



การวางแผนราคากระบบส่งให้ต่ำสุดโดยใช้ MATLAB GUI
COST MINIMIZATION FOR TRANSMISSION
PLANNING USING MATLAB GUI

นายเสกสรร

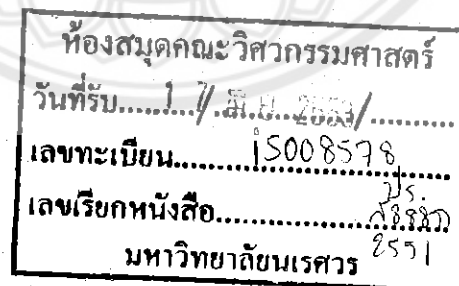
อำจ้อย

รหัส 48362124

นายวรงค์

เยาวเรศเดกิงกิจ

รหัส 48364463




ปริญญานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์
คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร
ปีการศึกษา 2551




ใบรับรองโครงการวิศวกรรม

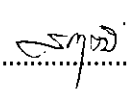
หัวข้อโครงการ การวางแผนราคาระบบส่งให้ต่ำสุดโดยใช้ Matlab GUI
ผู้ดำเนินโครงการ นายเสกสรร อ่ำจ้อย รหัส 48362124
 นายวรงค์ เขาวรสถกิจกิจ รหัส 48364463
อาจารย์ที่ปรึกษา ดร.แคทรียา สุวรรณศรี
อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชนิด มาลากร
สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า
ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์
ปีการศึกษา 2551

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนครสวรรค์ อนุมัติให้โครงการฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของ
การศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะกรรมการการสอบ โครงการวิศวกรรม


.....ประธานกรรมการ
(ดร.แคทรียา สุวรรณศรี)


.....กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชนิด มาลากร)


.....กรรมการ

(อาจารย์สราวดี วัฒนวงศ์พิทักษ์)

หัวข้อโครงการ	การวางแผนราคาระบบส่งให้ต่ำสุด โดยใช้ Matlab GUI
ผู้ดำเนินโครงการ	นายเสกสรร อ่ำจ้อย รหัส 48362124 นายวรงค์ --- เขาวเรศเด็งกิงกิจ --- รหัส 48364463
อาจารย์ที่ปรึกษา	ดร.แคทรียา สุวรรณศรี
อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ธนิต มาลากร
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
ภาควิชา	วิศวกรรมไฟฟ้าและคอมพิวเตอร์
ปีการศึกษา	2551

บทคัดย่อ

วัตถุประสงค์ของโครงการนี้เพื่อพัฒนา โปรแกรมสำหรับวางแผนการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า จากโครงข่ายเดิมที่มีอยู่แล้วให้กับโครงข่ายที่เพิ่มขึ้นใหม่ให้มีต้นทุนที่ถูกลง โดยใช้ทฤษฎีทางคณิตศาสตร์มาช่วยในการวิเคราะห์ราคาต้นทุนต่างๆ เช่น ราคาสายไฟ ราคาค่าก่อสร้าง และอื่นๆ นอกจากนี้โปรแกรมยังสามารถวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยคำนึงถึงความสูญเสียทั้งหมดในสายส่ง ผู้ใช้สามารถเพิ่มกำลังไฟฟ้าเข้าไปในระบบในกรณีที่จ่ายโหลดไม่เพียงพอหรือแรงดันไฟฟ้าที่ลดลงเนื่องจากความสูญเสียในระบบ ซึ่งผู้ใช้อย่างยังสามารถวิเคราะห์ตัวแปรของระบบ จำลองด้านการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าและนำผลที่ได้มาใช้ออกแบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสม พร้อมทั้งมีราคาต่ำสุด

Project Title	Cost Minimization for Transmission Planning using Matlab GUI	
Name	Mr. Seksan Amjui	ID. 48362124
	Mr. Warong Yaowarettakoengkit	ID. 48364463
Project Advisor	Cattareeya Suwanasri, D.Eng	
Co - Project Advisor	Asst. Prof. Tanit Malakorn, Ph.D.	
Major	Electrical Engineering	
Department	Electrical and Computer Engineering	
Academic Year	2008	

.....

ABSTRACT

The purpose of this project is to develop the program for transmission planning to transmit power from the former network to additional network with the lowest cost by using mathematical theory in order to analyze the cost of wires, construction and others. Moreover, this program can analyze the power flow by considering to total loss in transmission system. The user can increase power generator in system in case of insufficient supply or voltage drop because of system losses. The user can analyze variables of transmission model and use the results to design a suitable transmission system with cost minimization.

กิตติกรรมประกาศ

โครงการฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดีด้วยความช่วยเหลือจากบุคคลหลายฝ่าย โดยเฉพาะอย่างยิ่งขอขอบพระคุณ ดร.แคทรียา สุวรรณศรี และผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ธนิต มาลากร ในฐานะอาจารย์ที่ปรึกษาที่ได้ให้ความรู้ทางทฤษฎี แนวคิด ชี้นำแนะแนวทาง และข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์ต่อโครงการชิ้นนี้ ตลอดจนเสียสละเวลาทำงานและเวลาว่างในการตรวจโครงการ วิทยานิพนธ์และชี้แนะข้อบกพร่องต่างๆ เพื่อแก้ไขจนถูกต้องและเสร็จสมบูรณ์

พร้อมกันนี้ใคร่ขอขอบคุณท่านอาจารย์ทุกท่านที่ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้มาให้ตั้งแต่ระดับอนุบาล จนถึงระดับมหาวิทยาลัย ซึ่งเป็นพื้นฐานที่สำคัญอย่างยิ่งที่นำมาประยุกต์ใช้ในโครงการนี้

ขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา ที่ได้อบรมสั่งสอนให้ความรู้ ให้คำแนะนำและคำปรึกษา ที่มีคุณค่า แก่คณะผู้จัดทำโครงการชิ้นนี้เสมอมา

คณะผู้จัดทำโครงการ

นายเสกสรร อ่ำจ้อย

นายวงศ์ เยาวเรศเถกิงกิจ

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	ก
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	ข
กิตติกรรมประกาศ	ค
สารบัญ	ง
สารบัญตาราง	ฉ
สารบัญรูป	ช

บทที่ 1 บทนำ

1.1 ที่มาและความสำคัญของโครงการ	1
1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการ	1
1.3 ขอบเขตของโครงการ	2
1.4 ขั้นตอนการดำเนินงานและแผนการดำเนินงานตลอดโครงการ	2
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากโครงการ	3
1.6 งบประมาณของโครงการ	3

บทที่ 2 ทฤษฎีและหลักการทํางาน

2.1 ทฤษฎีกราฟเบื้องต้น	4
2.1.1 กราฟและกราฟย่อย	7
2.1.2 การแทนกราฟด้วยเมทริกซ์	10
2.2 ต้นไม้ (Tree).....	11
2.2.1 ต้นไม้ที่กระจายไปทั่วมีน้ำหนักต่ำที่สุด (Minimum Spanning Trees)	13
2.3 Prim's Algorithm.....	14
2.4 ทฤษฎีการหาผลลัพธ์ของสมการพีชคณิตไม่เชิงเส้น.....	21
2.4.1 วิธี Gauss-Seidel	21
2.4.2 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธี Gauss – Seidel	24

สารบัญ(ต่อ)

หน้า

บทที่ 3 วิธีการดำเนินการ	
3.1 การศึกษาระบบส่งจ่ายไฟฟ้าในประเทศไทย	28
3.2 การศึกษา วิธีการและเทคนิคการลดต้นทุนในระบบส่งไฟฟ้าโดยการลดระยะทางสาย ส่งจากสถานีหลักและสถานีย่อยโดยใช้ทฤษฎีกราฟ	32
3.3 ออกแบบโปรแกรมการลดต้นทุนการเชื่อมต่อกับโครงข่ายใหม่และวิเคราะห์การ ส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าโดยใช้ทฤษฎี Gauss-Seide	35
บทที่ 4 ผลการดำเนินงานและการวิเคราะห์ข้อมูล	
4.1 ลักษณะโดยทั่วไปของโปรแกรม	39
4.2 การใช้งาน โปรแกรม	45
4.3 เปรียบเทียบข้อมูล	61
บทที่ 5 บทสรุป	
5.1 สรุปการทดสอบ	67
5.2 ปัญหาและอุปสรรค	68
5.3 ข้อเสนอแนะและแนวทางในการพัฒนา	68
เอกสารอ้างอิง	69
ภาคผนวก	
ภาคผนวก ก ผลการวิเคราะห์การไหลและแรงดันที่บัสต่างๆด้วยโปรแกรม	71
ภาคผนวก ข. โปรแกรม Minimum Spanning Treeและโปรแกรมวิเคราะห์ การไหลของกำลังไฟฟ้า.....	84
ประวัติผู้เขียนโครงการ	94

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
1.1 แผนการดำเนินงาน	2
2.1 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 2	16
2.2 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 4	17
2.3 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 6	18
2.4 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 8	18
2.5 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 10	19
2.6 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 12	20
2.7 ตารางตัวแปรที่ทราบค่าและตัวแปรที่ต้องการหาของบัสประเภทต่างๆ	24
4.1 ข้อมูลโหลด	52
4.2 ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	52
4.3 ข้อมูล Shunt capacitor และ Tap sitting ของหม้อแปลง	52
4.4 ข้อมูล Line And Transformer Data	53
4.5 ข้อมูลของ โคร่งข่ายที่ 2 ที่มี 5 บัส	55
4.6 ข้อมูลโหลดที่เพิ่ม	55
4.7 ข้อมูลบัสที่ไฟล์ Line Data.xls ที่ยังไม่ได้วิเคราะห์ (กรณีที่ 1)	57
4.8 ข้อมูลบัสที่ไฟล์ Line Data.xls ที่วิเคราะห์แล้ว (กรณีที่ 2)	60
ก-1 ผลการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของ โคร่งข่ายที่ไม่ได้ถูกวิเคราะห์การเชื่อมต่อใหม่ (กรณีที่ 1)	72
ก-2 Line Flow and Losses (กรณีที่ 1)	73
ก-3 ผลการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของ โคร่งข่ายที่ถูกวิเคราะห์การเชื่อมต่อใหม่แล้ว (กรณีที่ 2)	76
ก-4 Line Flow and Losses (กรณีที่ 2)	77
ก-5 ผลการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของ โคร่งข่ายที่ถูกวิเคราะห์การเชื่อมต่อใหม่แล้วและมีการเพิ่มกำลังไฟฟ้าที่บัส 17 (กรณีที่ 3)	80
ก-6 Line Flow and Losses (กรณีที่ 3)	81

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1 ผังของเมืองคอนิกส์เบิร์ก	4
2.2 ตัวอย่างเชิงกราฟของปัญหาสะพานเมืองคอนิกส์เบิร์ก	5
2.3 ตัวอย่างเชิงกราฟของปัญหาบ้าน 3 หลัง สาธารณูปโภค 3 ชนิด	5
2.4 ตัวอย่างเชิงกราฟของปัญหาการระบายสีโดยใช้สีเพียง 4 สี	6
2.5 แสดงแสดงรูปภาพแบบ cycle	7
2.6 แสดงตัวอย่างของกราฟ	8
2.7 แสดงรูปภาพย่อยแบบต่างๆ	9
2.8 กราฟ G	11
2.9 ต้นไม้ที่กระจายไปทั่วกราฟ G แบบที่ 1	11
2.10 ต้นไม้ที่กระจายไปทั่วกราฟ G แบบที่ 2	12
2.11 ต้นไม้ที่กระจายไปทั่วกราฟ G แบบที่ 3	12
2.12 แสดงเส้นทางเชื่อมระหว่างเมือง	13
2.13 ต้นไม้ T_1	13
2.14 ต้นไม้ T_2	14
2.15 ขั้นตอนวิธีของพริม	16
2.16 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 1	16
2.17 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 3	17
2.18 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 5	17
2.19 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 7	18
2.20 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 9	19
2.21 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 11	19
2.22 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 13	20
2.23 กราฟการหาค่าด้วยสมการ Iteration	23

สารบัญรูป(ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.1 ระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในประเทศไทย	28
3.2 วงจรสายส่งระบบแรงดัน30	30
3.3 วงจรสายส่งระบบรูป30	30
3.4 วงจรสายส่งระบบรูปที่แหล่งจ่ายพลังไฟฟ้า 2 แหล่ง31	31
3.5 วงจรสายส่งระบบตัวจ่าย.....32	32
3.6 ภาพแสดงการเชื่อมต่อระหว่าง 2 โคร่งจ่าย	33
3.7 ภาพแสดงการเชื่อมต่อของ โคร่งจ่ายที่ 2	33
3.8 ภาพแสดงการปรับปรุงเชื่อมต่อของ โคร่งจ่ายที่ 2	34
3.9 เปรียบเทียบราคาค่าก่อสร้างระบบสายส่ง AC-DC	34
3.10 ภาพแสดงการรับข้อมูลเพื่อวิเคราะห์	35
3.11 ภาพแสดงขั้นตอนการทำงาน	36
3.12 ภาพแสดงขั้นตอนการทำงานส่วนของ โปรแกรม minimum spanning tree โดยใช้ GUI	37
3.13 ภาพแสดงขั้นตอนการทำงานของโปรแกรม Power Flow	38
4.1 โปรแกรม Minimum spanning tree Analysis	39
4.2 ช่องรับข้อมูลเข้า	39
4.3 รูปส่วนแสดงข้อมูลราคาและเส้นทาง	40
4.4 รูปแสดงการเชื่อมต่อที่ยังไม่ได้วิเคราะห์	41
4.5 รูปแสดงการเชื่อมต่อที่ถูวิเคราะห์แล้ว	41
4.6 รูปแสดงการเชื่อมต่อกราฟ G (กรณีศึกษา)	42
4.7 การเชื่อมต่อ Spanning tree กรณีที่ 1	42
4.8 การเชื่อมต่อ Spanning tree กรณีที่ 2	42
4.9 การเชื่อมต่อ Spanning tree กรณีที่ 3	43
4.10 การเชื่อมต่อ Spanning tree กรณีที่ 4	43
4.11 การเชื่อมต่อ Spanning tree กรณีที่ 5	43
4.12 การเชื่อมต่อ Minimum Spanning tree กรณีที่ 6	44
4.13 แสดงการเรียกโปรแกรม	45

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.14 การกรอกข้อมูลของโปรแกรม	46
4.15 หน้าต่างเตือนให้วิเคราะห์โดยกดปุ่ม Analysis Node น้อยกว่าค่า End Node	46
4.16 ให้ทำขั้นตอนต่อไป กด Analysis Node	46
4.17 ความสัมพันธ์ของการแสดงผล Biograph และโปรแกรม	47
4.18 ภาพที่วิเคราะห์แล้ว	49
4.19 แผนภาพแสดงการเชื่อมต่อแบบบัพ ที่ต่อระหว่าง 2 โคร่งข่าย	50
4.20 แผนภาพแสดงการเชื่อมต่อแบบบัส ที่ต่อระหว่าง 2 โคร่งข่าย	50
4.21 แสดงโคร่งข่ายที่ 1 และจุดเชื่อมต่อบัสที่ 17	51
4.22 ปุ่มวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า	53
4.23 ให้ทำการปรับค่าข้อมูลเมื่อวิเคราะห์การเชื่อมต่อจากภาพแล้ว	53
4.24 รูปแสดงข้อมูลบัสที่ไฟล์ Bus Data.xls	54
4.25 โคร่งข่ายที่ 2 ที่ยังไม่ได้วิเคราะห์	55
4.26 แสดง โคร่งข่ายที่ 1 และการเชื่อมต่อที่ยังไม่ได้วิเคราะห์	56
4.27 โคร่งข่ายที่ 2 ที่วิเคราะห์แล้ว	58
4.28 รูปการเชื่อมต่อระบบส่งไฟฟ้าที่วิเคราะห์แล้ว	58
4.29 แสดง โคร่งข่ายที่ 1 และการเชื่อมต่อที่วิเคราะห์แล้ว	59
4.30 ทำการกรอกค่าเพื่อนทำการ Iterations	61
4.31 เปรียบเทียบราคาจากการเชื่อมต่อแบบ Spanning Tree กรณีต่างๆ	61
4.32 ผลการวิเคราะห์แรงดันของ โคร่งข่ายที่ยังไม่ได้ถูกวิเคราะห์การเชื่อมต่อใหม่	62
4.33 ผลการวิเคราะห์แรงดันของ โคร่งข่ายที่ถูกวิเคราะห์การเชื่อมต่อใหม่แล้ว	63
4.34 ผลการวิเคราะห์ความสูญเสียของกำลังไฟฟ้าของ โคร่งข่ายที่ถูกวิเคราะห์การเชื่อมต่อใหม่แล้ว (มีการเพิ่มกำลังไฟฟ้า)	64
4.35 ผลการวิเคราะห์ความสูญเสียของกำลังไฟฟ้าของ โคร่งข่ายที่ยังไม่ได้ถูกวิเคราะห์การ เชื่อมต่อใหม่ (กรณีที่ 1)	65
4.36 ผลการวิเคราะห์ความสูญเสียของกำลังไฟฟ้าของ โคร่งข่ายที่ถูกวิเคราะห์การเชื่อมต่อใหม่แล้ว (กรณีที่ 2).....	65

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.37 ผลการวิเคราะห์ความสูญเสียของกำลังไฟฟ้าของ โรงข่ายที่ถูกวิเคราะห์การเชื่อมต่อใหม่ แล้ว (มีการเพิ่มกำลังไฟฟ้า) (กรณีที่ 3)	65



บทที่ 1

บทนำ

1.1 ที่มาและความสำคัญของโครงการ

เนื่องจากในสภาวะปัจจุบัน อัตราการเพิ่มของประชากรมีมากขึ้น และยังมีการพัฒนาทางด้านเทคโนโลยีอย่างกว้างขวาง ทำให้ความต้องการในการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น ดังนั้นจึงต้องมีการจัดหาพลังงานไฟฟ้าและส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่ได้ให้เพียงพอและทั่วถึงกับความต้องการในปัจจุบันรวมถึงจะต้องรองรับความต้องการที่เพิ่มขึ้นในอนาคต

โครงการนี้เป็นการสร้างแบบจำลองของระบบโครงข่ายการส่งจ่ายไฟฟ้าให้สามารถวิเคราะห์การขยายโครงข่ายไฟฟ้าได้ง่ายและแม่นยำ โดยอาศัยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อช่วยในการวิเคราะห์ฐานข้อมูลในระบบส่งจ่ายได้ง่ายขึ้น การเพิ่มโครงข่ายสถานีไฟฟ้าใหม่โดยมีการเชื่อมต่อในรูปแบบที่ไม่ตายตัวโดยใช้ขั้นตอนวิธีทางคณิตศาสตร์มาช่วยวิเคราะห์ในระบบโครงข่ายในเรื่องต้นทุนการก่อสร้าง สามารถคำนวณการไหลกำลังไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ทำให้ผู้ใช้สามารถวางแผนการสร้างระบบส่งไฟฟ้าหรือปรับเปลี่ยนฐานข้อมูลได้ในรูปแบบที่ไม่ตายตัว

โครงการนี้จะใช้เทคนิคการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของระบบไฟฟ้าและมีการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ผ่านส่วนต่อประสานกราฟิกกับผู้ใช้ (GUI Interface) เพื่อช่วยในการวางแผนและปรับปรุงการส่งจ่ายไฟฟ้าจากสถานีย่อย และสถานีหลักโดยคำนึงถึงต้นทุนและข้อมูลการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อใช้ในการวิเคราะห์การส่งจ่ายในแต่ละพื้นที่อย่างทั่วถึง มีประสิทธิภาพและลดต้นทุนจากการเชื่อมต่อสายส่งแรงสูงจากสถานีจ่ายไฟฟ้าให้ได้มากที่สุด

1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการ

- 1.2.1 เพื่อศึกษาระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากสถานีหลักและสถานีย่อย
- 1.2.2 เพื่อศึกษาการใช้โปรแกรม MATLAB ในการแก้ปัญหาต้นทุนในระบบส่งจ่ายไฟฟ้า
- 1.2.3 เพื่อศึกษาและพัฒนาการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยคอมพิวเตอร์
- 1.2.4 เพื่อศึกษาและพัฒนาเทคนิคการลดต้นทุนในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า

1.3 ขอบเขตของโครงการงาน

1.3.1 ศึกษาการใช้โปรแกรม MATLAB ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง

1.3.2 เขียนโปรแกรมวิเคราะห์การเชื่อมต่อเพื่อลดต้นทุนในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าโดยใช้ขั้นตอนวิธีของพริม คำนวณครั้งละไม่เกิน 6 บัส

1.3.3 เขียนโปรแกรมจำลองการเพิ่มโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้า โดยขั้นตอนวิธีของพริม วิเคราะห์การไหลและความสูญเสียของกำลังไฟฟ้า รวมไปถึงแรงดันที่บัสต่างๆ

1.4 ขั้นตอนการดำเนินงานและแผนการดำเนินงานตลอดโครงการงาน

รายละเอียด	ปี 2551							ปี 2552	
	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.	ก.พ.
1. ศึกษาทฤษฎีกราฟและขั้นตอนวิธีทางคณิตศาสตร์	■	■	■						
2. ศึกษาการใช้ GUI toolbox ในโปรแกรม MATLAB	■	■	■						
3. ศึกษาวิชา Computer-Aid in Power System	■	■	■	■					
4. ศึกษาขั้นตอนวิธีเพื่อใช้ลดต้นทุนในการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าในระบบสายส่ง			■	■	■				
5. ออกแบบแบบจำลองของระบบ				■	■				
6. เขียนโปรแกรมวิเคราะห์ระบบเน็ตเวิร์คโดยใช้ขั้นตอนวิธีของพริม						■	■		
7. เขียนโปรแกรมเพื่อวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า โดยใช้โปรแกรม MATLAB						■	■	■	
8. จัดทำรายงานและสรุปผล								■	■

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากโครงการ

1.5.1 เข้าใจและมีความเชี่ยวชาญในการใช้โปรแกรม MATLAB ในการแก้ปัญหาทางวิศวกรรม

1.5.2 สามารถลดต้นทุนที่เกิดจากการส่งจ่ายไฟฟ้าในระบบส่ง

1.5.3 สามารถวิเคราะห์โหลดที่เกิดจากการใช้งานและใช้เทคนิคที่ไม่มีรูปแบบตายตัวในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า เพื่อลดต้นทุนการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ไม่จำเป็น โดยอาศัยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในการวิเคราะห์การเชื่อมต่อในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า

1.5.4 สามารถวางแผนการเพิ่มการเชื่อมต่อของระบบส่งกำลังไฟฟ้า โดยวิเคราะห์จากตัวแปรต่างๆที่จำลองได้ ทั้งเรื่องต้นทุนการเชื่อมต่อ การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า ความสูญเสียในระบบ รวมไปถึงการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ

1.6 งบประมาณของโครงการ

1.6.1 ค่าวัสดุ 1,000 บาท

1.6.2 ค่าใช้สอยอื่นๆ 1,000 บาท

รวมเป็นเงิน (สองพันบาทถ้วน) 2,000 บาท

หมายเหตุ: ขออนุมัติด้วยเฉลี่ยทุกรายการ

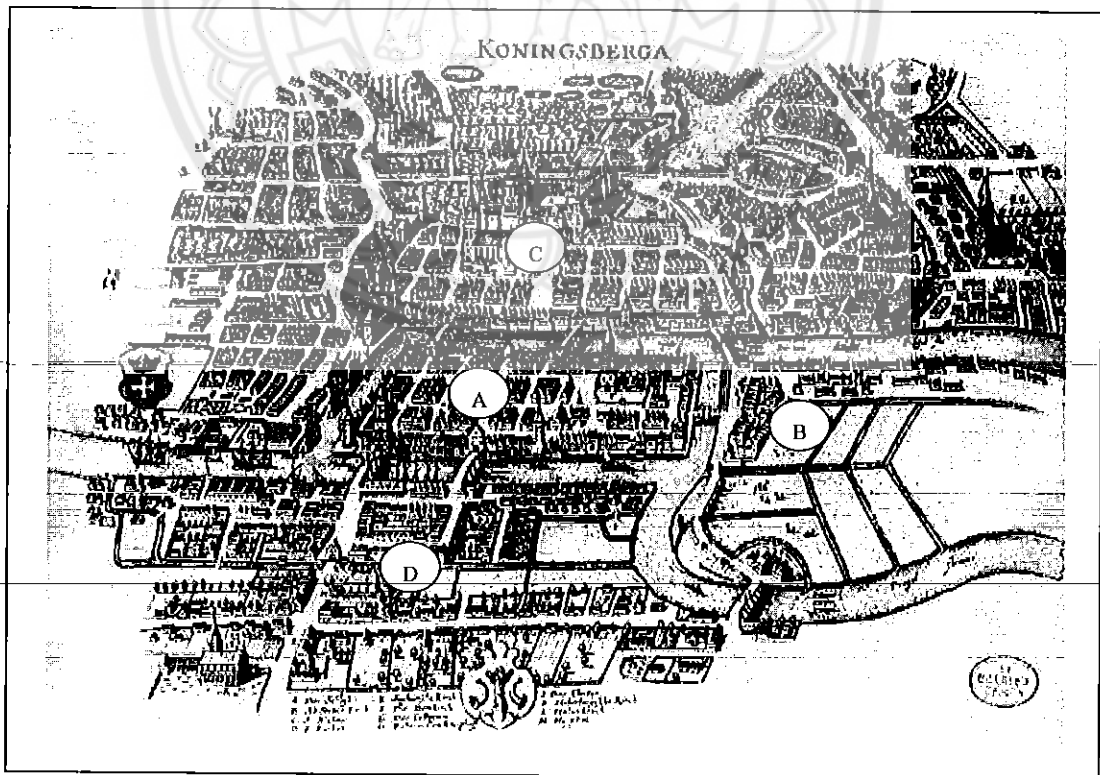


บทที่ 2

ทฤษฎีและหลักการที่เกี่ยวข้องกับโครงการ

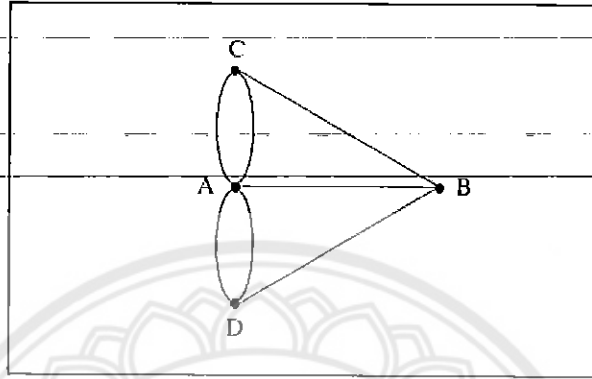
2.1 ทฤษฎีกราฟเบื้องต้น

ในศตวรรษที่ 18 เมืองเคอนิกส์เบิร์กเป็นเมืองหลวงของปรัสเซียตะวันออก โดยต่อมาได้รับการเปลี่ยนชื่อเป็นเมืองคาลินินกราด (Kaliningrad) โดยที่เมืองนี้มีแม่น้ำพรีเกิล (The Pregel River) ไหลผ่านตัวเมือง ซึ่งแยกออกเป็นสองสายรอบเกาะเนียฟฮอฟ (Kneiphof Island) โดยมีสะพานข้ามแม่น้ำ 7 สะพานเชื่อมต่อกับส่วนที่เป็นผืนดิน 4 ส่วน กำหนดโดย A, B, C และ D ดังรูป 2.1 ชาวเมืองตั้งข้อสงสัยกันว่า เป็นไปได้หรือไม่ที่จะเริ่มต้นเดินจากส่วนหนึ่งส่วนใดที่เป็นผืนดิน จากนั้นเดินข้ามสะพานทั้งเจ็ดเพียงสะพานละครั้งเดียวจนครบทุกสะพานแล้วกลับมาที่จุดเริ่มต้น ปัญหาดังกล่าวนี้ต่อมาถูกเรียกว่า ปัญหาสะพานเมืองเคอนิกส์เบิร์ก (The Königsberg Bridge Problem) ซึ่งเป็นตัวอย่างหนึ่งของปัญหาเชิงปฏิบัติที่เป็นรูปธรรม ซึ่งเป็นปัญหาที่เกิดขึ้นมาอย่างยาวนาน โดยไม่มีใครสามารถหาเหตุผลมาอธิบายเพื่อตอบปัญหานี้ได้ จนกระทั่งในปี ค.ศ. 1736 นักคณิตศาสตร์ชาวสวิสชื่อ เลออนฮาร์ด ออยเลอร์ (Euler, Léonhard: 1707-1783) สามารถตอบปัญหาดังกล่าวโดยใช้ตัวแทนเชิงกราฟ ดังนั้นออยเลอร์จึงได้รับการยกย่องให้เป็นบิดาของทฤษฎีกราฟในปัจจุบัน



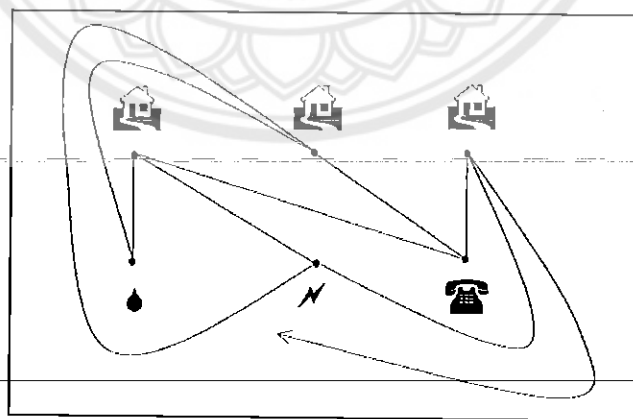
รูป 2.1 ผังของเมืองเคอนิกส์เบิร์ก [8]

แนวคิดในการอธิบายเพื่อตอบปัญหาดังกล่าวของออยเลอร์ คือ การแทนส่วนที่เป็นพื้นดินด้วยจุด และ แทนสะพานข้ามแม่น้ำทั้ง 7 สะพานด้วยเส้น ทำให้ได้ตัวแทนเชิงกราฟของปัญหาดังรูป 2.2 ดังนั้นปัญหาสะพานเมืองเคอนิกส์เบิร์กสามารถเขียนอยู่ในรูปแบบของปัญหาเชิงกราฟได้ดังนี้ คือ เป็นไปได้หรือไม่ที่จะเลือกจุดหนึ่งจุดใดเป็นจุดเริ่มต้น แล้วเคลื่อนไปตามเส้นทุกเส้นเพียงครั้งเดียวแล้วกลับมายังจุดที่เลือกไว้ได้



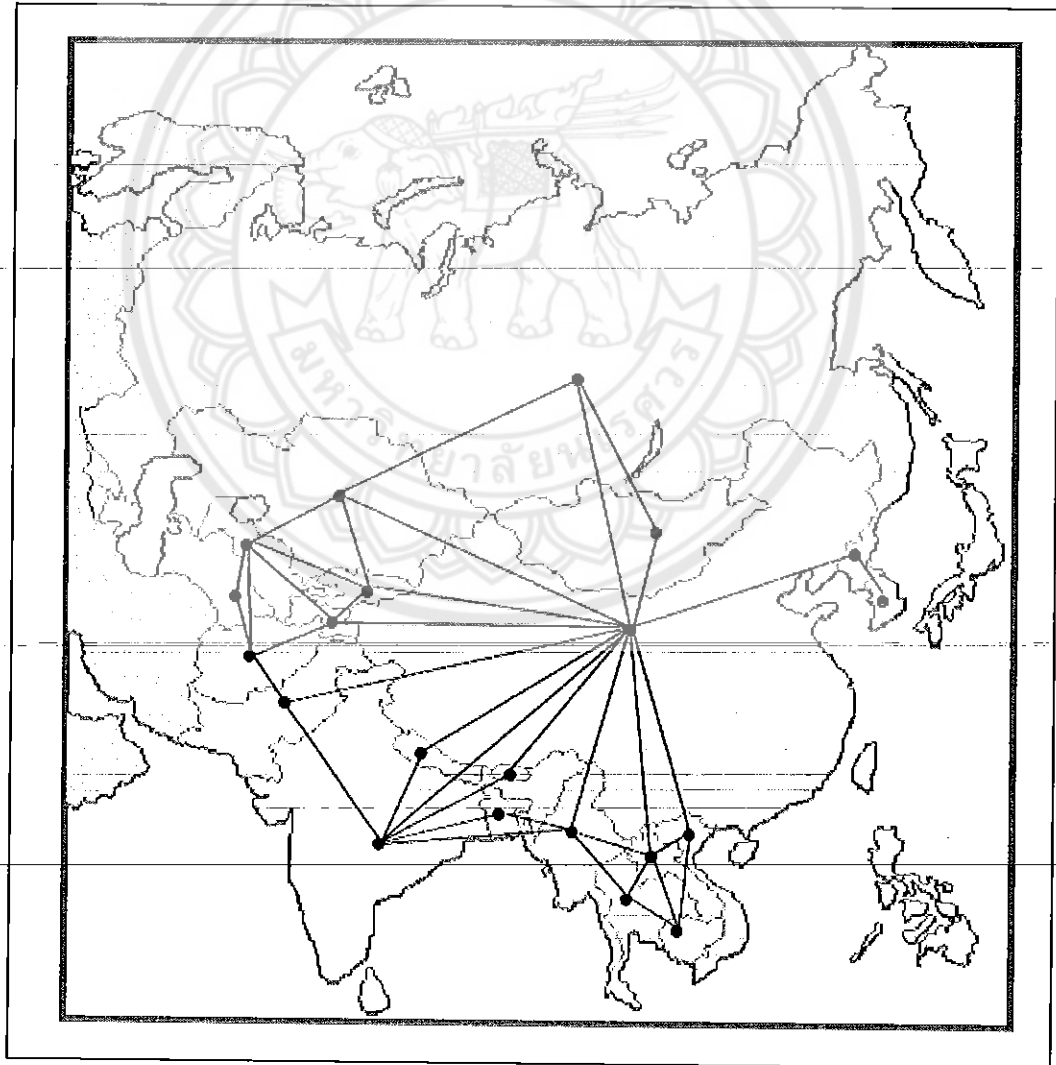
รูป 2.2 ตัวแทนเชิงกราฟของปัญหาสะพานเมืองเคอนิกส์เบิร์ก

ตัวอย่างของปัญหาอีกปัญหาหนึ่งได้แก่ ปัญหาบ้าน 3 หลัง และ สาธารณูปโภค 3 ชนิด (the three houses-three utilities problem) เป็นสถานการณ์ทางกายภาพซึ่งสามารถจำลองในรูปแบบตัวแทนเชิงกราฟ ปัญหาดังกล่าวคือ มีบ้าน 3 หลัง โดยที่แต่ละหลังมีการเชื่อมต่อสาธารณูปโภค 3 ชนิด ได้แก่ น้ำ ไฟฟ้า และ โทรศัพท์ การเชื่อมต่อเป็นแบบเดินท่อใต้ดิน คำถามคือ เป็นไปได้หรือไม่ที่จะทำให้การเชื่อมต่อดังกล่าวโดยท่อใต้ดินจะไม่ไขว้ทับกัน ซึ่งปัญหานี้สามารถแสดงโดยใช้ตัวแทนเชิงกราฟดังรูป 2.3



รูป 2.3 ตัวแทนเชิงกราฟของปัญหาบ้าน 3 หลัง สาธารณูปโภค 3 ชนิด

ปัญหาที่สำคัญและมีชื่อเสียงในทฤษฎีกราฟอีกปัญหาหนึ่ง ได้แก่ ปัญหาการระบายสีโดยใช้สีเพียง 4 สี (The Four Color Problem) ปัญหานี้เกิดขึ้นในปี ค.ศ. 1852 โดยเป็นปัญหาเกี่ยวกับการระบายสีแผนที่ ซึ่งมีเงื่อนไขในการระบายสีว่า ประเทศที่มีพรมแดนติดกันจะต้องระบายสีต่างกัน ปัญหาคือ ต้องการหาจำนวนสีที่น้อยที่สุดที่สามารถใช้ในการระบายสีแผนที่ทุกแผนที่ให้เป็นไปตามเงื่อนไขดังกล่าว นักคณิตศาสตร์หลายท่านได้พยายามที่จะตอบปัญหาดังกล่าว ซึ่งมีข้อคาดการณ์ในเวลาต่อมาว่า สามารถใช้สีเพียงสี่สีระบายให้กับแผนที่ทุกแผนที่ตามเงื่อนไขได้ แต่ยังไม่มีความสามารถแสดงบทพิสูจน์ที่สมบูรณ์ได้ด้วยวิธีการทางคณิตศาสตร์ จนกระทั่งในปี ค.ศ.1976 เคนเนท แอปเปิล (Appel, Kenneth) และ โวล์ฟกัง ฮาเกน (Hagen, Wolfgang) สามารถแสดงบทพิสูจน์โดยใช้คอมพิวเตอร์ช่วยได้สำเร็จ ซึ่งใช้เวลาในการคำนวณกว่า 1,200 ชั่วโมง โดยการจำลองปัญหาด้วยตัวแทนเชิงกราฟ กำหนดจุดแทนประเทศต่างๆ และ จุดสองจุดจะมีเส้นเชื่อม ก็ต่อเมื่อจุดทั้งสองนั้นแทนประเทศที่มีพรมแดนติดกัน ดังรูป 2.4



รูป 2.4 ตัวแทนเชิงกราฟของปัญหาการระบายสีโดยใช้สีเพียง 4 สี

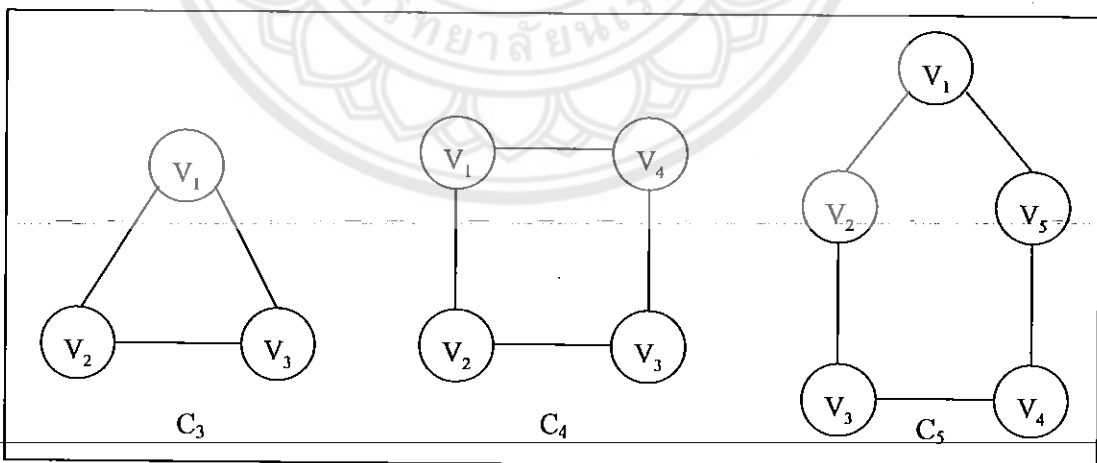
จากตัวอย่างของปัญหาทางกายภาพทั้ง 3 ปัญหาข้างต้นพบว่าสามารถนำทฤษฎีกราฟไปใช้ในการแก้ปัญหาต่าง ๆ ได้เป็นอย่างดี นอกจากนี้ยังสามารถนำทฤษฎีกราฟไปประยุกต์ได้กับปัญหาอื่นๆอีก ยกตัวอย่างเช่น ใช้กราฟในการบอกถึงความแตกต่างระหว่างสารประกอบทางเคมีที่มีสูตรโมเลกุลเหมือนกัน แต่ต่างกันที่โครงสร้าง หรือใช้กราฟในการออกแบบ ระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์อันประกอบไปด้วยเครื่องคอมพิวเตอร์และสายโทรศัพท์ที่เชื่อมระหว่างเครื่องคอมพิวเตอร์ เป็นต้น ในโครงการนี้นำทฤษฎีกราฟมาประยุกต์ใช้ในการออกแบบการตั้งสถานีย่อยเพื่อลดต้นทุนทางด้านสายส่ง ค่าก่อสร้าง และประโยชน์ที่จะได้ตอบแทนอย่างคุ้มค่าที่สุด

2.1.1 กราฟและกราฟย่อย

กราฟ(Graph) $G := G(V, E)$ ประกอบด้วยเซต $V \neq \emptyset$ คือเซตของบัพ(vertex set) และ E คือเซตของด้านหรือเส้นเชื่อม(edge set) โดยที่แต่ละเส้นเชื่อม $e_{i,j}$ คือคู่อันดับ (V_i, V_j) โดยที่ $V_i, V_j \in V$ และ V_i และ V_j ถูกกล่าวว่าเป็นบัพประชิดกันหากมีเส้นเชื่อม $e_{i,j}$ ใน $E(G)$

เมื่อ v เป็นบัพใดๆ ใน $V(G)$ แล้วขั้นของบัพ (degree of a node) คือจำนวนเส้นเชื่อมที่ต่อออกจากบัพนั้นแล้วเขียนแทนด้วยสัญลักษณ์ $\deg(v)$ และหากบัพใดที่มีระดับขั้นเป็นศูนย์ บัพนั้นถูกกล่าวว่าเป็นบัพเอกเทศ (Isolated node)

สมมติให้ G เป็นกราฟใดๆแล้ว ลำดับสลับกันระหว่างบัพและเส้นเชื่อม โดยขึ้นต้นและลงท้ายของลำดับด้วยบัพเรียกว่า แนวเดิน (Walk) หากแนวเดินในกราฟ G ไม่มีเส้นเชื่อมที่ซ้ำกันและไม่มีบัพซ้ำกันนอกจากบัพแรกและบัพสุดท้ายเท่านั้น เรียกแนวเดินในลักษณะนี้ว่า วง หรือ Cycle และใช้สัญลักษณ์แทนด้วย C_n โดยที่ n คือจำนวนบัพในวง เช่น

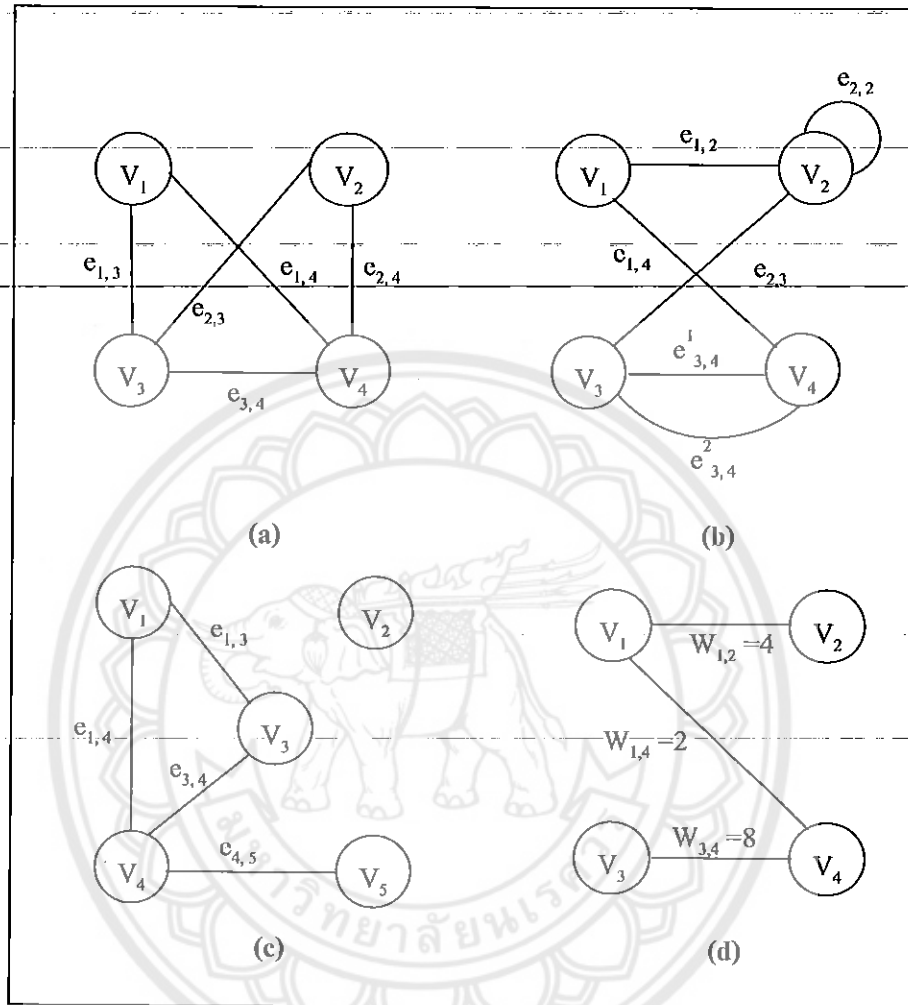


รูปที่ 2.5 แสดงรูปกราฟแบบ cycle

ในกราฟประยุกต์หลายครั้งมักมีการระบุข้อมูลที่สำคัญให้กับแต่ละเส้นเชื่อม โดยข้อมูลดังกล่าวอาจหมายถึงระยะทาง จำนวนวันหรือจำนวนเงิน เป็นต้น กราฟเชิงเดียวใดๆ ที่มีการระบุข้อมูลดังกล่าวถูกเรียกว่า กราฟถ่วงน้ำหนัก (Weighted graph) นั่นคือ $G = G(V, E, w)$ โดยที่

(1)

$w: E \rightarrow R$ ซึ่งนิยามให้ $w(e_{i,j}) = w_{i,j} \in R$ โดยทั่วไป นิยมบรรยายกราฟด้วยการใช้แผนภาพโดยการแทนบัพด้วยวงกลมและแทนเส้นเชื่อมด้วยเส้นตรงหรือเส้นโค้งระหว่างวงกลมนั้นๆ ตัวอย่างของกราฟแบบต่างๆแสดงในรูปที่ 2.6



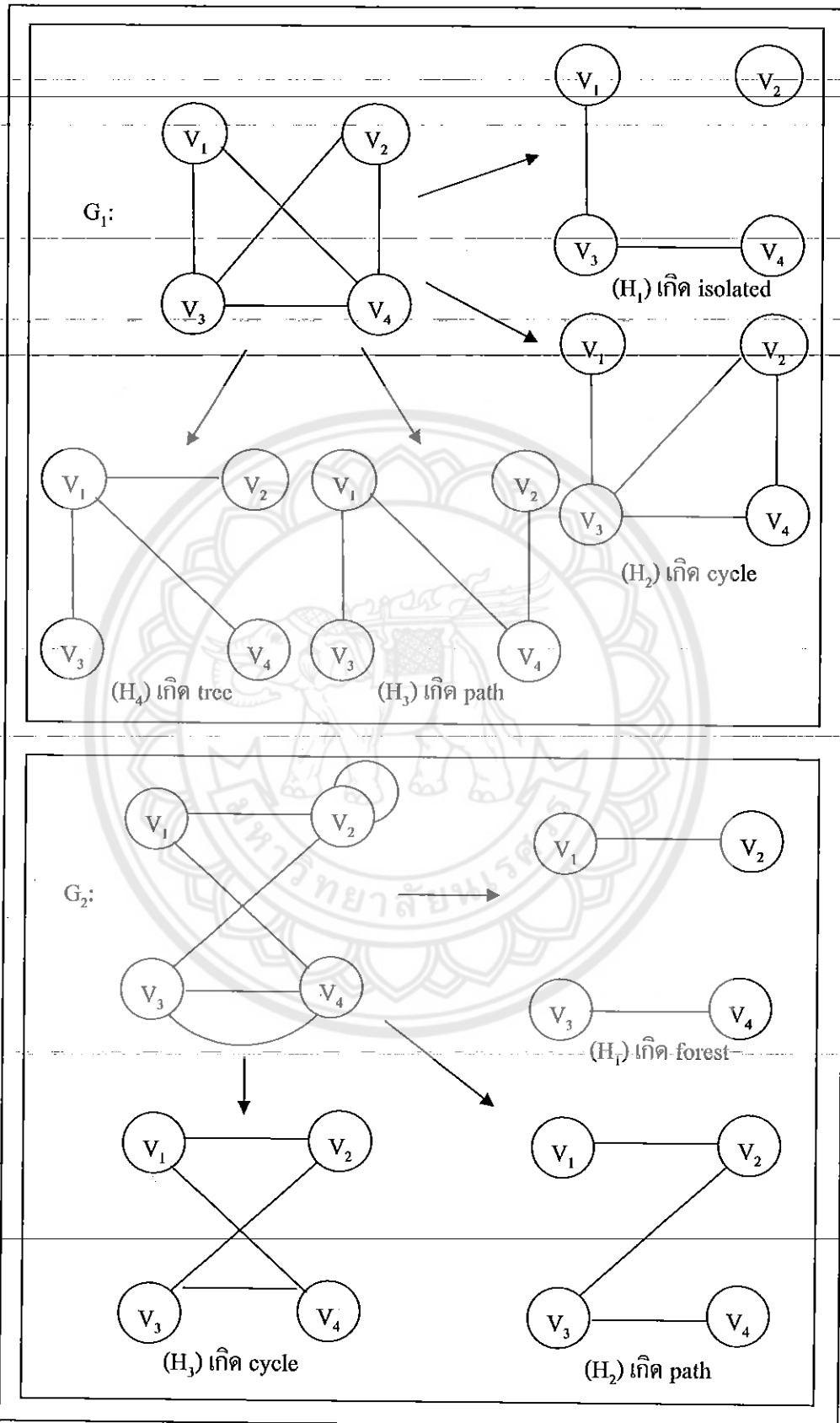
รูปที่ 2.6 แสดงตัวอย่างของกราฟ

กราฟที่แสดงในรูปที่ 2.6 (a) เป็นกราฟเชิงเดียว รูปที่ 2.6 (b) เป็นกราฟหลายเชิง เพราะมีเส้นเชื่อมสองเส้นเชื่อม คือ $e_{3,4}$ และ $e_{4,3}$ เชื่อมจุดปลายคู่เดียวกัน รูปที่ 2.6 (c) บัพ V_2 เป็นบัพเอกเทศ เนื่องจากที่บัพ V_2 ไม่มีเส้นเชื่อมใดๆ และรูปที่ 2.6 (d) เป็นกราฟถ่วงน้ำหนัก เมื่อกำหนดค่าน้ำหนัก w_{ij} ซึ่ง V_i และ V_j เป็นบัพแรกและบัพสุดท้ายในเส้นเชื่อนั้น

ให้ $G := G(V, E)$ เป็นกราฟใดๆ แล้ว กราฟย่อย (subgraph) ของกราฟ G คือกราฟที่ประกอบด้วยบัพและเส้นเชื่อมในกราฟ G กล่าวคือ กราฟ H เป็นกราฟย่อยของกราฟ G ถ้า $V(H) \subset V(G)$ และ $E(H) \subset E(G)$

(1)

ตัวอย่าง กราฟย่อย



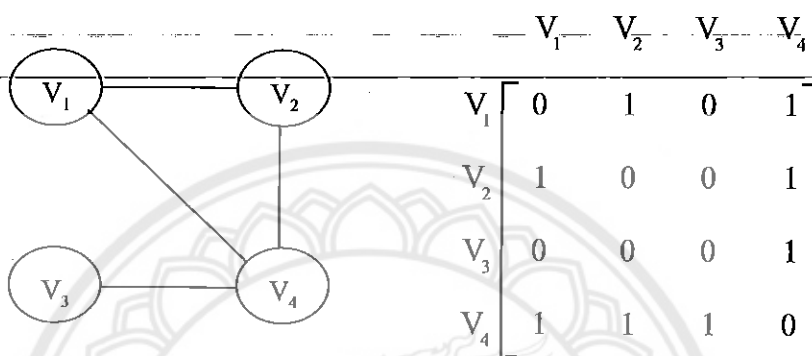
รูปที่ 2.7 แสดงรูปกราฟย่อยแบบต่างๆ

2.1.2 การแทนกราฟด้วยเมทริกซ์

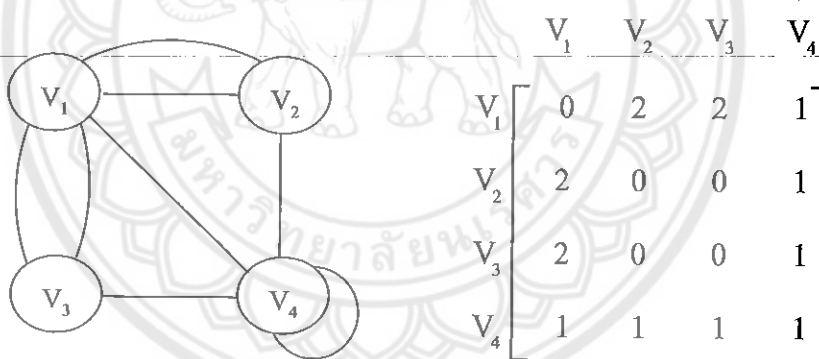
ให้ G เป็นกราฟไม่ระบุทิศทาง มี V_1, V_2, \dots, V_n เป็นบัพเมทริกซ์ G คือ เมทริกซ์ $M_G = (m_{ij})$ ขนาด $n \times n$ เมื่อ m_{ij} = จำนวนเส้นเชื่อมที่เริ่มต้นที่ V_i และสิ้นสุดที่ V_j

ในกรณีกราฟเชิงเดียวถ่วงน้ำหนัก มี $V_1, V_2, V_3, \dots, V_n$ เป็นบัพเมทริกซ์ G คือ เมทริกซ์ $M_G = (m_{ij})$ ขนาด $n \times n$ เมื่อ m_{ij} = ค่าน้ำหนักถ่วงจากบัพที่ V_i และสิ้นสุดที่ V_j แต่หากไม่มีเส้นเชื่อมจากบัพที่ V_i ไปยังบัพ V_j จะแทนสมาชิกในตำแหน่ง m_{ij} ในเมทริกซ์ด้วย ∞

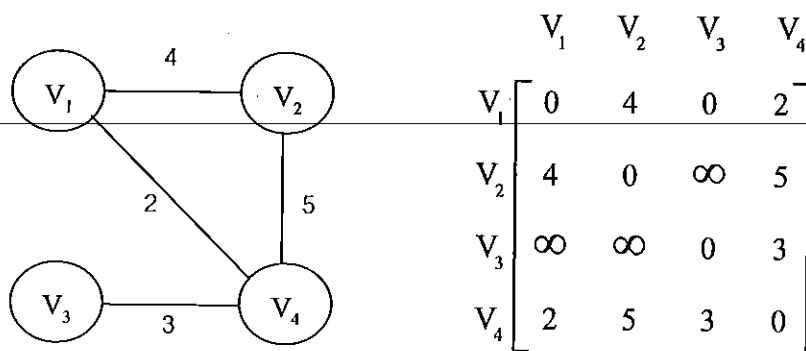
ตัวอย่างที่ 1 กราฟทางซ้ายมือเขียนแทนด้วย Adjacency matrix ได้เป็น



ตัวอย่างที่ 2 กราฟทางซ้ายมือเขียนแทนด้วย Adjacency matrix ได้เป็น



ตัวอย่างที่ 3 (กราฟถ่วงน้ำหนัก) กราฟทางซ้ายมือเขียนแทนด้วย Weighted matrix ได้เป็น

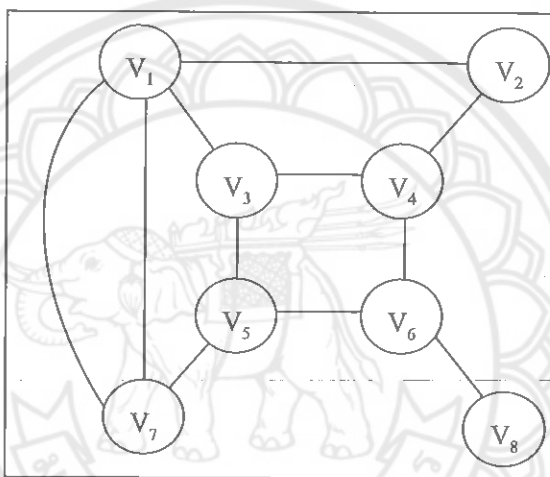


2.2 ต้นไม้ (Tree)

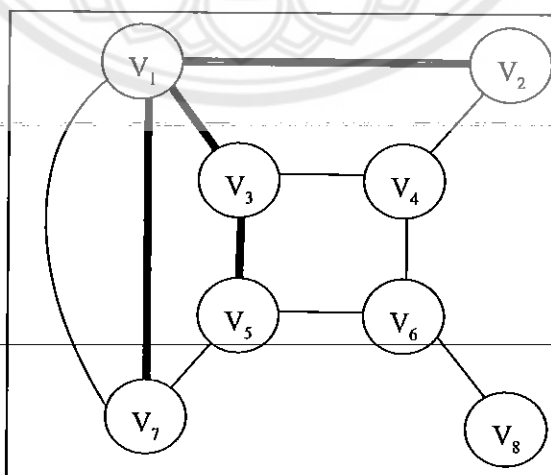
ให้ G เป็นกราฟใดๆ กราฟย่อย T ของ G ถูกเรียกว่าต้นไม้ หรือ Tree ถ้า กราฟ T เป็นกราฟที่เชื่อมต่อกันและไม่มีวง(cycle) บัพใดๆบนต้นไม้ T ถูกเรียกว่า ใบไม้ หรือ leaf ถ้าระดับชั้นบนบัพมีค่าเป็น 1 นั่นคือ $\deg(v) = 1$ ต้นไม้ T บนกราฟ G ถูกกล่าวว่าเป็นต้นไม้ที่กระจายทั่วกราฟ (Spanning Tree) ถ้า $V(T) = V(G)$

ให้ T เป็นกราฟย่อยของ G และ $V(T) = V(G)$ จะกล่าวว่าเป็นต้นไม้ T นั้นเป็นต้นไม้ที่กระจายไปทั่วกราฟ

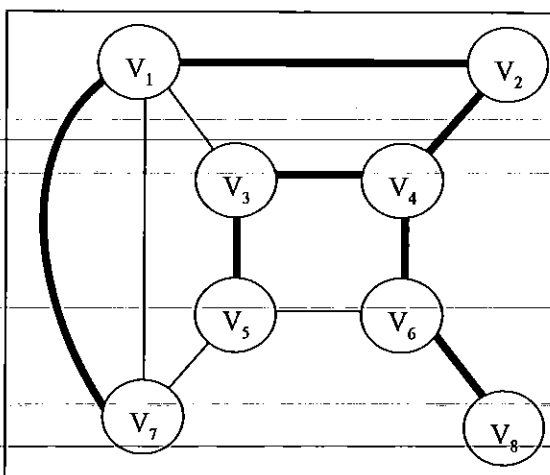
กราฟ G ในรูปที่ 2.8 แสดงต้นไม้ T แบบต่างๆในกราฟ G ได้ดังรูปที่ 2.9 รูปที่ 2.10 และรูปที่ 2.11 ซึ่งแสดงต้นไม้ T ใน G ด้วยเส้นหนา



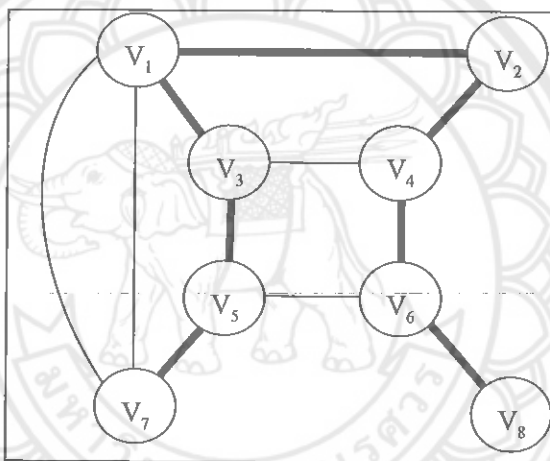
รูปที่ 2.8 กราฟ G



รูปที่ 2.9 ต้นไม้ T ในกราฟ G แบบที่ 1



รูปที่ 2.10 ต้นไม้ T ในกราฟ G แบบที่ 2



รูปที่ 2.11 ต้นไม้ T ในกราฟ G แบบที่ 3

ข้อสังเกต

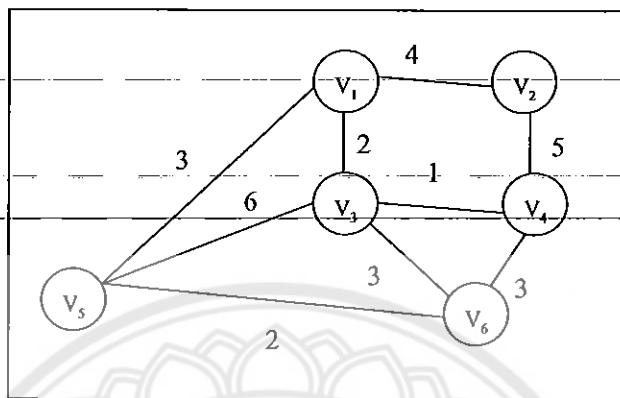
กราฟรูปที่ 2.9 เป็นต้นไม้ T ในกราฟ G โดยมี V_2, V_5, V_7 เป็นใบไม้ (leaf) แต่ไม่เป็นต้นไม้ที่กระจายไปทั่วกราฟ

กราฟรูปที่ 2.10 เป็นต้นไม้ T ในกราฟ G โดยมี V_5, V_7, V_8 เป็นใบไม้ (leaf) และเป็นต้นไม้ที่กระจายไปทั่วกราฟ (Spanning Tree) เมื่อ $V(T) = V(G)$

กราฟรูปที่ 2.11 เป็นต้นไม้ T ในกราฟ G โดยมี V_7, V_8 เป็นใบไม้ (leaf) และเป็นต้นไม้ที่กระจายไปทั่วกราฟ (Spanning Tree) เมื่อ $V(T) = V(G)$ สามารถสังเกตได้อีกว่าต้นไม้ T จากรูปที่ 2.11 นี้ยังเกิด Path ในต้นไม้อีกด้วย

2.2.1 ต้นไม้ที่กระจายไปทั่วมีน้ำหนักต่ำที่สุด (Minimum Spanning Trees)

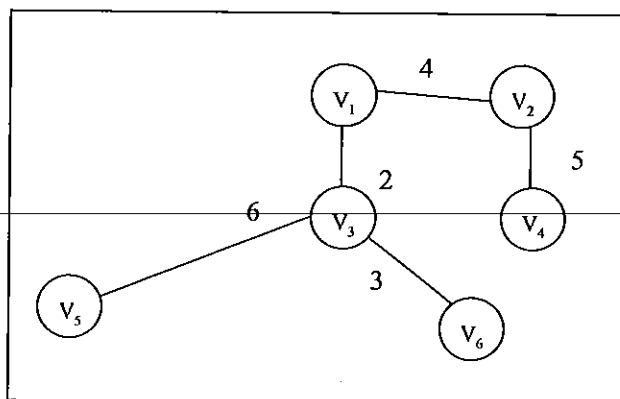
จากกราฟถ่วงน้ำหนักในรูปที่ 2.12 แสดงถึงเมือง 6 แห่งแทนด้วยบัพ V_1 ถึงบัพ V_6 ในกราฟ และค่าใช้จ่ายในการสร้างถนนระหว่างบัพ-บัพแทนด้วยค่าน้ำหนักของราคา W_{ij} หากต้องการสร้างระบบถนนที่มีค่าใช้จ่ายต่ำสุดที่จะให้เชื่อมเมืองทั้งหมดนี้



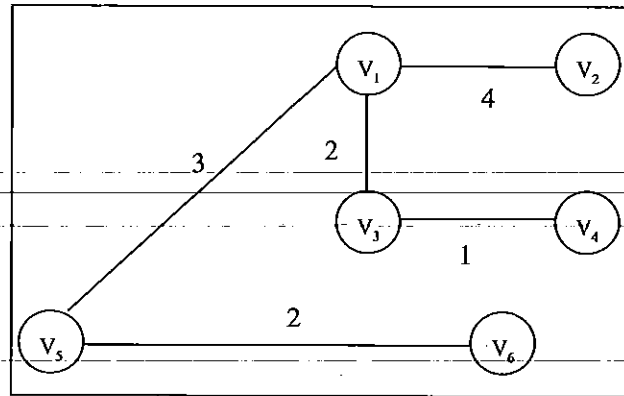
รูปที่ 2.12 แสดงเส้นทางเชื่อมระหว่างเมือง

คำตอบจะถูกแทนได้ด้วยกราฟย่อยรูปหนึ่งของกราฟเริ่มต้น ซึ่งกราฟย่อยนี้จะต้องเป็นต้นไม้ที่กระจายไปทั่วกราฟ เพราะทุกเมืองต้องอยู่ในระบบถนน กราฟย่อยนี้ต้องติดต่อกัน เพราะเมืองทุกเมืองจะต้องไปมาหาสู่กับเมืองอื่นๆได้ สรุปสิ่งที่ต้องการคือ ต้นไม้ที่กระจายไปทั่วกราฟ โดยมีผลบวกของน้ำหนักบนเส้นเชื่อมต่ำสุด ต้นไม้เช่นนี้เรียกว่าต้นไม้ที่กระจายไปทั่วกราฟมีน้ำหนักต่ำที่สุด

ตัวอย่างที่ 1 ต้นไม้ T_1 ที่แสดงในรูปที่ 2.13 เป็นต้นไม้ที่กระจายไปทั่วกราฟ G ในรูปที่ 2.12 ค่าน้ำหนักของ T_1 คือ 20 หน่วย ต้นไม้ที่ยังไม่เป็นต้นไม้ที่กระจายไปทั่วกราฟ G ที่มีค่าน้ำหนักต่ำสุด เพราะยังมีต้นไม้ T_2 ที่กระจายไปทั่วกราฟ G แสดงไว้ในรูปที่ 2.14 ซึ่งมีค่าน้ำหนักรวมแค่ 12 หน่วย



รูปที่ 2.13 ต้นไม้ T_1



รูปที่ 2.14 ต้นไม้ T2

แบบการคำนวณที่ใช้หาต้นไม้ที่กระจายไปทั่วกราฟมีน้ำหนักต่ำสุด ที่กล่าวในโครงการนี้มีชื่อว่าขั้นตอนวิธีของพริม แบบการคำนวณนี้จะสร้างต้นไม้โดยทำซ้ำ เพิ่มด้านจนกระทั่งได้ต้นไม้ที่กระจายไปทั่วกราฟมีน้ำหนักต่ำสุด ซึ่งแต่ละการทำซ้ำจะเชื่อมเส้นเชื่อมที่มีน้ำหนักน้อยที่สุด

2.3 Prim's Algorithm

ปัญหาการเชื่อมต่อระหว่างบัพทุกบัพในกราฟให้มีค่าน้ำหนักรวมต่ำสุดในปัจจุบันสามารถใช้ขั้นตอนวิธีในการวิเคราะห์หลายวิธี เช่น ขั้นตอนวิธีของครุสคัล(Kruskal's Algorithm) และขั้นตอนวิธีของพริม(Prim's Algorithm) ข้อแตกต่างของขั้นตอนวิธีทั้ง 2 อยู่ที่เงื่อนไขในการเลือกเส้นเชื่อมในขั้นตอนที่ 2 ของแต่ละขั้นตอนวิธี โดยขั้นตอนวิธีของครุสคัลจะเลือกเส้นเชื่อมที่มีค่าน้ำหนักต่ำสุดในกราฟ สามารถวิเคราะห์เส้นเชื่อมที่สั้นที่สุดจากบัพทุกบัพในกราฟ ในขณะที่ขั้นตอนวิธีของพริมจะเลือกเฉพาะเส้นเชื่อมซึ่งติดกับต้นไม้ที่กระจายทั่วกราฟที่หาได้และจะต้องกำหนดบัพเริ่มต้น เนื่องจากโครงข่ายหนึ่งๆอาจมีต้นไม้ที่กระจายทั่วกราฟเล็กสุดได้หลายต้น

โครงการที่ผู้แต่งศึกษานี้จะเลือกใช้ขั้นตอนวิธีของพริมในการวิเคราะห์หาเส้นทางเชื่อมต่อระหว่างบัพทุกบัพให้มีผลรวมค่าน้ำหนักของเส้นเชื่อมต่ำสุด เพราะขั้นตอนวิธีของพริมวิเคราะห์การเชื่อมต่อจากบัพเริ่มต้นและบัพต่อไปตามลำดับจนเกิดเป็นต้นไม้ที่กระจายทั่วกราฟเล็กที่สุด สามารถกำหนดบัพเริ่มต้นได้ สามารถนำขั้นตอนวิธีของพริมไปพัฒนาใช้ได้ดีกว่า

ขั้นตอนวิธีของพริมถูกค้นพบโดย Vojtěch Jarník (1897 - 1970) เป็นนักคณิตศาสตร์ชาวเช็ก สาขาหลักของเขาคือการศึกษาทฤษฎีจำนวนและการวิเคราะห์เชิงคณิตศาสตร์ ผลงานด้านคณิตศาสตร์ที่สำคัญคือ การพิสูจน์ผลของ lattice point problems ในด้านคอมพิวเตอร์ เขาค้นพบขั้นตอนวิธีในการแก้ปัญหา Minimum spanning tree ที่มีชื่อว่า Jarník's algorithm ในภายหลังเปลี่ยนชื่อเป็น Prim's algorithm

Prim's Algorithm

Input: G = weighted connected graph

n = number of vertices in G

W = weight matrix of G

v = root of a minimal spanning tree

Output: T = minimal spanning tree

1. **procedure** matPrim (G,n,W,v,T)

2. **begin**

3. $V(T) := \{v\}$; //initialize vertex set $V(T)$ of T

4. $E(T) := \emptyset$; // initialize edge set $E(T)$ of T

5. **For** $i := 1$ to $n-1$ **do**

6. **begin**

7. $\text{minWeight} := \infty$;

8. **For** $j := 1$ to n **do**

9. **If** v_j is in $V(T)$ **then**

10. **for** $k := 1$ to n **do**

11. **begin**

12. **if** v_k is not in $V(T)$ **and** $W[v_j, v_k] < \text{minWeight}$ **then**

13. $\text{endVertex} := v_k$;

14. $e := (v_j, v_k)$;

15. $\text{minWeight} := W[v_j, v_k]$;

16. **end**

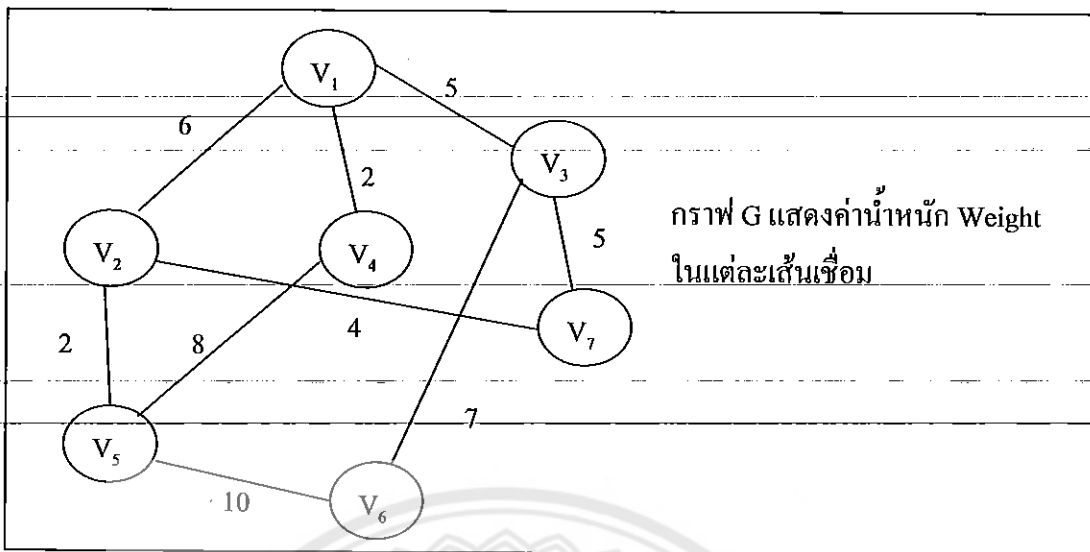
17. $V(T) := V(T) \cup \{\text{endVertex}\}$;

18. $E(T) := E(T) \cup \{e\}$;

19. **end**

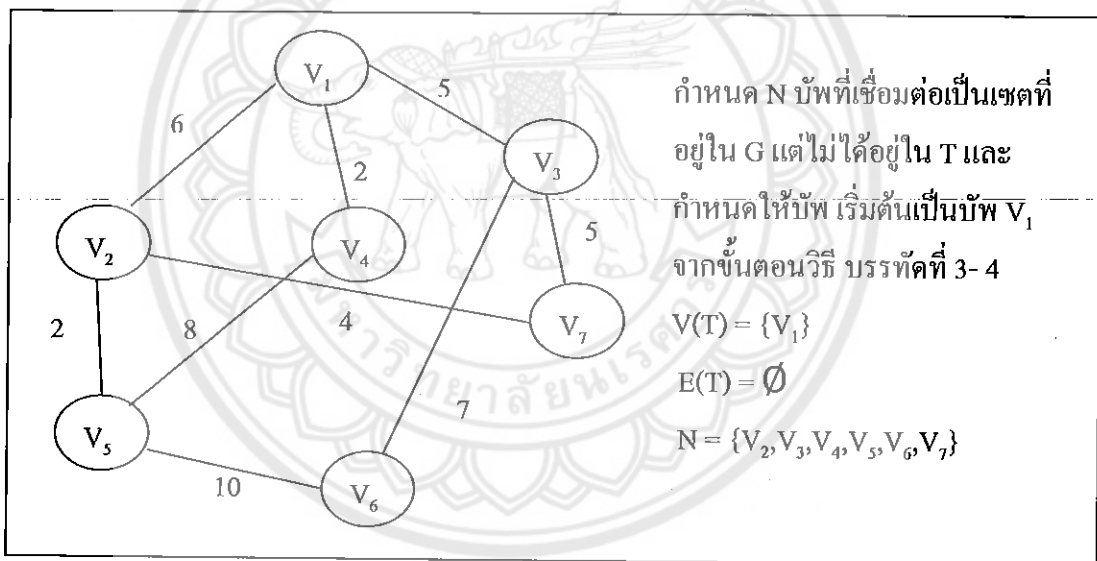
20. **End**

จากภาพ



กราฟ G แสดงค่าน้ำหนัก Weight ในแต่ละเส้นเชื่อม

รูป 2.15 ขั้นตอนวิธีของพริม



กำหนด N บัพที่เชื่อมต่อเป็นเซตที่อยู่ใน G แต่ไม่ได้อยู่ใน T และกำหนดให้บัพ เริ่มต้นเป็นบัพ V_1 จากขั้นตอนวิธี บรรทัดที่ 3-4
 $V(T) = \{V_1\}$
 $E(T) = \emptyset$
 $N = \{V_2, V_3, V_4, V_5, V_6, V_7\}$

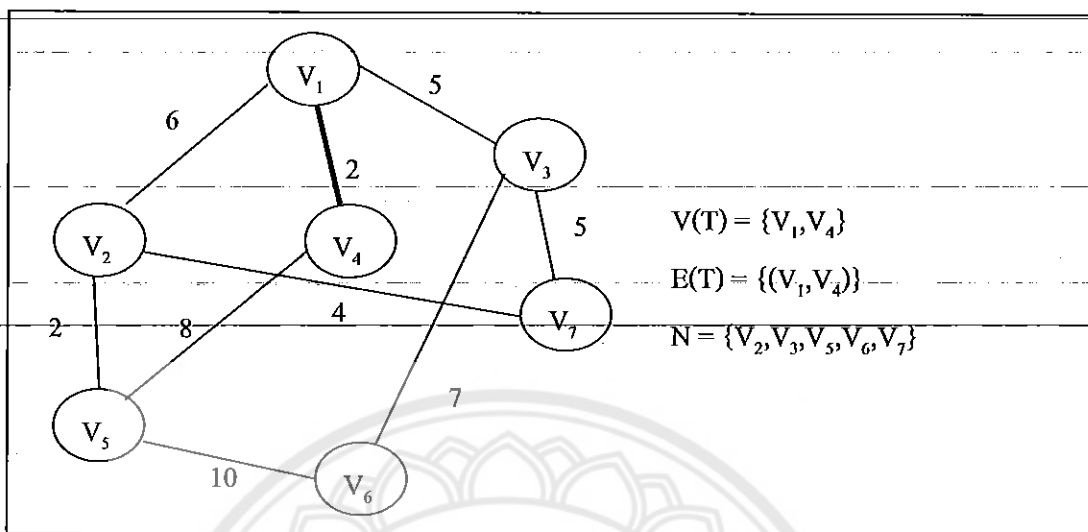
รูป 2.16 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 1

และคำสั่งลูปในบรรทัดที่ 8 จะทำการตรวจสอบการเชื่อมต่อของบัพต่างๆเพื่อวิเคราะห์หาการเชื่อมต่อที่สั้นที่สุด

ตารางที่ 2.1 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 2

Edge	(V_1, V_2)	(V_1, V_3)	(V_1, V_4)
Weight	6	5	2

พบว่า edge ของ (V_1, V_4) มีค่าน้ำหนักน้อยที่สุด ดังนั้นจากบรรทัดที่ 17 และ 18 จะทำการเพิ่ม บัพ V_4 เข้าไปที่ $V(T)$ และ edge (V_1, V_4) เข้าไปที่เซต $E(T)$



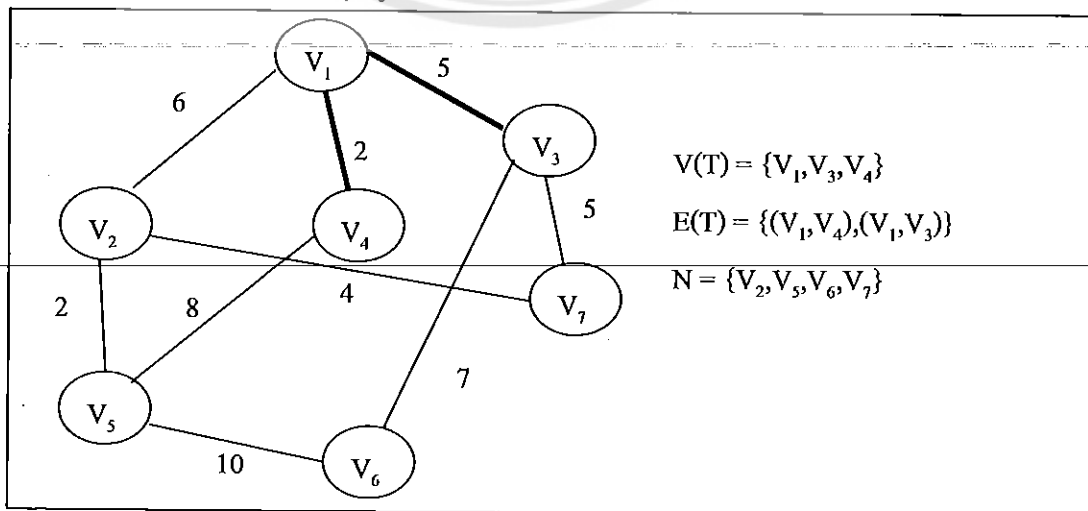
รูป 2.17 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 3

และคำสั่งดูในบรรทัดที่ 8 จะทำการตรวจสอบการเชื่อมต่อของบัพต่างๆเพื่อวิเคราะห์หาการเชื่อมต่อที่สั้นที่สุด

ตารางที่ 2.2 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 4

Edge	(V_1, V_2)	(V_1, V_3)	(V_4, V_5)
Weight	6	5	8

พบว่า edge ของ (V_1, V_3) มีค่าน้ำหนักน้อยที่สุด ดังนั้นจากบรรทัดที่ 17 และ 18 จะทำการเพิ่มบัพ V_3 เข้าไปที่ $V(T)$ และ edge (V_1, V_3) เข้าไปที่เซต $E(T)$



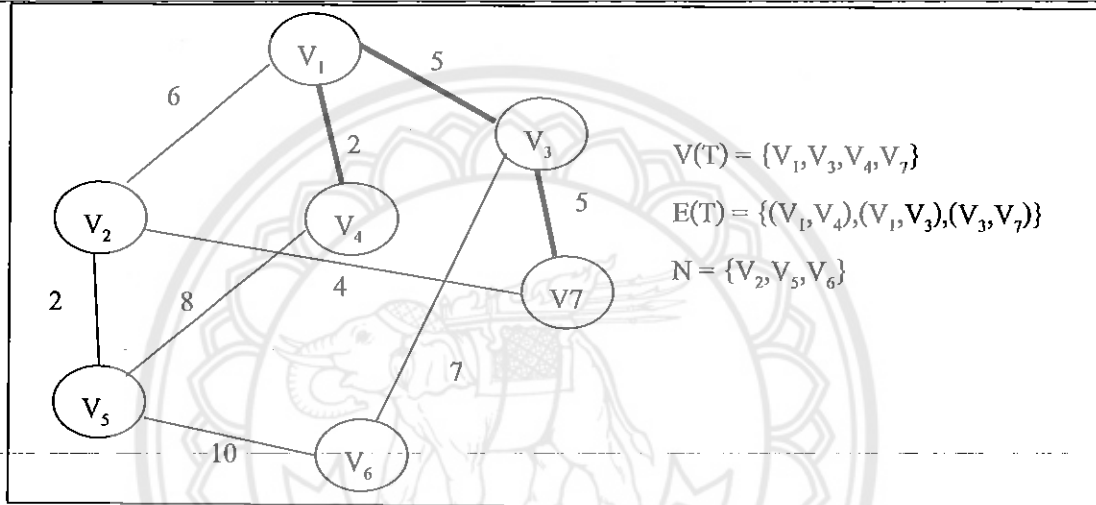
รูป 2.18 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 5

และคำสั่งรูปในบรรทัดที่ 8 จะทำการตรวจสอบการเชื่อมต่อของบัพต่างๆเพื่อวิเคราะห์หาการเชื่อมต่อที่สั้นที่สุด

ตารางที่ 2.3 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 6

Edge	(V_1, V_2)	(V_3, V_6)	(V_3, V_7)	(V_4, V_5)
Weight	6	7	5	8

พบว่า edge ของ (V_3, V_7) มีค่าน้ำหนักน้อยที่สุด ดังนั้นจากบรรทัดที่ 17 และ 18 จะทำการเพิ่ม บัพ V_7 เข้าไปที่ $V(T)$ และ edge (V_3, V_7) เข้าไปที่เซต $E(T)$



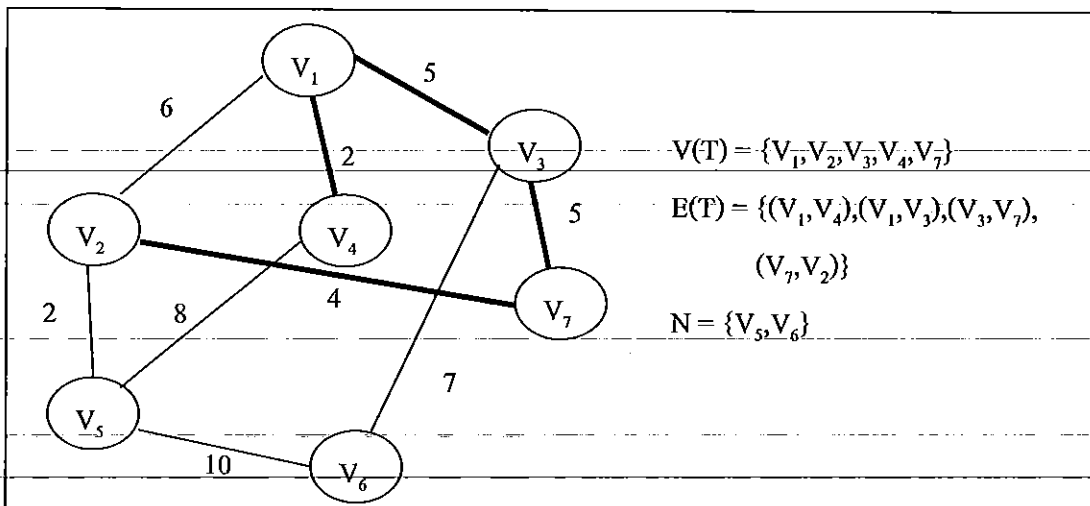
รูป 2.19 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 7

และคำสั่งรูปในบรรทัดที่ 8 จะทำการตรวจสอบการเชื่อมต่อของบัพต่างๆเพื่อวิเคราะห์หาการเชื่อมต่อที่สั้นที่สุด

ตารางที่ 2.4 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 8

Edge	(V_1, V_2)	(V_3, V_6)	(V_4, V_5)	(V_7, V_2)
Weight	6	7	8	4

พบว่า edge ของ (V_7, V_2) มีค่าน้ำหนักน้อยที่สุด ดังนั้นจากบรรทัดที่ 17 และ 18 จะทำการเพิ่ม บัพ V_2 เข้าไปที่ $V(T)$ และ edge (V_7, V_2) เข้าไปที่เซต $E(T)$



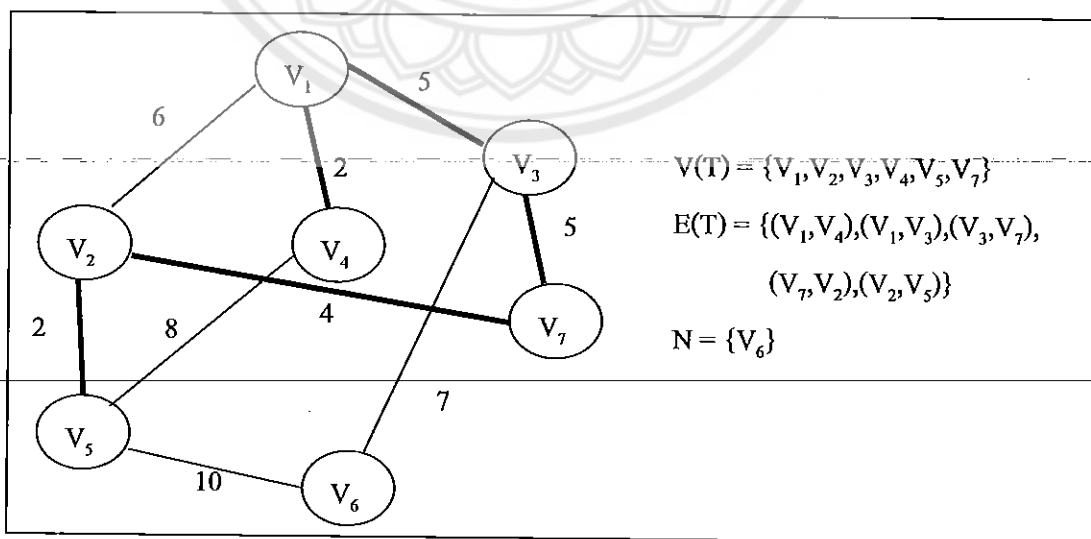
รูป 2.20 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 9

และคำสั่งรูปในบรรทัดที่ 8 จะทำการตรวจสอบการเชื่อมต่อของบัพต่างๆเพื่อวิเคราะห์หาการเชื่อมต่อที่สั้นที่สุด

ตารางที่ 2.5 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 10

Edge	(V_2, V_5)	(V_3, V_6)	(V_4, V_5)
Weight	2	7	8

พบว่า edge ของ (V_2, V_5) มีค่าน้ำหนักน้อยที่สุด ดังนั้นจากบรรทัดที่ 17 และ 18 จะทำการเพิ่ม บัพ V_5 เข้าไปที่ $V(T)$ และ edge (V_2, V_5) เข้าไปที่เซต $E(T)$



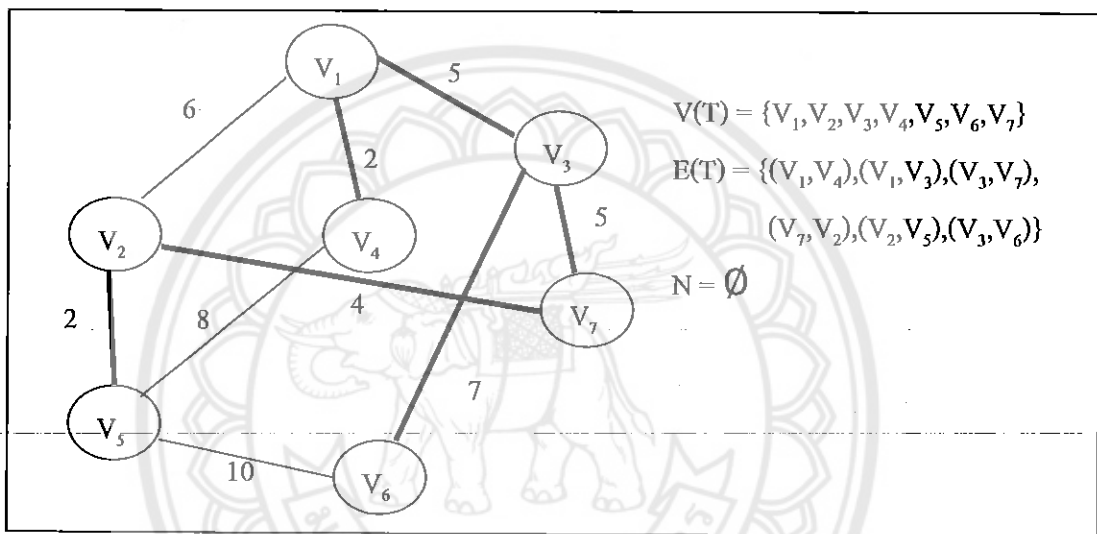
รูป 2.21 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 11

และคำสั่งรูปในบรรทัดที่ 8 จะทำการตรวจสอบการเชื่อมต่อของบัพต่างๆเพื่อวิเคราะห์หาการเชื่อมต่อที่สั้นที่สุด

ตารางที่ 2.6 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 12

Edge	(V_3, V_6)	(V_5, V_6)
Weight	7	10

พบว่า edge ของ (V_3, V_6) มีน้ำหนักน้อยที่สุด ดังนั้นจากบรรทัดที่ 17 และ 18 จะทำการเพิ่ม บัพ V_7 เข้าไปที่ $V(T)$ และ edge (V_3, V_6) เข้าไปที่เซต $E(T)$



รูป 2.22 ขั้นตอนวิธีของพริม ขั้นตอนที่ 13

สุดท้ายจะได้ผลรวมของ Weight ของทุก Edges ที่น้อยที่สุดเท่ากับ $2+5+5+4+2+7 = 25$

2.4 ทฤษฎีการหาผลลัพท์ของสมการพีชคณิตไม่เชิงเส้น

ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีการทำงานของระบบในสภาวะคงตัว จากทฤษฎีการวิเคราะห์ห้วงจรไฟฟ้าเชิงเส้น วิธีการวิเคราะห์แบบไฟแผลและเมฆเป็นที่ยึดกันดีและใช้กันอย่างแพร่หลาย อย่างไรก็ตามสำหรับระบบไฟฟ้ากำลังที่กำหนดค่าโหลดในรูปของกำลังงานไฟฟ้า ไม่สามารถแก้ปัญหาโดยใช้วิธีการดังกล่าวได้โดยตรง เนื่องจากปัญหาความไม่เป็นเชิงเส้นของโหลด อย่างไรก็ตามวิธีการดังกล่าวยังคงถูกนำมาใช้เพื่อสร้างสมการที่เรียกว่าสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าซึ่งเป็นสมการไม่เป็นเชิงเส้น การแก้สมการนี้ต้องอาศัยเทคนิคการคำนวณเชิงตัวเลขทำการคำนวณวนรอบจนกระทั่งคำตอบเข้าสู่ค่าที่ถูกต้องที่สุด

การวิเคราะห์ปัญหาของระบบไม่เป็นเชิงเส้นโดยทั่วไปแล้วคำตอบของระบบสมการไม่สามารถหาผลเฉลยแบบแม่นยำตรง (exact solution) ได้ วิธีการคำนวณเชิงตัวเลขจึงได้ถูกนำมาใช้โดยอาศัยหลักการกำหนดค่าเริ่มต้นที่เป็นไปได้ของผลเฉลย จากนั้นพัฒนาเทคนิคการปรับปรุงผลเฉลยดังกล่าวให้มีค่าเข้าสู่ผลเฉลยที่แท้จริง ผลเฉลยที่ได้นี้จะขึ้นกับเกณฑ์ความผิดพลาดที่ยอมรับได้ซึ่งต้องกำหนดไว้เพื่อเป็นเงื่อนไขในการสิ้นสุดกระบวนการวนรอบ (iterative process) ผลเฉลยในลักษณะนี้จะเรียกว่าผลเฉลยโดยประมาณ (approximate solution) ในที่นี้จะนำเสนอวิธีการคำนวณเชิงตัวเลขเฉพาะในส่วนที่นำมาใช้สำหรับการแก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าเท่านั้น ซึ่งปัญหานี้จะอาศัยหลักการหารากของระบบสมการไม่เป็นเชิงเส้น (root finding of non-linear equations) ซึ่งโดยทั่วไปแล้วมีวิธีที่นิยมอยู่ 2 วิธี ได้แก่ 1. วิธีการวนรอบของเกาส์ซีเดล (Gauss-Seidel iterative method) และ 2. วิธีการวนรอบของนิวตัน-ราฟสัน (Newton-Raphson iterative method) แต่ในโครงการนี้จะใช้วิธี (Gauss-Seidel iterative method) เพื่อคำนวณหา Load Flow ของระบบ

2.4.1 วิธี Gauss-Seidel

1. วิธีการวนรอบของเกาส์ซีเดลพิจารณาสมการต่อไปนี้ $f(x)=0$ ดำเนินการจัดรูปสมการใหม่เป็น $x=g(x)$ ถ้ากำหนดค่าต้นของผลเฉลยเป็น $x^{(0)}$ แทนค่าในสมการจะได้ $x^{(1)}=g(x^{(0)})$ จะได้ค่าความคลาดเคลื่อนเมื่อสิ้นสุดการคำนวณในแต่ละรอบเป็น $\varepsilon^{(1)} = \|x^{(1)} - x^{(0)}\|$

เมื่อดำเนินการปรับปรุงผลเฉลยโดยกระบวนการวนรอบในรอบการคำนวณที่ $k+1$ ใดๆ จะได้ผลเฉลยที่ถูกปรับปรุงเป็น $x^{(k+1)}=g(x^{(k)})$ และมีความคลาดเคลื่อนเป็น $\varepsilon^{(k+1)} = \|x^{(k+1)} - x^{(k)}\|$ เมื่อค่าความคลาดเคลื่อน $\varepsilon^{(k+1)} \leq \varepsilon \text{ tol}$ (ค่าความคลาดเคลื่อนสูงสุดที่ยอมรับได้) ให้สิ้นสุดการคำนวณจะได้ผลเฉลยของระบบสมการเป็น $x^{(approx)} = x^{(k+1)}$

ตัวอย่าง สมการต่อไปนี $f(x)=x^3-6x^2+9x-4=0$

$$\begin{aligned} \text{ทำการย้ายข้างสมการเพื่อหาค่า } x \text{ จะได้ } x &= -\frac{1}{9}x^3 + \frac{6}{9}x^2 + \frac{4}{9} \\ &= g(x) \end{aligned}$$

กำหนดค่าเริ่มต้น $x^{(0)} = 2$

ทำการ Iteration ครั้งที่ 1 ได้

$$x^{(1)} = g(2) = -\frac{1}{9}(2)^3 + \frac{6}{9}(2)^2 + \frac{4}{9} = 2.2222$$

ทำการ Iteration ครั้งที่ 2 ได้

$$x^{(2)} = g(2.2222) = -\frac{1}{9}(2.2222)^3 + \frac{6}{9}(2.2222)^2 + \frac{4}{9} = 2.5173$$

เมื่อทำการ Iteration ครั้งที่ 3 จะได้ 2.8966

เมื่อทำการ Iteration ครั้งที่ 4 จะได้ 3.3376

เมื่อทำการ Iteration ครั้งที่ 5 จะได้ 3.7398

เมื่อทำการ Iteration ครั้งที่ 6 จะได้ 3.9568

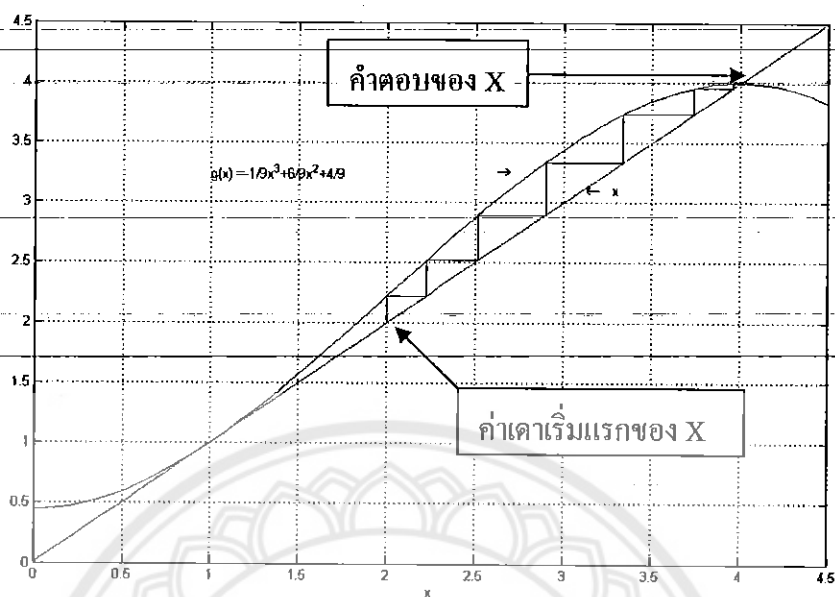
เมื่อทำการ Iteration ครั้งที่ 7 จะได้ 3.9988

เมื่อทำการ Iteration ครั้งที่ 8 จะได้ 4.0000

สามารถเขียนสมการ Iteration เพื่อวาดกราฟด้วยโปรแกรม MATLAB ได้ดังนี้

```
dx=1;
x=2;
iter = 0;
disp('Iter      g          dx      x')
while abs(dx) >= 0.001 & iter < 100
iter = iter + 1;
g = -1/9*x^3+6/9*x^2+4/9 ;
dx = g-x;
x = g;
fprintf('%g', iter), disp([g, dx, x])
end
```

จะได้กราฟของสมการ $g(x) = x = -\frac{1}{9}x^3 + \frac{6}{9}x^2 + \frac{4}{9}$ ดังแสดงในรูป 2.23



รูป 2.23 กราฟการหาค่าด้วยสมการ Iteration

Iter	g	dx	x
1	2.2222	0.2222	2.2222
2	2.5173	0.2951	2.5173
3	2.8966	0.3793	2.8966
4	3.3376	0.4410	3.3376
5	3.7398	0.4022	3.7398
6	3.9568	0.2170	3.9568
7	3.9988	0.0420	3.9988
8	4.0000	0.0012	4.0000
9	4.0000	0.0000	4.0000

ในวิธี Gauss – Seidel จะมีการใช้ “ตัวเร่ง (acceleration factor)” เพื่อช่วยให้กระบวนการวนรอบ ผู้เข้าหาคำตอบของสมการได้ไวขึ้น

$$\text{จะได้ } x^{(k+1)} = x^{(k)} + \alpha [g(x^{(k)}) - x^{(k)}]$$

โดยที่ $\alpha > 1$ โดยทั่วไป α จะมีค่าระหว่าง 1.3 ถึง 1.7

ทฤษฎี Gauss-Seidel สามารถทำการวนรอบแก้สมการการไหลของกำลังไฟฟ้าซึ่งเป็นสมการไม่เป็นเชิงเส้นเพื่อให้ได้คำตอบของกำลังไฟฟ้าที่ไหลในระบบได้ แต่จำเป็นต้องกำหนดค่า

เริ่มต้นในการวิเคราะห์การวนรอบ ซึ่งในปัจจุบันนี้ผู้เขียนพบว่ายังไม่มีทฤษฎีใดสามารถอธิบายการกำหนดค่าเริ่มต้นที่แม่นยำเพื่อทำการหาคำตอบของสมการไม่เป็นเชิงเส้นได้อย่างถูกต้องที่สุด

2.4.2 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธี Gauss - Seidel

จากสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = y_{i0} + \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j \quad (2.1)$$

และแต่ละบัสไม่รู้ค่าตัวแปร 2 ตัว ดังตาราง

ตาราง 2.7 ตารางตัวแปรที่ทราบค่าและตัวแปรที่ต้องการหาของบัสประเภทต่างๆ

บัส	ค่าที่กำหนดมาให้	ค่าที่ต้องคำนวณ
Swing Bus	$V \quad \delta$	$P \quad Q$
Load Bus	$P \quad Q$	$V \quad \delta$
Gen. Bus	$P \quad V$	$Q \quad \delta$

หาแรงดันที่บัส i ด้วยวิธี Gauss - Seidel จาก

$$V_i^{(k+1)} = \frac{\frac{P_i^{sch} - jQ_i^{sch}}{V_i^{(k)}} + \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j^{(k)}}{\sum_{j=0}^n y_{ij}} \quad \text{เมื่อ } j \neq i \quad (2.2)$$

เมื่อ y_{ij} คือ ค่าแอดมิตแตนซ์ระหว่างบัส i กับ j (p.u.)

P_i^{sch} คือ กำลังไฟฟ้าจริงสุทธิที่บัส i (p.u.)

Q_i^{sch} คือ กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสุทธิที่บัส i (p.u.)

ถ้ากำหนดทิศทางแสที่ไหลเข้าบัส i ให้มีค่าเป็น “ค่าบวก (positive)”

กรณี Generator Bus

- กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟไหลเข้าบัส i

- ค่า P_i^{sch} และ Q_i^{sch} เป็น ค่าบวก (+)

กรณี Load Bus

- กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟไหลออกจากบัส i
- ค่า P_i^{sch} และ Q_i^{sch} เป็นค่าลบ (-)

ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่บัส i หาได้จาก

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j \quad (2.3)$$

จะได้ $P_i - jQ_i = V_i^* \left[V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j \right] \quad (2.4)$

เมื่อใช้วิธี Gauss - Seidel จะได้

$$P_i^{(k+1)} = \text{Re} \left\{ V_i^{*(k)} \left[V_i^{(k)} \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j^{(k)} \right] \right\} \quad \text{เมื่อ } j \neq i \quad (2.5)$$

$$Q_i^{(k+1)} = -\text{Im} \left\{ V_i^{*(k)} \left[V_i^{(k)} \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j^{(k)} \right] \right\} \quad \text{เมื่อ } j \neq i \quad (2.6)$$

จากเมทริกซ์แอดมิตแตนซ์ $[Y]$ ของระบบไฟฟ้ากำลัง พบว่า

- สมาชิกส่วน *Off-Diagonal* $Y_{ij} = -y_{ij}$
- สมาชิกส่วน *Diagonal* $Y_{ii} = \sum_{j=1}^n y_{ij}$

จากสมการแรงดันบัส i

$$V_i^{(k+1)} = \frac{\frac{P_i^{sch} - jQ_i^{sch}}{V_i^{*(k)}} + \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j^{(k)}}{\sum_{j=1}^n y_{ij}} \quad (2.7)$$

สามารถเขียนใหม่ได้เป็น

$$V_i^{(k+1)} = \frac{P_i^{sch} - jQ_i^{sch}}{V_i^{*(k)} - \sum_{j \neq i} Y_{ij} V_j^{(k)}} \quad (2.8)$$

เขียนสมการกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ ได้ใหม่ เป็น

$$\text{เดิม } P_i^{(k+1)} = \text{Re} \left\{ V_i^{*(k)} \left[V_i^{(k)} \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j^{(k)} \right] \right\} \quad \text{เมื่อ } j \neq i \quad (2.9)$$

$$\text{ใหม่ } P_i^{(k+1)} = \text{Re} \left\{ V_i^{*(k)} \left[V_i^{(k)} Y_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij} V_j^{(k)} \right] \right\} \quad \text{เมื่อ } j \neq i \quad (2.10)$$

เขียนสมการกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ ได้ใหม่ เป็น

$$\text{เดิม } Q_i^{(k+1)} = -\text{Im} \left\{ V_i^{*(k)} \left[V_i^{(k)} \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j^{(k)} \right] \right\} \quad \text{เมื่อ } j \neq i \quad (2.11)$$

$$\text{ใหม่ } Q_i^{(k+1)} = -\text{Im} \left\{ V_i^{*(k)} \left[V_i^{(k)} Y_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij} V_j^{(k)} \right] \right\} \quad \text{เมื่อ } j \neq i \quad (2.12)$$

การกำหนดค่าเริ่มต้น (Initial Condition) เพื่อการหาค่าตอบด้วยวิธี Gauss-Seidel
ค่าแรงดัน (Voltage)

Swing Bus และ Gen Bus จะรู้ค่าแรงดัน (กำหนดมา) และโดยปกติแล้วที่ Load Bus
แรงดันมักจะมีค่าน้อยกว่า Swing Bus และ Gen Bus โดยทั่วไปมักกำหนดค่าเริ่มต้นเป็น $1 \angle 0^\circ$

กรณีที่เป็น P-Q Bus (Load Bus) จะทราบค่า P_i^{sch} และ Q_i^{sch} และหาค่าแรงดัน $V_i^{(k+1)}$
จาก P_i^{sch} และ Q_i^{sch} ที่ทราบค่า

กรณีที่เป็น P-V Bus (Gen-Bus) จะทราบค่า P_i^{sch} และ $|V_i|$ และหาค่า $Q_i^{(k+1)}$ โดยใช้
 P_i^{sch} และ $|V_i|$ ที่ทราบและใช้ค่า $Q_i^{(k+1)}$ ที่ได้มาหาค่า $V_i^{(k+1)}$ ต่อแต่ $|V_i|$ คงที่ และค่า
 $V_i^{(k+1)}$ เปลี่ยนเฉพาะ “ส่วนจินตภาพ”

สามารถใช้ตัวเร่ง เพื่อให้กระบวนการวนรอบลู่เข้าหาค่าตอบได้ไวขึ้น

จากสมการ $V_i^{(k+1)} = V_i^{(k)} + \alpha(V_i^{(k)} - V_i^{(k-1)})$ ซึ่งโดยทั่วไปจะกำหนดค่า α ระหว่าง 1.3 ถึง 1.7

คำตอบจะถูกต้อง และยอมรับได้เมื่อ

กรณี แรงดันไฟฟ้าแต่ละบัส (V)

$$|e_i^{(k+1)} - e_i^{(k)}| \leq \epsilon_1 \text{ และ } |f_i^{(k+1)} - f_i^{(k)}| \leq \epsilon_2 \text{ เมื่อ } V_i^{(k+1)} = e_i^{(k+1)} + j(f_i^{(k+1)})$$

และค่า ϵ มีค่าระหว่าง 0.00001 ถึง 0.00005 p.u.

กรณี กำลังไฟฟ้าจริง (P) และ กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ (Q)

ค่า ϵ ของ ΔP และ ΔQ เท่ากับ 0.001 p.u.



บทที่ 3

วิธีการดำเนินการ

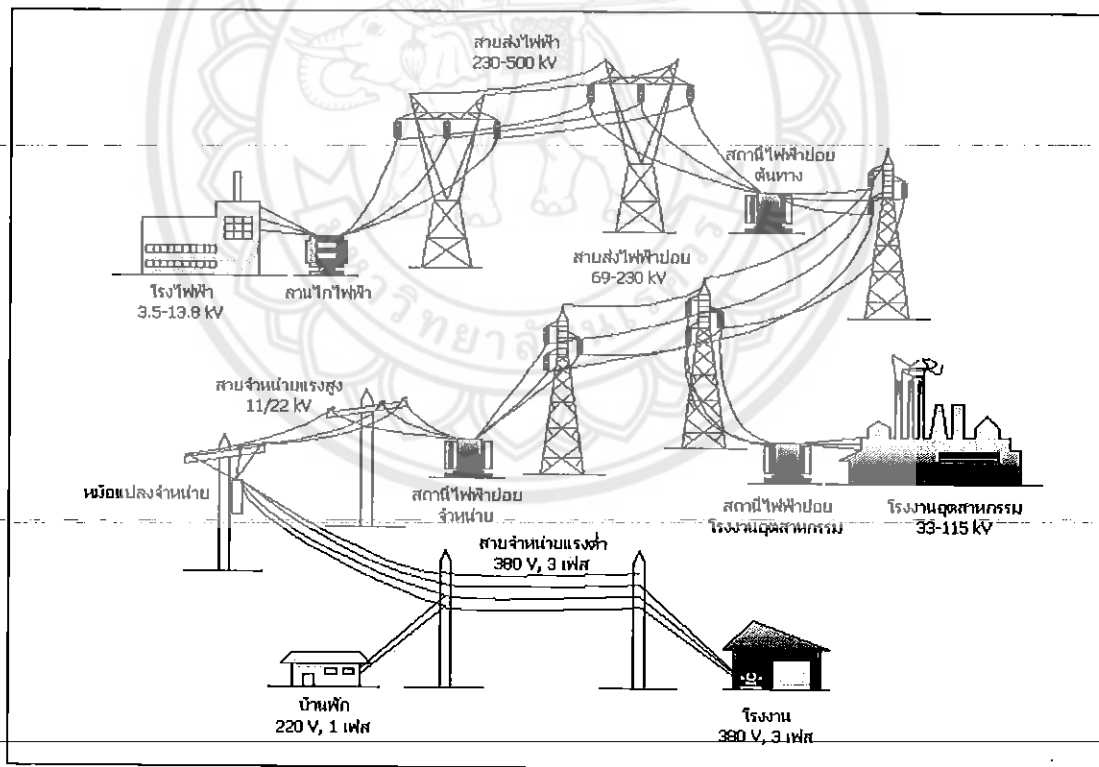
กระบวนการในการวิเคราะห์การส่งจ่ายระบบไฟฟ้าที่นำเสนอในสารนิพนธ์นี้ได้แบ่งการดำเนินงานเป็น 3 ขั้นตอนดังนี้

3.1 การศึกษาระบบส่งจ่ายไฟฟ้าในประเทศไทย

3.2 การศึกษา วิธีการและเทคนิคการลดต้นทุนในระบบส่งไฟฟ้าโดยการลดระยะทางสายส่งจากสถานีหลักและสถานีย่อยโดยใช้ทฤษฎีกราฟ

3.3 ออกแบบโปรแกรมการลดต้นทุนการเชื่อมต่อกับโครงข่ายใหม่ด้วยทฤษฎีกราฟและวิเคราะห์การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าโดยใช้ทฤษฎี Gauss-Scidel

3.1 การศึกษาระบบส่งจ่ายไฟฟ้าในประเทศไทย



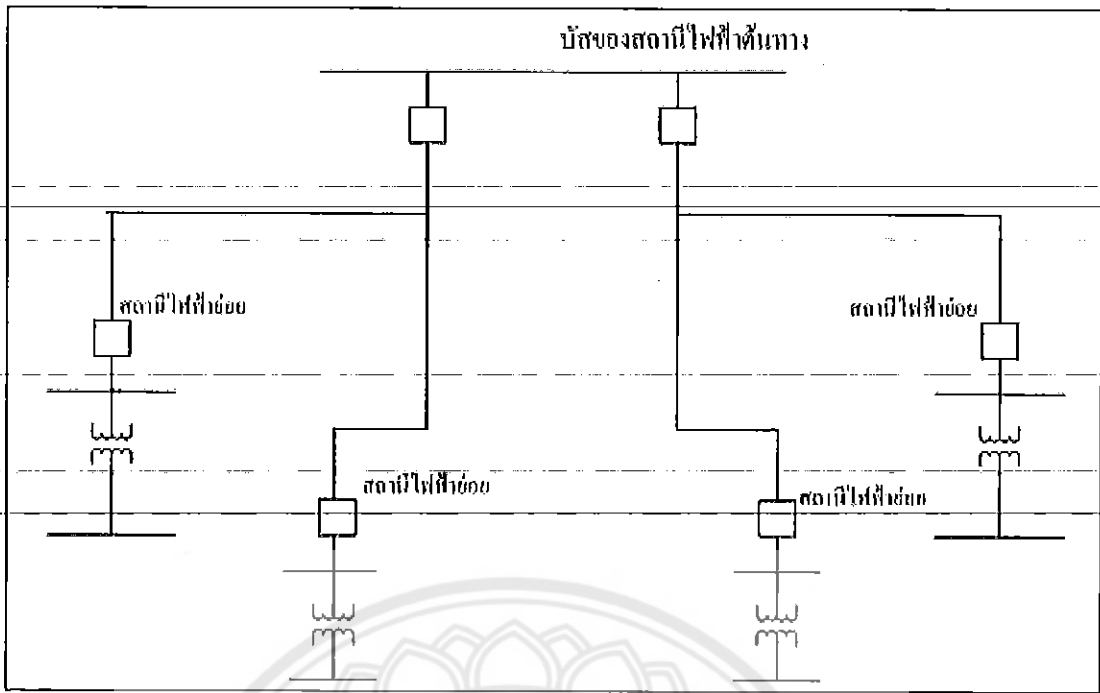
รูปที่ 3.1 ระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในประเทศไทย

พบว่า การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในประเทศไทยจะมีการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้ามาจากโรงไฟฟ้า ขนาด 3.5 – 13.8 kV ผ่านหม้อแปลงแรงดันไฟฟ้าขึ้นด้วยเหตุผลทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ (technical and economics) กล่าวคือเพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบส่ง จึงจำเป็นต้องเปลี่ยนแรงดันในระบบให้สูงขึ้นเป็น 230-500 kV ส่งไปตามสายส่งไฟฟ้าในระยะทางระยะหนึ่งและผ่านไปยัง สถานีไฟฟ้าย่อยต้นทางเพื่อปรับแรงดันไฟฟ้าเป็น 69-230 kV และส่งไฟตามสายส่งไฟฟ้าในอีก ระยะทางระยะหนึ่งผ่านสถานีย่อยจำหน่ายเพื่อปรับแรงดันไฟฟ้าเป็น 11/22 kV และส่งจ่ายไฟฟ้าไป ตามสายส่งอีกระยะทางหนึ่งผ่านหม้อแปลงจำหน่ายปรับแรงดันเป็น 3 เฟส 380 V จ่ายให้กับ บ้านเรือนขนาด 1 เฟส 220 V หรือโรงงานขนาด 3 เฟส 380 V ซึ่งโหนดจะขึ้นอยู่กับโรงเรือนใน พื้นที่นั้นๆ

ซึ่งระบบส่งจ่ายข้างต้นพบว่า ในระบบที่เป็นระบบใหญ่ๆจะมีการส่งจ่ายไฟฟ้าผ่านสายส่ง ที่มีความซับซ้อนมากยิ่งขึ้น 1 สถานีย่อยที่มีจะต้องส่งจ่ายแรงดันไฟฟ้าให้กับสถานีอื่นๆ ยิ่งสถานี อื่นๆมีระยะทางที่มากขึ้นเท่าไร ก็จะต้องสูญเสียสายส่งมากขึ้นเท่านั้น ทำให้ต้นทุนเพิ่มขึ้น แต่ถ้า สามารถเลือกการส่งจ่ายไปยังสถานีย่อยที่ใกล้ที่สุดได้ก็จะเป็นการลดต้นทุนที่อาจสูญเสียไปกับสาย ส่งที่ส่งแรงดันไฟฟ้ามาจากสถานีที่อยู่ห่างไกล

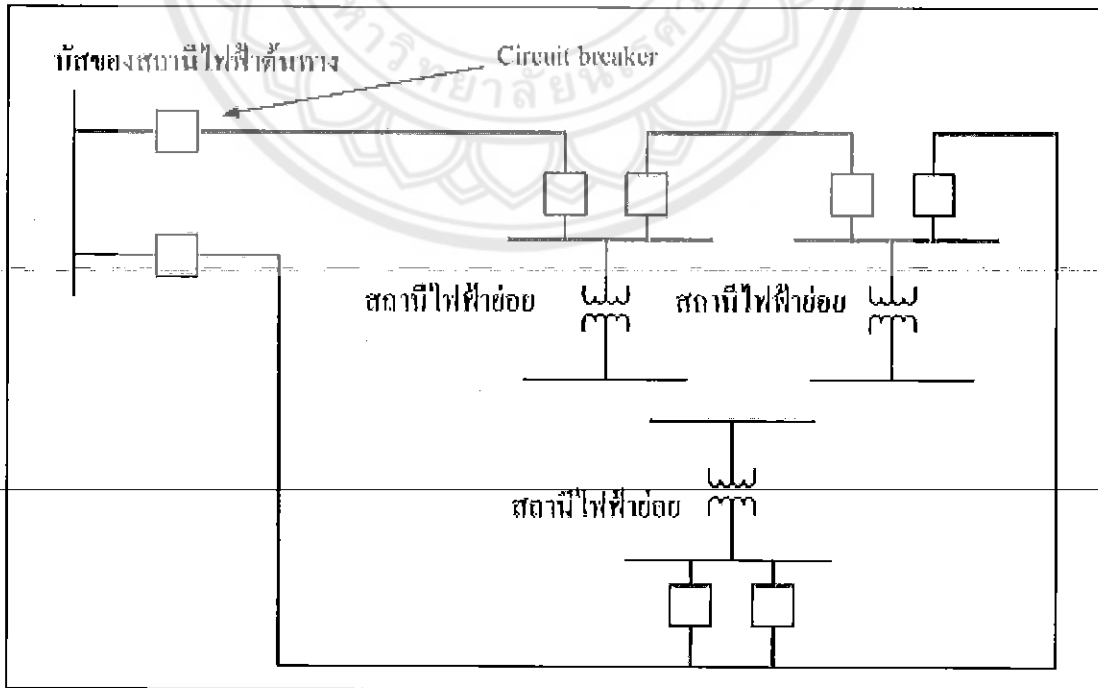
ระบบส่งจ่ายไฟฟ้าในประเทศไทยโดยทั่วไปจะมีรูปแบบของการส่งและจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ ได้ประยุกต์และนำมาใช้งานตามระบบต่อไปนี้

1. ระบบเรเดียล (Radial System) วงจรสายส่งในระบบเรเดียลเริ่มจากบัส (bus) ของ แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าและไปสิ้นสุดที่สถานีไฟฟ้าย่อยโดยตรง ระบบเรเดียลเป็นระบบที่ง่าย และมี ราคาของการลงทุนก่อสร้าง สายส่งเริ่มต้นต่ำ แต่อย่างไรก็ตามระบบนี้โดยทั่วไปแล้วจะไม่นิยมใช้ ด้วยเหตุผลที่ว่า ถ้าหากเกิดการลัดวงจร (short circuit) หรือ ฟอลต์ (faults) ขึ้นที่บัสของแหล่งจ่าย กำลังไฟฟ้า จะทำให้ไม่มีไฟฟ้าไปจ่ายให้กับสถานีไฟฟ้าย่อย (ไฟฟ้าที่ต้องจ่ายด้วยสถานีไฟฟ้าต้น ทางนี้จะดับหมด) แต่ถ้าเกิดฟอลต์ที่สายส่งวงจรใด สถานีไฟฟ้าย่อยที่ต่อกับสายส่งวงจรมานั้นก็จะเกิด ไฟฟ้าดับ



รูปที่ 3.2 วงจรสายส่งระบบเรเดียล

2.ระบบลูป (Loop System) เป็นวงจรสายส่งที่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้ามากกว่า 1 วงจร โดยวงจรของสายส่งเริ่มต้นออกจากบัสของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าผ่านไปยังจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับสถานีไฟฟ้าย่อยต่างๆ และกลับสู่บัสของแหล่งของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเดียวกัน จะเรียกรูปแบบการส่งและจ่ายกำลังไฟฟ้าว่า ระบบลูป ดังแสดงในรูป

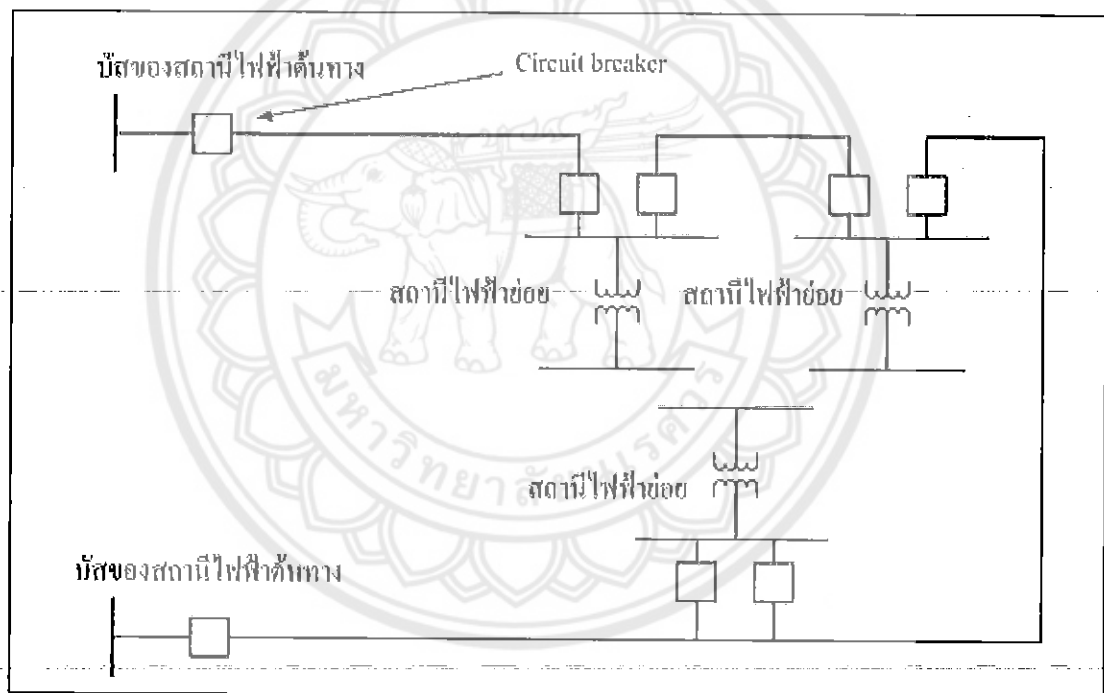


รูปที่ 3.3 วงจรสายส่งระบบลูป

ข้อดีของระบบรูปคือ ถ้าหากเกิดฟอลต์ขึ้นที่สายส่งของวงจรใดวงจรหนึ่งก็ตาม จะไม่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่สถานีไฟฟ้าย่อยอื่น

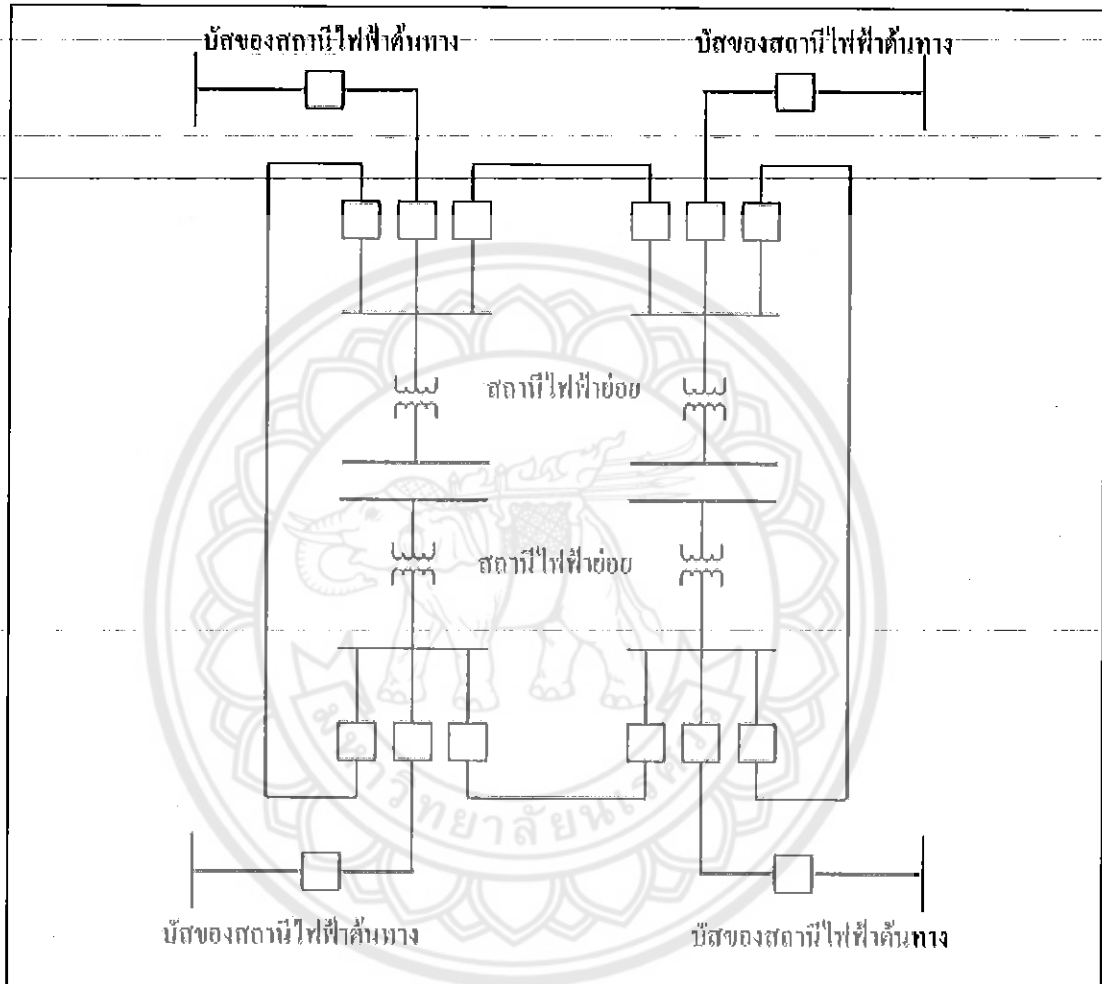
ข้อเสียของระบบรูปคือ ถ้าหากเกิดฟอลต์ขึ้นที่บัสของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้า จะทำให้สายส่งกำลังไฟฟ้าทั้ง 2 วงจร ไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ ทำให้ไฟฟ้าดับหมดทุกๆสถานีไฟฟ้าย่อย

ระบบรูปที่แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้า 2 แหล่ง (Tapped-Tie System) จากข้อเสียของการจ่ายไฟฟ้าในระบบรูปได้มีการปรับปรุงเป็นระบบรูปที่มีแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้า 2 แหล่ง ดังแสดงในรูปที่ถึงแม้ว่าจะไม่มีไฟฟ้าดับเลยโดยไม่ว่าจะเกิดฟอลต์ขึ้นที่สายส่งหรือบัสของแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าแห่งหนึ่งแห่งใดก็ตาม แต่เนื่องจากระบบมีการต่อเชื่อมถึงกันหมด ทำให้อิมพีแดนซ์ของระบบต่ำ จึงทำระดับของกระแสฟอลต์ (fault level) สูง



รูปที่ 3.4 วงจรสายส่งระบบรูปที่แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้า 2 แหล่ง

3.ระบบวงจรถาข่าย (Network System) โดยระบบนี้จะเชื่อมสถานีไฟฟ้าย่อยถึงกันหมด และมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับสถานีไฟฟ้าย่อยจากหลายแหล่งจ่ายจึงทำให้การส่งและจ่ายกำลังไฟฟ้าด้วยระบบวงจรถาข่ายมีความเชื่อถือได้มากที่สุด แต่ระบบนี้ต้องลงทุนในการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า (power flow) และระบบรีเลย์ (relay) ค่อนข้างมากอีกทั้งอิมพีแดนซ์ของระบบก็ต่ำด้วย

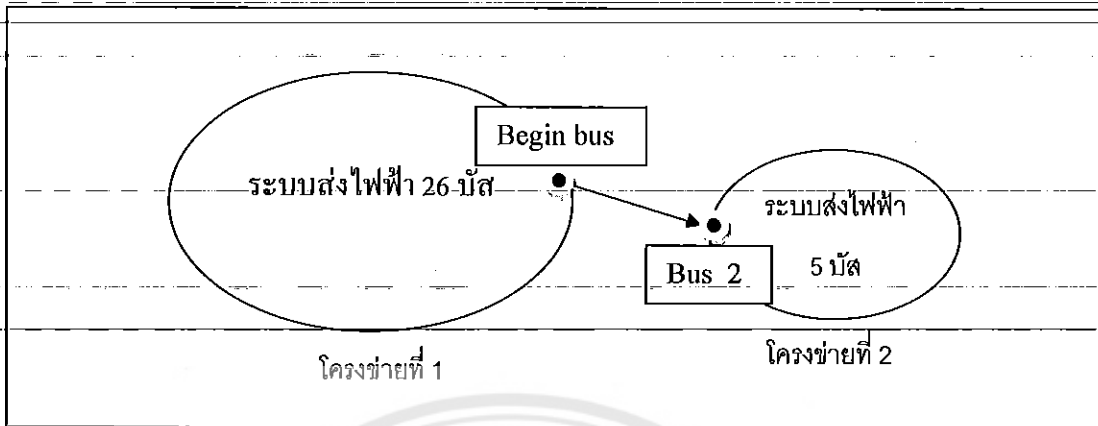


รูปที่ 3.5 วงจรสายส่งระบบตาข่าย

3.2 การศึกษา วิธีการและเทคนิคการลดต้นทุนในระบบส่งไฟฟ้าโดยการลดระยะทางสายส่งจากสถานีหลักและสถานีย่อยโดยใช้ทฤษฎีกราฟ

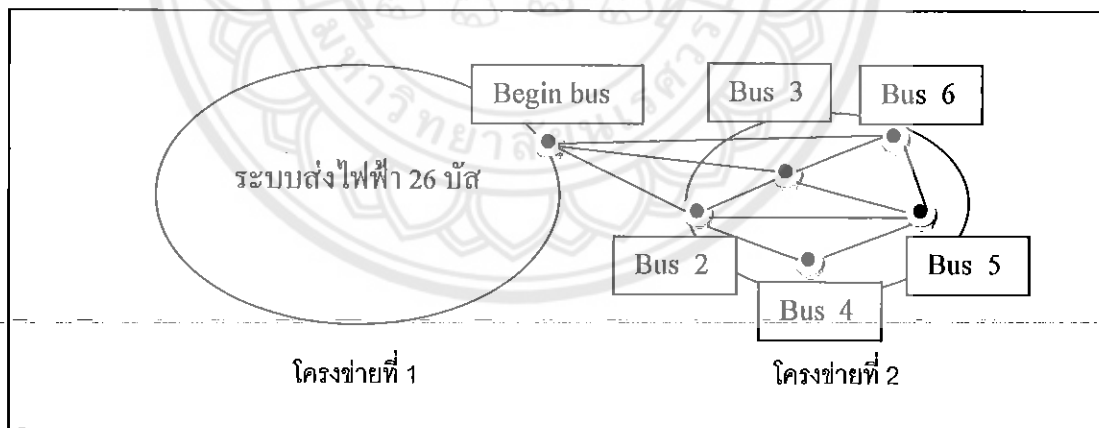
เทคนิคการลดต้นทุนในระบบส่งจ่ายไฟฟ้าโดยการลดระยะทางสายส่ง ซึ่งกำหนดให้สถานีหลักและสถานีย่อยเป็นบัพของระบบเน็ตเวิร์คและใช้ทฤษฎีการเชื่อมต่อแบบทอดข้ามน้อยที่สุด (Minimum Spanning Tree) ในการกำหนดการเชื่อมต่อของสายส่งทั้งนี้เพื่อการส่งจ่ายไฟฟ้าได้อย่างทั่วถึงและเสียค่าใช้จ่ายในการออกแบบระบบส่งให้น้อยที่สุด

กำหนดให้ระบบไฟฟ้าเดิมที่มีอยู่แล้วเป็นระบบไฟฟ้าโครงข่าย 1 เมื่อต้องการเพิ่มเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าระบบใหม่ สามารถออกแบบแผนภาพได้เป็น



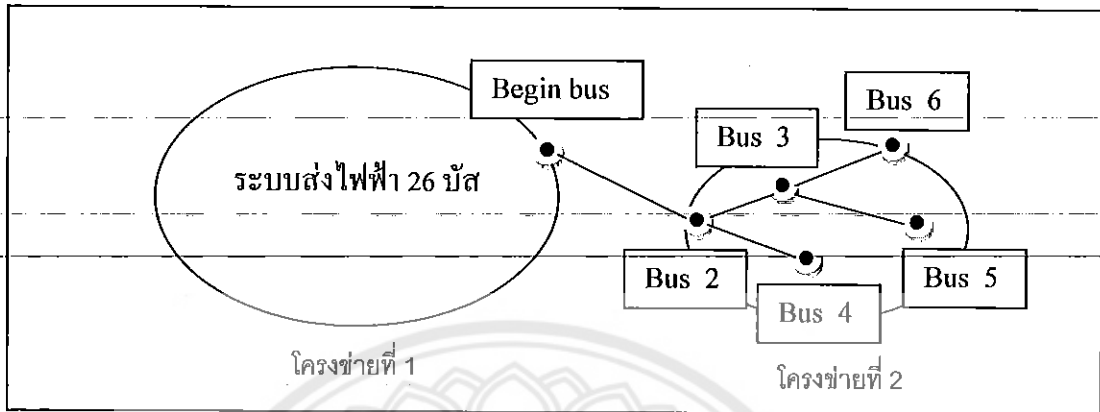
รูป 3.6 ภาพแสดงการเชื่อมต่อระหว่าง 2 โครงข่าย

ออกแบบการคำนวณโดยใช้ทฤษฎีกราฟ โดยเริ่มการเชื่อมต่อโครงข่าย 2 โครงข่ายผ่านบัสสุดท้ายของโครงข่ายที่ 1 ไปยังโครงข่ายที่ 2 โดยจะกำหนดบัสที่ต้องการเชื่อมต่อจากโครงข่ายที่ 1 เป็น Begin Bus และกำหนดบัสที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายที่ 1 ของโครงข่ายที่ 2 เป็น Bus 2 เมื่อพิจารณาระบบส่งไฟฟ้าที่โครงข่ายที่ 2 ที่เพิ่มมาใหม่

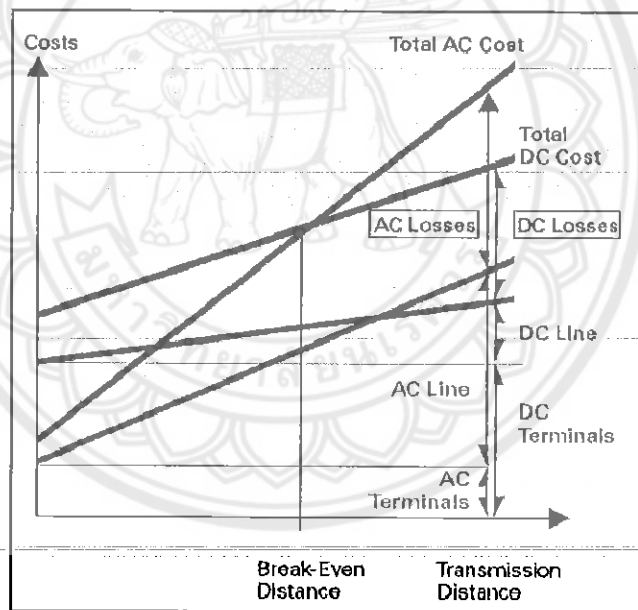


รูป 3.7 ภาพแสดงการเชื่อมต่อของโครงข่ายที่ 2

โดยเส้นทางสายไฟส่งที่เดินในโครงข่ายที่ 2 จะขึ้นอยู่กับค่าตัวแปรต่างๆ เช่น ต้นทุนการก่อสร้างเสาส่ง ราคาสายส่ง ซึ่งจะนำมาคำนวณเพื่อหาน้ำหนักของเส้นในกราฟ จากจุดเริ่มต้นผ่านทุกบัสโดยใช้ต้นทุนการเชื่อมต่อที่น้อยที่สุดโดยการคำนวณด้วยขั้นตอนวิธีของพริม



รูป 3.8 ภาพแสดงการปรับปรุงเชื่อมต่อของโครงข่ายที่ 2



รูปที่ 3.9 เปรียบเทียบราคาค่าก่อสร้างระบบสายส่ง AC-DC

จากภาพจะพบว่าราคาค่าต้นทุนการก่อสร้างของระบบส่งจะเป็นกราฟเชิงเส้นกับระยะทางของสายส่งไฟฟ้า ทั้งการส่งจ่ายแบบ AC และ DC แต่การส่งจ่ายไฟฟ้าแบบ AC ต้นทุนจะถูกกว่าถ้าเชื่อมต่อในเส้นทางสั้นๆ ส่วนการส่งจ่ายแบบ DC จะเหมาะกับการส่งจ่ายระยะทางไกลๆ มากกว่า เพราะราคาจะถูกและความสูญเสียในระบบจะน้อย แต่ทั้งสองระบบต้นทุนจะแปรผันตรงกับระยะทางการเชื่อมต่อ จึงนำทฤษฎีกราฟมาช่วยในการวิเคราะห์การเชื่อมต่อโครงข่ายให้มีการใช้ต้นทุนการก่อสร้างที่น้อยที่สุด

3.3 ออกแบบโปรแกรมการลดต้นทุนการเชื่อมต่อกับโครงข่ายใหม่และวิเคราะห์การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าโดยใช้ทฤษฎี Gauss-Seidel

ซึ่งพบว่าเมื่อโครงข่ายที่ 2 ถูกคำนวณด้วยขั้นตอนวิธีของพริมแล้ว ทำให้ได้เส้นการเชื่อมต่อของสายส่งลดน้อยลง มีการตัดเส้นที่ไม่จำเป็นออก ทำให้ลดต้นทุนทางเดินของสายส่งได้ โดยการวิเคราะห์เส้นทางการเชื่อมต่อของบัสทุกรอบจะขึ้นอยู่กับข้อมูลเข้าที่เป็นตัวแปรต่างๆของต้นทุนสายส่ง ซึ่งตัวแปรที่นำมาวิเคราะห์ได้แก่

- 1) A ระยะห่างของบัสต่างๆที่เชื่อมต่อกัน หน่วยระยะทางเป็นกิโลเมตร
- 2) B ราคาสายส่งต่อกิโลเมตร (ขึ้นอยู่กับประเภทและขนาดของสายส่ง)
- 3) C จำนวนสายควบของสายส่ง
- 4) D ราคาของเสาไฟฟ้า (ขึ้นอยู่กับประเภทของเสาไฟ)
- 5) E จำนวนเสาไฟฟ้าของสายส่ง
- 6) F มูลค่าการก่อสร้าง

โดยที่ C_1 คือผลคูณของตัวแปร A, B และ C

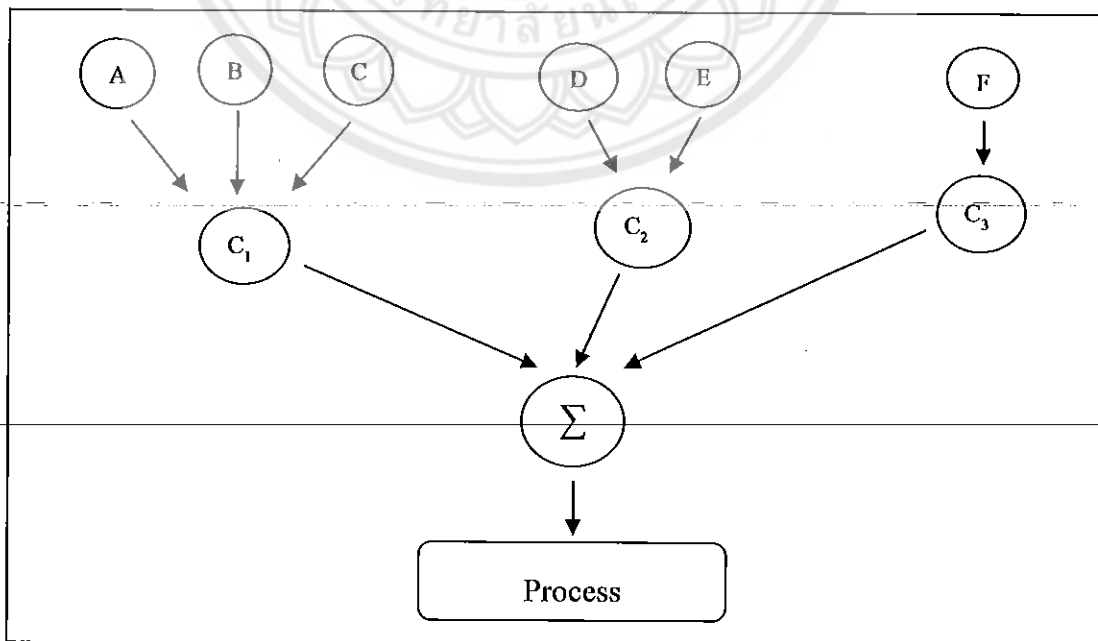
C_2 คือผลคูณของตัวแปร D และ E

C_3 คือตัวแปร F

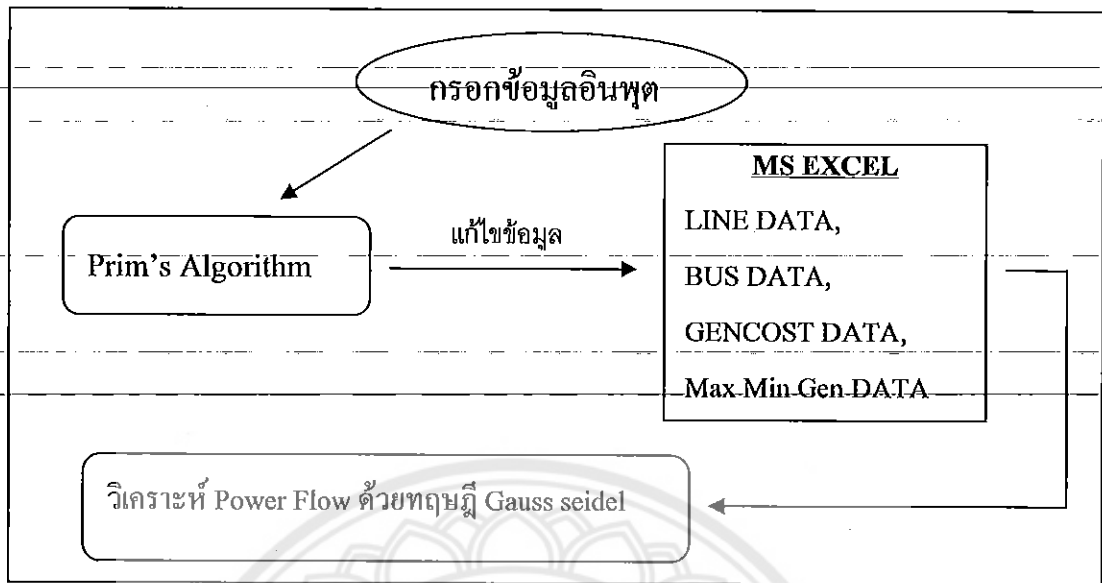
และ $C_1 + C_2 + C_3 = C_{total}$ นำไปใช้เป็นค่าน้ำหนัก (c_{ij}) ของกราฟในกระบวนการการ

เชื่อมของโปรแกรมจากบัส V_i ถึงบัส V_j

การวิเคราะห์ข้อมูลเข้า



รูป 3.10 ภาพแสดงการรับข้อมูลเพื่อวิเคราะห์



รูป 3.11 ภาพแสดงขั้นตอนการทำงาน

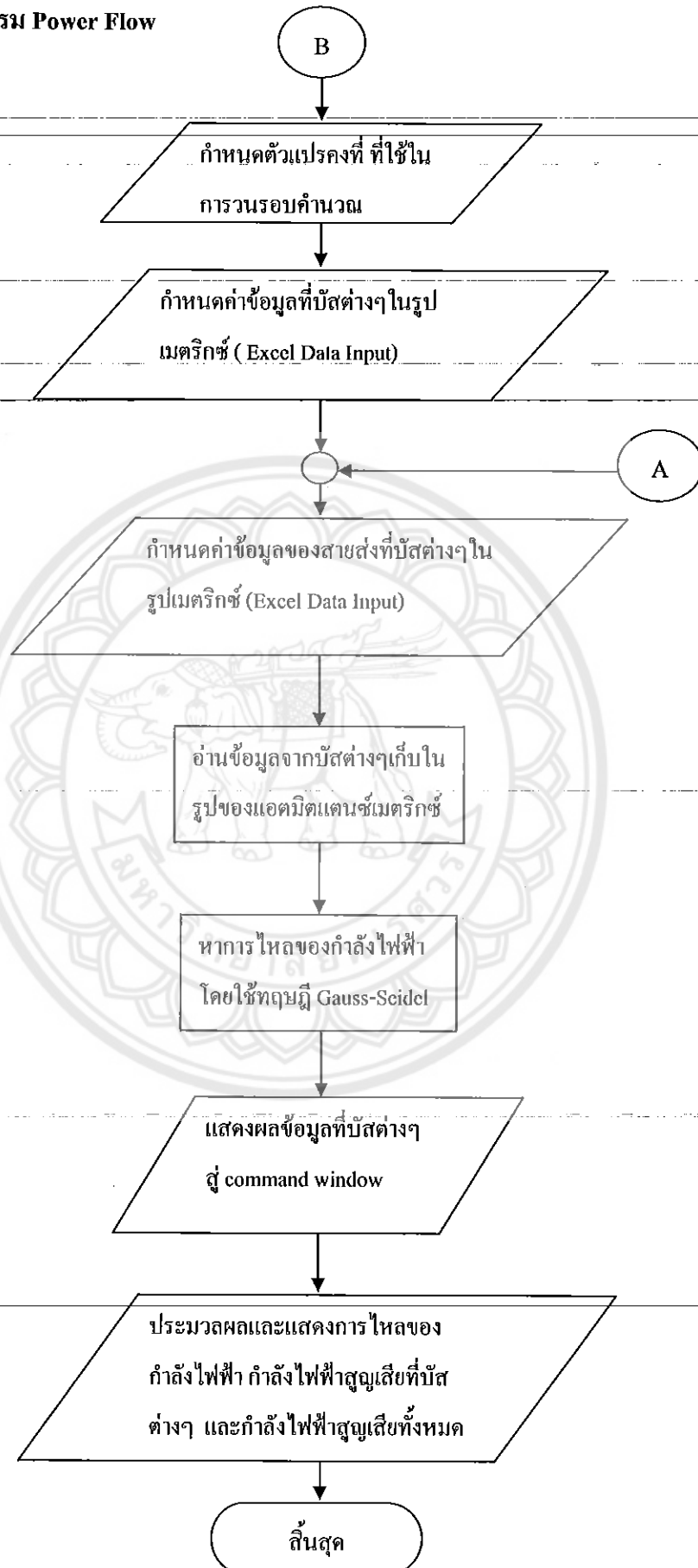
ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมจะออกแบบให้มีการกรอกข้อมูลเข้า โดยจะเป็นข้อมูลจำเพาะของสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัสต่างๆ แล้วนำข้อมูลเข้ามาหาความสัมพันธ์เพื่อลดตัวแปรที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์เป็นค่าน้ำหนักที่สายเชื่อมของบัสถึงบัสทุกๆสายของสายส่งโดยใช้ทฤษฎีกราฟเป็นโมเดลทางคณิตศาสตร์ แล้วใช้ทฤษฎี Prim's Algorithm ในการวิเคราะห์คำนวณเพื่อหาค่าน้ำหนักของเส้นในกราฟ จากจุดเริ่มต้นผ่านทุกบัส โดยใช้ต้นทุนการเชื่อมต่อที่น้อยที่สุด โดยโปรแกรมสามารถบอกเส้นทางเดินระหว่างบัสถึงบัส รวมไปถึงต้นทุนในการเชื่อมต่อสายส่งนั้นๆ อีกด้วย อีกทั้งมีการแสดงภาพการเชื่อมต่อระหว่างบัสต่างๆผ่าน Biograph Viewer เมื่อได้ข้อมูลการเชื่อมต่อแล้วผู้ใช้สามารถแก้ไข เพิ่มเติมข้อมูลของบัส ข้อมูลของสายในโปรแกรม MS EXCEL แล้ววิเคราะห์ข้อมูล Power Flow ด้วยทฤษฎี Gauss seidel ผ่านทาง Command Window

Flow Chart ของโปรแกรม ส่วนของโปรแกรม minimum spanning tree โดยใช้ GUI



รูป 3.12 ภาพแสดงขั้นตอนการทำงานส่วนของโปรแกรม minimum spanning tree โดยใช้ GUI

ส่วนของโปรแกรม Power Flow



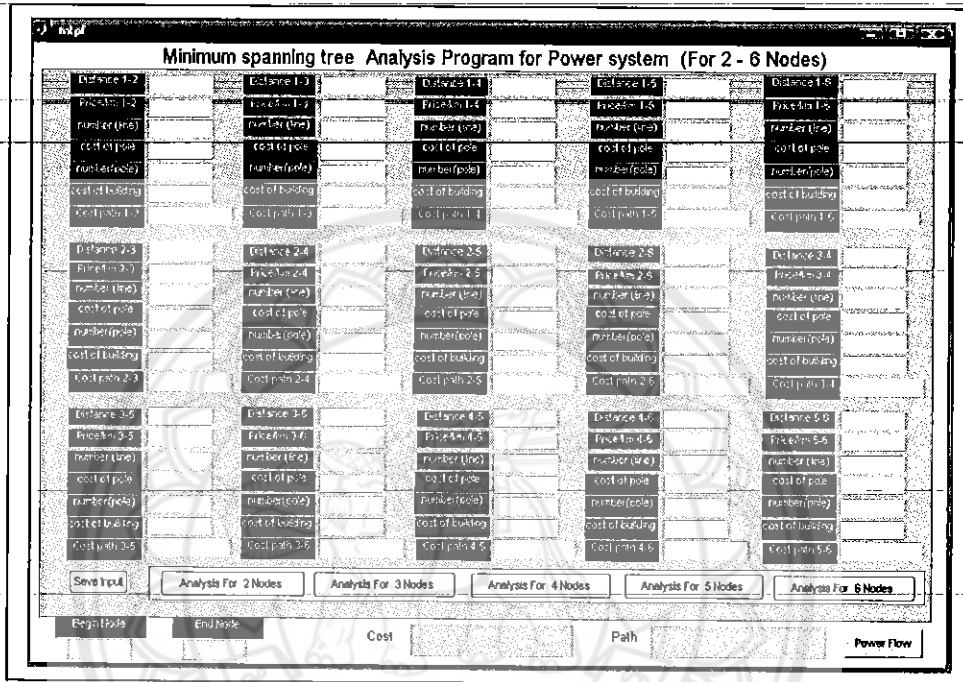
รูป 3.13 ภาพแสดงขั้นตอนการทำงานของโปรแกรม Power Flow

บทที่ 4

ผลการดำเนินงานและการวิเคราะห์ข้อมูล

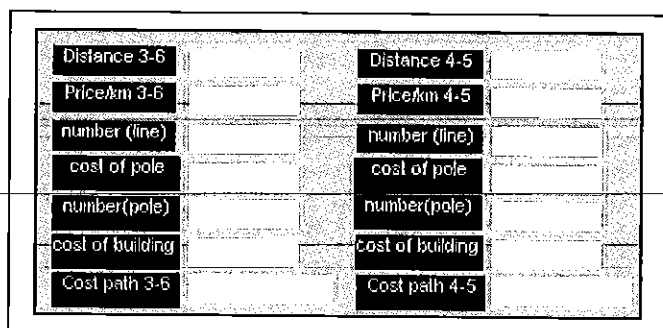
4.1 ลักษณะโดยทั่วไปของโปรแกรม

4.1.1 ในส่วนของโปรแกรม Minimum spanning tree ผ่าน GUI Interface



รูป 4.1 โปรแกรม Minimum spanning tree Analysis

แสดงส่วนของโปรแกรมที่มีการกรอกข้อมูลในช่องสีขาว เป็นระยะทาง ราคาสายส่งต่อเมตร จำนวนสายส่ง ราคาของเสาไฟฟ้า จำนวนของเสาไฟฟ้า และต้นทุนก่อสร้าง แต่ส่วนในช่องสีชมพูอ่อนจะเป็นช่องแสดงต้นทุนที่ต้องจ่ายจริงเมื่อวิเคราะห์การเชื่อมต่อของสายส่งแล้ว จากบัส V_i (Begin Bus) ถึง บัส V_j (End-Bus)



รูป 4.2 ช่องรับข้อมูลเข้า

ส่วนแสดงผลของโปรแกรม

Begin Node	End Node	Cost	Path

รูป 4.3 รูปส่วนแสดงข้อมูลราคาและเส้นทาง

Begin Node บัสเริ่มต้นในการวิเคราะห์หาการเชื่อมต่อ

End Node บัสสุดท้ายในการวิเคราะห์หาการเชื่อมต่อ

Cost ราคาต้นทุนในการก่อสร้างที่วิเคราะห์จากบัสเริ่มต้นถึงบัสสุดท้าย

Path เส้นทางของบัสเริ่มต้นถึงบัสสุดท้ายว่าผ่านบัสใดบ้าง

หน้าที่ของปุ่มกด

Save Input ทำหน้าที่เก็บข้อมูลไปไว้ที่ตัวแปรต่างๆ

Analysis For 2 Nodes วิเคราะห์การเชื่อมต่อเพียง 2 บัส คือ บัสลำดับที่ 1 และบัสลำดับที่ 2
ในกรณีที่ต้องการทราบการเชื่อมต่อของบัสลำดับที่ 1 กับบัสลำดับที่ 2

Analysis For 3 Nodes วิเคราะห์การเชื่อมต่อเพียง 3 บัส คือ บัสลำดับที่ 1 ถึงบัสลำดับที่ 3
ในกรณีที่ต้องการทราบการเชื่อมต่อของบัสลำดับที่ 1 2 3

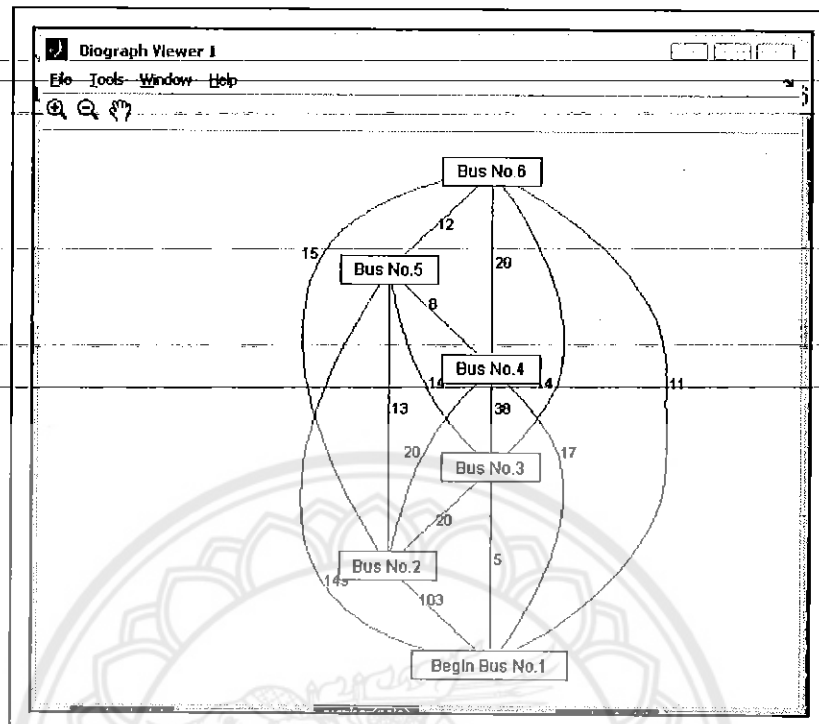
Analysis For 4 Nodes วิเคราะห์การเชื่อมต่อเพียง 4 บัส คือ บัสลำดับที่ 1 ถึงบัสลำดับที่ 4
ในกรณีที่ต้องการทราบการเชื่อมต่อของบัสลำดับที่ 1 2 3 4

Analysis For 5 Nodes วิเคราะห์การเชื่อมต่อเพียง 5 บัส คือ บัสลำดับที่ 1 ถึงบัสลำดับที่ 5
ในกรณีที่ต้องการทราบการเชื่อมต่อของบัสลำดับที่ 1 2 3 4 5

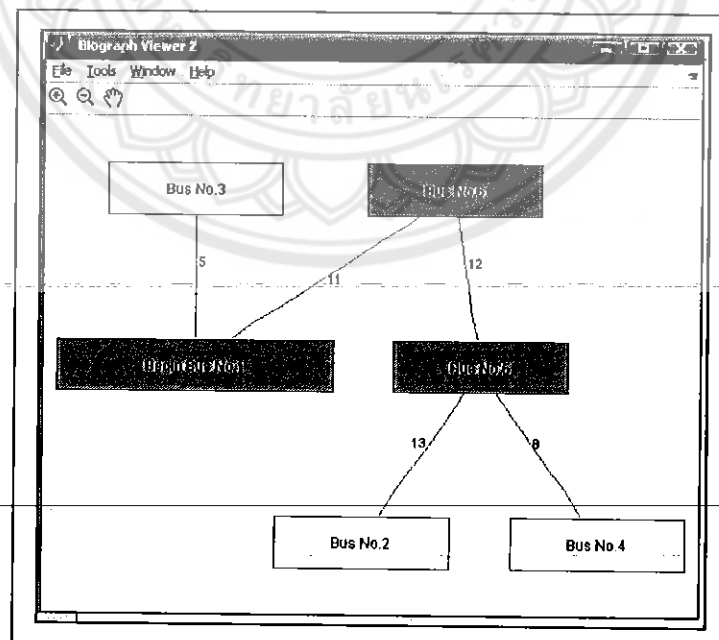
Analysis For 6 Nodes วิเคราะห์การเชื่อมต่อเพียง 6 บัส คือ บัสลำดับที่ 1 ถึงบัสลำดับที่ 6
ในกรณีที่ต้องการทราบการเชื่อมต่อของบัสลำดับที่ 1 2 3 4 5 6

Power Flow ปุ่มวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าและแสดงผลที่ Command Window

ส่วนของการแสดงผลแบบกราฟฟิคที่แสดงผ่านทาง Biograph Viewer

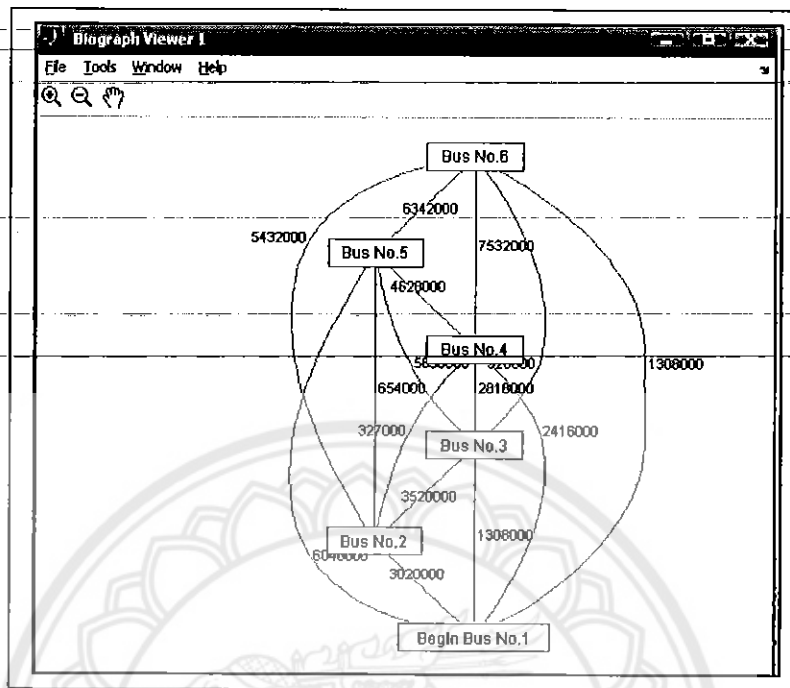


รูป 4.4 รูปแสดงการเชื่อมต่อที่ยังไม่ได้วิเคราะห์

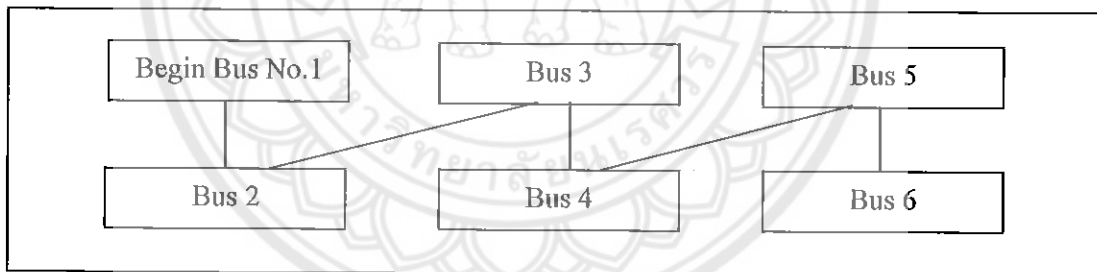


รูป 4.5 รูปแสดงการเชื่อมต่อที่ถูกวิเคราะห์แล้ว

4.1.2 กรณีศึกษาแสดงการเปรียบเทียบการเชื่อมต่อแบบต่างๆ
 กับการวิเคราะห์ Spanning Tree 6 กรณี จากภาพกราฟ G ดังนี้



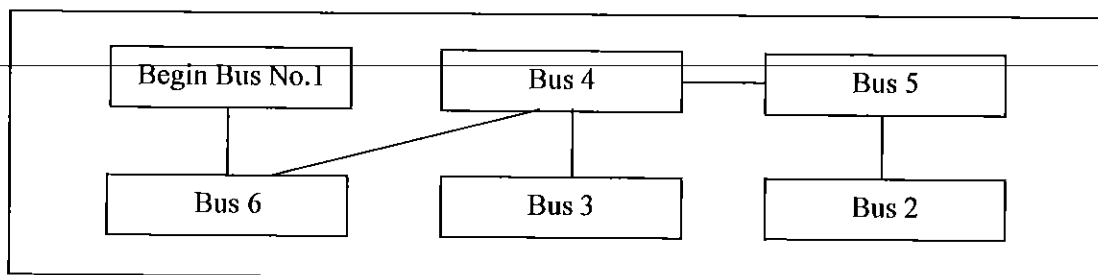
รูป 4.6 รูปแสดงการเชื่อมต่อกราฟ G (กรณีศึกษา)



รูป 4.7 การเชื่อมต่อ Spanning tree กรณีที่ 1

กรณีที่ 1 มีค่านำหนักของราคารวม

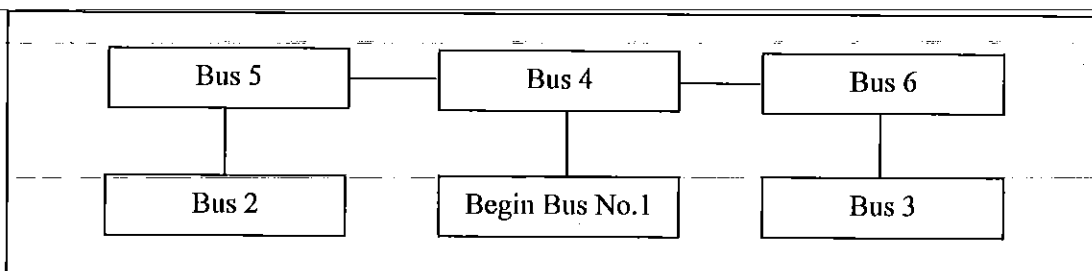
$$= 3,020,000 + 3,520,000 + 2,818,000 + 4,628,000 + 6,342,000 = 20,328,000 \text{ บาท}$$



รูป 4.8 การเชื่อมต่อ Spanning tree กรณีที่ 2

กรณีที่ 2 มีค่าน้ำหนักของราคารวม

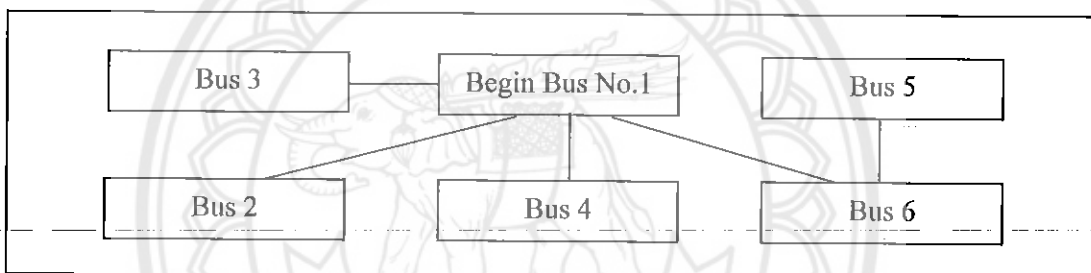
$$= 1,308,000 + 7,532,000 + 2,818,000 + 4,628,000 + 654,000 = 16,940,000 \text{ บาท}$$



รูป 4.9 การเชื่อมต่อ Spanning tree กรณีที่ 3

กรณีที่ 3 มีค่าน้ำหนักของราคารวม

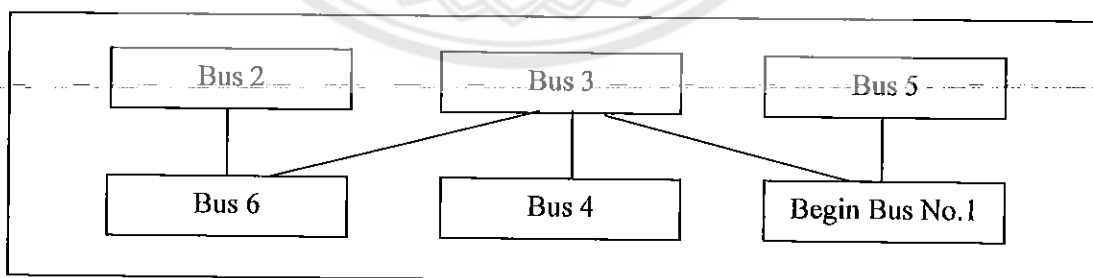
$$= 654,000 + 4,628,000 + 2,416,000 + 7,532,000 + 326,600 = 15,556,600 \text{ บาท}$$



รูป 4.10 การเชื่อมต่อ Spanning tree กรณีที่ 4

กรณีที่ 4 มีค่าน้ำหนักของราคารวม

$$= 1,308,000 + 3,020,000 + 2,416,000 + 1,308,000 + 6,342,000 = 14,394,000 \text{ บาท}$$

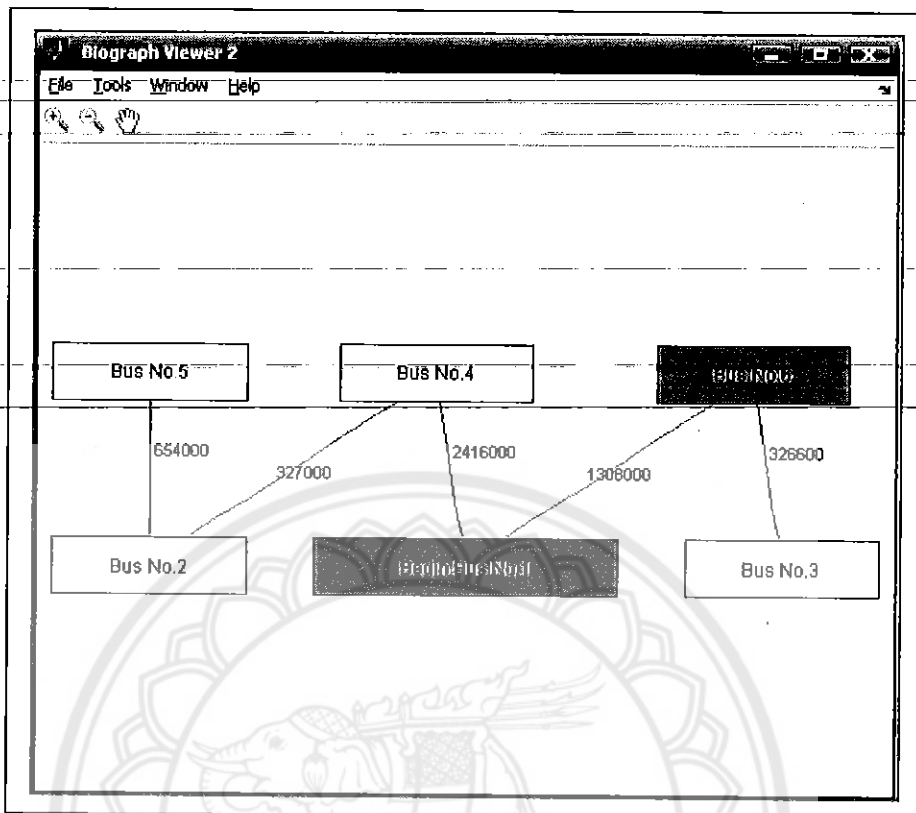


รูป 4.11 การเชื่อมต่อ Spanning tree กรณีที่ 5

กรณีที่ 5 มีค่าน้ำหนักของราคารวม

$$= 5,432,000 + 326,600 + 2,818,000 + 1,308,000 + 6,040,000 = 15,924,600 \text{ บาท}$$

กรณีที่ 6 ผลการวิเคราะห์ที่ได้จากโปรแกรม Minimum Spanning Tree

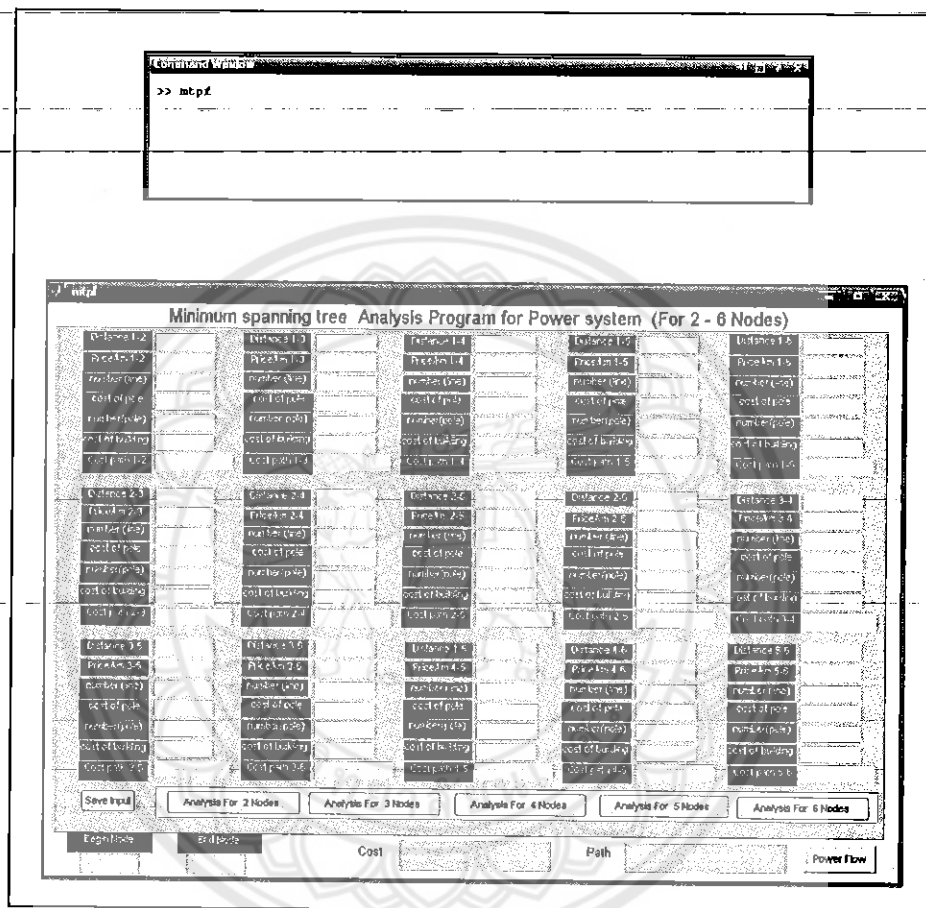


รูป 4.12 การเชื่อมต่อ Minimum Spanning tree กรณีที่ 6

กรณีที่ 6 ใช้โปรแกรมวิเคราะห์โดยขั้นตอนวิธีของพริมพบว่าค่าน้ำหนักของราคารวมถูกที่สุด
 $= 654,000 + 327,000 + 2,416,000 + 1,308,000 + 326,600 = 5,031,600$ บาท

4.2 การใช้งานโปรแกรม

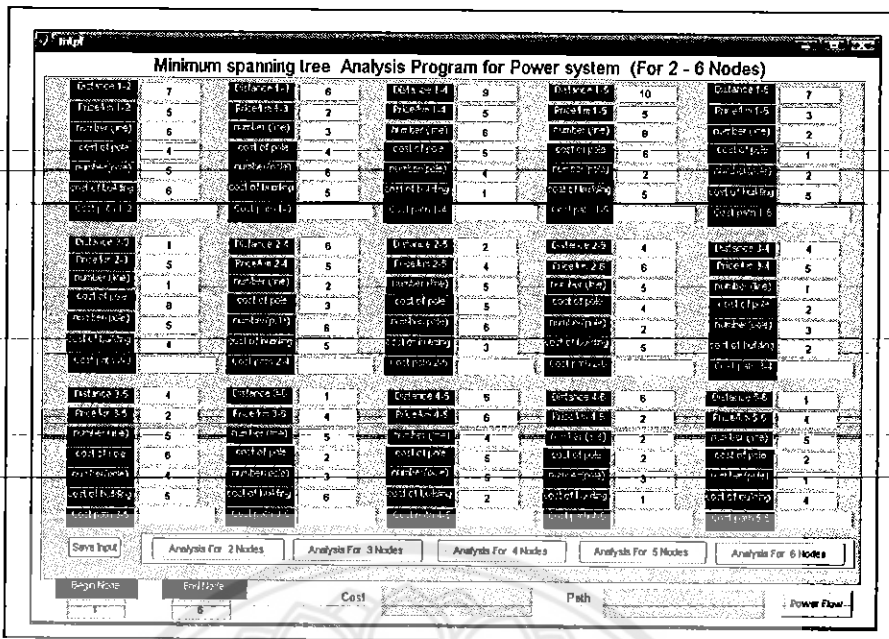
เปิดโปรแกรม MATLAB แล้วพิมพ์ `mpf` ที่หน้า Command Window และกด Enter เพื่อเรียกการใช้โปรแกรมขึ้นมา จะเห็นหน้าต่างของ Graphical User Interface ของโปรแกรมส่วนของการวิเคราะห์การเชื่อมต่อ ให้ทำการกรอกค่าต่างๆ เพื่อวิเคราะห์หาเส้นทางการเชื่อมต่อของบัพทุกบัพและใช้ต้นทุนการเชื่อมต่อทั้งระบบน้อยที่สุด



รูป 4.13 แสดงการเรียกโปรแกรม

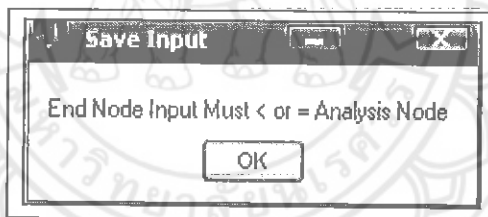
ทำการกรอกค่าต่างๆ แล้วกดปุ่ม Save Input

มีการกรอกค่า Begin Node และ End Node เพื่อต้องการทราบเส้นทางเดินจาก Node ใดๆ ถึง Node ใดๆ รวมถึงต้นทุนของเส้นเชื่อมนั้นๆ



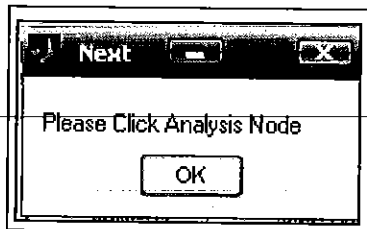
รูป 4.14 การกรอกข้อมูลของ โปรแกรม

เมื่อกด Input จะมีหน้าต่างเตือนว่าจุดปลายทางจะต้องมีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับจำนวนบัพที่ ต้องการวิเคราะห์ให้ Click OK



รูป 4.15 หน้าต่างเตือนให้วิเคราะห์โดยกดปุ่ม Analysis Node น้อยกว่าค่า End Node

ต่อไปจะมีหน้าต่างให้ผู้ใช้ทำการวิเคราะห์การเชื่อมต่อ ไปโดยเลือก Analysis Node ตามต้องการ จากนั้นให้ Click OK เพื่อทำการปิดหน้าต่าง



รูป 4.16 ให้ทำขั้นตอนต่อไป กด Analysis Node

ถ้าหากผู้ใช้ต้องการวิเคราะห์ Begin Node = 1 , End Node = 6 ผู้ใช้จะวิเคราะห์ได้เพียง Analysis For 6 Nodes ผลที่ได้ ดังภาพ

Minimum spanning tree Analysis Program for Power system (For 2 - 6 Nodes)

Distance 1-2		7	Distance 1-3		6	Distance 1-4		9	Distance 1-5		10	Distance 1-6		7
PriceAm 1-2		5	PriceAm 1-3		2	PriceAm 1-4		5	PriceAm 1-5		5	PriceAm 1-6		3
number (line)		6	number (line)		3	number (line)		6	number (line)		8	number (line)		2
cost of pole		4	cost of pole		4	cost of pole		5	cost of pole		6	cost of pole		1
number (pole)		5	number (pole)		6	number (pole)		4	number (pole)		2	number (pole)		2
cost of building		6	cost of building		5	cost of building		1	cost of building		5	cost of building		5
Cost path 1-2		157	Cost path 1-3		108	Cost path 1-4		80	Cost path 1-5		75	Cost path 1-6		49

Save Input
Analysis For 2 Nodes
Analysis For 3 Nodes
Analysis For 4 Nodes
Analysis For 5 Nodes
Analysis For 6 Nodes

Begin Node: End Node:

Cost: Path: Power Flow:

ช่องแสดงต้นทุนของเส้นทางต่างๆ ที่ทำการวิเคราะห์การเชื่อมต่อที่ใช้ต้นทุนน้อยที่สุดแล้ว

ต้นทุนของบัส 1 ไปบัส

เส้นทางจากบัสที่ 1 ไปบัสที่ 6

รูป 4.17 ความสัมพันธ์ของการแสดงผล Biograph และ โปรแกรม

ในการวิเคราะห์ภาพทุกภาพจะมีการแสดงคู่อันดับของการเชื่อมต่อบัพใดๆที่ Command Window เช่น

(2,1) 236

(3,1) 65

(4,1) 291

(5,1) 317

(6,1) 49

(3,2) 49

(4,2) 83

(5,2) 73

(6,2) 133

(4,3) 28

(5,3) 69

(6,3) 32

(5,4) 171

(6,4) 31

(6,5) 26

ST =

(6,1) 49

(3,2) 49

(4,3) 28

(6,4) 31

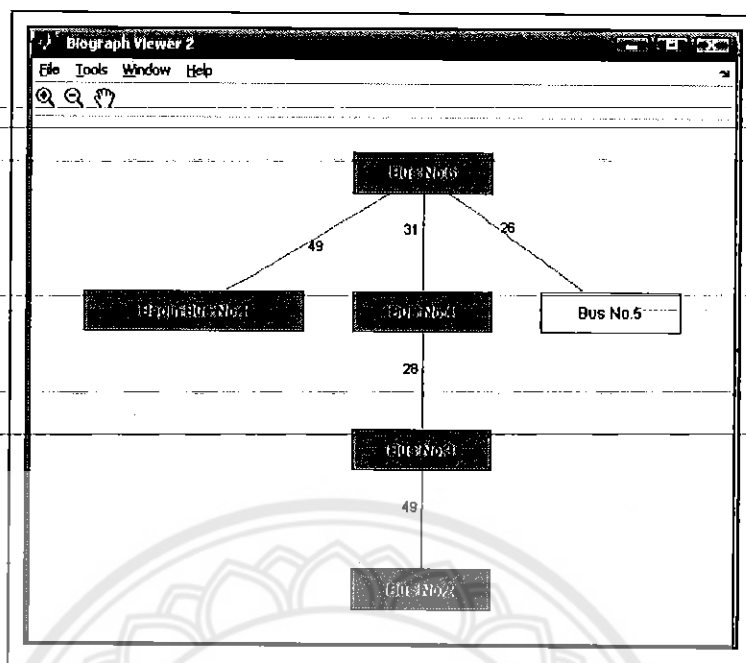
(6,5) 26

pred =

0 3 4 6 6 1

Biograph object with 6 nodes and 5 edges.

โดย ST คือ คู่อันดับนำหน้าของเส้นในกราฟ จากจุดเริ่มต้นผ่านทุกบัพโดยใช้ต้นทุนการเชื่อมต่อที่น้อยที่สุดโดยการคำนวณด้วยพริมอัลกอริทึมและ pred คือ ลำดับการวิเคราะห์จากบัพก่อนหน้าโดยบัพแรกที่ทำกรวิเคราะห์เป็น 0 บัพก่อนบัพที่ 2 คือบัพ 3 บัพก่อนบัพที่ 3 คือ บัพ 4 บัพก่อนบัพที่ 4 คือบัพ 6 บัพก่อนบัพที่ 5 คือบัพที่ 6 บัพก่อนบัพที่ 6 คือบัพ 1 ดังรูป 4.18



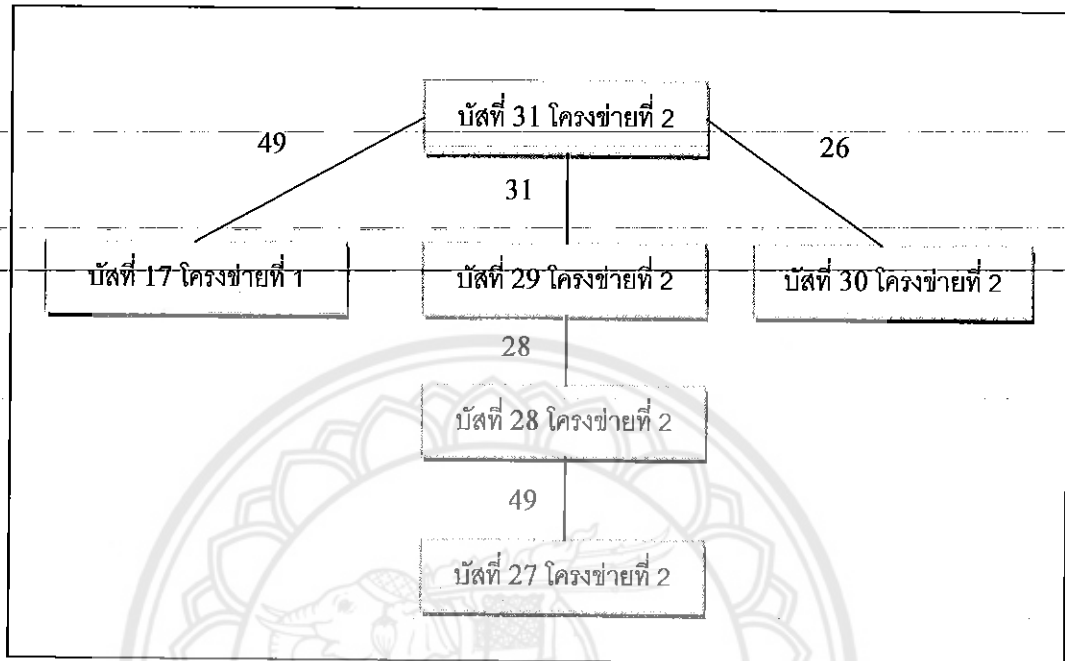
รูป 4.18 ภาพที่วิเคราะห์แล้ว

โดยผู้จะใช้จะกำหนดให้ Begin Bus No.1 เป็นบัสของระบบ โครงข่ายที่ 1 ที่มี 26 บัสและให้ บัสใดๆ ใน 26 บัสเป็นจุดเชื่อมต่อ

จากระบบไฟฟ้าโครงข่ายที่ 1 ดังรูป กำหนดให้บัสที่เชื่อมต่อเป็นบัส 17 และจากระบบเดิม มีอยู่ 26 บัส ผู้ใช้ทำการเพิ่มที่บัสที่ 17 เป็น โครงข่ายใหม่ จะได้

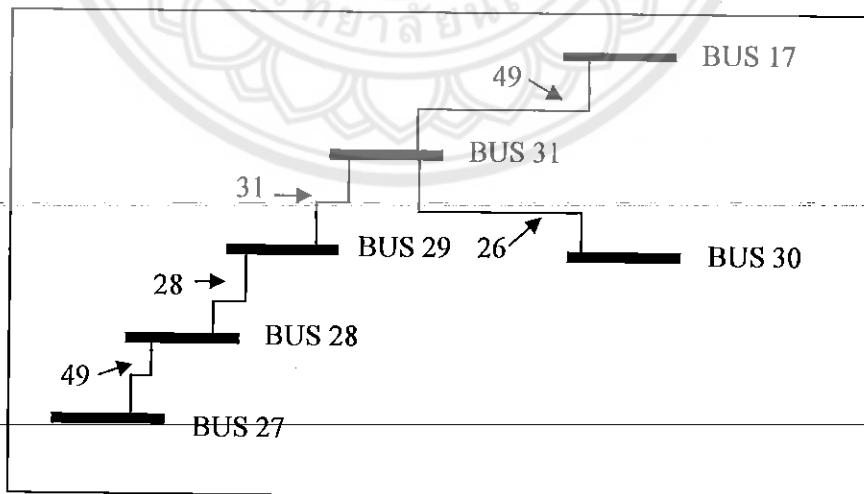
Begin Bus No.1	= บัสที่ 17	บัสเริ่มต้น
Bus No.2	= บัสที่ 27	บัสใหม่ใน โครงข่ายที่ 2
Bus No.3	= บัสที่ 28	บัสใหม่ใน โครงข่ายที่ 2
Bus No.4	= บัสที่ 29	บัสใหม่ใน โครงข่ายที่ 2
Bus No.5	= บัสที่ 30	บัสใหม่ใน โครงข่ายที่ 2
Bus No.6	= บัสที่ 31	บัสใหม่ใน โครงข่ายที่ 2

เมื่อผู้ใช้ทำการวิเคราะห์การเชื่อมต่อแล้ว สมมติว่ามีระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า 26 บัส แล้ว ต้องการเพิ่มการเชื่อมต่อกับเน็ตเวิร์คใหม่อีก 6 บัสจากภาพที่วิเคราะห์แล้วสามารถเขียนการเชื่อมต่อแบบบัพและแบบบัสได้ดังภาพที่ 4.19 และภาพที่ 4.20



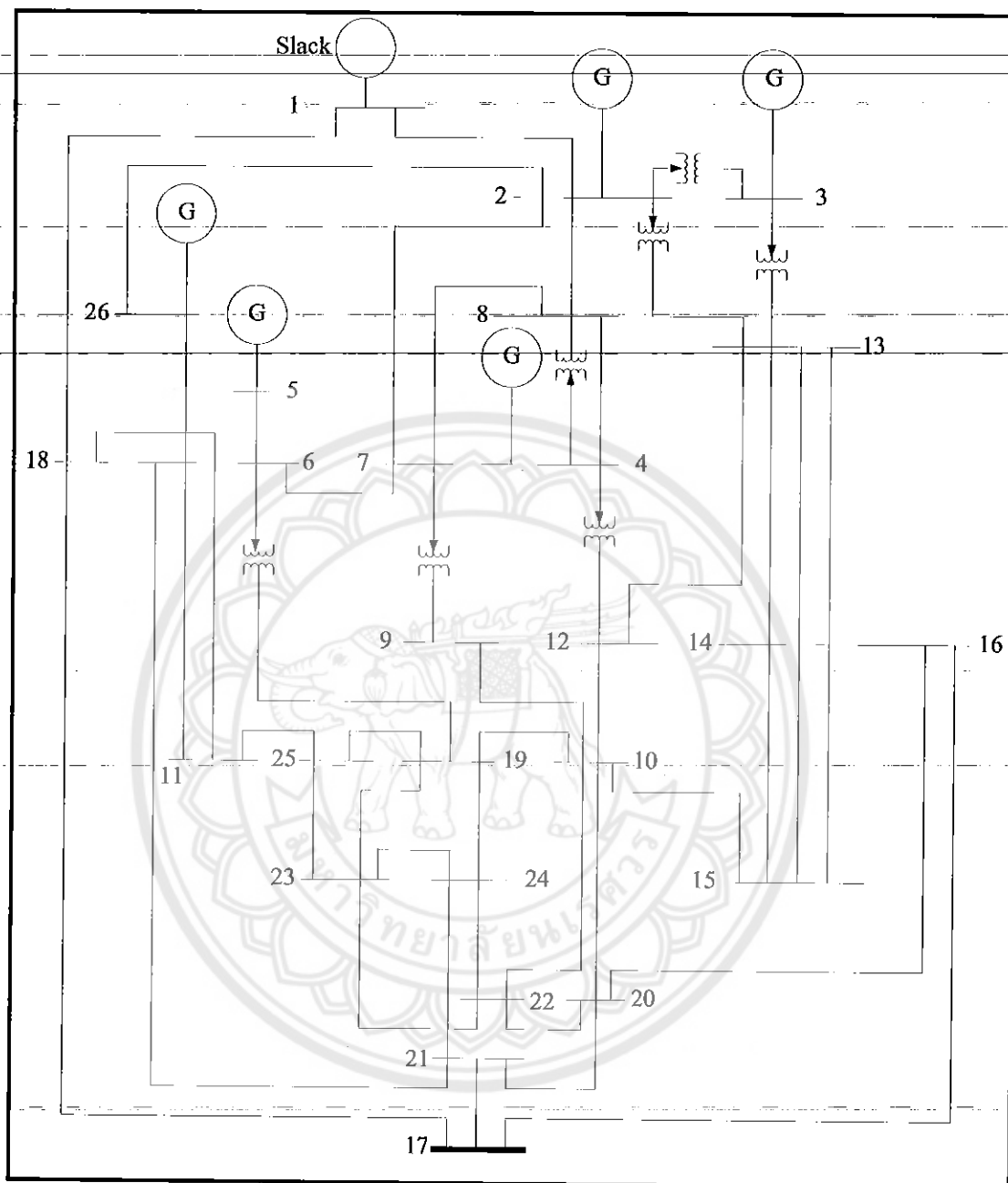
รูป 4.19 แผนภาพแสดงการเชื่อมต่อแบบบัส ที่ต่อระหว่าง 2-โครงข่าย

วาดระบบส่งไฟฟ้าโครงข่ายที่ 2 ซึ่งเป็น โครงข่ายใหม่ประกอบระยะทาง ได้ดังนี้



รูป 4.20 แผนภาพแสดงการเชื่อมต่อแบบบัส ที่ต่อระหว่าง 2 โครงข่าย

ระบบไฟฟ้า โครงข่ายที่ 1 ซึ่งมี 26 บัส ซึ่งเป็นระบบไฟฟ้าที่มีอยู่แล้ว



รูป 4.21 แสดง โครงข่ายที่ 1 และจุดเชื่อมต่อบัสที่ 17 (26 bus power system network problem) [7]

ข้อมูลสำหรับระบบ 26 บัสเดิม

ระบบส่งไฟฟ้า 26 บัส วิเคราะห์การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าด้วยวิธี Gauss-Seidal ด้วยโปรแกรม
MATLAB

กำหนด ข้อมูลโหลด

ตารางที่ 4.1 ข้อมูล โหลด

LOAD DATA					
Bus No.	Load		Bus No.	Load	
	MW	Mvar		MW	Mvar
1	51.0	41.0	14	24.0	12.0
2	22.0	15.0	15	70.0	31.0
3	64.0	50.0	16	55.0	27.0
4	25.0	10.0	17	78.0	38.0
5	50.0	30.0	18	153.0	67.0
6	76.0	29.0	19	75.0	15.0
7	0.0	0.0	20	48.0	27.0
8	0.0	0.0	21	46.0	23.0
9	89.0	50.0	22	45.0	22.0
10	0.0	0.0	23	25.0	12.0
11	25.0	15.0	24	54.0	27.0
12	89.0	48.0	25	28.0	13.0
13	31.0	15.0	26	40.0	20.0

กำหนด บัส 1 มี $V_1 = 1.025$ เป็น slack bus.

ตารางที่ 4.2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า

GENERATION DATA				
Bus No.	Voltage Mag.	Generation MW	Mvar Limits	
			Min.	Max.
1	1.025			
2	1.020	79.0	40.0	250.0
3	1.025	20.0	40.0	150.0
4	1.050	100.0	40.0	80.0
5	1.045	300.0	40.0	160.0
26	1.015	60.0	15.0	50.0

กำหนด ข้อมูล Shunt capacitor และ Tap sitting ของหม้อแปลง

ตารางที่ 4.3 ข้อมูล Shunt capacitor และ Tap sitting ของหม้อแปลง

SHUNT CAPACITORS	
Bus No.	Mvar
1	4.0
4	2.0
5	5.0
6	2.0
11	1.5
12	2.0
15	0.5
19	5.0

TRANSFORMER TAP	
Dsignation	Tap Setting
2-3	0.960
2-13	0.960
3-13	1.017
4-8	1.050
4-12	1.050
6-19	0.950
7-9	0.950

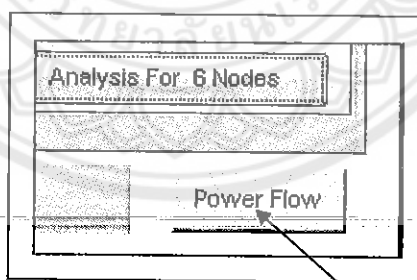
กำหนด ค่า resistance , reactance และค่า one-half capacitive susceptance ของระบบ โครงข่ายเดิม
ในค่าฐาน 100-MVA ตามตาราง

ตารางที่ 4.4 Line And Transformer Data

LINE AND TRANSFORMER DATA									
Bus No.	Bus No.	R, pu	X, pu	($\frac{1}{2}$)B, pu	Bus No.	Bus No.	R, pu	X, pu	($\frac{1}{2}$)B, pu
1	2	0.0005	0.0048	0.0300	10	22	0.0069	0.0298	0.005
1	18	0.0013	0.0110	0.0600	11	25	0.0960	0.2700	0.010
2	3	0.0014	0.0513	0.0500	11	26	0.0165	0.0970	0.004
2	7	0.0103	0.0586	0.0180	12	14	0.0327	0.0802	0.000
2	8	0.0074	0.0321	0.0390	12	15	0.0180	0.0598	0.000
2	13	0.0035	0.0967	0.0250	13	14	0.0046	0.0271	0.001
2	26	0.0323	0.1967	0.0000	13	15	0.0116	0.0610	0.000
3	13	0.0007	0.0054	0.0005	13	16	0.0179	0.0888	0.001
4	8	0.0008	0.0240	0.0001	14	15	0.0069	0.0382	0.000
4	12	0.0016	0.0207	0.0150	15	16	0.0209	0.0512	0.000
5	6	0.0069	0.0300	0.0990	16	17	0.0990	0.0600	0.000
6	7	0.0053	0.0306	0.0010	16	20	0.0239	0.0585	0.000
6	11	0.0097	0.0570	0.0001	17	18	0.0032	0.0600	0.038
6	18	0.0037	0.0222	0.0012	17	21	0.2290	0.4450	0.000
6	19	0.0035	0.0660	0.0450	19	13	0.0300	0.1310	0.000
6	21	0.0050	0.0900	0.0226	19	24	0.0300	0.1250	0.002
7	8	0.0012	0.0069	0.0001	19	25	0.1190	0.2249	0.004
7	9	0.0009	0.0429	0.0250	20	21	0.0657	0.1570	0.000
8	12	0.0020	0.0180	0.0200	20	22	0.0150	0.0366	0.000
9	10	0.0010	0.0493	0.0010	21	24	0.0476	0.1510	0.000
10	12	0.0024	0.0132	0.0100	22	23	0.0290	0.0990	0.000
10	19	0.0547	0.2360	0.0000	22	24	0.0310	0.0880	0.000
10	20	0.0066	0.0160	0.0010	23	25	0.0987	0.1168	0.000

วิธีการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของการเชื่อมต่อที่ถูวิเคราะห์และยังไม่ได้วิเคราะห์

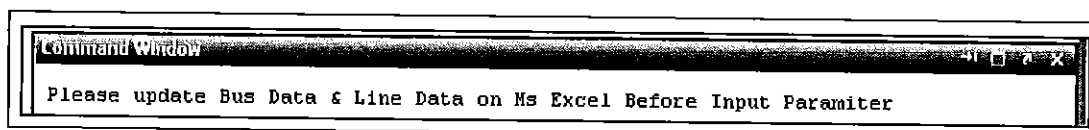
1.เปิดโปรแกรมโดย Click ที่ Power Flow



รูป 4.22 ปุ่มวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า

2.ทำการ Update ค่าที่ไฟล์ Bus Data.xls ที่ต่อเพิ่มใน โปรแกรม MS EXCEL และทำการ

Save



รูป 4.23 ให้ทำการปรับค่าข้อมูลเมื่อวิเคราะห์การเชื่อมต่อจากภาพแล้ว

ใส่ข้อมูลใน busdata ในรูปของเมตริกซ์ แลจะมีจำนวนตามบัสและหลักมี 11 หลัก หลักที่ 1 จะบอกว่าเป็นบัสที่เท่าไร บัสที่ 2 เป็นการระบุว่าบัสนี้เป็นบัสอะไร โดยกำหนดให้เลข 0 เป็น load buses เลข 1 เป็น slack bus และเลข 2 เป็น voltage controlled bus สำหรับ slack bus, voltage bus และ มุมเฟสจะเป็นตัวระบุสำหรับ load buses ค่า real and reactive powers จะอยู่ในรูป megawatts and megavars มันมีความสำคัญมากในการกำหนดค่าเริ่มต้นของ bus voltage and phase angle ถ้าไม่ได้กำหนดมาให้ ให้ใส่ค่าเริ่มต้นเป็น $(V=1 \angle 0^\circ)$.

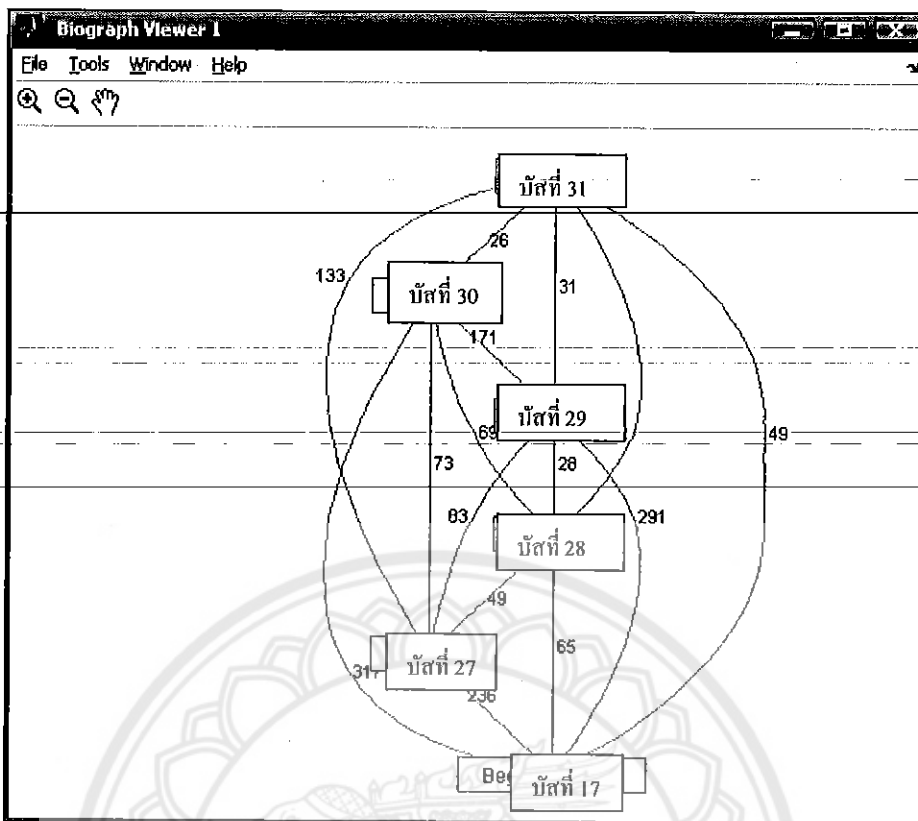
สุดท้ายนี้ voltage magnitude, real power generation, minimum, and maximum limits of the megavars are specified for voltage-controlled buses หลักที่ 3 และ 4 เป็นค่าของขนาด voltage และมุมเฟส หลักที่ 5 และ 6 เป็น โหลด MW and Mvar ในคำสั่ง หลักที่ 7 และ 8 เป็นการกำหนดค่า MW and Mvar ตามลำดับ หลักที่ 9 และ 10 เป็นแสดงถึงขีดจำกัดกำลังน้อยที่สุด และมากที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในหน่วย Mvar ในหลักสุดท้ายจะระบุขนาดกำลังของ shunt capacitors ในหน่วย Mvar

หากทำการเพิ่มข้อมูลบัสที่ไฟล์ Bus Data.xls พื้นที่ที่เหลือเป็นข้อมูลบัสที่ถูกเพิ่ม คือบัสที่ 27 28 29 30 31 ผู้ใช้กำหนดให้เป็นโหลดบัสโดยใส่ค่าช่อง Bus Code เป็น 0

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	Bus no	Bus Code	Voltage Mag	Angle Degree	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Gen Qmax	Gen Qmax	Static Mvar
1	1	1	1.025	0	51	41	0	0	0	0	0
2	2	2	1.07	0	22	15	19	0	0	250	0
3	3	2	1.035	0	64	50	20	0	40	150	0
4	4	2	1.05	0	25	10	100	0	40	80	2
5	5	2	1.045	0	50	30	300	0	40	160	5
6	6	0	1	0	76	29	0	0	0	0	2
7	7	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
8	8	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
9	9	0	1	0	0	0	0	0	0	40	0
10	10	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
11	11	0	1	0	0	0	0	0	0	24	0
12	12	0	1	0	25	15	0	0	0	0	1.5
13	13	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2
14	14	0	1	0	31	15	0	0	0	24	0
15	15	0	1	0	24	12	0	0	0	0	0
16	16	0	1	0	70	31	0	0	0	0	0.5
17	17	0	1	0	55	27	0	0	0	0	0
18	18	0	1	0	78	30	0	0	0	0	0
19	19	0	1	0	153	67	0	0	0	0	0
20	20	0	1	0	75	15	0	0	0	0	0
21	21	0	1	0	40	27	0	0	0	0	5
22	22	0	1	0	46	23	0	0	0	0	0
23	23	0	1	0	45	22	0	0	0	0	0
24	24	0	1	0	25	17	0	0	0	0	0
25	25	0	1	0	54	27	0	0	0	0	0
26	26	0	1	0	28	13	0	0	0	0	0
27	27	7	1.015	0	40	20	60	0	15	50	0
28	28	0	1	0	40	0	0	0	0	0	0
29	29	0	1	0	20	10	0	0	0	0	0
30	30	0	1	0	10	0	0	0	0	0	0
31	31	0	1	0	40	0	0	0	0	0	0
32	32	0	1	0	20	10	0	0	0	0	0

รูปที่ 4.24 รูปแสดงข้อมูลบัสที่ไฟล์ Bus Data.xls

3.ทำการ Update และ Save ค่าที่ไฟล์ Line Data.xls ในโปรแกรม MS EXCEL ตัวแปรสายส่ง เป็นสมาชิกใน linedata เมตริกซ์ ซึ่งประกอบด้วย 6 หลัก หลักที่ 1 และ 2 เป็นสายส่งจากบัสถึงบัส หลักที่ 3-5 ใช้สำหรับ line resistance, reactance และ one-half of the total line charging susceptance หลักสุดท้าย มีค่าเป็น 1 สำหรับสายส่งหรือค่า transformer tap setting.



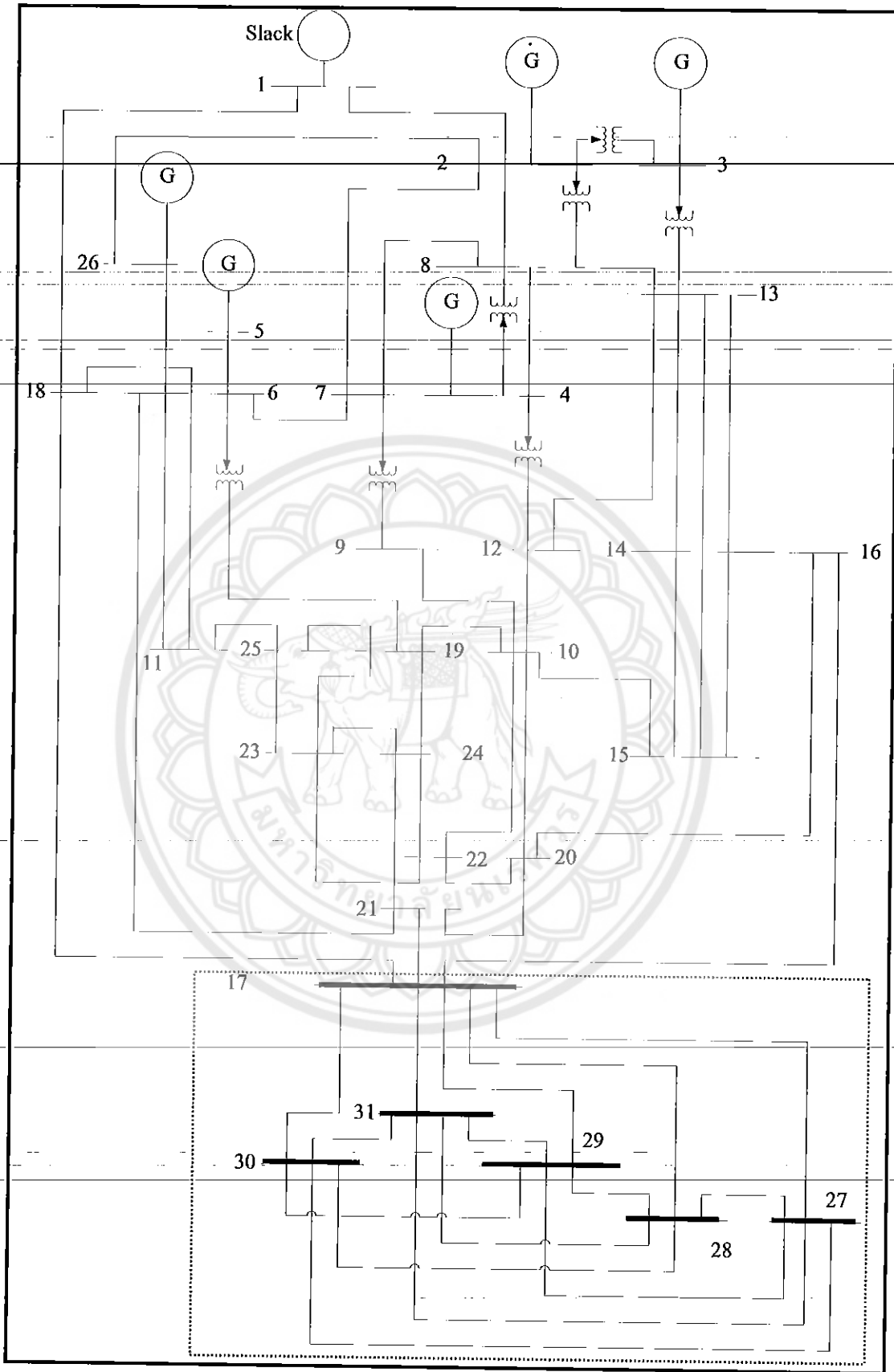
รูป 4.25 โครงข่ายที่ 2 ที่ยังไม่ได้วิเคราะห์

ตารางที่ 4.5 ข้อมูลของโครงข่ายที่ 2 ที่มี 5 บัส

-LINE AND TRANSFORMER DATA									
Bus No.	Bus No.	R, pu	X, pu	(%)B, pu	Bus No.	Bus No.	R, pu	X, pu	(%)B, pu
17	27	0.07	0.07	0.0	27	31	0.04	0.04	0.0
17	28	0.06	0.06	0.0	28	29	0.04	0.04	0.0
17	29	0.09	0.09	0.0	28	30	0.04	0.04	0.0
17	30	0.10	0.10	0.0	28	31	0.01	0.01	0.0
17	31	0.07	0.07	0.0	29	30	0.06	0.06	0.0
27	28	0.01	0.01	0.0	29	31	0.06	0.06	0.0
27	29	0.06	0.06	0.0	30	31	0.01	0.01	0.0
27	30	0.02	0.02	0.0					

ตารางที่ 4.6 ข้อมูลโหลดที่เพิ่ม

LOAD DATA					
Bus No.	Load		Bus No.	Load	
	MW	Mvar		MW	Mvar
27	40.0	0.0	30	40.0	0.0
28	20.0	10.0	31	30.0	10.0
29	10.0	10.0			



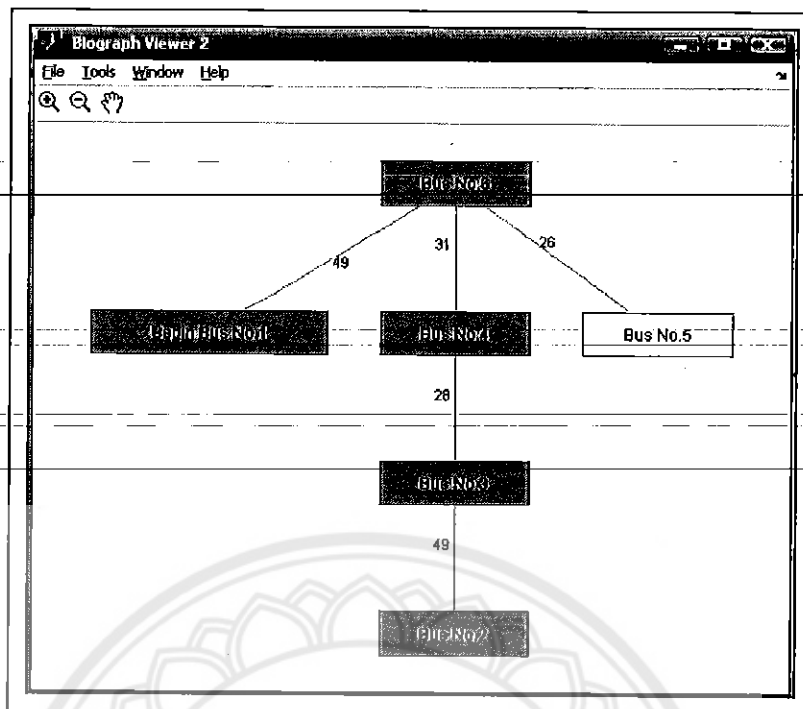
รูป 4.26 แสดงโครงข่ายที่ 1 และการเชื่อมต่อที่ยังไม่ได้วิเคราะห์

ข้อมูลบัสที่ไฟล์ Line Data.xls ข้อมูลสายส่งเชื่อมต่อบัสที่ถูกเพิ่ม คือบัสที่ 27 28 29 30 31

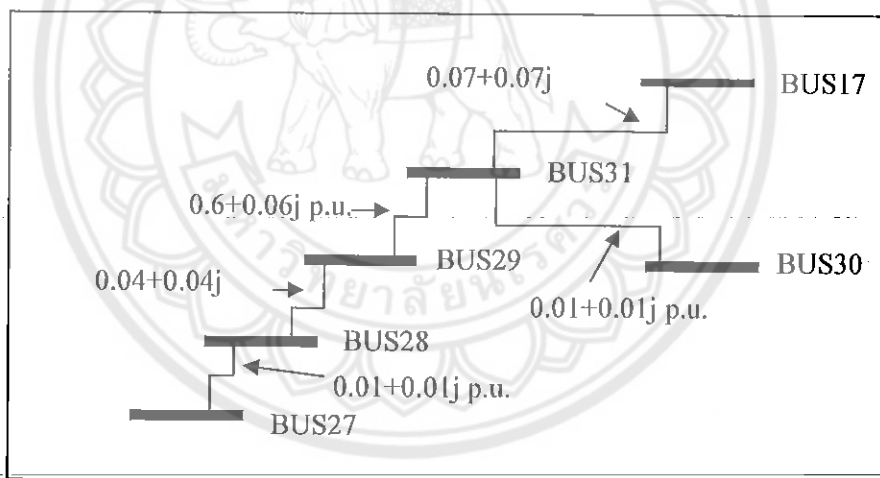
ตารางที่ 4.7 ข้อมูลบัสที่ไฟล์ Line Data.xls ที่ยังไม่ได้วิเคราะห์ (กรณีที่ 1)

Bus nl	Bus nr	R p.u.	X p.u.	1/2 B p.u.	Line Code
1	2	0.0005	0.0048	0.03	1
1	18	0.0013	0.011	0.06	1
2	3	0.0014	0.0513	0.05	0.96
2	7	0.0103	0.0586	0.018	1
2	8	0.0074	0.0321	0.039	1
2	13	0.0035	0.0967	0.025	0.96
2	26	0.0323	0.1967	0	1
3	13	0.0007	0.0054	0.0005	1.017
4	8	0.0008	0.024	0.0001	1.05
4	12	0.0016	0.0207	0.015	1.05
5	6	0.0069	0.03	0.099	1
6	7	0.0053	0.0306	0.001	1
6	11	0.0097	0.0507	0.0001	1
6	18	0.0037	0.0222	0.0012	1
6	19	0.0035	0.066	0.045	0.95
6	21	0.005	0.09	0.0226	1
7	8	0.0012	0.0069	0.0001	1
7	9	0.0009	0.0429	0.025	0.95
8	12	0.002	0.018	0.02	1
9	10	0.001	0.0493	0.001	1
10	12	0.0024	0.0132	0.01	1
10	19	0.0547	0.236	0	1
10	20	0.0066	0.016	0.001	1
10	22	0.0069	0.0298	0.005	1
11	25	0.096	0.27	0.01	1
11	26	0.0165	0.097	0.004	1
12	14	0.0327	0.0802	0	1
12	15	0.018	0.0598	0	1
13	14	0.0046	0.0271	0.001	1
13	15	0.0116	0.061	0	1
13	16	0.0179	0.0888	0.001	1
14	15	0.0069	0.0382	0	1
15	16	0.0209	0.0512	0	1
16	17	0.099	0.06	0	1
16	20	0.0239	0.0585	0	1
17	18	0.0032	0.06	0.038	1
17	21	0.229	0.445	0	1
19	23	0.03	0.131	0	1
19	24	0.03	0.125	0.002	1
19	25	0.119	0.2249	0.004	1
20	21	0.0657	0.157	0	1
20	22	0.015	0.0366	0	1
21	24	0.0476	0.151	0	1
22	23	0.029	0.099	0	1
22	24	0.031	0.088	0	1
23	25	0.0987	0.1168	0	1
17	27	0.07	0.07	0	1
17	28	0.06	0.06	0	1
17	29	0.09	0.09	0	1
17	30	0.1	0.1	0	1
17	31	0.07	0.07	0	1
27	28	0.01	0.01	0	1
27	29	0.06	0.06	0	1
27	30	0.02	0.02	0	1
27	31	0.04	0.04	0	1
28	29	0.04	0.04	0	1
28	30	0.04	0.04	0	1
28	31	0.01	0.01	0	1
29	30	0.06	0.06	0	1
29	31	0.06	0.06	0	1
30	31	0.01	0.01	0	1

*หมายเหตุ ตัวหนังสือสีดำคือ โครงข่ายไฟฟ้าเดิมที่มีอยู่แล้ว ตัวหนังสือสีแดงคือ โครงข่ายใหม่ที่มีการเพิ่มการเชื่อมต่อกับ
โครงข่ายเดิม



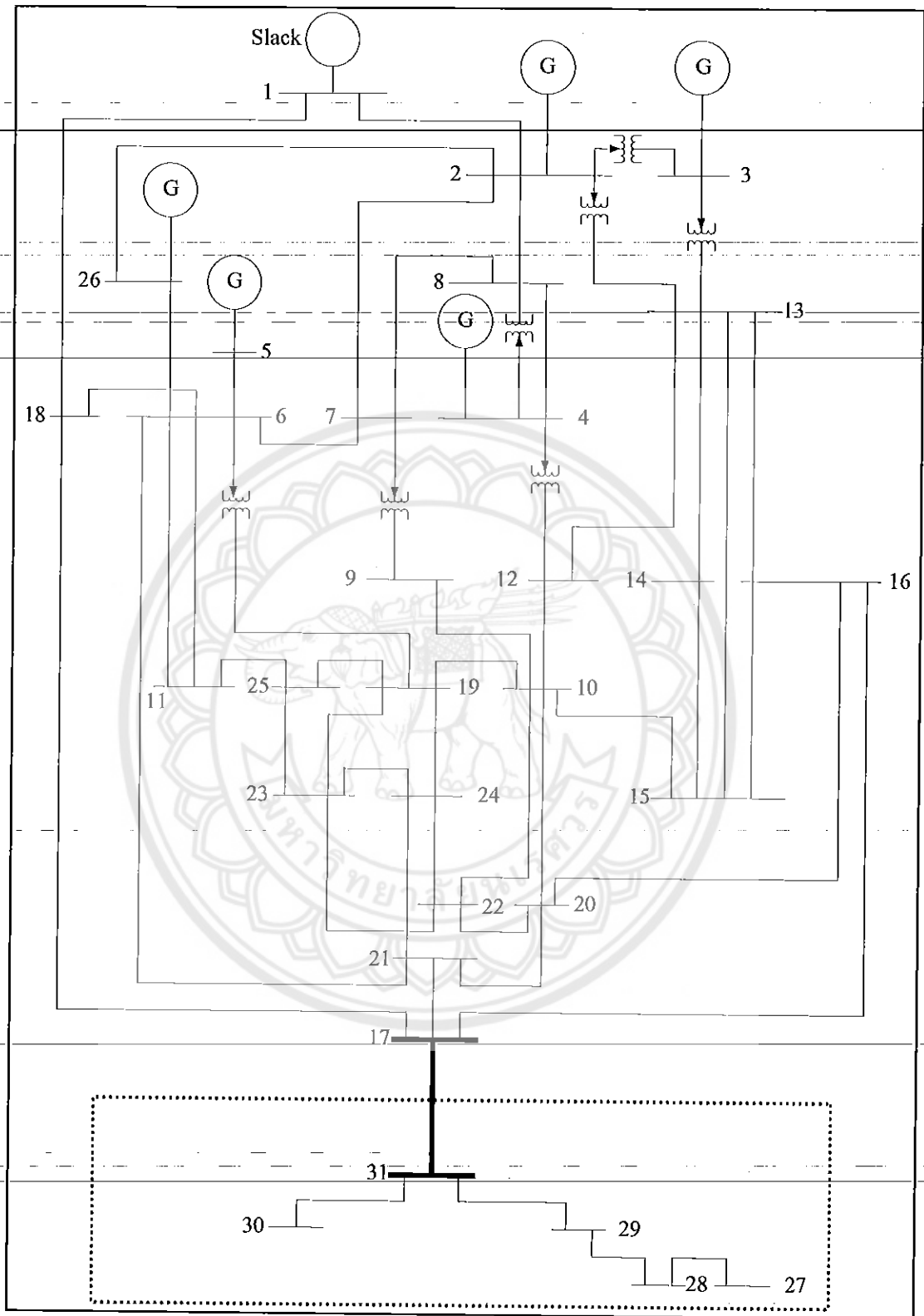
รูป 4.27 โครงข่ายที่ 2 ที่วิเคราะห์แล้ว



รูปที่ 4.28 รูปการเชื่อมต่อระบบส่งไฟฟ้าที่วิเคราะห์แล้ว

จากตารางที่ 4.5 ข้อมูลของสายส่งที่ใช้ในการใส่ค่าโปรแกรมซึ่งข้อมูลอยู่ในระบบต่อ หน่วย p.u.

- บัสที่ 17 กับบัสที่ 31 มีค่าน้ำหนักราคา 49 กำหนด $Z = 0.07+0.07j$ p.u.
- บัสที่ 31 กับบัสที่ 30 มีค่าน้ำหนักราคา 26 กำหนด $Z = 0.01+0.01j$ p.u.
- บัสที่ 31 กับบัสที่ 29 มีค่าน้ำหนักราคา 31 กำหนด $Z = 0.06+0.06j$ p.u.
- บัสที่ 29 กับบัสที่ 28 มีค่าน้ำหนักราคา 28 กำหนด $Z = 0.04+0.04j$ p.u.
- บัสที่ 28 กับบัสที่ 27 มีค่าน้ำหนักราคา 49 กำหนด $Z = 0.01+0.01j$ p.u.



รูป 4.29 แสดง โครงข่ายที่ 1 และการเชื่อมต่อที่วิเคราะห์แล้ว

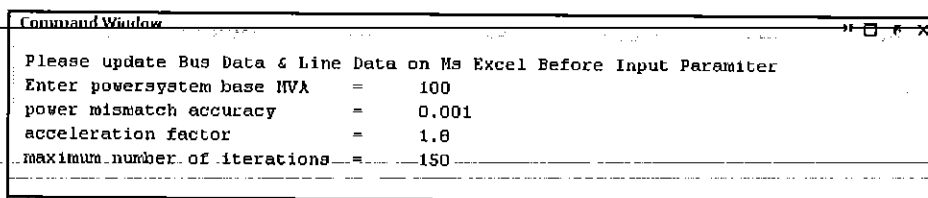
ข้อมูลบัสที่ไฟล์ Line Data.xls ข้อมูลสายส่งเชื่อมต่อบัสที่ถูกเพิ่ม คือบัสที่ 27 28 29 30 31

ตารางที่ 4.8 ข้อมูลบัสที่ไฟล์ Line Data.xls ที่วิเคราะห์แล้ว (กรณีที่ 2)

Bus nr	Bus nr	R p.u.	X p.u.	1/2 B p.u.	Line Code
1	2	0.0005	0.0048	0.03	1
1	18	0.0013	0.011	0.06	1
2	3	0.0014	0.0513	0.05	0.96
2	7	0.0103	0.0586	0.018	1
2	8	0.0074	0.0321	0.039	1
2	13	0.0035	0.0967	0.025	0.96
2	26	0.0323	0.1967	0	1
3	13	0.0007	0.0054	0.0005	1.017
4	8	0.0008	0.024	0.0001	1.05
4	12	0.0016	0.0207	0.015	1.05
5	6	0.0069	0.03	0.099	1
6	7	0.0053	0.0306	0.001	1
6	11	0.0097	0.0507	0.0001	1
6	18	0.0037	0.0222	0.0012	1
6	19	0.0035	0.066	0.045	0.95
6	21	0.005	0.09	0.0226	1
7	8	0.0012	0.0069	0.0001	1
7	9	0.0009	0.0429	0.025	0.95
8	12	0.002	0.018	0.02	1
9	10	0.001	0.0493	0.001	1
10	12	0.0024	0.0132	0.01	1
10	19	0.0547	0.236	0	1
10	20	0.0066	0.016	0.001	1
10	22	0.0069	0.0298	0.005	1
11	25	0.096	0.27	0.01	1
11	26	0.0165	0.097	0.004	1
12	14	0.0327	0.0802	0	1
12	15	0.018	0.0598	0	1
13	14	0.0046	0.0271	0.001	1
13	15	0.0116	0.061	0	1
13	16	0.0179	0.0888	0.001	1
14	15	0.0069	0.0382	0	1
15	16	0.0209	0.0512	0	1
16	17	0.099	0.06	0	1
16	20	0.0239	0.0585	0	1
17	18	0.0032	0.06	0.038	1
17	21	0.229	0.445	0	1
19	23	0.03	0.131	0	1
19	24	0.03	0.125	0.002	1
19	25	0.119	0.2249	0.004	1
20	21	0.0657	0.157	0	1
20	22	0.015	0.0366	0	1
21	24	0.0476	0.151	0	1
22	23	0.029	0.099	0	1
22	24	0.031	0.088	0	1
23	25	0.0987	0.1168	0	1
17	31	0.07	0.07	0	1
31	30	0.01	0.01	0	1
31	29	0.06	0.06	0	1
29	28	0.04	0.04	0	1
28	27	0.01	0.01	0	1

*หมายเหตุ ตัวหนังสือสีดำคือ โครงข่าย ไฟฟ้าเดิมที่มีอยู่แล้ว ตัวหนังสือสีแดงคือ โครงข่ายใหม่ที่มีการเพิ่มการเชื่อมต่อกับ
โครงข่ายเดิม

4. กำหนดค่าตัวแปรกำลังไฟฟ้าฐาน powersystem base MVA , ความละเอียดในการคำนวณ power mismatch accuracy, ตัวเร่งการอินเทอเรนซ์ acceleration factor , กำหนดขอบเขตของการอินเทอเรนซ์ maximum number of iterations

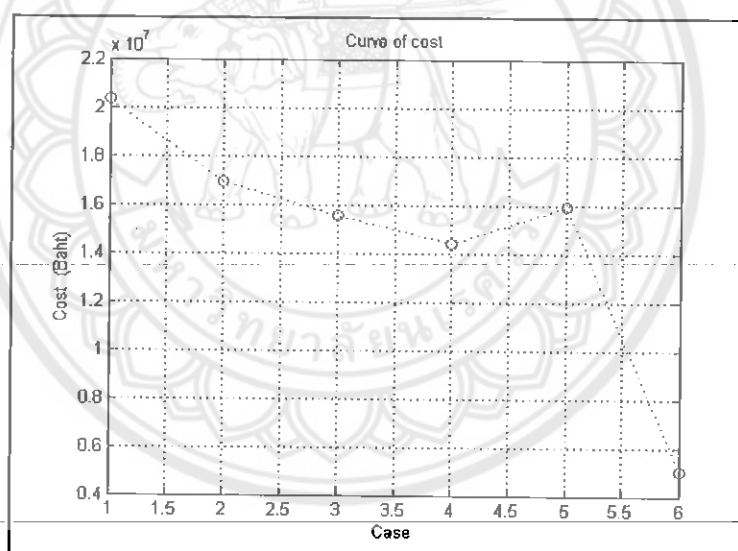


รูป 4.30-ทำการกรอกค่าเพื่อทำการ-Iterations

4.3 เปรียบเทียบข้อมูล

4.3.1 เปรียบเทียบราคาการเชื่อมต่อในกรณีศึกษาต่างๆ

จากกรณีศึกษาในหัวข้อ 4.1.2 เมื่อทำการวิเคราะห์การเชื่อมต่อแล้วพบว่าสามารถลดการเชื่อมต่อของสายส่งได้จริง ทำให้สามารถลดราคาการลงทุนการเชื่อมต่อในระบบที่ไม่จำเป็นได้ ทั้งเรื่องค่าสายไฟฟ้า ค่าเสาไฟ ค่าก่อสร้าง กำลังไฟฟ้าในระบบทั้งหมด



รูป 4.31 เปรียบเทียบราคาจากการเชื่อมต่อแบบ Spanning Tree กรณีต่างๆ

กรณีที่ 1 มีค่าน้ำหนักราคารวม 20,328,000 บาท

กรณีที่ 2 มีค่าน้ำหนักราคารวม 16,940,000 บาท

กรณีที่ 3 มีค่าน้ำหนักราคารวม 15,556,600 บาท

กรณีที่ 4 มีค่าน้ำหนักราคารวม 14,394,000 บาท

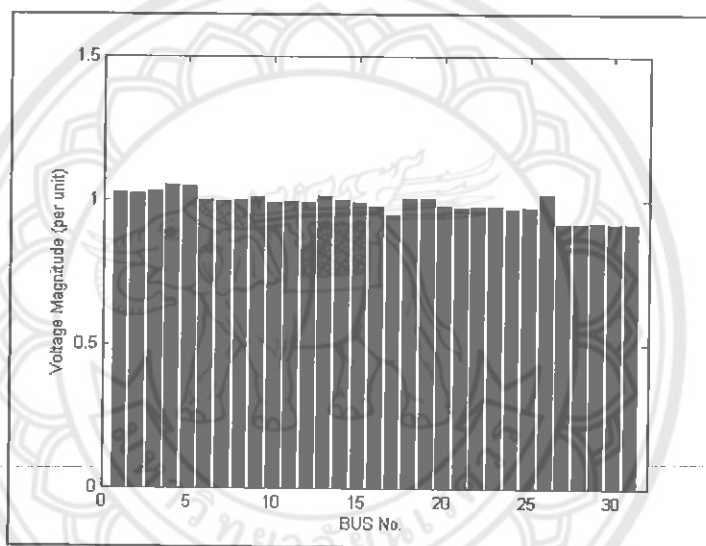
กรณีที่ 5 มีค่าน้ำหนักราคารวม 15,924,600 บาท

กรณีที่ 6 วิเคราะห์โดย Prim's Algorithm มีค่าน้ำหนักราคารวม 5,031,600 บาท มีค่าต่ำสุด

จากการศึกษาพบว่าการใช้ขั้นตอนวิธีของพริมเพื่อหามูลค่าการก่อสร้างเพื่อเชื่อมต่อสถานีไฟฟ้าที่มีมูลค่าน้อยที่สุดมีความถูกต้อง จากกรณีที่ 6 พบว่าราคาการก่อสร้างเพียง 5,031,600 บาท ซึ่งใช้ราคาต้นทุนน้อยกว่าทุกกรณี

4.3.2 เปรียบเทียบแรงดันที่บัส

แสดงแรงดันที่บัสต่างๆเมื่อเพิ่มโครงข่ายที่ 2 คือบัสที่ 27 28 29 30 31 เข้าไปในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าโครงข่ายที่ 1 โดยมีการเชื่อมต่อระหว่างบัสทุกบัสที่โครงข่ายที่ 2 ซึ่งเป็นผลให้ต้นทุนการลงทุนเรื่องราคาสายไฟและอุปกรณ์ต่างๆสูงแต่พบว่าแรงดันก่อนข้างมีเสถียรภาพมาก เนื่องจากกำลังไฟฟ้าที่เหลือจากบัสต่างๆสามารถไหลมาจ่ายโหลดในโครงข่ายใหม่ได้ทุกทิศทาง ผลการวิเคราะห์จาก ภาคผนวก ตารางที่ ก-1



รูปที่ 4.32 ผลการวิเคราะห์แรงดันของโครงข่ายที่ยังไม่ได้ถูกวิเคราะห์การเชื่อมต่อใหม่

จากรูปที่ 4.32 บัสที่ 17 มีแรงดันบัส 0.944 p.u.

บัสที่ 27 มีแรงดันบัส 0.916 p.u.

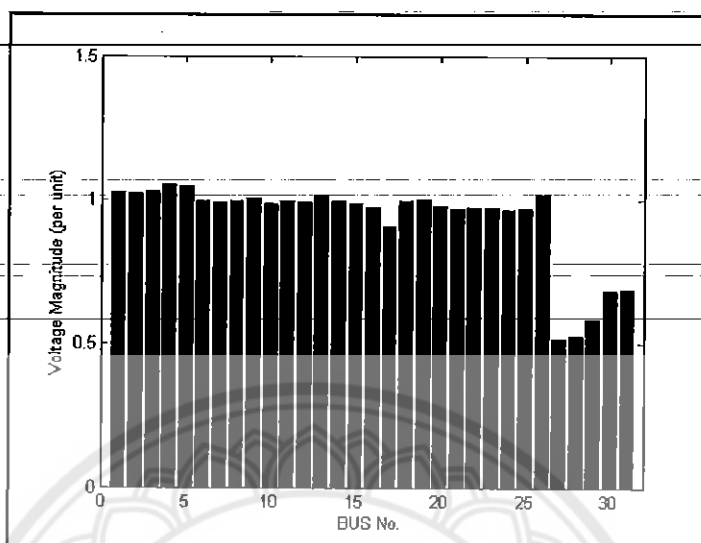
บัสที่ 28 มีแรงดันบัส 0.916 p.u.

บัสที่ 29 มีแรงดันบัส 0.917 p.u.

บัสที่ 30 มีแรงดันบัส 0.915 p.u.

บัสที่ 31 มีแรงดันบัส 0.916 p.u.

และเมื่อปรับการเชื่อมต่อให้ใช้สายส่งน้อยลงเพื่อลดต้นทุนเรื่องสายไฟพบว่าทำให้แรงดันที่โครงข่ายที่ 2 ลดลง ผลการวิเคราะห์จาก ภาคผนวก ตารางที่ ก-3

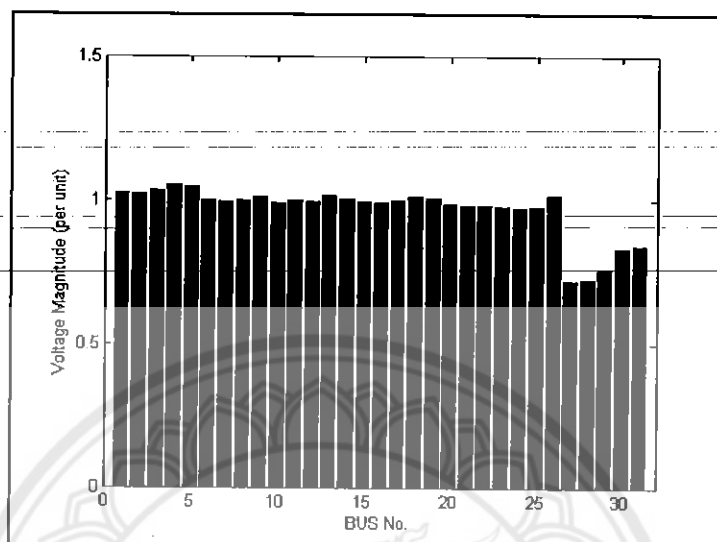


รูปที่ 4.33 ผลการวิเคราะห์แรงดันของ โครงข่ายที่ถูกวิเคราะห์การเชื่อมต่อใหม่แล้ว

จากรูปที่ 4.33 บัสที่ 17 มีแรงดันบัสลดลงเป็น 0.904 p.u. จากเดิม 0.944 p.u.
 บัสที่ 27 มีแรงดันบัสลดลงเป็น 0.515 p.u. จากเดิม 0.916 p.u.
 บัสที่ 28 มีแรงดันบัสลดลงเป็น 0.523 p.u. จากเดิม 0.916 p.u.
 บัสที่ 29 มีแรงดันบัสลดลงเป็น 0.579 p.u. จากเดิม 0.917 p.u.
 บัสที่ 30 มีแรงดันบัสลดลงเป็น 0.681 p.u. จากเดิม 0.915 p.u.
 บัสที่ 31 มีแรงดันบัสลดลงเป็น 0.687 p.u. จากเดิม 0.916 p.u.

ผลวิเคราะห์ราคาที่ถูกที่สุดในการเชื่อมต่อโครงข่าย จากหัวข้อ 4.3.1 พบว่าระบบการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเป็นระบบเรเดียล สามารถลดค่าใช้จ่ายเนื่องจากการเชื่อมต่อได้ แต่เมื่อพิจารณาแรงดันที่สายส่งพบว่า บัสที่ 17 ซึ่งเป็นบัสเชื่อมต่อระหว่าง 2 โครงข่ายมีแรงดันลดลงจาก 0.944 p.u. เหลือ 0.904 p.u. ที่บัสอื่นๆในโครงข่ายที่ 2 แรงดันก็จะลดลงตามระยะทาง เช่น บัสที่ 31 แรงดันลดลงจาก 0.916 p.u. เหลือ 0.687 p.u. จากการวิเคราะห์พบว่าจะเกิดแรงดันลดลงที่ปลายสายเมื่อกำลังไฟฟ้าถูกส่งมาที่ต้นสาย จึงทำให้กำลังไฟฟ้าไหลมาจ่ายโหลดที่ปลายสายไม่เพียงพอ โหลดมากทำให้กระแสมากขึ้นทำให้แรงดันลดลงจากสูตร $P_{gen} = IV$ ในกรณีนี้พบว่า $P_{gen} < P_{load}$ กำลังไฟฟ้าจากสายส่งที่บัส 17 จ่ายโหลดไม่เพียงพอ

แต่ผู้ใช้สามารถปรับการเชื่อมต่อโดยเพิ่มกำลังไฟฟ้าขนาด 100 MW ที่บัส 17 ซึ่งเป็นบัสที่เชื่อมต่อระหว่าง 2 โคร่งข่าย พบว่าทำให้แรงดันที่โคร่งข่ายที่ 2 เพิ่มขึ้นจนเกือบใกล้เคียงกับระบบก่อนวิเคราะห์และปรับปรุงการส่งจ่าย ผลการวิเคราะห์จาก ภาคผนวก ตารางที่ ก-5

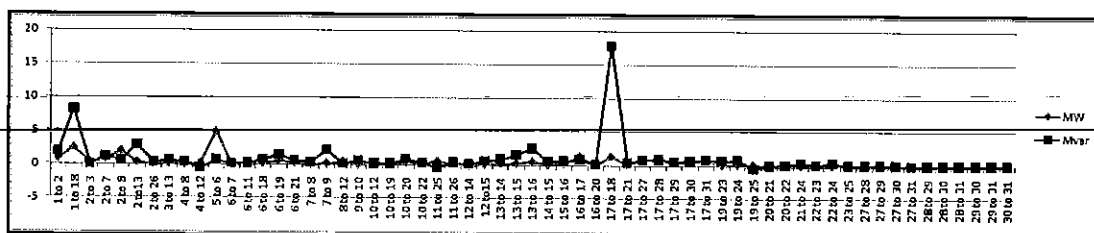


รูปที่ 4.34 ผลการวิเคราะห์ความสูญเสียของกำลังไฟฟ้าของ โคร่งข่ายที่ถูกวิเคราะห์การเชื่อมต่อใหม่แล้ว (มีการเพิ่มกำลังไฟฟ้า)

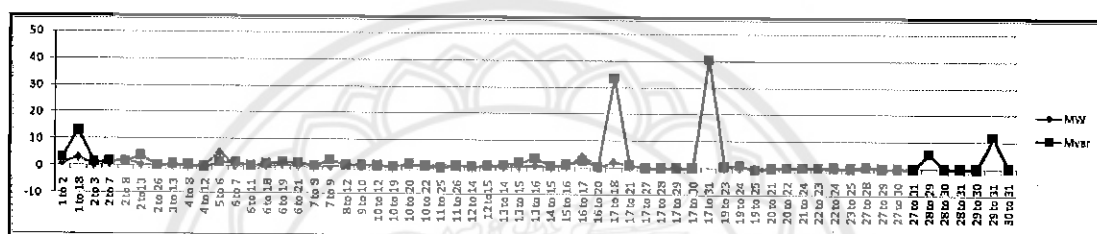
จากรูปที่ 4.34 บัสที่ 17 มีแรงดันบัสเพิ่มขึ้นเป็น 1.000 p.u. จากเดิม 0.904 p.u.
 บัสที่ 27 มีแรงดันบัสเพิ่มขึ้นเป็น 0.716 p.u. จากเดิม 0.515 p.u.
 บัสที่ 28 มีแรงดันบัสเพิ่มขึ้นเป็น 0.721 p.u. จากเดิม 0.523 p.u.
 บัสที่ 29 มีแรงดันบัสเพิ่มขึ้นเป็น 0.761 p.u. จากเดิม 0.579 p.u.
 บัสที่ 30 มีแรงดันบัสเพิ่มขึ้นเป็น 0.833 p.u. จากเดิม 0.681 p.u.
 บัสที่ 31 มีแรงดันบัสเพิ่มขึ้นเป็น 0.838 p.u. จากเดิม 0.687 p.u.

เมื่อทดลองเพิ่ม P_{gen} เข้าไปในบัสที่ 17 เพื่อเพิ่มกำลังไฟฟ้าให้กับโหลด จากสูตร $P_{gen} = IV$ แต่ใช้โหลดเท่าเดิม กระแสที่ใช้ จึงเท่าเดิม ทำให้แรงดันเพิ่มขึ้น

4.3.3 เปรียบเทียบความสูญเสียที่สายส่ง



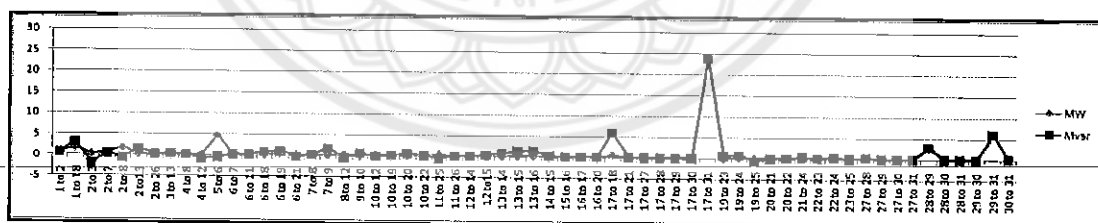
รูปที่ 4.35 ผลการวิเคราะห์ความสูญเสียของกำลังไฟฟ้าของโครงข่ายที่ยังไม่ได้ถูกวิเคราะห์การเชื่อมต่อใหม่ (กรณีที่ 1)



รูปที่ 4.36 ผลการวิเคราะห์ความสูญเสียของกำลังไฟฟ้าของโครงข่ายที่ถูกวิเคราะห์การเชื่อมต่อใหม่แล้ว (กรณีที่ 2)

ดังนั้นผู้ใช้สามารถแก้ปัญหาการวางแผนระบบส่งไฟฟ้านี้ได้โดยการเพิ่มกำลังไฟฟ้าขนาด

100 MVA ที่บัสที่ 17 พบว่ามีความสูญเสียที่สายส่งลดลง ดูรูป 4.31



รูปที่ 4.37 ผลการวิเคราะห์ความสูญเสียของกำลังไฟฟ้าของโครงข่ายที่ถูกวิเคราะห์การเชื่อมต่อใหม่ (มีการเพิ่มกำลังไฟฟ้า) (กรณีที่ 3)

กรณีที่ 1 ข้อมูลจาก ภาคผนวก ตารางที่ ก-2 จากการวิเคราะห์รูปที่ 4.35 พบว่าความสูญเสียในสายส่งแต่ละสายมีค่าน้อยแต่ที่บัส 17 ไปบัสที่ 18 มีค่ามากเป็น 1.333 MW และ 17.8 Mvar เนื่องจากมีโหลดมากที่บัส 18 จากตารางที่ 4.1 ทำให้กระแสมาก ความสูญเสียในสายจึงมากตามสูตร $P_{\text{loss}} = I^2R$ และ $Q_{\text{loss}} = -[(V_i^2 + V_j^2) \times (1/2B)] + I^2X$

ความสูญเสียทั้งหมดจากการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของโครงข่ายที่ไม่ได้ถูกวิเคราะห์การเชื่อมต่อใหม่ (Total loss) เท่ากับ 24.488 MW 53.844 MVar

กรณีที่ 2 ข้อมูลจาก ภาคผนวก ตารางที่ ก-4 จากการวิเคราะห์รูปที่ 4.36 พบว่าความสูญเสียในสายส่งแต่ละสายมีค่าน้อยแต่ที่สายส่งจากบัสที่ 17 ไปบัสที่ 31 ของโครงข่ายใหม่เป็นจุดเชื่อมต่อไหลของโครงข่ายใหม่ทั้งหมดสายส่งจากบัสที่ 17 ไปบัสที่ 31 มีกระแสมาก เป็นผลให้สายส่งจากบัส 17 ไปบัสที่ 18 จากกรณีที่ 1 มีกระแสมากตามสูตร $P_{\text{loss}} = I^2R$ และ

$$Q_{\text{loss}} = -[(V_1^2 + V_2^2) \times (1/2B)] + I^2X$$

สังเกตได้ว่าบัสที่มีการเชื่อมต่อเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าให้โหลดในบัสอื่น เช่น สายส่งจากบัส 17 ไปบัสที่ 31, บัสที่ 31 ไปบัสที่ 29 และบัสที่ 29 ไป 28 จะเกิดความสูญเสียลดลงตามลำดับกำลังไฟฟ้าที่จ่ายก็จะลดลงตามลำดับ เป็นผลให้ความสูญเสีย $P_{\text{loss}}, Q_{\text{loss}}$ ลดลงด้วย

ความสูญเสียทั้งหมดจากการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของโครงข่ายที่ถูกวิเคราะห์การเชื่อมต่อใหม่ (Total loss) เท่ากับ 85.750 MW 142.942 MVar

กรณีที่ 3 ข้อมูลจาก ภาคผนวก ตารางที่ ก-6 จากการวิเคราะห์รูปที่ 4.37 พบว่าความสูญเสียในกรณีที่ 2 มีค่ามาก จึงจะต้องปรับปรุงการส่งจ่ายโดยการเพิ่มแรงดันที่บัส สามารถเพิ่มโดยเพิ่มกำลังไฟฟ้าเป็นผลให้มีการจ่ายกระแสลดลง จากสูตร $P_{\text{gen}} = IV$ ให้ความสูญเสียของกำลังไฟฟ้าลดลงเมื่อมีการจ่ายกระแสน้อยลงจากสูตร $P_{\text{loss}} = I^2R$ และ $Q_{\text{loss}} = -[(V_1^2 + V_2^2) \times (1/2B)] + I^2X$

ความสูญเสียทั้งหมดจากการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของโครงข่ายที่ถูกวิเคราะห์การเชื่อมต่อใหม่ และทำการเพิ่มกำลังไฟฟ้าขนาด 100 MVA ที่บัส 17 (Total loss) เท่ากับ 49.996 MW 51.844 MVar

ข้อมูลที่ได้จากการจำลองการเชื่อมต่อทำให้ผู้ใช้สามารถวางแผนทำแบบจำลองการเพิ่มโครงข่ายเข้าไปในระบบส่งกำลังไฟฟ้าโครงข่ายเดิมได้ โดยสามารถประหยัดค่าใช้จ่ายในเรื่องราคาสายไฟและต้นทุนการก่อสร้างต่างๆ ทำให้สามารถคาดคะเนการตัดสินใจลงทุนได้ ว่าควรลงทุนในเรื่องการเชื่อมต่อหรือลงทุนโดยเพิ่มกำลังไฟฟ้าเข้าไปในระบบ-ยกตัวอย่างเช่น หากผู้ใช้ทำการเชื่อมต่อทุกบัส ราคาสายไฟ ค่าก่อสร้าง จะต้องลงทุนสูง แต่ได้ผลตอบแทนระยะยาวแต่หากเชื่อมต่อโดยปรับการเชื่อมต่อโดยใช้ขั้นตอนวิธีของพริม ลดจำนวนสายส่ง สามารถลดต้นทุนการก่อสร้างได้อย่างมาก แต่ระบบไม่มีเสถียรภาพ แรงดันลดลง มีความสูญเสียมากในการเชื่อมต่อบางกรณีทีวิเคราะห์ได้โดยขั้นตอนวิธีของพริม แต่พบว่าหากเพิ่มกำลังไฟฟ้าขนาด 100 MVA ที่บัสเชื่อมต่อระหว่าง 2 โครงข่าย คือบัสที่ 17 ทำให้แรงดันในระบบสูงขึ้นและความสูญเสียน้อยลงมาก สามารถได้ผลตอบแทนระยะยาวเช่นเดียวกัน ทุกๆกรณีสามารถทำให้ผู้ใช้ตัดสินใจได้ ว่าควรเพิ่มระบบส่งจ่ายอย่างไรให้ใช้ต้นทุนน้อย ผลตอบแทนดีที่สุด และระบบมีเสถียรภาพ ผ่านการจำลองระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม

บทที่ 5

บทสรุป

โครงการนี้พัฒนาโปรแกรมมาเพื่อวิเคราะห์หาการเชื่อมต่อเพื่อให้บัพทั้งหมดเชื่อมต่อถึงกันได้ และมีผลรวมของ Weight ของทุก Edges ที่น้อยที่สุดโดยใช้ขั้นตอนวิธีของพริม โดยโปรแกรมเป็นแบบ ส่วนต่อประสานกราฟิกกับผู้ใช้ GUI เพื่อง่ายสำหรับการเพิ่มข้อมูลการเชื่อมต่อโครงข่ายในระบบส่ง ไฟฟ้าและแสดงผลด้วย Biograph Viewer รวมไปถึงการคำนวณการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในระบบ ง่ายต่อ การนำไปใช้วางแผนในการลงทุน โดยการจำลองระบบก่อนนำไปสร้างจริง

5.1 สรุปผลการทดสอบ

โปรแกรมถูกพัฒนาขึ้นมาเพื่อจำลองระบบส่งจ่ายไฟฟ้า โดยแสดงผลในรูปของกราฟิกทาง ภายภาพ (Biograph Viewer) สามารถวิเคราะห์เพื่อให้บัพทั้งหมดเชื่อมต่อถึงกันได้ และมีผลรวมของ ต้นทุนที่ใช้ในการเชื่อมต่อสายส่งไฟฟ้าทุกบัพที่เพิ่มได้น้อยที่สุดโดยใช้ขั้นตอนวิธีของพริม โดยการ คำนวณด้วยตัวโปรแกรมถูกต้องสอดคล้องกับการคำนวณเชิงวิเคราะห์ทุกประการ และเพื่อง่ายในการ บันทึกค่าการเชื่อมต่อเป็นฐานข้อมูลหลักซึ่งเก็บอยู่ในรูปของตารางในโปรแกรม MS Excel โดยการ บันทึกฐานข้อมูลโดยอ้างอิงจากภาพกราฟิกสามารถทำได้ง่าย สามารถเก็บข้อมูลของโครงข่ายเดิมไว้ โดยไม่ต้องบันทึกค่าใหม่เพื่อใช้ในการวิเคราะห์การไหลของกำลัง ไฟฟ้าครั้งต่อไป สามารถแก้ไขข้อมูล สำหรับการวิเคราะห์ได้ เมื่อผู้ใช้ได้ข้อมูลจากการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม ทั้งเรื่องการเชื่อมต่อ การ วิเคราะห์การไหลของกำลัง ไฟฟ้า การเพิ่มกำลัง ไฟฟ้าเข้าไปในระบบ รวมไปถึงข้อมูลแรงดันหรือความ สูญเสียในระบบ ก็ทำให้ผู้ใช้สามารถวางแผนการเชื่อมต่อเป็นระบบจำลองก่อนนำไปสร้างจริงได้

จากการวิเคราะห์ข้อมูลพบว่าการวางแผนการสร้างสถานีย่อยจะมีรูปแบบที่ไม่ตายตัว ข้อมูล สามารถปรับเปลี่ยนได้ผ่านฐานข้อมูลเดิมใน โปรแกรม MS Excel การเชื่อมต่อการส่งจ่ายที่วิเคราะห์ แล้วจะเป็นระบบเรเดียลซึ่งเป็นผลให้แรงดันที่ปลายสายลดลงเนื่องจากกระแสที่ส่งจ่ายเพิ่มขึ้นจากการ จ่ายโหลดที่บัพต่างๆ สามารถแก้ไขการส่งจ่าย โดยการเพิ่มกำลัง ไฟฟ้าเข้าไปที่ต้นสายเพื่อเพิ่มแรงดันทำ ให้กระแสในสายส่งลดลง ความสูญเสียในระบบจึงลดลงด้วย พร้อมทั้งมีราคาการเชื่อมต่อที่ต่ำสุด

5.2 ปัญหาและอุปสรรค

1. โปรแกรมวิเคราะห์หาเส้นทางเพื่อให้จุดทั้งหมดเชื่อมต่อถึงกันได้ และมีผลรวมของ Weight ของทุก Edges ที่น้อยที่สุด โดยใช้ขั้นตอนวิธีของพริม ยังมีข้อจำกัดโดยสามารถเพิ่มโครงข่ายการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าได้มากที่สุดเพียงครั้งละ 6 บัสต่อการประมวลผล 1 ครั้ง

2. โปรแกรม MATLAB ที่ใช้ควรจะเป็นเวอร์ชัน R2007B หรือ 7.5 ขึ้นไปเพราะการแสดงผลกราฟิกทางกายภาพจำเป็นต้องใช้ Bioinformatics Toolbox ในการแสดงผล Biograph

3. คอมพิวเตอร์ที่ใช้ในการประมวลผลโปรแกรม ควรจะมีความเร็วในการประมวลผลมากพอสมควร ในกรณีที่มีฐานข้อมูลมาก เพราะการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า จะต้องใช้วิธีวนรอบจากการแทนค่าเริ่มต้นเพื่อหาคำตอบหลายรอบ

5.3 ข้อเสนอแนะและแนวทางในการพัฒนา

1. การวิเคราะห์การเชื่อมต่อในบางกรณีอาจทำให้ได้ระบบที่ไม่มีเสถียรภาพ เช่น การวิเคราะห์ได้การเชื่อมต่อแบบเรเดียล

2. ขั้นตอนวิธีของพริม (Prim's Algorithm) สามารถวิเคราะห์การเชื่อมต่อจากราคาได้เพียงอย่างเดียว ไม่สามารถวิเคราะห์เสถียรภาพของระบบควบคู่กันไปได้ อาจพัฒนาโดยใช้ขั้นตอนวิธีอื่นในการวิเคราะห์เพื่อให้สามารถวิเคราะห์ให้ระบบมีราคาต่ำสุดและระบบมีส่งจ่ายที่ดีที่สุด

3. ปรับปรุงการคำนวณ โปรแกรมให้สามารถวิเคราะห์การเชื่อมต่อให้มากกว่า 6 บัส

4. ควรทำให้โปรแกรมสามารถใช้ข้อมูลร่วมกันได้ภายในฐานข้อมูลเดียวกัน

5. การแสดงผลควรแสดงออกมาเป็นรูปภาพกราฟิกแสดงการเชื่อมต่อและการไหลของกำลังไฟฟ้าทั้งระบบได้เพื่อใช้ในการวิเคราะห์ข้อมูล

เอกสารอ้างอิง

- [1] รศ.ดร.มนัส สังวรศิลป์ และวรรรัตน์ กัทธอมรกุล. คู่มือใช้งาน MATLAB ฉบับสมบูรณ์.
- [2] โสทรญา แจ็งการ และกนัตร์ร ชำนิประศาสน์. การใช้ MATLAB สำหรับงานทางวิศวกรรม.ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2.
- [3] D.S. Malik and M.K.(2004) scn. **Discrete Mathenatical Structures. Theory and Applications.**
- [4] Prim, R. (1957). **Shortest Connection Networks and Some Generalizations.** Bell System Technical Journal 36,1389-1401.
- [5] Siek, J.G. Lee, L-Q, and Lumsdaine, A. (2002).**The Boost Graph Library User Guide and Reference Manual,** (Upper Saddle River,NJ:Pearson Education).
- [6] Johnson, D.B. (1977). **Efficient algorithms for shortest paths in sparse networks.** Journal of the ACM 24(1),1-13.
- [7] Hadi Saadat.(2002). **Power System Analysis.** Second Edition
- [8] http://en.wikipedia.org/wiki/File:Image-Koenigsberg,_Map_by_Merian-Erben_1652.jpg

๑

๒

๓



๔



ตารางที่ ก-1 ผลการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของโครงข่ายที่ไม่ได้ถูกวิเคราะห์การเชื่อมต่อใหม่ (กรณีที่ 1)

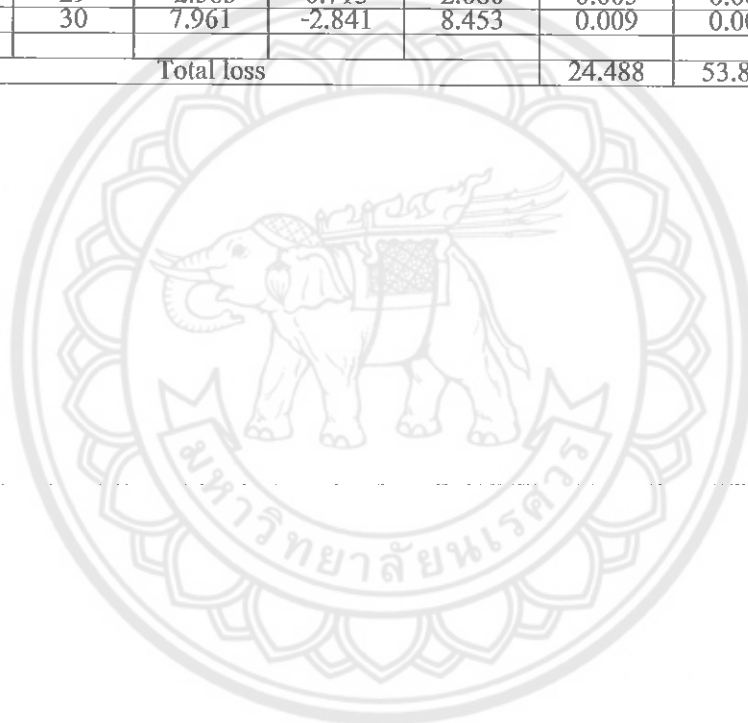
Power Flow Solution by Gauss-Seidel Method							
Maximum Power Mismatch = 0.000998832							
No. of Iterations = 59							
Bus No.	Voltage Mag	Angle Degree	-----Load-----		---Generation---		Injected
			MW	MVar	MW	Mvar	
1	1.025	0.000	51.000	41.000	868.533	279.945	4.000
2	1.020	-1.078	22.000	15.000	79.000	146.414	0.000
3	1.030	-4.774	64.000	50.000	20.000	41.666	0.000
4	1.050	-4.149	25.000	10.000	100.000	61.577	2.000
5	1.045	0.548	50.000	30.000	300.000	135.499	5.000
6	0.996	-3.124	76.000	29.000	0.000	0.000	2.000
7	0.992	-3.684	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	0.996	-3.785	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	1.006	-5.985	89.000	50.000	0.000	0.000	0.000
10	0.987	-6.279	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	0.995	-3.681	25.000	15.000	0.000	0.000	1.500
12	0.991	-5.322	89.000	48.000	0.000	0.000	2.000
13	1.009	-5.041	31.000	15.000	0.000	0.000	0.000
14	0.997	-5.726	24.000	12.000	0.000	0.000	0.000
15	0.988	-6.365	70.000	31.000	0.000	0.000	0.500
16	0.978	-7.280	55.000	27.000	0.000	0.000	0.000
17	0.944	-8.741	78.000	38.000	0.000	0.000	0.000
18	1.001	-2.329	153.000	67.000	0.000	0.000	0.000
19	1.001	-7.055	75.000	15.000	0.000	0.000	5.000
20	0.978	-6.873	48.000	27.000	0.000	0.000	0.000
21	0.972	-6.751	46.000	23.000	0.000	0.000	0.000
22	0.975	-7.207	45.000	22.000	0.000	0.000	0.000
23	0.974	-7.786	25.000	12.000	0.000	0.000	0.000
24	0.965	-8.140	54.000	27.000	0.000	0.000	0.000
25	0.972	-7.407	28.000	13.000	0.000	0.000	0.000
26	1.015	-2.172	40.000	20.000	60.000	34.999	0.000
27	0.916	-9.893	40.000	0.000	0.000	0.000	0.000
28	0.916	-9.815	20.000	10.000	0.000	0.000	0.000
29	0.917	-9.715	10.000	10.000	0.000	0.000	0.000
30	0.915	-9.924	40.000	0.000	0.000	0.000	0.000
31	0.916	-9.850	30.000	10.000	0.000	0.000	0.000
Total			1403.000	667.000	1427.533	700.092	22.000

Line Flow and Losses							
--Line--		Power at bus & line flow			--Line loss--		Transformer tap
From	To	MW	Mvar	MVA	MW	Mvar	
1		817.533	242.945	852.867			
	2	416.606	64.074	421.505	0.847	1.863	
	18	400.809	178.890	438.919	2.412	8.096	
2		57.000	131.414	143.244			
	1	-415.759	-62.211	420.387	0.847	1.863	
	3	139.400	62.296	152.687	0.298	-0.021	0.960
	7	84.757	33.637	91.188	0.836	1.112	
	8	159.684	40.501	164.740	1.955	0.557	
	13	78.760	55.475	96.336	0.298	2.856	0.960
	26	10.216	1.011	10.266	0.033	0.199	
3		-44.000	-8.334	44.782			
	2	-139.102	-62.317	152.423	0.298	-0.021	
	13	95.097	53.917	109.319	0.082	0.527	1.017
4		75.000	53.577	92.171			
	8	-25.711	19.667	32.371	0.008	0.232	1.050
	12	100.770	34.194	106.414	0.183	-0.608	1.050
5		250.000	110.499	273.331			
	6	250.026	110.470	273.344	4.879	0.588	
6		-76.000	-27.000	80.654			
	5	-245.147	-109.882	268.647	4.879	0.588	
	7	32.626	6.285	33.226	0.059	0.144	
	11	18.625	-1.962	18.728	0.034	0.160	
	18	-64.325	-12.068	65.448	0.160	0.719	
	19	112.814	68.040	131.744	0.575	1.396	0.950
	21	69.385	22.147	72.834	0.273	0.534	
7		0.000	0.000	0.000			
	2	-83.921	-32.525	90.004	0.836	1.112	
	6	-32.567	-6.142	33.141	0.059	0.144	
	8	16.201	-52.221	54.677	0.036	0.190	
	9	100.270	90.433	135.026	0.155	2.113	0.950
8		0.000	0.000	0.000			
	2	157.729	-39.944	162.709	1.955	0.557	
	4	25.720	-19.435	32.237	0.008	0.232	
	7	-16.165	52.411	54.847	0.036	0.190	
	12	148.075	7.300	148.255	0.444	0.051	
9		-89.000	-50.000	102.083			
	7	-100.115	-88.319	133.504	0.155	2.113	
	10	-11.120	38.230	39.814	0.016	0.577	
10		0.000	0.000	0.000			
	9	-11.105	-37.652	39.256	0.016	0.577	
	12	-125.093	-8.100	125.355	0.387	0.170	
	19	4.130	-6.640	7.820	0.034	0.148	
	20	73.707	26.998	78.496	0.418	0.820	
	22	58.371	25.506	63.700	0.289	0.286	
11		-25.000	-13.500	28.412			
	6	-18.590	2.121	18.711	0.034	0.160	
	25	23.595	-0.078	23.596	0.541	-0.413	
	26	-29.998	-15.504	33.767	0.188	0.297	
12		-89.000	-46.000	100.185			
	4	-100.587	-34.802	106.438	0.183	-0.608	
	8	-147.631	-7.249	147.809	0.444	0.051	
	10	125.480	8.270	125.752	0.387	0.170	
	14	5.061	-8.893	10.232	0.035	0.085	
	15	28.716	-3.700	28.953	0.154	0.510	
13		-31.000	-15.000	34.438			
	2	-78.462	-52.619	94.472	0.298	2.856	
	3	-95.016	-53.390	108.988	0.082	0.527	
	14	50.858	38.100	63.546	0.183	0.875	
	15	42.890	26.817	50.584	0.291	1.532	
	16	48.721	26.145	55.293	0.538	2.472	
14		-24.000	-12.000	26.833			
	12	-5.026	8.978	10.289	0.035	0.085	
	13	-50.675	-37.225	62.878	0.183	0.875	
	15	31.713	16.270	35.643	0.088	0.488	
15		-70.000	-30.500	76.356			
	12	-28.562	4.210	28.871	0.154	0.510	
	13	-42.599	-25.285	49.538	0.291	1.532	
	14	-31.625	-15.782	35.344	0.088	0.488	
	16	32.750	6.396	33.368	0.238	0.584	

Line Flow and Losses							
--Line--		Power at bus & line flow			--Line loss--		Transformer tap
From	To	MW	Mvar	MVA	MW	Mvar	
16		-55.000	-27.000	61.270			
	13	-48.183	-23.672	53.684	0.538	2.472	
	15	-32.511	-5.812	33.027	0.238	0.584	
	17	-35.422	-2.322	35.498	1.304	0.790	
	20	-9.660	4.771	10.773	0.029	0.071	
17		-78.000	-38.000	86.764			
	16	-34.118	3.112	34.260	1.304	0.790	
	18	-179.614	-73.194	193.955	1.333	17.800	
	21	-8.027	-1.681	8.201	0.173	0.336	
	27	31.658	6.813	32.383	0.823	0.823	
	28	35.528	8.497	36.530	0.898	0.898	
	29	22.535	6.176	23.366	0.551	0.551	
	30	22.714	4.871	23.231	0.605	0.605	
	31	31.269	7.354	32.122	0.810	0.810	
18		-153.000	-67.000	167.027			
	1	-398.397	-170.793	433.464	2.412	8.096	
	6	64.485	12.788	65.741	0.160	0.719	
	17	180.947	90.994	202.538	1.333	17.800	
19		-75.000	-10.000	75.664			
	6	-112.239	-66.644	130.534	0.575	1.396	
	10	-4.095	6.788	7.928	0.034	0.148	
	23	13.522	17.577	22.176	0.147	0.643	
	24	20.361	23.688	31.236	0.295	0.843	
	25	7.415	8.587	11.346	0.161	-0.473	
20		-48.000	-27.000	55.073			
	10	-73.289	-26.179	77.824	0.418	0.820	
	16	9.689	-4.700	10.768	0.029	0.07	
	21	0.160	3.465	3.469	0.008	0.020	
	22	15.418	0.489	15.426	0.037	0.091	
21		-46.000	-23.000	51.430			
	6	-69.112	-21.614	72.413	0.273	0.534	
	17	8.200	2.017	8.444	0.173	0.336	
	20	-0.152	-3.446	3.449	0.008	0.020	
	24	15.072	0.036	15.072	0.114	0.363	
22		-45.000	-22.000	50.090			
	10	-58.082	-25.220	63.321	0.289	0.286	
	20	-15.381	-0.398	15.386	0.037	0.091	
	23	9.338	-1.206	9.416	0.027	0.092	
	24	19.099	4.818	19.697	0.126	0.359	
23		-25.000	-12.000	27.731			
	19	-13.374	-16.934	21.578	0.147	0.643	
	22	-9.311	1.298	9.401	0.027	0.092	
	25	-2.290	3.632	4.293	0.019	0.023	
24		-54.000	-27.000	60.374			
	19	-20.066	-22.845	30.406	0.295	0.843	
	21	-14.957	0.327	14.961	0.114	0.363	
	22	-18.972	-4.459	19.489	0.126	0.359	
25		-28.000	-13.000	30.871			
	11	-23.055	-0.336	23.057	0.541	-0.413	
	19	-7.254	-9.060	11.606	0.161	0.473	
	23	2.309	-3.609	4.284	0.019	0.023	
26		20.000	14.990	24.994			
	2	-10.183	-0.812	10.215	0.033	0.199	
	11	30.186	15.801	34.071	0.188	0.297	
27		-40.000	0.000	40.000			
	17	-30.834	-5.990	31.411	0.823	0.823	
	28	-8.117	3.358	8.784	0.009	0.009	
	29	-3.011	1.336	3.294	0.008	0.008	
	30	2.696	0.439	2.732	0.002	0.002	
	31	-0.642	0.931	1.131	0.001	0.001	
28		-20.000	-10.000	22.361			
	17	-34.630	-7.599	35.454	0.898	0.898	
	27	8.126	-3.349	8.789	0.009	0.009	
	29	-2.490	1.162	2.748	0.004	0.004	
	30	3.380	-0.616	3.436	0.006	0.006	
	31	5.552	0.375	5.564	0.004	0.004	

ตารางที่ ก-2 Line Flow and Losses (กรณีที่ 1) ต่อ(2)

Line Flow and Losses							
--Line--		Power at bus & line flow			--Line loss--		Transformer tap
From	To	MW	Mvar	MVA	MW	Mvar	
29		-10.000	-10.000	14.142			
	17	-21.984	-5.624	22.692	0.551	0.551	
	27	3.019	-1.329	3.298	0.008	0.008	
	28	2.494	-1.159	2.750	0.004	0.004	
	30	3.918	-1.179	4.092	0.012	0.012	
	31	2.588	-0.708	2.684	0.005	0.005	
30		-40.000	0.000	40.000			
	17	-22.109	-4.266	22.517	0.605	0.605	
	27	-2.694	-0.438	2.730	0.002	0.002	
	28	-3.374	0.621	3.431	0.006	0.006	
	29	-3.906	1.191	4.084	0.012	0.012	
	31	-7.953	2.849	8.448	0.009	0.009	
31		-30.000	-10.000	31.623			
	17	-30.458	-6.544	31.153	0.810	0.810	
	27	0.643	-0.931	1.131	0.001	0.001	
	28	-5.548	-0.372	5.560	0.004	0.004	
	29	-2.583	0.713	2.680	0.005	0.005	
	30	7.961	-2.841	8.453	0.009	0.009	
Total loss					24.488	53.844	



ตารางที่ ก-3 ผลการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของโครงข่ายที่ถูกวิเคราะห์การเชื่อมต่อใหม่
แล้ว (กรณีที่ 2)

Power Flow Solution by Gauss-Seidel Method							
Maximum Power Mismatch = 0.000963055							
No. of Iterations = 113							
Bus No.	Voltage Mag	Angle Degree	-----Load-----		---Generation---		Injected
			MW	MVar	MW	Mvar	
1	1.025	0.000	51.000	41.000	929.685	328.097	4.000
2	1.020	-1.160	22.000	15.000	79.000	154.472	0.000
3	1.030	-5.110	64.000	50.000	20.000	52.037	0.000
4	1.050	-4.458	25.000	10.000	100.000	71.865	2.000
5	1.045	0.272	50.000	30.000	300.000	145.562	5.000
6	0.993	-3.372	76.000	29.000	0.000	0.000	2.000
7	0.991	-3.933	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	0.994	-4.044	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	1.004	-6.301	89.000	50.000	0.000	0.000	0.000
10	0.985	-6.670	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	0.993	-3.925	25.000	15.000	0.000	0.000	1.500
12	0.990	-5.667	89.000	48.000	0.000	0.000	2.000
13	1.009	-5.402	31.000	15.000	0.000	0.000	0.000
14	0.995	-6.124	24.000	12.000	0.000	0.000	0.000
15	0.986	-6.839	70.000	31.000	0.000	0.000	0.500
16	0.972	-8.044	55.000	27.000	0.000	0.000	0.000
17	0.904	-10.099	78.000	38.000	0.000	0.000	0.000
18	0.995	-2.491	153.000	67.000	0.000	0.000	0.000
19	0.998	-7.386	75.000	15.000	0.000	0.000	5.000
20	0.975	-7.330	48.000	27.000	0.000	0.000	0.000
21	0.966	-7.214	46.000	23.000	0.000	0.000	0.000
22	0.973	-7.623	45.000	22.000	0.000	0.000	0.000
23	0.971	-8.155	25.000	12.000	0.000	0.000	0.000
24	0.961	-8.548	54.000	27.000	0.000	0.000	0.000
25	0.969	-7.740	28.000	13.000	0.000	0.000	0.000
26	1.015	-2.373	40.000	20.000	60.000	37.129	0.000
27	0.515	-26.191	40.000	0.000	0.000	0.000	0.000
28	0.523	-25.342	20.000	10.000	0.000	0.000	0.000
29	0.579	-21.554	10.000	10.000	0.000	0.000	0.000
30	0.681	-17.715	40.000	0.000	0.000	0.000	0.000
31	0.687	-17.225	30.000	10.000	0.000	0.000	0.000
Total			1403.000	667.000	1488.685	789.162	22.000

ตารางที่ ก-4 Line Flow and Losses (กรณีที่ 2)

Line Flow and Losses							
Line		Power at bus & line flow			Line loss		Transformer
from	to	MW	Mvar	MVA	MW	Mvar	tap
1	2	878.685	-291.097	295.648			
	18	447.716	61.446	451.913	0.974	3.076	
2	1	430.981	229.659	488.352	2.987	13.031	
	3	57.000	139.472	150.670			
	7	-446.742	-58.371	450.540	0.974	3.076	
	8	148.814	62.674	161.473	0.333	1.235	0.960
	13	89.952	35.307	96.633	0.938	1.697	
	26	169.594	42.044	174.728	2.197	1.615	
	3	84.109	56.297	101.211	0.328	3.688	0.960
	2	-11.279	-0.859	11.311	0.040	0.242	
	13	-44.000	2.037	44.047			
3	2	-148.481	-61.439	160.690	0.333	1.235	
	8	104.494	63.480	122.265	0.102	0.685	1.017
4	8	75.000	63.865	98.508			
	12	-29.134	24.207	37.897	0.011	0.325	1.050
	5	104.140	39.814	111.491	0.201	-0.372	1.050
	6	250.000	120.562	277.552			
	7	250.002	120.562	277.555	5.040	1.343	
6	5	-76.000	-27.000	80.654			
	7	-244.962	-119.221	272.434	5.040	1.343	
	11	31.673	1.276	31.718	0.054	1.343	
	18	18.068	-3.667	18.436	0.033	0.155	
	19	-68.182	1.184	68.192	0.175	0.810	
	21	114.438	67.688	132.958	0.589	1.705	0.950
7	2	72.951	25.265	77.202	0.308	1.212	
	6	0.000	0.000	0.000			
	8	-89.014	-33.610	95.148	0.938	1.697	
	9	-31.639	-1.160	31.660	0.054	0.116	
	8	17.798	-56.643	59.374	0.043	0.228	
	9	102.862	91.149	137.437	0.160	2.409	0.950
8	2	0.000	0.000	0.000			
	4	-167.397	-40.428	172.210	2.197	1.697	
	7	-31.639	-1.160	31.660	0.054	0.116	
	12	-17.755	56.871	59.578	0.043	0.228	
	9	156.001	7.440	156.179	0.494	0.508	
	7	-89.000	-50.000	102.083			
	10	-102.702	-88.740	135.729	0.160	2.409	
	10	13.702	38.740	41.092	0.017	0.631	
10	9	0.000	0.000	0.000			
	12	-13.685	-38.109	40.492	0.017	0.631	
	19	-131.524	-13.025	132.167	0.431	0.423	
	20	3.771	-6.171	7.232	0.029	0.127	
	22	81.600	30.134	86.987	0.515	1.057	
	11	59.849	27.170	65.728	0.309	0.377	
	6	-25.000	-13.500	28.412			
	25	-18.034	3.822	18.435	0.033	0.155	
	26	-24.063	0.001	24.063	0.565	-0.337	
	4	-31.029	-17.323	35.538	0.209	0.423	
12	8	-89.000	-46.000	100.185			
	10	-103.939	-40.186	111.437	0.201	-0.372	
	14	-155.507	-6.932	155.662	0.494	0.508	
	15	131.955	13.447	132.639	0.431	0.423	
	13	6.042	-9.186	10.995	0.040	0.099	
	2	32.442	-3.143	32.594	0.195	0.648	
	3	-31.000	-15.000	100.185			
	14	-83.781	-52.610	98.930	0.328	3.688	
	15	-104.392	-62.794	121.823	0.102	0.688	
	16	53.539	40.259	66.987	0.203	0.997	
	13	46.396	28.859	54.639	0.340	1.790	
	16	57.235	31.288	65.228	0.750	3.523	

ตารางที่ ก-4 Line Flow and Losses (กรณีที่ 2) ต่อ(1)

Line Flow and Losses							
Line		Power at bus & line flow			Line loss		Transformer tap
from	to	MW	Mvar	MVA	MW	Mvar	
14		-24.000	-12.000	26.833			
	12	-6.002	9.285	11.056	0.040	0.099	
	13	-53.336	-39.263	66.987	0.203	0.997	
	15	35.337	17.978	39.648	0.109	0.606	
15		-70.000	-30.500	76.356			
	12	-32.247	3.792	32.469	0.195	0.648	
	13	-46.055	-27.069	53.421	0.340	1.790	
	14	-35.288	-17.372	39.278	0.109	0.606	
	16	43.529	10.150	44.697	0.429	1.052	
16		-55.000	-27.000	61.270			
	13	-56.485	-27.765	62.940	0.750	3.523	
	15	-43.100	-9.098	44.050	0.429	1.052	
	17	63.462	6.659	63.811	4.267	2.586	
	20	-18.874	3.204	19.144	0.093	0.227	
17		-78.000	-38.000	86.764			
	16	-59.195	-4.073	59.335	4.267	2.586	
	18	-204.489	-116.670	235.431	2.144	33.325	
	21	-12.881	-5.837	14.141	0.561	1.090	
	31	198.575	88.589	217.439	40.520	40.520	
18		-153.000	-67.000	167.027			
	1	-427.993	-216.628	479.693	2.987	13.031	
	6	68.357	-0.374	68.358	0.175	0.810	
	17	206.633	149.995	255.334	2.144	33.325	
19		-75.000	-10.000	75.664			
	6	-113.849	-65.983	131.588	0.589	1.705	
	10	-3.742	6.298	7.325	0.029	0.127	
	23	13.901	17.341	22.225	0.149	0.650	
	24	21.353	23.898	32.048	0.312	0.918	
	25	7.337	8.446	11.188	0.158	-0.476	
20		-48.000	-27.000	55.073			
	10	-81.085	-29.077	86.141	0.515	1.057	
	16	18.967	-2.978	19.199	0.093	0.227	
	21	0.811	4.851	4.918	0.017	0.040	
	22	13.305	0.204	13.307	0.028	0.068	
21		-46.000	-23.000	51.430			
	6	-72.642	-24.053	76.521	0.308	1.212	
	17	13.441	6.926	15.121	0.561	1.090	
	20	-0.794	-4.811	4.876	0.017	0.040	
	24	13.994	-1.063	14.034	0.100	0.318	
22		-45.000	-22.000	50.090			
	10	-59.540	-26.794	65.291	0.309	0.377	
	20	-13.277	-0.135	13.278	0.028	0.068	
	23	8.593	-0.845	8.658	0.023	0.078	
	24	19.199	5.775	20.048	0.132	0.374	
23		-25.000	-12.000	27.731			
	19	-13.752	-16.691	21.627	0.149	0.650	
	22	-8.593	0.924	8.643	0.023	0.078	
	25	-2.655	3.767	4.609	0.022	0.026	
24		-54.000	-27.000	60.374			
	19	-21.041	-22.981	31.158	0.312	0.918	
	21	-13.894	1.381	13.962	0.100	0.318	
	22	-19.067	-5.401	19.817	0.132	0.374	
25		-28.000	-13.000	30.871			
	11	-23.499	-0.338	23.501	0.565	-0.337	
	19	-7.179	-8.921	11.451	0.158	-0.476	
	23	2.677	-3.741	4.600	0.022	0.026	
26		20.000	17.129	26.333			
	2	-11.239	-0.617	11.256	0.040	0.242	
	11	31.238	17.746	35.927	0.209	0.423	

ตารางที่ ก-4 Line Flow and Losses (กรณีที่ 2) ต่อ(2)

Line		Power at bus & line flow			Line loss		Transformer
from	to	MW	Mvar	MVA	MW	Mvar	tap
27		-40.000	-0.000	-40.000			
	28	-39.923	0.034	39.923	0.600	0.600	
28		-20.000	-10.000	22.361			
	29	-60.570	-10.588	61.489	5.529	5.529	
	27	40.524	0.567	40.528	0.600	0.600	
29		-10.000	-10.000	14.142			
	31	-76.107	-26.122	80.465	11.601	11.601	
	28	66.099	16.117	68.036	5.529	5.529	
30		-40.000	0.000	40.000			
	31	-39.944	0.029	39.944	0.344	0.344	
31		-30.000	-10.000	31.623			
	17	-158.055	-48.069	165.202	40.520	40.520	
	30	40.288	0.316	40.289	0.344	0.344	
	29	87.708	37.722	95.476	11.601	11.601	
Total loss					85.750	142.942	



ตารางที่ ก-5 ผลการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าของโครงข่ายที่ถูควิเคราะห์การเชื่อมต่อใหม่
แล้วและมีการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 17 (กรณีที่ 3)

Power Flow Solution by Gauss-Seidel Method							
Maximum Power Mismatch = 0.000960281							
No. of Iterations = 73							
Bus No.	Voltage Mag	Angle Degree	-----Load-----		---Generation---		Injected
			MW	MVar	MW	Mvar	
1	1.025	0.000	51.000	41.000	793.925	213.877	4.000
2	1.020	-0.976	22.000	15.000	79.000	119.414	0.000
3	1.035	-4.373	64.000	50.000	20.000	49.804	0.000
4	1.050	-3.753	25.000	10.000	100.000	42.286	2.000
5	1.045	0.892	50.000	30.000	300.000	121.121	5.000
6	1.000	-2.819	76.000	29.000	0.000	0.000	2.000
7	0.994	-3.369	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	0.997	-3.455	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	1.009	-5.580	89.000	50.000	0.000	0.000	0.000
10	0.991	-5.778	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	0.998	-3.377	25.000	15.000	0.000	0.000	1.500
12	0.994	-4.880	89.000	48.000	0.000	0.000	2.000
13	1.014	-4.605	31.000	15.000	0.000	0.000	0.000
14	1.002	-5.240	24.000	12.000	0.000	0.000	0.000
15	0.994	-5.779	70.000	31.000	0.000	0.000	0.500
16	0.990	-6.341	55.000	27.000	0.000	0.000	0.000
17	1.000	-7.273	78.000	38.000	100.000	119.734	0.000
18	1.009	-2.141	153.000	67.000	0.000	0.000	0.000
19	1.005	-6.632	75.000	15.000	0.000	0.000	5.000
20	0.983	-6.292	48.000	27.000	0.000	0.000	0.000
21	0.981	-6.172	46.000	23.000	0.000	0.000	0.000
22	0.980	-6.676	45.000	22.000	0.000	0.000	0.000
23	0.978	-7.317	25.000	12.000	0.000	0.000	0.000
24	0.971	-7.617	54.000	27.000	0.000	0.000	0.000
25	0.976	-6.983	28.000	13.000	0.000	0.000	0.000
26	1.015	-1.920	40.000	20.000	60.000	31.954	0.000
27	0.716	-17.777	40.000	0.000	0.000	0.000	0.000
28	0.721	-17.333	20.000	10.000	0.000	0.000	0.000
29	0.761	-15.244	10.000	10.000	0.000	0.000	0.000
30	0.833	-12.875	40.000	0.000	0.000	0.000	0.000
31	0.838	-12.547	30.000	10.000	0.000	0.000	0.000
Total			1403.000	667.000	145.9252	698.199	22.000

ตารางที่ ก-6 Line Flow and Losses (กรณีที่ 3)

Line Flow and Losses							
Line		Power at bus & line flow			Line loss		Transformer
from	to	MW	Mvar	MVA	MW	Mvar	tap
1		742.925	176.887	763.692			
	2	378.273	67.374	384.226	0.705	0.492	
	18	364.793	109.473	380.865	1.812	2.928	
2		57.000	104.414	118.959			
	1	-377.568	-66.883	383.446	0.705	0.492	
	3	128.596	51.575	138.553	0.246	-1.998	0.960
	7	77.993	30.750	83.836	-0.708	0.374	
	8	146.632	37.340	151.312	1.651	-0.774	
	13	72.453	49.760	87.895	0.248	1.471	0.960
	26	-8.870	-1.208	-8.952	-0.025	-0.152	
3		-44.000	-0.196	44.000			
	2	-128.351	-53.573	139.083	0.246	-1.998	
	13	84.343	53.349	99.799	0.067	0.416	1.017
4		75.000	34.286	82.465			
	8	-21.217	12.139	24.444	0.005	0.124	1.050
	12	96.187	22.148	98.703	0.157	-0.950	1.050
5		250.000	96.121	267.842			
	6	249.993	96.132	267.839	4.672	-0.398	
6		-76.000	-27.000	80.654			
	5	-245.322	-96.530	263.630	4.672	-0.398	
	7	33.393	12.691	35.723	0.068	0.193	
	11	19.272	0.502	19.279	0.036	0.169	
	18	-58.657	-29.502	65.658	0.159	0.714	
	19	110.498	67.973	129.731	0.554	0.913	0.950
	21	64.814	17.355	67.097	0.229	-0.305	
7		0.000	0.000	0.000			
	2	-77.286	-30.376	83.041	0.708	0.374	
	6	-33.325	-12.498	35.592	0.068	0.193	
	8	13.702	-45.868	47.870	0.028	0.140	
	9	96.886	88.635	131.313	0.146	1.663	0.950
8		0.000	0.000	0.000			
	2	-144.981	-38.114	149.907	1.651	-0.774	
	4	21.222	-12.015	24.387	0.005	0.124	
	7	-13.674	49.008	47.997	0.028	0.140	
	12	137.511	3.878	137.565	0.381	-0.536	
9		-89.000	-50.000	102.083			
	7	-96.740	-86.972	130.088	0.146	1.663	
	10	7.760	37.025	37.830	0.014	0.497	
10		0.000	0.000	0.000			
	9	-7.746	-36.528	37.341	0.014	0.497	
	12	-116.894	-0.780	-116.896	-0.334	-0.132	
	19	4.648	-7.112	8.496	0.040	0.174	
	20	63.449	21.181	66.892	0.301	0.535	
	22	56.555	23.121	64.099	0.264	0.169	
11		-25.000	-13.500	27.412			
	6	-19.236	-0.334	19.239	-0.036	0.169	
	25	22.918	-0.325	22.920	0.507	-0.522	
	26	-28.677	-12.869	31.433	0.162	0.142	
12		-89.000	-46.000	100.185			
	4	-96.030	-23.098	98.768	0.157	-0.950	
	8	-137.130	-4.413	137.201	0.381	-0.536	
	10	117.228	0.648	117.230	0.334	-0.132	
	14	3.262	-11.143	11.610	0.045	0.109	
	15	23.626	-7.636	24.829	0.112	0.373	
13		-31.000	-15.000	34.438			
	2	-72.204	-48.290	86.864	0.248	1.471	
	3	-84.275	-52.933	99.520	0.067	0.416	
	14	48.179	39.087	62.041	0.172	0.813	
	15	38.867	26.370	46.968	0.249	1.308	
	16	38.454	20.851	43.743	0.334	1.455	

ตารางที่ ก-6 Line Flow and Losses (กรณี 3) ต่อ(1)

Line Flow and Losses							
Line		Power at bus & line flow			Line loss		Transformer tap
from	to	MW	Mvar	MVA	MW	Mvar	
14		-24.000	-12.000	26.833			
	12	-3.218	11.252	11.703	0.045	0.109	
	13	-48.007	-38.275	61.397	0.172	0.813	
	15	27.200	14.871	31.000	0.066	0.366	
15		-70.000	-30.500	76.356			
	12	-23.513	8.009	24.840	0.112	0.373	
	13	-38.619	-25.062	46.038	0.249	1.308	
	14	-27.133	-14.506	30.767	0.066	0.366	
	16	19.300	1.112	19.332	0.079	0.194	
16		-55.000	-27.000	61.270			
	13	-38.120	-19.397	42.771	0.334	1.455	
	15	-19.221	-0.918	19.243	0.079	0.194	
	17	-0.285	-16.442	16.444	0.273	0.166	
	20	2.591	9.778	10.115	0.025	0.061	
17		22.000	81.734	84.643			
	16	0.559	16.607	16.617	0.273	0.166	
	18	-150.362	-3.462	150.402	0.723	5.899	
	21	-1.564	5.189	5.420	0.067	0.131	
	31	173.391	63.388	184.614	23.858	23.858	
18		-153.000	-67.000	167.027			
	1	-362.981	-106.545	378.294	1.812	2.928	
	6	58.817	30.215	66.124	0.159	0.714	
	17	151.086	9.361	151.376	0.723	5.899	
19		-75.000	-10.000	75.664			
	6	-109.944	-67.060	128.782	0.554	0.913	
	10	-4.608	7.285	8.620	0.040	0.174	
	23	13.034	17.758	22.028	0.144	0.629	
	24	19.041	23.241	30.045	0.271	0.738	
	25	7.527	8.782	11.567	0.166	-0.471	
20		-48.000	27.000	55.073			
	10	-63.148	-20.646	66.438	0.301	0.535	
	16	-2.566	-9.717	10.050	0.025	0.061	
	21	-0.530	1.812	1.888	0.002	0.006	
	22	18.232	1.443	18.288	0.052	0.127	
21		-46.000	-23.000	51.430			
	6	-64.585	-17.660	66.955	0.229	-0.305	
	17	1.632	-5.056	5.315	0.067	0.131	
	20	0.533	-1.806	1.883	0.002	0.006	
	24	16.389	1.557	16.462	0.134	0.426	
22		-45.000	-22.000	50.090			
	10	-56.291	-22.952	60.790	0.264	0.169	
	20	-18.180	-1.316	18.227	0.052	0.127	
	23	10.404	-1.447	10.504	0.033	0.114	
	24	19.076	3.764	19.443	0.122	0.346	
23		-25.000	-12.000	27.731			
	19	-12.890	-17.129	21.437	0.144	0.629	
	22	-10.371	-1.561	10.487	0.033	0.114	
	25	-1.748	3.572	3.977	0.016	0.019	
24		-54.000	-27.000	60.374			
	19	-18.770	-22.503	29.304	0.271	0.738	
	21	-16.255	-1.131	16.294	0.134	0.426	
	22	-18.954	-3.417	19.259	0.122	0.346	
25		-28.000	-13.000	30.871			
	11	-22.411	-0.198	22.412	0.507	-0.522	
	19	-7.361	-9.254	11.824	0.166	-0.471	
	23	1.765	-3.552	3.966	0.016	0.019	
26		20.000	11.954	23.300			
	2	-8.845	-1.056	8.908	0.025	0.152	
	11	28.839	13.012	31.639	0.162	0.142	

ตารางที่ ก-6 Line Flow and Losses (กรณีที 3) ต่อ(2)

Line		Power at bus & line flow			Line loss		Transformer tap
from	to	MW	Mvar	MVA	MW	Mvar	
27		-40.000	0.000	40.000			
	28	-40.000	0.000	40.000	0.312	0.312	
28		-20.000	-10.000	22.361			
	29	-60.313	-10.312	61.188	2.879	2.879	
	27	40.312	0.312	40.314	0.312	0.312	
29		-10.000	-10.000	14.142			
	31	-73.192	-23.191	76.778	6.110	6.110	
	28	63.192	13.191	64.554	2.879	2.879	
30		-40.000	0.000	40.000			
	31	-40.002	0.003	40.002	0.231	0.231	
31		-30.000	-10.000	31.623			
	17	-149.533	-39.531	154.670	23.858	23.858	
	30	40.233	0.228	40.234	0.231	0.231	
	29	79.302	29.301	84.542	6.110	6.110	
Total loss					49.996	51.844	



ภาคผนวก ข.

โปรแกรม Minimum Spanning Tree

และ

โปรแกรมวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า

มหาวิทยาลัยนเรศวร

โปรแกรม Minimum Spanning Tree โดยใช้ Prim's Algorithm

Source code

```

clc
A1 = abs(str2double(get(handles.i26_input, 'String')));
B1 = abs(str2double(get(handles.i16_input, 'String')));
C1 = abs(str2double(get(handles.i23_input, 'String')));
D1 = abs(str2double(get(handles.i25_input, 'String')));
E1 = abs(str2double(get(handles.i34_input, 'String')));
F1 = abs(str2double(get(handles.i46_input, 'String')));
G1 = abs(str2double(get(handles.i35_input, 'String')));
H1 = abs(str2double(get(handles.i45_input, 'String')));
I1 = abs(str2double(get(handles.i36_input, 'String')));
J1 = abs(str2double(get(handles.i15_input, 'String')));
K1 = abs(str2double(get(handles.i12_input, 'String')));
L1 = abs(str2double(get(handles.i13_input, 'String')));
M1 = abs(str2double(get(handles.i14_input, 'String')));
N1 = abs(str2double(get(handles.i24_input, 'String')));
O1 = abs(str2double(get(handles.i56_input, 'String')));

A2 = abs(str2double(get(handles.p26_input, 'String')));
B2 = abs(str2double(get(handles.p16_input, 'String')));
C2 = abs(str2double(get(handles.p23_input, 'String')));
D2 = abs(str2double(get(handles.p25_input, 'String')));
E2 = abs(str2double(get(handles.p34_input, 'String')));
F2 = abs(str2double(get(handles.p46_input, 'String')));
G2 = abs(str2double(get(handles.p35_input, 'String')));
H2 = abs(str2double(get(handles.p45_input, 'String')));
I2 = abs(str2double(get(handles.p36_input, 'String')));
J2 = abs(str2double(get(handles.p15_input, 'String')));
K2 = abs(str2double(get(handles.p12_input, 'String')));
L2 = abs(str2double(get(handles.p13_input, 'String')));
M2 = abs(str2double(get(handles.p14_input, 'String')));
N2 = abs(str2double(get(handles.p24_input, 'String')));
O2 = abs(str2double(get(handles.p56_input, 'String')));

A3 = abs(str2double(get(handles.n126_input, 'String')));
B3 = abs(str2double(get(handles.n116_input, 'String')));
C3 = abs(str2double(get(handles.n123_input, 'String')));
D3 = abs(str2double(get(handles.n125_input, 'String')));
E3 = abs(str2double(get(handles.n134_input, 'String')));
F3 = abs(str2double(get(handles.n146_input, 'String')));
G3 = abs(str2double(get(handles.n135_input, 'String')));
H3 = abs(str2double(get(handles.n145_input, 'String')));
I3 = abs(str2double(get(handles.n136_input, 'String')));
J3 = abs(str2double(get(handles.n115_input, 'String')));
K3 = abs(str2double(get(handles.n112_input, 'String')));
L3 = abs(str2double(get(handles.n113_input, 'String')));
M3 = abs(str2double(get(handles.n114_input, 'String')));
N3 = abs(str2double(get(handles.n124_input, 'String')));
O3 = abs(str2double(get(handles.n156_input, 'String')));

A4 = abs(str2double(get(handles.cp26_input, 'String')));
B4 = abs(str2double(get(handles.cp16_input, 'String')));
C4 = abs(str2double(get(handles.cp23_input, 'String')));
D4 = abs(str2double(get(handles.cp25_input, 'String')));
E4 = abs(str2double(get(handles.cp34_input, 'String')));

```

```

F4 = abs(str2double(get(handles.cp46_input, 'String')));
G4 = abs(str2double(get(handles.cp35_input, 'String')));
H4 = abs(str2double(get(handles.cp45_input, 'String')));
I4 = abs(str2double(get(handles.cp36_input, 'String')));
J4 = abs(str2double(get(handles.cp15_input, 'String')));
K4 = abs(str2double(get(handles.cp12_input, 'String')));
L4 = abs(str2double(get(handles.cp13_input, 'String')));
M4 = abs(str2double(get(handles.cp14_input, 'String')));
N4 = abs(str2double(get(handles.cp24_input, 'String')));
O4 = abs(str2double(get(handles.cp56_input, 'String')));

```

```

A5 = abs(str2double(get(handles.np26_input, 'String')));
B5 = abs(str2double(get(handles.np16_input, 'String')));
C5 = abs(str2double(get(handles.np23_input, 'String')));
D5 = abs(str2double(get(handles.np25_input, 'String')));
E5 = abs(str2double(get(handles.np34_input, 'String')));
F5 = abs(str2double(get(handles.np46_input, 'String')));
G5 = abs(str2double(get(handles.np35_input, 'String')));
H5 = abs(str2double(get(handles.np45_input, 'String')));
I5 = abs(str2double(get(handles.np36_input, 'String')));
J5 = abs(str2double(get(handles.np15_input, 'String')));
K5 = abs(str2double(get(handles.np12_input, 'String')));
L5 = abs(str2double(get(handles.np13_input, 'String')));
M5 = abs(str2double(get(handles.np14_input, 'String')));
N5 = abs(str2double(get(handles.np24_input, 'String')));
O5 = abs(str2double(get(handles.np56_input, 'String')));

```

```

AC3 = abs(str2double(get(handles.cb26_input, 'String')));
BC3 = abs(str2double(get(handles.cb16_input, 'String')));
CC3 = abs(str2double(get(handles.cb23_input, 'String')));
DC3 = abs(str2double(get(handles.cb25_input, 'String')));
EC3 = abs(str2double(get(handles.cb34_input, 'String')));
FC3 = abs(str2double(get(handles.cb46_input, 'String')));
GC3 = abs(str2double(get(handles.cb35_input, 'String')));
HC3 = abs(str2double(get(handles.cb45_input, 'String')));
IC3 = abs(str2double(get(handles.cb36_input, 'String')));
JC3 = abs(str2double(get(handles.cb15_input, 'String')));
KC3 = abs(str2double(get(handles.cb12_input, 'String')));
LC3 = abs(str2double(get(handles.cb13_input, 'String')));
MC3 = abs(str2double(get(handles.cb14_input, 'String')));
NC3 = abs(str2double(get(handles.cb24_input, 'String')));
OC3 = abs(str2double(get(handles.cb56_input, 'String')));

```

```

AC1=A1*A2*A3;
BC1=B1*B2*B3;
CC1=C1*C2*C3;
DC1=D1*D2*D3;
EC1=E1*E2*E3;
FC1=F1*F2*F3;
GC1=G1*G2*G3;
HC1=H1*H2*H3;
IC1=I1*I2*I3;
JC1=J1*J2*J3;
KC1=K1*K2*K3;
LC1=L1*L2*L3;
MC1=M1*M2*M3;

```

```

NC1=N1*N2*N3;
OC1=O1*O2*O3;

```

```

AC2=A4*A5;
BC2=B4*B5;
CC2=C4*C5;
DC2=D4*D5;

```

```

EC2=E4*E5;
FC2=F4*F5;
GC2=G4*G5;
HC2=H4*H5;

```

```

IC2=I4*I5;
JC2=J4*J5;
KC2=K4*K5;

```

```

LC2=L4*L5;
MC2=M4*M5;
NC2=N4*N5;
OC2=O4*O5;

```

```

A=AC1+AC2+AC3;
B=BC1+BC2+BC3;
C=CC1+CC2+CC3;
D=DC1+DC2+DC3;
E=EC1+EC2+EC3;
F=FC1+FC2+FC3;
G=GC1+GC2+GC3;
H=HC1+HC2+HC3;
I=IC1+IC2+IC3;
J=JC1+JC2+JC3;
K=KC1+KC2+KC3;
L=LC1+LC2+LC3;
M=MC1+MC2+MC3;
N=NC1+NC2+NC3;
O=OC1+OC2+OC3;

```

```

BB = str2double(get(handles.bg_input,'String'));
Z = str2double(get(handles.en_input,'String'));

```

```

E = [A B C D E F G H I J K L M N O];
DG = sparse([6 1 2 2 3 4 5 5 3 1 1 1 1 2 5],[2 6 3 5 4 6 3 4 6 5 2 3
4 4 6],E);
species = {'Begin Bus No.1','Bus No.2','Bus No.3','Bus No.4','Bus
No.5','Bus No.6'};
UG = tril(DG + DG')
view(biograph(UG,species,'ShowArrows','!off!','ShowWeights','on'))
[ST,pred] = graphminspantree(UG,'Method','Prim')
h=view(biograph(ST,species,'ShowArrows','off','ShowWeights','on'))
[dist12] = graphshortestpath(ST,1,2,'Directed','False');
[dist13] = graphshortestpath(ST,1,3,'Directed','False');
[dist14] = graphshortestpath(ST,1,4,'Directed','False');
[dist15] = graphshortestpath(ST,1,5,'Directed','False');
[dist16] = graphshortestpath(ST,1,6,'Directed','False');
[dist23] = graphshortestpath(ST,2,3,'Directed','False');
[dist24] = graphshortestpath(ST,2,4,'Directed','False');
[dist25] = graphshortestpath(ST,2,5,'Directed','False');
[dist26] = graphshortestpath(ST,2,6,'Directed','False');
[dist34] = graphshortestpath(ST,3,4,'Directed','False');
[dist35] = graphshortestpath(ST,3,5,'Directed','False');

```

```

[dist36] = graphshortestpath(ST,3,6,'Directed','False');
[dist45] = graphshortestpath(ST,4,5,'Directed','False');
[dist46] = graphshortestpath(ST,4,6,'Directed','False');
[dist56] = graphshortestpath(ST,5,6,'Directed','False');
[dist,path,pred] = graphshortestpath(ST,BB,Z,'Directed','False');
set(h.Nodes(path),'Color',[1 0.4 0.4])
edges = getedgesbynodeid(h,get(h.Nodes(path),'ID'));
set(handles.text1211,'String',dist12);
set(handles.text1311,'String',dist13);
set(handles.text1411,'String',dist14);
set(handles.text1511,'String',dist15);
set(handles.text1611,'String',dist16);
set(handles.text2311,'String',dist23);
set(handles.text2411,'String',dist24);
set(handles.text2511,'String',dist25);
set(handles.text2611,'String',dist26);
set(handles.text3411,'String',dist34);
set(handles.text3511,'String',dist35);
set(handles.text3611,'String',dist36);
set(handles.text4511,'String',dist45);
set(handles.text4611,'String',dist46);
set(handles.text5611,'String',dist56);
set(handles.text27,'String',dist);
set(handles.text30,'String',mat2str(path));

```



โปรแกรมวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า

Source code การรับข้อมูลอินพุตและรับข้อมูลจากไฟล์ MS excel

```

clc
fprintf('Please update Bus Data & Line Data on Ms Excel Before Input
Paramiter\n')
basemva=input ('Enter powersystem base MVA      =      ');
accuracy=input('power mismatch accuracy        =      ');
accel=input   ('acceleration factor            =      ');
maxiter=input ('maximum number of iterations  =      ');

busdata= xlsread('Bus Data');
linedata= xlsread('Line Data');
cost= xlsread('Gencost Data');

```

```

cost= xlsread('Gencost Data');
mwlimits= xlsread('mwlimits');
%*****

```

Source code การจัดรูปแอดมิตแตนซ์เมตริก

```

j=sqrt(-1); i = sqrt(-1);
nl = linedata(:,1); nr = linedata(:,2); R = linedata(:,3);
X = linedata(:,4); Bc = j*linedata(:,5); a = linedata(:, 6);
nbr=length(linedata(:,1)); nbus = max(max(nl), max(nr));
Z = R + j*X; y= ones(nbr,1)./Z;
for n = 1:nbr
if a(n) <= 0 a(n) = 1; else end
Ybus=zeros(nbus,nbus);

for k=1:nbr;
    Ybus(nl(k),nr(k))=Ybus(nl(k),nr(k))-y(k)/a(k);
    Ybus(nr(k),nl(k))=Ybus(nl(k),nr(k));
end
end

for n=1:nbus
for k=1:nbr
if nl(k)==n
Ybus(n,n) = Ybus(n,n)+y(k)/(a(k)^2) + Bc(k);
elseif nr(k)==n
Ybus(n,n) = Ybus(n,n)+y(k) +Bc(k);
else, end
end
end
clear Pgg

```

Source code การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธี Gauss-Seidel

```

Vm=0; delta=0; yload=0; deltad =0;
nbus = length(busdata(:,1));
kb=[]; Vm=[]; delta=[]; Pd=[]; Qd=[]; Pg=[]; Qg=[]; Qmin=[]; Qmax=[];
Pk=[]; P=[]; Qk=[]; Q=[]; S=[]; V=[];
for k=1:nbus
n=busdata(k,1);
kb(n)=busdata(k,2); Vm(n)=busdata(k,3); delta(n)=busdata(k,4);
Pd(n)=busdata(k,5); Qd(n)=busdata(k,6); Pg(n)=busdata(k,7); Qg(n) =
busdata(k,8);
Qmin(n)=busdata(k,9); Qmax(n)=busdata(k,10);
Qsh(n)=busdata(k,11);
if Vm(n) <= 0 Vm(n) = 1.0; V(n) = 1 + j*0;
else delta(n) = pi/180*delta(n);
V(n) = Vm(n)*(cos(delta(n)) + j*sin(delta(n)));
P(n)=(Pg(n)-Pd(n))/basemva;
Q(n)=(Qg(n)-Qd(n)+ Qsh(n))/basemva;
S(n) = P(n) + j*Q(n);
end
DV(n)=0;
end
num = 0; AcurBus = 0; converge = 1;
Vc = zeros(nbus,1)+j*zeros(nbus,1); Sc =
zeros(nbus,1)+j*zeros(nbus,1);

while exist('accel')~=1
    accel = 1.3;
end
while exist('accuracy')~=1
    accuracy = 0.001;
end
while exist('basemva')~=1
    basemva=100;
end
while exist('maxiter')~=1
    maxiter = 100;
end
mline=ones(nbr,1);
for k=1:nbr
    for m=k+1:nbr
        if((nl(k)==nl(m)) & (nr(k)==nr(m)));
            mline(m)=2;
        elseif ((nl(k)==nr(m)) & (nr(k)==nl(m)));
            mline(m)=2;
        else, end
    end
end
iter=0;
maxerror=10;
while maxerror >= accuracy & iter <= maxiter
iter=iter+1;
for n = 1:nbus;
YV = 0+j*0;
for L = 1:nbr;
if (nl(L) == n & mline(L) == 1), k=nr(L);
YV = YV + Ybus(n,k)*V(k);
elseif (nr(L) == n & mline(L)==1), k=nl(L);

```

```

        YV = YV + Ybus(n,k)*V(k);
    end
end
Sc = conj(V(n))*(Ybus(n,n)*V(n) + YV) ;
Sc = conj(Sc);
DP(n) = P(n) - real(Sc);
DQ(n) = Q(n) - imag(Sc);
if kb(n) == 1
    S(n) = Sc; P(n) = real(Sc); Q(n) = imag(Sc); DP(n) = 0;
DQ(n) = 0;
Vc(n) = V(n);
elseif kb(n) == 2
    Q(n) = imag(Sc); S(n) = P(n) + j*Q(n);

    if Qmax(n) ~= 0
        Qgc = Q(n)*basemva + Qd(n) - Qsh(n);
        if abs(DQ(n)) <= .005 & iter >= 10
            if DV(n) <= 0.045
                if Qgc < Qmin(n),
                    Vm(n) = Vm(n) + 0.005
                    DV(n) = DV(n) + .005
                elseif Qgc > Qmax(n)
                    Vm(n) = Vm(n) - 0.005;
                    DV(n) = DV(n) + .005; end
                else, end
            else, end
        else, end
    end
    if kb(n) ~= 1
        Vc(n) = (conj(S(n))/conj(V(n)) - YV) / Ybus(n,n);
    else, end
    if kb(n) == 0
        V(n) = V(n) + accel*(Vc(n)-V(n));
    elseif kb(n) == 2
        VcI = imag(Vc(n));
        VcR = sqrt(Vm(n)^2 - VcI^2);
        Vc(n) = VcR + j*VcI;
        V(n) = V(n) + accel*(Vc(n) - V(n));
    end
end
maxerror = max( max(abs(real(DP))), max(abs(imag(DQ))) );
if iter == maxiter & maxerror > accuracy
    fprintf('\nWARNING: Iterative solution did not converge after ')
    fprintf('%g', iter), fprintf(' iterations.\n\n')
    fprintf('Press Enter to terminate the iterations and print the
results \n')
    converge = 0; pause, else, end
end
if converge ~= 1
    tech = ('
ITERATIVE SOLUTION DID NOT
CONVERGE'); else,
    tech = ('
Power Flow Solution by Gauss-Seidel
Method');
end
k=0;
for n = 1:nbus
    Vm(n) = abs(V(n)); deltad(n) = angle(V(n))*180/pi;
    if kb(n) == 1
        S(n) = P(n) + j*Q(n);
        Pg(n) = P(n)*basemva + Pd(n);

```

```

Qg(n) = Q(n)*basemva + Qd(n) - Qsh(n);
k=k+1;
Pgg(k)=Pg(n);
elseif kb(n) ==2
k=k+1;
Pgg(k)=Pg(n);
S(n)=P(n)+j*Q(n);
Qg(n) = Q(n)*basemva + Qd(n) - Qsh(n);
end
pload(n) = (Pd(n)- j*Qd(n)+j*Qsh(n))/(basemva*Vm(n)^2);
end
Pgt = sum(Pg); Qgt = sum(Qg); Pdt = sum(Pd); Qdt = sum(Qd); Qsht =
sum(Qsh);
busdata(:,3)=Vm'; busdata(:,4)=deltad';
clear AcurBus BP DQ DV L Sc Vc Vcf VcR YV converge delta

disp(tech)
fprintf('
Maximum Power Mismatch = %g \n',
maxerror)
fprintf('
No. of Iterations = %g \n\n',
iter)
head =['
Bus Voltage Angle -----Load----- ---Generation-
-- Injected'
'
No. Mag. Degree MW Mvar MW
Mvar Mvar '
'];
disp(head)
for n=1:nbus
fprintf(' %5g', n), fprintf(' %7.3f', Vm(n)),
fprintf(' %8.3f', deltax(n)), fprintf(' %9.3f', Pd(n)),
fprintf(' %9.3f', Qd(n)), fprintf(' %9.3f', Pg(n)),
fprintf(' %9.3f ', Qg(n)), fprintf(' %8.3f\n', Qsh(n))
end
-----f-----\n', fprintf(' --- Total --- ')
fprintf(' %9.3f', Pdt), fprintf(' %9.3f', Qdt),
fprintf(' %9.3f', Pgt), fprintf(' %9.3f', Qgt), fprintf('
%9.3f\n\n', Qsht)

```

Source code การคำนวณความสูญเสียและการไหลของกำลังไฟฟ้าที่สายส่ง พร้อมคำสั่งแสดงผล

```

SLT = 0;
fprintf('\n')
fprintf('
                                     Line Flow and Losses \n\n')
fprintf('
--Line-- Power at bus & line flow   --Line loss--
Transformer\n')
fprintf('
from to      MW      Mvar      MVA      MW      Mvar
tap\n')

for n = 1:nbus
busprt = 0;
for L = 1:nbr;
if busprt == 0
fprintf('
\n'), fprintf('%6g', n), fprintf('
          %9.3f',
P(n)*basemva)
fprintf('%9.3f', Q(n)*basemva), fprintf('%9.3f\n',
abs(S(n)*basemva))

busprt = 1;
else, end
if nl(L)==n      k = nr(L);
In = (V(n) - a(L)*V(k))*y(L)/a(L)^2 + Bc(L)/a(L)^2*V(n);
Ik = (V(k) - V(n)/a(L))*y(L) + Bc(L)*V(k);
Snk = V(n)*conj(In)*basemva;
Skn = V(k)*conj(Ik)*basemva;
SL = Snk + Skn;
SLT = SLT + SL;
elseif nr(L)==n k = nl(L);
In = (V(n) - V(k)/a(L))*y(L) + Bc(L)*V(n);
Ik = (V(k) - a(L)*V(n))*y(L)/a(L)^2 + Bc(L)/a(L)^2*V(k);
Snk = V(n)*conj(In)*basemva;
Skn = V(k)*conj(Ik)*basemva;
SL = Snk + Skn;
SLT = SLT + SL;
else, end
if nl(L)==n | nr(L)==n
fprintf('%12g', k),
fprintf('%9.3f', real(Snk)), fprintf('%9.3f', imag(Snk))
fprintf('%9.3f', abs(Snk)),
fprintf('%9.3f', real(SL)),
if nl(L) ==n & a(L) ~= 1
fprintf('%9.3f', imag(SL)), fprintf('%9.3f\n', a(L))
else, fprintf('%9.3f\n', imag(SL))
end
else, end

end
end
SLT = SLT/2;
fprintf('
\n'), fprintf('
Total loss
          ')
fprintf('%9.3f', real(SLT)), fprintf('%9.3f\n', imag(SLT))

clear Ik In SL SLT Skn Snk
close(handles.figure1);

```

ประวัติผู้เขียนโครงการ



ชื่อ นายเสกสรร อัจจุ้ย

ภูมิลำเนา 210/2 ถนนรักการดี ตำบลอุทัยใหม่ อำเภอเมือง
จังหวัดอุทัยธานี 61000

ประวัติการศึกษา

- จบระดับมัธยมศึกษาจาก โรงเรียนอุทัยวิทยาคม
- ปัจจุบันกำลังศึกษาในระดับปริญญาตรี
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยนเรศวร

E-mail : sek_ohho@hotmail.com



ชื่อ นายวรงค์ เยาวเรศเดกิ่งกิจ

ภูมิลำเนา 156/10 ถนนสวรรคค์วิถี ตำบลปากน้ำโพ อำเภอเมือง
จังหวัดนครสวรรค์ 60000

ประวัติการศึกษา

- จบระดับมัธยมศึกษาจาก โรงเรียนนครสวรรค์
- ปัจจุบันกำลังศึกษาในระดับปริญญาตรี
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยนเรศวร

E-mail : warong_y@hotmail.com