



ใบรับรองวิทยานิพนธ์

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)

ปริญญา

วิศวกรรมไฟฟ้า

วิศวกรรมไฟฟ้า

สาขา

ภาควิชา

เรื่อง ศึกษาผลกระทบของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวดต่อระบบป้องกันของ
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

Study Impact of Three-Winding Power Transformer on the Provincial Electricity Authority
System Protection

นามผู้วิจัย นายวีรภัทร เสนอวิรัช

ได้พิจารณาเห็นชอบโดย

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(รองศาสตราจารย์เกียรติยศ กวีญาณ, Ph.D.)

หัวหน้าภาควิชา

(รองศาสตราจารย์มงคล รักษาพัชรวงศ์, Ph.D.)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์รับรองแล้ว

(รองศาสตราจารย์กัญญา ชีระกุล, D.Agr.)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

วันที่ เดือน พ.ศ.

วิทยานิพนธ์

เรื่อง

ศึกษาผลกระทบของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวดต่อระบบป้องกันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

Study Impact of Three-Winding Power Transformer on the Provincial Electricity Authority
System Protection

โดย

นายวีรภัทร เสนวิรัช

เสนอ

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เพื่อความสมบูรณ์แห่งปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)

พ.ศ. 2552

วีรภัทร เสนววิรัช 2552: ศึกษาผลกระทบของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวดต่อระบบ
ป้องกันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
(วิศวกรรมไฟฟ้า) สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า อาจารย์ที่ปรึกษา
วิทยานิพนธ์หลัก: รองศาสตราจารย์เกียรติคุณ กวีญาณ, Ph.D. 154 หน้า

วิทยานิพนธ์นี้แสดงให้เห็นผลของกระแสลำดับศูนย์ในระบบเรเดียลของการไฟฟ้าส่วน
ภูมิภาคที่ใช้หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวดเวกเตอร์กรุป YNyn0(d1) ต่อการทำงานของระบบ
ป้องกัน โดยใช้โปรแกรม DIGSILENT Power Factory จากการศึกษาพบว่าการทำงานของอุปกรณ์
ป้องกันที่กำหนดค่าการทำงานเดิมเกิดปัญหาทำให้ไฟฟ้าดับเป็นเวลานาน ทั้งนี้เนื่องจากเมื่อเกิด
ความผิดปกติลงดินบนสายส่งจะเกิดกระแสลำดับศูนย์เข้าสู่สายดินของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง
ส่งผลให้รีเลย์ระยะทางสั่งเบิดวงจรด้านโหลดและไม่สามารถเบิดวงจรซ้ำอัตโนมัติได้ พร้อมทั้ง
นำเสนอแนวทางแก้ไขเพื่อนำไปปรับปรุงระบบป้องกันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่มีอยู่เดิมให้
ทำงานได้อย่างมีความเชื่อถือมากยิ่งขึ้น

Weerapat Senwiruch 2009: Study Impact of Three-Winding Power Transformer on the Provincial Electricity Authority System Protection. Master of Engineering (Electrical Engineering), Major Field: Electrical Engineering, Department of Electrical Engineering. Thesis Advisor: Associate Professor Kiatiyuth Kveeyam, Ph.D.
154 pages.

This thesis shows the effect of zero sequence current in PEA distribution system using power transformer with YNyn0(d1) vector group to the protection system. The demonstration is done through DIgSILENT Power Factory simulation program. The study found that the existing protection system can malfunction when single line to ground fault occurs and yield a long time power outage. The reason is the zero sequence current flows into YNyn0(d1) power transformer. Open circuit on load side has occurred by distance relay and fail to auto-reclose. The thesis also proposes the procedure to improve the existing protection system in order to enhance reliability of PEA power system.

Student's signature

Thesis Advisor's signature

____ / ____ / ____

กิตติกรรมประกาศ

ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณ รศ.ดร.เกียรติยุทธ กวีญาณ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก ที่ได้ให้โอกาสและคำปรึกษาในการแก้ไขปัญหาต่างๆ ระหว่างการทำวิจัย จนกระทั่งวิทยานิพนธ์เล่มนี้สำเร็จลงได้ด้วยดี และขอขอบพระคุณ คุณแม่เพ็ญศรี เสนวิรัช และญาติพี่น้องทุกคนที่คอยเป็นกำลังใจให้เสมอมา รวมทั้งให้การสนับสนุนในด้านต่างๆ ในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ขอขอบคุณ ท่านผู้อำนวยการกองอุปกรณ์ป้องกันและรีเลย์ คุณณรงค์ ตันติฉายากร ที่ให้การสนับสนุนในด้านการศึกษาของข้าพเจ้าเป็นอย่างดีรวมทั้งพี่ๆ ทุกคนที่กองอุปกรณ์ป้องกันและรีเลย์ ที่คอยเป็นกำลังใจให้เสมอมา และถามไถ่สารทุกข์สุกดิบระหว่างการทำวิทยานิพนธ์

ท้ายที่สุดนี้ ข้าพเจ้าขอสัญญาว่าจะนำความรู้ และประสบการณ์ที่ได้รับในครั้งนี้ ไปใช้ให้เกิดประโยชน์ต่อทั้งส่วนตัว สังคม และต่อประเทศชาติของเราต่อไป

วีรภัทร เสนวิรัช

เมษายน 2552

สารบัญ

	หน้า
สารบัญ	(1)
สารบัญตาราง	(2)
สารบัญภาพ	(12)
คำนำ	1
วัตถุประสงค์	3
การตรวจเอกสาร	4
อุปกรณ์และวิธีการ	54
อุปกรณ์	54
วิธีการ	54
ผลและวิจารณ์	65
ผล	65
วิจารณ์	135
สรุปและข้อเสนอแนะ	141
สรุป	141
ข้อเสนอแนะ	142
เอกสารและสิ่งอ้างอิง	143
ภาคผนวก	145
ภาคผนวก ก ข้อมูลระบบไฟฟ้ากำลังในกรณีศึกษา	146
ภาคผนวก ข ค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน	149
ประวัติการศึกษา และการทำงาน	154

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
1	หมายเลขของรีเลย์ตามมาตรฐาน ANSI และ IEC 60617	17
2	การต่อวงจรข้ายลำดับบวก ลบและศูนย์ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสองขดลวด	40
3	การต่อวงจรข้ายลำดับบวก ลบและศูนย์ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวด	43
4	เปรียบเทียบวงจรข้ายลำดับศูนย์ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังเวกเตอร์รูป YNyn0(d1) และ Dyn1	57
5	แรงดันที่ใช้หาทิศทางและระยะทางของรีเลย์ระยะทาง	62
6	กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 1	67
7	กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 1	68
8	กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 1	68
9	กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1	69
10	กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1	69
11	กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1	70
12	กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1	70
13	กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1	71
14	กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1	71

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
15	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 1	72
16	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 1	72
17	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 1	73
18	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1	73
19	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1	74
20	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1	74
21	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1	75
22	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1	75
23	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1	76
24	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYC กรณีที่ 1	76
25	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYC กรณีที่ 1	77
26	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYC กรณีที่ 1	77
27	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1	78
28	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1	78
29	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1	79
30	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1	79

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
31	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1	80
32	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1	80
33	กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 1	81
34	กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 1	81
35	กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 1	81
36	กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1	82
37	กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1	82
38	กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1	82
39	กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1	83
40	กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1	83
41	กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1	83
42	กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2	84
43	กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2	84
44	กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2	85
45	กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2	85
46	กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2	86
47	กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2	86
48	กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2	87

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
49	กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2	87
50	กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2	88
51	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2	88
52	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2	89
53	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2	89
54	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2	90
55	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2	90
56	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2	91
57	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2	91
58	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2	92
59	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2	92
60	กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2	93

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
61	กระแสความผิดปกติของเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2	93
62	กระแสความผิดปกติของเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2	94
63	กระแสความผิดปกติของเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2	94
64	กระแสความผิดปกติของเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2	95
65	กระแสความผิดปกติของเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2	95
66	กระแสความผิดปกติของเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2	96
67	กระแสความผิดปกติของเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2	96
68	กระแสความผิดปกติของเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2	97
69	กระแสความผิดปกติของสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2	97
70	กระแสความผิดปกติของสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2	98
71	กระแสความผิดปกติของสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2	98
72	กระแสความผิดปกติของสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2	98
73	กระแสความผิดปกติของสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2	99
74	กระแสความผิดปกติของสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2	99
75	กระแสความผิดปกติของสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2	99
76	กระแสความผิดปกติของสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2	100
77	กระแสความผิดปกติของสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2	100
78	กระแสความผิดปกติของหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3	101
79	กระแสความผิดปกติของหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3	101
80	กระแสความผิดปกติของหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3	102
81	กระแสความผิดปกติของหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3	102

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
82	กระแสความผิดพร้อมหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3	103
83	กระแสความผิดพร้อมหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3	103
84	กระแสความผิดพร้อมหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3	104
85	กระแสความผิดพร้อมหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3	104
86	กระแสความผิดพร้อมหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3	105
87	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3	105
88	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3	106
89	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3	106
90	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3	107
91	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3	107
92	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3	108
93	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3	108

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
94	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟส-คินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3	109
95	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟส-คินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3	109
96	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3	110
97	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3	110
98	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3	111
99	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3	111
100	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3	112
101	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3	112
102	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3	113
103	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3	113
104	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3	114
105	กระแสความผิดพร้อมสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3	114
106	กระแสความผิดพร้อมสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3	115
107	กระแสความผิดพร้อมสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3	115
108	กระแสความผิดพร้อมสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3	115
109	กระแสความผิดพร้อมสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3	116
110	กระแสความผิดพร้อมสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3	116
111	กระแสความผิดพร้อมสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3	116
112	กระแสความผิดพร้อมสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3	117
113	กระแสความผิดพร้อมสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3	117
114	กระแสความผิดพร้อมหนึ่งเฟสลงคินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 4	118

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
115	กระแสน้ำความถี่ครึ่งหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีี่ที่ 4	118
116	กระแสน้ำความถี่ครึ่งหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีี่ที่ 4	119
117	กระแสน้ำความถี่ครึ่งหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีี่ที่ 4	119
118	กระแสน้ำความถี่ครึ่งหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีี่ที่ 4	120
119	กระแสน้ำความถี่ครึ่งหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีี่ที่ 4	120
120	กระแสน้ำความถี่ครึ่งหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีี่ที่ 4	121
121	กระแสน้ำความถี่ครึ่งหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีี่ที่ 4	121
122	กระแสน้ำความถี่ครึ่งหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีี่ที่ 4	122
123	กระแสน้ำความถี่ครึ่งหนึ่งเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีี่ที่ 4	122
124	กระแสน้ำความถี่ครึ่งหนึ่งเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีี่ที่ 4	123
125	กระแสน้ำความถี่ครึ่งหนึ่งเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีี่ที่ 4	123
126	กระแสน้ำความถี่ครึ่งหนึ่งเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีี่ที่ 4	124

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
127	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟส-คินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 4	124
128	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟส-คินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 4	125
129	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟส-คินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีที่ 4	125
130	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟส-คินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีที่ 4	126
131	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟส-คินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีที่ 4	126
132	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 4	127
133	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 4	127
134	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 4	128
135	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 4	128
136	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 4	129
137	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 4	129
138	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีที่ 4	130
139	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีที่ 4	130
140	กระแสความผิดพร้อมเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีที่ 4	131
141	กระแสความผิดพร้อมสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 4	131
142	กระแสความผิดพร้อมสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 4	132
143	กระแสความผิดพร้อมสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 4	132
144	กระแสความผิดพร้อมสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 4	132
145	กระแสความผิดพร้อมสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 4	133

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
146	กระแสความผิดปกติพร้อมสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 4	133
147	กระแสความผิดปกติพร้อมสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีที่ 4	133
148	กระแสความผิดปกติพร้อมสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีที่ 4	134
149	กระแสความผิดปกติพร้อมสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีที่ 4	134
ตารางผนวกที่		
ก1	ค่า Driving point ที่สถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 2 ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยบนฐาน 100 MVA	147
ก2	ค่าพารามิเตอร์สายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	147
ก3	ข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังในแต่ละสถานีไฟฟ้า	147
ก4	ข้อมูลระบบป้องกัน	148
ข1	ค่าการทำงานของรีเลย์สถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 2 ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	150
ข2	ค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกันสถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 2 – ฉลุง	150
ข3	ค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกันสถานีไฟฟ้าฉลุง - หาดใหญ่ 2	150
ข4	ค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกันสถานีไฟฟ้าฉลุง - หาดใหญ่ 3	151
ข5	ค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกันสถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 3 – ฉลุง	151
ข6	ค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกันสถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 3 – หาดใหญ่ 4	151
ข7	ค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกันสถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 4 – หาดใหญ่ 3	152
ข8	ค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกันสถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 4 – หาดใหญ่ 2	152
ข9	ค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกันสถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 2 – หาดใหญ่ 4	152
ข10	ค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกันสถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 2 – สงขลา 2	153

สารบัญญภาพ

ภาพที่		หน้า
1	โครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลัง	5
2	ความรับผิดชอบของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการผลิตและจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย	6
3	การรับและจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคระดับแรงดัน 115 kV แบบที่ 1	7
4	การรับและจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคระดับแรงดัน 115 kV แบบที่ 2	8
5	การรับและจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคระดับแรงดัน 115 kV แบบที่ 3	8
6	การรับและจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคระดับแรงดัน 115 kV แบบที่ 4	9
7	ระบบ 22 kV ต่อลงดินโดยตรง	9
8	ระบบ 33 kV ต่อลงดินหลายแห่ง	10
9	ตัวอย่างการจ่ายไฟฟ้าระบบ 22 หรือ 33 kV	11
10	ส่วนประกอบของระบบป้องกัน	13
11	เขตสำหรับการป้องกัน (Zone of protection)	14
12	ลักษณะการทำงานของรีเลย์กระแสเกินแต่ละชนิดที่ TMS = 1	18
13	ค่าเวลาการทำงานของรีเลย์กระแสเกินที่ค่า TMS ต่างๆ	19
14	การทำงานของรีเลย์ปิดเข้าสำหรับความผิดปกติพร้อมชั่วคราวและความผิดปกติถาวร	21
15	R-X Diagram ของรีเลย์ระยะทาง	23
16	ลักษณะคุณสมบัติการทำงานแบบโมห์รีเลย์	24
17	ลักษณะคุณสมบัติการทำงานแบบออฟเซต โมห์รีเลย์	25
18	ลักษณะคุณสมบัติการทำงานแบบเส้นสี่เหลี่ยมรีเลย์	25
19	ลักษณะคุณสมบัติการทำงานแบบควอดริแลทเทอร์ออลรีเลย์	26
20	การแบ่งโซนการทำงานของรีเลย์ระยะทาง	27
21	หลักการการทำงานของรีเลย์วัดค่าผลต่าง	28
22	วงจรสมมูลขณะเกิดความผิดปกติ	33
23	เวกเตอร์กระแสไฟฟ้าลำดับบวก ลบ และศูนย์	35
24	วงจรสมมูลสามเฟสของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	37

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
25	วงจรข่ายลำดับบวก ลบ และศูนย์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	38
26	วงจรสมมูลผลของ Mutual coupling ในสายส่ง	39
27	วงจรสมมูลของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวด	42
28	การเกิดความผิดปกติของแบบสามเฟส	44
29	การเกิดความผิดปกติของหนึ่งเฟสลงดินที่เฟส A	45
30	การเชื่อมโยงวงจรข่ายของความผิดปกติของหนึ่งเฟสลงดิน	47
31	การเกิดความผิดปกติของเฟส-เฟสที่เฟส B และ C	48
32	การเชื่อมโยงวงจรข่ายของความผิดปกติของเฟส-เฟส	50
33	การเกิดความผิดปกติของเฟส-เฟส-ดินที่เฟส B C ลงดิน	51
34	การเชื่อมโยงวงจรข่ายของความผิดปกติของเฟส-เฟส-ดิน	53
35	การเกิดความผิดปกติของหนึ่งเฟสลงดินบนสายส่งระหว่างสองสถานีไฟฟ้า	56
36	การเกิดความผิดปกติของบนสายส่ง 115 kV ระหว่างสองสถานีไฟฟ้าเมื่อใช้หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสองขดลวดเวกเตอร์กรุป Dyn1	57
37	การเชื่อมต่อวงจรข่ายบวก ลบ และศูนย์ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังเวกเตอร์กรุป Dyn1 เมื่อเกิดความผิดปกติของหนึ่งเฟสลงดิน	58
38	การเกิดความผิดปกติของบนสายส่ง 115 kV ระหว่างสองสถานีไฟฟ้าเมื่อใช้หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวดเวกเตอร์กรุป YNyn0(d1)	58
39	การเชื่อมต่อวงจรข่ายลำดับบวก ลบ และศูนย์ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังเวกเตอร์กรุป YNyn0(d1) เมื่อเกิดความผิดปกติของหนึ่งเฟสลงดิน	59
40	ลักษณะการทำงานของรีเลย์ระยะทาง 7SA511	60
41	แรงดันอ้างอิงสำหรับการหาทิศทางเมื่อเกิดความผิดปกติของหนึ่งเฟสลงดิน	61
42	แรงดันอ้างอิงสำหรับการหาทิศทางเมื่อเกิดความผิดปกติของเฟส-เฟส	61
43	สภาพการจ่ายไฟระบบที่เป็นกรณีศึกษา	63
44	รูปแบบการจ่ายไฟในกรณีศึกษาที่ 1	65
45	รูปแบบการจ่ายไฟในกรณีศึกษาที่ 2	66

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
46	รูปแบบการจ่ายไฟในกรณีศึกษาที่ 3	66
47	รูปแบบการจ่ายไฟในกรณีศึกษาที่ 4	66
48	เกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดินที่ระยะร้อยละ 10 ของความยาวสาย	135
49	แผนภาพเวลาการเกิดความผิดปกติที่ระยะร้อยละ 10 ของความยาวสาย	136
50	เกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดินที่ระยะร้อยละ 50 ของความยาวสาย	136
51	แผนภาพเวลาการเกิดความผิดปกติที่ระยะร้อยละ 50 ของความยาวสาย	137
52	เกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดินที่ระยะร้อยละ 99 ของความยาวสาย	137
53	แผนภาพเวลาการเกิดความผิดปกติที่ระยะร้อยละ 99 ของความยาวสาย	138
54	กระแสลำดับศูนย์ด้านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังกรณีที่ 1	139
55	กระแสลำดับศูนย์ด้านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังกรณีที่ 3	139
56	กระแสลำดับศูนย์ด้านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังกรณีที่ 3	140
57	กระแสลำดับศูนย์ด้านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังกรณีที่ 4	140

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

HY2	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงขนาดใหญ่ 2 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
HYB	=	สถานีไฟฟ้าขนาดใหญ่ 2 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
HYC	=	สถานีไฟฟ้าขนาดใหญ่ 3 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
HYD	=	สถานีไฟฟ้าขนาดใหญ่ 4 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
CLU	=	สถานีไฟฟ้าแรงต่ำ
Ik"	=	Initial Short-Circuit Current
SS	=	สายส่งชนิด Single Circuit Single Conductor
SD	=	สายส่งชนิด Single Circuit Double Conductor

ศึกษาผลกระทบของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวดต่อระบบป้องกันของการไฟฟ้า ส่วนภูมิภาค

Study Impact of Three-Winding Power Transformer on the Provincial Electricity Authority System Protection

คำนำ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เป็นหน่วยงานรัฐวิสาหกิจ สาขาสถาบันผูกขาด ก่อตั้งขึ้นตามพระราชบัญญัติการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเมื่อวันที่ 28 กันยายน 2503 วัตถุประสงค์ที่สำคัญคือ การผลิต การจัดหาให้ได้มา จัดส่งและการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ประชาชน กลุ่มธุรกิจ และอุตสาหกรรมต่างๆ ในเขตจำหน่าย 73 จังหวัดทั่วประเทศ ยกเว้นกรุงเทพมหานคร สมุทรปราการ และนนทบุรี คิดเป็นพื้นที่ในความรับผิดชอบประมาณ 510,000 ตารางกิโลเมตรหรือร้อยละ 99 ของพื้นที่ทั้งประเทศ โดยแบ่งเขตรับผิดชอบออกเป็น 12 เขต ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ออกแบบเพื่อรับกระแสไฟฟ้าจากระบบส่งกำลังไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในระดับแรงดันสายส่ง 115 kV และสายจำหน่าย 33 kV หรือ 22 kV โดยจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าแบบเรเดียล (Radial system) หรือวงรอบเปิด (Open loop system) หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคใช้งานแบ่งตามเขต โดยเลือกใช้เวกเตอร์กรุปเช่นเดียวกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ในเขตภาคกลางและภาคเหนือใช้หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสองขดลวดที่มีเวกเตอร์กรุป Dyn1 ส่วนในภาคใต้และภาคตะวันออกเฉียงเหนือใช้หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวดที่มีเวกเตอร์กรุป YNyn0(d1) โดยมีขดลวดที่สามต่อแบบเคลต้า ซึ่งไม่ได้ใช้เพื่อจ่ายโหลด (Unload delta) แต่มีไว้เพื่อลดอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ (Zero sequence impedance) และลดฮาร์โมนิกที่สามของแรงดัน (Third harmonic voltage) การใช้หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังลักษณะนี้มีปัญหาคือเมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน (Single line to ground fault) บนสายส่งระหว่างสองสถานีไฟฟ้าจะไม่สามารถปิดวงจรซ้ำอัตโนมัติได้ในบางกรณี ทำให้เกิดไฟฟ้ายึดเป็นเวลานานส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟทั้งภาคธุรกิจ อุตสาหกรรม ที่อยู่อาศัย

ดังนั้นเพื่อเพิ่มความมั่นคง ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ลดสถิติการเกิดไฟฟ้ายึดบริเวณกว้าง ตลอดจนลดปัญหาการร้องเรียนจากผู้ใช้ไฟ จึงต้องมีการจำลองระบบเพื่อศึกษาและวิเคราะห์

ผลกระทบต่างๆ ที่เกี่ยวข้องในการใช้หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวดและปรับตั้งค่าการทำงาน
ของอุปกรณ์ป้องกันให้ถูกต้อง

วัตถุประสงค์

1. เพื่อศึกษาและวิเคราะห์ผลกระทบของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวดเวกเตอร์กรุป YNyn0(d1) ที่ใช้ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคใต้ต่อระบบป้องกันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
2. เพื่อหาวิธีแก้ไขการทำงานผิดพลาดของรีเลย์ระยะทางด้านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังในระบบเรเดียลที่ใช้หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวดเวกเตอร์กรุป YNyn0(d1) เมื่อเกิดความผิดปกติบนสายส่งระหว่างสองสถานีไฟฟ้า
3. เพื่อปรับตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันให้เหมาะสม

การตรวจเอกสาร

ทฤษฎีเบื้องต้นของระบบไฟฟ้ากำลัง

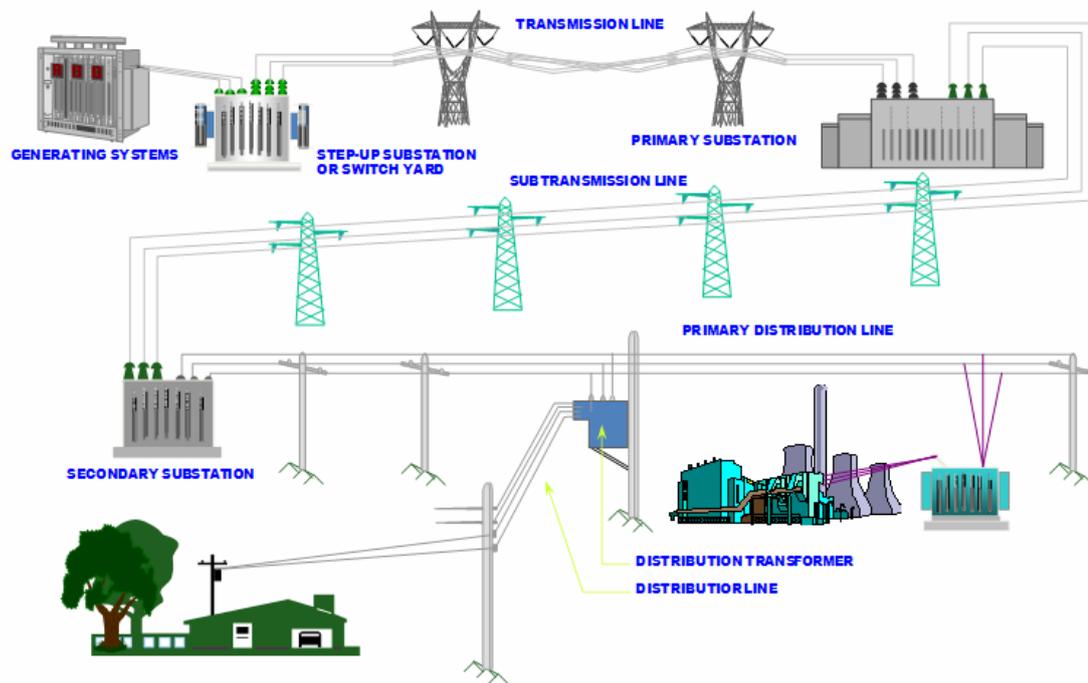
ระบบไฟฟ้ากำลัง หมายถึง ระบบทั้งหมดที่ทำหน้าที่ในการผลิตไฟฟ้า การส่งกำลังไฟฟ้า และจ่ายไฟไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า ส่วนประกอบของระบบไฟฟ้ากำลังจำแนกได้เป็น 3 ส่วน คือ ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ระบบส่งกำลังไฟฟ้า และระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้า (มทศล, 2535)

ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า (Generating System) หมายถึง ระบบที่มีกระบวนการเปลี่ยนพลังงานรูปต่างๆ เป็นพลังงานไฟฟ้า ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าได้แก่ โรงจักรไฟฟ้าหรือแหล่งกำเนิดไฟฟ้า

ระบบส่งกำลังไฟฟ้า (Transmission System) หมายถึง ระบบที่รับแรงดันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อส่งไปยังระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้า ระบบส่งกำลังไฟฟ้าได้แก่ สายส่งไฟฟ้าแรงสูงและสถานีไฟฟ้า

ระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้า (Distribution System) หมายถึง ระบบที่รับแรงดันไฟฟ้าจากระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพื่อจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้าได้แก่ สายจำหน่ายไฟฟ้าแรงสูงที่จ่ายจากสถานีไฟฟ้า หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง และสายจำหน่ายแรงต่ำ

โดยหลักการผลิตและจ่ายพลังงานไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังนั้น พลังงานไฟฟ้าถูกส่งจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีขนาดไม่เกิน 20 kV เนื่องจากปัญหาเรื่องของฉนวนในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า พลังงานที่ได้จะถูกส่งผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังเพื่อปรับแรงดันให้สูงขึ้นก่อนเข้าสู่ระบบส่งกำลังไฟฟ้า ระบบส่งกำลังไฟฟ้าต้องส่งพลังงานเป็นระยะทางไกลๆ ทั้งนี้เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าโดยทั่วไปต้องอาศัยแหล่งพลังงานตามธรรมชาติซึ่งอยู่ห่างไกลจากบริเวณที่ใช้ไฟฟ้า ดังนั้นเพื่อไม่ให้เกิดความสูญเสียในสายมากจึงต้องส่งพลังงานด้วยแรงดันไฟฟ้าสูงๆ เมื่อส่งถึงบริเวณที่มีผู้ใช้ไฟฟ้ามากๆ ก็ผ่านสถานีไฟฟ้าเพื่อปรับแรงดันไฟฟ้าให้ต่ำลงสู่ระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้าแล้วส่งแรงดันไฟฟ้าผ่านสายป้อนไปยังหม้อแปลงจำหน่าย จากนั้นจึงส่งแรงดันไฟฟ้าผ่านสายจำหน่ายไปยังบ้านเรือนและโรงงานอุตสาหกรรม ดังแสดงในภาพที่ 1



ภาพที่ 1 โครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลัง

1. ระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทย

ในประเทศไทยขณะนี้การผลิตและจ่ายพลังงานไฟฟ้านั้น ดำเนินงานโดยหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับกิจการพลังงานไฟฟ้าของประเทศ ซึ่งเป็นรัฐวิสาหกิจประกอบด้วย 3 หน่วยงาน คือ

1.1 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ทำหน้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าและเกี่ยวกับระบบสายส่ง ซึ่งรับผิดชอบในการดำเนินงาน โรงจักรไฟฟ้า สายส่งกำลังไฟฟ้า และสถานีไฟฟ้า

1.2 การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ทำหน้าที่บริการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าในเขตจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวง ได้แก่ กรุงเทพมหานคร สมุทรปราการ และนนทบุรี ซึ่งรับผิดชอบในการดำเนินงานสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงดันปานกลาง สถานีไฟฟ้า สายจำหน่ายไฟฟ้าแรงสูง หม้อแปลงระบบจำหน่าย และสายจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ กระแสไฟฟ้าที่การไฟฟ้านครหลวงจำหน่ายให้แก่ประชาชนในเขตรับผิดชอบทั้งหมดนั้นรับซื้อมาจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ในระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงดันปานกลางขนาด 115 kV และ 69 kV

1.3 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ทำหน้าที่บริการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าในเขตจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในส่วนที่เหลือนอกเขตจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวงทั้งหมด รวม 73 จังหวัดทั่วประเทศ ซึ่งรับผิดชอบในการดำเนินงานสายจำหน่ายแรงสูง หม้อแปลงระบบจำหน่าย และสายจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ พลังงานที่การไฟฟ้าส่วนภูมิกานำมาจำหน่ายให้แก่ประชาชนนั้น ส่วนใหญ่รับซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ในระบบสายส่ง 115 kV และระบบจำหน่ายแรงสูง 22 kV หรือ 33 kV นอกจากนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิกายังได้ติดตั้งเครื่องชนิดดีเซลกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งมีกำลังผลิตตั้งแต่ 25 kW ถึง 1,400 kW เพื่อจ่ายไฟให้ชุมชน อำเภอ หรือจังหวัดที่ห่างไกลจากระบบจำหน่ายแรงสูงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่รับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย



ภาพที่ 2 ความรับผิดชอบของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการผลิตและจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย

2. รูปแบบการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

พลังงานไฟฟ้าส่วนใหญ่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคประมาณร้อยละ 98 % ซึ่งมาจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายไฟให้ในระดับแรงดัน 115 kV หรือ 22, 33 kV โดยผ่านสถานีไฟฟ้าแล้วจ่ายออกแบบเรเดียล (Radial line) หรือวงรอบเปิด (Open loop) ซึ่งเป็นรูปแบบการจ่ายไฟที่มีแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเพียงแหล่งเดียว กระแสไฟฟ้าไหลได้ทิศทางเดียวที่แน่นอนจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าไปยังโหลด ลักษณะการรับและการจ่ายไฟฟ้าของระบบจำหน่ายแรงสูงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีรูปแบบดังนี้

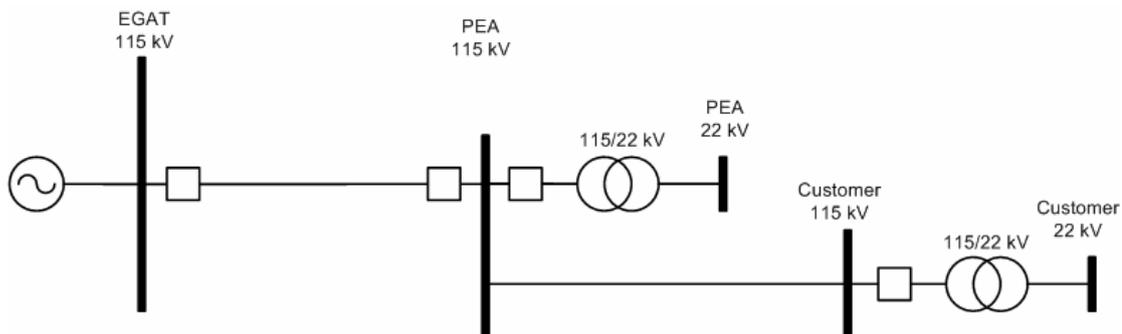
2.1 ระบบการจ่ายไฟระดับแรงดัน 115 kV (สัทยา, 2549)

2.1.1 สถานีไฟฟ้าต้นทางของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจ่ายไฟผ่านสายส่งย่อย 115 kV จ่ายให้กับสถานีไฟฟ้าปลายทางของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



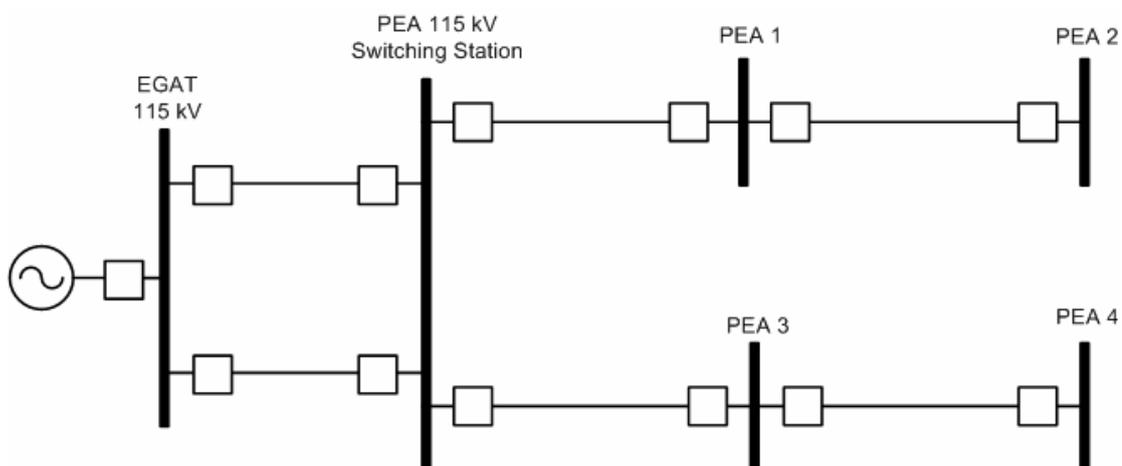
ภาพที่ 3 การรับและจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคระดับแรงดัน 115 kV แบบที่ 1

2.1.2 สถานีไฟฟ้าต้นทางของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจ่ายไฟผ่านสายส่งย่อย 115 kV จ่ายให้กับสถานีไฟฟ้าการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและสถานีไฟฟ้าการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟ



ภาพที่ 4 การรับและจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคระดับแรงดัน 115 kV แบบที่ 2

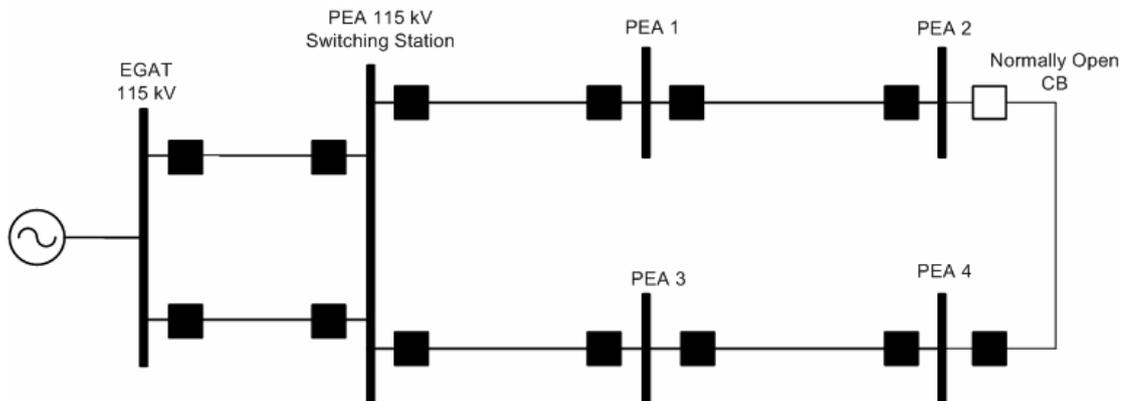
2.1.3 สถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจ่ายไฟผ่านสายส่ง 115 kV ปล่อยให้กับสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจ่ายให้สถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมากกว่า 1 สถานี



ภาพที่ 5 การรับและจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคระดับแรงดัน 115 kV แบบที่ 3

2.1.4 สถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจ่ายไฟผ่านสายส่ง 115 kV ปล่อยให้กับสถานีไฟฟ้าต้นทางของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และสถานีไฟฟ้าต้นทางของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจ่ายให้สถานีไฟฟ้าปลายทางของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมากกว่า 1 สถานี และสถานีไฟฟ้า

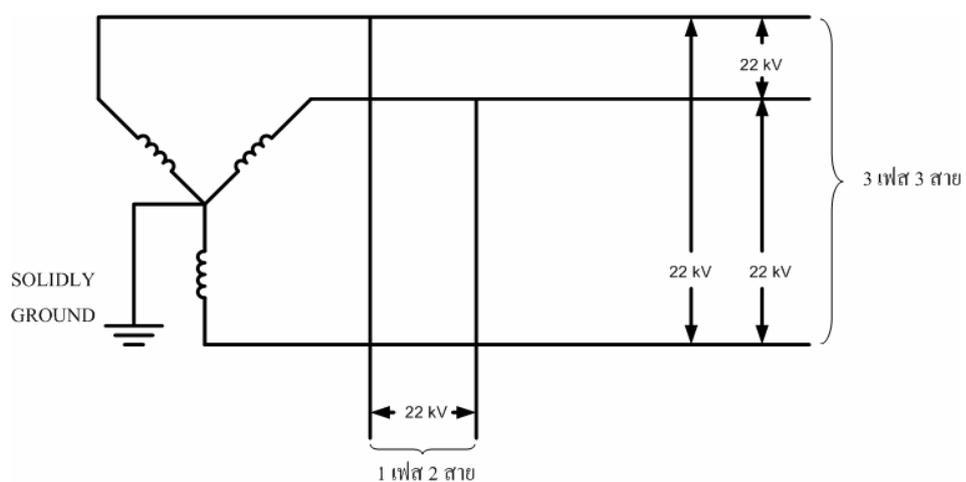
ปลายทางของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถที่เลือกรับไฟจากสถานีไฟฟ้าต้นทางเดียวกันได้ 2 ทิศทาง



ภาพที่ 6 การรับและจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคระดับแรงดัน 115 kV แบบที่ 4

2.2 ระบบการจ่ายไฟระดับแรงดัน 22 kV และ 33 kV

2.2.1 ระบบ 22 kV ต่อดินโดยตรง

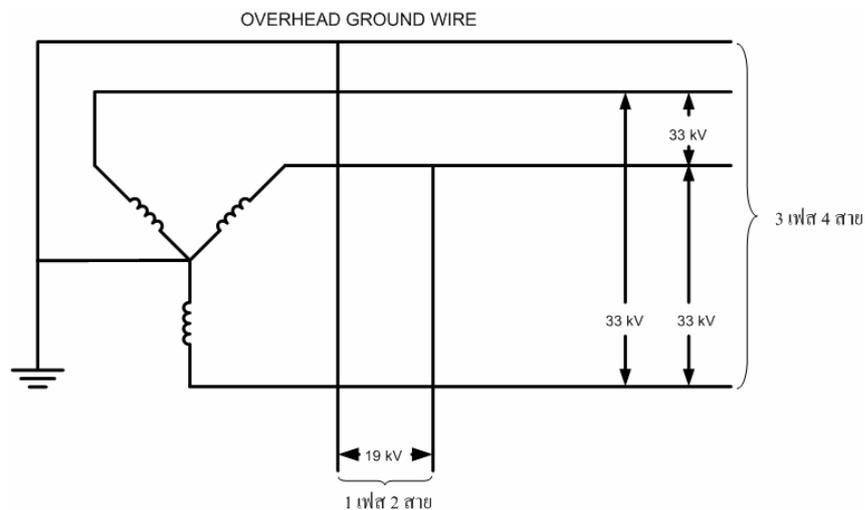


ภาพที่ 7 ระบบ 22 kV ต่อดินโดยตรง

ระบบจำหน่ายแรงสูงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคส่วนใหญ่เกือบทั่วประเทศ ยกเว้นภาคใต้เป็นระบบ 22 kV เกือบทั้งสิ้น ซึ่งเป็นระบบจำหน่ายแรงสูง 3 เฟส 3 สาย และ 1 เฟส 2 สาย ดังแสดงในภาพที่ 7

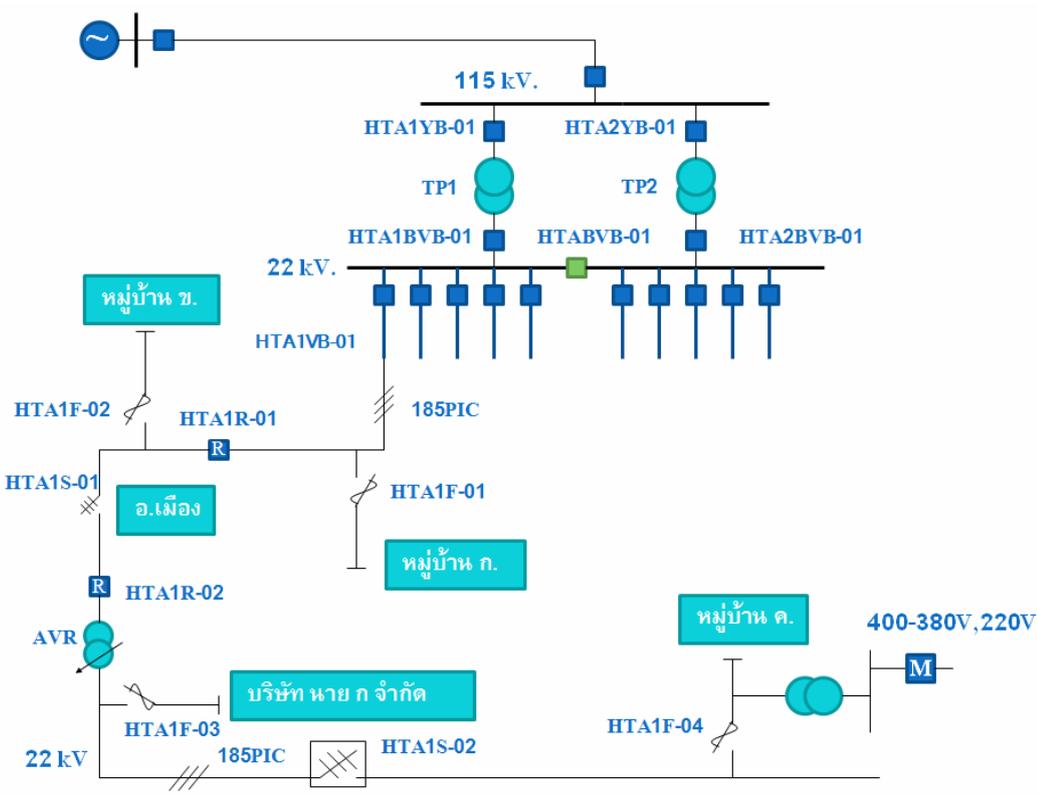
2.2.2 ระบบ 33 kV ต่อลงดินหลายแห่ง

ระบบจำหน่ายแรงสูง 33 kV การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคใช้ในภาคใต้ตั้งแต่จังหวัด ระนองลงไป ระบบจำหน่าย 33 kV นี้แตกต่างจากระบบ 22 kV คือนอกจากจะมีจุดต่อลงดินด้าน 33 kV ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่สถานีไฟฟ้าแล้วในระบบแรงสูง 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ยังมีสายล่อฟ้า (Overhead ground wire) ต่อจากจุดต่อลงดินของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่สถานีไฟฟ้า พาดไว้เหนือสายเฟสทั้งสามเส้นอีก 1 เส้น และสายล่อฟ้าดังกล่าว ได้ต่อลงดินไว้ทุกต้นเสาของ ระบบจำหน่ายแรงสูงอีกด้วย ทั้งนี้สายล่อฟ้านอกจากทำหน้าที่เป็นจุดต่อลงดินหลายจุดดังกล่าวแล้ว ยังทำหน้าที่เป็นเกราะป้องกันฟ้าผ่าลงสายเฟส ดังนั้นในระบบประกอบด้วยสายเฟส 3 สาย และ สายล่อฟ้า 1 สาย ส่วนระบบ 1 เฟสประกอบด้วย สายเฟส 1 สาย และสายล่อฟ้า 1 สาย ดังแสดงใน ภาพที่ 8



ภาพที่ 8 ระบบ 33 kV ต่อลงดินหลายแห่ง

ระบบจำหน่ายแรงสูงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เริ่มต้นจากเครื่องมือวัดด้าน 22 kV หรือ 33 kV ที่สถานีไฟฟ้า ผ่านเข้าสวิตช์เกียร์แล้วจึงขึ้นเสาเหนือดินจ่ายไปยังโหนด โดยทั่วไปจำนวนสายป้อนจะมีจำนวน 5 หรือ 10 สายป้อน ดังภาพที่ 9 สำหรับในบางสถานีไฟฟ้าบางสายป้อนอาจจะมี การทำจุดเชื่อมต่อสาย (Tie line) ระหว่างสายป้อน หรืออาจจะมี การทำจุดเชื่อมต่อกับสายป้อนใดสายป้อนหนึ่งของสถานีไฟฟ้าใกล้เคียง



ภาพที่ 9 ตัวอย่างการจ่ายไฟฟ้าระบบ 22 หรือ 33 kV

ทฤษฎีเบื้องต้นของระบบป้องกันไฟฟ้ากำลัง

การป้องกันระบบไฟฟ้ากำลังมีความจำเป็นมากทั้งนี้ด้วยเหตุผล คือ ป้องกันความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นกับอุปกรณ์ภายในระบบ และตัดตอนส่วนของระบบที่มีปัญหาออกจากระบบให้เร็วที่สุด เพื่อให้ระบบสามารถจ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟส่วนใหญ่ได้ หรืออาจกล่าวได้ว่าอุปกรณ์ป้องกันต้องไม่ทำงานเมื่อระบบอยู่ในสภาพปกติ แต่จะทำงานทันทีที่เกิดความผิดปกติขึ้นในระบบ การออกแบบอุปกรณ์ป้องกันต้องคำนึงถึงขีดจำกัดและสภาพของระบบด้วย เพราะการมีระบบป้องกันมากเกินไปหรือน้อยเกินไปอาจจะไม่ดีกับระบบ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการออกแบบอุปกรณ์ป้องกันให้เหมาะสมกับระบบที่ป้องกัน ซึ่งต้องคำนึงถึงคุณสมบัติที่สำคัญดังนี้

Reliability – ความเชื่อถือได้ในความแน่นอนของอุปกรณ์ป้องกัน ต้องทำงานได้ถูกต้องตามคุณสมบัติและขอบเขตที่กำหนดให้ทำงาน

- Dependability อุปกรณ์ป้องกันต้องทำงานถูกต้องทุกครั้งที่เกิดสิ่งผิดปกติ และต้องทำงานได้ในขณะที่ต้องการให้ทำงาน

- Security อุปกรณ์ป้องกันต้องไม่ทำงานเมื่อไม่ต้องการให้ทำงาน เช่น ต้องไม่ทำงานในภาวะโหลดปกติ หรือเมื่อเกิดลัดวงจรขึ้นนอกโซนการป้องกัน

Speed – ระบบป้องกันต้องสามารถตัดวงจรได้รวดเร็วพอที่จะทำให้อุปกรณ์ต่างๆ ในระบบยังไม่เกิดความเสียหาย ซึ่งโดยทั่วไปแล้วยังทำงานเร็วเท่าไรอุปกรณ์ก็จะได้รับความปลอดภัย บางครั้งเพื่อให้มีการทำงานที่สัมพันธ์กันอาจต้องมีการหน่วงเวลาบ้าง

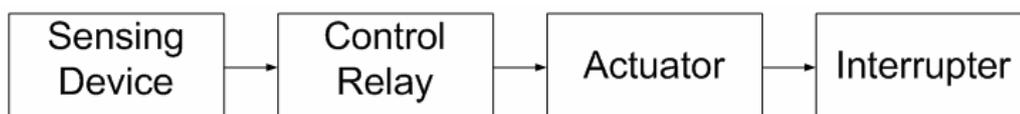
Selectivity – ต้องออกแบบระบบป้องกันให้เลือกและสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวที่อยู่ใกล้ส่วนที่ผิดปกติมากที่สุดตัดวงจรเฉพาะส่วนนั้นออกไป โดยให้กระทบต่อระบบหลักน้อยที่สุด ซึ่งต้องจัดระบบการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในแต่ละส่วนให้ทำงานสัมพันธ์กัน

Economic – ต้องออกแบบระบบป้องกันให้สามารถทำงานได้ตามความต้องการมากที่สุด โดยใช้เงินลงทุนน้อยที่สุด

Simplicity – ต้องออกแบบระบบบริเตย์ให้่ง่ายที่สุด หลีกเลีย้งการใช้ระบบที่ยุ่งยากและซับซ้อน

1. ส่วนประกอบของระบบป้องกัน

ระบบป้องกัน (System Protection) จำเป็นต้องอาศัยอุปกรณ์ต่างๆ ที่สำคัญทำงานประสานกัน 4 ส่วนคือ



ภาพที่ 10 ส่วนประกอบของระบบป้องกัน

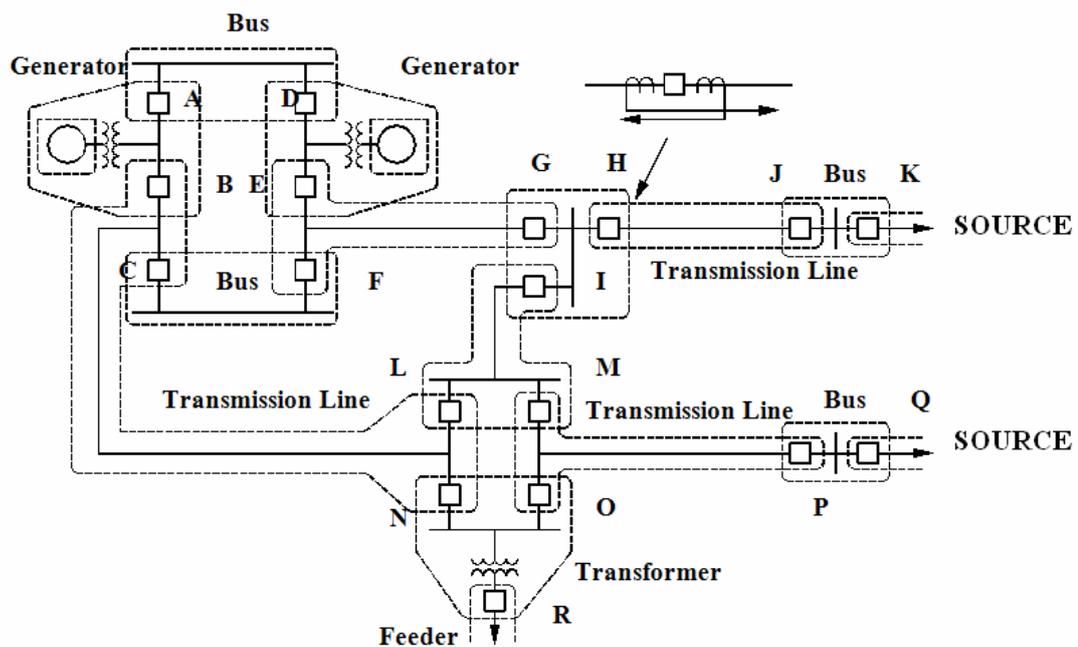
1.1 ส่วนรับรู้ (Sensing Device) ได้แก่ หม้อแปลงกระแส (Current Transformer) หม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer) ทำหน้าที่เป็นยามระวังเหตุ เมื่อมีเหตุการณ์ผิดปกติเกิดขึ้นในระบบก็ส่งสัญญาณบอกเหตุมายังรีเลย์

1.2 รีเลย์ควบคุม (Control Relay) ได้แก่ รีเลย์ต่างๆ ซึ่งทำหน้าที่รับสัญญาณบอกเหตุจากหม้อแปลงกระแส หรือหม้อแปลงแรงดัน เพื่อกระตุ้นขดลวดของตัวเองแล้วต่อหน้าสัมผัส (Contact) ให้กับทริปคอยล์ (Trip coil) หรือ โคลสซิงคอยล์ (Closing coil)

1.3 ตัวกระตุ้น (Actuator) ได้แก่ วงจรทริปคอยล์ (Trip coil) โคลสซึ่งคอยล์ (Closing coil) และชุดกลไก ที่ส่งไปให้ชุดตัวตัดกระแส (Interrupter) ปิด-เปิดวงจรได้

1.4 อุปกรณ์ตัดกระแส (Interrupter of Circuit breaker) คือส่วนที่ทำหน้าที่ปิดเปิด หน้าสัมผัสของวงจรและดับอาร์ค

2. เขตสำหรับการป้องกัน (Zone of Protection)



ภาพที่ 11 เขตสำหรับการป้องกัน (Zone of Protection)

เป็นการแบ่งพื้นที่การรับผิดชอบของรีเลย์ออกเป็นเขต เพื่อที่สามารถจัดให้รีเลย์เลือกตัดวงจรไฟฟ้าส่วนที่ผิดปกติออกจากระบบให้น้อยที่สุด โดยแบ่งระบบไฟฟ้าออกเป็นเขตสำหรับการป้องกันได้ดังนี้คือ

- 2.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- 2.2 หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง
- 2.3 บัสบาร์
- 2.4 สายส่งและสายจำหน่าย
- 2.5 มอเตอร์และอุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้า

จากภาพที่ 11 แสดงการแบ่งเขตการป้องกันระบบไฟฟ้าตามชนิดอุปกรณ์ ซึ่งเขตการป้องกันของอุปกรณ์แต่ละชนิดต้องมีการเหลื่อมล้ำครอบคลุมถึงกัน (Overlapping Protection) เพื่อไม่ให้เกิดช่องว่างหรือจุดใดจุดหนึ่งในระบบที่ไม่ได้อยู่ในเขตการป้องกัน และการจัดการระบบป้องกันแบบนี้ในกรณีทีรีเลย์หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวที่อยู่ใกล้จุดที่ผิดปกติมากที่สุดไม่ทำงาน รีเลย์หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวหลังที่อยู่ในเขตการป้องกันจะทำงานแทน เราเรียกรีเลย์หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวที่อยู่หลังนี้ว่าระบบป้องกันสำรอง (Back up protection) แต่การทำงานของระบบป้องกันสำรองต้องทำงานช้ากว่าระบบป้องกันหลัก (Primary protection) เพื่อป้องกันอุปกรณ์ทำงานพร้อมกัน

3. ข้อมูลที่ใช้ประกอบการเลือกระบบป้องกัน

3.1 รูปของระบบ หมายถึง แผนภาพเส้นเดี่ยว (Single line diagram) ของระบบทั้งหมดที่ต้องการป้องกัน ซึ่งต้องแสดงรายละเอียด ตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า รูปแบบการต่อขดลวดของหม้อแปลงไฟฟ้า ตำแหน่งของเซอร์กิตเบรกเกอร์ รูปแบบการจัดบัสบาร์ การจัดวงจรของสายส่งหรือสายจำหน่าย ขนาดของสายส่งหรือสายจำหน่าย ตลอดจนระบบแรงดันและขนาดของโหลด

3.2 ระบบป้องกันเดิมและปัญหาที่มีอยู่ เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการดัดแปลงแก้ไขหรือเพิ่มเติมให้ระบบป้องกันมีประสิทธิภาพมากขึ้น

3.3 ระดับการป้องกันที่ต้องการ ซึ่งต้องพิจารณาถึงการจัดวงจรและความสามารถในการทำงานของระบบ เช่น ระบบที่ต้องการป้องกันนั้นเหมาะสมที่จะใช้รีเลย์ที่ทำงานด้วยความเร็วสูงปานกลาง หรือความเร็วต่ำ และต้องการให้มีการปิดวงจรซ้ำทันทีหรือไม่

3.4 การศึกษาความผิดปกติต่างๆ ที่เกิดขึ้นในระบบ เช่น ความผิดปกติสามเฟส (Three phase fault) ความผิดปกติระหว่างสาย (Line to line fault) และความผิดปกติระหว่างเฟสกับดิน (Line to ground fault) เป็นต้น เพื่อหาวิธีป้องกันที่ดีที่สุดสำหรับความผิดปกติทุกแบบ

3.5 ค่าพารามิเตอร์ของสายส่ง หม้อแปลง และโหลดสูงสุด

4. รีเลย์ป้องกันในระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ในระบบจำหน่าย 22 หรือ 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคใช้รีเลย์กระแสเกิน (Overcurrent relay) ป้องกันสายป้อน และมีรีเลย์ปิดซ้ำอัตโนมัติ (Autoreclose relay) สำหรับควบคุมให้เซอร์กิตเบรกเกอร์เปิดหรือปิดวงจรซ้ำโดยอัตโนมัติ ส่วนการป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังและบัสบาร์ใช้รีเลย์วัดค่าผลต่าง (Differential relay) สำหรับการป้องกันสายส่งในระบบ 115 kV ใช้รีเลย์ระยะทาง (Distance relay) ซึ่งจะได้กล่าวถึงรายละเอียดของรีเลย์แต่ละชนิดต่อไป โดยในตารางที่ 1 แสดงตัวอย่างชนิดและหมายเลขของรีเลย์ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิกานำมาใช้งาน

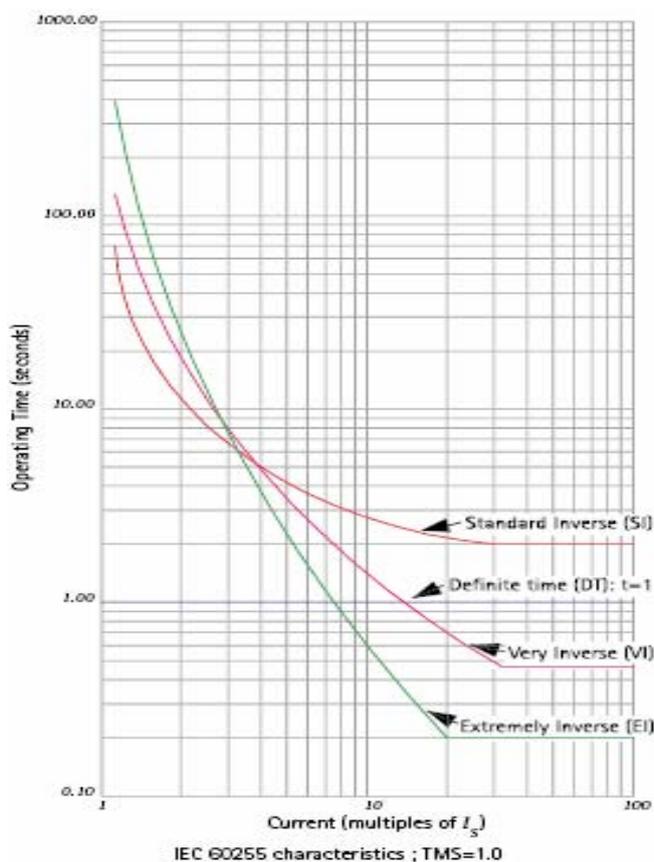
ตารางที่ 1 หมายเลขของรีเลย์ตามมาตรฐาน ANSI และ IEC 60617

ANSI	IEC 60617	Description
21		Distance relay
27		Undervoltage relay
50		Instantaneous overcurrent relay
51		Inverse time overcurrent relay
51G		Inverse time earth fault overcurrent relay
59		Overvoltage relay
67		Directional overcurrent relay
67N		Directional earth fault relay
79		Autoreclose relay
81U		Underfrequency relay
87		Differential relay

ที่มา: ALSTOM (2002)

4.1 รีเลย์กระแสเกิน (Overcurrent relay)

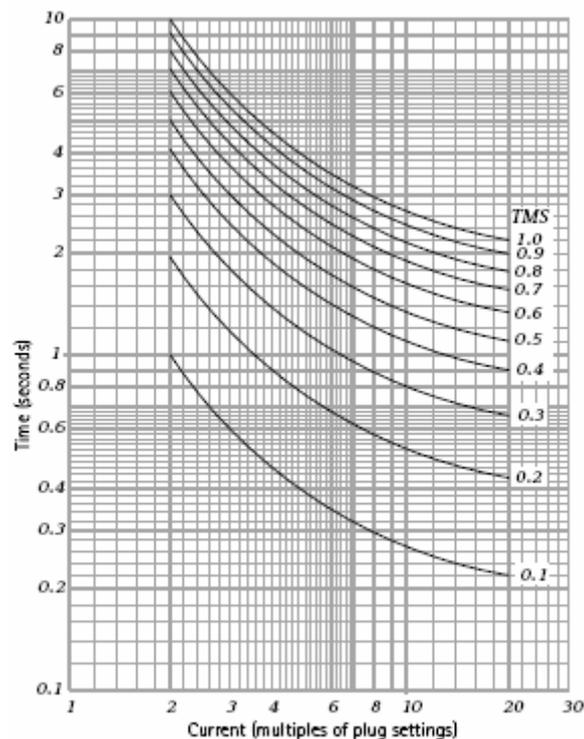
เป็นรีเลย์ที่ใช้แพร่หลายมากที่สุดในการป้องกันความผิดปกติของระบบซึ่งอาจเกิดจากกระแสไหลเกินหรือเกิดการลัดวงจรในระบบไฟฟ้า โดยทั่วไปจะใช้รีเลย์กระแสเกินเป็นระบบป้องกันหลัก (Primary Protection) เพื่อป้องกันการลัดวงจรแบบเฟสและการลัดวงจรลงดินในระบบของสายส่งแบบเรเดียล (Radial line) ซึ่งส่วนมากใช้ในสถานีไฟฟ้า โรงงานอุตสาหกรรม และระบบสายส่งย่อย นอกจากนี้ยังสามารถใช้งานทำหน้าที่เป็นระบบป้องกันสำรอง (Back up Protection) ได้ทุกประเภทของการป้องกัน เช่น สายส่ง หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และบัสบาร์ เป็นต้น



ภาพที่ 12 ลักษณะการทำงานของรีเลย์กระแสเกินแต่ละชนิดที่ TMS = 1

ที่มา: ALSTOM (2002)

รีเลย์กระแสเกินมีทั้งชนิดแม่เหล็กไฟฟ้ารีเลย์ (Electromechanical Relay) รีเลย์แบบสถิต (Static Relay) และนิวเมอริคัลรีเลย์ (Numerical Relay) ทำงานเมื่อมีกระแสเกินค่าที่กำหนดไว้คือ ค่าเริ่มทำงาน (Pick up) โดยในเวลาการทำงานอาจทำงานทันทีในเวลา 10 ถึง 40 มิลลิวินาที ซึ่งเรียกว่าแบบทำงานทันทีทันใด (Instantaneous Overcurrent Relay) หรือทำงานโดยมีการหน่วงเวลา (Time Delay Overcurrent Relay) การทำงานจะเร็วหรือช้าขึ้นอยู่กับขนาดกระแสที่ผ่านรีเลย์ ถ้ากระแสมีค่ามากเวลาในการทำงานจะน้อยลง เรียกกราฟความสัมพันธ์ระหว่างกระแสและเวลา (Time Current Characteristic Curve) แบบนี้ว่าเวลาผกผัน (Inverse Time) ระดับความโค้งของกราฟมีหลายแบบดังภาพที่ 12 รีเลย์แบบมีการหน่วงเวลานอกจากจะตั้งค่าเริ่มการทำงานแล้ว ผู้ใช้ยังสามารถปรับเวลาในการทำงาน โดยการปรับแบบนี้เรียกว่าตัวคูณเวลา (Time Multiplier Setting) การปรับเวลาการทำงานมีประโยชน์อย่างมากต่อการจัดลำดับการทำงานของรีเลย์ให้สัมพันธ์กัน



ภาพที่ 13 ค่าเวลาการทำงานของรีเลย์กระแสเกินที่ค่า TMS ต่างๆ

ที่มา: ALSTOM (2002)

การจัดลำดับให้รีเลย์ทำงานร่วมกันตั้งแต่ 2 ตัวขึ้นไป มีหลักการคือให้รีเลย์ที่อยู่ใกล้ความผิดปกติทำงานก่อน ขณะเดียวกันรีเลย์ตัวที่อยู่ห่างออกมาทำหน้าที่เป็นระบบป้องกันสำรองในกรณีที่รีเลย์ที่อยู่ใกล้ความผิดปกติไม่ทำงาน รีเลย์ที่ทำหน้าที่ป้องกันสำรองต้องตัดความผิดปกติแทน เวลาการทำงานระหว่างรีเลย์ 2 ตัวมีชื่อเรียกว่า Grading Margin ปกติกำหนดไว้เท่ากับ 0.3 – 0.5 วินาที

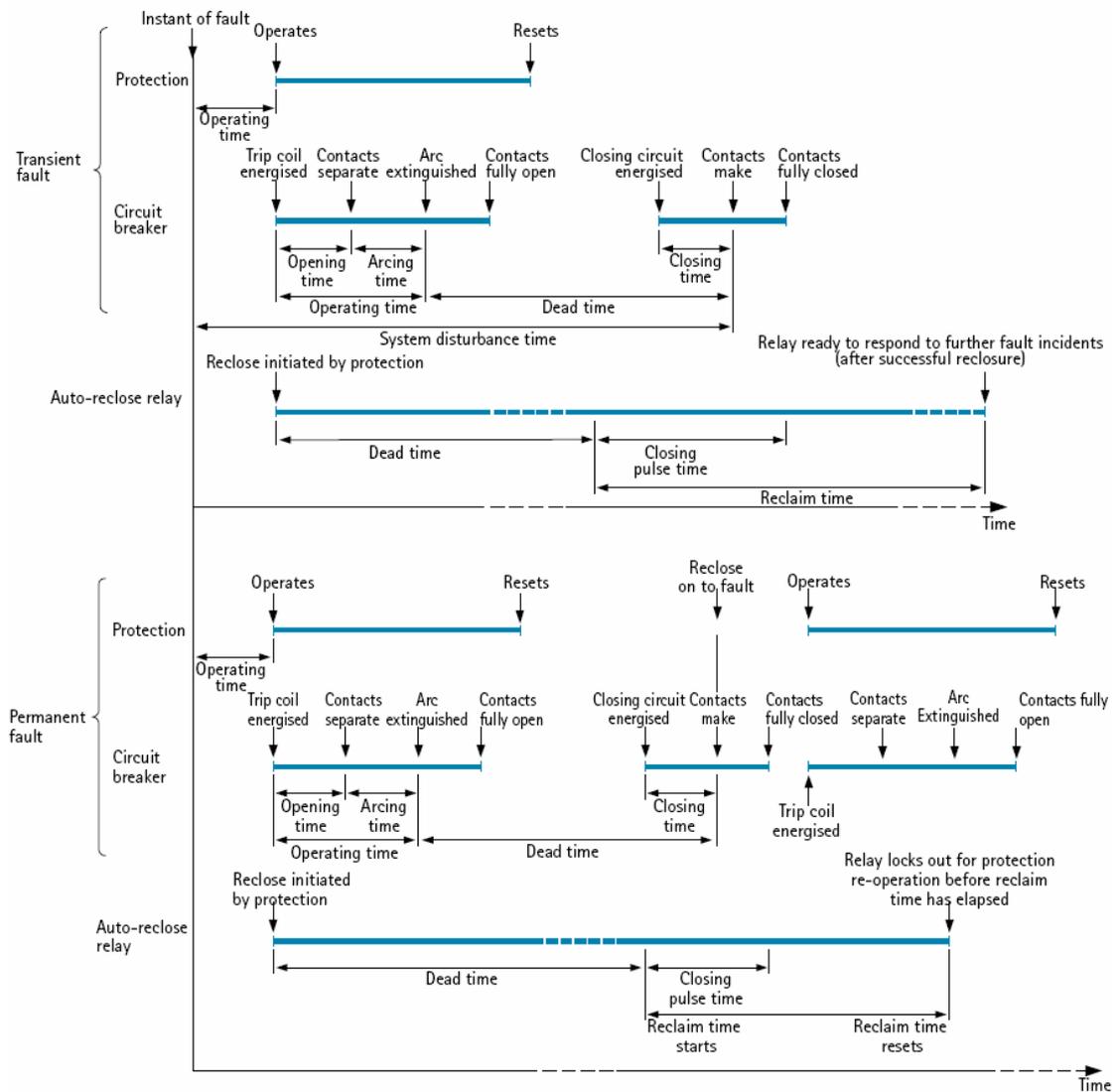
4.2 รีเลย์ปิดซ้ำอัตโนมัติ (Auto reclose relay)

เป็นรีเลย์ที่ใช้ในการสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดวงจรซ้ำโดยอัตโนมัติ หลังจากที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ถูกสั่งให้เปิดวงจรด้วยรีเลย์ เพื่อให้ระบบสามารถจ่ายไฟได้อีกในเวลาอันรวดเร็ว หลังจากที่อาร์คที่เกิดเนื่องจากความผิดปกติถูกกำจัดให้หมดไป เพราะความผิดปกติส่วนใหญ่ในระบบจำหน่ายที่อยู่เหนือดินประมาณร้อยละ 80 ถึงร้อยละ 90 เป็นความผิดปกติแบบชั่วคราวที่เกิดเนื่องจากกิ่งไม้ถูกลมพัดมาแตะสายไฟแล้วอาร์คหลุดออกไปหลังจากเซอร์กิตเบรกเกอร์ถูกสั่งให้เปิดวงจร เมื่อรีเลย์ปิดซ้ำอัตโนมัติทำงานจนครบจำนวนครั้งที่กำหนดไว้แล้วความผิดปกติยังไม่หายไปเซอร์กิตเบรกเกอร์จะสั่งเปิดวงจรอีกแล้วเปิดค้าง (Lockout) โดยไม่สั่งปิดวงจรเข้าไปอีก ลำดับขั้นตอนการทำงานของรีเลย์ปิดซ้ำอัตโนมัติร่วมกับเซอร์กิตเบรกเกอร์เมื่อเกิดความผิดปกติแบบชั่วคราวและความผิดปกติแบบถาวรแสดงในภาพที่ 14 ซึ่งได้อธิบายคำจำกัดความในภาพดังนี้

Arcing Time – เป็นช่วงเวลาที่หน้าสัมผัสของเซอร์กิตเบรกเกอร์เริ่มจากกันจนกระทั่งถึงเวลาที่อาร์คดับไป

Closing Impulse Time – เป็นเวลาที่ Closing contact ของรีเลย์ปิดซ้ำอัตโนมัติค้างอยู่เพื่อส่งสัญญาณให้ Closing contact ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานจนกระทั่งปิดหน้าสัมผัสเรียบร้อยแล้ว เวลานี้เริ่มนับเมื่อหมดช่วงเวลาไม่มีไฟ (Dead Time) ของรีเลย์ปิดซ้ำ

Closing Time – เป็นช่วงเวลาที่เริ่มจาก Closing circuit ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ถูกกระตุ้นให้ทำงาน จนถึงเวลาที่หน้าสัมผัสของเซอร์กิตเบรกเกอร์เริ่มแตะกัน



ภาพที่ 14 การทำงานของรีเลย์ปิดซ้ำสำหรับความผิดปกติชั่วคราวและความผิดปกติถาวร

ที่มา: ALSTOM (2002)

Dead Time (Auto reclose relay) – เป็นช่วงเวลาที่เริ่มจากรีเลย์ปิดซ้ำถูกกระตุ้นให้เริ่มทำงาน จนถึงเวลาที่รีเลย์ปิดซ้ำอัตโนมัติปิดหน้าสัมผัสไปกระตุนวงจรปิด (Closing circuit) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ให้เริ่มทำงาน

Dead Time (Circuit Breaker) – เป็นช่วงเวลาหลังจากหน้าสัมผัสของเซอร์กิตเบรกเกอร์จากกันและอาร์คถูกกำจัดหมดไป จนถึงเวลาที่หน้าสัมผัสของเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดกลับเข้ามาแตะกันอีก

Lockouts of Auto reclose Relay – เป็นสถานะที่รีเลย์ปิดซ้ำอัตโนมัติทำงานครบตามจำนวนครั้งที่ตั้งไว้ โดยไม่สั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ปิดวงจรซ้ำเข้าไปอีก จนกว่าจะครบเวลารีเซ็ต

Multishot Reclosing – เป็นการปิดซ้ำของเซอร์กิตเบรกเกอร์มากกว่า 1 ครั้งขึ้นไป ก่อนที่เซอร์กิตเบรกเกอร์เปิดค้าง

Opening Time – เป็นช่วงเวลาที่เริ่มจากทริปคอยล์ (Trip coil) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ถูกกระตุ้นให้ทำงาน จนถึงเวลาที่หน้าสัมผัสของเซอร์กิตเบรกเกอร์เริ่มแยกจากกัน

Operating Time (Circuit Breaker) – เป็นช่วงเวลาที่เริ่มจากทริปคอยล์ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ถูกกระตุ้นให้ทำงาน จนถึงเวลาที่อาร์คซึ่งเกิดจากการเปิดหน้าสัมผัสของเซอร์กิตเบรกเกอร์ถูกกำจัดให้หมดไป

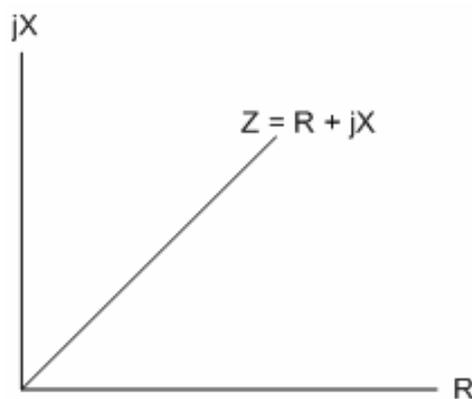
Operating Time (Protection) – เป็นช่วงเวลาที่รีเลย์ใช้ในการทำงาน เริ่มตั้งแต่เริ่มทำงานจนถึงเวลาที่ Tripping contact ปิด

Reclaim Time – เป็นช่วงเวลาหลังจากการปิดวงจรอย่างสมบูรณ์ จนถึงช่วงที่รีเลย์ปิดซ้ำอัตโนมัติคืนตัวพร้อมที่จะเริ่มต้นทำงานใหม่

Spring Winding Time – เป็นเวลาที่มอเตอร์ที่ใช้ในการชาร์จสปริง จนเต็มทีหลังจากหน้าสัมผัสของเซอร์กิตเบรกเกอร์ปิด เพื่อที่จะสามารถปิดซ้ำหน้าสัมผัสได้อีกในการทำงานครั้งต่อไป

4.3 รีเลย์ระยะทาง (Distance relay)

การป้องกันสายส่งที่มีค่าอิมพีแดนซ์แปรตามขนาดของความยาวของสายส่งนั้นใช้รีเลย์ระยะทาง ซึ่งเป็นรีเลย์ที่สามารถวัดค่าอิมพีแดนซ์ของจุดที่เกิดความผิดปกติจนถึงจุดที่ติดตั้งหม้อแปลงกระแส และหม้อแปลงแรงดัน โดยต้องวัดค่ากระแสและแรงดันแล้วนำมาหาอัตราส่วนเพื่อหาอิมพีแดนซ์ รีเลย์จะทำงานเมื่อเกิดความผิดปกติในระยะทางที่กำหนดไว้ ลักษณะสมบัติการทำงานของรีเลย์ชนิดนี้แสดงด้วย R-X Diagram ดังแสดงในภาพที่ 15 โดยแกนนอนเป็นค่าความต้านทาน และแกนตั้งเป็นค่ารีแอกแตนซ์ ถ้าอิมพีแดนซ์ที่วัดได้ขณะเกิดความผิดปกติอยู่ในพื้นที่ที่กำหนดไว้รีเลย์ก็จะทำงาน



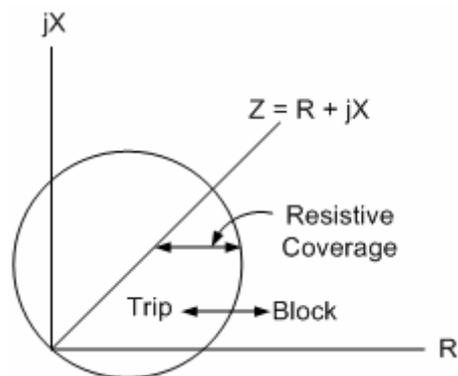
ภาพที่ 15 R-X Diagram ของรีเลย์ระยะทาง

เนื่องจากรีเลย์ระยะทางใช้ป้องกันสายส่งซึ่งมีค่าอิมพีแดนซ์ของสายอยู่ในระบบที่มีแรงดันสูง ดังนั้นการวัดค่ากระแสและแรงดันจะวัดผ่านหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดัน ค่าอิมพีแดนซ์ที่ใช้กำหนดค่าให้กับรีเลย์ได้จากสูตร

$$Z_{SECONDARY} = Z_{PRIMARY} \times \frac{CT_{RATIO}}{VT_{RATIO}} \quad (1)$$

ลักษณะสมบัติของรีเลย์ระยะทาง (ประสิทธิ์, 2548)

1. โมห์รีเลย์ (Mho relay)

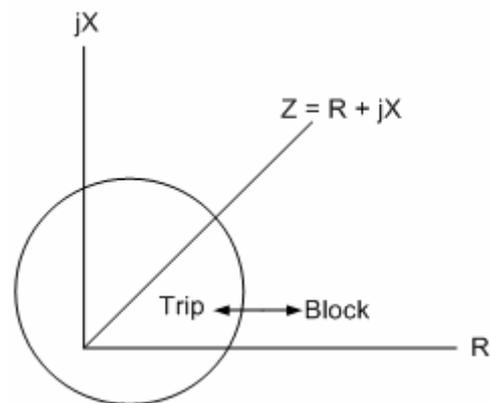


ภาพที่ 16 ลักษณะคุณสมบัติการทำงานแบบโมห์รีเลย์

เป็นรีเลย์ระยะทางที่มีเส้นลักษณะสมบัติบน R-X Diagram เป็นวงกลมโดยเส้นรอบวงผ่านจุดกำเนิด ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางวงกลมเป็นค่าอิมพีแดนซ์ที่ปรับตั้ง (Z_R) ใช้ป้องกันสายส่งระยะกลางถึงยาวได้ดี ไม่เหมาะกับสายส่งระยะสั้นๆ เนื่องจากมี Resistive Coverage แคบลงและมีความผิดพลาดมาก

2. ออฟเซต โมห์รีเลย์ (Offset mho relay)

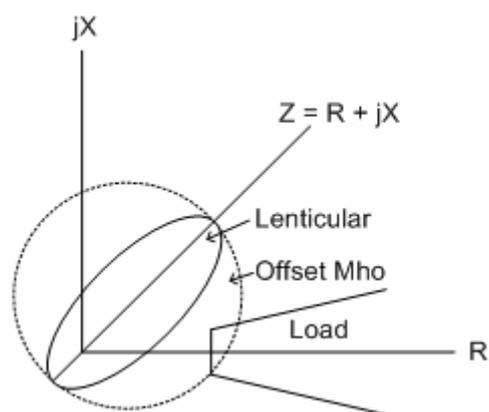
เป็น โมห์รีเลย์ซึ่งมีลักษณะสมบัติบน R-X Diagram โดยมีเส้นรอบวงครอบคลุมจุดศูนย์กลางดังภาพที่ 17 มีการใช้เป็น 2 กรณีใหญ่ๆ คือใช้สำหรับเป็นรีเลย์โซน 3 เป็นระบบป้องกันสำรองให้บัสบาร์เพื่อป้องกันความผิดพลาดด้านหลังจากจุดตั้งรีเลย์และใช้เพื่อป้องกันเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดวงจรในกรณีที่มีการแกว่งของระบบไฟฟ้า (Power Swing)



ภาพที่ 17 ลักษณะคุณสมบัติการทำงานแบบออฟเซตโมห์รีเลย์

3. เส้นสต็อคูลาร์รีเลย์ (Lenticular relay)

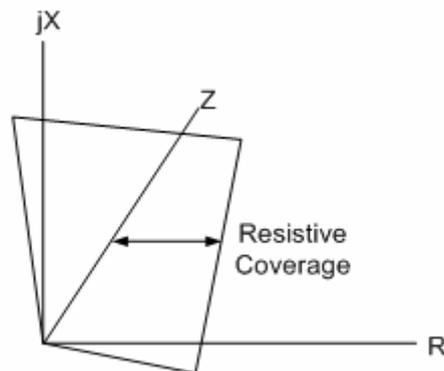
เป็นรีเลย์ที่มีลักษณะสมบัติบน R-X Diagram มีรูปร่างคล้ายเส้นโค้งภาพที่ 18 โดยเส้นสต็อคูลาร์รีเลย์นิยมใช้กับสายที่มีอิมพีแดนซ์สูง ซึ่งมีกำลังส่งมากๆ (High power transfer)



ภาพที่ 18 ลักษณะคุณสมบัติการทำงานแบบเส้นสต็อคูลาร์รีเลย์

4. ควอดริแลทเทอร์ออลรีเลย์ (Quadrilateral relay)

เป็นรีเลย์ที่ลักษณะสมบัติบน R-X Diagram มีรูปร่างคล้ายสี่เหลี่ยมคางหมูดังภาพที่ 19 เหมาะสำหรับป้องกันสายส่งระยะสั้นและปานกลาง รีเลย์แบบนี้สามารถปรับค่า Resistive Coverage ให้กว้างตามความเหมาะสมกับค่าอาร์คได้ดีตลอดความยาวสายส่งโดยไม่ทำให้การมองเห็นของรีเลย์ลดลง



ภาพที่ 19 ลักษณะคุณสมบัติการทำงานแบบควอดริแลทเทอร์ออลรีเลย์

การปรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ระยะทาง

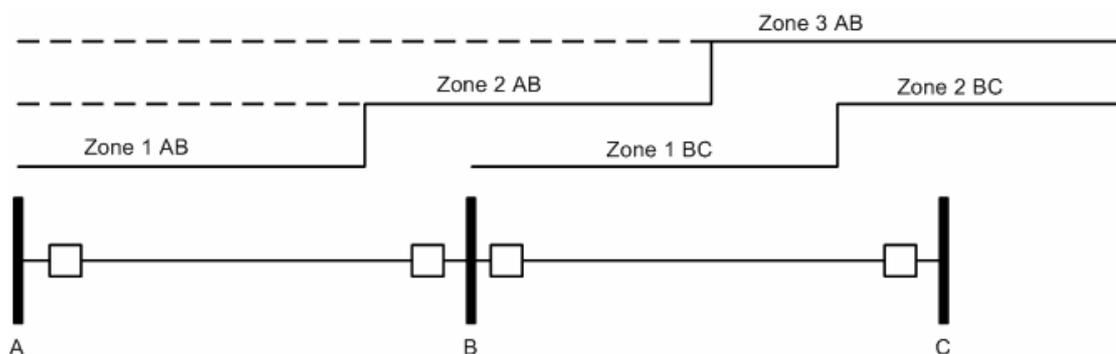
โซน 1 – การปรับตั้งค่าการทำงาน โซน 1 ต้องกำหนดให้ครอบคลุมสายส่งมากที่สุดเท่าที่จะทำได้ เพื่อให้เกิดการตัดวงจรแบบทันทีทันใด แต่ขณะเดียวกันก็ต้องไม่ทำงานเมื่อเกิดความผิดปกติของนอกสายส่งที่ป้องกัน ดังนั้นเพื่อหลีกเลี่ยงการตัดวงจรเกินเนื่องจากความผิดพลาดของหม้อแปลงกระแส และหม้อแปลงแรงดัน จึงมักลดโซน 1 เหลือแค่ร้อยละ 80 ถึง 85 ของความยาวสายส่งเท่านั้น ส่วนที่เหลือจะให้โซน 2 ป้องกันแทน

โซน 2 – เพื่อให้โซน 2 สามารถป้องกันส่วนปลายของสายส่งอีกร้อยละ 20 ได้แน่นอน ดังนั้นมักจะปรับตั้งค่าการทำงาน โซน 2 ไว้ที่ร้อยละ 120 ถึง 150 ของความยาวสายส่งที่ป้องกัน แต่

มีข้อแม้ว่าโซน 2 ไม่ควรยาวเกินค่าของโซน 1 ของสายส่งช่วงถัดไป จึงสามารถปรับตั้งโซน 2 อีกแบบคือให้โซน 2 มีค่าไม่เกินร้อยละ 50 ของสายส่งถัดไปเส้นที่สั้นที่สุด สำหรับค่าเวลาการทำงานของโซน 2 ปกติจะหน่วงเวลาไว้ 150 ถึง 300 มิลลิวินาที

โซน 3 – มีไว้เพื่อเป็นระบบป้องกันสำรองให้กับสายส่งช่วงถัดไป ดังนั้นจึงปรับตั้งค่าการทำงานของโซน 3 ไว้เท่ากับร้อยละ 120 ของสายส่งที่ป้องกันกับสายส่งช่วงถัดไปที่ยาวที่สุด โดยหน่วงเวลาการทำงานของโซน 3 ไว้ที่ 400 ถึง 600 มิลลิวินาที

โซน 4 – ปกติกำหนดให้มองกลับหลังเป็นระบบป้องกันสำรองให้บัสบาร์ มักจะปรับตั้งค่าการทำงานของไว้ที่ร้อยละ 25 ของโซน 1



ภาพที่ 20 การแบ่งโซนการป้องกันของรีเลย์ระยะทาง

ในกรณีการเกิดความผิดปกติลงดินจะเกิดกระแสหลงเหลือ (Residual current) ที่เกิดจาก $I_A + I_B + I_C$ ไหลผ่านลงดินกลับไปหาแหล่งกำเนิด ทำให้ค่า Earth loop reach ที่รีเลย์วัดได้มีค่ามากกว่าปกติด้วยค่า เพื่อให้รีเลย์ทำงานได้อย่างถูกต้อง จึงต้องปรับตั้งค่าให้รีเลย์เพื่อนำไปชดเชยจากค่าที่วัดได้ จึงจะได้ค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่งถึงจุดที่เกิดความผิดปกติที่ถูกต้อง โดยค่าชดเชยนี้เรียกว่า Residual Compensation Factor (KZ_0) สามารถคำนวณได้ดังนี้

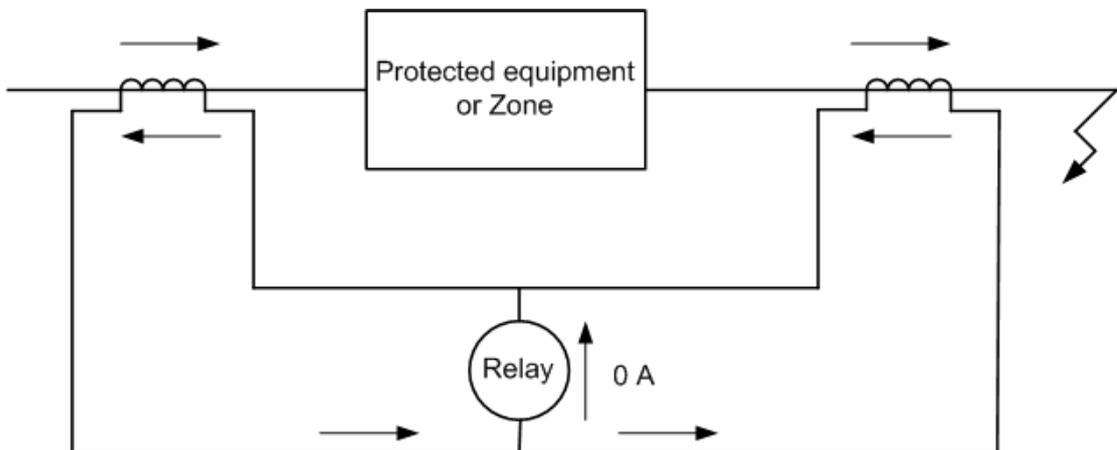
$$KZ_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} \quad (2)$$

เมื่อ Z_1 = Positive sequence impedance ของสายส่งหรือเคเบิล

Z_0 = Zero sequence impedance ของสายส่งหรือเคเบิล

4.4 รีเลย์วัดค่าผลต่าง (Differential Relay)

เทคนิคการป้องกันที่ดีที่สุดในปัจจุบันก็คือการป้องกันแบบวัดค่าผลต่าง โดยมีหลักการคือตรวจสอบความแตกต่างของปริมาณกระแสที่ไหลเข้าและไหลออกจากอุปกรณ์ที่รีเลย์ป้องกันอยู่ ดังภาพที่ 21 ถ้ากระแสแตกต่างกันน้อยกว่าค่าที่กำหนดไว้ก็ถือว่าไม่มีความผิดปกติเกิดขึ้นในเขตการป้องกัน ซึ่งตำแหน่งของหม้อแปลงกระแสจะเป็นตัวกำหนดขอบเขตการป้องกันของรีเลย์ การป้องกันแบบวัดค่าผลต่างสามารถประยุกต์ใช้ได้กับทุกส่วนในระบบไฟฟ้ากำลัง เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า มอเตอร์ บัส หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง และสายส่ง (Blackburn, 2007)



ภาพที่ 21 หลักการทำงานของรีเลย์วัดค่าผลต่าง

4.5 รีเลย์เพื่อการเปิดค้าง (Lockout Relay)

เนื่องจากรีเลย์วัดค่าผลต่างเป็นรีเลย์แบบความเร็วสูงซึ่งมีเวลาการทำงานประมาณ 30 ถึง 40 มิลลิวินาที และจากหลักการการทำงานแสดงว่าความผิดพลาดจะอยู่ในโซนบริเวณของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ดังนั้นก่อนนำหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังกลับเข้าสู่ระบบควรมีการตรวจสอบหาสาเหตุของการตัดวงจรให้ได้เสียก่อน จึงมีระบบที่เรียกว่า Interlock to Close CB ขึ้นมา คือเมื่อรีเลย์ผลต่างทำงานจะสั่งปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ผ่านรีเลย์อีกตัวหนึ่งซึ่งรีเลย์เพื่อเปิดค้าง โดยรีเลย์นี้มีลักษณะพิเศษคือเมื่อทำงานแล้วจะค้างต้องให้คนมารีเซ็ต ถ้าไม่รีเซ็ตจะไม่สามารถปิดเซอร์กิตเบรกเกอร์ได้อีก แต่การรีเซ็ตรีเลย์ตัวนี้ในหลักปฏิบัติคือต้องตรวจสอบหาสาเหตุการตัดวงจรที่บริเวณหม้อแปลงไฟฟ้าก่อนแล้วจึงมารีเซ็ตรีเลย์เพื่อการเปิดค้างเพื่อนำหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังเข้าสู่ระบบ

4.6 Synchronizing Relay

Synchronizing Relay ใช้ในระบบสองระบบที่นำมาต่อกันอย่างอัตโนมัติโดยจะเป็นตัวตรวจสอบความต่างเฟส ความแตกต่างของความถี่ และความแตกต่างของแรงดันอยู่ในเกณฑ์ที่จะต่อกันได้หรือไม่ เช่น โรงงานที่ผลิตไฟฟ้าใช้เองต้องการมาต่อขนานเข้ากับระบบของการไฟฟ้าที่ปลายสายของการไฟฟ้าต้องมีรีเลย์นี้เพื่อตรวจเงื่อนไขและทำการต่อวงจรในเงื่อนไขที่เหมาะสม

4.7 รีเลย์แรงดัน (Voltage Relay)

รีเลย์แรงดันเป็นรีเลย์ที่มีหน้าที่ตรวจจับความผิดปกติของแรงดัน เช่น แรงดันตก แรงดันเกิน แรงดันไม่สมดุล แรงดันกลับเฟส รีเลย์แบบนี้อาจจะทำงานแบบทันทีทันใด หรือมีการหน่วงเวลาเพื่อป้องกันการทำงานผิดพลาดเมื่อเกิดแรงดันทรานเซียนต์ชั่วคราวในระบบ

4.8 รีเลย์ความถี่ (Frequency Relay)

รีเลย์ความถี่เป็นรีเลย์ที่ออกแบบให้ตัดวงจรออกเมื่อเกิดความถี่สูงกว่าพิกัดที่กำหนด ซึ่งจะป้องกันไม่ให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีความเร็วสูงเกินพิกัดที่กำหนด และใช้สำหรับการปลดโหลด (Load Shedding) เมื่อความถี่ของระบบต่ำกว่าพิกัดที่กำหนดเพื่อให้ระบบยังสามารถจ่ายไฟต่อไปได้

ทฤษฎีเบื้องต้นการคำนวณกระแสความผิดพลาด

1. บทนำ

ในระบบไฟฟ้ากำลังประกอบด้วย ระบบผลิตพลังงาน ระบบส่งกำลังไฟฟ้า และระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้า ซึ่งโดยปกติแล้วจะเป็นระบบ 3 เฟสสมดุล แต่เมื่อระบบเกิด “การลัดวงจร” หรือ “ความผิดพลาด” ขึ้นในระบบจะทำให้กระแสจากส่วนต่าง ๆ ไหลไปยังจุดที่เกิดความผิดพลาด การลัดวงจรในระบบแรงสูงหรือในระบบจำหน่ายเป็นสิ่งที่ไม่สามารถหลีกเลี่ยงได้ ซึ่งอาจเกิดขึ้นจากธรรมชาติหรือความผิดพลาด และความงมงายของมนุษย์ ทุกครั้งที่เกิดความผิดพลาดในระบบจะมีกระแสไหลมากผิดปกติ กระแสความผิดพลาดนี้จะมีสูงกว่ากระแสปกติหลายเท่า ดังนั้นการคำนวณกระแสความผิดพลาดจึงมีความจำเป็นอย่างยิ่ง ผู้ออกแบบระบบไฟฟ้าจะต้องดำเนินการวิเคราะห์หาค่ากระแสความผิดพลาดสำหรับการลัดวงจรที่มีโอกาสเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้ากำลังทุกๆ จุดให้ครบทุกเงื่อนไขการลัดวงจรที่มีโอกาสจะเกิดขึ้นได้ ทั้งนี้เพื่อนำผลลัพธ์ของค่ากระแสความผิดพลาดที่คำนวณได้ไปใช้งานที่เกี่ยวข้องกับการออกแบบระบบ ได้แก่

- การกำหนดรายละเอียดการติดตั้งการติดตั้งบริษัทหรืออุปกรณ์ไฟฟ้า เพื่อให้การติดตั้งระบบไฟฟ้ามีความปลอดภัย
- การเลือกบริษัทไฟฟ้าที่มีขนาดพิกัดเพียงพอที่สามารถทนต่อกระแสความผิดพลาดภายใต้เงื่อนไข การสับเข้า (making) การตัดตอน (braking) และการรองรับ (carry) ขณะเกิดการลัดวงจรที่จุดใดๆ ในระบบไฟฟ้าที่พิจารณา
- การคำนวณค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและรีเลย์ชนิดต่างๆ ได้แก่ ฟิวส์ รีเลย์ กระแสเกิน รีเลย์ระยะทาง รีเลย์วัดผลต่าง รีโคลสเซอร์ ฯลฯ
- การคำนวณเพื่อกำหนดรายการทางเทคนิคของหม้อแปลงลดค่าทางไฟฟ้า ได้แก่ หม้อแปลงกระแส หม้อแปลงแรงดัน เป็นต้น เพื่อให้ผู้ออกแบบสามารถเลือกใช้หม้อแปลงลดค่าทางไฟฟ้าที่มีขนาดเหมาะสม ประหยัดค่าใช้จ่าย และมีสมรรถนะการใช้งานที่ถูกต้องขณะเกิดความผิดพลาด

2. สาเหตุของการเกิดความผิดปกติ

(ชำนาญ, 2548) ความผิดปกติเป็นปรากฏการณ์ของสภาวะผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งสามารถแยกออกได้เป็น 2 หัวข้อใหญ่ คือ ความผิดปกติอนุกรม (Series Fault) และความผิดปกติขนาน (Shunt Fault) ความผิดปกติอนุกรมเป็นสภาวะผิดปกติในเฟสของระบบเช่น สายส่งขาด หรือไม่สามารถจ่ายไฟได้หนึ่งเฟสหรือสองเฟส เป็นต้น ส่วนความผิดปกติขนานเป็นสภาวะผิดปกติที่เกิดขึ้นระหว่างเฟสหรือระหว่างเฟสกับดิน ซึ่งได้แก่ การลัดวงจรแบบต่างๆ ความผิดปกติขนานมีผลทำให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์มากกว่าความผิดปกติอนุกรมเพราะกระแสที่เกิดขึ้นในความผิดปกติขนานมีขนาดสูงมากและทำให้เกิดอุณหภูมิสูงมากในอุปกรณ์ถ้าหากไม่รีบกำจัดความผิดปกติออกจากระบบ ดังนั้นการวิเคราะห์ความผิดปกติส่วนใหญ่จึงเน้นหนักไปทางด้านการลัดวงจรเมื่อพูดถึงเรื่องความผิดปกติ แต่ความจริงแล้วควรคำนึงถึงความผิดปกติทั้งสองอย่างเพราะความผิดปกติอนุกรมก็มีผลทำให้การส่งจ่ายไฟฟ้าทำได้น้อยลงหรือหยุดชะงัก การเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้าอาจเกิดขึ้นช่วงไหนของระบบก็ได้แต่ส่วนใหญ่เกิดในสายส่งเหนือดิน (Overhead) ประมาณ 50-70 % ส่วนที่เหลือจะเป็นความผิดปกติในสายส่งใต้ดิน หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ความผิดปกติที่เกิดขึ้นเริ่มแรกเกือบทั้งหมดเป็นความผิดปกติแบบขนานหรือการลัดวงจร

2.1 การลัดวงจรในสายส่งแรงสูงเหนือดิน

ส่วนใหญ่เกิดเนื่องจากฟ้าผ่าหรือการปิดเปิดวงจรซึ่งทำให้แรงดันเกิน (Over voltage) ขึ้นในสายส่ง และถ้าฉนวนลูกถ้วยทนต่อแรงดันไฟฟ้าเหล่านี้ไม่ได้ก็เกิดวาทไฟตามผิวจากสายผ่านฉนวนลูกถ้วยลงดินไปตามเสาส่ง การเกิดลัดวงจรในสายส่งเหนือดินไม่ว่าในระบบสายส่งหรือในระบบจำหน่ายเกิดขึ้นเนื่องจากฉนวนลูกถ้วยสกปรก เพราะฝุ่นเกาะมากหรือมีคราบเกลือเกาะอยู่ เช่น ในกรณีสายส่งที่อยู่ใกล้ชายฝั่งทะเลเป็นต้น สาเหตุดังกล่าวทำให้ความทนต่อแรงดันไฟฟ้าเกินของฉนวนลูกถ้วยลดลงมาก การเกิดลัดวงจรในสายส่งเหนือดินในระบบจำหน่ายมีสาเหตุของการเกิดต่างจากระบบสายส่งแรงสูงเหนือดินบ้าง เพราะในระบบจำหน่ายมีระบบแรงดันไฟฟ้าไม่สูงมาก ระดับสายจึงสูงจากพื้นดินไม่มาก ดังนั้นสาเหตุของการลัดวงจรอื่นๆ นอกจากแรงดันไฟฟ้าเกินแล้วก็มีเนื่องจากต้นไม้ไปพาดถูกสายแล้วเกิดลัดวงจรลงดิน รถเครน เกี้ยวสายที่เดินพาดเหนือถนน เป็นต้น

2.2 การเกิดลัดวงจรในสายส่งใต้ดิน

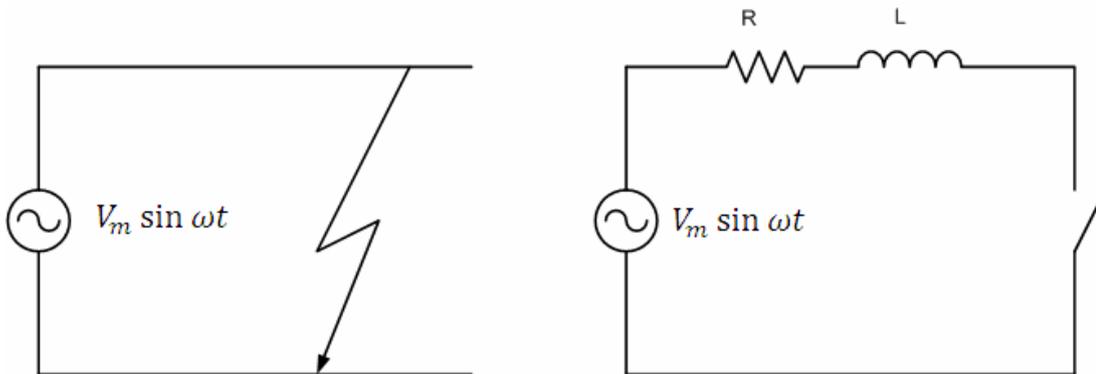
ส่วนใหญ่เกิดจากความชื้นที่เข้าไปข้างในสาย และทำให้คุณสมบัติความเป็นฉนวนของเคเบิลเสื่อมลงมากจนเกิดการเบรกดาวน์ของฉนวนและลัดวงจรได้ นอกจากนี้รอยต่อของสายเคเบิลก็เป็นจุดที่มีการลัดวงจรเกิดขึ้นได้ถ้าหากต่อเข้ากันไม่ดี ความชื้นอาจเกิดขึ้นภายในได้ง่าย หรืออาจเกิดโคโรนาและเกิดการกระทบของไอออนที่เกิดจากคิซซาร์จกับฉนวนจนเกิดเบรกดาวน์

2.3 การเกิดลัดวงจรในสถานีไฟฟ้า

การเกิดลัดวงจรในระบบหรือในโรงงานเกิดเนื่องจากหลายสาเหตุด้วยกัน อาจเกิดเนื่องจากสัตว์ เช่น หนู แมว หรือนกที่เข้าไปในสถานีไฟฟ้าแล้วไปพากระหว่างสายเฟสของระบบไฟฟ้า หรือระหว่างเฟสกับดิน ทำให้เกิดลัดวงจรผ่านตัวสัตว์ได้ สาเหตุอื่นก็อาจเกิดจากฝุ่นเกาะตามฉนวนลูกถ้วยมากและไม่มีการบำรุงรักษาความสะอาดของลูกถ้วย หรือบางโรงงานอาจมีปล่องควันซึ่งอยู่ใกล้กับสถานีไฟฟ้าทำให้ฝุ่นผงหรือละอองน้ำตกเข้าไปในสถานีจับตามผิวลูกถ้วยเกิดวาบไฟตามผิวและลัดวงจรขึ้น

3. ลักษณะของกระแสความผิดปร้อง

ลักษณะวงจรขณะเกิดความผิดปร้องอาจจะกล่าวได้ว่า เป็นวงจรที่มีตัวต้านทานต่ออนุกรมกับขดลวดแล้วต่อกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 22 ทำให้กระแสขณะเกิดความผิดปร้องมีส่วนประกอบกระแสตรง (DC component) ซึ่งจะลดลงด้วยค่าคงที่เวลา (time constant) ที่เป็นสัดส่วนกับอัตราส่วน X/R ของวงจร ปริมาณของส่วนประกอบกระแสตรงนี้ขึ้นอยู่กับระยะเวลาหรือมุมบนรูปคลื่นไซน์ของแรงดันขณะเกิดความผิดปร้อง



ภาพที่ 22 วงจรสมมูลขณะเกิดความผิดปกติ

ในระบบที่แรงดันสูงกว่า 115 kV ขึ้นไป สายส่งมีระยะห่าง (phase spacing) ที่กว้าง ฉะนั้น ความผิดปกติส่วนใหญ่จะเกิดเป็นชนิดเฟสเดียวลงดินที่เกิดจากฟ้าผ่าทำให้อุปกรณ์เกิดความเสียหายขณะใช้งาน หรือความผิดปกติเฟสถึงเฟสซึ่งอาจเกิดขึ้นไม่บ่อยนัก เช่น เกิดจากไฟไหม้ได้สายส่งเป็นต้น และความผิดปกติชนิดสามเฟส ซึ่งมีโอกาสเกิดขึ้นได้น้อยมาก สาเหตุอาจมาจาก เสาล้มหรือคนที่บำรุงรักษาสายส่งล้มปลดสายกรวดต้อออกหลังจากปฏิบัติงานเสร็จ ในระบบแรงดันที่ต่ำกว่า 115 kV อาจเกิดความผิดปกติหลายเฟสได้ง่ายขึ้น เนื่องจากสายส่งมีระยะห่างใกล้กัน ระหว่างความผิดปกติชนิด สามเฟส และความผิดปกติเฟสเดียวอาจมีกระแสที่ต่างกัน ได้ ซึ่งขึ้นอยู่กับโครงสร้างของระบบ คือ ถ้าตำแหน่งที่มีหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่มีขดลวดที่สามต่อแบบเดลต้า (Delta tertiary) ต่ออยู่หลายตัวทำให้กระแสความผิดปกติของความผิดปกติชนิดเฟสเดียวสูงกว่าความผิดปกติสามเฟส เพราะขดลวดที่สามต่อแบบเดลต้าทำให้เกิดกระแสลำดับศูนย์

4. สมการพื้นฐานในระบบเปอร์ยูนิต

ในการคำนวณหากระแสความผิดปกติขั้นตอนแรกต้องเปลี่ยนอิมพีแดนซ์ของทุกอุปกรณ์ในระบบให้อยู่ในฐานเดียวกันก่อน ค่าระบบเปอร์ยูนิตโดยทั่วไปที่ใช้เป็นฐาน MVA คือ 100 MVA แต่เราสามารถสร้างฐานต่างๆ ได้ดังนี้

- Nominal phase to phase voltage : kV_B
- Rated หรือ 3 Phase MVA : MVA_B

$$\text{ดังนั้นฐานกระแสเป็น } kA : \quad kA_B = \frac{MVA_B}{\sqrt{3}kV_B} \quad (3)$$

$$\text{ฐานอิมพีแดนซ์เป็น โอห์ม} \quad : \quad Z_B = \frac{kV_B^2}{MVA_B} = \frac{kV_B}{\sqrt{3}kA_B} \quad (4)$$

ดังนั้นเราสามารถเปลี่ยนอิมพีแดนซ์ให้เป็นเปอร์ยูนิตได้โดย

$$Z_{pu} = \frac{Z(\Omega)}{Z_B} = \frac{Z(\Omega) \times MVA_B}{kV_B^2} \quad (5)$$

3 เฟส MVA สามารถเปลี่ยนเป็นเปอร์ยูนิตได้

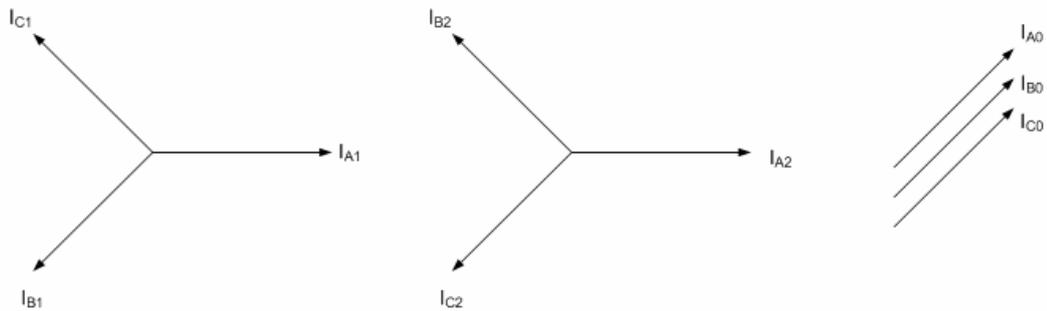
$$MVA_{pu} = \frac{MVA}{MVA_B} = \frac{\sqrt{3}kV \times kA}{\sqrt{3}kV_B \times kA_B} = V_{pu} \times I_{pu} \quad (6)$$

การเปลี่ยนฐานอิมพีแดนซ์จากฐานเก่าไปเป็นฐานใหม่จะใช้สมการ

$$Z_{pu(new)} = Z_{pu(old)} \times \left[\frac{kV_{(old)}}{kV_{new}} \right]^2 \times \frac{MVA_{(new)}}{MVA_{(old)}} \quad (7)$$

5. ส่วนประกอบสมมาตร (Symmetrical Component)

(ชานานู, 2548) การใช้วิธีส่วนประกอบสมมาตร เป็นวิธีหนึ่งที่ใช้ในการคำนวณกระแสและแรงดันที่เกิดขึ้นขณะเกิดความผิดปกติแบบไม่สมดุล (unbalance fault) เช่น ความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน ความผิดปกติสองเฟส หรือสายส่งขาด เมื่อพิจารณาเวกเตอร์ลำดับบวก (Positive sequence) ในภาพที่ 24 ประกอบด้วยเวกเตอร์กระแสไฟฟ้า I_{A1}, I_{B1}, I_{C1} ขนาดเท่ากันมุมห่างกัน 120 องศา และลำดับลบ (Negative sequence) ประกอบด้วยเวกเตอร์กระแสไฟฟ้าเฟส I_{A2}, I_{B2}, I_{C2} ซึ่งมีขนาดเท่ากันมุมห่างกัน 240 องศา เมื่อนับการเรียงเฟส ABC แต่ถ้านับการเรียงเฟส ACB ก็จะมีมุมห่างกัน 120 องศา ส่วนลำดับศูนย์ (Zero sequence) จะประกอบด้วยเวกเตอร์กระแสไฟฟ้าเฟส I_{A0}, I_{B0}, I_{C0} ซึ่งมีขนาดเท่ากันมุมห่างกัน 0 องศา ดังนั้นเราสามารถเขียนเป็นสมการได้ว่า



ภาพที่ 23 เวกเตอร์กระแสไฟฟ้าลำดับบวก ลบ และศูนย์

$$\begin{aligned}
 I_{A1} &= I_{A1} \angle 0^\circ = I_{A1} \\
 I_{B1} &= I_{A1} \angle 240^\circ = a^2 I_{A1} \\
 I_{C1} &= I_{A1} \angle 120^\circ = a I_{A1}
 \end{aligned} \tag{8}$$

โดยให้ค่านิยามของโอเปอเรเตอร์ a ดังนี้

$$\begin{aligned}
 a &= 1 \angle 120^\circ = -0.5 + j0.866 \\
 a^2 &= 1 \angle 240^\circ = -0.5 - j0.866 \\
 a^3 &= 1 \angle 360^\circ = 1 + j0
 \end{aligned} \tag{9}$$

ความสัมพันธ์ของกระแสไฟฟ้าลำดับบวก ลบและศูนย์เป็นดังนี้

$$\begin{aligned}
 I_A &= I_{A0} + I_{A1} + I_{A2} = I_{A0} + I_{A1} + I_{A2} \\
 I_B &= I_{B0} + I_{B1} + I_{B2} = I_{A0} + a^2 I_{A1} + a I_{A2} \\
 I_C &= I_{C0} + I_{C1} + I_{C2} = I_{A0} + a I_{A1} + a^2 I_{A2}
 \end{aligned} \tag{10}$$

หรือสามารถเขียนให้อยู่ในรูปเมตริกซ์ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{A0} \\ I_{A1} \\ I_{A2} \end{bmatrix} \tag{11}$$

อินเวอร์สสมการที่ (11) จะได้

$$\begin{bmatrix} I_{A0} \\ I_{A1} \\ I_{A2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} \quad (12)$$

ในทำนองเดียวกันสามารถเขียนให้อยู่ในรูปของแรงดันได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{A0} \\ V_{A1} \\ V_{A2} \end{bmatrix} \quad (13)$$

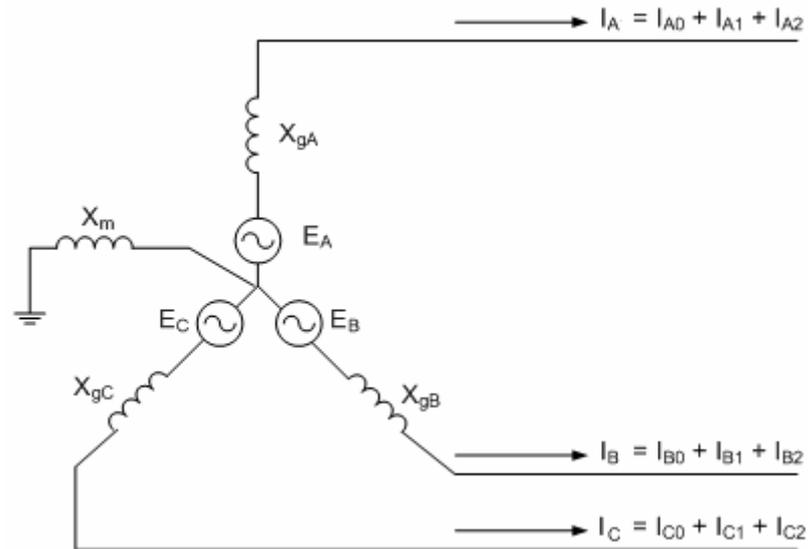
และ

$$\begin{bmatrix} V_{A0} \\ V_{A1} \\ V_{A2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} \quad (14)$$

6. ซีควีนซ์อิมพีแดนซ์ (Sequence Impedance)

การคำนวณหากระแสความผิดพลาดจำเป็นต้องทราบแบบจำลองของระบบ ประกอบด้วย เครื่องกำเนิดไฟฟ้า สายส่ง หม้อแปลง โหลด เป็นต้น ว่ามีวงจรสมมูลเป็นอย่างไร ในการคำนวณ ความผิดพลาดโหลดของระบบ และอุปกรณ์อื่นๆ ที่มีพารามิเตอร์ขนาน (Shunt Parameter) ไม่ต้องนำมาคิดเพราะขณะเกิดความผิดพลาดขึ้นกระแสส่วนใหญ่จะไหลผ่านจุดความผิดพลาด โดยมี กระแสน้อยมากที่ไหลผ่านโหลดและพารามิเตอร์ขนาน ดังนั้นวงจรสมมูลของระบบไฟฟ้ากำลังที่ใช้คำนวณกระแสความผิดพลาดจึงอยู่ในรูปต่างๆ ที่ประกอบด้วยรีแอกแตนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สายส่ง และหม้อแปลง เท่านั้น

6.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า



ภาพที่ 24 วงจรสมมูลสามเฟสของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ภาพที่ 24 แสดงวงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบสามเฟสสมดุล ABC ซึ่งแรงดันไฟฟ้าภายในของลำดับบวก ลบ และศูนย์สามารถหาดังสมการ

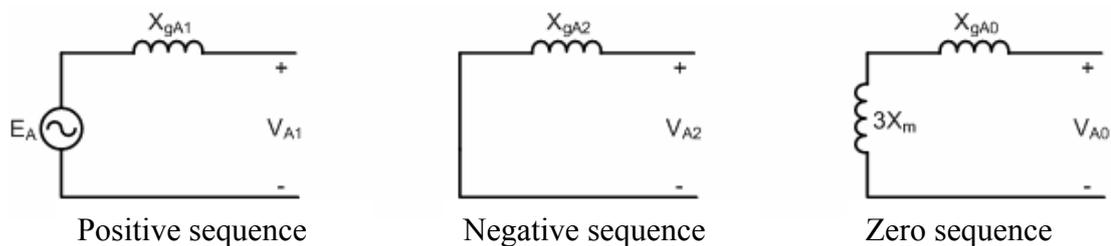
$$\begin{bmatrix} E_{A0} \\ E_{A1} \\ E_{A2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_A \\ E_B \\ E_C \end{bmatrix} \quad (15)$$

$$\begin{aligned} E_{A0} &= \frac{1}{3}(E_A + E_B + E_C) \\ &= \frac{1}{3}(E_A + a^2 E_A + a E_A) \\ &= \frac{1}{3}(1 + a + a^2)E_A = 0 \end{aligned} \quad (16)$$

$$\begin{aligned}
 E_{A1} &= \frac{1}{3}(E_A + aE_B + a^2E_C) \\
 &= \frac{1}{3}(E_A + a^3E_A + a^3E_A) \\
 &= E_A
 \end{aligned} \tag{17}$$

$$\begin{aligned}
 E_{A2} &= \frac{1}{3}(E_A + a^2E_B + aE_C) \\
 &= \frac{1}{3}(E_A + a^4E_A + a^2E_A) \\
 &= \frac{1}{3}(1 + a + a^2)E_A = 0
 \end{aligned} \tag{18}$$

จากสมการที่ 16, 17 และ 18 สรุปได้ว่าแรงดันไฟฟ้าภายในของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะปรากฏเฉพาะในลำดับบวกเท่านั้น ส่วนในลำดับลบและลำดับศูนย์ จะมีแรงดันไฟฟ้าภายในเป็นศูนย์ ดังวงจรสมมูลในภาพที่ 25



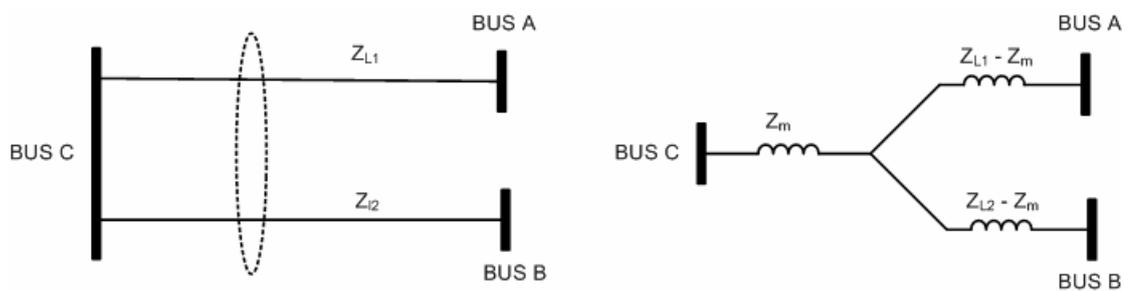
ภาพที่ 25 วงจรข่ายลำดับบวก ลบ และศูนย์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เมื่อพิจารณากระแสลำดับบวก I_{A1}, I_{B1}, I_{C1} มีขนาดเท่ากันและมีมุมต่างกัน 120 องศา กระแสรวมที่ผ่าน X_m จึงมีค่าเป็นศูนย์ และเมื่อพิจารณาลำดับลบกระแส I_{A2}, I_{B2}, I_{C2} มีขนาดเท่ากันและมีมุมต่างกัน 240 องศา กระแสรวมที่ผ่าน X_m จึงมีค่าเป็นศูนย์ ส่วนลำดับศูนย์กระแส I_{A0}, I_{B0}, I_{C0} มีขนาดเท่ากันและมีมุมต่างกัน 0 องศา กระแสรวมที่ไหลผ่าน X_m มีค่าเท่ากับ $3I_0$ ($I_{A0} = I_{B0} = I_{C0}$) แรงดันไฟฟ้าตกคร่อมที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลำดับศูนย์มีค่าเท่ากับ I_0 คูณกับ $(X_{gA0} + 3Z_m)$ ดังนั้นเราสามารถแสดงความสัมพันธ์ได้ดังนี้

$$\begin{aligned}
 V_{A1} &= E_{gA} - Z_1 I_{A1} \\
 V_{A2} &= 0 - Z_2 I_{A2} \\
 V_{A0} &= 0 - Z_0 I_{A0}
 \end{aligned}
 \tag{19}$$

6.2 สายส่ง

อิมพีแดนซ์ลำดับบวกและลำดับลบจะเท่ากัน สำหรับอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ขึ้นอยู่กับทางเดินที่กระแสไหลกลับแหล่งกำเนิดไฟฟ้า เช่น ทางดิน หรือ มีสายนิวทรัล (Neutral wire) ซึ่งรวมถึงสายล่อฟ้าของสายส่ง นอกจากนี้จะมีอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ร่วม (Zero sequence mutual impedance) ระหว่างวงจรที่ขนานกัน ผลของ Mutual coupling เขียนวงจรสมมูลได้ดังภาพที่ 26



ภาพที่ 26 วงจรสมมูลผลของ Mutual coupling ในสายส่ง

6.3 หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

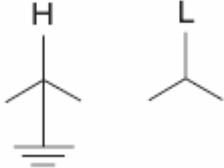
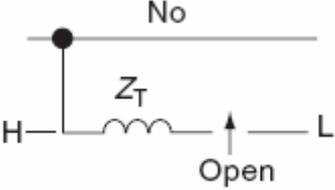
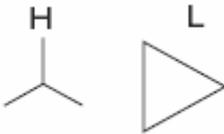
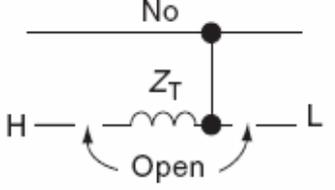
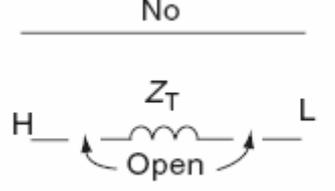
หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังเป็นอุปกรณ์ไฟฟ้าที่จำเป็นในสถานีไฟฟ้า และสำคัญในระบบไฟฟ้ากำลัง เป็นอุปกรณ์ที่ใช้เปลี่ยนแรงดันให้สูงขึ้นเพื่อให้เหมาะสมกับระบบส่งกำลังไฟฟ้าและเปลี่ยนแรงดันให้ต่ำลงเพื่อให้เหมาะสมกับระบบจำหน่าย ซึ่งหม้อแปลงกำลังไฟฟ้ากำลังจะมีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับบวกเท่ากับอิมพีแดนซ์รั่ว (Leakage impedance) และเนื่องจากเป็นอุปกรณ์ที่เป็นสแตติกไม่เหมือนกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำให้อิมพีแดนซ์ลำดับลบเท่ากับอิมพีแดนซ์ลำดับบวก ส่วนอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ขึ้นอยู่กับกระแสลำดับศูนย์ที่ไหลผ่านในขดลวดด้านหนึ่ง และทำให้เกิดกระแสขึ้นในขดลวดอีกด้านหนึ่งด้วย ฉะนั้นในขดลวดด้านที่ต่อแบบวาย (Wye connection) กระแสจะเกิดขึ้นได้เมื่อมีการการต่อสายนิวทรัลลงดิน หรือกระแสสามารถไหลวนอยู่ในขดลวดที่

ต่อแบบเดลต้า (Delta connection) ทำให้กระแสลำดับศูนย์ไม่ไหลออกมา การต่อขดลวด วาย – วาย จะไม่มีความต่างเฟส (Phase shift) ระหว่างขดลวด ถ้าม้อแปลงไฟฟ้ากำลังต่อขดลวด เดลต้า – วาย จะเกิดความต่างเฟสขึ้น 30 องศา ระหว่างขดลวดด้านปฐมภูมิกับขดลวดด้านทุติยภูมิ แต่จะไม่มีผลกับขนาดของกระแสความผิดพลาดที่จุดเกิดความผิดพลาดแต่ต้องคำนึงถึงด้วยเมื่อต้องการหาแรงดัน ตัวอย่างการเชื่อมต่อวงจรจ่ายของหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าสองขดลวดแสดงในตารางที่ 2

ตารางที่ 2 การต่อวงจรจ่ายลำดับบวก ลบและศูนย์ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสองขดลวด

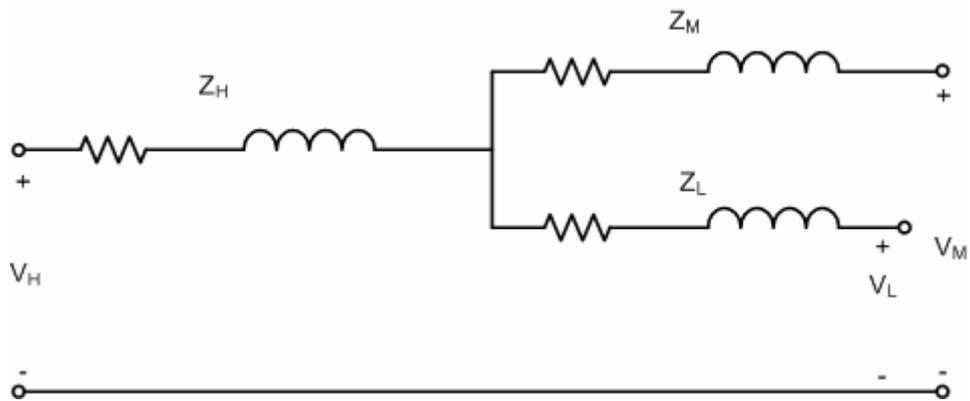
	Transformer bank connection	Positive/Negative sequence connection	Zero sequence connection
1			
2			
3			
4			
5			

ตารางที่ 2 (ต่อ)

Transformer bank connection	Positive/Negative sequence connection	Zero sequence connection
6 	$\frac{N_1 \text{ or } N_2}{H \text{ --- } Z_T \text{ --- } L}$	
7 	$\frac{N_1 \text{ or } N_2}{H \text{ --- } Z_T \text{ --- } L}$	
8 	$\frac{N_1 \text{ or } N_2}{H \text{ --- } Z_T \text{ --- } L}$	

ที่มา: Blackburn (2007)

ส่วนวงจรสมมูลของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวดซึ่งแสดงในภาพที่ 27 ค่าพารามิเตอร์ของแต่ละขดลวดจะหาได้จากทดสอบวงจรเปิด (Open-circuit test) และ การทดสอบวงจรปิด (Short-circuit test) ในกรณีหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังแบบสองขดลวด (Two winding transformer) พิกัด MVA ทางด้านปฐมภูมิและทุติยภูมิจะมีค่าเท่ากัน แต่หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวดอาจจะมีพิกัด MVA ไม่เท่ากัน โดยค่าอิมพีแดนซ์ของแต่ละขดลวดจะเป็นเปอร์เซ็นต์เทียบกับพิกัดของขดลวดชุดนั้น ซึ่งค่าของเปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์ทั้งหมดต้องคิดที่ฐาน MVA เดียวกัน (Blackburn, 2007)



ภาพที่ 27 วงจรสมมูลของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวด

ค่าอิมพีแดนซ์ของขดลวดสามารถวัดได้โดยวิธี Standard short-circuit test ดังนี้

Z_{HM} = อิมพีแดนซ์รั่วที่ทำการวัดในปฐมภูมิโดยทุติยภูมิปิดวงจร และตติยภูมิเปิดวงจร

Z_{HL} = อิมพีแดนซ์รั่วที่ทำการวัดในปฐมภูมิโดยตติยภูมิปิดวงจร และทุติยภูมิเปิดวงจร

Z_{ML} = อิมพีแดนซ์รั่วที่ทำการวัดในทุติยภูมิโดยตติยภูมิปิดวงจร และปฐมภูมิเปิดวงจร

เมื่อค่า Z_H , Z_M และ Z_L เป็นค่าอิมพีแดนซ์ของขดลวดปฐมภูมิ ทุติยภูมิและตติยภูมิที่อ้างอิงกับวงจรปฐมภูมิ จะได้

$$\begin{aligned} Z_{HM} &= Z_H + Z_M \\ Z_{HL} &= Z_H + Z_L \\ Z_{ML} &= Z_M + Z_L \end{aligned} \quad (20)$$

หรือจะได้ว่า

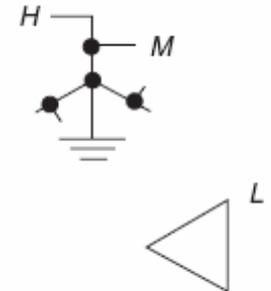
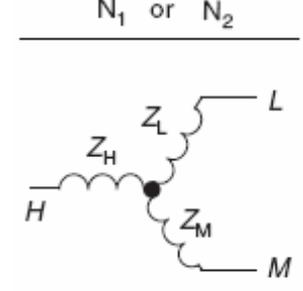
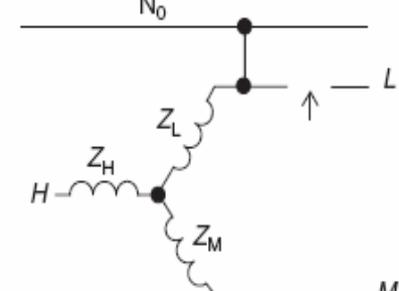
$$\begin{aligned} Z_H &= \frac{1}{2}(Z_{HM} + Z_{HL} - Z_{ML}) \\ Z_M &= \frac{1}{2}(Z_{HM} + Z_{ML} - Z_{HL}) \\ Z_L &= \frac{1}{2}(Z_{HL} + Z_{ML} - Z_{HM}) \end{aligned} \quad (21)$$

วงจรลำดับบวกและลำดับลบของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวดไม่ขึ้นกับรูปแบบการต่อขดลวด ส่วนการต่อลำดับศูนย์ขึ้นกับการต่อขดลวดของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ดังแสดงในตารางที่ 3

ตารางที่ 3 การต่อวงจรขั้วลำดับบวก ลบและศูนย์ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวด

	Transformer bank connection	Positive/Negative sequence connection	Zero sequence connection
1			
2			
3			

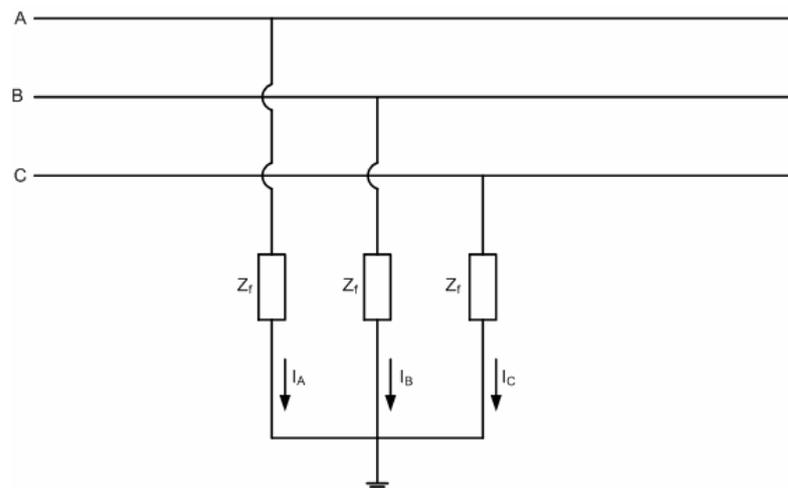
ตารางที่ 3 (ต่อ)

	Transformer bank connection	Positive/Negative sequence connection	Zero sequence connection
4			

ที่มา: Blackburn (2007)

7. การวิเคราะห์ความผิดปกติ (Saadat, 2004)

7.1 ความผิดปกติสามเฟส (Three phase fault)



ภาพที่ 28 การเกิดความผิดปกติแบบสามเฟส

ความผิดปกติประเภทนี้เป็นความผิดปกติสมดุล (Balance fault) หรือความผิดปกติสมมาตร (Symmetrical fault) เป็นความผิดปกติที่มีโอกาสเกิดขึ้นน้อย แต่เมื่อเกิดขึ้นแล้วจะรุนแรงมากที่สุด ภาพที่ 28 แสดงการเกิดความผิดปกติสามเฟส

เงื่อนไขสมการกระแสและแรงดันไฟฟ้า

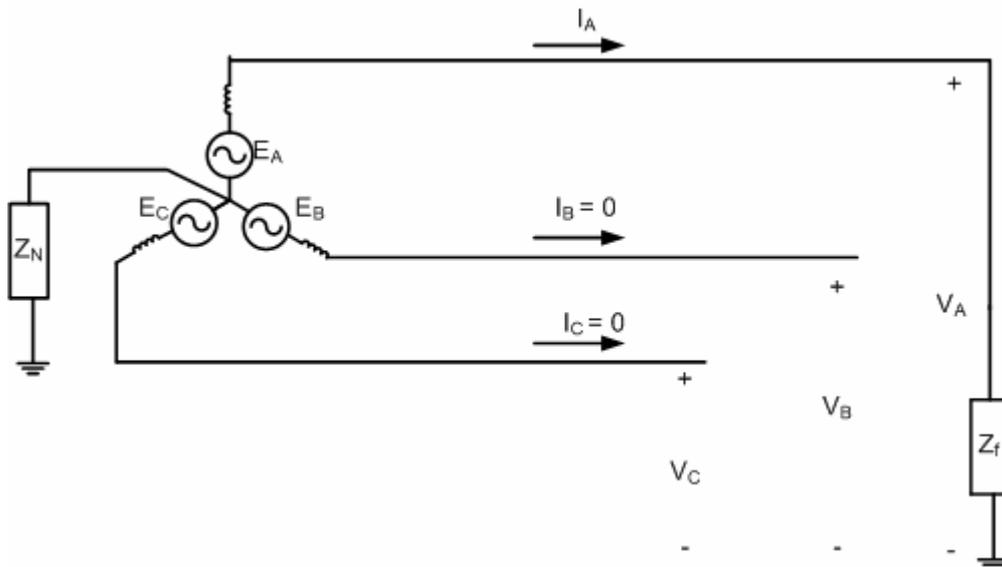
$$V_A = V_B = V_C = I_A Z_f = I_B Z_f = I_C Z_f \quad (22)$$

$$I_{A2} = I_{A0} = 0 \quad (23)$$

สมการที่ใช้คำนวณกระแสผิดปกติ

$$I_f = \frac{V_f}{Z_1 + Z_f} \quad (24)$$

7.2 ความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน (Single line to ground fault)



ภาพที่ 29 การเกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดินที่เฟส A

เงื่อนไขสมการกระแสและแรงดันไฟฟ้าที่จุดเกิดความผิดปกติ

$$V_A = Z_f \times I_A \quad (25)$$

$$I_B = I_C = 0 \quad (26)$$

แปลงสมการกระแสและแรงดันโดยแทน $I_B = I_C = 0$ ลงในสมการที่ 12 จะได้

$$\begin{bmatrix} I_{A0} \\ I_{A1} \\ I_{A2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (27)$$

จากสมการข้างต้นจะได้

$$I_{A0} = I_{A1} = I_{A2} = \frac{1}{3} I_A \quad (28)$$

แรงดันไฟฟ้าเฟส A ในเทอมของส่วนประกอบสมมาตร คือ

$$V_A = V_{A0} + V_{A1} + V_{A2} \quad (29)$$

แทน V_{A0} , V_{A1} และ V_{A2} ลงในสมการที่ 19 และ $I_{A0} = I_{A1} = I_{A2}$ จะได้

$$V_A = E_A - (Z_1 + Z_2 + Z_0) I_{A0} \quad (30)$$

ซึ่ง $Z_0 = Z_s + 3Z_n$ แทนค่า V_A จากสมการที่ 27 และ $I_A = 3I_0$ จะได้

$$3Z_f I_{A0} = E_A - (Z_1 + Z_2 + Z_0) I_{A0} \quad (31)$$

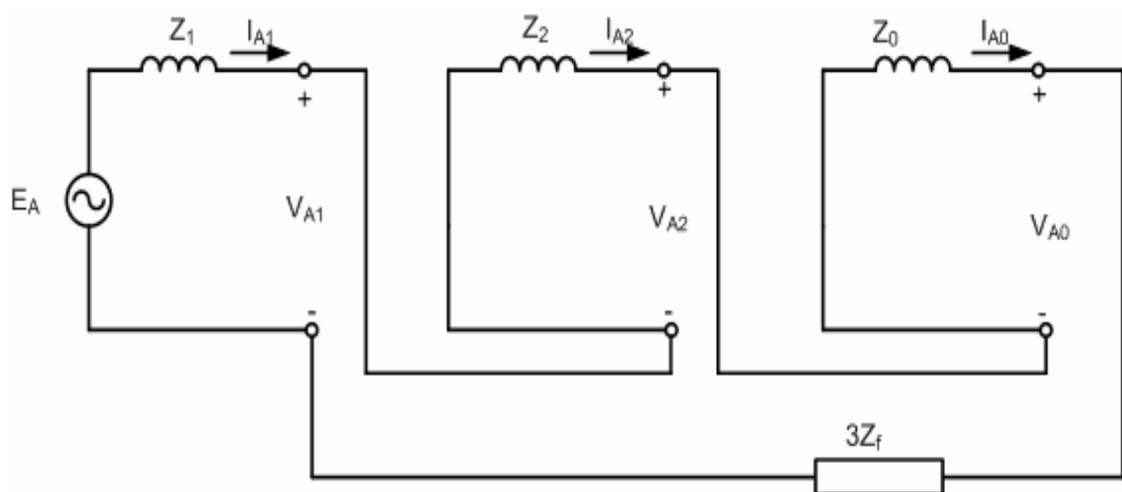
หรือ

$$I_{A0} = \frac{E_A}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \quad (32)$$

กระแสความผิดปกติเท่ากับ

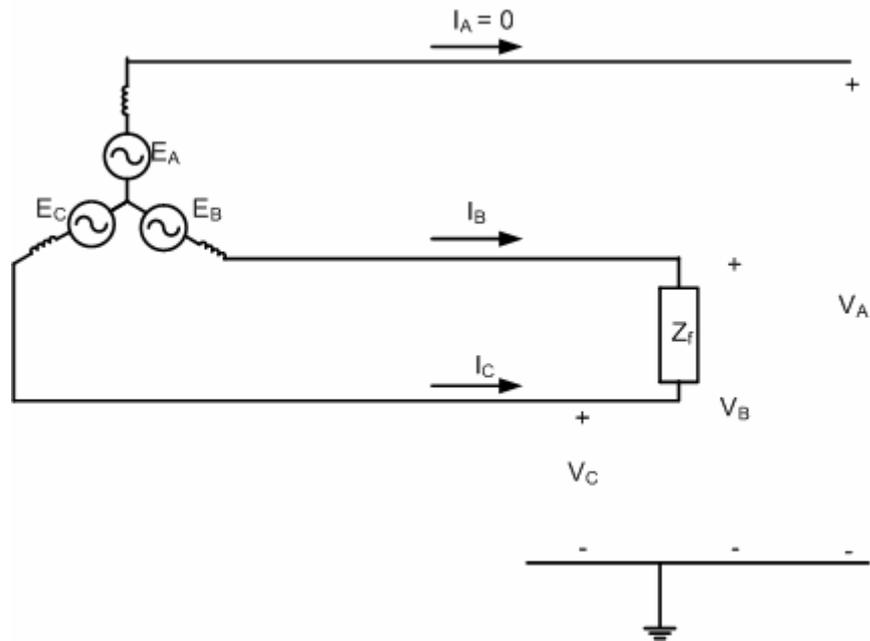
$$I_A = 3I_{A0} = \frac{3E_A}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \quad (33)$$

จากสมการที่ 28 และ 32 สามารถแสดงการเชื่อมโยงวงจรจ่ายได้ ซึ่งจะเห็นว่าทั้งกระแสทั้งสามมีขนาดเท่ากันแสดงว่าสามารถเชื่อมโยงวงจรจ่ายบวก ลบ และศูนย์ โดยการต่ออนุกรม ดังภาพที่ 30



ภาพที่ 30 การเชื่อมโยงวงจรจ่ายของความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน

7.2 ความผิดปกติพร้อมเฟส-เฟส (Line to line fault)



ภาพที่ 31 การเกิดความผิดปกติพร้อมเฟส-เฟส ที่เฟส B และ C

เงื่อนไขสมการกระแสและแรงดันไฟฟ้าที่จุดเกิดความผิดปกติ

$$V_B - V_C = Z_f \times I_B \quad (34)$$

$$I_B + I_C = 0 \quad (35)$$

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

แทนค่า $I_A = 0$ และ $I_C = -I_B$ ในสมการที่ 12 จะได้

$$\begin{bmatrix} I_{A0} \\ I_{A1} \\ I_{A2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ I_B \\ -I_B \end{bmatrix} \quad (37)$$

จากสมการข้างต้นจะพบว่า

$$I_A = 0 \quad (38)$$

$$I_{A1} = \frac{1}{3}(a - a^2)I_B \quad (39)$$

$$I_{A2} = \frac{1}{3}(a^2 - a)I_B \quad (40)$$

จากสมการที่ 39 และ 40 จะได้

$$I_{A1} = -I_{A2} \quad (41)$$

จากสมการที่ 13 จะได้

$$\begin{aligned} V_B - V_C &= (a^2 - a)(V_{A1} - V_{A2}) \\ &= Z_f I_B \end{aligned} \quad (42)$$

แทนค่า V_{A1} และ V_{A2} จากสมการ 19 และ $I_{A2} = -I_{A1}$ จะได้

$$(a^2 - a)[E_A - (Z_1 + Z_2)I_{A1}] = Z_f I_B \quad (43)$$

แทนค่า I_B จากสมการที่ 41 จะได้

$$E_A - (Z_1 + Z_2)I_{A1} = Z_f \frac{3I_{A1}}{(a - a^2)(a^2 - a)} \quad (44)$$

เนื่องจาก $(a - a^2)(a^2 - a) = 3$ จะได้

$$I_{A1} = \frac{E_A}{Z_1 + Z_2 + Z_f} \quad (45)$$

กระแสในแต่ละเฟสจะเท่ากับ

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ I_{A1} \\ -I_{A1} \end{bmatrix} \quad (46)$$

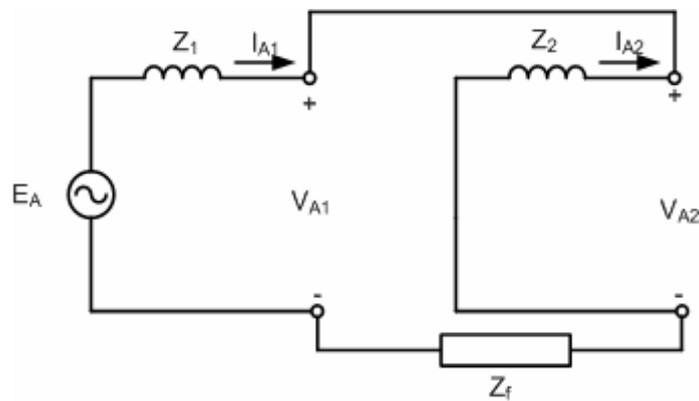
กระแสความผิดพ้องคือ

$$I_B = -I_C = (a^2 - a)I_{A1} \quad (47)$$

หรือ

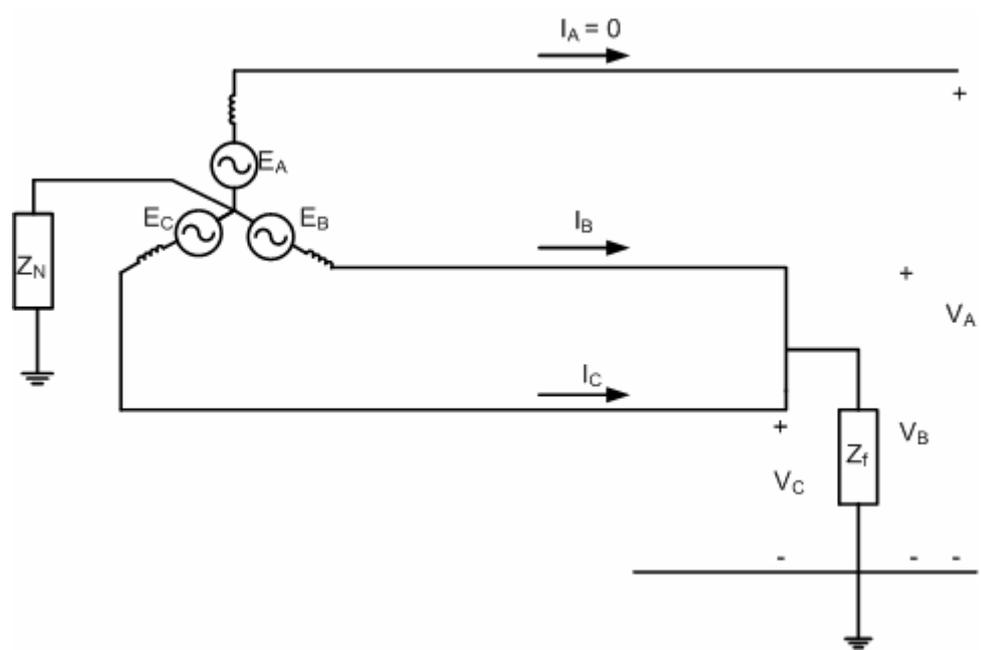
$$I_B = -j\sqrt{3}I_{A1} \quad (48)$$

จากสมการที่ 41 และ 45 สามารถแสดงการเชื่อมโยงวงจรข่ายของลำดับบวกและลำดับลบ โดยการต่อขนานกันดังภาพที่ 32



ภาพที่ 32 การเชื่อมโยงวงจรข่ายของความผิดพ้องเฟส-เฟส

7.4 ความผิดปกติพร้อมเฟส-เฟสลงดิน (Double line to ground fault)



ภาพที่ 33 การเกิดความผิดปกติพร้อมเฟส-เฟส-ดิน ที่เฟส B C ลงดิน

เงื่อนไขสมการกระแสและแรงดันไฟฟ้าที่จุดเกิดความผิดปกติ

$$V_B = V_C = Z_f (I_B + I_C) \tag{49}$$

$$I_A = I_{A0} + I_{A1} + I_{A2} = 0 \tag{50}$$

จากสมการที่ 13 แรงดัน V_B และ V_C เท่ากัน

$$V_B = V_{A0} + a^2 V_{A1} + a V_{A2} \tag{51}$$

$$V_C = V_{A0} + a V_{A1} + a^2 V_{A2} \tag{52}$$

เนื่องจาก $V_B = V_C$ เราจะได้

$$V_{A1} = V_{A2} \quad (53)$$

แทนค่ากระแสในรูปส่วนประกอบสมมาตรลงในสมการที่ 49

$$\begin{aligned} V_B &= Z_f (I_{A0} + a^2 I_{A1} + a I_{A2} + I_{A0} + a I_{A1} + a^2 I_{A2}) \\ &= Z_f (2I_{A0} - I_{A1} - I_{A2}) \\ &= 3Z_f I_{A0} \end{aligned} \quad (54)$$

แทนค่า V_B จากสมการที่ 54 และ V_{A2} จากสมการที่ 53 ลงในสมการที่ 51

$$\begin{aligned} 3Z_f I_{A0} &= V_{A0} + (a^2 + a)V_{A1} \\ &= V_{A0} - V_{A1} \end{aligned} \quad (55)$$

แทนค่าส่วนประกอบสมมาตรของแรงดันจากสมการที่ 19 ลงในสมการที่ 55 และแก้สมการหาค่า I_{A0} จะได้

$$I_{A0} = -\frac{E_A - Z_1 I_{A1}}{Z_0 + 3Z_f} \quad (56)$$

และแทนค่าแรงดันในรูปส่วนประกอบสมมาตรลงในสมการที่ 53 จะได้

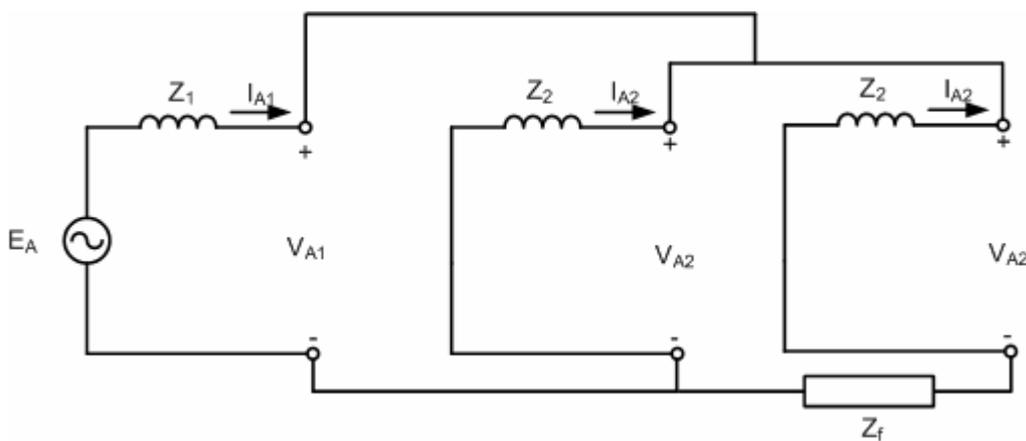
$$I_{A2} = -\frac{E_A - Z_1 I_{A1}}{Z_2} \quad (57)$$

แทนค่า I_{A0} และ I_{A2} ลงในสมการที่ 50 เพื่อหา I_{A1}

$$I_{A1} = -\frac{E_A}{Z_1 + \frac{Z_2(Z_0 + 3Z_f)}{Z_2 + Z_0 + 3Z_f}} \quad (58)$$

จากสมการที่ 56 ถึง 58 สามารถแสดงการเชื่อมโยงกันของวงจรขั้วลำดับบวก ลบ และศูนย์โดยการต่อขนานกันดังภาพที่ 34 และกระแสความผิดพลาดได้จาก

$$I_f = I_B + I_C \quad (59)$$



ภาพที่ 34 การเชื่อมโยงวงจรขั้วของความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดิน

อุปกรณ์และวิธีการ

อุปกรณ์

1. เครื่องคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล จำนวน 1 เครื่อง
2. โปรแกรมช่วยวิเคราะห์ข้อมูลทางวิศวกรรม DIgSILENT Power Factory
3. โปรแกรม Microsoft Office
4. เครื่องพิมพ์เอกสารและอื่นๆ

วิธีการ

1. ศึกษาข้อมูล

ศึกษาทฤษฎีเบื้องต้นของการป้องกันระบบไฟฟ้ากำลัง หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง การคำนวณกระแสความผิดพลาดชนิดต่างๆ รวมทั้งศึกษาการปรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ชนิดต่างๆ จากคู่มือ

2. เลือกกรณีศึกษา

ระบบไฟฟ้านำมาเป็นกรณีศึกษาเป็นระบบ 115 kV ในภาคใต้ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่มีลักษณะการจ่ายไฟแบบวงรอบเปิดและใช้หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวดที่มีเวกเตอร์กรุป YNyn0(d1) ซึ่งได้แก่ สถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 2 สถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 4 สถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 3 และ สถานีไฟฟ้าฉลุง

3. การเก็บรวบรวมข้อมูล

เก็บรวบรวมข้อมูลแผนภาพเส้นเคเบิล ค่าพารามิเตอร์ของสายส่ง ค่าอิมพีแดนซ์หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวด และค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่ใช้เป็นกรณีศึกษา เพื่อนำมาสร้างฐานข้อมูลระบบไฟฟ้า

4. วิเคราะห์กระแสความผิดปกติและการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่มีอยู่เดิม

นำข้อมูลที่ได้จากการเก็บรวบรวมมาสร้างในโปรแกรม DIgSILENT Power Factory เพื่อคำนวณหากระแสความผิดปกติที่เกิดขึ้น โดยจำลองให้เกิดความผิดปกติทุกชนิดที่ตำแหน่งต่างๆ บนสายส่ง และบันทึกค่ากระแสลำดับศูนย์จากหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังเพื่อตรวจสอบการจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

5. การจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

นำผลที่ได้จากการวิเคราะห์กระแสความผิดปกติมาใช้ในการออกแบบและจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันให้สัมพันธ์กัน

6. สถานที่ทำงานวิจัย

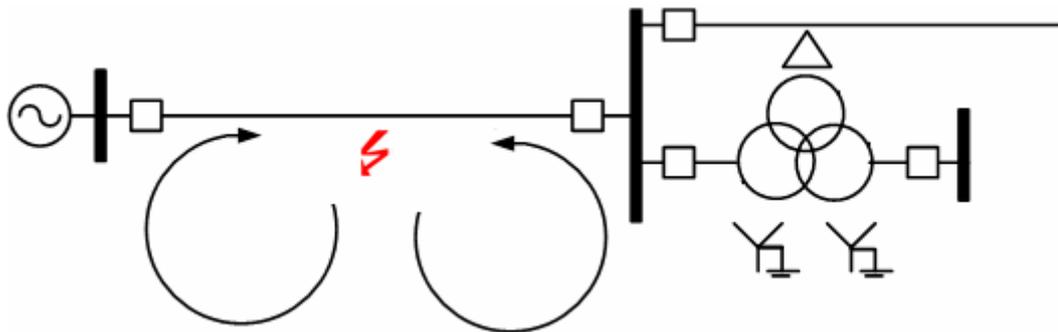
กองอุปกรณ์ป้องกันและรีเลย์ ฝ่ายก่อสร้างและบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

7. ระยะเวลาทำการวิจัย

การวิจัยเริ่มตั้งแต่เดือน สิงหาคม 2551 สิ้นสุดเดือน เมษายน 2552

การศึกษากระแสความผิดปกติในระบบหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่มีเวกเตอร์กรุป Dyn1 กับ YNyn0(d1)

ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในระดับแรงดัน 115 kV จ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟแบบเรเดียล (Radial system) หรือแบบวงรอบเปิด (Open loop system) ซึ่งเป็นรูปแบบการจ่ายไฟที่มีแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเพียงแหล่งเดียว กระแสไฟฟ้าไหลได้ทิศทางเดียวที่แน่นอนจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าไปยังโหลด หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคใช้งานแบ่งตามพื้นที่เขตโดยเลือกใช้เวกเตอร์กรุปเช่นเดียวกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยในเขตภาคกลางและภาคเหนือใช้หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังเวกเตอร์กรุป Dyn1 ส่วนในภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคใต้ใช้หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวดเวกเตอร์กรุป YNyn0(d1) ซึ่งเมื่อเกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดินบนสายส่งระหว่างสองสถานีไฟฟ้า กระแสความผิดปกติสามารถวิ่งผ่านดินกลับมายังสายดินของแหล่งกำเนิดและในขณะเดียวกันก็วิ่งผ่านสายดินของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังดังภาพที่ 35



ภาพที่ 35 การเกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดินบนสายส่งระหว่างสองสถานีไฟฟ้า

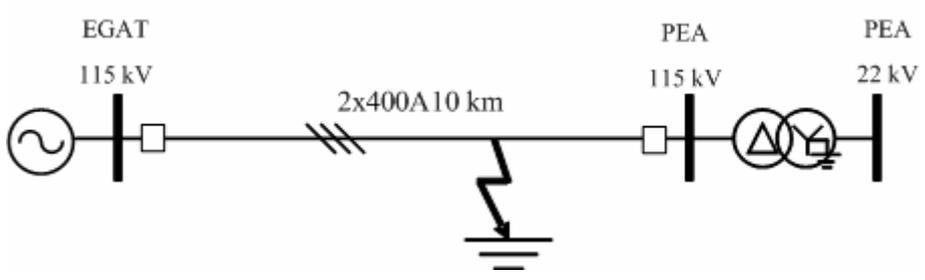
การเกิดกระแสลักษณะนี้ทำให้รีเลย์ระยะทางทั้งสองสถานีไฟฟ้าเห็นกระแสความผิดปกติและสั่งปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ทั้งสองด้าน บางครั้งไม่สามารถปิดวงจรซ้ำโดยอัตโนมัติได้เป็นสาเหตุไฟฟ้าดับเป็นเวลานาน ซึ่งปกติการจ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นแบบเรเดียลกระแสความผิดปกติที่มาจากส่วนต่างๆ ของระบบควรไหลมาจากแหล่งกำเนิดทางเดียว รีเลย์ที่เห็นกระแสความผิดปกติและสั่งปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ควรจะเป็นรีเลย์ด้านแหล่งกำเนิดเท่านั้น จาก

การศึกษาทฤษฎีเบื้องต้นการวิเคราะห์กระแสความผิดปกติพบว่าการเชื่อมต่อวงจรขั้วลำดับศูนย์ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังทั้งสองแบบต่างกันดังแสดงในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 เปรียบเทียบวงจรขั้วลำดับศูนย์ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังเวกเตอร์กรุป YNyn0(d1) และ Dyn1

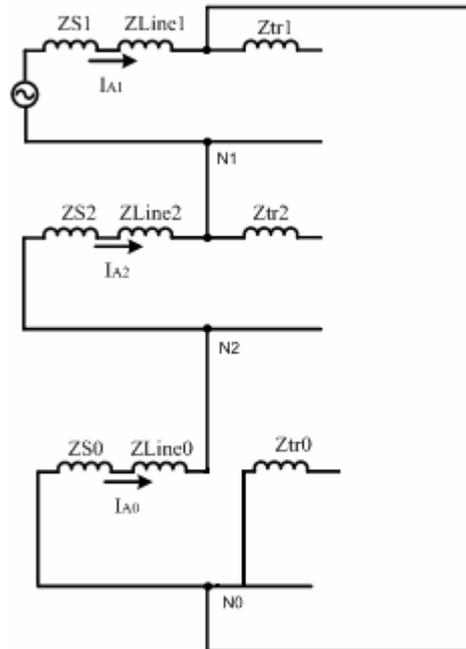
Transformer bank connection	YNyn0(d1)	Dyn1
Zero sequence connection		

การเกิดความผิดปกติบนสายส่ง 115 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อใช้หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสองขดลวดที่มีเวกเตอร์กรุป Dyn1 ดังแสดงในภาพที่ 36



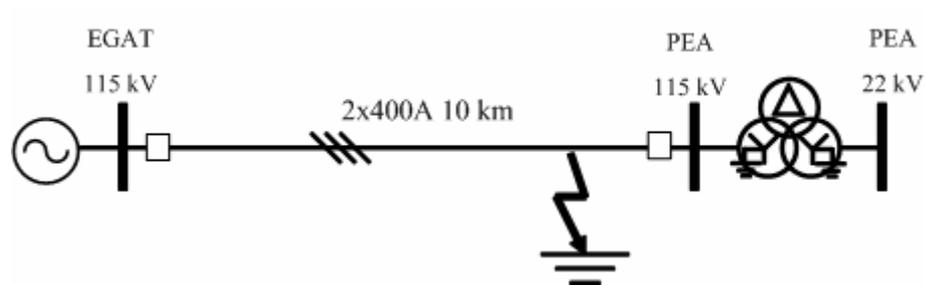
ภาพที่ 36 การเกิดความผิดปกติบนสายส่ง 115 kV ระหว่างสองสถานีไฟฟ้าเมื่อใช้หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสองขดลวดเวกเตอร์กรุป Dyn1

เมื่อวิเคราะห์ความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดินเราสามารถเขียนการเชื่อมต่อวงจรขั้วบวก ลบ และศูนย์ ได้ดังแสดงในภาพที่ 37



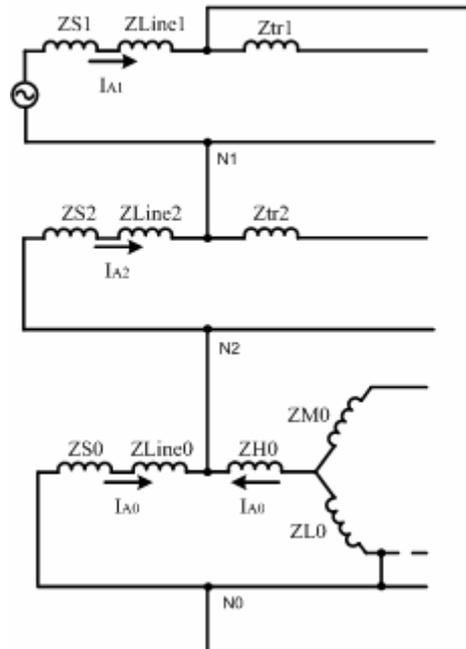
ภาพที่ 37 การเชื่อมต่อวงจรจ่ายลำดับบวก ลบ และศูนย์ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสองขดลวด
 เวกเตอร์กรุป Dyn1 เมื่อเกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน

การเกิดความผิดปกติบนสายส่ง 115 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อใช้หม้อแปลง
 ไฟฟ้ากำลังสามขดลวดที่มีเวกเตอร์กรุป YNyn0(d1) ดังแสดงในภาพที่ 38



ภาพที่ 38 การเกิดความผิดปกติบนสายส่ง 115 kV ระหว่างสองสถานีไฟฟ้าเมื่อใช้หม้อแปลง
 ไฟฟ้ากำลังสามขดลวดเวกเตอร์กรุป YNyn0(d1)

เมื่อวิเคราะห์ความผิดปกติของหนึ่งเฟสลงดินเราสามารถเขียนการเชื่อมต่อวงจรข่ายบวก ลบ และศูนย์ ได้ดังแสดงในภาพที่ 39



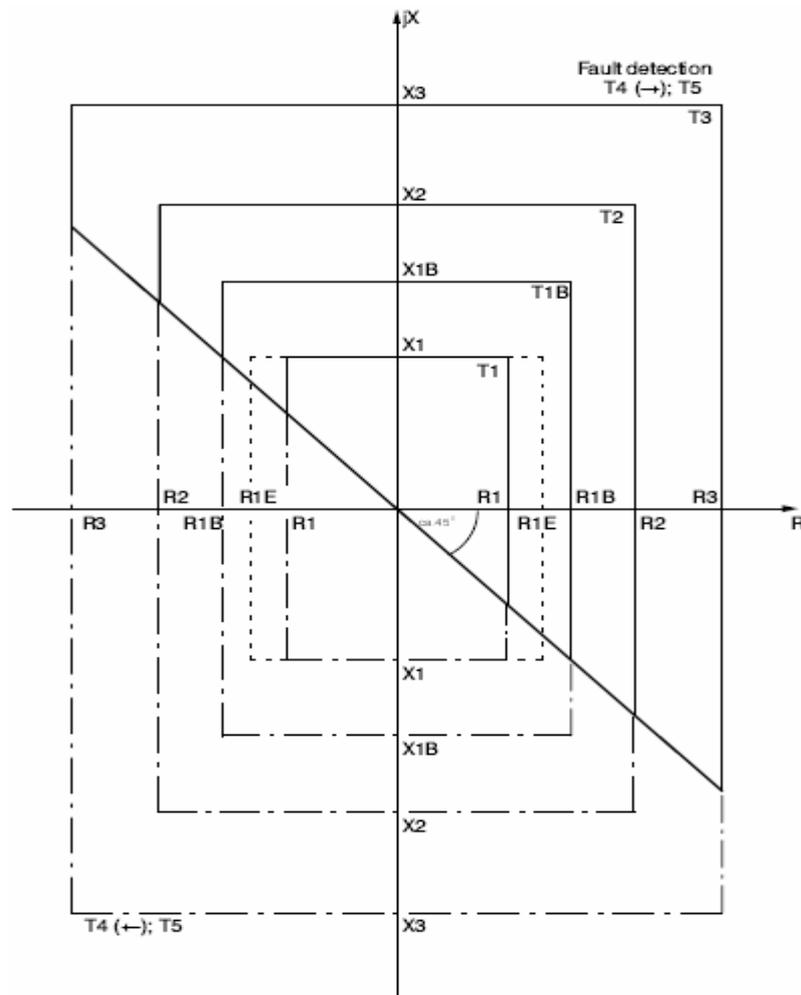
ภาพที่ 39 การเชื่อมต่อวงจรข่ายลำดับบวก ลบ และศูนย์ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวด
เวกเตอร์กรุป $YNyn0(d1)$ เมื่อเกิดความผิดปกติของหนึ่งเฟสลงดิน

จากภาพที่ 39 จะเห็นว่าเมื่อเกิดความผิดปกติของหนึ่งเฟสลงดินจะมีกระแสลำดับศูนย์ไหลขึ้นจากสายดินของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังผ่านอิมพีแดนซ์ Z_{L0} และ Z_{H0} ซึ่งทำให้รีเลย์ระยะทางด้านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังเห็นกระแสความผิดปกติและส่งปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ แต่ในระบบที่ใช้หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสองขดลวดที่มีเวกเตอร์กรุป $Dyn1$ จะไม่มีกระแสความผิดปกติวิ่งผ่านสายดินของหม้อแปลงดังภาพที่ 37

การทำงานของรีเลย์ระยะทางของ SIEMENS รุ่น 7SA511

การป้องกันสายส่งในระบบไฟฟ้ากรณีศึกษาทุกสถานีไฟฟ้าใช้รีเลย์ระยะทางผลิตภัณฑ์ Siemens รุ่น 7SA511 ไมโคร โพรเซสเซอร์รีเลย์ มีลักษณะการทำงานแบบควอดรีเลทเทอร์อล

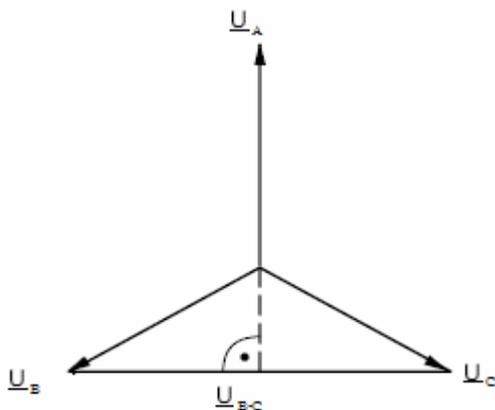
สามารถป้องกันการลัดวงจรแบบเฟส-เฟส และเฟส-ดิน ตามภาพที่ 40 ประกอบด้วยชุดทิศทางทำมุม 45° กับแกน R การปรับตั้งค่า X และ R ของโซนต่างๆ เป็นอิสระต่อกัน และสามารถเลือกให้รีเลย์มองไปข้างหน้าหรือมองกลับหลัง รวมทั้งเลือกใช้ชุดทิศทางหรือไม่ก็ได้ (Siemen, 1995)



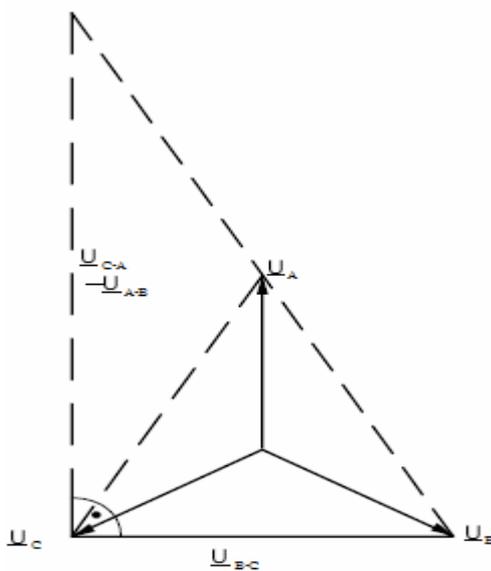
ภาพที่ 40 ลักษณะการทำงานของรีเลย์ระยะทาง 7SA511

ชุดทิศทางของรีเลย์นี้จะใช้แรงดันเฟสที่ไม่เกิดความผิดพลาดแต่มีมุมตั้งฉากกับเฟสที่เกิดความผิดพลาดเรียกว่าโพลาไลซ์ข้าม (Cross-polarization) เช่น เมื่อเกิดความผิดพลาดเฟส A ลงดิน จะทำให้แรงดันที่รีเลย์นำมาวัดค่าอิมพีแดนซ์เป็นศูนย์ จึงใช้แรงดัน V_{BC} ที่มีมุมตั้งฉากกับ V_A มาหาทิศทาง ดังแสดงในภาพที่ 41 ขณะที่การลัดวงจรแบบเฟส-เฟส ใช้แรงดัน $V_{CA}-V_{AB}$ ดังแสดงในภาพ

ที่ 42 สำหรับความผิดปกติของสามเฟสจะใช้แรงดันที่เก็บบันทึก (Voltage memory) ไว้ก่อนหน้าเป็น
ตัวบอกทิศทาง ส่วนแรงดันที่นำมาใช้เป็นชุดทิศทางของความผิดปกติชนิดต่างๆ แสดงไว้ในตาราง
ที่ 5



ภาพที่ 41 แรงดันอ้างอิงสำหรับการหาทิศทางเมื่อเกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน



ภาพที่ 42 แรงดันอ้างอิงสำหรับการหาทิศทางเมื่อเกิดความผิดปกติเฟส-เฟส

ตารางที่ 5 แรงดันที่ใช้หาทิศทางและระยะทางของรีเลย์ระยะทาง

ชนิดของความผิด พร่อง	กระแสที่ใช้หา ระยะทางและทิศทาง	แรงดันที่ใช้หา ระยะทาง	แรงดันที่ใช้หาทิศทาง
A-G	$I_A - K_N \cdot I_N$	V_A	V_{BC}
B-G	$I_B - K_N \cdot I_N$	V_B	V_{CA}
C-G	$I_C - K_N \cdot I_N$	V_C	V_{AB}
A-B	$I_A - I_B$	V_{AB}	$V_{BC} - V_{CA}$
B-C	$I_B - I_C$	V_{BC}	$V_{CA} - V_{AB}$
C-A	$I_C - I_A$	V_{CA}	$V_{AB} - V_{BC}$

หมายเหตุ $K_N = Z_E / Z_L$

การตรวจจับและแยกแยะการเกิดความผิดพร่อง (Fault detection) ของรีเลย์ระยะทางรุ่นนี้สามารถเลือกได้ 3 ชนิด คือ

1. Overcurrent fault detection เป็นวิธีที่ง่ายและรวดเร็ว ใช้ในระบบที่มีอิมพีแดนซ์ของสายส่งน้อยๆ และมีกระแสความผิดพร่องสูงคือกระแสความผิดพร่องต้องมากกว่าสองเท่าของกระแสโหลด

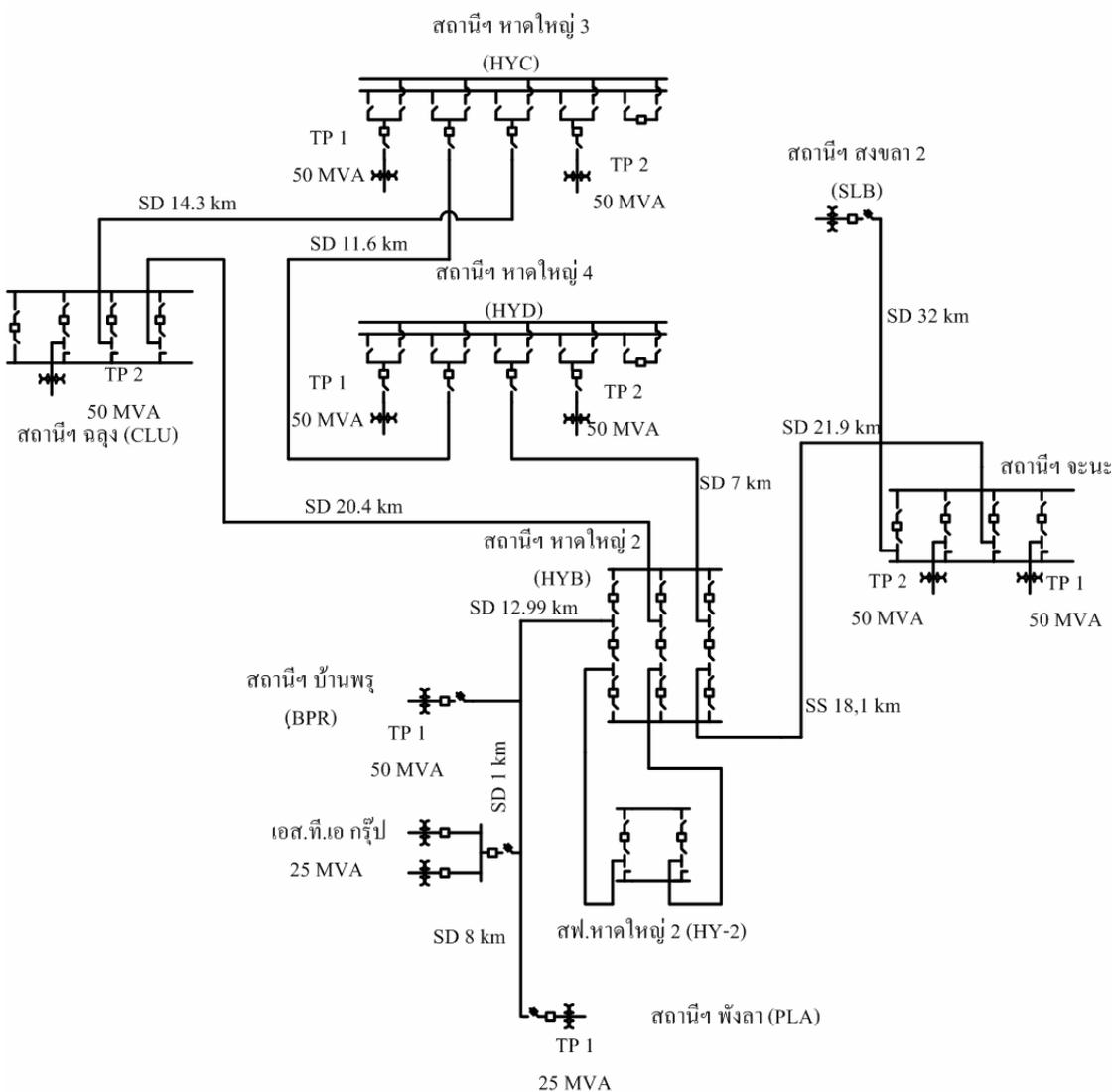
2. Under impedance fault detection ใช้ในระบบที่มีกระแสความผิดพร่องน้อย เช่นในระบบที่มีแหล่งกำเนิดที่ไม่แข็ง หรือมีการใช้ NGR เพื่อจำกัดกระแสความผิดพร่อง

3. Voltage controlled fault detection ใช้ในระบบที่มี In-feed ซึ่งทำให้รีเลย์เห็นอิมพีแดนซ์มากขึ้น

รวบรวมข้อมูลระบบไฟฟ้าที่เป็นกรณีศึกษาในงานวิจัย

ระบบไฟฟ้าที่จะนำมาศึกษาในงานวิจัยนี้เป็นระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในเขตพื้นที่ภาคใต้ (ต.3) โดยมีสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันแสดงในภาพที่ 43 สถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 2 (HYB)

ระบบ 115 kV เป็นสถานีไฟฟ้าสวิตชิง (Switching substation) รับไฟจากสถานีไฟฟ้าแรงสูง หาดใหญ่ 2 (HY2) ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย แล้วจ่ายไฟให้สถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 4 (HYD) สถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 3 (HYC) และสถานีไฟฟ้าคลุ้ง (CLU) ซึ่งเป็นรูปแบบการจ่ายไฟแบบ วงรอบเปิดที่สามารถเลือกเปิดเซอร์กิตเบรกเกอร์ได้ตามความเหมาะสม โดยในสภาพการจ่ายไฟ ปัจจุบันเปิดเซอร์กิตเบรกเกอร์ไว้ที่สถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 3 ข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังของแต่ละ สถานีไฟฟ้าแสดงในภาคผนวก ก



ภาพที่ 43 สภาพการจ่ายไฟระบบที่เป็นกรณีศึกษา

การป้องกันสายส่งเชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้าหาคใหญ่ 2 ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย กับสถานีไฟฟ้าหาคใหญ่ 2 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคใช้รีเลย์ผลต่างกระแส (Line differential relay) เป็นระบบป้องกันหลักและมีรีเลย์กระแสเกินเป็นระบบป้องกันสำรอง สำหรับระบบป้องกันสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั้งหมดใช้รีเลย์ระยะทางผลิตภัณฑ์ซีเมนส์รุ่น 7SA511 เป็นระบบป้องกันหลัก โดยปรับตั้งค่าการทำงานของโซน 1 ไว้ที่ร้อยละ 80 ของความยาวสายส่งที่ป้องกัน การทำงานของโซน 2 กำหนดไว้ที่ร้อยละ 120 ของความยาวสายส่งที่ป้องกัน และโซน 3 ปรับตั้งค่าการทำงานไว้ที่ร้อยละ 100 ของความยาวของสายส่งที่ป้องกันรวมทั้งร้อยละ 120 ของสายส่งช่วงถัดไป ส่วนเวลาในการทำงานของโซน 1 ทำงานทันทีทันใด ขณะที่เวลาในการทำงานของโซน 2 และโซน 3 กำหนดไว้ 150 วินาทีและ 300 วินาทีตามลำดับ ถ้าเกิดความผิดปกติในโซน 1 ให้มีการปิดวงจรซ้ำ 1 ครั้งผ่านรีเลย์ปิดซ้ำอัตโนมัติ 7VK512 ซึ่งมีช่วงเวลาไม่มีไฟ 1 วินาที รีเคลมใหม่ 5 วินาที โดยยอมให้ปิดซ้ำได้ทั้งหมด 3 เงื่อนไขคือ บัสมีไฟ/สายส่งมีไฟ บัสมีไฟ/สายส่งไม่มีไฟ และบัสไม่มีไฟ/สายส่งมีไฟ สำหรับการป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังใช้รีเลย์วัดค่าผลต่างเป็นอุปกรณ์ป้องกันหลักและรีเลย์กระแสเกินเป็นอุปกรณ์ป้องกันสำรอง

ผลแลวจารณ์

ผล

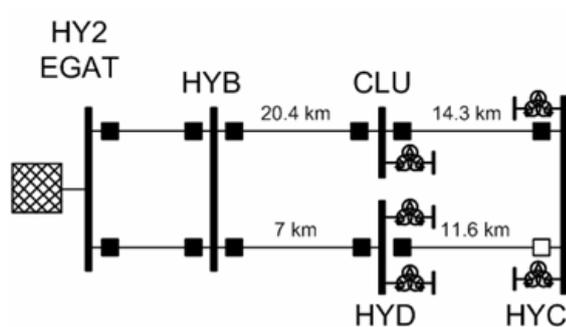
การทดสอบโดยใช้โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory จำลองระบบและสมมติให้เกิดความผิดปกติทุกประเภทที่ตำแหน่งร้อยละ 10 50 และ 99 ของความยาวทุกสายส่งเพื่อวิเคราะห์การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละสถานีไฟฟ้า การทดสอบแบ่งเป็น 4 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1 เปิดเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 3 ด้านสายส่งที่ไปสถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 4 ดังแสดงในภาพที่ 44 ซึ่งเป็นสภาพการจ่ายไฟในปัจจุบัน

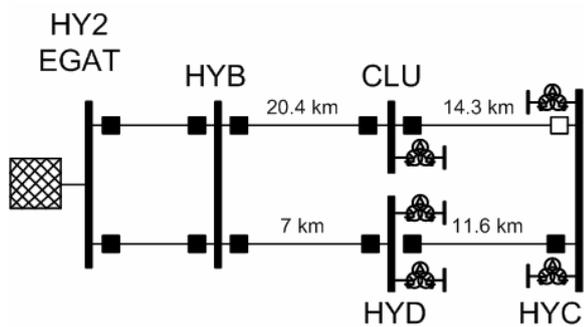
กรณีที่ 2 เปิดเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 3 ด้านสายส่งที่ไปสถานีไฟฟ้าฉลุง ดังแสดงในภาพที่ 45

กรณีที่ 3 เปิดเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สถานีไฟฟ้าฉลุง ด้านสายส่งที่ไปสถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 2 ดังแสดงในภาพที่ 46

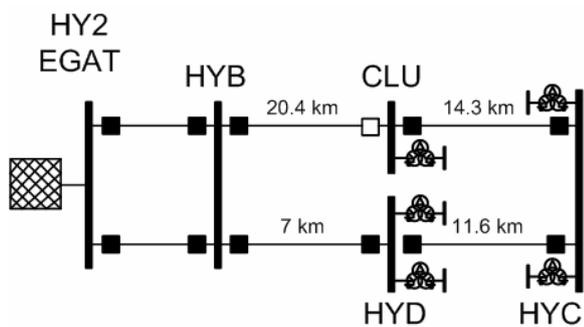
กรณีที่ 4 เปิดเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 4 ด้านสายส่งที่ไปสถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 2 ดังแสดงในภาพที่ 47



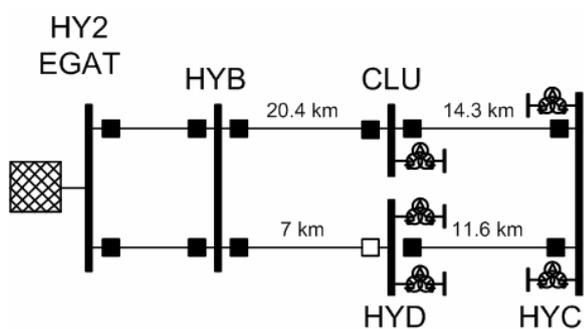
ภาพที่ 44 รูปแบบการจ่ายไฟในกรณีศึกษาที่ 1



ภาพที่ 45 รูปแบบการจ่ายไฟในกรณีศึกษาที่ 2



ภาพที่ 46 รูปแบบการจ่ายไฟในกรณีศึกษาที่ 3



ภาพที่ 47 รูปแบบการจ่ายไฟในกรณีศึกษาที่ 4

กรณีศึกษาที่ 1 ผลการจำลองทดสอบให้เกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน เฟส-เฟส-ดิน เฟส-เฟส และความผิดปกติพร้อมสามเฟสที่ระยะร้อยละ 10 50 และ 99 บนสายส่งแต่ละช่วงแสดงดังตารางที่ 6 ถึง ตารางที่ 41

ตารางที่ 6 กระแสความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 1

ความผิดปกติ A-G ที่ 10% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	12.87	-86.87	
	B	66.09	-109.23	0	0	-
	C	67.77	108.74	0	0	
HYB	A	5.31	-5.76	12.49	-86.77	
	B	65.47	-106.79	0.38	89.69	0.011
	C	66.64	106.49	0.38	89.69	
HYD	A	3.25	-9.43	0.38	-90.31	
	B	65.62	-106.44	0.38	-90.31	0.16
	C	66.30	106.26	0.38	-90.31	

ตารางที่ 7 กระแสความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 1

ความผิดปกติ A-G ที่ 50% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	10.29	-85.89	
	B	69.63	-116.99	0	0	-
	C	71.85	116.10	0	0	
HYB	A	19.79	-4.26	9.68	-85.56	
	B	66.28	-109.02	0.62	89.01	0.011
	C	67.46	108.67	0.62	89.01	
HYD	A	2.90	-10.12	0.62	-90.99	
	B	68.84	-114.68	0.62	-90.99	0.011
	C	70.17	114.18	0.62	-90.99	

ตารางที่ 8 กระแสความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 1

ความผิดปกติ A-G ที่ 99% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	8.56	-85.51	
	B	72.51	-120.52	0	0	-
	C	73.93	119.88	0	0	
HYB	A	29.65	-3.13	7.73	-84.89	
	B	66.95	-110.32	0.83	8.76	0.16
	C	67.88	110.03	0.83	8.76	
HYD	A	0.08	-10.37	0.83	-91.24	
	B	72.48	-120.47	0.83	-91.24	0.011
	C	73.87	119.84	0.83	-91.24	

ตารางที่ 9 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1

ความผิดพลาด A-G ที่ 10% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	11.36	-86.15	
	B	67.95	-114.34	0	0	-
	C	70.47	113.42	0	0	
HYB	A	13.59	-5.18	10.99	-86.11	
	B	65.90	-108.33	0.36	92.60	0.011
	C	67.29	107.94	0.36	92.60	
CLU	A	9.02	-6.53	0.36	-87.40	
	B	65.75	-106.84	0.36	-87.40	0.16
	C	66.43	106.66	0.36	-87.40	

ตารางที่ 10 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1

ความผิดพลาด A-G ที่ 50% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	7.20	-84.56	
	B	74.89	-124.14	0	0	-
	C	77.05	123.06	0	0	
HYB	A	36.68	-2.95	6.5	-84.26	
	B	67.50	-111.98	0.7	92.64	0.011
	C	68.77	111.56	0.7	92.64	
CLU	A	9.56	-6.48	0.7	-87.36	
	B	70.96	-117.29	0.7	-87.36	0.011
	C	71.34	117.14	0.7	-87.36	

ตารางที่ 11 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1

ความผิดพลาด A-G ที่ 99% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	5.71	-84.67	
	B	75.21	-122.59	0	0	-
	C	75.05	122.68	0	0	
HYB	A	45.39	-1.89	4.71	-84.00	
	B	68.11	-112.77	1.00	92.18	0.16
	C	68.97	112.47	1.00	92.18	
CLU	A	0.28	-6.94	1.00	-87.82	
	B	75.09	-122.40	1.00	-87.82	0.011
	C	74.87	122.51	1.00	-87.82	

ตารางที่ 12 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1

ความผิดพลาด A-G ที่ 10% ของ CLU-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	5.48	-84.59	
	B	75.46	-122.81	0	0	-
	C	75.20	122.94	0	0	
CLU	A	3.81	-3.17	4.90	-84.37	
	B	74.62	-121.69	0.58	93.59	0.011
	C	74.62	121.88	0.58	93.59	
HYC	A	10.12	-5.53	0.58	-86.41	
	B	73.39	-115.57	0.58	-86.41	0.16
	C	69.36	116.38	0.58	-86.41	

ตารางที่ 13 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1

ความผิดพลาด A-G ที่ 50% ของ CLU-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	4.87	-84.47	
	B	75.80	-122.76	0	0	-
	C	75.00	123.16	0	0	
CLU	A	15.18	-2.42	4.17	-84.03	
	B	72.90	-118.94	0.70	92.91	0.011
	C	71.97	119.35	0.70	92.91	
HYC	A	6.75	-6.21	0.70	-87.09	
	B	73.04	-118.02	0.70	-87.09	0.011
	C	70.91	118.94	0.70	-87.09	

ตารางที่ 14 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1

ความผิดพลาด A-G ที่ 99% ของ CLU-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	4.49	-84.75	
	B	74.89	-120.39	0	0	-
	C	72.60	121.46	0	0	
CLU	A	23.80	-1.71	3.64	-84.01	
	B	71.80	-115.99	0.85	92.08	0.16
	C	69.78	116.63	0.85	92.08	
HYC	A	0.16	-7.04	0.85	-87.92	
	B	74.82	-120.27	0.85	-87.92	0.011
	C	72.50	121.35	0.85	-87.92	

ตารางที่ 15 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 1

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 10% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	54.64	-1.47	0	0	
	B	0	-120.00	12.45	142.16	-
	C	0	120.00	12.14	44.19	
HYB	A	51.05	-1.24	0.48	-89.43	
	B	5.48	-166.06	12.16	143.93	0.011
	C	5.37	156.06	11.82	42.50	
HYD	A	50.61	-0.90	0.48	90.57	
	B	4.07	171.44	0.48	90.57	∞
	C	4.07	171.44	0.48	90.57	

ตารางที่ 16 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 1

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 50% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	67.86	-1.20	0	0	
	B	0	-120.00	10.17	150.34	-
	C	0	120.00	9.86	37.25	
HYB	A	57.11	-0.96	0.66	-89.95	
	B	18.21	-157.20	9.86	153.68	0.011
	C	17.48	150.10	9.47	34.07	
HYD	A	64.77	-0.83	0.66	90.05	
	B	3.12	170.93	0.66	90.05	∞
	C	3.12	170.93	0.66	90.05	

ตารางที่ 17 กระแสความผิดปกติพร้อมเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 1

ความผิดปกติ B-C-G ที่ 99% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.41	-0.63	0	0	
	B	0	-120.00	8.66	154.37	-
	C	0	120.00	8.49	33.96	
HYB	A	59.87	-0.61	0.83	-90.60	
	B	26.35	-149.95	8.34	159.51	0.16
	C	24.99	144.10	8.05	29.12	
HYD	A	73.33	-0.62	0.83	89.40	
	B	0.08	170.27	0.83	89.40	∞
	C	0.08	170.27	0.83	89.40	

ตารางที่ 18 กระแสความผิดปกติพร้อมเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1

ความผิดปกติ B-C-G ที่ 10% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	63.51	-1.59	0	0	
	B	0	-120.00	11.11	147.52	-
	C	0	120.00	10.71	39.76	
HYB	A	55.25	-1.25	0.41	-86.18	
	B	12.97	-161.88	10.87	149.27	0.011
	C	12.61	153.36	10.87	37.93	
CLU	A	53.33	-0.89	0.41	3.82	
	B	10.21	174.70	0.41	3.82	∞
	C	10.21	174.70	0.41	3.82	

ตารางที่ 19 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 50% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	78.24	-0.82	0	0	
	B	0	-120.00	7.63	158.35	-
	C	0	120.00	7.42	31.15	
HYB	A	62.63	-0.74	0.65	-86.41	
	B	31.86	-145.96	7.38	162.90	0.011
	C	30.28	140.32	7.14	26.54	
CLU	A	69.38	-0.21	0.65	93.59	
	B	8.89	174.46	0.65	93.59	∞
	C	8.89	174.46	0.65	93.59	

ตารางที่ 20 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 99% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	76.86	0.07	0	0	
	B	0	-120.00	5.89	158.02	-
	C	0	120.00	5.90	32.75	
HYB	A	63.44	-0.39	0.95	-87.89	
	B	41.18	-136.92	5.57	167.00	0.16
	C	39.26	132.21	5.48	24.14	
CLU	A	76.60	0.09	0.95	92.11	
	B	0.26	172.99	0.95	92.11	∞
	C	0.26	172.99	0.95	92.11	

ตารางที่ 21 กระแสความผิดปกติเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1

ความผิดปกติ B-C-G ที่ 10% ของ CLU-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	77.20	0.10	0	0	
	B	0	-120.00	5.66	158.37	-
	C	0	120.00	5.68	32.62	
CLU	A	75.61	0.16	0.55	-86.52	
	B	3.26	-146.21	5.45	163.62	0.011
	C	3.24	139.70	5.44	27.54	
HYC	A	67.70	0.91	0.55	93.48	
	B	9.55	174.36	0.55	93.48	∞
	C	9.55	174.36	0.55	93.48	

ตารางที่ 22 กระแสความผิดปกติเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1

ความผิดปกติ B-C-G ที่ 50% ของ CLU-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	77.31	0.32	0	0	
	B	0	-120.00	5.02	158.74	-
	C	0	120.00	5.07	32.82	
CLU	A	71.90	0.41	0.66	-87.44	
	B	13.26	-141.19	4.79	165.99	0.011
	C	13.05	135.88	4.77	25.96	
HYC	A	71.00	0.93	0.66	92.56	
	B	6.36	173.44	0.66	92.56	∞
	C	6.36	173.44	0.66	92.56	

ตารางที่ 23 กระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1

ความผิดปกติพ่วง B-C-G ที่ 99% ของ		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
CLU-HYC		kV	deg	kA	deg	Second
Fault	A	74.44	0.99	0	0	
	B	0	-120.00	4.46	156.74	-
	C	0	120.00	4.60	34.90	
CLU	A	67.94	0.81	0.84	-88.95	
	B	21.54	-136.65	4.19	167.23	0.16
	C	21.06	132.31	4.19	25.37	
HYC	A	74.28	1.01	0.84	91.05	
	B	0.16	171.93	0.84	91.05	∞
	C	0.16	171.93	0.84	91.05	

ตารางที่ 24 กระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 1

ความผิดปกติพ่วง B-C ที่ 10% ของ		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
HYB-HYD		kV	deg	kA	deg	Second
Fault	A	73.10	0.00	0	0	
	B	36.55	-180.00	9.28	-177.45	-
	C	36.55	-180.00	9.28	2.55	
HYB	A	73.10	0.00	0	0	
	B	36.79	-177.28	9.28	-177.45	0.011
	C	36.39	177.25	9.28	2.55	
HYD	A	73.10	0.00	0	0	
	B	36.55	-180.00	0	0	∞
	C	36.55	-180.00	0	0	

ตารางที่ 25 กระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 1

ความผิดปกติพ่วง B-C ที่ 50% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.09	0	0	0	
	B	36.55	-180.00	8.35	-176.80	-
	C	36.55	-180.00	8.35	3.20	
HYB	A	38.18	0	0	0	
	B	38.18	-168.09	8.35	-176.80	0.011
	C	36.59	167.56	8.35	3.20	
HYD	A	73.09	0	0	0	
	B	36.55	-180.00	0	0	∞
	C	36.55	-180.00	0	0	

ตารางที่ 26 กระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 1

ความผิดปกติพ่วง B-C ที่ 99% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.08	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	7.44	-176.15	-
	C	36.54	-180.00	7.44	3.85	
HYB	A	73.08	0	0	0	
	B	40.31	-159.79	7.44	-176.15	0.16
	C	37.91	158.45	7.44	3.85	
HYD	A	73.08	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	0	0	∞
	C	36.54	-180.00	0	0	

ตารางที่ 27 กระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1

ความผิดปกติพ่วง B-C ที่ 10% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.09	0	0	0	
	B	36.55	-180.00	8.81	-177.12	-
	C	36.55	-180.00	8.81	2.88	
HYB	A	73.09	0	0	0	
	B	37.39	-172.56	8.81	-177.12	0.011
	C	36.34	172.34	8.81	2.88	
CLU	A	73.09	0	0	0	
	B	36.55	-180.00	0	0	∞
	C	36.55	-180.00	0	0	

ตารางที่ 28 กระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1

ความผิดปกติพ่วง B-C ที่ 50% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.08	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	6.74	-175.66	-
	C	36.54	-180.00	6.74	4.34	
HYB	A	73.08	0	0	0	
	B	42.38	-154.00	6.74	-175.66	0.011
	C	39.62	152.04	6.74	4.34	
CLU	A	73.08	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	0	0	∞
	C	36.54	-180.00	0	0	

ตารางที่ 29 กระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1

ความผิดปกติพ่วง B-C ที่ 99% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.07	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	5.23	-174.59	-
	C	36.53	-180.00	5.23	5.41	
HYB	A	73.07	0	0	0	
	B	47.87	-143.31	5.23	-174.59	0.16
	C	44.95	140.50	5.23	5.41	
CLU	A	73.07	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	0	0	∞
	C	36.53	-180.00	0	0	

ตารางที่ 30 กระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1

ความผิดปกติพ่วง B-C ที่ 10% ของ CLU-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.07	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	5.05	-174.46	-
	C	36.53	-180.00	5.05	5.54	
CLU	A	73.07	0	0	0	
	B	36.71	-176.95	5.05	-174.46	0.011
	C	36.46	176.93	5.05	5.54	
HYC	A	73.07	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	0	0	∞
	C	36.53	-180.00	0	0	

ตารางที่ 31 กระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1

ความผิดปกติพ่วง B-C ที่ 50% ของ CLU-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.06	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	4.49	-174.06	-
	C	36.53	-180.00	4.49	5.94	
CLU	A	73.06	0	0	0	
	B	38.02	-166.78	4.49	-174.06	0.011
	C	37.08	166.44	4.49	5.94	
HYC	A	73.06	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	0	0	∞
	C	36.53	-180.00	0	0	

ตารางที่ 32 กระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1

ความผิดปกติพ่วง B-C ที่ 99% ของ CLU-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.06	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	3.96	-173.69	-
	C	36.53	-180.00	3.96	6.31	
CLU	A	73.06	0	0	0	
	B	40.25	-157.84	3.96	-173.69	0.16
	C	38.87	157.02	3.96	6.31	
HYC	A	73.06	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	0	0	∞
	C	36.53	-180.00	0	0	

ตารางที่ 33 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 1

ความผิดพลาด B-C ที่ 99% ของ	Voltage		Ik''		Distance Relay
	kV	deg	kA	deg	tripping time
CLU-HYC					Second
Fault	0	0	10.72	-87.45	-
HYB	2.03	-6.57	10.72	-87.45	0.011
HYD	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 34 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 1

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 50% ของ	Voltage		Ik''		Distance Relay
	kV	deg	kA	deg	tripping time
HYB-HYD					Second
Fault	0	0	9.65	-86.80	-
HYB	9.16	-5.91	9.65	-86.80	0.011
HYD	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 35 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 1

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 99% ของ	Voltage		Ik''		Distance Relay
	kV	deg	kA	deg	tripping time
HYB-HYD					Second
Fault	0	0	8.6	-86.15	-
HYC	16.16	-5.26	8.6	-86.15	0.16
HYD	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 36 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 10% ของ HYB-CLU	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	10.18	-87.12	-
HYB	5.63	-6.23	10.18	-87.12	0.011
CLU	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 37 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 10% ของ HYB-CLU	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	7.79	-85.65	-
HYB	21.54	-4.77	7.79	-85.65	0.011
CLU	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 38 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 1

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 99% ของ HYB-CLU	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	6.05	-84.59	-
HYB	33.11	-3.70	6.05	-84.59	0.16
CLU	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 39 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 10% ของ CLU-HYC	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	5.83	-84.46	-
CLU	2.26	-3.57	5.83	-84.46	0.011
HYC	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 40 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 50% ของ CLU-HYC	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	5.19	-84.06	-
CLU	10.06	-3.17	5.19	-84.06	0.011
HYC	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 41 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 1

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 99% ของ CLU-HYC	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	4.57	-83.68	-
CLU	17.56	-2.8	4.57	-83.68	0.16
HYC	0	0	0	0	∞

กรณีที่ 2 ผลการจำลองทดสอบให้เกิดความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดิน เฟส-เฟส-ดิน เฟส-เฟส และความผิดพลาดสามเฟสที่ระยะร้อยละ 10 50 และ 99 บนสายส่งแต่ละช่วงแสดงดังตารางที่ 42 ถึงตารางที่ 77

ตารางที่ 42 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2

ความผิดพลาด A-G ที่ 10% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	12.94	-86.89	
	B	65.96	-108.85	0	0	-
	C	67.62	108.37	0	0	
HYB	A	5.19	-5.84	12.40	-86.81	
	B	65.39	-106.52	0.54	91.44	0.011
	C	65.55	106.52	0.54	91.44	
HYD	A	4.59	-7.69	0.54	-88.56	
	B	65.22	-104.89	0.54	-88.56	0.16
	C	65.73	104.78	0.54	-88.56	

ตารางที่ 43 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2

ความผิดพลาด A-G ที่ 50% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	10.54	-85.96	
	B	68.88	-115.59	0	0	-
	C	70.98	114.78	0	0	
HYB	A	19.08	-4.34	9.66	-85.65	
	B	66.01	-108.26	0.88	90.65	0.011
	C	67.16	107.94	0.88	90.65	
HYD	A	4.15	-8.47	0.88	-89.35	
	B	67.77	-112.23	0.88	-89.35	0.011
	C	68.79	111.88	0.88	-89.35	

ตารางที่ 44 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2

ความผิดพลาด A-G ที่ 99% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	9.03	-85.71	
	B	70.74	-117.60	0	0	-
	C	71.79	117.16	0	0	
HYB	A	28.08	-3.19	7.82	-85.08	
	B	66.45	-109.01	1.22	90.25	0.16
	C	67.31	108.76	1.22	90.25	
HYD	A	0.11	-8.87	1.22	-89.75	
	B	70.70	-117.51	1.22	-89.75	0.011
	C	71.72	117.09	1.22	-89.75	

ตารางที่ 45 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2

ความผิดพลาด A-G ที่ 10% ของ HYD-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	8.44	-85.46	
	B	71.74	-119.18	0	0	-
	C	72.87	118.69	0	0	
HYD	A	5.33	-4.16	7.91	-85.28	
	B	70.63	-117.22	0.54	91.88	0.011
	C	71.47	116.88	0.54	91.88	
HYC	A	7.55	-7.24	0.54	-88.12	
	B	69.27	-113.38	0.54	-88.12	0.16
	C	68.71	113.58	0.54	-88.12	

ตารางที่ 46 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2

ความผิดพลาด A-G ที่ 50% ของ HYD-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	6.93	-84.97	
	B	74.29	-122.24	0	0	-
	C	75.03	121.88	0	0	
HYD	A	19.79	-3.03	6.23	-84.54	
	B	70.20	-115.97	0.71	91.28	0.011
	C	70.50	115.86	0.71	91.28	
HYC	A	5.54	-7.84	0.71	-88.72	
	B	72.18	-118.23	0.71	-88.72	0.011
	C	71.61	110.47	0.71	-88.72	

ตารางที่ 47 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2

ความผิดพลาด A-G ที่ 99% ของ HYD-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	5.99	-85.06	
	B	75.15	-122.09	0	0	-
	C	74.48	122.42	0	0	
HYD	A	29.48	-2.14	5.10	-84.30	
	B	69.76	-114.63	0.90	90.61	0.16
	C	69.50	114.73	0.90	90.61	
HYC	A	0.14	-8.51	0.90	-89.39	
	B	75.09	-122.00	0.90	-89.39	0.011
	C	74.39	122.34	0.90	-89.39	

ตารางที่ 48 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2

ความผิดพลาด A-G ที่ 10% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	11.29	-89.14	
	B	68.16	-114.73	0	0	-
	C	70.68	113.79	0	0	
HYB	A	13.87	-5.09	11.06	-86.06	
	B	65.97	-108.48	0.23	89.92	0.011
	C	67.34	108.09	0.23	89.92	
CLU	A	5.64	-9.20	0.23	-90.08	
	B	66.87	-110.07	0.23	-90.08	0.16
	C	67.77	109.79	0.23	-90.08	

ตารางที่ 49 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2

ความผิดพลาด A-G ที่ 50% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	6.82	-84.48	
	B	76.91	-126.33	0	0	-
	C	79.04	125.21	0	0	
HYB	A	38.07	-2.78	6.40	-84.13	
	B	67.95	-112.83	0.42	90.08	0.011
	C	69.14	112.42	0.42	90.08	
CLU	A	5.76	-9.04	0.42	-89.92	
	B	74.45	-122.38	0.42	-89.92	0.011
	C	75.13	122.06	0.42	-89.92	

ตารางที่ 50 กระแสความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2

ความผิดปกติ A-G ที่ 99% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	4.97	-84.41	
	B	80.14	-128.09	0	0	-
	C	80.44	127.92	0	0	
HYB	A	48.19	-1.71	4.42	-83.68	
	B	68.99	-114.36	0.56	89.82	0.16
	C	69.75	114.07	0.56	89.82	
CLU	A	0.15	-9.30	0.56	-90.18	
	B	80.07	-127.99	0.56	-90.18	0.011
	C	80.33	127.85	0.56	-90.18	

ตารางที่ 51 กระแสความผิดปกติเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2

ความผิดปกติ B-C-G ที่ 10% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	53.92	-1.48	0	0	
	B	0	-120.00	12.52	141.79	-
	C	0	120.00	12.21	44.56	
HYB	A	50.47	-1.25	0.68	-87.70	
	B	5.36	-165.75	12.09	144.25	0.011
	C	5.26	155.54	11.76	42.09	
HYD	A	48.14	-0.84	0.68	92.30	
	B	5.80	173.18	0.68	92.30	∞
	C	5.80	173.18	0.68	92.30	

ตารางที่ 52 กระแสความผิดปกติฟาส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2

ความผิดปกติ B-C-G ที่ 50% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	65.66	-1.23	0	0	
	B	0	-120.00	10.33	148.99	-
	C	0	120.00	10.02	38.62	
HYB	A	55.66	-1.00	0.97	-88.34	
	B	17.78	-156.63	9.84	153.76	0.011
	C	17.08	149.30	9.47	33.92	
HYD	A	61.11	-0.77	0.97	91.66	
	B	4.58	172.54	0.97	91.66	∞
	C	4.58	172.54	0.97	91.66	

ตารางที่ 53 กระแสความผิดปกติฟาส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2

ความผิดปกติ B-C-G ที่ 99% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	69.14	-0.55	0	0	
	B	0	-120.00	8.90	151.50	-
	C	0	120.00	8.77	36.74	
HYB	A	57.41	-0.61	1.29	-89.25	
	B	25.61	-148.96	8.35	159.22	0.16
	C	24.29	142.92	8.08	29.35	
HYD	A	69.02	-0.53	1.29	90.75	
	B	0.12	171.62	1.29	90.75	∞
	C	0.12	171.62	1.29	90.75	

ตารางที่ 54 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 10% ของ		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
HYD-HYC		kV	deg	kA	deg	Second
Fault	A	71.52	-0.54	0	0	
	B	0	-120.00	8.43	153.25	-
	C	0	120.00	8.30	35.38	
HYD	A	68.79	-0.43	0.55	-87.60	
	B	4.72	-155.02	8.18	156.61	0.011
	C	4.62	147.29	8.01	32.09	
HYC	A	63.85	0.21	0.55	92.40	
	B	7.72	173.28	0.55	92.40	∞
	C	7.72	173.28	0.55	92.40	

ตารางที่ 55 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 50% ของ		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
HYD-HYC		kV	deg	kA	deg	Second
Fault	A	76.07	-0.30	0	0	
	B	0	-120.00	7.14	156.89	-
	C	0	120.00	7.07	32.77	
HYD	A	67.54	-0.16	0.68	-88.39	
	B	17.22	-147.40	6.88	162.05	0.011
	C	16.63	141.34	6.74	27.80	
HYC	A	70.79	0.24	0.68	91.61	
	B	5.32	172.48	0.68	91.61	∞
	C	5.32	172.48	0.68	91.61	

ตารางที่ 56 กระแสความผิดปกติเฟส-เฟส-ดินที่ระยะ 99 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2

ความผิดปกติ B-C-G ที่ 99% ของ		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	76.34	0.27	0	0	
	B	0	-120.00	6.12	157.39	-
	C	0	120.00	6.18	32.87	
HYD	A	65.96	0.15	0.86	-89.68	
	B	26.18	-141.20	5.84	165.17	0.16
	C	25.14	136.15	5.76	25.66	
HYC	A	76.20	0.29	0.86	90.32	
	B	0.13	171.20	0.86	90.32	∞
	C	0.13	171.20	0.86	90.32	

ตารางที่ 57 กระแสความผิดปกติเฟส-เฟส-ดินที่ระยะ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2

ความผิดปกติ B-C-G ที่ 10% ของ		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	64.16	-1.56	0	0	
	B	0	-120.00	11.05	147.89	-
	C	0	120.00	10.66	39.36	
HYB	A	55.60	-1.22	0.26	-88.86	
	B	13.22	-162.20	10.91	149.02	0.011
	C	12.83	153.88	10.50	38.29	
CLU	A	57.86	-0.86	0.26	91.14	
	B	6.34	172.01	0.26	91.14	∞
	C	6.34	172.01	0.26	91.14	

ตารางที่ 58 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 50% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	81.16	-0.73	0	0	
	B	0	-120.00	7.49	160.46	-
	C	0	120.00	7.29	28.93	
HYB	A	64.06	-0.64	0.37	-89.01	
	B	32.41	-146.54	7.37	163.18	0.011
	C	30.74	141.13	7.13	26.28	
CLU	A	76.08	-0.23	0.37	90.99	
	B	5.13	171.87	0.37	90.99	∞
	C	5.13	171.87	0.37	90.99	

ตารางที่ 59 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 99% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	84.05	-0.09	0	0	
	B	0	-120.00	5.66	163.46	-
	C	0	120.00	5.63	27.45	
HYB	A	66.22	-0.32	0.47	-90.05	
	B	42.06	-137.98	5.54	168.16	0.16
	C	40.03	133.48	5.43	23.01	
CLU	A	83.92	-0.08	0.47	89.95	
	B	0.13	170.83	0.47	89.95	∞
	C	0.13	170.83	0.47	89.95	

ตารางที่ 60 กระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2

ความผิดปกติพ่วง B-C ที่ 10% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.10	0.00	0	0	
	B	36.55	-180.00	9.28	-177.45	-
	C	36.55	-180.00	9.28	2.55	
HYB	A	73.10	0.00	0	0	
	B	36.79	-177.28	9.28	-177.45	0.011
	C	36.39	177.25	9.28	2.55	
HYD	A	73.10	0.00	0	0	
	B	36.55	-180.00	0	0	∞
	C	36.55	-180.00	0	0	

ตารางที่ 61 กระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2

ความผิดปกติพ่วง B-C ที่ 50% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.09	0	0	0	
	B	36.55	-180.00	8.35	-176.80	-
	C	36.55	-180.00	8.35	3.20	
HYB	A	38.18	0	0	0	
	B	38.18	-168.09	8.35	-176.80	0.011
	C	36.59	167.56	8.35	3.20	
HYD	A	73.09	0	0	0	
	B	36.55	-180.00	0	0	∞
	C	36.55	-180.00	0	0	

ตารางที่ 62 กระแสความผิดปกติพร้อมเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2

ความผิดปกติ B-C ที่ 99% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.08	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	7.44	-176.15	-
	C	36.54	-180.00	7.44	3.85	
HYB	A	73.08	0	0	0	
	B	40.31	-159.79	7.44	-176.15	0.16
	C	37.91	158.45	7.44	3.85	
HYD	A	73.08	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	0	0	∞
	C	36.54	-180.00	0	0	

ตารางที่ 63 กระแสความผิดปกติพร้อมเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2

ความผิดปกติ B-C ที่ 10% ของ HYD-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.08	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	7.44	-176.15	-
	C	36.54	-180.00	7.44	3.85	
HYD	A	73.08	0	0	0	
	B	40.31	-159.79	7.44	-176.15	0.011
	C	37.91	158.45	7.44	3.85	
HYC	A	73.08	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	0	0	∞
	C	36.54	-180.00	0	0	

ตารางที่ 64 กระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2

ความผิดปกติพ่วง B-C ที่ 50% ของ HYD-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.08	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	6.27	-175.32	-
	C	36.54	-180.00	6.27	4.68	
HYD	A	73.08	0	0	0	
	B	38.58	-165.23	6.27	-175.32	0.011
	C	37.10	164.63	6.27	-175.32	
HYC	A	73.08	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	0	0	∞
	C	36.54	-180.00	0	0	

ตารางที่ 65 กระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2

ความผิดปกติพ่วง B-C ที่ 99% ของ HYD-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.07	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	5.44	-174.74	-
	C	36.54	-180.00	5.44	5.26	
HYD	A	73.07	0	0	0	
	B	41.29	-155.83	5.44	-174.74	0.16
	C	39.23	154.47	5.44	5.26	
HYC	A	73.07	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	0	0	∞
	C	36.54	-180.00	0	0	

ตารางที่ 66 กระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2

ความผิดปกติพ่วง B-C ที่ 10% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.09	0	0	0	
	B	36.55	-180.00	8.81	-177.12	-
	C	36.55	-180.00	8.81	2.88	
HYB	A	73.09	0	0	0	
	B	37.39	-172.56	8.81	-177.12	0.011
	C	36.34	172.34	8.81	2.88	
CLU	A	73.09	0	0	0	
	B	36.55	-180.00	0	0	∞
	C	36.55	-180.00	0	0	

ตารางที่ 67 กระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2

ความผิดปกติพ่วง B-C ที่ 50% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.08	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	6.74	-175.66	-
	C	36.54	-180.00	6.74	4.34	
HYB	A	73.08	0	0	0	
	B	42.38	-154.00	6.74	-175.66	0.011
	C	39.62	152.04	6.74	4.34	
CLU	A	73.08	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	0	0	∞
	C	36.54	-180.00	0	0	

ตารางที่ 68 กระแสความผิดปกติเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2

ความผิดปกติ B-C ที่ 99% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.07	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	5.23	-174.59	-
	C	36.53	-180.00	5.23	5.41	
HYB	A	73.07	0	0	0	
	B	47.87	-143.31	5.23	-174.59	0.16
	C	44.95	140.50	5.23	5.41	
CLU	A	73.07	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	0	0	∞
	C	36.53	-180.00	0	0	

ตารางที่ 69 กระแสความผิดปกติสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2

ความผิดปกติ A-B-C ที่ 10% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault		0	0	10.72	-87.45	-
HYB		2.03	-6.57	10.72	-87.45	0.011
HYD		0	0	0	0	∞

ตารางที่ 70 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 50% ของ HYB-HYD	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	9.65	-86.80	-
HYB	9.16	-5.91	9.65	-86.80	0.011
HYD	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 71 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 2

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 99% ของ HYB-HYD	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	8.6	-86.15	-
HYB	16.16	-5.26	8.6	-86.15	0.16
HYD	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 72 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 10% ของ HYD-HYC	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	8.28	-85.95	-
HYB	2.60	-5.06	8.28	-85.95	0.011
HYC	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 73 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 2

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 50% ของ HYD-HYC	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	7.25	-85.32	-
HYB	11.39	-4.43	7.25	-85.32	0.011
HYC	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 74 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYD-HYC

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 99% ของ HYD-HYC	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	6.29	-84.73	-
HYB	19.58	-3.85	6.29	-84.73	0.16
HYC	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 75 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 10% ของ HYB-CLU	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	10.18	-87.12	-
HYB	5.63	-6.23	10.18	-87.12	0.011
CLU	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 76 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 10% ของ HYB-CLU	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	7.79	-85.65	-
HYB	21.54	-4.77	7.79	-85.65	0.011
CLU	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 77 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 2

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 99% ของ HYB-CLU	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	6.05	-84.59	-
HYB	33.11	-3.70	6.05	-84.59	0.16
CLU	0	0	0	0	∞

กรณีที่ 3 ผลการจำลองทดสอบให้เกิดความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดิน เฟส-เฟส-ดิน เฟส-เฟส และความผิดพลาดสามเฟสที่ระยะร้อยละ 10 50 และ 99 บนสายส่งแต่ละช่วงแสดงดังตารางที่ 78 ถึงตารางที่ 113

ตารางที่ 78 ค่ากระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3

ความผิดพลาด A-G ที่ 10% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	12.90	-86.87	
	B	66.01	-109.07	0	0	-
	C	67.72	108.57	0	0	
HYB	A	5.14	-5.86	12.32	-86.81	
	B	65.44	-106.78	0.58	91.94	0.011
	C	66.66	106.46	0.58	91.94	
HYD	A	4.91	-7.18	0.58	-88.06	
	B	65.18	-104.84	0.58	-88.06	0.16
	C	65.74	104.71	0.58	-88.06	

ตารางที่ 79 ค่ากระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3

ความผิดพลาด A-G ที่ 50% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	10.56	-85.94	
	B	68.78	-115.48	0	0	-
	C	70.94	114.65	0	0	
HYB	A	18.87	-4.39	9.63	-85.67	
	B	66.00	-108.33	0.94	91.18	0.011
	C	67.20	107.99	0.94	91.18	
HYD	A	4.41	-7.94	0.94	-88.82	
	B	67.59	-111.91	0.94	-88.82	0.011
	C	68.67	111.55	0.94	-88.82	

ตารางที่ 80 ค่ากระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3

ความผิดพลาด A-G ที่ 99% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	9.11	-85.69	
	B	70.39	-117.12	0	0	-
	C	71.51	116.66	0	0	
HYB	A	27.71	-3.27	7.82	-85.10	
	B	66.37	-108.89	1.30	90.79	0.16
	C	67.29	108.63	1.30	90.79	
HYD	A	0.12	-8.33	1.30	-89.21	
	B	70.35	-117.03	1.30	-89.21	0.011
	C	71.44	116.58	1.30	-89.21	

ตารางที่ 81 ค่ากระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3

ความผิดพลาด A-G ที่ 10% ของ HYD-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	8.55	-85.44	
	B	71.26	-118.55	0	0	-
	C	71.46	118.03	0	0	
HYD	A	5.24	-4.23	7.91	-85.30	
	B	70.23	-116.65	0.64	92.84	0.011
	C	71.14	116.29	0.64	92.84	
HYC	A	9.03	-6.28	0.64	-87.16	
	B	68.35	-111.52	0.64	-87.16	0.16
	C	67.78	111.72	0.64	-87.16	

ตารางที่ 82 ค่ากระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3

ความผิดพลาด A-G ที่ 10% ของ HYD-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	8.55	-85.44	
	B	71.26	-118.55	0	0	-
	C	71.46	118.03	0	0	
HYD	A	5.24	-4.23	7.91	-85.30	
	B	70.23	-116.65	0.64	92.84	0.011
	C	71.14	116.29	0.64	92.84	
HYC	A	9.03	-6.28	0.64	-87.16	
	B	68.35	-111.52	0.64	-87.16	0.16
	C	67.78	111.72	0.64	-87.16	

ตารางที่ 83 ค่ากระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3

ความผิดพลาด A-G ที่ 99% ของ HYD-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	6.32	-85.13	
	B	73.27	-119.50	0	0	-
	C	72.40	119.89	0	0	
HYD	A	28.49	-2.19	5.21	-84.40	
	B	69.01	-113.25	1.12	91.48	0.16
	C	68.76	113.34	1.12	91.48	
HYC	A	0.17	-7.65	1.12	-88.52	
	B	72.21	-119.37	1.12	-88.52	0.011
	C	72.29	119.78	1.12	-88.52	

ตารางที่ 84 ค่ากระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3

ความผิดพลาด A-G ที่ 10% ของ HYC-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	5.95	-84.93	
	B	74.09	-120.74	0	0	-
	C	73.39	121.07	0	0	
HYC	A	4.72	-3.73	5.62	-84.79	
	B	73.02	-119.06	0.33	92.69	0.011
	C	72.05	119.49	0.33	92.69	
CLU	A	5.76	-6.43	0.33	-87.31	
	B	71.91	-116.56	0.33	-87.31	0.16
	C	70.03	117.33	0.33	-87.31	

ตารางที่ 85 ค่ากระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3

ความผิดพลาด A-G ที่ 50% ของ HYC-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	4.94	-84.47	
	B	76.49	-123.73	0	0	-
	C	75.91	124.02	0	0	
HYC	A	18.25	-2.76	4.52	-84.13	
	B	72.28	-117.88	0.41	91.74	0.011
	C	71.18	118.35	0.41	91.74	
CLU	A	3.99	-7.38	0.41	-88.26	
	B	74.80	-120.99	0.41	-88.26	0.011
	C	73.34	121.68	0.41	-88.26	

ตารางที่ 86 ค่ากระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3

ความผิดพลาด A-G ที่ 50% ของ HYC-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	4.94	-84.47	
	B	76.49	-123.73	0	0	-
	C	75.91	124.02	0	0	
HYC	A	18.25	-2.76	4.52	-84.13	
	B	72.28	-117.88	0.41	91.74	0.011
	C	71.18	118.35	0.41	91.74	
CLU	A	3.99	-7.38	0.41	-88.26	
	B	74.80	-120.99	0.41	-88.26	0.011
	C	73.34	121.68	0.41	-88.26	

ตารางที่ 87 ค่ากระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 10% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	54.32	-1.51	0	0	
	B	0	-120.00	12.49	142.01	-
	C	0	120.00	12.17	44.37	
HYB	A	50.94	-1.29	0.73	-87.17	
	B	5.28	-165.46	12.02	144.64	0.011
	C	5.19	155.23	11.70	41.70	
HYD	A	48.17	-0.90	0.73	92.83	
	B	6.18	173.71	0.73	92.83	∞
	C	6.18	173.71	0.73	92.83	

ตารางที่ 88 ค่ากระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 50% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	65.47	-1.27	0	0	
	B	0	-120.00	10.35	148.88	-
	C	0	120.00	10.03	38.76	
HYB	A	55.69	-1.04	1.03	-87.79	
	B	17.59	-156.36	9.82	153.93	0.011
	C	16.90	148.95	9.45	33.72	
HYD	A	60.62	-0.82	1.03	92.21	
	B	4.87	173.09	1.03	92.21	∞
	C	4.87	173.09	1.03	92.21	

ตารางที่ 89 ค่ากระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 99% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	68.38	-0.60	0	0	
	B	0	-120.00	8.96	151.04	-
	C	0	120.00	8.82	37.25	
HYB	A	57.09	-0.66	1.38	-88.69	
	B	25.37	-148.66	8.35	159.25	0.16
	C	24.08	142.50	8.08	29.31	
HYD	A	68.25	-0.58	1.38	91.31	
	B	0.13	172.19	1.38	91.31	∞
	C	0.13	172.19	1.38	91.31	

ตารางที่ 90 ค่ากระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 10% ของ HYD-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	70.54	-0.59	0	0	
	B	0	-120.00	8.49	152.63	-
	C	0	120.00	8.35	36.05	
HYD	A	67.90	-0.48	0.67	-86.60	
	B	4.67	-154.75	8.17	156.64	0.011
	C	4.57	146.91	8.01	32.05	
HYC	A	61.24	0.19	0.67	93.40	
	B	9.35	174.27	0.67	93.40	∞
	C	9.35	174.27	0.67	93.40	

ตารางที่ 91 ค่ากระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 50% ของ HYD-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	74.18	-0.33	0	0	
	B	0	-120.00	7.23	155.59	-
	C	0	120.00	7.15	34.10	
HYD	A	66.18	-0.20	0.85	-87.44	
	B	17.03	-146.98	6.88	161.89	0.011
	C	16.45	140.82	6.75	27.95	
HYC	A	67.59	0.28	0.85	92.56	
	B	6.63	173.43	0.85	92.56	∞
	C	6.63	173.43	0.85	92.56	

ตารางที่ 92 ค่ากระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 99% ของ HYD-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	72.64	0.40	0	0	
	B	0	-120.00	6.27	154.76	-
	C	0	120.00	6.34	35.37	
HYD	A	63.73	0.18	1.12	-88.92	
	B	25.81	-140.49	5.86	164.66	0.16
	C	24.78	135.38	5.78	26.13	
HYC	A	72.46	0.42	1.12	91.08	
	B	0.18	171.96	1.12	91.08	∞
	C	0.18	171.96	1.12	91.08	

ตารางที่ 93 ค่ากระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 10% ของ HYC-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	74.41	0.31	0	0	
	B	0	-120.00	5.98	156.15	-
	C	0	120.00	6.04	34.34	
HYC	A	72.04	0.44	0.33	-87.62	
	B	4.05	-153.70	5.85	159.02	0.011
	C	4.06	145.94	5.88	31.64	
CLU	A	68.80	0.88	0.33	92.38	
	B	5.65	173.26	0.33	92.38	∞
	C	5.65	173.26	0.33	92.38	

ตารางที่ 94 ค่ากระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 50% ของ HYC-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
		kV	deg	kA	deg	Second
Fault	A	78.57	0.22	0	0	
	B	0	-120.00	5.17	159.59	-
	C	0	120.00	5.20	31.84	
HYC	A	70.55	0.48	0.38	-88.50	
	B	15.45	-146.99	5.04	163.64	0.011
	C	15.31	141.15	5.02	28.07	
CLU	A	74.92	0.60	0.38	91.50	
	B	3.69	172.37	0.38	91.50	∞
	C	3.69	172.37	0.38	91.50	

ตารางที่ 95 ค่ากระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 99% ของ HYC-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
		kV	deg	kA	deg	Second
Fault	A	80.03	0.43	0	0	
	B	0	-120.00	4.47	160.69	-
	C	0	120.00	4.54	31.07	
HYC	A	69.22	0.57	0.45	-89.54	
	B	24.18	-141.47	4.34	166.59	0.011
	C	23.77	136.85	4.33	25.92	
CLU	A	79.95	0.44	0.45	90.46	
	B	0.09	171.34	0.45	90.46	∞
	C	0.09	171.34	0.45	90.46	

ตารางที่ 96 ค่ากระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3

ความผิดปกติ B-C ที่ 10% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.10	0.00	0	0	
	B	36.55	-180.00	9.28	-177.45	-
	C	36.55	-180.00	9.28	2.55	
HYB	A	73.10	0.00	0	0	
	B	36.79	-177.28	9.28	-177.45	0.011
	C	36.39	177.25	9.28	2.55	
HYD	A	73.10	0.00	0	0	
	B	36.55	-180.00	0	0	∞
	C	36.55	-180.00	0	0	

ตารางที่ 97 ค่ากระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3

ความผิดปกติ B-C ที่ 50% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.09	0	0	0	
	B	36.55	-180.00	8.35	-176.80	-
	C	36.55	-180.00	8.35	3.20	
HYB	A	38.18	0	0	0	
	B	38.18	-168.09	8.35	-176.80	0.011
	C	36.59	167.56	8.35	3.20	
HYD	A	73.09	0	0	0	
	B	36.55	-180.00	0	0	∞
	C	36.55	-180.00	0	0	

ตารางที่ 98 ค่ากระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3

ความผิดปกติพ่วง B-C ที่ 99% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.08	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	7.44	-176.15	-
	C	36.54	-180.00	7.44	3.85	
HYB	A	73.08	0	0	0	
	B	40.31	-159.79	7.44	-176.15	0.16
	C	37.91	158.45	7.44	3.85	
HYD	A	73.08	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	0	0	∞
	C	36.54	-180.00	0	0	

ตารางที่ 99 ค่ากระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3

ความผิดปกติพ่วง B-C ที่ 10% ของ HYD-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.08	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	7.44	-176.15	-
	C	36.54	-180.00	7.44	3.85	
HYD	A	73.08	0	0	0	
	B	40.31	-159.79	7.44	-176.15	0.011
	C	37.91	158.45	7.44	3.85	
HYC	A	73.08	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	0	0	∞
	C	36.54	-180.00	0	0	

ตารางที่ 100 ค่ากระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3

ความผิดปกติ B-C ที่ 50% ของ HYD-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.08	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	6.27	-175.32	-
	C	36.54	-180.00	6.27	4.68	
HYD	A	73.08	0	0	0	
	B	38.58	-165.23	6.27	-175.32	0.011
	C	37.10	164.63	6.27	-175.32	
HYC	A	73.08	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	0	0	∞
	C	36.54	-180.00	0	0	

ตารางที่ 101 ค่ากระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3

ความผิดปกติ B-C ที่ 99% ของ HYD-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.07	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	5.44	-174.74	-
	C	36.54	-180.00	5.44	5.26	
HYD	A	73.07	0	0	0	
	B	41.29	-155.83	5.44	-174.74	0.16
	C	39.23	154.47	5.44	5.26	
HYC	A	73.07	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	0	0	∞
	C	36.54	-180.00	0	0	

ตารางที่ 102 ค่ากระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3

ความผิดปกติ B-C ที่ 10% ของ HYC-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.07	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	5.25	-174.60	-
	C	36.54	-180.00	5.25	5.40	
HYC	A	73.07	0	0	0	
	B	36.72	-176.83	5.25	-174.60	0.011
	C	36.46	176.81	5.25	5.40	
CLU	A	73.07	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	0	0	∞
	C	36.54	-180.00	0	0	

ตารางที่ 103 ค่ากระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3

ความผิดปกติ B-C ที่ 50% ของ HYC-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.07	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	4.65	-174.18	-
	C	36.53	-180.00	4.65	5.82	
HYC	A	73.07	0	0	0	
	B	38.13	-166.33	4.65	-174.18	0.011
	C	37.12	165.96	4.65	5.82	
CLU	A	73.07	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	0	0	∞
	C	36.53	-180.00	0	0	

ตารางที่ 104 ค่ากระแสความผิดปกติพ่วงเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3

ความผิดปกติ B-C ที่ 99% ของ HYC-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.06	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	4.08	-173.77	-
	C	36.53	-180.00	4.08	6.23	
HYC	A	73.06	0	0	0	
	B	40.47	-157.24	4.08	-173.77	0.16
	C	39.02	156.34	4.08	6.23	
CLU	A	73.06	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	0	0	∞
	C	36.53	-180.00	0	0	

ตารางที่ 105 ค่ากระแสความผิดปกติสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3

ความผิดปกติ A-B-C ที่ 10% ของ HYB-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault		0	0	10.72	-87.45	-
HYB		2.03	-6.57	10.72	-87.45	0.011
HYD		0	0	0	0	∞

ตารางที่ 106 ค่ากระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 50% ของ HYB-HYD	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	9.65	-86.80	-
HYB	9.16	-5.91	9.65	-86.80	0.011
HYD	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 107 ค่ากระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-HYD กรณีที่ 3

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 99% ของ HYB-HYD	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	8.6	-86.15	-
HYB	16.16	-5.26	8.6	-86.15	0.16
HYD	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 108 ค่ากระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 10% ของ HYD-HYC	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	8.28	-85.95	-
HYB	2.60	-5.06	8.28	-85.95	0.011
HYC	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 109 ค่ากระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 50% ของ HYD-HYC	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	7.25	-85.32	-
HYB	11.39	-4.43	7.25	-85.32	0.011
HYC	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 110 ค่ากระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYD-HYC กรณีที่ 3

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 99% ของ HYD-HYC	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	6.29	-84.73	-
HYB	19.58	-3.85	6.29	-84.73	0.16
HYC	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 111 ค่ากระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 10% ของ HYC-CLU	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	6.07	-84.60	-
HYC	2.35	-3.71	6.07	-84.60	0.011
CLU	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 112 ค่ากระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 50% ของ HYC-CLU	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	5.38	-84.18	-
HYC	10.42	-3.29	5.38	-84.18	0.011
CLU	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 113 ค่ากระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYC-CLU กรณีที่ 3

ความผิดพลาด A-B- C ที่ 99% ของ HYC- CLU	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	4.72	-83.77	-
HYC	18.11	-2.88	4.72	-83.77	0.16
CLU	0	0	0	0	∞

กรณีที่ 4 ผลการจำลองทดสอบให้เกิดความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดิน เฟส-เฟส-ดิน เฟส-เฟส และความผิดพลาดสามเฟสที่ระยะร้อยละ 10 50 และ 99 บนสายส่งแต่ละช่วงแสดงดังตารางที่ 114 ถึงตารางที่ 149

ตารางที่ 114 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 4

ความผิดพลาด A-G ที่ 10% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	11.29	-86.11	
	B	68.12	-114.76	0	0	-
	C	70.73	113.79	0	0	
HYB	A	13.39	-5.20	10.88	-86.10	
	B	66.07	-108.91	0.40	93.46	0.011
	C	67.55	108.48	0.40	93.46	
CLU	A	9.93	-5.66	0.40	-86.54	
	B	65.55	-106.53	0.40	-86.54	0.16
	C	66.41	106.31	0.40	-86.54	

ตารางที่ 115 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 4

ความผิดพลาด A-G ที่ 50% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	7.26	-84.48	
	B	74.49	-123.82	0	0	-
	C	76.82	122.67	0	0	
HYB	A	36.19	-3.04	6.50	-84.26	
	B	67.49	-112.07	0.76	93.56	0.011
	C	68.85	111.61	0.76	93.56	
CLU	A	10.43	-5.57	0.76	-86.44	
	B	70.16	-116.30	0.76	-86.44	0.011
	C	70.84	116.03	0.76	-86.44	

ตารางที่ 116 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 4

ความผิดพลาด A-G ที่ 99% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	5.89	-84.50	
	B	73.93	-121.31	0	0	-
	C	74.12	121.23	0	0	
HYB	A	44.60	-2.05	4.77	-83.96	
	B	67.91	-112.52	1.11	93.19	0.16
	C	68.91	112.18	1.11	93.19	
CLU	A	0.31	-5.94	1.11	-86.81	
	B	73.80	-121.10	1.11	-86.81	0.011
	C	73.93	121.04	1.11	-86.81	

ตารางที่ 117 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 4

ความผิดพลาด A-G ที่ 10% ของ CLU-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	5.68	-84.41	
	B	73.96	-121.28	0	0	-
	C	74.07	121.23	0	0	
CLU	A	3.71	-3.32	4.95	-84.33	
	B	73.26	-120/24	0.73	95.04	0.011
	C	73.23	120.26	0.73	95.04	
HYC	A	12.65	-4.08	0.73	-84.96	
	B	69.10	-111.91	0.73	-84.96	0.16
	C	67.55	112.44	0.73	-84.96	

ตารางที่ 118 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 4

ความผิดพลาด A-G ที่ 50% ของ CLU-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	5.17	-84.26	
	B	73.42	-120.11	0	0	-
	C	72.99	120.30	0	0	
CLU	A	14.63	-2.58	4.27	-83.97	
	B	71.27	-116.86	0.90	94.39	0.011
	C	70.71	117.10	0.90	94.39	
HYC	A	8.63	-4.73	0.90	-85.61	
	B	70.15	-113.73	0.90	-85.61	0.011
	C	68.41	114.37	0.90	-85.61	

ตารางที่ 119 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 4

ความผิดพลาด A-G ที่ 99% ของ CLU-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	4.95	-84.54	
	B	71.32	-115.35	0	0	-
	C	69.19	116.19	0	0	
CLU	A	22.57	-1.84	3.82	-83.98	
	B	69.40	-112.83	1.13	93.55	0.16
	C	68.12	113.29	1.13	93.55	
HYC	A	0.22	-5.57	1.13	-86.45	
	B	71.24	-115.18	1.13	-86.45	0.011
	C	69.07	116.04	1.13	-86.45	

ตารางที่ 120 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีที่ 4

ความผิดพลาด A-G ที่ 10% ของ HYC-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	4.81	-84.46	
	B	71.52	-115.77	0	0	-
	C	69.48	116.59	0	0	
HYC	A	2.76	-3.44	4.33	-84.40	
	B	71.05	-114.84	0.48	95.03	0.011
	C	68.86	115.68	0.48	95.03	
HYD	A	6.71	-4.09	0.48	-84.97	
	B	69.32	-110.62	0.48	-84.97	0.16
	C	66.31	111.60	0.48	-84.97	

ตารางที่ 121 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีที่ 4

ความผิดพลาด A-G ที่ 50% ของ HYC-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	4.38	-84.25	
	B	72.12	-116.80	0	0	-
	C	70.15	117.62	0	0	
HYC	A	11.46	-2.62	3.80	-83.96	
	B	70.29	-113.43	0.58	93.85	0.011
	C	68.04	114.25	0.58	93.85	
HYD	A	4.54	-5.27	0.58	-86.15	
	B	70.58	-113.37	0.58	-86.15	0.011
	C	67.79	114.39	0.58	-86.15	

ตารางที่ 122 กระแสความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีที่ 4

ความผิดพลาด A-G ที่ 99% ของ HYC-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	0	0	4.08	-84.34	
	B	72.06	-115.98	0	0	-
	C	69.35	117.08	0	0	
HYC	A	18.55	-1.77	3.37	-83.74	
	B	69.52	-111.70	0.71	92.80	0.16
	C	67.06	112.54	0.71	92.80	
HYD	A	0.11	-6.32	0.71	-87.20	
	B	72.03	-115.90	0.71	-87.20	0.011
	C	69.29	117.00	0.71	-87.20	

ตารางที่ 123 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 4

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 10% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	64.19	-1.61	0	0	
	B	0	-120.00	11.06	147.93	-
	C	0	120.00	10.65	39.37	
HYB	A	56.16	-1.28	0.45	-85.28	
	B	12.70	-161.39	10.79	149.85	0.011
	C	12.34	152.83	10.40	37.33	
CLU	A	53.04	-1.02	0.45	94.72	
	B	11.16	175.59	0.45	94.72	∞
	C	11.16	175.59	0.45	94.72	

ตารางที่ 124 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 4

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 50% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	77.75	-0.90	0	0	
	B	0	-120.00	7.67	158.04	-
	C	0	120.00	7.43	31.54	
HYB	A	62.64	-0.80	0.71	-85.42	
	B	31.55	-145.63	7.38	162.98	0.011
	C	30.02	139.86	7.14	26.45	
CLU	A	68.00	-0.38	0.71	94.58	
	B	9.77	175.46	0.71	94.58	∞
	C	9.77	175.46	0.71	94.58	

ตารางที่ 125 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 4

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 99% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	74.93	-0.08	0	0	
	B	0	-120.00	5.98	156.72	-
	C	0	120.00	5.96	34.18	
HYB	A	62.83	-0.50	1.09	-86.73	
	B	40.82	-136.54	5.58	166.75	0.16
	C	39.00	131.68	5.48	24.40	
CLU	A	74.63	-0.05	1.09	93.27	
	B	0.30	174.15	1.09	93.27	∞
	C	0.30	174.15	1.09	93.27	

ตารางที่ 126 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 4

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 10% ของ CLU-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	74.91	-0.04	0	0	
	B	0	-120.00	5.76	156.82	-
	C	0	120.00	5.76	34.31	
CLU	A	73.44	0.02	0.71	-84.91	
	B	3.22	-145.72	5.46	163.42	0.011
	C	3.20	139.07	5.44	27.75	
HYC	A	62.61	0.74	0.71	95.09	
	B	12.34	175.96	0.71	95.09	∞
	C	12.34	175.96	0.71	95.09	

ตารางที่ 127 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 4

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 50% ของ CLU-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.37	0.19	0	0	
	B	0	-120.00	5.16	156.05	-
	C	0	120.00	5.19	35.64	
CLU	A	68.77	0.27	0.89	-85.80	
	B	13.05	-140.47	4.81	165.47	0.011
	C	12.86	135.02	4.79	26.49	
HYC	A	64.82	0.87	0.89	94.20	
	B	8.60	175.08	0.89	94.20	∞
	C	8.60	175.08	0.89	94.20	

ตารางที่ 128 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 4

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 99% ของ CLU-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	66.58	1.21	0	0	
	B	0	-120.00	4.72	151.49	-
	C	0	120.00	4.86	39.95	
CLU	A	62.64	0.86	1.23	-87.46	
	B	21.07	-135.36	4.22	265.99	0.16
	C	20.61	130.95	4.23	26.58	
HYC	A	66.34	1.24	1.23	92.54	
	B	0.24	173.42	1.23	92.54	∞
	C	0.24	173.42	1.23	92.54	

ตารางที่ 129 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีที่ 4

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 10% ของ HYC-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	67.24	1.13	0	0	
	B	0	-120.00	4.60	152.00	-
	C	0	120.00	4.73	39.64	
HYC	A	65.89	1.24	0.52	-85.93	
	B	2.46	-154.66	4.34	157.77	0.011
	C	2.52	146.73	4.45	34.34	
HYD	A	60.04	1.88	0.52	94.07	
	B	7.24	174.95	0.52	94.07	∞
	C	7.24	174.95	0.52	94.07	

ตารางที่ 130 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีที่ 4

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 50% ของ HYC-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	68.86	1.03	0	0	
	B	0	-120.00	4.22	153.27	-
	C	0	120.00	4.34	38.85	
HYC	A	64.03	1.29	0.62	-87.06	
	B	10.14	-149.31	3.95	161.05	0.011
	C	10.25	143.29	4.01	31.71	
HYD	A	64.09	1.57	0.62	92.94	
	B	4.81	173.81	0.62	92.94	∞
	C	4.81	173.81	0.62	92.94	

ตารางที่ 131 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟส-ดินที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีที่ 4

ความผิดพลาด B-C-G ที่ 99% ของ HYC-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	67.81	1.48	0	0	
	B	0	-120.00	3.89	152.58	-
	C	0	120.00	4.04	39.52	
HYC	A	61.52	1.57	0.76	-88.47	
	B	16.68	-144.03	3.58	163.28	0.16
	C	16.63	139.56	3.62	29.99	
HYD	A	67.69	1.49	0.76	91.53	
	B	0.12	172.40	0.76	91.53	∞
	C	0.12	172.40	0.76	91.53	

ตารางที่ 132 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 4

ความผิดพลาด B-C ที่ 10% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.09	0	0	0	
	B	36.55	-180.00	8.81	-177.12	-
	C	36.55	-180.00	8.81	2.88	
HYB	A	73.09	0	0	0	
	B	37.39	-172.56	8.81	-177.12	0.011
	C	36.34	172.34	8.81	2.88	
CLU	A	73.09	0	0	0	
	B	36.55	-180.00	0	0	∞
	C	36.55	-180.00	0	0	

ตารางที่ 133 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 4

ความผิดพลาด B-C ที่ 50% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.08	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	6.74	-175.66	-
	C	36.54	-180.00	6.74	4.34	
HYB	A	73.08	0	0	0	
	B	42.38	-154.00	6.74	-175.66	0.011
	C	39.62	152.04	6.74	4.34	
CLU	A	73.08	0	0	0	
	B	36.54	-180.00	0	0	∞
	C	36.54	-180.00	0	0	

ตารางที่ 134 กระแสความผิดปกติพอส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 4

ความผิดปกติ B-C ที่ 99% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.07	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	5.23	-174.59	-
	C	36.53	-180.00	5.23	5.41	
HYB	A	73.07	0	0	0	
	B	47.87	-143.31	5.23	-174.59	0.16
	C	44.95	140.50	5.23	5.41	
CLU	A	73.07	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	0	0	∞
	C	36.53	-180.00	0	0	

ตารางที่ 135 กระแสความผิดปกติพอส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 4

ความผิดปกติ B-C ที่ 99% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.07	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	5.23	-174.59	-
	C	36.53	-180.00	5.23	5.41	
HYB	A	73.07	0	0	0	
	B	47.87	-143.31	5.23	-174.59	0.16
	C	44.95	140.50	5.23	5.41	
CLU	A	73.07	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	0	0	∞
	C	36.53	-180.00	0	0	

ตารางที่ 136 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 4

ความผิดพลาด B-C ที่ 50% ของ CLU-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.06	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	4.49	-174.06	-
	C	36.53	-180.00	4.49	5.94	
CLU	A	73.06	0	0	0	
	B	38.02	-166.78	4.49	-174.06	0.011
	C	37.08	166.44	4.49	5.94	
HYC	A	73.06	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	0	0	∞
	C	36.53	-180.00	0	0	

ตารางที่ 137 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 4

ความผิดพลาด B-C ที่ 99% ของ CLU-HYC		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.06	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	3.96	-173.69	-
	C	36.53	-180.00	3.96	6.31	
CLU	A	73.06	0	0	0	
	B	40.25	-157.84	3.96	-173.69	0.16
	C	38.87	157.02	3.96	6.31	
HYC	A	73.06	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	0	0	∞
	C	36.53	-180.00	0	0	

ตารางที่ 138 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีที่ 4

ความผิดพลาด B-C ที่ 10% ของ HYC-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.06	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	3.87	-173.63	-
	C	36.53	-180.00	3.87	6.37	
HYC	A	73.06	0	0	0	
	B	36.61	-178.09	3.87	-173.63	0.011
	C	36.49	178.09	3.87	6.37	
HYD	A	73.06	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	0	0	∞
	C	36.53	-180.00	0	0	

ตารางที่ 139 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีที่ 4

ความผิดพลาด B-C ที่ 50% ของ HYC-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.06	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	3.60	-173.43	-
	C	36.53	-180.00	3.60	6.57	
HYC	A	73.06	0	0	0	
	B	37.21	-171.26	3.60	-173.43	0.011
	C	36.72	171.15	3.60	6.57	
HYD	A	73.06	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	0	0	∞
	C	36.53	-180.00	0	0	

ตารางที่ 140 กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีที่ 4

ความผิดพลาด B-C ที่ 99% ของ HYC-HYD		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault	A	73.06	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	3.31	-173.23	-
	C	36.53	-180.00	3.31	6.77	
HYC	A	73.06	0	0	0	
	B	38.35	164.44	3.31	-173.23	0.16
	C	37.55	164.05	3.31	6.77	
HYD	A	73.06	0	0	0	
	B	36.53	-180.00	0	0	∞
	C	36.53	-180.00	0	0	

ตารางที่ 141 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 4

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 10% ของ HYB-CLU		Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time Second
		kV	deg	kA	deg	
Fault		0	0	10.18	-87.12	-
HYB		5.63	-6.23	10.18	-87.12	0.011
CLU		0	0	0	0	∞

ตารางที่ 142 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 4

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 10% ของ HYB-CLU	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	7.79	-85.65	-
HYB	21.54	-4.77	7.79	-85.65	0.011
CLU	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 143 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYB-CLU กรณีที่ 4

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 99% ของ HYB-CLU	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	6.05	-84.59	-
HYB	33.11	-3.70	6.05	-84.59	0.16
CLU	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 144 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 4

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 10% ของ CLU-HYC	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	5.83	-84.46	-
CLU	2.26	-3.57	5.83	-84.46	0.011
HYC	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 145 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 4

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 50% ของ CLU-HYC	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	5.19	-84.06	-
CLU	10.06	-3.17	5.19	-84.06	0.011
HYC	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 146 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง CLU-HYC กรณีที่ 4

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 99% ของ CLU-HYC	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	4.57	-83.68	-
CLU	17.56	-2.8	4.57	-83.68	0.16
HYC	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 147 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 10 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีที่ 4

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 10% ของ HYC-HYD	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	4.48	-83.62	-
HYC	1.41	-2.74	4.48	-83.62	0.011
HYD	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 148 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 50 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีที่ 4

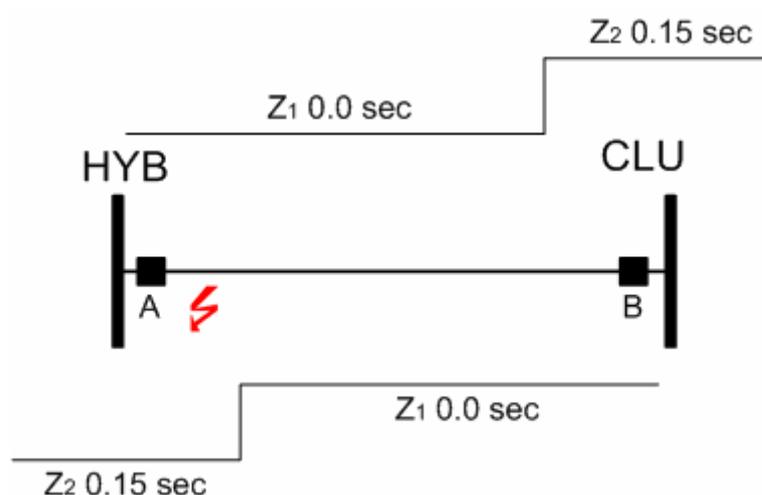
ความผิดพลาด A-B-C ที่ 50% ของ HYC-HYD	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	4.16	-83.43	-
HYC	6.53	-2.54	4.16	-83.43	0.011
HYD	0	0	0	0	∞

ตารางที่ 149 กระแสความผิดพลาดสามเฟสที่ร้อยละ 99 ของสายส่ง HYC-HYD กรณีที่ 4

ความผิดพลาด A-B-C ที่ 99% ของ HYC-HYD	Voltage		Ik''		Distance Relay tripping time
	kV	deg	kA	deg	Second
Fault	0	0	3.82	-83.22	-
HYC	11.90	-2.34	3.82	-83.22	0.011
HYD	0	0	0	0	∞

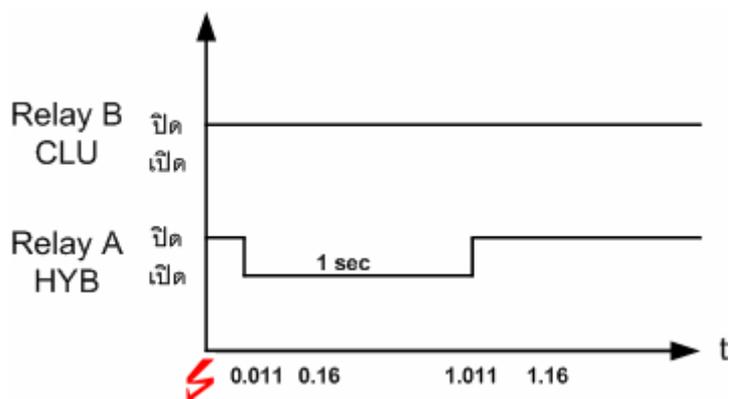
วิจารณ์

จากผลการจำลองและวิเคราะห์ความผิดพลาดของระบบไฟฟ้ากรณีศึกษา พบว่าเมื่อเกิดความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินขึ้นบนสายส่งระหว่างสองสถานีไฟฟ้าจะมีกระแสลำดับศูนย์ผ่านสายดินของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังไปยังจุดที่เกิดความผิดพลาดทำให้รีเลย์ระยะทางด้านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังทำงาน เช่น ถ้าเกิดความผิดพลาดชนิดหนึ่งเฟสลงดินในกรณีที่ 1 ระหว่าง HYB กับ CLU ที่ระยะร้อยละ 10 ของความยาวสายส่ง ดังแสดงในภาพที่ 48



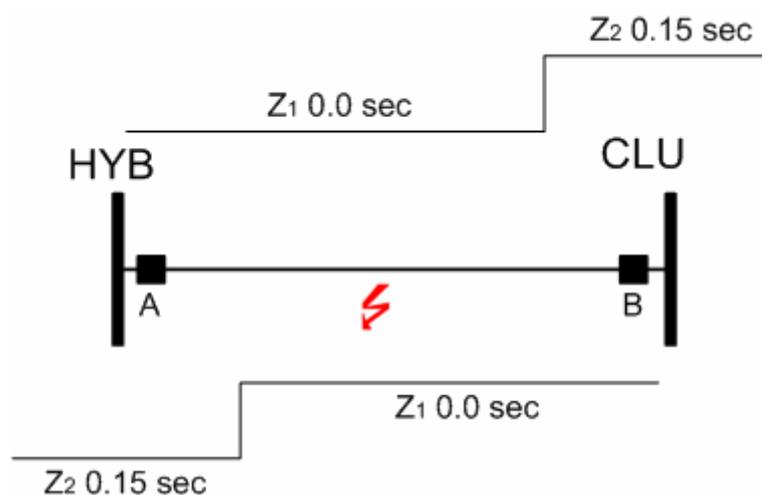
ภาพที่ 48 เกิดความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ระยะร้อยละ 10 ของความยาวสาย

รีเลย์ระยะทาง A ทำงานด้วยโซน 1 ส่วนรีเลย์ระยะทาง B ทำงานด้วยโซน 2 ดังนั้นรีเลย์ระยะทาง A จะสั่งปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ทันทีทันใด ความผิดพลาดก็ถูกตัดออกจากระบบ รีเลย์ระยะทาง B ซึ่งมีเวลาหน่วงไว้ 150 มิลลิวินาทีที่รีเซ็ตตัวเอง เมื่อครบช่วงเวลาไม่มีไฟ 1 วินาทีรีเลย์ระยะทาง A ก็ปิดวงจรซ้ำ กรณีถ้าเป็นความผิดพลาดชั่วคราวก็จะปิดวงจรซ้ำได้สำเร็จแสดงได้ในแผนภาพเวลาในภาพที่ 49

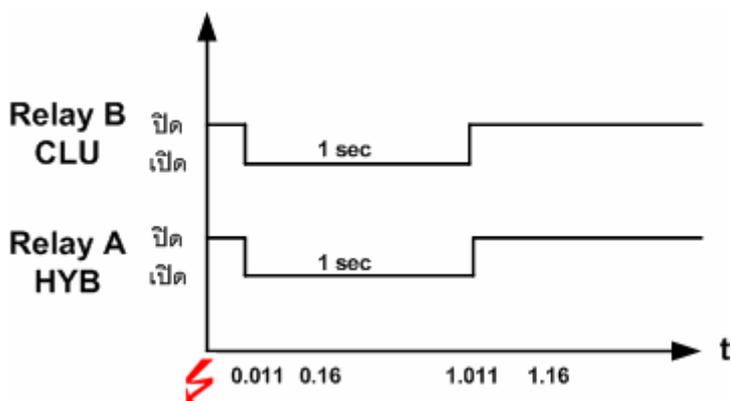


ภาพที่ 49 แผนภาพเวลาการเกิดความผิดพลาดที่ระยะร้อยละ 10 ของความยาวสาย

กรณีเกิดความผิดพลาดชั่วคราวที่ระยะร้อยละ 50 ของสายส่งดังภาพที่ 50 รีเลย์ระยะทาง A และ B เห็นความผิดพลาดอยู่ในโซน 1 ทั้งคู่และสั่งปิดวงจรซ้ำจากครบบช่วงเวลาไม่มีไฟ 1 วินาที โดยที่รีเลย์ระยะทาง A และ B ต้องสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ทั้งสองสถานีไฟฟ้าปิดวงจรซ้ำพร้อมกัน เท่านั้นจึงสามารถปิดวงจรซ้ำได้สำเร็จดังแสดงในแผนภาพเวลาในภาพที่ 51 ถ้าเซอร์กิตเบรกเกอร์ทั้งสองปิดซ้ำไม่พร้อมกันจะทำให้การปิดซ้ำไม่สำเร็จและไฟฟ้าดับเป็นเวลานานส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งภาคธุรกิจ อุตสาหกรรม ที่อยู่อาศัย

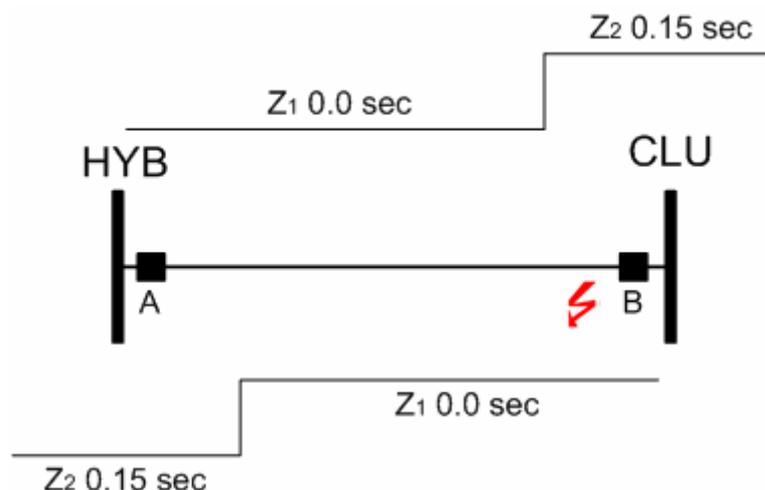


ภาพที่ 50 เกิดความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ระยะร้อยละ 50 ของความยาวสาย

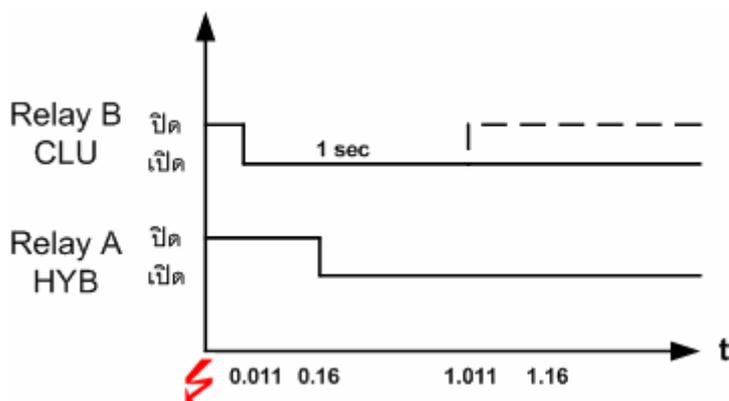


ภาพที่ 51 แผนภาพเวลาการเกิดความผิดพลาดที่ระยะร้อยละ 50 ของความยาวสาย

ส่วนในกรณีที่มีความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินที่ร้อยละ 99 ของความยาวสายส่งดังภาพที่ 52 การเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่งนี้มีกระแสลำดับศูนย์จากด้านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังมากที่สุด รีเลย์ระยะทาง A เห็นความผิดพลาดอยู่ในโซน 2 ส่วนรีเลย์ระยะทาง B เห็นความผิดพลาดอยู่ในโซน 1 ซึ่งรีเลย์ระยะทาง B สั่งปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ทันที หากความผิดพลาดยังไม่ถูกตัดออกจากระบบก่อน 150 มิลลิวินาทีรีเลย์ระยะทาง A สั่งปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ด้วยโซน 2 และไม่สามารถปิดวงจรซ้ำได้ ดังแสดงในแผนภาพเวลาในภาพที่ 53



ภาพที่ 52 เกิดความผิดพลาดที่ระยะร้อยละ 99 ของความยาวสาย



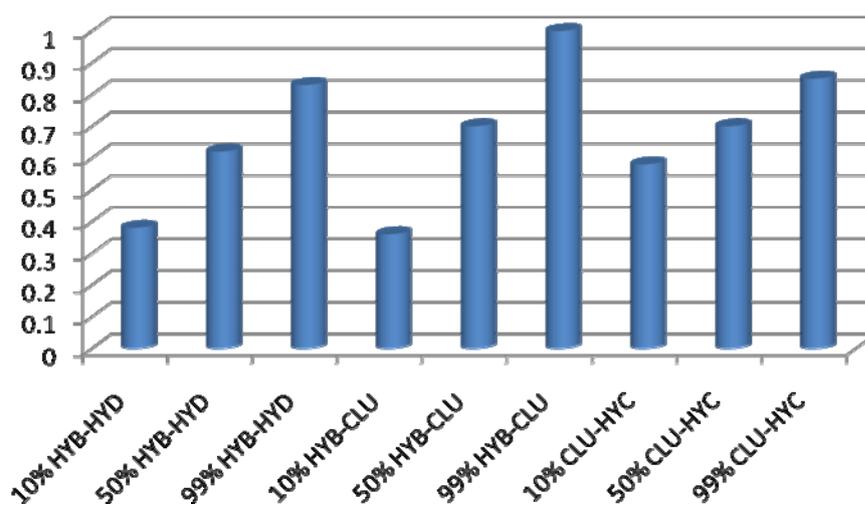
ภาพที่ 53 แผนภาพเวลาการเกิดความผิดพลาดที่ระยะร้อยละ 99 ของความยาวสาย

เมื่อพิจารณาปัญหาสามารถแก้ไขเหตุการณ์การเกิดความผิดพลาดชั่วคราวแล้วไม่สามารถปิดวงจรซ้ำอัตโนมัติในลักษณะนี้ได้ โดยปรับตั้งค่าการทำงานฟังก์ชันการตรวจจับความผิดพลาด (Fault detection) ของรีเลย์ระยะทางจาก Under impedance fault detection เป็น Overcurrent fault detection เพื่อไม่ให้รีเลย์ระยะด้านโหลดทำงาน ซึ่งคู่มือของรีเลย์รุ่นนี้ได้แนะนำการตั้งค่าการทำงานคือ ตั้งค่าการทำงานของเฟสไว้ 1.3 เท่าของกระแสโหลดสูงสุด และด้านกราวด์ 0.5 เท่าของพิกัดหม้อแปลงกระแส ดังนั้นจึงนำมาประยุกต์ใช้กับกรณีศึกษาได้ดังนี้

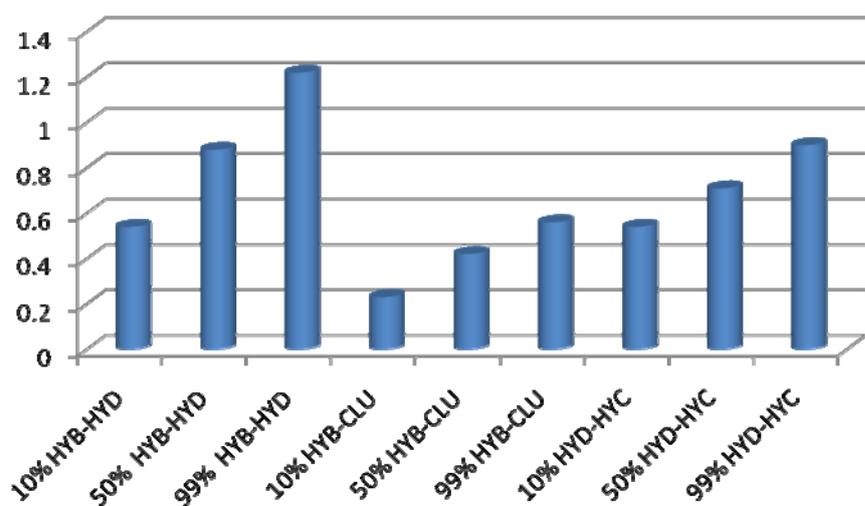
จากตารางที่ 6 ถึง 149 สรุปค่ากระแสความผิดพลาดที่มาจากสายดินของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังได้ดังภาพที่ 54 ถึง 57 ซึ่งกระแสจากหม้อแปลงมากที่สุดเมื่อเกิดความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินบนสายส่งช่วง HYB-HYD ตำแหน่งร้อยละ 99 ของความยาวสายในกรณีที่ 3 ซึ่งมีค่ากระแสความผิดพลาด 1300 A และค่ากระแสความผิดพลาดเฟส-เฟสจากแหล่งกำเนิดต่ำที่สุดคือเกิดความผิดพลาดบนสายส่งช่วง HYC-HYD ที่ตำแหน่งร้อยละ 99 ในกรณีที่ 4 มีค่า 3308 A ดังนั้นการกำหนดค่า Overcurrent fault detection หาได้จาก

$$1.3 \text{ เท่าของกระแสความผิดพลาดที่ผ่านสายดินหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง} \leq \text{Overcurrent fault detection} \leq \text{กระแสความผิดพลาดเฟส-เฟสที่น้อยที่สุด}$$

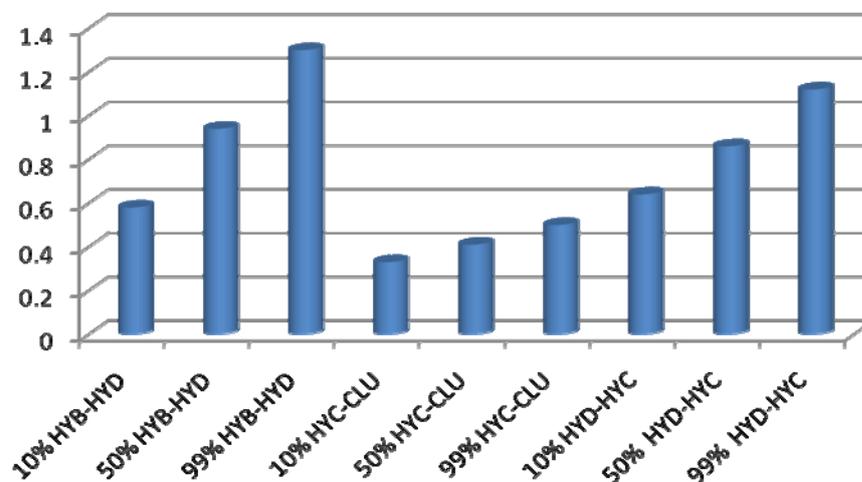
ดังนั้นในกรณีศึกษานี้กำหนดค่าของ Overcurrent fault detection = $1.3 \times 1300 = 1690$ A ซึ่งค่านี้มีค่าน้อยกว่าค่ากระแสความผิดพลาดเฟส-เฟสที่น้อยที่สุด เมื่อทำการทดสอบการเกิดความผิดพลาดในทุกกรณีพบว่ารีเลย์ระยะทางด้านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังจะไม่ทำงานเมื่อมีกระแสจากสายดินซึ่งทำให้ไม่มีปัญหาการปิดวงจรซ้ำในกรณีเกิดความผิดพลาดชั่วคราวในโซน 1



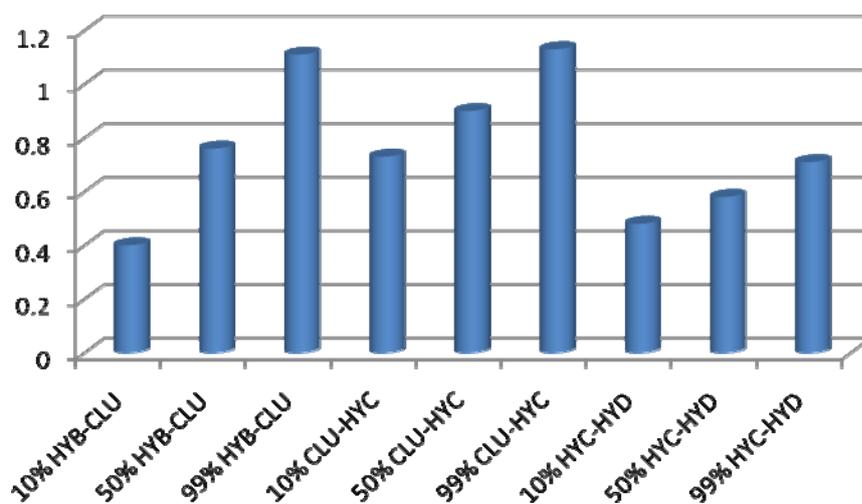
ภาพที่ 54 กระแสลำดับศูนย์ด้านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังกรณีที่ 1



ภาพที่ 55 กระแสลำดับศูนย์ด้านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังกรณีที่ 2



ภาพที่ 56 กระแสลำดับศูนย์ด้านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังกรณีที่ 3



ภาพที่ 57 กระแสลำดับศูนย์ด้านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังกรณีที่ 4

สรุปและข้อเสนอแนะ

สรุป

จากการวิเคราะห์ผลกระทบของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวดที่มีเวกเตอร์กลุ่ม YNyn0(d1) โดยโปรแกรม DIGSILENT Power Factory ทุกชนิดของการเกิดความผิดปกติพบว่า กระแสลำดับศูนย์ที่ผ่านสายดินของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังขึ้นอยู่กับระยะที่เกิดความผิดปกติและจำนวนหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่มีในระบบ ถ้าเกิดความผิดปกติที่ร้อยละ 99 ของความยาวสายส่งหรือใกล้กับบัสที่มีหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสามขดลวดจะมีค่ากระแสลำดับศูนย์มากที่สุดและการมีหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังในระบบมากทำให้เกิดกระแสลำดับศูนย์มากขึ้นด้วย กระแสที่เกิดขึ้นนี้มีผลกับอุปกรณ์ป้องกันดังนี้

1. รีเลย์ระยะทางด้านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังสั่งปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์และไม่สามารถปิดวงจรเข้าอัตโนมัติได้เมื่อเกิดความผิดปกติในโซน 1 ของรีเลย์ระยะทางทั้งสองด้านหรือเกิดความผิดปกติขึ้นที่ร้อยละ 20 ถึง 80 ของความยาวสายส่ง ถ้าความผิดปกติขึ้นเป็นความผิดปกติชั่วคราวจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นเวลานานส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟ สามารถแก้ไขได้โดยเลือกตั้งค่าการตรวจจับความผิดปกติ (Fault detection) เพื่อไม่ให้รีเลย์ระยะทางด้านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังทำงาน โดยมีกระแสเป็นตัวตัดสินใจด้วยว่าเป็นความผิดปกติหรือไม่ ซึ่งต้องปรับตั้งค่าการทำงานให้สูงกว่าค่ากระแสลำดับศูนย์ที่ผ่านสายดินของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังและต้องต่ำกว่าค่ากระแสความผิดปกติที่น้อยที่สุด

2. มีผลต่อการทำงานของรีเลย์วัดค่าผลต่างป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังคือกระแสลำดับศูนย์นี้ไหลผ่านเฉพาะด้านปฐมภูมิของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังทำให้รีเลย์วัดผลต่างเห็นกระแสทั้งสองด้านของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังต่างกัน ซึ่งสามารถป้องกันได้โดยในรีเลย์รุ่นใหม่ สามารถเปิดใช้ฟังก์ชันการกรองกระแสลำดับศูนย์ (Zero sequence filters) ทั้งสองด้านของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

3. รีเลย์กระแสเกินด้าน 115 kV ป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังเห็นกระแสความผิดปกติแต่ยังไม่สั่งปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์เนื่องจากตั้งค่าการทำงานเป็นแบบเวลาผกผัน (Inverse time) มีการหน่วงเวลาไว้จึงทำงานช้ากว่าการทำงานของรีเลย์ระยะทางและรีเลย์วัดค่าผลต่างของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่ทำงานแบบทันทีทันใด

ข้อเสนอแนะ

การปรับตั้งค่าการทำงานของฟังก์ชัน Overcurrent fault detection ในระบบไฟฟ้าอื่นไม่สามารถนำค่าที่ได้จากการศึกษานี้ไปใช้ เนื่องจากสภาพการจ่ายไฟ ค่าพารามิเตอร์ของสายส่งและหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังต่างกัน ดังนั้นเมื่อใช้วิธีนี้ในการแก้ปัญหาการทำงานของรีเลย์ระยะทางด้านโหนดของระบบไฟฟ้าอื่นต้องมีการศึกษาวิเคราะห์กระแสความผิดปกติพร้อมทุกครั้ง

เอกสารและสิ่งอ้างอิง

- ชำนาญ ห่อเกียรติ. 2548. การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง. ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, กรุงเทพฯ.
- _____. 2548. ระบบไฟฟ้ากำลัง. ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, กรุงเทพฯ.
- ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์. 2548. การป้องกันระบบไฟฟ้ากำลัง. ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, กรุงเทพฯ.
- มงคล ทองสงคราม. ม.ป.ป. การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า. พิมพ์ครั้งที่ 1. บริษัทรามการพิมพ์ จำกัด, 691 ถ. พระราม 4 สะพานเหลือง ปทุมวัน กรุงเทพฯ.
- สัตยา ใจคุ้ม. 2549. การจัดการทำงานของรีเลย์ระยะทางให้สัมพันธ์กันเพื่อป้องกันสายส่งที่มีการจ่ายไฟแบบลูปปิดโดยไม่มีระบบสื่อสาร. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ.
- สันติ อัสวศรีพงษ์ธร. 2526. รีเลย์ป้องกันกับการป้องกันระบบไฟฟ้า. มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, กรุงเทพฯ.
- Blackburn, J. L. 1987. **Protective Relaying Principles and Applications**. New York.
- GEC ALSTOM Measurements Limited. 1990. **Protective Relays Application Guide**. 2nd ed. Balding and Mansell Publ., London.
- Hadi Saadat. 2004. **Power System Analysis**. McGraw-Hill International Editions.
- Paul M. Anderson. 1978. **Analysis of Faulted Power System**. The Iowa State University.

William D. Stevenson, Jr. 1982. **Elements of Power System Analysis**. McGraw-Hill

International Editions.

Ziegler, G. 1999. **Numerical Distance Protection Principles and Application**. Siemens,
Germany.

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก

ข้อมูลระบบไฟฟ้ากำลังในกรณีศึกษา

ตารางผนวกที่ ก1 ค่า Driving point ที่สถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 2 ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
ไทยฐาน 100 MVA ปี 2552

Bus name	Bus kV	R1 (pu)	X1 (pu)	R2 (pu)	X2 (pu)	R0 (pu)	X0 (pu)
HY2	115	0.0018	0.04504	0.0018	0.04512	0.00141	0.01975

ตารางผนวกที่ ก2 ค่าพารามิเตอร์สายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ชนิดสาย	R1 (Ohm)	X1 (Ohm)	R2 (Ohm)	X2 (Ohm)	R0 (Ohm)	X0 (Ohm)
SS 1x400	0.085811	0.36204	0.085811	0.36204	0.25485	1.4223
SD 2x400	0.042936	0.2677	0.042936	0.2677	0.23147	1.3294

ตารางผนวกที่ ก3 ข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังในแต่ละสถานีไฟฟ้า

สถานีไฟฟ้า	ขนาด MVA	จำนวน	เวกเตอร์กรุป	Z_{HM}	Z_{ML}	Z_{HL}
หาดใหญ่ 3	50	2	YNyn0(d1)	14.12	8.119	24.4629
หาดใหญ่ 4	50	2	YNyn0(d1)	14.16	8.142	24.5322
ฉลุง	50	1	YNyn0(d1)	14.09	8.1018	24.4109
บ้านพรุ	50	1	YNyn0(d1)	15.03	8.6423	26.0395
พังลา	25	1	YNyn0(d1)	9.25	5.3188	16.0256
จะนะ	50	2	YNyn0(d1)	14.05	8.0788	24.3416
สงขลา 2	25	1	YNyn0(d1)	9.25	5.3188	16.0256
STA Group	25	1	Dyn1	%Z = 15.03 @ 50MVA		

ตารางผนวกที่ ก4 ข้อมูลระบบป้องกัน

สถานีไฟฟ้า	มองไปสถานี ไฟฟ้า	รีเลย์ ระยะทาง	รีเลย์ปิดซ้ำ อัตโนมัติ	อัตราส่วนซีที	อัตราส่วนวีที
หาดใหญ่ 2 (HYB)	HYD	7SA511	7VK512	1600/1 A	115kV/115 V
	CLU	7SA511	7VK512	1600/1 A	115kV/115 V
	CNA	7SA511	7VK512	1600/1 A	115kV/115 V
	PLA	7SA511	7VK512	1600/1 A	115kV/115 V
หาดใหญ่ 3 (HYC)	HYD	7SA511	7VK512	1200/1 A	115kV/115 V
	CLU	7SA511	7VK512	1200/1 A	115kV/115 V
หาดใหญ่ 4 (HYD)	HYB	7SA511	7VK512	1200/1 A	115kV/115 V
	HYC	7SA511	7VK512	1200/1 A	115kV/115 V
ฉลุง (CLU)	HYB	7SA511	7VK512	1200/1 A	115kV/115 V
	HYC	7SA511	7VK512	1200/1 A	115kV/115 V
จะนะ (CNA)	HYB	P437	P437	1200/1 A	115kV/115 V

ภาคผนวก ข
ค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

ตารางผนวกที่ ข1 ค่าการทำงานของรีเลย์สถานีไฟฟ้าหาคใหญ่ 2 ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สถานีไฟฟ้า	รหัสเซอร์กิต เบรกเกอร์	รีเลย์ป้องกัน	อัตราส่วน หม้อแปลงกระแส	ค่าเริ่ม ทำงาน	เวลาการ ทำงาน
หาคใหญ่ 2	7032	RXIDF2H004	1200/5 A	1809.6 A	0.3 วินาที
	7082	RXIDF2H004	1200/5 A	1809.6 A	0.3 วินาที

ตารางผนวกที่ ข2 ค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกันสถานีไฟฟ้าหาคใหญ่ 2 – สถานีไฟฟ้าลลูง

โซน	1	2	3
R	5.63	6.19	6.89
X	6.99	10.48	14.86
RE	43.34	54.17	67.71
Time (millisecond)	0	150	300
Auto reclose	1 shot (only zone 1) Dead time 1 sec, Reclaim time 5 sec		
Falut detec. PROG	LE:Zphe/LL:Zphph		

ตารางผนวกที่ ข3 ค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกันสถานีไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าลลูง - หาคใหญ่ 2

โซน	1	2	3
R	4.22	4.43	4.43
X	5.24	6.55	6.55
RE	32.5	40.6	40.6
Time (millisecond)	0	150	300
Auto reclose	1 shot (only zone 1) Dead time 1 sec, Reclaim time 5 sec		
Falut Detection Program	LE:Zphe/LL:Zphph		

ตารางผนวกที่ ข4 ค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกันสถานีไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าฉลุง - หาดใหญ่ 3

โซน	1	2	3
R	4.85	5.14	5.59
X	3.68	5.51	8.32
RE	32.5	40.6	50.78
Time (millisecond)	0	150	300
Auto reclose	1 shot (only zone 1) Dead time 1 sec, Reclaim time 5 sec		
Falut Detection Program	LE:Zphe/LL:Zphph		

ตารางผนวกที่ ข5 ค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกันสถานีไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 3 - ฉลุง

โซน	1	2	3
R	4.85	5.14	6.05
X	3.68	5.51	11.15
RE	32.5	40.6	50.78
Time (millisecond)	0	150	300
Auto reclose	1 shot (only zone 1) Dead time 1 sec, Reclaim time 5 sec		
Falut Detection Program	LE:Zphe/LL:Zphph		

ตารางผนวกที่ ข6 ค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกันสถานีไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 3 – หาดใหญ่ 4

โซน	1	2	3
R	3.75	3.99	4.22
X	2.98	4.47	5.96
RE	32.5	40.6	50.78
Time (millisecond)	0	150	300
Auto reclose	1 shot (only zone 1) Dead time 1 sec, Reclaim time 5 sec		
Falut Detection Program	LE:Zphe/LL:Zphph		

ตารางผนวกที่ ข7 ค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกันสถานีไฟฟ้าสถานีไฟฟ้า หาดใหญ่ 4 - หาดใหญ่ 3

โซน	1	2	3
R	3.75	3.99	4.6
X	2.98	4.47	8.32
RE	43.34	40.6	50.78
Time (millisecond)	0	150	300
Auto reclose	1 shot (only zone 1) Dead time 1 sec, Reclaim time 5 sec		
Falut Detection Program	LE:Zphe/LL:Zphph		

ตารางผนวกที่ ข8 ค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกันสถานีไฟฟ้าสถานีไฟฟ้า หาดใหญ่ 4 - หาดใหญ่ 2

โซน	1	2	3
R	2.85	2.92	2.92
X	1.8	2.25	2.25
RE	32.5	40.6	50.8
Time (millisecond)	0	150	300
Auto reclose	1 shot (only zone 1) Dead time 1 sec, Reclaim time 5 sec		
Falut Detection Program	LE:Zphe/LL:Zphph		

ตารางผนวกที่ ข9 ค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกันสถานีไฟฟ้าสถานีไฟฟ้า หาดใหญ่ 2 - หาดใหญ่ 4

โซน	1	2	3
R	3.8	4	4.7
X	2.39	3.6	7.97
RE	43.34	54.17	67.71
Time (millisecond)	0	150	300
Auto reclose	1 shot (only zone 1) Dead time 1 sec, Reclaim time 5 sec		
Falut Detection Program	LE:Zphe/LL:Zphph		

ตารางผนวกที่ ข10 ค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกันสถานีไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าหาดใหญ่ 2 – สขบล 2

โซน	1	2	3
R	12.35	14.65	14.65
X	17.76	27.11	27.11
RE	67.74	70.43	70.43
Time (millisecond)	0	150	300
Auto reclose	1 shot (only zone 1) Dead time 1 sec, Reclaim time 5 sec		
Falut Detection Program	LE:Zphe/LL:Zphph		

ประวัติการศึกษา และการทำงาน

ชื่อ –นามสกุล	นายวีรภัทร เสนวิรัช
วัน เดือน ปี ที่เกิด	วันที่ 11 สิงหาคม 2527
สถานที่เกิด	จ.แพร่
ประวัติการศึกษา	ระดับปริญญาตรี คณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง (เกียรตินิยมอันดับ 2) มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
ตำแหน่งหน้าที่การงานปัจจุบัน	วิศวกรระดับ 4
สถานที่ทำงานปัจจุบัน	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กองอุปกรณ์ป้องกันและรีเลย์ อาคาร 3 ชั้น 3 เลขที่ 200 ถนนงามวงศ์วาน แขวงลาดยาว เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
ผลงานดีเด่นและรางวัลทางวิชาการ	1. ตีพิมพ์งานวิจัยเรื่อง “ศึกษาผลกระทบของหม้อแปลง ไฟฟ้ากำลังสามขดลวดต่อระบบป้องกันของการไฟฟ้า ส่วนภูมิภาค” ของวารสารวิศวกรรมสาร มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ ปีที่ 22 ฉบับที่ 69 สิงหาคม – ตุลาคม 2552
ทุนการศึกษาที่ได้รับ	-