

การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม PSSIE
เพื่อใช้วางแผนระยะสั้นในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล

POWER SYSTEM ANALYSIS USING PSSIE PROGRAM
FOR SHORT TERM PLANNING IN THE METROPOLITAN AREA

ชาວວຸກຣີ ຫຣຣມເຟືອ
CHAOWARIT THAMPIAN

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาค้นคว้าหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

บัณฑิตวิทยาลัย

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ. 2547

ISBN 974-15-1262-7

การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม PSS/E
เพื่อใช้วางแผนระยะสั้นในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล

POWER SYSTEM ANALYSIS USING PSS/E PROGRAM
FOR SHORT TERM PLANNING IN THE METROPOLITAN AREA

ชาวฤทธิ์ ธรรมเพียร
CHAOWARIT THAMPIAN

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
บัณฑิตวิทยาลัย
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
พ.ศ. 2547

ISBN 974-15-1262-7

POWER SYSTEM ANALYSIS USING PSS/E PROGRAM
FOR SHORT TERM PLANNING IN THE METROPOLITAN AREA

CHAOWARIT THAMPIAN

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

2004

ISBN 974-15-1262-7

COPYRIGHT 2004

SCHOOL OF GRADUATE STUDIES

KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม PSS/E เพื่อใช้วางแผนระยะสั้นในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล
นักศึกษา	นายเชาวฤทธิ์ ธรรมเพียร
รหัสนักศึกษา	43061181
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
พ.ศ.	2547
อาจารย์ผู้ควบคุมวิทยานิพนธ์	รศ. มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์

บทคัดย่อ

ระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลมีการเปลี่ยนแปลงไปอย่างมาก โดยในอนาคตอันใกล้จะมีแผนการนำสายส่ง 500 kV, 230 kV เข้าใช้งานหลายวงจร รวมทั้งมีแผนก่อสร้างลานไกไฟฟ้า 500 kV เชื่อมกับระบบ 230 kV ที่มีอยู่เดิม แต่เนื่องจากเกิดวิกฤตการณ์ทางเศรษฐกิจ จึงได้ชะลอแผนการก่อสร้างระบบส่งบางโครงการออกไปก่อน ทำให้การนำอุปกรณ์ใหม่เข้าใช้งานไม่สอดคล้องกับแผนระยะยาว และได้ส่งผลกระทบต่อสภาพระบบ วิทยานิพนธ์นี้ได้นำเสนอการวางแผนระยะสั้นในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลโดยใช้โปรแกรม PSS/E(Power System Simulator / Engineering) เพื่อศึกษาแนวทางที่เหมาะสมทั้งในด้านความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความเป็นไปได้ในทางปฏิบัติ และมีค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด โดยทำการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าเมื่อเกิดข้อขัดข้อง วิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า วิเคราะห์ฟลลท์และอื่น ๆ เพื่อประเมินสมรรถนะของระบบไฟฟ้า การจ่ายโหลดเกินพิกัดของอุปกรณ์ หากค่ากระแสฟลลท์ที่เกิดขึ้นว่าเกินขีดจำกัดอุปกรณ์หรือไม่ ตามลำดับ พร้อมทั้งเตรียมหามาตรการป้องกันและปรับปรุงเพื่อบรรเทาผลกระทบให้ลดลงอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้สามารถนำมาใช้งานได้จริง

Thesis Title	Power System Analysis using PSS/E Program for Short Term Planning in the Metropolitan Area
Student	Mr. Chaowarit Thampian
Student ID.	43061181
Degree	Master of Engineering
Programme	Electrical Engineering
Year	2004
Thesis Advisor	Assoc. Prof. Monthon Leelajindakraierk

ABSTRACT

Transmission systems in the metropolitan area change very much. Reconstruction of the 500 kV lines, 230 kV lines and construction of 500 kV switchyard for interconnection with the existing 230 kV system will be in operation soon. But due to economic crisis, some of projects of constructing transmission system are then delayed. This reason happens to operate new equipments that do not corresponds with a long term planning, and eventually affect to system. This thesis proposes a short term planning in the metropolitan area by using PSS/E(Power System Simulator / Engineering) program to study a suitable way including stability, reliability, technical feasible and the least cost solution. Contingency analysis, power flow analysis, fault analysis and others are studied to evaluate the network performance, to check overload conditions of equipment in the network and to determine fault levels over rating of equipment respectively. In addition, methods of preventing and modifying system are provided to moderate effects to an acceptable level. The results can be used in practical work.

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ สำเร็จลุล่วงได้ด้วยดี โดยได้รับความแนะนำ คำปรึกษา และความเอาใจใส่เป็นอย่างดีจาก รศ. มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์ ซึ่งเป็นอาจารย์ผู้ควบคุมวิทยานิพนธ์ ผู้วิจัยรู้สึกซาบซึ้งและขอกราบขอบพระคุณท่านเป็นอย่างสูง

ขอกราบขอบพระคุณอย่างสูงสำหรับท่านคณาจารย์ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ทุกท่าน ที่ให้ความรู้ความเข้าใจในเนื้อหาวิชานับตั้งแต่เข้ารับการศึกษา เพื่อนำความรู้ที่ได้รับ มาประกอบการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ขอขอบพระคุณ คุณประมุข สวัสดิ์พิพัฒน์ คุณสมชาย อรุณมหาศน์ และคุณกัญศักดิ์ ไทยวัฒนาพร ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าเขตนครหลวง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่ได้ให้คำแนะนำปรึกษา ตลอดจนให้ความช่วยเหลือในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

สุดท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา ของข้าพเจ้า ผู้ที่มอบชีวิต การศึกษา และอนาคตที่ดี ตลอดจนให้ความช่วยเหลือและกำลังใจกับผู้วิจัยตลอดมา

คุณค่าและประโยชน์อันพึงมีจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ผู้วิจัยขอมอบแด่ผู้มีพระคุณทุกท่าน

เชาวฤทธิ์ ธรรมเพียร

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	II
กิตติกรรมประกาศ	III
สารบัญ	IV
สารบัญตาราง	IX
สารบัญรูป	XI
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาของปัญหา	1
1.2 ความมุ่งหมายของปัญหา.....	1
1.3 สมมติฐานของการศึกษา	2
1.4 ขอบเขตของการศึกษา	2
1.5 ขั้นตอนของการศึกษา	3
1.6 ข้อตกลงเบื้องต้นของการศึกษา	4
1.7 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	4
บทที่ 2 ขีดจำกัดการจ่ายโหลดสูงสุดของอุปกรณ์ไฟฟ้า.....	5
2.1 ขีดความสามารถสูงสุดของสายส่งไฟฟ้าแรงสูง.....	5
2.1.1 การประเมินขีดความสามารถของสายส่งไฟฟ้า.....	5
2.1.2 การคำนวณค่าพิกัดกระแสอยู่ตัวของสายส่งไฟฟ้า	7
2.1.2.1 สมการการสมดุลของความร้อน.....	7
2.1.2.2 การคำนวณหาค่าความต้านทานของสายส่งไฟฟ้า	8
2.1.2.3 สภาวะการใช้งานสายส่งไฟฟ้า.....	10
2.1.2.4 พิกัดกระแสอยู่ตัวของสายส่งไฟฟ้า	11
2.1.3 พิกัดกระแสและระยะเวลาใช้งานสายส่งไฟฟ้าในกรณีฉุกเฉิน.....	12
2.1.3.1 ข้อกำหนดการจ่ายโหลดเกินพิกัดในกรณีฉุกเฉิน	12
2.1.3.2 การคำนวณหาพิกัดกระแสการใช้งานในกรณีฉุกเฉิน	13
2.2 ขีดความสามารถสูงสุดของหม้อแปลงกำลังไฟฟ้า	16

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2.2.1 ปราบปรามการณที่เกิดจากการจ่ายเกินพิกัด.....	16
2.2.2 ข้อจำกัดในการจ่ายเกินพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า	17
2.2.3 การหาปริมาณและระยะเวลาการจ่ายไหลเกินพิกัด	17
2.2.4 เงื่อนไขและวิธีปฏิบัติ	19
บทที่ 3 การวิเคราะห์ฟลทในระบบไฟฟ้า	21
3.1 ฟลทแบบ 3 เฟส	21
3.2 ฟลทแบบหนึ่งเฟสลงดิน.....	23
3.3 ฟลทแบบสองเฟส.....	25
3.4 ฟลทแบบสองเฟสลงดิน	27
บทที่ 4 การจำลองระบบไฟฟ้า	30
4.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	30
4.2 แอดมิตแตนซ์เมทริกซ์ของโครงข่ายระบบไฟฟ้า.....	31
4.3 วิธีการแก้ไขปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธีนิวตัน ราฟสัน.....	33
4.4 ชนิดของบัลในระบบไฟฟ้า	36
4.5 แบบจำลองโหลด	37
4.6 แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	39
4.7 ขั้นตอนการจำลองระบบไฟฟ้า	42
บทที่ 5 การวางแผนระบบไฟฟ้า	47
5.1 ข้อกำหนดการวางแผน.....	47
5.1.1 การกำหนดหลักเกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า	48
5.1.1.1 โครงร่างการตัดสินใจเลือกข้อกำหนดความเชื่อถือได้ ของระบบไฟฟ้า.....	48
5.1.1.2 การกำหนดเงื่อนไขการทดสอบ Contingency	49
5.1.2 ข้อกำหนดการวางแผนระยะสั้นในเขตกรุงเทพและปริมณฑล.....	52
5.1.2.1 การทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะปกติ	52

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
5.1.2.2 การทดสอบ Single Contingency	52
5.1.2.3 การทดสอบ Double Contingency	53
5.2 การวิเคราะห์ Contingency	54
5.2.1 ข้อกำหนดความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า สำหรับใช้วิเคราะห์ Contingency	55
5.2.2 วิธีการเลือก Contingency	56
5.2.2.1 วิธี Ranking	56
5.2.2.1.1 Overload Ranking	56
5.2.2.1.2 Voltage Collapse Ranking	58
5.2.2.2 วิธีคัดกรอง Contingency	59
5.2.3 การเลือก Contingency หลายระดับ	60
5.2.4 การประเมินผล Contingency	60
5.3 การควบคุมแรงดัน	61
5.4 การหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย	63
5.5 ขั้นตอนการวางแผนระยะสั้น	63
5.6 องค์ความรู้ในการวางแผนระยะสั้น	65
5.6.1 การเลือก Contingency	66
5.6.2 การเลือกคำนวณหาค่ากระแสฟอลท์	67
5.6.3 วิธีการแก้ไขปัญหาาระดับกระแสฟอลท์เกินขีดจำกัดอุปกรณ์	68
5.6.3.1 การปลดอุปกรณ์ไฟฟ้า	68
5.6.3.2 การแยกบัส	69
5.6.3.3 การเชื่อมต่อสายส่ง	70
5.6.4 การแก้ไขปัญหาาระบบไม่รองรับ N-1 หรือเสริมความมั่นคงของระบบ	70
บทที่ 6 ระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการวิจัย	72
6.1 รายละเอียดของสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่นำมาวิจัย	72
6.1.1 สถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกะปิ	74
6.1.2 สถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกอกน้อย	74

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
6.1.3 สถานีไฟฟ้าแรงสูงบางพลี	77
6.1.4 สถานีไฟฟ้าแรงสูงแจ้ห่มนะ	80
6.1.5 สถานีไฟฟ้าแรงสูงลาดพร้าว	80
6.1.6 สถานีไฟฟ้าแรงสูงพระนครเหนือ	83
6.1.7 สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก	85
6.1.8 สถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุช	87
6.1.9 สถานีไฟฟ้าแรงสูงรัชดาภิเษก	87
6.1.10 สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต	90
6.1.11 สถานีไฟฟ้าแรงสูงพระนครใต้	90
6.1.12 สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย	93
6.1.13 สถานีไฟฟ้าแรงสูงธนบุรีใต้	95
6.1.14 สถานีไฟฟ้าแรงสูงเทพารักษ์	97
6.2 สภาพระบบก่อนทำการศึกษา.....	99
6.3 แผนระยะยาวของการขยายและปรับปรุงระบบไฟฟ้า	99
6.3.1 แผนระยะยาว ปี 2545	99
6.3.2 แผนระยะยาว ปี 2546	99
6.3.3 แผนระยะยาว ปี 2547	101
บทที่ 7 ผลการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า.....	102
7.1 ผลการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า ปี 2545.....	102
7.1.1 พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าปี 2545	102
7.1.2 ผลการศึกษาจาก Base Case ปี 2545.....	102
7.1.3 ผลการศึกษากการเชื่อมต่อสายส่งไฟฟ้า 230 kV แจ้ห่มนะ-ลาดพร้าว กับ ลาดพร้าว-รัชดาภิเษก	105
7.1.4 ผลการศึกษากการนำสถานีไฟฟ้าแรงสูงปลวกแดงเข้าจ่ายไฟครั้งแรก	107
7.1.5 ผลการศึกษากการตัดสายส่ง 500 kV จอมบึง-วังน้อย วงจรที่ 2 ลงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย.....	109

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
7.1.6 ผลการศึกษาการนำสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง 2-ไทรน้อย ทั้ง 2 วงจร เข้าจ่ายไฟครั้งแรก.....	111
7.1.7 ผลการศึกษาการเปลี่ยนอุปกรณ์ Bay สายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รังสิต ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต.....	113
7.2 ผลการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า ปี 2546.....	115
7.2.1 พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าปี 2546	115
7.2.2 ผลการศึกษาจาก Base Case ปี 2546.....	115
7.2.3 ผลการศึกษาการแยกบัส 230 kV ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย	116
7.2.4 ผลการศึกษาการสร้างสายส่งชั่วคราว 230 kV บางปะกง-หนองจอก 2 วงจร	119
7.3 ผลการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า ปี 2547.....	121
7.3.1 พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าปี 2547	121
7.3.2 ผลการศึกษาจาก Base Case ปี 2547.....	122
7.3.3 ผลการศึกษาการนำสายส่ง 230 บางปะกง-หนองจอก 4 วงจร เข้าจ่ายไฟครั้งแรก.....	125
บทที่ 8 บทสรุปและข้อเสนอแนะ	129
เอกสารอ้างอิง.....	132
ภาคผนวก ก. รายการค้าย่อ.....	134
ภาคผนวก ข. ผลการจำลองระบบไฟฟ้า.....	136
ภาคผนวก ค. ผลงานวิจัยที่ได้รับตีพิมพ์	191
ประวัติผู้เขียน.....	206

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1 ค่า Skin effect ของสายไฟฟ้า.....	10
2.2 พิกัดทางความร้อนของสายส่งไฟฟ้า.....	11
2.3 พิกัดกระแสใช้งานในกรณีฉุกเฉินของสายส่งไฟฟ้า 795 MCM ACSR.....	14
2.4 พิกัดกระแสใช้งานในกรณีฉุกเฉินของสายส่งไฟฟ้า 1272 MCM ACSR.....	15
5.1 การทดสอบความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า.....	51
7.1 ผลการศึกษา Contingency จาก Base Case ปี 2545.....	103
7.2 ผลการศึกษา Contingency เมื่อเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV CHW-LPR กับ LPR-RPS.....	106
7.3 ผลการศึกษา Contingency เมื่อนำสถานีไฟฟ้าปลวกแดงเข้าจ่ายไฟครั้งแรก.....	108
7.4 ผลการศึกษา Contingency เมื่อตัดสายส่ง 500 kV CBG-WN No.3 ลงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย.....	110
7.5 ผลการศึกษา Contingency เมื่อนำสายส่ง 230 kV BP2-SNO ทั้ง 2 วงจร เข้าจ่ายไฟครั้งแรก.....	112
7.6 ผลการศึกษา Contingency การเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV CHW-RS กับ RS-SNO ทั้ง 2 วงจร เพื่อเปลี่ยนอุปกรณ์ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต.....	114
7.7 ผลการศึกษา Contingency หลังจากเปลี่ยนอุปกรณ์ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต.....	115
7.8 ผลการศึกษา Contingency จาก Base Case ปี 2546.....	116
7.9 ผลการศึกษา Contingency การเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV BP2-SNO กับ SNO-RS ทั้ง 2 วงจร หลังจากแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย.....	118
7.10 ผลการศึกษา Contingency การเชื่อมต่อ 230 kV บัสที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก....	120
7.11 ผลการศึกษา Contingency จาก Base Case ปี 2547.....	122
7.12 ผลการศึกษา Contingency เมื่อนำสายส่ง 230 kV บางปะกง-หนองจอก 4 วงจร เข้าใช้งานครั้งแรก และ Loop 230 kV บัสที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุช.....	126
ข.1 ผลการศึกษาระดับ Fault Level จาก Base Case ปี 2545.....	138
ข.2 ผลการวิเคราะห์ระดับ Fault Level เมื่อเชื่อมต่อสายส่ง CHW-LPR กับ LPR-RPS.....	145
ข.3 ผลการศึกษาระดับ Fault Level เมื่อนำสถานีไฟฟ้าแรงสูงปลวกแดงเข้าจ่ายไฟครั้งแรก..	148
ข.4 ผลการศึกษาระดับ Fault Level เมื่อตัดสายส่ง 500 kV CBG-WN No.3 ลงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย.....	153

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
ข.5 ผลการศึกษาระดับ Fault Level เมื่อนำสายส่ง 230 kV BP2-SNO No.1,2 เข้าจ่ายไฟครั้งแรก	157
ข.6 ผลการศึกษาระดับ Fault Level เมื่อปลดสายส่ง RS-SNO 1 วงจร และ BN-NB 1 วงจร เพื่อลด Fault Level	159
ข.7 ผลการศึกษาระดับ Fault Level เมื่อเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV CHW-RS กับ RS-SNO ทั้ง 2 วงจร พร้อมทั้งนำสายส่ง BN-NB เข้าจ่ายไฟ	162
ข.8 ผลการศึกษาระดับ Fault Level หลังจากเปลี่ยนอุปกรณ์ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต.....	165
ข.9 ผลการศึกษาระดับ Fault Level จาก Base Case ปี 2546	167
ข.10 ผลการศึกษาระดับ Fault Level ในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล หลังจากแยก 230 kV Bus ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย	169
ข.11 ผลการศึกษาระดับ Fault Level เมื่อเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV BP2-SNO กับ SNO-RS ทั้ง 2 วงจร เป็นสายส่ง 230 kV BP2-RS No.1,2.....	171
ข.12 ผลการศึกษา Fault Level เมื่อเชื่อมต่อ 230 kV บัสที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก.....	174
ข.13 ผลการศึกษาระดับ Fault Level จาก Base Case ปี 2547	178
ข.14 ผลการศึกษาระดับ Fault Level หลังจากนำสายส่ง 230 kV BPK-NCO 4 วงจร เข้าจ่ายไฟครั้งแรก	185
ข.15 ผลการศึกษาระดับ Fault Level เมื่อ Loop 230 kV บัสที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุช	187

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
1.1 โครงสร้างของโปรแกรม PSS/E	2
2.1 แสดงโหลดจริงและ Equivalent Load ของหม้อแปลง	18
3.1 แสดงฟอลท์แบบ 3 เฟส	21
3.2 วงจรที่คววนของการเกิดฟอลท์แบบ 3 เฟส	22
3.3 แสดงฟอลท์แบบ 1 เฟสลงดิน	23
3.4 วงจรที่คววนของการเกิดฟอลท์แบบหนึ่งเฟสลงดิน	24
3.5 แสดงการเกิดฟอลท์แบบสองเฟส	25
3.6 วงจรที่คววนของการเกิดฟอลท์แบบสองเฟส	26
3.7 แสดงการเกิดฟอลท์แบบสองเฟสลงดิน	27
3.8 วงจรที่คววนของการเกิดฟอลท์แบบสองเฟสลงดิน	28
4.1 โครงข่ายระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับบัส i	32
4.2 วงจรสมมูลที่คววนรับของโครงข่ายระบบไฟฟ้า Node i	32
4.3 แผนภาพเส้นเดียวแสดงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่บัส i	33
4.4 Flow chart ขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้วิธีนิวตัน ราวล์สัน	36
4.5 แบบจำลองมาตรฐานการไหลของกำลังไฟฟ้า	37
4.6 คุณลักษณะของโหลดชนิด MVA คงที่	38
4.7 Curve แสดงผล กระแส/แรงดัน ของโหลดชนิด MVA คงที่	38
4.8 คุณลักษณะของโหลดชนิดกระแสคงที่	39
4.9 Curve แสดงผล MVA/แรงดัน ของโหลดชนิดกระแสคงที่	39
4.10 แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	40
4.11 วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเทเวนิน	41
4.12 วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบนอร์ตัน	42
4.13 โครงสร้างการป้อนข้อมูลอินพุตการไหลของกำลังไฟฟ้า	43
4.14 ขั้นตอนการจำลองระบบไฟฟ้าในรูปแบบของโปรแกรม PSS/E	44
4.15 วินโดของโปรแกรม PSS/E	45
4.16 วินโดการแก้ไขข้อมูลอินพุต	45
4.17 การแก้ไขข้อมูลบัสโหลด	46
4.18 วินโดแผนภาพเส้นเดียว	46

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
5.1 แสดงขั้นตอนการวิเคราะห์ Contingency.....	55
5.2 Flow chart ขั้นตอนการวางแผนระยะสั้น	64
5.3 แสดงการปลดสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้า AB ออกจากระบบทั้ง 2 วงจร	70
6.1 แผนที่ระบบไฟฟ้ารอบกรุงเทพฯ ปี 2545	73
6.2 แผนภาพเส้นเดียวสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกะปิ.....	75
6.3 ตัวอย่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ 230 kV ของสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกะปิ	76
6.4 ป้ายชื่อของเซอร์กิตเบรกเกอร์ 230 kV ของสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกะปิ.....	76
6.5 แผนภาพเส้นเดียวสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกอกน้อย	78
6.6 แผนภาพเส้นเดียวสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางพลี	79
6.7 แผนภาพเส้นเดียวสถานีไฟฟ้าแรงสูงแจ้งวัฒนะ.....	81
6.8 แผนภาพเส้นเดียวสถานีไฟฟ้าแรงสูงลาดพร้าว.....	82
6.9 แผนภาพเส้นเดียวสถานีไฟฟ้าแรงสูงพระนครเหนือ.....	84
6.10 แผนภาพเส้นเดียวสถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก	86
6.11 แผนภาพเส้นเดียวสถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุช	88
6.12 แผนภาพเส้นเดียวสถานีไฟฟ้าแรงสูงรัชดาภิเษก	89
6.13 แผนภาพเส้นเดียวสถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต	91
6.14 แผนภาพเส้นเดียวสถานีไฟฟ้าแรงสูงพระนครใต้.....	92
6.15 แผนภาพเส้นเดียวสถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย	94
6.16 แผนภาพเส้นเดียวสถานีไฟฟ้าแรงสูงธนบุรีใต้.....	96
6.17 แผนภาพเส้นเดียวสถานีไฟฟ้าแรงสูงเทพารักษ์.....	98
6.18 สภาพระบบทั่วไป ปี 2545	100
7.1 วินโดผลการศึกษาระแสฟอลต์แบบ 3 เฟส	103
7.2 กราฟแสดงการลดระดับกระแสฟอลต์ ด้วยการปลดสายส่ง.....	112
7.3 แผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย ในปัจจุบัน.....	117
7.4 แผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย หลังการแยกบัส 230 kV	117
7.5 กราฟแสดงการลดระดับกระแสฟอลต์ ด้วยการเชื่อมต่อสายส่ง	118
7.6 การสร้างสายส่งชั่วคราว 230 kV หนองจอก-บางปะกง จำนวน 2 วงจร	119
7.7 สภาพระบบไฟฟ้า เมื่อนำสายส่ง 230 kV บางปะกง-หนองจอก 4 วงจร เข้าใช้งาน	125

สารบัญญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
7.8 กราฟเปรียบเทียบระดับกระแสฟอลท์ การ Loop Bus ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุช.....	126
ข.1 Base Case ปี 2545	137
ข.2 สายส่ง 230 kV บางพลี-อ่อนนุช(1) Trip แล้วมีผลทำให้สายส่ง บางพลี-อ่อนนุช(2) จ่ายโหลด 100.8 %	139
ข.3 สายส่งบางพลี-อ่อนนุช Trip ทั้ง 2 วงจร ไม่มีอุปกรณ์ในระบบจ่ายโหลดเกินพิกัด	140
ข.4 หม้อแปลงเชื่อมโยงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย Trip 1 ชุด แล้วมีผลทำให้ หม้อแปลงชุดที่เหลือจ่ายโหลด 117.0 %.....	141
ข.5 นำหม้อแปลงเชื่อมโยงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อยเข้าจ่ายไฟ สามารถลดโหลดของ หม้อแปลงเชื่อมโยงที่ไทรน้อย เหลือ 112.4%	142
ข.6 สายส่ง 230 kV แจ้จวนนะ-รังสิต Trip 1 วงจร แล้วมีผลทำให้สายส่ง แจ้จวนนะ-รังสิต วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 122.9%	143
ข.7 การเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV แจ้จวนนะ-ลาดพร้าว กับ ลาดพร้าว-รัชดาภิเษก เป็นสายส่งแจ้จวนนะ-รัชดาภิเษก.....	144
ข.8 สายส่ง 230 kV แจ้จวนนะ-รังสิต Trip 1 วงจร แล้วมีผลทำให้สายส่ง แจ้จวนนะ-รังสิต วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 110.4 %	146
ข.9 การนำสถานีไฟฟ้าแรงสูงปลวกแดง เข้าจ่ายไฟครั้งแรก	147
ข.10 หม้อแปลงเชื่อมโยงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก(เอ) Trip แล้วมีผลทำให้ หม้อแปลงเชื่อมโยงที่สถานีไฟฟ้าหนองจอก(บี) จ่ายโหลด 98.0%	149
ข.11 หม้อแปลงเชื่อมโยงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก(บี) Trip แล้วมีผลทำ ให้หม้อแปลงเชื่อมโยงที่สถานีไฟฟ้าหนองจอก(เอ) จ่ายโหลด 86.3 %	150
ข.12 สายส่ง 230 kV หนองจอก(บี)-อ่อนนุช(1) Trip แล้วมีผลทำให้ สายส่ง หนองจอก(เอ)- อ่อนนุช(2) จ่ายโหลด 87.6 %	151
ข.13 การตัดสายส่ง 500 kV จอมบึง-วังน้อย วงจร 2 เป็นสายส่ง 500 kV จอมบึง-ไทรน้อย วงจร 3 และไทรน้อย-วังน้อย วงจร 3	152
ข.14 หม้อแปลงเชื่อมโยงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย Trip 1 ชุด แล้วมีผลทำ ให้หม้อแปลงชุดที่เหลือจ่ายโหลด 125.2 %.....	154
ข.15 สายส่ง 230 kV แจ้จวนนะ-รังสิต Trip 1 วงจร แล้วมีผลทำให้สายส่ง แจ้จวนนะ-รังสิต วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 115.3 %	155

สารบัญญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
ข.16 นำสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง 2-ไทรน้อย ทั้ง 2 วงจร ขนาด 4*1272 MCM ACSR เข้าจ่ายไฟเป็นครั้งแรก	156
ข.17 ปลดสายส่ง 230 kV RS-SNO 1 วงจร และ BN-NB 1 วงจร เพื่อลด Fault Level หลังจากนำสายส่ง BP2-SNO เข้าใช้งานครั้งแรก.....	158
ข.18 สายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รังสิต Trip 1 วงจร แล้วมีผลทำให้สายส่ง แจ้งวัฒนะ-รังสิต วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 108.3 %	160
ข.19 การเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV CHW-RS กับ RS-SNO ทั้ง 2 วงจร พร้อมนำ สายส่ง 230 kV BN-NB เข้าจ่ายไฟ เพื่อเปลี่ยนอุปกรณ์ที่รังสิต.....	161
ข.20 หม้อแปลงเชื่อมโยงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย Trip 1 ชุด แล้วมีผลทำให้ หม้อแปลงชุดที่เหลือจ่ายโหลด 106.8 %.....	163
ข.21 สภาพระบบหลังจากเปลี่ยนอุปกรณ์ที่รังสิตแล้วเสร็จ จะจ่ายไฟตามสภาพเดิม พร้อมปลดสายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รัชดาภิเษก Standby	164
ข.22 Base Case ปี 2546	166
ข.23 การแยกบัส 230 kV ของสถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย.....	168
ข.24 การเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง 2-ไทรน้อย กับ ไทรน้อย-รังสิต ทั้ง 2 วงจร เพื่อลดระดับกระแสฟอลท์.....	170
ข.25 นำสายส่งชั่วคราว 230 kV บางปะกง-หนองจอก 1 วงจร เข้าใช้งานครั้งแรก	172
ข.26 การเชื่อมต่อ 230 kV บัส ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก.....	173
ข.27 สายส่ง 230 kV บางปะกง-อ่อนนุช Trip ทั้ง 2 วงจร แล้วมีผลทำให้สายส่งชั่วคราว บางปะกง-หนองจอก จ่ายโหลด 125.1%.....	175
ข.28 Gen. Shedding ปลดเครื่องโรงไฟฟ้าบางปะกง(บัสบี) 600 MW	176
ข.29 Base Case ปี 2547	177
ข.30 หม้อแปลงเชื่อมโยงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย Trip 1 ชุด แล้วมีผลทำให้ หม้อแปลงชุดที่เหลือจ่ายโหลด 112.2 %.....	179
ข.31 สายส่ง 230 kV บางกอกน้อย-ไทรน้อย Trip 1 วงจร แล้วมีผลทำให้ สายส่งบางกอกน้อย-ไทรน้อย วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 105.9 %	180

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
ข.32 สายส่ง 230 kV BPK-ON Trip ทั้ง 2 วงจร มีผลทำให้สายส่งชั่วคราว 230 kV BPK-NCO จ่ายโหลด 151.2 % , NCO-ON 101.0% และ AP-BPK(A) 126.8%	181
ข.33 Gen. Shedding ปลดเครื่องโรงไฟฟ้าบางปะกง (บัสบี) 1,200 MW	182
ข.34 สายส่ง 230 kV บางพลี-อ่อนนุช Trip 1 วงจร แล้วมีผลทำให้สายส่ง บางพลี-อ่อนนุช วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 131.8 %	183
ข.35 นำสายส่ง 230 kV BPK-NCO 4 วงจร เข้าใช้งานครั้งแรก พร้อมยกเลิก การใช้งานสายส่ง BPK-ON 2 วงจร และสายส่งชั่วคราว BPK-NCO	184
ข.36 Loop 230 kV Bus ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุช	186
ข.37 สายส่ง 230 kV บางพลี-อ่อนนุช Trip 1 วงจร แล้วมีผลทำให้สายส่ง บางพลี-อ่อนนุช วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 106.1 %	188
ข.38 หม้อแปลงเชื่อมโยงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย Trip 1 ชุด แล้วมีผลทำให้ หม้อแปลงชุดที่เหลือจ่ายโหลด 116.1 %	189
ข.39 สายส่ง 230 kV บางกอกน้อย-ไทรน้อย Trip 1 วงจร แล้วมีผลทำให้ สายส่งบางกอกน้อย-ไทรน้อย วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 112.0 %	190

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาของปัญหา

เนื่องจากเกิดวิกฤตการณ์ทางเศรษฐกิจ แผนการก่อสร้างและปรับปรุงระบบส่งบางโครงการของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจึงถูกชะลอออกไปก่อน มีผลทำให้การนำอุปกรณ์ใหม่เข้าใช้งานไม่สอดคล้องกับแผนระยะยาว และได้ส่งผลกระทบต่อสภาพระบบ ดังต่อไปนี้

1 ระบบไม่รองรับ N-1 กล่าวคือ เมื่อมีอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบเกิดข้อขัดข้อง (Trip หรือ Outage) 1 อุปกรณ์(N-1) จะมีผลทำให้อุปกรณ์ที่เหลืออยู่ในระบบจ่ายโหลดเกินพิกัด ซึ่งอาจจะส่งผลกระทบทำให้เกิดไฟฟ้าดับขึ้นได้

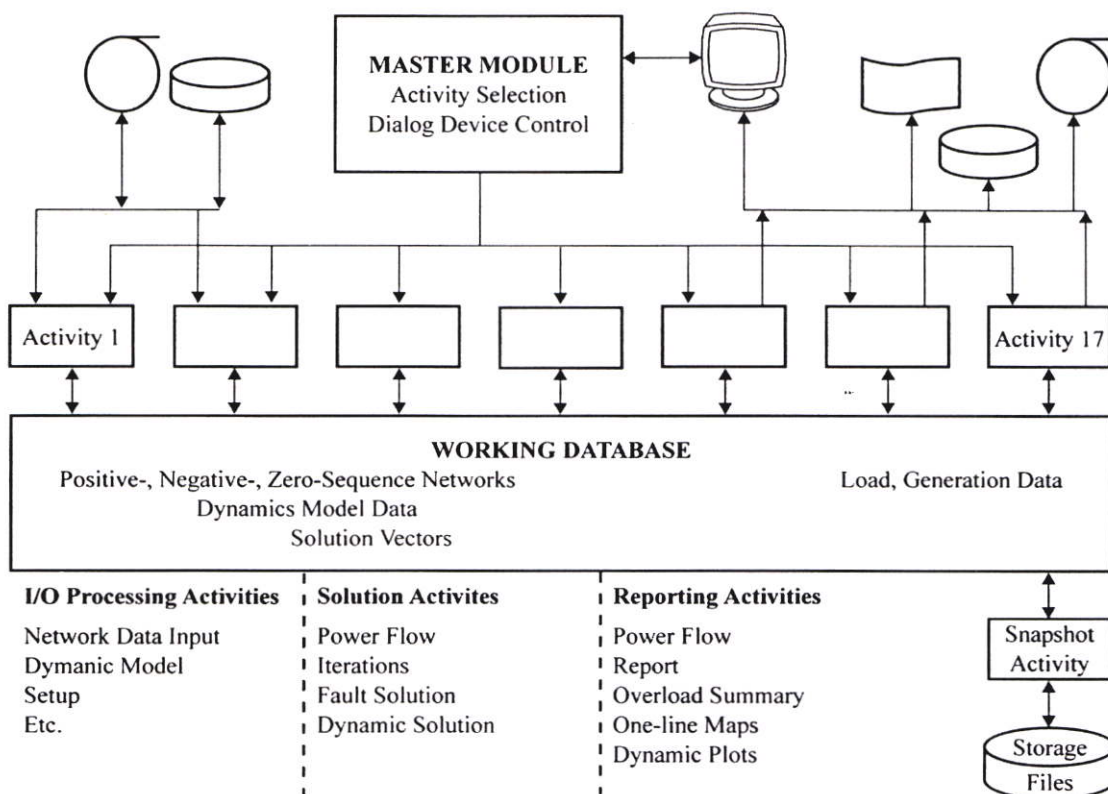
2 เมื่อมีการนำอุปกรณ์ใหม่เข้าใช้งานในระบบ หรือขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าจ่ายไฟในระบบจำนวนหลายเครื่องในบริเวณใกล้เคียงกับสถานีไฟฟ้าที่มีระดับกระแสฟอลท์สูงอยู่ก่อนแล้ว จะมีผลทำให้ขนาดของกระแสฟอลท์เกินขีดพิกัดกระแสฟอลท์ของอุปกรณ์ในระบบ

3. จากปัญหาทั้งสองดังกล่าวข้างต้นหรือปัญหาอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับขนาดพิกัดของอุปกรณ์ ตามหลักการของวางแผนระยะสั้นแบบเดิมจะแก้ไขปัญหาโดยการเปลี่ยนอุปกรณ์ให้มีขนาดพิกัดใหญ่ขึ้น และต้องสั่งซื้ออุปกรณ์จากต่างประเทศซึ่งจะมีค่าใช้จ่ายค่อนข้างสูงมาก และจะต้องใช้ระยะเวลานานพอสมควร ซึ่งในอีกไม่นานนี้จะมีแผนการนำอุปกรณ์ใหม่เข้าใช้งาน และแผนการปรับปรุงระบบไฟฟ้าตามแผนระยะยาวที่ถูกชะลอออกไปก่อนหน้านี้เพื่อแก้ไขปัญหาต่างๆ ให้หมดสิ้นไป ซึ่งอุปกรณ์ที่เปลี่ยนเพื่อแก้ไขปัญหาต่าง ๆ ตามการวางแผนระยะสั้นด้วยวิธีการเดิมจะมีขนาดพิกัดที่ใหญ่เกินความจำเป็นอยู่มาก และมีอุปกรณ์บางส่วนที่จะต้องถูกยกเลิกการใช้งาน

1.2 ความมุ่งหมายของปัญหา

ในการผลิตไฟฟ้านอกจากให้เพียงพอต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าแล้ว คุณภาพ ความมั่นคง และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ก็มีความสำคัญเช่นเดียวกัน ดังนั้นจึงต้องมีการวางแผนการผลิต และระบบส่งล่วงหน้าโดยใช้โปรแกรม PSS/E(Power System Simulator / Engineering) [1-3] เป็นโปรแกรมสำหรับศึกษาระบบไฟฟ้าด้วยการจำลองระบบไฟฟ้าทั้งด้านการผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย ซึ่งจะวิเคราะห์ทางด้านสถานะอยู่ตัวและไดนามิก ทำให้โปรแกรมนี้เหมาะสำหรับใช้ในการวางแผนระบบไฟฟ้าให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น เป็นแนวทางปฏิบัติในการควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าสำหรับศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า โดยแสดงข้อกำหนดของการผลิต ขีดจำกัดของระบบ เปรียบเทียบการนำโรงไฟฟ้าและอุปกรณ์ระบบส่งอื่น ๆ เข้าใช้งาน และหามาตรการรองรับในกรณีที่แผนก่อสร้างไม่แล้วเสร็จตามแผน รวมทั้งศึกษาหาค่าพารา

มีเตอร์ของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ ให้มีความเหมาะสมกับสภาพระบบไฟฟ้า ซึ่งโปรแกรม PSS/E มีโครงสร้าง[2] ดังรูปที่ 1.1



DT99_033

รูปที่ 1.1 โครงสร้างของโปรแกรม PSS/E

1.3 สมมติฐานของการศึกษา

เนื่องจากโปรแกรม PSS/E มีความสามารถในการจำลองระบบไฟฟ้าได้อย่างแม่นยำ [1-3] จึงได้นำโปรแกรมนี้มาใช้ในการวางแผนระบบไฟฟ้าให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น โดยเสนอแนวทางที่เหมาะสมในการแก้ไขปัญหาต่าง ๆ ดังกล่าวในระยะสั้น ให้ลดลงอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ โดยจะเปลี่ยนหรือเพิ่มขนาดอุปกรณ์ให้น้อยที่สุด มีความเป็นไปได้ในทางปฏิบัติ และมีค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด ตลอดจนสอดคล้องกับแผนระยะยาวหรือเสนอแผนเพิ่มเติมเสริมกับแผนระยะยาว เพื่อรอแผนระยะยาวในการจัดปัญหาต่าง ๆ ให้หมดสิ้นไปในอีกไม่นานนี้

1.4 ขอบเขตของการศึกษา

นำโปรแกรม PSS/E มาใช้วิเคราะห์ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เพื่อใช้วางแผนระยะสั้นในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล ซึ่งครอบคลุมพื้นที่ทั้งหมด 14 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ได้แก่ สถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกะปิ บางกอกน้อย บางพลี แจ้งวัฒนะ ลาดพร้าว หนองจอก

พระนครเหนือ อ่อนนุช รัชดาภิเษก รังสิต พระนครใต้ ไทรน้อย ธนบุรีใต้ และเทพารักษ์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2545 จนถึงปี พ.ศ. 2547 โดยทำการศึกษาระบบไฟฟ้าจาก Base Case และจากการนำอุปกรณ์ใหม่เข้าใช้งานในระบบส่ง รวมทั้งแผนการปรับปรุงระบบไฟฟ้าอื่นๆทั้งหมดในเขตพื้นที่กรุงเทพฯและปริมณฑล รวมทั้งในพื้นที่ภาคกลางบริเวณรอบๆเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลอีกด้วย ที่ได้ชะลอมาตั้งแต่เกิดวิกฤติทางเศรษฐกิจแล้วนั้น เพื่อศึกษาแนวทางที่เหมาะสมทั้งในด้านความมั่นคง ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ความเป็นไปได้ในทางปฏิบัติ และมีค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด โดยทำการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าเมื่อเกิดข้อขัดข้อง วิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า วิเคราะห์ฟอลท์ วิเคราะห์แรงดัน วิเคราะห์ความสูญเสียในระบบและอื่นๆ เพื่อประเมินสมรรถนะของระบบไฟฟ้า การจ่ายโหลดเกินพิกัดของอุปกรณ์ หาค่ากระแสฟอลท์ที่เกิดขึ้นว่าเกินขีดจำกัดอุปกรณ์หรือไม่ ตรวจสอบแรงดันว่าอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดหรือไม่ และเปรียบเทียบความสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบ พร้อมทั้งเตรียมมาตรการการป้องกันและปรับปรุงระบบไฟฟ้าเฉพาะในเขตพื้นที่กรุงเทพฯและปริมณฑลเท่านั้น เพื่อบรรเทาผลกระทบให้ลดลงอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ โดยเสนอแนวทางที่เหมาะสมในการแก้ไขปัญหาต่าง ๆ ดังกล่าวในระยะสั้นที่สามารถนำไปใช้งานได้จริง

1.5 ขั้นตอนของการศึกษา

ขั้นตอนการศึกษาของวิทยานิพนธ์นี้ประกอบไปด้วยขั้นตอนต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

1. ศึกษาความสามารถสูงสุดในการส่งจ่ายกระแสไฟฟ้าของสายส่งไฟฟ้าแรงสูง กพผ.
2. ศึกษาการจ่ายโหลดเกินพิกัดของหม้อแปลง
3. ศึกษาการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า
4. ศึกษาการวิเคราะห์ฟอลท์
5. ศึกษาการหาค่าความสูญเสียในระบบ
6. ศึกษาการวิเคราะห์ Contingency
7. ศึกษาทฤษฎีการวางแผน และข้อกำหนดในการวางแผน
8. ศึกษาข้อจำกัดต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล
9. ศึกษาแผนระยะยาวของระบบส่งในการนำอุปกรณ์ใหม่เข้าใช้งาน และแผนการปรับปรุงระบบไฟฟ้าต่าง ๆ
10. ศึกษาการใช้งานโปรแกรม PSS/E และการนำไปประยุกต์ใช้งาน
11. การจัดเตรียมข้อมูลพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า แผนการเดินทางเครื่องและแผนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า แผนภาพเส้นเดียวของโครงข่ายระบบไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หม้อแปลงไฟฟ้า สายส่งไฟฟ้า คาปาซิเตอร์ โหลด อุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ ตลอดจนค่าอิมพีแดนซ์และพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ

12. ทำการถ่ายโอนข้อมูลทั้งหมดให้อยู่ในรูปแบบโปรแกรม PSS/E
13. ทำการเปรียบเทียบข้อมูลในโปรแกรม PSS/E กับข้อมูลจริงในระบบไฟฟ้า แล้วทำการปรับปรุงและตรวจสอบความถูกต้อง เพื่อใช้เป็น Base Case
14. ทำการศึกษาระบบไฟฟ้าจาก Base Case และแผนระยะยาวในการนำอุปกรณ์ใหม่เข้าใช้งานในระบบ รวมทั้งแผนการปรับปรุงระบบไฟฟ้าอื่นๆทั้งหมดในเขตพื้นที่กรุงเทพฯ และปริมณฑล รวมทั้งในพื้นที่ภาคกลางบริเวณรอบๆเขตกรุงเทพฯ
15. เสนอแนวทางที่เหมาะสมในการวางแผนให้ผู้บังคับบัญชาพิจารณา
16. นำแผนที่ผู้บังคับบัญชาเห็นชอบเข้าใช้งานจริงในระบบ
17. ติดตามผล

1.6 ข้อตกลงเบื้องต้นของการศึกษา

ในการวางแผนระยะสั้นในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล จะต้องเป็นแผนการที่เสนอแนวทางที่เหมาะสมและสามารถนำมาใช้งานได้จริง สำหรับใช้เป็นแนวทางปฏิบัติในการควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าเขตนครหลวง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

1.7 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. สามารถวางแผนในการนำอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ เข้าใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพ และเพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น รวมทั้งสอดคล้องกับแผนระยะยาว
2. สามารถหามาตรการรองรับ ในกรณีที่แผนงานก่อสร้างไม่แล้วเสร็จตามแผน
3. สนับสนุนการปฏิบัติการควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า โดยแสดงขีดจำกัดของระบบส่ง ในกรณีเกิดเหตุการณ์ข้อขัดข้องต่าง ๆ ขึ้นในระบบ สามารถหาวิธีการแก้ไขผลกระทบที่จะเกิดขึ้นให้ มีน้อยที่สุด ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ตลอดจนการเร่งรัดการนำอุปกรณ์ไฟฟ้าเข้าจ่ายไฟ
4. สนับสนุนด้านการบำรุงรักษาอุปกรณ์ระบบส่ง และโรงไฟฟ้า โดยสามารถจำลองระบบไฟฟ้าให้ใกล้เคียงกับระบบจริง เพื่อทำการจำลองว่าระบบไฟฟ้าในขณะนั้นมีความพร้อมและเหมาะสมที่จะปลดอุปกรณ์เพื่อบำรุงรักษาหรือไม่ ตลอดจนสามารถเตรียมหามาตรการรองรับและแนวทางแก้ไขได้อย่างมีประสิทธิภาพ
5. สามารถศึกษาหาค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆให้เหมาะสมกับสภาพระบบไฟฟ้าได้

บทที่ 2

ขีดจำกัดการจ่ายโหลดสูงสุดของอุปกรณ์ไฟฟ้า

ในสภาวะปกติศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าจะควบคุมการจ่ายโหลดของอุปกรณ์ให้อยู่ในพิกัดตลอดเวลา แต่ถ้าควบคุมให้อุปกรณ์ไฟฟ้าจ่ายโหลดอยู่นอกพิกัดจะทำให้อุปกรณ์อาจเกิดความเสียหายขึ้นได้ โดยทั่ว ๆ ไปพิกัดของอุปกรณ์ไฟฟ้าจะแบ่งออกเป็น 3 กลุ่มคือ พิกัดตามฤดูกาล พิกัดระยะยาว (Long-time rating) และพิกัดระยะสั้น (Short-time rating) ซึ่งขนาดพิกัดของอุปกรณ์จะถูกพิจารณาจากขนาดการจ่ายกระแสไฟฟ้าที่ไม่ทำให้อุปกรณ์ไฟฟ้าเสียหาย ซึ่งจะขึ้นอยู่กับความร้อนของอุปกรณ์จะทนได้ หรือความสามารถในการระบายความร้อน ในระบบส่งอาจเกิดข้อขัดข้องขึ้นได้ตลอดเวลา แต่เพื่อรักษาระบบส่งมิให้กระทบกระเทือนถึงผู้ใช้ไฟฟ้า อุปกรณ์ที่เหลืออยู่ในระบบอาจจะต้องจ่ายโหลดเกินพิกัด แต่ต้องควบคุมปริมาณการจ่ายโหลดเกินพิกัดและเวลาไม่ให้มากเกินไป เพื่อรักษาอายุการใช้งานให้ใช้ได้ตามกำหนด ซึ่งตามหลักการวางแผนระบบส่ง อุปกรณ์ที่สามารถจ่ายโหลดเกินพิกัดได้มี 2 อย่างด้วยกันคือ สายส่งไฟฟ้าและหม้อแปลงไฟฟ้า ส่วนอุปกรณ์อื่นๆในระบบส่งจะให้จ่ายโหลดสูงสุดได้ไม่เกินพิกัดของอุปกรณ์ [1,3] ดังนั้นในบทนี้จึงเป็นการอธิบายขีดจำกัดการจ่ายโหลดสูงสุดของหม้อแปลงไฟฟ้าและสายส่งไฟฟ้าพอส่งเขป เพื่อเป็นทฤษฎีในการนำมาประยุกต์ใช้ในงานวิจัยต่อไป

2.1 ขีดความสามารถสูงสุดของสายส่งไฟฟ้าแรงสูง [4-5]

การใช้งานสายส่งไฟฟ้าแรงสูงแบ่งออกเป็น 2 ลักษณะคือ การใช้งานในกรณีปกติ และการใช้งานในกรณีฉุกเฉิน เพื่อให้มีสายไฟฟ้าเสียหายเนื่องจากความร้อน อันจะมีผลทำให้อายุการใช้งานของสายส่งลดลงเร็วกว่ากำหนด และโดยเฉพาะอย่างยิ่งอาจเป็นอันตรายต่อประชาชน จึงต้องมีการกำหนดปริมาณกระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ไหลผ่านสายส่งไฟฟ้า ทั้งการใช้งานในกรณีปกติและฉุกเฉินเพื่อให้การใช้งานสายส่งเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและปลอดภัย

2.1.1 การประเมินขีดความสามารถของสายส่งไฟฟ้า

ขีดความสามารถหรือขีดจำกัดในการใช้งานของระบบส่งไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับสภาวะของระบบไฟฟ้าในช่วงขณะใดขณะหนึ่ง ซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลาถึงแม้ระบบไฟฟ้าจะอยู่ในสภาวะอยู่ตัวแล้วก็ตาม ทั้งนี้เป็นไปตามสภาพของการผลิตและการจ่ายไฟฟ้า ซึ่งเป็นไปตามความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าในขณะนั้นๆ และขีดความสามารถในการใช้งานของสายส่งไฟฟ้าไม่ได้จำกัดเพียงเฉพาะการใช้งานในสภาวะปกติเท่านั้น ยังต้องคำนึงถึงภาวะการใช้งานทั้งในขณะและหลังจากเกิดข้อขัดข้องในส่วนต่างๆของระบบไฟฟ้าด้วย โดยเฉพาะในช่วงที่ระบบไฟฟ้าอยู่สภาวะชั่วคราวเมื่อเกิดเหตุผิดปกติในระบบ (System Disturbance) หรือเกิดข้อขัดข้อง (Fault หรือ Outage) ขึ้น

ในระบบไฟฟ้า หรืออยู่ในสถานะชั่วคราวเนื่องจากการตัดตอนวงจรไฟฟ้า(Switching) ชีตความสามารถของระบบไฟฟ้าจะต้องทำให้ระบบไฟฟ้าคงเสถียรภาพอยู่ต่อไปหรือไม่ทำให้เกิดเหตุการณ์ลูกกลมจนเกิดไฟฟ้าดับไปทั้งระบบ

การประเมินหรือกำหนดขีดความสามารถของระบบส่งไฟฟ้า หรือสายส่งไฟฟ้าชุดใดชุดหนึ่งจึงต้องมีการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าในสถานะต่าง ๆ ตามที่กล่าวมาแล้วข้างต้น แต่อย่างไรก็ตามในการพิจารณาขั้นต้น อาจจะประเมินขีดความสามารถในการส่งไฟฟ้า(Power Transfer Capability) ของสายส่งไฟฟ้าอย่างคร่าว ๆ ได้ดังนี้

ขีดความสามารถในการส่งไฟฟ้าของสายส่งไฟฟ้าชุดใดชุดหนึ่ง ขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการได้แก่

1. อุณหภูมิสูงสุดของสายส่งไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบที่ออกแบบไว้ให้ใช้งาน อุณหภูมิจะขึ้นอยู่กับฤดูกาล ความเร็วและทิศทางลม รวมทั้งประสิทธิภาพในการแผ่ความร้อนจากดวงอาทิตย์

2. ความยาวของสายส่งไฟฟ้า

3. ระดับแรงดันไฟฟ้า ทั้งแรงดันไฟฟ้าต้นทาง และแรงดันไฟฟ้าปลายทาง

4. มุมของแรงดันไฟฟ้าที่แตกต่างกันระหว่างแรงดันไฟฟ้าต้นทางและปลายทาง

ปัจจัยบางข้อ เช่น ข้อ 1. และข้อ 2. ก็อาจจะกำหนดได้แน่นอน แต่ปัจจัยข้อ 3 และข้อ 4 เป็นปัจจัยที่ขึ้นอยู่กับสถานะการทำงานของระบบไฟฟ้าในช่วงขณะใดขณะหนึ่ง ความสัมพันธ์ของความสามารถในการส่งพลังไฟฟ้ากับปัจจัยต่าง ๆ เขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$P = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \sin \delta \quad (2.1)$$

P = ปริมาณพลังไฟฟ้าที่ส่งผ่านสายส่งโดยไม่ทำให้อุณหภูมิสูงขึ้นเกินกว่าอุณหภูมิใช้งานของสายไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบตามที่ออกแบบไว้(MW)

E_1 = แรงดันไฟฟ้าต้นทาง (kV)

E_2 = แรงดันไฟฟ้าปลายทาง (kV)

δ = ผลต่างของมุมของแรงดันไฟฟ้าต้นทาง และปลายทาง

X = ค่ารีแอคแตนซ์ของสายส่ง ซึ่งขึ้นอยู่กับความยาวของสายส่งไฟฟ้า (Ω)

จากสมการที่ (2.1) จะเห็นว่าในขณะที่ระบบไฟฟ้าอยู่ในภาวะอยู่ตัว ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จะส่งผ่านสายส่งเมื่อมุม δ มีค่า 90 องศา ($\sin \delta = 1$) แต่เนื่องจากปัญหาทางด้านเสถียรภาพ

ของระบบ ในภาวะปกติการควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าจะไม่ยอมให้มุม δ มีค่าเข้าใกล้ 90 องศา โดยจะควบคุมให้มุม δ มีค่าไม่เกิน 30 องศา(เป็นค่าที่เมื่อไว้สำหรับการไม่ให้เกิดปัญหาทางด้านเสถียรภาพในขณะระบบไฟฟ้าเกิดเหตุไม่ปกติ)[1] สำหรับการเพิ่มขีดความสามารถของสายส่งในแง่ของปัญหาเสถียรภาพของระบบนั้น จากสมการที่ (2.1) จะเห็นว่าสามารถติดตั้งอุปกรณ์พิเศษเพื่อเพิ่มขีดจำกัดนี้ได้ เช่น การใช้คาปาซิเตอร์แบบอนุกรมลดค่ารีแอคแตนซ์ของสายส่งไฟฟ้า นอกจากนั้นหากใช้สายไฟฟ้าหลายเส้นต่อเฟส(Bundled Conductors) จะช่วยเพิ่มขีดจำกัด ตลอดจนการใช้อุปกรณ์พิเศษทางด้านระบบควบคุมอีกหลายอย่าง ช่วยเพิ่มขีดจำกัดในการส่งไฟฟ้าเนื่องจากปัญหาเสถียรภาพของระบบขึ้นได้

2.1.2 การคำนวณค่าพิกัดกระแสอยู่ตัวของสายส่งไฟฟ้า

ตามธรรมชาติเมื่อมีกระแสไฟฟ้าไหลในสายส่งไฟฟ้าก็จะเกิดความร้อนขึ้นที่สายไฟฟ้า เนื่องจากสายไฟฟ้ามีความต้านทาน ความร้อนนี้มีค่าเท่ากับขนาดกระแสยกกำลังสองคูณกับขนาดความต้านทาน ($I^2 R$) ถ้าปริมาณของกระแสมีค่าไม่เปลี่ยนแปลง ความร้อนที่เกิดขึ้นก็จะมีค่าคงที่ ซึ่งความร้อนที่เกิดขึ้นจะถูกระบายออกสู่บรรยากาศด้วยลมและการแผ่รังสี ส่วนความร้อนที่เหลือสะสมอยู่ในสายไฟฟ้าจะทำให้สายไฟฟ้ามีอุณหภูมิสูงขึ้นจนถึงจุดจุดหนึ่งความร้อนที่เกิดขึ้นจะมีค่าเท่ากับความร้อนที่ถูกระบายออกไป อุณหภูมิของสายไฟฟ้าก็จะมีค่าคงที่

ในการใช้งานสายส่งไฟฟ้าตามปกติ จะต้องมีการควบคุมปริมาณของกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งไม่ให้มากกว่าค่าที่กำหนด เพราะว่าการจ่ายกระแสไฟฟ้ามากเกินไปอุณหภูมิของสายไฟฟ้าจะสูงกว่าที่กำหนดจะมีผลทำให้สายมีการหย่อนตัว(Sag) มากขึ้น และสายไฟฟ้าจะสูญเสียความแข็งแรง (Tensile Strength) ซึ่งจะผลให้สายส่งมีอายุใช้งานสั้นลง จึงต้องมีการกำหนดค่าอุณหภูมิสูงสุดของสายส่งในขณะใช้งานปกติ คุณสมบัติต่าง ๆ ของสายไฟฟ้า และสภาวะของการใช้งานให้เหมาะสม แล้วนำมาใช้กับสมการการสมดุลของความร้อนที่เกิดขึ้นที่สายไฟฟ้าก็สามารถคำนวณหาค่าพิกัดกระแสอยู่ตัว (Steady current rating) ที่ถูกต้องเหมาะสมได้

2.1.2.1 สมการการสมดุลของความร้อน

ความร้อนที่เกิดขึ้นในสายส่งไฟฟ้า มีสาเหตุมาจากกระแสที่จ่ายผ่านสายส่งไฟฟ้า และความร้อนที่เกิดจากสิ่งแวดล้อมภายนอก ซึ่งสามารถเขียนสมการการสมดุลของความร้อนที่เกิดขึ้นที่สายไฟฟ้าได้ดังสมการที่ (2.2)

$$I^2 R + H_s = H_f + H_r \quad (2.2)$$

- เมื่อ I = กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่ง (A_{rms})
 R = ความต้านทานไฟฟ้ากระแสสลับของสายไฟฟ้าที่อุณหภูมิการใช้งานใดๆ (Ω/cm)
 H_S = การดูดซับความร้อนจากแสงแดด (W/cm)
 H_F = การสูญเสียความร้อนเนื่องจากลม (W/cm)
 H_R = การสูญเสียความร้อนเนื่องจากการแผ่ความร้อนจากดวงอาทิตย์ (W/cm)

$$\text{โดยที่ } H_S = \alpha S' d \quad (2.3)$$

$$H_F = 13.8 \times 10^{-4} (V d)^{0.448} \theta \quad (2.4)$$

$$H_R = \pi d E S [(\theta + \theta_a + 273)^4 - (\theta_a + 273)^4] \quad (2.5)$$

- เมื่อ α = สัมประสิทธิ์การดูดซับแสงแดดของผิวสายไฟฟ้า
 S' = ความเข้มของแสงแดด (W/cm^2)
 d = เส้นผ่านศูนย์กลางของสายไฟฟ้า (cm)
 V = ความเร็วลม (cm/s)
 θ = อุณหภูมิของสายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ($^{\circ}C$)
 E = Relative emissivity ของผิวสายไฟฟ้า (ไม่มีหน่วย)
 S = ค่าคงที่ของ Stefan ($5.7 \times 10^{-12} W/cm^2$)
 θ_a = อุณหภูมิสภาพแวดล้อม ($^{\circ}C$)

2.1.2.2 การคำนวณหาค่าความต้านทานของสายส่งไฟฟ้าที่อุณหภูมิต่าง ๆ

ในการคำนวณหาค่าความต้านทานของสายส่งไฟฟ้า แบ่งขั้นตอนการคำนวณออกเป็น 2 ขั้นตอน คือ

2.1.2.2.1 การคำนวณหาค่าความต้านทานไฟฟ้ากระแสตรง

ค่าความต้านทานไฟฟ้ากระแสตรงของสายไฟฟ้ารูปทรงกระบอกหาได้จากสมการ

$$R_{dc} = \frac{\rho l}{A} \quad (2.6)$$

- เมื่อ R_{dc} = ค่าความต้านทานไฟฟ้ากระแสตรงของสายไฟฟ้า (Ω)
 ρ = ค่าความต้านทานจำเพาะของวัสดุ ($\Omega \cdot m$)
 l = ความยาวของสายไฟฟ้า (m)
 A = พื้นที่หน้าตัดของสายไฟฟ้า (m^2)

นอกจากนี้ค่าความต้านทานของสายไฟฟ้ายังขึ้นอยู่กับอุณหภูมิ ซึ่งสามารถแสดงความสัมพันธ์ได้จากสมการที่ (2.7)

$$\frac{R_{t2}}{R_{t1}} = \frac{T + t_2}{T + t_1} \quad (2.7)$$

- เมื่อ R_{t1} = ความต้านทานไฟฟ้ากระแสตรงที่อุณหภูมิ t_1 ใด ๆ (Ω)
 R_{t2} = ความต้านทานไฟฟ้ากระแสตรงที่อุณหภูมิ t_2 (Ω)
 T = ค่าคงที่อุณหภูมิของสายไฟฟ้า ($^{\circ}C$)
 t_1 = อุณหภูมิที่ 1 ($^{\circ}C$)
 t_2 = อุณหภูมิที่ 2 ($^{\circ}C$)

2.1.2.2.2 การคำนวณหาค่าความต้านทานไฟฟ้ากระแสสลับ

ในระบบกำลังไฟฟ้าซึ่งใช้ไฟฟ้ากระแสสลับ ความต้านทานของสายส่งจะมีผลจากกระแสที่ไหลตามผิวตัวนำ (Skin effect) กล่าวคือความหนาแน่นของกระแสในแกนกลางของตัวนำจะน้อยกว่าบริเวณที่ใกล้กับผิวตัวนำ เสมือนว่าเมื่อนำตัวนำไปใช้กับไฟฟ้ากระแสสลับแล้วจะมีค่าความต้านทานมากกว่าใช้กับไฟฟ้ากระแสตรง ในบางครั้งจะเรียกค่านี้ว่า “ความต้านทานไฟฟ้ากระแสสลับ” ค่าความต้านทานไฟฟ้ากระแสตรงของสายไฟฟ้าที่คำนวณได้จากสมการที่ (2.7) สามารถนำมาคำนวณหาความต้านทานไฟฟ้ากระแสสลับ [4] ได้ดังสมการที่ (2.8)

$$R_0 = K_s R_{t2} \quad (2.8)$$

- เมื่อ R_0 = ความต้านทานไฟฟ้ากระแสสลับตอนแรกของสายไฟฟ้าใน Base Case (Ω)
 K_s = ค่า Skin effect ของสายไฟฟ้า ซึ่งค่า K_s นี้จะเป็นฟังก์ชันกับ X

$$\text{เมื่อ } X = 0.063598 \sqrt{\frac{\mu f}{R_{\text{mile}}}}$$

โดย f = ความถี่มูลฐานของระบบ (50 Hz)

μ = ความซาบซึมได้ (permeability) ของวัสดุที่ไม่เป็นแม่เหล็ก (1.0)

R_{mile} = ความต้านทานไฟฟ้ากระแสตรงของสายไฟฟ้า (Ω/mile)

ตารางที่ 2.1 ค่า Skin effect ของสายไฟฟ้า

X	K_s	X	K_s	X	K_s	X	K_s
0.0	1.00000	1.0	1.00519	2.0	1.07816	3.0	1.31809
0.1	1.00000	1.1	1.00758	2.1	1.09375	3.1	1.35102
0.2	1.00001	1.2	1.01071	2.2	1.11126	3.2	1.38504
0.3	1.00004	1.3	1.01470	2.3	1.13069	3.3	1.41999
0.4	1.00013	1.4	1.01969	2.4	1.15207	3.4	1.45570
0.5	1.00032	1.5	1.02582	2.5	1.17538	3.5	1.49202
0.6	1.00067	1.6	1.03323	2.6	1.20056	3.6	1.52879
0.7	1.00124	1.7	1.04205	2.7	1.22753	3.7	1.56587
0.8	1.00212	1.8	1.05240	2.8	1.25620	3.8	1.60314
0.9	1.00340	1.9	1.06440	2.9	1.28644	3.9	1.64051

2.1.2.3 สภาวะการใช้งานสายส่งไฟฟ้า

เพื่อให้ได้ค่าพิกัดกระแสอยู่ตัวที่เหมาะสมกับสภาวะการใช้งานสายส่งไฟฟ้าในประเทศไทย การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจึงได้กำหนดค่าต่าง ๆ ไว้ดังนี้

- อุณหภูมิสูงสุดของสายไฟฟ้าขณะใช้งานปกติ 75 องศาเซลเซียส
- อุณหภูมิสภาพแวดล้อม 35 องศาเซลเซียส
- ความเร็วลม 2.2 กิโลเมตร/ชั่วโมง
- ความเข้มของแสงแดด 0.06 วัตต์/ตารางเซนติเมตร
- สัมประสิทธิ์การดูดซับแสงแดดของผิวสายสายไฟฟ้า 0.75
- Relative Emissivity ของผิวสายไฟฟ้า 0.6

2.1.2.4 พิกัดกระแสอยู่ตัวของสายส่งไฟฟ้า [4-5]

เนื่องจากสภาพการใช้งานสายส่งไฟฟ้าในประเทศไทย แสงแดดจะมีผลทำให้สายส่งไฟฟ้ามีความร้อนเพิ่มสูงขึ้น เพื่อความเหมาะสมจึงได้แยกพิกัดทางความร้อนของสายส่งไฟฟ้าออกเป็น 2 ค่าคือคิดผลของความร้อนจากแสงแดด(With Solar) และไม่คิดผลของความร้อนจากแสงแดด(Without Solar) สามารถคำนวณหาพิกัดทางความร้อนของสายส่งไฟฟ้าได้จาก

$$MVA_{\text{rated}} = \sqrt{3} E_{\text{base}} I_{\text{base}} * 10^{-3} \quad (2.9)$$

MVA_{rated} = พิกัดกำลังไฟฟ้าของสายส่ง (MVA)

E_{base} = แรงดันฐานที่บัสของสายส่ง (kV)

I_{base} = กระแสไฟฟ้าฐาน (A)

ความสามารถสูงสุดในการส่งกระแสไฟฟ้าของสายส่งไฟฟ้า แยกตามขนาดสายไฟฟ้า และระดับแรงดัน แสดงได้ดังตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 พิกัดทางความร้อนของสายส่งไฟฟ้า

ชนิดและขนาด ของสายตัวนำ (MCM , ACSR)	พิกัดกระแสอยู่ตัว (A)		พิกัดกำลังไฟฟ้า (MVA)		แรงดัน (kV)
	คิดผลของ ความร้อน จากแสงแดด	ไม่คิดผลของ ความร้อน จากแสงแดด	คิดผลของ ความร้อน จากแสงแดด	ไม่คิดผลของ ความร้อน จากแสงแดด	
4 x 795	3,272	3,596	2,833.55	3,114.13	500
4 x 1272	4,312	4,788	3,734.19	4,146.41	500
1 x 1272	1,078	1,197	429.43	476.84	230
2 x 1272	2,156	2,394	858.86	953.68	230
4 x 1272	4,312	4,788	1,717.72	1,907.35	230
1 x 477	600	651	119.51	129.67	115
1 x 795	818	899	162.93	179.06	115
1 x 1272	1,078	1,197	214.72	238.41	115

หมายเหตุ อุณหภูมิสูงสุดของสายไฟฟ้าขณะใช้งานปกติ 75 องศาเซลเซียส

อุณหภูมิสภาพแวดล้อม 35 องศาเซลเซียส

ความเร็วลม 2.2 กิโลเมตร/ชั่วโมง

ความเข้มของแสงแดด 0.06 วัตต์/ตารางเซนติเมตร

สัมประสิทธิ์การดูดซับแสงแดดของผิวสายไฟฟ้า 0.75

Relative Emissivity ของผิวสายไฟฟ้า 0.6

2.1.3 พิกัดกระแสและระยะเวลาใช้งานสายส่งไฟฟ้าในกรณีฉุกเฉิน [4-5]

ในระบบการผลิตและส่งจ่ายกระแสไฟฟ้า อาจเกิดข้อขัดข้องในสายส่งขึ้นได้ตลอดเวลา และมีผลกระทบต่อระบบ แต่เพื่อรักษาระบบการส่งมิให้กระทบกระเทือนจนเป็นเหตุให้ไฟฟ้าดับ และผู้ใช้ไฟเดือดร้อนน้อยที่สุด สายส่งที่เหลืออาจจะต้องมีการจ่ายโหลดเกินพิกัดทางความร้อนในช่วงระยะเวลาสั้น ๆ แต่ต้องควบคุมปริมาณการจ่ายเกินพิกัดไม่ให้มากเกินไป เพื่อรักษาอายุการใช้งานสายส่งให้ได้ตามกำหนด ในทางตรงกันข้ามถ้าแก้ไขเหตุการณ์โดยการปลดสายส่งที่จ่ายโหลดเกินพิกัดทางความร้อนออกจากระบบทันที นอกจากจะเป็นผลเสียต่อระบบและผู้ใช้ไฟแล้วยังอาจมีผลทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้รับความเสียหาย เนื่องจากมีการปลดโหลดโดยกระทันหัน ดังนั้นการแก้ไขเหตุการณ์ที่เหมาะสมคือจำเป็นจะต้องยอมให้สายส่งมีการจ่ายโหลดเกินพิกัดทางความร้อนในระยะเวลาสั้น ๆ จนกว่าจะมีการแก้ไขเหตุการณ์ให้ดีขึ้น

การจ่ายโหลดเกินพิกัดทางความร้อนของสายส่งไฟฟ้า จะทำให้สายไฟฟ้าซึ่งถูกแรงดึงอยู่มีอุณหภูมิเพิ่มสูงขึ้นกว่าปกติ และมีผลทำให้สายไฟฟ้าได้รับความเสียหาย กล่าวคือสายส่งไฟฟ้าจะสูญเสียความสามารถในการรับแรงดึงมากกว่าปกติ ซึ่งขึ้นอยู่กับระยะเวลาและอุณหภูมิของสายส่งไฟฟ้าที่จ่ายโหลดเกินพิกัด สายส่งยึดตัวทำให้ความยาวเพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นการเพิ่มระยะการหย่อนของสายส่งไฟฟ้า จะทำให้ระยะห่างระหว่างสายส่งไฟฟ้ากับพื้นดิน(Ground clearance) ลดลงจนอาจเป็นอันตรายต่อทรัพย์สินและประชาชนได้แนวสายส่งไฟฟ้า

2.1.3.1 ข้อกำหนดการจ่ายโหลดเกินพิกัดกรณีฉุกเฉินของสายส่งไฟฟ้า

เพื่อให้การจ่ายโหลดเกินพิกัดทางความร้อนในกรณีฉุกเฉินของสายส่งไฟฟ้า โดยไม่ทำให้สายไฟฟ้าเสียหายและเป็นอันตรายต่อคนหรือทรัพย์สินที่อยู่ใต้สายส่ง ข้อกำหนดที่สำคัญที่มีผลต่อคุณสมบัติการสูญเสียความแข็งแรงของสายส่งไฟฟ้า สายส่งไฟฟ้าจะยึดมากน้อยเพียงใดขึ้นอยู่กับอุณหภูมิสูงสุดของสายส่งไฟฟ้าและระยะเวลาการจ่ายโหลดเกินพิกัดทางความร้อน ซึ่งมีข้อกำหนดดังนี้

1. สายส่งไฟฟ้าที่พาดในอากาศ(Overhead Line) ที่สามารถจ่ายโหลดเกินพิกัดทางความร้อนได้จะต้องเป็นชนิดสายอลูมิเนียมตีเกลียวเปลือยเสริมแกนเหล็ก(Aluminum Conductor Steel Reinforced ; ACSR) เท่านั้น เนื่องจากแกนเหล็กจะช่วยรับแรงดึงได้ดีในขณะที่ยุณหภูมิของสายส่งไฟฟ้าสูงขึ้น

2. การสูญเสียความสามารถในการทนต่อแรงดึงของสายส่งไฟฟ้า(Loss of strength) เมื่อสายส่งไฟฟ้าหมดอายุการใช้งาน จะต้องไม่เกิน 10 เปอร์เซ็นต์ของความสามารถในการทนต่อแรงดึงของสายส่งไฟฟ้าเมื่อเริ่มใช้งาน

3. อุณหภูมิสูงสุดของสายส่งไฟฟ้าจะต้องไม่เกิน 125 องศาเซลเซียส

4. ระยะเวลาของการใช้สายส่งไฟฟ้าจ่ายโหลดเกินพิกัด ที่อุณหภูมิ 125 องศาเซลเซียส รวมทั้งหมดแล้วจะต้องไม่เกิน 1,000 ชั่วโมง

2.1.3.2 การคำนวณหาพิกัดกระแสการใช้งานสายส่งไฟฟ้าในกรณีฉุกเฉิน

จากสมการการสมดุลของความร้อน

$$P \Delta \theta = [(I^2 R + H_S) - (H_F + H_R)] \Delta t$$

ดังนั้นอุณหภูมิของสายไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น คือ

$$\Delta \theta = \frac{[(I^2 R + H_S) - (H_F + H_R)] \Delta t}{P} \quad (2.10)$$

โดยที่ $P = 4.186 (C_1 W_1 + C_2 W_2)$

เมื่อ P = พิกัดทางความร้อนของสายไฟฟ้า (J/cm °C)

$\Delta \theta$ = อุณหภูมิของสายส่งไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น (°C)

I = กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่ง (A_{rms})

R = ความต้านทานไฟฟ้ากระแสสลับของสายส่งที่อุณหภูมิใด ๆ (Ω/cm)

H_S = การดูดซับความร้อนจากแสงแดด (W/cm)

H_F = การสูญเสียความร้อนเนื่องจากแรงลม (W/cm)

H_R = การสูญเสียความร้อนเนื่องจากการแผ่ความร้อนจากดวงอาทิตย์ (W/cm)

Δt = ช่วงระยะเวลาที่เปลี่ยนแปลง (10 วินาที)

C_1 = ค่าความร้อนจำเพาะของอลูมิเนียม (0.215 Cal / g °C)

C_2 = ค่าความร้อนจำเพาะของเหล็ก (0.11 Cal / g °C)

W_1 = น้ำหนักของสายอลูมิเนียม (g/cm)

W_2 = น้ำหนักของแกนเหล็ก (g/cm)

สำหรับค่าของ H_S , H_F , H_R สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (2.3) , (2.4) และ (2.5) ตามลำดับ และในการคำนวณหาค่าพิกัดกระแสการใช้งานสายส่งไฟฟ้าในกรณีฉุกเฉิน จะต้องกำหนดค่าคงที่ของสายส่งไฟฟ้าแต่ละขนาดได้แก่ เส้นผ่านศูนย์กลางกลางของสายไฟฟ้า ค่าความต้านทานไฟฟ้ากระแสสลับของสายไฟฟ้าที่อุณหภูมิ 75 องศาเซลเซียส ค่าพิกัดกระแสอยู่ตัวของสายส่งไฟฟ้า รวมทั้งค่าพิกัดทางความร้อนของสายไฟฟ้า ซึ่งสามารถคำนวณหาค่าพิกัดกระแสการใช้งานสายส่งไฟฟ้าในกรณีฉุกเฉินของสาย 795 และ 1272 MCM ACSR ได้ดังตารางที่ 2.3 และ 2.4

ตารางที่ 2.3 พิกัดกระแสการใช้งานในกรณีฉุกเฉินของสายส่งไฟฟ้า ขนาด 795 MCM ACSR

กระแส (A)	เปอร์เซ็นต์ของการจ่ายโหลด	เวลาของการจ่ายโหลดเกินพิกัด	หมายเหตุ
n x 899.8	110	*	อุณหภูมิของสายอิมิตัวที่ 82.49 °C ในเวลา 1 ชั่วโมง 45 นาที 39 วินาที
n x 981.6	120	*	อุณหภูมิของสายอิมิตัวที่ 90.96 °C ในเวลา 1 ชั่วโมง 55 นาที 0 วินาที
n x 1063.9	130	*	อุณหภูมิของสายอิมิตัวที่ 100.44 °C ในเวลา 2 ชั่วโมง 1 นาที 0 วินาที
n x 1145.2	140	*	อุณหภูมิของสายอิมิตัวที่ 111.0 °C ในเวลา 2 ชั่วโมง 4 นาที 50 วินาที
n x 1227.0	150	*	อุณหภูมิของสายอิมิตัวที่ 122.67 °C ในเวลา 2 ชั่วโมง 7 นาที 50 วินาที
n x 1308.8	160	21 นาที 9 วินาที	
n x 1390.6	170	13 นาที 49 วินาที	
n x 1472.4	180	10 นาที 19 วินาที	
n x 1554.2	190	8 นาที 19 วินาที	
n x 1636.0	200	6 นาที 50 วินาที	

หมายเหตุ * คือ อุณหภูมิของสายอิมิตัวก่อนที่จะถึง 125 องศาเซลเซียส

n คือ จำนวนสายไฟฟ้า 1,2 หรือ 4 เส้นต่อเฟส

อุณหภูมิสภาพแวดล้อม 35 องศาเซลเซียส

อุณหภูมิเริ่มต้นของการจ่ายโหลดเกินพิกัด 75 องศาเซลเซียส

อุณหภูมิสุดท้ายของการจ่ายโหลดเกินพิกัด 125 องศาเซลเซียส

ความเร็วลม 2.2 กิโลเมตร/ชั่วโมง

ความเข้มของแสงแดด 0.06 วัตต์/ตารางเซนติเมตร

สัมประสิทธิ์การดูดซับแสงแดดของผิวสายไฟฟ้า 0.75

Relative Emissivity ของผิวสายไฟฟ้า 0.6

ตารางที่ 2.4 พิกัดกระแสการใช้งานในกรณีฉุกเฉินของสายส่งไฟฟ้า ขนาด 1272 MCM ACSR

กระแส (A)	เปอร์เซ็นต์ของการ จ่ายโหลด	เวลาของการจ่าย โหลดเกินพิกัด	หมายเหตุ
n x 1185.8	110	*	อุณหภูมิของสายอิมิตัวที่ 82.21 °C ในเวลา 2 ชั่วโมง 10 นาที 10 วินาที
n x 1293.6	120	*	อุณหภูมิของสายอิมิตัวที่ 90.38 °C ในเวลา 2 ชั่วโมง 21 นาที 30 วินาที
n x 1401.4	130	*	อุณหภูมิของสายอิมิตัวที่ 99.48 °C ในเวลา 2 ชั่วโมง 28 นาที 49 วินาที
n x 1509.2	140	*	อุณหภูมิของสายอิมิตัวที่ 109.56 °C ในเวลา 2 ชั่วโมง 33 นาที 10 วินาที
n x 1617.0	150	*	อุณหภูมิของสายอิมิตัวที่ 120.66 °C ในเวลา 2 ชั่วโมง 37 นาที 0 วินาที
n x 1724.8	160	30 นาที 9 วินาที	
n x 1832.6	170	18 นาที 50 วินาที	
n x 1940.4	180	13 นาที 49 วินาที	
n x 2048.2	190	11 นาที 0 วินาที	
n x 2156.0	200	9 นาที 0 วินาที	

หมายเหตุ * คือ อุณหภูมิของสายอิมิตัวก่อนที่จะถึง 125 องศาเซลเซียส

n คือ จำนวนสายไฟฟ้า 1,2 หรือ 4 เส้นต่อเฟส

อุณหภูมิสภาพแวดล้อม 35 องศาเซลเซียส

อุณหภูมิเริ่มต้นของการจ่ายโหลดเกินพิกัด 75 องศาเซลเซียส

อุณหภูมิสุดท้ายของการจ่ายโหลดเกินพิกัด 125 องศาเซลเซียส

ความเร็วลม 2.2 กิโลเมตร/ชั่วโมง

ความเข้มของแสงแดด 0.06 วัตต์/ตารางเซนติเมตร

สัมประสิทธิ์การดูดซับแสงแดดของฉนวนสายไฟฟ้า 0.75

Relative Emissivity ของฉนวนสายไฟฟ้า 0.6

จากตารางที่ 2.3 และ 2.4 สามารถสรุปการใช้งานสายอลูมิเนียมตีเกลียวเปลือยเสริมแกนเหล็กในกรณีฉุกเฉิน ได้ดังนี้

1. การจ่ายโหลดของสายส่งไฟฟ้าไม่เกิน 150 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดทางความร้อน อุณหภูมิอมิตัวของสายส่งไฟฟ้าจะต่ำกว่า 125 องศาเซลเซียส ดังนั้นการจ่ายโหลดเกินพิกัดด้วยปริมาณนี้สามารถทำได้ ส่วนระยะเวลาของการจ่ายได้นานเพียงไรขึ้นอยู่กับความจำเป็นของระบบ และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยได้เพิ่มแพคเตอร์ของความปลอดภัยโดยกำหนดให้สายส่งไฟฟ้าจ่ายโหลดได้ไม่เกิน 140 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดทางความร้อน

2. การจ่ายโหลดของสายส่งไฟฟ้าตั้งแต่ 150 เปอร์เซ็นต์ขึ้นไปของพิกัดทางความร้อน อุณหภูมิอมิตัวของสายส่งไฟฟ้าจะสูงกว่า 125 องศาเซลเซียส ดังนั้นการจ่ายโหลดเกินพิกัดด้วยปริมาณนี้สายส่งไฟฟ้าสามารถรับได้ในเวลาอันจำกัด ก่อนที่อุณหภูมิสายส่งไฟฟ้าจะถึง 125 องศาเซลเซียส จะต้องลดกระแสที่จ่ายเกินให้ได้ ถ้าลดไม่ได้ให้ดำเนินการปลดสายส่งนั้นออกจากระบบ

การจ่ายโหลดเกินพิกัดของสายส่งไฟฟ้านั้น จะทำให้สายส่งมีอายุการใช้งานลดลง ดังนั้นจะจ่ายโหลดเกินพิกัดเฉพาะในกรณีจำเป็นจริงๆ เท่านั้น โดยควบคุมปริมาณการจ่ายโหลดเกินพิกัด และระยะเวลาให้น้อยที่สุดเท่าที่จะทำได้

2.2 ขีดความสามารถสูงสุดของหม้อแปลงกำลังไฟฟ้า [5-6]

หม้อแปลงกำลังไฟฟ้าจะมีขดลวดที่หุ้มด้วยฉนวนและแช่อยู่ในน้ำมัน น้ำมันหม้อแปลงจะมีหน้าที่ที่สำคัญ 2 อย่างคือ เป็นตัวช่วยระบายความร้อนจากขดลวดและแกนเหล็กไปยังอากาศภายนอก และทำหน้าที่เป็นฉนวน ดังนั้นเพื่อเป็นการป้องกันสารที่เป็นฉนวน(น้ำมันหม้อแปลงและฉนวนหุ้มขดลวด) เกิดความเสียหายอันเนื่องมาจากความร้อน จึงต้องกำหนดขีดจำกัดการจ่ายโหลดเกินพิกัดของหม้อแปลง การที่หม้อแปลงไฟฟ้าจะจ่ายเกินพิกัดได้มากและนานเพียงใด ขึ้นอยู่กับปริมาณความร้อนที่เกิดขึ้นภายในตัวหม้อแปลงไฟฟ้า โดยปริมาณความร้อนนี้จะมีผลกระทบโดยตรงต่อกระดาษฉนวนในเรื่องของการเสื่อมสภาพ จากมาตรฐาน ANSI C 57-1981 และ IEC 76 (Guide for loading mineral oil immersed power transformer) ได้กำหนดไว้ว่า ถ้าค่า Tensile strength ของกระดาษฉนวนลดลงถึงครึ่งหนึ่งจากของเดิมเมื่อเริ่มนำเข้าใช้งาน ถือว่าหม้อแปลงชุดนั้นหมดสภาพหรือหมดอายุการใช้งาน

2.2.1 ปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นจากการจ่ายเกินพิกัด[5-6]

1. การเกิดความร้อน ปริมาณความร้อนที่เกิดขึ้นภายในตัวหม้อแปลงไฟฟ้ามาจาก 2 ส่วนด้วยกัน คือส่วนที่เป็นขดลวดซึ่งมีกระแสไหลผ่าน และส่วนที่เป็นโครงโลหะซึ่งมีกระแสไหลวน

เนื่องจากการเหนี่ยวนำสนามแม่เหล็ก(Stray flux) โดยปริมาณความร้อนเหล่านี้ต่างก็เป็นสัดส่วนโดยตรงกับกระแสไหล

2. ผลกระทบต่อส่วนประกอบของอุปกรณ์ของหม้อแปลง มีดังนี้

2.1 มีการเสื่อมสภาพทางไฟฟ้าและทางกลของกระดาษฉนวน

2.2 เมื่อหม้อแปลงไฟฟ้าร้อนมากกว่า 140°C กระดาษฉนวนจะคายความชื้นออกมาในรูปของฟองแก๊ส ซึ่งทำให้ค่า Dielectric Strength ของน้ำมันลดลง

2.3 มีการเสียรูปของขดลวด แกนเหล็ก และส่วนที่เป็นโลหะเนื่องจากการขยายตัว

2.4 กระแสที่ผ่านตัวนำของ Bushing จะมาก ทำให้น้ำมันใน Bushing ขยายตัว มีความดันเพิ่มขึ้นเนื่องจากความร้อนอาจมีผลทำให้ประกันของ Bushing ทะลุได้

2.5 ค่าความต้านทานของหน้าสัมผัสของ On load tap changer จะเพิ่มมากขึ้นเนื่องจากมีสารไฮโดรคาร์บอน ซึ่งเกิดจากการแตกตัวของน้ำมันไปเกาะหน้าสัมผัส

3. การสูญเสียอายุการใช้งาน จากมาตรฐาน ANSI C 57-1981 เรื่องการจ่ายโหลดเกิน พิกัดหม้อของแปลงไฟฟ้า ได้กล่าวถึงเรื่องอายุการใช้งานของหม้อแปลงไฟฟ้า โดยได้คาดอายุการใช้งานของหม้อแปลงไฟฟ้า(Life expectancy) ด้วยวิธีตาม ANSI C 57.91-1981 หม้อแปลงไฟฟ้ามีอายุการใช้งานประมาณ 7.5 ปี หรือ 6.5×10^4 ชั่วโมง(เสียอายุการใช้งานร้อยละ 0.0369 ต่อวัน) โดยจ่ายโหลดอย่างต่อเนื่องที่พิกัดของหม้อแปลงไฟฟ้า แต่โดยทั่วไปสภาพการจ่ายโหลดของหม้อแปลงจะเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลาและการจ่ายโหลดจะไม่ถึงค่าพิกัดของหม้อแปลงไฟฟ้านั้นหม้อแปลงจึงมีโอกาสที่จ่ายเกินพิกัดได้ โดยที่ยังคงเสียอายุการใช้งานตามปกติ ถ้าการจ่ายเกินพิกัดต่อหนึ่งครั้งนั้นเสียอายุการใช้งานไม่เกินร้อยละ 0.1 ต่อวัน

2.2.2 ข้อจำกัดในการจ่ายเกินพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า [6]

กำหนดข้อจำกัดในการจ่ายโหลดเกินพิกัดของหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีระบบระบายความร้อนเป็นแบบ OA/FA/FA และ OA/FA/FOA (OA = Oil Air, FA = Force Air และ FOA = Force Oil Air) ไว้ดังนี้

1. Hottest spot winding temp. ไม่เกิน 150°C และ 135°C สำหรับหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีค่าอุณหภูมิของขดลวดเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็นแบบ 65°C และ 55°C ตามลำดับ

2. ปริมาณโหลดในการจ่ายเกินพิกัดสูงสุดต้องไม่เกิน 1.50 เท่าของพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า

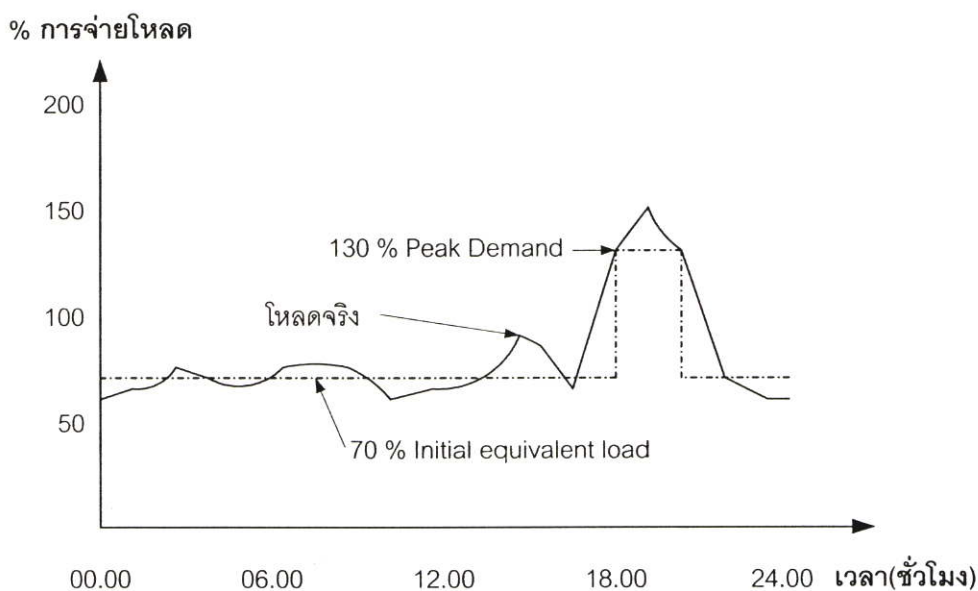
3. การสูญเสียอายุการใช้งานต่อการจ่ายเกินพิกัด หนึ่งครั้งไม่เกินร้อยละ 0.1 ต่อวัน

2.2.3 การหาปริมาณและระยะเวลาการจ่ายโหลดเกินพิกัด [6]

ในการพิจารณาการจ่ายโหลดเกินพิกัดตามระยะเวลาโดยเสียอายุปกติ มี 2 ขั้นตอนดังนี้

1. ข้อมูลที่ควรทราบ คือคุณสมบัติของหม้อแปลง และสภาพการใช้งานหม้อแปลง ดังนี้

- ระบบระบายความร้อนของหม้อแปลงเป็นแบบ OA/FA/FA หรือ OA/FA/FOA
- หม้อแปลงไฟฟ้าที่มีค่าอุณหภูมิของขดลวดเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็นแบบ 65 °C หรือเป็นแบบ 55 °C
- การใช้งานหม้อแปลงที่อุณหภูมิแวดล้อม 20 °C ถึง 40 °C
- เปอร์เซนต์ค่า Initial equivalent load ของหม้อแปลง



รูปที่ 2.1 แสดงโหลดจริงและ Equivalent Load ของหม้อแปลง

จากที่กล่าวมาแล้วในตอนต้นว่าความสามารถในการจ่ายโหลดเกิดพิกัดขึ้นอยู่กัปริมาณความร้อนที่เกิดขึ้นภายในตัวหม้อแปลง ซึ่งเป็นสัดส่วนโดยตรงกับค่ากระแสโหลดของหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา ดังนั้นเพื่อความสะดวกในการพิจารณาและการคำนวณ จึงได้กำหนดปริมาณโหลดที่มีลักษณะเป็น Step ขึ้นมาแทนปริมาณโหลดจริง ดังแสดงในรูปที่ 2.1 ปริมาณโหลดที่มีลักษณะเป็น Step ที่อยู่ในช่วงเวลาก่อนที่หม้อแปลงจะจ่ายโหลดสูงสุด(Peak) เรียกว่า "Initial equivalent load" ซึ่งสามารถหาค่าได้จากสมการที่(2.11) ส่วนปริมาณโหลดในช่วงเวลาที่หม้อแปลงจ่ายโหลดสูงสุด เรียกว่า "Peak Demand"

$$\text{Initial equivalent load} = \frac{0.29 \sqrt{L_1^2 + L_2^2 + L_3^2 + \dots + L_{12}^2}}{\text{Rated}} * 100 \quad (2.11)$$

เมื่อ $L_1, L_2, L_3, \dots, L_{12}$ = โหลดหม้อแปลงรายชั่วโมงก่อนที่จะจ่ายโหลดสูงสุด 12 ชั่วโมง (MVA)

Rated = พิกัดของหม้อแปลงไฟฟ้า (MVA)

2. หาปริมาณการจ่ายโหลดเกินพิกัดจากกราฟและตาราง

- คำนวณหาค่า Peak Demand จากกราฟหรือตาราง โดยนำข้อมูลจากข้อที่ 1 ได้แก่ ประเภทของการระบายความร้อน ค่าอุณหภูมิของขดลวดเฉลี่ยเพิ่มขึ้น อุณหภูมิสิ่งแวดล้อม และค่า Initial equivalent load มาหาปริมาณการจ่ายโหลดเกินพิกัดของหม้อแปลงจากกราฟหรือจากตารางของบริษัทผู้ผลิตหม้อแปลง เหตุที่กำหนดมาทั้งสองแบบเนื่องจากว่ากราฟสามารถหาการจ่ายโหลดเกินพิกัดได้ทุกช่วงเวลา แต่แบบตารางจะกำหนดเวลาเป็นจุดที่แน่นอนไว้ เช่น เวลาทุกๆ 1 ชั่วโมง พร้อมกับแสดงค่าอุณหภูมิของขดลวด และอุณหภูมิของน้ำมัน
- คำนวณหาค่า Peak Demand ที่ยอมรับได้ เนื่องจากค่าที่ได้จากตารางหรือกราฟ มีค่าน้อยกว่าความเป็นจริงดังแสดงในรูปที่ 2.1 จึงกำหนดให้หาค่า Peak Demand ที่ยอมรับได้จากสมการที่ (2.12)

$$\text{Peak demand(ใหม่)} = \frac{\text{Peak demand(จากกราฟหรือตาราง)}}{0.95}$$

$$\text{Peak demand(จริง)} = \frac{\text{Peak demand(ใหม่)} * \text{Rated}}{100} \quad (2.12)$$

อย่างไรก็ตามในกรณีนี้ที่คำนวณหาค่าการจ่ายโหลดเกินพิกัดของหม้อแปลงได้มากกว่า 1.5 เท่าของพิกัดหม้อแปลง ให้ใช้ค่า 1.5 เท่า การคำนวณการจ่ายโหลดเกินพิกัดจากข้อกำหนดดังกล่าวข้างต้น พอสรุปโดยทั่วไปได้ว่าหม้อแปลงสามารถจ่ายโหลดเกินพิกัดได้ประมาณ 1.35 เท่าของพิกัด ในช่วงเวลาไม่เกิน 2 ชั่วโมง

2.2.4 เงื่อนไขและวิธีปฏิบัติ [6]

เมื่อหม้อแปลงจ่ายโหลดเกินพิกัด ปริมาณความร้อนที่เกิดขึ้นภายในตัวหม้อแปลงจะเพิ่มสูงขึ้น ซึ่งเป็นสัดส่วนโดยตรงกับกระแสโหลดของหม้อแปลงที่เปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา เพื่อให้หม้อแปลงสูญเสียอายุการใช้งานตามปกติ จึงกำหนดเงื่อนไขและวิธีปฏิบัติดังนี้

1. การเซตตั้งฟังก์ชันอุณหภูมิของขดลวดหม้อแปลง เพื่อให้สอดคล้องกับการจ่ายโหลดเกินพิกัดของหม้อแปลงไฟฟ้า ได้มีการยกเลิกฟังก์ชัน Trip ของ winding temperature โดยเปลี่ยนเป็น winding temperature alarm stage 1 และ stage 2 แทน ซึ่งได้กำหนดดังนี้

- ในกรณีหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีอุณหภูมิของขดลวดเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็นแบบ 55°C alarm stage 1 ที่ 95 °C และ alarm stage 2 ที่ 105 °C

- ในกรณีหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีอุณหภูมิของขดลวดเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็นแบบ 65°C alarm stage 1 ที่ 110 °C และ alarm stage 2 ที่ 120 °C

2. วิธีปฏิบัติเมื่ออุณหภูมิของขดลวดถึงค่าเซตตั้ง

2.1 กรณี alarm stage ที่ 1

- ให้พนักงานประจำสถานีไฟฟ้าแรงสูง ตรวจสอบการทำงานของพัดลมระบบระบายความร้อน ว่าทำงานครบถ้วน และถูกต้องหรือไม่

- ให้พนักงานประจำสถานีไฟฟ้าแรงสูงแจ้งศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า เพื่อให้ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และเตรียมการย้ายโหลด หรือเตรียมการปลดโหลดบางส่วน

2.2 กรณี alarm stage ที่ 2

- ให้พนักงานประจำสถานีไฟฟ้าแรงสูง ตรวจสอบการทำงานของพัดลมระบบระบายความร้อนอีกครั้งหนึ่งว่าถูกต้องและครบถ้วนหรือไม่

- ให้พนักงานประจำสถานีไฟฟ้าแรงสูงแจ้งศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า เพื่อทราบและสั่งการ เช่น ติดต่อขอให้อ้ายโหลดหรือปลดโหลดบางส่วน เพื่อควบคุมไม่ให้อุณหภูมิถึงขีดจำกัด คือ 150 °C หรือ 135 °C สำหรับหม้อแปลงที่มีอุณหภูมิของขดลวดเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็นแบบ 65 °C หรือ 55 °C ตามลำดับ

อนึ่ง ถ้าไม่สามารถย้ายโหลดหรือปลดโหลดบางส่วนได้ ให้ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าพิจารณาสั่งการเพื่อปลดหม้อแปลงไฟฟ้าออกจากระบบเมื่ออุณหภูมิสูงถึงขีดจำกัด

3. การควบคุม On Load Tap Changer(OLTC) ในขณะที่ Diverter switch ของ OLTC ทำงานเปลี่ยน Tap จะมีอาร์คเกิดขึ้น ซึ่งปริมาณของอาร์คที่เกิดขึ้นจะมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับกระแสที่ไหลผ่านขณะนั้น ดังนั้นเพื่อมิให้เกิดอันตรายกับ OLTC ในขณะที่ย้ายโหลดเกินพิกัด ควรหลีกเลี่ยงการเปลี่ยน Tap หม้อแปลง ซึ่งถ้ามีความจำเป็นก็ให้ปฏิบัติตามคู่มือของบริษัทผู้ผลิต เช่น หม้อแปลงไฟฟ้ายี่ห้อ Mitsubishi จ่ายโหลดเกินพิกัดถึง 1.50 เท่าของพิกัด อนุญาตให้เปลี่ยน Tap ได้ไม่เกิน 3 ครั้ง และการเปลี่ยน Tap แต่ละครั้งควรเว้นช่วงระยะเวลาไม่น้อยกว่า 30 นาที แต่โดยทั่วไปถ้าจ่ายโหลดไม่เกิน 1.20 เท่าของพิกัด หม้อแปลงไฟฟ้าสามารถเปลี่ยน Tap ได้อย่างต่อเนื่อง

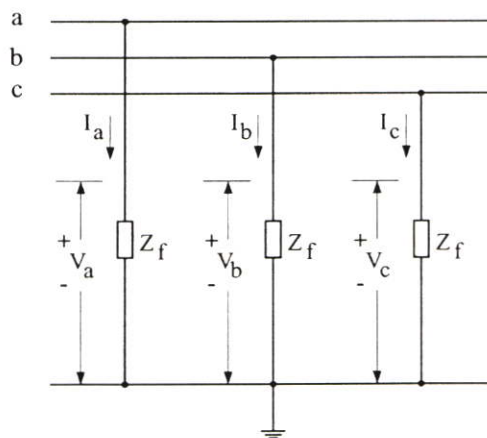
บทที่ 3

การวิเคราะห์ฟอลต์ในระบบไฟฟ้า

ในระบบการผลิตและส่งจ่ายกระแสไฟฟ้านั้นอาจจะเกิดฟอลต์ขึ้นในระบบไฟฟ้าได้ตลอดเวลา ซึ่งมีหลายสาเหตุด้วยกัน เช่น เกิดจากอุปกรณ์ชำรุด วัสดุปลิวถูกสายส่งไฟฟ้า ยานพาหนะรถยนต์ คน สัตว์ ต้นไม้ ภัยธรรมชาติ เป็นต้น ซึ่งระบบป้องกันจะต้องตัดระบบที่ผิดปกติออกโดยเร็วที่สุด ดังนั้นจึงมีความจำเป็นต้องวิเคราะห์ฟอลต์ในระบบไฟฟ้า เพื่อวางแผนระบบไฟฟ้าให้มีความเชื่อถือได้และมีความมั่นคง โดยเลือกขนาดพิกัด(Interrupting Capacity) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ให้เหมาะสม หรือเพื่อทราบค่ากระแสฟอลต์ที่เกิดขึ้นว่าเกินขีดจำกัดอุปกรณ์หรือไม่ เพื่อจะได้เตรียมมาตรการป้องกันและปรับปรุงระบบไฟฟ้าเพื่อบรรเทาผลกระทบให้ลดลงอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ ตลอดจนเพื่อใช้ตั้งค่ารีเลย์ในระบบป้องกันของระบบไฟฟ้าให้มีความเหมาะสม การวิเคราะห์ฟอลต์ในระบบไฟฟ้าสามารถทำได้ 2 วิธี คือการคำนวณด้วยเครื่องคำนวณหรือการคำนวณโดยใช้มือ ซึ่งใช้คำนวณกับระบบไฟฟ้าที่ไม่ยุ่งยากซับซ้อนมากนัก เช่น การจ่ายไฟแบบเรเดียล เป็นต้น และการคำนวณด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ใช้กับระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่มีความยุ่งยากซับซ้อน ซึ่งให้ผล การคำนวณที่ถูกต้องแม่นยำกว่าการคำนวณโดยใช้มือ ในบทนี้เป็นการอธิบายหลักการวิเคราะห์ฟอลต์ในระบบไฟฟ้าแบบต่าง ๆ เพื่อนำมาประยุกต์ใช้ในการวิจัย

3.1 ฟอลต์แบบ 3 เฟส [7-8]

ฟอลต์แบบ 3 เฟส ในระบบไฟฟ้ามีโอกาสเกิดขึ้นไม่บ่อยครั้งนัก ซึ่งส่วนใหญ่จะมีสาเหตุมาจากความผิดพลาดของผู้ปฏิบัติงานเอง เช่น การปลดสายกราวด์ไม่หมดหลังจากที่ปฏิบัติงานเสร็จ แต่หากเกิดขึ้นแล้วมักจะมีขนาดกระแสฟอลต์ที่รุนแรง ดังแสดงในรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 แสดงฟอลต์แบบ 3 เฟส

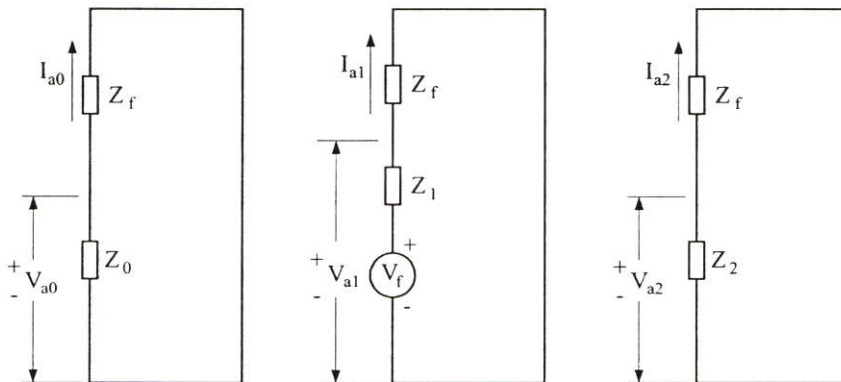
จากรูปที่ 3.1 จะได้

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

แทนค่า $I_b = a^2 I_a$ และ $I_c = a I_a$ ในสมการกระแสที่เคอร์นซ์ จะได้

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b = a^2 I_a \\ I_c = a I_a \end{bmatrix}$$

จะได้ $I_{a0} = I_{a2} = 0$ และ $I_{a1} = I_a$ ซึ่งทำให้สามารถเขียนวงจรที่เคอร์นซ์ของการเกิดฟอลต์แบบสามเฟส ได้ดังรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 วงจรที่เคอร์นซ์ของการเกิดฟอลต์แบบ 3 เฟส

จากรูปที่ 3.2 จะได้

$$V_{a0} = V_{a2} = 0$$

$$V_{a1} = I_{a1} Z_f$$

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_f} = I_a \quad (3.2)$$

$$I_b = \frac{a^2 V_f}{Z_1 + Z_f} \quad (3.3)$$

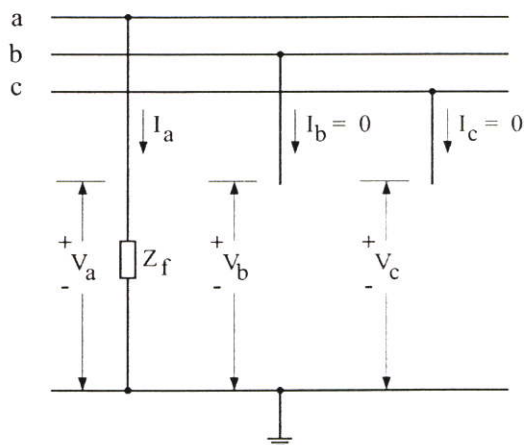
$$I_c = \frac{a V_f}{Z_1 + Z_f} \quad (3.4)$$

หาแรงดันในแต่ละเฟสได้โดยการแทนค่า $V_{a0} = V_{a2} = 0$ ในสมการที่เควนซ์ของแรงดัน จะได้

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} = 0 \\ V_{a1} \\ V_{a2} = 0 \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

3.2 ฟอลต์แบบหนึ่งเฟสลงดิน[7-8]

ฟอลต์แบบหนึ่งเฟสลงดินในระบบไฟฟ้ามีโอกาสเกิดขึ้นได้มากกว่าฟอลต์ประเภทอื่นๆ ซึ่งอาจเกิดจากสายไฟฟ้าสัมผัสกับโครงสร้างบนพื้นดิน รูปที่ 3.3 แสดงการเกิดฟอลต์เฟส A ลงดิน

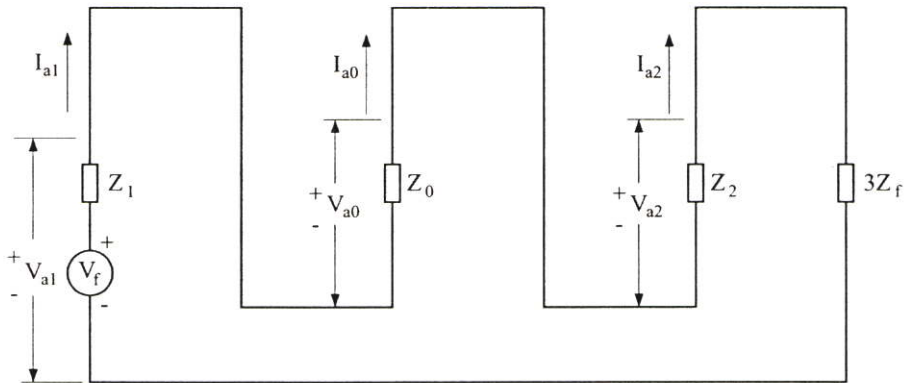


รูปที่ 3.3 แสดงฟอลต์แบบหนึ่งเฟสลงดิน

จากรูปที่ 3.3 $I_b = I_c = 0$, $V_a = I_a Z_f$ และหากระแสในแต่ละซีเควอนที่ได้จาก

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b = 0 \\ I_c = 0 \end{bmatrix}$$

จะได้ $I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{I_a}{3}$ ซึ่งทำให้สามารถเขียนวงจรซีเควอนของการเกิดฟอลต์แบบหนึ่งเฟสลงดินได้ดังรูปที่ 3.4



รูปที่ 3.4 วงจรซีเควอนของการเกิดฟอลต์แบบหนึ่งเฟสลงดิน

จากรูปที่ 3.4 จะได้

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f}$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

$$\therefore I_a = \frac{3V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3Z_f} \quad (3.6)$$

$$\begin{aligned} \text{จาก } V_a &= V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \\ &= Z_f (I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}) \end{aligned}$$

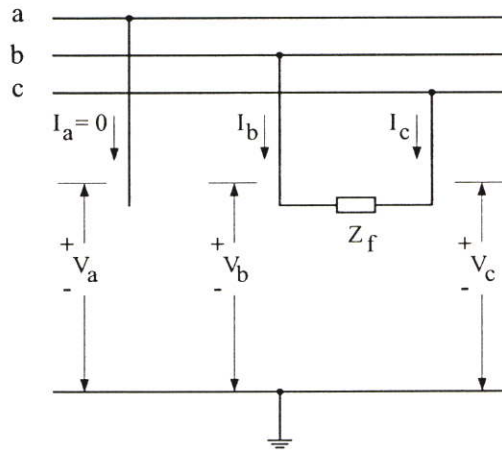
$$\text{ดังนั้น } V_a = 3 Z_f I_{a1} \quad (3.7)$$

สำหรับแรงดัน V_b และ V_c หาได้จาก

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

3.3 ฟอลต์แบบสองเฟส [7-8]

การลัดวงจรแบบสองเฟส ระหว่างเฟส b กับ c ผ่านฟอลต์อิมพีแดนซ์ Z_f แสดงได้ดังรูปที่ 3.5



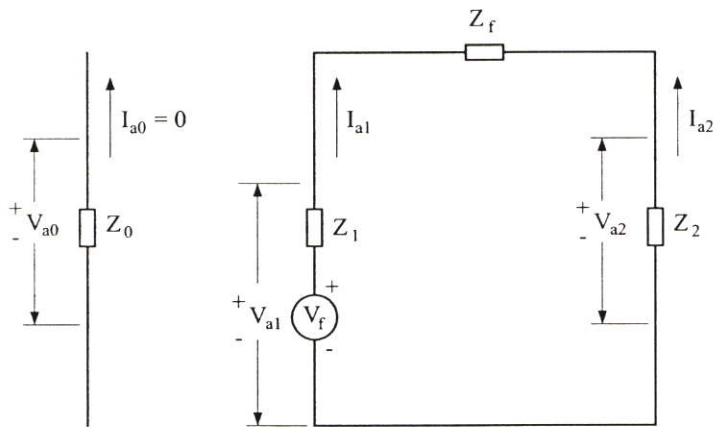
รูปที่ 3.5 แสดงการเกิดฟอลต์แบบสองเฟส

จากรูปที่ 3.5 $I_a = 0$, $I_b = -I_c$ และ $V_{bc} = V_b - V_c = I_b Z_f$

แทนค่า $I_a = 0$, $I_c = -I_b$ ในสมการที่เควินซ์ของกระแส

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a = 0 \\ I_b \\ I_c = -I_b \end{bmatrix}$$

จะได้ $I_{a0} = 0$, $I_{a1} = -I_{a2}$ ซึ่งทำให้สามารถเขียนวงจรซีเควนซ์ของการเกิดฟอลต์แบบสองเฟสได้ดังรูปที่ 3.6



รูปที่ 3.6 วงจรซีเควนซ์ของการเกิดฟอลต์แบบสองเฟส

จากรูปที่ 3.6 $I_{a0} = 0$, $V_{a0} = 0$

$$\text{และ } I_{a1} = -I_{a2} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_f}$$

แทนค่า $I_{a0} = 0$ และ $I_{a2} = -I_{a1}$ ในสมการซีเควนซ์ของกระแส

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} = 0 \\ I_{a1} \\ I_{a2} = -I_{a1} \end{bmatrix}$$

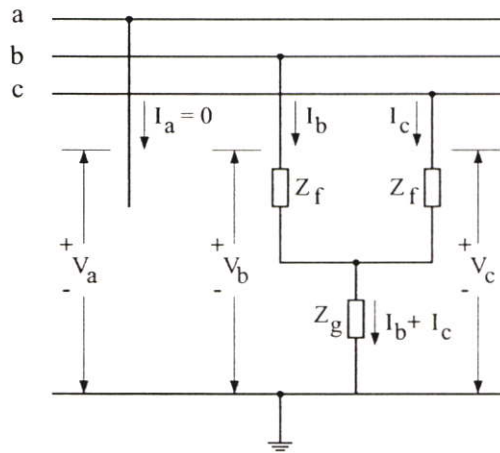
$$\therefore I_b = -I_c = -j\sqrt{3} \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_f} \quad (3.9)$$

หาแรงดันในแต่ละเฟสได้จาก

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} = 0 \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

3.4 ฟอลต์แบบสองเฟสลงดิน [7-8]

การลัดวงจรแบบสองเฟสลงดินระหว่างเฟส b กับเฟส c ผ่านฟอลต์อิมพีแดนซ์ Z_f แสดงได้ดังรูปที่ 3.7



รูปที่ 3.7 แสดงการเกิดฟอลต์แบบสองเฟสลงดิน

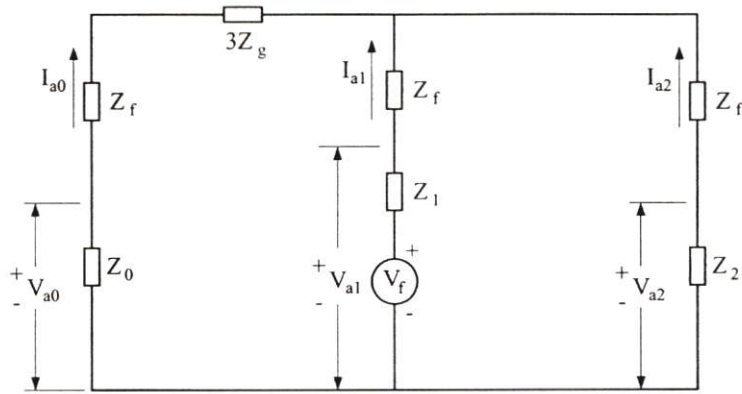
จากรูปที่ 3.7 $I_a = 0$

$$V_b = (Z_f + Z_g)I_b + Z_g I_c$$

$$V_c = (Z_f + Z_g)I_c + Z_g I_b$$

เมื่อ $I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} = 0$

ซึ่งสามารถเขียนวงจรซีเควนซ์ของการเกิดฟอลท์แบบสองเฟสลงดินได้ดังรูปที่ 3.8



รูปที่ 3.8 วงจรซีเควนซ์ของการเกิดฟอลท์แบบสองเฟสลงดิน

จากรูปที่ 3.8 จะได้

$$I_{a1} = \frac{V_f}{(Z_2 + Z_f)(Z_0 + Z_f + 3Z_g) + (Z_1 + Z_f)(Z_0 + Z_2 + 2Z_f + 3Z_g)}$$

$$I_{a2} = -\frac{Z_0 + Z_f + 3Z_g}{(Z_2 + Z_f) + (Z_0 + Z_f + 3Z_g)} I_{a1}$$

$$I_{a0} = -\frac{Z_2 + Z_f}{(Z_2 + Z_f) + (Z_0 + Z_f + 3Z_g)} I_{a1}$$

$$V_{a0} = -Z_0 I_{a0}$$

$$V_{a1} = V_f - Z_1 I_{a1}$$

$$V_{a2} = -Z_2 I_{a2}$$

หากระแสในแต่ละเฟสได้จาก

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

และหาแรงดันในแต่ละเฟสได้จาก

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

บทที่ 4

การจำลองระบบไฟฟ้า

ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม PSS/E จะต้องจำลองโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Network) ให้อยู่ในรูปแบบ (Format) ของโปรแกรม PSS/E ตามที่กำหนดไว้ ซึ่งความถูกต้องของผลการวิเคราะห์จะขึ้นอยู่กับ รูปแบบการจำลองระบบไฟฟ้า ข้อมูลในการจำลองระบบไฟฟ้า และวิธีการที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า โดยปกติข้อมูลในการจำลองระบบไฟฟ้าสามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือข้อมูลคงที่และข้อมูลเปลี่ยนแปลง ข้อมูลคงที่หมายถึงข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับขนาดพิกัดของอุปกรณ์ต่างๆ เช่น พิกัดสายส่ง พิกัดหม้อแปลง เป็นต้น และข้อมูลเกี่ยวกับตำแหน่งของบัสต่างๆ ตามลักษณะของโครงข่ายระบบไฟฟ้า ตลอดจนค่าอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ต่างๆ ซึ่งจะปรับปรุงหรือเปลี่ยนแปลงข้อมูลประเภทนี้ก็ต่อเมื่อข้อมูลมีการเปลี่ยนแปลงจากเดิมเท่านั้น ไม่ว่าจะเนื่องมาจากการเปลี่ยนอุปกรณ์ การปรับปรุงระบบไฟฟ้า อายุการใช้งานอุปกรณ์ และอื่นๆ อีกมากมาย ส่วนข้อมูลเปลี่ยนแปลงหมายถึงข้อมูลที่ต้องมีการแก้ไข ปรับปรุงให้เข้ากับสถานการณ์ที่เป็นอยู่ หรือให้สอดคล้องกับสถานะที่ต้องการศึกษาในช่วงเวลาหนึ่ง เช่น ข้อมูลโหลด ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ข้อมูลคาปาซิเตอร์ เป็นต้น ในบทนี้เป็น การอธิบายวิธีการที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า วิธีการและขั้นตอนการจำลองระบบไฟฟ้า เพื่อนำมาประยุกต์ใช้ในการวิจัย

4.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

การไหลของกำลังไฟฟ้าเป็นปัญหาอย่างหนึ่งของระบบไฟฟ้า ซึ่งในการแก้สมการการไหลของกำลังไฟฟ้าที่นำมาใช้ต้องอาศัยเทคนิคต่างๆ การไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะอยู่ตัวจะอยู่ในสถานะสมดุล ซึ่งการทำงานของระบบไฟฟ้าที่อยู่ในสถานะสมดุล แรงดันซีเคอร์นซ์ลပ် และซีเคอร์นซ์ศูนย์จะมีค่าเป็นศูนย์ ดังนั้นการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะปกติจะมีเฉพาะซีเคอร์นซ์บวกเท่านั้น ข้อมูลอินพุตที่สำคัญที่ใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้ามี่ดังนี้ [2-3]

1. ค่าอิมพีแดนซ์ และ Charging Admittance ของสายส่งไฟฟ้า
2. ค่าแอดมิตแตนซ์ และ Tap Ratio ของหม้อแปลงไฟฟ้า
3. โหลดในแต่ละบัสของระบบไฟฟ้า
4. กำลังไฟฟ้าจริงเอาต์พุตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือของโรงไฟฟ้าทั้งหมด
5. ขนาดแรงดันที่บัสของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละเครื่อง
6. ความสามารถสูงสุดในการรับ-จ่ายกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละเครื่อง

ส่วนค่าต่าง ๆ ที่ต้องคำนวณหาจากสมการการไหลของกำลังไฟฟ้ามีดังนี้ [2-3]

1. ขนาดของแรงดันที่บัสต่าง ๆ ทั้งหมดที่ไม่ได้กำหนดค่าจากข้อมูลอินพุต
2. มุมเฟสของแรงดันที่บัสต่าง ๆ ทั้งหมด
3. กำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องที่ไม่ได้กำหนดค่า
4. กำลังไฟฟ้าจริง กำลังรีแอกทีฟ และกระแสที่ไหลผ่านสายส่งไฟฟ้า หม้อแปลงไฟฟ้า รวมทั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ ทั้งหมด

การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า เป็นวิธีการแก้ปัญหาอย่างหนึ่งของระบบไฟฟ้า ซึ่งในโครงข่ายระบบไฟฟ้าจะประกอบด้วยสายส่งไฟฟ้า หม้อแปลงไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ ดังที่กล่าวมาแล้วข้างต้น สามารถเขียนสมการได้ดังนี้ [2,9]

$$I_n = Y_{nn} V_n \quad (4.1)$$

เมื่อ I_n = เวกเตอร์ของกระแสที่คววนซ์บวกที่ไหลเข้า Node(บัส) ของโครงข่าย

V_n = เวกเตอร์ของแรงดันที่คววนซ์บวกที่ Node(บัส) ของโครงข่าย

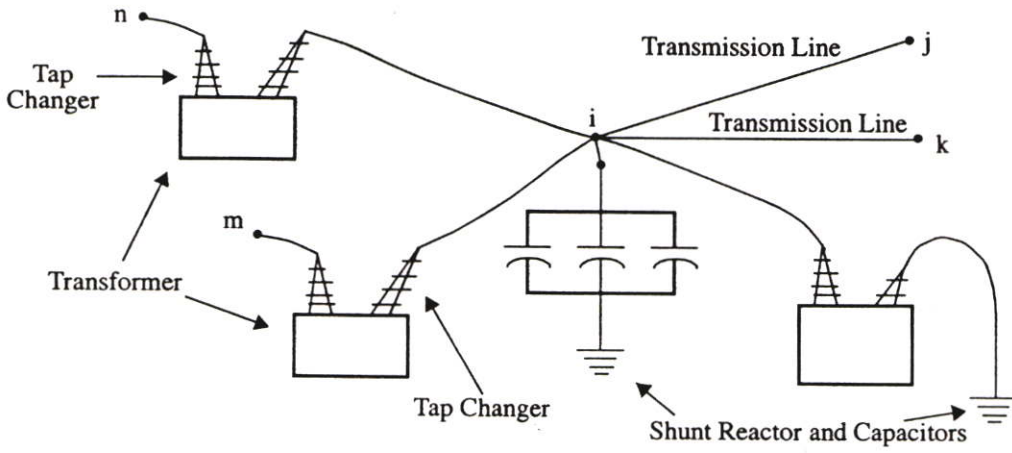
Y_{nn} = แอดมิตแตนซ์เมทริกซ์ของโครงข่ายระบบไฟฟ้า

จากสมการที่(4.1) ถ้าเราทราบค่ากระแส I_n หรือแรงดัน V_n จะสามารถคำนวณหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าได้โดยตรง แต่ในความเป็นจริงจะไม่ทราบค่าทั้ง I_n และ V_n ดังนั้นถ้าเป็นระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ ๆ ที่มีโครงข่ายที่ยุกยากซับซ้อนจึงมีความจำเป็นต้องใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ช่วยคำนวณหาค่าดังกล่าว เนื่องจากการคำนวณโดยใช้เครื่องคำนวณจะใช้เวลานาน และผลที่ได้จะมีความถูกต้องแม่นยำน้อยกว่าใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์

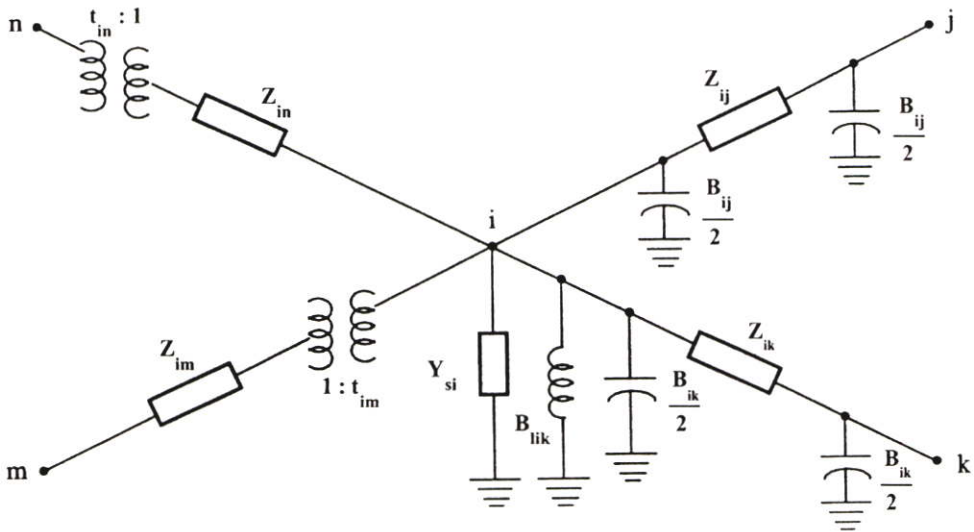
4.2 แอดมิตแตนซ์เมทริกซ์ของโครงข่ายระบบไฟฟ้า

รูปที่ 4.1 แสดงโครงข่ายระบบไฟฟ้าที่มีสายส่งไฟฟ้า 2 วงจร หม้อแปลงไฟฟ้า 1 ชุดที่มีที่เปลี่ยน Tap อยู่ด้านแรงดันต่ำ และหม้อแปลงอีก 1 ชุดที่มีที่เปลี่ยน Tap อยู่ด้านแรงดันสูง รวมทั้งมีคาปาซิเตอร์แบบขนานและรีแอกเตอร์แบบขนานเชื่อมต่อกับบัส i ซึ่งสามารถเขียนวงจรสมมูลได้ดังรูปที่ 4.2 [2]

จากรูปที่ 4.2 เมื่อแรงดัน V_i, V_j, V_m และ V_n เป็นแรงดันที่ Node i, j, k, m และ n ตามลำดับ ที่เชื่อมต่อกับ Node i ซึ่งสามารถเขียนสมการกระแสไฟฟ้ารวม i_i ที่ไหลเข้า Node i ได้ดังสมการที่ (4.2) [2]



รูปที่ 4.1 โครงข่ายระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับบัส i



รูปที่ 4.2 วงจรสมมูลที่เคาน์ชั้วของโครงข่ายระบบไฟฟ้า Node i

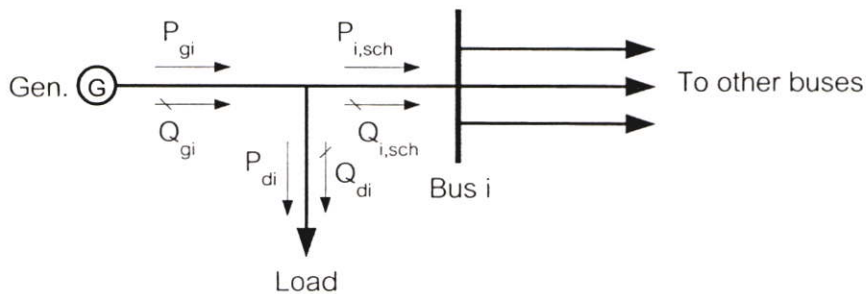
$$\begin{aligned}
 i_i = & v_i Y_{si} + \frac{v_i - v_j}{Z_{ij}} + \frac{v_i B_{ij}}{2} + \frac{v_i - v_k}{Z_{ik}} + \frac{v_i B_{ik}}{2} + v_i B_{lik} \\
 & + \frac{\left(\frac{v_i}{t_{im}} - v_m \right)}{Z_{im} t_{im}} + \frac{\left(v_i - \frac{v_n}{t_{in}} \right)}{Z_{in}}
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

จากสมการที่ (4.1) ถ้ามีแอดมิตแตนซ์ จำนวน N เชื่อมต่ออยู่กับ Node i สมการของกระแส I_i ที่ไหลเข้า Node i [2,9-10] จะเป็น

$$I_i = \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n \quad n=1,2,\dots,N \quad (4.3)$$

4.3 วิธีการแก้ไขปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธีนิวตัน ราวฟสัน

ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าอย่างหนึ่งก็คือ สมการการไหลของกำลังไฟฟ้าเป็นสมการไม่เชิงเส้น และต้องใช้วิธีอิตเทอเรทีฟ(Iterative) ในการแก้สมการ ซึ่งในโปรแกรม PSS/E มีอยู่ 2 วิธีด้วยกันคือ นิวตัน ราวฟสัน และเกาส์ไซเดล ซึ่งในการวิจัยนี้เลือกใช้วิธีนิวตัน ราวฟสัน เนื่องจากมีความถูกต้องแม่นยำมากกว่า[3] รูปที่ 4.3 แสดงการไหลของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังรีแอกทีฟที่บัส i ที่ใช้ในการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า



รูปที่ 4.3 แผนภาพเส้นเดียวแสดงการไหลของกำลังไฟฟ้าที่บัส i

จากรูปที่ 4.3 เมื่อกำหนดให้ $V_i = |V_i| \angle \delta_i$, $V_n = |V_n| \angle \delta_n$ และ $Y_{in} = |Y_{in}| \angle \theta_{in}$ สามารถเขียนสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังรีแอกทีฟที่บัส i ได้ดังสมการที่ (4.4) และสมการที่ (4.5) [8,10] ตามลำดับ

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (4.4)$$

$$Q_i = -|V_i|^2 B_{ii} - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (4.5)$$

เมื่อพิจารณาที่บัสควบคุมแรงดันโดยจะกำหนดให้บัสอื่น ๆ ทั้งหมดในระบบเป็นโหลดบัส (ยกเว้น Swing Bus) ซึ่งทราบค่าความต้องการใช้ไฟฟ้า P_{di} และ Q_{di} และกำหนดขนาดและมุมของแรงดันที่ Swing Bus เป็น $|V_1| \angle \delta_1$ และที่บัสอื่น ๆ ในระบบจะมีตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณ

การไหลของกำลังไฟฟ้าอยู่ 2 ตัวแปร คือ $|V_i|$ และมุม δ_i และในการประมาณค่าขนาดและมุมของแรงดันที่โหลดบัส จะมี Power mismatch [10] ดังนี้

$$\Delta P_i = P_{i,sch} - P_{i,calc} \quad (4.6)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,sch} - Q_{i,calc} \quad (4.7)$$

เพื่อให้เข้าใจได้ง่ายขึ้น จึงเขียนสมการของ Power mismatch ให้อยู่ในรูปเมทริกซ์ของระบบไฟฟ้าที่มี 3 บัสได้ดังสมการที่ (4.8) เมื่อบัสที่ 1 เป็น Swing Bus ในการคำนวณจะเริ่มจากบัสที่ 2 เนื่องจากที่ Swing Bus ได้กำหนดทั้งขนาดและมุมของแรงดันไว้แล้ว [8,10]

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta Q_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \frac{\partial P_2}{\partial |V_3|} \\ \frac{\partial P_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial |V_2|} & \frac{\partial P_3}{\partial |V_3|} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_3|} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \delta_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial |V_2|} & \frac{\partial Q_3}{\partial |V_3|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \Delta \delta_3 \\ \Delta |V_2| \\ \Delta |V_3| \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

ระบบไฟฟ้าแต่ละระบบจะมีขนาดไม่เท่ากัน ดังนั้นเพื่อความสะดวกจึงเขียนสมการให้อยู่ในรูปเมทริกซ์ของระบบไฟฟ้าโดยทั่ว ๆ ไป ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta |V_i| \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

เมื่อ $[J]$ คือจาโคเบียนเมตริกซ์ (Jacobian matrix)

สรุปขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยใช้วิธีนิวตัน รางพสัน [3,8,10-11] มีขั้นตอนดังนี้

1. สมมุติค่าเริ่มต้นของแรงดันที่ไม่ทราบค่าทุกบัส โดยการประมาณค่าขนาด $|V_i|$ และมุม $\delta_i^{(0)}$ ของแรงดันในรอบการคำนวณแรก
2. คำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้า $P_{i,calc}$ และ $Q_{i,calc}$ จากสมการที่ (4.4) และ (4.5) , Power mismatch ΔP_i และ ΔQ_i จากสมการที่ (4.6) และ (4.7)
3. ตรวจสอบเงื่อนไข
 - ถ้า ΔP_i และ $\Delta Q_i \leq \epsilon$ (Tolerance ϵ เป็นค่าความคาดเคลื่อนที่ยอมรับได้ ซึ่งจะมามีค่าเป็นบวกเสมอ เช่น 0.0001 p.u.) แล้วให้ไปคำนวณหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าสูญเสีย เป็นอันสิ้นสุดการคำนวณ
 - แต่ถ้า ΔP_i และ $\Delta Q_i > \epsilon$ ให้ไปคำนวณต่อในขั้นตอนที่ 4
4. คำนวณหาค่าจาโคเบียนเมตริกซ์
5. คำนวณหาค่า $\Delta \delta_i$ และ $\Delta |V_i|$ ของรอบการคำนวณถัดไป โดยการอินเวิร์สจาโคเบียนเมตริกซ์ ดังสมการที่ (4.10)

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta |V_i| \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

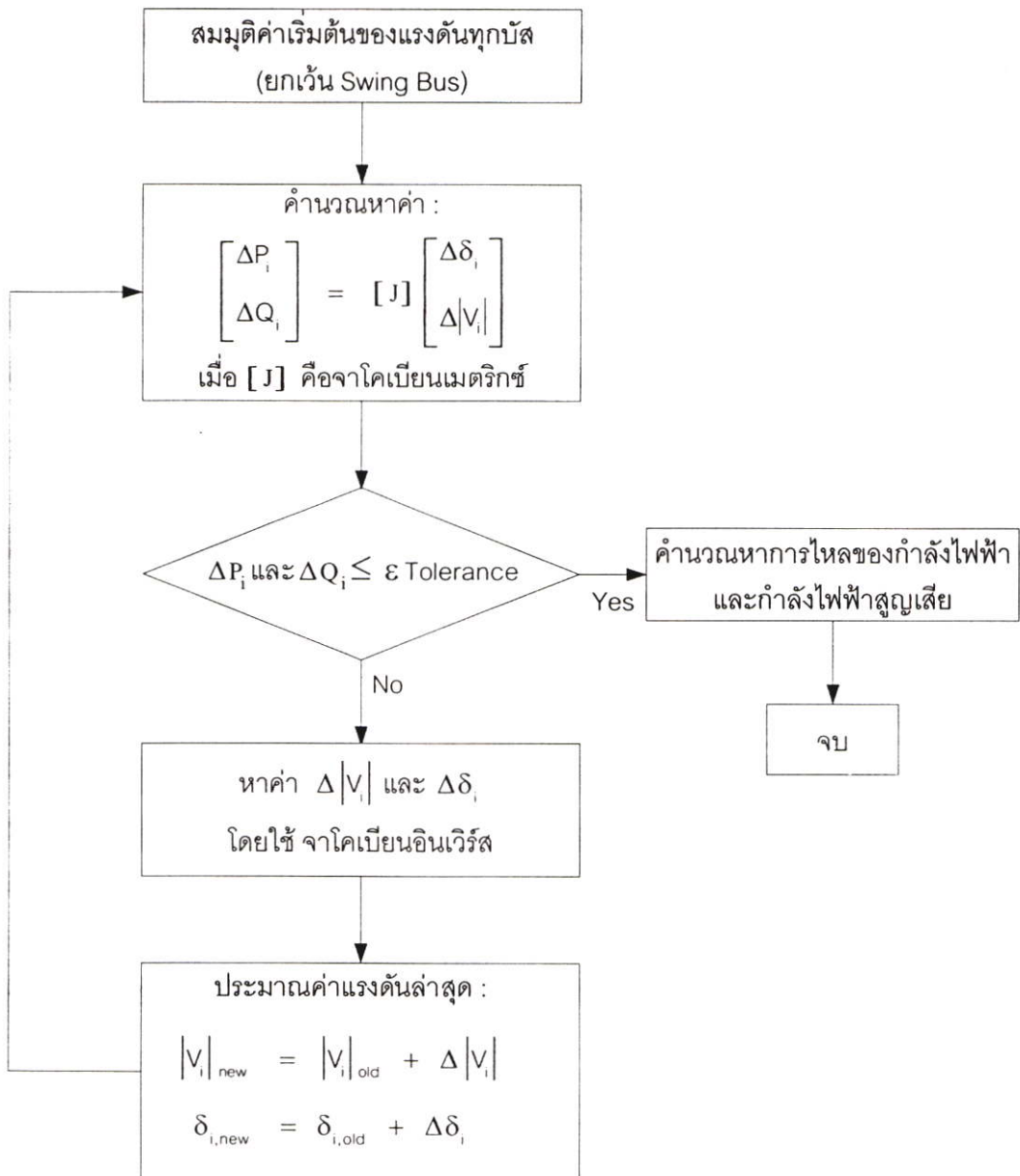
6. คำนวณหาค่าขนาด $|V_i|$ และมุม δ_i ของแรงดันใหม่ล่าสุด(Update) โดยใช้ค่า $\Delta |V_i|$ และ $\Delta \delta_i$ ที่คำนวณได้จากขั้นตอนที่ 5

$$|V_i|_{new} = |V_i|_{old} + \Delta |V_i| \quad (4.11)$$

$$\delta_{i,new} = \delta_{i,old} + \Delta \delta_i \quad (4.12)$$

7. กลับไปคำนวณซ้ำในข้อที่ 2 โดยใช้ขนาด $|V_i|_{new}$ และมุม $\delta_{i,new}$ ของแรงดันที่ได้จากขั้นตอนที่ 6

และสามารถเขียน Flow chart ขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้วิธีนิวตัน รางพสัน ได้ดังรูปที่ 4.4



รูปที่ 4.4 Flow chart ขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้วิธีนิวตัน ราฟสัน

4.4 ชนิดของบัสในระบบไฟฟ้า [2]

ในการจำลองระบบไฟฟ้าตามรูปแบบของโปรแกรม PSS/E สามารถแบ่งประเภทของบัสที่สำคัญ ๆ ออกเป็น 4 ชนิดด้วยกันคือ

1. Load Bus เป็นบัสที่ไม่มีเครื่องกำเนิดต่ออยู่ ซึ่งจะทราบค่า P_k และ Q_k และต้องการคำนวณหาค่า V_k และ δ_k
2. Generator Bus เป็นบัสที่มีเครื่องกำเนิดเชื่อมต่ออยู่
3. Swing Bus ในการจำลองระบบไฟฟ้าจะต้องมี Swing Bus 1 บัส และกำหนดให้เป็นบัสที่ 1 โดยกำหนดขนาดแรงดันมีค่าเท่ากับหนึ่งและมุมของแรงดันเป็นศูนย์ ดังสมการที่ (4.13)

โดยปกติ Swing Bus จะมีเครื่องกำเนิดต่ออยู่ Swing Bus แตกต่างกับ Generator Bus ที่ Swing Bus สามารถที่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังรีแอกทีฟได้อย่างไม่จำกัดจำนวน

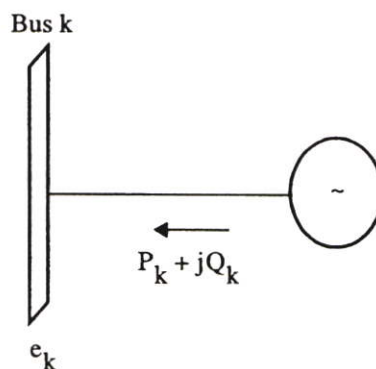
$$V_1 = 1 \angle 0 \quad (4.13)$$

4. Isolated Bus เป็นบัสที่ไม่ได้ใช้งานอยู่ในระบบ(out of service) และอุปกรณ์ทุกชนิดที่ต่ออยู่กับบัสประเภทนี้ถูกปลดออกจากระบบทั้งหมด รวมทั้งจะต้องไม่มีเครื่องกำเนิดต่ออยู่ ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าจะไม่นำบัสประเภทนี้มาคิด

4.5 แบบจำลองโหลด [2]

ในการจำลองระบบไฟฟ้าจะต้องทราบค่าโหลดในแต่ละบัส ซึ่งจะประกอบด้วยกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังรีแอกทีฟ รูปแบบจำลองของโหลดสามารถแบ่งออกได้เป็น 4 ชนิด คือ

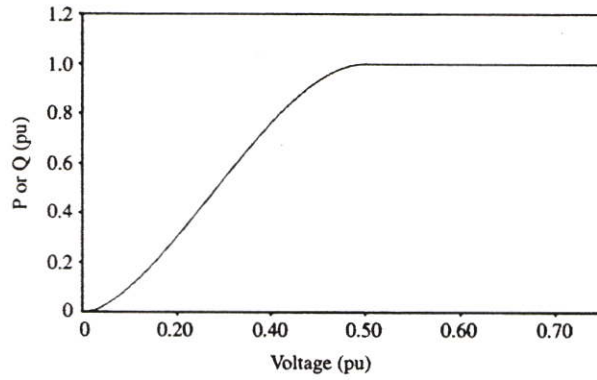
1. แบบจำลองโหลดชนิด MVA คงที่ โดยทั่วไปแบบจำลองของโหลดจะกำหนดค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังรีแอกทีฟตามความต้องการใช้ไฟฟ้า เมื่อพิจารณาจากแบบจำลองมาตรฐานของการไหลของกำลังไฟฟ้าในรูปที่ 4.5 สามารถหาค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังรีแอกทีฟของโหลดได้จากสมการที่ (4.14) และ (4.15) ตามลำดับ ซึ่งในการจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้าและการจำลองแบบไดนามิกส์ สามารถดัดแปลงสมการที่ (4.14) และ (4.15) เป็นฟังก์ชันของ P_k และ Q_k โดยกำหนดขนาดแรงดันที่บัสได้ดังรูปที่ 4.6 และ 4.7



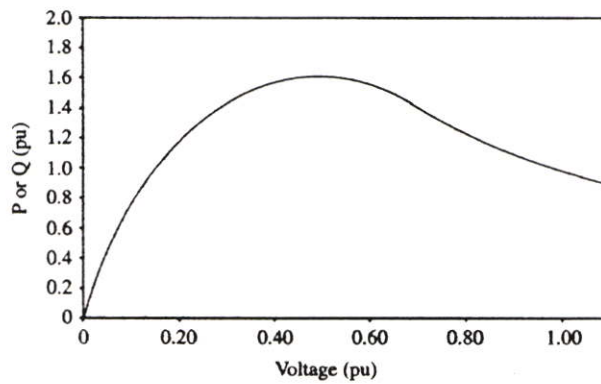
รูปที่ 4.5 แบบจำลองมาตรฐานการไหลของกำลังไฟฟ้า

$$\text{Real}(v_k i_k^*) = -P_k \quad (4.14)$$

$$\text{Imag}(v_k i_k^*) = -Q_k \quad (4.15)$$



รูปที่ 4.6 คุณลักษณะของไหลดชนิด MVA คงที่

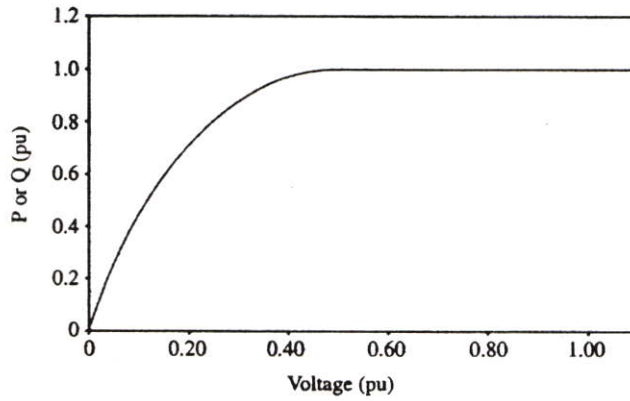


รูปที่ 4.7 Curve แสดงผล กระแส/แรงดัน ของไหลดชนิด MVA คงที่

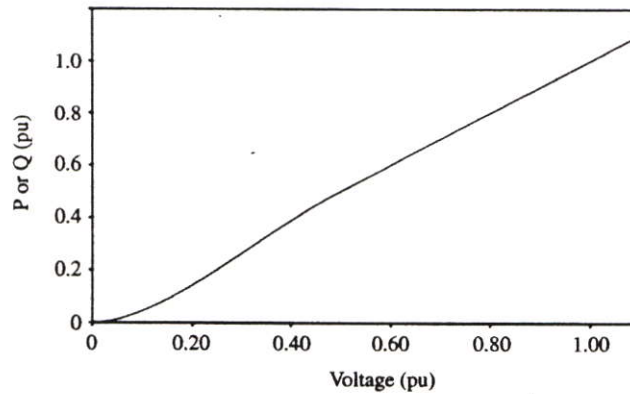
2. แบบจำลองไหลดชนิดกระแสคงที่ แบบจำลองของไหลดจะกำหนดเป็นกระแสใช้งาน (Active Current) หรือกระแสจินตภาพ(Reactive Current) ซึ่งสามารถหาค่าได้จากสมการที่ (4.16) และสมการที่ (4.17) ตามลำดับ ซึ่งในการจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้าและไดนามิกส์ สามารถดัดแปลงสมการที่ (4.16) และ (4.17) เป็นฟังก์ชันของ I_{pk} และ I_{qk} กับขนาดแรงดัน v_k ได้ ดังรูปที่ 4.8 และรูปที่ 4.9

$$\frac{\text{Real} (v_k \dot{i}_k)}{|v_k|} = -I_{pk} \quad (4.16)$$

$$\frac{\text{Imag} (v_k \dot{i}_k)}{|v_k|} = -I_{qk} \quad (4.17)$$



รูปที่ 4.8 คุณลักษณะของโหลดชนิดกระแสคงที่



รูปที่ 4.9 Curve แสดงผล MVA/แรงดัน ของโหลดชนิดกระแสคงที่

3. แบบจำลองโหลดชนิดอิมพีแดนซ์คงที่ หรืออาจกล่าวได้ว่าเป็นแบบจำลองของชัณฑ์แอดมิตแตนซ์ (Shunt admittance) ซึ่งสามารถเขียนสมการได้ดังสมการที่ (4.18)

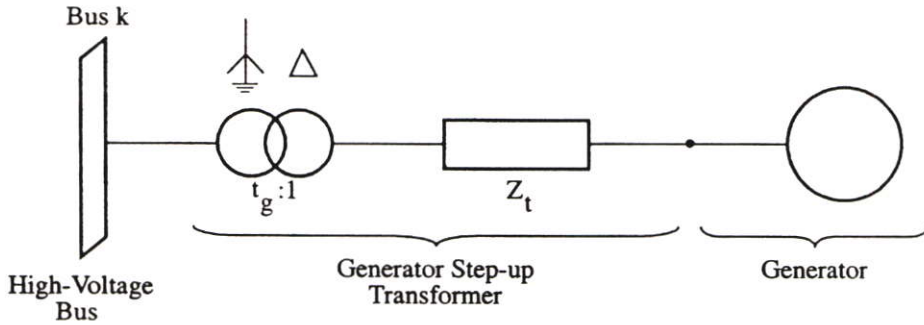
$$\frac{i_k}{v_k} = G_k + jB_k \quad (4.18)$$

4. แบบจำลองโหลดแบบผสม(Composite Load) เป็นแบบจำลองที่ผสมคุณลักษณะของโหลดตั้งแต่ 2 ชนิดขึ้นไปของแบบจำลองโหลดทั้ง 3 ชนิดดังกล่าวข้างต้น

4.6 แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [2]

แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในรูปแบบของโปรแกรม PSS/E สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.10 ซึ่งมีข้อมูลและพารามิเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้างแสดงในตารางที่ 4.1 โดยกำหนดให้

เครื่องกำเนิดต่ออยู่ที่บัส k ผ่านหม้อแปลงเพิ่มแรงดันที่มีอิมพีแดนซ์ $Z_t, R_t + jX_t$ p.u. ที่ MVA_{base} ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะกำหนดกำลังไฟฟ้าจริงเอาต์พุตที่บัสด้านแรงดันสูงที่บัส k ดังสมการที่ (4.19) รวมทั้งกำหนดขนาดแรงดันโดยไม่จำเป็นจะต้องเป็นบัส k ดังสมการที่ (4.20)



รูปที่ 4.10 แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ตารางที่ 4.1 แสดงข้อมูลและพารามิเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ปริมาณ	อักษรย่อ	หน่วยวัด
กำลังรีแอกทีฟเอาต์พุตที่บัส k	Q_{gen}	Mvar
กำลังรีแอกทีฟเอาต์พุตสูงสุดที่บัส k	Q_{max}	Mvar
กำลังรีแอกทีฟเอาต์พุตต่ำสุดที่บัส k	Q_{min}	Mvar
Base MVA ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	MBASE	MVA
ตำแหน่ง Tap ของหม้อแปลงเพิ่มแรงดันที่อยู่ทางด้านบัส k	GEN_{tap}	Per unit
อิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงเพิ่มแรงดัน	Z_{tran}	Per unit ที่ Base MBASE
Generator Dynamic Impedance	Z_{source}	Per unit ที่ Base MBASE
Alternative Generator Dynamic Impedance	Z_{pos}	Per unit ที่ Base MBASE
กำลังไฟฟ้าจริงเอาต์พุตสูงสุดที่บัส k	P_{max}	MW
กำลังไฟฟ้าจริงเอาต์พุตต่ำสุดที่บัส k	P_{min}	MW

$$P_k = \text{Real}(v_k \dot{i}_k) \tag{4.19}$$

$$|V_i| = V_{sched} \tag{4.20}$$

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะรักษาระดับแรงดันให้มีค่าคงที่ตลอดเวลา แต่จะต้องไม่เกินขีดความสามารถการรับหรือการจ่ายกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังสมการที่ (4.21)

$$Q_{\min k} \leq \text{Imag}(v_k \dot{i}_k) \leq Q_{\max k} \quad (4.21)$$

จากสมการที่ (4.21) สิ่งที่สำคัญคือจะต้องทราบขีดความสามารถกำลังรีแอกทีฟเอาต์พุตสูงสุดและต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส k ในการประยุกต์ใช้กำลังรีแอกทีฟเอาต์พุตที่วัดได้ที่บัสด้านแรงดันสูง ซึ่งไม่ใช่ที่ขั้วของเครื่องกำเนิด ดังนั้นการกำหนด $Q_{\min k}$ และ $Q_{\max k}$ จะต้องแยกกำลังรีแอกทีฟสูญเสียในรีแอกแตนซ์ของหม้อแปลงเพิ่มแรงดัน เพราะฉะนั้นในการกำหนดขีดจำกัดของกำลังรีแอกทีฟที่บัส k สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเพาเวอร์แฟคเตอร์แบบล่าหลัง (lagging) มีค่าเท่ากับขีดจำกัดกำลังรีแอกทีฟที่ขั้วของเครื่องกำเนิด ลบด้วยกำลังรีแอกทีฟสูญเสียที่กระแสโหลดเต็มพิกัด (Full Load) ดังสมการที่ (4.22)

$$Q_{\text{limit } k} = Q_{\text{limit } g} - X_t \text{ MBASE} \quad (4.22)$$

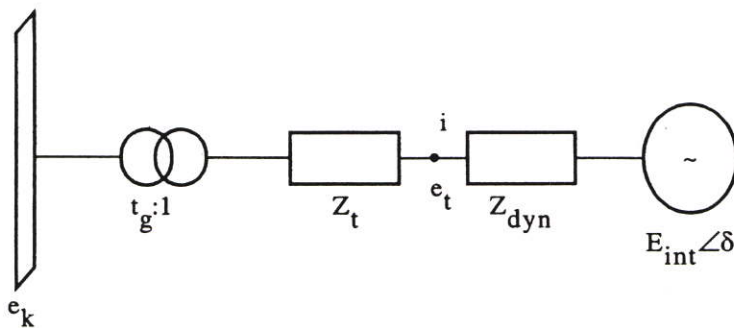
และสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีเพาเวอร์แฟคเตอร์แบบนำหน้า (leading) สามารถหาขีดจำกัดของกำลังรีแอกทีฟที่บัส k ได้ดังสมการที่ (4.23)

$$Q_{\text{limit } k} = Q_{\text{limit } g} + X_t \text{ MBASE} \quad (4.23)$$

เมื่อ X_t = รีแอกแตนซ์ของหม้อแปลงเพิ่มแรงดันที่ Base เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (p.u.)

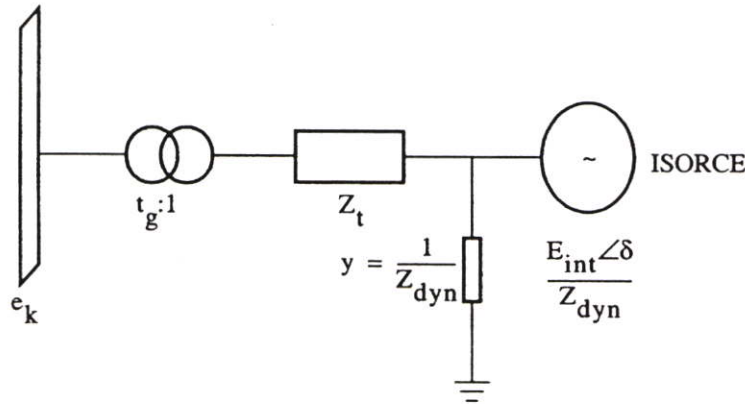
$Q_{\text{limit } g}$ = ขีดจำกัดกำลังรีแอกทีฟที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Mvar)

$Q_{\text{limit } k}$ = ขีดจำกัดกำลังรีแอกทีฟสูงสุดหรือต่ำสุดที่บัส k ($Q_{\min k}$ or $Q_{\max k}$) (Mvar)



รูปที่ 4.11 วงจรสมมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเทเวนิน

ในการจำลองระบบไฟฟ้าเพื่อวิเคราะห์ไดนามิกส์ และสวิตชิงปลด-สับอุปกรณ์ จะต้องเขียนแบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในอยู่ในรูปวงจรมูลแบบเทเวนิน หรือนอร์ตัน ดังแสดงในรูปที่ 4.11 และ 4.12 ตามลำดับ



รูปที่ 4.12 วงจรมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบนอร์ตัน

4.7 ขั้นตอนการจำลองระบบไฟฟ้า [1-3]

ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม PSS/E ต้องจำลองระบบไฟฟ้าในอยู่ในรูปแบบของโปรแกรมที่กำหนด มีขั้นตอนดังต่อไปนี้

1. มีแผนภาพเส้นเดียวของโครงข่ายระบบไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โหลด หม้อแปลงไฟฟ้า สายส่งไฟฟ้า คาปาซิเตอร์ รีแอกเตอร์ SVC ตลอดจนอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่นๆ รวมทั้งค่าอิมพีแดนซ์ Tap Ratio ของหม้อแปลงไฟฟ้า พารามิเตอร์ต่าง ๆ และขนาดพิกัดของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ

2. วันและช่วงเวลาที่ทำการศึกษา ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

3. พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า เพื่อประมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น

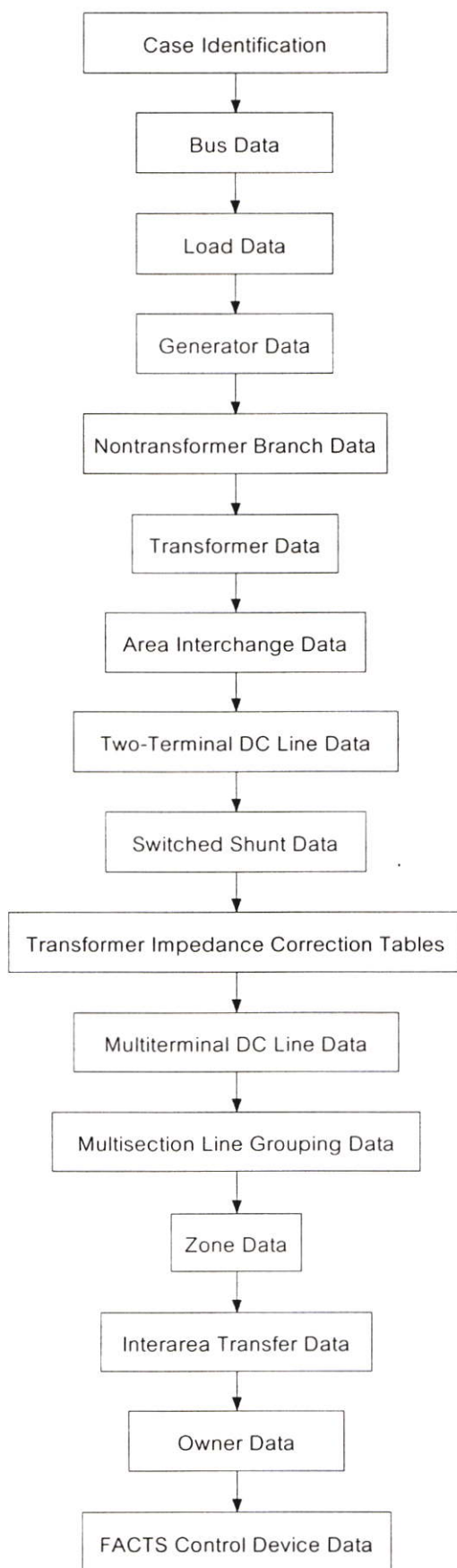
4. ข้อมูลแผนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และแผนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า

5. ทำการถ่ายโอนข้อมูลทั้ง 4 ขั้นตอนดังกล่าวข้างต้น ให้อยู่ในรูปแบบโปรแกรม PSS/E

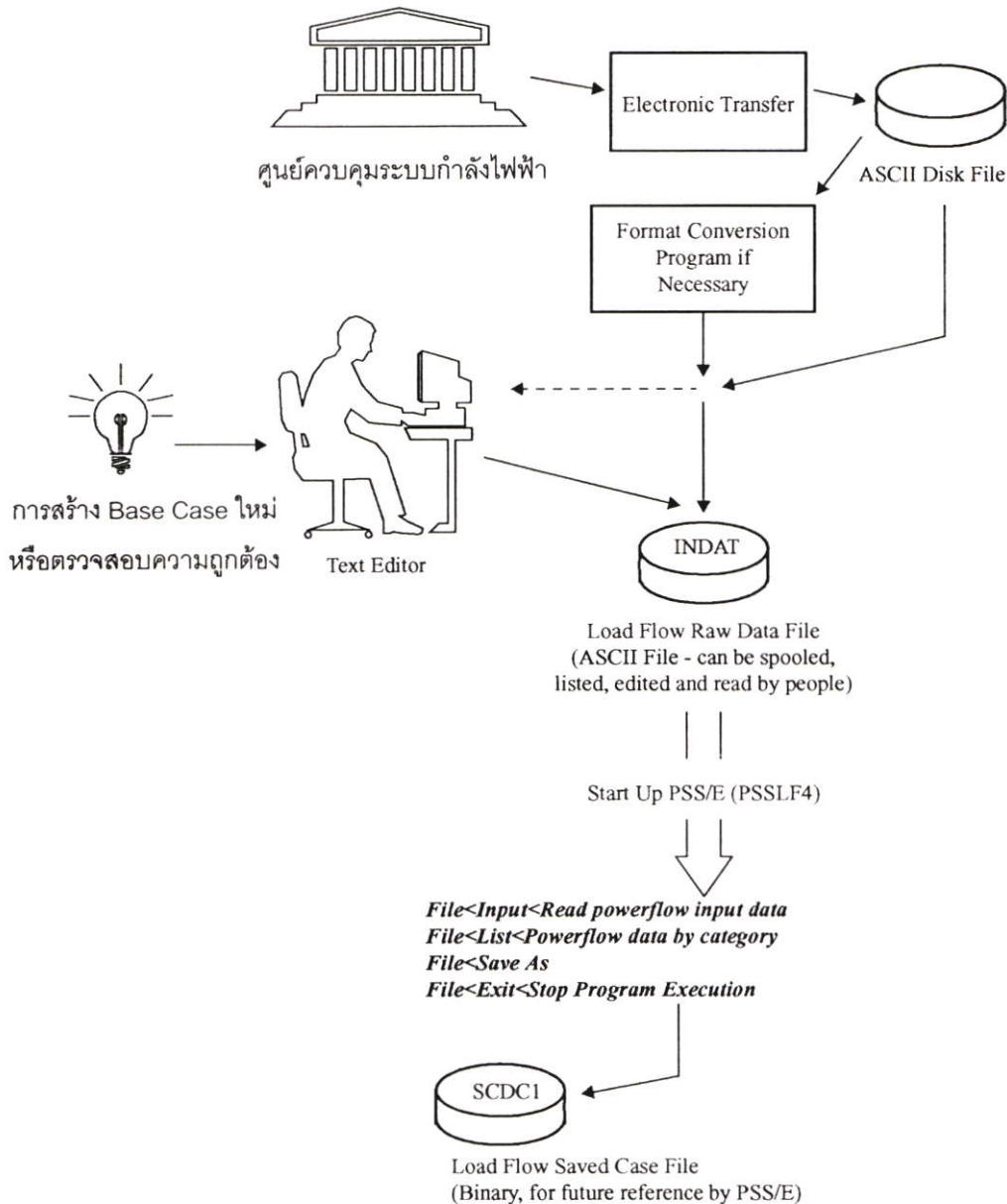
6. ทำการปรับข้อมูลในโปรแกรม PSS/E เปรียบเทียบกับข้อมูลจริงในระบบไฟฟ้า

7. ทำการตรวจสอบและปรับระบบไฟฟ้า เพื่อใช้เป็น Base Case

รูปที่ 4.13 แสดงโครงสร้างการป้อนข้อมูล(Raw Data)อินพุทของการไหลของกำลังไฟฟ้า และสามารถแสดงขั้นตอนการจำลองระบบไฟฟ้าในรูปแบบของโปรแกรม PSS/E ได้ดังรูปที่ 4.14



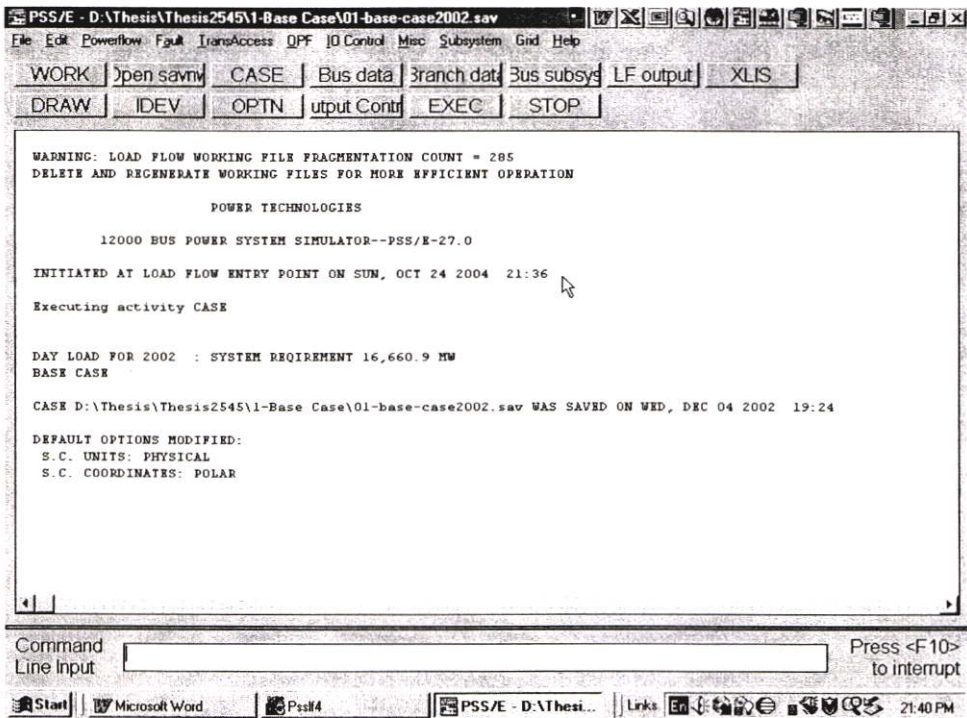
รูปที่ 4.13 โครงสร้างการป้อนข้อมูลอินพุตการไหลของกำลังไฟฟ้า



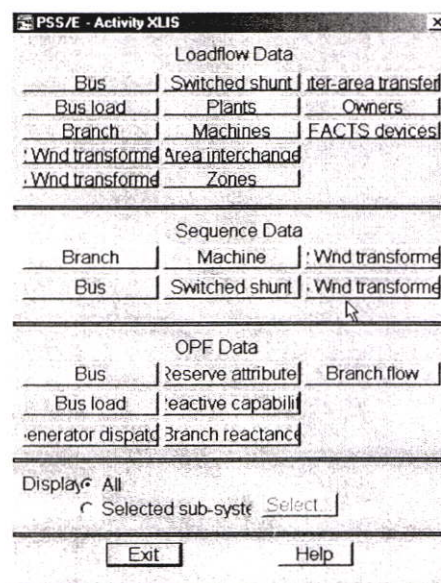
รูปที่ 4.14 ขั้นตอนการจำลองระบบไฟฟ้าในรูปแบบของโปรแกรม PSS/E

รูปที่ 4.15 แสดงลักษณะของโปรแกรม PSS/E ในการประยุกต์ใช้งานวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าในสถานะอยู่ตัว โดยเลือกใช้คำสั่งจากแถบเมนู(Menu bar) หรือจากแถบเครื่องมือ(Toolbar) ซึ่งเป็นส่วนที่แสดงคำสั่งที่ใช้งานบ่อย ๆ โดยแสดงอยู่ในรูปปุ่มกดเพื่อให้เรียกใช้งานได้สะดวกและรวดเร็วกว่าการเลือกจากแถบเมนู หรือป้อนคำสั่งในช่อง Command Line Input ซึ่งในการจำลองระบบไฟฟ้าจะต้องปรับปรุงแก้ไขและตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูลอินพุตต่างๆ ให้สอดคล้องกับความเป็นจริงทั้งข้อมูลคงที่และข้อมูลเปลี่ยนแปลง เช่น ค่าอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ต่างๆ Tap Ratio ของหม้อแปลง ข้อมูลโหลด สถานะ(Status) ของอุปกรณ์ต่าง ๆ เป็นต้น ซึ่งในโปรแกรม

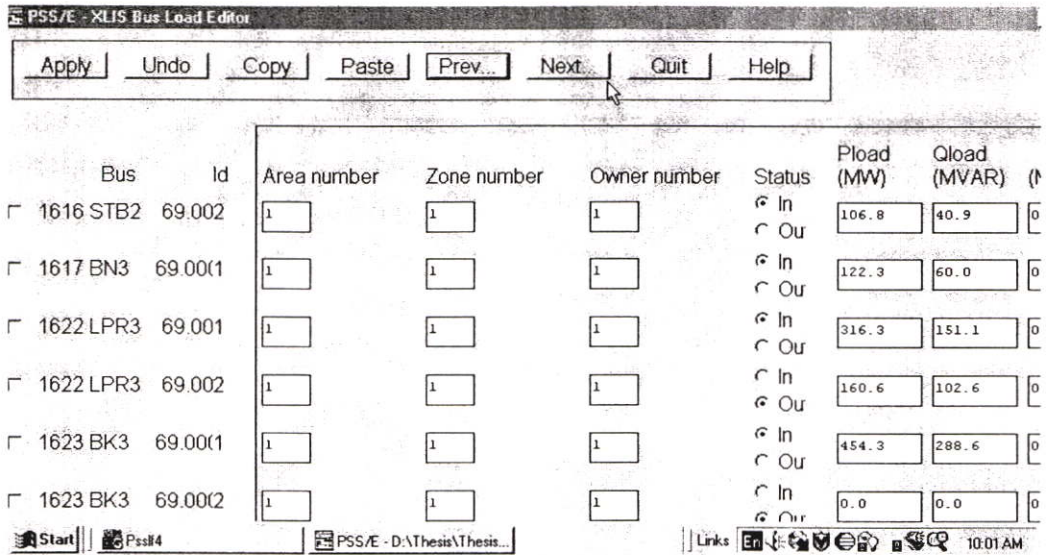
PSS/E ได้ออกแบบให้ผู้ใช้งานสามารถแก้ไขข้อมูลอินพุทในฐานข้อมูลได้จากหลาย ๆ Activity เพื่ออำนวยความสะดวกให้กับผู้ใช้งานสามารถเลือกใช้ได้ตามความถนัด เช่น รูปที่ 4.16 แสดงขั้นตอนการแก้ไขข้อมูลอินพุทต่าง ๆ โดยใช้ Activity XLIS แล้วเลือกแก้ไขข้อมูลบัสโหลด ดังรูปที่ 4.17 และสามารถแสดงแผนภาพเส้นเดียวในรูปแบบของโปรแกรม PSS/E ได้ดังรูปที่ 4.18



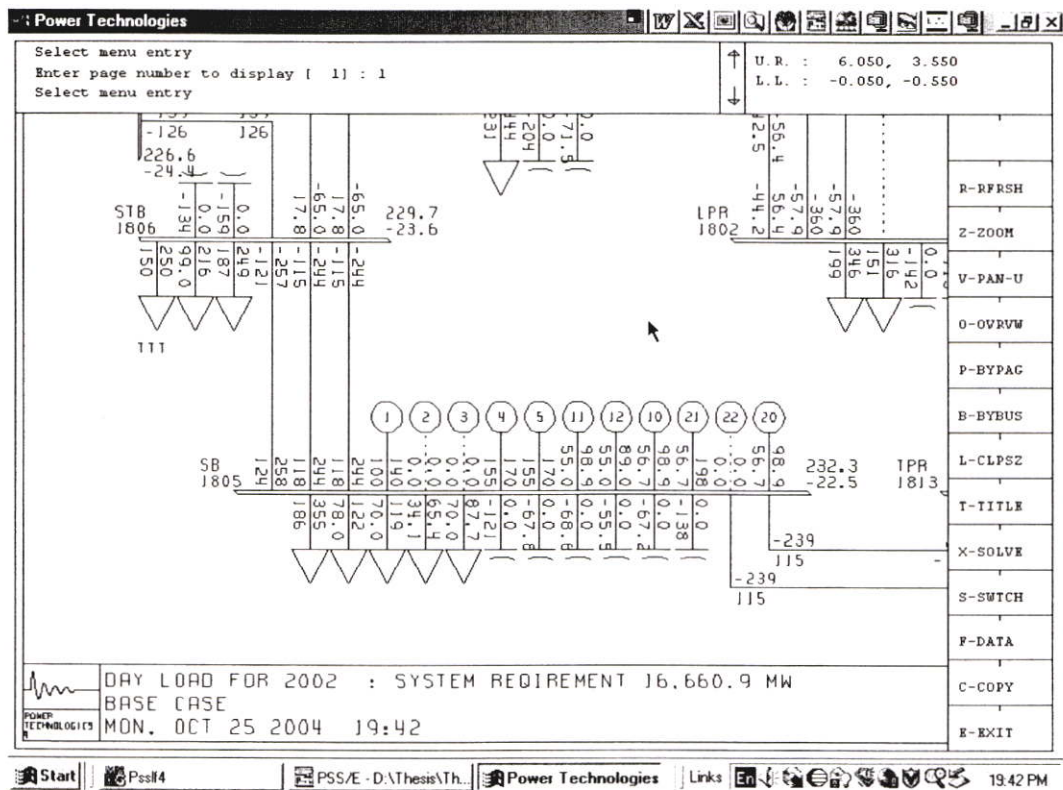
รูปที่ 4.15 วินโดของโปรแกรม PSS/E



รูปที่ 4.16 วินโดการแก้ไขข้อมูลอินพุท



รูปที่ 4.17 การแก้ไขข้อมูลบัลโหลด



รูปที่ 4.18 วินโดแวนภาพเส้นเดียว

บทที่ 5

การวางแผนระบบไฟฟ้า

พลังงานเป็นปัจจัยพื้นฐานที่สำคัญอย่างยิ่งในการพัฒนาทางเศรษฐกิจของประเทศ ไฟฟ้าเป็นรูปแบบหนึ่งของพลังงานและมีบทบาทสำคัญ ดังนั้นการวางแผนทางด้านพลังงานไฟฟ้าจึงต้องดำเนินการให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาทางเศรษฐกิจของประเทศชาติ โดยเฉพาะในบทที่เกี่ยวข้องกับนโยบายการพลังงานของประเทศ

การวางแผนระบบไฟฟ้า คือการกำหนดแผนงาน การวิเคราะห์ การประเมินผลการลงทุนของการเพิ่มหรือปรับปรุงขยายระบบไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น โดยประมาณการจากเป้าหมายตามแผนพัฒนาเศรษฐกิจของชาติ การวางแผนระบบไฟฟ้าแบ่งออกเป็น 2 ประเภทคือแผนระยะสั้นและแผนระยะยาว แผนระยะสั้นเป็นการวางแผนด้านปฏิบัติการ มีหน้าที่วางแผนการเดินเครื่องและการจ่ายไฟฟ้าในแต่ละวัน กำหนดแผนบำรุงรักษาอุปกรณ์ไฟฟ้า กำหนดแผนการใช้เชื้อเพลิงในการจ่ายไฟ และปรับปรุงระบบไฟฟ้าในระยะไม่เกิน 3 ปี ส่วนแผนระยะยาวมีหน้าที่วางแผนขยายและปรับปรุงระบบไฟฟ้าตั้งแต่ 3 ปีขึ้นไป การวางแผนระบบไฟฟ้ามีวัตถุประสงค์ที่สำคัญดังนี้ [1]

- ให้ต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้ามีราคาถูกที่สุด
- ให้การผลิตพลังงานไฟฟ้ามีคุณภาพ และมีความมั่นคงของระบบอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด

การวางแผนการพัฒนา ปรับปรุง และขยายระบบไฟฟ้าที่กำหนดขึ้นมาตามวัตถุประสงค์ดังกล่าวข้างต้นนั้น จะต้องเป็นแผนที่มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนและการดำเนินงานที่น้อยที่สุด ทั้งนี้แผนงานที่เสนอจะต้องมีการคำนึงถึงหลักเกณฑ์ดังต่อไปนี้ คือ [1]

- ความเป็นไปได้ในทางปฏิบัติ
- การแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม
- ฐานะทางการเงิน ความสามารถในการจัดหาแหล่งเงินทุน
- สอดคล้องกับนโยบายการจัดการและการใช้พลังงานของประเทศ

5.1 ข้อกำหนดการวางแผน [1,3]

ข้อกำหนดการวางแผน คือข้อกำหนดทางด้านเทคนิค เพื่อกำหนดคุณภาพ และระดับความมั่นคงหรือความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระบบไฟฟ้าที่ไม่มีความมั่นคงย่อมไม่เป็นที่เชื่อถือของผู้ใช้ไฟฟ้า และเป็นผลเสียหายต่อระบบเศรษฐกิจของประเทศ แต่การจะให้ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงเชื่อถือได้สูงจะต้องเสียค่าใช้จ่ายในการลงทุนเพิ่มขึ้น และจะทำให้ต้นทุนการผลิตพลังงาน

ไฟฟ้ามีราคาแพงขึ้น ดังนั้นจึงต้องมีการกำหนดระดับการให้บริการ คุณภาพ และระดับความมั่นคงหรือความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ที่เหมาะสมกับสภาพและความสำคัญของผู้ใช้ไฟฟ้า และฐานะทางการลงทุนของการไฟฟ้า ตลอดจนฐานะทางเศรษฐกิจของประเทศ ดังนี้

5.1.1 การกำหนดหลักเกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

การกำหนดหลักเกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของแต่ละการไฟฟ้าในแต่ละประเทศ จะแตกต่างกัน เนื่องจากปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าต่างกัน คุณลักษณะของระบบต่างกัน วิธีการวางแผนต่างกัน รวมทั้งวิธีการวางแผนที่ใช้งานอยู่เดิมต่างกัน ซึ่งคุณลักษณะของระบบไฟฟ้าที่แตกต่างกันขึ้นอยู่กับ ความหนาแน่นของโครงข่ายระบบไฟฟ้า สถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า ชนิดของโรงไฟฟ้า ระดับแรงดันและอื่น ๆ อีกมากมาย ด้วยเหตุนี้เมื่อเกิดเหตุผิดปกติหรือเกิดข้อขัดข้องในระบบไฟฟ้า คุณลักษณะของระบบไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็ว ถึงแม้แนวทางในการวางแผนที่เหมาะสมส่วนใหญ่ จะได้ทำการจำแนกการเกิดเหตุผิดปกติขึ้นในระบบที่มีความเป็นไปได้มากที่สุดมาเพื่อทำการวิเคราะห์ เช่น การจ่ายโหลดเกินพิกัด , แรงดันต่ำกว่าพิกัด , แรงดันสูงเกินกว่าพิกัด , Voltage Collapse , เกิดการ Trip อย่างต่อเนื่อง , การแยกระบบ และการไม่มีเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า ข้อกำหนดในการวางแผนระบบไฟฟ้าส่วนมากนั้นจะถูกกำหนดจากข้อกำหนดเดิมของการวางแผนที่ใช้งานอยู่ ผู้เชี่ยวชาญ และสถาบันที่กำหนดมาตรฐานทางเทคนิคระดับนานาชาติ เช่น IEEE , CIGRE เป็นต้น ซึ่งการกำหนดหลักเกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า มีดังนี้

5.1.1.1 โครงร่างการตัดสินใจเลือกข้อกำหนดความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า[3]

โครงร่างในการตัดสินใจเลือกข้อกำหนดความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า จะต้องพิจารณาถึงเหตุการณ์ต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในอดีตที่สำคัญ ๆ ดังต่อไปนี้

- การเกิดเหตุการณ์ผิดปกติหรือเกิดข้อขัดข้องในระบบไฟฟ้าที่ผ่านมาในอดีต ก่อให้เกิดปัญหาต่าง ๆ ขึ้นในระบบหรือไม่
- ความถี่ของเหตุการณ์ที่มีความเสี่ยงที่เกิดขึ้นในระบบ
- ความรุนแรง และระยะเวลาที่เกิดเหตุการณ์ต่าง ๆ

ในการกำหนดแนวทางการวางแผน เพื่อเตรียมการป้องกันไม่ให้เกิดปัญหาต่าง ๆ ขึ้น หรือเกิดปัญหาขึ้นน้อยที่สุดในขณะเกิดเหตุผิดปกติขึ้นในระบบ โดยไม่มีผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และในกรณีที่เกิดเหตุการณ์รุนแรงมาก ๆ จะมีไฟฟ้าดับเพียงเล็กน้อยเท่านั้นแต่จะต้องไม่เกิดขึ้นบ่อยครั้ง ด้วยเหตุนี้การวางแผนเพื่อเสริมสมรรถนะระบบส่ง ไม่เพียงแต่จะเป็นการหลีกเลี่ยงการเกิดข้อขัดข้องต่าง ๆ ขึ้นในระบบ แต่ยังเป็นการป้องกันไม่ให้เกิดไฟฟ้าดับทั่วประเทศ (Blackout) ได้อีกด้วย

5.1.1.2 การกำหนดเงื่อนไขการทดสอบ Contingency [1-3]

หลักการพื้นฐานในการวางแผน คือในสภาวะปกติ อุปกรณ์ทุกชนิดในระบบจะต้องทำงานอยู่ในพิกัดทางความร้อน และระดับแรงดันอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด และเมื่อเกิดเหตุผิดปกติขึ้นในระบบ รวมถึงการปลดหรือเกิดการ Trip ของอุปกรณ์ไฟฟ้า 1 อุปกรณ์ (Single Contingency หรือเรียกว่า N-1) ออกจากระบบ อุปกรณ์ที่เหลืออยู่ในระบบจะต้องไม่ทำงานเกิดขีดความสามารถใช้งานในกรณีฉุกเฉิน และระดับแรงดันอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด โดยที่พนักงานศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้ายังไม่ได้ดำเนินการใด ๆ ระบบจะต้องรองรับเหตุการณ์ต่าง ๆ ที่จะเกิดขึ้นได้ตลอดเวลา รวมถึงในช่วงเวลาที่พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งระยะเวลาการใช้งานในกรณีฉุกเฉินของอุปกรณ์จะต้องสั้นที่สุด เงื่อนไข N-1 นี้สามารถนำมาประยุกต์ใช้ได้ทั้งในสถานะอยู่ตัว และควมมีเสถียรภาพของระบบ

นอกจากระบบไฟฟ้าจะต้องมีความสามารถรองรับได้ทั้งในสภาวะปกติ และเมื่อเกิด N-1 แล้วนั้น ระบบจะต้องมีความสามารถที่จะทนการเกิดข้อขัดข้องที่รุนแรงที่สุดได้(มีโอกาสเกิดขึ้นน้อยมาก) โดยที่ไม่เกิด Voltage Collapse, ไม่เกิดการ Trip ของอุปกรณ์ไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง หรือการไม่มีเสถียรภาพของระบบ วิธีการวางแผนควรเตรียมการจำกัดขอบเขตของผลกระทบของการเกิดข้อขัดข้องที่รุนแรงมาก ๆ เช่น สายส่ง 500 kV หลาย ๆ วงจร ที่สร้างในเขตเดินสายไฟฟ้าเดียวกัน (Rights of way) เกิดข้อขัดข้อง Trip ออกจากระบบทุกวงจร

โดยทั่วไป การทดสอบ Contingency แบ่งออกเป็น 4 ประเภท ตามระดับความรุนแรงของเหตุการณ์ ดังนี้

1. Single Contingency (N-1) เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 เครื่อง หม้อแปลงไฟฟ้า 1 ชุด สายส่งไฟฟ้า 1 วงจร Trip ออกจากระบบ ซึ่งการเกิด N-1 จะมีความเป็นไปได้มากกว่าการเกิด Contingency แบบอื่น ๆ
2. Double Contingencies (N-2) เช่น สายส่งไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าเดียวกัน Trip ออกจากระบบพร้อมกัน 2 วงจร
3. การทดสอบทางไดนามิก เป็นการทดสอบการเกิดข้อขัดข้องต่าง ๆ ตามที่กำหนด
4. Contingency ที่รุนแรงที่สุด(Extreme Contingency) เช่น สายส่งไฟฟ้าที่สร้างในเขตเดินสายไฟฟ้าเดียวกัน เกิดข้อขัดข้อง Trip ออกจากระบบทุกวงจร โรงไฟฟ้าทั้งโรงที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลายเครื่องเกิดข้อขัดข้องหยุดจ่ายไฟฟ้าทั้งหมด สายส่งในระดับแรงดันเดียวกันของสถานีไฟฟ้าเกิดข้อขัดข้อง Trip ออกจากระบบทุกวงจร หรือการเกิดฟลลท์ที่บัสของสถานีไฟฟ้า

ระบบในสภาวะปกติ อุปกรณ์ทุกชนิดในระบบต้องจ่ายโหลดอยู่ในพิกัดทางความร้อน และระดับแรงดันอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด ในทางตรงกันข้ามถ้าเกิดข้อขัดข้องบางส่วนขึ้นในระบบ(N-1 หรือ N-2) ระดับแรงดันต้องอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด และอุปกรณ์ทุกชนิดในระบบจะต้องไม่ทำงาน

เกินกว่าขีดความสามารถการใช้งานในกรณีฉุกเฉิน ซึ่งอุปกรณ์มีความสามารถทนต่อเหตุการณ์ที่จะเกิดขึ้นได้ในระยะเวลาที่จำกัด ดังนั้นพนักงานศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าจะต้องรีบดำเนินการแก้ไขนำอุปกรณ์ที่ทำงานอยู่ในพิกัดทางความร้อนการใช้งานในกรณีฉุกเฉิน ให้กลับมาทำงานอยู่ในพิกัดทางความร้อนในสภาวะปกติให้ได้เร็วที่สุดที่จะทำได้

ในการวางแผนระบบไฟฟ้าจะต้องมีการทดสอบระบบไฟฟ้าที่เหมาะสม โดยวิธีการวิเคราะห์สถานะอยู่ตัว(การไหลของกำลังไฟฟ้า) และวิเคราะห์เสถียรภาพของระบบไฟฟ้า รวมทั้งทดสอบ Voltage Collapse และการจ่ายโหลดเกินพิกัดอย่างต่อเนื่องของอุปกรณ์ โดยใช้เครื่องมือวิเคราะห์สถานะอยู่ตัว ซึ่งการทดสอบ Contingency มีขั้นตอนดังต่อไปนี้

- กำหนดสภาพระบบก่อนที่จะทำการทดสอบ (Base Case)
- กำหนด Contingency หรือเหตุการณ์ผิดปกติต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในระบบ
- กำหนดสภาพระบบที่สามารถยอมรับได้หลังจากเกิดเหตุผิดปกติ หรือเกิด Contingency ขึ้นในระบบ
- กำหนดการควบคุมระบบไฟฟ้าโดยใช้ระบบอัตโนมัติ หรือดำเนินการโดยพนักงานศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า หรือใช้ทั้งสองอย่างร่วมกัน

ในการวางแผนระบบไฟฟ้าจะต้องทำการทดสอบทางไดนามิก โดยการกำหนดเหตุการณ์ผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบ เพื่อประเมินเสถียรภาพของระบบไม่ให้มีข้อจำกัดเมื่อโรงไฟฟ้าทั้งโรงที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลายเครื่องเกิดข้อขัดข้องหยุดจ่ายไฟฟ้าทั้งหมด ไม่มีการแยกระบบเนื่องจากเกิดการแกว่งของกำลังไฟฟ้า(Power Swing) ไม่มีแรงดันหรือความถี่กระเพื่อมเมื่อเกิดเหตุการณ์ที่สำคัญขึ้น ซึ่งในระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่จะกำหนดให้ทำการทดสอบทางไดนามิกที่รุนแรงเพื่อเลือกลักษณะการจัดบัสของสถานีไฟฟ้าให้มีความน่าเชื่อถือ

การขยายและปรับปรุงระบบส่งจะอยู่บนพื้นฐานของสภาพระบบทั้งในสภาวะปกติ และในสภาวะที่เกิดข้อขัดข้องบางส่วน ในการวางแผนระยะยาวจะต้องมีการทดสอบ Contingency ที่รุนแรงที่สุด เพื่อประเมินความสามารถของระบบว่าสามารถที่จะทน Contingency ที่รุนแรงที่สุดได้ โดยไม่มีการ Trip อย่างต่อเนื่อง ไม่มีไฟดับเป็นบริเวณกว้าง หรือไม่เกิดไฟฟาดับทั่วประเทศ หรืออาจกล่าวได้อีกอย่างหนึ่งว่าการทดสอบ Contingency ที่รุนแรงที่สุด เพื่อตรวจสอบความไม่มั่นคงของระบบไฟฟ้าเมื่อเกิด Contingency ที่รุนแรงที่สุด และประเมินความต้องการใช้ระบบป้องกันชนิดพิเศษ(ปลดโหลดเมื่อความถี่ต่ำ หรือเมื่อแรงดันต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนด) หรือนำมาประยุกต์ใช้เป็นแนวทางแก้ไข เมื่อเกิดข้อขัดข้องขึ้นในระบบ ถึงแม้ว่าการทดสอบ Contingency ที่รุนแรงที่สุดจะไม่ได้ใช้เป็นเกณฑ์กำหนดในการศึกษาขยายระบบส่ง แต่ผลการศึกษาที่ได้จะมีอิทธิพลต่อการเลือกแนวทางขยายระบบส่ง เลือกลักษณะการจัดบัสของสถานีไฟฟ้า เลือกระบบป้องกัน และกำหนดจำนวนวงจรสูงสุดของสายส่งที่อยู่ในเขตเดินสายไฟฟ้าเดียวกันที่เหมาะสมกับสภาพระบบ

การศึกษามลการตอบสนองของระบบเมื่อเกิด Contingency ที่รุนแรงที่สุด จะทำให้สามารถเข้าใจถึงลักษณะของการเกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่เป็นสาเหตุของไฟฟ้าดับทั่วประเทศได้เป็นอย่างดี และด้วยเหตุนี้จึงนำมาใช้วางแผนป้องกันไม่ให้เกิดไฟฟ้าดับทั่วประเทศ รวมทั้งวางแผนนำระบบไฟฟ้ากลับเข้าสู่สภาวะปกติเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับทั่วประเทศได้อย่างรวดเร็ว ซึ่งรูปแบบของวิธีการทดสอบความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 การทดสอบความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

	เงื่อนไขการทดสอบ	การวิเคราะห์	สภาวะระบบที่ยอมรับได้
หลักเกณฑ์การทดสอบความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเพื่อขยายหรือปรับปรุงระบบไฟฟ้า	ในสภาวะปกติ	การไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะอยู่ตัว	<ul style="list-style-type: none"> - อุปกรณ์ทำงานอยู่ในพิกัด - แรงดันอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด - ความถี่อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด
	Single Contingency (N-1)	การไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะอยู่ตัว	<ul style="list-style-type: none"> - อุปกรณ์ทำงานไม่เกินขีดความสามารถการใช้งานในกรณีฉุกเฉิน - แรงดันอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด - ความถี่อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด
	Double Contingencies (N-2)	การไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะอยู่ตัว	<ul style="list-style-type: none"> - อุปกรณ์ทำงานไม่เกินขีดความสามารถการใช้งานในกรณีฉุกเฉิน - แรงดันอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด - ความถี่อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด
	Dynamic Contingencies	สถานะอยู่ตัว	
ไดนามิก			<ul style="list-style-type: none"> - ระบบมีความมั่นคงทั้งในสภาวะชั่วคราวและไดนามิก
การทดสอบเพื่อประเมินความเชื่อถือได้ของระบบ	Contingencies ที่รุนแรงที่สุด	สถานะอยู่ตัวและไดนามิก	<ul style="list-style-type: none"> - ไม่มีไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง - ไม่มี การ Trip ของอุปกรณ์ไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง - ไม่มีไฟฟ้าดับทั่วประเทศ

5.1.2 ข้อกำหนดการวางแผนระยะสั้นในเขตกรุงเทพและปริมณฑล [1]

5.1.2.1 การทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะปกติ

โดยปกติการวางแผนระบบไฟฟ้าในเขตกรุงเทพและปริมณฑล จะเลือกเฉพาะช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเท่านั้น เนื่องจากสะท้อนให้เห็นถึงการจ่ายโหลดสูงสุดของอุปกรณ์ไฟฟ้าส่วนใหญ่ในระบบตามที่คาดการณ์ไว้ และไม่มีปัญหาเกี่ยวกับระดับแรงดันสูงเกินในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อย ๆ ซึ่งการทดสอบระบบไฟฟ้าในสภาวะปกติ มีข้อกำหนดดังนี้

1. อุปกรณ์ทุกชนิดในระบบไม่มีการจ่ายโหลดเกินพิกัด ซึ่งสายส่งไฟฟ้าทั้งหมดในเขตกรุงเทพและปริมณฑลเป็นชนิดอลูมิเนียมตีเกลียวเปลือยเสริมแกนเหล็ก สามารถจ่ายโหลดได้อย่างต่อเนื่องจนสายไฟฟ้ามีอุณหภูมิสูงสุด 75 องศาเซลเซียส ดังนั้นเพื่อความเหมาะสมจึงแยกพิกัดทางความร้อนของสายส่งไฟฟ้าออกเป็น 2 ค่า คือคิดผลของความร้อนจากแสงแดด และไม่คิดผลของความร้อนจากแสงแดด โดยกำหนดอุณหภูมิสภาพแวดล้อมที่มีค่าสูงมากที่สุดที่ 35 องศาเซลเซียส แต่ก็ไม่ใช้อุณหภูมิที่สูงที่สุดที่จะเกิดขึ้นในฤดูร้อน มีความเร็วลม 2.2 กิโลเมตรต่อชั่วโมง ส่วนพิกัดการจ่ายโหลดอย่างต่อเนื่องของอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ เช่น หม้อแปลงไฟฟ้า คาปาซิเตอร์ให้อยู่ที่พิกัดที่ระบุไว้ (Nominal) และทำงานภายในอุณหภูมิใช้งานที่กำหนด

2. ระดับแรงดันไฟฟ้าที่บัสอยู่ในช่วง ± 5 เปอร์เซ็นต์ของแรงดันปกติ ยกเว้นในกรณีที่ไม่สามารถเปลี่ยน Tap ของหม้อแปลงได้

3. ความถี่ของระบบไฟฟ้าอยู่ในช่วง ± 1 เปอร์เซ็นต์ของความถี่มูลฐาน 50 Hz

5.1.2.2 การทดสอบ Single Contingency

ระบบไฟฟ้าเมื่อเกิดข้อขัดข้อง 1 ส่วน(N-1) เช่น สายส่งไฟฟ้า 1 วงจร เกิดข้อขัดข้องไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้โดยกระทันหันหรือนำออกจากระบบ เป็นต้น ซึ่งมีหลักเกณฑ์ข้อกำหนดในการวางแผนระยะสั้นในเขตกรุงเทพและปริมณฑล คือระบบไฟฟ้าจะต้องสามารถรองรับ N-1 ได้ทุกกรณี ในการทดสอบ Single Contingency มีหลักเกณฑ์ในการพิจารณาดังนี้

5.1.2.2.1 การกำหนดเงื่อนไขที่ยอมรับได้ หลังจากเกิด N-1

การกำหนดเงื่อนไขที่สามารถยอมรับได้ หลังจากระบบไฟฟ้าเกิดข้อขัดข้อง 1 ส่วน มีดังนี้

1. ระบบไฟฟ้ายังคงทำงานต่อไปได้และไม่มีไฟฟ้าดับ

2. ระบบไฟฟ้าส่วนที่เหลือและอุปกรณ์ทุกชนิดในระบบจะต้องไม่ทำงานเกินขีดความสามารถการใช้งานในกรณีฉุกเฉิน สายส่งไฟฟ้าชนิดอลูมิเนียมตีเกลียวเปลือยเสริมแกนเหล็กสามารถจ่ายโหลดในกรณีฉุกเฉินได้อย่างต่อเนื่องจนมีอุณหภูมิสูงสุดไม่เกิน 125 องศาเซลเซียส ซึ่งยังไม่ถึงจุดหลอมเหลวของอลูมิเนียม แต่การจ่ายโหลดในกรณีฉุกเฉินจะต้องอยู่ในช่วงระยะเวลาที่จำกัด เช่น สายส่งไฟฟ้าขนาด 1272 MCM ACSR สามารถจ่ายโหลดได้ 160 เปอร์เซ็นต์

ของพิกัด ภายในระยะเวลาไม่เกิน 30 นาที สำหรับหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีระบบระบายความร้อนเป็นแบบ OA/FA/FA หรือ OA/FA/FOA สามารถจ่ายโหลดได้ไม่เกิน 150 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด โดยปกติในการวางแผนจะใช้ค่า 120 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด ตามมาตรฐานกระทรวงอุตสาหกรรมของประเทศไทยจะยอมให้หม้อแปลงไฟฟ้าจ่ายโหลดเกินพิกัดได้เฉพาะในกรณีที่มีหม้อแปลง Trip ออกจากระบบเท่านั้น แต่ต้องอยู่ในช่วงระยะเวลาที่จำกัด เช่น หม้อแปลงจ่ายโหลดได้ 135 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด ภายในระยะเวลาไม่เกิน 2 ชั่วโมง

3. ระดับแรงดันไฟฟ้าที่บัสอยู่ในช่วง ± 5 เปอร์เซ็นต์ของแรงดันปกติ ยกเว้นในกรณีที่ไม่สามารถเปลี่ยน Tap ของหม้อแปลงได้

4. ความถี่ของระบบไฟฟ้าอยู่ในช่วง ± 1 เปอร์เซ็นต์ของความถี่มูลฐานที่ 50 Hz

5.1.2.2 กำหนดวิธีการควบคุมระบบไฟฟ้า หลังจากเกิด N-1

การควบคุมระบบไฟฟ้ามีอยู่ 2 วิธีด้วยกัน คือควบคุมโดยใช้ระบบอัตโนมัติ และควบคุมระบบไฟฟ้าโดยพนักงานศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า ในการวางแผนในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล เมื่อระบบไฟฟ้าเกิดข้อขัดข้อง 1 ส่วน กำหนดให้การควบคุมระบบไฟฟ้าโดยพนักงานศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าพิจารณาดำเนินการควบคุมทั้งหมด ยกเว้นให้ใช้ระบบอัตโนมัติเฉพาะในการควบคุมระดับแรงเท่านั้น เช่น การปลดคาปาซิเตอร์เมื่อแรงดันสูงเกิน การเปลี่ยน Tap หม้อแปลงโดยอัตโนมัติ การเพิ่มหรือลดรีแอกทีฟเพาเวอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยอัตโนมัติเมื่อแรงดันเบี่ยงเบนจากค่าแรงดันที่กำหนดไว้ เป็นต้น

5.1.2.3 การทดสอบ Double Contingency

การวางแผนระยะสั้นในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล ระบบไฟฟ้าต้องสามารถรองรับการเกิดข้อเกิดข้อขัดข้อง 1 ส่วนได้ทั้งหมดทุกกรณี และสามารถรองรับการเกิดข้อขัดข้อง 2 ส่วน(N-2) ได้เฉพาะในกรณีสายส่งเชื่อมโยงที่สำคัญ การจ่ายไฟฟ้าในเขตอุตสาหกรรม หรือผู้ใช้ไฟฟ้าเฉพาะรายที่ต้องการความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าสูงเท่านั้น ซึ่งในการวางแผนระยะสั้นมีหลักเกณฑ์ในการทดสอบ N-2 คือทดสอบ N-2 สายส่งที่อาจจะส่งผลกระทบทำให้เกิดการ Trip ของอุปกรณ์อย่างต่อเนื่อง หรือเกิดการ Trip แยกระบบ หรือมีไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง หรือมีอุปกรณ์จ่ายโหลดเกินพิกัดการใช้งานในกรณีฉุกเฉิน หรือระดับแรงดันเบี่ยงเบนมากกว่าเกณฑ์ที่กำหนด หรือเกิด Voltage Collapse เช่น สายส่งเชื่อมโยงกับโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ สายส่งขนาดเล็กที่เป็นคอขวด(Bottleneck) เป็นต้น แต่ในกรณีของสายส่งไฟฟ้า 2 วงจร ที่อยู่เสาส่งไฟฟ้าต้นเดียวกัน จะได้รับการยกเว้นไม่ต้องทดสอบการเกิดข้อขัดข้อง 2 วงจรพร้อมกัน เนื่องจากจะเข้าเงื่อนไขของการทดสอบ Contingency ที่รุนแรงที่สุด แต่จะใช้วิธีการการทดสอบโดยการปลดสายส่ง 1 วงจร เพื่อบำรุงรักษาอุปกรณ์ แล้วสายส่งที่เหลืออีก 1 วงจร เกิดข้อขัดข้อง Trip ออกจากระบบ

5.1.2.3.1 การกำหนดเงื่อนไขที่ยอมรับได้ หลังจากเกิด N-2

การกำหนดเงื่อนไขที่สามารถยอมรับได้ หลังจากระบบไฟฟ้าเกิดข้อขัดข้อง 2 ส่วน มีดังนี้

1. ระบบไฟฟ้ายังคงทำงานต่อไปได้ แต่อาจจะมีไฟฟ้าดับเพียงเล็กน้อย เพื่อรักษา ระบบหลักเอาไว้
2. ระบบไฟฟ้าส่วนที่เหลือและอุปกรณ์ทุกชนิดในระบบจะต้องไม่ทำงานเกินขีดความสามารถการใช้งานในกรณีฉุกเฉินเช่นเดียวกับการเกิดข้อขัดข้อง 1 ส่วน ดังที่กล่าวมาแล้วข้างต้น
3. ระดับแรงดันไฟฟ้าที่บัสอยู่ในช่วง ± 5 เปอร์เซ็นต์ของแรงดันปกติ ยกเว้นในกรณีที่ ไม่สามารถเปลี่ยน Tap ของหม้อแปลงได้
4. ความถี่ของระบบไฟฟ้าอยู่ในช่วง ± 1 เปอร์เซ็นต์ของความถี่มาตรฐานที่ 50 Hz

5.1.2.3.2 กำหนดวิธีการควบคุมระบบไฟฟ้า หลังจากเกิด N-2

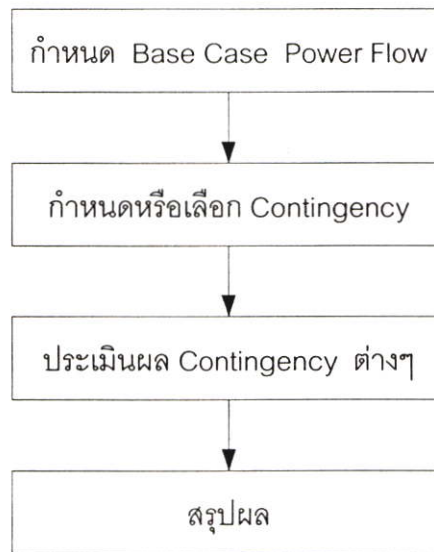
วิธีการควบคุมระบบไฟฟ้าโดยพนักงานศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าจะเหมือนกับในกรณีของการเกิด N-1 ทุกประการ ส่วนวิธีการควบคุมโดยใช้ระบบอัตโนมัติจะมีข้อกำหนดเพิ่มเติมจากกรณีของการเกิด N-1 คือการปลดโหลดเมื่อความถี่ต่ำเกิน แรงดันต่ำเกิน หรือมีอุปกรณ์ในระบบจ่ายโหลดเกิดพิบัติการใช้งานในกรณีฉุกเฉิน และปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเมื่อมีสายส่งหรือหม้อแปลงเชื่อมโยง(Tie Transformer) จ่ายโหลดพิบัติมากกว่าเกณฑ์ที่กำหนด

5.2 การวิเคราะห์ Contingency

การวิเคราะห์ Contingency เป็นขบวนการเลือก หรือกำหนดข้อขัดข้องที่เกิดขึ้นในระบบ แล้วประเมินผลข้อขัดข้องที่เกิดขึ้น เพื่อประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า รูปที่ 5.1 แสดงขั้นตอนการวิเคราะห์ Contingency โดยใช้การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งจะเป็นการวิเคราะห์สมรรถนะของโครงข่ายระบบไฟฟ้า หรืออาจจะรวมกันเป็นขบวนการที่มีขนาดใหญ่ เช่น การประเมินโหลดหลาย ๆ ระดับ การวิเคราะห์ขีดจำกัดในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า และการคำนวณค่าดัชนีชี้วัดสมรรถนะของระบบไฟฟ้า เป็นต้น ขั้นตอนในการการวิเคราะห์ Contingency จะใช้เครื่องคอมพิวเตอร์ในการคำนวณ ซึ่งมีสิ่งที่ควรพิจารณา ดังนี้ [1-3,13]

- ข้อกำหนดความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ามีอะไรบ้าง
- การกำหนด Contingency ต่าง ๆ ที่มีความเป็นไปได้ และเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นเป็นผลเนื่องมาจากข้อขัดข้องของเหตุการณ์อื่น ๆ มีอะไรบ้าง
- ในการเลือกหรือกำหนด Contingency สามารถลดลงได้โดยใช้วิธีคัดกรองและวิธี Ranking มีอะไรบ้าง และ Contingency ที่จะต้องทดสอบมีอะไรบ้าง

- Contingency มีผลกระทบต่อระบบอย่างไรบ้าง ในขณะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเกิดข้อขัดข้องหรือโหลดหาย กำลังไฟฟ้ายังสมดุลอยู่หรือไม่ การควบคุมกำลังไฟฟ้าใช้วิธีการนำเข้า-ปลดออกคปาซิเตอร์/รีแอกเตอร์แบบขนาน การเลื่อนเฟสหรือการเปลี่ยน Tap หม้อแปลง
- วิธีที่ใช้แก้สมการ การไหลของกำลังไฟฟ้า มีความสัมพันธ์กับข้อกำหนดอย่างไร
- เวลาไหนที่มีความเหมาะสมที่จะยอมให้มีการปลดโหลดได้



รูปที่ 5.1 แสดงขั้นตอนการวิเคราะห์ Contingency

5.2.1 ข้อกำหนดความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า สำหรับใช้วิเคราะห์ Contingency [1-3]

วัตถุประสงค์ของการวิเคราะห์ Contingency เพื่อตรวจสอบสมรรถนะของระบบที่มีความสัมพันธ์กับข้อกำหนดความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ข้อกำหนดที่นำมาประยุกต์ใช้ในการวิเคราะห์ Contingency คือ

- โหลดเชิงความร้อนของสายส่ง หรือหม้อแปลงไฟฟ้า
- ขีดจำกัดในการส่งกระแสไฟฟ้าของสายส่งไฟฟ้า
- แรงดันที่บัสของสถานีไฟฟ้าสูงเกิน หรือต่ำเกิน
- Voltage Collapse
- การ Trip ของอุปกรณ์อย่างต่อเนื่อง
- ดัชนีชี้วัดสมรรถนะต่าง ๆ ของระบบ

5.2.2 วิธีการเลือก Contingency [3,12]

เมื่อพิจารณาระบบไฟฟ้าที่มีที่มีสายส่ง 100 วงจร โดยสมมติให้สายส่งทุกวงจรเกิดข้อขัดข้อง ถ้าสายส่งเกิด N-1 จะได้ 100 Contingencies และถ้าเกิด N-2 จะได้ 9,900 Contingencies โดยมีหลักการเลือกหรือกำหนด Contingency ต่าง ๆ ที่เป็นไปได้ทั้งหมดดังนี้

- ในแต่ละ Contingency ที่มีความเป็นไปได้ จะมีผลกระทบกับระบบต่างกัน นั่นคือ Contingency ที่ไม่มีผลกระทบกับข้อกำหนดความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า จะถือว่าเป็น Contingency ที่มีความสำคัญน้อยมากหรือไม่มีความสำคัญ
- จำนวน Contingency เพิ่มขึ้น เนื่องจากขนาดของระบบ หรือระดับ Contingency ที่ยอมรับได้ จำนวนครั้งในการคำนวณ Contingency จึงเป็นสิ่งสำคัญ

โดยทั่ว ๆ ไปมักจะใช้เหตุผลทั้งสองข้อดังกล่าวข้างต้นในการเลือก Contingency โดยการจัดลำดับความรุนแรง(Ranking) และการคัดกรอง Contingency วิธี Ranking เป็นขบวนการที่ใช้ในการกำหนดลำดับชั้นความรุนแรงของผลกระทบของ Contingency ที่มีความเป็นไปได้ โดยการประเมินผลตามความเป็นจริงด้วยการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่ง Contingency ที่มีความรุนแรงที่สุด ก็จะส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ามากที่สุดเช่นเดียวกัน อย่างไรก็ตาม Ranking เพียงวิธีการเดียวจะไม่สามารถเลือกหรือกำหนด Contingency ให้ครอบคลุมได้ทั้งหมด นอกจากนี้ยังมีวิธีการคัดกรอง Contingency อีกวิธีการหนึ่งที่สามารถจะช่วยเลือกหรือกำหนด Contingency ได้อีกบางส่วน ดังนี้

5.2.2.1 วิธี Ranking [3,12]

วิธี Ranking ในทางทฤษฎีจะต้องแสดงลำดับชั้นความรุนแรงของ Contingency ซึ่งในการประเมินผล Contingency ควรประเมินเฉพาะ Contingency ที่รุนแรงมาก ๆ เท่านั้น และกำหนดให้ Contingency ที่มีความรุนแรงน้อยๆ นั้นไม่กระทบความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า วิธี Ranking นี้จะสะท้อนให้เห็นถึงสภาพระบบที่เกิดข้อขัดข้องได้อย่างถูกต้องแม่นยำ ดังนั้นจะจัดกลุ่มของการเกิดข้อขัดข้องของทุกเหตุการณ์ แล้วทำการทดสอบ Contingency เฉพาะที่มีความรุนแรงอยู่ในลำดับต้น ๆ เท่านั้น โดยปกติวิธี Ranking และการคำนวณดัชนีสมรรถนะระบบ จะใช้ประมาณค่าผลกระทบของ Contingency ที่มีความน่าจะเป็นได้อย่างรวดเร็ว ส่วนใหญ่วิธีการนี้เหมาะสำหรับใช้กับเหตุการณ์ที่เกิด N-1 (ที่ไม่ได้เป็นผลมาจากการเกิดข้อขัดข้องของเหตุการณ์อื่น ๆ)

5.2.2.1.1 Overload Ranking

ในการวางแผนระบบไฟฟ้าให้มีความมั่นคงต้องมีการตรวจสอบ N-1 อุปกรณ์ไฟฟ้า เพื่อให้แน่ใจว่าอุปกรณ์ในระบบไม่มีการจ่ายโหลดเกินพิกัด กล่าวคือสายส่งที่ใช้งานอยู่ในระบบ N วงจร เกิดข้อขัดข้อง 1 วงจร สายส่งในระบบจะต้องไม่มีการจ่ายโหลดเกินพิกัด เพื่อป้องกันไม่ให้

สายส่งวงจรที่เหลือ Trip ตาม แต่ถ้าหากตรวจสอบ N-1 สายส่งทุกวงจรในระบบ ผลการคำนวณที่ได้จะมีจำนวนมาก ซึ่งในความเป็นจริงมีสายส่งจำนวนมากที่เกิด N-1 แล้วไม่มีผลทำให้อุปกรณ์ในระบบจ่ายโหลดเกินพิกัด ดังนั้นวิธีการตรวจสอบ N-1 เฉพาะสายส่งที่มีการไหลของกำลังไฟฟ้าสูงๆ เมื่อเทียบกับพิกัด แล้วมีความน่าจะเป็นที่จะเกิดการจ่ายโหลดเกินพิกัดในระบบ เรียกวิธีการนี้ว่า "Overload Ranking" โดยใช้ดัชนีสมรรถนะ PI(Performance Index) [3,12] เป็นตัวชี้วัด ดังสมการที่ (5.1) ความสำคัญของวิธีการนี้คือสามารถลดจำนวนการคำนวณลงไปได้มาก

$$PI = \sum_{i=1}^L \alpha_i \omega_i \left(\frac{P_i}{\bar{P}_i} \right)^2 \quad (5.1)$$

เมื่อ PI = ดัชนีสมรรถนะระบบของการจ่ายโหลดเกินพิกัด

P_i = กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลผ่านสายส่ง i (MW)

\bar{P}_i = พิกัดทางความร้อนของสายส่ง i (MVA)

α_i = จำนวนสายส่งที่ขนานกันของ Branch i

ω_i = weighting factor

L = จำนวน Branch ในโครงข่าย

จากสมการที่(5.1) เมื่อ P_i/\bar{P}_i มีค่าน้อยกว่า 1 แสดงว่าในระบบไม่มีการจ่ายโหลดเกินพิกัด ดัชนี PI จะมีค่าน้อย แต่ถ้าหากมีการจ่ายโหลดเกินพิกัดในระบบ ค่าของ P_i/\bar{P}_i จะมากกว่า 1 และ ดัชนี PI จะมีค่ามาก ซึ่งผลการวิเคราะห์ดัชนี PI จะเป็นตัวชี้วัดว่าระบบมีความมั่นคงหรือไม่

วิธี Overload Ranking นี้จะมีความถูกต้องแม่นยำมากกว่าวิธี Earlier Ranking Algorithms[3] ซึ่งใช้เกรเดียนต์(อนุพันธ์อันดับหนึ่ง) ในประมาณค่าการเปลี่ยนแปลงดัชนี PI หลังจากที่มีสายส่งเกิดข้อขัดข้องหลุดออกจากระบบ 1 วงจร

การวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงดัชนี PI จะวิเคราะห์ถึงการเปลี่ยนแปลงของแอดมิตแตนซ์ในระบบ แล้วผลที่ได้แสดงให้เห็นถึงผลกระทบของการเกิดข้อขัดข้อง(Outage) ต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า เมื่อสายส่ง k เกิดข้อขัดข้องหลุดออกจากระบบ ดัชนี PI ที่เปลี่ยนแปลง[12] สามารถแสดงได้ดังสมการที่ (5.2)

$$\Delta PI_k = \frac{\partial PI}{\partial B_k} \Delta B_k \quad (5.2)$$

เมื่อ $\Delta B_k = B_k$ เป็นแอดมิตแตนซ์ของสายส่ง k ΔPI_k ที่เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นจากดัชนี PI ที่มีค่ามาก ๆ จะแสดงให้เห็นว่ามีความน่าจะเป็นไปได้สูงมาก เมื่อเกิดฟอลท์ในสายส่ง k แล้วจะมีผลทำให้สายส่งที่เหลืออยู่ในระบบจ่ายโหลดเกิดพิกัด ซึ่งสามารถคำนวณหาค่า ΔPI_k ได้โดยตรงโดยใช้ผลของการไหลของกำลังไฟฟ้า

หลังจากที่สายส่ง k เกิดข้อขัดข้องหลุดออกจากระบบ จะสมมุติให้การไหลของกำลังไฟฟ้าจริงในสายส่งวงจรอื่น ๆ เป็น P_i' และดัชนีชี้วัดสมรรถนะระบบเป็น PI' [12] ดังสมการที่ (5.3)

$$PI' = \sum_{i=1}^L \alpha_i \omega_i \left(\frac{P_i'}{P_i} \right)^2 \quad (5.3)$$

$$\text{ดังนั้น} \quad \Delta PI_k = PI' - PI \quad (5.4)$$

นอกจากนี้ยังสามารถประยุกต์ใช้วิธี Overload Ranking กับการเกิดข้อขัดข้องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยสมมุติเหตุการณ์ให้มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 เครื่อง Trip ออกจากระบบ แล้วทำการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าอื่น ๆ เข้าจ่ายไฟแทน ซึ่งมีผลทำให้การไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งเปลี่ยนแปลง ตลอดจนนำไปประยุกต์ใช้กับการเกิด N-1 ของหม้อแปลงไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ ได้อีกด้วย[3,12]

5.2.2.1.2. Voltage Collapse Ranking [3]

การเกิดเหตุการณ์แรงดันไฟฟ้าในระบบลดลงอย่างรุนแรง เพราะว่าในระบบไฟฟ้าเกิดการขาดแคลนกำลังรีแอกทีฟในระหว่างที่เกิด Contingency เนื่องจากสูญเสียกำลังรีแอกทีฟในสายส่งเพิ่มขึ้น ดัชนีสมรรถนะของ Voltage Collapse จะเป็นตัวชี้วัดการสูญเสียกำลังรีแอกทีฟซึ่งเป็นผลมาจากอุปกรณ์ไฟฟ้าเกิดข้อขัดข้องหลุดออกจากระบบ ดังแสดงในสมการที่ (5.5)

$$PI = \sum_{i=1}^L X_i P_i^2 \quad (5.5)$$

เมื่อ PI = ดัชนีสมรรถนะระบบของ Voltage Collapse

X_i = รีแอกแตนซ์ของสายส่ง i

P_i = กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลผ่านสายส่ง i

L = จำนวนวงจรของสายส่งทั้งหมดในพื้นที่ ที่ทำการศึกษา

เนื่องจากดัชนี PI ของ Voltage Collapse มีลักษณะโครงสร้างคล้ายกับดัชนี PI ของการจ่ายโหลดเกินพิกัด อัลกอริทึมที่ใช้ในการคำนวณจึงคล้ายกัน ซึ่งสามารถหาค่าได้โดยใช้อนุกรมของเทเลอร์ เพื่อพิจารณาการเกิด Voltage Collapse ในเขตพื้นที่ที่รับผิดชอบหรือระดับแรงดันที่กำหนด หรือในกลุ่มของสายส่งที่สนใจ

5.2.2.2 วิธีการคัดกรอง Contingency [3]

วิธีการคัดกรอง(Screening) เป็นอีกวิธีการหนึ่งที่ใช้ในการเลือกหรือกำหนด Contingency ได้อีกบางส่วน เพื่อให้ครอบคลุม Contingency ที่สำคัญได้ตามข้อกำหนด โดยใช้วิธีที่ง่าย ๆ หรือสั้น ๆ เช่น ใช้การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสตรง เป็นตัวคัดกรองการจ่ายโหลดเกินพิกัดของการวิเคราะห์ Contingency ที่อยู่บนพื้นฐานไฟฟ้ากระแสสลับ ข้อดีของการไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสตรง คือสามารถใช้เครื่องคอมพิวเตอร์ที่มีสมรรถภาพต่ำกว่ามากเมื่อเปรียบเทียบกับการใช้การไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสสลับ ส่วนข้อเสียคือมีความถูกต้องน้อยกว่าและไม่สามารถทำการจำลองรูปแบบผลกระทบของแรงดันไฟฟ้าได้

วิธี Local เป็นอีกวิธีการหนึ่งของการคัดกรอง Contingency ซึ่งอยู่บนพื้นฐานของการไหลของกำลังไฟฟ้าของเกาซีไซเดล ครอบคลุมพื้นที่เล็ก ๆ ที่มีสายส่งเกิดข้อขัดข้องหลุดออกจากระบบ โดยกำหนดสภาพของระบบภายนอกเขตพื้นที่ที่เลือกก่อนที่จะเกิด Contingency ขึ้น การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าให้ผลจะขึ้นอยู่กับขนาดของพื้นที่ที่เลือก โดยทั่วไปจะครอบคลุมพื้นที่ 3 สถานีไฟฟ้าที่เชื่อมต่อถึงกันด้วยสายส่งไฟฟ้า

ระดับแรงดันที่บัสของสถานีไฟฟ้าที่คำนวณได้จากวิธี Local เป็นการทดสอบก่อนที่จะกำหนดหลักเกณฑ์การเกิดข้อขัดข้อง เพื่อแยกแยะปัญหาต่าง ๆ ของแรงดันที่เกิดขึ้นเนื่องจากเกิด Contingency ขึ้นในระบบไฟฟ้า ผลการคำนวณและการวิเคราะห์ Contingency ที่ได้โดยใช้วิธีการไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสสลับอย่างละเอียด(Full) จะใช้ระยะเวลามากกว่าวิธี Local เนื่องจากมีรายละเอียดที่มากกว่า ซึ่งวิธี Local จะกำหนดสภาพระบบภายนอกพื้นที่ที่กำหนดว่าไม่มีผลกระทบเนื่องจากการเกิด Contingency ผลการคำนวณที่ได้จากวิธีนี้ระดับแรงดันจะเปลี่ยนแปลงได้น้อยกว่าใช้วิธีการไหลของกำลังไฟฟ้ากระแสสลับอย่างละเอียด ซึ่งสามารถทำการชดเชยได้โดยใช้ข้อกำหนดการเกิดข้อขัดข้องที่รุนแรงมากกว่า ดังนี้

$$V_{\text{base}} - V > k * \min(V_{\text{base}} - V_{\text{low}} \text{ dV}) \quad (5.6)$$

เมื่อ V_{base} = แรงดันที่บัสใน Base Case

V = แรงดันที่คำนวณได้จากวิธี Local

V_{low} = ขีดจำกัดแรงดันต่ำที่บัส

dV = แรงดันที่เบี่ยงเบนได้สูงสุด

k = แฟคเตอร์ที่ใช้ปรับแต่ง

วิธี Local มีความเหมาะสมมากที่สุดในการใช้คัดกรอง Contingency ที่มีผลกระทบของระดับแรงดันเฉพาะในเขตพื้นที่ที่ทำการศึกษ (Local)

5.2.3 การเลือก Contingency หลายระดับ [3]

เพื่อให้ขบวนการประเมินผลมีความคล่องตัว จึงได้แบ่งกลุ่มของ Contingency ที่เป็นไปได้ตามลักษณะความสัมพันธ์ หรือผลกระทบของ Contingency ดังนี้คือ

- Contingency ที่วิกฤติ หรือ Contingency ที่ต้องทำการทดสอบ
- การเกิด N-1 ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- การเกิดข้อขัดข้องของสายส่ง แล้วมีผลทำให้เกิดการแยกระบบ
- การเกิดข้อขัดข้องของสายส่ง แล้วมีผลทำให้สายส่งในระบบจ่ายโหลดเกินพิกัด
- การเกิดข้อขัดข้องของสายส่ง แล้วก่อให้เกิดปัญหาทางด้านแรงดัน หรือ Voltage Collapse

5.2.4 การประเมินผล Contingency [3]

ในสมัยก่อนเมื่อเกิดข้อขัดข้องขึ้นในระบบจะมีขบวนการประเมินผล Contingency ที่ง่ายโดยแก้สมการการไหลของกำลังไฟฟ้า แล้วตรวจสอบผลที่คำนวณได้กับข้อกำหนดความเชื่อถือได้ระบบไฟฟ้า เพื่อให้ผลการคำนวณของเครื่องคอมพิวเตอร์มีความถูกต้องจึงมีความจำเป็นต้องใช้เครื่องมือพิเศษต่าง ๆ ในการช่วยวิเคราะห์

แนวทางที่ใช้กำหนดความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า จะให้ระบบอัตโนมัติทำงานหลังจากประเมินผล Contingency แล้วเสร็จ เช่น การเปลี่ยน Tap หม้อแปลงโดยอัตโนมัติโดยใช้ OLTC (On Load Tap Changing) การนำเข้า-ปลดออก คาปาซิเตอร์แบบอัตโนมัติโดยใช้รีเลย์แรงดัน การใช้รีเลย์เพื่อเตรียมการลดผลกระทบหลังจากเกิด Contingency ให้ลดลงอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ ซึ่งรีเลย์จะทำงานสั่งปลดอุปกรณ์ไฟฟ้าเมื่ออุปกรณ์จ่ายโหลดเกินพิกัด โดยทั่วไปจะใช้ฟังก์ชัน Transfer Trip ของรีเลย์เฝ้าตรวจ(Monitoring) สภาพระบบดังต่อไปนี้

- สายส่งจ่ายโหลดเกินพิกัด หรือสายส่งเกิดข้อขัดข้องหลุดออกจากระบบ
- หม้อแปลงไฟฟ้าจ่ายโหลดเกินพิกัด
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเกิดข้อขัดข้องหลุดออกจากระบบ
- สายส่งที่มีการไหลของกำลังไฟฟ้าที่มีค่าสูงๆ เมื่อเทียบกับพิกัด

และเมื่อรีเลย์เฝ้าตรวจสภาพระบบพบเงื่อนไขดังกล่าวข้างต้น ก็จะทำงานส่งสัญญาณ Transfer Trip ไปเพื่อ

- ปลดโหลด
- สวิตชิงย้ายโหลดไปรับทางสายส่งอื่นแทน
- ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- ปลดสายส่งไฟฟ้า
- ปลดหม้อแปลงไฟฟ้า
- ปลด คาปาซิเตอร์/รีแอกเตอร์

ในการประเมินผล Contingency ของระบบไฟฟ้าที่ยอมให้ระบบอัตโนมัติทำงานได้ จะต้องทำการจำลองสถานการณ์ พร้อมทั้งจำแนกแยกแยะเหตุการณ์ต่าง ๆ ที่จะต้องให้มีรีเลย์ส่งสัญญาณ Transfer Trip ไปปลดอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ จนเป็นที่น่าพอใจ ซึ่งในการประเมินผลนี้จะครอบคลุมถึงการทำงานของระบบอัตโนมัติอีกบางส่วนที่ส่งสัญญาณไปปลดอุปกรณ์ไฟฟ้าหลังจากที่ระบบอัตโนมัติแรกทำงานไปแล้ว เช่น การเปลี่ยน Tap หรือการเลื่อนเฟสของหม้อแปลงโดยอัตโนมัติ การปลดคาปาซิเตอร์ออกจากระบบโดยอัตโนมัติ เป็นต้น โดยจำลองรูปแบบในขบวนการวนซ้ำของนิวตัน ราฟสัน ในการปลดโหลดบางส่วนและการส่งสัญญาณไปปลดอุปกรณ์ไฟฟ้าบางส่วนนั้นเพื่อลดผลกระทบหลังจากที่มีอุปกรณ์ไฟฟ้าเกิดข้อขัดข้องหลุดออกจากระบบ ถ้าประเมินแล้วว่ามีผลกระทบต่อสภาพระบบก็จะส่งสัญญาณ Transfer Trip ไปปลดอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ เพิ่มเติม เพื่อรักษาระบบหลักเอาไว้

5.3 การควบคุมแรงดันไฟฟ้า [2-3]

ในการควบคุมระบบไฟฟ้า พิกัดกำลังไฟฟ้าเชิงความร้อนของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ จะต้องเพียงพอที่สามารถจะจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ตามการควบคุมแรงดันและกำลังรีแอกทีฟตามที่ต้องการ รวมถึงเพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นในอนาคต วิธีการควบคุมแรงดันไฟฟ้ามีดังมีดังต่อไปนี้คือ

- การเปลี่ยน Tap หม้อแปลงไฟฟ้า ทั้งในขณะที่ยังจ่ายไฟอยู่ (On Load Tap Changing) และประเภทที่ต้องดับไฟหม้อแปลง (Off Load Tap Changing)
- การนำเข้า – ปลดออก คาปาซิเตอร์/รีแอกเตอร์ แบบขนาน
- การปรับกำลังรีแอกทีฟ ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- การปรับแรงดันอ้างอิงของ Static Var Compensator และซิงโครไนส์คอนเดนเซอร์
- การนำเข้า – ปลดออก สายส่งไฟฟ้า

ในการควบคุมอุปกรณ์ควบคุมแรงดันต่าง ๆ โดยใช้วิธี Optimal Power Flow(OPF) ที่ไม่เป็นเชิงเส้น ซึ่งเป็นเครื่องมือที่ใช้ในการวิเคราะห์ที่มีประสิทธิภาพสูงในการควบคุมอุปกรณ์ควบคุมแรงดันต่าง ๆ ร่วมกัน เพื่อรักษาระดับ Voltage Profile ไว้ให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมที่สุด พร้อมทั้งกำหนดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน เช่น ใช้วิธีการเปลี่ยน Tap หม้อแปลงไฟฟ้า ร่วมกับการนำเข้า-ปลดออก คาปาซิเตอร์แบบขนาน เป็นต้น จะต้องแสดงขีดความสามารถในการรับและจ่ายกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า Static Var Compensator และชิงโครนิสคอนเดนเซอร์ ดังนั้นในบางสถานการณ์จะต้องมีการกำหนดกำลังรีแอกทีฟสำรองไว้ เพื่อรักษาระบบให้มีเสถียรภาพ ซึ่งต่างจากการสำรองกำลังรีแอกทีฟไว้สำหรับในกรณีที่เกิด Contingency ซึ่งในการควบคุมแรงดันและกำลังรีแอกทีฟจะต้องพิจารณาเลือกใช้อุปกรณ์ควบคุมแรงดันที่มีอยู่เดิมก่อน ถ้าไม่เพียงพอจึงจะดำเนินการวางแผนติดตั้งเพิ่มเติม วิธี Optimal Power Flow ที่ไม่เป็นเชิงเส้นจะให้ผลลัพธ์ที่ถูกต้องมากที่สุด มีความผิดพลาดหรือสูญเสียน้อยที่สุด ซึ่งจะมีผลทำให้เพิ่มอุปกรณ์ควบคุมแรงดันเท่าที่จำเป็น โดยทั่วไป Optimal Power Flow จะเป็นการหาค่าตัวแปรของฟังก์ชันเป้าหมายที่มีต้นทุนน้อยที่สุด(Minimize a cost Function) และเงื่อนไข(Constrain function) ที่กำหนด ซึ่งรูปแบบฟังก์ชันเป้าหมายและเงื่อนไขสามารถแสดงได้ดังสมการที่ (5.7) – สมการที่ (5.9)

$$\text{Minimize :} \quad f(x) = \text{Shunt Reactive additions} \quad (5.7)$$

Subject to :

$$\text{Power Flow equations, } e(x) = 0 \quad (5.8)$$

$$\text{Inequality Constraints, } h(x) \leq 0 \quad (5.9)$$

$$\text{Side Constraints, } x_i^{\min} \leq x_i \leq x_i^{\max} \quad (5.10)$$

เมื่อ x เป็นเวกเตอร์ของตัวแปรโครงข่ายระบบไฟฟ้า ที่ใช้ในการหาค่าฟังก์ชันเป้าหมาย และฟังก์ชันเงื่อนไขที่เหมาะสม

สมการ (5.10) เป็นสมการที่ใช้กำหนดช่วงขีดจำกัดของตัวแปรที่ใช้หาค่าที่เหมาะสม เช่น ขีดความสามารถการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเอาต์พุทของเครื่องกำเนิดสูงสุดและต่ำสุด การรับ-จ่ายกำลังรีแอกทีฟเอาต์พุทของเครื่องกำเนิดต่ำสุดและสูงสุด แรงดันเอาต์พุทของเครื่องกำเนิดและที่บัสของโหลดสูงสุดและต่ำสุด ตำแหน่งของ Tap หม้อแปลงสูงสุดและต่ำสุด ขีดจำกัดการจ่ายโหลดสูงสุดของสายส่งไฟฟ้า เป็นต้น

5.4 การหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย

จากที่กล่าวมาแล้วในบทที่ 2 ค่าความต้านทานไฟฟ้าขึ้นอยู่กับอุณหภูมิ นอกจากนี้ อุณหภูมิของอุปกรณ์ไฟฟ้ายังขึ้นอยู่กับปริมาณการไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งสามารถแสดงความสัมพันธ์ของความต้านทานของอุปกรณ์ไฟฟ้ากับปริมาณการไหลของกำลังไฟฟ้า[2] ได้ดังสมการที่ (5.11)

$$R_{new} = R_0 \left(1 + \left(\frac{\text{MVA flow}}{\text{Rating} * \text{Percentage}} - 1 \right) K \right) \quad (5.11)$$

R_{new} = ความต้านทานไฟฟ้ากระแสสลับใหม่ล่าสุด (Ω)

R_0 = ความต้านทานไฟฟ้ากระแสสลับตอนแรกของอุปกรณ์ไฟฟ้าใน Base Case (Ω)

K = สเกลลิงแฟคเตอร์

MVA flow = การไหลของกำลังไฟฟ้า (MVA)

Rating = พิกัดทางความร้อนของอุปกรณ์ไฟฟ้า (MVA)

Percentage = เปอร์เซนต์ฐานของขนาดพิกัดอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้กำหนด ค่า R_0

ดังนั้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียในอุปกรณ์ไฟฟ้าทั้ง 3 เฟส[2] จะเป็น

$$P_{loss} = 3 I^2 R_{new} \quad (5.12)$$

5.5 ขั้นตอนการวางแผนระยะสั้น [1,3]

การวางแผนระยะสั้นโดยใช้โปรแกรม PSS/E มีขั้นตอนดังต่อไปนี้

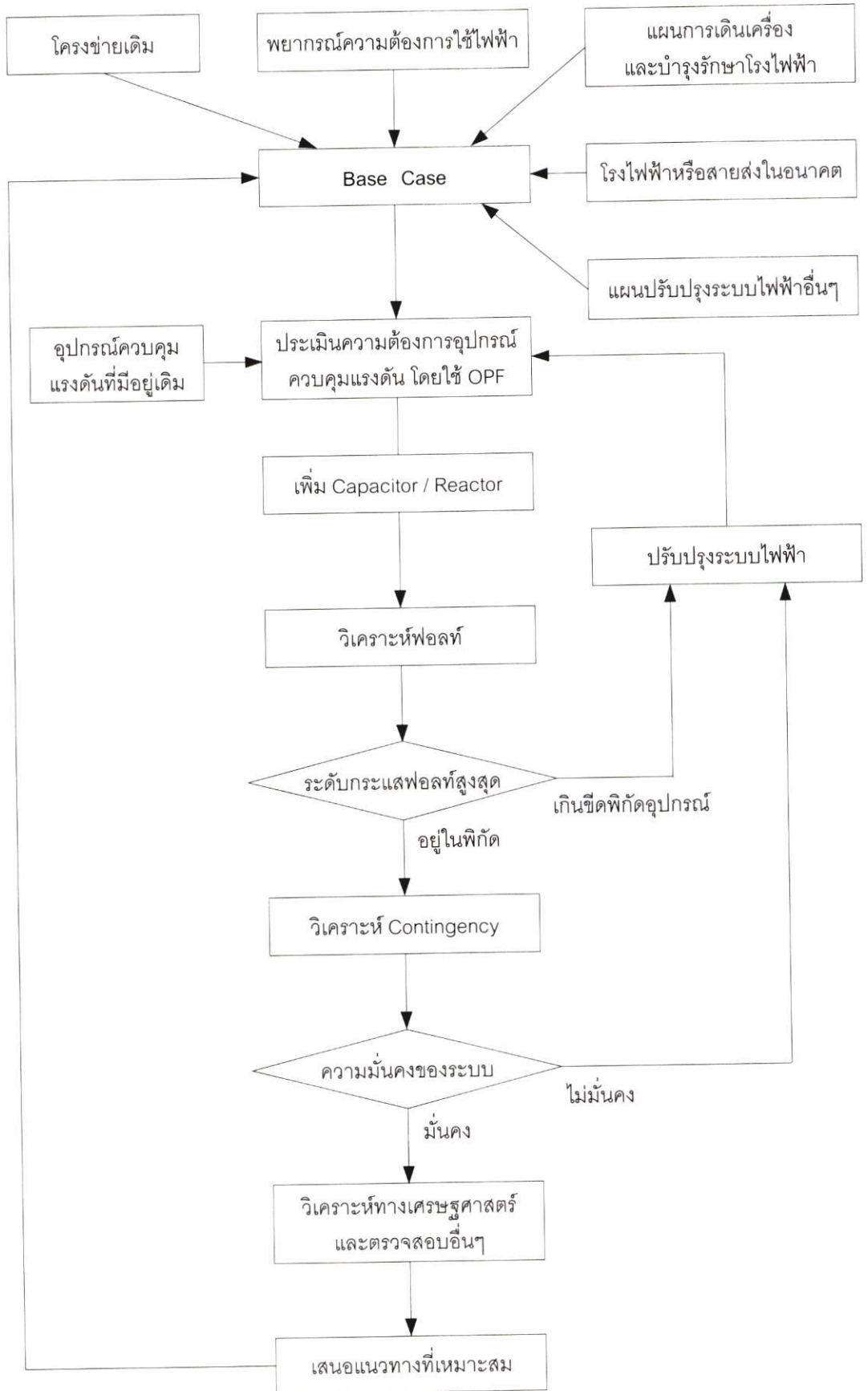
1. มีแผนภาพเส้นเดียวของโครงข่ายระบบไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โหลด หม้อแปลงไฟฟ้า สายส่งไฟฟ้า คาปาซิเตอร์ รีแอกเตอร์ SVC และอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ รวมทั้งค่า อิมพีแดนซ์ ค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ และขนาดพิกัดของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ รวมทั้ง Tap Ratio ของหม้อแปลงไฟฟ้า

2. วันและช่วงเวลาที่ทำการศึกษา ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

3. พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า เพื่อประมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น

4. ข้อมูลแผนการเดินทางเครื่องโรงไฟฟ้า และแผนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า

5. ทำการถ่ายโอนข้อมูลทั้ง 4 ข้อข้างต้นให้อยู่ในรูปแบบโปรแกรม PSS/E



รูปที่ 5.2 Flow chart ขั้นตอนการวางแผนระยะสั้น

6. ทำการปรับข้อมูลในโปรแกรม PSS/E เปรียบเทียบกับข้อมูลจริงในระบบไฟฟ้า
7. ทำการตรวจสอบและปรับระบบไฟฟ้า เพื่อให้เป็น Base Case
8. ดำเนินการวิเคราะห์ และประเมินขีดความสามารถของระบบไฟฟ้าที่มีอยู่ เพื่อกำหนดช่วงเวลาที่ต้องการเพิ่ม ขยายหรือปรับปรุงระบบไฟฟ้า
9. กำหนดแผนทางด้านระบบส่งไฟฟ้า ดำเนินการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า เพื่อขยายหรือปรับปรุงระบบไฟฟ้า พร้อมทั้งวิเคราะห์หาแผนทางเลือกต่าง ๆ
10. เปรียบเทียบแผนทางเลือก และวิเคราะห์หาแผนที่จะดำเนินการที่มีต้นทุนต่ำที่สุดตามหลักเศรษฐศาสตร์ และเสนอแผนไปยังหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง
11. เสนอแผนขั้นสุดท้าย ซึ่งจะต้องพิจารณาให้เหมาะสมกับฐานะทางการเงิน สอดคล้องกับแผนระยะยาวและนโยบายต่าง ๆ

การวางแผนระบบไฟฟ้าจะต้องทำการจำลองเหตุการณ์ต่าง ๆ เป็นจำนวนมาก ซึ่งจะมีผลต่อประสิทธิภาพ ความรวดเร็วในการวางแผน และการวิเคราะห์จะต้องให้ครอบคลุมด้านต่างๆ ทุกด้าน ในความเป็นจริงขบวนการวางแผนจะพิจารณาจากการกำหนดคุณลักษณะต่างๆของแผน ตลอดจนเครื่องมือและวิธีการที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ที่ได้ผลที่สามารถนำมาใช้งานได้จริง ซึ่งการวางแผนในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้วิธีการวิเคราะห์ Contingency และ Optimal Power Flow ซึ่งจะมีขีดความสามารถในการจำลองเหตุการณ์ต่างๆ เป็นเครื่องมือที่ใช้งานได้โดยตรงในการกำหนดข้อกำหนดการวางแผน ซึ่งพิจารณาจากเหตุการณ์ในระบบและเงื่อนไขที่สามารถยอมรับได้สูงสุด สิ่งที่สำคัญคือสามารถลดเวลาในการวางแผนลงไปมาก การวางแผนมีความน่าเชื่อถือ และมีความเหมาะสมตามหลักทางเศรษฐศาสตร์ ตลอดจนเพิ่มรูปแบบทางเลือกในการศึกษาระบบไฟฟ้าได้เป็นจำนวนมาก รูปที่ 5.2 แสดง Flow chart ขั้นตอนการวางแผนระยะสั้นโดยใช้วิธีการวิเคราะห์ Contingency และ Optimal Power Flow ซึ่งเป็นการพัฒนาการวางแผน โดยการกำหนดการผลิตไฟฟ้า ระดับโหลด เงื่อนไขที่เป็นไปได้ในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าและข้อกำหนดความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

5.6 องค์ความรู้ในการวางแผนระยะสั้น

ในการแผนระบบไฟฟ้านอกจากจะให้เพียงพอต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าแล้ว ความมั่นคงของระบบไฟฟ้ามักมีความสำคัญเช่นเดียวกัน ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงสูงจะต้องเสียค่าใช้จ่ายในการลงทุนเพิ่มขึ้น และจะทำให้ต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้ามีราคาเพิ่มสูงขึ้น แต่ถ้าระบบไฟฟ้าไม่มีความมั่นคง คุณภาพของพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายให้ลูกค้าก็ไม่ดีและจะส่งผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจของประเทศชาติ ดังนั้นในการวางแผนระบบไฟฟ้าต้องเลือกระดับความมั่นคงของระบบไฟฟ้าให้เหมาะสม ซึ่งเงื่อนไขในการกำหนดว่าระบบไม่มีความมั่นคงมีดังนี้

- เกิดการ Trip ของอุปกรณ์ไฟฟ้าออกจากระบบอย่างต่อเนื่อง (Cascade Trip)
- เกิดการ Trip แยกระบบ
- มีไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง
- ระดับแรงดันที่บัสเบี่ยงเบนเกินเกณฑ์ที่กำหนด
- อุปกรณ์ไฟฟ้าจ่ายโหลดเกินพิกัดการใช้งานในกรณีฉุกเฉิน
- ความถี่ของระบบไฟฟ้าเบี่ยงเบนเกินเกณฑ์ที่กำหนด
- โรงไฟฟ้าเกิดการ Loss of Synchronization

ดังนั้นในการวางแผนระบบไฟฟ้าจึงต้องมียุทธศาสตร์ความรู้ในการแผนระบบไฟฟ้า เพื่อถ่ายทอดประสบการณ์การทำงาน โดยการประยุกต์ใช้ทฤษฎีในส่วนที่เกี่ยวข้อง ตลอดจนเพื่อความสะดวกรวดเร็วในการวางแผน ดังนี้

5.6.1 การเลือก Contingency

การวางแผนระบบไฟฟ้าให้มีความมั่นคงต้องมีการตรวจสอบ N-1 อุปกรณ์ไฟฟ้า เพื่อให้แน่ใจว่าในระบบไม่มีการจ่ายโหลดเกินพิกัด กล่าวคือสายส่ง N วงจร เกิดขัดข้อง 1 วงจร สายส่งที่เหลืออยู่ในระบบจะต้องไม่มีการจ่ายโหลดเกินพิกัด เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดสายส่งวงจรที่เหลือ Trip ตาม แต่ถ้าหากตรวจสอบ N-1 สายส่งทั้งระบบ ผลการคำนวณที่ได้จะมีจำนวนมาก ซึ่งในความเป็นจริงมีสายส่งจำนวนมากที่เกิด N-1 แล้วไม่มีผลทำให้สายส่งที่เหลืออยู่ในระบบจ่ายโหลดเกินพิกัด นอกจากนี้การตรวจสอบ N-1 เพื่อตรวจสอบผลกระทบของระดับแรงดันเนื่องจากการเกิด Contingency ว่าเบี่ยงเบนเกินว่าเกณฑ์ที่กำหนดหรือไม่ ดังนั้นวิธีการตรวจสอบ N-1 มีหลักการดังนี้

- ตรวจสอบ N-1 เฉพาะสายส่งที่มีเปอร์เซ็นต์การจ่ายโหลดสูง ๆ เมื่อเทียบกับพิกัด และมีความน่าจะเป็นที่สายส่งที่เหลืออยู่ในระบบจะจ่ายโหลดเกินพิกัด
- ตรวจสอบ N-1 สายส่งที่มีความน่าจะเป็นที่ระดับแรงดันจะเปลี่ยนแปลงเกินกว่าเกณฑ์ที่กำหนดที่ ± 5 เปอร์เซ็นต์ของแรงดันปกติ เช่น สายส่งที่เกิด N-1 แล้วมีผลทำให้เกิดการ Break Loop ระหว่างสถานีไฟฟ้า 2 สถานี สายส่งที่ต่ออยู่กับบัสของสถานีไฟฟ้าที่มีระดับแรงดันในสภาวะปกติ ค่อนข้างต่ำ เป็นต้น
- ตรวจสอบ N-1 สายส่งเชื่อมโยงระหว่างภาคที่มีความยาวมากๆ ที่มีการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง เข้าใกล้ขีดจำกัดการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า(Power Transfer Limit) ซึ่งมีความน่าจะเป็นที่จะเกิดแรงดันต่ำหรือเกิด Voltage Collapse เพราะในระบบไฟฟ้าเกิดการขาดแคลนกำลังรีแอกทีฟในระหว่างที่เกิด Contingency เนื่องจากสูญเสียกำลังรีแอกทีฟในสายส่งเพิ่มขึ้น ตลอดจนมีความน่าจะเป็นที่จะเกิดการแกว่งของกำลังไฟฟ้า(Power Swing) ซึ่งอาจจะส่งผลทำให้เกิดการ Trip แยกระบบขึ้นได้

นอกจากนี้ยังสามารถประยุกต์ใช้หลักการ N-1 นี้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ ได้อีกด้วย เช่น หม้อแปลงไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้า SVC คาปาซิเตอร์ เป็นต้น

5.6.2 การเลือกคำนวณหาค่ากระแสฟอลท์

ในการวางแผนระบบไฟฟ้าต้องคำนวณหาค่ากระแสฟอลท์ที่เกิดขึ้นจะต้องไม่เกินขนาดพิกัดกระแสฟอลท์ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ แต่ถ้าหากคำนวณหาค่ากระแสฟอลท์ทั้งหมดทุกแบบที่จุดต่าง ๆ ของระบบ ผลการคำนวณที่ได้จะมีจำนวนมาก ดังนั้นต้องมีหลักการเลือกคำนวณหาจุดที่เกิดฟอลท์และประเภทของกระแสฟอลท์ที่มีค่าสูงที่สุด กล่าวคือจุดที่เกิดฟอลท์แล้วกระแสฟอลท์มีค่าสูงสุด คือที่บัสของสถานีไฟฟ้าหรือของโรงไฟฟ้าเนื่องจากมีค่าอิมพีแดนซ์ต่ำที่สุด โดยทั่ว ๆ ไปในระบบไฟฟ้ากระแสฟอลท์แบบ 3 เฟส จะมีค่ามากกว่ากระแสฟอลท์แบบอื่น ๆ จากสมการที่ (3.2) และสมการที่ (3.6) เมื่อไม่คิดค่าของฟอลท์อิมพีแดนซ์ Z_f สามารถเขียนสมการกระแสฟอลท์แบบ 3 เฟสและแบบหนึ่งเฟสลงดิน[2-3] ได้ดังสมการที่ (5.13) , (5.14) ตามลำดับ

$$I_{\text{fault } 3-\phi} = \frac{V_f}{Z_1} \quad (5.13)$$

$$I_{\text{fault } 1-\phi} = \frac{3V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2} \quad (5.14)$$

จากสมการที่ (5.13) และ (5.14) เมื่อค่าของอิมพีแดนซ์ Z_0 มีค่าน้อยกว่า Z_1 (เนื่องจากระบบการต่อลงดิน) แล้วจะมีผลทำให้ค่ากระแสฟอลท์และแบบหนึ่งเฟสลงดินมีค่ามากกว่ากระแสฟอลท์แบบ 3 เฟส (ค่าของอิมพีแดนซ์ $Z_1 = Z_2$) ดังนั้นในการวางแผนควรเลือกคำนวณหาค่ากระแสฟอลท์แบบ 3 เฟส หรือแบบหนึ่งเฟสลงดิน แล้วใช้ค่าที่สูงที่สุดใน การกำหนดขนาดพิกัดอุปกรณ์ โดยมีหลักการเลือกหรือกำหนด ดังนี้

- ในกรณีของสถานีไฟฟ้าที่ไม่มีโรงไฟฟ้าต่ออยู่ ให้คำนวณหาค่ากระแสฟอลท์แบบ 3 เฟสที่บัสของสถานีไฟฟ้าเนื่องจากกระแสฟอลท์แบบ 3 เฟสจะมีค่ามากกว่ากระแสฟอลท์แบบอื่น ๆ เพราะค่าของอิมพีแดนซ์ Z_0 มีค่ามากกว่า Z_1

- โรงไฟฟ้าโดยทั่ว ๆ ไป หรือสถานีไฟฟ้าที่มีโรงไฟฟ้าต่ออยู่ ให้คำนวณหาค่ากระแสฟอลท์แบบ 1 เฟสลงดินที่บัสของสถานีไฟฟ้าหรือของโรงไฟฟ้า เนื่องจากกระแสฟอลท์แบบ 1 เฟสลงดินมีค่ามากที่สุด เพราะค่าที่โรงไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าที่มีโรงไฟฟ้าต่ออยู่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต่ออยู่กับหม้อแปลงเพิ่มแรงดัน(step-up transformer) ทางด้านแรงดันต่ำที่ต่อแบบเดลต้า ส่วน

ด้านแรงดันสูงจะต่อแบบสตาร์และที่จุดสตาร์จะมีการต่อลงดินโดยตรง(Solidly grounded) จึงมีผลทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ Z_0 มีค่าน้อยกว่า Z_1 (ดูหัวข้อ 4.6 ที่กล่าวมาแล้วข้างต้นประกอบคำอธิบาย)

- ในกรณีของโรงไฟฟ้าที่มีการปรับปรุงระบบการต่อลงดิน(โรงไฟฟ้าเก่า) หรือสถานีไฟฟ้าที่มีโรงไฟฟ้าประเภทนี้ต่ออยู่ ให้คำนวณหาค่ากระแสฟอลต์แบบ 1 เฟสลงดินหรือแบบ 3 เฟสที่บัสของสถานีไฟฟ้าหรือของโรงไฟฟ้า เนื่องจากกระแสฟอลต์แบบ 1 เฟสลงดินและแบบ 3 เฟสจะมีค่าเท่ากันโดยประมาณ และมีค่ามากกว่ากระแสฟอลต์แบบอื่นๆ เพราะจะมีการปรับปรุงระบบการต่อลงดินโดยการต่อลงดินผ่านรีแอกเตอร์จากจุดสตาร์ของหม้อแปลง เพื่อเพิ่มค่าอิมพีแดนซ์ Z_0 หรือเพื่อลดค่ากระแสฟอลต์แบบ 1 เฟสลงดิน

5.6.3 วิธีการแก้ไขปัญหาระดับกระแสฟอลต์เกินขีดจำกัดอุปกรณ์

ในการวางแผนระบบไฟฟ้าต้องคำนวณหาค่ากระแสฟอลต์สูงสุด ถ้ากระแสฟอลต์ที่เกิดขึ้นมีค่าสูงเกินขีดจำกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์จะต้องหาวิธีการแก้ไข โดยแผนระยะยาวจะแก้ไขปัญหาด้วยการเปลี่ยนอุปกรณ์ให้มีขนาด Interrupting Capacity ใหญ่ขึ้น การแยกบัสของสถานีไฟฟ้าตลอดจนการปรับปรุงระบบการต่อลงดิน ซึ่งจะต้องใช้เวลานานในการจัดหาหรือสั่งซื้ออุปกรณ์ (อุปกรณ์บางส่วนต้องสั่งซื้อจากต่างประเทศ) รวมทั้งการก่อสร้างและติดตั้งอุปกรณ์ (ไม่ขอกล่าวรายละเอียดในที่นี้) ส่วนแผนระยะสั้นจะทำการปรับปรุงสภาพระบบไฟฟ้าเพื่อบรรเทาผลกระทบให้ลดลงอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ โดยอาศัยหลักการเปลี่ยนแปลงการลักษณะการจ่ายไฟที่มีผลทำให้ระบบไฟฟ้ามีค่าอิมพีแดนซ์เพิ่มขึ้น และสามารถดำเนินการได้ทันทีโดยใช้ระยะเวลาไม่นาน ดังนี้

5.6.3.1 การปลดอุปกรณ์ไฟฟ้า

ในการวางแผนระยะสั้น ถ้าค่ากระแสฟอลต์ที่เกิดขึ้นเกินขีดจำกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ มีแนวทางในการแก้ไขปัญหาลักษณะเฉพาะหน้าโดยการวางแผนปลดอุปกรณ์ไฟฟ้าที่สามารถจ่ายกระแสฟอลต์ หรือปลดอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีผลทำให้ค่าระดับกระแสฟอลต์มีค่าลดลง ณ.สถานีไฟฟ้าที่มีระดับกระแสฟอลต์เกินขีดจำกัดของอุปกรณ์หรือสถานีไฟฟ้าที่อยู่ใกล้เคียงที่สุดที่สามารถจะทำการปลดอุปกรณ์ไฟฟ้าได้ ตามความเหมาะสมของสภาพระบบ ดังนี้

- วางแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้เหมาะสมกับสภาพระบบ โดยปริมาณกระแสฟอลต์ขึ้นอยู่กับจำนวนของเครื่องกำเนิดที่ขนานเข้าระบบ ยิ่งขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าระบบเป็นจำนวนมาก จะมีผลทำให้อิมพีแดนซ์มีค่าลดลงและเมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติขึ้นในระบบกระแสฟอลต์ที่เกิดขึ้นจะมีค่ามาก ดังนั้นจึงต้องวางแผนการเดินเครื่องในพื้นที่ที่มีระดับกระแสฟอลต์เกินขีดจำกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ให้เหมาะสมกับสภาพระบบเพื่อไม่ให้ระดับกระแสฟอลต์เกินขีดจำกัดของอุปกรณ์ แต่ถ้าขนานเครื่องกำเนิดเข้าระบบจำนวนน้อยๆในเขตศูนย์กลางของการใช้ไฟฟ้า เช่น ในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลที่ขาดแคลนกำลังผลิตอยู่แล้ว และกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือจะต้องมาจากแหล่งผลิตไฟฟ้าอื่นๆที่อยู่นอกเขตพื้นที่ โดยไหลผ่านสายส่งไฟฟ้า

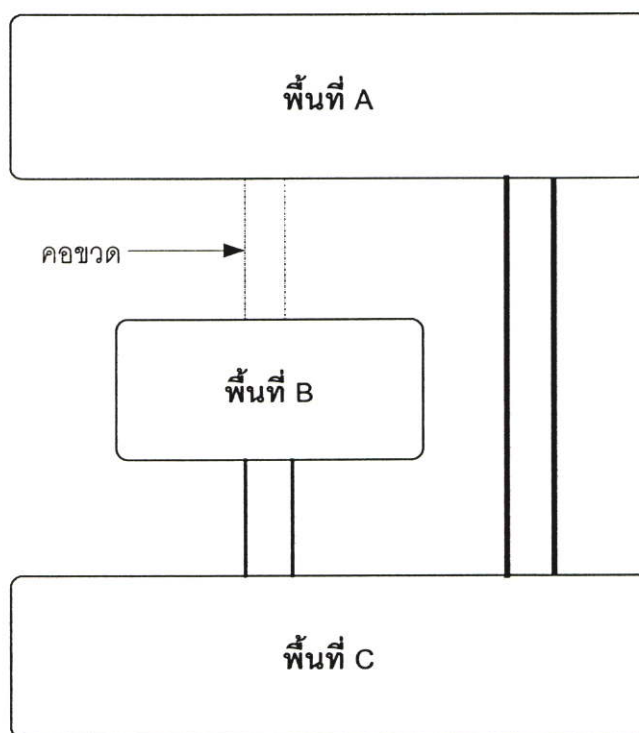
เชื่อมโยง จึงมีผลทำให้สายส่งไฟฟ้าและหม้อแปลงไฟฟ้าเชื่อมโยง(Tie Transformer)จ่ายโหลดเพิ่มมากขึ้น ดังนั้นการวางแผนจะต้องให้สายส่งไฟฟ้า หม้อแปลงเชื่อมโยงและอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่นๆ สามารถรองรับ N-1 ได้ รวมทั้งระดับแรงดันที่บัสต้องอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดที่ ± 5 เปอร์เซ็นต์ของแรงดันปกติ เมื่อเกิด Contingency ขึ้นในระบบ ตลอดจนการไหลของกำลังไฟฟ้าจะต้องไม่เกินขีดจำกัดในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดการแกว่งของกำลังไฟฟ้าหรือเกิดการ Trip แยกระบบเมื่อเกิดเหตุผิดปกติขึ้นในระบบ

- ปลดสายส่งไฟฟ้าหรือปลดหม้อแปลงไฟฟ้า โดยพิจารณาเลือกปลดสายส่งไฟฟ้าหรือหม้อแปลงไฟฟ้า หรือปลดอุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งสองอย่างร่วมกันที่สถานีไฟฟ้าที่มีระดับกระแสฟอลท์เกินขีดจำกัดของอุปกรณ์หรือสถานีไฟฟ้าที่อยู่ใกล้เคียงที่สุดเท่าที่เป็นไปได้ ที่มีเปอร์เซ็นต์การจ่ายโหลดน้อย ๆ เมื่อเทียบกับพิกัด และเมื่อเกิด Contingency ขึ้นในระบบอุปกรณ์ที่เหลืออยู่จะต้องสามารถรองรับ N-1 ได้รวมทั้งระดับแรงดันที่บัสต้องอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดที่ ± 5 เปอร์เซ็นต์ของแรงดันปกติ

- ปลดสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างสถานีไฟฟ้า 2 สถานีไฟฟ้าออกจากระบบทั้งหมดทุกวงจร(Break Loop) โดยพิจารณา Break Loop สายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าที่มีระดับกระแสฟอลท์เกินขีดจำกัดของอุปกรณ์หรือสถานีไฟฟ้าที่อยู่ใกล้เคียงที่จ่ายโหลดน้อย ๆ เมื่อเทียบกับพิกัด ซึ่งเมื่อเกิด Contingency ขึ้นในระบบอุปกรณ์ที่เหลืออยู่จะต้องสามารถรองรับ N-1 ได้รวมทั้งระดับแรงดันที่บัสต้องอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดที่ ± 5 เปอร์เซ็นต์ของแรงดันปกติ นอกจากนี้ยังนิยมใช้วิธีการนี้เพื่อแก้ไขปัญหาาระบบไม่รองรับ N-1 หรือการจ่ายโหลดเกินพิกัดของสายส่งไฟฟ้าหรือหม้อแปลงเชื่อมโยงที่มีข้อจำกัดของระบบส่งที่มีลักษณะเป็นคอขวด(Bottleneck) ดังรูปที่ 5.3 ส่วนข้อเสียของวิธีการนี้คือระดับแรงดันเปลี่ยนแปลงในย่าน(Band) ที่กว้างขึ้น รวมทั้งค่าความสูญเสียในระบบจะเพิ่มสูงขึ้น และในบางกรณีวิธีการนี้อาจจะทำให้ความมั่นคงของระบบลดลงกว่าเดิม ดังนั้นก่อนที่จะตัดสินใจเลือกวิธีการนี้ควรจะทำการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าให้ครอบคลุมในทุก ๆ ด้าน แล้วพิจารณาผลดี ผลเสีย เพื่อให้การวางแผนเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ

5.6.3.2 การแยกบัส

วิธีการแยกบัส(Split Bus) โดยปลด-สับ(Open-Close) เซอร์กิตเบรกเกอร์และไบมีด เป็นอีกวิธีการหนึ่งที่ใช้ในการลดค่าระดับกระแสฟอลท์ที่เกิดขึ้นให้มีค่าน้อยลงของการวางแผนระยะสั้น ซึ่งลักษณะของการจัดบัสที่สามารถทำวิธีการนี้ได้คือ Double Bus Single Breaker, Breaker and a Half และ Double Bus Double Breaker และมีความเหมาะสมที่จะใช้กับสถานีไฟฟ้าที่เป็น GIS(Gas Insulated Substation) เนื่องจากมีโอกาสที่จะเกิดบัสฟอลท์น้อยมาก เมื่อเกิด Contingency ขึ้นในระบบ อุปกรณ์ที่เหลืออยู่ในระบบจะต้องสามารถรองรับ N-1 ได้ (ยกเว้นการเกิดบัสฟอลท์) รวมทั้งระดับแรงดันที่บัสต้องอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดที่ ± 5 เปอร์เซ็นต์ของแรงดันปกติ



รูปที่ 5.3 การปลดสายส่ง AB ออกจากระบบทั้ง 2 วงจร

5.6.3.3 การเชื่อมต่อสายส่ง

วิธีการเชื่อมต่อสายส่ง(Bypass) เป็นวิธีการสุดท้ายที่ใช้ลดค่าระดับกระแสฟอลท์ที่เกิดขึ้นซึ่งต้องคำนึงถึงความเป็นไปได้ในทางปฏิบัติที่จะเชื่อมต่อสายส่ง 2 วงจร เป็น 1 วงจร วิธีนี้จะมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานไม่มาก ผลต่างของมุมแรงดันไฟฟ้าที่บัสของสายส่งมีค่าไม่เกิน 30 องศา (เป็นค่าที่เผื่อไว้สำหรับการไม่ให้เกิดปัญหาทางด้านเสถียรภาพในขณะที่ระบบไฟฟ้าเกิดเหตุไม่ปกติ) [1] และทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้ามักมีส่วนช่วยเสริมความมั่นคงของระบบ(ทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจะเป็นไปในทิศทางเดียวกับสายส่งข้างเคียง หรือมีทิศทางการไหลจากแหล่งจ่ายไฟฟ้าไปยังโหลด) ตลอดจนระบบไฟฟ้าสามารถรองรับ N-1 ได้ดีขึ้น โดยพิจารณาเชื่อมต่อสายส่งข้ามสถานีไฟฟ้าที่มีระดับกระแสฟอลท์เกินขีดจำกัดของอุปกรณ์หรือสถานีไฟฟ้าที่อยู่ใกล้เคียง ซึ่งอุปกรณ์ที่เหลืออยู่ในระบบจะต้องสามารถรองรับ N-1 ได้เมื่อเกิด Contingency ขึ้นในระบบ รวมทั้งระดับแรงดันที่บัสต้องอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดที่ ± 5 เปอร์เซ็นต์ของแรงดันปกติ นอกจากนี้ยังนิยมใช้วิธีการนี้เพื่อแก้ปัญหาการไม่รองรับ N-1 หรือจ่ายโหลดเกินพิกัดของสายส่งไฟฟ้า ส่วนข้อดีของวิธีการนี้คือความมั่นคงของระบบไฟฟ้าจะสูงกว่าวิธีการอื่น ๆ ที่กล่าวมาแล้วข้างต้น

5.6.4 การแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้าไม่รองรับ N-1 หรือเสริมความมั่นคงของระบบ

ในการวางแผนระบบไฟฟ้าระยะสั้น ถ้าหากเกิดข้อขัดข้องขึ้นในระบบแล้วระบบไม่สามารถรองรับ N-1 ได้ มีแนวทางแก้ไขเพื่อเสริมความมั่นคงของระบบดังต่อไปนี้ คือนำหม้อแปลงและ

อุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ ที่ปลด Cold Standby เข้าจ่ายไฟ, นำหม้อแปลงหรือสายส่งที่ปลดเพื่อลดระดับกระแสฟอลท์เข้าจ่ายไฟ หรือนำสายส่งไฟฟ้าที่ปลดเพื่อลดระดับแรงดันเข้าจ่ายไฟ วางแผนการย้ายโหลด วางแผนการเดินเครื่องให้เหมาะสมกับสภาพระบบ การ Loop บัส ตลอดจนการ Break Loop หรือการเชื่อมต่อสายส่งไฟฟ้า ดังที่กล่าวมาแล้วข้างต้น ซึ่งการจะเลือกใช้วิธีการใดวิธีหนึ่ง หรือใช้หลายวิธีร่วมกัน ขึ้นอยู่กับสถานการณ์และการนำมาประยุกต์ใช้งานทำให้ความมั่นคงของระบบดียิ่งขึ้น ซึ่งระดับแรงดันที่บัสต้องอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดที่ ± 5 เปอร์เซ็นต์ของแรงดันปกติ ระดับกระแสฟอลท์สูงสุดที่บัสจะต้องไม่เกินพิกัดของอุปกรณ์ รวมทั้งมุมแรงดันไฟฟ้าของสายส่งต้นทางและปลายทางมีค่าต่างกันไม่เกิน 30 องศา ดังนั้นการวางแผนแก้ปัญหา N-1 ให้ได้ผลต้องศึกษาให้ครอบคลุมในด้านต่าง ๆ ให้ครบทุก ๆ ด้าน มิฉะนั้นอาจจะซ้ำเติมสภาพระบบให้มีความมั่นคงลดลงมากเดิม หรือเกิดการ Trip ของอุปกรณ์ไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง หรือมีไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง เช่น การปลดสายส่ง AB ออกจากระบบทั้ง 2 วงจร(Break Loop) และจะมีผลทำให้ สายส่ง BC จ่ายไฟเป็นแบบเรเดียล ดังนั้นสายส่ง BC ต้องสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ของ B ได้ รวมทั้งรองรับ N-1 ได้ด้วย ดังรูปที่ 5.3

บทที่ 6

ระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการวิจัย

ระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการวิจัยเป็นระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยทั้งหมดทั่วประเทศ ตลอดจนโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่(IPP) โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก(SPP)ทั้งหมด รวมทั้งระบบไฟฟ้าที่เชื่อมโยงกับประเทศมาเลเซียและสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว ในการวิจัยนี้จะวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าเฉพาะในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลเท่านั้น ซึ่งประกอบด้วย 14 สถานีไฟฟ้าแรงสูง ได้แก่สถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกะปิ บางกอกน้อย บางพลี แจ้งวัฒนะ ลาดพร้าว หนองจอก พระนครเหนือ อ่อนนุช รัชดาภิเษก รังสิต พระนครใต้ ไทรน้อย ธนบุรีใต้ และเทพารักษ์ ซึ่งในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลมีความต้องการใช้ไฟฟ้าประมาณ 38 เปอร์เซ็นต์ของทั้งประเทศ ระบบไฟฟ้าจึงต้องมีความมั่นคงสูง มีจำนวนอุปกรณ์ไฟฟ้าเป็นจำนวนมากและอุปกรณ์ไฟฟ้ามีพิศคนขนาดใหญ่ ซึ่งรายละเอียดของอุปกรณ์ไฟฟ้าของแต่ละสถานีไฟฟ้าแรงสูง มีดังนี้

6.1 รายละเอียดของสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่นำมาวิจัย [14]

ในแผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าแรงสูง เซอร์กิตเบรกเกอร์และไบมีด (Disconnecting Switch) ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่ใช้ปลด-สับ เพื่อตัดต่อนวงจรไฟฟ้า(Switching) เขียนแทนเป็นสัญลักษณ์และเขียนกำกับด้วยตัวเลขตั้งแต่ 4 ถึง 6 หลัก มีรายละเอียดดังนี้

- ตัวเลขสองตัวหน้า แสดงถึงระดับแรงดัน

90	แสดงถึงระดับแรงดัน	500 kV
80	แสดงถึงระดับแรงดัน	230 kV
70	แสดงถึงระดับแรงดัน	115 kV
69	แสดงถึงระดับแรงดัน	69 kV
22	แสดงถึงระดับแรงดัน	22 kV
11	แสดงถึงระดับแรงดัน	11 kV

- ตัวเลขตัวที่ 3 แสดงถึงตำแหน่งหรือที่ตั้ง (Bay) เช่น 90412 แสดงว่าอยู่ Bay ที่ 4

- ตัวเลขตัวที่ 4 แสดงถึงตำแหน่งหรือที่ตั้งแถว (Row) เช่น 90412 แสดงว่าอยู่ Row ที่ 1

- ตัวเลขตัวที่ 5 แสดงชนิดของอุปกรณ์ หมายเลข 2 แสดงว่าเป็นเซอร์กิตเบรกเกอร์ ส่วน

หมายเลข 1, 3, 4, 4, 5, 6 และ 7 แสดงว่าเป็นไบมีด

6.1.1 สถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกะปิ (Bang Kapi ; BK)

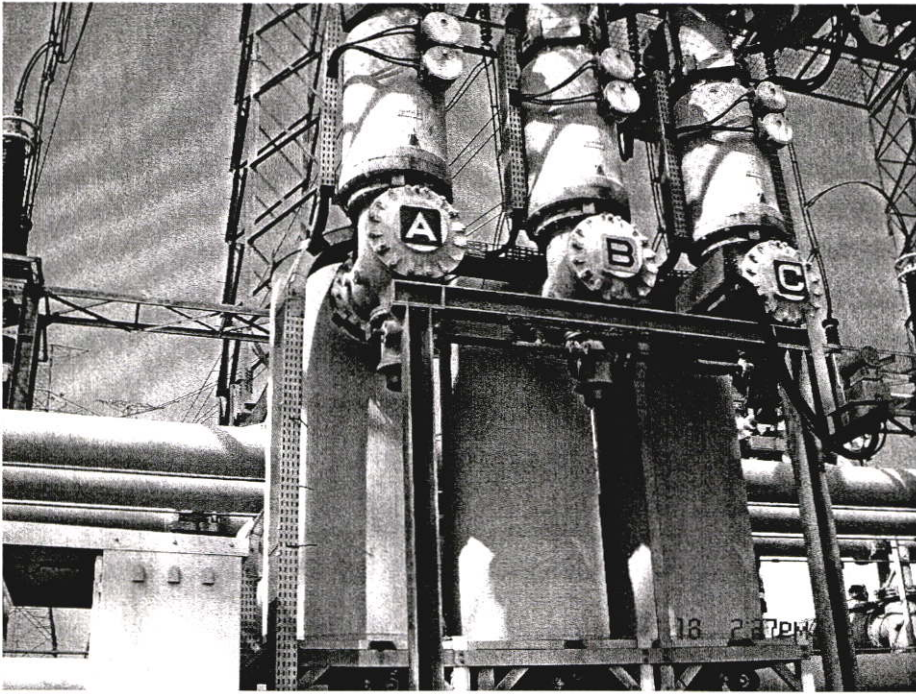
อุปกรณ์ไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกะปิ มีระดับแรงดัน 2 ระดับได้แก่ 69 kV และ 230 kV ลักษณะลานไถไฟฟ้า(Switchyard) ทางด้าน 69 kV เป็นแบบติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าอยู่กลางแจ้ง (Conventional Type) แต่สำหรับ 230 kV เป็นแบบ GIS (Gas Insulated Substation) ติดตั้งภายนอกอาคาร รูปที่ 6.2 แสดงแผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกะปิ มีรายละเอียดดังนี้

- การจัดบัส (Bus arrangement) จัดบัสตามระดับแรงดันเป็น
 - 69 kV Conventional Type Switchyard Double Bus Double Breaker
 - 230 kV GIS. Type Switchyard Double Bus Single Breaker
- สายส่งไฟฟ้ามีจำนวนทั้งหมด 8 วงจร
 - สายส่งไฟฟ้า 230 kV เป็นแบบสายเปลือยเดินในอากาศ ขนาด 2*1272 MCM ACSR มีจำนวนทั้งหมด 6 วงจร และสายส่งไฟฟ้าใต้ดิน(Underground Cable) 230 kV เป็นแบบ Oil Filled ขนาด 800 mm² จ่ายไฟให้การไฟฟ้านครหลวงที่สถานีต้นทางชิดลม จำนวน 2 วงจร
- หม้อแปลง มีจำนวนทั้งหมด 4 ชุด
 - 230/69 kV Auto Transformer 300 MVA 2 ชุด และ 200 MVA 2 ชุด
- คาปาซิเตอร์แบบขนาน มีทั้งหมด 15 steps
 - 72 kV 36 Mvar 9 steps และ 69 kV 43.2 Mvar 2 steps
 - 242 kV 72 Mvar 4 steps
- ขนาดเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามระดับแรงดัน
 - 72.5 kV 2,000 A 40 kA
 - 230 kV 2,000 A 50 kA ซึ่งมีลักษณะดังรูปที่ 6.3 และป้ายชื่อของเซอร์กิตเบรกเกอร์แสดงได้ดังรูปที่ 6.4

6.1.2 สถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกอกน้อย (Bangkok Noi ; BN)

อุปกรณ์ไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกอกน้อย มีระดับแรงดัน 3 ระดับได้แก่ 69 kV, 115 kV และ 230 kV มีลักษณะลานไถไฟฟ้าทั้งหมดเป็นแบบอุปกรณ์ไฟฟ้าติดตั้งอยู่กลางแจ้ง รูปที่ 6.5 แสดงแผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกอกน้อย มีรายละเอียดดังนี้

- การจัดบัสตามระดับแรงดันเป็น
 - 69 kV Conventional Type Switchyard มีลักษณะการจัดบัสเป็น 2 แบบคือ Double Bus Double Breaker และ Single Bus Single Breaker
 - 115 kV Conventional Type Switchyard Single Bus Single Breaker



รูปที่ 6.3 ตัวอย่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ 230 kV ของสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกะปิ

MERLIN GERIN		
hexabloc		
EGAT N°		7248721802
circuit breaker		
type DHB2		
serial number		2850
rated voltage		230 kV
rated insulation level		
switching impulse w.	lighting impulse w.	power frequency w.
NA kV	900 kV	425 kV
rated frequency		50 Hz
rated normal current		2000 A
rated duration short-circuit		3 s
rated short-circuit breaking current		50 kA
first-pole-to-clear factor		1.3
rated out-of-phase breaking current		12.5 kA
rated line-charging breaking current		125 A
closing and opening devices		
rated supply voltage		125 VDC
rated supply frequency		Hz
temperature class		NA
rated pressure		6 bars
auxiliary circuit		
rated supply voltage		125 VDC
rated supply frequency		Hz
mass		2230 kg
Rated operating sequence		
0-0.3 sec-0.0-1.5 sec-0.0		

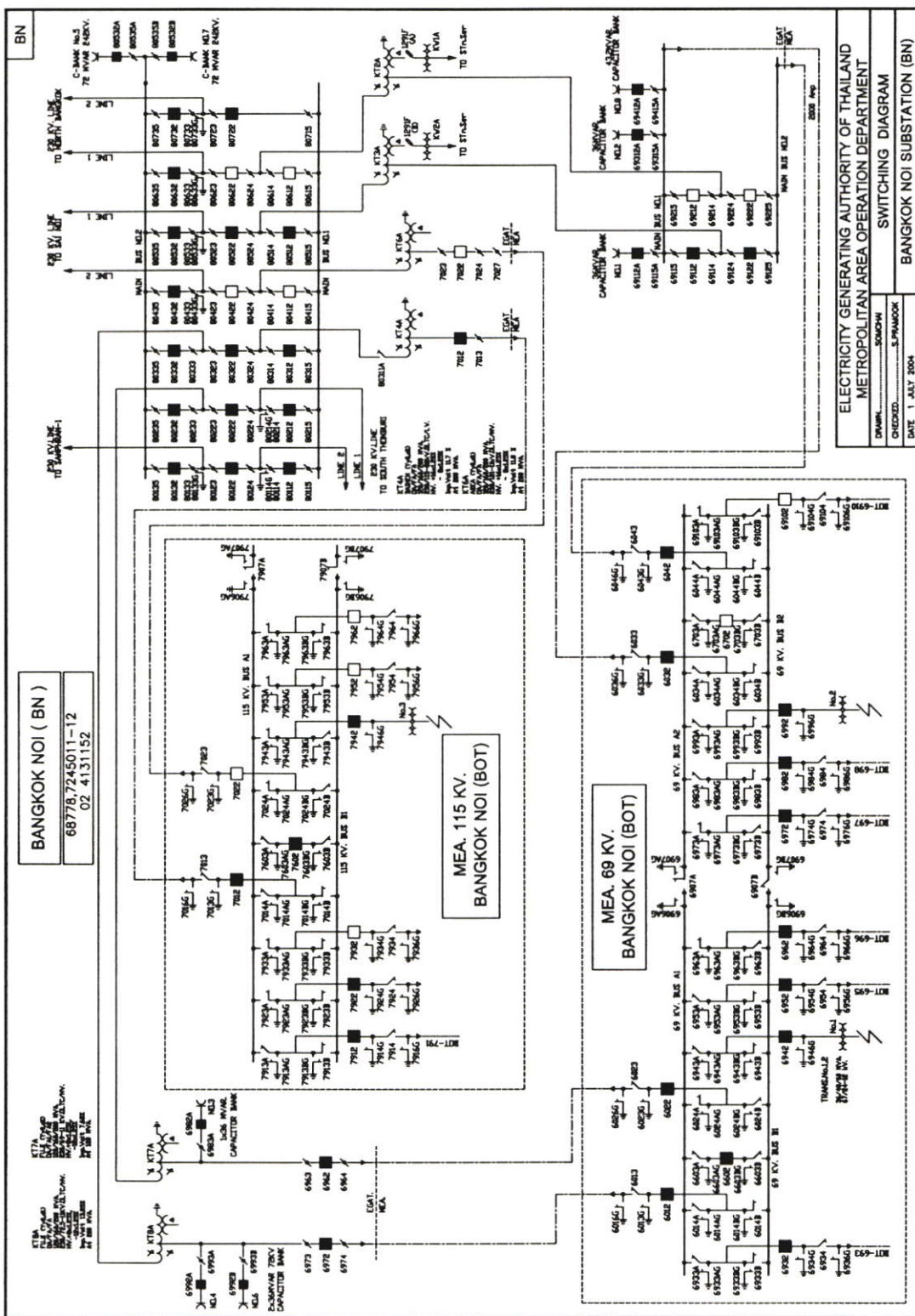
รูปที่ 6.4 ป้ายชื่อของเซอร์กิตเบรกเกอร์ ของสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกะปิ

- 230 kV Conventional Type Switchyard Breaker and a Half
- สายส่งไฟฟ้ามีจำนวนทั้งหมด 7 วงจร
 - สายส่งไฟฟ้า 230 kV เป็นแบบสายเปลือยเดินในอากาศ ขนาด 2*1272 MCM ACSR มีจำนวนทั้งหมด 5 วงจร และขนาด 4*1272 MCM ACSR จำนวน 2 วงจร(สายส่งไฟฟ้า 500 kV แต่จ่ายไฟด้วยระบบ 230 kV ขั้วคราว)
- หม้อแปลง มีจำนวนทั้งหมด 6 ชุด
 - 230/69 kV 200 MVA Auto Transformer 4 ชุด
 - 230/115 kV 200 MVA Auto Transformer 2 ชุด (ปลด Cold Standby 1 ชุด)
- คาปาซิเตอร์แบบขนาน มีทั้งหมด 8 steps
 - 72 kV 36 Mvar 5 steps และ 69 kV 43.2 Mvar 1 step
 - 242 kV 72 Mvar 2 steps
- ขนาดเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามระดับแรงดัน
 - 72.5 kV 3,150 A 40 kA
 - 121 kV 3,150 A 40 kA
 - 242 kV 2,000 A 50 kA

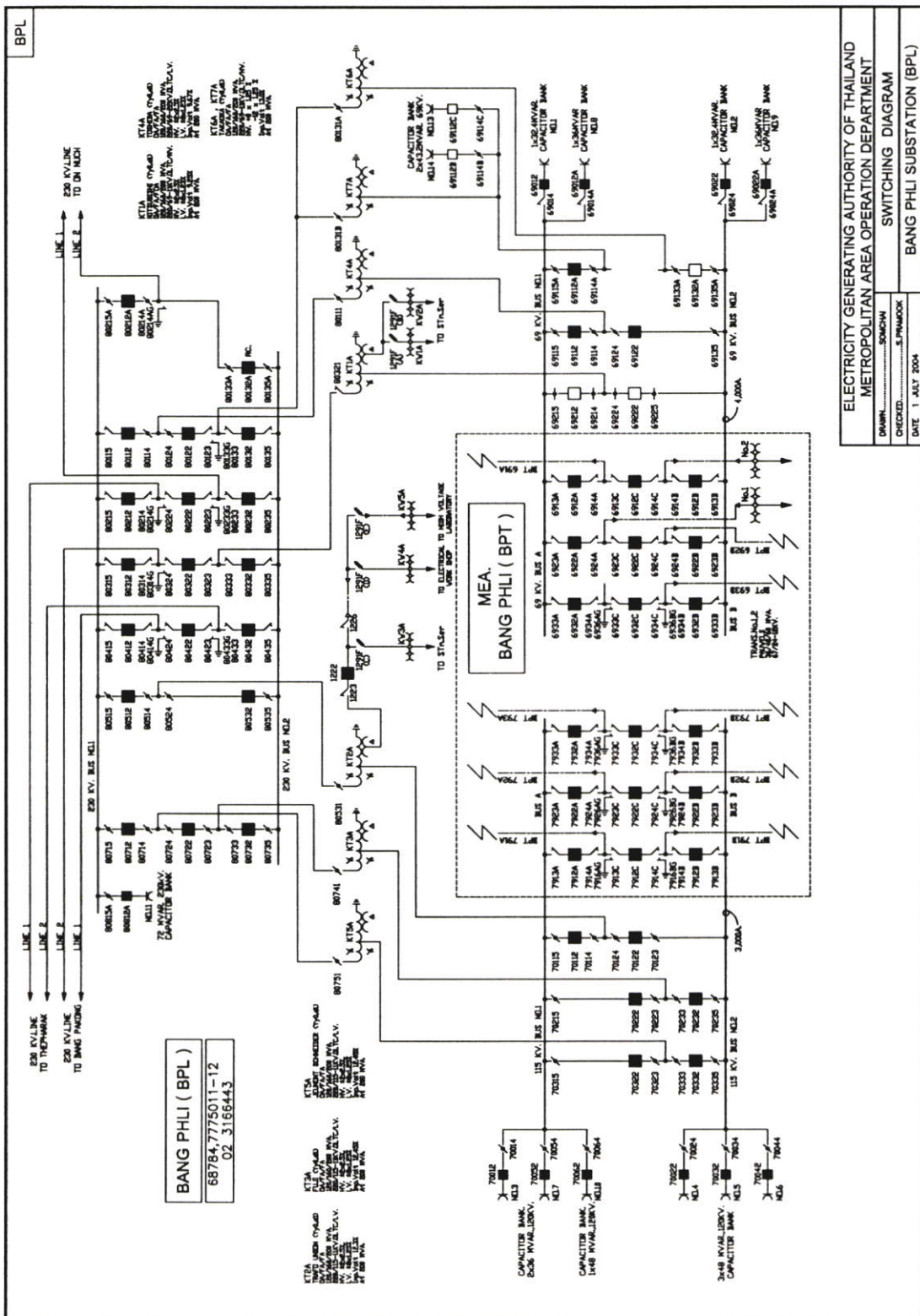
6.1.3 สถานีไฟฟ้าแรงสูงบางพลี (Bang Phli ; BPL)

อุปกรณ์ไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางพลี มีระดับแรงดัน 3 ระดับได้แก่ 69 kV, 115 kV และ 230 kV มีลักษณะลานไกไฟฟ้าทั้งหมดเป็นแบบอุปกรณ์ไฟฟ้าติดตั้งอยู่กลางแจ้ง รูปที่ 6.6 แสดงแผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางพลี โดยมีรายละเอียดอุปกรณ์ดังนี้

- การจัดบัสตามระดับแรงดัน
 - 69 kV Conventional Type Switchyard Breaker and a Half
 - 115 kV Conventional Type Switchyard Breaker and a Half
 - 230 kV Conventional Type Switchyard Breaker and a Half
- สายส่งไฟฟ้ามีจำนวนทั้งหมด 6 วงจร
 - สายส่งไฟฟ้า 230 kV เป็นแบบสายเปลือยเดินในอากาศ ขนาด 2*1272 MCM ACSR มีจำนวนทั้งหมด 4 วงจร และขนาด 1*1272 MCM ACSR จำนวน 2 วงจร
- หม้อแปลง มีจำนวนทั้งหมด 7 ชุด
 - 230/69 kV 200 MVA Auto Transformer 4 ชุด (ปลด Cold Standby 2 ชุด)
 - 230/115 kV 200 MVA Auto Transformer 3 ชุด



รูปที่ 6.5 แผนภาพเส้นเคเบิลด้วยสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกอกน้อย



รูปที่ 6.6 แผนภาพเส้นเคเบิลสถานไฟฟ้าแรงสูงบางพลี

- คาปาซิเตอร์แบบขนาน มีทั้งหมด 13 steps
 - 69 kV 32.4 Mvar 2 steps, 69 kV 36 Mvar 2 steps และ 69 kV 43.2 Mvar 2 steps
 - 120 kV 48 Mvar 4 steps และ 120 kV 36 Mvar 2 steps
 - 230 kV 72 Mvar 1 step
- ขนาดเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามระดับแรงดัน
 - 72.5 kV 2,000 A 40 kA
 - 145 kV 3,150 A 40 kA
 - 245 kV 3,000 A 50 kA

6.1.4 สถานีไฟฟ้าแรงสูงแจ้งวัฒนะ (Chaeng Wattana ; CHW)

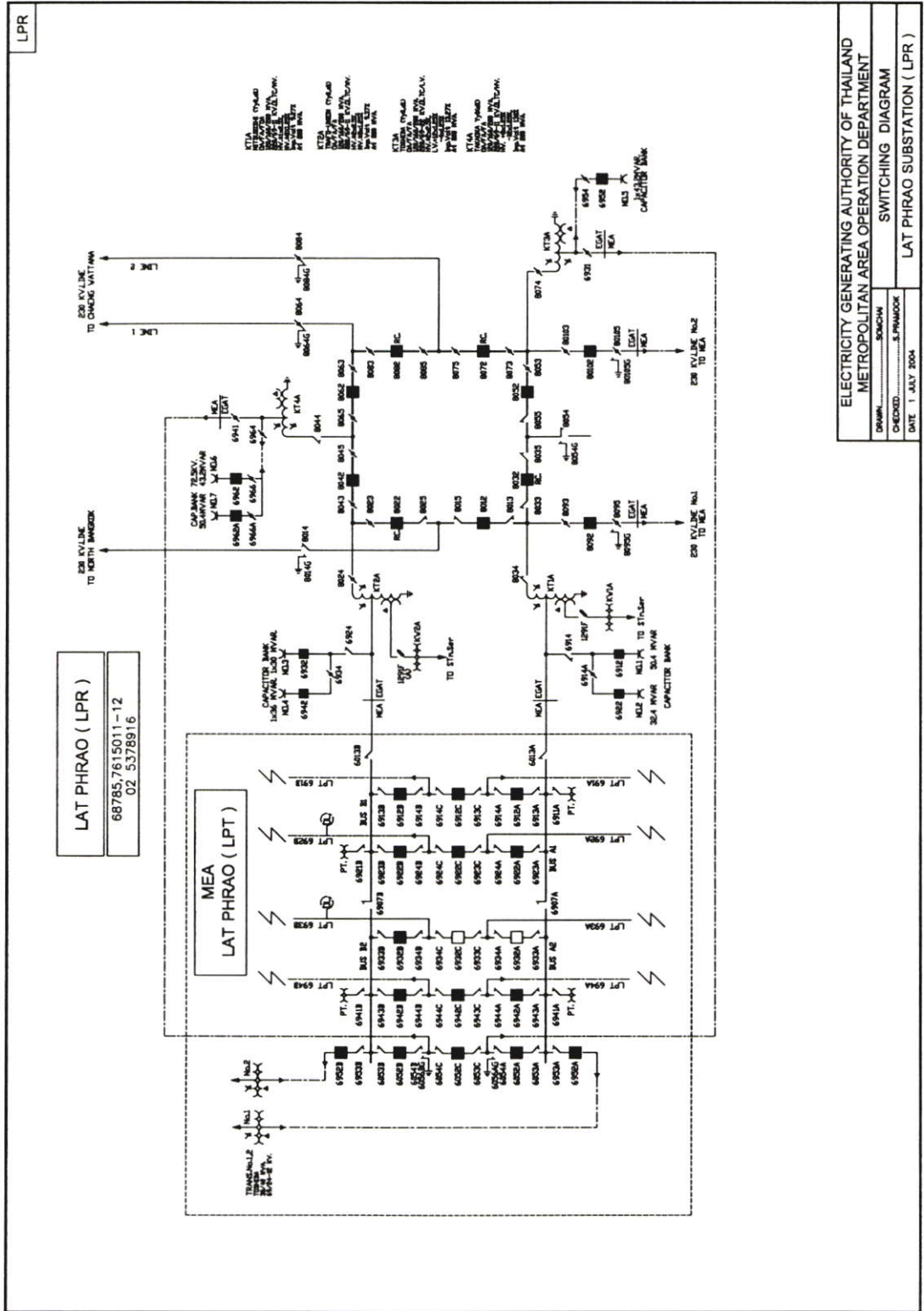
อุปกรณ์ไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูงแจ้งวัฒนะ มีระดับแรงดัน 2 ระดับ ได้แก่ 115 kV และ 230 kV ลักษณะลานไกไฟฟ้าเป็นทั้งหมดเป็นแบบ GIS. ติดตั้งอยู่ในอาคาร รูปที่ 6.7 แสดงแผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าแรงสูงแจ้งวัฒนะ มีรายละเอียดดังนี้

- การจัดบัสตามระดับแรงดัน
 - 230 kV GIS Type Switchyard Double Bus and Single Breaker with Transfer Bus
- สายส่งไฟฟ้ามีจำนวนทั้งหมด 6 วงจร
 - สายส่งไฟฟ้า 230 kV เป็นแบบสายเปลือยเดินในอากาศ ขนาด 4*1272 MCM ACSR จำนวน 6 วงจร (สายส่งไฟฟ้า 500 kV แต่จ่ายไฟด้วยระบบ 230 kV ชั่วคราว 2 วงจร)
- หม้อแปลง มีจำนวนทั้งหมด 3 ชุด
 - 230/115 kV 300 MVA Auto Transformer 3 ชุด (ปลด Cold Standby 1 ชุด)
- คาปาซิเตอร์แบบขนาน มีทั้งหมด 4 steps
 - 120 kV 48 Mvar 4 steps
- ขนาดเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามระดับแรงดัน
 - 245 kV 4,000 A 50 kA

6.1.5 สถานีไฟฟ้าแรงสูงลาดพร้าว (Lat Phrao ; LPR)

อุปกรณ์ไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูงลาดพร้าว มีระดับแรงดัน 2 ระดับ ได้แก่ 69 kV และ 230 kV ลักษณะลานไกไฟฟ้าทั้งหมดเป็นแบบอุปกรณ์ไฟฟ้าติดตั้งอยู่กลางแจ้ง รูปที่ 6.8 แสดงแผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าแรงสูงลาดพร้าว มีรายละเอียดดังนี้

- การจัดบัสตามระดับแรงดัน
 - 230 kV Conventional Type Switchyard Ring Bus



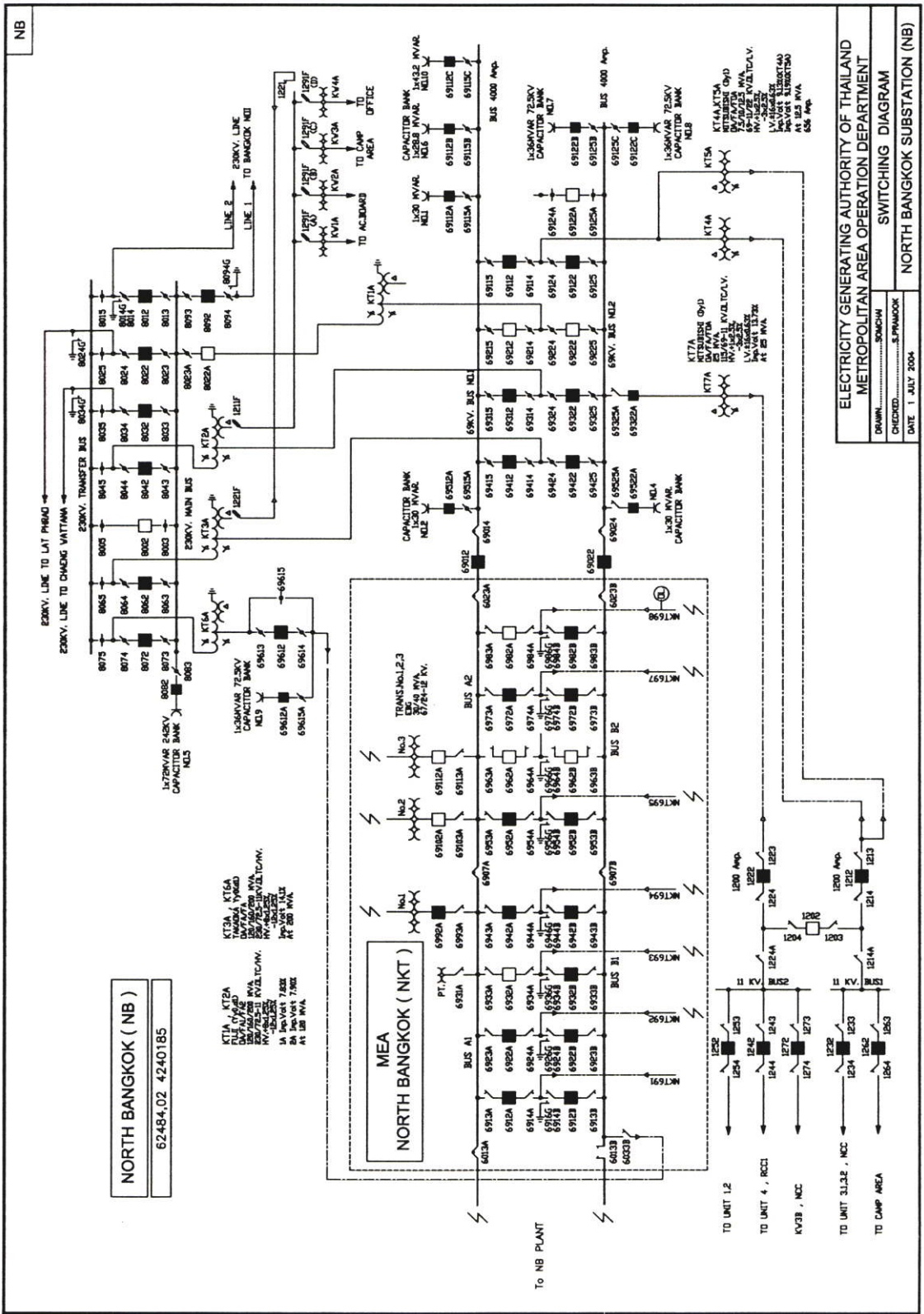
รูปที่ 6.8 แผนภาพเส้นเคเบิลสถานีไฟฟ้าแรงสูงลาดพร้าว

- สายส่งไฟฟ้ามีจำนวนทั้งหมด 8 วงจร
 - สายส่งไฟฟ้า 230 kV เป็นแบบสายเปลือยเดินในอากาศ ขนาด 4*1272 MCM ACSR มีจำนวนทั้งหมด 4 วงจร, ขนาด 2*1272 MCM ACSR จำนวน 2 วงจร และสายส่งไฟฟ้าใต้ดิน 230 kV เป็นแบบ Oil Filled ขนาด 2500 mm² จ่ายไฟให้สถานีต้นทางวิภาวดีของการไฟฟ้านครหลวงจำนวน 2 วงจร
- หม้อแปลง มีจำนวนทั้งหมด 4 ชุด
 - 230/69 kV 200 MVA Auto Transformer 4 ชุด
- คาปาซิเตอร์แบบขนาน มีทั้งหมด 7 steps
 - 72.5 kV 50.4 Mvar 2 steps, 72.5 kV 43.2 Mvar 2 steps, 72.5 kV 36 Mvar 1 step, 69 kV 32.4 Mvar 1 step และ 69 kV 30 Mvar 1 step
- ขนาดเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามระดับแรงดัน
 - 72.5 kV 2,500 A 40 kA
 - 230 kV 2,000 A 40 kA

6.1.6 สถานีไฟฟ้าแรงสูงพระนครเหนือ (North Bangkok ; NB)

อุปกรณ์ไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูงพระนครเหนือ มีระดับแรงดัน 2 ระดับ ได้แก่ 69 kV และ 230 kV ลักษณะลานไกไฟฟ้าทั้งหมดเป็นแบบอุปกรณ์ไฟฟ้าติดตั้งอยู่กลางแจ้ง รูปที่ 6.9 แสดงแผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าแรงสูงพระนครเหนือ โดยมีรายละเอียดดังนี้

- การจัดบัสตามระดับแรงดัน
 - 69 kV Conventional Type Switchyard มีลักษณะการจัดบัสเป็น 2 แบบคือ Double Bus Double Breaker และ Single Bus Single Breaker
 - 230 kV Conventional Type Switchyard Main and Transfer Bus
- สายส่งไฟฟ้ามีจำนวนทั้งหมด 4 วงจร
 - สายส่งไฟฟ้า 230 kV เป็นแบบสายเปลือยเดินในอากาศ ขนาด 4*1272 MCM ACSR จำนวน 2 วงจร และขนาด 2*1272 MCM ACSR จำนวน 2 วงจร
- หม้อแปลง มีจำนวนทั้งหมด 4 ชุด
 - 230/69 kV 200 MVA Auto Transformer 4 ชุด (ปลด Cold Standby 1 ชุด)
- คาปาซิเตอร์แบบขนาน มีทั้งหมด 9 steps
 - 72.5 kV 28.8 Mvar 1 step, 72.5 kV 30 Mvar 3 steps, 72.5 kV 36 Mvar 3 steps และ 72.5 kV 43.2 Mvar 1 step
 - 242 kV 72 Mvar 1 step



รูปที่ 6.9 แผนภาพเส้นเคเบิลของสถานีไฟฟ้าแรงสูงพระนครเหนือ

- ขนาดเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามระดับแรงดัน
 - 72.5 kV 2,000 A 40 kA และ 123 kV 4,000 A 40 kA (69 kV Breaker Bus Section)
 - 245 kV 2,000 A 40 kA

6.1.7 สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก (Nong Chok ; NCO)

อุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอกมีระดับแรงดัน 3 ระดับได้แก่ 115 kV, 230 kV และ 500 kV ทางด้าน 115 และ 230 kV เป็นลานไกไฟฟ้าที่มีลักษณะติดตั้งอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าอยู่กลางแจ้ง แต่สำหรับ 500 kV เป็นแบบ GIS. ติดตั้งในอาคาร รูปที่ 6.10 แสดงแผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก โดยมีรายละเอียดดังนี้

- การจัดบัสตามระดับแรงดัน
 - 115 kV Conventional Type Switchyard Single Bus Single Breaker
 - 230 kV Conventional Type Switchyard Breaker and a Half
 - 500 kV GIS Breaker and a Half
- สายส่งไฟฟ้ามีจำนวนทั้งหมด 11 วงจร
 - สายส่งไฟฟ้า 230 kV เป็นแบบสายเปลือยเดินในอากาศ ขนาด 2*1272 MCM ACSR มีจำนวน 4 วงจร และขนาด 4*1272 MCM ACSR จำนวน 2 วงจร(สายส่งไฟฟ้า 500 kV แต่จ่ายไฟด้วยระบบ 230 kV ชั่วคราว)
 - สายส่งไฟฟ้า 500 kV เป็นแบบสายเปลือยเดินในอากาศ ขนาด 4*1272 MCM ACSR มีจำนวน 4 วงจร, ขนาด 4*795 MCM ACSR จำนวน 1 วงจร
- หม้อแปลง (Transformer) มีหม้อแปลง 5 ชุด
 - 230/115 kV 200 MVA Auto Transformer 3 ชุด
 - 500/230 kV 3 x 200 MVA Auto Transformer 2 ชุด
- รีแอกเตอร์แบบขนาน (Shunt Reactor) : 72.5 Mvar 1 ชุด
- คาปาซิเตอร์แบบขนาน มีทั้งหมด 8 steps
 - 121 kV 48 Mvar 3 steps และ 120 kV 36 Mvar 2 steps
 - 230 kV 60 Mvar 3 steps
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine) 122 MW จำนวน 3 เครื่อง
- ขนาดเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามระดับแรงดัน
 - 123 kV 1,250 A 31.5 kA
 - 242 kV 2,000 A 50 kA
 - 525 kV 3,150 A 100 kA

6.1.8 สถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุช (On Nuch ; ON)

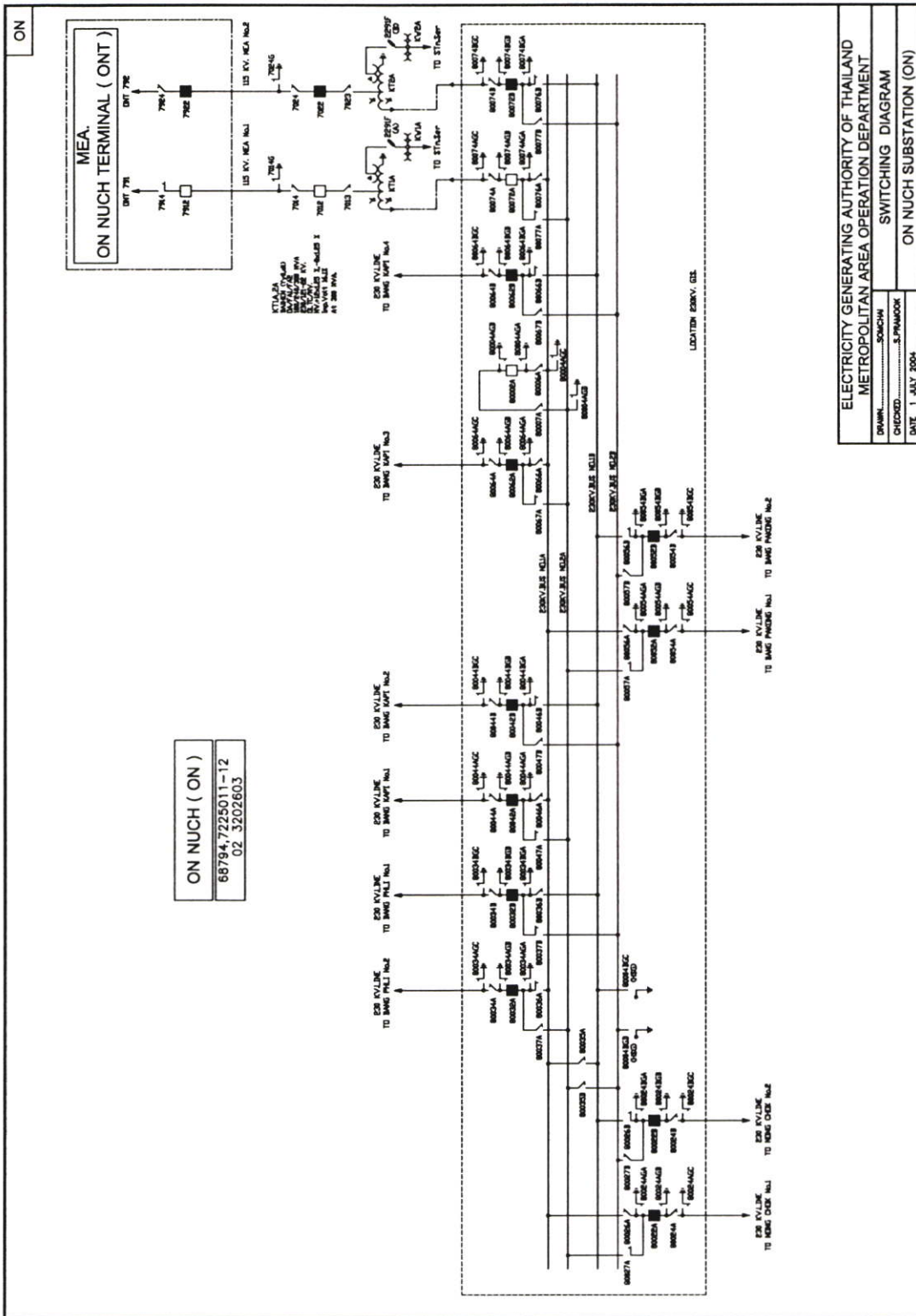
อุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุชมีระดับแรงดัน 2 ระดับคือ 115 kV เป็นลานไกไฟฟ้าที่มีลักษณะติดตั้งอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าอยู่กลางแจ้ง แต่สำหรับทางด้าน 230 kV เป็นแบบ GIS ติดตั้งอยู่ภายในอาคาร รูปที่ 6.11 แสดงแผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุช โดยมีรายละเอียดดังนี้

- การจัดบัสตามระดับแรงดัน
 - 115 kV Conventional Type Switchyard Single Bus Single Breaker
 - 230 kV GIS Double Bus Single Breaker
- สายส่งไฟฟ้ามีจำนวนทั้งหมด 10 วงจร
 - สายส่งไฟฟ้า 230 kV เป็นแบบสายเปลือยเดินในอากาศ ขนาด 2*1272 MCM ACSR มีจำนวน 6 วงจร, ขนาด 1*1272 MCM ACSR มีจำนวน 2 วงจร และขนาด 4*1272 MCM ACSR มีจำนวน 2 วงจร (สายส่ง 500 kV แต่จ่ายไฟด้วยระบบ 230 kV ชั่วคราว)
- หม้อแปลง มีจำนวนทั้งหมด 2 ชุด
 - 230/115 kV 300 MVA Auto Transformer 2 ชุด
- ขนาดเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามระดับแรงดัน
 - 115 kV 4,000 A 50 kA
 - 230 kV 4,000 A 50 kA

6.1.9 สถานีไฟฟ้าแรงสูงรัชดาภิเษก (Ratchadaphisek ; RPS)

อุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูงรัชดาภิเษกมีระดับแรงดัน 2 ระดับคือ 69 kV จ่ายไฟให้กับการไฟฟ้านครหลวงโดยตรง แต่สำหรับ 230 kV เป็นแบบ GIS ติดตั้งอยู่ภายในอาคาร รูปที่ 6.12 แสดงแผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าแรงสูงรัชดาภิเษก โดยมีรายละเอียดดังนี้

- การจัดบัสตามระดับแรงดัน
 - 230 kV GIS Double Bus Single Breaker
- สายส่งไฟฟ้ามีจำนวนทั้งหมด 4 วงจร
 - สายส่งไฟฟ้า 230 kV เป็นแบบสายเปลือยเดินในอากาศ ขนาด 2*1272 MCM ACSR มีจำนวน 4 วงจร
- หม้อแปลง มีจำนวนทั้งหมด 2 ชุด
 - 230/69 kV 300 MVA Auto Transformer 2 ชุด
- ขนาดเซอร์กิตเบรกเกอร์
 - 245 kV 4,000 A 50 kA



รูปที่ 6.11 แผนภาพเส้นเคเบิลสถานไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุช

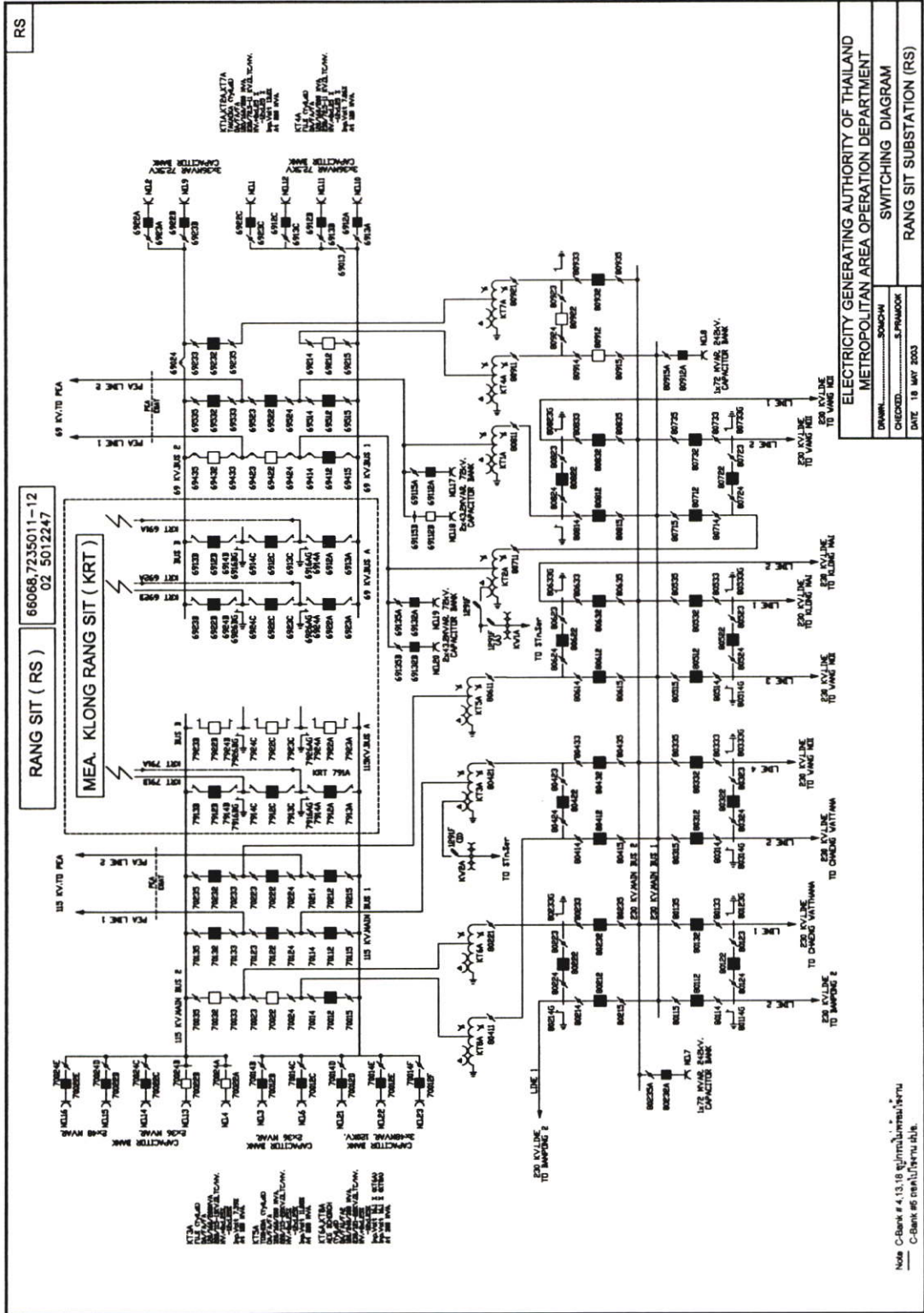
6.1.10 สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต (Rang Sit ; RS)

อุปกรณ์ไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต มีระดับแรงดัน 3 ระดับ ได้แก่ 69 kV, 115 kV และ 230 kV ลักษณะลานไกไฟฟ้าทั้งหมดเป็นแบบอุปกรณ์ไฟฟ้าติดตั้งอยู่กลางแจ้ง รูปที่ 6.13 แสดงแผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต โดยมีรายละเอียดดังนี้

- การจัดบัสตามระดับแรงดัน
 - 69 kV Conventional Type Switchyard Breaker and a Half
 - 115 kV Conventional Type Switchyard Breaker and a Half
 - 230 kV Conventional Type Switchyard Breaker and a Half
- สายส่งไฟฟ้ามีจำนวนทั้งหมด 10 วงจร
 - สายส่งไฟฟ้า 230 kV เป็นแบบสายเปลือยเดินในอากาศ ขนาด 2*1272 MCM ACSR มีจำนวน 6 วงจร, ขนาด 4*1272 MCM ACSR จำนวน 4 วงจร(สายส่ง 500 kV แต่จ่ายไฟด้วยระบบ 230 kV ชั่วคราว)
- หม้อแปลง มีจำนวนทั้งหมด 8 ชุด
 - 230/69 kV 200 MVA Auto Transformer 4 ชุด (ปลด Cold Standby 1 ชุด)
 - 230/115 kV Auto Transformer 200 MVA 2 ชุด และขนาด 300 MVA 2 ชุด (ปลด Cold Standby 1 ชุด)
- คาปาซิเตอร์แบบขนาน มีทั้งหมด 19 steps
 - 72 kV 43.2 Mvar 3 steps and 72.5 kV 36 Mvar 6 steps
 - 120 kV 48 Mvar 5 steps and 120 kV 36 Mvar 3 steps
 - 242 kV 72 Mvar 2 steps
- ขนาดเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามระดับแรงดัน
 - 69 kV 2,000 A 40 kA
 - 121 kV 2,000 A 31.5 kA
 - 242 kV 2,000 A 50 kA

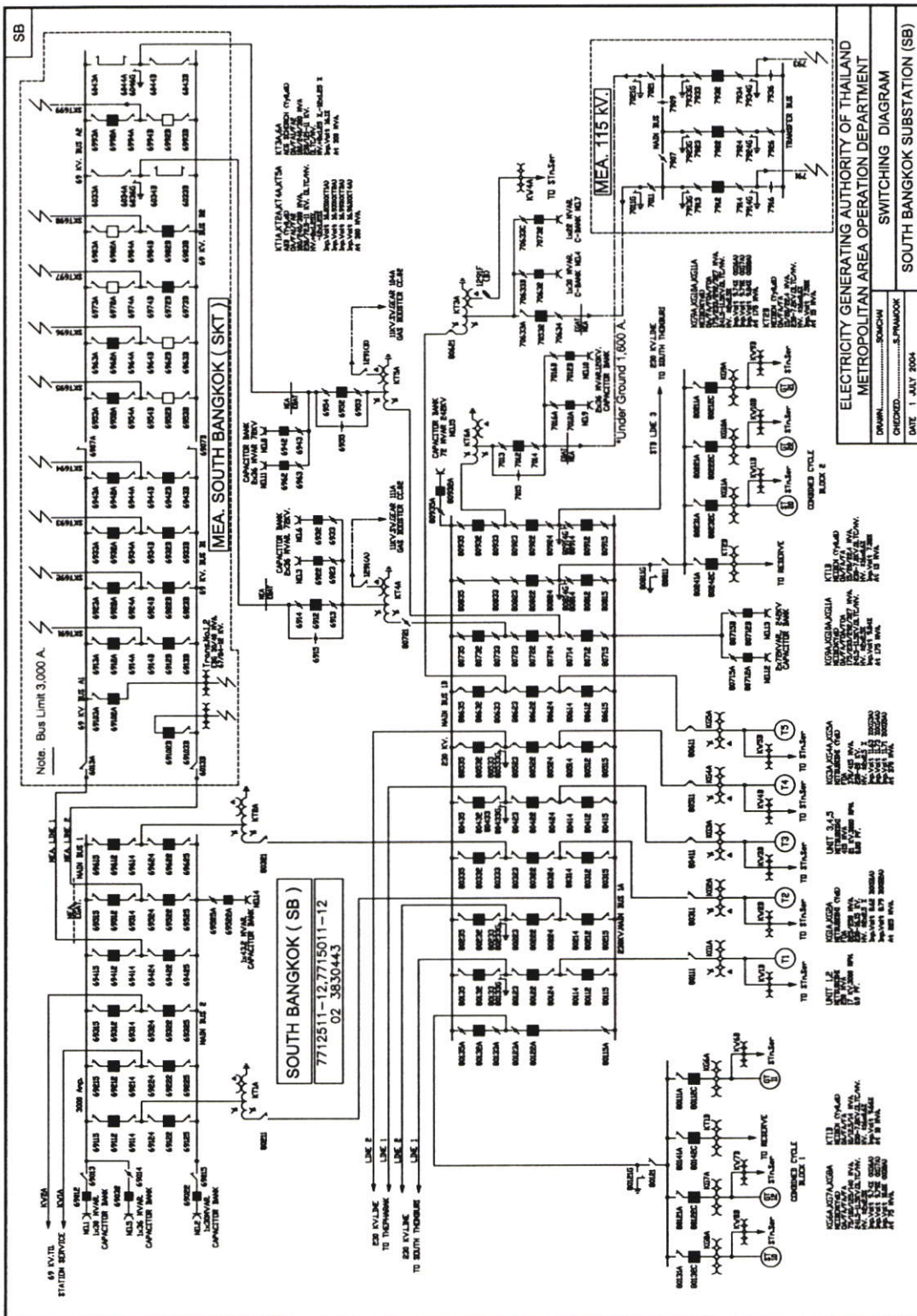
6.1.11 สถานีไฟฟ้าแรงสูงพระนครใต้ (South Bangkok ; SB)

อุปกรณ์ไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูงพระนครใต้ มีระดับแรงดัน 3 ระดับ ได้แก่ 69 kV, 115 kV และ 230 kV ลักษณะลานไกไฟฟ้าทั้งหมดเป็นแบบอุปกรณ์ไฟฟ้าติดตั้งอยู่กลางแจ้ง รูปที่ 6.14 แสดงแผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าแรงสูงพระนครใต้ โดยมีรายละเอียดดังนี้



รูปที่ 6.13 แผนภาพเส้นเคเบิลของสถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต

Note: C-Bank # 4, 13, 18 ถูกปรับใหม่ให้รวม
 C-Bank #6 เดิมให้รวมเข้าใหม่



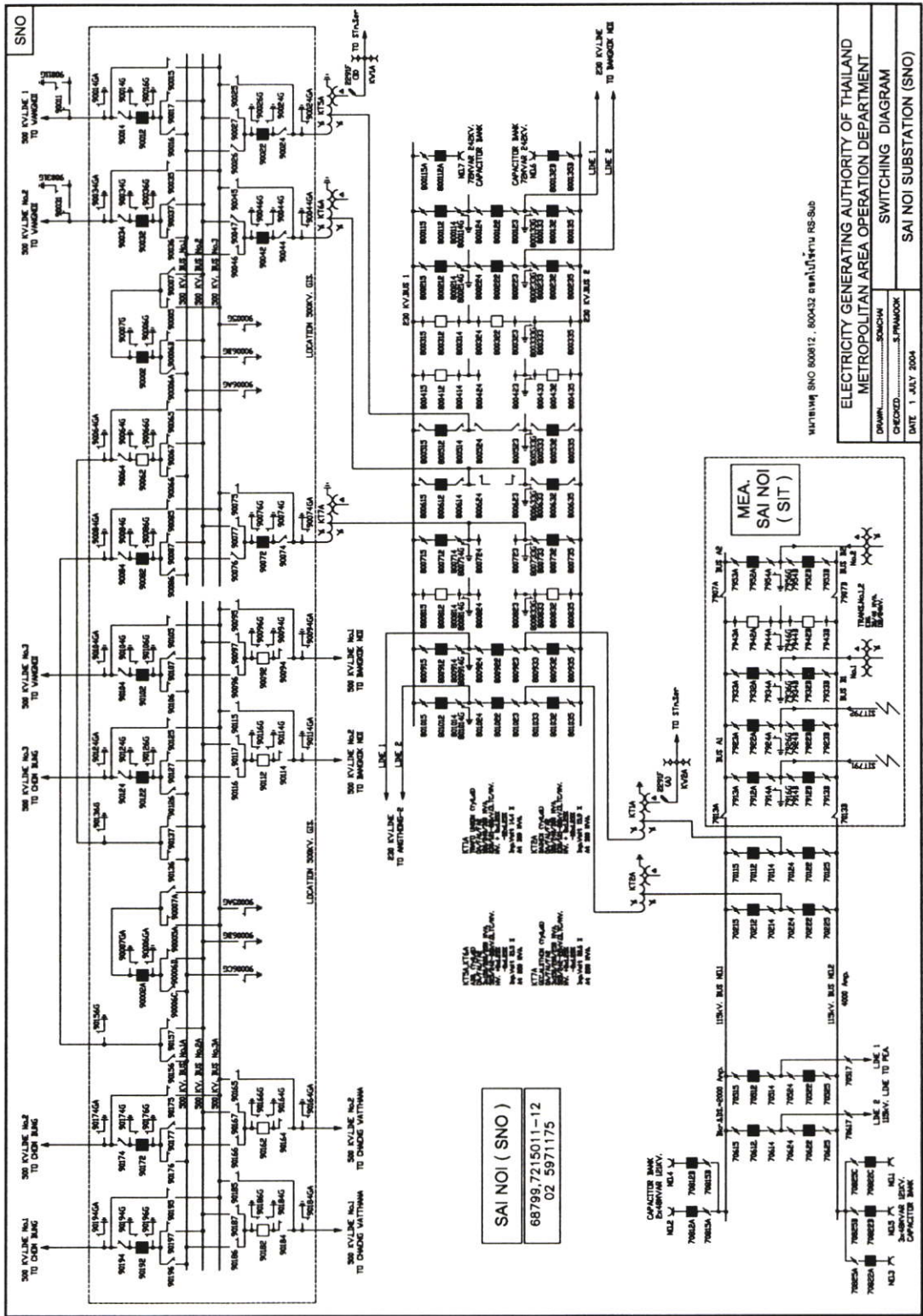
รูปที่ 6.14 แผนภาพเส้นเดี่ยวยวตถานีไฟฟ้าแรงสูงพระนครใต้

- การจัดบัสตามระดับแรงดัน
 - 69 kV Conventional Type Switchyard มีลักษณะการจัดบัสเป็น 2 แบบคือ Double Bus Double Breaker และ Single Bus Single Breaker
 - 115 kV Conventional Type Switchyard Single Bus Single Breaker
 - 230 kV Conventional Type Switchyard Breaker and a Half
- สายส่งไฟฟ้ามีจำนวนทั้งหมด 5 วงจร
 - สายส่งไฟฟ้า 230 kV เป็นแบบสายเปลือยเดินในอากาศ ขนาด 2*1272 MCM ACSR จำนวน 5 วงจร
- หม้อแปลง มีจำนวนทั้งหมด 6 ชุด
 - 230/69 kV 300 MVA Auto Transformer 4 ชุด
 - 230/115 kV Auto Transformer 300 MVA 2 ชุด
- คาปาซิเตอร์แบบขนาน มีทั้งหมด 14 steps
 - 72 kV 43.2 Mvar 1 step, 72 kV 36 Mvar 4 steps and 72.5 kV 30 Mvar 2 steps
 - 120 kV 36 Mvar 2 steps, 120 kV 30 Mvar 1 step and 120 kV 22 Mvar 1 step
 - 242 kV 72 Mvar 3 steps
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้า
 - พลังความร้อน 310 MW 3 units and 200 MW 2 units
 - พลังความร้อนร่วม 623 MW 1 set and 335 MW 1 set
- ขนาดเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามระดับแรงดัน
 - 72.5 kV 3,000 A 40 kA
 - 123 kV 1,250 A 31.5 kA
 - 242 kV 3,000 A 50 kA

6.1.12 สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย (Sai Noi ; SNO)

อุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อยมีระดับแรงดัน 3 ระดับ ได้แก่ 115 kV, 230 kV และ 500 kV 115 และ 230 kV มีลักษณะลานไกไฟฟ้าเป็นแบบอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าติดตั้งอยู่กลางแจ้ง แต่สำหรับ 500 kV เป็นแบบ GIS ติดตั้งอยู่ภายในอาคาร รูปที่ 6.15 แสดงแผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย โดยมีรายละเอียดของอุปกรณ์ดังนี้

- การจัดบัสตามระดับแรงดัน ได้แก่
 - 115 kV Conventional Type Switchyard Double Bus Double Breaker
 - 230 kV Conventional Type Switchyard Breaker and a Half



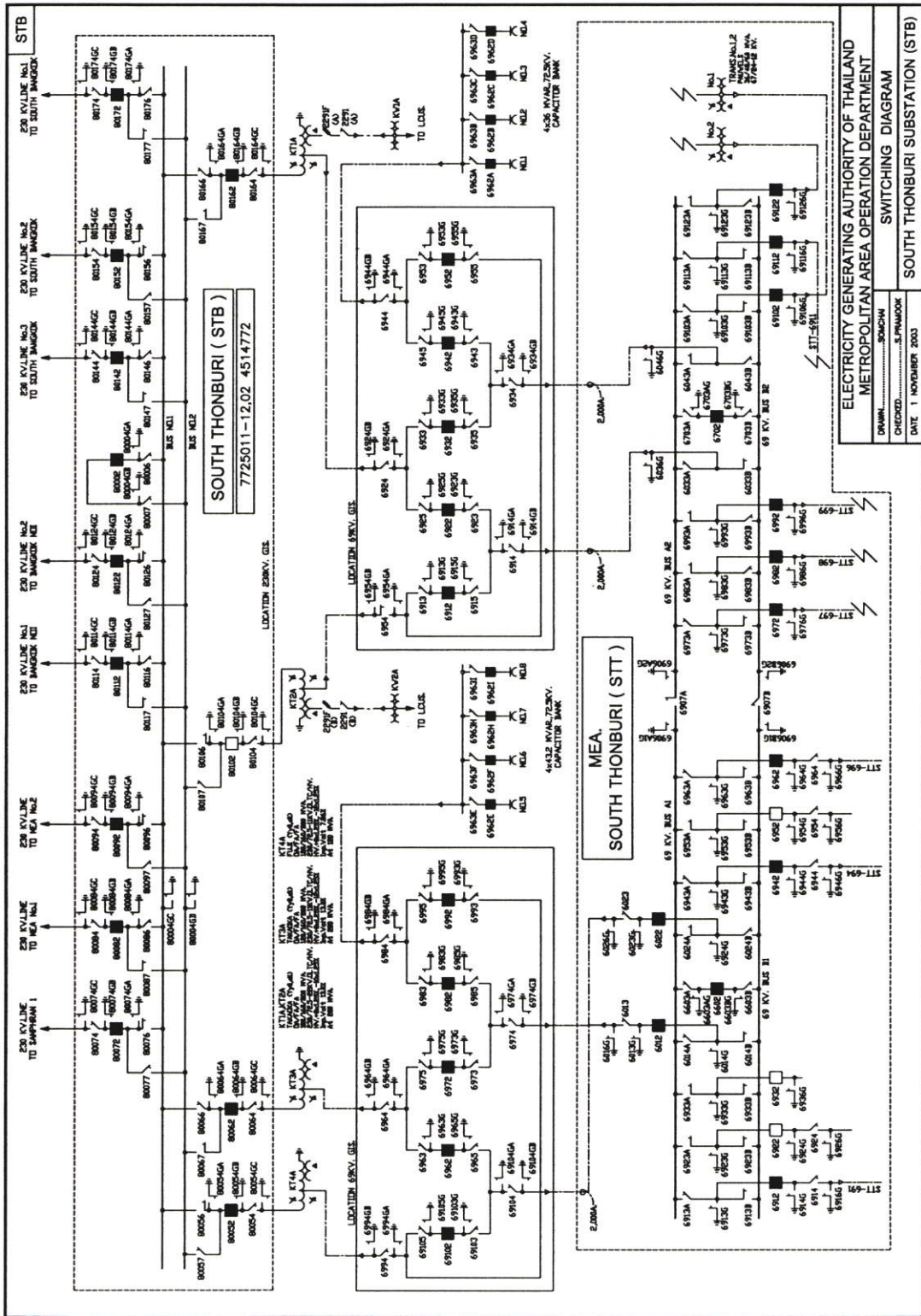
รูปที่ 6.15 แผนภาพเส้นเคเบิลสถานไฟฟ้าแรงสูงโทรนอย

- 500 kV GIS Double Bus Single Breaker with Transfer Bus
- สายส่งไฟฟ้ามีจำนวนทั้งหมด 14 วงจร ดังนี้
 - สายส่งไฟฟ้า 230 kV เป็นแบบสายเปลือยเดินในอากาศ ขนาด 2*1272 MCM ACSR มีจำนวน 2 วงจร และขนาด 4*1272 MCM ACSR จำนวน 6 วงจร(สายส่งไฟฟ้า 500 kV แต่จ่ายไฟด้วยระบบ 230 kV ขั้วคราว 4 วงจร)
 - สายส่งไฟฟ้า 500 kV เป็นแบบสายเปลือยเดินในอากาศ ขนาด 4*1272 MCM ACSR จำนวน 4 วงจร และขนาด 4*795 MCM ACSR จำนวน 2 วงจร
- หม้อแปลง มีจำนวน 5 ชุด
 - 230/115 kV 300 MVA Auto Transformer 2 ชุด
 - 500/230 kV 3 x 250 MVA Auto Transformer 3 ชุด
- คาปาซิเตอร์แบบขนาน ทั้งหมด 7 steps
 - 121 kV 48 Mvar 5 steps
 - 242 kV 72 Mvar 2 steps
- ขนาดเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามระดับแรงดัน
 - 145 kV 3,150 A 40 kA
 - 245 kV 3,150 A 50 kA
 - 550 kV 3,000 A 40 kA

6.1.13 สถานีไฟฟ้าแรงสูงธนบุรีใต้ (South Thonburi ; STB)

อุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูงธนบุรีใต้มีระดับแรงดัน 2 ระดับ ได้แก่ 69 kV และ 230 kV ซึ่งลักษณะสถานไกไฟฟ้าทางด้าน 69 kV และ 230 kV เป็นแบบ GIS ติดตั้งอยู่ภายในอาคาร รูปที่ 6.16 แสดงแผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าแรงสูงธนบุรีใต้ โดยมีรายละเอียดของอุปกรณ์ดังนี้

- การจัดบัสตามระดับแรงดัน ได้แก่
 - 69 kV GIS Ring Bus
 - 230 kV GIS Double Bus Single Breaker
- สายส่งไฟฟ้ามีจำนวนทั้งหมด 8 วงจร ดังนี้
 - สายส่งไฟฟ้า 230 kV เป็นแบบสายเปลือยเดินในอากาศ ขนาด 2*1272 MCM ACSR จำนวน 6 วงจร และสายส่งไฟฟ้าใต้ดิน 230 kV เป็นแบบ Oil Filled ขนาด 2*2500 mm² จ่ายไฟให้กับสถานีต้นทางถนนตกของการไฟฟ้านครหลวง จำนวน 2 วงจร



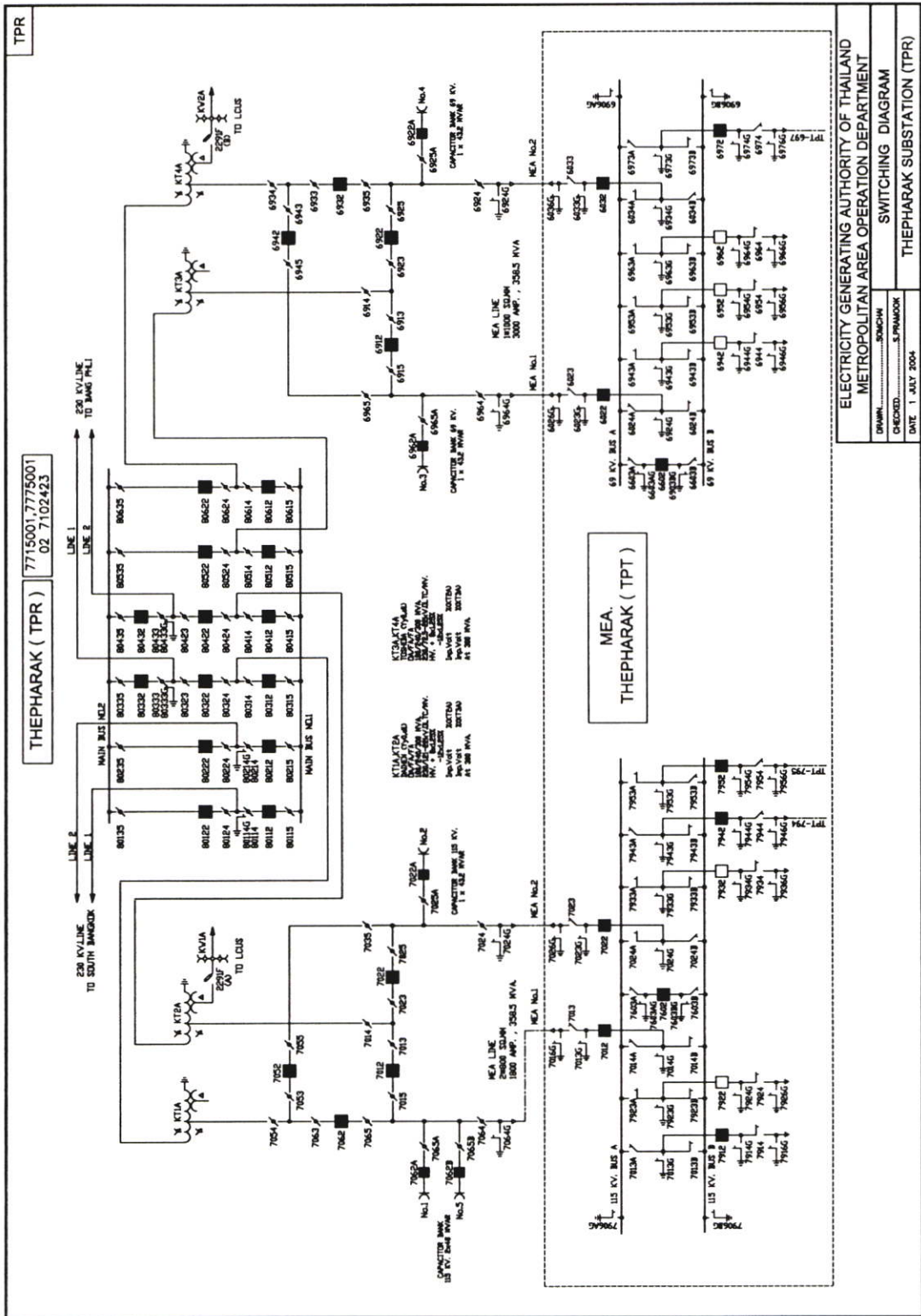
รูปที่ 6.16 แผนภาพเดินเคเบิลสถานี่ไฟฟ้าแรงสูงธนบุรีใต้

- หม้อแปลง มีจำนวน 4 ชุด
 - 230/69 kV 200 MVA Auto Transformer 4 ชุด
- คาปาซิเตอร์แบบขนาน มีทั้งหมด 8 steps
 - 72.5 kV 43.2 Mvar 4 steps and 72.5 kV 36 Mvar 4 steps
- ขนาดเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามระดับแรงดัน
 - 72.5 kV 2,000 A 40 kA
 - 230 kV 2,000 A 50 kA

6.1.14 สถานีไฟฟ้าแรงสูงเทพารักษ์ (Thepharak ; TPR)

อุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูงเทพารักษ์มีระดับแรงดัน 3 ระดับ ได้แก่ 69 kV, 115 kV และ 230 kV ซึ่งลักษณะของลานไกไฟฟ้าทั้งหมดเป็นแบบอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าติดตั้งอยู่กลางแจ้ง รูปที่ 6.17 แสดงแผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าแรงสูงเทพารักษ์ มีรายละเอียดของอุปกรณ์ดังนี้

- การจัดบัสตามระดับแรงดัน ได้แก่
 - 69 kV Conventional Type Switchyard Ring Bus
 - 115 kV Conventional Type Switchyard Ring Bus
 - 230 kV Conventional Type Switchyard Breaker and a Half
- สายส่งไฟฟ้ามีจำนวนทั้งหมด 4 วงจร ดังนี้
 - สายส่งไฟฟ้า 230 kV เป็นแบบสายเปลือยเดินในอากาศ ขนาด 2*1272 MCM ACSR มีจำนวน 4 วงจร
- หม้อแปลง มีจำนวน 4 ชุด
 - 230/69 kV 300 MVA Auto Transformer 2 ชุด
 - 230/115 kV 300 MVA Auto Transformer 2 ชุด
- คาปาซิเตอร์แบบขนาน มีทั้งหมด 5 steps
 - 69 kV 43.2 Mvar 2 steps
 - 115 kV 48 Mvar 2 steps and 43.2 Mvar 1 step
- ขนาดเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามระดับแรงดัน
 - 72.5 kV 3,000 A 40 kA
 - 123 kV 1,250 A 31.5 kA
 - 242 kV 3,000 A 50 kA



ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND	
METROPOLITAN AREA OPERATION DEPARTMENT	
SWITCHING DIAGRAM	
DRAWN:.....SOMCHAI	CHECKED:.....S.PHANOOK
DATE: 1 JULY 2004	
THEPHARAK SUBSTATION (TPR)	

รูปที่ 6.17 แผนภาพเส้นเคเบิลของสถานี่ไฟฟ้าแรงสูงเทพารักษ์

6.2 สภาพระบบก่อนทำการศึกษา

สภาพระบบทั่วไปรอบเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล ปี 2545 ก่อนที่จะทำการศึกษา ดังแสดงในรูปที่ 6.18 ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

1. ปลดหม้อแปลงเชื่อมโยง (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย 1 ชุด และปลดสายส่ง 230 kV สูงรังสิต-วังน้อย 1 วงจร เพื่อลด Fault Level ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย
2. ปลดสายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-ลาดพร้าว 1 วงจร เนื่องจากระบบป้องกันหลัก (Primary or Pilot Protection) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงลาดพร้าวเสีย และสายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-ลาดพร้าวที่เหลือ 2 วงจร สามารถรองรับ N-1 ได้
3. ปลดสายส่ง 230 kV ลาดพร้าว-รัชดาภิเษก 2 วงจร เนื่องจากไม่มี Bay รองรับ และถ้าหากทำการสร้าง Bay เพิ่มเติมเพื่อรองรับ จะมีผลทำให้ Fault Level ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงลาดพร้าวมีค่าเกินพิกัดกระแสฟลลท์ของอุปกรณ์
4. แยก(Split) 230 kV Bus ที่อ่อนนุช เพื่อลด Fault Level ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุช
5. แยก 230 kV Bus ที่หนองจอก เพื่อลด Fault Level ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก
6. ปลดสายส่ง 500 kV หนองจอก-วังน้อย 1 วงจร เพื่อลดระดับแรงดันของระบบหลัก
7. Break Loop สายส่ง 115 kV สามพราน 1-สามพราน 2 ลดการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ผ่านหม้อแปลงเชื่อมโยง(Tie Transformer 230/115 kV 3*200 MVA) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงบ้านโป่ง 2 เพื่อให้หม้อแปลงสามารถรองรับ N-1 ได้

6.3 แผนระยะยาวของการขยายและปรับปรุงระบบไฟฟ้า

ในการวางแผนระบบไฟฟ้าระยะสั้น จะต้องทำการศึกษาระบบไฟฟ้าจาก Base Case และสภาพระบบโดยทั่วไป รวมทั้งศึกษาผลกระทบของแผนระยะยาวที่ชะลอการนำเข้าใช้งานเพื่อหาแนวทางแก้ไขให้อยู่ในระดับที่ยอมรับได้ ซึ่งแผนระยะยาวตั้งแต่ ปี 2545 ถึงปี 2547 มีดังนี้

6.3.1 แผนระยะยาว ปี 2545

- นำสถานีไฟฟ้าแรงสูงปลวกแดงเข้าจ่ายไฟครั้งแรก
- ตัดสายส่ง 500 kV จอมบึง-วังน้อย วงจร 2 ลงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย
- นำสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง2-ไทรน้อย ทั้ง 2 วงจร เข้าจ่ายไฟครั้งแรก

6.3.2 แผนระยะยาว ปี 2546

- นำโรงไฟฟ้าของผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ บริษัท Eastern Power & Electric Co.,Ltd. (EPEC) ขนาด 350 MW เข้าจ่ายไฟครั้งแรก
- แยก 230 kV Bus ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย เพื่อลด Fault Level

- ยกเลิกการใช้งานสายส่ง 230 kV บางปะกง-หนองจอก ทั้ง 2 วงจร โดยสร้างสายส่ง 230 kV ชั่วคราว(Detour Line) บางปะกง-หนองจอก 2 วงจร ใช้งานแทนชั่วคราว(แผนรองรับสนามบินสุวรรณภูมิ)

6.3.3 แผนระยะยาว ปี 2547

- นำสายส่ง 230 kV บางปะกง-หนองจอก 4 วงจร เข้าใช้งานครั้งแรก โดยยกเลิกการใช้งานสายส่ง 230 kV บางปะกง-อ่อนนุช ทั้ง 2 วงจร พร้อมทั้งยกเลิกการใช้งานสายส่ง 230 kV ชั่วคราว บางปะกง-หนองจอก ทั้ง 2 วงจร (แผนรองรับสนามบินสุวรรณภูมิ)

บทที่ 7

ผลการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า

บทนี้เป็นกรนำเสนอผลการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม PSS/E เพื่อใช้วางแผนระยะสั้นในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลตั้งแต่ปี 2545 ถึงปี 2547 สำหรับใช้เป็นแนวทางปฏิบัติในการควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าเขตนครหลวง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยทำการศึกษาสภาพระบบจาก Base Case (สภาพระบบไฟฟ้าก่อนที่จะเกิด Contingency) และศึกษาผลกระทบของแผนระยะยาวที่ชลอนำเข้าใช้งานเนื่องจากเกิดวิกฤติทางเศรษฐกิจ เพื่อศึกษาแนวทางที่เหมาะสมทั้งในด้านความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความเป็นไปได้ในทางปฏิบัติ มีค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด สอดคล้องกับแผนระยะยาว พร้อมทั้งเตรียมมาตรการป้องกันและปรับปรุงเพื่อบรรเทาผลกระทบกระทบให้อยู่ในระดับที่ยอมรับได้ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

7.1 ผลการศึกษาระบบไฟฟ้าปี 2545

7.1.1 พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าปี 2545

พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าปี 2545 ทั้งระบบสูงสุด 16,660.9 MW ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลสูงสุด 7,162.8 MW และคาดการณ์แผนการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าในส่วนที่เกี่ยวข้องมีดังนี้

- โรงไฟฟ้าพระนครใต้ จ่ายโหลดรวม	1,063.6 MW
- โรงไฟฟ้าวังน้อย จ่ายโหลดรวม	1,483.7 MW
- โรงไฟฟ้าทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือ จ่ายโหลดรวม	5,136.0 MW
- โรงไฟฟ้าทางภาคตะวันตก จ่ายโหลดรวม	3,886.8 MW
- โรงไฟฟ้าทางภาคเหนือ จ่ายโหลดรวม	3,102.3 MW
- บริษัทสมุทราการโคเจน จ่ายโหลด	89.8 MW

7.1.2 ผลการศึกษาจาก Base Case ปี 2545

ผลการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลจาก Base Case ปี 2545(รูปที่ ข.1) ในสภาวะปกติสภาพแรงดันอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน อุปกรณ์ในระบบไม่มีการจ่ายโหลดเกินพิกัด ค่าความสูญเสียทั้งระบบ 386.4 MW (2.3 เปอร์เซ็นต์ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด) รูปที่ 7.1 แสดงตัวอย่างผลของการศึกษากระแสฟลอร์ทแบบ 3 เฟสที่บัส 230 kV ของสถานีไฟฟ้าแรงสูงพระนครเหนือ ซึ่งจากผลการศึกษาพบว่าระดับกระแสฟลอร์ทของทุกสถานีไฟฟ้าแรงสูงอยู่ในพิกัดของอุปกรณ์(Interrupting Capacity) ดังตารางที่ ข.1 และผลการศึกษา Contingency ที่สำคัญจาก Base Case แสดงได้ดังตารางที่ 7.1

PSS/E - Reports									
File Edit Help									
. PSS/E SHORT CIRCUIT OUTPUT					THU, OCT 21 2004 10:55		. HOME BUS IS: .		
. DAY LOAD FOR 2002 : SYSTEM REQUIREMENT 16,660.9 MW							. 1801 .		
. BASE CASE							. [NB 230] .		
. *** FAULTED BUS IS : 1801 [NB 230] ***							. 0 LEVELS AWAY.		
AT BUS 1801 [NB 230] AREA 1 (KV L-G) V+ : / 0.000/ 0.00									
THEV. R, X, X/R: POSITIVE 0.00180 0.00664 3.680									
T H R E E H A S E F A U L T									
-----	FROM	-----	AREA	CKT	I/Z	/I+/ AN(I+)	/2+/ AN(2+)	APP	X/R
101	[069NB1	69.0]	1	01	AMP/OHM	0.0	0.00	0.00	0.000
102	[069NB2	69.0]	1	02	AMP/OHM	0.0	0.00	0.00	0.000
103	[069NB3	69.0]	1	03	AMP/OHM	0.0	0.00	0.00	0.000
1802	[LPR	230]	1	41	AMP/OHM	9394.7	-97.23	1.59	86.77 17.705
1807	[BN	230]	1	01	AMP/OHM	8635.3	-99.91	5.05	84.53 10.438
1807	[BN	230]	1	02	AMP/OHM	8635.3	-99.91	5.05	84.53 10.438
1835	[CHW	230]	1	41	AMP/OHM	9702.2	-96.66	2.62	86.65 17.068
					TO SHUNT (AMPS)	0.0	0.00		
TOTAL FAULT CURRENT (AMPS)						36355.2	-98.35		

รูปที่ 7.1 วินโดผลการศึกษาระแสฟอลท์แบบ 3 เฟส

ตารางที่ 7.1 ผลการศึกษา Contingency จาก Base Case ปี 2545

รูปที่	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น	ผลกระทบที่เกิดขึ้น	แนวทางแก้ไข
-	สายส่ง 230 kV BPL-ON(2) Trip	- สายส่ง BPL-ON(1) จ่ายโหลด 99.6 %	-
ข.2	สายส่ง 230 kV BPL-ON(1) Trip	- สายส่ง BPL-ON(2) จ่ายโหลด 100.8 %	- ถ้าเป็นฟอลท์แบบถาวร ให้ ปลดสายส่ง BPL-ON(2) ออกจากระบบ ดังรูปที่ ข.3
ข.3	N-2 สายส่ง 230 kV BPL-ON	- ไม่มีอุปกรณ์ใดในระบบ จ่ายโหลดเกินพิกัด - ระดับแรงดันอยู่ใน เกณฑ์ที่กำหนด	-
-	สายส่ง 230 kV BPL-BPK Trip 1 วงจร	- สายส่ง BPL-BPK วงจร ที่เหลือจ่ายโหลด 72.8%	-
-	สายส่ง 230 kV ON(1)-NCO(B) Trip	- สายส่ง ON(2)-NCO(A) จ่ายโหลด 82.2 %	-
-	สายส่ง 230 kV ON(2)-NCO(A) Trip	- สายส่ง ON(1)-NCO(B) จ่ายโหลด 76.5 %	-

ตารางที่ 7.1 (ต่อ)

รูปที่	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น	ผลกระทบที่เกิดขึ้น	แนวทางแก้ไข
ข.4	N-1 หม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย	- หม้อแปลง Tie ชุดที่ เหลือจ่ายโหลด 117.0%	- นำหม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อยที่ปลด Standby เข้าจ่ายไฟ ดังรูปที่ ข.5 - วางแผนการย้ายโหลดไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงข้างเคียง - วางแผนการเดินเครื่องให้เหมาะสมกับสภาพระบบ
ข.5	นำหม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย ที่ปลด Standby เข้าจ่ายไฟ	- ลดโหลดหม้อแปลง Tie ที่ไทรน้อย จาก 117.0% เหลือ 112.4%	-
-	สายส่ง 230 kV BN-SNO Trip 1 วงจร	- สายส่ง BN-SNO วงจรที่ เหลือจ่ายโหลด 76.2 %	-
ข.6	สายส่ง 230 kV CHW-RS Trip 1 วงจร	- สายส่ง CHW-RS วงจรที่ เหลือจ่ายโหลด 122.9 %	- วางแผนการเดินเครื่องให้เหมาะสมกับสภาพระบบ - วางแผนการย้ายโหลดไปยังสถานีไฟฟ้าข้างเคียง - เชื่อมต่อสายส่ง 230 kV CHW-LPR กับ LPR-RPS เป็นสายส่ง 230 kV CHW-RPS - เปลี่ยนอุปกรณ์ Bay สายส่ง 230 kV CHW-RS ทั้ง 2 วงจรที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิตจาก 2,000 A 50 kA เป็น 4,000 A. 50 kA

จากตารางที่ 7.1 เมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่ง 230 kV บางพลี-อ่อนนุช(1) Trip จะมีผลทำให้สายส่ง 230 kV บางพลี-อ่อนนุช(2) จ่ายโหลด 100.8 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด แนวทางแก้ไขคือถ้าไม่สามารถนำสายส่ง 230 kV บางพลี-อ่อนนุช(1) เข้าจ่ายได้ เนื่องจากเป็นฟอลท์แบบถาวรหรืออุปกรณ์ชำรุดใช้งานไม่ได้ ให้ทำการ Break Loop โดยการปลดสายส่ง บางพลี-อ่อนนุช(2) ผลที่ได้คือไม่มีอุปกรณ์ใดในระบบจ่ายโหลดเกินพิกัด และระดับแรงดันอยู่ในเกณฑ์ปกติ

ส่วนในกรณีที่เกิดเหตุการณ์หม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย Trip 1 ชุด แล้วมีผลทำให้หม้อแปลง Tie ชุดที่เหลือจ่ายโหลดเกินพิกัด แนวทางการแก้ไขโดยการนำหม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อยที่ปลด Standby เข้าจ่ายไฟ ซึ่งสามารถลดการจ่ายโหลดของหม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย จาก 117.0 เปอร์เซ็นต์ เหลือ 112.4 เปอร์เซ็นต์ และวางแผนการย้ายโหลดจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงลาดพร้าวไปรัชดาภิเษก 100 MW จากธนบุรีได้ไปบางกะปิ 70 MW และจากไทรน้อยไปรังสิต 40 MW พร้อมทั้งวางแผนการเดินเครื่องเพิ่มกำลังผลิตโรงไฟฟ้าพระนครใต้จาก 1,063.6 MW เป็น 1,300 MW โดยปลดกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าทางภาคตะวันตกซึ่งจะมีผลทำให้หม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อยจ่ายโหลดลง จาก 112.4 เปอร์เซ็นต์ เหลือ 97.2 เปอร์เซ็นต์ และจากผลการศึกษาพบว่าสามารถที่จะขนานเครื่องกำเนิดของโรงไฟฟ้าพระนครใต้ได้สูงสุดจำนวน 8 เครื่อง เนื่องจากถ้าขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าระบบตั้งแต่ 9 เครื่องขึ้นไป ระดับกระแสฟอลท์ที่บัส 230 kV ของสถานีไฟฟ้าแรงสูงพระนครใต้จะมีค่าเกินขีดจำกัดของอุปกรณ์ที่ 50 kA ซึ่งจะต้องหามาตรการรองรับเพิ่มเติม

7.1.3 ผลการศึกษาการเชื่อมต่อสายส่งไฟฟ้า 230 kV CHW-LPR กับ LPR-RPS

จากตารางที่ 7.1 เมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-รังสิต Trip 1 วงจร แล้วมีผลทำให้สายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-รังสิต วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 112.9 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด แนวทางการแก้ไขระยะสั้นคือคือวางแผนการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าให้เหมาะสมกับสภาพระบบ วางแผนการย้ายโหลดไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงข้างเคียง และการเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-ลาดพร้าว กับ ลาดพร้าว-รัชดาภิเษก เป็นสายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-รัชดาภิเษก 1 วงจร ดังรูปที่ ข.7 ส่วนวิธีการแก้ไขปัญหาระยะยาวคือการเปลี่ยนอุปกรณ์ของ Bay สายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-รังสิต ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต ทั้ง 2 วงจร จากขนาด 2,000 A. 50 kA เป็นขนาด 4,000 A. 50 kA(ใช้เวลาดำเนินการจากต่างประเทศประมาณ 1 ปี) ส่วนอุปกรณ์ Bay 230 kV ทางด้านสถานีไฟฟ้าแรงสูงแจ่งวัฒนะเป็นแบบ GIS ได้ออกแบบติดตั้งอุปกรณ์ขนาด 4,000 A 50 kA ไว้เรียบร้อยแล้ว

ผลการศึกษาการเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-ลาดพร้าว กับ ลาดพร้าว-รัชดาภิเษก เป็นสายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-รัชดาภิเษก พบว่าสภาพ Voltage Profile ของระบบดีขึ้น ค่าความสูญเสียทั้งระบบลดลง 0.79 MW และสามารถลดการจ่ายโหลดของสายส่ง แจ่งวัฒนะ-รังสิต คือเมื่อสายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-รังสิต Trip 1 วงจร จะมีผลทำให้สายส่งวงจรที่เหลือจ่ายโหลด 110.4 เปอร์เซ็นต์(จากเดิม 122.9 เปอร์เซ็นต์) ดังรูปที่ ข.8 รวมทั้งสามารถลดการจ่ายโหลดของหม้อแปลง Tie(500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย กล่าวคือเมื่อเกิด N-1 หม้อแปลง Tie หม้อแปลงชุดที่เหลือจะจ่ายโหลด 114.9 เปอร์เซ็นต์(จากเดิม 117.0 เปอร์เซ็นต์) ส่วนข้อเสียคือระดับกระแสฟอลท์ในระบบเพิ่มสูงขึ้น แต่ยังไม่เกินพิกัดของอุปกรณ์ดังตารางที่ ข.2 และสามารถ

สรุปผลการศึกษา Contingency เมื่อเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV แจ็งวัฒนะ-ลาดพร้าว กับ ลาดพร้าว-รัชดาภิเษก เป็นสายส่ง 230 kV แจ็งวัฒนะ-รัชดาภิเษก 1 วงจร ได้ดังตารางที่ 7.2

ตารางที่ 7.2 ผลการศึกษา Contingency การเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV CHW-LPR กับ LPR-RPS

รูปที่	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น	ผลกระทบที่เกิดขึ้น	แนวทางแก้ไข
ข.8	สายส่ง 230 kV CHW-RS Trip 1 วงจร	- สายส่ง CHW-RS วงจรที่เหลือน้อยเหลือ 110.4 %	- วางแผนการเดินเครื่องให้เหมาะสมกับสภาพระบบ - วางแผนการย้ายโหลดไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงข้างเคียง - เปลี่ยนอุปกรณ์ Bay สายส่ง CHW-RS ทั้ง 2 วงจร ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิตจาก 2,000 A 50 kA เป็น 4,000 A. 50 kA
-	N-1 หม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย	- หม้อแปลง Tie ชุดที่เหลือน้อยเหลือ 114.9%	- นำหม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อยที่ปลด Standby เข้าจ่ายไฟ - วางแผนการย้ายโหลดไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงข้างเคียง - วางแผนการเดินเครื่องให้เหมาะสมกับสภาพระบบ
-	นำหม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย ที่ปลด Standby เข้าจ่ายไฟ	- ลดโหลดหม้อแปลง Tie ที่ไทรน้อย จาก 114.9 % เหลือ 110.9 %	-
-	สายส่ง 230 kV BN-SNO Trip 1 วงจร	- สายส่ง BN-SNO วงจรที่เหลือน้อยเหลือ 76.9 %	-
-	สายส่ง 230 kV BPL-ON(2) Trip	- สายส่ง BPL-ON(1) จ่ายโหลด 75.9 %	-
-	สายส่ง 230 kV BPL-ON(1) Trip	- สายส่ง BPL-ON(2) จ่ายโหลด 77.5 %	-

จากตารางที่ 7.2 เมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่ง 230 kV แจ็งวัฒนะ-รังสิต Trip 1 วงจร จะมีผลทำให้สายส่ง 230 kV แจ็งวัฒนะ-รังสิต วงจรที่เหลือน้อยเหลือ 110.4 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด แนวทางแก้ไขปัญหาระยะสั้นคือ วางแผนการย้ายโหลดจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงแจ็งวัฒนะไปรังสิต 45 MW

ไปหนองจอก 45 MW และย้ายโหลดจากลาดพร้าวไปรัชดาภิเษก 80 MW ไปรังสิต 60 MW จะมีผลทำให้สายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-รังสิต วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 96.8 เปอร์เซ็นต์ หรือวางแผนการย้ายโหลดร่วมกับวางแผนเพิ่มกำลังผลิตโรงไฟฟ้าพระนครใต้ กล่าวคือวางแผนการย้ายโหลดจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงแจ่งวัฒนะและลาดพร้าว รวม 100 MW ไปรับทางสถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิตหนองจอก และรัชดาภิเษก พร้อมทั้งวางแผนการเดินเครื่องเพิ่มกำลังผลิตโรงไฟฟ้าพระนครใต้ โดยจะต้องเดินเครื่องไม่ต่ำกว่า 1,300 MW จึงจะทำให้สายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-รังสิต สามารถรองรับ N-1 ได้ ส่วนแนวทางในการแก้ไขปัญหาระยะยาว คือเปลี่ยนอุปกรณ์ Bay สายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-รังสิต ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต ทั้ง 2 วงจร ดังที่กล่าวมาแล้วข้างต้น

ส่วนในกรณีที่มีหม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย Trip 1 ชุด แล้วมีผลทำให้หม้อแปลง Tie ชุดที่เหลือจ่ายโหลด 114.9 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด แนวทางการแก้ไขโดยการนำหม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อยที่ปลด Standby เข้าจ่ายไฟ และวางแผนการย้ายโหลดไปยังสถานีไฟฟ้าข้างเคียง พร้อมทั้งวางแผนเพิ่มกำลังผลิตโรงไฟฟ้าพระนครใต้ ดังที่กล่าวมาแล้วข้างต้น

7.1.4 ผลการศึกษาการนำสถานีไฟฟ้าแรงสูงปลวกแดงเข้าจ่ายไฟครั้งแรก

สถานีไฟฟ้าแรงสูงปลวกแดงประกอบด้วย สายส่ง 230 kV ปลวกแดง-บ้านค่าย ขนาด 4*1272 MCM ACSR จำนวน 2 วงจร สายส่ง 500 kV ปลวกแดง-หนองจอก ขนาดสาย 4*1272 MCM ACSR 1 วงจร สายส่ง 500 kV ปลวกแดง-วังน้อย ขนาดสาย 4*1272 MCM ACSR 1 วงจร และหม้อแปลง Tie(500/230 kV) ขนาด 1,000 MVA จำนวน 2 ชุด ดังรูปที่ ข.9

ผลการศึกษาการสภาพระบบภายหลังจากการนำสถานีไฟฟ้าแรงสูงปลวกแดง เข้าจ่ายไฟครั้งแรก พร้อมทั้งขนานเครื่องโรงไฟฟ้าผู้ผลิตเอกชนรายใหญ่(IPP) บริษัทบ่อวินเพาเวอร์ จำกัด ขนาด 713 MW เข้าจ่ายไฟในระบบครั้งแรก จะมีผลทำให้ระดับกระแสฟอลท์ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงระยอง 2 มีค่าเกินกว่าค่า Interrupting Capacity ของอุปกรณ์ที่ 40 kA หลังจากที่ฝ่ายปฏิบัติการภาคกลางได้แก้ไขปัญหาระดับกระแสฟอลท์เกินแล้วเสร็จ(ไม่ขอกล่าวรายละเอียดในที่นี้ เนื่องจากอยู่นอกพื้นที่ในการวิจัย) จึงทำการศึกษาระบบไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลได้ผลดังนี้ คือสภาพของ Voltage Profile ของระบบดีขึ้น ค่าความสูญเสียทั้งระบบลดลง 6.9 MW ส่วนข้อเสียคือระดับกระแสฟอลท์ในระบบเพิ่มสูงขึ้น แต่ยังไม่เกินค่า Interrupting Capacity ของอุปกรณ์ดังแสดงในตารางที่ ข.3 และหม้อแปลงเชื่อมโยงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอกและไทรน้อย รวมทั้งสายส่ง 230 kV รังสิต-แจ่งวัฒนะ จ่ายโหลดเพิ่มสูงขึ้น ดังนั้นจึงต้องวางแผนการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าให้เหมาะสมกับสภาพระบบ เพื่อควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่งเชื่อมโยง 500 kV เข้าสถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอกและไทรน้อยให้เหมาะสม ให้ระบบสามารถรองรับ N-1 ได้ ซึ่งผลการศึกษา Contingency ที่สำคัญ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 7.3

ตารางที่ 7.3 ผลการศึกษา Contingency เมื่อนำสถานีไฟฟ้าแรงสูงปลวกแดง เข้าจ่ายไฟครั้งแรก

รูปที่	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น	ผลกระทบที่เกิดขึ้น	แนวทางแก้ไข
ข.10	N-1 หม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก(เอ)	- หม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก (บี) จ่ายโหลด 98.0 %	-
ข.11	N-1 หม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก(บี)	- หม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก (เอ) จ่ายโหลด 86.3 %	-
-	สายส่ง 230 kV NCO(A)-ON(2) Trip	- สายส่ง NCO(B)-ON(1) จ่ายโหลด 81.4 %	-
ข.12	สายส่ง 230 kV NCO(B)-ON(1) Trip	- สายส่ง NCO(A)-ON(2) จ่ายโหลด 87.6 %	-
-	สายส่ง 230 kV BPL-ON(2) Trip	- สายส่ง BPL-ON(1) จ่ายโหลด 81.4 %	-
-	สายส่ง 230 kV BPL-ON(1) Trip	- สายส่ง BPL-ON(2) จ่ายโหลด 83.1 %	-
-	สายส่ง 230 kV BN-SNO Trip 1 วงจร	- สายส่ง BN-SNO วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 82.0 %	-
-	N-1 หม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย	- หม้อแปลง Tie ชุดที่เหลือจ่ายโหลด 121.6%	- นำหม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อยที่ปลด Standby เข้าจ่ายไฟ - วางแผนการเดินเครื่องให้เหมาะสมกับสภาพระบบ - วางแผนการย้ายโหลดไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงข้างเคียง
-	สายส่ง 230 kV CHW-RS Trip 1 วงจร	- สายส่ง CHW-RS วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 114.8 %	- วางแผนการเดินเครื่องให้เหมาะสมกับสภาพระบบ - วางแผนการย้ายโหลดไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงข้างเคียง - เปลี่ยนอุปกรณ์ Bay สายส่ง 230 kV CHW-RS ทั้ง 2 วงจรที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิตจาก 2,000 A 50 kA เป็น 4,000 A 50 kA

จากตารางที่ 7.3 เมื่อเกิดเหตุการณ์หม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย Trip 1 ชุดแล้วมีผลทำให้หม้อแปลง Tie ชุดที่เหลือจ่ายโหลดเกินพิกัด แนวทางการแก้ไขคือนำหม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อยที่ปลด Standby เข้าจ่ายไฟ ซึ่งสามารถลดการจ่ายโหลดของหม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย จาก 121.6 เปอร์เซ็นต์ เหลือ 117.2 เปอร์เซ็นต์ และวางแผนการย้ายโหลดจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงธนบุรีได้ไปรับทางบางกะปิ 70 MW และจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อยไปรับทางสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางปะอิน 2 และรังสิต รวมกัน 150 MW พร้อมทั้งวางแผนเพิ่มกำลังผลิตโรงไฟฟ้าพระนครใต้จาก 1,063.6 MW เป็น 1,400 MW ซึ่งจะมีผลทำให้หม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย สามารถรองรับ N- 1 ได้จ่ายโหลด 96.4 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด

และเมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รังสิต Trip 1 วงจร จะมีผลทำให้สายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รังสิต วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 114.8 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด แนวทางแก้ไขปัญหาระยะสั้นคือ วางแผนการย้ายโหลดจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงแจ้งวัฒนะ 90 MW ไปรับทางรังสิต 45 MW ไปรับทางหนองจอก 45 MW และย้ายโหลดจากลาดพร้าวไปรับทางรังสิต 60 MW พร้อมทั้งวางแผนการเพิ่มกำลังผลิตโรงไฟฟ้าพระนครใต้ จากเดิมเป็น 1,300 MW ซึ่งจะมีผลทำให้สายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รังสิต สามารถรองรับ N-1 ได้(วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 97.4 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด) ส่วนแนวทางการแก้ไขปัญหาระยะยาวคือการเปลี่ยนอุปกรณ์ของ Bay สายส่ง แจ้งวัฒนะ-รังสิต ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต ทั้ง 2 วงจร จาก 2,000 A 50 kA เป็น 4,000 A 50 kA

7.1.5 ผลการศึกษาการตัดสายส่ง 500 kV CBG-WN No.2 ลงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย

การตัดสายส่ง(Section Line) 500 kV จอมบึง-วังน้อย วงจร 2 ลงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย เป็นสายส่ง 500 kV จอมบึง-ไทรน้อย วงจร 3 และสายส่ง 500 kV ไทรน้อย-วังน้อย วงจร 3 ดังรูปที่ ข.13 (สายส่ง 500 kV จอมบึง-ไทรน้อย วงจร 1,2 ขนาด 4*1272 MCM ACSR ระยะทางเต็ม 103.05 กิโลเมตร, สายส่ง 500 kV จอมบึง-ไทรน้อย วงจร 3 ขนาด 4*1272 MCM ACSR ระยะทางเต็ม 122.539 กิโลเมตร, สายส่ง 500 kV ไทรน้อย-วังน้อย วงจร 1,2 ขนาด 4*795 MCM ACSR ระยะทางเต็ม 61.4 กิโลเมตร และสายส่ง 500 kV ไทรน้อย-วังน้อย วงจร 3 ขนาด 4*1272 MCM ACSR ระยะทางเต็ม 89.532 กิโลเมตร) จากผลการศึกษาพบว่าสภาพ Voltage Profile ของระบบดีขึ้น ค่าความสูญเสียทั้งระบบลดลง 1.47 MW ส่วนข้อเสียคือระดับกระแสฟอลท์ในระบบเพิ่มขึ้น แต่ยังไม่เกินค่า Interrupting Capacity ของอุปกรณ์ดังตารางที่ ข.4 และหม้อแปลงเชื่อมโยงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย และสายส่ง 230 kV รังสิต-แจ้งวัฒนะ จ่ายโหลดเพิ่มสูงขึ้นซึ่งสามารถแสดงผลการศึกษา Contingency ที่สำคัญได้ดังตารางที่ 7.4

ตารางที่ 7.4 ผลการศึกษา Contingency การตัดสายส่ง 500 kV CBG-WN No.2 ลงที่สถานี
ไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย

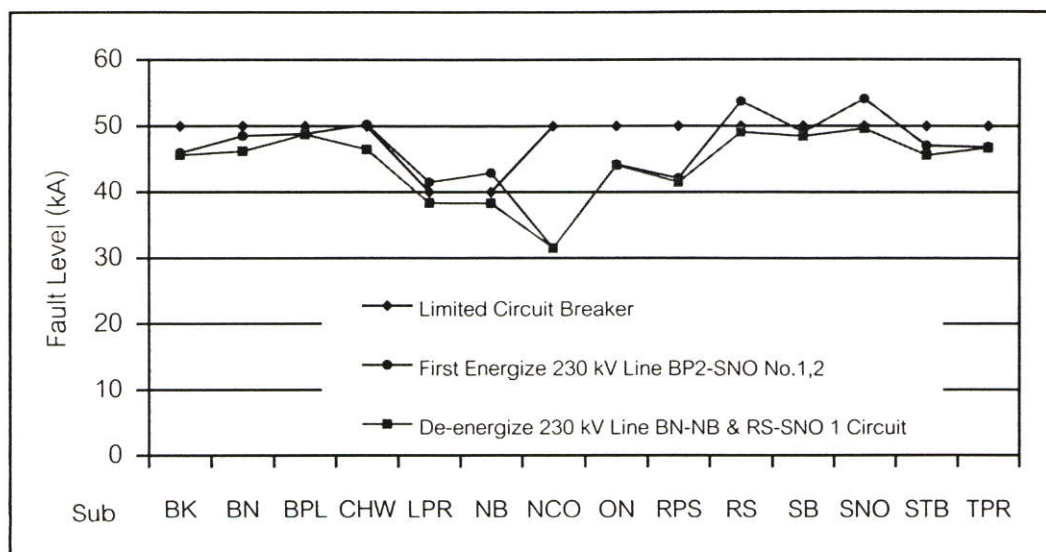
รูปที่	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น	ผลกระทบที่เกิดขึ้น	แนวทางแก้ไข
ข.14	N-1 หม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย	- หม้อแปลง Tie ชุดที่ เหลือจ่ายโหลด 125.2%	- นำหม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้า แรงสูงวังน้อยที่ปลด Standby เข้าจ่ายไฟ - วางแผนการเดินเครื่องให้ เหมาะสมกับสภาพระบบ - วางแผนการย้ายโหลดไปยัง สถานีไฟฟ้าแรงสูงข้างเคียง
-	นำหม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย ที่ ปลด Standby เข้าจ่ายไฟ	- ลดโหลดหม้อแปลง Tie ที่ไทรน้อย จาก 125.2 % เหลือ 120.8 %	-
-	สายส่ง 230 kV BN-SNO Trip 1 วงจร	- สายส่ง BN-SNO วงจร ที่เหลือจ่ายโหลด 83.5%	-
ข.15	สายส่ง 230 kV CHW-RS Trip 1 วงจร	- สายส่ง CHW-RS วงจร ที่เหลือจ่ายโหลด 115.3 %	- วางแผนการเดินเครื่องให้ เหมาะสมกับสภาพระบบ - วางแผนการย้ายโหลดไปยัง สถานีไฟฟ้าแรงสูงข้างเคียง - เปลี่ยนอุปกรณ์ Bay สายส่ง CHW-RS ทั้ง 2 วงจร ที่สถานี ไฟฟ้าแรงสูงรังสิต จาก 2,000 A 50 kA เป็น 4,000 A 50 kA

จากตารางที่ 7.4 เมื่อเกิดเหตุการณ์หม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย Trip 1 ชุดแล้วมีผลทำให้หม้อแปลง Tie ชุดที่เหลือจ่ายโหลดเกินพิกัด แนวทางการแก้ไขคือนำหม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อยที่ปลด Standby เข้าจ่ายไฟ ซึ่งสามารถลดการจ่ายโหลดของหม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย จาก 125.2 เปอร์เซ็นต์ เหลือ 120.8 เปอร์เซ็นต์ และวางแผนการย้ายโหลดจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงธนบุรีได้ไปรับทางบางกะปิ 70 MW และจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อยไปรับทางสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางปะอิน 2 และรังสิต รวมกัน 150 MW พร้อมทั้งวางแผนการเดินเครื่องเพิ่มกำลังผลิตโรงไฟฟ้าพระนครใต้ โดยจะต้องเดินเครื่องจ่ายโหลดรวมไม่ต่ำกว่า 1,400 MW จึงจะทำให้หม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย สามารถรองรับ N-1 ได้ (จ่ายโหลด 99.1 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด)

และเมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รังสิต Trip 1 วงจร จะมีผลทำให้สายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รังสิต วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 115.3 เปอร์เซนต์ของพิกัด แนวทางแก้ไขปัญหาระยะสั้นคือ วางแผนการย้ายโหลดจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงแจ้งวัฒนะ 90 MW ไปรับทางรังสิต 45 MW ไปรับทางหนองจอก 45 MW และย้ายโหลดจากลาดพร้าวไปรับทางรังสิต 60 MW พร้อมทั้งวางแผนการเพิ่มกำลังผลิตโรงไฟฟ้าพระนครได้จาก 1,063.6 MW เป็น 1,300 MW จึงจะมีผลทำให้สายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รังสิต สามารถรองรับ N-1 ได้ จ่ายโหลด 98.1 เปอร์เซนต์ของพิกัด ส่วนแนวทางการแก้ไขปัญหาระยะยาว คือเปลี่ยนอุปกรณ์ Bay สายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รังสิต ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต ทั้ง 2 วงจร จาก 2,000 A 50 kA เป็น 4,000 A 50 kA

7.1.6 ผลการศึกษาการนำสายส่ง 230 kV BP2-SNO ทั้ง 2 วงจร เข้าจ่ายไฟครั้งแรก

ต่อมาเมื่อนำสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง 2-ไทรน้อย ขนาด 4*1272 MCM ACSR ทั้ง 2 วงจร เข้าจ่ายไฟครั้งแรก ดังรูปที่ ข.16 [พร้อมทั้งนำสายส่ง 115 kV สามพราน 1-สามพราน 2 ทั้ง 2 วงจร เข้าจ่ายไฟ (ปลดเพื่อลดโหลดหม้อแปลง Tie(230/115 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงบ้านโป่ง 2 ในระหว่างที่ทำการก่อสร้างสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง 2-ไทรน้อย ทั้ง 2 วงจร)] แล้วทำการศึกษาสภาพระบบได้ผลดังนี้ สภาพ Voltage Profile ของระบบดีขึ้น ค่าความสูญเสียทั้งระบบลดลง 34.76 MW ระดับกระแสฟอลท์ในระบบเพิ่มสูงขึ้นแต่ยังไม่เกินค่า Interrupting Capacity ของอุปกรณ์ยกเว้นกระแสฟอลท์แบบ 3 เฟสที่บัส 230 kV สถานีไฟฟ้าแรงสูงแจ้งวัฒนะ, รังสิต, ไทรน้อย มีค่าเท่ากับ 50.25, 53.73, 54.09 kA ซึ่งเกินกว่าค่า Interrupting Capacity ของอุปกรณ์ที่ 50 kA และที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงลาดพร้าว, พระนครเหนือ มีค่าเท่ากับ 41.48, 42.92 kA ตามลำดับ ซึ่งเกินกว่าค่า Interrupting Capacity ของอุปกรณ์ที่ 40 kA ดังแสดงในตารางที่ ข.5 แผนระยะสั้นได้เสนอแนวทางการแก้ไขปัญหาลดภาระเฉพาะหน้าโดยการปลดสายส่ง 230 kV รังสิต-ไทรน้อย 1 วงจร และพระนครเหนือ-บางกอกน้อย 1 วงจร ดังรูปที่ ข.17 จากผลการศึกษาพบว่าสภาพแรงดันอยู่ในเกณฑ์ปกติ ค่าความสูญเสียทั้งระบบเพิ่มขึ้น 0.87 MW ค่ากระแสฟอลท์ที่บัสของทุกสถานีไฟฟ้าแรงสูงอยู่ในพิกัดกระแสฟอลท์ของอุปกรณ์ดังแสดงในตารางที่ ข.6 ซึ่งสามารถเปรียบเทียบระดับกระแสฟอลท์แบบ 3 เฟสที่บัส 230 kV ของทุกสถานีไฟฟ้าแรงสูงในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล เมื่อนำสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง 2-ไทรน้อย ทั้ง 2 วงจร เข้าจ่ายไฟครั้งแรก กับวิธีการปลดสายส่ง 230 kV รังสิต-ไทรน้อย 1 วงจร และปลดสายส่ง 230 kV พระนครเหนือ-บางกอกน้อย 1 วงจร เพื่อลดระดับกระแสฟอลท์ ได้ดังรูปที่ 7.2 และสามารถสรุปผลการศึกษา Contingency ที่สำคัญได้ดังตารางที่ 7.5



รูปที่ 7.2 กราฟแสดงการลดระดับกระแสฟอลท์ ด้วยการปลดสายส่ง

ตารางที่ 7.5 ผลการศึกษา Contingency เมื่อนำสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง 2-ไทรน้อย ทั้ง 2 วงจร
เข้าจ่ายไฟครั้งแรก

รูปที่	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น	ผลกระทบที่เกิดขึ้น	แนวทางแก้ไข
-	N-1 หม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย	- หม้อแปลง Tie ชุดที่ เหลือจ่ายโหลด 92.8%	-
-	สายส่ง 230 kV BN-SNO Trip 1 วงจร	- สายส่ง BN-SNO วงจร ที่เหลือจ่ายโหลด 98.0%	-
ข.18	สายส่ง 230 kV CHW-RS Trip 1 วงจร	- สายส่ง CHW-RS วงจร ที่เหลือจ่ายโหลด 108.3 %	- วางแผนการเดินเครื่องให้ เหมาะสมกับสภาพระบบ - วางแผนการย้ายโหลดไปยัง สถานีไฟฟ้าแรงสูงข้างเคียง - เปลี่ยนอุปกรณ์ Bay สายส่ง CHW-RS ทั้ง 2 วงจร ที่สถานี ไฟฟ้าแรงสูงรังสิตจาก 2,000 A 50 kA เป็น 4,000 A 50 kA
-	สายส่ง 230 kV NB-BN ที่เหลือ อยู่ 1 วงจร Trip ออกจากระบบ	- ไม่มีสายส่งใดในระบบ จ่ายโหลดเกินพิกัด	-
-	สายส่ง 230 kV RS-SNO ที่เหลือ อยู่ 1 วงจร Trip ออกจากระบบ	- ไม่มีสายส่งใดในระบบ จ่ายโหลดเกินพิกัด	-

จากตารางที่ 7.5 จะเห็นได้ว่าเมื่อนำสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง 2-ไทรน้อย ทั้ง 2 วงจร เข้าจ่ายไฟครั้งแรก จะมีผลทำให้สภาพของระบบดีขึ้นมาก กล่าวคือเมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รังสิต Trip 1 วงจร สายส่งวงจรที่เหลือจ่ายโหลด 108.3 เปอร์เซนต์(จากเดิมจ่ายโหลด 115.3 เปอร์เซนต์) และเมื่อเกิด N-1 หม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย หม้อแปลงชุดที่เหลือจะจ่ายโหลดเพียง 92.8เปอร์เซนต์(จากเดิมจ่ายโหลดเกินพิกัด) ดังนั้นจึงควรเร่งรัดการนำสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง 2-ไทรน้อย ทั้ง 2 วงจร เข้าจ่ายไฟเพื่อเสริมความมั่นคงระบบ

ส่วนแนวทางการแก้ไขปัญหาในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ สายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รังสิต Trip 1 วงจร คือวางแผนการย้ายโหลดจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงแจ้งวัฒนะ 90 MW ไปรับทางรังสิต 45 MW ไปรับทางหนองจอก 45 MW และย้ายโหลดจากลาดพร้าวไปรับทางรังสิต 60 MW จะมีผลทำให้สายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รังสิต จ่ายโหลด 96.3 เปอร์เซนต์ของพิกัด หรือวางแผนการย้ายโหลดจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงแจ้งวัฒนะและลาดพร้าว ไปรับทางรังสิตและหนองจอก รวม 100 MW ร่วมกับกรวางแผนการเดินทางเดินเครื่องเพิ่มกำลังผลิตโรงไฟฟ้าพระนครใต้ โดยจะต้องเดินเครื่องจ่ายโหลดรวมกันไม่ต่ำกว่า 1,200 MW ซึ่งจะมีผลทำให้สายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รังสิต สามารถรองรับ N-1 ได้(จ่ายโหลด 99.2 เปอร์เซนต์ของพิกัด) ส่วนการแก้ไขปัญหาโดยการเปลี่ยนอุปกรณ์ Bay สายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รังสิต ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต จะกล่าวในหัวข้อต่อไป

7.1.7 ผลการศึกษาการเปลี่ยนอุปกรณ์ Bay สายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รังสิต ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต

จากที่กล่าวมาแล้วข้างต้นการแก้ไขปัญหาสายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รังสิต ให้สามารถรองรับ N-1 ได้ จะต้องเปลี่ยนอุปกรณ์ Bay สายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รังสิต ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต ทั้ง 2 วงจร จากขนาด 2,000 A 50 kA เป็นขนาด 4,000 A. 50 kA ในช่วงประมาณปลายปี 2545 เนื่องจากต้องใช้เวลาในการสั่งซื้ออุปกรณ์จากต่างประเทศ(ส่วนอุปกรณ์ Bay 230 kV ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงแจ้งวัฒนะเป็นแบบ GIS ได้ออกแบบติดตั้งอุปกรณ์ขนาด 4,000 A 50 kA ไว้อยู่แล้ว) เมื่อพิจารณาแผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต(รูปที่ 6.13) ลักษณะการจัดบัส 230 kV เป็นแบบ Breaker and a Half ที่มีลักษณะโครงสร้างทางฟิสิกส์ที่แคบมาก เพราะฉะนั้นเพื่อความปลอดภัยในการทำงานเปลี่ยนอุปกรณ์จึงต้องดับไฟ Bay สายส่งนี้ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต ครั้งละ 1 Bay ซึ่งต้องใช้เวลาในการเปลี่ยนอุปกรณ์ Bay ละประมาณ 15 วัน จากตารางที่ 7.5 เมื่อเกิดสายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รังสิต Trip 1 วงจร แล้วจะมีผลทำให้สายส่งวงจรที่เหลือจ่ายโหลด 108.3 เปอร์เซนต์ของพิกัด ดังนั้นจึงแก้ไขปัญหานี้โดยการเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รังสิต กับ รังสิต-ไทรน้อย ทั้ง 2 วงจร(ชั่วคราว) เป็นสายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-ไทรน้อย พร้อมทั้งนำสายส่ง 230 kV บางกอกน้อย-พระนครเหนือ ที่ปลดลด Fault Level เข้าจ่ายไฟ ดังรูปที่ ข.19 แล้วทำการศึกษาสภาพระบบพบว่าสภาพแรงดันในเกณฑ์ปกติ ค่าความสูญเสียทั้งระบบเพิ่มขึ้น 6.77

MW และค่ากระแสฟอลท์ของทุกสถานีไฟฟ้าแรงสูงอยู่ในพิสัยกระแสฟอลท์ของอุปกรณ์ ดังตารางที่ ข.7 และสามารถสรุปผลการศึกษา Contingency ได้ดังตารางที่ 7.6

ตารางที่ 7.6 ผลการศึกษา Contingency การเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV CHW-RS กับ RS-SNO ทั้ง 2 วงจร เพื่อเปลี่ยนอุปกรณ์ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต

รูปที่	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น	ผลกระทบที่เกิดขึ้น	แนวทางแก้ไข
ข.20	N-1 หม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย	- หม้อแปลง Tie ชุดที่ เหลือจ่ายโหลด 106.8 %	- นำหม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้า แรงสูงวงน้อยที่ปลด Standby เข้าจ่ายไฟ - วางแผนการย้ายโหลดไปยัง สถานีไฟฟ้าแรงสูงข้างเคียง - วางแผนการเดินเครื่องให้ เหมาะสมกับสภาพระบบ
-	สายส่ง 230 kV CHW-SNO Trip 1 วงจร	- สายส่ง CHW-SNO วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 70.4 %	-

จากตารางที่ 7.6 เมื่อเกิดเหตุการณ์หม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย Trip 1 ชุดแล้วมีผลทำให้หม้อแปลง Tie ชุดที่เหลือจ่ายโหลด 106.8 เปอร์เซ็นต์ของพิสัย แนวทางการแก้ไขโดยการนำหม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวงน้อยที่ปลด Standby เข้าจ่ายไฟ และวางแผนการย้ายโหลดจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย 150 MW ไปรับทางสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางปะอิน 2 และรังสิต พร้อมทั้งวางแผนเพิ่มกำลังผลิตโรงไฟฟ้าพระนครใต้จาก 1,063.6 MW เป็น 1,200 MW ซึ่งจะมีผลทำให้หม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อยจ่ายโหลด 93.3 เปอร์เซ็นต์ของพิสัย ส่วนในกรณีสายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-ไทรน้อย(เชื่อมต่อชั่วคราว) Trip 1 วงจร สายส่งวงจรที่เหลือสามารถรองรับ N-1 ได้ ซึ่งสามารถรองรับการเปลี่ยนอุปกรณ์ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิตได้ตามแผน

หลังจากทำการเปลี่ยนอุปกรณ์ 230 kV Bay สายส่ง แจ่งวัฒนะ-รังสิต ทั้ง 2 วงจร ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต เป็นขนาด 4,000 A 50 kA แล้วเสร็จ จะทำการตัดสายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-ไทรน้อย ทั้ง 2 วงจร ลงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิตกลับตามสภาพเดิม พร้อมทั้งปลดสายส่ง 230 kV รังสิต-ไทรน้อย 1 วงจร และแจ่งวัฒนะ-รัชดาภิเษก เพื่อลด Fault Level ตามผลการศึกษาเดิมที่กล่าวมาแล้วข้างต้น ดังรูปที่ ข.21 และจากผลการศึกษาสภาพระบบไฟฟ้าพบว่าสภาพแรงดันอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ค่าความสูญเสียทั้งระบบเพิ่มขึ้น 0.08 MW(เปรียบเทียบกับกรณีก่อนเปลี่ยน

อุปกรณ์ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต) และค่ากระแสฟอลท์ของทุกสถานีไฟฟ้าแรงสูงอยู่ในพิสัยกระแสฟอลท์ของอุปกรณ์ ดังตารางที่ ข.8 และสรุปผลการศึกษา Contingency ได้ดังตารางที่ 7.7

ตารางที่ 7.7 ผลการศึกษา Contingency หลังจากเปลี่ยนอุปกรณ์ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต

รูปที่	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น	ผลกระทบที่เกิดขึ้น	แนวทางแก้ไข
-	N-1 หม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย	- หม้อแปลง Tie ชุดที่ เหลือจ่ายโหลด 93.9%	-
-	สายส่ง 230 kV CHW-RS Trip 1 วงจร	- สายส่ง CHW-RS วงจร ที่เหลือจ่ายโหลด 56.4%	-
-	สายส่ง 230 kV BN-SNO Trip 1 วงจร	- สายส่ง BN-SNO วงจร ที่เหลือจ่ายโหลด 97.4%	-

จากตารางที่ 7.7 หลังจากทำการเปลี่ยนอุปกรณ์ 230 kV Bay สายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รังสิต ทั้ง 2 วงจร ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิตแล้วเสร็จ สภาพระบบในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลมีความมั่นคงสามารถรองรับ N-1 ได้ทุกกรณี สภาพแรงดันอยู่ในเกณฑ์ปกติ

7.2 ผลการศึกษาระบบไฟฟ้าปี 2546

7.2.1 พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าปี 2546

พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าปี 2546 ทั้งประเทศสูงสุด 18,147.6 MW ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลสูงสุด 7,458.1 MW และคาดการณ์แผนการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องมีดังนี้

- โรงไฟฟ้าพระนครใต้ จ่ายโหลดรวม	1,337.7 MW
- โรงไฟฟ้าวังน้อย จ่ายโหลดรวม	1,485.9 MW
- โรงไฟฟ้าทางภาคตะวันออก จ่ายโหลดรวม	6,032.3 MW
- โรงไฟฟ้าทางภาคตะวันตก จ่ายโหลดรวม	4,021.6 MW
- โรงไฟฟ้าทางภาคเหนือ จ่ายโหลดรวม	3,022.9 MW
- บริษัท สมุทรปราการโคเจน จ่ายโหลด	89.0 MW
- บริษัท อีสเทิร์น เพาเวอร์ จำกัด จ่ายโหลด	339.0 MW (ขนานเข้าจ่ายไฟใน ระบบครั้งแรก)

7.2.2 ผลการศึกษาจาก Base Case ปี 2546

ผลการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลจาก Base Case ปี 2546 (รูปที่ ข.22) พบว่าสภาพแรงดันอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด ความถี่ของระบบอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ค่า

ความสูญเสียทั้งระบบ 420.81 MW(2.32 เปอร์เซ็นต์ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด) ในสภาวะปกติอุปกรณ์ในระบบไม่มีการจ่ายโหลดเกินพิกัด และระดับกระแสฟอลท์ของทุกสถานีไฟฟ้าแรงสูงในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลอยู่ในพิกัดของอุปกรณ์ ดังแสดงในตารางที่ ข.9 และสามารถสรุปผลการศึกษา Contingency จาก Base Case ปี 2546 ได้ดังตารางที่ 7.8

ตารางที่ 7.8 ผลการศึกษา Contingency จาก Base Case ปี 2546

รูปที่	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น	ผลกระทบที่เกิดขึ้น	แนวทางแก้ไข
-	สายส่ง 230 kV BN-SNO Trip 1 วงจร	- สายส่ง BN-SNO วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 91.0%	-
-	N-1 หม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย	- หม้อแปลง Tie ชุดที่เหลือจ่ายโหลด 88.8%	-
-	N-1 หม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก(เอ)	- หม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก(บี) จ่ายโหลด 70.9 %	-
-	N-1 หม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก(บี)	- หม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก(เอ) จ่ายโหลด 70.5 %	-

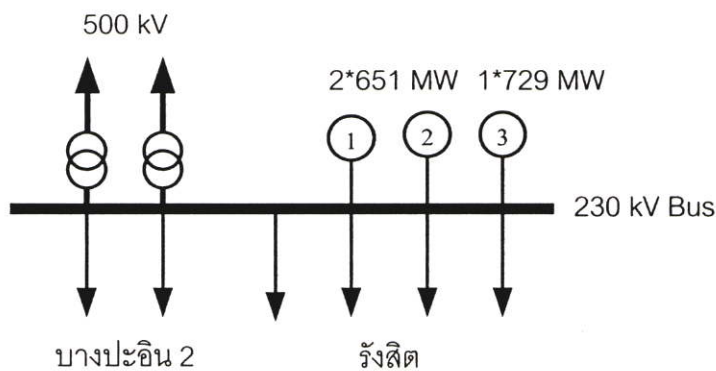
จากตารางที่ 7.8 จะเห็นได้ว่าสภาพระบบไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลปี 2546 สามารถรองรับ N-1 ได้ทุกกรณี สภาพแรงดันอยู่ในเกณฑ์ปกติ ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคง และมีความเชื่อถือได้

7.2.3 ผลการศึกษาการแยกบัส 230 kV ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย

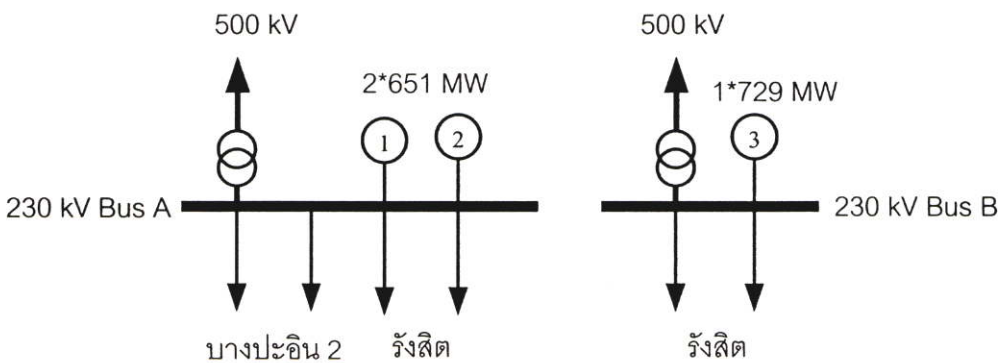
แผนงานแรกของปี 2546 คือการแยกบัส(Split Bus) 230 kV ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย เพื่อลดระดับกระแสฟอลท์ดังรูปที่ 7.4 เพื่อที่จะได้ใช้งานอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีอยู่ได้อย่างเต็มที่ เพิ่มความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้า รวมทั้งลดความสูญเสียในระบบลง(ในปัจจุบันใช้วิธีการปลดสายส่ง 230 kV รังสิต-วังน้อย และหม้อแปลงเชื่อมโยงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อยให้สอดคล้องกับแผนการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าวังน้อย)

ผลการศึกษาผลกระทบของการแยกบัส 230 kV ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย(รูปที่ ข.23) พบว่าระดับแรงดันที่บัสในระบบอยู่ในเกณฑ์ปกติ ค่าความสูญเสียทั้งระบบลดลง 3.0 MW ระดับกระแสฟอลท์ในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลเพิ่มสูงขึ้น(เนื่องจากนำอุปกรณ์ที่ปลดลด Fault Level ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อยเข้าจ่ายไฟทั้งหมดทำให้ค่าของอิมพีแดนซ์ของระบบลดลง) แต่ยังไม่

เกินค่า Interrupting Capacity ของอุปกรณ์ยกเว้นกระแสฟอลต์แบบ 3 เฟสที่บัส 230 kV ของสถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย มีค่าเท่ากับ 51.17 kA ซึ่งเกินกว่าค่า Interrupting Capacity ของอุปกรณ์ที่ 50 kA ดังแสดงในตารางที่ ข.10 (ผลการศึกษาระดับกระแสฟอลต์จาก Base Case ปี 2546 กระแสฟอลต์แบบ 3 เฟสที่บัส 230 kV ของสถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย มีค่าเท่ากับ 46.65 kA และแบบ 1 เฟสลงดิน มีค่าเท่ากับ 49.98 kA และระดับกระแสฟอลต์หลังการแยกบัส 230 kV ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย กระแสฟอลต์แบบ 3 เฟส ที่ 230 kV Bus A มีค่าเท่ากับ 38.04 kA และแบบ 1 เฟสลงดิน มีค่าเท่ากับ 40.02 kA ส่วนกระแสฟอลต์แบบ 3 เฟสที่ 230 kV Bus B ของ มีค่าเท่ากับ 27.71 kA และแบบ 1 เฟสลงดิน มีค่าเท่ากับ 28.05 kA ซึ่งอยู่ในพิกัดของอุปกรณ์ที่ 50 kA)



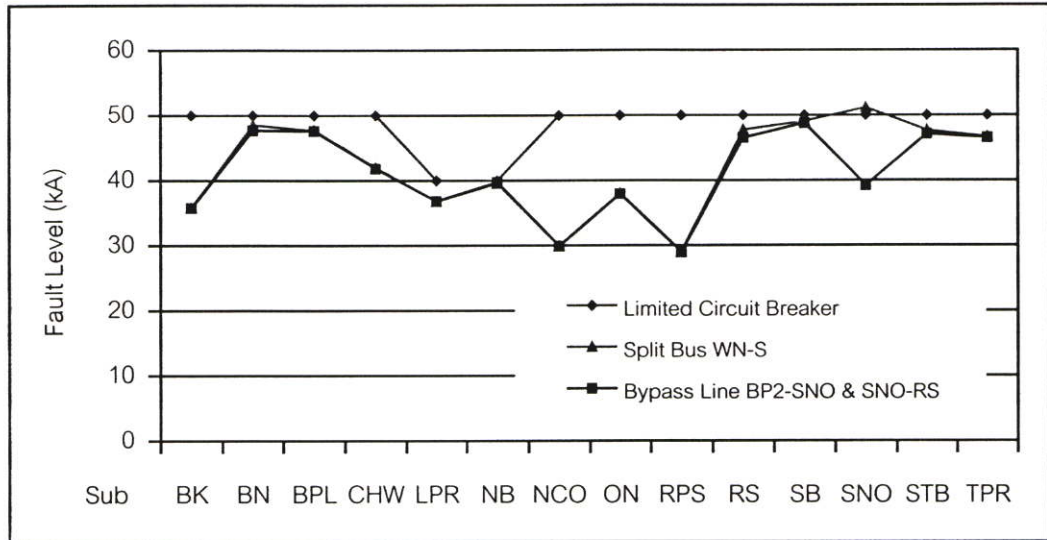
รูปที่ 7.3 แผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย ในปัจจุบัน



รูปที่ 7.4 แผนภาพเส้นเดียวของสถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย หลังการแยกบัส 230 kV

วิธีการแก้ไขปัญหาระดับกระแสฟอลต์มีค่าเกินขีดจำกัดของอุปกรณ์ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย โดยการเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง 2-ไทรน้อย กับ ไทรน้อย-รังสิต ทั้ง 2 วงจร เป็นสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง 2-รังสิต 2 วงจร ดังแสดงในรูปที่ ข.24 ผลที่ได้คือระดับแรงดันอยู่ในเกณฑ์ปกติ ค่าความสูญเสียทั้งระบบเพิ่มขึ้น 1.48 MW ค่ากระแสฟอลต์ของทุกสถานีไฟฟ้าแรงสูง

อยู่ในพิภคกระแสฟอลท์ของอุปกรณ์ดังแสดงในตารางที่ ข.11 ซึ่งสามารถแสดงการลดระดับกระแสฟอลท์แบบ 3 เฟสที่บัส 230 kV ของสถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อยหลังจากการแยกบัส 230 kV ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย ด้วยการการเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง 2-ไทรน้อย กับ ไทรน้อย-รังสิต ทั้ง 2 วงจร ได้ดังรูปที่ 7.5 และสามารถสรุปผลการศึกษา Contingency ได้ดังตารางที่ 7.9



รูปที่ 7.5 กราฟแสดงการลดระดับกระแสฟอลท์ ด้วยการเชื่อมต่อสายส่ง

ตารางที่ 7.9 ผลการศึกษา Contingency การเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV BP2-SNO กับ SNO-RS ทั้ง 2 วงจร หลังจากแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย

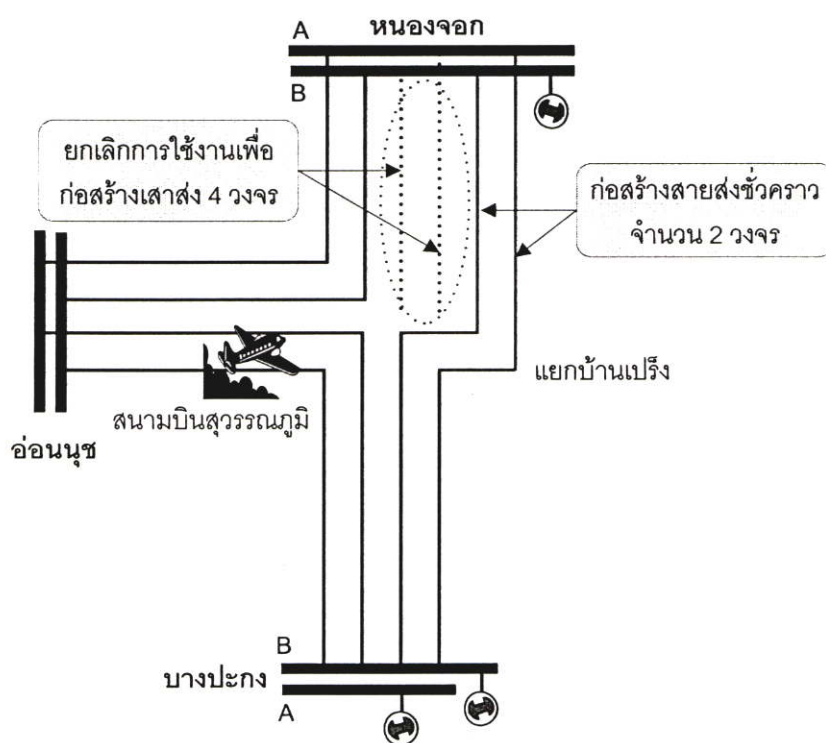
รูปที่	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น	ผลกระทบที่เกิดขึ้น	แนวทางแก้ไข
-	สายส่ง 230 kV BP2-RS Trip 1 วงจร	- สายส่ง BP2-RS วงจรที่ เหลือจ่ายโหลด 54.5 %	-
-	N-1 หม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย	- หม้อแปลง Tie ชุดที่ เหลือจ่ายโหลด 90.7%	-
-	N-1 หม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก(เอ)	- หม้อแปลง Tie ที่สถานี ไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก (บี) จ่ายโหลด 73.4 %	-
-	N-1 หม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก(บี)	- หม้อแปลง Tie ที่สถานี ไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก (เอ) จ่ายโหลด 73.2 %	-
-	สายส่ง 230 kV CHW-RS Trip 1 วงจร	- สายส่ง CHW-RS วงจร ที่เหลือจ่ายโหลด 79.0%	-

จากรูปที่ 7.5 ระดับกระแสฟลทที่สถานีไฟฟ้าไทรน้อย มีค่าลดลงมากกว่าสถานีไฟฟ้าอื่น เนื่องจากเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง 2-ไทรน้อย กับ ไทรน้อย-รังสิต ข้ามสถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย จึงมีผลทำให้สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อยมีค่าอิมพีแดนซ์เพิ่มขึ้นมากกว่าสถานีไฟฟ้าอื่น ๆ

จากตารางที่ 7.9 จะเห็นได้ว่าสภาพระบบไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลหลังจากแยกบัส 230 kV ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย (และได้ทำการเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง 2-ไทรน้อย กับ ไทรน้อย-รังสิต เป็นสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง 2-รังสิต 2 วงจร เพื่อแก้ไขปัญหาระดับกระแสฟลทเกินขีดจำกัดของอุปกรณ์) ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงและมีความเชื่อถือได้ สามารถรองรับ N-1 ได้ทุกกรณี ระดับแรงดันอยู่ในเกณฑ์ปกติ

7.2.4 ผลการศึกษาการสร้างสายส่งชั่วคราว 230 kV หนองจอก-บางปะกง 2 วงจร

แผนงานปรับปรุงระบบส่งเพื่อแก้ปัญหาสายส่ง 230 kV บางปะกง-อ่อนนุช ช่วงผ่านสนามบินสุวรรณภูมิ โดยจะก่อสร้างสายส่งชั่วคราว(Detour Line) บางปะกง-หนองจอก ขนาด 2*1272 MCM ACSR จำนวน 2 วงจร จากจุดเชื่อมต่อบ้านเป็ริง-หนองจอก ระยะทาง 17.99 กิโลเมตร เมื่อก่อสร้างแล้วเสร็จจะนำสายส่งชั่วคราว บางปะกง-หนองจอก เข้าใช้งานแล้วจึงยกเลิกสายส่ง 230 kV บางปะกง-หนองจอก เดิมทั้ง 2 วงจร เพื่อก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า 230 kV บางปะกง-หนองจอก ขนาด 2*1272 MCM ACSR จำนวน 4 วงจร จากจุดเชื่อมต่อบ้านเป็ริง-หนองจอก ตามแนวเขตเดินสายไฟฟ้า(Rights of way) เดิม เพื่อรองรับการรื้อสายส่ง 230 kV บางปะกง-อ่อนนุช



รูปที่ 7.6 การสร้างสายส่งชั่วคราว 230 kV หนองจอก-บางปะกง จำนวน 2 วงจร

ตามแผนระยะยาวจะก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าชั่วคราว 230 kV บางปะกง-หนองจอก จำนวน 2 วงจร แต่ในความเป็นจริงสามารถสร้างได้เพียง 1 วงจรเท่านั้น เนื่องจากติดปัญหาต่างๆมากมาย เช่น บ้านเรือนประชาชน แนวท่อส่งแก๊ส บ่อเลี้ยงปลา เป็นต้น และเมื่อนำสายส่งไฟฟ้าชั่วคราว บางปะกง-หนองจอก 1 วงจรเข้าจ่ายไฟครั้งแรกพร้อมยกเลิกการใช้งานสายส่ง 230 kV บางปะกง-หนองจอกเดิมทั้ง 2 วงจร ดังรูปที่ ข.25 ผลการศึกษาที่ได้พบว่า ระดับแรงดันในระบบอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด ค่าความสูญเสียทั้งระบบเพิ่มขึ้น 15.41 MW และการไหลของกำลังไฟฟ้าไม่สมดุลกัน ระหว่างบัส 230 kV ของสถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอกทั้ง 2 บัส

แผนระยะสั้นจึงเสนอแนวทางการแก้ไขปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าไม่สมดุลกันที่บัส 230 kV ของสถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก โดยการเชื่อมต่อบัส 230 kV ของสถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอกดังแสดงในรูปที่ ข.26 จากผลการศึกษาพบว่าค่ากระแสฟอลท์ของทุกสถานีไฟฟ้าแรงสูง อยู่ในพิกัดกระแสฟอลท์ของอุปกรณ์ดังตารางที่ ข.12 ระดับแรงดันอยู่ในเกณฑ์ปกติ ค่าความสูญเสียทั้งระบบลดลง 11.23 MW แล้วทำการศึกษา Contingency ได้ดังตารางที่ 7.10

ตารางที่ 7.10 ผลการศึกษา Contingency การเชื่อมต่อ 230 kV บัสของสถานีไฟฟ้าหนองจอก

รูปที่	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น	ผลกระทบที่เกิดขึ้น	แนวทางแก้ไข
-	N-1 230 kV Detour Line BPK-NCO	- สายส่ง BPK-ON ทั้ง 2 วงจร จ่ายโหลด 76.2 %	-
-	N-1 หม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก)	- หม้อแปลง Tie ชุดที่เหลือจ่ายโหลด 85.0 %	-
-	N-1 230 kV Line BPK-ON	- สายส่ง BPK-ON วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 74.2 % - Detour Line BPK-NCO จ่ายโหลด 81.4 %	-
ข.27	N-2 230 kV Line BPK-ON	- Detour Line BPK-NCO จ่ายโหลด 125.1 % - สายส่ง NCO-ON จ่ายโหลด 81.5 % - Detour Line BPK-NCO จ่ายโหลด 81.4 %	- ติดตั้ง Gen. Shedding ปลดโรงไฟฟ้าบางปะกง(บัสบี) 600 MW ดังรูปที่ ข.28 - วางแผนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าบางปะกง(บัสบี) ให้เหมาะสมกับสภาพระบบ
ข.28	Gen. Shedding ปลดเครื่องโรงไฟฟ้าบางปะกง(บัสบี) 600 MW	- Detour Line BPK-NCO จ่ายโหลด 90.8 %	-

โรงไฟฟ้าบางปะกง(บัสบี) ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนเครื่องที่ 3 และ 4 กำลังผลิตติดตั้งเครื่องละ 600 MW โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมชุดที่ 3 และ 4 กำลังผลิตติดตั้งชุดละ 307 MW $[(2 \times 104) + (1 \times 99)]$ ในการกำหนดลำดับการปลดเครื่องกำเนิดของโรงไฟฟ้าบางปะกง(บัสบี) จะกำหนดตามระยะเวลาที่สามารถจะเริ่มเดินเครื่องใหม่(Start up) ได้เร็วที่สุด หลังจากถูกปลดออกจากระบบและคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า กล่าวคือเครื่องกังหันก๊าซใช้เวลา Start up 25 นาที เครื่องพลังความร้อนร่วมใช้เวลา Start up 150 นาที และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนใช้เวลา Start up 1-2 ชั่วโมง[16] โดยกำหนดลำดับการปลดเครื่องกำเนิด ดังนี้

- ต้องการปลด 1-150 MW ปลดเครื่องกังหันก๊าซ 1 เครื่อง
- ต้องการปลด 151-200 MW ปลดเครื่องกังหันก๊าซ 1 เครื่อง และเครื่องพลังความร้อนร่วม 1 เครื่อง
- ต้องการปลด 201-300 MW ปลดเครื่องพลังความร้อนร่วม 1 ชุด
- ต้องการปลด 301-450 MW ปลดเครื่องพลังความร้อนร่วม 1 ชุด, เครื่องกังหันก๊าซ 1 เครื่อง
- ต้องการปลด 451-500 MW ปลดเครื่องพลังความร้อนร่วม 1 ชุด, เครื่องกังหันก๊าซ 1 เครื่อง และเครื่องพลังความร้อนร่วม 1 เครื่อง
- ต้องการปลด 501-600 MW ปลดเครื่องพลังความร้อนร่วมทั้ง 2 ชุด
- ต้องการปลดมากกว่า 600 MW ปลดเครื่องพลังความร้อน 1 เครื่อง ร่วมกับการปลดเครื่องพลังความร้อนร่วม

จากตารางที่ 7.10 เมื่อเกิดเหตุการณ์ N-2 สายส่ง 230 kV บางปะกง-อ่อนนุช จะมีผลทำให้สายส่งชั่วคราว บางปะกง-หนองจอก จ่ายโหลด 125.1 เพอร์เซ็นต์ของพิกัด แนวทางการแก้ไขคือติดตั้ง Gen. Shedding ปลดเครื่องโรงไฟฟ้าบางปะกง(บัสบี) 600 MW ซึ่งจะมีผลทำให้สายส่งชั่วคราว 230 kV บางปะกง-หนองจอก จ่ายโหลด 90.8 เพอร์เซ็นต์ของพิกัด หรือวางแผนการเดินเครื่องกำเนิดของโรงไฟฟ้าบางปะกง(บัสบี) จ่ายโหลดรวมกันไม่เกิน 900 MW ก็จะสามารถรองรับ N-2 ของสายส่ง 230 kV บางปะกง-อ่อนนุช ได้

7.3 ผลการศึกษาระบบไฟฟ้าปี 2547

7.3.1 พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าปี 2547

พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าปี 2547 ทั้งประเทศสูงสุด 19,253.9 MW ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลสูงสุด 7,787.3 MW และคาดการณ์แผนการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องมีดังนี้

- โรงไฟฟ้าพระนครใต้ จ่ายโหลดรวม 854.0 MW

- โรงไฟฟ้าวังน้อย จ่ายโหลดรวม 1,791.3 MW
- โรงไฟฟ้าทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือ จ่ายโหลดรวม 6,046.0 MW
- โรงไฟฟ้าทางภาคตะวันตก จ่ายโหลดรวม 4,680.6 MW
- โรงไฟฟ้าทางภาคเหนือ จ่ายโหลดรวม 2,890.5 MW
- บริษัทสมุทราการโคเจน จ่ายโหลด 90.9 MW

7.3.2 ผลการศึกษาจาก Base Case ปี 2547

ผลการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลจาก Base Case ปี 2547(รูปที่ ข.29) ระดับแรงดันอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด ค่าความสูญเสียทั้งระบบ 456.66 MW(2.37 เปอร์เซ็นต์ ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด) ระดับกระแสฟอลท์ของทุกสถานีไฟฟ้าแรงสูงในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลอยู่ในพิกัดของอุปกรณ์ ดังแสดงในตารางที่ ข.13 และในสภาวะปกติอุปกรณ์ในระบบไม่มีการจ่ายโหลดเกินพิกัด และสามารถสรุปผลการศึกษา Contingency จาก Base Case ปี 2547 ได้ดังตารางที่ 7.11

ตารางที่ 7.11 ผลการศึกษา Contingency จาก Base Case ปี 2547

รูปที่	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น	ผลกระทบที่เกิดขึ้น	แนวทางแก้ไข
ข.30	N-1 หม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย	- หม้อแปลง Tie ชุดที่ เหลือจ่ายโหลด 112.2%	- วางแผนการเดินเครื่องให้ เหมาะสมกับสภาพระบบ โดยวางแผนเพิ่มกำลังผลิต โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ในกรณี ที่เกิดเหตุการณ์ขึ้นในระบบ - วางแผนการย้ายโหลดไปยัง สถานีไฟฟ้าแรงสูงข้างเคียง
ข.31	สายส่ง 230 kV BN-SNO Trip 1 วงจร	- สายส่ง BN-SNO วงจรที่ เหลือจ่ายโหลด 105.9%	- วางแผนการเดินเครื่องให้ เหมาะสมกับสภาพระบบ โดยวางแผนเพิ่มกำลังผลิต โรงไฟฟ้าพระนครใต้ ในกรณี ที่เกิดเหตุการณ์ขึ้นในระบบ - วางแผนการย้ายโหลดไปยัง สถานีไฟฟ้าแรงสูงข้างเคียง
-	N-1 หม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก	- หม้อแปลง Tie ชุดที่ เหลือจ่ายโหลด 98.6 %	-

ตารางที่ 7.11 (ต่อ)

รูปที่	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น	ผลกระทบที่เกิดขึ้น	แนวทางแก้ไข
-	สายส่ง 230 kV NCO-ON Trip 1 วงจร	- สายส่ง NCO-ON วงจรที่เฉลี่ยจ่ายโหลด 88.3%	-
-	N-1 230 kV Detour Line BPK-NCO	- สายส่ง AP-BPK(A) จ่ายโหลด 105.9 % - สายส่ง BPK-ON ทั้ง 2 วงจร จ่ายโหลด 92.2%	- ประสานงานกับฝ่ายปฏิบัติการภาคกลาง และฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า เพื่อหาวิธีการแก้ไข เนื่องจากอยู่นอกเขตพื้นที่ความรับผิดชอบ
-	สายส่ง 230 kV BPK-ON Trip 1 วงจร	- สายส่ง AP-BPK(A) จ่ายโหลด 101.9 % - Detour Line BPK-NCO จ่ายโหลด 98.2 % - สายส่ง BPK-ON วงจรที่เฉลี่ยจ่ายโหลด 89.9 %	- ประสานงานกับฝ่ายปฏิบัติการภาคกลาง และฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า เพื่อหาวิธีการแก้ไข เนื่องจากอยู่นอกเขตพื้นที่ความรับผิดชอบ
ข.32	N-2 230 kV Line BPK-ON	- Detour Line BPK-NCO จ่ายโหลด 151.2 % - สายส่ง NCO-ON จ่ายโหลด 101.0 % - สายส่ง AP-BPK(A) จ่ายโหลด 126.8 %	- วางแผนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าบางปะกง(บัสบี) ให้เหมาะสมกับสภาพระบบ - ติดตั้ง Gen. Shedding ปลดโรงไฟฟ้าบางปะกง(บัสบี) 1,200 MW ดังรูปที่ ข.33
ข.33	Gen. Shedding ปลดเครื่องโรงไฟฟ้าบางปะกง(บัสบี) 1,200 MW	- Detour Line BPK-NCO จ่ายโหลด 81.5 % - สายส่ง NCO-ON จ่ายโหลด 93.5 % - สายส่ง AP-BPK(A) จ่ายโหลด 95.4 %	-
ข.34	N-1 230 kV Line BPL-ON	- สายส่ง BPL-ON วงจรที่เฉลี่ยจ่ายโหลด 131.8%	- วางแผนการเดินเครื่องให้เหมาะสมกับสภาพระบบ โดยวางแผนเพิ่มกำลังผลิตโรงไฟฟ้าพระนครใต้ ในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ขึ้นในระบบ - วางแผนการย้ายโหลดไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงข้างเคียง

ตารางที่ 7.11 (ต่อ)

รูปที่	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น	ผลกระทบที่เกิดขึ้น	แนวทางแก้ไข
-	N-2 230 kV Line BPL-ON	- สายส่ง AP-BPK(A) จ่ายโหลด 115.9 % (อุปกรณ์ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ไม่มีการจ่ายโหลดเกินพิกัด)	- ประสานงานกับฝ่ายปฏิบัติการภาคกลาง และฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า เพื่อหาวิธีการแก้ไข เนื่องจากอยู่นอกเขตพื้นที่ความรับผิดชอบ

จากตารางที่ 7.11 เมื่อเกิดเหตุการณ์หม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย Trip 1 ชุด แล้วมีผลทำให้หม้อแปลง Tie ชุดที่เหลือจ่ายโหลด 112.2 เปอร์เซ็นต์ แนวทางการแก้ไขคือวางแผนการย้ายโหลดจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงธนบุรีได้ไปรับทางบางกะปิ 80 MW และจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อยไปรับทางสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางปะอิน 2 และรังสิต รวมกัน 160 MW ซึ่งจะมีผลทำให้หม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อยจ่ายโหลด 98.8 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด หรือวางแผนการเดินเครื่องกำเนิดของโรงไฟฟ้าพระนครใต้ จ่ายโหลดรวมกันไม่ต่ำกว่า 1,400 MW หม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย จะสามารถรองรับ N-1 ได้(หม้อแปลง Tie ชุดที่เหลือจ่ายโหลด 99.0 เปอร์เซ็นต์) หรือใช้แผนการย้ายโหลดร่วมกับแผนการเพิ่มกำลังผลิตโรงไฟฟ้าพระนครใต้ ก็จะได้ผลดียิ่งขึ้น

ในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ สายส่ง 230 kV บางกอกน้อย-ไทรน้อย Trip 1 วงจร แล้วมีผลทำให้สายส่งวงจรที่เหลือจ่ายโหลด 105.9 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด มีแนวทางการแก้ไขคือวางแผนการย้ายโหลดจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกอกน้อย ไปรับทางสถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย 100 MW จะมีผลทำให้สายส่ง 230 kV บางกอกน้อย-ไทรน้อย จ่ายโหลด 98.6 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด หรือวางแผนการเดินเครื่องกำเนิดของโรงไฟฟ้าพระนครใต้ จ่ายโหลดรวมกันไม่ต่ำกว่า 1,200 MW สายส่ง 230 kV บางกอกน้อย-ไทรน้อย จะสามารถรองรับ N-1 ได้(จ่ายโหลด 94.6 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด) หรือใช้แผนการย้ายโหลดร่วมกับแผนการเพิ่มกำลังผลิตโรงไฟฟ้าพระนครใต้ ก็จะได้ผลดียิ่งขึ้น

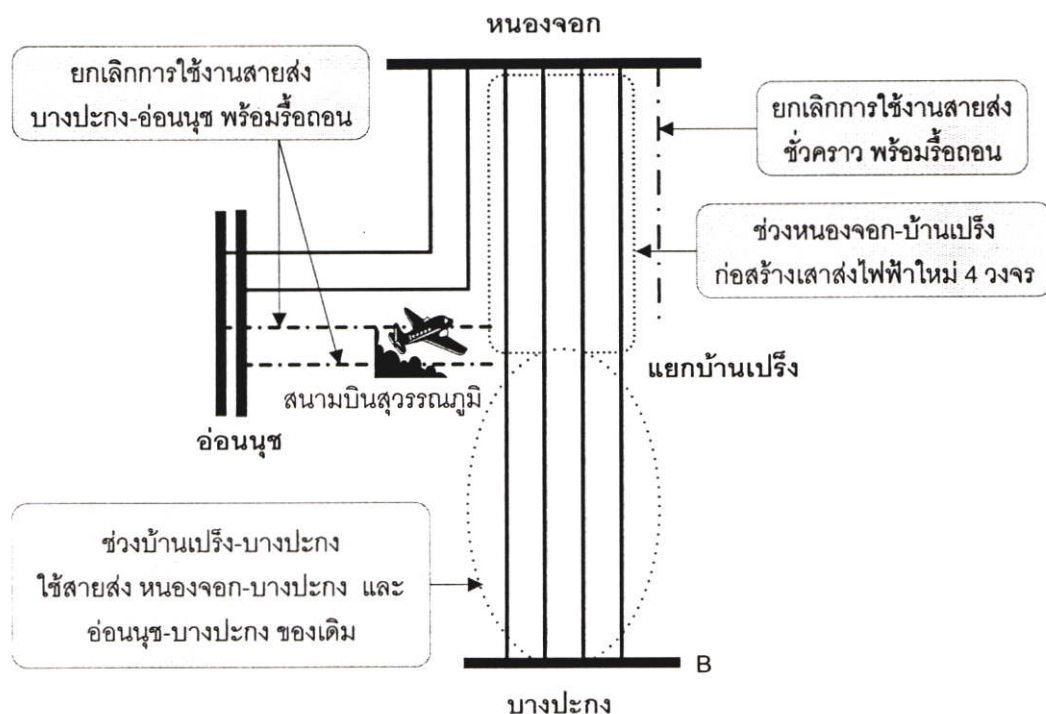
เมื่อเกิดเหตุการณ์ N-2 สายส่ง 230 kV บางปะกง-ออนนุช จะมีผลทำให้สายส่งชั่วคราว บางปะกง-หนองจอก จ่ายโหลด 151.2 เปอร์เซ็นต์, สายส่ง หนองจอก-ออนนุช จ่ายโหลด 101.0 เปอร์เซ็นต์ และอ่าวไผ่-บางปะกง(เอ) จ่ายโหลด 126.8 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด แนวทางการแก้ไขคือติดตั้ง Gen. Shedding ปลดเครื่องกำเนิดของโรงไฟฟ้าบางปะกง(บัสบี) 1,200 MW จะมีผลทำให้สายส่งชั่วคราว 230 kV บางปะกง-หนองจอก, สายส่ง 230 kV หนองจอก-ออนนุช และ อ่าวไผ่-บางปะกง(เอ) จ่ายโหลด 81.0, 93.5 และ 95.6 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด ตามลำดับ หรือวางแผนการ

เดินเครื่องกำเนิดของโรงไฟฟ้าบางปะกง(บัสบี) จ่ายโหลดรวมกันไม่เกิน 600 MW สายส่ง 230 kV บางปะกง-อ่อนนุช จะสามารถรองรับ N-2 ได้

และเมื่อเกิดเหตุการณ์ สายส่ง 230 kV บางพลี-อ่อนนุช Trip 1 วงจร สายส่งวงจรที่เหลือจ่ายโหลด 131.8 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด แนวทางการแก้ไขคือวางแผนการย้ายโหลดจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางพลี 140 MW ไปรับทางสถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุช และวางแผนเพิ่มกำลังผลิตโรงไฟฟ้าพระนครใต้จาก 854.0 MW เป็น 1,200 MW จะมีผลทำให้สายส่ง 230 kV บางพลี-อ่อนนุช จ่ายโหลด 95.1 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด จากตารางที่ 7.11 จะเห็นได้ว่าไม่สามารถใช้วิธีการ Break Loop โดยการปลดสายส่ง 230 kV บางพลี-อ่อนนุช วงจรที่เหลือในการแก้ไขปัญหานี้ได้ เนื่องจากจะส่งผลทำให้สายส่ง 230 kV อ่าวไผ่-บางปะกง(เอ) จ่ายโหลดเกินพิกัด

7.3.3 ผลการศึกษาการนำสายส่ง 230 BPK-NCO ทั้ง 4 วงจร เข้าใช้งานครั้งแรก

แผนการปรับปรุงระบบส่งเพื่อแก้ปัญหาสายส่ง 230 kV บางปะกง-อ่อนนุช ช่วงผ่านสนามบินสุวรรณภูมิ โดยก่อสร้างเสาส่งไฟฟ้าหนองจอก-บางปะกง ขนาด 2*1272 MCM ACSR ตั้งแต่หนองจอก-บ้านเป็ริง ใหม่จำนวน 4 วงจร และช่วงบ้านเป็ริง-บางปะกง จะใช้สายส่ง บางปะกง-หนองจอก และบางปะกง- อ่อนนุช ของเดิมทั้งหมด

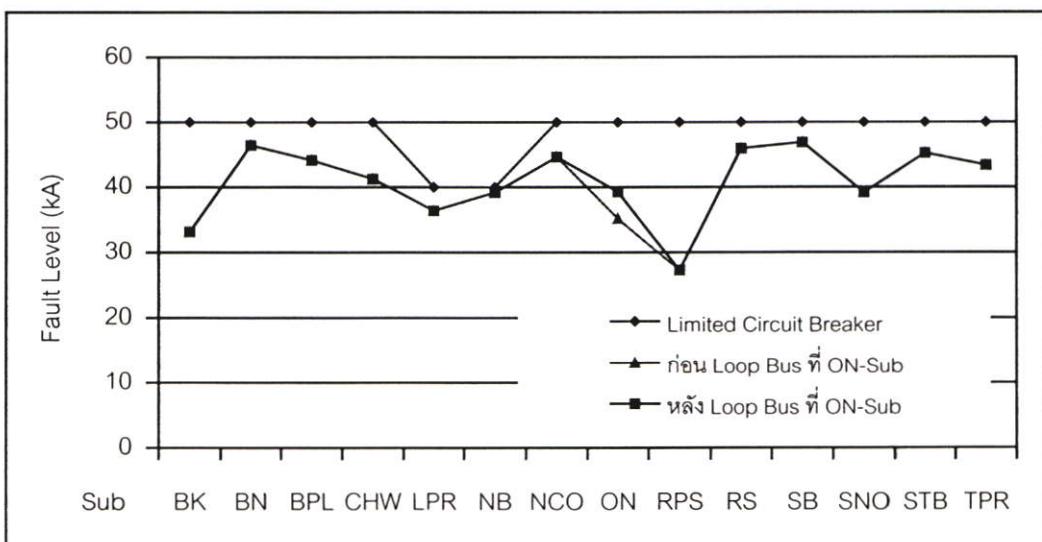


รูปที่ 7.7 สภาพระบบไฟฟ้า เมื่อนำสายส่ง 230 kV บางปะกง-หนองจอก 4 วงจร เข้าใช้งาน

เมื่อนำสายส่ง 230 kV บางปะกง-หนองจอก 4 วงจร ขนาด 2*1272 MCM ACSR เข้าจ่ายไฟครั้งแรก(สายส่ง 230 kV บางปะกง-หนองจอก วงจร 1,2 ระยะทาง 42.96 กิโลเมตร ส่วนวงจร

3,4 ระยะทาง 51.70 กิโลเมตร) พร้อมยกเลิกการใช้งานสายส่ง 230 kV บางปะกง-อ่อนนุช ทั้ง 2 วงจร รวมทั้งยกเลิกการใช้งานสายส่งชั่วคราว 230 kV บางปะกง-หนองจอก เพื่อรองรับสนามบินสุวรรณภูมิดังแสดงในรูปที่ 7.7 ผลจากการศึกษาพบว่าในสภาวะปกติ สายส่ง 230 kV หนองจอก-อ่อนนุช จ่ายโหลด 113.8 เปอร์เซนต์ของพิกัด ดังรูปที่ ข.35 สภาพแรงดันในระบบอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ระดับกระแสฟอลท์ของทุกสถานีไฟฟ้าแรงสูงในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลอยู่ในพิกัดของอุปกรณ์ ดังแสดงในตารางที่ ข.14 และค่าความสูญเสียทั้งระบบลดลง 2.83 MW

แผนระยะสั้นได้เสนอแนวทางแก้ไขปัญหาสายส่ง 230 kV หนองจอก-อ่อนนุช ในสภาวะปกติที่จ่ายโหลดเกินพิกัด โดยการเปลี่ยนอุปกรณ์ของ Bay สายส่ง 230 kV หนองจอก-อ่อนนุช ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก ทั้ง 2 วงจร จากขนาด 2,000 A. 50 kA เป็นขนาด 4,000 A. 50 kA ให้แล้วเสร็จก่อนนำสายส่ง 230 kV บางปะกง-หนองจอก 4 วงจร เข้าใช้งานครั้งแรก(ส่วนอุปกรณ์ Bay 230 kV ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุชเป็นแบบ GIS ได้ออกแบบติดตั้งอุปกรณ์ขนาด 4,000 A 50 kA ไว้อยู่แล้ว) เมื่อพิจารณาแผนภาพเส้นเดี่ยวของสถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก จากรูปที่ 6.10 จะเห็นได้ว่าลักษณะการจัดบัสทางด้าน 230 kV เป็นแบบ Breaker and a Half ที่มีลักษณะโครงสร้างทางฟิสิกส์ที่กว้างมาก สามารถที่จะดับไฟเฉพาะส่วนเพื่อทำการเปลี่ยนอุปกรณ์โดยไม่ต้องดับไฟทั้ง Bay ซึ่งมีความปลอดภัยเพียงพอ จึงไม่ขอกล่าวรายละเอียดในที่นี้ (ซึ่งต่างกับกรณีของการเปลี่ยนอุปกรณ์ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต) นอกจากนี้เมื่อพิจารณาตารางที่ ข.14 จะเห็นได้ว่าระดับกระแสฟอลท์ของทุกสถานีไฟฟ้าแรงสูงในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลอยู่ในระดับที่ต่ำกว่าพิกัดของอุปกรณ์พอสมควร ดังนั้นจึงเสนอให้ทำการ Loop Bus 230 kV ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุช เพื่อเสริมความมั่นคงของระบบ ดังแสดงในรูปที่ ข.36



รูปที่ 7.8 กราฟเปรียบเทียบระดับกระแสฟอลท์ การ Loop Bus ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุช

หลังจากทำการ Loop 230 kV Bus ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุช แล้วทำการศึกษาสภาพระบบไฟฟ้าได้ผลดังนี้คือ ระดับแรงดันอยู่ในเกณฑ์ปกติ ในสภาวะปกติไม่มีอุปกรณ์จ่ายโหลดเกินพิกัด ระดับกระแสฟอลท์ของทุกสถานีไฟฟ้าแรงสูงอยู่ในพิกัดกระแสฟอลท์ของอุปกรณ์ ดังแสดงในตารางที่ ข.15 และสามารถเปรียบเทียบระดับกระแสฟอลท์ก่อนและหลัง Loop 230 kV Bus ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุชได้ดังรูปที่ 7.8 ซึ่งจะเห็นได้ว่าหลังการ Loop Bus ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุช ระดับกระแสฟอลท์ที่บัสของสถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุชจะมีค่าเพิ่มขึ้นมากที่สุด ส่วนสถานีไฟฟ้าอื่น ๆ จะเพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อยเท่านั้น เนื่องจากที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุชมีค่าอิมพีแดนซ์ลดลงมากกว่าสถานีไฟฟ้าแรงสูงอื่น ๆ และสามารถสรุปผลการศึกษา Contingency ที่สำคัญได้ดังตารางที่ 7.12

ตารางที่ 7.12 ผลการศึกษา Contingency เมื่อนำสายส่ง 230 kV บางปะกง-หนองจอก 4 วงจร เข้าใช้งานครั้งแรก และ Loop 230 kV Bus ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุช

รูปที่	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น	ผลกระทบที่เกิดขึ้น	แนวทางแก้ไข
-	สายส่ง 230 kV NCO-ON Trip 1 วงจร	- สายส่ง AP-BPK(A) จ่ายโหลด 103.5 % - สายส่ง NCO-ON วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 99.2 %	- ประสานงานกับฝ่ายปฏิบัติการภาคกลาง และฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า เพื่อหาวิธีการแก้ไข เนื่องจากอยู่นอกเขตพื้นที่ความรับผิดชอบ
-	N-1 หม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก)	- หม้อแปลง Tie ชุดที่เหลือจ่ายโหลด 79.1 %	-
ข.37	สายส่ง 230 kV BPL-ON Trip 1 วงจร	- สายส่ง BPL-ON วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 106.1%	- วางแผนการเดินเครื่องให้เหมาะสมกับสภาพระบบโดยการเพิ่มกำลังผลิตโรงไฟฟ้าพระนครใต้ในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ขึ้นในระบบ - วางแผนการย้ายโหลดไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงข้างเคียง
-	สายส่ง 230 kV BPL-ON Trip ทั้ง 2 วงจร	- สายส่ง AP-BPK(A) จ่ายโหลด 112.7 %	- ประสานงานกับฝ่ายปฏิบัติการภาคกลาง และฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า เพื่อหาวิธีการแก้ไข เนื่องจากอยู่นอกเขตพื้นที่ความรับผิดชอบ

ตารางที่ 7.12 (ต่อ)

รูปที่	เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น	ผลกระทบที่เกิดขึ้น	แนวทางแก้ไข
ข.38	N-1 หม้อแปลง Tie (500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย	- หม้อแปลง Tie ชุดที่ เหลือจ่ายโหลด 116.1%	- วางแผนการเดินเครื่องให้ เหมาะสมกับสภาพระบบ - วางแผนการย้ายโหลดไปยัง สถานีไฟฟ้าแรงสูงข้างเคียง
ข.39	สายส่ง 230 kV BN-SNO Trip 1 วงจร	- สายส่ง BN-SNO วงจรที่ เหลือจ่ายโหลด 112.0 %	- วางแผนการเดินเครื่องให้ เหมาะสมกับสภาพระบบ - วางแผนการย้ายโหลดไปยัง สถานีไฟฟ้าแรงสูงข้างเคียง

จากตารางที่ 7.12 เมื่อเกิดเหตุการณ์ สายส่ง 230 kV บางพลี-อ่อนนุช Trip 1 วงจร มีผลทำให้สายส่งวงจรที่เหลือจะจ่ายโหลด 106.1 เปอร์เซ็นต์ แนวทางการแก้ไขปัญหาคือวางแผนการย้ายโหลดจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางพลี 140 MW ไปรับทางสถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุช ผลที่ได้คือสายส่ง 230 kV บางพลี-อ่อนนุช จ่ายโหลด 86.5 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด หรือวางแผนการเดินเครื่องกำเนิดของโรงไฟฟ้าพระนครใต้ จ่ายโหลดรวมกันไม่ต่ำกว่า 1,100 MW จะทำให้สายส่ง บางพลี-อ่อนนุช สามารถรองรับ N-1 ได้(จ่ายโหลด 91.7 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด) จากตารางที่ 7.12 จะเห็นว่าไม่สามารถใช้วิธีการ Break Loop สายส่ง บางพลี-อ่อนนุช ในการแก้ไขปัญหานี้ได้เนื่องจากจะส่งผลทำให้สายส่ง 230 kV อ่าวไผ่-บางปะกง(เอ) จ่ายโหลดเกินพิกัด

และเมื่อเกิดเหตุการณ์หม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย Trip 1 ชุด แล้วมีผลทำให้หม้อแปลง Tie ชุดที่เหลือจ่ายโหลด 116.1 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด แนวทางการแก้ไขคือวางแผนการย้ายโหลดจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงธนบุรีใต้ไปรับทางสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกะปิ 80 MW และจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อยไปรับทางสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางปะอิน 2 และรังสิต รวมกัน 160 MW พร้อมทั้งวางแผนเพิ่มกำลังผลิตโรงไฟฟ้าพระนครใต้จาก 854.0 MW เป็น 1,200 MW ซึ่งจะมีผลทำให้หม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย รองรับ N-1 ได้ จ่ายโหลด 98.4 เปอร์เซ็นต์

ส่วนในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ สายส่ง 230 kV บางกอกน้อย-ไทรน้อย Trip 1 วงจร แล้วมีผลทำให้สายส่งวงจรที่เหลือจ่ายโหลด 112.0 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด มีแนวทางในการแก้ไขคือวางแผนการย้ายโหลดจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกอกน้อย ไปรับทางสถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย 100 MW พร้อมทั้งวางแผนการเพิ่มกำลังผลิตโรงไฟฟ้าพระนครใต้จาก 854.0 MW เป็น 1,100 MW จะทำให้สายส่ง 230 kV บางกอกน้อย-ไทรน้อย สามารถรองรับ N-1 ได้ จ่ายโหลด 95.96 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด

บทที่ 8

บทสรุปและข้อเสนอแนะ

การวิเคราะห์ระบบกำลังไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม PSS/E เพื่อใช้วางแผนระยะสั้นในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล สามารถสรุปได้ดังนี้

1. ที่มาของแนวความคิดที่ใช้ในงานวิจัย เนื่องจากเกิดวิกฤตการณ์ทางเศรษฐกิจ แผนการก่อสร้างและปรับปรุงระบบส่งบางโครงการของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จึงถูกชะลอออกไปทำให้การนำอุปกรณ์ใหม่เข้าใช้งานไม่สอดคล้องกับแผนระยะยาว และได้ส่งผลกระทบต่อสภาพระบบ คือระบบไม่รองรับ N-1 และระดับกระแสฟอลท์เกินขีดจำกัดของอุปกรณ์ โดยวิธีการวางแผนแบบเดิมจะใช้วิธีการเปลี่ยนอุปกรณ์ ซึ่งมีค่าใช้จ่ายค่อนข้างสูงและในอีกไม่นานเมื่อนำแผนระยะยาวในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าเข้าใช้งาน อุปกรณ์ที่เปลี่ยนด้วยวิธีการวางแผนแบบเดิมจะหมดความจำเป็น และอุปกรณ์บางส่วนจะถูกยกเลิกการใช้งาน

ดังนั้นจึงนำเสนอแนวทางการวางแผนที่เหมาะสม เพื่อลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ โดยอาศัยหลักการเปลี่ยนแปลงลักษณะการจ่ายไฟที่มีผลทำให้ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงและมีความเชื่อถือได้ ซึ่งสามารถดำเนินการได้ทันทีโดยใช้ระยะเวลาไม่นาน มีค่าใช้จ่ายไม่มาก โดยจะเลือกใช้วิธีการเปลี่ยนหรือเพิ่มอุปกรณ์เป็นวิธีการสุดท้าย

2. การเตรียมข้อมูลที่ใช้ในการศึกษา ข้อมูลที่ใช้ในการวิจัยเป็นข้อมูลของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตทั้งหมดทั่วประเทศ โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) โรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) รวมทั้งระบบไฟฟ้าที่เชื่อมโยงกับประเทศมาเลเซียและสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว ดังนั้นข้อมูลต่าง ๆ ทั้งหมดจะมีจำนวนมาก ทำให้การทำฐานข้อมูลต้องใช้เวลานาน ซึ่งความถูกต้องของผลการวิเคราะห์จะขึ้นอยู่กับข้อมูลระบบไฟฟ้า วิธีการที่นำมาใช้ และแบบจำลองระบบไฟฟ้าเป็นสำคัญ

3. วิธีการวางแผนที่นำมาใช้ลดผลกระทบต่อ

1. วิธีการแก้ไขปัญหาในระดับกระแสฟอลท์เกินขีดจำกัดอุปกรณ์ มีดังนี้

- การปลดอุปกรณ์ ประกอบด้วยการวางแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้เหมาะสมกับสภาพระบบ การปลดสายส่ง การปลดหม้อแปลงไฟฟ้า การปลดสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างสถานีไฟฟ้า 2 สถานีออกทุกวงจร
- การแยกบัสสถานีไฟฟ้าที่มีระดับกระแสฟอลท์เกินขีดจำกัด
- การเชื่อมต่อสายส่งข้ามสถานีไฟฟ้าที่มีระดับกระแสฟอลท์เกินขีดจำกัด

2. วิธีการแก้ไขปัญหาในระบบไม่รองรับ N-1 หรือเสริมความมั่นคงของระบบ มีดังนี้

- นำหม้อแปลงและอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ ที่ปลด Standby,ปลดเพื่อลดระดับแรงดัน หรือปลดเพื่อลดระดับกระแสฟอลท์ เข้าจ่ายไฟ
- วางแผนการย้ายโหลดไปรับทางสถานีไฟฟ้าข้างเคียง
- วางแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้เหมาะสมกับสภาพระบบ
- การ Loop บัส
- การเชื่อมต่อสายส่ง
- การปลดสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างสถานีไฟฟ้า 2 สถานีออกทุกวงจร

การเลือกใช้วิธีการใดวิธีการดังที่กล่าวมาแล้วข้างต้นหรือให้หลายวิธีร่วมกัน จะขึ้นอยู่กับสถานการณ์และการนำไปประยุกต์ใช้งานที่จะทำให้ระบบมีความมั่นคงยิ่งขึ้น ซึ่งการวางแผนจะให้ผลจะต้องทำการวิเคราะห์ให้ครอบคลุมด้านต่างๆ ให้ครบทุกๆด้าน มิฉะนั้นอาจจะเป็นการซ้ำเติมสภาพระบบ ซึ่งอาจจะทำให้เกิดการ Trip อย่างต่อเนื่อง หรือมีไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง

4. ผลการวิเคราะห์

- 1.สามารถวางแผนในการนำอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆเข้าใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพ และเพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น รวมทั้งสอดคล้องกับแผนระยะยาว
2. สามารถหามาตรการรองรับ ในกรณีที่แผนงานก่อสร้างไม่แล้วเสร็จตามแผน
3. สนับสนุนการปฏิบัติการควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า โดยแสดงขีดจำกัดของระบบ ในกรณีเกิดเหตุการณ์ข้อขัดข้องขึ้นในระบบ สามารถหาวิธีการแก้ไขผลกระทบที่จะเกิดขึ้นให้น้อยที่สุด ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ตลอดจนการเร่งรัดการนำการนำอุปกรณ์ไฟฟ้าเข้าจ่ายไฟ
- 4.สนับสนุนด้านการบำรุงรักษาอุปกรณ์ระบบส่ง และโรงไฟฟ้า โดยสามารถจำลองระบบกำลังไฟฟ้าให้ใกล้เคียงกับระบบจริง เพื่อทำการจำลองว่าระบบไฟฟ้าในขณะนั้นมีความพร้อมและเหมาะสมที่จะปลดอุปกรณ์เพื่อบำรุงรักษาหรือไม่ ตลอดจนสามารถเตรียมมาตรการรองรับและแนวทางแก้ไขได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- 5.สามารถศึกษาหาค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ไฟฟ้าให้เหมาะสมกับสภาพระบบไฟฟ้า เช่น เมื่อนำสายส่งไฟฟ้าเข้าใช้งานครั้งแรก ทำให้ระดับกระแสฟอลท์เพิ่มขึ้นจนเกินขีดจำกัดของอุปกรณ์ และวางแผนแก้ไขโดยการปลดสายส่ง โดยที่ไม่กระทบกับความมั่นคงของระบบ

5. สิ่งที่ต้องได้รับการพัฒนาต่อไป

- 1.หาวิธีการวางแผนระบบไฟฟ้าแบบใหม่ เพื่อให้มีไฟฟ้าเพียงพอต่อความต้องการใช้ ระบบมีความมั่นคงและมีความเชื่อถือได้ โดยมีต้นทุนต่ำสุด
2. Monitoring ตรวจวัดพิกัดทางความร้อนของสายส่งพาดในอากาศ(Overhead Line) แบบไดนามิกส์ On-line เฉพาะสายส่งที่มีเปอร์เซ็นต์การจ่ายโหลดสูง ๆ ซึ่งวิธีการวางแผน

แบบเดิมจะกำหนดปัจจัยที่ผลกับอุณหภูมิให้มีค่ามากกว่าความเป็นจริงอยู่มาก เช่น ความเร็วลม น้อย อุณหภูมิสิ่งแวดล้อมมีค่าสูง เป็นต้น ดังนั้นถ้าพัฒนาต่อไปได้จะสามารถลดค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสายส่งใหม่ ยกเลิกฟังก์ชันการปลดโหลด หรือปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อมีอุปสรรคในระบบจำโหลดเกินพิกัดมากกว่าเกณฑ์ที่กำหนด

3.หาวิธีการวางแผนการเดินทางเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้มีต้นทุนต่ำที่สุด และค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบน้อยที่สุด

เอกสารอ้างอิง

- [1] ศิริทัต กลั่นความดี. "การวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า." เอกสารประกอบการบรรยายทางวิชาการ. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, นนทบุรี. 2538.
- [2] Power Technologies a division of S&W Consultants Inc., " Program Application Guide PSS/E-27.", December 2000.
- [3] Power Technologies a division of S&W Consultants Inc., "Advance Transmission Planning Using Modern Analytical Tools. ", March 1997.
- [4] ฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า. "ความสามารถสูงสุดในการส่งกระแสไฟฟ้าของสายส่งไฟฟ้าแรงสูง กพผ.", การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, นนทบุรี. 2529.
- [5] ฝ่ายฝึกอบรม. " Constrains of Normal Operation." การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, นนทบุรี. 2534.
- [6] ฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า. "คู่มือการจ่ายโหลดเกินพิกัดของหม้อแปลง.", การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, นนทบุรี. 2534.
- [7] Charles A. Gross. **Power System Analysis.** 2nd Ed. United States of America : John Wiley & Sons, Inc. 1986.
- [8] John J. Grainger and William D. Stevenson, Jr. **Power System Analysis.** Singapore : McGraw-Hill, Inc. 1994.
- [9] Arthur R. Bergen and Vijay Vittal. **Power System Analysis.** 2nd Ed. United States of America : Prentice-Hall, Inc. 2000.
- [10] William D. Stevenson, Jr. **Elements of Power System Analysis.** 4th Ed. Singapore : McGraw-Hill, Inc. 1982.
- [11] A. Monticelli. **State Estimation in Power Systems A Generalized Approach.** United States of America : Kluwer Academic Publishers. 1999.
- [12] X. Wang and J.R. McDonald. **Modern Power System Planning.**, McGraw-Hill Book Co., 1994.
- [13] University of Strathclyde. "Module on Power Systems Operation and Management ", Vol.1/2 , July 1995.
- [14] สมชาย อรุณมหาศน์. "Single Line Diagram", การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, นนทบุรี. 2545.

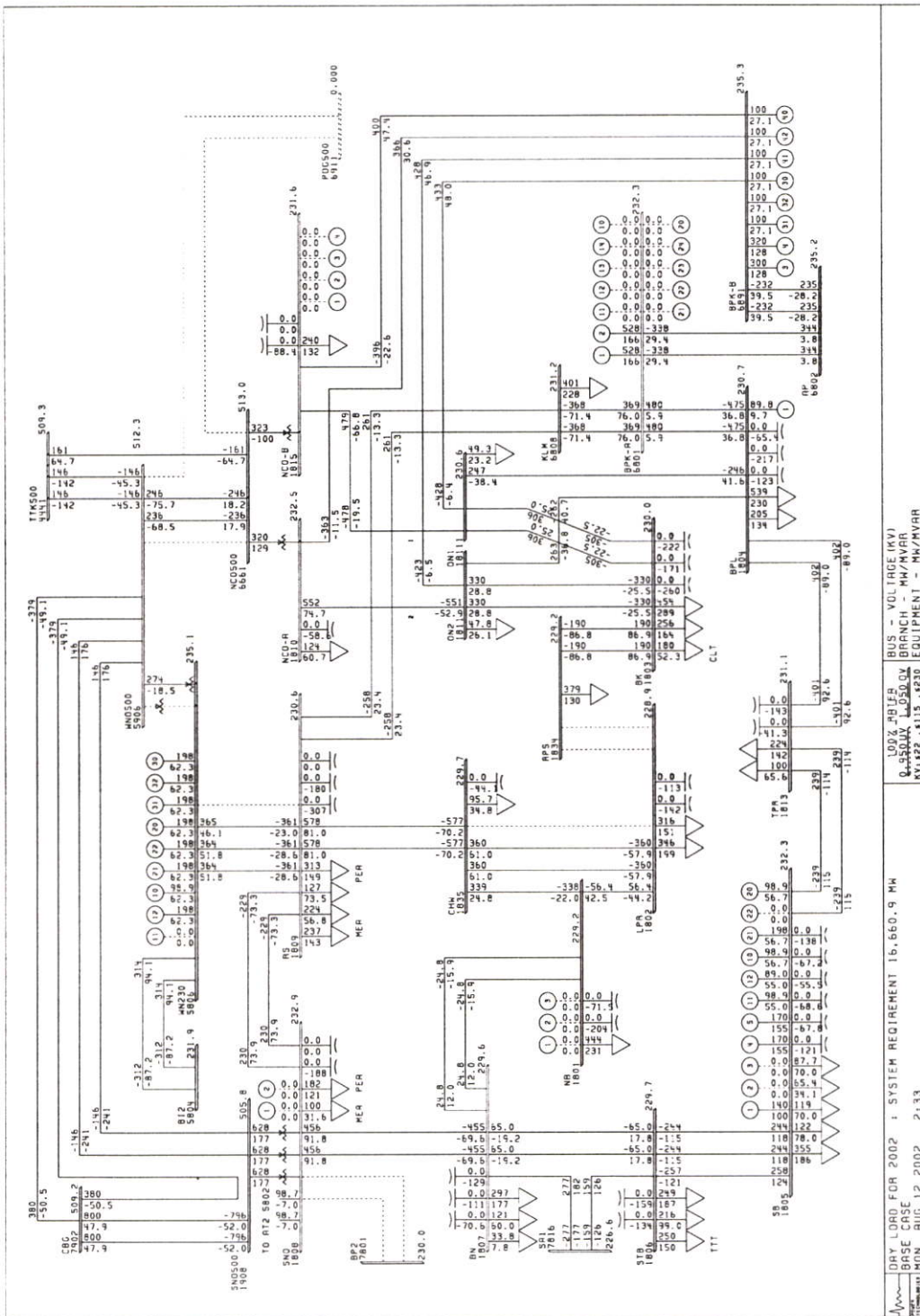
- [15] กองระบบป้องกัน ฝ่ายบำรุงรักษาระบบส่ง. "Impedance Diagram", การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, นนทบุรี. 2545.
- [16] คณะทำงาน Blackout Restoration. "แผนการนำระบบกลับคืนสู่สภาวะปกติ เมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับทั่วประเทศ ประจำปี 2548", การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, นนทบุรี. 2547.

ภาคผนวก ก.
รายการคำย่อ

รายการคำย่อ

AP	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่าวไผ่ (AO PHAI)
AT2	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่างทอง 2 (ANG THONG-2)
BI2	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงบางปะอิน 2 (BANG PA-IN-2)
BK	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกะปิ (BANG KAPI)
BKI	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงบ้านค่าย (BANKHAI)
BN	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงบางกอกน้อย (BANGKOK NOI)
BPK	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงบางปะกง (BANG PAKONG)
BPL	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงบางพลี (BANG PHLI)
BP2	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงบ้านโป่ง 2 (BANPONG-2)
CBG	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงจอมบึง (CHOMBUNG)
CHW	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงแจ้งวัฒนะ (CHAENG WATTANA)
KLM	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงคลองใหม่ (KHLONG MAI)
LPR	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงลาดพร้าว (LAT PHRAO)
NB	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงพระนครเหนือ (NORTH BANGKOK)
NCO	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก (NONG CHOK)
ON	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงอ่อนนุช (ON NUCH)
PDG	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงปลวกแดง (PLUAK DANG)
PSS/E	=	Power System Simulator / Engineering
RPS	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงรัชดาภิเษก (RATCHADAPHISEK)
RS	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต (RANGSIT)
SA1	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงสามพราน 1 (SAM PHRAN-1)
SB	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงพระนครใต้ (SOUTH BANGKOK)
SNO	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย (SAI NOI)
STB	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงธนบุรีใต้ (SOUTH THONBURI)
TPR	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงเทพารักษ์ (THEPHARAK)
TTK	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงท่าตะโก (THA TAKO)
WN	=	สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย (WANG NOI)

ภาคผนวก ข.
ผลการจำลองระบบไฟฟ้า

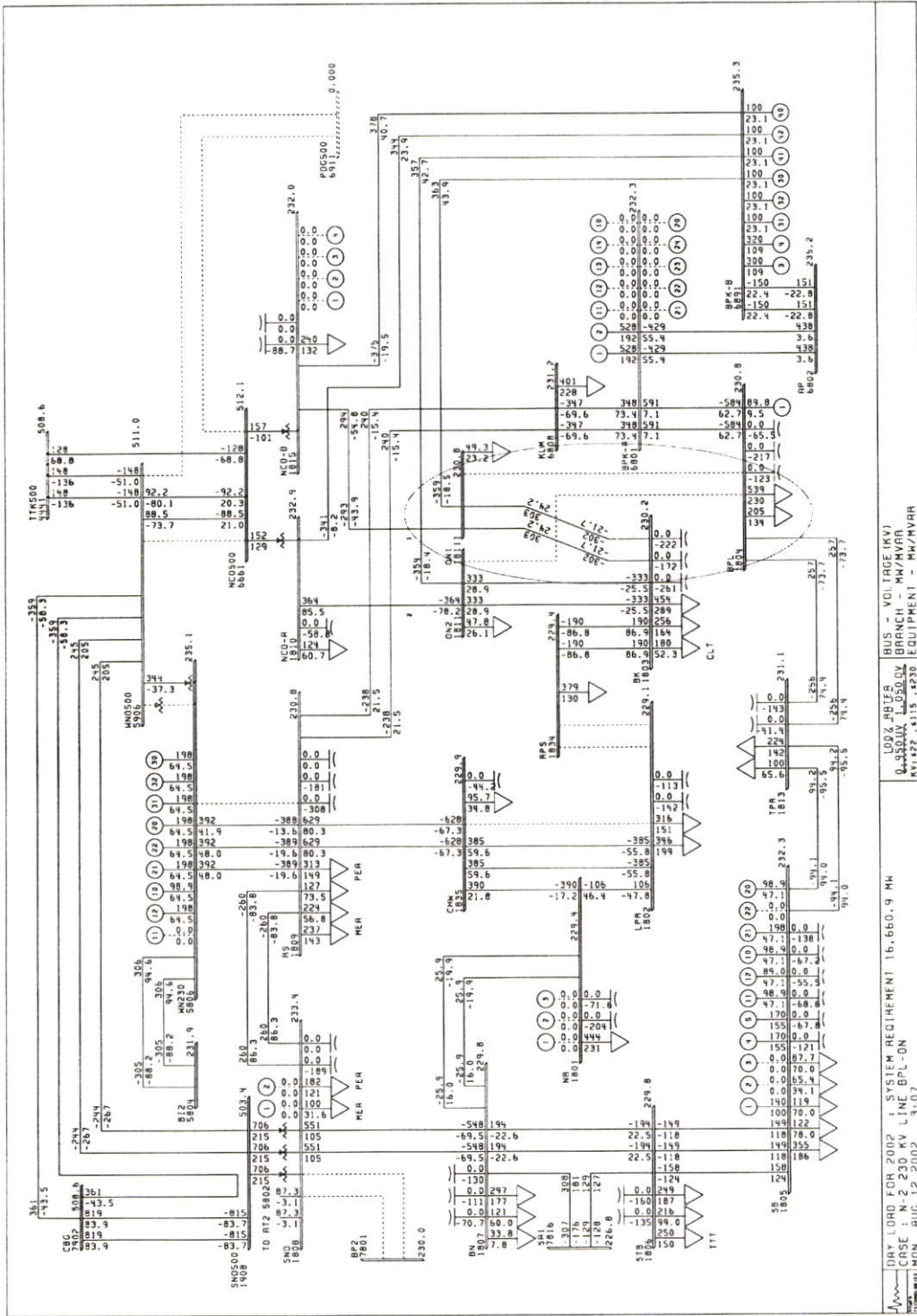


รูปที่ ข.1 Base Case 2545

ตารางที่ ข.1 ผลการศึกษาระดับ Fault Level ในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล จาก Base Case ปี 2545

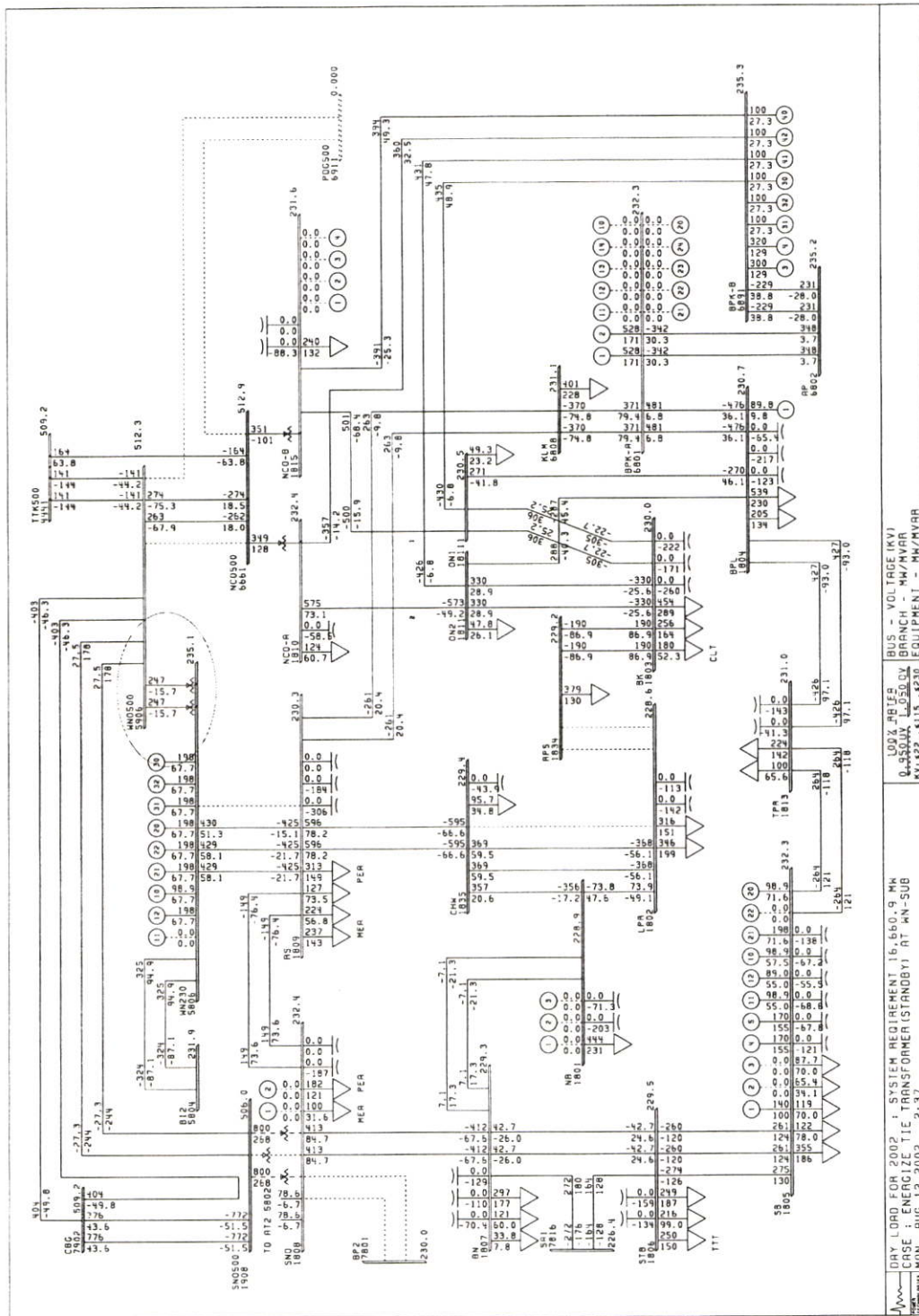
Three Phase Fault Current (kA)																						
แรงดัน	BK	BN		BPL	CHW	LPR		NB	NCO		ON		RPS	RS	SB		SNO	STB		TPR		
		Bus 1,2	Bus 3,4			A	B		1	2	Bus 1,2	KT4A			KT5A	KT1,2A		KT3,4A				
69 kV	Bus 1,2	Bus 3,4	Bus 1,2	KT7,8A	-	KT1,2A	KT3,4A	28.87	-	19.65	-	-	24.00	29.82	KT3A	KT4A	KT5A	KT1,2A	KT3,4A	-	13.44	
	29.57	26.21	24.05	19.91		23.92	26.50								26.84	8.13	12.69	12.74	19.67			19.67
115 kV	-	-	8.92	20.60	13.65	-	-	-	-	19.65	14.33	-	-	21.87	8.28	-	-	14.23	-	-	44.48	44.75
230 kV	35.26	43.32	45.93	38.96	34.29	36.36	34.29	36.36	29.44	29.47	37.38	37.38	28.65	44.54	47.86	47.86	44.48	43.38	43.38	44.48	44.75	
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	19.68	19.68	-	-	-	-	-	-	22.28	-	-	-	-	

หมายเหตุ - ใช้ Base Case คำนวณความต้องกรไฟฟ้าทั้งระบบในตอนกลางวันที่ พ.ศ. 2545 สูงสุด 16,660.9 MW และความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล 7,162.8 MW.



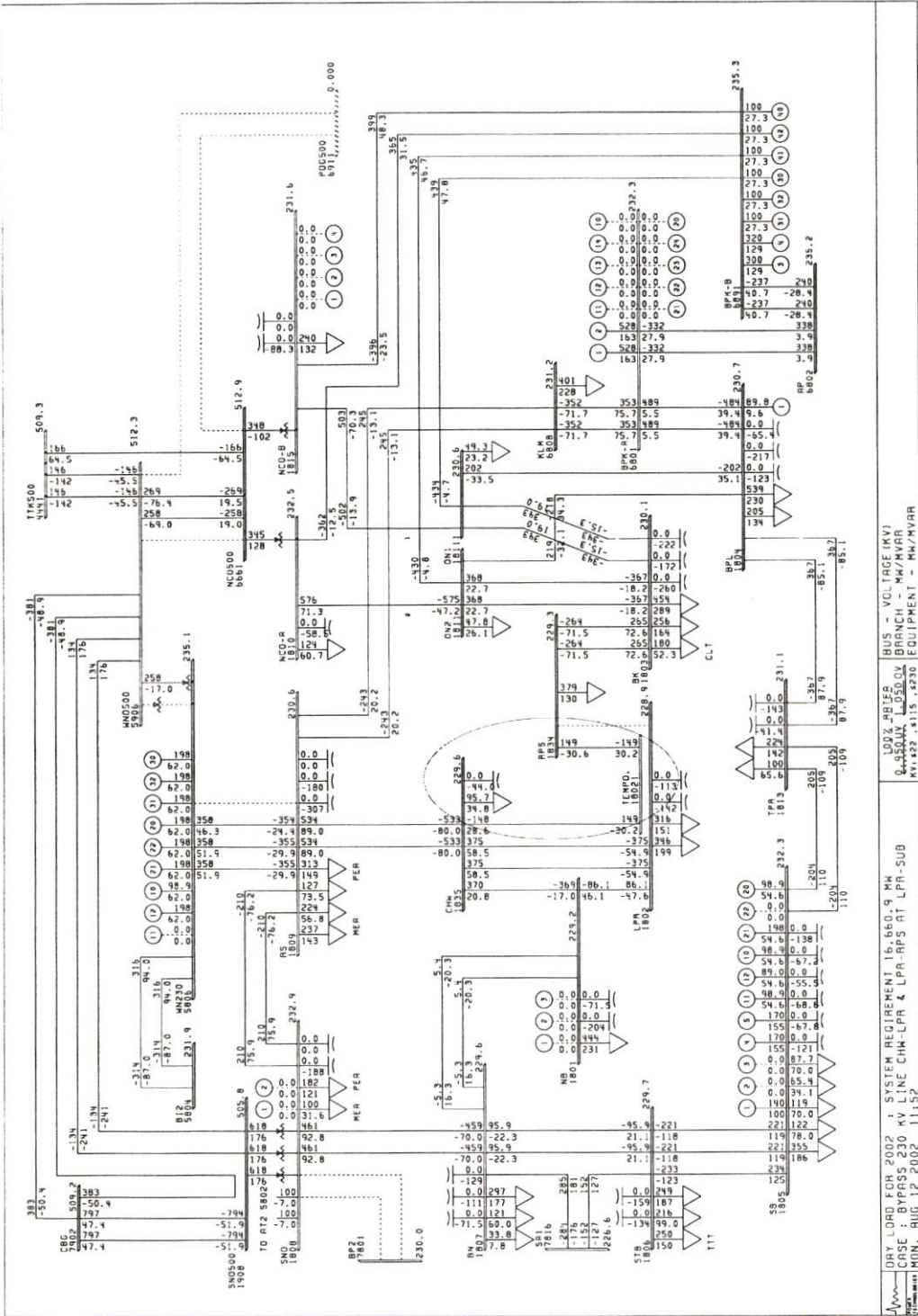
รูปที่ ข.3 สายส่ง 230 KV บางพลี-อ่อนนุช Trip ทั้ง 2 วงจร ไม่มีอุปกรณ์ตัดในระบบจ่ายโหลดเกิดขึ้นที่กัก

DRY LOAD FOR 2002 | SYSTEM REQUIREMENT 16,660.9 MH
CASE : N-2 230 KV LINE BPL-DN
DATE : MON, AUG 12 2002 3:07



DRY LOAD FOR 2002 SYSTEM REQUIREMENT 16,660.9 MW
 CASE : TENSOLV TIE TRANSFORMER (STANDBY) AT WN-50B
 HUNT, AUG 12 2002 2:37
 100% BUS - VOLTAGE (KV)
 0.9500V LOSS OF BRANCH - MW/MVAR
 MW/222.24115.45230 EQUIPMENT - MW/MVAR

รูปที่ ข.5 นำหม้อแปลงเชื่อมโยงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวงน้อยเข้าจ่ายไฟ สามารถลดโหลดของหม้อแปลงเชื่อมโยงที่ไทรน้อย เหลือ 112.4 %

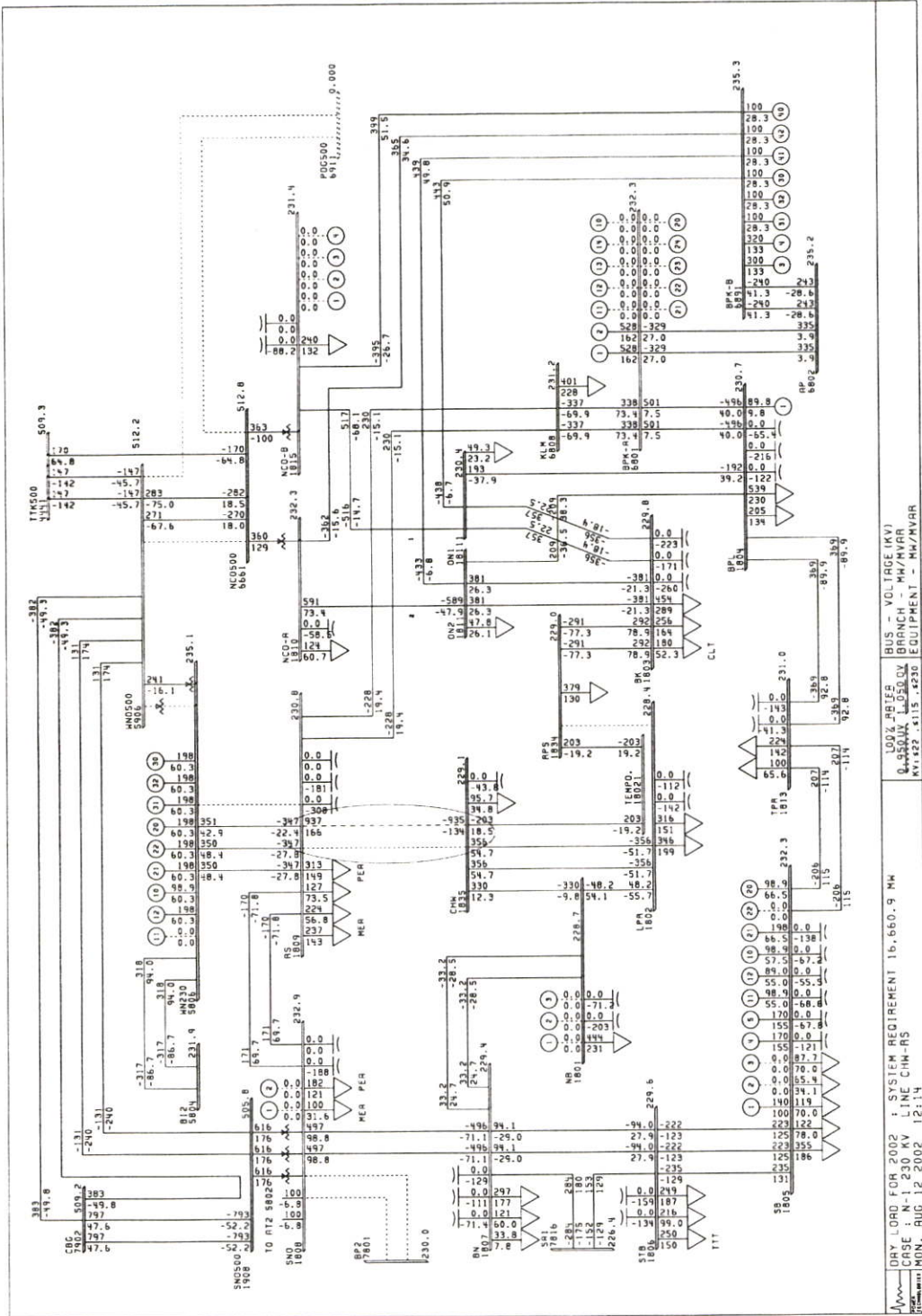


รูปที่ ข.7 การเชื่อมต่อต่อสายส่ง 230 kV แจ็งวัฒนะ-ลาดพร้าว กับ ลาดพร้าว-รัชดาภิเษก เป็นสายส่งแจ็งวัฒนะ-รัชดาภิเษก

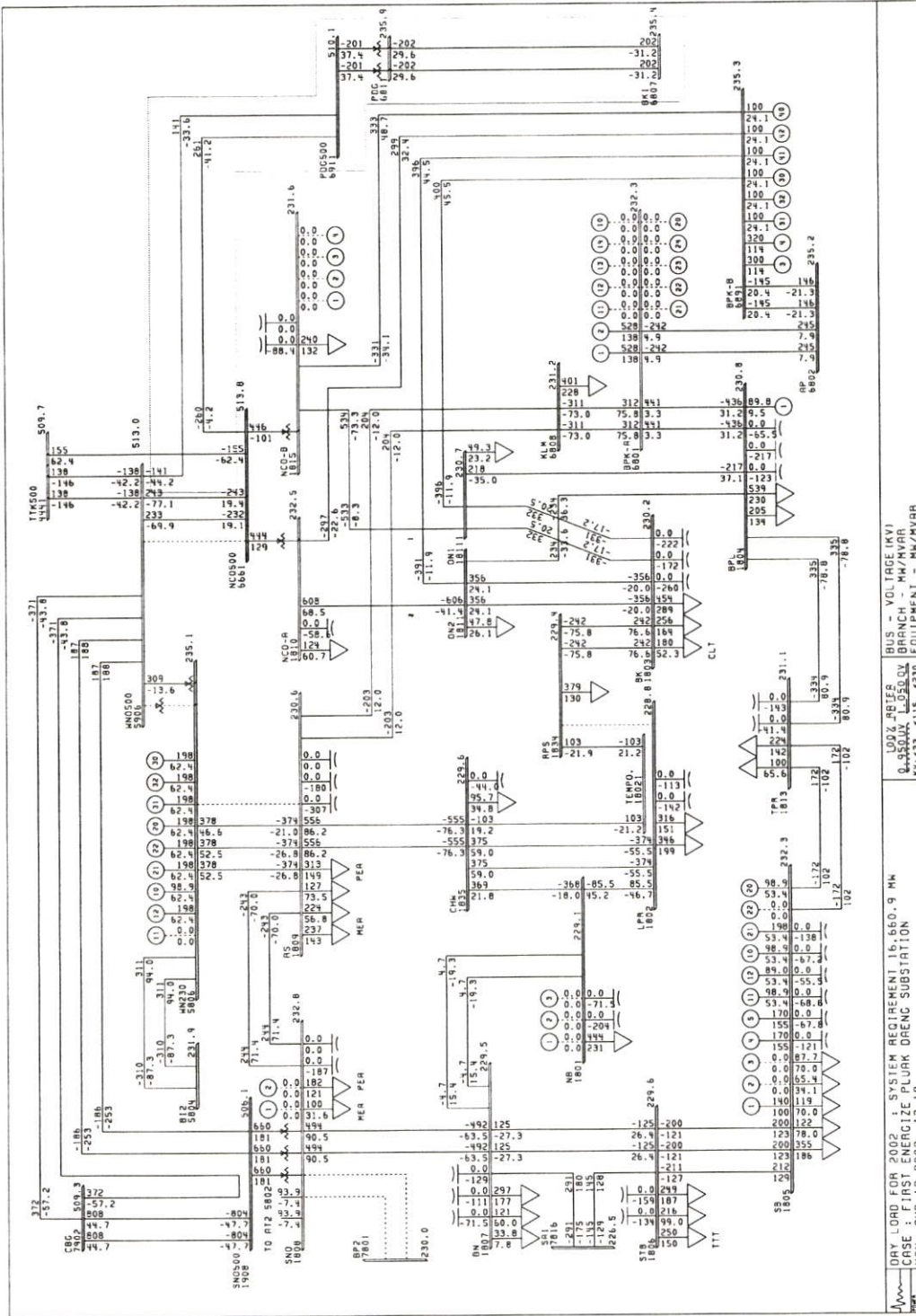
DRY LOAD FOR 2002 : SYSTEM REQUIREMENT 16,660.9 MW
 CASE : BYPASS 230 KV LINE CHK-LPR & LPR-RPS AT LPR-SUB
 MON. AUG. 12 2002 11:15:2
 100% ABTFR BUS - VOLTAGE (KV)
 0.9500V LO50.0V
 BRANCH - MW/MVAR
 NY.422.4115.4230 EQUIPMENT - MW/MVAR

ตารางที่ ข.2 ผลการศึกษาระดับ Fault Level เมื่อเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV CHW-LPR กับ LPR-RPS เป็นสายส่ง 230 kV CHW-RPS

แรงดัน	Three Phase Fault Current (kA)																					
	BK		BN		BPL	CHW	LPR		NB	NCO		ON		RPS	RS	SB			SNO	STB		TPR
							KT1,2A	KT3,4A		A	B	1	2			Bus 1,2	KT4A	KT5A		KT1,2A	KT3,4A	
69 kV	Bus 1,2	Bus 3,4	Bus 1,2	KT7,8A			KT1,2A	KT3,4A								Bus 1,2	KT4A	KT5A		KT1,2A	KT3,4A	
	31.19	27.46	24.01	19.99	24.04	-	27.28	27.66	29.56	-	-	-	-	25.91	30.43	23.92	12.69	12.74	-	19.68	19.70	23.73
115 kV	-	-	8.94		20.73	14.07	-	-	-	19.94	14.70	-	-	-	22.48	8.13	8.28	-	14.31	-	-	13.48
230 kV	44.55		44.63		47.38	47.25	38.35	39.47		30.83	43.02	43.00	40.77	49.14			47.85		46.20	43.87		45.36
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.69	-	-	-	-	-	-	-	-	22.40	-	-	-



รูปที่ ข.8 สายส่ง 230 KV แฉิ่งวัฒนะ-รังสิต Trip 1 วงจร แล้วมีผลทำให้สายส่งที่เหลือที่เสถียรจ่ายโหลด 110.4 %

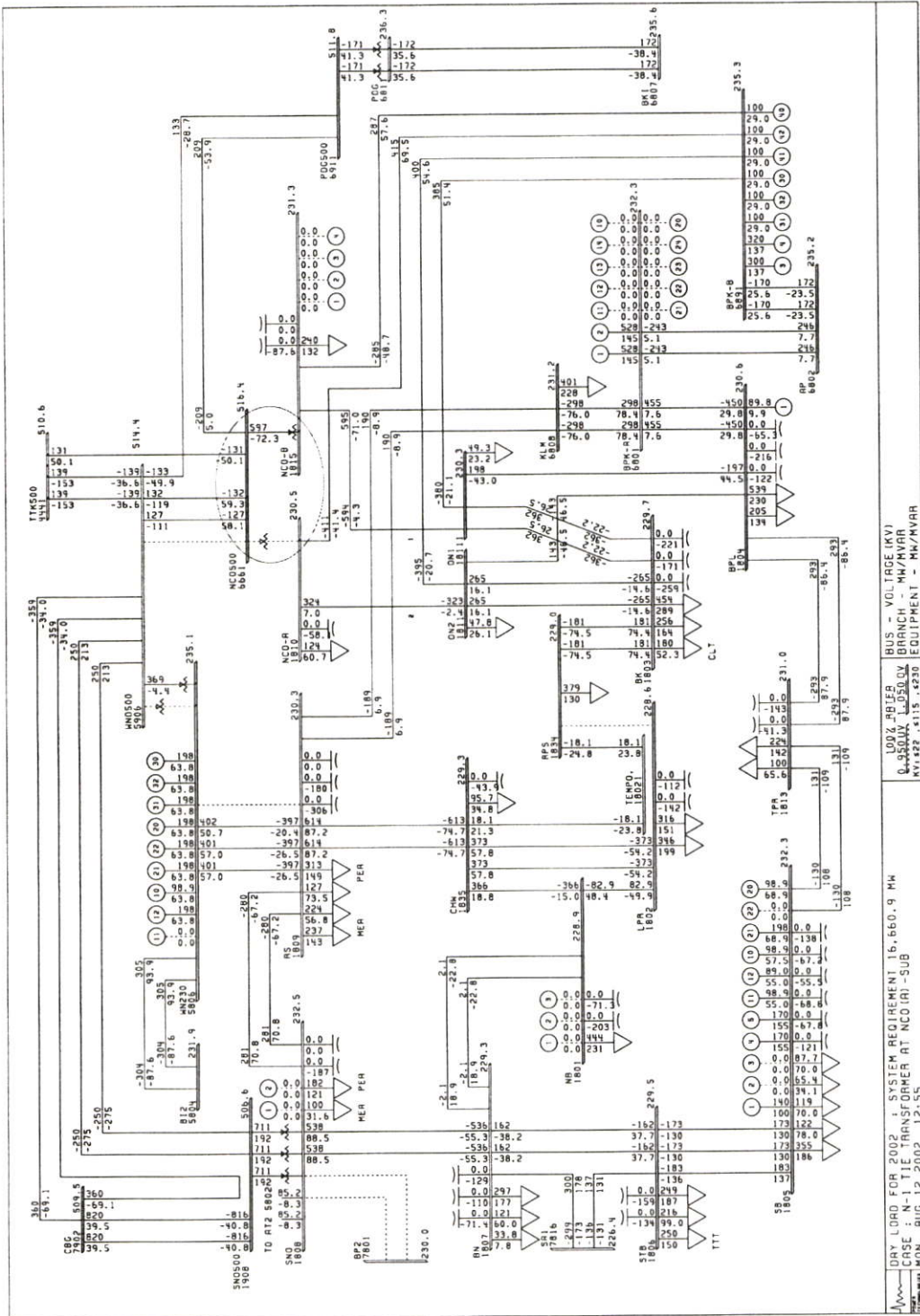


รูปที่ ข.9 การนำสถานีไฟฟ้าแรงสูงปลวกแดง เข้าจ่ายไฟครั้งแรก

DRY LOAD FOR 2002, SYSTEM REQUIREMENT 15,560.9 MW
 CASE 0.950KV L-050.0V BRANCH - MM/MVAR
 MON, AUG 12 2002, 12.1B

ตารางที่ ข.3 ผลการศึกษาระดับ Fault Level เมื่อนำสถานีไฟฟ้าแรงสูงปดวกแดง เข้าจ่ายไฟเป็นครั้งแรก

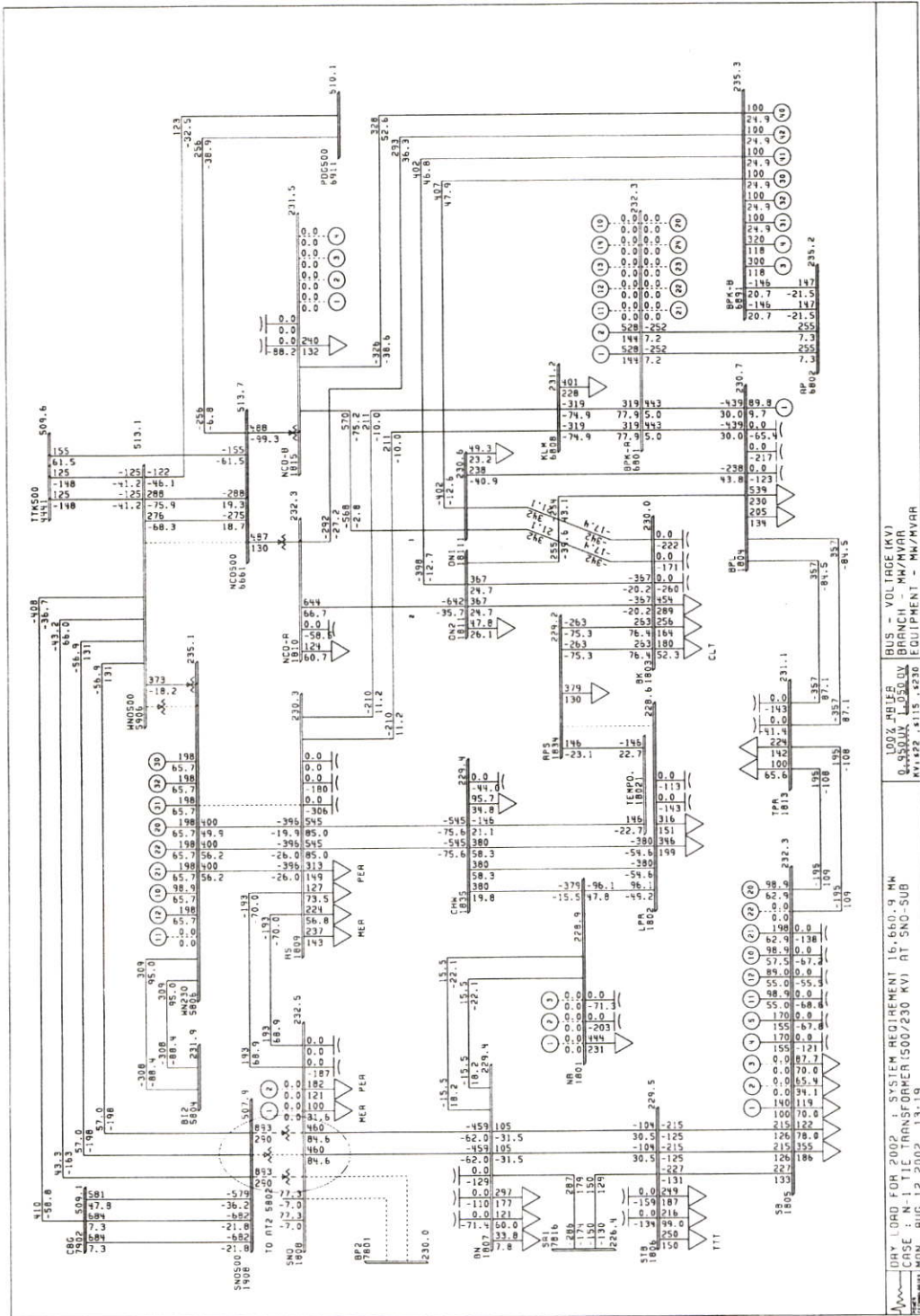
Three Phase Fault Current (kA)																						
แรงดัน	BK		BN		BPL	CHW	LPR		NB	NCO		ON		RPS	RS	SB			SNO	STB	TPR	
	Bus 1,2	Bus 3,4	Bus 1,2	KT7,8A			KT1,2A	KT3,4A		A	B	1	2			Bus 1,2	KT4A	KT5A		KT1,2A	KT3,4A	
69 kV	31.23	27.49	24.03	20.00	24.05	-	27.32	27.69	29.60	-	-	-	-	25.95	30.48	23.93	12.69	12.74	-	19.69	19.71	23.74
115 kV	-	-	8.95	-	20.75	14.09	-	-	-	20.01	-	14.72	-	-	22.53	8.13	8.28	-	14.35	-	-	13.48
230 kV	44.85	-	45.01	47.69	47.51	47.69	38.65	39.78	31.19	31.22	43.29	43.26	41.04	49.65	48.05	44.16	45.50	47.12	44.16	45.50	-	-
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	22.01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23.66	-	-	-



รูปที่ ข.10 หม้อแปลงเชื่อมโยงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก(เอ) Trip แล้วมีผลทำให้หม้อแปลงเชื่อมโยงที่สถานีไฟฟ้าหนองจอก(บี) จ่ายโหลด 98.0%

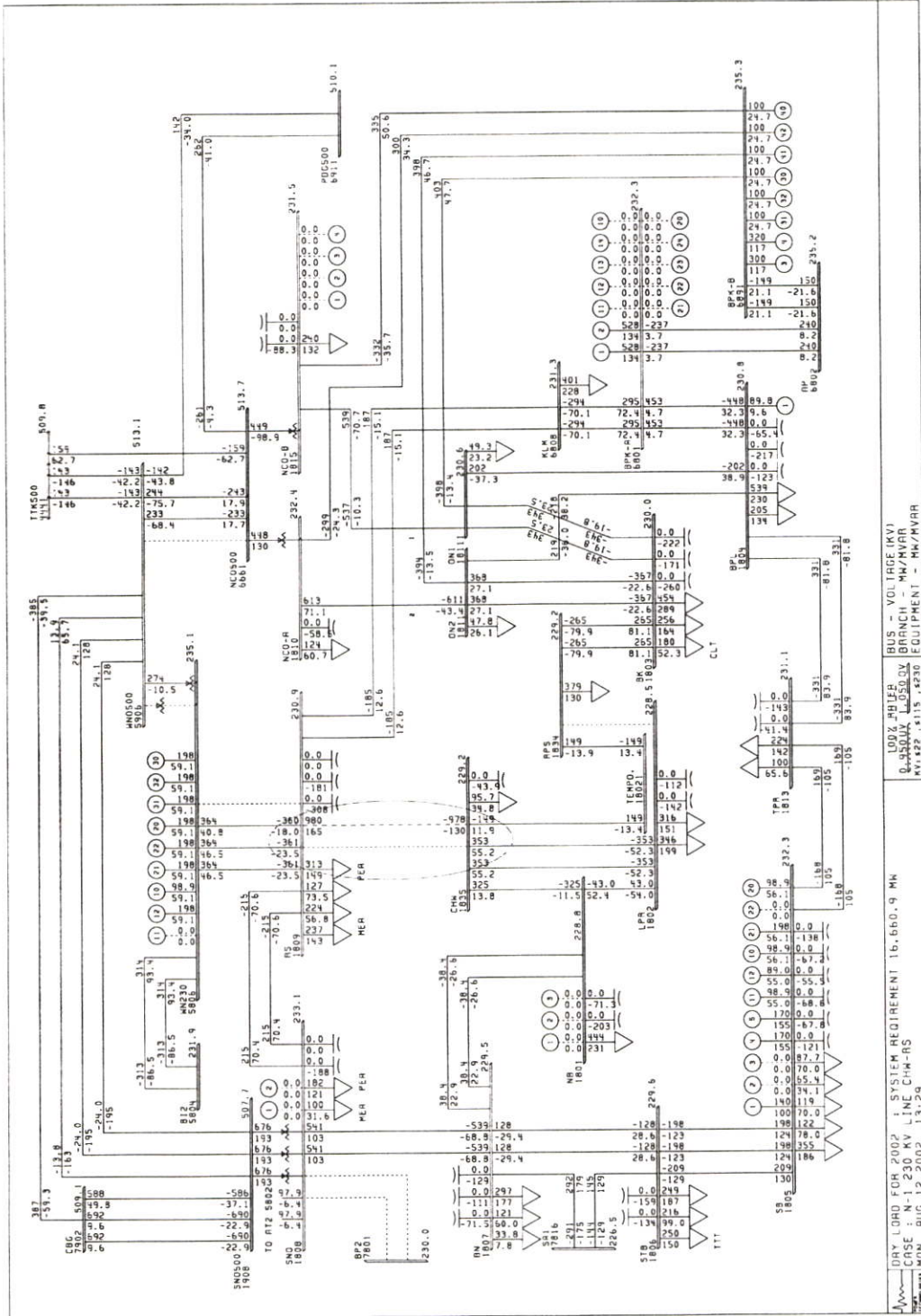
ตารางที่ ๑.4 ผลการศึกษาระดับ Fault Level เมื่อตัดสายส่ง 500 kV CBG-WN No.2 เป็นสายส่ง 500 kV CBG-SNO No.3 และ SNO-WN No.3

Three Phase Fault Current (kA)																							
แรงดัน	BK		BN		BPL	CHW	LPR		NB	NCO		ON		RPS	RS	SB		SNO	STB		TPR		
	Bus 1,2	Bus 3,4	Bus 1,2	KT7,8A			KT1,2A	KT3,4A		A	B	1	2			Bus 1,2	KT4A	KT5A		KT1,2A	KT3,4A		
69 kV	31.25	27.51	24.06	20.03	24.06	-	27.35	27.73	29.64	-	-	-	-	25.96	30.52	23.93	12.69	12.75	-	19.71	19.72	23.75	
115 kV	-	-	8.96	-	20.75	14.10	-	-	-	20.01	-	14.72	-	-	22.56	8.13	8.28	-	14.39	-	-	-	13.49
230 kV	44.89	-	45.22	-	47.56	47.87	38.78	39.94	31.20	31.23	43.32	43.29	41.09	49.89	48.14	44.31	47.79	45.55	-	-	-	-	-
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	22.07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.15	-	-	-	-



DRY LOAD FOR 2002.11 SYSTEM REQUIREMENT 16.640.9 MW
 CASE 14-111 TRANSFORMER (500/230 KV) AT SNO-SUB
 100% RATED BUS - VOLTAGE (KV)
 0.450KV L-0.500KV BRANCH - MM/MVAR
 MW:422.8115.8230 EQUIPMENT - MM/MVAR

รูปที่ ข.14 หม้อแปลงเชื่อมโยงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย Trip 1 ชุด แล้วมีผลทำให้หม้อแปลงชุดที่เหลือจ่ายโหลด 125.2 %

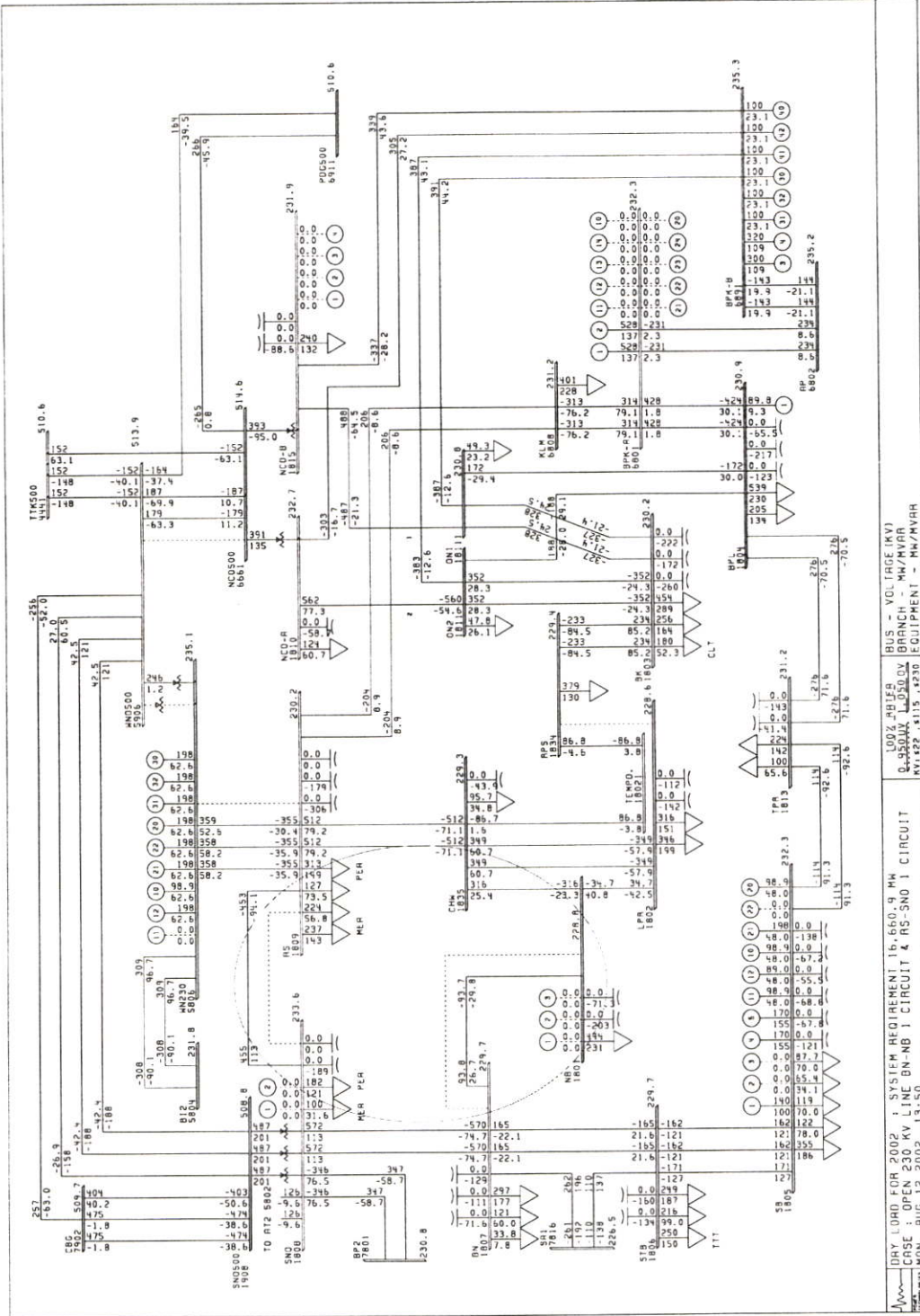


DRY LOAD FOR 2002 : SYSTEM REQUIREMENT 16,660.9 MH
 CASE : N-1 230 KV LINE CH-AS
 MON. AUG 12 2002 13:24
 100% BUSBAR BUS - VOLTAGE (KV)
 0.9500000000000000 BRANCH MK/MVAR
 MVA/22.115.4232 EQUIPMENT - MK/MVAR

รูปที่ ข.15 สายส่ง 230 KV แจกจ่ายตามรังสี Trip 1 วงจร แล้วมีผลทำให้สายส่ง แจกจ่ายตามรังสี วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 115.3 %

ตารางที่ ๗.5 ผลการศึกษาระดับ Fault Level เมื่อนำสายส่ง 230 kV BP2-SNO No.1,2 เข้าจ่ายไฟเป็นครั้งแรก

Three Phase Fault Current (kA)																					
แรงดัน	BK		BN		BPL	CHW	LPR		NB	NCO		ON		RPS	RS	SB		SNO	STB		TPR
	Bus 1,2	Bus 3,4	Bus 1,2	KT7,8A			KT1,2A	KT3,4A		A	B	1	2			Bus 1,2	KT4A		KT5A	KT1,2A	
69 kV	31.41	27.62	24.31	20.20	24.15	-	27.57	27.95	29.91	-	-	-	-	26.08	30.78	24.06	12.73	12.78	19.85	19.86	23.85
																KT3A	KT6A	-			
115 kV	-	-	9.01	-	20.84	14.19	-	-	-	20.09	14.78	-	-	-	22.82	8.16	8.31	14.65	-	-	13.54
230 kV	45.95	-	48.52	48.82	48.82	50.25	41.48	42.92	-	31.52	31.56	44.20	44.18	42.12	53.73	49.08	49.08	54.09	47.06	47.06	46.87
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22.22	-	-	-	-	-	-	-	25.16	-	-	-

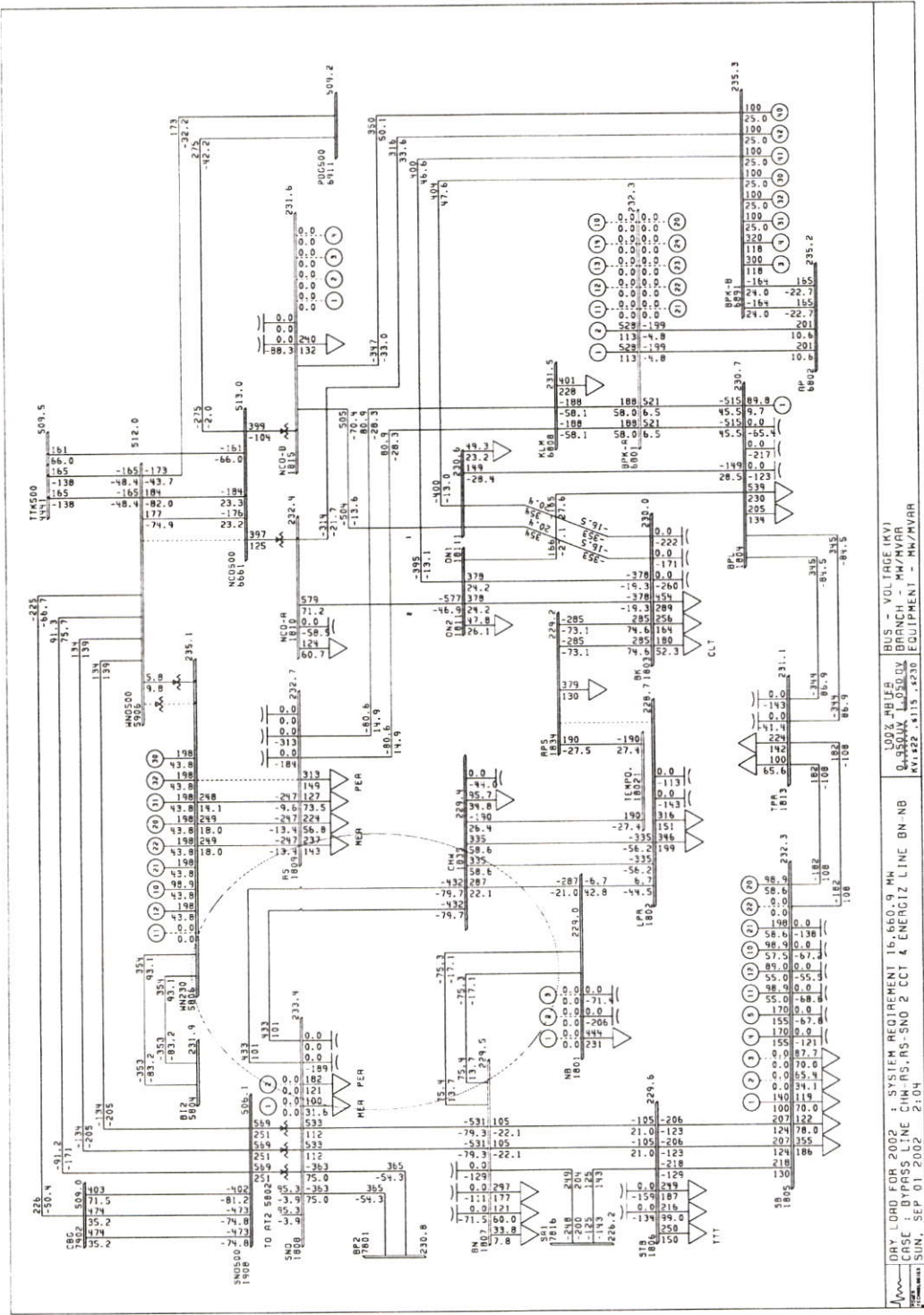


DAY LOAD FOR 2002 1. SYSTEM REQUIREMENT 1b, 650.9 MH
 CASE : OPEN 230 KV LINE BN-NB 1 CIRCUIT & RS-SNO 1 CIRCUIT
 MON, AUG 12 2002 13:50
 100% PB/IFA BUS - VOLTAGE (KV)
 0.95500V BRANCH - MH/MVAR
 KV:422.1,115.4,230 EQUIPMENT - MH/MVAR

รูปที่ ข.17 ปลดสายส่ง 230 kV RS-SNO 1วงจร และ BN-NB 1 วงจร เพื่อลด Fault Level หลังจากนำสายส่ง BP2-SNO เข้าใช้งานครั้งแรก

ตารางที่ ข.6 ผลการศึกษา Fault Level โดยการปลดสายส่ง 230 kV RS-SNO 1 วงจร และปลดสายส่ง 230 kV BN-NB 1 วงจร เพื่อลด Fault Level เมื่อนำสายส่ง 230 kV BP2-SNO No.1,2 เข้าจ่ายไฟครั้งแรก

แรงดัน	Three Phase Fault Current (kA)																	
	BK	BN	BPL	CHW	LPR	NB	NCO		ON		RPS	RS	SB		SNO	STB	TPR	
							A	B	1	2			Bus 1,2	KT4A				KT5A
69 kV	Bus 1,2 31.34	Bus 3,4 27.57	24.12	20.07	24.14	-	-	-	-	25.99	30.26	24.01	12.72	12.77	-	KT1,2A 19.77	KT3,4A 19.78	23.84
115 kV	-	8.97	20.84	14.01	-	-	20.08	14.76	-	-	22.32	8.15	8.30	14.53	-	-	-	13.53
230 kV	45.60	46.17	48.74	46.49	38.31	38.27	31.49	31.53	44.04	44.01	49.08	48.46	48.46	49.61	45.62	-	-	46.73
500 kV	-	-	-	-	-	-	22.18	-	-	-	-	-	-	24.86	-	-	-	-



DRY LOAD FOR 2022 : SYSTEM REQUIREMENT 15,650.9 MW
 0.950MW 1.0500kV BRANCH - MW/MVAR
 KW:422.4115.4230 EQUIPMENT - MW/MVAR
 100% ABLE
 BUS - VOLTAGE (KV)
 BUS - 235.3
 BUS - 231.5
 BUS - 231.1
 BUS - 230.8

รูปที่ ข.19 การเชื่อมต่อสายส่ง 230 KV CHW-RS กับ RS-SNO ทั้ง 2 วงจร พร้อมนำสายส่ง 230 KV BN-NB เข้าจ่ายไฟ เพื่อเปลี่ยนอุปกรณ์ที่รังสิต

ตารางที่ ข.7 ผลการศึกษาระดับ Fault Level เมื่อเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV CHW-RS No.1,2 และ RS-SNO No.1,2 เป็นสายส่ง 230 kV CHW-SNO No.1,2 พร้อมทั้งนำสายส่ง 230 kV BN-NB เข้าจ่ายไฟ

แรงดัน	Three Phase Fault Current (kA)																
	BK	BN	BPL	CHW	LPR	NB	NCO		ON		RPS	RS	SB	SNO	STB	TPR	
							A	B	1	2							
69 kV	Bus 1,2	Bus 3,4	Bus 1,2	KT7,8A	KT1,2A	KT3,4A							Bus 1,2	KT4A	KT5A	KT1,2A	KT3,4A
	31.02	27.32	23.93	19.93	26.37	26.72	28.89	-	-	-	25.69	25.86	23.92	12.69	12.74	19.69	19.68
115 kV	-	8.92	20.75	13.64	-	-	19.97	14.67	-	18.13	-	8.13	8.28	14.41	-	-	13.48
230 kV	43.39	43.77	47.69	39.01	34.21	36.17	31.02	31.05	42.50	42.48	38.94	24.23	47.90	47.69	43.69	45.58	
500 kV	-	-	-	-	-	-	22.05	-	-	-	-	-	-	24.71	-	-	-

ตารางที่ ๗.8 ผลการศึกษาระดับ Fault Level หลังจากเปลี่ยนอุปกรณ์ที่สถานไฟฟ้าแรงสูงรังสิต

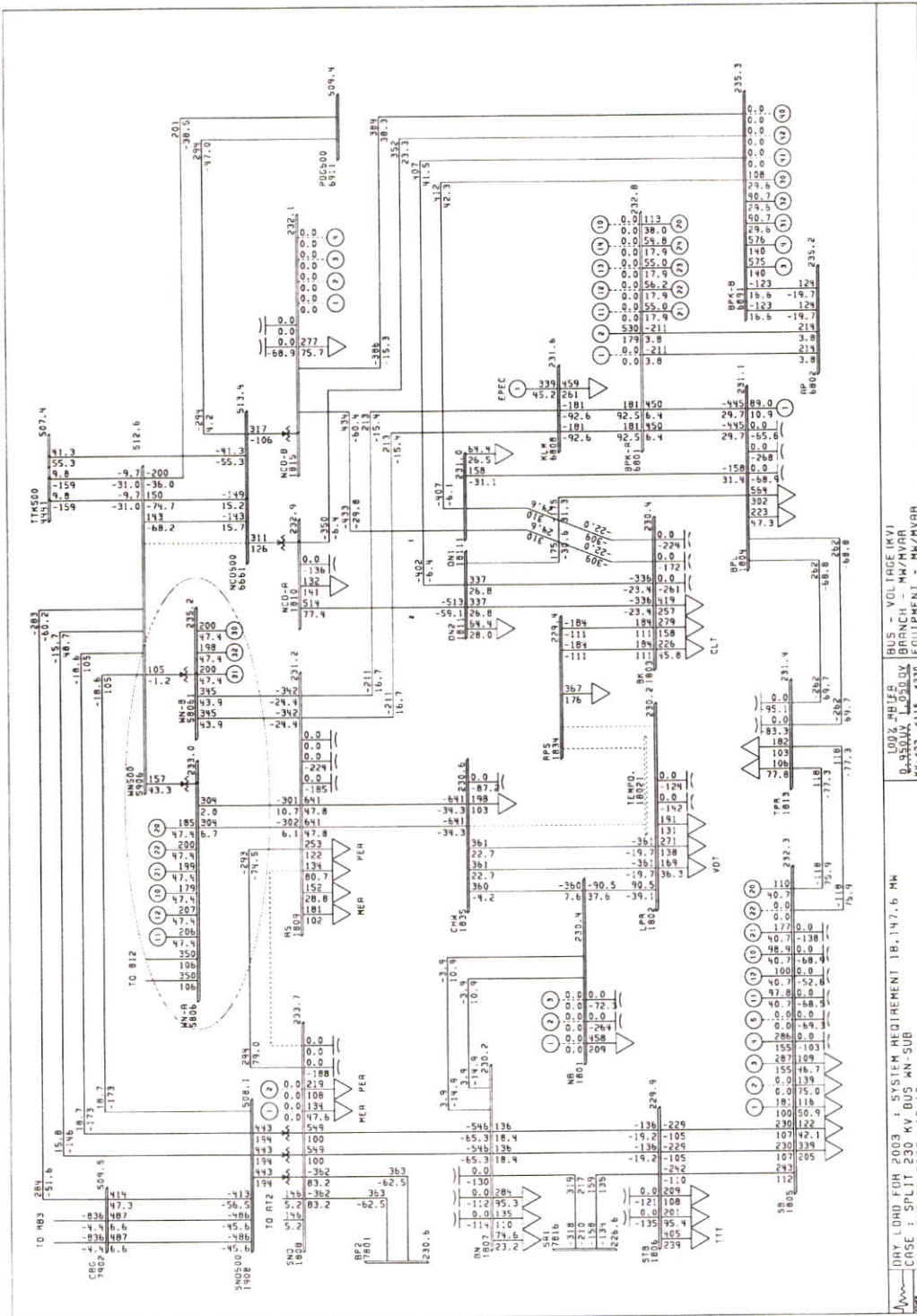
แรงดัน	Three Phase Fault Current (kA)																			
	BK	BN		BPL	CHW	LPR		NB	NCO		ON		RPS	RS	SB		SNO	STB		TPR
		Bus 1,2	Bus 3,4			Bus 1,2	KT7,8A		KT1,2A	KT3,4A	A	B			1	2		Bus 1,2	KT4A	
69 kV	29.69	26.31	24.22	20.13	24.02	-	26.62	26.99	29.13	-	-	24.08	29.73	24.06	12.73	12.78	-	19.83	19.84	23.79
115 kV	-	-	8.99	20.70	13.68	-	-	-	-	19.77	14.38	-	21.79	8.16	8.31	-	14.49	-	-	13.51
230 kV	35.80	-	47.33	47.05	39.83	35.33	38.08	29.99	29.99	29.99	37.98	29.00	44.34	48.50	48.50	49.73	46.69	46.69	46.07	
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	22.14	-	-	-	-	-	-	-	24.82	-	-	-	

ตารางที่ ๗.๑ ผลการศึกษาระดับ Fault Level ในเขตกรุงเทพฯและปริมาณหนวด จาก Base Case ปี 2546

แรงดัน	Three Phase Fault Current (kA)																	
	BK	BN	BPL	CHW	LPR	NB	NCO		ON		RPS	RS	SB	SNO	STB	TPR		
							A	B	1	2								
69 kV	Bus 1,2	Bus 3,4	Bus 1,2	KT7,8A		KT1,2A	KT3,4A					Bus 1,2	KT4A	KT5A	KT1,2A	KT3,4A		
	29.73	26.47	24.36	20.65	24.08	-	27.18	27.38	28.99	-	24.17	29.86	24.34	12.59	12.66	19.88	20.11	23.84
115 kV	-	9.14	20.83	13.81	-	-	-	19.76	14.41	-	21.95	8.19	8.31	14.56	-	-	-	13.55
230 kV	35.92	48.13	48.14	40.51	35.82	38.64		29.92	38.12	38.12	45.24	49.11	49.71	47.47				46.97
500 kV	-	-	-	-	-	-		22.31	-	-	-	-	-	25.10	-	-	-	-

หมายเหตุ - ใช้ Base Case คำนวณความต้องการไฟฟ้าทั้งระบบในตอนกลางวันที่ พ.ศ. 2546 สูงสุด 18,147.6 MW

และความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯและปริมาณหนวด 7,458.1 MW.

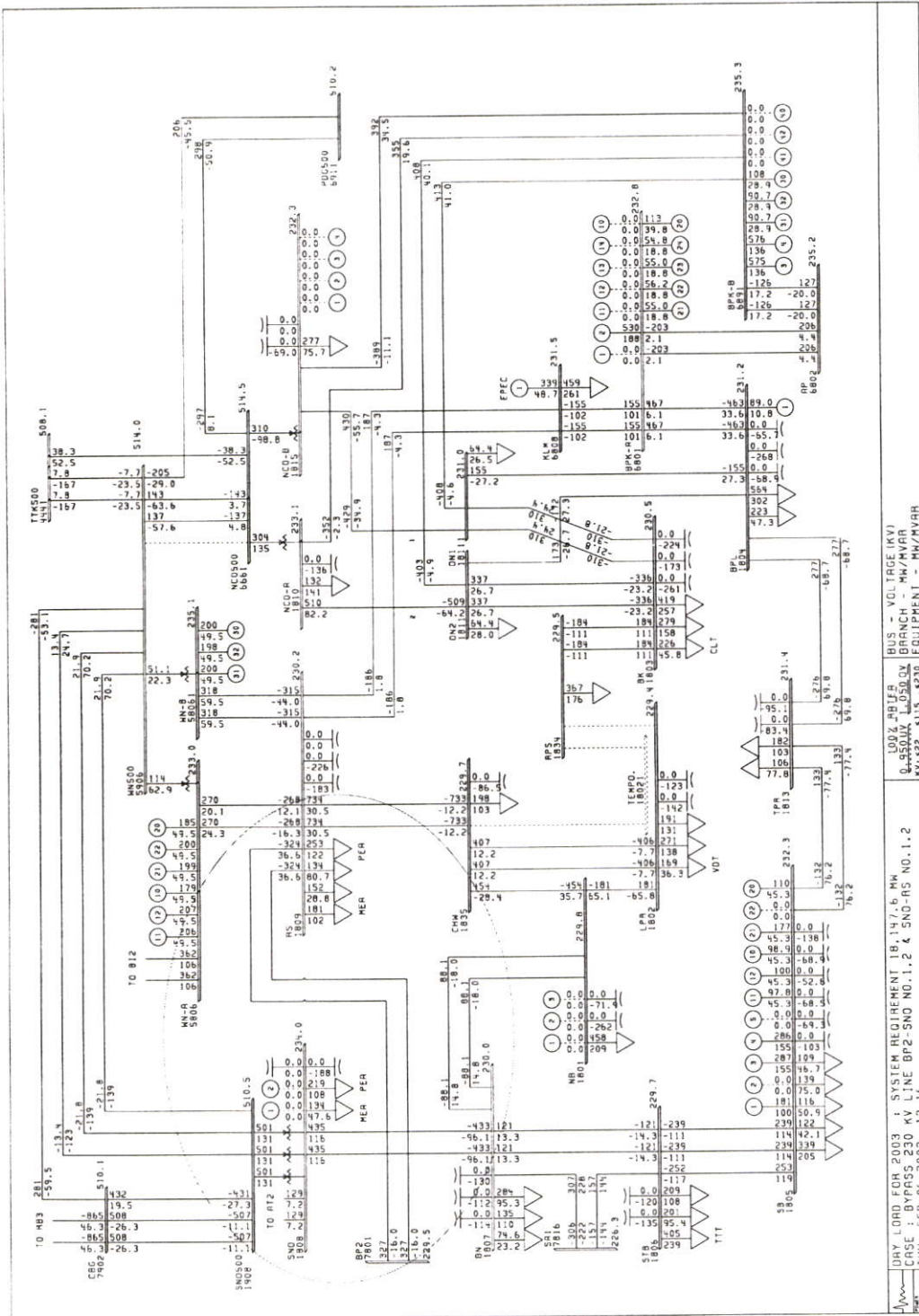


DAY LOAD FOR 2003 : SYSTEM REQUIREMENT 18,147.6 MW
 CASE : SPLIT 230 KV BUS MN-SUB
 UNIT, FEB 06 2003 12:10
 LOG2_HUBER BUS - VOLTAGE (KV)
 0.35000 1.05000
 MW/MVAR
 KW,427 .815 .820 EQUIPMENT - MN/MVAR

รูปที่ ข.23 การแยกบัส 230 kV ของสถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อย

ตารางที่ ข.10 ผลการศึกษาระดับ Fault Level ในเขตกรุงเทพและบริเวณชล หลังจากระบบไฟฟ้าแรงสูงวงน้อย

Three Phase Fault Current (kA)																						
แรงดัน	BK		BN		BPL	CHW	LPR		NB	NCO		ON		RPS	RS	SB		SNO	STB	TPR		
	Bus 1,2	Bus 3,4	Bus 1,2	KT7,8A			KT1,2A	KT3,4A		A	B	1	2			Bus 1,2	KT4A	KT5A		KT1,2A	KT3,4A	
69 kV	29.72	26.45	24.38	20.67	24.06	-	27.43	27.54	29.07	-	-	-	-	24.16	30.14	24.36	12.59	12.66	-	19.89	20.12	23.82
115 kV	-	-	9.14	-	20.80	13.89	-	-	-	19.76	14.40	-	-	-	22.22	8.19	8.31	14.58	-	-	-	13.54
230 kV	35.83	-	48.52	47.72	42.01	36.80	39.50	29.97	29.99	38.02	38.02	29.05	47.76	49.06	51.17	47.67	46.69	25.93	-	-	-	-
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	23.16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

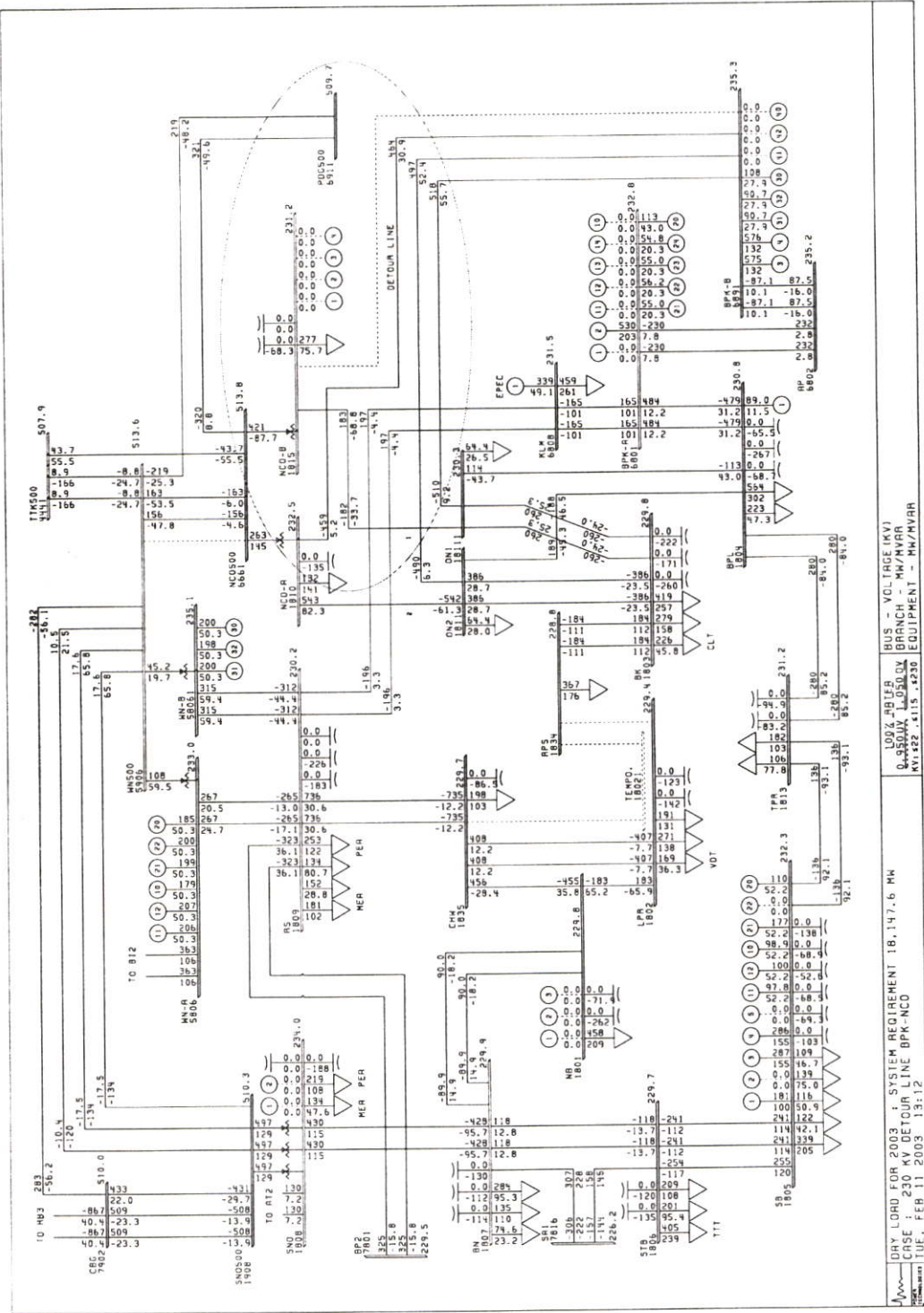


DRY LOAD FOR 2003 : SYSTEM REQUIREMENT 18,147.6 MW
 CASE : BYPASS 230 KV LINE BP2-SNO NO.1.2 & SNO-RS NO.1.2
 BUS - VOLTAGE (KV)
 BRANCH - MM/MVAR
 LOSS
 EQUIPMENT - MM/MVAR
 KW:422.4115, #230

รูปที่ ข.24 การเชื่อมต่อสายส่ง 230 KV บ้านโป่ง 2-ทรานซ็องกับ ทรานซ็อง-รังสิต ทั้ง 2 วงจร เพื่อลดระดับกระแสฟอลท์

ตารางที่ ข.11 ผลการศึกษาระดับ Fault Level เมื่อเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV BP2-SNO No.1,2 และ SNO-RS No.1,2 เป็นสายส่ง 230 kV BP2-RS No.1,2

แรงดัน	Three Phase Fault Current (kA)																	
	BK	BN	BPL	CHW	LPR	NB	NCO		ON		RPS	RS	SB		SNO	STB	TPR	
							A	B	1	2			Bus 1,2	KT4A				KT5A
69 kV	Bus 1,2	Bus 3,4	Bus 1,2	KT7,8A		KT1,2A	KT3,4A						Bus 1,2	KT4A	KT5A	KT1,2A	KT3,4A	
	29.71	26.45	24.30	20.61	24.05	27.28	27.47	-	-	24.16	29.89	24.34	12.59	12.65	19.85	20.08	23.81	
115 kV	-							19.76	14.40	-	21.80	8.19	8.31	13.99	-	-	13.54	
230 kV	35.76		47.73	47.62	41.81	36.84		29.90	37.94	29.00	46.56	48.78		39.20	47.16		46.56	
	-		-	-	-	-	22.83	-	-	-	-	-	-	24.62	-	-	-	-

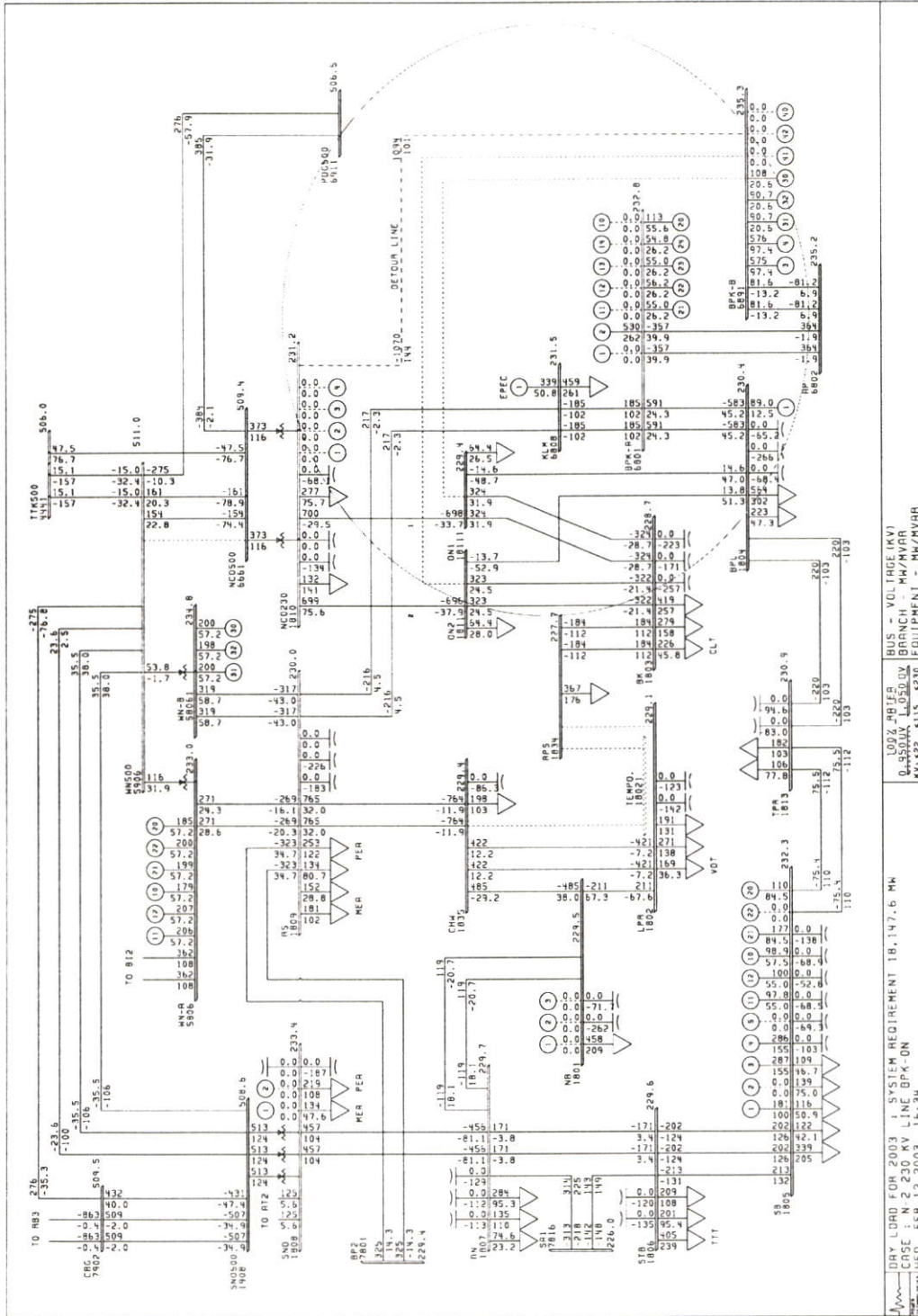


รูปที่ ข.25 นำสายส่งชั่วคราว 230 KV บางประกง-หนองจอก 1 วงจร เข้าจ่ายไฟครั้งแรก

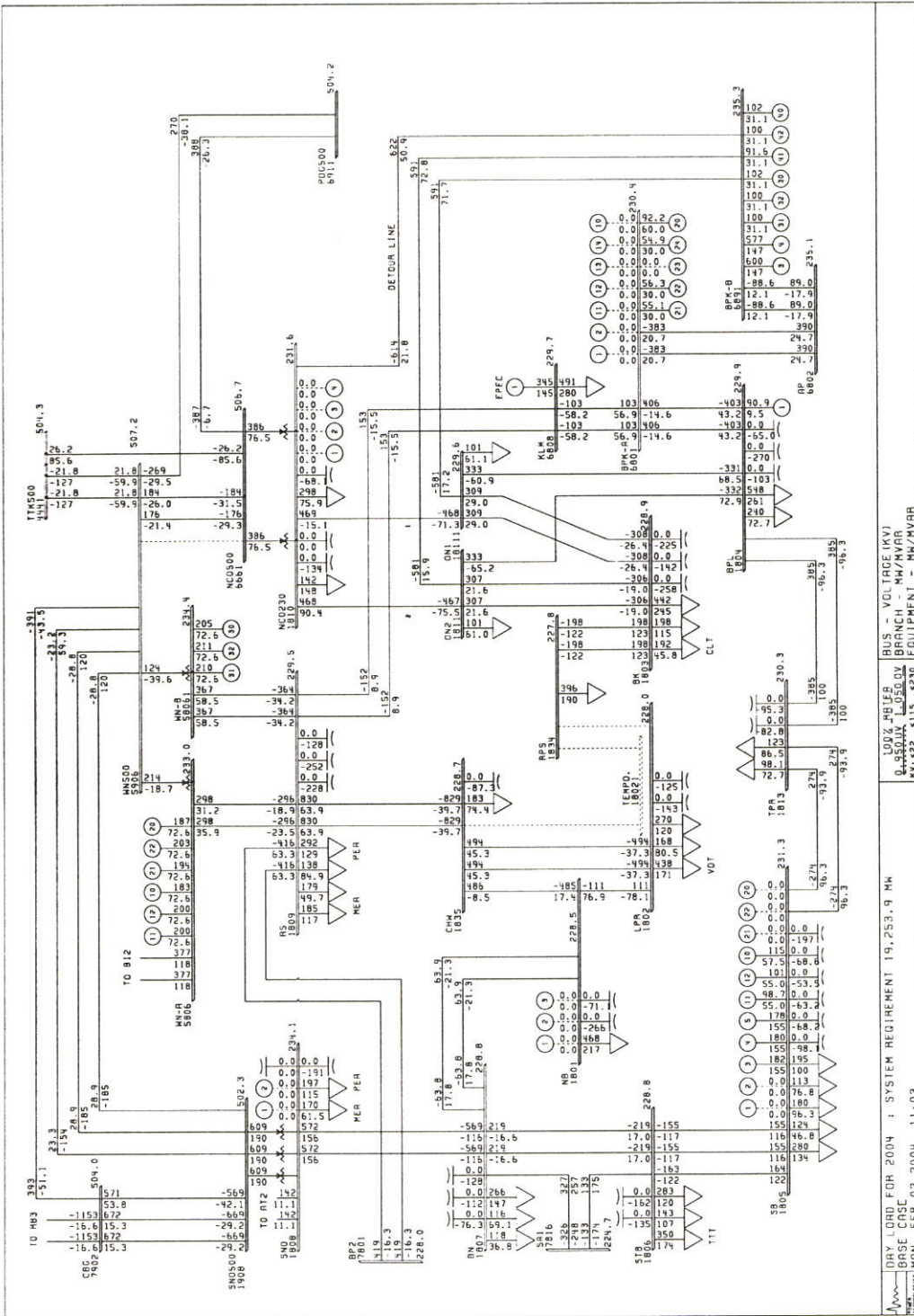
DRY LOAD FOR 2003 SYSTEM REQUIREMENT 18.147.6 MH
 CASE 230 DETOUR LINE BPR-NCO
 UNIT: FEB 11 2003 13:12
 100% ABLE BUS - VOLTAGE (KV)
 0.9500X LOSS (KV) BRANCH - MH/MVAR
 KW:122.4115 #230 EQUIPMENT - MH/MVAR

ตารางที่ ข.12 ผลการศึกษาระดับ Fault Level เมื่อเชื่อมต่อ 230 kV Bus ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงหนองจอก

Three Phase Fault Current (kA)																		
แรงดัน	BK	BN	BPL	CHW	LPR		NB	NCO	ON		RPS	RS	SB		SNO	STB	TPR	
					KT1,2A	KT3,4A			1	2			Bus 1,2	KT4A				KT5A
69 kV	Bus 1,2	Bus 3,4	24.02	-	27.27	27.46	29.03	-	-	-	24.09	29.88	24.33	12.59	12.65	19.85	20.07	23.79
	29.72	26.57																
115 kV	-	9.12	20.77	13.83	-	-	-	19.63	14.35	-	-	21.79	8.19	8.31	-	-	-	13.52
230 kV	35.27	47.59	47.26	41.74	36.77	39.67	38.14	37.72	37.73	28.68	46.49	48.58	47.01	39.08	46.28	-	-	-
500 kV	-	-	-	-	-	-	22.52	-	-	-	-	-	-	-	-	24.48	-	-



รูปที่ ข.27 สายส่ง 230 KV บางประกง-อ่อนนุช Trip ทั้ง 2 วงจร แล้วมีผลทำให้สายส่งชั่วคราว บางประกง-หนองจอก จ่ายโหลด 125.1%



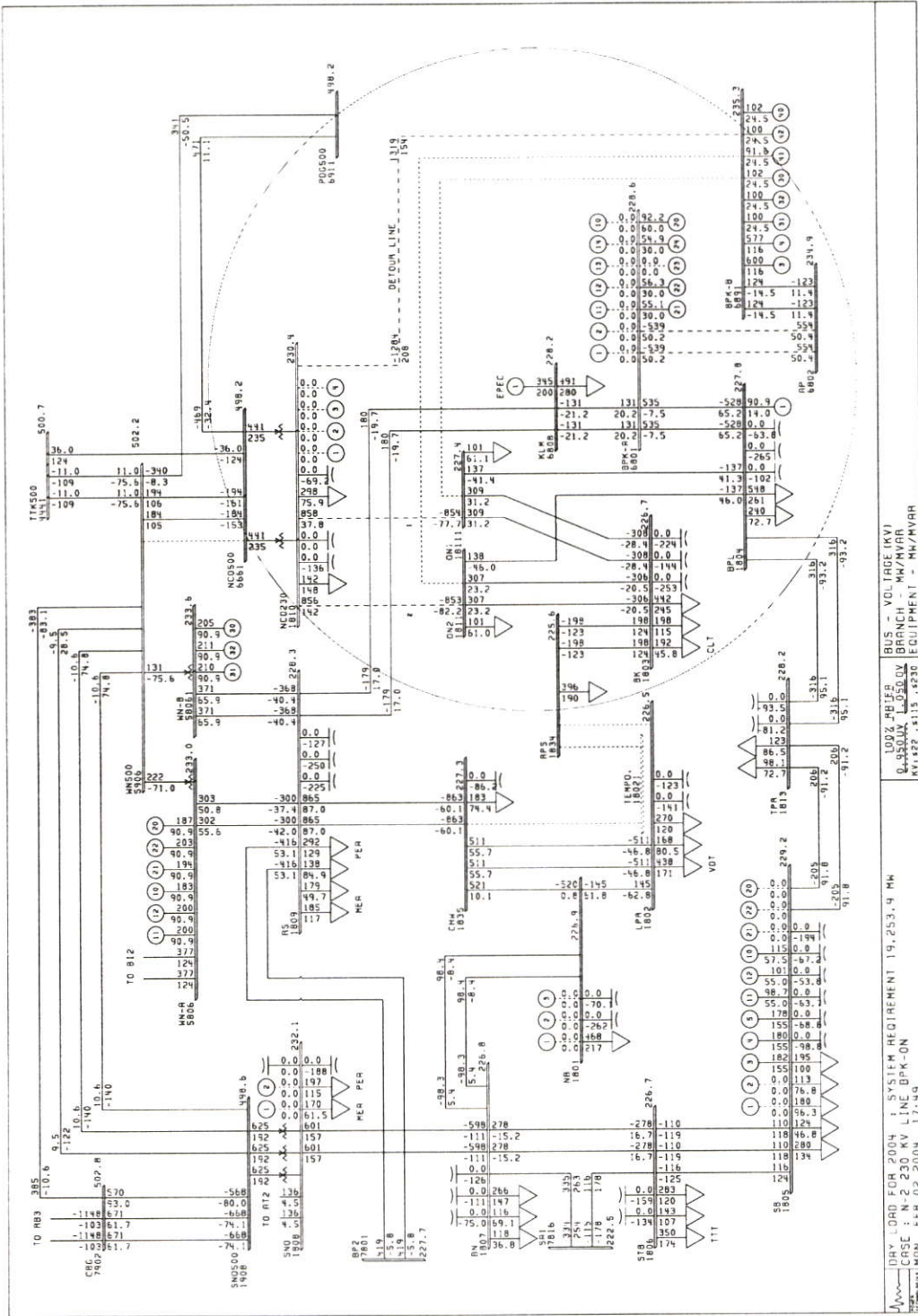
รูปที่ ข.29 Base Case 1 2547

DRY LOAD FOR 2004 : SYSTEM REQUIREMENT 19,253.9 MW
 BASE CASE
 MON, FEB 02 2004 11:03
 BUS - VOLTAGE (KV)
 L0504
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR

ตารางที่ ข.13 ผลการศึกษาระดับ Fault Level ในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล จาก Base Case ปี 2547

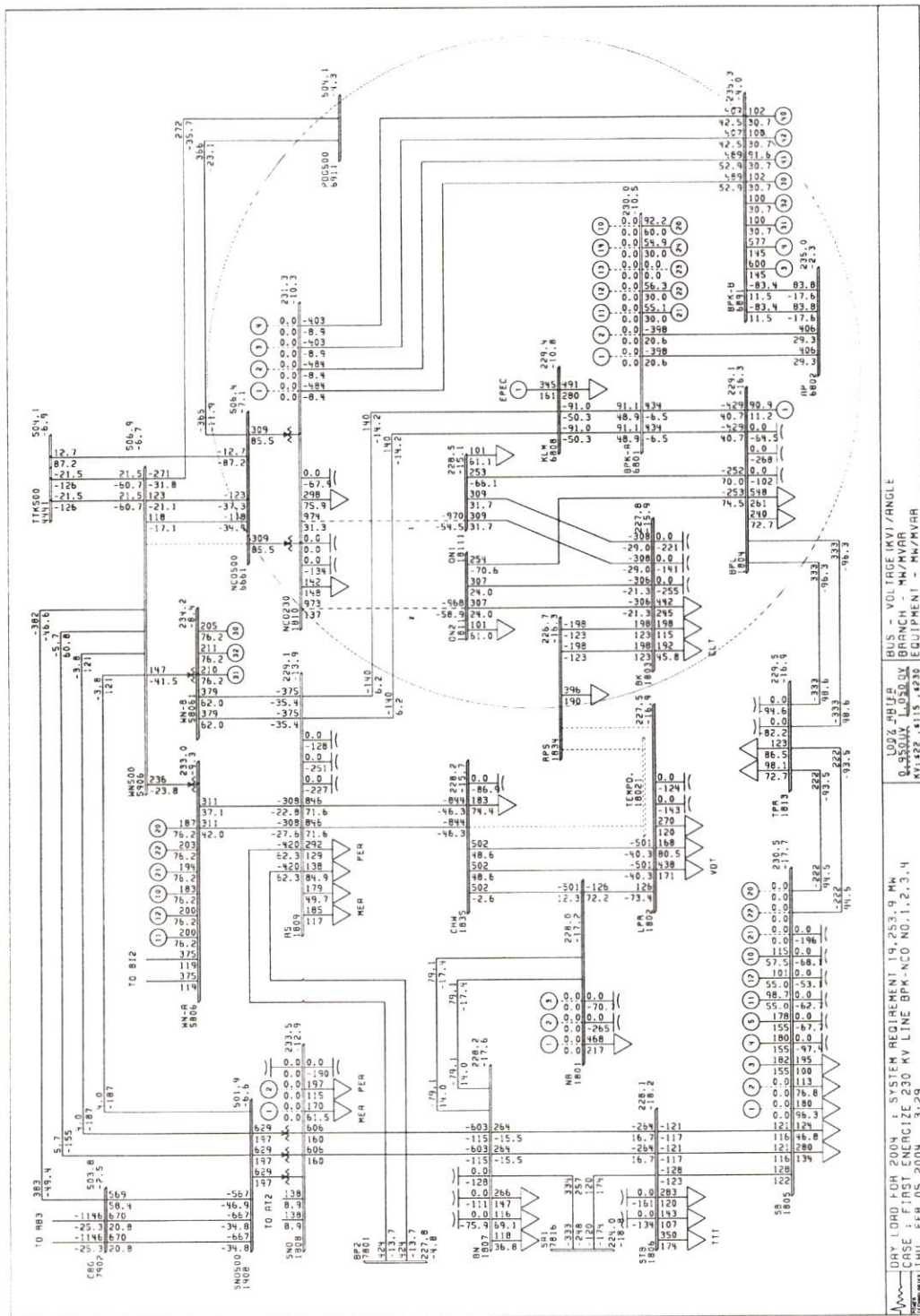
แรงดัน	Three Phase Fault Current (kA)																		
	BK	BN	BPL	CHW	LPR		NB	NCO	ON		RPS	RS	SB		SNO	STB	TPR		
					KT1,2A	KT3,4A			1	2			Bus 1,2	KT4A				KT5A	
69 kV	Bus 1,2 29.27	Bus 3,4 26.05	Bus 1,2 24.26	KT7,8A 20.06	-	KT1,2A 27.08	KT3,4A 27.04	29.11	-	-	23.98	29.73	Bus 1,2 23.73	KT4A 12.48	KT5A 12.65	KT1,2A 19.56	KT3,4A 19.92	23.53	
115 kV	-	-	9.17	20.49	13.47	-	-	-	19.59	14.45	-	21.52	KT3A 8.01	KT6A 7.97	-	-	-	14.11	13.36
230 kV	35.00	46.50	45.34	41.26	36.44	39.18	38.20	37.43	37.44	28.48	45.90	47.33	45.35	39.05	44.23	-	-	-	
500 kV	-	-	-	-	-	-	22.97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.43	-

หมายเหตุ - ใช้ Base Case คาดการณ์ความต้องการไฟฟ้าทั้งระบบในตอนกลางวันที่ พ.ศ. 2547 สูงสุด 19,253.9 MW และความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล 7,787.3 MW.



DRY LOAD FOR 2004 : SYSTEM RETIREMENT 19,253.4 MW
 CASE : N-2 230 KV LINE BPK-ON
 MON, FEB 02 2004 17:44
 100% BEIB : BUS - VOL (BE (KV)
 0.9535000 : BRANCH MW/MVAR
 141.22 : 2313 : 2230 : EQUIPMENT : MW/MVAR

รูปที่ ข.32 สายส่ง 230 kv BPK-ON Trip ทั้ง 2 วงจร มีผลทำให้สายส่ง BPK-NCO 151.2 % , NCO-ON 101.0% และ AP-BPK(A) 126.8%

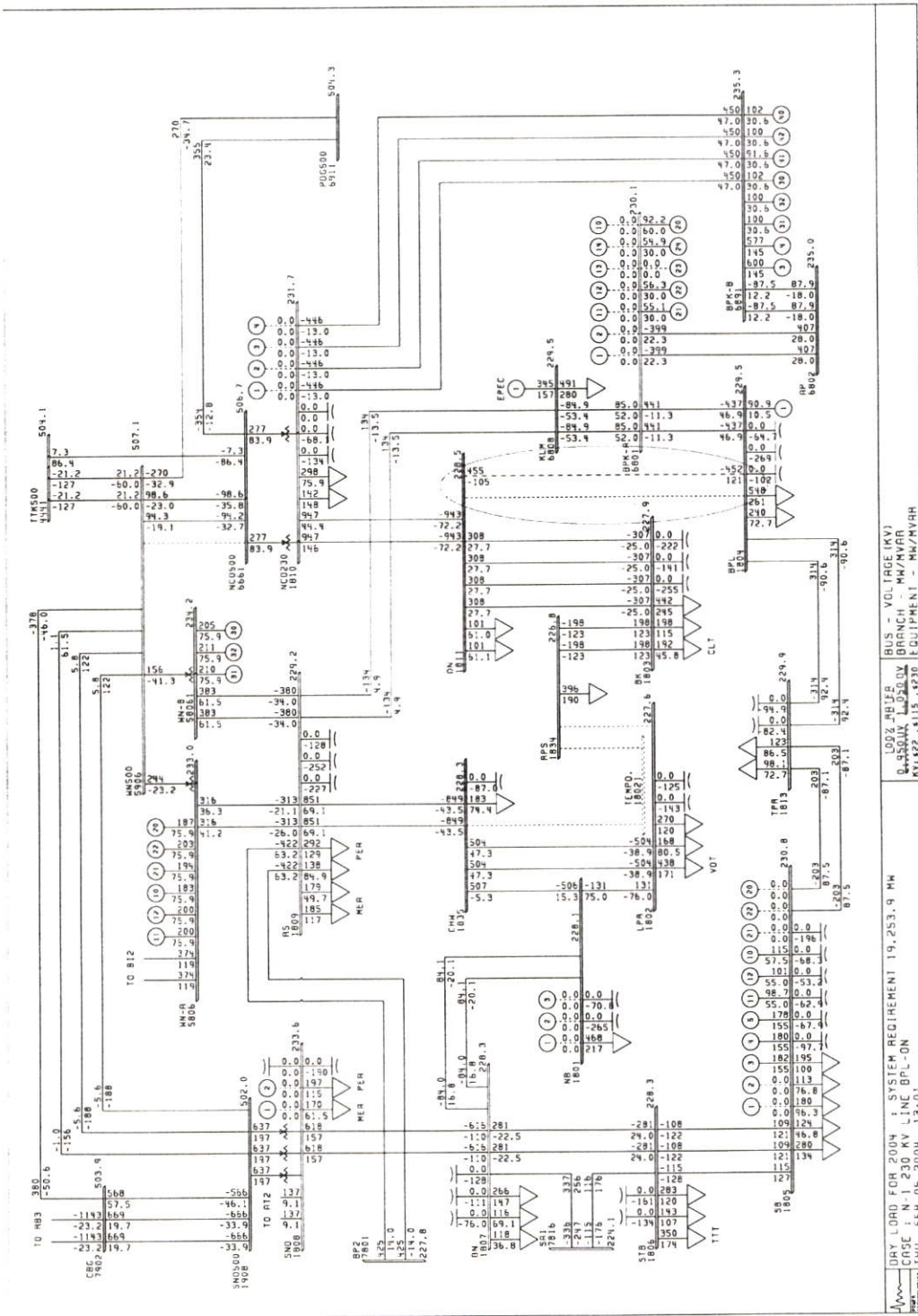


ตารางที่ ข.14 ผลการศึกษาระดับ Fault Level เมื่อนำสายส่ง 230 kV BPK-NCO ทั้ง 4 วงจร เข้าจ่ายไฟครั้งแรก

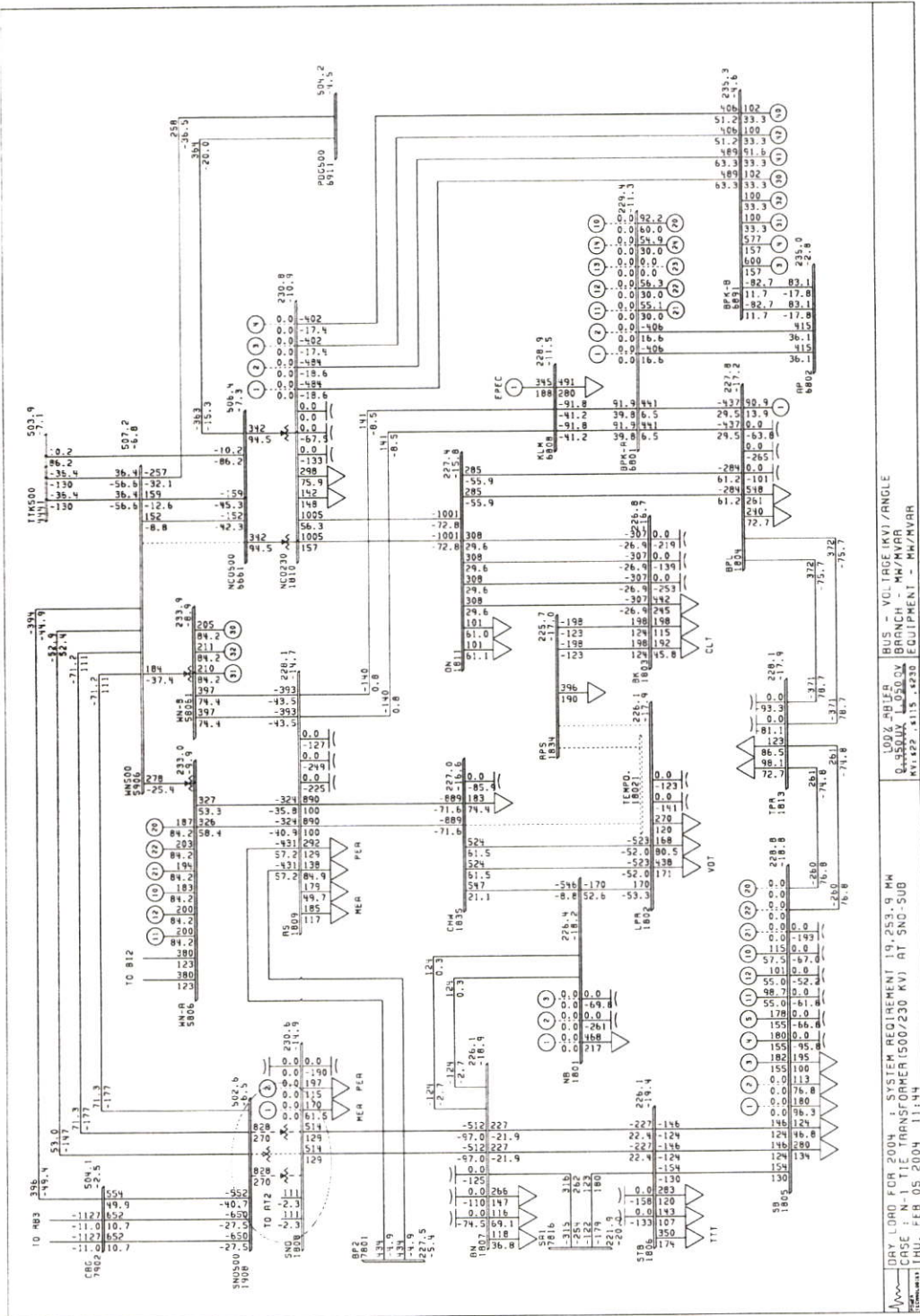
แรงดัน	Three Phase Fault Current (kA)																		
	BK	BN		BPL	CHW	LPR		NB	NCO	ON		RPS	RS	SB		SNO	STB		TPR
		Bus 1,2	Bus 3,4			KT7,8A	KT1,2A			KT3,4A	1			2	KT4A		KT5A	KT1,2A	
69 kV	28.81	25.71	24.22	20.03	23.64	-	27.05	27.02	29.08	-	-	23.68	29.71	23.67	12.45	12.56	19.52	19.88	23.42
115 kV	-	-	9.16	-	20.36	13.72	-	-	20.33	14.26	-	21.51	7.99	7.95	-	14.11	-	-	13.30
230 kV	33.17	-	46.41	-	44.11	41.26	36.42	39.16	44.59	35.18	35.19	27.25	45.92	46.84	46.84	39.17	45.17	43.34	43.34
500 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	23.67	-	-	-	-	-	-	25.72	-	-	-

ตารางที่ ข.15 ผลการศึกษาระดับ Fault Level เมื่อ Loop 230 kV Bus ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงอ้อมนุช

Three Phase Fault Current (kA)																
แรงดัน	BK	BN	BPL	CHW	LPR	NB	NCO	ON	RPS	RS	SB	SNO	STB	TPR		
69 kV	Bus 1,2	Bus 3,4	Bus 1,2	KT7,8A	KT1,2A	KT3,4A					Bus 1,2	KT4A	KT5A	KT1,2A	KT3,4A	
	28.82	25.72	24.22	20.03	27.05	27.02	29.08	-	23.68	29.71	23.67	12.45	12.56	19.52	19.88	
23.64															23.42	
115 kV	-	9.16	20.36	13.72	-	-	20.33	14.25	-	21.51	KT3A	KT6A	-	-	14.11	13.30
230 kV	33.19	46.41	44.11	41.26	36.42	39.16	44.59	39.25	27.27	45.92	46.84	39.17	45.17	43.34		
500 kV	-	-	-	-	-	-	23.67	-	-	-	-	25.72	-	-	-	-

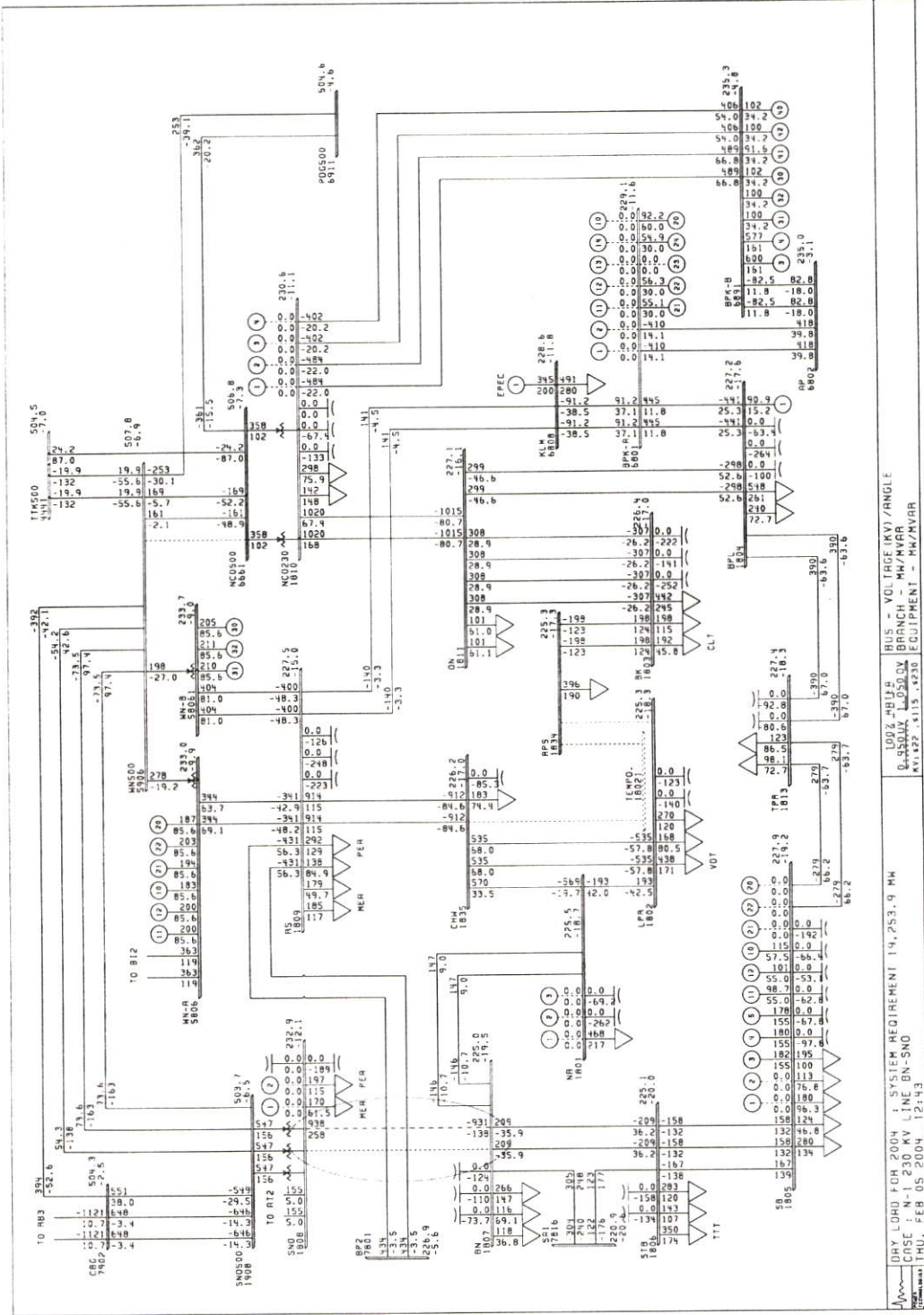


รูปที่ ข.37 สายส่ง 230 kV บางพลี-อ่อนนุช Trip 1 วงจร แล้วมีผลทำให้สายส่ง บางพลี-อ่อนนุช วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 106.1 %



DRAWN FOR 200V SYSTEM REQUIREMENT 19.253.9 MW
 CASE 1.1 TRANSFORMER (500/230 KVI AT SNG-SUB)
 REV. FEB. 05. 2004 11.144
 BUS - VOLTAGE (KVI) / ANGLE
 0.9500KV 1.0500KV
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR

รูปที่ ข.38 หม้อแปลงเชื่อมโยงที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย Trip 1 ชุด แล้วมีผลทำให้หม้อแปลงชุดที่เหลือจ่ายโหลด 116.1 %



รูปที่ ข.39 สายส่ง 230 kV บางกอกน้อย-ไพร่น้อย แล้วมีผลทำให้สายส่งบางกอกน้อย-ไพร่น้อย วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 112.0 %

LOAD FOR 2004 : SYSTEM REQUIREMENT 14,253.9 MW
 CASE : N-1 230 KV LINE BN-SNO
 THU, FEB 05 2004 12:43
 BUS - VOLTAGE (KV) / ANGLE
 EQUIPMENT - MW/MVAR

ภาคผนวก ค.
ผลงานวิจัยที่ได้รับการตีพิมพ์



ISSN 0125-1724

วิศวกรรม

ลาดกระบัง

คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

LADKRABANG ENGINEERING JOURNAL

ปีที่ 20 ฉบับที่ 3

กันยายน 2546

1.	วิจัยกำเนิดความถี่บนเส้นเฟสโดยใช้เทคโนโลยีลินอส	1
	มนตรี คำเงิน กอบชัย เดชหาญ สมพงษ์ อารีย์ สุพล บุญจันทร์	
2.	วิจัยความต้านทานแบบบวกที่ควบคุมด้วยแรงดันโดยใช้มอเตอร์ขับเคลื่อน	6
	สมนึก หัวหาญ กอบชัย เดชหาญ อธิพงษ์ ชัยสายัณห์	
3.	แอปพลิเคชันโปรแกรมโทรศัพท์และอินเทอร์เน็ตแบบโครงสร้างช่องสัญญาณ BAI บนโครงข่าย ISDN	12
	ทวีพร เลิกชะอุ่ม กอบชัย เดชหาญ	
4.	การวิเคราะห์ระบบเครือข่ายท้องถิ่นเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ	18
	สุพิศรา ทองเกษม กฤษณะพงศ์ พันธุ์ศรี กอบชัย เดชหาญ นกัทร สระเอี่ยม	
5.	การศึกษาค่าคงที่ของสัญญาณจากมุมอาคารในเส้นทางนอกระดับแนวสายตาของระบบโทรศัพท์พื้นฐานพหุส่วนบุคคล (PCT)	24
	อำนาจ ยิ้มสวัสดิ์ ไกรสิน ส่งวัฒนา พิเชฐ ม่วงนวล	
6.	การจัดกลุ่มเอกสารโดยใช้ Self-Organizing Map แบบความเร็วสูง	30
	พรเทพ ไรจนวสุ เอื้อน ปิ่นเงิน	
7.	การศึกษาระบบทดลองเครื่องผลิตไฟฟ้าจากตะกั่วเทอร์โมอิเล็กทริก	36
	เจริญพร เลิศสถิตธกร ณัฐวุฒิ สุวรรณทา	
8.	การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม PSS/E เพื่อใช้วางแผนระยะสั้นในเขตนครหลวง	42
	เชาวฤทธิ์ ธรรมเพียร มณฑล สีลาจินดาไกรฤกษ์	
9.	การตรวจจับและระบุตำแหน่งฟอลต์โดยใช้การแปลงเวฟเล็ตและโครงข่ายประสาทเทียมชนิดจัดกลุ่มด้วยตนเอง	48
	อรุณพล เก่าพิทักษ์กุล ศุภี บรรจงจิตร จิตพงษ์ นิยมสัณฑ์	
10.	การวิเคราะห์โหลดเกินในระบบไฟฟ้ากำลังโดยวิธีไลเนียร์เซชันวิตต์แฟกเตอร์แบบปรับปรุง	54
	สิทธิเดช วิชาศรีศิริกุล ศิลาปชัย พงษ์ประเสริฐ มณฑล สีลาจินดาไกรฤกษ์	
11.	การวิเคราะห์คุณสมบัติทางไฟฟ้าของอุปกรณ์ให้ความร้อน 1-เฟส ด้วยวิธีการปรับจำนวนโพลเซลล์แบบดิจิทัล	60
	รักศักดิ์ ยี่อธสา วิริยะ พิเชฐจำเริญ	
12.	การวิเคราะห์การใช้พลังงานของรถไฟฟ้า	66
	สิปปภาส จารวรรณชัย ศิริวัฒน์ โพธิ์เวชกุล	
13.	การประเมินความสามารถของผู้รับเหมา : มุมมองจากอุตสาหกรรมก่อสร้างในรัฐควีนแลนด์	72
	จักรพงษ์ พงษ์เพ็ง	
14.	การศึกษากฎการทางกลของเทปปรืดกลองสินค้าซึ่งทำจากเศษโพลิโพรพิลีน	78
	วิศักดิ์ หมู่เจริญ มิ่ง โสภิตแสงทอง ชาลิต แสงสวัสดิ์	
15.	ผลกระทบของ residence time ของอนุภาคแคลเซียมคาร์บอเนตต่อการดูดซับก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์	84
	นิตินัย ปัญญาบุศยกุล จารวัตร เจริญสุข	
16.	อิทธิพลของเงื่อนไขการทำงานต่อการเกิดรอยประสานและรอยยุบในการขึ้นรูปพลาสติกแบบฉีด	90
	วิชรสรรค์ โชคชัยวิวัฒน์ จารวัตร เจริญสุข	
17.	คุณลักษณะของการเผาไหม้เชื้อเพลิงแกลบในเตาเผาอาร์เทคแบบสองชั้น	96
	กิ่งยง แก้วก่อเกียรติ นิยม ศรีศิริสิทธิกุล พงษ์เจต พรหมวงศ์	
18.	สหสัมพันธ์ของหลอดเลือดไทย	102
	เทอดไทย วัฒนธรรม สันกมล ซ้องเกี่ยวพันธ์	
19.	การศึกษากาโรไลนาลินหัวใจเทียมโดยเทคนิคการสังเคราะห์โกลจากเส้นคันทัน	108
	สมิทธิ์ เอี่ยมสอาด วิชาญ คงเกียรติไพฑูย์ นิยม ศรีศิริสิทธิกุล พงษ์เจต พรหมวงศ์	
20.	Periodic Performance of a Membrane Reactor for Methane Steam Reforming	114
	Duangkamol Na-Ranong Takao Ohmori Takuji Yamamoto Akira Endo Takaji Akiya and Masaru Nakaiwa	

การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม PSS/E เพื่อใช้วางแผนระยะสั้นในเขตนครหลวง

Power System Analysis Using PSS/E Program for Short Term Planning in the Metropolitan Area

เชาวฤทธิ์ ชรรณเพียร มณฑล ถิลาจินดาไกรฤกษ์

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

บทคัดย่อ

เนื่องจากเกิดวิกฤตการณ์ทางเศรษฐกิจ จึงได้ระลอบแผนการก่อสร้างระบบส่งบางโครงการออกไปก่อน ทำให้การนำอุปกรณ์ใหม่เข้าใช้งานไม่สอดคล้องกับแผนระยะยาวและได้ส่งผลกระทบต่อสภาพระบบ บทความนี้นำเสนอการวางแผนระยะสั้นในเขตนครหลวงโดยใช้โปรแกรม PSS/E(Power System Simulator / Engineering) เพื่อศึกษาแนวทางที่เหมาะสมทั้งในด้านความมั่นคง ความน่าเชื่อถือ ความเป็นไปได้ในทางปฏิบัติ และมีค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด โดยทำการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าเมื่อเกิดข้อขัดข้อง วิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า วิเคราะห์ฟลอร์ทและอื่นๆ เพื่อประเมินสมรรถนะของระบบไฟฟ้า การจ่ายโหลดเกินพิกัดของอุปกรณ์ หาค่ากระแสฟลอร์ทที่เกิดขึ้นว่าเกินขีดจำกัดอุปกรณ์หรือไม่ ตามลำดับ พร้อมทั้งเตรียมมาตรการการป้องกันและปรับปรุงเพื่อบรรเทาผลกระทบให้ลดลงอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้สามารถนำมาใช้งานได้จริง

Abstract

Due to economic crisis, some of projects of constructing transmission system are then delayed. This reason happen to operate new equipment that not corresponds with a long term planning and also affect to environment of system. This paper proposes a short term planning in the metropolitan area by using PSS/E(Power System Simulator / Engineering) program to study a suitable ways of that include stability, reliability, technical feasible and the least cost solution. Contingency analysis, power flow analysis, fault analysis and others were studied to evaluate the network performance, overload checking of equipment in the network and to determine that do the fault levels over rating of equipment occur respectively. Also, methods of preventing and modifying system are provided to moderate effect to an acceptable level. The experimental results can be used to practical work.

1. บทนำ

ในการผลิตไฟฟ้านอกจากให้เพียงพอต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟแล้ว คุณภาพ ความมั่นคง และความ

เชื่อถือได้ก็มีความสำคัญเช่นเดียวกัน ดังนั้นจึงต้องมีการวางแผนการผลิตและระบบส่งล่วงหน้าโดยใช้โปรแกรม PSS/E[2-3] โดยการจำลองระบบไฟฟ้าทั้งด้านการผลิต

ระบบส่ง และระบบจำหน่าย ซึ่งจะวิเคราะห์ทางด้านสถานะอยู่ตัวและไดนามิกส์ ทำให้โปรแกรมนี้เหมาะสำหรับใช้ในการวางแผนระบบไฟฟ้าให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้า เป็นแนวทางปฏิบัติในการควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าโดยแสดงข้อกำหนดของการผลิต จัดจำกัดของระบบส่ง เร่งรัดการนำโรงไฟฟ้าและอุปกรณ์ระบบส่งเข้าใช้งาน และหามาตรการรองรับในกรณีที่มีการก่อสร้างไม่แล้วเสร็จตามแผน รวมทั้งศึกษาหาค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆให้เหมาะสมกับสภาพระบบ

2. ชีตความสามารถของสายส่งไฟฟ้า

ค่าความต้านทานของสายส่งก่อให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง ค่าความต้านทานจะขึ้นอยู่กับอุณหภูมิ[1] ซึ่งสามารถแสดงความสัมพันธ์ได้ดังนี้

$$\frac{R_{t2}}{R_{t1}} = \frac{T+t_2}{T+t_1} \quad (1)$$

R_{t1} = ความต้านทานไฟฟ้ากระแสตรงที่อุณหภูมิ t_1 (Ω)

R_{t2} = ความต้านทานไฟฟ้ากระแสตรงที่อุณหภูมิ t_2 (Ω)

T = ค่าคงที่อุณหภูมิของสายไฟฟ้า ($^{\circ}\text{C}$)

t_1 = อุณหภูมิที่ 1 ($^{\circ}\text{C}$)

t_2 = อุณหภูมิที่ 2 ($^{\circ}\text{C}$)

ค่าความต้านทานไฟฟ้ากระแสตรงของสายส่งที่ได้จากสมการที่ (1) สามารถนำมาคำนวณหาความต้านทานไฟฟ้ากระแสสลับ[1] ได้ดังสมการที่ (2)

$$R_o = K_s \cdot R_{t2} \quad (2)$$

R_o = ความต้านทานไฟฟ้ากระแสสลับตอนแรกของสายส่งใน Base Case (Ω)

K_s = ค่า Skin Effect

นอกจากนี้อุณหภูมิของสายส่งขึ้นอยู่กับปริมาณการไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งสามารถแสดงความสัมพันธ์ค่าความต้านทานของสายส่ง[3] ได้ดังสมการที่ (3)

$$R_{new} = R_o \left[1 + \left(\frac{\text{MVA flow}}{\text{Rating} \cdot \text{Percentage}} - 1 \right) K \right] \quad (3)$$

R_{new} = ความต้านทานไฟฟ้ากระแสสลับใหม่ล่าสุด (Ω)

K = สเกลลิงแฟกเตอร์

MVA flow = การไหลของกำลังไฟฟ้า (MVA)

Rating = พิกัดทางความร้อนของสายส่ง (MVA)

Percentage = เปอร์เซ็นต์ฐานของขนาดพิกัดสายส่งที่ใช้กำหนดค่า R_o

ดังนั้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง[3] จะเป็น

$$P_{loss} = 3 I^2 R_{new} \quad (4)$$

สามารถหาค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าทางความร้อนของสายส่งไฟฟ้าแรงสูง[1] ได้จากสมการที่ (5)

$$\text{MVA}_{rated} = \sqrt{3} E_{base} I_{base} \cdot 10^{-3} \quad (5)$$

ตารางที่ 1 พิกัดทางความร้อนของสายส่งไฟฟ้า

ขนาดสายไฟฟ้า (MCM, ACSR)	พิกัดกำลังไฟฟ้า(MVA)		แรงดัน (kV)
	คิดผลของแสงแดด	ไม่คิดผลของแสงแดด	
1 x 1272	429.4	476.8	230
2 x 1272	858.9	953.9	230
4 x 1272	1,717.7	1,907.4	230
4 x 795	2,833.6	3,114.1	500
4 x 1272	3,734.2	4,146.4	500

หมายเหตุ อุณหภูมิสูงสุดของสายไฟ 75 องศาเซลเซียส
อุณหภูมิสภาพแวดล้อม 35 องศาเซลเซียส
ความเร็วลม 2.2 กิโลเมตร/ชั่วโมง
ความเข้มแสงแดด 0.06วัตต์/ตารางเซนติเมตร
สัมประสิทธิ์การดูดซับแสงแดด 0.75
Relative Emissivity 0.6

ความสามารถของสายส่งไฟฟ้าในการส่งไฟฟ้าขึ้นอยู่กับระดับแรงดัน มุมของแรงดัน ความยาวของสายส่ง อุณหภูมิสูงสุดของสายส่งและอุปกรณ์ประกอบที่ออกแบบไว้ใช้งาน[1-3] ซึ่งสามารถแสดงความสัมพันธ์ได้ดังนี้

$$P = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \sin \delta \quad (6)$$

P = ปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่ส่งผ่านสายส่ง (MW)

E_1 = แรงดันไฟฟ้าต้นทาง (kV)

E_2 = แรงดันไฟฟ้าปลายทาง (kV)

δ = ผลต่างของมุมแรงดันไฟฟ้า E_1 กับ E_2

X = ค่ารีแอคแตนซ์ของสายส่ง (Ω)

3. การคำนวณหาค่ากระแสฟอลต์

โดยทั่วไปในระบบไฟฟ้า กระแสฟอลต์แบบ 3 เฟสจะมีค่ามากที่สุด เมื่อไม่คิดค่าฟอลต์อิมพีแดนซ์ Z_f สามารถเขียนสมการกระแสฟอลต์แบบ 3 เฟส และแบบหนึ่งเฟสลงดิน ได้ดังสมการที่ (7), (8) ตามลำดับ [3]

$$I_{\text{fault } 3-\phi} = \frac{V_f}{Z_1} \quad (7)$$

$$I_{\text{fault } 1-\phi} = \frac{3V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2} \quad (8)$$

จากสมการที่ (7) และ (8) เมื่อ $Z_0 < Z_1$ จะมีผลทำให้ $I_{\text{fault } 1-\phi} > I_{\text{fault } 3-\phi}$ ดังนั้นในการออกแบบจะใช้ค่ากระแสฟอลต์ที่มีค่าสูงสุดในการกำหนดขนาดอุปกรณ์[3]

4. วิธีการตรวจสอบ N-1 และ Contingency Ranking

ในการวางแผนระบบไฟฟ้าให้มีความมั่นคงต้องมีการตรวจสอบ N-1 อุปกรณ์ไฟฟ้า เพื่อให้แน่ใจว่าในระบบไม่มีการจ่ายโหลดเกินพิกัด กล่าวคือสายส่ง N วงจร เกิดขัดข้อง 1 วงจร สายส่งในระบบจะต้องไม่มีการจ่ายโหลดเกินพิกัด เพื่อป้องกันไม่ให้สายส่งวงจรที่เหลือ Trip ตามแต่ถ้าหากตรวจสอบ N-1 สายส่งทั้งหมด ผลการคำนวณที่ได้จะมีจำนวนมาก ดังนั้นวิธีการตรวจสอบ N-1 เฉพาะสายส่งที่มีความน่าจะเป็นที่จะเกิดการจ่ายโหลดเกินพิกัดในระบบ เรียกว่าวิธีการนี้ว่า "Contingency Ranking" โดยใช้ดัชนี PI(Performance Index) เป็นตัวชี้วัดว่าระบบมีความมั่นคงหรือไม่[4] และโปรแกรม PSS/E จะใช้การคำนวณการเปลี่ยนแปลงของแอดมิตแดนซ์ในระบบ แล้วแสดงผลในรูปของ % การจ่ายโหลดของอุปกรณ์ [3]

$$PI = \sum_{i=1}^L \alpha_i \omega_i \left(\frac{P_i}{\bar{P}_i} \right)^2 \quad (9)$$

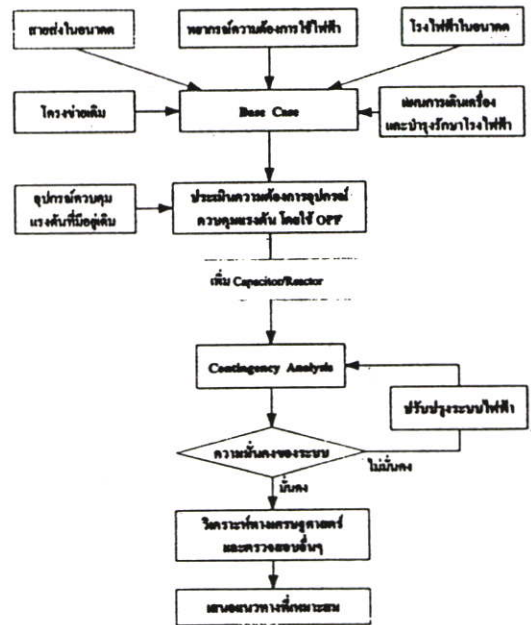
- PI = ครรชนิสมรรถนะระบบ
- P_i = กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลผ่านสายส่ง i (MW)
- \bar{P}_i = พิกัดทางความร้อนของสายส่ง i (MVA)
- α_i = จำนวนสายส่งที่ขนานกันของ Branch i
- ω_i = weighting factor

L = จำนวน Branch ในโครงข่าย

5. การจำลองระบบไฟฟ้า

การจำลองระบบไฟฟ้ามีขั้นตอนดังนี้

1. มีแผนภาพเส้นเคี้ยวของโครงข่ายระบบไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วยเครื่องกำเนิด หม้อแปลงไฟฟ้า สายส่ง โหลด คาปาซิเตอร์ และค่าอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ต่างๆ
2. วันและช่วงเวลาที่ทำการศึกษา ซึ่งในบทความนี้จะพิจารณาในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด
3. พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า
4. แผนการเดินทางเครื่องและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า
5. ทำการถ่ายโอนข้อมูลทั้งหมดให้อยู่ในรูปแบบโปรแกรม PSS/E เปรียบเทียบกับข้อมูลจริงในระบบ แล้วทำการตรวจสอบและปรับปรุง เพื่อให้เป็น Base Case



รูปที่ 1 Flowchart การวางแผนระยะสั้น

6. การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า

การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าเพื่อตรวจสอบเสถียรภาพความมั่นคงของระบบไฟฟ้า[2] โดยพิจารณาดังนี้

1. ระบบไฟฟ้าในสภาวะปกติ ระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วง $\pm 5\%$ ของแรงดันปกติ อุปกรณ์ในระบบไม่มีการจ่ายโหลดเกินพิกัด[2]

2. ระบบไฟฟ้าเมื่อเกิดข้อขัดข้อง 1 ส่วน(N-1) เช่น สายส่ง Trip 1 วงจร ระดับแรงดันไฟฟ้าที่อยู่ในช่วง $\pm 5\%$ ของแรงดันปกติ ระบบไฟฟ้ายังคงทำงานต่อไปได้และไม่มีไฟฟ้าดับ ระบบไฟฟ้าส่วนที่เหลือและอุปกรณ์ทุกชนิดในระบบจะต้องไม่ทำงานเกินขีดความสามารถการใช้งาน ในกรณีฉุกเฉิน เช่น สายส่งไฟฟ้าขนาด 1272 MCM ACSR สามารถจ่ายโหลดได้ 160% ของพิกัด ภายในเวลา 30 นาที หม้อแปลงที่มีระบบระบายความร้อนแบบ OA/FA/FA สามารถจ่ายโหลดได้ 135% ของพิกัด ภายใน 2 ชั่วโมง[1]

3. ขนาดของกระแสฟอลต์ต้องไม่เกินขีดพิกัดกระแสฟอลต์ของอุปกรณ์ในระบบ[2-3]

7. พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าปี 2545

พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปี 2545 ทั้งระบบ 16,660.9 MW ในเขตนครหลวง 7,162.8 MW และคาดการณ์การเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องดังนี้

- โรงไฟฟ้าพระนครใต้ จ่ายโหลดรวม 1,063.6 MW
- โรงไฟฟ้าวังน้อย จ่ายโหลดรวม 1,483.7 MW
- โรงไฟฟ้าทางภาคตะวันออกเฉียงใต้ จ่ายโหลดรวม 5,136 MW
- โรงไฟฟ้าทางภาคตะวันตก จ่ายโหลดรวม 3,886.8 MW
- โรงไฟฟ้าทางภาคเหนือ จ่ายโหลดรวม 3,102.3 MW

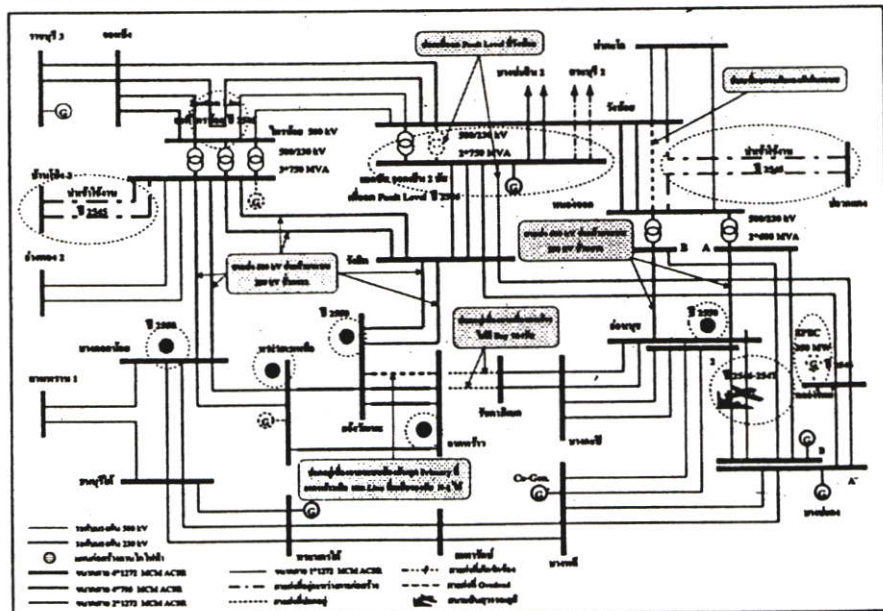
8. ผลการศึกษา

ผลการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าในเขตนครหลวงจาก Base Case ปี 2545 ในสภาวะปกติ สภาพแรงดันอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ค่าความสูญเสียทั้งระบบ 386.4 MW(2.3% ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด) และอุปกรณ์ในระบบไม่มีการจ่ายโหลดเกินพิกัด ผลการศึกษา Contingency จาก Base Case ดังแสดงในตารางที่ 2

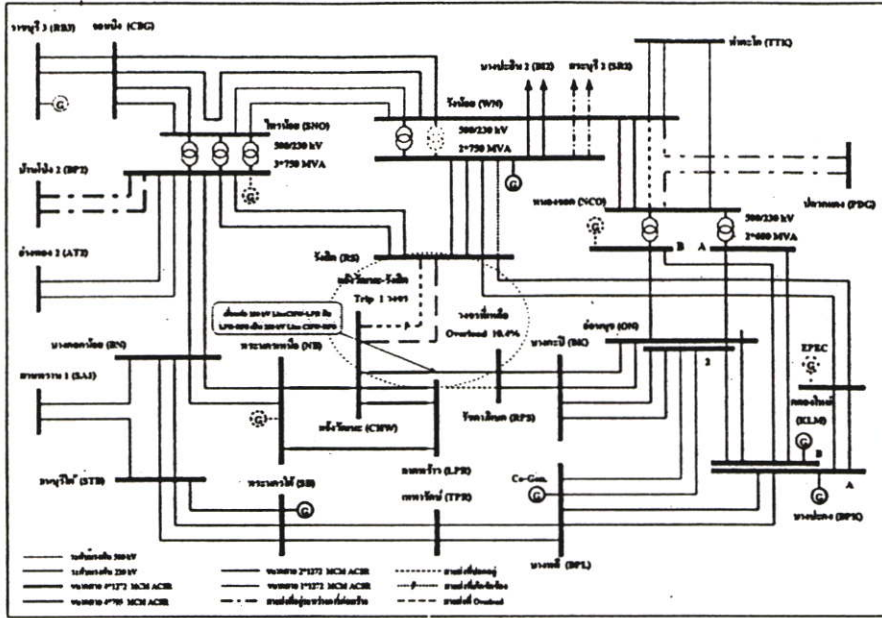
ตารางที่ 2 ผลการศึกษา Contingency จาก Base Case

เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น	ผลกระทบที่เกิดขึ้น
1. 230 kV Line CHW-RS Trip 1 วงจร	Line CHW-RS วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 122.9%
2. หม้อแปลง Tie ที่สถานี ไทรน้อย Trip 1 ชุด	หม้อแปลงที่ไทรน้อย ชุดที่เหลือจ่ายโหลด 117 %

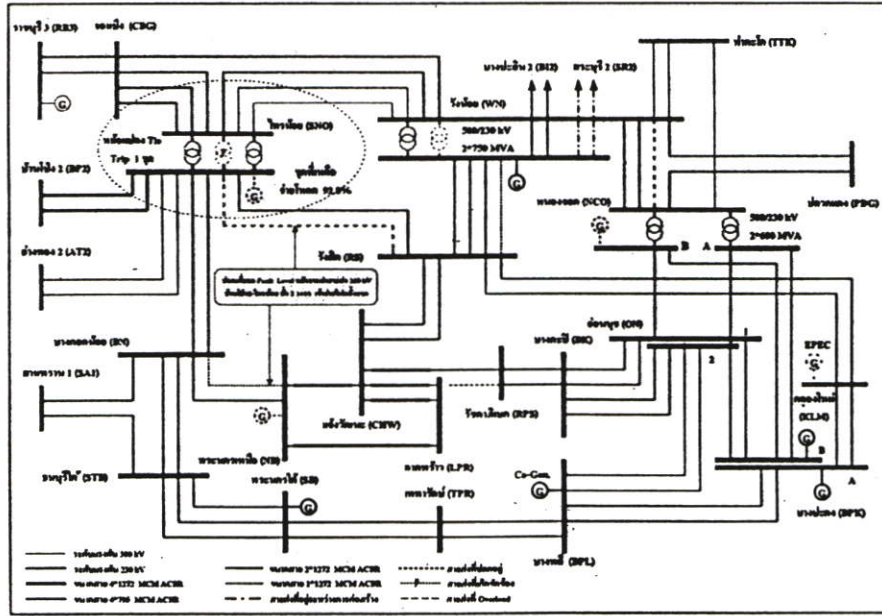
จากตารางที่ 2 เมื่อสายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-รังสิต เกิด N-1 มีผลทำให้สายส่งแจ่งวัฒนะ-รังสิต วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 122.9% แนวทางแก้ไขคือวางแผนการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าให้เหมาะสมกับสภาพระบบ วางแผนการย้ายโหลดไปยังสถานีไฟฟ้าสูงใกล้เคียง เชื่อมต่อสายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-ลาดพร้าว กับ ลาดพร้าว-รัชดาภิเษก เป็น



รูปที่ 2 สภาพระบบไฟฟ้าในเขตนครหลวงก่อนที่จะทำการศึกษานปี 2545



รูปที่ 3 แสดงการเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV CHW-LPR กับ LPR-RPS เป็นสายส่ง 230 kV CHW-LPR



รูปที่ 4 กรณีหม้อแปลง Tie(500/230 kV) ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย Trip 1 ชุด ปี 2545

สายส่งแรงดันนะ-รัชดาภิเษก และเปลี่ยนอุปกรณ์ของ Bay สายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-รังสิต ที่รังสิตจาก 2,000 A 50 kA เป็นขนาด 4,000 A 50 kA (ใช้เวลาดำเนินการจากต่างประเทศประมาณ 1 ปี) ส่วนที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงแจ่งวัฒนะ ได้ออกแบบติดตั้งไว้ที่ 4,000 A 50 kA อยู่แล้ว

ผลการศึกษารายการเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ - ลาดพร้าว กับ ลาดพร้าว-รัชดาภิเษก เป็นสายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-รัชดาภิเษก สภาพแรงดันคืบขึ้น ความสูญเสียทั้งระบบลดลง 0.8 MW และเมื่อสายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-รังสิต เกิด N-1 สามารถลดโหลดสายส่งแจ่งวัฒนะ-รังสิต

วงจรที่เหลือจาก 122.9% เหลือ 110.4% ส่วนข้อเสียคือระดับกระแสฟลตที่ในระบบเพิ่มสูงขึ้น แต่ยังไม่เกินค่า Interrupting Capacity ของอุปกรณ์

กรณีหม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย เกิด N-1 หม้อแปลงชุดที่เหลือจ่ายโหลด 117% แนวทางการแก้ไขคือนำหม้อแปลง Tie ชุดที่ปลด Standby ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อยเข้าจ่ายไฟ ซึ่งสามารถลดโหลดของหม้อแปลงลงเหลือ 112.4 %

ต่อมาเมื่อนำสถานีไฟฟ้าแรงสูงปลวกแดงเข้าจ่ายไฟครั้งแรก, การตัดสายส่ง 500 kV จอมบึง-วังน้อย วงจร 2 เป็นสายส่ง 500kV จอมบึง-ไทรน้อย วงจร 3 และไทรน้อย-วังน้อย วงจร 3 และนำสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง2-ไทรน้อย 2 วงจร เข้าจ่ายไฟครั้งแรก ผลการศึกษาพบว่าแรงดันในระบบสูงขึ้น ค่าความสูญเสียทั้งระบบลดลง 6.9, 1.5, 34.8 MW ตามลำดับ ระดับกระแสฟลตที่ในระบบสูงขึ้น แต่ยังไม่เกินค่า Interrupting Capacity ของอุปกรณ์ ยกเว้นเมื่อนำสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง2-ไทรน้อย เข้าจ่ายไฟครั้งแรก ค่ากระแสฟลตที่แบบ 3 เฟสที่บัส 230 kV ของสถานีไฟฟ้าแรงสูงแจ้งวัฒนะ,รังสิต, ไทรน้อย มีค่า 50.3, 53.7, 54.1 kA ตามลำดับ ซึ่งเกินค่า Interrupting Capacity ของอุปกรณ์ที่ 50 kA และที่ลาดพร้าว,พระนครเหนือ มีค่า 41.5, 42.9 kA ซึ่งเกินกว่าค่า Interrupting Capacity ของอุปกรณ์ที่ 40 kA แก้ไขโดยการปลดสายส่ง 230 kV รังสิต-ไทรน้อย และพระนครเหนือ-บางกอกน้อย อย่างละ 1 วงจร จะมีผลทำให้ค่ากระแสฟลตของทุกสถานีอยู่ในที่กัอุปกรณ์ ดังแสดงในรูปที่ 4 แล้วทำการศึกษาคง Contingency ดังตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ผลการศึกษา Contingency เมื่อนำสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง2-ไทรน้อย ทั้ง 2 วงจร เข้าจ่ายไฟครั้งแรก

เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น	ผลกระทบที่เกิดขึ้น
1. 230 kV Line CHW-RS Trip 1 วงจร	Line CHW-RS วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 118.3%
2. หม้อแปลง Tie ที่สถานีไทรน้อย Trip 1 ชุด	หม้อแปลงชุดที่เหลือจ่ายโหลด 92.8 %

จากตารางที่ 3 เมื่อนำสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง2-ไทรน้อย 2 วงจร เข้าจ่ายไฟครั้งแรก สภาพระบบดีขึ้นมาก

กล่าวคือสายส่ง 230 kV แจ้งวัฒนะ-รังสิต เกิด N-1 วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 118.3% และเมื่อหม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อยเกิด N-1 หม้อแปลงชุดที่เหลือจ่ายโหลด 92.8% ดังนั้นจึงควรเร่งรัดนำสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง2-ไทรน้อย เข้าจ่ายไฟ เพื่อเสริมความมั่นคงระบบ

9. สรุป

การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม PSS/E เพื่อใช้วางแผนระยะสั้นในเขตนครหลวง สรุปได้ดังนี้

1. สามารถหามาตรการรองรับ ในกรณีที่แผนงานก่อสร้างไม่แล้วเสร็จตามแผน ได้อย่างมีประสิทธิภาพ และในปี 2545 ได้รับความเห็นชอบจากผู้บริหารของ กฟผ. ให้ใช้งานได้ร้อยละ 95 ของแผนที่นำเสนอ
2. สามารถวางแผนในการนำอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ ใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพ เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และสอดคล้องกับแผนระยะยาว
3. สนับสนุนด้านการควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า โดยแสดงขีดจำกัดของระบบ ในกรณีเกิดเหตุการณ์ขัดข้องขึ้นในระบบสามารถเตรียมหาวิธีการแก้ไขผลกระทบที่จะเกิดขึ้นให้มีน้อยที่สุด ควบคุมระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน และเร่งรัดการนำอุปกรณ์ไฟฟ้าเข้าใช้งาน
4. สนับสนุนด้านการบำรุงรักษาอุปกรณ์ โดยจำลองระบบไฟฟ้าให้ใกล้เคียงกับระบบจริง เพื่อตรวจสอบว่าเหมาะสมที่จะปลดอุปกรณ์เพื่อบำรุงรักษาหรือไม่
5. สามารถหาค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ไฟฟ้าให้เหมาะสมกับสภาพระบบ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

10. เอกสารอ้างอิง

- [1] ฝ่ายฝึกอบรม, "Constraints of Normal Operation," การไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ, นนทบุรี. 2534.
- [2] ศิริทัต กลั่นความดี, "การวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า," การไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ, นนทบุรี. 2538.
- [3] Power Technologies a division of S&W Consultants Inc., "Program Operation Manual PSS/E-27," Vol. I & II, December 2000.
- [4] X. Wang and J.R. McDonald; "Modern Power System Planning," McGraw-Hill Co., 1994.

การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 26
26th Electrical Engineering Conference



Seagate
We turn on ideas



ABB



Volume I

สาขาทดความ

- ไฟฟ้ากำลัง (PW)

- งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิศวกรรมไฟฟ้า (GN)



6-7 พฤศจิกายน 2546

โรงแรมโกลเด้นแลนด์ ซะอำ จ.เพชรบุรี

ดำเนินการจัดประชุมโดย

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและภาควิชาเทคโนโลยีไฟฟ้าอุตสาหกรรม

คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ



การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม PSS/E เพื่อใช้วางแผนระยะสั้นในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล

Power System Analysis Using PSS/E Program for Short Term Planning in the Metropolitan Area

เชาวฤทธิ์ ธรรมเพชร มณฑล ลีลาจินคาโรฤกษ์

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

E-mail : chaowalitt@it.egat.or.th , klmontro@kmitl.ac.th

บทคัดย่อ

ระบบส่งไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลมีการเปลี่ยนแปลงไปอย่างมาก โดยในอนาคตอันใกล้จะมีแผนการนำสายส่ง 500 kV, 230 kV เข้าใช้งานหลายวงจร รวมทั้งมีแผนก่อสร้างสถานไฟฟ้า 500 kV เชื่อมกับระบบ 230 kV ที่มีอยู่เดิม แต่เนื่องจากเกิดวิกฤตการณ์ทางเศรษฐกิจจึงได้ชะลอแผนการก่อสร้างบางโครงการออกไปก่อน ทำให้การนำอุปกรณ์ใหม่เข้าใช้งานไม่สอดคล้องกับแผนระยะยาวและได้ส่งผลกระทบต่อสภาพระบบ ซึ่งบทความนี้ได้นำเสนอการวางแผนระยะสั้นในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลโดยใช้โปรแกรม PSS/E (Power System Simulator / Engineering) เพื่อศึกษาแนวทางที่เหมาะสมทั้งในด้านความมั่นคง ความน่าเชื่อถือ และความเป็นไปได้ในทางปฏิบัติ รวมทั้งมีค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด โดยทำการศึกษาระบบไฟฟ้าเมื่อเกิดข้อขัดข้องเพื่อประเมินสมรรถนะของระบบไฟฟ้า การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าทำให้สามารถทราบถึงภาวะการจ่ายโหลดเกินพิกัดของอุปกรณ์ การวิเคราะห์ฟอลต์ทำให้ทราบค่ากระแสฟอลต์ที่เกิดขึ้นว่าเกินขีดจำกัดอุปกรณ์หรือไม่ พร้อมทั้งเตรียมมาตรการป้องกันและปรับปรุงระบบไฟฟ้าเพื่อบรรเทาผลกระทบให้ลดลงอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้สามารถนำมาใช้งานได้จริง

คำสำคัญ : ระดับกระแสฟอลต์

Abstract

Transmission system in the metropolitan area change very much. Reconstruction of the 500 kV lines, 230 kV lines and construction of 500 kV switchyard for interconnection with the existing 230 kV system are planned to begin in the near future. But due to economic crisis, partial transmission system planned will be further delayed. This cause to new equipments can not used agree with long term planning and effect to system. This paper describes short term planning in the metropolitan area using PSS/E(Power System Simulator /Engineering) program for determine the suitability of planned activities in various aspects including stability, reliability, technical feasible and least cost solution. Contingency analysis were carried out to evaluate

the network performance. Power flow analysis were carried out to overload checking in the network. Fault analysis were carried out to determine fault level at various buses and over limited interrupting capacity of equipment. Measures planned in order to reduce effect to an acceptable limit , the result of which can be used in practical work.

Keywords : fault level

1. บทนำ

ในการผลิตไฟฟ้านอกจากให้เพียงพอต่อความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าแล้ว คุณภาพ ความมั่นคง และความเชื่อถือได้ ก็มีความสำคัญเช่นเดียวกัน ดังนั้นจึงต้องมีกรวางแผนการผลิตและระบบส่งล่วงหน้าโดยใช้โปรแกรม PSS/E[1-2] เป็นโปรแกรมสำหรับศึกษาระบบไฟฟ้าด้วยการจำลองระบบไฟฟ้าทั้งด้านการผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย ซึ่งจะวิเคราะห์ทางด้านสถานะอยู่ตัวและไดนามิกส์ ทำให้โปรแกรมนี้เหมาะสำหรับใช้ในการวางแผนระบบไฟฟ้าให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น เป็นแนวทางปฏิบัติในการควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าสำหรับศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า โดยแสดงข้อกำหนดของการผลิต ขีดจำกัดของระบบส่ง เร่งรัดการนำโรงไฟฟ้าและอุปกรณ์ระบบส่งเข้าใช้งาน และมาตรการรองรับในกรณีที่แผนก่อสร้างไม่แล้วเสร็จตามแผน รวมทั้งศึกษาค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ ให้มีความเหมาะสมกับสภาพระบบไฟฟ้า

2. ขีดความสามารถของสายส่งไฟฟ้า

ค่าความต้านทานของสายไฟฟ้าเป็นสิ่งที่สำคัญมากเนื่องจากเป็นสาเหตุหลักของกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง ค่าความต้านทานนี้ขึ้นอยู่กับอุณหภูมิ ฤดูกาล ความเร็วและทิศทางของลม ตลอดจนประสิทธิภาพในการแผ่ความร้อนจากดวงอาทิตย์ ขั้นตอนการคำนวณหาความต้านทานของสายไฟฟ้ามี่ 2 ขั้นตอน คือหาความต้านทานไฟฟ้ากระแสตรงแล้วนำค่าที่ได้มาคำนวณหาความต้านทานไฟฟ้ากระแสสลับ

ค่าความต้านทานของสายไฟฟ้าขึ้นอยู่กับอุณหภูมิ [3] สามารถแสดงความสัมพันธ์ได้ดังนี้

$$\frac{R_{t2}}{R_{t1}} = \frac{T + t_2}{T + t_1} \quad (1)$$

R_{t1} = ความต้านทานไฟฟ้ากระแสตรงที่อุณหภูมิ t_1 (Ω)

R_{t2} = ความต้านทานไฟฟ้ากระแสตรงที่อุณหภูมิ t_2 (Ω)

T = ค่าคงที่อุณหภูมิของสายไฟฟ้า ($^{\circ}\text{C}$)

t_1 = อุณหภูมิที่ 1 ($^{\circ}\text{C}$)

t_2 = อุณหภูมิที่ 2 ($^{\circ}\text{C}$)

ค่าความต้านทานไฟฟ้ากระแสตรงของสายไฟฟ้าที่ได้จากสมการที่ (1) สามารถนำมาคำนวณหาความต้านทานไฟฟ้ากระแสสลับ[3] ได้ดังสมการที่ (2)

$$R_o = K_s \cdot R_{t2} \quad (2)$$

R_o = ความต้านทานไฟฟ้ากระแสสลับตอนแรกของสายไฟฟ้าใน Base Case (Ω)

K_s = ค่า Skin Effect

นอกจากนี้อุณหภูมิของสายไฟฟ้ายังขึ้นอยู่กับปริมาณการไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งสามารถแสดงความสัมพันธ์ความต้านทานของสายไฟฟ้ากับปริมาณการไหลของกำลังไฟฟ้า[2] ได้ดังสมการที่ (3)

$$R_{new} = R_o \left(1 + \left(\frac{\text{MVA flow}}{\text{Rating} \cdot \text{Percentage}} - 1 \right) K \right) \quad (3)$$

R_{new} = ความต้านทานไฟฟ้ากระแสสลับใหม่ล่าสุด (Ω)

K = เสถียรภาพแฟคเตอร์

MVA flow = การไหลของกำลังไฟฟ้า (MVA)

Rating = พิกัดทางความร้อนของสายส่ง (MVA)

Percentage = เปอร์เซ็นต์ฐานของขนาดพิกัดสายไฟที่ใช้กำหนดค่า R_o

ดังนั้นกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งทั้ง 3 เฟส[2] จะเป็น

$$P_{loss} = 3 I^2 R_{new} \quad (4)$$

ความสามารถในการส่งไฟฟ้าของสายส่งไฟฟ้าขึ้นอยู่กับระดับแรงดันทั้งดันทางและปลายทาง มุมของแรงดันไฟฟ้าที่แตกต่างกันระหว่างแรงดันดันทางและปลายทาง ความยาวของสายส่งไฟฟ้า อุณหภูมิสูงสุดของสายส่งไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบที่ออกแบบไว้ใช้

งาน[1-3] ซึ่งสามารถแสดงความสัมพันธ์ของความสามารถในการส่งพลังไฟฟ้ากับปัจจัยต่าง ๆ ได้ดังนี้

$$P = \frac{E_1 \cdot E_2}{X} \sin \delta \quad (5)$$

P = ปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่ส่งผ่านสายส่ง (MW)

E_1 = แรงดันไฟฟ้าดันทาง (kV)

E_2 = แรงดันไฟฟ้าปลายทาง (kV)

δ = ผลต่างของมุมแรงดันไฟฟ้า E_1 กับ E_2

X = ค่ารีแอคแตนซ์ของสายส่ง (Ω)

$$\text{MVA}_{\text{rated}} = \sqrt{3} E_{\text{base}} I_{\text{base}} \cdot 10^{-3} \quad (6)$$

$\text{MVA}_{\text{rated}}$ = พิกัดกำลังไฟฟ้าของสายส่ง (MVA)

E_{base} = แรงดันฐานที่บัสของสายส่ง (kV)

I_{base} = กระแสไฟฟ้าฐาน (A)

ความสามารถสูงสุดในการส่งกระแสไฟฟ้าของสายส่งไฟฟ้าแยกตามขนาดสายไฟฟ้าและแรงดัน[3] แสดงได้ดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 ความสามารถสูงสุดในการส่งกระแสไฟฟ้าของสายส่งไฟฟ้า

ขนาดสายไฟฟ้า (MCM, ACSR)	พิกัดกำลังไฟฟ้า(MVA)		แรงดัน (kV)
	คิดผลของ แสงแดด	ไม่คิดผลของ แสงแดด	
1 x 1272	429.4	476.8	230
2 x 1272	858.9	953.9	230
4 x 1272	1,717.7	1,907.4	230
4 x 795	2,833.6	3,114.1	500
4 x 1272	3,734.2	4,146.4	500

หมายเหตุ อุณหภูมิสูงสุดของตัวนำ 75°C

อุณหภูมิสภาพแวดล้อม 35°C

ความเร็วลม 2.2 กิโลเมตร/ชั่วโมง

ความเข้มแสงแดด 0.06 วัตต์/ตารางเซนติเมตร

สัมประสิทธิ์การดูดซับแสงแดด 0.75

Relative Emissivity 0.6

3. การคำนวณหาค่ากระแสฟอลท์

โดยทั่วไปในระบบไฟฟ้า กระแสฟอลท์แบบ 3 เฟส จะมีค่ามากกว่ากระแสฟอลท์แบบอื่นๆ เมื่อไม่คิดค่าของฟอลท์อิมพีแดนซ์ Z_f

สามารถเขียนสมการกระแสฟอลต์แบบ 3 เฟสและแบบหนึ่งเฟสลงดิน[2] ได้ดังสมการที่ (7), (8) ตามลำดับ

$$I_{\text{fault } 3-\phi} = \frac{V_f}{Z_1} \quad (7)$$

$$I_{\text{fault } 1-\phi} = \frac{3 V_f}{Z_0 + Z_1 + Z_2} \quad (8)$$

จากสมการที่ (7) และ (8) เมื่อ $Z_0 < Z_1$ (เนื่องจากระบบการต่อลงดิน) แล้วจะมีผลทำให้ $I_{\text{fault } 1-\phi} > I_{\text{fault } 3-\phi}$ ดังนั้นในการออกแบบอุปกรณ์ จะใช้ค่ากระแสฟอลต์ที่มีค่าสูงสุดในการกำหนดขนาดอุปกรณ์[2]

4. วิธีการตรวจสอบ N-1 และ Contingency Ranking

ในการออกแบบระบบไฟฟ้าให้มีความมั่นคงต้องมีการตรวจสอบ N-1 อุปกรณ์ไฟฟ้า เพื่อให้แน่ใจว่าในระบบไม่มีการจ่ายโหลดเกินพิกัด กล่าวคือ สายส่ง N วงจร เกิดขัดข้อง (Trip หรือ Outage) 1 วงจร สายส่งในระบบจะต้องไม่มีการจ่ายโหลดเกินพิกัด เพื่อป้องกันไม่ให้สายส่งวงจรที่เหลือ Trip ตาม แต่ถ้าหากตรวจสอบ N-1 สายส่งทุกวงจรในระบบ ผลการคำนวณที่ได้จะมีจำนวนมาก ซึ่งในความเป็นจริงมีสายส่งจำนวนมากที่เกิด N-1 แล้วไม่มีผลทำให้อุปกรณ์ในระบบจ่ายโหลดเกินพิกัด ดังนั้นวิธีการตรวจสอบ N-1 เฉพาะสายส่งที่มีการไหลของกำลังไฟฟ้าสูงๆ เมื่อเทียบกับพิกัด แล้วมีความน่าจะเป็นที่จะเกิดการจ่ายโหลดเกินพิกัดในระบบ เรียกวิธีการนี้ว่า “Contingency Ranking” โดยใช้ดัชนีสมรรถนะ (Performance Index)[5] เป็นตัวชี้วัด ความสำคัญของวิธีการนี้คือสามารถลดจำนวนการคำนวณลงไปได้มาก

$$PI = \sum_{i=1}^L \alpha_i \omega_i \left(\frac{P_i}{\bar{P}_i} \right)^2 \quad (9)$$

- PI = ดรรชนีสมรรถนะระบบ
- P_i = กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลผ่านสายส่ง i (MW)
- \bar{P}_i = พิกัดทางความร้อนของสายส่ง i (MVA)
- α_i = จำนวนสายส่งที่ขนานกันของ Branch i
- ω_i = weighting factor
- L = จำนวน Branch ในโครงข่าย

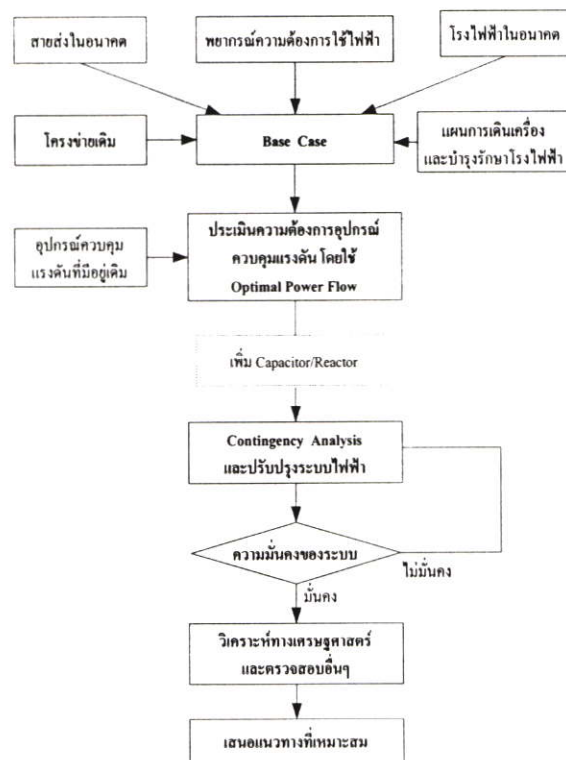
จากสมการที่(9) เมื่อ P/\bar{P}_i มีค่าน้อยกว่า 1 แสดงว่าในระบบไม่มีการจ่ายโหลดเกินพิกัด PI จะมีค่าน้อย แต่ถ้าหากเกิดการจ่ายโหลด

เกินพิกัดในระบบ ค่าของ P/\bar{P}_i จะมากกว่า 1 และ PI จะมีค่ามาก ซึ่งการวิเคราะห์ PI จะวิเคราะห์ถึงการเปลี่ยนแปลงของแอมมิตแดนซ์ในระบบ แล้วผลที่ได้จะเป็นตัวชี้วัดว่าระบบมีความมั่นคงหรือไม่

5. การจำลองระบบไฟฟ้า

การจำลองระบบกำลังไฟฟ้ามีขั้นตอนดังนี้

1. มีแผนภาพเส้นเดียวของโครงข่ายระบบไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หม้อแปลงไฟฟ้า สายส่งไฟฟ้า คาปาซิเตอร์ โหลด และค่าอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ต่างๆ
2. วันและช่วงเวลาที่ทำการศึกษา ซึ่งในบทความนี้จะพิจารณาในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด
3. พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า
4. ข้อมูลแผนการเดินทางเครื่องโรงไฟฟ้า และแผนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า
5. ทำการถ่ายโอนข้อมูลทั้งหมดให้อยู่ในรูปแบบโปรแกรม PSS/E
6. ทำการปรับข้อมูลในโปรแกรม PSS/E เปรียบเทียบกับข้อมูลจริงในระบบไฟฟ้า
7. ทำการตรวจสอบและปรับระบบ เพื่อใช้เป็น Base Case



รูปที่ 1 Flowchart การวางแผนระยะสั้นระบบส่ง

6. การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า

การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า เพื่อตรวจสอบเสถียรภาพ ความมั่นคง และคุณภาพของระบบไฟฟ้า[1] โดยพิจารณา ดังนี้

1. ระบบไฟฟ้าในสภาวะปกติ โดยระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วง $\pm 5\%$ ของแรงดันไฟฟ้าปกติ ความถี่ของระบบไฟฟ้าอยู่ในช่วง $\pm 1\%$ ของความถี่ 50 Hz และอุปกรณ์ในระบบจะต้องทำงานได้ทุกสภาวะของอุณหภูมิที่ออกแบบไว้ [1]

2. ระบบไฟฟ้าเมื่อเกิดข้อขัดข้อง 1 ส่วน (N-1) ระบบไฟฟ้ายังคงทำงานต่อไปได้และไม่มีไฟฟ้าดับ ระบบไฟฟ้าส่วนที่เหลือและอุปกรณ์ทุกชนิดในระบบจะต้องไม่ทำงานเกินขีดความสามารถการใช้งานในกรณีฉุกเฉิน ซึ่งจะต้องมีการตั้งข้อกำหนดทางด้านขีดจำกัดของการจ่ายโหลดเกินพิกัดของอุปกรณ์ไฟฟ้า เช่น สายส่งไฟฟ้า 11272 MCM ACSR สามารถจ่ายโหลดเกินพิกัดได้ 60 % ของพิกัด ภายในเวลาไม่เกิน 30 นาที [3], หม้อแปลงกำลังที่มีระบบระบายความร้อนเป็นแบบ OA/FA/FA สามารถจ่ายโหลดเกินพิกัดได้ 35 % ของพิกัด ภายในเวลาไม่เกิน 2 ชั่วโมง และหม้อแปลง Trip ที่ 150 % ของพิกัดด้วยรีเลย์กระแสเกิน [4]

3. เมื่อมีการนำอุปกรณ์ใหม่เข้าใช้งานในระบบ หรือปรับปรุงระบบไฟฟ้า ขนาดของกระแสฟลลท์ต้องไม่เกินขีดพิกัดกระแสฟลลท์ของอุปกรณ์ในระบบ [1]

7. พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าปี 2545

พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าปี 2545 ทั้งระบบสูงสุดประมาณ 16,660.9 MW ความต้องการไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลสูงสุดประมาณ 7,162.8 MW และคาดการณ์การเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าในส่วนที่เกี่ยวข้องมีดังนี้

- โรงไฟฟ้าพระนครใต้ จ่ายโหลดรวม 1,063.6 MW
- โรงไฟฟ้าวังน้อย จ่ายโหลดรวม 1,483.7 MW
- โรงไฟฟ้าทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือ จ่ายโหลดรวม 5,136 MW
- โรงไฟฟ้าทางภาคตะวันตก จ่ายโหลดรวม 3,886.8 MW
- โรงไฟฟ้าทางภาคเหนือ จ่ายโหลดรวม 3,102.3 MW
- บริษัทสมุทรปราการโคเจน จ่ายโหลด 89.8 MW

8. ผลการศึกษา

ผลการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑลจาก Base Case ปี 2545 มีดังต่อไปนี้คือ สภาพแรงดันอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ค่าความสูญเสียทั้งระบบ 386.35 MW (2.32% ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด) และผลการศึกษา Contingency ที่สำคัญ ดังแสดงในตารางที่ 2

จากตารางที่ 2 แนวทางการแก้ไขระยะสั้น ในกรณีที่สายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-รังสิต Trip 1 วงจร แล้วทำให้สายส่งแจ่งวัฒนะ-รังสิต วงจรที่เหลือ Overload คือวางแผนการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าให้เหมาะสม

ตารางที่ 2 ผลการศึกษา Contingency ที่สำคัญ จาก Base Case ปี 2545

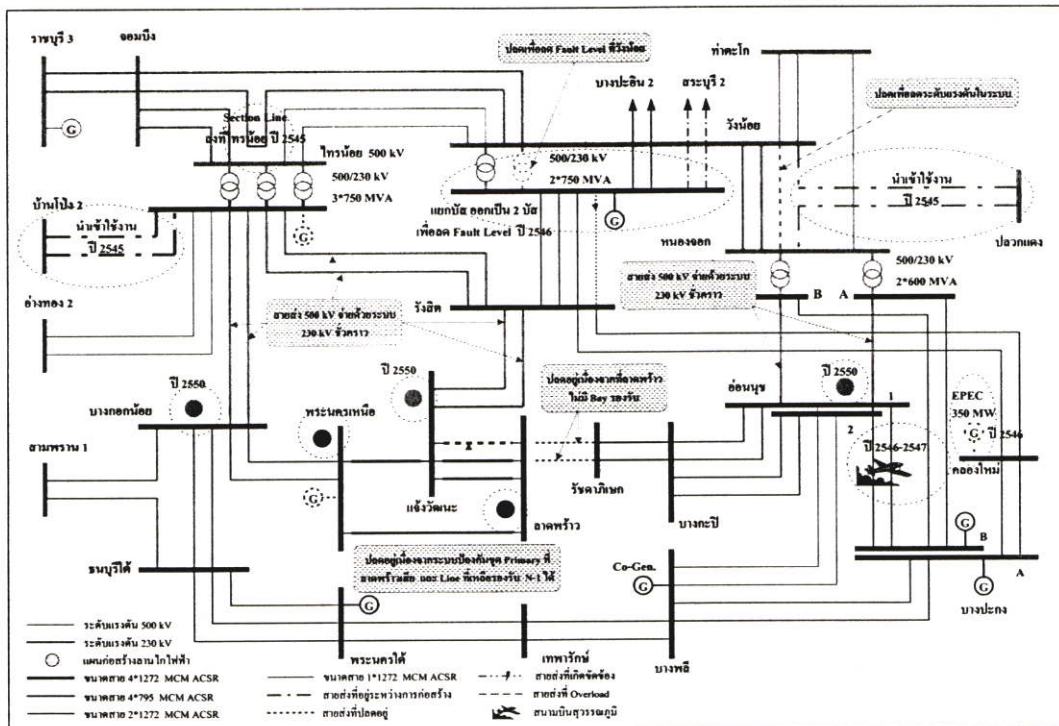
เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น	ผลกระทบที่เกิดขึ้น
1. 230 kV Line CHW-RS Trip 1 วงจร	Line CHW-RS วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 122.9%
2. หม้อแปลง Tie ที่สถานีไทรน้อย Trip 1 ชุด	หม้อแปลงที่ไทรน้อย ชุดที่เหลือจ่ายโหลด 117 %

กับสภาพระบบ, วางแผนการย้ายโหลดไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงข้างเคียง และการเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-ลาดพร้าว กับ ลาดพร้าว-รัชดาภิเษก เป็นสายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-รัชดาภิเษก ดังแสดงในรูปที่ 3 ส่วนการแก้ปัญหาในระยะปานกลาง คือการเปลี่ยนอุปกรณ์ของ Bay สายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-รังสิต ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงรังสิต ทั้ง 2 วงจร จากขนาด 2,000 A. 50 kA เป็นขนาด 4,000 A. 50 kA (ประมาณ 1 ปี เนื่องจากต้องสั่งซื้ออุปกรณ์จากต่างประเทศ) ส่วนอุปกรณ์ Bay 230 kV ด้านสถานีไฟฟ้าแรงสูงแจ่งวัฒนะเป็นแบบ GIS ได้ออกแบบติดตั้งอุปกรณ์ขนาด 4,000 A 50 kA ไว้เรียบร้อยแล้ว

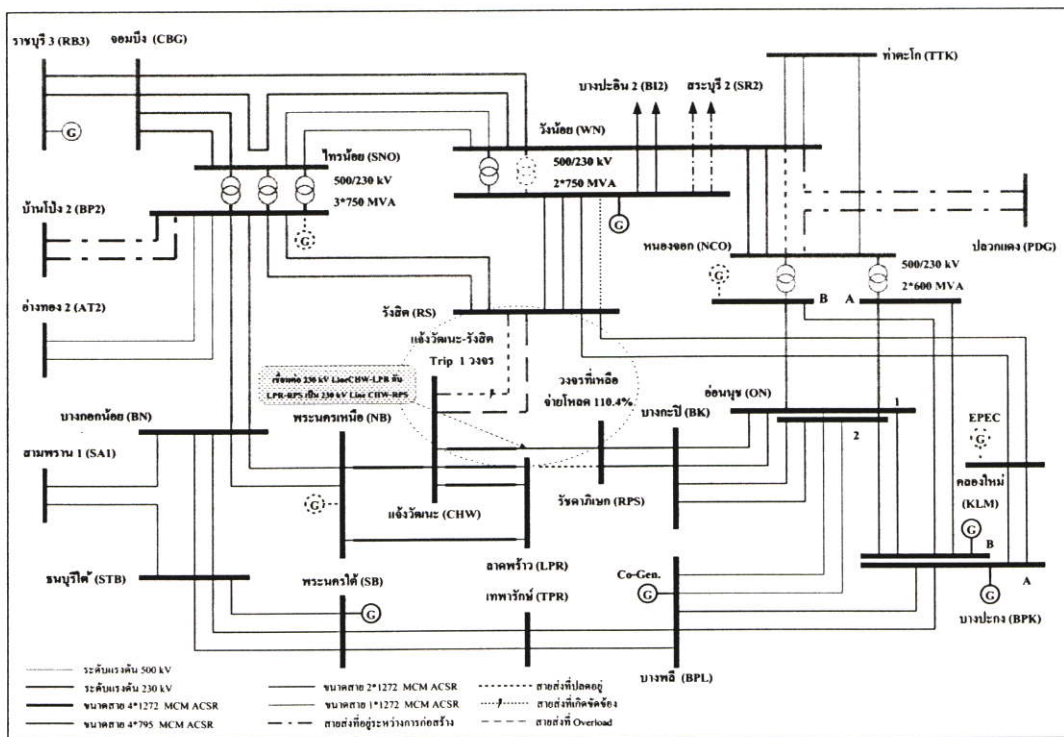
ผลการศึกษาการเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-ลาดพร้าว กับ ลาดพร้าว-รัชดาภิเษก เป็นสายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-รัชดาภิเษก สภาพแรงดันของระบบดีขึ้น ค่าความสูญเสียทั้งระบบลดลง 0.79 MW และในกรณีที่สายส่ง 230 kV แจ่งวัฒนะ-รังสิต Trip 1 วงจร สามารถลด Overload ของสายส่งแจ่งวัฒนะ-รังสิตวงจรที่เหลือ จากจ่ายโหลด 122.9% (รังสิตจ่ายไปแจ่งวัฒนะ 1046+j161 MVA) เหลือจ่ายโหลด 110.4% (รังสิตจ่ายไปแจ่งวัฒนะ 937+j166 MVA) ส่วนข้อเสียคือระดับกระแสฟลลท์ในระบบเพิ่มสูงขึ้นแต่ยังไม่เกินค่า Interrupting Capacity ของอุปกรณ์

ส่วนในกรณีที่หม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย Trip 1 ชุด แล้วทำให้หม้อแปลง Tie ชุดที่เหลือ Overload แนวทางการแก้ไขปัญหาโดยการนำหม้อแปลง Tie ชุดที่ปลด Standby ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงวังน้อยเข้าจ่ายไฟ ซึ่งสามารถลดการจ่ายโหลดของหม้อแปลงลงจาก 117 % เหลือจ่ายโหลด 112.4 %

ปี 2545 มีการนำสถานีไฟฟ้าแรงสูงปลวกแดง (ซึ่งประกอบด้วยสายส่ง 500 kV ปลวกแดง-หนองจอก 1 วงจร, สายส่ง 500 kV ปลวกแดง-วังน้อย 1 วงจร, สายส่ง 230 kV ปลวกแดง-บ้านค่าย 2 วงจร และหม้อแปลง Tie [500/230 kV] ขนาด 1,000 MVA 2 ชุด) เข้าจ่ายไฟครั้งแรก, การตัดสายส่ง 500 kV จอมบึง-วังน้อย วงจร 2 เป็นสายส่ง 500 kV จอมบึง-ไทรน้อย วงจร 3 และสายส่ง 500 kV ไทรน้อย-วังน้อย วงจร 3 และนำสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง-ไทรน้อย 2 วงจร เข้าจ่ายไฟครั้งแรก ตามลำดับ จากผลการศึกษาสภาพแรงดันในระบบดีขึ้นตามลำดับ ค่าความสูญเสียทั้งระบบลดลง 6.9, 1.47 และ 34.76 MW ตามลำดับ ส่วนระดับกระแสฟลลท์ในระบบแบบ 3 เฟส ที่มีขั้วของสถานีไฟฟ้าแรงสูงเพิ่มขึ้น ตามลำดับ แต่ยังไม่เกินค่า Interrupting Capacity ของอุปกรณ์ ยกเว้น



รูปที่ 2 สภาพระบบไฟฟ้า ในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑลปี 2545



รูปที่ 3 การเชื่อมต่อสายส่ง 230 kV CHW-LPR กับ LPR-RPS เป็นสายส่ง 230 kV CHW-LPR เพื่อลด Overload สายส่ง CHW-RS วงจรถัดขึ้นอยู่ ในกรณีเกิดเหตุการณ์ สายส่ง CHW-RS Trip 1 วงจร

เมื่อนำสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง 2-ไทรน้อย ทั้ง 2 วงจร เข้าจ่ายไฟครั้งแรก จะมีผลทำให้ค่ากระแสแอฟลอร์ทแบบ 3 เฟสที่บัส 230 kV สถานีไฟฟ้าแรงสูง แจ็งวัฒนะ, รังสิต, ไทรน้อย มีค่าเท่ากับ 50.25, 53.73, 54.09 kA ซึ่งเกินกว่าค่า Interrupting Capacity ของอุปกรณ์ที่ 50 kA และที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงลาดพร้าว, พระนครเหนือ มีค่าเท่ากับ 41.48, 42.92 kA ตามลำดับ ซึ่งเกินกว่าค่า Interrupting Capacity ของอุปกรณ์ที่ 40 kA วิธีการแก้ไขปัญหาลักษณะนี้โดยการปลดสายส่ง 230 kV รังสิต-ไทรน้อย 1 วงจร และพระนครเหนือ-บางกอกน้อย 1 วงจร ผลที่ได้คือค่ากระแสแอฟลอร์ทแบบ 3 เฟสของทุกสถานีไฟฟ้าแรงสูงอยู่ในพิกัดกระแสแอฟลอร์ทของอุปกรณ์ แล้วทำการศึกษา Contingency ดังตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ผลการศึกษา Contingency เมื่อนำสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง 2-ไทรน้อย ทั้ง 2 วงจร เข้าจ่ายไฟครั้งแรก

เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น	ผลกระทบที่เกิดขึ้น
1. 230 kV Line CHW-RS Trip 1 วงจร	230 kV Line CHW-RS วงจรที่เหลือจ่ายโหลด 108.3%
2. หม้อแปลง Tie ที่สถานีไทรน้อย Trip 1 ชุด	หม้อแปลงที่ไทรน้อย ชุดที่เหลือจ่ายโหลด 92.8 %

จากตารางที่ 3 จะเห็นได้ว่าเมื่อนำสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง 2-ไทรน้อย ทั้ง 2 วงจร เข้าจ่ายไฟครั้งแรก จะมีผลทำให้สภาพของระบบดีขึ้นมาก กล่าวคือเมื่อเกิด N-1 สายส่ง 230 kV แจ็งวัฒนะ-รังสิต วงจรที่เหลือจ่ายโหลดเพียง 108.3% ส่วนแนวทางการแก้ไขปัญหานี้เหมือนกับที่กล่าวมาแล้วข้างต้น และเมื่อเกิด N-1 หม้อแปลง Tie ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงไทรน้อย หม้อแปลงชุดที่เหลือจะจ่ายโหลดเพียง 92.8%(จากที่เคย Overload) ดังนั้นจึงควรเร่งรัดการนำสายส่ง 230 kV บ้านโป่ง 2-ไทรน้อย ทั้ง 2 วงจร เข้าจ่ายไฟ เพื่อเสริมความมั่นคงระบบ

9. สรุป

การวิเคราะห์ระบบกำลังไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม PSS/E เพื่อใช้วางแผนระยะสั้นในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล สามารถสรุปได้ดังนี้

1. สามารถวางแผนในการนำอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ เข้าใช้งานได้ อย่างมีประสิทธิภาพ และเพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น รวมทั้งสอดคล้องกับแผนระยะยาว
2. สามารถหามาตรการรองรับ ในกรณีที่แผนงานก่อสร้างไม่แล้วเสร็จตามแผน
3. สนับสนุนการปฏิบัติการควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า โดยแสดงขีดจำกัดของระบบส่ง ในกรณีเกิดเหตุการณ์ข้อขัดข้องขึ้นในระบบ สามารถหาวิธีการแก้ไขผลกระทบที่จะเกิดขึ้นให้มึ้น้อยที่สุด ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ตลอดจนการเร่งรัดการนำการนำอุปกรณ์ไฟฟ้าเข้าจ่ายไฟ
4. สนับสนุนด้านการบำรุงรักษาอุปกรณ์ระบบส่ง และ โรงไฟฟ้า โดยสามารถจำลองระบบกำลังไฟฟ้าให้ใกล้เคียงกับระบบจริง เพื่อทำการ

จำลองว่าระบบไฟฟ้าในขณะนั้นมีความพร้อมและเหมาะสมที่จะปลดอุปกรณ์เพื่อบำรุงรักษาหรือไม่ ตลอดจนสามารถเตรียมมาตรการรองรับ และแนวทางแก้ไขได้อย่างมีประสิทธิภาพ

5. สามารถศึกษาหาค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ไฟฟ้าให้เหมาะสมกับสภาพระบบไฟฟ้า เช่น เมื่อนำสายส่งไฟฟ้าเข้าใช้งานครั้งแรก ทำให้ระดับกระแสแอฟลอร์ทเพิ่มขึ้นจนเกินขีดจำกัดของอุปกรณ์ และวางแผนแก้ไขโดยการปลดสายส่ง โดยที่ไม่กระทบกับความมั่นคงของระบบ

10. เอกสารอ้างอิง

- [1] สิริศักดิ์ กลั่นความดี, “ การวางแผนขยายระบบส่งไฟฟ้า ”, เอกสารประกอบการบรรยายทางวิชาการ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, นนทบุรี, 2538.
- [2] Power Technologies a division of S&W Consultants Inc., “ Program Operation Manual PSS/E-27 ”, Vol. I & II, December 2000.
- [3] ฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า, “ ความสามารถสูงสุดในการส่งกระแสไฟฟ้าของสายส่งไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. ”, การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, นนทบุรี 2529.
- [4] ฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า, “ คู่มือการจ่ายโหลดเกินพิกัดของหม้อแปลง ”, การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, นนทบุรี 2534.
- [5] X. Wang and J.R. McDonald, “ Modern Power System Planning ”, McGRAW-Hill Book Co., 1994.



รองศาสตราจารย์ ดร. สิตติชาติ ภัทรฤกษ์ สำเร็จการศึกษา วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต จากสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ปัจจุบันดำรงตำแหน่ง รองศาสตราจารย์ ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง งานวิจัยที่สนใจ : ทางด้านการควบคุมและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า



นายเชาวฤทธิ์ ธรรมเพียร สำเร็จการศึกษา อดศาหกรรมศาสตรบัณฑิต จากสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ ปัจจุบันดำรงตำแหน่ง หัวหน้าแผนกปฏิบัติการระบบ 3 กองควบคุมและปฏิบัติการจ่ายไฟ ฝ่ายปฏิบัติการเขตนครหลวง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ประวัติผู้เขียน

นายเชาวฤทธิ์ ธรรมเพียร เกิดเมื่อวันที่ 29 ตุลาคม 2511 ที่กรุงเทพมหานคร สำเร็จการศึกษาดุษฎีบัณฑิต สาขาวิชาเทคโนโลยีไฟฟ้าอุตสาหกรรม คณะวิศวกรรมศาสตร์ จากสถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ ปีการศึกษา 2534

เข้าศึกษาต่อระดับปริญญาโทในปี 2543 สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ณ. สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง มีผลงานวิชาการตีพิมพ์ทางด้านวิศวกรรมไฟฟ้าระหว่างศึกษาปริญญาโท 2 บทความคือ วิศวกรรมลาดกระบัง จำนวน 1 บทความ และการประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 26 จำนวน 1 บทความ

ผลงานทางวิชาการ

1. เชาวฤทธิ์ ธรรมเพียร, มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์, "การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม PSS/E เพื่อใช้วางแผนระยะสั้นในเขตนครหลวง.", วิศวกรรมลาดกระบัง, ปีที่ 20, ฉบับที่ 3, กันยายน 2546 , หน้า 42-47.
2. เชาวฤทธิ์ ธรรมเพียร, มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์, "การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม PSS/E เพื่อใช้วางแผนระยะสั้นในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล.", การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 26, 6-7 พฤศจิกายน 2546, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ, หน้า 251-256.

ปัจจุบันดำรงตำแหน่ง หัวหน้าแผนกปฏิบัติการระบบ 3 กองควบคุมระบบ ฝ่ายปฏิบัติการเขตนครหลวง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย