | Two phase overcurrent with instantaneous elements. | MCGG 63 | Three phase overcurrent (with polyphase measurement), with instantaneous element. |
| MCGG 52 | Two phase overcurrent plus earth fault with instantaneous elements. | ~~MCGG 82~~ | Three phase overcurrent plus earth fault with instantaneous elements. |
| MCGG 53 | Two phase overcurrent (with polyphase measurement) plus earth fault with instantaneous elements. | Associated publications: | |
| | | Midos System R6001 | |
| | | Directional Relay R6003 | |

Model	3 Phase overcurrent		2 Phase overcurrent		Single Phase or earthfault		Measuring boards	Case size
	↑	inst	↑	inst	↑	inst		
MCGG 22					•	•	1	4
MCGG 42			•	•			2	6
MCGG 52			•	•	•	•	3	8
MCGG 53			•	•	•	•	2	8
MCGG 62	•	•					3	6
MCGG 63	•	•					1	6
MCGG 82	•	•			•	•	4	8

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับเพื่อการศึกษานี้ ไม่อนุญาตให้ไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Application

The relay can be used in applications where time graded overcurrent and earth fault protection is required.

The relay can be used to provide selective protection for overhead and underground distribution feeders. Other applications include back-up protection for transformers, generators and HV feeder circuits and the protection of neutral earthing resistors.

With all the current/time characteristics available on one relay, a standard relay can be ordered before detailed co-ordination studies are carried out – a distinct advantage for complex systems. Also, changes in system configuration can be readily accommodated.

An instantaneous element with low transient overreach is incorporated within each phase or earth fault measuring board. This can be easily disabled in applications where it is not required.

For applications where the instantaneous earth fault element is required to have a sensitive setting whilst remaining stable on heavy through faults the use of a stabilising resistor is recommended. The current transformers for this application must satisfy the criteria detailed under 'Current transformer requirements' in Technical Data.

The total impedance of the relay and the series stabilising resistor is usually low enough to prevent the current transformers developing voltages over 2kV during maximum internal faults, but in some applications a non-linear resistor is required to limit this voltage.

Non-standard resistance values and non-linear voltage limiting devices are available.

Description

This range of MCGG relays is designed so that versions are available with separate measuring boards for each phase or earth fault input; alternatively, phase inputs may be combined on to one board for polyphase measurement (see table). These boards, together with the other circuits of the relay, are contained in

Switch position (0)	(1)	Operating characteristic		
	● ● ●	Trip test		
● ● ●		Standard inverse	$t = \frac{0.14}{(I^{0.02} - 1)}$	sec SI
● ●	●	Very inverse	$t = \frac{13.5}{(I - 1)}$	sec VI
● ●	●	Extremely inverse	$t = \frac{80}{(I^2 - 1)}$	sec EI
● ●	● ●	Long time earth fault	$t = \frac{120}{(I - 1)}$	sec LT
●	●	Definite time 2 seconds		D2
●	● ●	Definite time 4 seconds		D4
●	● ● ●	Definite time 8 seconds		D8

Table 1: Operating time characteristics with corresponding switch positions.

a single plug-in module which is supplied in a size 4, 6 or 8 Midos case. The case incorporates one or two terminal blocks for external connections. Removal of the module automatically short circuits the current transformer connections by means of safety contacts within the case terminal block. For added security, when the module is removed, the ct circuits are short circuited before the connections to the output contacts and the dc supply are broken. The relay uses solid state techniques, each measuring board utilising a micro-computer as a basic circuit element. The current measurement, whether performed on a single phase or polyphase input, is performed via an analogue-to-digital converter. Application diagrams are provided in Figures 2 to 8 (inclusive) showing typical wiring configurations.

Each measuring board has a built-in 'power off' memory feature for the time delayed and instantaneous led indicators.

Power to each measuring board may be tested whilst the relay is in service without affecting the current measurement. A test mode is also available to carry out a trip test on the

output relays. During this test, current measurement is inhibited.

When required, directional control can be exercised over the relay by connecting an output contact from direction relay type METI to the terminals provided.

Separate output contacts, capable of circuit breaker tripping, are provided for time delayed phase faults, instantaneous phase faults, time delayed earth fault and instantaneous earth fault operations.

Relay settings

Separate setting switches for each measuring board are provided on the relay frontplate. These are used to select the required time/current characteristic, current and time multiplier settings.

Selection of time characteristics

The current/time characteristic selection is carried out by means of three switches (identified by  symbol on the nameplate).

Table 1 gives the basic operating characteristic and the settings of the switches.

Time multiplier setting

The time given by each of the operating characteristics must be multiplied by the time multiplier to give the actual operating time of the relay. This control is marked Σ where Σ is the sum of all the switch positions.

The range of multiplication is from 0.05x to 1.0x in steps of 0.025.

This acts as a conventional time multiplier on the current dependent characteristics and gives the following time ranges for the definite time characteristics.

Operating characteristics	Time range
s	s
2	0.1 to 2.0 in 0.05s steps
4	0.2 to 4.0 in 0.1s steps
8	0.4 to 8.0 in 0.2s steps

Current setting

Time delayed element

The current setting control is marked $I_s = \Sigma \times I_n$ where I_s is the current setting in amps, Σ is the sum of all the switch positions and I_n is the relay rated current in amps.

Each measuring board provides a setting range of $0.05 \times I_n$ to $2.4 \times I_n$ in steps of $0.05 \times I_n$.

Instantaneous element

The setting control of the instantaneous element is marked $I_{inst} = \Sigma \times I_s$ where Σ is the sum of the switch positions and I_s is the time delayed element setting.

When all switches are set to the left (at zero), or when the lowest switch is set to infinity regardless of the positions of the other five switches, the instantaneous feature is rendered inoperable. The range of adjustment of finite settings is from 1x to 31x in unity steps.

Trip test

Current measurement is inhibited by setting the curve selection switches to 111. This causes all three led to flash once per second. If the reset push button is then pressed for approximately six seconds, both output relays associated with that measuring board will operate.

Power supply healthy test

If, whilst the relay is in service, the reset button is pressed, all the leds are illuminated, indicating that there is power to the measuring boards. The leds are reset on releasing the push button. During this test, normal current measurement is not inhibited.

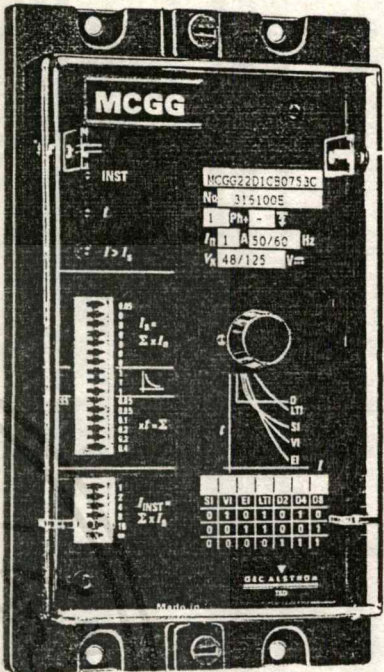


Figure 2: Type MCGG 22 nameplate

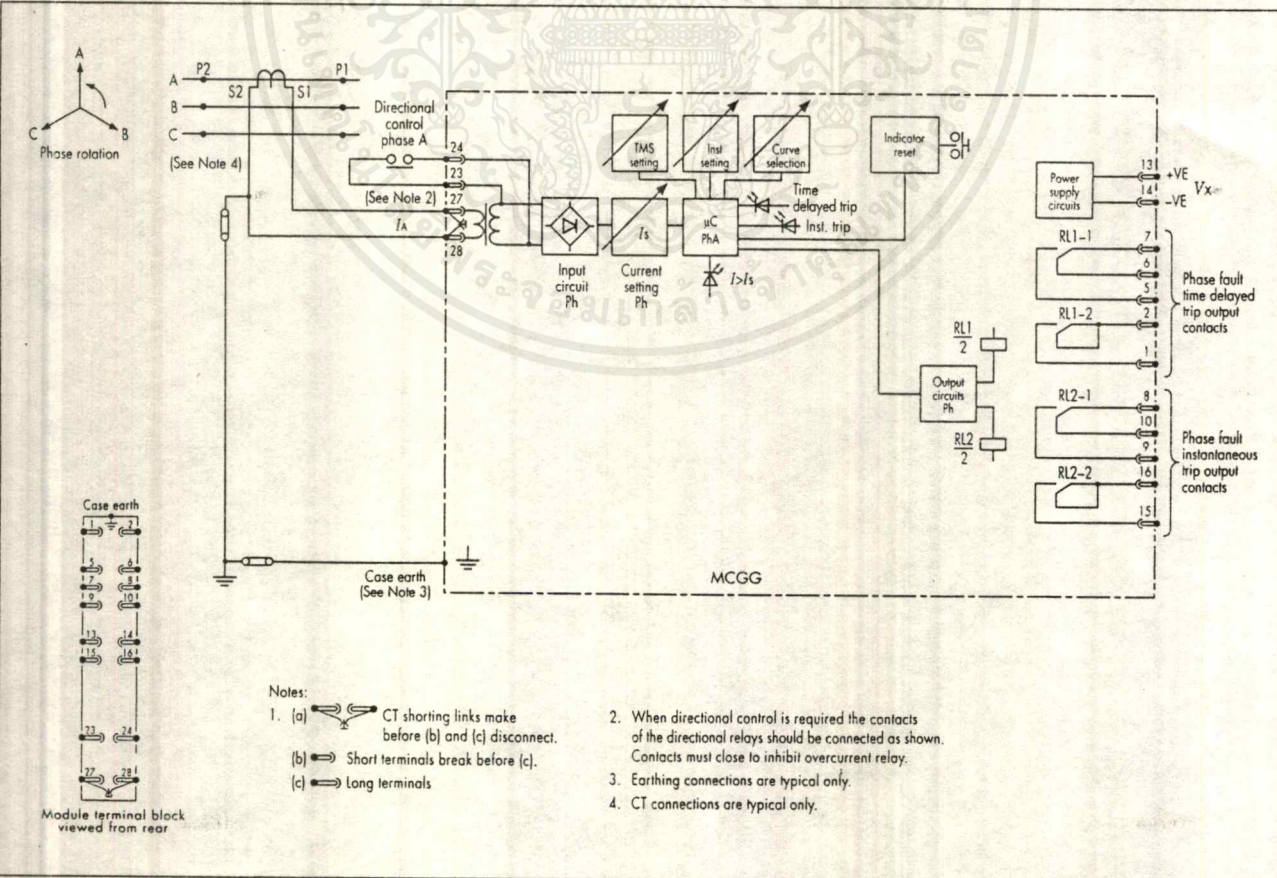


Figure 3: Application diagram: static modular overcurrent relay type MCGG 22. Single phase with instantaneous element.ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Technical Data

Ratings

AC Current (I_n) 1A or 5A
Frequency 50/60Hz
DC Supply (V_x) 24/54V, 48/125V
or 110/250V

Burdens

AC Burden

Less than 0.25 VA for 1A relays and less than 0.5VA for 5A relays, at unity power factor and at rated current on any setting.

The impedance of the relays over the whole of the setting range (5% to 240% rated current) is less than 0.25Ω for 1A relays and less than 0.02Ω for 5A relays and is independent of current.

DC Burden

Relay rating

Relay type

	MCGG	MCGG	MCGG	MCGG
	22, 63	42, 53	52, 62	82
24/54	1.5W	2.5W	3.0W	4.0W
48/125	2.0W	3.0W	3.5W	4.5W
110/250	2.5W	3.5W	4.0W	5.0W

The figures above are maxima under quiescent conditions. With output elements operated they are increased by up to 2.5W per element.

Current transformer requirements

Relay and ct secondary rating (A)	Nominal output (VA)	Accuracy class	Accuracy limit current (X rated current)	Limiting lead resistance – one way (ohms)
1	2.5	10P	20	1
5	7.5	10P	20	0.15

Note: For 5A applications with longer leads, the ct rating can be increased in steps of 2.5VA where each step of 2.5VA is equivalent to additional 0.06Ω lead resistance.

Instantaneous earth fault element

For installations where the earth fault element is required to have a sensitive setting whilst remaining stable on heavy through faults, the use of a stabilising resistor is recommended, the value of which will vary according to the specific application. If assistance is required in selecting the appropriate value, please consult the Applications Department of GEC ALSTHOM T&D Protection & Control.

Setting ranges

Time delayed settings (I_s), phase/earth fault measuring range: 5% to 240% of I_n in 5% steps.

Instantaneous setting (I_{inst})

$1 \times -31 \times I_s$ in $1 \times I_s$ steps

Variations over these ranges

Setting current	$\pm 1\%$
Operating time	$\pm 2\%$ or $\pm 30\text{ms}$ whichever is greater

Accuracy – general

Current setting

Time delayed element $1.0 \times I_s$ to $1.1 \times I_s$

Instantaneous elements $I_{inst} = 1 \times I_s$ $1.0 \times I_{inst}$ to $1.1 \times I_{inst}$

All other settings $I_{inst} \pm 5\%$

Operating time

Time characteristic

Accuracy

Standard inverse

Very inverse

Long time inverse

$\pm 5\%$

Extremely inverse

$\pm 7.5\%$ $\pm 30\text{ms}$ whichever is greater

Definite time

$\pm 3\%$

Repeatability

(within basic accuracy claim)

Pick-up current

better than $\pm 1\%$

Operating time

better than $\pm 2\%$ or $\pm 30\text{ms}$ whichever is greater.

Overshoot time

Less than 30ms (when the input current is reduced from any value within the operative range to zero).

Resetting current

Time delayed and instantaneous elements: not less than 95% of time delayed current setting.

Resetting and disengaging times

Less than 70ms (when the input current is reduced from any value within the operative range to zero).

Transient overreach

System time constant up to 30ms :
 5%

(instantaneous elements)

System time constant up to 100ms :
 12%

Thermal withstand

Continuous withstand

$2 \times I_s$ or $2.6 \times I_n$ whichever is lower, with a minimum of $1 \times I_n$

Short time withstand

For 1s : $100 \times I_n$ with 400A maximum
For 3s : $57 \times I_n$ with 230A maximum

Operation indicators

Each measuring board is fitted with two red led indicators, one showing time delayed operation and the other showing instantaneous operation. The reset button provided on the frontplate resets all the operation indicators.

The green timer start indicator illuminates when the input current exceeds the setting current I_s to facilitate testing of the module. This indicator is self resetting.

Led covers are available to eliminate any undesired led indication.

Contacts

		Changeover	Make
MCGG 52, 53, 82	Phase fault time delayed element	1	1
	Phase fault instantaneous element	1	1
	Earth fault time delayed element	1	1
	Earth fault instantaneous element	1	1
MCGG 22, 42, 62, 63	Time delayed element	1	1
	Instantaneous element	1	1

Contact ratings

Make and carry for 0.2s

7500VA subject to maxima of 30A and 300V ac or dc

Carry continuously

5A ac or dc

Break

ac – 1250VA
dc – 50W resistive
25Wm L/R = 0.04s } subject to maxima of 5A and 300V

Directional control

Directional control can be exercised over each pole individually by connecting the output contact of a relay type METI across appropriate case terminals.

Relay type

Direction control terminals

MCGG 22

23,24

MCGG 42

45, 46, 49, 50

MCGG 52, 53

43 to 46, 49, 50

MCGG 62, 63

45 to 50

MCGG 82

43 to 50

Note: The directional control circuits are isolated from all other circuits but are electrically connected to the relay case. These circuits must not, therefore, be insulation or impulse tested to the case.

Voltage withstand

Insulation

IEC255-5

2kV rms for 1 minute between all case terminals connected together and the case earth terminal, with the exception of the directional control terminals, (see note).

2kV rms for 1 minute between independent circuits including contact circuits.

1kV rms for 1 minute across normally open outgoing contact pairs.

High voltage impulse

IEC255-5

5kV peak, 1.2/50 μ s, 0.5J between all terminals and case earth and between adjacent terminals, with the exception of the directional control terminals, (see note).

High frequency disturbance
IEC255-22-1 (class III)

1MHz burst decaying to 50% peak
value after 3 to 6 cycles

Repetition rate: 400 per second

2.5kV peak between independent
circuits

2.5kV peak between circuits and case
earth

1.0kV peak across terminals of the
same circuit

Note: The directional control terminals
comply with class II and will withstand
1kV peak between all independent
circuits, and 500V peak across the
directional control terminals.

Environmental withstand

Temperature

IEC68-2-1, IEC68-2-2

Storage and transit

-25°C to +70°C

Operating

-25°C to +55°C

Humidity

IEC68-2-3

56 days

(at 93% RH and +40°C)

Enclosure protection

IEC529

IP50

(dust protected)

Vibration

IEC255-21-1

0.5g between 10 and 300Hz

Mechanical durability

Loaded contact

10,000 operations minimum

Unloaded contact

100,000 operations minimum

ภาคผนวก ก.
คู่มือ และหลักการใช้งานรีเลย์วัดระยะทาง
ชนิด KD-10,KD-11 ของบริษัท ABB





ABB Power T&D Company Inc.
Relay Division
Coral Springs, FL 33065

Instruction Leaflet
I.L. 41-490F

Westinghouse® Relays

Type KD-10 and KD-11 Compensator Distance Relay

Effective February 1988
Supersedes I.L. 41-490E dated April 1987

* Denotes change since previous issue

CAUTION: Before putting protective relays into service, make sure that all moving parts operate freely, inspect the contacts to see that they are clean, and operate the relay to check the settings and electrical connections.

APPLICATIONS

The type KD-10 relay (Fig. 1), is a polyphase compensator type relay which provides a single zone of phase protection for all three phases. It provides essentially instantaneous tripping for phase-to-phase faults, two-phase-to-ground faults, and three-phase faults within the reach setting and sensitivity level of the relay. The relay is interchangeable with KD or KD-4 relays.

The type KD-11 relay (Fig. 1), is similar to the KD-10 relay except that its characteristic impedance circle includes the origin. This relay is usually applied as a carrier start relay in directional comparison blocking schemes but it may also be used for time delay tripping in straight distance relaying. Both KD-10 and KD-11 relays have indicating contactor switches rated 0.2/2.0 amperes. The 2.0 ampere tap must be used for directional comparison blocking (KA-4) applications. The 2.0 ampere target is recommended for direct trip applications. The 0.2 ampere target is recommended where a 125 or 250 volt lockout relay (WL) is energized and 2.0 ampere where a 48 volt lockout relay is used.

Refer to I.L. 40-208 for a description of how KD-10 relay are used in directional comparison blocking systems.

For time-distance applications the KD-10 and KD-11 relays are used with the TD-4 or TD-52 or

TD-5 dc transistorized timers. See Figs. 19 and 24 for the external schematics for 3 zone protection, using the TD-4 and TD-52 relays, respectively. For further discussion see "External Connections".

Fault detectors are used to supervise the trip circuit for those applications where the line side potentials are used or loss-of-potential supervision is desired. Otherwise, undesired tripping may occur on line oscillations or loss-of-potential. The cylinder type KC-2 or KC-4 relay (2-8 amperes) is recommended. The plunger or other magnetic attraction type relays (e.g. a three unit SC relay or a three unit ITH relay) may be used if the fault detector contacts carry trip coil current rather than auxiliary relay (e.g. auxiliary trip unit, timer, etc.) current.

The SC or ITH relay may also be used if a slow dropout contact (e.g. TX contact of TD-5 timer relay) is available to be connected around the fault detector contacts.

CONSTRUCTION

The type KD-10 and KD-11 relays consists of three single air gap transformers (compensators), three tapped autotransformers, two cylinder type operating units, and an ICS indicating contactor switch.

COMPENSATOR

The compensator, which is designated T (Fig. 2) is a two-winding air gap transformer, it has one primary current winding. The compensators which are designated T_{AB} and T_{BC} are three-winding air gap transformers, they have two

All possible contingencies which may arise during installation, operation, or maintenance, and all details and variations of this equipment do not purport to be covered by these instructions. If further information is desired by purchaser regarding this particular installation, operation or maintenance of this equipment, the local Asea Brown Boveri representative should be contacted.

primary current windings. Each primary current winding has seven taps which terminate at the tap block (Fig. 3). They are marked:

0.23, 0.307, 0.383, 0.537, 0.690, 0.920, 1.23 for 0.2-4.5 ohms relay

0.87, 1.16, 1.45, 2.03, 2.9, 4.06, 5.8 for 0.75-21.2 ohms relay

1.5, 2.0, 2.5, 3.51, 5.0, 7.02, 10.0 for 1.27-36.7 ohms relay

Current flowing through the primary coil provides an MMF which produces magnetic lines of flux in the core.

A voltage is induced in the secondary which is proportional to the primary tap and current magnitude. This proportionality is established by the cross-sectional area of the laminated steel core, the length of an air gap which is located in the center of the coil, and the tightness of the laminations. All of these factors which influence the secondary voltage proportionality have been precisely set at the factory. The clamps which hold the laminations should not be disturbed by either tightening or loosening the clamp screws.

The secondary winding has a single tap which divides the winding into two sections. One section is connected subtractively in series with the relay terminal voltage. Thus a voltage which is proportional to the phase current is subtracted vectorially from the relay terminal voltage. The second section is connected to a potentiometer and a fixed loading resistor and provides a means of adjusting the phase angle relation between primary current and the induced secondary voltage.

AUTO-TRANSFORMER

The auto-transformers has three taps on its main winding, S, which are numbered 1, 2 and 3 on the tap block. A tertiary winding M has four taps which may be connected additively or subtractively to inversely modify the S setting by any value from -18 to +18 percent in steps of 3 percent.

The sign of M is negative when the R lead is above the L lead. M is positive when L is in a tap location which is above the tap location of the R lead. The M setting is determined by the sum of

per unit values between the R and L lead. The actual per unit values which appear on the tap plate between taps are 0, .03, .09 and .06.

The auto-transformer makes it possible to expand the basic range of "T" ohms by a multiplier of $\frac{S}{1 \pm M}$. Therefore, any relay ohm setting can be made within ± 1.5 percent from the desired value by combining the compensator taps T, T_{AE} and T_{BC} with the auto-transformer taps S and M_A and M_C, and S_C and M_C. See tables I, II, and III for compilation of settings available.

TRIPPING UNIT

The device which acts to initiate tripping is a four-pole cylinder unit which is connected open delta and operates as a three-phase induction motor. Contact-closing torque is produced by the unit when the voltage applied to its terminals has a negative-phase sequence. Closing torque for the relay forces the moving contact to the left hand side as viewed from the front of the relay. Contact-opening torque is produced when positive-phase sequence voltages are applied. Hence, the cylinder unit has restraint or operating torque as determined by the phase sequence of the voltages applied to its terminals.

Mechanically, the cylinder unit is composed of three basic components: a die-cast aluminum frame and electromagnet, a moving element assembly, and a molded bridge.

The frame serves as the mounting structure for the magnetic core. The magnetic core which houses the lower pin bearing is secured to the frame by a spring and snap ring. This is an adjustable core which has a 0.020 inch flat on one side and is held in its adjusted position by the clamping action of two compressed springs. The bearing can be replaced, if necessary, without having to remove the magnetic core from the frame.

The electromagnet has two series-connected coils mounted diametrically opposite one another to excite each set of poles. Locating pins on the electromagnet are used to accurately position the lower pin bearing, which is mounted on the frame, with respect to the upper pin bearing, which is threaded into the bridge. The electromagnet is permanently secured to the frame and cannot be separated from the frame.

The moving element assembly consists of a spiral spring, contact carrying member, and an aluminum cylinder assembled to a molded hub which holds the shaft. The hub to which the moving contact arm is clamped has a wedge-and-cam construction, to provide low-bounce contact action. A casual inspection of the assembly might lead one to think that the contact arm bracket does not clamp on the hub as tightly as it should. However, this adjustment is accurately made at the factory and is locked in place with a lock nut and should not be changed.

Optimum contact action is obtained when a specified pressure applied to the face of the moving contact will make the arm slip one-fourth of its total free travel. Free travel is the angle through which the hub will slip from the condition of reset to the point where the clamp projection begins to ride up on the wedge. The free travel can vary between 15° to 20° .

The shaft has removable top and bottom jewel bearings. The shaft rides between the bottom pin bearing and the upper pin bearing which is adjusted to .025 inch from the top of the shaft bearing. The cylinder rotates in an air gap formed by the electromagnet and the magnetic core.

The bridge is secured to the electromagnet and the frame by two mounting screws. In addition to holding the upper pin bearing, the bridge is used for mounting the adjustable stationary contact housing. This stationary contact has .0015 to .0035 inch follow which is set at the factory by means of the adjusting screw. After the adjustment is made the screw is sealed in position with a material which flows around the threads and then solidifies. The stationary contact housing is held in position by a spring type clamp. The spring adjuster is located on the underside of the bridge and is attached to the moving contact arm by a spiral spring. The spring adjuster is also held in place by a spring type clamp.

The main contact of KD-10 and KD-11 relays will close 30 amp at 250 Vdc and the seal-in contact of the indicating contactor switch will carry this current long enough to trip a breaker.

When the contacts close, the electrical connection is made through the stationary contact housing clamp, to the moving contact, through the spiral spring and out to the spring adjuster clamp.

INDICATING CONTACTOR SWITCH UNIT (ICS)

The indicating contactor switch is a small dc operated clapper type device. A magnetic armature, to which leaf-spring mounted contacts are attached, is attracted to the magnetic core upon energization of the switch. When the switch closes, the moving contacts bridge two stationary contacts, completing the trip circuit. Also during this operation two fingers on the armature deflect a spring located on the front of the switch, which allows the operation indicator target to drop. The target is reset from outside of the case by a push rod located at the bottom of the cover.

The front spring, in addition to holding the target, provides restraint for the armature and thus controls the pickup value of the switch.

OPERATION

The KD-10 relay has two major components—compensators and tripping units. In the internal schematic of Fig. 4 the compensators are designated T, TAB, and TBC, the tripping units. Z (3 ϕ) and Z ($\phi\phi$). The phase-to-phase unit, Z ($\phi\phi$), operates for all combinations of phase-to-phase faults (phase A-B, B-C and C-A). The 3-phase unit Z (3 ϕ) operates for 3-phase faults and for close-in-two-phase-to-ground faults, although most two-phase-to-ground faults are cleared by operation of the phase-to-phase unit. Each of the tripping units and its associated compensator circuit are electrically separate, and will now be considered successively.

THREE-PHASE UNIT

A single compensator T has its primary energized with $(I_A - 3I_0)$ current Fig. 19. Current I_A is the phase A current; $3I_0$ is the residual current. There are three compensators shown one for each of the three zones. One connection uses an auxiliary 5:5 ratio current transformer to insert the $-3I_0$ component. The alternate connection supplies the compensator primaries with $(-I_B - I_C)$. Since $I_A + I_B + I_C = 3I_0$, $(I_A - 3I_0) = (-I_B - I_C)$. (Current I_A , I_B and I_C are the phase currents). The $3I_0$ current is needed to provide overlap with the $\phi\phi$ unit on 2-phase-to-ground faults.

Accordingly, the alternate connection is equivalent to the first arrangement. Note that relay 21-3, a type KD-11, also has a current winding Z. This winding is wound on the tripping unit so that the R-X diagram circle includes the origin, as explained under "Characteristics".

As shown in Fig. 19 the T compensator secondary is connected to modify the phase A voltage. With a fault in the trip direction, the induced voltage in the compensator secondary bucks the phase A voltage.

Vector diagrams in Fig. 8 illustrate the operation during 3-phase faults at four locations. The system impedance and the compensator angle are assumed to be at 90° for illustrative purposes only. Prefault voltages are depicted by the large dashed triangle. The smaller dashed triangle in each case is the system voltages at the relay location during the fault. This triangle is modified by the compensator voltage, $-1.5IAT$ where $1.5T$ is the compensator mutual impedance. The terminals of the tripping unit are designated: X, Y and Z. Phase A tripping unit voltage is:

$$V_X = 1.5 V_{AN} - 1.5 IAT \quad (1)$$

$$\text{Note that } 3I_0 = 0 \text{ for 3-phase faults} \quad (2)$$

Phase B and phase C tripping unit voltages are:

$$V_Y = V_{BN} \quad (3)$$

$$V_Z = V_{CN} \quad (4)$$

For a fault at A, beyond the relay operating zone, the compensator voltage, $-1.5IAT$ modifies the phase A voltage, reducing the voltage triangle of the tripping unit to X-Y-Z. With an X-Y-Z rotation the tripping unit torque is in the restraining direction.

For a fault at B the current is larger than for a fault at A, so that $-1.5IAT$ is larger. The point X is in line with points Y and Z. No torque is produced, since the X-Y-Z triangle has a zero area.

For a fault in the operating zone, such as at C, point X is below the YZ line. Now the rotation is X, Z, Y, which produces operating torque.

For a fault behind the relay at D, restraining torque is produced. Since the fault is behind the relay the current is of reversed polarity. Compensator voltage, $-1.5IAT$, increases the area of the bus voltage triangle, A-B-C. Tripping unit voltage has an X-Y-Z rotation which produces restraining torque.

A solid 3-phase fault at the relay location, tends to completely collapse the A-B-C voltage triangle. The area of the X-Y-Z triangle also tends to be zero under these conditions. A memory circuit in the KD-10 relay provides momentary operating torque under these conditions, for an internal fault. In the KD-11 relay the winding Z in the current circuit, in conjunction with the compensator voltage, produces a current-only torque, which maintains operating torque under the condition of zero potential. In the short reach relay the offset is obtained by means of an additional compensator TBR.

The $P3A - R3F$ parallel resistor-capacitor combination in the compensated phase provides correct phase-angle relation between the voltage across the front and back coils of Z (3ϕ) and the current, similar phase shift is produced in left and right hand coils by capacitor $C3C$. The $P3A - C3A$ combination also provides control of transients in the coils of the cylinder unit.

PHASE-TO-PHASE UNIT

Compensator primaries of TAB and TBC are energized by I_A , I_B and I_C as shown in Fig. 19. Compensator secondaries are connected to modify their respective phase voltages (e.g. TAB modifies V_{AB}). With a fault in the trip direction, the induced voltages in the compensator secondaries buck the phase-phase voltages.

Vector diagrams in Fig. 9 illustrate the operation during phase B-C faults at four locations. The system impedances and the compensator angle are assumed to be at 90° for illustrative purposes. Prefault voltages are depicted by the large dashed triangles. The smaller light triangle in each case is the system voltages at the relay location during the fault. This triangle is modified by the compensator voltages $-(I_A - I_B)Z_C$ and $-(I_B - I_C)Z_C$ where Z_C is the compensator mutual impedance. In this case $I_A = 0$. The

terminals of the tripping unit are designated; X, Y, and Z. Tripping unit voltages for phase B-C faults are:

$$V_{XY} = V_{AB} - (I_A - I_B) Z_C \quad (5)$$

$$V_{YZ} = V_{BC} - (I_B - I_C) Z_C \quad (6)$$

For a fault at A, in Fig. 9 beyond the relay operating zone, the compensator voltages change the A-B-C voltage sequence to the X-Y-Z sequence. Voltages of this sequence applied to operating unit produce restraining torque.

For a fault at B, the currents are larger than for a fault at A, so that compensator voltages are larger. Points Y and Z coincide now and the area of the X-Y-Z triangle is zero. No torque is produced.

For a fault in the operating zone, such as at C, the compensator voltages reverse the rotation of tripping unit voltages to X-Z-Y sequence. Voltages of this sequence applied to operating unit produce operating torque.

For a fault behind the relay at D, restraining torque is produced. Since the fault is behind the relay, the current is of reverse polarity and tripping unit voltage has an X-Y-Z rotation. This rotation produces restraining torque.

Note that this unit does not require memory action, since the sound-phase voltage reacts with the compensator voltage to produce a strong restraining or a strong operating torque, depending upon the fault location. This is true even for a complete collapse of the faulted phase-to-phase voltage. The phase-to-phase unit is identical in the KD-10 and KD-11 relays.

Similar vector diagrams apply for a fault between phases A and B or between phases C and A. Each of the three phase-to-phase fault combinations subjects the cylinder unit to a similar set of conditions.

CHARACTERISTICS

DISTANCE CHARACTERISTICS PHASE-TO-PHASE UNIT

This unit responds to all phase-to-phase faults and most two-phase-to-ground faults. It does not

respond to load current, synchronizing surges, or out-of-step conditions. While a characteristic circle can be plotted for this unit on the R-X diagram as shown in Fig. 10 such a characteristic circle has no significance except in the first quadrant where resistance and reactance values are positive. A small portion of the fourth quadrant, involving positive resistance values and negative reactance values, could have some significance in the event that the transmission line includes a series capacitor. The portion of the circle in the first quadrant is of interest because it describes what the relay will do when arc resistance is involved in the fault. The phase-to-phase unit operating on an actual transmission system is inherently directional and no separate directional unit is required.

An inspection of Fig. 10 indicates that the circle of the phase-to-phase unit is dependent on source impedance Z_S . However the circle always goes through the line balance point impedance. The reach at the compensator (and line) angle is constant, regardless of the system source impedance. The broadening out of the characteristic circle with a relatively high source impedance gives the phase-to-phase unit the advantageous characteristic that for short lines, it makes a greater allowance for resistance in the fault. Stated another way, the characteristics approach that of a reactance relay more and more closely as the line being protected becomes shorter and shorter with respect to the source impedance back of the relaying location.

SENSITIVITY: PHASE-TO-PHASE UNIT

A plot of relay reach, in percent of tap block setting, versus relay terminal voltage and current sensitivity is shown in Fig. 12. The unit will operate with the correct directional sense for zero voltage phase-to-phase faults. For this condition the fault current must be not less than 0.015 relay amperes with an ohm setting of 5.8 with rated voltage on the unfaulted phase. Pick up current is proportionately higher in S = 2 and S = 3 taps.

The KD-10 relay may be set without regard to possible overreach due to dc transients. Compensators basically are insensitive to dc transients which attend faults on high angle systems. The long time constant of a high angle system provides a minimum rate of change in flux-producing

transient current with respect to time, and therefore induces a minimum of unidirectional voltage in the secondary. Asymmetrical currents resulting from faults on low-angle systems having a short time constant can induce considerable voltage in the secondary, but for the first half cycle, the transient-derived voltage subtracts from the steady-state value. This transient decays so rapidly that it is insignificant during the second half cycle when it adds to the steady-state value.

DISTANCE CHARACTERISTIC - KD-10, 3-PHASE UNIT

The three-phase unit has a characteristic circle which passes through the origin as shown in Fig. 11. This circle is independent of source impedance. The three-phase unit is also inherently directional and does not require a separate directional unit.

If a solid-three-phase fault occurs right at the relay location, the entire voltage triangle collapses to zero to give a balance point condition, as shown by the relay characteristic in Fig. 11 which passes through the origin. However, since the YZ voltage also drops to zero, the relay would be unable to determine whether an internal or external fault existed. To correct this condition, a resonant circuit is added to the B-C voltage circuit of the relay which allows the YZ voltage to determine whether the fault is inside the protected line section or behind the relay.

SENSITIVITY: KD-10, 3-PHASE UNIT

The unit will operate with the correct directional sense for zero voltage three-phase faults when normal voltage exists at the relay terminals prior to the fault. This operation occurs due to memory action as described above. The unit will have zero torque or perhaps a slight opening torque if there is zero voltage at the relay prior to the fault or after the memory action has subsided. For medium and long reach relays with an impedance setting of 5.8 ohms the three-phase unit will directionally operate for faults which produce 2 volts line-to-line and 1.0 ampere at the relay terminals.

Sensitivity with 2 volts line-to-line for any tap is defined by the following equation:

$$I = \frac{5.8}{T} \text{ amperes} \quad (7)$$

For short reach relays (0.2-4.55 ohms) with an impedance setting of 1.23 ohms the three-phase unit will directionally operate for faults which produce 0.5 volts line-to-line and 2.7 ampere at the relay terminals.

Sensitivity with 0.75 volts line-to-line for any tap is defined by the following equation:

$$I = \frac{3.4}{T} \text{ amperes}$$

The KD-10 relay may be set without regard to possible overreach due to dc transients.

DISTANCE CHARACTERISTIC: KD-11, 3-PHASE UNIT

The three-phase unit of the KD-11 relay has a characteristic circle which includes the origin as shown in Fig. 13.

A single turn current coil on the cylinder unit provides for current-only torque and is small compared to the many turns of the T Max. setting of the compensator and has very little influence on the overall settings. However, as the compensator setting is reduced, the single turn current coil becomes larger by comparison and has more and more effect on the overall settings.

- For 1.3-36.7 ohms range the reach and maximum torque angle will vary approximately as follows:

T Nominal	T Actual	% Over-reach	MTA	T Reverse
10	10	0	75°	.13
7.02	7.09	2	76°	.13
5.0	5.10	2	77°	.12
3.51	3.65	4	78°	.12
2.50	2.60	4	80°	.11
2.00	2.08	4	82°	.11
1.50	1.65	10	87°	.11

For .75-21.2 ohms range the reach will vary approximately as follows:

T Nominal	T Actual	% Over-reach	MTA	T Reverse
5.8	5.3	0	75°	.13
4.06	4.20	3.5	76°	.13
2.90	3.12	4	78°	.12
2.03	2.15	6	79°	.12
1.45	1.57	8	82°	.12
1.46	1.30	12	85°	.11
.87	1.02	17	90°	.11

WHEN SETTING KD-11 RELAYS DISREGARD THE CHANGE IN T-VALUE, BUT INCLUDE THE PERCENTAGE ERROR INTO TEST CURRENT VALUES.

.2-4.55 ohms range KD-11 relays have no over-reach regardless of the tap being used and the maximum torque angle will stay constant at 60°. The relay offset is nominal 0.1 ohms and is obtained by a compensator TBR. Current only torque is obtained through the energy provided by the TBR compensator.

SENSITIVITY: KD-11, 3-PHASE UNIT

The impedance curve for the KD-11 three-phase unit is shown in Fig. 12. This unit will operate to close the left hand contact on CURRENT-ONLY for 3 or more amperes relay current with T set for 5.8 or T = 10.0 for 1.3-36 ohm relay and for 7.5 amperes or more with T set for .87.

The .2-4.55 ohm range unit has current-only sensitivity defined as IT = 6 or lower.

GENERAL CHARACTERISTICS

The phase-to-phase potential rating is 120 Vac $\pm 10\%$.

Impedance settings in ohms reach can be made for any value in the range of

- 0.2 - 4.55 for short reach relays
- 0.75 - 21.2 for medium reach relays
- 1.27 - 36.7 for long reach relays

The maximum torque angle for all phase-to-phase units is set for 75 degrees at the factory,

and may be set for any value from 60 to 78 degrees. A change in maximum torque angle will produce a slight change in reach for any given setting of the relay. Referring to Fig. 2, note that the compensator secondary voltage output V, is largest when V leads the primary current, I, by 90°. This 90° relationship is approached, if the compensator loading resistor (R_{2A}, or R_{2C}) is open circuited. The effect of the loading resistor, when connected, is to produce an internal drop in the compensator, which is out-of-phase with the induced voltage, ITAB or ITAC. Thus the net voltage, V, is phase-shifted to change the compensator maximum torque angle. As a result of this phase-shift the magnitude of V is reduced, as shown in Fig. 2. Other angles may be set by changing resistors R_{2A} and R_{2C} (or P_{2A} and P_{2C}).

The maximum torque angle of the 3-phase unit of the medium (.73-21.2 ohms) and the long reach (1.27-36.7 ohms) is set for 75 degrees at the factory, and it may be set for any value from 60 to 78 degrees. Other angles may set by changing resistor R₃.

The maximum torque angle of the 3-phase unit of the short reach (.2-4.5 ohms) relay is set for 60 degrees at the factory and may be set for any value from 45 to 65 degrees. By changing R₃ (or P₃) any other angle may be set. The 90-degree setting is approached for all ranges when R₃ resistor is open circuited. For 3φ unit or R_{2A} and R_{2C} for phase-to-phase unit.

Tap markings are based upon nominal settings as specified above. If the phase loading potentiometers P₃, P_{2A}, or P_{2C} are adjusted for some other maximum in torque angle the relay reach is different from the nominal as described under settings.

TIME CURVES AND BURDEN DATA

OPERATING TIME

The speed of operation for the KD-10 relay three-phase and phase-to-phase units is shown by the time curves in Fig. 14. The curves indicate the time in milliseconds required for the relay to close its contacts for tripping after the inception of a fault at any point on a line within the relay setting.

Fig. 15 and Fig. 16 show the KD-11 operating time of the phase-to-phase unit and the three-phase unit respectively. These curves show both contact-opening time and contact-closing time for faults within the relay setting.

CURRENT CIRCUIT RATING IN AMPERES

All rated 10 amp. continuous 1 second 240 amp. except for 1-37 ohm range where

for S = 1	T = 10	continuous rating is 6 amp
S = 2	T = 10	continuous rating is 8 amp
S = 3	T = 10	continuous rating is 9 amp
S = 1	T = 7.02	continuous rating is 7 amp

BURDEN

The burden which the relays impose upon potential and current transformers in each phase is shown by Fig. 17 and Fig. 18 for the KD-10 and KD-11 relays respectively. The potential burden and burden phase angle are based on 69 volts line-to-neutral applied to the relay terminals.

TRIP CIRCUIT CONSTANTS

0.2 tap - 6.5 ohms
2 tap - 0.15 ohms

SETTING CALCULATIONS

Relay reach is set on the tap plate shown in Fig. 3. The tap markings are:

T, T_A, T_B and T_C

0.23 - 0.307 - 0.383 - 0.537 - 0.690 - 0.920 - 1.23 (short reach)

0.87 - 1.16 - 1.45 - 2.03 - 2.9 - 4.06 - 5.8 (medium reach)

1.5 - 2.0 - 2.5 - 3.51 - 5.0 - 7.02 - 10.0 (long reach)

S, S_A, and S_C

1, 2, 3

M, M_A, M_C

.0, .03, .09, .06

(Values between taps)

Calculations for setting the KD-10 and KD-11 relays are straightforward and apply familiar principles. Assume a desired balance point which is 90 percent of the total length of line. The general formula for setting the ohms reach of the relay is:

$$Z = 0.9 Z_{pri} \frac{R_c}{R_v} \quad (9)$$

The terms used in this formula and hereafter are defined as follows:

Z = the desired ohmic reach of the relay in secondary ohms.

0.9 = the portion of the total line for which the relay is set.

R_C = current transformer ratio

R_V = voltage transformer ratio

Z_{pri} = ohms per phase of the total line section

The relay tap plate setting — Z is set according to the following equation:

$$Z = \frac{ST}{1 \pm M} \quad (10)$$

T = compensator tap setting.

S = Auto-transformer primary tap setting.

±M = Auto-transformer secondary tap setting. (This is a per unit value and is determined by the sum of the values between the "L" and the "R" leads. The sign is positive when "L" is above "R" and acts to lower the Z setting. The sign is negative when "R" is above "L" and acts to raise the Z setting.)

CAUTION: The tap plate values refer to standard maximum torque angle adjustment as per Table I, II, or III.

In general recalibration of the relay to a torque angle other than the standard value is neither desirable nor required. Where it is necessary, the phase loading potentiometers P₃, P_{2A}, or P_{2C} are adjusted for some other maximum torque angle, the relay reach becomes different from the nominal tap plate settings and tap plate setting should be modified as outlined under MAXIMUM TORQUE ANGLE CONSIDERATION.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใด ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

The following procedure should be followed in order to obtain an optimum setting of the relay.

1. Establish Z, as per Equation (9).
2. Now refer to Table I, II, or III, these tables lists optimum relay settings for relay.

a) Locate a table value for relay reach nearest to the desired value Z (it will always be within 1.5% or less off the desired value).

b) Read off the Table "S, T" and "M" settings. "M" - column includes additional information for "L" and "R" leads setting for the specified "M" value.

c) Recheck the obtained S, T, M - settings by using Equation (10).

$$Z = \frac{ST}{1 \pm M}$$

For example, assume the desired reach, Z is 7.8 ohms at 75°. (Step 1)

STEP (2a) in Table II we find nearest value to 7.8 ohms 7.88 that is $100 \times \frac{7.88}{7.8} = 101$ percent of the desired reach.

STEP (2b). From Table II read off:

$$\begin{aligned} S &= 2 \\ T &= 4.06 \\ M &= +.03 \end{aligned}$$

and "L" - lead should be connected over "R" - lead, with "L" lead connected to ".03" - tap and "R" - lead to tap "0".

Step (2c). Recheck Settings.

$$Z = \frac{ST}{1 \pm M} = \frac{2 \times 4.06}{1 + .03} = 7.88$$

These tables can be used to check relay setting in field using reverse procedure:

1. Read off the tap plate T, S, M settings.
2. Find corresponding Z value from appropriate tables.

MAXIMUM TORQUE ANGLE CONSIDERATIONS

For MEDIUM AND LONG reach relays maximum torque angle is set at the factory for 75 degrees current lagging voltage.

For SHORT REACH RELAYS the maximum torque angle of the three-phase unit is set for 60 degrees and the phase-to-phase unit for 75 degrees.

The following guide lines should be followed to achieve optimum application of the relay to the lines to be protected.

1. For zone 1 application of KD-10 relays no setting or calibration correction should be made if the line angle is 65 degrees or higher for the medium and long range relays (50 degrees for the short range relay).
2. For pilot trip or timed trip (Zone 2 or 3, or KD-11) applications no setting or calibration correction is required regardless of the difference between the relay and line angle.
3. For line angles below 65° for long and medium reach KD-10 relays the difference between the relay and line angles can be accounted for without recalibration of the relay by matching the relay impedance setting to the desired impedance value of the line (The recalibration of the relay to the lower angle may be undesirable because the load that can be accommodated by the 3φ unit is lower. See Fig. 11. The phase-to-phase unit is not responsive to load flow.)

The setting calculations are done as follows:

If Z-line is the desired reach of the relay, then Z (the relay setting) is

$$Z = \frac{Z_{\text{Line}}}{\cos(\theta_m - a)} \quad (11)$$

Where θ_m is the maximum torque angle of the relay

• a = Line Angle

ตารางที่ 1 ค่าเซตตั้งของรีเลย์ช่วงรีเลย์สำหรับ KD-10 & KD-11 RELAYS (0.2-4.55 OHMS)

T	S=1							S=2		S=3	"M"		LEAD CONNECTION		"R" OVER "L"
	0.23	0.307	0.383	0.537	0.69	0.92	1.23	0.92	1.23	1.23	M+	M-	"L" LEAD	"R" LEAD	
	0.195	0.260	0.325	0.455	0.585	0.780	1.042	1.560	2.080	3.120	0.18		0.06	0.00	"L" OVER "R"
	0.200	0.267	0.333	0.467	0.600	0.800	1.070	1.600	2.140	3.210	0.15		0.06	0.03	
	0.205	0.274	0.342	0.480	0.616	0.821	1.098	1.640	2.200	3.290	0.12		0.09	0.00	
	0.211	0.282	0.351	0.493	0.633	0.844	1.128	1.690	2.260	3.380	0.09		0.09	0.03	"L" OVER "R"
	0.217	0.290	0.361	0.507	0.651	0.868	1.160	1.740	2.320	3.480	0.06		0.06	0.09	
	0.223	0.298	0.372	0.521	0.670	0.893	1.194	1.780	2.390	3.580	0.03		0.03	0.00	
	0.230	0.307	0.383	0.537	0.690	0.920	1.230	1.840	2.460	3.690	0.00	0.00	0.00	0.00	"L" OVER "R"
	0.237	0.317	0.395	0.554	0.711	0.948	1.268	1.900	2.540	3.800		-0.03	0.00	0.03	
	0.245	0.327	0.407	0.571	0.734	0.979	1.308	1.960	2.620	3.930		-0.06	0.09	0.06	
	0.253	-	0.421	-	0.758	1.011	1.352	2.020	2.700	4.050		-0.09	0.03	0.09	"R" OVER "L"
	-	-	0.435	-	-	-	1.398	-	2.800	4.190		-0.12	0.00	0.09	
	-	-	0.451	-	-	-	1.447	-	2.890	4.340		-0.15	0.03	0.06	
	-	-	-	-	-	-	1.500	-	3.000	4.500			0.00	0.06	

* T THE TAP PLATE VALUES REFER TO STANDARD MAXIMUM TORQUE ANGLE ADJUSTMENT WHICH IS 75 ' FOR PHASE-TO-PHASE UNIT AND 60' FOR THREE PHASE UNIT.

ตารางที่ 2 ค่าเซตตั้งรีเลย์ช่วงรีเลย์ระยะกลางสำหรับ KD-10 & KD-11 RELAYS (0.75-21.20 OHMS)

T	S=1								S=2		S=3		"M"		LEAD CONNECTION		"R" OVER = R"	"L" OVER = L"	"R" OVER = R"
	0.87	1.16	1.45	2.03	2.90	4.06	5.80	4.06	5.80	4.06	5.80	M+	M-	"L" LEAD	"R" LEAD				
	0.74	0.98	1.23	1.72	2.46	3.44	4.92	-	9.83	-	14.70	0.18		0.06	0.00				
	0.76	1.01	1.26	1.76	2.52	3.53	5.04	-	10.10	-	15.10	0.15		0.06	0.03				
	0.78	1.04	1.29	1.81	2.59	3.63	5.18	7.26	10.40	-	15.50	0.12		0.09	0.00				
	0.80	1.06	1.33	1.86	2.66	3.72	5.32	7.45	10.60	-	16.00	0.09		0.09	0.03				
	0.82	1.09	1.37	1.91	2.74	3.83	5.47	7.66	10.90	-	16.40	0.06		0.06	0.09				
	0.85	1.13	1.41	1.97	2.82	3.94	5.63	7.88	11.30	-	16.90	0.03		0.03	0.00				
	0.87	1.16	1.45	2.03	2.90	4.06	5.80	8.12	11.60	-	17.40	0.00	0.00	0.00	0.00				
	0.90	1.20	1.49	2.09	2.99	4.19	5.98	8.37	12.00	-	17.90		-0.03	0.00	0.03				
	0.93	-	1.54	2.16	3.09	4.32	6.17	8.64	12.30	-	18.50		-0.06	0.09	0.06				
	0.96	-	1.59	2.23	3.19	4.46	6.37	8.92	12.70	-	19.10		-0.09	0.03	0.09				
	-	-	1.65	2.31	3.30	4.61	6.59	9.23	13.20	-	19.80		-0.12	0.00	0.09				
	-	-	1.71	2.39	3.41	4.78	6.82	9.55	13.60	-	20.50		-0.15	0.03	0.06				
	-	-	-	-	-	-	7.07	-	14.14	14.80	21.20		-0.18	0.00	0.06				

* T THE TAP PLATE VALUES REFER TO STANDARD MAXIMUM TORQUE ANGLE ADJUSTMENT WHICH IS 75 ' FOR BOTH UNITS.

ตารางที่ 3 ค่าเขตดึงรีเลย์ช่วงรีเลย์สำหรับ KD-10 & KD-II RELAYS (1.30-36.70 OHMS)

T	S = 1							S = 2		S = 3		"M"		LEAD CONNECTION		"R" OVER "L"
	1.50	2.00	2.50	3.51	5.00	7.02	10.00	7.02	10.00	7.02	10.00	M+	M-	"L" LEAD	"R" LEAD	
	1.27	1.69	2.12	2.97	4.25	5.94	8.50	-	17.00		25.50	0.18		0.06	0.00	"R" OVER "L"
	1.31	1.74	2.17	3.04	4.35	6.10	8.70	-	17.40		26.10	0.15		0.06	0.03	
	1.34	1.78	2.23	3.12	4.46	6.26	8.90	12.50	17.90		26.80	0.12		0.09	0.00	
	1.37	1.83	2.30	3.21	4.60	6.40	9.20	12.80	18.40		27.60	0.09		0.09	0.03	
	1.41	1.88	2.36	3.30	4.73	6.60	9.46	13.20	18.90		28.40	0.06		0.06	0.09	
	1.46	1.94	2.42	3.40	4.85	6.80	9.70	13.60	19.40		29.10	0.03		0.03	0.00	
	1.50	2.00	2.50	3.51	5.00	7.02	10.00	14.00	20.00		30.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	1.54	2.07	2.57	3.60	5.15	7.25	10.30	14.50	20.60		31.00		-0.03	0.00	0.03	
	1.59	-	2.66	3.73	5.33	7.45	10.60	14.90	21.30		32.00		-0.06	0.09	0.06	
	1.65	-	2.75	3.84	5.50	7.70	11.00	15.40	22.00		33.00		-0.09	0.03	0.09	
	-	-	2.84	3.98	5.70	7.95	11.40	15.90	22.70		34.20		-0.12	0.00	0.09	
	-	-	2.94	4.13	5.90	8.25	11.80	16.50	23.60		35.40		-0.15	0.03	0.06	
	-	-	-	-	-	-	12.20		24.40		36.70		-0.18	0.00	0.06	

* T THE TAP PLATE VALUES REFER TO STANDARD MAXIMUM TORQUE ANGLE ADJUSTMENT WHICH IS 75 ' FOR BOTH UNITS.

FOR EXAMPLE:

If the desired setting is 5 ohm at 60° a KD-10 relay should be set for (assuming it is set for 75° degrees) using equation (11).

$$Z = \frac{5}{\cos(75^\circ - 60^\circ)} = \frac{5}{\cos 15^\circ} = 5.18 \text{ ohms}$$

or referring to Table II relay should be set: $S = 1$, $T = 5.8$, $M = +.12$.

4. FOR SHORT RANGE RELAY (2-4.5 ohms)

Zone 1 application for line angles below 50° , recalibrate the phase-to-phase unit to maximum torque angle of 60° and the 3-phase unit for 45° degrees. Set Zone 1 and reach for 90% of the line (85% for line angles of less than 50°). In this case, follow the procedure below: Recalibrate the relay for the new maximum torque angle and set relay reach Z to be

$$Z = \frac{Z_{\text{line}} \sin \theta_m}{\sin \theta} \quad (12)$$

where θ_m - original maximum torque angle of the relay

θ - the new maximum torque angle after relay recalibration

Z line - desired reach

FOR EXAMPLE:

- A) Original nominal relay maximum torque angle (short range relay).

$\theta_m = 75^\circ$ for phase-to-phase unit

$\theta_m = 60^\circ$ for three-phase unit

- B) The desired reach is 0.5 ohms at 45°

- C) Calculate settings: (Use equation 12)

For phase-to-phase unit, recalibrated for 60°

$$Z = \frac{0.5 \sin 75^\circ}{\sin 60^\circ} = 0.557 \text{ ohms}$$

For 3-phase unit, recalibrated for 45°

$$Z = \frac{0.5 \sin 60^\circ}{\sin 45^\circ} = 0.612 \text{ ohms}$$

Referring to Table I, use closest setting for phase-to-phase unit

$$T_A, T_B, T_C = .537$$

$$M_A, M_C = -.06$$

$$S_A, S_C = 1$$

For 3-phase unit closest setting

$$T = .690$$

$$M = +.12$$

$$S = 1$$

5. If for some reasons an exact correction is required to match up the line impedance Z_L at an angle α , and relay has been recalibrated from nominal maximum torque to a new maximum torque angle $\beta \neq \alpha$, then relay setting Z should be equal to

$$Z = \frac{Z_{\text{Line}} \sin \theta_m}{\sin \beta \cos(\beta - \alpha)} \quad (13)$$

For Example:

Relay with original $\theta_m = 75^\circ$ has been recalibrated to $\beta = 60^\circ$ and to be applied to 5 ohm-line with line angle $\alpha = 50^\circ$

The relay setting Z relay should be according to Eq. (13)

$$Z_{\text{relay}} = \frac{5 \sin 75^\circ}{\sin 60^\circ \cos(60^\circ - 50^\circ)} = 5.65 \text{ ohms.}$$

or referring to Table II relay actual setting should be $S = 1$.

$$T = 5.8$$

$$M = +.03$$

SETTING THE RELAY

The KD-10 and KD-11 relays require settings for each of the three compensators (T , T_{AB} , and T_{BC}), each of the auto-transformers primaries (S , S_A , and S_C) and secondaries (M , M_A , and M_C). All of these settings are made with taps on the tap plate which is located between the operating units and relay de-energized. Fig. 3 shows the tap plate.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ง.
คู่มือ และหลักการใช้งานรีเลย์วัดระยะทาง
ชนิด MDAR 2.00 ของบริษัท ABB

Section 2. SPECIFICATIONS

2.1 TECHNICAL

Operating Speed (from fault detection to trip contact close -60 Hz)	12-14 ms (minimum) 22 ms (typical) 32 ms (maximum)
ac Voltage (VLN) at 60 Hz (VLN) at 50 Hz	70V rms 63.6 Vrms
ac Current (In)	1 or 5 A
Rated Frequency	50 or 60 Hz
Maximum Permissible ac Voltage	
• Continuous	1.5 x nominal voltage
• 10 Second	2.5 x nominal voltage
Maximum Permissible ac Current	
• Continuous	3 x Nominal Current
• 1 Second	100 x Nominal Current.
Typical Operating Current	0.5 A
dc Battery Voltages	
Nominal	Operating Range
48/60 Vdc	38 - 70 Vdc
110/125 Vdc	88- 145 Vdc
220/250 Vdc	176 - 290 Vdc
dc Burdens: Battery	7 W normal 30 W tripping
ac Burdens:	
Volts per Phase	(0.02VA at 70 Vac)
Current per Phase	(0.15VA at 5 A)

2.2 EXTERNAL CONNECTIONS

Terminal blocks located on the rear of the chassis suitable for #14 square tongue lugs

Wiring to FT-14 switches suitable for #12 wire lugs

2.3 CONTACT DATA

Trip Contacts - make & carry 30 A for 1 second, 10 A continuous capability, break 50 watts resistive or 25 watts with L/R = .045 seconds

• Non-Trip Contacts

1A Continuous

0.1A Resistive Interrupt Capability

Supports 1000 Vac across open contacts

Contacts also meet IEC - 255-6A, IEC - 255-12, IEC -255-16, BS142-1982.

2.4 MEASUREMENTS

Number of zones: 3 zones are standard (optional pilot adds additional zone).

Operating Characteristics: variable mho characteristics for all fault types.

2.5 MEASUREMENT UNITS

Three variable mho phase-to-earth units and one variable mho phase-to-phase impedance unit per zone.

One ground directional (ITG) and one phase directional (ITP) high-set overcurrent unit.

Three-phase non-directional overcurrent units (IL) for load loss trip and CIFT.

One non-directional ground overcurrent unit medium set (IOM) for ground supervision.

One ground overcurrent unit for LOI monitoring.

One inverse time overcurrent ground unit with CO characteristics (see Figures 2-1 thru 2-7); selectable non-directional or directional capability.

One forward set instantaneous directional overcurrent ground unit. (Pilot-high resistance ground faults.)

Three under-voltage units (LV) for weakfeed and LOP supervision.

Four current change fault detectors, and three voltage change fault detectors.

One instantaneous overcurrent unit low set (IOS)

One reverse set instantaneous directional overcurrent ground unit (Pilot Carrier Start, Weak-feed, Transient Blocking)

2.6 SETTING RANGES

Phase and Ground Distance (Zone 1, 2, 3):

- 0.01-50 ohms in 0.01 ohm steps for 5 A (ct)
- 0.05-250 ohms in 0.05 ohm steps for 1 A (ct)

Zone Timers - Separate timers for phase and ground:

- Zone 1 (No/Yes; 2 cycle delay if Yes is selected)
- Zone 2 (0.10 to 2.99 seconds in 0.01 second steps, Block)
- Zone 3 (0.10 to 9.99 seconds in 0.01 second steps, Block)

Forward Directional Ground Timer (FDGT)

- 0 to 15 cycles in 1 cycle steps, Block

Ohms per Unit Distance

- 0.300-1.500 in 0.001/DTYP (Km or Mi)

Inverse Time Overcurrent Ground Relay:

- Pickup (0.1-0.8) in 0.1 A increments for 1 A (ct).
- Pickup (0.5-4.0) in 0.5 A increments for 5A (ct). Choice of 7 time-curve families (CO-2, 5, 6, 7, 8, 9, 11 Characteristics), 63 time curves per family.
- Set for directional or non-directional operation.

High set instantaneous directional overcurrent trip units - phase and ground (IAH, IBH, ICH, IOH).

- 2.0-150 in 0.5 A steps for 5 A (ct)
- 0.4-30 in 0.1 A steps for 1 A (ct)

Display and Target Information

(a) Settings Display

The setting display shows the following information:

Information/Settings	Function Field	Display
		Value Field (note 1)
Software version	VERS	numerical
Initiate OSC storage	OSC	TRIP/Z2TR/Z2Z3/ Δ VAI
Initiate fault data storage	FDAT	TRIP/Z2TR/Z2Z3
CT ratio	CTR	30-5000, (5)
PT ratio	WTR	300-7000, (10)
Rated freq.	FREQ	60, 50
CT secondary rating	CTYP	5 or 1
Enable/disable readouts in primary I & V values	RP	YES/NO
Reactance (Ω /unit distance) multiplier for fault locator	XPUD	0.300-1.5, in 0.001/DTYP
Fault location, displayed in Km. or miles	DTYP	KM or MI (miles)
-Reclosing mode:	TTYP	
1) 3PT on all faults, no RI.		OFF
2) 3PT on all faults, with 3RI on ϕ G fault.		1PR
3) 3PT on all faults, with 3RI on ϕ G/2 ϕ fault.		2PR
→ 4) 3PT on all faults w/3RI.		3PR
5) SPT on ϕ G fault w/SRI, 3PT on M ϕ fault w/o RI.		SPR
6) SPT on ϕ G fault w/SRI, 3PT on M ϕ fault w/3RI.		SR3R
Single phasing limit timer	62T	0.300-5.000 in 0.05 sec. steps
RI on Z1 trip	Z1RI	YES/NO
RI on Z2 trip	Z2RI	YES/NO
RI on Z3 trip	Z3RI	YES/NO
RB on BF squelch	BFRB	YES/NO
Remote pilot control	PLT	YES/NO
Pilot system selection:	STYP	
1) 3-zone non pilot schems		3ZNP
2) Zone-1 extension scheme		Z1E
3) POTT or Unblocking scheme		POTT
4) PUTT scheme		PUTT
5) Blocking scheme		BLK
FDOG trip delay timer	FDGT	0-15, in 1 cycle steps
Weakfeed Application enable	WFEN	YES/NO
3-Terminal Line Application	3TRM	YES/NO
Blocking system channel coordination timer	BLKT	0-32, in 2 ms steps
Reverse block switch	RBSW	YES/NO

Information/Settings	Function Field	Display	
		Value	Field (note 1)
Pilot phase unit	PLTP	#0.01-50.00, 0.01 ohm steps	
Pilot ground unit	PLTG	#0.01-50.00, 0.01 ohm steps	
Zone-1 phase unit	Z1P	#0.01-50.00, 0.01 ohm steps	
Zone-1 ground unit	Z1G	#0.01-50.00, 0.01 ohm steps	
Zone-1 delay trip	T1	YES/NO (YES=45ms)	
Zone-2 phase unit	Z2P	#0.01-50.00, 0.01 ohm steps	
Zone-2 phase timer	T2P	0.10-2.99, BLK, 0.01sec.steps	
Zone-2 ground unit	Z2G	#0.01-50.00, 0.01 ohm steps	
Zone-2 ground timer	T2G	0.10-2.99, BLK, 0.01sec.steps	
Zone-3 phase unit	Z3P	#0.01-50.00, 0.01 ohm steps	
Zone-3 phase timer	T3P	0.10-9.99, BLK, 0.01sec.steps	
Zone-3 ground unit	Z3G	#0.01-50.00, 0.01 ohm steps	
Zone-3 ground timer	T3G	0.10-9.99, BLK, 0.01sec.steps	
Zone-3 direction	Z3FR	FWD/REV	
Z1L impedance angle	PANG	40-90, in 1.0 degree steps	
ZOL impedance angle	GANG	40-90, in 1.0 degree steps	
ZOL/Z1L	ZR	0.1-7.0, in 0.1 steps	
Low voltage units	LV	40-60, in 1.0 volt steps.	
* Overcurrent units			
Low set phase	IL	0.5-10, in 0.1 amp steps	
Low set ground	IOS	0.1	
Med. set ground	IOM	0.1	
High set phase	ITP	#2.0-150.0, 0.5 amp steps	
High set ground	ITG	#2.0-150.0, 0.5 amp steps	
Out-of-step block	OSB	YES/NO	
OSB override timer	OSOT	400-4000 in 16 ms steps	
OSB inner blinder	RT	1.00-15.00, 0.1 ohm steps	
OSB outer blinder	RU	3.00-15.00, 0.1 ohm steps	
* Directional ground units	DIRU	ZSEQ, NSEQ, DUAL	
Ground backup time curves	GBCV	#CO-2, CO-5, CO-6, CO-7, CO-8, CO-9 and CO-11. , OUT.	
ground backup setting	GBPU	0.5-4.0, in 0.1 amp steps	
Ground backup time dial	GTC	1-63, in 1.0 steps	
Choice of directional or non-directional ground backup	GDIR	YES/NO	
CIF trip/Stub bus protectn	CIF	CIFT/STUB/BOTH/NO	
LLT trip	LLT	YES/FDOG/NO	
LOP block	LOPB	YES/NO	
LOI block	LOIB	YES/NO	
Trip alarm seal-in	AL2S	YES/NO	
Remote setting	SETR	YES/NO	
Real time clock	TIME	YES/NO	
1) set year	YEAR	1980-2079, in 1 year steps	
2) set month	MNTH	1-12, in 1 month steps	
3) set day	DAY	1-31, in 1 day steps	
4) set week day	WDAY	SUN/MON/TUES/WEN/ THUR/FRI/SAT	
5) set hour	HOUR	1-24, in 1 hour steps	
6) set minute	MIN	1-60, in 1 minute steps	

use "OUT" for disabling this unit.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

VI. Operating Principles of Sensing Units in MDAR

Distance Measurement Principle

MDAR consists of 3 step distance zones and one optional pilot distance zone. Each zone consists of 4 variable mho distance units, 3 phase-units and one $\phi\phi$ -unit.

(a) Single-phase-to-ground fault detection

Single-phase-to-ground fault detection is accomplished by 3 quadrature polarized phase units, ϕA , ϕB and ϕC . Equations (1) and (2) are for operating and reference quantity, respectively. The unit will produce output when the operating quantity leads the reference quantity.

$$V_{XG} - [I_X + K_0(3I_0)] Z_{CG} \quad (1)$$

$$\text{and } (V_Q) \quad (2)$$

where $V_{XG} = V_{AG}, V_{BG}, \text{ or } V_{CG}$

$I_X = I_A, I_B \text{ or } I_C$

$I_0 = (I_A + I_B + I_C)/3$

$Z_{CG} = \text{PLTG, Z1G, Z2G and Z3G ground distance reach settings in terms of } Z_{1L}/\text{PANG secondary ohms for single-phase-to-ground faults.}$

$Z_{1L}, Z_{0L} = \text{Positive and zero sequence line impedances in relay ohms.}$

$\text{PANG, GANG} = \text{Angles in degrees of } Z_{1L} \text{ and } Z_{0L}.$

$K_0 = \text{Zero sequence current compensating factor}$

$$= \frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{3(Z_{1L})} = \left(\frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} - 1 \right) / 3 = (Z_R / \text{GANG} - \text{PANG} - 1) / 3$$

$Z_R = \text{Ratio of zero to positive sequence line impedances in absolute value.}$

* $V_Q = \text{quadrature phase voltages, i.e., } V_{CB}, V_{AC} \text{ and } V_{BA} \text{ for } \phi A, \phi B \text{ and } \phi C \text{ units, respectively.}$

It should be noted that the unit may lose its directionality if $[I_X + K_0(3I_0)] Z_{CG}$ product is higher than the phase voltage V_{XG} . Correction of this problem is to supervise the distance unit with FDOG unit.

(b) 3-phase fault detection

Three phase fault protection is accomplished by the logic of any operation of one of the three ground units (ϕA , ϕB and ϕC), plus the $3\phi F$ output signal from the faulted phase selector unit.

However, for 3-phase fault condition, the equations for the computation of distance unit reach will be (3) and (4) instead of (1) and (2):

$$V_{XG} = I_X Z_{CP} \quad (3)$$

$$\text{and } (V_Q) \quad (4)$$

where $V_{XG} = V_{AG}, V_{BG}, \text{ or } V_{CG}$

$I_X = I_A, I_B \text{ or } I_C$

$Z_{CP} = PLTP, Z1P, Z2P \text{ and } Z3P \text{ zone reach settings in terms of } Z_{1L}/PANG \text{ secondary ohms for multi-phase faults.}$

$V_Q = \text{quadrature phase voltages i.e., } V_{CB}, V_{AC} \text{ and } V_{BA} \text{ for } \phi A, \phi B \text{ and } \phi C \text{ units, respectively.}$
 Use pre-fault voltage for V_Q when all 3 faulted voltages are:
 below 1.0 volt RMS for Z1P unit,
 below 7.0 volt RMS for Z2P, Z3P and PLTP units.

(c) Phase-to-phase fault detection

The phase-to-phase unit responds to all phase-to-phase and phase-to-phase-to-ground faults, and some single-phase-to-ground faults. Equations (5) and (6) are for operating and reference quantity, respectively. It will produce output when the operating quantity leads the reference quantity.

$$(V_{AB} - I_{AB} Z_{CP}) \quad (5)$$

$$\text{and } (V_{CB} - I_{CB} Z_{CP}) \quad (6)$$

(e) Characteristics

Figure 8 --- $\phi\phi/\phi\phi G$ faults

Figure 9 --- 3ϕ faults

Figure 10 --- ϕG faults

) Faulted Phase Selection Units

Faulted phase selection includes determining if the fault is between phases or between one or more phases and ground, and also identifies the specific phase or phases involved in the fault. Faulted phase identification is necessary for implementation of single-pole tripping for single-phase-to-ground faults and for providing information for fault location computation.

The current phasors I_A , I_B , I_C and I_O are utilized in the fault identification algorithm. When a fault occurs, the last set of current phasors prior to the fault are saved as the pre-fault load current values.

The following conventions are used:

$3I_O = I_A + I_B + I_C$ Calculated zero sequence current from the measured post-fault current phasors

I_{AL} , I_{BL} , I_{CL} , Measured pre-fault load current phasors

I_A , I_B , I_C , $3I_O$ Measured post-fault current phasors

ΔI_A , ΔI_B , ΔI_C , Resultant fault current phasors

To determine the resultant fault current, remove the zero sequence current from the measured post-fault current and subtract the measured pre-fault load current. The resulting fault current is the sum of the positive sequence current and the negative sequence current of the fault.

$$\Delta I_A = (I_A - I_O) - I_{AL} = I_{A1} + I_{A2}$$

$$\Delta I_B = (I_B - I_O) - I_{BL} = I_{B1} + I_{B2}$$

$$\Delta I_C = (I_C - I_O) - I_{CL} = I_{C1} + I_{C2}$$

Compare the magnitude of the resultant fault current phasors using the following table to determine the fault type.

	Fault Type								
	AG	BG	CG	AB	BC	CA	ABG	BCG	CAG
$ I_A > 1.5 \times \Delta I_B $	x					x			x
$ I_A > 1.5 \times \Delta I_C $	x			x			x		
$ I_B > 1.5 \times \Delta I_A $		x			x			x	
$ I_B > 1.5 \times \Delta I_C $		x		x			x		
$ I_C > 1.5 \times \Delta I_A $			x		x			x	
$ I_C > 1.5 \times \Delta I_B $			x			x			x

If none of the nine fault types in the table are identified, then the fault must be and identified as a three-phase fault.

) Phase Directional Unit, (FDOP)

The inordinately high influence of ct lead resistance for a low voltage MPS test with the Motor-Generator set as one of the test sources, produces virtually a 90° phase shift in the polarizing voltage with the angle between the sources, causing undesired operation. Even though this is an MPS-related phenomenon and would pose no problem for an actual power system, a forward phase directional function FDOP and logic which includes AND-144C and AND-144D, as shown in Figure 25, has been added to each phase for supervising the Z1P and PLTP 3 ϕ -unit trip paths. The performance of the FDOP elements (FDOPA, FDOPB and FDOPC) is 90° - 60° , which is similar to the directional unit of the type CR relay.

) Ground Directional Units.

There are 2 ground directional units, FDOG (forward directional overcurrent ground) and RDOG (reverse directional overcurrent ground), in the MDAR system. The operating principle of these units can be selected based on the application. By scrolling the functional field to DIRU (directional unit) and selecting the ZSEQ (zero sequence) in the value field, both FDOG and RDOG units will be polarized by zero sequence voltage $3V_0$. However, both units will be polarized by either zero sequence voltage $3V_0$ or/and zero sequence current I_p (zero sequence current from a power transformer neutral CT) if the DIRU is selected to the value of DUAL. Both the FDOG and RDOG units will be operated by negative voltage/current quantities if NSEQ (negative sequence) is selected in the value field.

(1) Zero sequence polarizing ground directional FDOG/RDOG units:

* (a) Voltage polarizing element

The voltage polarizing directional element is determined by the angular relationship of the $3I_0$ and $3V_0$ phasors. Forward direction is identified if $3I_0$ leads $3V_0$ by 30° to 210° . For reverse direction $3I_0$ lags $3V_0$ by 0° to 150° or if $3I_0$ leads $3V_0$ by 0° to 30° .

The sensitivity of this element is $3I_0 > 0.5$ amp. and $3V_0 > 1.0$ volt.

(b) Current Polarizing

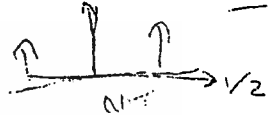
The current polarizing directional element is determined by the angular relationship of the I_0 and I_p phasors, where I_p is the ground current from the power transformer neutral CT. The forward directional unit will have maximum torque when I_0 and I_p are in-phase. The reverse directional unit will have maximum torque when I_0 and I_p are 180° out of phase.

The sensitivity of this element is $3I_0 > 0.5$ amp. and $I_p > 0.5$ amp.

(2) Negative sequence polarizing ground directional FDOG/RDOG units

The negative sequence polarizing ground directional units utilize the negative sequence voltage V_2 as the polarizing quantity and negative sequence current I_2 as the operating quantity. Its operation is determined by the angular relationship of the V_2 and I_2 phasors. Maximum sensitivity for the forward direction unit occurs when V_2 lags with I_2 by 98° .

The sensitivity of this element is $V_2 > 1.0$ volts. and $I_2 > 0.5$ amp.



Fault Detection Units

MDAR detects faults by digital computation rather than analog. The relay normally operates in a "background mode" where it looks for phase current or phase voltage disturbance. Once a phase disturbance is detected, the relay enters "fault mode" and start the Z-unit computations. During background mode, the four input currents (I_A , I_B , I_C and I_O) and the three voltages (V_A , V_B and V_C) are sampled, at a sampling rate of 8 times per cycle, to test for line faults. The criteria for determining a disturbance in the MDAR design is shown below, which comparing the instantaneous samples taken one cycle apart:

- (a) Each phase ΔI --- if $[I_{Kn} - I_{(K-1)n}] > 1.0$ amp.
and $[I_{Kn} - I_{(K-1)n}] / I_{(K-1)n} \times 100\% > 12.5\%$
- (b) Each phase ΔV --- if $[V_{Kn} - V_{(K-1)n}] > 7.0$ volts.
and $[V_{Kn} - V_{(K-1)n}] / V_{(K-1)n} \times 100\% > 12.5\%$
- (c) ΔI_O --- if $[(3I_O)_{Kn} - (3I_O)_{(K-1)n}] > 0.5$ amp.

where $n = 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8$

$K = K^{\text{th.}}$ cycle

Low Voltage Units

There are three low voltage units (V_{AL} , V_{BL} and V_{CL}) in MDAR. Each unit senses the phase voltage condition in the background mode. The unit can be set from 40 to 60 volts in 1.0 volt steps. For any phase voltage below its preset value, the LV logic will produce a logic "1" output signal. The LV-units are used in CIFT and weakfeed logic in the MDAR system.

(Note: Three separate fixed at 7 volts low voltage units are used for the LOP logic).

Blinder Units

(USED A, B)

Double blinders, 21BI and 21BO, are included in MDAR system. The following quantities are used for the blinder sensing:

Blinder Line	Polarizing	Operating
Left	$-j(V_{XG} + I_X R_C / \text{PANG} - 90^\circ)$	$I_X R_C / \text{PANG} - 90^\circ$
Right	$j(V_{XG} - I_X R_C / \text{PANG} - 90^\circ)$	$I_X R_C / \text{PANG} - 90^\circ$

where V_{XG} = Phase to ground voltage, V_{AG} or V_{BG} .

I_X = Phase current in ϕA or ϕB .

R_C = Setting of the unit. R_T for inner blinder (21BI), R_U for outer blinder (21BO).

PANG = the positive sequence line impedance angle.

Operation occurs if the operating voltage leads the polarizing voltage. The characteristic curves are shown in Figure 11.

Both inner and outer blinders are included in phases A and B for OS detection on SPT operation. Inner and outer blinder reaches are determined by the setting of R_T and R_U , respectively.

Fault Locator

The fault locator feature in MDAR computes the magnitude and phase angle of the fault impedance and the distance to the fault in both miles and kilometers. The fault impedance is calculated from the voltage and current phasors of the faulted phase(s). Thus proper faulted phase selection is essential for good fault locator results. The impedance calculations for the various faults are as shown below:

Fault Type	Impdanc Calaulation
AG	$Z_{AG} = V_{AG} / [I_A + K_o(3I_o)]$
BG	$Z_{BG} = V_{BG} / [I_B + K_o(3I_o)]$
CG	$Z_{CG} = V_{CG} / [I_C + K_o(3I_o)]$
AB	$Z_{AB} = V_{AB} / I_{AB}$
BC	$Z_{BC} = V_{BC} / I_{BC}$
CA	$Z_{CA} = V_{CA} / I_{CA}$
ABC	$Z_{ABC} = V_{AG} / I_A$

The distance to the fault is computed by multiplying the imaginary part of the fault impedance times (VTR/CTR) and dividing by the distance multiplier setting (XPUD).

$$\text{Distance} = \text{imag}(Z) \times (VTR/CTR) / XPUD$$

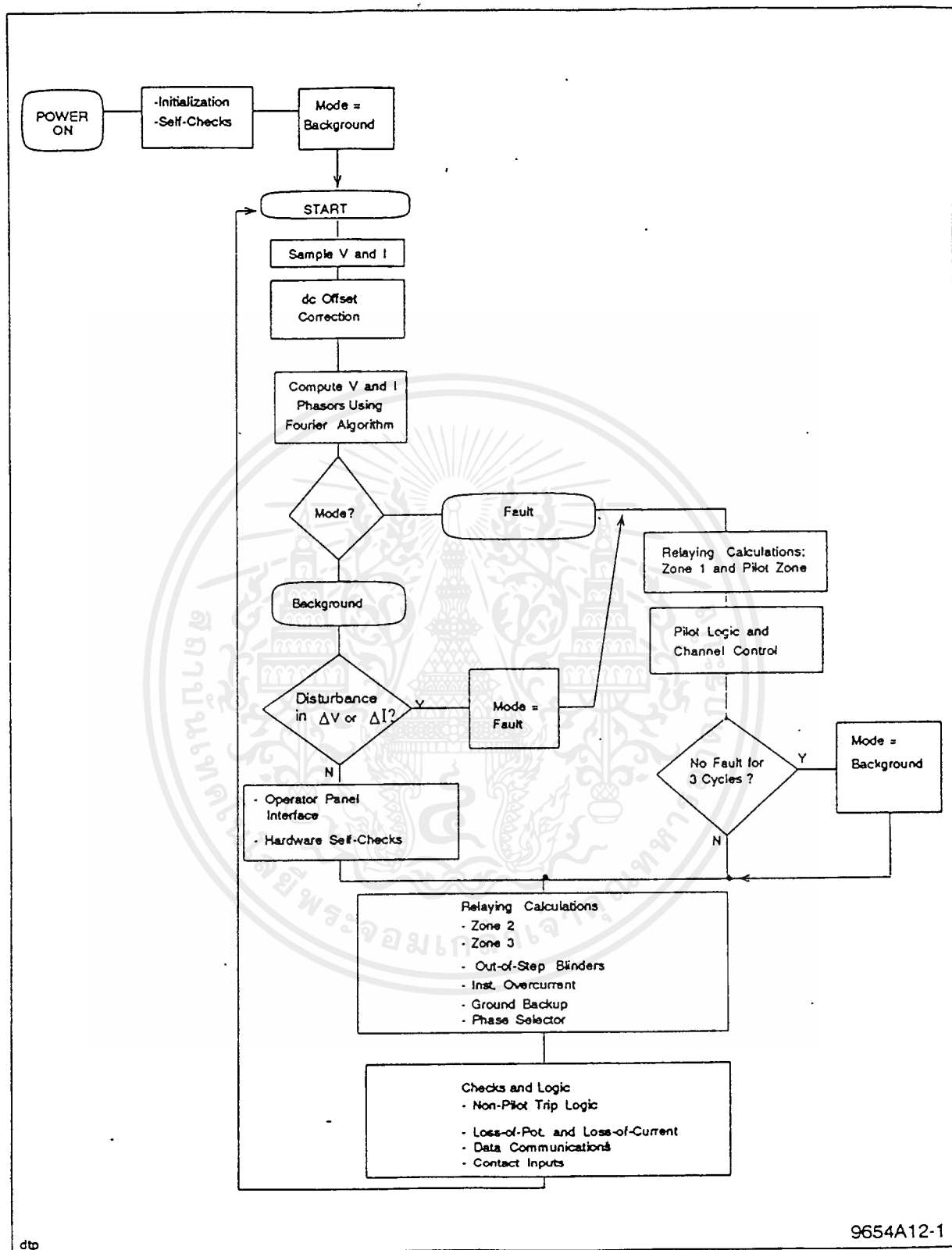


Figure 1-11 MDAR Relay Program Functions

Section 5. SETTING CALCULATIONS

5.1 CALCULATION OF MDAR SETTINGS

The following MDAR setting calculations correspond to the setting categories in the Installation Section (4). Assume that the protected line has the following data:

- 18.27 miles
- Line reactance 0.8 ohms/mile
- 69 kV, 60 cycles
- Positive and negative sequence impedances:

$$Z_{1L}(\text{Pri}) = Z_{2L}(\text{Pri}) = 15 \angle 77^\circ \text{ ohms}$$

- Zero sequence impedance:

$$Z_{0L}(\text{pri}) = 50 \angle 73^\circ \text{ ohms}$$

- Current Transformer Ratio (CTR):

$$RC = 1200/5 = 240$$

- Voltage Transformer Ratio (VTR):

$$RV = 600/1 = 600$$

- Relay secondary ohmic impedances are:

$$Z = Z_{pri} \times R_C / R_V$$

$$Z_{1L} = Z_{2L} = 15 \angle 77^\circ \times 240/600 = 6 \angle 77^\circ \text{ ohms}$$

$$Z_{0L} = 50 \angle 73^\circ \times 240/600 = 20 \angle 73^\circ \text{ ohms}$$

5.1.1 Ratio of Zero and Positive Sequence Impedances

$$Z_R = Z_{0L}/Z_{1L} = 20/6 = 3.33$$

then MDAR will automatically calculate the zero sequence current compensation factor (k_0) by using the value of Z_R , i.e.,

$$k_0 = (Z_{0L} - Z_{1L})/Z_{1L} = Z_R \angle \text{GANG} - \text{PANG} - 1$$

(12/90)

5.1.2 Zone-1 Distance Unit Settings

A setting of 80% of the line impedance for zone-1 reach is recommended, thus the Zone-1 phase and ground reach should be:

$$Z_{1P} = 6 \times 0.8 = 4.8 \text{ and}$$

$$Z_{1G} = 6 \times 0.8 = 4.8$$

NOTE: Z_{1P} and Z_{1G} can be set for different values if the application is required.

5.1.3 Zone-2 Distance Unit Settings

Generally, Zone-2 reach is set for 100% of the protected line plus 50% of the shortest adjacent line. If the shortest (or only) adjacent line primary impedance is 20 ohms, then the Zone-2 reach setting would be:

$$Z_{2P} = 6 + (20 \times 0.5) \times 240/600 = 10 \text{ and}$$

$$Z_{2G} = 10$$

NOTE: Z_{2P} and Z_{2G} can be set for different values if the application is required.

5.1.4 Zone-3 Distance Unit Settings

Generally, Zone-3 reach is set for 100% of the protected line plus 100% of the longest adjacent line emanating from the remote bus, while accounting for the infeed from the same remote bus.

If the longest (or only) adjacent line from the remote bus is 25 ohms primary, and the infeed effect may increase its impedance by 30%, then the Zone-3 reach setting should be:

$$Z_{3P} = 6 + (25 \times 1.3) \times 240/600 = 19 \text{ and}$$

$$Z_{3G} = 19$$

NOTE: Z_{3P} and Z_{3G} can be set for different values if the application is required.

5.1.5 Overcurrent Unit Setting

a. The low set phase overcurrent unit is used for the load-loss-trip and CIF functions. It should be set higher than the line charging current and below the minimum load current.

NOTE: It should be set above the maximum tapped load current if applicable.

Assume that the line charging current is negligible for this line section, and the minimum load current is 2.0 A secondary, then the low set phase overcurrent unit setting should be:

$$IL = 1$$

b. The low-set ground overcurrent unit is used for supervising the reverse directional overcurrent ground unit (RDOG). It should be set as sensitive as possible. A setting of 0.5 amperes is recommended:

$$IOS = 0.5$$

c. The medium set ground overcurrent unit is used for supervising the Zone 1, Zone 2 and Zone 3 ground distance units (Z1G, Z2G and Z3G), the forward directional overcurrent ground unit (FDOG). Generally, it is recommended to be set 2 times the IOS setting.

$$IOM = 2 \times IOS = 1.0$$

d. The directional high set overcurrent phase and ground units (ITP and ITG) are used for direct trip function. The general setting criterion for the instantaneous direct trip unit is:

The unit should be set higher than 1.15 times the maximum fault on the remote bus, where the factor of 1.15 is to allow for the transient overreach. For this example, assume that the maximum load is not higher than the maximum forward end zone fault current, and the maximum phase and ground fault currents on the remote bus are 20 and 24 amperes, respectively, then the settings of the high-set phase (ITP) and the high-set ground (ITG) should be:

$$ITP = 20 \times 1.15 = 23$$

$$ITG = 24 \times 1.15 = 27.6$$

5.1.6 OSB Blinder Settings (RT and RU)

The requirements for setting the blinder units are:

- Inner blinder must be set to accommodate maximum fault resistance for internal 3-phase fault
- Inner blinder should not operate on severe stable swings
- Outer blinder must have adequate separation from inner blinder for fastest out-of-step swing to be acknowledged as an out-of-step condition
- Outer blinder must not operate on load

a. Setting the Inner Blinder

If the OSB is used to supervise tripping of the 3 ϕ unit on heavy load current, the inner blinder 21BI must be set sufficiently far apart to accommodate the maximum fault arc resistance. A reasonable approximation of arc resistance at fault inception is 400 volts per foot. If a maximum ratio of "line voltage per spacing" is 10,000 volts/ft. for a high voltage transmission line, and if a minimum internal 3-phase fault current is calculated as:

$$I_{min.} = [E / 1.73(Z_A + Z_L)]$$

where Z_A is maximum equivalent source impedance, Z_L is line impedance and E is line-to-line voltage.

then $R_{max.} = 400 \times FT / I_{min.}$

$$= 400 \times 1.73(Z_A + Z_L) / 10000$$

$$= 0.0693 (Z_A + Z_L)$$

Adding a 50% margin to cover the inaccuracies of this expression:

$$R_{max.} = 0.104(Z_A + Z_L) \text{ primary ohms}$$

$$R_S = 0.104(Z_A + Z_L) R_C / R_V \text{ secondary ohms}$$

Set inner blinder to:

$$R_T = R_S \times \cos(90^\circ - \text{PANG}) \quad (1)$$

This is the minimum permissible inner blinder setting when it is used to provide a restricted trip area for a distance relay.

Another criterion that may be considered is based upon the rule of thumb that stable swings will not involve an angular separation between generator voltages in excess of 120° . This would give an approximate maximum of:

$$Z_{\text{inner}} = (Z_A + Z_L + Z_B) / (2 \times 1.73) \quad (2)$$

$$= 0.288(Z_A + Z_L + Z_B) \text{ primary ohms}$$

$$Z_{\text{inner}} = 0.288(Z_A + Z_L + Z_B) R_C / R_V \text{ secondary ohm}$$

where Z_B is the equivalent maximum source impedance at the end of the line away from Z_A .

An inner blinder setting between the extremes of equations (1) and (2) may be used. This provides operation for any 3-phase fault with arc resistance, and restraint for any stable swing. Except in those cases where very fast out-of-step swings are expected, the larger setting can be used.

It will usually be possible to use the minimum inner blinder setting of 1.5 ohms.

b. Setting the Outer Blinder

For slow out-of-step swings, a reasonably close placement of outer to inner blinder characteristic is possible. The separation must, however, be based on the fastest out-of-step swing expected. A 50 ms interval is inherent in the out-of-step sensing logic, and the outer blinder must operate 50 ms or more ahead of the inner blinder.

Since the rate of change of the ohmic value manifested to the blinder elements is dependent upon accelerating power and system WR^2 , it is impossible to generalize. However, based on an inertia constant (H) equal to 3, and the severe assumption of full load rejection, a machine will experience (assuming a uniform acceleration) an angular change in position of no more than 20° per cycle on the first half slip cycle.

If the inner blinder were set for $(0.104Z_T)$, and the very severe 20° per cycle swing rate were used, the outer blinder should be set for approximately:

$$Z_{\text{outer}} = 0.5 Z_T \text{ primary ohms} \quad (3)$$

$$\text{where } Z_T = Z_A + Z_B + Z_L$$

This is the minimum setting of the outer blinder for a 20° per cycle swing rate.

5.1.7 Overcurrent Ground Backup Unit (GB)

The overcurrent ground backup unit GB provides seven sets of curves, which are similar to the CO and MCO curves, for backing up the distance ground on high resistance ground faults. Four settings (GBCV, GBPU, GTC and GDIR) should be determined for applying this unit.

a. GBCV is the ground backup curve selection. Seven sets of familiar CO curves are provided (CO2, 5, 6, 7, 8, 9 and 11), and are shown in Figures 2-1 thru 2-7. The selection is based on the application and coordination time. A selection of "OUT" disables the ground backup function.

b. GBPU is the current level setting. Its range is 0.5 to 4.0 amperes in 0.5 steps. In general, the current level setting criterion is:

$$(I_{F\min} / 2) > \text{Setting level} > 2 \times (\text{Max. residual load}, 3I_0)$$

where $I_{F\min}$ = Minimum ground fault current for a fault two buses away

For better sensitivity, GBPU should be set at 0.5 amperes, this would be adequate for most of the application.

c. GTC is the time delay setting of the GB unit. As shown in Figures 2-1 thru 2-7, it has 63 setting selections, from 1 to 63 in 1.0 steps. In general, the time delay setting should be coordinated with any protective device downstream of the line section.

d. GDIR is the setting for directional control selection. The GB unit will become a directional torque control overcurrent ground unit if GDIR is set at YES.

The following equation can be used to calculate the trip time for all CO curves from CO-2 thru CO-11:

$$\text{(for } 3I_0 \geq 1.5) \quad T(\text{sec}) = \left[T_0 + \frac{K}{(3I_0 - C)^P} \right] \times \frac{\text{GTC}}{24,000}$$

$$\text{(for } 1 < 3I_0 < 1.5) \quad T(\text{sec}) = \frac{R}{(3I_0 - 1)} \times \frac{\text{GTC}}{24,000}$$

$$\text{where } 3I_0 = \frac{I_F}{\text{GBPU}}$$

GBPU = Pickup current setting (0.5 to 4.0A).

GTC = Time curve dial setting (1 to 63).

T_0 , K , C , P and R are constants, and are shown in Table 5-3. (Refer also to the example in Appendix I, Section 1.9.)

Taking the CO-8 curve set as an example (see Figure 2-5), assuming that the maximum $3I_0$ of unbalanced load is 0.2A, the minimum ground fault current for a fault two buses away is 10A, and 0.7 seconds is required for coordination with current of 20 times the GBPU setting, then the settings of the GB function should be as shown below:

$$10/2 > \text{GB} > 2 \times 0.2 \quad \text{set GBPU} = 0.5$$

Using the curve in Figure 2-1, for 0.7 seconds at 20 times the GBPU setting, GTC should be set to 24.

- Set GBCV = CO-8 and
- Set GDIR = YES if directional control is required.

5.1.8 Timer Settings

a. Zone-2 timer (T_2) setting should be coordinated with the Zone-1 and other high-speed trip units on the adjacent line terminal. Coordination Time Interval (CTI) of 0.3 to 0.5 seconds is recommended. For example, if T_2 of 0.4 seconds is used, then the phase and ground Zone-2 timers should be set as follows:

$$T_2P = 0.4 \text{ and } T_2G = 0.4$$

NOTE: T_2P and T_2G are separate timers; they can be set at different time settings.

b. Zone-3 timer (T_3) settings would be similar to the above. For example, if T_3 of 0.8 seconds is required, then the phase and ground Zone-3 timer should be set as follows:

$$T_3P = 0.8 \text{ and } T_3G = 0.8$$

NOTE: T_3P and T_3G are separate timers; they can be set at a different time settings.

c. For out-of-step block (OSB), if applied, the OSB override timer setting (OSOT) is determined by the power system operation. Its range is 400 to 4000 ms, in 16 ms steps. For example, set MDAR OSOT = 500 if OSB override time of 500 ms is required.

d. For single-pole trip application only, the single phasing limit timer setting (62T) is for preventing thermal damage to rotating machines, due to the I_2 component during single phasing. Its range is 300 to 5000 ms, in 50 ms steps. The setting should be based on the poorest $(I_2)^2t$ constant of the machines in service. For example, set MDAR 62T = 1550, if 3PT is required before 1.55 seconds and after one pole has been open and the breaker does not or cannot reclose.

e. For the blocking system only, the channel coordination timer (TC) setting (BLKT) is based on the following application criteria:

$$\text{TC} > (\text{Slowest remote carrier start time} + \text{channel time} + \text{margin}) - (\text{the fastest local } 21P/21NP \text{ pickup time})$$

Where channel time includes the transmitter and receiver times, and the times which occur between these devices, e.g., wave propagation, interfacing relays, etc.

For MDAR:

$$\begin{aligned} \text{fastest } 21P/21NP \text{ pickup time} &= 14 \text{ ms} \\ \text{slowest carrier start time} &= 4 \text{ ms} \\ \text{suggested margin time} &= 2 \text{ ms} \end{aligned}$$

For example, the MDAR channel coordination timer should be determined as shown below, if the channel time is 3 ms.

$$\text{TC} = (4 + 3 + 2) - 14 = -5$$

$$\text{i.e., set BLKT} = 0$$

5.2 SELECTION OF MDAR SETTINGS

The following settings are determined by the application. They do not require calculation.

5.2.1 The OSC setting is for selecting one of the 4 ways (TRIP/Z2TR/Z2Z3/ $\Delta I \Delta V$) to initiate the oscillographic data taken, where:

TRIP --- start data taken only if trip action occurs.

Z2TR --- start data taken if Zone 2 units pick up, or any trip action occurs.

Z2Z3 --- start data taken if Zone 2 or Zone 3 units pick up, or any trip action occurs.

$\Delta I \Delta V$ --- start data taken if ΔI , ΔV , Zone 2 or Zone 3 units pick up, or any trip action occurs.

5.2.2 The FDAT setting is for selecting one of the 3 ways (TRIP/Z2TR/Z2Z3) to initiate the fault data taken, where:

TRIP --- start to store fault data only if trip action occurs.

Z2TR --- start to store fault data if Zone 2 units pick up or any trip action occurs.

Z2Z3 --- start to store fault data if Zone 2 or Zone 3 units pick up or any trip action occurs.

5.2.3 The current transformer ratio setting (CTR) is used for the load current monitoring, if it is selected to be displayed in primary amperes. It has no effect on the protective relaying system. For this example, set CTR = 240.

5.2.4 The voltage transformer ratio setting (VTR) is used for the system voltage monitoring, if it is selected to be displayed in primary volts. It has no effect on the protective relaying system. For this example, set VTR = 600.

5.2.5 The frequency setting (FREQ) should be selected to match the power system operating frequency. For example, select FREQ = 60 if the power system operating frequency is 60 Hertz.

5.2.6 The current transformer type setting (CTYP) provides the flexibility for 5 Amp or 1 Amp rated current transformer selection. For example, select and set CTYP = 5 if a 5 Amp current transformer is used.

The setting of CTYP affects all the distance unit and overcurrent unit setting ranges. The ranges will be automatically changed as listed below:

MDAR UNITS	AT CTYP = 5	AT CTYP = 1
Z1P/Z1G/Z2P/Z2G	0.01-50.00,	0.05-250
Z3P/Z3G/PLTP/PLTG	In 0.01 Ohm steps	In 0.05 Ohm steps
ITP/ITG	2.0-150.00,	0.4-30.0,
	In 0.5 Amp steps	In 0.1 Amp steps
IL/IOS/IOM	0.5-10.0,	0.1-2.0,
	In 0.1 Amp steps	In 0.02 Amp steps

5.2.7 The read primary setting (RP) should be set at YES if all the monitoring ac voltages and currents are selected to be displayed in primary KV and KA values, respectively.

5.2.8 The ohms per unit distance of the line reactance setting (XPUD) is the multiplier for fault distance display. It has a range of 0.3 to 1.5 in 0.001 steps. In this example, the line reactance is 0.8 ohms/mile; set XPUD = 0.8.

The fault distance calculation is as follows:

$$DMI = \frac{VTR}{CTR} \times \frac{Z_S \times \sin \angle FANG}{XPUD}$$

Where, Z_S is the secondary impedance magnitude, and FANG is the fault angle.

5.2.9 The setting of DTYP (distance type) has a selection of MILE and KM. It should be selected to match with the setting of XPUD. For this example, select DTYP = MILE.

5.2.10 The setting of TTYP is for selecting the reclosing mode in single pole trip applications (if applicable). It has six selecting positions (OFF, 1PR, 2PR, 3PR, SPR, and SR3R). Refer to the guidelines for reclosing mode programming for the TTYP setting selection.

5.2.11 For an SPT application, set the 62T single phasing limit timer from 300 to 5000 ms in 50 ms steps. The setting is based on the generator's $(I_2)^2 t$ performance.

5.2.12 The settings of Z1RI, Z2RI and Z3RI provide the selectivity for Zone 1 RI (reclosing initiation), Zone 2 RI and Zone 3 RI, respectively. For the non-pilot system application, set

Z1RI, Z2RI and/or Z3RI to YES, if RI is required when the particular distance zone operates.

5.2.13 For a pilot system, set BFRB to YES if RB on the breaker failure squelch feature is required.

5.2.14 The setting of PLT (pilot) combines with the signal of Pilot Enable (on the backplane panel) and controls the operation of pilot and reclosing initiation. The absence of either signal will:

- disable the pilot system
- block the RI2 output, and
- allow an RI1 output for a non-pilot system.

The PLT can be set either locally from the front panel or, remotely, via the communication channel.

5.2.15 The STYP (system type) selects the desired relaying system for the application. It has two selections: 3ZNP (3 zone non-pilot) and Z1E (Zone 1 extension) in the non-pilot MDAR. There are five selections: 3ZNP, Z1E, POTT (permissive overreach transfer trip or unblocking), PUTT (permissive underreach transfer trip) and BLK (blocking) in the pilot MDAR. It should be set to the desired selection.

5.2.16 For the pilot MDAR only, the WFEN (weakfeed enable) selection should be set to YES for the weakfeed terminal, if applicable.

5.2.17 For pilot MDAR only, the 3TRM (3 terminals) setting should be selected to YES for all of the three terminals that apply.

5.2.18 For application of the POTT system only, the setting of reverse fault block switch (RBSW) enables the transient block logic in the scheme, if it is set to YES. It prevents the system from undesirable operation on current reversal.

NOTE: The setting of RBSW = 'YES' is for a parallel line (or weakfeed) POTT system only.

5.2.19 Set FDGT (FDOG trip delay timer) from 0 to 15 cycles or block (BLK) as desired.

5.2.20 Distance/overcurrent units can be disabled if required by the application. The following distance/overcurrent units can be disabled by setting the unit to OUT:

a. List of units which can be disabled:

PLTP, PLTG, Z1P, Z2P, Z2G, Z3P, Z3G, ITP, ITG and GB.

b. Procedure to disable the unit:

Switch MDAR to the setting mode, scrolling the function field to the proper function. Then set the unit to OUT via the value field.

5.2.21 Set T1 to YES if Zone 1 delay trip is required.

5.2.22 The T2P, T2G, T3P and/or T3G timer functions can be disabled, if desired, by setting the timer to BLK.

5.2.23 The Zone 3 distance units (Z3P and Z3G) can be selected to reach forward-looking or reverse-looking by setting the Z3FR (Zone 3 forward or reverse) to FWD or REV.

5.2.24 Set the positive sequence impedance angle 2 (PANG) values based on the positive sequence line impedance angle. This setting affects the performance of the distance units.

5.2.25 Set the zero sequence impedance angle (GANG) values based on the zero sequence line impedance angle. This setting affects the performance of the distance units.

5.2.26 Set the ZR value based on the absolute value of the ratio of the line impedances (Z_{0L}/Z_{1L}).

5.2.27 The LV units are used in CIFT and weak-feed logic in the MDAR. They should normally be set to 40 volts unless a higher setting is required for more sensitive applications.

5.2.28 The polarizing approach for the directional ground overcurrent unit is controlled by the setting of DIRU. It has 3 selections:

ZSEQ --- Voltage polarization only.

DUAL --- Both voltage and current polarization.

NSEQ --- Negative sequence voltage and current polarization.

5.2.29 Set GDIR to YES if directional control is required for the GB function.

5.2.30 Based on the requirements, set Close-Into-Fault (CIF) and stub-bus protection functions, by selecting the value field (CIFT/STUB/BOTH/NO) of CIF, where:

CIFT --- CIF trip but not stub-bus protection has been selected.

STUB --- Stub-bus protection but not CIF trip has been selected.

BOTH --- Both CIF trip and stub-bus protection have been selected.

NO --- Neither CIF nor stub-bus protection has been selected.

5.2.31 Set LLT (loss-of-load trip) to YES, FDOG or NO, where:

YES --- LLT trip with Z2 supervision.

FDOG --- LLT trip with both Z2 and FDOG supervision.

NO --- LLT trip function is not used.

5.2.32 Set LOPB to YES, if loss-of-potential block trip function is required.

5.2.33 Set LOIB to YES, if loss-of-current block trip function is required.

5.2.34 Set AL2S to YES, if trip alarm seal-in is required. The Reset pushbutton can be used to reset the sealed AL2.

5.2.35 Set the SETR to YES if remote setting is required.

5.2.36 Procedure to set the real-time clock:

5.2.37 With MDAR in the "at setting" mode, scroll the function field to TIME, and set the value to YES. Depress function pushbutton RAISE to display YEAR, MNTH (month, DAY, WDAY (week day), HOUR, and MIN (minute), and set the corresponding number via the value field. The MDAR clock will start at the time when the minute value is entered.

5.3 GUIDANCE FOR RECLOSING INITIATION MODE PROGRAMMING

5.3.1 For non-pilot without SPT system:

a. Select TTYP = OFF or 1PR, or 2PR or 3PR, and

b. Select PLT = NO, and

c. Use the RI2 output contact for the reclosing circuit, and

d. Select one or all of the Z1RI, Z2RI and Z3RI to YES, depending on the application.

5.3.2 For non-pilot with SPT system:

a. Select TTYP = OFF or 1PR, or 2PR, or 3PR, or SPR or SR3R and

b. Select one or all of the Z1RI, Z2RI and Z3RI to YES, depending on the application.

c. Use the RI1 output contact for the SRI reclosing timing circuit, and the RI2 output contact for the 3RI timing circuit.

The Reclosing Initiation mode will be based on the TTYP setting, as shown in Table 5-2.

TABLE 5-1. CURRENT TRANSFORMER SETTINGS

MDAR UNITS	At CTYP = 5	At CZTYP = 1
Z1P/Z1G/Z2P/Z2G	0.01-50.00,	0.05-250,
Z3P/Z3G/PLTP/PLTG	in 0.01 Ω steps	in 0.05 Ω steps
ITP/ITG	2.0-150.00,	0.4-30.0,
	in 0.5 A steps	in 0.1 A steps
IL/IOS/IOM	0.5-10.0,	0.1-2.0,
	in 0.5A steps	in 0.1 A steps

TABLE 5-2. RECLOSING INITIATION MODE PROGRAMMING

TTYP	TYPE OF FAULT	RECLOSING MODE
OFF	all	no reclosing
1PR	ϕ G Other Faults	RI2 contact closes; no reclosing
2PR	ϕ G, $\phi\phi$ 3 ϕ	RI2 contact closes; no reclosing
3PR	all	RI2 contact closes
SPR	Phase-to-ground Other Faults	RI1 contact closes; no reclosing
SR3R	Phase-to-ground Other Faults	RI1 contact closes; RI2 contact closes

TABLE 5-3. TRIP TIME CONSTANTS FOR CURVES

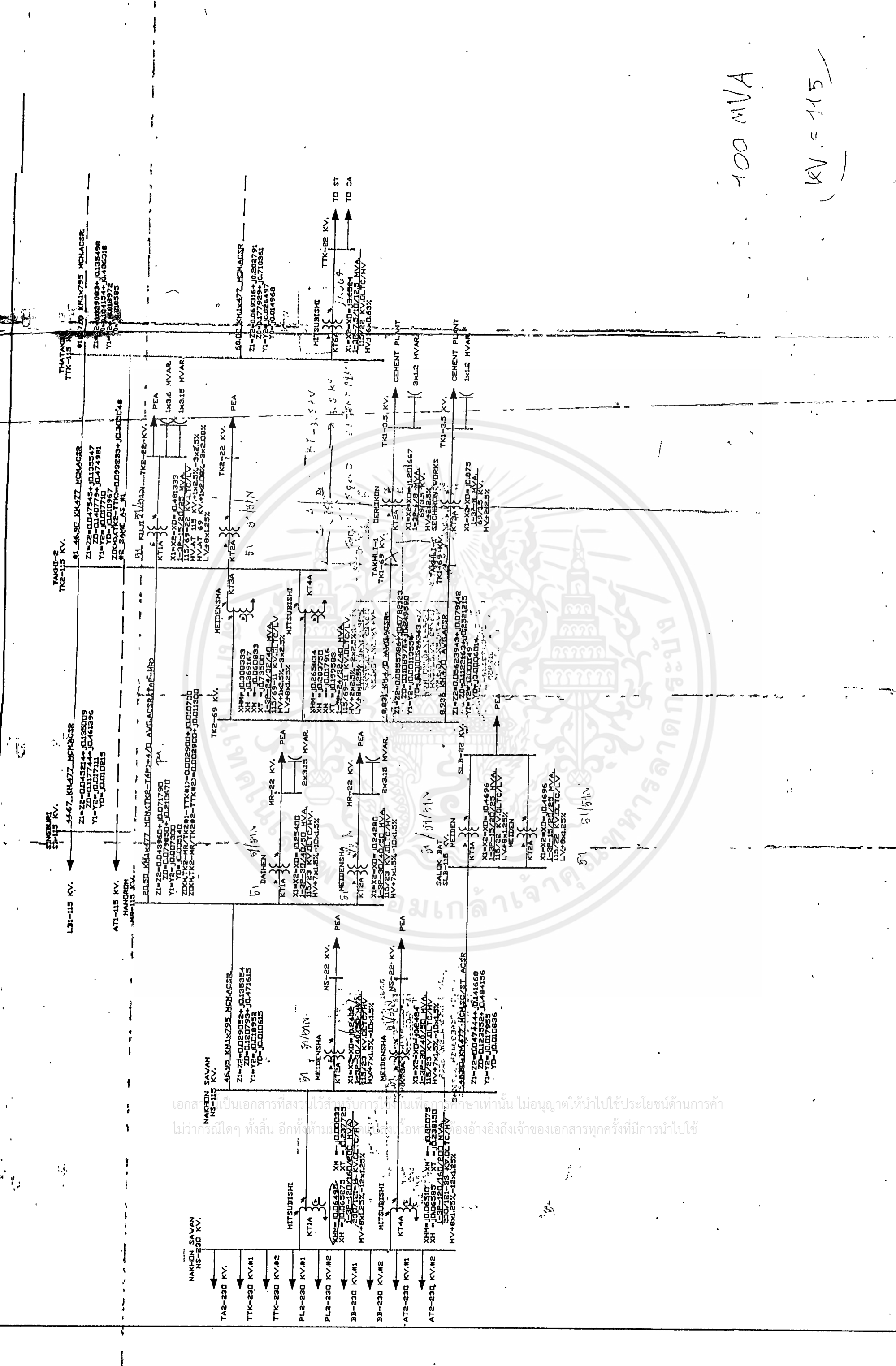
CURVE #	T ₀	K	C	P	R
C02	111.99	735.00	0.675	1	501
C05	8196.67	13768.94	1.13	1	22705
C06	784.52	671.01	1.19	1	1475
C07	524.84	3120.56	0.8	1	2491
C08	477.84	4122.08	1.27	1	9200
C09	310.01	2756.06	1.35	1	9342
C011	110	17640.00	0.5	2	8875

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก จ. ข้อมูลที่ได้มาจาก กฟผ.



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



100 MVA
KV = 115

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้ภายในเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามเผยแพร่เอกสารนี้โดยไม่ได้รับอนุญาตจากเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Data of conductor from EGAT									
Conductor size	Positive Sequence		Zero Sequence		Current (AMP)		MVA		Tower Type
	Resistance	Reactance	Resistance	Reactance	With solar	Without solar	With solar	Without solar	
1x4/0 AWG	2.276929	3.176691	4.496065	10.232111	363	389	72.30	77.84	H
1x477MCM ACSR	1.019350	3.059689	2.722941	10.252377	600	651	119.51	129.67	H
1x240 sq.mm.	0.965178	2.630619	2.724710	10.660674	600	651	119.51	129.67	H
1x336.4 MCM	1.441966	0.094811	3.068950	10.460933	484	523	96.40	104.17	H
2x795 MCM	0.309393	2.050496	1.964409	9.370767	1636	1798	323.46	358.12	H
1x1272 MCM ACSR	0.393783	2.657403	2.246057	10.370099	1078	1197	214.72	238.41	H
1x 1272 MCM ACSR	0.098446	0.795062	0.585315	2.279120	1078	1197	429.43	476.84	H
2x1272 MCM ACSR	0.049223	0.501609	0.404404	2.331085	2156	2394	858.86	953.68	H
4x795 MCM ACSR	0.008183	0.104104	0.096051	0.408125	3272	3596	2833.55	3114.13	DA1

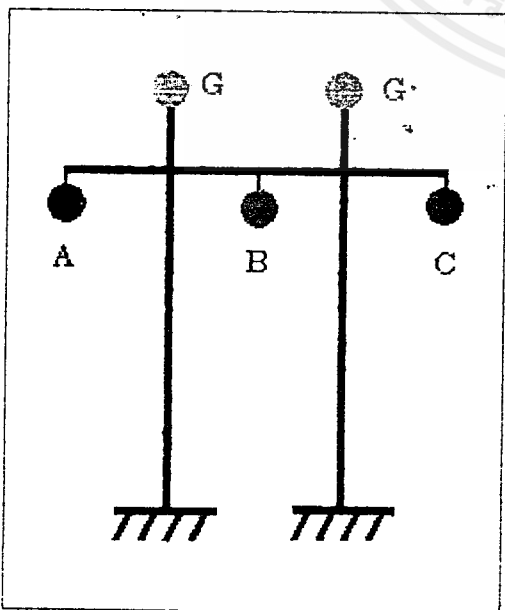
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

IMPEDANCE WHEN USE H TOWER

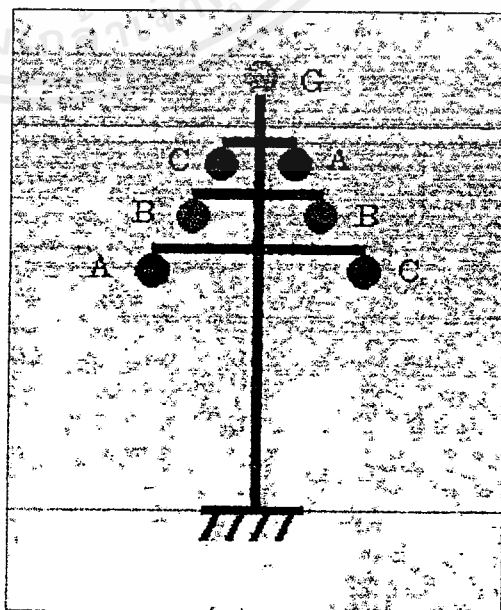
CONDUCTOR SIZE	POSITIVE SEQUENCE		ZERO SEQUENCE		KV
	RESISTANCE	REACTANCE	RESISTANCE	REACTANCE	
1 X 4/0 AWG	2.276929	3.176691	4.496065	10.232111	115
1 X 477 MCM ACSR	1.019350	3.059689	2.722941	10.252377	115
4 X 795 MCM ACSR	0.008183	0.112959	0.102509	0.399976	115
1 X 1272 MCM ACSR	0.098446	0.795062	0.585315	2.279120	230
1 X 240 SQ.MM.	0.965178	2.630619	2.724710	10.660674	115
1 X 120/20 MCM	2.019673	3.194748	3.633775	10.505331	115
1 X 336.4 MCM	1.441966	0.094811	3.068950	10.460933	115
1 X 477 MCM ACSR	1.019350	2.958662	2.699400	10.422948	115
2 X 795 MCM	0.309393	2.050496	1.964409	9.370767	115
1 X 1272 MCM	0.393783	2.657403	2.246057	10.370099	115
2 X 1272 MCM ACSR	0.049223	0.501609	0.404404	2.331085	230
* 4 X 795 MCM ACSR	0.008183	0.104104	0.096051	0.408125	500

* IS IMPEDANCE WHEN USE WITH DA1 TOWER

H TOWER



DA1 TOWER



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

THERMAL LIMIT OF CONDUCTORS

MAXIMUM CONDUCTOR TEMPERATURE	75 C
AMBIENT TEMPERATURE	35 C
WIND VELOCITY	2.2 KM/HR
SOLAR INTENSITY	0.06 W/CM.
SOLAR ABSORPTION	0.75

Conductor Size	Current (AMP)		MVA		KV
	With Solar	Without Solar	With Solar	Without Solar	
4 X 795 MCM ACSR	3272.00	3596.00	2833.55	3114.13	500
2 X 1272 MCM ACSR	2156.00	2394.00	858.86	953.68	230
1272 MCM ACSR	1078.00	1197.00	429.43	476.84	230
1272 MCM ACSR	1078.00	1197.00	214.72	238.41	115
2 X 795 MCM ACSR	1636.00	1798.00	323.46	358.12	115
795 MCM ACSR	818.00	899.00	161.73	179.06	115
477 MCM ACSR	600.00	651.00	119.51	129.67	115
477 MCM AAC	590.00	640.00	117.52	127.47	115
336.4 MCM ACSR	484.00	523.00	96.40	104.17	115
95 sq.mm.ACSR	337.00	361.00	67.12	71.90	115
4/0 AWG ACSR	363.00	389.00	72.30	77.84	115
95 sq.mm.ACSR	337.00	361.00	40.27	43.14	69
4/0 AWG ACSR	363.00	389.00	43.38	46.49	69
58 sq.mm. ACSR	242.00	256.00	28.29	30.59	69

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบพระคุณ ผศ.มณฑล ถิลาจินดาไกรฤกษ์ อาจารย์ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ที่กรุณาให้ข้อมูล คำแนะนำและเป็นที่ปรึกษาคณะผู้จัดทำ ในการทำปริญญานิพนธ์นี้ ทำให้ปริญญานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จขึ้นมาได้

ขอขอบคุณ คุณวิรัตน์ ใหม่พระเนตร และเจ้าหน้าที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยทุกท่านอย่างยิ่ง ที่กรุณาสละเวลาอันมีค่าให้คำปรึกษาและข้อมูลวิธีการป้องกันระบบไฟฟ้า ตลอดจนเอกสารเกี่ยวกับรีเลย์ แก่คณะผู้จัดทำ

และขอขอบคุณเพื่อนทุกคนที่ให้ความช่วยเหลือในการจัดทำรูปเล่ม



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหาและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารอ้างอิง

รัชชัย สุมิตร , “รีเลย์ป้องกันระบบพลังไฟฟ้า” , สมาคมส่งเสริมเทคโนโลยีไทย-ญี่ปุ่น .

สันติ อัสวศรีพงษ์ธร , “รีเลย์ป้องกันกั้นการป้องกันระบบกำลัง” , สมาคมส่งเสริมเทคโนโลยีไทย-ออสเตรเลีย .

ผศ. ธนบูรณ์ คศิภาณุเดช , “การป้องกันระบบไฟฟ้ากำลัง” , บริษัทซีเอ็ดยูเคชั่น จำกัด .

ทรงศักดิ์ บรรจมนิ , “ การเขียนโปรแกรม ด้วย DELPHI” , บริษัท ซีเอ็ดยูเคชั่น จำกัด .

Scott L. Warner and Paul Goldsman , “DELPHI 2 FOR EXAMPLE” , QUE , second edition 1996. ,USA.

ABB , “Instructions Manual MCO Relay” , ABB.

ABB , “Instructions Manual KD-10,KD-11 and MDAR Relays” , ABB.

GEC ALSTHOM T&D , “Instructions Manual MCGG Relay” , GEC ALSTHOM T&D

GEC ALSTHOM T&D , “ Overcurrent and Earth Fault Relays ” , “Series of Seminar on Industrial Protection” 1987 (Publication R-4013).

IEEE THAILAND SECTION , “Co-ordination & Setting calculation” , “Relay Protection for Industrial Power System” พ.ศ.2535.