



ใบรับรองวิทยานิพนธ์
บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)

ปริญญา

วิศวกรรมไฟฟ้า

วิศวกรรมไฟฟ้า

สาขา

ภาควิชา

เรื่อง การพัฒนาโปรแกรมสำหรับตั้งค่าการทำงานอัตโนมัติของรีเลย์ระยะทางที่ใช้ในการ
ป้องกันสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

Computer Software Development for Automatic Distance Relay Setting of Transmission
Line Protection for Provincial Electricity Authority

นามผู้วิจัย นายธนากร เพ็ญทอง

ได้พิจารณาเห็นชอบโดย

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(รองศาสตราจารย์เกียรติคุณ กวีญาณ, Ph.D.)

หัวหน้าภาควิชา

(รองศาสตราจารย์วิชัย สุระพัฒน์, วศ.ม.)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์รับรองแล้ว

(รองศาสตราจารย์กัญญา ชีระกุล, D.Agr.)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

วันที่ เดือน พ.ศ.

สืบสิงห์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วิทยานิพนธ์

เรื่อง

การพัฒนาโปรแกรมสำหรับตั้งค่าการทำงานอัตโนมัติของรีเลย์ระยะทางที่ใช้ในการป้องกันสายส่ง
ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

Computer Software Development for Automatic Distance Relay Setting of Transmission Line
Protection for Provincial Electricity Authority

โดย

นายชนากร เพ็ญทอง

เสนอ

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
เพื่อความสมบูรณ์แห่งปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)
พ.ศ. 2556

ธนกร เพ็ญทอง 2556: การพัฒนาโปรแกรมสำหรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่ใช้ในการป้องกันสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปรินญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า) สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: รองศาสตราจารย์เกียรติคุณทศ กวีญาณ, Ph.D. 91 หน้า

วิทยานิพนธ์นี้เป็นการพัฒนาโปรแกรมสำหรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางเพื่อแก้ไขปัญหาการทับซ้อนกันของเขตการป้องกันแบบอัตโนมัติ โดยมีจุดประสงค์เพื่อใช้เป็นเครื่องมือช่วยในการคำนวณค่าการทำงานแต่ละเขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทางแบบดิจิทัล โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นสามารถใช้เป็นเครื่องมือช่วยในการออกแบบระบบป้องกันการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด (Closed Loop) และวงรอบเปิด (Radial) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยที่ไม่เกิดปัญหาการทับซ้อนกันของเขตการป้องกันและลดระยะเวลาที่ใช้ในการออกแบบ โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นนี้สามารถทำให้มั่นใจได้ว่ารีเลย์ระยะทางสามารถทำงานได้ถูกต้องตามเขตการป้องกันที่ตั้งไว้ ซึ่งจะทำให้ระบบป้องกันหลักในระบบส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีความน่าเชื่อถือเพิ่มมากขึ้น โดยโปรแกรมดังกล่าวพัฒนาด้วยภาษา Digsilent Programming Language (DPL)

Thanakorn Penthong 2013: Computer Software Development for Automatic Distance Relay Setting of Transmission Line Protection for Provincial Electricity Authority. Master of Engineering (Electrical Engineering), Major Field: Electrical Engineering, Department of Electrical Engineering. Thesis Advisor: Associate Professor Kiatyuth Kveeyarn, Ph.D. 91 pages.

This thesis is the computer software development for automatic distance relay setting program to overcome the problem of the overlapping of protection zone. This program is aimed to be used as a tool for calculating the setting values for each protection zone of the digital distance relay. The program developed can be used for protection design of closed loop and radial systems of Provincial Electricity Authority (PEA) without the problem of overlapping of protection zone. It will result in improved protection design with short time consuming. The program developed ensures that distance relay is working correctly in its protection zone which leads to higher reliability of the primary transmission line system for Provincial Electricity Authority. This program is developed using DPL Script (Digsilent Programming Language).

Student's signature

Thesis Advisor's signature

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงเป็นอย่างดีได้ ผู้วิจัยขอขอบพระคุณรองศาสตราจารย์ เกียรติยุทธ กวีญาณ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ และรองศาสตราจารย์สันติ อัสวศรีพงศ์ธร ที่กรุณาให้คำปรึกษา และข้อเสนอแนะต่างๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์ ตลอดจนทำการตรวจสอบแก้ไขวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ผู้เขียนขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูงไว้ ณ โอกาสนี้

ขอกราบขอบพระคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์คุณพิเชษฐ์ ฤกษ์ปรีดาพงศ์ และผู้ช่วยศาสตราจารย์ สำเร็จ อินทามะ ที่กรุณาเป็นประธานกรรมการตรวจสอบวิทยานิพนธ์ พร้อมให้คำแนะนำเป็นอย่างดีมาตลอด

ขอกราบขอบพระคุณ อ.ดร.คมสันต์ หงษ์สมบัติ ที่ได้กรุณาตรวจสอบความถูกต้องพร้อมทั้งให้คำแนะนำ และข้อคิดเห็นที่เป็นประโยชน์ในการปรับปรุงงานวิจัย

ขอกราบขอบพระคุณ ผู้บริหาร ผู้ปฏิบัติงาน แผนกปฏิบัติการส่งการระบบไฟฟ้า ฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้า ที่ให้ความช่วยเหลือตลอดจนปัจจัยหลายๆ อย่างที่ทำให้วิทยานิพนธ์เล่มนี้สำเร็จได้ด้วยดี

ขอกราบขอบพระคุณ คุณกำพล ต้อยเต็มวงศ์ คุณโสฬส อวยพร และคุณวีรภัทร เสนวิรัช สำหรับคำแนะนำดีๆ ในการทำวิทยานิพนธ์ รวมถึงพี่ๆ ในกองอุปกรณ์ป้องกันและรีเลย์ทุกท่าน

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยใคร่ขอกราบขอบพระคุณบิดาและมารดา ซึ่งได้ให้การสนับสนุนทุกด้าน และให้กำลังใจเสมอมา ตลอดจนเพื่อนทุกท่านที่ให้ความช่วยเหลือในด้านต่างๆ ทำให้งานวิจัยฉบับนี้บรรลุผลสำเร็จ

ธนากร เพ็ญทอง

มกราคม 2556

สารบัญ

หน้า

สารบัญ	(1)
สารบัญตาราง	(2)
สารบัญภาพ	(3)
คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ	(7)
คำนำ	1
วัตถุประสงค์	3
การตรวจเอกสาร	4
อุปกรณ์และวิธีการ	34
อุปกรณ์	34
วิธีการ	34
ผลและวิจารณ์	48
ผล	48
วิจารณ์	62
สรุปและข้อเสนอแนะ	63
สรุป	63
ข้อเสนอแนะ	64
เอกสารและสิ่งอ้างอิง	65
ภาคผนวก	67
ภาคผนวก ก คู่มือการใช้งานโปรแกรมการตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ ระยะทาง	68
ภาคผนวก ข รีเลย์ระยะทางผลิตภัณท์ General Electric (GE) Model, DLP311C	75
ประวัติการศึกษา และการทำงาน	91

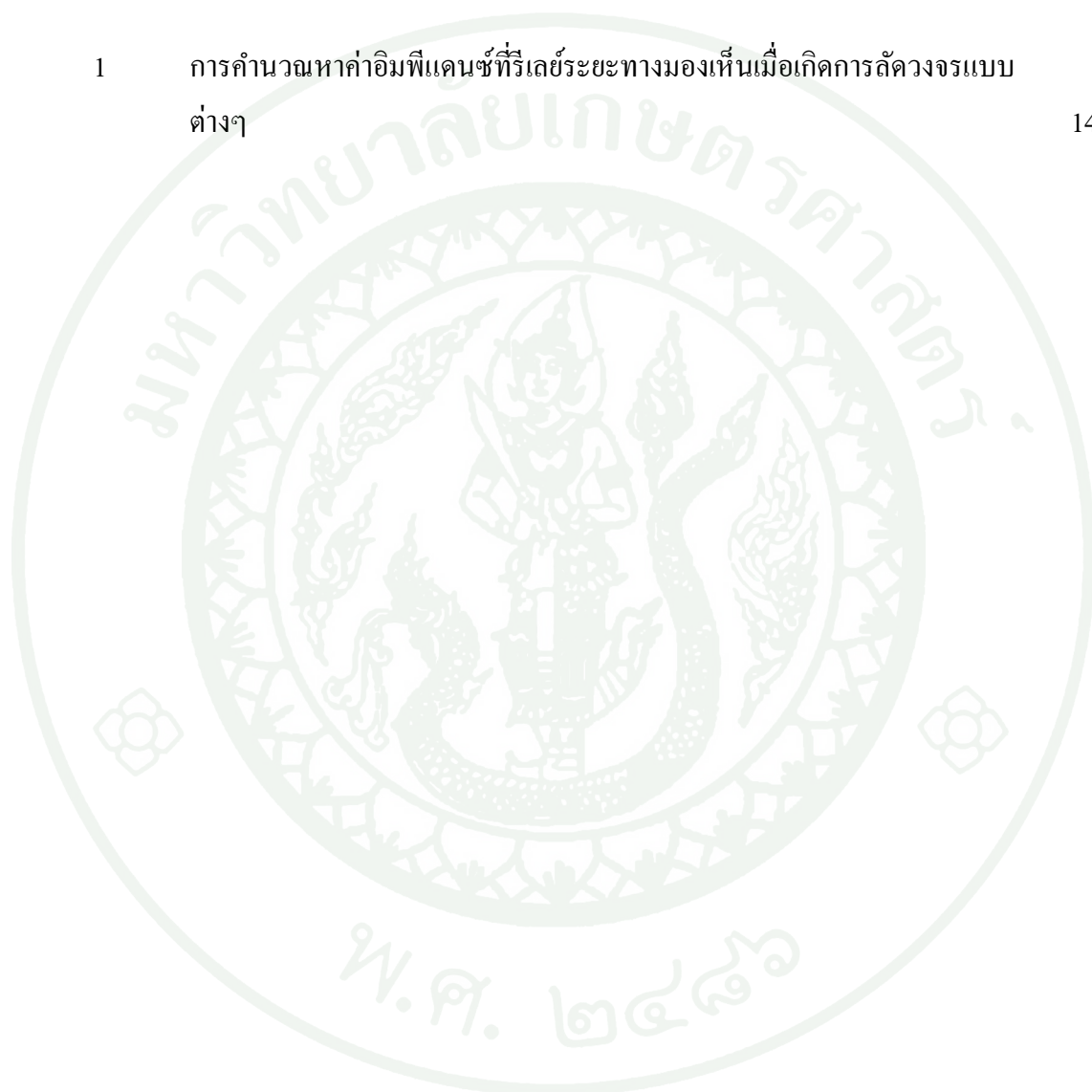
สารบัญตาราง

ตารางที่

หน้า

- 1 การคำนวณหาค่าอิมพีแดนซ์ที่รีเลย์ระยะทางมองเห็นเมื่อเกิดการลัดวงจรแบบ
 ต่างๆ

14



สารบัญภาพ

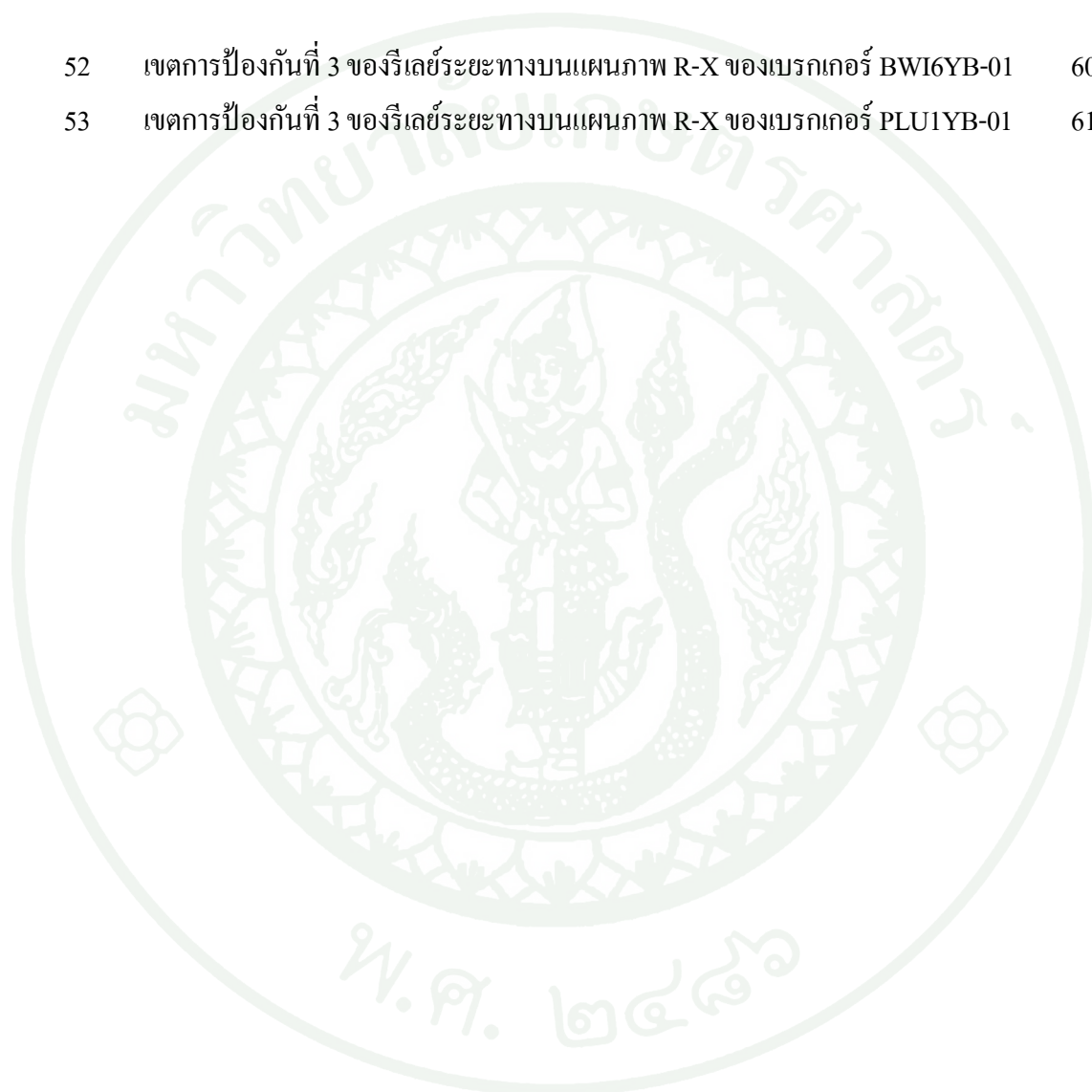
ภาพที่	หน้า
1 เขตการป้องกันของระบบไฟฟ้า	6
2 เขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทางแบบ 4 เขตการป้องกัน	7
3 ขอบเขตการเกิดฟลัดดับบนแผนภาพอิมพีแดนซ์	8
4 อิมพีแดนซ์ที่รีเลย์ระยะทางมองเห็น	9
5 เขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทาง บนแผนภาพระยะทางเทียบกับเวลา	12
6 เขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทางสำหรับป้องกันสายส่งบนระนาบอิมพีแดนซ์ของรีเลย์ที่บัส G และบัส H ของระบบไฟฟ้าที่แสดงในภาพที่ 5	13
7 คุณลักษณะการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบต่างๆ	15
8 การเปรียบเทียบขนาดมุมของรีเลย์ระยะทางแบบโม	17
9 การเปรียบเทียบขนาดของรีเลย์ระยะทางแบบโม	18
10 กระบวนการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบดิจิทัล	19
11 การป้องกันสายส่งด้วยรีเลย์แบบระยะทางกรณีจ่ายไฟให้สถานีไฟฟ้าปลายทาง	20
12 การป้องกันสายส่งด้วยรีเลย์แบบระยะทางกรณีจ่ายไฟแบบ Radial Line	20
13 การป้องกันสายส่งด้วยรีเลย์แบบระยะทางกรณีมองเข้าหา กฟผ.	21
14 โครงสร้างของข้อมูลแบบกราฟ	22
15 โครงสร้างต้นไม้แบบไม่ทวิภาค	23
16 กราฟ	23
17 การค้นหาแบบลึกก่อน	25
18 การค้นหาแบบกว้างก่อน	27
19 หน้าต่างโปรแกรม DIgSILENT	31
20 การใช้งานด้านการวิเคราะห์ระบบป้องกันภายในโปรแกรม DIgSILENT	31
21 โครงสร้างการทำงานของคำสั่ง DPL Script	32
22 แบบจำลองระบบไฟฟ้าที่ใช้ทดสอบ	35
23 แบบจำลองและข้อมูลสำหรับ External Grid	36
24 บล็อกสำหรับจำลองสายส่งไฟฟ้า	36
25 ค่าพารามิเตอร์ของสายส่งช่วง BWI - BWN	37

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
26	ค่าพารามิเตอร์ของสายส่งช่วง BWI – PLU	38
27	ค่าพารามิเตอร์ของสายส่งช่วง PLU – PLV	38
28	ค่าพารามิเตอร์ของสายส่งช่วง BWN – PLV	39
29	ค่าพารามิเตอร์ของสายส่งช่วง BWN – BNH	39
30	หม้อแปลงกระแสอัตราส่วน 1200:5	40
31	หม้อแปลงกระแสอัตราส่วน 1200:1	41
32	หม้อแปลงแรงดันอัตราส่วน 115000:115	42
33	แบบจำลองสถานีไฟฟ้าในโปรแกรม Digsilent Power Factory	43
34	รีเลย์ระยะทาง General Electric (GE) Model.DLP311C ที่ใช้สำหรับระบบทดสอบ	44
35	แผนผังการทำงานของโปรแกรมสำหรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบอัตโนมัติ	46
36	แผนผังการปรับค่าการทำงานของเมื่อเกิดการทับซ้อนกันของเขตการป้องกัน	47
37	ผลการคำนวณโหลดคิมพีแคนซ์	48
38	ผลการตั้งค่าการทำงานของเบรกเกอร์รหัส BWI2YB-01	49
39	ผลการตั้งค่าการทำงานของเบรกเกอร์รหัส BWI6YB-01	50
40	ผลการตั้งค่าการทำงานของเบรกเกอร์รหัส BWN2YB-01	51
41	ผลการตั้งค่าการทำงานของเบรกเกอร์รหัส PLU1YB-01	52
42	ผลการตั้งค่าการทำงานของเบรกเกอร์รหัส PLV2YB-01	53
43	ผลการตั้งค่าการทำงานของเบรกเกอร์รหัส PLV4YB-01	54
44	ผลการตั้งค่าการทำงานของเบรกเกอร์รหัส BWN3YB-01	55
45	ผลการตั้งค่าการทำงานของเบรกเกอร์รหัส PLU5YB-01	56
46	เขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทางช่วงสายส่ง BWI – PLU	57
47	เขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทางช่วงสายส่ง BWN – BWI	57
48	เขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทางช่วงสายส่ง BWI – BWN	58
49	เขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทางช่วงสายส่ง PLU – BWI	58
50	การปรับค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางรหัส BWI6YB-01	59
51	การปรับค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางรหัส PLU1YB-01	60

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
52	เขตการป้องกันที่ 3 ของรีเลย์ระยะทางบนแผนภาพ R-X ของเบรกเกอร์ BWI6YB-01	60
53	เขตการป้องกันที่ 3 ของรีเลย์ระยะทางบนแผนภาพ R-X ของเบรกเกอร์ PLUIYB-01	61



สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพผนวกที่	หน้า
ก1 หน้าต่าง Data Manager ในโปรแกรม Digsilent Power Factory	69
ก2 ไฟล์ Main_Thesis และ AdaptiveSetting	70
ก3 หน้าต่างสำหรับเลือก Path	70
ก4 Path ใหม่ที่ทำการเลือก หลังจากการ Import File	71
ก5 หน้าต่างสำหรับกรอกข้อมูลเริ่มต้นของโปรแกรม	71
ก6 หน้าต่างสำหรับเลือกชุดอุปกรณ์ในโปรแกรม	72
ก7 หน้าต่างสำหรับเลือกอุปกรณ์ในโปรเจกต์ที่สร้างขึ้น	72
ก8 การกรองอุปกรณ์ให้เหลือแต่รีเลย์	73
ก9 รีเลย์ทุกตัวในโปรเจกต์	73
ก10 หน้าต่างการกำหนดค่าเริ่มต้นของโปรแกรมสำหรับแก้ไขปัญหาการทับซ้อนกัน ของเขตการป้องกัน	74

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

CTR	=	อัตราส่วนการทดกระแส
DPL	=	Digsilent Programming Languages
I_0	=	Zero Sequence Current
I_{FP}	=	กระแสขณะเกิดฟอลต์ทางด้านปฐมภูมิ
I_R	=	กระแสที่รีเลย์วัดได้ทางด้านทุติยภูมิ
k	=	Residual Compensation Factor (สัมประสิทธิ์ชดเชยการลัดวงจรลงดิน)
VTR	=	อัตราส่วนการทดแรงดัน
V_{FP}	=	แรงดันขณะเกิดฟอลต์ทางด้านปฐมภูมิ
V_R	=	แรงดันที่รีเลย์วัดได้ทางด้านทุติยภูมิ
Z_0	=	Zero Sequence Impedance of Transmission Line
Z_1	=	Positive Sequence Impedance of Transmission Line
Z_P	=	อิมพีแดนซ์ที่รีเลย์มองเห็นทางด้านปฐมภูมิ
Z_R	=	อิมพีแดนซ์ที่รีเลย์มองเห็นทางด้านทุติยภูมิ

การพัฒนาโปรแกรมสำหรับตั้งค่าการทำงานอัตโนมัติของรีเลย์ระยะทางที่ใช้ในการ ป้องกันสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

Computer Software Development for Automatic Distance Relay Setting of Transmission Line Protection for Provincial Electricity Authority

คำนำ

รีเลย์ระยะทางโดยทั่วไปจะใช้ในการป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูง รีเลย์ชนิดนี้จะทำการคำนวณค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่งโดยอาศัยอัตราส่วนของแรงดันต่อกระแสที่ได้มาจากหม้อแปลงกระแส และหม้อแปลงแรงดันที่ตำแหน่งที่ตั้งของรีเลย์ โดยรีเลย์จะทำงานก็ต่อเมื่ออิมพีแดนซ์ที่วัดได้มีค่าต่ำกว่าค่าอิมพีแดนซ์ที่ตั้งไว้ ซึ่งหมายถึงการลัดวงจรที่เกิดขึ้นอยู่ในเขตที่ต้องการป้องกัน

ระบบส่งจ่ายไฟฟ้า 115 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีการป้องกันสายส่งไฟฟ้าโดยใช้รีเลย์ระยะทางเป็นอุปกรณ์ป้องกันหลัก ในการตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางโดยทั่วไปจะแบ่งออกเป็น 4 เขตการป้องกัน (รวมเขตการป้องกันที่ใช้สำหรับเป็นการป้องกันสำรองของบัสบาร์ที่สถานีไฟฟ้าด้วย) ซึ่งในการตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางมีกฎเกณฑ์อยู่หลายข้อสำหรับการตั้งค่าในแต่ละเขตการป้องกัน ดังนั้นในการจัดลำดับการทำงานของวิศวกรผู้ออกแบบระบบป้องกันจะใช้ระยะเวลาในการทำงานมาก และเมื่อออกแบบเสร็จแล้วปัญหาที่มักพบบ่อยครั้งคือการทับซ้อนกันของเขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทางที่ทำหน้าที่ป้องกันหลักและป้องกันสำรองโดยส่วนใหญ่จะเกิดขึ้นที่เขตการป้องกันที่ 3 ในการทับซ้อนกันของเขตการป้องกันนี้ถือว่าการจัดลำดับความสัมพันธ์ของรีเลย์ระยะทางที่ผิดพลาด ทำให้ระบบมีความน่าเชื่อถือต่ำลง

ในบางครั้งการแก้ไขปัญหาการทับซ้อนกันของเขตการป้องกันจะแก้ไขโดยการปรับค่าเวลาการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่ทำหน้าที่ป้องกันหลักให้สูงกว่ารีเลย์ระยะทางที่ทำหน้าที่ป้องกันสำรอง

วิทยานิพนธ์นี้จึงเป็นการมุ่งเน้นพัฒนาโปรแกรมที่ใช้สำหรับการออกแบบและตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่ใช้เป็นอุปกรณ์หลักในระบบส่ง 115 kV เพื่อแก้ไขปัญหาต่างที่ได้กล่าวมาข้างต้นด้วยเทคนิคทางคอมพิวเตอร์



วัตถุประสงค์

1. เพื่อเข้าใจหลักการทำงานพื้นฐานของรีเลย์ระยะทาง
2. เพื่อสามารถใช้โปรแกรม Digsilent Powerfactory สร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้า และสามารถเขียนโปรแกรมด้วยภาษา Digsilent Programming Language (DPL Script) เพื่อกำหนดการทำงานแบบอัตโนมัติ ของอุปกรณ์ภายในระบบไฟฟ้าที่จำลองขึ้นได้
3. เพื่อพัฒนาโปรแกรมสำหรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบอัตโนมัติ
4. เพื่อใช้เป็นเครื่องมือสำหรับช่วยวิศวกรที่ทำหน้าที่ออกแบบระบบป้องกัน ลดความซ้ำซ้อน และเวลาในการทำงาน
5. เพื่อแก้ไขปัญหาเมื่อเขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทาง เกิดการทับซ้อนกัน

การตรวจเอกสาร

ปรัชญาทั่วไปของระบบป้องกัน

ประสิทธิ์ (2549) ระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องมีระบบการป้องกัน (Protection System) ที่ดีเพื่อลดความเสียหายต่ออุปกรณ์ภายในระบบ และป้องกันเหตุการณ์ต่างๆ ที่ไม่พึงประสงค์ที่จะก่อให้เกิดผลกระทบต่อสภาพการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า โดยระบบป้องกันที่ดีควรมีลักษณะดังนี้

- Reliability, Dependability, Security
- Selectivity
- Speed
- Simplicity
- Economics

Reliability

หมายถึง ความเชื่อถือได้ความแน่นอนของรีเลย์ ในขณะที่ทำงานว่าจะสามารถทำงานได้จริง ซึ่งเมื่อกล่าวถึง Reliability แล้วต้องพูดถึงอีก 2 อย่าง คือ

Dependability

หมายถึง การที่ระบบป้องกันทำงานถูกต้องทุกครั้งที่เกิด Fault และต้องทำงานถูกต้องสำหรับ Fault ทุกแบบด้วย และต้องทำงานได้ในขณะที่ต้องการให้ทำงาน เช่น อาจต้องทำงานซ้ำๆ กัน หลายๆ ครั้ง ในช่วงเวลาสั้นๆ หรืออาจจะต้องทำงาน แม้จะไม่ได้ทำงานมาเป็นระยะเวลานานก็ตาม

Security

หมายถึง ระบบป้องกันต้องไม่ทำงาน เมื่อไม่ต้องการให้ทำงาน เช่น จะต้องไม่ทำงานในสถานะโหลตปกติหรือเกิดภาวะ Transients ชั่วขณะ หรือเมื่อเกิด Fault นอกเขตการป้องกัน (Zone Of Protection) การตัดวงจรโดยไม่จำเป็นจะส่งผลให้เกิดความเสียหายทางเศรษฐกิจ หากมองในระบบไฟฟ้าแล้ว ทุกระบบพยายามที่จะทำให้มี Dependability สูง ซึ่งจะส่งผลให้ความสำคัญของ Security น้อยลง ซึ่งก็มาจากความเป็นจริงที่ว่า ระบบไฟฟ้าปัจจุบันมีความเป็น Network หรือ Ring

Main มากขึ้น ซึ่งพลังงานไฟฟ้ามีไว้หลายทาง ในระบบความต้องการที่จะ Clear Fault ให้ถูกต้อง โดยให้ส่วนที่ไม่เกี่ยวข้องกับ Fault ยังคงใช้งานได้อยุ่นั้น มีความสำคัญมาเป็นอันดับแรก และการที่จะ Clear Fault ให้ได้ โดยไม่สนใจว่าจะมีกี่ส่วนที่ต้องดับไปด้วยนั้น เป็นความสำคัญที่รองลงมา ซึ่งปัญหานี้ยังใช้ได้

Selectivity

หมายถึง Security ที่จำกัดพื้นที่ให้อยู่ในขอบเขตจำกัด หรือไม่จำกัด ในระบบไฟฟ้า ซึ่งเขตนี้เรียกว่า Zone of Protection ซึ่งจะเป็นแบบจำกัด (Close) หรือ ไม่จำกัด (Open) ก็ได้ หรืออาจกล่าวอีกแบบได้ว่า Selectivity คือ การที่รีเลย์ทำงานภายใน Zone ที่ออกแบบไว้ให้ทำงานนั่นเอง ซึ่งโดยมากขอบเขตของ Zone นี้จะมี 2 อุปกรณ์ที่สำคัญคืออุปกรณ์ตัดตอน ซึ่งมักหมายถึง Circuit Breaker และ Transmitter ซึ่งมักหมายถึง CT (Current Transformer) และขอบเขตของ Zone นี้จะถูกจำกัดโดยบริเวณที่ติดตั้งที่ติดตั้ง CT นั่นเอง ซึ่งการทำงานภายใน Zone คือ CT เป็นตัวรับสัญญาณ Fault มาแล้วมี Circuit Breaker เป็นตัวตัดตอนแยก Fault ออกจากระบบ

Speed

ระบบป้องกันจะต้องสามารถตัดวงจรได้รวดเร็วพอที่จะทำให้อุปกรณ์ต่างๆ ในระบบยังไม่เกิดความเสียหาย ซึ่งโดยทั่วไปแล้วยังทำงานเร็วเท่าไรหรืออุปกรณ์ก็จะได้รับความปลอดภัย แต่ในบางครั้งเพื่อให้มีการทำงานประสานกันอาจจะต้องมีการหน่วงเวลาบ้างพอสมควร แต่ทั้งนี้ทั้งนั้นก็ไม่ควรช้าจนทำให้อุปกรณ์เสียหาย อย่างในกรณีที่อยู่แน่นอนว่า การให้ Fault ที่เกิดขึ้น ถูก Clear ออกไปจากระบบให้เร็วที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ แต่ในบางกรณี เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นนั้นไม่ใช่ Fault เช่นอาจเป็น Transients ในระบบไฟฟ้า หรือ การ Swing เนื่องจาก Tie Line ซึ่งปรากฏการณ์เหล่านี้หากรีเลย์มองเป็น Fault แล้วทำงานทันที ผลที่เกิดขึ้น คือ ระบบไฟฟ้าจะขาด Security ไป ดังนั้นปรัชญาของรีเลย์ยุคใหม่ จึงมีการหน่วงเวลาให้ Trip ตามลักษณะความรุนแรงของ Fault ด้วย

อย่างไรก็ตามหากพิจารณาแบ่งประเภทของรีเลย์ตามความเร็วในการทำงานจะได้ดังนี้

1) Instantaneous Relay จะทำงานทันทีเมื่อมีสัญญาณ Trip เข้ามาโดยไม่มีการหน่วงเวลา อันเนื่องมาจาก Function การทำงานของตัวเอง

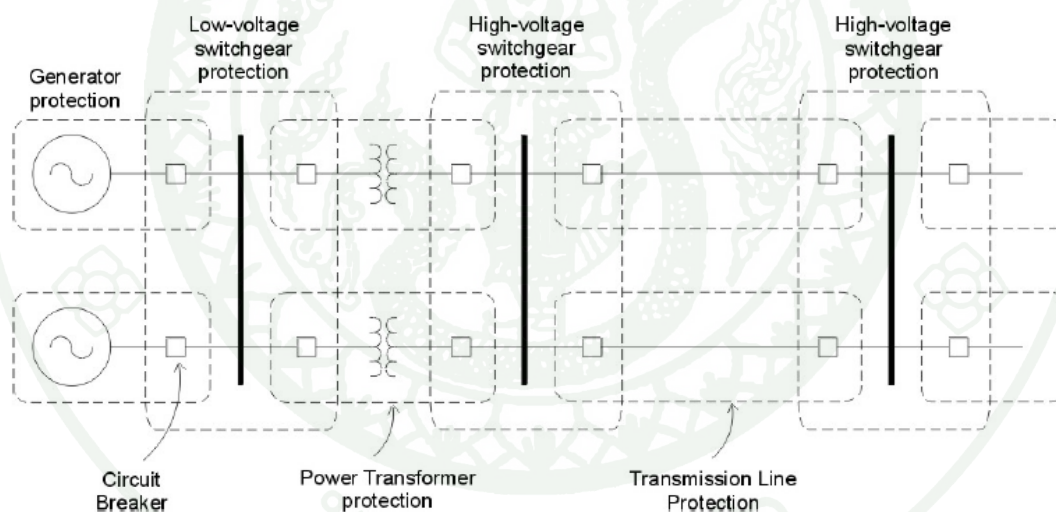
2) Time Delay Relay จะทำงานโดยมีการหน่วงเวลาเอาไว้ ตั้งแต่ที่ได้รับสัญญาณเข้ามา และก่อนที่จะส่งสัญญาณ Trip ออกไป

3) High Speed Relay จะทำงานภายในเวลาที่จำกัดค่าหนึ่ง ซึ่งเป็น 50 ms

4) Ultra High-Speed Relay เป็นรีเลย์ที่ทำงานได้เร็วเป็นพิเศษ ซึ่งรีเลย์จะทำงานภายใน 4 ms

เขตการป้องกัน (Zone of Protection)

ความต้องการอย่างหนึ่งของระบบป้องกัน คือ การแบ่งระบบไฟฟ้าออกเป็น Protective Zone ซึ่งสามารถป้องกันระบบไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ และตัดส่วนของระบบไฟฟ้าออกให้น้อยที่สุด เมื่อเกิด Fault ระบบไฟฟ้าอาจแบ่งเป็น Protective Zone ได้ดังแสดงในภาพที่ 1

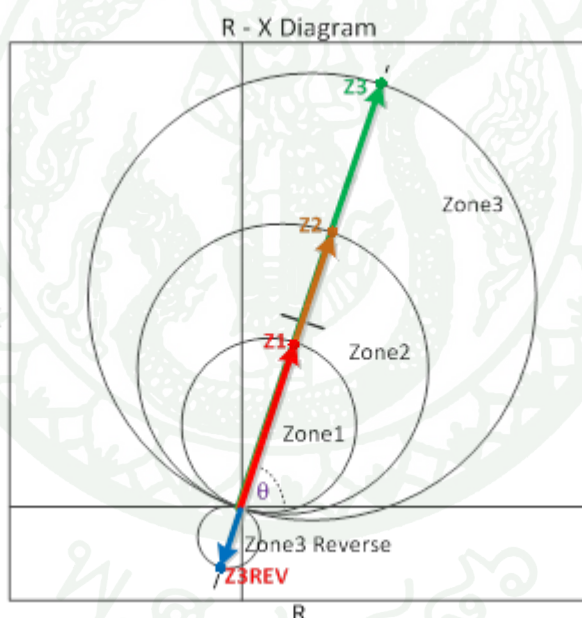


ภาพที่ 1 เขตการป้องกันของระบบไฟฟ้า

ที่มา: Perez (2006)

หลักการทำงานของรีเลย์ระยะทาง

สันติ (2526); Elmore (1994) รีเลย์ระยะทางหรือบางที่เรียกว่าอิมพีแดนซ์รีเลย์ชนิดนี้จะทำการคำนวณค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่งโดยอาศัยอัตราส่วนของแรงดันต่อกระแส ที่ได้มาจากหม้อแปลงกระแส และหม้อแปลงแรงดันที่ตำแหน่งที่ตั้งของรีเลย์ ตัวอย่างเช่น โมรีเลย์ จะทำการเปรียบเทียบค่าอิมพีแดนซ์ที่ตั้งไว้ กับค่าอิมพีแดนซ์ที่ได้จากหม้อแปลงกระแส และหม้อแปลงแรงดัน ถ้าเกิดการลัดวงจรขึ้นภายในเขตการป้องกัน (ค่าอิมพีแดนซ์น้อยกว่าค่าที่ตั้งไว้) หรือภายนอกเขตการป้องกัน (ค่าอิมพีแดนซ์มากกว่าค่าที่ตั้งไว้) รีเลย์ก็จะส่งสัญญาณไปทริป Circuit Breaker ถ้าเกิดการลัดวงจรขึ้นใน Zone 1 รีเลย์จะส่งสัญญาณทริปทันที ภาพที่ 2 แสดงคุณลักษณะของรีเลย์ระยะทางแบบโม

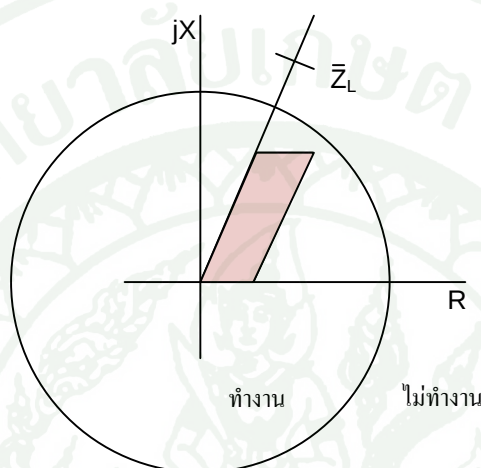


ภาพที่ 2 เขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทางแบบ 4 เขตการป้องกัน

ที่มา: Rajapakse (2009)

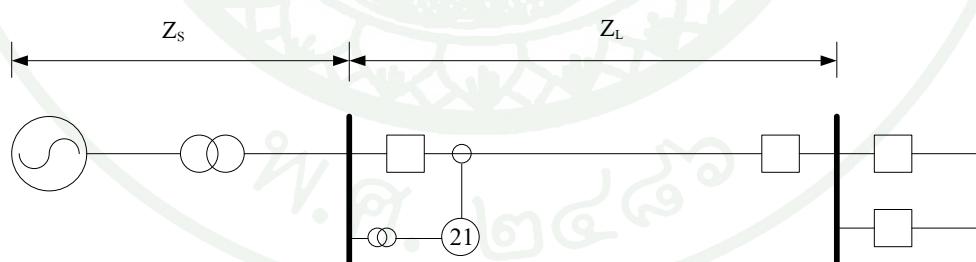
GEC Alsthom (1997) ในสภาวะการจ่ายไฟปกติ รีเลย์มองเห็นอิมพีแดนซ์เป็นอิมพีแดนซ์ของสายส่งรวมกับโหลดดังภาพที่ 4 (ข) เมื่อมีฟอลต์เกิดขึ้น อิมพีแดนซ์ที่รีเลย์มองเห็นจะเป็นค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่งจากรีเลย์ถึงจุดเกิดฟอลต์ ดังภาพที่ 4 (ค) สามารถเขียนขอบเขตของการเกิด

พล็อตบนแผนภาพอิมพีแดนซ์ได้ดังภาพที่ 3 โดยวงกลมเป็นคุณลักษณะการทำงานของรีเลย์ ระยะทางแบบอิมพีแดนซ์ แบบดั้งเดิมที่ใช้หลักการเปรียบเทียบขนาดของสัญญาณอินพุต ที่ป้อนให้กับรีเลย์ ถ้าขอบเขตการเกิดฟอลต์อยู่ภายในวงกลมรีเลย์จะทำงาน และหากอยู่นอกวงกลมรีเลย์จะไม่ทำงาน



ภาพที่ 3 ขอบเขตการเกิดฟอลต์บนแผนภาพอิมพีแดนซ์

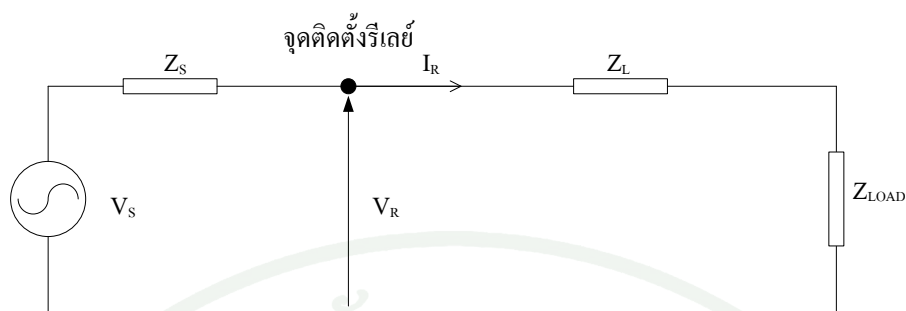
ที่มา: GEC Alsthom Measurement Ltd. (1997)



(ก) แผนภาพเส้นเดี่ยว

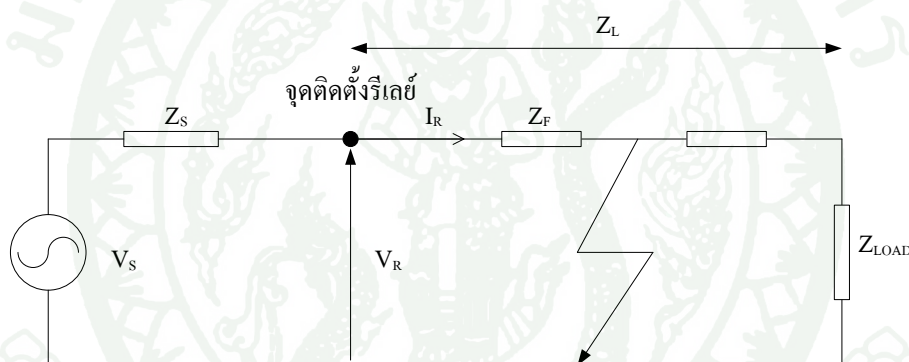
ภาพที่ 4 อิมพีแดนซ์ที่รีเลย์ระยะทางมองเห็น

ที่มา: GEC Alsthom Measurement Ltd. (1997)



อิมพีแดนซ์ที่รีเลย์มองเห็น $Z_R = \frac{V_R}{I_R} = Z_L + Z_{LOAD}$

(ข) กรณีจ่ายไฟปกติ



อิมพีแดนซ์ที่รีเลย์มองเห็น $Z_R = \frac{V_R}{I_R} = Z_F$

(ค) กรณีเกิดฟอลต์

ภาพที่ 4 อิมพีแดนซ์ที่รีเลย์ระยะทางมองเห็น (ต่อ)

จากภาพที่ 4 รีเลย์จะทำงานก็ต่อเมื่อ $Z_F < Z_{SETTING}$ ภายใต้เงื่อนไขนี้ รีเลย์ระยะทางจะส่งสัญญาณให้กับ Coil Trip เพื่อไปสั่งให้ Circuit Breaker เปิดวงจรเพื่อตัดส่วนที่เกิดการลัดวงจรออกจากระบบ

ความสัมพันธ์ระหว่างอิมพีแดนซ์ทางด้านปฐมภูมิและอิมพีแดนซ์ทางด้านทุติยภูมิ

ฤษฎี (2549) จากภาพที่ 4 (ก) ปริมาณไฟฟ้าที่เป็นสัญญาณอินพุตป้อนให้กับรีเลย์ระยะทางคือแรงดันและกระแสทางด้านทุติยภูมิ ดังนั้นอิมพีแดนซ์ที่รีเลย์มองเห็นจะเป็นอิมพีแดนซ์ทางด้านทุติยภูมิซึ่งสามารถคำนวณได้ดังนี้

$$Z_R = \frac{V_R}{I_R} = \frac{V_{FP}/VT \text{ Ratio}}{I_{FP}/CT \text{ Ratio}} = Z_P \times \frac{CT \text{ Ratio}}{VT \text{ Ratio}} \quad (1)$$

V_{FP}	คือ	แรงดันขณะเกิดฟอลต์ทางด้านปฐมภูมิ
I_{FP}	คือ	กระแสขณะเกิดฟอลต์ทางด้านปฐมภูมิ
Z_P	คือ	อิมพีแดนซ์ที่รีเลย์มองเห็นทางด้านปฐมภูมิ
V_R	คือ	แรงดันที่รีเลย์วัดได้ทางด้านทุติยภูมิ
I_R	คือ	กระแสที่รีเลย์วัดได้ทางด้านทุติยภูมิ
Z_R	คือ	อิมพีแดนซ์ที่รีเลย์มองเห็นทางด้านทุติยภูมิ
VT Ratio	คือ	อัตราส่วนการทดแรงดัน
CT Ratio	คือ	อัตราส่วนการทดกระแส

เขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทาง

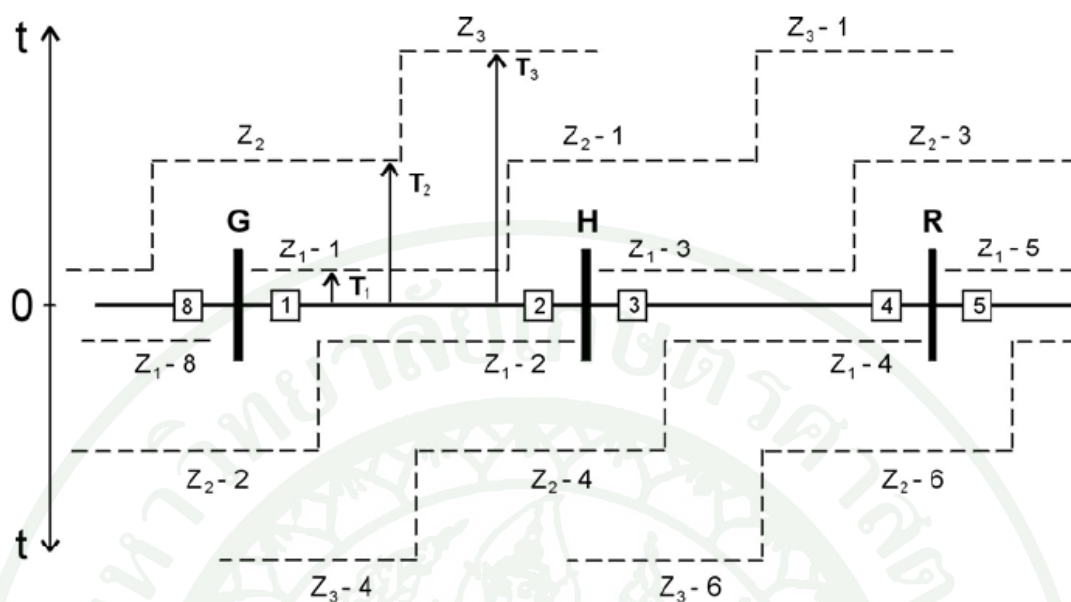
Perez (2006) เขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทางจะถูกกำหนดด้วยค่าอิมพีแดนซ์ และระยะเวลาในการทำงานที่แตกต่างกันออกไปในแต่ละเขตการทำงาน ซึ่งโดยทั่วไปรีเลย์ระยะทางจะประกอบไปด้วย 3 เขตการป้องกันแต่ทั้งนี้ ก็ต้องพิจารณาถึงลักษณะการใช้งาน เพราะว่าในฟังก์ชันของรีเลย์ระยะทางก็จะมีเขตการป้องกันที่นอกเหนือจากนี้ให้เลือกใช้งานด้วย ซึ่งเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในเขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทาง รีเลย์ระยะทางจะต้องตรวจจับการลัดวงจรที่เกิดขึ้นและสามารถกำจัดการลัดวงจรออกไปได้

อิมพีแดนซ์ที่ใช้สำหรับกำหนดเขตการป้องกันที่ 1 ของรีเลย์ระยะทางโดยปกติจะตั้งค่าที่ประมาณ 80% และ 85% ของอิมพีแดนซ์สายส่งที่ต้องการป้องกัน ในส่วนที่เหลืออีก 20% และ 15% จะเผื่อไว้เพื่อป้องกันความผิดพลาดที่เกิดจากไม่เที่ยงตรงของเครื่องมือวัดแรงดัน และกระแส และกระบวนการในการคำนวณค่าอิมพีแดนซ์ของรีเลย์เอง ซึ่งค่าผิดพลาดเหล่านี้จะทำให้รีเลย์

ระยะทางมองเห็นค่าอิมพีแดนซ์มากกว่าค่าอิมพีแดนซ์ที่ตั้งไว้ (Over-Reach) เป็นเหตุทำให้รีเลย์ทำงานเพื่อกำจัดการลัดวงจรที่อยู่ภายนอกเขตการป้องกันของตัวเอง และเวลาในการทำงานของเขตการป้องกันที่ 1 จะไม่มีการหน่วงเวลาในการทำงาน

เขตการป้องกันที่ 2 ของรีเลย์ระยะทาง เวลาในการทำงานจะต้องมีการจัดลำดับความสัมพันธ์กับเวลาในการทำงานของเขตการป้องกันที่ 1 ในการกำหนดเขตการป้องกันที่ 2 จะต้องครอบคลุมความยาวของสายส่งส่วนที่เหลือที่ไม่ได้ป้องกันด้วยเขตการป้องกันที่ 1 และส่วนที่ยาวออกไปของสายส่งเส้นถัดไปบางส่วน ซึ่งโดยปกติในทางปฏิบัติจะกำหนดเขตการป้องกันที่ 2 ไว้ที่ 50% ของอิมพีแดนซ์สายส่งช่วงถัดไปที่สั้นที่สุด

ในส่วนของเขตการป้องกันที่ 3 จะใช้ในการป้องกันสำรองสำหรับการลัดวงจรที่เกิดขึ้นในสายส่งช่วงถัดไป ในกรณีที่ระบบเป็นแบบเปิด (Radial System) โดยส่วนมากในทางปฏิบัติจะกำหนดเขตการป้องกันให้ครอบคลุมทั้ง 100 % ของความยาวสายส่งช่วงถัดไปที่สั้นที่สุด บางครั้งการกำหนดขอบเขตการป้องกันที่ 3 ก็อาจจะกำหนดถึง 120 % ของความยาวสายส่งช่วงถัดไปที่สั้นที่สุด ในกรณีที่มีสายส่งหลายเส้นที่ออกจากบัสบาร์ที่สถานีไฟฟ้าปลายทาง เมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในสายส่งเส้นใดเส้นหนึ่ง กระแสลัดวงจรจะไหลผ่านบัสบาร์ที่สถานีไฟฟ้าต้นทางไปยังจุดที่เกิดการลัดวงจร อิมพีแดนซ์ที่เกิดขึ้นในขณะลัดวงจรนี้ก็จะถูกมองเห็นด้วยรีเลย์ระยะทางที่อยู่ที่สถานีไฟฟ้าต้นทางด้วยเช่นกัน ในภาพที่ 5 แสดงถึงรูปแบบของเขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทางทั่วไป โดยแสดงแบบระยะทางเทียบกับเวลา

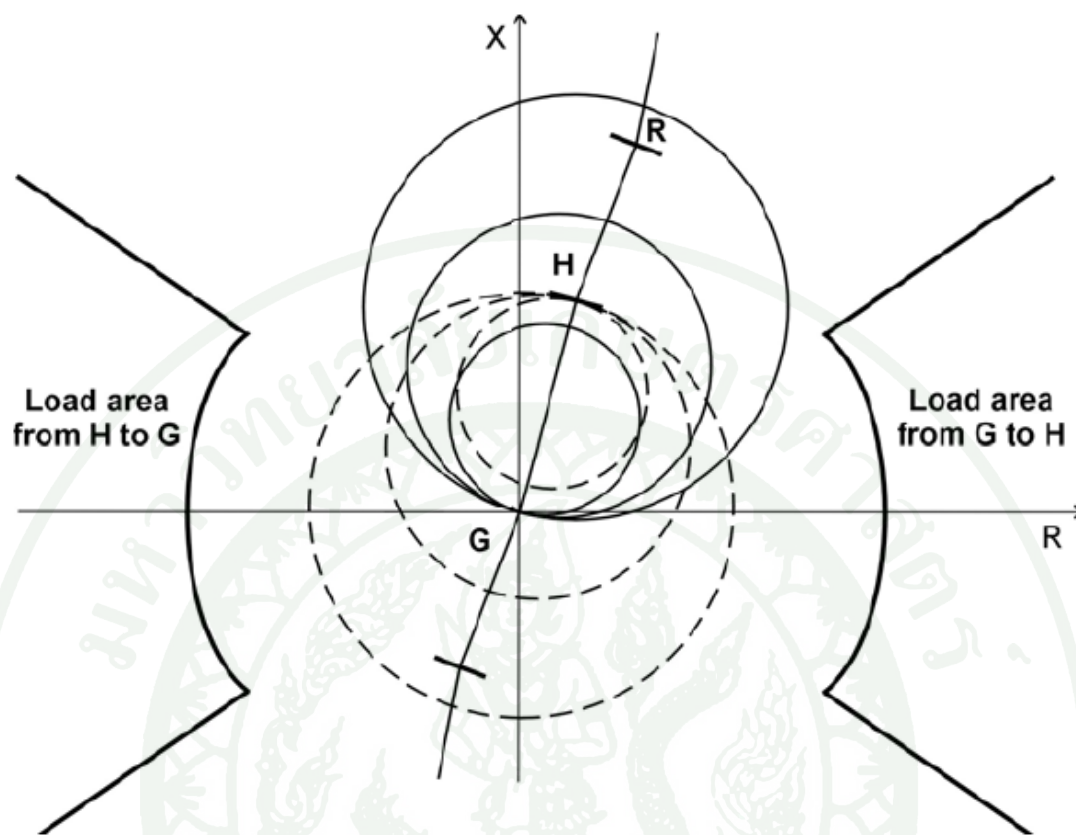


ภาพที่ 5 เขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทาง บนแผนภาพระยะทางเทียบกับเวลา

ที่มา: Perez (2006)

ในบางครั้ง เขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทางก็จะมี 4 เขตการป้องกัน ซึ่งเขตการป้องกันที่ 4 นี้จะถูกใช้เป็นการป้องกันสำรองให้กับบัสบาร์ภายในสถานีไฟฟ้า โดยปกติจะมีทิศทางตรงกันข้ามกับการป้องกันสายส่ง และจะกำหนดขอบเขตไว้ที่ 25% ของเขตการป้องกันที่ 1

และในภาพที่ 6 แสดงถึงแผนภาพอิมพีแดนซ์บนระนาบ R-X ที่มีคุณลักษณะของเขตการป้องกันแบบ 3 เขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทางที่ บัส G (เส้นตรง) และ บัส H (เส้นประ) ของระบบไฟฟ้าที่แสดงในรูปที่ 5



ภาพที่ 6 เขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทางสำหรับป้องกันสายส่งบนระนาบอิมพีแดนซ์ของรีเลย์ที่บัส G และบัส H ของระบบไฟฟ้าที่แสดงในภาพที่ 5

ที่มา: Perez (2006)

สัญญาณอินพุตของรีเลย์ระยะทาง

Cheng Wu et al. (2005) ปริมาณทางไฟฟ้าเพื่อใช้สำหรับเป็นอินพุตในการคำนวณหาค่าอิมพีแดนซ์ขณะที่เกิดลัดวงจรขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลังของรีเลย์ระยะทางเมื่อเกิดการลัดวงจรรูปแบบต่างๆ สามารถหาค่าได้จากสูตรการคำนวณในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 การคำนวณหาค่าอิมพีแดนซ์ที่รีเลย์ระยะทางมองเห็นเมื่อเกิดการลัดวงจรแบบต่างๆ

รูปแบบของการเกิดลัดวงจร	สูตรสำหรับคำนวณหาค่าอิมพีแดนซ์ลัดวงจร
AG	$V_A / (I_A + 3kI_0)$
BG	$V_B / (I_B + 3kI_0)$
CG	$V_C / (I_C + 3kI_0)$
AB หรือ ABG	$(V_A - V_B) / (I_A - I_B)$
BC หรือ BCG	$(V_B - V_C) / (I_B - I_C)$
CA หรือ CAG	$(V_C - V_A) / (I_C - I_A)$

ที่มา: Cheng Wu et al. (2005)

โดยที่ $k = (Z_0 - Z_1) / Z_1$

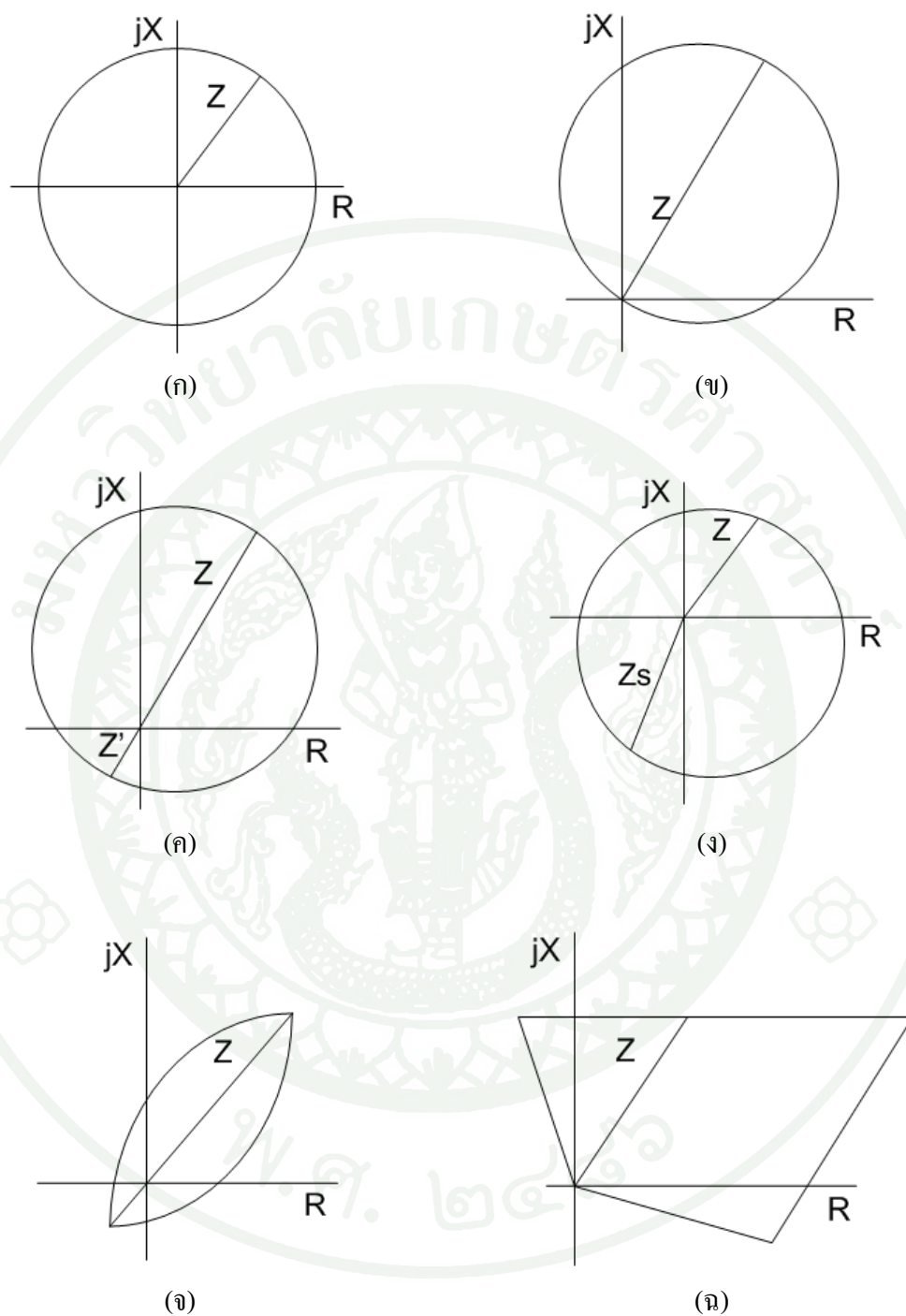
Z_0 = Zero Sequence Impedance of Transmission Line

Z_1 = Positive Sequence Impedance of Transmission Line

I_0 = Zero Sequence Current

คุณลักษณะการทำงานของรีเลย์ระยะทาง

วิธีการตรวจสอบว่าการลัดวงจรที่เกิดขึ้นในสายส่งว่าอยู่ในขอบเขตการทำงานหรือไม่นั้น จะใช้หลักการเปรียบเทียบมุมของสัญญาณอินพุตที่ป้อนให้กับชุดเปรียบเทียบมุมของรีเลย์ระยะทาง หลักการดังกล่าว ทำให้เกิดคุณลักษณะการทำงานแบบต่างๆ ดังภาพที่ 7 (ก) รีเลย์แบบอิมพีแดนซ์ (Impedance) (ข) รีเลย์แบบโม (Mho) (ค) รีเลย์แบบออฟเซตโม (Offset Mho) (ง) รีเลย์แบบโมที่มีการโพลาไรซ์ข้าม (Cross-polarised mho) (จ) รีเลย์แบบเลนซ์ (Lenticular) (ฉ) รีเลย์แบบสี่เหลี่ยมด้านไม่เท่า (Quadrilateral) โดยคุณลักษณะของรีเลย์ระยะทางแต่ละแบบก็จะถูกนำไปใช้งานใน ลักษณะงานที่แตกต่างกันเพื่อให้เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าที่ต้องการป้องกัน



ภาพที่ 7 คุณลักษณะการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบต่างๆ

ที่มา: GEC Alsthom Measurement Ltd. (1997)

อุปกรณ์เปรียบเทียบสำหรับรีเลย์แบบระยะทาง

ประสิทธิ์ (2549); Perez (2006) โดยทั่วไปรีเลย์จะต้องทำการวัดค่าการเปลี่ยนแปลงระหว่างกรณีปกติและกรณีที่เกิดการลัดวงจรในสายส่ง และส่งสัญญาณเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้น รีเลย์จะสามารถวัดความแตกต่างของกรณีปกติ และกรณีเกิดการลัดวงจรได้ เมื่อมีการเปรียบเทียบของปริมาณสัญญาณเข้ามากกว่า 1 สัญญาณ ซึ่งการเปรียบเทียบจะแบ่งเป็น 2 ประเภท คือ

1. การเปรียบเทียบโดยใช้ขนาด (Amplitude Comparator)

กำหนดให้ S_0 และ S_R คือ ขนาดของสัญญาณที่ใช้สำหรับเปรียบเทียบ โดยที่ S_1 คือ สัญญาณที่ส่งให้รีเลย์ทำงาน และ S_2 คือ สัญญาณที่ส่งให้รีเลย์ไม่ทำงาน การเปรียบเทียบโดยใช้ขนาดนี้ จะมีเงื่อนไขการทำงานดังสมการที่ 1

$$|S_0| \geq |S_R| \quad (1)$$

2. การเปรียบเทียบโดยใช้เฟส (Phase Comparator)

กำหนดให้ S_1 และ S_2 คือ มุมของสัญญาณที่ใช้สำหรับเปรียบเทียบ และจะมีค่าเป็นบวกก็ต่อเมื่อ $S_1 > S_2$ การเปรียบเทียบโดยใช้เฟสนี้ จะมีเงื่อนไขการทำงานดังสมการที่ 2

$$-90^\circ \leq \text{ang}(S_1) - \text{ang}(S_2) \leq 90^\circ \quad (2)$$

การเปรียบเทียบโดยใช้ขนาดมุมของสัญญาณของรีเลย์ระยะทางแบบโม

Perez (2006) สัญญาณที่นำมาใช้ในการเปรียบเทียบขนาดของมุมเพื่อกำหนดการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบโม (Mho Characteristic) สามารถกำหนดได้ดังนี้

$$S_1 = -V_r \angle 0^\circ + Z_R \angle \theta \times I_r \angle -\phi_r \quad (3)$$

$$S_2 = V_r \angle 0^\circ \quad (4)$$

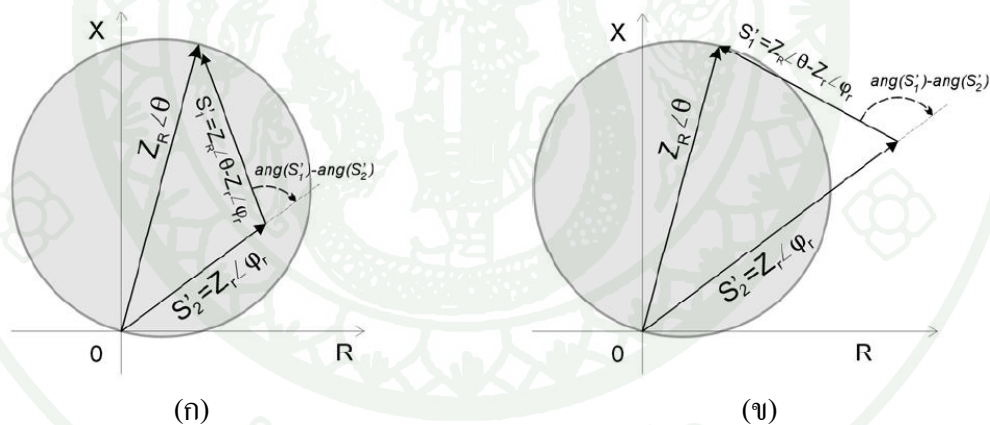
หารสมการที่ (3) และ (4) ด้วย $I_r \angle -\phi_r$ จะได้สมการที่ (5) และ (6)

$$S'_1 = -Z_r \angle \varphi_r + Z_R \angle \theta \quad (5)$$

$$S'_2 = Z_r \angle \varphi_r \quad (6)$$

ในภาพที่ 8 รีเลย์จะมีจุดเริ่มทำงานก็ต่อเมื่อมุมระหว่างอิมพีแดนซ์ S'_1 และ S'_2 มีค่าต่างกันเท่ากับ 90° กล่าวคือเมื่อไหร่ก็ตามที่เกิดการลัดวงจรขึ้นแล้วอิมพีแดนซ์ $Z_r \angle \varphi_r$ อยู่ในรูปวงกลม ดังแสดงในภาพที่ 8 (ก) มุมระหว่าง S'_1 และ S'_2 ก็จะเป็นไปตามเงื่อนไขของสมการที่ 2 ทำให้รีเลย์ทำงาน และในภาพที่ 8 (ข) อิมพีแดนซ์ $Z_r \angle \varphi_r$ อยู่ภายนอกรูปวงกลม มุมระหว่าง S'_1 และ S'_2 จะไม่เป็นไปตามเงื่อนไขของสมการที่ 2 รีเลย์ก็จะไม่ทำงาน

อิมพีแดนซ์ $Z_R \angle \theta$ ก็คือ คุณสมบัติการทำงานรูปวงกลมที่มีจุดศูนย์กลางของวงกลมอยู่บนเส้นตรง $Z_R \angle \theta$ และมีส่วนของเส้นตรงผ่านจุดกำเนิด



ภาพที่ 8 การเปรียบเทียบขนาดมุมของรีเลย์ระยะทางแบบโม

ที่มา: Perez (2006)

การเปรียบเทียบโดยใช้ขนาดของรีเลย์ระยะทางแบบโม

การเปรียบเทียบโดยใช้ขนาดจะใช้สัญญาณ S_o และ S_R เป็นสัญญาณอินพุตสำหรับการเปรียบเทียบสำหรับรีเลย์ระยะทางที่มีคุณลักษณะการทำงานแบบโม ดังแสดงในภาพที่ 9

$$S_O = Z_R \angle \theta \times I_r \angle -\varphi_r \quad (7)$$

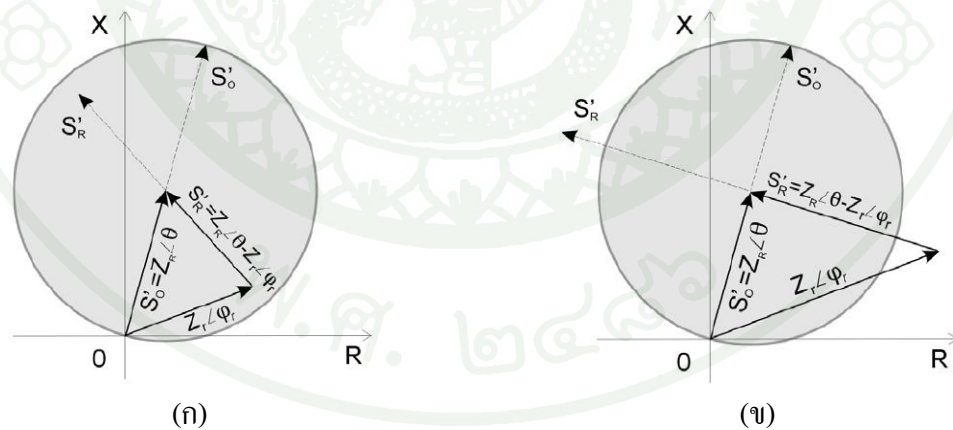
$$S_R = -V_r \angle 0^\circ + Z_R \angle \theta \times I_r \angle -\varphi_r \quad (8)$$

หารสมการที่ (7) และ (8) ด้วย $I_r \angle -\varphi_r$ จะได้สมการที่ (9) และ (10)

$$S'_O = Z_R \angle \theta \quad (9)$$

$$S'_R = -Z_r \angle \varphi_r + Z_R \angle \theta \quad (10)$$

ในภาพที่ 9 เมื่อไหลดำเนินการที่เกิดการลัดวงจรขึ้นแล้วอิมพีแดนซ์ $Z_r \angle \varphi_r$ อยู่ภายในรูปวงกลม ขนาดของอิมพีแดนซ์ S'_R จะมีค่าน้อยกว่าขนาดของอิมพีแดนซ์ S'_O ที่แสดงในภาพที่ 9 (ก) ก็จะเป็นไปตามเงื่อนไขของสมการที่ 1 ทำให้รีเลย์ทำงาน และในภาพที่ 9 (ข) อิมพีแดนซ์ $Z_r \angle \varphi_r$ อยู่ภายนอกรูปวงกลม ขนาดของอิมพีแดนซ์ S'_R จะมีค่ามากกว่าขนาดของอิมพีแดนซ์ S'_O รีเลย์ก็จะไม่ทำงาน ดังแสดงในภาพที่ 9 (ข)

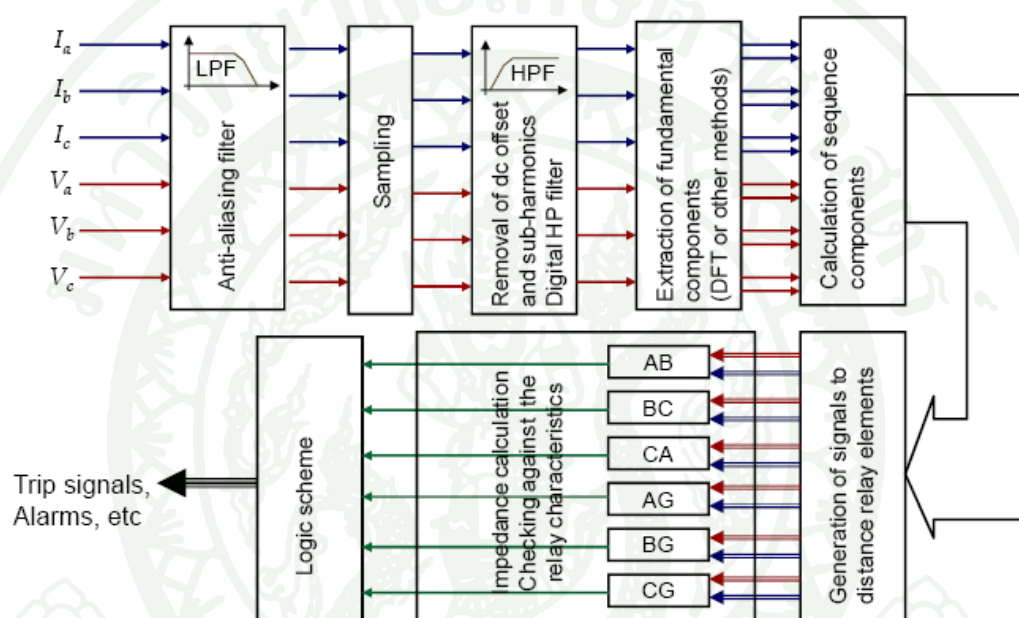


ภาพที่ 9 การเปรียบเทียบขนาดของรีเลย์ระยะทางแบบโม

ที่มา: Perez (2006)

รีเลย์ระยะทางแบบดิจิทัล

เมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นภายในระบบไฟฟ้ารีเลย์ระยะทางแบบดิจิทัลสามารถตรวจจับการเกิดลัดวงจรได้ ก็จะรับสัญญาณกระแส และแรงดันมาประมวลผลเพื่อสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจร ซึ่งการประมวลผลของรีเลย์ระยะทางแบบดิจิทัลสามารถแสดงได้ในภาพที่ 10



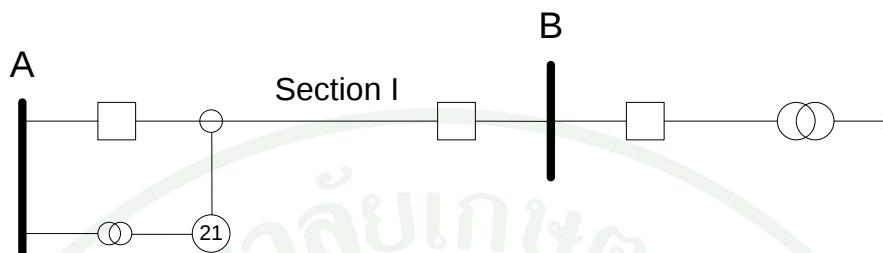
ภาพที่ 10 กระบวนการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบดิจิทัล

ที่มา: Rajapakse (2009)

การตั้งค่าการทำงานของรีเลย์แบบระยะทางเพื่อป้องกันการสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

กองอุปกรณ์ป้องกันและรีเลย์ (2552) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ออกข้อกำหนดหลักเกณฑ์การตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันสายส่ง 115 kV. เพื่อให้ผู้ออกแบบการตั้งค่าการทำงานของรีเลย์มีความเข้าใจไปในทิศทางเดียวกัน และเพื่อป้องกันความเสียหายของอุปกรณ์ที่เกิดจากการลัดวงจรในระบบส่งจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยข้อกำหนดดังกล่าวมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

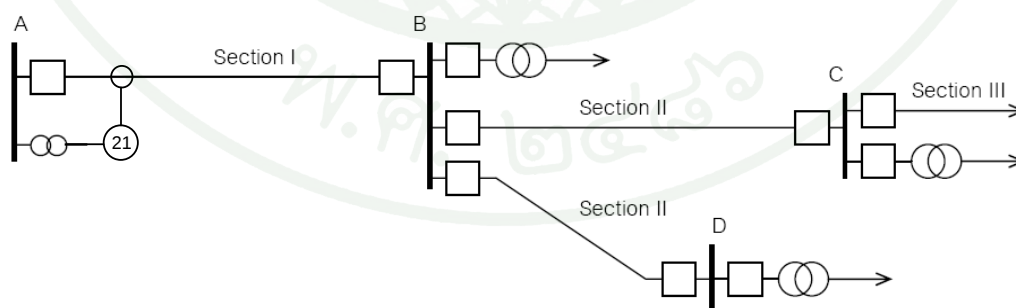
กรณีจ่ายไฟให้สถานีไฟฟ้าปลายทาง



ภาพที่ 11 การป้องกันสายส่งด้วยรีเลย์แบบระยะทางกรณีจ่ายไฟให้สถานีไฟฟ้าปลายทาง
ที่มา : กองอุปกรณ์ป้องกันและรีเลย์ (2552)

- Zone 1 = 85% of Line impedance section I
- Zone 2 = 100% of Line impedance section I + 20% of Transformer impedance at Remote end
- Zone 3 = 100% of Line impedance section I + 40% of Transformer impedance at Remote end
- Zone 3 reverse = 15% of Zone 1 reach

กรณีจ่ายไฟแบบ Radial Line

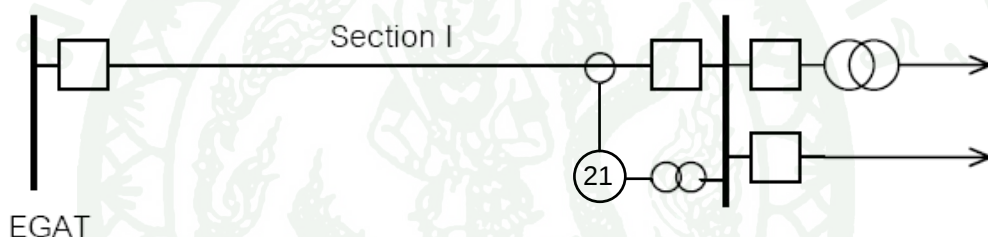


ภาพที่ 12 การป้องกันสายส่งด้วยรีเลย์แบบระยะทางกรณีจ่ายไฟแบบ Radial Line

ที่มา : กองอุปกรณ์ป้องกันและรีเลย์ (2552)

- Zone 1 = 80% of Line impedance section I
- Zone 2 = 100% of Line impedance section I + 50% of Line impedance section II (shortest line) ทั้งนี้ต้องมากกว่า 120% of Line impedance section I
- Zone 3 = 100% of Line impedance section I + 120% of Line impedance section II (longest line) ทั้งนี้ต้องมากกว่า 100% of Line impedance section (I+II) + 25% of Line impedance section III แต่ต้องไม่เกิน 100% of Line impedance section I + 80% of Transformer impedance at Remote end
- Zone 3 reverse = 15% of Zone 1 reach

กรณีตั้งค่าการทำงานของรีเลย์แบบระยะทางโดยมองเข้าหาการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย



ภาพที่ 13 การป้องกันสายส่งด้วยรีเลย์แบบระยะทางกรณีมองเข้าหา กฟผ.

ที่มา: กองอุปกรณ์ป้องกันและรีเลย์ (2552)

- Zone 1 = 80% of Line impedance section I
- Zone 2 = 120% of Line impedance section I
- Zone 3 = 150% of Line impedance section I

เวลาการทำงาน

- Zone 1 Operating time = Instantaneous
- Zone 2 Operating time = 300 ms
- Zone 3 Operating time = 600 ms

ทฤษฎีกราฟ

สมจิตต์ (2547) กราฟเป็นโครงสร้างข้อมูลชนิดหนึ่ง ซึ่งสามารถนำมาใช้แก้ปัญหาลักษณะงานแบบเครือข่าย (Network) ได้เป็นอย่างดี โครงสร้างของกราฟประกอบด้วยกลุ่มของโหนดที่เรียกว่า เวอร์เท็กซ์ (Vertex) และกลุ่มของเส้นที่เชื่อมต่อโหนดระหว่างเวอร์เท็กซ์ เรียกว่า เอจ (Edge) ภาพที่ 14



ภาพที่ 14 โครงสร้างของข้อมูลแบบกราฟ

ที่มา: สมจิตต์ (2547)

ส่วนที่เรียกว่า เวอร์เท็กซ์ คือ A และ B

ส่วนที่เรียกว่า เอจ คือ เส้นที่เชื่อมจากเวอร์เท็กซ์ A ไปยังเวอร์เท็กซ์ B จากภาพข้างต้นสามารถเขียนแทนเอจด้วยสัญลักษณ์ (A, B) หมายถึง เอจซึ่งมีคู่ของเวอร์เท็กซ์จาก A ไป B

นิยามกราฟ (Graph Definition)

หากกำหนดให้กราฟแทนด้วยสัญลักษณ์ G เวอร์เท็กซ์แทนด้วย V และเอจแทนด้วย E เราสามารถนิยามกราฟได้ดังนี้

นิยาม

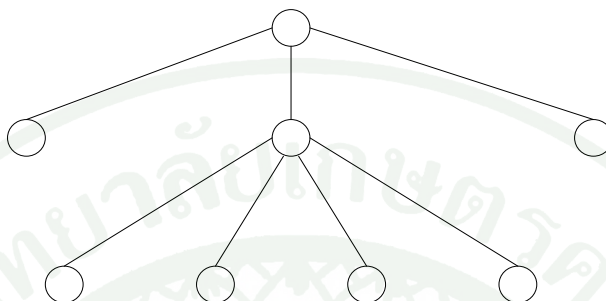
$$G = (V, E)$$

ซึ่ง $V(G)$ คือ เซตของเวอร์เท็กซ์ที่ไม่ใช่เซตว่าง (Nonempty) และมีจำนวนจำกัด (Finite)

$E(G)$ คือ เซตของเอจ ซึ่งเขียนด้วยคู่ของเวอร์เท็กซ์

การนิยามกราฟข้างต้น มองดูแล้วค่อนข้างกว้างและเข้าใจยาก ดังนั้นเพื่อความกระจ่าง จึงให้นำมาเปรียบเทียบกับโครงสร้างต้นไม้ทวิภาค ซึ่งพบว่าต้นไม้ทวิภาคเป็นเซตย่อย (Sub Set) ของ

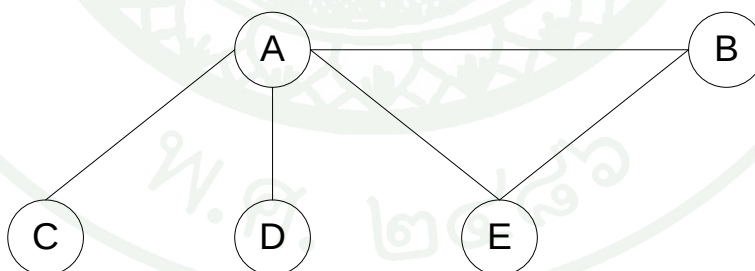
กราฟ หากตัดเงื่อนไข ของต้นไม้ทวิภาคที่กำหนดว่า โหนดแต่ละ โหนดจะมีลูกได้ไม่เกินสอง เราจะ ได้ต้นไม้แบบไม่ทวิภาค (Nonbinary Tree) ดังภาพที่ 15



ภาพที่ 15 โครงสร้างต้นไม้แบบไม่ทวิภาค

ที่มา: สมจิตต์ (2547)

ประการต่อมา หากตัดเงื่อนไขอีกข้อหนึ่งของต้นไม้ออกไป ที่กำหนดให้แต่ละโหนดจะมี โหนดพ่อ (Father) เพียงหนึ่งเดียว เราก็จะได้โครงสร้างที่เรียกว่ากราฟทันที พร้อมกับเปลี่ยนชื่อ เรียกจากโหนดมาเป็นเวอร์เท็กซ์และเรียกลิงค์ (Link) ที่เชื่อมต่อเวอร์เท็กซ์ว่า เอจ (Edge) ดังภาพที่ 16



ภาพที่ 16 กราฟ

ที่มา: สมจิตต์ (2547)

เวอร์เท็กซ์ คือ A B C D E
 เอจ คือ เส้นที่เชื่อมโยงจาก A ไป B
 เส้นที่เชื่อมโยงจาก A ไป C
 เส้นที่เชื่อมโยงจาก A ไป D
 เส้นที่เชื่อมโยงจาก A ไป E
 และ เส้นที่เชื่อมโยงจาก B ไป E

$$V(G) = \{A, B, C, D, E\}$$

$$E(G) = \{(A, B), (A, C), (A, D), (A, E), (B, E)\}$$

การท่องเข้าไปในกราฟ

กำพล (2550) ในการค้นหาข้อมูลที่มีโครงสร้างแบบกราฟจะคำนึงถึงขั้นตอนวิธีทางคอมพิวเตอร์และหน่วยความจำ ซึ่งจะมีผลกับการใช้เวลาในการค้นหา การค้นหาโดยอ้างอิงข้อมูลแบ่งออกเป็น 4 แบบดังนี้

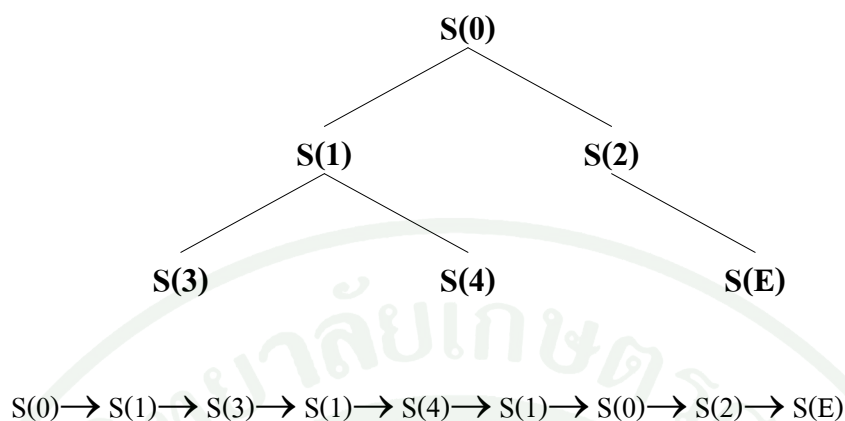
การค้นหาแบบลึกก่อน (Depth – first search)

การค้นหาแบบลึกก่อนเป็นการค้นหาที่ไม่ใช้ข้อมูล กฎเกณฑ์ตายตัว ในการค้นหาคำตอบคือ จากโหนด (Node) ในต้นไม้การค้นหาให้เลือกอาร์ค (Arc) ที่อยู่ซ้ายสุดก่อนแล้วเลื่อนตัวไปยังโหนดที่อยู่ได้ไปหนึ่งระดับ ทำเช่นนี้จนกว่าจะพบโหนดที่เป็นคำตอบ หรือลงไปจนถึงระดับล่างสุดที่กำหนดไว้ แล้วจึงย้อนกลับ (backtrack) ขึ้นมาหนึ่งระดับ เพื่อลองอาร์คที่อยู่ขวามือถัดไป ทำไปเช่นนี้จนกว่าจะพบคำตอบขอแสดงตัวอย่าง กำหนดให้ระดับความลึกในการค้นหาให้ถึงระดับ 2 เมื่อ

S(0) คือ โหนดเริ่มต้น

S(E) คือ โหนดเป้าหมาย

การค้นหาแบบลึกก่อนมีลำดับการตรวจสอบโหนดตามที่แสดงในภาพที่ 17



ภาพที่ 17 การค้นหาแบบลึกก่อน

ขั้นตอนวิธีการค้นหาแบบลึกก่อน มีดังนี้

1. ใส่โหนดเริ่มต้น $S(0)$ ไว้ในคิว (Queue)
2. ถ้าคิวว่างให้หยุดการค้นหาและแจ้งบอกความล้มเหลวในการค้นหา
3. ถ้าสมาชิกแรกของคิวคือโหนดเป้าหมาย $S(E)$ ให้หยุดการค้นหาและแจ้งบอกความสำเร็จในการค้นหา ถ้าไม่ใช่ให้ไปที่ขั้นตอนที่ 4
4. เอาสมาชิกแรกสุดออกจากคิว แล้วเอาโหนดลูกของโหนดแรกสุดนั้น ที่ได้จากทุกทางเลือกไปใส่ไว้ข้างบนของคิวแทน
5. ย้อนกลับไปขั้นตอนที่ 2

ข้อดีของการค้นหาแบบลึกก่อน

1. ใช้เนื้อที่หน่วยความจำน้อย เนื่องจากการค้นหาแบบลึกก่อน จำเป็นต้องเก็บข้อมูลเกี่ยวกับโหนดเพียงเท่ากับจำนวนความลึกของการค้นหาเท่านั้น เก็บเพียงเท่านี้ก็สามารถทำการ

ย้อนกลับ จากตัวอย่าง มีความจำเป็นต้องเก็บข้อมูลเกี่ยวกับโหนด เพียง 3 โหนด เท่านั้นเมื่อเปรียบเทียบ จำนวนความลึกของปัญหา จะน้อยกว่าจำนวนโหนดทั้งหมดมาก

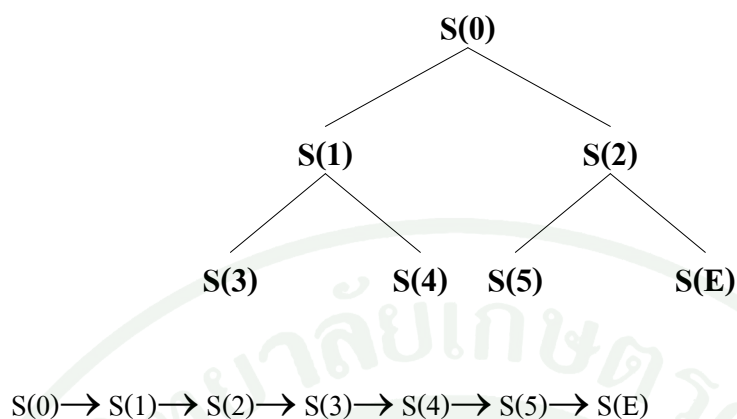
2. การค้นหาแบบลึกก่อน อาจจะมีโอกาสพบคำตอบโดยไม่ต้องตรวจสอบโหนดจำนวนมากได้ ทำให้ประหยัดเวลาค้นหา คุณลักษณะนี้จะโดดเด่นมากขึ้นในปัญหาที่มีคำตอบอยู่จำนวนมาก และเราต้องการเพียงคำตอบเดียว การค้นหาแบบลึกก่อนสามารถหยุดได้ทันที เมื่อพบคำตอบใดคำตอบหนึ่ง

ข้อเสียของการค้นหาแบบลึกก่อน

การค้นหา อาจจะเป็นไปอย่างไม่สิ้นสุด ในกรณีที่มีวงวน (Loop) ในต้นไม้การค้นหา หรือในกรณีที่ไม่มีกำหนดความลึกของการค้นหาไว้ ในทั้งสองกรณีเราอาจจะเสียเวลาค้นหาโดยไม่ได้คำตอบ

การค้นหาแบบกว้างก่อน (Breadth – first search)

การค้นหาแบบกว้างก่อนเป็นการค้นหาที่ไม่ใช่ข้อมูล กฎเกณฑ์ตายตัว โดยเริ่มจากโหนดเริ่มต้นให้สร้างทางเลือกหรืออาร์คทุกทางที่เป็นไปได้ แล้วทำการตรวจสอบดูว่าโหนดที่เกิดจากทางเลือกหรืออาร์คที่สร้างขึ้นนั้นเป็นคำตอบหรือโหนดเป้าหมายหรือไม่ ถ้าเป็นก็หยุดการค้นหา แต่ถ้าไม่เป็นก็สร้างอาร์คจากทุกโหนดที่ตรวจสอบแล้วลงไปอีกระดับหนึ่ง แล้วทำการตรวจสอบอีก ทำเช่นนั้นจนกว่าจะพบโหนดเป้าหมาย หรือจนกระทั่งหมดโหนดค้นหา การค้นหาแบบกว้างก่อนมีลำดับการตรวจสอบโหนดดังภาพที่ 18



ภาพที่ 18 การค้นหาแบบกว้างก่อน

ขั้นตอนวิธีการค้นหาแบบกว้างก่อน มีดังนี้

1. ใส่โหนดเริ่มต้น $S(0)$ ไว้ในคิว
2. ถ้าคิวว่างให้หยุดการค้นหาและแจ้งบอกความล้มเหลวในการค้นหา
3. ถ้าสมาชิกแรกของคิวนั้นคือโหนดเป้าหมาย $S(E)$ ให้หยุดการค้นหาและแจ้งบอกความสำเร็จในการค้นหา ถ้าไม่ใช่ให้ไปที่ขั้นตอนที่ 4
4. เอาสมาชิกแรกสุดออกจากคิว แล้วเอาโหนดลูกของโหนดแรกสุดนั้น ที่ได้จากทุกทางเลือกไปใส่ไว้ข้างท้ายของคิวแทน
5. ย้อนกลับไปขั้นตอนที่ 2

ข้อดีของการค้นหาแบบกว้างก่อน

1. การค้นหาแบบกว้างก่อน จะไม่มีการเข้าวงวน วงเวียนซ้ำไม่สิ้นสุด เพราะฉะนั้นเมื่อผ่านไปเวลาหนึ่งการค้นหาจะสิ้นสุดลง

2. ถ้าในต้นไม้การค้นหามีคำตอบอยู่ การค้นหาแบบกว้างก่อนให้ประกันได้ว่า เราจะพบคำตอบนั้น

ข้อเสียของการค้นหาแบบกว้างก่อน

1. ใช้เนื้อที่ในหน่วยความจำมาก เนื่องจากต้องเก็บข้อมูลของทุกโหนดในระดับใดระดับหนึ่ง ยิ่งระดับการค้นหายิ่งลึกเท่าไร จำนวนโหนดที่ต้องเก็บก็ยิ่งมากขึ้นเท่านั้น

2. สมมุติว่าแต่ละโหนดมีทางเลือก หรืออาร์ค ออกมาเท่ากับ A ในระดับที่ 0 จะมีโหนดเริ่มต้นเพียงโหนดเดียว แต่ในระดับที่ 1 จะมี A โหนด ระดับที่ 2 จะมี A^2 โหนด ระดับที่ 3 จะมี A^3 โหนด และระดับที่ n จะมี A^n

การค้นหาแบบดีที่สุดก่อน (Best – first search)

การค้นหาแบบดีที่สุดก่อน เป็นการค้นหาที่ใช้ข้อมูลช่วยประกอบในการเลือกทางเลือกต่อไป ข้อมูลที่ใช้คือ ค่าของแต่ละโหนด การค้นหาแบบดีที่สุด เอาค่าของแต่ละโหนดไปผสมกับการค้นหาแบบกว้างก่อน โดยใช้ค่าของแต่ละโหนดเป็นตัวกำหนดลำดับในการตรวจสอบในแต่ละระดับความลึก แทนที่จะเป็นลำดับจากซ้ายไปขวา หรือจากโหนดแรก ไปโหนดหลัง ตามลำดับ การสร้างโหนด เหมือนกับการค้นหาแบบกว้างก่อน

การค้นหาแบบที่ดีที่สุดก่อนมักจะหาทางเลือกที่ดีที่นำไปสู่โหนดเป้าหมาย สิ่งสำคัญในการใช้การค้นหาแบบที่ดีที่สุดก่อน คือการกำหนดวิธีการประเมินค่าของแต่ละโหนด ถ้ากำหนดได้ดีก็将会ทำให้การค้นหามีประสิทธิภาพ

ขั้นตอนวิธีการค้นหาแบบดีที่สุดก่อน มีดังนี้

1. ใส่โหนดเริ่มต้น $S(0)$ ไว้ในคิว
2. ถ้าคิวว่างให้หยุดการค้นหาและแจ้งบอกความล้มเหลวในการค้นหา

3. ถ้าสมาชิกแรกสุดของคิวคือโหนดเป้าหมาย S(E) ให้หยุดการค้นหาและแจ้งบอกความสำเร็จในการค้นหา ถ้าไม่ใช่ให้ไปที่ขั้นตอนที่ 5

4. เอาสมาชิกแรกสุดออกจากคิว จัดเรียงลำดับสมาชิกของคิวตามค่าของคุณค่าเพื่อให้ได้โหนด ที่มีค่าของคุณค่าดีที่สุดอยู่แรกสุดของคิว

5. ย้อนกลับไปขั้นตอนที่ 3

การค้นหาแบบ A*

การค้นหาแบบ A* (อ่านว่า เอ-สตาร์) เป็นการค้นหาที่ใช้ข้อมูลช่วยประกอบในการเลือกทางเลือกต่อไป ที่คล้ายกับการค้นหาแบบดีที่สุด กล่าวคือใช้การค้นหาแบบกว้างก่อนเป็นหลัก แต่แทนที่จะใช้ข้อมูลการประเมินคุณค่าของแต่ละโหนดอย่างเดียว เหมือนกับการค้นหาแบบดีที่สุดก่อน การค้นหาแบบ A* ใช้ข้อมูลเกี่ยวกับค่าใช้จ่ายในการกระทำที่เลือกประกอบด้วย ถ้าหากหน่วยที่ใช้ในการประเมินคุณค่าและในการคำนวณค่าใช้จ่ายเป็นหน่วยเดียวกัน หรือ สามารถแปลงให้เป็นหน่วยเดียวกันได้ เราจะสามารถรวมค่าของคุณค่าและค่าใช้จ่ายเข้าด้วยกันแล้วใช้ค่ารวมนี้เป็นตัวชี้แนะในการค้นหาแบบกว้างก่อน กล่าวคือ เราใช้ค่ารวมนี้ในการจัดลำดับของโหนด ในคิวที่รอการแตกแขนงโหนดย่อยต่อไป โหนดที่มีค่ารวมดีที่สุดจะอยู่ที่หัวคิว การค้นหาแบบ A* ก็คล้ายกับการค้นหาแบบดีที่สุดก่อน เพียงแต่เปลี่ยนจากคุณค่ามาเป็นค่ารวมของคุณค่ากับค่าใช้จ่าย

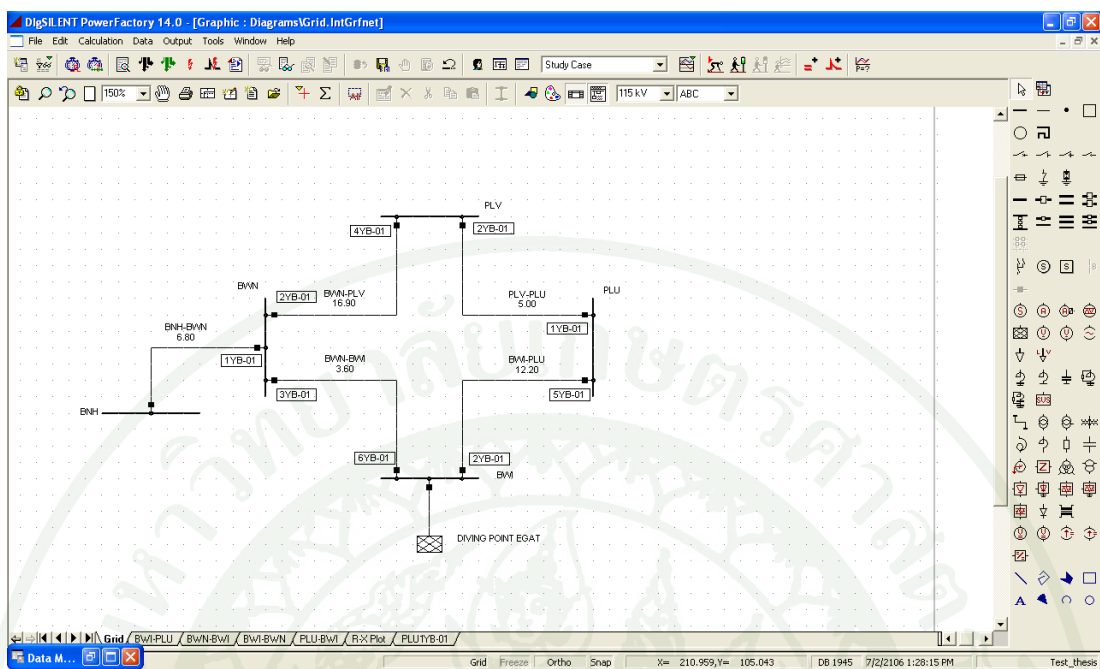
โปรแกรม Digsilent Power Factory

DIGSILENT PowerFactory เป็นโปรแกรมที่ใช้วิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง ที่สามารถสร้างแบบจำลองด้วยรูปภาพหรือป้อนข้อมูลด้วย Text file สามารถวิเคราะห์ได้ทั้งในระบบผลิต ระบบส่ง ระบบจำหน่าย และภาคอุตสาหกรรม ซึ่งความสามารถของโปรแกรมหาดังนี้

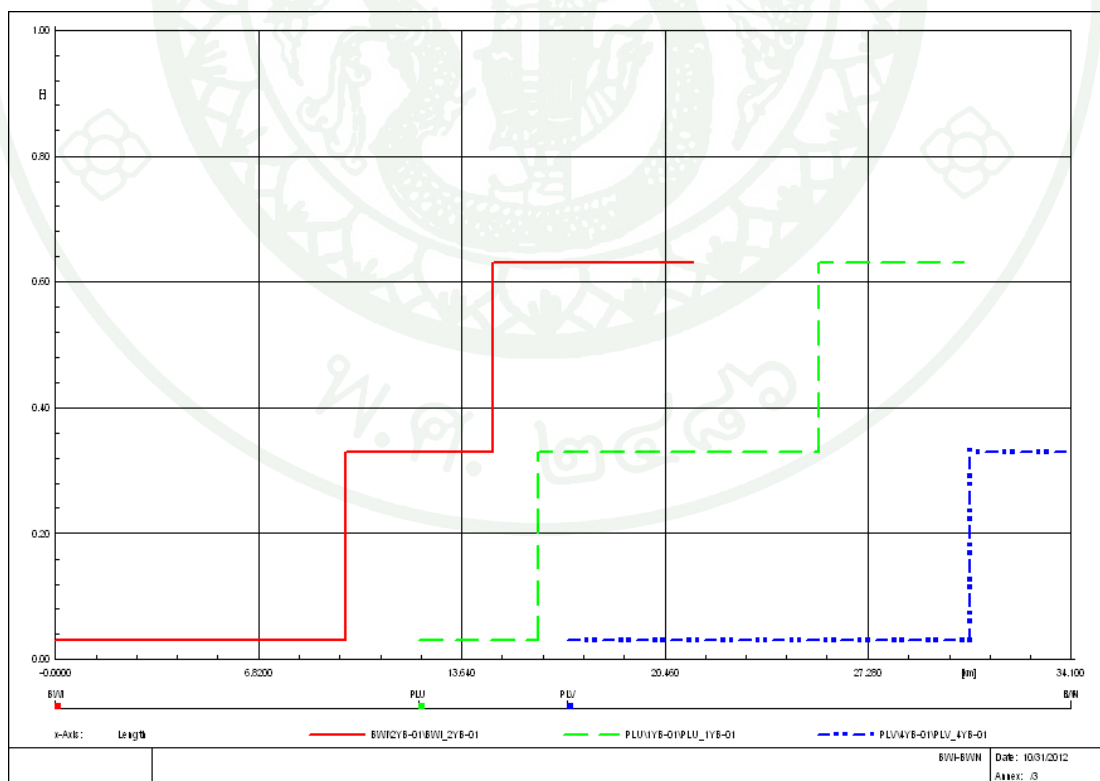
- Load Flow and Fault Analysis of complete AC/DC network representation , meshed & mixed 1-,2-and 3-phase AC and /or DC networks
- Low Voltage Network Analysis
- Distribution Network Optimization

- IEC Cable Sizing
- Dynamic Simulation
- EMT Simulation
- Eigenvalue Analysis
- System Identification
- Protection Analysis
- Harmonic Analysis
- Reliability
- Production Planing
- Voltage Stability Analysis
- Contingency analysis
- Power Electronic Device Modeling
- DPL User Script
- A/D Interfacing
- DOLE Interface for SCADA/GIS
- PSS/E & PSS/U Compatibility
- Multi-User Database
- Virtual Instruments

ซึ่งจะเห็นได้ว่าโปรแกรมนี้ มีความสามารถในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าได้ทั้งในสภาวะคงตัว (Steady state) และสภาวะทรานเซียน (Transient state) ซึ่งหน้าต่างของโปรแกรมสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 19 และตัวอย่างการใช้งานด้านการวิเคราะห์ระบบป้องกันแสดงในรูปที่ 20



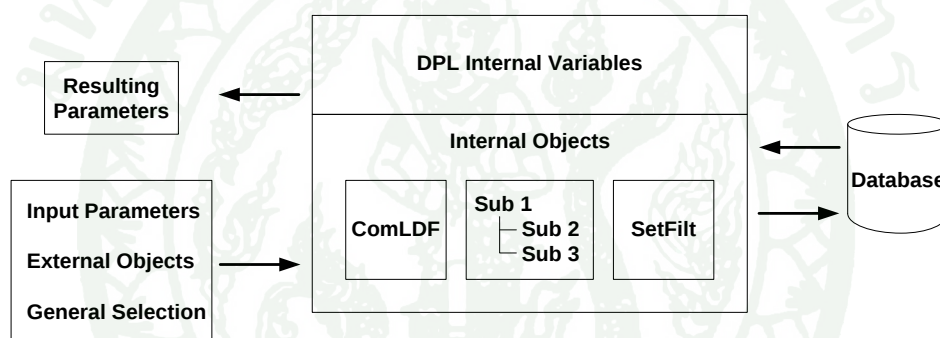
ภาพที่ 19 หน้าต่างโปรแกรม DIGSILENT



ภาพที่ 20 การใช้งานด้านการวิเคราะห์ระบบป้องกันภายในโปรแกรม DIGSILENT

DIgSILENT Programming Language (DPL Script)

DPL ย่อมาจาก DIgSILENT Programming Language คือ ภาษาที่เขียนและใช้ในการรันคำสั่งภายในโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory มีจุดประสงค์เพื่อการเชื่อมโยงระหว่างผู้ใช้งานกับโปรแกรม DIgSILENT PowerFactory สำหรับเขียนโปรแกรมสั่งการทำงานและแสดงผลอย่างอัตโนมัติ โดยมีชุดคำสั่งเฉพาะ สามารถสร้างฟังก์ชันการคำนวณในการวิเคราะห์ระบบ โดยจะเขียนเป็นสคริปต์โปรแกรมที่อาจจะใช้ Flow commands เช่น 'if-then-else', 'do-while' หรือ PowerFactory commands เช่น load-flow หรือ short-circuit commands ได้สะดวกและง่ายต่อการใช้งาน โดยโครงสร้างการทำงานของคำสั่ง DPL แสดงในภาพที่ 21



ภาพที่ 21 โครงสร้างการทำงานของคำสั่ง DPL Script

ภาษา DPL ก่อนข้างจะคล้ายกับภาษา C++ โดย Syntax ของ DPL สามารถแบ่งออกเป็น 4 แบบได้ดังนี้

1. Variable definitions (การกำหนดชนิดของตัวแปร) ได้แก่ Double, String, Int, Object, Set โดยจะกำหนดพารามิเตอร์ไว้ด้านบนของ DPL Script
2. Arithmetic operations & standard functions (ตัวดำเนินการทางคณิตศาสตร์ และ ฟังก์ชันมาตรฐาน)
3. Program flow instructions (คำสั่งควบคุมการทำงานของโปรแกรม)

4. Method calls (วิธีการเรียกใช้ เมธอดต่างภายในวัตถุ)

ในแต่ละ Statement ของโปรแกรมจะต้องมีเครื่องหมาย Semicolons ปิดท้ายเสมอ (:) เพื่อที่จะเป็นการบอกว่าการได้ดำเนินการกระทำจนจบ Statement นั้นแล้ว



อุปกรณ์และวิธีการ

อุปกรณ์

1. เครื่องคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล
2. ระบบปฏิบัติการ Microsoft Windows XP
3. โปรแกรม Microsoft Office 2007
4. โปรแกรม Digsilent Power Factory 14.0.523

วิธีการ

1. ศึกษารูปแบบการป้องกันสำหรับการจ่ายไฟในลักษณะต่างๆ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
2. ศึกษาวิธีการตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
3. ศึกษาการใช้งาน และการเขียนโปรแกรมบน Digsilent Power Factory (DPL Script)
4. สร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้าที่ใช้ทดสอบในโปรแกรม Digsilent Power Factory
5. พัฒนาโปรแกรมสำหรับตั้งค่าการทำงานอัตโนมัติของรีเลย์ระยะทางที่ใช้ในการป้องกันสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
6. ทดสอบโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น เพื่อตรวจสอบการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน
7. วิเคราะห์และสรุปผล

External Grid

ใช้บล็อก External Grid ภาพที่ 23 (ก) แทนแหล่งจ่ายไฟที่รับจากการไฟฟ้าผลิตแห่งประเทศไทย และค่าพารามิเตอร์แสดงในภาพที่ 23 (ข)



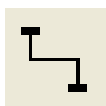
(ก)

(ข)

ภาพที่ 23 แบบจำลองและข้อมูลสำหรับ External Grid

แบบจำลองสายส่ง

แบบจำลองสายส่งที่ใช้เป็นแบบจำลองของสายเปลือยขึงในอากาศในโปรแกรม Digsilent Power Factory มีสัญลักษณ์ดังแสดงในภาพที่ 24



ภาพที่ 24 บล็อกสำหรับจำลองสายส่งไฟฟ้า

รายละเอียดของสายส่งไฟฟ้าที่ใช้ในโปรแกรม Digsilent Power Factory

2x400 A : Single Circuit Double Conductor (SCDC)

Rated Current 1000 A

Positive and Negative Sequence Impedance (ohm/km)

$R_{1,2} = 0.042936$

$X_{1,2} = 0.2677$

$Z_{1,2} = 0.2711$

Zero Sequence Impedance (ohm/km)

$R_0 = 0.21347$

$X_0 = 1.31294$

$Z_0 = 1.33$

Line - Grid\BWN-BWI.ElmLine

RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Optimization | State Estimator | Reliability | Description

Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit | ANSI Short-Circuit | IEC 61363

Name: BWN-BWI

Type: Line\2x400 SD

Terminal i: Grid\BWI\6YB-01

Terminal j: Grid\BWN\3YB-01

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

☐ Out of Service

Number of parallel Lines: 1

Parameters:

Thermal Rating: ...

Length of Line: 3.6 km

Derating Factor: 1

Resulting Values:

Rated Current	1 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	0.9760368 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	80.88802 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0.1545696 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	0.9637199 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0.768492 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	4.726584 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0 A
Earth Factor, Magnitude	1.302074
Earth Factor, Angle	-0.1543518 deg

Type of Line: Overhead Line

Line Model:

☒ Lumped Parameter (PI)

☐ Distributed Parameter

ภาพที่ 25 ค่าพารามิเตอร์ของสายส่งช่วง BWI - BWN

Line - Grid\BWI-PLU.ElmLine

RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Optimization | State Estimator | Reliability | Description

Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit | ANSI Short-Circuit | IEC 61363

Name: BWI-PLU

Type: Line\2x400 SD

Terminal i: Grid\BWI\1\2YB-01 BWI

Terminal j: Grid\PLU\5YB-01 PLU

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

☐ Out of Service

Number of parallel Lines: 1

Parameters:

Thermal Rating: ...

Length of Line: 12.2 km

Derating Factor: 1.

Resulting Values:

Rated Current	1. kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	3.30768 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	80.88802 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0.5238192 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	3.26594 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	2.604334 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	16.01787 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0. A
Earth Factor, Magnitude	1.302074
Earth Factor, Angle	-0.1543518 deg

Type of Line: Overhead Line

Line Model:

☒ Lumped Parameter (PI)

☐ Distributed Parameter

ภาพที่ 26 ค่าพารามิเตอร์ของสายส่งช่วง BWI – PLU

Line - Grid\PLV-PLU.ElmLine

RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Optimization | State Estimator | Reliability | Description

Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit | ANSI Short-Circuit | IEC 61363

Name: PLV-PLU

Type: Line\2x400 SD

Terminal i: Grid\PLU\1YB-01 PLU

Terminal j: Grid\PLV\2YB-01 PLV

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

☐ Out of Service

Number of parallel Lines: 1

Parameters:

Thermal Rating: ...

Length of Line: 5. km

Derating Factor: 1.

Resulting Values:

Rated Current	1. kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	1.355607 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	80.88802 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0.21468 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	1.3385 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	1.06735 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	6.5647 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0. A
Earth Factor, Magnitude	1.302074
Earth Factor, Angle	-0.1543518 deg

Type of Line: Overhead Line

Line Model:

☒ Lumped Parameter (PI)

☐ Distributed Parameter

ภาพที่ 27 ค่าพารามิเตอร์ของสายส่งช่วง PLU – PLV

Line - Grid\BWN-PLV.ElmLine

RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Optimization | State Estimator | Reliability | Description

Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit | ANSI Short-Circuit | IEC 61363

Name: B\WN-PLV

Type: Line\2x400 SD

Terminal i: Grid\PLV\4YB-01

Terminal j: Grid\BWN\2YB-01

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

☐ Out of Service

Number of parallel Lines: 1

Parameters:

Thermal Rating: ...

Length of Line: 16.9 km

Derating Factor: 1.

Resulting Values:

Rated Current	1. kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	4.581951 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	80.88802 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0.7256184 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	4.52413 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	3.607643 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	22.18863 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0. A
Earth Factor, Magnitude	1.302074
Earth Factor, Angle	-0.1543518 deg

Type of Line: Overhead Line

Line Model:

☒ Lumped Parameter (PI)

☐ Distributed Parameter

OK

Cancel

Figure >>

Jump to ...

ภาพที่ 28 ค่าพารามิเตอร์ของสายส่งช่วง BWN – PLV

Line - Grid\BNH-BWN.ElmLine

RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Optimization | State Estimator | Reliability | Description

Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit | ANSI Short-Circuit | IEC 61363

Name: BNH-BWN

Type: Line\2x400 SD

Terminal i: Grid\BWN\4YB-01

Terminal j: Grid\BNH\Cub_1

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

☐ Out of Service

Number of parallel Lines: 1

Parameters:

Thermal Rating: ...

Length of Line: 6.8 km

Derating Factor: 1.

Resulting Values:

Rated Current	1. kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	1.843625 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	80.88802 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0.2919648 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	1.82036 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	1.451596 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	8.927992 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0. A
Earth Factor, Magnitude	1.302074
Earth Factor, Angle	-0.1543518 deg

Type of Line: Overhead Line

Line Model:

☒ Lumped Parameter (PI)

☐ Distributed Parameter

OK

Cancel

Figure >>

Jump to ...

ภาพที่ 29 ค่าพารามิเตอร์ของสายส่งช่วง BWN – BNH

หม้อแปลงกระแส (Current Transformer)

ค่าอัตราส่วนของหม้อแปลงกระแสที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้มีอยู่ 2 อัตราส่วน ได้แก่ อัตราส่วน 1200:5 และ อัตราส่วน 1200:1 ซึ่งสถานีไฟฟ้าที่มีอัตราส่วนของหม้อแปลงกระแสเท่ากับ 1200:5 ได้แก่ สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1 และสถานีไฟฟ้าบ่อวิน 2 และสถานีไฟฟ้าที่มีอัตราส่วนของหม้อแปลงกระแสเท่ากับ 1200:1 ได้แก่ สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 1 และสถานีไฟฟ้าปลวกแดง 2 ซึ่งการป้อนค่าอัตราส่วนภายในโปรแกรมแสดงดังภาพที่ 30 – 31

ภาพที่ 30 หม้อแปลงกระแสอัตราส่วน 1200:5

Current Transformer - Grid\PLV4YB-01\CTPLV4YB-01.StaCt

Basic Data | Additional Data | Description

Name: CTPLV4YB-01

Type: Equipment Type Library\1200/1_CT

☐ Out of Service

Cubicle: ...

Location

Busbar: Grid\PLV

Branch: Grid\BWN-PLV

Orientation: --> Branch

Primary

Tap: 1200. A

Set

Secondary

Tap: 1. A

Connection: Y

Ratio: 1200A/1A Complete Ratio: 1200A/1A

No. Phases: 3

Phase 1: a

Phase 2: b

OK Cancel

ภาพที่ 31 หม้อแปลงกระแสอัตราส่วน 1200:1

หม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer)

หม้อแปลงแรงดันที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้มีอัตราส่วนเท่ากับ 115000:115 เท่ากันทุกสถานีไฟฟ้า ซึ่งการป้อนค่าอัตราส่วนภายในโปรแกรมแสดงดังภาพที่ 32

Voltage Transformer - Grid\BWN\2YB-01\VTBWN2YB-01.StaVt

Basic Data | Description

Name: VTBWN2YB-01

Type: Equipment Type Library\VTpri

☐ Out of Service

Location: ...

Location: Grid\BWN

Busbar: Grid\BWN

Branch: Grid\BWN-PLV

Primary

Tap: 115000 V

Connection: Y

Secondary

Type: Equipment Type Library\VTsec

Tap: 115 V

Connection: Y

Ratio: 115000V/115V

Additional Secondary Windings

OK Cancel

ภาพที่ 32 หม้อแปลงแรงดันอัตราส่วน 115000:115

แบบจำลองสถานีไฟฟ้า

สถานีไฟฟ้าจะใช้อุปกรณ์ที่เป็น Termianal ในโปรแกรมแทนบัสบาร์ที่สถานีไฟฟ้า ซึ่งสามารถเปลี่ยนชื่อ หรือข้อมูลให้ตรงกับการใช้งานได้ การกรอกข้อมูลของ Termianal ในโปรแกรมแสดงในภาพที่ 33

Terminal - Grid\BWI, ElmTerm

Complete Short-Circuit | ANSI Short-Circuit | IEC 61363 | RMS-Simulation | EMT-Simulation
 Harmonics | Optimization | State Estimator | Reliability | Description

Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit

Name: BWI

Type: ...

Zone: ...

Area: ...

☐ Out of Service

System Type: AC Usage: Busbar

Phase Technology: ABC

Nominal Voltage

Line-Line: 115 kV

Line-Ground: 66.39528 kV

☐ Earthed

OK
Cancel
Jump to ...
Cubicles

ภาพที่ 33 แบบจำลองสถานีไฟฟ้าในโปรแกรม Digsilent Power Factory

รีเลย์ระยะทาง (Distance Relay)

รีเลย์ระยะทางที่ใช้กับระบบทดสอบในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นผลิตภัณฑ์ของบริษัท General Electric (GE) Model.DLP311C ซึ่งรีเลย์ระยะทางของผลิตภัณฑ์ชนิดนี้มีลักษณะคุณสมบัติเป็นแบบโม (Mho Characteristic) ทั้งเฟสและกราวด์ ดังนั้นการตั้งค่าการทำงานทั้งด้านเฟสและกราวด์จะตั้งค่าการทำงานด้วยค่าที่เท่ากัน แต่ในฟังก์ชันของรีเลย์เองจะต้องใส่ค่า K0 (Compensate factor) เพื่อใช้ในการตรวจจับกระแสลัดวงจรแบบเฟสลงดินด้วย การเลือก และป้อนค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางผลิตภัณฑ์ General Electric (GE) Model.DLP311C ในโปรแกรมแสดงดังภาพที่

Relay Model - Grid\BW1\2YB-01\BW12YB-01.ElmRelay

Basic Data | Max./Min. Fault Currents | Description

Category: Distance

Name: BW12YB-01

Relay Type: ... ral Electric\DLDP\DLDP 1amp

Application: Main Protection Device Number: 1

Location:

Reference: ...

Busbar: Grid\BW1

Branch: Grid\BW1-PLU

☐ Out of Service

Slot Definition:

	Net Elements Rel*,Elm*,Sta*,IntRef
▶ Ct	✓ CTBW12YB-01
Vt	✓ VTBW12YB-01
Delta Measure	Delta Measure
Measure	Measure
Measurement Seq	Measurement Seq
Overcurrent supervision	Overcurrent Supervision
Dir Grnd I2-V2	✓ Dir Grnd I2-V2
Polarizing Z1	Polarizing Z1
Polarizing	Polarizing

Slot Update

ภาพที่ 34 รีเลย์ระยะทาง General Electric (GE) Model.DLP311C ที่ใช้สำหรับระบบทดสอบ

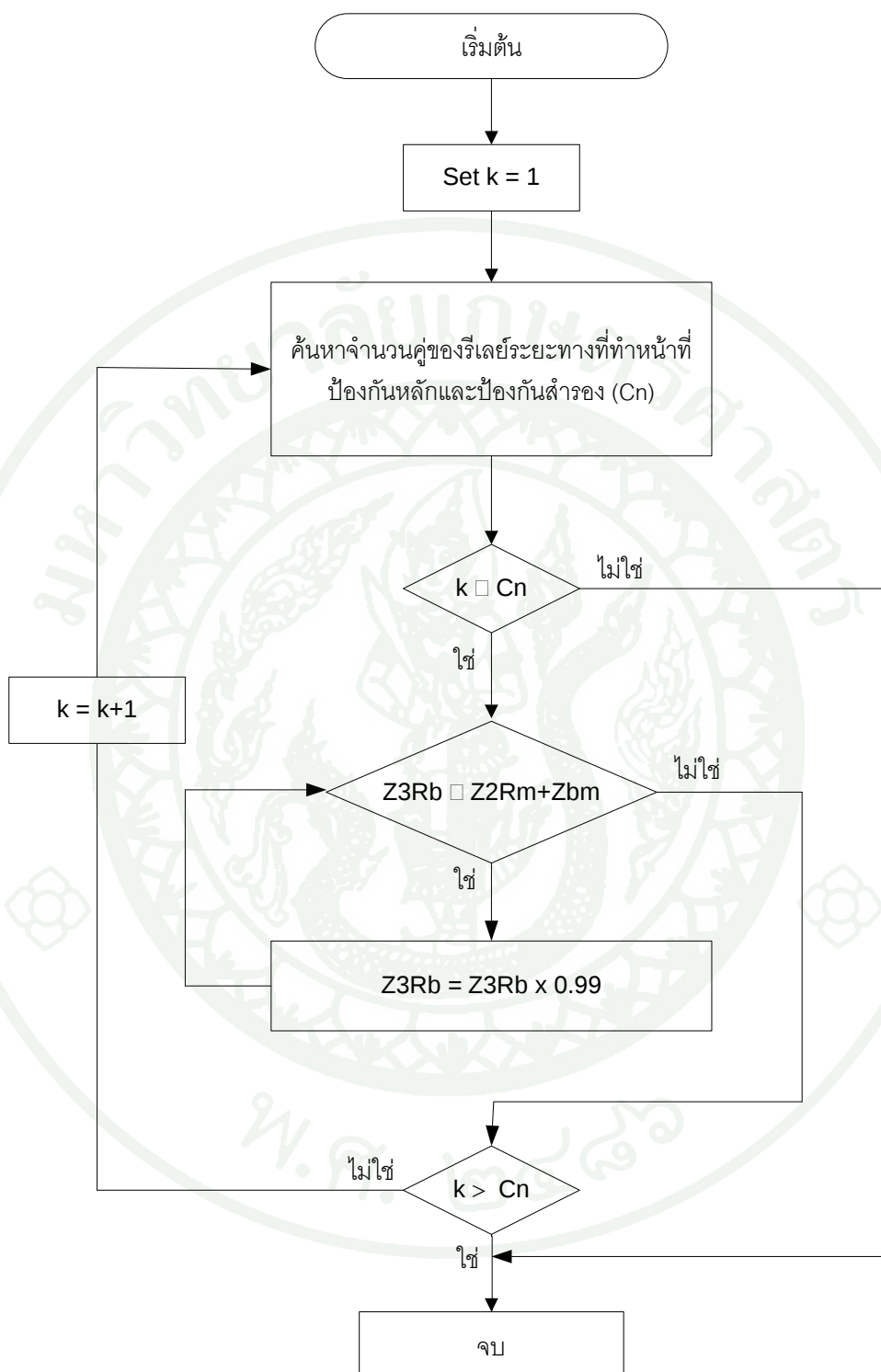
การพัฒนาโปรแกรมสำหรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทาง

การออกแบบ และพัฒนาโปรแกรมสำหรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทาง ได้ใช้ Digsilent Power Factory ซึ่งภายในโปรแกรมมีภาษาที่ใช้เขียนสำหรับเชื่อมโยง และดำเนินการกับ ชุดคำสั่งต่างๆ เรียกว่า DPL Script (Digsilent Programming Language) ที่มีโครงสร้างคล้ายคลึงกับ ภาษา C++ ภาษา DPL มีจุดประสงค์เพื่อใช้เชื่อมโยงระหว่างผู้ใช้งานกับโปรแกรม สำหรับเขียน โปรแกรมสั่งการทำงาน และแสดงผลลัพธ์แบบอัตโนมัติ

ภาพที่ 35 แสดงถึงแผนผังการทำงานของโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นสำหรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบอัตโนมัติ โดยมีข้อมูลระบบไฟฟ้าเป็นข้อมูลเริ่มต้นให้กับโปรแกรม โปรแกรมจะทำการคำนวณค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางแต่ละเขตการป้องกันตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยที่โปรแกรมสามารถคำนวณค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางได้ทุกตัวที่มีเงื่อนไขการตั้งค่าการทำงานที่เหมือนกัน หลังจากที่สั่งให้โปรแกรมทำงานครั้งเดียว หรือผู้ใช้งานสามารถกำหนดรีเลย์ระยะทางที่ต้องการตั้งค่าการทำงานเองก็ได้

ภาพที่ 36 แสดงถึงแผนผังการทำงานในส่วนของการปรับค่าการทำงานเมื่อเกิดการทับซ้อนกันของเขตการป้องกัน ในส่วนนี้ผู้วิจัยได้เขียน Script แยกออกจากตัวโปรแกรมหลักเพื่อความสะดวกในการใช้งาน การทำงานของโปรแกรมในส่วนนี้เป็นส่วนที่ใช้ทำงานหลังจากตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางในส่วนที่ 1 แล้ว ในการปรับค่าการทำงานโปรแกรมตรวจสอบค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่ทำหน้าที่ป้องกันหลัก และป้องกันสำรอง ถ้าค่าการทำงานของเขตการป้องกันที่ 3 ของรีเลย์ระยะทางที่ทำหน้าที่ป้องกันสำรอง (Rb) ทับซ้อนกับค่าการทำงานของเขตการป้องกันที่ 3 ของรีเลย์ระยะทางที่ทำหน้าที่ป้องกันหลัก (Rm) โปรแกรมทำการคำนวณค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางใหม่ด้วยวิธี iteration จนกว่าการทับซ้อนกันจะหายไป การทำงานของโปรแกรมจะทำการค้นหาและทำการตรวจสอบการทำงานของรีเลย์ทุกตัวที่อยู่ในระบบไฟฟ้ากำลังที่สร้างขึ้นในโปรแกรม Digsilent Power Factory

การตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางสำหรับการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด และการจ่ายไฟแบบ Radial การป้องกันสายส่งสำหรับการจ่ายไฟทั้ง 2 ลักษณะนี้ใช้เงื่อนไขเดียวกันในการตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางดังกล่าวข้างต้น



ภาพที่ 36 แผนผังการปรับค่าการทำงานเมื่อเกิดการทับซ้อนกันของเขตการป้องกัน

ผลและวิจารณ์

ผล

ผลการทดสอบที่ได้จากโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นจะแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ ผลลัพธ์ที่ได้จากการรันโปรแกรมย่อยสำหรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทาง และผลลัพธ์ที่ได้จากการรันโปรแกรมย่อยสำหรับแก้ปัญหาการทับซ้อนกันของเขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทาง ซึ่งผลลัพธ์จะแสดงในรูปแบบรายงานผลการตั้งค่าการทำงาน และกราฟของระยะทางเทียบกับเวลา (Time Distance Diagram)

โดยเงื่อนไขสำหรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางมี 2 เงื่อนไข คือ 1. กรณีจ่ายไฟแบบ Radial Line และ 2. กรณีมองเข้าหาสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เนื่องจากการตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางของเบรกเกอร์รหัส BWN3YB-01 และ PLU5YB-01 เป็นการมองเข้าหาสถานีต้นทางของ กฟภ. (Terminal Substation) ดังนั้นการตั้งค่าการทำงานจะใช้เงื่อนไขเดียวกันกับกรณีมองเข้าหาสถานีไฟฟ้าของ กฟผ.

เพื่อป้องกันการทำงานผิดพลาดของรีเลย์ระยะทางหลังจากที่ทำการตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางเสร็จสิ้น ต้องทำการตรวจสอบว่าค่าอิมพีแดนซ์ทำงานสำหรับรีเลย์นั้น ได้มีระยะรูก้าเข้าไปข้างในโหลดหรือไม่ โดยในส่วนนี้ภายในโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นจะทำการคำนวณก่อนการคำนวณค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางทุกครั้ง

1. ผลลัพธ์สำหรับการคำนวณโหลดอิมพีแดนซ์

```
Start Calculation
P 225.000000 MW
Q 108.972474 MVAR
RLoad 47.610000 Ohm
XLoad 23.058575 Ohm
ZLoad 52.900000 Ohm
LoadAngle 25.841933 degree
```

ภาพที่ 37 ผลการคำนวณโหลดอิมพีแดนซ์

2. ผลลัพธ์ที่ได้จากการรันโปรแกรมย่อยสำหรับตั้งค่าการทำงานอัตโนมัติของรีเลย์
ระยะทาง

กรณีจ่ายกรณีจ่ายไฟแบบ Radial Line

เบรกเกอร์รหัส BWI2YB-01 CTratio 1200:5 VTratio 115000:115 CTR/VTR = 0.24

POSANG	= 80
ZERANG	= 80
ZP	= 3.31
KO	= 4.91
LINELEN	= 12.20
Z1R	= 0.64
Z1GR	= 0.64
SELZ1U	= 0
Z1SU	= 10.04
Z1KO	= 4.70
Z2R	= 0.96
Z2GR	= 0.96
SELZ2U	= 0
PUTL2P	= 0.3
PUTL2G	= 0.3
Z2PANG	= 90
Z2GANG	= 90
Z3R	= 1.39
Z3GR	= 1.39
PUTL3P	= 0.6
PUTL3G	= 0.6
Z3PANG	= 90
Z3GANG	= 90
Z4R	= 0.10
Z4GR	= 0.10
Z4OR	= 0.00
PUTL4P	= 0.6
PUTL4G	= 0.6
Z4PANG	= 80
Z4GANG	= 80
SELZ4D	= 1

Set Setting to BWI2YB-01 complete.

ภาพที่ 38 ผลการตั้งค่าการทำงานของเบรกเกอร์รหัส BWI2YB-01

เบรกเกอร์รหัส BWI6YB-01 CTratio 1200:5 VTratio 115000:115 CTR/VTR = 0.24

POSANG	= 80
ZERANG	= 80
ZP	= 0.98
K0	= 4.88
LINELEN	= 3.60
Z1R	= 0.19
Z1GR	= 0.19
SELZ1U	= 0
Z1SU	= 10.04
Z1K0	= 4.70
Z2R	= 0.48
Z2GR	= 0.48
SELZ2U	= 0
PUTL2P	= 0.3
PUTL2G	= 0.3
Z2PANG	= 90
Z2GANG	= 90
Z3R	= 1.55
Z3GR	= 1.55
PUTL3P	= 0.6
PUTL3G	= 0.6
Z3PANG	= 90
Z3GANG	= 90
Z4R	= 0.03
Z4GR	= 0.03
Z4OR	= 0.00
PUTL4P	= 0.6
PUTL4G	= 0.6
Z4PANG	= 80
Z4GANG	= 80
SELZ4D	= 1

Set Setting to BWI6YB-01 complete.

ภาพที่ 39 ผลการตั้งค่าการทำงานของเบรกเกอร์รหัส BWI6YB-01

เบรกเกอร์รหัส BWN2YB-01 CTratio 1200:5 VTratio 115000:115 CTR/VTR = 0.24

POSANG	= 80
ZERANG	= 80
ZP	= 4.59
KO	= 4.90
LINELEN	= 16.90
Z1R	= 0.88
Z1GR	= 0.88
SELZ1U	= 0
Z1SU	= 10.04
Z1KO	= 4.70
Z2R	= 1.32
Z2GR	= 1.32
SELZ2U	= 0
PUTL2P	= 0.3
PUTL2G	= 0.3
Z2PANG	= 90
Z2GANG	= 90
Z3R	= 1.62
Z3GR	= 1.62
PUTL3P	= 0.6
PUTL3G	= 0.6
Z3PANG	= 90
Z3GANG	= 90
Z4R	= 0.13
Z4GR	= 0.13
Z4OR	= 0.00
PUTL4P	= 0.6
PUTL4G	= 0.6
Z4PANG	= 80
Z4GANG	= 80
SELZ4D	= 1

Set Setting to BWN2YB-01 complete.

ภาพที่ 40 ผลการตั้งค่าการทำงานของเบรกเกอร์รหัส BWN2YB-01

เบรกเกอร์รหัส PLU1YB-01 CTratio 1200:1 VTratio 115000:115 CTR/VTR = 1.2

POSANG	= 80
ZERANG	= 80
ZP	= 1.36
KO	= 4.89
LINELEN	= 5.00
Z1R	= 1.30
Z1GR	= 1.30
SELZ1U	= 0
Z1SU	= 50.16
Z1KO	= 4.70
Z2R	= 4.38
Z2GR	= 4.38
SELZ2U	= 0
PUTL2P	= 0.3
PUTL2G	= 0.3
Z2PANG	= 90
Z2GANG	= 90
Z3R	= 12.92
Z3GR	= 12.92
PUTL3P	= 0.6
PUTL3G	= 0.6
Z3PANG	= 90
Z3GANG	= 90
Z4R	= 0.20
Z4GR	= 0.20
Z4OR	= 0.00
PUTL4P	= 0.6
PUTL4G	= 0.6
Z4PANG	= 80
Z4GANG	= 80
SELZ4D	= 1

Set Setting to PLU1YB-01 complete.

ภาพที่ 41 ผลการตั้งค่าการทำงานของเบรกเกอร์รหัส PLU1YB-01

เบรกเกอร์รหัส PLV2YB-01 CTratio 1200:1 VTratio 115000:115 CTR/VTR = 1.2

POSANG	= 80
ZERANG	= 80
ZP	= 1.36
K0	= 4.89
LINELEN	= 5.00
Z1R	= 1.30
Z1GR	= 1.30
SELZ1U	= 0
Z1SU	= 50.16
Z1K0	= 4.70
Z2R	= 3.61
Z2GR	= 3.61
SELZ2U	= 0
PUTL2P	= 0.3
PUTL2G	= 0.3
Z2PANG	= 90
Z2GANG	= 90
Z3R	= 6.39
Z3GR	= 6.39
PUTL3P	= 0.6
PUTL3G	= 0.6
Z3PANG	= 90
Z3GANG	= 90
Z4R	= 0.20
Z4GR	= 0.20
Z4OR	= 0.00
PUTL4P	= 0.6
PUTL4G	= 0.6
Z4PANG	= 80
Z4GANG	= 80
SELZ4D	= 1

Set Setting to PLV2YB-01 complete.

ภาพที่ 42 ผลการตั้งค่าการทำงานของเบรกเกอร์รหัส PLV2YB-01

เบรกเกอร์รหัส PLV4YB-01 CTratio 1200:1 VTratio 115000:115 CTR/VTR = 1.2

POSANG	= 80
ZERANG	= 80
ZP	= 4.59
KO	= 4.90
LINELEN	= 16.90
Z1R	= 4.40
Z1GR	= 4.40
SELZ1U	= 0
Z1SU	= 50.16
Z1KO	= 4.70
Z2R	= 6.08
Z2GR	= 6.08
SELZ2U	= 0
PUTL2P	= 0.3
PUTL2G	= 0.3
Z2PANG	= 90
Z2GANG	= 90
Z3R	= 33.30
Z3GR	= 33.30
PUTL3P	= 0.6
PUTL3G	= 0.6
Z3PANG	= 90
Z3GANG	= 90
Z4R	= 0.66
Z4GR	= 0.66
Z4OR	= 0.00
PUTL4P	= 0.6
PUTL4G	= 0.6
Z4PANG	= 80
Z4GANG	= 80
SELZ4D	= 1

Set Setting to PLV4YB-01 complete.

ภาพที่ 43 ผลการตั้งค่าการทำงานของเบรกเกอร์รหัส PLV4YB-01

กรณีมองเข้าหาสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

เบรกเกอร์รหัส BWN3YB-01 CTRatio 1200:5 VTRatio 115000:115 CTR/VTR = 0.24

POSANG	= 80
ZERANG	= 80
ZP	= 0.98
K0	= 4.88
LINELEN	= 3.60
Z1R	= 0.19
Z1GR	= 0.19
SELZ1U	= 0
Z1SU	= 10.04
Z1K0	= 4.70
Z2R	= 0.28
Z2GR	= 0.28
SELZ2U	= 0
PUTL2P	= 0.3
PUTL2G	= 0.3
Z2PANG	= 90
Z2GANG	= 90
Z3R	= 0.35
Z3GR	= 0.35
PUTL3P	= 0.6
PUTL3G	= 0.6
Z3PANG	= 90
Z3GANG	= 90
Z4R	= 0.03
Z4GR	= 0.03
Z4OR	= 0.00
PUTL4P	= 0.6
PUTL4G	= 0.6
Z4PANG	= 80
Z4GANG	= 80
SELZ4D	= 1

Set Setting to BWN3YB-01 complete.

ภาพที่ 44 ผลการตั้งค่าการทำงานของเบรกเกอร์รหัส BWN3YB-01

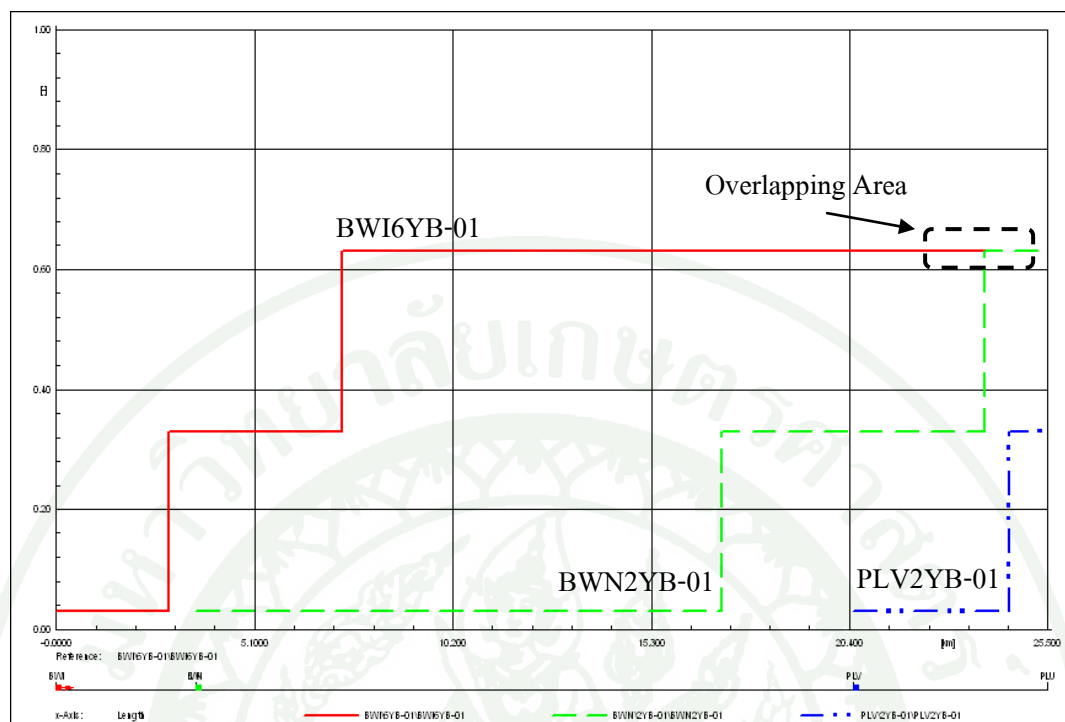
เบรกเกอร์รหัส PLU5YB-01 CTratio 1200:1 VTratio 115000:115 CTR/VTR = 1.2

POSANG	= 80
ZERANG	= 80
ZP	= 3.31
KO	= 4.91
LINELEN	= 12.20
Z1R	= 3.18
Z1GR	= 3.18
SELZ1U	= 0
Z1SU	= 50.16
Z1KO	= 4.70
Z2R	= 4.76
Z2GR	= 4.76
SELZ2U	= 0
PUTL2P	= 0.3
PUTL2G	= 0.3
Z2PANG	= 90
Z2GANG	= 90
Z3R	= 5.95
Z3GR	= 5.95
PUTL3P	= 0.6
PUTL3G	= 0.6
Z3PANG	= 90
Z3GANG	= 90
Z4R	= 0.48
Z4GR	= 0.48
Z4OR	= 0.00
PUTL4P	= 0.6
PUTL4G	= 0.6
Z4PANG	= 80
Z4GANG	= 80
SELZ4D	= 1

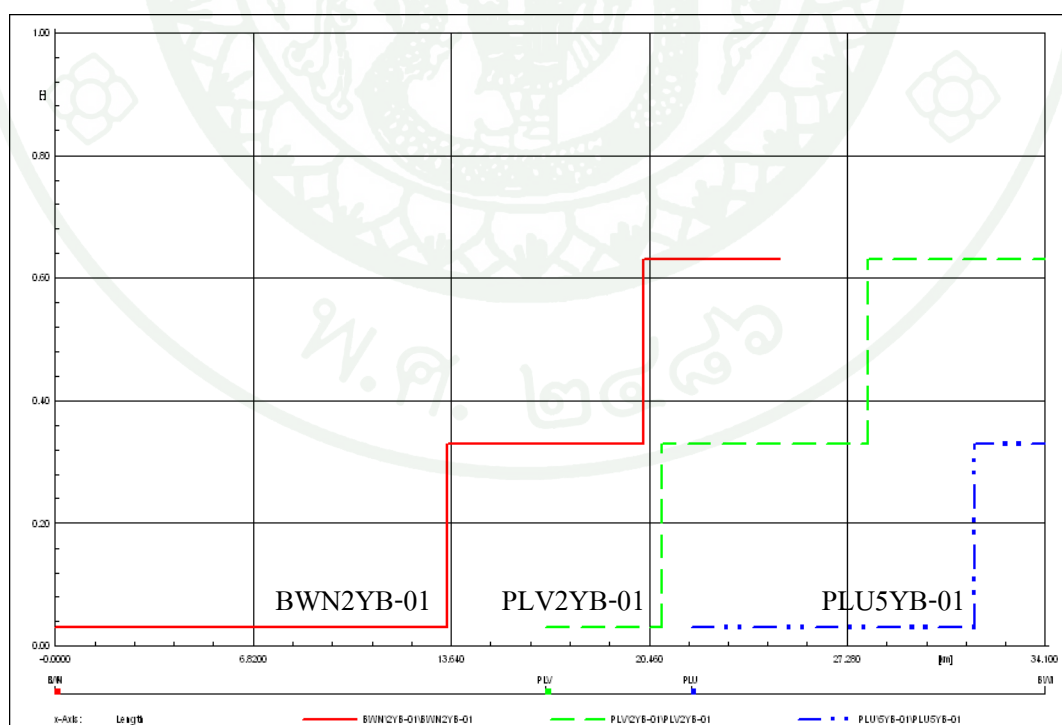
Set Setting to PLU5YB-01 complete.

ภาพที่ 45 ผลการตั้งค่าการทำงานของเบรกเกอร์รหัส PLU5YB-01

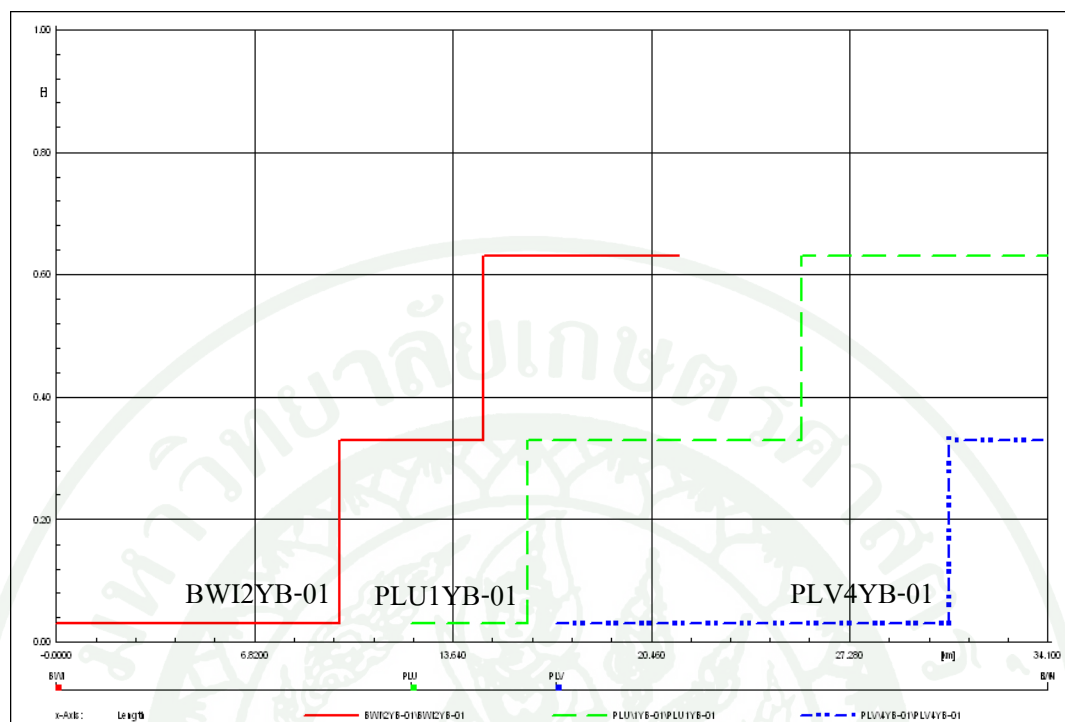
การแสดงผลการทดสอบในรูปแบบระยะทางเทียบกับเวลาการทำงานของรีเลย์ระยะทาง (Time Distance Diagram) แสดงในภาพที่ 46 – 49



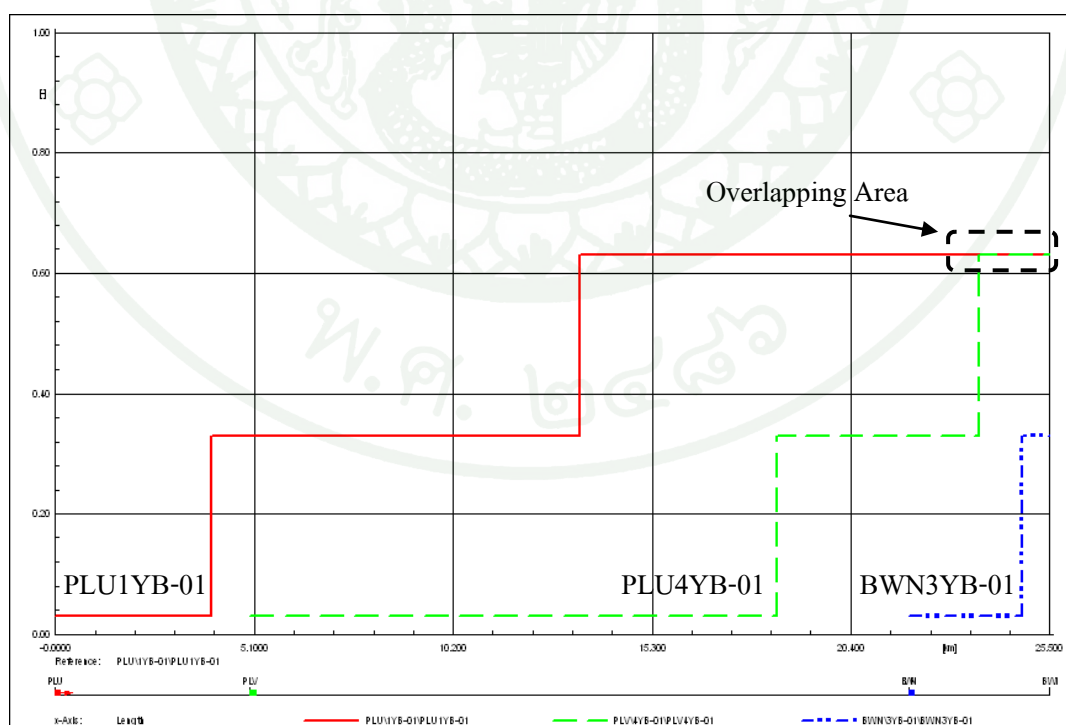
ภาพที่ 46 เขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทางช่วงสายส่ง BWI – PLU



ภาพที่ 47 เขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทางช่วงสายส่ง BWN – BWI

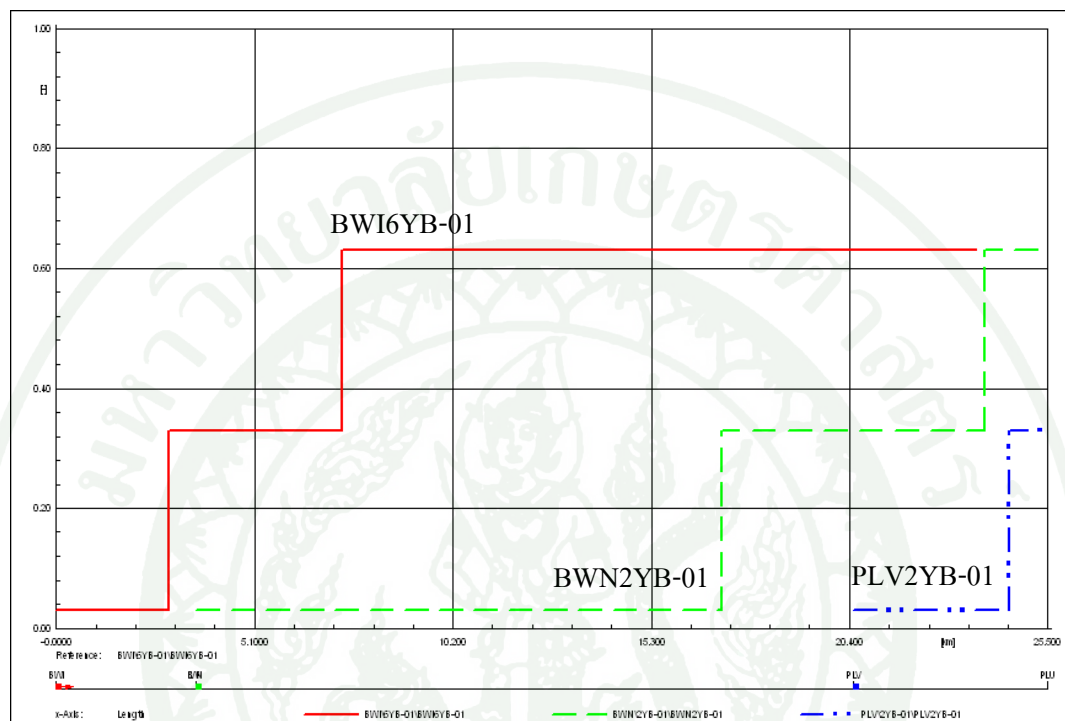


ภาพที่ 48 เขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทางช่วงสายส่ง BWI – BWN

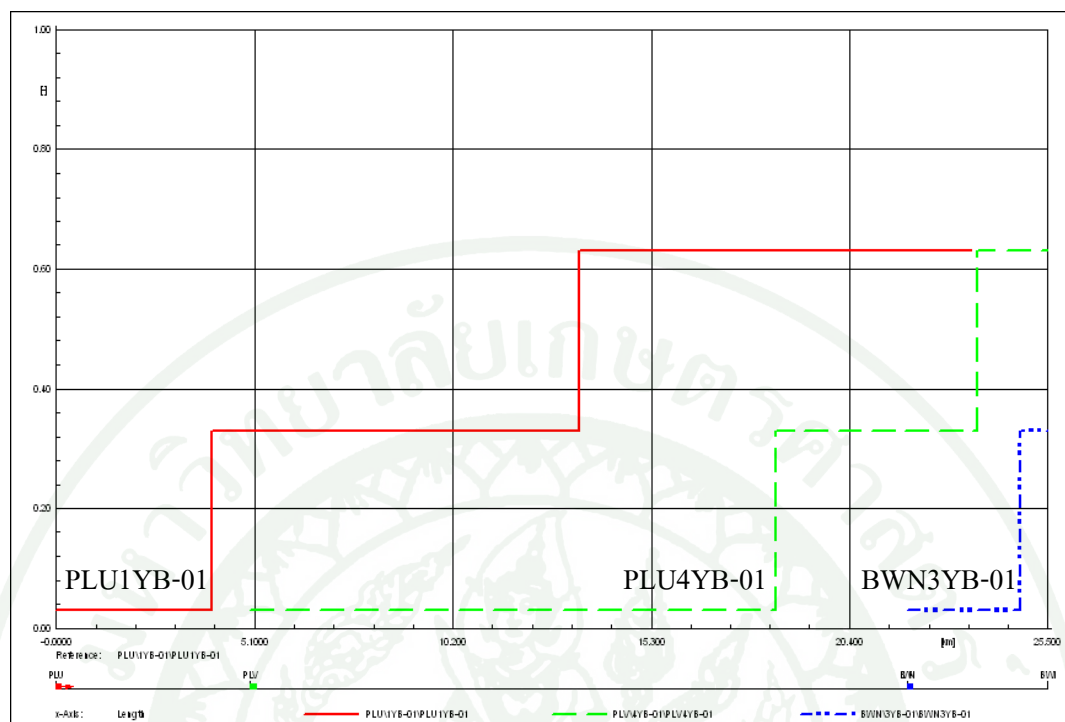


ภาพที่ 49 เขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทางช่วงสายส่ง PLU – BWI

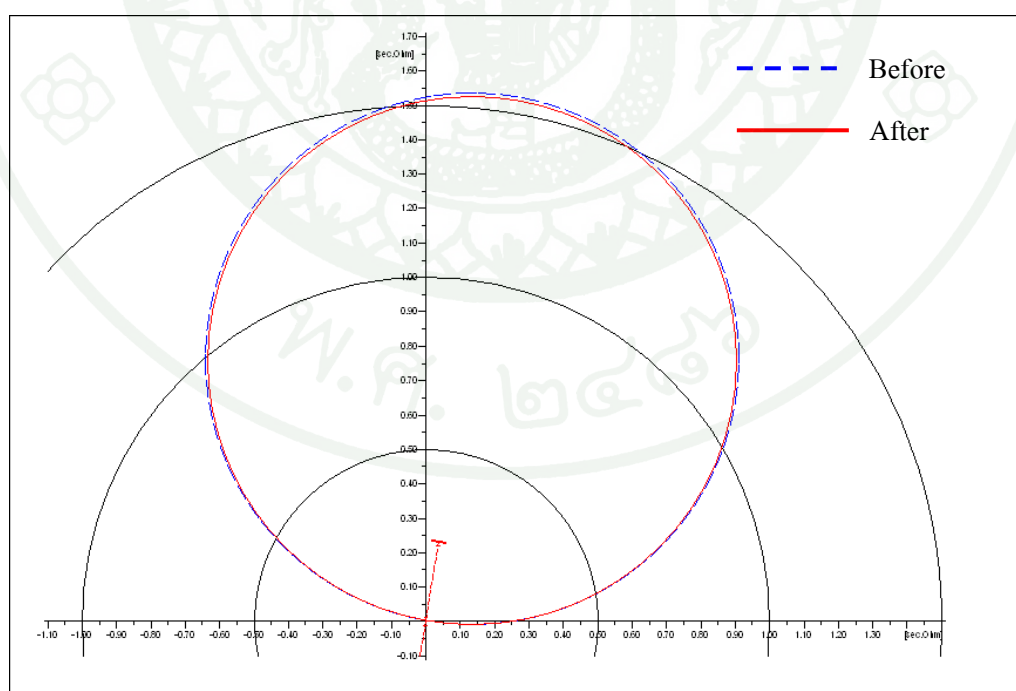
3. ผลลัพธ์ที่ได้จากการรันโปรแกรมย่อยสำหรับแก้ปัญหการทับซ้อนกันของเขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทาง



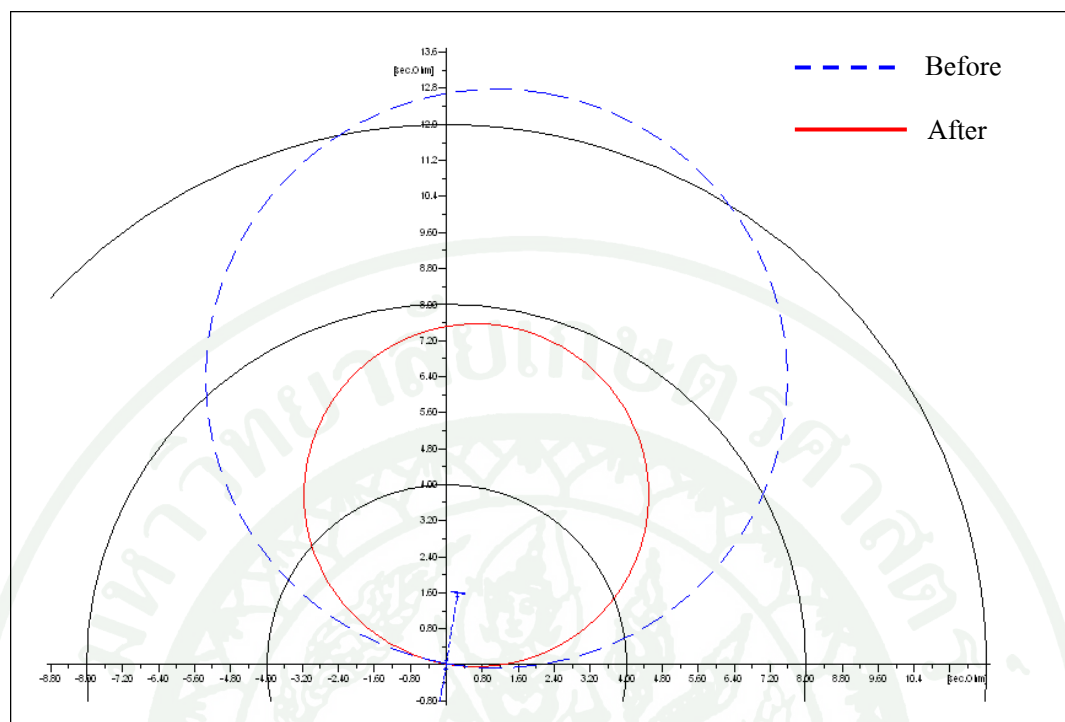
ภาพที่ 50 การปรับค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางรหัส BWI6YB-01



ภาพที่ 51 การปรับค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางรหัส PLU1YB-01



ภาพที่ 52 เขตป้องกันที่ 3 ของรีเลย์ระยะทางบนแผนภาพ R-X ของเบรกเกอร์ BWI6YB-01



ภาพที่ 53 เขตป้องกันที่ 3 ของรีเลย์ระยะทางบนแผนภาพ R-X ของเบรกเกอร์ PLU1YB-01

วิจารณ์

ผลการทดสอบการตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางที่ได้จากโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น ทั้ง 2 Module พบว่า

ผลการทดสอบที่ได้จากโปรแกรมย่อยสำหรับการตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบอัตโนมัติ เขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทางที่ใช้สำหรับป้องกันสายส่งในกรณีที่เป็น Multi-Line ของเบรกเกอร์รหัส BWI6YB-01 และ PLUIYB-01 ที่ทำหน้าที่เป็นอุปกรณ์ป้องกันสำรองให้กับเบรกเกอร์ปลายทางของแต่ละตัวเกิดการทับซ้อนกันของเขตการป้องกันที่ 3 เนื่องจากความแตกต่างของความยาวของสายส่ง ซึ่งการเกิดการทับซ้อนของเขตการป้องกันนี้จะทำให้ความน่าเชื่อถือ และความมั่นคงของระบบไฟฟ้าต่ำลง เนื่องจากถ้าเกิดการลัดวงจรขึ้นในสายส่งจะทำให้รีเลย์ระยะทางที่ทำหน้าที่ป้องกันสายส่งทั้งตัวที่ทำหน้าที่ป้องกันหลัก และตัวที่ทำหน้าที่ป้องกันสำรองทำงานพร้อมกัน ทำให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง และสูญเสียโอกาสในการจ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟในส่วนที่ไม่ได้เกิดการลัดวงจร ในส่วนของรีเลย์ระยะทางที่ควบคุมเบรกเกอร์ตัวอื่นๆ สามารถทำงานได้สัมพันธ์กัน

โปรแกรมย่อยสำหรับการตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบอัตโนมัติ ในส่วนของโปรแกรมนี้จะเป็นส่วนที่ทำงานหลังจากการรันโปรแกรมย่อยสำหรับการตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบอัตโนมัติ ผลลัพธ์ที่ได้จากการรันโปรแกรมจะช่วยแก้ปัญหาการทับซ้อนกันของเขตการป้องกันของเบรกเกอร์รหัส BWI6YB-01 และ PLUIYB-01 ซึ่งจะทำให้การทำงานของเบรกเกอร์ภายในวงรอบปิดของระบบที่ใช้ทดสอบทำงานสัมพันธ์กัน แต่จะทำให้เขตการป้องกันที่ 3 ของเบรกเกอร์ทั้ง 2 ตัวที่ทำหน้าที่ป้องกัน มีระยะสั้นลง

สรุปและข้อเสนอแนะ

สรุป

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอโปรแกรมสำหรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทาง สำหรับแก้ไขปัญหาการทับซ้อนกันของเขตการป้องกันแบบอัตโนมัติจากการทดสอบพบว่าโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นสามารถใช้ในการออกแบบระบบป้องกันการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด (Closed Loop) และวงรอบเปิด (Radial) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยที่ไม่เกิดปัญหาการทับซ้อนกันของเขตการป้องกันและลดระยะเวลาที่ใช้ในการออกแบบได้จริง

เนื่องจากโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นได้พัฒนามาเป็นโปรแกรม Digsilent Power Factory ที่ภายในโปรแกรมมีภาษาที่ใช้เขียนสำหรับเชื่อมโยง และดำเนินการกับชุดคำสั่งต่างๆ เรียกว่าภาษา Digsilent Programming Language (DPL Script) ทำให้สามารถใช้งานได้ง่าย และสะดวก เนื่องจากโปรแกรม Digsilent Power Factory เป็นโปรแกรมสำเร็จรูปที่เป็นที่นิยม และใช้กันอย่างกว้างขวาง สามารถสร้างแบบไฟฟ้าจำลองได้หลากหลายแม้ระบบจะมีความซับซ้อน

ในส่วนของการค้นหาข้อมูลภายในโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น การค้นหาข้อมูลจะใช้การค้นหาแบบการค้นหาแบบลึกก่อน (Depth – first search)

ข้อเสนอแนะ

เนื่องจากปัจจุบันการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก SPP (Small Power Producer) เชื่อมต่อเข้ากับระบบส่งเป็นจำนวนมาก ดังนั้นควรมีการศึกษาการตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทาง ในกรณีที่มีการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กรูปแบบต่างๆ ที่เข้ามาเชื่อมต่อกับระบบส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วย

เนื่องจากเงื่อนไขในการตั้งค่าการทำงานแบบอัตโนมัติของรีเลย์ระยะทางที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้มีอยู่ 2 เงื่อนไข คือ 1.การตั้งค่าการทำงานกรณีจ่ายไฟแบบ Radial และ 2.การตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางกรณีมองเข้าหาสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งทั้ง 2 เงื่อนไขนี้อาจจะยังไม่ครอบคลุมสำหรับรูปแบบการจ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังนั้นควรมีการเพิ่มเงื่อนไขสำหรับการตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทาง ให้มีความเหมาะสมกับการจ่ายไฟในรูปแบบต่างๆ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เอกสารและสิ่งอ้างอิง

ก่อเกียรติ เก่งสกุล และ บุญเจริญ ศิริเนาวกุล. 2534. **ทฤษฎีและการประยุกต์ใช้งานปัญญาประดิษฐ์และระบบผู้เชี่ยวชาญ**. บริษัท ซีเอ็ดดูเคชั่น จำกัด, กรุงเทพฯ.

กองอุปกรณ์ป้องกันและรีเลย์. 2552. **หลักเกณฑ์ทั่วไปในการตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกัน ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค**. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, กรุงเทพฯ.

กำพล ต้อยเต็มวงศ์. 2550. **ระบบผู้เชี่ยวชาญสำหรับการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายแบบเรเดียลที่มีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก**. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท, มหาวิทยาลัยเชียงใหม่.

ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์. 2549. **การป้องกันระบบไฟฟ้า**. พิมพ์ครั้งที่ 3 บริษัท จี.บี.พี เซ็นเตอร์ จำกัด, กรุงเทพฯ.

สันติ อัสวศรีพงศ์ธร. 2526. **รีเลย์ป้องกันกับการป้องกันระบบกำลัง**. ครั้งที่ 1. สมาคมศูนย์วิชาการไทย-ออสเตรเลีย, กรุงเทพฯ.

ฤชชัย คชวัฒน์. 2549. **การพัฒนาโปรแกรมโดยใช้ Matlab/Simulink เป็นฐานสำหรับการวิเคราะห์พฤติกรรมของระบบป้องกันระยะทางระหว่างขณะที่เกิดฟอลต์สำหรับเงื่อนไขฟอลต์และระบบไฟฟ้าแบบต่างๆ**. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

สมจิตต์ ลิขิตถาวร. 2549. **โครงสร้างข้อมูลและการวิเคราะห์อัลกอริทึมด้วยซี**. ครั้งที่ 3. บริษัท ซีเอ็ดดูเคชั่น จำกัด (มหาชน), กรุงเทพฯ.

Rajapakse, A. 2009. **Distance Protection**. Provincial Electricity Authority, Bangkok.
(Mimeographed)

Digsilent GmbH. 2010. **Power Factory Manual**. Digsilent GmbH, Gomaringen, Germany.
(Mimeographed)

- GEC Alsthom Measurement Ltd. 1997. **Distance Protection Basic Principles and Characteristics**. GEC Alsthom Measurement Ltd. Stafford, England. (Mimeographed)
- General Electric. n.d. **Digital Transmission Line Relaying System with Three Phase Tripping**. General Electric, Atlanta, America. (Mimeographed)
- El-Tamaly, H.H. and A.H.M. El-sayed. 2006. A New Technique for Distance Relay Setting Calculation of digital Distance Relays, pp. 135-139. *In* **11st Power System Conference MEPCON**. 19-21 December 2006, El-Minia, Egypt.
- Cheng Wu, L. and C. Wen and C. Shan Chen. 2005. Modeling and Testing of a Digital Distance Relay Using MATLAB/SIMULINK, pp. 253-259. *In* **The Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium**. 23-25 October 2005, Iowa, America.
- Perez, S.G.A. 2006. **Modeling Relays for Power System Protection Studies**. Ph.D. Thesis, University of Saskatchewan.
- Elmore, W.A. 1994. **Protective Relaying Theory and Applications**. Marcel Dekker INC., New York.



ภาคผนวก

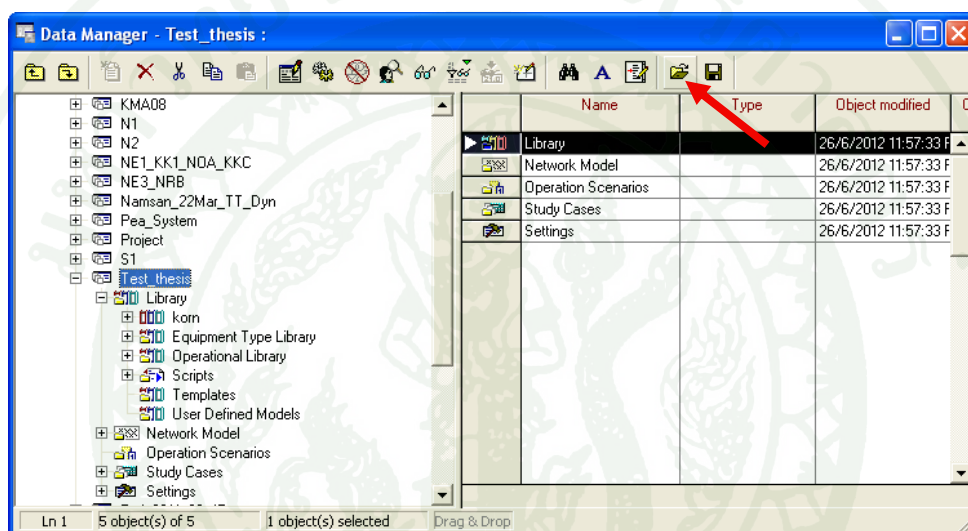


ภาคผนวก ก

คู่มือการใช้งานโปรแกรมการตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทาง

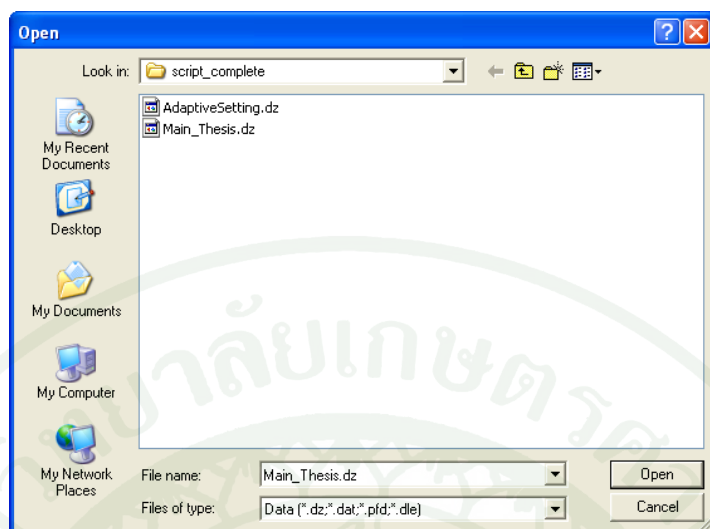
วิธีการใช้งานโปรแกรมสำหรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบอัตโนมัติ สามารถอธิบายได้ดังนี้

1. เปิดหน้าต่าง Data Manager ในโปรแกรม Digsilent Power Factory ขึ้นมา แล้ว Import File ชื่อ Main_Thesis และ AdaptiveSetting เข้ามาในโปรเจกต์ โดยการ Click ตามลูกศรในภาพ ก1 โดยก่อนที่จะ Import File ต้อง Deactivate Project ก่อน

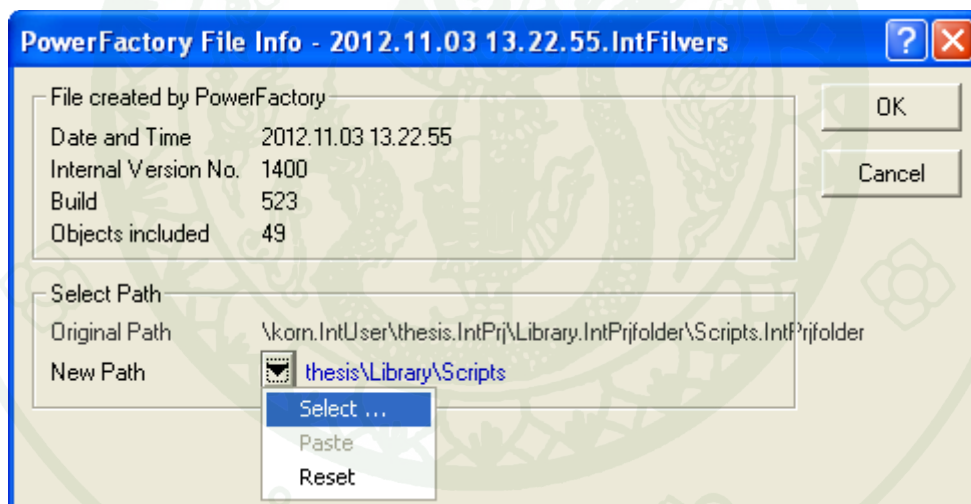


ภาพผนวกที่ ก1 หน้าต่าง Data Manager ในโปรแกรม Digsilent Power Factory

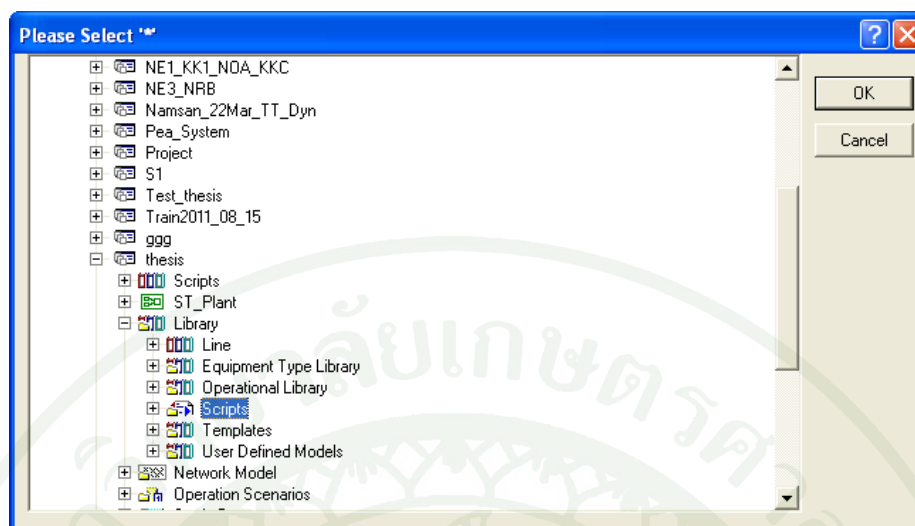
2. หลังจากนั้นให้เลือกไปที่ Folder ที่เก็บไฟล์ทั้ง 2 ไฟล์นี้อยู่ แล้วทำการเลือกไฟล์ แล้วกด “OK” หลังจากทีกด “OK” แล้ว จะปรากฏหน้าต่างสำหรับให้เลือก Path เพื่อที่จะกำหนดที่อยู่ให้กับไฟล์ที่เลือกเข้ามาในโปรเจกต์ ให้ทำการเลือก Path โดยการ Click drop down แล้วเลือก Select ดังภาพ ก3 หลังจากนั้นจะปรากฏหน้าต่างดังภาพ ก4 ก็ให้ทำการเลือกที่อยู่ให้กับไฟล์ที่เลือกเข้ามา



ภาพผนวกที่ ก2 ไฟล์ Main_Thesis และ AdaptiveSetting

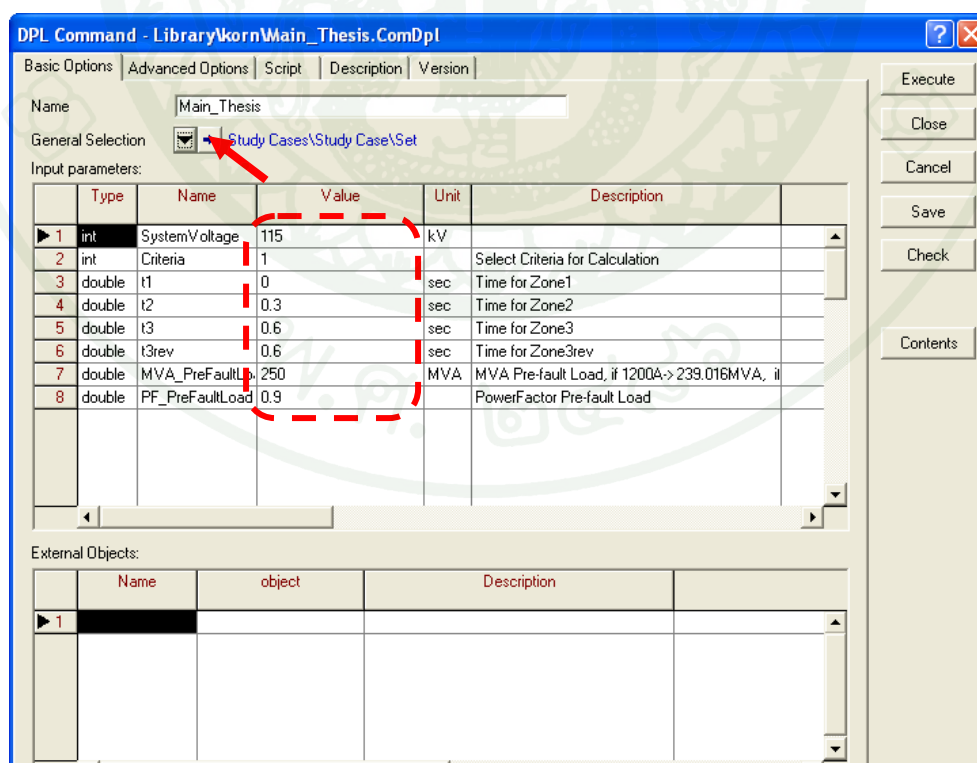


ภาพผนวกที่ ก3 หน้าต่างสำหรับเลือก Path



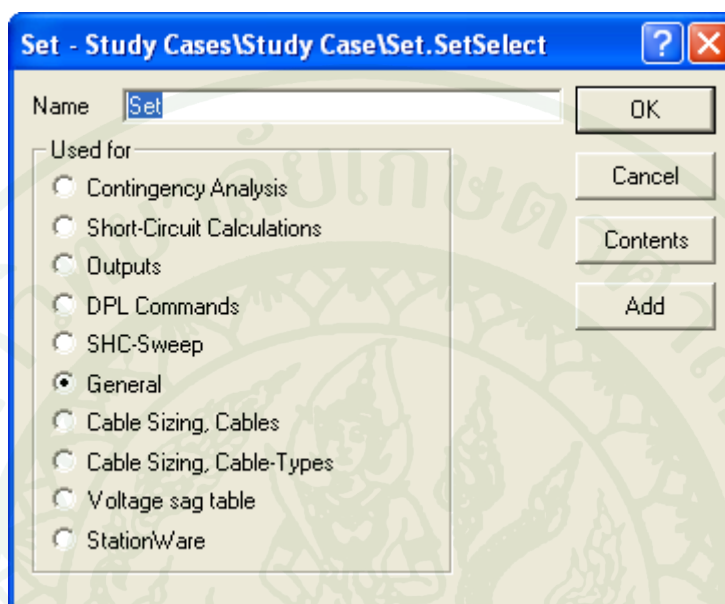
ภาพผนวกที่ ก4 Path ใหม่ที่ทำการเลือก หลังจากการ Import File

3. หลังจากที่ได้ Import File เข้ามาในโปรเจกต์ที่สร้างแล้วต้องทำการกำหนดค่าเริ่มต้นให้กับโปรแกรมสำหรับตั้งค่าการทำงานแบบอัตโนมัติดังภาพที่ ก5



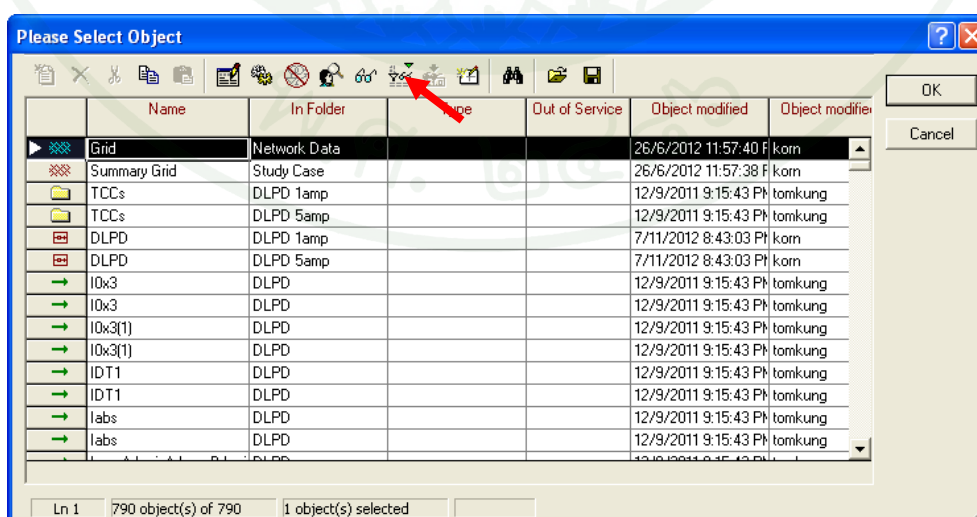
ภาพผนวกที่ ก5 หน้าต่างสำหรับกรอกข้อมูลเริ่มต้นของโปรแกรม

4. หลังจากที่ย้อนค่าเริ่มต้นตามตารางเสร็จ ให้ทำการเลือกกริเยอร์ระยะทางที่ต้องการจะทำการตั้งค่าโดยการ Click ตามลูกศรที่แสดงในภาพ ก5 จะแสดงหน้าต่างดังภาพ ก6 แล้วกดปุ่ม “Add”



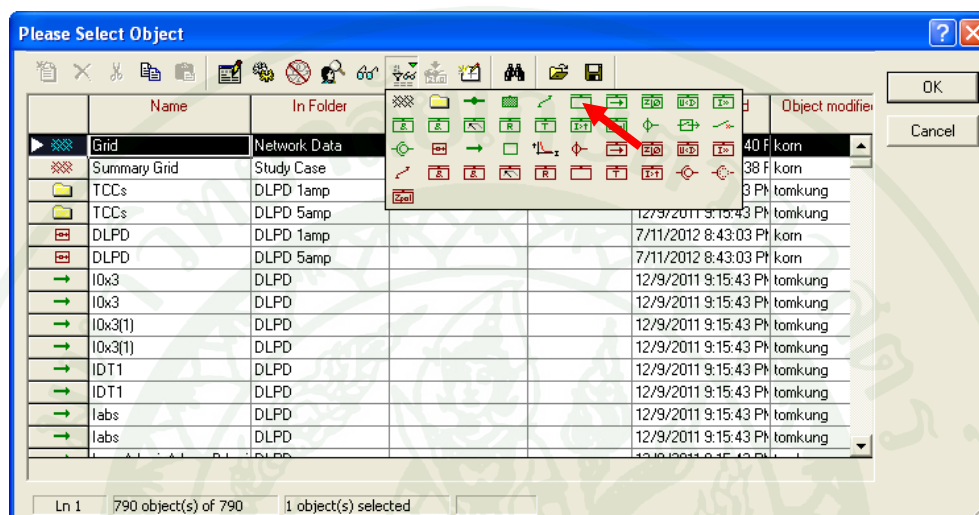
ภาพผนวกที่ ก6 หน้าต่างสำหรับเลือกชุดอุปกรณ์ในโปรแกรม

5. หลังจากกดเลือก “Add” แล้วจะปรากฏหน้าต่างสำหรับเลือกอุปกรณ์ที่อยู่ในโปรเจกต์ที่สร้างขึ้นดังภาพ ก7

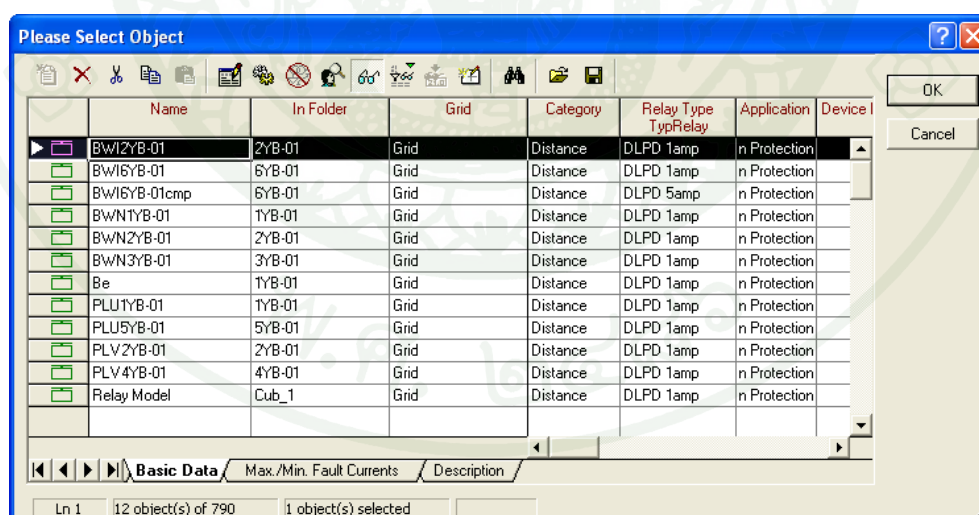


ภาพผนวกที่ ก7 หน้าต่างสำหรับเลือกอุปกรณ์ในโปรเจกต์ที่สร้างขึ้น

6. หลังจากนั้นให้ทำการเลือกตามลูกศรที่แสดงในภาพ ก7 เพื่อกรองอุปกรณ์ให้เหลือเฉพาะรีเลย์ดังแสดงในภาพ ก8 และหลังจากกรองแล้วจะได้รีเลย์ทุกตัวที่อยู่ในโปรเจกต์ที่เราสร้างขึ้น ดังภาพที่ ก9 ให้เลือกรีเลย์ที่ต้องการจะตั้งค่าการทำงาน แล้วกด “OK”



ภาพผนวกที่ ก8 การกรองอุปกรณ์ให้เหลือแต่รีเลย์



ภาพผนวกที่ ก9 รีเลย์ทุกตัวในโปรเจกต์

7. หลังจากเลือกกริยาที่ต้องการตั้งค่าแล้วก็จะสามารถรันโปรแกรมสำหรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบอัตโนมัติได้โดยการกด “Execute” ที่หน้าต่างโปรแกรม หรือ Click ขวาที่ชื่อโปรแกรมที่หน้าต่าง Data Manager แล้วเลือก “Execute”

วิธีการใช้งานโปรแกรมสำหรับแก้ไขปัญหาการทับซ้อนกันของเขตการป้องกัน ขั้นตอนการกำหนดค่าต่างๆ ก็ทำเหมือนกันกับการกำหนดค่าเริ่มต้นของโปรแกรมสำหรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางแบบอัตโนมัติ จะแตกต่างกันตรงที่กำหนดค่าเริ่มต้นในหน้าต่างโปรแกรม ซึ่งการกำหนดค่าเริ่มต้นของโปรแกรมสำหรับแก้ไขปัญหาการทับซ้อนกันของเขตการป้องกัน แสดงในภาพ ก10 โดยจะกำหนดแค่ชื่อสถานีไฟฟ้าย่อยที่เป็น Terminal เท่านั้น

	Type	Name	Value	Unit	Description
1	string	TerminalName	BWI		
2	int	ShowText	1		

	Name	object	Description
1			

ภาพผนวกที่ ก10 หน้าต่างการกำหนดค่าเริ่มต้นของโปรแกรมสำหรับแก้ไขปัญหาการทับซ้อนกันของเขตการป้องกัน



ภาคผนวก ข

รีเลย์ระยะทางผลิตภัณฑ์ General Electric (GE) Model. DLP311C

คำจำกัดความ และการกำหนดค่าพารามิเตอร์สำหรับรีเลย์ระยะทางผลิตภัณฑ์ General Electric (GE) Model. DLP311C มีรายละเอียดดังนี้

Parameter	Meaning
POSANG	Positive-Sequence Angle of Maximum Reach
ZERANG	Zero-Sequence Angle of Maximum Reach
ZP	Positive-Sequence Impedance
K0	Zero-Sequence Current Compensation
LINELEN	Line Length
Z1R	Phase Setting (M1)
Z1GR	Ground Setting (MG1)
SELZ1U	Select Zone 1 Ground Unit (0 = MHO , 1 = REACTANCE)
Z1SU	Reach Setting of Mho Unit
Z1K0	Zero-Sequence Current Compensation
Z2R	Phase Setting (MT)
Z2GR	Ground Setting (MTG)
SELZ2U	Select Zone 2 Ground Unit
PUTL2P	Phase Timer Setting
PUTL2G	Ground Timer Setting
Z2PANG	Phase Characteristic Angle
Z2GANG	Ground Characteristic Angle
Z3R	Phase Setting (M3)
Z3GR	Ground Setting (MG3)
PUTL3P	Phase Timer Setting
PUTL3G	Ground Timer Setting
Z3PANG	Phase Characteristic Angle
Z3GANG	Ground Characteristic Angle
Z4R	Phase Setting (M4)
Z4GR	Ground Setting (MG4)
Z4OR	Phase Offset Reach

Parameter	Meaning
PUTL4P	Phase Timer Setting
PUTL4G	Ground Timer Setting
Z4PANG	Phase Characteristic Angle
Z4GANG	Ground Characteristic Angle
SELZ4D	Select Direction (0 = Forward , 1 = Reverses)

การคำนวณหาค่าพารามิเตอร์ของรีเลย์ระยะทางผลิตภัณฑ์ General Electric (GE) Model. DLP311C สามารถดูได้จากคู่มือของผลิตภัณฑ์ ดังนี้

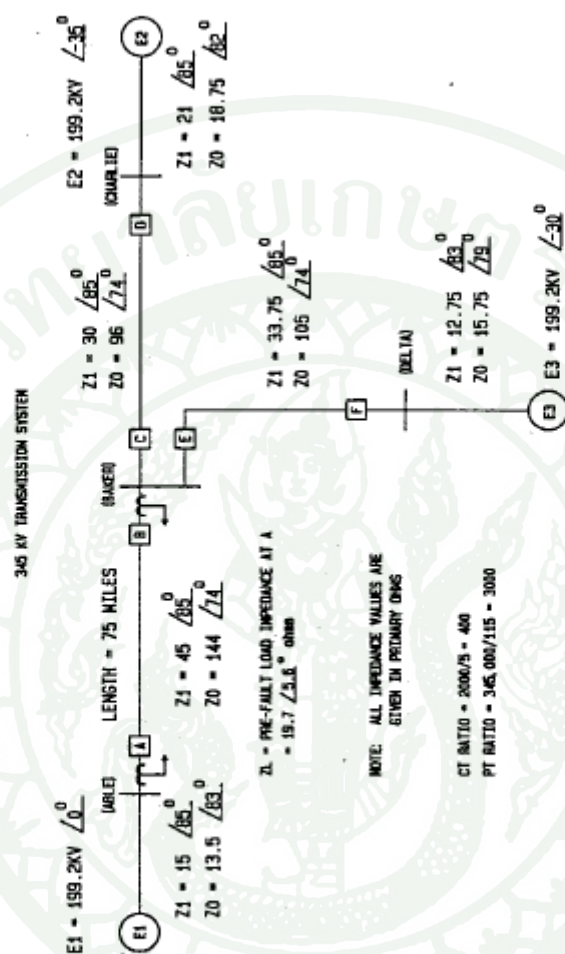


Figure 2-1. (0286A2912) Sample 345 kV system.

Oscillography Trigger (OSCTRIG) [1514]

OSCTRIG selects from among six internal signals that may be used to trigger oscillography storage in addition to a DLP3 trip, which always causes oscillography to be stored. Refer to *Chapter 1 – Product Description* for further explanation. OSCTRIG may have the following settings:

- 0 (NONE)
- 1 (FLTDET) = Fault Detector
- 2 (ANY Z2) = Any Zone 2 phase- or ground-distance function output
- 3 (ANY Z3) = Any Zone 3 phase- or ground-distance function output
- 4 (ANY Z4) = Any Zone 4 phase- or ground-distance function output
- 5 (OUTSTP) = Out-of-step output
- 6 (V1 DET) = Positive-sequence under-voltage function

Current Unbalance Alarm, (UNBALALM) [1515]

UNBALALM can be set to:

- YES In service
- NO Not in service

Example Settings for Configuration Category

The following are examples of settings for the sample system in Figure 2-1.

- UNITID = 1
- SYSFREQ = 60
- NUMBKRS = 1
- TRIPCIRC = 1
- SELPRIM = 1 (SECNDRY)
- CTRATIO = 400 [2000/5]
- PTRATIO = 3000 [345,000/115]
- DISTUNIT = 0 (MILES)
- COMMPORT = 2401
- PHASEDESG = 0 (A-B-C)
- SELTSYNC = 0 (INTERNAL)
- NUMFLTS = 4
- PREFLT = 3
- OSCTRIG = 0 (UNUSED)

- UNBALALM = YES

Line Quantities (LINEQTY) Settings

Following are descriptions of the settings available under the Line Quantities category *Table 2-14*.

Positive-Sequence Angle of Maximum Reach (POSANG) [1401]

POSANG has a setting range of 45°–90° and is common to all of the distance functions. It should be set to a value that is equal to or just larger than the angle of the positive-sequence impedance of the protected line.

Zero-Sequence Angle of Maximum Reach (ZERANG) [1402]

ZERANG has a setting range of 45°–90° and is common to all of the ground-distance functions. It should be set to a value that is equal to or just larger than the angle of the zero-sequence impedance of the protected line.

Positive-Sequence Impedance (ZP) [1403]

ZP has a setting range of 0.01–50.00 ohms. It should be set for the positive-sequence impedance of the protected line.

Zero-Sequence Current Compensation (K0) [1404]

K0 has a setting range of 1.0–7.0. This setting determines the amount of zero-sequence current fed back into all the ground-distance functions, except Zone 1, to provide self-compensation. This permits the reach setting for the ground-distance functions to be based on the positive-sequence impedance to a ground fault. It should be set to the value,

$$K0 = \frac{Z0L}{Z1L}$$

where:

Z0L = the zero-sequence impedance of the line

Z1L = the positive-sequence impedance of the line.

GEK-105548

Chapter 2 – Calculation of Settings

- HOLDDLY = <NOT APPLICABLE>
- DWELLTM = 0.5
- RSTDLY = 30

2-3 Settings for Step Distance Scheme

This section describes the settings appropriate for the Step Distance protection scheme.

Scheme Selection (SCHEMESEL)

Select Scheme (SELSCM) [1201]

The Step Distance scheme is selected with the setting,

SELSCM = 0 (STEPDST)

Number of Receivers (NUMRCVR) [1202]

For a Step Distance scheme, set NUMRCVR to 0, since there is no local receiver.

Zone 1 Distance Functions (Z1DIST)

Select Zone 1 Ground (SELZ1G) [0101]

SELZ1G can be set to:

- YES – Zone 1 ground-distance functions are in service.

- NO – Zone 1 ground-distance functions are out of service.

For a Step Distance scheme, set SELZ1G = YES.

Select Zone 1 Phase (SELZ1P) [0102]

SELZ1P can be set to:

- YES – Zone 1 phase-distance functions are in service.
- NO – Zone 1 phase-distance functions are out of service.

For a Step Distance scheme, set SELZ1P = YES.

Reach Setting M1, Zone 1 Phase (Z1R) [0103]

Z1R can be set over the range of 0.01–50.00 ohms. When potential transformers are used, the first zone distance functions should be set to reach no more than 90% of the positive-sequence impedance of the protected line, regardless of the source-to-line ratio. When capacitor voltage transformers (CVTs) are used, refer to Figure 2-6 to determine the maximum reach in percent of positive-sequence impedance of the protected line as a function of the source-to-line ratio.

Reach Setting M1G, Zone 1 Ground (Z1GR) [0104]

Z1GR is set the same as Z1R.

Select Zone 1 Ground Unit (SELZ1U) [0105]

SELZ1U can be set to either 0 (MHO) or 1 (REACT). This setting determines the type of measuring unit used for the Zone 1 ground-distance functions, either conductance or reactance. Except for very short lines, it is recommended that mhos be used, since operating time is slightly faster than that of reactance. A very short line has positive-sequence source impedance (equivalent source impedance behind the relay location) divided by the positive-sequence impedance of the protected line greater than 5. Note that the value of 5 is a suggested boundary value, not an absolute cutoff, and that a reactance unit can be selected for a long line if desired.

Reach Setting of Mho Unit (Z1SU) [0106]

This setting is not relevant unless the Zone 1 ground-distance functions have been set to reactance units (see SELZ1U above). Since the reactance unit is nondirectional, it is supervised by a mho unit, as shown in Figure 2-7, to make it directional. Z1SU can be set over the range of 0.01–50.00 ohms.

Z1SU is the minimum reach for the supervising mho unit. This setting can be easily calculated if the maximum load flow across the line is known; refer to Figure 2-8 for details. The criterion used for establishing the minimum reach is based on maintaining a 40° angular margin between angle A and angle B. Note that B is the constant-chord angle of the characteristic, where the minimum reach is the chord. Since the supervising mho unit has a circular characteristic, angle B is 90°.

An adaptive feature of the DLP3 is that the reach of the supervising mho unit is adjusted as the load flow changes. The reach can never be less than Z1SU, but it can be larger. As the load flow decreases, the load impedance becomes larger, and the reach is increased while maintaining the 40° differential between angles A and B. If the load now increases, the reach is decreased but will never be less than Z1SU. This adaptive-reach feature optimizes the reactance unit coverage for ground-fault impedance.

Zero-Sequence Current Compensation (Z1K0) [0107]

Z1K0 can be set over the range of 1.0–7.0. This setting determines the amount of zero-sequence current fed back into the Zone 1 ground-distance functions to provide self-compensation. This permits the reach setting to be based on the positive-sequence impedance to a ground fault. It should be set to the value,

$$Z1K0 = 0.95 \times \frac{Z0L}{Z1L}$$

where:

Z0L = zero-sequence impedance of the line.

Z1L = positive-sequence impedance of the line.

Zone 1 Reach Reset Timer (Z1ERST) [0108]

Z1ERST is the pickup time delay of timer TL20 in Figure 1-2, the functional logic diagram for the Zone 1 Extension Scheme. Z1ERST has a setting range of 0.0–60.0 seconds. Refer to *Chapter 1 – Product Description* under Zone 1 Extension for an explanation of when the Z1ERST time delay is required. When required, Z1ERST is set to the reset or reclaim time setting of the external recloser. TL20 is used in a Zone 1 Extension scheme only. For any other scheme, Z1ERST may be set to any value within its range without affecting scheme operation.

Zone 2 / Pilot Zone (Z2DIST)**Select Zone 2 Ground (SELZ2G) [0201]**

SELZ2G can be set to either YES or NO:

- YES – When Zone 2 ground-distance functions are selected. Normally this is chosen for Step Distance schemes.
- NO – When only phase-distance functions are selected. Ground faults are detected by the backup ground-overcurrent functions IDT and TOC.

Select Zone 2 Phase (SELZ2P) [0202]

For a Step Distance scheme, Zone 2 phase-distance functions are required and SELZ2P should be set to YES.

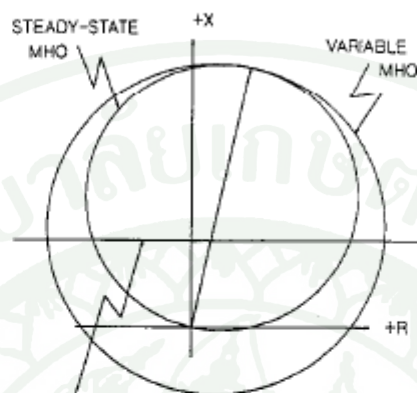
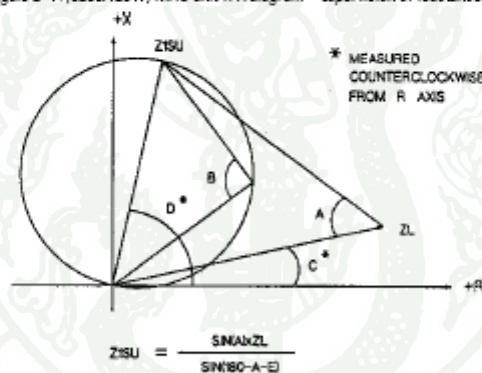
R-X DIAGRAM – REACTANCE UNIT WITH
SUPERVISING MHO UNIT

Figure 2-7. (0286A2917) MHO unit R-X diagram – supervision of reactance unit.



- $A = 50$
 $B = 90$
 $C = \text{LOAD IMPEDANCE ANGLE}$
 $D = \text{POSITIVE-SEQUENCE ANGLE OF MAXIMUM REACH = POSANG}$
 $E = |D - C|$
 $ZL = \text{MINIMUM LOAD IMPEDANCE}$

Figure 2-8. (0286A2918) Diagram showing calculation of $Z1SU$.

Reach Setting, MT, Zone 2 Phase (Z2R) [0203]

Z2R has a setting range of 0.01–50.00 ohms. With a Step Distance scheme, Z2R must be set to see a multiphase fault at the remote bus, considering such factors as arc resistance and underreach caused by intermediate fault current sources. Typically, on a two-terminal line, Z2R is set for 125–150% of the positive-sequence impedance of the protected line. Z2R should never be set so large that:

- The MT functions pick up on the maximum load flow.
- The MT functions lose selectivity with the second zone phase-distance functions on the shortest adjoining line section.

If the second item cannot be met by limiting the reach, then it may be necessary to get this selectivity by setting timer TL2P with additional time delay.

Reach Setting (MTG) Zone 2 Ground (Z2GR) [0204]

Z2GR has a setting range of 0.01–50.00 ohms. In a Step Distance scheme, Z2GR must be set to see a ground fault at the remote bus, considering such factors as ground-fault impedance, underreach caused by intermediate fault current sources, and underreach caused by zero-sequence mutual coupling with a parallel line. Z2GR should never be set so large that:

- The impedance point associated with the maximum load flow plots within the MTG characteristic on an R-X diagram.
- The MTG functions lose selectivity with the second zone ground-distance functions on the shortest adjoining line section.

If the second item cannot be met by limiting the reach, then it may be necessary to get this selectivity by setting timer TL2G with additional time delay.

Select Zone 2 Ground Unit (SELZ2U) [0205]

This setting permits choosing either Mho ground distance, ground directional-overcurrent, or both, for the overreaching zone in a pilot scheme. For a Step Distance scheme, this setting has no effect on the scheme logic, and SELZ2U may be set to any value within its range.

Select Zone 2 Timers (SELZ2T) [0206]

SELZ2T can be set to either YES or NO. For a Step Distance scheme, where a Zone 2 time delay is required, SELZ2T must be set to YES.

Phase Timer Setting (PUTL2P) [0207]

This Zone 2 time delay should be set long enough to coordinate with the operating time of bus- or transformer-differential relays at the remote bus and Zone 1 phase-distance relays of adjoining line sections, added to the breaker(s) trip time. PUTL2P has a setting range of 0.10–3.00 seconds.

Ground Timer Setting (PUTL2G) [0208]

This Zone 2 time delay should be set long enough to coordinate with the operating time of bus- or transformer-differential relays at the remote bus and Zone 1 ground-distance relays of adjoining line sections, added to the breaker(s) trip time. PUTL2G has a setting range of 0.10–3.00 seconds.

Phase Characteristic Angle (Z2PANG) [0209]

This setting determines the characteristic shape and, consequently, the area of coverage provided on the R-X diagram of the MT phase-distance functions, as shown in Figure 2-9. Z2PANG can be set to 90°, 105°, or 120°. A 90° setting is recommended. If the desired reach, Z2R, causes the resultant steady-state characteristic to pick up on the maximum load flow, then a lens-shaped characteristic associated with the 105° or 120° setting may prevent operation on load without having to reduce the reach. The settings of both Z2R and Z2PANG may be evaluated by using the formula associated with the Maximum Allowable Reach method of Figure 2-10. The criterion used for establishing the maximum reach in Figure 2-10 is based on maintaining a 40° angular margin between angle A and angle B.

Ground Characteristic Angle (Z2GANG) [0210]

This setting determines the characteristic shape and, consequently, the area of coverage provided on the R-X diagram of the MTG ground-distance functions. Z2GANG can be set to 90°, 105°, or 120°. A 90° setting should be used unless the desired reach, Z2GR, is such that the impedance point associated with the maximum load flow plots within the MTG steady-state

characteristic. The settings of both Z2GR and Z2GANG may be evaluated by using the formula associated with the Maximum Allowable Reach method of Figure 2-10. The criterion used for establishing the maximum reach in Figure 2-10 is based on maintaining a 40° angular margin between angle A and angle B.

Zone 3 Distance Functions (Z3DIST)

Select Zone 3 Ground (SELZ3G) [0301]

SELZ3G can be set to either YES or NO as follows:

- YES – Zone 3 is used as part of a Step Distance scheme and ground-distance functions are required.
- NO – Zone 3 ground-distance functions are not required.

Select Zone 3 Phase (SELZ3P) [0302]

SELZ3P can be set to either YES or NO, as follows:

- YES – Zone 3 is used as part of a Step Distance scheme and phase-distance functions are required.
- NO – Zone 3 phase distance functions are not required.

Reach Setting, M3, Zone 3 Phase (Z3R) [0303]

Z3R has a setting range of 0.01–50.00 ohms. In a Step Distance scheme, Zone 3 provides backup protection for adjoining line sections out of the remote bus. Z3R should be set to see a multiphase fault at the end of the longest adjoining line section out of the remote bus, considering such factors as arc resistance and underreach caused by intermediate fault current sources. Z3R should never be set so large that:

- The M3 functions pick up on the maximum load flow.
- The M3 functions lose selectivity with the third zone phase-distance functions on the shortest adjoining line section out of the remote bus.

If the second item cannot be met by limiting the reach, then it may be necessary to get this selectivity with additional time delay.

Reach Setting, M3G, Zone 3 Ground (Z3GR) [0304]

Z3GR has a setting range of 0.01–50.00 ohms. In a Step Distance scheme, Zone 3 provides backup protection for adjoining line sections out of the remote bus. Z3GR should be set to see a ground fault at the end of the longest adjoining line section out of the remote bus, considering such factors as ground-fault impedance, underreach caused by intermediate fault current sources, and underreach caused by zero-sequence mutual coupling with a parallel line. Z3GR should never be set so large that:

- The impedance point associated with the maximum load flow plots within the M3G characteristic on an R-X diagram.
- The M3G functions lose selectivity with the third zone ground-distance functions on the shortest adjoining line section out of the remote bus.

If the second item cannot be met by limiting the reach, then it may be necessary to get this selectivity with additional time delay.

Phase Timer Setting (PUTL3P) [0305]

This Zone 3 time delay should be set long enough to coordinate with the time-delayed operation of Zone 2 phase-distance relays of adjoining line sections, added to the breaker(s) trip time. PUTL3P has a setting range of 0.10–10.00 seconds.

Ground Timer Setting (PUTL3G) [0306]

This Zone 3 time delay should be set long enough to coordinate with the time-delayed operation of Zone 2 ground-distance relays of adjoining line sections, added to the breaker(s) trip time. PUTL3G has a setting range of 0.10–10.00 seconds.

CHARACTERISTIC SHAPE
VERSUS
CHARACTERISTIC ANGLE

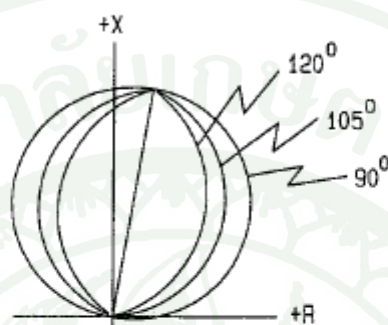
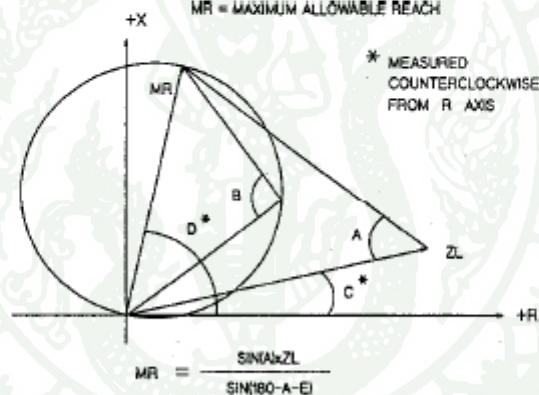


Figure 2-9 (0286A2910) MT R-X diagram.
MR = MAXIMUM ALLOWABLE REACH



$$MR = \frac{\sin(A) \times ZL}{\sin(180 - A - E)}$$

A = 50 for circle (B=90)

A = 65 for lens (B=105)

A = 80 for lens (B=120)

D = POSITIVE-SEQUENCE ANGLE
OF MAXIMUM REACH = POSANG

E = |D - C|

C = LOAD IMPEDANCE ANGLE ZL = MINIMUM LOAD IMPEDANCE
Figure 2-10 (0286A2913) Maximum allowable reach.

Phase Characteristic Angle (Z3PANG) [0307]

This setting determines the characteristic shape and, consequently, the area of coverage provided on the R-X diagram of the M3 phase-distance functions, as shown in Figure 2-9. Z3PANG can be set to 90°, 105°, or 120°, with 90° recommended. If the desired reach, Z3R, causes the resultant steady-state characteristic to pick up on the maximum load flow, then a lens-shaped characteristic associated with the 105° or 120° setting may prevent operation on load without having to reduce the reach. The settings of both Z3R and Z3PANG may be evaluated by using the formula associated with the Maximum Allowable Reach method of Figure 2-10. The criterion used for establishing the maximum reach given in Figure 2-10 is based on maintaining a 40° angular margin between angle A and angle B.

Ground Characteristic Angle (Z3GANG) [0308]

This setting determines the characteristic shape and, consequently, the area of coverage provided on the R-X diagram of the M3G ground-distance functions. Z3GANG can be set to 90°, 105°, or 120°. The 90° setting should be used unless the desired reach, Z3GR, is such that the impedance point associated with the maximum load flow plots within the M3G steady-state characteristic. The settings of both Z3GR and Z3GANG may be evaluated by using the formula associated with the Maximum Allowable Reach method of Figure 2-10. The criterion used for establishing the maximum reach given in Figure 2-10 is based on maintaining a 40° angular margin between angle A and angle B.

Zone 4 Distance Functions (Z4DIST)**Select Zone 4 Ground (SELZ4G) [0401]**

SELZ4G can be set to either YES or NO, as follows:

- YES – Zone 4 is used as part of a Step Distance scheme and ground-distance functions are required.
- NO – Zone 3 ground-distance functions are not required.

Select Zone 4 Phase (SELZ4P) [0402]

SELZ4P can be set to either YES or NO, as follows:

- YES – Zone 3 is used as part of a Step Distance scheme and phase-distance functions are required.

- NO – Zone 3 phase distance functions are not required.

Select Direction (SELZ4D) [0411]

The directional sense of Zone 4, SELZ4D, can be set to either 0 (FORWARD) forward or 1 (REVERS) reverse. In a Step Distance scheme, the Zone 4 distance functions may be either forward-looking or reverse-looking. Ideally, a forward-looking Zone 4 would provide backup protection for lines two buses removed from the relay location. However, such use is limited due to maximum-reach constraints. Normally, a reverse-looking Zone 4 is used when a forward-looking Zone 3 cannot be used due to maximum-reach constraints. Then the reverse-looking Zone 4 becomes a *reversed third zone* function.

Reach Setting M4, Zone 4 Phase (Z4R) [0403]

Z4R has a setting range of 0.01–50.00 ohms. In a Step Distance scheme, a reversed Zone 4 provides backup protection for line sections out of the local bus. Z4R should be set to see a multiphase fault at the end of the longest line section, considering such factors as arc resistance and underreach caused by intermediate fault current sources. Z4R should never be set so large that:

- The M4 functions pick up on the maximum load flow
- The M4 functions lose selectivity with the second zone phase-distance functions on the shortest line section out of the local bus.

If the second item cannot be met by limiting the reach, then it may be necessary to get this selectivity with additional time delay.

Phase Offset Reach (Z4OR) [0405]

The Zone 4 phase-distance functions can be set with an offset reach that is in the opposite direction from that determined by the SELZ4D setting. The Z4OR setting is a multiplier and the actual ohmic offset is equal to $(0.00-0.40) \times Z4R$. A reversed-M4 characteristic with offset is shown in Figure 2-11. For Step Distance schemes, an offset reach should only be considered when SELZ4D is set to 1 (REVERS). For

a zero-voltage three-phase fault at the relay location, an offset setting keeps the M4 functions and the associated zone timer continuously energized for the duration of the fault, since M4 can now only operate on fault current.

Reach Setting M4G, Zone 4 Ground (Z4GR) [0404]

Z4GR has a setting range of 0.01–50.00 ohms. In a Step Distance scheme, a reverse-looking Zone 4 provides backup protection for line sections out of the local bus. Z4GR should be set to see a ground fault at the end of the longest line section, considering such factors as ground-fault impedance, underreach caused by intermediate fault current sources, and underreach caused by zero-sequence mutual coupling with a parallel line. Z4GR should never be set so large that:

- The impedance point associated with the maximum load flow plots within the M4G characteristic on an R-X diagram.
- The M4G functions lose selectivity with the second zone ground-distance functions on the shortest line section out of the local bus.

If the second item cannot be met by limiting the reach, then it may be necessary to get this selectivity with additional time delay.

Note: There is an application limit on the maximum value of Z4GR

If Z4GR is set too large, then this function may operate for a ground fault located in the opposite direction to the Zone 4 reach direction, as determined by setting 0411 SELZ4D. The factors that determine whether the DLP Zone 4 ground distance functions will operate for a reverse fault are: (1) the magnitude of the zero-sequence current at the relay during the reverse fault, (2) the K₀ setting, and (3) the reach setting, Z4GR. For these three factors, a higher value tends to make Zone 4 ground operation more likely.

The following is the recommended procedure for determining the maximum Zone 4 ground reach setting to prevent a misoperation for a reverse fault:

1. For a reverse AG fault at the relay location calculate the currents and voltages at the relay.
2. For a reverse BCG fault at the relay location calculate the currents and voltages at the relay.
3. Use the following equation to determine the maximum allowable reach:

$$Z4GR(\text{max.}) = \frac{|V_\phi|}{|K_0 \cdot I_0|} \quad (1)$$

where

I_0 = zero - sequence current at relay

K_0 = $\frac{\text{zero - sequence line impedance}}{\text{positive - sequence line impedance}}$ [setting #1404]

V_ϕ = phase - to - ground voltage at relay (AG, BG, or CG)

- For the AG fault, evaluate phases B and C
 - For the BCG fault, evaluate phase A
4. The maximum allowable reach is the smallest Zone 4 reach determined from equation (1) in step 3.

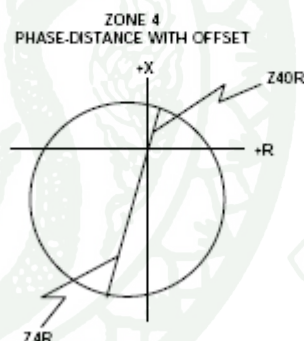


Figure 2-11. ZONE 4 phase distance R-X diagram

Select Zone 4 Timers (SELZ4T) [0406]

SELZ4T can be set to either YES or NO. If Zone 4 backup is required, then YES must be selected.

Phase Timer Setting (PUTL4P) [0407]

This Zone 4 time delay should be set long enough to coordinate with the time-delayed operation of the appropriate zone of phase-distance relays, added to the breaker(s) trip time. PUTL4P has a setting range of 0.10–10.00 seconds.

Ground Timer Setting (PUTL4G) [0408]

This Zone 4 time delay should be set long enough to coordinate with the time-delayed operation of the appropriate zone of ground-distance relays, added to the breaker(s) trip time. PUTL4G has a setting range of 0.10–10.00 seconds.

Phase Characteristic Angle (Z4PANG) [0409]

This setting determines the characteristic shape and, consequently, the area of coverage provided on the R-X diagram of the M4 phase-distance functions. Z4PANG can be set to 80°, 90°, 95°, 105°, 110°, or 120°, with 90° recommended. If the desired reach, Z4R, causes the resultant steady-state characteristic to pick up on the maximum load flow, then a lens-shaped characteristic associated with the 95°, 105°, 110°, or 120° setting may prevent operation on load without having to reduce the reach.

Ground Characteristic Angle (Z4GANG) [0410]

This setting determines the characteristic shape and, consequently, the area of coverage provided on the R-X diagram of the M4G ground-distance functions. Z4GANG can be set to 80°, 90°, 95°, 105°, 110°, or 120°. The 90° setting should be used unless the desired reach, Z4GR, is such that the impedance point associated with the maximum load flow plots within the M4G steady-state characteristic. For such a case, a lens-shaped characteristic associated with the 95°, 105°, 110°, or 120° setting may prevent operation on load without having to reduce the reach.

Overcurrent Supervision (CURSUPVIS)**Ground Pilot Trip, IPT, Overcurrent (PUIPT) [0501]**

For a Step Distance scheme, the pilot overcurrent functions are not used. IPT can be set for any value within its range without affecting scheme operation.

Ground Pilot Block, IPB, Overcurrent (PUIPB) [0502]

For a Step Distance scheme, the pilot overcurrent functions are not used. IPB can be set for any value within its range without affecting scheme operation.

Trip Supervision, IT, Overcurrent (PUIT) [0503]

This overcurrent function provides supervision for the distance functions. IT is used in the trip bus seal-in circuit. For a Step Distance scheme, IT and IB should have the same setting. PUIT has a setting range of 0.20–4.00 amps. It is recommended that PUIT be set to its minimum value.

Block Supervision, IB, Overcurrent (PUIB) [0504]

This overcurrent function provides supervision for the distance functions. For a Step Distance scheme, IT and IB should have the same setting. PUIB has a setting range of 0.20–4.00 amps. It is recommended that PUIB be set to its minimum value.

Scheme Logic Timers (SCHEMETIM)**Trip Integrator TL1 Pickup (PUTL1) [1301]**

PUTL1 has a setting range of 1–50 milliseconds. For a Step Distance scheme, PUTL1 can be left at any setting within its range without affecting scheme operation.

POTT Coordination TL4 Pickup (PUTL4) [1306]

PUTL4 has a setting range of 0–50 milliseconds. For a Step Distance scheme, PUTL4 can be left at any setting within its range without affecting scheme operation.

Chapter 2—Calculation of Settings

GEK-105548

line near the remote end that would normally be cleared in Zone 2 time.

Timer TL20 Delay Setting (PUTL20) [1002]

TL20 provides the time delay associated with the Remote Open function. PUTL20 can be set over the range of 10–100 milliseconds. It is suggested that PUTL20 be set at 40.

Block Tripping for Fuse Failure (SELFFB) [1003]

SELFFB can be set to either YES or NO, as follows:

YES – The output of the Potential Transformer Fuse Failure function blocks all tripping that is initiated by a distance or directional function. The phase backup overcurrent function, PH4, and the ground backup overcurrent functions, IDT and TOC, are allowed to trip. However, if IDT or TOC is directionally supervised, then that function is not permitted to trip.

NO – The Potential Transformer Fuse Failure function will not block tripping when it operates for a blown potential fuse(s).

It is suggested that SELFFB be set to YES.

Example Settings for Step Distance Protection Scheme

The following are examples of settings for the sample system in Figure 2-1.

Scheme Selection (SCHEMESEL)

- SELSCM = 0 (STPDST)
- NUMRCVR = 0

Zone 1 Distance Functions (Z1DIST)

- SELZ1G = YES
- SELZ1P = YES
- Z1R = $0.9 \times 6 = 5.4$
- Z1GR = $0.9 \times 6 = 5.4$

Since $Z1(\text{source})/Z1(\text{line}) = 2/6 = 0.33$, the protected line is considered long and the Zone 1 ground-distance functions are selected to be Mho units.

- SELZ1U = 0 (MHO)
- Z1SU = <NOT APPLICABLE>
- Z1K0 = $0.95 \times (19.2/6) = 3.0$

- Z1ERST = <NOT APPLICABLE>

For purposes of illustration, the Z1SU reach setting is determined assuming SELZ1U = 1 (REACT).

Figures 2-1 and 2-8 show that

- $ZL = 19.7 \angle 5.6^\circ$
- $K0 = 3.0$
- $A = 50$
- $C = 5.6$
- $D = 95$
- $E = 95 - 5.6 = 79.4$
- $Z1SU = 19.7 \times \sin(50^\circ) / \sin(180^\circ - 50^\circ - 79.4^\circ)$
- $Z1SU = 19.63$

Zone 2 / Pilot Zone (Z2DIST)

- SELZ2G = YES
- SELZ2P = YES
- Z2R = $1.25 \times 6 = 7.50$ ohms
- Z2GR = $1.25 \times 6 = 7.50$ ohms
- SELZ2U = <NOT APPLICABLE>
- SELZ2T = YES
- PUTL2P = 0.2 seconds
- PUTL2G = 0.2 seconds
- Z2PANG = 90
- Z2GANG = 90

The formula from Figure 2-10 is used to check Z2R and Z2PANG:

- $MR = \sin(50^\circ) \times 19.7 / \sin(180^\circ - 50^\circ - (95^\circ - 5.6^\circ))$
- $MR = 19.5$ ohms

Consequently, with Z2R = 7.50 and Z2PANG = 90, there is no risk of having the MT functions pick up for the maximum load condition. Similarly, with Z2GR = 7.50 and Z2GANG = 90, the apparent impedance for the maximum load condition will not plot within the MTG characteristic.

Zone 3 Distance Functions (Z3DIST)

- SELZ3G = YES
- SELZ3P = YES

Line section C-D and source E2 provide an intermediate current source that amplifies the apparent

impedance seen by the M3 functions at ABLE for a multiphase fault at the end of the longest adjoining line section, EF. With line section CD switched out, the positive-sequence impedance at ABLE for a three-phase fault at DELTA is $6 + 4.5 = 10.5$ ohms. With line section CD in service, the positive-sequence impedance at ABLE for a three-phase fault at DELTA is:

$$Z(ABLE) = Z(AB) + Z(EF) + (ICD / IAB) \times Z(EF),$$

where:

$$ICD = 4.41 \text{ amps},$$

$$IAB = 5.04 \text{ amps},$$

$$Z(ABLE) = 6 + 4.5 + (4.41 / 5.04) \times 4.5 = 14.44 \text{ ohms}$$

$$Z3R = 14.44 \text{ ohms}.$$

A similar equation can be derived for the effect of in-feed on the M3G ground-distance functions at ABLE with a line-to-ground fault at DELTA. With the simplifying assumption,

$$\begin{aligned} Z0(AB) / Z1(AB) &= Z0(CD) / Z1(CD) \\ &= Z0(EF) / Z1(EF) = K0, \end{aligned}$$

the following equation is valid.

$$Z(ABLE) = Z(AB) + Z(EF) + Z(EF) \times \frac{[I\phi + (K0 - 1) \times I0] \times CD}{[I\phi + (K0 - 1) \times I0] \times AB}$$

where:

$I\phi$ is the phase current for the faulted phase

$I0$ is the zero-sequence current

$$K0 = 3.2.$$

For no prefault load flow and an A-G fault at DELTA, the currents are:

$$I\phi(AB) = 2.71 \text{ amps}$$

$$I\phi(CD) = 3.29 \text{ amps}$$

$$I0(AB) = 0.50 \text{ amps}$$

$$I0(CD) = 0.68 \text{ amps}$$

Therefore, the value of $Z(ABLE)$ is

$$Z(ABLE) = 6 + 4.5 + 4.5 \times \frac{3.29 + 2.2 \times 0.68}{2.71 + 2.2 \times 0.50} = 16.15 \text{ ohms}.$$

The angle of the calculated impedance above is assumed to be at $POSANG = 85^\circ$. A more direct approach to determine the apparent impedance at

ABLE for an A-G fault at DELTA would be to take the results of a short-circuit study and calculate the following equation:

$$Z(ABLE) = \frac{WG}{I\phi + (K0 I0)},$$

where

$$I\phi = 2.71 \angle 88.2^\circ,$$

$$I0 = 0.50 \angle 76.9^\circ,$$

$$WG = 61.1 \angle 80.2^\circ,$$

$$Z(ABLE) = 16.00 \angle 80.3^\circ.$$

The difference in the two approaches can be attributed to the simplifying assumptions made for the first approach. The second approach is more exact.

- $Z3RG = 16.00$ ohms
- $PUTL3P = 0.5$ seconds
- $PUTL3G = 0.5$ seconds
- $Z3PANG = 90$
- $Z3GANG = 90$

The formula from Figure 2-10 is used to check $Z3R$ and $Z3PANG$:

$$MR = \sin(50^\circ) \times 19.7 / \sin(180^\circ - 50^\circ - (85^\circ - 5.6^\circ))$$

$$MR = 19.6 \text{ ohms}.$$

Consequently, with $Z3R$ set to 14.44 and $Z3PANG$ to 90, there is no risk of having the M3 functions pick up for the maximum load condition. Similarly, with $Z3GR$ set to 16.00 and $Z3GANG$ to 90, the apparent impedance for the maximum load condition will not plot within the M3G characteristic.

Zone 4 Distance Functions (Z4DIST)

- $SELZ4G = NO$
- $SELZ4P = NO$

With these settings, the Zone 4 functions are out of service and the other settings associated with Zone 4 can be set at any value within their ranges.

Overcurrent Supervision (CURSUPVIS)

- $PUIPT = <NOT\ APPLICABLE>$
- $PUIPB = <NOT\ APPLICABLE>$
- $PUIT = 0.20$ amps
- $PUIB = 0.20$ amps

ประวัติการศึกษา และการทำงาน

ชื่อ –นามสกุล	นายชนากร เพ็ญทอง
วัน เดือน ปี ที่เกิด	24 สิงหาคม 2528
สถานที่เกิด	จ.เพชรบูรณ์
ประวัติการศึกษา	วศ.บ.(ไฟฟ้ากำลัง) สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหาร ลาดกระบัง
ตำแหน่งปัจจุบัน	วิศวกร ระดับ 4
สถานที่ทำงานปัจจุบัน	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักงานใหญ่
ผลงานดีเด่นและ/หรือรางวัลทางวิชาการ -	
ทุนการศึกษาที่ได้รับ	-