

การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์
มอนติคาร์โลและการแบ่งแยกโครงข่าย



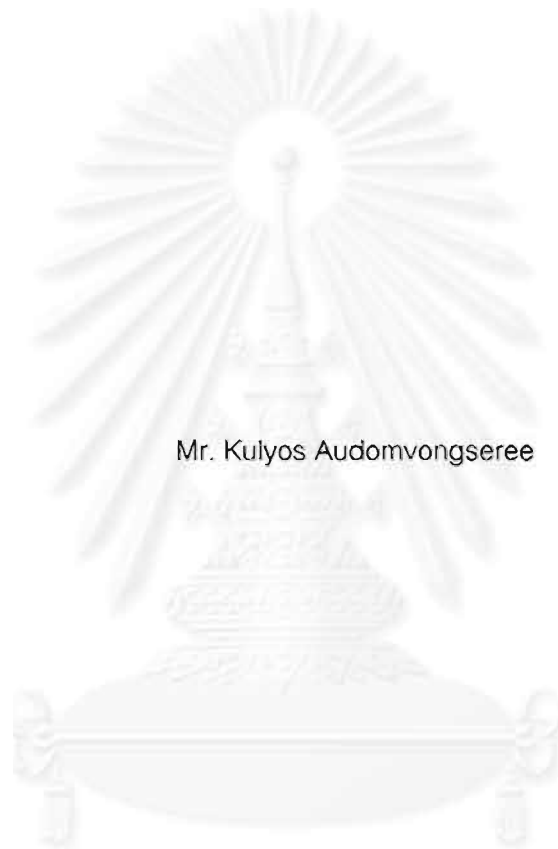
วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2542

ISBN 974-333-736-9

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

COMPOSITE SYSTEM RELIABILITY EVALUATION USING MONTE CARLO SIMULATION
AND NETWORK PARTITIONING



Mr. Kulyos Audomvongseree

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Engineering in Electrical Engineering
Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering
Chulalongkorn University

Academic Year 1999

ISBN 974-333-736-9

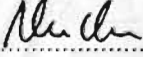
หัวข้อวิทยานิพนธ์ การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่โดยใช้วิธีการ
จำลองเหตุการณ์มอนติคาร์โลและการแบ่งแยกโครงข่าย
การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง

โดย นายกุลยศ อุดมวงศ์เสรี

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า


อาจารย์ที่ปรึกษา รองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์

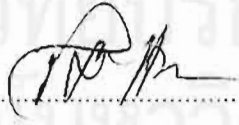
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้บัณฑิตวิทยาลัยนี้เป็น
ส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต



.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ศาสตราจารย์ ดร.สมศักดิ์ บัญญาแก้ว)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์


.....ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ประสิทธิ์ หิทยพัฒน์)


.....อาจารย์ที่ปรึกษา
(รองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)


.....กรรมการ
(อาจารย์ไวยะ แซ่ม้า้อย)


.....กรรมการ
(นายวุฒิชัย หึงประเสริฐ)

กุลยศ อุตมวงศ์เสรี : การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่โดยใช้วิธี
การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล และการแบ่งแยกโครงข่าย
อ.ที่ปรึกษา : รศ. ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ , 130 หน้า. ISBN 974-333-736-9

การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ตามปกติจะต้องใช้เวลาในการ
ประมวลผลมาก ทั้งนี้เวลาส่วนใหญ่ที่ใช้ในการประมวลผลจะแบ่งเป็นส่วนหลัก 2 ส่วน คือ เวลาที่ใช้
ในการคำนวณโหลดโพลาร์แบบเอซี ซึ่งขึ้นกับขนาดของระบบเป็นสำคัญ และเวลาที่ใช้ในการพิจารณา
การแก้ปัญหาเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้น ส่วนใหญ่มักจะให้การแก้ปัญหาด้วยวิธีออปติไมเซชัน เวลาที่ใช้ใน
ส่วนนี้จะขึ้นกับขนาดของระบบและความซับซ้อนของเงื่อนไขของปัญหา

เพื่อลดเวลาที่ใช้ในการประมวลผลลง โดยทั่วไปมักอาศัยการคำนวณโหลดโพลาร์ แบบดีซี
และลดความซับซ้อนของเงื่อนไขในการแก้ปัญหาออปติไมเซชันโดยการประมาณเงื่อนไขเป็นแบบเชิง
เส้น แต่ผลของดัชนีที่ได้รับจะแตกต่างจากความเป็นจริงมาก ดังนั้นวิทยานิพนธ์นี้จะนำเสนอวิธีการ
ประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ด้วยวิธีการใหม่ โดยนำการแบ่งแยกโครงข่าย
ไฟฟ้ากำลังมาประยุกต์ใช้เพื่อทำให้ระบบที่พิจารณามีขนาดเล็กลง และแก้ปัญหาเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้น
ด้วยวิธี ฮิวริสติก(Heuristic) แทนการแก้ปัญหาด้วยวิธีการออปติไมเซชัน ส่วนการคำนวณโหลดโพลาร์
จะยังคงใช้แบบเอซีที่มีผลการคำนวณที่แม่นยำ สำหรับการจำลองเหตุการณ์จะใช้วิธีการจำลองเหตุ
การณ์มอนติคาร์โล แบบสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบ วิธีที่พัฒนาขึ้นได้ใช้ทดสอบกับ IEEE-
Reliability Test System(1979), IEEE-Reliability Test System(1996) และระบบไฟฟ้ากำลังของ
ประเทศไทยเขตภาคเหนือ ผลที่ได้รับแสดงให้เห็นว่าเวลาที่ใช้ในการคำนวณลดลง และค่าดัชนีที่ได้มี
ความแม่นยำในระดับที่น่าพอใจ

ภาควิชา _____ วิศวกรรมไฟฟ้า _____ ลายมือชื่อนิสิต _____
สาขาวิชา _____ วิศวกรรมไฟฟ้า _____ ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา _____
ปีการศึกษา _____ 2542 _____ ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาร่วม _____

417-02342-21 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEY WORD : SYSTEM RELIABILITY / COMPOSITE POWER SYSTEM / MONTE CARLO SIMULATION / REMEDIAL ACTION / NETWORK PARTITIONING

KULYOS AUDOMVONGSEREE : COMPOSITE SYSTEM RELIABILITY EVALUATION USING MONTE CARLO SIMULATION AND NETWORK PARTITIONING.

ADVISOR : ASSOC. PROF. BUNDHIT EUA-ARPORN, Ph.D

130 pp. ISBN 974-333-736-9

Reliability evaluation of a large-scale power system normally requires a long computation time, mainly due to an AC load flow calculation. The computation time normally depends on the size of a system and the required remedial action. The remedial action is normally analyzed based on an optimization technique, of which the computation time depends on the size of system and the complexity of the constraints in the optimization problem. In order to reduce the required computation time, a DC load flow calculation is normally employed and the constraints in the optimization problem are approximated into linear constraints, resulting in less computation time. However, the obtained results are normally inaccurate.

This thesis presents an alternative approach to evaluate the reliability of large power systems. The proposed method employs a network partitioning technique to reduce the network's size, and uses a developed heuristic rule to analyze for the required remedial actions, instead of the optimization techniques. In addition, the AC load flow calculation is used to maintain accuracy of the results, and the system state transition sampling Monte Carlo method is used in the simulation procedure. The presented method has been tested with the IEEE-RTS79, IEEE-RTS96 and EGAT's northern region power system. The obtained results demonstrate that the composite system reliability calculation time can be reduced while the accuracy of the results is highly satisfactory.



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาควิชา _____ วิศวกรรมไฟฟ้า _____ ลายมือชื่อนิสิต *Kulyos Audomvongserree*
สาขาวิชา _____ วิศวกรรมไฟฟ้า _____ ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา *Bundhit*
ปีการศึกษา _____ 2542 _____ ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาร่วม _____

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลืออย่างดียิ่งจาก รองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำ และข้อคิดเห็นต่าง ๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์ด้วยดีมาตลอด รวมทั้งได้กรุณา ตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาจนสำเร็จเรียบร้อย และขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์ อาจารย์ไชยะ แซ่มซ้อย และ คุณวุฒิชัย พึ่งประเสริฐ หัวหน้ากองศูนย์ข้อมูลวิชาการ สำนักงานวิจัยและพัฒนา การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วง ด้วยดี

ท้ายนี้ ผู้วิจัยใคร่ขอกราบขอบพระคุณ บิดามารดา ที่ให้กำลังใจตลอดมา ตลอดจนเพื่อน พี่ น้อง ทุก ๆ คนที่อยู่เบื้องหลังในความสำเร็จของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

นายกุลยศ อุดมวงศ์เสรี

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	จ
กิตติกรรมประกาศ	ฉ
สารบัญ	ช
สารบัญตาราง	ญ
สารบัญภาพ	ฎ
บทที่	
1 บทนำ.....	1
2 ทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	5
2.1 แนวคิดพื้นฐาน.....	5
2.2 ข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	10
2.3 ประเภทของการขัดข้องของอุปกรณ์ในระบบ.....	11
2.4 แบบจำลองรอบการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ	14
2.5 แบบจำลองโหลด.....	15
2.6 ขั้นตอนในการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่.....	16
3 การวิเคราะห์สภาวะการทำงานของระบบไฟฟ้ากำลัง	18
3.1 เอซีโหลดโฟลว์.....	18
3.2 การจัดสรรกำลังการผลิตอย่างประหยัด.....	23
3.3 ตัวอย่างการคำนวณการจัดสรรกำลังการผลิตและการคำนวณโหลดโฟลว์.....	27
4 การแก้ไขปัญหาเมื่อเกิดเหตุขัดข้อง.....	32
4.1 การจัดสรรกำลังการผลิตใหม่.....	35
4.1.1 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังจริงในสายส่งและกำลังที่ไหลเข้าสู่บัส.....	35
4.1.2 การกระจายของกำลังในสายส่ง.....	37
4.1.3 การเปลี่ยนแปลงของกำลังจริงในสายส่ง.....	38
4.2 การตัดโหลดอย่างเหมาะสม.....	41
4.2.1 กรณีใช้แก้ปัญหาสายส่งรับกำลังเกิน.....	41
4.2.2 กรณีกำลังการผลิตไม่เพียงพอกับโหลด.....	44

สารบัญ (ต่อ)

บทที่	หน้า
5 การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลังและวงจรสมมูล.....	46
5.1 การแบ่งแยกโครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลัง.....	46
5.1.1 การวางตำแหน่ง.....	46
5.1.2 การจัดกลุ่ม.....	48
5.1.3 การปรับปรุง.....	49
5.2 การหาโครงข่ายสมมูลภายนอก.....	49
5.3 การประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายและโครงข่ายสมมูล ในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้.....	54
6 การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล.....	55
6.1 การสุ่มสถานะ.....	55
6.2 การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน.....	56
6.3 การสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบ.....	57
6.4 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้.....	61
6.5 เกณฑ์การหยุดการคำนวณ.....	61
7 การประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลังสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้.....	64
7.1 การสร้างโครงข่ายสมมูลภายนอกสำหรับใช้ในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้.....	64
7.2 โครงข่ายสมมูลทางความน่าจะเป็น.....	64
7.3 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังเฉพาะบริเวณที่สนใจ.....	65
7.3.1 หลักการวิเคราะห์.....	65
7.4 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังทั้งระบบ โดยประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง.....	67
7.4.1 หลักการวิเคราะห์.....	67
8 ตัวอย่างการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	69
8.1 ผลการวิเคราะห์ระบบทดสอบ RTS-79.....	72
8.2 ผลการวิเคราะห์ระบบทดสอบ RTS-96.....	73
8.3 ผลการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทยเขตภาคเหนือ.....	73

สารบัญ (ต่อ)

บทที่	หน้า
8.4 ผลการวิเคราะห์ระบบทดสอบ RTS-79 โดยอาศัยการแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง.....	85
8.5 ผลการวิเคราะห์ระบบทดสอบ RTS-96 โดยอาศัยการแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง.....	91
8.6 ผลการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทยเขตภาคเหนือ โดยอาศัยการแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง.....	95
9 สรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะ	100
6.1 สรุปผลการวิจัย	100
6.2 ข้อเสนอแนะสำหรับการศึกษาและพัฒนาต่อไป.....	101
รายการอ้างอิง	102
ภาคผนวก	104
ประวัติผู้วิจัย	130

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
3.1 ข้อมูลบัลตามตัวอย่างหัวข้อ 3.3.....	27
3.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามตัวอย่างหัวข้อ 3.3.....	28
3.3 ข้อมูลสายส่งตามตัวอย่างหัวข้อ 3.3.....	28
3.4 ผลตอบในแต่ละรอบของการจัดสรรกำลังการผลิต.....	29
3.5 ผลโหลดไฟลวี่ในส่วนที่เป็นข้อมูลของบัลต่างๆ.....	30
3.6 ผลโหลดไฟลวี่ในส่วนการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	31
8.1 ค่าดัชนีระบบของระบบทดสอบ RTS-79.....	75
8.2 ค่าดัชนีระบบของระบบทดสอบ RTS-96.....	78
8.3 ค่าดัชนีระบบของระบบ EGAT-North.....	78
8.4 กลุ่มของบัลในพื้นที่ต่างๆของระบบ RTS-79.....	85
8.5 ค่าดัชนีเฉพาะพื้นที่ของระบบทดสอบ RTS-79 เมื่อประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง.....	86
8.6 ค่าดัชนีระบบของระบบทดสอบ RTS-79 เมื่อประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง.....	86
8.7 กลุ่มของบัลในพื้นที่ต่างๆของระบบ RTS-96.....	91
8.8 ค่าดัชนีเฉพาะพื้นที่ของระบบทดสอบ RTS-96 เมื่อประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง.....	92
8.9 ค่าดัชนีระบบของระบบทดสอบ RTS-96 เมื่อประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง.....	92
8.10 กลุ่มของบัลในพื้นที่ต่างๆของระบบ EGAT-North.....	95
8.11 ค่าดัชนีเฉพาะพื้นที่ของระบบทดสอบ EGAT-North เมื่อประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง.....	96
8.12 ค่าดัชนีระบบของระบบทดสอบ EGAT-North เมื่อประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง.....	97

สารบัญภาพ

รูปที่	หน้า
2.1	ประเภทของความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง..... 5
2.2	การแบ่งระดับชั้นในการศึกษาความเชื่อถือได้..... 6
2.3	แบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1 7
2.4	ตัวอย่างแบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 2 8
2.5	ตัวอย่างแบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 3 9
2.6	การจัดแบ่งประเภทข้อมูลสำหรับใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้..... 10
2.7	แบบจำลองการเกิดเหตุขัดข้องแบบอิสระของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์..... 12
2.8	แบบจำลองการเกิดเหตุขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน..... 13
2.9	แบบจำลองซึ่งรวมทั้งการเกิดเหตุขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน การเกิดเหตุขัดข้องที่ไม่ขึ้นแก่กัน และการเกิดเหตุขัดข้อง ที่มีสาเหตุมาจากการทำงานของสถานีไฟฟ้า..... 14
2.10	สถานะการทำงานปกติของอุปกรณ์..... 15
2.11	สถานะการทำงานของอุปกรณ์เมื่อประมาณช่วงระยะเวลา ที่อุปกรณ์อยู่ในแต่ละสถานะเป็นค่าเฉลี่ย..... 15
3.1	ขั้นตอนการคำนวณโหลดไฟลว์ด้วยวิธี นิวตัน-ราฟสัน..... 22
3.2	การประมาณค่าความผิดพลาดเป็นเชิงเส้น..... 24
3.3	ขั้นตอนการคำนวณการจัดสรรกำลังการผลิตแบบประหยัด ด้วยวิธี lamda iteration..... 26
4.1	แบบจำลองสายส่ง..... 35
4.2	กำลังที่ไหลในสายส่ง ณ บัส k 37
4.3	กำลังไฟฟ้าที่ไหลในกลุ่มสายส่งที่สนใจ..... 38
4.4	ไฟลว์ชาร์ตแสดงกระบวนการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่..... 40
4.5	กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง ณ.กลุ่มบัสที่จะถูกตัดโหลด..... 42
4.6	ไฟลว์ชาร์ตแสดงกระบวนการตัดโหลด..... 45
5.1	โครงข่ายภายใน โครงข่ายภายนอก และบัสขอบเขต..... 49
5.2	โครงข่ายสมมูลแบบ Ward Equivalent..... 50
5.3	โครงข่ายสมมูลแบบ Extended Ward Equivalent..... 54

สารบัญญภาพ (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.1	55
6.2	57
6.3	58
6.4	60
6.5	63
7.1	66
7.2	68
8.1	71
8.2	76
8.3	76
8.4	77
8.5	79
8.6	79
8.7	80
8.8	81
8.9	81
8.10	82
8.11	83
8.12	83
8.13	84

สารบัญญภาพ (ต่อ)

รูปที่	หน้า
8.14 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ของระบบ RTS-79 เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 1,2,5 และ 6 เป็นหลัก.....	87
8.15 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ของระบบ RTS-79 เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 1,2,5 และ 6 เป็นหลัก.....	87
8.16 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ของระบบ RTS-79 เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 1,2,5 และ 6 เป็นหลัก.....	88
8.17 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ของระบบ RTS-79 เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 3 และ 4 เป็นหลัก.....	89
8.18 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ของระบบ RTS-79 เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 3 และ 4 เป็นหลัก.....	89
8.19 การลู่เข้าของดัชนี EPNS ของระบบ RTS-79 เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 3 และ 4 เป็นหลัก.....	90
8.20 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ของระบบ RTS-96 เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 1 เป็นหลัก.....	93
8.21 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ของระบบ RTS-96 เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 1 เป็นหลัก.....	93
8.22 การลู่เข้าของดัชนี EPNS ของระบบ RTS-96 เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 1 เป็นหลัก.....	94
8.23 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ของระบบ EGAT-North เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 3 เป็นหลัก.....	98
8.24 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ของระบบ EGAT-North เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 3 เป็นหลัก.....	98
8.25 การลู่เข้าของดัชนี EPNS ของระบบ EGAT-North เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 3 เป็นหลัก.....	99



ปัจจุบันพลังงานไฟฟ้ามีบทบาทในชีวิตประจำวันของมนุษย์มากขึ้น การขาดพลังงานไฟฟ้าแม้เพียงชั่วขณะมีผลกระทบต่อกิจกรรมต่าง ๆ ที่กำลังดำเนินอยู่ การไฟฟ้าจึงจำเป็นต้องจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าหรือผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง มีประสิทธิภาพ มีราคาที่เหมาะสม และความเชื่อถือได้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่ยอมรับได้ ดังนั้นการศึกษาเพื่อการวางแผนระบบไฟฟ้าด้านการผลิตและส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจำเป็นจะต้องมีการประเมินค่าใช้จ่ายด้านการลงทุน ด้านการปฏิบัติการ และค่าใช้จ่ายเนื่องจากเกิดเหตุขัดข้อง หรือมูลค่าความเสียหายเนื่องจากเกิดเหตุขัดข้องในระบบ (Cost of failure/interruption) ควบรวมกันไป โดยวัตถุประสงค์หลักของการวางแผนระบบไฟฟ้าที่สำคัญคือ เพื่อให้มีค่าใช้จ่ายในการผลิตพลังงานไฟฟ้าต่ำที่สุดและให้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้มีคุณภาพเชื่อถือได้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด

ในอดีตการวางแผนในระบบไฟฟ้ากำลังมักอาศัยเกณฑ์การตัดสินใจซึ่งกำหนดขึ้นโดยอาศัยประสบการณ์เป็นหลัก เช่น กำหนดให้ขนาดของกำลังผลิตติดตั้งมีค่าเท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่ได้คาดการณ์ไว้รวมกับค่าร้อยละของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่ได้ประมาณไว้ค่าหนึ่ง การกำหนดให้ขนาดกำลังการเดินเครื่อง (Committed spinning capacity) มีค่าเท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่คาดการณ์ไว้รวมกับขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ใหญ่ที่สุดหนึ่งเครื่องหรือมากกว่านั้น การกำหนดกำลังผลิตสำรองของระบบเป็นร้อยละของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด การกำหนดระดับความเชื่อถือได้ของระบบที่ยอมรับได้ด้วยเกณฑ์สายส่งหรือหม้อแปลงใดๆ ในระบบล้มเหลวหนึ่งอุปกรณ์หรือสองอุปกรณ์แต่ระบบยังสามารถจ่ายโหลดได้ตามปกติ (Minus-one criteria or Minus-two criteria) [1,3] เป็นต้น

การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยทั่วไปสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 วิธีการหลัก [1] คือ วิธีการวิเคราะห์ (Analytical method) [1] และวิธีการจำลองเหตุการณ์ (Simulation method) [4] ซึ่งทั้งสองวิธีดังกล่าวได้พิจารณาผลของความไม่แน่นอนของอุปกรณ์ในระบบไว้ด้วยแล้วโดยอาศัยกฎความน่าจะเป็น ทั้งนี้วิธีการวิเคราะห์เป็นการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้าก่อน จากนั้นจึงจะทำการคำนวณด้วยสมการทางคณิตศาสตร์ให้สอดคล้องกับแบบจำลอง วิธีดังกล่าวมีข้อดีในด้านความแน่นอนและความรวดเร็วในการคำนวณ ส่วนวิธีการจำลองเหตุการณ์นั้นมักอาศัยวิธีมอนติคาร์โลซึ่งเป็นการจำลองเหตุการณ์การขัดข้องของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้าด้วยการสุ่มตามหลักการทางคณิตศาสตร์แล้วจึงพิจารณาถึงผลการทำงานของระบบแทนการแก้ปัญหาด้วยการแทนค่าสมการโดยตรง

เนื่องจากการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังที่ประกอบด้วยระบบผลิตและระบบส่ง จะใช้เวลาในการวิเคราะห์เพิ่มขึ้นมาก หากระบบมีขนาดใหญ่ขึ้น ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้ จึงได้นำวิธีการแก้ปัญหาการขัดข้องในระบบแบบ Heuristic มาใช้แทนการทำลิเนียร์โปรแกรมมิ่ง [1,12] และนำวิธีการแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลังและวงจรสมมูล[2] มาประยุกต์ใช้ เพื่อลดเวลาในการคำนวณลง ในขณะที่ยังสามารถรักษาระดับความแม่นยำของผลตอบไว้ได้

วิทยานิพนธ์นี้ นำเสนอหลักการประเมินความเชื่อถือได้ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลแบบเป็นลำดับ(Sequential Monte Carlo Simulation) โดยอาศัยการสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบ จากนั้นจึงทำการวิเคราะห์ระบบด้วยวิธีเอซีโหลดโฟลว์ซึ่งสามารถให้คำตอบที่แม่นยำ และทำการรวบรวมผลการวิเคราะห์เป็นค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบต่อไป ทั้งนี้รายละเอียดของ ทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง หลักการของเอซีโหลดโฟลว์ การแก้ไขปัญหาเมื่อเกิดเหตุขัดข้องขึ้น การแบ่งแยกโครงข่ายและวงจรสมมูล และการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลนั้น จะนำเสนอไว้ในบทที่ 2,3,4,5 และ 6 ตามลำดับ

วัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์

1. เพื่อศึกษาวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล และอาศัยการแบ่งแยกโครงข่ายเพื่อช่วยในการคำนวณโหลดโฟลว์ พร้อมทั้งพิจารณาถึงวิธีแก้ปัญหาโหลดเกินและการตัดโหลดอย่างเหมาะสมโดยใช้วิธี 'Heuristic'
2. ออกแบบและพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์เพื่อประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ที่เหมาะสมซึ่งสอดคล้องกับการปฏิบัติจริงในระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทย
3. วิเคราะห์เปรียบเทียบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังที่คำนวณได้จากโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น กับ ค่าดัชนีที่คำนวณได้จากโปรแกรมอื่น ๆ

ขอบเขตในการทำวิทยานิพนธ์

1. พิจารณาระบบไฟฟ้ากำลังเป็นแบบ 3 เฟส สมดุล
2. ไม่พิจารณาการขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน(Common mode outage)
3. ไม่พิจารณาผลความไม่พร้อมมูลของสถานีไฟฟ้า
4. ใช้แบบจำลองสองสถานะ(Two state model) จำลองสภาวะการทำงานของอุปกรณ์

ขั้นตอนการศึกษา และ วิธีการดำเนินงาน

1. ศึกษาทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง
2. รวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับระบบที่นำมาทดสอบ
3. ศึกษาการเขียนโปรแกรมคอมพิวเตอร์
4. ทำการออกแบบ ปรับปรุงและพัฒนาโปรแกรม
5. เปรียบเทียบผลที่ได้กับ ผลที่คำนวณจากโปรแกรมอื่นๆ
6. วิเคราะห์และสรุปผลงานวิจัย
7. เรียบเรียงผลงานวิจัย, พิมพ์ผลงานและจัดเข้ารูปเล่มเพื่อทำการเสนอต่อคณะกรรมการต่อไป

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

โปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่สามารถประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ได้อย่างเหมาะสม และผลเปรียบเทียบถึงความเหมาะสมในการใช้งานโปรแกรมต่าง ๆ กับระบบไฟฟ้าจริงของประเทศไทย

เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

สำหรับเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ในแต่ละบทมีดังนี้

บทที่ 2 กล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง ได้แก่ แนวคิดพื้นฐาน ข้อมูลที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ ประเภทของการขัดข้องของอุปกรณ์ในระบบ และ แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ

บทที่ 3 นำเสนอเกี่ยวกับหลักการของการคำนวณโหลดฟลิว โดยกล่าวถึงการคำนวณโหลดฟลิวแบบเอซี (A.C. Load Flow) ซึ่งเป็นวิธีการที่ใช้กันอยู่ทั่วไปเพื่อความเข้าใจเบื้องต้น

บทที่ 4 นำเสนอเกี่ยวกับการแก้ไขปัญหาเมื่อเกิดเหตุขัดข้องโดยใช้วิธีการแบบ Heuristic ได้แก่ การจัดสรรกำลังการผลิตใหม่ และการตัดโหลด

บทที่ 5 นำเสนอทฤษฎีเกี่ยวกับการแบ่งแยกโครงข่ายของระบบไฟฟ้ากำลัง(Network Partitioning) และวงจรสมมูล(Equivalent Network)

บทที่ 6 กล่าวถึงการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

บทที่ 7 กล่าวถึง การนำทฤษฎีการแบ่งแยกโครงข่ายมาประยุกต์ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

บทที่ 8 กล่าวถึงตัวอย่างผลการประเมินความเชื่อถือได้ และการวิเคราะห์โดยใช้ระบบทดสอบสองระบบได้แก่ IEEE Reliability Test System ซึ่งตีพิมพ์ในปี 1979(RTS-79), ระบบทดสอบ IEEE Reliability Test System ซึ่งตีพิมพ์ในปี 1996(RTS-96) และระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทยเขตภาคเหนือ(EGAT-North)

บทที่ 9 เป็นการสรุปและให้ข้อเสนอแนะสำหรับการพัฒนาต่อไป

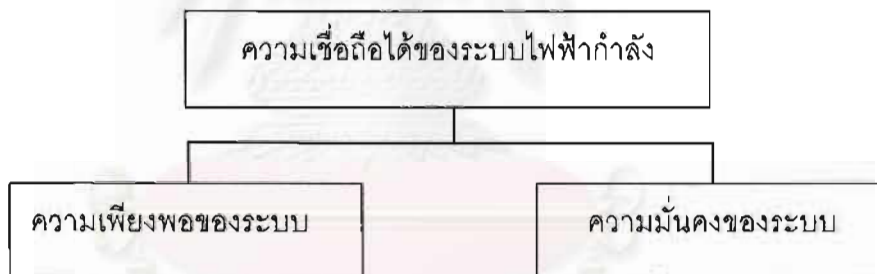
บทที่ 2

ทฤษฎีพื้นฐานเกี่ยวกับการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

2.1 แนวคิดพื้นฐาน

หน้าที่หลักของแต่ละการไฟฟ้าคือการจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ในราคาสมเหตุสมผล โดยให้มีคุณภาพและความต่อเนื่องของกระแสไฟฟ้าอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ ความสามารถของระบบที่จะจ่ายกำลังผลิตให้ได้อย่างเพียงพอ นั้น โดยปกติจะวัดกันในรูปของความเชื่อถือได้

ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังสามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภท[3,5] คือ ความเพียงพอของระบบ (System adequacy) และความมั่นคงของระบบ(System security) ดังแสดงในรูปที่ 2.1



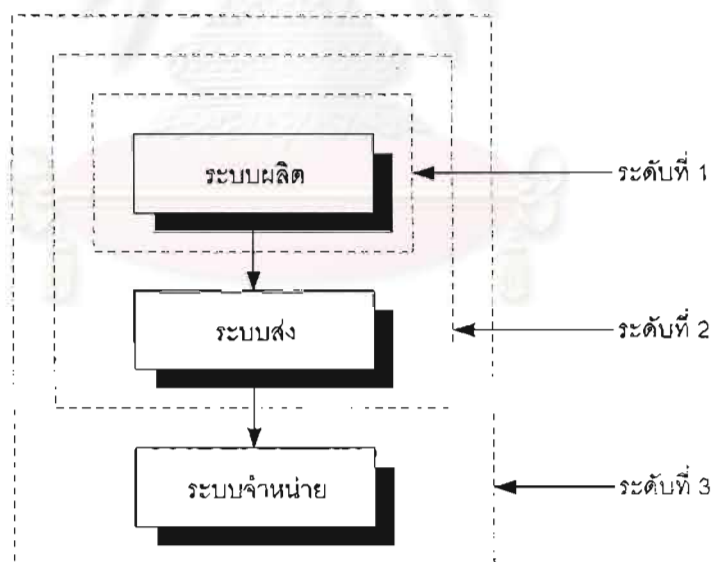
รูปที่ 2.1 ประเภทของความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

ความเพียงพอของระบบ (System adequacy) หมายถึงความสามารถของระบบไฟฟ้ากำลังที่จะสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าและพลังงานทั้งหมดได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยที่อุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้ากำลังยังคงทำงานภายในพิกัดและมีระดับแรงดันอยู่ในช่วงที่กำหนด ในการศึกษาความเชื่อถือได้ที่เกี่ยวข้องกับความเพียงพอของระบบ จะเป็นการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในสภาวะอยู่ตัว (Steady-state condition) เพื่อทำการตรวจสอบปัญหาที่อาจเกิดขึ้นต่อระบบไฟฟ้ากำลัง โดยให้แบบจำลองข่ายวงจรแบบอยู่ตัว (Steady-state network model) เช่น การวิเคราะห์ไหลดโฟลว์ (Load flow analysis) สำหรับปัญหาที่จะทำการตรวจสอบได้แก่ การมี

กำลังผลิตไม่เพียงพอ (Insufficient generation) อุปกรณ์ระบบส่งมีโหลดเกิน (Overload) แรงดันบัลไม่อยู่ในช่วงที่กำหนด (Voltage violations) เป็นต้น

ความมั่นคงของระบบ (System security) หมายถึงความสามารถของระบบไฟฟ้ากำลังที่จะสามารถทนต่อการเปลี่ยนแปลงแบบทันทีทันใดซึ่งเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้ากำลัง เช่น เกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง อุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังเกิดขัดข้องทันทีทันใดโดยไม่ทราบล่วงหน้า เป็นต้น การศึกษาความเชื่อถือได้ในด้านความมั่นคงของระบบจะทำการวิเคราะห์ในสภาวะพลวัต (Dynamic condition) โดยใช้แบบจำลองพลวัต (Dynamic models) เพื่อตรวจสอบปัญหาที่อาจเกิดขึ้น โดยที่ปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้น ได้แก่ ความไม่เสถียรภาพ (Instability) การเกิดโหลดเกินแบบต่อเนื่อง (Overload cascading) การพังทลายของแรงดัน (Voltage collapse) เป็นต้น

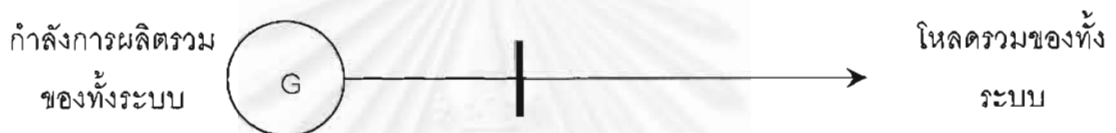
โดยทั่วไปเราสามารถจำแนกหน้าที่การทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังได้เป็น 3 ส่วน ได้แก่ ระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย ดังนั้นในการศึกษาความเชื่อถือได้จึงสามารถแบ่งระดับชั้นในการศึกษาได้ 3 ระดับเช่นกัน[3,5] ดังในรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.2 การแบ่งระดับชั้นในการศึกษาความเชื่อถือได้

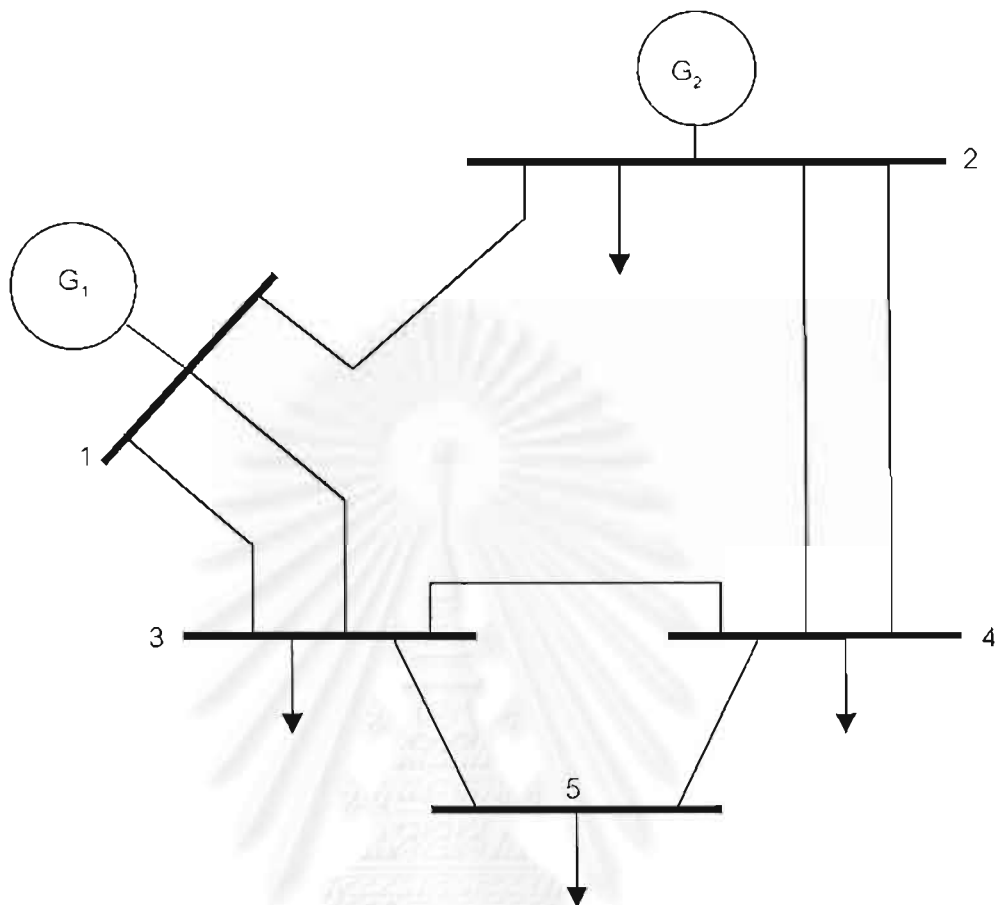
จากรูปที่ 2.2 นี้จะเห็นว่าการศึกษาความเชื่อถือได้ในระดับที่ 1 นั้นจะศึกษาเฉพาะระบบผลิต และระดับที่ 2 เป็นการศึกษาทั้งระบบผลิตและระบบส่ง ส่วนระดับที่ 3 จะศึกษารวมทั้งระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย

ระดับชั้นที่ 1 (Hierarchical Level One, HL1) พิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าเพียงระบบเดียว โดยเป็นการศึกษาถึงความสามารถของระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า เป็นการหาค่าความเชื่อถือได้ของระบบอันเป็นผลเนื่องจากสถานะการเกิดเหตุการณ์ขัดข้องในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ซึ่งอาจทำให้กำลังการผลิตรวมของระบบไม่เพียงพอกับความต้องการของโหลด ในการสร้างแบบจำลองจะพิจารณารายละเอียดเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า ดังนั้นจึงสามารถจำลองระบบที่ทำการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1 ได้ดังรูป 2.3



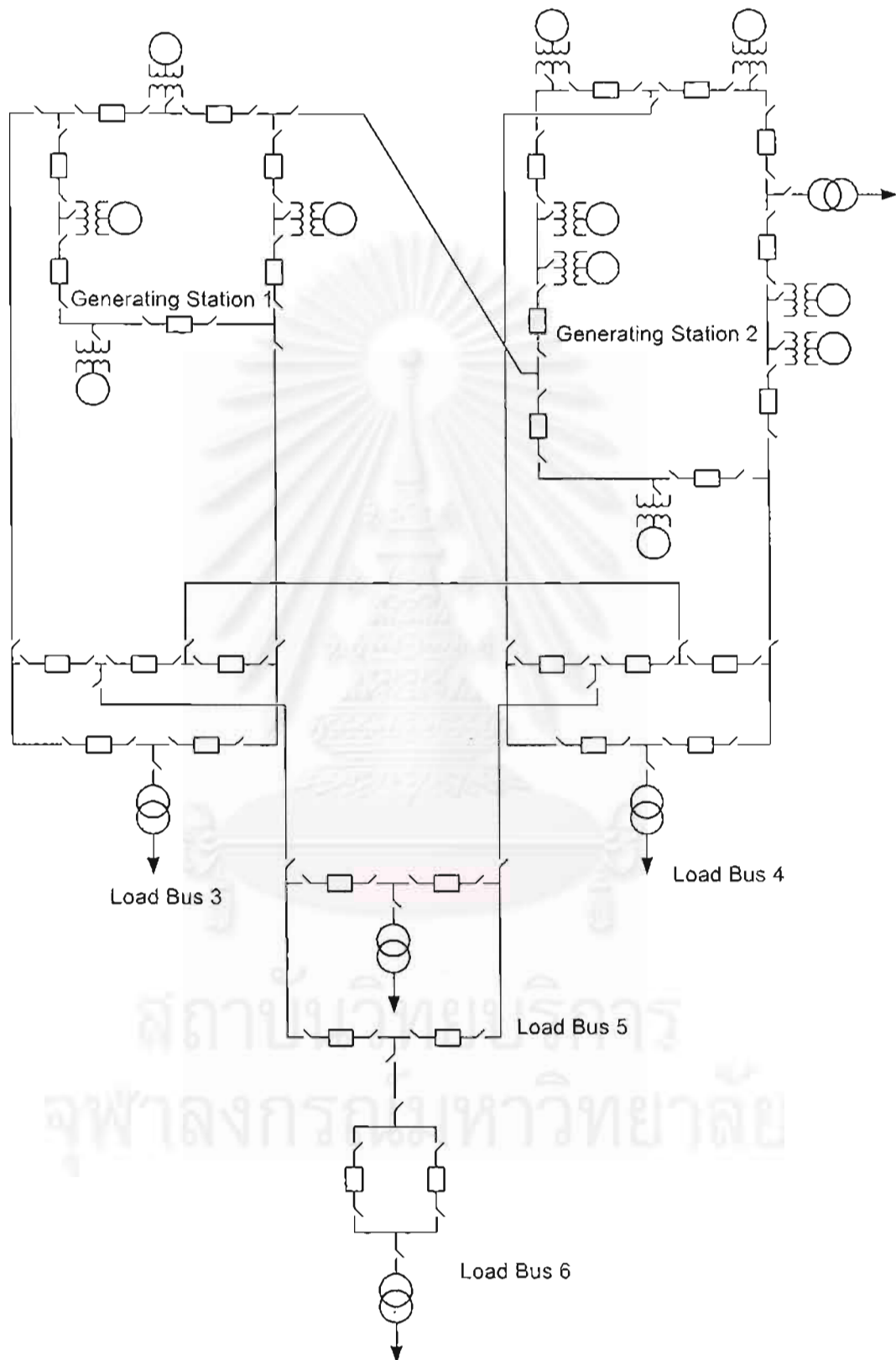
รูปที่ 2.3 แบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1

ระดับชั้นที่ 2 (Hierarchical Level Two, HL2) เป็นการพิจารณารวมระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าเข้าด้วยกัน โดยจะเรียกว่าระบบไฟฟ้าผสม (Composite systems) หรือระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ (Bulk power systems) ซึ่งจะรวมผลของแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระดับชั้นที่ 1 เข้ากับแบบจำลองระบบสายส่ง และรวมถึงหม้อแปลงไฟฟ้าตลอดจนอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบ จากนั้นใช้เทคนิคการคำนวณโหลดฟลิวเพื่อหาค่ากำลังไฟฟ้าที่ระบบสามารถจ่ายให้กับโหลดบัสต่าง ๆ ในแต่ละสถานะการเกิดเหตุขัดข้อง กรณีที่กำลังการผลิตในสถานะการเกิดเหตุขัดข้องนั้นไม่เพียงพอที่จะจ่ายให้กับโหลดบัสต่าง ๆ ในระบบ เกิดการชำรุดของสายส่ง/หม้อแปลงไฟฟ้า หรือเกิดโอเวอร์โหลดในสายส่ง "วิธีการจัดสรรกำลังการผลิตและการตัดโหลด" (Generation rescheduling and load shedding) จะถูกนำมาใช้แก้ปัญหาดังกล่าว สำหรับในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้หลักการแบบ Heuristic สำหรับวิธีการคำนวณได้แสดงรายละเอียดไว้ในบทที่ 8 ของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ และตัวอย่างระบบที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 2 แสดงดังรูป 2.4



รูปที่ 2.4 ตัวอย่างแบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 2

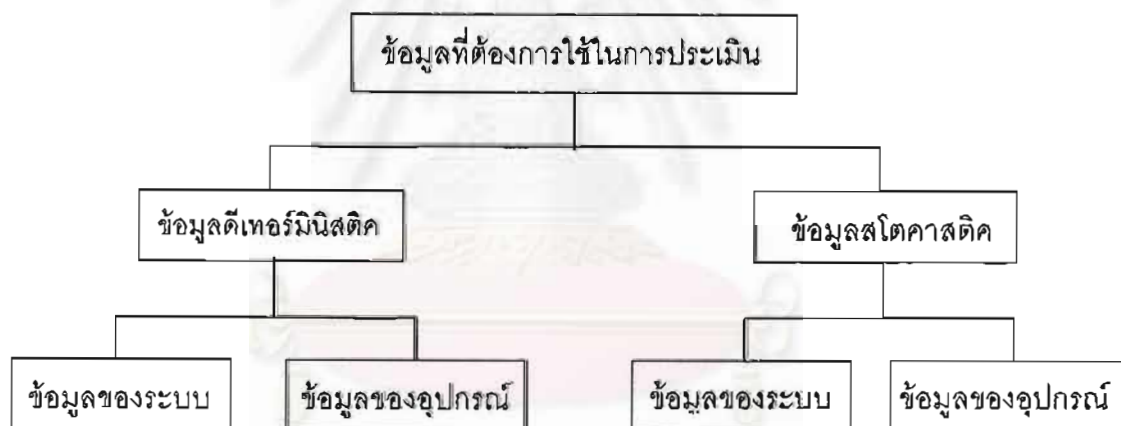
ระดับชั้นที่ 3 (Hierarchical Level Three, HL3) เป็นการพิจารณารวมระบบผลิต ไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดเข้าด้วยกัน หากวิเคราะห์โดยละเอียดจะยุ่งยากซับซ้อนมากเกินไป ดังนั้นในทางปฏิบัติจึงทำการวิเคราะห์เฉพาะในส่วนของระบบจำหน่ายแต่จะนำผลของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ระดับโหลดบัส ณ บัสต่าง ๆ จากการคำนวณในระดับ HL2 มาใช้วิเคราะห์ร่วมด้วย ตัวอย่างแบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 3 ซึ่งแสดงรายละเอียดเพิ่มเติมจากการคำนวณในระดับ HL2 ที่นำเสนอในรูปที่ 2.4 ได้นำมาแสดงไว้ดังรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 ตัวอย่างแบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 3

2.2 ข้อมูลสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง

การประเมินหรือการวิเคราะห์พฤติกรรมความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยอาศัยข้อมูลสถิติการทำงานของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบเริ่มแพร่หลายตั้งแต่ช่วงทศวรรษ 1930 ที่ผ่านมา เหตุผลที่วิธีการดังกล่าวไม่เป็นที่แพร่หลายในช่วงก่อนเวลาดังกล่าวคือ การขาดแคลนข้อมูล เหตุผลในด้านข้อจำกัดของเครื่องคอมพิวเตอร์ซึ่งยังไม่มีประสิทธิภาพสูงพอ และขาดเทคนิควิธีการประเมินค่าความเชื่อถือได้ที่เหมาะสม แต่ในปัจจุบันข้อมูลต่าง ๆ ที่จำเป็นต้องใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ได้รับการจัดเก็บโดยการไฟฟ้ามากขึ้น เทคโนโลยีเกี่ยวกับคอมพิวเตอร์ก็พัฒนาอย่างรวดเร็ว เทคนิควิธีการประเมินความเชื่อถือได้จึงถูกพัฒนาขึ้นอย่างต่อเนื่อง สำหรับข้อมูลที่ต้องการใช้ในการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้สามารถจัดแบ่งได้ดังแสดงในรูปที่ 2.6 [3]



รูปที่ 2.6 การจัดแบ่งประเภทข้อมูลสำหรับใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้

ข้อมูลดีเทอร์มินิสติก(Deterministic data) ประกอบด้วยข้อมูลของอุปกรณ์และข้อมูลของระบบ โดยข้อมูลของอุปกรณ์เป็นข้อมูลที่สอดคล้องกับคุณสมบัติเฉพาะข้อมูลในอุปกรณ์แต่ละอุปกรณ์ เช่น ค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance) ค่าซัสเซ็ปแตนซ์ (Susceptance) ของสายส่ง ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ตลอดจนค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ที่ใช้ในการคำนวณโหลดโฟลว์ เป็นต้น ซึ่งค่าดังกล่าวมาข้างต้นเป็นค่าพารามิเตอร์ที่ใช้อยู่ทั่วไปแล้วในการคำนวณทางวิศวกรรม สำหรับข้อมูลของระบบ (System data) เป็นข้อมูลที่ใช้อธิบายผลตอบสนองของระบบและวิธีการแก้ไข (Remedial action) ภายใต้ภาวะการเกิดเหตุขัดข้อง ตัวอย่างเช่น มีสายส่ง 2 สายส่งเดินขนานกัน หากมีสายส่งเส้นใดเส้นหนึ่งเกิดขัดข้องแล้ว จะมีวิธีการจัดการกับการรับโหลดของสายส่งที่เหลือ

อย่างไร อาจจะตัดสายส่งเส้นนั้นออกจากระบบไปหรือว่าปล่อยให้ทำงานต่อไปในภาวะโหลดเกิน หรือว่ามีวิธีการแก้ไขอื่นๆ ที่จะจัดการเพื่อรักษาการทำงานจากระบบโดยรวมให้สามารถทำงานต่อไปได้ ข้อมูลเหล่านี้จึงมีความสำคัญเป็นอย่างมากสำหรับการศึกษาเรื่องความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังในระดับขั้นที่ 2

ข้อมูลสุโตคาสติก(Stochastic data) ข้อมูลประเภทนี้เป็นข้อมูลของตัวแปรสุ่ม(Random Variables) ซึ่งจะใช้ในการจำลองพฤติกรรมหรือความน่าจะเป็นสำหรับสถานะการทำงานที่แตกต่างกันโดยมีค่าไม่แน่นอน สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภทเช่นเดียวกับข้อมูลดีเทอร์มินิสติก โดยที่ข้อมูลของอุปกรณ์ (Component data) ได้แก่ ค่าพารามิเตอร์เกี่ยวกับโอกาสที่จะเกิดการขัดข้อง (Failure parameters) ค่าพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับระยะเวลาที่ใช้ในการซ่อมแซมของอุปกรณ์แต่ละชิ้นในระบบ (Repair parameters) เป็นต้น ส่วนข้อมูลจากระบบ (System data) จะเป็นข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับกรณีเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ในระบบตั้งแต่ 2 อุปกรณ์ขึ้นไป เช่น ผลของการเกิดขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน(Common mode outages) เป็นต้น

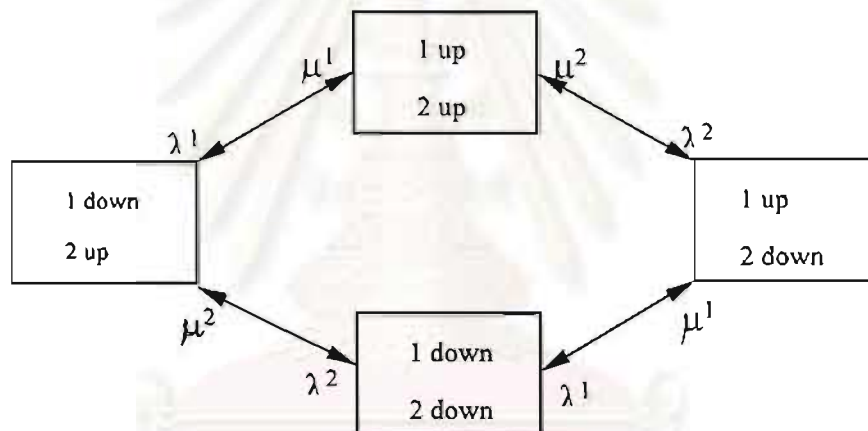
สำหรับประเทศไทย การไฟฟ้าฝ่ายผลิต มีข้อมูลประเภทดีเทอร์มินิสติกทั้งส่วนที่เป็นข้อมูลอุปกรณ์และข้อมูลจากระบบ แต่ข้อมูลสุโตคาสติกจะมีเฉพาะส่วนที่เป็นข้อมูลของอุปกรณ์คือ สถิติการล้มเหลวของอุปกรณ์ในแต่ละปี และ ระยะเวลาเฉลี่ยในการซ่อมแซมแต่ละอุปกรณ์เท่านั้น ส่วนข้อมูลจากระบบยังไม่ได้มีการเก็บข้อมูลไว้

2.3 ประเภทของการขัดข้องของอุปกรณ์ในระบบ

ในการศึกษาหาค่าความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังสามารถจัดแบ่งประเภทของการเกิดเหตุขัดข้องได้ออกเป็น 4 ลักษณะดังนี้ [3,5]

1. การเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์แต่ละอุปกรณ์แบบเป็นอิสระต่อกัน
(Independent outages)
2. การเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์แต่ละอุปกรณ์แบบไม่เป็นอิสระต่อกัน
(Dependent outages)
3. การเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ที่มีสาเหตุร่วมกัน
(Common mode outages/Common cause outages)
4. การเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ที่มีสาเหตุมาจากสถานีไฟฟ้า
(Station originated outages)

การเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์แต่ละอุปกรณ์แบบเป็นอิสระต่อกันเป็นการขัดข้องที่เข้าใจง่ายที่สุดในการศึกษา การขัดข้องแบบนี้จะหมายถึงการที่อุปกรณ์เกิดขัดข้องพร้อม ๆ กัน และการขัดข้องของแต่ละอุปกรณ์นี้จะเป็นอิสระต่อกัน ความน่าจะเป็นของการขัดข้องแบบนี้สามารถหาได้จากผลคูณของความน่าจะเป็นในการขัดข้องของแต่ละอุปกรณ์ แบบจำลองการขัดข้องแบบอิสระของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์ มีลักษณะดังรูปที่ 2.7 โดยอัตราการออกจากสถานะดีไปสู่สถานะเสียเรียกว่าอัตราการขัดข้อง (Failure rate) ซึ่งใช้สัญลักษณ์ λ มีหน่วยเป็นครั้งต่อปี ส่วนอัตราการออกจากสถานะเสียกลับไปสู่สถานะดีเรียกว่าอัตราการซ่อมแซม (Repair rate) ซึ่งใช้สัญลักษณ์ μ มีหน่วยเป็นครั้งต่อปี แต่ในบางกรณีอาจจะนำเสนอแสดงในรูปของเวลาเฉลี่ยของการขัดข้อง r มีหน่วยเป็นชั่วโมง



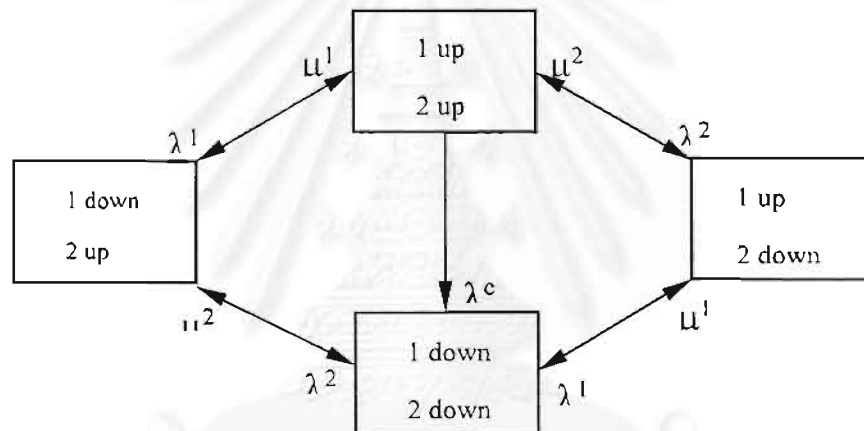
รูปที่ 2.7 แบบจำลองการเกิดเหตุขัดข้องแบบอิสระของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์

โดยทั่วไปแล้ว การหาค่าความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังในระดับชั้นที่ 2 จะพิจารณาการขัดข้องแบบอิสระเป็นหลัก

การเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์แต่ละอุปกรณ์ไม่เป็นอิสระต่อกัน หมายถึงการขัดข้องที่ขึ้นอยู่กับการเกิดขึ้นของการขัดข้องอื่น ๆ ตัวอย่างเช่น การขัดข้องของสายส่งสายหนึ่งของวงจรคู่ (Double circuit) ทำให้ต้องปลดสายส่งอีกสายส่งหนึ่งออกเนื่องจากมีโหลดเกิน โดยปกติแล้วในการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังในระดับชั้นที่ 2 จะไม่นำการขัดข้องแบบนี้มาพิจารณา[3.5]

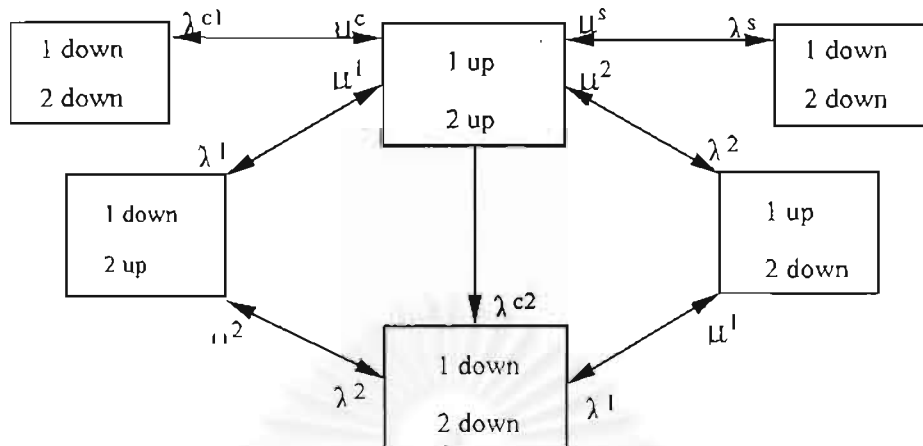
การเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ที่มีสาเหตุร่วมกันเป็นการขัดข้องที่มีสาเหตุมาจากภายนอก แล้วส่งผลให้เกิดการขัดข้องของอุปกรณ์ขึ้นหลายส่วนพร้อมกัน โดยที่การขัดข้องของอุปกรณ์แต่ละส่วนนั้นไม่ได้มีสาเหตุมาจากการขัดข้องของกันและกัน ตัวอย่างของการขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกันที่พบมากที่สุดได้แก่ การเกิดปัญหาขึ้นที่เสาส่งที่ได้ติดตั้งวงจรสายส่ง 2 วงจร ทำให้สายส่งทั้ง 2 วงจรเกิดหลุดออกจากระบบพร้อมกัน ซึ่งการขัดข้องลักษณะดังกล่าวไม่ได้มีสาเหตุมาจากการขัดข้องของกันและกัน แต่มีสาเหตุมาจากเสาส่งซึ่งเป็นสาเหตุภายนอก ในกรณีนี้สามารถนำไปเปรียบเทียบได้กับการขัดข้องแบบอิสระของ 2 วงจร ซึ่งติดตั้งสายส่งอยู่บนเสาส่งที่แยกจากกัน

แบบจำลองของการเกิดเหตุขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกันสำหรับสายส่ง 2 สายส่ง ที่อยู่ในแนวเสาส่ง (Right of way) เดียวกัน หรืออยู่บนเสาส่งเดียวกัน ดังแสดงในรูปที่ 2.8



รูปที่ 2.8 แบบจำลองของการเกิดเหตุขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน

การเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ที่มีสาเหตุมาจากการทำงานของสถานีไฟฟ้าสามารถเกิดขึ้นได้จากสาเหตุต่าง ๆ เช่น การเกิดข้อผิดพลาด (Fault) ลงดินที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ การเกิดข้อผิดพลาดที่บัลเบส เป็นต้น การขัดข้องต่าง ๆ ซึ่งเกิดขึ้นที่สถานีไฟฟ้าอาจจะส่งผลให้อุปกรณ์บางอุปกรณ์ไม่สามารถทำงานต่อไปได้ สำหรับแบบจำลองซึ่งรวมทั้งการเกิดเหตุขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน การเกิดเหตุขัดข้องซึ่งไม่ขึ้นแก่กัน และการเกิดเหตุขัดข้องที่มีสาเหตุมาจากการทำงานของสถานีไฟฟ้า แสดงไว้ดังรูปที่ 2.9

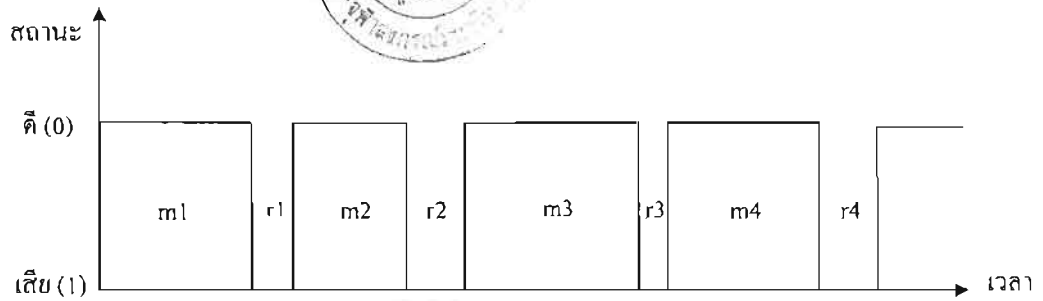


รูปที่ 2.9 แบบจำลองซึ่งรวมทั้งการเกิดเหตุขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน การเกิดเหตุขัดข้องซึ่งไม่ขึ้นแก่กัน และการเกิดเหตุขัดข้องที่มีสาเหตุมาจากการทำงานของสถานีไฟฟ้า

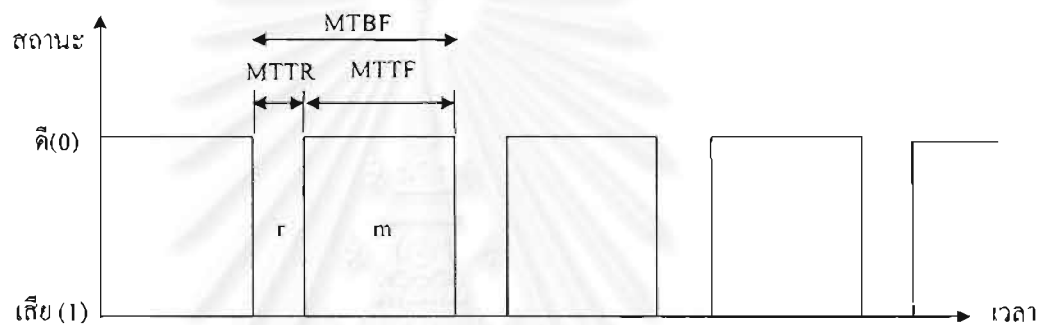
สำหรับวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาเฉพาะการขัดข้องที่เป็นอิสระต่อกัน ส่วนการขัดข้องที่ไม่เป็นอิสระต่อกัน การขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน และการขัดข้องที่เกิดจากสถานีไฟฟ้า จะไม่นำมาพิจารณา เนื่องจากไม่มีข้อมูลประเภทนี้ และถ้ามี ก็สามารถทำการพิจารณาได้โดยวิธีเดียวกัน เพียงแต่ต้องทำการปรับเปลี่ยนค่าพารามิเตอร์ที่เกี่ยวกับ λ และ μ ให้เหมาะสม

2.4 แบบจำลองรอบการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ[1,3,6]

หากพิจารณาพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์ ในช่วงระยะเวลาหนึ่ง ดังแสดงในรูปที่ 2.10 จะเห็นว่าการทำงานปกติของอุปกรณ์มีลักษณะเป็นช่วงตามคาบเวลาที่ไม่สม่ำเสมอ (Non-periodic) ประกอบด้วยสถานะทำงานปกติ "สถานะดี" (Operable state) สลับกับสถานะขัดข้อง "สถานะเสีย" (Failed state) แต่ในการสร้างแบบจำลอง 2 สถานะ "ดี-เสีย" เพื่อแทนการทำงานของอุปกรณ์ดังกล่าวในช่วงระยะเวลายาว สามารถจะประมาณช่วงระยะเวลาในแต่ละสถานะเป็นค่าเฉลี่ย และช่วงคาบเวลาแสดงพฤติกรรม ของอุปกรณ์มีลักษณะเป็นคาบเวลาสม่ำเสมอ (Periodic) ได้ดังแสดงในรูปที่ 2.11



รูปที่ 2.10 สถานะการทำงานปกติของอุปกรณ์



รูปที่ 2.11 ช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์เมื่อประมาณช่วงระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในแต่ละสถานะเป็นค่าเฉลี่ย

2.5 แบบจำลองโหลด

สำหรับแบบจำลองโหลดนั้น เพื่อให้เกิดความสะดวกในการคำนวณ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะประมาณแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยค่าคงที่ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา ส่วนการพิจารณาการตัดโหลดในกรณีที่เกิดเหตุขัดข้องขึ้นนั้นจะแบ่งโหลดเป็น 3 ชนิด คือ

1) โหลดที่สามารถตัดได้ (Interruptible/Curtailable Load) หมายถึงโหลดที่ไม่มีความสำคัญ สามารถตัดได้ทันทีเมื่อระบบเกิดปัญหาโดยที่ผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ได้เกิดความเสียหายมากนัก ดังนั้นเมื่อจำเป็นต้องมีการตัดโหลดจะพิจารณาคัดโหลดประเภทนี้เป็นลำดับแรก

2) โหลดหลัก (Firm Load) หมายถึงโหลดที่มีความสำคัญมากกว่าโหลดที่สามารถตัดได้ การตัดโหลดประเภทนี้จะส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ในระดับปานกลาง

3) โหลดวิกฤติ (Critical Load) หมายถึงโหลดที่มีความสำคัญสูงสุด การตัดโหลดประเภทนี้จะส่งผลการหาค่าต่อผู้ใช้งานมากที่สุด ดังนั้นเมื่อจำเป็นต้องมีการตัดโหลดจะพิจารณาตัดโหลดประเภทนี้เป็นลำดับสุดท้าย

ทั้งนี้ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะมีการกำหนดให้โหลดที่แต่ละบัส มีโหลดแต่ละประเภทอยู่เป็นสัดส่วนแตกต่างกัน โดยกำหนดเป็นร้อยละของโหลดรวมที่บัสนั้นๆ

2.6 ขั้นตอนในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่

โดยทั่วไปการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังมีขั้นตอนดังนี้[3,5]

ขั้นที่ 1 เลือกสถานะการทำงานของระบบซึ่งประกอบด้วยระดับของโหลด ณ.บัสต่าง ๆ สถานะการทำงานของอุปกรณ์และส่วนประกอบต่าง ๆ ในระบบว่ามีส่วนใดล้มเหลวบ้างหรือไม่มาทำการพิจารณา

ขั้นที่ 2 ประเมินความพอเพียงหรือความสามารถในการจ่ายโหลดของสถานะที่เลือกจากขั้นที่ 1 เพื่อตรวจสอบว่าในสถานะดังกล่าวระบบสามารถจ่ายโหลดได้ทั้งหมดโดยไม่ขัดแย้งกับเงื่อนไขบังคับของระบบหรือไม่ โดยอาศัยการวิเคราะห์ด้วยการคำนวณโหลดเฟลว

ขั้นที่ 3 หากตรวจสอบตามขั้นที่ 2 แล้วพบว่ามีการขัดแย้งกับเงื่อนไขบังคับ ให้ทำการแก้ไขโดยการ จัดสรรกำลังการผลิตใหม่ และ/หรือ การตัดโหลด

ขั้นที่ 4 คำนวณค่าดัชนีต่าง ๆ ใหม่ให้สอดคล้องกับข้อมูลทั้งหมดที่มีอยู่

ขั้นที่ 5 หากความคลาดเคลื่อนของค่าดัชนีที่คำนวณได้ในขั้นที่ 4 อยู่ในระดับที่ยอมรับได้ ให้หยุดคำนวณ แต่หากไม่ให้อย้อนกลับไปทำซ้ำตั้งแต่ขั้นที่ 1 ใหม่อีกครั้ง

ตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบันมีผู้พัฒนาโปรแกรมสำหรับประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ขึ้นมากมายแต่มีรายละเอียดในแต่ละขั้นตอนซึ่งแตกต่างกัน เช่นวิธีการในการเลือกสถานะของระบบเพื่อนำมาพิจารณาในขั้นตอนที่ 1 และแบบจำลองของระบบที่ใช้ในการประเมินความพอเพียงและการแก้ไขระบบเมื่อสถานะของระบบไม่สอดคล้องกับเงื่อนไขบังคับ ยกตัวอย่างเช่น โปรแกรม SYREL, GATOR, RECS, COMREL และ TRELSS ใช้วิธีวิเคราะห์โดยการระบุเหตุขัดข้อง(Contingency enumeration method) และใช้ทั้งเซตโหลดเฟลวและ/หรือดีซีโหลดเฟลวในการวิเคราะห์ ในขณะที่โปรแกรม SICRET, MEXICO, CONFTRA และ CREAM ใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล(Monte Carlo simulation method)

สำหรับการพิจารณาในขั้นตอนที่ 1 ของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเลือกใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในการเลือกสถานะ เนื่องจากการวิธีจำลองเหตุการณ์เป็นวิธีที่สะดวกและมีประสิทธิภาพสูงไม่ขึ้นกับขนาดของระบบที่พิจารณา และเลือกใช้ เอซีโพลด์โฟลว์ในการวิเคราะห์ระบบเพื่อรักษาความแม่นยำของผลตอบ



บทที่ 3

การวิเคราะห์สภาวะการทำงานของระบบไฟฟ้ากำลัง

การทำงานหนึ่งของระบบไฟฟ้ากำลัง ณ.เวลาใดๆนั้น เราจำเป็นต้องทราบค่าระดับแรงดันที่แต่ละบัส มุมกำลังไฟฟ้าของแต่ละบัส กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง ฯลฯ การที่เราจะสามารถรู้ค่าตัวแปรสถานะเหล่านี้ได้จะต้องอาศัยการคำนวณพื้นฐานที่เรียกว่า การคำนวณโหลดโฟลว์ (Load Flow Calculation)[6,7] ในบทนี้จะกล่าวถึงพื้นฐานการคำนวณโหลดโฟลว์แบบเฮซีด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน ซึ่งจะนำมาใช้แก้ปัญหาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จากนั้นจะกล่าวถึงการจัดสรรกำลังการผลิตอย่างประหยัดโดยอาศัยวิธี lamda iteration[7]

3.1 เฮซีโหลดโฟลว์

วิธีการหลักที่ใช้ในการวิเคราะห์โหลดโฟลว์แบบ เฮซี. ประกอบด้วย วิธีเกาส์ (Gauss method) วิธีเกาส์-ไซเดล (Gauss-Seidel method) และวิธีนิวตัน-ราฟสัน (Newton-Raphson method) แต่วิธีนิวตัน-ราฟสันได้รับความนิยมมาก เนื่องจากสามารถหาคำตอบได้อย่างถูกต้องและรวดเร็ว ดังนั้นในที่นี้จะกล่าวถึงเฉพาะวิธีนิวตัน-ราฟสัน[6,7] ซึ่งนำมาใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

สมการโหลดโฟลว์ สามารถเขียนในรูปของกำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้าบัส และแรงดันที่บัสได้ดังนี้

$$P_i - jQ_i = V_i^* \cdot \sum_{n=1}^N Y_{in} \cdot V_n \quad (3.1)$$

โดยที่

P_i คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลเข้าสู่บัส i

Q_i คือ กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่ไหลเข้าสู่บัส i

V_i, V_n คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส i และ n ตามลำดับ

V_i^* คือ สังยุคเชิงซ้อนของแรงดันไฟฟ้าที่บัส i

Y_{in} คือ สมาชิกในตำแหน่งที่ (i,n) ของบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์

N คือ จำนวนบัสทั้งหมดในระบบกำลังไฟฟ้า

เมื่อพิจารณาสมการที่ 3.1 จะสามารถเขียนสมการแสดงค่ากำลังจริง และกำลังรีแอกทีฟที่จ่ายเข้าไปยังบัส i ของระบบไฟฟ้ากำลังที่ประกอบไปด้วยบัสจำนวน N บัส ได้ดังสมการที่ 3.2 และ 3.3

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.2)$$

$$Q_i = - \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.3)$$

โดยที่

P_i, Q_i = กำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟที่จ่ายเข้าบัส i

$|V_i|, \delta_i$ = ขนาดและมุมเฟสของแรงดันบัสที่บัส i

$|V_n|, \delta_n$ = ขนาดและมุมเฟสของแรงดันบัสที่บัส n

$|Y_{in}|, \theta_{in}$ = สมาชิกตำแหน่ง (i,n) ของเมตริกซ์แอดมิตแตนซ์ของระบบ

สมการที่ 3.2 และ 3.3 เรียกว่าสมการโหลดโพลาร์ ซึ่งเป็นสมการที่มีลักษณะไม่เป็นเชิงเส้น การวิเคราะห์โหลดโพลาร์โดยการใช้วิธีนิวตัน-ราฟสัน จะเปลี่ยนสมการ โหลดโพลาร์ให้อยู่ในรูปสมการเชิงเส้นโดยการใช้การกระจายของอนุกรมเทเลอร์ (Taylor series expansion) กระจายฟังก์ชันของ P และ Q รอบจุดประมาณเริ่มต้นและไม่คิดเทอมอันดับสองขึ้นไปโดยจะเขียนให้อยู่ในรูปของสมการความคลาดเคลื่อนของกำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟเป็นเมตริกซ์ ดังสมการที่ 3.4

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \dots \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & \dots & J_2 \\ \dots & \dots & \dots \\ J_3 & \dots & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \dots \\ \frac{|\Delta V|}{V} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

โดยที่ $\Delta P, \Delta Q$ คือ เวกเตอร์ความคลาดเคลื่อนของกำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟของแต่ละบัส

$\Delta \delta$ คือ เวกเตอร์ของมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัสซึ่งต้องทำการแก้ไข(Correction)

$\Delta|V|$ คือ เวกเตอร์ของขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่บัสซึ่งต้องทำการแก้ไข(Correction)

J_1, J_2, J_3, J_4 คือ เมตริกซ์ จาโคเบียนย่อย (Sub-Jacobian Matrix)

แต่ละสมาชิกของ ΔP และ ΔQ สามารถคำนวณได้จากสมการ 3.5 และ 3.6 ตามลำดับ

$$\Delta P_i = (P_{gi} - P_{di}) - P_{i,calc} \quad (3.5)$$

$$\Delta Q_i = (Q_{gi} - Q_{di}) - Q_{i,calc} \quad (3.6)$$

โดยที่

- ΔP_i คือสมาชิกตัวที่ i ของเวกเตอร์ความคลาดเคลื่อนกำลังจริง
- ΔQ_i คือสมาชิกตัวที่ i ของเวกเตอร์ความคลาดเคลื่อนกำลังรีแอกทีฟ
- P_{gi} คือค่ากำลังจริงที่ผลิตได้จากบัส i
- P_{di} คือค่าความต้องการกำลังจริงของบัส i
- Q_{gi} คือค่ากำลังรีแอกทีฟที่ผลิตได้จากบัส i
- Q_{di} คือค่าความต้องการกำลังรีแอกทีฟของบัส i
- $P_{i,calc}$ คือค่ากำลังจริงที่คำนวณได้จากสมการที่ 3.2 สำหรับบัส i
- $Q_{i,calc}$ คือค่ากำลังรีแอกทีฟที่คำนวณได้จากสมการที่ 3.3 สำหรับบัส i

และสำหรับสมาชิกแต่ละสมาชิกของเมตริกซ์จาโคเบียนย่อย J_1 สามารถหาได้โดยใช้สมการที่ 3.7 และ 3.8 สมาชิกของเมตริกซ์จาโคเบียนย่อย J_2 หาได้โดยใช้สมการที่ 3.9 และ 3.10 สมาชิกของเมตริกซ์จาโคเบียนย่อย J_3 หาได้โดยใช้สมการที่ 3.11 และ 3.12 และ สมาชิกของเมตริกซ์จาโคเบียนย่อย J_4 หาได้โดยใช้สมการที่ 3.13 และ 3.14 ตามลำดับ

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (3.7)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -Q_i - |V_i|^2 B_{ii} \quad (3.8)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i V_j Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (3.9)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = P_i - |V_i|^2 G_{ii} \quad (3.10)$$

$$\left| V_j \right| \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_j| |V_i Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (3.11)$$

$$\left| V_i \right| \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = P_i + |V_i|^2 G_{ii} \quad (3.12)$$

$$\left| V_j \right| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_j| |V_i Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (3.13)$$

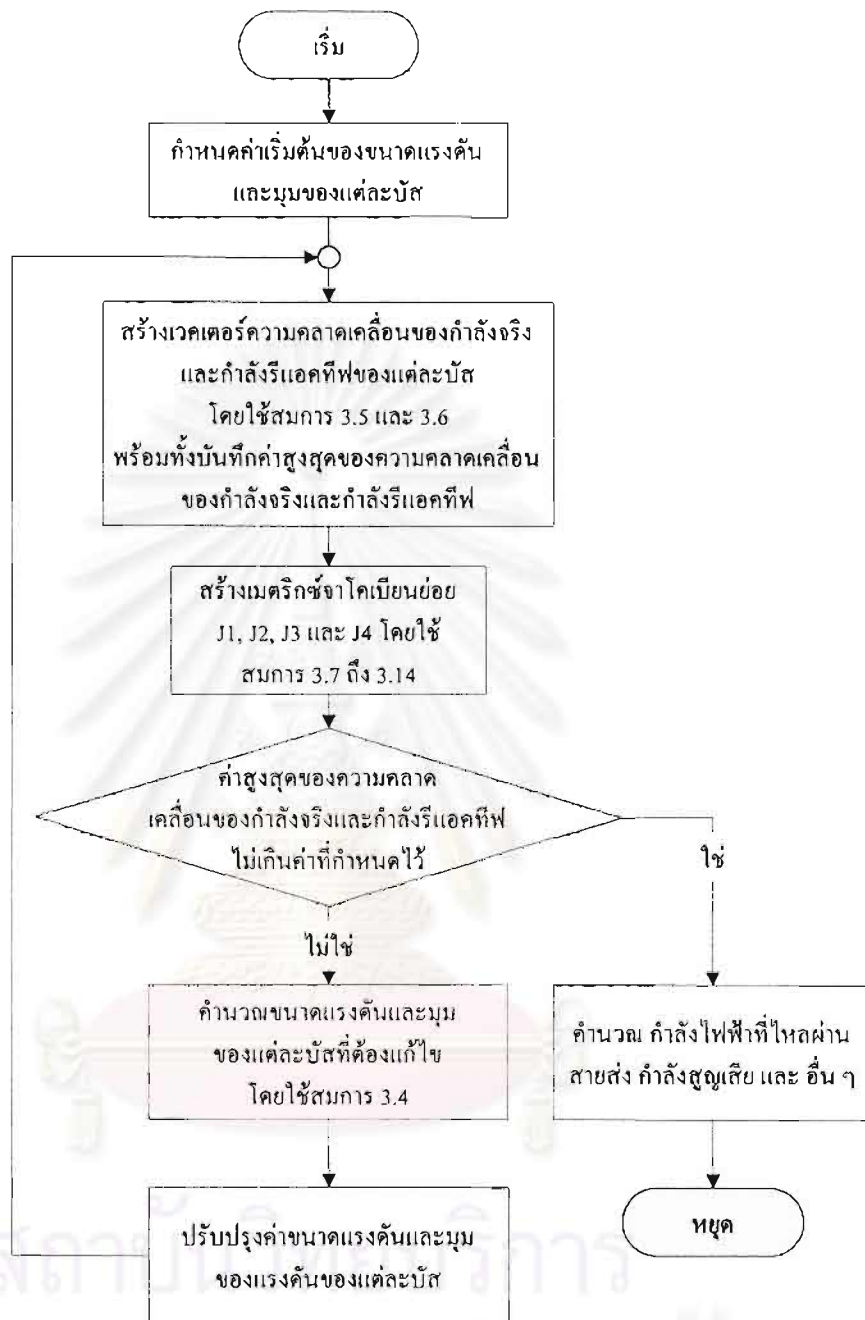
$$\left| V_i \right| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = Q_i - |V_i|^2 B_{ii} \quad (3.14)$$

โดยค่าของ G_{ii} และ B_{ii} เป็นไปตามสมการ 3.15

$$Y_{ii} = |Y_{ii}| \angle \theta_{ii} = |Y_{ii}| \cos \theta_{ii} + j |Y_{ii}| \sin \theta_{ii} = G_{ii} + j B_{ii} \quad (3.15)$$

การคำนวณโหลดโพลาร์ด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสันนั้นจำเป็นต้องทำการคำนวณสมการ 3.4 ซ้ำเพื่อหาค่าที่จะนำไปปรับเปลี่ยนค่ามุมกับขนาดแรงดันที่แต่ละบัสได้แก่ $\Delta \delta$ และ $\frac{\Delta |V|}{V}$ จากนั้นจึงนำไปใช้เป็นค่าเริ่มต้นสำหรับการคำนวณในรอบถัดไป จนกระทั่งค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟที่ทุกบัสในระบบน้อยกว่าค่าที่กำหนดไว้ค่าหนึ่งจึงหยุดคำนวณ

จากขั้นตอนทั้งหมดดังกล่าวข้างต้นสามารถสรุปเป็นโพลาร์ชาร์ตแสดงขั้นตอนการคำนวณโหลดโพลาร์ตามวิธีนิวตัน-ราฟสัน ได้ดังรูป 3.1[7]



รูป 3.1 ขั้นตอนการคำนวณโหลดฟลว์ด้วยวิธี นิวตัน-ราฟสัน

เนื่องจากการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังนี้ ใช้เวลาในการคำนวณมาก งานวิจัยโดยส่วนใหญ่จึงมักใช้การวิเคราะห์ระบบโดยการคำนวณ ดีซีโหลดโฟลว์[7] ซึ่งสามารถคำนวณค่าตัวแปรสถานะต่างๆได้อย่างรวดเร็ว แต่การคำนวณ ดีซีโหลดโฟลว์มีข้อเสียคือ ผลการคำนวณที่ได้จะมีความแม่นยำไม่มาก ทำให้ผลการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้มีความคลาดเคลื่อน ดังจะแสดงผลการทดสอบไว้ในบทที่ 8

3.2 การจัดสรรกำลังการผลิตอย่างประหยัด

เนื่องจากการคำนวณโหลดโฟลว์ เราจำเป็นต้องทราบค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายออกมา ซึ่งจะต้องอาศัยการจัดสรรกำลังการผลิตแบบประหยัด การจัดสรรกำลังการผลิตแบบประหยัดมีอยู่หลายวิธี แต่ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้วิธี lamda iteration โดยจะคิดผลของกำลังสูญเสียในสายส่งเป็นค่าคงที่ตามสัดส่วนของโหลด วิธีนี้มีจุดเด่นคือ ง่ายและรวดเร็ว เนื่องจากมีตัวแปรเพียงตัวเดียวคือ λ (incremental cost)

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \sum_i F_i(P_i) \\ \text{s.t.} \quad & \sum_i P_i = P_L + P_{\text{loss}} = P_{\text{demand}} \\ & P_i^{\min} \leq P_i \leq P_i^{\max} \end{aligned} \quad (3.16)$$

โดยวิธีการของ ลากรองจ์ จะได้ว่า

$$\nabla \left(\sum_i F_i(P_i) \right) = \nabla \left(\sum_i P_i - P_{\text{demand}} \right) \quad (3.17)$$

$$\frac{\partial F_i(P_i)}{\partial P_i} = \lambda \quad (3.18)$$

โดย F_i คือ ฟังก์ชันค่าเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ตัวที่ i

P_i คือ กำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่ i จ่าย

λ คือ ตัวคูณ ลากรองจ์ (Lagrange Multiplier) หรือ incremental cost

จากสมการที่ 3.18 จะสรุปได้ว่า จะจ่ายโหลดอย่างประหยัดได้ เมื่อ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องมีค่า $\frac{\partial F_i(P_i)}{\partial P_i}$ เท่ากัน และเท่ากับ λ

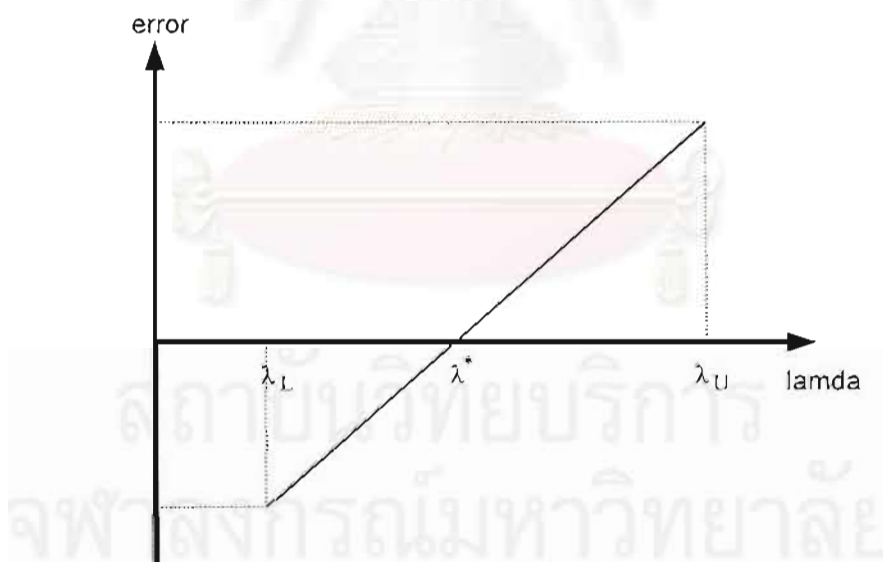
เนื่องจากในวิทยานิพนธ์นี้ใช้ฟังก์ชันค่าเชื้อเพลิงเป็นแบบพหุนามดีกรีสอง(2nd order) นั่นคือ $F_i(P_i) = \alpha_0^i + \alpha_1^i P_i + \alpha_2^i P_i^2$ ดังนั้น $\frac{\partial F_i(P_i)}{\partial P_i} = \alpha_1^i + 2\alpha_2^i P_i$ ถ้าเราทราบค่า λ จะทำให้เราหาค่ากำลังการผลิตของแต่ละเครื่องจ่ายได้โดย $P_i = \frac{\lambda - \alpha_1^i}{2\alpha_2^i}$ การจ่ายโหลดอย่างประหยัดโดยอาศัยวิธี lambda iteration จะอาศัยหลักการข้างต้นมาประยุกต์ใช้ดังนี้

นิยาม $error(\lambda_k) = \sum_i P_i(\lambda_k) - P_{demand}$

1) กำหนดค่า λ_L และ λ_U เริ่มต้น โดย λ_L เป็นขอบเขตล่างของค่า incremental cost ที่ทำให้ค่า $error(\lambda_L) < 0$ และ λ_U เป็นขอบเขตบนของ incremental cost ที่ทำให้ $error(\lambda_U) > 0$

2) คำนวณค่า $error(\lambda_L)$ และ $error(\lambda_U)$ จากนิยาม โดยถ้ากำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องไม่อยู่ในขอบเขตจำกัด ให้กำหนดค่ากำลังการผลิตเป็นค่าจำกัดนั้นก่อน

3) โดยการประมาณค่าเป็นเชิงเส้นในช่วง $[\lambda_L, \lambda_U]$ จะได้ว่าค่า λ^* ที่ทำให้ค่าความผิดพลาด $error = 0$ คือ $\lambda^* = \lambda_U - \frac{|error(\lambda_U)|}{|error(\lambda_U)| + |error(\lambda_L)|} (\lambda_U - \lambda_L)$



รูปที่ 3.2 การประมาณค่าความผิดพลาดเป็นเชิงเส้น

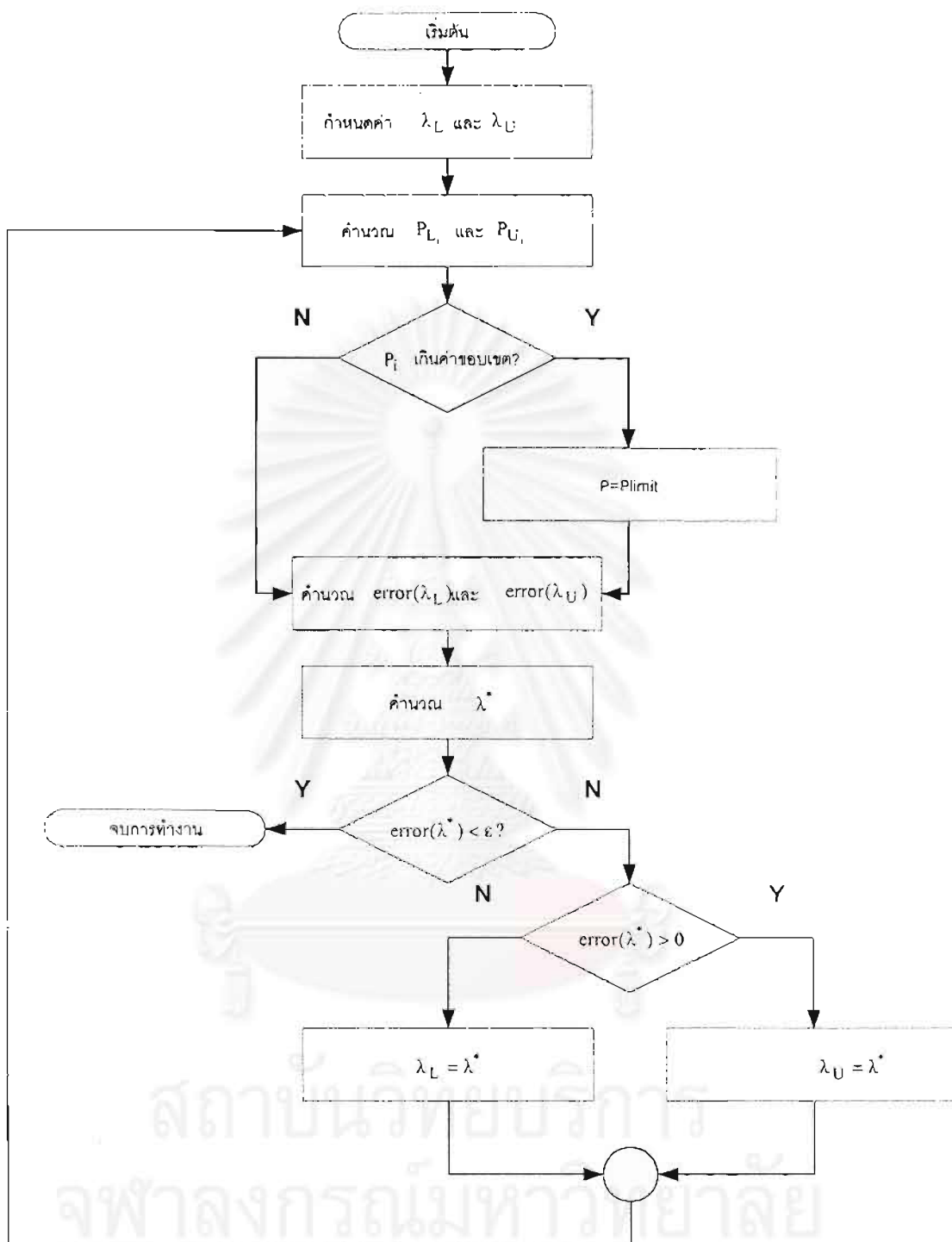
4) จากค่า λ^* ที่ได้ นำไปหา P_i ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง แล้วนำไปหาค่าความผิดพลาดครั้งใหม่ ซึ่งจะไม่เท่ากับศูนย์อย่างที่คาดไว้ เนื่องจากมีความผิดพลาดจากการประมาณเป็นเชิงเส้น

5) ทำการปรับเปลี่ยนค่า λ_c และ λ_u โดย ถ้า $\text{error}(\lambda^*)$ มีค่ามากกว่าศูนย์ $\lambda_u = \lambda^*$ แต่ถ้าค่า $\text{error}(\lambda^*)$ มีค่าน้อยกว่าศูนย์ $\lambda_c = \lambda^*$

6) กลับไปทำขั้นตอนที่ 2 จนกว่า ค่า $\text{error}(\lambda)$ จะอยู่ในช่วงที่ยอมรับได้

จากขั้นตอนทั้งหมดดังกล่าวข้างต้นสามารถสรุปเป็นโฟลว์ชาร์ตแสดงขั้นตอนการจัดสรรกำลังการผลิตแบบประหยัดโดยวิธี lamda iteration ได้ดังนี้

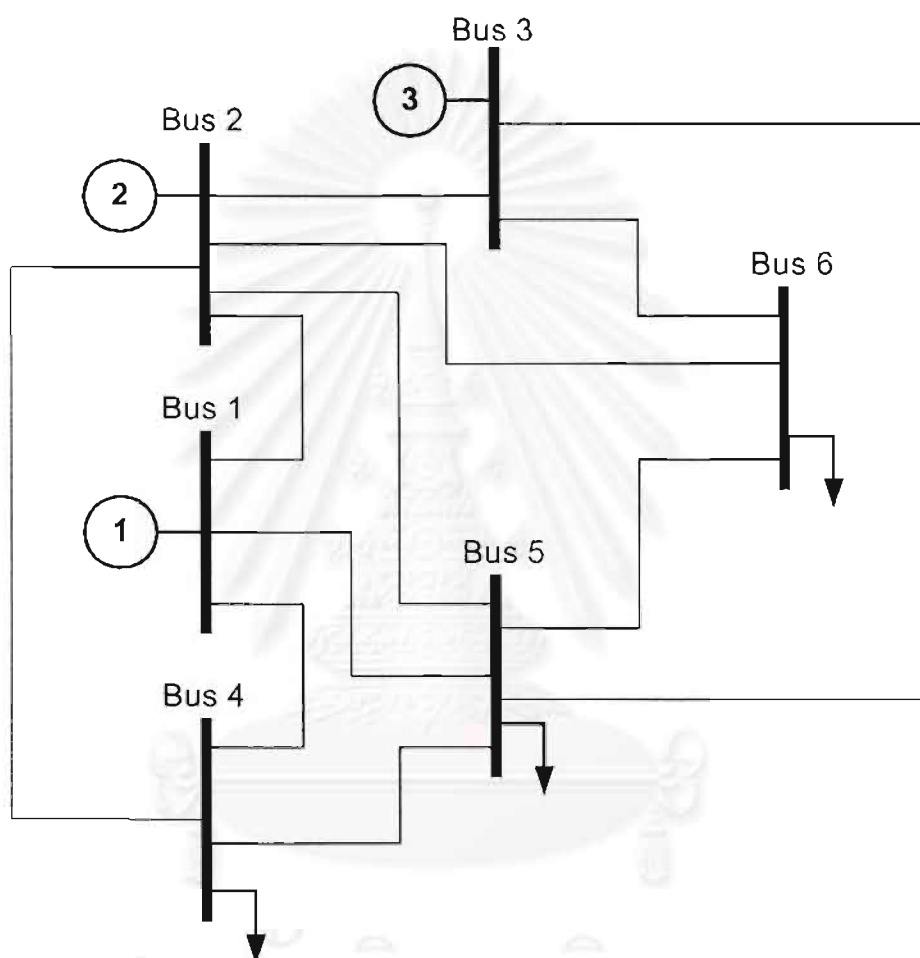




รูปที่ 3.3 ขั้นตอนการคำนวณการตัดสินใจกำลังการผลิตแบบประหยัดด้วยวิธี lamda iteration

3.3 ตัวอย่างการคำนวณการจัดสรรกำลังการผลิตและการคำนวณโหลดโพลว์

ระบบดังรูป มีขนาด 6 บัส ประกอบด้วย เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 3 เครื่อง สายส่ง 11 เส้น ความต้องการกำลังไฟฟ้า 210 MW. ข้อมูลของระบบแสดงดังตารางดังตาราง 3.1-3.3



ตาราง 3.1 ข้อมูลบัส

Bus Number	type	V(pu)	P_{load} (MW)	Q_{load} (MVAR)
1	Swing	1.00	0	0
2	Gen	1.05	0	0
3	Gen	1.07	0	0
4	Load	-	70	70
5	Load	-	70	70
6	Load	-	70	70

ตาราง 3.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดย $F(P) = C_2P^2 + C_1P + C_0$

เครื่องที่	Pmax	Pmin	C_2	C_1	C_0
1	200	50.0	0.00533	11.669	213.1
2	150	37.5	0.00889	10.333	200.0
3	180	45.0	0.00741	10.833	240.0

ตาราง 3.3 ข้อมูลสายส่ง

From bus	To bus	R(pu)	X(pu)	B(pu)
1	2	0.10	0.20	0.04
1	4	0.05	0.20	0.04
1	5	0.08	0.30	0.06
2	3	0.05	0.25	0.06
2	4	0.05	0.10	0.02
2	5	0.10	0.30	0.04
2	6	0.07	0.20	0.05
3	5	0.12	0.26	0.05
3	6	0.02	0.10	0.02
4	5	0.20	0.40	0.08
5	6	0.10	0.30	0.06

ถ้าต้องการทราบสถานะการทำงานของระบบนี้ คือ แรงดันที่แต่ละบัส กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งแต่ละเส้น สามารถหาโดยเริ่มต้นจากการจัดสรรกำลังการผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้วิธี lamda iteration ดังต่อไปนี้

1) กำหนด $\lambda_L = 0$ และ $\lambda_U = 100$

2) จาก λ_L และ λ_U ที่ได้ สามารถหาค่าขอบเขตของกำลังที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละ

เครื่องจะต้องจ่ายได้ จาก $P_i = \frac{\lambda - \alpha_i}{2\alpha_i}$ จะได้ว่า

$$P_1^L = -1094.7 \text{ MW} \quad P_2^L = -1162.3 \text{ MW} \quad P_3^L = -1461.9 \text{ MW}$$

$$P_1^U = 8286.2 \text{ MW} \quad P_2^U = 12033 \text{ MW} \quad P_3^U = 10086 \text{ MW}$$

แต่เนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่คำนวณได้อยู่นอกขอบเขตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นต้องกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายกำลังที่ขอบเขต และโดยการประมาณกำลังสูญเสียเป็น 3.75 % ของโหลด จะได้ $P_{demand} = 1.0375 \cdot 210 = 217.875 \text{ MW}$

3) หาฟังก์ชันความผิดพลาดจาก $error(\lambda_k) = \sum_i P_i(\lambda_k) - P_{demand}$ ดังนี้

$$error(\lambda_L) = -85.375$$

และ $error(\lambda_U) = 312.125$

4) โดยการประมาณค่าความผิดพลาดเป็นเชิงเส้น จะได้ว่าค่า λ^* ที่เหมาะสมหาได้จาก

$$\lambda^* = \lambda_U - \frac{|error(\lambda_U)|}{|error(\lambda_U)| + |error(\lambda_L)|} (\lambda_U - \lambda_L) = 21.478$$

5) จากค่า λ^* ที่ได้ สามารถคำนวณหาค่ากำลังที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องต้องจ่ายได้ ดังนี้ $P_1 = 920.2 \text{ MW}$ $P_2 = 1253.7 \text{ MW}$ $P_3 = 1436.6 \text{ MW}$

6) กำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายกำลังที่ขอบเขต

7) คำนวณค่าความผิดพลาด $error(\lambda^*) = 312.125$

8) ปรับเปลี่ยนค่าขอบเขตของ λ โดย เนื่องจาก $error(\lambda^*) > 0$ ดังนั้นกำหนดให้ $\lambda_U = \lambda^*$

9) ทำซ้ำตั้งแต่ขั้นตอนที่ 4 เพื่อหาค่า λ^* จนกว่าค่า $error(\lambda^*)$ อยู่ในช่วงที่ยอมรับได้

ผลการคำนวณแสดงดังตารางที่ 3.4 ดังนี้

ตารางที่ 3.4 ผลตอบในแต่ละรอบของการจัดสรรกำลังการผลิต

#	λ_U	p_1^L	p_2^L	p_3^L	λ_L	p_1^U	p_2^U	p_3^U	λ^*	p_1	p_2	p_3
0	100	200	150	180	0	50	37.5	45	21.478	200	150	180
1	21.478	200	150	180	0	50	37.5	45	4.613	50	37.5	45
2	21.478	200	150	180	4.613	50	37.5	45	8.235	50	37.5	45
3	21.478	200	150	180	8.235	50	37.5	45	11.079	50	41.99	45
4	21.478	200	150	180	11.079	50	41.99	45	13.220	145.47	150	161.04
5	13.220	145.47	150	160.04	11.079	50	41.99	45	11.621	50	72.46	53.19
6	13.220	145.47	150	160.04	11.621	50	72.46	53.19	11.862	50	85.97	69.41
7	13.22	145.47	150	160.04	11.862	50	85.97	69.41	11.929	50	89.77	73.97
8	13.22	145.47	150	160.04	11.929	50	89.77	73.97	11.951	50	91.01	75.45
9	13.22	145.47	150	160.04	11.951	50	91.01	75.45	11.959	50	91.43	75.95
10	13.22	145.47	150	160.04	11.959	50	91.43	79.95	11.961	50	91.58	76.13
11	13.22	145.47	150	160.04	11.961	50	91.58	76.13	11.962	50	91.63	76.19

จากการคำนวณการจัดสรรกำลังการผลิตด้วยวิธี lamda iteration สามารถสรุปได้ว่า

$$P_1 = 50 \text{ MW} \quad P_2 = 91.63 \text{ MW} \quad \text{และ} \quad P_3 = 76.19 \text{ MW}$$

หมายความว่า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ 1 ต้องจ่ายกำลังไฟฟ้า 50 MW เครื่องที่ 2 ต้องจ่ายกำลังไฟฟ้า 91.63 MW และ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่อง 3 ต้องจ่ายกำลังไฟฟ้า 76.19 MW จึงจะประหยัดค่าเชื้อเพลิงมากที่สุด

หลังจากทราบว่า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องจ่ายกำลังไฟฟ้าเท่าไร แล้วขั้นตอนต่อไปก็คือ การคำนวณโหลดโพล์ เพื่อหาสถานะการทำงานของระบบซึ่งได้ผลลัพธ์ดังตารางที่ 3.5 และ 3.6 ตามลำดับ

ตารางที่ 3.5 ผลโหลดโพล์ในส่วนที่เป็นข้อมูลของบัสต่างๆ

Bus No.	$ V $	$\angle \delta$	P_g	Q_g	P_{load}	Q_{load}
1	1.000	0.000	50.65	-18.99	-	-
2	1.050	-1.692	91.63	105.89	-	-
3	1.070	-1.833	76.19	93.87	-	-
4	0.970	-2.815	-	-	70	70
5	0.970	-3.681	-	-	70	70
6	1.002	-3.785	-	-	70	70

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 3.6 ผลโหลดฟูลวีนส่วนการโหลดของกำลังไฟฟ้า

From Bus	To Bus	From P (MW)	From Q (MVAR)	To P (MW)	To Q (MVAR)	Ploss (MW)	Qloss (MVAR)
1	2	2.49	-28.02	-1.81	25.18	0.683	1.37
1	4	26.12	7.25	-25.74	-9.59	0.384	1.54
1	5	22.03	1.77	-21.63	-6.07	0.407	1.52
2	3	-0.55	-11.6	0.58	5.01	0.031	0.16
2	4	49.81	58.6	-47.07	-55.16	2.742	5.48
2	5	19.06	19.62	-18.3	-21.43	0.762	2.29
2	6	25.11	14.08	-24.53	-17.69	0.58	1.66
3	5	26.35	26.32	-24.73	-28.02	1.62	3.51
3	6	49.26	62.54	-48.13	-59.03	1.132	5.66
4	5	2.81	-5.25	-2.79	-2.23	0.022	0.04
5	6	-2.56	-12.25	2.66	6.72	0.101	0.3

จากผลดังกล่าวสรุปได้ว่า กำลังการผลิตรวมที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องต้องจ่ายเท่ากับ $50.65+91.63+76.19 = 218.47$ MW. โหลดรวมของระบบเท่ากับ $70+70+70 = 210$ MW. ดังนั้นกำลังการสูญเสียของระบบเท่ากับ 8.47 MW. คิดเป็น 4.03%

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 4

การแก้ไขปัญหาเมื่อเกิดเหตุขัดข้อง

เนื่องจากอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้าต่างมีข้อจำกัดในการทำงาน เช่น สายส่งสามารถรับกำลังไฟฟ้าได้ไม่เกินค่าที่กำหนด หรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีขีดจำกัดต่ำสุดและสูงสุดในการจ่ายกำลังไฟฟ้า ค่ากำหนดต่าง ๆ เหล่านี้ถือเป็นเงื่อนไขบังคับของระบบ ทั้งนี้เพื่อความปลอดภัยของอุปกรณ์ในระบบ ดังนั้นในการเกิดเหตุขัดข้อง เราจึงมักจำเป็นต้องทำการแก้ไข (Remedial Action) หากสถานะของระบบไม่สอดคล้องกับเงื่อนไขบังคับ ซึ่งโดยส่วนใหญ่แล้วจะอาศัยการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่ (Generation reschedule) และ/หรือ การตัดโหลด (Load curtailment) โดยใช้หลักการซึ่งสอดคล้องกับการปฏิบัติจริงในทางปฏิบัติของการไฟฟ้า

เนื่องจากการวิเคราะห์ปัญหาความเชื่อถือได้ จะเกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์เหตุขัดข้องของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังที่เกิดขึ้นว่าส่งผลกระทบต่อทั้งระบบหรือไม่ โดยถ้ามีเหตุขัดข้องเกิดขึ้นในระบบแล้วสามารถแก้ไขเหตุขัดข้องนั้นออกไปได้โดยไม่จำเป็นต้องระงับการจ่ายกำลังไฟฟ้าในบริเวณใดบริเวณหนึ่ง จะถือว่าระบบนั้นมีความเชื่อถือได้สูง

โดยทั่วไปวิธีในการแก้ไขปัญหาเมื่อเกิดเหตุขัดข้องจะใช้วิธี ลิเนียร์โปรแกรมมิ่ง โดยมีจุดประสงค์เพื่อหาค่าต่ำสุดของสมการ 4.1 [1,12] ซึ่งแสดงผลรวมของโหลดทุกชนิดที่ทุกบัสที่มีโหลดซึ่งจำเป็นต้องถูกตัดออกจากระบบเพื่อให้ระบบยังคงจ่ายโหลดที่เหลืออยู่ได้โดยไม่ขัดแย้งกับเงื่อนไขบังคับ เมื่อพิจารณาสมการ 4.1 จะพบว่าค่าต่ำสุดที่เป็นไปได้คือศูนย์ ในกรณีที่ได้อำตอบเท่ากับศูนย์หมายความว่า การปรับเปลี่ยนกำลังผลิตที่บัสต่าง ๆ ในระบบสามารถแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้นในระบบได้โดยไม่ต้องมีการตัดโหลด

วิธีดังกล่าวมีข้อเสีย คือ ใช้เวลาในการประมวลผลมาก และ ในความเป็นจริง ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลผ่านสายส่งและกำลังจริงที่จ่ายเข้าบัสไม่ได้เป็นเชิงเส้น จึงทำให้การคำนวณมีความคลาดเคลื่อนไปทำให้ผลที่ได้รับไม่สอดคล้องกับผลในทางปฏิบัติ ในวิทยานิพนธ์นี้จึงนำวิธีการแก้ไขปัญหาเมื่อเกิดเหตุขัดข้องโดยใช้วิธี Heuristic มาใช้ โดยจะยึดหลักการทั้งสามข้อดังต่อไปนี้ เพื่อให้สอดคล้องกับวิธีในทางปฏิบัติจริงของการไฟฟ้าให้มากที่สุดคือ[1]

- 1) พยายามหลีกเลี่ยงการตัดโหลด หรือหากไม่สามารถหลีกเลี่ยงได้จึงตัดโหลดให้น้อยที่สุดเท่าที่จะทำได้
- 2) เลือกตัดโหลดที่มีความสำคัญน้อยที่สุดก่อน แล้วจึงตัดโหลดที่มีความสำคัญมากขึ้นตามลำดับ

3) เลือกตัดโหลดที่ใกล้จุดที่เกิดความผิดปกติมากที่สุดก่อน แล้วจึงตัดโหลดที่อยู่ห่างจากจุดที่เกิดความผิดปกติมากขึ้นตามลำดับ

$$z = \sum_{i \in NC} \left(W_i \sum_{j=1}^m \beta_j C_{ij} \right) \quad (4.1)$$

subject to

$$T_i = \sum_{k=1}^n A_{ik} \left(PG_k + \sum_{j=1}^m C_{kj} - PD_k \right) \quad , (i = 1, \dots, L)$$

$$\sum_{i \in NG} PG_i + \sum_{i \in NC} \left(\sum_{j=1}^m C_{ij} \right) = \sum_{i \in NC} PD_i$$

$$PG_i^{\min} \leq PG_i \leq PG_i^{\max} \quad , (i \in NG)$$

$$0 \leq C_{ij} \leq \alpha_j PD_i \quad , (i \in NC, j = 1, \dots, m)$$

$$|T_i| \leq T_i^{\max} \quad , (i = 1, \dots, L)$$

โดย	z	=	โหลดที่ต้องตัดออกเพื่อแก้ปัญหาที่เกิดขึ้น
	L	=	จำนวนสายส่งทั้งหมดในระบบ
	n	=	จำนวนบัสทั้งหมดในระบบ
	m	=	จำนวนประเภทของโหลดที่แบ่งในแต่ละบัส
	NC	=	เซตของบัสที่มีโหลด
	NG	=	เซตของบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
	W_i	=	ค่าคงที่(มากกว่าศูนย์)ซึ่งค่ามากหรือน้อยนั้นสัมพันธ์กับระยะจากจุดที่เกิดความล้มเหลวเทียบกับตำแหน่งโหลดที่สนใจ
	β_j	=	ค่าคงที่(มากกว่าศูนย์)ซึ่งค่ามากหรือน้อยนั้นสัมพันธ์กับความสำคัญของโหลดที่สนใจตามที่ผู้ใช้กำหนด
	α_j	=	ค่าคงที่ซึ่งสัมพันธ์กับสัดส่วนของโหลดแต่ละประเภท
	C_{ij}	=	ปริมาณโหลดชนิดที่ j ซึ่งถูกระงับการจ่ายไฟฟ้าจากบัสที่ i
	T_i	=	กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลผ่านสายส่งเส้นที่ i
	A_{ik}	=	สมาชิกของเมตริกซ์ที่แสดงความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลผ่านสายส่งเส้นที่ i กับ กำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายเข้าบัสที่ k

$$PG_i = \text{กำลังการผลิตที่บัสที่ } i$$

$$PD_i = \text{ปริมาณโหลดที่บัสที่ } i$$

$$PG_i^{\max} = \text{กำลังการผลิตสูงสุดที่บัสที่ } i$$

$$PG_i^{\min} = \text{กำลังการผลิตต่ำสุดที่บัสที่ } i$$

วิธีการทั่ว ๆ ไปที่ใช้กันอยู่จะทำการพิจารณาตามหลักการทั้งสามข้อข้างต้นผสมผสานกับประสบการณ์ แล้วจึงทำการตัดโหลดตามหลักการดังต่อไปนี้[1,5]

ก.) กรณีที่เกิดการขัดข้องในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะตัดโหลด ณ บัสที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่ ถ้าไม่เพียงพอจึงทำการตัดโหลด ณ บัสถัดไปที่เชื่อมต่ออยู่ภายในหนึ่งระยะสายส่งจากบัสที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่ ซึ่งโหลดบัสดังกล่าวรับกำลังไฟฟ้าจากบัสที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เกิดการขัดข้อง หากยังไม่พอก็ให้ตัดโหลดที่บัสที่เหลือเป็นสัดส่วนโดยตรงกับโหลดที่จะต้องทำการตัดเพิ่มเติม

ข.) กรณีเกิดการขัดข้องในสายส่งกำลังไฟฟ้า จะตัดโหลด ณ บัสที่เชื่อมต่อด้านปลายของสายส่งที่เกิดการขัดข้อง (Receiving end buses) ถ้าไม่เพียงพอก็ตัดโหลด ณ บัสถัดไปที่เชื่อมด้วย หนึ่งระยะสายส่ง ซึ่งรับกำลังไฟฟ้าจากบัสที่เชื่อมต่อด้านปลายของสายส่งที่เกิดการขัดข้อง และหากยังไม่เพียงพออีกก็ให้ตัดโหลดที่บัสถัดไปที่เชื่อมด้วย 2 ระยะสายส่ง ซึ่งรับกำลังไฟฟ้าจากบัสที่เชื่อมต่อด้านปลายของสายส่งที่เกิดการขัดข้อง

ค.) กรณีเกิดการขัดข้องทั้งในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและสายส่งกำลังไฟฟ้า วิธีการตัดโหลดจะครอบคลุมทั้งสองกรณีที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น

ในวิทยานิพนธ์นี้จะจัดแบ่งความสำคัญของโหลดออกเป็น 3 ระดับเพื่อให้สอดคล้องกับหลักการในข้อ 2 ได้แก่

1) โหลดที่สามารถตัดได้ (Interruptible/Curtailable Load) หมายถึงโหลดที่ไม่มีความสำคัญ สามารถตัดได้ทันทีเมื่อระบบเกิดปัญหาโดยที่ผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ได้เกิดความเสียหายมากนัก ดังนั้นเมื่อจำเป็นต้องมีการตัดโหลดจะพิจารณาตัดโหลดประเภทนี้เป็นลำดับแรก

2) โหลดหลัก (Firm Load) หมายถึงโหลดที่มีความสำคัญมากกว่าโหลดที่สามารถตัดได้ การตัดโหลดประเภทนี้จะส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ในระดับปานกลาง

3) โหลดวิกฤติ (Critical Load) หมายถึงโหลดที่มีความสำคัญสูงสุด การตัดโหลดประเภทนี้จะส่งผลการทบต่อผู้ใช้มากที่สุด ดังนั้นเมื่อจำเป็นต้องมีการตัดโหลดจะพิจารณาตัดโหลดประเภทนี้เป็นลำดับสุดท้าย

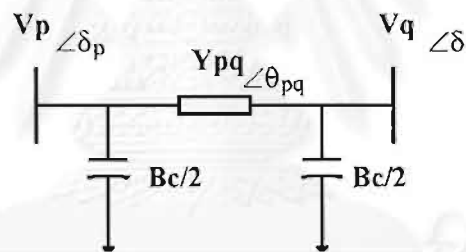
สำหรับในบทนี้จะแบ่งเนื้อหาเป็น 2 ส่วนหลัก โดยในหัวข้อ 4.1 จะกล่าวถึงการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่ และหัวข้อ 4.2 จะกล่าวถึงขั้นตอนการตัดโหลดที่เหมาะสม

4.1 การจัดสรรกำลังการผลิตใหม่

การจัดสรรกำลังการผลิตใหม่จะใช้สำหรับแก้ปัญหา เมื่อเกิดกำลังเกินในสายส่ง (Line overload) โดยจะทำการลดกำลังการผลิตที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากลุ่มหนึ่ง และเพิ่มกำลังการผลิตที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอีกกลุ่มหนึ่ง เพื่อให้กำลังที่ไหลในสายส่งเส้นนั้นลดลง

4.1.1 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังจริงในสายส่งและกำลังที่ไหลเข้าสู่บัส

พิจารณาสายส่ง ต่ออยู่ที่บัส p และ q ดังแสดงในรูปที่ 4.1 สมการของกำลังที่ไหลในสายส่งแสดงดังสมการที่ 4.2 และ 4.3



รูปที่ 4.1 แบบจำลองสายส่ง

$$S_{pq} = |V_p|^2 |y_{pq}| \angle -\theta_{pq} - |V_p| |V_q| |y_{pq}| \angle \delta_p - \delta_q - \theta_{pq} + j \frac{B_c}{2} |V_p| |V_q| \quad (4.2)$$

$$P_{pq} = |V_p|^2 |y_{pq}| \cos(\theta_{pq}) - |V_p| |V_q| |y_{pq}| \cos(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq}) \quad (4.3)$$

โดย S_{pq} คือ กำลังปรากฏ ที่ไหลในสายส่ง

P_{pq} คือ กำลังจริงที่ไหลในสายส่ง

V_p, V_q คือ ขนาดแรงดันที่บัส p และ q ตามลำดับ

δ_p, δ_q คือ มุมของแรงดันที่บัส p และ q ตามลำดับ

$y_{pq} \angle \theta_{pq}$ คือ ค่ารีแอดแดนซ์ ของสายส่ง

B_c คือ ค่าชัลดเซพแดนซ์ของสายส่ง

โดยการกระจายสมการ 4.2 รอบจุดทำงานเดิม จะได้ว่า

$$\Delta p_{pq} = \frac{\partial p_{pq}}{\partial \delta_p} \Delta \delta_p + \frac{\partial p_{pq}}{\partial \delta_q} \Delta \delta_q + \frac{\partial p_{pq}}{\partial |V_p|} \Delta |V_p| + \frac{\partial p_{pq}}{\partial |V_q|} \Delta |V_q| \quad (4.4)$$

โดย $\frac{\partial p_{pq}}{\partial \delta_p} = |V_p| |y_{pq}| |V_q| \sin(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq})$ (4.5)

$$\frac{\partial p_{pq}}{\partial \delta_q} = -|V_p| |y_{pq}| |V_q| \sin(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq}) \quad (4.6)$$

$$\frac{\partial p_{pq}}{\partial |V_p|} = 2|V_p| |y_{pq}| \cos(\theta_{pq}) - |y_{pq}| |V_q| \cos(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq}) \quad (4.7)$$

$$\frac{\partial p_{pq}}{\partial |V_q|} = -|V_p| |y_{pq}| \cos(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq}) \quad (4.8)$$

สมการ 4.4 แสดงให้เห็นว่า เราสามารถควบคุมกำลังจริงที่ไหลในสายส่ง ได้โดยการปรับ ขนาดของแรงดัน และ มุม ที่บัสต่างๆได้ สมการ 4.4 สามารถเขียนได้ในรูป

$$[\Delta p] = \left[\frac{\partial p}{\partial \delta} \right] [\Delta \delta] + \left[\frac{\partial p}{\partial |V|} \right] [\Delta |V|] \quad (4.9)$$

จากเทคนิค ดิคัลเบิ้ล จะได้ว่า

$$[\Delta P] = [J_{11}] [\Delta \delta] \quad (4.10)$$

และ $[\Delta Q] = [J_{22}] [\Delta |V|]$ (4.11)

โดย $[\Delta P]$ คือ การเปลี่ยนแปลงของกำลังจริงรวมที่บัส

$[\Delta Q]$ คือ การเปลี่ยนแปลงของกำลังรีแอกทีฟรวมที่บัส

$[J_{11}]$, $[J_{22}]$ คือ สมาชิกของ เมตริกซ์จาโคเบียน

โดยการแทนสมการที่ 4.10 และ 4.11 ลงใน สมการ 4.9 จะได้

$$[\Delta p] = \left[\frac{\partial p}{\partial \delta} \right] [J_{11}]^{-1} [\Delta P] + \left[\frac{\partial p}{\partial |V|} \right] [J_{22}]^{-1} [\Delta Q] \quad (4.12)$$

$$[\Delta p] = [T_1 | T_2] \begin{Bmatrix} \Delta P_G \\ \Delta Q_G \end{Bmatrix} \quad (4.13)$$

$$[\Delta p] = [T] \begin{bmatrix} \Delta P_G \\ \Delta Q_G \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

เนื่องจากในขั้นตอนการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่ จะทำการปรับกำลังที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยจะไม่ทำการตัดโหลด นั่นคือ $\Delta P_L = 0$ and $\Delta Q_L = 0$. ดังนั้น $[T_1]$ and $[T_2]$ ในสมการ (4.13) จะเลือกจาก $\left[\frac{\partial p}{\partial \delta}\right][J_{11}]^{-1}$ and $\left[\frac{\partial p}{\partial V}\right][J_{22}]^{-1}$ เฉพาะหลักที่เกี่ยวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเท่านั้น.

สมการ (4.14) แสดงให้เห็นว่า เราสามารถควบคุมการไหลของกำลังจริงในสายส่งได้ด้วยการปรับค่ากำลังไฟฟ้าที่จ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้น ถ้าเราทราบการเปลี่ยนแปลงของกำลังจริงที่ไหลในสายส่งแต่ละเส้น เราสามารถหากำลังที่ต้องจ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta P_G \\ \Delta Q_G \end{bmatrix} = [T]^{-1} [\Delta p] \quad (4.15)$$

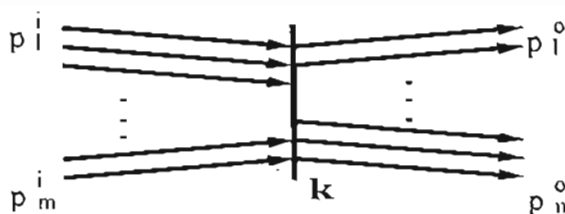
$$P_G^{\text{new}} = P_G^{\text{old}} + \Delta P_G \quad (4.16)$$

$$Q_G^{\text{new}} = Q_G^{\text{old}} + \Delta Q_G \quad (4.17)$$

เนื่องจาก เมตริกซ์ $[T]$ ไม่ใช่เมตริกซ์จัตุรัส ดังนั้นเราจึงใช้หลักการของอินเวอร์สเทียม [8] ในการหาเมตริกซ์ผกผันของ $[T]$

4.1.2 การกระจายของกำลังในสายส่ง

หลักการสำคัญที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้ คือ การกระจายของกำลังในสายส่ง [9] โดยมีสมมติฐานว่า เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของกำลังที่ไหลในสายส่งเส้นใดเส้นหนึ่ง ที่ต่ออยู่ที่บัสเดียวกัน กำลังในสายส่งเส้นอื่นๆ ในกลุ่มเดียวกัน (ไหลเข้า หรือไหลออกเหมือนกัน) จะได้รับผลกระทบเป็นสัดส่วนเดียวกัน



รูปที่ 4.2 กำลังที่ไหลในสายส่ง ณ. บัส k

พิจารณาบัส k มีสายส่งที่มีกำลังไหลเข้า m เส้น และ ไหลออก n เส้น กำลังที่เปลี่ยนแปลงไปในสายส่ง จะสัมพันธ์กันดังนี้

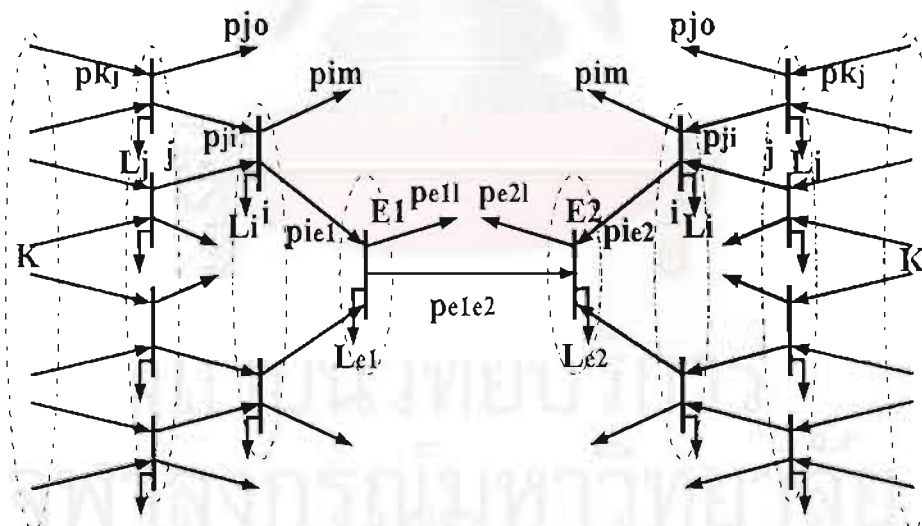
$$\frac{\Delta p_1^i}{p_1^i} = \frac{\Delta p_2^i}{p_2^i} = \dots = \frac{\Delta p_m^i}{p_m^i} \quad (4.18)$$

$$\frac{\Delta p_1^o}{p_1^o} = \frac{\Delta p_2^o}{p_2^o} = \dots = \frac{\Delta p_n^o}{p_n^o} \quad (4.19)$$

4.1.3 การเปลี่ยนแปลงของกำลังจริงในสายส่ง

ในการแก้ปัญหา สายส่งรับกำลังเกิน ระบบแสดงดังรูปที่ 4.3 เราต้องลดกำลังไฟฟ้าที่ไหลเข้า บัสด้านจ่ายกำลังไฟฟ้า (บัส E1 ในรูป) และต้องเพิ่มกำลังไฟฟ้าชดเชยเข้าที่บัสด้านรับกำลังไฟฟ้า (แสดงดัง E2 ตามรูป) เนื่องจาก ถือว่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งมีกำลังจริงเป็นหลัก เราจึงทำการปรับเฉพาะกำลังจริงเท่านั้น

กำลังไฟฟ้าจริงที่ต้องลดลงในสายส่งแต่ละเส้น สามารถหาได้ดังสมการ 4.20 – 4.22



รูปที่ 4.3 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในกลุ่มสายส่งที่สนใจ

$$\sum_i \Delta p_{ic_1} = \sum_{l \neq c_1} \Delta p_{e_1 l} + \Delta p_{e_1 e_2} \quad (4.20)$$

$$\sum_j \Delta p_{ji} = \sum_{m \neq c_1} \Delta p_{im} + \Delta p_{ic_1} \quad (4.21)$$

$$\sum_k \Delta p_{kj} = \sum_{o \neq i} \Delta p_{jo} + \Delta p_{ji} \quad (4.22)$$

โดยอาศัย หลักการกระจายของกำลังในสายส่ง เราสามารถหากำลังจริงในสายส่งที่ต้องลดลงในแต่ละเส้นได้ดังนี้

$$\Delta p_{c,l} = \Delta p_{c_1,c_2} \left(\frac{p_{c,l}}{p_{c_1,c_2}} \right) \quad (4.23)$$

$$\Delta p_{ic_1} = \frac{p_{ic_1}}{\sum_i p_{ic_1}} \Delta p_{c_1,c_2} \left(\sum_l \frac{p_{c,l}}{p_{c_1,c_2}} \right) \quad (4.24)$$

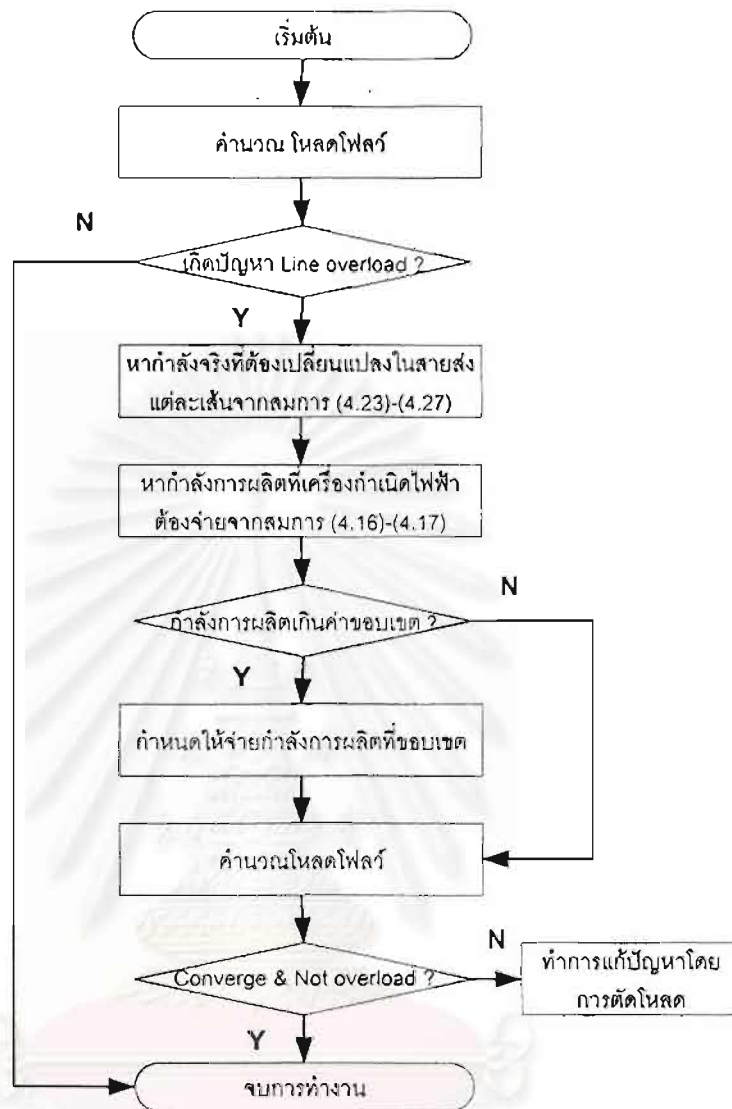
$$\Delta p_{im} = \Delta p_{ic_1} \left(\frac{p_{im}}{p_{ic_1}} \right) \quad (4.25)$$

$$\Delta p_{ji} = \frac{p_{ji}}{\sum_i p_{ji}} \Delta p_{ic_1} \left(\sum_m \frac{p_{ic_1}}{p_{ic_1}} \right) \quad (4.26)$$

$$\Delta p_{jo} = \Delta p_{ji} \left(\frac{p_{jo}}{p_{ji}} \right) \quad (4.27)$$

โดย p_{ic_1} , p_{ji} และ p_{jo} คือกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลเข้าด้านรับกำลังไฟฟ้าซึ่งอาจมาจากสายส่งหรือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า สมมติว่าบัสในกลุ่ม k และ กลุ่มอื่นๆอยู่ไกลจากจุดเกิดเหตุขัดข้องและไม่ได้รับผลกระทบ ดังนั้น $\Delta p_{kj} = 0$ และถ้าบัสที่เรา กำลังพิจารณา มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่กำลังที่ต้องลดลงจะถูกกำหนดเป็น $\alpha \Delta p$ โดย α หมายถึงสัดส่วนของกำลังไหลเข้าบัสที่ต้องลดลงอันเนื่องมาจากสายส่ง สมมติว่า $\alpha = 0.25$ หมายความว่ากำลังไหลเข้าบัสที่ต้องลดลลงนั้น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะลดกำลังการผลิตลงร้อยละ 75 และ กำลังในสายส่งจะลดลงร้อยละ 25 ของกำลังที่ต้องลดลง ส่วนกำลังที่ต้องเพิ่มเข้าทางด้านกลุ่มบัส E2 สามารถหาได้ด้วยวิธีเดียวกัน

หลังจากทราบกำลังที่เปลี่ยนแปลงไปในสายส่ง เราสามารถหากำลังการผลิตใหม่ได้โดยอาศัยสมการ (4.15), (4.16) และ (4.17) โดยถ้ากำลังการผลิตใหม่ที่ได้มีค่าเกินขอบเขตของกำลังการผลิตสูงสุด-ต่ำสุด กำลังการผลิตใหม่จะถูกกำหนดให้เท่ากับค่าขอบเขตนั้น หลังจากนั้นจะตรวจสอบการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่ด้วยการวิเคราะห์โหลดโพลว์ ถ้าการคำนวณลู่เข้าและไม่เกิดเหตุขัดข้องอีก แสดงว่า การจัดสรรกำลังการผลิตสามารถแก้ปัญหาได้ แต่ถ้าไม่ การตัดโหลดอย่างเหมาะสมจะถูกนำมาใช้เพื่อแก้ปัญหาต่อไป ขั้นตอนที่กล่าวมา สามารถสรุปเป็น โพลว์ชาร์ตได้ดังรูปที่ 4.4



รูปที่ 4.4 ไฟลด์ชาร์ตแสดงกระบวนการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่

จากไฟลด์ชาร์ต เราสามารถสรุปขั้นตอนพิจารณาการจัดสรรกำลังการผลิตได้ดังนี้ คือ

- 1) พิจารณาผลการคำนวณโหลดไฟลด์แล้วพิจารณาว่าเกิดกรณีสายส่งรับกำลังเกินหรือไม่
- 2) ถ้าเกิดเหตุการณ์สายส่งรับกำลังเกิน คำนวณกำลังไฟฟ้าในสายส่งที่ต้องเปลี่ยนแปลงเพื่อจำกัดผลของกำลังเกินในสายส่งเส้นที่พิจารณา จากสมการ (4.23)-(4.27)
- 3) คำนวณกำลังที่ต้องจัดสรรใหม่จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องจากสมการ (4.16)-(4.17)
- 4) พิจารณา กำลังการผลิตที่จ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องว่าเกินขีดจำกัดหรือไม่ ถ้าเกินต้องปรับให้อยู่ที่ค่าขีดจำกัดนั้น

- 5) ตรวจสอบผลการจัดสรรกำลังการผลิตด้วยการคำนวณโหลดโพลาร์
- 6) ถ้าสามารถคำนวณโหลดโพลาร์ได้ และไม่เกิดเหตุขัดข้องอีกจะจบการคำนวณ แต่ถ้ามีปัญหาอีก จะต้องพิจารณาการตัดโหลดต่อไป

4.2 การตัดโหลดอย่างเหมาะสม

แนวคิดในการตัดโหลดจะถูกนำมาใช้เมื่อ การจัดสรรกำลังการผลิตไม่สามารถแก้ไขปัญหาเหตุขัดข้องได้ โดยจะทำการเลือกตัดโหลด ณ.บัสที่เหมาะสมและจะตัดโหลดให้น้อยที่สุดเท่าที่เป็นไปได้ ในวิทยานิพนธ์นี้จะแบ่งโหลดเป็น 3 ชนิด คือ โหลดที่สามารถตัดได้ โหลดหลัก และ โหลดวิกฤต โดยในแต่ละบัส มีโหลดแต่ละประเภทเป็นร้อยละของโหลดรวมที่บัสนั้น

4.2.1 กรณีใช้แก้ปัญหาสายส่งรับกำลังเกิน

พิจารณาบัส E_0 ซึ่งเป็นบัสที่เป็นหัวของสายส่งที่รับกำลังเกิน ดังรูปที่ 4.5 เพื่อที่จะลดกำลังที่ไหลในสายส่ง (p_{ae_0}) โหลดที่บัส E_0 จะต้องถูกตัดออกไป อย่างไรก็ตามโหลดที่บัส E_0 นั้น อาจไม่เพียงพอ หรือ ที่บัส E_0 อาจไม่มีโหลดต่ออยู่ ดังนั้นโหลด ณ.บัสที่อยู่ในกลุ่ม E_1 และ/หรือ E_2 ซึ่งเป็นกลุ่มของบัสที่รับกำลังจาก E_0 และอยู่ห่างออกไปเป็นระยะหนึ่งและสองสายส่งตามลำดับ จะถูกนำมาพิจารณาเพื่อตัดโหลดด้วย สมมติว่าการตัดโหลดในกลุ่มทั้งสาม เพียงพอต่อการแก้ปัญหาสายส่งรับกำลังเกิน

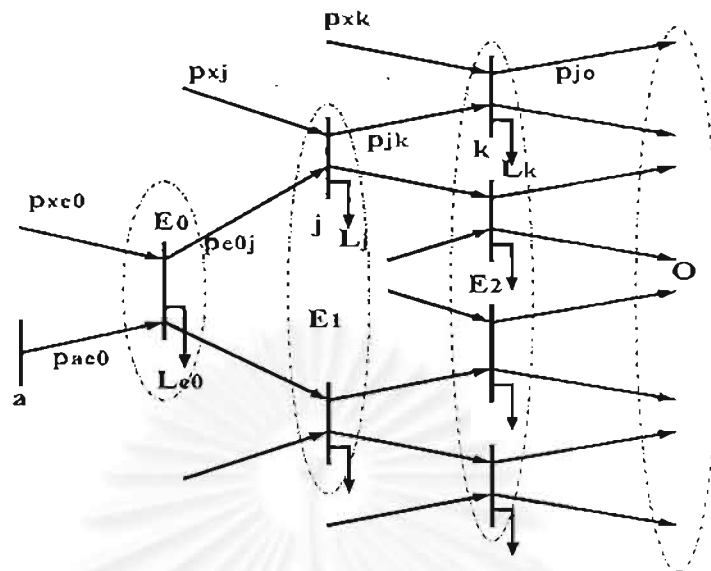
พิจารณาสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าในแต่ละบัสดังแสดงในสมการ (4.28)-(4.30)

$$\Delta p_{ac_0} + \sum_{x \neq a} \Delta p_{xc_0} = \Delta L_{c_0} + \sum_{j \in c_1} \Delta p_{c_0j} \quad (4.28)$$

$$\Delta p_{c_0j} + \sum_{x \neq c_0} \Delta p_{xcj} = \Delta L_j + \sum_{k \in c_2} \Delta p_{jk} \quad (4.29)$$

$$\Delta p_{jk} + \sum_{x \neq j} \Delta p_{xk} = \Delta L_k + \sum_{m \in c_0} \Delta p_{km} \quad (4.30)$$

ถ้าการตัดโหลดในกลุ่มทั้งสามเพียงพอต่อการแก้ปัญหา จะได้ว่า $\sum_{n \neq 0} \Delta p_{kn} = 0$. โดยให้หลักการกระจายของกำลังไฟฟ้า สมการที่ (4.28) - (4.30) สามารถจัดได้ดังสมการ (4.31) - (4.33)



รูปที่ 4.5 กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง ณ.กลุ่มบัสที่จะถูกตัดโหลด

$$\sum_x \left(\frac{p_{xk}}{p_{jk}} \right) \Delta p_{jk} = \Delta L_k \quad (4.31)$$

$$\sum_x \left(\frac{p_{xj}}{p_{c0j}} \right) \Delta p_{c0j} = \Delta L_j + \sum_{k \in e_2} \Delta p_{jk} \quad (4.32)$$

$$\sum_x \left(\frac{p_{xc0}}{p_{ac0}} \right) \Delta p_{ac0} = \Delta L_{e_0} + \sum_{j \in e_1} \Delta p_{c0j} \quad (4.33)$$

แทนค่าสมการ (4.31) และ (4.32) ลงใน (4.33) จะได้ว่า

$$\sum_x \left(\frac{p_{xc0}}{p_{ac0}} \right) \Delta p_{ac0} = \Delta L_{e_0} + \sum_{j \in e_1} \left[\frac{\Delta L_j}{\sum_x \frac{p_{xj}}{p_{c0j}}} \right] + \sum_{j \in e_1} \left[\frac{1}{\sum_x \frac{p_{xj}}{p_{c0j}}} \right] \sum_{k \in e_2} \left[\frac{\Delta L_k}{\sum_x \frac{p_{xk}}{p_{jk}}} \right] \quad (4.34)$$

สมการ (4.34) แสดงให้เห็นว่า ถ้าต้องการลดกำลังที่ไหลในสายส่ง aE_0 เป็นจำนวน Δp_{ac_0} จะต้องตัดโหลดขนาด $\sum_x \left(\frac{p_{xc_0}}{p_{ac_0}} \right) \Delta p_{ac_0}$ และ การตัดโหลด ณ.บัสที่อยู่ห่างออกไปจากบัสที่เกิดเหตุ ขัดข้อง E_0 จะไม่ส่งผลกระทบต่อกำลังที่ไหลในสายส่งโดยตรง แต่จะมีผลลดลงตามสัดส่วนของระยะห่าง ดังแสดงด้วยตัวหารในสมการที่ (4.34)

เนื่องจากโหนดที่อยู่ในกลุ่มเดียวกัน แต่ละบัสมีความสำคัญเท่าเทียมกัน ดังนั้นจะตัดโหนดที่อยู่ในกลุ่มเดียวกันเป็นสัดส่วนที่เท่ากัน โดย β คือ สัดส่วนของโหนดที่ถูกตัดในแต่ละกลุ่มบัส นั่นคือ $\Delta L = \beta L$ ดังนั้นสมการ (4.34) สามารถจัดรูปได้ดังนี้

$$\sum_x \left(\frac{P_{x_0}}{P_{a_0}} \right) \Delta p_{a_0} = \beta_0 L_{c_0} + \sum_{j \in c_1} \frac{\beta_1 L_j}{\left[\frac{P_{x_j}}{\sum_x P_{x_j}} \times P_{c_0 j} \right]} + \sum_{j \in c_2} \frac{1}{\left[\frac{P_{x_j}}{\sum_x P_{x_j}} \times P_{c_0 j} \right]} \sum_{k \in c_2} \frac{\beta_2 L_k}{\left[\frac{P_{x_k}}{\sum_x P_{x_k}} \times P_{j k} \right]} \quad (4.35)$$

จากสมการที่ (4.35) สรุปได้ว่า คำตอบในการแก้ปัญหาการตัดโหนด คือ $(\beta_0, \beta_1, \beta_2)$ โดยที่ตัวแปรอื่น ๆ จะเป็นค่าคงที่ของระบบที่สามารถหาได้ จากเงื่อนไขในการตัดโหนดที่ว่า โหนดที่สำคัญน้อยที่สุดจะถูกตัดก่อน แล้วจึงตัดโหนดที่มีความสำคัญมากขึ้นตามลำดับ และต้องตัดโหนดใกล้จุดฉีดพ่นมากที่สุดก่อน แล้วจึงตัดโหนดที่อยู่ห่างออกไป ถ้ากำหนดว่าโหนดแต่ละชนิดที่แต่ละบัส คือ โหนดที่ตัดได้ โหนดหลัก และ โหนดวิกฤต มีอยู่ร้อยละ 20, 40 และ 40 ตามลำดับ เราสามารถสร้างเซตคำตอบที่เป็นไปได้ทั้งหมดดังนี้

$$\begin{aligned} \text{เซตคำตอบ} = & \{(0.0, 0.0, 0.0), (0.2, 0.0, 0.0), (0.2, 0.2, 0.0), (0.2, 0.2, 0.2), \\ & (0.6, 0.0, 0.0), (0.6, 0.2, 0.0), (0.6, 0.2, 0.2), (0.6, 0.6, 0.0), \\ & (0.6, 0.6, 0.2), (0.6, 0.6, 0.6), (1.0, 0.0, 0.0), (1.0, 0.2, 0.0), \\ & (1.0, 0.2, 0.2), (1.0, 0.6, 0.0), (1.0, 0.6, 0.2), (1.0, 0.6, 0.6), \\ & (1.0, 1.0, 0.0), (1.0, 1.0, 0.2), (1.0, 1.0, 0.6), (1.0, 1.0, 1.0) \} \end{aligned}$$

วิธีในการแก้สมการที่ (4.35) คือ แทนค่าคำตอบในเซตคำตอบลงไปในสมการ ตามลำดับจนกระทั่ง พจน์ทางขวามือ มีค่ามากกว่าหรือเท่ากับ $\sum_x \left(\frac{P_{x_0}}{P_{a_0}} \right) \Delta p_{a_0}$ คำคำตอบดังกล่าวจะเป็นจำนวนโหนดที่ต้องตัดเพื่อแก้ปัญหาสายส่งรับกำลังเกิน สำหรับแนวคิดในการตัดโหนดวิธีนี้อาจแบ่งประเภทของโหนดมากกว่า 3 ประเภทก็ได้ หรือ อาจกำหนดให้ ตัดโหนด ณ กลุ่มบัสที่ห่างออกไปมากกว่า 3 บัส ก็ได้ แต่จะต้องสร้างเซตคำตอบที่สอดคล้องขึ้นมาใหม่

ในกรณี เกิดปัญหาสายส่งรับกำลังเกินมากกว่า 1 เส้น สามารถประยุกต์ใช้วิธีนี้ได้ โดยทำการหาโหนดที่ต้องตัดเนื่องจากสายส่งที่ละเส้น โดยถ้ามีโหนดที่ต้องตัดซ้ำกัน จะตัดโหนดตามค่าที่ต้องตัดสูงสุด

4.2.2 กรณีกำลังการผลิตไม่เพียงพอกับโหลด

สำหรับวิธีการตัดโหลดในกรณีที่กำลังการผลิตไม่เพียงพอ นั้น จะคล้ายกับกรณีสายส่งรับกำลังเกิน แต่กลุ่มของบัส E_0 จะเลือกจากบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลุดออกไป และจะทำการตัดโหลดเท่ากับจำนวนกำลังจริงที่บัสอ้างอิงจ่ายเกินอยู่ โดยโหลดที่ทำการตัดในทุกบัสจะส่งผลต่อการแก้ปัญหาโดยตรง เนื่องจากเราต้องการลดโหลดส่วนเกินเท่านั้น ดังแสดงใน (4.36)-(4.37)

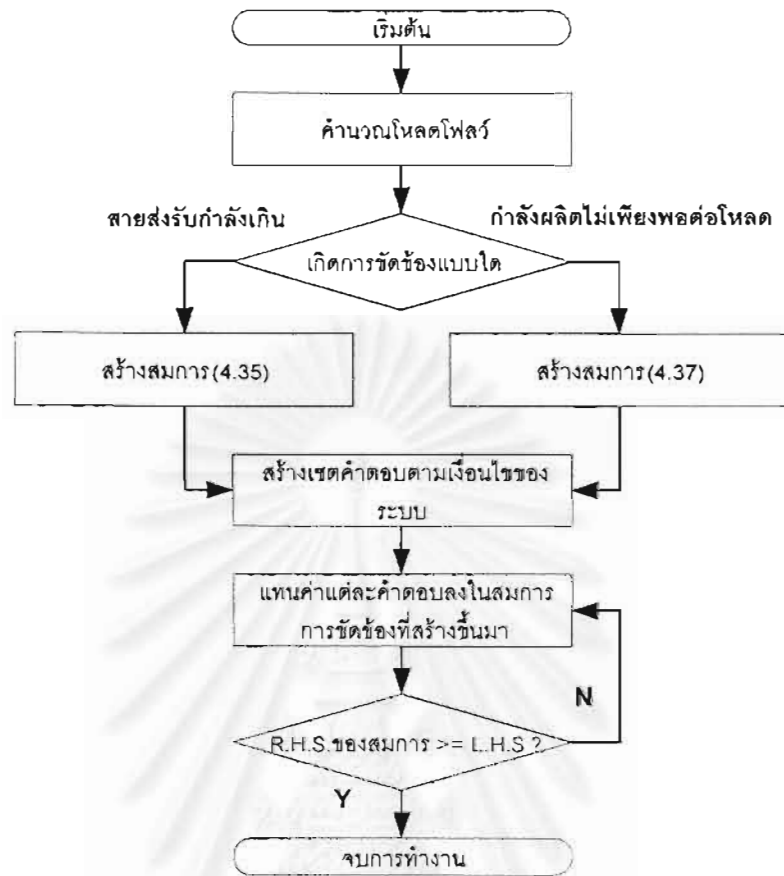
$$\Delta P^{\text{slack}} = \sum_{i \in E_0} \Delta L_i + \sum_{j \in E_1} \Delta L_j + \sum_{k \in E_2} \Delta L_k \quad (4.36)$$

$$\Delta P^{\text{slack}} = \beta_0 \sum_{i \in E_0} L_i + \beta_1 \sum_{j \in E_1} L_j + \beta_2 \sum_{k \in E_2} L_k \quad (4.37)$$

โดย E_1 และ E_2 คือกลุ่มของบัสที่ห่างจากบัส E_0 เป็นระยะหนึ่งและสองสายส่งตามลำดับ ในการแก้ปัญหากำลังการผลิตไม่เพียงพอ สามารถทำได้เช่นเดียวกับในกรณีสายส่งรับกำลังเกิน โดยแทนค่าในเขตคำตอบตามลำดับจนกว่าพจน์ทางขวามือ มีค่ามากกว่าหรือเท่ากับ ΔP^{slack}

วิธีการตัดโหลดสามารถสรุปเป็นฟลอว์ชาร์ตได้ดังรูปที่ 4.6 จากฟลอว์ชาร์ต เราสามารถสรุปขั้นตอนพิจารณาการตัดโหลดได้ดังนี้ คือ

- 1) พิจารณามลการคำนวณโหลดโพลาร์แล้วพิจารณาว่าเกิดเหตุขัดข้องแบบใด
 - สายส่งรับกำลังเกิน
 - กำลังการผลิตไม่เพียงพอต่อการจ่ายโหลด
- 2) สร้างสมการสำหรับการตัดโหลดตามเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้น
 - สายส่งรับกำลังเกิน สมการ (4.35)
 - กำลังการผลิตไม่เพียงพอต่อการจ่ายโหลด สมการ (4.37)
- 3) สร้างเขตคำตอบในการตัดโหลดตามเงื่อนไขที่กำหนดไว้ เช่น แต่ละบัสมีโหลดแต่ละชนิดอยู่ร้อยละเท่าไร โหลดชนิดใดจะถูกตัดก่อน
- 4) แทนค่าคำตอบลงในสมการที่สร้างขึ้นมาจนกว่าจะเป็นจริง
- 5) คำตอบที่ได้ คือ อัตราส่วนของโหลดแต่ละชนิดในแต่ละกลุ่มของบัส



รูปที่ 4.6 โฟลว์ชาร์ตแสดงกระบวนการตัดโหลด



การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง และ โครงข่ายสมมูล

โดยทั่วไปการวิเคราะห์ระบบขนาดใหญ่หลังจากเกิดเหตุการณ์รบกวน การปรับเปลี่ยน พารามิเตอร์ หรือการควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ จำเป็นต้องทำการวิเคราะห์ใหม่ทั้งระบบซึ่งเป็นการสิ้นเปลืองเวลาในการคำนวณอย่างมาก ทั้ง ๆ ที่ผลกระทบที่เกิดขึ้นมักจำกัดอยู่เพียงส่วนหนึ่งของระบบเท่านั้น ด้วยเหตุผลดังกล่าวการแบ่งแยกระบบไฟฟ้ากำลัง[2]จึงถูกพัฒนาขึ้นเพื่อใช้เป็นเครื่องมือในการวิเคราะห์ระบบเฉพาะส่วนที่เกิดการรบกวน และบริเวณใกล้เคียงซึ่งได้รับผลกระทบและมีส่วนเกี่ยวข้องกับการควบคุมแก้ไขเท่านั้น สำหรับส่วนที่เหลือของระบบสามารถแทนได้ด้วยโครงข่ายสมมูลภายนอก[2] (external equivalent) ที่เหมาะสม

5.1 การแบ่งแยกโครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลัง

ขั้นตอนลำดับที่ใช้ในการแบ่งแยกประกอบไปด้วย 3 ขั้นตอน ได้แก่

- 1) การวางตำแหน่ง (placement) เป็นขั้นตอนของการแทนบัสต่าง ๆ ด้วยจุดในสเปซที่มีแกนอ้างอิงแบบสี่เหลี่ยม โดยบัสซึ่งมีความใกล้เคียงกันทางไฟฟ้ามากจะอยู่ใกล้กัน
- 2) การจัดกลุ่ม (clustering) เป็นการจัดกลุ่มของจุดที่ได้จากขั้นตอนที่ 1 ให้มีจำนวนกลุ่มตามต้องการ โดยจุดหรือบัสที่อยู่ใกล้กันจะถูกจัดไว้ในกลุ่มเดียวกัน
- 3) การปรับปรุง (improvement) เป็นขั้นตอนของการปรับปรุงกลุ่มของบัสที่ได้จากขั้นตอนที่ 2 เพื่อให้ได้กลุ่มของบัสที่เหมาะสมขึ้น

5.1.1 การวางตำแหน่ง

ถ้า n คือจำนวนบัสทั้งหมด จะกำหนดเมตริกซ์สมมาตรค่าจริง B ขนาด $n \times n$ ซึ่งแสดงระดับความใกล้ทางไฟฟ้าของบัสต่าง ๆ โดยที่สมาชิก b_{ij} ของเมตริกซ์ B มีคุณสมบัติดังนี้

$$b_{ij} = \begin{cases} -w_{ij} & ; i \neq j \\ \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n w_{ik} & ; i = j \end{cases} \quad (5.1)$$

โดย $w_{ij} = w_{ji} \geq 0$ แสดงระดับความใกล้ทางไฟฟ้าระหว่างบัส i กับบัส j

ถ้าให้ F คือ ผลบวกของระยะกำลังสองระหว่างทุกคู่ของบัสที่ถูกถ่วงน้ำหนักตามระดับความใกล้ทางไฟฟ้า จะสามารถเขียน F ในรูปของเมตริกซ์ B ได้ดังนี้

$$F \equiv \sum_{\substack{i,j=1 \\ i>j}}^n w_{ij} \|z_i - z_j\|^2 = \sum_{i=1}^q \mathbf{x}_i^T \mathbf{B} \mathbf{x}_i \quad (5.2)$$

โดย z_i คือ เวกเตอร์ขนาด q แสดงตำแหน่งของบัส i ในสเปซ \mathbb{R}^q

x_i คือ เวกเตอร์ขนาด n แสดงโคออร์ดิเนตที่ i ของทุกบัส

โดยความสัมพันธ์ของ z_i กับ x_i จะเป็นดังนี้

$$\begin{bmatrix} \mathbf{x}_1 & \mathbf{x}_2 & \dots & \mathbf{x}_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{z}_1 & \mathbf{z}_2 & \dots & \mathbf{z}_n \end{bmatrix}^T \quad (5.3)$$

ตำแหน่งของบัส i ในสเปซ \mathbb{R}^q ที่เหมาะสมตามระดับความใกล้ทางไฟฟ้าสามารถหาได้จาก การแก้ปัญหา Optimization คือ

$$\min \left\{ F = \sum_{i=1}^q \mathbf{x}_i^T \mathbf{B} \mathbf{x}_i \right\}$$

โดยมีเงื่อนไขต่อไปนี้

$$\mathbf{x}_i^T \mathbf{x}_i = 1 \quad ; i = 1, 2, \dots, q \quad (5.4)$$

$$\text{และ } \mathbf{x}_i^T \mathbf{x}_j = 0 \quad ; i \neq j; i, j = 1, 2, \dots, q \quad (5.5)$$

เงื่อนไขตามสมการ (5.4) เป็นการให้ x_i มีขนาดเป็น 1 เพื่อป้องกันกรณี x_i เป็นเวกเตอร์ศูนย์ ส่วนเงื่อนไขตามสมการ (5.5) เป็นการให้ x_i ทุกคู่ตั้งฉากกัน เพื่อป้องกันกรณีที่ z_i เท่ากันหมดซึ่งจะทำให้ x_i ทุกตัวขนานกัน เราจะพบว่า x_i ที่เป็นคำตอบ คือ เวกเตอร์เจาะจงขนาดหนึ่งหน่วยของ B ที่สอดคล้องกับค่าเจาะจงที่มีค่าน้อยที่สุด q ตัวแรก ที่ไม่เป็นศูนย์

เมตริกซ์ซึ่งแสดงความใกล้กันทางไฟฟ้าของบัสต่าง ๆ คือ $Y_{bus} = G_{bus} + jB_{bus}$ แต่เนื่องจากสายส่งส่วนใหญ่มีค่าอัตราส่วน X/R สูง ดังนั้นจะได้ $Y_{bus} \approx jB_{bus}$ และเพื่อให้ได้เมตริกซ์ B ที่เป็นเมตริกซ์สมมาตรค่าจริง และมีคุณสมบัติตาม (5.1) จะใช้ $B = -B_{bus}$ โดยละเลยขั้วที่ทุกชนิดใน B_{bus}

จำนวนโคออร์ดิเนต q ที่เหมาะสม ขึ้นอยู่กับลักษณะการต่อของบัส เช่น ถ้าระบบประกอบไปด้วยบัสที่สามารถเรียงกันเป็นเส้นตรงได้ จำนวนโคออร์ดิเนตที่เหมาะสมคือ 1 ส่วนระบบที่มีบัส

3 บัสต่อกันเป็นรูปสามเหลี่ยม จะมีจำนวนโคออร์ดิเนตที่เหมาะสมคือ 2 เป็นต้น เพื่อความสะดวกในการเลือกจำนวนโคออร์ดิเนต จะเลือกใช้ค่าเฉลี่ยของจำนวนกิ่ง (branch) ที่ต่อกับแต่ละบัสเป็นจำนวนโคออร์ดิเนต ดังนี้

$$q = \begin{cases} \text{floor}(2b/n) & ; b \leq n \\ \text{ceil}(2b/n) & ; b > n \end{cases} \quad (5.6)$$

โดย b คือ จำนวนกิ่งทั้งหมด ดังนั้น $2b$ คือ ผลรวมจำนวนกิ่งของทุกบัส ส่วน $\text{floor}(x)$ และ $\text{ceil}(x)$ คือ ฟังก์ชันในการหาจำนวนเต็มที่มีค่าไม่เกิน x และฟังก์ชันในการหาจำนวนเต็มที่มีค่าน้อยที่สุดที่มีค่าไม่ต่ำกว่า x ตามลำดับ

5.1.2 การจัดกลุ่ม

หลังจากแทนบัสต่างๆ ด้วยจุดในสเปซ 91^2 แล้ว ก็จะทำการจัดกลุ่มของจุดที่ใกล้กันไว้ในกลุ่มเดียวกันโดยวิธีการจัดเรียงศูนย์กลาง (centroid sorting) ดังนี้

พิจารณาการจัดกลุ่มของระบบ n บัสให้มีจำนวนกลุ่มเท่ากับ k

ให้ A_s^i เป็นโคออร์ดิเนตที่ s ของบัส i

C_i เป็นกลุ่มที่บรรจุบัส i

N_{C_i} เป็นจำนวนบัสของกลุ่ม C_i

$B_s^{C_i}$ เป็นโคออร์ดิเนตที่ s ของกลุ่ม C_i มีค่าเท่ากับค่าเฉลี่ยของโคออร์ดิเนตที่ s ของทุกบัสใน

กลุ่ม C_i นั่นคือ

$$B_s^{C_i} = \left(\sum_{j \in C_i} A_s^j \right) / N_{C_i} \quad (5.7)$$

$D_i^{C_i}$ เป็นระยะทางระหว่างจุดของบัส i กับจุดศูนย์กลางของกลุ่ม C_i นั่นคือ

$$D_i^{C_i} = \sqrt{\sum_{s=1}^q (A_s^i - B_s^{C_i})^2} \quad (5.8)$$

e เป็นความคลาดเคลื่อนในการจัดกลุ่ม มีค่าเท่ากับผลบวกกำลังสองของ $D_i^{C_i}$ นั่นคือ

$$e = \sum_{i=1}^n (D_i^{C_i})^2 \quad (5.9)$$

ขั้นตอนของการจัดกลุ่ม คือ การหาวิธีการจัดกลุ่มที่ทำให้ ค่าความคลาดเคลื่อน e มีค่าต่ำที่สุด

5.1.3 การปรับปรุง

ขั้นตอนนี้เป็นปรับปรุงผลการจัดกลุ่มที่ได้ให้เหมาะสมขึ้น เพื่อป้องกันปัญหาต่อไปนี้

- 1) มีหม้อแปลงซึ่งขั้วบัสทั้งสองอยู่ในกลุ่มที่แตกต่างกัน
- 2) มีกลุ่มที่โครงข่ายย่อย (sub-network) บรรจุกว้าง
- 3) มีกลุ่มที่มีขนาดเล็กเกินไป

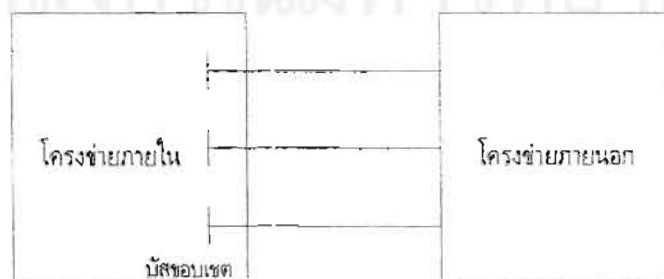
ปัญหาที่ 1 แก้ไขได้โดยการพิจารณาจำนวนการเชื่อมโยงของขั้วบัสหม้อแปลงที่เป็นปัญหา แล้วย้ายขั้วบัสที่มีจำนวนการเชื่อมโยงกับกลุ่มของตัวเองน้อยกว่า ไปยังกลุ่มของอีกขั้วบัสหนึ่ง ส่วนปัญหาที่ 2 แก้ไขได้โดยทำการหาโครงข่ายย่อยทั้งหมด จากนั้นจึงย้ายแต่ละโครงข่ายย่อย ยกเว้นโครงข่ายย่อยที่ใหญ่ที่สุด ไปสู่กลุ่มที่มีจำนวนการเชื่อมโยงกับโครงข่ายย่อยนั้นมากที่สุด สำหรับปัญหาที่ 3 แก้ไขได้โดยย้ายกลุ่มที่เป็นปัญหา ไปสู่กลุ่มที่มีการเชื่อมโยงกับมันมากที่สุด

5.2 การหาโครงข่ายสมมูลภายนอก

โครงข่ายสมมูลภายนอกที่ถูกพัฒนาขึ้นมีอยู่หลายแบบ แต่โดยทั่วไปจะมีลักษณะเป็นโครงข่าย สมมูลแบบดีซี โดยอาศัยการประมาณระบบไฟฟ้ากำลังเป็นเชิงเส้นและการวิเคราะห์ดีซีโพลาร์ การประมาณระบบในลักษณะนี้จะมีผลทำให้ผลการวิเคราะห์ระบบคลาดเคลื่อนจากความเป็นจริง ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้โครงข่ายสมมูลภายนอกแบบ Extended Ward equivalent[2] ซึ่งเป็นโครงข่ายแบบดีซีที่สามารถใช้โปรแกรมโพลาร์ไฟฟ้าทั่วไปในการทดสอบได้ และมีความถูกต้องแม่นยำสูง

Extended Ward equivalent

หลังจากหาโครงข่ายภายในและโครงข่ายภายนอกได้แล้ว จะแสดงโครงข่ายทั้งหมดได้ดังรูปที่ 5.1 โดยบัสขอบเขต(boundary bus) เป็นบัสของโครงข่ายภายในที่เชื่อมต่อโดยตรงกับบัสในโครงข่ายภายนอก



รูปที่ 5.1 โครงข่ายภายใน โครงข่ายภายนอก และบัสขอบเขต

เราสามารถเขียนสมการโหนดแอดมิแตนซ์เมตริกซ์ (nodal admittance matrix equation) เมื่อกำหนดจุดทำงานเริ่มต้น ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} Y_{EE} & Y_{EB} & 0 \\ Y_{BE} & Y_{BB}^E + Y_{BB}^I & Y_{BI} \\ 0 & Y_{IB} & Y_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_E \\ E_B \\ E_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_E \\ I_B \\ I_I \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

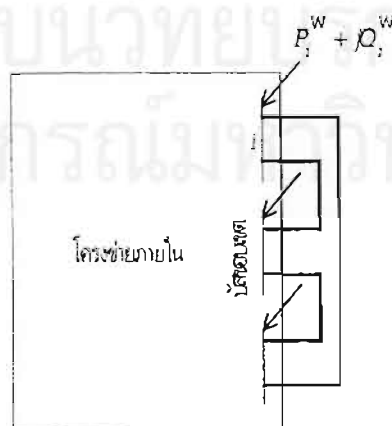
โดยตัวห้อยกับตัวยก I, B และ E แสดงว่าแอดมิแตนซ์นั้นเกี่ยวข้องกับโครงข่ายภายใน, บัสขอบเขต และโครงข่ายภายนอกตามลำดับ

ในวิธี Ward equivalent บัสในโครงข่ายภายนอกตามสมการ (5.10) จะถูกกำจัดโดยวิธีการกำจัดของเกาส์ ซึ่งได้ผลดังนี้

$$\begin{bmatrix} Y_{BB}^W + Y_{BB}^I & Y_{BI} \\ Y_{IB} & Y_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_B \\ E_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_B^W \\ I_I \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

โดย $Y_{BB}^W = Y_{BB}^E - Y_{BE} Y_{EE}^{-1} Y_{EB}$ และ $I_B^W = I_B - Y_{BE} Y_{EE}^{-1} I_E$

เวกเตอร์กระแสสมมูล I_B^W สามารถแปลงกลับไปเป็นกำลังสมมูลที่ฉีดเข้าบัสขอบเขตได้ ถ้ารู้แรงดันที่บัสขอบเขต ณ จุดทำงานเริ่มต้น แต่ในทางปฏิบัติเราไม่จำเป็นต้องหา I_B^W แต่จะหาเพียง Y_{BB}^W และหากำลังสมมูลที่ฉีดเข้าบัสขอบเขตโดยวิธี boundary matching ของกำลังที่บัสขอบเขต ณ จุดทำงานเริ่มต้น



รูปที่ 5.2 โครงข่ายสมมูลแบบ Ward equivalent

การรวมชั้นที่จากโครงข่ายภายนอกไว้ในบัสแอดมิตแทนซ์เมตริกซ์ทำให้เกิดความคลาดเคลื่อนของโครงข่ายสมมูลมาก เพราะจะทำให้เกิดชั้นที่สมมูลจากโครงข่ายภายนอกที่บัสขอบเขตกำลังในชั้นที่สมมูลนี้จะขึ้นกับขนาดแรงดันที่บัสขอบเขตอย่างมาก แต่ในความเป็นจริงขนาดแรงดันที่บัสขอบเขตมีผลต่อกำลังในชั้นที่ของโครงข่ายภายนอกเพียงเล็กน้อยเท่านั้น ดังนั้นขณะที่ทำการกำจัดของเกาส์ จะไม่รวมชั้นที่ของโครงข่ายภายนอกไว้ในบัสแอดมิตแทนซ์เมตริกซ์ ส่วนกำลังในชั้นที่เหลือนี้จะถูกชดเชยในการทำ boundary matching ในรูปที่ 5.2 แสดง Ward equivalent ที่ไม่ได้รวมชั้นที่ในโครงข่ายภายนอกขณะทำการกำจัดของเกาส์ ซึ่งจะเห็นว่าโครงข่ายสมมูลภายนอกที่ได้จะไม่มีชั้นที่สมมูลปรากฏอยู่

ปัญหาที่สำคัญในวิธี Ward equivalent คือ การกำจัดบัสแรงดันในโครงข่ายภายนอก ทำให้เกิดความคลาดเคลื่อนของกำลังรีแอกทีฟที่ไหลจากโครงข่ายภายนอก เพื่อแก้ปัญหานี้จะหาวิธีในการปรับปรุงผลตอบกำลังรีแอกทีฟของ Ward equivalent ให้ดีขึ้น โดยเขียนบัสแอดมิตแทนซ์เมตริกซ์ในสมการ (5.10) ใหม่ โดยแยกส่วนที่เป็นบัสแรงดัน และไหลดบัสของโครงข่ายภายนอก ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{LL} & \mathbf{Y}_{LV} & \mathbf{Y}_{LB} & \mathbf{0} \\ \mathbf{Y}_{VL} & \mathbf{Y}_{VV} & \mathbf{Y}_{VB} & \mathbf{0} \\ \mathbf{Y}_{BL} & \mathbf{Y}_{BV} & \mathbf{Y}_{BB}^E + \mathbf{Y}_{BB}^I & \mathbf{Y}_{BI} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{Y}_{IB} & \mathbf{Y}_{II} \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

โดยตัวห้อย L และ V แสดงว่าแอดมิตแทนซ์นั้นเกี่ยวข้องกับไหลดบัส และบัสแรงดันตามลำดับในโครงข่ายภายนอก จากนั้นจะกำจัดเฉพาะไหลดบัสในโครงข่ายภายนอกโดยวิธีการกำจัดของเกาส์ ได้บัสแอดมิตแทนซ์เมตริกซ์ตามวิธี Ward-PV equivalent ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{VV}^{WV} & \mathbf{Y}_{VB}^{WV} & \mathbf{0} \\ \mathbf{Y}_{BV}^{WV} & \mathbf{Y}_{BB}^{WV} + \mathbf{Y}_{BB}^I & \mathbf{Y}_{BI} \\ \mathbf{0} & \mathbf{Y}_{IB} & \mathbf{Y}_{II} \end{bmatrix} \quad (5.13)$$

$$\begin{aligned} \text{โดย } \mathbf{Y}_{VV}^{WV} &= \mathbf{Y}_{VV} - \mathbf{Y}_{VL} \mathbf{Y}_{LL}^{-1} \mathbf{Y}_{LV}, \quad \mathbf{Y}_{VB}^{WV} = \mathbf{Y}_{VB} - \mathbf{Y}_{VL} \mathbf{Y}_{LL}^{-1} \mathbf{Y}_{LB} \\ \mathbf{Y}_{BV}^{WV} &= \mathbf{Y}_{BV} - \mathbf{Y}_{BL} \mathbf{Y}_{LL}^{-1} \mathbf{Y}_{LV} \quad \text{และ} \quad \mathbf{Y}_{BB}^{WV} = \mathbf{Y}_{BB}^E - \mathbf{Y}_{BL} \mathbf{Y}_{LL}^{-1} \mathbf{Y}_{LB} \end{aligned}$$

เนื่องจากว่าเราสนใจเฉพาะกำลังรีแอกทีฟที่ได้จากบัสแรงดันของโครงข่ายภายนอก และขนาดแรงดันของบัสแรงดันในโครงข่ายสมมูลภายนอกมีค่าคงที่ ดังนั้นจะเขียนสมการแสดงผลตอบแบบเชิงเส้นของกำลังรีแอกทีฟขนาดเล็กโดยวิธีเดียวกันกับที่ใช้ในฟาสต์ดีคัปเปิลโหลดโฟลว์ (fast decoupled load flow) ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_B}{V_B} \\ \frac{\Delta Q_I}{V_I} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} B_{BB}^{WV} + B_{BB}^I & B_{BI} \\ B_{IB} & B_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_B \\ \Delta V_I \end{bmatrix} \quad (5.14)$$

โดย B_{BB}^{WV} , B_{BB}^I , B_{BI} , B_{IB} และ B_{II} คือ ค่าลบของส่วนจินตภาพของ Y_{BB}^{WV} , Y_{BB}^I , Y_{BI} , Y_{IB} และ Y_{II} ตามลำดับ

จากสมการ (5.14) จะได้ผลตอบกำลังรีแอกทีฟขนาดเล็กของ Ward-PV equivalent ที่มีต่อการเปลี่ยนแปลงของขนาดแรงดันที่บัสขอบเขตดังนี้

$$\left[\frac{\Delta Q_B^{WV}}{V_B} \right] = - B_{BB}^{WV} \Delta V_B \quad (5.15)$$

ในวิธี Ward equivalent จะกำจัดบัสแรงดันในโครงข่ายภายนอกของสมการ (5.10) จนได้บัลแอตมิตแทนซ์เมตริกซ์ดังสมการ (5.11) ซึ่งสามารถหามลตอบกำลังรีแอกทีฟขนาดเล็กของ Ward equivalent ที่มีต่อการเปลี่ยนแปลงของขนาดแรงดันที่บัสขอบเขตได้ดังนี้

$$\left[\frac{\Delta Q_B^W}{V_B} \right] = - B_{BB}^W \Delta V_B \quad (5.16)$$

โดย B_{BB}^W เท่ากับค่าลบของส่วนจินตภาพของ Y_{BB}^W ในสมการ (5.11)

จากสมการ (5.15) และสมการ (5.16) จะได้ความแตกต่างของผลตอบกำลังรีแอกทีฟขนาดเล็กระหว่าง Ward-PV equivalent กับ Ward equivalent ดังสมการ (5.17) ดังนั้นจึงควรรวมค่าความแตกต่างนี้เข้าที่บัสขอบเขตของ Ward equivalent

$$\left[\frac{\Delta Q_B^{W,WV}}{V_B} \right] = \left[\frac{\Delta Q_B^W}{V_B} \right] - \left[\frac{\Delta Q_B^{WV}}{V_B} \right] = (B_{BB}^{WV} - B_{BB}^W) \Delta V_B \quad (5.17)$$

เนื่องจากแบบจำลองกำลังรีแอกทีฟตามสมการ (5.17) ไม่สามารถรวมเข้ากับ Ward equivalent แล้วใช้โปรแกรมวิเคราะห์โหลดไฟลว์แบบทั่วไปได้ ดังนั้นจะประมาณสมการ (5.17) ต่อไป โดยพิจารณาบัสขอบเขต i จะได้ความแตกต่างของผลตอบกำลังรีแอกทีฟขนาดเล็กดังนี้

$$\Delta Q_i^{W,WV} = V_i \left[\sum_{k \in B_L} B_{ik}^{WV} \Delta V_k - \sum_{k \in B_L} B_{ik}^W \Delta V_k \right] \quad (5.18)$$

โดย B คือ เซตของบัสขอบเขต

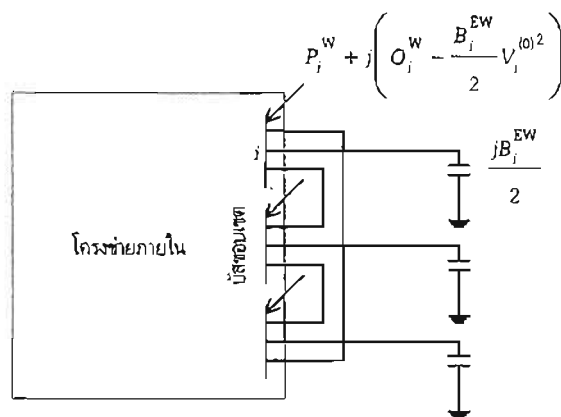
โดยประมาณว่า $\Delta V_k \approx \Delta V_j$ สำหรับ $k \in B_L - \{i\}$ และถ้าไม่ได้รวมชั้นที่ในโครงข่ายภายนอกตอนที่หา

Ward equivalent จะได้ $\sum_{k \in B} B_{ik}^W = \left(\sum_{k \in B_L} B_{ik}^W + \sum_{k \in B - B_L} B_{ik}^W \right) = 0$ ดังนั้น

$$\Delta Q_i^{W,WV} \approx V_i \left(\sum_{k \in B_L} B_{ik}^{WV} + \sum_{k \in B - B_L} B_{ik}^W \right) \Delta V_i = V_j B_j^{EW} \Delta V_i \equiv \Delta Q_i^{W,EW} \quad (5.19)$$

โดย $B_j^{EW} = \sum_{k \in B_L} B_{jk}^{WV} + \sum_{k \in B - B_L} B_{jk}^W$ และ $\Delta Q_i^{W,EW}$ คือ ความแตกต่างของผลตอบกำลังรีแอกทีฟขนาดเล็กที่มีต่อการเปลี่ยนแปลงของขนาดแรงดันที่บัสขอบเขตระหว่าง Extended Ward equivalent กับ Ward equivalent

การสร้างโครงข่ายสมมูลให้ได้ส่วนเพิ่มของผลตอบกำลังรีแอกทีฟตามสมการ(5.19) ทำได้โดยการต่อเติมจาก Ward equivalent ในรูปที่ 5.2 โดยยังคงได้ส่วนเพิ่มของผลตอบกำลังรีแอกทีฟใกล้เคียงกันโดยเพิ่มชั้นที่ $j B_j^{EW} / 2$ เข้าที่แต่ละบัส i ของ Ward equivalent ดังในรูปที่ 5.3 ส่วนกำลังรีแอกทีฟในชั้นนี้สามารถชดเชยได้ในขณะทำ boundary matching จะเรียกโครงข่ายสมมูลแบบนี้ว่า Extended Ward equivalent



รูปที่ 5.3 โครงข่ายสมมูลแบบ Extended Ward equivalent

5.3 การประยุกต์การแบ่งแยกโครงข่ายและโครงข่ายสมมูลในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้

เนื่องจากการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ จะเกี่ยวข้องกับการพิจารณาเหตุขัดข้องของแต่ละอุปกรณ์ในระบบ และต้องมีการคำนวณโหลดเฟลว ดังนั้นถ้าระบบไฟฟ้ากำลังที่นำมาพิจารณามีขนาดใหญ่ จะทำให้เสียเวลาในการคำนวณมาก การแบ่งแยกโครงข่ายจะถูกนำมาประยุกต์ใช้เพื่อลดขนาดของระบบที่พิจารณาลง ทำให้ใช้เวลาในการคำนวณน้อยลง ในขณะที่ผลตอบที่ได้ยังแม่นยำในช่วงที่ยอมรับได้

การที่ระบบลดขนาดลง ขณะที่ต้องการให้ผลตอบยังคงแม่นยำอยู่ โครงข่ายสมมูลต้องทำหน้าที่แทนโครงข่ายภายนอกได้ดี โดยต้องสามารถสะท้อนการเปลี่ยนแปลงสถานะของอุปกรณ์ในโครงข่ายภายนอกได้ ดังนั้นในการประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายและโครงข่ายสมมูลในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ จะใช้โครงข่ายสมมูลที่เรียกว่าโครงข่ายสมมูลทางความน่าจะเป็นร่วมกับโครงข่ายสมมูลแบบ Extended Ward ดังจะกล่าวอย่างละเอียดอีกครั้งในบทที่ 8

ขั้นตอนในการประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายและโครงข่ายสมมูลในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้เป็นดังนี้

- 1) ทำการแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลังออกเป็นส่วนๆ
- 2) เลือกบริเวณที่ต้องการจะพิจารณาอย่างละเอียดเป็นโครงข่ายภายใน
- 3) สร้างวงจรสมมูลทางความน่าจะเป็น โดยอาศัยโครงข่ายสมมูลแบบ Extend Ward
- 4) สร้างระบบไฟฟ้ากำลังขึ้นใหม่โดยจะเป็นระบบที่เล็กลง
- 5) นำข้อมูลของระบบใหม่ที่เล็กลง ไปประเมินความเชื่อถือได้ตามปกติ

จากขั้นตอนที่กล่าวมาจะเห็นได้ว่า ในขั้นตอนที่ 1 ถึง 4 สามารถสร้างเป็นฐานข้อมูลเก็บไว้ล่วงหน้าได้ ทำให้สามารถนำไปประเมินความเชื่อถือได้เหมือนระบบทดสอบทั่วไปตามปกติ แต่มีขนาดเล็กลงทำให้ประหยัดเวลาในการคำนวณมากขึ้น



บทที่ 6

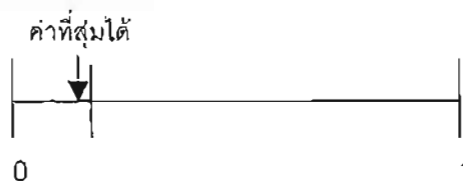
การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังแบ่งเป็น 2 วิธีหลัก คือ วิธีการวิเคราะห์ และวิธีการจำลองเหตุการณ์ โดยวิธีการวิเคราะห์มีจุดด้อยเนื่องจาก การคำนวณจะมีความซับซ้อน และเสียเวลามากหากระบบมีขนาดใหญ่ขึ้น อย่างไรก็ตามวิธีการจำลองเหตุการณ์แม้ว่าจะต้องการเวลาในการคำนวณสูงแต่สามารถจัดการกับปัญหาที่ซับซ้อนได้ดี ดังนั้นในบทนี้จะกล่าวถึงวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลซึ่งเป็นวิธีที่ยังคงมีประสิทธิภาพสูงแม้ว่าขนาดของระบบจะใหญ่ขึ้นมากก็ตาม

การจำแนกประเภทของการสุ่มแบบมอนติคาร์โลนั้นหากจำแนกตามความสัมพันธ์ของแต่ละสถานะที่สุ่มได้จะสามารถแบ่งได้เป็น 2 ชนิด[4] คือชนิดที่ไม่มีมีความเกี่ยวเนื่องกัน(Non-sequential) และชนิดที่มีความเกี่ยวเนื่องกัน(Sequential) ในบทนี้จะกล่าวถึงการสุ่มแบบมอนติคาร์โล 3 แบบได้แก่ การสุ่มสถานะ(State sampling)[1,4,10] ซึ่งเป็นการสุ่มแบบที่แต่ละสถานะไม่เกี่ยวเนื่องกัน จากนั้นจะกล่าวถึงการสุ่มช่วงเวลาการทำงาน(State duration sampling)[4,11] และการสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบ(System state transition sampling)[12] ซึ่งเป็นการสุ่มซึ่งแต่ละสถานะเกี่ยวเนื่องกัน

6.1 การสุ่มสถานะ

การสุ่มสถานะเป็นการสุ่มตัวเลข(U)ในช่วง $[0,1]$ หนึ่งตัวสำหรับอุปกรณ์แต่ละตัวหากตัวเลขที่สุ่มได้มีค่ามากกว่าค่าดัชนีความเสียหายของอุปกรณ์ หมายความว่าอุปกรณ์ไม่ล้มเหลว แต่หากตัวเลขที่สุ่มได้มีค่าน้อยกว่าค่าดัชนีความเสียหายของอุปกรณ์ก็หมายความว่าอุปกรณ์เกิดเหตุขัดข้องหรือล้มเหลว ดังแสดงในรูปที่ 6.1



รูปที่ 6.1 วิธีการสุ่มสถานะการทำงานของแต่ละอุปกรณ์

ข้อดีของการสุ่มโดยการสุ่มสถานะของระบบคือ วิธีการสุ่มไม่ยุ่งยาก และข้อมูลที่จำเป็นต้องให้ก็มีเพียงค่าความไม่พร้อมมูลของแต่ละอุปกรณ์ แต่ถ้าต้องการคำนวณดัชนีของระบบที่เกี่ยวข้องกับความถี่ต้องอาศัยการคำนวณเพิ่มเติมที่ซับซ้อนและเสียเวลามากขึ้น[1,10]

6.2 การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน

การสุ่มช่วงเวลาการทำงานเป็นการสุ่มโดยมีสมมติฐานให้ช่วงเวลาการทำงาน(T)ในแต่ละสถานะเช่นสถานะดีหรือสถานะเสีย ของอุปกรณ์เป็นการกระจายแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล (Exponential distribution)ซึ่งมีรูปของฟังก์ชันความหนาแน่น(Density function) ดังสมการ (1)

$$f_T(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (6.1)$$

โดย λ = อัตราความล้มเหลว

t = เวลา

ดังนั้นค่าความไม่พร้อมมูล(U)ที่เวลา T คำนวณได้จาก

$$U = F_T(T) = \int_0^T \lambda e^{-\lambda t} dt = 1 - e^{-\lambda T} \quad (6.2)$$

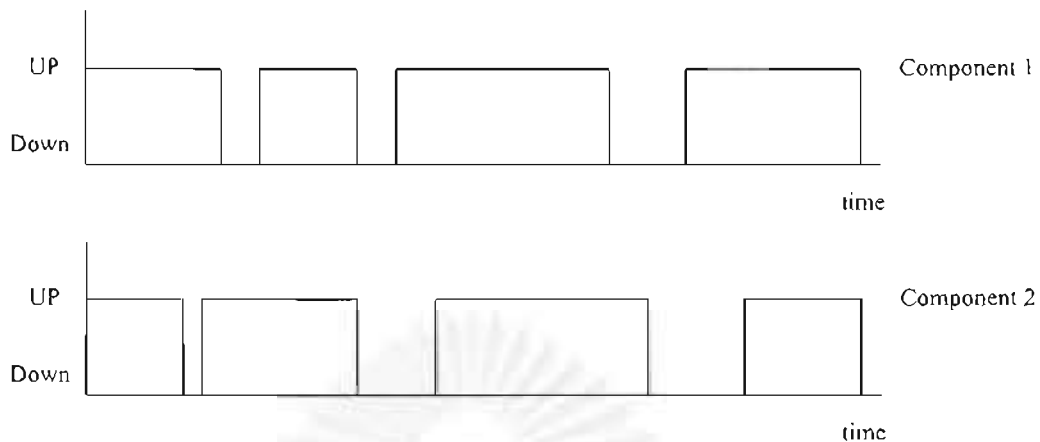
จะได้

$$T = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - U) \quad (6.3)$$

แต่ $1-U$ มีการกระจายเช่นเดียวกับ U ดังนั้น

$$T = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \quad (6.4)$$

ด้วยวิธีการดังกล่าวจะสามารถสุ่มระยะเวลาที่แต่ละอุปกรณ์อยู่ในสถานะหนึ่ง ๆ จนกระทั่งเปลี่ยนสถานะ และเมื่อทำซ้ำจนครบทุกอุปกรณ์จนครบระยะเวลาที่ต้องการจะได้ข้อมูลของระบบดังแสดงเป็นตัวอย่างในรูปที่ 6.2 แสดงตัวอย่างในกรณีที่ระบบมีอุปกรณ์เพียง 2 อุปกรณ์



รูปที่ 6.2 ช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์ที่ซ่อมได้

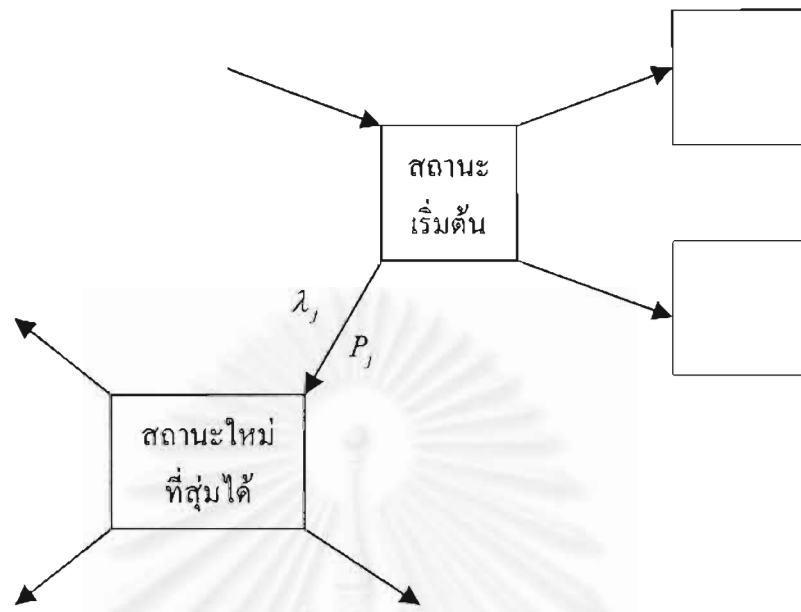
วิธีการซ่อมช่วงเวลาการทำงานในแต่ละสถานะของแต่ละอุปกรณ์มีข้อดีคือ สามารถจำลองลักษณะการกระจายของสถานะการทำงานของอุปกรณ์โดยใช้การกระจายแบบใดก็ได้ และสามารถคำนวณดัชนีเกี่ยวกับความถี่และระยะเวลาได้อย่างถูกต้อง แม่นยำ แต่มีข้อเสียที่ต้องใช้หน่วยความจำของคอมพิวเตอร์สูงกว่า ใช้เวลาการคำนวณมากกว่า และมีความซับซ้อนสูง

6.3 การซ่อมการเปลี่ยนสถานะของระบบ

การซ่อมการเปลี่ยนสถานะของระบบเป็นวิธีการซ่อมโดยมุ่งเน้นที่การเปลี่ยนสถานะของระบบมิใช่การเปลี่ยนสถานะของแต่ละอุปกรณ์ ดังแสดงดังรูปที่ 6.3

หากพิจารณาระบบที่มีอุปกรณ์ทั้งสิ้นจำนวน m อุปกรณ์ โดยมีสมมติฐานว่าช่วงเวลาในแต่ละอุปกรณ์จะคงอยู่ในแต่ละสถานะมีการกระจายแบบเอกโพเนนเชียล ระบบจะมีสถานะเปลี่ยนแปลงไปตามลำดับ $\{S^{(1)}, S^{(2)}, \dots, S^{(n)}\}$ หากสถานะปัจจุบันของระบบคือ $S^{(k)}$ และอัตราการเปลี่ยนสถานะของอุปกรณ์ทุกอุปกรณ์ที่สอดคล้องกับสถานะดังกล่าวคือ λ_i ($i = 1, \dots, m$) โดย λ_i จะหมายถึงอัตราซ่อมแซมของอุปกรณ์ตัวที่ i อยู่ในสถานะล้มเหลว และ λ_i จะหมายถึงอัตราการล้มเหลวหากอุปกรณ์ตัวที่ i อยู่ในสถานะปกติ

ดังนั้นช่วงเวลาในแต่ละสถานะของอุปกรณ์ตัวที่ i ในระบบ (T_i) ในสถานะ $S^{(k)}$ จะมีฟังก์ชันความหนาแน่น $f_i(t) = \lambda_i e^{-\lambda_i t}$ สำหรับการเปลี่ยนสถานะของระบบจะถูกกำหนดโดยการเปลี่ยนสถานะของอุปกรณ์ตัวแรกในระบบ กล่าวคือช่วงเวลา T ที่ระบบจะอยู่ในสถานะ $S^{(k)}$ จะเป็นไปตามสมการ 6.5



รูปที่ 6.3 แบบจำลองการสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบ

$$T = \min_i \{T_i\} \quad (6.5)$$

และเนื่องจาก ช่วงเวลาในแต่ละสถานะของอุปกรณ์ตัวที่ i ในระบบ(T_i) มีการกระจายแบบเอกโพเนนเชียล ดังนั้น ช่วงเวลา T ที่ระบบจะอยู่ในสถานะ $S^{(k)}$ จะมีการกระจายแบบเอกโพเนนเชียลเช่นเดียวกัน โดยมีฟังก์ชันความหนาแน่นดังสมการ 6.6

$$f(t) = \left(\sum_{i=1}^m \lambda_i \right) e^{-\left(\sum_{i=1}^m \lambda_i \right) t} \quad (6.6)$$

หากการเปลี่ยนสถานะของระบบจากสถานะที่ $S^{(k)}$ ไปสู่สถานะที่ $S^{(k+1)}$ เกิดขึ้นที่เวลา t_0 ดังนั้นความน่าจะเป็นที่การเปลี่ยนสถานะนี้มีสาเหตุจากการเปลี่ยนสถานะของอุปกรณ์ตัวที่ j (P_j) ในระบบจะเป็นไปตามสมการความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข(Conditional probability) ดังแสดงในสมการ 6.7

$$P_j = P(T_j = t_0 / T = t_0) \quad (6.7)$$

และจากทฤษฎีของความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไขจะสามารถเขียนสมการ 6.7 ได้ใหม่
ดังสมการที่ 6.8 ถึง 6.11

$$P_j = P(T_j = t_0 / T = t_0) \quad (6.8)$$

$$= \frac{P(T_j = t_0 \cap T = t_0)}{P(T = t_0)} \quad (6.9)$$

$$= \frac{P(T_j = t_0 \cap (T_i \geq t_0, i = 1, \dots, m))}{P(T = t_0)} \quad (6.10)$$

$$= \frac{P(T_j = t_0) \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^m P(T_i \geq t_0)}{P(T = t_0)} \quad (6.11)$$

และเนื่องจากทั้ง T_i ($i = 1, \dots, m$) และ T ต่างก็กระจายแบบเอกโพเนนเชียลดังนั้น

$$P(T_i \geq t_0) = \int_{t_0}^{\infty} \lambda_i e^{-\lambda_i t} dt = e^{-\lambda_i t_0} \quad (6.12)$$

$$P(T_i = t_0) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \lambda_i e^{-\lambda_i t_0} \Delta t \quad (6.13)$$

$$P(T = t_0) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \left\{ \left(\sum_{i=1}^m \lambda_i \right) e^{-\left(\sum_{i=1}^m \lambda_i \right) t_0} \right\} \Delta t \quad (6.14)$$

เมื่อแทนสมการ 6.12, 6.13 และ 6.14 ลงในสมการ 6.11 จะได้ผลลัพธ์ดังแสดงในสมการที่ 6.15

$$P_j = P(T_j = t_0 / T = t_0) = \frac{\lambda_j}{\sum_{i=1}^m \lambda_i} \quad (6.15)$$

และ

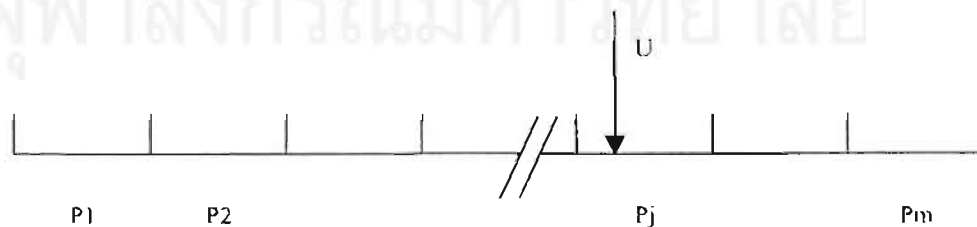
$$\sum_{j=1}^m P_j = 1 \quad (6.16)$$

สำหรับช่วงเวลา D_k ที่ระบบจะคงอยู่ในสถานะ $S^{(k)}$ จะมีการกระจายแบบเอกโพเนนเชียล ดังนั้นจะสามารถคำนวณช่วงเวลาดังกล่าวได้ในทำนองเดียวกับที่แสดงไว้ในสมการ 6.4 จะได้สมการดังแสดงไว้ในสมการ 6.17

$$D_k = -\frac{1}{\sum_{i=1}^m \lambda_i} \ln(U') \quad (6.17)$$

โดย U' คือตัวเลขสุ่มในช่วง $[0,1]$

และสำหรับการสุ่มสถานะต่อไปของระบบสามารถสุ่มโดยสุ่มตัวเลขสุ่ม U ในช่วง $[0,1]$ ดังแสดงในรูปที่ 6.4



รูปที่ 6.4 การสุ่มสถานะถัดไปของระบบด้วยวิธีการสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบ

6.4. การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้

การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้โดยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลสามารถคำนวณจากนิยามดังนี้

6.4.1) LOLP คือ ความน่าจะเป็นที่ระบบจะเกิดการล้มเหลว ซึ่งสามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนของระยะเวลาทั้งหมดที่ระบบเกิดการล้มเหลวในการจำลองเหตุการณ์ ต่อ ระยะเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์ สำหรับการจำลองเหตุการณ์แบบการสุ่มสถานะจะถือว่าระยะเวลาในแต่ละสถานะของระบบที่สุ่มได้มีค่าเท่ากัน

6.4.2) LOLE คือ ความถี่ที่ระบบเกิดการเปลี่ยนสถานะจาก ดี ไป ล้มเหลว (หรือล้มเหลว ไป ดี) ซึ่งสามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนของจำนวนครั้งทั้งหมดที่ระบบเกิดการเปลี่ยนสถานะจาก ดี ไป ล้มเหลวในการจำลองเหตุการณ์ ต่อ ระยะเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์ สำหรับการจำลองเหตุการณ์แบบการสุ่มสถานะจะไม่สามารถหาค่าดัชนีนี้ได้โดยตรง แต่จะต้องอาศัยวิธีการคำนวณเพิ่มเติมที่ซับซ้อนมากขึ้น

6.4.3) EPNS คือ โหลดในระบบที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า ซึ่งสามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนของ โหลดที่ไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าในแต่ละสถานะคูณกับระยะเวลาในสถานะนั้น ต่อ ระยะเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์

6.4.4) LOLD คือ ระยะเวลาที่ระบบจะอยู่ในสถานะล้มเหลวแต่ละครั้ง ซึ่งสามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนของระยะเวลาทั้งหมดที่ระบบเกิดการล้มเหลวในการจำลองเหตุการณ์ต่อ จำนวนครั้งทั้งหมดที่ระบบเกิดการล้มเหลวในการจำลองเหตุการณ์ ซึ่งเท่ากับอัตราส่วนของ LOLP ต่อ LOLF

6.5 เกณฑ์การหยุดคำนวณ(Stopping Criteria)[9]

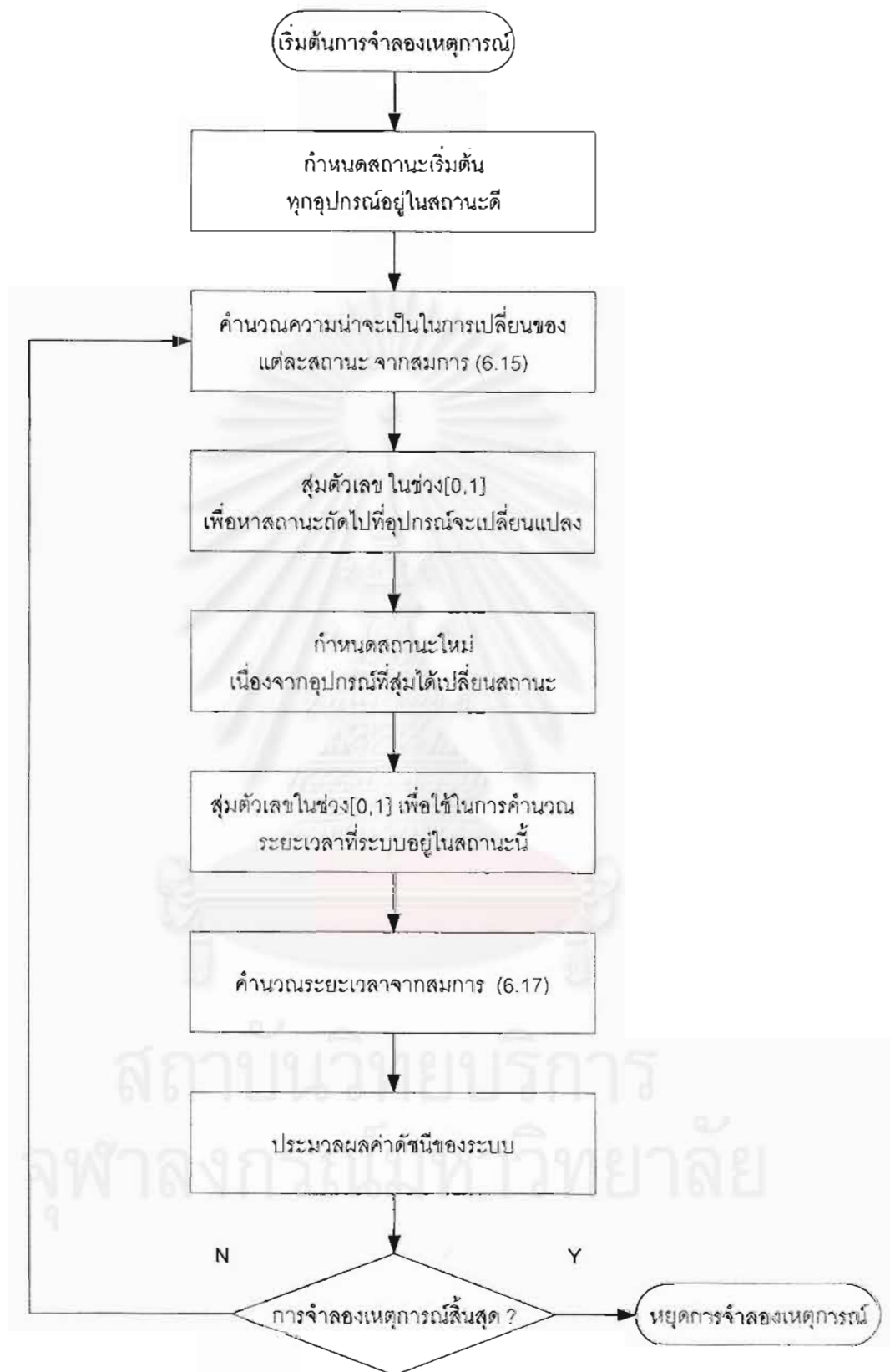
สำหรับเกณฑ์การหยุดการคำนวณ(Stopping Criteria) ของการจำลองเหตุการณ์ตามวิธีมอนติคาร์โลนั้นนิยมใช้เกณฑ์สองแบบ[4] คือการกำหนดจำนวนรอบสูงสุดในการทำงานไว้ที่ค่า

ค่าหนึ่ง หรือการกำหนดค่าสูงสุดของความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์(Relative uncertainty) ของดัชนีที่ยอมรับได้ไว้ที่ค่าหนึ่ง การคำนวณความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์แสดงไว้ในสมการ (6.23)

$$\text{ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์} = \frac{S}{\bar{x}\sqrt{n}} \quad (6.23)$$

โดยที่ S = ค่าความเบี่ยงเบนมาตรฐาน (S.D.) ของดัชนี
 \bar{x} = ค่าเฉลี่ย(Mean)ของดัชนี
 n = จำนวนครั้งของการสุ่ม

ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้การกำหนดค่าสูงสุดของความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ที่ยอมรับได้เป็นเกณฑ์การหยุดการคำนวณ และอาศัยวิธีการสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบดังแสดงรายละเอียดไว้ในหัวข้อ 6.3 เนื่องจากเป็นวิธีที่สามารถคำนวณดัชนีทุกชนิดได้โดยง่าย และไม่ต้องหน่วยความจำในการประมวลผลมาก โพลีชาร์ตแสดงขั้นตอนการจำลองเหตุการณ์โดยวิธีนี้แสดงดังรูป 6.5 สำหรับตัวอย่างการคำนวณได้แสดงไว้ในบทถัดไป



รูปที่ 6.5 โฟลว์ชาร์ต แสดงขั้นตอนจำลองเหตุการณ์โดยอาศัยวิธีสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบ

การประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลังสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้

โดยทั่วไปการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ นั้น ในบางครั้งผู้ใช้อาจจะไม่ต้องการคำนวณค่าดัชนีของทั้งระบบ(System Indices) หากเพียงแต่ต้องการทราบเฉพาะเพียงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของบางพื้นที่เท่านั้น สำหรับจุดประสงค์นี้การแบ่งแยกโครงข่ายจะถูกนำมาประยุกต์ใช้เพื่อจะวิเคราะห์เฉพาะส่วนที่สนใจ โดยพื้นที่อื่นจะถูกพิจารณาเป็นโครงข่ายสมมูล ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้โครงข่ายสมมูลแบบ Extend Ward ซึ่งจะถูกพัฒนาเป็นโครงข่ายสมมูลทางความน่าจะเป็น(Probabilistic Equivalent) ดังจะกล่าวถึงในหัวข้อถัดไป

7.1 การสร้างโครงข่ายสมมูลภายนอกสำหรับการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้

โครงข่ายสมมูลภายนอกที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้จะแตกต่างจากโครงข่ายสมมูลทางไฟฟ้าโดยทั่วไป คือ ต้องสามารถใช้เป็นตัวแทนโครงข่ายภายนอกได้ในทุกกรณี เนื่องจากในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้นั้นโครงข่ายภายนอกจะต้องรองรับการเปลี่ยนสถานะอันเนื่องมาจาก สายส่ง และ/หรือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในโครงข่ายภายนอกหลุดออกไปหรือถูกซ่อมกลับเข้ามาได้ ดังนั้นโครงข่ายสมมูลภายนอกจึงจำเป็นต้องสะท้อนคุณสมบัติเหล่านี้ได้

โครงข่ายสมมูลที่ใช้นั้นมีอยู่หลายแบบ เช่น โครงข่ายสมมูลที่พิจารณาด้านความพอเพียง (Adequacy Equivalent)[13] ซึ่งพิจารณาโครงข่ายสมมูลเป็นอุปกรณ์หลายสถานะ(derated state) โครงข่ายสมมูลทางสถิติ(Statistical Equivalent)[14] ซึ่งพิจารณาค่าพารามิเตอร์ของโครงข่ายสมมูลในรูปค่าคาดหวัง(Statistical mean) หรือ โครงข่ายสมมูลทางความน่าจะเป็น (Probabilistic Equivalent) ซึ่งจะพิจารณาค่าพารามิเตอร์ของโครงข่ายสมมูลในรูปของการกระจายของโหลด(Load Distribution) ในวิทยานิพนธ์จะใช้โครงข่ายสมมูลทางความน่าจะเป็นในการวิเคราะห์ เนื่องจากสามารถใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้โดยการจำลองเหตุการณ์ได้ และสามารถสะท้อนสถานะต่างๆของโครงข่ายภายนอกได้ดี

7.2 โครงข่ายสมมูลทางความน่าจะเป็น (Probabilistic Equivalent)

เนื่องจากในวิทยานิพนธ์นี้อาศัยโครงข่ายสมมูลทางไฟฟ้าแบบ Extend Ward ซึ่งจะแสดงด้วยพารามิเตอร์ 3 ค่า คือ กำลังสมมูลที่ฉีดเข้าที่บัสขอบเขต อิมพีแดนซ์สมมูลที่เชื่อมระหว่างบัสขอบเขต และ ชั้นทรีแอกแตนท์ สมมูลที่บัสขอบเขต ดังนั้นในการสร้างโครงข่ายสมมูลทางความน่า

จะเป็นจะต้องหาฟังก์ชันการกระจายทางความน่าจะเป็นของพารามิเตอร์ทั้ง 3 ชนิด โดยทำการสุ่มการเปลี่ยนสถานะของโครงข่ายภายนอกเท่านั้น จากนั้นจึงทำการสร้างโครงข่ายสมมูลภายนอกแบบ Extend Ward แล้วทำการเก็บค่าพารามิเตอร์ต่างๆที่ต้องการ เช่น กำลังสมมูลที่ฉีดเข้าสู่บัสขอบเขต ฯลฯ จากนั้นจึงจะทำการจำลองเหตุการณ์จนกว่าจะได้จำนวนข้อมูลของค่าพารามิเตอร์ที่สนใจพอเพียง โดยอาจกำหนดเงื่อนไขจำนวนรอบในการจำลองเหตุการณ์ หรือ อาจจะทำการจำลองเหตุการณ์จนกว่าค่าดัชนีบางตัวที่กำหนดไว้จะเข้าสู่

เมื่อเก็บรวบรวมข้อมูลพารามิเตอร์ที่บัสขอบเขตจนครบแล้วจากนั้น จึงนำมาสร้างเป็นข้อมูลการกระจายทางความน่าจะเป็นของเหตุการณ์ต่างๆ โดยเมื่อนำไปใช้กับโครงข่ายภายในจะทำการสุ่มค่าของพารามิเตอร์แต่ละชุดขึ้นมาตามค่าความน่าจะเป็นของแต่ละเหตุการณ์

7.3 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังเฉพาะบริเวณที่สนใจ

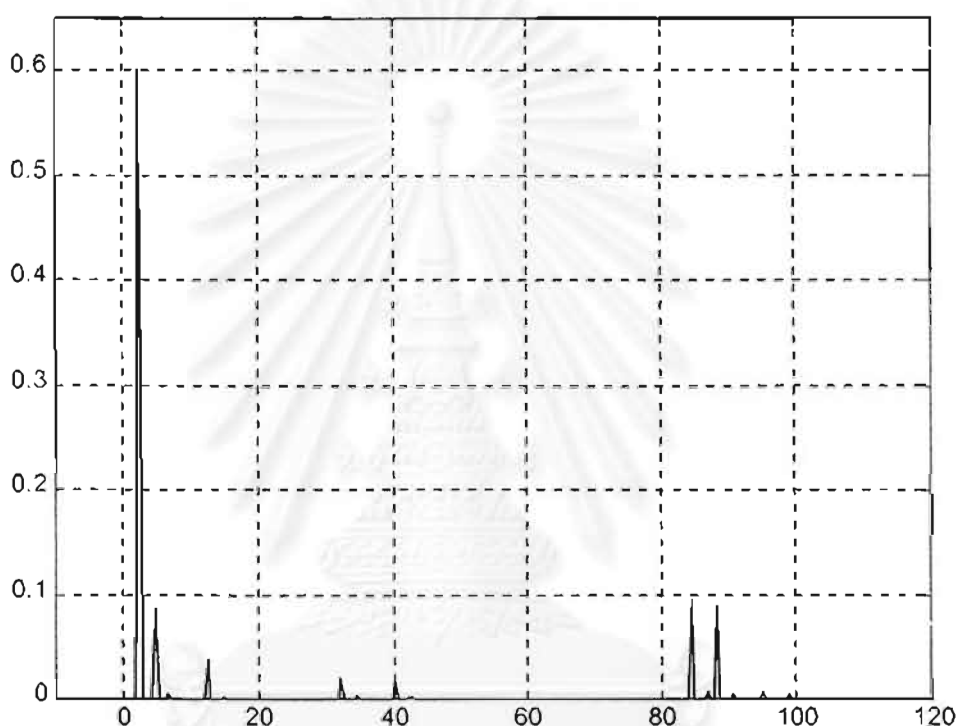
จากที่กล่าวมาข้างต้น ในบางครั้งเราอาจไม่ต้องการค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของทั้งระบบ เพียงแต่อาจจะสนใจเพียงค่าดัชนีเฉพาะพื้นที่ใดพื้นที่หนึ่งเท่านั้น โดยปกติแล้วเราสามารถแก้ปัญหานี้ได้โดยจะต้องทำการประเมินความเชื่อถือได้ของทั้งระบบ หลังจากได้ผลลัพธ์รวมทั้งระบบแล้ว จึงพิจารณาเฉพาะผลในส่วนของบริษัทที่สนใจเท่านั้น ซึ่งทำให้ต้องเสียเวลาวิเคราะห์ระบบใหม่ทั้งหมด ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้จึงเสนอแนวคิดที่จะประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลังมาใช้ โดยจะทำการวิเคราะห์บริเวณที่สนใจอย่างละเอียด ส่วนโครงข่ายภายนอกจะพิจารณาเป็นโครงข่ายสมมูลทางความน่าจะเป็น แล้วใช้แทนเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในโครงข่ายภายนอกทั้งหมด จากนั้นจึงนำระบบที่เล็กลงนี้มาวิเคราะห์ประเมินความเชื่อถือได้ต่อไป ทำให้ไม่จำเป็นต้องวิเคราะห์ระบบโดยรวมใหม่ทั้งหมด ซึ่งจะทำให้เสียเวลาในการคำนวณสูงโดยไม่จำเป็น

7.3.1 หลักการวิเคราะห์

ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายจะแบ่งระบบไฟฟ้ากำลังเป็น 2 ส่วน คือ โครงข่ายภายใน และ โครงข่ายภายนอก โดยโครงข่ายภายนอกจะถูกพิจารณาเป็นโครงข่ายสมมูลทางความน่าจะเป็น ซึ่งหาได้จากการจำลองเหตุการณ์โดยการสุ่มการเปลี่ยนสถานะของอุปกรณ์ในโครงข่ายภายนอกเท่านั้น แล้วทำการเก็บข้อมูลของพารามิเตอร์ต่างๆของโครงข่ายสมมูลแบบ Extend Ward ซึ่งได้แก่ กำลังสมมูลที่ฉีดเข้าสู่บัสขอบเขต, ชั้นที่สมมูลที่บัสขอบเขต และอิมพีแดนซ์สมมูลที่เชื่อมระหว่างบัสขอบเขต โดยมีเงื่อนไขที่สำคัญคือ ต้องบังคับให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในโครงข่ายภายนอกจ่ายกำลังมากที่สุดเท่าที่สามารถ

ทำได้ เพื่อเข้ามาช่วยโครงข่ายภายใน เพราะเราจะทำการวิเคราะห์โครงข่ายภายในเป็นหลัก

ถ้าในขั้นตอนการสุ่มการเปลี่ยนสถานะในโครงข่ายภายในนั้น หากมีบางสถานะทำให้ระบบล้มเหลว จะต้องทำการแก้ไขก่อน โดย การจัดสรรกำลังการผลิตใหม่ และ/หรือ การตัดโหลด เพื่อให้ระบบสามารถทำงานได้ตามปกติ จากนั้นจึงค่อยทำการสร้างโครงข่ายสมมูลภายนอก และเก็บข้อมูลของพารามิเตอร์ต่างๆที่บัสขอบเขตต่อไป ผลจากแนวคิดในลักษณะดังกล่าว ทำให้เราสามารถพิจารณาค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ในรูปของการกระจายทางความน่าจะเป็นได้ ตัวอย่างการกระจายค่ากำลังจริงที่ฉีดเข้าสู่บัสขอบเขตได้แสดงไว้ในรูปที่ 7.1



รูปที่ 7.1 ตัวอย่างการกระจายทางความน่าจะเป็นของกำลังจริงสมมูลที่ฉีดเข้าสู่บัสขอบเขต

โดยทั่วไปแล้ว ดัชนีความเชื่อถือได้ที่พิจารณาเฉพาะบริเวณที่เราสนใจนั้น ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่ประเมินได้จะมีค่าแตกต่างกันไปขึ้นอยู่กับแนวคิดและวิธีในการตัดโหลด ดังนั้นดัชนีความเชื่อถือได้สำหรับพื้นที่ที่สนใจนั้น มักจะถูกใช้ในรูปของค่าเปรียบเทียบ(Relative value) สำหรับในกรณีที่ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายเข้ามาพิจารณาดัชนีความเชื่อถือได้เฉพาะพื้นที่ที่สนใจก็เช่นเดียวกัน จะทำให้เกิดความแตกต่างในขั้นตอนการตัดโหลดระหว่างการวิเคราะห์ทั้งระบบ และการวิเคราะห์ในโครงข่ายสมมูล จึงทำให้ดัชนีที่ประเมินได้จากวิธีการทั้งสองมีค่าที่แตกต่างกัน แต่สามารถนำมาวิเคราะห์ในเชิงเปรียบเทียบได้ สำหรับค่าความแตกต่างของดัชนีความเชื่อถือได้ที่เกิดจากแนวคิดในการตัดโหลดนี้ ถ้าดัชนีความเชื่อถือได้มีค่าสูง ความแตกต่างจะเห็นไม่ชัดเจนทำ

ให้พอจะพิจารณาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในเชิงค่าสัมบูรณ์ได้(Absolute value) แต่ถ้าดัชนีมีค่าใกล้เคียงกับศูนย์(degree zero) ค่าความแตกต่างของการวิเคราะห์ 2 วิธีจะเริ่มแตกต่างกันมากขึ้น ทำให้ต้องพิจารณาดัชนีความเชื่อถือได้ในลักษณะค่าเปรียบเทียบ

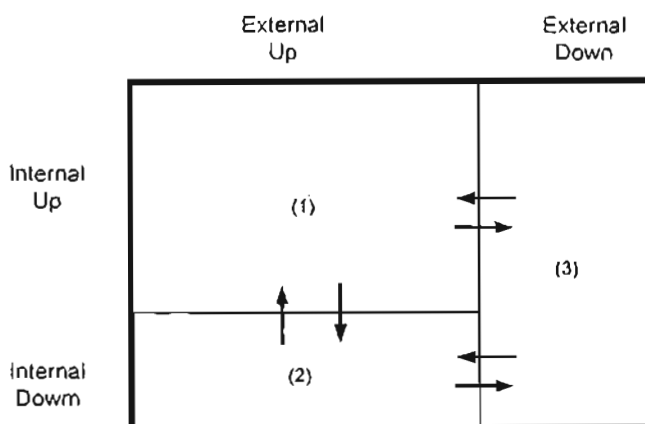
7.4 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังทั้งระบบโดยประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง

เนื่องจากการวิเคราะห์ประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังนั้น ถ้าระบบมีขนาดใหญ่ จะใช้เวลาในการประมวลผลมาก จึงมีแนวคิดที่จะพิจารณาระบบไฟฟ้าเป็นโครงข่ายสมมูลที่เล็กลง หากแต่สามารถสะท้อนคุณสมบัติของระบบไฟฟ้าทั้งระบบได้ จากการค้นคว้า พบว่าได้มีผู้พยายามประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยใช้แนวคิดดังกล่าว[13,14] แต่ผลที่ได้ยังไม่สามารถนำไปวิเคราะห์ได้อย่างแม่นยำ เนื่องจากในบางผลงานยังใช้วิธีการวิเคราะห์ (Analytical Method) หรือ ใช้ โครงข่ายสมมูลแบบดีซี ฯลฯ ด้วยเหตุผลดังกล่าววิทยานิพนธ์นี้ได้พัฒนาแนวคิดขึ้น โดยใช้วิธีการประเมินความเชื่อถือได้แบบการจำลองเหตุการณ์เป็นหลัก และใช้โครงข่ายสมมูลแบบ เอซี ซึ่งให้ผลในการวิเคราะห์ที่แม่นยำกว่าวิธีการแบบดั้งเดิม[13,14]

7.4.1 หลักการวิเคราะห์

ในขั้นตอนการจำลองเหตุการณ์เพื่อหาโครงข่ายสมมูลภายนอกสำหรับการคำนวณดัชนีของทั้งระบบจะกระทำคล้ายกับการคำนวณดัชนีของพื้นที่บางส่วนแต่จะมีส่วนที่แตกต่างกัน คือ เมื่อระบบภายนอกล้มเหลวจะไม่ต้องมีการแก้ไขระบบ แต่จะพิจารณาเป็นดัชนีความล้มเหลวของระบบอันเนื่องมาจากการเกิดเหตุขัดข้องในระบบภายนอก ได้แก่ ext_loip, ext_loif และ ext_epns ซึ่งจะสามารถนำมาช่วยในการประเมินความเชื่อถือได้ของทั้งระบบได้ดังนี้

พิจารณารูป 7.2 ระบบไฟฟ้ากำลัง ถูกแยกออกเป็นโครงข่ายภายในและโครงข่ายภายนอก โดยเราจะสนใจวิเคราะห์เฉพาะโครงข่ายภายในเท่านั้น เนื่องจากเราต้องการพิจารณาความล้มเหลวของระบบไฟฟ้ากำลังทั้งระบบ ดังนั้นถ้าโครงข่ายภายนอกล้มเหลวหรือ โครงข่ายภายในล้มเหลวจะส่งผลให้ทั้งระบบล้มเหลวตามไปด้วย จากเหตุผลดังกล่าวการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของโครงข่ายภายในเราจึงจะประเมินผลเฉพาะกรณีที่โครงข่ายภายนอกไม่ล้มเหลวเท่านั้น(ดังจะเห็นว่าเมื่อระบบภายนอกล้มเหลวจึงไม่ต้องทำการแก้ไข และไม่ต้องเก็บข้อมูลส่วนนั้นไว้) ดังแสดงในพื้นที่ส่วน (1) และ (2) ตามรูปที่ 7.2 ดัชนีความล้มเหลวที่ได้ จะแทนด้วยสัญลักษณ์ int_loip, int_loif และ int_epns



รูปที่ 7.2 แบบจำลองของโครงข่ายภายใน และ โครงข่ายภายนอก

พิจารณาดัชนี LOLP ซึ่งก็คือ ความน่าจะเป็นที่ระบบโดยรวมทั้งหมดจะล้มเหลว

$$P(\text{ระบบล้มเหลว}) = P(\text{ระบบภายในล้มเหลว} \mid \text{ระบบภายนอกดี}) * P(\text{ระบบภายนอกดี}) \\ + P(\text{ระบบภายนอกล้มเหลว})$$

$$\text{LOLP} = \text{int_lolp} * (1 - \text{ext_lolp}) + \text{ext_lolp} \quad (7.1)$$

พิจารณาดัชนี LOLF ซึ่งก็คือ จำนวนครั้งที่ระบบเปลี่ยนสถานะจากดีไปล้มเหลว

จำนวนครั้งที่ระบบเปลี่ยนสถานะ = จำนวนครั้งที่ระบบเปลี่ยนจากดีไปล้มเหลวเมื่อโครงข่ายภายในล้มเหลว + จำนวนครั้งที่ระบบเปลี่ยนจากดีไปล้มเหลวเมื่อโครงข่ายภายนอกล้มเหลว

$$\text{LOLF} = P_1 \lambda_{12} + P_1 \lambda_{13} \quad (7.2)$$

$$= \text{int_lolp} + (1 - \text{int_lolp})(1 - \text{ext_lolp}) \left(\frac{\text{ext_lolp}}{1 - \text{ext_lolp}} \right)$$

$$= \text{int_lolp} + (1 - \text{int_lolp}) * \text{ext_lolp}$$

พิจารณาดัชนี EPNS ซึ่งก็คือ โหลดที่คาดว่าจะถูกตัดออกเมื่อระบบล้มเหลว

โหลดที่คาดว่าจะถูกตัดออก = โหลดที่คาดว่าจะถูกตัดออกถ้าโครงข่ายภายในล้มเหลว เมื่อโครงข่ายภายนอกดี + โหลดที่คาดว่าจะถูกตัดออกถ้าโครงข่ายภายนอกล้มเหลว

$$\text{EPNS} = \text{int_epns} * (1 - \text{ext_lolp}) + \text{ext_epns} \quad (7.3)$$

จากแนวคิดดังกล่าว เราสามารถคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบโดยรวมได้ โดยอาศัยสมการที่ 7.1-7.3

บทที่ 8

ตัวอย่างประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง

ในบทนี้จะแสดงผลการวิเคราะห์หาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ โดยอาศัยหลักการที่ได้กล่าวมาทั้งหมดข้างต้น โดยจะทำการวิเคราะห์ระบบทดสอบสามระบบ คือ ระบบทดสอบ IEEE-Reliability Test System ที่เสนอขึ้นเมื่อปี 1979[15] ระบบทดสอบ IEEE-RTS ที่เสนอขึ้นในปี 1996 [16,17] และระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทยเขตภาคเหนือ โดยจะใช้สัญลักษณ์ย่อ RTS-79, RTS-96 และ EGAT-North ตามลำดับ โดยจะทำการพิจารณาเฉพาะที่ค่าโหลดสูงสุด และพิจารณาในแต่ละบัสมีโหลด 3 ประเภท คือ ที่สามารถตัดได้ โหลดหลัก และโหลดวิกฤต เป็นจำนวนร้อยละ 20,40 และ 40 ตามลำดับ

เนื่องจากวัตถุประสงค์หนึ่งของวิทยานิพนธ์นี้คือการวิเคราะห์เปรียบเทียบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังที่คำนวณได้จากโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น กับ ค่าดัชนีที่คำนวณได้จากโปรแกรมอื่น ๆ ดังนั้นผลที่ได้จากระบบทดสอบทั้งสอง จะถูกนำมาเปรียบเทียบกับค่าดัชนีของระบบเดียวกันที่ได้จากโปรแกรมต่าง ๆ ซึ่งเป็นที่รู้จักกันเป็นอย่างดี เช่น CREAM, MECORE, COMREL และ NH2

โปรแกรมที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับขั้นที่ 2 ที่ได้กล่าวถึงข้างต้นนั้นแต่ละโปรแกรมล้วนแตกต่างกันดังรายละเอียดที่จะกล่าวในย่อหน้าถัดไป ดังนั้นจึงจะทำการพิจารณาเปรียบเทียบกันเฉพาะดัชนีของระบบโดยไม่พิจารณาเปรียบเทียบค่าดัชนีย่อยของแต่ละบัส ทั้งนี้เพื่อแสดงให้เห็นถึงการเปรียบเทียบโดยภาพรวม ลักษณะของแต่ละโปรแกรมเป็นดังนี้คือ

1.CREAM(Composite REliability Assessment by Monte Carlo)[18] เป็นโปรแกรมประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลเพียงโปรแกรมเดียวในแถบอเมริกาเหนือซึ่งโดยทั่วไปในภูมิภาคนี้ไม่นิยมใช้การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าด้วยการจำลองเหตุการณ์ CREAM ถูกพัฒนาขึ้นโดย Electric Power Research Institute โดยใช้ดัชนีโหลดโพลาร์ในการวิเคราะห์

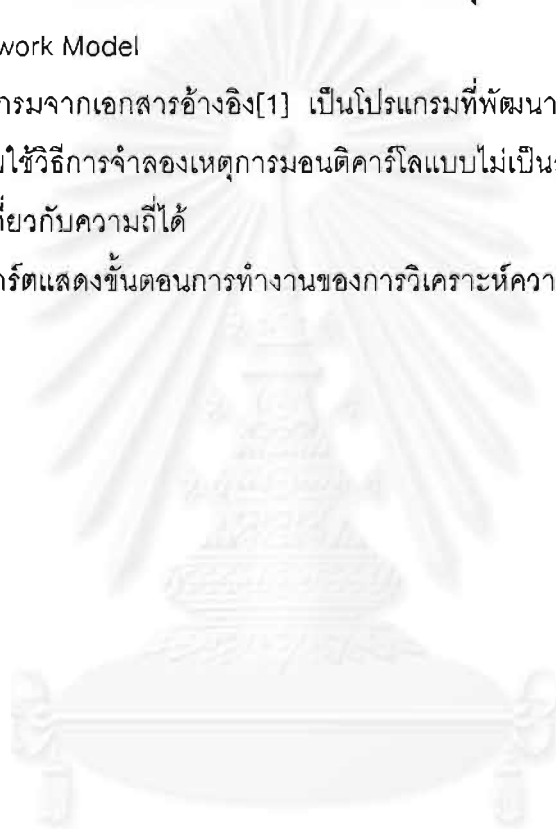
2.NH2 เป็นโปรแกรมสำหรับประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังที่พัฒนาขึ้นในประเทศบราซิล[19]โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล สามารถวิเคราะห์ได้ทั้งเอชไอโหลดโพลาร์และดีซีโหลดโพลาร์

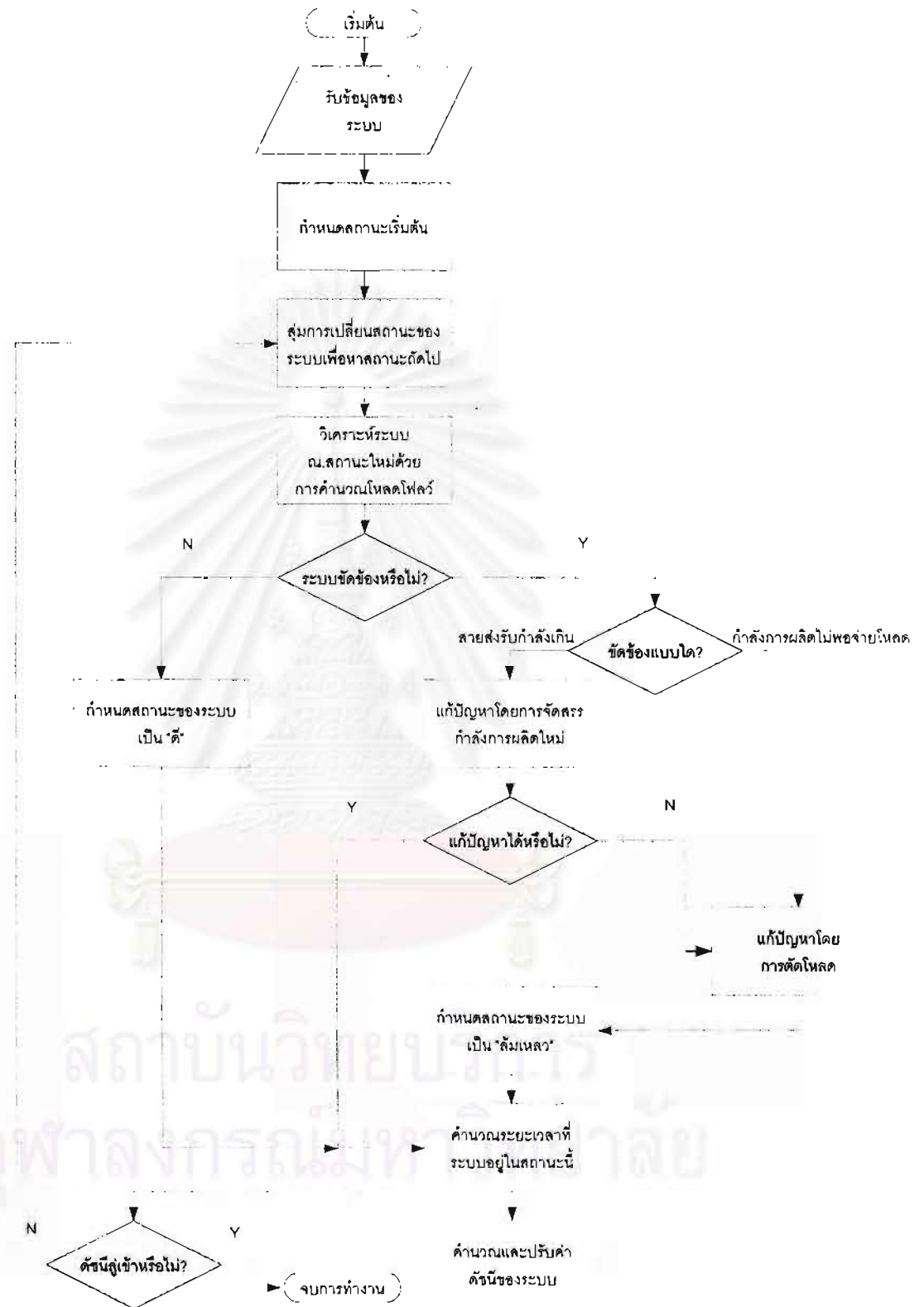
3.MECORE เป็นโปรแกรมประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลร่วมกับการวิเคราะห์เหตุการณ์[11] โดยใช้ดีซีโพลด์ไฟลว์ในการวิเคราะห์ MECORE ถูกพัฒนาขึ้นที่มหาวิทยาลัย Saskatchewan ในประเทศแคนาดา

4.COMREL(COMposite system RELiability analysis) เป็นโปรแกรมประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งมีการประยุกต์ใช้ในบางการไฟฟ้าในอเมริกาเหนือ[18] COMREL ถูกพัฒนาขึ้นในแคลิฟอร์เนียโดยใช้การวิเคราะห์เหตุการณ์ร่วมกับเอซีโพลด์ไฟลว์หรือการคำนวณโดยใช้ Network Model

5.โปรแกรมจากเอกสารอ้างอิง[1] เป็นโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นที่ห้องปฏิบัติการวิจัยระบบพลังงาน จุฬาฯ โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์มอนติคาร์โลแบบไม่เป็นลำดับ และ ดีซีโพลด์ไฟลว์ แต่สามารถคิดดัชนีที่เกี่ยวกับความถี่ได้

โพล์ชาร์ตแสดงขั้นตอนการทำงานของการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้ แสดงดังรูปที่ 8.1





รูปที่ 8.1 โฟลว์ชาร์ตแสดงขั้นตอนการทำงานของการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้

8.1 ผลการวิเคราะห์ระบบทดสอบ RTS-79

ระบบทดสอบ RTS-79 ประกอบด้วยบัสจำนวน 24 บัส สายส่ง 33 เส้น หม้อแปลงไฟฟ้า 5 เครื่อง เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 32 เครื่อง ซึ่งมีขนาดตั้งแต่ 400 MW ลงไปจนถึง 12 MW โดยมีกำลังติดตั้ง 3,405 MW และโหลดสูงสุดเท่ากับ 2,850 MW ส่วนรายละเอียดของระบบทดสอบ RTS-79 ได้แสดงไว้ในส่วนของภาคผนวก ก.

เมื่อทำการวิเคราะห์ระบบทดสอบ RTS-79 ด้วยโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น เปรียบเทียบกับผลการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม CREAM MECORE NH2 และ โปรแกรมจากเอกสารอ้างอิง[1] สามารถเปรียบเทียบผลลัพธ์ที่ได้ดังแสดงในตารางที่ 8.1 ส่วนลักษณะการลู่เข้าของค่าดัชนีได้แก่ LOLP EPNS และ LOLF ซึ่งได้จากโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น แสดงไว้ดังรูปที่ 8.2-8.4

พิจารณาผลในตาราง 8.1 เปรียบเทียบผลที่ได้จากโปรแกรมที่ใช้วิธีการวิเคราะห์ระบบ โดย ดิซีโหลดโฟลว์ คือ CREAM, MECORE และ เอกสารอ้างอิง [1] และ โปรแกรมที่ใช้วิธีการวิเคราะห์ระบบโดย เอซีโหลดโฟลว์ คือ COMREL, NH-2 และวิธีที่พัฒนา จะพบว่าการใช้ดิซีโหลดโฟลว์ในการวิเคราะห์จะให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่ดีกว่า(ค่าดัชนีต่ำกว่า)การวิเคราะห์ด้วยเอซีโหลดโฟลว์ ทั้งนี้เนื่องจากการวิเคราะห์ด้วยดิซีโหลดโฟลว์ได้ละเลยผลทางด้านแรงดันไฟฟ้า กำลังสูญเสีย และ ค่าจำกัดของกำลังรีแอกทีฟในระบบทั้งหมดจึงทำให้วิเคราะห์ระบบดีกว่าความเป็นจริง ด้วยเหตุผลดังกล่าวจึงทำให้ผลที่ได้จากการวิเคราะห์หรืออาจมีการผิดพลาดจากความเป็นจริงสูง

หากพิจารณาค่าดัชนีที่ได้จากโปรแกรมที่ใช้เทคนิคการคำนวณโหลดโฟลว์แบบเอซีที่ใช้การวิเคราะห์เหตุการณ์คือ COMREL และโปรแกรมที่ใช้การคำนวณโหลดโฟลว์แบบเอซีเช่นเดียวกันแต่ใช้เทคนิคการเลือกเหตุการณ์โดยการสุ่มแบบมอนติคาร์โลคือ NH-2 และวิธีที่พัฒนาขึ้น จะพบว่าดัชนีมีค่าใกล้เคียงกัน แต่โปรแกรมที่ใช้การสุ่มแบบมอนติคาร์โลจะได้ค่าดัชนีที่สูงขึ้น เนื่องจากการวิเคราะห์ด้วยวิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลสามารถวิเคราะห์ระบบได้โดยไม่ถูกจำกัดด้วยจำนวนอุปกรณ์ที่ล้มเหลวพร้อมกัน(Contingency depth) ดังนั้นการวิเคราะห์ด้วยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลจึงมีโอกาสวิเคราะห์เหตุการณ์ซึ่งมีอุปกรณ์ล้มเหลวพร้อมกันหลายอุปกรณ์มากกว่าวิธีวิเคราะห์ซึ่งกำหนดจำนวนอุปกรณ์ที่ล้มเหลวไม่เกินค่าหนึ่ง ดังนั้นหากระบบมีความน่าจะเป็นที่จะเกิดเหตุการณ์การล้มเหลวของอุปกรณ์พร้อมกันหลายอุปกรณ์มากขึ้นเพียงใด การวิเคราะห์โดยการกำหนดจำนวนอุปกรณ์ที่ล้มเหลวพร้อมกันก็จะครอบคลุมเหตุการณ์ไม่เพียงพอมากขึ้น ซึ่งทำให้การวิเคราะห์ผิดพลาดมากขึ้น

เมื่อพิจารณาค่าดัชนีที่ได้จากโปรแกรม NH-2 และวิธีที่พัฒนาขึ้นนั้นจะพบว่า เนื่องจากใช้การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลเช่นเดียวกันซึ่งครอบคลุมเหตุการณ์ส่วนใหญ่ และใช้วิธีการ

วิเคราะห์ระบบโดย เอชโพลด์โพล์วี่ซึ่งพิจารณาเงื่อนไขของระบบทุกอย่าง จะพบว่าดัชนีที่แสดงมีค่าใกล้เคียงกัน ทำให้พอที่จะสรุปในขั้นต้นได้ว่าโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น มีความถูกต้องแม่นยำในระดับที่น่าพอใจ

8.2 ผลการวิเคราะห์ระบบทดสอบ RTS-96

ระบบทดสอบ RTS-96 เป็นระบบทดสอบที่ได้จากการนำ ระบบทดสอบ RTS-79 3ระบบ มาเชื่อมต่อด้วยกัน ประกอบด้วยบัสจำนวน 73 บัส สายส่ง 104 เส้น หม้อแปลงไฟฟ้า 16 เครื่อง เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 96 เครื่อง ซึ่งมีขนาดตั้งแต่ 400 MW ลงไปจนถึง 12 MW โดยมีกำลังติดตั้ง 10,215 MW และโหลดสูงสุดเท่ากับ 8,550 MW ส่วนรายละเอียดของระบบทดสอบ RTS-96 ได้แสดงไว้ในส่วนของภาคผนวก ข.

เมื่อทำการวิเคราะห์ระบบทดสอบ RTS-96 ด้วยโปรแกรม CREAM NH2 และโปรแกรมจากเอกสารอ้างอิง[1] เปรียบเทียบกับผลการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น สามารถสรุปผลได้ดังแสดงในตารางที่ 8.2

ส่วนค่าดัชนีจากเอกสารอ้างอิงอื่น ๆ นั้นยังมีงานวิจัยจำนวนน้อยที่ทำการศึกษาระบบทดสอบ RTS-96 ส่วนรูปแสดงการลู่เข้าของค่าดัชนีต่าง ๆ ของระบบทดสอบ RTS-96 แสดงไว้ดังในรูปที่ 8.5-8.7

ผลที่ได้จากการวิเคราะห์ระบบทดสอบ RTS-96 เป็นไปในลักษณะเดียวกับผลที่ได้จากการวิเคราะห์ระบบ RTS-79 คือ ดัชนีที่ได้มีความใกล้เคียงกับผลที่ได้จากโปรแกรม NH-2 ซึ่งใช้หลักการส่วนใหญ่เหมือนกันคือ ให้วิธีการจำลองเหตุการณ์และวิเคราะห์ระบบด้วย เอชโพลด์โพล์วี่ ซึ่งเป็นการยืนยันได้ว่า โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นมีความแม่นยำและเชื่อถือได้

8.3 ผลการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทยเขตภาคเหนือ

ระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทยเขตภาคเหนือเป็นระบบทดสอบที่ได้มาจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งทำการลดขนาดของระบบลงโดยพิจารณาเฉพาะบริเวณเขตภาคเหนือ ประกอบด้วยบัสจำนวน 51 บัส สายส่ง 72 เส้น หม้อแปลงไฟฟ้า 25 เครื่อง เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 33 เครื่อง ซึ่งมีขนาดตั้งแต่ 300 MW ลงไปจนถึง 14 MW โดยมีกำลังติดตั้ง 3,992 MW และโหลดสูงสุดเท่ากับ 2,655 MW ส่วนรายละเอียดของระบบ ได้แสดงไว้ในส่วนของภาคผนวก ค.

เมื่อทำการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นได้ผลดังตารางที่ 8.3 และรูปแสดงการสูญเสียของดัชนีต่างๆแสดงไว้ดังรูปที่ 8.8-8.13

ผลที่ได้จากการวิเคราะห์จะพบว่า ดัชนีความเชื่อถือได้ที่คำนวณได้มีค่าต่ำซึ่งแสดงว่าระบบมีความเชื่อถือได้สูง เนื่องจากจะเห็นได้ว่ากำลังการผลิตในเขตภาคเหนือมีค่าสูงกว่าโหลดอยู่ค่อนข้างมาก ทำให้เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบางเครื่องหลุดไปจึงไม่ส่งผลกระทบต่อการผลิตกำลังไฟฟ้าสำหรับจ่ายโหลด ดังนั้นการขัดข้องส่วนใหญ่จะเกิดขึ้นเนื่องจากปัญหาของสายส่งเท่านั้น ดังจะเห็นว่าระบบ ไฟฟ้ากำลังในเขตภาคเหนือ มีการเชื่อมต่อบัสเดี่ยวๆด้วยสายส่งเส้นเดียวเป็นจำนวนมาก ดังนั้นถ้าสายส่งที่เชื่อมต่อบัสนั้นหลุดออกไปจะทำให้บัสนั้นเกิดการแยกตัวขึ้น ซึ่งทำให้ระบบเกิดการขัดข้องเพราะโหลดที่บัสนั้นจะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า อีกปัญหาหนึ่งที่เกี่ยวข้องกับสายส่งคือ เมื่อมีบางอุปกรณ์ในระบบขัดข้องและหลุดออกไป อาจทำให้กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งบางเส้นมากเกินไปจนขีดจำกัดของสายส่งนั้น ถ้าเขาไม่สามารถกำจัดผลของกำลังไฟฟ้าที่ไหลมากเกินไปในสายส่งนั้นด้วยการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่ได้ จะทำให้ต้องตัดโหลดที่ปลายสายส่งออกไปทำให้ถือว่าระบบเกิดการล้มเหลว อย่างไรก็ตามเนื่องจากโอกาสที่สายส่งจะเกิดการขัดข้องมีน้อย จึงทำให้ดัชนีของระบบมีค่าต่ำ

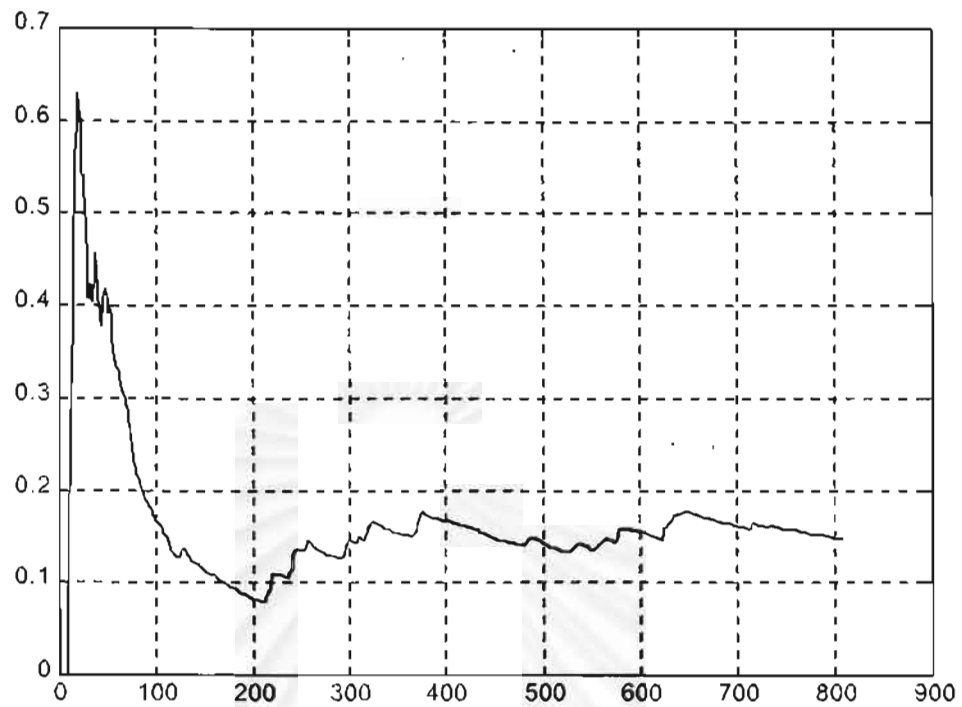
วิธีการปรับปรุงให้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังในเขตภาคเหนือดีขึ้นนั้น ในวิทยานิพนธ์นี้เสนอว่า ควรจะเพิ่มสายส่งเข้าระหว่างบัสที่โดดเดี่ยวใดๆซึ่งมีจำนวนมาก เพื่อว่าเมื่อมีสายส่งเส้นหนึ่งหลุดออกไปก็ยังไม่ทำให้เกิดการแยกตัวของบัส ทำให้ถือว่าระบบยังไม่ล้มเหลว จะส่งผลให้ความเชื่อถือได้ของระบบนี้ดีขึ้นดังแสดงในตารางที่ 8.3

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

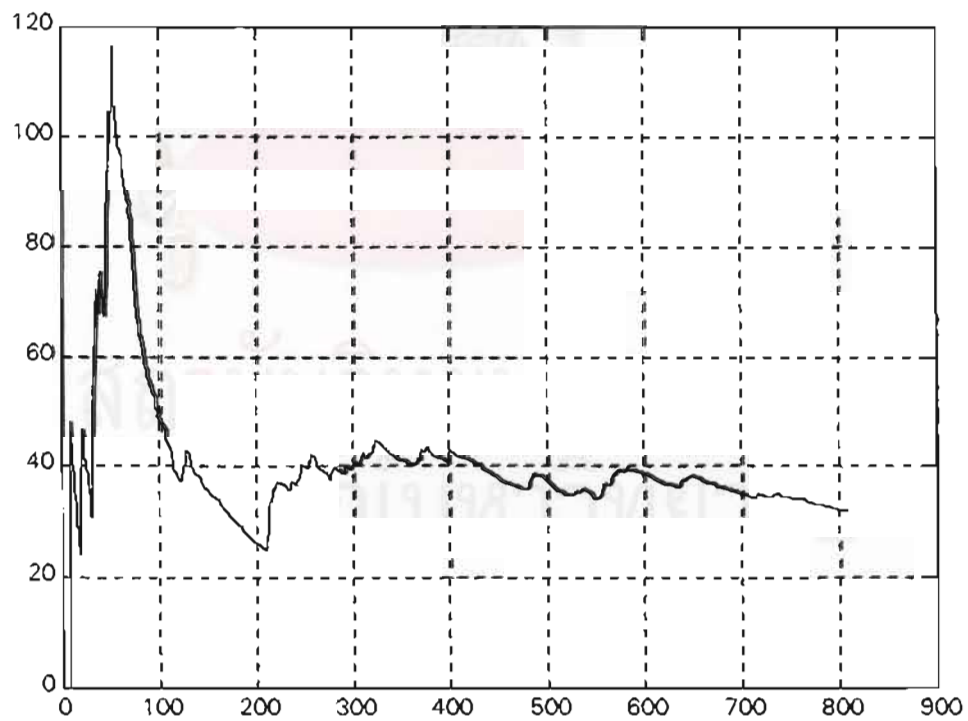
ตารางที่ 8.1 ค่าดัชนีระบบของระบบทดสอบ RTS-79

Tools	Techniques	LOLP	EPNS(MW)	LOLF(f/year)	Relative Uncertainty
CREAM	มอนติคาร์โลแบบไม่เป็นลำดับ และ ดีซีโหลดไฟลว์	0.0844	14.533	-	< 0.05
MECORE	มอนติคาร์โลแบบไม่เป็นลำดับ และ ดีซีโหลดไฟลว์	0.0800	13.932	-	< 0.05
เอกสารอ้างอิง[1]	มอนติคาร์โลแบบไม่เป็นลำดับ และ ดีซีโหลดไฟลว์	0.0846	14.458	19.7707	< 0.05
COMREL	วิธีการวิเคราะห์ และเอซีโหลดไฟลว์	0.1269	19.952	-	-
NH2	มอนติคาร์โลแบบลำดับ และ เอซีโหลดไฟลว์	0.1512	25.148	27.31	0.03-0.07
วิธีที่พัฒนาขึ้น	มอนติคาร์โลแบบลำดับ และ เอซีโหลดไฟลว์	0.1468	26.295	31.88	0.01-0.03

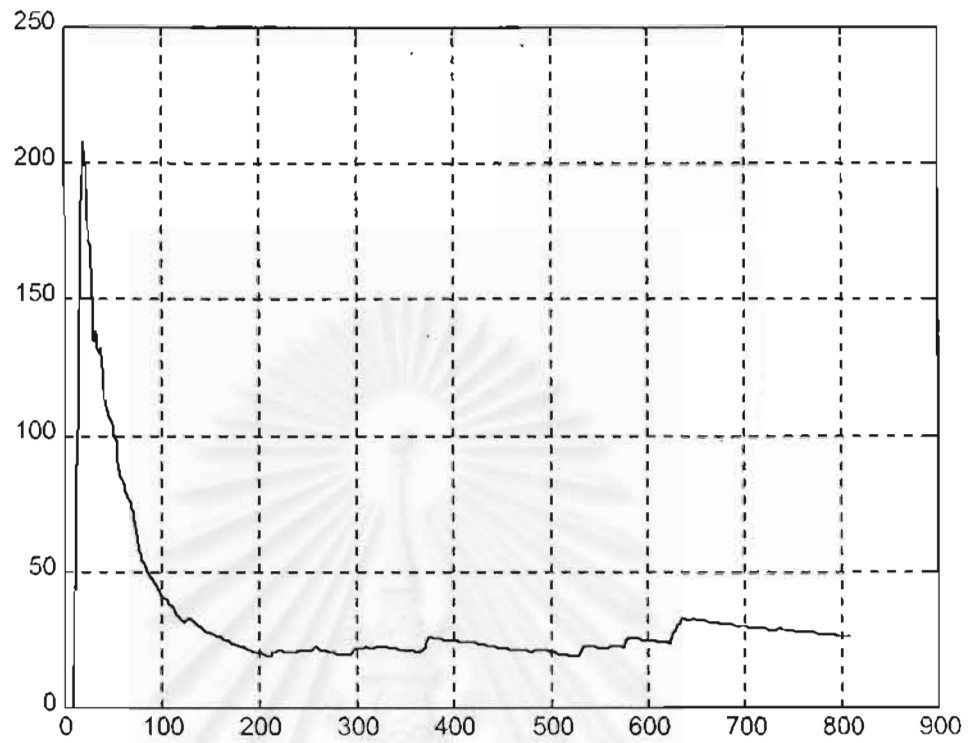
- หมายถึง เอกสารอ้างอิงมิได้แสดงค่าดัชนีนั้น หรือ โปรแกรมนั้นไม่สามารถคำนวณค่าดัชนีนั้นได้



รูปที่ 8.2 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ของระบบ RTS-79



รูปที่ 8.3 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ของระบบ RTS-79



รูปที่ 8.4 การดูเข้าของดัชนี EPNS ของระบบ RTS-79

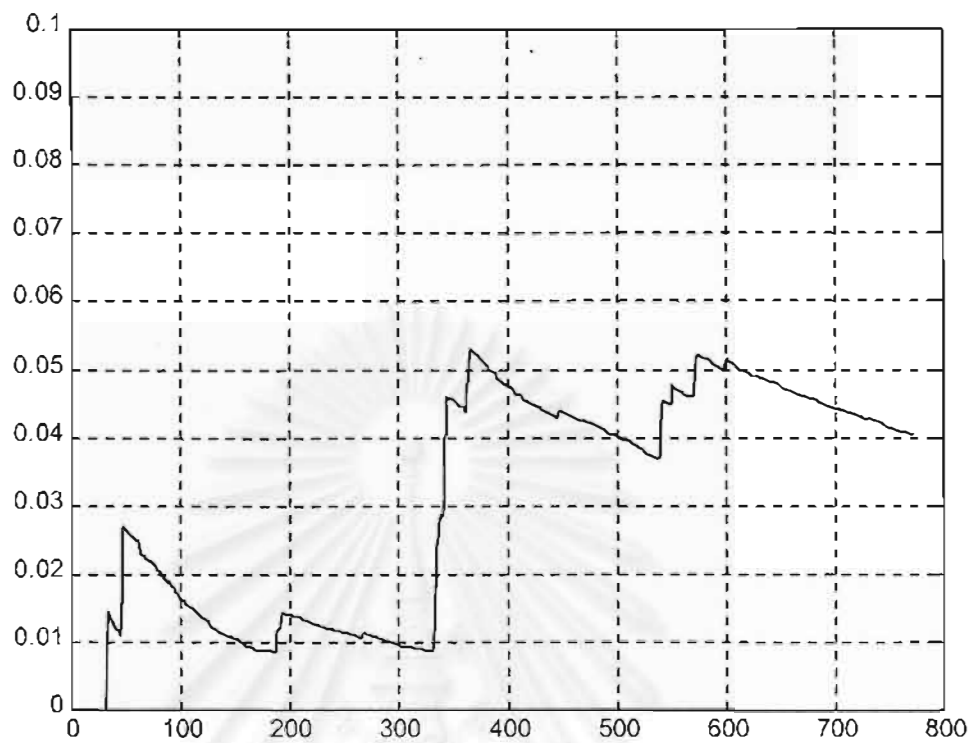
ตารางที่ 8.2 ค่าดัชนีระบบของระบบทดสอบ RTS-96

Tools	Techniques	LOLP	EPNS(MW)	LOLF(f/year)	Relative Uncertainty
CREAM	มอนติคาร์โลแบบไม่เป็นลำดับ และ ดิซีโหลดไฟลว์	0.0123	2.255	-	< 0.01
เอกสารอ้างอิง[1]	มอนติคาร์โลแบบไม่เป็นลำดับ และ ดิซีโหลดไฟลว์	0.0118	2.373	5.12	< 0.01
NH2	มอนติคาร์โลแบบลำดับ และ เฮซีโหลดไฟลว์	0.0492	6.529	25.47	0.03-0.07
วิธีที่พัฒนา	มอนติคาร์โลแบบลำดับ และ เฮซีโหลดไฟลว์	0.0412	5.812	24.56	0.01-0.03

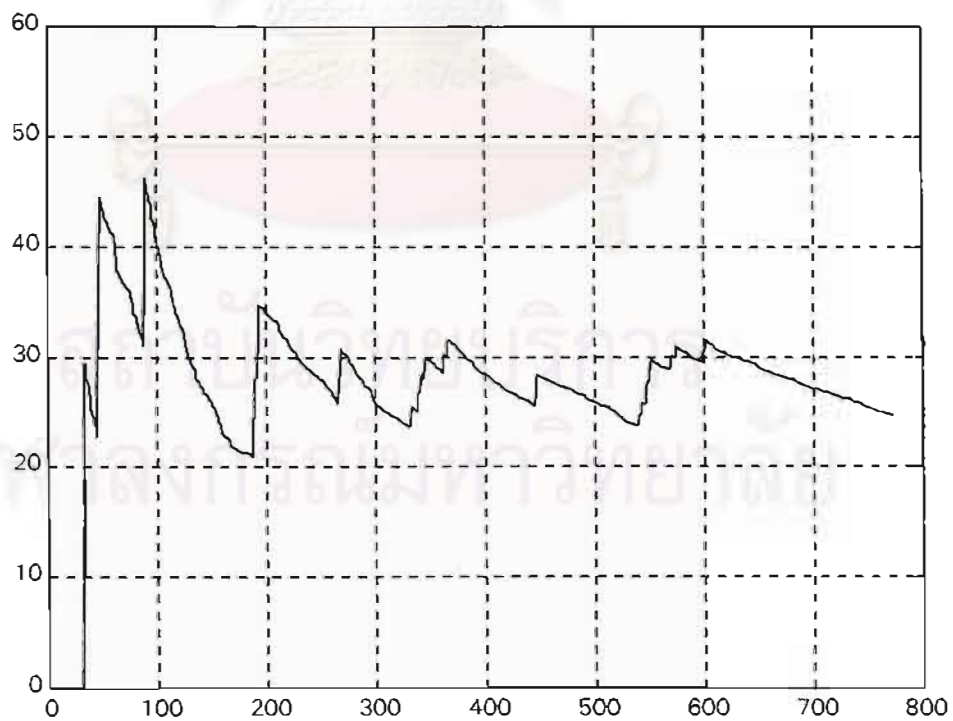
- หมายถึง เอกสารอ้างอิงมิได้แสดงค่าดัชนีนั้น หรือ โปรแกรมนั้นไม่สามารถคำนวณค่าดัชนีนั้นได้

ตารางที่ 8.3 ค่าดัชนีระบบของระบบ EGAT-North

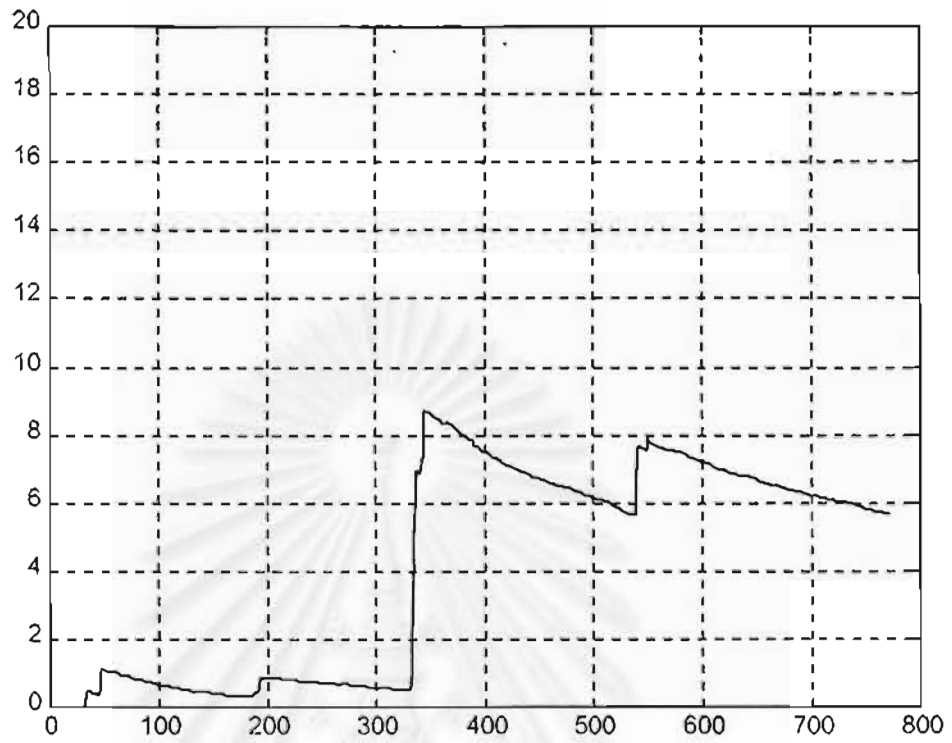
Tools	กรณี	LOLP	EPNS(MW)	LOLF(f/year)
วิธีที่พัฒนา	ระบบปกติ	0.001826	0.0564	26.41
	เมื่อเพิ่มสายส่งระหว่างบัลโดดเดียว	0.000235	0.0109	2.75



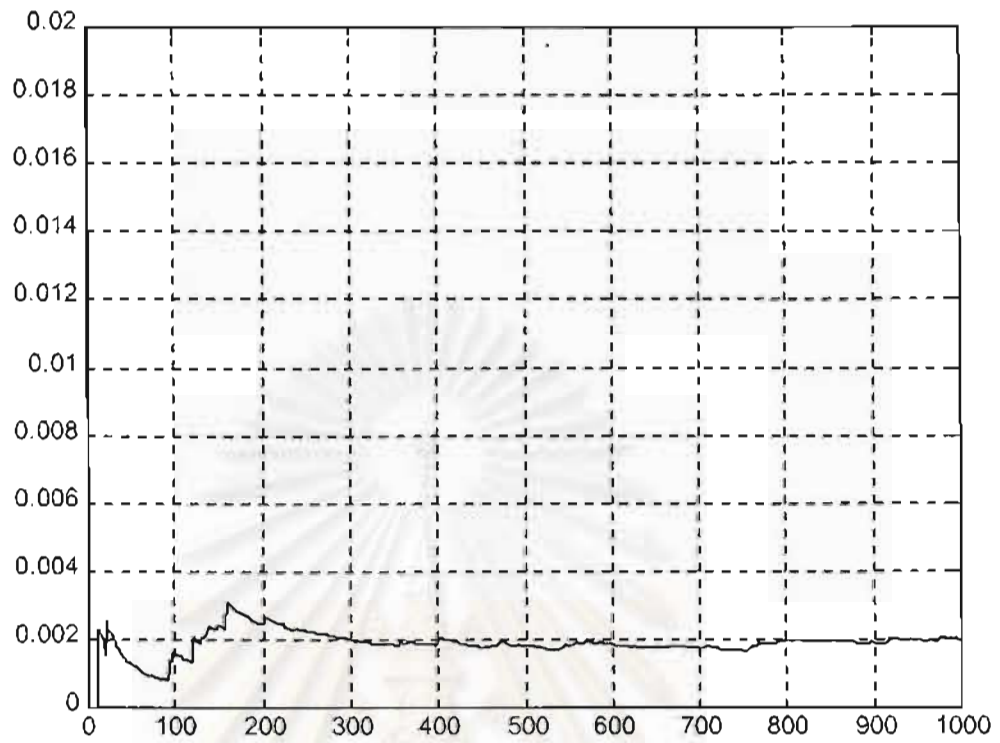
รูปที่ 8.5 การดูเข้าของดัชนี LOLP ของระบบ RTS-96



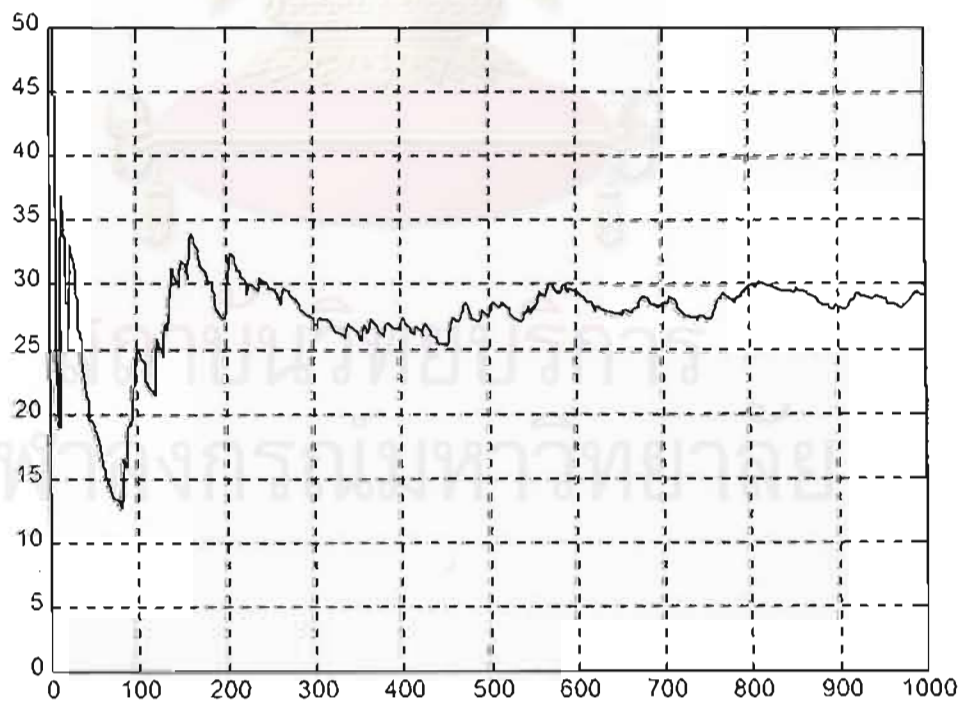
รูปที่ 8.6 การดูเข้าของดัชนี LOLP ของระบบ RTS-96



รูปที่ 8.7 การลู่เข้าของดัชนี EPNS ของระบบ RTS-96



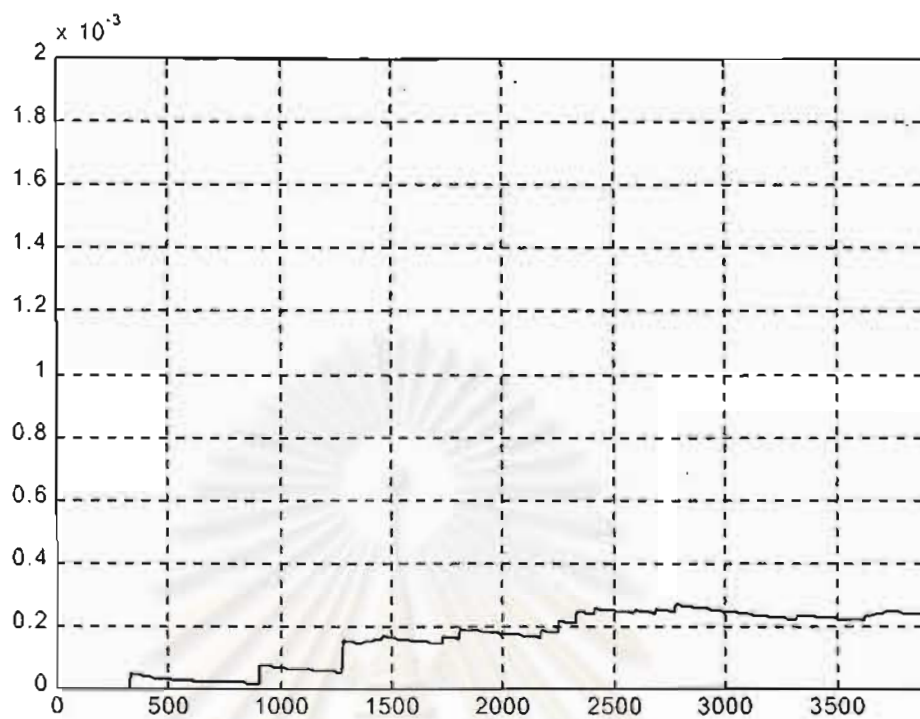
รูปที่ 8.8 การดูเข้าของดัชนี LOLP ของระบบ EGAT-North



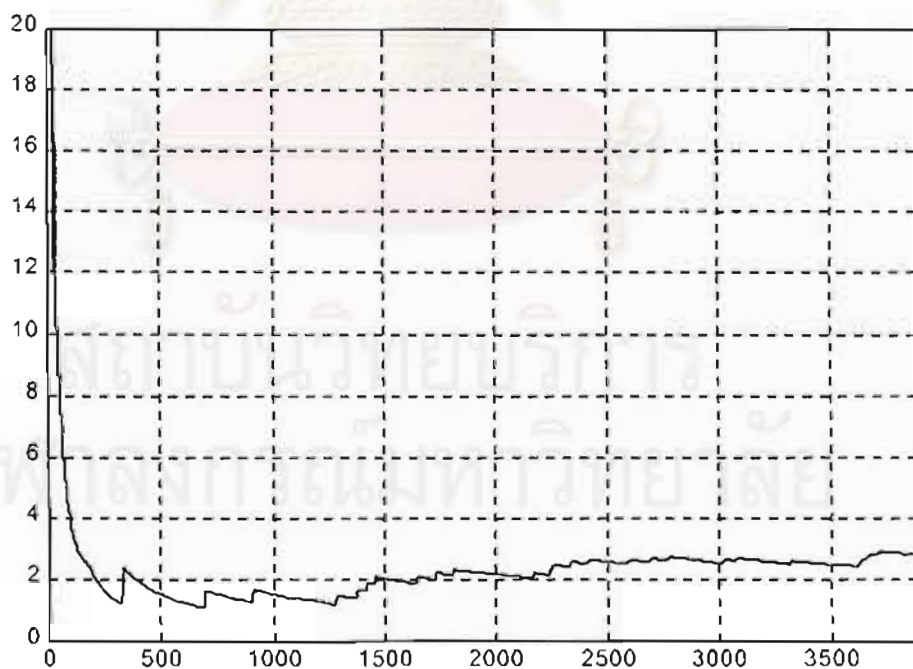
รูปที่ 8.9 การดูเข้าของดัชนี LOLF ของระบบ EGAT-North



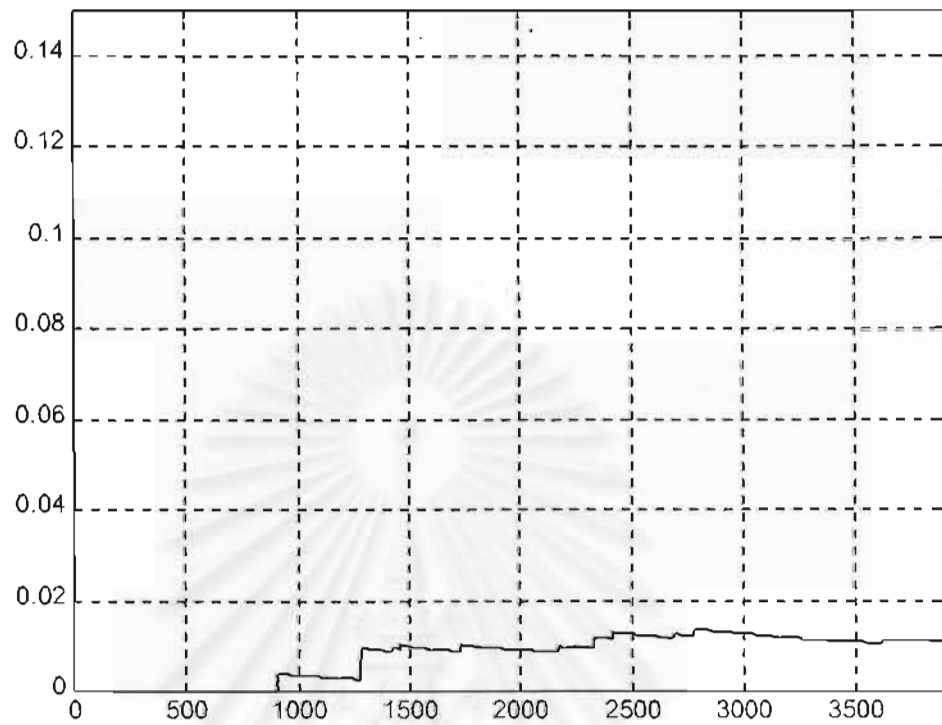
รูปที่ 8.10 การลู่เข้าของดัชนี EPNS ของระบบ EGAT-North



รูปที่ 8.11 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ของระบบ EGAT-North
เมื่อเพิ่มสายส่งเข้าระหว่างบัลโดดเดี่ยว



รูปที่ 8.12 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ของระบบ EGAT-North
เมื่อเพิ่มสายส่งเข้าระหว่างบัลโดดเดี่ยว



รูปที่ 8.13 การลู่เข้าของดัชนี EPNS ของระบบ EGAT-North
เมื่อเพิ่มสายส่งเข้าระหว่างบัสโดดเดี่ยว

8.4 ผลการวิเคราะห์ระบบทดสอบ RTS-79 โดยอาศัยการแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง

การวิเคราะห์ผลของระบบทดสอบ RTS-79 โดยประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง จะเริ่มต้นจากการแบ่งแยกระบบทดสอบ RTS-79 ออกเป็น 6 พื้นที่ ตามความใกล้เคียงทางไฟฟ้าด้วยวิธีการแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง ดังแสดงในตาราง 8.4 ซึ่งในแต่ละพื้นที่ประกอบด้วยกลุ่มของบัสต่างๆดังนี้

ตารางที่ 8.4 กลุ่มของบัสในพื้นที่ต่างๆของระบบ RTS-79

กลุ่มที่	บัสในกลุ่ม
1	1,2,4,5,6,10
2	7,8
3	15,17,18,21,22
4	14,16,19,20
5	9,11,12,13,23
6	3,24

จากนั้นจะทำการทดสอบเป็น 2 ลักษณะคือ ลักษณะที่หนึ่งเลือกโครงข่ายในกลุ่มที่ 1,2,5 และ 6 เป็นโครงข่ายภายในเพื่อจะพิจารณาวิเคราะห์อย่างละเอียด ส่วนโครงข่ายกลุ่มที่เหลือคือ กลุ่มที่ 3 และ 4 จะถือว่าเป็นโครงข่ายภายนอก ลักษณะที่สองจะกระทำตรงกันข้ามกับลักษณะที่หนึ่ง คือ จะเลือกโครงข่ายในกลุ่มที่ 3 และ 4 เป็นโครงข่ายภายใน ส่วนโครงข่ายกลุ่มที่เหลือจะเป็นโครงข่ายภายนอก ซึ่งจะใช้ในการหาโครงข่ายสมมูลทางความน่าจะเป็นต่อไป

หลังจากคำนวณสร้างโครงข่ายสมมูลทางความน่าจะเป็นเรียบร้อยแล้ว เราจะนำมาสร้างเป็นระบบทดสอบใหม่ที่เล็กลง(ขนาด 15 บัส และ 9 บัส ตามลำดับ) ผลที่ได้จากการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้คือ ดัชนีความเชื่อถือได้ของเฉพาะพื้นที่และดัชนีความเชื่อถือได้ของทั้งระบบซึ่งแสดงดังตาราง 8.5 และ 8.6 รูปแสดงการสุ่มเข้าของดัชนีต่างๆแสดงดังรูปที่ 8.14-8.19

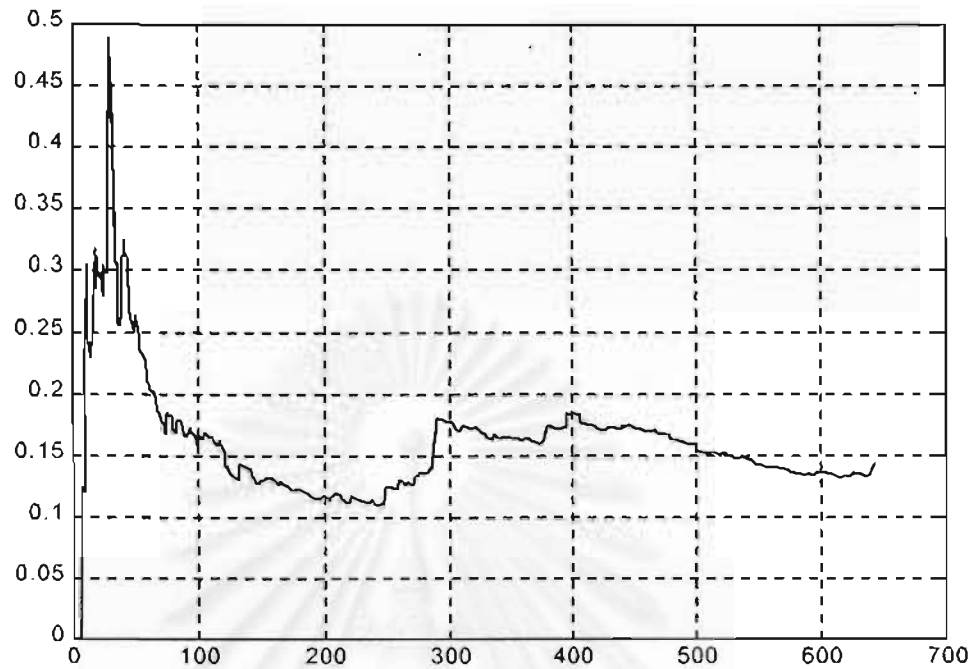
พิจารณาผลที่ได้ในตารางที่ 8.5 และ 8.6 จะพบว่า ดัชนีที่ได้มีความใกล้เคียงกับการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของทั้งระบบ แต่ใช้เวลาในการคำนวณน้อยลงมาก ซึ่งแสดงให้เห็นว่าการประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลังสามารถนำมาช่วยในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังได้ดี

ตารางที่ 8.5 ค่าดัชนีเฉพาะพื้นที่ของระบบ RTS-79 เมื่อประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง

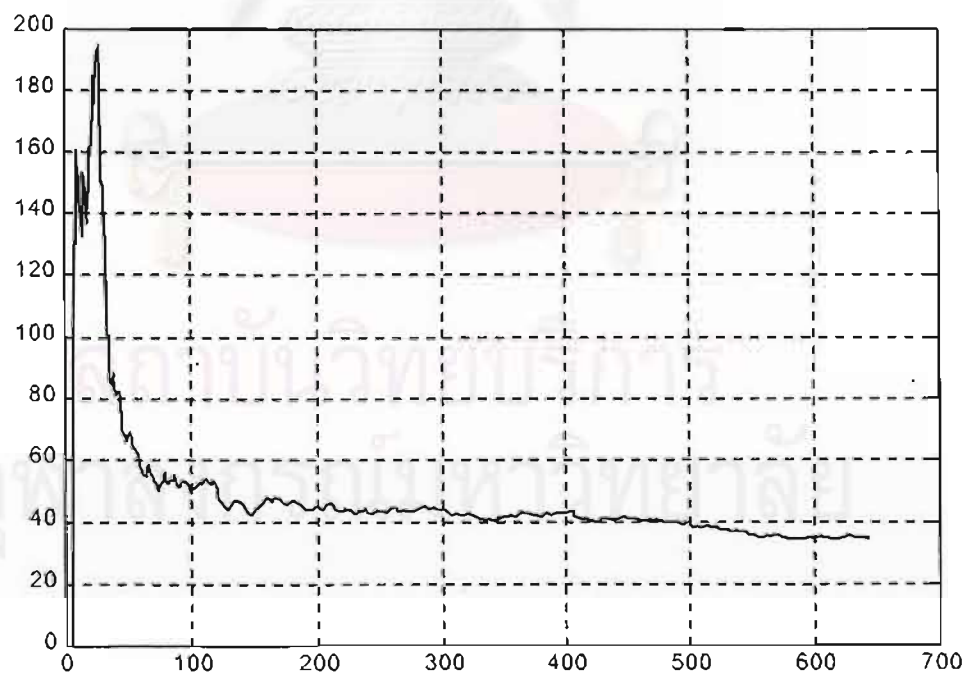
Tools	กรณี	LOLP	EPNS(MW)	LOLF(f/year)	Simulation time(min)
ใช้การแบ่งแยก โครงข่าย	โครงข่ายภายในเป็นกลุ่มที่ 1,2,5 และ 6	0.1140	19.293	33.38	0.6298
	โครงข่ายภายในเป็นกลุ่มที่ 3 และ 4	0.1257	15.855	17.10	1.5473
คิดจากทั้ง ระบบ	พิจารณาเฉพาะบัสในกลุ่มที่ 1,2,5 และ 6	0.1116	22.756	27.96	3.5510
	พิจารณาเฉพาะบัสในกลุ่มที่ 3 และ 4	0.1112	20.740	24.30	3.5510

ตารางที่ 8.6 ค่าดัชนีระบบของระบบ RTS-79 เมื่อประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง

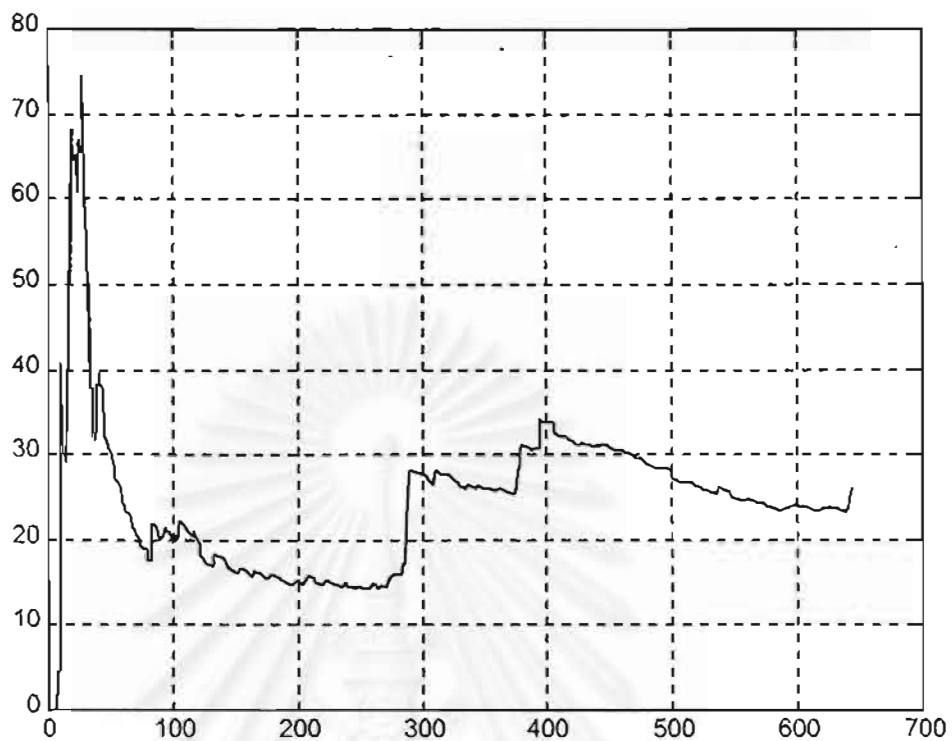
Tools	กรณี	LOLP	EPNS(MW)	LOLF(f/year)	Simulation time(min)
ใช้การแบ่งแยก โครงข่าย	โครงข่ายภายในเป็นกลุ่มที่ 1,2,5 และ 6	0.1441	25.929	35.16	0.6280
	โครงข่ายภายในเป็นกลุ่มที่ 3 และ 4	0.1447	19.647	19.71	1.9132
คิดจากทั้ง ระบบ		0.1468	26.295	31.88	3.5510



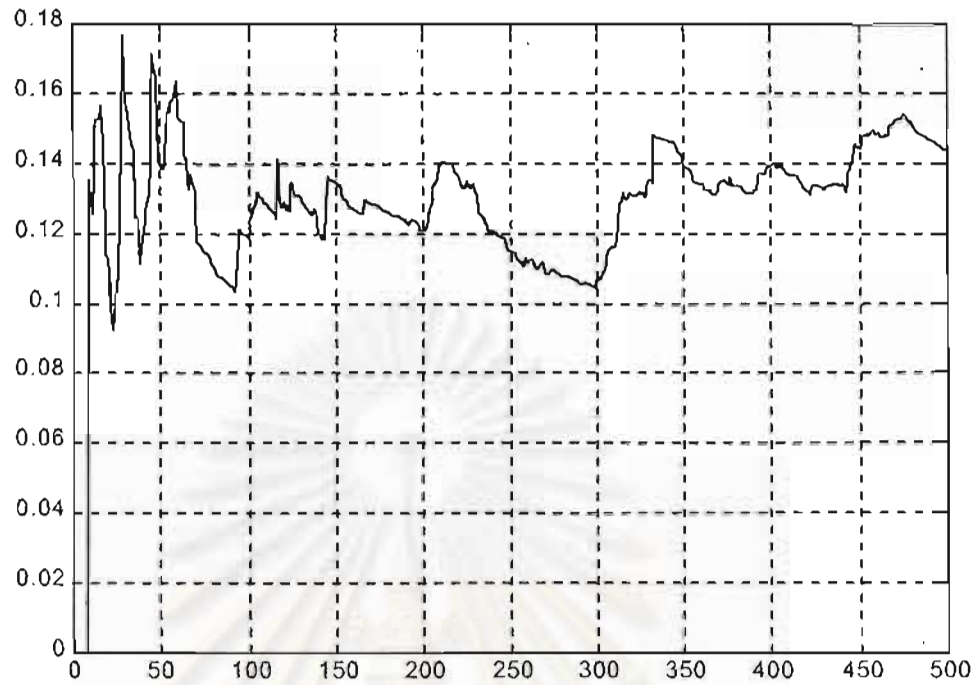
รูปที่ 8.14 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ของระบบ RTS-79 เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 1,2,5 และ 6 เป็นหลัก



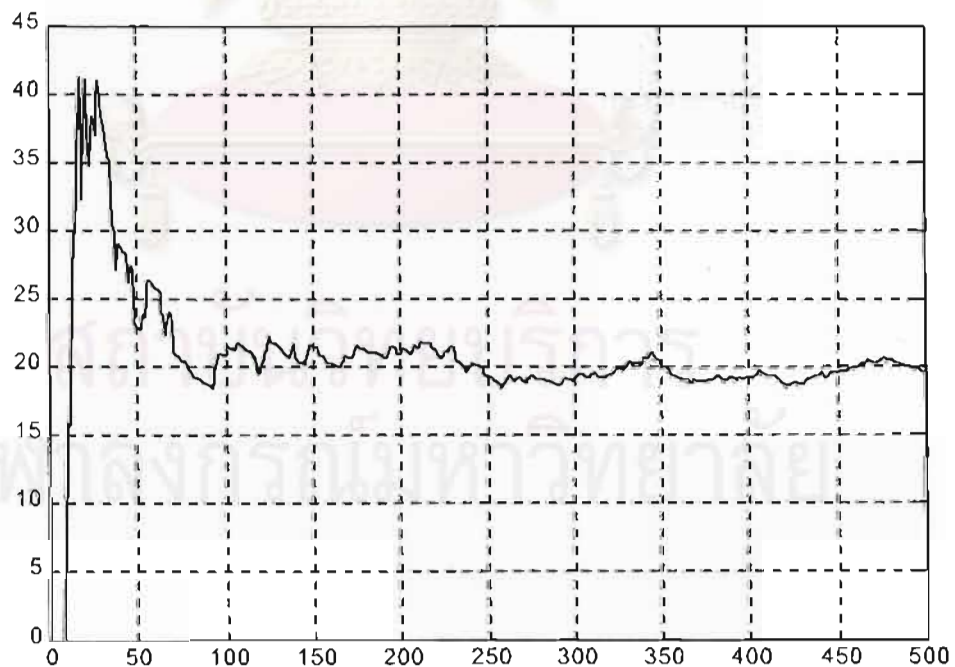
รูปที่ 8.15 การลู่เข้าของดัชนี LOLF ของระบบ RTS-79 เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 1,2,5 และ 6 เป็นหลัก



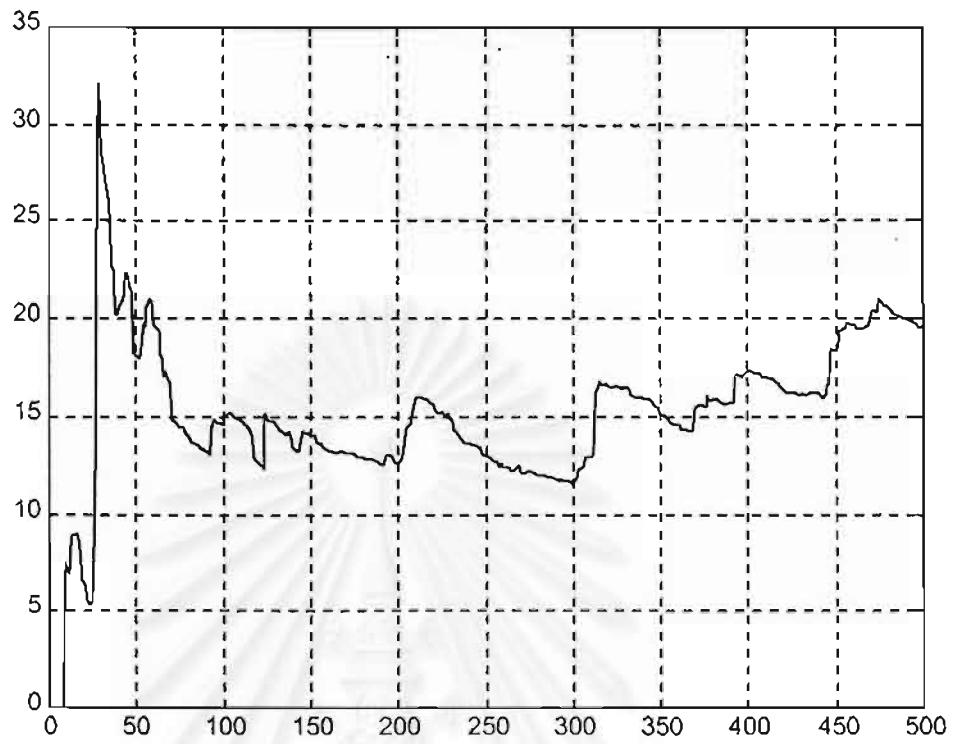
รูปที่ 8.16 การลู่เข้าของดัชนี EPNS ของระบบ RTS-79 เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 1,2,5 และ 6 เป็นหลัก



รูปที่ 8.17 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ของระบบ RTS-79 เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 3 และ 4 เป็นหลัก



รูปที่ 8.18 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ของระบบ RTS-79 เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 3 และ 4 เป็นหลัก



รูปที่ 8.19 การลู่เข้าของดัชนี EPNS ของระบบ RTS-79 เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย
โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 3 และ 4 เป็นหลัก

8.5 ผลการวิเคราะห์ระบบทดสอบ RTS-96 โดยอาศัยการแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง

ในการประยุกต์ใช้วิธีการแบ่งแยกโครงข่ายมาวิเคราะห์ระบบทดสอบ RTS-96 ซึ่งเกิดจากการนำระบบทดสอบ RTS-79 จำนวน 3 ระบบมาเชื่อมต่อกัน จะเริ่มต้นที่จะแบ่งแยกระบบ RTS-96 ออกเป็น 3 ส่วน ตามความใกล้กันทางไฟฟ้า ดังแสดงในตาราง 8.7 ซึ่งจะพบว่าโครงข่ายทั้ง 3 กลุ่มที่แบ่งแยกตามความใกล้กันทางไฟฟ้าออกมาก็คือ ระบบ RTS-79 แต่ละระบบนั่นเอง ซึ่งเป็นการยืนยันความเชื่อถือได้ของแนวคิดในการแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง

ตาราง 8.7 กลุ่มของบัสในพื้นที่ต่างๆของระบบ RTS-96

กลุ่มที่	บัสในกลุ่ม
1	1-24
2	25-48
3	49-73

การทดสอบจะเริ่มจากการเลือกโครงข่ายกลุ่มที่ 1 เป็นโครงข่ายภายใน ส่วนโครงข่ายในกลุ่มที่ 2 และ กลุ่มที่ 3 เป็นโครงข่ายภายนอก ซึ่งจะนำไปใช้ในการหาโครงข่ายสมมูลทางความน่าจะเป็นต่อไป หลังจากนั้นนำระบบทดสอบที่ถูกสร้างขึ้นมาใหม่ไปทำการประเมินความเชื่อถือได้ทั้งดัชนี เฉพาะพื้นที่ และดัชนีของทั้งระบบ จะได้ผลดังตารางที่ 8.8 และ 8.9 ส่วนรูปแสดงการลู่ว้าของดัชนีต่างๆแสดงดังรูปที่ 8.20-8.22

ผลการทดสอบที่ได้จะสอดคล้องกับผลจากระบบ RTS-79 คือ ค่าดัชนีที่ได้จากวิธีนี้มีความใกล้เคียงกับที่ได้จากการวิเคราะห์ทั้งระบบ แต่ใช้เวลาในการคำนวณน้อยกว่ามาก

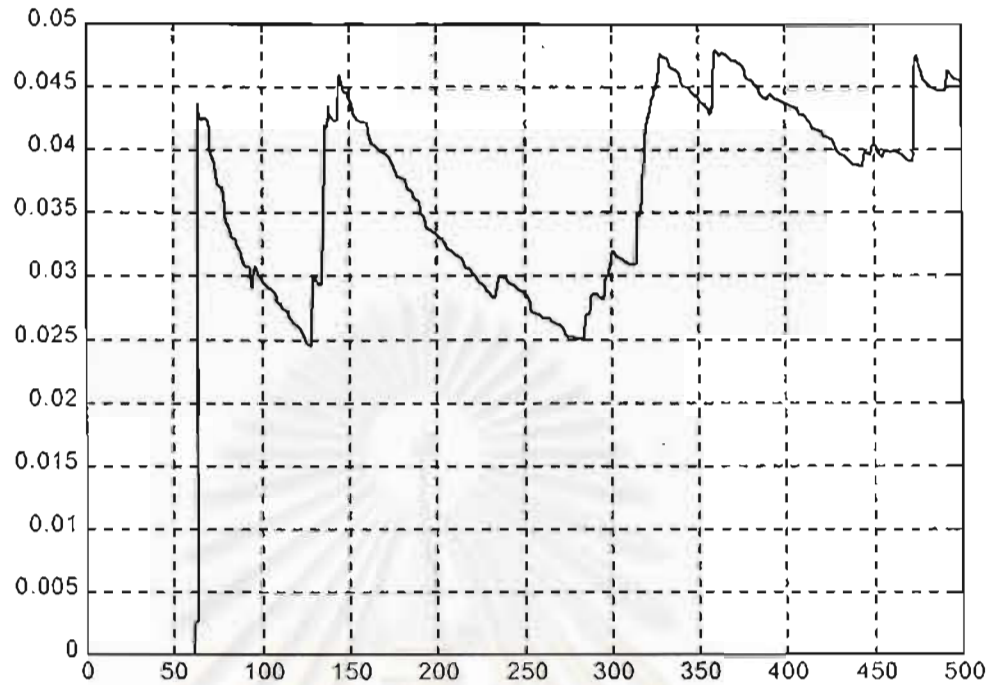
สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 8.8 ค่าดัชนีเฉพาะพื้นที่ของระบบ RTS-96 เมื่อประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง

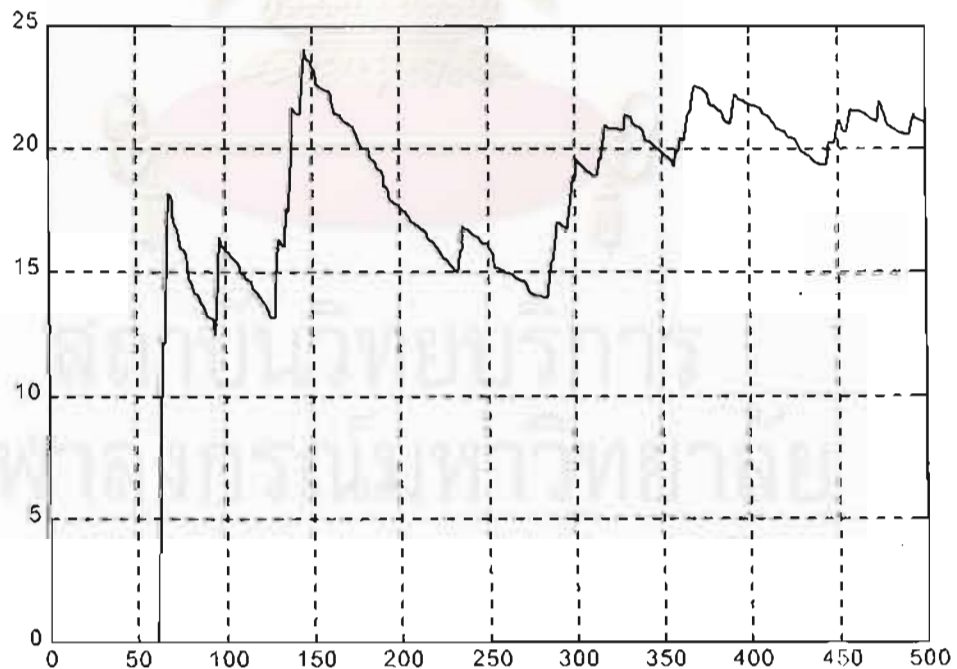
Tools	กรณี	LOLP	EPNS(MW)	LOLF(f/year)	Simulation time(min)
ใช้การแบ่งแยก โครงข่าย	โครงข่ายภายในเป็นกลุ่มที่ 1	0.0400	6.023	19.36	2.7673
คิดจากทั้ง ระบบ	พิจารณาเฉพาะบัสในกลุ่มที่ 1	0.0386	7.234	27.04	20.8042

ตารางที่ 8.9 ค่าดัชนีระบบของระบบ RTS-96 เมื่อประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง

Tools	กรณี	LOLP	EPNS(MW)	LOLF(f/year)	Simulation time(min)
ใช้การแบ่งแยก โครงข่าย	โครงข่ายภายในเป็นกลุ่มที่ 1	0.0455	6.004	19.989	8.6667
คิดจากทั้ง ระบบ		0.0422	5.512	12.93	20.8042



รูปที่ 8.20 การลู่อเข้าของดัชนี LOLP ของระบบ RTS-96 เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย
โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 1 เป็นหลัก



รูปที่ 8.21 การลู่อเข้าของดัชนี LOLP ของระบบ RTS-96 เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย
โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 1 เป็นหลัก



รูปที่ 8.22 การลู่อเข้าของดัชนี EPNS ของระบบ RTS-96 เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย
โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 1 เป็นหลัก

8.6 ผลการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทยเขตภาคเหนือ โดยอาศัยการแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง

ในการประยุกต์ใช้วิธีการแบ่งแยกโครงข่ายมาวิเคราะห์ระบบ EGAT-North จะเริ่มต้นที่จะแบ่งแยกระบบ ออกเป็น 6 ส่วน ตามความใกล้กันทางไฟฟ้า ดังแสดงในตาราง 8.10 ซึ่งในแต่ละพื้นที่ประกอบด้วยกลุ่มของบัสต่างๆดังนี้

ตารางที่ 8.10 กลุ่มของบัสในพื้นที่ต่างๆของระบบ EGAT-North

กลุ่มที่	บัสในกลุ่ม
1	1,3,20,21,29,35,36,45,49,51
2	2,37,40,48
3	4,5,6,7,8,10,11,12,13,16,17,18,23,32,38, 41,42,44,50
4	9,19,30,33,34
5	14,15,24,25,26,27,31,43,46,47
6	22,28,39

การทดสอบจะเริ่มจากการเลือกโครงข่ายกลุ่มที่ 3 เป็นโครงข่ายภายใน ส่วนโครงข่ายในกลุ่มที่เหลือจะพิจารณาเป็นโครงข่ายภายนอก ซึ่งจะนำไปใช้ในการหาโครงข่ายสมมูลทางความน่าจะเป็นต่อไป หลังจากนั้นนำระบบทดสอบที่ถูกสร้างขึ้นมาใหม่ไปทำการประเมินความเชื่อถือได้ทั้งดัชนี เฉพาะพื้นที่ และดัชนีของทั้งระบบ จะได้ผลดังตารางที่ 8.11 และ 8.12 ส่วนรูปแสดงการลู่เข้าของดัชนีต่างๆแสดงดังรูปที่ 8.23-8.25

เนื่องจากดัชนีความเชื่อถือได้ที่ได้จากระบบ EGAT-North มีค่าน้อยมาก ดังนั้นค่าดัชนีเฉพาะพื้นที่ ที่ได้จากการวิเคราะห์ทั้งระบบและการวิเคราะห์โดยอาศัยการแบ่งแยกโครงข่ายจะถูกพิจารณาในเชิงเปรียบเทียบ โดยทำการเปรียบเทียบดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบปกติ กับระบบเมื่อเพิ่มสายส่งเข้าไประหว่างบัส 7 และ บัส 16 จะพบว่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่ประเมินได้จากทั้งสองวิธีมีค่าดีขึ้นในสัดส่วนที่เท่าๆกัน

ตารางที่ 8.11 ค่าดัชนีเฉพาะพื้นที่ของระบบ EGAT-North เมื่อประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง

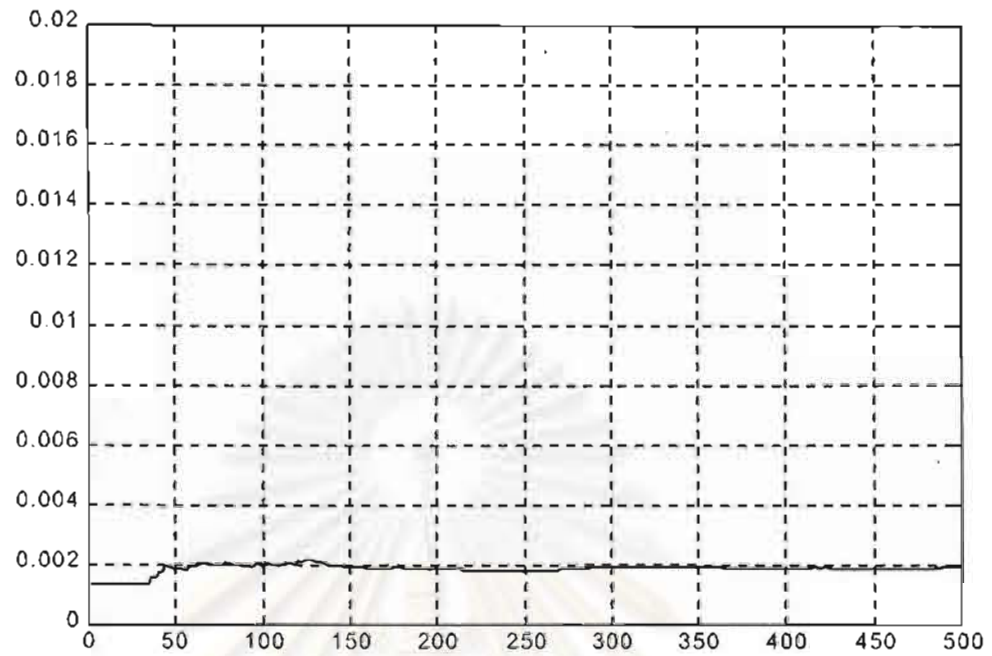
Tools	กรณี	LOLP	EPNS(MW)	LOLF(f/year)	Simulation time(min)
ใช้การแบ่งแยก โครงข่าย	โครงข่ายภายในเป็นกลุ่มที่ 3	0.000519	0.01608	6.926	0.64
ใช้การแบ่งแยก โครงข่าย	โครงข่ายภายในเป็นกลุ่มที่ 3 เมื่อเพิ่มสายส่งเข้า ระหว่างบัส 7 และ บัส 16	0.000324	0.00937	4.381	0.81
อัตราส่วนของดัชนีที่ลดลง		0.6243	0.5827	0.6325	
คิดจากทั้ง ระบบ	พิจารณาเฉพาะบัสในกลุ่มที่ 3	0.0003082	0.00592	3.108	4.12
คิดจากทั้ง ระบบ	พิจารณาเฉพาะบัสในกลุ่มที่ 3 เมื่อเพิ่มสายส่งเข้า ระหว่างบัส 7 และ บัส 16	0.0001988	0.00384	2.083	4.53
อัตราส่วนของดัชนีที่ลดลง		0.6450	0.6486	0.6702	

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

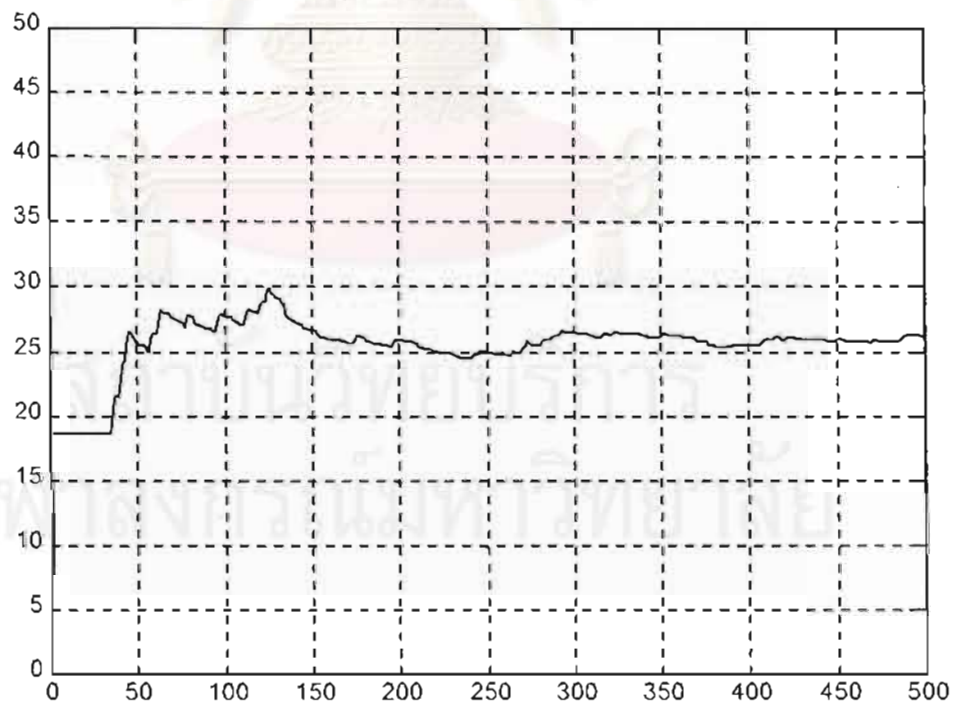


ตารางที่ 8.12 ค่าดัชนีระบบของระบบ EGAT-North เมื่อประยุกต์ใช้การแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง

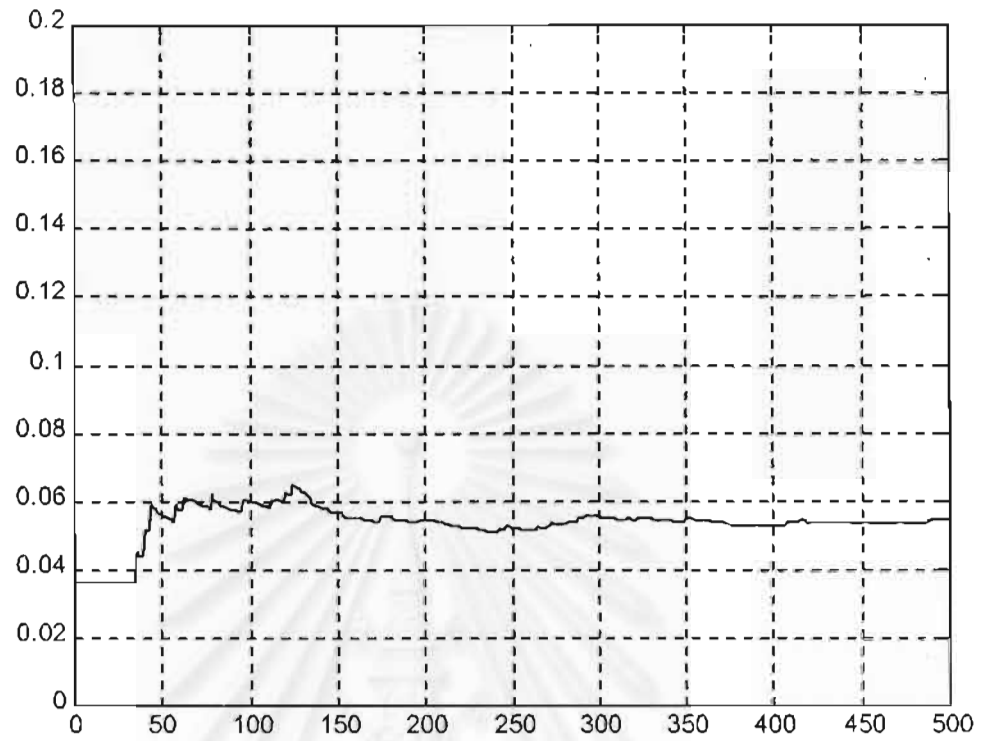
Tools	กรณี	LOLP	EPNS(MW)	LOLF(f/year)	Simulation time(min)
ใช้การแบ่งแยก โครงข่าย	โครงข่ายภายในเป็นกลุ่มที่ 3	0.001871	0.0543	26.14	0.76
คิดจากทั้ง ระบบ		0.001826	0.0564	21.41	4.12



รูปที่ 8.23 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ของระบบ EGAT-North เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 3 เป็นหลัก



รูปที่ 8.24 การลู่เข้าของดัชนี LOLP ของระบบ EGAT-North เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 3 เป็นหลัก



รูปที่ 8.25 การลู่เข้าของดัชนี EPNS ของระบบ EGAT-North เมื่อใช้การแบ่งแยกโครงข่าย
โดยพิจารณาโครงข่ายในกลุ่มที่ 3 เป็นหลัก

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

9.1 สรุปผลการวิจัย

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการศึกษาการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลแบบสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบโดยอาศัยการคำนวณโหลดโพล์แบบเฮซีและใช้วิธี Heuristic เป็นเครื่องมือในการแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้นในแต่ละเหตุการณ์ที่สุ่มโดยพยายามให้สอดคล้องกับหลักในการปฏิบัติจริงมากที่สุด ส่วนระบบทดสอบที่ใช้ได้แก่ระบบ IEEE Reliability Test System ขนาด 24 บัสและขนาด 73 บัส ทำการศึกษาเฉพาะค่าโหลดสูงสุด และพิจารณาแบ่งโหลดในแต่ละบัสเป็น 3 ชนิด คือ โหลดที่สามารถตัดได้ โหลดหลัก และ โหลดวิกฤต โดยในแต่ละบัสมีโหลดแต่ละชนิดเป็นร้อยละ 20, 40 และ 40 ตามลำดับ และจากผลการวิเคราะห์สามารถสรุปได้ดังนี้

- 1) การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังโดยใช้เฮซีโหลดโพล์จะให้ค่าดัชนีที่มีความถูกต้องมากกว่า การใช้ดีซีโหลดโพล์ เนื่องจาก การใช้ดีซีโหลดโพล์จะละเลยผลของกำลังสูญเสีย และ ผลของกำลังรีแอกทีฟในระบบ ทำให้ดัชนีต่ำกว่าความเป็นจริง
- 2) การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังโดยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลจะให้ค่าดัชนีสูงกว่าวิธีการประเมินด้วยวิธีวิเคราะห์ เนื่องจากการใช้วิธีวิเคราะห์จะจำกัดจำนวนอุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลว ทำให้ไม่สามารถวิเคราะห์เหตุขัดข้องได้ครบทุกกรณี
- 3) การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลด้วยวิธีการสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบ มีความสะดวกกว่าการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลด้วยวิธีการสุ่มสถานะ เพราะสามารถคำนวณดัชนีที่เกี่ยวกับความถี่ได้โดยตรง ไม่ต้องการการคำนวณเพิ่มเติมที่ยุ่งยาก
- 4) การใช้วิธี Heuristic ในการแก้ไขปัญหาการเกิดเหตุขัดข้องในระบบ มีประสิทธิภาพมากกว่าการใช้ลิเนียร์โปรแกรมมิ่ง ในแง่ของเวลาที่ใช้ในการคำนวณ ในขณะที่ผลของดัชนีที่ได้มีค่าใกล้เคียงกัน และการใช้วิธี Heuristic สอดคล้องกับวิธีในการปฏิบัติจริงมากกว่า

5) การนำการแบ่งแยกโครงข่ายไฟฟ้ากำลังมาประยุกต์ใช้ ทำให้สามารถประเมินความเชื่อถือได้ในพื้นที่เจาะจง (Particular area) มีความสะดวกมากยิ่งขึ้นและสามารถช่วยในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าทั้งระบบได้

9.2 ข้อเสนอแนะสำหรับการศึกษาและพัฒนาต่อไป

- 1) อาจมีการพิจารณาผลการขัดข้องที่มีสาเหตุร่วมกัน และ/หรือ ผลของสถานีไฟฟ้า เพื่อให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้มีความถูกต้องสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น
- 2) อาจใช้เทคนิคการลดความแปรปรวน (Variance reduction technique) มาประยุกต์ใช้เพื่อให้ค่าดัชนีรู้เข้าเร็วขึ้น
- 3) อาจพิจารณาข้อมูลของอุปกรณ์เป็นข้อมูลแบบฟัซซี (Fuzzy data) เพื่อลดความไม่แน่นอนในการเก็บรวบรวมข้อมูล

รายการอ้างอิง

1. กิตติศักดิ์ ม่วงเงิน. การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ด้วยวิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต: ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2542.
2. พิชัย เกรียงศักดิ์เจริญ. การแบ่งแยกโครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลังสำหรับใช้กับสมมูลโหลดโพลี. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต: ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2542.
3. Billinton, R., and Allan, R.N. Reliability Evaluation of Power System. London: Pitman Advanced Publishing Program, 1984.
4. Billinton, R., and Allan, R.N. Reliability Evaluation of Engineering Systems: concepts and techniques. New York: Plenum Press, 1992.
5. Billinton R., and Allan R.N. Reliability Assessment of Large Electric Power Systems. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1988.
6. Grainger, J.J., and Stevenson, D.W.Jr. Power System Analysis. New York: McGraw-Hill, 1994.
7. Wood, A. J., and Wollenberg, B.F. Power generation operation and control. New York: John Wiley, 1984.
8. S.G.Nash and A.Sofer Linear and Nonlinear Programming. Singapore: McGraw-Hill.
9. S.Shah and S.M.Shahidehpour A Heuristic Approach to Load Shedding Scheme. IEEE Transactions on Power Systems Vol.4, No.4, Oct. 1989.
10. Melo, A.C.G., Pereira, M.V.F., and Leite da Silva, A.M. Frequency and Duration Calculations in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation. IEEE Transactions on Power Systems Vol 7, No. 2, May 1992.
11. Billinton R., and Li W. Composite System Reliability Assessment Using Monte Carlo Approach. Third international conference on probabilistic methods applied to electric power systems PMAPS: conf.proc.No.338
12. Billinton R., and Li W. A System State Transition Sampling Method. IEEE Transaction on Power System Vol.8, No.3, August 1993.

13. Zhang W.,and Bilington R. Application of an Adequacy Equivalent Method in Bulk Power System Reliability Evaluation. IEEE Transaction on Power System Vol.13, No.2, May 1998.
14. Maghraby H.A.M., and Allan R.N. Application of DC Equivalents to the Reliability Evaluation of Composite Power Systems. IEEE Transaction on Power System Vol.14, No.1, February 1999.
15. IEEE RTS Task Force of APM Subcommittee IEEE Reliability Test System. IEEE Transaction on Power Apparatus System, Vol.PAS-98, No.6, November 1979
16. IEEE RTS Task Force of APM Subcommittee The IEEE Reliability Test System-1996. IEEE Transaction on Power System, Vol.14, No.3, August 1999
17. Pinheiro,J.M.S., Dornellas,C.R.R., Schilling,M.Th., Melo,A.C.G. and Mello,J.C.O. Probing the new IEEE reliability test system(RTS-96):HL-II ASSESSMENT. IEEE Transaction on Power Systems, Vol.13, No. 1, February 1998.
18. Beshir, M.J., Cheng, T.C. and Farag, A.S.A. Comparison of Monte Carlo simulation and state enumeration based adequacy assessment programs : CREAM and COMREL. Transmission and distribution conference , 1996 proceeding.
19. Mello,J.C.O., Melo, A.C.G., Romero, S.P., Oliveira,G.C., Cunha,S.H.F., Morozowski, M.F., Pereira, M.V.F. and Fontoura,R.N.F Development of a comosite system reliability program for large hydrothermal power systems-- issues and solutions. Brazilian Power Reliability Working Group (SGC)
20. Zimmerman R.D.,and Gan D. Matpower User Manual V.2.0. Power Systems Engineering Research Center (PSERC) School of Electrical Engineering. NY: Cornell University, Ithaca, 14853



ภาคผนวก

ภาคผนวก

ระบบทดสอบ

ก. ระบบทดสอบ IEEE-Reliability Test System ขนาด 24 บัส (RTS-79)

ระบบทดสอบ RTS-79 ประกอบด้วยบัสจำนวน 24 บัส สายส่ง 33 เส้น หม้อแปลง ไฟฟ้า 5 ตัว เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 32 เครื่อง ซึ่งมีขนาดตั้งแต่ 400 MW ลงไปจนถึง 12 MW โดยมีกำลังติดตั้ง 3,405 MW และโหลดสูงสุดเท่ากับ 2,850 MW ส่วนบัสอ้างอิงคือบัสที่ 23 ดังรายละเอียดในตารางที่ ก. ข. และ ค. และได้แสดงรูปโครงสร้างของระบบไว้ในรูปที่ ก

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลบัสของระบบ RTS-79

Bus No.	Generation		Load		Pgmax (MW)	Pgmin (MW)
	Pg (MW)	Qg(MVAR)	Pl (MW)	Ql (MW)		
1	172	0	108	22	192	0
2	172	0	97	20	192	0
3	0	0	180	37	0	0
4	0	0	74	15	0	0
5	0	0	71	14	0	0
6	0	0	136	28	0	0
7	200	0	125	25	300	0
8	0	0	171	35	0	0
9	0	0	175	36	0	0
10	0	0	195	40	0	0
11	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0
13	394	0	265	54	591	0
14	0	0	194	39	0	0
15	215	0	317	64	215	0

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลบัลของระบบ RTS-79 (ต่อ)

Bus No.	Generation		Load		Pgmax	Pgmin
16	155	0	100	20	155	0
17	0	0	0	0	0	0
18	400	0	333	68	400	0
19	0	0	181	37	0	0
20	0	0	128	26	0	0
21	400	0	0	0	400	0
22	250	0	0	0	300	0
23	505	0	0	0	660	0
24	0	0	0	0	0	0

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบ RTS-79

Line No.	From	To	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (p.u.)	λ (f/yr)	μ (r/yr)
1	1	2	0.0026	0.0139	0.4611	1.75	0.240	547.500
2	1	3	0.0546	0.2112	0.0572	1.75	0.510	876.000
3	1	5	0.0218	0.0845	0.0229	1.75	0.330	876.000
4	2	4	0.0328	0.1267	0.0343	1.75	0.390	876.000
5	2	6	0.0497	0.1920	0.0520	1.75	0.480	876.000
6	3	9	0.0308	0.1190	0.0322	1.75	0.380	876.000
7	3	24	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
8	4	9	0.0268	0.1037	0.0281	1.75	0.360	876.000
9	5	10	0.0223	0.0883	0.0239	1.75	0.340	876.000
10	6	10	0.0139	0.0605	2.4590	1.75	0.330	250.286
11	7	8	0.0159	0.0614	0.0166	1.75	0.300	876.000

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบ RTS-79 (ต่อ)

Line No.	From	To	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (p.u.)	λ (f/yr)	μ (r/yr)
12	8	9	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	0.440	876.000
13	8	10	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	0.440	876.000
14	9	11	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
15	9	12	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
16	10	11	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
17	10	12	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
18	11	13	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	0.400	796.364
19	11	14	0.0054	0.0418	0.0879	5.00	0.390	796.364
20	12	13	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	0.400	796.364
21	12	23	0.0124	0.0966	0.0203	5.00	0.520	796.364
22	13	23	0.0111	0.0865	0.1818	5.00	0.490	796.364
23	14	16	0.0050	0.0389	0.0818	5.00	0.380	796.364
24	15	16	0.0020	0.0173	0.0364	5.00	0.330	796.364
25	15	21	0.0063	0.0490	0.1030	5.00	0.410	796.364
26	15	21	0.0063	0.0490	0.1030	5.00	0.410	796.364
27	15	24	0.0067	0.0519	0.1091	5.00	0.410	796.364
28	16	17	0.0033	0.0259	0.0545	5.00	0.350	796.364
29	16	19	0.0030	0.0231	0.0970	5.00	0.340	796.364
30	17	18	0.0018	0.0144	0.0303	5.00	0.320	796.364
31	17	22	0.0135	0.1053	0.2212	5.00	0.540	796.364
32	18	21	0.0033	0.0259	0.05054	5.00	0.350	796.364
33	18	21	0.0030	0.0259	0.05054	5.00	0.350	796.364
34	19	20	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	0.380	796.364
35	19	20	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	0.380	796.364
36	20	23	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	0.340	796.364

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบ RTS-79 (ต่อ)

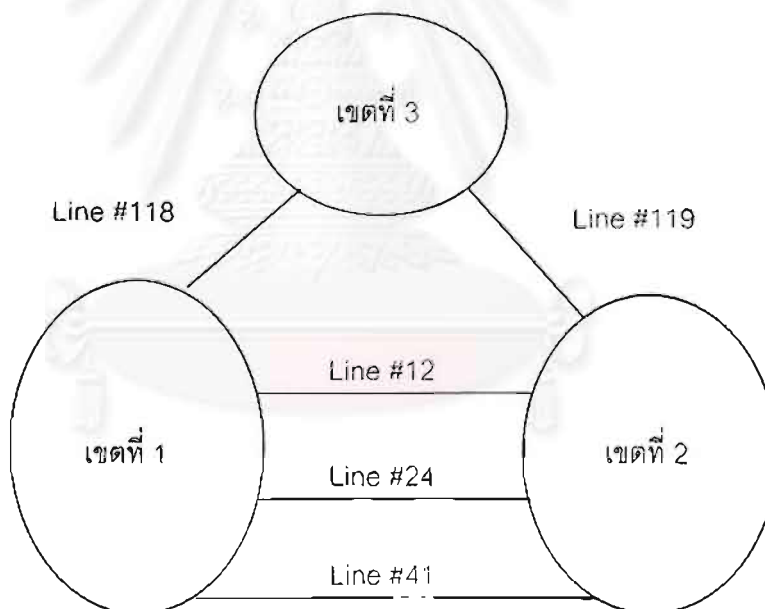
Line No.	From	To	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (p.u.)	λ (f/yr)	μ (r/yr)
37	20	23	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	0.340	796.364
38	21	22	0.0087	0.0678	0.1424	5.00	0.450	796.364

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบ RTS-79

Generator Group	Bus Connect	Number of Unit	Cap. Of each Unit (MW)	MVAR		λ (f/yr)	μ (r/yr)
				Max	Min		
1	1	2	20	10	0	19.467	175.2
2	1	2	76	30	-25	4.469	219.0
3	2	2	20	10	0	19.467	175.2
4	2	2	76	30	-25	4.469	219.0
5	7	3	100	60	0	7.300	175.2
6	13	3	197	80	0	9.221	175.2
7	15	5	12	6	0	2.980	146.0
8	15	1	155	80	-50	9.125	219.0
9	16	1	155	80	-50	9.125	219.0
10	18	1	400	200	-50	7.964	58.4
11	21	1	400	200	-50	7.964	58.4
12	22	6	50	16	-10	4.424	438.0
13	23	2	155	80	-50	9.125	219.0
14	23	1	350	150	-25	7.617	87.6

ข. ระบบทดสอบ IEEE-Reliability Test System ขนาด 73 บัส (RTS-96)

ระบบทดสอบ RTS-96 เป็นระบบทดสอบที่ได้จากการนำระบบทดสอบ RTS-79 3 ระบบมาเชื่อมโยงเป็นระบบเดียวกัน ดังแสดงในรูปที่ ข.1 และเพิ่มสายส่งแบบดีซี (DC Link) เข้ามาด้วย แต่ในวิทยานิพนธ์นี้จะไม่นำสายส่งแบบดีซีมาพิจารณา จากลักษณะดังกล่าวระบบทดสอบ RTS-96 จึงประกอบด้วยบัสจำนวน 73 บัส(บัสที่ 1 ถึง 24 อยู่ในเขตที่ 1 ส่วนบัสที่ 25 ถึง บัสที่ 48 อยู่ในเขตที่ 2 และบัสที่ 49 ถึง 73 อยู่ในเขตที่ 3) สายส่ง 104 เส้น และหม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 16 ตัว กำลังผลิตติดตั้ง 10,215 MW โหลดสูงสุด 8,550 MW ดังรายละเอียดในตารางที่ ข.1 ข.2 และ ข.3 และ รูปที่ ข.1[19,17] (ข้อมูลสำหรับเขตที่ 3 จะเพิ่มบัสหม้อแปลงขึ้น 1 บัสคือบัสที่ 73 ซึ่งทำให้เขตที่ 3 มี 25 บัส ส่วนโครงสร้างอื่น ๆ ในเขตที่ 3 ยังคงเหมือนกับระบบ RTS-79 ทุกประการ)



รูปที่ ข.1 โครงสร้างของระบบทดสอบ RTS 96

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลของระบบ RTS-96

Bus No.	Generation		Load		Pgmax (MW)	Pgmin (MW)
	Pg (MW)	Qg(MVAR)	Pl (MW)	Ql (MW)		
1	172	0	108	22	192	0
2	172	0	97	20	192	0
3	0	0	180	37	0	0
4	0	0	74	15	0	0
5	0	0	71	14	0	0
6	0	0	136	28	0	0
7	240	0	125	25	300	0
8	0	0	171	35	0	0
9	0	0	175	36	0	0
10	0	0	195	40	0	0
11	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0
13	285.3	0	265	54	591	0
14	0	0	194	39	0	0
15	215	0	317	64	215	0
16	155	0	100	20	155	0
17	0	0	0	0	0	0
18	400	0	333	68	400	0
19	0	0	181	37	0	0
20	0	0	128	26	0	0
21	400	0	0	0	400	0
22	300	0	0	0	300	0
23	660	0	0	0	660	0
24	0	0	0	0	0	0
25	172	0	108	22	192	0

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลบัลของระบบ RTS-96 (ต่อ)

Bus No.	Generation		Load		Pgmax (MW)	Pgmin (MW)
	Pg (MW)	Qg(MVAR)	PI (MW)	QI (MW)		
26	172	0	97	20	192	0
27	0	0	180	37	0	0
28	0	0	74	15	0	0
29	0	0	71	14	0	0
30	0	0	136	28	0	0
31	240	0	125	25	300	0
32	0	0	171	35	0	0
33	0	0	175	36	0	0
34	0	0	195	40	0	0
35	0	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0
37	285.3	0	265	54	591	0
38	0	0	194	39	0	0
39	215	0	317	64	215	0
40	155	0	100	20	155	0
41	0	0	0	0	0	0
42	400	0	333	68	400	0
43	0	0	181	37	0	0
44	0	0	128	26	0	0
45	400	0	0	0	400	0
46	300	0	0	0	300	0
47	660	0	0	0	660	0
48	0	0	0	0	0	0
49	172	0	108	22	192	0
50	172	0	97	20	192	0

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลบัลของระบบ RTS-96 (ต่อ)

Bus No.	Generation		Load		Pgmax (MW)	Pgmin (MW)
	Pg (MW)	Qg(MVAR)	Pl (MW)	Ql (MW)		
51	0	0	180	37	0	0
52	0	0	74	15	0	0
53	0	0	71	14	0	0
54	0	0	136	28	0	0
55	240	0	125	25	300	0
56	0	0	171	35	0	0
57	0	0	175	36	0	0
58	0	0	195	40	0	0
59	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0
61	285.3	0	265	54	591	0
62	0	0	194	39	0	0
63	215	0	317	64	215	0
64	155	0	100	20	155	0
65	0	0	0	0	0	0
66	400	0	333	68	400	0
67	0	0	181	37	0	0
68	0	0	128	26	0	0
69	400	0	0	0	400	0
70	300	0	0	0	300	0
71	660	0	0	0	660	0
72	0	0	0	0	0	0
73	0	0	0	0	0	0

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบ RTS-96

Line No.	From	To	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (p.u.)	λ (f/yr)	μ (r/yr)
1	1	2	0.0026	0.0139	0.4611	1.75	0.240	547.500
2	1	3	0.0546	0.2112	0.0572	1.75	0.510	876.000
3	1	5	0.0218	0.0845	0.0229	1.75	0.330	876.000
4	2	4	0.0328	0.1267	0.0343	1.75	0.390	876.000
5	2	6	0.0497	0.1920	0.0520	1.75	0.480	876.000
6	3	9	0.0308	0.1190	0.0322	1.75	0.380	876.000
7	3	24	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
8	4	9	0.0268	0.1037	0.0281	1.75	0.360	876.000
9	5	10	0.0223	0.0883	0.0239	1.75	0.340	876.000
10	6	10	0.0139	0.0605	2.4590	1.75	0.330	250.286
11	7	8	0.0159	0.0614	0.0166	1.75	0.300	876.000
12	7	27	0.0417	0.1613	0.0436	1.75	0.440	876.000
13	8	9	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	0.440	876.000
14	8	10	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	0.440	876.000
15	9	11	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
16	9	12	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
17	10	11	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
18	10	12	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
19	11	13	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	0.400	796.364
20	11	14	0.0054	0.0418	0.0879	5.00	0.390	796.364
21	12	13	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	0.400	796.364
22	12	23	0.0124	0.0966	0.0203	5.00	0.520	796.364
23	13	23	0.0111	0.0865	0.1818	5.00	0.490	796.364
24	13	39	0.0096	0.0749	0.1575	5.00	0.470	796.364
25	14	16	0.0050	0.0389	0.0818	5.00	0.380	796.364

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบ RTS-96(ต่อ)

Line No.	From	To	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (p.u.)	λ (f/yr)	μ (r/yr)
26	15	16	0.0020	0.0173	0.0364	5.00	0.330	796.364
27	15	21	0.0063	0.0490	0.1030	5.00	0.410	796.364
28	15	21	0.0063	0.0490	0.1030	5.00	0.410	796.364
29	15	24	0.0067	0.0519	0.1091	5.00	0.410	796.364
30	16	17	0.0033	0.0259	0.0545	5.00	0.350	796.364
31	16	19	0.0030	0.0231	0.0970	5.00	0.340	796.364
32	17	18	0.0018	0.0144	0.0303	5.00	0.320	796.364
33	17	22	0.0135	0.1053	0.2212	5.00	0.540	796.364
34	18	21	0.0033	0.0259	0.05054	5.00	0.350	796.364
35	18	21	0.0030	0.0259	0.05054	5.00	0.350	796.364
36	19	20	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	0.380	796.364
37	19	20	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	0.380	796.364
38	20	23	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	0.340	796.364
39	20	23	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	0.340	796.364
40	21	22	0.0087	0.0678	0.1424	5.00	0.450	796.364
41	23	41	0.0095	0.0735	0.1545	5.00	0.460	796.364
42	25	26	0.0026	0.0139	0.4611	1.75	0.240	547.500
43	25	27	0.0546	0.2112	0.0572	1.75	0.510	876.000
44	25	29	0.0218	0.0845	0.0229	1.75	0.330	876.000
45	26	28	0.0328	0.1267	0.0343	1.75	0.390	876.000
46	26	30	0.0497	0.1920	0.0520	1.75	0.480	876.000
47	27	33	0.0308	0.1190	0.0322	1.75	0.380	876.000
48	27	48	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
49	28	33	0.0268	0.1037	0.0281	1.75	0.360	876.000
50	29	34	0.0223	0.0883	0.0239	1.75	0.340	876.000

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบ RTS-96(ต่อ)

Line No.	From	To	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (p.u.)	λ (f/yr)	μ (r/yr)
51	30	34	0.0139	0.0605	2.4590	1.75	0.330	250.286
52	31	32	0.0159	0.0614	0.0166	1.75	0.300	876.000
53	32	33	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	0.440	876.000
54	32	34	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	0.440	876.000
55	33	35	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
56	33	36	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
57	34	35	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
58	34	36	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
59	35	37	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	0.400	796.364
60	35	38	0.0054	0.0418	0.0879	5.00	0.390	796.364
61	36	37	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	0.400	796.364
62	36	47	0.0124	0.0966	0.0203	5.00	0.520	796.364
63	37	47	0.0111	0.0865	0.1818	5.00	0.490	796.364
64	38	40	0.0050	0.0389	0.0818	5.00	0.380	796.364
65	39	40	0.0020	0.0173	0.0364	5.00	0.330	796.364
66	39	45	0.0063	0.0490	0.1030	5.00	0.410	796.364
67	39	45	0.0063	0.0490	0.1030	5.00	0.410	796.364
68	39	48	0.0067	0.0519	0.1091	5.00	0.410	796.364
69	40	41	0.0033	0.0259	0.0545	5.00	0.350	796.364
70	40	43	0.0030	0.0231	0.0970	5.00	0.340	796.364
71	41	42	0.0018	0.0144	0.0303	5.00	0.320	796.364
72	41	46	0.0135	0.1053	0.2212	5.00	0.540	796.364
73	42	45	0.0033	0.0259	0.05054	5.00	0.350	796.364
74	42	45	0.0030	0.0259	0.05054	5.00	0.350	796.364
75	43	44	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	0.380	796.364

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบ RTS-96(ต่อ)

Line No.	From	To	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (p.u.)	λ (f/yr)	μ (r/yr)
76	43	44	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	0.380	796.364
77	44	47	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	0.340	796.364
78	44	47	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	0.340	796.364
79	45	46	0.0087	0.0678	0.1424	5.00	0.450	796.364
80	49	50	0.0026	0.0139	0.4611	1.75	0.240	547.500
81	49	51	0.0546	0.2112	0.0572	1.75	0.510	876.000
82	49	53	0.0218	0.0845	0.0229	1.75	0.330	876.000
83	50	52	0.0328	0.1267	0.0343	1.75	0.390	876.000
84	50	54	0.0497	0.1920	0.0520	1.75	0.480	876.000
85	51	57	0.0308	0.1190	0.0322	1.75	0.380	876.000
86	51	72	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
87	52	57	0.0268	0.1037	0.0281	1.75	0.360	876.000
88	53	58	0.0223	0.0883	0.0239	1.75	0.340	876.000
89	54	58	0.0139	0.0605	2.4590	1.75	0.330	250.286
90	55	56	0.0159	0.0614	0.0166	1.75	0.300	876.000
91	56	57	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	0.440	876.000
92	56	58	0.0427	0.1651	0.0447	1.75	0.440	876.000
93	57	59	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
94	57	60	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
95	58	59	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
96	58	60	0.0023	0.0839	0	4.00	0.020	11.406
97	59	61	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	0.400	796.364
98	59	62	0.0054	0.0418	0.0879	5.00	0.390	796.364
99	60	61	0.0061	0.0476	0.0999	5.00	0.400	796.364
100	60	71	0.0124	0.0966	0.0203	5.00	0.520	796.364

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบ RTS-96(ต่อ)

Line No.	From	To	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (p.u.)	λ (f/yr)	μ (r/yr)
101	61	71	0.0111	0.0865	0.1818	5.00	0.490	796.364
102	62	64	0.0050	0.0389	0.0818	5.00	0.380	796.364
103	63	64	0.0020	0.0173	0.0364	5.00	0.330	796.364
104	63	69	0.0063	0.0490	0.1030	5.00	0.410	796.364
105	63	69	0.0063	0.0490	0.1030	5.00	0.410	796.364
106	63	72	0.0067	0.0519	0.1091	5.00	0.410	796.364
107	64	65	0.0033	0.0259	0.0545	5.00	0.350	796.364
108	64	67	0.0030	0.0231	0.0970	5.00	0.340	796.364
109	65	66	0.0018	0.0144	0.0303	5.00	0.320	796.364
110	65	70	0.0135	0.1053	0.2212	5.00	0.540	796.364
111	66	69	0.0033	0.0259	0.05054	5.00	0.350	796.364
112	66	69	0.0030	0.0259	0.05054	5.00	0.350	796.364
113	67	68	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	0.380	796.364
114	67	68	0.0051	0.0396	0.0833	5.00	0.380	796.364
115	68	71	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	0.340	796.364
116	68	71	0.0028	0.0216	0.0455	5.00	0.340	796.364
117	69	70	0.0087	0.0678	0.1424	5.00	0.450	796.364
118	73	21	0.0124	0.0965	0.2030	5.00	0.520	796.364
119	66	47	0.0133	0.1037	0.2182	5.00	0.530	796.364
120	71	73	0.0001	0.0092	0	7.22	0.020	11.406

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบ RTS-96

Generator Group	Bus Connect	Number of Unit	Cap. Of each Unit (MW)	MVAR		λ (f/yr)	μ (r/yr)
				Max	Min		
1	1	2	20	10	0	19.467	175.2
2	1	2	76	30	-25	4.469	219.0
3	2	2	20	10	0	19.467	175.2
4	2	2	76	30	-25	4.469	219.0
5	7	3	100	60	0	7.300	175.2
6	13	3	197	80	0	9.221	175.2
7	15	5	12	6	0	2.980	146.0
8	15	1	155	80	-50	9.125	219.0
9	16	1	155	80	-50	9.125	219.0
10	18	1	400	200	-50	7.964	58.4
11	21	1	400	200	-50	7.964	58.4
12	22	6	50	16	-10	4.424	438.0
13	23	2	155	80	-50	9.125	219.0
14	23	1	350	150	-25	7.617	87.6
15	25	2	20	10	0	19.467	175.2
16	25	2	76	30	-25	4.469	219.0
17	26	2	20	10	0	19.467	175.2
18	26	2	76	30	-25	4.469	219.0
19	31	3	100	60	0	7.300	175.2
20	37	3	197	80	0	9.221	175.2
21	39	5	12	6	0	2.980	146.0
22	39	1	155	80	-50	9.125	219.0
23	40	1	155	80	-50	9.125	219.0
24	42	1	400	200	-50	7.964	58.4
25	45	1	400	200	-50	7.964	58.4

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบ RTS-96(ต่อ)

Generator Group	Bus Connect	Number of Unit	Cap. Of each Unit (MW)	MVAR		λ (f/yr)	μ (r/yr)
				Max	Min		
26	46	6	50	16	-10	4.424	438.0
27	47	2	155	80	-50	9.125	219.0
28	47	1	350	150	-25	7.617	87.6
29	49	2	20	10	0	19.467	175.2
30	49	2	76	30	-25	4.469	219.0
31	50	2	20	10	0	19.467	175.2
32	50	2	76	30	-25	4.469	219.0
33	55	3	100	60	0	7.300	175.2
34	61	3	197	80	0	9.221	175.2
35	63	5	12	6	0	2.980	146.0
36	63	1	155	80	-50	9.125	219.0
37	64	1	155	80	-50	9.125	219.0
38	66	1	400	200	-50	7.964	58.4
39	69	1	400	200	-50	7.964	58.4
40	70	6	50	16	-10	4.424	438.0
41	71	2	155	80	-50	9.125	219.0
42	71	1	350	150	-25	7.617	87.6

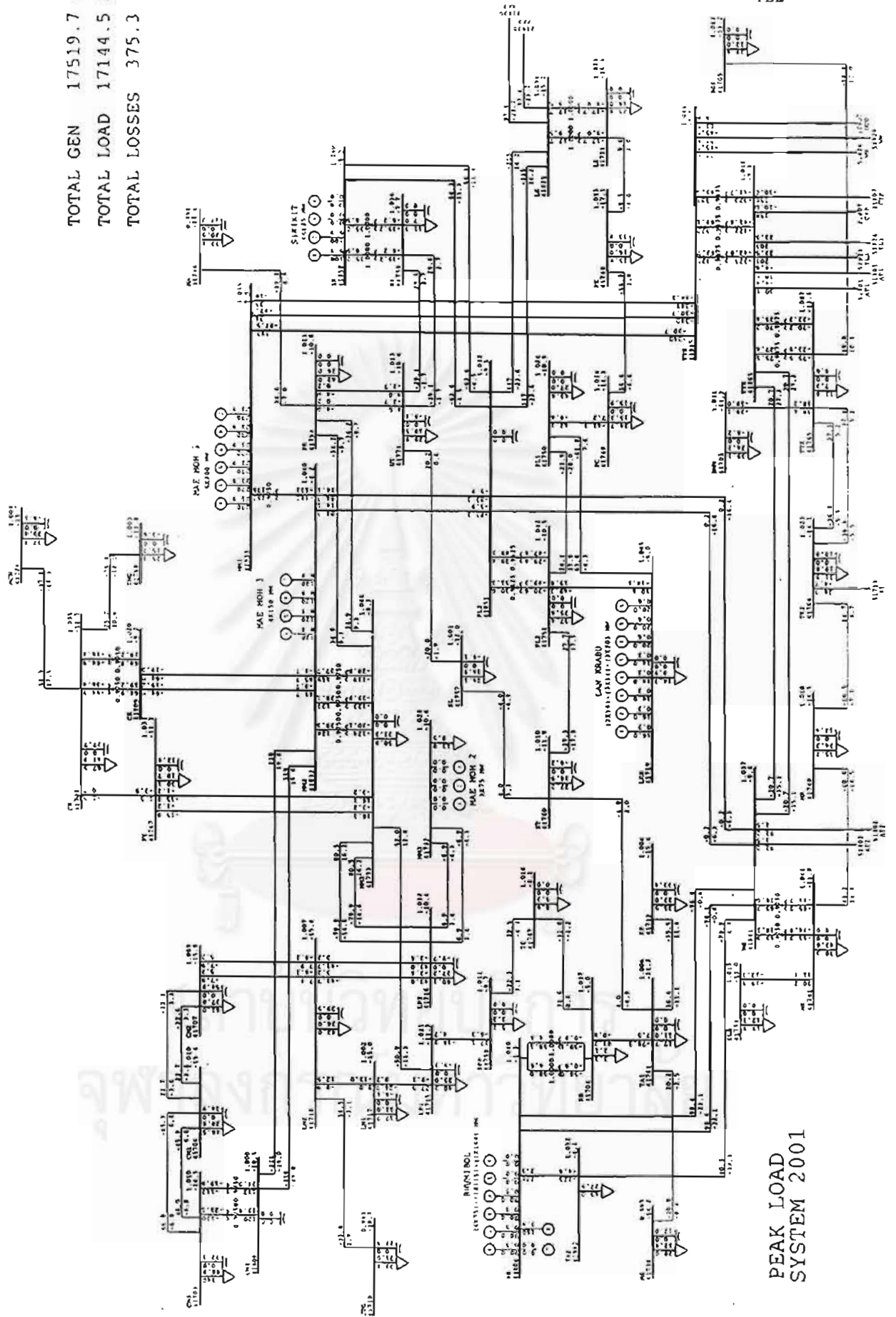
ค. ระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทยเขตภาคเหนือ ขนาด 51 บัส

ระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทยเขตภาคเหนือเป็นระบบทดสอบที่ได้มาจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งทำการลดขนาดของระบบลงโดยพิจารณาเฉพาะบริเวณเขตภาคเหนือ ประกอบด้วยบัสจำนวน 51 บัส สายส่ง 72 เส้น หม้อแปลงไฟฟ้า 25 ตัว เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 33 เครื่อง ซึ่งมีขนาดตั้งแต่ 300 MW ลงไปจนถึง 14 MW โดยมีกำลังติดตั้ง 3,992 MW และโหลดสูงสุดเท่ากับ 2,655 MW โครงสร้างของระบบแสดงไว้ดังรูปที่ ค.1

ตารางที่ ค.1 ข้อมูลบัส ระบบไฟฟ้าภาคเหนือ

บัส	Pd	Qd	Gs	Bs	V	$\angle\delta$	BasekV
41703	39.10	24.20	0.00	6.20	1.01119	-14.1668	115
41704	3.30	2.10	0.00	0.00	1.03691	-4.9701	115
41705	19.40	12.00	0.00	0.00	1.01292	-13.2228	115
41706	46.50	28.80	0.00	34.90	1.01037	-15.3751	115
41707	61.00	37.80	0.00	54.80	1.00888	-15.8104	115
41708	140.00	86.80	0.00	32.30	1.01043	-14.4916	115
41709	67.50	41.80	0.00	37.70	1.03484	-11.4517	115
41710	33.80	21.00	0.00	23.90	0.99277	-18.6600	115
41713	35.50	22.00	0.00	33.40	1.00415	-15.4077	115
41715	40.30	25.00	0.00	9.30	1.01095	-11.3172	115
41716	60.10	37.20	0.00	9.70	1.03179	-10.3779	115
41717	17.70	11.00	0.00	6.10	1.00237	-15.0416	115
41718	42.00	26.00	0.00	29.50	1.00675	-15.3936	115
41719	14.30	8.90	0.00	0.00	1.04500	-5.9707	115
41721	25.80	16.00	0.00	0.00	1.02284	-16.3594	115
41724	37.80	23.40	0.00	6.10	1.00376	-13.7380	115
41732	13.80	8.50	0.00	0.00	1.02809	-10.5589	115
41733	50.80	31.50	0.00	0.00	1.04619	-8.1891	115

TOTAL GEN 17519.7 MW
 TOTAL LOAD 17144.5 MW
 TOTAL LOSSES 375.3 MW



PEAK LOAD SYSTEM 2001

รูปที่ ค.1 โครงสร้างของระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทย เขตภาคเหนือ

ตารางที่ ค.1 ข้อมูลบัส ระบบไฟฟ้าภาคเหนือ (ต่อ)

บัส	Pd	Qd	Gs	Bs	V	$\angle\delta$	BasekV
41738	20.00	12.40	0.00	12.00	0.99652	-14.1867	115
41740	55.20	34.20	0.00	12.40	1.00984	-14.4763	115
41741	70.30	43.60	0.00	0.00	1.01068	-11.7707	115
41746	33.10	20.50	0.00	27.20	0.99802	-17.4154	115
41747	30.10	18.70	0.00	12.40	1.03073	-11.1540	115
41748	25.80	16.00	0.00	15.80	1.01294	-17.1183	115
41749	24.70	15.30	0.00	15.90	1.01396	-14.2893	115
41750	43.60	27.00	0.00	0.00	1.02398	-10.8654	115
41751	57.40	35.60	0.00	0.00	1.04196	-10.4640	115
41753	42.00	26.00	0.00	0.00	1.01290	-10.8301	115
41754	19.90	12.30	0.00	0.00	1.01455	-13.0291	115
41757	24.10	14.90	0.00	6.10	1.00100	-12.0076	115
41758	11.30	7.00	0.00	0.00	1.03589	-7.6740	115
41759	5.20	3.20	0.00	0.00	1.01141	-9.6534	115
41760	27.20	16.90	0.00	6.20	1.01026	-11.8683	115
41761	17.70	11.00	0.00	0.00	1.00551	-11.2037	115
41764	58.60	15.10	0.00	10.80	1.02265	-14.1044	115
41765	11.80	7.30	0.00	0.00	1.04654	-11.6066	115
41767	8.60	5.30	0.00	0.00	1.01618	-8.0862	115
41768	25.30	15.70	0.00	3.60	1.00322	-13.8255	115
41771	29.90	18.50	0.00	6.30	1.01280	-10.3838	115
41804	0.00	0.00	0.00	0.00	1.04000	-1.3076	230
41808	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00004	-10.4521	230
41809	0.00	0.00	0.00	0.00	1.01981	-9.2164	230
41821	194.80	-47.40	0.00	0.00	1.03405	-15.1626	230
41833	0.00	0.00	0.00	0.00	1.04000	-4.2220	230

ตารางที่ ค.1 ข้อมูลบัส ระบบไฟฟ้าภาคเหนือ (ต่อ)

บัส	Pd	Qd	Gs	Bs	V	$\angle\delta$	BasekV
41841	182.40	3.00	0.00	0.00	1.03660	-9.5541	230
41851	0.00	0.00	0.00	0.00	1.03152	-9.4835	230
41858	0.00	0.00	0.00	0.00	1.04000	-6.4566	230
41862	45.00	27.90	0.00	0.00	1.03202	-4.1012	230
41865	783.20	18.20	0.00	0.00	1.01797	-9.2535	230
41933	0.00	0.00	0.00	0.00	1.04500	0.9271	500
41965	59.10	-84.20	0.00	0.00	1.04588	-5.5183	500

ตารางที่ ค.2 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบภาคเหนือ

Line No.	From	To	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (MVA)	λ (f/yr)	μ (r/yr)
1	41703	41765	0.03055	0.13423	0.02011	163	1.919	13518.519
2	41704	41761	0.04742	0.13958	0.01792	118	1.844	13518.519
3	41704	41767	0.06292	0.18458	0.02389	118	2.448	13518.519
4	41704	41804	0.00000	0.11883	0.00000	100	0.000	10000000.000
5	41704	41804	0.00000	0.11883	0.00000	100	0.000	10000000.000
6	41705	41765	0.06808	0.19117	0.02683	120	2.654	13518.519
7	41706	41707	0.01157	0.03245	0.00455	120	0.450	13518.519
8	41706	41707	0.01157	0.03245	0.00455	120	0.450	13518.519
9	41707	41718	0.02648	0.07433	0.01041	120	1.031	13518.519
10	41707	41718	0.02648	0.07433	0.01041	120	1.031	13518.519
11	41708	41706	0.00503	0.03352	0.00861	326	0.632	13518.519
12	41708	41706	0.00503	0.03352	0.00861	326	0.632	13518.519
13	41708	41808	0.00000	0.06500	0.00000	200	0.000	10000000.000
14	41708	41808	0.00000	0.06100	0.00000	200	0.000	10000000.000

ตารางที่ ค.2 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบภาคเหนือ (ต่อ)

Line No.	From	To	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (MVA)	λ (f/yr)	μ (r/yr)
15	41709	41724	0.02766	0.12153	0.01821	163	1.738	13518.519
16	41709	41747	0.08119	0.23905	0.03051	120	3.167	13518.519
17	41709	41768	0.04271	0.01877	0.02814	163	2.685	13518.519
18	41709	41809	0.00000	0.06500	0.00000	200	0.000	10000000.000
19	41709	41809	0.00000	0.06500	0.00000	200	0.000	10000000.000
20	41710	41718	0.05505	0.16189	0.02066	120	2.144	13518.519
21	41713	41761	0.06211	0.18664	0.02299	118	2.417	13518.519
22	41715	41717	0.09902	0.21113	0.02584	95	2.725	13518.519
23	41715	41733	0.04184	0.12204	0.01594	118	1.627	13518.519
24	41715	41759	0.05361	0.15722	0.02034	118	2.085	13518.519
25	41716	41718	0.07454	0.20945	0.02938	120	2.906	13518.519
26	41716	41718	0.07454	0.20945	0.02938	120	2.906	13518.519
27	41716	41732	0.02161	0.06066	0.00850	120	0.841	13518.519
28	41716	41732	0.02161	0.06066	0.00850	120	0.841	13518.519
29	41716	41733	0.00849	0.05304	0.01552	326	1.066	13518.519
30	41716	41733	0.00849	0.05304	0.01552	326	1.066	13518.519
31	41717	41718	0.01634	0.04586	0.00642	120	0.636	13518.519
32	41719	41750	0.04793	0.14110	0.01811	118	1.864	13518.519
33	41719	41751	0.05272	0.15509	0.01977	120	2.053	13518.519
34	41721	41748	0.05464	0.16070	0.02050	120	2.128	13518.519
35	41721	41821	0.00000	0.12500	0.00000	100	0.000	10000000.000
36	41721	41821	0.00000	0.12500	0.00000	100	0.000	10000000.000
37	41733	41747	0.12152	0.34195	0.04812	120	4.755	13518.519
38	41733	41747	0.12152	0.34195	0.04812	120	4.755	13518.519
39	41733	41753	0.05585	0.15664	0.02202	120	2.176	13518.519

ตารางที่ ค.2 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบภาคเหนือ (ต่อ)

Line No.	From	To	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (MVA)	λ (f/yr)	μ (r/yr)
40	41733	41753	0.05585	0.15664	0.02202	120	2.176	13518.519
41	41733	41833	0.00000	0.06500	0.00000	200	0.000	10000000.000
42	41733	41833	0.00000	0.06270	0.00000	200	0.000	10000000.000
43	41733	41833	0.00000	0.06235	0.00000	200	0.000	10000000.000
44	41738	41761	0.05832	0.25656	0.03851	163	3.673	13518.519
45	41740	41741	0.03005	0.13209	0.01977	163	1.888	13518.519
46	41740	41764	0.05460	0.07200	0.00747	72	0.810	13518.519
47	41741	41754	0.04918	0.14461	0.01845	120	1.915	13518.519
48	41741	41841	0.00000	0.06495	0.00000	200	0.000	10000000.000
49	41741	41841	0.00000	0.06510	0.00000	200	0.000	10000000.000
50	41746	41753	0.10912	0.32152	0.04112	120	4.265	13518.519
51	41748	41749	0.09448	0.27881	0.03547	120	3.688	13518.519
52	41749	41750	0.04776	0.14075	0.01788	120	1.860	13518.519
53	41750	41751	0.01748	0.05143	0.00660	118	0.679	13518.519
54	41751	41760	0.04083	0.12016	0.01543	118	1.587	13518.519
55	41751	41851	0.00000	0.06250	0.00000	200	0.000	10000000.000
56	41751	41851	0.00000	0.06500	0.00000	200	0.000	10000000.000
57	41753	41771	0.06323	0.17737	0.02494	120	2.464	13518.519
58	41753	41771	0.06323	0.17737	0.02494	120	2.464	13518.519
59	41757	41760	0.04246	0.12494	0.01604	118	1.651	13518.519
60	41757	41771	0.04955	0.14585	0.01873	118	1.927	13518.519
61	41758	41771	0.06130	0.17592	0.02381	118	2.385	13518.519
62	41758	41771	0.06130	0.17592	0.02381	118	2.385	13518.519
63	41758	41858	0.00000	0.65000	0.00000	200	0.000	10000000.000
64	41758	41858	0.00000	0.65000	0.00000	200	0.000	10000000.000

ตารางที่ ค.2 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบภาคเหนือ (ต่อ)

Line No.	From	To	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (MVA)	λ (f/yr)	μ (r/yr)
65	41759	41767	0.04063	0.11913	0.01541	118	1.580	13518.519
66	41760	41761	0.07768	0.22881	0.02941	118	3.025	13518.519
67	41764	41765	0.04746	0.13319	0.01868	120	1.848	13518.519
68	41764	41765	0.04746	0.13319	0.01868	120	1.848	13518.519
69	41765	41865	0.00000	0.06040	0.00000	200	0.000	10000000.000
70	41765	41865	0.00000	0.06500	0.00000	200	0.000	10000000.000
71	41804	41841	0.02153	0.15627	0.34985	429	3.853	9584.245
72	41804	41841	0.02153	0.15627	0.34985	429	3.853	9584.245
73	41804	41862	0.00545	0.04175	0.08110	429	0.958	9584.245
74	41808	41833	0.01373	0.09943	0.21925	429	2.430	9584.245
75	41808	41833	0.01373	0.09943	0.21925	429	2.430	9584.245
76	41809	41833	0.01967	0.14297	0.31736	429	3.509	9584.245
77	41809	41833	0.01967	0.14297	0.31736	429	3.509	9584.245
78	41821	41851	0.01231	0.08909	0.19622	429	2.175	9584.245
79	41821	41851	0.01231	0.08909	0.19622	429	2.175	9584.245
80	41833	41851	0.01608	0.11664	0.25775	429	2.854	9584.245
81	41833	41851	0.01608	0.11664	0.25775	429	2.854	9584.245
82	41833	41933	0.00000	0.02167	0.00000	600	0.000	10000000.000
83	41833	41933	0.00000	0.02167	0.00000	600	0.000	10000000.000
84	41833	41933	0.00000	0.02167	0.00000	600	0.000	10000000.000
85	41841	41851	0.02176	0.10422	0.21206	326	2.446	9584.245
86	41841	41851	0.02176	0.10422	0.21206	326	2.446	9584.245
87	41841	41862	0.01617	0.12454	0.24355	429	2.870	9584.245
88	41841	41865	0.00484	0.03481	0.07693	429	0.851	9584.245
89	41841	41865	0.00484	0.03481	0.07693	429	0.851	9584.245

ตารางที่ ค.2 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบภาคเหนือ (ต่อ)

Line No.	From	To	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (MVA)	λ (f/yr)	μ (r/yr)
90	41851	41858	0.01832	0.08764	0.17804	326	2.054	9584.245
91	41851	41858	0.01832	0.08764	0.17804	326	2.054	9584.245
92	41865	41965	0.00000	0.22230	0.00000	600	0.000	10000000.000
93	41865	41965	0.00000	0.22440	0.00000	600	0.000	10000000.000
94	41865	41965	0.00000	0.22390	0.00000	600	0.000	10000000.000
95	41933	41965	0.02650	0.03482	3.34795	2832	9.435	1269.933
96	41933	41965	0.02650	0.03482	3.34795	2832	9.673	1269.933
97	41933	41965	0.02650	0.03482	3.34795	2832	9.673	1269.933

ตารางที่ ค.3 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบภาคเหนือ

Bus	Capacity (MW)	Qmax (MVAR)	Qmin (MVAR)	λ (f/yr)	μ (r/yr)
41719	16	8	-4	0.00013	0.002318
41719	16	8	-4	0.00012	0.004633
41719	14	8	-4	0.00015	0.001165
41719	14	8	-4	0.00014	0.002603
41719	14	8	-4	0.00018	0.002725
41719	20	18.7	-9	0.00012	0.010728
41719	20	18.7	-9	0.00012	0.004131
41719	20	18.7	-9	0.00012	0.004800
41732	75	36.3	-18	0.00013	0.003037
41732	75	36.3	-18	0.00013	0.003140
41732	75	36.3	-18	0.00013	0.002541
41804	75	23	-11	0.00043	0.007971

ตารางที่ ค.3 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบภาคเหนือ (ต่อ)

Bus	Capacity (MW)	Qmax (MVAR)	Qmin (MVAR)	λ (f/yr)	μ (r/yr)
41804	75	23	-11	0.00053	0.004256
41804	75	23	-11	0.00039	0.008288
41804	75	23	-11	0.00037	0.006758
41804	75	23	-11	0.00043	0.009690
41804	75	23	-11	0.00039	0.007441
41804	115	38	-19	0.00042	0.007401
41804	168	81.4	-40	0.00042	0.007401
41833	150	93	-50	0.00012	0.006486
41833	150	93	-50	0.00013	0.004139
41833	150	93	-50	0.00013	0.003828
41833	150	93	-50	0.00013	0.002756
41858	125	41.6	-20	0.00027	0.001819
41858	125	41.6	-20	0.00035	0.004413
41858	125	41.6	-20	0.00029	0.018683
41858	125	41.6	-20	0.00029	0.005929
41933	300	186	-100	0.00014	0.003381
41933	300	186	-100	0.00013	0.003502
41933	300	186	-100	0.00013	0.010982
41933	300	186	-100	0.00015	0.011353
41933	300	186	-100	0.00020	0.005524
41933	300	186	-100	0.00015	0.000849



ประวัติผู้เขียน

นายกุลยศ อุดมวงศ์เสรี เกิดวันที่ 3 กุมภาพันธ์ 2520 ที่ จังหวัดกรุงเทพฯ สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปี พ.ศ. 2541 จากนั้นได้ศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

