

การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยพิจารณาการทำงาน
ผิดพลาดของระบบป้องกันโซน 3

POWER SYSTEM RELIABILITY ANALYSIS CONSIDERING PROTECTION
FAILURES OF ZONE-3

ไพโรจน์ เทียนทอง
PAIROJ TIENHONG

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

บัณฑิตวิทยาลัย

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ. 2550

สำนักหอสมุดกลาง พระจอมเกล้าลาดกระบัง

การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยพิจารณาการทำงาน

ผิดพลาดของระบบป้องกันโซน3

POWER SYSTEM RELIABILITY ANALYSIS CONSIDERING PROTECTION
FAILURES OF ZONE-3



ไพโรจน์ เทียนทอง

PAIROJ TIENTHONG

เลขหมู่.....
เลขทะเบียน..... 69048
วัน,เดือน,ปี - 7 ก.พ. 2550

.b.....
.i.....

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

บัณฑิตวิทยาลัย

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ.2550

**POWER SYSTEM RELIABILITY ANALYSIS CONSIDERING PROTECTION
FAILURES OF ZONE-3**

PAIROJ TIENTHONG

**A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT
OF THE REQUIREMENT FOR THE DEGREE OF
MASTER OF ENGINEERING IN ELECTRICAL ENGINEERING
SCHOOL OF GRADUATE STUDIES
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG**

2007

COPYRIGHT 2007

SCHOOL OF GRADUATE STUDIES

KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยพิจารณาการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันโซน3
นักศึกษา	นาย ไพโรจน์ เทียนทอง
รหัสนักศึกษา	47060228
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
พ.ศ.	2550

อาจารย์ผู้ควบคุมวิทยานิพนธ์ รศ. มณฑล ถีลาจินดาไกรฤกษ์

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอการหาค่าความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยคำนึงถึงการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันโซน3 โดยการนำแบบจำลองความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังประกอบด้วย 2 รูปแบบ ที่ระบบป้องกันทำงานผิดพลาด และการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันเป็นสาเหตุหลักของการเกิดเหตุการณ์เอาต์เตจแบบต่อเนื่อง กลไกและรูปแบบการทำงานของระบบป้องกัน วิเคราะห์โดยการที่ระบบป้องกันมีส่วนทำให้เกิดเหตุการณ์เอาต์เตจแบบต่อเนื่องหลังจากเกิดฟอลต์ และใช้การประมาณค่าการทำงานแบบมอนติคาร์โลในการทดสอบหาคุณสมบัติส่วนประกอบของระบบป้องกันที่ทำงานผิดพลาด โดยได้นำหลักการดังกล่าวไปทดสอบกับระบบพิกัดแรงดัน 115 กิโลโวลต์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยวัดอยู่ในรูปดัชนีความเชื่อถือได้ คือ ความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP), ความน่าจะเป็นของการสูญเสียของโหลด (LOLP) และ ค่าคาดหมายการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (EPL) ในการแสดงให้เห็นค่าความไม่มั่นคงของระบบไฟฟ้ากำลังภายใต้ผลกระทบจากการเกิดเอาต์เตจแบบข้างเคียง และทำการปรับปรุงระบบเพื่อให้มีความเชื่อถือได้สูงขึ้น

Thesis Title Power System Reliability Analysis Considering Protection Failures of Zone-3
Student Mr. Pairoj Tienthong
Student ID. 47060228
Degree Master of Engineering
Programme Electrical Engineering
Year 2007
Thesis Advisor Assoc.Prof. Monton Leelajindakraiererk

ABSTRACT

This thesis proposes power system reliability evaluation including protection system failures of zone3. A modified protection system reliability model including two major protection failures modes is established. A Protection system failure is the main causes of cascading outages. The mechanism and scheme of protection system have been analyzed on their contribution to the cascading outages after fault occurs. Sequential Monte Carlo simulation approach is used to implement the stochastic properties of component contingency and protection system failures. The whole procedure is verified in power system 115kV of the PEA system. Evaluation reliability of system by reliability index BIP (Bus Isolation Probability), LOLP (Loss of Load Probability) and EPL (Expected Power Loss) are calculated to demonstrate the vulnerability of a power system under cascading outages and improvement power system for more reliability.

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยความกรุณาจาก รศ.มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์ ซึ่งเป็นอาจารย์ผู้ควบคุมวิทยานิพนธ์ ข้าพเจ้ารู้สึกทราบบ้างในความช่วยเหลือ คำชี้แนะตลอดจนการให้ความรู้และประสบการณ์ที่ดีจากท่าน

ขอขอบพระคุณ รศ.ศุภี บรรจงจิตร และ ดร.ชาย ชมภูอินไหว กรรมการสอบหัวข้อและโครงร่างวิทยานิพนธ์ที่ได้กรุณาให้คำแนะนำตลอดจนข้อชี้แนะ จนทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ สำเร็จลงได้

ขอบพระคุณบิดา มารดา และครอบครัวของข้าพเจ้าที่เป็นกำลังใจ และให้การสนับสนุนในทุกเรื่องๆ ทำให้ข้าพเจ้าสามารถทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี

ขอขอบพระคุณ คุณ ธีปกรณ์ บัญญัตินพรัตน์ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักงานใหญ่ และคุณ วราวุธ จิตตพันธ์ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาคกลาง ชลบุรี ที่กรุณาแนะนำและให้ข้อมูลที่ใช้ในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

คุณงามความดีและประโยชน์อันพึงมีจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ข้าพเจ้าขอมอบให้กับบิดา มารดา ตลอดจนครูอาจารย์และผู้มีพระคุณทุกท่านที่ได้ถ่ายทอดประสบการณ์ที่ดีให้กับข้าพเจ้า

ไพโรจน์ เทียนทอง

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย.....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	II
กิตติกรรมประกาศ.....	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญตาราง.....	VIII
สารบัญรูป.....	X
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา.....	2
1.3 สมมติฐานของการศึกษา.....	2
1.4 ทฤษฎีหรือแนวความคิดที่ใช้ในการวิจัย.....	3
1.5 ขอบเขตของการวิจัย.....	3
1.6 ขั้นตอนของการศึกษา.....	3
บทที่ 2 ทฤษฎีการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	5
2.1 การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	5
2.1.1 วิธีการนิวตันราฟสัน.....	7
2.2 การศึกษาการลัดวงจร.....	11
2.2.1 องค์ประกอบสมมาตร.....	11
2.2.2 โอเปอเรเตอร์.....	12
2.2.3 ฟอลต์แบบ 3 เฟส.....	15
2.2.4 ฟอลต์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์.....	16
2.2.5 ฟอลต์แบบสองไลน์ลงกราวด์.....	18
2.2.6 ฟอลต์แบบไลน์ถึงไลน์.....	20
2.3 การป้องกันระบบสายส่งไฟฟ้า.....	22
2.4 การจำลองแบบมอนติคาร์โล.....	23
2.5 สถานะการทำงานและการล้มเหลวของอุปกรณ์.....	23
2.6 คำจำกัดความดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	24

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

บทที่ 3 การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	26
3.1 แบบจำลองของระบบป้องกัน.....	26
3.2 การเกิดเอาต์เตจแบบต่อเนื่อง.....	28
3.3 การประเมินการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน.....	28
3.4 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	29
บทที่ 4 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์และทางวิศวกรรม.....	31
4.1 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์.....	31
4.1.1 ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรก	31
4.1.2 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา.....	31
4.1.3 ผลประโยชน์.....	31
4.1.4 เกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุนแบบปรับเวลา.....	32
4.1.5 การปรับค่าของเวลา.....	32
4.1.6 กรณีค่าใช้จ่ายต่อปีเท่ากัน.....	33
4.1.7 การหามูลค่าปัจจุบัน.....	34
4.1.8 กรณีค่าใช้จ่ายหรือผลประโยชน์เกิดขึ้นเท่ากันทุกปี.....	34
4.1.9 เกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุนแบบอัตราส่วนผล ประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย.....	35
4.2 การวิเคราะห์ทางด้านวิศวกรรม.....	35
บทที่ 5 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	37
5.1 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสมสำหรับ ประเมินความเชื่อถือได้.....	37
5.1.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสม.....	37
5.2 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	38
5.2.1 การคัดเลือกระบบที่นำมาทดสอบ.....	38
5.2.2 กำหนดหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้โดยพิจารณาการ ทำงานผิดพลาดของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	38
5.2.3 กำหนดแนวทางการปรับปรุงระบบ.....	41

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

5.2.4 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม.....	41
5.2.5 การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า.....	41
5.2.6 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์.....	41
5.2.7 สรุปผลการทดลอง.....	42
บทที่ 6 ผลการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง.....	43
6.1 กรณีศึกษาการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยพิจารณาการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน โชน 3	43
6.1.1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันของระบบ.....	43
6.1.2 ผลการทดสอบ.....	45
6.1.3 แนวทางการปรับปรุงระบบไฟฟ้ากำลัง.....	47
6.1.4 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม.....	47
6.1.5 การหาค่าความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังเมื่อ พิจารณาถึงการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน โชน3.....	52
6.1.6 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์.....	55
6.2 กรณีศึกษาการนำโปรแกรม ETAP Power Station 4.0.0 ไปเปรียบ เทียบกับการคำนวณของ IEEE.....	59
6.2.1 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า.....	59
6.2.2 การวิเคราะห์การลัดวงจร.....	63
บทที่ 7 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	65
เอกสารอ้างอิง.....	68
ภาคผนวก ก. : แบบจำลองความเสียหายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	70
ภาคผนวก ข. : ตาราง Compounding and Discounting.....	72
ภาคผนวก ค. : การวิเคราะห์ดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้โปรแกรม ETAP Power Station 4.0.0.....	74
ภาคผนวก ง. : การวิเคราะห์ทางวิศวกรรมโดยใช้โปรแกรม ETAP Power Station 4.0.0	105

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

ภาคผนวก จ. : การวิเคราะห์โดยใช้โปรแกรม ETAP Power Station 4.0.0 เทียบกับ IEEE.....	138
ภาคผนวก ฉ. : ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์.....	141
ภาคผนวก ช. : ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์.....	144
ภาคผนวก ซ. : ผลงานวิจัยที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่.....	156
ประวัติผู้เขียน.....	169

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
4.1 แสดงค่ามาตรฐานแรงดันไฟฟ้าระบบแรงดัน 115 กิโลโวลท์ ที่จุดจ่ายไฟฟ้าของ กฟภ.....	36
4.2 แสดงค่าพิกัดกระแสลัดวงจรของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า.....	36
4.3 ค่าพารามิเตอร์มาตรฐานของสายส่งไฟฟ้า.....	36
6.1 แสดงระยะทางสายส่งของระบบส่งกำลังไฟฟ้า.....	44
6.2 แสดงเหตุการณ์กระแสไฟฟ้าขัดข้องของระบบไฟฟ้าที่นำมาทดสอบ ปี 2546-2548.....	44
6.3 แสดงค่าอัตราความล้มเหลวและระยะเวลาไฟดับของระบบที่นำมาทดสอบ สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน.....	45
6.4 แสดงผลของการคำนวณ.....	47
6.5 แสดงรายงานการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2.....	48
6.6 แสดงแรงดันไฟฟ้าของระบบกำลังไฟฟ้า 7 บัสที่นำมาทดสอบสภาพ การจ่ายไฟปัจจุบัน.....	48
6.7 แสดงแรงดันไฟฟ้าของระบบกำลังไฟฟ้า 7 บัสที่นำมาทดสอบสภาพ การจ่ายไฟที่ปรับปรุงแล้ว.....	48
6.8 แสดงแรงดันไฟฟ้าของระบบกำลังไฟฟ้า 7 บัสที่นำมาทดสอบสภาพ การจ่ายไฟที่ปรับปรุงแล้วเมื่อเกิดฟอลต์ในสายส่ง L7.....	49
6.9 แสดงแรงดันไฟฟ้าของระบบกำลังไฟฟ้า 7 บัสที่นำมาทดสอบสภาพ การจ่ายไฟที่ปรับปรุงแล้วเมื่อเกิดฟอลต์ในสายส่ง L8.....	49
6.10 แสดงการเปรียบเทียบสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุงของ ระบบไฟฟ้ากำลัง 7 บัสที่นำมาทดสอบ.....	50
6.11 แสดงการเปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจรสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและ หลังปรับปรุงของระบบไฟฟ้ากำลัง 7 บัส.....	52
6.12 แสดงค่าอัตราความล้มเหลวและระยะเวลาไฟดับของระบบที่นำมาทดสอบ สภาพการจ่ายไฟหลังปรับปรุง.....	52
6.13 แสดงผลของการคำนวณของระบบหลังการปรับปรุง.....	54
6.14 แสดงค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า.....	55
6.15 แสดงรายละเอียดความเสียหายเนื่องจากไฟฟาดับของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สภาพการจ่ายไฟก่อนปรับปรุง.....	57

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
6.16 แสดงรายละเอียดความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สภาพการจ่ายไฟหลังปรับปรุง.....	57
6.17 แสดงเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ลดลงของระบบ ส่งกำลังไฟฟ้า.....	57
6.18 ข้อมูลอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้ากำลัง 5 บัส ของ IEEE.....	60
6.19 ข้อมูลกำลังไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลัง 5 บัส ของ IEEE.....	60
6.20 การเปรียบเทียบการคำนวณกำลังไฟฟ้าที่บัสต่างๆของโปรแกรม ETAP Power Station กับ IEEE.....	61
6.21 การเปรียบเทียบการคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าที่บัสต่างๆของโปรแกรม ETAP Power Station กับ IEEE.....	62
6.22 พารามิเตอร์ของระบบไฟฟ้ากำลัง 4 บัส ของ IEEE.....	63
6.23 การเปรียบเทียบกระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟส ที่จุดต่างๆโดยการคำนวณโดย โปรแกรม ETAP Power Station กับของ IEEE ของระบบไฟฟ้ากำลัง 4 บัส.....	64
7.1 ผลของดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบที่นำมาทดสอบ.....	65
7.2 ตารางแสดงอัตราส่วนต่อผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายของระบบที่ทดสอบ.....	66
ก.1 แสดงแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของ กฟภ.....	71
ข.1 แสดงตาราง Compounding and discounting ที่ Rate 12%.....	73
ฉ.1 แสดงราคาวัสดุและค่าแรงการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ระยะทาง 1 กิโลเมตร.....	142
ฉ.2 แสดงราคาประมาณการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ระยะทาง 1 กิโลเมตร.....	143
ช.1 แสดงราคามาตรฐานวัสดุ อุปกรณ์ในการก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า.....	145
ช.2 แสดงมาตรฐานการขนส่งและติดตั้งสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า.....	150
ช.3 แสดงราคามาตรฐานงานก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า.....	155
ช.4 แสดงราคารวมมาตรฐานงานก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า.....	155

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1	แบบกำลังไฟฟ้าที่ใช้ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า.....6
2.2	องค์ประกอบสมมาตรของเฟสเซอร์ไม่สมดุล 3 เฟส.....12
2.3	แสดงแผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับฟอลต์แบบ 3 เฟสผ่านอิมพีแดนซ์.....15
2.4	แสดงการเชื่อมต่อวงจรสมมูลเทวินินของวงจรขั้วลำดับเพื่อจำลองการเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟสที่บัส k ในระบบไฟฟ้า.....16
2.5	แสดงแผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับฟอลต์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ผ่านอิมพีแดนซ์.....17
2.6	แสดงการเชื่อมต่อวงจรสมมูลเทวินินของวงจรขั้วลำดับเพื่อจำลองการเกิดฟอลต์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ที่บัส k ในระบบไฟฟ้า.....17
2.7	แสดงแผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับฟอลต์แบบสองไลน์ลงกราวด์ผ่านอิมพีแดนซ์.....19
2.8	แสดงการเชื่อมต่อวงจรสมมูลเทวินินของวงจรขั้วลำดับเพื่อจำลองการเกิดฟอลต์แบบสองไลน์ลงกราวด์ที่บัส k ในระบบไฟฟ้า19
2.9	แสดงแผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับฟอลต์แบบไลน์ถึงไลน์ลงกราวด์ผ่านอิมพีแดนซ์.....20
2.10	แสดงการเชื่อมต่อวงจรสมมูลเทวินินของวงจรขั้วลำดับเพื่อจำลองการเกิดฟอลต์แบบไลน์ถึงไลน์ที่บัส k ในระบบไฟฟ้า.....21
2.11	การแบ่งโซนระบบป้องกันของสายส่ง (รีเลย์ R_{ab} , R_{bc}).....22
3.1	แสดงแบบจำลอง 2 สถานะของอุปกรณ์.....26
3.2	สภาวะไดอะแกรมของอุปกรณ์และระบบป้องกัน.....27
3.3	ลำดับชั้นของเอาต์เตจแบบต่อเนื่อง.....28
3.4	ความน่าจะเป็นของการทำงานผิดพลาดของการป้องกันแบบวัฏระยะทางของสายส่ง.....29
3.5	ความน่าจะเป็นของการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันกระแสเกินสำหรับสายส่ง.....29
4.1	แสดงเส้นเวลาของหลักการหาค่าเงินรวม.....32
5.1	แผนผังการคำนวณความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP).....39
5.2	แผนผังการคำนวณความน่าจะเป็นของการสูญเสียของโหลด (LOLP) และค่าคาดหวังการสูญเสียกำลังไฟฟ้า(EPL).....40
6.1	ระบบที่ใช้ทดสอบ.....43
6.2	ความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP) กำหนดโดยแบบมอนติคาร์โล.....45

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.3 ความน่าจะเป็นการสูญเสียของโหลด (LOLP) โดยการคำนวณแบบมอนติคาร์โล.....	46
6.4 ค่าคาดหมายการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (EPL) โดยการคำนวณแบบมอนติคาร์โล.....	46
6.5 ระบบที่ใช้ทดสอบหลังการปรับปรุง.....	47
6.6 ความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP) ของระบบหลังปรับปรุง โดยการ คำนวณแบบมอนติคาร์โล.....	53
6.7 ความน่าจะเป็นการสูญเสียของโหลด (LOLP) ของระบบหลังปรับปรุงโดยการ คำนวณแบบมอนติคาร์โล.....	53
6.8 ค่าคาดหมายการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (EPL) ของระบบหลังปรับปรุงโดยการ คำนวณแบบมอนติคาร์โล.....	54
6.9 ระบบไฟฟ้ากำลัง 5 บัสของ IEEE.....	59
6.10ระบบไฟฟ้ากำลัง 5 บัส 115 กิโลโวลต์ ของ IEEE.....	63
ก.1 แสดงแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของ กฟภ. เขต กฟภ.2.....	71
ค.1 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL1.....	75
ค.2 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิด ฟอลต์ที่สายส่งL1.....	75
ค.3 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL2.....	76
ค.4 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิด ฟอลต์ที่สายส่ง L2.....	76
ค.5 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL3.....	77
ค.6 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิด ฟอลต์ที่สายส่งL3.....	77
ค.7 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL4.....	78
ค.8 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิด ฟอลต์ที่สายส่ง L4.....	78

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
ค.9 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L5.....	79
ค.10 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันเมื่อเกิด ฟอลต์ที่สายส่ง L5.....	79
ค.11 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L6.....	80
ค.12 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิด ฟอลต์ที่สายส่ง L6.....	80
ค.13 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L7.....	81
ค.14 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L7.....	81
ค.15 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L1.....	82
ค.16 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิด ฟอลต์ที่สายส่ง L1.....	82
ค.17 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L2.....	83
ค.18 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุงเมื่อเกิด ฟอลต์ที่สายส่ง L2.....	83
ค.19 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิด ฟอลต์ที่สายส่ง L3.....	84
ค.20 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุงเมื่อเกิด ฟอลต์ที่สายส่ง L3.....	84
ค.21 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L4.....	85
ค.22 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุงเมื่อเกิด ฟอลต์ที่สายส่ง L4.....	85

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
ง.64 แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบ 3 เฟส ที่ บ.สหโคเจนเรชั่น สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง.....	137
จ.1 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม ETAP Power Station.....	139
จ.2 แสดงผลการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม ETAP Power Station.....	139
จ.3 แสดงการวิเคราะห์การลัดวงจรแบบ 3 เฟสโดยใช้โปรแกรม ETAP Power Station.....	140
จ.4 แสดงผลการวิเคราะห์การลัดวงจรแบบ 3 เฟสโดยใช้โปรแกรม ETAP Power Station.....	140
ฉ.1 แสดงแผนผังประมาณการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ระยะทาง 1 กิโลเมตร.....	142

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันการพัฒนาของวงการภาคธุรกิจ อุตสาหกรรมและการท่องเที่ยวในประเทศ กำลังเจริญก้าวหน้าอย่างมากมีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น การเกิดความขัดข้องในการจ่ายกระแสไฟฟ้าจะส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ทำให้เกิดความเสียหายทั้งทางตรงและทางอ้อมเป็นมูลค่ามหาศาล ด้วยเหตุผลข้างต้นทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าคาดหวังในเรื่องคุณภาพและความต่อเนื่องของการบริการสูง นอกเหนือไปจากความต้องการด้านปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่เพียงพอ ซึ่งการป้องกันการเกิดเหตุขัดข้องในการจ่ายกระแสไฟฟ้า จะทำได้โดยการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

การป้องกันของระบบไฟฟ้าก็เป็นส่วนหนึ่งที่จะทำให้ความเชื่อถือได้ ของระบบไฟฟ้า กำลังมีค่าสูงขึ้นหรือต่ำลงด้วย โดยปกติส่วนมากในการหาค่าความเชื่อถือได้ จะสมมติให้ระบบป้องกันมีความเชื่อถือได้ในระดับที่สูง โดยส่วนมากจะมองและแก้ปัญหาของระบบไฟฟ้าที่จุดอื่น แต่มีกรณีตัวอย่าง ที่เมื่อระบบป้องกันทำงานผิดพลาดก็ส่งผลให้ไฟฟ้าดับเป็นจำนวนมากเช่นกัน ยกตัวอย่างจากรายงานของ NERC (North American Electric Reliability Council) แสดงให้เห็นว่า เมื่อระบบป้องกันทำงานผิดพลาด จะเป็นสาเหตุของปัญหาที่ทำให้ไฟฟ้าดับต่อเนื่องเช่นในกรณีของไฟฟ้าดับในปี 1996 ในพื้นที่ของ WSCC โดยเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างอันเนื่องมาจากเกิดเฟลชโอเวอร์ (Flashover) ใกล้สายส่ง 345kV และระบบป้องกันทำงานผิดพลาดโดยการสั่งทริปสายส่ง 2 เส้นที่อยู่ใกล้ทำให้เกิดไฟฟ้าดับต่อเนื่องเป็นจำนวนมากและทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบมีค่าต่ำกว่าจุดที่ยอมรับได้ [1]

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้นำเสนอการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยพิจารณาการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันโซน3 ซึ่งในระบบป้องกันที่ใช้อยู่ในประเทศไทย เช่น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะแบ่งการป้องกันออกเป็น 3 โซน โดยโซนสุดท้ายที่ใช้ในการป้องกันสำรองคือโซนที่3 ซึ่งถ้าระบบป้องกันโซนที่3 ทำงานผิดพลาดจะทำให้เกิดเหตุการณ์ต่อเนื่องและทำให้ไฟฟ้าดับเป็นจำนวนมาก และได้้นำแบบจำลองของความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังประกอบด้วย 2 รูปแบบที่ระบบป้องกันทำงานผิดพลาด และผลดังกล่าวมีส่วนทำให้เกิดเหตุการณ์เอาต์เตจ(Outage) แบบต่อเนื่องหลังจากเกิดฟอลต์ และใช้การประมาณค่าการทำงานแบบมอนติคาร์โล ในการทดสอบหาคูณสมบัติของระบบป้องกันที่ทำงานผิดพลาด และนำไปทดสอบกับระบบส่งกำลังไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิกัด 115kV โดยจะวัดอยู่ในรูปดัชนีความเชื่อถือได้คือ ความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP), ความน่าจะเป็นของการสูญเสีย

ของโหลด (LOLP) และ ค่าคาดหวังการสูญเสียของกำลังไฟฟ้า (EPL) ในการแสดงให้เห็นค่าความไม่มั่นคงของระบบไฟฟ้ากำลังโดยดัชนีทั้ง 3 ตัวนั้นจะเป็นดัชนีที่มองที่การแยกกันของบัสแตกต่างจาก SAIFI หรือ SAIDI ซึ่งจะมองความเชื่อถือได้ต่อผู้ใช้ไฟ และจะทำการปรับปรุงระบบเพื่อให้มีความเชื่อถือได้สูงขึ้น โดยหลังปรับปรุงระบบจะทำการวิเคราะห์ความเหมาะสมที่เป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์ โดยที่จะใช้การเปรียบเทียบอัตราของผลประโยชน์ของการปรับปรุงระบบ กับการลงทุนว่ามีความเหมาะสมหรือไม่ และหลังปรับปรุงระบบจะต้องมีความเชื่อถือได้สูงขึ้น และสามารถนำไปปรับปรุงระบบได้จริง แต่ในวิธีการนี้อาจจะมีข้อจำกัดในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ซึ่งถ้าระบบเป็นระบบที่มีมากบัสหรือมีสายส่งมาก จะทำให้การใช้วิธีการนี้ยุ่งยากและใช้เวลาในการวิเคราะห์มาก

1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา

ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา มีดังนี้

1. เพื่อศึกษาทฤษฎีและหลักการที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า
2. เพื่อศึกษาทฤษฎีและหลักการที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ระบบป้องกัน โดยพิจารณาการทำงานจากระบบป้องกัน โชน3
3. เพื่อศึกษาทฤษฎีและหลักการที่นำมาใช้ในการจำลองและหาคุณสมบัติของระบบป้องกัน
4. เพื่อศึกษาทฤษฎีและหลักการที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ระบบส่งกำลังไฟฟ้า
5. เพื่อเปรียบเทียบค่าดัชนีความเชื่อถือได้จากการคำนวณ ระหว่างสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน และหลังปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าสำหรับใช้วิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจากการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า
6. เพื่อนำค่าอัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์และค่าใช้จ่ายของความเชื่อถือได้จากการคำนวณในการวิเคราะห์เพื่อประกอบการตัดสินใจลงทุนปรับปรุงระบบ เพื่อให้มีความเชื่อถือได้สูงขึ้น

1.3 สมมติฐานของการศึกษา

การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยพิจารณาการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน โชน3 จะแสดงให้เห็นถึงความไม่มั่นคงของระบบไฟฟ้าเมื่อมีการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน โดยแสดงความไม่มั่นคงอยู่ในรูปของดัชนีความเชื่อถือได้ที่วิทยานิพนธ์นี้นำมาชี้วัดคือ ความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP), ความน่าจะเป็นของการสูญเสียของโหลด (LOLP) และ ค่าคาดหวังที่จะสูญเสียกำลังไฟฟ้า (EPL) โดยการนำค่าที่ได้จากตัวชี้ไปวิเคราะห์และปรับปรุงเพื่อให้ดัชนีดังกล่าวมีค่าดีขึ้นซึ่งจะส่งผลให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้เพิ่มขึ้นตาม

ไปด้วย โดยผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุนเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ต้องมีความเหมาะสมและคุ้มค่าต่อการลงทุน

1.4 ทฤษฎีหรือแนวความคิดที่ใช้ในการวิจัย

ทฤษฎีหรือแนวความคิดที่ใช้ในการวิจัย ประกอบด้วยส่วนต่างๆ ดังต่อไปนี้

1. การประเมินค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเพื่อวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า
2. การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าและการศึกษาการลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้า เพื่อวิเคราะห์ประสิทธิภาพของระบบส่งกำลังไฟฟ้า
3. การป้องกันและการจัดโซนป้องกันของระบบส่งกำลังไฟฟ้า
4. การจำลองแบบมอนติคาโล
5. การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์

1.5 ขอบเขตของการวิจัย

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดขอบเขตการดำเนินการ ดังต่อไปนี้

1. ทำการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า 115 กิโลโวลต์โดยพิจารณาที่การทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันโซน3
2. กำหนดแนวทางปรับปรุงระบบไฟฟ้ากำลังที่นำมาทดสอบ เพื่อให้มีความเชื่อถือได้สูงขึ้น
3. แนวทางที่ปรับปรุงระบบไฟฟ้ากำลังที่นำมาทดสอบ มีความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรมและทางเศรษฐศาสตร์
4. การแสดงผลการวิเคราะห์จะอยู่ในรูปของดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย(BCR)

1.6 ขั้นตอนของการศึกษา

ขั้นตอนของการศึกษาสามารถแบ่งเป็นหัวข้อดังต่อไปนี้

1. เลือกระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่มีลักษณะการจ่ายไฟแบบเป็นลูปและมีแหล่งกำเนิดไฟฟ้า
2. คำนวณหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยพิจารณาการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันโซน3
3. กำหนดแนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้
4. เปรียบเทียบผลที่ได้จากการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม กับค่ามาตรฐาน (PEA Standard)

5. เปรียบเทียบผลที่ได้จากการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุง
6. คำนวณค่าใช้จ่ายในการลงทุนและผลประโยชน์ที่ได้รับ จากการเพิ่มความเชื่อถือได้ของการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า
7. รวบรวมข้อมูล และสถิติการเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องของระบบส่งกำลังไฟฟ้า ที่จะนำมาพิจารณา
8. วิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์ โดยเปรียบเทียบอัตราส่วนระหว่างผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย (Benefit Cost Ratio: BCR)
9. สรุปผลการทดลอง
10. เขียนวิทยานิพนธ์

บทที่ 2

ทฤษฎีการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

2.1 การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า [2]

การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าเป็นสิ่งสำคัญในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังเมื่อพิจารณาการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันโซน3 ซึ่งจะเป็นส่วนหนึ่งในการวิเคราะห์ว่าหลังจากระบบป้องกันทำงานผิดพลาด กำลังไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าจะมีค่าและขนาดเท่าใด

ทั้งเซลฟ์และมิวชวลแอตมิตแตนซ์บัส ซึ่งประกอบด้วยเมตริกซ์แอตมิตแตนซ์บัส Y_{bus} หรือจุดขับเคลื่อน(Driving Point) และอิมพีแดนซ์ถ่ายโอนซึ่งประกอบด้วย Z_{bus} จะถูกนำมาใช้ในการแก้ปัญหการไหลของกำลังไฟฟ้า แต่ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าจะพิจารณาระบบส่งกำลังไฟฟ้าอยู่ในรูปของเมตริกซ์แอตมิตแตนซ์ Y_{bus} ซึ่งประกอบด้วยองค์ประกอบ Y_{ij} เขียนแทนด้วยสมการ

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j |Y_{ij}| \sin \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (2.1)$$

สมมติให้ค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัส i ใดๆในระบบส่งกำลังไฟฟ้า และสามารถเขียนแทนด้วยสมการในรูปโพลาร์ ดังนี้

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| (\cos \delta_i + j \sin \delta_i) \quad (2.2)$$

และแรงดันไฟฟ้าที่บัสใดๆจะแทนตัวอักษร i ด้วย j นอกจากนั้นสามารถแทนค่ากระแสที่ไหลเข้าบัส i ใดๆให้อยู่ในรูปของผลรวมในเทอมขององค์ประกอบ Y_{ij} ของเมตริกซ์ Y_{bus} ได้ดังสมการ

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{iN}V_N = \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (2.3)$$

เมื่อกำหนดให้ P_i และ Q_i แทนกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกติฟที่บัส i ใดๆ ดังนั้นค่ากำลังไฟฟ้าที่บัส i ใดๆ สามารถเขียนในรูปคอนจูเกต(Conjugate) ได้ดังสมการ

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n \quad (2.4)$$

แทนสมการที่ (2.1) และ (2.2) ลงในสมการที่ (2.4) จะได้

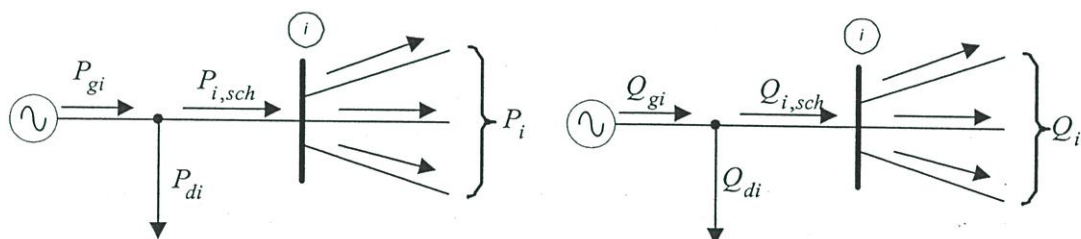
$$P_i - jQ_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \angle \theta_{in} + \delta_n - \delta_i \quad (2.5)$$

เมื่อแยกกำลังไฟฟ้าออกเป็น ส่วนจริงและส่วนจินตภาพจะเรียกว่า สมการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power flow Equation) สามารถเขียนแทนด้วยสมการ

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (2.6)$$

$$Q_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (2.7)$$

เมื่อพิจารณาที่บัส i ใดๆ ให้ P_{gi} แทนกำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายเข้าที่บัส i ใดๆ และ P_{di} แทนกำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดซึ่งต่อกับบัส i ใดๆ คึงไปใช้ ดังนั้นจะได้ว่า $P_{i,sch} = P_{gi} - P_{di}$ แทนกำลังไฟฟ้าจริงที่บัส i ใดๆ ตามรูปที่ 2.1(ก) ส่วนกำลังไฟฟ้ารีแอกติฟที่บัส i ใดๆ จะแทนด้วย $Q_{i,sch} = Q_{gi} - Q_{di}$ ตามรูปที่ 2.1(ข)



รูปที่ 2.1 แบบกำลังไฟฟ้าที่ใช้ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า

(ก) กำลังไฟฟ้าจริงที่บัส i ใดๆ (ข) กำลังไฟฟ้าเสมือนที่บัส i ใดๆ

ชนิดของบัสสามารถแบ่งออกเป็น 3 ชนิด โดยในแต่ละบัสจะประกอบด้วยค่าพารามิเตอร์ $P_i, Q_i, |V|, \angle \delta_i$ และแต่ละบัสจะประกอบด้วยค่าพารามิเตอร์อย่างน้อย 2 ค่า ส่วนค่าพารามิเตอร์ที่เหลือจะได้มาจากการคำนวณ บัสทั้ง 3 ชนิดประกอบด้วย

1. Slack Bus หรือเรียกอีกอย่างหนึ่งว่า Reference Bus หรือ Infinite Bus หรือ Floating Bus โดยบัสชนิดนี้จะกำหนดขนาดและมุมของแรงดันไฟฟ้าที่มีค่าคงที่ ส่วนค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกตีฟที่จ่ายออกมาจะขึ้นอยู่กับความต้องการ โดยขนาดและมุมของแรงดันไฟฟ้าจะไม่มีการเปลี่ยนแปลง เนื่องจากถือว่าเป็นแหล่งกำเนิดขนาดใหญ่ให้กำลังไฟฟ้าได้มาก โดยกำหนดให้ $|V| = 1, \angle \delta_i = 0^\circ$

2. Generator Bus โดยทั่วไปบัสชนิดนี้จะกำหนดค่าขนาดของแรงดันและกำลังไฟฟ้า $|V|, P_i$ และบางครั้งเรียกบัสชนิดนี้ว่า Voltage-Controlled Bus หรือ P-V Bus บัสชนิดนี้เป็นบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่โดยควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริงและแรงดันไฟฟ้าให้มีค่าคงที่ ส่วนค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกตีฟและมุมของแรงดันไฟฟ้าสามารถหาได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

3. Load Bus บัสชนิดนี้จะกำหนดค่าเป็นจำนวนเชิงซ้อนของกำลังไฟฟ้าไว้คือจะกำหนดในรูป $S = P + jQ$ และบางครั้งเรียกบัสนี้ว่า P-Q Bus เนื่องจากจะมีโหลดต่ออยู่ที่บัสชนิดนี้โดยจะทราบค่า P_i, Q_i ส่วนขนาดและมุมของแรงดันไฟฟ้าที่บัสนี้สามารถหาได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

2.1.1 วิธีการนิวตันราฟสัน (Newton-Raphson Method) [2]

วิธีการนิวตันราฟสันจะใช้ทฤษฎีการขยายอนุกรมของ Taylor มาใช้ในการแก้ปัญหาสมการตัวแปรตั้งแต่ 2 ตัวขึ้นไป เริ่มต้นด้วยการอธิบายการแก้ปัญหาสมการทางคณิตศาสตร์ก่อน แล้วจึงวิเคราะห์ไปยังการแก้ปัญหาของสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า จากทฤษฎีการขยายอนุกรมของ Taylor จะได้ว่า

$$y = f(x) = f(x_0) = \frac{df(x_0)}{dx} \cdot \Delta x' + \frac{d^2 f(x_0)}{d^2 x} \cdot (\Delta x)^2 + \dots \quad (2.8)$$

$$y = f(x) = f(x_0) = \frac{df(x_0)}{dx} \cdot \Delta x' \quad (2.9)$$

จากสมการที่ 2.9 ให้ y เป็นฟังก์ชันของตัวแปร x โดยที่ $\Delta x'$ แทนค่า error แต่ในกรณีที่ฟังก์ชัน y มีตัวแปรมากกว่า 1 โดยแทนฟังก์ชัน y ด้วย $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$ จะได้ว่า

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n) = f(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) + \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_1} \Big|_{(0)} \cdot \Delta x_1^{(0)} + \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_2} \Big|_{(0)} \cdot \Delta x_2^{(0)} + \dots + \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_n} \Big|_{(0)} \cdot \Delta x_n^{(0)} \quad (2.10)$$

$$\Delta y = y - f(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) = \left. \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_1} \right|_{(0)} \Delta x_1^{(0)} + \left. \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_2} \right|_{(0)} \Delta x_2^{(0)} + \dots + \left. \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_n} \right|_{(0)} \Delta x_n^{(0)} \quad (2.11)$$

เมื่อ $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$ เป็นค่าประมาณเริ่มต้นและ $\left. \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x} \right|_{(0)}$ แทนค่าการอนุพันธ์

บางส่วน (Partial Differential) แล้วแทนด้วย $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$

ดังนั้นสามารถเขียนให้อยู่ในรูปของเมทริกซ์ได้ ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta y_1 \\ \Delta y_2 \\ \vdots \\ \Delta y_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

$$[\Delta y] = [J][\Delta x] \quad (2.13)$$

โดยที่ $[J]$ แทน Jacobian Matrix ซึ่งประกอบด้วยการอนุพันธ์บางส่วน

การนำวิธีการ Newton-Raphson ไปใช้ในการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าสามารถทำได้

โดยการหาค่า Mismatch ของกำลังไฟฟ้าที่บัส i ใดๆเมื่อกำหนดให้

$$Y_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} \quad (2.14)$$

$$V_i = a_i + jb_i \quad (2.15)$$

จากสมการที่(2.4) การคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าที่บัส i ใดๆจะได้ว่า

$$\begin{aligned} P_i - jQ_i &= V_i^* \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n = (a_i + jb_i) \sum_{n=1}^N (G_{in} - jB_{in})(a_n + jb_n) \\ &= \sum_{n=1}^N [a_i(a_n G_{in} + b_n B_{in}) + b_i(b_n G_{in} - a_n B_{in})] \end{aligned} \quad (2.16)$$

$$\begin{aligned}
Q_{i, calc} &= \text{Im} \left[(a_i + jb_i) \sum_{n=1}^N (G_{in} - jB_{in})(a_n + jb_n) \right] \\
&= \sum_{n=1}^N [b_i(a_n G_{in} + b_n B_{in}) + a_i(b_n G_{in} - a_n B_{in})]
\end{aligned} \tag{2.17}$$

และสามารถหาค่า Mismatch ของกำลังไฟฟ้าที่บัส i ใดๆ ได้ดังสมการต่อไปนี้

$$\Delta P_i = P_{i, sch} - P_{i, calc} \tag{2.18}$$

$$\Delta Q_i = Q_{i, sch} - Q_{i, calc} \tag{2.19}$$

$$\Delta |V_i|^2 = |V_{i, sch}|^2 - |V_{i, calc}|^2 \tag{2.20}$$

เริ่มต้นต้องหา $[J]$ เพื่อหาค่า Mismatch ของแรงดันไฟฟ้าที่บัสใดๆ โดยจะทราบค่าพารามิเตอร์ต่างๆของบัสแต่ละชนิดและนำค่าพารามิเตอร์นี้สามารถสร้างเป็นฟังก์ชัน เพื่อให้เข้าใจง่ายขึ้นจะเขียนสมการเมตริกซ์ในระบบที่มีบัสเพียง 3 บัส โดยสมมติให้บัสที่ 1 เป็น Slack Bus บัสที่ 2 เป็น Generator Bus และบัสที่ 3 เป็น Load Bus สามารถเขียนเป็นเมตริกซ์ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta |V_2|^2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta Q_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial a_2} & \frac{\partial P_3}{\partial b_2} & \frac{\partial P_2}{\partial a_3} & \frac{\partial P_2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial |V_2|^2}{\partial a_2} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial b_2} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial a_3} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial a_2} & \frac{\partial P_3}{\partial b_2} & \frac{\partial P_3}{\partial a_3} & \frac{\partial P_3}{\partial b_3} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial a_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial b_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial a_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial b_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta a_2 \\ \Delta a_2 \\ \Delta a_3 \\ \Delta b_3 \end{bmatrix} \tag{2.21}$$

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial a_2} & \frac{\partial P_3}{\partial b_2} & \frac{\partial P_2}{\partial a_3} & \frac{\partial P_2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial |V_2|^2}{\partial a_2} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial b_2} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial a_3} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial a_2} & \frac{\partial P_3}{\partial b_2} & \frac{\partial P_3}{\partial a_3} & \frac{\partial P_3}{\partial b_3} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial a_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial b_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial a_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial b_3} \end{bmatrix} \tag{2.22}$$

จากสมการที่ (2.16) และ (2.17) แต่ละองค์ประกอบใน $[J]$ หาได้จาก

$$\frac{\partial P_i}{\partial a_n} = a_i G_{in} - b_i B_{in} \quad \text{เมื่อ } n \neq i \quad (2.23)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial a_i} = 2a_i G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N (a_n G_{ii} + b_n B_{in}) \quad (2.24)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial b_n} = a_i B_{in} - b_i G_{in} \quad \text{เมื่อ } n \neq i \quad (2.25)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial b_i} = 2b_i G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N (b_n B_{ii} - a_n G_{in}) \quad (2.26)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial a_i} = 2a_i B_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N (b_n G_{in} - a_n B_{in}) \quad (2.27)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial a_n} = a_i B_{in} - b_i G_{in} \quad (2.28)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial b_i} = 2b_i B_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N (a_n G_{in} - b_i G_{in}) \quad (2.29)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial b_n} = a_i G_{in} - b_i B_{in} \quad \text{เมื่อ } n \neq i \quad (2.30)$$

$$\frac{\partial [v_i]^2}{\partial a_i} = 2a_i \quad (2.31)$$

$$\frac{\partial [v_i]^2}{\partial a_n} = 0 \quad \text{เมื่อ } n \neq i \quad (2.32)$$

$$\frac{\partial [v_i]^2}{\partial b_i} = 2b_i \quad (2.33)$$

$$\frac{\partial [v_i]^2}{\partial b_n} = 0 \quad \text{เมื่อ } n \neq i \quad (2.34)$$

จากนั้นสมมติค่าเริ่มต้นของแรงดันที่บัสต่างๆเพื่อคำนวณหาค่า Mismatch ของกำลังไฟฟ้าที่บัสและแทนค่า Mismatch ของกำลังไฟฟ้าที่บัสที่ได้ เพื่อหาค่า $\Delta a_i, \Delta b_i$ หลังจากได้ค่า $\Delta a_i, \Delta b_i$ ก็สามารถหาค่าแรงดันไฟฟ้าในรอบการคำนวณ k ใดๆได้จากสมการ

$$V_i^{(k)} = V_i^{(k+1)} + \Delta a_i^{(k)} + j\Delta b_i^{(k)} \quad (2.35)$$

ทำการคำนวณตามขั้นตอนหลายๆรอบการคำนวณจนกระทั่ง $\Delta P_i, \Delta Q_i, \Delta |V_i|^2$ มีค่าใกล้ศูนย์ ก็จะได้ค่าแรงดันไฟฟ้าของแต่ละบัสที่หาได้จากการคำนวณรอบสุดท้าย

2.2 การศึกษาการลัดวงจร

2.2.1 องค์ประกอบสมมาตร (Symmetrical Component)

ในการแก้ปัญหาในระบบไม่สมดุล n เฟส สามารถแทนที่จะแทนด้วยระบบสมดุล n ระบบ ซึ่งในแต่ละระบบมีเฟสเซอร์ที่สมดุลอยู่และเรียกว่า วิธีองค์ประกอบสมมาตร (Symmetrical Component) โดยในแต่ละชุดของเฟสเซอร์จะมีขนาดเท่ากันและมุมในระหว่างเฟสเซอร์ที่อยู่ใกล้กันจะมีค่าเท่ากัน วิธีการนี้สามารถใช้ได้กับระบบไม่สมดุลที่มี n เฟส แต่ในที่นี้จะพิจารณาในระบบไม่สมดุล 3 เฟสเท่านั้น ซึ่งวิธีองค์ประกอบนี้จะใช้ในการแก้ปัญหาการเกิดการลัดวงจรแบบไม่สมมาตร

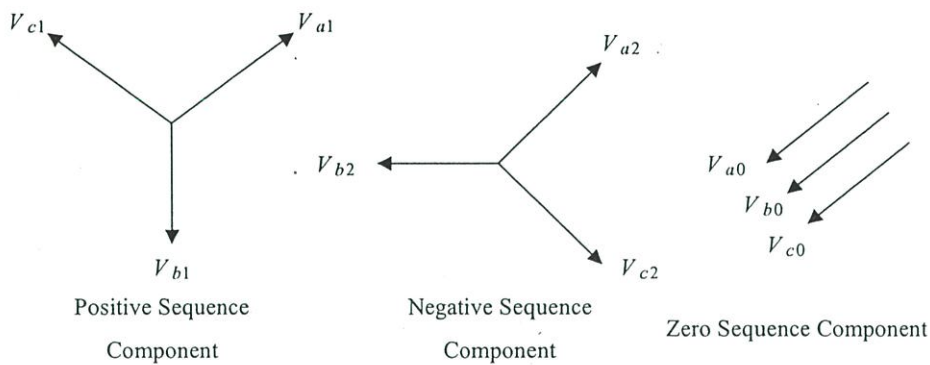
ในระบบไฟฟ้า 3 เฟส จะประกอบด้วย 3 องค์ประกอบ ได้แก่

1. องค์ประกอบลำดับบวก (Positive Sequence Components) ประกอบด้วย เฟสเซอร์ 3 ตัวที่มีขนาดเท่ากันและมีมุมห่างกัน 120° โดยมีลำดับเฟส A, B, และ C ตามเข็มนาฬิกา สัญลักษณ์แทนด้วย V_{a1}, V_{b1} และ V_{c1}

2. องค์ประกอบลำดับลบ (Negative Sequence Components) ประกอบด้วย เฟสเซอร์ 3 ตัวขนาดเท่ากันและมีมุมห่างกัน 120° โดยมีลำดับเฟส A, B, และ C ตามเข็มนาฬิกา สัญลักษณ์แทนด้วย V_{a2} , V_{b2} และ V_{c2}

3. องค์ประกอบลำดับศูนย์ (Zero Sequence Components) ประกอบด้วย เฟสเซอร์ 3 ตัวขนาดเท่ากันและมีมุมห่างกัน 120° โดยมีลำดับเฟส A, B, และ C ตามเข็มนาฬิกา สัญลักษณ์แทนด้วย V_{a0} , V_{b0} และ V_{c0}

โดยทั่วไปแล้ว การแก้ปัญหาขององค์ประกอบสมมาตรจะแสดงเฟสทั้ง 3 ของระบบไฟฟ้าด้วยตัวอักษร a, b, c ตามลักษณะเฟสของแรงดันและกระแสไฟฟ้า รูปที่ 2.2 แสดงชุดองค์ประกอบสมมาตรทั้ง 3 ชุด



รูปที่ 2.2 องค์ประกอบสมมาตรของเฟสเซอร์ไม่สมดุล 3 เฟส

เมื่อเฟสเซอร์ไม่สมดุลแต่ละเฟสเป็นผลรวมขององค์ประกอบสมมาตรนั้น แล้วเฟสเซอร์เริ่มต้นจะแสดงตามเทอมขององค์ประกอบสมมาตรนั้น ได้ดังนี้

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad (2.36)$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \quad (2.37)$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \quad (2.38)$$

2.2.2 โอเปอเรเตอร์ (Operator)

เนื่องจากวิธีขององค์ประกอบสมมาตรค่ามุมที่ห่างกันของเฟสเซอร์ทั้งแรงดันและกระแสเป็น 120° เพื่อให้ง่ายต่อการเขียนและเข้าใจ จะใช้โอเปอเรเตอร์ a แทนค่ามุมเหล่านี้ โดยนิยามว่า

$$a = 1 \angle 120^\circ = -0.5 + j0.866 \quad (2.39)$$

จากสมการที่ (2.39) จะสามารถลดจำนวนปริมาณที่ไม่ทราบโดยการแทนองค์ประกอบ V_b และ V_c แต่ละตัวตามผลคูณของฟังก์ชันโอเปอเรเตอร์ a ดังนั้นจะหาความสัมพันธ์ได้จาก

$$V_{b1} = a^2 V_{a1} \quad (2.40)$$

$$V_{c1} = a V_{a1} \quad (2.41)$$

$$V_{b2} = a V_{a2} \quad (2.42)$$

$$V_{c2} = a^2 V_{a2} \quad (2.43)$$

$$V_{b0} = V_{a0} \quad (2.44)$$

$$V_{c0} = V_{a0} \quad (2.45)$$

แทนสมการที่ (2.40)-(2.45) ลงในสมการ (2.36)-(2.38) จะได้

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad (2.46)$$

$$V_b = a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0} \quad (2.47)$$

$$V_c = a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0} \quad (2.48)$$

หรือเขียนให้อยู่ในรูปเมตริกซ์

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (2.49)$$

เพื่อความสะดวกใช้งาน จะกำหนดให้

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (2.50)$$

ดังนั้นจะพิสูจน์อย่างง่าย ๆ เป็น

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (2.51)$$

จากนั้น คุณทั้งสองด้านของสมการที่ (2.49) ด้วย A^{-1}

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (2.52)$$

$$V_{a0} = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \quad (2.53)$$

$$V_{a1} = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \quad (2.54)$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \quad (2.55)$$

โดยที่องค์ประกอบ $V_{b0}, V_{b1}, V_{b2}, V_{c0}, V_{c1}, V_{c2}$ หาได้จากสมการ (2.40)-(2.45) และ สมการดังกล่าวสามารถเขียนให้กระแสไฟฟ้าแทนแรงดันไฟฟ้าตามสมการนั้นๆ เป็น

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \quad (2.56)$$

$$I_b = a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_{a0} \quad (2.57)$$

$$I_c = a I_{a1} + a^2 I_{a2} + I_{a0} \quad (2.58)$$

$$I_{a0} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) \quad (2.59)$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3}(I_a + aI_b + a^2 I_c) \quad (2.60)$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3}(I_a + a^2 I_b + aI_c) \quad (2.61)$$

ในระบบไฟฟ้า 3 เฟสนั้น ผลรวมทางเวกเตอร์ของกระแสในสายจะเท่ากับกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายนิวทรัลดังนั้น

$$I_a + I_b + I_c = I_n \quad (2.62)$$

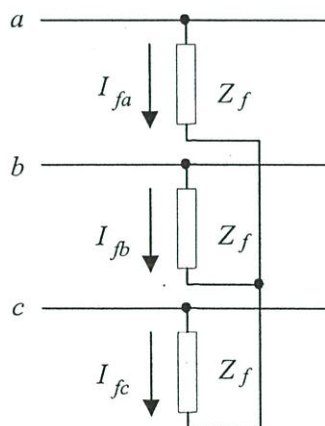
เมื่อแทนสมการที่ (2.62) ลงในสมการที่ (2.59) จะได้

$$I_n = 3I_{a0} \quad (2.63)$$

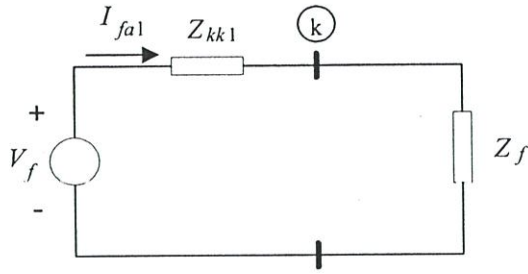
ดังนั้นหากรบบไฟฟ้า 3 เฟส ไม่มีการต่อนิวทรัลแล้ว กระแส I_n จะเป็นศูนย์ แสดงว่ากระแสในสายจะไม่มีองค์ประกอบลำดับศูนย์ ดังนั้นโหลดแบบเดลต้าซึ่งไม่มีการเชื่อมต่อกับนิวทรัลกระแสที่ไหลจะไม่มีองค์ประกอบลำดับศูนย์ด้วย

2.2.3 ฟอลต์แบบ 3 เฟส (Three Phase Fault)

ฟอลต์แบบ 3 เฟสจะเป็นลักษณะการเกิดฟอลต์แบบสมมาตร (Symmetrical Faults) อาจเกิดจากสายตัวนำแตะกันซึ่งจะลงกราวด์หรือไม่ก็ได้ การเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟสในระบบส่งกำลังไฟฟ้าจะมีค่ากระแสฟอลต์สูงสุด



รูปที่ 2.3 แสดงแผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับฟอลต์แบบ 3 เฟสผ่านอิมพีแดนซ์



รูปที่ 2.4 แสดงการเชื่อมต่อวงจรสมมูลเทวินินของวงจรขั้วลำดับ เพื่อจำลองการเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟสที่บัส k ในระบบไฟฟ้า

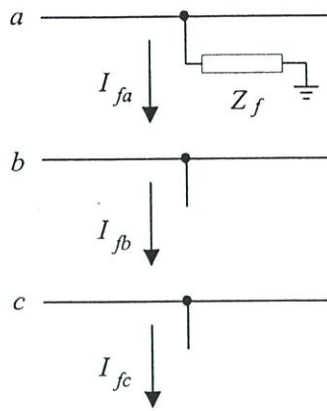
รูปที่ 2.3 แสดงแผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับฟอลต์ชนิดสมมาตรแบบ 3 เฟส จะเห็นได้ว่าระบบไฟฟ้า 3 เฟสสมมูลจะยังคงรักษาสมมาตรเมื่อเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟสที่บัส k เนื่องจากค่าอิมพีแดนซ์ระหว่างไลน์กับจุดต่อรวมของแต่ละเฟสมีค่าเท่ากัน และจะมีเฉพาะกระแสลำดับบวกไหลเท่านั้น จากรูปที่ 2.3 ค่าฟอลต์อิมพีแดนซ์ Z_f จะมีค่าเท่ากันทุกเฟส ในการวิเคราะห์การลัดวงจรจะจำลองการเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟสด้วยวงจรสมมูลเทวินินลำดับบวก โดยจะเพิ่มอิมพีแดนซ์ Z_f เข้าไปในวงจรสมมูลเทวินินลำดับบวกของระบบที่บัส k ตามรูปที่ 2.4 และสามารถคำนวณค่ากระแสฟอลต์ได้จากสมการ

$$I_{fa1} = \frac{V_f}{Z_{kk1} + Z_f} \quad (2.64)$$

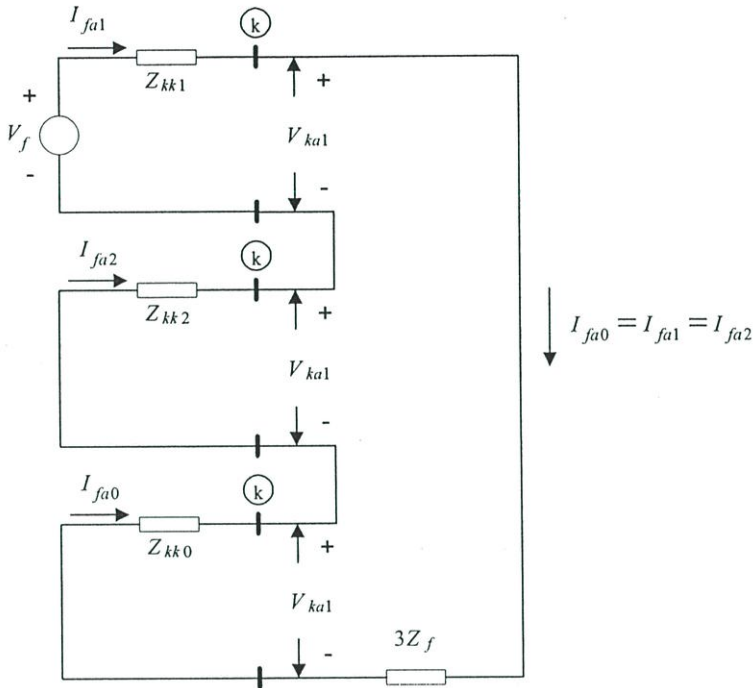
เมื่อ V_f แทนแรงดันที่บัส k ก่อนเกิดฟอลต์ และ Z_{kk1} แทนค่าอิมพีแดนซ์เทวินินของวงจรขั้วลำดับบวกที่วัดระหว่างบัส k และบัสอ้างอิง

2.2.4 ฟอลต์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ (Single Line-to-Ground Faults)

ฟอลต์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ (Single line to ground faults) จะเป็นลักษณะการเกิดฟอลต์แบบไม่สมมาตร (Unsymmetrical Faults) เป็นชนิดที่พบมากที่สุด จากสถิติการเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องของ กฟภ. พบว่า 80% ของฟอลต์ที่เกิดในระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟภ. เป็นฟอลต์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ซึ่งอาจเกิดจากสาเหตุฟ้าผ่าหรือสายตัวนำแตะกับโครงสร้างที่เป็นกราวด์ จึงต้องนำมาพิจารณาในการวิจัยนี้



รูปที่ 2.5 แสดงแผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับฟอลต์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ผ่านอิมพีแดนซ์



รูปที่ 2.6 แสดงการเชื่อมต่อวงจรสมมูลเทวินินของวงจรจ่ายลำดับ เพื่อจำลองการเกิดฟอลต์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ที่บัส k ในระบบไฟฟ้า

แผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับฟอลต์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ผ่านอิมพีแดนซ์ Z_f แสดงดังในรูป 2.5 โดยสมมติให้เกิดฟอลต์เฟส a ลงกราวด์ ขึ้นที่บัส k จะมีเงื่อนไขประกอบด้วย

$$I_{fb} = 0 \quad I_{fc} = 0 \quad V_{ka} = Z_f I_{fa} \quad (2.65)$$

จากเงื่อนไข $I_{fb} = I_{fc} = 0$ สามารถเขียนองค์ประกอบสมมาตรของกระแสได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} I_{fa0} \\ I_{fa1} \\ I_{fa2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{fa} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.66)$$

จากเมตริกซ์ข้างต้น สามารถเขียนแยกสมการได้ว่า

$$I_{fa0} = I_{fa1} = I_{fa2} = \frac{I_{fa}}{3} \quad (2.67)$$

$$I_{fa} = 3I_{fa0} \quad (2.68)$$

$$V_{ka0} = -Z_{kk0}I_{fa0} \quad (2.69)$$

$$V_{ka1} = V_f - Z_{kk1}I_{fa0} \quad (2.70)$$

$$V_{ka2} = -Z_{kk2}I_{fa0} \quad (2.71)$$

แทนค่าสมการ จะได้ $V_{ka} = 3Z_f I_{fa0}$

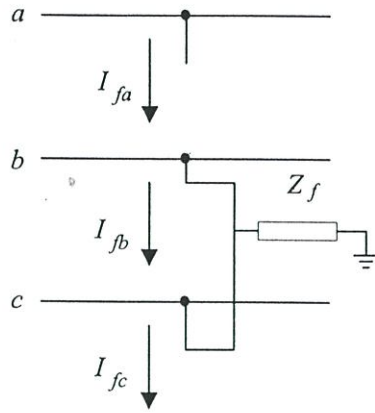
$$V_{ka} = V_{ka0} + V_{ka1} + V_{ka2} = V_f - (Z_{kk0} + Z_{kk1} + Z_{kk2})I_{fa0} = 3Z_f I_{fa0} \quad (2.72)$$

ย้ายข้างสมการสามารถหาค่ากระแสฟอลต์ได้เท่ากับ

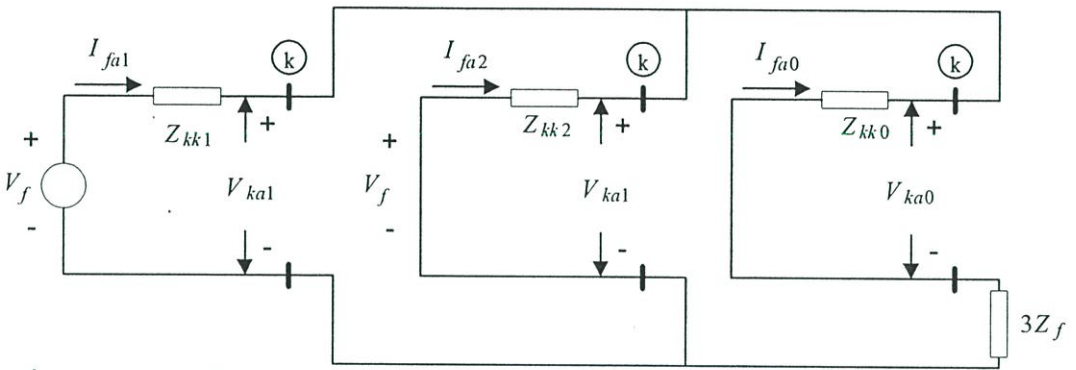
$$I_{fa0} = I_{fa1} = I_{fa2} = \frac{V_f}{Z_{kk0} + Z_{kk1} + Z_{kk2} + 3Z_f} \quad (2.73)$$

2.2.5 ฟอลต์แบบสองไลน์ลงกราวด์ (Double Line-to-Ground Faults)

ฟอลต์ประเภทนี้เกิดขึ้นเมื่อ ไลน์ 2 ไลน์คู่ใดคู่หนึ่งของระบบบดูกลัดวงจรถึงกัน ซึ่งมีไดอะแกรมดังรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 แสดงแผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับฟอลต์แบบสองไลน์ลงกราวด์ผ่านอิมพีแดนซ์



รูปที่ 2.8 แสดงการเชื่อมต่อวงจรสมมูลเทวินินของวงจรข่ายลำดับ เพื่อจำลองการเกิดฟอลต์แบบสองไลน์ลงกราวด์ที่บัส k ในระบบไฟฟ้า

แผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับฟอลต์แบบสองไลน์ลงกราวด์ ผ่านอิมพีแดนซ์ Z_f แสดงดังในรูปที่ 2.8 โดยสมมติให้เกิดฟอลต์เฟส a ลงกราวด์ ขึ้นที่บัส k จะมีเงื่อนไขประกอบด้วย

$$I_{fa} = 0 \quad V_{kb} = V_{kc} = (I_{fb} + I_{fc})Z_f \tag{2.74}$$

เมื่อ $I_{fa} = 0$ กระแสของวงจรลำดับศูนย์จะเป็น $I_{fa0} = (I_{fb} + I_{fc})/3$ และแรงดันที่ได้คือ

$$V_{kb} = V_{kc} = 3Z_f I_{fa0} \tag{2.75}$$

แทน V_{kb} ด้วย V_{kc} องค์ประกอบสมมาตรของกระแสคือ

$$\begin{bmatrix} I_{ka0} \\ I_{ka1} \\ I_{ka2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ka} \\ V_{kb} \\ V_{kb} \end{bmatrix} \tag{2.76}$$

จากโลที่ที่สองและสามจะได้ $V_{ka1} = V_{ka2}$ กำจัดส่วนของวงจรลำดับที่ศูนย์และให้ $V_{ka1} = V_{ka2}$ เพื่อหา V_{ka1}

$$V_{ka1} = V_{ka0} - 3Z_f I_{fa0} \quad (2.77)$$

จากสมการที่ (2.77) และ (2.74) จะได้

$$V_{ka1} = V_{ka2} = V_{ka0} - 3Z_f I_{fa0} \quad (2.78)$$

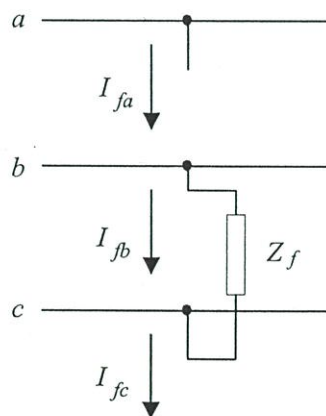
$$I_{fa0} + I_{fa1} + I_{fa2} = 0 \quad (2.79)$$

จากนั้นเราจะหาค่ากระแสฟอลต์ได้เป็น

$$I_{fa1} = \frac{V_f}{Z_{kk1} + \left[\frac{Z_{kk2}(Z_{kk0} + 3Z_f)}{Z_{kk2} + Z_{kk0} + 3Z_f} \right]} \quad (2.80)$$

2.2.6 ฟอลต์แบบไลน์ถึงไลน์ (Line-to-Line Faults)

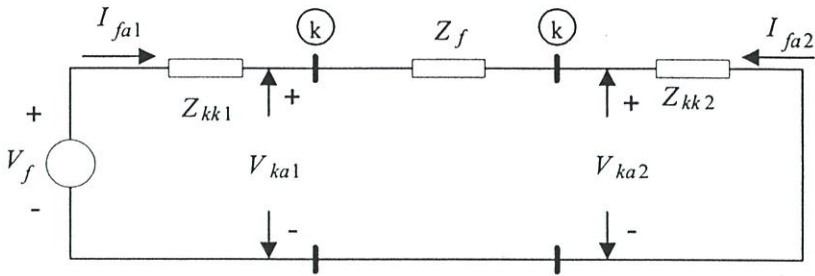
ฟอลต์ประเภทนี้จะเกิดขึ้นเมื่อ ไลน์สองไลน์ คู่ใดคู่หนึ่งของระบบถูกลัดวงจรถึงกันซึ่งมีรูปแบบการต่อดังนี้



รูปที่ 2.9 แสดงแผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับฟอลต์แบบไลน์ถึงไลน์

ลงกราวด์ผ่าน

อิมพีแดนซ์



รูปที่ 2.10 แสดงการเชื่อมต่อวงจรสมมูลเทวินินของวงจรข่ายลำดับ เพื่อจำลองการเกิดฟอลต์แบบไลน์ถึงไลน์ที่บัส k ในระบบไฟฟ้า

แผนภาพจำลองการเชื่อมต่อสำหรับฟอลต์แบบไลน์ถึงไลน์ลงกราวด์ ผ่านอิมพีแดนซ์ Z_f แสดงดังในรูป 2.9 โดยสมมติให้เกิดฟอลต์เฟส a ลงกราวด์ ขึ้นที่บัส k จะมีเงื่อนไขประกอบด้วย

$$I_{fa} = 0 \quad I_{fb} = -I_{fc} \quad V_{kb} - V_{kc} = I_{fb} Z_f \quad (2.81)$$

เมื่อ $I_{fb} = -I_{fc}$ และ $I_{fa} = 0$ องค์กรประกอบสมมาตรของกระแสคือ

$$\begin{bmatrix} I_{fa0} \\ I_{fa1} \\ I_{fa2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_{fb} \\ -I_{fb} \end{bmatrix} \quad (2.82)$$

คุณสมบัติการตลอดจะได้

$$I_{fa0} = 0 \quad (2.83)$$

$$I_{fa1} = -I_{fa2} \quad (2.84)$$

ดังนั้นจากในรูปที่ 2.10 จะได้

$$I_{fa1} = -I_{fa2} = \frac{V_f}{Z_{kk1} + Z_{kk2} + Z_f} \quad (2.85)$$

2.3 การป้องกันระบบสายส่งไฟฟ้า [3]

การแบ่งโซนการป้องกันสายส่งของรีเลย์แบบวัฏระยะทาง ตามปกติการป้องกันสายส่งด้วยรีเลย์แบบวัฏระยะทางจะแบ่งโซนของการป้องกันออกเป็น 3 ส่วนเพื่อให้สามารถป้องกันสายส่งได้ตลอดทั้งสายเป็น การป้องกันสำรองสำหรับสายส่งช่วงต่อไป การกำหนดโซนของระบบป้องกันทำได้หลายวิธี โดยเฉพาะโซน 2 และโซน 3 การแบ่งโซนของระบบป้องกันอาจทำได้ดังนี้

- โซนที่ 1
- กำหนดที่ระยะความยาว 85-90% ของความยาวสายส่งที่จะป้องกัน (0.85-0.90) ZL1 การที่ไม่ตั้งโซนป้องกันเป็น 100% ก็เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดเหตุการณ์ Overreach
 - ทำงานทันทีที่มีการลัดวงจรเกิดขึ้นภายในโซน

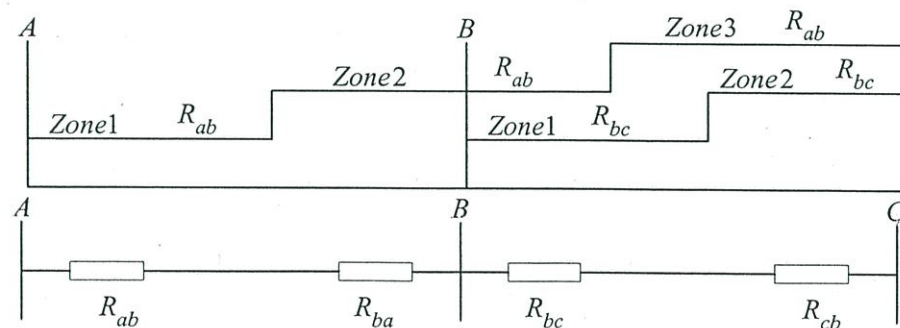
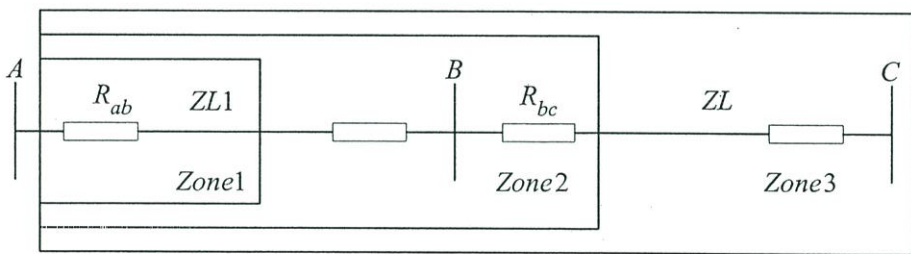
โซนที่ 2

- กำหนดให้อยู่ในช่วง 120-150% ของความยาวของสายส่งที่จะป้องกัน (1.2-1.5) ของ ZL1
- ทำงานเป็นรีเลย์สำรองให้กับรีเลย์โซน 1 โดยหน่วงเวลาการทำงานไว้ 0.3 วินาที

โซนที่ 3

- กำหนดบริเวณ ไปถึง 150% ของความยาวสายส่งเส้นที่ยาวที่สุดเส้นถัดไป $ZL1+1.5ZL$
- ทำงานเป็นรีเลย์สำรองให้กับรีเลย์ โซนที่ 1 และรีเลย์โซนที่ 2 โดยตั้งเวลา หน่วงการทำงาน ไว้ที่ 1.0 วินาที

การแบ่งโซนของระบบป้องกันดังกล่าวแสดงดังรูปที่ 2.11



รูปที่ 2.11 การแบ่งโซนระบบป้องกันของสายส่ง (รีเลย์ R_{ab} , R_{bc})

2.4 การจำลองแบบมอนติคาร์โล [4]

คำว่าจำลอง หมายถึง เครื่องมือที่ใช้ทำแบบจำลองของระบบจริงโดยมักจะใช้การจำลอง (Simulation) เมื่อวิธีวิเคราะห์แบบอื่นต้องอาศัยสมการทางคณิตศาสตร์ที่ยุ่งยากซับซ้อนและยากต่อการใช้

ชื่อการจำลองแบบมอนติคาร์โล ได้มาระหว่างโครงการแมนฮัตตันที่มอนติคาร์โล โมนาโก ซึ่งจุดสนใจของโครงการคือ บ่อนกาสิโน ซึ่งเป็นสถานที่รวมเกมส์เสี่ยงโชค เช่น วงล้อรูเล็ต ลูกเต๋า และเครื่องสล็อต ซึ่งเกมส์เหล่านี้เป็นเกมส์แบบสุ่มและลักษณะของเกมส์เสี่ยงโชคที่มีพฤติกรรมแบบสุ่มนี้คล้ายคลึงกับการเลือกค่าตัวแปรของการจำลองแบบมอนติคาร์โล ซึ่งเป็นแบบสุ่มในการสร้างแบบจำลอง หรือพูดให้ง่ายขึ้นก็คือ การจำลองแบบมอนติคาร์โลใช้เทคนิคการสุ่ม (Stochastic Techniques) ซึ่งใช้ตัวเลขแบบสุ่มและความน่าจะเป็นทางสถิติเพื่อแก้ปัญหาที่สนใจ

ในการจำลองแบบมอนติคาร์โลนั้น ค่าที่ได้ออกมาเป็นค่าประมาณของพารามิเตอร์ที่เราสนใจ และมีค่าได้หลายค่า เช่น มี N ค่า ถ้าเราทำการจำลองค่า N ครั้ง วิธีการที่จะพิจารณาค่าเหล่านี้มีหลายวิธีด้วยกัน เช่นการวาดกราฟการแจกแจงเป็นฮิสโตแกรมความถี่ หรือฟังก์ชันความหนาแน่น หรือใช้อธิบายเป็นค่า เช่น ค่าเฉลี่ย ค่าโหมด ค่าต่ำสุดสูงสุด

การพิจารณาที่มีผลในการดูค่าวิธีหนึ่งคือการวาดกราฟของค่าที่ประมาณได้ โดยใช้ฮิสโตแกรมความถี่ ซึ่งสามารถแปลงไปเป็นฟังก์ชันความหนาแน่นความน่าจะเป็น (Probability Density Function) วิธีนี้ให้ภาพของกราฟที่เด่นชัดของพารามิเตอร์ว่ามีรูปร่างอย่างไร และรวมถึงบริเวณท้ายของภาพซึ่งเป็นบริเวณที่สำคัญ และมักจะเกิดขึ้นน้อยด้วย แต่มีผลกับระบบตัวอย่าง

2.5 สถานะการทำงานและการลี้มเหลวของอุปกรณ์ [5]

โดยทั่วไปสามารถแบ่งสถานการณ์ทำงานที่สำคัญของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบส่งกำลังไฟฟ้า เช่น เซอร์คิตเบรกเกอร์ สายไฟฟ้าและหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังได้เป็น 3 ประเภทคือ การทำงานตามปกติ การลี้มเหลวของการเปิดวงจร การลี้มเหลวแบบลัดวงจร

สำหรับการทำงานของเซอร์คิตเบรกเกอร์ทั้งแบบปกติปิดและแบบปกติเปิด ซึ่งมีลักษณะการทำงานที่ซับซ้อนกว่าอุปกรณ์อื่นๆนั้น พอที่จะกล่าวถึงตัวอย่างการทำงานได้ดังรายละเอียดต่อไปนี้

ในกรณีของเซอร์คิตเบรกเกอร์แบบปกติปิด ประกอบด้วยการทำงานในลักษณะต่าง ๆ ดังนี้

- ทำงานตามปกติในภาวะปิดวงจร
- เปิดวงจรด้วยความสำเร็จเมื่อควรจะเปิด
- ลี้มเหลวที่จะเปิดวงจรเมื่อควรจะเปิด
- เปิดวงจรอย่างไม่ตั้งใจเมื่อไม่ควรจะเปิด

- ล้มเหลวแล้วทำให้เกิดการเปิดวงจรที่ตัวมันเอง
- ล้มเหลวแล้วทำให้เกิดการลัดวงจรทางด้านแหล่งจ่ายพลังงาน

ในกรณีของเซอร์กิตเบรกเกอร์แบบปกปิดปิด ประกอบด้วยการทำงานในลักษณะต่างๆ ดังนี้

- ปิดวงจรสำเร็จเมื่อควรที่จะปิด
- ล้มเหลวที่จะปิดวงจรเมื่อควรที่จะปิด
- ล้มเหลวแล้วทำให้เกิดการลัดวงจรทางด้านแหล่งจ่ายพลังงาน

การทำงานในลักษณะต่างๆดังกล่าวเป็นเพียงสภาวะการทำงานของอุปกรณ์ชนิดหนึ่ง ซึ่งในความเป็นจริงแล้วการที่ระบบล้มเหลวนั้นสาเหตุดังกล่าวอาจเป็นเพียงสาเหตุทางอ้อมเท่านั้น

2.6 คำจำกัดความดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง [6]

ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า หมายถึงความคาดหวังระบบไฟฟ้าจะสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับลูกค้าได้อย่างสม่ำเสมอและต่อเนื่องโดยมีกระแสไฟฟ้าขัดข้องน้อยที่สุด

ดัชนีความเชื่อถือได้ (Reliability Index) ของระบบไฟฟ้า หมายถึง ตัวชี้บอกคุณภาพของระบบไฟฟ้าว่ามีความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าอย่างสม่ำเสมอและต่อเนื่องในระบบ มากน้อยเพียงใด ค่าดัชนีจะสะท้อนให้เห็นความเพียงพอและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในส่วนต่างๆ

ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ามา ในแต่ละระดับขั้นนั้นจะต้องคำนึงถึงการทำงานหรือคาดการณ์การทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ ที่ประกอบกันขึ้นมาในระบบว่าเกิดเหตุการณ์ขัดข้องขึ้นบ่อยครั้งหรือเมื่อเกิดแล้วต้องใช้เวลาซ่อมแซมนานหรือไม่ ทั้งนี้เพื่อที่จะสามารถทำการจ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟได้ตามปกติอีกครั้ง ทั้งนี้ความสามารถและลักษณะของเหตุขัดข้องในระบบจำหน่ายไฟฟ้าพอที่จะสรุปได้ดังนี้

เอาท์เตจ (Outage) หมายถึง สภาวะที่องค์ประกอบ โดยองค์ประกอบหนึ่งของระบบไฟฟ้า เช่น หม้อแปลงไฟฟ้า สวิตช์ตัดตอน สายส่งไฟฟ้า เป็นต้น เกิดการขัดข้องขึ้น เช่น ไม่ทำงานตามที่ต้องการ การเกิดเหตุการณ์ดังกล่าว อาจจะทำให้เกิดการขาดช่วงของการบริการลูกค้า (Interruption of Service) คือ ไฟฟ้าดับหรือไฟฟ้ากระพริบตามมา

เหตุขัดข้องมีด้วยกันหลายแบบซึ่งพอจะสรุปได้ดังนี้

1. เหตุขัดข้องโดยบังคับชั่วคราว (Transient forced outage) หมายถึง เหตุขัดข้องที่เกิดจากเหตุฉุกเฉินที่มีผลกระทบโดยตรงต่ออุปกรณ์หรือส่วนใดส่วนหนึ่งของระบบ ทำให้ต้องมีการนำอุปกรณ์หรือส่วนของระบบที่มีผลกระทบออกจากระบบโดยทันที อาจจะเป็นการเอาออกจากระบบโดยผู้ปฏิบัติงานหรือโดยการทำงานของอุปกรณ์ตัดตอนอัตโนมัติก็ได้

1.1 เหตุขัดข้องโดยบังคับชั่วคราว (Transient forced outage) หมายถึง เหตุขัดข้องที่เกิดชั่วคราวแล้วกลับคืนเข้าสู่สภาวะปกติได้โดยตนเอง (Self-cleaning) โดยทันที เช่น การเกิดประกายไฟฟ้าที่ลูกถ้วยลงสู่ดิน เนื่องจากฟ้าผ่าซึ่งยังไม่ทำให้ลูกถ้วยเสียหายเป็นต้น

1.2 เหตุขัดข้องโดยบังคับถาวร (Permanent forced outage) หมายถึง เหตุขัดข้องที่เมื่อเกิดขึ้นแล้วไม่อาจกลับคืนสภาพเดิมด้วยตนเองได้โดยทันที จะจำเป็นต้องได้รับการแก้ไขข้อขัดข้องเสียก่อนจึงจะเข้าสู่สภาวะการทำงานปกติได้

2. เหตุขัดข้องที่กำหนดไว้ล่วงหน้า (Schedule Outage) หมายถึง เหตุขัดข้องที่กำหนดไว้ก่อนแล้วว่าจะต้องปลดอุปกรณ์ไฟฟ้าหรือส่วนใดส่วนหนึ่งของระบบไฟฟ้า ออกไปจากระบบด้วยวัตถุประสงค์ใดก็ตาม เช่น การบำรุงรักษาตามกำหนด การดับไฟหรือการทำการก่อสร้าง เป็นต้น

3. เหตุขัดข้องเพียงบางส่วน (Partial Outage) หมายถึง เหตุขัดข้องที่ทำให้อุปกรณ์ไฟฟ้าบางตัวต้องทำงานต่ำกว่าสมรรถนะที่กำหนด

จากสถิติต่างๆสามารถนำมาหาค่าพารามิเตอร์พื้นฐานที่ใช้กันโดยทั่วไปได้แก่

อัตราการเกิดเหตุขัดข้อง (Outage Rate) หมายถึง จำนวนครั้งที่เกิดเหตุขัดข้องในช่วงเวลาที่กำหนด เช่น ในช่วงเวลา 1 เดือน หรือ 1 ปี เป็นต้น

มูลค่าความเสียหายจากเหตุขัดข้อง (Outage Cost) หมายถึง ความสูญเสียที่คำนวณเป็นตัวเงินเมื่อเกิดเหตุขัดข้องแต่ละครั้ง โดยที่จะไปคิดออกมาเป็นค่าเฉลี่ยต่อผู้ใช้ไฟ 1 ราย

อัตราการล้มเหลว (Failures Rate) หมายถึง ความถี่ของการล้มเหลวหรือการไม่ทำงานตามที่กำหนดไว้ของอุปกรณ์ที่อยู่ในระบบ ความถี่ดังกล่าวมักจะพูดกันเป็นจำนวนครั้งต่อปี

ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้อง (Outage Time) คือ ช่วงระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องแต่ละครั้งจนเข้าสู่สภาวะปกติ

ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปี (Average Annual Outage Time) หมายถึง ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องรวมกันทั้งหมดในหนึ่งปี

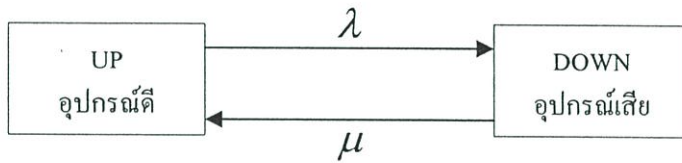
บทที่ 3

การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

3.1 แบบจำลองของระบบป้องกัน [7, 8, 9]

ในทางปฏิบัติอุปกรณ์แต่ละชนิดทำหน้าที่ต่างๆกัน แต่เมื่อต้องการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น จำเป็นต้องสร้างแบบจำลองสถานะเพื่อจำลองพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์แต่ละชนิด สำหรับใช้พิจารณาถึงโอกาสที่เกิดขัดข้องของอุปกรณ์ชนิดนั้นๆ ขึ้นในระหว่างปฏิบัติงาน

โดยทั่วไปเราอาจจำลองสถานการณ์ทำงานของอุปกรณ์แบ่งได้เป็น 2 สถานะคือสถานะที่อุปกรณ์ทำงานได้ตามปกติ (Up) และสถานะที่อุปกรณ์ขัดข้องใช้งานไม่ได้ (Down) ดังนั้นแบบจำลองพื้นฐานก็คือแบบจำลอง 2 สถานะดังแสดงในรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 แสดงแบบจำลอง 2 สถานะของอุปกรณ์

โดยที่ λ คือ อัตราการเสีย (Failure Rate)

μ คือ อัตราการซ่อมแซม (Repair Rate)

แบบจำลองดังกล่าวประกอบด้วย 2 สถานะที่เชื่อมโยงกันด้วยอัตราการล้มเหลว (λ) และอัตราการซ่อมแซม (μ) กล่าวคือในการเปลี่ยนสถานะจากการทำงานตามปกติไปเป็นสภาวะล้มเหลวจะเป็นไปตามอัตราการล้มเหลว และการเปลี่ยนสถานะ ในทางกลับกันจะเป็นไปตามอัตราการซ่อมแซม แบบจำลองนี้มีข้อดีที่เป็นแบบจำลองที่ง่ายต่อการเข้าใจและวิเคราะห์หากแต่เมื่อนำไปใช้พิจารณาถึงพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์บางชนิด ที่มีลักษณะการทำงานที่ซับซ้อน เช่น อุปกรณ์ในระบบป้องกันของระบบไฟฟ้ากำลังนั้น แบบจำลองดังกล่าวจะไม่สามารถจำลองถึงลักษณะการทำงานที่ซับซ้อนได้ตามความเป็นจริงบางประการ เช่น การตัดตอนของเซอร์กิตเบรกเกอร์ เป็นต้น

มีจำนวนของแบบจำลองที่สร้างขึ้นเพื่อช่วยเหลือ เพื่อให้ง่ายต่อการหาค่าความเชื่อถือได้ โดยพิจารณาถึงการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน แบบจำลองของกระแสที่ประกอบด้วยอุปกรณ์ส่วนประกอบซึ่งช่วยเหลือระบบป้องกันนำเสนอโดย Singh และ Patton [9] เป็นผลต่อการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้โดยทั่วไป อย่างไรก็ตามหลักการดังกล่าวไม่แตกต่างกับรูปแบบของ

การผิดพลาดของระบบป้องกัน ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำขยายแบบจำลองออกโดยประกอบด้วยรูปแบบของระบบป้องกันดังแสดงในรูปที่ 3.2 เมื่อ

สถานะที่ 1 กระแสรวมทั้งอุปกรณ์และระบบป้องกันทั้งคู่มีสถานะปกติ

สถานะที่ 2 อุปกรณ์มีสถานะปกติแต่ระบบป้องกันเสี่ยงที่จะเกิดการไม่สามารถทริปได้

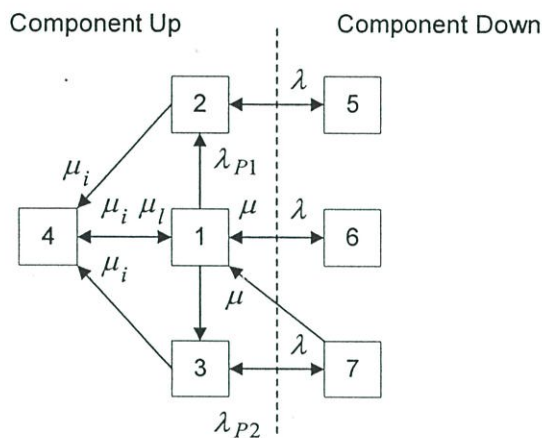
สถานะที่ 3 อุปกรณ์มีสถานะปกติแต่ระบบป้องกันมีการทำงานผิดพลาด

สถานะที่ 4 อุปกรณ์มีสถานะปกติและจะมีการตรวจสอบระบบป้องกัน

สถานะที่ 5 อุปกรณ์มีสถานะไม่ปกติ และระบบป้องกันอยู่ภายใต้สถานะไม่สามารถทริปได้

สถานะที่ 6 อุปกรณ์มีสถานะไม่ปกติแต่ระบบป้องกันมีสถานะปกติดี

สถานะที่ 7 อุปกรณ์มีสถานะไม่ปกติ เมื่อระบบป้องกันเคยมีการผิดพลาดในการทำงานมาก่อน



รูปที่ 3.2 สถานะไดอะแกรมของอุปกรณ์และระบบป้องกัน

เมื่อ

μ_i อัตราตรวจสอบของระบบป้องกัน

μ_l อัตราการซ่อมแซมของระบบป้องกัน

μ อัตราการซ่อมแซมของอุปกรณ์

λ อัตราการทำงานผิดพลาดของอุปกรณ์

λ_{P1} อัตราการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน “ไม่สามารถทริปได้”

λ_{P2} อัตราการผิดพลาดของระบบป้องกันถึงสถานะของการ “ทำงานผิดพลาด”

ข้อสมมติฐาน

(1) การผิดพลาดจากการทำงานและไม่สามารถทริปได้จากการผิดพลาดของระบบป้องกันที่ไม่เกินขอบเขต นั้นมีความหมายว่าเมื่อใดการผิดพลาดของระบบป้องกันยังมีอยู่ จะจัดอยู่ในสถานะที่ 2 หรือสถานะที่ 3

(2) เมื่ออุปกรณ์ทำงานผิดพลาด ระบบป้องกันยังคงไม่มีการสูญเสียการทำงาน

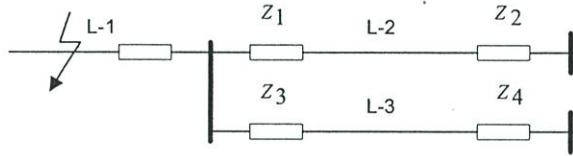
(3) การทำงานผิดพลาดทั้งหมดจะเป็นการแยกความสัมพันธ์กัน การทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันแยกเป็นอิสระกับการทำงานผิดพลาดของอุปกรณ์

(4) การตรวจสอบระบบป้องกันจะไม่ถือว่ำนำไปสู่การทำงานผิดพลาดของอุปกรณ์

จากรูปแบบของแบบจำลองดังกล่าว เราจะสามารถได้ค่าความเชื่อถือได้ของการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันอ้างอิงจากการตรวจสอบและซ่อมแซม การแสดงข้อมูลต่างๆ สามารถนำไปใช้ได้ในการศึกษาตามนี้

3.2 การเกิดเอาต์เตจแบบต่อเนื่อง [9]

จากในรูปที่ 3.3 สมมุติให้เกิดฟอลต์ขึ้นในสายส่ง L-1 ปกติระบบป้องกันสำหรับสายส่งนี้จะกำจัดฟอลต์ออกจากระบบ สำหรับสายส่ง L-2 และ L-3 ที่ใช้บัสร่วมกันกับบัสที่เกิดฟอลต์คือ L-1 ทั้งคู่เป็นสายส่งที่อาจจะทำงานผิดพลาดและเสียงที่จะทริป



รูปที่ 3.3 ลำดับขั้นของเอาต์เตจแบบต่อเนื่อง

ถ้า L-2 ทริปโดยการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน สำหรับการหาค่าความน่าจะเป็นของเอาต์เตจแบบต่อเนื่องสามารถคำนวณได้จาก

$$P(cas) = P_f(L-1) * P_f(Z_1 \cup Z_2) * (1 - P_f(Z_3 \cup Z_4)) \quad (3.1)$$

เมื่อ $P(cas)$ ความน่าจะเป็นของเอาต์เตจแบบต่อเนื่อง

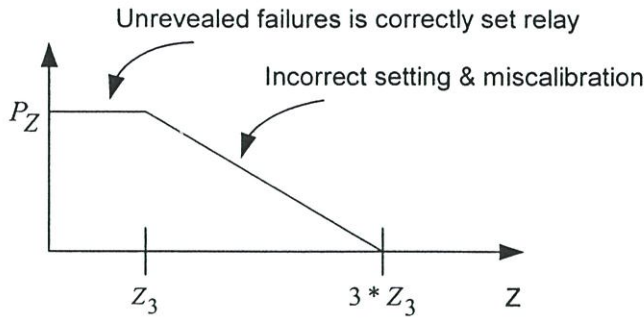
$P_f(L-1)$ ความน่าจะเป็นของการผิดพลาดของ L-1

$P_f(z_1 \cup z_2)$ ความน่าจะเป็นของยูเนียนของระบบป้องกัน z_1 และ z_2

$P_f(z_3 \cup z_4)$ ความน่าจะเป็นของยูเนียนของระบบป้องกัน z_3 และ z_4

3.3 การประเมินการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน [10]

อ้างอิงจาก[10] ที่เสนอความน่าจะเป็นของสายส่งที่อาจจะทริปโดยไม่ถูกต้องเป็นฟังก์ชันของอิมพีแดนซ์ที่มองเห็นโดยรีเลย์ เราแนะนำบางส่วนที่เข้าใจง่ายของคุณสมบัติของความน่าจะเป็น สำหรับการป้องกันแบบวัดระยะทาง คุณสมบัติแสดงในรูปที่3.4



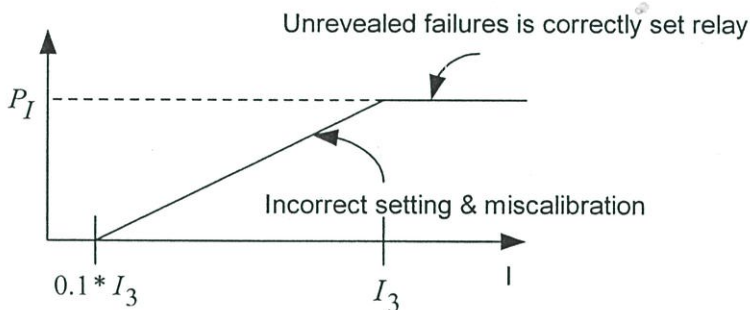
รูปที่ 3.4 ความน่าจะเป็นของการทำงานผิดพลาดของการป้องกันแบบวัดระยะทางของสายส่ง

P_Z ความน่าจะเป็นของการทำงานผิดพลาดของการป้องกันแบบวัดระยะทาง

Z_3 ค่าที่ตั้งค่าของอิมพีแดนซ์โซน3

Z อิมพีแดนซ์ที่มองเห็นโดยรีเลย์

ทำนองเดียวกัน เราจะได้คุณสมบัติความน่าจะเป็นของการป้องกันของรีเลย์กระแสเกิน แสดงในรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 ความน่าจะเป็นของการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันกระแสเกินสำหรับสายส่ง

P_I ความน่าจะเป็นของการทำงานผิดพลาดของการป้องกันกระแสเกิน

I_3 ค่าที่ตั้งค่าของกระแสเกินของโซน3

I กระแสที่มองเห็นโดยรีเลย์

รูปที่ 3.4 และรูปที่ 3.5 แสดงความน่าจะเป็นของสายส่งที่จะทรูปผิดพลาดไม่มีการเจาะจง แต่จะแสดงในรูปแบบของแบบจำลอง Markov ดังแสดงในรูปที่ 3.2 ในทางตรงกันข้าม มันเป็นอิสระต่อการเกิดฟลัดต์และอิสระกับสภาวะการทำงาน

3.4 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง [11]

ตามสมมติฐานที่สร้างขึ้น ไม่ว่าสภาวะระบบที่มีสองอุปกรณ์หรือมีอุปกรณ์มากกว่าที่เกิดเอาต์เตจที่เป็นสาเหตุจากการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน

เรากำหนดดัชนีตัวชี้ค่าต่างๆดังนี้

ความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP)

$$BIP = I_i / N \quad (3.2)$$

เมื่อ i เป็นหน่วยของเขตของบัสที่แยกจากกัน

I_i เป็นจำนวนของระบบสเตต i

N เป็นจำนวนรวมทั้งหมดของการคำนวณ

การแยกกันของบัสเป็นความยุ่งยากหลักๆส่งไปถึงระบบไฟฟ้ากำลัง BIP แสดงจุดด้อยของระบบซึ่งอุปกรณ์ตัวหนึ่งเอาต์เตจ(Outage) ซึ่งจะเป็นผลในการแยกกันของบัส

ในการคำนวณ ความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP) จะเป็นเกณฑ์ในการหยุดผลกระทบการต่อเนื่องกันของการเกิดเอาต์เตจ(Outage) มีความหมายคือผลกระทบต่อเนื่องของเอาต์เตจจะหยุดการเกิดผลกระทบเมื่อบัสนั้นถูกแยกออก

ความน่าจะเป็นของการสูญเสียของโหลด (LOLP)

$$LOLP = L_i / N \quad (3.3)$$

เมื่อ

i เป็นจำนวนของเซ็ทของการตัดทอนของโหลด

L_i เป็นจำนวนของลักษณะของระบบ i

N เป็นจำนวนทั้งหมดของการคำนวณ

โดยปกติระบบไฟฟ้ากำลังสามารถต่อต้านอุปกรณ์ตัวหนึ่งที่เกิดเอาต์เตจได้ โดยไม่มีผลรุนแรงต่อความเพียงพอและต่อระบบความปลอดภัย บนพื้นฐานของการสมมติฐาน ความน่าจะเป็นของการสูญเสียของโหลด(LOLP) จะแทนการสูญเสียของโหลดจากผลการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน เมื่อเราพิจารณาเฉพาะเกี่ยวกับการสูญเสียของโหลด การอนุกรมกันของเอาต์เตจเป็นการหยุดเท่าที่จะเป็นไปได้ของการสูญเสียโหลดที่เกิดขึ้น

ค่าคาดหมายการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (EPL)

$$EPL = C_i / N \quad (3.4)$$

เมื่อ

i เป็นจำนวนของเซ็ทของการเกิดเอาต์เตจแบบต่อเนื่อง

C_i เป็นการตัดทอนของโหลดของระบบ i

N เป็นจำนวนทั้งหมดที่คำนวณ

ตัวชี้ค่ามีหน่วยเป็น “MW” สามารถแสดงตัวเลขของระบบเอาต์เตจแบบต่อเนื่อง

บทที่ 4

การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์และทางวิศวกรรม

4.1 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์

องค์ประกอบหลักของทรัพยากรจะมีอยู่ 3 ประการอันได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรก (Initial Costs) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operating and Maintenance Costs) และผลประโยชน์ (Benefits) องค์ประกอบต่างๆเกิดขึ้นโดยกระจายต่างเวลากัน มูลค่าของแต่ละรายการต้องถูกนำมารวมอยู่ในงบทรัพยากรเป็นรายปี จากนั้นจะมีการคิดลดค่าของเงินทุกรายการในอนาคติให้มาอยู่ที่ฐานเวลาเดียวกัน

4.1.1 ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรก (Initial Costs: IC)

เป็นค่าใช้จ่ายลงทุนเกี่ยวกับการเริ่มทำโครงการ ค่าใช้จ่ายประเภทนี้จำเป็นต้องใช้เพื่อเริ่มดำเนินการก่อสร้างปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า อาจเรียกว่าเป็นค่าใช้จ่ายสำหรับปัจจัยคงที่ (Fixed Cost) อาทิเช่น ค่าวัสดุก่อสร้าง, ค่าควบคุมงาน, ค่าแรงงาน, ค่าขนส่ง และค่าเบ็ดเตล็ด เป็นต้น

4.1.2 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operating and Maintenance Costs: OMC)

หลังจากได้ดำเนินการก่อสร้างหรือปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแล้วเสร็จ ในระหว่างการใช้งานต้องมีการดำเนินการและบำรุงรักษาระบบส่งกำลังไฟฟ้านั้นทุกปี โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะคิดค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรก การดำเนินการและการบำรุงรักษา อาทิเช่น การตรวจสอบการทำงานของอุปกรณ์, การทำความสะอาดอุปกรณ์และการเปลี่ยนอุปกรณ์ชำรุด เป็นต้น

4.1.3 ผลประโยชน์ (Benefits)

แม้ว่าการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าโครงการหนึ่งจะก่อให้เกิดผลประโยชน์มากมายก็ตาม แต่ก็ยากที่จะประเมินมูลค่าของผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการให้ออกมาในรูปของมูลค่าเงินแต่เนื่องจากในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้านั้น จะช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ในการจ่ายกระแสไฟฟ้าซึ่งมีผลให้ผู้ใช้ไฟได้รับผลกระทบจากไฟฟ้าดับลดลง ดังนั้นในการวิจัยจึงประยุกต์ใช้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ลดลง แทนผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการ จึงสามารถจำแนกผลประโยชน์ได้ 2 ประเภทคือ

1. ผลประโยชน์ทางตรง จะเป็นผลที่เกิดจากการใช้ประโยชน์จากการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าโดยตรง เช่น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขายไฟได้เพิ่มขึ้น, ผู้ใช้ไฟสามารถผลิตสินค้าได้ต่อเนื่องและตรงตามความต้องการของลูกค้า เป็นต้น

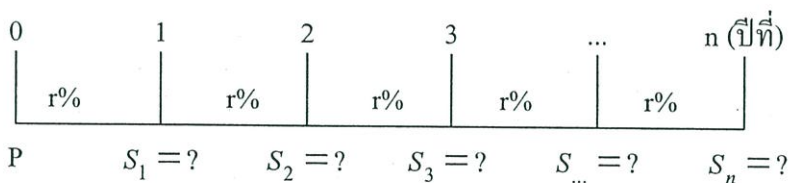
2. ผลประโยชน์ทางอ้อม เป็นผลประโยชน์จากการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่มีต่อสังคมโดยรวม เช่น เมื่อไม่มีไฟฟ้าดับก็ทำให้ไม่มีการก่ออาชญากรรม, ประชาชนมีรายได้จากการขายแรงงาน และรัฐบาลมีรายได้จากการเก็บภาษีอากรเพิ่มขึ้น เป็นต้น

4.1.4 เกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุนแบบปรับเวลา [12, 13]

เนื่องจากข้อเท็จจริงที่ว่าโครงการส่วนใหญ่มีอายุโครงการมากกว่า 1 ปีขึ้นไป ประกอบกับผลประโยชน์สุทธิหรือค่าใช้จ่ายสุทธิของโครงการแตกต่างกันแต่ละปี มูลค่าของเงินมีความแตกต่างกันแต่ละปีเป็นการยากที่จะตัดสินใจว่าโครงการใดเหมาะสมแก่การลงทุน ดังนั้นจึงจำเป็นต้องปรับค่าของเวลาสำหรับเวลารายการการใช้จ่ายและผลประโยชน์ทุกรายการของโครงการให้มาอยู่บนฐานเวลาเดียวกันก่อนในเบื้องต้น

4.1.5 การปรับค่าของเวลา

เป็นกระบวนการซึ่งมูลค่าที่คิดเป็นเงินของค่าใช้จ่าย (Cost) และผลประโยชน์ (Benefit) ของโครงการที่เกิดขึ้นในระยะเวลาต่าง ๆ กันในอนาคตถูกปรับให้มาอยู่ในเวลาปัจจุบัน หรือในเวลาที่เป็นศูนย์ มูลค่าของเงินที่เกิดขึ้นในอนาคตซึ่งถูกปรับมาเป็นปัจจุบันนี้เรียกว่า มูลค่าปัจจุบัน (Present Value: PV) กระบวนการปรับค่าของเวลาดังกล่าวจะกระทำโดยการหักลด (Discount) มูลค่าของเงินที่เกิดขึ้นในอนาคตด้วยอัตราส่วนลด (Discount Rate) โดยสามารถอธิบายโดยใช้แนวคิดเบื้องต้นที่เกี่ยวกับหลักการหาค่าเงินรวม รูปที่ 4.1 แสดงเส้นเวลา (Time Line) ของแนวคิดเบื้องต้นในการหาค่าเงินรวม



รูปที่ 4.1 แสดงเส้นเวลาของหลักการหาค่าเงินรวม

สมมติให้ เงินลงทุน P บาท อัตราดอกเบี้ย $r\%$ ต่อปี

$$\text{ปีที่ 1 ดอกเบี้ย} = rP \quad \text{เงินรวม } S_1 = rP = P(1+r) \quad (4.1)$$

$$\text{ปีที่ 2 ดอกเบี้ย} = rP(1+r) \quad \text{เงินรวม } S_2 = P(1+r) + rP(1+r) = P(1+r)^2 \quad (4.2)$$

$$\text{ปีที่ 3 ดอกเบี้ย} = rP(1+r)^2 \quad \text{เงินรวม } S_3 = P(1+r)^3 \quad (4.3)$$

$$\text{ปีที่ } n \text{ ดอกเบี้ย} = rP(1+r)^{n-1} \quad \text{เงินรวม } S_3 = P(1+r)^3 \quad (4.4)$$

โดยที่ P คือ จำนวนเงินปัจจุบัน

S_n คือ ค่าของ P เมื่อสิ้นปีที่ n (เงินรวม)

$P(1+r)^3$ เรียกว่า Single payment compound amount factor (CAF) หาได้จากตารางภาคผนวก ข. Compounding and discounting ภายใต้ชื่อ Compounding factor for 1 เป็นค่าที่ขบออกถึงว่า หนึ่งบาทในวันนี้มีค่าเท่าใดในวันหน้า

ในกรณีที่ได้เงินจำนวนเท่ากันทุกปี เมื่อสิ้นปีที่ n จะมีเงินรวม (S) เท่ากับ

$$S = R \left[\frac{(1+r)^n - 1}{r} \right] = R(CAF') \quad (4.5)$$

โดยที่ R คือ จำนวนเงินซึ่งเท่ากันทุกปี

$\frac{(1+r)^n - 1}{r}$ เรียก Uniform Series Compound Amount Factor ปรากฏในตารางภาคผนวก

ข. ภายใต้ชื่อ Compounding factor for 1 per annum: $\sum CAF$

ในทางกลับกัน เมื่อต้องการหาจำนวนเงินลงทุนซึ่งเท่ากันทุกปี จะหาได้จากสมการ(4.6)

$$R = \frac{S}{\frac{(1+r)^n - 1}{r}} = S \cdot \frac{r}{(1+r)^n - 1} = S(SFF) \quad (4.6)$$

$\frac{r}{(1+r)^n - 1}$ คือ Sinking Fund Factor (SFF) ของเงินลงทุนที่ต้องมีจำนวนเท่ากันในแต่ละปี

โดยค่าของ SFF หาได้จากภาคผนวก ข. ภายใต้ชื่อ Sinking Fund Factor (SFF)

4.1.6 กรณีค่าใช้จ่ายต่อปีเท่ากัน

$$R = P \left[\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \right] \quad (4.7)$$

โดยที่ R คือ ค่าใช้จ่ายต่อปีซึ่งเท่ากันทุกปี

P คือเงินลงทุน

$$\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \text{ เรียกว่าตัวประกอบกู้ทุน (Uniform series capital recovery factor: CRF) หาได้}$$

จากตารางภาคผนวก ข. ภายใต้ชื่อ Capital recovery factor (CRF)

4.1.7 การหามูลค่าปัจจุบัน (Present Value: PV)

ในการหามูลค่าปัจจุบันของเงินที่ได้รับในอนาคตสามารถทำได้โดยพิจารณาจากหลักการหาค่าเงินรวมในมุมมองกลับ จากสมการที่ (4.8) จะได้ว่า

$$P = \frac{S_n}{(1+r)^n} = S_n \frac{1}{(1+r)^n} \quad (4.8)$$

$$\frac{1}{(1+r)^n} \text{ เรียกว่า Single payment present worth factor (PWF) หาได้จากตาราง}$$

ภาคผนวก ข. ภายใต้ชื่อดั้วร่วมส่วนลด (Discount Factor)

กรณีมีจำนวนเงินเกิดขึ้นมากกว่า 1 ปี สามารถหามูลค่าปัจจุบัน ดังนี้

$$P = \frac{S_1}{(1+r)^1} + \frac{S_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{S^n}{(1+r)^n} \quad (4.9)$$

เมื่อนำค่า r (อัตราดอกเบี้ย) มาใช้ทำส่วนหักลด เพื่อปรับค่าเงินในอนาคตให้เป็นปัจจุบัน จะเรียก r นี้ว่า อัตราส่วนลด (Discount Rate)

4.1.8 กรณีค่าใช้จ่ายหรือผลประโยชน์เกิดขึ้นเท่ากันทุกปี

สามารถหามูลค่าปัจจุบันของรายการค่าใช้จ่ายหรือผลประโยชน์โดยใช้สมการ ดังนี้

$$P = R(PWF') = R \left[\frac{(1+r)^n - 1}{r(1+r)^n} \right] \quad (4.10)$$

PWF' เรียกว่า Present worth of an annuity factor

4.1.9 เกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุนแบบอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย (Benefit Cost Ratio: BCR) [13]

การที่โครงการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า จะเป็นที่ยอมรับว่าเหมาะสมต่อการลงทุน นั้นมูลค่าของผลประโยชน์ที่ได้หักลดแล้ว ควรจะมากกว่ามูลค่าของค่าใช้จ่ายที่ได้หักลดแล้ว เช่นกันโดยหาได้จากสมการต่อไปนี้

$$BCR = \frac{PWTB}{PWTC} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}} \quad (4.11)$$

เมื่อ PWTB (Present Worth Total Benefit) คือ ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุนทั้งหมด ณ ปัจจุบันและ PWTC (Present Worth Total Cost) คือ ค่าใช้จ่ายในการลงทุนทั้งหมด ณ ปัจจุบัน

หลักการการตัดสินใจลงทุน โดยใช้ BCR มีอยู่ว่า ระดับอัตราส่วนลด r ที่กำหนดให้

ถ้า $BCR > 1$ ยอมรับข้อเสนอโครงการ

$BCR < 1$ ปฏิเสธข้อเสนอโครงการ

$BCR = 1$ จะไม่มีผลกระทบใดๆไม่ว่าจะยอมรับหรือปฏิเสธข้อเสนอโครงการ

4.2 การวิเคราะห์ทางด้านวิศวกรรม

การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรมเพื่อเปรียบเทียบความเหมาะสม ในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า ซึ่งอาศัยทฤษฎีที่กล่าวไว้แล้วในบทที่ 2 ประกอบด้วย

1. การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า จะพิจารณาค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัส กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งและหน่วยสูญเสียในระบบส่งกำลังไฟฟ้า โดยนำผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณไปเปรียบเทียบกับค่าแรงดันมาตรฐานแรงดันไฟฟ้าระบบแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ที่จุดจ่ายไฟของ กฟภ. ตามตารางที่ 4.1 [14] และค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าที่สายส่งทนได้ตามตารางที่ 4.3 [15]

2. การวิเคราะห์การลัดวงจร จะพิจารณาค่ากระแสลัดวงจรแบบไลน์เดี่ยววงกราวด์และแบบ 3 เฟสสมมูล แล้วนำผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณไปตรวจสอบกับค่าพิกัดกระแสลัดวงจรของ อุปกรณ์ ตามตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.1. แสดงค่ามาตรฐานแรงดันไฟฟ้าระบบแรงดัน 115 กิโลโวลท์ที่จุดจ่ายไฟของ กฟภ

สภาวะการจ่ายไฟ	ค่ามาตรฐานระดับแรงดัน	แรงดันต่ำสุด(p.u.)	แรงดันสูงสุด (p.u.)
กรณีจ่ายไฟปกติ	$\pm 5\%$	0.949	1.049
กรณีจ่ายไฟฉุกเฉิน	$\pm 10\%$	0.900	1.100

ตารางที่ 4.2 แสดงค่าพิกัดกระแสลัดวงจรของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า

อุปกรณ์	Voltage Rating (kV)	Current Rating (A)	Interrupt Capacity (kA)
เซอร์กิตเบรกเกอร์	123-145	2,000-3,150	31.5-40
แอร์เบรกสวิตช์	123	2,000	40

ในการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม ต้องอาศัยข้อมูลที่ได้จากการสำรวจและวางแผนแนวทางการก่อสร้างระบบส่งกำลังไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วย

1. ค่าพารามิเตอร์ของสายไฟฟ้า ประกอบด้วย ชนิด ขนาด และความยาวของสาย โดยค่าพารามิเตอร์มาตรฐานของสายไฟฟ้าแสดงในตารางที่ 4.3
2. ข้อมูลโหลด จะใช้ข้อมูลโหลดเฉลี่ยของพื้นที่ที่ศึกษา
3. ค่าพารามิเตอร์ที่จุดขับเคลื่อน (Driving point) เป็นข้อมูลพารามิเตอร์สมมูลเทวินินของสถานีไฟฟ้า กฟผ. ที่จ่ายให้กับ กฟภ.
4. การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า

ตารางที่ 4.3 ค่าพารามิเตอร์มาตรฐานของสายส่งไฟฟ้า

Type	R_1 (p.u./km.)	X_1 (p.u./km.)	B_1 (p.u./km.)	R_0 (p.u./km.)	X_0 (p.u./km.)	B_0 (p.u./km.)	MVA Rating
115VSS400	0.0006488	0.0027374	0.0004253	0.0019270	0.0107546	0.0002048	160.048
115VSD400	0.0003249	0.0020242	0.0005707	0.0016141	0.0100522	0.0002334	320.096

หมายเหตุ: 115VSS400 คือ สายอลูมิเนียมเปลือยขนาด 400 ตร.มม. แบบวงจรเดี่ยวตัวนำเดี่ยววางพาดบนเสาไฟฟ้าขนาด 22 ม. แบบแนวตั้ง 3 เฟส

115VSD400 คือ สายอลูมิเนียมเปลือยขนาด 400 ตร.มม. แบบวงจรเดี่ยว ตัวนำคู่ วางพาดบนเสาไฟฟ้าขนาด 22 ม. แบบแนวตั้ง 3 เฟส

บทที่ 5

การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

5.1 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสมสำหรับประเมินความเชื่อถือได้

5.1.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสม (OPF)

ในกระบวนการของการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ เช่น ความน่าจะเป็นของการสูญเสียของโหลด (LOLP) ค่าคาดหวังการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (EPL) การไหลของกำลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสม (OPF) มีส่วนสำคัญสำหรับการใช้ในการหาค่าดัชนีดังกล่าว สูตรการคำนวณ การไหลของกำลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสม (OPF) แสดงดังสมการข้างล่าง

วัตถุประสงค์

$$\min \sum_{i=1}^n (\text{Load_Curtailment})_i \quad (5.1)$$

เมื่อ

$$(\text{Load_Curtailment})_i = P_{di} - P_{li} \quad (5.2)$$

$$P_{gi} - P_{li} - \sum_{j=1}^n U_i U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) = 0 \quad (5.3)$$

$$Q_{gi} - Q_{li} - \sum_{j=1}^n U_i U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) = 0 \quad \text{เมื่อ } i = 1, \dots, n \quad (5.4)$$

$$P_{gi \min} \leq P_{gi} \leq P_{gi \max} \quad \text{เมื่อ } i = 1, \dots, n_g \quad (5.5)$$

$$Q_{gi \min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi \max} \quad (5.6)$$

$$0 \leq P_{li} \leq P_{di} \quad \text{เมื่อ } i = 1, \dots, n_d \quad (5.7)$$

$$0 \leq Q_{li} \leq Q_{di} \quad \text{เมื่อ } i = 1, \dots, n \quad (5.8)$$

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \leq S_{ij \max}^2 \quad \text{เมื่อ } ij \in [1, \dots, n_b] \quad (5.9)$$

เมื่อ

n, n_g, n_d, n_b	เป็นจำนวนของโหนด, โหนดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า, โหลดโหนดและสาขา
P_{gi}, Q_{gi}	เป็นค่าเอาต์พุตของจำนวนจริงและจำนวนจินตภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
$P_{gi \min}, P_{gi \max}$	เป็นค่าต่ำสุดและสูงสุดของกำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
$Q_{gi \min}, Q_{gi \max}$	เป็นค่าต่ำสุดและสูงสุดของกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
P_{li}, Q_{li}	เป็นโหลดหลังจากทำการเปลี่ยนแปลงค่าใหม่ของการผลิตไฟฟ้า
P_{di}, Q_{di}	เป็นค่าความต้องการจริง
U_i	เป็นขนาดของแรงดัน
P_{ij}, Q_{ij}	เป็นการไหลในสายส่ง
$S_{ij \max}$	เป็นค่าจำกัดของการไหลในสายส่ง

5.2 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

5.2.1 การคัดเลือกระบบที่นำมาทดสอบ

ในขั้นตอนการคัดเลือกระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่นำมาทดสอบ จะทำการเลือกระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่มีลักษณะเป็นลูปปิดเพื่อให้ง่ายต่อการทำความเข้าใจ โดยงานวิจัยนี้จะเลือกระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่มีทั้งส่วนที่เป็นแหล่งกำเนิดไฟฟ้าและส่วนที่เป็นโหลดเกณฑ์การพิจารณามีดังนี้

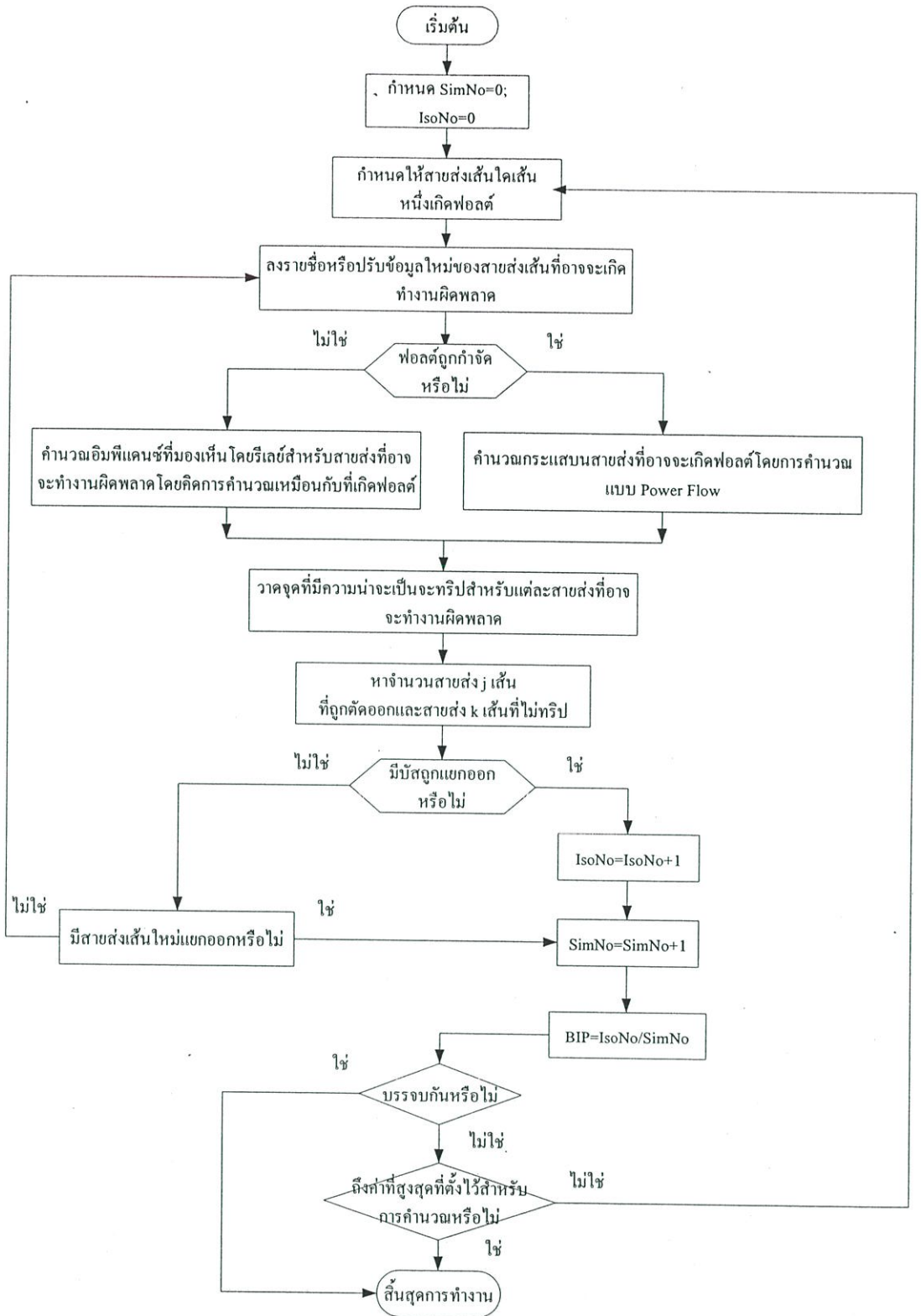
1. ลักษณะการจ่ายไฟ จะเลือกระบบที่มีการจ่ายไฟเป็นแบบลูปปิดและมีทั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้า เช่น

โรงไฟฟ้าอิสระ(IPP) หรือ แหล่งกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิต (EGAT) เป็นต้น

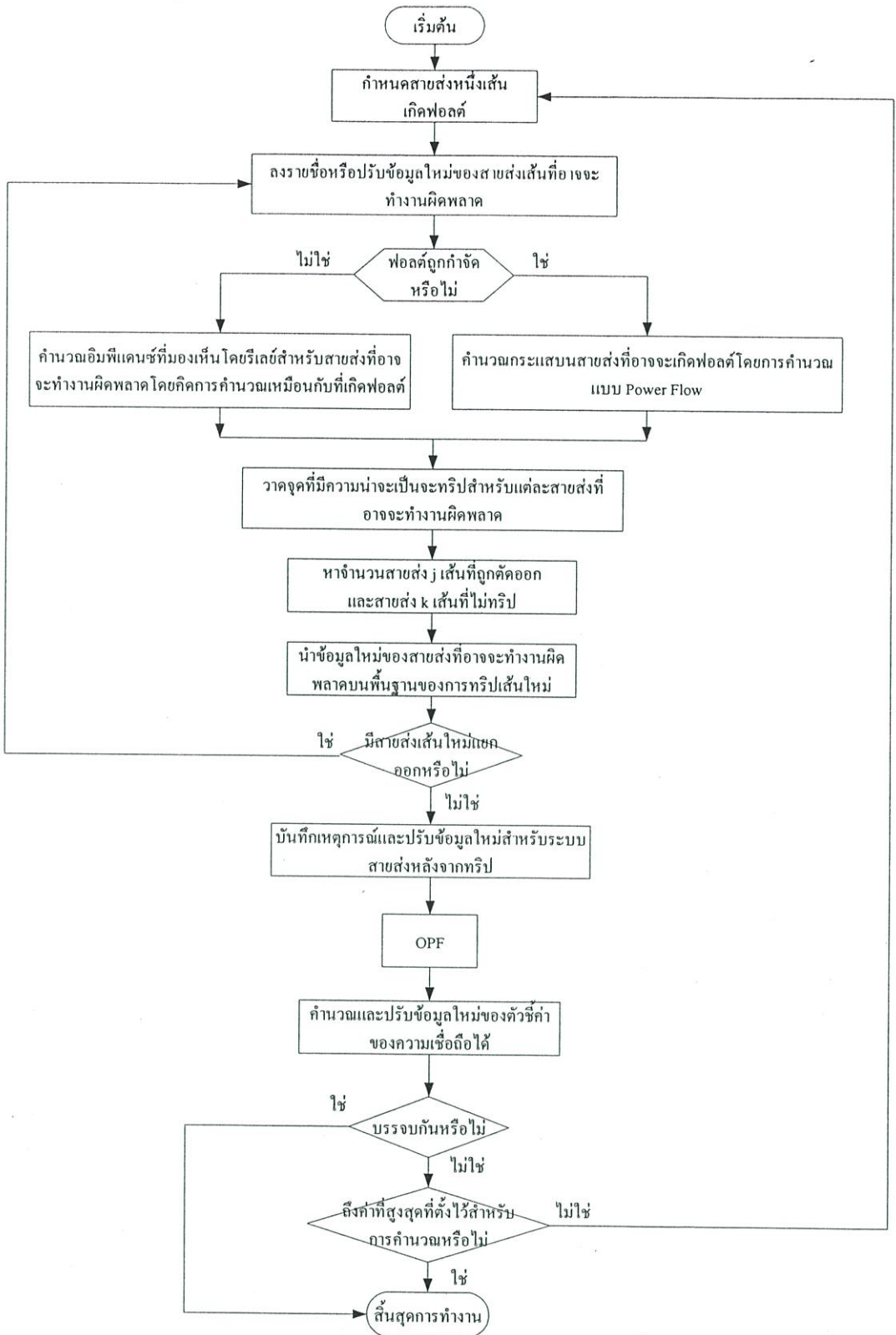
2. ความสำคัญของกลุ่มโหลด เป็นระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่จ่ายให้กับนิคมอุตสาหกรรมหรือผู้ใช้ไฟรายใหญ่

5.2.2 กำหนดหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้โดยพิจารณาการทำงานผิดพลาดของระบบไฟฟ้ากำลัง

โดยจะคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ได้แก่ ความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP) ความน่าจะเป็นของการสูญเสียของโหลด (LOLP) และ ค่าคาดหมายการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (EPL) เพื่อทำการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบที่นำมาทดสอบ โดยจะมีขั้นตอนการคำนวณดัชนีดังกล่าวดังรูปที่ 5.1 และ รูปที่ 5.2



รูปที่ 5.1 แผนผังการคำนวณความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP)



รูปที่ 5.2 แผนผังการคำนวณความน่าจะเป็นของการสูญเสียของโหลด (LOLP) และค่าคาดการณ์การสูญเสียกำลังไฟฟ้า (EPL)

5.2.3 กำหนดแนวทางการปรับปรุงระบบ

ในการกำหนดแนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่นำมาทดสอบ จะอาศัยการสำรวจความเป็นไปได้การดำเนินการ โดยพิจารณาสภาพแวดล้อมประกอบซึ่งแนวทางดังกล่าวสามารถปฏิบัติได้จริง ตัวอย่างเช่น

1. การก่อสร้างสวิตช์เกียร์และอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติม ต้องสำรวจพื้นที่ติดตั้งอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า จุดเชื่อมต่อสายส่งเข้ากับโครงสร้างสวิตช์เกียร์ เป็นต้น
2. การก่อสร้างสายส่ง ต้องสำรวจพื้นที่แนวถนนที่จะใช้ปักเสาพาดสาย การขออนุญาตปักเสาพาดสาย เป็นต้น

5.2.4 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม

เมื่อแนวทางการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า มีความเป็นไปได้เพื่อที่จะปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบ ต่อไปจะทำการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรมซึ่งได้กล่าวไปแล้วในบทที่ 4 ข้อมูลการวิเคราะห์ประกอบด้วย

1. ค่าพารามิเตอร์ต่างๆเช่น ค่าพารามิเตอร์ของสายไฟฟ้า ประกอบด้วย ชนิด ขนาด และความยาวของสาย ค่าพารามิเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เช่น ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ค่าพารามิเตอร์ของหม้อแปลงไฟฟ้า เป็นต้น
2. ข้อมูลโหลด จะใช้ข้อมูลโหลดเฉลี่ยของพื้นที่ที่ศึกษา
3. การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า
4. ค่ามาตรฐานต่างๆที่ยอมรับได้ของ กฟภ. เช่น ค่ามาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของระบบแรงดันไฟฟ้า 115 กิโลโวลต์ เป็นต้น

5.2.5 การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

โดยหลังจากที่ปรับปรุงระบบและวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรมแล้ว จะคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้กับระบบไฟฟ้าที่ทำการปรับปรุงแล้วอีกครั้ง โดยใช้ดัชนีความเชื่อถือได้ตัวเดิม ได้แก่ ความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP) ความน่าจะเป็นของการสูญเสียของโหลด (LOLP) และ ค่าคาดการณ์การสูญเสียกำลังไฟฟ้า (EPL) เพื่อทำการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบที่ปรับปรุงแล้วว่ามีค่าเชื่อถือได้ดีขึ้นกว่าเก่าหรือเปล่าโดยจะมีขั้นตอนการคำนวณดัชนีดังกล่าวดังรูปที่ 5.1 และ รูปที่ 5.2

5.2.6 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์

เมื่อแนวทางการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้า มีความเหมาะสมทั้งทางด้านวิศวกรรมและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าดีขึ้น ต่อไปจะวิเคราะห์จุดคุ้มทุนโดยอาศัยเกณฑ์การตัดสินใจแบบอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายในบทที่ 4 ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์ ประกอบด้วย

1. ค่าใช้จ่ายในการลงทุน ได้จากการสำรวจและประมาณการค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า
2. ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุน ประยุกต์ใช้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟที่ลดลงเมื่อปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า

5.2.7 สรุปผลการทดลอง

หลังจากทำการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยพิจารณาการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน วิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการปรับปรุงระบบไฟฟ้ากำลังให้มีความเชื่อถือได้เพิ่มขึ้น วิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม และนำกลับไปวิเคราะห์ความเชื่อถือได้โดยคำนึงถึงการทำงานผิดพลาดของระบบไฟฟ้ากำลังใหม่ โดยใช้ระบบที่ปรับปรุงและวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์ ขั้นตอนสุดท้ายจะนำผลลัพธ์ที่ได้จากการวิเคราะห์มาพิจารณาและสรุปผลการทดลองตามข้อสมมติฐานที่ตั้งไว้

บทที่ 6

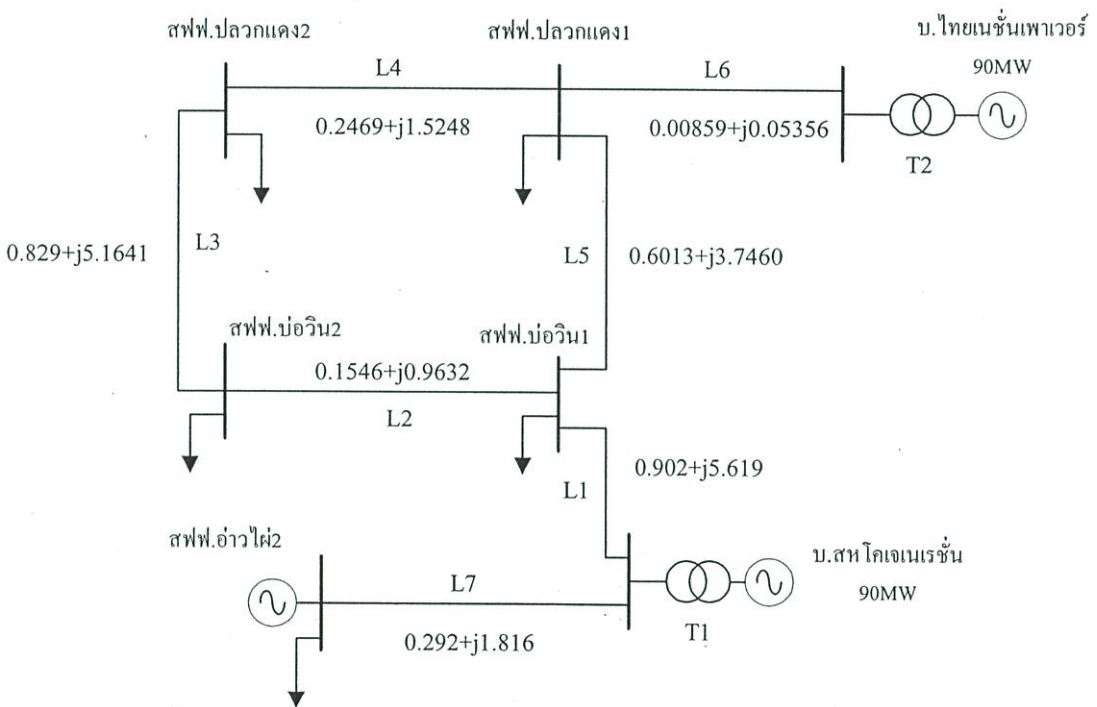
ผลการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง

ในบทนี้นำเสนอตัวอย่างการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยพิจารณาการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันโซน 3 โดยพิจารณาเลือกระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

6.1 กรณีศึกษาการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยพิจารณาการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันโซน 3

6.1.1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันของระบบ

เราใช้ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาคกลาง พิกัดแรงดัน 115 kV 7 บัสในการทดสอบโดยระบบไฟฟ้ากำลังแสดงในรูปที่ 6.1



รูปที่ 6.1 ระบบที่ใช้ทดสอบ (Sbase 100MVA, Vbase 115kV)

ตารางที่ 6.1 แสดงระยะทางสายส่งของระบบส่งกำลังไฟฟ้า

สายส่ง	ชนิดของสาย	ระยะทาง (กม.)
L_1	115VSD400	18.2
L_2	115VSD400	3.6
L_3	115VSD400	19.3
L_4	115VSD400	5.7
L_5	115VSD400	14
L_6	115VSD400	0.2
L_7	115VSD400	6.8

ตารางที่ 6.2 แสดงเหตุการณ์กระแสไฟฟ้าขัดข้องของระบบไฟฟ้าที่นำมาทดสอบ ปี 2546-2548

ปี	จำนวนครั้งไฟดับ(ครั้ง)	ระยะเวลาไฟดับ (นาท)
2546	5	64
2547	9	90
2548	7	61
รวม	21	215

จากข้อมูลสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องของระบบที่นำมาทดสอบในปี 2546-2548 ดังตารางที่ 6.2 นำมาหาอัตราล้มเหลวของสายส่งและระยะเวลาไฟดับเฉลี่ยได้ดังนี้

$$\lambda = \frac{21}{3 \times 67.8} = 0.1032 \text{ ครั้ง/ก.ม./ปี}$$

$$r = \frac{215}{21} = 10.23 \text{ นาท}$$

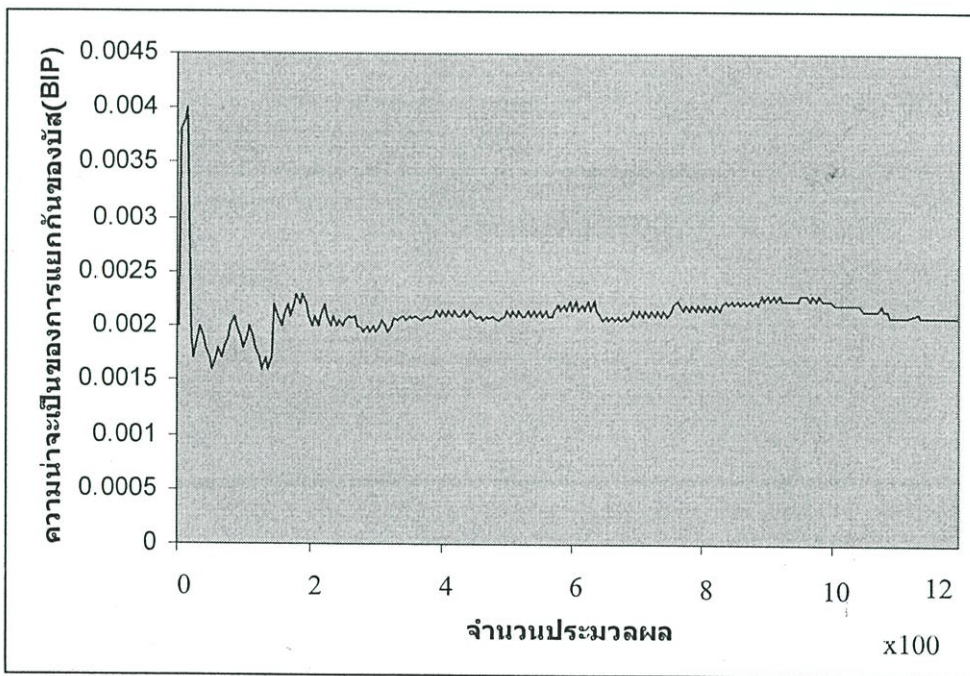
หลังจากนั้นนำค่าดังกล่าวมาหาค่าอัตราความล้มเหลว (λ) และระยะเวลาไฟฟ้ดับ (r) กับสายส่งแต่ละเส้นของระบบไฟฟ้ากำลังสภาพปัจจุบันดังตารางที่ 6.3

ตารางที่ 6.3 แสดงค่าอัตราความล้มเหลวและระยะเวลาไฟดับของระบบที่นำมาทดสอบ สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

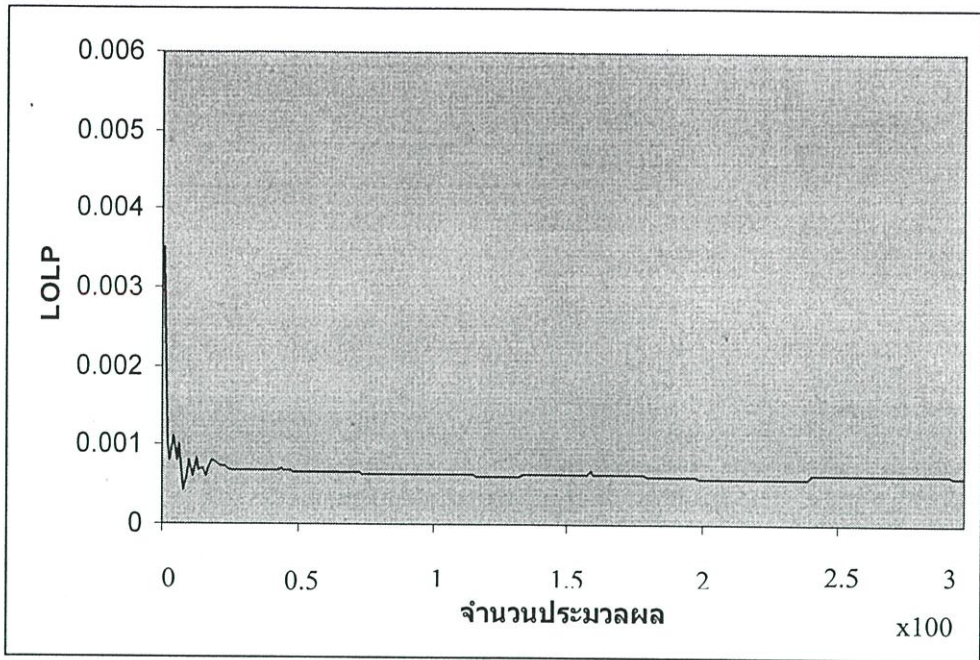
สายส่ง	ความยาว (กม.)	λ (ครั้ง/ปี)	r (นาทีก)	U (นาทีก/ปี)
L1	18.2	1.878	10.23	19.211
L2	3.6	0.371	10.23	3.795
L3	19.3	1.991	10.23	20.367
L4	5.7	0.588	10.23	6.015
L5	14	1.444	10.23	14.772
L6	0.2	0.020	10.23	0.204
L7	6.8	0.701	10.23	7.179
รวม		6.993	10.23	71.553

6.1.2 ผลการทดสอบ

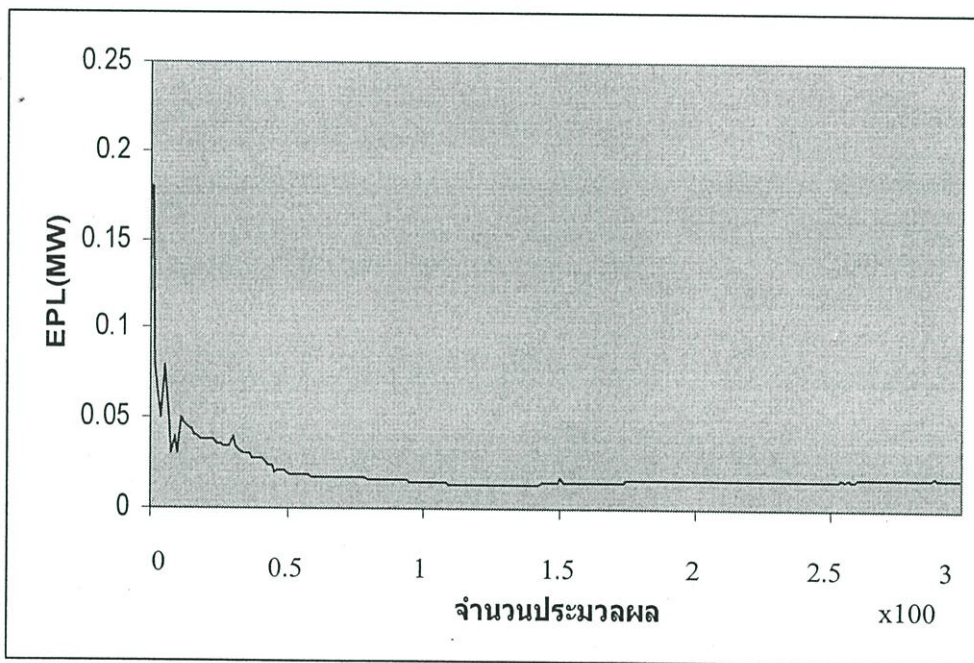
จากรูปแสดงผลการคำนวณแบบมอนติคาร์โล สำหรับดัชนีตัววัดความเชื่อถือได้ ความน่าจะเป็นการแยกกันของบัส (BIP), ความน่าจะเป็นการสูญเสียของโหลด (LOLP) และ ค่าคาดหวังของการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (EPL) ตามลำดับ



รูปที่ 6.2 ความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP) คำนวณโดยแบบมอนติคาร์โล



รูปที่ 6.3 ความน่าจะเป็นการสูญเสียของโหลด (LOLP) โดยการคำนวณแบบมอนติคาร์โล



รูปที่ 6.4 ค่าคาดหวังการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (EPL) โดยการคำนวณแบบมอนติคาร์โล

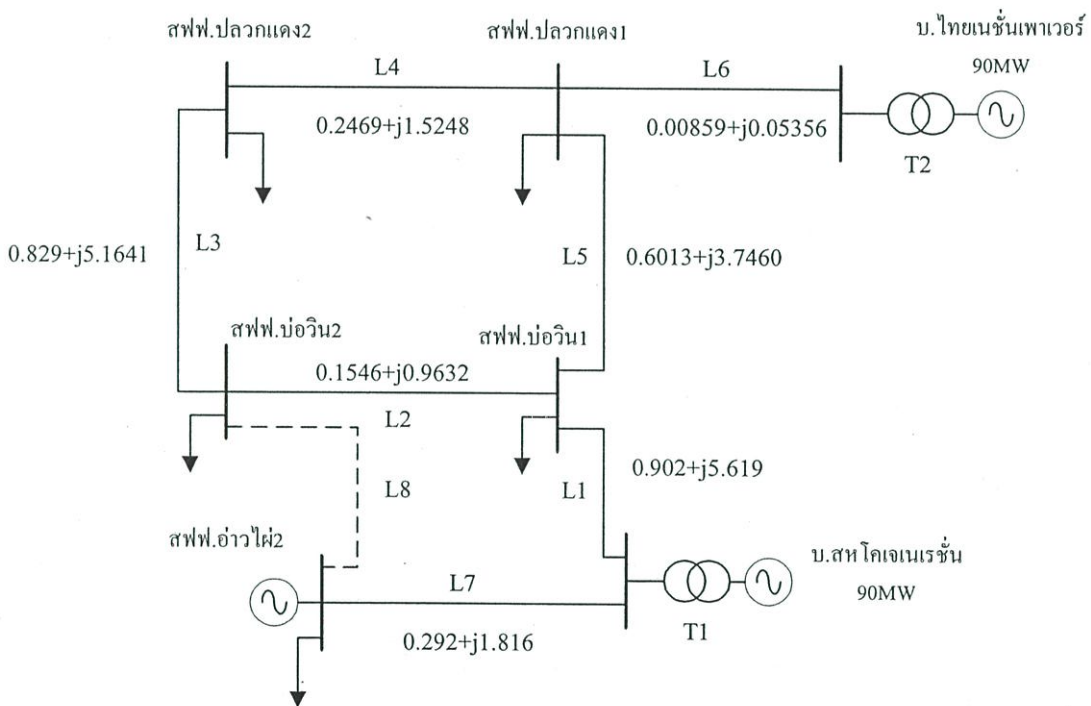
จากการจำลองเหตุการณ์เพื่อหาความเชื่อถือได้ของระบบที่นำมาทดสอบเมื่อพิจารณาถึงการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน โชน 3 จะได้ผลดังแสดงในรูปที่ 6.2 , 6.3 และ 6.4 โดยจะมีค่าเฉลี่ยของดัชนีที่นำมาชี้วัดดังตารางที่ 6.4

ตารางที่ 6.4 แสดงผลของการคำนวณ

BIP	LOLP	EPL(MW)
0.00222	0.000625	0.0156

6.1.3 แนวทางการปรับปรุงระบบไฟฟ้ากำลัง

จากระบบในรูปที่ 6.5 พิจารณาสภาพของการจ่ายไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ของระบบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตามรูปที่ 6.5 จะทดลองปรับปรุงระบบเพื่อให้มีความเชื่อถือได้เพิ่มมากขึ้น โดยการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์เพิ่มเติม (เส้นประในรูป)



รูปที่ 6.5 ระบบที่ใช้ทดสอบหลังการปรับปรุง (Sbase 100MVA, Vbase 115kV)

6.1.4 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม

6.1.4.1 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้โปรแกรม ETAP Power Station เวอร์ชัน 4.0.0 ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบส่งกำลังไฟฟ้า 115 กิโลโวลต์ ที่นำมาทดสอบโดยเปรียบเทียบสภาพการจ่ายไฟ

ตารางที่ 6.8 แสดงแรงดันไฟฟ้าของระบบกำลังไฟฟ้า 7 บัส ที่นำมาทดสอบสภาพการจ่ายไฟที่ปรับปรุงแล้ว
เมื่อเกิดฟอลต์ในสายส่ง L7

สถานีไฟฟ้า	ระดับแรงดันไฟฟ้า (p.u.)					
	2549	2551	2553	2555	2557	2559
สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
บ.สหโคเจนเรชั่น	1.033	1.033	1.033	1.032	1.032	1.032
สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1	1.006	1.006	1.006	1.006	1.006	1.006
สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 2	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003	1.002
สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 2	1.005	1.005	1.005	1.004	1.004	1.004
สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 1	1.010	1.009	1.009	1.009	1.009	1.009
บ.ไทยเนชั่นเพาเวอร์	1.010	1.010	1.010	1.009	1.009	1.009

ตารางที่ 6.9 แสดงแรงดันไฟฟ้าของระบบกำลังไฟฟ้า 7 บัส ที่นำมาทดสอบสภาพการจ่ายไฟที่ปรับปรุงแล้ว
เมื่อเกิดฟอลต์ในสายส่ง L8

สถานีไฟฟ้า	ระดับแรงดันไฟฟ้า (p.u.)					
	2549	2551	2553	2555	2557	2559
สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
บ.สหโคเจนเรชั่น	1.008	1.008	1.008	1.008	1.008	1.007
สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1	1.006	1.006	1.006	1.005	1.005	1.005
สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 2	1.006	1.006	1.006	1.005	1.005	1.005
สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 2	1.012	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011
สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 1	1.007	1.007	1.007	1.007	1.006	1.006
บ.ไทยเนชั่นเพาเวอร์	1.012	1.012	1.011	1.011	1.011	1.011

ตารางที่ 6.10 แสดงการเปรียบเทียบสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุงของระบบไฟฟ้ากำลัง 7 บัสที่นำมาทดสอบ

การเปรียบเทียบ		2549	2551	2553	2555	2557	2559
สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 (p.u.)	สภาพปัจจุบัน	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
	สภาพปรับปรุง	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
	เปลี่ยนแปลง (%)	0	0	0	0	0	0
บ.สห โคโนเจนเรชั่น (p.u.)	สภาพปัจจุบัน	1.009	1.009	1.009	1.009	1.008	1.008
	สภาพปรับปรุง	1.010	1.009	1.009	1.009	1.009	1.009
	เปลี่ยนแปลง (%)	0.68	0.68	0.68	0.67	0.68	0.68
สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1 (p.u.)	สภาพปัจจุบัน	1.004	1.004	1.004	1.003	1.003	1.003
	สภาพปรับปรุง	1.003	1.003	1.002	1.002	1.002	1.002
	เปลี่ยนแปลง (%)	-1.04	-1.04	-1.04	-1.03	-1.04	-1.04
สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 2 (p.u.)	สภาพปัจจุบัน	1.003	1.003	1.003	1.003	1.002	1.002
	สภาพปรับปรุง	1.001	1.001	1.001	1.001	1.001	1.000
	เปลี่ยนแปลง (%)	-1.90	-1.90	-1.90	-1.89	-1.90	-1.90
สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 2 (p.u.)	สภาพปัจจุบัน	1.004	1.003	1.003	1.003	1.003	1.003
	สภาพปรับปรุง	1.002	1.002	1.002	1.002	1.001	1.001
	เปลี่ยนแปลง (%)	-1.47	-1.47	-1.47	-1.46	-1.47	-1.47
สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 1 (p.u.)	สภาพปัจจุบัน	1.008	1.008	1.008	1.008	1.007	1.007
	สภาพปรับปรุง	1.007	1.006	1.006	1.006	1.006	1.006
	เปลี่ยนแปลง (%)	-1.38	-1.38	-1.38	-1.37	-1.38	-1.38
บ.ไทยเนชั่นเพาเวอร์ (p.u.)	สภาพปัจจุบัน	1.008	1.008	1.008	1.008	1.008	1.007
	สภาพปรับปรุง	1.007	1.007	1.007	1.007	1.007	1.006
	เปลี่ยนแปลง (%)	-0.86	-0.86	-0.86	-0.85	-0.86	-0.86

ตารางที่ 6.6 และ 6.7 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ของระบบที่นำมาทดสอบในสภาพการจ่ายไฟก่อนปรับปรุงและหลังปรับปรุงระบบตามลำดับ เมื่อเปรียบเทียบระดับแรงดันไฟฟ้ากับค่ามาตรฐานแรงดันไฟฟ้าระบบแรงดัน 115 กิโลโวลต์ที่จุดจ่ายไฟของ กฟภ. (ตารางที่ 4.2) จะเห็นว่าระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่ในระดับมาตรฐานกรณีจ่ายไฟปกติและสามารถจ่ายไฟได้ปกติจนถึงปี 2559

ตารางที่ 6.8 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ที่นำมาทดสอบ โดยเมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L7 เซอร์คิตเบรกเกอร์จะเปิดวงจรเพื่อตัดส่วนผิดปกติออกจากระบบ

โดยระบบจะยังคงได้รับไฟที่จ่ายมาจาก กฟผ. เพื่อจ่ายให้กับระบบทางสายส่ง L8 และจะสามารถจ่ายไฟผ่านเข้าทางระบบโดยผ่านสายส่ง L7 และ L8 โดยก่อนปรับปรุงเมื่อเกิดเหตุผิดปกติขึ้น สฟฟ.บ่อวิน1 และ สฟฟ.บ่อวิน2 จะถูกตัดออกจากระบบเพราะระบบจะรับไฟได้จากทางผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ 2 บริษัท คือ บ.ไทยเนชั่น พาวเวอร์และ บ.สหโคเจนเรชั่น ซึ่งสามารถจ่ายไฟเข้าไปในระบบได้เพียงบริษัทละ 90 MW รวมเป็น 180MW ซึ่งอาจไม่เพียงพอต่อทั้งระบบจึงอาจทำให้ผู้ใช้ไฟที่รับไฟผ่านทาง สฟฟ.บ่อวิน 1 และ สฟฟ.บ่อวิน 2 ได้รับความเดือดร้อนได้ และจะกลับเข้าสู่สภาวะปกติเมื่อซ่อมแซมสายส่งเสร็จเรียบร้อยแล้ว แต่หลังจากปรับปรุงระบบแล้วจะสามารถรับไฟจากทาง กฟผ. และส่งผ่านทางสายส่ง L8 เข้าไปจ่ายในระบบได้ และระดับแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆในระบบยังคงอยู่ในระดับมาตรฐานกรณีจ่ายไฟปกติจนถึงปี 2559

ตารางที่ 6.9 แสดงค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆของระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลท์ที่นำมาทดสอบ โดยเมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L8 เซอร์คิตเบรกเกอร์จะเปิดวงจรเพื่อตัดส่วนผิดปกติออกจากระบบ โดยระบบจะยังคงได้รับไฟที่จ่ายมาจาก กฟผ. เพื่อจ่ายให้กับระบบทางสายส่ง L7 และจะสามารถจ่ายไฟผ่านเข้าทางระบบโดยผ่านสายส่ง L7 และระดับแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆในระบบยังคงอยู่ในระดับมาตรฐานกรณีจ่ายไฟปกติจนถึงปี 2559

6.1.4.2 การวิเคราะห์การลัดวงจร

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้โปรแกรม ETAP Power Station 4.0.0 วิเคราะห์การลัดวงจรของระบบส่งกำลังไฟฟ้า 115 kV ของระบบที่นำมาทดสอบเพื่อศึกษาผลกระทบของค่ากระแสลัดวงจรที่เปลี่ยนแปลงไปเนื่องจากการเปลี่ยนสภาพการจ่ายไฟด้วย ตารางที่ 6.11 แสดงเปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจรสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุงเมื่อเกิดฟอลต์ที่สถานีไฟฟ้าต่างๆ จากตารางจะเห็นว่าแม้จะมีการปรับปรุงระบบไฟฟ้ากำลังที่นำมาทดสอบแล้วแต่กระแสลัดวงจรทั้งแบบไลน์เดี่ยววงกราวด์ และแบบลัดวงจรแบบสามเฟสค่ากระแสลัดวงจรยังคงอยู่ในพิกัดกระแสลัดวงจร (Interrupting Capacity) ของเซอร์คิตเบรกเกอร์ที่สถานีไฟฟ้าทนได้ตามตารางที่ 4.2 (รายละเอียดการวิเคราะห์การลัดวงจรโดยใช้โปรแกรม ETAP Power Station) แสดงดังรูปที่ ง.9-ง.64 ในภาคผนวก ง.

ตารางที่ 6.11 แสดงการเปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจรสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันและหลังปรับปรุงของระบบไฟฟ้ากำลัง 7 บัส

ตำแหน่งเกิดฟอลต์	Current Path	SLG Fault Current (kA)		3 Phase Fault Current (kA)	
		สภาพปัจจุบัน	สภาพหลังปรับปรุง	สภาพปัจจุบัน	สภาพหลังปรับปรุง
สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2	Fault Level	15.4	16.2	19.4	20.1
บ.สหโคเจนเรชั่น	Fault Level	14.1	14.2	15.8	16.0
สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1	Fault Level	6.5	10.8	6.4	15.1
สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 2	Fault Level	5.7	12.4	7.9	16.7
สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 2	Fault Level	5.6	7.8	7.1	11.1
สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 1	Fault Level	6.7	9.3	7.6	11.8
บ.ไทยเนชั่นเพาเวอร์	Fault Level	6.9	9.4	7.6	11.7

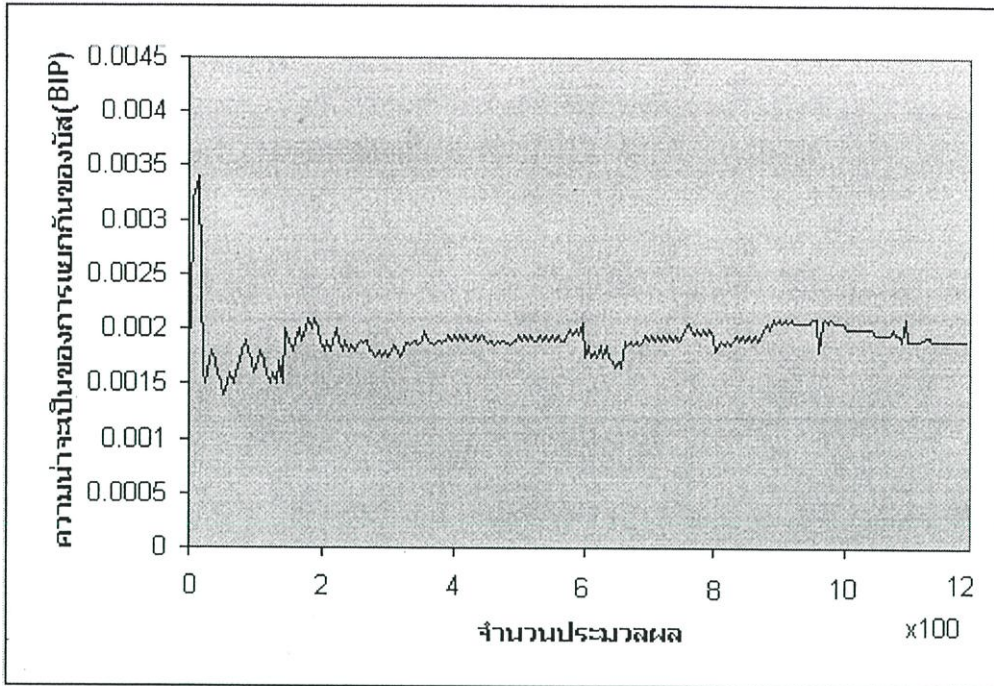
6.1.5 การหาค่าความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังเมื่อพิจารณาถึงการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันโซน 3

หลังจากที่มีการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม จึงทราบว่าระบบที่นำมาทดสอบและปรับปรุงระบบแล้วนั้นมีความเป็นไปได้ในการที่จะเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบให้สูงขึ้นต่อไปดังนั้นจึงหาค่าอัตราความล้มเหลวและระยะเวลาไฟดับ

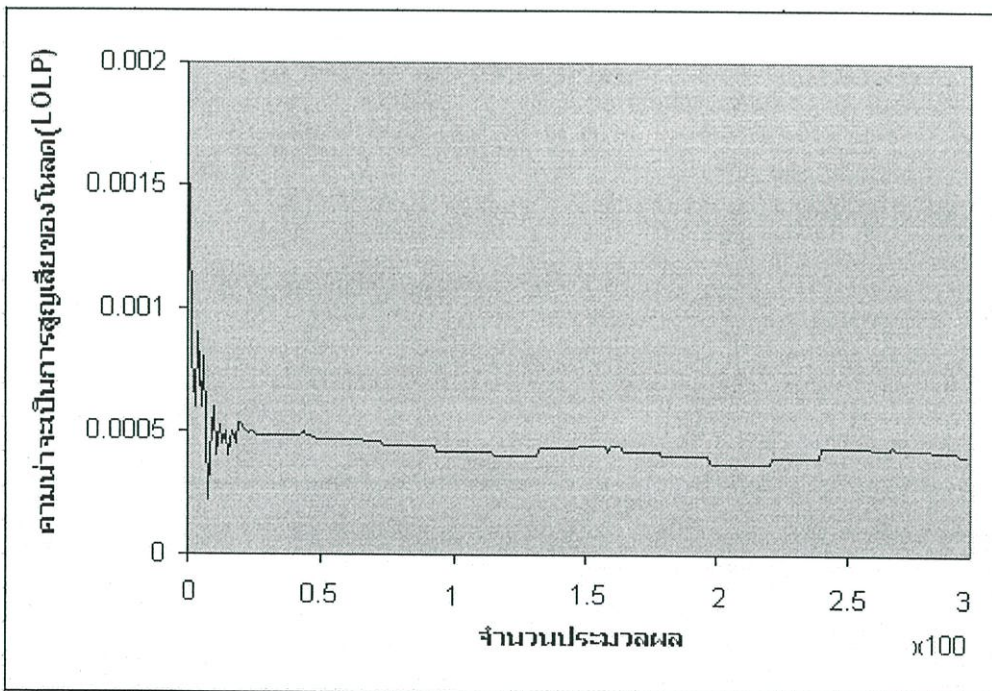
ตารางที่ 6.12 แสดงค่าอัตราความล้มเหลวและระยะเวลาไฟดับของระบบที่นำมาทดสอบ สภาพการจ่ายไฟหลังปรับปรุง

สายส่ง	ความยาว (กม.)	λ (ครั้ง/ปี)	r (นาที)	U (นาที/ปี)
L1	18.2	1.878	10.23	19.211
L2	3.6	0.371	10.23	3.795
L3	19.3	1.991	10.23	20.367
L4	5.7	0.588	10.23	6.015
L5	14	1.444	10.23	14.772
L6	0.2	0.020	10.23	0.204
L7	6.8	0.701	10.23	7.179
L8	4	0.412	10.23	4.214
รวม		7.405	10.23	75.767

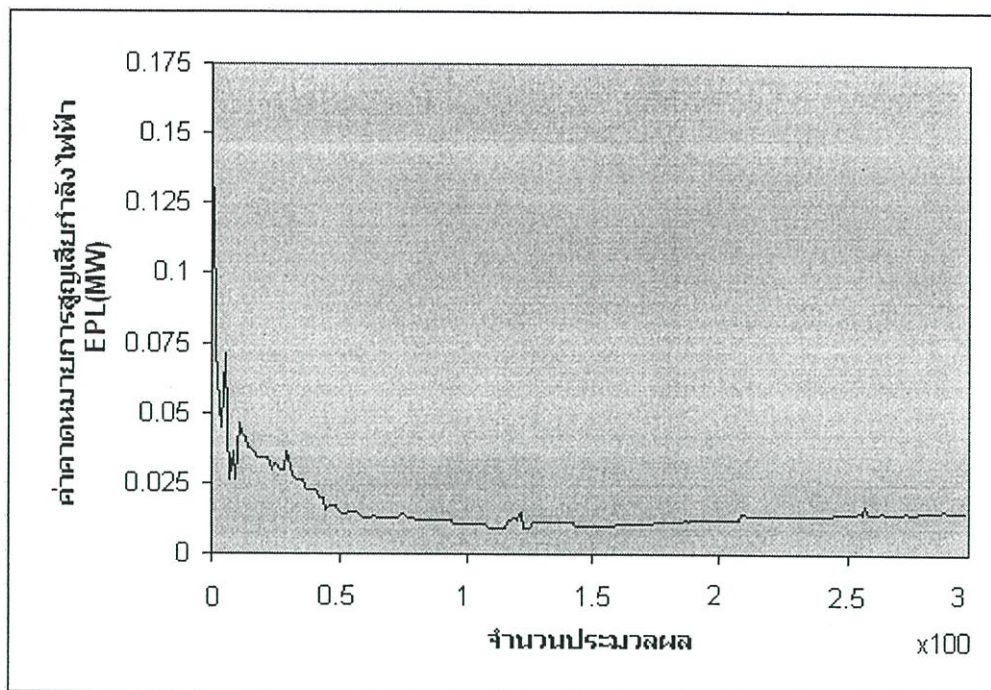
หาค่าความเชื่อถือได้ของระบบหลังปรับปรุงโดยใช้ดัชนี ความน่าจะเป็นในการแยกกันของบัส (BIP) ความน่าจะเป็นของการสูญเสียของโหลด (LOLP) และค่าคาดการณ์การสูญเสียกำลังไฟฟ้า (EPL)



รูปที่ 6.6 ความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP) ของระบบหลังปรับปรุง โดยการคำนวณแบบมอนติคาร์โล



รูปที่ 6.7 ความน่าจะเป็นการสูญเสียของโหลด (LOLP) ของระบบหลังปรับปรุงโดยการคำนวณแบบมอนติคาร์โล



รูปที่ 6.8 ค่าคาดหมายการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (EPL) ของระบบหลังปรับปรุงโดยการคำนวณแบบมอนติคาร์โล

จากค่าความเชื่อถือได้ที่คำนวณได้จะหาค่าเฉลี่ยและได้ค่าของดัชนีความเชื่อถือได้ดังตารางที่ 6.13

ตารางที่ 6.13 แสดงผลของการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบหลังการปรับปรุง

BIP	LOLP	EPL(MW)
0.0018	0.000525	0.0106

จากการหาค่าความเชื่อถือได้โดยคำนึงถึงการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน ของระบบหลังปรับปรุงจะเห็นว่าระบบมีค่าความเชื่อถือได้สูงขึ้นเพราะผลจากตารางที่ 6.13 ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยของดัชนีที่นำมาวิเคราะห์นั้นแต่ละตัวต่างก็มีค่าลดลงเนื่องจากเมื่อเราปรับปรุงระบบโดยการเพิ่มสายส่ง L8 เข้าไปในระบบ จะเห็นว่าเมื่อเกิดเหตุผิดปกติขึ้นที่สายส่ง L7 และสายส่ง L7 ถูกตัดออกจากระบบจะเห็นว่าระบบจะยังคงจ่ายไฟที่รับมาจาก กฟผ. ผ่านสายส่ง L8 เข้าไปในระบบซึ่งระบบก่อนปรับปรุงไม่สามารถทำได้เนื่องจากเมื่อเกิดเหตุผิดปกติเกิดขึ้นกับสายส่ง L7 ระบบอาจจะมีผลกระทบเนื่องจากจะไม่มีไฟไปเลี้ยงให้กับระบบเพียงพอเพราะระบบสามารถรับไฟจากแหล่งจ่ายที่เป็นโรงไฟฟ้าอิสระของสองบริษัท ซึ่งมีสัญญาคือสามารถขายไฟให้แก่ กฟผ. ในขนาดพิกัดไม่เกิน 90MW รวมสองแห่งเป็น 180MW ซึ่งอาจไม่เพียงพอกับโหลดของระบบซึ่งอาจจะมากกว่า 180MW ได้ ดังนั้นอาจส่งผลกระทบต่อสถานี่ไฟฟ้าบางสถานี่ซึ่งทำให้ก่อนปรับค่าของดัชนีความเชื่อถือได้จะมีค่าต่ำกว่าหลังปรับปรุง

6.1.6 การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์

ในการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์ จะใช้เกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุนแบบปรับค่าเวลาแบบอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย (Benefit Cost Ratio)

6.1.6.1 ค่าใช้จ่ายในการลงทุน

ในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ของระบบที่นำมาทดสอบให้มีความเชื่อถือได้สูงขึ้นต้องดำเนินการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 kV เพิ่มจาก สฟฟ.อ่าวไผ่ 2 ถึง สฟฟ.บ่อวิน 2 รวมเป็นระยะทาง 4 กิโลเมตร และก่อสร้างสวิตช์เกียร์ที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 1 Bay และสถานีไฟฟ้า บ่อวิน 2 1 Bay รายละเอียดค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115kV ของระบบแสดงดังตารางที่ 6.14

ตารางที่ 6.14 แสดงค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า

ลำดับที่	รายละเอียด	ราคา (บาท)
1	งานก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ช่วง ระยะทาง 4 กม.*	6,241,736
2	งานก่อสร้างสวิตช์เกียร์พร้อมอุปกรณ์ป้องกัน**	16,888,908.3
รวมเป็นเงิน		23,130,644.30

*ราคาการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ระยะทาง 1 กิโลเมตร = 1,560,434.00 บาท
(รายละเอียดแสดงดังตารางที่ จ.1-จ.2 ในภาคผนวก จ.)

**ราคารวมมาตรฐานงานก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า จำนวน 1 Bay = 8,444,454.15 บาท
(รายละเอียดแสดงดังตารางที่ ช.1-ช.4 ในภาคผนวก ช.)

ตารางที่ 6.14 แสดงรายละเอียดค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 โดยแบ่งค่าใช้จ่ายออกเป็น 2 ประเภทคือ

1. ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรก (Initial Costs: IC) เป็นค่าใช้จ่ายเริ่มต้นในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า ซึ่งคิดเป็นมูลค่าเงินในปี 2549 แสดงดังตารางที่ 6.11 มีหน่วยเป็นบาทจะเท่ากับ

$$IC = 23,130,644.30 \text{ บาท}$$

2. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operating and Maintenance Cost: OMC) สำหรับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะคิดค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาต่อปี (Annual Operating and Maintenance Costs: AOMC) เท่ากับ 2% ของเงินลงทุนทั้งหมด จะเท่ากับ

$$AOMC = 2 \times IC = 462,612.88 \text{ บาท/ปี}$$

จากนั้นต้องคำนวณหามูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Present Worth of Operating and Maintenance Costs: PWOMC) โดยสำหรับ กฟภ. จะคิดอัตราส่วนลด (Discount Rate) เท่ากับ 12% (ถ้าอัตราส่วนลดเปลี่ยนแปลงอาจจะทำให้ผลประโยชน์ต่อการการลงทุนโครงการเปลี่ยนแปลงตามไปด้วย) และอายุการใช้งานสายส่งเท่ากับ 30 ปี

$$PWOMC = 462,612.88 \times \left[\frac{(1+0.12)^{30} - 1}{0.12(1+0.12)^{30}} \right] = 3,725,329.00 \text{ บาท}$$

เพราะฉะนั้น จะสามารถหามูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการลงทุนรวม (Present Worth of Total Costs: PWTC) ได้เท่ากับ

$$PWTC = IC + PWOMC = 26,855,973.3 \text{ บาท}$$

6.1.6.2 ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุน

ข้อมูลสถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องของระบบที่นำมาทดสอบปี 2546-2548 แสดงในตารางที่ 6.2 และระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่นำมาทดสอบมีระยะของสายส่งยาวรวมกันเท่ากับ 67.8 กิโลเมตร

จากข้อมูลความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่สำรวจโดยสถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในตารางที่ 4.13 ภาคผนวก ก. พบว่าที่เวลา 10.23 นาที ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับในเขต กฟภ.2 มีค่าเท่ากับ 25 บาท/kW เฉลี่ย ซึ่งจะสามารถนำมาคำนวณหามูลค่าความเสียหายของทุกๆเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในบริเวณที่พิจารณาแบบ CEM ได้โดยใช้สมการดังนี้ [27]

$$ECOST = \sum_{j=1}^N 25 \times L_{av,j} \times 0.1032 \times l_j \times 10^3 \quad \text{บาท/ปี} \quad (7.1)$$

เมื่อ $L_{av,j}$ คือ ขนาดโหลดเฉลี่ยที่ได้รับผลกระทบจากไฟดับเหตุการณ์ j (MW)

l_j คือ ระยะทางของสายส่งที่เกิดเหตุการณ์ j (กม.)

จากสมการที่ (7.1) รายละเอียดการคำนวณมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของสภาพการจ่ายไฟฟ้าปัจจุบัน แสดงในตารางที่ 6.15

ตารางที่ 6.15 แสดงรายละเอียดความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สภาพการจ่ายไฟ ก่อนปรับปรุง

Fault Location	Line Trip	Faulted Line (km)	Load Loss (MW)	ECOST (บาท/ปี)
L1	L1	18.2	120	5,634,720.00
L2	L2	3.6	10	92,880.00
L3	L3	19.3	35	1,742,790.00
L4	L4	5.7	10	147,060.00
L5	L5	14	5	180,600.00
L6	L6	0.2	-	-
L7	L7	6.8	30	526,320.00
รวมเป็นเงิน				8,324,370.00

ตารางที่ 6.16 แสดงรายละเอียดความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของระบบส่งกำลังไฟฟ้า สภาพการจ่ายไฟ หลังปรับปรุง

Fault Location	Line Trip	Faulted Line (km)	Load Loss (MW)	ECOST (บาท/ปี)
L1	L1	18.2	40	1,878,240.00
L2	L2	3.6	10	92,880.00
L3	L3	19.3	35	1,742,790.00
L4	L4	5.7	10	147,060.00
L5	L5	14	5	180,600.00
L6	L6	0.2	-	-
L7	L7	6.8	10	774,000.00
L8	L8	4	-	-
รวมเป็นเงิน				3,508,800.00

ตารางที่ 6.17 แสดงเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ลดลงของระบบส่งกำลังไฟฟ้า

สภาพการจ่ายไฟ	มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท/ปี)
ก่อนปรับปรุง	8,324,370.00
หลังปรับปรุง	3,508,800.00
ลดลง	3,508,800.00

จะเห็นได้ว่า เมื่อทำการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ของระบบที่นำมาทดสอบ จะช่วยลดผลกระทบเนื่องจากเหตุการณ์ไฟดับข้างต้น ซึ่งจะส่งผลให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับจากสภาพการจ่ายไฟฟ้าปัจจุบันลดลง ดังนั้นจะสามารถคำนวณผลประโยชน์ที่ได้รับจากการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าได้เท่ากับ 3,508,800.00 บาท/ปี ตามตารางที่ 6.17 จากนั้นต้องคำนวณหามูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุน (Present Worth of Total Benefits: PWTB) โดยสำหรับ กฟภ. จะคิดอัตราส่วนลด (Discount Rate) เท่ากับ 12% และอายุการใช้งานสายส่งเท่ากับ 30 ปีจะได้

$$PWTB = 3,508,800.00 \times \left[\frac{(1 + 0.12)^{30} - 1}{0.12(1 + 0.12)^{30}} \right] = 28,255,664.64 \text{ บาท}$$

6.1.6.3 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย

จากมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการลงทุน (PWTC) และมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุน (PWTB) จะใช้ในการคำนวณอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย (Benefit Cost Ratio: BCR) ตามสมการที่ 4.11 จะได้ว่า

$$BCR = \frac{PWTB}{PWTC} = \frac{28,255,664.64}{26,855,973.30} = 1.052$$

จากการวิเคราะห์อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย จะเห็นว่า $BCR > 1$ แสดงว่ายอมรับข้อเสนอในการลงทุนโครงการ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายของการเพิ่มความเชื่อถือได้ในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 เท่ากับ 1.052 หมายความว่าผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุนมีค่า 1.052 เท่า

ในการคำนวณหาระยะเวลากู้ทุนจะใช้วิธีการ Trail and Error โดยมีเงื่อนไขว่า $BCR = 1$ เมื่อ $PWTB = PWTC$ หาได้จาก

$$BCR = \frac{PWTB}{PWTC} = \frac{PWTB}{IC + PWOMC} = 1$$

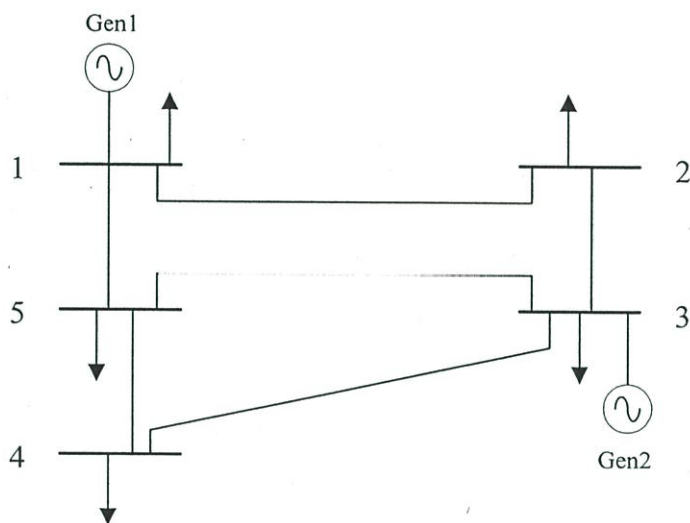
$$BCR = \frac{3,508,800.00 \times \left[\frac{(1 + 0.12)^n - 1}{0.12(1 + 0.12)^n} \right]}{23,130,644.30 + 462,612.88 \times \left[\frac{(1 + 0.12)^n - 1}{0.12(1 + 0.12)^n} \right]}$$

$n=10.79$ ดังนั้นระยะเวลาคุ้มทุนเท่ากับ 10 ปี 8 เดือน

6.2 กรณีศึกษาการนำโปรแกรม ETAP Power Station 4.0.0 ไปเปรียบเทียบกับค่าคำนวณของ IEEE

6.2.1 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า

เราจะใช้ระบบไฟฟ้ากำลัง 5 บัสของ IEEE [28] ดังรูปที่ 6.9 โดยมี Sbase 100Mva และ Vbase 138kV เพื่อนำไปทดสอบกับโปรแกรม ETAP Power Station 4.0.0 เพื่อวิเคราะห์และเปรียบเทียบความน่าเชื่อถือของโปรแกรม ETAP Power Station กับการคำนวณของ IEEE ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า



รูปที่ 6.9 ระบบไฟฟ้ากำลัง 5 บัสของ IEEE

ตารางที่ 6.18 ข้อมูลอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้ากำลัง 5 บัส ของ IEEE

Line, Bus to Bus	Length(Km)	R(Ω)	X(Ω)	R (p.u.)	X (p.u.)	Charging (Mvar)
1-2	84.4	8	32	0.042	0.168	4.1
1-5	48.3	6	24	0.031	0.126	3.1
2-3	48.3	6	24	0.031	0.126	3.1
3-4	128.7	16	64	0.084	0.336	8.2
3-5	80.5	10	40	0.053	0.210	5.1
4-5	96.5	12	48	0.063	0.252	6.1

ตารางที่ 6.19 ข้อมูลกำลังไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลัง 5 บัส ของ IEEE

Bus	Generator		Load		Bus	Angle
	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)	Volt(p.u.)	
1	254.7	0	65	30	1.040	0
2	0	0	115	60	0.961	-6.3
3	180	0	70	40	1.020	-3.7
4	0	0	70	30	0.920	-10.9
5	0	0	85	40	0.968	-6.2

ตารางที่ 6.20 การเปรียบเทียบ การคำนวณกำลังไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ของโปรแกรม ETAP Power Station กับ

IEEE

Bus	การเปรียบเทียบ	Generator		Load		Voltage	
		MW	Mvar	MW	Mvar	p.u.	Angle
1	ETAP Power Station	254.581	139.743	73.934	40.339	1.040	0.0
	IEEE	253.240	137.380	72.380	40.180	1.040	0.0
	แตกต่าง(%)	0.005	0.016	0.021	0.003	0.000	0
2	ETAP Power Station	0	0	122.026	63.662	0.957	-6.3
	IEEE	0	0	121.920	62.480	0.961	-6.1
	แตกต่าง(%)	0	0	0.001	0.0185	0.004	0.031
3	ETAP Power Station	181.889	119.213	73.492	42.004	1.020	-3.7
	IEEE	181.310	119.140	73.640	42.370	1.020	-3.7
	แตกต่าง(%)	0.003	0.001	0.002	0.008	0.000	0
4	ETAP Power Station	0	0	72.320	31.017	0.920	-10.3
	IEEE	0	0	72.300	31.130	0.920	-10.3
	แตกต่าง(%)	0	0	0.001	0.003	0.000	0
5	ETAP Power Station	0	0	84.052	39.558	0.967	-5.8
	IEEE	0	0	84.250	39.120	0.967	-5.8
	แตกต่าง(%)	0	0	0.002	0.011	0	0

จากการเปรียบเทียบการคำนวณกำลังไฟฟ้าที่บัสต่างๆโดยใช้โปรแกรม ETAP Power Station กับของ IEEE ดังตารางที่ 6.20 จะเห็นว่าผลของการคำนวณที่บัสต่างๆจะมีเปอร์เซ็นต์ความแตกต่างกันน้อยมาก

ตารางที่ 6.21 การเปรียบเทียบ การคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ของโปรแกรม ETAP Power Station กับ IEEE

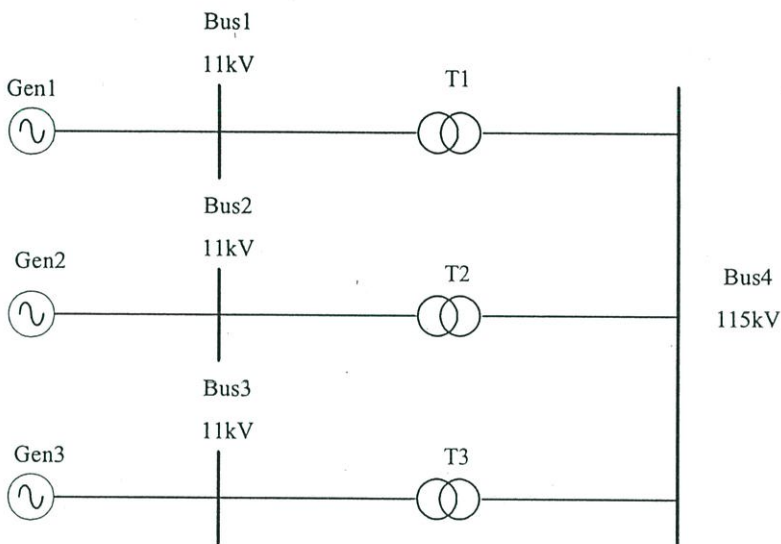
Bus to Bus	การเปรียบเทียบ	การไหลของกำลังไฟฟ้า			
		MW	Mvar	Amp	%pf
1-2	ETAP Power Station	80.74	43.18	357	87.27
	IEEE	79.99	43.09	355	87.50
	แตกต่าง (%)	0.01	0.00	0.005	0.002
1-5	ETAP Power Station	99.89	54.22	439	87.88
	IEEE	99.87	54.11	439	87.90
	แตกต่าง (%)	0.00	0.00	0	0.001
2-1	ETAP Power Station	-77.66	-32.88	357	92.09
	IEEE	-77.14	-32.69	355	92.10
	แตกต่าง (%)	0.01	0.01	0.005	0.001
2-3	ETAP Power Station	-44.36	-30.78	229	82.14
	IEEE	-44.78	-30.79	227	82.70
	แตกต่าง (%)	0.01	0.00	0.008	0.006
3-2	ETAP Power Station	45.31	34.56	229	79.51
	IEEE	44.58	34.99	227	79.70
	แตกต่าง (%)	0.02	0.01	0.008	0.002
3-4	ETAP Power Station	40.60	25.09	191	83.06
	IEEE	40.62	25.35	192	83.20
	แตกต่าง (%)	0.00	0.01	0.005	0.001
3-5	ETAP Power Station	22.49	17.56	114	78.82
	IEEE	22.46	17.42	114	79.00
	แตกต่าง (%)	0.00	0.01	0	0.002
4-3	ETAP Power Station	-38.53	-18.02	191	90.71
	IEEE	-38.94	-18.64	190	90.70
	แตกต่าง (%)	0.41	0.03	0.005	0
4-5	ETAP Power Station	-33.52	-12.99	141	93.34
	IEEE	-32.35	-12.49	142	93.30
	แตกต่าง (%)	0.03	0.04	0.007	0
5-1	ETAP Power Station	-96.41	-40.31	439	92.26
	IEEE	-96.40	-40.21	439	92.30
	แตกต่าง (%)	0.00	0.00	0	0.04
5-3	ETAP Power Station	-22.10	-15.98	114	81.03
	IEEE	-22.07	-15.86	114	81.20
	แตกต่าง (%)	0.00	0.12	0	0.17
5-4	ETAP Power Station	34.46	16.73	161	89.95
	IEEE	34.22	16.95	162	90.10
	แตกต่าง (%)	0.24	0.22	0.006	0.15

จากการเปรียบเทียบการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่บัสต่างๆ โดยใช้โปรแกรม ETAP Power Station กับของ IEEE ดังตารางที่ 6.21 จะเห็นว่าผลของการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่บัสต่างๆมี

เปอร์เซ็นต์ความแตกต่างกันน้อยมากจึงแสดงให้เห็นว่าโปรแกรม ETAP Power Station สามารถใช้เป็นโปรแกรมในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าได้ (รายละเอียดการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าที่巴士ต่างๆ โดยโปรแกรม ETAP Power Station แสดงดังรูปที่ จ.1 ในภาคผนวก จ.)

6.2.2 การวิเคราะห์การลัดวงจร

เราจะใช้ระบบไฟฟ้ากำลัง 4 巴士ของ IEEE [28] เพื่อนำไปทดสอบกับโปรแกรม ETAP Power Station 4.0.0 เพื่อวิเคราะห์และเปรียบเทียบความน่าเชื่อถือของโปรแกรม ETAP Power Station กับปริมาณของ IEEE ในการวิเคราะห์การลัดวงจรโดยระบบไฟฟ้าที่นำมาคำนวณ แสดงดังรูปที่ 6.19 โดยมี Sbase 100 MVA และ Vbase 115kV



รูปที่ 6.10 ระบบไฟฟ้ากำลัง 5 巴士 115 กิโลโวลต์ ของ IEEE

ตารางที่ 6.22 พารามิเตอร์ของระบบไฟฟ้ากำลัง 4 巴士 ของ IEEE

อุปกรณ์	พิกัด (MVA)	แรงดัน (kV)	อิมพีแดนซ์ (%)
เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1	48.75	11	15.3
เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2	48.75	11	15.3
เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 3	56.12	11	8.7
หม้อแปลงไฟฟ้า 1	48	11/123	12
หม้อแปลงไฟฟ้า 2	48	11/123	12
หม้อแปลงไฟฟ้า 3	72	11/123	12

ตารางที่ 6.23 การเปรียบเทียบกระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟส ที่จุดต่างๆ โดยการคำนวณโดยโปรแกรม ETAP Power Station กับของ IEEE ของระบบไฟฟ้ากำลัง 4 บัส

ข้อมูล	ETAP Power Station	IEEE	ความแตกต่าง (%)
กระแสฟอลต์ที่บัส 1	8.1 kA	8.1 kA	0
กระแสฟอลต์ที่บัส 2	8.1 kA	8.1 kA	0
กระแสฟอลต์ที่บัส 3	15.3 kA	15.3 kA	0
กระแสฟอลต์จากบัส 1 ไปบัส 4	0.774 kA	0.778 kA	0.005
กระแสฟอลต์จากบัส 2 ไปบัส 4	0.774 kA	0.778 kA	0.005
กระแสฟอลต์จากบัส 3 ไปบัส 4	1.5 kA	1.4 kA	0.067
ผลรวมของกระแสฟอลต์ที่บัส 4	3.0 kA	2.9 kA	0.0334
แรงดันที่บัส 1	3.002 kV	3.00 kV	0.0006
แรงดันที่บัส 2	3.002 kV	3.00 kV	0.0006
แรงดันที่บัส 3	3.79 kV	3.81 kV	0.0052

จากการเปรียบเทียบการคำนวณกระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสที่จุดต่างๆ โดยใช้โปรแกรม ETAP Power Station เทียบกับของ IEEE ดังตารางที่ 6.23 จะเห็นว่าผลของการคำนวณกระแสลัดวงจรที่จุดต่างๆ มีเปอร์เซ็นต์ความแตกต่างกันน้อยมากจึงแสดงให้เห็นว่าโปรแกรม ETAP Power Station สามารถใช้เป็นโปรแกรมในการวิเคราะห์การลัดวงจรของกำลังไฟฟ้าได้ (รายละเอียดการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรที่บัสต่างๆ โดยโปรแกรม ETAP Power Station แสดงดังรูปที่ จ.3 ในภาคผนวก จ.)

บทที่ 7

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังสามารถวิเคราะห์ได้ในหลายรูปแบบ และดัชนีความเชื่อถือได้ก็มีหลายตัวซึ่งแล้วแต่จะเลือกใช้ตัวไหนเพื่อวัตถุประสงค์อะไรและเพื่อ บ่งบอกอะไรและควรเลือกดัชนีความเชื่อถือได้ให้เหมาะสมกับวัตถุประสงค์กับที่ทำการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอการหาค่าความเชื่อถือได้โดยพิจารณาการทำงานผิดพลาดของ ระบบป้องกัน โชน3 โดยนำเสนอดัชนีความเชื่อถือได้ 3 ตัวในการหาค่าความเชื่อถือได้ คือ ความ น่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP), ความน่าจะเป็นของการสูญเสียของโหลด (LOLP) และ ค่าคาดการณ์การสูญเสียกำลังไฟฟ้า (EPL) โดยดัชนีทั้ง 3 ตัวนี้จะแสดงให้เห็นถึงความน่าจะเป็นที่ ระบบป้องกัน โชน3 ของระบบที่นำมาทดสอบมีความเชื่อถือได้ในระดับไหน

จากการทดสอบกับระบบไฟฟ้ากำลังของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิกัดแรงดัน 115 kV ดัชนี ความเชื่อถือได้ของระบบที่ได้ป็นดังนี้ ความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP) คือ 0.00222 ความน่าจะเป็นของการสูญเสียของโหลด(LOLP) คือ 0.000625 และค่าคาดการณ์การสูญเสีย กำลังไฟฟ้า(EPL) 0.0156 MW และจากการศึกษาแนวทางในการปรับปรุงเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ ของระบบให้มีค่าสูงขึ้นซึ่งมีความเป็นไปได้ในการปฏิบัติ จึงเสนอแนวทางก่อสร้างสายส่งเพิ่ม ระยะทาง 4 กิโลเมตรจาก สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่2 ไปยัง สถานีไฟฟ้าบ่อวิน2

ในการวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรม ของแนวทางปรับปรุงระบบส่งกำลัง ไฟฟ้าที่นำมาทดสอบจะอาศัยการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า และการศึกษาการลัดวงจรของ ระบบไฟฟ้ากำลัง จากตารางที่ 6.8 จะเห็นว่าค่าแรงดันไฟฟ้าในระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 kV ของระบบที่นำมาทดสอบอยู่ในระดับมาตรฐานแรงดันไฟฟ้าระบบแรงดัน 115 kV ที่จุด จ่ายไฟของ กฟภ. และจากตารางที่ 6.9 แสดงให้เห็นว่าค่ากระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้า 115 kV ที่นำมาทดสอบยังอยู่ในค่าพิกัดกระแสลัดวงจร (Interrupting Capacity) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สถานีไฟฟ้าทนได้

ตารางที่ 7.1 ผลของดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบที่นำมาทดสอบ

สภาพการจ่ายไฟ	BIP	LOLP	EPL(MW)
ก่อนปรับปรุง	0.00222	0.000625	0.0156
หลังปรับปรุง	0.0018	0.000526	0.0106

จากผลของการปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่ทดสอบ จึงทำให้ความเชื่อถือได้ที่คำนวณได้ของ ระบบหลังปรับปรุงเป็นดังนี้ ความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP) คือ 0.0018 ความน่าจะเป็น

เป็นของการสูญเสียของโหลด (LOLP) คือ 0.000526 และค่าคาดการณ์การสูญเสียกำลังไฟฟ้า (EPL) 0.0106 MW ดังแสดงเปรียบเทียบให้เห็นดังตารางที่ 7.1 โดยหลังปรับปรุงจะเห็นว่าระบบมีความเชื่อถือได้สูงขึ้น โดยดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆมีค่าลดลง เนื่องจากเมื่อเกิดเหตุการณ์การทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน โชน3ของการจ่ายไฟปัจจุบันของระบบที่ทดสอบ โดยที่เมื่อเกิดเหตุการณ์กับสายส่ง L7 จะทำให้ระบบไม่สามารถรับไฟจาก กฟผ. ผ่านทางสฟฟ.อ่าวไผ่2 ได้ เนื่องจากสายส่ง L7 ถูกตัดออกจากระบบทำให้ระบบจะรับไฟได้จากทางผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ 2 ราย คือจากทาง บ.ไทยเนชั่นเพาเวอร์และ บ.สหโคเจนเนเรชั่น รวมกำลังไฟฟ้าเท่ากับ180MW เท่านั้นซึ่งอาจจะไม่เพียงพอต่อความต้องการของระบบ เนื่องจากระบบเป็น โหลดซึ่งต้องการกำลังไฟฟ้ามามาก เนื่องจากเป็น โหลดอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ และอาจต้องรอนจนถึงซ่อมแซมระบบสายส่ง L7 เสร็จก่อนถึงจะมีไฟฟ้าเพียงพอต่อความต้องการได้ โดยเมื่อหลังปรับปรุงจะทำให้เมื่อเกิดเหตุการณ์ดังกล่าวระบบจะยังคงรับไฟจากทาง กฟผ. และส่งผ่านไปยังระบบทางสายส่ง L8 ได้ และอีกเหตุการณ์หนึ่งคือเมื่อเกิดเหตุการณ์การทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน โชน3 กับสายส่ง L1 กับระบบที่ปรับปรุงแล้วขึ้นซึ่งจะทำให้สายส่ง L1 ถูกตัดออกจากระบบแต่ระบบสามารถรับไฟจาก กฟผ. จากทางด้าน สฟฟ.อ่าวไผ่2 และส่งผ่านไปให้ระบบโดยสายส่ง L8 ได้โดยไม่มีผลกระทบต่อ สฟฟ.บ่อวิน1 และ บ่อวิน2 เหมือนก่อนปรับปรุงระบบซึ่งเมื่อ L1 ถูกตัดออกจากระบบ ระบบจะรับไฟเพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าได้จากทาง บ.ไทยเนชั่นเพาเวอร์ได้ทางเดียวซึ่งสามารถจ่ายไฟได้เพียง 90MW ซึ่งไม่เพียงพอต่อความต้องการทำให้มีผลกระทบต่อ การจ่ายไฟให้กับโหลดของ สฟฟ.บ่อวิน1และบ่อวิน2

การวิเคราะห์ความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์ จะประเมินค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ของการปรับปรุงระบบไฟฟ้าเพื่อให้มีความเชื่อถือได้สูงขึ้นดังตารางที่7.2 จะเห็นว่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายของการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์จะมีค่าเท่ากับ 1.052 แสดงว่าผลประโยชน์ที่ได้รับจากการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้ามีค่ามากกว่าค่าใช้จ่ายในการลงทุน 1.052 เท่า ซึ่งการปรับปรุงดังกล่าวจะมีจุดคุ้มทุนอยู่ที่ 10.8 ปี แต่ค่าอัตราส่วนลด (Discount Rate) ที่ใช้คือ12% ตามการใช้ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งถ้าอัตราส่วนลด (Discount Rate) เปลี่ยนแปลงไม่ว่าจะน้อยลงหรือมากขึ้นอาจส่งผลต่อผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุนในการปรับปรุงระบบไฟฟ้ากำลัง และในการปรับปรุงระบบได้มีการทดลองปรับปรุงระบบในหลายรูปแบบ บางรูปแบบดัชนีความเชื่อถือได้มีค่าลดลง แต่อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงมีค่าน้อยกว่า 1 ซึ่งไม่คุ้มค่ากับการลงทุนโครงการจึงนำเสนอรูปแบบการปรับปรุงโดยก่อสร้างสายส่ง L8 เพิ่มเติมดังที่นำเสนอด้กล่าวข้างต้น

ตารางที่ 7.2 ตารางแสดงอัตราส่วนต่อผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่ายของระบบที่ทดสอบ

อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย (BCR)	ระยะเวลาคูคุ้มทุน (ปี)
1.052	10.79

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้วิเคราะห์ความเชื่อถือได้โดยพิจารณาการทำงานผิดพลาด ของระบบ ป้องกัน โชน3 ซึ่งจะทำให้เห็นถึงดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังทั้งก่อนปรับปรุงระบบ และหลังการปรับปรุงเพื่อให้ระบบมีความเชื่อถือได้สูงขึ้น ซึ่งสามารถเป็นแนวทางในการวิจัย ต่อไป ซึ่งแนวทางอาจจะพิจารณาการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันไปที่โชน1 หรือที่ระบบ ป้องกัน โชน2 ซึ่งเป็นการป้องกัน โชนแรก ๆ ของระบบป้องกันซึ่งอาจจะช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ และลดไฟฟ้าดับให้กับระบบที่นำมาวิจัยได้อีกทางหนึ่ง

เอกสารอ้างอิง

- [1] West Systems Coordinating Council Final Report, 10 August 1996 event, Oct. 1996
- [2] John J. Grainger and William D. Stevenson, JR. **Power System Analysis**. 1st Ed. Singapore: McGraw-Hill, Inc. 1994.
- [3] ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์. การป้องกันระบบไฟฟ้า, บ. เอ็มแอนทีอี จำกัด .2545
- [4] ตฤณ แสงสุวรรณ. การหาค่าความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังเบื้องต้น คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ 2546
- [5] ศิริพร คดิธรรมารักษ์. “การประยุกต์ใช้หลักการฟิชซีในการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า.” วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
- [6] สำนักบริการวิชาการ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. การศึกษาความเหมาะสมโครงการเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2538
- [7] Roy Billinton and Ronald N. Allan. **Reliability Evaluation of Power Systems**. London: Pitman Publishing Ltd. 1984.
- [8] คณะทำงานสาขาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง โครงการความร่วมมือทางวิชาการ ระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. “ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง”
- [9] C. Singh, and A. D. Patton, “Protection system reliability modeling: unreadiness probability and mean duration of undetected faults,” IEEE Trans. Reliability, vol. R-29, pp. 399-340, Oct 1980.
- [10] C. Singh, and A. D. Patton, “Models and concepts for power system reliability evaluation including protection-system failures,” Int. J. Elect. Power and Energy Syst. vol 2, No 4, pp.161-168, Oct 1980.
- [11] X. Yu, C. Singh, “Power system reliability analysis considering protection failures,” IEEE Trans. Power Delivery, vol.2 , pp. 963-968, Oct 2002.
- [12] Eugene F. Brigham and Joel F. Houston. **การจัดการการเงิน**. แปลจาก **Fundamentals of Financial Management**. โดย ผศ. เรืองรัก จำปาเงิน พิมพ์ครั้งที่1. กรุงเทพฯ: บัณฑิต. 2543
- [13] หลุยส์ มีนะพันธ์. หลักการวิเคราะห์โครงการ. กรุงเทพฯ: มหาวิทยาลัยหอการค้าไทย. 2542
- [14] กองควบคุมการจ่ายไฟ ฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. “คู่มือขั้นตอนและวิธีปฏิบัติงาน มาตรฐานคุณภาพบริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

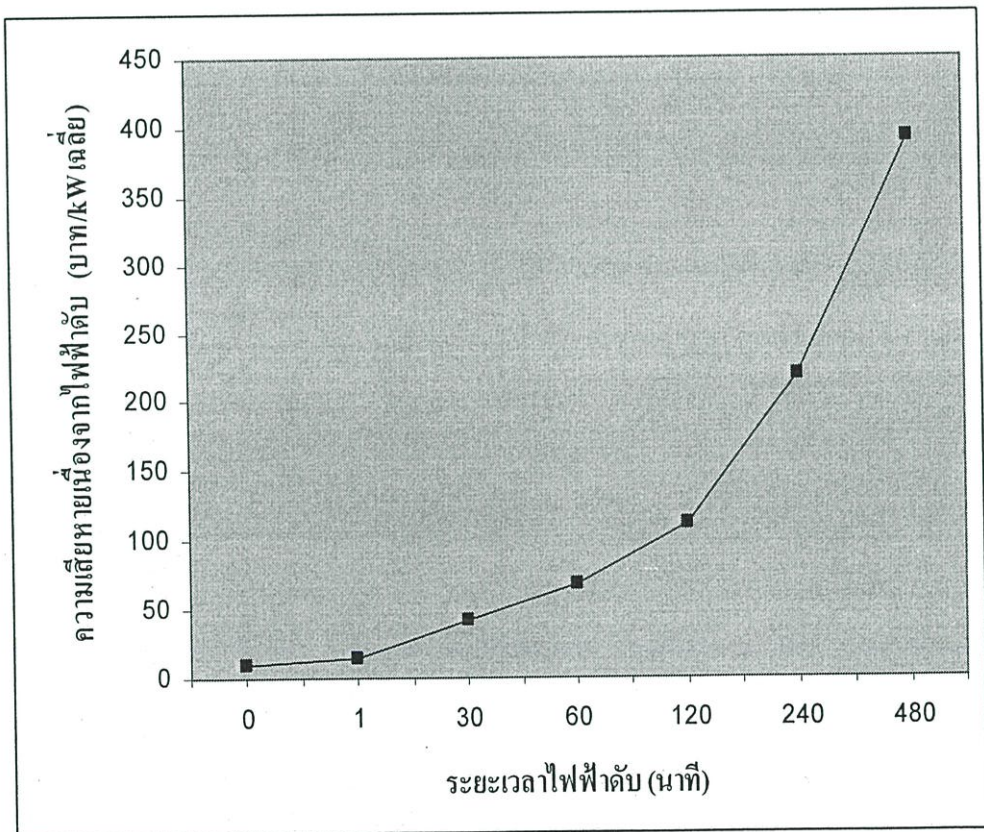
- [15] แผนกควบคุมการจ่ายไฟ กองแผนงานและปฏิบัติการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต2 ภาคกลาง ชลบุรี. “ข้อมูลระบบส่งกำลังไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต2 ภาคกลาง ชลบุรี”
- [16] ไพโรจน์ เทียนทอง, มณฑล สีสัจจินดาไกรฤกษ์. “การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยพิจารณาการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันโซน3” วิศวกรรมลาดกระบัง, ปีที่ 23 ฉบับที่ 1, มีนาคม 2549. หน้า 68-73
- [17] สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. “รายงานฉบับสมบูรณ์การศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ” พฤษภาคม 2544.
- [18] แผนกควบคุมการจ่ายไฟ กองแผนงานและปฏิบัติการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต2 ภาคกลาง ชลบุรี. “ข้อมูลโหลดของสถานีไฟฟ้า ปี 2545”
- [19] แผนกควบคุมการจ่ายไฟ กองแผนงานและปฏิบัติการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต2 ภาคกลาง ชลบุรี. “ข้อมูลโหลดของสถานีไฟฟ้า ปี 2547”
- [20] กองออกแบบสถานีไฟฟ้า ฝ่ายออกแบบสายส่งและสถานีไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. “ข้อมูลค่าพารามิเตอร์ Driving Point ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย”
- [21] กองแผนงานระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. “คู่มือการวางแผนสถานีไฟฟ้า”
- [22] กองแผนงานระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. “รายงานผลการพยากรณ์ความต้องการรายสถานี ชุดกรณีฐาน เดือนกันยายน 2546”
- [23] กองมาตรฐานระบบไฟฟ้า ฝ่ายมาตรฐานและความปลอดภัย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. “คู่มือมาตรฐานการก่อสร้างระบบสายส่ง”
- [24] แผนกจัดการโครงการ กองแผนงานและปฏิบัติการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 ภาคกลาง “Construction Work of 115 kV Switchgears (Additional) Distribution System Reliability Improvement Project Phase II”
- [25] วรวิฐ จิตตพันธ์, มณฑล สีสัจจินดาไกรฤกษ์. “การวิเคราะห์ความเหมาะสมในการออกแบบระบบส่งกำลังไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์แบบลูบปิด” ใน การประชุมวิชาการทางไฟฟ้า ครั้งที่ 27, ขอนแก่น: คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยขอนแก่น 2547. หน้า 109-112
- [27] วรวิฐ จิตตพันธ์. “การวางแผนโดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าโดยใช้ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟ. ” วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
- [28] R. Billington and S. S. Sachdeva, “Real and Reactive Power Optimization by Sub Optimal Techniques,” IEEE PES Summer Meeting, Oregon, July 1971, Paper 71Tp596-PWR.

ภาคผนวก ก.

แบบจำลองความเสียหายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตารางที่ ก.1 แสดงแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของ กฟภ. (บาท/ $kW_{เฉลี่ย}$)

ระยะเวลาไฟดับ	ไฟกระพริบ	1 นาที	30 นาที	1 ชม.	2 ชม.	4 ชม.	8 ชม.
กฟภ.	8.533	13.131	37.661	62.794	105.610	208.010	374.720
กฟน. 1	11.003	15.988	42.866	74.089	128.080	257.370	467.600
กฟน. 2	9.882	14.428	38.198	67.943	119.760	242.870	444.600
กฟน. 3	9.067	14.047	40.190	69.033	118.460	236.270	429.870
กฟก. 1	8.691	13.596	40.324	64.161	104.880	201.200	357.100
กฟก. 2	9.427	14.387	41.484	67.662	112.110	218.870	391.470
กฟก. 3	10.382	15.837	44.900	75.370	126.210	25.760	452.120
กฟฉ. 1	13.232	18.304	45.172	78.545	136.970	276.190	499.610
กฟฉ. 2	13.010	17.941	43.592	76.669	134.810	272.790	494.540
กฟฉ. 3	11.570	16.632	43.810	74.623	128.020	255.560	461.400
กฟต. 1	7.792	12.107	35.039	58.716	99.269	195.630	353.300
กฟต. 2	8.435	12.492	33.821	59.558	103.460	209.510	382.540
กฟต. 3	8.506	12.903	35.827	61.735	105.770	211.760	384.550



รูปที่ ก.1 แสดงแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยของ กฟภ. เขต กฟภ.2

ภาคผนวก ข.

ตาราง Compounding and Discounting

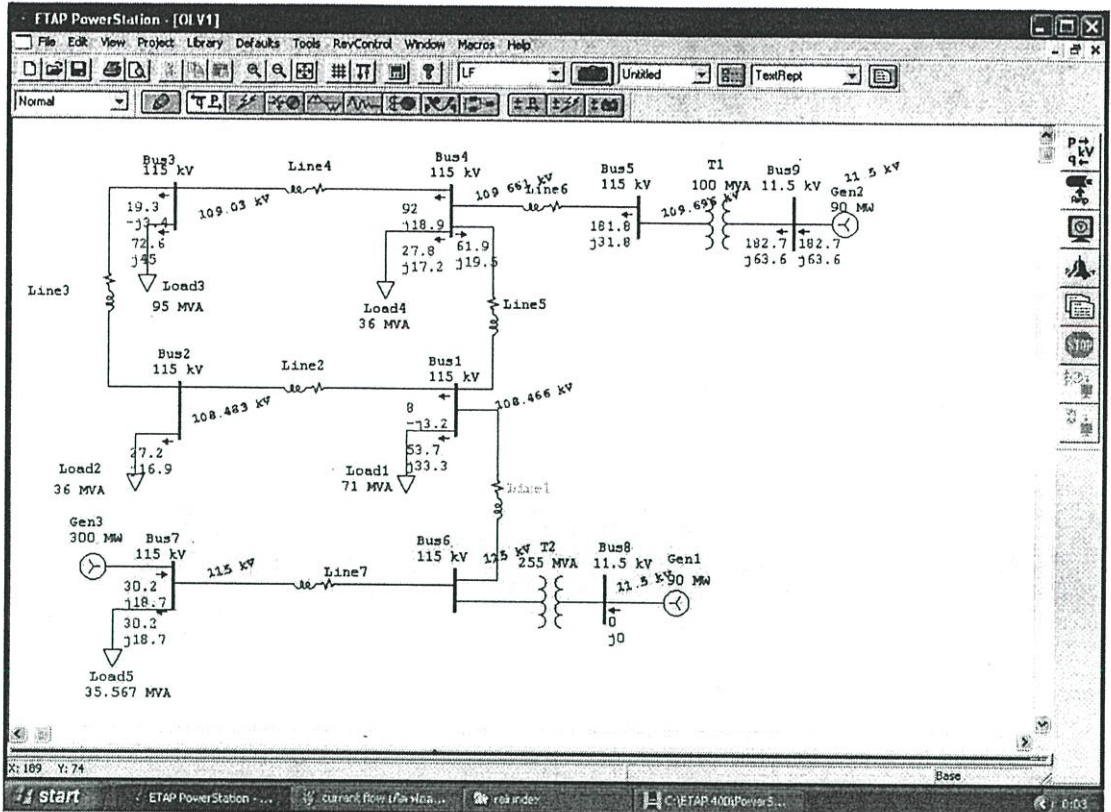
ตารางที่ ข.1 แสดงตาราง Compounding and discounting ที่ Rate 12%

Year	Compounding Factor For 1	Compounding Factor For 1 Per Annum	Sinking Fund Factor	Discount Factor	Present Worth of an Annuity Factor	Capital Recovery Factor
1	1.120 000	1.000 000	1.000 000	.892 857	.892 857	1.120 000
2	1.254 400	2.120 000	.471 698	.797 194	1.690 051	.591 698
3	1.404 928	3.374 400	.296 349	.711 780	2.401 831	.416 349
4	1.573 519	4.779 328	.209 234	.635 518	3.037 349	.329 234
5	1.762 342	6.352 847	.157 410	.567 427	3.604 776	.277 410
6	1.973 823	8.115 189	.123 226	.506 631	4.111 407	.243 226
7	2.210 681	10.089 012	.099 118	.452 349	4.563 757	.219 118
8	2.475 963	12.299 693	.081 303	.403 883	4.967 640	.201 303
9	2.773 079	14.775 656	.067 679	.360 610	5.328 250	.187 679
10	3.105 848	17.548 735	.056 984	.321 973	5.650 223	.176 984
11	3.478 550	20.654 583	.048 415	.287 476	5.937 699	.168 415
12	3.895 976	24.133 133	.041 437	.256 675	6.194 374	.161 437
13	4.363 793	28.029 109	.035 677	.229 174	6.423 548	.155 677
14	4.887 112	32.392 602	.030 871	.204 620	6.628 168	.150 871
15	5.473 566	37.297 715	.026 824	.182 696	6.810 864	.146 824
16	6.130 394	42.753 280	.023 390	.163 122	6.973 986	.143 390
17	6.866 041	48.883 674	.020 457	.145 644	7.119 630	.140 457
18	7.689 966	55.749 715	.017 937	.130 040	7.249 670	.137 937
19	8.612 762	63.439 681	.015 763	.116 107	7.635 777	.135 763
20	9.646 293	72.052 442	.013 879	.103 667	7.469 444	.133 879
21	10.803 848	81.698 736	.012 240	.092 560	7.562 003	.132 240
22	12.100 310	92.502 584	.010 811	.082 643	7.644 646	.130 811
23	13.552 347	104.602 894	.009 560	.073 788	7.718 434	.129 560
24	15.178 629	118.155 241	.008 463	.065 882	7.784 316	.128 463
25	17.000 064	133.333 870	.007 500	.058 823	7.843 139	.127 500

ภาคผนวก ค.

การวิเคราะห์ดัชนีความเชื่อถือได้โดยใช้โปรแกรม

ETAP Power Station 4.0.0



รูปที่ ค.1 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL1

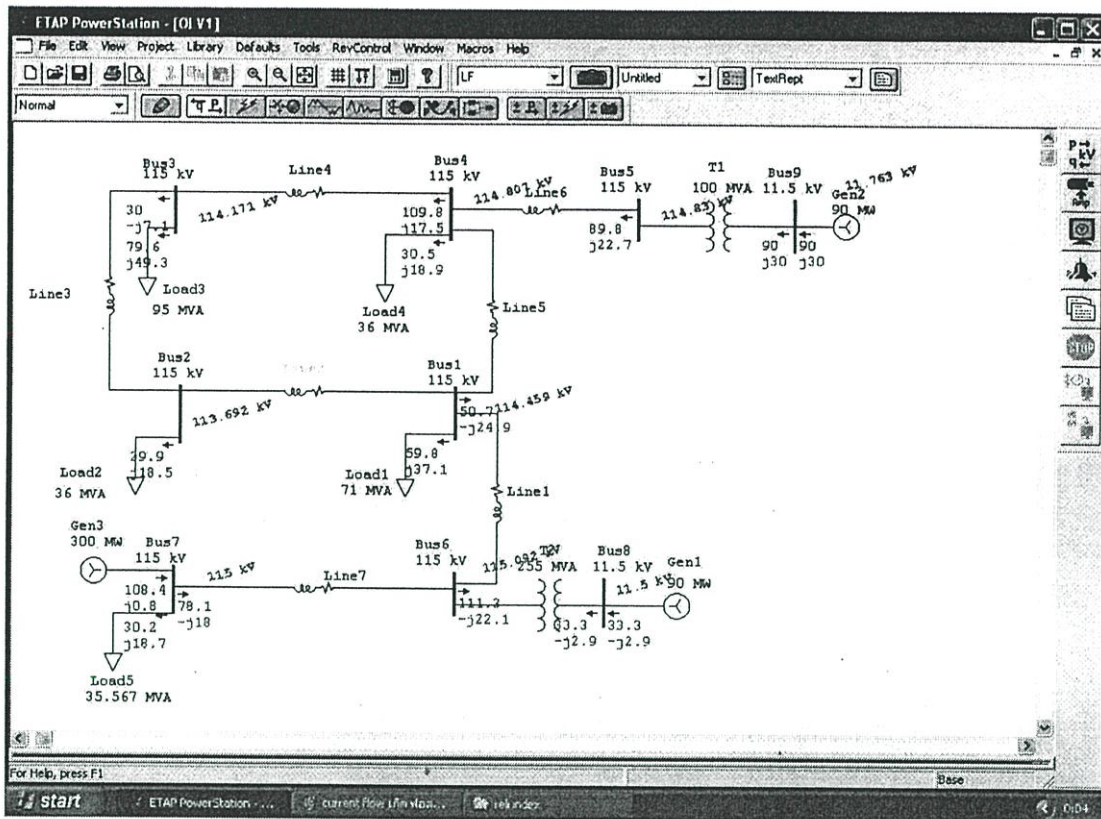
Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0.C	Date:	07-25-2006
Contract:		SN:	KLGCCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	example8	Config.:	Normal
	Study Case: LF		

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow				XFMR	
	kV	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% PF	% Tap
* Bus4	115.000	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus7					
* Bus7	115.000	100.000	0.0	30.232	10.734	0	0	30.232	10.734	Bus5					
* Bus9	11.500	100.000	0.0	0	0	0	0	0	0	Bus1					

* Indicates a voltage controlled bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
 # Indicates a bus with a load that matches the 0.1 MVA.

รูปที่ ค.2 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL1



รูปที่ ค.3 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL2

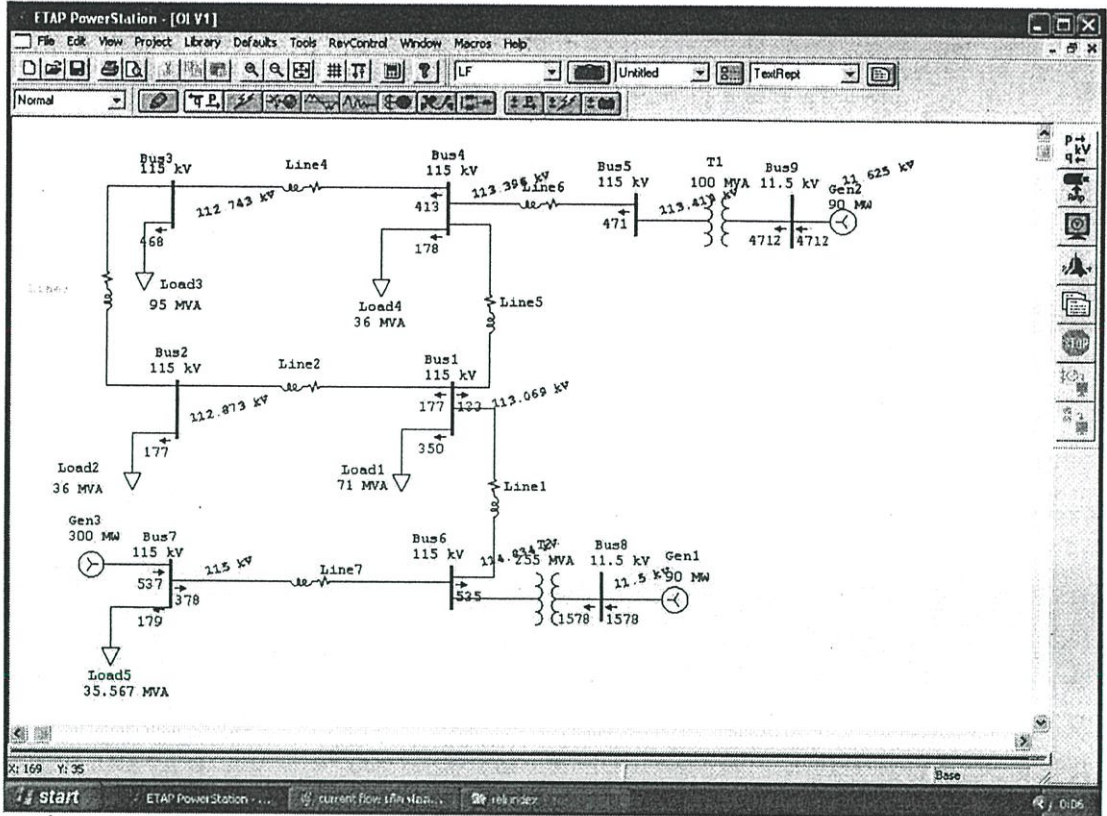
Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.00C	Date:	07-25-2006
Contract:		SN:	KLGCCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	example8	Config:	Normal
	Study Case: LF		

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage kV	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow					XFMR	
		%Mag.	Ang.	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	ID	MW	MVar	Ang	% PF	% Tap	
Bus1	115.000	99.530	-3.4	0	0	0	0	59.704	37.071	Bus6	-110.450	-13.154	340	99.40		
Bus2	115.000	96.842	-5.4	0	0	0	0	39.912	18.513	Bus4	-9.444	-24.884	204	-99.73		
Bus3	115.000	99.279	+4.9	0	0	0	0	79.500	49.314	Bus3	-39.902	-18.513	178	95.04		
Bus4	115.000	99.832	+4.3	0	0	0	0	30.497	16.901	Bus2	39.901	-7.878	151	-97.32		
Bus5	115.000	99.822	+4.2	0	0	0	0	0	0	Bus4	-109.572	+42.247	393	93.30		
Bus6	115.000	100.000	-0.4	0	0	0	0	0	0	Bus3	109.015	17.534	559	96.73		
Bus7	115.000	100.000	0.0	105.374	0.774	0	0	30.232	18.734	Bus1	-50.332	13.504	241	-97.04		
Bus8	11.500	100.000	0.0	33.321	-3.891	0	0	0	0	Bus5	-90.760	-49.020	314	97.77		
Bus9	11.500	101.289	0.0	50.000	30.000	0	0	0	0	Bus4	90.764	22.492	445	94.95		
										Bus9	-90.764	-22.492	445	94.95		
										Bus1	111.294	-22.103	519	-98.60		
										Bus7	-77.900	18.044	402	-97.10		
										Bus8	-33.313	3.214	177	99.12		
										Bus6	78.122	-17.942	402	-97.44		
										Bus4	33.321	-2.821	1479	-99.13		
										Bus5	90.000	30.000	4454	94.87		

* Indicates a bus voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
 # Indicates a bus with a load maximum tolerance than 0.1 MVA.

รูปที่ ค.4 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL2



รูปที่ ค.5 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL3

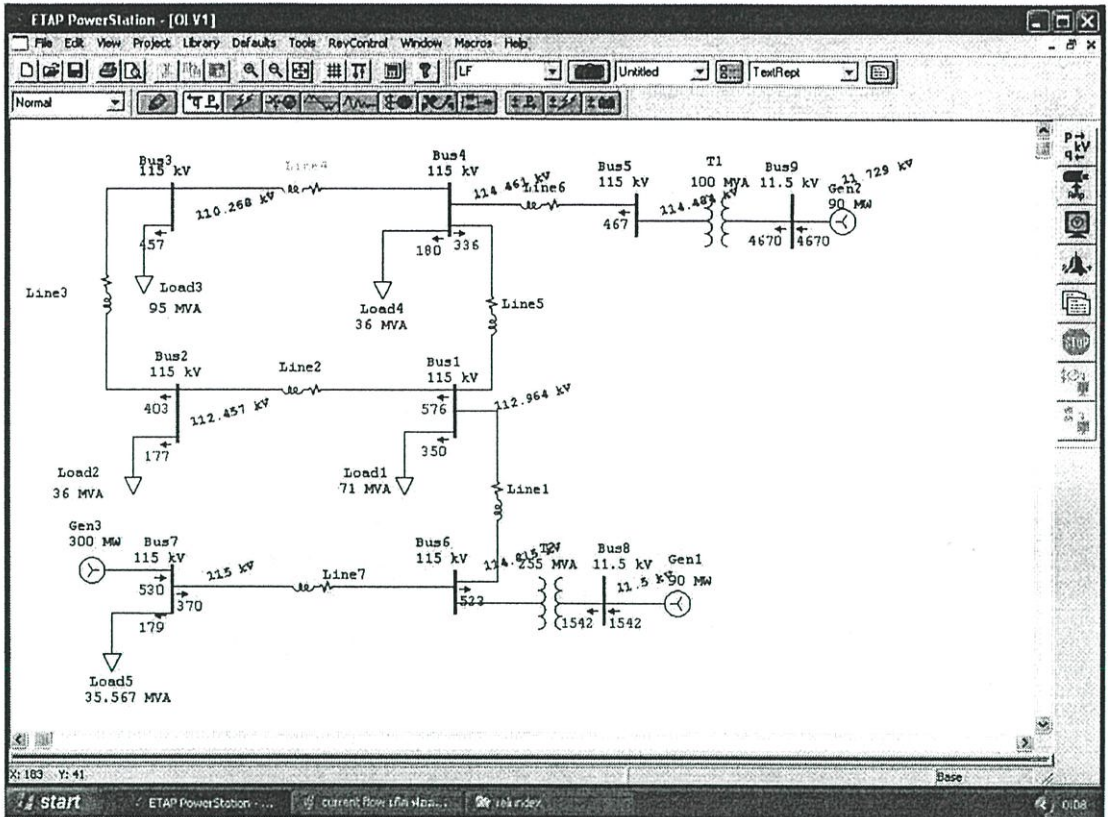
Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.00C	Date:	07-25-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename: example8	Study Case: LF	Config:	Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	kV	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow					XEMR
		MVA	Ang	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	ID	MW	MVar	Ang	% PF	
Bus1	115.000	98.211	-3.1	0	0	0	0	16.316	34.154	Bus1	-101.400	-35.473	540	94.28	
										Bus2	29.207	16.336	177	94.93	
										Bus4	17.753	-19.041	132	-68.19	
Bus2	115.000	98.150	-3.3	0	0	0	0	29.492	16.247	Bus1	-19.492	-16.247	177	95.04	
										Bus4	-77.411	+8.699	447	81.00	
Bus3	115.000	98.405	-3.5	0	0	0	0	29.772	16.459	Bus3	77.773	25.402	411	95.74	
										Bus1	-17.750	1.259	81	-94.13	
										Bus5	-29.774	+8.200	516	82.10	
Bus5	115.000	98.425	-3.5	0	0	0	0	0	0	Bus4	29.763	21.514	471	97.00	
										Bus9	-29.763	-21.514	471	97.00	
Bus4	115.000	99.254	-0.4	0	0	0	0	0	0	Bus1	104.404	1.513	531	99.99	
										Bus7	-75.212	2.014	376	-99.94	
										Bus6	-11.194	-3.238	157	99.17	
Bus7	115.000	100.000	0.0	101.549	17.200	0	0	30.233	16.754	Bus4	75.217	-1.234	376	-99.99	
Bus8	11.500	100.000	0.0	11.200	3.000	0	0	0	0	Bus4	11.200	3.000	1.776	99.24	
Bus9	11.500	101.000	0.0	50.000	30.000	0	0	0	0	Bus5	50.000	30.000	471	94.37	

* Indicates a bus type is grounded bus (voltage controlled); swing type machine connected to it
 # Indicates a bus with a bad mismatch between than 0.1 MVA

รูปที่ ค.6 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL3



รูปที่ ค.7 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL4

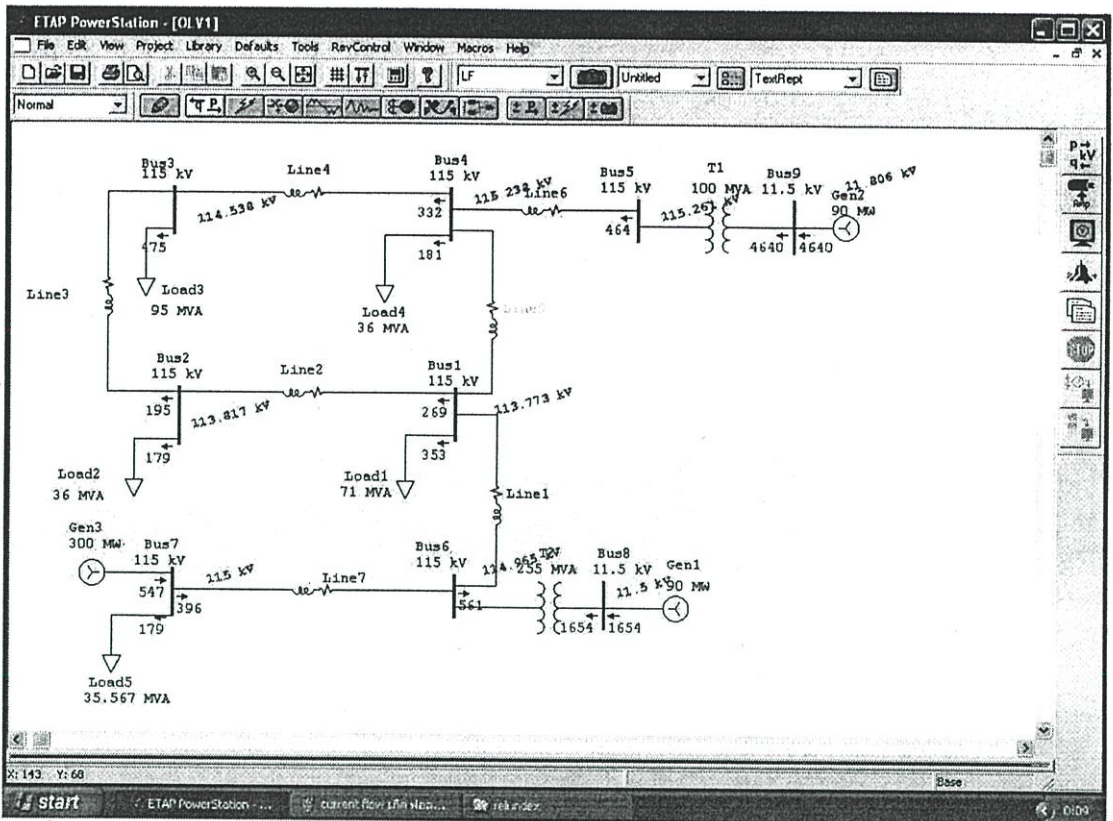
Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0 DC	Date:	07-25-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	example8	Config:	Normal
	Study Case: LF		

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR	
	kV	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Ang	% PF	% Tap	
Bus1	115.000	99.230	-3.1	0	0	0	0	59.232	34.029	Bus4	-103.114	-37.623	349	99.94		
										Bus2	104.127	43.104	573	93.48		
										Bus4	-19.241	-41.570	349	93.86		
Bus2	115.000	97.720	-3.5	0	0	0	0	39.274	18.113	Bus1	-103.971	-42.145	373	92.48		
										Bus3	74.491	24.032	402	95.19		
Bus3	115.000	95.823	-5.1	0	0	0	0	74.241	44.011	Bus2	-74.241	-44.011	457	93.00		
Bus4	115.000	99.531	-2.2	0	0	0	0	30.314	18.707	Bus1	19.445	30.032	334	99.24		
										Bus1	-89.776	-45.819	315	97.85		
Bus5	115.000	99.551	-2.2	0	0	0	0	0	0	Bus4	89.784	22.349	444	94.94		
										Bus9	-89.784	-22.449	444	94.94		
Bus6	115.000	99.829	-0.4	0	0	0	0	0	0	Bus1	103.892	3.740	322	99.94		
										Bus7	-73.491	0.210	349	100.00		
										Bus8	-30.397	-4.071	1.54	99.12		
* Bus7	115.000	100.000	0.0	103.244	18.970	0	0	30.232	18.734	Bus4	73.495	0.234	349	100.00		
* Bus8	11.700	100.000	0.0	30.403	4.345	0	0	0	0	Bus4	30.403	4.345	1.542	99.96		
Bus9	11.700	101.993	2.1	90.000	30.000	0	0	0	0	Bus1	90.000	30.000	4449	94.57		

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
 # Indicates a bus with a load maximum to be less than 0.1 MVA

รูปที่ ค.8 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL4



รูปที่ ค.9 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าจากการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L5

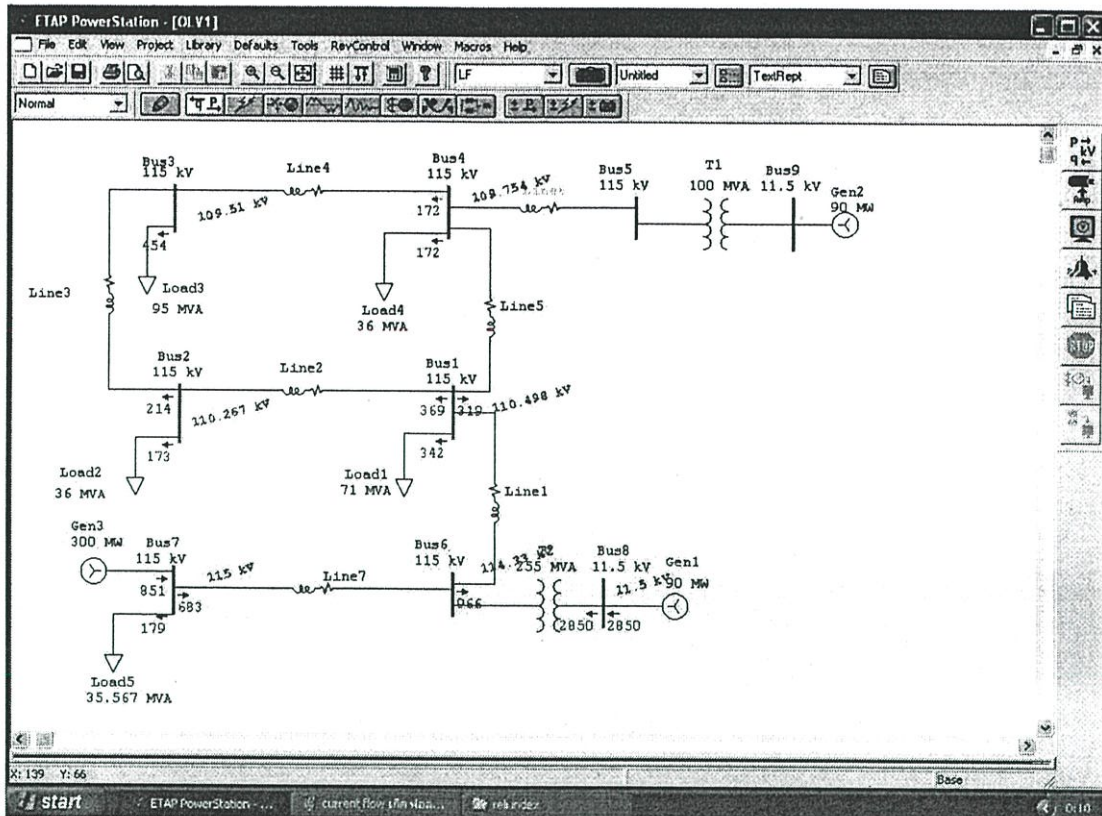
Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	07-25-2006
Contract:		SN:	KLGCCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	example8	Study Case:	LF
		Config.:	Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow				XFMR	
	1V	%Mag	Ang	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	ID	MW	MVar	Amp	% PF	% Tap
Bus1	115.000	90.893	-3.3	0	0	0	0	19.849	31.485	Bus1	-110.390	-23.375	371	97.81	
Bus2	115.000	90.892	-3.4	0	0	0	0	29.902	18.551	Bus2	-11.231	-13.152	248	-94.77	
Bus3	115.000	89.190	-4.1	0	0	0	0	58.181	49.443	Bus3	21.200	-22.114	191	-11.89	
Bus4	115.000	100.207	-3.8	0	0	0	0	38.727	19.841	Bus4	-21.147	4.547	111	-91.71	
Bus5	115.000	100.217	-3.7	0	0	0	0	0	0	Bus5	-18.014	-14.809	489	72.20	
Bus6	115.000	99.949	-0.4	0	0	0	0	0	0	Bus6	-28.721	-49.271	513	87.47	
Bus7	115.000	100.000	0.0	100.000	0.000	0	0	38.232	18.724	Bus7	-28.727	-22.744	443	94.94	
Bus8	11.500	100.000	0.0	32.944	0.442	0	0	0	0	Bus8	111.139	-10.700	548	-99.74	
Bus9	11.500	102.457	0.1	50.000	30.000	0	0	0	0	Bus9	-78.202	10.700	384	-99.84	
										Bus9	-32.927	-0.820	145	100.00	
										Bus9	78.339	-9.924	394	-99.21	
										Bus9	32.944	0.442	145	100.00	
										Bus9	50.000	30.000	4129	94.87	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
 # Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

รูปที่ ค.10 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าจากการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L5



รูปที่ ค.11 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL6

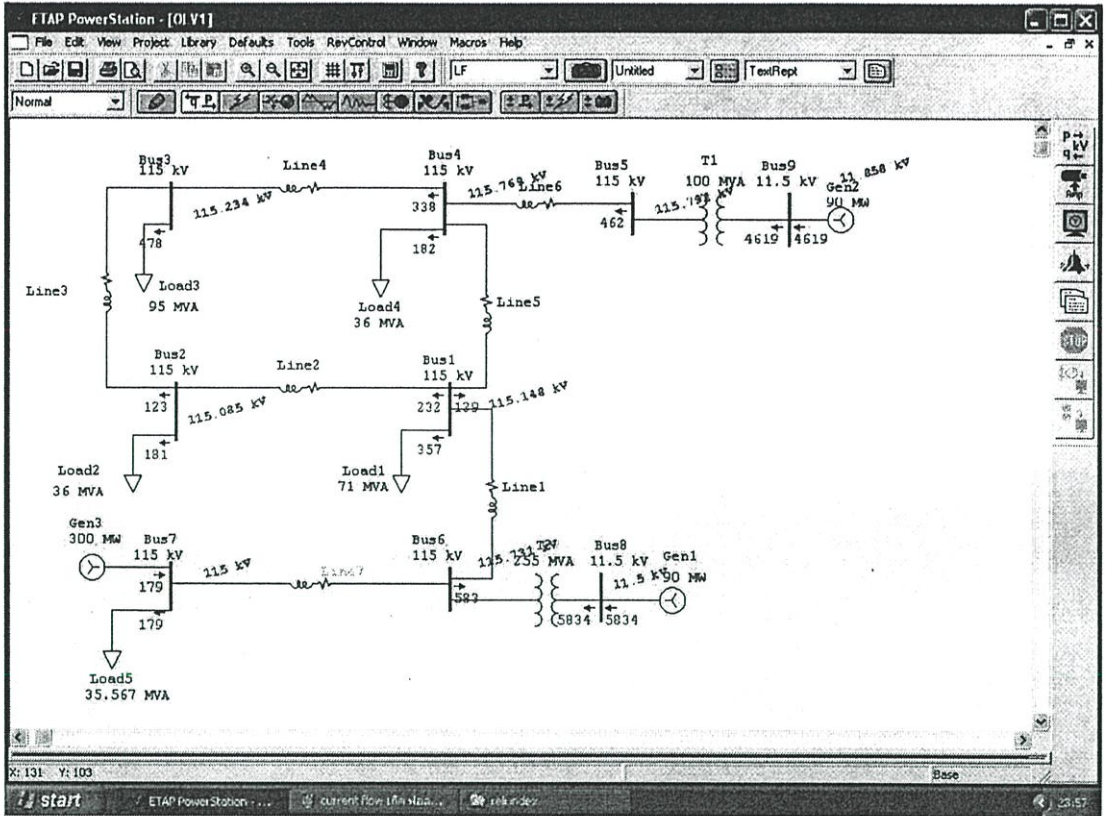
Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	07-25-2006
Contract:		SN:	KLGCCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename: example8	Study Case: LF	Config:	Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow			XFMR			
	kV	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Ang	% PF	% Tap
Bus1	115.000	94.025	-5.4	0	0	0	0	55.717	34.331	Bus4	-101.318	-54.754	101.2	95.42	
										Bus2	48.919	15.599	349	97.54	
										Bus4	49.451	4.424	310	99.41	
Bus2	115.000	95.229	-5.9	0	0	0	0	10244	17414	Bus1	-10.284	-15.265	349	97.43	
										Bus3	49.749	-2.209	213	99.25	
Bus3	115.000	95.224	-5.9	0	0	0	0	73.224	45.228	Bus2	-10.429	-21.195	241	98.44	
										Bus4	-32.595	-24.104	213	98.31	
Bus4	115.000	95.430	-4.4	0	0	0	0	37872	17.374	Bus3	32.420	0.301	171	100.00	
										Bus1	-10.492	-17.573	331	94.03	
Bus4	115.000	99.417	-1.0	0	0	0	0	0	0	Bus2	100.000	35.324	844	98.33	
										Bus7	-133.234	-19.585	482	98.91	
										Bus5	-54.149	-15.520	204	95.99	
* Bus7	115.000	100.000	0.0	144.477	40.703	0	0	30.332	10.734	Bus4	134.215	22.047	482	98.45	
* Bus5	11.500	100.000	0.0	54.150	14.204	0	0	0	0	Bus4	54.150	14.204	204.9	95.47	

* Indicates a voltage regulated bus / voltage controlled or swing type machine connected to it
 # Indicates a bus with a load not matching more than 0.1 MVA

รูปที่ ค.12 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL6



รูปที่ ค.13 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL7

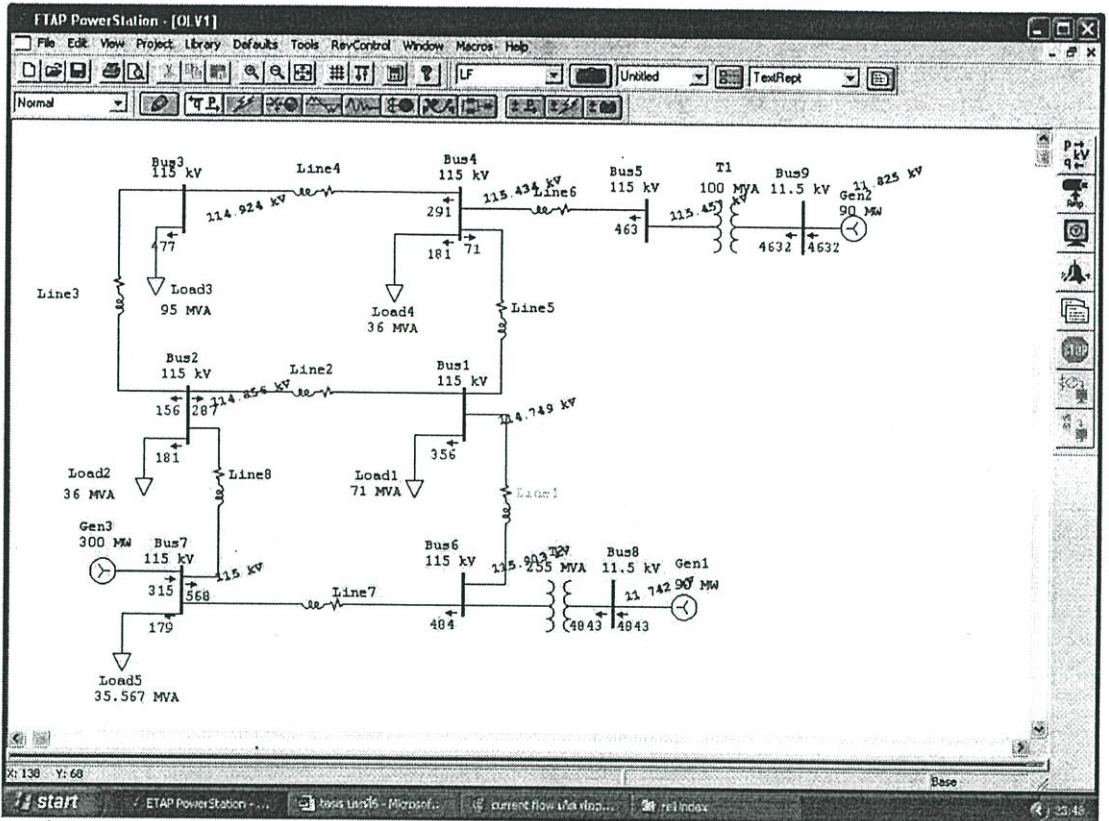
Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGC CONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	example8	Config:	Normal
	Study Case: LF		

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage			Generation			Motor Load			Static Load			Load Flow				XFMR ID	% Tap		
	V	%Mag	Ang	MW	MVar		MW	MVar		MW	MVar		MW	MVar	Amp	% PF				
Bus1	115.000	100.135	-5.0	0	0	0	0	0	0	10.505	37.690	0	0	-113.431	-10.592	772	99.15			
Bus2	115.000	100.074	-5.2	0	0	0	0	0	0	38.449	15.549	0	0	-44.228	0.815	331	100.00			
Bus3	115.000	100.204	-5.5	0	0	0	0	0	0	31.879	78.249	0	0	-15.552	-7.494	54	98.29			
Bus4	115.000	100.440	-5.1	0	0	0	0	0	0	31.010	19.219	0	0	-45.328	-63.284	392	93.78			
Bus5	115.000	100.429	-5.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-29.789	-19.758	711	97.14			
Bus6	115.000	100.435	-2.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-114.315	-23.478	583	-97.93			
Bus7	115.000	100.000	0.0	114.405	-19.178	0	0	0	0	0	0	0	0	-114.405	-19.178	5833	-96.43			
Bus9	11.500	101.110	-0.9	50.000	10.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0.000	10.000	4110	94.87			

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
 # Indicates a bus with a load magnitude less than 0.1 MVA

รูปที่ ค.14 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL7



รูปที่ ค.15 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุงเมื่อเกิด ฟอลต์ ที่สายส่งL1

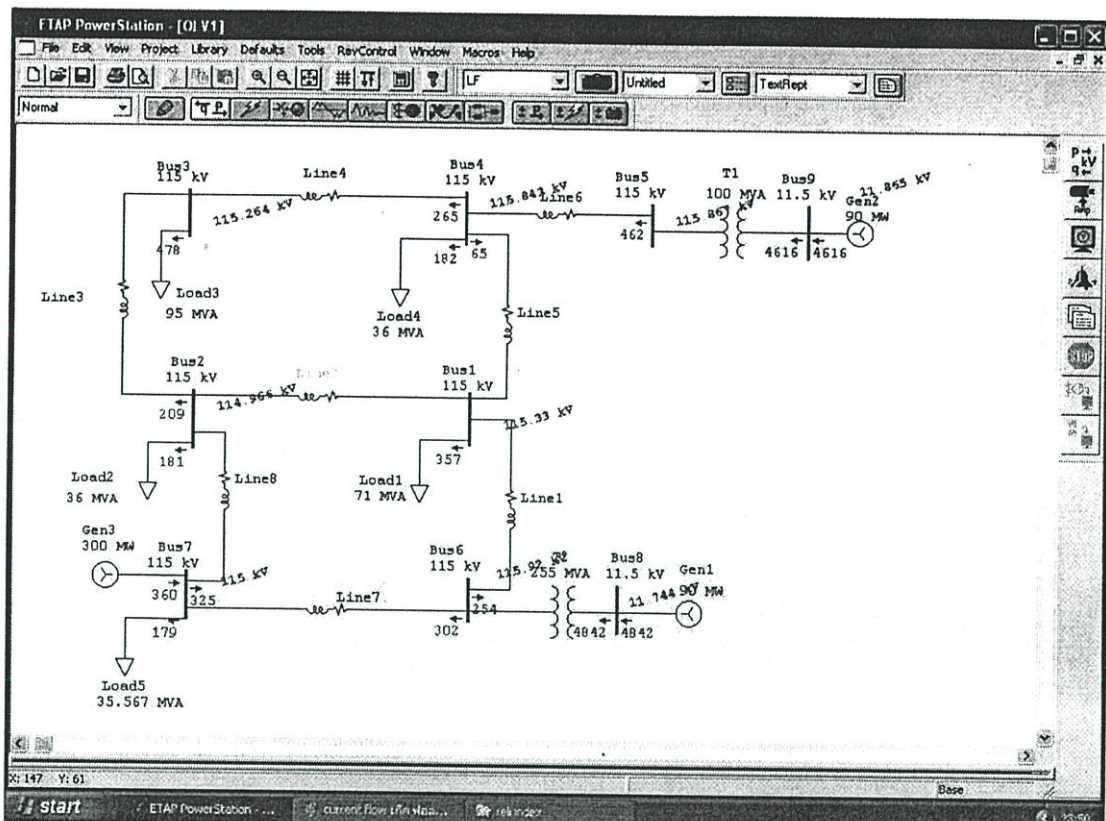
Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0.C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename: example7	Study Case: LF	Config:	Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow				XFMR	
	kV	%Mag	Ang	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	Amp	% PF	% Tap
Bus1	115.000	99.761	-0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus2	115.000	99.875	-0.5	0	0	0	0	0	31.016	15.099	0	0	0	0
Bus3	115.000	99.924	-1.1	0	0	0	0	0	20.444	19.979	0	0	0	0
Bus4	115.000	100.377	-0.3	0	0	0	0	0	10.531	19.107	0	0	0	0
Bus5	115.000	100.197	-0.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus6	115.000	100.763	0.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus7	115.000	100.000	0.0	33.645	-33.353	0	0	0	30.352	18.754	0	0	0	0
Bus8	11.700	101.107	3.3	50.000	40.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bus9	11.700	101.824	3.3	50.000	30.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0

* Indicates a voltage regulated bus (voltage control bus) swing type machine connected to it
 # Indicates a bus with a load maximum capacity less than 0.1 MVA.

รูปที่ ค.16 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL1



รูปที่ ค.17 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุงเมื่อเกิด ฟอลต์ ที่สายส่ง L2

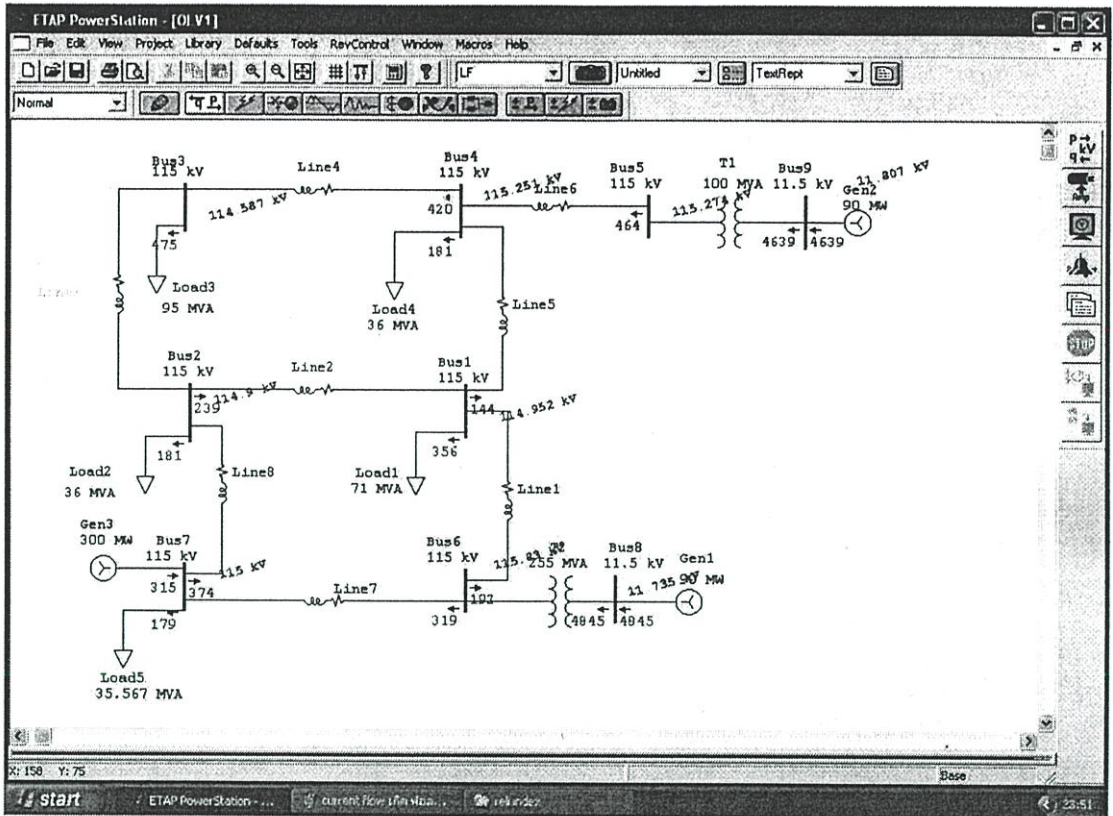
Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0DC	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	example7	Config.:	Normal
Study Case:	LF		

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow				XFMR	
	V	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp		% PF
Bus1	115.000	100.267	-0.9	0	0	0	0	18.497	37.614	Bus4	-10.823	-14.577	244	99.72	
Bus2	115.000	99.970	-0.3	0	0	0	0	31.875	18.133	Bus4	-18.475	-20.739	114	43.77	
Bus3	115.000	100.230	-1.1	0	0	0	0	32.121	10.274	Bus2	-33.232	-24.928	205	-79.94	
Bus4	115.000	100.733	-0.8	0	0	0	0	31.878	19.243	Bus7	-44.397	4.327	334	-99.44	
Bus5	115.000	100.724	-0.8	0	0	0	0	0	0	Bus1	-47.977	-49.207	344	69.23	
Bus6	115.000	100.500	0.2	0	0	0	0	0	0	Bus3	48.844	22.924	245	99.24	
Bus7	115.000	100.000	0.0	34.931	-44.108	0	0	30.232	18.734	Bus4	18.450	74.477	44	31.98	
Bus8	11.500	102.122	1.9	90.000	40.000	0	0	0	0	Bus5	-29.783	-49.424	211	87.22	
Bus9	11.500	102.174	2.4	90.000	30.000	0	0	0	0	Bus2	58.760	22.327	441	94.92	
										Bus9	-29.760	-22.327	441	94.92	
										Bus1	10.191	-8.799	253	-98.30	
										Bus7	39.744	45.499	301	45.43	
										Bus5	-29.913	-34.508	434	91.22	
										Bus4	-39.442	-18.445	374	54.14	
										Bus2	44.331	-44.709	324	-99.20	
										Bus4	50.000	40.000	4941	91.35	
										Bus1	50.000	30.000	4414	94.87	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled) or swing type machine connected to it
 # Indicates a bus with a load maximum reference less than 0.1 MVA

รูปที่ ค.18 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุงเมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L2



รูปที่ ค.19 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุงเมื่อเกิด ฟอลต์ ที่สายส่งL3

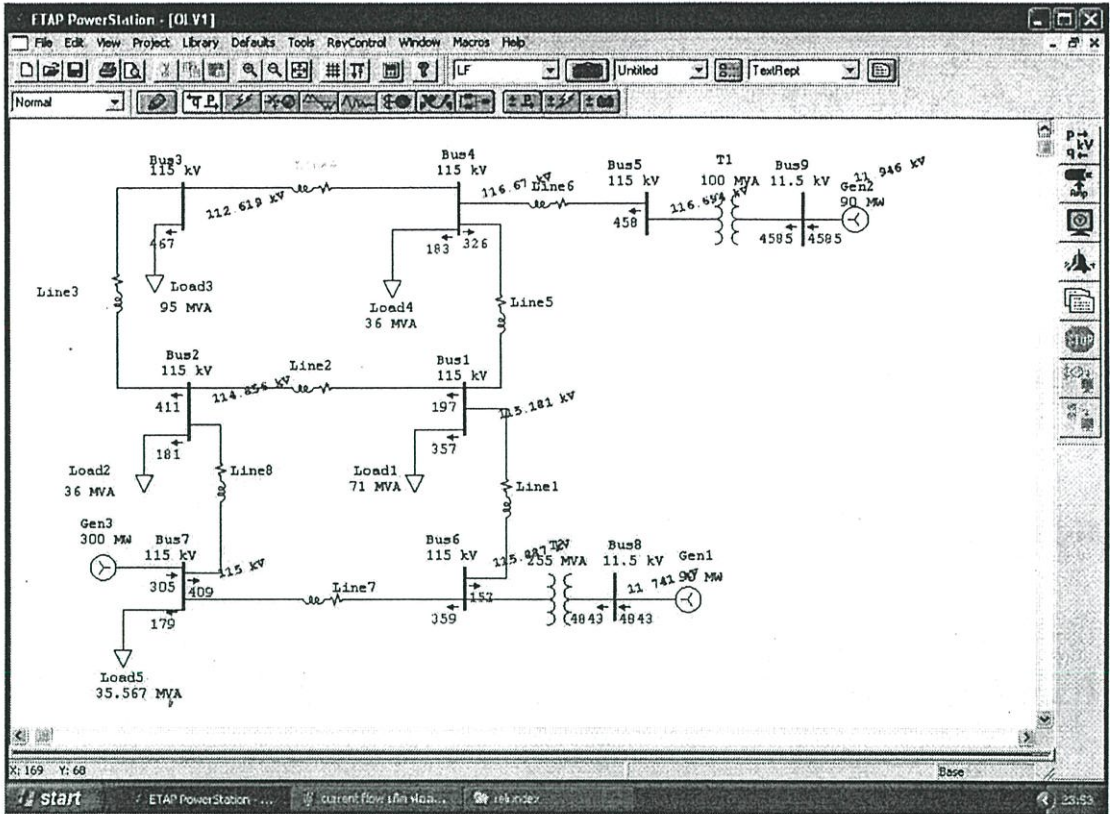
Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	example7	Config:	Normal
	Study Case: LF		

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow					XMR	
ID	kV	%Mag	Amp	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% PF	% Exp	
Bus1	115.000	99.9%	-0.1	0	0	0	0	40.299	37370	Bus6	-38.318	-34.754	219	94.00		
										Bus3	-43.279	6.716	219	-98.88		
										Bus4	21.296	-19.132	143	-74.39		
										Bus1	43.383	-19.577	219	-91.12		
										Bus7	-74.342	1.444	373	-99.90		
										Bus4	-80.172	-49.484	475	85.00		
										Bus2	30.318	24.174	420	95.74		
										Bus1	-21.270	40.377	110	-94.18		
										Bus3	-80.781	-49.279	313	87.44		
										Bus4	80.787	22.784	443	94.94		
										Bus9	80.787	-22.784	443	94.94		
										Bus1	38.426	-1.194	191	-99.01		
										Bus7	51.510	38.029	319	89.41		
										Bus5	-80.926	-34.894	484	92.52		
										Bus4	-51.469	-30.729	342	71.15		
										Bus2	74.414	-1.014	373	100.00		
										Bus4	50.000	40.000	484	91.38		
										Bus1	50.000	30.000	443	94.87		

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
 # Indicates a bus with a load that matches more than 0.1 MVA

รูปที่ ค.20 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุงเมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L3



รูปที่ ค.21 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิด ฟลด์ที่สายส่ง L4

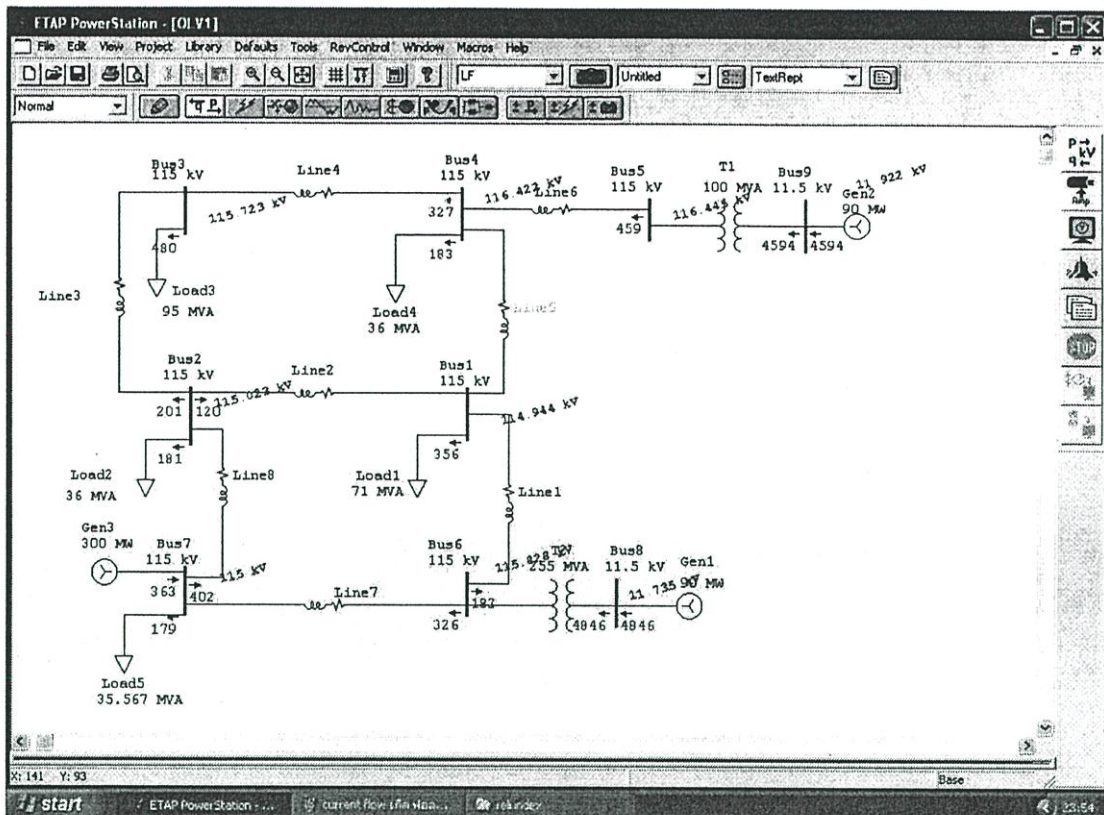
Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0.C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename:	example7	Config:	Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		Bus ID	Load Flow				XFMR	
	kV	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	% PF	% Tap	
Bus1	115.000	100.150	-0.3	0	0	0	0	40.541	37.020	Bus6	-30.140	-22.715	109	79.04		
										Bus2	27.478	27.902	194	70.43		
										Bus4	-10.079	-43.707	341	20.34		
Bus2	115.000	89.274	-0.4	0	0	0	0	31.013	10.809	Bus1	-27.454	-40.900	340	55.93		
										Bus3	77.917	25.040	411	95.19		
										Bus7	-01.274	-2.170	400	59.94		
Bus3	115.000	97.930	-2.0	0	0	0	0	77.441	47.994	Bus2	-77.441	-47.994	447	01.00		
Bus4	115.000	101.432	0.4	0	0	0	0	31.480	19.719	Bus1	10.291	30.507	325	00.25		
										Bus5	-00.704	-0.104	500	07.32		
Bus5	115.000	101.473	0.4	0	0	0	0	0	0	Bus4	00.702	21.914	450	94.20		
										Bus9	-00.700	-22.914	450	94.20		
Bus6	115.000	100.771	0.4	0	0	0	0	0	0	Bus1	30.200	-3.359	111	-09.31		
										Bus7	19.730	40.410	319	02.70		
										Bus0	-00.950	-14.000	404	02.52		
Bus7	115.000	100.000	0.0	1.900	-31.151	0	0	30.232	10.734	Bus6	-19.404	-3.000	400	74.73		
										Bus2	01.310	2.711	400	09.94		
Bus8	11.500	102.004	2.1	00.000	40.000	0	0	0	0	Bus4	00.000	40.000	400	01.20		
Bus9	11.500	103.000	4.7	00.000	30.000	0	0	0	0	Bus1	00.000	30.000	400	04.07		

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
 # Indicates a bus with a load margin less than 0.1 MVA

รูปที่ ค.22 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุงเมื่อเกิดฟลด์ที่สายส่ง L4



รูปที่ ค.23 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L5

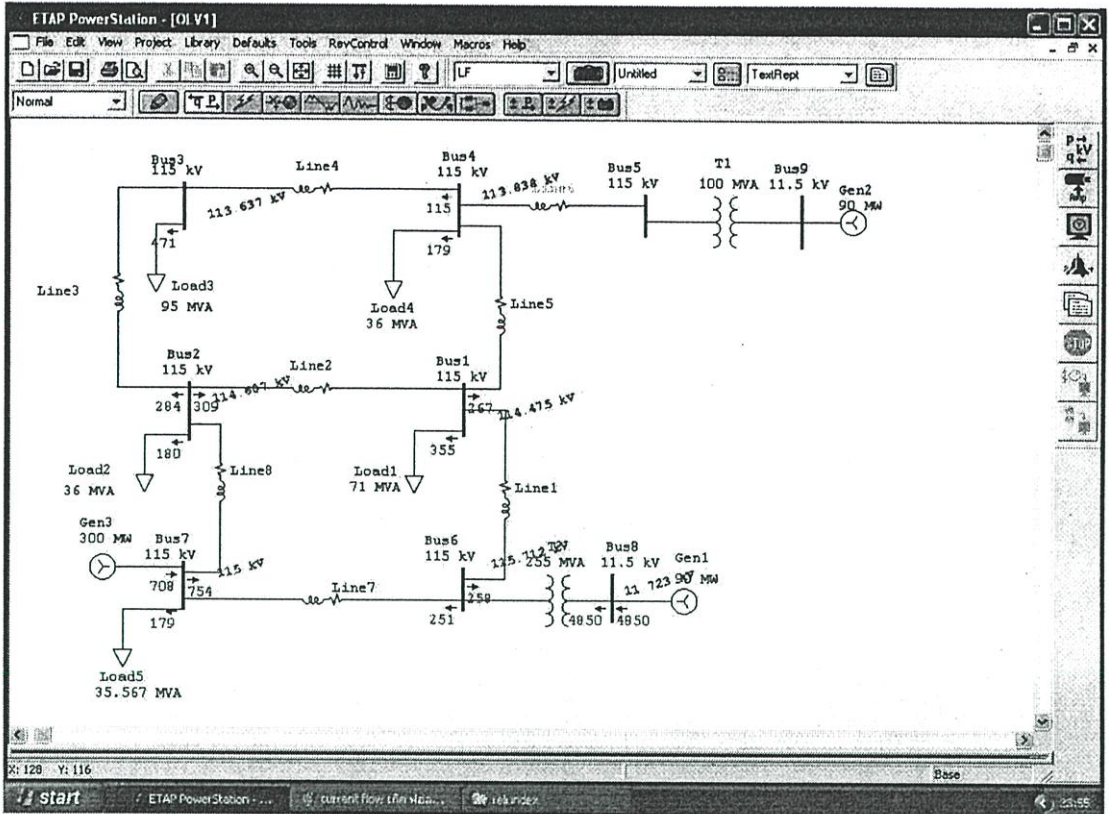
Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0 DC	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	example7	Case:	Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage (kV)	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow				XFMR	
		%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	Amp	% FF	% Tap	
Bus1	115.000	99.951	-0.5	0	0	0	0	48.291	37.345	Bus4	-34.302	-25.213	322	82.19	
Bus2	115.000	100.020	-0.4	0	0	0	0	31.184	121.71	Bus1	-23.909	-12.112	134	29.15	
										Bus2	23.914	-1.824	120	-99.91	
										Bus3	23.700	-32.457	201	-78.41	
Bus3	115.000	100.429	-1.0	0	0	0	0	21.743	19.475	Bus7	-75.121	15.330	401	-96.15	
										Bus1	-23.442	4.193	120	-94.46	
										Bus4	-18.324	-16.249	404	71.40	
Bus4	115.000	101.237	-0.4	0	0	0	0	31.341	19.434	Bus3	58.424	30.325	324	82.13	
										Bus5	-20.785	-49.941	509	87.28	
Bus5	115.000	101.257	-0.1	0	0	0	0	0	0	Bus4	20.791	22.225	479	94.90	
										Bus9	-20.791	-22.225	479	94.90	
Bus6	115.000	100.720	0.4	0	0	0	0	0	0	Bus1	14.482	-0.791	121	-99.96	
										Bus7	55.451	37.424	324	81.73	
										Bus3	-20.936	-34.295	428	92.12	
* Bus7	115.000	100.000	0.0	55.454	-44.429	0	0	30.232	18.734	Bus6	-53.328	-10.213	348	72.72	
										Bus2	78.404	-14.212	401	-96.27	
Bus8	11.500	102.042	2.0	50.000	40.000	0	0	0	0	Bus4	50.000	10.000	424.1	91.13	
Bus9	11.500	103.448	3.5	50.000	30.000	0	0	0	0	Bus1	50.000	30.000	479.4	94.27	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
 # Indicates a bus with a load not matching to more than 0.1 MVA

รูปที่ ค.24 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุงเมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L5



รูปที่ ค.25 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L6

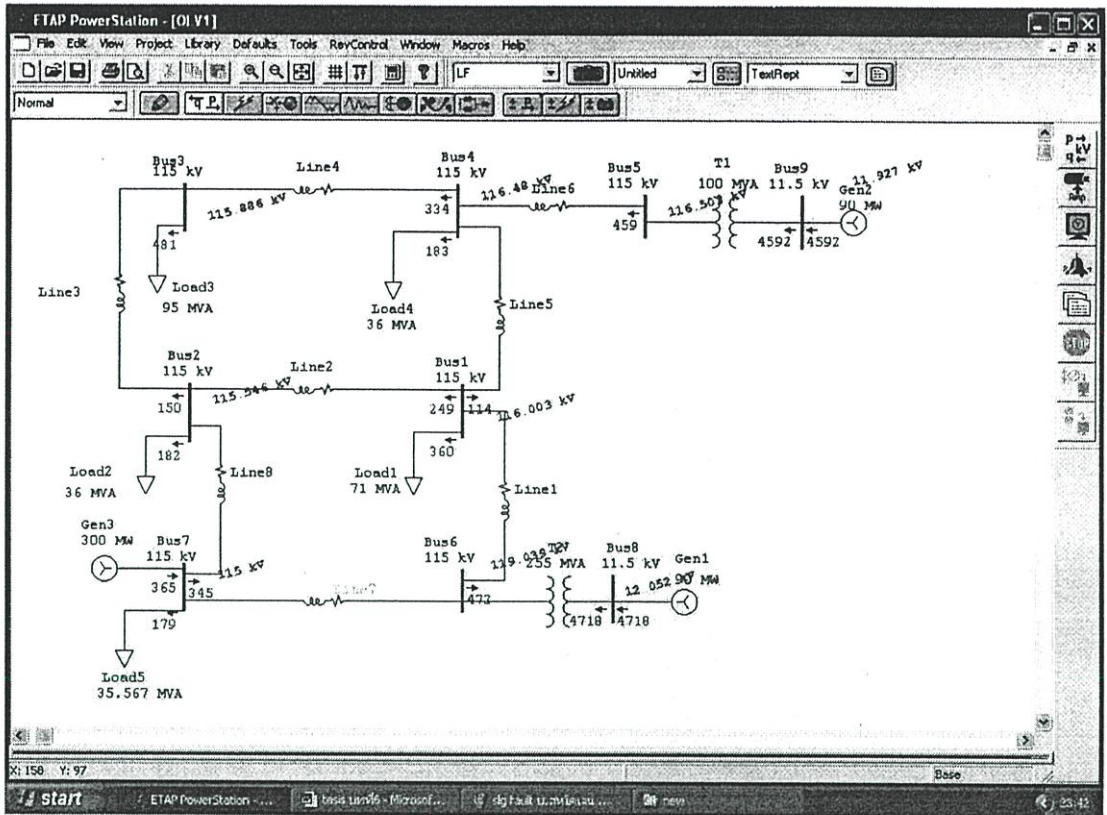
Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.DC	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename: example7	Study Case: LF	Config.:	Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow				XMR	
	1V	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Ang	% PF	% Iap
Bus1	115.000	99.543	-0.9	0	0	0	0	39.000	37.041	Bus1	-51.319	-29.572	298	94.44	
										Bus2	-41.248	-11.290	311	98.01	
										Bus4	51.704	4.501	247	99.59	
Bus2	115.000	99.618	-0.7	0	0	0	0	38.551	18.020	Bus1	41.312	-6.551	200	100.00	
										Bus3	54.403	-0.079	204	100.00	
										Bus7	-148.594	-17.394	733	99.32	
Bus3	115.000	98.213	-1.9	0	0	0	0	78.047	48.241	Bus2	-54.102	-24.421	311	98.50	
										Bus4	-31.455	-24.214	140	98.32	
Bus4	115.000	98.980	-1.8	0	0	0	0	39.903	18.583	Bus3	32.448	-1.783	115	99.76	
										Bus1	-32.453	-17.000	200	97.14	
Bus6	115.000	100.419	0.3	0	0	0	0	0	0	Bus1	51.510	4.333	257	99.43	
										Bus7	38.419	32.544	251	74.20	
										Bus8	-89.938	-14.889	481	92.52	
Bus7	115.000	100.000	0.0	140.745	-7.514	0	0	38.232	18.734	Bus4	-38.234	-47.444	280	44.48	
										Bus2	148.889	19.214	733	99.18	
Bus8	11.500	101.943	1.9	90.000	40.000	0	0	0	0	Bus1	90.000	40.000	4810	91.38	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or firing type machine connected to it)
 # Indicates a bus with a total MW within the range of 0.1 MVA

รูปที่ ค.26 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุงเมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L6



รูปที่ ค.27 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L7

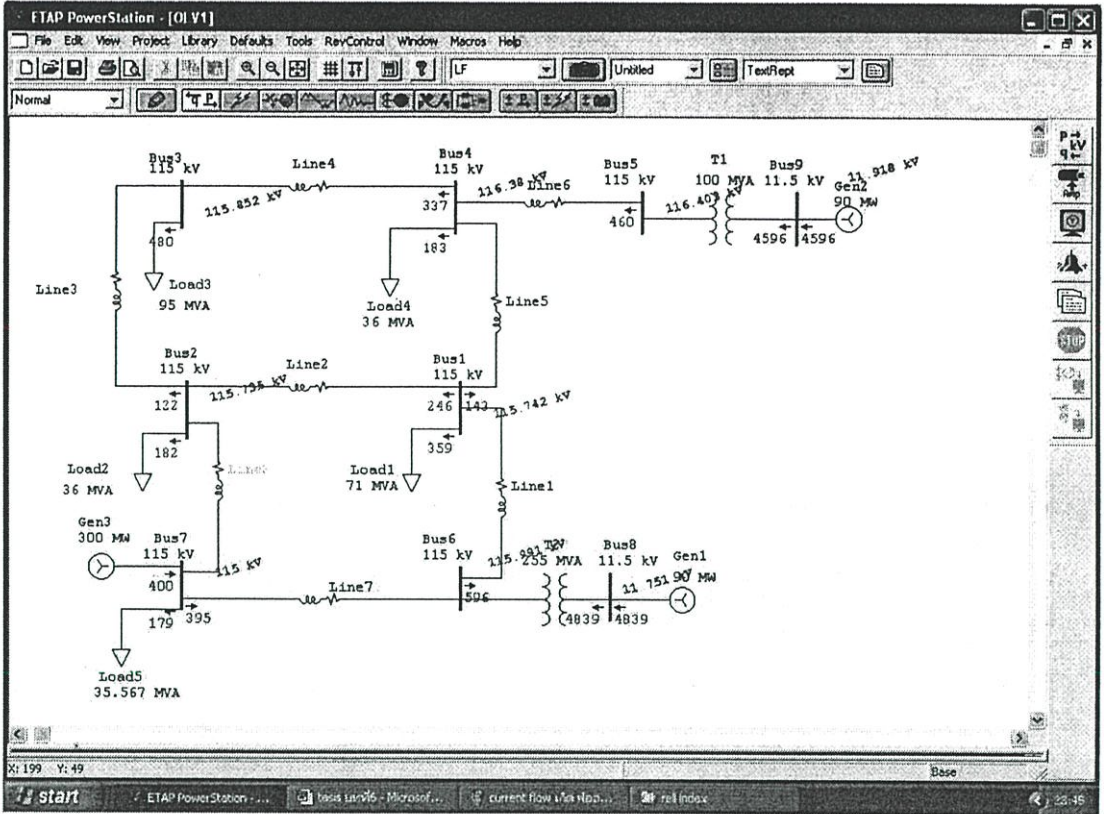
Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0.C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	example7	Config.:	Normal
	Study Case: LF		

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow					XFMR
	1V	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% PF	
Bus1	115.000	100.572	-0.1	0	0	0	0	41497	35817	Bus4	-20.219	-10.431	334	82.21	
										Bus2	22.444	44.717	249	44.20	
										Bus4	7.305	-22.339	114	-33.45	
Bus2	115.000	100.475	-0.2	0	0	0	0	31320	18317	Bus1	-22.417	-77.204	310	34.11	
										Bus3	18.154	-23.217	170	-41.83	
										Bus7	-27.314	42.404	344	-39.37	
Bus3	115.000	100.770	-0.4	0	0	0	0	21899	26.218	Bus2	-18.324	-2.721	92	98.27	
										Bus4	-43.473	-45.037	387	79.23	
Bus4	115.000	101.257	-0.2	0	0	0	0	31392	19455	Bus3	42.748	21.437	323	94.70	
										Bus1	-5.374	6.983	51	-51.40	
										Bus7	-20.764	-49.991	509	67.37	
Bus5	115.000	101.307	-0.2	0	0	0	0	0	0	Bus4	20.792	22.282	459	94.90	
										Bus9	-20.792	-22.282	459	94.90	
Bus6	115.000	103.712	1.0	0	0	0	0	0	0	Bus1	20.941	37.057	471	92.44	
										Bus8	-20.941	-37.057	471	92.44	
Bus7	115.000	100.000	0.0	57.000	-44.287	0	0	30.332	18.734	Bus2	27.377	-43.024	344	-39.54	
Bus8	11.500	104.202	3.4	50.000	40.000	0	0	0	0	Bus4	50.000	40.000	4717	91.35	
Bus9	11.500	103.717	3.9	50.000	30.000	0	0	0	0	Bus5	50.000	30.000	4592	94.27	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage control device using type auto line control wd to 0)
 # Indicates a bus with a load mismatched greater than 0.1 MVA

รูปที่ ค.28 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุงเมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L7



รูปที่ ค.29 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟสภาพปรับปรุงเมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L8

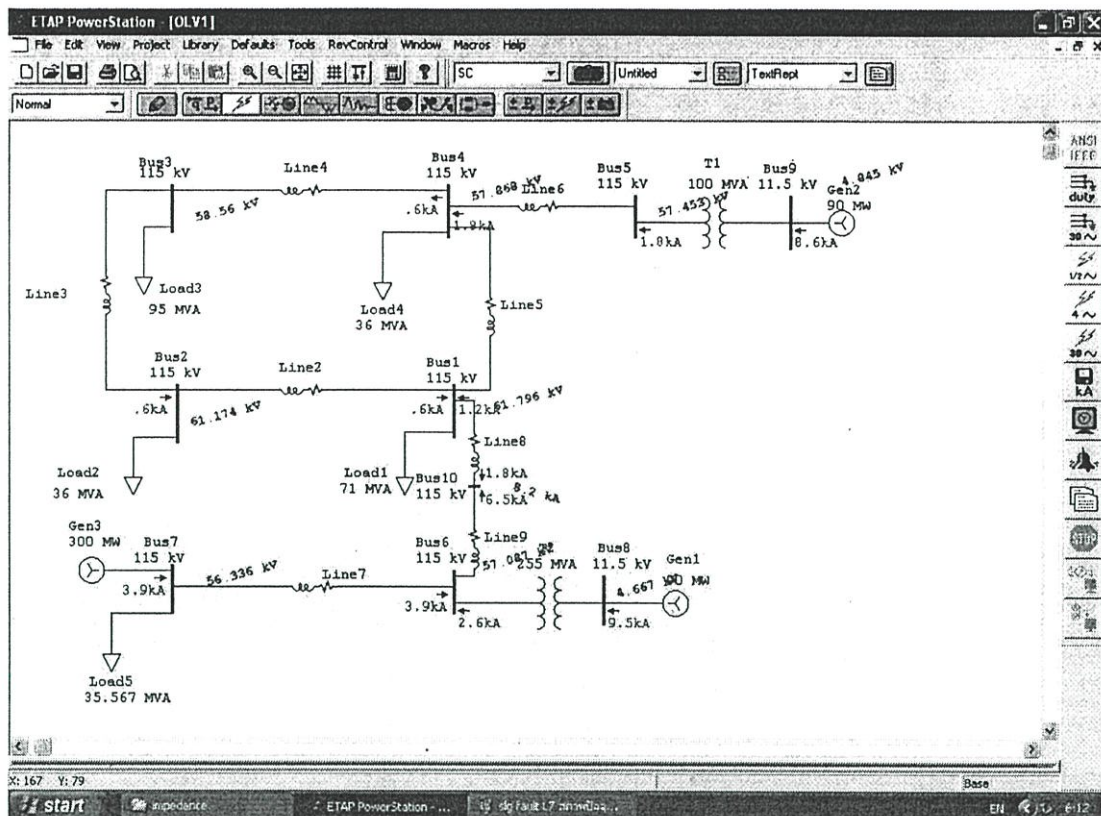
Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.00C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	example7	Config.:	Normal
	Study Case: LF		

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow				XFMR		
	kV	%Mag	Ang.	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	ID	MW	MVar	Amp	% FF	% Tap
Bus1	115.000	100.444	-3.2	0	0	0	0	11332	37.624	Bus4	-114.291	3.107	320	-99.94	
										Bus2	47.230	-13.357	344	-94.25	
										Bus4	7.429	-27.485	142	-24.48	
Bus2	115.000	100.439	-3.4	0	0	0	0	31492	16.377	Bus1	-47.504	0.152	331	100.00	
										Bus2	14.012	-18.535	122	-45.37	
Bus3	115.000	100.791	-3.7	0	0	0	0	21.971	50.728	Bus2	-15.594	-2.173	60	99.85	
										Bus4	-45.937	-42.414	391	63.99	
Bus4	115.000	101.200	-3.3	0	0	0	0	31339	19.412	Bus2	44.053	14.241	337	97.11	
										Bus1	-7.407	14.274	60	-47.83	
										Bus4	-20.725	-49.937	368	67.39	
Bus5	115.000	101.220	-3.3	0	0	0	0	0	0	Bus4	39.791	22.850	439	94.90	
										Bus9	-20.791	-22.850	439	94.90	
Bus6	115.000	100.242	-0.5	0	0	0	0	0	0	Bus1	117.220	-24.171	195	-97.94	
										Bus7	-27.252	41.073	311	-48.79	
										Bus8	-20.925	-34.904	463	92.51	
Bus7	115.000	100.000	0.0	27.429	-24.957	0	0	30.232	18.734	Bus4	17.296	-73.493	304	-34.25	
Bus8	11.500	102.183	1.4	50.000	40.000	0	0	0	0	Bus4	50.000	40.000	4508	91.35	
Bus9	11.500	103.432	0.8	50.000	50.000	0	0	0	0	Bus4	50.000	50.000	4595	94.87	

* Indicates a voltage magnitude limit (voltage constraint) or a winding type maximum constraint.
 # Indicates a bus with a load magnitude greater than 0.1 MVA.

รูปที่ ค.30 แสดงผลการไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุงเมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L8



รูปที่ ค.31 แสดงการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL1

Project:	ETAP PowerStation	Page:	I
Location:	4.0 DC	Date:	07-25-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename: ex9		Config.:	Normal

SHORT- CIRCUIT REPORT

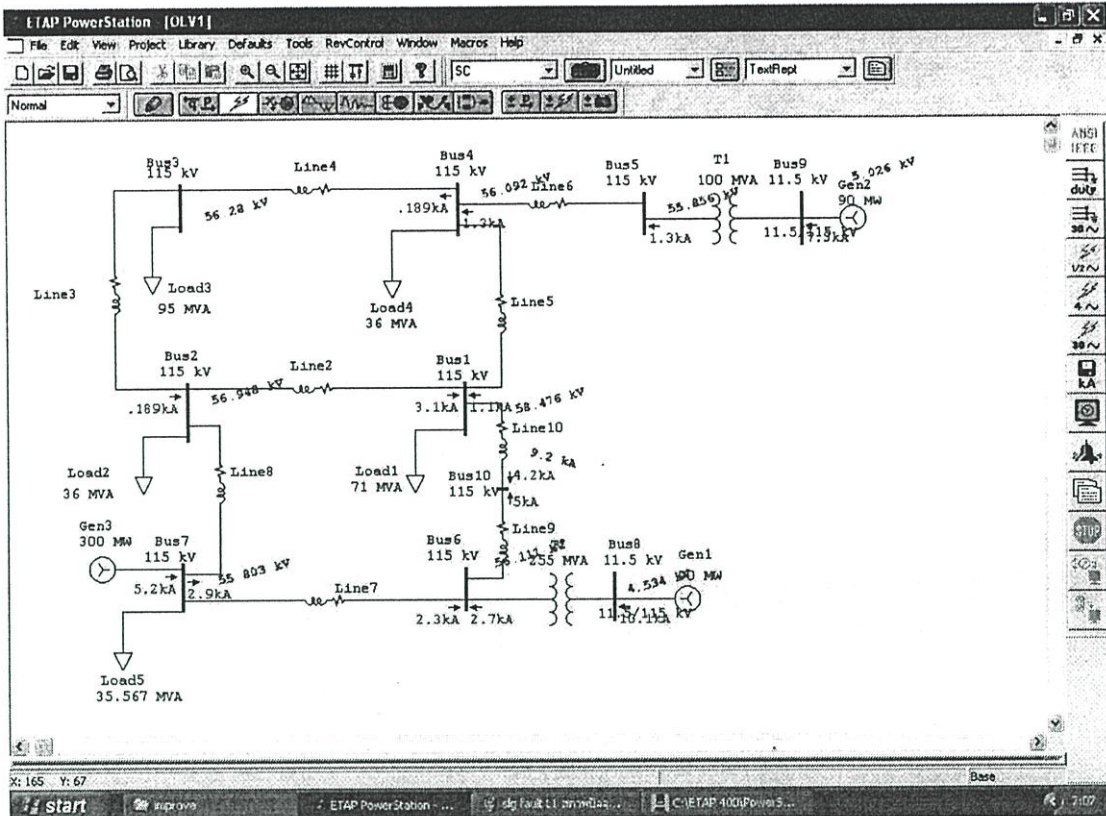
Fault at bus: Bus10

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V	IA Symm. max	% Voltage at From Bus	IA Symm. max	IA	IB	% Impedance on 100 MVA base	X1	X2	X0	Z0
Bus10	Total	0.00	0.075	0.00	0.021	10214	0.237	0.237	1.01E+01	1.21E+00	1.12E+00	7.71E+00
Bus1	Bus10	0.27	1.44	17.54	0.007	04.55	1.777	1.345	1.14E+00	3.43E+01	3.44E+00	3.49E+01
Bus4	Bus10	11.20	1.12	474.2	0.038	04.78	1.442	1.573	1.27E+01	7.57E+00	1.20E+00	1.05E+01

Indicates fault current contribution from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ค.32 แสดงผลการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL1



รูปที่ ค.33 แสดงการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L1

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0.C	Date:	07-25-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename: ex9-1		Config:	Normal

SHORT- CIRCUIT REPORT

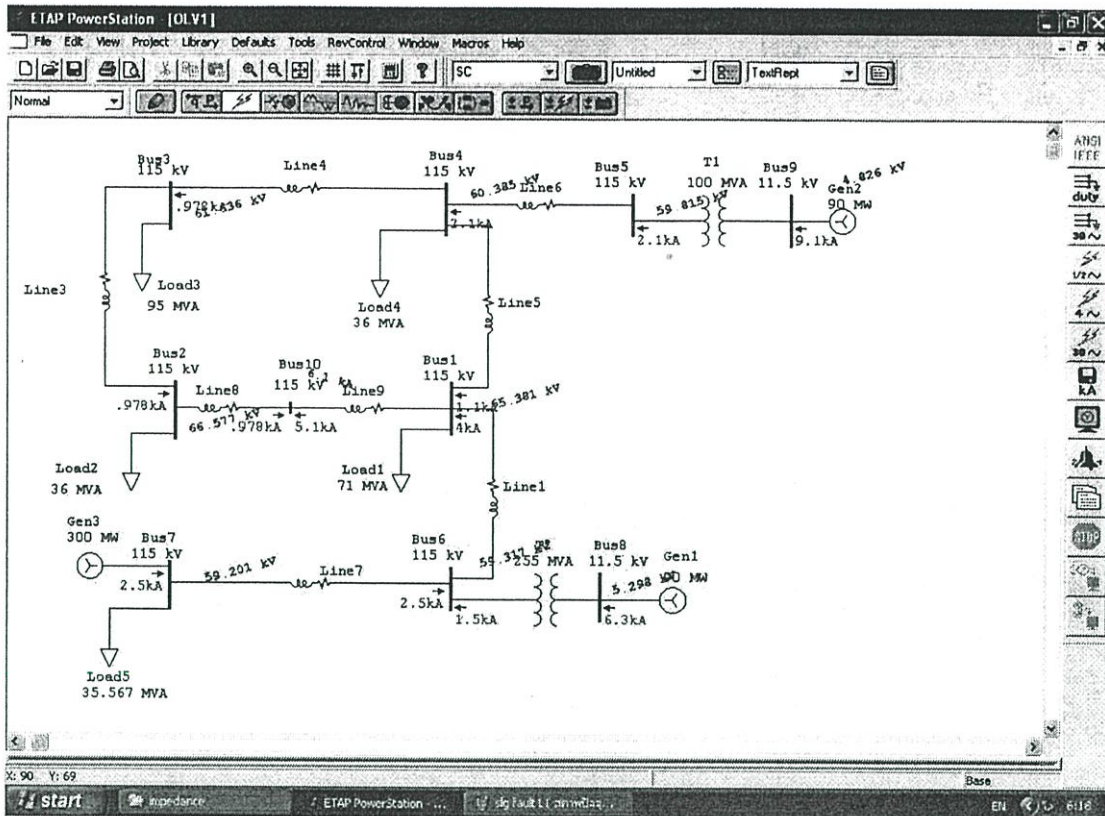
Fault at bus: Bus10

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"								
From Bus ID	To Bus ID	% V	I A Symm. rms	% Voltage at From Bus	Va	Vb	Vc	I A Symm rms	Ia	Ib	Ic	% Impedance on 100 MVA base	Z1	Z0	Z2	Z0
Bus10	Total	0.00	0.511	0.00	91.31	59.72	91.02	91.02	2.77E+01	5.54E+00	1.04E+00	4.57E+00				
Bus1	Bus10	18.97	4.434	45.91	84.71	57.20	+991	5.402	4.32E+01	1.13E+01	1.79E+00	1.13E+01				
Bus1	Bus10	17.44	4.117	33.20	88.07	59.59	+197	3.700	4.32E+01	1.13E+01	1.79E+00	1.13E+01				

Indicates fault current contribution from three-winding transformer
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ค.34 แสดงผลการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้า สภาพการจ่ายไฟปรับปรุงเมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L1



รูปที่ ค.35 แสดงการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL2

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0	Date:	07-25-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename: ex9		Config.:	Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

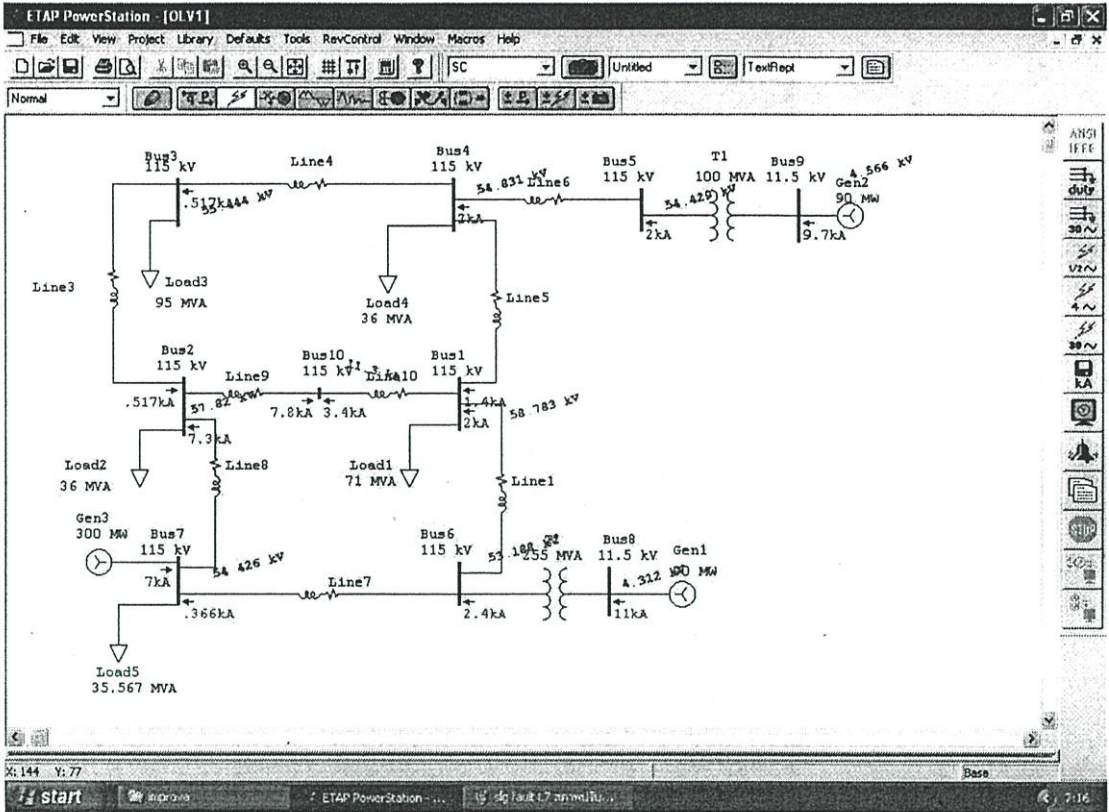
Fault at bus: Bus10

Normal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault				Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V	1A	% Voltage at From Bus	1A Symm rms	% Impedance on 100 MVA base							
	Total	From Bus	Symm rms	Va	Vb	Vc	Ia	Ib	Ic	X1	X0		
Bus10		0.00	4.284	0.00	101.17	101.14	6.66	6.66	7.90E+01	3.07E+00	1.42E+00	1.04E+01	
Bus1	Bus10	0.51	0.742	2.11	100.27	102.11	0.978	1.184	3.03E+00	4.53E+01	3.03E+00	4.51E+01	
Bus1	Bus10	4.00	5.444	5.44	98.47	100.79	5.050	4.473	7.11E+01	9.19E+00	2.04E+00	1.37E+01	

Indicates fault current contribution from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3D) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ค.36 แสดงผลการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL2



รูปที่ ค.37 แสดงการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL2

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0.C	Date:	07-25-2006
Contract:		SN:	KLGCCONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename: ex9-1		Config.:	Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

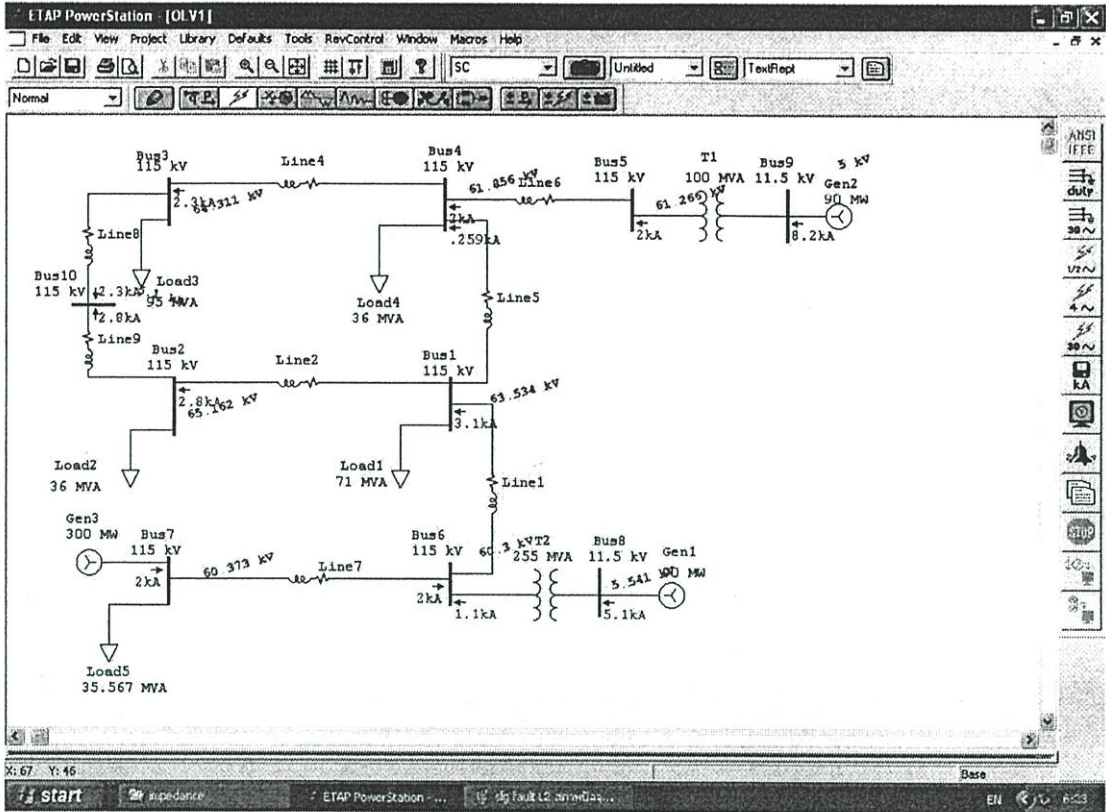
Fault at bus: Bus10

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault				Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances: Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V	I A	% Voltage at From Bus	Va	Vb	Vc	I A Symm rms	Ia	Ib	Ic	X1	X2	X0
Bus10	Total	0.00	9701	0.00	50.52	54.29	11.290	11.290	1.74E+001	1.77E+000	1.12E+001	4.92E+000		
Bus2	Bus10	3.02	4.921	12.11	37.69	39.78	7.248	7.339	2.44E+001	7.34E+000	3.52E+001	7.40E+000		
Bus1	Bus10	2.01	2.724	4.51	32.53	34.71	3.449	3.490	1.37E+001	1.30E+001	1.92E+000	1.40E+001		

Indicates fault current contribution from phase-winding zero fluxes
 * Indicates zero sequence fault current contribution (3I0) from grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ค.38 แสดงผลการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL2



รูปที่ ค.39 แสดงการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL3

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0 C	Date:	07-25-2006
Contract:		SN:	KLGC CONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename: ex9		Config:	Normal

SHORT- CIRCUIT REPORT

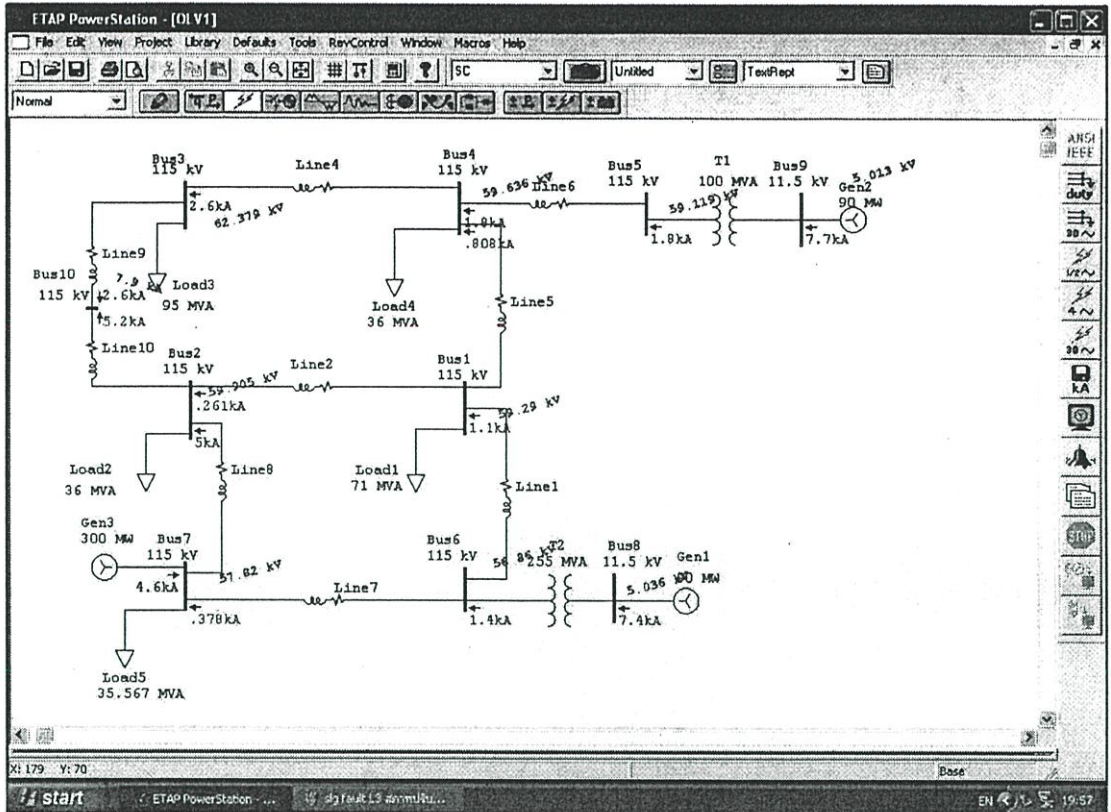
Fault at bus: Bus10

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV.

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Loading into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V	I A	% Voltage at From Bus			I A Symm rms		% Impedance on 100 MVA base			
		From Bus	Symm rms	Va	Vb	Vc	Ia	Ib	X1	X0	R0	X0
Bus10	Total	0.00	5449	0.00	104.10	105.01	5.079	5.079	7.19E+01	2.10E+00	1.74E+00	1.33E+01
Bus3	Bus10	5.53	2144	10.90	94.26	97.44	2.254	2.449	1.43E+00	2.31E+01	2.94E+00	2.51E+01
Bus2	Bus10	12.93	3263	12.05	89.14	99.54	2.625	2.410	1.33E+00	1.52E+01	4.13E+00	2.77E+01

Indicates fault current contribution (I) from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (I0) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ค.40 แสดงผลการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL3



รูปที่ ค.41 แสดงการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL3

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.DC	Date:	07-25-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	ex9-1	Study Case:	SC
		Config:	Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

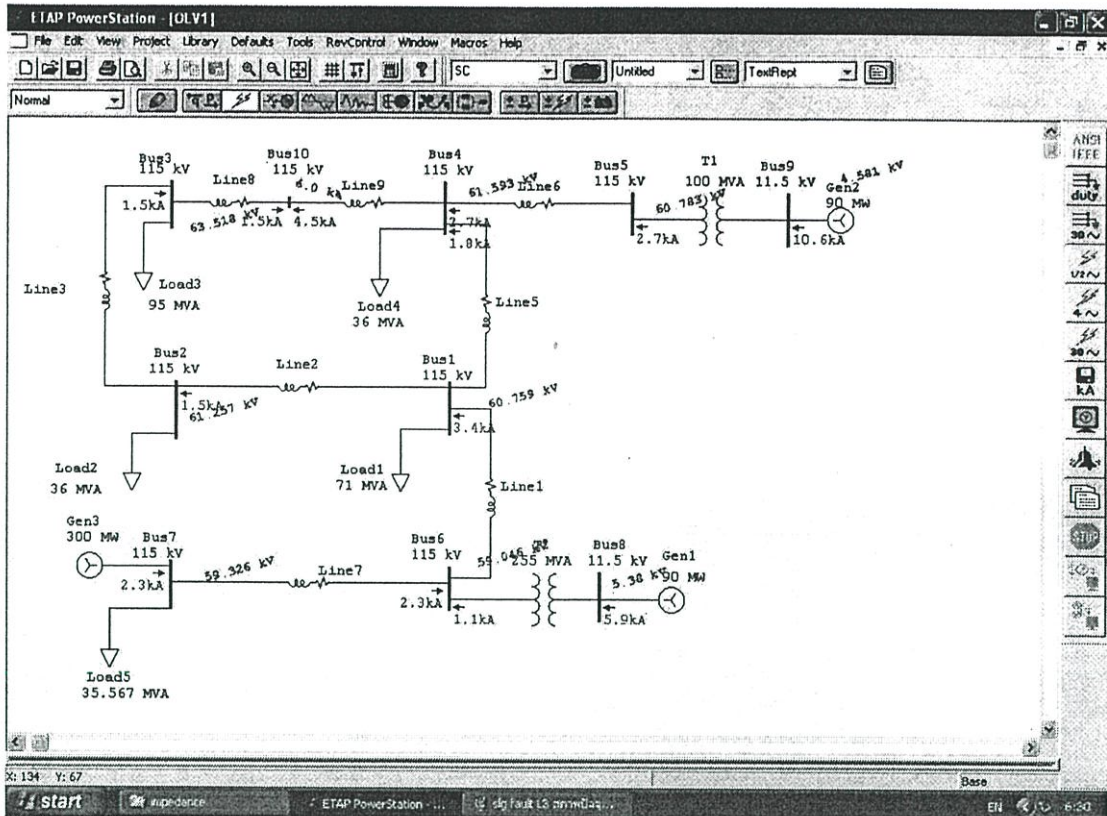
Fault at bus: Bus10

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault				Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V	IA	% Voltage At From Bus	IA Symmetrical	% V	IA	% Voltage At From Bus	IA Symmetrical	% Impedance on 100 MVA base			
From Bus ID	To Bus ID	From Bus	To Bus	Va	Vb	Vc	Is	JD	X1	X2	X0	Z0	
Bus10	Total	0.00	0.850	0.00	102.20	104.20	7.50	7.50	3.31E+01	1.19E+00	1.11E+00	3.42E+00	
Bus5	Bus10	9.55	1.09	24.00	93.95	95.37	2.60	3.01	1.61E+00	2.00E+01	2.77E+00	3.32E+01	
Bus2	Bus10	22.02	5.50	42.61	90.33	91.66	5.240	4.584	5.90E+01	3.97E+00	1.94E+00	1.40E+01	

Indicates fault current contribution from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3D) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ค.42 แสดงผลการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL3



รูปที่ ค.43 แสดงการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟฟ้าปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL4

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.00C	Date:	07-25-2006
Contract:		SN:	KLGCCONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename: ex9		Config.:	Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

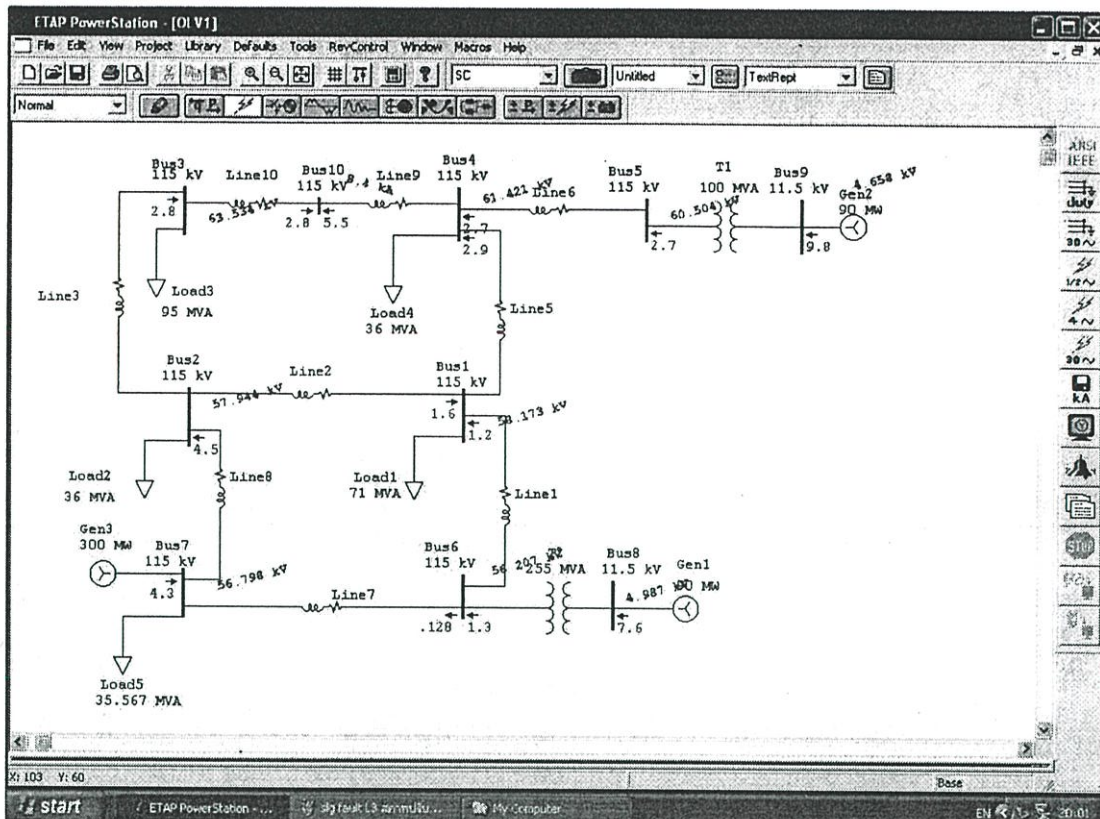
Fault at bus: Bus10

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault				Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Locking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V	I A	% Voltage at From Bus	I A	% Voltage at From Bus	I A	3D	% Impedance on 100 MVA base	X1	X2	Z0	X0
Bus10	Total	0.00	5.581	0.00	84.20	94.53	1037	1037	1.57E+01	3.91E+00	3.91E+01	9.04E+00	
Bus3	Bus10	1.97	1.493	3.04	95.47	94.02	1.511	0.959	1.77E+00	3.91E+01	5.44E+00	5.47E+01	
Bus4	Bus10	4.54	3.502	12.07	92.77	92.11	4.528	3.600	3.25E+01	1.32E+01	9.52E+01	1.02E+01	

Indicates fault current contribution from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3D) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ค.44 แสดงผลการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟฟ้าปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL4



รูปที่ ค.45 แสดงการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL4

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.00 C	Date:	07-25-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename:	ex9-1	Config:	Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

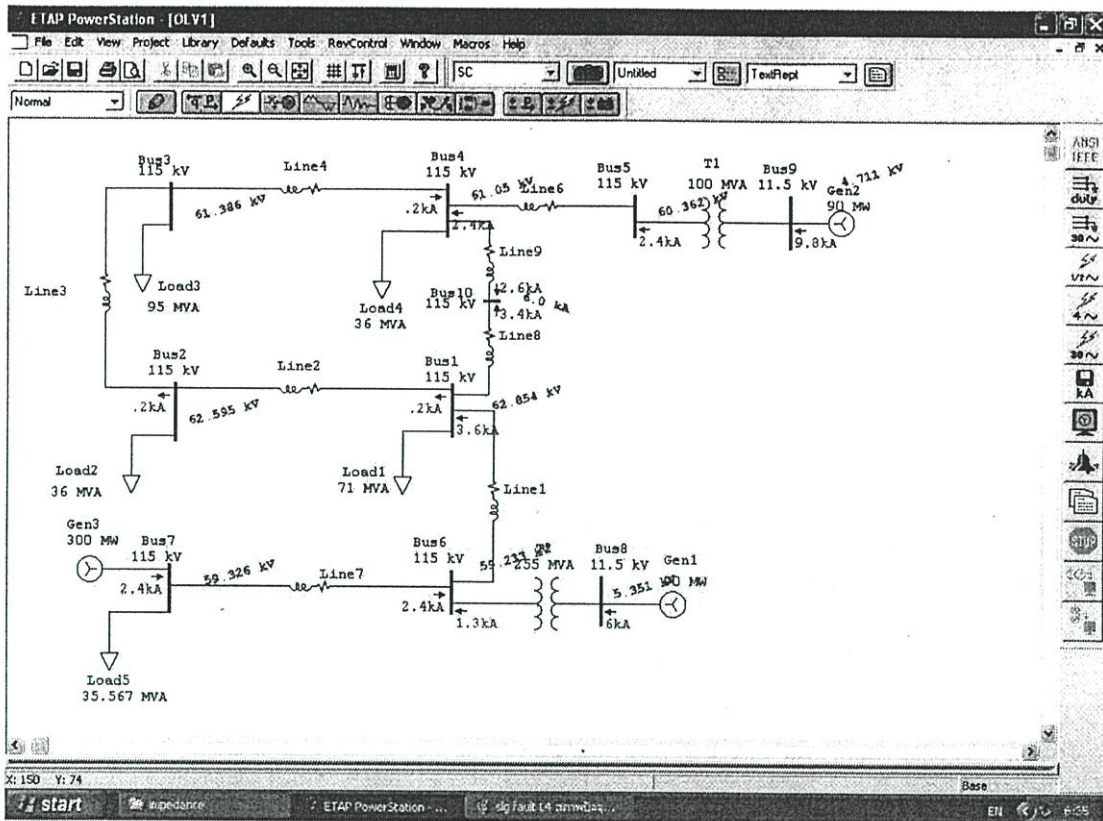
Fault at bus: Bus10

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Locking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V	I A	% Voltage at From Bus			I A Symmetrical		% Impedance on 100 MVA base			
		From Bus	From Bus	Va	Vb	Vc	Ia	Ib	X1	XI	Z0	Z0
Bus10	Itotl	0.00	7253	0.00	97.10	98.52	0.371	0.371	3.54E+01	4.30E+00	7.45E+01	7.10E+00
Bus4	Bus10	5.45	4.042	14.51	92.21	92.83	5.533	4.342	5.34E+01	1.04E+01	9.13E+01	9.50E+00
Bus3	Bus10	3.51	3.014	4.69	93.49	97.04	3.335	2.091	1.04E+00	1.34E+01	4.00E+00	2.50E+01

Indicates fault current contribution from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (Z0) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ค.46 แสดงผลการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL4



รูปที่ ค.47 แสดงการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L5

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	07-25-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename: ex9		Config.:	Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

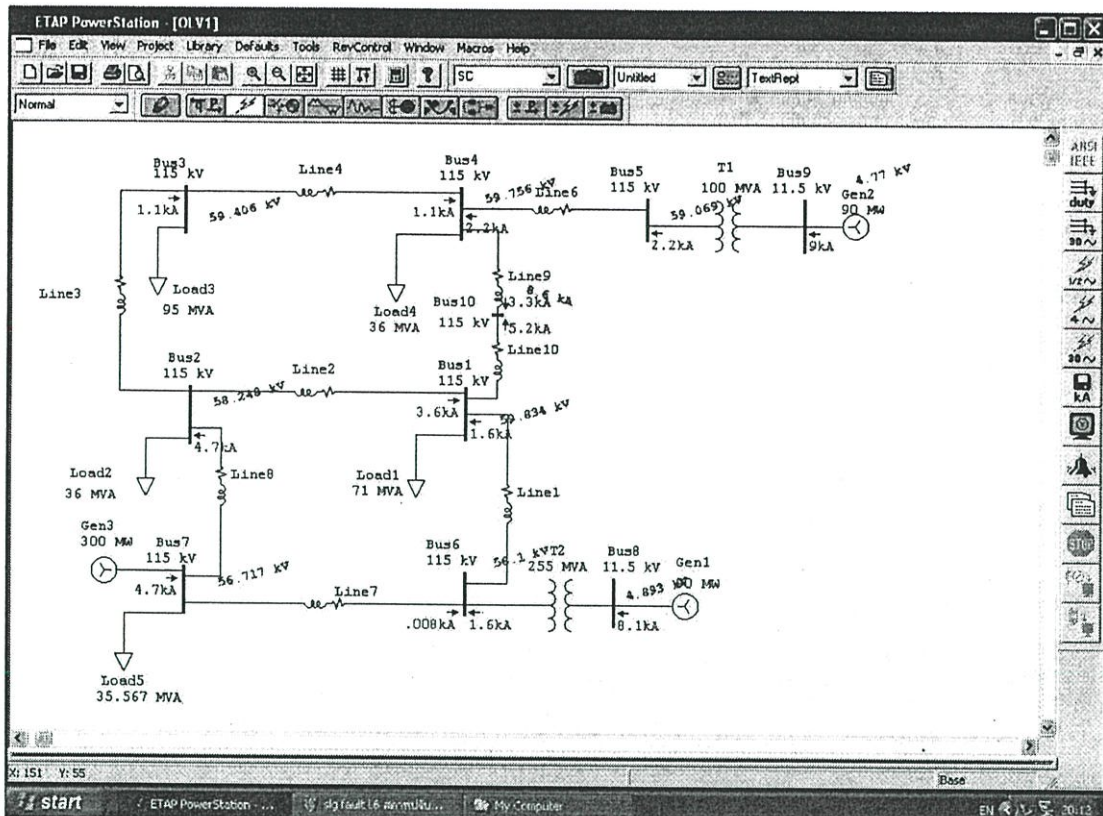
Fault at bus: Bus10

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault				Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V	I A	% Voltage at From Bus	I A	% V _a	V _b	V _c	I A	I ₀	% Impedance on 100 MVA base	X1	X0	X0
		From Bus	Dynm. mm								Z1			
Bus10	Total	9.98	1.501	9.98	99.23	100.00	1.990	1.990	1.35E+001	3.43E+000	1.22E+000	1.01E+001		
Bus1	Bus10	11.10	3.628	19.13	94.47	94.17	3.415	3.493	1.14E+000	1.29E+001	3.83E+000	3.91E+001		
Bus4	Bus10	1.77	2.819	10.44	91.95	91.72	2.523	2.505	1.19E+000	2.14E+001	1.43E+000	1.73E+001		

Indicates fault current contribution only from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (I₀) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ค.48 แสดงผลการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L5



รูปที่ ค.49 แสดงการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL5

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.00C	Date:	07-25-2006
Contract:		SN:	KLGC CONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	ex9-1	Config.:	Normal
Study Case:	SC		

SHORT- CIRCUIT REPORT

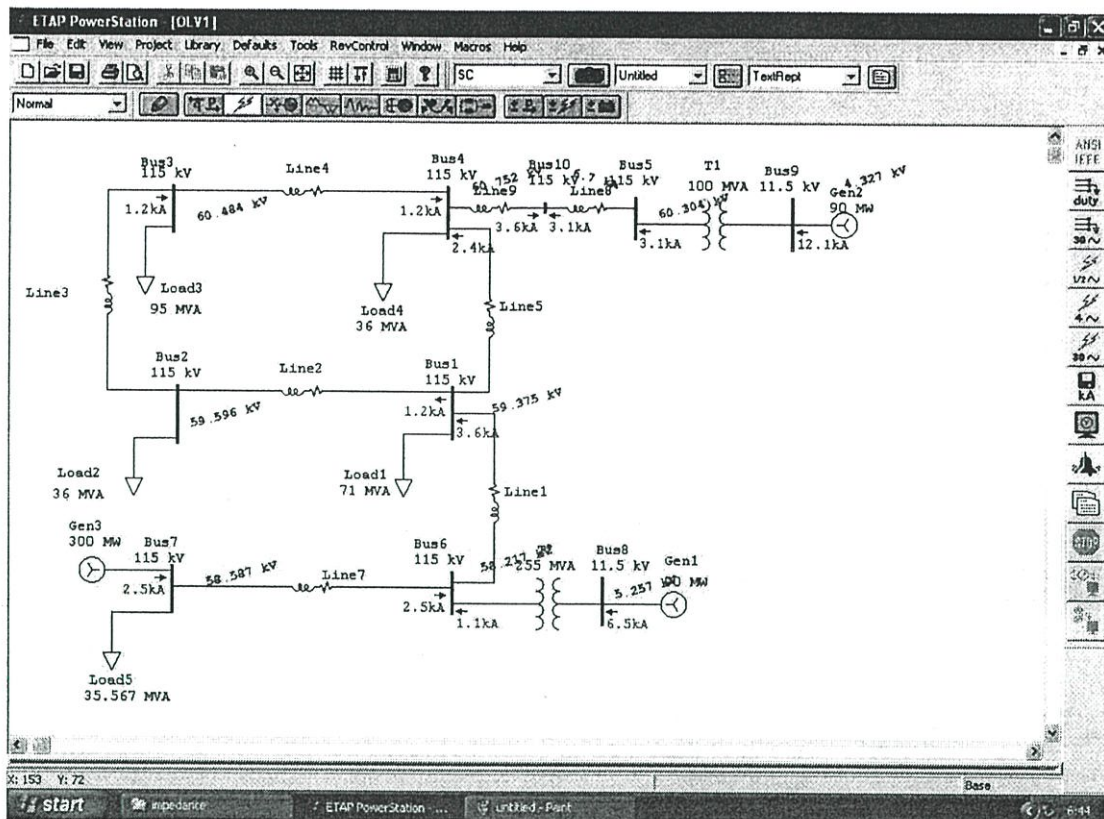
Fault at bus: Bus10

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault			Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V	I _A Symm rms	% Voltage at From Bus	1A Symm rms	I _A	I _B	% Impedance on 100 MVA base				
		From Bus	Symm rms	V _A	V _B	V _C		X1	XI	X0	X0	
Bus10	Total	0.00	6351	0.00	90.65	101.45	0.277	0.277	3.92E+01	6.00E+00	9.33E+01	7.64E+00
Bus4	Bus10	0.11	2.037	25.31	90.00	90.32	3.331	4.176	7.34E+01	1.77E+01	1.43E+00	1.32E+01
Bus1	Bus10	15.75	5.514	31.62	90.12	91.90	5.247	4.401	4.93E+01	9.05E+00	2.10E+00	1.43E+01

Indicates fault current contribution from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (I₀) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ค.50 แสดงผลการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL5



รูปที่ ค.51 แสดงการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL6

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.00C	Date:	07-25-2006
Contract:		SN:	KLGCCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	ex9	Config.:	Normal
	Study Case: SC		

SHORT- CIRCUIT REPORT

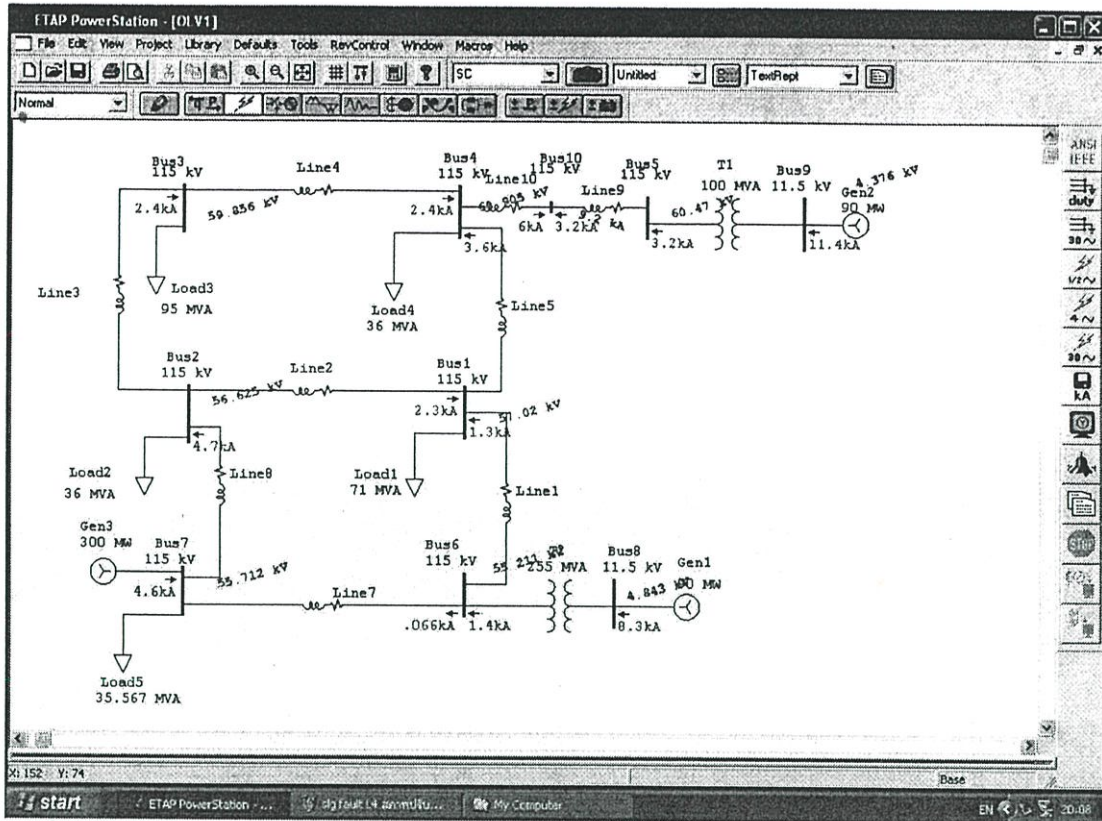
Fault at bus: Bus10

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V	IA Symm. rms	% Voltage at From Bus		IA Symm. rms	ZID	% Impedance on 100 MVA base				
		From Bus		Va	Vb	Vc	Ia	R1	X1	R0	X0	
Bus10	Total	0.00	5.897	0.00	91.41	90.19	4.728	4.728	4.34E+01	3.79E+00	4.71E+01	4.32E+00
Bus1	Bus10	0.42	1.421	2.34	90.51	89.74	3.115	1.110	4.39E+01	3.94E+01	3.36E+01	9.66E+00
Bus4	Bus10	1.33	4.950	1.70	91.50	90.71	3.419	1.529	1.13E+00	1.23E+01	5.82E+00	2.57E+01

Indicates fault current contribution from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (ZID) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ค.52 แสดงผลการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL6



รูปที่ ค.53 แสดงการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL6

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0DC	Date:	07-25-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	ex9-1	Study Case:	SC
		Config:	Normal

SHORT- CIRCUIT REPORT

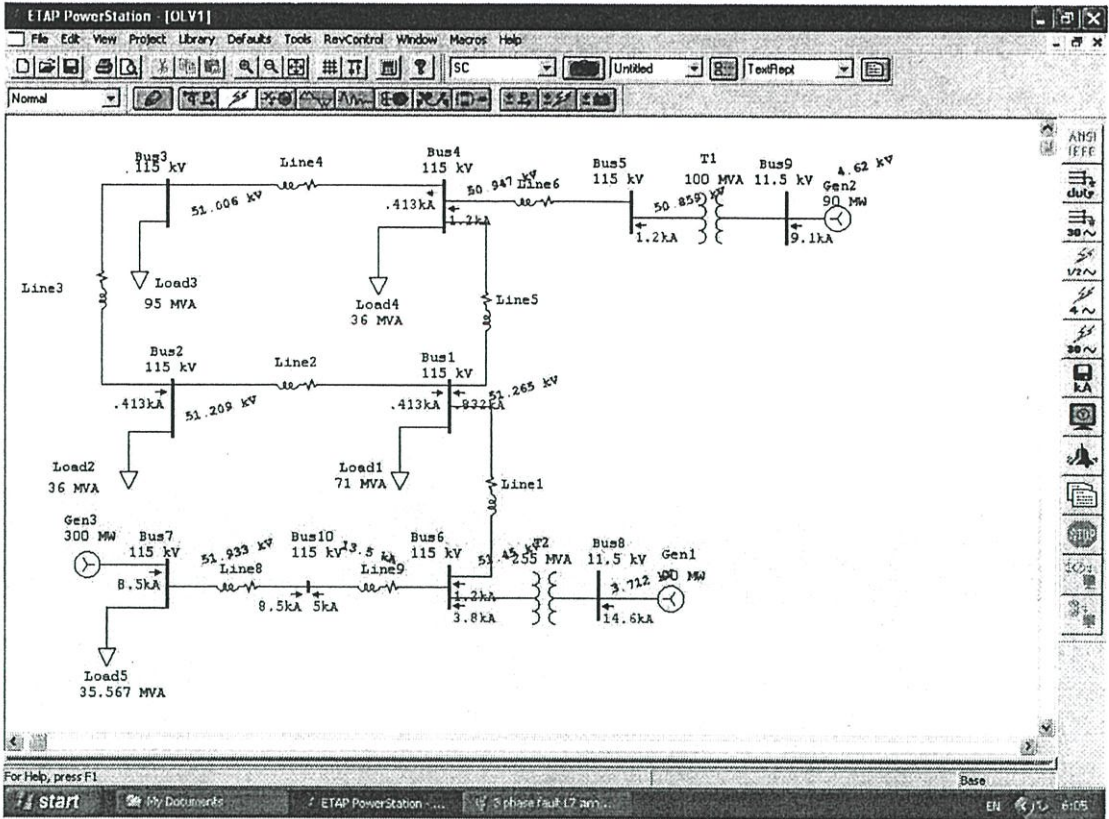
Fault at bus: Bus10

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Locking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V	1A	% Voltage at From Bus		1A Dynamic		% Impedance on 100 MVA base				
		From Bus	Dynamic rms	V _a	V _b	V _c	I _a	I _b	X1	X2	X0	X0
Bus10	Total	0.00	7920	0.00	91.91	92.89	9.233	9.233	3.34E-001	1.33E+000	1.37E-001	5.53E+000
Bus2	Bus10	0.42	1.421	1.43	91.86	90.91	3.227	5.727	1.29E-001	3.04E+001	1.30E-001	9.09E+000
Bus4	Bus10	1.34	1.370	1.01	91.73	91.87	1.010	3.180	1.23E-001	7.99E+000	2.11E+000	1.44E+001

Indicates fault current contribution in % from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (I₀) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ค.54 แสดงผลการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL6



รูปที่ ค.55 แสดงการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟฟ้าปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L7

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: example8

ETAP PowerStation
4.0.0C
Study Case: SC

Page: 1
Date: 07-25-2006
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

SHORT- CIRCUIT REPORT

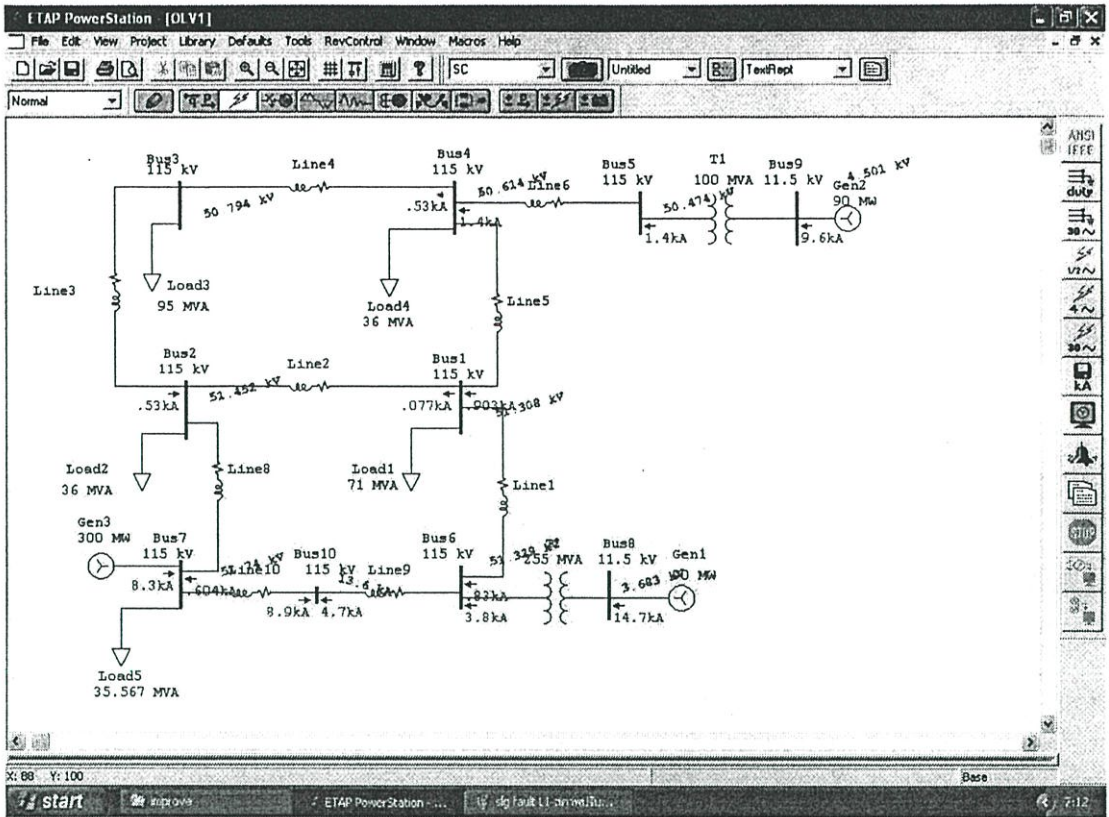
Fault at bus: Bus10

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault			Line-To-Ground Fault			Positive & Zero Sequence Impedances Locking into "From Bus"					
From Bus ID	To Bus ID	% V	I _A kA	% Voltage at From Bus V _A	V _B V _C	I _A kA	I _B kA	I _C kA	% Impedance on 100 MVA base				
		From Bus	To Bus	V _A	V _B	V _C	I _A	I _B	I _C	Z1	X1	R0	X0
Bus10	Total	0.00	10198	0.00	81.85	81.01	11495	13495		1.45E-001	4.92E+000	1.16E-001	1.13E+000
Bus7	Bus10	9.75	1.944	35.81	78.21	79.82	8443	4572		2.19E-001	7.20E+000	4.20E-001	4.81E+000
Bus4	Bus10	14.8	3.231	19.44	77.49	77.18	5032	4924		4.42E-001	1.55E+001	4.43E-001	4.47E+000

Indicates fault current contribution from the three-winding transformer
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3D) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ค.56 แสดงผลการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟฟ้าปัจจุบัน เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L7



รูปที่ ค.57 แสดงการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL7

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.00C	Date:	07-25-2006
Contract:		SN:	KLGCCONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename: ex9-1		Config:	Normal

SHORT- CIRCUIT REPORT

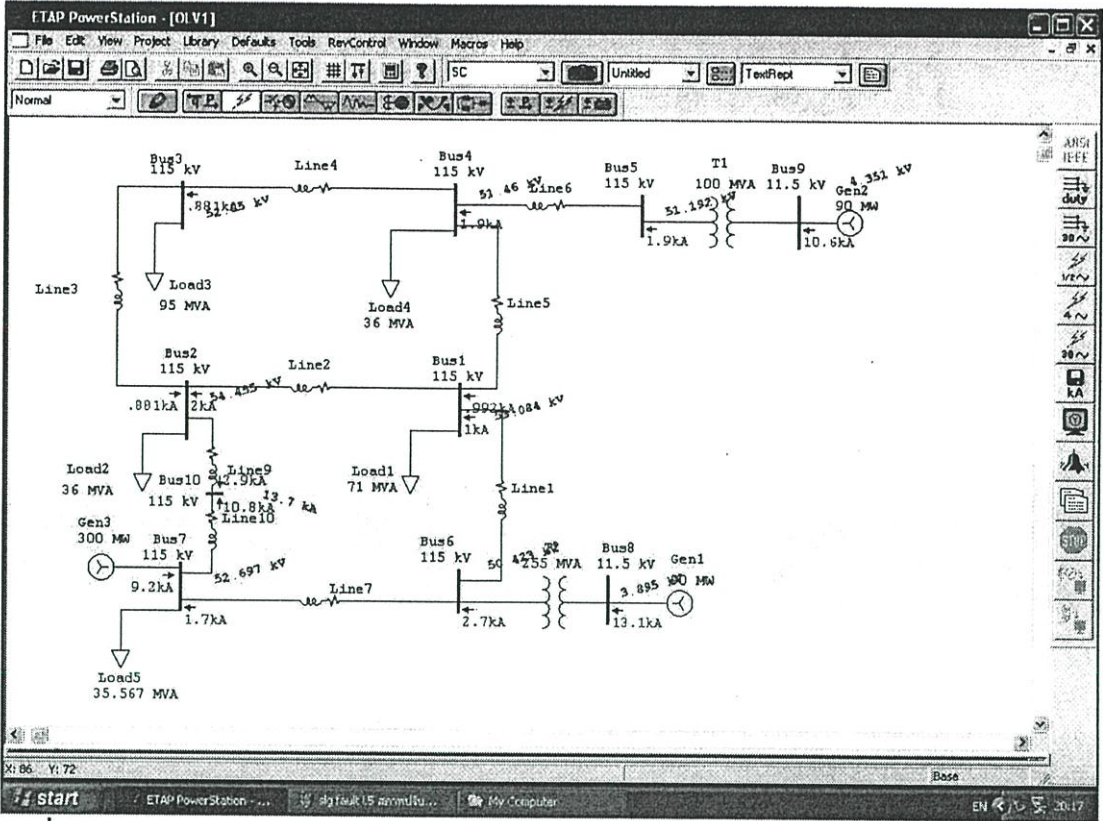
Fault at bus: Bus10

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V	IA	% Voltage at From Bus			IA Symmetrical		% Impedance on 100 MVA base			
		From Bus	Symmetrical	Va	Vb	Vc	Ia	Ib	X1	X1	Z0	X0
Bus10	Total	0.00	10.233	0.00	32.64	34.82	13.579	13.579	1.51E-001	4.90E+000	3.14E-001	3.27E+000
Bus4	Bus10	3.90	2.791	10.80	77.31	77.11	4.474	4.789	3.13E-001	1.20E+001	6.25E-001	6.42E+000
Bus7	Bus10	10.11	7.442	11.91	77.89	70.83	8.901	4.570	3.44E-001	4.74E+000	6.37E-001	6.44E+000

Indicates fault current contribution from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (I0) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ค.58 แสดงผลการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่งL7



รูปที่ ค.59 แสดงการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L8

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	07-25-2006
Contract:		SN:	KLGC CONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename: ex9-1	Study Case: SC	Config:	Normal

SHORT- CIRCUIT REPORT

Fault at bus: Bus10

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

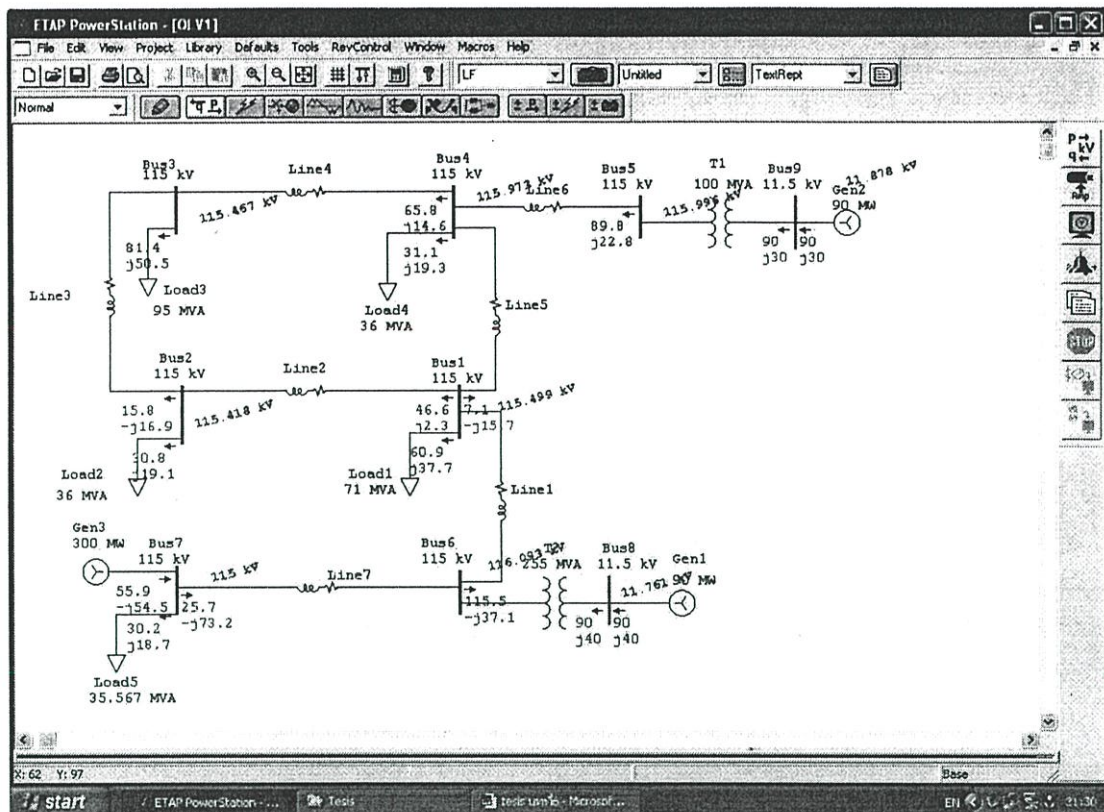
Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V	1A	% Voltage at From Bus		1A Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base				
		From Bus	Symm. rms	Va	Vb	Vc	Ia	IID	X1	X2	X0	X0
Bus10	Total	0.00	10.709	0.00	03.70	04.20	13.725	13.725	1.09E+01	4.72E+00	3.29E+01	1.41E+00
Bus1	Bus10	1.79	1199	1.37	02.03	04.20	1.000	3.211	4.13E+01	2.22E+01	1.52E+00	1.47E+01
Bus7	Bus10	1.78	0309	10.72	7937	00.03	10.037	10.115	1.32E+01	6.04E+00	3.91E+01	4.47E+00

Indicates fault current contribution from three-winding transformers
 * Indicates a zero / negative / fault sequence contribution (IID) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ค.60 แสดงผลการวิเคราะห์หาค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง เมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L8

ภาคผนวก ง.

การวิเคราะห์ทางวิศวกรรมโดยใช้โปรแกรม ETAP Power Station 4.0.0



รูปที่ ง.1 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: example8

ETAP PowerStation
4.0.0C
Study Case: LF

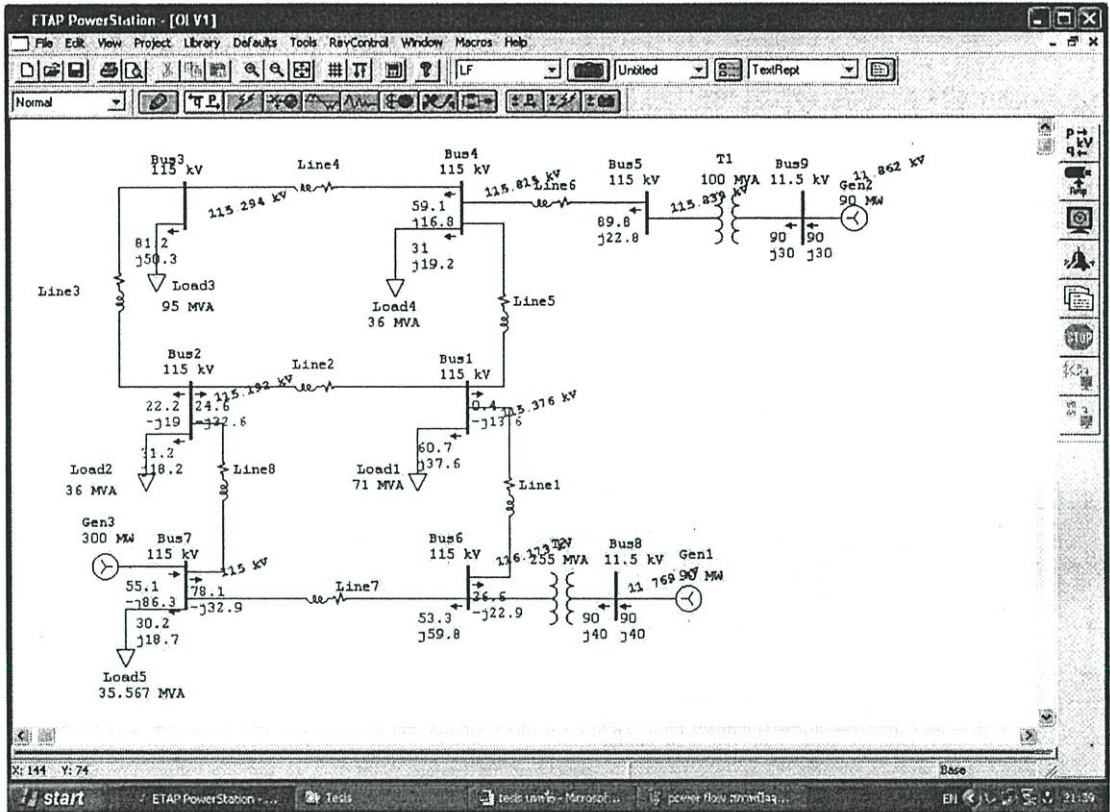
Page: 1
Date: 07-24-2006
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage (kV)	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow					XFMR	
		%Mag	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% PF	% Tap	
Bus1	115.000	100.434	-3.1	0	0	0	0	40.271	37.737	Bus4	-114.404	-24.330	201	97.82		
										Bus2	64.415	2.310	233	99.87		
										Bus4	7.114	-15.737	81	-41.19		
Bus2	115.000	100.343	-3.3	0	0	0	0	30.337	19.679	Bus1	-44.590	-2.182	233	99.89		
										Bus3	15.753	-14.097	115	-65.19		
										Bus2	-15.734	-8.454	92	81.23		
Bus3	115.000	100.404	-3.4	0	0	0	0	31.407	30.422	Bus4	-45.471	-40.795	201	94.94		
										Bus3	45.745	14.593	335	97.43		
Bus4	115.000	100.264	-3.2	0	0	0	0	31.120	19.384	Bus1	-7.101	15.020	81	-40.95		
										Bus5	-29.799	-49.409	210	87.49		
Bus5	115.000	100.264	-3.2	0	0	0	0	0	0	Bus4	29.799	22.032	441	94.92		
										Bus9	-29.799	-22.032	441	94.92		
Bus6	115.000	100.260	-0.3	0	0	0	0	0	0	Bus1	115.490	-57.145	403	-95.20		
										Bus7	-25.540	74.057	209	-33.43		
Bus7	115.000	100.000	0.0	55.925	-54.494	0	0	30.232	18.734	Bus5	-29.910	-34.909	403	92.11		
										Bus6	25.493	-73.230	209	-33.11		
Bus8	11.500	101.270	1.4	90.000	40.000	0	0	0	0	Bus4	90.000	40.000	4334	91.35		
Bus9	11.500	101.265	1.0	90.000	30.000	0	0	0	0	Bus5	90.000	30.000	4411	94.87		

* Indicates a voltage regulated bus (voltage control device using type machine connected to it)
Indicates a bus with a total motor load more than 0.1 MVA

รูปที่ ง.2 แสดงผลการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน



รูปที่ 3 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง

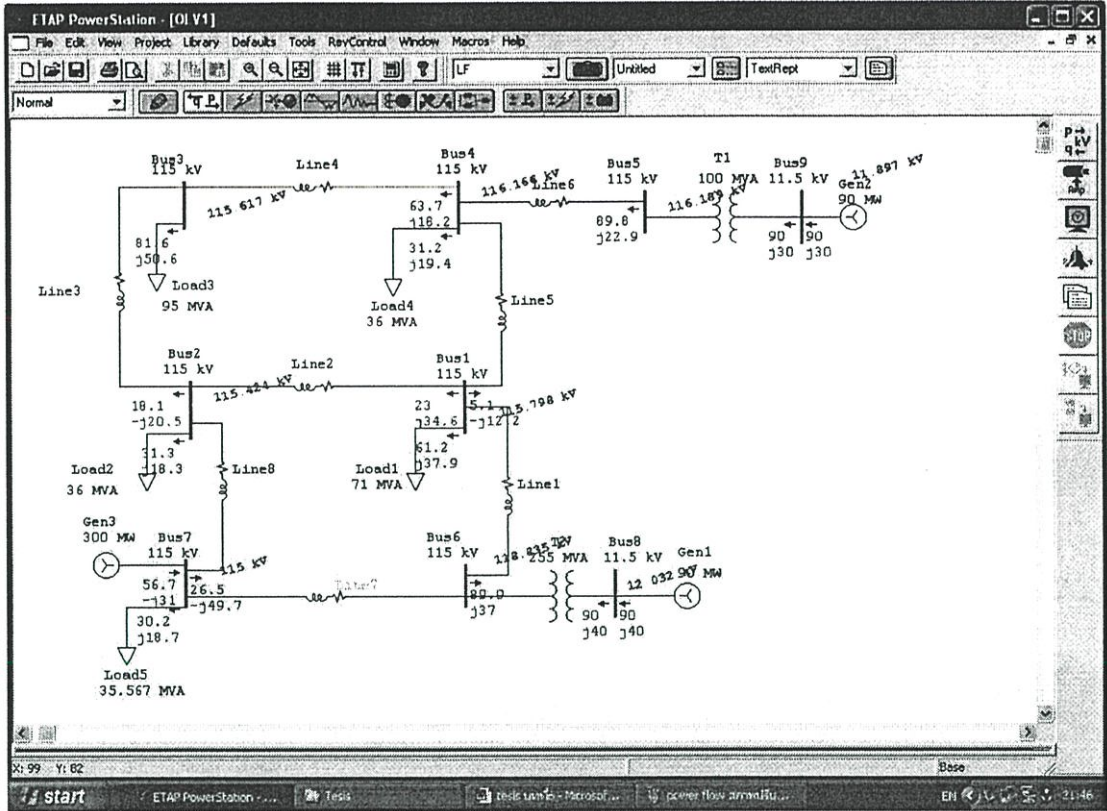
Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.00C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	example7	Study Case:	LF
		Config:	Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	kV	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		ID	Load Flow				XFMR	
		%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar		MW	Mvar	Amp	% PF	% Tap	
Bus1	115.000	100.327	-0.5	0	0	0	0	68.784	37.447	Bus4	-34.594	-43.534	304	44.27		
										Bus2	-24.584	19.438	154	-78.44		
										Bus4	0.352	-13.570	47	-2.59		
Bus2	115.000	100.147	-0.4	0	0	0	0	31.977	18.205	Bus4	34.409	-32.635	304	-10.21		
										Bus3	22.104	-19.014	144	-75.93		
Bus3	115.000	100.254	-0.9	0	0	0	0	21.144	10.381	Bus2	-22.133	-7.344	114	94.92		
										Bus4	-19.011	-42.917	345	80.85		
Bus4	115.000	100.709	-0.5	0	0	0	0	31.031	19.234	Bus3	19.092	14.751	304	94.21		
										Bus1	-0.344	13.622	47	-2.52		
Bus5	115.000	100.729	-0.5	0	0	0	0	0	0	Bus5	-89.783	-49.487	511	87.53		
										Bus4	89.789	21.633	441	94.92		
Bus6	115.000	101.020	0.3	0	0	0	0	0	0	Bus9	-89.789	-32.635	441	94.92		
										Bus1	34.401	-22.889	214	-24.76		
Bus7	115.000	100.000	0.0	55.137	-54.331	0	0	30.232	18.734	Bus7	53.337	59.823	380	44.54		
										Bus8	-19.938	-14.913	483	92.11		
Bus8	11.500	102.339	2.0	50.000	40.000	0	0	0	0	Bus4	-53.108	-72.194	450	-39.31		
										Bus2	78.825	-32.543	425	-22.17		
Bus9	11.500	103.170	3.7	50.000	30.000	0	0	0	0	Bus5	50.000	40.000	4231	91.36		
										Bus1	50.000	30.000	4417	94.87		

* Indicates a voltage as published bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
 # Indicates a bus with a load maximum value less than 0.1 MVA

รูปที่ 4 แสดงผลการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าสภาพการจ่ายไฟปรับปรุง



รูปที่ ๓.5 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L7 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: example7

ETAP PowerStation
4.0.0 C
Study Case: LF

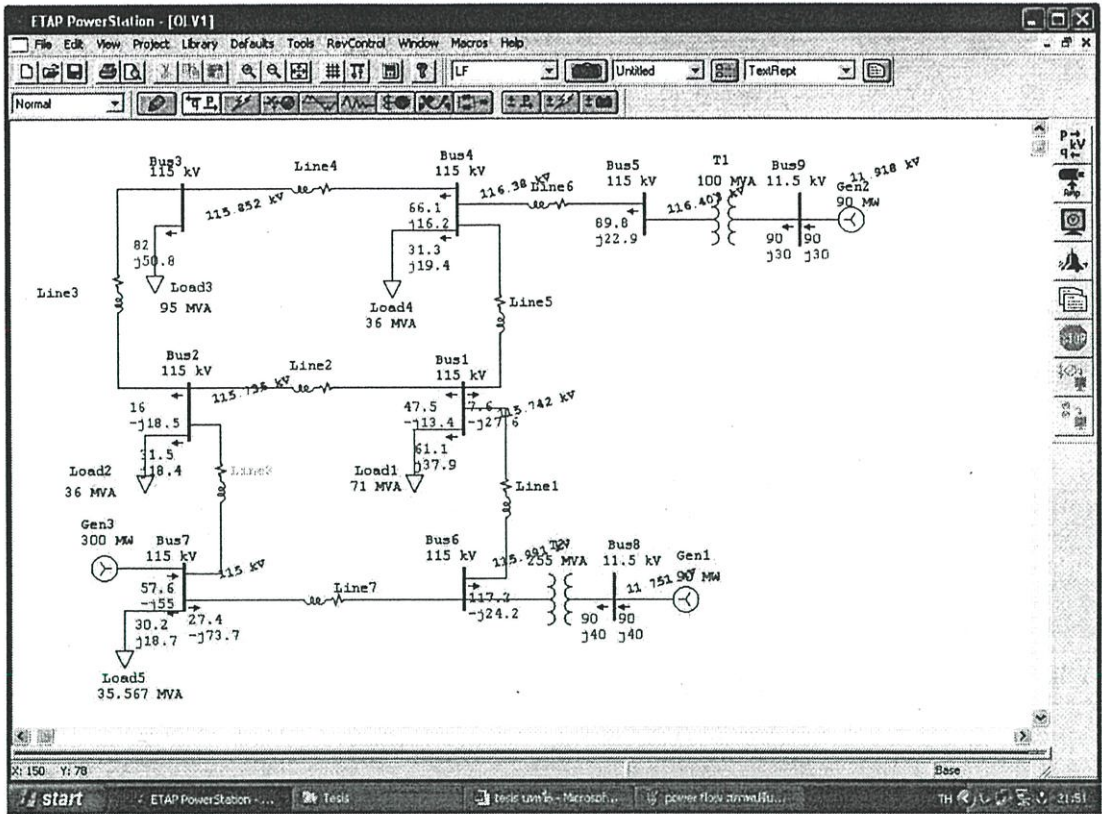
Page: 1
Date: 07-24-2006
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config.: Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow				XFMR		
	1V	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% PF	% Tap	
Bus1	115.000	100.65%	-0.1	0	0	0	0	0	0	31.189	37.922	Bus4	-89.217	-10.317	137	82.24
												Bus2	33.954	34.529	204	53.38
												Bus4	7.111	-12.184	43	-38.44
Bus2	115.000	100.54%	-0.2	0	0	0	0	0	0	31.223	18.276	Bus1	-22.920	+47.701	243	43.24
												Bus3	15.070	-20.470	134	-44.15
												Bus7	-24.443	49.924	252	-44.79
Bus3	115.000	100.53%	-0.4	0	0	0	0	0	0	31.418	18.383	Bus2	-10.047	-4.878	95	94.78
												Bus4	-43.572	-44.509	357	31.91
												Bus1	43.444	18.219	329	84.14
Bus4	115.000	101.01%	-0.2	0	0	0	0	0	0	31.224	19.571	Bus3	-5.103	12.343	45	-35.48
												Bus1	-89.787	-49.822	118	87.44
												Bus5	89.789	22.821	448	94.81
Bus5	115.000	101.03%	-0.2	0	0	0	0	0	0	0	0	Bus8	-89.790	-22.821	448	94.81
												Bus1	89.941	37.047	472	92.44
												Bus6	-89.941	-37.047	472	92.44
Bus7	115.000	100.000	0.0	14.734	-10.993	0	0	0	0	30.232	18.734	Bus2	24.504	-49.720	282	-47.82
												Bus4	90.000	40.000	4721	91.35
Bus9	11.500	104.437	3.4	90.000	40.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Bus8	11.500	103.449	4.0	90.000	30.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

* Indicates a voltage as published bus (voltage centre) and/or winding type matches connected to #
Indicates a bus with a load mismatch tolerance than 0.1 MVA

รูปที่ ๓.6 แสดงผลการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L7 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง



รูปที่ ๗.๗ แสดงการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L8 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง

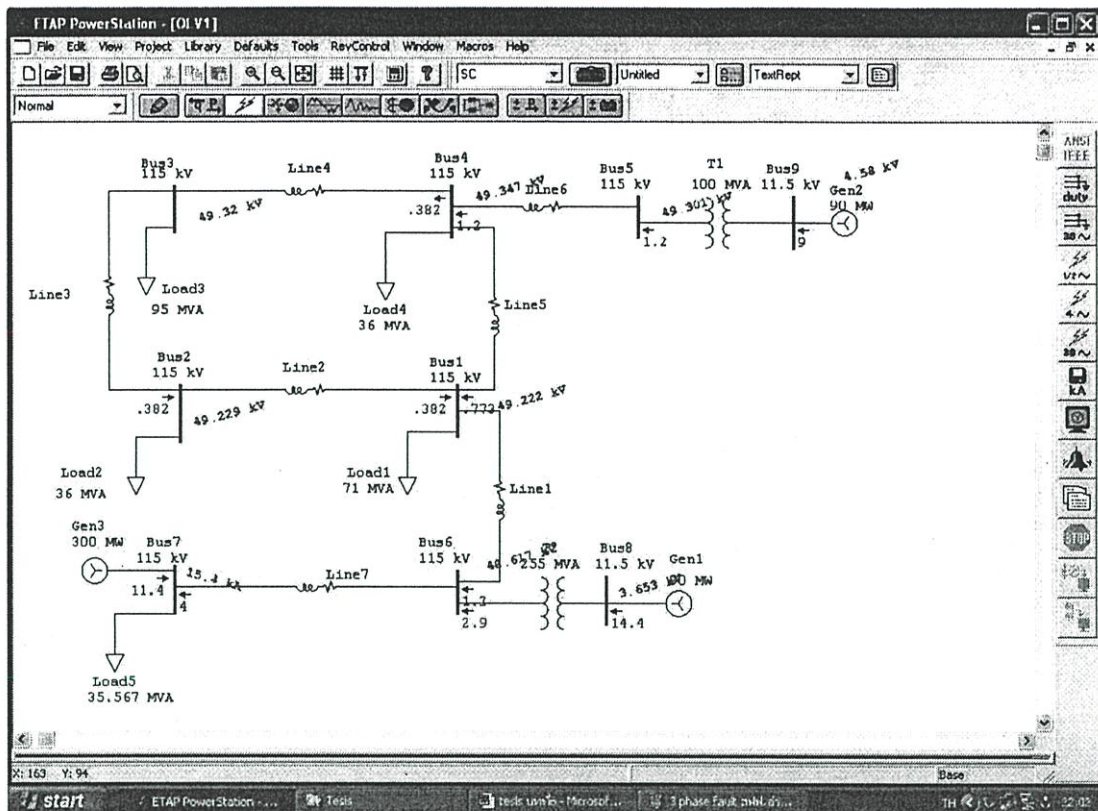
Project:	ETAPPowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0.C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCCONSULT
Engineer:	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename:	example7	Config:	Norm al

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow				XFMR	
	kV	%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Ang	% PF	% Tap
Bus1	115.000	100.44	-3.2	0	0	0	0	11.132	37.224	Bus6	-114.291	1.107	150	99.94	
										Bus2	47.530	-13.187	244	94.25	
										Bus4	7.429	-27.403	142	24.44	
Bus2	115.000	100.439	-3.4	0	0	0	0	11.492	10.377	Bus1	-47.504	0.158	354	100.00	
										Bus3	14.012	-10.533	122	45.37	
Bus3	115.000	100.741	-3.7	0	0	0	0	21.951	50.759	Bus2	-15.984	-51.73	50	99.05	
										Bus4	-15.957	-42.414	391	93.59	
Bus4	115.000	101.200	-3.3	0	0	0	0	11.339	19.422	Bus3	14.053	14.341	337	97.11	
										Bus1	-7.407	14.274	50	47.03	
										Bus2	-20.721	-49.957	709	97.39	
Bus5	115.000	101.320	-3.3	0	0	0	0	0	0	Bus4	20.791	21.250	459	94.50	
										Bus9	-20.791	-22.030	459	94.50	
Bus6	115.000	100.512	-0.3	0	0	0	0	0	0	Bus1	117.220	-24.171	395	97.94	
										Bus7	-27.282	41.073	332	49.79	
										Bus8	-20.935	-34.594	423	93.51	
Bus7	115.000	100.000	0.0	37.029	-11.057	0	0	10.333	10.716	Bus4	27.200	73.489	394	24.01	
Bus8	11.500	102.123	1.4	50.000	10.000	0	0	0	0	Bus1	50.000	10.000	4523	91.35	
Bus9	11.500	102.432	0.3	50.000	10.000	0	0	0	0	Bus1	50.000	10.000	4523	91.35	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controller or swing type machine connected to it)
 # Indicates a bus with a total motor load more than 0.1 MVA

รูปที่ ๗.๘ แสดงผลการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ที่สายส่ง L8 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง



รูปที่ ง.9 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้า เมื่อเกิดฟอลต์แบบไลน์เดี่ยว
 ลกราวด์ที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0 DC	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCCONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename:	example8	Config:	Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

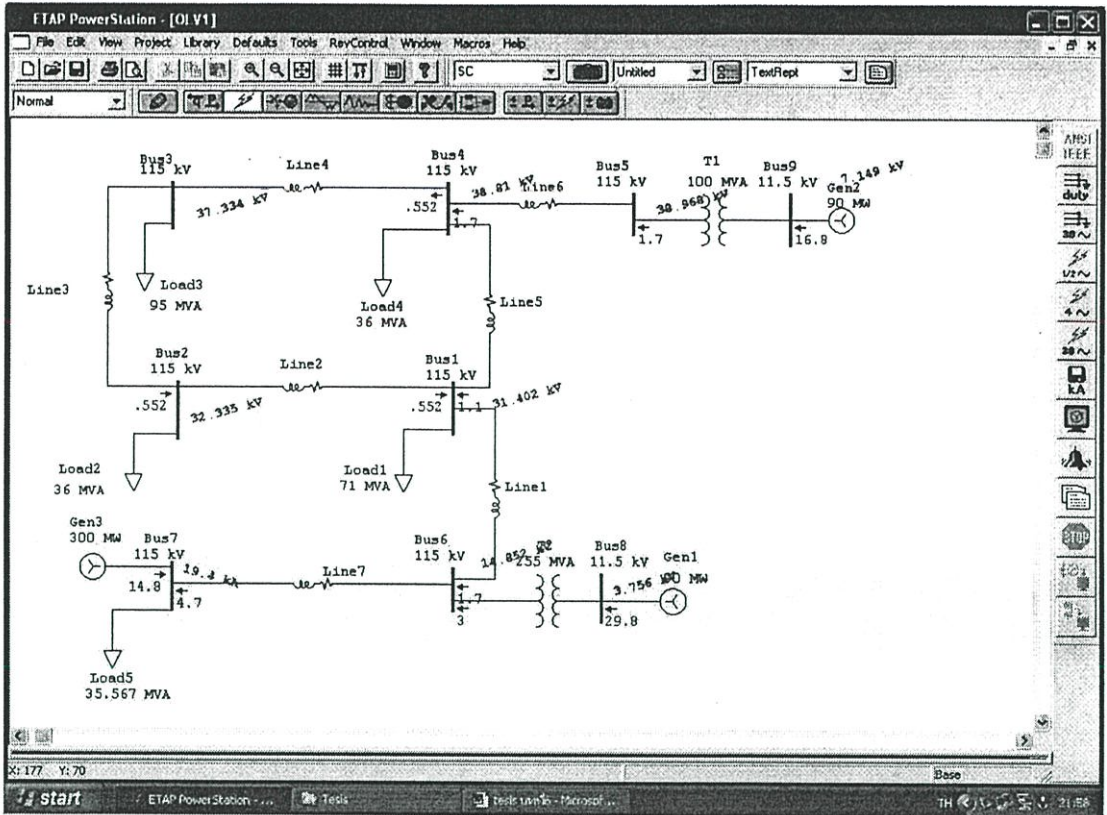
Fault at bus: Bus7

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Locking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V	I A Symm rms	% Voltage at From Bus		I A Symm rms		% Impedance on 100 MVA bus				
		From Bus	Symm rms	Va	Vb	Vc	Ia	Ib	X1	X0	Z0	X0
Bus7	Total	0.00	10.797	0.00	75.20	79.64	15.813	15.815	0.31E+02	4.45E+00	1.17E+01	3.55E+00
Bus6	Bus7	0.57	3.694	31.53	75.22	73.07	6.013	3.592	3.75E+01	1.42E+01	1.19E+00	9.27E+00
Gen3	Bus7	100.00	7.704	100.00	100.00	100.00	11.804	11.897	7.85E+02	4.52E+00	7.90E+02	3.30E+00

* Indicates fault current contribution from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (ZN) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ง.10 แสดงผลของกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยวลกราวด์ที่ สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน



รูปที่ ง.11 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟส ที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0 DC	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename: example8		Config.:	Normal

SHORT - CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: Bus7

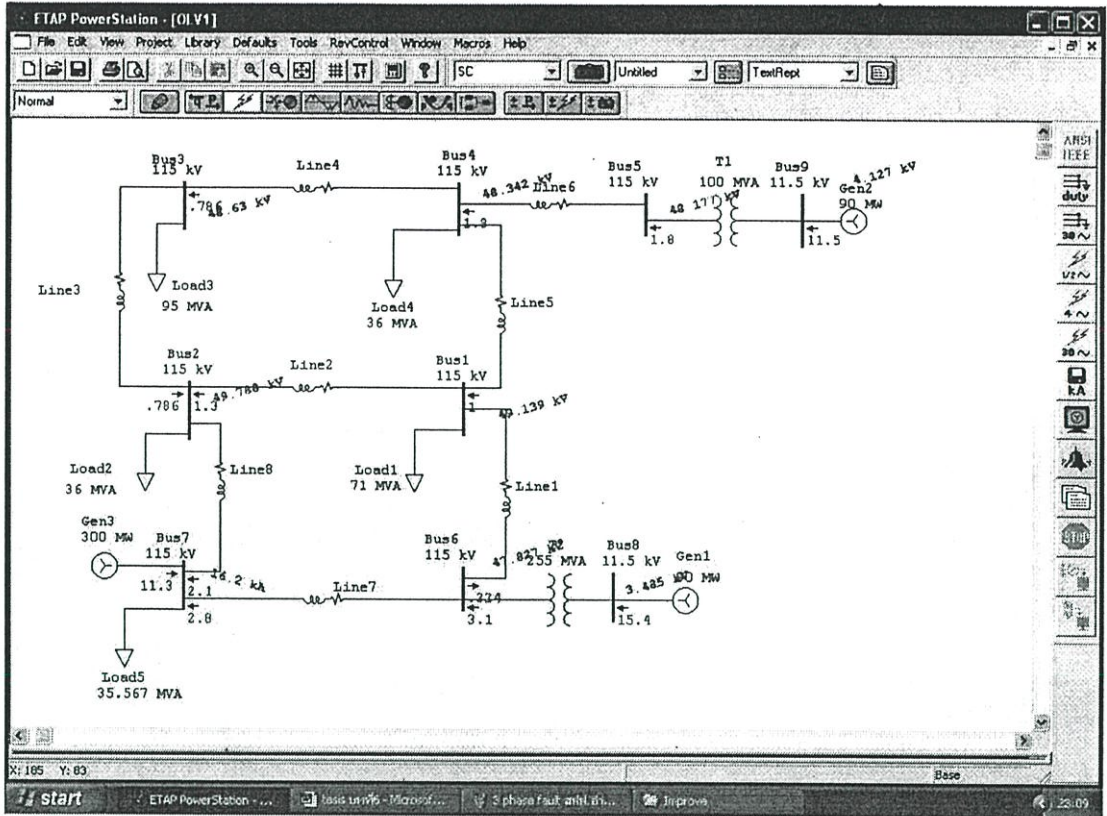
Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V	I A Real	I A Imaginary	I mag /Real	I A Symm. Magnitude	% V	I A Real	I A Imaginary	I mag /Real	I A Symm. Magnitude
Bus7	Total	0.00	0.540	-19414	34.0	19423	0.00	0.540	-19414	34.0	19423
Bus4	Bus7	11.51	0.232	-4.624	20.0	4.643	11.51	0.232	-4.624	20.0	4.643
Gen3	Bus7	100.00	0.307	-14.740	48.0	14.763	100.00	0.307	-14.740	48.0	14.763

MFAC D Ratio = 0.09

† Indicates a fault current contribution from a source within transmission
 * Indicates a fault current through a tie circuit breaker

รูปที่ ง.12 แสดงผลของกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟส ที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน



รูปที่ ง.13 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGC CONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	example7	Config:	Normal
	Study Case: SC		

SHORT- CIRCUIT REPORT

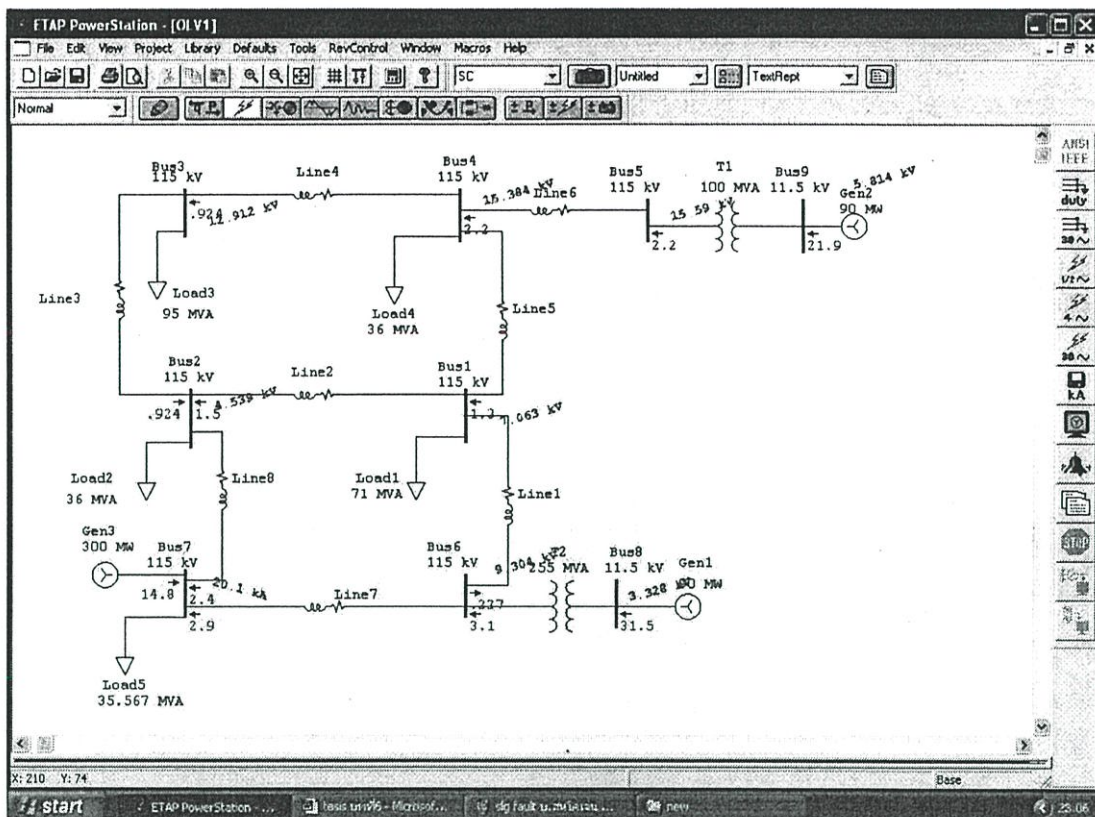
Fault at bus: Bus7

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"					
From Bus ID	Ie Bus ID	% V From Bus	Ik Dynm rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	Ia	Ib	Ic	% Impedance on 100 MVA base			
										R1	X1	R0	X0
Bus7	Total	0.00	11.118	0.00	74.42	77.10	14.239	14.239		4.49E-002	4.52E+000	1.14E-001	3.34E+000
Bus6	Bus7	4.90	1.799	30.11	72.03	71.72	2.791	3.369		5.81E-001	2.79E+001	1.14E+000	1.02E+001
Bus2	Bus7	2.44	1.415	7.34	78.59	75.29	2.124	2.641		6.39E-001	3.11E+001	2.14E+000	1.77E+001
Gen3	Bus7	100.00	7.704	100.00	100.00	100.00	11.327	10.294		7.03E-002	4.72E+000	7.03E-002	3.40E+000

Indicates fault current contribution from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ง.14 แสดงผลของกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ที่สถานีที่ไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง



รูปที่ ง.15 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบ 3 เฟส ที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0.C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGC CONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename:	example7	Config.:	Normal

SHORT - CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: Bus7

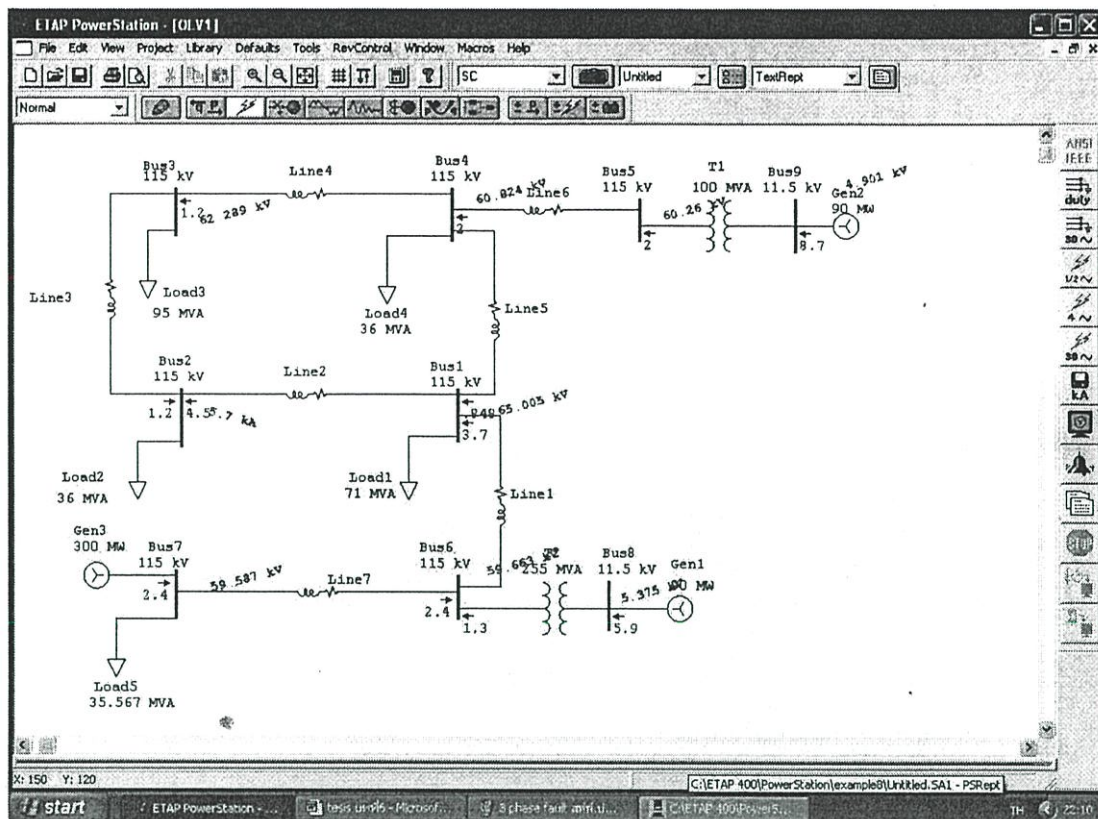
Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V	IA /Real	IA /Imaginary	IA /Magnitude	% V	IA /Real	IA /Imaginary	IA /Real	IA /Magnitude	
Bus7	Total	0.00	0.701	-20.095	40.1	20.101	0.00	0.701	-20.095	40.1	20.101
Bus6	Bus7	0.09	0.097	-2.919	30.1	2.921	0.09	0.097	-2.919	30.1	2.921
Bus2	Bus7	3.95	0.097	-2.614	25.0	2.612	3.95	0.097	-2.614	25.0	2.612
Gen3	Bus7	100.00	0.307	-14.740	45.0	14.743	100.00	0.307	-14.740	45.0	14.743

RACD Ratio = 0.00

† Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer
 * Indicates a fault current through a tie circuit breaker

รูปที่ ง.16 แสดงผลของกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟส ที่สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง



รูปที่ ง.17 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ที่สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: example8

ETAP PowerStation
4.0.0C
Study Case: SC

Page: 1
Date: 07-24-2006
SN: KLGCONSULT
Revision: Base
Config: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

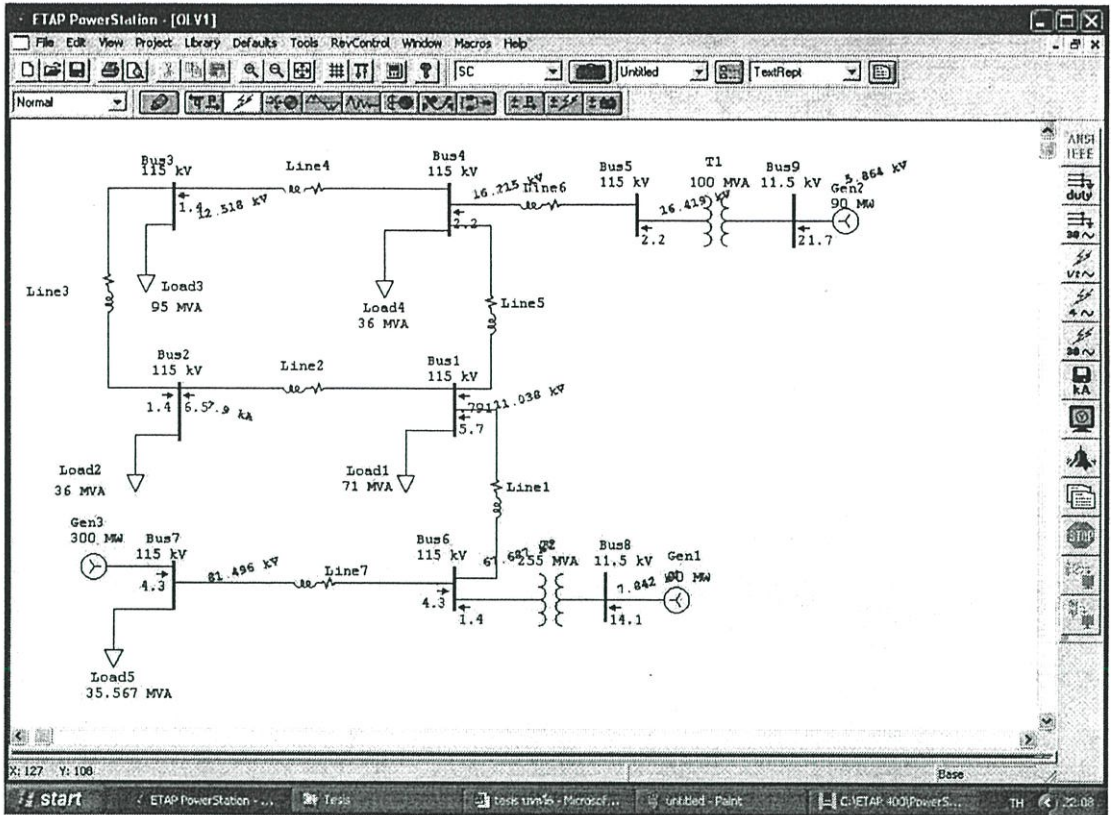
Fault at bus: Bus2

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Locking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V	IA	% Voltage at From Bus		IA	Symbol	% Impedance on 100 MVA base				
From Bus ID	To Bus ID	From Bus	Symbol, rms	Va	Vv	Vc	IA	JB	X1	X2	Z0	Z1
Bus2	Total	0.00	4011	0.00	102.43	104.94	4.734	4.734	4.12E+01	3.33E+00	1.60E+00	1.17E+01
Bus1	Bus2	7.37	4014	14.94	97.91	99.94	4.943	4.119	7.99E+01	9.92E+00	2.40E+00	1.59E+01
Bus3	Bus2	7.26	0.995	24.03	95.82	94.49	1.199	1.414	3.44E+00	5.92E+01	4.42E+00	4.03E+01

Indicates fault current contribution from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (IB) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ง.18 แสดงผลของกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ที่สถานีที่ไฟฟ้าบ่อวิน 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน



รูปที่ ง.19 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบ 3 เฟส ที่ สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.00C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLCCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	example8	Config:	Normal
	Study Case: SC		

SHORT - CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: Bus2

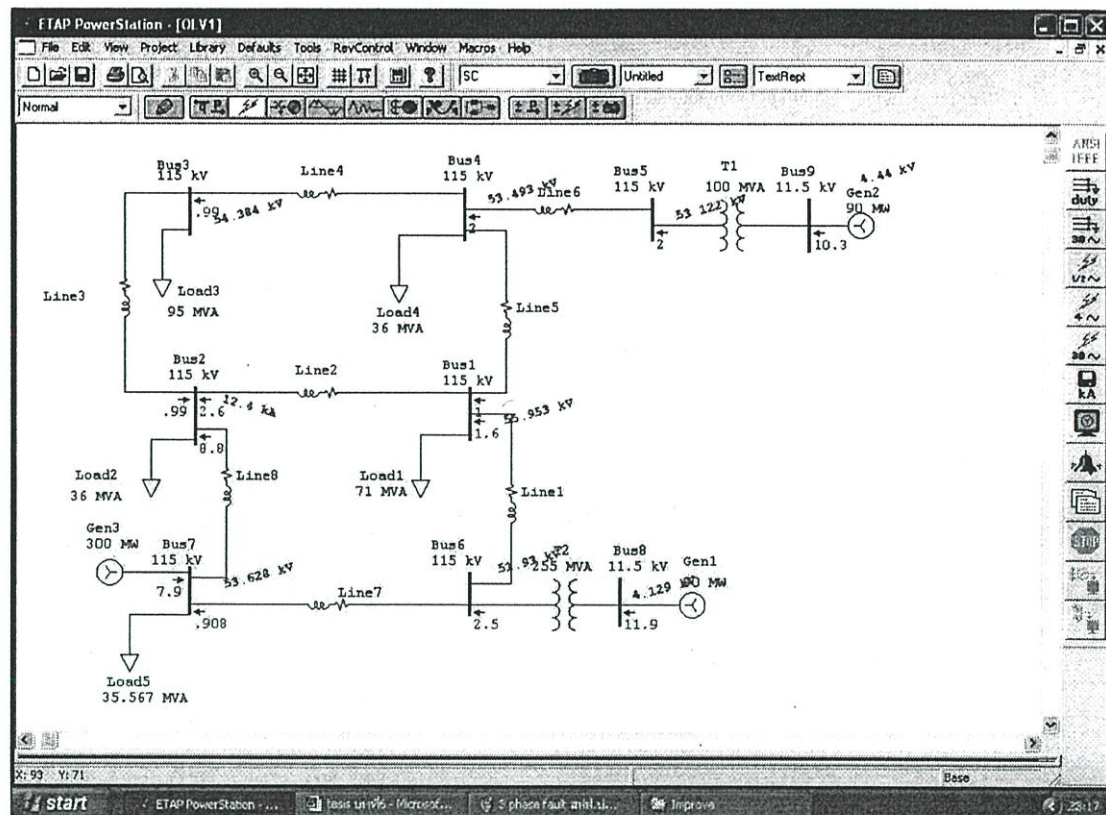
Nominal kV = 115,000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115,000 = 100.00 % of base kV

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	I A Real	I A Imaginary	I A Symm. /Real	% V From Bus	I A Real	I A Imaginary	I A Symm. /Real	I A Symm. Magnitude	
Bus2	Total	0.00	0.752	-7.573	10.5	7.944	0.00	0.752	-7.573	10.5	7.944
Bus1	Bus2	9.40	0.440	-4.899	9.9	4.533	9.40	0.440	-4.899	9.9	4.533
Bus3	Bus2	-10.08	0.092	-1.379	14.9	1.382	-10.08	0.092	-1.379	14.9	1.382

NAC ID Ratio = 0.73

- * Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer
- * Indicates a fault current through a tie circuit bus also

รูปที่ ง.20 แสดงผลของกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบ 3 เฟสที่ สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน



รูปที่ 2.1 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยววงกราวด์ที่สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 2 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0 DC	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename:	example7	Config.:	Normal

SHORT - CIRCUIT REPORT

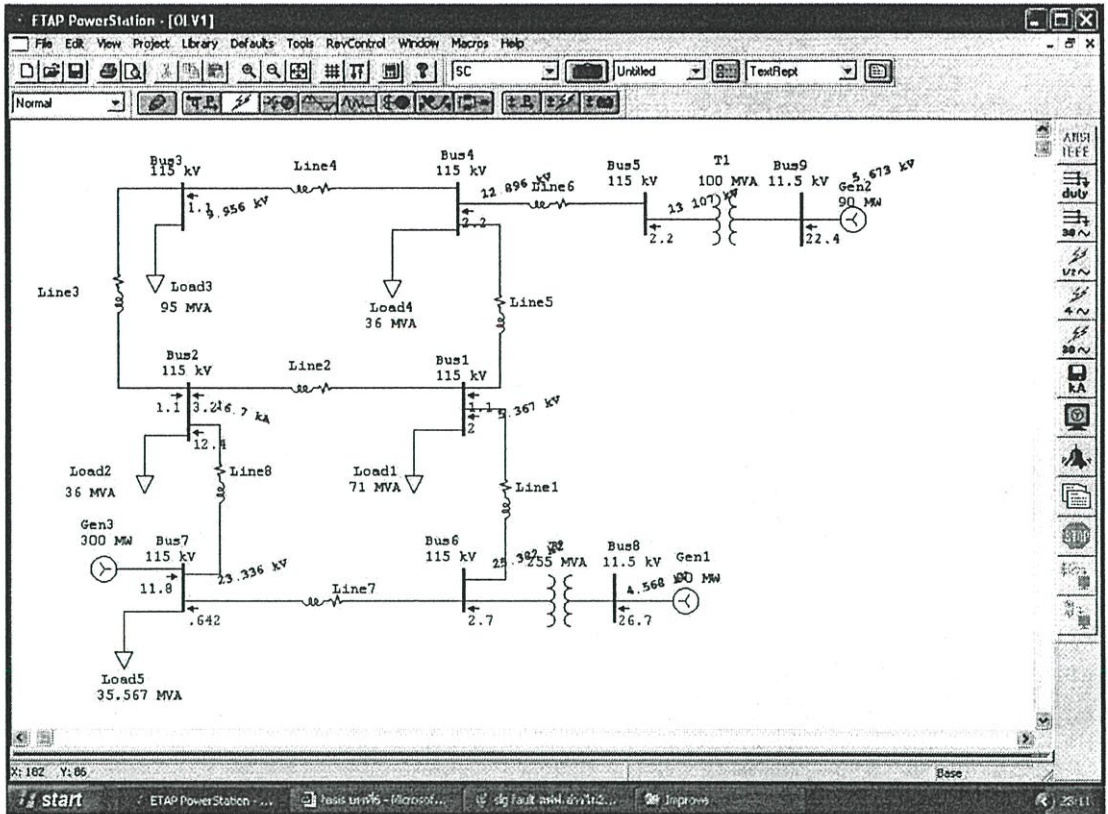
Fault at bus: Bus2

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"					
From Bus ID	To Bus ID	% V	I A	% Voltage at From Bus	Va	Vb	Vc	Ia	Ib	Ic	Z1	Z2	Z0
Bus2	Total	0.00	10.014	0.00	07.44	59.41	123.65	123.65	1.44E+01	4.99E+00	4.72E+01	4.17E+00	0.00
Bus1	Bus2	2.94	2.014	9.79	04.27	04.97	2.590	2.949	7.13E+01	2.49E+01	2.32E+00	1.73E+01	0.00
Bus3	Bus2	5.21	0.737	19.13	31.91	33.43	0.990	1.250	1.55E+00	4.31E+01	4.54E+00	4.13E+01	0.00
Bus7	Bus2	11.94	7.314	39.44	00.77	31.31	0.770	0.147	1.99E+01	4.54E+00	4.73E+01	4.33E+00	0.00

Indicates fault current contribution from three-winding transformer
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (Z0) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ 2.2 แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยววงกราวด์ที่สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 2 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง



รูปที่ ง.23 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบ 3 เฟสที่ สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 2 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCCONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename:	example7	Config.:	Normal

SHORT - CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: Bus2

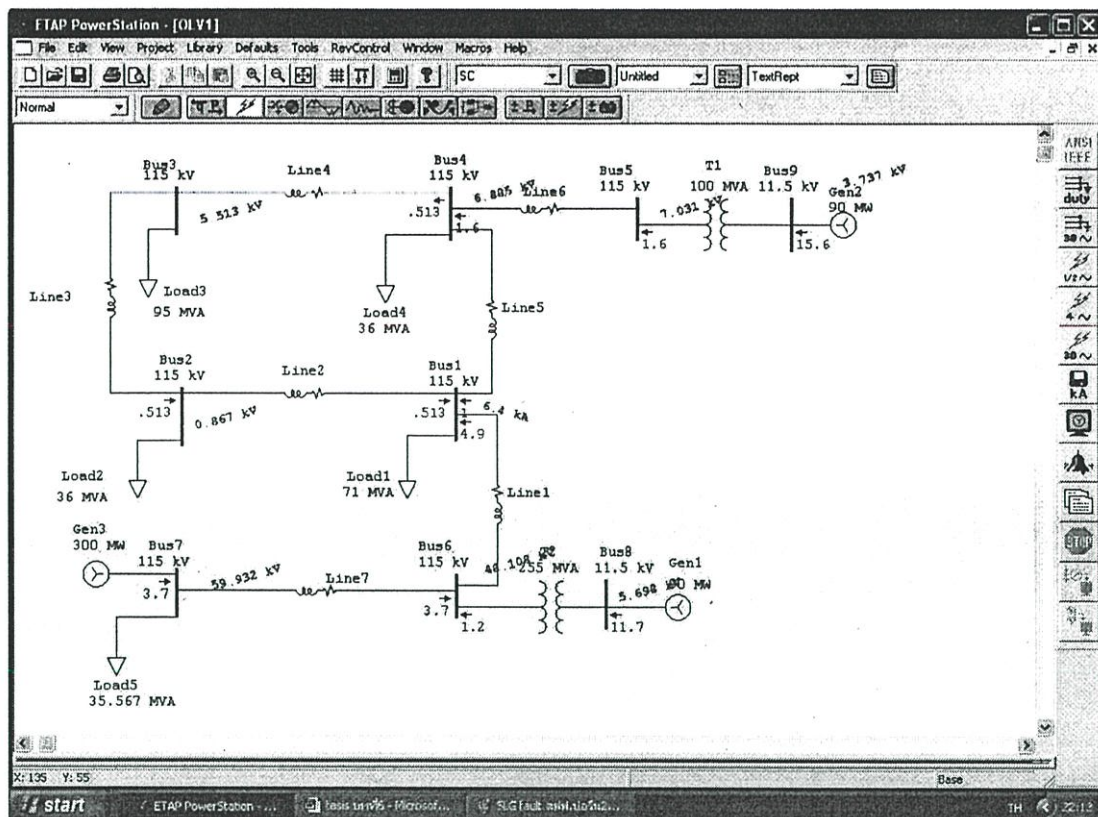
Nom malkV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V	IA	IA	Imag	IA Symm	% V	IA	IA	Imag	IA Symm
		From Bus	Real	Imaginary	(/kA)	Magnitude	From Bus	Real	Imaginary	(/kA)	Magnitude
Bus2	Total	0.00	0.001	-14.423	20.3	14.707	0.00	0.001	-14.423	20.3	14.707
Bus1	Bus2	4.47	0.144	-3.173	21.2	3.174	4.47	0.144	-3.173	21.2	3.174
Bus1	Bus2	3.44	0.044	-1.093	24.1	1.099	3.44	0.044	-1.093	24.1	1.099
Bus7	Bus2	20.29	0.210	-12.417	20.4	12.432	20.29	0.210	-12.417	20.4	12.432

NACD Ratio = 0.00

! Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.
 * Indicates a fault current through a tie circuit breaker.

รูปที่ ง.24 แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบ 3 เฟส ที่สถานีไฟฟ้า บ่อวิน 2 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง



รูปที่ 2.25 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์แบบไลน์เดี่ยว
ลกราวด์ที่สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.00	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename:	example8	Config:	Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: Bus1

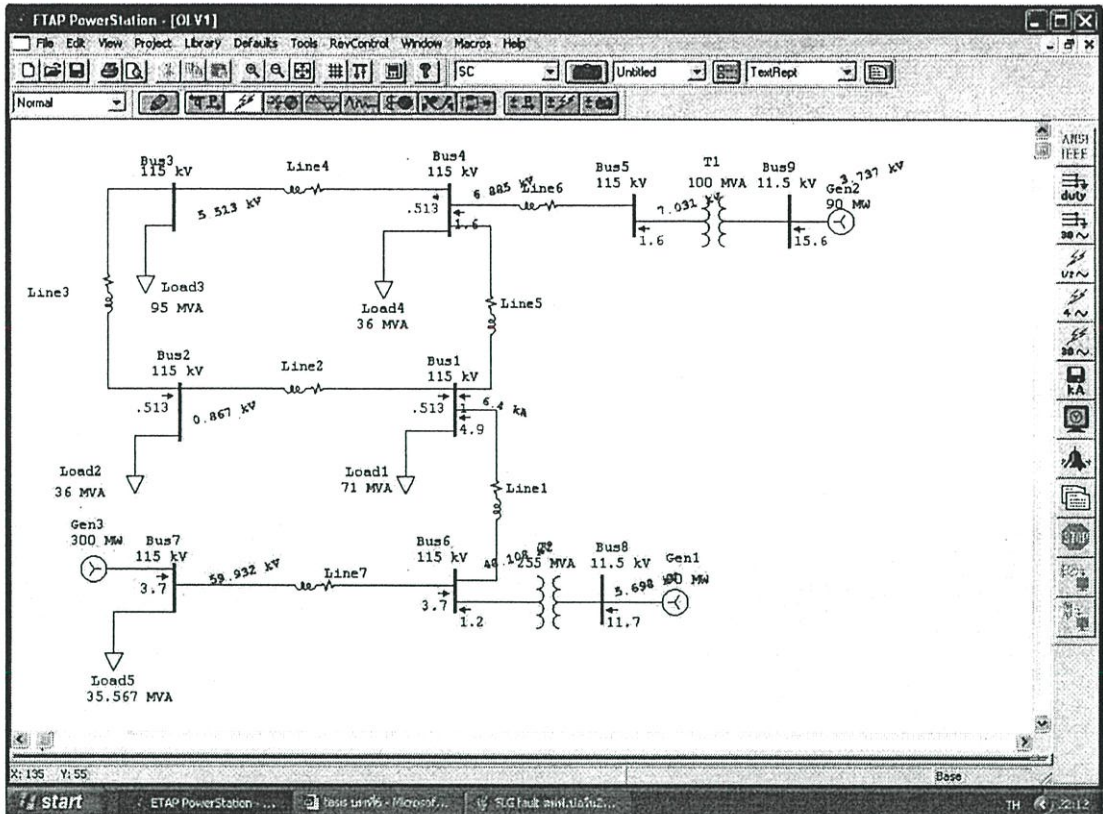
Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution	From Bus ID	To Bus ID	1/2 Cycle					1.5 to 4 cycle						
			% V	I A	I A	Mag.	I A Symm.	% V	I A	I A	Mag.	I A Symm.		
			From Bus	Real	Imaginary	Real	Imaginary	Magnitude	From Bus	Real	Imaginary	Real	Imaginary	Magnitude
Bus1	Total		0.00	0.761	-0.021	11.0	0.154		0.00	0.761	-0.021	11.0	0.154	
Bus6	Bus1		54.6	0.697	-0.318	91	1.314		54.6	0.697	-0.318	91	1.314	
Bus2	Bus1		1.11	0.026	-0.257	27.2	0.257		1.11	0.026	-0.257	27.2	0.257	
Bus4	Bus1		0.24	0.054	-1.544	27.4	1.547		0.24	0.054	-1.544	27.4	1.547	

MFAC D Ratio = 0.73

* Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer
* Indicates a fault current through a bus circuit breaker

รูปที่ 2.26 แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์แบบไลน์เดี่ยวลกราวด์
ที่สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน



รูปที่ 27 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบ 3 เฟส ที่สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.00C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	example8	Config.:	Normal
	Study Case: SC		

SHORT - CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: Bus1

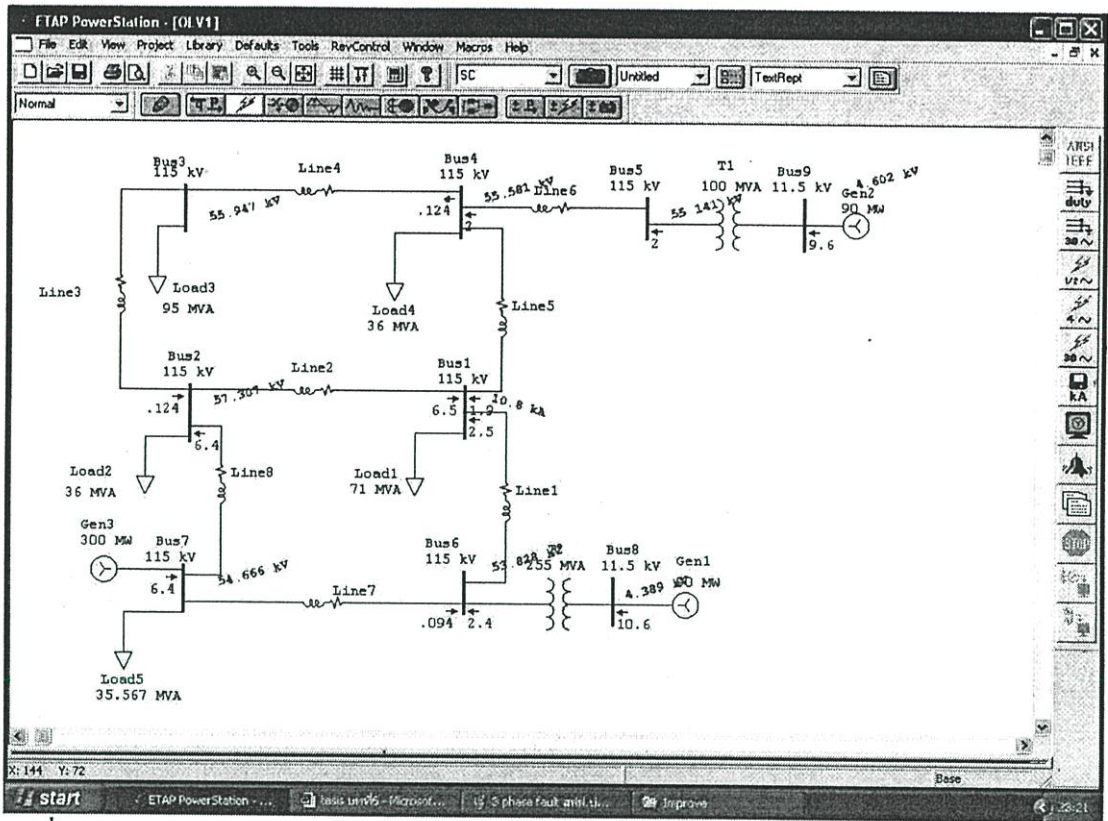
Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	I A Real	I A Imaginary	I A Symm. /Real	% V From Bus	I A Real	I A Imaginary	I A Symm. /Real	I A Magnitude	
Bus1	Total	0.00	0.731	-0.021	11.0	0.00	0.731	-0.021	11.0	0.731	
Bus4	Bus1	14.8	0.097	-0.310	91	14.8	0.097	-0.310	91	0.314	
Bus2	Bus1	1.11	0.020	-0.757	27.2	1.11	0.020	-0.757	27.2	0.757	
Bus4	Bus1	0.04	0.004	-1.544	27.4	0.04	0.004	-1.544	27.4	1.547	

MAE D Latio = 0.73

* Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer
 * Indicates a fault current through a tap circuit breaker

รูปที่ 28 แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบ 3 เฟส ที่สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน



รูปที่ ๓.๒๙ แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์แบบไลน์เดี่ยว
ลงกราวด์ที่สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGC CONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	example7	Config:	Normal
	Study Case: SC		

SHORT-CIRCUIT REPORT

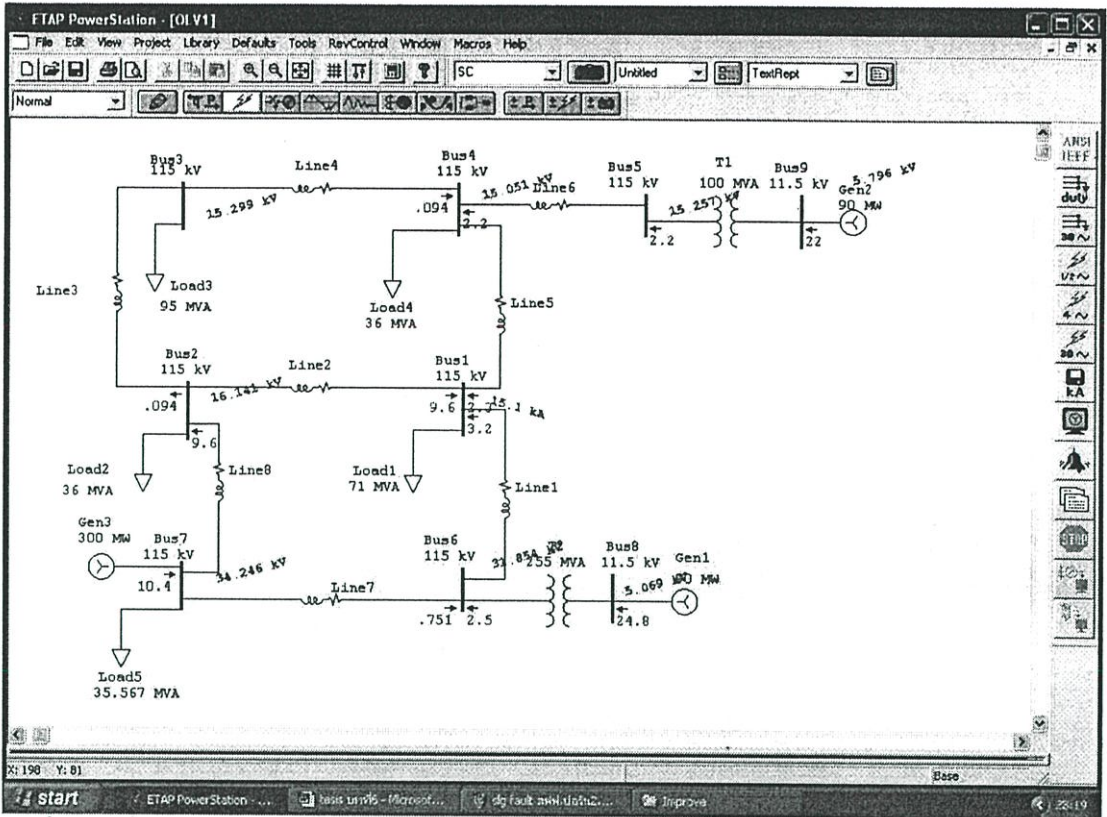
Fault at bus: Bus1

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Loading into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V	I A Symm rms	% Voltage at From Bus Va	Va	I A Symm rms Ia	SD	% Impedance on 100 MVA base			
								R1	X1	R0	X0
Bus1	Total	0.00	9478	0.00	91.87	91.47	10.204	1.93E+01	5.10E+00	4.22E+01	5.12E+00
Bus4	Bus1	17.37	2.827	43.59	51.87	51.24	2.474	9.33E-01	2.42E+01	2.45E+00	2.07E+01
Bus2	Bus1	8.71	1.925	21.23	54.31	53.40	4.478	1.14E-01	3.44E+00	1.10E+00	9.30E+00
Bus4	Bus1	8.48	1.919	27.49	53.71	54.79	1.574	1.04E+00	3.20E+01	2.88E+00	2.44E+01

Indicates fault current contribution from those winding transformer
 * Indicates zero sequence fault current contribution (SD) from grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ๓.๓๐ แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์
ที่สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง



รูปที่ ง.31 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟส ที่สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.00C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename: example7		Config:	Normal

SHORT - CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: Bus1

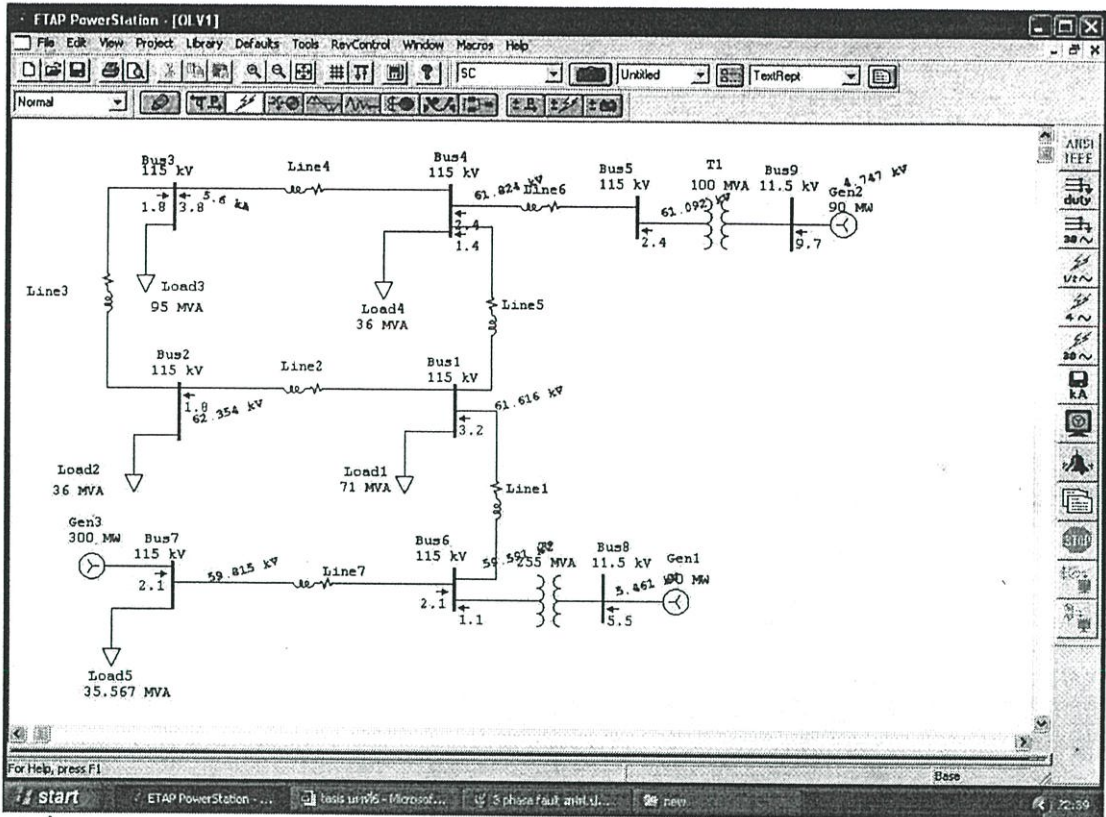
Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V	I A Real	I A Imaginary	I A Magnitude	% V	I A Real	I A Imaginary	I A Magnitude		
Bus1	Total	0.00	0.000	-1.049	171	15.071	0.00	0.000	-1.049	171	15.071
Bus4	Bus1	27.70	0.194	-3.234	14.5	3.232	27.70	0.194	-3.234	14.5	3.232
Bus2	Bus1	14.04	0.171	-9.531	14.4	9.533	14.04	0.171	-9.531	14.4	9.533
Bus6	Bus1	13.09	0.111	-2.200	20.5	2.200	13.09	0.111	-2.200	20.5	2.200

NACD Ratio = 0.00

† Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer
 * Indicates a fault current through a circuit breaker

รูปที่ ง.32 แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟสที่สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง



รูปที่ ง.33 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยว
 ลงกราวด์ที่สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0 DC	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename: example8	Study Case: SC	Config:	Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

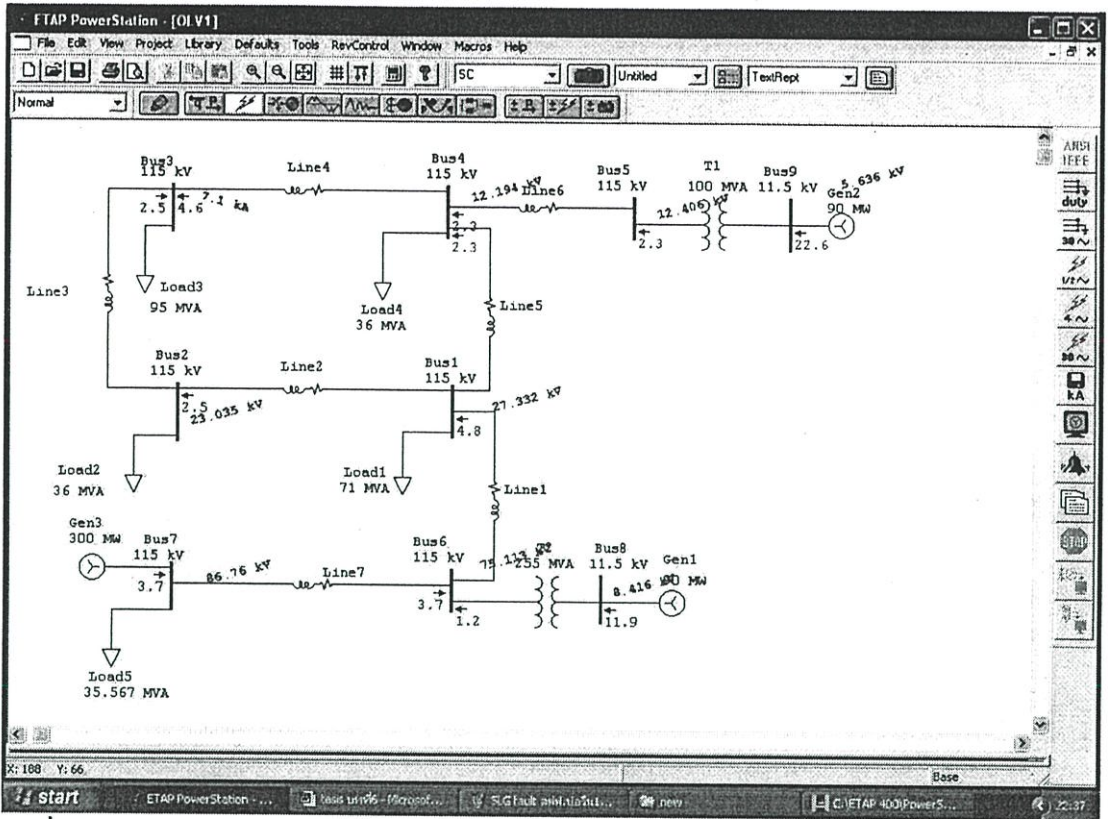
Fault at bus: Bus3

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"					
From Bus ID	I+ Bus ID	% V	IA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	IA Symm. rms Ia	IB	IC	% Impedance on 100 MVA base			
										X1	X2	X0	Z0
Bus3	Total	0.00	5479	0.00	99.21	100.00	1.594	1.594		7.03E+01	9.13E+000	1.19E+000	1.04E+001
Bus2	Bus3	14.01	3833	25.01	99.91	94.45	1.200	1.391		2.07E+000	2.44E+001	1.50E+000	4.52E+001
Bus4	Bus3	0.02	3444	20.35	99.12	92.44	3.005	4.304		1.04E+000	1.47E+001	1.30E+000	1.33E+001

Indicates fault current contribution from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (Z0) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ง.34 แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์
 ที่สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน



รูปที่ 3.35 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟส ที่สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.DC	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGC CONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename: example8		Config:	Normal

SHORT - CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: Bus3

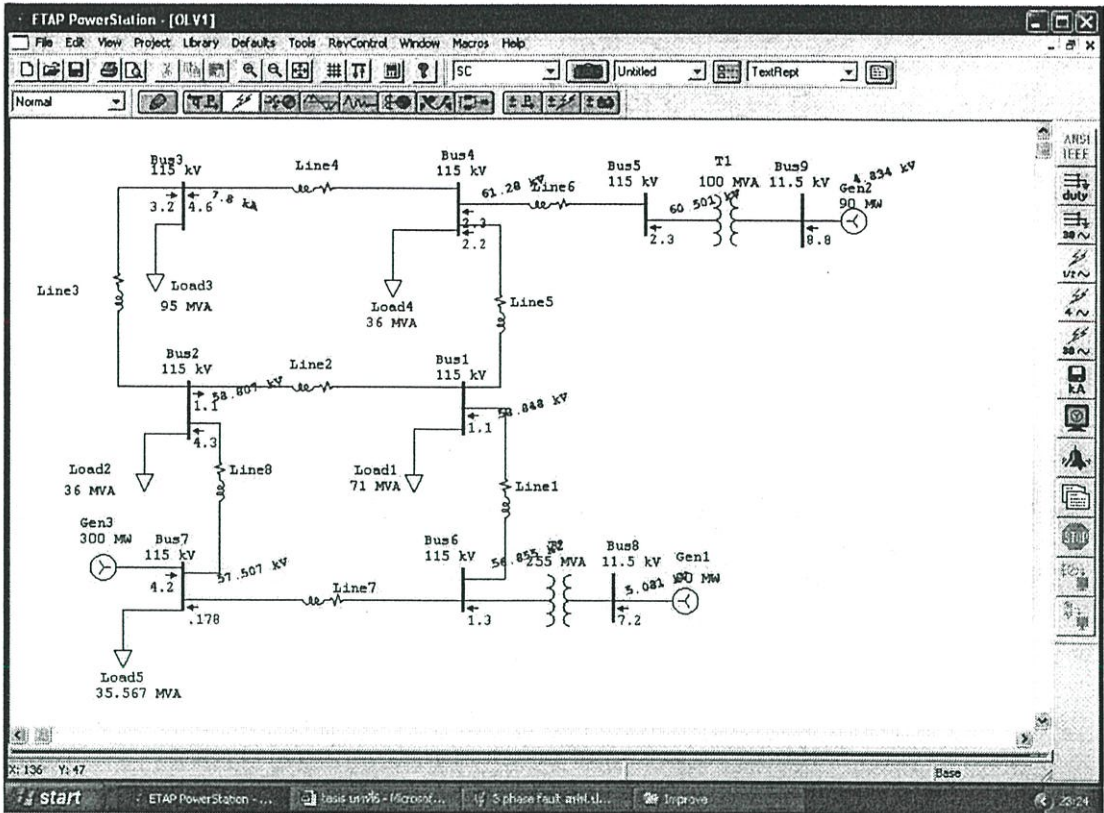
Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of base kV

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V	IA Real	IA Imaginary	IA Symm	% V	IA Real	IA Imaginary	IA Symm		
Bus3	Total	0.00	0.677	-7.01S	10.4	7100	0.00	0.677	-7.01S	10.4	7100
Bus2	Bus3	20.03	0.287	-2.527	3.0	2.543	20.03	0.287	-2.527	3.0	2.543
Bus4	Bus3	10.40	0.308	-4.541	11.7	4.55S	10.40	0.308	-4.541	11.7	4.55S

NAEC Ratio = 0.10

* Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer
 * Indicates a fault current through a transformer tap

รูปที่ 3.36 แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟสที่สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 2 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน



รูปที่ ง.37 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ที่สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 2 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	example7	Config:	Normal

SHORT- CIRCUIT REPORT

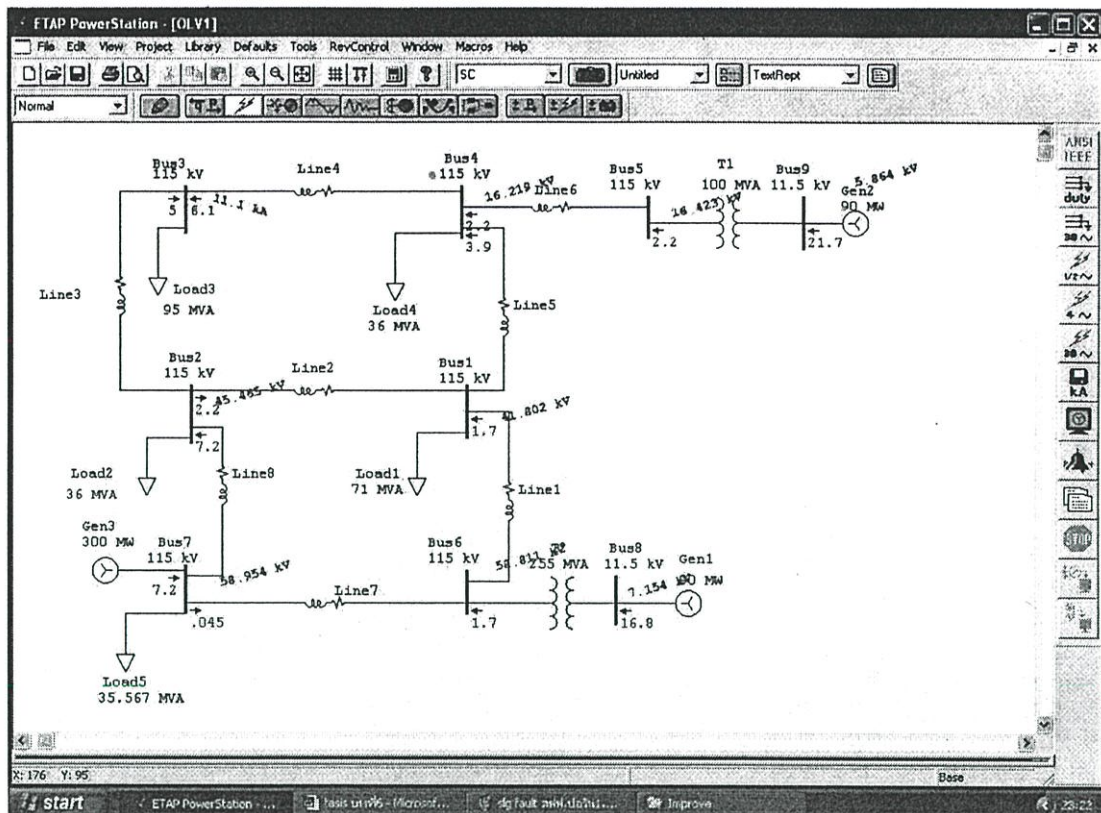
Fault at bus: Bus3

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	I A Symm rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	Ia I0	Ib	Ic	X0	X2	
Bus3	Total	99.9	7.744	99.9	100.13	101.03	7.203	7.203	3.73E+01	4.47E+00	9.23E+01	3.24E+00
Bus2	Bus3	37.46	3.313	49.83	68.57	89.43	3.224	1.484	6.91E+01	1.43E+01	3.51E+00	1.44E+01
Bus4	Bus3	9.24	4.230	24.27	92.36	92.59	4.577	5.200	4.34E+01	1.19E+01	1.33E+00	1.34E+01

Indicates fault current contribution from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (I0) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ง.38 แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์ที่สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 2 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง



รูปที่ 3.39 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบ 3 เฟส ที่ สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 2 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0.C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGC CONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	example7	Config.:	Normal
	Study Case: SC		

SHORT - CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: Bus3

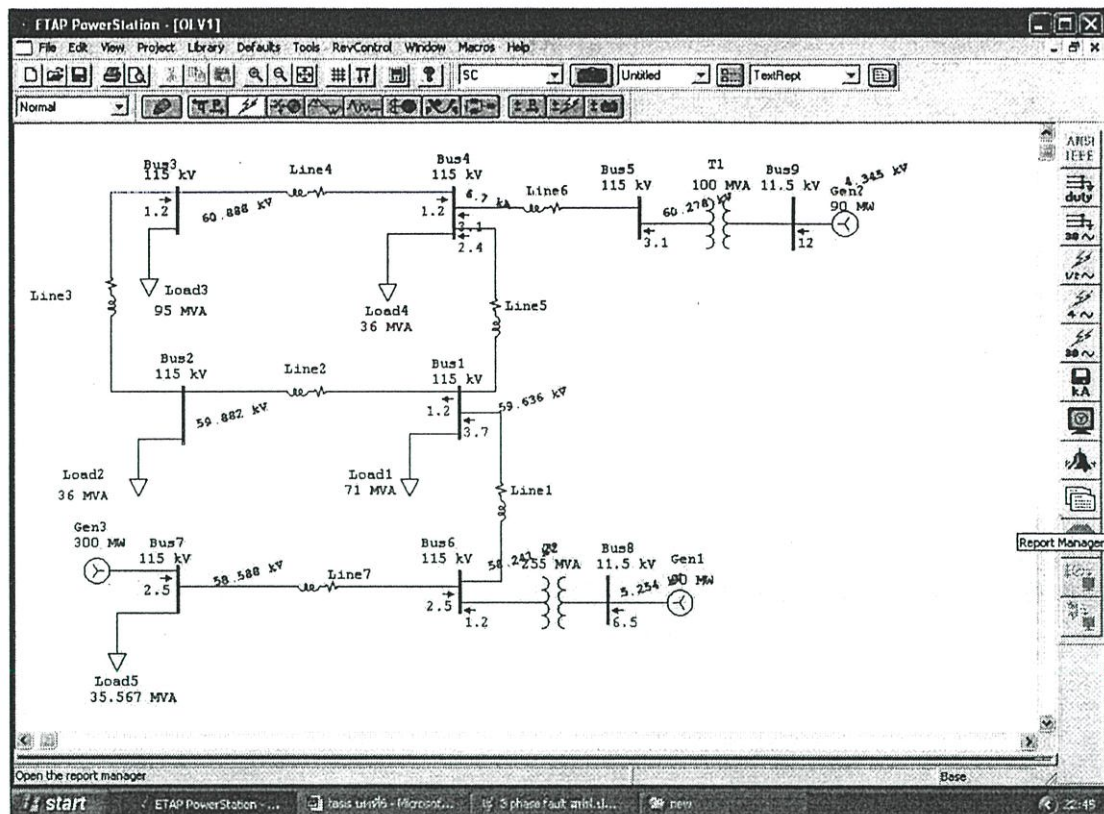
Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V	IA /Real	IA /Imaginary	IA Symm /Real	IA Symm /Imaginary	% V	IA /Real	IA /Imaginary	IA Symm /Real	IA Symm /Imaginary
Bus3	Total	0.00	0.910	-11.043	12.1	11.021	0.00	0.910	-11.043	12.1	11.021
Bus3	Bus3	39.53	0.449	-4.999	11.1	5.019	39.53	0.449	-4.999	11.1	5.019
Bus4	Bus3	14.10	0.442	-4.045	13.1	5.042	14.10	0.442	-4.045	13.1	5.042

WAFD Ratio = 0.15

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.
 * Indicates a fault current through a bus with a fault.

รูปที่ 3.40 แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบ 3 เฟส ที่สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 2 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง



รูปที่ ง.41 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยว วงกราวด์ที่สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	example8	Config.:	Normal
	Study Case: SC		

SHORT-CIRCUIT REPORT

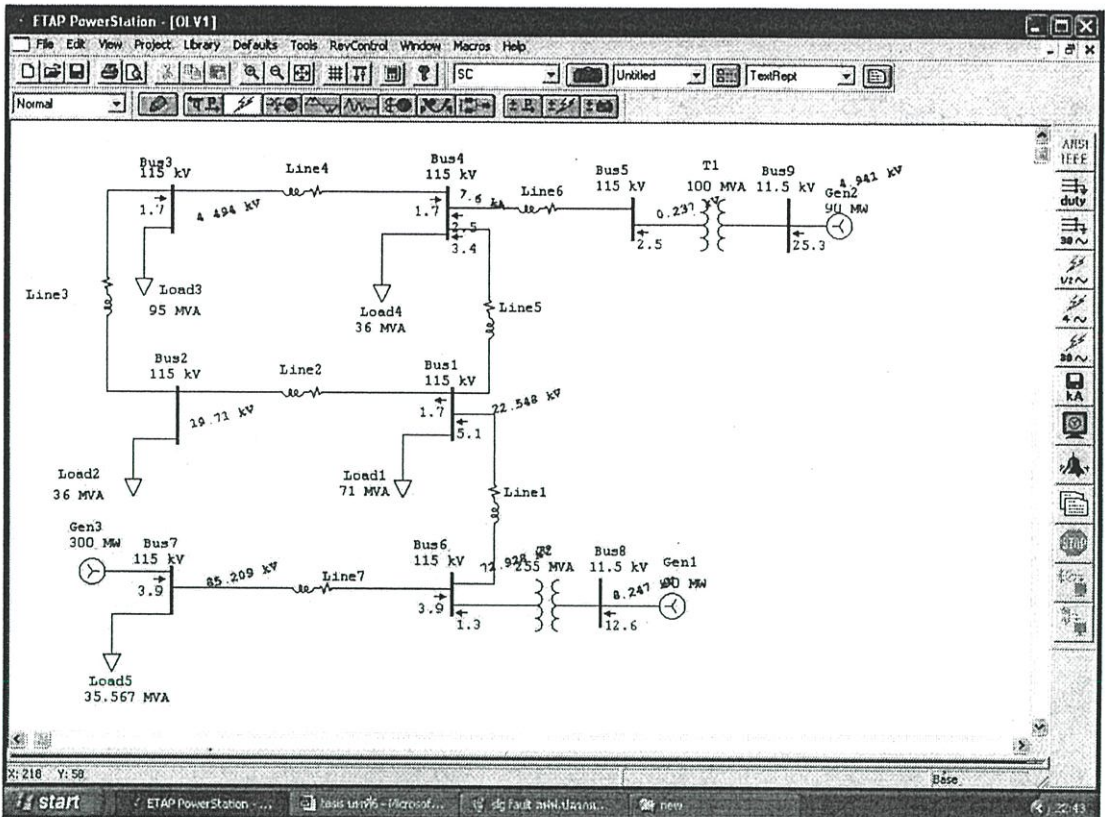
Fault at bus: Bus4

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"					
From Bus ID	To Bus ID	% V	IA Symm. rms	% Voltage at From Bus		IA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base					
From Bus ID	To Bus ID	From Bus	To Bus	Va	Vb	Vc	Ia	Ib	Ic	X1	X2	X0	X0
Bus4	Total	0.00	5743	0.00	91.17	91.11	4.712	4.712	4.37E+001	3.83E+000	5.47E+001	7.13E+000	
Bus3	Bus4	3.14	1312	4.35	91.71	91.21	1.011	0.508	3.55E+000	3.70E+001	1.47E+001	3.09E+001	
Bus1	Bus4	15.75	2741	22.17	90.82	90.86	2.440	1.050	1.72E+000	1.81E+001	7.45E+000	4.34E+001	
Bus5	Bus4	0.14	1459	3.53	90.79	90.49	3.047	3.049	4.92E+001	3.02E+001	4.11E+001	9.50E+000	

Indicates fault current contribution from three-winding transformers
 * Indicates positive sequence fault current contribution (3D) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ง.42 แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยว วงกราวด์ที่สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน



รูปที่ ง.43 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบ 3 เฟส ที่สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	example8	Config:	Normal
	Study Case: SC		

SHORT - CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: Bus4

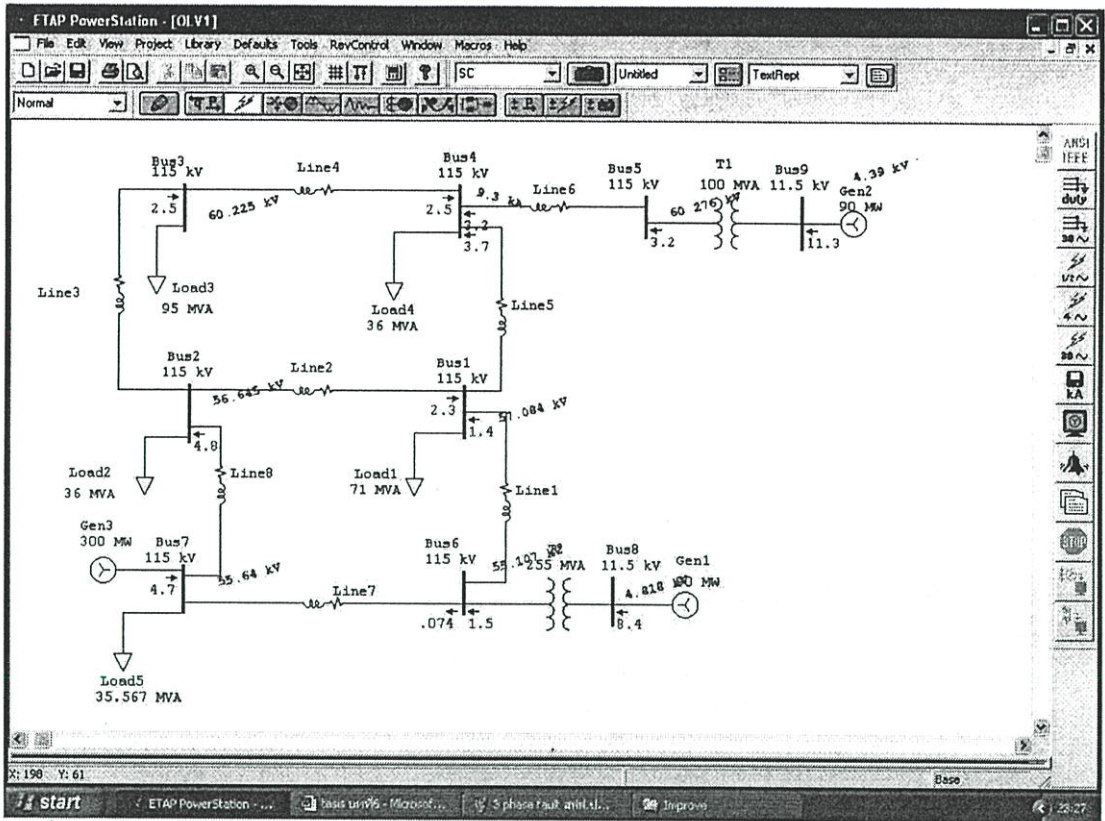
Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V	I A Real	I A Imaginary	I A Magnitude	% V	I A Real	I A Imaginary	I A Magnitude		
Bus4	Total	0.00	0.472	-7.400	11.3	7.429	0.00	0.472	-7.400	11.3	7.429
Bus1	Bus4	3.91	0.201	-1.445	0.3	1.620	3.91	0.201	-1.445	0.3	1.620
Bus1	Bus4	19.41	0.409	-3.407	0.3	3.431	19.41	0.409	-3.407	0.3	3.431
Bus1	Bus4	0.21	0.042	-0.325	0.04	0.334	0.21	0.042	-0.325	0.04	0.334

NACD E_{th} = 0.47

Indicates a fault current contribution from a source within the bus area
 * Indicates a fault current through the circuit breaker

รูปที่ ง.44 แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบ 3 เฟส ที่สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน



รูปที่ ง.45 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยว
 ลงกราวด์ที่สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 1 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0 DC	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename:	example7	Config:	Normal

SHORT- CIRCUIT REPORT

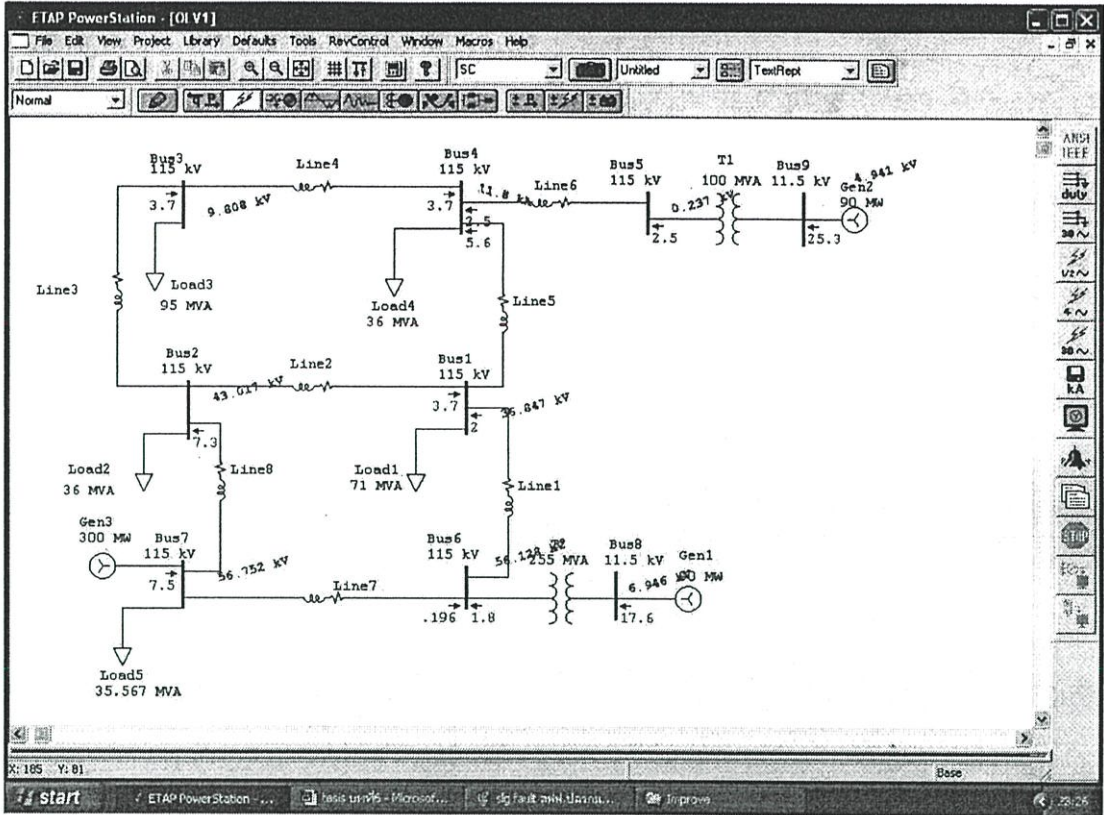
Fault at bus: Bus1

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	Ie Bus ID	% V	I A Symm. max	% Voltage at From Bus VA	Vc	I A Symm. max Ia	Ie ID	% Impedance on 100 MVA base				
								X1	X2	X0	X0	
Bus1	Total	0.00	9474	0.00	92.07	92.47	10204	10204	1.93E-001	1.30E+000	4.22E-001	1.32E+000
Bus6	Bus1	1737	1827	43.04	21.87	21.24	1454	2.734	9.33E-001	2.42E+001	1.42E+000	1.67E+001
Bus2	Bus1	5.71	5928	21.23	24.31	23.16	1478	5.224	1.14E-001	6.40E+000	1.15E+000	9.28E+000
Bus4	Bus1	3.63	1.719	17.69	23.71	24.79	1.274	2.244	1.04E+000	1.30E+001	1.20E+000	2.34E+001

Indicates fault current contribution from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (Ie) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ง.46 แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์
 ที่สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 1 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง



รูปที่ ง.47 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบ 3 เฟส ที่สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 1 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0.C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCCONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename: example7		Config:	Normal

SHORT - CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: Bus4

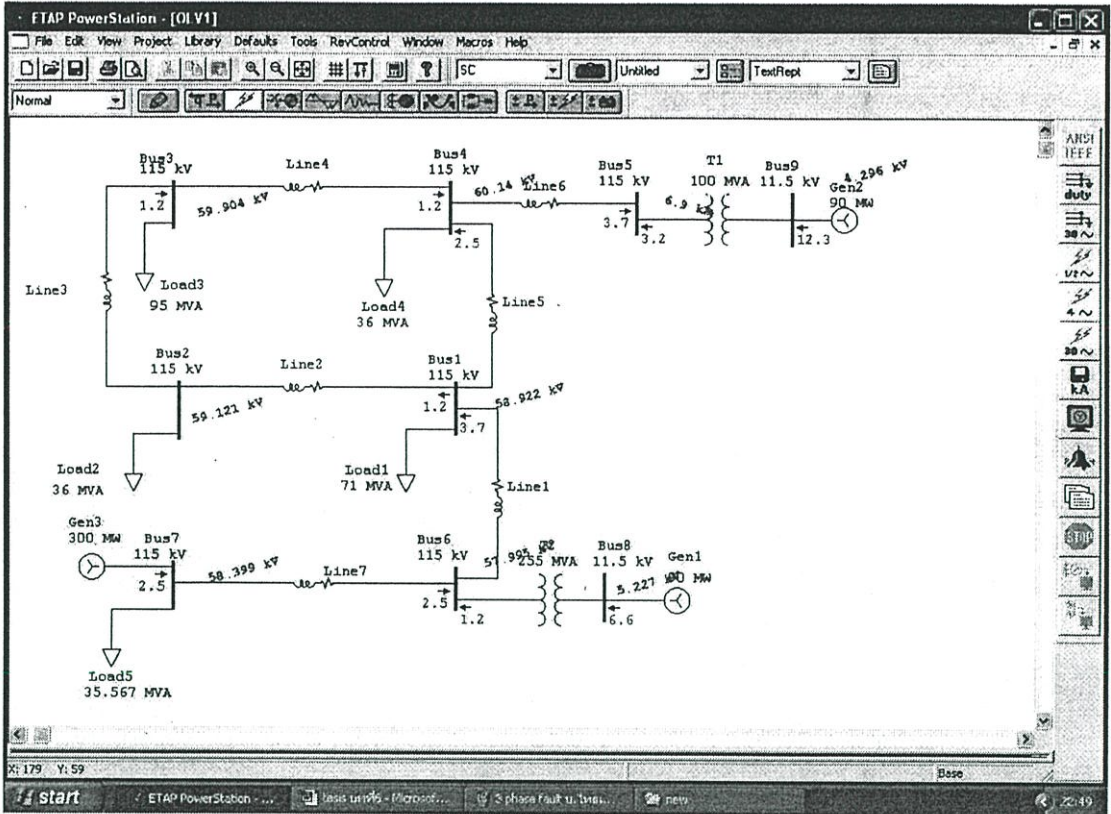
Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V	I A	I A Imaginary	I A Synchron. Magnetize	% V	I A	I A Imaginary	I A Synchron. Magnetize		
Bus4	Total	0.00	0.000	-11.762	13.3	11.790	0.00	0.000	-11.762	13.3	11.790
Bus3	Bus4	0.53	0.324	-3.451	11.2	3.444	0.53	0.324	-3.451	11.2	3.444
Bus1	Bus4	32.04	0.497	-5.505	11.2	5.407	32.04	0.497	-5.505	11.2	5.407
Bus5	Bus4	0.21	0.042	-3.525	10.4	3.524	0.21	0.042	-3.525	10.4	3.524

MACD Limit = 0.15

† Indicates a fault current contribution from a bus with a winding through fault
 * Indicates a fault current through a bus circuit breaker

รูปที่ ง.48 แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบ 3 เฟสที่สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 1 สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง



รูปที่ ง.49 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยว
 ลกราวด์ที่บ.ไทยเนชั่นเพาเวอร์ สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0 DC	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename: example8	Study Case: SC	Config:	Normal

SHORT- CIRCUIT REPORT

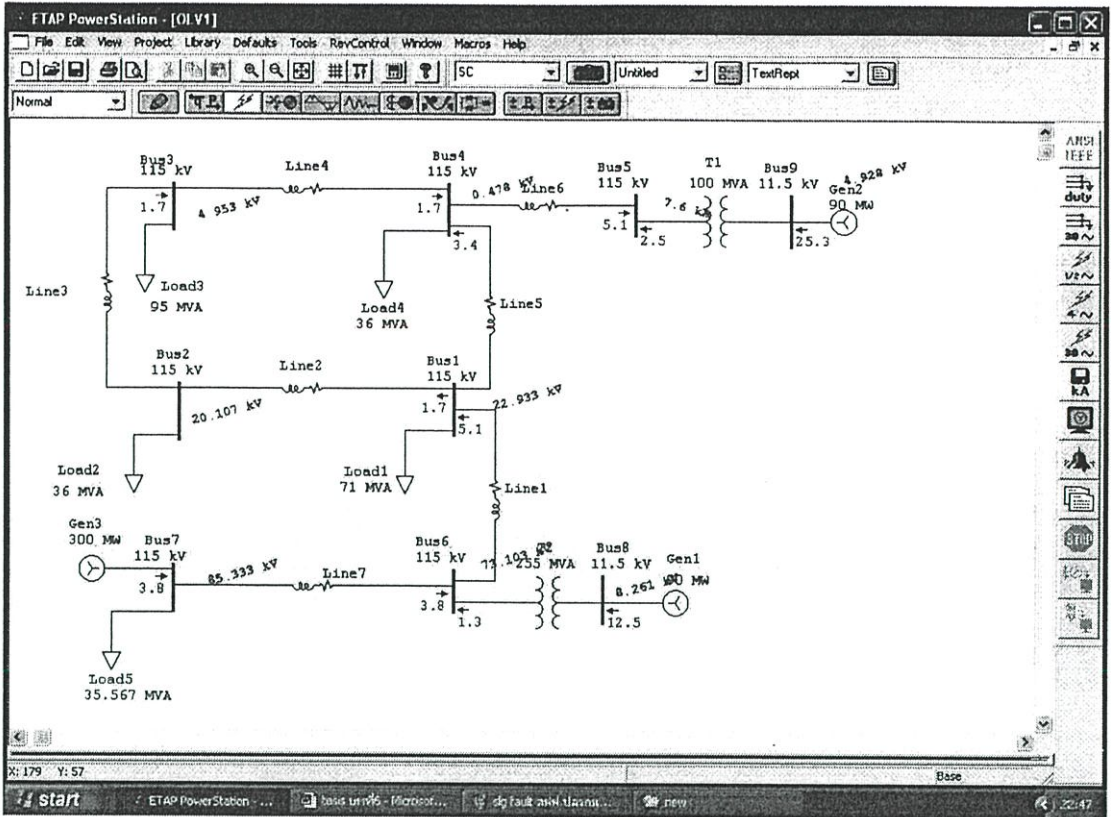
Fault at bus: Bus5

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Locking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V	I A Symm. rms	% Voltage at From Bus			I A Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
		From Bus		Va	Vb	Vc	Ia	I0	X1	X2	X0	Z0
Bus5	Total	0.00	1.714	0.00	51.01	20.44	4.344	4.344	4.39E+001	5.70E+000	4.04E+001	4.11E+000
Bus4	Bus5	0.33	4.899	1.29	50.10	20.25	3.448	1.531	1.10E+000	1.22E+001	5.13E+000	0.90E+001
Bus9	Bus5	25.12	1.441	44.44	44.70	23.28	3.204	3.310	4.25E+001	1.02E+001	2.49E+001	5.70E+000

Indicates fault current contribution from three-winding transformer
 * Indicates zero sequence fault current contribution (I0) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ง.50 แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยวลกราวด์
 ที่บ.ไทยเนชั่นเพาเวอร์ สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน



รูปที่ ง.51 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบ 3 เฟส ที่ บ.ไทยเนชั่นพาวเวอร์ สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0.C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGC CONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	example8	Config:	Normal
Study Case:	SC		

SHORT - CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: Bus5

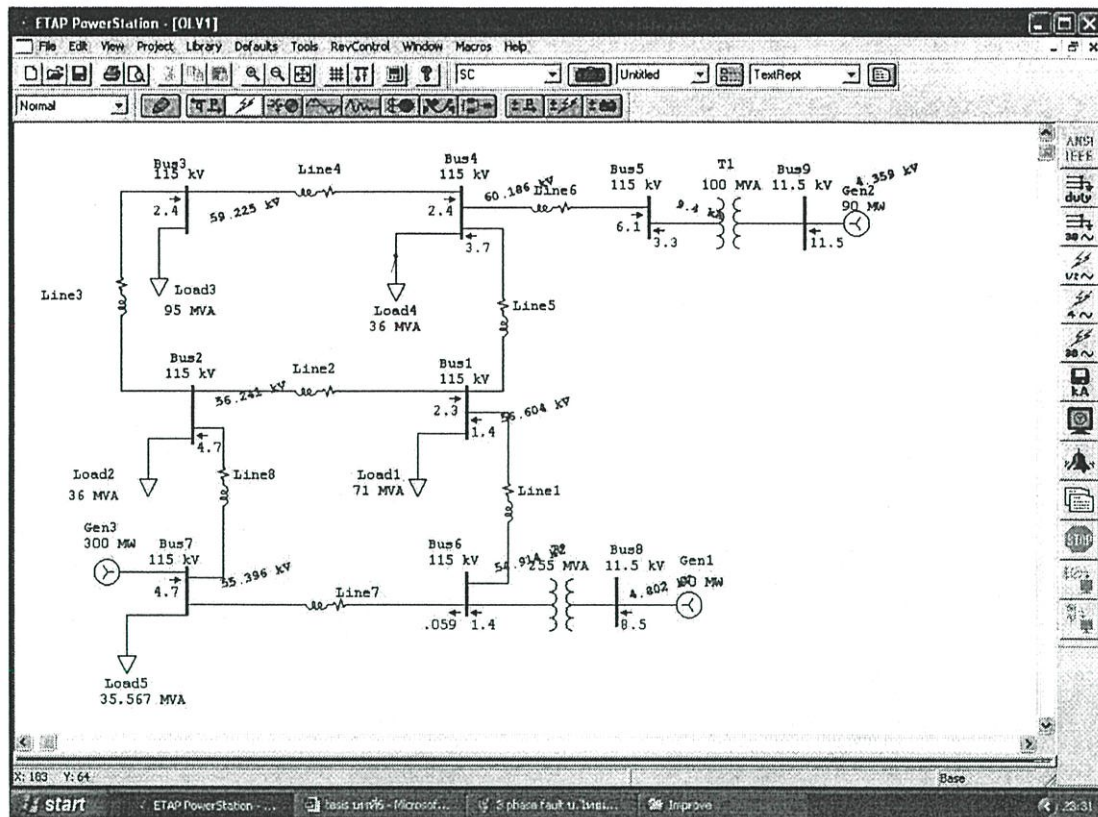
Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

From Bus ID	Contribution ID	1/2 Cycle					1.5 to 4 cycle				
		% V	I A Real	I A Imaginary	I A Symm. /Real	I A Symm. Magnitude	% V	I A Real	I A Imaginary	I A Symm. /Real	I A Symm. Magnitude
Bus5	Total	0.00	0.470	-7.104	11.3	7.413	0.00	0.470	-7.104	11.3	7.413
Bus4	Bus5	0.42	0.405	-7.073	8.3	7.070	0.41	0.405	-7.073	8.3	7.070
Bus9	Bus5	43.25	0.042	-2.130	40.9	2.531	43.25	0.042	-2.130	40.9	2.531

WAFD Ratio = 0.47

* Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer
 * Indicates a fault current through a circuit breaker

รูปที่ ง.52 แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบ 3 เฟส ที่ บ.ไทยเนชั่นพาวเวอร์ สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน



รูปที่ ง.53 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยว
ลกราวด์ที่บ.ไทยเนชั่นพาวเวอร์ สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.00C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCCONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename: example7		Config:	Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

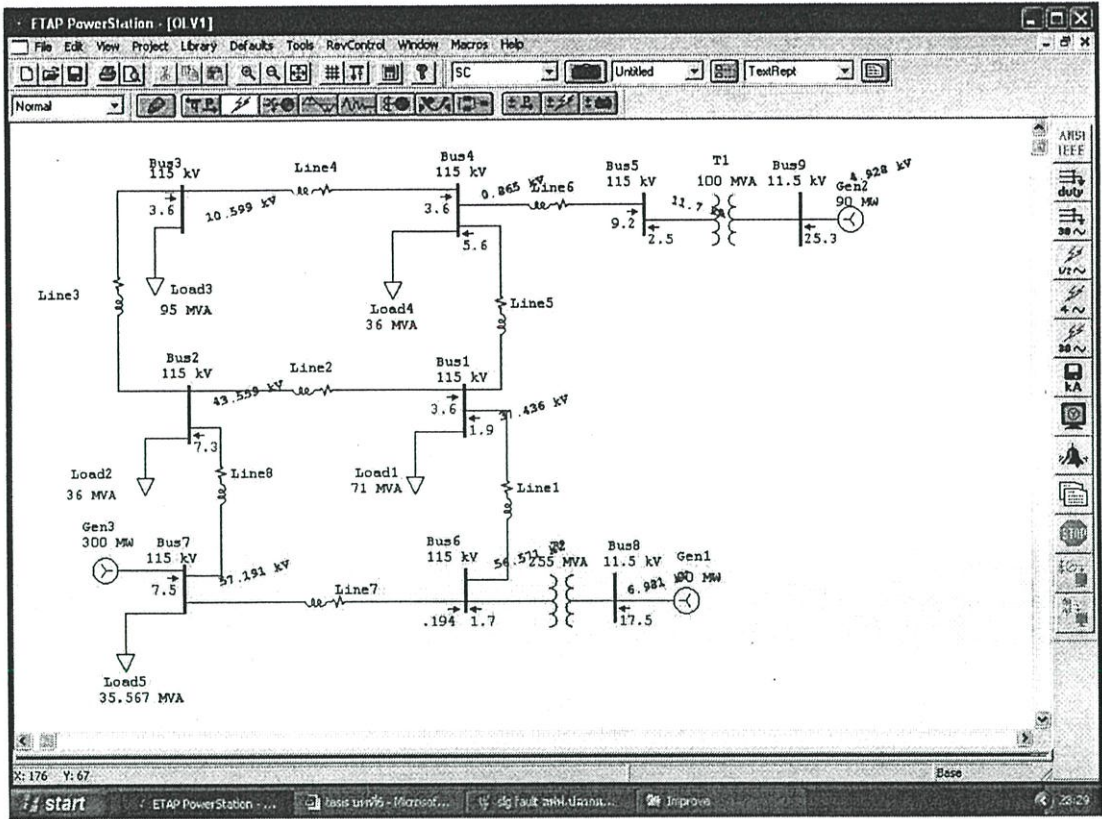
Fault at bus: Bus5

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault				Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Locking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V	I A	% Voltage at From Bus	Va	Vb	Vc	Ia	Ib	Ic	Z1	X1	Z0	X0
Bus5	Total	9.00	2045	0.00	91.79	91.13	94.24	94.24	3.27E-001	4.23E+000	1.98E-001	1.47E+000		
Bus4	Bus5	0.52	1255	1.09	90.15	90.41	105.3	3.350	4.87E-001	7.24E+000	2.23E+000	1.51E+001		
Bus9	Bus5	28.12	1.641	65.65	65.65	57.25	3.344	4.059E	4.05E-001	3.02E+001	1.49E-001	3.50E+000		

Indicates fault current contribution from three-winding transformer
+ Indicates a zero sequence fault current contribution (Z0) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ง.54 แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยวลกราวด์ที่บ.ไทยเนชั่นพาวเวอร์ สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง



รูปที่ 5.55 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบ 3 เฟส ที่ บ.ไทยเนชั่นเพาเวอร์ สถานการณ์จ่ายไฟปรับปรุง

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.00C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGC CONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename:	example7	Config.:	Normal

SHORT - CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: Bus5

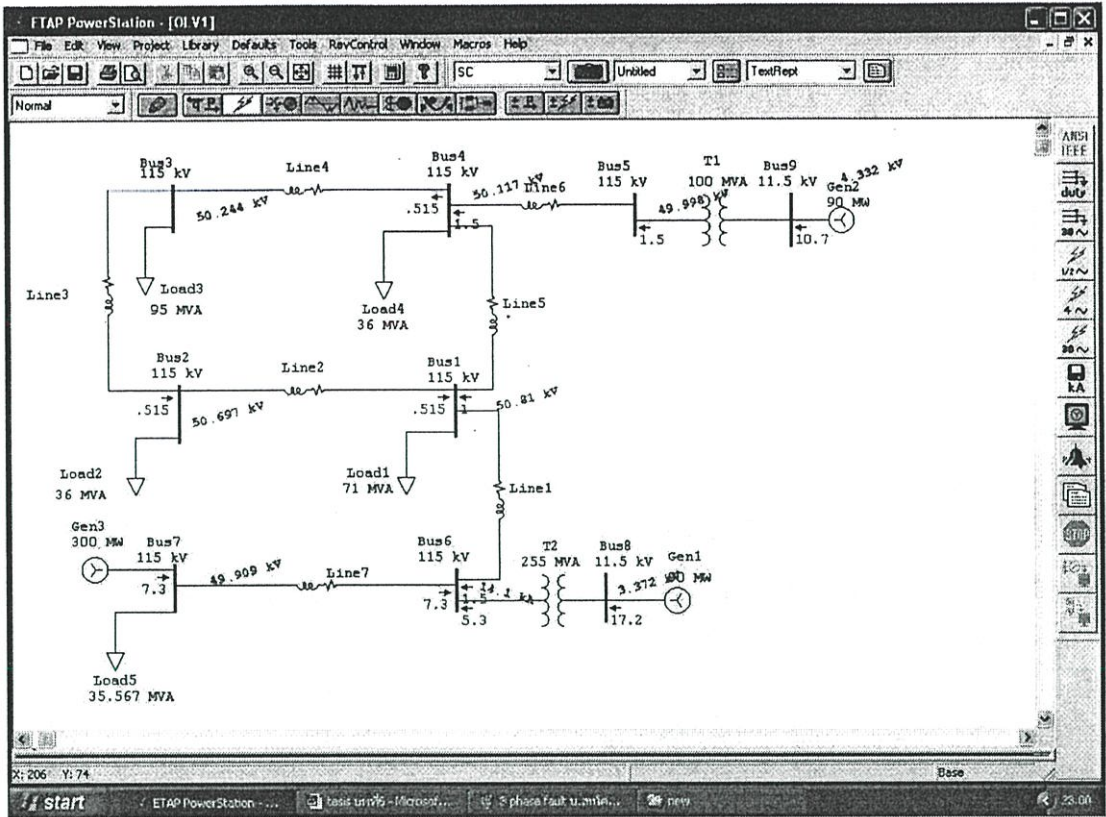
Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 cycle				
From Bus ID	I _{sc} Bus ID	% V	I _a /kA	I _{imag} /kA	I _{a Symm} /kA	% V	I _a /kA	I _{imag} /kA	I _{a Symm} /kA		
Bus5	Total	0.00	0.283	-11.897	13.2	11.730	0.00	0.283	-11.897	13.2	11.730
Bus4	Bus5	0.75	0.221	-9.147	11.2	9.204	0.75	0.221	-9.147	11.2	9.204
Bus9	Bus5	42.25	0.063	-2.530	40.9	2.531	42.25	0.063	-2.530	40.9	2.531

NACD Ratio = 0.15

* Indicates a fault current contribution from a bus including its own fault
 * Indicates a fault current through a circuit breaker

รูปที่ 5.56 แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบ 3 เฟส ที่ บ.ไทยเนชั่นเพาเวอร์ สถานการณ์จ่ายไฟปรับปรุง



รูปที่ ๓.๕๗ แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยว
ลงกราวด์ที่บ.สท โคเจนเนเรชั่น สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.00	Date:	07-24-2006
Contract:		S/N:	KLGCONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename: example8	Study Case: SC	Config.:	Normal

SHORT- CIRCUIT REPORT

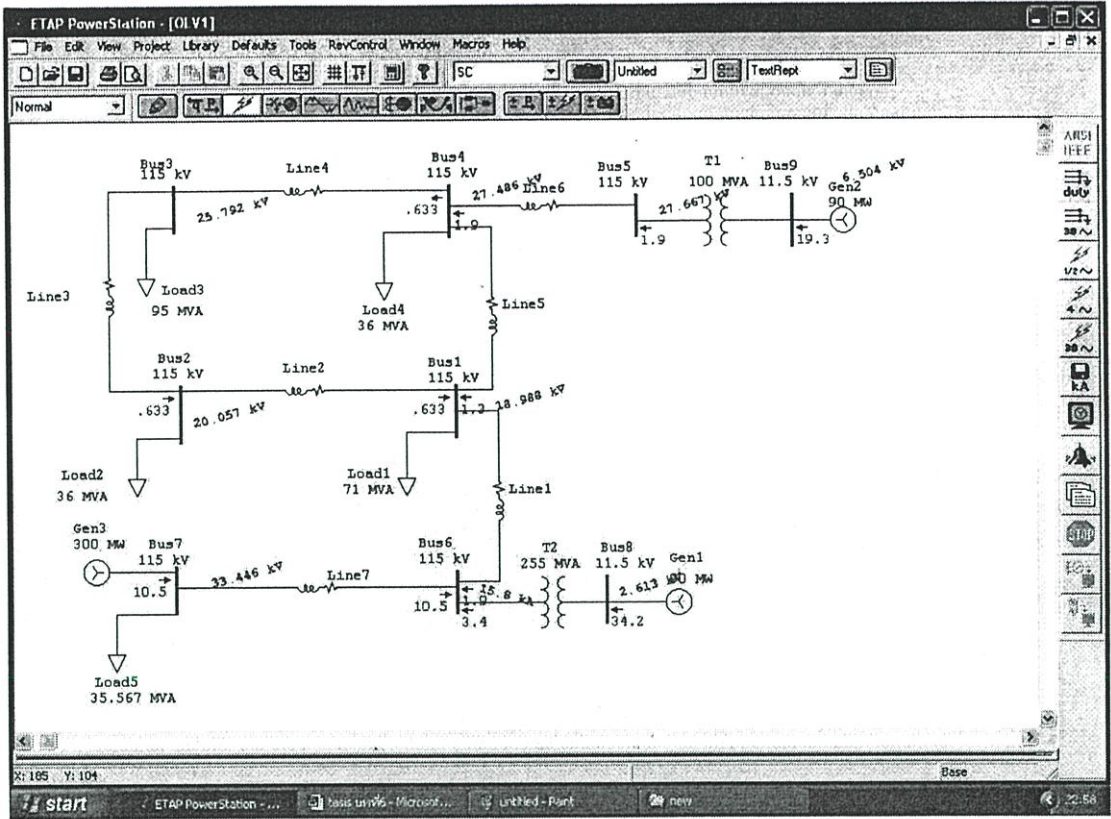
Fault at bus: Bus6

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV.

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"					
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	I A Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	Ia	Xd	Xd0	% Impedance on 100 MVA base Z1	Z2	Z0	Z0'
Bus6	Total	0.00	9.740	0.00	77.91	77.83	14.107	14.107		1.47E+01	2.15E+00	1.17E+01	2.33E+00
Bus1	Bus6	11.81	1.578	31.84	74.53	74.39	1.547	0.931	0.931	1.45E+00	3.44E+01	1.27E+00	3.51E+01
Bus7	Bus6	17.42	4.359	31.83	74.17	73.44	7.240	3.227	3.227	1.92E+01	7.82E+00	1.17E+00	1.02E+01
Bus8	Bus6	13.30	2.004	30.48	50.78	51.85	5.304	9.943	9.943	3.03E+01	3.51E+01	4.47E+02	3.33E+00

Indicates fault current contribution from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (ID) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ๓.๕๘ แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยวลงกราวด์
ที่บ.สท โคเจนเนเรชั่น สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน



รูปที่ ๓.59 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบ 3 เฟส ที่ บ.สหโคเจนเรชั่น สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0DC	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGC CONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename:	example8	Config:	Normal

SHORT - CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: Bus6

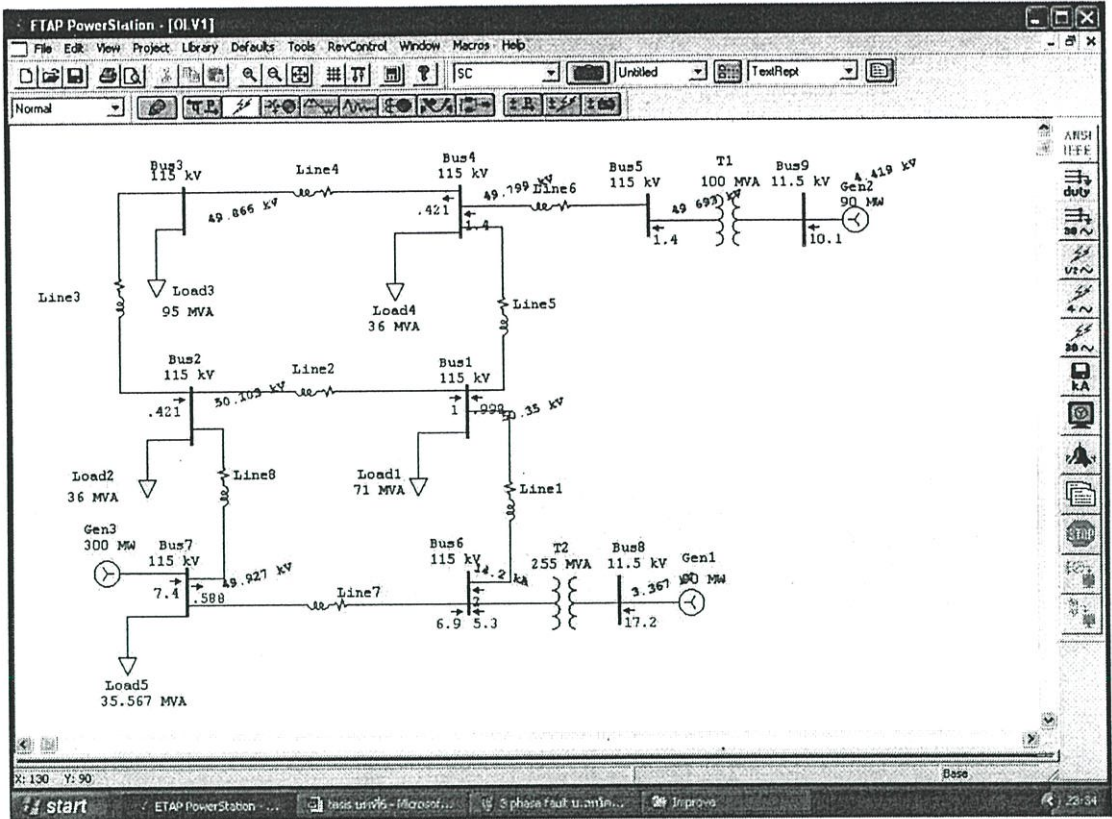
Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

From Bus ID	Contribution	To Bus ID	1/2 Cycle					1.5 to 4 cycle				
			% V	IA Real	IA Imaginary	IA Symm. /Real	IA Symm. Magnitude	% V	IA Real	IA Imaginary	IA Symm. /Real	IA Symm. Magnitude
Bus6	Total		0.00	0.220	-15.224	193	15.245	0.00	0.220	-15.224	193	15.245
Bus1	Bus6		14.51	0.189	-1.923	174	1.924	14.51	0.189	-1.923	174	1.924
Bus7	Bus6		29.82	0.440	-10.479	144	10.498	29.82	0.440	-10.479	144	10.498
Bus3	Bus6		22.72	0.071	-3.422	484	3.422	22.72	0.071	-3.422	484	3.422

NACD Ratio = 0.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer
 * Indicates a fault current through a tie circuit breaker

รูปที่ ๓.60 แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบ 3 เฟส บ.สหโคเจนเรชั่น สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน



รูปที่ ๖.๖1 แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยว
ลกราวด์ที่บ.สท โคนเนเรชั่น สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGC CONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename: example7		Config:	Normal

SHORT- CIRCUIT REPORT

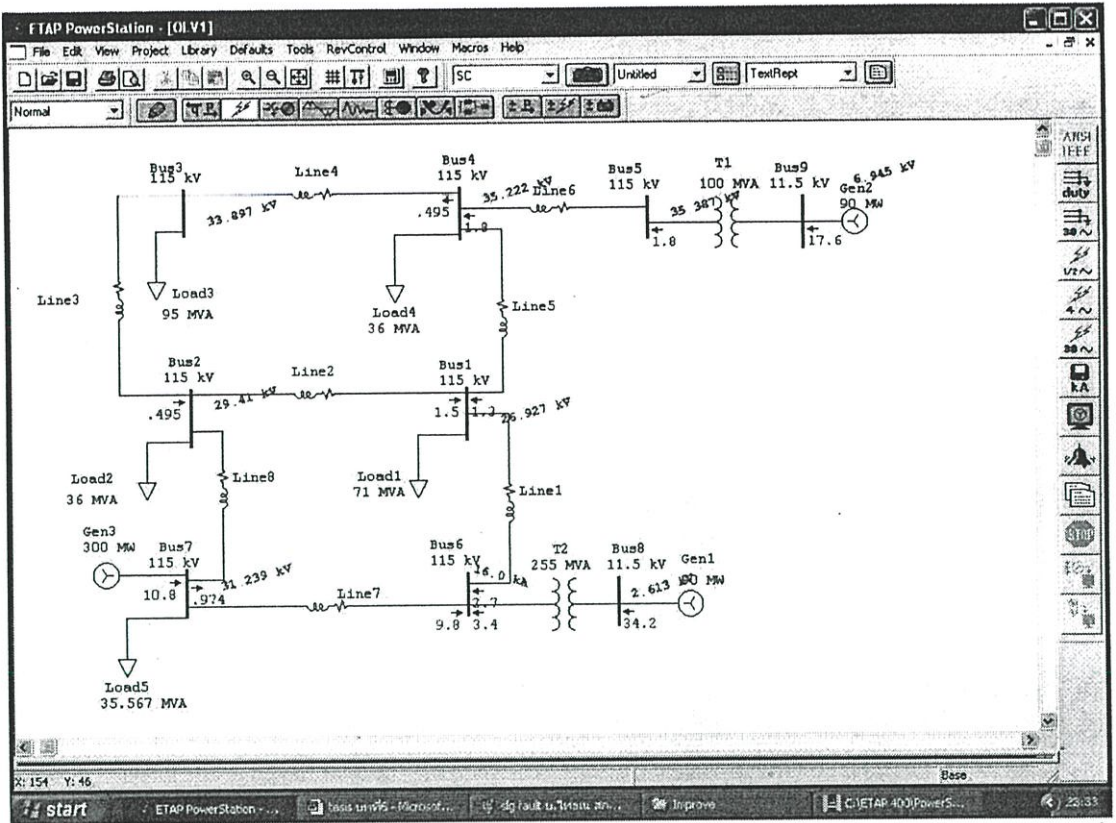
Fault at bus: Bus6

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		3-Phase Fault				Line-To-Ground Fault				Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"				
From Bus ID	To Bus ID	% V	1A	% Voltage at From Bus	1A Symm. rms	Va	Vb	Vc	1A	2B	% Impedance on 100 MVA base	X1	X2	X0
	Total	From Bus	Symm. rms								Z1			
Bus6		0.00	9.740	0.00	77.74	77.71	14.142	14.142	1.45E-001	5.14E+000	1.17E-001	3.33E+000		
Bus1	Bus6	14.25	1.732	24.29	75.23	75.93	2.007	1.824	1.11E+000	2.50E+001	4.52E+000	1.02E+001		
Bus7	Bus6	14.49	1.825	30.44	75.38	75.38	4.255	3.125	3.07E-001	6.33E+000	1.10E+000	1.04E+001		
Bus8	Bus6	13.38	2.004	50.43	50.71	50.93	5.204	9.944	3.03E-001	2.51E+001	4.47E-002	3.33E+000		

Indicates fault current contribution from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

รูปที่ ๖.๖๒ แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์ แบบไลน์เดี่ยวลกราวด์ที่บ.สท โคนเนเรชั่น สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง



รูปที่ ๖.๖๓ แสดงการวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟส ที่ บ.สทโคเจนเรชั่น สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	07-24-2006
Contract:		SN:	KLGCCONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename:	example7	Config:	Normal

SHORT - CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: Bus6

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V	I A Real	I A Imaginary	I A Magnitude	% V	I A Real	I A Imaginary	I A Magnitude		
Bus6	Total	0.00	0.0315	-15.997	19.4	15.995	0.00	0.0315	-15.997	19.4	15.995
Bus1	Bus6	33.42	0.144	-2.727	14.4	2.732	23.42	0.144	-2.727	14.4	2.732
Bus7	Bus6	27.14	0.328	-9.789	14.9	9.284	27.14	0.328	-9.789	14.9	9.284
Bus8	Bus6	22.72	0.071	-3.422	4.4	3.422	22.72	0.071	-3.422	4.4	3.422

NACD Ratio = 0.11

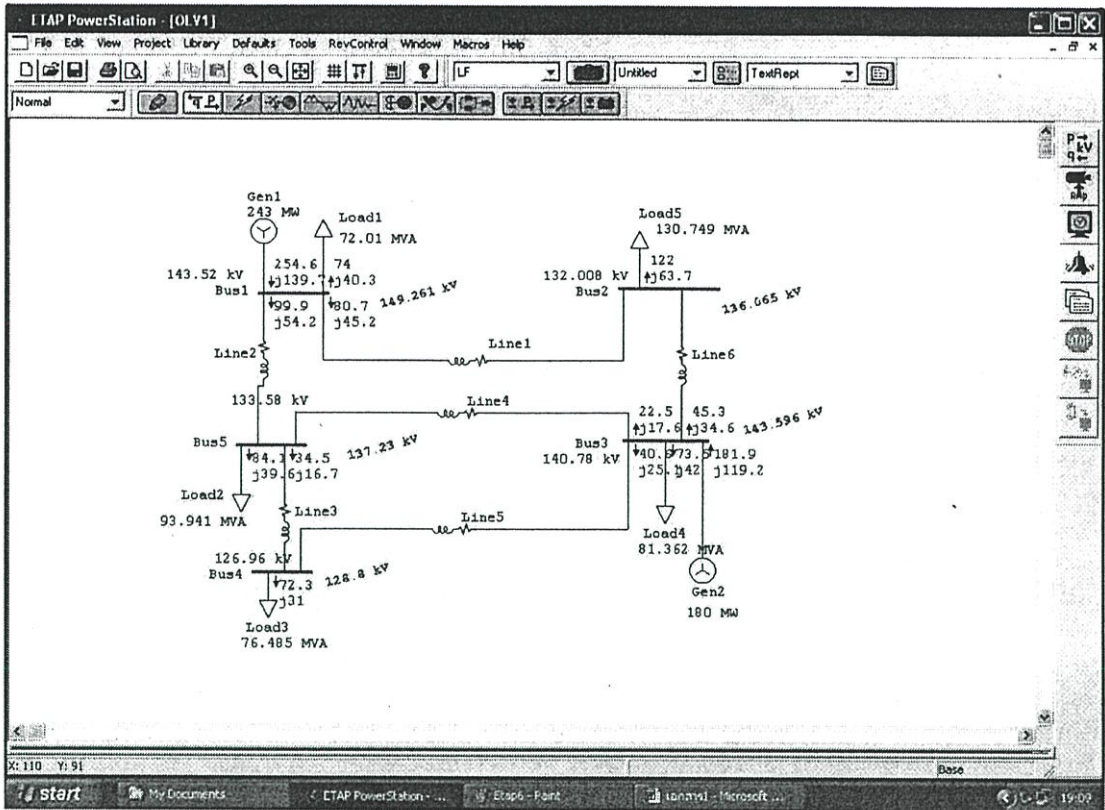
* Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer
 * Indicates a fault current through a tie circuit breaker

รูปที่ ๖.๖๔ แสดงผลกระแสลัดวงจรในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟส ที่ บ.สทโคเจนเรชั่น สภาพการจ่ายไฟปรับปรุง

ภาคผนวก จ.

การวิเคราะห์โดยใช้โปรแกรม ETAP Power Station 4.0.0 เทียบกับ

IEEE



รูปที่ จ.1 แสดงการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม ETAP Power Station

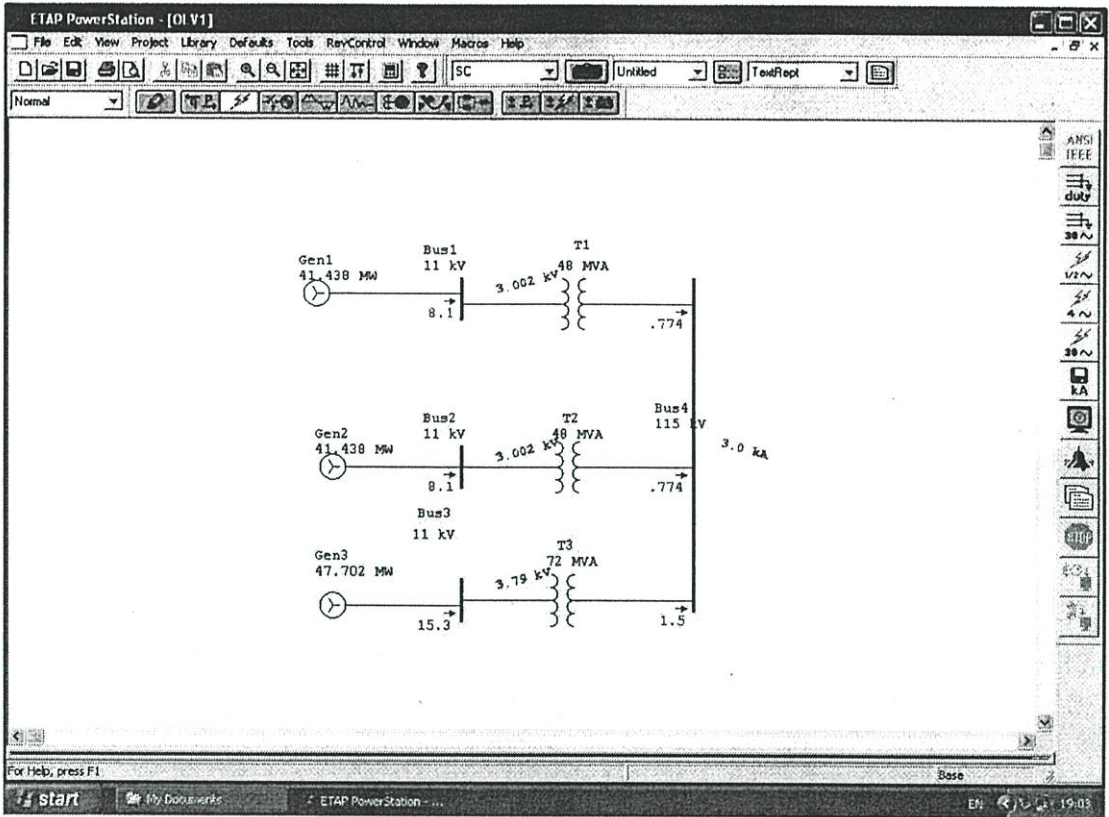
Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	4.0.0C	Date:	12-21-2006
Contract:		SN:	KLGC CONSULT
Engineer:		Revision:	Base
Filename: ETAP1	Study Case: LF	Config.:	Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus ID	Voltage			Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow					XFMR	
	1V	%Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	% FF	% Tap	
*Bus1	143.520	100.000	0.0	254.521	139.793	0	0	75.974	48.339	Bus2	59.734	45.178	317	87.37		
										Bus5	99.209	74.337	439	87.88		
Bus2	132.008	103.073	-4.3	0	0	0	0	122.824	43.441	Bus1	-77.443	-32.683	377	92.89		
										Bus5	-14.344	-18.777	239	82.14		
*Bus3	140.780	102.000	-3.7	101.259	119.213	0	0	73.492	42.884	Bus5	22.492	17.541	114	78.82		
										Bus6	40.597	25.893	193	81.84		
										Bus2	47.380	34.557	239	79.71		
Bus4	126.960	101.419	-10.1	0	0	0	0	72.350	31.817	Bus5	-33.570	-23.989	141	93.24		
										Bus3	-26.829	-18.823	193	89.71		
Bus5	133.580	102.733	-3.8	0	0	0	0	54.872	39.558	Bus1	-94.410	-48.310	439	90.14		
										Bus4	34.455	14.734	141	89.95		
										Bus3	-22.897	-15.982	114	81.83		

* Indicates a voltage magnitude bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
 # Indicates a bus with a load magnitude greater than 0.1 MVA

รูปที่ จ.2 แสดงผลการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม ETAP Power Station



รูปที่ จ.3 แสดงการวิเคราะห์การลัดวงจรแบบ 3 เฟสโดยใช้โปรแกรม ETAP Power Station

Project:	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	400 C	Date:	12-22-2006
Contract:		SN:	KLGCCONSULT
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename:	Etap2	Config.:	Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase (30 cycle network) fault at bus: Bus4

Nominal kV = 115.000 Prefault Voltage = 100.00 % of nominal bus kV
 Base kV = 115.000 = 100.00 % of base kV

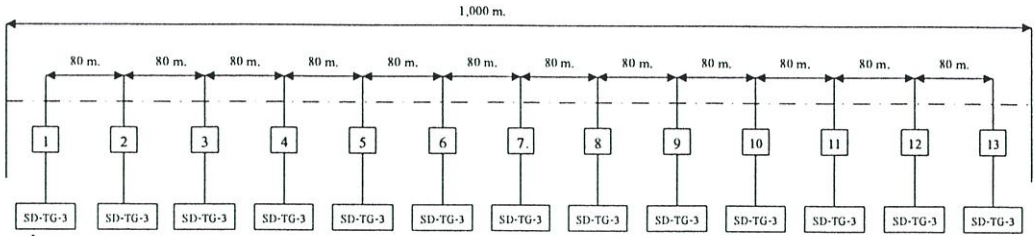
Contribution		30-Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V	I A Real	I A Imaginary	X/R Ratio	I A rms Sym Magnitude
Bus4	Total	0.00	0.010	-0.012	10.0	0.013
Bus1	Bus4	27.29	0.013	-0.774	10.1	0.774
Bus2	Bus4	27.29	0.013	-0.774	10.1	0.774
Bus3	Bus4	34.44	0.031	-1.665	10.1	1.665

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

รูปที่ จ.4 แสดงผลการวิเคราะห์การลัดวงจรแบบ 3 เฟสโดยใช้โปรแกรม ETAP Power Station

ภาคผนวก ฉ.

ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์



รูปที่ ฉ.1 แสดงแผนผังประมาณการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ระยะทาง 1 กิโลเมตร

ตารางที่ ฉ.1 แสดงราคาวัสดุและค่าแรงการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ระยะทาง 1 กิโลเมตร

Item	Description	Amount	Material Cost (Baht)	Labour Cost (Baht)
	Conductor & Accessory			
1	Conductor, AL, Bare, 400sq. mm. TIS.85Armor	6,360.00 m.	698,073.60	29,760.00
2	Armor Rod, Preformed, for AL. Conductor 400 sq. mm.	78.00 set	31,902.00	11,700.00
	Guying			
3	Steel Channel, 100x50x5 mm. Long	39.00 each	16,302.00	4,290.00
4	Steel Angle, Overhead Ground Wire Bayonet 65x65x6mm. 2,500mm. Long	13.00 pcs	4,173.00	1,430.00
5	Wire, Steel Stranded 35 sq. mm. TIS.404	1,060.00 m.	7,685.00	720.00
6	Wire, Steel Stranded 50/7 sq. mm. TIS.405	13.00 m.	128.70	
7	Clamp, Single U-Boil, M.8 (Wire Rope Clip)	52.00 set	180.96	
8	Clamp, Triple Bolts for Steel Stranded Wire 35 sq. mm.	13.00 set	528.32	
9	Ground Wire Support and Clamp, for Bayonet	13.00 set	1,209.00	
	Hardware			
10	Bolt, Machine M.16x300 mm.	39.00 set	573.30	
11	Bolt, Machine M.16x350 mm.	26.00 set	429.00	
12	Bolt, Machine M.20x350 mm.	39.00 set	1,170.00	
13	Bolt, Machine, Hexagon M.16x75 mm.	39.00 set	426.66	
14	Bolt, Oval Eye M.16x75 mm.	39.00 set	1,170.00	
15	Washer, Plain, Square, Large 52x52x4.5 mm. Hole dia.18 mm. TIS.258	143.00 pcs	267.41	

ตารางที่ ๑.1 (ต่อ)

Item	Description	Amount	Material Cost (Baht)	Labour Cost (Baht)
16	Washer, Plain, Square, Large 62x62x6 mm. Hole dia.22 mm. TIS.258	39.00 pcs.	118.17	
17	Washer, Lock, Spring, Size 16 mm. General Purpose, TIS.259	39.00 pcs.	42.90	
18	Brace, Flat, for Crossarm 40x6x1,000 mm.	39.00 pcs.	1,716.00	
19	Spacer, Helical Rod, Preformed, for AL.400 sq. mm.	75.00 set	12,517.50	9,000
20	Clamp, Suspension, for AL 400 sq. mm.	78.00 set	13,572.00	
21	Spacer, Plate, for AL.400 sq. mm.	39.00 each	3,003.00	
	Insulator			
22	Insulator, Suspension, Type C (Class 52-3). TIS.354	273.00 pcs	114,660.00	6,240.00
23	Clevis-Eye	78.00 set	4,146.48	
24	Ball-Hook	39.00 pcs.	1,861.86	
25	Socket-Clevis, ANSI Type B	39.00 pcs.	2,184.00	
	Pole & Stub			
26	Concrete 1/2/4	11.70 cu. m.	16,380.00	12,168.00
27	Pole, Concrete, 22mm. Long	13.00 each	214,500.00	28,080.00
28	Single Pole Foundation D-10A (No-pile) IB1-015/23073	13.00 set	57,629.00	10,829.00
	รวมเงิน(ค่าวัสดุ, ค่าแรง) ของงานก่อสร้าง		1,206,550.00	114,217.00

ตารางที่ ๑.2 แสดงราคาประมาณการก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ระยะทาง 1 กิโลเมตร

Item	Description	Total Cost (Baht)
1	ค่าวัสดุของงานก่อสร้าง	1,206,550.00
2	ค่าแรงงานของงานก่อสร้าง	114,217.00
3	ค่าควบคุมงาน 30% ของค่าแรง (114,217)	34,265.00
4	ค่าขนส่ง 5% ของค่าวัสดุ (1,206,550)	60,328.00
5	ค่าเบ็ดเตล็ด 5% ของค่าใช้จ่ายทั้งหมด (1,486,128)	70,768.00
6	ค่าดำเนินการ 5% ของค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมด (1,486,128)	74,306.00
	รวมเงิน (ค่าวัสดุ+ค่าแรง+ค่าควบคุมงาน+ค่าขนส่ง+ค่าเบ็ดเตล็ด+ค่าดำเนินการ)	1,560,434.00

ภาคผนวก ข.

ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้าแรงดัน 115 กิโลโวลต์

ตารางที่ ข.1 แสดงราคามาตรฐานวัสดุ อุปกรณ์ ในการก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า

Item	Description	Quality	Import Equipment		Local Manufacturing		Currency
			Unit Price	Amount	Unit Price	Amount	
1	115 kV Gas Circuit Breaker						
	115kV Circuit-Breaker, SF6, three-pole, 31.5kA. (Unit)	1	23,313.47	23,313.47			EUR
	Support Structure. (Set)	1			11,102.00	11,102.00	THB
2	Disconnecting Switch						
	115kV disconnecting switch three-pole, without grounding switch. (Unit)	2	6,660.99	13,321.98			EUR
	115kV disconnecting switch three-pole, with grounding switch. (Unit)	1	8,712.15	8,712.15			EUR
	Supporting Structure. (Set)	3			27,014.10	81,042.30	THB
3	Lighting Arrester						
	Lighting arrester, for 115kV. (Unit)	3	1,057.30	3,171.90			EUR
	Supporting Structure. (Set)	3			5,181.00	15,543.00	THB
	Surge counter. (Unit)	3	105.73	317.19			EUR
4	115kV Current Transformer						
	115kV Current Transformer, single-phase. (Unit)	3	4,032.54	12,097.62			EUR
	Junction box. (unit)	1			20,465.00	20,465.00	THB
	Supporting Structure for CT. (Set)	3			9,072.00	27,216.00	THB
	Supporting Structure for Junction box. (Set)	1			1,111.00	1,111.00	THB

ตารางที่ ข.1 (ต่อ)

Item	Description	Quality	Import Equipment		Local Manufacturing		Currency
			Unit Price	Amount	Unit Price	Amount	
5	115kV Voltage Transformer						
	115kV Voltage Transformer, single-phase. (unit)	3	3,848.57	11,545.71			EUR
	Junction Box. (Unit)	1			10,454.30	10,454.30	THB
	Supporting Structure for VT. (Set)	3			9,071.70	27,215.10	THB
	Supporting Structure for Junction box. (Set)	1			1,110.20	1,110.20	THB
6	Main Control Board						
	Line protection panel, LPR. (Unit)	2			14,485.01	28,970.02	EUR
	-Distance relay. (Unit)	2			12,581.87	25,163.74	EUR
	-Phase & Ground directional overcurrent relay. (Unit)	1			3,838.00	3,838.00	EUR
	-Automatic reclosing relay. (Unit)	2			include		
	Circuit-Breaker fail protection panel, CBF. (Unit)						
	-Breaker failure relay. (Unit)	2			include		
	115 kV Enclosed switchboard for:						
	-115kV line. (Unit)	1			7,295.37	7,295.37	EUR
	Synchronizing check panel. (Unit)						
	-Synchronizing check panel. (Unit)	2			include		

ตารางที่ ข.1 (ต่อ)

Item	Description	Quality	Import Equipment		Local Manufacturing		Currency
			Unit Price	Amount	Unit Price	Amount	
7	Cable						
	L.V. power cable, 600V, for connecting between the AC distribution boards of 22kV indoor switchgear and switchyard lighting.	1			6,904.20	6,904.20	THB
	Control cable, 600V, for connecting between the instrument transformers And main control board.	1			181,401.00	181,401.00	THB
	Control cable, 600V, for connecting between the 115 kV Circuit-breaker and main control board, between the 115 kV disconnecting switches and main control board..	1			143,116.13	143,116.13	THB
8	Overhead Steel Structure						
	115 kV Take-off structure. (Lot)	1			76,051.59	76,051.59	THB
	Bus support structure. (Lot)	1			5,920.88	5,920.88	THB
	115kV disconnecting switch operating platform. (Set)	4			1,924.29	7,69	THB
9	Conductor						
	Pipe conductor, aluminium, size 1.500 in IPS. (Lot)	1			4,197.48	4,197.48	THB
	Pipe conductor, aluminium, size 3.500 in IPS. (Lot)	1			93,532.99	93,532.99	THB
	Stranded conductor, aluminium, 240 sq. mm. (Lot)	1			12,846.20	12,846.20	THB

Item	Description	Quality	Import Equipment		Local Manufacturing		Currency
			Unit Price	Amount	Unit Price	Amount	
	Stranded conductor, aluminium, 400 sq. mm. (Lot)	1			6,872.50	6,872.50	THB
	Wire Steel Stranded 50/7 sq. mm. (Lot)	1			3,774.56	3,774.56	THB
10	Insulator						
	Insulator, suspension type, Class 52-3, for 115 kV, Sting assemblies. (Lot)	1	729.50	729.50			USD
	Insulator, suspension type, Class 52-8, for 115 kV, Sting assemblies. (Lot)	1	877.56	877.56			USD
	Insulator, station post type, ANSI Technical Reference No. 202, for 115 kV Bus support structure. (Lot)	1	296.04	296.04			USD
	Insulator, station post type, ANSI Technical Reference No. 286, for 115 kV Bus support structure. (Lot)	1	2,410.64	2,410.64			USD
11	Substation Connector						
	Substation Connectors. (Lot)	1	2,918.15	2,918.15			USD
12	Conductor Accessories						
	Pipe conductor fittings. (Lot)	1			29,054.04	29,054.04	THB
	Stranded conductor accessories. (Lot)	1			include		
	Wire, Steel Stranded accessories. (Lot)	1			include		
13	Earthing System Equipment						

Item	Description	Quality	Import Equipment		Local Manufacturing		Currency
			Unit Price	Amount	Unit Price	Amount	
	Earting System in switchyard. (Lot)	1	1,323.74	1,323.74			USD
	Ground rod, Copper cover steel, diameter 16 mm. 3000 mm. Long. (pcs.)	1	10.57	10.57			USD
	Conductor, Copper, Bare 95 sq. mm. (m.)	180			91.90	16,542.00	THB
14	Switchyard Lighting Luminaire						
	Area flooding luminaries. (Lot)	1			5,181.00	5,181.00	THB
	Rigid steel conduits and fittings. (Lot)	1			60,108.00	60,108.00	THB
15	Identification Plate and Danger Notice						
	Identification Plate and Danger Notice	1			2,643.25	2,643.25	THB

ตารางที่ ข.2 แสดงมาตรฐานการขนส่งและติดตั้งสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า

Item	Description	Quantity	Local Transportation (THB)		Installation (THB)		Currency (THB)
			Unit Price	Amount	Unit Price	Amount	
1	115 kV Gas Circuit Breaker						
	115kV Circuit-Breaker, SF6, three-pole, 31.5kA. (Unit)	2	500.00	1,000.00	1,250.00	2,500.00	3,500.00
	Support Structure. (Set)	1	250.00	500.00	250.00	500.00	1,00.00
2	Disconnecting Switch	3			500.00	1,00.00	1,00.00
	115kV disconnecting switch three-pole, without grounding switch. (Unit)	1			50.00	100.00	100.00
	115kV disconnecting switch three-pole, with grounding switch. (Unit)						
	Supporting Structure. (Set)	2	750.00	1,500.00	500.00	1,00.00	2,500.00
3	Lighting Arrester	2	750.00	1,500.00	500.00	1,00.00	2,500.00
	Lighting arrester, for 115kV. (Unit)	1	750.00	2250.00	500.00		3,750.00
	Supporting Structure. (Set)	2	750.00	1,500.00	500.00	1,00.00	2,500.00
	Surge counter. (Unit)						
4	115kV Current Transformer	2	750.00	1,500.00	500.00	1,00.00	2,500.00
	115kV Current Transformer, single-phase. (Unit)						
	Junction box. (unit)	1	750.00	750.00	500.00	1,500.00	1,250.00
	Supporting Structure for CT. (Set)						
	Supporting Structure for Junction box. (Set)	2	750.00	1,500.00	500.00	1,00.00	2,500.00

ตารางที่ ข.2 (ต่อ)

Item	Description	Quantity	Local Transportation (THB)		Installation (THB)		Currency (THB)
			Unit Price	Amount	Unit Price	Amount	
5	115kV Voltage Transformer						
	115kV Voltage Transformer, single-phase. (unit)	2	500.00	1,000.00	1,250.00	2,500.00	3,500.00
	Junction Box. (Unit)	1	250.00	500.00	250.00	500,000.00	1,000.00
	Supporting Structure for VT. (Set)	3			500.00	1,000.00	1,000.00
	Supporting Structure for Junction box. (Set)	1			50.00	100.00	100.00
6	Main Control Board						
	Line protection panel, LPR. (Unit)	2	750.00	1,500.00	500.00	1,000.00	2,500.00
	-Distance relay. (Unit)	2	750.00	1,500.00	500.00	1,000.00	2,500.00
	-Phase & Ground directional overcurrent relay. (Unit)	1	750.00	2,250.00	500.00	1,500.00	3,750.00
	-Automatic reclosing relay. (Unit)	2	750.00	1,500.00	500.00	1,000.00	2,500.00
	Circuit-Breaker fail protection panel, CBF. (Unit)						
	-Breaker failure relay. (Unit)	2	750.00	1,500.00	500.00	1,000.00	2,500.00
	115 kV Enclosed switchboard for:						
	-115kV line. (Unit)	1	750.00	750.00	500.00	500.00	1,250.00
	Synchronizing check panel. (Unit)						
	-Synchronizing check panel. (Unit)	2	750.00	1,500.00	500.00	1,000.00	2,500.00

Item	Description	Quantity	Local Transportation (THB)		Installation (THB)		Currency (THB)
			Unit Price	Amount	Unit Price	Amount	
7	Cable L.V. power cable, 600V, for connecting between the AC distribution boards of 22kV indoor switchgear and switchyard lighting. Control cable, 600V, for connecting between the instrument transformers And main control board. Control cable, 600V, for connecting between the 115 kV Circuit-breaker and main control board, between the 115 kV disconnecting switches and main control board..						
8	Overhead Steel Structure 115 kV Take-off structure. (Lot) Bus support structure. (Lot) 115kV disconnecting switch operating platform. (Set)						
9	Conductor Pipe conductor, aluminium, size 1.500 in IPS. (Lot) Pipe conductor, aluminium, size 3.500 in IPS. (Lot) Stranded conductor, aluminium, 240 sq. mm. (Lot)						

Item	Description	Quantity	Local Transportation (THB)		Installation (THB)		Currency (THB)
			Unit Price	Amount	Unit Price	Amount	
	Stranded conductor, aluminium, 400 sq. mm. (Lot)	1	1,500.00	1,500.00	1,250.00	1,250.00	2,750.00
	Wire Steel Stranded 50/7 sq. mm. (Lot)	1	750.00	750.00	2,500.00	2,500.00	3,250.00
10	Insulator						
	Insulator, suspension type, Class 52-3, for 115 kV, Sting assemblies. (Lot)	1	500.00	500.00	625.00	625.00	1,125.00
	Insulator, suspension type, Class 52-8, for 115 kV, Sting assemblies. (Lot)	1	500.00	500.00	625.00	625.00	1,125.00
	Insulator, station post type, ANSI Technical Reference No. 202, for 115 kV Bus support structure. (Lot)	1	500.00	500.00	625.00	625.00	1,125.00
	Insulator, station post type, ANSI Technical Reference No. 286, for 115 kV Bus support structure. (Lot)	1	500.00	500.00	625.00	625.00	1,125.00
11	Substation Connector						
	Substation Connectors. (Lot)	1	2,500.00	2,500.00	3,000.00	3,000.00	5,500.00
12	Conductor Accessories						
	Pipe conductor fittings. (Lot)	1	1,500.00	1,500.00	2,250.00	2,250.00	3,750.00
	Stranded conductor accessories. (Lot)	1	include				
	Wire, Steel Stranded accessories. (Lot)	1	include				
13	Earting System Equipment						

Item	Description	Quantity	Local Transportation (THB)		Installation (THB)		Currency (THB)
			Unit Price	Amount	Unit Price	Amount	
	Earting System in switchyard. (Lot)	1	2,500.00	2,500.00	5,000.00	5,00.00	7,500.00
	Ground rod, Copper cover steel, diameter 16 mm. 3000 mm. Long. (pcs.)	1			50.00	50.00	50.00
	Conductor, Copper, Bare 95 sq. mm. (m.)	180			5.00	900.0	900.00
14	Switchyard Lighting Luminaire						
	Area flooding luminaries. (Lot)	1	250.00	250.00	500.00	500.00	750.00
	Rigid steel conduits and fittings. (Lot)	1	500.00	500.00	1,250.00	1,250.00	1,750.00
15	Identification Plate and Danger Notice						
	Identification Plate and Danger Notice	1	500.00	500.00	500.00	500.00	1,000.00

ตารางที่ ข.3 แสดงราคามาตรฐานงานก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า

Item	Description	Quantity	Cost per Unit (THB)			Total Amount (THB)
			Material Cost	Labour Cost	Total Unit Cost	
1	115 kV take-off	1	26,778.50	13,358.50	40,137.00	40,137.00
2	115 kV switch support	3	3,674.00	3,562.50	7,236.50	21,709.50
3	115 kV bus support	6	1,168.50	884.00	2,052.50	12,315.00
4	115 kV circuit breaker	1	8,488.50	3,884.00	12,372.50	12,372.50
5	CT support	3	1,232.00	1,154.50	2,386.50	7,159.50
6	VT/CVT support	2	1,408.00	1,407.50	2,815.50	5,631.00
7	Lighting arrester support	3	1,613.00	1,216.00	2,829.00	3,487.00
8	Operating platform type C	4	239.00	89.50	328.50	1,314.00

ตารางที่ ข.4 แสดงราคามาตรฐานงานก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า

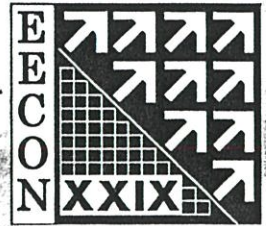
Description	Substation Equipment		Transportation (THB)	Installation (THB)	Civil Works (THB)
	Import Equipment	Local Manufacturing Equipment			
งานก่อสร้างสวิตช์เกียร์สถานีไฟฟ้า	EUR 72,480.02	EUR 65,267.13	52,625.00	88,740.00	109,125.50
	USD 8,566.20	THB 851,101.88			
รวมเป็นเงิน (THB)	8,444,454.15*				

*อัตราแลกเปลี่ยน 1 EUR = 50.68 THB

1 USD = 42.24 THB

ภาคผนวก ซ

ผลงานวิจัยที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่



The EECON-29 Conference Joins the Sixtieth Anniversary
Celebration of His Majesty's Accession to the Throne

29th Electrical Engineering Conference

การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้าครั้งที่ ๒๙

Volume I



ไฟฟ้ากำลัง (PW)

อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (PE)

คอมพิวเตอร์และเทคโนโลยีสารสนเทศ (CP)



๙-๑๐ พฤศจิกายน ๒๕๕๙

ณ โรงแรมแอมบาสซาเดอร์ ซิตี้ จอมเทียน พัทยา จังหวัดชลบุรี



ดำเนินการโดย



ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมอิเล็กทรอนิกส์และโทรคมนาคม ภาควิชาวิศวกรรมคอมพิวเตอร์
คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

PW05	การปรับปรุงคุณลักษณะการทำงานสำหรับรีเลย์ระยะทางแบบตัดแปลงคุณลักษณะการทำงานได้ พิชัย อยู่เปล่า พรเทพ ปัญญาแก้ว มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี วิทยาเขตสกลนคร	17
PW06	การควบคุมแบบปรับตัวเองอย่างง่ายสำหรับระบบส่งกำลังไฟฟ้ากระแสตรง กฤตยา สมสัย ¹ วิทวัส ผ่องญาติ ² นิทัศน์ วรพนพิพัฒน์ ³ ¹ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี วิทยาเขตสกลนคร ² สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ ³ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	21
PW07	การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยพิจารณาการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน โชน 3 ไพโรจน์ เทียนทอง มณฑล ติลาจินดาไกรฤกษ์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง	25
PW08	การแจกแจงข้อมูลความเสียหายของหม้อแปลงในการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภาคเหนือ เขต 3 วิวัฒน์ ทิพจร พหล นภรัตน์ ชำนาญ ห่อเกียรติ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์	29
PW-C		
PW09	การเปรียบเทียบวิธีการหาค่ากระแสรั่วเชิงความต้านทานของกับดักเสิร์จ (2) ภาณุกานต์ วจินประภาศักดิ์ ชาณุณรงค์ บาลมงคล จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	33
PW10	รีเลย์แบบรู้ทิศทางสำหรับการป้องกันระบบส่งไฟฟ้าแบบโครงข่ายโดยใช้การแปลงเวฟเล็ทแบบเต็มหน่วย ธีระศักดิ์ พัฒน์เจริญ วรวิมล พงษ์ชัยศรีกุล เสกสรรค์ งามศรีตระกูล อรรถพล เก่าพิทักษ์กุล อานันท์วัฒน์ อนุการ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง	37
PW11	การวิเคราะห์อัตราความเสียหายในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค วิวัฒน์ ทิพจร อำนาจ ขวัญไสวธรรม ชำนาญ ห่อเกียรติ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์	41
PW12	ผลกระทบทางด้านเศรษฐศาสตร์ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า 115 kV ของผู้ใช้ไฟรายย่อยในการประเมินค่า ความเชื่อถือได้เนื่องจากไฟฟ้าดับขัดข้องโดยการจำลองเหตุการณ์มอนติคาร์โล ชำนาญ ใจประดิษฐ์ธรรม ¹ ชัชชัย อุทัยวสิน ² ¹ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ ² มหาวิทยาลัยเอเชียอาคเนย์	45

การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยพิจารณาการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันโซน3

Power System Reliability Analysis Considering Protection Failures of Zone-3

ไพโรจน์ เทียนทอง และ มณฑล อีลาจินดาไกรฤกษ์

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ถนนฉลองกรุง แขวงลาดกระบัง เขตลาดกระบัง กรุงเทพมหานคร 10520

โทร.0-2326-4550 โทรสาร 0-2326-4550 E-mail: paioj_3@yahoo.com, klmontho@kmitl.ac.th

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยพิจารณาการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันโซน3โดยกรณำแบบจำลองของความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังประกอบด้วย 2 รูปแบบที่ระบบป้องกันทำงานผิดพลาด และผลดังกล่าวมีส่วนทำให้เกิดเหตุการณ์เอาท์เคจ(Outage) แบบต่อเนื่องหลังจากเกิดฟอลต์ และใช้การประมาณค่าการทำงานแบบมอนติคาร์โล ในการทดสอบหาคุณสมบัติของระบบป้องกันที่ทำงานผิดพลาด และนำไปทดสอบกับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 115kV โดยวัดอยู่ในรูปดัชนีความเชื่อถือได้ BIP (Bus Isolation Probability), LOLP (Loss of Load Probability) และ EPL (Expected Power Loss) ในการแสดงให้เห็นค่าความไม่มั่นคงของระบบไฟฟ้ากำลังและทำการปรับปรุงระบบเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้สูงขึ้น

คำสำคัญ: ความเชื่อถือได้, ระบบป้องกันโซน3

Abstract

This paper describes power system reliability analysis evaluation considering protection system failures of zone-3. A modified protection system reliability model including two major protection failures modes is established. Protection system failures contribution to the cascading outages after fault occurs and used sequential Monte Carlo simulation approach to implement the stochastic properties of protection system failures. The whole procedure is verified in 115kV of the PEA system by reliability index BIP (Bus Isolation Probability), LOLP (Loss of Load Probability) and EPL (Expected Power Loss) are calculated to demonstrate the vulnerability of a power system and improve system for more reliability.

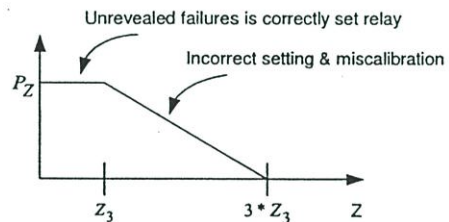
Keywords: Reliability, Protection System Zone 3

1. บทนำ

ในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง ระบบป้องกันโดยทั่วไปจะสมมติให้มีความเชื่อถือได้ในระดับสูง แต่ระบบป้องกันก็เป็นสาเหตุของความยุ่งยากหลักถึง 75 เปอร์เซ็นต์ โดยมีสาเหตุแบบหนึ่งคือ เมื่อมีไฟฟ้าดับในส่วนหนึ่งส่วนใดของระบบไฟฟ้ากำลัง (Blackout) อาจจะมีผลกระทบต่อเนื่องไปยังส่วนอื่นของระบบ ดังมีกรณีไฟฟ้าดับ ค่อนข้างเนื่องในอดีตเช่น ไฟฟ้าดับทางด้านตะวันออกเฉียงเหนือ ของสหรัฐอเมริกา [1]

2 คุณสมบัติของระบบป้องกันทำงานผิดพลาด

จาก[2] ที่นำเสนอความน่าจะเป็นของสายส่งที่อาจจะทรปิโดยไม่ถูกต้องซึ่งเป็นฟังก์ชันของอิมพีแดนซ์ที่มองเห็นโดยรีเลย์ ในบทความฉบับนี้เรานำคุณสมบัติดังกล่าวมาประยุกต์ใช้กับ รูปแบบของความน่าจะเป็นสำหรับกรป้องกันแบบวัฏระยะทาง แสดงในรูปที่ 1



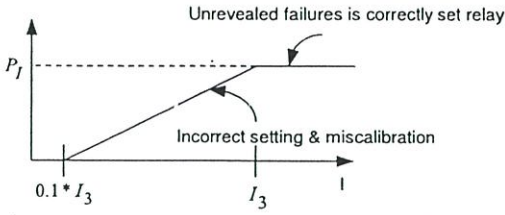
รูปที่ 1 ความน่าจะเป็นของการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันแบบวัฏระยะทาง

P_z ความน่าจะเป็นของการทำงานผิดพลาดของการป้องกันแบบวัฏระยะทาง

Z_3 ค่าที่ตั้งค่าของอิมพีแดนซ์โซน 3

Z อิมพีแดนซ์ที่มองเห็นโดยรีเลย์

ทำนองเดียวกันกับหลักการข้างต้น เรานำคุณสมบัติดังกล่าวไปใช้กับความน่าจะเป็นของการป้องกันของรีเลย์กระแสเกิน ดังแสดงในรูปที่ 2



รูปที่ 2 ความน่าจะเป็นของการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันกระแสเกิน

- P_f ความน่าจะเป็นของการทำงานผิดพลาดของการป้องกันแบบกระแสเกิน
- I_3 ค่าที่ตั้งค่าของกระแสโซน 3
- I กระแสที่มองเห็นโดยรีเลย์

รูปที่ 1 และ 2 แสดงความน่าจะเป็นของสายส่งที่จะทวีปผิดพลาดโดยไม่มีกรกำหนดค่า แต่จะแสดงในรูปของแบบจำลอง Markov โดยค่าจะขึ้นอยู่กับกรเกิดฟอลต์และสภาวะการทำงาน ในการคำนวณเราพิจารณาเฉพาะ การป้องกันแบบวัดระยะทางของโซน 3 เราเลือกค่าที่ตั้งของโซน 3 ไว้ที่ 150 เปอร์เซ็นต์ของอิมพีแดนซ์ของสายส่งตามการตั้งค่าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ส่วนการตั้งค่าของกระแสเกินของโซน 3 เราตั้งค่าไว้ที่ 10 เปอร์เซ็นต์ของกระแสหตุยภูมิของหม้อแปลงกระแสโดยจะมีสมมติฐานตามนี้

- 1) เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับหม้อแปลงไฟฟ้ารวมเป็นหน่วยเดียวกัน ส่วนอัตราของการทำงานผิดพลาด เป็นการรวมของอัตราการผิดพลาดของแต่ละตัว
- 2) สำหรับค่าเริ่มต้นของฟอลต์ พิจารณาเฉพาะผลกระทบขั้นแรก

3. ตัวชี้ค่าของความเชื่อถือได้

ตามสมมติฐานดังกล่าวข้างบน ไม่ว่าสภาวะของระบบมีสองอุปกรณ์หรือมากกว่าที่เกิดเอาต์เตจ(Outage) ซึ่งเป็นสาเหตุมาจากการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันเราจะคำนวณค่าดัชนีได้ตามสมการ

- 1) ความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP)

$$BIP = I_i / N \quad (1)$$

เมื่อ i เป็นหน่วยของเซ็ทของบัสที่แยกจากกัน

I_i เป็นจำนวนของระบบสแตก i

N เป็นจำนวนรวมทั้งหมดของการคำนวณ

ความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP) แสดงจุดคือยของระบบซึ่งอุปกรณ์ตัวหนึ่งเอาต์เตจ เป็นผลให้เกิดการแยกกันของบัส การคำนวณความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส(BIP) จะใช้เกณฑ์ในการที่จะหยุดการเกิดเอาต์เตจแบบต่อเนื่อง ก็คือเมื่อมีบัสถูกแยกออกจากระบบแล้วและไม่ส่งผลให้เกิดเอาต์เตจ(Outage) ค่อเนื่องอีก

- 2) ความน่าจะเป็นของการสูญเสียของโหลด (LOLP)

$$LOLP = L_i / N \quad (2)$$

เมื่อ i เป็นจำนวนของเซ็ทของการคัดถอนของโหลด

L_i เป็นจำนวนของลักษณะของระบบ i

N เป็นจำนวนรวมทั้งหมดของการคำนวณ

ปคิระบบไฟฟ้ากำลัง สามารถป้องกันอุปกรณ์ตัวหนึ่งที่เกิดเอาต์เตจ(Outage)ได้ โดยไม่มีผลต่อความรุนแรงต่อระบบความปลอดภัยของระบบ ความน่าจะเป็นของการสูญเสียของโหลด(LOLP) แทนการสูญเสียของโหลด เนื่องจากการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน

- 3) ค่าาคความหมายการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (EPL)

$$EPL = C_i / N \quad (3)$$

เมื่อ i เป็นจำนวนของเซ็ทของการเกิดเอาต์เตจแบบต่อเนื่อง

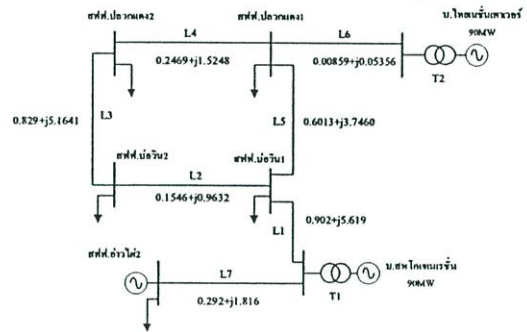
C_i เป็นการคัดถอนของโหลดของระบบ i

N เป็นจำนวนรวมทั้งหมดของการคำนวณ

ค่าาคความหมายการสูญเสียกำลังไฟฟ้า(EPL) มีหน่วยเป็น "MW"ในการคำนวณ จะไม่มีเกณฑ์สำหรับหยุดการเกิดเอาต์เตจค่อเนื่องในการคำนวณตัวชี้นี้ การเกิดเอาต์เตจ(Outage) ค่อเนื่องจะขยายจนกระทั่ง ไม่มีการเกิดขึ้นอีก

4. กรณศึกษาการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยพิจารณาการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันโซน 3

เราเลือกใช้ระบบไฟฟ้ากำลัง ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิดคแรงดัน 115kV 7 บัสในการทดสอบ โดยระบบแสดงในรูปที่ 3



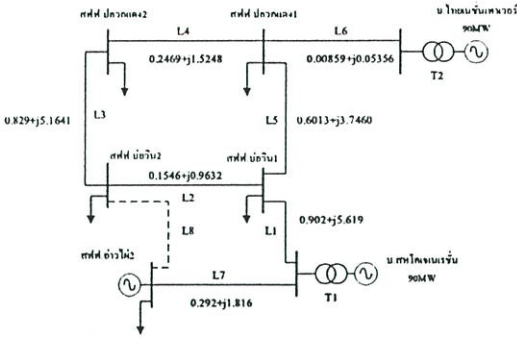
รูปที่ 3 ระบบที่นำมาทดสอบ (Sbase=100MVA, Vbase=115kV)

จากการจำลองเหตุการณ์เพื่อหาความเชื่อถือได้ ของระบบที่นำมาทดสอบ เมื่อพิจารณาถึงการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันโซน 3จะได้ค่าของดัชนีที่นำมาใช้อยู่ 3 ตัวโดยผลที่ได้มีค่าดังในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 ผลของดัชนีที่คำนวณได้

BIP	I.OLOP	EPL(MW)
0.00222	0.000625	0.0156

5. แนวทางการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง
จากระบบในรูปที่ 4 พิจารณาสภาพของการจ่ายไฟฟ้าแรงดัน
115 กิโลโวลต์ ของระบบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตามรูปจะทดลอง
ปรับปรุงระบบเพื่อให้ความเชื่อถือได้เพิ่มมากขึ้น โดยการก่อสร้างสาย
ส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์เพิ่มเติม (เส้นประในรูป)



รูปที่ 4 ระบบที่นำมาทดสอบหลังปรับปรุง (Sbase=100MVA, Vbase=115kV)

ตารางที่ 2 แรงดันไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าหลังปรับปรุงเมื่อเกิดฟอลต์ที่สาย
ส่ง L7

สถานีไฟฟ้า	ระดับแรงดันไฟฟ้า (kV)					
	2548	2550	2552	2554	2556	2558
สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2	116.00	116.00	116.00	116.00	116.00	116.00
บ.สหโคเจนเรนจ์	117.43	117.47	117.47	117.41	117.41	117.40
สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1	116.88	116.87	116.87	116.86	116.86	116.85
สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 2	116.49	116.48	116.48	116.47	116.47	116.46
สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 1	116.55	116.54	116.54	116.53	116.53	116.52
สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 2	116.29	116.28	116.28	116.27	116.27	116.26
บ.ไทยนครินทร์เพชร	116.56	116.55	116.55	116.54	116.54	116.53

ตารางที่ 3 แรงดันไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าหลังปรับปรุงเมื่อเกิดฟอลต์ที่สาย
ส่ง L8

สถานีไฟฟ้า	ระดับแรงดันไฟฟ้า (kV)					
	2548	2550	2552	2554	2556	2558
สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2	116.00	116.00	116.00	116.00	116.00	116.00
บ.สหโคเจนเรนจ์	116.49	116.49	116.68	116.68	116.47	116.67
สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1	115.25	115.25	115.24	115.24	115.23	115.23
สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 2	115.20	115.20	115.19	115.19	115.18	115.18
สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 1	115.06	115.05	115.05	115.04	115.04	115.03
สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 2	114.85	114.84	114.84	114.83	114.83	114.83
บ.ไทยนครินทร์เพชร	115.07	115.06	115.06	115.05	115.05	116.53

หลังจากปรับปรุงระบบแล้ว ได้นำไปวิเคราะห์โหลดโพลล์
ของระบบโดยใช้ข้อมูลโหลดเฉลี่ยปี 2548 และพิจารณาไปอีก 10 ปี
ข้างหน้าและวิเคราะห์ค่ากระแสลัดวงจรของระบบหลังปรับปรุง โดยใช้
โปรแกรม FTAP Power Station 4.0.0 [5] อิงมาตรฐาน ANSI/IEEE จาก
ตารางที่ 2 และ 3 แสดงว่าระดับแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆยังอยู่ในค่า

มาตรฐาน ของระดับแรงดันไฟฟ้าของ กฟภ.ที่ยอมรับได้ (± 5%ของ
ระดับแรงดันปกติ) จากตารางที่ 4 กระแสลัดวงจรหลังปรับปรุงจะมีค่าสูง
กว่าก่อนปรับปรุงแต่ไม่เกินค่าพิกัด Interruption Capacity ของเซอร์กิต
เบรกเกอร์ คือ 31.5 kA

ตารางที่ 4 เปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจรสภาพการจ่ายไฟฟ้าปัจจุบันและ
หลังปรับปรุง

ตำแหน่งฟอลต์	SLG Fault Current (kA)		3 Phase Fault Current (kA)	
	สภาพปัจจุบัน	สภาพหลังปรับปรุง	สภาพปัจจุบัน	สภาพหลังปรับปรุง
สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2	15.0	15.6	18.9	19.4
บ.สหโคเจนเรนจ์	13.7	13.8	15.4	15.5
สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1	6.3	10.1	9.2	14.2
สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 2	5.5	11.3	7.5	15.5
สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 1	6.3	7.3	6.6	11.0
สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 2	5.3	8.8	7.1	10.4
บ.ไทยนครินทร์เพชร	6.5	8.9	7.0	10.9

วิเคราะห์ความเชื่อถือได้หลังจากปรับปรุงระบบ จะได้อัตราของ
ดัชนีความเชื่อถือได้ต่างๆดังตารางที่ 5

ตารางที่ 5 ผลของดัชนีที่คำนวณได้หลังปรับปรุง

BIP	LOLP	EPL(MW)
0.0018	0.000525	0.0106

ตารางที่ 6 ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า

ลำดับที่	รายละเอียด	ราคา(บาท)
1	งานก่อสร้างสายส่งแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ระยะทาง 4km.	6,241,736
2	งานก่อสร้างสวิตช์เกียร์พร้อมอุปกรณ์ป้องกัน จำนวน 2bay	16,888,908.30
รวมเป็นเงิน		23,130,644.30

นำระบบที่มีการปรับปรุงดังกล่าวไปวิเคราะห์ความเหมาะสม
ทางด้านเศรษฐศาสตร์

1. ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรก (Initial Cost: IC) เป็น
ค่าใช้จ่ายเริ่มต้นในการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า ซึ่งคิดเป็นมูลค่าเงิน
ในปี 2548 แสดงดังตารางที่ 6 IC = 23,130,644.30 บาท

2. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operating and
Maintenance Cost: OMC) สำหรับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะคิดค่าใช้จ่าย
ในการดำเนินการและบำรุงรักษาต่อปี (Annual Operating and
Maintenance Cost: AOMC) เท่ากับ 2% ของเงินลงทุนทั้งหมดจะเท่ากับ

$$AOMC = \frac{2 \times IC}{100} = 462,612.88 \text{ บาท/ปี}$$

จากนั้นจึงคำนวณหามูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่าย ในการ
ดำเนินการและบำรุงรักษา (Present Worth of Operating and
Maintenance Cost: PWOMC) โดยสำหรับ กฟภ. จะคิดอัตราส่วนลด
(Discount Rate=r) เท่ากับ 12% (คำนวณถึงปีจายเสี่ยงจากการผันผวนของ
อัตราดอกเบี้ย) และอายุการใช้งานสายส่ง (n) เท่ากับ 30ปี

$$PWOMC = AOMC \left[\frac{(1+r)^n - 1}{r(1+r)^n} \right] \quad (4)$$

$$= 462,612.88 \times \left[\frac{(1+0.12)^{30} - 1}{0.12(1+0.12)^{30}} \right] = 3,724,958.91 \text{ บาท}$$

เพราะฉะนั้น จะสามารถหามูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการลงทุนรวม (Present Worth of Total Cost: PWTC) ได้เท่ากับ

$$PWTC = IC + PWOMC = 26,855,603.21 \text{ บาท}$$

จากสถิติกระแสไฟฟ้าใช้ของ กฟภ. ได้ว่าระบบมีอัตราความล้มเหลว 0.078 ครั้ง/กม./ปี และระยะเวลาไฟฟ้าดับเฉลี่ย 10.23 นาที/ครั้ง จากข้อมูลความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ ที่ศึกษาโดยสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย[3] ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับเฉลี่ยในเขต กฟภ.2 มีค่าเท่ากับ 25 บาท/kW จำนวนหามูลค่าความเสียหายของเหตุการณ์ j ($ECOST_j$) ได้ดังสมการ (5)

$$ECOST_j = 25 \times L_{m,j} \times 0.078 \times l_j \times 10^3 \quad (5)$$

เมื่อ $L_{m,j}$ เป็น ขนาดโหลดเฉลี่ยที่ได้รับผลกระทบจากไฟดับเหตุการณ์ j , l_j เป็น ระยะทางของสายส่งที่เกิดเหตุการณ์ j

$$ECOST = 25 \times 80 \times 0.078 \times 22 \times 1000 = 3,432,000 \text{ บาท/ปี}$$

มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุน (Present Worth of Total Benefits: PWTB) กฟภ. คิดอัตราส่วนลดเท่ากับ 12% และอายุงานสายส่งเท่ากับ 30ปีจะได้

$$PWTB = 3,432,000 \times \left[\frac{(1+0.12)^{30} - 1}{0.12(1+0.12)^{30}} \right] = 27,634,464 \text{ บาท}$$

อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย (Benefit Cost Ratio: BCR) จะได้ว่า

$$BCR = \frac{PWTB}{PWTC} = \frac{27,634,464}{26,855,603} = 1.029$$

จากการวิเคราะห์ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อค่าใช้จ่าย หรือ $BCR > 1$ แสดงว่ายอมรับข้อเสนอในการลงทุน ในการหาระยะเวลากู้ทุน จะใช้วิธีการ Trail and Error โดยเงื่อนไขว่า $BCR=1$ และ $PWTB=PWTC$

$$BCR = \frac{PWTB}{PWTC} = \frac{PWTB}{IC + PWOMC} = 1$$

$$BCR = \frac{3,432,000 \times \left[\frac{(1+0.12)^n - 1}{0.12(1+0.12)^n} \right]}{23,130,644.30 + 462,612.88 \times \left[\frac{(1+0.12)^n - 1}{0.12(1+0.12)^n} \right]} = 1$$

$n = 10.79$ ปี ดังนั้นระยะเวลากู้ทุนเท่ากับ 10 ปี 8 เดือน

6.บทสรุป

บทความนี้ได้ ทำการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยพิจารณาการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันโซน3 โดย

คำนึงถึงผลกระทบจากการเกิดเอาต์เคจค่อเนื่อง และทดสอบกับระบบของ กฟภ. ทิศแรงดัน 115 kV 7บัส โดยได้ค่าความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP) คือ 0.00222 ความน่าจะเป็นของการสูญเสียของโหลด (LOLP) คือ 0.000625 และค่าความหายากการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (EPL) 0.0156 MW และนำเสนอการปรับปรุงเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบ โดยหลังปรับปรุงระบบมีความเชื่อถือได้มากขึ้น โดยดัชนีต่างๆมีค่าลดลงดังตารางที่ 7 เนื่องจากเมื่อเกิดเหตุการณ์การทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันโซน3ขึ้นซึ่งทำให้สายส่ง L1 ถูกตัดออกจากระบบแต่ระบบสามารถรับไฟจาก กฟภ. จากทางด้าน สฟฟ.อ่าวใต้และผ่านไปให้ระบบโดยสายส่ง L8 ได้โดยไม่มีผลกระทบกับ สฟฟ.บ่อวิน1 และ บ่อวิน2 เหมือนก่อนปรับปรุงซึ่งเมื่อ L1 ถูกตัดออกจากระบบจะรับไฟได้จากทาง บ.ไทยเนชั่นเพาเวอร์ได้ทางเดียว ซึ่งไม่เพียงพอต่อความต้องการทำให้มีผลกระทบคือ สฟฟ.บ่อวิน1และบ่อวิน2 และจากนั้นได้ทำการวิเคราะห์ผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ซึ่งมีความเป็นไปได้และเหมาะสมต่อค่าใช้จ่ายในการลงทุนโครงการโดยมีจุดคุ้มทุนต่อการลงทุนอยู่ที่ 10 ปี 8 เดือน

เอกสารอ้างอิง

- [1] West Systems Coordinating Council Final Report, 10 August 1996 event, Oct. 1996
- [2] C. Singh, and A. D. Patton, "Models and concepts for power system reliability evaluation including protection-system failures," Int. J. Elect. Power and Energy Syst. vol 2, No 4, pp. 161-168, Oct 1980.
- [3] "รายงานฉบับสมบูรณ์ การศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ," สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, พฤษภาคม 2544.
- [4] คุณ แสงสุวรรณ, "การหาค่าความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังเบื้องต้น", กรุงเทพ, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 2546.
- [5] ETAP Power Station Version 4.0.0, Operation Technology, Inc.

ประวัติผู้เขียน



นาย โพรจน์ เทียนทอง จบการศึกษา วศ.บ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง จากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร ปัจจุบันศึกษาต่อในระดับปริญญาโท สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง สนใจงานวิจัยทางด้านระบบไฟฟ้ากำลัง



นาย นพชาติ ลีลาจินดาไกรฤกษ์ จบการศึกษา วศ.บ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า จากสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ปัจจุบันดำรงตำแหน่งเป็นรองศาสตราจารย์ประจำภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง สนใจงานวิจัยทางด้านระบบไฟฟ้ากำลัง



ลาดกระบัง

มหาวิทยาลัยราชภัฏบรจบุรี

ENGINEERING

ปีที่ 23 ฉบับที่ 1

มีนาคม 2549

1.	Direction Sequence Construction for Offline Thai Handwriting <i>Kor Kittikorn Boontee Kruatrachue</i>	1
2.	การสังเคราะห์วัสดุประกอบคล้ายไม้จากพีวีซีกับผงหนังและเยื่อขานอ้อย <i>ไพศาล นาคพิพัฒน์ เดือนพร บุญศิริคำชัย</i>	7
3.	การออกแบบวงจรมอเตอร์ขับเคลื่อนกลับกระแสแรงดันต่ำ <i>มนตรี สุขเลี้ยง สมปอง วิเศษพานิชกิจ กอบชัย เดชหาญ</i>	14
4.	วงจรกรองความถี่แบบควอด OTA-C ที่โปรแกรมได้ทางดิจิทัล <i>สุรัตน์ สุภรณ์ระ มนต์รี คำเงิน พิพัฒน์ พรหมมี กอบชัย เดชหาญ กฤษณ์ ช่างแก้ว จิระศักดิ์ ชาณุวุฒิธรรม</i>	20
5.	การศึกษาคุณสมบัติทางไฟฟ้าและผลตอบสนองทางแสงของฟิล์มเพชร <i>ทรงเกียรติ กิตติสนธิรักษ์ วิสุทธิ์ ฐิติรุ่งเรือง</i>	26
6.	โฟโตไดโอดแบบรอยต่อเนื้อสารชนิดเดียวกันของฟิล์มเพชรชนิดเอ็นและฟิล์มเพชรชนิดพี <i>ทรงเกียรติ กิตติสนธิรักษ์ วิสุทธิ์ ฐิติรุ่งเรือง</i>	32
7.	คอนเวอร์เตอร์ดีซี-เอซี เชื่อมต่อการไฟฟ้าโดยมีการแก้ไขตัวประกอบกำลังด้วยตัวควบคุมสัญญาณดิจิทัล <i>วิวัฒน์ ชูรักษ์ วิจิตร กิณเรศ</i>	38
8.	การศึกษาการตรวจจับแท่งตัวนำโรเตอร์แตกหักในมอเตอร์เหนี่ยวนำโดยใช้โครงข่ายประสาทเทียม <i>กมล สะอาดยวง เฉลิมชาติ มานพ วิจิตร กิณเรศ สุรชาติ ลีรากวีผล</i>	44
9.	รูดไฟฟ้าขับเคลื่อนสี่ล้อ <i>โสภณ สวัสดิ์นาวิน ประภาส ไพรสุวรรณ</i>	50
10.	การใช้วิธีควบคุมแบบฟิวลโวลีเรียลไทม์สำหรับควบคุมการเปลี่ยนความเร็วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันลม <i>ยุวลักษณ์ พัฒนาศิลป์ มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์</i>	56
11.	การวิเคราะห์การสูญเสียที่เพิ่มขึ้นของมอเตอร์เหนี่ยวนำที่เกิดจากแรงดันฮาร์มอนิกส์ที่ป้อนด้วยพีดับบลิวเอ็ม โดยอินเวอร์เตอร์หลายระดับชนิดเชอบริดจ์ <i>ฉัตรชัย เอมสะอาด วิจิตร กิณเรศ</i>	62
12.	การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยพิจารณาการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันโซน 3 <i>ไพโรจน์ เทียนทอง มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์</i>	68
13.	วงจรมอเตอร์ใหม่ดฮาล์ฟบริดจ์คอนเวอร์เตอร์ที่มีการปรับปรุงแรงดันตกคร่อมระหว่างคาปาซิเตอร์ไม่สมดุล <i>จาวุฑดิ์ จันทโร วิจิตร กิณเรศ</i>	74
14.	การออกแบบและวิเคราะห์สวิตช์ใหม่เอซี-ดีซีคอนเวอร์เตอร์ทางด้านอินพุตสำหรับเครื่องเชื่อมไฟฟ้ากระแสตรงที่ มีการควบคุมกระแสปฐมภูมิของหม้อแปลงความถี่สูง <i>พูนศรี วรรณการ ประภาส ไพรสุวรรณ วิจิตร กิณเรศ</i>	80

การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยพิจารณาการ ทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันโซน3

Power System Reliability Analysis Considering Protection Failures of Zone-3

ไพโรจน์ เทียนทอง มณฑล ตีลาจินดาไกรฤกษ์
ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

บทคัดย่อ

บทความฉบับนี้นำเสนอการหาค่าความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยคำนึงถึงการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน โดยการนำแบบจำลองของความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังประกอบด้วย 2 รูปแบบที่ระบบป้องกันทำงานผิดพลาด กลไกและรูปแบบการทำงานของระบบป้องกันวิเคราะห์โดยการที่ระบบป้องกันมีส่วนทำให้เกิดเหตุการณ์เอทเคจแบบต่อเนื่องหลังจากเกิดฟอลต์และ ใช้การประมาณค่าการทำงานแบบนอน-มอนติคาร์โล ในการทดสอบหาคุณสมบัติของส่วนประกอบและของระบบป้องกันที่ทำงานผิดพลาด และได้นำไปทดสอบกับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยวัดอยู่ในรูปดัชนีความเชื่อถือได้ BIP (Bus Isolation Probability), LOLP (Loss of Load Probability) และ EPL (Expected Power Loss) ในการแสดงให้เห็นค่าความไม่มั่นคงของระบบไฟฟ้ากำลังภายใต้ผลกระทบจากเอทเคจแบบข้างเคียง

Abstract

This paper describes power system reliability evaluation including protection system failures. A modified protection system reliability model including two major protection failures modes is established. The mechanism and scheme of protection system have been analyzed on their contribution to the cascading outages after fault occurs and used Non-sequential Monte Carlo simulation approach to implement the stochastic properties of protection system failures. The whole procedure is verified in the PEA. BIP (Bus Isolation Probability), LOLP (Loss of Load Probability) and EPL (Expected Power Loss) are calculated to demonstrate the vulnerability of a power system under cascading outages.

1. บทนำ

ในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้เกือบทั้งหมดของระบบไฟฟ้ากำลัง ระบบป้องกันโดยทั่วไปสมมติให้เชื่อถือได้ในระดับสูง ในการศึกษาโดย NERC (North American Electric Reliability Council) แสดงว่าร้อยละป้องกันเป็น

สาเหตุของความยุ่งยากหลักถึง 75 เปอร์เซ็นต์ โดยปกติเมื่อระบบไฟฟ้ากำลังดับ (Blackout) จะเป็นผลมาจากความขัดข้องแบบต่อเนื่อง มีกรณีไฟฟ้าดับในอดีตเช่นไฟฟ้าดับทางด้านตะวันออกเฉียงเหนือของ ประเทศสหรัฐอเมริกา

ไฟฟ้าดับวันที่ 10 August 1996, เกิดแฟลชโอเวอร์โวลต์สายส่ง 345 kV โดยที่ระบบป้องกันทำงานผิดพลาดโดยสั่งทริปที่ระบบใกล้เคียงกัน ส่งผลให้ความเชื่อถือได้ของระบบตกลงกว่าค่าต่ำสุด และทำให้ไฟฟ้าดับเป็นจำนวนมาก [1]

2. รูปแบบการที่งานผิดพลาดของระบบป้องกัน และเอาต์เตจแบบข้างเคียง

รูปแบบการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันมี 2 รูปแบบคือ การผิดพลาดในการทำงาน กับการไม่มีการทริปเกิดขึ้น[3] . รูปแบบที่หนึ่งหมายความว่าเมื่อเกิดฟอลต์ในระบบไฟฟ้ากำลังแต่ระบบป้องกันไม่ยอมทำงานเพื่อกำจัดฟอลต์ที่เกิดขึ้นในระบบ ในรูปแบบนี้พฤติกรรมของเบรกเกอร์ที่ติดตั้งในการทำงานจะจัดอยู่ใน รูปแบบของการทำงานนี้ รูปแบบที่สองคือกรณีที่เกิดการทริปนอกขอบเขตของการป้องกัน

เอาต์เตจแบบต่อเนื่อง เกิดจากการทริปอนุกรมกันต่อเนื่องโดยอุปกรณ์หนึ่งชนิด ที่เกิดการทริปในระบบเมื่อฟอลต์เกิดขึ้นส่งผลกระทบต่อระบบเช่น กระแสเกินหรือแรงดันตก และอาจจะทำให้ระบบป้องกันทำงานผิดพลาดจากที่พิจารณาจากระบบป้องกัน เราว่าการผิดพลาดในการทำงาน จะเป็นสาเหตุให้เกิดการแยกกันของบัสอย่างน้อยหนึ่งบัส “การไม่มีการทริปเกิดขึ้น” ทำให้เกิดสาเหตุของความยุ่งยากมากยิ่งขึ้น เพราะอาจจะมีหลายระบบป้องกัน ที่จะเกิดการผิดพลาดในการป้องกันจากปัญหานี้ จะไม่มีสัญญาณที่ส่งผลไปถึงความเชื่อถือได้ของระบบ แต่ถึงกระนั้นมันไม่ได้อยู่ในขอบเขตการทริปที่อาจจะหายจากการเกิดฟอลต์ และอาจจะกลับมาเกิดขึ้นอีกโดยเครื่องตัดต่อระบบอัตโนมัติ (Recloser) ที่ตำแหน่งที่เกิดการทริปของฟอลต์ที่นอกขอบเขตของระบบป้องกัน เป็นสาเหตุของการเกิดเอาต์เตจแบบต่อเนื่อง

3. แบบจำลองและข้อสมมติ

3.1 แบบจำลอง

มีจำนวนแบบจำลองที่สร้างขึ้นมาเพื่อช่วยเหลือและเพื่อให้ง่ายต่อการหาค่าความเชื่อถือได้ โดยพิจารณาการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน แบบจำลองของ

กระแสน้ำที่ประกอบด้วย อุปกรณ์ส่วนประกอบซึ่งช่วยเหลือระบบป้องกันนำเสนอบน Singh และ Patton [4] เป็นผลต่อการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้โดยทั่วไป แบบจำลองดังกล่าวประกอบด้วยรูปแบบของระบบป้องกันแสดงในรูปที่ 1 เมื่อ

สถานะที่ 1 กระแสรวมทั้งอุปกรณ์และระบบป้องกันทั้งคู่มีสถานะปกติ

สถานะที่ 2 อุปกรณ์มีสถานะปกติแต่ระบบป้องกันเสี่ยงที่จะเกิดการไม่สามารถทริปได้

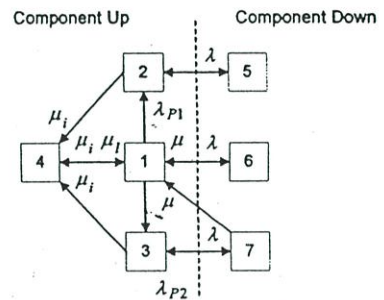
สถานะที่ 3 อุปกรณ์มีสถานะปกติแต่ระบบป้องกันมีการผิดพลาดในการทำงาน

สถานะที่ 4 อุปกรณ์มีสถานะปกติและระบบป้องกันเริ่มจะต้องมีการตรวจสอบ

สถานะที่ 5 อุปกรณ์มีสถานะไม่ปกติและระบบป้องกันอยู่ภายใต้สถานะไม่สามารถทริปได้

สถานะที่ 6 อุปกรณ์มีสถานะไม่ปกติแต่ระบบป้องกันปกติ

สถานะที่ 7 อุปกรณ์มีสถานะไม่ปกติและระบบป้องกันเคยมีการผิดพลาดในการทำงาน



รูปที่ 1 สถานะโคอะแกรมของอุปกรณ์และระบบป้องกัน

3.2 หมายเหตุ

μ_i อัตราตรวจสอบของระบบป้องกัน

μ_1 อัตราการซ่อมแซมของระบบป้องกัน

μ อัตราการซ่อมแซมของอุปกรณ์

λ อัตราการทำงานผิดพลาดของอุปกรณ์

λ_{P1} อัตราการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน “ไม่สามารถทริปได้”

λ_{P2} อัตราการผิดพลาดของระบบป้องกันสถานะของการ “ทำงานผิดพลาด”

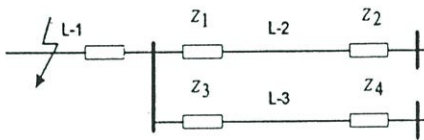
3.3 ข้อสมมติฐาน

- 1) การผิดพลาดจากการทำงานและไม่สามารถทริปได้จากการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน จะไม่เกิดขึ้นซ้อนกัน นั่นคือเมื่อการผิดพลาดของระบบป้องกันยังมีอยู่จะจัดอยู่ในสภาวะอย่างใดอย่างหนึ่งของสภาวะ 2 หรือ 3
- 2) แม้ว่าอุปกรณ์จะทำงานผิดพลาดแต่ระบบป้องกันยังคงทำงานปกติ
- 3) การทำงานผิดพลาดทั้งหมดเป็นอิสระต่อกันโดยการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน เป็นอิสระกับการทำงานผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกัน
- 4) การตรวจสอบระบบป้องกันจะไม่นำไปสู่การทำงานผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกัน

บนพื้นฐานของแบบจำลอง และข้อสมมติฐานเหล่านี้เราจะสามารถหาค่าความเชื่อถือได้ของการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน

4. วิธีการ

4.1 วิธีการเบื้องต้น



รูปที่ 2 ลำดับขั้นของเอาต์เคจ(Outage) แบบต่อเนื่อง จากในรูปที่ 2 สมมติให้ฟอลต์เกิดขึ้นที่ L-1 ปกติระบบป้องกันจะกำจัดฟอลต์ออก L-2 และ L-3 เป็นสายส่งที่ใช้บัสร่วมกันกับบัสที่เกิดฟอลต์คือ L-1 ดังนั้นสายส่งทั้งคู่อาจจะทำงานผิดพลาดและเสี่ยงที่จะทริป ถ้า L-2 ทริปเกิดจากเมื่อระบบป้องกันทำงานผิดพลาด การหาค่าความน่าจะเป็นของการเกิดเอาต์เคจ(Outage) แบบต่อเนื่องสามารถคำนวณได้จาก

$$P_{cas} = P_f(L-1) * P_f(Z1 \cup Z2) * (1 - P_f(Z3 \cup Z4)) \quad (1)$$

เมื่อ P_{cas} = ความน่าจะเป็นของเอาต์เคจแบบต่อเนื่อง

$P_f(L-1)$ = ความน่าจะเป็นของการผิดพลาดของ L-1

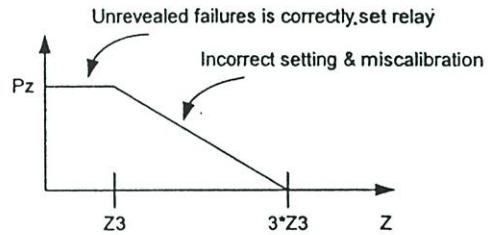
$P_f(Z1 \cup Z2)$ = ความน่าจะเป็นของยูเนียน(Union)ของระบบป้องกัน Z1 และ Z2

$P_f(Z3 \cup Z4)$ = ความน่าจะเป็นของยูเนียน(Union)ของ

ระบบป้องกัน Z3 และ Z4 ที่ทำงานผิดพลาด

4.2 คุณสมบัติของระบบป้องกันทำงานผิดพลาด

จาก[2] ที่เสนอความน่าจะเป็นของสายส่งที่อาจจะทริปโดยไม่ถูกต้อง เป็นฟังก์ชันของอิมพีแดนซ์ที่มองเห็นโดยรีเลย์ ในบทความฉบับนี้เราแนะนำคุณสมบัติของความน่าจะเป็น สำหรับการป้องกันแบบวัฏระยะทางแสดงในรูปที่ 3



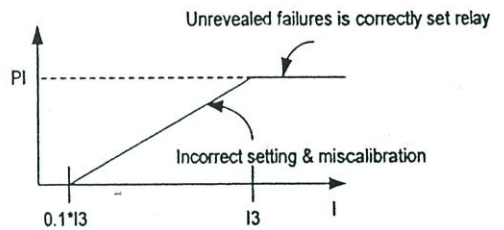
รูปที่ 3 ความน่าจะเป็นของการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันแบบวัฏระยะทางของสายส่ง

Pz ความน่าจะเป็นของการทำงานผิดพลาดของการป้องกันแบบวัฏระยะทาง

Z3 ค่าที่ตั้งค่าของอิมพีแดนซ์โซน 3

Z อิมพีแดนซ์ที่มองเห็นโดยรีเลย์

ทำนองเดียวกัน เราได้คุณสมบัติความน่าจะเป็นของการป้องกันของรีเลย์กระแสเกินแสดงในรูปที่ 4



รูปที่ 4 ความน่าจะเป็นของการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันกระแสเกินของสายส่ง

รูปที่ 3 และ 4 แสดงความน่าจะเป็นของสายส่งที่จะทริปผิดพลาดโดยไม่มีกำหนดค่า แต่จะแสดงในรูปของแบบจำลอง Markov ดังแสดงในรูปที่ 1 โดยค่าจะขึ้นอยู่กับฟอลต์และสภาวะการทำงาน

4.3 ข้อสมมติในการคำนวณ

ในการคำนวณเราพิจารณาเฉพาะ การป้องกันแบบวัฏระยะทางของโซน 3 เราเลือกค่าที่ตั้งของโซน 3 ไว้ที่ 250 เปอร์เซ็นต์ของอิมพีแดนซ์ของสายส่งตามการ

ตั้งค่าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การตั้งค่าของกระแสเกินของโชน 3 เรตติ้งค่าไว้ที่ 10 เปอร์เซนต์ของกระแสทุกขุมมิของหม้อแปลงกระแส โดยเพิ่มสมมติฐานตามนี้

1) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและหม้อแปลงไฟฟ้ารวมเป็นหน่วยเดียวกัน ส่วนอัตราของการทำงานผิดพลาดเป็นการรวมของอัตราการทำงานผิดพลาดของแต่ละตัว

2) สำหรับค่าเริ่มต้นของฟอลต์ พิจารณาเฉพาะผลกระทบขั้นแรก

5. ตัวชี้ค่าของความเชื่อถือได้

ตามสมมติฐานที่สร้างขึ้น ไม่ว่าจะสภาวะระบบมีสองอุปกรณ์หรือมากกว่าที่เกิดเอาต์เตจ(Outage) ซึ่งเป็นสาเหตุมาจากการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน

เรากำหนดค่าดัชนีได้ตามสมการ

1) ความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP)

$$BIP = I_i / N \quad (2)$$

เมื่อ i เป็นหน่วยของเซตของบัสที่แยกจากกัน

I_i เป็นจำนวนของระบบสแตท i

N เป็นจำนวนรวมทั้งหมดของการคำนวณ

การแยกกันของบัสเป็นความยุ่งยากหลักๆส่งไปถึงระบบไฟฟ้ากำลัง BIP แสดงจุดค้อยของระบบซึ่งอุปกรณ์ตัวหนึ่งเอาต์เตจเป็นผลให้เกิดการแยกกันของบัส

การคำนวณ "การแยกกันของบัส (BIP)" จะใช้เป็นเกณฑ์ในการที่จะหยุดการเกิดเอาต์เตจต่อเนื่องกัน คือการที่เมื่อมีบัสถูกแยกแล้วจะไม่เกิดเอาต์เตจต่อเนื่องอีก

2) ความน่าจะเป็นของการสูญเสียของโหลด (LOLP)

$$LOLP = L_i / N \quad (3)$$

เมื่อ i เป็นจำนวนของเซตของการตัดทอนของโหลด

L_i เป็นจำนวนของลักษณะของระบบ i

N เป็นจำนวนทั้งหมดของการคำนวณ

โดยปกติระบบไฟฟ้ากำลัง สามารถป้องกันอุปกรณ์ตัวหนึ่งที่เกิดเอาต์เตจได้ โดยไม่มีผลต่อความเพียงพอและความรุนแรงต่อระบบความปลอดภัย LOLP แทนการสูญเสียของโหลด เนื่องจากการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน เมื่อพิจารณาความสูญเสียของโหลด

เมื่อมีการสูญเสียของโหลดเกิดขึ้นจะหยุดการเกิดเอาต์เตจต่อเนื่อง

3) ค่าคาดหวังการสูญเสียกำลังไฟฟ้า (EPL)

$$EPL = C_i / N \quad (4)$$

เมื่อ i เป็น จำนวนของเซตของการของการเกิดเอาต์เตจแบบต่อเนื่อง

C_i เป็นการตัดทอนของโหลดของขอรระบบ i

N เป็นจำนวนทั้งหมดที่คำนวณ

ตัวชี้ค่ามีหน่วยเป็น "MW"

ในการคำนวณ จะไม่มีเกณฑ์สำหรับหยุดการเกิดเอาต์เตจต่อเนื่องในการคำนวณตัวชี้ค่า การเกิดเอาต์เตจ(Outage)ต่อเนื่องจะขยายจนกระทั่งไม่มีการเกิดขึ้นอีก

6. การคำนวณความเชื่อถือได้

6.1 สูตรการคำนวณ OPF

ในการคำนวณ LOLP และ EPL การไหลของกำลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสม (OPF) ใช้ในการหาค่าที่เกิดขึ้นและการตัดทอนโหลดของระบบ สูตรการคำนวณ OPF แสดงคังสมการข้างล่าง

วัตถุประสงค์

$$\min \sum_{i=1}^n (Load_Curtailment)_i \quad (5)$$

เมื่อ

$$(Load_Curtailment)_i = P_{di} - P_{li}$$

$$P_{gi} - P_{li} - \sum_{j=1}^n U_i U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) = 0$$

$$Q_{gi} - Q_{li} - \sum_{j=1}^n U_i U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) = 0 \quad i=1, \dots, n$$

$$P_{gi \min} \leq P_{gi} \leq P_{gi \max}$$

$$Q_{gi \min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi \max}$$

$$i=1, \dots, n_g$$

$$0 \leq P_{li} \leq P_{di}$$

$$0 \leq Q_{li} \leq Q_{di}$$

$$i=1, \dots, n_d$$

$$U_{i \min} \leq U_i \leq U_{i \max}$$

$$i=1, \dots, n$$

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \leq S_{ij \max}^2$$

$$ij \in [1, \dots, n_b]$$

เมื่อ n, n_g, n_d, n_b เป็นจำนวนของโหนด, โหนดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า, โหลดโหนดและสาขา

P_{gi}, Q_{gi} เป็นค่าเอาต์พุตของจำนวนจริงและจำนวนจินตภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$P_{gi \min}, P_{gi \max}$ เป็นค่าต่ำสุด สูงสุด กำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$Q_{gi \min}, Q_{gi \max}$ เป็นค่าต่ำสุดและสูงสุดของกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

P_{li}, Q_{li} เป็นโหลดหลังเปลี่ยนค่าการผลิตไฟฟ้า

P_{di}, Q_{di} เป็นค่าความต้องการจริง

U_i เป็นขนาดของแรงดัน

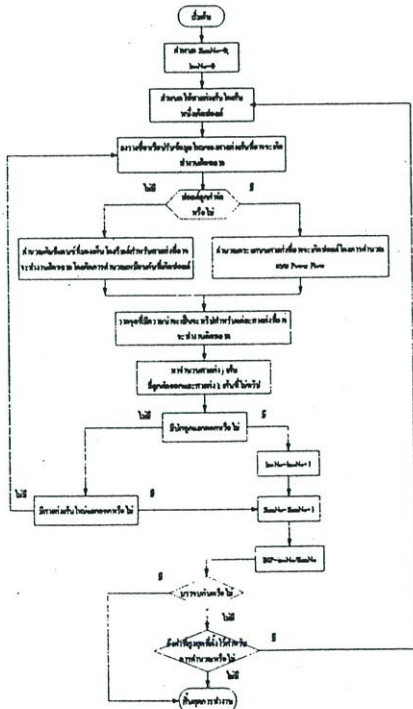
$U_{i \min}, U_{i \max}$ เป็นค่าจำกัดของขนาดแรงดัน

P_{ij}, Q_{ij} เป็นการไหลในสายส่ง

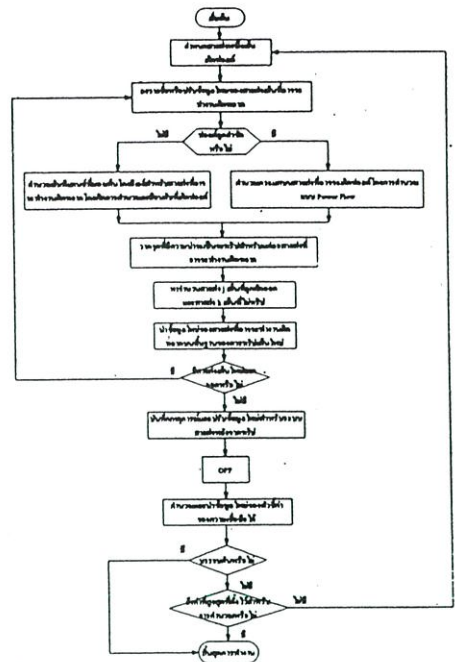
$S_{ij \max}$ เป็นค่าจำกัดของการไหลในสายส่ง

6.2 แแผนผัง

การคำนวณแบบ Sequential Monte Carlo ประมาณค่าการคำนวณตัวชี้วัดทั้งหมดของความเชื่อถือได้ลำดับการคำนวณแสดงในรูปที่ 5 และรูปที่ 6



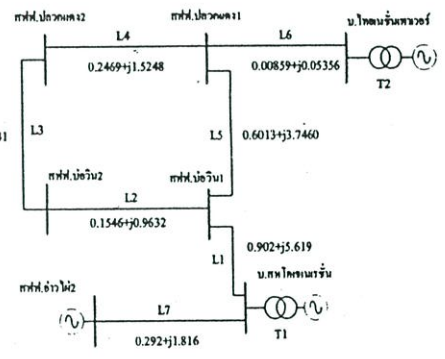
รูปที่ 5 แแผนผังของการคำนวณความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP)



รูปที่ 6 แแผนผังสำหรับการคำนวณ LOLP และ EPL

6.3 การทดสอบระบบ

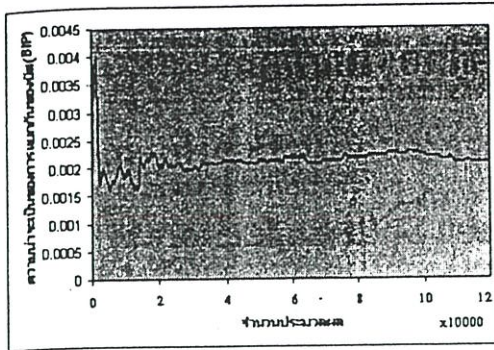
เราใช้ระบบไฟฟ้ากำลัง ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิกัดแรงดัน 115kV 7 บัสในการทดสอบโดยระบบแสดงในรูปที่ 7



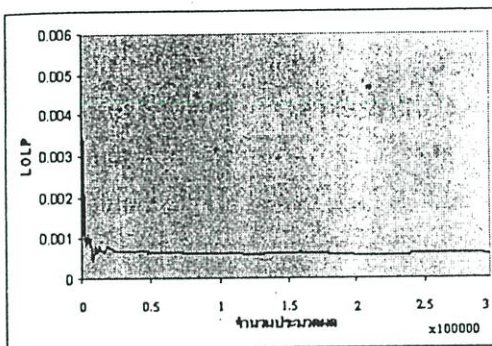
รูปที่ 7 ระบบที่ใช้ทดสอบ

6.4 ผลการทดสอบ

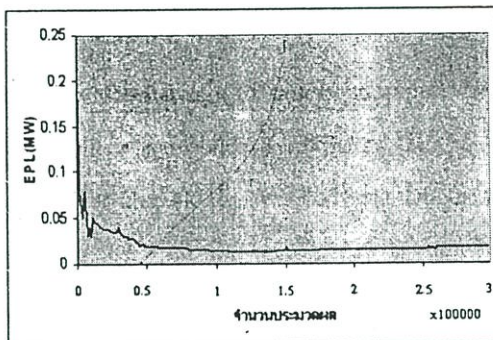
จากรูปที่ 8, 9 และ 10 แสดงการคำนวณ แบบมอนติคาร์โร สำหรับค่าความน่าจะเป็นของความเชื่อถือได้ BIP, LOLP และ EPL ตามลำดับ



รูปที่ 8 ความน่าจะเป็นของการแยกกันของบัส (BIP) โดย
การคำนวณแบบมอนติคาร์โล



รูปที่ 9 LOLP โดยการคำนวณแบบมอนติคาร์โล



รูปที่ 10 EPL โดยการคำนวณแบบมอนติคาร์โล
และสรุปผลออกมาได้เป็นดังตารางที่ 2
ตารางที่ 2 แสดงผลของการคำนวณ

BIP	LOLP	EPL(MW)
0.00222	0.000625	0.0156

ในการจำลอง รูปแบบการคำนวณแบบมอนติ
คาร์โลใช้ระยะเวลาการคำนวณนานกว่าวิธีการหาค่าความ
เชื่อถือได้แบบอื่น เช่นเมื่อเทียบกับวิธีการแบบวิเคราะห์

(Analytical method) ซึ่งใช้เวลาการคำนวณน้อยกว่า แต่
วิธีการแบบมอนติคาร์โล จะมีความละเอียด ชัดขึ้นสูง
และแสดงผลคุณสมบัติต่างๆที่มากกว่า และมีการนิยมใช้
แบบจำลองนี้เป็นจำนวนมาก

7. สรุปผล

ในบทความฉบับนี้ ได้ทำการวิเคราะห์ความ
เชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยพิจารณาการทำงาน
ผิดพลาดของระบบป้องกันโซน3 โดยคำนวณดัชนีความ
เชื่อถือได้โดยใช้รูปแบบการคำนวณ แบบมอนติคาร์โล
โดยคำนึงถึง ผลกระทบจากการเกิดเอาต์เตจแบบต่อเนื่อง
และนำทดสอบกับระบบไฟฟ้ากำลัง ของการไฟฟ้าส่วน
ภูมิภาคพิกัดแรงดัน 115 kV 7บัส โดยความน่าจะเป็นของ
การแยกกันของบัส(BIP) คือ 0.00222 ความน่าจะเป็นของ
การสูญเสียของโหลด(LOLP) คือ 0.000625 และค่า
คาดการณ์การสูญเสียกำลังไฟฟ้า(EPL) ในระบบอยู่ที่
0.0156 MWโดยเมื่อระบบมีความแตกต่างกันดัชนีที่ได้ก็
จะมีค่าแตกต่างกันด้วยเช่น จำนวนบัสของระบบ, อุปกรณ์
ภายในระบบและการตั้งค่าโซนต่างๆของระบบป้องกัน

8. เอกสารอ้างอิง

- [1] West Systems Coordinating Council Final Report, 10 August 1996 event, Oct. 1996
- [2] K.Bae, and J. S. Throp, "An importance sampling application: 179 bus WSCC system under voltage based hidden failures and relay misoperation," in Proc. 1998 System Science, Thirty-first Hawaii International Conf., vol. 3, pp. 39-46.
- [3] C. Singh, and A. D. Patton, "Models and concepts for power system reliability evaluation including protection-system failures," Int. J. Elect. Power and Energy Syst. vol 2, No 4, pp. 161-168, Oct 1980.
- [4] C. Singh, and A. D. Patton, "Protection system reliability modeling unreadiness probability and mean duration of undetected faults," IEEE Trans. Reliability, vol. R-29, pp. 339-340, Oct, 1980.

ประวัติผู้เขียน

นายไพโรจน์ เทียนทอง เกิดเมื่อวันที่ 8 กรกฎาคม พ.ศ.2519 ที่จังหวัดพิษณุโลก สำเร็จการศึกษาปริญญาตรี วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง จากภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร ในปีการศึกษา 2542 และเข้าศึกษาต่อในระดับปริญญาโท หลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ในปีการศึกษา 2547 ปัจจุบันทำงานในตำแหน่ง Assist Supervisor แผนกวิศวกรรมโรงงาน บ.พานาโซนิค อิเล็กทรอนิกส์ดีไวท์ (ไทยแลนด์) จำกัด