

การประยุกต์ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์สำหรับการวางแผนขยายสายส่ง



นางสาวรัตติยา ยูทธิวิชานนท์

สถาบันวิทยบริการ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า


คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2549

ISBN 974-14-2713-1

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEM APPLICATION FOR TRANSMISSION LINE EXPANSION
PLANNING



Miss Rattiya Yutvitchayanon

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

Faculty of Engineering
Chulalongkorn University


Academic year 2006

ISBN 974-14-2713-1

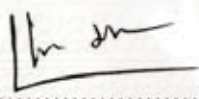
Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การประยุกต์ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์สำหรับการวางแผนขยายสายส่ง
โดย	นางสาวรัตติยา บุทธวิชยานนท์
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.โสภณพิงศ์ พิชัยสวัสดิ์
อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม	รองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้แก่นักศึกษานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วน
หนึ่งของการศึกษาคามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

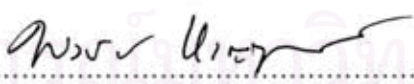

..... คณะบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ศาสตราจารย์ ดร. ดิเรก ลาวัณย์ศิริ)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์


..... ประธานกรรมการ
(อาจารย์ ดร. แนบบุญ หุนเจริญ)


..... อาจารย์ที่ปรึกษา
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. โสภณพิงศ์ พิชัยสวัสดิ์)


..... อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม
(รองศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)


..... กรรมการ
(คุณพงษ์ศักดิ์ หาญบุญญานนท์)

รัตติยา อุทวิชยานนท์ : การประยุกต์ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์สำหรับการวางแผนขยายสายส่ง. (GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEM APPLICATION FOR TRANSMISSION LINE EXPANSION PLANNING) อ. ที่ปรึกษา : ผศ. ดร. โสทธิพงษ์ พิชัยสวัสดิ์, อ. ที่ปรึกษาร่วม : รศ. ดร. บัณฑิต เอื้ออากรณ์, 158 หน้า. ISBN 974-14-2713-1

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอวิธีการวิเคราะห์การวางแผนสายส่งให้กับสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่ โดยรวมเข้ากับระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System :GIS) ของ กฟภ. ซึ่งเป็นระบบที่จัดเก็บ ประมวลผลและสืบค้นข้อมูลทั้งเชิงแผนที่และเชิงบรรยายของอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าทั้งระบบส่งและจำหน่าย โดยมีวัตถุประสงค์ในการวางแผนเพื่อลดค่าใช้จ่ายโดยรวมในการขยายระบบให้มีค่าต่ำสุดซึ่งจะพิจารณาผลรวมของค่าใช้จ่ายทั้งหมดในปีปัจจุบัน (Present Worth Cost) อันประกอบด้วยค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างสายส่ง ค่าดำเนินการและบำรุงรักษา ค่าใช้จ่ายเนื่องจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย และค่าใช้จ่ายเนื่องจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบ ทั้งนี้ต้องอยู่ภายใต้เงื่อนไขของค่าแรงดันตกและค่าพิกัดกระแสของสายส่งที่ยอมรับได้ การเชื่อมต่อระหว่าง GIS และส่วนต่อประสานโปรแกรมประยุกต์การวิเคราะห์โหลดโพล์ที่เรียกว่า LFAPI (Load Flow Application Program Interface) ได้ถูกพัฒนาขึ้นเพื่อใช้วิเคราะห์แรงดันที่บัส กระแสในสายส่งและกำลังไฟฟ้าสูญเสียเพื่อใช้ในการตรวจสอบเงื่อนไขดังกล่าว

การพัฒนาาระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์สำหรับการวางแผนขยายสายส่งจะทำให้ผู้ใช้สามารถวิเคราะห์และวางแผนทางเลือกในการขยายสายส่งได้บน GIS โดยตรงทำให้ได้ผลตอบที่พอเหมาะและเป็นไปได้ในทางปฏิบัติตามสภาพแวดล้อมจริง รวมทั้งทำให้มีข้อมูลที่ทันสมัยใช้ในการวิเคราะห์ ลดขั้นตอนในการจัดเตรียมข้อมูลและจัดทำรายงานผลการวิเคราะห์ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

กระบวนการวิเคราะห์ผลที่พัฒนาขึ้นได้นำไปทดสอบวิเคราะห์และวางแผนสายส่งให้กับสถานีไฟฟ้าใน โครงการพัฒนาสายส่งและสถานีไฟฟ้าระยะที่ 9 ซึ่งพบว่าการจำลองระบบให้ผลเป็นที่น่าพอใจ

ภาควิชา _____ วิศวกรรมไฟฟ้า _____ ลายมือชื่อนิสิต _____
 สาขาวิชา _____ วิศวกรรมไฟฟ้า _____ ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา _____
 ปีการศึกษา _____ 2549 _____ ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาร่วม _____

4770421821 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING


KEY WORD : GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEM / LEAST COST / RELIABILITY COST / TRANSMISSION LINE PLANNING / TRANSMISSION SYSTEM

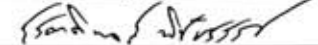
RATTIYA YUTVITCHAYANON : GEOGRAPHIC INFORMATION SYSTEM APPLICATION FOR TRANSMISSION LINE EXPANSION PLANNING. THESIS ADVISOR : SOTDHIPONG PHICHAISAWAT, THESIS COADVISOR : BUNDHIT EUAARPORN, 158 pp. ISBN 974-14-2713-1.

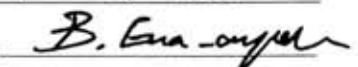
This thesis presents a method for solving a transmission line planning for a new substation by including with Geographic Information System (GIS) of Provincial Electricity Authority (PEA) which had collected, processed and queried both graphical and attribute data of any electrical system devices within a transmission and distribution system. The planning purpose is to minimize the total network expansion cost comprising investment cost, operation and maintenance cost, energy loss cost and reliability cost. In addition, the power system must be within the acceptable voltage drop and current capacity constraints. The interface between GIS and Load Flow Application Program Interface (LF-API) is developed for the analysis of bus voltage, line current and power loss in order to checking the above constraints.

The development of GIS for the transmission line expansion planning will provide the user with directly analysis and planning the transmission line expansion options in GIS, which can obtain the possible optimal result in practice. In addition, the user have the updated transmission line information for calculating load flow and reduce time in process of preparing data and performing the summary report.

The developed application is tested with the solving a transmission line planning for a substation within Transmission and Substation Development project 9 (TSD 9), which obtained the satisfied result.

Department Electrical engineering Student's signature 

Field of study Electrical engineering Advisor's signature 

Academic year 2006 Co-advisor's signature 

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความกรุณาและความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. โสทธิพงศ์ พิชัยสวัสดิ์ ซึ่งเป็นอาจารย์ที่ปรึกษา และ รองศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ ซึ่งเป็นอาจารย์ที่ปรึกษาร่วม ที่ได้ให้คำแนะนำและ ข้อคิดเห็นต่าง ๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อวิทยานิพนธ์มาโดยตลอดนับตั้งแต่เริ่มต้นทำ วิทยานิพนธ์จนกระทั่งเสร็จสมบูรณ์ รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาจนสำเร็จเรียบร้อย

นอกจากนั้น ผู้วิจัยขอขอบคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ทุกท่าน ซึ่งประกอบด้วย อาจารย์ ดร. แนนบุญ หุนเจริญ (ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์) และ คุณ พงษ์ศักดิ์ หาญบุญญานนท์ (กรรมการ) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ได้กรุณาตรวจสอบแก้ไขและให้ คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี และเนื่องจากทุนการวิจัยครั้งนี้บางส่วนได้ รับมาจากทุนการศึกษาของสถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย จึงขอขอบพระคุณมา ณ ที่นี้ด้วย

ท้ายนี้ ผู้วิจัยใคร่ขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา ผู้ซึ่งเป็นแรงบันดาลใจให้ ข้าพเจ้าได้ศึกษาต่อในระดับปริญญาโท และขอขอบคุณ คุณวิโรจน์ บัวคลี ที่ได้ให้คำแนะนำในการ ทำวิทยานิพนธ์ตั้งแต่เริ่มต้นทำวิทยานิพนธ์จนกระทั่งเสร็จสมบูรณ์ ขอขอบคุณพี่ ๆ จากกองแผนที่ ระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ได้ให้การสนับสนุนข้อมูลสำหรับการทำวิทยานิพนธ์ ฉบับนี้เป็นอย่างดี ขอขอบคุณเพื่อน ๆ ทุกคนที่ได้ให้กำลังใจเสมอมา และสุดท้ายขอขอบคุณ การ ไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ให้ข้าพเจ้าได้มีโอกาสศึกษาต่อในระดับปริญญาโท

สถาบันวิจัยพลังงาน
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	จ
กิตติกรรมประกาศ	ฉ
สารบัญ	ช
สารบัญตาราง	ฉ
สารบัญภาพ	ฐ
บทที่	
1. บทนำ	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของวิทยานิพนธ์	1
1.2 วัตถุประสงค์	2
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์	2
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน	3
1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์	3
1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์	4
2. การวางแผนขยายสายส่ง	5
2.1 ระบบส่งไฟฟ้าย่อย	6
2.1.1 การจัดวงจรระบบการส่งกำลังไฟฟ้าย่อยแบบเรเดียล	6
2.1.2 การจัดวงจรระบบการส่งกำลังไฟฟ้าย่อยแบบวงรอบ	7
2.2 กระบวนการวางแผน	8
2.2.1 การวางแผนระบบสายส่ง	8
2.2.2 ขั้นตอนการวางแผนระบบสายส่ง	9
2.2.3 ข้อมูลประกอบการวางแผนระบบสายส่ง	10
2.2.4 เครื่องมือประกอบการวางแผนระบบสายส่ง	11
2.3 การวิเคราะห์ทางด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์	12
2.3.1 การคำนวณมูลค่าปัจจุบันของเงิน	13
2.3.2 ค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้าง	14
2.3.3 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา	17
2.3.4 ค่าใช้จ่ายเนื่องจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย	18

บทที่	ช หน้า
2.3.5 ค่าใช้จ่ายเนื่องจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบ.....	20
2.3.5.1 ค่าจำกัดความ.....	21
2.3.5.2 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์.....	22
2.3.5.3 ดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด.....	23
2.3.5.4 ค่าใช้จ่ายจากพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะไม่ได้รับ.....	26
2.4 เทคนิคการประเมินดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด.....	29
2.4.1 การคำนวณหามินิมัลไทเซต.....	30
2.4.2 การคำนวณหามินิมัลคัตเซต.....	41
2.4.3 การคำนวณดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดโดยใช้วิธีมินิมัลคัตเซต.....	43
3. ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์.....	49
3.1 ความหมายของระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์.....	49
3.2 ประเภทของข้อมูลและโครงสร้างการจัดเก็บข้อมูลเชิงภาพแผนที่.....	49
3.3 ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ของ กฟภ.....	51
3.3.1 ข้อมูลที่จัดเก็บ.....	51
3.3.2 โปรแกรมระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์.....	53
3.3.3 ลักษณะการนำไปใช้งานในปัจจุบัน.....	53
3.3.4 แนวคิดการประยุกต์ใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ใน การวางแผนระบบไฟฟ้า.....	54
4. การประยุกต์ใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ในการวางแผนขยายสายส่ง.....	55
4.1 ปัญหาการวางแผนขยายสายส่ง.....	55
4.1.1 ข้อกำหนด.....	56
4.1.2 แบบจำลองคณิตศาสตร์ของปัญหา.....	56
4.2 ขั้นตอนการวางแผนขยายสายส่งให้กับสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่บนระบบ GIS.....	57
4.2.1 การเตรียมข้อมูลในระบบ GIS.....	59
4.2.2 ผู้ใช้กำหนดเส้นทางการวางแผนสายส่ง.....	59
4.2.3 การส่งออกข้อมูลและการจัดเรียงข้อมูล.....	59
4.2.4 การป้อนข้อมูลเพิ่มเติมโดยผู้ใช้งาน.....	66
4.2.5 การสร้างทางเลือกในการวางแผนสายส่ง.....	69
4.2.6 การกำหนดค่าทางเลือก.....	70
4.2.7 การกำหนดค่าลำดับที่ของปีที่พิจารณา k^{th}	70

4.2.8	การกำหนดค่าโหลดให้สอดคล้องกับปีที่ k^{th}	70
4.2.9	การคำนวณดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด	70
4.2.10	การคำนวณ โหลด โฟลว์ และการบันทึกผลลัพธ์	71
4.2.11	การตรวจสอบเงื่อนไขแรงดันและกระแส	72
4.2.12	การตรวจสอบจำนวนปีในแผนงาน	73
4.2.13	การบันทึกค่าทางเลือกที่เป็นไปได้	73
4.2.14	การตรวจสอบจำนวนทางเลือก	73
4.2.15	การคำนวณทางด้านเศรษฐศาสตร์	73
4.2.16	การหาทางเลือกที่เหมาะสม	73
4.2.17	การสร้างรายงานผลการวิเคราะห์	73
5.	ผลการทดสอบโปรแกรม	75
5.1	ตัวอย่างการวางแผนขยายสายส่งให้กับสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่	75
5.1.1	ข้อมูลประกอบการวางแผน	78
5.1.2	การศึกษาผลลัพธ์จากการพิจารณาค่าใช้จ่ายโดยรวมในกรณีต่าง ๆ	80
5.1.2.1	พิจารณาเฉพาะค่าใช้จ่ายลงทุนก่อสร้างและค่าใช้จ่ายดำเนินการและบำรุงรักษา	81
5.1.2.2	พิจารณาค่าใช้จ่ายเนื่องจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียร่วมด้วย	82
5.1.2.3	พิจารณาค่าใช้จ่ายเนื่องจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบร่วมด้วย	83
5.1.2.4	การเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์	84
5.1.2.5	ตารางแสดงผลการคำนวณ	87
5.1.3	ผลการทดสอบเกณฑ์แรงดันตก	96
5.1.4	ผลการทดสอบเกณฑ์กระแสเกิน	98
5.1.5	สรุป	102
5.2	การเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์ โหลด โฟลว์	102
5.2.1	ผลการเปรียบเทียบกับโปรแกรม PSS/ADEPT	102
5.2.2	สรุป	108
5.3	การเปรียบเทียบระหว่างการวางแผน โดยใช้โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นกับการวางแผนโดยใช้วิธีการเดิม	108
5.3.1	ขั้นตอนการทำงาน	108
5.3.2	ผลการคำนวณ	109

บทที่	หน้า
5.3.3 ระยะเวลา.....	111
5.3.4 สรุป.....	112
6. สรุปและข้อเสนอแนะ.....	113
รายการอ้างอิง	115
ภาคผนวก	
ภาคผนวก ก. แผนผังแสดงการจัดเรียงทิศทางสายส่ง	118
ภาคผนวก ข. แผนผังการคำนวณหาการล้มเหลวแบบแอกทีฟของสายส่ง.....	126
ภาคผนวก ค. รายละเอียดของตัวแปรที่ใช้ในวิธีการติดตามเส้นทางเดิน.....	128
ภาคผนวก ง. คู่มือการใช้โปรแกรมที่พัฒนาในการวางแผนขยายสายส่ง.....	130
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์	158



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญญัตราสาร

ตาราง	หน้า
2.1 ราคาค่าวัสดุและค่าแรงในการก่อสร้างสายอลูมิเนียมเปลือยขนาด 400 ตร.มม.	16
2.2 ข้อมูลพื้นฐานของอุปกรณ์ในระบบตัวอย่าง	23
2.3 ดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของระบบ ณ จุดโหลดต่าง ๆ ตามตัวอย่างระบบในรูปแบบที่ 2.9	24
2.4 ดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของระบบ ณ จุดโหลดต่าง ๆ ตามตัวอย่างระบบในรูปแบบที่ 2.10	25
2.5 เปรียบเทียบดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของระบบ ณ จุดโหลดจากตารางที่ 2.3 และ 2.4	26
2.6 ค่าโหลดสูงสุดปีที่ n ที่ต่ออยู่กับตัวอย่างระบบในรูปแบบที่ 2.9 และ 2.10	27
2.7 ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับของแต่ละจุดโหลด	28
2.8 ตารางแสดงเมตริกซ์ความสัมพันธ์ของระบบตัวอย่าง	33
2.9 ตารางแสดงค่าที่บันทึกในตัวแปรอาร์เรย์หลังการคำนวณรอบที่ 1	35
2.10 ตารางแสดงค่าที่บันทึกในตัวแปรอาร์เรย์หลังการคำนวณรอบที่ 2	36
2.11 ตารางแสดงค่าที่บันทึกในตัวแปรอาร์เรย์หลังการคำนวณรอบที่ 3	37
2.12 ตารางแสดงค่าที่บันทึกในตัวแปรอาร์เรย์หลังการคำนวณรอบที่ 4	37
2.13 ตารางแสดงค่าที่บันทึกในตัวแปรอาร์เรย์หลังการคำนวณรอบที่ 5	37
2.14 ตารางการถอดเส้นทางจ่ายไฟจากตารางบันทึกค่าตัวแปรอาร์เรย์เส้นทางที่ 1	40
2.15 ตารางการถอดเส้นทางจ่ายไฟจากตารางบันทึกค่าตัวแปรอาร์เรย์เส้นทางที่ 2	40
2.16 ตารางการถอดเส้นทางจ่ายไฟจากตารางบันทึกค่าตัวแปรอาร์เรย์เส้นทางที่ 3	40
2.17 ตารางการถอดเส้นทางจ่ายไฟจากตารางบันทึกค่าตัวแปรอาร์เรย์เส้นทางที่ 4	40
2.18 ตารางแสดงค่าในตัวแปรอาร์เรย์เมื่อสิ้นสุดการถอดเส้นทาง	40
2.19 เมตริกซ์ตัวแทนอุปกรณ์ในแต่ละเส้นทาง (Incident Matrix)	42
2.20 ตารางคำนวณดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด 4 ของระบบในรูปแบบที่ 2.18	44
2.21 ตารางแสดงการแทนค่าการคำนวณในตารางที่ 2.20	45
2.22 ตารางคำนวณดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด 4 ของระบบในรูปแบบที่ 2.21	47
2.23 ตารางแสดงการแทนค่าการคำนวณในตารางที่ 2.22	48
3.1 ข้อมูลกราฟิก และข้อมูลลักษณะประจำของแผนที่ระบบส่งที่ใช้ประกอบการศึกษา	52
5.1 ข้อมูลโหลดสูงสุดและอัตราการเจริญเติบโตของโหลด	78
5.2 ชนิดและพารามิเตอร์ของสายส่ง	79
5.3 ตารางแสดงทางเลือกต่าง ๆ ที่ถูกสร้างขึ้นเพื่อใช้ในการวิเคราะห์	80
5.4 เปรียบเทียบการเรียงลำดับทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายโดยรวมน้อยที่สุดไปหามากที่สุด	84
5.5 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าที่ได้จากการวิเคราะห์ทางเลือกที่ 5 ในปี พ.ศ. 2555	103

ตาราง	หน้า
5.6	เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าที่ได้จากการวิเคราะห์ทางเลือกที่ 6 ในปี พ.ศ. 2557..... 103
5.7	เปรียบเทียบค่าต่าง ๆ ของสายส่งที่ได้จากการวิเคราะห์ทางเลือกที่ 9 ในปี พ.ศ. 2557..... 104
5.8	เปรียบเทียบค่าต่าง ๆ ของสายส่งที่ได้จากการวิเคราะห์ทางเลือกที่ 10 ในปี พ.ศ. 2557..... 106
5.9	เปรียบเทียบขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมที่พัฒนากับวิธีการเดิม..... 109
5.10	เปรียบเทียบผลการคำนวณค่าใช้จ่ายโดยรวมของโปรแกรมที่พัฒนากับวิธีการเดิม..... 110
5.11	เปรียบเทียบระยะเวลาที่ใช้ในการคำนวณของโปรแกรมที่พัฒนากับวิธีการเดิม..... 111



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญภาพ

ภาพประกอบ	หน้า
2.1 ภาพรวมของระบบไฟฟ้ากำลัง	6
2.2 การจัดวงจรระบบการส่งกำลังไฟฟ้าย่อย	
ก แบบเรเดียล	7
ข แบบวงรอบ	7
2.3 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายในระบบและค่าความน่าเชื่อถือได้ของระบบ	12
2.4 โครงสร้างสายส่งวงจรเดียวสายตัวนำเดี่ยว	
ก แบบแนวตั้ง (VSS)	14
ข แบบสามเหลี่ยม (TSS)	15
2.5 โครงสร้างสายส่งวงจรเดียวสายตัวนำคู่	
ก แบบแนวตั้ง (VSD)	15
ข แบบสามเหลี่ยม (TSD)	15
2.6 วงจรคู่สายตัวนำเดี่ยว (DS)	15
2.7 วงจรคู่สายตัวนำคู่ (DD)	16
2.8 แบบจำลอง 2 สถานะของอุปกรณ์	22
2.9 ตัวอย่างของระบบส่งไฟฟ้าย่อยที่มีการจัดวงจรเป็นแบบเรเดียล	23
2.10 ตัวอย่างของระบบส่งไฟฟ้าย่อยที่มีการจัดวงจรเป็นแบบวงรอบเปิด	25
2.11 ตัวอย่างระบบที่ซับซ้อน	29
2.12 แผนผังขั้นตอนการหาขั้นต่ำของค่าความน่าเชื่อถือโดยวิธีติดตามเส้นทางเดิน	30
2.13 ระบบตัวอย่างแสดงการสร้างเมตริกซ์ความสัมพันธ์	31
2.14 เมตริกซ์ความสัมพันธ์	31
2.15 แผนผังการติดตามและบันทึกเส้นทาง	32
2.16 แผนผังการถอดเส้นทาง	38
2.17 แผนผังขั้นตอนการหาขั้นต่ำของค่าความน่าเชื่อถืออันดับที่ k	41
2.18 ตัวอย่างแสดงการเชื่อมต่อของระบบไฟฟ้า	43
2.19 แผนผังความน่าเชื่อถือได้ของระบบในรูปแบบที่ 2.18	44
2.20 ลักษณะการเชื่อมต่อของระบบ	
ก การต่อในลักษณะขนาน (Parallel Redundancy)	46
ข การต่อในลักษณะสำรอง (Standby Redundancy)	46
2.21 ตัวอย่างระบบที่มีการเชื่อมต่อแบบสำรอง	47

ภาพประกอบ	หน้า
2.22 แผนผังความน่าเชื่อถือได้ของระบบในรูปแบบที่ 2.21	47
3.1 โครงสร้างข้อมูลแบบเวกเตอร์	50
3.2 โครงสร้างข้อมูลแบบแรสเตอร์	51
4.1 แผนผังขั้นตอนการวางแผนสายส่งให้กับสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่บนระบบ GIS	58
4.2 ตัวอย่างกราฟิกแสดงระบบที่ถูกส่งออกก่อนที่จะมีการจัดเรียงข้อมูล	60
4.3 ตัวอย่างหน้าต่างตารางข้อมูลรายละเอียดของจุด โหนดก่อนที่จะมีการจัดเรียงข้อมูล	61
4.4 ตัวอย่างหน้าต่างตารางข้อมูลรายละเอียดของสายส่งก่อนที่จะมีการจัดเรียงข้อมูล	61
4.5 แผนผังแสดงขั้นตอนการจัดเรียงข้อมูลทิศทางของสายส่ง	63
4.6 ตัวอย่างกราฟิกแสดงระบบที่ถูกส่งออกหลังจากที่จัดเรียงข้อมูล	64
4.7 ตัวอย่างหน้าต่างตารางข้อมูลรายละเอียดของจุด โหนดหลังจากที่จัดเรียงข้อมูล	65
4.8 ตัวอย่างหน้าต่างตารางข้อมูลรายละเอียดของสายส่งหลังจากที่จัดเรียงข้อมูล	65
4.9 แบบจำลองการเชื่อมต่อของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบส่งย่อย	66
4.10 ตัวอย่างแสดงการสร้างทางเลือกในการวางแผนสายส่ง	69
4.11 การผสมผสานการวิเคราะห์ทางวิศวกรรมเข้ากับ GIS โดยสถาปัตยกรรมการดึงข้อมูล	72
5.1 บริเวณที่ตั้งของสถานีไฟฟ้าบรรพตพิสัย	76
5.2 เส้นทางเลือกในการก่อสร้างสายส่งเส้นใหม่	77
5.3 ผลการวิเคราะห์กรณีพิจารณาเฉพาะค่าใช้จ่ายลงทุนและค่าดำเนินการและบำรุงรักษา	81
5.4 ผลการวิเคราะห์กรณีพิจารณาค่าใช้จ่ายเนื่องจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียร่วมด้วย	82
5.5 ผลการวิเคราะห์กรณีพิจารณาค่าใช้จ่ายเนื่องจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบร่วมด้วย	83
5.6 กราฟแท่งเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายโดยรวมที่เกิดจากการคำนวณค่าใช้จ่ายในส่วนต่าง ๆ	84
5.7 แสดงการเชื่อมต่อวงจรแบบเรเดียลของระบบในทางเลือกที่ 5, 6	86
5.8 แสดงการเชื่อมต่อวงจรแบบวงรอบเปิดของระบบในทางเลือกที่ 7, 8	86
5.9 หน้าต่างกราฟิกแสดงค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2560 ของทางเลือกที่ 9	87
5.10 หน้าต่างตารางแสดงค่าโหลดของสถานีไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง	88
5.11 หน้าต่างตารางแสดงค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้าของทางเลือกที่ 9	88
5.12 หน้าต่างตารางแสดงค่าพารามิเตอร์ของสายส่ง	89
5.13 หน้าต่างตารางแสดงค่ากระแสไฟฟ้า กำลังไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง	90
5.14 หน้าต่างตารางแสดงค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ	91
5.15 หน้าต่างแสดงค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด	92
5.16 หน้าต่างแสดงค่าพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะไม่ได้รับของระบบ	92

ภาพประกอบ	หน้า
5.17 หน้าต่างตารางแสดงค่าใช้จ่ายโดยรวมในกรณีที่พิจารณาตามเงื่อนไขในหัวข้อ 5.1.2.1	93
5.18 หน้าต่างตารางแสดงค่าใช้จ่ายโดยรวมในกรณีที่พิจารณาตามเงื่อนไขในหัวข้อ 5.1.2.2	94
5.19 หน้าต่างตารางแสดงค่าใช้จ่ายโดยรวมในกรณีที่พิจารณาตามเงื่อนไขในหัวข้อ 5.1.2.3	95
5.20 หน้าต่างตารางแสดงการเพิ่มโหลดที่สถานีไฟฟ้าบรรพตพิสัย	96
5.21 หน้าต่างแสดงผลการวิเคราะห์ทางเลือกหลังจากเพิ่มโหลดที่สถานีไฟฟ้าบรรพตพิสัย	96
5.22 หน้าต่างแสดงผลการคำนวณค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้าของทางเลือกที่ 5	97
5.23 หน้าต่างแสดงผลการคำนวณค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้าของทางเลือกที่ 6	97
5.24 หน้าต่างตารางแสดงการเพิ่มโหลดที่สถานีไฟฟ้านครสวรรค์ 2	98
5.25 หน้าต่างแสดงผลการวิเคราะห์ทางเลือกหลังจากเพิ่มโหลดที่สถานีไฟฟ้านครสวรรค์ 2	98
5.26 หน้าต่างตารางแสดงค่ากระแสไฟฟ้า กำลังไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งของทางเลือกที่ 9 ในกรณีที่เพิ่มโหลดที่สถานีไฟฟ้านครสวรรค์ 2	100
5.27 หน้าต่างตารางแสดงค่ากระแสไฟฟ้า กำลังไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งของทางเลือกที่ 9 ในกรณีที่เพิ่มโหลดที่สถานีไฟฟ้านครสวรรค์ 2	101
5.28 หน้าต่างแสดงผลค่าแรงดันไฟฟ้าของทางเลือกที่ 5 ในปี พ.ศ. 2555 บน PSS/ADEPT	103
5.29 หน้าต่างแสดงผลค่าแรงดันไฟฟ้าของทางเลือกที่ 6 ในปี พ.ศ. 2557 บน PSS/ADEPT	104
5.30 หน้าต่างแสดงผลค่ากระแสไฟฟ้าของทางเลือกที่ 9 ในปี พ.ศ. 2557 บน PSS/ADEPT	105
5.31 หน้าต่างแสดงผลค่ากำลังไฟฟ้าของทางเลือกที่ 9 ในปี พ.ศ. 2557 บน PSS/ADEPT	105
5.32 หน้าต่างแสดงผลค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของทางเลือกที่ 9 ปี พ.ศ. 2557 บน PSS/ADEPT	106
5.33 หน้าต่างแสดงผลค่ากระแสไฟฟ้าของทางเลือกที่ 10 ในปี พ.ศ. 2557 บน PSS/ADEPT	107
5.34 หน้าต่างแสดงผลค่ากำลังไฟฟ้าของทางเลือกที่ 10 ในปี พ.ศ. 2557 บน PSS/ADEPT	107
5.35 หน้าต่างแสดงผลค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของทางเลือกที่ 10 ปี พ.ศ. 2557 บน PSS/ADEPT	108
ก.1 แผนผังแสดงขั้นตอนการจัดเรียงทิศทางของสายส่ง	118
ก.2 แผนผังแสดงการหาจุดโนดที่เป็นแหล่งจ่ายไฟหลัก	119
ก.3 แผนผังแสดงการจัดเรียงส่วนที่ 1 : จัดเรียงจากแหล่งจ่ายไฟหลักไปยังปลายทาง	120
ก.3 แผนผังแสดงการจัดเรียงส่วนที่ 1 : จัดเรียงจากแหล่งจ่ายไฟหลักไปยังปลายทาง (ต่อ)	121
ก.4 แผนผังแสดงการจัดเรียงส่วนที่ 2 : จัดเรียงจากแหล่งจ่ายไฟสำรองไปยังปลายทาง	122
ก.5 แผนผังแสดงการจัดเรียงส่วนที่ 3 : การกำหนดลำดับที่ของจุดโนดเริ่มจากแหล่งจ่ายไฟหลัก	123
ก.6 แผนผังแสดงการจัดเรียงส่วนที่ 4 : การกำหนดลำดับที่ของจุดโนดเริ่มจากแหล่งจ่ายไฟสำรอง	124

ภาพประกอบ	หน้า
ก.7 แผนผังแสดงการจัดเรียงส่วนที่ 5 : การปรับค่าในสคมภ์ Fnew และ Tnew	125
ข.1 แผนผังแสดงการคำนวณหาการล้มเหลวแบบแอดทีฟของสายส่ง	127
ง.1 แสดงหน้าต่างหลักของ โปรแกรม ArcMap	132
ง.2 แสดงหน้าต่างเพื่อเลือกไฟล์โปรแกรมแผนที่ที่ต้องการเปิด	132
ง.3 แสดงหน้าต่างหลักของ ไฟล์โปรแกรมแผนที่	133
ง.4 แสดงภาพขยายทูลบาร์ที่พัฒนาขึ้น	133
ง.5 แสดงหน้าต่างเพื่อตั้งชื่อฐานข้อมูลที่ใช้สำหรับการวางแผน	134
ง.6 แสดงหน้าต่างแสดงรายการชื่อของโครงการต่าง ๆ	135
ง.7 แสดงภาพขยายหน้าต่างสำหรับเลือกสถานีไฟฟ้า	135
ง.8 หน้าต่างหลักของไฟล์แผนที่แสดงที่ตั้งของสถานีไฟฟ้าที่ถูกเลือก	136
ง.9 แสดงหน้าต่างเพื่อให้กำหนดเส้นทางเลือกในการจ่ายไฟให้กับสถานีไฟฟ้า	136
ง.10 แสดงภาพขยายหน้าต่างสำหรับกำหนดเส้นทางเลือก	137
ง.11 แสดงปุ่มเปลี่ยนโหมดเพื่อการแก้ไขข้อมูล	137
ง.12 แสดงปุ่มเตรียมเมาส์สำหรับวาดเส้น	137
ง.13 แสดงการวาดเส้นสายส่งจากสถานีเกษตรวิสัยไปยังสถานีสุวรรณภูมิ	138
ง.14 แสดงหน้าต่างโปรแกรมหลักของไฟล์แผนที่ภายหลังการวาดเส้นสำเร็จ	139
ง.15 แสดงหน้าต่างโปรแกรมหลักของไฟล์แผนที่ภายหลังการกดปุ่มคำนวณ	139
ง.16 แสดงปุ่มเตรียมเมาส์สำหรับเลือกเส้น	140
ง.17 แสดงหน้าต่างโปรแกรมหลักของไฟล์แผนที่เมื่อเสร็จสิ้นการเลือกเส้นสายส่ง	140
ง.18 แสดงหน้าต่างโปรแกรมหลักของไฟล์แผนที่เมื่อกดปุ่มส่งออกข้อมูล	141
ง.19 แสดงหน้าต่างให้ใส่ชื่อของแบบจำลองข้อมูลที่ทำการส่งออก	141
ง.20 แสดงหน้าต่างข้อความการส่งออกข้อมูลเสร็จสมบูรณ์	142
ง.21 แสดงหน้าต่างโปรแกรมหลักของไฟล์แผนที่ภายหลังจากลบเส้นสายส่งที่สร้างใหม่ออก	143
ง.22 แสดงหน้าต่างโปรแกรมหลักของไฟล์แผนที่เมื่อสร้างเส้นทางเลือกที่ 2	143
ง.23 แสดงปุ่มออกจากโหมดการแก้ไขข้อมูล	144
ง.24 แสดงหน้าต่างข้อความเพื่อถามความต้องการในการบันทึกข้อมูลที่ถูกแก้ไข	144
ง.25 แสดงหน้าต่างเพื่อป้อนค่าพารามิเตอร์ทั่วไป	145
ง.26 แสดงหน้าต่างตัวอย่างการป้อนค่าโหลดของสถานีไฟฟ้าสุวรรณภูมิ	146
ง.27 แสดงหน้าต่างเพื่อป้อนค่าพารามิเตอร์ทางด้านเศรษฐศาสตร์	146
ง.28 แสดงหน้าต่างสำหรับการคำนวณ	147

ภาพประกอบ	หน้า
ง.29 แสดงหน้าต่างแสดงตารางสรุปผลการคำนวณ	147
ง.30 แสดงหน้าต่างสำหรับแสดงผลการคำนวณในรูปแบบตารางและกราฟฟิก	148
ง.31 แสดงหน้าต่างแสดงค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้า ชื่อและโครงการของสายส่ง	149
ง.32 แสดงหน้าต่างแสดงค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้า ชนิดและกระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง	149
ง.33 แสดงหน้าต่างแสดงค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้า ค่า P และ Q ของสายส่ง	150
ง.34 แสดงหน้าต่างแสดงค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้า ค่า P_{Loss} และ Q_{Loss} ของสายส่ง	150
ง.35 แสดงหน้าต่างแสดงค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้า ชนิดและระยะทางของสายส่ง	151
ง.36 แสดงหน้าต่างแสดงค่าแรงดัน ชนิดและกระแสไฟฟ้าของสายส่งในทางเลือกที่ 4	151
ง.37 แสดงหน้าต่างแสดงตารางผลการคำนวณแรงดันที่สถานีไฟฟ้า	152
ง.38 แสดงหน้าต่างแสดงตารางผลการคำนวณกระแส กำลังไฟฟ้าในสายส่ง	153
ง.39 แสดงหน้าต่างแสดงตารางผลการคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในสายส่ง	153
ง.40 แสดงหน้าต่างแสดงตารางผลการคำนวณดัชนีความน่าเชื่อถือได้ (EUE)	154
ง.41 แสดงหน้าต่างแสดงตารางผลการคำนวณดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด	154
ง.42 แสดงหน้าต่างแสดงตารางผลการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายโดยรวม	155
ง.43 แสดงหน้าต่างแสดงตารางสรุปผลการคำนวณของแต่ละทางเลือก	155
ง.44 แสดงหน้าต่างแสดงตารางพารามิเตอร์ของสายส่ง	156
ง.45 แสดงหน้าต่างแสดงตารางข้อมูลโหลดของสถานีไฟฟ้า	156
ง.46 แสดงหน้าต่างแสดงตัวอย่างไฟล์ที่ถูส่งออก	157

บทที่ 1

บทนำ

ในบทนี้กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของวิทยานิพนธ์ วัตถุประสงค์ ขอบเขต และขั้นตอนของการศึกษาวิจัย ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ รวมทั้งลำดับเนื้อหาในบทถัด ๆ ไป เพื่อให้ผู้ที่สนใจสามารถมองเห็นภาพรวมของการศึกษาภายในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

1.1 ที่มาและความสำคัญของวิทยานิพนธ์

ความต้องการพลังงานไฟฟ้ามีแนวโน้มเพิ่มขึ้นตลอดเวลา การขยายตัวของโหลดที่เพิ่มมากขึ้นในอนาคตจนเกินขีดความสามารถในการจ่ายไฟของสถานีไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมทำให้ต้องมีแผนงานก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่เพื่อรองรับโหลดที่เพิ่มมากขึ้น การศึกษาความเหมาะสมในการก่อสร้างสายส่งเพื่อจ่ายไฟให้กับสถานีไฟฟ้าง่ายจำเป็นต้องมีการวางแผนโดยต้องสอดคล้องกับเงื่อนไขทางด้านวิศวกรรมและมีการลงทุนต่ำสุด งานวิจัยเกี่ยวกับปัญหาการวางแผนระบบไฟฟ้าส่วนใหญ่นำเสนอการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของปัญหาและขั้นตอนวิธีการหาคำตอบที่พอเหมาะแบบต่างๆ (Optimization Method) ในการแก้ปัญหา [1-10] อย่างไรก็ตามเงื่อนไขของสภาพแวดล้อมจริงได้แก่ แนวถนน แม่น้ำ สิ่งกีดขวางไม่ได้ถูกนำมาพิจารณาเนื่องจากเป็นสิ่งที่ยากต่อการจำลองสูตรทางคณิตศาสตร์ ดังนั้นผลตอบที่ได้จึงอาจไม่ใช่ผลตอบที่พอเหมาะภายใต้เงื่อนไขของสภาพแวดล้อมจริง

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอวิธีการวิเคราะห์การวางแผนขยายสายส่งให้กับสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่โดยรวมเข้ากับระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System :GIS) ของ กฟภ. ซึ่งเป็นระบบที่จัดเก็บ ประมวลผลและสืบค้นข้อมูลทั้งเชิงแผนที่และเชิงบรรยายของอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าทั้งในระบบส่งและจำหน่ายโดยข้อมูลที่จัดเก็บในฐานข้อมูลได้แก่ แนวถนน ขอบเขตแม่น้ำ แนวสายส่ง แนวสายจำหน่าย ตำแหน่งสถานีไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้า โดยมีวัตถุประสงค์ในการวางแผนเพื่อลดค่าใช้จ่ายโดยรวมในการขยายระบบให้มีค่าต่ำสุดซึ่งจะพิจารณามูลค่าปัจจุบันของผลรวมค่าใช้จ่ายทั้งหมด (Present Value Cost) อันประกอบด้วยค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างสายส่ง ค่าดำเนินการและบำรุงรักษา ค่าใช้จ่ายเนื่องจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย และค่าใช้จ่ายเนื่องจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบ ทั้งนี้ต้องอยู่ภายใต้เงื่อนไขของค่าแรงคั่นตกและค่าพิคกกระแสของสายส่งที่ยอมรับได้

การพัฒนาโปรแกรมประยุกต์บน GIS นี้ทำให้ผู้ใช้สามารถวิเคราะห์และวางแผนระบบไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขของสภาพแวดล้อมจริงที่แสดงบนซอฟต์แวร์ GIS ได้โดยตรง ผู้ใช้สามารถกำหนดทางเลือกแนวสายส่งได้ผ่านหน้าจอ GIS จากนั้นโปรแกรมจะวิเคราะห์และแสดงผลตอบที่พอเหมาะนอกจากนี้ยังแสดงรายงานผลการวิเคราะห์ด้านวิศวกรรมและด้านค่าใช้จ่ายประกอบด้วยซึ่งเป็นประโยชน์อย่างมากต่อการจัดทำแผนงานก่อสร้างสายส่งอันส่งผลให้ช่วยลดทรัพยากรเวลาและบุคลากรของ กฟภ. ได้อย่างมาก

1.2 วัตถุประสงค์

วัตถุประสงค์ของการศึกษามีดังต่อไปนี้

- 1) เพื่อพัฒนาโปรแกรมประยุกต์บนระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์สำหรับการวางแผนเส้นทาง ประเภท และขนาดของสายส่งที่พอเหมาะให้กับสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่
- 2) เพื่อนำเสนอวิธีการแก้ปัญหาการวางแผนขยายสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ที่ระดับแรงดัน 115 kV โดยมีวัตถุประสงค์ของการวางแผนเพื่อให้มูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายโดยรวมมีค่าต่ำที่สุดและอยู่ภายใต้เงื่อนไขของค่าแรงดันและกระแสของสายส่งที่ยอมรับได้
- 3) เพื่อศึกษาเปรียบเทียบผลตอบที่ได้จากวิธีการแก้ปัญหาการวางแผนขยายสายส่งที่พัฒนาขึ้นกับวิธีการเดิมที่ กฟภ. ใช้งานอยู่ในปัจจุบัน

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

วิเคราะห์และวางแผนสายส่งไปยังสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่บนระบบ GIS

- 1) พิจารณาในกรณีที่สายส่งเป็นแบบเรเดียลและแบบวงรอบเปิด
- 2) ผู้ใช้ป้อนแนวทางเลือกเส้นทางสายส่งที่เป็นไปได้และข้อมูลที่ต้องใช้ในการวิเคราะห์จากการนำเข้าบนหน้าจอ GIS
- 3) โปรแกรมจะแสดงผลการวิเคราะห์แนวเส้นทางสายส่ง ขนาด ประเภทของสายส่งที่พอเหมาะโดยพิจารณาทั้งทางด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์
- 4) พิจารณาเงื่อนไขทางด้านเทคนิคตามหลักเกณฑ์ข้อกำหนดในการวางแผนระบบไฟฟ้า และใช้ข้อมูลขนาด ประเภท ค่าพารามิเตอร์และราคาต่อหน่วยของสายส่งจาก กฟภ.
- 5) ทดสอบกับสถานีไฟฟ้าในโครงการพัฒนาสายส่งและสถานีไฟฟ้าระยะที่ 9 (คพส.9)

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน

การศึกษาวิจัยจะดำเนินไปตามขั้นตอนหลักต่อไปนี้

- 1) กำหนดวัตถุประสงค์และขอบเขตของการศึกษาวิจัย
- 2) ศึกษาเอกสารงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์และการวางแผนระยะยาวของสายส่งและสายจำหน่าย
- 3) ศึกษาสารสนเทศภูมิศาสตร์ของ กฟภ. ในปัจจุบัน และออกแบบกระบวนการรวม GIS เข้ากับการวิเคราะห์ทางด้านวิศวกรรม
- 4) ศึกษาหลักเกณฑ์ข้อกำหนดในการวางแผนระบบไฟฟ้าของ กฟภ. และ ข้อมูลที่ต้องใช้ในการวิเคราะห์ทางด้านเทคนิคและด้านเศรษฐศาสตร์
- 5) ออกแบบและพัฒนาโปรแกรมประยุกต์บนซอฟต์แวร์ ArcGIS เพื่อศึกษาทางเลือกที่พอเหมาะในการวางแผนขยายสายส่งไปยังสถานีไฟฟ้าใน โครงการพัฒนาสายส่งและสถานีไฟฟ้าระยะที่ 9 (กพส.9) ของ กฟภ.
- 6) สรุปและเขียนวิทยานิพนธ์

1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์

สิ่งที่ได้รับจากการศึกษาตามกระบวนการที่นำเสนอข้างต้นสรุปได้ดังนี้

- 1) ทำให้มีโปรแกรมที่ช่วยในการวิเคราะห์และวางแผนภายใต้เงื่อนไขของสภาพแวดล้อมจริงทำให้ได้ผลตอบที่เหมาะสมและเป็นไปได้ในทางปฏิบัติ
- 2) สามารถวิเคราะห์โหลดโพล์และบันทึกผลการคำนวณของระบบสายส่ง 115 kV ผ่านหน้าจอระบบ GIS ได้ตามจำนวนปีที่ต้องการวางแผน
- 3) สามารถวิเคราะห์และบันทึกผลการคำนวณค่าใช้จ่ายในส่วนต่าง ๆ และจัดเก็บเป็นตารางข้อมูลของแต่ละทางเลือกได้
- 4) สามารถลดขั้นตอนและประหยัดเวลาในการทำงาน ได้แก่ การเตรียมข้อมูลระบบไฟฟ้า การสร้างแบบจำลองข้อมูล การวิเคราะห์และบันทึกค่าโหลดโพล์ด้วยมือผ่านโปรแกรม PSS/ADEPT และการจัดทำรายงานผลการวิเคราะห์
- 5) ทำให้มีข้อมูลที่ทันสมัยใช้ในการวิเคราะห์และวางแผนขยายสายส่งเนื่องจากใช้ฐานข้อมูล GIS ในการวิเคราะห์โดยตรง

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ที่จะนำเสนอในแต่ละบทเรียงลำดับดังนี้

บทที่ 2 กล่าวถึงภาพรวมของระบบส่งไฟฟ้า การเชื่อมต่อวงจรแบบวงรอบและเรเดียล ทฤษฎีต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องในการวางแผนสายส่ง ได้แก่ กระบวนการวางแผนระบบส่ง ข้อมูลและเครื่องมือที่ใช้ประกอบการวางแผน การวิเคราะห์และคำนวณค่าใช้จ่ายในส่วนต่าง ๆ และเทคนิคที่ใช้ในการประเมินค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด

บทที่ 3 กล่าวถึงความหมาย ประเภทและโครงสร้างของข้อมูลระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (GIS) ระบบ GIS ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และแนวความคิดในการนำมาประยุกต์ใช้กับการวางแผนระบบไฟฟ้า

บทที่ 4 กล่าวถึงข้อกำหนดและแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของปัญหาการวางแผนขยายสายส่ง แผนผังขั้นตอนในการวางแผนขยายสายส่งให้กับสถานีไฟฟ้าในระบบ GIS พร้อมกับอธิบายรายละเอียดในแต่ละขั้นตอน

บทที่ 5 กล่าวถึงผลการทดสอบโปรแกรมโดยประยุกต์ใช้กับตัวอย่างข้อมูลสถานีไฟฟ้าและสายส่งที่จัดเก็บอยู่ในฐานข้อมูลระบบ GIS เพื่อวิเคราะห์หาเส้นทางและชนิดของสายส่งที่เหมาะสมในการขยายสายส่งไปยังสถานีไฟฟ้าตัวอย่าง นอกจากนี้ได้ศึกษาผลตอบแทนของทางเลือกที่เหมาะสมที่ได้จากการคำนวณค่าใช้จ่ายโดยรวมในกรณีต่าง ๆ ผลการวิเคราะห์โหนดโพล์เปรียบเทียบกับโปรแกรม PSS/ADEPT และผลการคำนวณค่าใช้จ่ายของโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นเปรียบเทียบกับวิธีการเดิมที่ กฟภ. ใช้งานอยู่ในปัจจุบัน

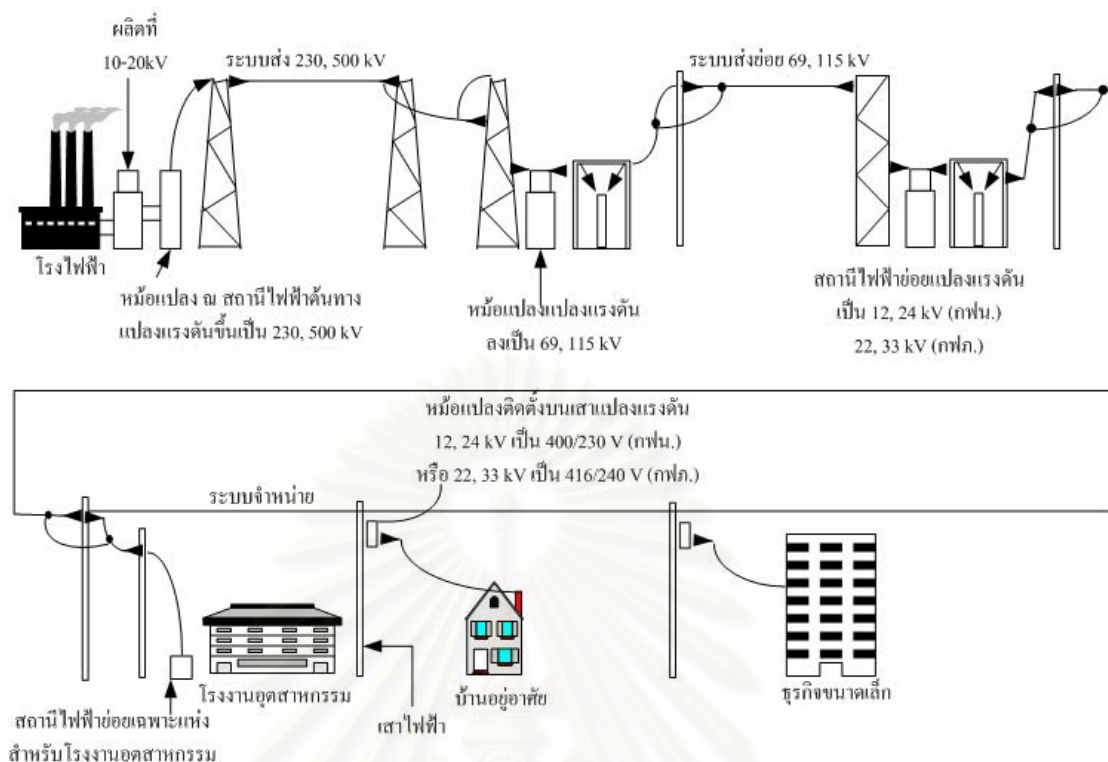
บทที่ 6 เป็นบทสรุปและข้อเสนอแนะ

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 2

การวางแผนขยายสายส่ง

ระบบไฟฟ้ากำลังเป็นระบบที่มีการผลิต ส่ง และจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าโดยสามารถแบ่งได้เป็น 4 ส่วนหลัก คือ ระบบผลิต ระบบส่ง ระบบจำหน่าย และระบบการใช้ไฟฟ้าหรือโหลด ระบบไฟฟ้ากำลังดังแสดงในรูปที่ 2.1 เริ่มต้นจากโรงไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ภายในจะทำการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยแรงดันสูงระดับหนึ่ง (ประมาณ 10 – 20 kV) แล้วส่งผ่านหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง (Power Transformer) เพื่อปรับแรงดันให้สูงขึ้นที่ระดับแรงดัน 230 kV หรือ 500 kV หม้อแปลงดังกล่าวจะติดตั้งอยู่ในสถานีไฟฟ้าซึ่งเราเรียกเป็นสถานีไฟฟ้าต้นทางเนื่องจากตั้งอยู่ ณ บริเวณแหล่งผลิตไฟฟ้า จากนั้นกำลังไฟฟ้าที่มีระดับแรงดันสูงนี้จึงถูกส่งเข้าสู่ระบบส่งหลัก (Transmission System) ซึ่งอยู่ภายใต้ความรับผิดชอบของ บมจ. กฟผ. ผ่านต่อไปยังระบบส่งไฟฟ้าย่อย (Sub-Transmission System) ที่ระดับแรงดันขนาด 69 kV หรือ 115 kV ซึ่งอยู่ภายใต้ความรับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) โดยที่ กฟน. จะมีการส่งกำลังไฟฟ้าผ่านเครือข่ายระบบส่งไฟฟ้าขนาด 230 kV ร่วมอยู่ด้วย แล้วจึงไปสิ้นสุดที่สถานีจ่ายไฟฟ้ากำลังหรือสถานีไฟฟ้าย่อย (Distribution Substation) สำหรับที่สถานีไฟฟ้าย่อยนั้นจะมีหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อทำการลดระดับแรงดันไฟฟ้าแล้วส่งกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution System) ในประเทศไทยระดับแรงดันของระบบจำหน่ายที่อยู่ภายใต้ความรับผิดชอบของ กฟน. มีค่าอยู่ที่ 12 และ 24 kV ส่วนระบบจำหน่ายที่อยู่ภายใต้ความรับผิดชอบของ กฟภ. มีค่าอยู่ที่ 22 และ 33 kV ซึ่งหลังจากที่สถานีไฟฟ้าทำการลดระดับแรงดันลงมาอยู่ในช่วงดังกล่าวแล้วทางการไฟฟ้าทั้งสองแห่งซึ่งมีหน้าที่จำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าก็จะจ่ายไฟฟ้าด้วยระดับแรงดันในช่วงดังกล่าวผ่านสายไฟฟ้าหรือสายเคเบิลใต้ดินไปสู่โรงงานอุตสาหกรรม และผู้ใช้ไฟรายย่อย ในการจ่ายไฟฟ้าให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในบริเวณพื้นที่ต่าง ๆ นั้นจะต้องอาศัยหม้อแปลงจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution Transformer) แปลงแรงดันไฟฟ้าขนาดประมาณ 12 – 33 kV ดังกล่าวให้เป็นระดับแรงดันต่ำขนาด 400/230 V (กฟน.) หรือ 416/240 V (กฟภ.) ซึ่งโดยปกติมักจะเป็นระบบ 3 เฟส 4 สาย

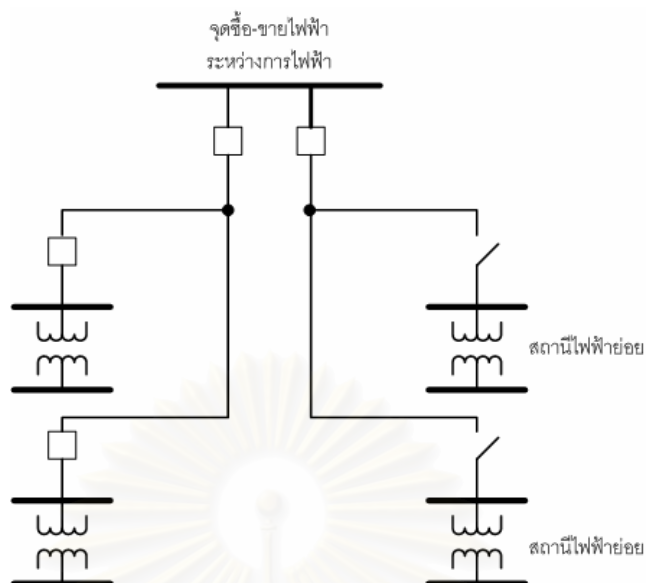


รูปที่ 2.1 ภาพรวมของระบบไฟฟ้ากำลัง [11]

2.1 ระบบส่งไฟฟ้าย่อย

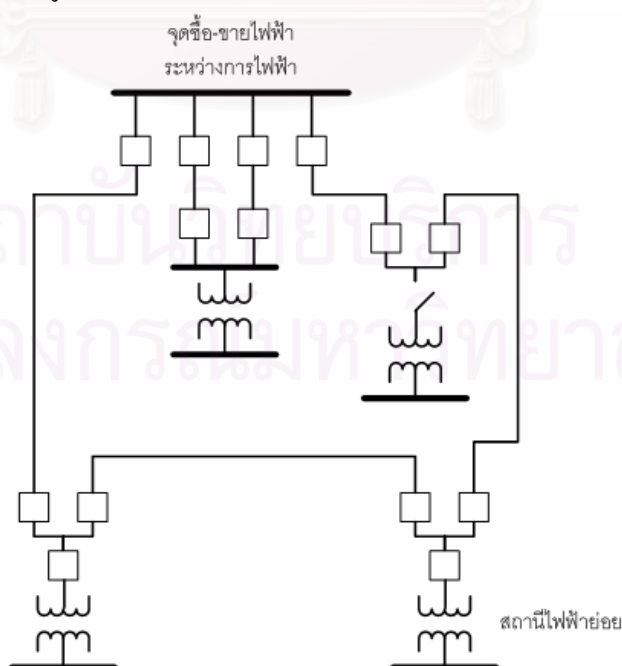
ระบบการส่งกำลังไฟฟ้าย่อยซึ่งเป็นส่วนประกอบของวงจรในระบบไฟฟ้าจะทำหน้าที่จำหน่ายหรือจ่ายพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายไฟฟ้าขนาดใหญ่ เช่น สถานีไฟฟ้าย่อยของระบบส่งไปยังสถานีไฟฟ้าย่อยของระบบจำหน่ายโดยผ่านสายส่งในอากาศหรือผ่านสายส่งใต้ดิน สำหรับประเทศไทยระดับแรงดันของวงจรระบบการส่งกำลังไฟฟ้าย่อยที่มีใช้อยู่ส่วนใหญ่ประกอบด้วยขนาดแรงดัน 69, 115 kV เป็นหลัก ส่วนการจัดเรียงวงจรสายส่งย่อยมีการจัดเรียงอยู่ 2 ลักษณะ คือ แบบเรเดียล (Radial) และแบบวงรอบ (Loop) ซึ่งสรุปได้ดังนี้ [11]

2.1.1 การจัดวงจรระบบการส่งกำลังไฟฟ้าย่อยแบบเรเดียล วงจรของสายส่งในระบบเรเดียล ดังแสดงในรูปที่ 2.2 ก นี้เริ่มจากบัส (Bus) ของแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าและไปสิ้นสุดที่สถานีไฟฟ้าย่อย ระบบเรเดียลเป็นระบบที่ง่ายและมีราคาของการลงทุนก่อสร้างสายส่งเริ่มต้นต่ำ ถ้าหากเกิดการลัดวงจร (Short Circuit) หรือการผิดปกติ (Fault) ขึ้นที่บัสของแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าจะส่งผลให้ไม่มีไฟฟ้าไปจ่ายให้แก่สถานีไฟฟ้าย่อยเลย แต่ถ้าเกิดการผิดปกติขึ้นที่สายส่งในวงจรส่วนใด สถานีไฟฟ้าย่อยที่ต่อกับสายส่งวงจรในส่วนนั้นก็จะเกิดไฟฟ้าดับ



รูปที่ 2.2 ก การจัดวงจรระบบการส่งกำลังไฟฟ้าย่อยแบบเรเดียล

2.1.2 การจัดวงจรระบบการส่งกำลังไฟฟ้าย่อยแบบวงรอบ การจัดเรียงวงจรลักษณะนี้เป็น การเพิ่มความเชื่อถือได้ของการส่งและจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้สูงขึ้นกว่าแบบเรเดียล จึงมีการ จัดรูปแบบวงจรสายส่งให้มีแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้ามากกว่า 1 วงจร โดยวงจรของสายส่งเริ่มต้น ออกจากบัสของแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าผ่านไปยังจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่สถานีไฟฟ้าย่อยต่าง ๆ และ กลับสู่บัสของแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าเดียวกัน เรียกรูปแบบการส่งและจ่ายพลังงานไฟฟ้านี้ว่า ระบบวงรอบ ดังแสดงในรูปที่ 2.2 ข



รูปที่ 2.2 ข การจัดวงจรระบบการส่งกำลังไฟฟ้าย่อยแบบวงรอบ

การจัดวงจรแบบวงรอบนี้แบ่งได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่

- 1) **แบบวงรอบเปิด (Open Loop)** สามารถเลือกรับไฟฟ้าได้อย่างน้อย 2 แหล่งโดยมีสวิตช์เชื่อมต่ออยู่กับวงจรข้างเคียง (Tie line switch) ซึ่งจะมีสถานะเปิดอยู่ในภาวะปกติ และในภาวะฉุกเฉินหากวงจรหลักประสบปัญหา ก็สามารถย้ายไปรับไฟจากวงจรข้างเคียงที่เชื่อมต่ออยู่ โดยจะมีไฟดับในช่วงเวลาสั้น ๆ
- 2) **แบบวงรอบปิด (Close Loop)** เป็นการจ่ายไฟขนานตลอดเวลาระหว่าง 2 วงจรขึ้นไป ซึ่งการจ่ายไฟในลักษณะนี้จะทำให้ระบบมีความมั่นคงสูง

ระบบส่งไฟฟ้าย่อยของ กฟภ. ในปัจจุบันส่วนใหญ่มีรูปแบบการจัดวงจรเป็น 2 รูปแบบ คือ แบบเรเดียล และแบบวงรอบเปิด ทั้งนี้ขึ้นกับว่าในเขตพื้นที่ที่ทำการออกแบบนั้นต้องการความมั่นคงและความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ามากน้อยเพียงใด ซึ่งข้อดีของระบบวงรอบ คือ ถ้าเกิดการผิดปกติขึ้นที่สายส่งของวงจรส่วนใดส่วนหนึ่งจะไม่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่สถานีไฟฟ้าย่อยอื่น ๆ เนื่องจากยังมีสายส่งพลังงานไฟฟ้าอีกวงจรหนึ่งจ่ายไฟฟ้าให้แทน และปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ต้นทางและปลายทางของสายส่งวงจรที่เกิดการผิดปกติออกจากระบบเพื่อทำการตรวจสอบและแก้ไขได้ต่อไป

2.2 กระบวนการวางแผน [12]

การวางแผนเป็นกระบวนการที่มีการตัดสินใจตามทางเลือกต่าง ๆ ล่วงหน้าอย่างมีเหตุผล มีข้อมูล มีระบบ และเป็นเรื่องที่เกี่ยวข้องอนาคต โดยจะต้องทำอย่างต่อเนื่องจนสำเร็จบรรลุตามเป้าหมายที่ต้องการ ในกระบวนการวางแผนทุกกระบวนการจะมีขั้นตอนทั่วไป กล่าวคือ การเก็บรวบรวมข้อมูล วิเคราะห์ข้อมูล และชี้สภาพปัญหา การวางแผนทางการแก้ปัญหาเสนอทางเลือกในการแก้ปัญหา และตัดสินใจนำทางเลือกที่เหมาะสมไปปฏิบัติ งานวางแผนระบบไฟฟ้าของ กฟภ. แบ่งออกเป็น 4 ส่วนหลัก ๆ ได้แก่ งานวางแผนสถานีไฟฟ้า งานวางแผนระบบสายส่ง (115 kV) งานวางแผนระบบจำหน่ายแรงสูง (22, 33 kV) และงานวางแผนระบบจำหน่ายแรงต่ำ (416/240 V) ซึ่งในบทนี้จะกล่าวถึงการวางแผนสายส่ง

2.2.1 การวางแผนระบบสายส่ง เป็นการวิเคราะห์ข้อมูลและประเมินสถานการณ์ต่าง ๆ ในการเลือกแนวทางที่ดีที่สุดเพื่อการจัดทำหรือการกำหนดแผนงานในการก่อสร้างสายส่งให้เพียงพอต่อความต้องการในอนาคตและสามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพโดยสอดคล้องกับเงื่อนไขทางวิศวกรรมและมีการลงทุนที่ต่ำที่สุด ในกรณีที่วิเคราะห์สภาพของระบบในสถานะปัจจุบันหรือในอนาคตภายในช่วงระยะเวลาที่ต้องการวางแผนแล้วพบปัญหาที่ทำให้ระบบไม่เป็นไปตามหลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ก็จำเป็นต้องมีการวางแผนระบบสายส่งเพื่อปรับปรุง

ระบบให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์ที่วางไว้ หรือในกรณีที่มีสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งใหม่ของ กฟภ. เกิดขึ้นก็จำเป็นต้องมีการวางแผนขยายสายส่งเพื่อจ่ายไฟให้กับสถานีไฟฟ้าดังกล่าว

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกพัฒนาโปรแกรมเพื่อประยุกต์ใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์เพื่อวิเคราะห์หาทางเลือกที่เหมาะสมในการวางแผนขยายสายส่งให้กับสถานีไฟฟ้าย่อยของ กฟภ. ที่เกิดขึ้นใหม่

2.2.2 ขั้นตอนการวางแผนระบบสายส่ง ขั้นตอนการวางแผนขยายสายส่งระดับแรงดัน 115 kV เพื่อจ่ายไฟให้กับสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งใหม่ที่เกิดขึ้นมีลำดับขั้นตอนดังต่อไปนี้

1) กำหนดเป้าหมาย ระบุเป้าหมายในการวางแผน ได้แก่

- สามารถส่งพลังงานไฟฟ้าและตอบสนองความต้องการของผู้ใช้ไฟได้โดยเป็นไปตามหลักเกณฑ์และมาตรฐานที่กำหนด (ตามหลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้า : Planning Criteria)
- สายส่งต้องสามารถรองรับโหลดได้ในระยะเวลาแผนงานที่กำหนดโดย กฟภ. ได้กำหนดระยะเวลาแผนงานการวางแผนสายส่งไว้ที่ 10 ปี
- การส่งพลังงานไฟฟ้าต้องคำนึงถึงค่าใช้จ่ายโดยรวมของระบบให้มีค่าต่ำที่สุด

2) กำหนดทางเลือก เป็นการกำหนดทางเลือกในการก่อสร้างสายส่งเส้นใหม่เพื่อจ่ายไฟให้กับสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งใหม่ โดยทางเลือกแต่ละทางเลือกต้องระบุขนาดประเภท และเส้นทางของสายส่ง แนวทางในการพิจารณากำหนดทางเลือกมีดังนี้

- เส้นทางของแนวสายส่งต้องไม่มีปัญหาในการเข้าถึงทั้งในการก่อสร้างและบำรุงรักษาระบบ ซึ่งแนวสายส่งของ กฟภ. จะวางตามแนวของถนนเป็นหลัก
- ควรกำหนดทางเลือกที่มีระยะทางในการก่อสร้างไม่ไกลมากและต้องคำนึงถึงตัวแปรทางเทคนิครวมถึงความมีเสถียรภาพในการจ่ายไฟด้วย
- ควรกำหนดทางเลือกในการรับไฟจากแหล่งจ่ายไฟที่สอดคล้องกับข้อตกลงของ กฟภ. บมจ. กฟผ. และผู้ใช้ไฟตามที่ระบุไว้ในหลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้า

3) วิเคราะห์และประเมินทางเลือก เมื่อได้กำหนดทางเลือกต่าง ๆ แล้วก็นำแต่ละทางเลือกมาวิเคราะห์ทางด้านวิศวกรรม และด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อศึกษาเกณฑ์ทางด้านวิศวกรรมและค่าใช้จ่ายโดยรวมในแต่ละทางเลือก

- การวิเคราะห์ทางด้านวิศวกรรม เป็นกระบวนการวิเคราะห์เพื่อตรวจสอบมาตรฐานคุณภาพระบบไฟฟ้าของระบบทางเลือกที่วางแผนว่าเป็นไปตามหลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้าหรือไม่ ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พิจารณาเกณฑ์ของพิกัดกระแสของสายส่งโดยโหลดจะต้องไม่เกิน 80% ของ

พิกัดสายและพิจารณาเกณฑ์ของแรงดันที่โหลดโดยที่ระดับแรงดันต้องไม่สูงหรือต่ำกว่า 5 % ของระดับแรงดันปกติ ซึ่งหากผลการวิเคราะห์ในแต่ละปีตลอดระยะเวลาแผนงานของการวางแผนสายส่งไม่ผ่านเกณฑ์ดังกล่าวแสดงว่าทางเลือกนั้น ๆ ไม่ใช่ทางเลือกที่เหมาะสม

- การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ เป็นกระบวนการวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ของระบบทางเลือกที่วางแผนโดยพิจารณาทั้งค่าใช้จ่ายคงที่และค่าใช้จ่ายผันแปร ได้แก่ ค่าเงินลงทุนก่อสร้างสายส่ง ค่าใช้จ่ายด้านการบำรุงรักษาระบบ ค่าใช้จ่ายเนื่องจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย และค่าใช้จ่ายเนื่องจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบ โดยพิจารณาค่าใช้จ่ายทั้งหมดตลอดอายุการใช้งานของสายส่ง
- 4) การเลือกทางเลือกที่เหมาะสมที่สุด เมื่อได้วิเคราะห์และประเมินทางเลือกต่าง ๆ ตามข้อ 3 แล้วก็ให้พิจารณาเลือกทางเลือกที่มีผลการวิเคราะห์ผ่านเกณฑ์ทางด้านวิศวกรรม และมีผลการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ที่มีค่าต่ำที่สุดเป็นคำตอบ (Least Cost Analysis)

ทั้งนี้รายละเอียดเกี่ยวกับการวิเคราะห์ทางด้านวิศวกรรมและเศรษฐศาสตร์ได้กล่าวไว้ในหัวข้อการวิเคราะห์ทางด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์

2.2.3 ข้อมูลประกอบการวางแผนระบบสายส่ง ข้อมูลที่จำเป็นต้องใช้ในการวางแผนขยายสายส่งให้กับสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งใหม่มีดังต่อไปนี้

- 1) ข้อมูลสถานีไฟฟ้า ประกอบด้วยข้อมูลสถานีไฟฟ้าทั้งที่เป็นของ กฟภ. และ บมจ.กฟผ. ข้อมูลที่ต้องการได้แก่
 - 1.1 ชื่อสถานีไฟฟ้าและชื่อโครงการของสถานีไฟฟ้า
 - 1.2 ที่ตั้งสถานีไฟฟ้าที่อยู่ในเส้นทางการจ่ายไฟไปยังสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่
 - 1.3 ตำแหน่งที่ตั้งของสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่ตามแผนงานก่อสร้างสถานีไฟฟ้า
 - 1.4 ปีที่สถานีไฟฟ้าแห่งใหม่จะเริ่มจ่ายไฟตามแผนงานก่อสร้างสถานีไฟฟ้า
- 2) ข้อมูลระบบสายส่ง ประกอบด้วยข้อมูลสายส่งของ กฟภ. ที่เชื่อมโยงจากสถานีไฟฟ้าของ บมจ.กฟผ. มายังสถานีไฟฟ้าย่อยของ กฟภ. และข้อมูลสายส่งของ กฟภ. ที่เชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยของ กฟภ. ด้วยกันเอง ข้อมูลที่ต้องการได้แก่
 - 2.1 เส้นทางการจ่ายไฟของสายส่งในระบบเดิมและเส้นทางเลือกใหม่
 - 2.2 โครงสร้างเสา ขนาดและชนิดของสายส่ง
 - 2.3 ระยะทางของสายส่ง

- 2.4 สถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องย้อนหลังของระบบ 115 kV
- 2.5 แผนงานและระยะเวลาในการก่อสร้างสายส่งเส้นใหม่
- 2.6 อายุการใช้งานของสายส่งเส้นใหม่
- 2.7 ราคาค่าก่อสร้างสายส่งเส้นใหม่
- 2.8 ระยะเวลาตามแผนงานที่ต้องการวางแผนสายส่ง
- 2.9 พารามิเตอร์ของสายส่ง เช่น ค่าอิมพีแดนซ์ และค่าพิกัดกระแส เป็นต้น
- 3) **ข้อมูลโหลด** ข้อมูลโหลดในที่นี้หมายถึงข้อมูลกำลังไฟฟ้าขณะเกิดโหลดสูงสุดที่สถานีไฟฟ้าย่อยของ กฟภ. ได้แก่
 - 3.1 ข้อมูลพยากรณ์โหลดของสถานีไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง ณ ปีที่สถานีไฟฟ้าแห่งใหม่เริ่มจ่ายไฟ
 - 3.2 ข้อมูลพยากรณ์อัตราการเจริญเติบโตของโหลด (Growth Rate) ของสถานีไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง
 - 3.3 ข้อมูลตัวประกอบโหลด (Load Factor) เป็นอัตราส่วนของกำลังไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อกำลังไฟฟ้าขณะเกิดโหลดสูงสุด
- 4) **ข้อกำหนดในการวางแผน (Planning Criteria)** ซึ่งมีอยู่ในเอกสารหลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้า ประกอบด้วย
 - 4.1 เกณฑ์ข้อกำหนดทางด้านวิศวกรรม เช่น เกณฑ์แรงดัน และกระแส
 - 4.2 เกณฑ์ข้อกำหนดด้านแหล่งจ่ายไฟของ บมจ.กฟผ.
- 5) **ข้อมูลประกอบการคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์** ได้แก่
 - 5.1 อัตราส่วนลด (Discount Rate)
 - 5.2 อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Cost)
 - 5.3 อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ (Outage Cost)
 - 5.4 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operation and Maintenance Expense)

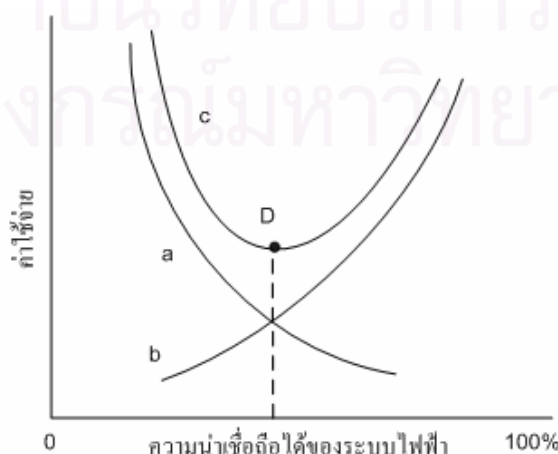
2.2.4 เครื่องมือประกอบการวางแผนระบบสายส่ง สิ่งที่ใช้เป็นเครื่องมือช่วยในการดำเนินการตามขั้นตอนในการวางแผนระบบสายส่ง ได้แก่

- 1) **คู่มือการวางแผนระบบสายส่ง** ใช้เพื่อเป็นแนวทางในการวางแผนระบบสายส่งของ กฟภ. ให้เป็นไปในแนวทางเดียวกัน [12]
- 2) **แผนผังไดอะแกรมเส้นเดียวระบบ 115 kV** ใช้เพื่อหาข้อมูลเกี่ยวกับเส้นทาง การจ่ายไฟระหว่างสถานีไฟฟ้า ชนิด และระยะทางของสายส่ง

- 3) แผนทีระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ ใช้เพื่อประกอบการตัดสินใจในการเลือกวางแนวสายส่งเส้นใหม่ โดยพิจารณาได้จากแนวของถนนและแหล่งจ่ายไฟที่มีอยู่
- 4) เครื่องมือซอฟต์แวร์ในการวิเคราะห์ทางด้านวิศวกรรม ใช้วิเคราะห์โหลดโพล์ โดยการป้อนข้อมูลระบบไฟฟ้าที่ต้องการวิเคราะห์ในรูปแบบที่โปรแกรมกำหนดได้แก่
 - โปรแกรม PSS/E
 - โปรแกรม PSS/ADEPT
- 5) เครื่องมือซอฟต์แวร์ในการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ ใช้คำนวณสูตรทางคณิตศาสตร์เพื่อแปลงมูลค่าของเงินให้เป็นมูลค่าปัจจุบันและใช้ทำตารางผลลัพธ์ประกอบรายงานผลการวิเคราะห์ได้แก่
 - โปรแกรม EXCEL

2.3 การวิเคราะห์ทางด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์

การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ในการวางแผนขยายสายส่งก็คือการเลือกเส้นทางและชนิดของสายส่งที่จะวางแผนขยายไปยังสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่ว่าทำอย่างไรจึงจะมีค่าใช้จ่ายต่ำที่สุด ในรูปที่ 2.3 เป็นรูปกราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายในระบบ และค่าความน่าเชื่อถือได้ของระบบ โดยที่เส้นโค้ง a หมายถึงค่าใช้จ่ายในส่วนที่เกิดจากความสูญเสียในระบบซึ่งสำหรับในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ก็คือค่าใช้จ่ายเนื่องจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง และค่าใช้จ่ายเนื่องจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบ ส่วนเส้นโค้ง b หมายถึงค่าใช้จ่ายในการลงทุนเพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการจ่ายไฟให้กับระบบซึ่งก็คือค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างสายส่ง และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาสายส่งนั่นเอง และสุดท้ายคือเส้นโค้ง c ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายโดยรวมที่เกิดจากผลบวกของค่าใช้จ่ายทั้ง 2 ส่วนคือเส้นโค้ง a และเส้นโค้ง b เข้าด้วยกัน



รูปที่ 2.3 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายในระบบและค่าความน่าเชื่อถือได้ของระบบ[13]

จากรูปจะเห็นว่าหากมีการลงทุนเพื่อเพิ่มขีดความสามารถของระบบเพิ่มขึ้น (เส้นโค้ง b มีค่าใช้จ่ายค่อย ๆ เพิ่มขึ้นจากด้านซ้ายไปยังด้านขวา) จะทำให้ค่าใช้จ่ายในส่วนที่เกิดจากความสูญเสียในระบบมีค่าลดลง (เส้นโค้ง a มีค่าใช้จ่ายค่อย ๆ ลดลงจากด้านซ้ายไปยังด้านขวา) ซึ่งในแต่ละแผนการลงทุนจะสามารถคำนวณหาค่าความน่าเชื่อถือได้ของระบบและค่าใช้จ่ายโดยรวมของแผนการลงทุนนั้น ๆ ได้ หากพิจารณาแผนการลงทุนที่ส่งผลให้ค่าความน่าเชื่อถือได้ของระบบสูงเข้าใกล้ 100 % จะพบว่าค่าใช้จ่ายในส่วนที่เกิดจากความสูญเสียในระบบนั้นมีค่าลดลงก็จริงแต่เมื่อเปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายในการลงทุนที่เพิ่มสูงขึ้นแล้วจะส่งผลให้ค่าใช้จ่ายโดยรวมมีค่าสูงมากขึ้นตามไปด้วยทำให้เป็นแผนการลงทุนที่ไม่เหมาะสมในการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ ดังนั้นการพิจารณาแผนการลงทุนที่เหมาะสมจึงต้องเป็นแผนการลงทุนที่มีค่าใช้จ่ายโดยรวมต่ำที่สุดซึ่งหากพิจารณาจากรูปจะพบว่าจุด D เป็นจุดที่เหมาะสมที่สุดในการลงทุน

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงวิเคราะห์และวางแผนทางเลือกในการขยายสายส่งที่พอเหมาะโดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective Function) เพื่อลดค่าใช้จ่ายโดยรวมของระบบ โดยที่ค่าใช้จ่ายโดยรวมของระบบได้แก่

$$\begin{aligned} \text{ค่าใช้จ่ายโดยรวม} = & \text{ค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างสายส่ง} + \text{ค่าใช้จ่ายในการ} \\ & \text{ดำเนินการและบำรุงรักษาสายส่ง} + \text{ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก} \\ & \text{พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง} + \text{ค่าใช้จ่ายเนื่องจากความ} \\ & \text{น่าเชื่อถือได้ของระบบ} \end{aligned}$$

เนื่องจากการลงทุนในการก่อสร้างสายส่งนั้นเป็นจำนวนเงินค่อนข้างสูงซึ่งอาจทำให้หน่วยงานที่ลงทุนจำเป็นต้องหาแหล่งเงินทุนเพื่อขอกู้ยืมเงินมาลงทุนโดยคิดอัตราดอกเบี้ยตามที่ตกลงกัน นอกจากนี้การลงทุนในการก่อสร้างสายส่งยังถือว่าเป็นการลงทุนระยะยาวกล่าวคือสายส่งที่ถูกก่อสร้างขึ้นนั้นสามารถมีอายุการใช้งานในระบบไฟฟ้าได้อีกเป็นระยะเวลาหลายปี (ไม่ต่ำกว่า 20 ปี) ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเรื่องของมูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value Of Money) มาพิจารณาร่วมด้วย ซึ่งจะอธิบายรายละเอียดในหัวข้อย่อยถัดไป

2.3.1 การคำนวณมูลค่าปัจจุบันของเงิน เนื่องจากโครงการก่อสร้างระบบสายส่งเป็นโครงการที่ต้องการใช้เงินลงทุนจำนวนมากและมีอายุงานโครงการในระยะยาว ดังนั้นการประเมินทางเลือกในการวางแผนลงทุนก่อสร้างสายส่งจึงพิจารณาค่าของเงินที่แปรเปลี่ยนตามเวลา (Time Value Of Money) ร่วมด้วย [14, 15] โดยมีสูตรการแปลงมูลค่าของเงินในอนาคตให้เป็นมูลค่าของเงินในปัจจุบัน ดังนี้

$$P = F \left[\frac{1}{(1+i)^n} \right] \quad (2.1)$$

โดยที่

P : มูลค่าของเงินในปีปัจจุบัน (Present Value)

F : มูลค่าของเงินในอนาคต (Future Value)

i : อัตราส่วนลด (Discount Rate)

n : ปีที่พิจารณา

ตัวอย่างการคำนวณ จงหาว่าเงินจำนวน 1,000,000 บาท ณ ปีที่ 10 ถัดไปจากปีปัจจุบันจะคิดเทียบเป็นมูลค่าเท่าใด ณ ปีปัจจุบัน โดยกำหนดให้อัตราส่วนลดอยู่ที่ 8%

จากโจทย์กำหนดให้

$$F = 1,000,000$$

$$i = 0.08$$

$$n = 10$$

แทนค่าในสมการที่ 2.1 จะได้

$$P = 1,000,000 \times \left[\frac{1}{(1+0.08)^{10}} \right]$$

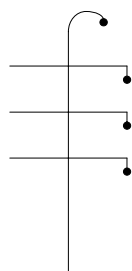
$$P = 463,193.5$$

ดังนั้นเงินจำนวน 1,000,000 บาท ณ ปีที่ 10 จะคิดเทียบเป็นมูลค่าได้เท่ากับ 463,193.5 บาท ณ ปีปัจจุบัน หรืออาจกล่าวได้ว่าเงินจำนวน 463,193.5 บาท ณ ปีปัจจุบันจะมีมูลค่าเท่ากับ 1,000,000 บาท เมื่อเวลาผ่านไป 10 ปี

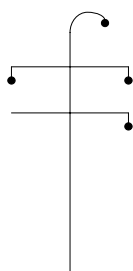
การคำนวณทางด้านเศรษฐศาสตร์ในวิทยานิพนธ์นี้จะคิดเทียบค่าใช้จ่ายของแต่ละทางเลือกที่เกิดขึ้น ณ ปีใด ๆ ในอนาคตให้มาเป็นมูลค่าของเงิน ณ ปีปัจจุบัน แล้วจึงหาผลรวมของค่าใช้จ่ายทั้งหมด ณ ปีปัจจุบันเพื่อหาทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายต่ำที่สุดเป็นทางเลือกที่เหมาะสมที่สุด

2.3.2 ค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้าง (Cost of Investment : CI) หมายถึงถึงค่าวัสดุและค่าแรงในการก่อสร้างสายส่ง ซึ่งขึ้นอยู่กับประเภท ชนิด และความยาวของสายส่งที่ต้องการก่อสร้าง โครงสร้างของสายส่งระบบ 115 kV ตามมาตรฐานของ กฟภ. ประกอบด้วย [12]

- 1) วงจรเดี่ยวสายตัวนำเดี่ยว (Single Circuit Single Conductor : SS) มี 2 รูปแบบ คือ แบบแนวตั้ง (Vertical) และแบบสามเหลี่ยม (Triangle)

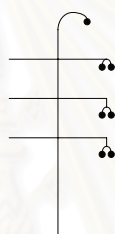


รูปที่ 2.4 ก วงจรเดี่ยวสายตัวนำเดี่ยวแบบแนวตั้ง (VSS)

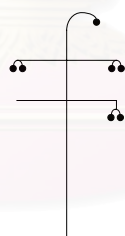


รูปที่ 2.4 ข วงจรเดี่ยวสายตัวนำเดี่ยวแบบสามเหลี่ยม (TSS)

- 2) วงจรเดี่ยวสายตัวนำคู่ (Single Circuit Double Conductor : SD) มี 2 รูปแบบ คือ แบบแนวตั้ง (Vertical) และแบบสามเหลี่ยม (Triangle)

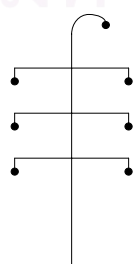


รูปที่ 2.5 ก วงจรเดี่ยวสายตัวนำคู่แบบแนวตั้ง (VSD)



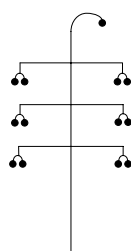
รูปที่ 2.5 ข วงจรเดี่ยวสายตัวนำคู่แบบสามเหลี่ยม (TSD)

- 3) วงจรคู่สายตัวนำเดี่ยว (Double Circuit Single Conductor : DS)



รูปที่ 2.6 วงจรคู่สายตัวนำเดี่ยว (DS)

4) วงจรคู่สายตัวนำคู่ (Double Circuit Double Conductor : DD)



รูปที่ 2.7 วงจรคู่สายตัวนำคู่ (DD)

ส่วนชนิดและขนาดของสายส่งนั้น โดยปกติจะใช้สายอลูมิเนียมเปลือยขนาดพื้นที่หน้าตัด 400 ตร.มม. จะเห็นว่าทั้งโครงสร้าง ชนิด และขนาดของสายส่งต่างก็มีผลต่อค่าวัสดุและค่าแรงในการก่อสร้างสายส่งทั้งสิ้น ในตารางที่ 2.1 แสดงราคาค่าวัสดุและค่าแรงในการก่อสร้างสายอลูมิเนียมเปลือยขนาด 400 ตร.มม. วงจรเดี่ยวและวงจรคู่

ตารางที่ 2.1 ราคาค่าวัสดุและค่าแรงในการก่อสร้างสายอลูมิเนียมเปลือยขนาด 400 ตร.มม.

โครงสร้าง	ขนาดสายตัวนำ (ตร.มม.)	ค่าวัสดุและค่าแรงในการ ก่อสร้าง (ล้านบาท/กม.)
วงจรเดี่ยว	1x400	1.62
	2x400	2.25
วงจรคู่	1x400	3.24
	2x400	4.5

หมายเหตุ ข้อมูลตาม Unit Construction Cost ของ กฟภ.

เมื่อทราบราคาต้นทุนต่อหน่วยของการลงทุนก่อสร้างสายส่งแล้ว การคำนวณค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการลงทุนก่อสร้างสายส่งก็สามารถหาได้จากผลคูณระหว่างราคาต้นทุนต่อหน่วยกับระยะทางของสายส่งที่ต้องการวางแผนก่อสร้างดังสมการที่ 2.2

$$\sum_{p=1}^P CI_{n,p} = \sum_{p=1}^P (UC_{n,p} \times Length_{n,p}) \quad (2.2)$$

โดยที่

$UC_{n,p}$: ราคาต้นทุนต่อหน่วยของการก่อสร้างสายส่งเส้นที่ p ในปีที่ n (Unit Cost)

$Length_{n,p}$: ระยะทางของสายส่งเส้นที่ p ที่วางแผนในปีที่ n

P : จำนวนสายส่งทั้งหมดที่วางแผนเชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้าในปีที่ n

ตัวอย่างการคำนวณ ในปีแรกวางแผนลงทุนก่อสร้างสายส่ง 2 เส้น โดยเส้นที่ 1 เชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้า A กับสถานีไฟฟ้า B ระยะทาง 45 กม. และเส้นที่ 2 เชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้า C กับสถานีไฟฟ้า D ระยะทาง 26 กม. ทั้ง 2 เส้นเป็นสายอลูมิเนียมเปลือยวงจรเดี่ยว ขนาด 1x400 ตร.มม. จงหาค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการลงทุนก่อสร้างสายส่งเมื่อ

- ก) แผนการก่อสร้างสายส่งเสร็จสิ้นภายใน 1 ปี
 ข) แผนการก่อสร้างสายส่งเสร็จสิ้นภายใน 2 ปี โดยปีแรกลงทุนคิดเป็น 60 % และปีที่สองลงทุนคิดเป็น 40% ของเงินลงทุนทั้งหมด

วิธีทำ (ก) จากโจทย์กำหนดให้

$$n = 1 \quad P = 2$$

แทนค่าในสมการที่ 2.2 จะได้

$$\begin{aligned} \sum_{p=1}^2 CI_{1,p} &= \sum_{p=1}^2 (UC_{1,p} \times Length_{1,p}) \\ &= (UC_{1,1} \times Length_{1,1}) + (UC_{1,2} \times Length_{1,2}) \\ &= (1.62 \times 45) + (1.62 \times 26) \\ &= 72.9 + 42.12 \\ &= 115.02 \quad \text{ล้านบาท} \end{aligned}$$

ตอบข้อ (ก) ในปีแรกมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างทั้งหมด 115.02 ล้านบาท

วิธีทำ (ข) จากโจทย์กำหนดให้แผนการก่อสร้างสายส่งเสร็จสิ้นภายใน 2 ปี โดยแบ่งการลงทุนได้เป็น ปีที่ 1 ลงทุน 60% และปีที่ 2 ลงทุน 40% ของเงินลงทุนทั้งหมด

จากข้อ (ก) ได้เงินลงทุนทั้งหมดเป็นเงิน 115.02 ล้านบาท

ค่าใช้จ่ายลงทุนในปีที่ 1 คิดเป็น $(0.6 \times 115.02) = 69.01$ ล้านบาท

ค่าใช้จ่ายลงทุนในปีที่ 2 คิดเป็น $(0.4 \times 115.02) = 46.01$ ล้านบาท

ตอบข้อ (ข) ในปีแรกมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างทั้งหมด 69.01 ล้านบาท
 ในปีที่ 2 มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างทั้งหมด 46.01 ล้านบาท

2.3.3 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Cost of Operation & Maintenance : CO) เป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นหลังจากที่สายส่งที่วางแผนก่อสร้างนั้นได้ติดตั้งในระบบและเริ่มใช้งานแล้ว การคำนวณค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาสายส่งสามารถหาได้จากผลคูณระหว่างอัตราค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษารายปีกับเงินลงทุนก่อสร้างสายส่งดังสมการที่ 2.3

$$\sum_{e=1}^E CO_{n,e} = t \times \sum_{e=1}^E CI_e \quad (2.3)$$

โดยที่

t : อัตราค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษารายปี Annual Carrying Charge rate (%)

e : สายส่งเส้นที่วางแผนก่อสร้างและได้เริ่มจ่ายไฟในระบบแล้ว (Energized)

E : จำนวนสายส่งที่วางแผนและได้เริ่มจ่ายไฟในระบบแล้ว

CI_e : ค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างสายส่งของเส้นที่ e ซึ่งได้จ่ายไฟในระบบแล้ว

ตัวอย่างการคำนวณ จากโจทย์ในตัวอย่างการคำนวณของหัวข้อย่อย 2.3.2 ข้อ (ข)

จงคำนวณหาค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาสายส่ง เมื่อกำหนดให้อัตราค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษารายปีมีค่าเป็น 1.5 %

จากโจทย์กำหนดให้สายส่งใช้ระยะเวลาในการก่อสร้าง 2 ปี ดังนั้น

ในปีที่ 1 สายส่งที่วางแผนยังไม่แล้วเสร็จ $\therefore \sum_{e=1}^E CO_{1,e} = 0$

ในปีที่ 2 สายส่งที่วางแผนยังไม่แล้วเสร็จ $\therefore \sum_{e=1}^E CO_{2,e} = 0$

ในปีที่ 3 สายส่งที่วางแผนติดตั้งแล้วเสร็จและได้จ่ายไฟเข้าระบบเรียบร้อยแล้ว
ในปีนี้จึงมีค่าดำเนินการและบำรุงรักษาซึ่งแทนค่าในสมการที่ 2.3 ได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \sum_{e=1}^2 CO_{3,e} &= 0.015 \times \sum_{e=1}^E CI_e \\ &= 0.015 \times (72.9 + 42.12) \\ &= 1.7253 \quad \text{ล้านบาท} \end{aligned}$$

ในปีที่ 4 และปีถัดไปจนกระทั่งถึงอายุการใช้งานของสายส่งก็จะมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาสายส่งคงที่เท่ากับ 1.7253 ล้านบาทไปทุก ๆ ปี (ในกรณีที่มีการลงทุนก่อสร้างสายส่งเฉพาะในปีแรกของแผนงานการลงทุน)

2.3.4 ค่าใช้จ่ายเนื่องจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย (Cost of Energy Loss : CL) หมายถึง ค่าใช้จ่ายที่ต้องจ่ายให้กับกำลังสูญเสียในสายส่ง (Power Loss) เมื่อส่งพลังงานไฟฟ้าผ่านสายส่ง กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายส่งมีอยู่ 2 ส่วน คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง (Real Power Loss) และกำลังไฟฟ้าสูญเสียเสมือน (Reactive Power Loss) ส่วนที่นำมาใช้ในการคำนวณหาค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นนั้นเป็นส่วนของกำลังไฟฟ้าจริงซึ่งมีหน่วยเป็นวัตต์ (Watt) และมีสูตรในการคำนวณดังสมการที่ 2.4

$$Peak Loss = 3I^2 R \quad (2.4)$$

โดยที่

Peak Loss : กำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงในสายส่งขณะจ่ายโหลดสูงสุด

I : กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งขณะจ่ายโหลดสูงสุด (Amps)

R : ความต้านทานของสายส่ง (Ohms)

กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งมีสูตรการคำนวณดังสมการที่ 2.5

$$I = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} V_{LL}} \quad (2.5)$$

โดยที่

$S_{3\phi}$: กำลังไฟฟ้าปรากฏ 3 เฟส ที่ไหลผ่านในสายส่งขณะจ่ายโหลดสูงสุด
(Apparent Power)

V_{LL} : แรงดันไฟฟ้าฐานของระบบ (Line to Line Base Voltage)

แทนค่ากระแสจากสมการที่ 2.5 ลงในสมการที่ 2.4 จะได้เป็นดังสมการที่ 2.6

$$Peak Loss = \frac{(P_{3\phi}^2 + Q_{3\phi}^2)}{V_{LL}^2} R \quad (2.6)$$

โดยที่

P : กำลังไฟฟ้าจริง 3 เฟสที่ไหลผ่านในสายส่งขณะจ่ายโหลดสูงสุด

Q : กำลังไฟฟ้าเสมือน 3 เฟสที่ไหลผ่านในสายส่งขณะจ่ายโหลดสูงสุด

จากสมการที่ 2.6 จะเห็นว่าหากทราบค่ากำลังไฟฟ้าจริง (*P*) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (*Q*) ที่ไหลผ่านในสายส่งช่วงใด ๆ ก็สามารถหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง (P_{loss}) ของสายส่งช่วงนั้นได้ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนนี้สามารถหาค่าได้โดยการใช้โปรแกรมวิเคราะห์โหลดโพล์โดยใช้หลักการของนิวตันราฟสันซึ่งเป็นที่รู้จักกันทั่วไป

ตัวอย่างการคำนวณ จงคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงขณะจ่ายโหลดสูงสุด (*Peak Loss*) ของสายส่งระบบ 115 kV ที่เชื่อมโยงจากสถานีไฟฟ้าพัคฆภูมิสัยของ บมจ.กฟผ. ไปยังสถานีไฟฟ้าอ้อยราศีไศลของ กฟภ. ซึ่งมีระยะทาง 40 กม. และมีค่าความต้านทานของสายส่งเท่ากับ 0.085 โอห์ม/กม. ค่ากำลังไฟฟ้าจริง 3 เฟสที่ไหลในสายส่งเท่ากับ 2 MW ค่ากำลังไฟฟ้าเสมือน 3 เฟสที่ไหลในสายส่งเท่ากับ 0.6 MVar

จากโจทย์ให้แทนค่าต่าง ๆ ลงในสมการที่ 2.6 จะได้

$$Peak Loss = \frac{(2^2 + 0.6^2) \times 10^{12}}{115^2 \times 10^6} \times (0.085 \times 40)$$

$$Peak Loss = 1122$$

วัตต์

กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ได้เป็นกำลังไฟฟ้าสูญเสียขณะที่จ่ายโหลดสูงสุดแต่การคำนวณค่าใช้จ่ายที่เกิดจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียนั้นจะต้องหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียเฉลี่ยมาคูณกับจำนวนชั่วโมงที่จ่ายไฟภายใน 1 ปี เพื่อให้ได้ค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมรายปีและนำมาคูณกับค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยก็จะได้ค่าใช้จ่ายที่เกิดจากค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียออกมดั่งสมการที่ 2.7

$$CL_{n,t} = (PL_{avg} \times 8760) \times C_{kWh} \quad (2.7)$$

โดยที่

$CL_{n,t}$: ค่าใช้จ่ายเนื่องจากพลังงานสูญเสียในสายส่ง t ใด ๆ เมื่อจ่ายโหลดปีที่ n

PL_{avg} : กำลังไฟฟ้าสูญเสียเฉลี่ย Average Power Loss (kW)

C_{kWh} : อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า Energy Cost (Baht/kWh)

กำลังไฟฟ้าสูญเสียเฉลี่ยสามารถหาได้โดยการนำค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียขณะจ่ายโหลดสูงสุดคูณด้วยตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss Load Factor) ซึ่งเป็นอัตราส่วนของกำลังไฟฟ้าสูญเสียโดยเฉลี่ยต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียขณะที่เกิดโหลดสูงสุดดั่งสมการที่ 2.8

$$PL_{avg} = Peak Loss \times LLF \quad (2.8)$$

โดยที่

$Peak Loss$: กำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงขณะที่จ่ายโหลดสูงสุด

LLF : ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss Load Factor)

ซึ่งจากการศึกษาวิจัย [9] พบว่าความสัมพันธ์ระหว่างตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสูญเสียและตัวประกอบโหลด (Load Factor) เป็นไปดั่งสมการที่ 2.9

$$LLF = A(LF)^2 + B(LF) \quad (2.9)$$

โดยที่

LF : ตัวประกอบโหลด (Load Factor) เป็นอัตราส่วนของกำลังไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อกำลังไฟฟ้าขณะที่จ่ายโหลดสูงสุด

A และ B เป็นสัมประสิทธิ์การคูณ และ $A + B = 1$ โดยทั่วไปค่าของ A อาจเป็น 0.7 หรือ 0.8 และค่าของ B อาจเป็น 0.3 หรือ 0.2 ในวิทยานิพนธ์นี้กำหนดให้ค่าของ A และ B เป็น 0.7 และ 0.3 ตามลำดับ

2.3.5 ค่าใช้จ่ายเนื่องจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบ (Cost of System Reliability) ความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเป็นปัจจัยสำคัญปัจจัยหนึ่งที่บ่งบอกถึงคุณภาพของระบบไฟฟ้า ซึ่งหากในกระบวนการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้ามายังผู้ใช้ไฟมีเหตุขัดข้องเกิดขึ้นย่อมทำให้ผู้ใช้ไฟได้รับ

ความเสียหายจากการที่ไม่มีไฟฟ้าใช้โดยความเสียหายที่ได้รับสามารถนำมาประเมินราคาเป็นมูลค่าทางการเงินได้โดยจะมีมูลค่ามากหรือน้อยนั้นขึ้นอยู่กับ ความถี่ในการเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้อง ระยะเวลาที่เกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้อง และการประเมินอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกล่าวถึงความน่าเชื่อถือได้ในส่วนของระบบสายส่งระบบ 115 kV จากสถานีไฟฟ้าต้นทางซึ่งเป็นแหล่งจ่ายไฟไปยังสถานีไฟฟ้าย่อยปลายทางซึ่งถูกมองให้เป็นจุดโหลด ดังนั้นความน่าเชื่อถือได้ของระบบในที่นี้จึงขึ้นอยู่กับความน่าเชื่อถือได้ของสายส่ง และลักษณะการจัดวงจรของระบบส่งย่อยว่าเป็นแบบเรเดียลหรือแบบวงรอบเปิด ซึ่งหากเป็นแบบวงรอบเปิดก็จะทำให้สามารถลดระยะเวลาที่เกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องลงได้ระดับหนึ่งเนื่องจากสามารถรับไฟมาจากอีกทางหนึ่งที่สำรองจ่ายไว้ได้

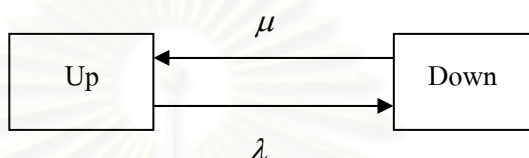
2.3.5.1 คำจำกัดความ

- ความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า หมายถึง ความคาดหวังว่าระบบไฟฟ้าจะสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟได้อย่างสม่ำเสมอและต่อเนื่องโดยมีกระแสไฟฟ้าขัดข้องน้อยที่สุด
- ดัชนีความน่าเชื่อถือได้ (Reliability Indices) ของระบบไฟฟ้า หมายถึง ตัวชี้บอกถึงคุณภาพของระบบไฟฟ้า ซึ่งจะสะท้อนให้เห็นถึงความพอเพียงและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในส่วนต่าง ๆ
- เหตุขัดข้อง (Outage) หมายถึง สภาวะที่องค์ประกอบใดองค์ประกอบหนึ่งของระบบไฟฟ้าเกิดการขัดข้องขึ้น เช่น ไม่ทำงานตามที่ต้องการ การเกิดเหตุขัดข้องดังกล่าวอาจจะทำให้เกิดการขาดช่วงของการบริการผู้ใช้ไฟ (Interruption of Service) ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาเฉพาะสายส่งไฟฟ้าเท่านั้น
- มูลค่าความเสียหายจากเหตุขัดข้อง (Outage Cost) หมายถึง ความสูญเสียที่คำนวณเป็นตัวเงินเมื่อเกิดเหตุขัดข้องแต่ละครั้ง โดยที่จะคิดออกมาเป็นค่าเฉลี่ยต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่เกิดขัดข้อง (Baht/kWh)
- อัตราการล้มเหลว (Failure Rate : λ) หมายถึง ความถี่ของการล้มเหลวหรือการไม่ทำงานตามที่กำหนดไว้ของอุปกรณ์ที่อยู่ในระบบ ความถี่ดังกล่าวมักจะพูดกันเป็นจำนวนครั้งต่อหนึ่งปี
- ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้อง (Outage Time : r) คือ ช่วงระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องแต่ละครั้งจนเข้าสู่ภาวะปกติ
- ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปี (Average Annual Outage Time : U) หมายถึง ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องรวมกันทั้งหมดในหนึ่งปี

2.3.5.2 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์

การประเมินความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านั้นจำเป็นต้องสร้างแบบจำลองสถานะ (State Model) เพื่อจำลองพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์แต่ละชนิดสำหรับใช้พิจารณาถึงโอกาสที่จะเกิดขัดข้องของอุปกรณ์ชนิดนั้น ๆ ขึ้นในระหว่างปฏิบัติงาน

สถานะการทำงานของอุปกรณ์โดยทั่วไปสามารถแบ่งได้เป็น 2 ลักษณะคือสถานะที่อุปกรณ์ทำงานได้ตามปกติ (Up) และสถานะที่อุปกรณ์ขัดข้องใช้งานไม่ได้ (Down) ซึ่งมีชื่อเรียกว่า แบบจำลอง 2 สถานะดังรูปที่ 2.8



รูปที่ 2.8 แบบจำลอง 2 สถานะของอุปกรณ์

แบบจำลองดังกล่าวประกอบด้วย 2 สถานะซึ่งเชื่อมโยงกันด้วยอัตราการล้มเหลว (λ) และอัตราการซ่อมแซม (μ) กล่าวคือในการเปลี่ยนสถานะจากการทำงานในสภาวะปกติไปเป็นสถานะล้มเหลวจะเป็นไปตามอัตราการล้มเหลวและการเปลี่ยนสถานะในทางกลับกันจะเป็นไปตามอัตราการซ่อมแซม

ความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะอยู่ในสถานะที่ทำงานได้ตามปกติ (Availability) หาได้จากสมการที่ 2.10 และความน่าจะเป็นที่อุปกรณ์จะอยู่ในสถานะใช้งานไม่ได้ (Unavailability) หาได้จากสมการที่ 2.11 ตามลำดับ [17]

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{r}{m + r} \quad (2.10)$$

$$A = 1 - U \quad (2.11)$$

โดยที่

λ : อัตราการเปลี่ยนสถานะจากการทำงานในสภาวะปกติไปเป็นสถานะล้มเหลว

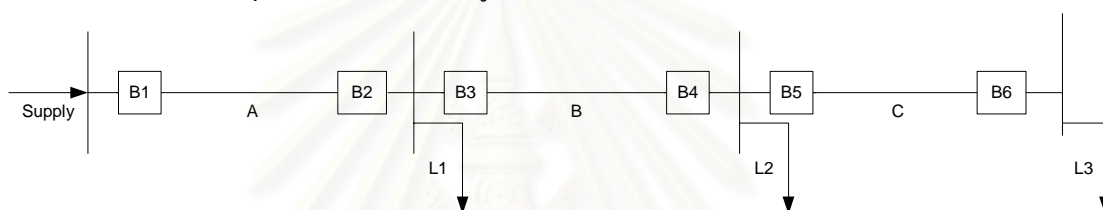
μ : อัตราการเปลี่ยนสถานะจากสภาวะล้มเหลวกลับไปเป็นสภาวะที่ทำงานปกติ

m : ระยะเวลาเฉลี่ยที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะปกติ , $m = \frac{1}{\lambda}$ (Mean Time to Failure)

r : ระยะเวลาเฉลี่ยที่ซ่อมแซมอุปกรณ์ , $r = \frac{1}{\mu}$ (Mean Time to Repair)

2.3.5.3 ดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด [17] ความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดใด ๆ จะขึ้นอยู่กับความน่าเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ที่ต่อระหว่างจุดจ่ายไฟ (Supply) กับจุดโหลดนั้น ๆ นอกจากนี้ยังขึ้นอยู่กับระยะเวลาที่จ่ายไฟกลับคืนเข้าสู่ระบบให้กับจุดโหลดได้อีกด้วย

ตัวอย่างตามรูปที่ 2.9 เป็นระบบส่งไฟฟ้าย่อยที่มีการจัดวงจรแบบเรเดียลซึ่งประกอบด้วย บัสบาร์ สายส่ง และเบรกเกอร์ ต่ออนุกรมกัน โดยที่แหล่งจ่ายไฟ (Supply) หมายถึง สถานีไฟฟ้าของ บมจ.กฟผ. และแต่ละจุดโหลดที่บัสบาร์หมายถึง โหลดรวมของสถานีไฟฟ้าย่อยของ กฟภ. และกำหนดให้ความน่าเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ไฟฟ้าทุกตัวเป็น 100 % ยกเว้นสายส่ง ดังนั้นการคำนวณความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด L1 จะขึ้นอยู่กับความน่าเชื่อถือได้ของสายส่ง A ความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด L2 จะขึ้นอยู่กับความน่าเชื่อถือได้ของสายส่ง A และสายส่ง B ส่วนความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด L3 จะขึ้นอยู่กับความน่าเชื่อถือได้ของสายส่ง A,B และ C



รูปที่ 2.9 ตัวอย่างของระบบส่งไฟฟ้าย่อยที่มีการจัดวงจรเป็นแบบเรเดียล

สมมุติให้อัตราการล้มเหลวและช่วงระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับแต่ละครั้งเฉลี่ยของสายส่ง A, B และ C เป็นดังตารางที่ 2.2 โดยให้ความน่าเชื่อถือได้ของแหล่งจ่ายไฟและเบรกเกอร์ B1 – B6 เป็น 100 %

ตารางที่ 2.2 ข้อมูลพื้นฐานของอุปกรณ์ในระบบตัวอย่าง

สายส่ง	อัตราการล้มเหลว (ครั้ง/ปี)	ระยะเวลาที่เกิดขัดข้อง (ชม./ครั้ง)
A	0.03	5
B	0.02	6
C	0.01	7

การคำนวณค่าพารามิเตอร์พื้นฐานของระบบที่ต่อแบบอนุกรมสามารถคำนวณได้ตามสมการดังต่อไปนี้ [17]

$$\lambda_s = \sum_{i \in I} \lambda_i \quad (2.12)$$

$$U_s = \sum_{i \in I} \lambda_i r_i \quad (2.13)$$

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} \quad (2.14)$$

โดยที่

I : เซตของอุปกรณ์ที่ต่ออนุกรมกันระหว่างจุดจ่ายไฟ (Supply) กับจุดโหลด

λ_i : อัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ตัวที่ i

r_i : ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องแต่ละครั้งจนกลับเข้าสู่สภาวะปกติ

λ_s : ค่าเฉลี่ยของอัตราล้มเหลวของอุปกรณ์ที่ต่ออนุกรมกัน

U_s : ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปี

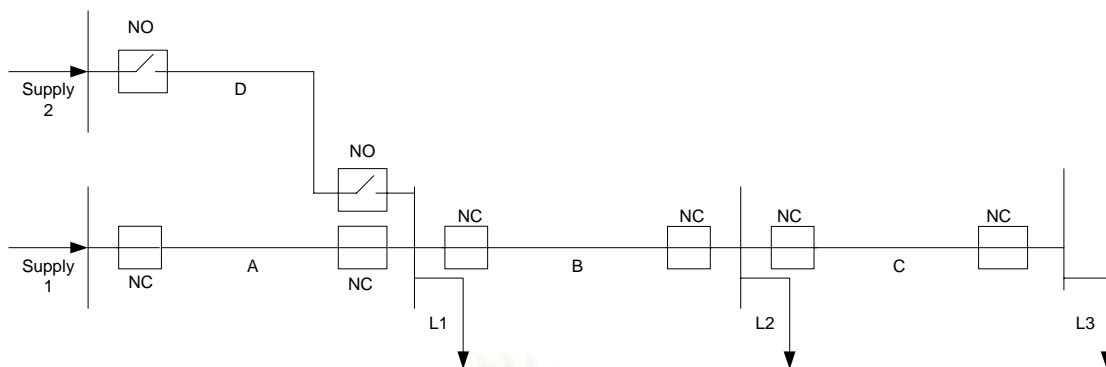
r_s : ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ที่ต่ออนุกรมกัน

จากระบบตัวอย่างตามรูปที่ 2.9 และข้อมูลอัตราการล้มเหลวกับระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับแต่ละครั้งเฉลี่ยของอุปกรณ์ตามตารางที่ 2.2 สามารถคำนวณความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดต่าง ๆ ได้โดยใช้สมการที่ 2.12, 2.13 และ 2.14 ดังแสดงผลในตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 คำนวณความน่าเชื่อถือได้ของระบบ ณ จุดโหลดต่าง ๆ ตามตัวอย่างระบบในรูปที่ 2.9

อุปกรณ์ที่ล้มเหลว	จุดโหลด L1			จุดโหลด L2			จุดโหลด L3		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
สายส่ง A	0.03	5	0.15	0.03	5	0.15	0.03	5	0.15
สายส่ง B	-	-	-	0.02	6	0.12	0.02	6	0.12
สายส่ง C	-	-	-	-	-	-	0.01	7	0.07
รวม	0.03	5	0.15	0.05	5.4	0.27	0.06	5.67	0.34

ระบบตัวอย่างข้างต้นเป็นระบบแบบเบเรเดิลซึ่งมีแหล่งจ่ายไฟเพียงแห่งเดียว ดังนั้นเมื่อเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ที่ต่ออยู่ทางด้านแหล่งจ่ายไฟย่อมส่งผลให้ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟได้ ในรูปที่ 2.10 เป็นตัวอย่างของระบบส่งไฟฟ้าย่อยที่มีการจัดวงจรเป็นแบบวงรอบเปิด (Open Loop) คือ สามารถเลือกรับไฟได้ 2 แหล่ง โดยมีสวิตช์เชื่อมต่ออยู่กับวงจรข้างเคียง ซึ่งในภาวะปกติจะมีสถานะเปิด (Normally Open : NO) และในภาวะฉุกเฉินหากวงจรหลักประสบปัญหา สวิตช์นี้จะเปลี่ยนเป็นสถานะปิด (Close) เพื่อที่จะย้ายไปรับไฟจากวงจรข้างเคียงที่เชื่อมต่ออยู่ และเพื่อความสะดวกในการคำนวณในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงกำหนดให้วงจรข้างเคียงสามารถจ่ายไฟให้กับโหลดในวงจรหลักในกรณีฉุกเฉินได้อย่างไม่จำกัด (Unlimited Transferred Power)



รูปที่ 2.10 ตัวอย่างของระบบส่งไฟฟ้าย่อยที่มีการจัดวงจรเป็นแบบวงรอบเปิด

จากรูปจะเห็นว่า มีสายส่ง D เชื่อมต่อจากแหล่งจ่ายไฟที่ 2 มาสำรองจ่ายไฟที่บัสบาร์ที่โหลด L1 ต่ออยู่โดยที่สถานะของสวิตช์ที่เชื่อมต่อจะเปิดวงจรไว้ (Normally Open : NO) และเมื่อเกิดภาวะฉุกเฉินสายส่ง A เกิดชำรุดเสียหายก็จะทำให้เกิดไฟดับขึ้นในระบบ หลังจากนั้นจะต้องปลดสวิตช์ตอนต้นและตอนปลายของสายส่ง A ออกโดยการเปลี่ยนสถานะของสวิตช์จากเดิมที่เป็นปกติปิด (Normally Close : NC) ให้เป็นสถานะเปิดวงจรเพื่อที่จะได้ทำการซ่อมแซมสายส่ง A ซึ่งหากเป็นในตัวอย่างของระบบในรูปที่ 2.9 จะต้องใช้ระยะเวลาโดยเฉลี่ยในการซ่อมสายส่ง A ประมาณ 5 ชั่วโมง แต่สำหรับในกรณีนี้ระหว่างที่ทำการซ่อมสายส่ง A นั้นเราสามารถเชื่อมต่อเพื่อรับไฟจากแหล่งจ่ายไฟที่ 2 ผ่านทางสายส่ง D ได้โดยการปิดวงจรของสวิตช์ตอนต้นและตอนปลายของสายส่ง D ทำให้สามารถจ่ายไฟกลับคืนเข้าสู่ระบบได้ภายในระยะเวลาอันสั้น โดยระยะเวลาที่นับตั้งแต่วินาทีเริ่มเปิดวงจรของสวิตช์ตัดตอนเนื่องจากเกิดเหตุขัดข้องจนกระทั่งทำการปิดวงจรจ่ายไฟกลับคืนเข้าสู่ระบบนี้เรียกว่า ระยะเวลาสวิตช์ชิง (Switching Time) ซึ่งในตัวอย่างนี้กำหนดให้สายส่งมีระยะเวลาในการสวิตช์ชิงเท่ากับ 0.5 ชั่วโมง ดังแสดงผลในตารางที่ 2.4

ตารางที่ 2.4 คำนวณความน่าเชื่อถือได้ของระบบ ณ จุดโหลดต่าง ๆ ตามตัวอย่างระบบในรูปที่ 2.10

อุปกรณ์ที่ ล้มเหลว	จุดโหลด L1			จุดโหลด L2			จุดโหลด L3		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
สายส่ง A	0.03	0.5	0.015	0.03	0.5	0.015	0.03	0.5	0.015
สายส่ง B	-	-	-	0.02	6	0.12	0.02	6	0.12
สายส่ง C	-	-	-	-	-	-	0.01	7	0.07
รวม	0.03	0.5	0.015	0.05	2.7	0.135	0.06	3.42	0.205

ตารางที่ 2.5 เปรียบเทียบดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของระบบ ณ จุดโหลดจากตารางที่ 2.3 และ 2.4

ดัชนี	จุดโหลด L1		จุดโหลด L2		จุดโหลด L3	
	เรเดียล (ตาราง 2.3)	วงรอบเปิด (ตาราง 2.4)	เรเดียล (ตาราง 2.3)	วงรอบเปิด (ตาราง 2.4)	เรเดียล (ตาราง 2.3)	วงรอบเปิด (ตาราง 2.4)
λ_j	0.03	0.03	0.05	0.05	0.06	0.06
r_j	5	0.5*	5.4	2.7*	5.67	3.42*
U_j	0.15	0.015*	0.27	0.135*	0.34	0.205*

เมื่อพิจารณาตารางที่ 2.3 กับตารางที่ 2.4 สังเกตได้ว่าอัตราการล้มเหลวของทุกจุดโหลด (λ_j) ยังคงมีค่าเท่าเดิม แต่ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องของทุกจุดโหลด (r_j) มีค่าลดลง ตัวอย่างเช่น เมื่อพิจารณาจุดโหลด L1 จะเห็นว่าระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้อง ณ จุดโหลด L1 ลดลงจาก 5 ชั่วโมงต่อครั้ง เหลือเพียง 0.5 ชั่วโมงต่อครั้ง ซึ่งส่งผลให้ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้อง ณ จุดโหลด L1 ในหนึ่งปี (U_j) ลดลงจาก 0.15 ชั่วโมงต่อปี เหลือเพียง 0.015 ชั่วโมงต่อปี แสดงว่ารูปแบบการจัดวงจรแบบวงรอบเปิดที่สามารถสำรองการรับไฟจากแหล่งจ่ายไฟได้ 2 ทางนั้นไม่ทำให้อัตราการล้มเหลวของจุดโหลดเปลี่ยนแปลง แต่จะทำให้ระยะเวลาเฉลี่ยต่อครั้งที่เกิดเหตุขัดข้องลดลงอันเป็นผลให้ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องที่จุดโหลดในหนึ่งปีมีค่าลดลงด้วย กล่าวคือ ไม่สามารถลดจำนวนครั้งเฉลี่ยที่จะเกิดไฟฟ้าดับลงได้ แต่ก็สามารถช่วยลดระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับขึ้นกับผู้ใช้ไฟลงได้

จากหลักการที่กล่าวมาแสดงให้เห็นว่าค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของระบบ นอกจากจะขึ้นอยู่กับอัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์และระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับแล้ว ยังขึ้นอยู่กับลักษณะรูปแบบการเชื่อมต่อกันของอุปกรณ์ในระบบอีกด้วย

2.3.5.4 ค่าใช้จ่ายจากพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะไม่ได้รับ จากหัวข้อ 2.3.5.4 เมื่อหาค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดได้เรียบร้อยแล้วต่อไปจะแสดงการคำนวณหาค่าพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะไม่ได้รับ และค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นตามลำดับ สมการที่ 2.15 แสดงการหาค่าจำนวนพลังงานทั้งหมดที่คาดว่าจะไม่ได้รับโดยนำค่าโหลดเฉลี่ยของแต่ละจุดโหลดมาคูณกับระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องของแต่ละจุดโหลดในหนึ่งปีซึ่งหาค่ามาจากสมการที่ 2.13 [17]

$$EUE = \sum_{j \in J} L_{a(j)} U_j \quad (2.15)$$

โดยที่

J : เซตของจุดโหลดในระบบที่พิจารณา

EUE : พลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะไม่ได้รับ Expected Unserved Energy (kWh/yr)

$L_{a(j)}$: โหลดเฉลี่ย ณ จุดโหลด j (kW)

U_j : ระยะเวลาเฉลี่ยที่คาดว่าจะเกิดเหตุขัดข้อง ณ จุดโหลด j (hr.)

ค่าโหลดเฉลี่ย ณ จุดโหลด j สามารถหาค่าได้จากผลคูณระหว่างค่าโหลดสูงสุด ณ จุดโหลด j กับ ตัวประกอบโหลด (Load Factor) ดังสมการที่ 2.16

$$L_{a(j)} = Peak Load_j \times LF \quad (2.16)$$

เมื่อทราบค่าของพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะโหลดจะไม่ได้รับในหนึ่งปี (EUE) และทราบอัตราค่าความเสียหายเนื่องจากพลังงานไฟฟ้าดับ (Outage Cost) ก็สามารถนำไปคำนวณหามูลค่าความเสียหายที่เกิดจากไฟฟ้าดับอันเป็นผลมาจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าได้ดังสมการที่ 2.17

$$CR_n = EUE \times C_{kWhO} \quad (2.17)$$

โดยที่

CR_n : ค่าใช้จ่ายเนื่องจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (Cost of Reliability)
เมื่อคิดที่โหลดปีที่ n ใด ๆ

C_{kWhO} : อัตราค่าความเสียหายเนื่องจากพลังงานไฟฟ้าดับ (Baht/kWh)

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้ใช้อัตราค่าความเสียหายเนื่องจากพลังงานไฟฟ้าดับที่เป็นค่าเฉลี่ยโดยประมาณ [12]

ตัวอย่างการคำนวณ จงคำนวณหาค่าใช้จ่ายเนื่องจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจากตัวอย่างระบบในรูปที่ 2.9 และ 2.10 โดยกำหนดให้มีตัวประกอบโหลด (Load Factor) เท่ากับ 0.8 อัตราค่าความเสียหายที่เกิดจากไฟฟ้าดับเฉลี่ยเท่ากับ 62 Baht/kWh และแต่ละจุดโหลดมีค่าโหลดสูงสุดในปีที่ n ดังตารางที่ 2.6

ตารางที่ 2.6 ค่าโหลดสูงสุดในปีที่ n ที่ต่ออยู่กับตัวอย่างระบบในรูปที่ 2.9 และ 2.10

จุดโหลด	โหลดสูงสุด (kW)
L1	9000
L2	10000
L3	12000

ตารางที่ 2.7 แสดงการคำนวณหาค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับของแต่ละจุดโหลดโดยนำค่า U_j ที่ได้จากรายที่ 2.5 มาคำนวณ และหาค่าโหลดเฉลี่ยของแต่ละจุดโหลดได้จากสมการที่ 2.16

ตารางที่ 2.7 ค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับของแต่ละจุดโหลด

	จุดโหลด L1		จุดโหลด L2		จุดโหลด L3	
	เรเดียล (ตาราง 2.3)	วงรอบเปิด (ตาราง 2.4)	เรเดียล (ตาราง 2.3)	วงรอบเปิด (ตาราง 2.4)	เรเดียล (ตาราง 2.3)	วงรอบเปิด (ตาราง 2.4)
$L_{a(j)}$	9000 x 0.8	9000 x 0.8	10000 x 0.8	10000 x 0.8	12000 x 0.8	12000 x 0.8
U_j	0.15	0.015	0.27	0.135	0.34	0.205
$L_a U_j$	1080	108	2160	1080	3264	1968

จากตารางที่ 2.7 สามารถคำนวณหาค่าพลังงานทั้งหมดที่คาดว่าจะไม่ได้รับ (EUE) และมูลค่าความเสียหายเนื่องจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยคิดจากโหลดปีที่ n ตามตารางที่ 2.6 (CR_n) ของตัวอย่างระบบแบบเรเดียล (รูปที่ 2.9) ได้ดังต่อไปนี้

$$\begin{aligned} EUE &= 1,080 + 2,160 + 3,264 \\ &= 6,504 \quad \text{kWh} \end{aligned}$$

และจากสมการที่ 2.17 จะได้

$$\begin{aligned} CR_n &= 6,504 \times 62 \\ &= 403,248 \quad \text{บาท} \end{aligned}$$

และสำหรับตัวอย่างระบบแบบวงรอบเปิด (รูปที่ 2.10) ก็สามารถหาค่า EUE และ CR_n ได้โดยใช้สมการที่ 2.15 และ 2.17 ดังต่อไปนี้

$$\begin{aligned} EUE &= 108 + 1,080 + 1,968 \\ &= 3,156 \quad \text{kWh} \end{aligned}$$

และจากสมการที่ 2.17 จะได้

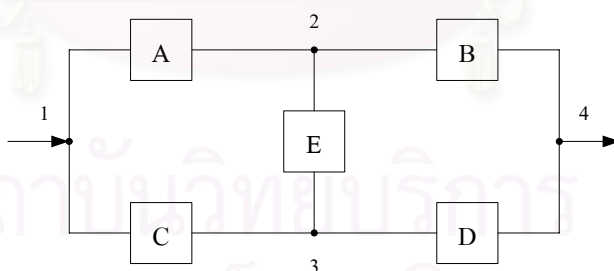
$$\begin{aligned} CR_n &= 3,156 \times 62 \\ &= 195,672 \quad \text{บาท} \end{aligned}$$

จากผลการคำนวณจะเห็นว่าในตัวอย่างของระบบที่มีการจัดวงจรเป็นแบบวงรอบเปิด (รูปที่ 2.10) นั้นมีมูลค่าความเสียหายหรือค่าใช้จ่ายอันเนื่องมาจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบที่ต่ำกว่าระบบที่มีการจัดวงจรเป็นแบบเรเดียล (รูปที่ 2.9) โดยในกรณีตัวอย่างนี้พบว่ามีความเสียหายต่ำกว่าอยู่ถึง 207,576 บาท

2.4 เทคนิคการประเมินดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดไหล

เทคนิควิธีการประเมินความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านั้นมีด้วยกันหลายวิธี ได้แก่ วิธีการลดทอนเครือข่าย วิธีความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข วิธีมินิมัลคัตเซต และวิธีการวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้ เป็นต้น [18] วิธีมินิมัลคัตเซต (Minimal Cut Sets) เป็นวิธีหนึ่งที่น่าสนใจในการประเมินความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง เนื่องจากมีความง่ายต่อการนำไปประยุกต์ใช้กับคอมพิวเตอร์เพื่อให้ได้ผลรวดเร็วและมีความถูกต้องแม่นยำสำหรับระบบทั่ว ๆ ไป และเป็นวิธีที่มีความสัมพันธ์กับสถานะการเกิดขัดข้องของระบบ (Failure Mode) อีกด้วย

คัตเซต คือ กลุ่มอุปกรณ์ของระบบซึ่งเมื่อเกิดการล้มเหลวแล้วทำให้ระบบล้มเหลวหรือไม่สามารถทำงานได้ตามไปด้วย ส่วนมินิมัลคัตเซต คือ คัตเซตที่เล็กที่สุดที่เป็นกลุ่มอุปกรณ์ของระบบซึ่งเมื่อเกิดการล้มเหลวขึ้นแล้วทำให้ระบบล้มเหลวด้วย และหากอุปกรณ์ตัวใดตัวหนึ่งในกลุ่มนั้นใช้งานได้ระบบก็จะไม่ล้มเหลว หรือกล่าวได้ว่าอุปกรณ์ทุกตัวในมินิมัลคัตเซตจะต้องล้มเหลวทั้งหมดจึงจะทำให้ระบบล้มเหลว ตัวอย่างเช่นระบบในรูปแบบที่ 2.11 เมื่อพิจารณาให้อุปกรณ์ E มีกระแสไหลผ่านได้ 2 ทิศทางและระบบมีอินพุตและเอาต์พุตดังรูป ดังนั้นระบบจะมีมินิมัลคัตเซตทั้งหมด 4 ชุดดังนี้ AC, BD, AED และ CEB กล่าวคือ ถ้าอุปกรณ์ A และ C เกิดล้มเหลวพร้อมกันจะทำให้ไม่สามารถจ่ายไฟจากอินพุตไปยังเอาต์พุตได้ โดยมินิมัลคัตเซต 2 ชุดแรกคือ AC และ BD เป็นมินิมัลคัตเซตอันดับที่ 2 เนื่องจากแต่ละเซตมีอุปกรณ์จำนวน 2 ตัวและมินิมัลคัตเซต AED และ CEB เป็นมินิมัลคัตเซตอันดับที่ 3 เนื่องจากแต่ละเซตมีอุปกรณ์จำนวน 3 ตัว



รูปที่ 2.11 ตัวอย่างระบบที่ซับซ้อน

วิธีการที่ใช้ในการหามินิมัลคัตเซตนั้นสามารถหาได้โดยใช้วิธีการสังเกต (Visual Inspection) ซึ่งใช้ได้กับระบบเล็ก ๆ ที่ไม่มีความซับซ้อนมากนักดังเช่นตัวอย่างในรูปแบบที่ 2.11 เป็นต้น แต่หากเป็นระบบขนาดใหญ่ที่มีความซับซ้อนมากขึ้นจำเป็นต้องมีวิธีการที่เป็นระเบียบแบบแผนสำหรับใช้ในการหามินิมัลคัตเซต ซึ่งวิธีการหนึ่งที่เป็นที่นิยมได้แก่ วิธีการหามินิมัลคัตเซตจากมินิมัลไทเซตหรือมินิมัลพาธ (Minimal Tie Sets Or Minimal Paths) [18] ซึ่งรายละเอียดได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 2.4.2

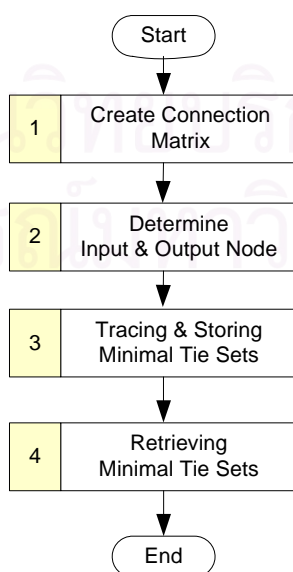
ไทเซต คือ กลุ่มอุปกรณ์ของระบบซึ่งอยู่ในเส้นทางการจ่ายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อจากแหล่งจ่ายไฟฟ้าไปยังจุดโหลด ส่วนมินิมัลไทเซต คือ ไทเซตที่เล็กที่สุดที่เป็นกลุ่มอุปกรณ์ของระบบซึ่งเชื่อมต่อระหว่างแหล่งจ่ายไฟฟ้ากับจุดโหลด หากอุปกรณ์ตัวใดตัวหนึ่งในกลุ่มนั้นใช้งานไม่ได้ระบบก็จะล้มเหลว หรือกล่าวได้ว่าอุปกรณ์ทุกตัวในมินิมัลไทเซตจะต้องทำงานทั้งหมดจึงจะทำให้ระบบทำงานได้ ตัวอย่างเช่นในรูปที่ 2.11 จะมีมินิมัลไทเซตทั้งหมด 4 ชุด คือ AB, CD, AED และ CEB เป็นต้น

2.4.1 การคำนวณหามินิมัลไทเซต

การคำนวณหามินิมัลไทเซต (Minimal Tie Sets) หรือมินิมัลพาธ (Minimal Paths) หรืออาจเรียกว่าการหาเส้นทางการจ่ายไฟจากแหล่งจ่ายไฟฟ้าไปยังจุดโหลดนั้นสามารถทำได้หลายวิธี ได้แก่ วิธีการตรวจหาเส้นทางแบบย้อนกลับไปมา วิธีการตรวจหาเส้นทางแบบสุ่ม วิธีการตรวจหาเส้นทางแบบจดจำปม [19] ซึ่งวิธีเหล่านี้จำเป็นต้องมีการตรวจสอบว่ามีกระบวนการวนลูปเกิดขึ้นหรือไม่ซึ่งเป็นปัญหาที่สำคัญในการคำนวณด้วยคอมพิวเตอร์ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอวิธีการติดตามเส้นทางเดิน (Path Tracing) มาใช้ในการหาเส้นทางการจ่ายไฟระหว่างจุดโหนด

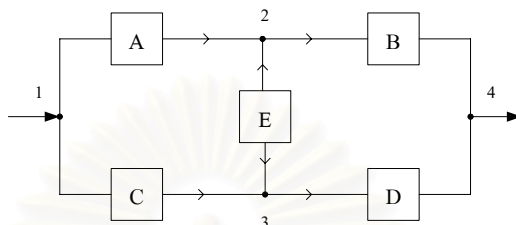
วิธีการติดตามเส้นทางเดิน (Path Tracing) [20] นี้สามารถใช้ได้กับทั้งระบบที่มีความซับซ้อนมากและระบบอย่างง่ายที่ไม่ซับซ้อนมากนักโดยไม่จำกัดขนาดของระบบ สามารถใช้ได้กับทั้งการจ่ายกำลังไฟฟ้าแบบทิศทางเดียวและสองทิศทาง และเนื่องจากกระบวนการติดตามเส้นทางเดินไม่ได้ใช้หลักการของพีชคณิตบูลีนในการคำนวณเส้นทางทำให้การเขียนโปรแกรมคอมพิวเตอร์เพื่อคำนวณหาเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังจุดโหลดทำได้ง่ายยิ่งขึ้น

แผนผังการคำนวณหาเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าระหว่างจุดโหนดโดยใช้วิธีการติดตามเส้นทางเดินแสดงไว้ดังรูปที่ 2.12



รูปที่ 2.12 แผนผังขั้นตอนการหามินิมัลไทเซตโดยวิธีติดตามเส้นทางเดิน

1) การสร้างเมตริกซ์ความสัมพันธ์ เมตริกซ์ความสัมพันธ์เป็นเสมือนตัวแทนของระบบไฟฟ้าที่กำลังพิจารณาแสดงถึงอุปกรณ์ที่เชื่อมต่ออยู่กับแต่ละจุดโนด โดยมีแถวของเมตริกซ์และหลักของเมตริกซ์เป็นตัวแทนของจุดโนดต้นทางและจุดโนดปลายทางของอุปกรณ์ที่เชื่อมต่ออยู่ตามลำดับ วิธีการสร้างเมตริกซ์ความสัมพันธ์ได้แสดงไว้แล้วดังรูปที่ 2.13 และ 2.14



รูปที่ 2.13 ระบบตัวอย่างแสดงการสร้างเมตริกซ์ความสัมพันธ์

จากรูปที่ 2.13 นำมาแปลงให้อยู่ในรูปเมตริกซ์ได้ดังรูปที่ 2.14 โดยหลักการที่ใช้ในการสร้างเมตริกซ์คือ ตัวเลขที่แสดงแถวของเมตริกซ์หมายถึงลำดับที่ของจุดโนดที่เป็นจุดโนดต้นทางของอุปกรณ์ (จากโนด) และตัวเลขที่แสดงหลักของเมตริกซ์หมายถึงลำดับที่ของจุดโนดที่เป็นจุดโนดปลายทางของอุปกรณ์ (ถึงโนด) การใส่ตัวเลขลงในเมตริกซ์นั้นให้เติม 0 ระหว่างโนดที่ไม่มีอุปกรณ์ต่ออยู่ ระหว่างโนดเดียวกันให้ใส่ 1 ส่วนระหว่างโนดที่มีอุปกรณ์ต่ออยู่ให้ใส่ชื่อของอุปกรณ์นั้นและต้องพิจารณาด้วยว่าอุปกรณ์ตัวนั้นจ่ายกำลังไฟฟ้าในทิศทางใด (จากโนดใด ถึงโนดใด) เพื่อที่จะได้ใส่ให้ตรงกับแถวและหลักของเมตริกซ์ สังเกตว่าอุปกรณ์ E สามารถจ่ายไฟได้ทั้ง 2 ทิศทาง ดังนั้นจึงพบอุปกรณ์ E อยู่ในแถวที่ 2 หลักที่ 3 และในแถวที่ 3 หลักที่ 2 ของเมตริกซ์

		ถึงโนด			
		1	2	3	4
จากโนด	1	1	A	C	0
	2	0	1	E	B
	3	0	E	1	D
	4	0	0	0	1

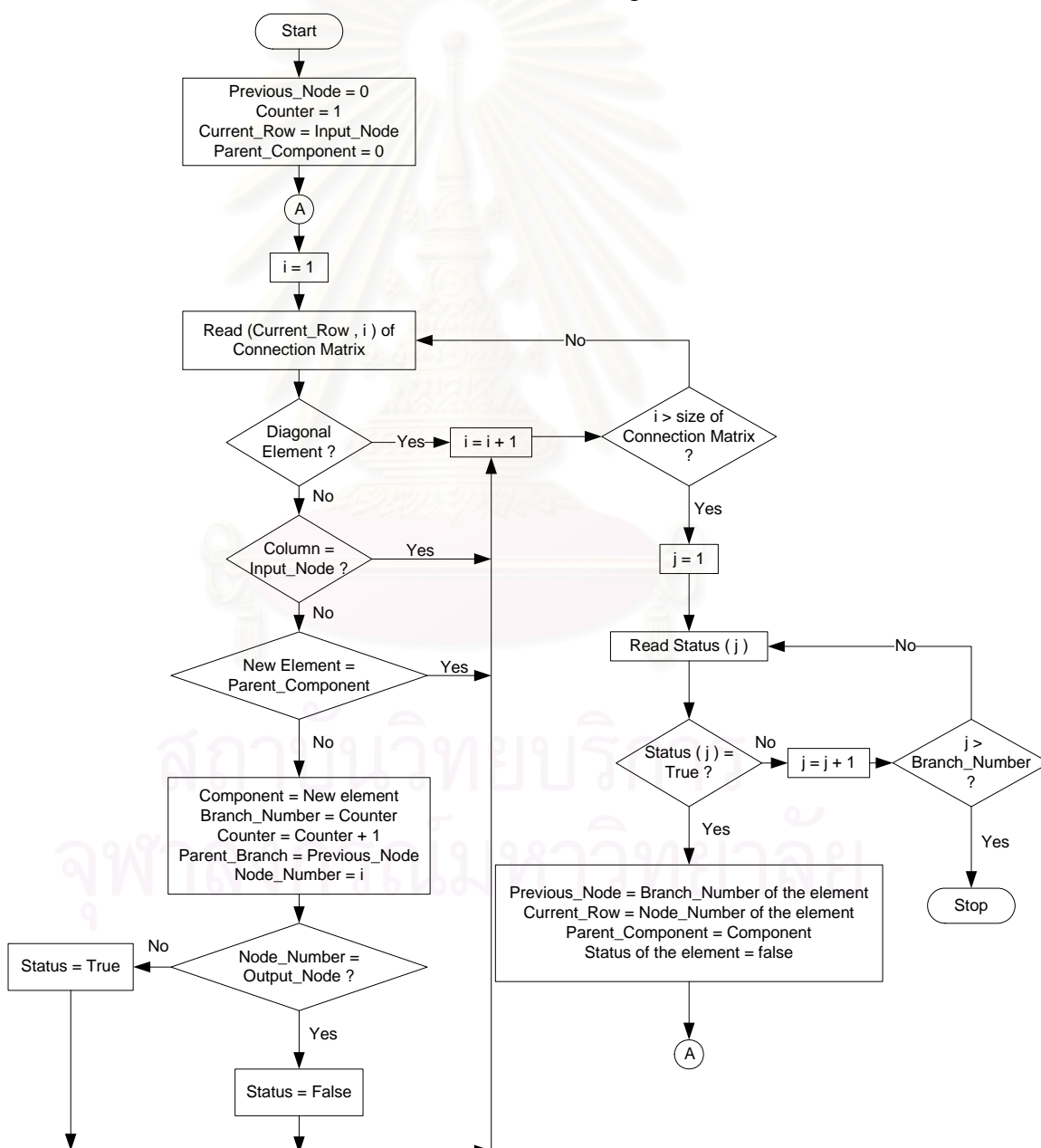
รูปที่ 2.14 เมตริกซ์ความสัมพันธ์

จากเมตริกซ์ที่สร้างขึ้นสามารถหาเส้นทางการเดินจากจุดเริ่มต้นไปยังจุดสิ้นสุดได้ 3 วิธี คือ วิธีการคูณเมตริกซ์ [18] วิธีการเคลื่อนย้ายโนด [18] และวิธีการติดตามเส้นทางการเดิน ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกใช้วิธีการติดตามเส้นทางการเดิน [20] เนื่องจากอีก 2 วิธีนั้นต้องเขียนโปรแกรมเพื่อสนับสนุนการใช้งานพีชคณิตบูลีนเพิ่มเติมซึ่งค่อนข้างมีความซับซ้อนในการเขียนโปรแกรม

2) การกำหนดจุดโนดเริ่มต้นและจุดโนดสิ้นสุด จุดโนดเริ่มต้นและจุดโนดสิ้นสุด หมายถึง จุดโนดที่เป็นอินพุตและเอาต์พุตของเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบที่

ต้องการพิจารณาตามลำดับ โดยทั่วไปจุดโนดเริ่มต้นมักจะเป็นจุดโนดที่เป็นแหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้า และจุดโนดสิ้นสุดมักจะเป็นจุดโนดที่เป็นจุดโหลดที่ต้องการพิจารณาหาเส้นทางการจ่ายกำลังไฟจากแหล่งจ่ายไฟมายังจุดโหลดดังกล่าว

3) การติดตามและบันทึกเส้นทาง เป็นการนำเมตริกซ์ความสัมพันธ์ที่สร้างไว้ในขั้นตอนที่ 1 มาติดตามเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าโดยเริ่มต้นติดตามจากจุดโนดเริ่มต้น (Input node) ไปจนกระทั่งพบกับจุดโนดที่เป็นจุดโนดสิ้นสุด (Output node) ก็เป็นอันสิ้นสุดกระบวนการแผนผังกระบวนการติดตามและบันทึกเส้นทางนี้ได้แสดงไว้ในรูปที่ 2.15 โดยรายละเอียดของตัวแปรที่ใช้ในการติดตามและบันทึกเส้นทางของวิธี Path Tracing นี้ได้แสดงไว้ในภาคผนวก ค



รูปที่ 2.15 แผนผังการติดตามและบันทึกเส้นทาง [20]

จากรูปที่ 2.15 สามารถอธิบายรายละเอียดของแต่ละขั้นตอนโดยใช้ระบบตัวอย่างในรูปที่ 2.13 และเมตริกซ์ความสัมพันธ์ที่สร้างไว้ในรูปที่ 2.14 ประกอบการคำนวณได้ดังต่อไปนี้

1) **กำหนดค่าตั้งต้น** ขั้นตอนนี้เป็นการกำหนดค่าเริ่มต้นให้กับตัวแปรชั่วคราวโดยกำหนดให้

- **Previous node** มีค่าเท่ากับ 0
- **Current row** มีค่าเท่ากับค่า Input node ซึ่งจากรูปที่ 2.13 มีค่าเป็น 1
- **Counter** มีค่าเท่ากับ 1
- **Parent component** มีค่าเท่ากับ 0

2) **อ่านค่าในเมตริกซ์ของแถวที่พิจารณาทีละหลัก** ขั้นตอนนี้ให้พิจารณาค่าที่อยู่ในแถวที่พิจารณาไปที่ละตัวโดยเริ่มตั้งแต่ค่าในหลักที่ $i = 1$ ไปจนถึงหลักสุดท้ายของเมตริกซ์ ตารางที่ 2.8 เป็นเมตริกซ์ความสัมพันธ์ของระบบในรูปที่ 2.13 ในรูปแบบของตาราง

- **Read (Current row , i)**

ตารางที่ 2.8 ตารางแสดงเมตริกซ์ความสัมพันธ์ของระบบตัวอย่าง

Nodes	1 ↑	2 ↑	3 ↑	4 ↑	Read each Column (i)
1	1	A	C	0	→
2	0	1	E	B	
3	0	E	1	D	
4	0	0	0	1	

3) **ตรวจสอบเงื่อนไขการบันทึกค่า** ขั้นตอนนี้เป็นการตรวจสอบว่าจะทำการบันทึกค่าที่อ่านได้จากขั้นตอนที่ 2 ลงในตัวแปรอาร์เรย์หรือไม่ โดยมีเงื่อนไขที่พิจารณาดังนี้

- ไม่บันทึกค่าที่อยู่ในตำแหน่งแนวทแยงมุม (Diagonal Element) และค่าที่มีเลขลำดับที่ของหลักเท่ากับค่าของ Input node เพื่อป้องกันการย้อนกลับมายังจุดเริ่มต้นซึ่งอาจทำให้เกิดการวนรอบไม่รู้จบได้
- ไม่บันทึกค่าที่มีชื่ออุปกรณ์เดียวกันกับที่จัดเก็บอยู่ในตัวแปร Parent component เพื่อป้องกันการเกิดการวนรอบไม่รู้จบ
- ไม่บันทึกค่าที่มีค่าเป็น 0

ถ้าตรวจสอบแล้วพบว่าเป็นไปตามเงื่อนไขข้างต้นให้ข้ามไปขั้นตอนที่ 5 เพื่ออ่านค่าในหลักถัดไป ($i = i + 1$) แต่ถ้าไม่เป็นไปตามเงื่อนไขก็ให้ทำการบันทึกค่าดังกล่าวในตัวแปรอาร์เรย์ในขั้นตอนที่ 4 ต่อไป

ๆ ดังต่อไปนี้

4) บันทึกค่าในตัวแปรอาร์เรย์ ขั้นตอนนี้เป็นกรบันทึกค่าให้กับตัวแปรต่าง

- ตัวแปรอาร์เรย์ Component name บันทึกค่าที่อ่านได้จากเมตริกซ์
- ตัวแปรอาร์เรย์ Branch number ให้มีค่าเท่ากับ ค่าในตัวแปร Counter (ค่าเริ่มต้น = 1)
- ตัวแปรอาร์เรย์ Parent branch ให้มีค่าเท่ากับค่าในตัวแปร Previous node
- ตัวแปรอาร์เรย์ Node number ให้มีค่าเท่ากับ เลขลำดับที่ของหลักในเมตริกซ์ของค่าที่อ่านได้ (i)
- ตัวแปรอาร์เรย์ Status
 - ให้มีค่าเท่ากับ True เมื่อค่าของ Node number \neq Output node
 - ให้มีค่าเท่ากับ False เมื่อค่าของ Node number = Output node
- เพิ่มค่าให้กับตัวแปร Counter สำหรับใช้ในการบันทึกค่ารอบถัดไป

$$\text{Counter} = \text{Counter} + 1$$

5) เพิ่มค่า i ขั้นตอนนี้เป็นกรเพิ่มค่าให้กับตัวแปร i เพื่อใช้เป็นตัวชี้หลักที่ใช้ในการอ่านค่าในเมตริกซ์หลักถัดไป ($i = i + 1$)

6) ตรวจสอบเงื่อนไขของ i ขั้นตอนนี้เป็นกรตรวจสอบว่าได้ทำการอ่านค่าในเมตริกซ์ครบทุกหลักของแถวที่กำลังพิจารณาแล้วหรือยัง โดยการตรวจสอบค่าของ i หลังจากเพิ่มค่าแล้วว่ามีค่ามากกว่าขนาดของเมตริกซ์หรือไม่ ตัวอย่างเช่นในตารางที่ 2.8 เป็นเมตริกซ์ที่มีขนาดเท่ากับ 4×4 ดังนั้นถ้า i มีค่ามากกว่า 4 แสดงว่าได้ทำการอ่านค่าในแถวที่กำลังพิจารณาครบทุกหลักแล้ว

- กรณีที่ยังไม่ครบทุกหลักให้กลับไปยังขั้นตอนที่ 2 เพื่ออ่านค่าในหลักถัดไป
- กรณีที่ครบทุกหลักแล้วให้ไปทำขั้นตอนที่ 7 ต่อไป

ก่อนที่จะไปยังขั้นตอนที่ 7 จะแสดงตัวอย่างการคำนวณในตารางที่ 2.9 ซึ่งเป็นตารางที่แสดงค่าที่บันทึกลงในตัวแปรอาร์เรย์ต่าง ๆ หลังจากสิ้นสุดการติดตาม (Tracing) ในแถวที่ 1 จนครบทุกหลัก

ตารางที่ 2.9 ตารางแสดงค่าที่บันทึกในตัวแปรอาร์เรย์หลังการคำนวณรอบที่ 1

Node Number	2	3
Parent Branch	0	0
Branch Number	1	2
Component	A	C
Status	True	True

Previous node = 0; Counter = 3; Current Row = 1; Parent Component = 0

7) กำหนดค่า $j = 1$ ขั้นตอนนี้เป็นการกำหนดค่าเริ่มต้นให้กับเลขลำดับที่ของหลักในตารางที่บันทึกค่าตัวแปรอาร์เรย์ (j) โดยกำหนดให้เริ่มพิจารณาที่ $j = 1$

8) อ่านค่า Status ในตารางบันทึกค่าตัวแปรอาร์เรย์ ขั้นตอนนี้เป็นการอ่านค่าของตัวแปร Status ในหลักที่ j ที่อยู่ในตารางบันทึกค่าตัวแปรอาร์เรย์

- Read (Status , j)

9) ตรวจสอบเงื่อนไขการติดตามในรอบถัดไป ขั้นตอนนี้เป็นการตรวจสอบว่าอุปกรณ์ในหลักที่ j ของตารางบันทึกค่าตัวแปรอาร์เรย์ยังสามารถเชื่อมต่อไปยังอุปกรณ์อื่นใดได้อีกหรือไม่ โดยพิจารณาค่าของ Status ที่อ่านได้จากขั้นตอนที่ 8

- ถ้า Status (j) มีค่าเท่ากับ False แสดงว่าไม่มีการเชื่อมต่อไปยังอุปกรณ์อื่นอีก ให้เพิ่มค่า j เป็น $j + 1$ ในขั้นตอนที่ 11 เพื่อนำไปอ่านค่า Status ในหลักถัดไป
- ถ้า Status (j) มีค่าเท่ากับ True แสดงว่ายังมีอุปกรณ์อื่นที่เชื่อมต่ออยู่อีก ให้ไปทำขั้นตอนที่ 10

จากตารางที่ 2.9 ในหลักที่ $j = 1$ จะเห็นว่าค่า Status (1) ที่อ่านได้มีค่าเท่ากับ True ดังนั้นจึงต้องทำการติดตามเส้นทางเดินที่ต่อออกไปจากอุปกรณ์ A ต่อไปอีกในขั้นตอนที่ 10

10) ปรับค่าตัวแปรเพื่อใช้ในรอบการติดตามถัดไป ขั้นตอนนี้เป็นการปรับค่าให้กับตัวแปรชั่วคราวต่าง ๆ เพื่อนำไปใช้เป็นค่าเริ่มต้นในรอบการคำนวณครั้งถัดไป และแก้ไขค่าตัวแปร Status ในตารางบันทึกค่าตัวแปรอาร์เรย์จาก True ให้เป็น False เพื่อเป็นการบอกว่าได้ทำการติดตามอุปกรณ์ตัวถัดไปต่อจากอุปกรณ์นั้น ๆ แล้วเพื่อที่ไม่ต้องติดตามอุปกรณ์ตัวเดิมซ้ำอีก

จากตารางที่ 2.9 ในหลักที่ 1 อุปกรณ์ A ซึ่งมี Branch number เท่ากับ 1 ต่ออยู่กับ Node number 2 และมีค่า Status เท่ากับ True ดังนั้นการติดตามในรอบถัดไปจึงเป็นการติดตามอุปกรณ์ที่ต่อออกไปจากอุปกรณ์ A ก็คือจาก Node number 2 มีอุปกรณ์อะไรต่อออกไปอีกบ้าง ตัวอย่างการปรับค่าให้กับตัวแปรชั่วคราวต่าง ๆ เพื่อนำไปใช้ในรอบการคำนวณถัดไปเป็นดังนี้

- Previous node = Branch number ของอุปกรณ์ A ซึ่งก็คือ “1” หมายถึงการติดตามในรอบถัดไปเป็นการติดตามอุปกรณ์ที่ต่อแยกออกจากอุปกรณ์ที่มี Branch number = 1
- Current row = Node number ของอุปกรณ์ A ซึ่งก็คือ “2” หมายถึงการติดตามในรอบถัดไปให้เริ่มที่แถวที่ 2 ของเมตริกซ์ความสัมพันธ์ เนื่องจากต้องการทราบว่าจากจุด โหนด 2 มีอุปกรณ์อะไรเชื่อมต่อออกไปบ้าง
- Parent component = Component name ของอุปกรณ์ A ซึ่งก็คือ “A” หมายถึงการติดตามในรอบถัดไปเป็นการติดตามอุปกรณ์ที่ต่อแยกออกจากอุปกรณ์ที่มีชื่อเรียกว่า “A”
- Status ให้เปลี่ยนจากค่าจากเดิมคือ “True” ให้เป็น “False” ในตารางบันทึกค่าตัวแปรอาร์เรย์

หลังจากที่ปรับค่าต่าง ๆ แล้วให้เริ่มกระบวนการติดตามของแถวที่ต้องการพิจารณา (Current row) อีกครั้งโดยกลับไปทำขั้นตอนที่ 2 เรื่อยไปจนครบทุกหลักในแถวที่พิจารณาในตารางที่ 2.10 เป็นตัวอย่างผลลัพธ์จากการคำนวณเมื่อผ่านกระบวนการติดตามจนครบทุกหลักในแถวที่ 2 แล้ว โดยตัวเลขที่เป็นตัวหนาคือผลลัพธ์จากการคำนวณในรอบใหม่ที่เพิ่มขึ้นมา

ตารางที่ 2.10 ตารางแสดงค่าที่บันทึกในตัวแปรอาร์เรย์หลังการคำนวณรอบที่ 2

Node Number	2	3	3	4
Parent Branch	0	0	1	1
Branch Number	1	2	3	4
Component	A	C	E	B
Status	True False	True	True	False

Previous node = 1; Counter = 5; Current Row = 2; Parent Component = A

11) **เพิ่มค่า j** ขั้นตอนนี้เป็นการเพิ่มค่าให้กับตัวแปร j เพื่อใช้เป็นตัวชี้หลักที่ใช้ในการอ่านค่า Status ในตารางบันทึกค่าตัวแปรอาร์เรย์ในหลักถัดไป ($j = j + 1$) โดยจะเพิ่มค่าให้กับ j ก็ต่อเมื่อค่า Status ที่อ่านได้จากขั้นตอนที่ 8 มีค่าเป็น False

12) **ตรวจสอบเงื่อนไขของ j** ขั้นตอนนี้เป็นการตรวจสอบว่าได้ทำการอ่านตัวแปร Status ในตารางบันทึกค่าตัวแปรอาร์เรย์ครบทุกหลักแล้วหรือยัง โดยการตรวจสอบค่าของ j หลังจากเพิ่มค่าแล้วว่ามีค่ามากกว่าจำนวนอุปกรณ์ทั้งหมดที่ทำการบันทึกไว้ (ค่าสูงสุดของ Branch

number) หรือไม่ ตัวอย่างเช่นในตารางที่ 2.10 มีค่า Branch number สูงสุดเท่ากับ 4 ดังนั้นถ้า j มีค่ามากกว่า 4 แสดงว่าได้อ่านค่าตัวแปรอาร์เรย์ Status ครบทุกหลักแล้ว

- กรณีที่ยังไม่ครบทุกหลักให้กลับไปยังขั้นตอนที่ 8 เพื่ออ่านค่าในหลักถัดไป
- กรณีที่ครบทุกหลักแล้วให้ถือว่าเป็นอันสิ้นสุดกระบวนการติดตามและบันทึกอุปกรณ์ในเส้นทาง

ตารางที่ 2.11, 2.12 และ 2.13 แสดงตัวอย่างผลลัพธ์จากการคำนวณในรอบการติดตามที่ 3, 4 และ 5 ตามลำดับ จะเห็นว่ากระบวนการติดตามและบันทึกค่านี้จะสิ้นสุดลงก็ต่อเมื่อค่าในตัวแปรอาร์เรย์ Status ทุก ๆ หลักมีค่าเป็น False ทั้งหมด

ตารางที่ 2.11 ตารางแสดงค่าที่บันทึกในตัวแปรอาร์เรย์หลังการคำนวณรอบที่ 3

Node Number	2	3	3	4	2	4
Parent Branch	0	0	1	1	2	2
Branch Number	1	2	3	4	5	6
Component	A	C	E	B	E	D
Status	True False	True False	True	False	True	False

Previous node = 2; Counter = 7; Current Row = 3; Parent Component = C

ตารางที่ 2.12 ตารางแสดงค่าที่บันทึกในตัวแปรอาร์เรย์หลังการคำนวณรอบที่ 4

Node Number	2	3	3	4	2	4	4
Parent Branch	0	0	1	1	2	2	3
Branch Number	1	2	3	4	5	6	7
Component	A	C	E	B	E	D	D
Status	True False	True False	True False	False	True	False	False

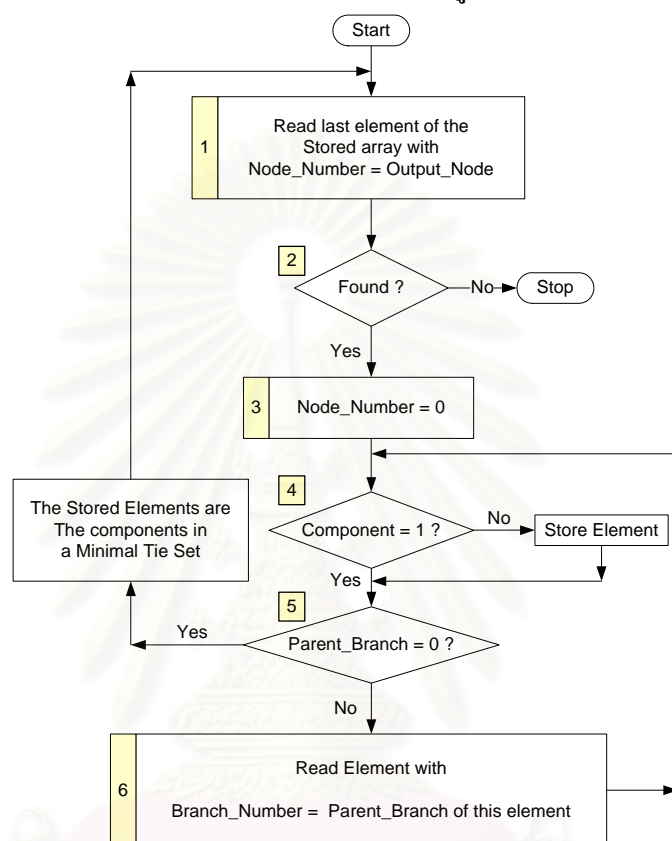
Previous node = 3; Counter = 8; Current Row = 3; Parent Component = E

ตารางที่ 2.13 ตารางแสดงค่าที่บันทึกในตัวแปรอาร์เรย์หลังการคำนวณรอบที่ 5

Node Number	2	3	3	4	2	4	4	4
Parent Branch	0	0	1	1	2	2	3	5
Branch Number	1	2	3	4	5	6	7	8
Component	A	C	E	B	E	D	D	B
Status	True False	True False	True False	False	True False	False	False	False

Previous node = 5; Counter = 9; Current Row = 2; Parent Component = E

4) การถอดเส้นทาง เป็นการระบุเซตของอุปกรณ์ที่อยู่ในเส้นทางเดินต่าง ๆ จากจุดโนดเริ่มต้น (Input node) ไปยังจุดโนดสิ้นสุด (Output node) โดยอาศัยรูปแบบการจัดเก็บข้อมูลที่เป็นระบบดังในตารางบันทึกค่าตัวแปรอาร์เรย์ซึ่งเป็นผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณในขั้นตอนที่ 3 ข้างต้น แผนผังขั้นตอนการถอดเส้นทางเป็นดังรูปที่ 2.16



รูปที่ 2.16 แผนผังการถอดเส้นทาง [20]

จากรูปที่ 2.16 สามารถอธิบายรายละเอียดของแต่ละขั้นตอนโดยใช้ตารางที่ 2.13 เป็นตัวอย่างประกอบการคำนวณได้ดังนี้

1) อ่านค่า **Component** ที่อยู่ในหลักที่มี **Node number** เท่ากับ **Output node** ขั้นตอนนี้เป็นการอ่านค่าตัวแปรอาร์เรย์ **Component** ที่อยู่ในหลักเดียวกันกับ **Node number** ที่มีค่าเท่ากับค่าของ **Output node** โดยอ่านค่าจากตารางบันทึกค่าตัวแปรอาร์เรย์ซึ่งหากพบว่ามีหลักที่มีค่า **Node number** เท่ากับค่า **Output node** อยู่หลายหลักก็ให้เริ่มจากหลักสุดท้ายทางขวามือก่อนแล้วค่อยไปยังหลักที่อยู่ทางซ้ายมือ

2) ตรวจสอบเงื่อนไขการสิ้นสุดการถอดเส้นทาง ขั้นตอนนี้เป็นการตรวจสอบว่าจำนวนเส้นทางเดินจาก **Input node** ไปยัง **Output node** ที่กำหนดไว้ นั้นมีครบทุกเส้นทางแล้วหรือยัง โดยการตรวจสอบจากค่าที่อ่านได้จากขั้นตอนที่ 1 ว่ามีค่าหรือไม่

- กรณีที่ไม่พบค่าของ **Node number** ที่มีค่าเท่ากับ **Output node** แสดงว่าครบทุกเส้นทางแล้วและเป็นอันสิ้นสุดกระบวนการถอดเส้นทาง

- กรณีที่ยังพบค่าของ Node number ที่มีค่าเท่ากับ Output node ก็ให้ไปทำขั้นตอนที่ 3

3) **ปรับค่า Node number** ขั้นตอนนี้เป็นการแก้ไขค่า Node number ที่พบในขั้นตอนที่ 1 จากเดิมที่มีค่าเท่ากับค่าของ Output node ให้เป็นค่า 0 แทน ทั้งนี้เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดการวนลูบไม่รู้จบ

4) **ตรวจสอบเงื่อนไขในการบันทึกค่าอุปกรณ์ที่อยู่ในเส้นทาง** ขั้นตอนนี้เป็นการตรวจสอบว่าจะทำการบันทึกค่า Component ที่อ่านได้เป็นผลลัพธ์จากการถอดเส้นทางหรือไม่ โดยมีเงื่อนไขในการพิจารณาดังนี้

- กรณีที่ Component มีค่าเท่ากับ 1 ไม่ต้องบันทึกค่าของ Component ดังกล่าว
- กรณีที่ Component มีค่าไม่เท่ากับ 1 ให้ทำการบันทึกค่าของ Component ดังกล่าวเป็นอุปกรณ์ที่อยู่ในเส้นทางที่พิจารณา

5) **ตรวจสอบเงื่อนไขในการสิ้นสุดรอบการคำนวณ** ขั้นตอนนี้เป็นการตรวจสอบว่าจำนวนอุปกรณ์ที่อยู่ในเส้นทางเดินจาก Input node ไปยัง Output node เส้นทางใดเส้นทางหนึ่งนั้นมีครบจำนวนแล้วหรือยังซึ่งหากการถอดอุปกรณ์ในเส้นทางหนึ่ง ๆ สิ้นสุดลงแล้วก็จะเป็นการสิ้นสุดรอบการคำนวณจำนวนอุปกรณ์ของเส้นทางนั้น ๆ ด้วย การตรวจสอบทำได้โดยพิจารณาค่า Parent branch ที่อยู่ในหลักเดียวกันกับ Node number ที่พบในขั้นตอนที่ 1 ว่ามีค่าเป็น 0 หรือไม่

- กรณีที่ Parent branch มีค่าเท่ากับ 0 แสดงว่าสิ้นสุดรอบการคำนวณจำนวนอุปกรณ์ของเส้นทางนั้น ๆ แล้วและให้กลับไปทำขั้นตอนที่ 1 เพื่อเริ่มต้นการถอดอุปกรณ์ในเส้นทางใหม่
- กรณีที่ Parent branch มีค่าไม่เท่ากับ 0 แสดงว่ายังมีอุปกรณ์อื่นที่อยู่ในเส้นทางนั้น ๆ อีก ให้ไปทำขั้นตอนที่ 6 ต่อไป

6) **อ่านค่า Component ตัวถัดไปที่อยู่ในเส้นทาง** ขั้นตอนนี้เป็นการอ่านค่าอุปกรณ์ตัวถัดไปที่เชื่อมต่อกับอุปกรณ์ที่อ่านค่าได้ในขั้นตอนที่ 1 และอยู่ในเส้นทางเดียวกัน โดยการอ่านค่า Component จากตารางบันทึกค่าตัวแปรอาร์เรย์ที่อยู่ในหลักที่มีค่า Branch number เท่ากับค่าของ Parent branch ในขั้นตอนที่ 5 จากนั้นให้กลับไปทำขั้นตอนที่ 4 เพื่อตรวจสอบว่าจะทำการบันทึกค่า Component ดังกล่าวให้อยู่ในเส้นทางด้วยหรือไม่

ตัวอย่างการคำนวณการถอดเส้นทางจากตารางที่ 2.13 โดยที่มีค่า Input node และ Output node เท่ากับ 1 และ 4 ตามลำดับแสดงไว้ในตารางที่ 2.14, 2.15, 2.16 และ 2.17

ตารางที่ 2.14 ตารางการถอดเส้นทางจ่ายไฟจากตารางบันทึกค่าตัวแปรอาร์เรย์เส้นทางที่ 1

Node Number	2	3	3	4	2	4	4	4	⊖
Parent Branch	0	0▲●	1	1	2▲	2	3	5	↓
Branch Number	1	2	3	4	5	6	7	8	↓
Component	A	C	E	B	E	D	D	B	↓

ตารางที่ 2.15 ตารางการถอดเส้นทางจ่ายไฟจากตารางบันทึกค่าตัวแปรอาร์เรย์เส้นทางที่ 2

Node Number	2	3	3	4	2	4	4	⊖	4
Parent Branch	0▲●	0	1▲	1	2	2	3	↓	5
Branch Number	1	2	3	4	5	6	7	↓	8
Component	A	C	E	B	E	D	D	↓	B

ตารางที่ 2.16 ตารางการถอดเส้นทางจ่ายไฟจากตารางบันทึกค่าตัวแปรอาร์เรย์เส้นทางที่ 3

Node Number	2	3	3	4	2	4	⊖	4	4
Parent Branch	0	0▲●	1	1	2	2	↓	3	5
Branch Number	1	2	3	4	5	6	↓	7	8
Component	A	C	E	B	E	D	↓	D	B

ตารางที่ 2.17 ตารางการถอดเส้นทางจ่ายไฟจากตารางบันทึกค่าตัวแปรอาร์เรย์เส้นทางที่ 4

Node Number	2	3	3	4	⊖	2	4	4	4
Parent Branch	0▲●	0	1	1	↓	2	2	3	5
Branch Number	1	2	3	4	↓	5	6	7	8
Component	A	C	E	B	↓	E	D	D	B

ตารางที่ 2.18 ตารางแสดงค่าในตัวแปรอาร์เรย์เมื่อสิ้นสุดการถอดเส้นทาง

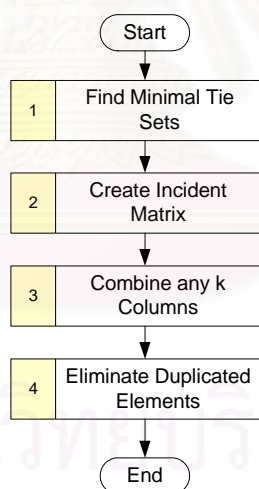
Node Number	2	3	3	4	2	4	4	4
Parent Branch	0	0	1	1	2	2	3	5
Branch Number	1	2	3	4	5	6	7	8
Component	A	C	E	B	E	D	D	B

ผลลัพธ์จากการถอดเส้นทางมีดังนี้คือ เส้นทาง CEB, AED, CD และ AB ตามลำดับ ส่วนในตารางที่ 2.18 นั้นแสดงให้เห็นว่าภายหลังการคำนวณในรอบการคำนวณที่ 4

สิ้นสุดลงจะไม่พบหลักใดที่มีค่าของ Node number เท่ากับ Output node อีกซึ่งแสดงว่าไม่มีเส้นทางใดจาก Input node ไปยัง Output node อีก ในหัวข้อที่ 2.4.2 จะนำเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่คำนวณได้นี้ไปคำนวณหาหมินิมัลคัตเซตต่อไป

2.4.2 การคำนวณหาหมินิมัลคัตเซต

หมินิมัลคัตเซตเป็นกลุ่มอุปกรณ์ของระบบซึ่งเมื่ออุปกรณ์ทุกตัวในหมินิมัลคัตเซตเกิดล้มเหลวขึ้นจึงจะทำให้ระบบเกิดการล้มเหลวและทำให้ระบบไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าจาก Input node (แหล่งจ่ายไฟ) ไปยัง Output node (จุดโหลด) ได้ ซึ่งจากคำจำกัดความข้างต้นสามารถนำไปใช้ในการหาหมินิมัลคัตเซตของระบบที่มีขนาดเล็กและไม่ซับซ้อนมากนักได้โดยใช้วิธีการสังเกตของมนุษย์ (Visual Inspection) จากแผนผังการเชื่อมต่อกันของอุปกรณ์ในระบบ แต่หากระบบมีขนาดใหญ่และซับซ้อนมากขึ้นก็มีความจำเป็นต้องใช้เครื่องคอมพิวเตอร์มาช่วยในการคำนวณซึ่งวิธีการหาหมินิมัลคัตเซตที่สามารถนำไปประยุกต์ใช้กับโปรแกรมคอมพิวเตอร์ได้นั้นมีด้วยกันมากมายหลายวิธี วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เลือกใช้วิธีการหาหมินิมัลคัตเซตจากเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าหรือหมินิมัลไทเซตโดยการสร้างเมตริกซ์ที่เป็นตัวแทนของกลุ่มอุปกรณ์ที่อยู่ในเส้นทางเดินต่าง ๆ (Incident Matrix) และทำการคำนวณหาหมินิมัลคัตเซตอันดับต่าง ๆ (Order of Minimal Cut Sets) จากเมตริกซ์ดังกล่าว [18] แผนผังแสดงการคำนวณหาหมินิมัลคัตเซตอันดับที่ k ใด ๆ แสดงไว้ในรูปที่ 2.17



รูปที่ 2.17 แผนผังขั้นตอนการหาหมินิมัลคัตเซตอันดับที่ k

1) **คำนวณหาหมินิมัลไทเซต** ก่อนอื่นต้องคำนวณหาหมินิมัลไทเซตหรือเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายไฟไปยังจุดโหลดที่ต้องการทราบก่อน ซึ่งได้แสดงวิธีการคำนวณไว้แล้วในหัวข้อ 2.4.1

2) **สร้าง Incident Matrix** จากตัวอย่างการคำนวณที่ผ่านมาเส้นทางการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากโนด 1 ไปยัง โหนด 4 ของระบบในรูปที่ 2.13 มีทั้งหมด 4 เส้นทาง ได้แก่

- เส้นทางที่ 1 คือ AB
- เส้นทางที่ 2 คือ CD

- เส้นทางที่ 3 คือ AED
- เส้นทางที่ 4 คือ CEB

จากเส้นทางดังกล่าวนำไปสร้างเมตริกซ์โดยที่มีแถวเป็นตัวแทนของลำดับที่ของเส้นทาง และมีหลักเป็นตัวแทนของอุปกรณ์แต่ละตัว ในแต่ละแถวให้ใส่เลข 1 ในตำแหน่งของหลักที่มีชื่ออุปกรณ์ตรงกันกับอุปกรณ์ที่อยู่ในเส้นทางนั้น ๆ นอกเหนือจากนั้นให้ใส่เลข 0 ตารางที่ 2.19 เป็นตัวอย่างของ Incident Matrix ที่สร้างจากเส้นทางต่าง ๆ ข้างต้น

ตารางที่ 2.19 เมตริกซ์ตัวแทนอุปกรณ์ในแต่ละเส้นทาง (Incident Matrix)

Path	Component				
	A	B	C	D	E
1	1	1	0	0	0
2	0	0	1	1	0
3	1	0	0	1	1
4	0	1	1	0	1

3) นำค่าใน k หลักใด ๆ มาบวกกัน ขั้นตอนนี้เป็น การนำค่าในแต่ละหลักของเมตริกซ์ มาบวกกันแล้วตรวจสอบว่าผลลัพธ์ที่ได้จากการบวกไม่มีค่าใดที่มีค่าเท่ากับ 0 ใช่หรือไม่ ซึ่งหากผลลัพธ์ที่ได้ไม่มีค่าใดมีค่าเป็น 0 แสดงว่าอุปกรณ์ในหลักใด ๆ ที่นำมาบวกกันนั้นเป็นกลุ่มของอุปกรณ์ที่อยู่ในมินิมัลลิตีเซต จำนวนหลักของเมตริกซ์ที่นำมาบวกกันนั้นขึ้นอยู่กับว่าต้องการหา มินิมัลลิตีเซตอันดับที่เท่าไร เช่น ถ้าต้องการหา มินิมัลลิตีเซตอันดับที่ 2 ก็ให้นำ 2 หลักใด ๆ ของเมตริกซ์มาบวกกันแล้วตรวจสอบว่าผลลัพธ์ที่ได้จากการนำค่าที่อยู่ใน 2 หลักนั้น ๆ มาบวกกันไม่มีค่าใดเป็น 0 ใช่หรือไม่ ถ้าใช่แสดงว่าอุปกรณ์ที่อยู่ใน 2 หลักนั้นเป็นกลุ่มอุปกรณ์ที่อยู่ในมินิมัลลิตีเซตอันดับที่ 2 เป็นต้น

4) กำจัดผลลัพธ์ที่มีอุปกรณ์ซ้ำกับกลุ่มอุปกรณ์ในมินิมัลลิตีเซตอันดับก่อนหน้า จากขั้นตอนที่ 3 จะได้คำตอบซึ่งเป็นเซตต่าง ๆ ของอุปกรณ์ที่เป็นมินิมัลลิตีเซตอันดับที่ k ใด ๆ มาแล้ว แต่คำตอบที่ได้จากขั้นตอนที่ 3 นั้นยังไม่ใช่คำตอบสุดท้าย เนื่องจากว่าอุปกรณ์ที่อยู่ในเซตคำตอบที่ได้จากขั้นตอนที่ 3 นั้นอาจมีอุปกรณ์บางตัวที่มีค่าซ้ำกันกับอุปกรณ์ที่อยู่ในมินิมัลลิตีเซตอันดับก่อนหน้าซึ่งก็คืออันดับที่ $k - 1, k - 2, \dots, 2, 1$ ดังนั้นจึงต้องกำจัดเซตคำตอบดังกล่าวออกไปก่อนจึงจะได้ผลลัพธ์สุดท้ายที่ถูกต้อง

ตัวอย่างการคำนวณหา มินิมัลลิตีเซตอันดับต่าง ๆ จากตารางที่ 2.19 แสดงไว้ดังนี้

- **มินิมัลลิตีเซตอันดับที่ 1** เมื่อพิจารณาตารางที่ 2.19 จะพบว่าไม่มีหลักใดที่มีทุก ๆ ค่าที่อยู่ในหลักนั้นมีค่าเป็น 1 ทั้งหมด ดังนั้นเซตคำตอบของมินิมัลลิตีเซตอันดับที่ 1 จึงเป็นเซตว่าง

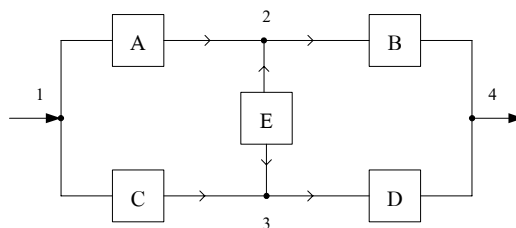
- **มินิมัลลิตีเซตอันดับที่ 2** เมื่อพิจารณาตารางที่ 2.19 จะพบว่าเมื่อนำค่าที่อยู่ใน 2 หลักใด ๆ มาบวกกันแล้วผลลัพธ์ที่ได้ไม่มีค่าใดมีค่าเป็น 0 เลย ได้แก่ AC และ BD และเนื่องจากไม่มีอุปกรณ์ใดที่อยู่ในมินิมัลลิตีเซตอันดับที่ 1 ดังนั้นจึงไม่มีอุปกรณ์ใดในมินิมัลลิตีเซตอันดับที่ 2 ที่ซ้ำซ้อนกับอุปกรณ์ในมินิมัลลิตีเซตอันดับที่ 1 จึงทำให้ AC และ BD เป็นเซตคำตอบของมินิมัลลิตีเซตอันดับที่ 2
- **มินิมัลลิตีเซตอันดับที่ 3** เมื่อพิจารณาตารางที่ 2.19 จะพบว่าเมื่อนำค่าที่อยู่ใน 3 หลักใด ๆ มาบวกกันแล้วผลลัพธ์ที่ได้ไม่มีค่าใดมีค่าเป็น 0 เลย ได้แก่ ABC, ABD, ACD, ACE, ADE, BCD, BCE และ BDE หลังจากกำจัดเซตคำตอบที่มีอุปกรณ์ซ้ำซ้อนกับอุปกรณ์ในมินิมัลลิตีเซตอันดับที่ 1 และ 2 ก่อนหน้าแล้วปรากฏว่าเหลือเซตคำตอบดังนี้ คือ ADE และ BCE เป็นเซตคำตอบของมินิมัลลิตีเซตอันดับที่ 3

จากตารางที่ 2.19 จะได้ผลลัพธ์จากการคำนวณหามินิมัลลิตีเซตอันดับสูงสุด คือ อันดับที่ 3 เนื่องจากเมื่อนำค่าที่อยู่ใน 4 หลักใด ๆ มาบวกกันแล้วพบว่าไม่มีผลลัพธ์ใดที่ทุก ๆ ค่าที่อยู่ในหลักผลลัพธ์นั้นมีค่าไม่เท่ากับ 0 เลย แสดงว่าไม่มีอุปกรณ์ใดอยู่ในมินิมัลลิตีเซตอันดับที่ 4 ดังนั้นการคำนวณหามินิมัลลิตีเซตของตารางที่ 2.19 จึงสิ้นสุดลงที่มินิมัลลิตีเซตอันดับที่ 3 สรุปได้ว่าเซตคำตอบของวิธีการหามินิมัลลิตีเซตจากเส้นทางจ่ายกำลังไฟฟ้าหรือมินิมัลไทเซตของระบบในรูปที่ 2.13 มีดังนี้ ได้แก่ AC, BD, ADE และ BCE

2.4.3) การคำนวณดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดโดยใช้วิธีมินิมัลลิตีเซต

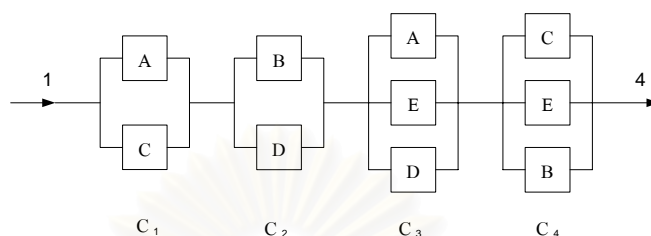
การสร้างแผนผังความน่าเชื่อถือได้ของระบบทำได้โดยการนำมินิมัลลิตีเซตแต่ละชุดมาต่ออนุกรมกันซึ่งสามารถคำนวณหาค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดจากแผนผังดังกล่าวได้โดยอาศัยหลักการเชื่อมต่อบนระบบแบบขนานและแบบอนุกรม

ตัวอย่างการคำนวณ จากระบบในรูปที่ 2.18 จงหาค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด 4 โดยใช้วิธีมินิมัลลิตีเซต เมื่อกำหนดให้แต่ละอุปกรณ์มีค่าอัตราการล้มเหลว $\lambda = 0.01$ ครั้งต่อปี และมีค่าระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้อง $r = 2$ ชั่วโมง



รูปที่ 2.18 ตัวอย่างแสดงการเชื่อมต่อของระบบไฟฟ้า

จากในหัวข้อ 2.4.2 ผลการคำนวณมินิมัลลิตีเซตของระบบจากจุดโนด 1 ไปยังจุดโนด 4 มีทั้งหมด 4 ชุด ได้แก่ AC, BD, AED และ CEB ซึ่งหากนำมาเขียนเป็นแผนผังความน่าเชื่อถือได้ของระบบสามารถเขียนได้ดังรูปที่ 2.19 โดยที่ C_1, C_2, C_3 และ C_4 คือมินิมัลลิตีเซตชุดที่ 1, 2, 3 และ 4 ตามลำดับ



รูปที่ 2.19 แผนผังความน่าเชื่อถือได้ของระบบในรูปที่ 2.18

จากรูปที่ 2.19 มินิมัลลิตีเซตแต่ละชุดเชื่อมต่อกันแบบอนุกรม เนื่องจากว่าหากเกิดเหตุการณ์ที่อุปกรณ์ขัดข้องในมินิมัลลิตีเซตชุดใดชุดหนึ่งจะทำให้การจ่ายกำลังไฟฟ้าจากจุดโนด 1 ไปยังจุดโนด 4 ถูกตัดขาดออกจากกัน และจากแผนผังความน่าเชื่อถือได้ของระบบดังกล่าวสามารถนำไปสร้างตารางคำนวณดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหนดได้ดังตารางที่ 2.20

ตารางที่ 2.20 ตารางคำนวณดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหนด 4 ของระบบในรูปที่ 2.18

อุปกรณ์ที่ขัดข้อง	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชม./ครั้ง)	U (ชม./ปี)
A และ C	λ_{C_1}	r_{C_1}	$\lambda_{C_1} \times r_{C_1}$
B และ D	λ_{C_2}	r_{C_2}	$\lambda_{C_2} \times r_{C_2}$
A, E และ D	λ_{C_3}	r_{C_3}	$\lambda_{C_3} \times r_{C_3}$
C, E และ B	λ_{C_4}	r_{C_4}	$\lambda_{C_4} \times r_{C_4}$
รวม	$\lambda_S = \lambda_{C_1} + \lambda_{C_2} + \lambda_{C_3} + \lambda_{C_4}$	$r_S = \frac{U_S}{\lambda_S}$	$U_S = \sum \lambda_{C_i} r_{C_i}$

สมการที่ใช้ในการคำนวณค่าพารามิเตอร์พื้นฐานของระบบที่ต่อแบบอนุกรมเป็นดังสมการที่ 2.12 – 2.14 ได้แก่ ค่าเฉลี่ยอัตราการล้มเหลว (λ_S) ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปี (U_S) และค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องต่อครั้ง (r_S) ของอุปกรณ์ที่ต่ออนุกรมกัน

สำหรับสมการที่ใช้ในการคำนวณค่าพารามิเตอร์พื้นฐานของระบบที่ต่อแบบขนานกันแสดงไว้ในสมการที่ 2.18 – 2.21 [18]

สมการค่าเฉลี่ยอัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ 2 ตัวที่ต่อขนานกัน

$$\lambda_p = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (2.18)$$

สมการค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องต่อครั้งของอุปกรณ์ 2 ตัวที่ต่อขนานกัน

$$r_p = \frac{r_1 r_2}{(r_1 + r_2)} \quad (2.19)$$

สมการค่าเฉลี่ยอัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ 3 ตัวที่ต่อขนานกัน

$$\lambda_p = \lambda_1 \lambda_2 \lambda_3 (r_1 r_2 + r_2 r_3 + r_3 r_1) \quad (2.20)$$

สมการค่าเฉลี่ยระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องต่อครั้งของอุปกรณ์ 3 ตัวที่ต่อขนานกัน

$$r_p = \frac{r_1 r_2 r_3}{r_1 r_2 + r_2 r_3 + r_3 r_1} \quad (2.21)$$

และทั้งกรณีที่อุปกรณ์ต่อแบบขนานกัน 2 ตัว และ 3 ตัว สามารถคำนวณหาค่าระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปีได้ดังสมการที่ 2.22

$$U_p = \lambda_p r_p \quad (2.22)$$

จากสูตรข้างต้นสามารถหาค่าพารามิเตอร์พื้นฐานของแต่ละกัตเซตได้ดังนี้

$$\lambda_{C_1} = \lambda_A \lambda_C (r_A + r_C) = (0.01)^2 \times (2 + 2) = 0.0004$$

$$\lambda_{C_2} = \lambda_B \lambda_D (r_B + r_D) = (0.01)^2 \times (2 + 2) = 0.0004$$

$$\lambda_{C_3} = \lambda_A \lambda_E \lambda_D (r_A r_E + r_E r_D + r_D r_A) = (0.01)^3 \times (4+4+4) = 0.000012$$

$$\lambda_{C_4} = \lambda_C \lambda_E \lambda_B (r_C r_E + r_E r_B + r_B r_C) = (0.01)^3 \times (4+4+4) = 0.000012$$

$$r_{C_1} = r_{C_2} = \frac{r_1 r_2}{(r_1 + r_2)} = \frac{2 \times 2}{2 + 2} = 1$$

$$r_{C_3} = r_{C_4} = \frac{r_1 r_2 r_3}{r_1 r_2 + r_2 r_3 + r_3 r_1} = \frac{8}{12} = 0.667$$

แทนค่าที่ได้ลงในตารางที่ 2.20 จะได้ผลลัพธ์การคำนวณเป็นดังตารางที่ 2.21
ตารางที่ 2.21 ตารางแสดงการแทนค่าการคำนวณในตารางที่ 2.20

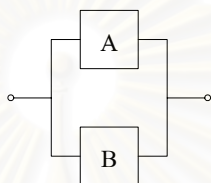
อุปกรณ์ที่ขัดข้อง	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชม./ครั้ง)	U (ชม./ปี)
A และ C	0.0004	1	0.0004
B และ D	0.0004	1	0.0004
A, E และ D	0.000012	0.667	0.000008
C, E และ B	0.000012	0.667	0.000008
รวม	0.000824	0.990291	0.000816

จากผลการคำนวณในตารางที่ 2.21 ค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด 4 ของระบบในรูปที่ 2.18 มีค่าดังต่อไปนี้

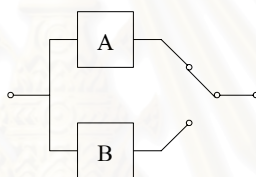
- อัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์เฉลี่ย ณ จุดโหลด = 0.000824 ครั้งต่อปี

- ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้อง ณ จุดโหลด = 0.990291 ชม.ต่อครั้ง
- ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปี ณ จุดโหลด = 0.000816 ชม.ต่อปี

ระบบที่ต่อขนานกันอุปกรณ์ทั้งสองชุดหรือมากกว่าสองชุดในระบบนั้นจะทำงานในเวลาพร้อมกัน แต่ในบางครั้งการสำรองอุปกรณ์ในระบบอุปกรณ์ตัวที่สำรองนั้นไม่จำเป็นต้องต่อและทำงานอยู่ในระบบตลอดเวลาแต่อาจต่ออยู่ในลักษณะแบบสำรอง (Stand by) [18] กล่าวคือ จะมีสวิตซ์สำหรับเลือกใช้อุปกรณ์ตัวสำรองในขณะที่อุปกรณ์ตัวที่ทำงานเป็นหลักอยู่ในระบบเกิดความเสียหายหรือไม่ทำงานโดยรูปที่ 2.20 ก และ ข แสดงความแตกต่างของการเชื่อมต่อดังกล่าว



รูปที่ 2.20 ก การต่อในลักษณะขนาน (Parallel Redundancy)



รูปที่ 2.20 ข การต่อในลักษณะสำรอง (Standby Redundancy)

ในกรณีที่ระบบมีการต่อแบบสำรองนั้นการคำนวณหาค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของจุดโหลด จะใช้สมการที่ 2.23 – 2.25 ในการคำนวณค่าพารามิเตอร์พื้นฐานของระบบ สมการค่าเฉลี่ยอัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์ 2 ตัวที่ต่อแบบสำรอง

$$\lambda_{S \text{ tan dby}} = \lambda_{main} \quad (2.23)$$

สมการค่าเฉลี่ยระยะเวลาขัดข้องต่อครั้งของอุปกรณ์ 2 ตัวที่ต่อแบบสำรอง

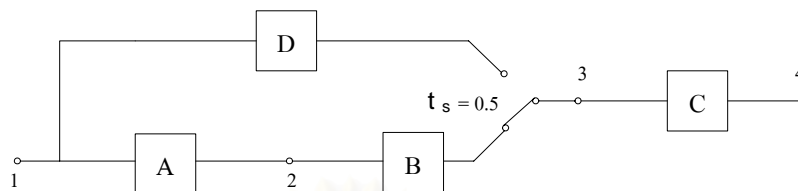
$$r_{S \text{ tan dby}} = t_s \quad (2.24)$$

เมื่อ t_s เป็นระยะเวลาที่ใช้ในการเปลี่ยนสถานะการเชื่อมต่อของสวิตซ์จากอุปกรณ์ตัวหลักมาใช้อุปกรณ์ตัวสำรอง

สมการระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปีของอุปกรณ์

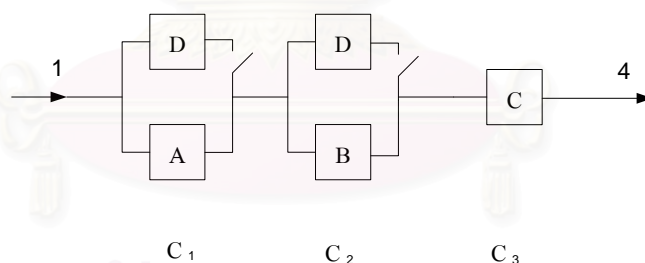
$$U_{S \text{ tan dby}} = \lambda_{S \text{ tan dby}} r_{S \text{ tan dby}} \quad (2.25)$$

ตัวอย่างการคำนวณ จากระบบในรูปที่ 2.21 จงหาค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุด โหลด 4 โดยใช้วิธีมินิมัลลิตีเซต เมื่อกำหนดให้แต่ละอุปกรณ์มีค่าอัตราการล้มเหลว $\lambda = 0.01$ ครั้ง ต่อปี และมีค่าระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้อง $r = 2$ ชั่วโมง



รูปที่ 2.21 ตัวอย่างระบบที่มีการเชื่อมต่อแบบสำรอง

จากรูปที่ 2.21 นำไปสร้างเมตริกซ์ความสัมพันธ์เพื่อหามินิมัลไทเซตจากจุด โหนด 1 ไปยังจุด โหนด 4 และนำผลลัพธ์ที่ได้ไปหามินิมัลลิตีเซตของระบบจะได้ผลลัพธ์ดังนี้ คือ มินิมัลลิตีเซตจากจุด โหนด 1 ไปยังจุด โหนด 4 มีทั้งหมด 3 ชุด ได้แก่ AD, AB และ C โดยที่อุปกรณ์ A, B และ C เป็นอุปกรณ์ที่อยู่ในเส้นทางจ่ายกำลังไฟฟ้าหลัก ส่วนอุปกรณ์ D เป็นอุปกรณ์ตัวสำรองซึ่งมีสวิตช์ต่ออยู่สำหรับเลือกใช้อุปกรณ์ D ในกรณีที่อุปกรณ์ A หรือ B เกิดความเสียหายโดยมีระยะเวลาในการสวิตซ์ (t_s) เท่ากับ 0.5 ชั่วโมง ในรูปที่ 2.22 แสดงแผนผังความน่าเชื่อถือได้ของระบบในรูปที่ 2.21 และในตารางที่ 2.22 และ 2.23 เป็นตารางการคำนวณดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุด โหลด 4 ของระบบในรูปที่ 2.21



รูปที่ 2.22 แผนผังความน่าเชื่อถือได้ของระบบในรูปที่ 2.21

ตารางที่ 2.22 ตารางคำนวณดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุด โหลด 4 ของระบบในรูปที่ 2.21

อุปกรณ์ที่ขัดข้อง	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชม./ครั้ง)	U (ชม./ปี)
A และ D	λ_A	t_s	$\lambda_A \times t_s$
B และ D	λ_B	t_s	$\lambda_B \times t_s$
C	λ_C	r_C	$\lambda_C \times r_C$
รวม	$\lambda_S = \lambda_A + \lambda_B + \lambda_C$	$r_S = \frac{U_S}{\lambda_S}$	$U_S = \sum \lambda * r$

ตารางที่ 2.23 ตารางแสดงการแทนค่าการคำนวณในตารางที่ 2.22

อุปกรณ์ที่ขัดข้อง	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชม./ครั้ง)	U (ชม./ปี)
A และ D	0.01	0.5	0.005
B และ D	0.01	0.5	0.005
C	0.01	2	0.02
รวม	0.03	1	0.03

จากผลการคำนวณในตารางที่ 2.23 ค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด 4 ของระบบในรูปที่ 2.21 มีค่าดังต่อไปนี้

- อัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์เฉลี่ย ณ จุดโหลด = 0.03 ครั้งต่อปี
- ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้อง ณ จุดโหลด = 1 ชม.ต่อครั้ง
- ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปี ณ จุดโหลด = 0.03 ชม.ต่อปี

จากตัวอย่างการคำนวณทั้ง 2 ตัวอย่างข้างต้นแสดงวิธีการคำนวณหาค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดโดยการนำนิมัลกัตเซตที่ได้จากหัวข้อ 2.4.2 มาใช้ในการคำนวณ โดยสมการที่ใช้ในการหาค่าพารามิเตอร์พื้นฐานของระบบที่ต่อแบบขนานจะใช้สมการที่ 2.18 – 2.22 ส่วนระบบที่ต่อแบบสำรองจะใช้สมการที่ 2.23 – 2.25 ตามลำดับ ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้สมการที่ 2.23 – 2.25 ในการคำนวณหาค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด เนื่องจากลักษณะโดยทั่วไปของการเชื่อมต่อระบบส่งย่อยของ กฟภ. เป็นแบบเรเดียล (Radial) และแบบวงรอบเปิด (Open Loop) เป็นส่วนใหญ่ซึ่งเป็นลักษณะเดียวกันกับการเชื่อมต่อแบบสำรอง (Stand-by)

บทที่ 3

ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์

ในสมัยก่อนการรวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับสภาพพื้นที่เพื่อการวางแผนพัฒนาต่าง ๆ นั้นจะเป็นการจัดทำระบบข้อมูลด้วยมือของมนุษย์ซึ่งจะอยู่ในรูปของเอกสาร รายงาน และแผนที่ ทำให้เกิดความยุ่งยากในการเก็บข้อมูลและไม่สะดวกในการรวบรวมข้อมูลเพื่อการวิเคราะห์ผลรวมทั้งเกิดความล่าช้าและความซ้ำซ้อนในการทำงาน แต่ในปัจจุบันเทคโนโลยีต่าง ๆ ได้พัฒนาไปอย่างมาก ในปี ค.ศ. 1960 ได้มีการนำเอาเครื่องคอมพิวเตอร์เข้ามาใช้ในการคำนวณและลากเส้นขอบเขตของแผนที่และระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ก็ได้พัฒนามาจากการทำแผนที่ด้วยคอมพิวเตอร์เป็นต้นมา ในบทนี้จะกล่าวถึง ความหมาย ประเภทและโครงสร้างของข้อมูลระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ ประโยชน์และการนำไปใช้งาน ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และสุดท้ายแนวความคิดในการนำมาประยุกต์ใช้กับการวางแผนระบบไฟฟ้า

3.1 ความหมายของระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์

ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ หมายถึงระบบสารสนเทศที่ออกแบบขึ้นเพื่อทำงานกับข้อมูลกราฟิกที่มีจุดสัมผัสทางภูมิศาสตร์และใช้ในการบริหารจัดการฐานข้อมูลอันประกอบไปด้วย การรวบรวมข้อมูล การจัดเก็บข้อมูล การจัดการข้อมูล การวิเคราะห์ข้อมูล และการแสดงผลข้อมูล ทั้งในรูปของแผนที่ และในรูปของตารางข้อมูล เพื่อให้ได้ข้อมูลสารสนเทศเชิงพื้นที่ที่นำไปใช้ประกอบการวางแผนและการตัดสินใจในการบริหารจัดการทรัพยากรและสิ่งแวดล้อมได้อย่างเป็นระบบ และมีประสิทธิภาพ

3.2 ประเภทของข้อมูลและโครงสร้างการจัดเก็บข้อมูลเชิงภาพแผนที่

ข้อมูลต่าง ๆ ที่ใช้ในระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ถูกจัดเก็บในรูปแบบของฐานข้อมูลโดยระบบจัดการฐานข้อมูล (DBMS) ประเภทของข้อมูลในระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์แบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท [21] คือ

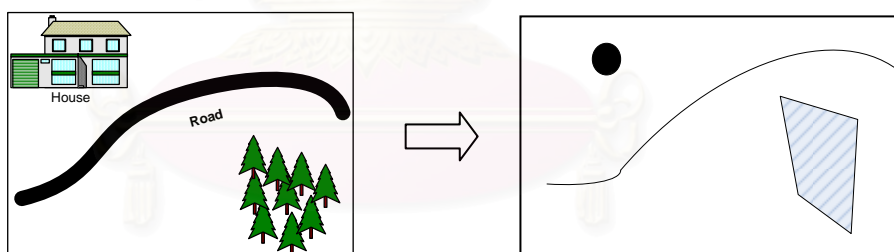
- 1) **ข้อมูลเชิงภาพแผนที่ (Graphic Based Data)** เป็นข้อมูลที่สามารอ้างอิงกับตำแหน่งทางภูมิศาสตร์ทางภาคพื้นดิน ตำแหน่งหรือรูปร่างของสิ่งที่ปรากฏบนพื้นโลกสามารถแทน

ด้วยรูปลักษณะ (Feature) ที่เป็น จุด (Point) เส้น (Line หรือ Arc) และพื้นที่ปิด (Polygon) ตัวอย่างข้อมูลเชิงภาพแผนที่ที่สำคัญ ได้แก่ แผนที่ภูมิประเทศ ภาพถ่ายทางอากาศ และภาพถ่ายจากดาวเทียม เป็นต้น

- 2) **ข้อมูลคุณลักษณะประจำ (Attribute Characteristic)** เป็นข้อมูลเชิงบรรยายคุณลักษณะของข้อมูลเชิงภาพแผนที่ ซึ่งจะอธิบายลักษณะประจำตัวของข้อมูลเชิงภาพแผนที่นั้น ๆ โดยแสดงในรูปของตัวเลข หรือตัวอักษร เช่น ชื่อแม่น้ำ ชื่อเจ้าของบ้าน ที่อยู่ เป็นต้น ข้อมูลคุณลักษณะและข้อมูลเชิงภาพแผนที่ที่มีความสัมพันธ์ซึ่งกันและกัน มีรหัสสำหรับเชื่อมโยงไปยังข้อมูลเชิงภาพแผนที่ได้ ฐานข้อมูลคุณลักษณะนิยมใช้โครงสร้างตามหลักการของฐานข้อมูลเชิงสัมพันธ์ (Relational Database)

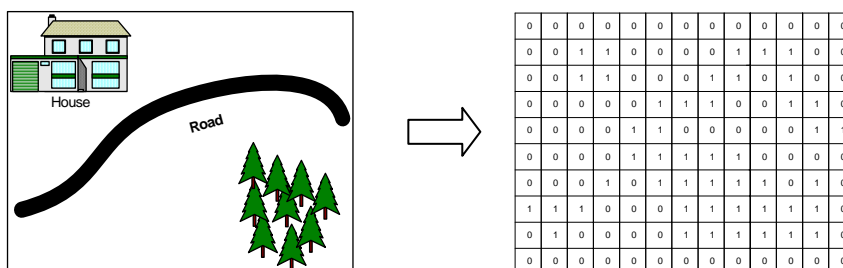
โครงสร้างการจัดเก็บข้อมูลเชิงภาพแผนที่สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 แบบ ดังนี้

- 1) **แบบเวกเตอร์ (Vector Format)** เป็นการเก็บข้อมูลและแสดงตำแหน่งข้อมูลโดยมีการอ้างอิงตำแหน่งตามระบบพิกัดภูมิศาสตร์ ข้อมูลแบบเวกเตอร์มีโครงสร้างเป็น จุด เส้น และพื้นที่ปิด โดยที่จุดประกอบด้วยตำแหน่งพิกัด 1 จุด เส้นประกอบด้วยตำแหน่งพิกัด 2 จุด คือจุดเริ่มต้นและจุดสิ้นสุดและพื้นที่ปิดประกอบด้วยตำแหน่งพิกัดมากกว่า 2 จุด โดยที่จุดเริ่มต้นและจุดสิ้นสุดเป็นจุดเดียวกัน โครงสร้างข้อมูลแบบเวกเตอร์แสดงไว้ดังรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 โครงสร้างข้อมูลแบบเวกเตอร์

- 2) **แบบแรสเตอร์ (Raster Format)** ข้อมูลแบบแรสเตอร์มีโครงสร้างเป็นช่องสี่เหลี่ยมเรียกว่าจุดภาพ (Pixel) หรือกริดเซลล์ (Grid Cell) เรียงต่อเนื่องกันในแนวราบและแนวตั้งในแต่ละจุดภาพสามารถเก็บค่าได้ 1 ค่า โครงสร้างข้อมูลแบบแรสเตอร์สามารถจัดเก็บข้อมูลเชิงภาพแผนที่โดยการแทนค่าข้อมูลจากพื้นที่จริงลงในจุดภาพซึ่งมีตำแหน่งตามแนวแกน X และ Y ตรงกัน ดังแสดงในรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 โครงสร้างข้อมูลแบบเรสเตอร์

3.3 ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

กฟภ. ได้นำระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (GIS) ซึ่งเป็นระบบงานที่ทำหน้าที่จัดเก็บ จัดการ ประมวลผล และสืบค้นข้อมูล ทั้งที่เป็นข้อมูลแผนที่ และข้อมูลอุปกรณ์ไฟฟ้าประกอบกับ แผนที่ฐาน (Land Base Map) มาติดตั้งใช้งานที่กองแผนที่ระบบไฟฟ้า (สำนักงานใหญ่) และที่ แผนกแผนที่ระบบไฟฟ้าของสำนักงานการไฟฟ้าเขตทั้ง 12 เขต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2541 ซึ่งในหัวข้อย่อ ถัดไปจะกล่าวถึง ข้อมูลที่จัดเก็บในระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ โปรแกรมระบบสารสนเทศ ภูมิศาสตร์ และลักษณะการนำไปใช้งานในปัจจุบัน

3.3.1 ข้อมูลที่จัดเก็บ ขั้นตอนในการนำเข้าข้อมูลแบ่งออกเป็น 2 ส่วนด้วยกัน คือ จะนำเข้า ข้อมูลทางภูมิศาสตร์ก่อน โดยใช้ภาพถ่ายทางอากาศเป็นพื้นหลัง (Background) อันได้แก่ ข้อมูล ถนน แม่น้ำ และสถานที่สำคัญต่าง ๆ จากนั้นจึงนำเข้าข้อมูลอุปกรณ์ไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วย ข้อมูล ระบบส่ง (69, 115, 230 kV) และข้อมูลระบบจำหน่ายแรงสูง (22, 33 kV)

- **ข้อมูลแผนที่ฐาน (Land Base Map)** ประกอบด้วยชั้นข้อมูล (Layer) ของเส้น กิ่งกลางถนน เส้นขอบเขตแหล่งน้ำ แม่น้ำ ลำคลอง และขอบเขตสถานที่สำคัญต่าง ๆ
- **ข้อมูลแผนที่ระบบส่ง (Transmission System Map)** ประกอบด้วยชั้นข้อมูลของ ตำแหน่งสถานีไฟฟ้า เส้นแนวสายส่ง ที่ระดับแรงดัน 69, 115, 230 และ 500 kV ทั้ง ของ บมจ.กฟผ. และของ กฟภ. โดยจัดเก็บที่มาตราส่วน 1:250000
- **ข้อมูลแผนที่ระบบจำหน่ายแรงสูง (High Voltage Distribution System Map)** ประกอบด้วยชั้นข้อมูลของตำแหน่งอุปกรณ์ระบบจำหน่ายต่าง ๆ และเส้นแนวสาย จำหน่าย ที่ระดับแรงดัน 22, 33 kV โดยจัดเก็บที่มาตราส่วน 1:50000

ในที่นี้จะขอแสดงข้อมูลกราฟิก และข้อมูลลักษณะประจำที่ใช้ประกอบการศึกษาซึ่ง เป็นของข้อมูลแผนที่ระบบส่งดังแสดงไว้ในตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลกราฟิก และข้อมูลลักษณะประจำของแผนที่ระบบส่งที่ใช้ประกอบการศึกษา

ชื่อข้อมูลกราฟิก	FEATURE	ข้อมูลลักษณะประจำ		
		ชื่อตาราง	ชื่อ ITEM	คำอธิบาย
1. Substation (สถานีไฟฟ้า)	จุด	Attributes of Substation	FID	เลขลำดับที่ของแต่ละจุดสถานีไฟฟ้าซึ่งสร้างโดยระบบ
			INDX	เลขรหัสบอกระดับแรงดัน สถานะ และหน่วยงานที่เป็นเจ้าของสถานีฯ
			PROJECT	ชื่อรหัสย่อบอกโครงการของสถานีไฟฟ้า
			TAG	เลขรหัสสถานีไฟฟ้า
			CODE	รหัสสถานีไฟฟ้าเป็นชื่อย่อของสถานีไฟฟ้าตามด้วยตัวเลขระดับแรงดัน
			NAME_THAI	ชื่อภาษาไทยของสถานีไฟฟ้า
			NAME_ENG	ชื่อภาษาอังกฤษของสถานีไฟฟ้า
2. HVline (สายส่ง)	จุด	Attributes of HVline_node	FID	เลขลำดับที่ของจุด node ซึ่งสร้างโดยระบบ
			LINE_115_	เลขรหัสของจุด node ที่เป็นจุดปลายทั้งสองข้างของเส้นสายส่ง
	เส้น	Attributes of HVline_arc	FID	เลขลำดับที่ของเส้น arc ซึ่งสร้างโดยระบบ
			FNODE_	เลขรหัสของจุด node ที่เป็นจุดเริ่มต้นของเส้น
			TNODE_	เลขรหัสของจุด node ที่เป็นจุดสิ้นสุดของเส้น
			LENGTH	ระยะทางของสายส่ง (เมตร) ซึ่งสร้างจากระบบโดยอัตโนมัติ
		INDX	เลขรหัสบอกระดับแรงดัน สถานะ และหน่วยงานที่เป็นเจ้าของสายส่ง	
		PROJECT	ชื่อรหัสย่อบอกโครงการของสายส่ง	
		CODE	รหัสบอกประเภท และขนาดของสายส่ง	

3.3.2 โปรแกรมระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ ปัจจุบัน กฟภ. ใช้ผลิตภัณฑ์ซอฟต์แวร์ของบริษัท ESRI จำกัด ชื่อว่าชุดโปรแกรม ArcGIS อันประกอบด้วยโปรแกรมประยุกต์ 3 โปรแกรมด้วยกัน คือ ArcCatalog, ArcMap และ ArcToolbox โดยที่ ArcCatalog ใช้เพื่อเข้าถึง สร้างฐานข้อมูล และปรับแก้ แหล่งที่มาของข้อมูล (Metadata) ส่วน ArcMap เหมาะสำหรับการแสดง ปรับแก้ สืบค้นข้อมูล และสร้างเอกสารแผนที่ และ ArcToolbox เหมาะสำหรับการวิเคราะห์ทางภูมิศาสตร์ ซึ่งมีเครื่องมือสำหรับช่วยในการวิเคราะห์และแปลงประเภทของข้อมูล

ArcGIS เป็นชุดโปรแกรมที่สามารถใช้งานบนเครื่องคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคลสามารถแสดงผล จัดการสอบถาม วิเคราะห์ ผสมผสานข้อมูลแผนที่ได้อัตโนมัติ สามารถใช้งานได้แบบลำพัง (Stand-Alone) และแบบเครือข่าย (Server-Client) ArcGIS ยังคงมีคุณสมบัติที่เพิ่มเติมมาจากชุดโปรแกรมในเวอร์ชันเดิม คือ ได้เพิ่มความสะดวกกับผู้ใช้ในการเลือกและจัดการข้อมูลเพื่อแสดงผลโดยใช้โปรแกรม ArcCatalog และเพิ่มความสามารถในการสร้างปุ่มคำสั่งได้ด้วยคำสั่งใน Visual Basic for Application (VBA) ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พัฒนาโปรแกรมประยุกต์สำหรับใช้ในการวางแผนสายส่งให้กับสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่โดยใช้ภาษา VBA บนโปรแกรม ArcMap

3.3.3 ลักษณะการนำไปใช้งานในปัจจุบัน เนื่องจากพื้นที่ในเขตรับผิดชอบของ กฟภ. มีขนาดพื้นที่ครอบคลุมถึงร้อยละ 99 ของทั้งประเทศ ประกอบกับมีข้อมูลอุปกรณ์ไฟฟ้าจำนวนมากที่อยู่ภายใต้ความรับผิดชอบของ กฟภ. ดังนั้นการที่จะนำเข้าข้อมูลอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ ทั้งหมดที่มีอยู่ในระบบเพื่อจัดเก็บไว้ในฐานข้อมูลระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ในคราวเดียวนั้นจะต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมากมหาศาล ด้วยเหตุนี้ กฟภ. จึงลงทุนในเฟสแรกด้วยการนำเข้าข้อมูลอุปกรณ์ไฟฟ้าเพียงบางส่วน อันได้แก่ อุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบส่ง และระบบจำหน่ายแรงสูงโดยจัดเก็บข้อมูลระบบส่งที่มาตราส่วน 1:250000 และจัดเก็บข้อมูลระบบจำหน่ายแรงสูงที่ มาตราส่วน 1:50000 ซึ่งทั้งจำนวนของข้อมูลที่จัดเก็บและความละเอียดในการจัดเก็บข้อมูลต่างก็มีผลโดยตรงกับเงินลงทุนและขีดจำกัดในการนำข้อมูลไปประยุกต์ใช้งาน

ปัจจุบันระบบ GIS ส่วนใหญ่ถูกนำไปใช้ในการจัดทำแผนที่ระบบไฟฟ้าให้กับหน่วยงานต่าง ๆ ใน กฟภ. และเนื่องจากในปัจจุบัน กฟภ. ยังไม่มีฐานข้อมูลกลางที่จัดเก็บข้อมูลระบบไฟฟ้า ดังนั้นเมื่อมีโครงการใหม่ ๆ เกิดขึ้นและจำเป็นต้องใช้งานข้อมูลภูมิสารสนเทศระบบไฟฟ้า ระบบ GIS จึงมีหน้าที่ในการสนับสนุนความต้องการใช้งานข้อมูลภูมิสารสนเทศระบบไฟฟ้าให้กับโครงการอื่นที่เกี่ยวข้อง เช่น โครงการติดตั้งศูนย์สั่งการจ่ายไฟเพื่อการควบคุมและสั่งงานอุปกรณ์แบบระยะไกล (SCADA) และโครงการระบบคอมพิวเตอร์ซอฟต์แวร์สำเร็จรูปสำหรับธุรกิจหลัก (CBS) เป็นต้น อย่างไรก็ตาม กฟภ. กำลังจะเริ่มดำเนินการโครงการพัฒนาสารสนเทศระบบไฟฟ้าทางภูมิศาสตร์ระยะที่ 2 ซึ่งจะจัดทำฐานข้อมูลแผนที่ระบบไฟฟ้าทั่วประเทศรวมทั้งระบบจำหน่ายแรงต่ำและพัฒนาระบบ GIS ให้เป็นเครื่องมือสำหรับควบคุม ติดตาม และจัดการกับ

ทรัพย์สินระบบไฟฟ้า และเชื่อมโยงเพื่อสนับสนุนระบบสารสนเทศอื่นที่เกี่ยวข้องเพื่อนำข้อมูลมาสนับสนุนการตัดสินใจกระบวนการทางธุรกิจหลักของ กฟภ.

3.4.4 แนวคิดการประยุกต์ใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ในการวางแผนระบบไฟฟ้า งานวางแผนระบบไฟฟ้าของ กฟภ. แบ่งออกเป็น 4 ส่วนหลัก ๆ คือ งานวางแผนสถานีไฟฟ้า งานวางแผนระบบสายส่ง งานวางแผนระบบจำหน่ายแรงสูง และงานวางแผนระบบจำหน่ายแรงต่ำ ซึ่งขั้นตอนพื้นฐานในการทำงานประกอบด้วยวิเคราะห์สภาพของระบบไฟฟ้าในปัจจุบันและในอนาคตเพื่อทราบขีดความสามารถในการรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น จากนั้นจึงวางแผนทางเลือกในการปรับปรุงเสริมระบบสายส่ง ระบบจำหน่าย และสถานีไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดโดยพิจารณาทั้งทางด้านเทคนิคและด้านเศรษฐศาสตร์

การประเมินขีดความสามารถของระบบในการรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในแต่ละปีนั้นจำเป็นต้องใช้การวิเคราะห์โหลดโพล์เพื่อตรวจสอบเงื่อนไขของแรงดันตกและค่าพิกัดกระแสของสายส่งที่ยอมรับได้ ปัจจุบัน กฟภ. ใช้เครื่องมือซอฟต์แวร์เข้ามาช่วยในการวิเคราะห์โหลดโพล์ เช่น โปรแกรม PSS/E (Power System Simulator for Engineering) และโปรแกรม PSS/ADEPT (Power System Simulator/Advance Distribution Engineering Productivity Tool) เป็นต้น โดยเริ่มต้นจากการรวบรวมข้อมูลของสภาพระบบไฟฟ้าจากแผนผังไดอะแกรมเส้นเดี่ยว (Single Line Diagram) และสอบถามข้อมูลเพิ่มเติมในส่วนที่เกี่ยวข้องกับเจ้าหน้าที่ที่การไฟฟ้าเขต หรือการไฟฟ้าหน้างานจากนั้นจึงป้อนข้อมูลเข้าในโปรแกรมวิเคราะห์โหลดโพล์เพื่อวิเคราะห์ผลของแรงดันและกระแสตามลำดับ

ปัญหาที่พบได้แก่ ความล่าช้าในการรวบรวมและตรวจสอบข้อมูล และปัญหาการทำให้อุปกรณ์ถูกต้องทันสมัยเนื่องจากข้อมูลมีที่มาจากหลายแหล่งและอยู่ในรูปแบบแผนที่กระดาษเนื่องจากข้อมูลบางส่วนที่ต้องใช้ในการป้อนข้อมูลให้กับโปรแกรมวิเคราะห์โหลดโพล์นั้นมีจัดเก็บไว้แล้วในระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (GIS) เช่น ข้อมูลจุดโหนด (จุดโหนด หมายถึง จุดเชื่อมต่อระหว่างอุปกรณ์ไฟฟ้า) ข้อมูลสายไฟ (บอกถึงข้อมูลการเชื่อมต่อจากจุดโหนดต้นทางไปยังจุดโหนดปลายทาง และระยะทางของสาย) เป็นต้น ซึ่งเป็นข้อมูลที่ถูกพิจารณาว่าถูกต้องทันสมัยและไว้ใจได้เมื่อเทียบกับระบบอื่นเพราะมีหน่วยงานที่รับผิดชอบในการปรับปรุงแก้ไขโดยตรง ดังนั้นวิธีการแก้ไขปัญหาล่าช้าในขั้นตอนการเตรียมและรวบรวมข้อมูลคือการนำข้อมูลของอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าที่จัดเก็บใน GIS ซึ่งอยู่ในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์มาประยุกต์ใช้กับ โปรแกรมวิเคราะห์โหลดโพล์ ทั้งนี้เพื่อลดระยะเวลาในการรวบรวมและจัดทำข้อมูลดังกล่าว อีกทั้งมีข้อมูลที่ทันสมัยใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าอีกด้วย

บทที่ 4

การประยุกต์ใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์สำหรับการวางแผนขยายสายส่ง

การวางแผนขยายสายส่งมีวัตถุประสงค์เพื่อจัดเตรียม หาอุปกรณ์เสริม และปรับปรุงหรือเพิ่มระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้สามารถรองรับกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตได้ โดยมีระดับความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (Reliability) อยู่ในระดับที่ยอมรับได้ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกล่าวถึงการวางแผนทางเลือกที่เหมาะสมในการขยายสายส่งเส้นใหม่เพื่อจ่ายไฟฟ้าให้กับสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งใหม่ที่เกิดขึ้น โดยพิจารณาให้สายส่งที่วางแผนสามารถรองรับโหลดในอนาคตได้ภายในระยะเวลาแผนงานที่กำหนดด้วยเงื่อนไขมาตรฐานแรงดันและกระแสที่อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ นอกจากนี้เมื่อพิจารณาค่าใช้จ่ายโดยรวมตลอดอายุการใช้งานของสายส่งต้องมีค่าใช้จ่ายโดยรวมที่ต่ำที่สุดจึงจะเป็นทางเลือกที่เหมาะสมในการวางแผน

กระบวนการขั้นพื้นฐานในการวางแผนประกอบด้วย การเก็บรวบรวมข้อมูล วิเคราะห์ข้อมูล และชี้สภาพปัญหา การวางแผนแนวทางแก้ปัญหาเสนอทางเลือกในการแก้ปัญหา และตัดสินใจนำทางเลือกที่เหมาะสมไปปฏิบัติ ซึ่งในบทที่ 3 ได้กล่าวถึงแนวคิดในการนำระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (GIS) มาประยุกต์ใช้ในการวางแผนระบบไฟฟ้าเนื่องจากระบบ GIS เป็นระบบฐานข้อมูลที่มีการจัดเก็บข้อมูลของอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าซึ่งอยู่ในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ และเป็นข้อมูลที่ถูกพิจารณาว่าถูกต้องทันสมัยเมื่อเทียบกับระบบอื่นเพราะมีหน่วยงานที่รับผิดชอบในการปรับปรุงแก้ไขโดยตรง ดังนั้นการผสมผสานระบบ GIS เข้ากับการวางแผนขยายสายส่งจึงเป็นวิธีที่สามารถช่วยลดระยะเวลาในการรวบรวมและจัดทำข้อมูลดังกล่าว อีกทั้งยังมีข้อมูลที่ทันสมัยใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าได้เป็นอย่างดี

ในหัวข้อถัดไปจะได้กล่าวถึงข้อกำหนดและแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของปัญหาการวางแผนขยายสายส่งดังกล่าว นอกจากนี้ยังได้กล่าวถึงรายละเอียดขั้นตอนในการวางแผนขยายสายส่งให้กับสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่ที่เกิดขึ้นบนระบบ GIS

4.1 ปัญหาการวางแผนขยายสายส่ง

ปัญหาการวางแผนขยายสายส่งเป็นการหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุด (Optimization Problem) โดยพิจารณาจากเซตของคำตอบที่เป็นไปได้ทั้งหมด (Feasible Option) และฟังก์ชันเป้าหมาย (Objective Function) โดยคำตอบที่เหมาะสมที่สุด ได้แก่ คำตอบที่สอดคล้องกับเงื่อนไขที่กำหนด (Condition) และทำให้ฟังก์ชันเป้าหมายเป็นจริง สำหรับในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นการ

วางแผนแบบขั้นเดียว (Single Stage) กล่าวคือ ไม่มีการเปลี่ยนแปลงของเซตคำตอบที่เป็นไปได้ทั้งหมดตลอดระยะเวลาในแผนงานซึ่งถือว่าอยู่ในขั้นเดียว แต่หากเป็นการวางแผนแบบหลายขั้น (Multi Stage) จะมีการเปลี่ยนแปลงของเซตคำตอบที่เป็นไปได้ของปัญหาในแต่ละขั้นซึ่งจะมีความยุ่งยากและซับซ้อนมากยิ่งขึ้น

4.1.1 ข้อกำหนด เป้าหมายทั่วไปของการวางแผน คือ การที่สามารถวางแผนทางเลือกที่สามารถรองรับกับโหลดที่เพิ่มขึ้นในอนาคตได้โดยสอดคล้องกับเงื่อนไขที่กำหนดและมีค่าใช้จ่ายโดยรวมต่ำที่สุด ทั้งนี้มีข้อกำหนดในการแก้ปัญหาวางแผนดังต่อไปนี้

- ระดับแรงดันที่จุดโหนดทุกจุดโหนดต้องอยู่ในเกณฑ์ที่สามารถยอมรับได้
- พิกัดกระแสของสายส่งทุกช่วงต้องอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้

4.1.2 แบบจำลองคณิตศาสตร์ของปัญหา ปัญหาวางแผนขยายสายส่งมีแบบจำลองคณิตศาสตร์ดังสมการที่ 4.1 โดยมีฟังก์ชันเป้าหมายในการทำให้ค่าใช้จ่ายโดยรวมมีค่าต่ำที่สุด ซึ่งค่าใช้จ่ายโดยรวมในที่นี้ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้าง ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการบำรุงรักษา ค่าใช้จ่ายเนื่องจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย และค่าใช้จ่ายเนื่องจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยเงื่อนไขที่พิจารณาได้แก่ เงื่อนไขของแรงดันตก และเงื่อนไขของพิกัดกระแส ดังสมการที่ 4.2 และ 4.3 ตามลำดับ

$$\min \quad CT = \sum_{n=0}^N \left\{ (1+i)^{-n} \left[\sum_{p=1}^P CI_{n,p} + \sum_{e=1}^E CO_{n,e} + \sum_{t=1}^T CL_{n,t} + CR_n \right] \right\} \quad (4.1)$$

Subject to

$$0.95 \leq V_i \leq 1.05 \quad \text{pu.} \quad (4.2)$$

$$I_i \leq 0.8 * \text{Rated Current} \quad (4.3)$$

โดยที่

CT : ค่าใช้จ่ายโดยรวม ณ ปัจจุบัน (Total Present Value Cost)

N : อายุการใช้งานของสายส่งที่วางแผน (Life Time)

n : ปีที่พิจารณา n ใด ๆ โดยเริ่มตั้งแต่ปีที่ 0

i : อัตราส่วนลด (Discount Rate)

$\sum_{p=1}^P CI_{n,p}$: ค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างสายส่งในปีที่ n (Cost of Investment)

P : จำนวนสายส่งที่วางแผนจะก่อสร้างในปีที่ n

$\sum_{e=1}^E CO_{n,e}$: ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาสายส่งในปีที่ n

(Cost of Operation and Maintenance)

E : จำนวนสายส่งที่วางแผนจะก่อสร้างและเริ่มจ่ายไฟในระบบแล้ว

$\sum_{t=1}^T CL_{n,t}$: ค่าใช้จ่ายเนื่องจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในปีที่ n (Cost of Energy Loss)

T : จำนวนสายส่งทั้งหมดในระบบที่พิจารณา

CR_n : ค่าใช้จ่ายเนื่องจากความน่าเชื่อถือได้ในระบบในปีที่ n (Cost of System Reliability)

V_i : ขนาดแรงดันที่บัส i ใด ๆ

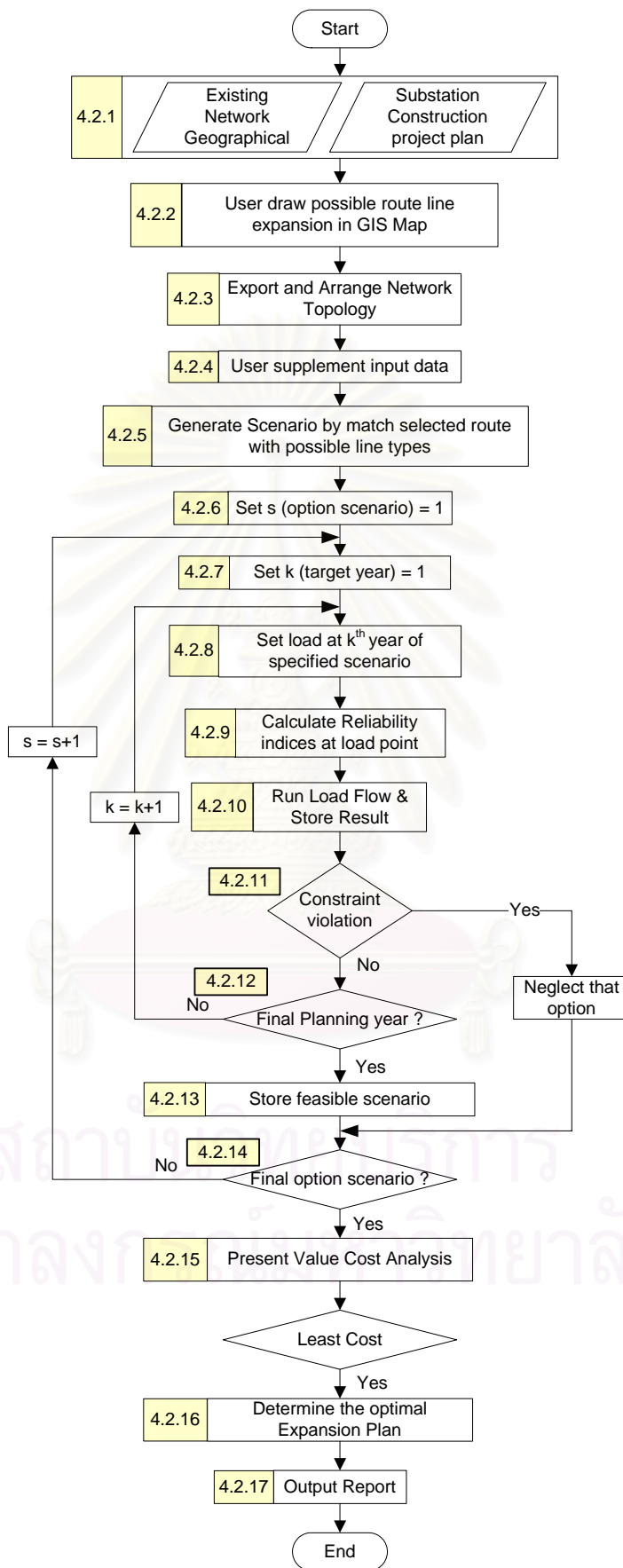
I_t : ขนาดกระแสที่สายส่ง t ใด ๆ

จากสมการที่ 4.2 เป็นเงื่อนไขของแรงดันตก (Voltage Drop Constraint) หมายถึง ระดับแรงดันที่บัส i ใดๆ ต้องไม่สูงหรือต่ำกว่า 5% ของแรงดันปกติ (Nominal Voltage) ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้หมายถึงระดับแรงดัน 115 kV และจากสมการที่ 4.3 เป็นเงื่อนไขของพิกัดกระแส (Current Capacity Constraint) หมายถึง กระแสไหลที่ไหลในสายส่ง t ใดๆ จะต้องไม่เกิน 80% ของขนาดพิกัดสายส่ง (Rated Current)

ค่าใช้จ่ายในส่วนต่าง ๆ ในสมการที่ 4.1 ได้แสดงรายละเอียดการคำนวณไว้แล้วในบทที่ 2 หัวข้อการวิเคราะห์ทางด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์

4.2 ขั้นตอนการวางแผนขยายสายส่งให้กับสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่บนระบบ GIS

โปรแกรมระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (ArcMap) ได้ถูกพัฒนาโดยการออกแบบและพัฒนาปุ่มคำสั่งที่เขียนขึ้นด้วยภาษา VBA เพิ่มเติม เพื่อนำมาใช้ในการวิเคราะห์และวางแผนเส้นทาง ประเภทและ ขนาดของสายส่งที่พอเหมาะสำหรับจ่ายไฟให้กับสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่โดยพิจารณาฟังก์ชันเป้าหมายและเงื่อนไขตามที่กำหนดไว้ข้างต้น นอกจากนี้ยังได้พัฒนาการเชื่อมต่อระหว่างระบบ GIS และส่วนต่อประสานโปรแกรมประยุกต์การวิเคราะห์โหลดโพล์ที่เรียกว่า LFAP (Load Flow Application Program Interface) เพื่อให้สามารถวิเคราะห์โหลดโพล์และนำผลการวิเคราะห์ที่ได้มาตรวจสอบเงื่อนไขตามที่กำหนดไว้ข้างต้น แผนผังขั้นตอนการวางแผนสายส่งให้กับสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่บนระบบ GIS แสดงไว้ดังรูปที่ 4.1



รูปที่ 4.1 แผนผังขั้นตอนการวางแผนสายส่งให้กับสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่บนระบบ GIS

4.2.1 การเตรียมข้อมูลในระบบ GIS ข้อมูลที่ใช้ประกอบการวางแผนระบบสายส่งและจัดเก็บอยู่ในระบบ GIS ได้แก่

- **เพิ่มข้อมูลของชั้นข้อมูลถนน (Road.shp)** ประกอบด้วยเส้นแนวของถนนทั่วประเทศ
- **เพิ่มข้อมูลของชั้นข้อมูลแหล่งน้ำ (River.shp)** ประกอบด้วยเส้นขอบเขตแหล่งน้ำทั่วประเทศ
- **เพิ่มข้อมูลของชั้นข้อมูลสถานีไฟฟ้า (Substation.shp)** ประกอบด้วยจุดแสดงตำแหน่งที่ตั้งของสถานีไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมและที่อยู่ในแผนงานก่อสร้างทั้งของ บมจ.กฟผ. และ กฟภ. ทั่วประเทศ
- **เพิ่มข้อมูลของชั้นข้อมูลสายส่ง** แบ่งออกเป็น 2 เพิ่มข้อมูล ได้แก่
 - **เพิ่มข้อมูลสายส่งประเภทจุด (HVline_node.shp)** ประกอบด้วยจุดทุกจุดที่เป็นรอยเชื่อมต่อระหว่างเส้นสายส่ง เรียกจุดเหล่านี้ว่า จุด โหนด
 - **เพิ่มข้อมูลสายส่งประเภทเส้น (HVline_arc.shp)** ประกอบด้วยเส้นแนวของสายส่งแต่ละช่วงที่เชื่อมต่อระหว่างจุด โหนด

ตัวอย่างรายละเอียดข้อมูลสถานีไฟฟ้าและสายส่งที่จัดเก็บอยู่ในระบบ GIS ได้แสดงไว้ในตารางที่ 3.1

4.2.2 ผู้ใช้กำหนดเส้นทางการวางแผนสายส่ง

ผู้ใช้สามารถกำหนดเส้นทางได้โดยการเพิ่มแนวสายส่งที่ต้องการวางแผนลงในหน้าจอ GIS โดยมีสภาพแวดล้อมจริงเป็นองค์ประกอบในการตัดสินใจ ได้แก่ แนวถนนและแม่น้ำ ตัวอย่างเช่น เมื่อผู้ใช้ต้องการวางแผนสายส่งเส้นใหม่ให้กับสถานีไฟฟ้า ก. ผู้ใช้สามารถพิจารณาเลือกแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้กับสถานีไฟฟ้า ก. ได้โดยพิจารณาปัจจัยต่อไปนี้

- มีแนวถนนที่ตัดผ่านไปยังสถานีไฟฟ้า ก. แนวใดบ้าง
- มีแหล่งจ่ายไฟใดบ้างที่สามารถจ่ายให้กับสถานีไฟฟ้า ก. ได้ เช่น หากต้องการรับไฟจากสถานีไฟฟ้าของ บมจ.กฟผ. แต่ปรากฏว่าเมื่อพิจารณาจากหน้าจอ GIS แล้วไม่สามารถรับได้เนื่องจากสถานีไฟฟ้าของ บมจ.กฟผ. นั้นได้จ่ายไฟให้กับสถานีไฟฟ้าเดิมของ กฟภ. อยู่ก่อนแล้วตามข้อกำหนดการซื้อขายไฟระหว่าง กฟภ. และ บมจ.กฟผ. เป็นต้น

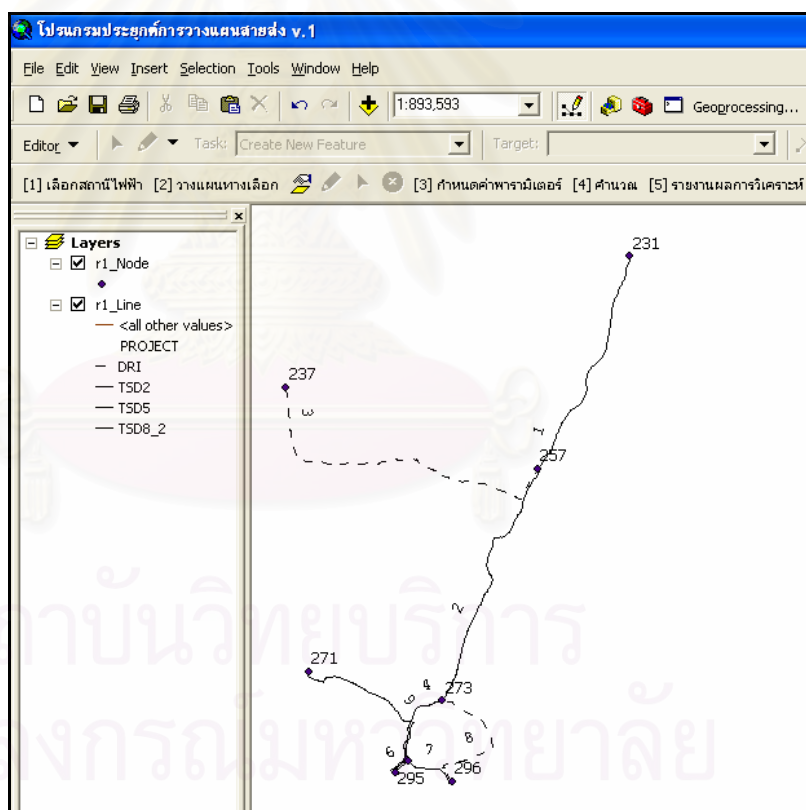
4.2.3 การส่งออกข้อมูลและการจัดเรียงข้อมูล (Export and Arrange Network Topology)

เป็นการเลือกเฉพาะส่วนของสถานีไฟฟ้าและสายส่งที่ต้องการดึงออกมาจากรฐานข้อมูลระบบไฟฟ้าทั้งหมดที่จัดเก็บอยู่ในระบบ GIS ซึ่งมีเป็นจำนวนมาก โดยเพิ่มข้อมูลที่ส่งออกมาจะอยู่ในรูปแบบของ Shape file (.shp) และการส่งออกระบบไฟฟ้าที่ถูกเลือกในแต่ละ

ครั้งนั้นจะถูกส่งออกมาเป็นเพิ่มข้อมูล 2 ลักษณะเพิ่มข้อมูล ได้แก่ เพิ่มข้อมูลของจุดโนดทั้งหมดที่มีในระบบ (Node Feature) และเพิ่มข้อมูลของเส้นสายส่งทั้งหมดที่มีในระบบ (Line Feature)

ทุกครั้งที่ใช้กำหนดเส้นทางในการวางแผนสายส่งเส้นใหม่ในขั้นตอน 4.2.2 แต่ละเส้นทาง ผู้ใช้ต้องเลือกสถานีไฟฟ้าและสายส่งที่เกี่ยวข้องกับเส้นทางนั้น ๆ ที่ต้องการส่งออกเพื่อนำมาเก็บไว้สำหรับการวิเคราะห์ทางด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ต่อไป

จากการศึกษาตารางรายละเอียดของข้อมูลสายส่ง (Attribute Table) ในเพิ่มข้อมูลของเส้นสายส่งที่ถูกส่งออกมาจากฐานข้อมูลเดิมของระบบ GIS นั้น จะมีสคมภ์ที่ชื่อว่า FNODE_ และ TNODE_ ซึ่งจัดเก็บเลขรหัสของจุดโนดที่เป็นจุดเริ่มต้นและจุดสิ้นสุดของเส้นสายส่งแต่ละเส้นไว้ตามลำดับ ซึ่งพบว่าลักษณะการจัดเรียงข้อมูลในทั้ง 2 สคมภ์ของสายส่งแต่ละเส้นนั้นไม่ได้จัดเรียงไปในทิศทางเดียวกันเสมอไปและบางกรณีทิศทางการจัดเรียงไม่ได้เป็นไปในทิศทางเดียวกันจากแหล่งจ่ายไฟไปยังจุดโหลดตามตัวอย่างในรูปที่ 4.2 , 4.3 และ 4.4



รูปที่ 4.2 ตัวอย่างกราฟิกแสดงระบบที่ถูกส่งออกก่อนที่จะมีการจัดเรียงข้อมูล

จากรูปที่ 4.2 จุดโนดที่เป็นแหล่งจ่ายไฟได้แก่ จุดโนดที่มีเลขรหัส 296 ซึ่งเป็นแหล่งจ่ายไฟหลัก และ จุดโนด 237 ซึ่งเป็นแหล่งจ่ายไฟสำรองดังจะเห็นได้จากสายส่งที่มีเลขรหัส 3 ที่จ่ายไฟออกมาจากจุดโนด 237 นั้นเป็นเส้นประซึ่งหมายถึงเป็นสายส่งที่อยู่ในโครงการเพิ่มความ

นำเชื่อถือได้ของระบบ (Distribution Reliability Increase : DRI) ซึ่งจะเชื่อมต่อกับระบบแบบ
 สำรองจ่ายไฟด้วยสวิตช์ที่มีสถานะปกติเปิด (Normally Open : NO) และจะทำการปิดสวิตช์เพื่อ
 เชื่อมต่อและจ่ายไฟแทนระบบหลักต่อเมื่อมีเหตุขัดข้องเกิดขึ้นกับระบบหลักเท่านั้น และในลักษณะ
 เดียวกันจุด โหนด 296 ที่เป็นแหล่งจ่ายไฟหลักยังมีสายส่งอีกวงจรที่จ่ายไฟออกมาจากจุด โหนด 296 ไป
 ยังจุด โหนด 273 ซึ่งเป็นสายส่งที่อยู่ในโครงการ DRI เช่นเดียวกัน

OBJECTID*	Shap	LINE_115	CODE	NAME_THAI	NAME_ENG	PROJECT
1	Point	231	KEA115	เขมราฐ	KHEMARAT	TSD5
2	Point	237	ANA115	อำนาจเจริญ	AMNAT CHAROEN	EGAT
3	Point	257	TPK115	ตระการพนม	TRAKAN PHUET PH	TSD2
4	Point	271		ห้องใน	KHUEANG NAI	TSD8.2
5	Point	273				TabNode
6	Point	291				TabNode
7	Point	292				TabNode
8	Point	295	WRA115	วารินชำราบ	WARIN CHAMRAP	TSD5
9	Point	296	UBB115		UBON RATCHATHA	EGAT

รูปที่ 4.3 ตัวอย่างหน้าต่างตารางข้อมูลรายละเอียดของจุด โหนดก่อนที่จะมีการจัดเรียงข้อมูล

OBJECTID*	Shape*	FNODE_	TNODE_	LENGTH	PROJECT	CODE
1	Polyline	231	257	44156.9	TSD5	1C
2	Polyline	257	273	48885.8	TSD2	1C
3	Polyline	237	257	63621.5	DRI	1C
4	Polyline	273	291	15141.5	TSD2	1C
5	Polyline	291	295	4192.28	TSD5	1C
6	Polyline	295	292	3584.1	TSD5	1C
7	Polyline	292	296	9874.88	TSD2	1C
8	Polyline	296	273	27705.6	DRI	1C
9	Polyline	271	295	35752.9	TSD8_2	1C

รูปที่ 4.4 ตัวอย่างหน้าต่างตารางข้อมูลรายละเอียดของสายส่งก่อนที่จะมีการจัดเรียงข้อมูล

จากรูปที่ 4.3 เมื่อสังเกตค่าที่อยู่ในสดมภ์ FNODE_ และ TNODE_ ของสายส่งรหัสเลขที่ 1, 2, 4, 5, 6, 7, 9 มีการจัดเรียงทิศทางไปในทิศทางที่วิ่งจากจุดโหนดกลับมายังแหล่งจ่ายไฟซึ่งที่ถูกต้องควรเป็นไปในทิศทางที่กลับกันกล่าวคือ

	FNODE_	TNODE_
สายส่งเส้นที่ 7	296	292
สายส่งเส้นที่ 6	292	295
สายส่งเส้นที่ 5	295	291
สายส่งเส้นที่ 4	291	273
สายส่งเส้นที่ 2	273	257
สายส่งเส้นที่ 1	257	231

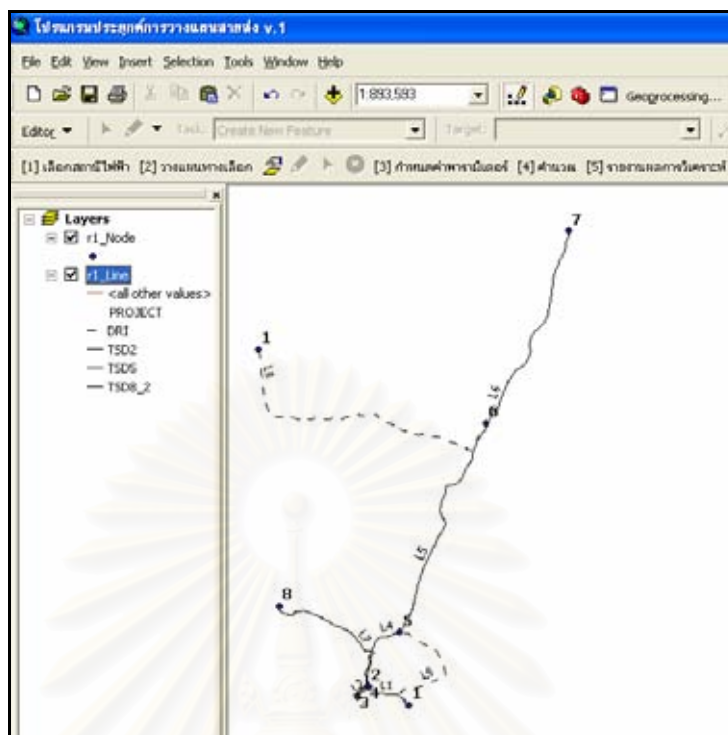
ดังนั้นจึงจำเป็นต้องเขียนคำสั่งเพิ่มเติมให้โปรแกรมทำการจัดเรียงข้อมูลการเชื่อมต่อของสายส่งดังกล่าวให้เป็นไปในทิศทางเดียวกัน โดยมีทิศทางเริ่มต้นจากแหล่งจ่ายไฟไปยังจุดโหนด ดังแสดงแผนผังการจัดเรียงในรูปที่ 4.5

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 4.5 แผนผังแสดงขั้นตอนการจัดเรียงข้อมูลทิศทางของสายส่ง

จากตารางข้อมูลรายละเอียดของจุดโหนด (Node Attribute Table) และตารางข้อมูลรายละเอียดของสายส่ง (Line Attribute Table) ในรูปที่ 4.3 และ 4.4 นำมาผ่านกระบวนการจัดเรียงข้อมูลทิศทางของสายส่งหรืออาจกล่าวได้นำมาจัดเรียงข้อมูลในสคมภ์ FNODE_ กับ TNODE_ ใหม่ให้มีทิศทางที่ถูกต้องตามที่ได้อ้างไว้ข้างต้น โดยตามแผนผังขั้นตอนการจัดเรียงข้อมูลทิศทางของสายส่งในรูปที่ 4.5 จะเห็นว่าผลลัพธ์สุดท้ายที่ได้คือ สคมภ์ Fnew และ Tnew ซึ่งถูกสร้างขึ้นเพื่อจัดเก็บค่าการเรียงทิศทางที่ถูกต้อง สำหรับแผนผังรายละเอียดของแต่ละขั้นตอนในรูปที่ 4.5 นั้นได้แสดงไว้ในภาคผนวก ก



รูปที่ 4.6 ตัวอย่างกราฟิกแสดงระบบที่ถูกส่งออกหลังจากที่จัดเรียงข้อมูล

ในรูปที่ 4.6 , 4.7 และ 4.8 แสดงผลลัพธ์ของระบบที่ถูกส่งออก (Exported) และผ่านกระบวนการจัดเรียงข้อมูล (Arranged) เรียบร้อยแล้ว จากรูปที่ 4.6 จะเห็นว่ามีกำหนดชื่อให้กับสายส่งใหม่เป็น L1, L2, L3,... และกำหนดชื่อให้กับจุดโนดใหม่ (Dummy Node) เป็น 1, 2, 3,... โดยเรียงตามลำดับการจัดเรียงทิศทางของสายส่ง จุดโนดที่เป็นแหล่งจ่ายไฟไม่ว่าจะเป็นแหล่งจ่ายไฟหลักหรือแหล่งจ่ายไฟสำรองจะถูกกำหนดให้มีชื่อของจุดโนดเป็น 1 เสมอ ทั้งนี้เพื่อนำไปใช้ในการสร้างเมตริกซ์ความสัมพันธ์ (Connection Matrix) ซึ่งจะได้กล่าวถึงในขั้นตอนที่ 4.2.9 ต่อไป

ในรูปที่ 4.7 จะเห็นว่ามีการสร้างสดมภ์ขึ้นใหม่ 4 สดมภ์ ได้แก่ สดมภ์ NODE มีไว้สำหรับจัดเก็บชื่อที่ถูกกำหนดให้ใหม่ของจุดโนด สดมภ์ Count มีไว้สำหรับจัดเก็บจำนวนครั้งที่นับจุดโนดนั้น ๆ ได้ในสดมภ์ FNODE_ และ TNODE_ ของตารางข้อมูลรายละเอียดของสายส่งซึ่งหากพบว่ามีความมากกว่า 2 แสดงว่าจุดโนดนั้น ๆ เป็นจุดโนดที่เป็นจุดแยกของกิ่งสายไฟ สดมภ์ Main มีค่าเป็น “Y” สำหรับจุดโนดที่มีเส้นทางจ่ายไฟหลัก (Main Line) วิ่งผ่าน มีค่าเป็น “S” สำหรับจุดโนดที่เป็นแหล่งจ่ายไฟหลักและมีค่าเป็น “N” สำหรับจุดโนดที่ไม่ได้อยู่บนเส้นทางจ่ายไฟหลัก สุดท้ายคือ สดมภ์ STATUS มีค่าเป็น “Y” สำหรับจุดโนดที่เป็นจุดโหลดของระบบ และมีค่าเป็น “N” สำหรับจุดโนดที่ไม่ใช่จุดโหลดของระบบที่ต้องการพิจารณา

Attributes of r1_Node

OBJECTID*	Shape*	LINE_115	NODE	Count	CODE	NAME_THAI	NAME_ENG	PROJECT	Main	STATUS
1	Point	231	7	1	KEA115	เขมราฐ	KHEMARAT	TSD5	Y	Y
2	Point	237	1	1	ANA115	อำนาจเจริญ	AMNAT CHAROEN	EGAT	N	N
3	Point	257	6	3	TPK115	ตระกวนพูน	TRAKAN PHUET PHON	TSD2	Y	Y
4	Point	271	8	1		เขื่องใน	KHUEANG NAI	TSD8.2	Y	Y
5	Point	273	5	3				TabNode	Y	N
6	Point	291	4	2				TabNode	Y	N
7	Point	292	2	2				TabNode	Y	N
8	Point	295	3	3	WRA115	วารินชำราบ	WARIN CHAMRAP	TSD5	Y	Y
9	Point	296	1	2	UBB115		UBON RATCHATHANI 2	EGAT	S	N

Record: 0 Show: All Selected Records (0 out of 9 Selected.) Options

รูปที่ 4.7 ตัวอย่างหน้าต่างตารางข้อมูลรายละเอียดของจุดโนดหลังจากที่จัดเรียงข้อมูล

Attributes of r1_Line

OBJECTID	Shape*	FNODE_	TNODE_	LENGTH	PROJECT	CODE	Fsort	Isort	Trace1	End	Trace2	Trace3	NAME	Fnew	Inew	Trace4	MainLine
1	Polyline	231	257	44156.9	TSD5	1C	257	231	Y	N	N	Y	L6	6	7	N	Y
2	Polyline	257	273	48885.8	TSD2	1C	273	257	Y	N	N	Y	L5	5	6	N	Y
3	Polyline	237	257	63621.5	DRI	1C	237	257	Y	N	Y	Y	L8	1	6	Y	N
4	Polyline	273	291	15141.5	TSD2	1C	291	273	Y	N	N	Y	L4	4	5	N	Y
5	Polyline	291	295	4192.28	TSD5	1C	295	291	Y	N	N	Y	L3	3	4	N	Y
6	Polyline	295	292	3584.1	TSD5	1C	292	295	Y	N	N	Y	L2	2	3	N	Y
7	Polyline	292	296	9874.88	TSD2	1C	296	292	Y	N	N	Y	L1	1	2	Y	Y
8	Polyline	296	273	27705.6	DRI	1C	296	273	Y	N	Y	Y	L9	1	5	Y	N
9	Polyline	271	295	35752.9	TSD8_2	1C	295	271	Y	Y	N	Y	L7	3	8	N	Y

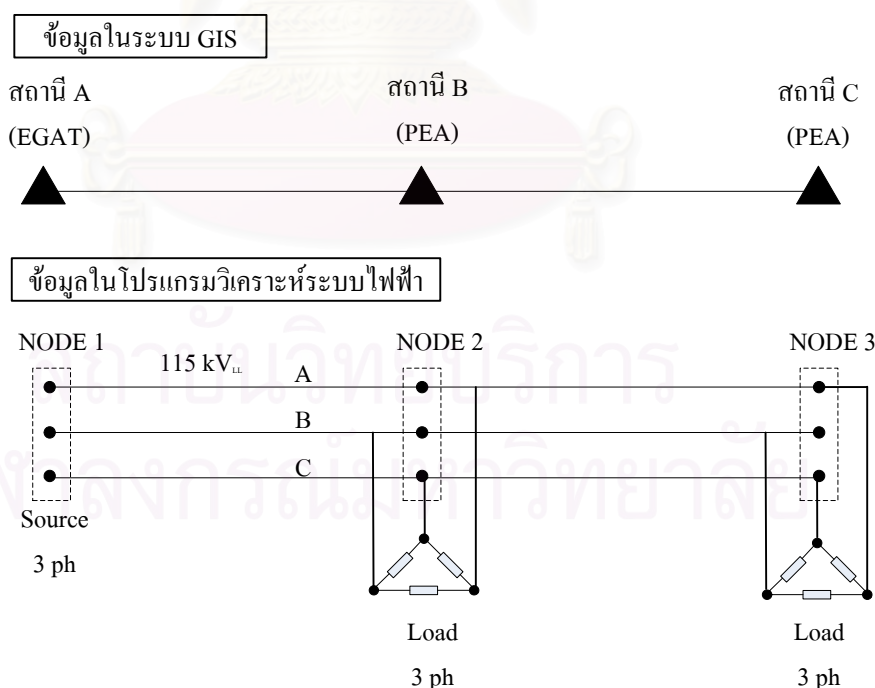
Record: 1 Show: All Selected Records (0 out of 9 Selected.) Options

รูปที่ 4.8 ตัวอย่างหน้าต่างตารางข้อมูลรายละเอียดของสายส่งหลังจากที่จัดเรียงข้อมูล

ในรูปที่ 4.8 มีสครม์ที่ถูกสร้างเพิ่มขึ้นมา 11 สครม์ ได้แก่ สครม์ Trace1, Trace2, Trace3, Trace4 ซึ่งมีไว้สำหรับช่วยตรวจสอบและป้องกันการรบกวนรูปในการจัดเรียงทิศทางข้อมูลสายส่งในแต่ละขั้นตอน สครม์ End มีค่าเป็น “Y” สำหรับกรณีที่สายส่งนั้นเป็นกิ่งปลายสุดท้ายของการเชื่อมต่อ สครม์ Fsort และ Tsort จัดเก็บค่าที่ได้จากการจัดเรียงทิศทางข้อมูลสายส่งใหม่โดยการนำค่าในสครม์ FNODE_ และ TNODE_ มาสลับที่และจัดเรียงใหม่ให้มีทิศทางที่ต้องการ สครม์ NAME จัดเก็บค่าชื่อของสายส่งที่กำหนดโดยไล่เรียงจากจุดเริ่มต้นไปยังจุดสุดท้าย สครม์ MainLine มีค่าเป็น “Y” สำหรับกรณีที่สายส่งนั้นอยู่ในเส้นทางจ่ายไฟหลัก และสุดท้ายได้แก่ สครม์ Fnew และ Tnew จัดเก็บค่าที่ได้จากการจัดเรียงทิศทางของข้อมูลโดยมีการกำหนดชื่อให้กับจุดโนดใหม่เป็นตัวเลขง่าย ๆ เริ่มต้นจาก 1, 2, 3, ... เป็นต้นไป

4.2.4 การป้อนข้อมูลเพิ่มเติมโดยผู้ใช้ (User Supplement Input Data)

เป็นการเพิ่มเติมข้อมูลค่าพารามิเตอร์ที่จำเป็นต้องใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าให้ครบถ้วนตามที่โปรแกรมวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าต้องการซึ่งข้อมูลเหล่านี้ไม่ได้จัดเก็บไว้ในฐานข้อมูล GIS และเพื่อให้เข้าใจองค์ประกอบของอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าที่ใช้วิเคราะห์ในโปรแกรมวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าได้ดียิ่งขึ้นจึงแสดงแบบจำลองการเชื่อมต่อของอุปกรณ์ในระบบส่งย่อยดังรูปที่ 4.9



รูปที่ 4.9 แบบจำลองการเชื่อมต่อของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบส่งย่อย

ข้อมูลที่โปรแกรมวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าต้องการเพิ่มเติมสำหรับการวิเคราะห์โหลด โพลาร์ ได้แก่

- 1) **ข้อมูลจุดโนด (Node Data)** ข้อมูลจุดโนด 1 จุดในระบบ GIS เมื่อถูกนำเข้าไปในโปรแกรมวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าแล้วจะถูกมองว่าประกอบด้วยองค์ประกอบย่อย 3 ส่วนด้วยกัน กล่าวคือ ใน 1 จุดจะประกอบไปด้วยจุดโนดของเฟส A จุดโนดของเฟส B และจุดโนดของเฟส C
 - **Base Voltage (kV)** เป็นระดับแรงดันเฟสของแต่ละจุดโนด ซึ่งในกรณีนี้จะเขียนโปรแกรมให้มีค่าเท่ากับ $\frac{\text{System base voltage}}{\sqrt{3}}$ โดยค่าแรงดันฐานของระบบ (System base voltage) ได้มาจากค่าที่ผู้ใช้ป้อนผ่านทางหน้าจอหลักของโปรแกรมซึ่งในระบบที่พิจารณาจะมีค่าเท่ากับ 115 kV
- 2) **ข้อมูลแหล่งจ่ายไฟ (Source Data)** แหล่งจ่ายไฟในที่นี้หมายถึง สถานีไฟฟ้าของ บมจ.กฟผ. ที่จ่ายไฟให้กับสถานีไฟฟ้าย่อยต่าง ๆ ของ กฟภ. หรืออาจหมายถึง สถานีไฟฟ้าลานไถ (Switching Station) ของ กฟภ. เองที่ทำหน้าที่จ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับระบบส่งไฟฟ้าย่อยของ กฟภ.
 - **Type** เป็นข้อมูลชนิดของแหล่งจ่ายไฟ แบ่งได้เป็น 3 ชนิด คือ Voltage Controlled Source (Source_PV), Swing Source (Source_SW) และ Voltage-behind-Reactance Source (Source_VZ) ซึ่งได้เขียนโปรแกรมกำหนดให้มีค่าเป็นชนิด Swing Source
 - **Voltage magnitude (kV)** เป็นค่าแรงดันขาออกจากแหล่งจ่ายไฟ (Terminal Voltage) ซึ่งรับค่ามาจากค่าที่ผู้ใช้ป้อนผ่านทางหน้าจอหลักของโปรแกรมโดยปกติอาจมีค่าสูงกว่าระดับแรงดันฐานอยู่ 5 %
 - **Voltage Angle (degree)** เป็นค่ามุมของแรงดันขาออกจากแหล่งจ่ายไฟ ซึ่งปกติกำหนดให้มีค่าเป็น 0
- 3) **ข้อมูลสายไฟ (Branch Data)** เป็นข้อมูลพารามิเตอร์ของสายไฟซึ่งจะมีค่าแตกต่างกันไปขึ้นอยู่กับขนาด และชนิดของสายไฟ ผู้ใช้จะต้องนำเข้าตารางข้อมูลพารามิเตอร์ของสายไฟที่บ่งบอกว่าสายไฟรหัสใด (CODE) มีค่า R_1 , X_1 , B_1 เป็นเท่าใดโดยสามารถนำเข้าไปในรูปแบบของไฟล์ dbf (file.dbf) หลังจากนั้นโปรแกรมจะไปดึงค่าพารามิเตอร์ดังกล่าวมาจากตารางโดยใช้รหัสของสายไฟเป็นตัวเชื่อมโยงความสัมพันธ์

- Positive-sequence series resistance : R_1 (Ohms per km)
 - Positive-sequence series reactance : X_1 (Ohms per km)
 - Positive-sequence charging admittance : B_1 (micro-Siemens per km)
- 4) ข้อมูลโหลด (Load Data) จุดโหลดในที่นี้หมายถึง ตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าย่อยต่าง ๆ ที่รับไฟผ่านสายส่งระดับแรงดัน 115 kV ของ กฟภ. ซึ่งมีลักษณะการเชื่อมต่อกับระบบเป็นแบบเดลต้า (Delta Connection)
- Base Voltage (kV) เป็นระดับแรงดันเฟสของโหลดแต่ละเฟสซึ่งมีค่าเท่ากับระดับแรงดันฐานของระบบ (115 kV)
 - Load Type เป็นข้อมูลชนิดของโหลด แบ่งได้เป็น 3 ชนิด คือ โหลดชนิดกระแสคงที่ โหลดชนิดกำลังไฟฟ้าคงที่ และโหลดชนิดความต้านทานคงที่ ซึ่งในที่นี้กำหนดให้เป็นโหลดชนิดกำลังไฟฟ้าคงที่
 - Real Power of Phase A : P_a (kW) เป็นกำลังไฟฟ้าจริงเฟส A
 - Real Power of Phase B : P_b (kW) เป็นกำลังไฟฟ้าจริงเฟส B
 - Real Power of Phase C : P_c (kW) เป็นกำลังไฟฟ้าจริงเฟส C
 - Reactive Power of Phase A : Q_a (kVar) เป็นกำลังไฟฟ้าเสมือนเฟส A
 - Reactive Power of Phase B : Q_b (kVar) เป็นกำลังไฟฟ้าเสมือนเฟส B
 - Reactive Power of Phase C : Q_c (kVar) เป็นกำลังไฟฟ้าเสมือนเฟส C

นอกจากนี้โปรแกรมยังต้องการข้อมูลเพิ่มเติมสำหรับนำไปใช้ประกอบกระบวนการวางแผนระบบไฟฟ้า ซึ่งกำหนดให้ผู้ใช้ป้อนข้อมูลผ่านทางหน้าจอของโปรแกรม

5) ข้อมูลสถานีไฟฟ้า ได้แก่

- ปีที่สถานีไฟฟ้าแห่งใหม่จะเริ่มจ่ายไฟตามแผนงานก่อสร้างสถานีไฟฟ้า
- ข้อมูลพยากรณ์โหลดสูงสุดของสถานีไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง ณ ปีที่สถานีไฟฟ้าแห่งใหม่เริ่มจ่ายไฟ
- ข้อมูลพยากรณ์อัตราการเจริญเติบโตของโหลด (Growth Rate) ของสถานีไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง
- ข้อมูลตัวประกอบโหลด (Load Factor) เป็นอัตราส่วนของกำลังไฟฟ้าโดยเฉลี่ยต่อกำลังไฟฟ้าขณะเกิดโหลดสูงสุด
- ข้อมูลตัวประกอบกำลัง (Power Factor) เป็นอัตราส่วนของกำลังไฟฟ้าจริง (Real Power : kW) ต่อกำลังไฟฟ้าปรากฏ (Apparent Power : kVA)

6) ข้อมูลระบบสายส่ง ได้แก่

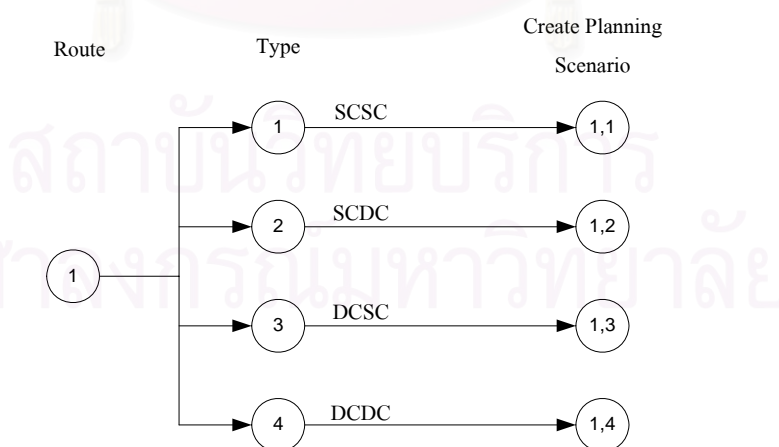
- ระยะเวลาตามแผนงานที่ต้องการวางแผนสายส่ง
- อายุการใช้งานของสายส่งเส้นใหม่
- แผนงานและระยะเวลาในการก่อสร้างสายส่งเส้นใหม่
- พารามิเตอร์ของสายส่ง เช่น ค่าอิมพีแดนซ์ และค่าพิกัดกระแส เป็นต้น
- ข้อมูลอัตราการล้มเหลว (λ) ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้อง (r) และระยะเวลาสวิตชิง (Switching Time) ของสายส่ง
- ราคาค่าก่อสร้างต่อหน่วยของสายส่งเส้นใหม่

7) ข้อมูลประกอบการคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์ ได้แก่

- อัตราส่วนลด (Discount Rate)
- อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Cost)
- อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ (Outage Cost)
- อัตราค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (O&M Cost)

4.2.5 การสร้างทางเลือกในการวางแผนสายส่ง

ในขั้นตอนนี้โปรแกรมจะสร้างทางเลือกต่าง ๆ (Scenario) ขึ้น โดยการจับคู่เส้นทางที่กำหนดในขั้นตอน 4.2.2 กับชนิดของสายส่งต่าง ๆ ซึ่งมีอยู่ในตารางข้อมูลพารามิเตอร์ของสายไฟแล้วจึงนำมาสร้างไฟล์ข้อมูลในรูปแบบ shape file ของแต่ละทางเลือกโดยการสำเนา (Copy) เพิ่มข้อมูลที่ได้จากการส่งออกและจัดเรียงข้อมูลของแต่ละเส้นทางที่ผู้ใช้กำหนดในขั้นตอน 4.2.3 และแก้ไขค่าในสคีม CODE ของเพิ่มข้อมูลสายส่งให้มีค่าสอดคล้องกับทางเลือกต่าง ๆ



SCSC : Single Circuit Single Conductor DCSC : Double Circuit Single Conductor
 SCDC : Single Circuit Double Conductor DCDC : Double Circuit Double Conductor

รูปที่ 4.10 ตัวอย่างแสดงการสร้างทางเลือกในการวางแผนสายส่ง

4.2.6 การกำหนดค่าทางเลือก

หลังจากที่สร้างทางเลือกต่าง ๆ เรียบร้อยแล้วก็ให้เริ่มพิจารณาทีละทางเลือก (Scenario) โดยเริ่มต้นจากทางเลือกที่ 1 ก่อน (เริ่มต้นกำหนดให้ $s = 1$)

4.2.7 การกำหนดค่าลำดับที่ของปีที่พิจารณา k^{th}

ปีที่ k ใด ๆ หมายถึงปีที่กำลังพิจารณาวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของทางเลือกนั้น ๆ ว่าเป็นไปตามเงื่อนไขแรงดันและกระแสที่กำหนดหรือไม่ โดยจำนวนปีทั้งหมดที่พิจารณามีค่าเท่ากับจำนวนปีที่ต้องการวางแผน เช่น ต้องการวางแผนให้สามารถรองรับโหลดได้ภายในระยะเวลา 10 ปี แสดงว่าค่า k จะมีค่าดังนี้คือ $k = 1, 2, 3, \dots, 8, 9, 10$

4.2.8 การกำหนดค่าโหลดให้สอดคล้องกับปีที่ k^{th}

เนื่องจากค่าโหลดที่สถานีไฟฟ้าในแต่ละปีจะมีค่าเพิ่มขึ้นตามอัตราการพยากรณ์การเจริญเติบโตของโหลด (Growth Rate) ดังนั้นค่าโหลดที่จะนำไปวิเคราะห์วางแผนในปีที่ k ใด ๆ จึงต้องเป็นค่าโหลด ณ ปีที่ k นั้น ๆ ซึ่งสามารถหาค่าได้จากสมการที่ 4.4 โดยที่มีค่าโหลดตั้งต้น (Initial Load) เป็นค่าโหลดในปีที่เริ่มต้นพิจารณาวางแผน

$$\text{Load at } k^{\text{th}} \text{ year} = \text{Initial Load} \times \text{Growth Rate}^{(k-1)} \quad (4.4)$$

4.2.9 การคำนวณดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด

ขั้นตอนนี้เป็นกระบวนการคำนวณหาดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดเพื่อต้องการหาค่าระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องที่จุดโหลด j ใด ๆ ในหนึ่งปี (U_j) สำหรับนำไปคำนวณหาค่าใช้จ่ายจากพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะไม่ได้รับที่จุดโหลด j นั้น ๆ การคำนวณเริ่มจากการนำค่าในสมการ F_{new} , T_{new} และ NAME ที่อยู่ในตารางข้อมูลรายละเอียดของสายส่งที่มีการจัดเรียงข้อมูลแล้วจากขั้นตอนที่ 4.2.3 มาสร้างเมตริกซ์ความสัมพันธ์ (Connection Matrix) คำนวณหามินิมัลไทเซต (Minimal Tie Sets) คำนวณหามินิมัลคัตเซต (Minimal Cut Sets) และสุดท้ายนำค่ามินิมัลคัตเซตที่คำนวณได้มาหาดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดต่อไป ซึ่งตัวอย่างการคำนวณทั้งหมดได้แสดงไว้แล้วในหัวข้อ 2.4

เนื่องจากในตารางข้อมูลที่ได้อาจจากระบบ GIS นั้นไม่ได้มีการจัดเก็บข้อมูลของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้ารวมอยู่ด้วย ซึ่งตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้างกล่าว จะมีผลต่อการพิจารณาผลกระทบที่จะเกิดไฟดับขึ้นกับจุดโหลดใด ๆ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้ตั้งข้อพิจารณาสำหรับใช้ในการพัฒนาโปรแกรมเพื่อให้สอดคล้องกับสภาพจริงของระบบไฟฟ้า กล่าวคือ พิจารณาให้สายส่งที่เชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. มีอุปกรณ์ป้องกันติดตั้งอยู่ที่ส่วนต้นและปลายสายส่งและสายส่งที่เชื่อมโยงออกจากจุดโนดที่เป็นจุดแท็บ (Tab Node) จะไม่มีอุปกรณ์ป้องกันติดตั้งอยู่ที่บริเวณจุดแท็บดังกล่าว

ผลลัพธ์ที่ได้จากเทคนิคการคำนวณในหัวข้อ 2.4 จะเป็นการพิจารณาเฉพาะผลกระทบที่เกิดขึ้นกับจุดโหลดอันเนื่องมาจากการล้มเหลวของสายส่งที่อยู่ในเส้นทางจ่ายไฟจากแหล่งจ่ายมายังจุดโหลดเท่านั้น (Passive Failure) ส่วนการล้มเหลวของสายส่งอื่นที่ไม่ได้อยู่บนเส้นทางจ่ายไฟซึ่งอาจส่งผลกระทบทำให้เกิดไฟดับขึ้นที่จุดโหลดอันเนื่องมาจากการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันนั้น (Active Failure) ในวิทยานิพนธ์นี้ได้ใช้วิธีการค้นหาจุดแต่ปที่อยู่ในเส้นทางจ่ายไฟของจุดโหลดที่พิจารณาและค้นหาว่าสายส่งใดเชื่อมต่อออกจากจุดแต่ปนั้น จากนั้นจึงเพิ่มสายส่งนั้นเข้าไปในตารางของสายส่งที่ส่งผลกระทบทำให้เกิดไฟดับที่จุดโหลดซึ่งได้มาก่อนแล้วจากการคำนวณในหัวข้อ 2.4 แผนผังการคำนวณหาการล้มเหลวแบบแอกทีฟของสายส่งแสดงไว้ในภาคผนวก ข

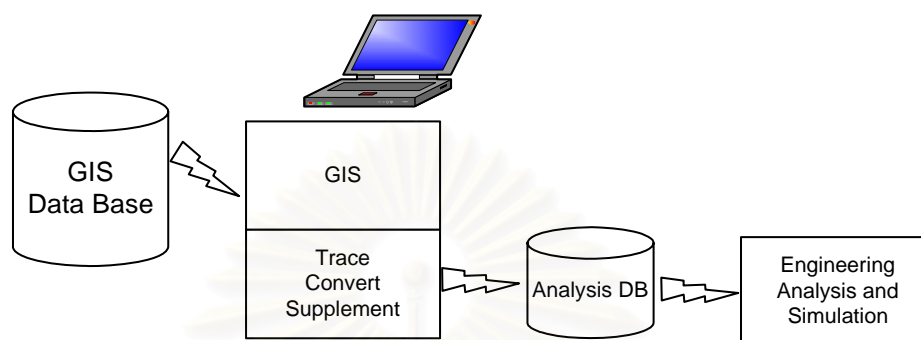
4.2.10 การคำนวณโหลดโพล์และบันทึกผลลัพธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เขียนโปรแกรมให้สามารถวิเคราะห์โหลดโพล์ผ่านทางหน้าจอหลักของระบบ GIS โดยตรงโดยการเรียกใช้ฟังก์ชันในการวิเคราะห์โหลดโพล์จากส่วนต่อประสานโปรแกรมประยุกต์การวิเคราะห์โหลดโพล์ (Load Flow Application Programming Interface : LFAP) และนำผลการวิเคราะห์ ได้แก่ แรงดันไฟฟ้าที่บัส, กระแสไฟฟ้าในสายส่ง และกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบไปจัดเก็บไว้ในตารางข้อมูลรายละเอียดของจุดโหนดและตารางข้อมูลรายละเอียดของสายส่งของแต่ละทางเลือกตามลำดับ โปรแกรมจะทำการวิเคราะห์โหลดโพล์และบันทึกผลลัพธ์ดังกล่าวไว้เพื่อใช้ในการตรวจสอบเงื่อนไขแรงดันและกระแสในขั้นตอน 4.2.11 และใช้สำหรับการคำนวณค่าใช้จ่ายที่เกิดจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบในขั้นตอน 4.2.15

วิธีการในการผสมผสานการวิเคราะห์ทางวิศวกรรม (Engineering Analysis) เข้ากับ GIS ได้มีการกล่าวถึงไว้ใน [23, 24] ซึ่งแต่ละวิธีมีข้อดีข้อเสียและสถาปัตยกรรมระบบคอมพิวเตอร์ที่แตกต่างกัน ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกใช้สถาปัตยกรรมวิธีการดึงข้อมูล (Extraction) ซึ่งเป็นการดึงข้อมูลในฐานข้อมูล GIS เฉพาะส่วนที่เกี่ยวข้องกับแบบจำลองการวิเคราะห์โหลดโพล์ เช่น ข้อมูลการเชื่อมต่อระหว่างสถานีไฟฟ้า ระยะทางและชนิดของสายส่ง มาจัดเก็บไว้ในฐานข้อมูลภายนอก (External Database) เพื่อให้สามารถนำไปวิเคราะห์โดยโปรแกรมวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าต่อไป ขั้นตอนในการผสมผสานการวิเคราะห์ทางวิศวกรรมเข้ากับระบบ GIS มีดังนี้

- 1) **Tracing** เป็นการเลือกเฉพาะส่วนของระบบไฟฟ้าที่ต้องการดึงออกมาจากฐานข้อมูล GIS เพื่อทำการวิเคราะห์จากข้อมูลทั้งหมดที่จัดเก็บในฐานข้อมูล GIS ซึ่งมีเป็นจำนวนมาก

- 2) **Conversion** เป็นการเปลี่ยนรูปแบบโครงสร้างข้อมูลระบบไฟฟ้า (Topology) ที่จัดเก็บในฐานข้อมูล GIS ให้อยู่ในรูปแบบโครงสร้างที่โปรแกรมวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าต้องการ (Branch-Node Concept)



รูปที่ 4.11 การผสมผสานการวิเคราะห์ทางวิศวกรรมเข้ากับ GIS โดยสถาปัตยกรรมการดึงข้อมูล[23]

- 3) **Supplement** เป็นการเพิ่มเติมข้อมูลค่าพารามิเตอร์ที่จำเป็นต้องการใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าให้ครบถ้วนตามที่โปรแกรมวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าต้องการซึ่งข้อมูลเหล่านี้ไม่ได้จัดเก็บในฐานข้อมูล GIS เช่น ค่าความต้านทานของสาย และ ค่าแรงดันฐาน เป็นต้น
- 4) **Execution** เป็นการสั่งให้รันโปรแกรมวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าโดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกพัฒนาโปรแกรมให้ผู้ใช้สามารถสั่งให้รันโปรแกรมวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าได้จากบนหน้าจอ GIS โดยตรงโดยการเรียกใช้ฟังก์ชันพื้นฐานที่บรรจุอยู่ในส่วนต่อประสานโปรแกรมประยุกต์การวิเคราะห์โหลดโพลว์ (LFAPD)
- 5) **Store Result** เป็นการนำผลการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ามาเก็บไว้ในฐานข้อมูลภายนอก (External Database) เพื่อใช้ในการตรวจสอบเงื่อนไข (Constraint) และคำนวณค่าใช้จ่ายของพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย (Cost of Loss) ต่อไป

4.2.11 การตรวจสอบเงื่อนไขแรงดันและกระแส

เงื่อนไขทางด้านเทคนิควิศวกรรมที่ใช้พิจารณาผลการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าจากการวิเคราะห์โปรแกรมวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ามีดังต่อไปนี้ [8]

- 1) **เงื่อนไขแรงดันตก (Voltage Drop Constraint)** ระดับแรงดันที่บัส i ใดๆ ต้องไม่สูงหรือต่ำกว่า 5% ของแรงดันปกติ (Nominal Voltage) ตามสมการที่ 4.2
- 2) **เงื่อนไขพิกัดกระแส (Current Capacity Constraint)** กระแสโหลดที่ไหลในสายส่ง t ใดๆ จะต้องไม่เกิน 80% ของพิกัดสาย (Rated Current) ตามสมการที่ 4.3

หากตรวจสอบผลการวิเคราะห์ของทางเลือกที่กำหนดโดยพิจารณาโหนดสูงสุดในปีนั้นๆ แล้วพบว่าอยู่ในเงื่อนไขให้ไปที่ขั้นตอนที่ 4.2.12 เพื่อตรวจสอบว่าครบจำนวนปีที่ต้องการวางแผนแล้วหรือยัง หากยังไม่ครบก็ให้พิจารณาโหนดในปีถัดไป แต่หากผลการวิเคราะห์ไม่อยู่ในเงื่อนไขที่กำหนดทางเลือกนั้นจะไม่ถูกนำมาพิจารณาต่อไปอีกและข้ามไปที่ขั้นตอนที่ 4.2.14

4.2.12 การตรวจสอบจำนวนปีในแผนงาน

เป็นการตรวจสอบว่าปีที่พิจารณาไปแล้วนั้นครบจำนวนปีที่ต้องการวางแผนแล้วหรือยัง หากยังไม่ครบจำนวนปีที่ต้องการวางแผนให้กำหนดปีที่พิจารณา k มีค่าเท่ากับ $k + 1$ เพื่อตั้งค่าให้เป็นปีถัดไป แต่หากว่าครบจำนวนปีที่ต้องการวางแผนแล้วให้ดำเนินการขั้นตอนถัดไปได้

4.2.13 การบันทึกค่าทางเลือกที่เป็นไปได้

เมื่อได้วิเคราะห์โหนดโพล์ของทางเลือกใด ๆ จนครบระยะเวลาในแผนงานที่ต้องการพิจารณาแล้วให้บันทึกลงในตารางข้อมูลว่าเป็นทางเลือกที่ผ่านเงื่อนไขทางวิศวกรรมและมีโอกาสจะเป็นทางเลือกที่เหมาะสมที่สุด ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับขั้นตอนการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ว่าจะเป็ทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายต่ำสุดด้วยหรือไม่

4.2.14 การตรวจสอบจำนวนทางเลือก

เป็นการตรวจสอบว่าจำนวนทางเลือกที่พิจารณาไปแล้วนั้นครบจำนวนทางเลือกที่กำหนดไว้แล้วหรือยัง หากยังไม่ครบให้กำหนดทางเลือกที่พิจารณา s มีค่าเท่ากับ $s + 1$ เพื่อตั้งค่าให้เป็นทางเลือกลำดับถัดไป แต่หากว่าครบจำนวนทางเลือกที่กำหนดไว้แล้วให้ดำเนินการในขั้นตอนถัดไป

4.2.15 การคำนวณทางด้านเศรษฐศาสตร์

เป็นการคำนวณหามูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายโดยรวมของแต่ละทางเลือก โดยที่พิจารณาค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ตลอดอายุการใช้งานของสายส่ง และกำหนดให้โหนดที่สถานีไฟฟ้ามีค่าคงที่นับตั้งแต่ปีสุดท้ายที่พิจารณาวางแผนไปจนกระทั่งครบอายุการใช้งานของสายส่ง

4.2.16 การหาทางเลือกที่เหมาะสม

ทางเลือกที่เหมาะสมที่สุด ได้แก่ ทางเลือกที่สอดคล้องกับเงื่อนไขของแรงดันและกระแสตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณาวางแผนและมีค่าใช้จ่ายโดยรวม ณ ปีปัจจุบันต่ำที่สุด

4.2.17 การสร้างรายงานผลการวิเคราะห์

รายงานผลการวิเคราะห์สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วนใหญ่ ๆ ได้แก่ ส่วนของตารางแสดงผลการคำนวณ และส่วนของการแสดงผลทางหน้าจอระบบ GIS โดยสามารถแสดงผลการคำนวณในแต่ละปีของแต่ละทางเลือก

1) ส่วนของตารางแสดงผล ประกอบด้วยตารางดังนี้

- ตารางแสดงค่าแรงดันที่จุดโนด
- ตารางแสดงค่ากระแส กำลังไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่สายส่ง
- ตารางแสดงค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ
- ตารางแสดงค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับของระบบ
- ตารางแสดงค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของจุดโหลด
- ตารางแสดงค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ของระบบ
- ตารางแสดงค่าโหลดของสถานีไฟฟ้า
- ตารางแสดงค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ของสายส่ง
- ตารางสรุปผลการวิเคราะห์ของแต่ละทางเลือก

2) ส่วนของการแสดงผลทางหน้าจอระบบ GIS ผู้ใช้สามารถเลือกแสดงผลเป็นรูปภาพกราฟิกแสดงการเชื่อมต่อกันของระบบไฟฟ้าออกทางหน้าจอระบบ GIS ได้ โดยการเลือกทางเลือกและปีที่ต้องการให้แสดงผล จากนั้นก็สามารถเลือกให้แสดงค่าต่าง ๆ ดังต่อไปนี้ประกอบด้วยรูปภาพกราฟิกดังกล่าว

- ค่าแรงดันที่จุดโนด (kV_{LL})
- ค่ากำลังไฟฟ้าจริง P (MW)
- ค่ากำลังไฟฟ้าเสมือน Q (MVar)
- ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง P_{loss} (MW)
- ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียเสมือน Q_{loss} (MVar)
- ค่าชนิดของสายส่ง และ ค่ากระแสที่ไหลในสายส่ง I (Amp)
- ค่ากำลังไฟฟ้าจริง และค่ากำลังไฟฟ้าเสมือน (P, Q)
- ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจริง และค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียเสมือน (P_{loss} , Q_{loss})
- ค่าชนิดของสายส่ง และ ค่าระยะทางของสายส่ง (km.)
- ชื่อของสายส่ง และ ชื่อโครงการที่ก่อสร้างสายส่ง

นอกจากนี้ในส่วนของตารางแสดงผลผู้ใช้อังยังสามารถสั่งให้โปรแกรมทำการบันทึกข้อมูลตารางต่าง ๆ ให้อยู่ในรูปแบบของไฟล์ข้อมูล dbf และนำไปจัดเก็บในแฟ้มข้อมูลที่ผู้ใช้กำหนดได้อีกด้วย

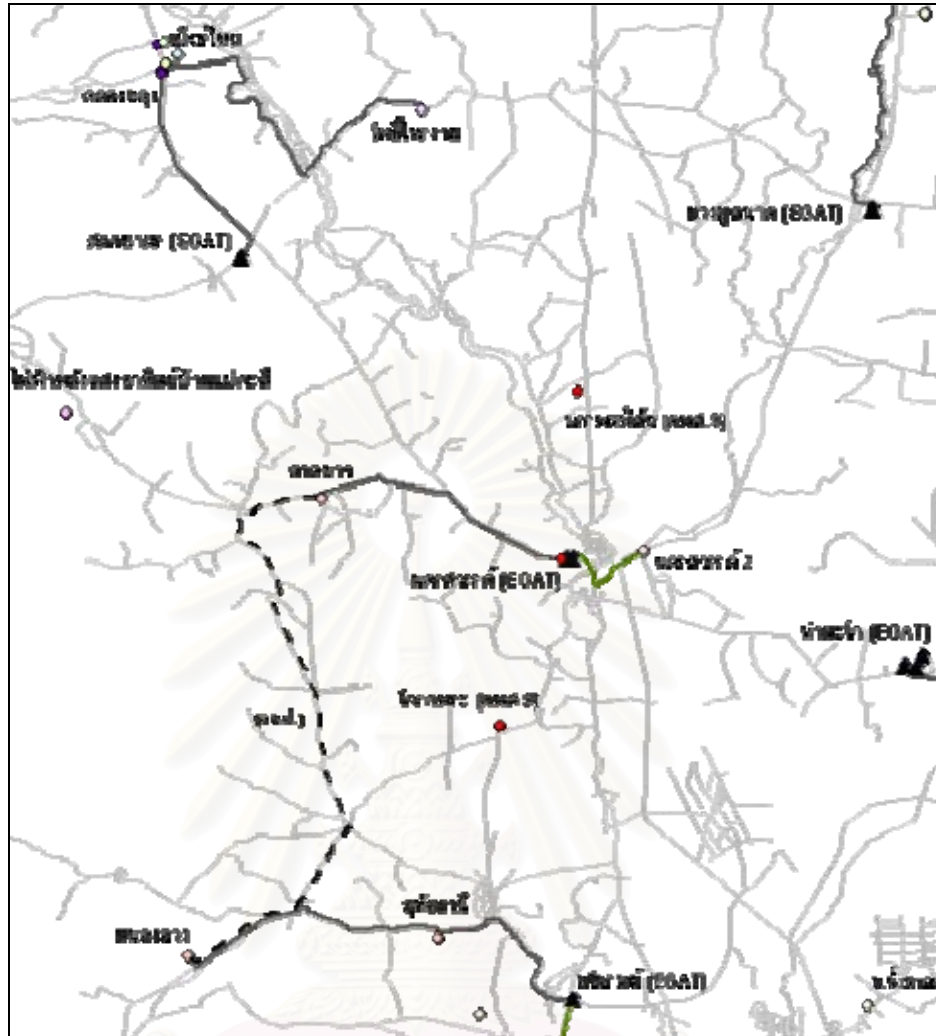
บทที่ 5

ผลการทดสอบโปรแกรม

ในบทนี้จะนำเสนอการทดสอบโปรแกรมโดยการประยุกต์ใช้กับข้อมูลสถานีไฟฟ้าและสายส่งที่จัดเก็บอยู่ในฐานข้อมูลระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (GIS) ของ กฟภ. โปรแกรมสามารถวิเคราะห์หาเส้นทางและชนิดของสายส่งที่เหมาะสมในการขยายสายส่งไปยังสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่โดยผลตอบที่ได้ต้องสามารถรองรับการจ่ายไฟในอนาคตได้ตลอดระยะเวลาการวางแผนและเป็นทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายโดยรวมต่ำที่สุด นอกจากนี้จะแสดงผลการศึกษาเปรียบเทียบผลตอบที่ได้จากการคำนวณค่าใช้จ่ายโดยรวมที่แตกต่างกัน ได้แก่ กรณีพิจารณาเฉพาะค่าใช้จ่ายลงทุนก่อสร้างและค่าใช้จ่ายดำเนินการและบำรุงรักษา กรณีพิจารณาค่าใช้จ่ายจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียร่วมด้วย และกรณีที่พิจารณาค่าใช้จ่ายเนื่องจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบร่วมด้วย ในหัวข้อย่อยสุดท้ายได้แสดงผลการเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์โหลดโพล์ที่ได้จากการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรมที่ใช้สำหรับการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าของ กฟภ. (PSS/ADEPT) และจากโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น

1.1 ตัวอย่างการวางแผนขยายสายส่งให้กับสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่

สถานีไฟฟ้าที่ใช้ในการทดสอบวิเคราะห์และวางแผนขยายสายส่งสำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ได้แก่ สถานีไฟฟ้าบรรพตพิสัย ซึ่งเป็นสถานีไฟฟ้าที่บรรจุอยู่ในแผนงานโครงการพัฒนาสายส่งและสถานีไฟฟ้าระยะที่ 9 (คพส.9) และมีแผนงานที่จะก่อสร้างแล้วเสร็จและจ่ายไฟในปี พ.ศ. 2551 ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการศึกษาความเหมาะสมในการก่อสร้างสายส่งเส้นใหม่เพื่อจ่ายไฟให้กับสถานีไฟฟ้าบรรพตพิสัยดังกล่าว สำหรับข้อมูลบริเวณที่ตั้งของสถานีไฟฟ้าบรรพตพิสัยแสดงไว้ดังรูปที่ 5.1

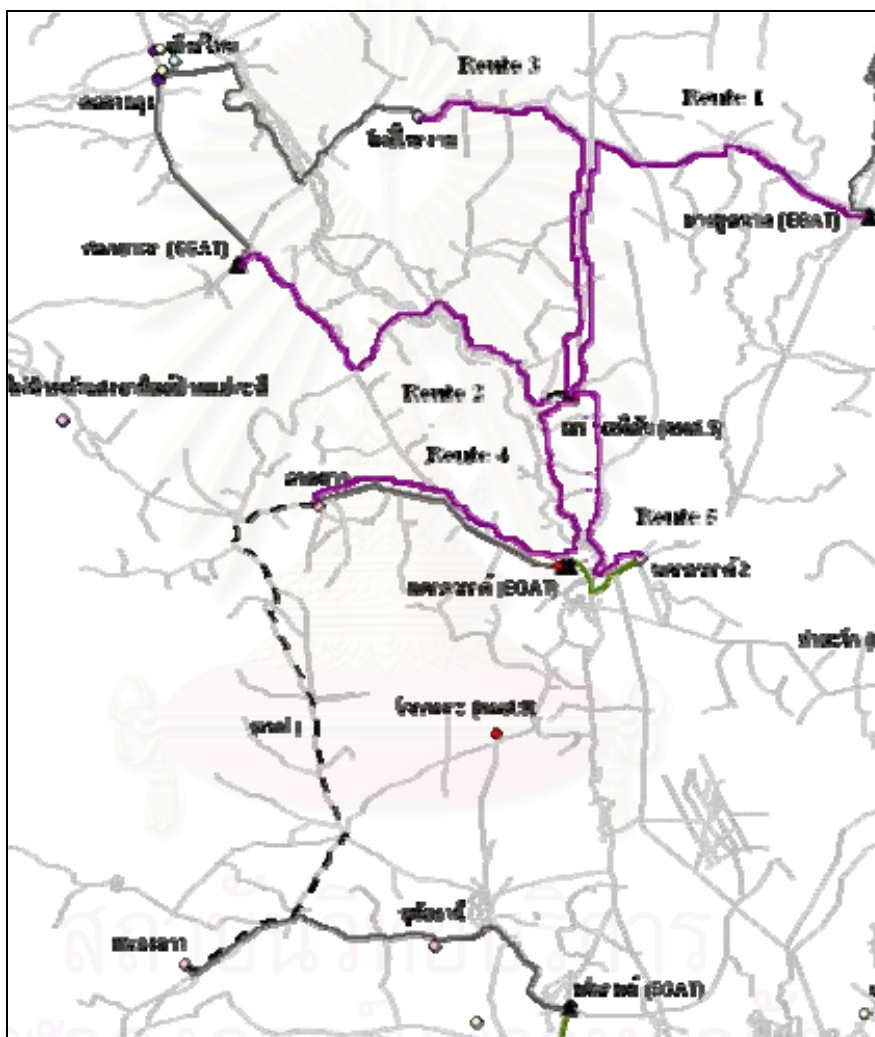


รูปที่ 5.1 บริเวณที่ตั้งของสถานี่ไฟฟ้าบรรพตพิสัย

จากรูปเป็นข้อมูลจากหน้าต่างแสดงผลของโปรแกรมระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (ArcMap) ซึ่งจัดเก็บอยู่ในระบบ GIS โดยที่เส้นทึบหนาแสดงแนวสายส่ง 115 kV ของ กฟภ. ทำหน้าที่เชื่อมโยงรับไฟจากสถานี่ไฟฟ้าของ บมจ.กฟผ. มายังสถานี่ไฟฟ้าย่อยของ กฟภ. หรือเชื่อมโยงระหว่างสถานี่ไฟฟ้าย่อยของ กฟภ. ด้วยกันเอง เส้นประแสดงแนวสายส่งที่อยู่ในโครงการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (คชฟ.) ซึ่งมีหน้าที่ในการสำรองการจ่ายไฟระหว่างวงจร และทำให้ระบบมีการเชื่อมต่อในลักษณะแบบวงรอบเปิด (Open Loop) ส่วนเส้นบางแสดงแนวของถนนในบริเวณพื้นที่ที่พิจารณา

ในการวางแผนระบบสายส่งเมื่อพิจารณาทางเลือกที่เป็นไปได้ในการก่อสร้างสายส่งเส้นใหม่ไปยังสถานี่ไฟฟ้าบรรพตพิสัยตามหลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้าของ กฟภ. จะมีเส้นทางที่เป็นไปได้อยู่ 5 เส้นทางดังต่อไปนี้

- เส้นทางที่ 1 รับไฟจากสถานีไฟฟ้าบางมุดนาของ บมจ.กฟผ.
- เส้นทางที่ 2 รับไฟจากสถานีไฟฟ้าสลกบาตรของ บมจ.กฟผ.
- เส้นทางที่ 3 รับไฟจากสถานีไฟฟ้าโพธิ์ไทรงามของ กฟภ.
- เส้นทางที่ 4 รับไฟจากสถานีไฟฟ้าลาดยาวของ กฟภ.
- เส้นทางที่ 5 รับไฟจากสถานีไฟฟ้านครสวรรค์ 2 ของ กฟภ.



รูปที่ 5.2 เส้นทางเลือกในการก่อสร้างสายส่งเส้นใหม่

จากรูปแสดงแนวเส้นทางก่อสร้างสายส่งเส้นใหม่เพื่อจ่ายไฟให้กับสถานีไฟฟ้าบรรพตพิสัย ซึ่งเส้นทางเหล่านี้ผู้ใช้จะเป็นผู้กำหนดโดยการลากเส้นแนวของแต่ละเส้นทางผ่านทางหน้าต่างของโปรแกรม ArcMap นอกจากการกำหนดเส้นทางที่เป็นไปได้ให้กับโปรแกรม

แล้วยังต้องมีการป้อนค่าข้อมูลอื่น ๆ ที่จำเป็นต้องใช้ประกอบในการวางแผนให้กับโปรแกรมอีกด้วยซึ่งในตัวอย่างการทดสอบนี้ได้กำหนดค่าของข้อมูลดังกล่าวไว้ในหัวข้อถัดไป

5.1.1 ข้อมูลประกอบการวางแผน กำหนดให้ข้อมูลต่าง ๆ มีค่าดังต่อไปนี้

- 1) ระยะเวลาตามแผนงานที่ต้องการวางแผนสายส่ง 10 ปี
- 2) อายุการใช้งานของสายส่ง 25 ปี
- 3) การก่อสร้างสายส่งใช้ระยะเวลา 2 ปี โดยปีที่ 1 ก่อสร้างได้ 40% ปีที่ 2 ก่อสร้างได้ 60%
- 4) อัตราการล้มเหลวของสายส่ง (Average Failure Rate) 0.0377 ครั้ง/ปี/กม.
- 5) ระยะเวลาการซ่อมแซมของสายส่ง (Average Repair Time) 5.5 ชม.
- 6) ระยะเวลาในการสวิตชิงของสายส่ง (Average Switching Time) 15 นาที
- 7) อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ (Outage Cost) 60.165 บาท/kWh
- 8) อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Cost)

Peak	2.7511 บาท/kWh
Off-Peak	1.1114 บาท/kWh
- 9) อัตราส่วนลด (Discount Rate) 8 %
- 10) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (O&M Cost) 1.5 %
- 11) ตัวประกอบโหลด (Load Factor) 60 %
- 12) ข้อมูลโหลดสูงสุดและอัตราการเจริญเติบโตของโหลดเป็นดังตารางที่ 5.1
- 13) ชนิดและพารามิเตอร์ของสายส่งเป็นดังตารางที่ 5.2
- 14) เกณฑ์แรงดันตก $\pm 5 \%$
- 15) เกณฑ์พิกัดกระแส $\leq 80 \%$

ตารางที่ 5.1 ข้อมูลโหลดสูงสุดและอัตราการเจริญเติบโตของโหลด

สถานีไฟฟ้า	Peak Load (MW)	Power Factor	Growth Rate
บรรพตพิสัย	12	0.85	1.05
เบียร์ไทย	3	0.85	1.05
คลองขลุง	10	0.85	1.05
โพธิ์โพรงงาม	12	0.85	1.05
ลาดยาว	20	0.85	1.05
นครสวรรค์ 2	35	0.85	1.05

ตารางที่ 5.2 ชนิดและพารามิเตอร์ของสายส่ง

Line Type	Line Annotation	Configuration	DBL	Material	Neutral Material	R1 Ohm/km.	X1 Ohm/km.	B1 Ohm/km.	R0 Ohm/km.	X0 Ohm/km.	B0 Ohm/km.
1C	115VSS400	VERTOH	S/S	AA/SC	035-ST	0.0858104	0.3620400	3.2162868	0.2548499	1.4222999	1.5486957
3C	115VSD400	VERTOH	S/D	AA/BC	035-ST	0.0429360	0.2677000	4.3155783	0.2333075	1.3294000	1.7645887

ตารางที่ 5.2 ชนิดและพารามิเตอร์ของสายส่ง (ต่อ)

Line Type	Base kV	Amps	Size	MVA	Inv_Cost (MBath/km)	Failure Rate (f/yr/km)	Repair Time (Hr)	Switching Time (Hr)
1C	115	855	400	170	1.62	0.0377	5.5	0.25
3C	115	1710	400	341	2.25	0.0377	5.5	0.25

5.1.1 การศึกษาผลลัพธ์จากการพิจารณาค่าใช้จ่ายโดยรวมในกรณีต่าง ๆ

จากข้อมูลชนิดของสายส่งในตารางที่ 5.2 และข้อมูลเส้นทางการก่อสร้างสายส่ง ทั้ง 5 เส้นทางที่ผู้ใช้กำหนด โปรแกรมจะนำไปสร้างตารางทางเลือกต่าง ๆ (Scenario) สำหรับนำไปใช้ในการคำนวณโหลดโพล์และค่าใช้จ่ายของแต่ละทางเลือก ดังตารางที่ 5.3

ตารางที่ 5.3 ตารางแสดงทางเลือกต่าง ๆ ที่ถูกสร้างขึ้นเพื่อใช้ในการวิเคราะห์

Scenario	Line Route	Line Type	Line Annotation
1	Route 1	1C	115VSS400
2	Route 1	3C	115VSD400
3	Route 2	1C	115VSS400
4	Route 2	3C	115VSD400
5	Route 3	1C	115VSS400
6	Route 3	3C	115VSD400
7	Route 4	1C	115VSS400
8	Route 4	3C	115VSD400
9	Route 5	1C	115VSS400
10	Route 5	3C	115VSD400

โปรแกรมจะทำการคำนวณโหลดโพล์ของแต่ละทางเลือกในแต่ละปีเริ่มตั้งแต่ปีที่สถานีไฟฟ้าแห่งใหม่เริ่มจ่ายไฟไปจนถึงปีสุดท้ายที่ต้องการวางแผนซึ่งสำหรับตัวอย่างนี้ก็คือปีที่ 10 โดยทำการบันทึกค่าแรงดัน กระแส และกำลังไฟฟ้าสูญเสียไว้เพื่อใช้ในการตรวจสอบเงื่อนไขของแรงดันตกและพิกัดของกระแสว่าอยู่ภายในเกณฑ์ที่กำหนดหรือไม่ หากปีใดที่ผลการคำนวณไม่ผ่านเกณฑ์ที่กำหนดโปรแกรมจะบันทึกผลการคำนวณของปีนั้นเป็นปีสุดท้ายและจะไม่คำนวณโหลดโพล์ของทางเลือกนั้นในปีถัดไปอีก และจะบันทึกว่าทางเลือกนั้นไม่ผ่านเกณฑ์เงื่อนไขใดในปีใดในตารางสรุป

จากนั้นโปรแกรมจะนำทางเลือกที่ผ่านเกณฑ์เงื่อนไขตลอดช่วงระยะเวลาที่วางแผนมาคำนวณค่าใช้จ่ายโดยรวมของแต่ละทางเลือกเพื่อพิจารณาหาทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายโดยรวมต่ำที่สุดเป็นผลตอบต่อไป ซึ่งในตัวอย่างนี้จะศึกษาผลตอบที่ได้จากพิจารณาค่าใช้จ่ายโดยรวมที่ได้จากกรณีต่าง ๆ กัน ดังนี้

- กรณีพิจารณาเฉพาะค่าใช้จ่ายลงทุนและค่าใช้จ่ายดำเนินการและบำรุงรักษา
- กรณีพิจารณาค่าใช้จ่ายจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียร่วมด้วย
- กรณีที่พิจารณาค่าใช้จ่ายเนื่องจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบร่วมด้วย

5.1.2.1 พิจารณาเฉพาะค่าใช้จ่ายลงทุนก่อสร้างและค่าใช้จ่ายดำเนินการและบำรุงรักษา

กรณีนี้ค่าใช้จ่ายโดยรวมของแต่ละทางเลือกจะพิจารณาเฉพาะค่าใช้จ่ายในส่วน
ของเงินลงทุนก่อสร้างสายส่งและในส่วนของการดำเนินการและบำรุงรักษาสายส่ง
เท่านั้นโดยไม่ได้พิจารณาค่าใช้จ่ายที่เกิดจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียและความน่าเชื่อถือได้ของระบบ
รวมด้วย ซึ่งผลการคำนวณแสดงไว้ดังรูปที่ 5.3

Objective Function

Investment Cost + O&M Cost Loss Cost Outage All

CALCULATE

Summary Report :

No.	Scenario	Route	Configuration	Length (km.)	Condition	PV_Cost (MBl.)
1	9	Route5	115VSS400	30.271	Pass	50.124
2	10	Route5	115VSD400	30.271	Pass	69.613
3	5	Route3	115VSS400	47.208	Pass	78.164
4	3	Route2	115VSS400	51.558	Pass	85.369
5	7	Route4	115VSS400	53.129	Pass	87.97
6	1	Route1	115VSS400	64.336	Pass	106.518
7	6	Route3	115VSD400	47.208	Pass	108.559
8	4	Route2	115VSD400	51.558	Pass	118.559
9	8	Route4	115VSD400	53.129	Pass	122.174
10	2	Route1	115VSD400	64.336	Pass	147.945

The Optimal Result is Scenario : Report

รูปที่ 5.3 ผลการวิเคราะห์กรณีพิจารณาเฉพาะค่าใช้จ่ายลงทุนและค่าดำเนินการและบำรุงรักษา

จากผลลัพธ์ที่ได้ในรูปที่ 5.3 จะเห็นว่าค่าใช้จ่ายโดยรวมของแต่ละทางเลือกขึ้นอยู่กับระยะทางในการก่อสร้างสายส่งเส้นใหม่ ถ้าระยะทางยิ่งสั้นเท่าใดก็จะมีผลทำให้ค่าใช้จ่ายโดยรวมมีค่าน้อยตามไปด้วย ดังนั้นทางเลือกในการวางแผนขยายสายส่งที่เหมาะสมที่สุดในกรณีนี้จึงได้แก่ ทางเลือกที่ 9 ที่มีระยะทางในการก่อสร้างสายส่งสั้นที่สุดประมาณ 30 กม. โดยมีมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายโดยรวมเท่ากับ 50.124 ล้านบาท สำหรับทางเลือกลำดับรองลงมาจะเรียงลำดับตามระยะทางจากน้อยไปหามาก ได้แก่ เส้นทางที่ 3, 2, 4 และ 1 ตามลำดับ และเนื่องจากสายส่งชนิดวงจรเดี่ยวสายตัวนำเดี่ยว (Vertical Single Circuit Single Conductor : VSS) จะมีราคาค่าก่อสร้างสายส่งต่อกิโลเมตรต่ำกว่าสายส่งชนิดวงจรเดี่ยวสายตัวนำคู่ (Vertical Single Circuit Double Conductor : VSD) ดังนั้นจะเห็นว่าลำดับของสายชนิด VSS จะเรียงอยู่ก่อนหน้าชนิด VSD

5.1.2.2 พิจารณาค่าใช้จ่ายเนื่องจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียร่วมด้วย

กรณีนี้การคำนวณค่าใช้จ่ายโดยรวมจะนำค่าใช้จ่ายอันเนื่องมาจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบมาพิจารณาร่วมด้วยกับค่าใช้จ่ายลงทุนก่อสร้างและค่าใช้จ่ายดำเนินการและบำรุงรักษาของแต่ละทางเลือก ผลการคำนวณแสดงไว้ดังรูปที่ 5.4

การคำนวณ

Objective Function

Investment Cost + O&M Cost Loss Cost Outage All

CALCULATE

Summary Report :

No.	Scenario	Route	Configuration	Length (km)	Condition	PV_Cost (M฿.)
1	9	Route5	115VSS400	30.271	Pass	77.367
2	3	Route2	115VSS400	51.558	Pass	91.859
3	10	Route5	115VSD400	30.271	Pass	94.621
4	1	Route1	115VSS400	64.336	Pass	114.591
5	7	Route4	115VSS400	53.129	Pass	121.447
6	4	Route2	115VSD400	51.558	Pass	121.7
7	5	Route3	115VSS400	47.208	Pass	138.371
8	8	Route4	115VSD400	53.129	Pass	151.387
9	2	Route1	115VSD400	64.336	Pass	151.826
10	6	Route3	115VSD400	47.208	Pass	164.109

The Optimal Result is Scenario : 9 Report

รูปที่ 5.4 ผลการวิเคราะห์กรณีพิจารณาค่าใช้จ่ายเนื่องจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียร่วมด้วย

จากรูปที่ 5.4 จะเห็นว่าผลลัพธ์ที่ได้ไม่ได้เรียงลำดับทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายจากน้อยสุดไปมากที่สุดตามระยะทางจากน้อยไปหาระยะทางมากเหมือนดังเช่นผลลัพธ์ในรูปที่ 5.3 สังเกตได้จากผลลัพธ์ลำดับที่ 5, 6 ซึ่งมีระยะทางในการก่อสร้างสายส่งน้อยกว่าผลลัพธ์ในลำดับที่ 4 แต่กลับมีมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายโดยรวมมากกว่าเป็นต้น ทั้งนี้เนื่องจากค่าใช้จ่ายอันเนื่องมาจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบนั้นขึ้นอยู่กับขนาดของโหลดและระยะทางในแต่ละช่วงของสายส่งทั้งหมดที่อยู่ในระบบในขณะที่ค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการลงทุนนั้นจะขึ้นอยู่กับระยะทางของสายส่งเส้นที่ต้องการก่อสร้างใหม่เท่านั้น ดังนั้นหากทางเลือกหนึ่งซึ่งมีค่าใช้จ่ายลงทุนน้อยกว่าอีกทางเลือกหนึ่งแต่เมื่อพิจารณาค่าใช้จ่ายเนื่องจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียของระบบรวมด้วยแล้วก็อาจทำให้ทางเลือกนั้นมีค่าใช้จ่ายโดยรวมที่มากกว่าอีกทางเลือกได้ซึ่งในกรณีนี้ทางเลือกลำดับที่ 1 ที่มีค่าใช้จ่ายโดยรวมต่ำที่สุดยังคงเป็นทางเลือกที่ 9 โดยมีมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายโดยรวมเท่ากับ 77.367 ล้านบาท

5.1.2.3 พิจารณาค่าใช้จ่ายเนื่องจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบพร้อมด้วย

กรณีนี้การคำนวณค่าใช้จ่ายโดยรวมจะนำค่าใช้จ่ายทั้งหมดมาพิจารณา ได้แก่ ค่าใช้จ่ายลงทุนก่อสร้างและค่าใช้จ่ายดำเนินการและบำรุงรักษา ค่าใช้จ่ายอันเนื่องมาจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบ และค่าใช้จ่ายอันเนื่องมาจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบ ผลการคำนวณแสดงไว้ดังรูปที่ 5.5

Objective Function

Investment Cost + O&M Cost Loss Cost Outage All

CALCULATE

Summary Report :

No.	Scenario	Route	Configuration	Length (km.)	Condition	PV_Cost (MBh.)
1	3	Route2	115VSS400	51.558	Pass	148.78
2	9	Route5	115VSS400	30.271	Pass	160.544
3	10	Route5	115VSD400	30.271	Pass	177.797
4	4	Route2	115VSD400	51.558	Pass	178.62
5	7	Route4	115VSS400	53.129	Pass	183.886
6	1	Route1	115VSS400	64.336	Pass	185.592
7	8	Route4	115VSD400	53.129	Pass	213.827
8	2	Route1	115VSD400	64.336	Pass	222.828
9	5	Route3	115VSS400	47.208	Pass	371.055
10	6	Route3	115VSD400	47.208	Pass	396.792

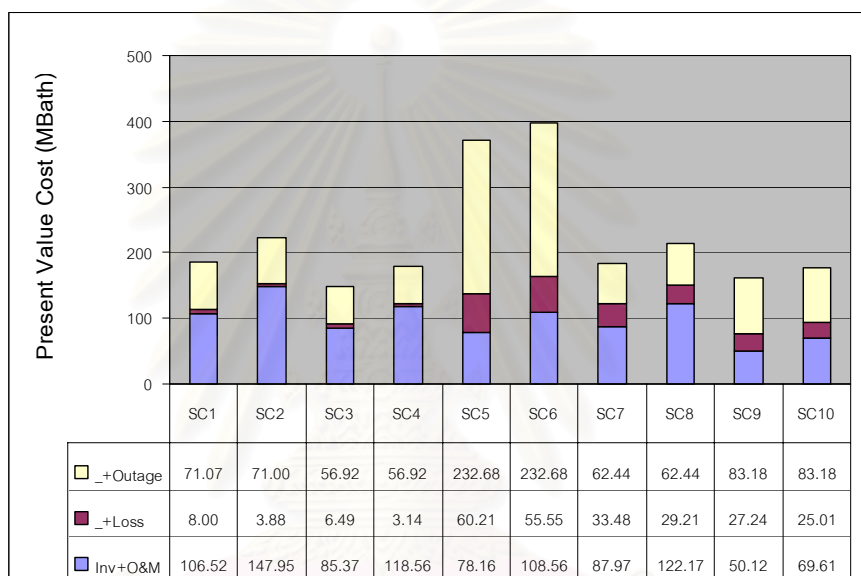
The Optimal Result is Scenario : 3 Report

รูปที่ 5.5 ผลการวิเคราะห์กรณีพิจารณาค่าใช้จ่ายเนื่องจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบพร้อมด้วย

จากรูปที่ 5.5 ทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายโดยรวมต่ำที่สุดได้แก่ ทางเลือกที่ 3 โดยมีมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายโดยรวมเท่ากับ 148.78 ล้านบาท ซึ่งจากรูปที่ 5.4 นั้นทางเลือกที่ 3 มีค่าใช้จ่ายโดยรวมสูงกว่าทางเลือกที่ 9 อยู่ถึง 14 ล้านบาท แสดงว่าค่าใช้จ่ายอันเนื่องมาจากความน่าเชื่อถือได้ของทางเลือกที่ 9 มีค่ามากกว่าทางเลือกที่ 3 อยู่มากจึงเป็นผลทำให้ค่าใช้จ่ายโดยรวมของทางเลือกที่ 9 มีค่าสูงกว่าเมื่อคิดผลจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบพร้อมด้วย ทั้งนี้อาจเนื่องมาจากทางเลือกที่ 9 มีจำนวนจุดโหลดและระยะทางโดยรวมที่มากกว่าทางเลือกที่ 3 นอกจากนี้จะสังเกตได้ว่าเส้นทางการจ่ายไฟที่ 4 นั้นจะมีค่าใช้จ่ายโดยรวมต่ำกว่าเส้นทางที่ 1 และ 3 ทั้งนี้ส่วนหนึ่งเนื่องจากเส้นทางที่ 4 มีลักษณะการเชื่อมต่อของระบบเป็นแบบวงรอบเปิดซึ่งทำให้มูลค่าความเสียหายจากการที่ไม่สามารถจ่ายไฟได้มีค่าลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับระบบแบบเรเดียล

5.1.2.4 การเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์

รูปที่ 5.6 แสดงกราฟแท่งเปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายโดยรวมของแต่ละทางเลือก (SC1, 2,..., 10) กราฟแท่ง 1 อันจะแบ่งออกเป็น 3 ช่วงโดยที่ช่วงล่างสุดเป็นส่วนของค่าใช้จ่ายโดยรวมในกรณีที่พิจารณาเฉพาะค่าเงินลงทุนและค่าดำเนินการและบำรุงรักษา (Inv+O&M Cost) ช่วงตรงกลางเป็นส่วนต่างของค่าใช้จ่ายที่เกิดจากพลังงานสูญเสียในระบบ (Loss Cost) และช่วงบนสุดเป็นส่วนต่างของค่าใช้จ่ายที่เกิดเนื่องมาจากพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะไม่สามารถจ่ายได้ (Outage Cost) ตารางที่ 5.4 เป็นตารางเปรียบเทียบการเรียงลำดับทางเลือกจากทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายโดยรวมน้อยที่สุดไปหามากที่สุดเมื่อพิจารณาค่าใช้จ่ายโดยรวมในกรณีต่าง ๆ



รูปที่ 5.6 กราฟแท่งเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายโดยรวมที่เกิดจากการคำนวณค่าใช้จ่ายในส่วนต่าง ๆ

ตารางที่ 5.4 เปรียบเทียบการเรียงลำดับทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายโดยรวมน้อยที่สุดไปหามากที่สุด

No.	Cost Consideration		
	Investment+O&M	Inv+O&M+Loss	Inv+O&M+Loss+Outage
1	SC 9 (R5,VSS)	SC 9 (R5,VSS)	SC 3 (R2,VSS)
2	SC 10 (R5,VSD)	SC 3 (R2,VSS)	SC 9 (R5,VSS)
3	SC 5 (R3,VSS)	SC 10 (R5,VSD)	SC 10 (R5,VSD)
4	SC 3 (R2,VSS)	SC 1 (R1,VSS)	SC 4 (R2,VSD)
5	SC 7 (R4,VSS)	SC 7 (R4,VSS)	SC 7 (R4,VSS)
6	SC 1 (R1,VSS)	SC 4 (R2,VSD)	SC 1 (R1,VSS)
7	SC 6 (R3,VSD)	SC 5 (R3,VSS)	SC 8 (R4,VSD)
8	SC 4 (R2,VSD)	SC 8 (R4,VSD)	SC 2 (R1,VSD)
9	SC 8 (R4,VSD)	SC 2 (R1,VSD)	SC 5 (R3,VSS)
10	SC 2 (R1,VSD)	SC 6 (R3,VSD)	SC 6 (R3,VSD)

จากรูปที่ 5.6 ในตารางแสดงค่าส่วนต่างของค่าใช้จ่ายโดยรวมที่เกิดขึ้นจากการพิจารณาค่าใช้จ่ายในกรณีต่าง ๆ นั้นพบว่าทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายลงทุน ดำเนินการและบำรุงรักษา น้อยที่สุด ได้แก่ ทางเลือกที่ 9 คือ 50.12 ล้านบาท ทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายส่วนต่างที่เกิดจากพลังงาน ไฟฟ้าสูญเสียในระบบน้อยที่สุด ได้แก่ ทางเลือกที่ 4 คือ 3.14 ล้านบาท และทางเลือกที่มีค่าใช้จ่าย ส่วนต่างที่เกิดจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบน้อยที่สุด ได้แก่ ทางเลือกที่ 3 และ 4 ซึ่งมีมูลค่า เท่ากันคือ 56.92 ล้านบาท

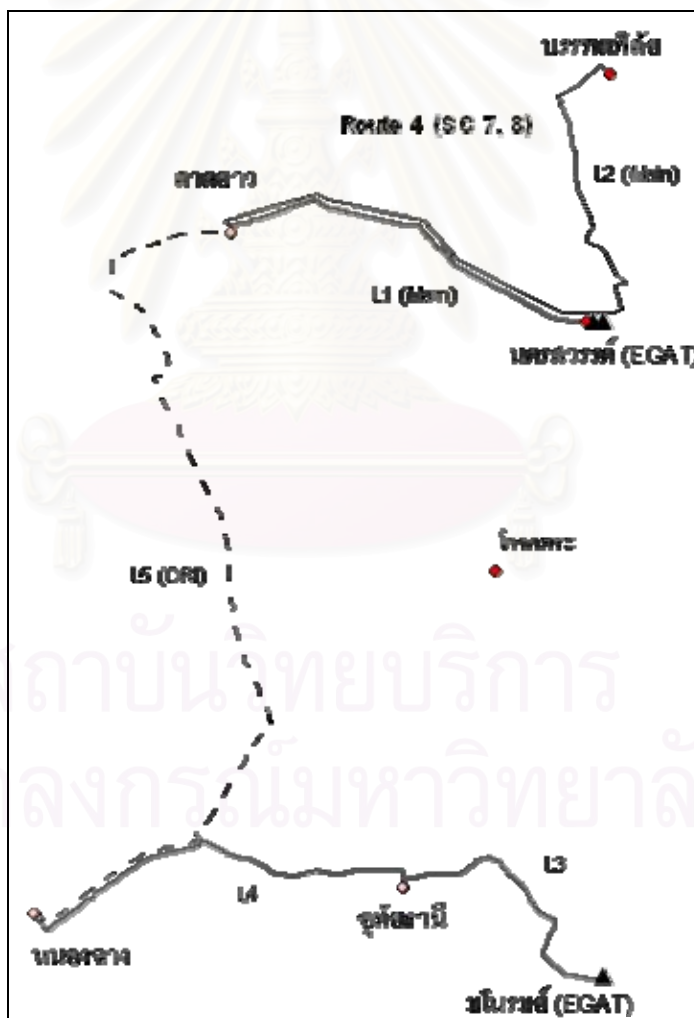
กล่าวโดยสรุปคือปัจจัยที่มีผลต่อค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้าง ดำเนินการและ บำรุงรักษานั้น ได้แก่ ระยะทางและชนิดของสายส่งเส้นใหม่ที่ต้องการก่อสร้าง ดังนั้นทางเลือกที่ 9 ซึ่งมีระยะทางของสายส่งเส้นใหม่สั้นที่สุดประกอบกับเป็นสายชนิดวงจรเดี่ยวสายตัวนำเดี่ยวซึ่งมี ราคาต่ำก่อสร้างต่อหน่วยกิโลเมตรถูกกว่าสายอีกชนิดหนึ่งจึงเป็นทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ต่ำ ที่สุด

ปัจจัยที่มีผลต่อค่าใช้จ่ายอันเนื่องมาจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบนั้น ได้แก่ ระยะทางและชนิดของสายส่งในแต่ละช่วง และขนาดของโหลดในแต่ละช่วง ดังนั้นทางเลือกที่ 4 จึงเป็นทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ต่ำที่สุดเนื่องจากประกอบด้วยระยะทางของสายส่งเพียงช่วง เดียวคือ จากสถานีไฟฟ้าของ บมจ.กฟผ. มายังสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่ของ กฟผ. และมีจุดโหลดเพียง จุดเดียวซึ่งก็คือโหลดที่สถานีไฟฟ้าแห่งใหม่ประกอบกับเป็นสายส่งชนิดวงจรเดี่ยวสายตัวนำคู่ซึ่งเป็นชนิดที่มีค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่งต่ำกว่าสายอีกชนิดหนึ่ง ถ้าหากเปรียบเทียบกับทางเลือกที่ 2 ซึ่งแม้ว่าจะมีลักษณะเช่นเดียวกันกับทางเลือกที่ 4 แต่เนื่องจากมีระยะทางยาวกว่าจึงทำให้มี ค่าใช้จ่ายในส่วนนี้มากกว่า

ปัจจัยที่มีผลต่อค่าใช้จ่ายอันเนื่องมาจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านั้น ได้แก่ ขนาดของโหลดที่ต่ออยู่ในระบบ อัตราการล้มเหลว และระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้อง ณ จุด โหลดซึ่งขึ้นอยู่กับชนิดของสายส่งและลักษณะการเชื่อมต่อของวงจรในระบบตามลำดับ สำหรับใน ตัวอย่างการทดสอบนี้ได้กำหนดให้อัตราการล้มเหลวต่อวงจรกิโลเมตร และระยะเวลาในการ ซ่อมแซมของสายส่งทุกชนิดมีค่าเท่ากัน ดังนั้นในกรณีนี้ค่าใช้จ่ายจึงขึ้นอยู่กับขนาดของโหลดที่ต่อ อยู่ในระบบ ระยะทางของสายส่ง และลักษณะการเชื่อมต่อของวงจรเป็นหลักโดยระบบที่มีการ เชื่อมต่อวงจรเป็นแบบวงรอบเปิดจะมีระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้อง ณ จุดโหลดน้อยกว่าเมื่อ เปรียบเทียบกับระบบที่วงจรเชื่อมต่อกันแบบเรเดียลเมื่อทั้ง สองระบบมีขนาดของโหลดที่ต่ออยู่ใน ระบบใกล้เคียงกัน เช่น เมื่อเปรียบเทียบระหว่างทางเลือกที่ 5, 6 ที่มีการเชื่อมต่อวงจรเป็นแบบ เรเดียลและทางเลือกที่ 7, 8 ที่มีการเชื่อมต่อวงจรเป็นแบบวงรอบเปิดดังในรูปที่ 5.7, 5.8 แล้วปรากฏ ว่าทางเลือกที่ 7, 8 จะมีมูลค่าความเสียหายเนื่องจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบเท่ากับ 62.44 ล้าน บาท ซึ่งน้อยกว่าของทางเลือกที่ 5, 6 อยู่ 170.24 ล้านบาท



รูปที่ 5.7 แสดงการเชื่อมต่อวงจรแบบเรเดียลของระบบในทางเลือกที่ 5, 6



รูปที่ 5.8 แสดงการเชื่อมต่อวงจรแบบวงรอบเปิดของระบบในทางเลือกที่ 7, 8

5.1.2.5 ตารางแสดงผลการคำนวณ

นอกจากหน้าต่างผลลัพธ์แสดงการจัดลำดับทางเลือกเรียงตามมูลค่าของค่าใช้จ่ายโดยรวมของแต่ละทางเลือกแล้ว โปรแกรมยังสามารถแสดงผลในรูปแบบของตารางแสดงผลการคำนวณทางด้านวิศวกรรมและเศรษฐศาสตร์ของแต่ละทางเลือกได้ดังต่อไปนี้

- 1) ตารางแสดงค่าโหลดของสถานีไฟฟ้า
- 2) ตารางแสดงค่าแรงดันที่จุดโนด
- 3) ตารางแสดงค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ของสายส่ง
- 4) ตารางแสดงค่ากระแส กำลังไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่สายส่ง
- 5) ตารางแสดงค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ
- 6) ตารางแสดงค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด
- 7) ตารางแสดงค่าพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะไม่ได้รับของระบบ
- 8) ตารางแสดงค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ของระบบ
- 9) ตารางสรุปผลการวิเคราะห์



รูปที่ 5.9 หน้าต่างกราฟิกแสดงค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2560 ของทางเลือกที่ 9

ในหัวข้อนี้จะเลือกแสดงตัวอย่างหน้าต่างตารางแสดงผลการคำนวณทั้ง 9 ประเภทของทางเลือกที่ 9 ซึ่งเป็นทางเลือกผลลัพธ์ที่มีค่าใช้จ่ายโดยรวมต่ำที่สุดในหัวข้อที่ 5.1.2.1 และ 5.1.2.2 ในรูปที่ 5.9 แสดงหน้าต่างรูปกราฟิกแสดงการเชื่อมต่อวงจรของระบบในทางเลือกที่ 9 พร้อมกับค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้า (kV) ในปี 2560 ซึ่งเป็นปีสุดท้ายของช่วงระยะเวลาวางแผน

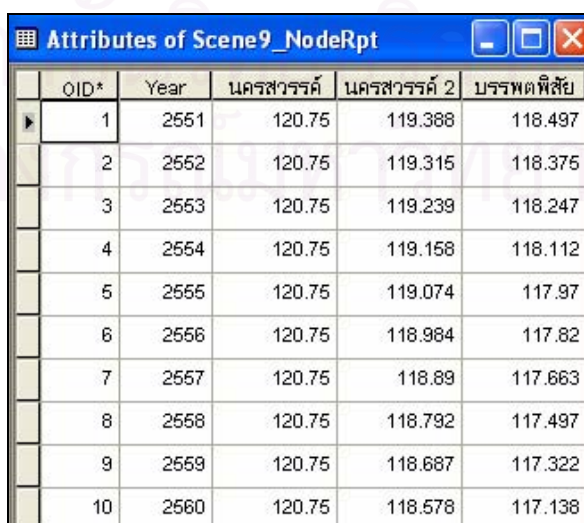
1) ตารางแสดงค่าโหลดของสถานีไฟฟ้า เป็นตารางที่แสดงค่าโหลดของสถานีไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องในการใช้คำนวณโหลดโพล์ของแต่ละทางเลือกโดยแสดงรายละเอียดของโหลดในปีที่สถานีไฟฟ้าแห่งใหม่เริ่มจ่ายไฟ ค่าตัวประกอบกำลัง และอัตราการเจริญเติบโตของโหลดที่สถานีไฟฟ้าในปีถัดไป



OID*	SubNodeID	Substation	StartYear	MW	PF	Growth
1	1481	บรรพตพิสัย	2551	12	.85	1.05
2	217	เบ็ญไทย	2551	3	.85	1.05
3	218	คลองขลุง	2551	10	.85	1.05
4	227	โพธิ์โพรงาม	2551	12	.85	1.05
5	253	ลาดยาว	2551	20	.85	1.05
8	258	นครสวรรค์ 2	2551	35	.85	1.05

รูปที่ 5.10 หน้าต่างตารางแสดงค่าโหลดของสถานีไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง

2) ตารางแสดงค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้า เป็นตารางที่แสดงค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้าซึ่งเป็นผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณโหลดโพล์โดยแสดงรายละเอียดของแรงดันเป็นหน่วย kV ที่แต่ละสถานีไฟฟ้าที่อยู่ในเส้นทางกาจ่ายไฟของทางเลือกที่ 9 ในทุก ๆ ปีนับตั้งแต่ปีแรกจนถึงปีสุดท้ายที่ต้องการวางแผน จากรูปที่ 5.11 สังเกตค่าแรงดันของสถานีไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2560 จะเป็นค่าเดียวกันกับที่แสดงในรูปที่ 5.9



OID*	Year	นครสวรรค์	นครสวรรค์ 2	บรรพตพิสัย
1	2551	120.75	119.388	118.497
2	2552	120.75	119.315	118.375
3	2553	120.75	119.239	118.247
4	2554	120.75	119.158	118.112
5	2555	120.75	119.074	117.97
6	2556	120.75	118.984	117.82
7	2557	120.75	118.89	117.663
8	2558	120.75	118.792	117.497
9	2559	120.75	118.687	117.322
10	2560	120.75	118.578	117.138

รูปที่ 5.11 หน้าต่างตารางแสดงค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้าของทางเลือกที่ 9

3) ตารางแสดงค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของสายส่ง เป็นตารางแสดงชนิดและรายละเอียดของสายส่งสำหรับนำไปใช้ในการสร้างทางเลือก (Scenario) ต่าง ๆ โดยจะแสดงค่าอิมพีแดนซ์ ค่าพิคตกระแส และค่าก่อสร้างของสายส่ง (ล้านบาท/กม.) นอกจากนี้ยังมีรายละเอียดสำหรับการคำนวณดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด ได้แก่ อัตราการล้มเหลวของสายส่ง (ครั้ง/ปี/กม.) ระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้ในการซ่อมแซมสายส่ง (ชม./ครั้ง) และระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้ในการสวิตชิง (ชม./ครั้ง)

Attributes of Linepara115																				
OID*	LINE	LINE_ANNO	CONFIG	DBL	MATL	NEUT	R1	X1	B1	RD	X0	B0	KV	AMPS	SIZE	MVA	INV_COST	LAMDA	REPAIR	SWITCHI
1	1C	115V3S400	VERTOH	S/S	AA/SC	035-ST	.085810	.362040	3.2162	.254850	1.42230	1.548696	115	865	400	170	1.62	.0377	5.5	.25
2	3C	115V3D400	VERTOH	S/D	AA/BC	035-ST	.042936	.267700	4.3155	.233308	1.32940	1.764589	115	1710	400	341	2.25	.0377	5.5	.25

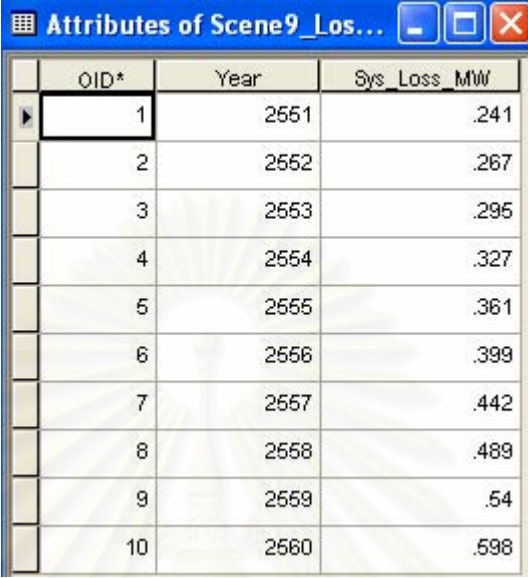
รูปที่ 5.12 หน้าต่างตารางแสดงค่าพารามิเตอร์ของสายส่ง

4) ตารางแสดงค่ากระแส กำลังไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่สายส่ง เป็นตารางแสดงผลการคำนวณโหลดโพล์ของสายส่งแต่ละช่วงในแต่ละปีที่วางแผน

OID*	Line	FromSub_ToSub	Type	Length	Year	Amp	MW	MVar	Loss_MW	Loading
1	L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2551	263.147	47.241	28.235	.206	30.777
2	L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2552	276.741	49.617	29.802	.228	32.367
3	L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2553	291.037	52.113	31.453	.252	34.039
4	L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2554	306.072	54.735	33.194	.279	35.798
5	L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2555	321.885	57.49	35.029	.308	37.647
6	L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2556	338.52	60.385	36.964	.341	39.593
7	L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2557	356.019	63.426	39.004	.377	41.64
8	L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2558	374.429	66.622	41.157	.417	43.793
9	L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2559	393.801	69.981	43.429	.461	46.059
10	L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2560	414.187	73.51	45.827	.51	48.443
11	L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	1C	30.271	2551	65.486	12.035	6.208	.035	7.659
12	L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	1C	30.271	2552	68.989	12.639	6.598	.039	8.069
13	L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	1C	30.271	2553	72.675	13.273	7.008	.043	8.5
14	L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	1C	30.271	2554	76.556	13.939	7.44	.048	8.954
15	L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	1C	30.271	2555	80.643	14.639	7.895	.053	9.432
16	L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	1C	30.271	2556	84.945	15.374	8.373	.058	9.935
17	L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	1C	30.271	2557	89.476	16.146	8.877	.065	10.465
18	L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	1C	30.271	2558	94.248	16.957	9.408	.072	11.023
19	L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	1C	30.271	2559	99.275	17.809	9.967	.079	11.611
20	L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	1C	30.271	2560	104.571	18.704	10.556	.088	12.231

รูปที่ 5.13 หน้าต่างตารางแสดงค่ากระแสไฟฟ้า กำลังไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง

5) ตารางแสดงค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ เป็นตารางแสดงค่าผลรวมของกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (MW) ในแต่ละช่วงสายส่งที่อยู่ในเส้นทางการจ่ายไฟของระบบที่พิจารณา



OID*	Year	Sys_Loss MW
1	2551	.241
2	2552	.267
3	2553	.295
4	2554	.327
5	2555	.361
6	2556	.399
7	2557	.442
8	2558	.489
9	2559	.54
10	2560	.598

รูปที่ 5.14 หน้าต่างตารางแสดงค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ

6) ตารางแสดงค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของจุดโหลด เป็นตารางแสดงการคำนวณค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของทางเลือกที่ 9 ซึ่งจากรูปที่ 5.15 จะเห็นว่าในทางเลือกที่ 9 มีจุดโหลดอยู่ 2 จุด คือ จุดโหลด 2 (สถานีไฟฟ้านครสวรรค์ 2) และจุดโหลด 3 (สถานีไฟฟ้าบรรพตพิสัย) โดยแสดงการคำนวณดัชนีพื้นฐานของแต่ละจุดโหลดในสมการต่าง ๆ ดังนี้

- L_m คือ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ยที่จุดโหลด (ครั้ง/ปี)
- R คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องที่จุดโหลด (ชม./ครั้ง)
- U คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องที่จุดโหลดในหนึ่งปี (ชม./ปี)

จากรูปที่ 5.15 ในบรรทัดแรกเป็นผลการคำนวณค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ที่จุดโหลดซึ่งเกิดจากการล้มเหลวของอุปกรณ์หรือสายส่ง L1 และในบรรทัดที่สองเป็นผลการคำนวณค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ที่จุดโหลดซึ่งเกิดจากการล้มเหลวของสายส่ง L2 ส่วนในบรรทัดสุดท้ายเป็นผลการคำนวณค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ที่จุดโหลดเมื่อพิจารณาสายส่งทั้งระบบ

7) ตารางแสดงค่าพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะไม่ได้รับของระบบ เป็นตารางแสดงการคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะไม่ได้รับ (Expected Unserved Energy : EUE) ในหนึ่งปีของจุดโหลดทั้งหมดที่ต่ออยู่ในระบบ (MWh/ปี) ในรูปที่ 5.16 ค่าในบรรทัด F_{1_yr} และ U_{i_hr} นั้นได้มาจากค่าในบรรทัดสุดท้ายของสมการ L_m และ U ในรูปที่ 5.15 ตามลำดับ สังเกตว่าค่า EUE ในแต่ละปีจะมีค่าเพิ่มขึ้นทั้งนี้เนื่องจากโหลดมีขนาดเพิ่มขึ้นเรื่อย ๆ ตามอัตราการเจริญเติบโตของโหลดในแต่ละปีแม้ว่าค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของระบบ ณ จุดโหลดในแต่ละปีจะมีค่าคงที่ก็ตาม

OID*	Component	Lm2	R2	U2	Lm3	R3	U3
1	L1	.434	5.5	2.387	.434	5.5	2.387
2	L2	0	0	0	1.141	5.5	6.2755
3	Sum	.434	5.5	2.387	1.575	5.5	8.6625

รูปที่ 5.15 หน้าต่างแสดงค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด

OID*	LoadPoint	Subject	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560
1	นครสวรรค์ 2	F_1_yr	.434	.434	.434	.434	.434	.434	.434	.434	.434	.434
2	นครสวรรค์ 2	Ui_hr	2.387	2.387	2.387	2.387	2.387	2.387	2.387	2.387	2.387	2.387
3	นครสวรรค์ 2	Peak_MW	35	36.75	38.5875	40.516875	42.54271875	44.66985468	46.90334742	49.24851479	51.71094053	54.29648755
4	นครสวรรค์ 2	Avg_MW	21	22.05	23.1525	24.310125	25.52563125	26.80191281	28.14200845	29.54910887	31.02656431	32.57789253
5	นครสวรรค์ 2	Ui_Lav	50.127	52.63335	55.2650175	58.02826837	60.92968179	63.97616588	67.17497417	70.53372288	74.06040903	77.76342948
6	บรรพตพิสัย	F_1_yr	1.575	1.575	1.575	1.575	1.575	1.575	1.575	1.575	1.575	1.575
7	บรรพตพิสัย	Ui_hr	8.6625	8.6625	8.6625	8.6625	8.6625	8.6625	8.6625	8.6625	8.6625	8.6625
8	บรรพตพิสัย	Peak_MW	12	12.6	13.23	13.8915	14.586075	15.31537875	16.08114768	16.88520507	17.72946532	18.61593859
9	บรรพตพิสัย	Avg_MW	7.2	7.56	7.938	8.3349	8.751645	9.18922725	9.648688612	10.13112304	10.63767919	11.16956315
10	บรรพตพิสัย	Ui_Lav	62.37	65.4885	68.762925	72.20107125	75.81112481	79.60168105	83.58176510	87.76085336	92.14889602	96.75634083
11	SYSTEM	EUJ_MWh	112.497	118.12185	124.0279425	130.2293396	136.7408066	143.5778469	150.7567392	158.2945762	166.2093050	174.5197703

รูปที่ 5.16 หน้าต่างแสดงค่าพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะไม่ได้รับของระบบ

8) ตารางแสดงค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ของระบบ เป็นตารางแสดงผลการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในส่วนต่าง ๆ ของทางเลือกที่ 9 โดยในรูปที่ 5.17 – 5.19 แสดงผลการคำนวณค่าใช้จ่ายโดยรวมเมื่อพิจารณาค่าใช้จ่ายในกรณีต่าง ๆ ตามหัวข้อที่ 5.1.2.1, 5.1.2.2 และ 5.1.2.3 ตามลำดับ

Attributes of Scene9_CostRpt											
	OID*	NoOfYear	Year	Investment_Cost	O&M_Cost	Loss_Cost	Outage_Cost	Total	PV_Factor	Present_Value	Acc_PV
	1	0	2548	0	0	0	0	0	1	0	0
	2	1	2549	19.616	0	0	0	19.616	.925925925	18.163	18.163
	3	2	2550	29.423	0	0	0	29.423	.867338820	25.225	43.388
	4	3	2551	0	.736	0	0	.736	.793832241	.584	43.972
	5	4	2552	0	.736	0	0	.736	.735029852	.541	44.513
	6	5	2553	0	.736	0	0	.736	.680583197	.501	45.014
	7	6	2554	0	.736	0	0	.736	.630169626	.464	45.478
	8	7	2555	0	.736	0	0	.736	.583490395	.429	45.907
	9	8	2556	0	.736	0	0	.736	.540268884	.398	46.305
	10	9	2557	0	.736	0	0	.736	.500248967	.368	46.673
	11	10	2558	0	.736	0	0	.736	.463193488	.341	47.014
	12	11	2559	0	.736	0	0	.736	.428882859	.316	47.33
	13	12	2560	0	.736	0	0	.736	.397113758	.292	47.622
	14	13	2561	0	.736	0	0	.736	.367697924	.271	47.893
	15	14	2562	0	.736	0	0	.736	.340461041	.251	48.144
	16	15	2563	0	.736	0	0	.736	.315241704	.232	48.376
	17	16	2564	0	.736	0	0	.736	.291890467	.215	48.591
	18	17	2565	0	.736	0	0	.736	.270268951	.199	48.79
	19	18	2566	0	.736	0	0	.736	.250249029	.184	48.974
	20	19	2567	0	.736	0	0	.736	.231712063	.171	49.145
	21	20	2568	0	.736	0	0	.736	.214548207	.158	49.303
	22	21	2569	0	.736	0	0	.736	.198655747	.146	49.449
	23	22	2570	0	.736	0	0	.736	.183940507	.135	49.584
	24	23	2571	0	.736	0	0	.736	.170315284	.125	49.709
	25	24	2572	0	.736	0	0	.736	.157699337	.116	49.825
	26	25	2573	0	.736	0	0	.736	.146017904	.107	49.932
	27	26	2574	0	.736	0	0	.736	.135201763	.1	50.032
	28	27	2575	0	.736	0	0	.736	.125186618	.092	50.124

รูปที่ 5.17 หน้าต่างตารางแสดงค่าใช้จ่ายโดยรวมในกรณีที่พิจารณาตามเงื่อนไขในหัวข้อ 5.1.2.1

Attributes of Scene9_CostRpt											
	OID*	NoOfYear	Year	Investment_Cost	O&M_Cost	Loss_Cost	Outage_Cost	Total	PV_Factor	Present_Value	Acc_PV
	1	0	2548	0	0	0	0	0	1	0	0
	2	1	2549	19.616	0	0	0	19.616	.925925925	18.163	18.163
	3	2	2550	29.423	0	0	0	29.423	.857338820	25.225	43.388
	4	3	2551	0	.736	1.574	0	2.31	.793832241	1.834	45.222
	5	4	2552	0	.736	1.744	0	2.48	.735029652	1.823	47.045
	6	5	2553	0	.736	1.927	0	2.663	.680583197	1.812	48.857
	7	6	2554	0	.736	2.136	0	2.872	.630169626	1.81	50.667
	8	7	2555	0	.736	2.358	0	3.094	.583490395	1.805	52.472
	9	8	2556	0	.736	2.607	0	3.343	.540268884	1.806	54.278
	10	9	2557	0	.736	2.888	0	3.624	.500248967	1.813	56.091
	11	10	2558	0	.736	3.195	0	3.931	.463193488	1.821	57.912
	12	11	2559	0	.736	3.528	0	4.264	.428882859	1.829	59.741
	13	12	2560	0	.736	3.907	0	4.643	.397113758	1.844	61.585
	14	13	2561	0	.736	3.907	0	4.643	.367697924	1.707	63.292
	15	14	2562	0	.736	3.907	0	4.643	.340461041	1.581	64.873
	16	15	2563	0	.736	3.907	0	4.643	.315241704	1.464	66.337
	17	16	2564	0	.736	3.907	0	4.643	.291890467	1.355	67.692
	18	17	2565	0	.736	3.907	0	4.643	.270268951	1.255	68.947
	19	18	2566	0	.736	3.907	0	4.643	.250249029	1.162	70.109
	20	19	2567	0	.736	3.907	0	4.643	.231712063	1.076	71.185
	21	20	2568	0	.736	3.907	0	4.643	.214548207	.996	72.181
	22	21	2569	0	.736	3.907	0	4.643	.198655747	.922	73.103
	23	22	2570	0	.736	3.907	0	4.643	.183940507	.854	73.957
	24	23	2571	0	.736	3.907	0	4.643	.170315284	.791	74.748
	25	24	2572	0	.736	3.907	0	4.643	.157699337	.732	75.48
	26	25	2573	0	.736	3.907	0	4.643	.146017904	.678	76.158
	27	26	2574	0	.736	3.907	0	4.643	.135201763	.628	76.786
	28	27	2575	0	.736	3.907	0	4.643	.125186818	.581	77.367

รูปที่ 5.18 หน้าต่างตารางแสดงค่าใช้จ่ายโดยรวมในกรณีที่พิจารณาตามเงื่อนไขในหัวข้อ 5.1.2.2

Attributes of Scene9_CostRpt											
	OID*	NoOfYear	Year	Investment_Cost	O&M_Cost	Loss_Cost	Outage_Cost	Total	PV_Factor	Present_Value	Acc_PV
	1	0	2548	0	0	0	0	0	1	0	0
	2	1	2549	19.616	0	0	0	19.616	.925925925	18.163	18.163
	3	2	2550	29.423	0	0	0	29.423	.857338820	25.225	43.388
	4	3	2551	0	.736	1.574	6.768	9.078	.793832241	7.206	50.594
	5	4	2552	0	.736	1.744	7.107	9.587	.735029852	7.047	57.641
	6	5	2553	0	.736	1.927	7.462	10.125	.680583197	6.891	64.532
	7	6	2554	0	.736	2.136	7.835	10.707	.630169626	6.747	71.279
	8	7	2555	0	.736	2.358	8.227	11.321	.583490395	6.606	77.885
	9	8	2556	0	.736	2.607	8.638	11.981	.540268884	6.473	84.358
	10	9	2557	0	.736	2.888	9.07	12.694	.500248967	6.35	90.708
	11	10	2558	0	.736	3.195	9.524	13.455	.463193488	6.232	96.94
	12	11	2559	0	.736	3.528	10	14.264	.428882859	6.118	103.058
	13	12	2560	0	.736	3.907	10.5	15.143	.397113758	6.013	109.071
	14	13	2561	0	.736	3.907	10.5	15.143	.367697924	5.568	114.639
	15	14	2562	0	.736	3.907	10.5	15.143	.340461041	5.156	119.795
	16	15	2563	0	.736	3.907	10.5	15.143	.315241704	4.774	124.569
	17	16	2564	0	.736	3.907	10.5	15.143	.291890467	4.42	128.989
	18	17	2565	0	.736	3.907	10.5	15.143	.270268951	4.093	133.082
	19	18	2566	0	.736	3.907	10.5	15.143	.250249029	3.79	136.872
	20	19	2567	0	.736	3.907	10.5	15.143	.231712063	3.509	140.381
	21	20	2568	0	.736	3.907	10.5	15.143	.214548207	3.249	143.63
	22	21	2569	0	.736	3.907	10.5	15.143	.198655747	3.008	146.638
	23	22	2570	0	.736	3.907	10.5	15.143	.183940507	2.785	149.423
	24	23	2571	0	.736	3.907	10.5	15.143	.170315284	2.579	152.002
	25	24	2572	0	.736	3.907	10.5	15.143	.157699337	2.388	154.39
	26	25	2573	0	.736	3.907	10.5	15.143	.146017904	2.211	156.601
	27	26	2574	0	.736	3.907	10.5	15.143	.135201763	2.047	158.648
	28	27	2575	0	.736	3.907	10.5	15.143	.125186818	1.896	160.544

5.19 หน้าต่างตารางแสดงค่าใช้จ่ายโดยรวมในกรณีที่พิจารณาตามเงื่อนไขในหัวข้อ 5.1.2.3

9) ตารางสรุปผลการวิเคราะห์ เป็นตารางที่สรุปผลการคำนวณทางด้านเทคนิค และเศรษฐศาสตร์ของแต่ละทางเลือกกว่าผ่านเกณฑ์แรงดันตกและเกณฑ์พิกัดกระแสที่กำหนดไว้หรือไม่และมีมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายโดยรวมเป็นเท่าใดโดยจะเรียงลำดับจากทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายน้อยที่สุดไปหามากที่สุด โดยรายละเอียดของตารางจะแสดงรายละเอียดเหมือนกันกับตารางในรูปที่ 5.3, 5.4 และ 5.5

5.1.3 ผลการทดสอบเกณฑ์แรงดันตก ในหัวข้อนี้จะทดสอบการทำงานของโปรแกรมในกรณีที่ผลการคำนวณแรงดันที่สถานีไฟฟ้าใด ๆ มีค่าต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนดไว้ซึ่งในตัวอย่างการคำนวณนี้ได้กำหนดให้แรงดันไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าต้องมีค่าไม่ต่ำกว่า 5 % ของแรงดันระบบซึ่งก็คือต้องมีค่าไม่ต่ำกว่า 109.25 kV จากระบบตัวอย่างเดิมจะทดสอบเพิ่มขนาดของโหลดที่สถานีไฟฟ้าบรรพตพิสัยจากเดิม 12 MW มาเป็น 22 MW ดังรูปที่ 5.20

OID*	SubNodeID	Substation	StartYear	MW	PF	Growth
1	1481	บรรพตพิสัย	2551	22	.85	1.05
2	217	เบ็ญไทย	2551	3	.85	1.05
3	218	คลองขลุง	2551	10	.85	1.05
4	227	โพธิ์โพรงงาม	2551	12	.85	1.05
5	253	ลาดยาว	2551	20	.85	1.05
8	258	นครสวรรค์ 2	2551	35	.85	1.05

รูปที่ 5.20 หน้าต่างตารางแสดงการเพิ่มโหลดที่สถานีไฟฟ้าบรรพตพิสัย

Objective Function

Investment Cost + O&M Cost Loss Cost Outage All

CALCULATE

Summary Report :

No.	Scenario	Route	Configuration	Length (km.)	Condition	PV_Cost (M฿.)
1	3	Route2	115VSS400	51.558	Pass	213.027
2	9	Route5	115VSS400	30.271	Pass	220.766
3	10	Route5	115VSD400	30.271	Pass	232.667
4	4	Route2	115VSD400	51.558	Pass	234.142
5	1	Route1	115VSS400	64.336	Pass	266.065
6	7	Route4	115VSS400	53.129	Pass	275.067
7	2	Route1	115VSD400	64.336	Pass	292.147
8	8	Route4	115VSD400	53.129	Pass	294.23
9	5	Route3	115VSS400	47.208	NV_Fail2555	0
10	6	Route3	115VSD400	47.208	NV_Fail2557	0

The Optimal Result is Scenario : 3

Report

รูปที่ 5.21 หน้าต่างแสดงผลการวิเคราะห์ทางเลือกหลังจากเพิ่มโหลดที่สถานีไฟฟ้าบรรพตพิสัย

รูปที่ 5.21 แสดงหน้าต่างสรุปผลการวิเคราะห์ของแต่ละทางเลือกซึ่งมีการจัดลำดับความเหมาะสมเรียงตามค่าใช้จ่ายจากน้อยไปหามากในลำดับที่ 1 – 8 ส่วนในลำดับที่ 9 และ 10 ซึ่งได้แก่ ทางเลือกที่ 5 และ 6 เส้นทางจ่ายไฟที่ 3 นั้นจะไม่มีปริมาณค่าใช้จ่าย เนื่องจากผลการคำนวณค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้าของทางเลือกที่ 5 และ 6 ในปี พ.ศ. 2555 และ พ.ศ. 2557 มีค่าต่ำกว่าเกณฑ์แรงดันที่กำหนดตามลำดับ ในรูปที่ 5.22 และ 5.23 เป็นหน้าต่างแสดงผลการคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าของทางเลือกที่ 5 และ 6 ตามลำดับ

OID*	Year	สลกบาตร	เบียร์ไทย	คลองขลุง	โพธิ์ไทรงาม	บรรพตพิสัย
1	2551	120.75	117.866	117.881	114.181	111.397
2	2552	120.75	117.683	117.699	113.766	110.816
3	2553	120.75	117.489	117.506	113.324	110.198
4	2554	120.75	117.281	117.299	112.853	109.538
5	2555	120.75	117.06	117.079	112.349	108.834
6	2556					
7	2557					
8	2558					
9	2559					
10	2560					

รูปที่ 5.22 หน้าต่างแสดงผลการคำนวณค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้าของทางเลือกที่ 5

OID*	Year	สลกบาตร	เบียร์ไทย	คลองขลุง	โพธิ์ไทรงาม	บรรพตพิสัย
1	2551	120.75	117.944	117.959	114.395	112.592
2	2552	120.75	117.764	117.78	113.988	112.076
3	2553	120.75	117.573	117.589	113.555	111.527
4	2554	120.75	117.369	117.387	113.094	110.943
5	2555	120.75	117.152	117.171	112.603	110.321
6	2556	120.75	116.921	116.941	112.079	109.657
7	2557	120.75	116.674	116.695	111.519	108.949
8	2558					
9	2559					
10	2560					

รูปที่ 5.23 หน้าต่างแสดงผลการคำนวณค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้าของทางเลือกที่ 6

จากรูปที่ 5.22 ขนาดแรงดันไฟฟ้าที่สถานีบรรพตพิสัยในปี พ.ศ. 2555 มีค่าเท่ากับ 108.834 kV และจากรูปที่ 5.23 ขนาดแรงดันไฟฟ้าที่สถานีบรรพตพิสัยในปี พ.ศ. 2557 มีค่าเท่ากับ 108.949 kV ซึ่งจะเห็นว่าทั้ง 2 กรณีนี้มีค่าแรงดันที่ต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนดคือ 109.25 kV

5.1.4 ผลการทดสอบเกณฑ์กระแสเกิน ในหัวข้อนี้จะทดสอบการทำงานของโปรแกรมในกรณีที่ผลการคำนวณค่ากระแสของสายส่งในช่วงใด ๆ มีค่าต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนดไว้ซึ่งในตัวอย่างการคำนวณนี้ได้กำหนดให้กระแสที่ไหลในสายส่งต้องมีค่าไม่เกิน 80 % ของพิกัดกระแสของสายส่งนั้น ๆ จากระบบตัวอย่างเดิมในหัวข้อ 5.1.3 จะทดสอบเพิ่มขนาดของโหลดที่สถานีไฟฟ้านครสวรรค์ 2 จากเดิม 35 MW มาเป็น 68 MW ดังรูปที่ 5.24

OID*	SubNodeID	Substation	StartYear	MW	PF	Growth
1	1481	บรรพตพิสัย	2551	22	.85	1.05
2	217	เมืองไทย	2551	3	.85	1.05
3	218	คลองขลุง	2551	10	.85	1.05
4	227	โพธิ์โพรงงาม	2551	12	.85	1.05
5	253	ลาดยาว	2551	20	.85	1.05
8	258	นครสวรรค์ 2	2551	68	.85	1.05

รูปที่ 5.24 หน้าต่างตารางแสดงการเพิ่มโหลดที่สถานีไฟฟ้านครสวรรค์ 2

Objective Function

Investment Cost + O&M Cost Loss Cost Outage All

CALCULATE

Summary Report :

No.	Scenario	Route	Configuration	Length (km.)	Condition	PV_Cost (MBL)
1	3	Route2	115VSS400	51.558	Pass	213.027
2	4	Route2	115VSD400	51.558	Pass	234.142
3	1	Route1	115VSS400	64.336	Pass	266.065
4	7	Route4	115VSS400	53.129	Pass	275.067
5	2	Route1	115VSD400	64.336	Pass	292.147
6	8	Route4	115VSD400	53.129	Pass	294.23
7	5	Route3	115VSS400	47.208	NV_Fail2555	0
8	6	Route3	115VSD400	47.208	NV_Fail2557	0
9	9	Route5	115VSS400	30.271	Ln_Fail2557	0
10	10	Route5	115VSD400	30.271	Ln_Fail2557	0

The Optimal Result is Scenario : 3 Report

รูปที่ 5.25 หน้าต่างแสดงผลการวิเคราะห์ทางเลือกหลังจากเพิ่มโหลดที่สถานีไฟฟ้านครสวรรค์ 2

ในกรณีที่เพิ่มโหลดของสถานีไฟฟ้านครสวรรค์ 2 ไปเป็น 68 MW นี้ จะเห็นว่า ทางเลือกที่ 9 ไม่ใช่ผลตอบทางเลือกที่เหมาะสมเหมือนดังเช่นในตัวอย่างการคำนวณก่อนหน้านี้ ทั้งนี้เนื่องจากผลการคำนวณค่ากระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งในระบบของทางเลือกที่ 9 และ 10 เส้นทางจ่ายไฟที่ 5 ในปี พ.ศ. 2557 นั้นมีค่าเกินกว่าเกณฑ์ที่กำหนดไว้ คือ มีค่าเกิน 80% ของขนาดพิกัดกระแสของสายส่ง ดังนั้นทางเลือกที่ 9 และ 10 จึงไม่ใช่ทางเลือกที่เหมาะสมในการวางแผนสายส่งและไม่จำเป็นต้องคำนวณค่าใช้จ่ายเพื่อนำไปเปรียบเทียบกับทางเลือกอื่นอีก

ในรูปที่ 5.26 และ 5.27 แสดงหน้าต่างตารางผลการคำนวณกระแสไฟฟ้า กำลังไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าสูญเสียจริงของสายส่งของทางเลือกที่ 9 และ 10 ตามลำดับ จากตารางพารามิเตอร์ของสายส่งในรูปที่ 5.12 ค่าพิกัดกระแสของสายส่งชนิด 1C มีค่าเท่ากับ 855 Amps ซึ่งจากผลการคำนวณค่ากระแสที่ไหลในสายส่งช่วง นครสวรรค์ – นครสวรรค์ 2 ในปี พ.ศ. 2557 ของทางเลือกที่ 9 และ 10 นั้นมีค่าเท่ากับ 698.766 และ 696.221 Amps ตามลำดับคิดเป็นร้อยละ 81.727 % และ 81.429 % ของพิกัดสายซึ่งมีค่าเกิน 80 % ของพิกัดสาย



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Attributes of Scene9_LineRpt											
OID*	Line	FromSub_ToSub	Type	Length	Year	Amp	MW	MVar	Loss_MW	Loading	
1	L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2551	615.017	90.913	57.766	.788	60.236	
2	L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2552	541.791	95.511	60.971	.872	63.367	
3	L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2553	569.992	100.344	64.361	.965	66.666	
4	L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2554	599.7	105.425	67.947	1.068	70.14	
5	L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2555	631.003	110.767	71.742	1.182	73.802	
6	L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2556	663.992	116.385	75.761	1.309	77.66	
7	L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2557	698.766	122.292	80.017	1.45	81.727	
8	L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2558	0	0	0	0	0	
9	L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2559	0	0	0	0	0	
10	L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2560	0	0	0	0	0	
11	L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	1C	30.271	2551	125.094	22.125	12.826	.125	14.631	
12	L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	1C	30.271	2552	131.793	23.239	13.57	.139	15.414	
13	L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	1C	30.271	2553	138.859	24.409	14.354	.154	16.241	
14	L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	1C	30.271	2554	146.314	25.639	15.181	.171	17.113	
15	L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	1C	30.271	2555	154.182	26.931	16.054	.189	18.033	
16	L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	1C	30.271	2556	162.487	28.288	16.975	.21	19.004	
17	L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	1C	30.271	2557	171.258	29.715	17.948	.233	20.03	
18	L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	1C	30.271	2558	0	0	0	0	0	
19	L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	1C	30.271	2559	0	0	0	0	0	
20	L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	1C	30.271	2560	0	0	0	0	0	

รูปที่ 5.26 หน้าต่างตารางแสดงค่ากระแสไฟฟ้า กำลังไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งของทางเลือกที่ 9 ในกรณีที่เพิ่มโหลดที่สถานีไฟฟ้านครสวรรค์ 2

Attributes of Scene10_LineRpt											
OID*	Line	FromSub_ToSub	Type	Length	Year	Amp	MW	MVar	Loss_MW	Loading	
	1 L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2551	513.108	90.844	57.129	.782	60.013	
	2 L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2552	539.804	95.434	60.318	.866	63.135	
	3 L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2553	567.916	100.259	63.688	.958	66.423	
	4 L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2554	597.526	105.33	67.253	1.06	69.886	
	5 L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2555	628.718	110.662	71.024	1.174	73.534	
	6 L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2556	661.584	116.268	75.015	1.3	77.378	
	7 L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2557	696.221	122.162	79.241	1.439	81.429	
	8 L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2558	0	0	0	0	0	
	9 L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2559	0	0	0	0	0	
	10 L1	นครสวรรค์ - นครสวรรค์ 2	1C	11.51	2560	0	0	0	0	0	
	11 L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	3C	30.271	2551	123.323	22.061	12.214	.061	7.212	
	12 L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	3C	30.271	2552	129.944	23.168	12.943	.068	7.599	
	13 L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	3C	30.271	2553	136.923	24.331	13.71	.076	8.007	
	14 L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	3C	30.271	2554	144.283	25.551	14.519	.084	8.438	
	15 L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	3C	30.271	2555	152.045	26.834	15.371	.093	8.892	
	16 L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	3C	30.271	2556	160.233	28.181	16.27	.103	9.37	
	17 L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	3C	30.271	2557	168.872	29.596	17.217	.114	9.876	
	18 L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	3C	30.271	2558	0	0	0	0	0	
	19 L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	3C	30.271	2559	0	0	0	0	0	
	20 L2	นครสวรรค์ 2 - บรรพตพิสัย	3C	30.271	2560	0	0	0	0	0	

รูปที่ 5.27 หน้าต่างตารางแสดงค่ากระแสไฟฟ้า กำลังไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งของทางเลือกที่ 10 ในกรณีที่เพิ่มโหลดที่สถานีไฟฟ้านครสวรรค์ 2

5.1.5 สรุป

จากการทดสอบใช้โปรแกรมในการวิเคราะห์และวางแผนทางเลือกสายส่งที่เหมาะสมให้กับสถานีไฟฟ้าบรรพตพิสัยตามข้อมูลโหลดในตารางที่ 5.1 ทำให้ทราบว่าทางเลือกที่เหมาะสมเมื่อพิจารณาค่าใช้จ่ายโดยรวมในกรณีที่คิดเฉพาะค่าใช้จ่ายจากการลงทุน ดำเนินการและบำรุงรักษาสายส่งเพียงอย่างเดียว ได้แก่ ทางเลือกที่ 9 ซึ่งมีระยะทางในการก่อสร้างสายส่ง 30.271 กม. และเป็นสายส่งชนิดวงจรเคเบิลสายตัวนำเคเบิล (VSS) และจากการทดสอบโปรแกรมโดยพิจารณาค่าใช้จ่ายในส่วนที่เกิดจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบรวมด้วยนั้น ผลปรากฏว่าทางเลือกที่เหมาะสมยังคงเป็นทางเลือกที่ 9 เช่นเดียวกับในกรณีแรก แต่เมื่อทดสอบในกรณีที่นำค่าใช้จ่ายในส่วนที่เกิดจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบมาพิจารณาร่วมด้วยผลปรากฏว่าทางเลือกที่เหมาะสมเปลี่ยนไปเป็นทางเลือกที่ 3 แทน

เมื่อเพิ่มค่าโหลดที่สถานีไฟฟ้าบรรพตพิสัยเป็น 22 MW ตามตารางข้อมูลโหลดในรูปที่ 5.20 ปรากฏว่าทางเลือกที่ 5 และ 6 มีค่าแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนดไว้ (NV_Fail) ในปี พ.ศ. 2555 และ 2557 ตามลำดับ และเมื่อพิจารณาเพิ่มค่าโหลดที่สถานีไฟฟ้านครสวรรค์ขึ้นอีกเป็น 68 MW ตามตารางข้อมูลโหลดในรูปที่ 5.24 ปรากฏว่าทำให้ทางเลือกที่ 9 และ 10 มีค่ากระแสไฟฟ้าในสายส่งมากกว่าเกณฑ์ที่กำหนดไว้ (Ln_Fail) ในปี พ.ศ. 2557

5.2 การเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์โหลดโพลว์

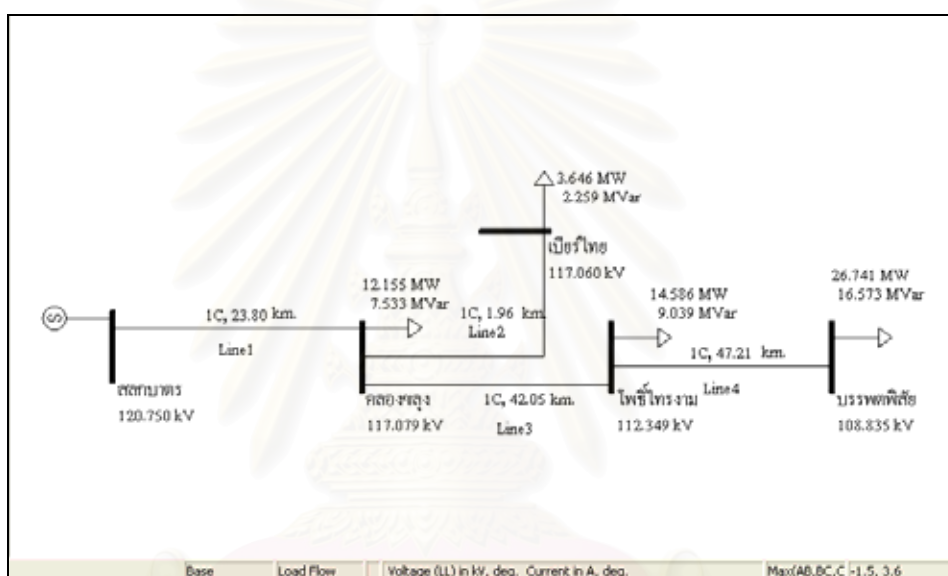
ในหัวข้อนี้เป็นการทดสอบผลการวิเคราะห์โหลดโพลว์ที่ได้จากโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นเปรียบเทียบกับโปรแกรม PSS/ADEPT ซึ่งเป็นโปรแกรมสำเร็จรูปโปรแกรมหนึ่งที่ กฟภ. ใช้ในการวิเคราะห์โหลดโพลว์ในปัจจุบัน

5.2.1 ผลการเปรียบเทียบกับโปรแกรม PSS/ADEPT

การเปรียบเทียบทำได้โดยการป้อนข้อมูลระบบไฟฟ้าของทางเลือกที่ 5 และ 6 ซึ่งมีค่าโหลดเป็นดังตารางในรูปที่ 5.20 ให้กับโปรแกรม PSS/ADEPT จากนั้นทำการวิเคราะห์โหลดโพลว์โดยปรับค่าโหลดของทางเลือกที่ 5 ให้เป็นค่าในปี พ.ศ. 2555 และของทางเลือกที่ 6 ให้เป็นค่าในปี พ.ศ. 2557 และนำผลการวิเคราะห์ค่าแรงดันไฟฟ้าที่ได้มาเปรียบเทียบกับผลการวิเคราะห์จากโปรแกรมที่พัฒนาในรูปที่ 5.22 และ 5.23 ซึ่งผลการเปรียบเทียบแสดงไว้ในตารางที่ 5.5 และ 5.6 ตามลำดับ

ตารางที่ 5.5 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าที่ได้จากการวิเคราะห์ทางเลือกที่ 5 ในปี พ.ศ. 2555

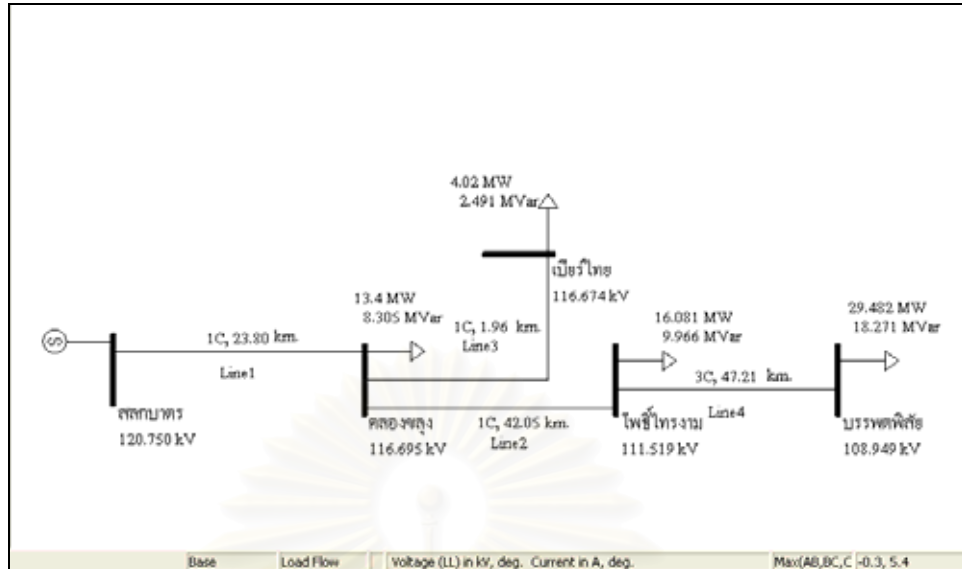
สถานีไฟฟ้า	โปรแกรมที่พัฒนา	โปรแกรม PSS/ADEPT	% ความแตกต่างเทียบกับ PSS/ADEPT
เบียร์ไทย	117.06	117.06	0
คลองขลุง	117.079	117.079	0
โพธิ์ไทรงาม	112.349	112.349	0
บรรพตพิสัย	108.834	108.835	0.0009188



รูปที่ 5.28 หน้าต่างแสดงผลค่าแรงดันไฟฟ้าของทางเลือกที่ 5 ในปี พ.ศ. 2555 บน PSS/ADEPT

ตารางที่ 5.6 เปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าที่ได้จากการวิเคราะห์ทางเลือกที่ 6 ในปี พ.ศ. 2557

สถานีไฟฟ้า	โปรแกรมที่พัฒนา	โปรแกรม PSS/ADEPT	% ความแตกต่างเทียบกับ PSS/ADEPT
เบียร์ไทย	116.674	116.674	0
คลองขลุง	116.695	116.695	0
โพธิ์ไทรงาม	111.519	111.519	0
บรรพตพิสัย	108.949	108.949	0

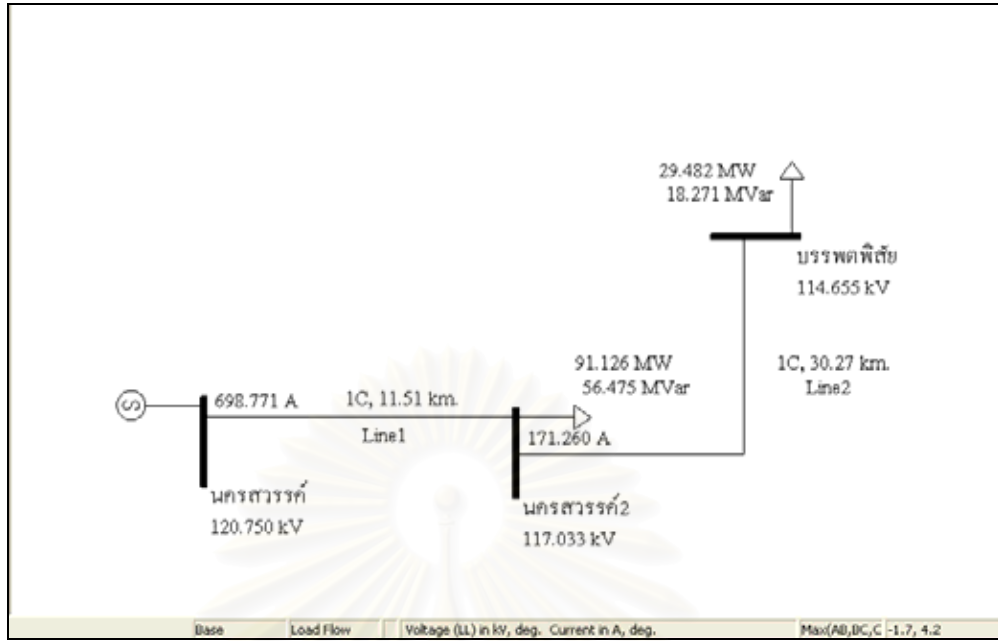


รูปที่ 5.29 หน้าต่างแสดงผลค่าแรงดันไฟฟ้าของทางเลือกที่ 6 ในปี พ.ศ. 2557 บน PSS/ADEPT

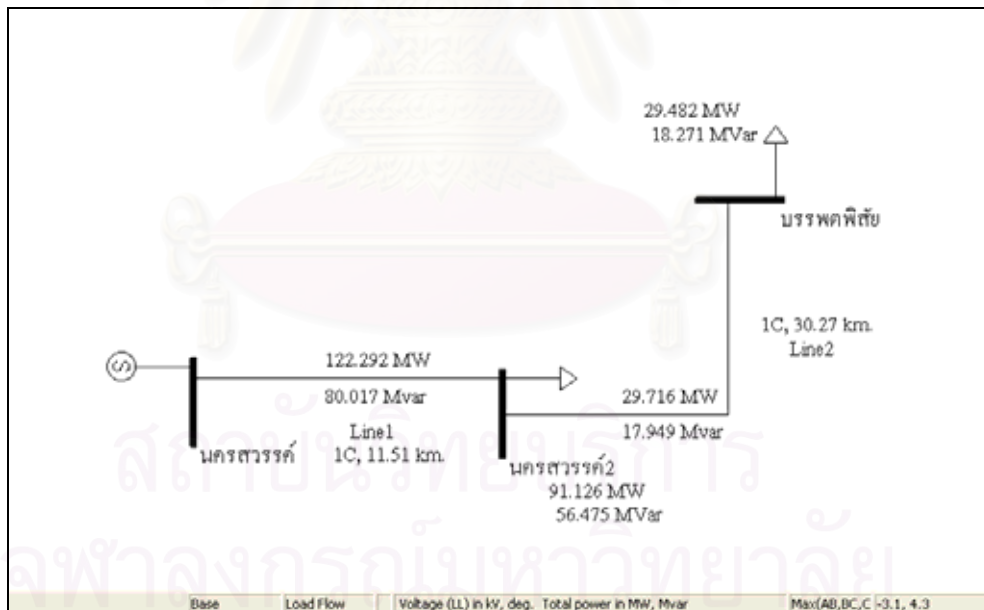
ลำดับต่อไปจะเป็นการเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์โหลดโพล์ของค่าต่าง ๆ ที่ไหลในสายส่ง ได้แก่ กระแสไฟฟ้า กำลังไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง การเปรียบเทียบทำได้โดยการป้อนข้อมูลระบบไฟฟ้าของทางเลือกที่ 9 และ 10 ซึ่งมีค่าโหลดเป็นดังตารางในรูปที่ 5.24 ให้กับโปรแกรม PSS/ADEPT จากนั้นทำการวิเคราะห์โหลดโพล์โดยปรับค่าโหลดของทางเลือกที่ 9 และ 10 ให้เป็นค่าในปี พ.ศ. 2557 และนำผลการวิเคราะห์ค่ากระแสไฟฟ้า กำลังไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ได้มาเปรียบเทียบกับผลการวิเคราะห์จากโปรแกรมที่พัฒนาในรูปที่ 5.26 และ 5.27 ซึ่งผลการเปรียบเทียบแสดงไว้ในตารางที่ 5.7 และ 5.8 ตามลำดับ

ตารางที่ 5.7 เปรียบเทียบค่าต่าง ๆ ของสายส่งที่ได้จากการวิเคราะห์ทางเลือกที่ 9 ในปี พ.ศ. 2557

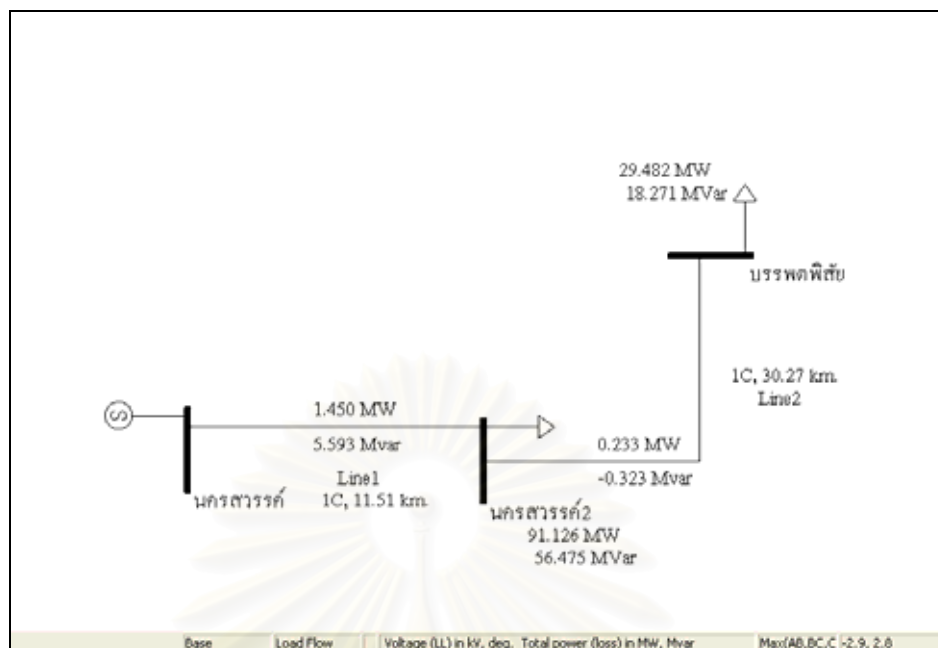
ช่วงสายส่ง	ค่าที่ คำนวณ	โปรแกรมที่ พัฒนา	PSS/ADEPT	% ความแตกต่าง เทียบกับ PSS/ADEPT
นครสวรรค์-นครสวรรค์ 2	Amps	698.766	698.771	0.000716
	MW	122.292	122.292	0
	MVar	80.017	80.017	0
	Loss	1.45	1.45	0
นครสวรรค์ 2-บรพตพิสัย	Amps	171.258	171.260	0.001168
	MW	29.715	29.716	0.003365
	Mvar	17.948	17.949	0.005571
	Loss	0.233	0.233	0



รูปที่ 5.30 หน้าต่างแสดงผลค่ากระแสไฟฟ้าของทางเลือกที่ 9 ในปี พ.ศ. 2557 บน PSS/ADEPT



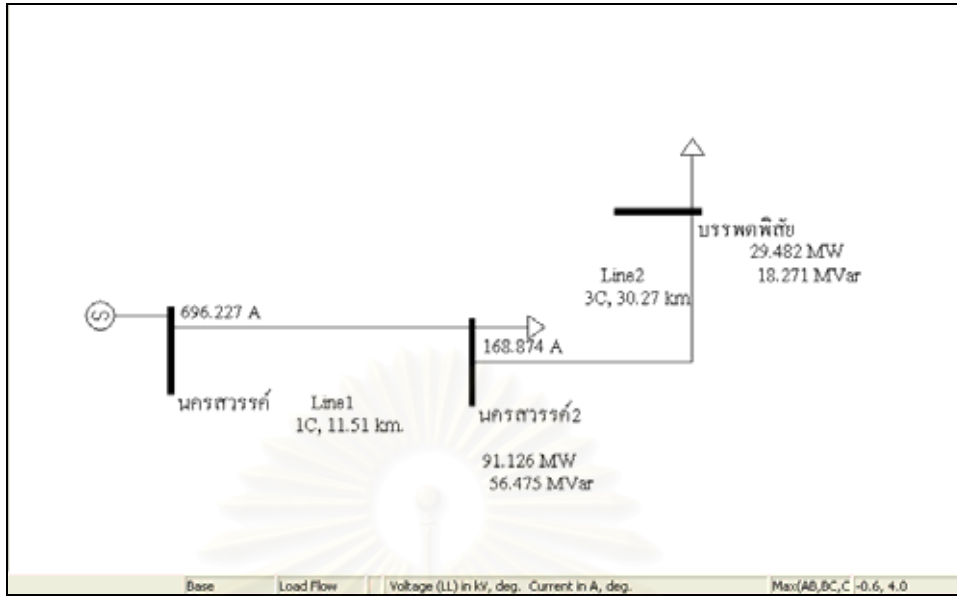
รูปที่ 5.31 หน้าต่างแสดงผลค่ากำลังไฟฟ้าของทางเลือกที่ 9 ในปี พ.ศ. 2557 บน PSS/ADEPT



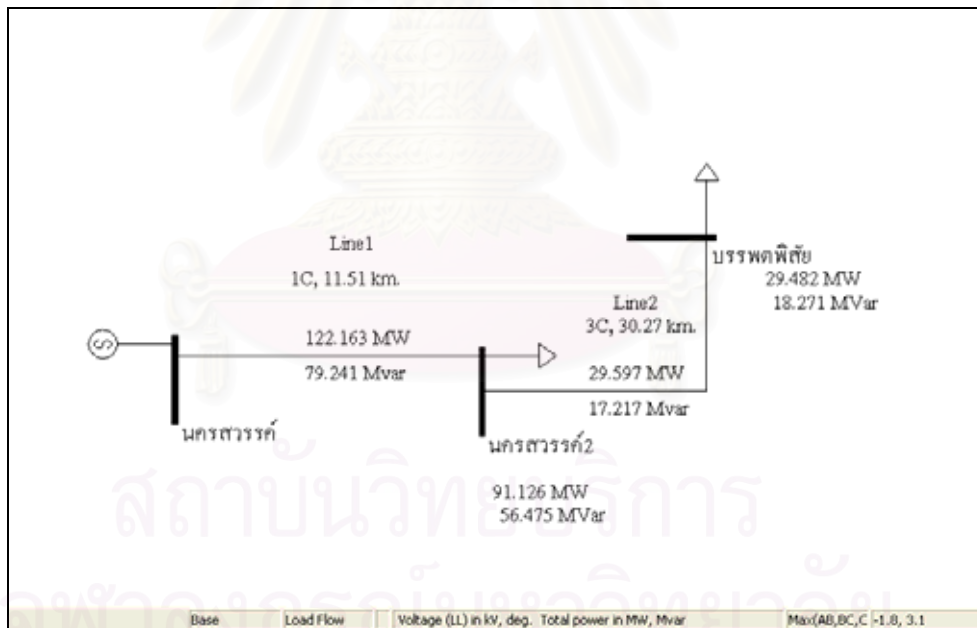
รูปที่ 5.32 หน้าต่างแสดงผลค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของทางเลือกที่ 9 ปี พ.ศ. 2557 บน PSS/ADEPT

ตารางที่ 5.8 เปรียบเทียบค่าต่าง ๆ ของสายส่งที่ได้จากการวิเคราะห์ทางเลือกที่ 10 ในปี พ.ศ. 2557

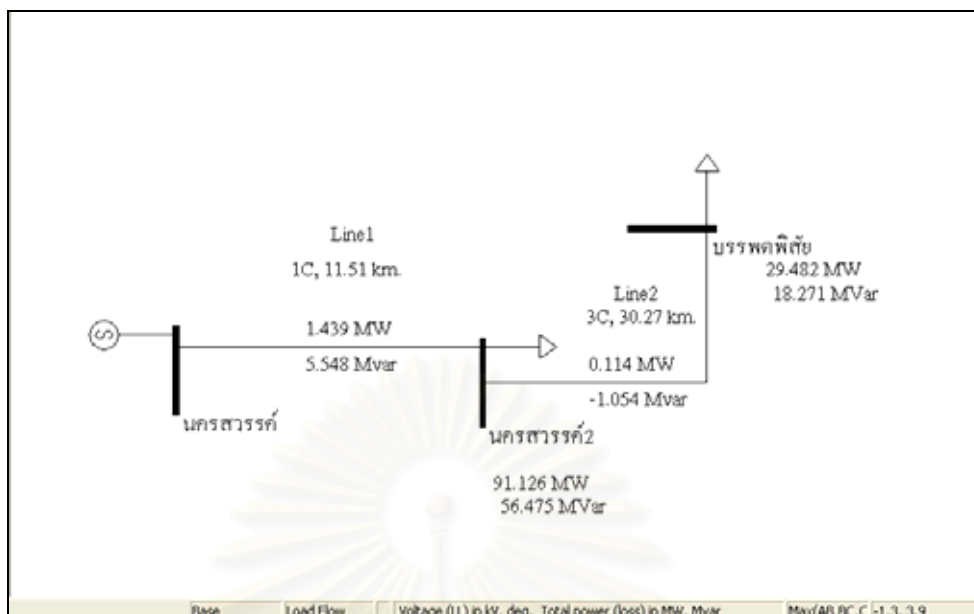
ช่วงสายส่ง	ค่าที่ คำนวณ	โปรแกรมที่ พัฒนา	PSS/ADEPT	% ความแตกต่าง เทียบกับ PSS/ADEPT
นครสวรรค์-นครสวรรค์ 2	Amps	696.221	696.227	0.000862
	MW	122.162	122.163	0.000819
	MVar	79.241	79.241	0
	Loss	1.439	1.439	0
นครสวรรค์ 2-บรพตพิสัย	Amps	168.872	168.874	0.001184
	MW	29.596	29.597	0.003379
	Mvar	17.217	17.217	0
	Loss	0.114	0.114	0



รูปที่ 5.33 หน้าต่างแสดงผลค่ากระแสไฟฟ้าของทางเลือกที่ 10 ในปี พ.ศ. 2557 บน PSS/ADEPT



รูปที่ 5.34 หน้าต่างแสดงผลค่ากำลังไฟฟ้าของทางเลือกที่ 10 ในปี พ.ศ. 2557 บน PSS/ADEPT



รูปที่ 5.35 หน้าต่างแสดงผลค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของทางเลือกที่10 ปี พ.ศ. 2557 บน PSS/ADEPT

5.2.2 สรุป

จากผลการเปรียบเทียบแสดงให้เห็นว่าการพัฒนาปุ่มคำสั่งบน โปรแกรม ArcMap ให้สามารถวิเคราะห์โหลดโพล์โดยการเรียกใช้ฟังก์ชันในการวิเคราะห์โหลดโพล์จากส่วนต่อประสานโปรแกรมประยุกต์การวิเคราะห์โหลดโพล์ (Load Flow Application Programming Interface : LFAPI) ซึ่งเป็นไฟล์นามสกุล .dll นั้นให้ผลลัพธ์ในการคำนวณเทียบเท่ากับผลที่ได้จากโปรแกรม PSS/ADEPT ซึ่งเป็นโปรแกรมสำเร็จรูปพื้นฐานที่ทาง กฟภ. ใช้ในการวิเคราะห์โหลดโพล์ในปัจจุบัน และจากผลดังกล่าวจึงเป็นข้อพิสูจน์ให้เห็นว่าผลที่ได้จากการวิเคราะห์โหลดโพล์ของโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นนั้นมีความถูกต้อง และเชื่อถือได้

5.3 การเปรียบเทียบระหว่างการวางแผนโดยใช้โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นกับการวางแผนโดยใช้

วิธีการเดิม

ในหัวข้อนี้ได้ทำการทดสอบวางแผนสายส่งไปยังสถานีไฟฟ้าตัวอย่างตามหัวข้อที่ 5.1.2.1 – 5.1.2.3 โดยใช้วิธีการแบบเดิมเพื่อนำผลการวิเคราะห์รวมทั้งระยะเวลาที่ใช้ไปทั้งหมดในการวางแผนมาเปรียบเทียบกับผลที่ได้จากการวางแผนสายส่งด้วยโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น

5.3.1 ขั้นตอนการทำงาน

ในตารางที่ 5.9 เป็นตารางแสดงการเปรียบเทียบขั้นตอนการทำงานของ การวางแผนสายส่งด้วยวิธีการเดิมกับการวางแผนสายส่งด้วยโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น

ตารางที่ 5.9 เปรียบเทียบขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมที่พัฒนากับวิธีการเดิม

ขั้นตอนการทำงาน	โปรแกรมที่พัฒนา	วิธีการเดิม
1) สร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้าของแต่ละทางเลือก	- ผู้ใช้คลิกเลือกสายส่งที่ต้องการจากฐานข้อมูลระบบ GIS จากนั้นโปรแกรมจะส่งออกข้อมูลดังกล่าวไว้สำหรับนำไปวิเคราะห์โหลดโพล์	- ผู้ใช้สร้างเองใน PSS/ADEPT
2) คำนวณ โหลดโพล์	- ผู้ใช้ป้อนค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ที่จำเป็นต้องใช้ในการคำนวณ	- ผู้ใช้ป้อนโหลดแต่ละปีและทำการวิเคราะห์ใน PSS/ADEPT
3) บันทึกค่าผลการคำนวณแรงดัน กระแส กำลังไฟฟ้า ในตาราง	จากนั้นกดปุ่มคำนวณ (Calculate) โปรแกรมจะทำการคำนวณและบันทึกผลลัพธ์ต่าง ๆ ไว้ใน	- ผู้ใช้บันทึกค่าผลลัพธ์ลงในตารางโปรแกรม EXCEL
4) คำนวณค่า EUE และค่าใช้จ่ายโดยรวม	ฐานข้อมูล และสุดท้ายโปรแกรมจะแสดงทางเลือกที่เหมาะสมและผลการเรียงลำดับค่าใช้จ่าย	- ผู้ใช้ทำการวิเคราะห์โดยป้อนสูตรการคำนวณในโปรแกรม EXCEL
5) เลือกทางเลือกที่เหมาะสม	โดยรวมของแต่ละทางเลือกจากน้อยไปหามาก	- ผู้ใช้เปรียบเทียบทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายโดยรวมต่ำสุด

จากตารางจะเห็นว่า การวางแผนสายส่งโดยใช้โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นนั้นสามารถช่วยลดขั้นตอนการทำงานของผู้ใช้ได้เป็นอย่างมาก โดยในขั้นตอนที่ 2 – ขั้นตอนที่ 5 ผู้ใช้เพียงกดปุ่มคำนวณ (Calculate) บนหน้าต่างการคำนวณของโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นเท่านั้น โปรแกรมก็จะทำการคำนวณผลลัพธ์ทางด้านเทคนิคและค่าใช้จ่ายของแต่ละทางเลือกให้และแสดงผลตอบของทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายต่ำที่สุดบนหน้าต่างผลการคำนวณของโปรแกรม นอกจากนี้ผู้ใช้อยังสามารถสั่งให้โปรแกรมทำการแปลงข้อมูลผลการวิเคราะห์โหลดโพล์และค่าใช้จ่ายโดยรวมที่จัดเก็บไว้ไปเป็นไฟล์ข้อมูลประเภท .dbf เพื่อนำไปใช้ประกอบการจัดทำรายงานการวางแผนสายส่งได้อีกด้วย

5.3.2 ผลการคำนวณ

ในตารางที่ 5.10 เป็นตารางแสดงการเปรียบเทียบผลการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายโดยรวมในแต่ละทางเลือกของการวางแผนสายส่งด้วยวิธีการเดิมกับการวางแผนสายส่งด้วยโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น โดยเปรียบเทียบทั้ง 3 กรณี คือ กรณีที่คิดเฉพาะค่าใช้จ่ายลงทุน ค่าเนนการและบำรุงรักษา กรณีที่คิดค่าใช้จ่ายเนื่องมาจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสียร่วมด้วย และในกรณีที่คิดค่าใช้จ่ายในส่วนของความน่าเชื่อถือได้ของระบบร่วมด้วย

ตารางที่ 5.10 เปรียบเทียบผลการคำนวณค่าใช้จ่ายโดยรวมของโปรแกรมที่พัฒนากับวิธีการเดิม

Scenario	วิธีการ	ผลการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายโดยรวม		
		(1) Inv + O&M	(2) Inv + O&M + Loss	(3) Inv + O&M + Loss + Outage
SC1	โปรแกรมที่พัฒนา	106.518	114.591	185.592
	วิธีการเดิม	106.523	114.596	185.612
	% ความแตกต่าง	0.008	0.004	0.01
SC2	โปรแกรมที่พัฒนา	147.945	151.826	222.828
	วิธีการเดิม	147.948	151.821	222.838
	% ความแตกต่าง	0.001	0.003	0.004
SC3	โปรแกรมที่พัฒนา	85.369	91.859	148.780
	วิธีการเดิม	85.366	91.873	148.784
	% ความแตกต่าง	0.004	0.015	0.003
SC4	โปรแกรมที่พัฒนา	118.559	121.700	178.620
	วิธีการเดิม	118.564	121.711	178.623
	% ความแตกต่าง	0.004	0.009	0.002
SC5	โปรแกรมที่พัฒนา	78.164	138.371	371.055
	วิธีการเดิม	78.163	138.392	370.997
	% ความแตกต่าง	0.001	0.015	0.016
SC6	โปรแกรมที่พัฒนา	108.559	164.109	396.792
	วิธีการเดิม	108.560	164.129	396.735
	% ความแตกต่าง	0.001	0.012	0.014
SC7	โปรแกรมที่พัฒนา	87.970	121.447	183.886
	วิธีการเดิม	87.967	121.441	183.877
	% ความแตกต่าง	0.003	0.005	0.005
SC8	โปรแกรมที่พัฒนา	122.174	151.387	213.827
	วิธีการเดิม	122.176	151.388	213.824
	% ความแตกต่าง	0.001	0.001	0.001
SC9	โปรแกรมที่พัฒนา	50.124	77.367	160.544
	วิธีการเดิม	50.120	77.361	160.537
	% ความแตกต่าง	0.008	0.008	0.004
SC10	โปรแกรมที่พัฒนา	69.613	94.621	177.797
	วิธีการเดิม	69.612	94.615	177.791
	% ความแตกต่าง	0.001	0.006	0.003

จากการเปรียบเทียบผลการคำนวณค่าใช้จ่ายที่ได้จากโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นกับผลการคำนวณที่ได้จากวิธีการเดิมในตารางที่ 5.10 ปรากฏว่าในกรณีที่ (1), (2) และ (3) นั้นผลที่ได้มีความแตกต่างกันไม่เกินร้อยละ 0.016 ซึ่งจากการตรวจสอบพบว่ามีสาเหตุมาจากโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นนั้นนำค่าที่ผ่านการปิดเศษเป็นทศนิยม 3 ตำแหน่งแล้วมาใช้ในการคำนวณ ส่วนวิธีการเดิมนั้นนำค่าจริงที่ยังไม่ได้ปิดเศษทศนิยมมาใช้ในการคำนวณ ดังนั้นจึงเป็นผลทำให้ผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณมีค่าแตกต่างกันดังกล่าว

5.3.3 ระยะเวลา

ในตารางที่ 5.11 เป็นตารางแสดงการเปรียบเทียบระยะเวลาที่ใช้ในการคำนวณระหว่างการวางแผนสายส่งด้วยวิธีการเดิมกับการวางแผนสายส่งด้วยโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น ตารางที่ 5.11 เปรียบเทียบระยะเวลาที่ใช้ในการคำนวณของโปรแกรมที่พัฒนากับวิธีการเดิม

วิธีการเดิม	ระยะเวลาที่ใช้คำนวณในแต่ละขั้นตอน (นาที)				
	ขั้นตอนที่ 1	ขั้นตอนที่ 2	ขั้นตอนที่ 3	ขั้นตอนที่ 4 + 5	รวม
SC1	5	9	15	4	33
SC2	2	9	20	2	33
SC3	1	9	12	2	24
SC4	1	9	10	2	22
SC5	15	8	42	15	80
SC6	1	7	35	2	45
SC7	5	7	28	13	53
SC8	1	6	15	2	24
SC9	4	5	25	7	41
SC10	1	5	15	2	23
รวม	36	74	217	51	378
เฉลี่ย / SC	3.6	7.4	21.7	5.1	37.8
โปรแกรมที่พัฒนา	ระยะเวลาที่ใช้คำนวณในแต่ละขั้นตอน (นาที)			รวม	
	ขั้นตอนที่ 1	ขั้นตอนที่ 2 + 3 + 4 + 5			
รวม	10	3		13	
เฉลี่ย / SC	1	0.3		1.3	
เวลาดังรวม	365				
เวลาดัง	36.5 per Scenario				

จากตารางที่ 5.3.3 จะเห็นว่าถ้าใช้วิธีการเดิมในการวิเคราะห์วางแผนสายส่งจะต้องใช้เวลาทั้งหมดรวม 378 นาทีหรือประมาณ 6 ชั่วโมง แต่หากใช้โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นจะใช้เวลาทั้งหมดเพียง 13 นาทีหรือประมาณ 0.2 ชั่วโมงเท่านั้น ซึ่งสามารถลดระยะเวลาในการคำนวณลงได้ถึง 365 นาทีหรือประมาณ 36.5 นาทีต่อ 1 ทางเลือกที่ต้องวิเคราะห์และวางแผน

5.3.4 สรุป

จากการเปรียบเทียบวิธีการวางแผนสายส่งโดยใช้โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นกับวิธีการวางแผนสายส่งโดยใช้วิธีการเดิมจะเห็นว่าโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นสามารถช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการทำงานได้โดยสามารถช่วยลดขั้นตอนและระยะเวลาในการทำงานของนักวางแผนได้อย่างมาก ประกอบกับผลการคำนวณค่าใช้จ่ายที่ได้ก็มีความถูกต้องใกล้เคียงกับผลที่ได้จากการทดสอบวางแผนด้วยวิธีการแบบเดิม



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 6

สรุปและข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ศึกษาการประยุกต์ใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (GIS) ในการวางแผนขยายสายส่ง โดยได้ออกแบบและพัฒนาโปรแกรมคำสั่งเพิ่มเติมด้วยภาษา VBA ในโปรแกรม ArcMap รวมทั้งได้พัฒนาการเชื่อมต่อระหว่างระบบ GIS และส่วนต่อประสาน โปรแกรมประยุกต์ การวิเคราะห์โหลดโพล์ (LFAPD) เพื่อให้สามารถวิเคราะห์โหลดโพล์ได้ผ่านระบบ GIS จากนั้นโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นจะเลือกเฉพาะทางเลือกที่มีผลการวิเคราะห์โหลดโพล์ผ่านเกณฑ์ที่กำหนด นำมาคำนวณหาค่าใช้จ่ายในส่วนต่าง ๆ เพื่อพิจารณาหาทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายโดยรวมต่ำที่สุดเป็นผลตอบของทางเลือกที่จะใช้ในการวางแผนขยายสายส่ง โดยโปรแกรมสามารถแสดงผลการวิเคราะห์โหลดโพล์และค่าใช้จ่ายของแต่ละทางเลือกได้ทั้งในรูปแบบของตารางข้อมูลและรูปแบบกราฟิก ระบบที่นำมาใช้ทดสอบการทำงานของโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นเป็นตัวอย่างข้อมูลสถานีไฟฟ้าและสายส่งระบบ 115 kV ที่จัดเก็บอยู่ในฐานข้อมูลระบบ GIS ของ กฟภ.

จากการทดสอบโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น ปรากฏว่าผลการคำนวณค่าใช้จ่ายที่ได้มีค่าแตกต่างจากวิธีเดิมที่ กฟภ. ใช้งานในปัจจุบันเพียงไม่เกินร้อยละ 0.016 เนื่องจากการปิดเศษทศนิยมที่แตกต่างกัน และผลการวิเคราะห์โหลดโพล์ก็มีค่าใกล้เคียงกับผลที่ได้จากโปรแกรม PSS/ADEPT ดังนั้น โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นจึงให้ผลการคำนวณที่ถูกต้อง และสามารถนำไปใช้งานได้จริง นอกจากนี้ยังได้ใช้โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นศึกษาผลตอบของทางเลือกที่เหมาะสมที่ได้จากการพิจารณาค่าใช้จ่ายโดยรวมในกรณีที่คิดค่าใช้จ่ายในส่วนต่าง ๆ ได้แก่ ค่าเงินลงทุน ค่าเนิ่นการและบำรุงรักษา ค่าใช้จ่ายจากพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย และค่าใช้จ่ายเนื่องจากความน่าเชื่อถือได้ของระบบ ซึ่งสรุปได้ว่าผลตอบของทางเลือกที่เหมาะสมอาจเปลี่ยนแปลงไปเมื่อมีการพิจารณาค่าใช้จ่ายโดยรวมในกรณีที่แตกต่างกัน ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับสัดส่วนของค่าใช้จ่ายในส่วนต่าง ๆ ของแต่ละทางเลือก

ข้อดีของการประยุกต์ใช้ระบบ GIS ในการวางแผนขยายสายส่งเมื่อเปรียบเทียบกับวิธีปัจจุบันที่ กฟภ. ใช้งาน คือ สามารถช่วยลดขั้นตอนการทำงาน และทำให้ประหยัดเวลาในการทำงานลงได้ประมาณคนละ 6 ชั่วโมงต่อ 1 สถานี ถ้า กฟภ. ต้องวิเคราะห์และวางแผนขยายสายส่งให้กับสถานีไฟฟ้าคิดเป็นจำนวน 40 สถานีต่อปีแล้ว ก็จะทำให้สามารถประหยัดเวลาในการทำงานไปได้ถึง 240 ชั่วโมงหรือ 30 วันทำการต่อปี หรืออาจกล่าวได้ว่าหากต้องการทำงานนี้ด้วยวิธีการเดิมให้แล้วเสร็จภายใน 1 สัปดาห์ จะต้องใช้คนจำนวน 8 คนแต่ถ้าใช้โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นจะใช้คนเพียง 2 คนก็สามารถทำงานนี้ให้แล้วเสร็จได้ภายใน 1 วันเท่านั้น นอกจากนี้โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นยังช่วยลดความผิดพลาดที่อาจเกิดขึ้นจากการป้อนค่าด้วยมือของวิธีปัจจุบันที่ กฟภ. ใช้ได้อีกด้วย

อย่างไรก็ตามในการนำโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นไปใช้งานมีข้อจำกัดดังต่อไปนี้

- เป็นโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นเพื่อจุดประสงค์ในการใช้งานวางแผนขยายสายส่งไปยังสถานีไฟฟ้าซึ่งเกิดขึ้นใหม่โดยเฉพาะ ซึ่งหากผู้ใช้มีความต้องการที่จะนำไปประยุกต์ใช้ในงานวางแผนอื่น ๆ จะต้องมีการพัฒนาโปรแกรมเพิ่มเติม
- สามารถวางแผนขยายสายส่งไปยังสถานีไฟฟ้าได้ครั้งละ 1 สถานี และเป็นการพิจารณาวางแผนแบบขั้นตอนเดียว (Single Stage)
- พิจารณาเฉพาะระบบที่มีลักษณะการเชื่อมต่อเป็นแบบเรเดียล และแบบวงรอบเปิด
- สามารถใช้ได้กับระบบ 3 เฟสแบบสมดุล และอัตราการเจริญเติบโตของโหลดคงที่

นอกจากนี้โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นยังสามารถพัฒนาให้มีประสิทธิภาพในการใช้งานเพิ่มขึ้นได้โดยมีข้อเสนอแนะดังต่อไปนี้

- เนื่องจากในโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นได้กำหนดให้อัตราการล้มเหลวของสายส่งใด ๆ ขึ้นอยู่กับประเภทของสายส่ง ซึ่งหากสามารถพัฒนาให้ผู้ใช้ระบุค่าอัตราการล้มเหลวของสายส่งแต่ละเส้นได้ด้วยจะทำให้ผลการคำนวณใกล้เคียงกับสภาพจริงมากขึ้น
- ในอนาคต กฟภ. อาจมีการปรับปรุงระบบไฟฟ้าให้เป็นแบบวงรอบปิดในพื้นที่ที่ต้องการความมั่นคงในการจ่ายไฟสูง ดังนั้นหากพัฒนาให้โปรแกรมพิจารณาการเชื่อมต่อแบบ Close Loop ด้วยจะทำให้ครอบคลุมปัญหาการวางแผนได้มากขึ้น
- เนื่องจากข้อมูลสถานีไฟฟ้าและสายส่งที่จัดเก็บอยู่ในฐานข้อมูลระบบ GIS ในปัจจุบันไม่ได้มีการจัดเก็บข้อมูลของอุปกรณ์ป้องกันรวมอยู่ด้วยซึ่งในอนาคตหากมีการจัดเก็บเพิ่มขึ้นก็จะสามารถนำข้อมูลไปประยุกต์ใช้ในงานระบบป้องกันได้อีก
- โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นสามารถนำมาดัดแปลงแบบฟอร์มเพิ่มเติมเพื่อนำไปใช้กับงานอื่น ๆ ได้อีก เช่น งานปรับปรุงแก้ไขระบบไฟฟ้าเป็นกรณี ๆ ไปโดยดึงข้อมูลจาก GIS มาจำลองการแก้ปัญหาด้วยวิธีต่าง ๆ จากนั้นจึงนำไปวิเคราะห์โหลดโพล์หรือดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของระบบ ซึ่งหากป้อนข้อมูลจำนวนผู้ใช้ไฟเพิ่มเติมให้กับจุดโหลดสถานีไฟฟ้าก็จะสามารถคำนวณหาค่าดัชนีความน่าเชื่อถือได้ของระบบ เช่น SAIFI, SAIDI, CAIDI ฯลฯ ได้อีกด้วย
- ในการพัฒนาโปรแกรมพบปัญหาของข้อมูล คือ สายส่งไม่เชื่อมต่อกันและชั้นข้อมูลไม่ซ้อนทับกันทำให้เกิดความผิดพลาดได้ในขณะดึงข้อมูล จึงเสนอให้พัฒนาโปรแกรมให้สามารถตรวจสอบและแก้ไขความผิดพลาดของข้อมูลได้โดยอัตโนมัติ
- เสนอให้พัฒนาโปรแกรมให้ทำงานเป็นแบบอัตโนมัติมากยิ่งขึ้น เช่น โปรแกรมสามารถเลือกสายให้อัตโนมัติจากต้นทางไปปลายทางโดยที่ผู้ใช้ไม่ต้องทำการเลือกสายแต่ละช่วงเอง เป็นต้น

รายการอ้างอิง

1. Joong, R.S., and Young, M.P. Optimal long-term transmission planning by expert system approach. TENCON '93. Proceedings. Computer, Communication, Control and Power Engineering, 1993 IEEE Region 10 Conference on Issue 0, Part 20000, pp. 713 – 717. 19-21 October 1993.
2. Kim, K.J., Park, Y.M., and Lee, K.Y. Optimal long term transmission expansion planning based on maximum principle. IEEE Transactions on Power Systems 3, 4 (November 1988): 1494 – 1501.
3. Al-Hamouz, Z.M., and Al-Faraj, A.S. Transmission expansion planning using nonlinear programming. Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES Volume 1, pp. 50 – 55. 6-10 October 2002.
4. Wall, D.L., Thompson, G.L., and Northcote-Green, J.E.D. An optimization model for planning radial distribution networks. IEEE Transactions on Power Apparatus System PAS-98 (May–June 1979).
5. Lin, W.M., Tsay, M.T., Chen, S.J. Computerized procedure for short range planning of a designated distribution area. TENCON '94. IEEE Region 10's Ninth Annual International Conference. Theme: 'Frontiers of Computer Technology', pp. 1030 – 1034. 22-26 August 1994.
6. Vaziri, M.K., Tomsovic, and Bose, A. A Directed graph formulation of the multistage distribution expansion problem. IEEE Transactions on Power Delivery 19, 13 (2004): 1335-1341.
7. Farrag, M.A., El-Metwally, M.M., and El-Bages, M.S. A New model for distribution system planning. Electrical Power and Energy System 21 (1999): 523-531.
8. Ranjan, R., Venkatesh, B., and Das, D. A New algorithm for power distribution system planning. Electric Power System Research 62 (2002): 55-65.
9. Lo, K.L., and Nashid, I. Interactive expert system for optimal design of electricity distribution systems. IEE Proceedings of Generation Transmission and Distribution 143, 2 (March 1996): 151 – 156.
10. Asakura, T., Genji, T., Yura, T., Hayashi, N., and Fukuyama, Y. Long-term distribution network expansion planning by network reconfiguration and generation of construction plans. IEEE Transactions on Power Systems 18, 3 (August 2003): 1196 – 1204.

11. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์. การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังเบื้องต้น. ศูนย์หนังสือจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย: สำนักพิมพ์จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2548.
12. คณะทำงานการวางแผนระบบไฟฟ้าด้านการวางแผนระบบสายส่ง. คู่มือการวางแผนระบบสายส่ง. กองแผนงานระบบไฟฟ้า: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2547. (อัดสำเนา)
13. Gönen, T. Electric Power Distribution System Engineering. McGraw-Hill, 1987.
14. Sohtaoclu, N.H. Investigation of the effects of differing investment programs and macroeconomic parameters on long-term power transmission planning: Part I. Models. 10th Mediterranean Electrotechnical Conference, IEEE MELECON'2000, Cyprus.
15. Willis, H.L. Power Distribution Planning Reference Book. New York: Marcel Dekker, 1997.
16. Lo, K. L., and Nashid, I. Interactive expert system for optimal design of electricity distribution systems. IEE Proceedings of Generation Transmission and Distribution 143, 2 (March 1996): 151 – 156.
17. Allan, R., and Billinton, R. Reliability Evaluation of Power System. Pitman Advanced Publishing Program, 1983.
18. Allan, R., and Billinton, R. Reliability Evaluation of Engineering Systems :Concepts and Techniques. Pitman Advanced Publishing Program, 1983.
19. วรพงษ์ คีอามย์. การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับในระบบจำหน่ายไฟฟ้า. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท สาขาวิศวกรรมศาสตร์ คณะวิศวกรรมไฟฟ้า จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2539.
20. Fotuhi-Firuzabad, M., Billinton, R., Munian, T.S., and Vinayagam, B. A Novel approach to determine minimal Tie-Sets of complex network. IEEE Transactions on Reliability 53, 1 (March 2004): 61-70.
21. วิเชียร ฝอยพิกุล. ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ด้วย ArcView. คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยราชภัฏนครราชสีมา, 2547.
22. คณะจัดทำรายงานประจำปี. รายงานประจำปี พ.ศ. 2548. กองประชาสัมพันธ์: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2548.
23. Trussell, L. V. GIS Based Distribution Simulation and Analysis. CIREN 2001, Conference Publication No. 482, IEE 2001, 18-21 June 2001.
24. Monteiro, C. Methodologies for Integrating Planning Tools in GIS [ออนไลน์]. แหล่งที่มา : <http://power.inescn.pt/claudio> [15 ธันวาคม 2548]



ภาคผนวก

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

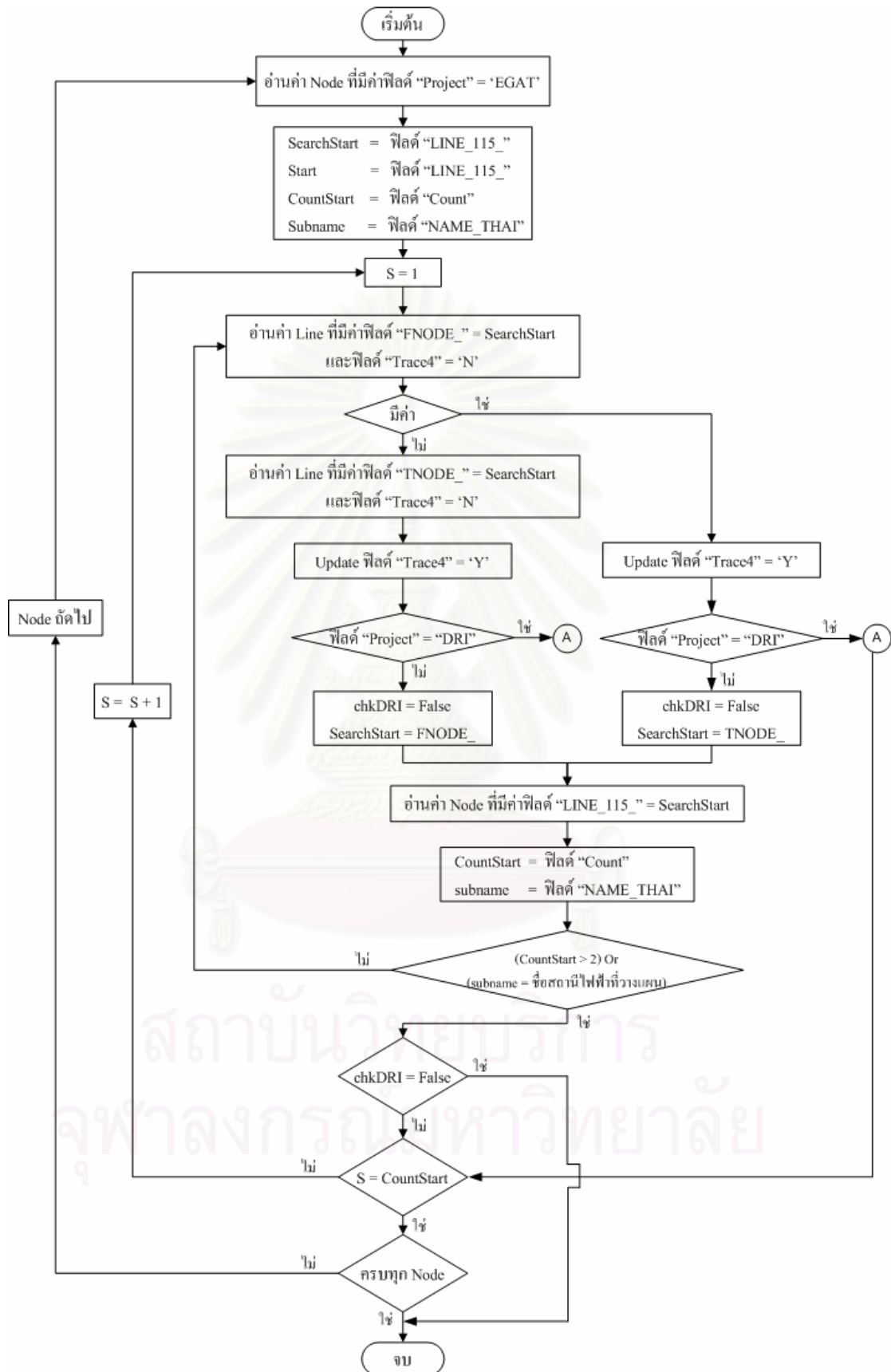
ภาคผนวก ก

แผนผังแสดงการจัดเรียงทิศทางสายส่ง

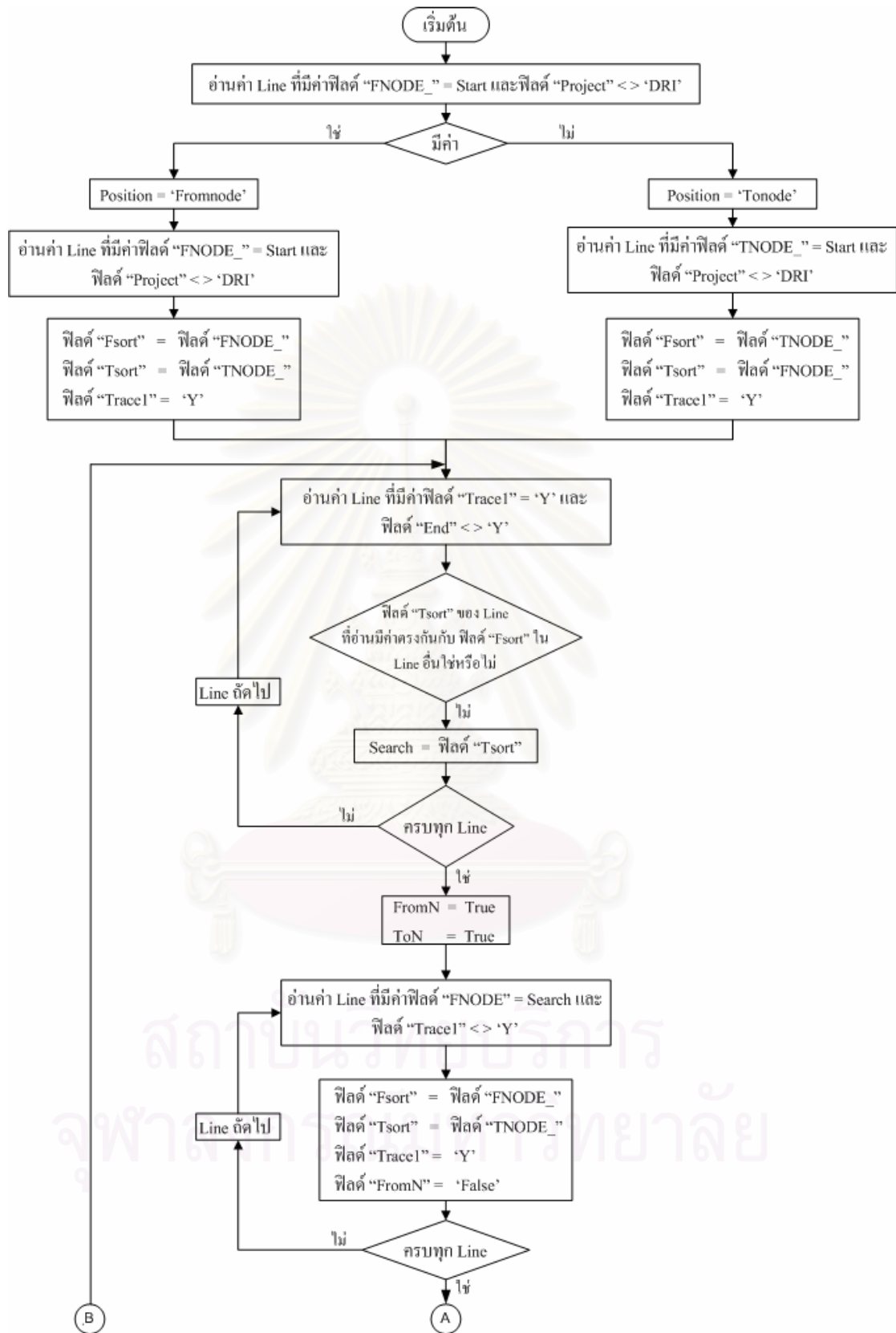
ในภาคผนวกนี้แสดงแผนผังวิธีการที่ใช้ในการจัดเรียงข้อมูลทิศทางของสายส่งในตารางข้อมูลรายละเอียดของสายส่ง (Line Attribute Table) ในแต่ละขั้นตอนย่อย ซึ่งในหัวข้อ 4.2.3 ของบทที่ 4 ได้กล่าวถึงไว้เพียงขั้นตอนหลัก ๆ ที่ใช้ในการจัดเรียงเท่านั้น ผู้สนใจสามารถศึกษารายละเอียดเพิ่มเติมได้ในภาคผนวกนี้ซึ่งอาจใช้เป็นแนวทางในการพัฒนาโปรแกรมต่อไปได้



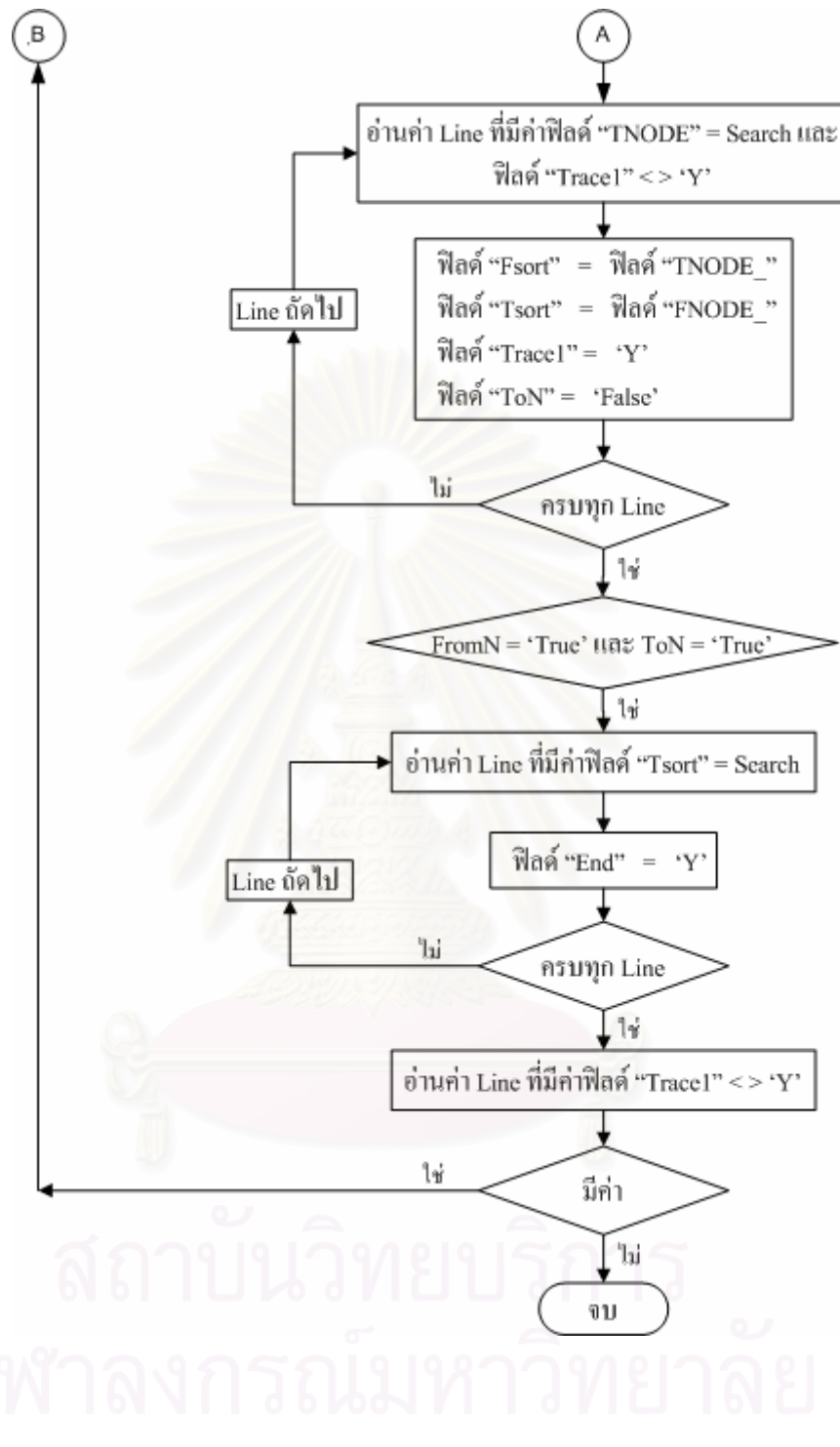
รูปที่ ก.1 แผนผังแสดงขั้นตอนการจัดเรียงทิศทางของสายส่ง



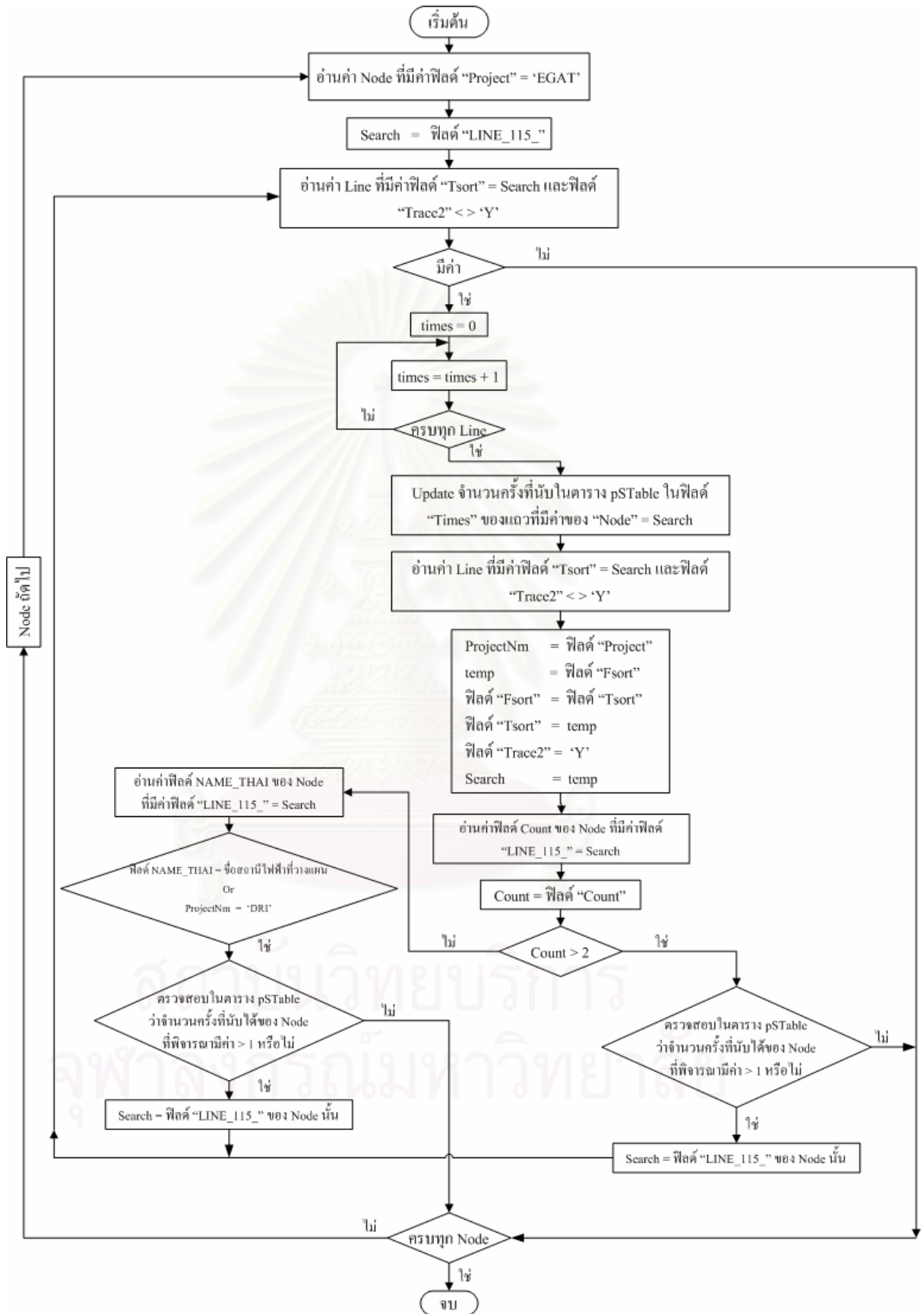
รูปที่ ก.2 แผนผังแสดงการหาจุดโนดที่เป็นแหล่งจ่ายไฟหลัก



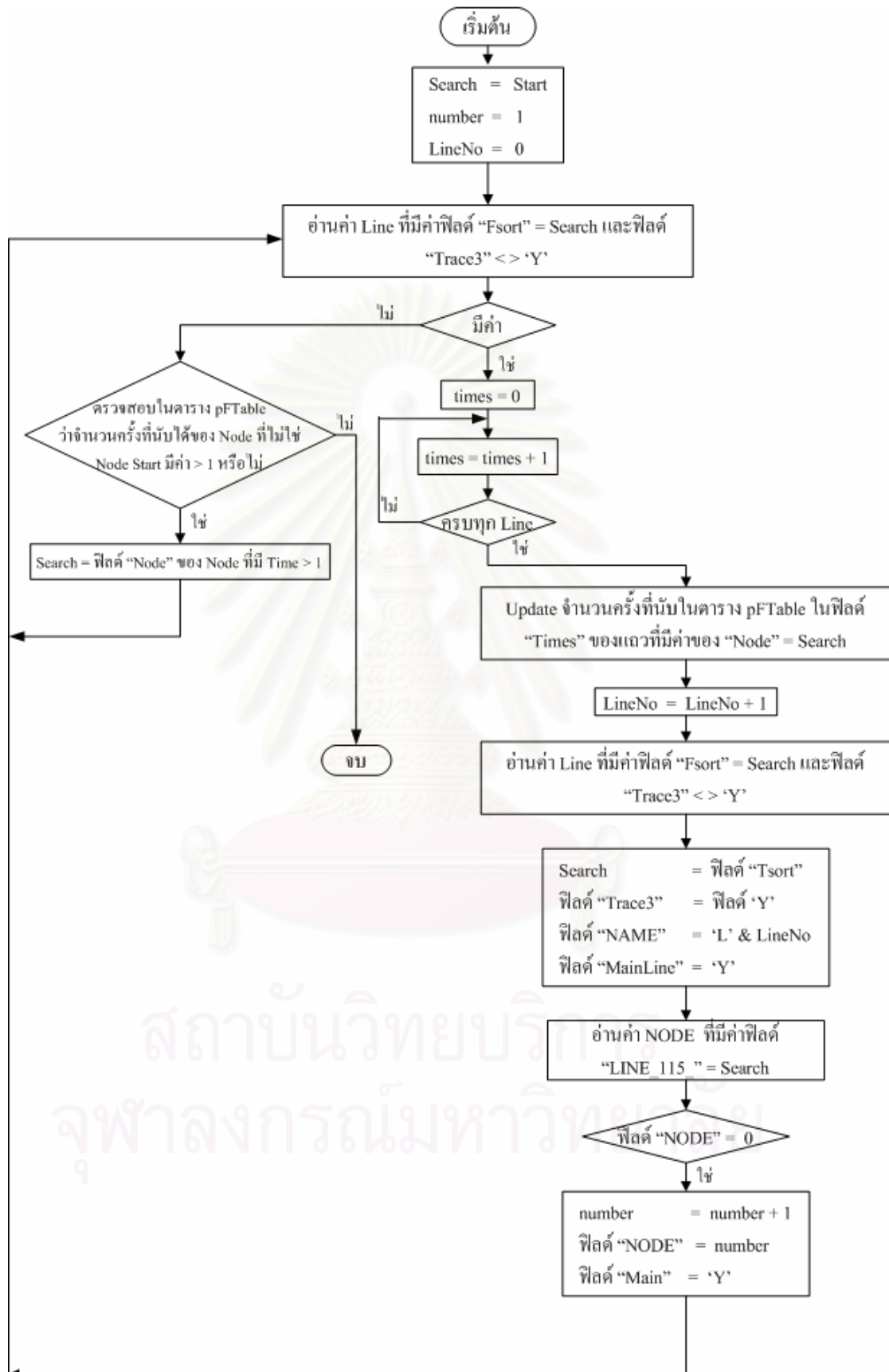
รูปที่ ก.3 แผนผังแสดงการจัดเรียงส่วนที่ 1 : จัดเรียงจากแหล่งจ่ายไฟหลักไปยังปลายทาง



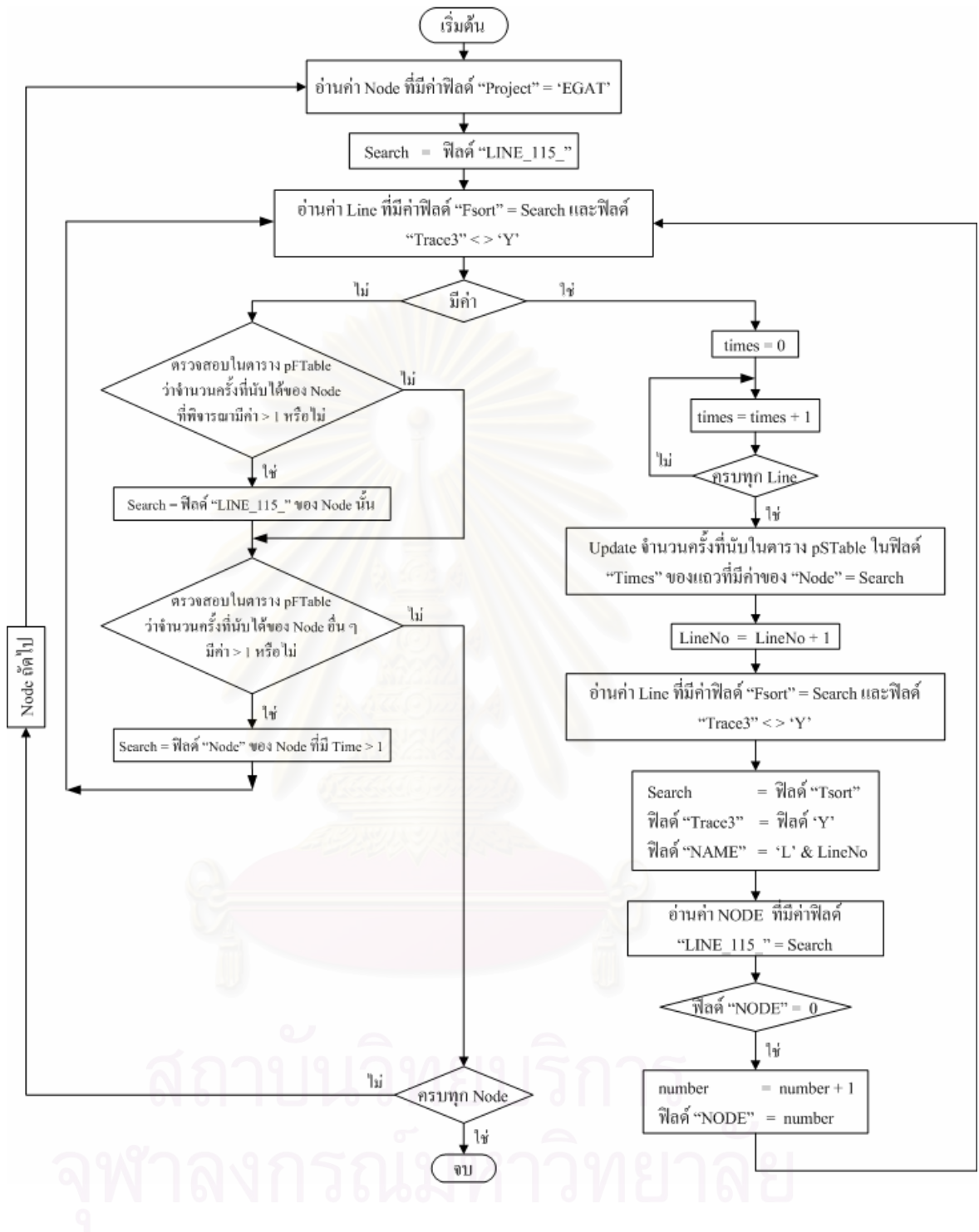
รูปที่ ก.3 (ต่อ) แผนผังแสดงการจัดเรียงส่วนที่ 1 : จัดเรียงจากแหล่งจ่ายไฟหลักไปยังปลายทาง



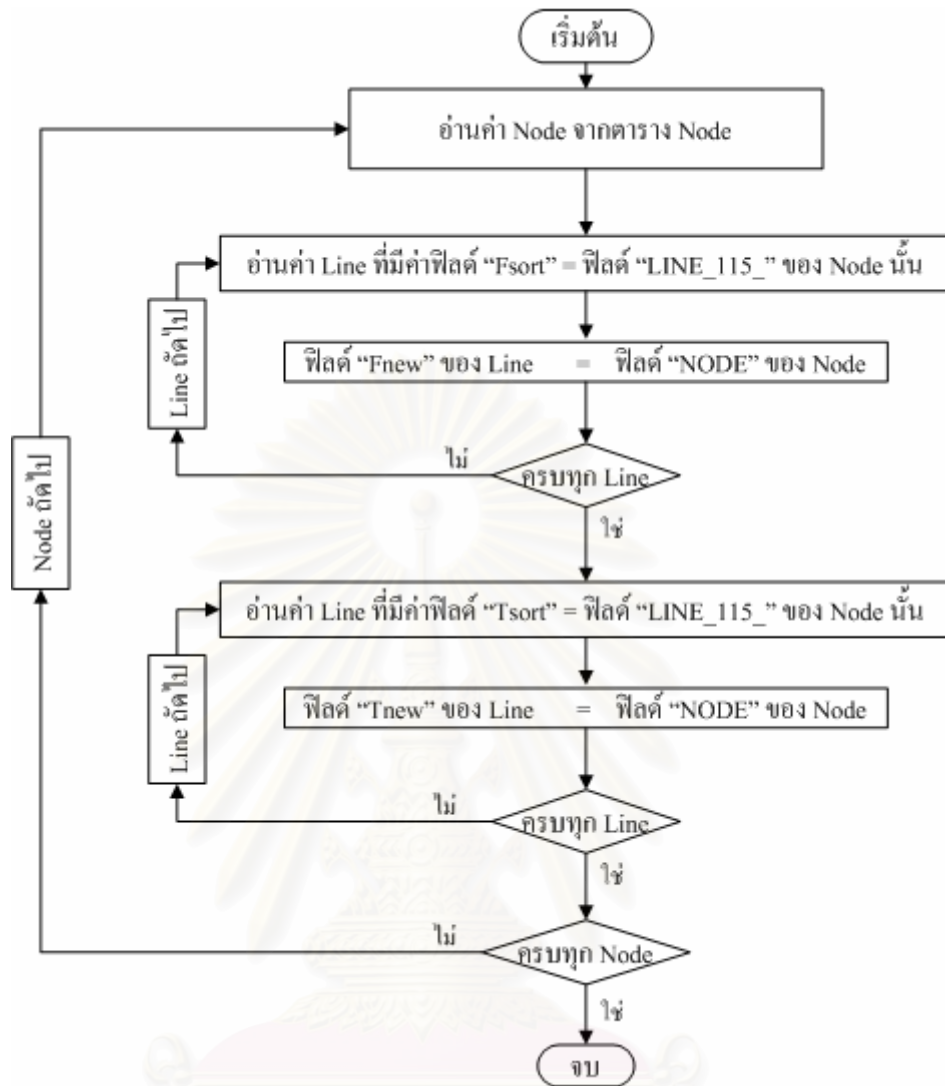
รูปที่ ก.4 แผนผังแสดงการจัดเรียงส่วนที่ 2 : จัดเรียงจากแหล่งจ่ายไฟสำรองไปยังปลายทาง



รูปที่ ก.5แผนผังแสดงการจัดเรียงส่วนที่ 3: การกำหนดลำดับที่ของจุดโนดเริ่มจากแหล่งจ่ายไฟหลัก



รูปที่ ก.6 แผนผังแสดงการจัดเรียงส่วนที่ 4 : การกำหนดลำดับที่ของจุดโนดเริ่มจากแหล่งจ่ายไฟสำรอง



สถาบันวิทยบริการ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รูปที่ ก.7 แผนผังแสดงการจัดเรียงส่วนที่ 5 : การปรับค่าในสดมภ์ Fnew และ Tnew

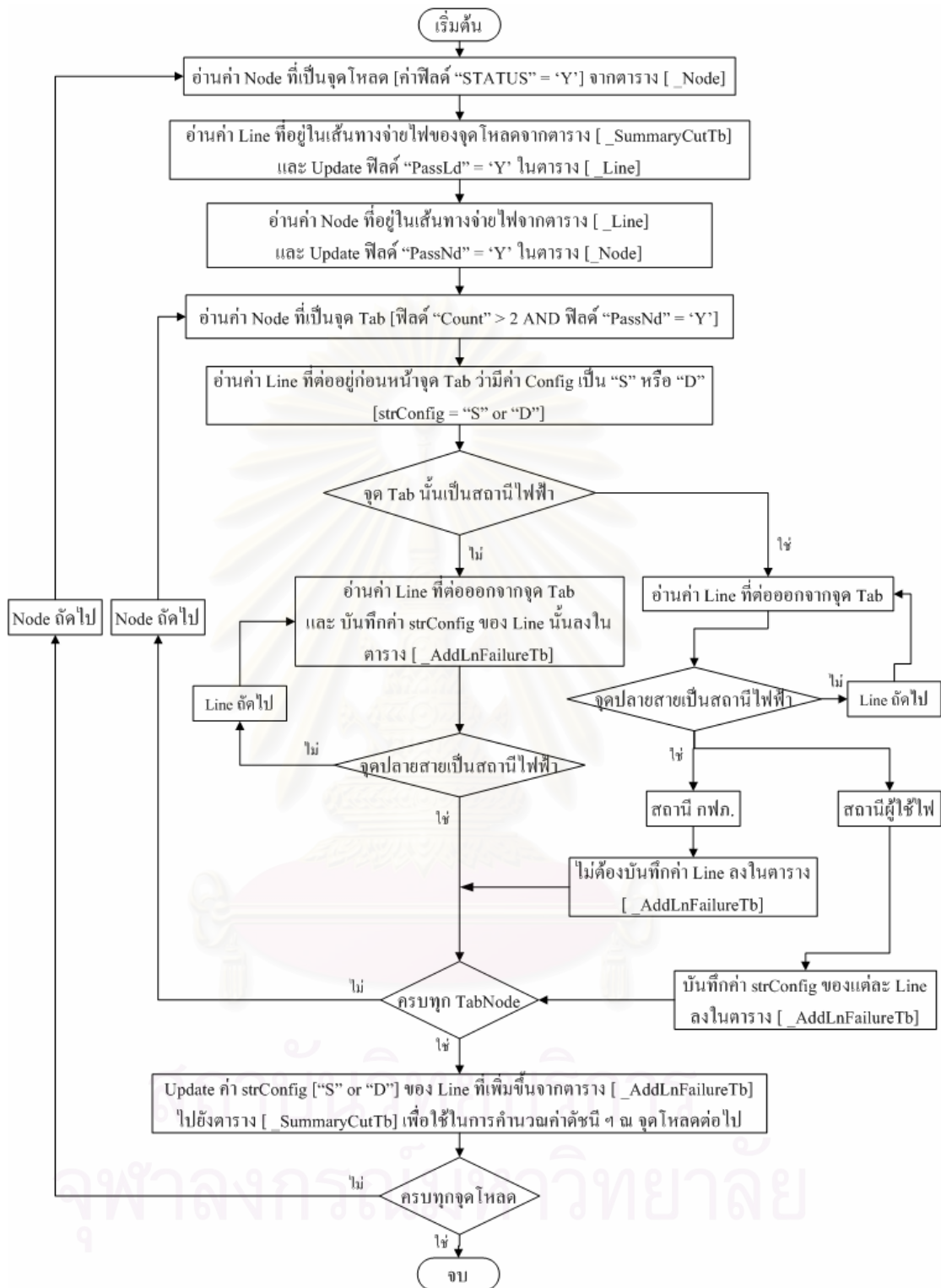
ภาคผนวก ข

แผนผังการคำนวณหาการล้มเหลวแบบแอกทีฟของสายส่ง

ในภาคผนวกนี้แสดงแผนผังวิธีการที่ใช้ในการคำนวณหาสายส่งที่เชื่อมต่อออกจากจุด Tab ของสายส่งซึ่งเมื่อเกิดการล้มเหลวขึ้นแล้วจะส่งผลทำให้เกิดไฟดับขึ้นที่จุดโหลดได้ ซึ่งในหัวข้อ 4.2.9 ของบทที่ 4 ได้กล่าวไว้เพียงวิธีการที่ใช้ในการคำนวณหาสายส่งดังกล่าวโดยสังเขปเท่านั้น ผู้สนใจสามารถศึกษารายละเอียดเพิ่มเติมได้ในภาคผนวกนี้ซึ่งอาจใช้เป็นแนวทางในการพัฒนาโปรแกรมต่อไปได้



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ ข.1 แผนผังแสดงการคำนวณหาการล้มเหลวแบบแอดทีฟของสายส่ง

ภาคผนวก ก

รายละเอียดของตัวแปรที่ใช้ในวิธีการติดตามเส้นทางเดิน

ในภาคผนวกนี้แสดงรายละเอียด คำอธิบาย ของตัวแปรต่าง ๆ ที่ใช้ในกระบวนการติดตามและบันทึกเส้นทางของวิธีการติดตามเส้นทางเดินเพื่อให้เข้าใจถึงความหมายและการนำไปใช้งานของตัวแปรดังกล่าวในหัวข้อ 2.4.1.1 ของบทที่ 2

ก.1 นิยามคำศัพท์

- **Input Node, Output Node** คือ จุดโนดเริ่มต้นและจุดโนดสิ้นสุดที่พิจารณา
- **Branch Number** คือ เลขลำดับที่ของอุปกรณ์ในเมตริกซ์ความสัมพันธ์ที่พบเรียงลำดับก่อนหลังในระหว่างที่ดำเนินการติดตามเส้นทางเดินจากจุดโนดเริ่มต้นไปยังจุดโนดสิ้นสุดเรียงลำดับจาก 1, 2, 3, ... ไปเรื่อย ๆ จนกว่าจะสิ้นสุดกระบวนการ
- **Parent branch** คือ Branch Number ของอุปกรณ์ที่มีลำดับการติดตั้งในเส้นทางจ่ายกำลังไฟฟ้าซึ่งอยู่ลำดับก่อนหน้าอุปกรณ์ตัวที่กำลังพิจารณา
- **Node Number** คือ เลขลำดับที่ของหลัก (Column) ที่อุปกรณ์นั้น ๆ อยู่
- **Status** คือ ค่าที่บอกถึงสถานะของการแตกกิ่งของอุปกรณ์ มีค่าดังนี้
 - True : หมายถึงอุปกรณ์นั้นยังมีอุปกรณ์อื่น ๆ เชื่อมต่อถัดออกไปอีกในระบบ
 - False : หมายถึงอุปกรณ์นั้นไม่มีอุปกรณ์อื่นใดเชื่อมต่อจากอุปกรณ์นั้นอีก
- **Previous Node** คือ Branch Number ของอุปกรณ์ที่มีค่าของ Status เป็น True ซึ่งเก็บค่าไว้สำหรับกำหนดค่าให้กับ Parent Branch ในรอบการคำนวณถัดไป
- **Component Name** คือ ชื่อของอุปกรณ์ที่อยู่ระหว่าง Node เช่น A, B, C, D, E เป็นต้น
- **Current Row** คือ เลขลำดับที่ของแถวในเมตริกซ์ความสัมพันธ์ที่กำลังพิจารณา
- **Counter** คือ จำนวนครั้งที่นับเมื่อมีการบันทึกค่า Component Name ของแต่ละอุปกรณ์ในระหว่างกระบวนการติดตามเส้นทางเดินของการจ่ายกำลังไฟฟ้า
- **Parent Component** คือ Component Name ของอุปกรณ์ที่มีลำดับการติดตั้งในเส้นทางจ่ายกำลังไฟฟ้าซึ่งอยู่ลำดับก่อนหน้าอุปกรณ์ตัวที่กำลังพิจารณา
- **i** คือ เลขลำดับที่ของหลักในเมตริกซ์ความสัมพันธ์ที่กำลังพิจารณา

ค.2 ตัวแปรอาร์เรย์ที่จัดเก็บ (Array Variables) เป็นตัวแปรชนิดอาร์เรย์ซึ่งใช้บันทึกค่าต่าง ๆ เก็บไว้จนกว่าจะสิ้นสุดกระบวนการติดตามเส้นทาง ได้แก่

- Component name
- Branch number
- Parent branch
- Node number
- Status

ค.3 ตัวแปรชั่วคราว (Temporary Variables) เป็นตัวแปรทั่วไปซึ่งใช้จัดเก็บข้อมูลชั่วคราวโดยจะมีค่าเปลี่ยนไปทุกรอบการคำนวณ ได้แก่

- Previous node
- Current row
- Counter
- Parent component

ภาคผนวก ง

คู่มือการใช้โปรแกรมที่พัฒนาในการวางแผนขยายสายส่ง

ภาคผนวกนี้แสดงคู่มือการใช้โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นซึ่งจะอธิบายถึงรายละเอียดการใช้งานปุ่มคำสั่งต่าง ๆ ที่พัฒนาขึ้นในขั้นตอนต่าง ๆ อย่างครบถ้วนเพื่อให้ผู้ใช้สามารถนำไปใช้งานได้ถูกต้อง ปุ่มคำสั่งต่าง ๆ ในโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นได้ถูกออกแบบมาให้ใช้งานอย่างเป็นลำดับต่อเนื่องกัน โดยเริ่มจากปุ่มเลือกสถานีไฟฟ้าที่ต้องการวางแผน ปุ่มกำหนดเส้นทางการจ่ายไฟ ปุ่มกำหนดค่าพารามิเตอร์ และสุดท้ายคือ ปุ่มสำหรับคำนวณผล โดยเมื่อผู้ใช้งานมาถึงขั้นตอนสุดท้ายโปรแกรมก็จะทำการคำนวณและบันทึกค่าต่าง ๆ ได้แก่ แรงดัน กระแส กำลังไฟฟ้าสูญเสีย และค่าใช้จ่ายในส่วนต่าง ๆ ของแต่ละทางเลือกไว้ในตารางข้อมูลซึ่งผู้ใช้สามารถเรียกดูข้อมูลดังกล่าวได้ทั้งในรูปแบบตารางและกราฟิก จากข้อมูลดังกล่าวโปรแกรมจะนำไปวิเคราะห์และแสดงผลตอบทางเลือกที่เหมาะสมที่สุดในการขยายสายส่งออกทางหน้าจอโปรแกรม

ง.1 การเริ่มใช้งานโปรแกรม

ก่อนอื่นผู้ใช้งานต้องลงชุดโปรแกรมของ ArcGIS เวอร์ชัน 9.1 ลงบนเครื่องคอมพิวเตอร์ PC ของตนก่อนเนื่องจากปุ่มคำสั่งต่าง ๆ ที่พัฒนาขึ้นนั้นทำงานอยู่บนโปรแกรม ArcMap ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของชุดโปรแกรม ArcGIS

เนื่องจากไฟล์โปรแกรมแผนที่ (.mxd) ที่พัฒนาขึ้นจะเรียกชั้นข้อมูลสถานีไฟฟ้าสายส่ง แม่น้ำ และถนน มาแสดงโดยเปิดไฟล์ชั้นข้อมูลดังกล่าวที่เป็น Shape file จาก Path ที่ได้กำหนดไว้ ดังนั้นก่อนที่จะใช้งานไฟล์โปรแกรมแผนที่ที่พัฒนาขึ้นจึงต้องทำการคัดลอกข้อมูล Shape file ของสถานีไฟฟ้า สายส่ง แม่น้ำ และถนน มาเก็บไว้ในเครื่อง PC ให้เป็นไปตาม Path ดังต่อไปนี้ (Shape file ดังกล่าวเป็นข้อมูลที่ได้มาจากการแปลงไฟล์ข้อมูลที่เป็น Coverage)

- ข้อมูลสถานีไฟฟ้า

Path : D:\HV_DATA\SUBSTATION\substation.shp

- ข้อมูลสายส่ง

Path : D:\HV_DATA\TRANSMISSION\HV_line.shp

Path : D:\HV_DATA\TRANSMISSION\HV_node.shp

- ข้อมูลแม่น้ำ

Path : D:\HV_DATA\OTHERS\River.shp

- ข้อมูลถนน

Path : D:\HV_DATA\OTHERS\Road.shp

เมื่อคัดลอกข้อมูลดังกล่าวมาเก็บไว้เรียบร้อยแล้ว ขั้นตอนต่อไปให้ผู้ใช้สร้างไฟล์เดอรรอไว้สำหรับจัดเก็บไฟล์ฐานข้อมูลใหม่ชื่อว่า “CASE” และสร้างไฟล์เดอรรอไว้สำหรับจัดเก็บไฟล์รายงานผลการวิเคราะห์ชื่อว่า “Report” ภายใต Path ดังนี้

- โฟล์เดอร์สำหรับจัดเก็บไฟล์ฐานข้อมูล

Path : D:\HV_DATA\CASE

- โฟล์เดอร์สำหรับจัดเก็บไฟล์รายงานผลการวิเคราะห์

Path : D:\HV_DATA\Report

จากนั้นให้ผู้ใช้จัดเตรียมไฟล์ข้อมูลพารามิเตอร์ของสายส่งในรูปแบบ dbf file โดยให้ตั้งชื่อไฟล์ว่า “line115para” และทำการจัดเก็บลงในโฟล์เดอร์ OTHERS ภายใต Path ดังนี้

- ข้อมูลพารามิเตอร์สายส่ง

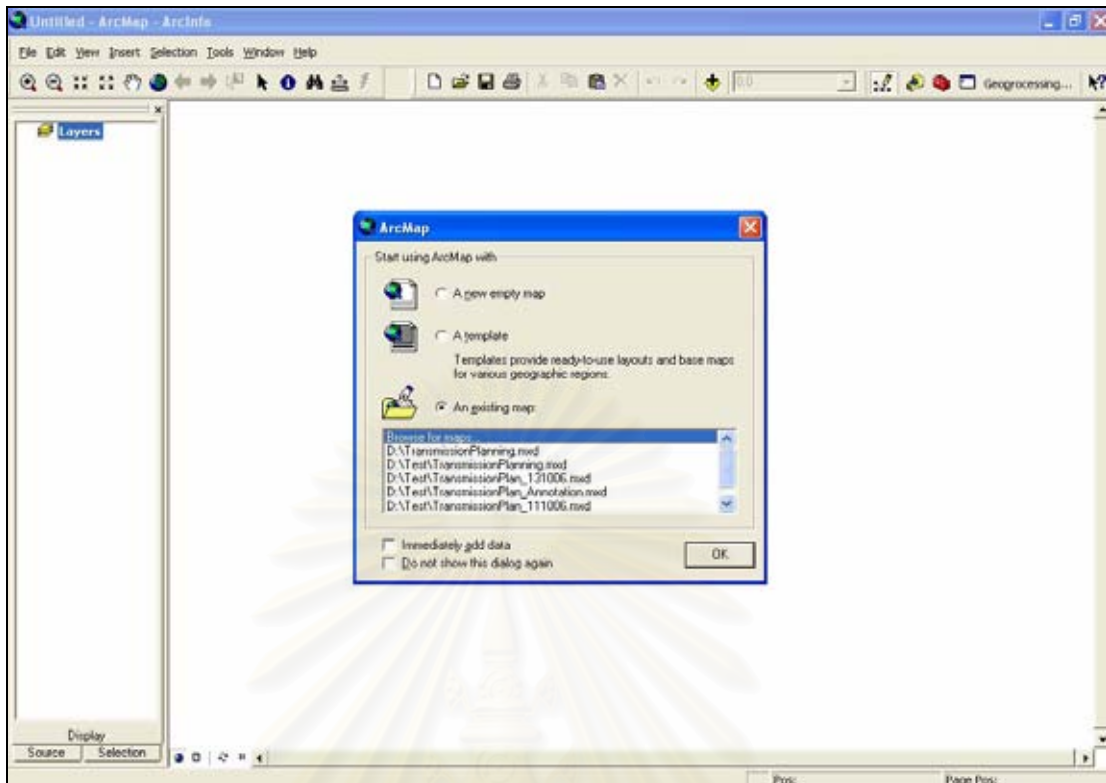
Path : D:\HV_DATA\OTHERS\line115para.dbf

สุดท้ายให้คัดลอกตัวโปรแกรมแผนที่ซึ่งมีชื่อไฟล์ว่า TransmissionPlanning.mxd ไปไว้ในเครื่อง PC ที่ใช้งานโดยให้คัดลอกเก็บไว้ในโฟล์เดอร์ใดก็ได้ที่ผู้ใช้สร้างขึ้น และที่สำคัญให้ทำการคัดลอกไฟล์ loadflow.dll ซึ่งเป็นไฟล์ API ที่ใช้สำหรับวิเคราะห์โหลดโพล์ลงใน C:\WINDOWS ก่อนการใช้งานโปรแกรม

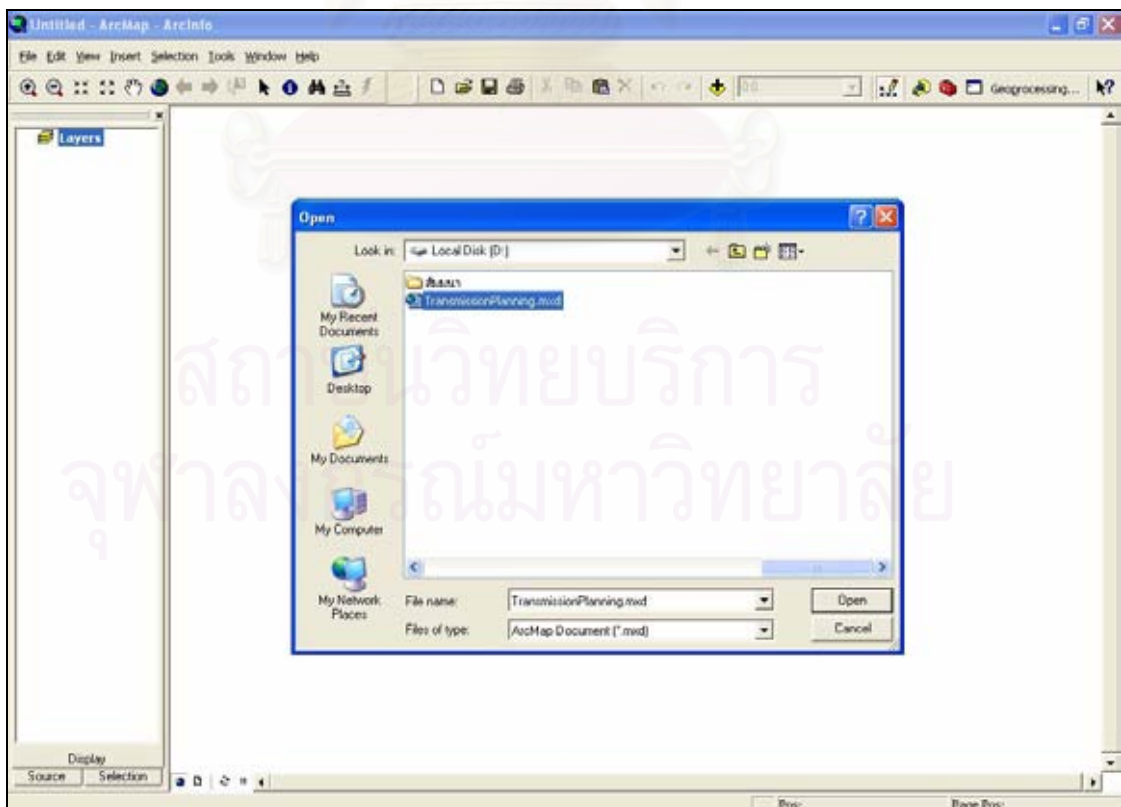
- ตัวโปรแกรม ในกรณีตัวอย่างให้คัดลอกไว้ใน Drive D:\ ซึ่งอาจเก็บไว้ใน Path อื่นก็ได้

Path : D:\TransmissionPlanning.mxd

การเริ่มใช้งานโปรแกรมให้เข้าโปรแกรม ArcMap ก่อนโดยไปที่เมนู Start → ArcMap เมื่อเข้าโปรแกรมจะปรากฏภาพหน้าต่างหลักของโปรแกรม ArcMap และ Dialog box ดังรูปที่ ๓.1 คลิกเลือกที่ An existing map และ Browse for maps แล้วคลิกปุ่ม OK จะปรากฏ Dialog box ให้เลือก Path ที่ไฟล์โปรแกรมถูกจัดเก็บอยู่ดังรูปที่ ๓.2

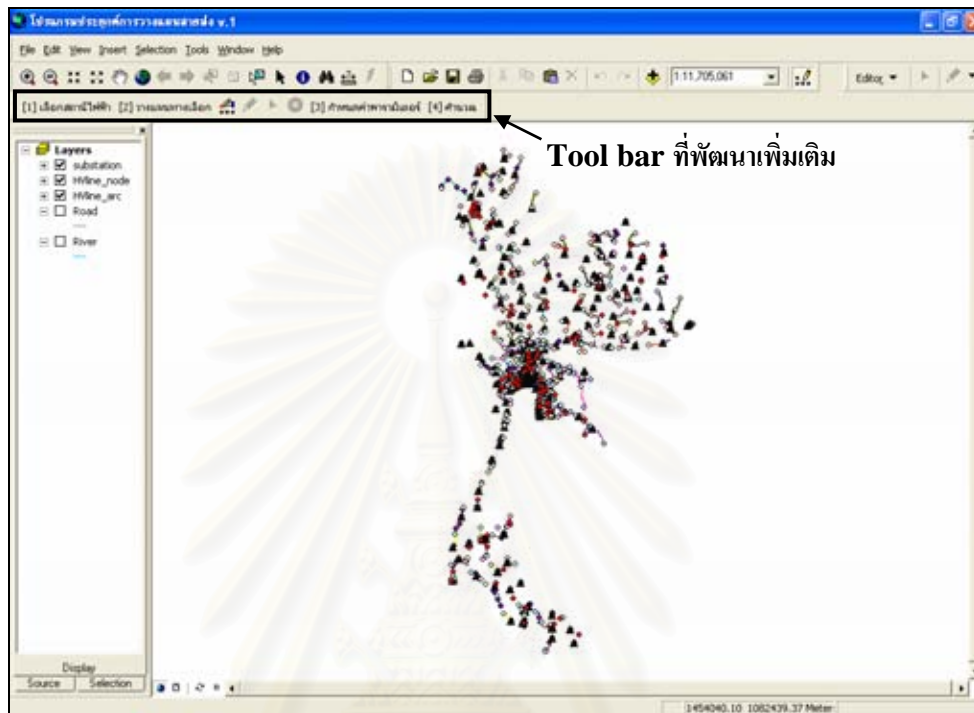


รูปที่ ง.1 แสดงหน้าต่างหลักของโปรแกรม ArcMap



รูปที่ ง.2 แสดงหน้าต่างเพื่อเลือกไฟล์โปรแกรมแผนที่ที่ต้องการเปิด

จากรูปที่ ง.2 ให้ไปยัง โฟล์เดอร์ที่โปรแกรมถูกจัดเก็บและคลิกเลือกโปรแกรม TransmissionPlanning.mxd ดังรูป จากนั้นคลิกปุ่ม Open จะปรากฏหน้าต่างหลักของ ไฟล์โปรแกรม แผนที่ที่เลือกเปิดดังรูปที่ ง.3 ซึ่งมีทูลบาร์ที่พัฒนาขึ้นใหม่อยู่บริเวณมุมซ้ายบนของหน้าต่าง



รูปที่ ง.3 แสดงหน้าต่างหลักของไฟล์โปรแกรมแผนที่

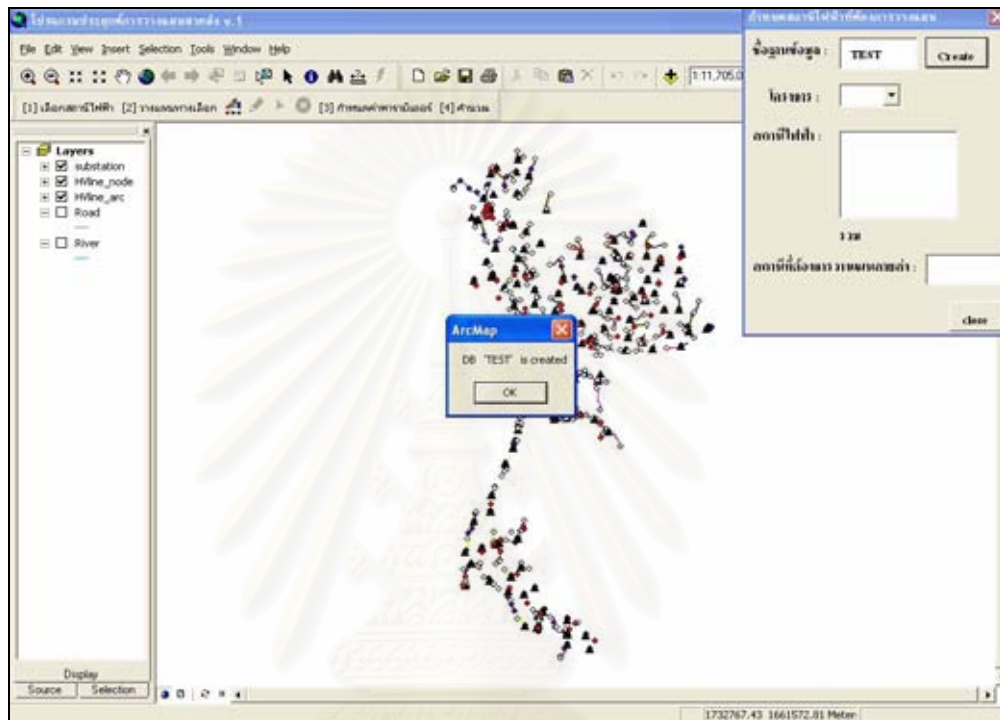
ง.2 การใช้งานโปรแกรม

หลังจากเข้าโปรแกรม ArcMap และเปิดไฟล์แผนที่ TransmissionPlanning.mxd เรียบร้อยแล้วสามารถเริ่มกระบวนการวางแผนสายส่งให้กับสถานีไฟฟ้าได้โดยคลิกปุ่มคำสั่งต่าง ๆ ที่อยู่บนทูลบาร์ที่พัฒนาขึ้นสำหรับการวางแผนสายส่งโดยเฉพาะดังรูปที่ ง.4 ซึ่งเป็นภาพขยาย แสดงทูลบาร์ที่พัฒนาขึ้น โดยบนทูลบาร์จะมีปุ่มคำสั่งต่าง ๆ ซึ่งมีหมายเลขกำกับเรียงตามลำดับ ขั้นตอนการใช้งาน มีอยู่ 4 ขั้นตอนหลัก ได้แก่ การเลือกสถานีไฟฟ้าที่ต้องการวางแผน การวางแผน เส้นทางเลือกของสายส่ง การป้อนค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ให้กับโปรแกรม และสุดท้ายเป็นขั้นตอน การคำนวณ โหลดโพล์และค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ของทางเลือก



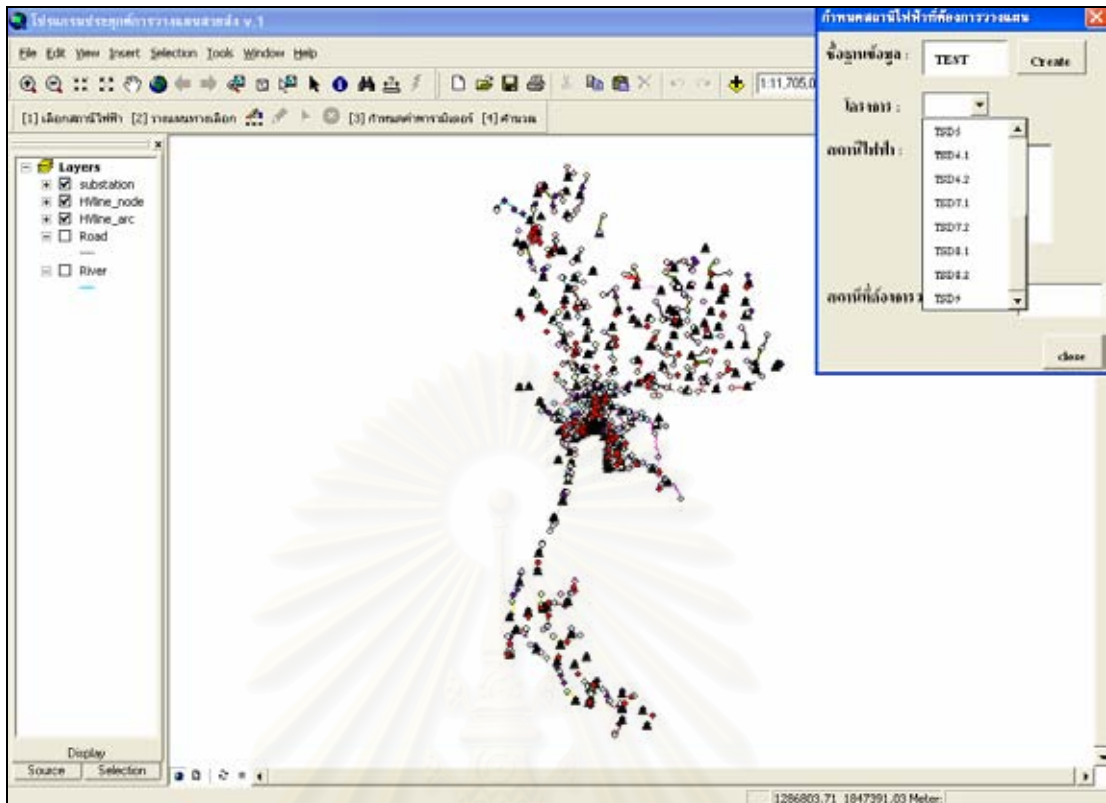
รูปที่ ง.4 แสดงภาพขยายทูลบาร์ที่พัฒนาขึ้น

- 1) **เลือกสถานีไฟฟ้า** ขั้นตอนนี้เป็น การเลือกสถานีไฟฟ้าที่ต้องการจะวางแผนขยายสายส่งซึ่งในกรณีนี้ก็คือสถานีไฟฟ้าที่กำลังจะเกิดขึ้นใหม่ตามแผนงานการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าและสายส่งระยะที่ 9 (คพส.9) เมื่อคลิกที่ปุ่มคำสั่ง “เลือกสถานีไฟฟ้า” บนทูลบาร์ที่พัฒนาขึ้นจะปรากฏหน้าต่างรูปที่ ง.5 เพื่อตั้งชื่อฐานข้อมูลสำหรับจัดเก็บข้อมูลที่ทำการวางแผนและเลือกสถานีไฟฟ้า



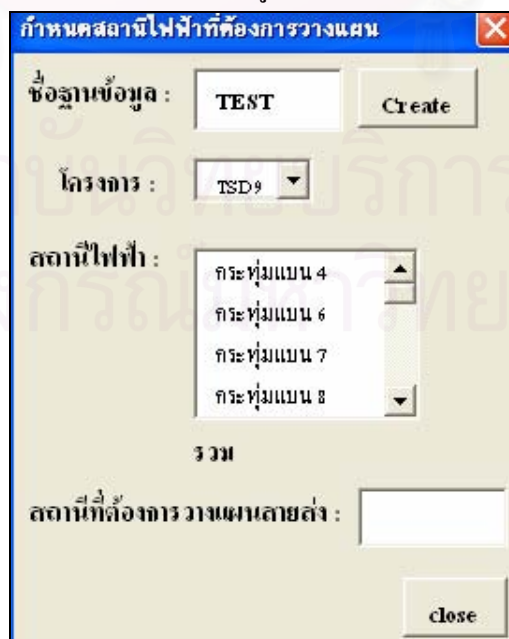
รูปที่ ง.5 แสดงหน้าต่างเพื่อตั้งชื่อฐานข้อมูลที่ใช้สำหรับการวางแผน

จากรูปที่ ง.5 ตั้งชื่อฐานข้อมูลที่ต้องการใช้สำหรับจัดเก็บข้อมูลต่าง ๆ ในการวิเคราะห์และวางแผนว่า “TEST” พิมพ์ลงในช่องว่างของชื่อฐานข้อมูล จากนั้นคลิกปุ่ม Create ที่อยู่ด้านขวาของช่องว่างจะปรากฏหน้าต่างเล็ก ๆ แสดงข้อความที่บอกว่าฐานข้อมูลได้ถูกสร้างเรียบร้อยแล้วโดยฐานข้อมูลที่สร้างจะเป็นไฟล์ .mdb และถูกจัดเก็บไว้ที่ Path ของ D:\HV_DATA\CASE รูปที่ ง.6 เป็นการเลือกโครงการของสถานีไฟฟ้าทำได้โดยเลื่อนเมาส์ไปคลิกที่ปุ่มลูกศรลงด้านขวาของโครงการจะปรากฏรายการของชื่อโครงการต่าง ๆ



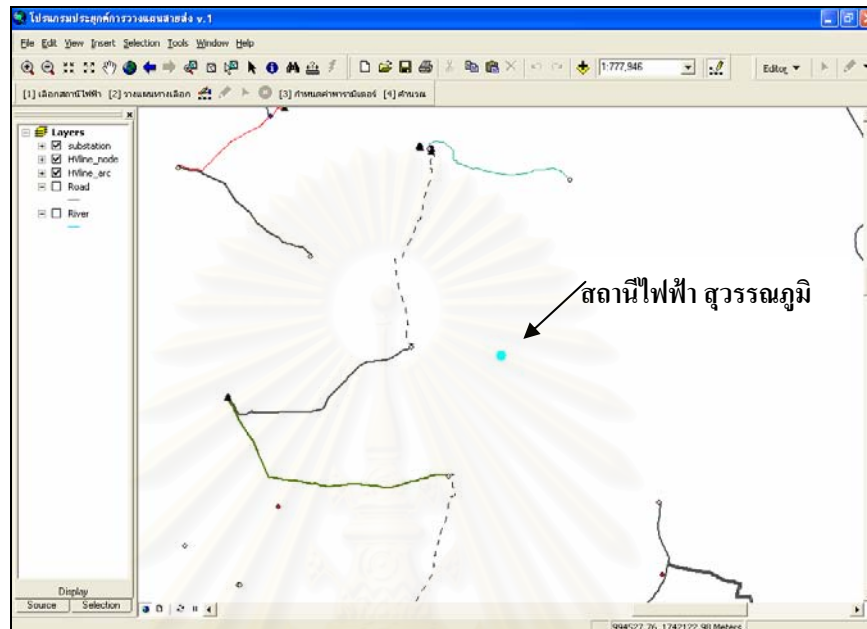
รูปที่ ง.6 แสดงหน้าต่างแสดงรายการชื่อของโครงการต่าง ๆ

เลื่อนเมาส์ไปยังชื่อของโครงการที่ต้องการวางแผนซึ่งในกรณีนี้ คือ “TSD 9” จากนั้นคลิกที่ “TSD 9” จะปรากฏรายชื่อของสถานีไฟฟ้าต่าง ๆ ที่ถูกรรจอยู่ในโครงการ TSD 9 ดังภาพขยายหน้าต่างสำหรับเลือกสถานีไฟฟ้าในรูปที่ ง.7



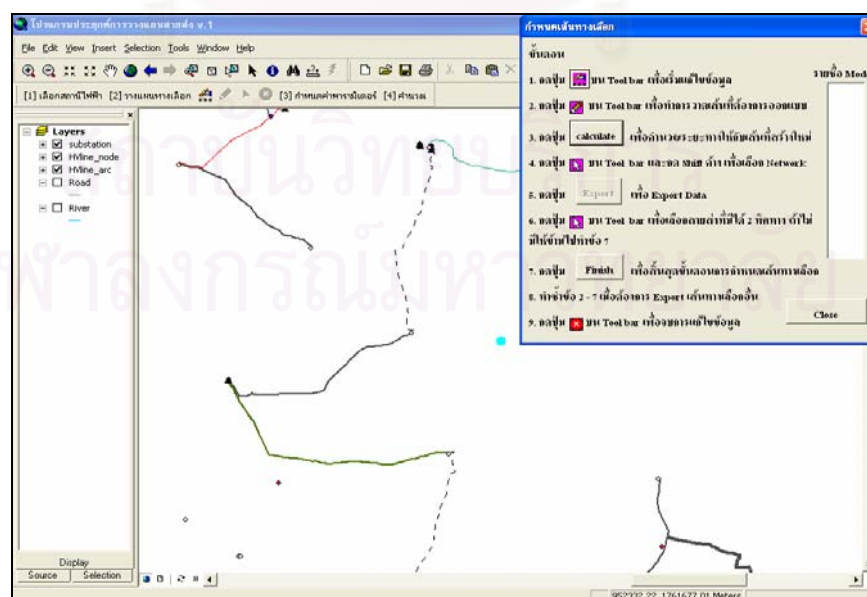
รูปที่ ง.7 แสดงภาพขยายหน้าต่างสำหรับเลือกสถานีไฟฟ้า

จากรูปที่ ๓.7 เลื่อนเมาส์และคลิกที่สถานีไฟฟ้าที่ต้องการซึ่งในตัวอย่างนี้เป็นสถานีไฟฟ้า “สุวรรณภูมิ” จากนั้นคลิกที่ปุ่ม Close หน้าต่างสำหรับเลือกสถานีไฟฟ้าจะถูกปิดลงและกลับไปหน้าจอหลักของไฟล์แผนที่โดยแสดงตำแหน่งที่ตั้งของสถานีไฟฟ้าที่ถูกเลือกดังรูปที่ ๓.8

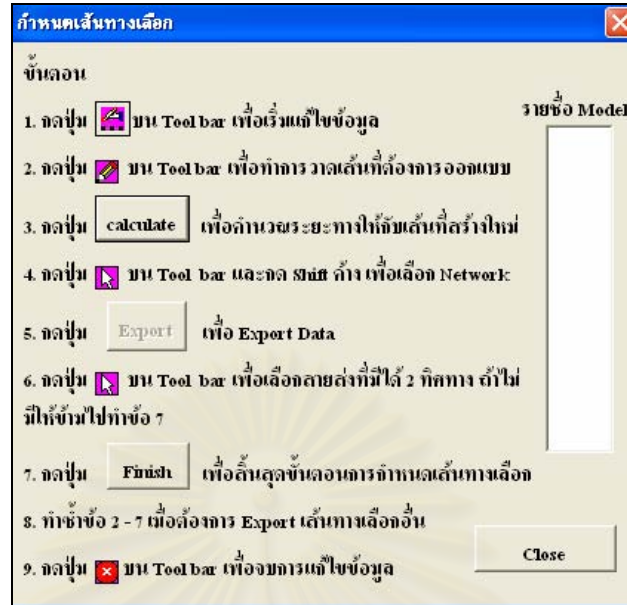


รูปที่ ๓.8 หน้าต่างหลักของไฟล์แผนที่แสดงที่ตั้งของสถานีไฟฟ้าที่ถูกเลือก

- 1) วางแผนทางเลือก ขั้นตอนนี้เป็นกรวางแผนทางเลือกในการขยายสายส่งเพื่อจ่ายไฟให้กับสถานีไฟฟ้าที่ได้เลือกไว้ในขั้นตอนที่ 1 คลิกที่ปุ่มคำสั่ง “วางแผนทางเลือก” บนทูลบาร์ที่พัฒนาขึ้นจะปรากฏหน้าต่างดังรูปที่ ๓.9 เพื่อให้กำหนดเส้นทางเลือกในการจ่ายไฟให้กับสถานีไฟฟ้า




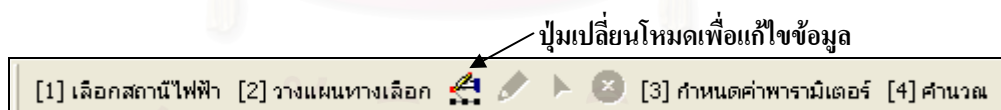
รูปที่ ๓.9 แสดงหน้าต่างเพื่อให้กำหนดเส้นทางเลือกในการจ่ายไฟให้กับสถานีไฟฟ้า




รูปที่ ง.10 แสดงภาพขยายหน้าต่างสำหรับกำหนดเส้นทางเลือก

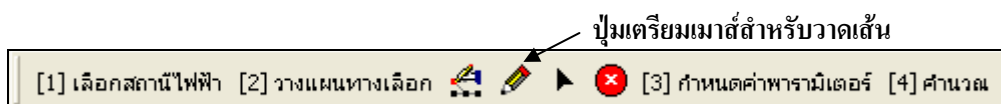
รูปที่ ง.10 เป็นภาพขยายหน้าต่างสำหรับกำหนดเส้นทางเลือกจะเห็นว่าในหน้าต่างนี้จะมีคำอธิบายการใช้งานการทำงานในขั้นตอนต่าง ๆ ของการกำหนดเส้นทางเลือกไว้อย่างละเอียดซึ่งพอจะสรุปได้ดังนี้

- 2.1) **เข้าสู่โหมดการแก้ไขข้อมูล** เนื่องจากการกำหนดเส้นทางเลือกของสายส่งนั้นทำได้โดยการให้ผู้ใช้สร้างหรือวาดแนวเส้นทางที่ต้องการซึ่งต้องทำการเปลี่ยนโหมดการทำงานของโปรแกรมให้สามารถทำการ edit หรือแก้ไขรูปร่างของวัตถุต่าง ๆ ได้ก่อน โดยการกดปุ่ม  ที่อยู่บนทูลบาร์ที่พัฒนาขึ้น

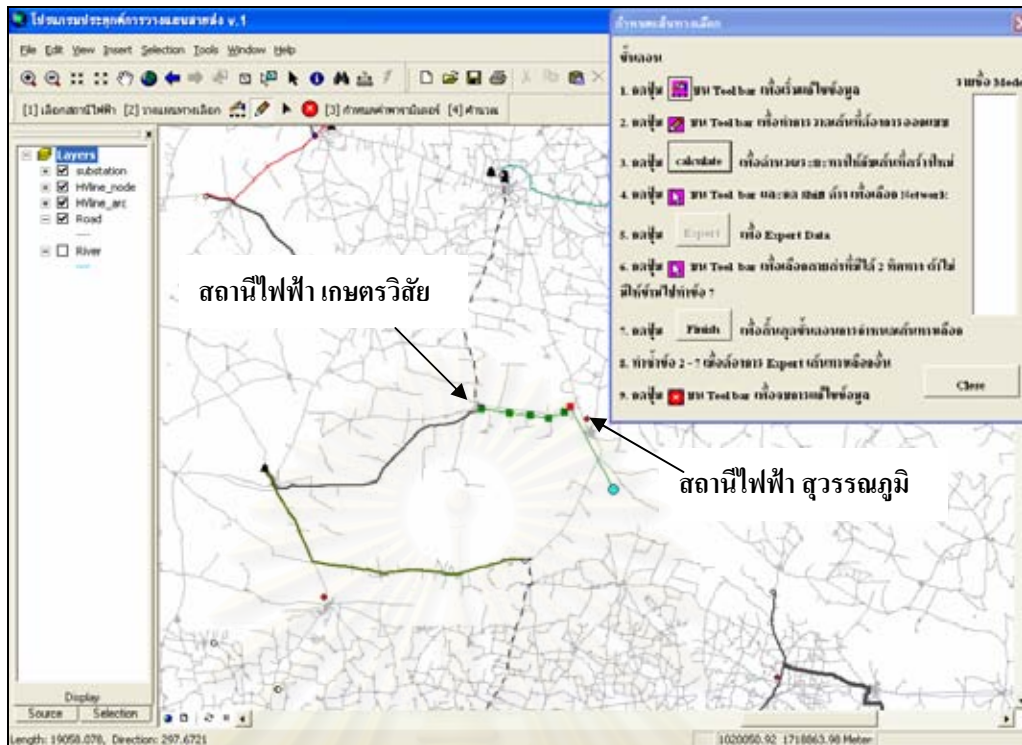


รูปที่ ง.11 แสดงปุ่มเปลี่ยนโหมดเพื่อการแก้ไขข้อมูล

- 2.2) **วาดเส้นทาง** ก่อนที่จะวาดเส้นต้องกดปุ่ม  ที่อยู่บนทูลบาร์ที่พัฒนาขึ้นเพื่อเปลี่ยนให้เมาส์อยู่ในลักษณะพร้อมในการวาดเส้น



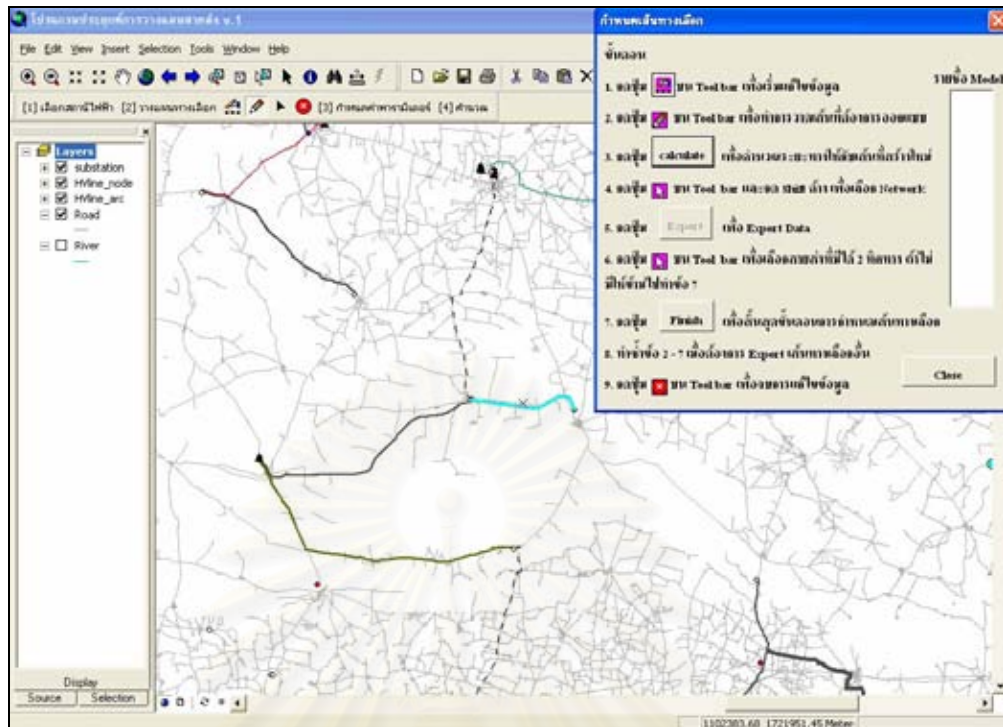
รูปที่ ง.12 แสดงปุ่มเตรียมเมาส์สำหรับวาดเส้น



รูปที่ ง.13 แสดงการวาดเส้นสายส่งจากสถานีเกษตรวิสัยไปยังสถานีสุวรรณภูมิ

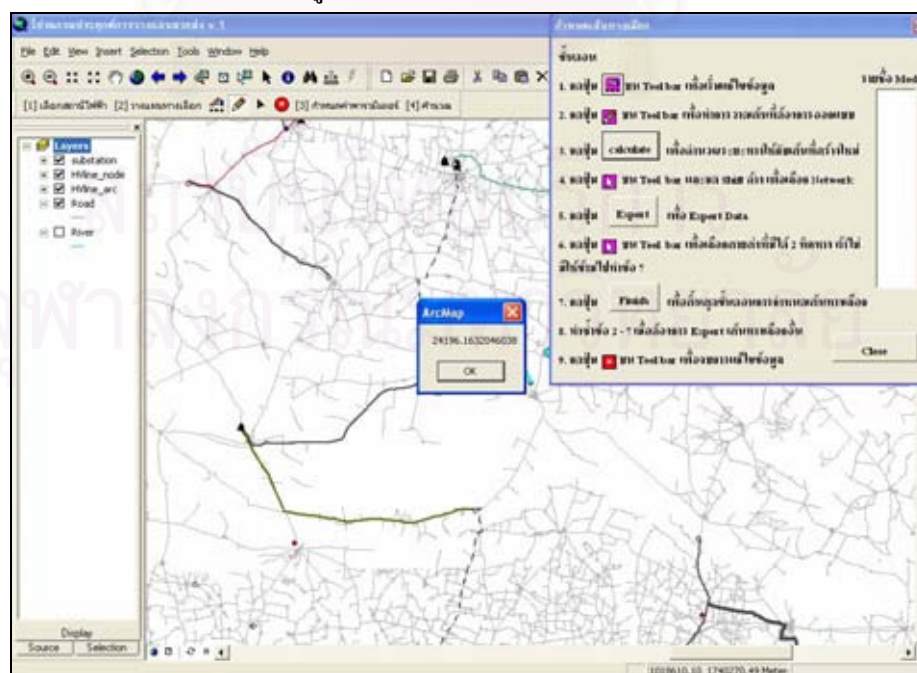
รูปที่ ง.13 แสดงการวาดเส้นทางเลือกในการขยายสายส่งจากสถานีไฟฟ้าเกษตรวิสัยไปยังสถานีไฟฟ้าสุวรรณภูมิที่จะก่อสร้างใหม่ เราสามารถคลิกเครื่องหมายลูกศรด้านหน้าของชั้นข้อมูลถนน (Road) เพื่อให้โปรแกรมแสดงแนวเส้นของถนนเป็นพื้นหลังประกอบการตัดสินใจเลือกเส้นทางและเพื่อเป็นแนวทางในการก่อสร้างสายส่งให้ขนานไปตามแนวถนนอีกด้วย

การวาดเส้นทำได้โดยคลิก 1 ครั้งที่จุดโนดของสถานีไฟฟ้าเกษตรวิสัยจากนั้นปล่อยเมาส์และเลื่อนเมาส์ไปตามแนวที่ต้องการ หากต้องการหักโค้งก็ให้คลิกอีก 1 ครั้งก็จะเป็นจุดสี่เหลี่ยมเล็ก ๆ เรียกว่าจุดเชื่อมต่อภายในเส้น (Vertex) ทำเช่นนี้ไปเรื่อย ๆ ตามแนวที่ต้องการ จนกระทั่งถึงจุดโนดของสถานีไฟฟ้าสุวรรณภูมิซึ่งเป็นจุดสิ้นสุดการวาดเส้น ก็ให้ดับเบิลคลิกที่จุดโนดของสถานีสุวรรณภูมิ เมื่อวาดเส้นเสร็จจะปรากฏดังรูปที่ ง.14




รูปที่ ง.14 แสดงหน้าต่างโปรแกรมหลักของไฟล์แผนที่ภายหลังการวาดเส้นทางสำเร็จ

2.3) คำนวณระยะทางของเส้นที่สร้างใหม่ ขั้นตอนนี้เป็นการกำหนดค่าระยะทางให้กับเส้นที่ถูกสร้างใหม่ในขั้นตอนที่ 2.2 โดยกดปุ่ม **calculate** ที่อยู่ในหน้าต่างการกำหนดเส้นทางเลือกโปรแกรมจะคำนวณค่าระยะทางและกำหนดค่าให้กับเส้นที่สร้างใหม่โดยอัตโนมัติและจะปรากฏข้อความแสดงตัวเลขระยะทางที่คำนวณได้เป็นหน่วยเมตรให้ด้วยดังรูปที่ ง.15



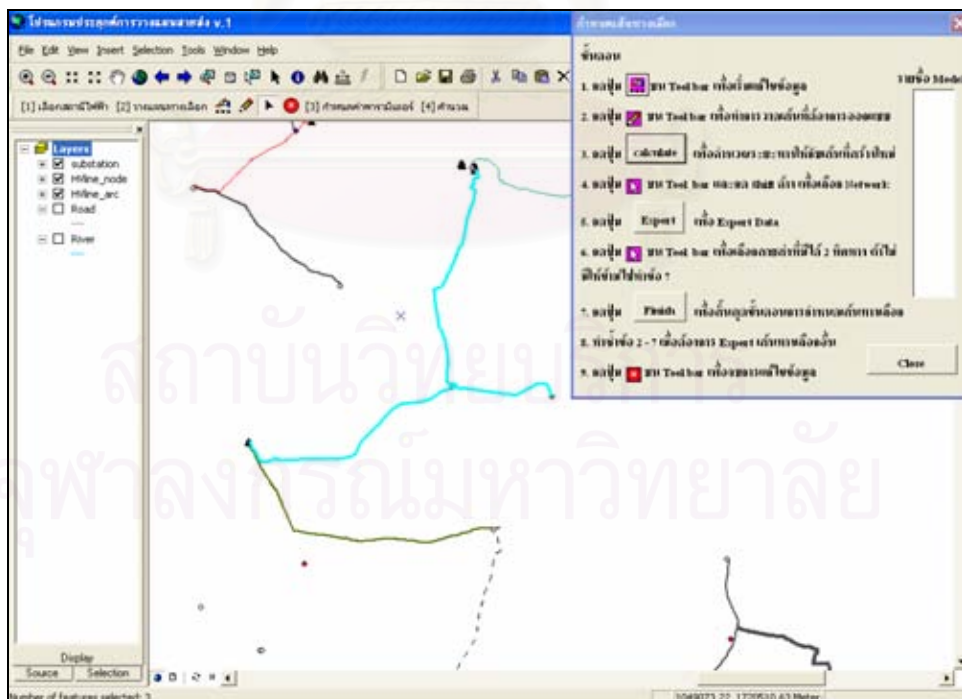
รูปที่ ง.15 แสดงหน้าต่างโปรแกรมหลักของไฟล์แผนที่ภายหลังการกดปุ่มคำนวณ

2.4) เลือกสายส่งอื่นที่อยู่ในเส้นทางจ่ายไฟของทางเลือกที่พิจารณา ในกรณีที่สายส่งเส้นใหม่ที่สร้างขึ้นในขั้นตอนที่ 2.2 ไม่ได้รับไฟมาจากแหล่งจ่ายไฟที่เป็นสถานีไฟฟ้าของ บมจ.กฟผ. ดังตัวอย่างที่รับไฟมาจากสถานีไฟฟ้าเกษตรวิสัยซึ่งเป็นสถานีไฟฟ้าย่อยของ กฟผ. ดังนั้นในขั้นตอนนี้จึงต้องทำการเลือกสายส่งเส้นอื่น ๆ ที่อยู่ในเส้นทางจ่ายไฟจากสถานีไฟฟ้าของ บมจ.กฟผ. มายังสถานีไฟฟ้าที่ต้องการวางแผน ทำได้โดยกดปุ่ม  ที่อยู่บนทูลบาร์ที่พัฒนาขึ้นเพื่อเปลี่ยนให้เมาส์อยู่ในลักษณะพร้อมสำหรับการเลือกเส้น



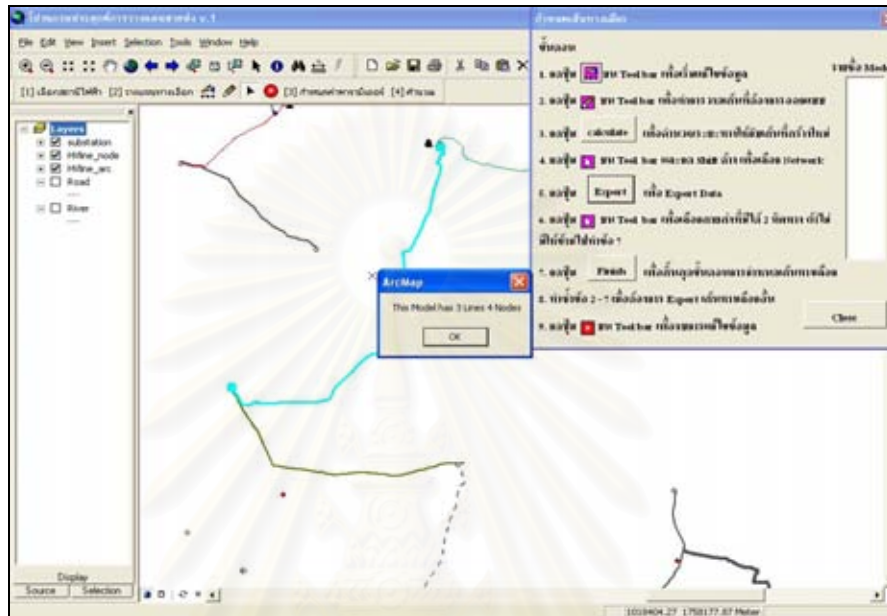
รูปที่ ง.16 แสดงปุ่มเตรียมเมาส์สำหรับเลือกเส้น

เพื่อความสะดวกในการเลือกเส้นแนะนำให้คลิกเครื่องหมายลูกศรด้านหน้าของชั้นข้อมูลอีกครั้งเพื่อยกเลิกการแสดงแนวเส้นของถนนบนหน้าต่างโปรแกรมหลักและให้เหลือเพียงแนวเส้นของสายไฟเท่านั้น การเลือกสายส่งเส้นที่เกี่ยวข้องทำได้โดยกด Shift ค้างไว้แล้วเลื่อนเมาส์ไปคลิกเส้นที่ต้องการเลือกทำเช่นนี้ไปเรื่อย ๆ จนกว่าจะครบจำนวนเส้นที่ต้องการเลือก



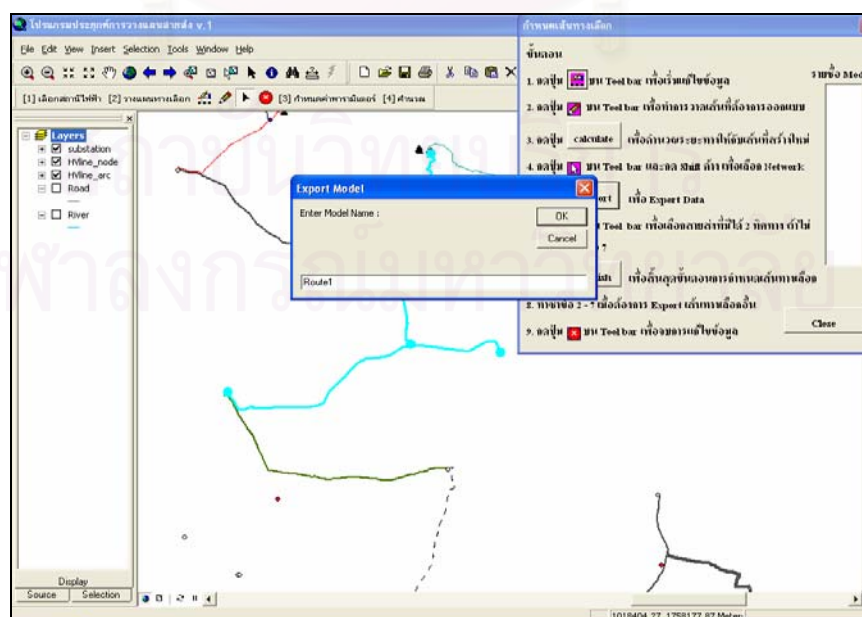
รูปที่ ง.17 แสดงหน้าต่างโปรแกรมหลักของไฟล์แผนที่เมื่อเสร็จสิ้นการเลือกเส้นสายส่ง

2.5) การส่งออกข้อมูลที่ถูกลีเลือก ขั้นตอนนี้เป็น การส่งออก (Export) ข้อมูลสายส่งที่ถูกลีเลือกและข้อมูลของสถานีไฟฟ้าที่ซ้อนทับอยู่กับสายส่งเส้นที่ถูกลีเลือกไปเป็นไฟล์ใน รูปแบบ shape file (.shp) ซึ่งจะประกอบด้วยไฟล์ของเส้นสายส่ง และไฟล์ของจุด โหนดสถานีไฟฟ้า ทำได้โดยคลิกปุ่ม **Export** ในหน้าต่างกำหนดเส้นทางเลือก



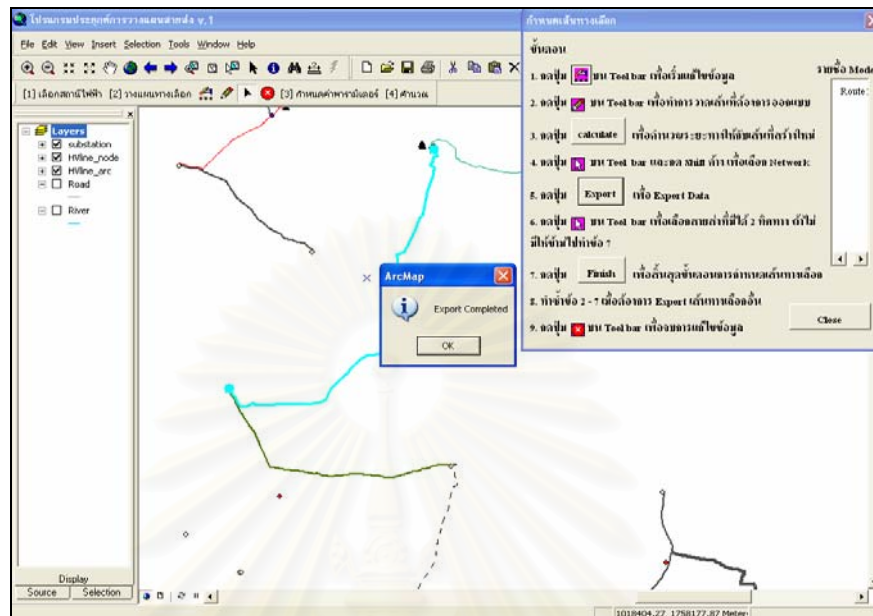
รูปที่ ง.18 แสดงหน้าต่างโปรแกรมหลักของไฟล์แผนที่เมื่อคลิกปุ่มส่งออกข้อมูล

จากรูปที่ ง.18 เมื่อคลิกปุ่ม OK บนหน้าต่างข้อความที่แสดงจำนวนเส้นสายส่งและจุด โหนดที่กำลังถูกส่งออกจะปรากฏหน้าต่างให้ใส่ชื่อของ Model ที่จะทำการส่งออกซึ่งในที่นี้ใส่ชื่อเป็น "Route1" ดังรูปที่ ง.19



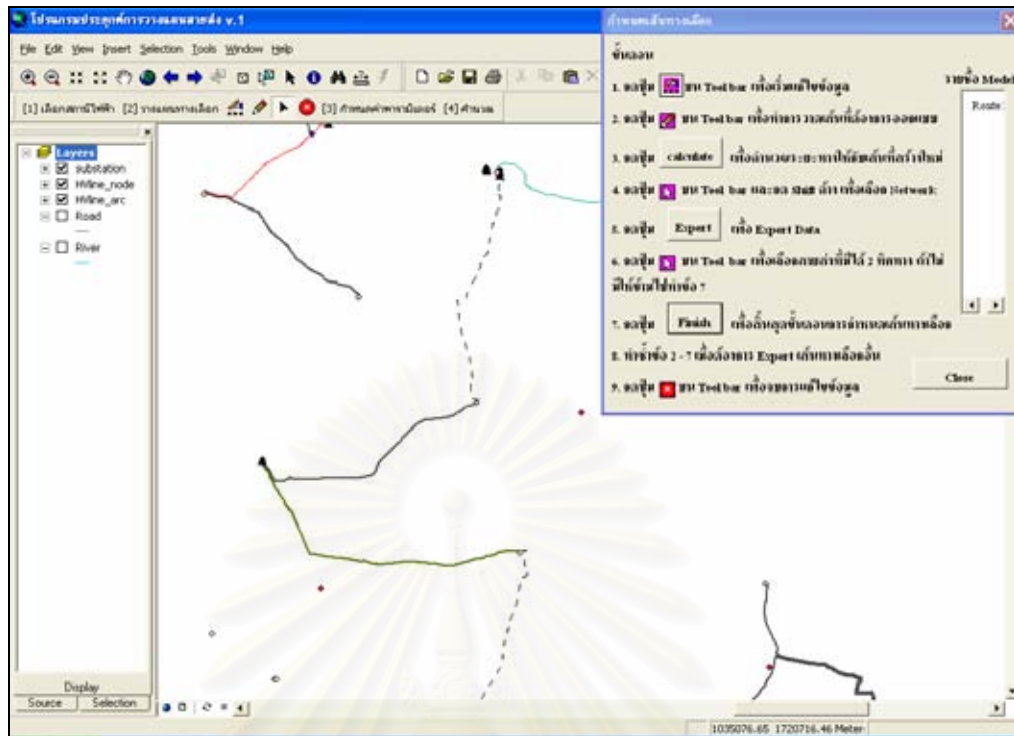
รูปที่ ง.19 แสดงหน้าต่างให้ใส่ชื่อของแบบจำลองข้อมูลที่ทำการส่งออก

เมื่อใส่ชื่อของแบบจำลอง (Model) เรียบร้อยแล้วก็ให้กดปุ่ม OK จะปรากฏหน้าต่างแสดงข้อความว่าการส่งออกเสร็จสมบูรณ์ดังรูปที่ ง.20

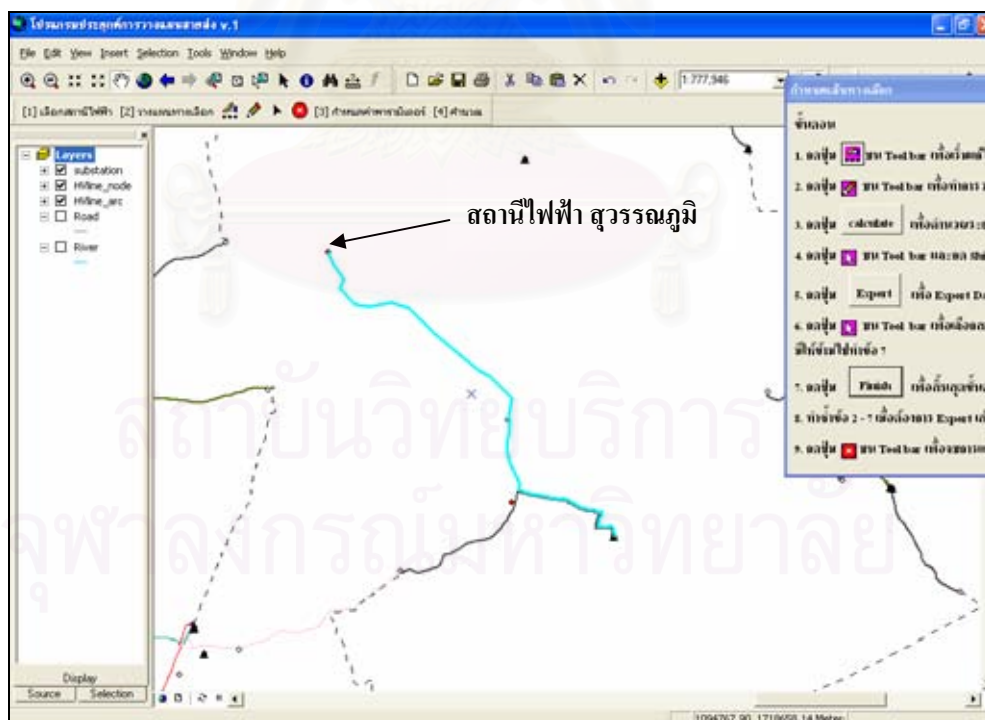


รูปที่ ง.20 แสดงหน้าต่างข้อความการส่งออกข้อมูลเสร็จสมบูรณ์


- 2.6) เลือกสายส่งที่สามารถมีทิศทางการจ่ายไฟได้ 2 ทิศทาง ขั้นตอนนี้เป็นกระบวนการให้โปรแกรมทราบว่ายายส่งเส้นใดที่สามารถจ่ายไฟได้ 2 ทิศทางเพื่อใช้เป็นข้อมูลประกอบการสร้างเมตริกความสัมพันธ์ (Connection Matrix) ของระบบ โดยวิธีการเลือกสายส่งนั้นทำเช่นเดียวกันกับวิธีในขั้นตอนที่ 2.4 ในกรณีที่ไม่มีสายส่งใดจ่ายไฟได้ 2 ทิศทางก็ให้ข้ามไปทำขั้นตอนที่ 2.7
- 2.7) กดปุ่ม **Finish** ขั้นตอนเป็นการสั่งให้โปรแกรมทำการสร้างเมตริกความสัมพันธ์และคำนวณหาปริมาณค่าตัดเซตของเส้นทางเลือกและเป็นการสิ้นสุดขั้นตอนในการกำหนดเส้นทางเลือกใดเส้นทางหนึ่ง ทำได้โดยกดปุ่ม **Finish** ในหน้าต่างการกำหนดเส้นทางเลือก
- 2.8) ทำซ้ำขั้นตอนที่ 2.2 – 2.7 เพื่อสร้างเส้นทางเลือกอื่น เมื่อต้องการกำหนดเส้นทางเลือกในการจ่ายไฟเส้นทางอื่นเพิ่มเติมก็ทำตามขั้นตอนที่ 2.2 – 2.7 ใหม่อีกครั้ง โดยให้ลบเส้นสายส่งทางเลือกเดิมออกก่อนด้วยการใช้เมาส์เลือกเส้นสายส่งที่ต้องการลบและกดปุ่ม Delete บนคีย์บอร์ด ดังรูปที่ ง.21 แสดงหน้าต่างโปรแกรมหลักของไฟล์แผนที่หลังจากลบสายส่งเส้นที่สร้างใหม่ในเส้นทางเลือกที่ 1 (Route1) ออก



รูปที่ ง.21 แสดงหน้าต่าง โปรแกรมหลักของไฟล์แผนที่ภายหลังจากลบเส้นสายส่งที่สร้างใหม่ออก




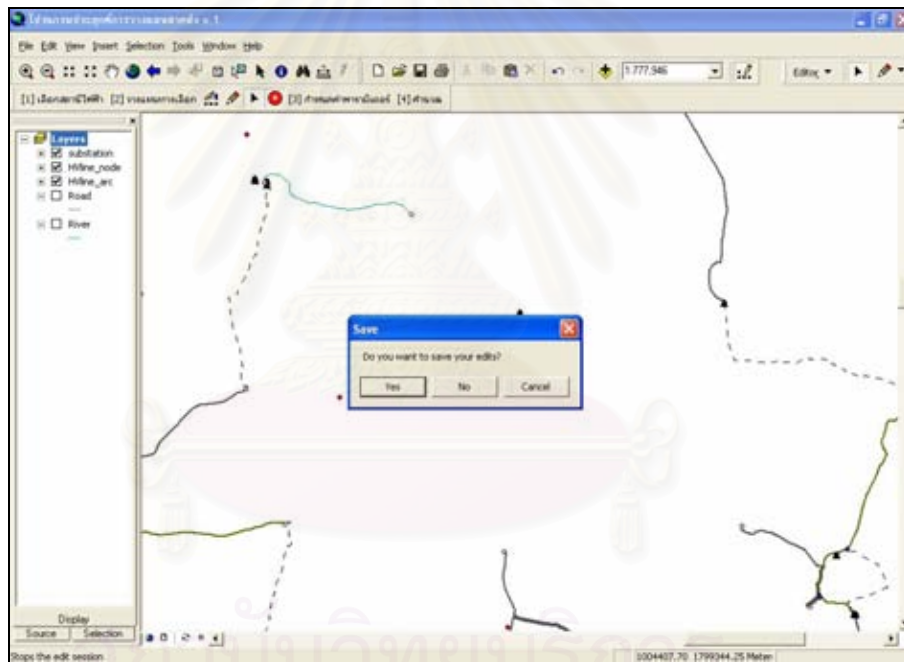
รูปที่ ง.22 แสดงหน้าต่าง โปรแกรมหลักของไฟล์แผนที่เมื่อสร้างเส้นทางเลือกที่ 2

2.9) ออกจากโหมดการแก้ไขข้อมูล หลังจากเสร็จสิ้นการกำหนดเส้นทางเลือกของสายส่งครบทุกเส้นทางแล้วก็ให้ออกจากโหมดการแก้ไขข้อมูลโดยกดปุ่ม  ที่อยู่บนทูลบาร์ที่พัฒนาขึ้นดังรูปที่ ง.23



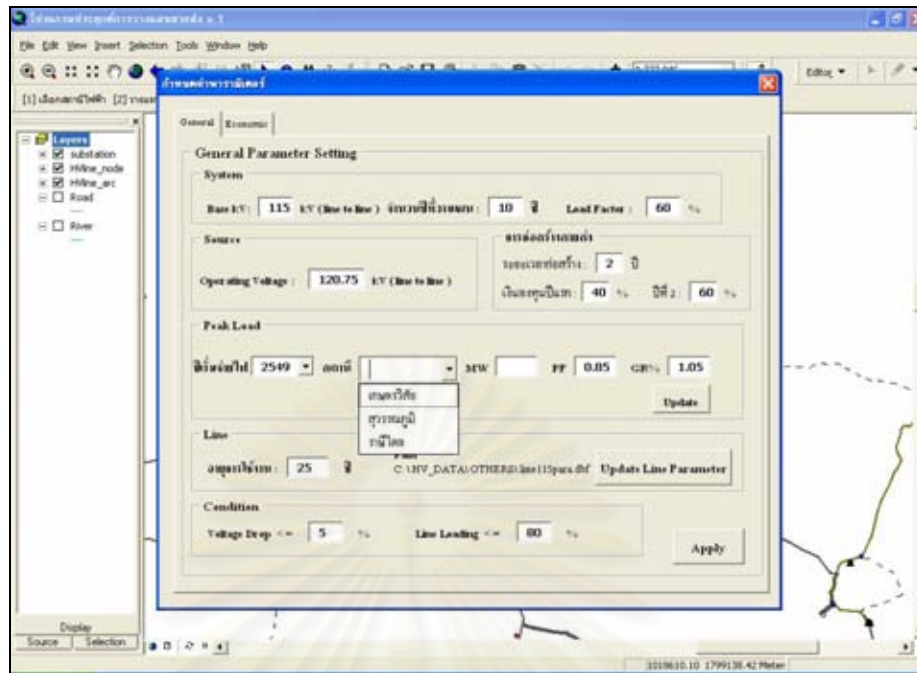
รูปที่ ง.23 แสดงปุ่มออกจากโหมดการแก้ไขข้อมูล

หลังจากกดปุ่ม  แล้วโปรแกรมจะแสดงหน้าต่างข้อความเพื่อถามว่าต้องการบันทึกข้อมูลที่ได้ทำการแก้ไขไว้หรือไม่ ให้คลิกที่ No เพื่อสั่งให้โปรแกรมไม่ต้องบันทึกการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นดังรูปที่ ง.24



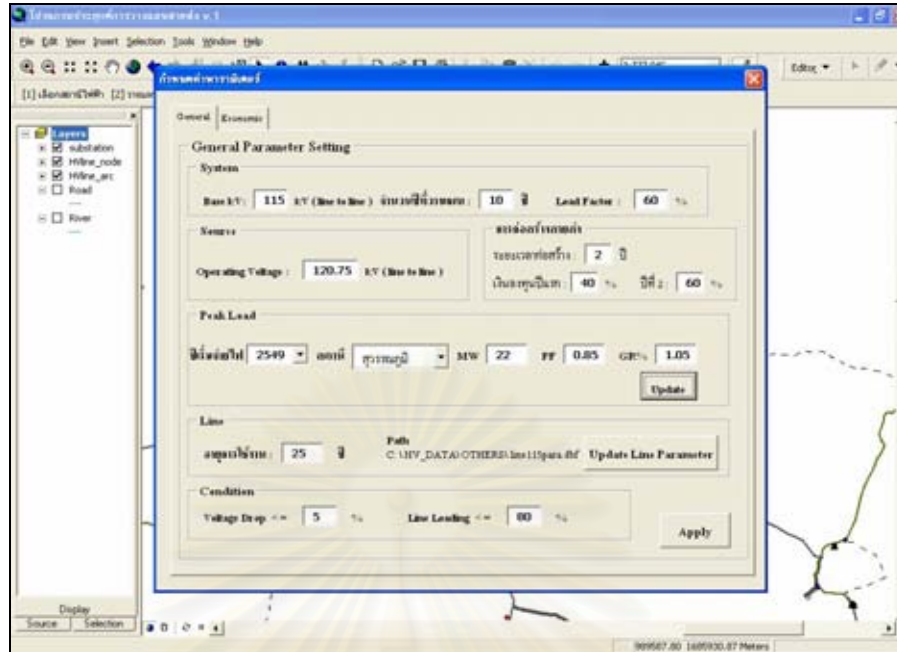
รูปที่ ง.24 แสดงหน้าต่างข้อความเพื่อถามความต้องการในการบันทึกข้อมูลที่ถูกแก้ไข

3) กำหนดค่าพารามิเตอร์ ขั้นตอนนี้เป็นกรป้อนค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ที่จำเป็นต้องใช้ในการวางแผนขยายสายส่ง ให้คลิกที่ปุ่มคำสั่ง “กำหนดค่าพารามิเตอร์” บนทูลบาร์ที่พัฒนาขึ้นจะปรากฏหน้าต่างดังรูปที่ ง.25 เพื่อให้ผู้ใช้ป้อนค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ โดยจะแบ่งการป้อนค่าพารามิเตอร์ออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ พารามิเตอร์พื้นฐานทั่วไป (General) และพารามิเตอร์ในส่วนของการคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์ (Economic) ดังรูปที่ ง.25 – ง.27



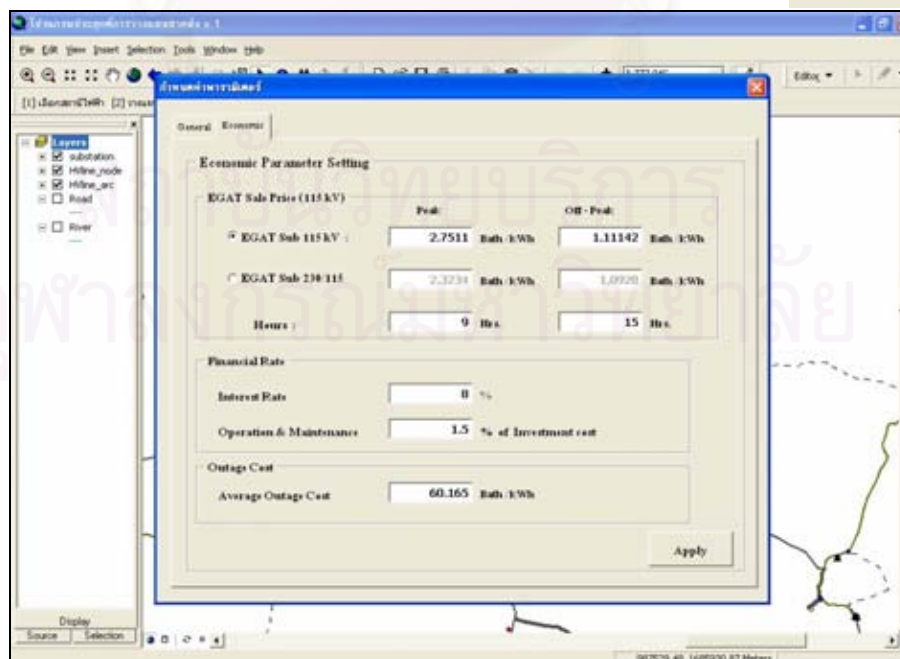
รูปที่ ง.25 แสดงหน้าต่างเพื่อป้อนค่าพารามิเตอร์ทั่วไป

จากรูปที่ ง.25 จะเห็นว่าโปรแกรมจะกำหนดค่าตั้งต้น (Default) ของพารามิเตอร์ต่าง ๆ มาให้แล้ว ยกเว้นค่าของโหลดที่สถานีไฟฟ้าต่าง ๆ ในปีที่เกิดขึ้นใหม่เริ่มจ่ายไฟซึ่งผู้ใช้จะต้องป้อนค่าเหล่านี้ให้กับโปรแกรม โดยให้คลิกที่เครื่องหมายหัวลูกศรด้านหลังช่องว่างของสถานีไฟฟ้าจะปรากฏรายชื่อของสถานีไฟฟ้าที่เป็นจุดโหลดทั้งหมดที่เกี่ยวข้องกับแต่ละทางเลือก การป้อนค่าโหลดให้กับสถานีไฟฟ้าต้องทำที่ละสถานีไฟฟ้า โดยให้คลิกที่ชื่อสถานีไฟฟ้าที่ต้องการป้อนค่าโหลดจะปรากฏชื่อของสถานีที่คลิกเลือกในช่องว่างของสถานีไฟฟ้าและให้เลื่อนเมาส์ไปคลิกที่ช่องว่างของ MW แล้วพิมพ์ค่าโหลดในหน่วย MW เมื่อตรวจสอบเรียบร้อยแล้วก็ให้คลิกที่ปุ่ม **Update** เพื่อให้โปรแกรมบันทึกค่าโหลดของสถานีไฟฟ้าที่เลือก ผู้ใช้ต้องทำการป้อนค่าโหลดให้ครบทุกสถานีไฟฟ้าโดยต้องไม่ลืมกดปุ่ม Update ทุกครั้งที่มีการป้อนค่าโหลดให้กับแต่ละสถานีไฟฟ้า รูปที่ ง.26 แสดงตัวอย่างการป้อนค่าโหลดของสถานีไฟฟ้าสุวรรณภูมิ



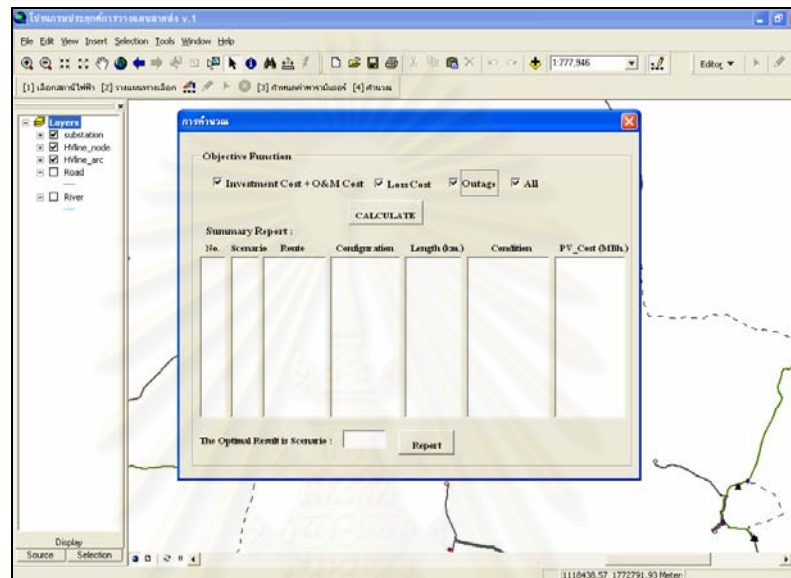
รูปที่ ง.26 แสดงหน้าต่างตัวอย่างการป้อนค่าโหลดของสถานีไฟฟ้าสุวรรณภูมิ

เมื่อป้อนค่าโหลดครบทุกสถานีไฟฟ้าและตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ เรียบร้อยแล้วให้คลิกที่ปุ่ม **Apply** เพื่อให้โปรแกรมทำการบันทึกค่าต่าง ๆ เก็บไว้ในระหว่างการทำงานของโปรแกรมผู้ใช้สามารถแก้ไขไฟล์พารามิเตอร์ของสายส่งได้โดยแก้ไขไฟล์ dbf บนโปรแกรม EXCEL เมื่อแก้ไขเรียบร้อยแล้วก็มาคลิกปุ่ม Update Line Parameter บนหน้าต่างของโปรแกรม ในรูปที่ ง.27 แสดงหน้าต่างสำหรับป้อนค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในการคำนวณค่าใช้จ่ายผู้ใช้สามารถตรวจสอบแก้ไขค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ได้ตามต้องการจากนั้นให้คลิกที่ปุ่ม **Apply**



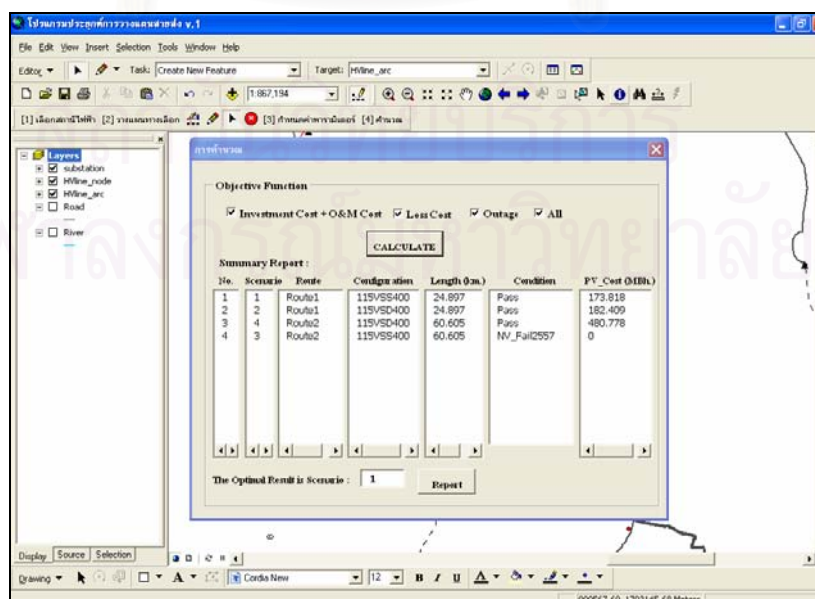
รูปที่ ง.27 แสดงหน้าต่างเพื่อป้อนค่าพารามิเตอร์ทางด้านเศรษฐศาสตร์

- 4) **คำนวณ** ขั้นตอนนี้เป็นคำสั่งให้โปรแกรมทำการคำนวณ โหลดโพล์และค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ของแต่ละทางเลือก ให้คลิกที่ปุ่มคำสั่ง “คำนวณ” บนทูลบาร์ที่พัฒนาขึ้นจะปรากฏหน้าต่างสำหรับการคำนวณดังรูปที่ ง.28 สังเกตที่ด้านบนของหน้าต่างจะมีตัวเลือกค่าใช้จ่ายในส่วนต่าง ๆ ให้ผู้ใช้เลือก ซึ่งโปรแกรมจะนำค่าที่เลือกไปใช้ในการคำนวณค่าใช้จ่ายโดยรวมของทางเลือกต่อไป ในรูปที่ ง.28 ได้เลือกค่าใช้จ่ายทุกส่วนมาใช้ในการคำนวณ



รูปที่ ง.28 แสดงหน้าต่างสำหรับการคำนวณ

จากนั้นให้ทำการคำนวณโดยกดปุ่ม **CALCULATE** บนหน้าต่างการคำนวณจะปรากฏหน้าต่างแสดงตารางสรุปค่าใช้จ่ายของแต่ละทางเลือกเรียงลำดับจากน้อยไปหามากดังรูปที่ ง.29 และแสดงทางเลือกที่เหมาะสมที่สุดในช่องว่างด้านล่างของหน้าต่างแสดงการคำนวณ

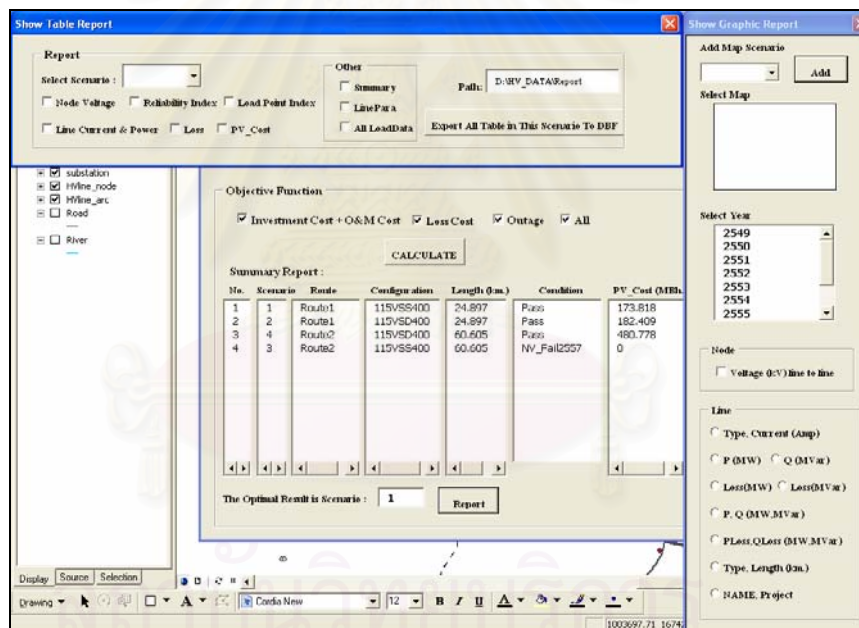


รูปที่ ง.29 แสดงหน้าต่างแสดงตารางสรุปผลการคำนวณ

จากรูปที่ ง.29 จะเห็นว่าทางเลือกที่ 3 (Scenario 3) ไม่ผ่านเกณฑ์ของแรงดันในปี พ.ศ. 2557 จึงไม่มีการคำนวณค่าใช้จ่ายของทางเลือกนี้ และทางเลือกที่มีค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด ได้แก่ ทางเลือกที่ 1 จึงเป็นผลตอบทางเลือกที่เหมาะสมที่สุดของตัวอย่างการคำนวณนี้

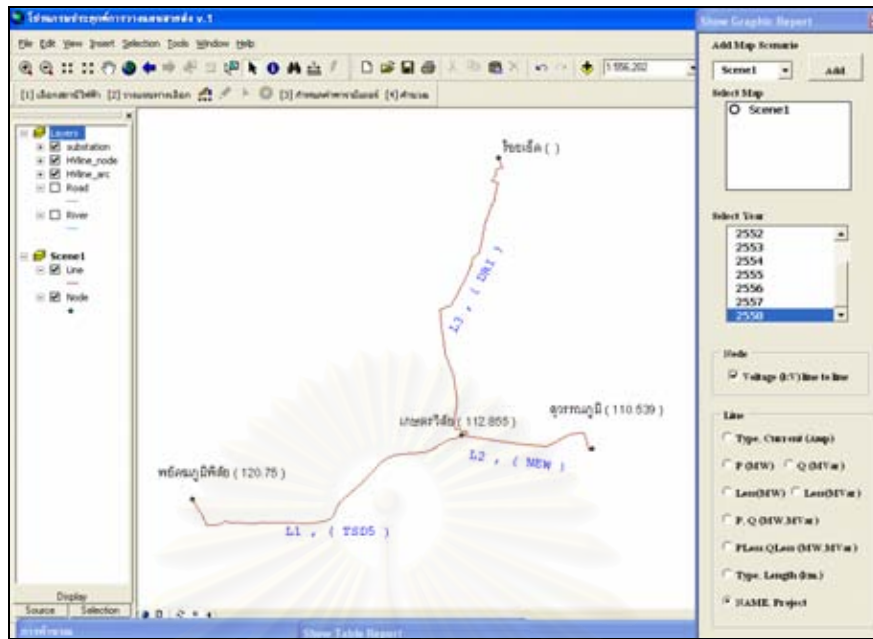
ง.3 การแสดงรายละเอียดผลการคำนวณ

รายละเอียดผลการคำนวณสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วน ได้แก่ ผลการคำนวณในรูปแบบตาราง และผลการคำนวณในรูปแบบกราฟฟิก จากรูปที่ ง.29 คลิกที่ปุ่ม **Report** บนหน้าต่างแสดงการคำนวณจะปรากฏหน้าต่างสำหรับแสดงผลการคำนวณในรูปแบบตารางอยู่ด้านบนและหน้าต่างสำหรับแสดงผลการคำนวณในรูปแบบกราฟฟิกอยู่ด้านล่างของโปรแกรมหลัก ดังรูปที่ ง.30



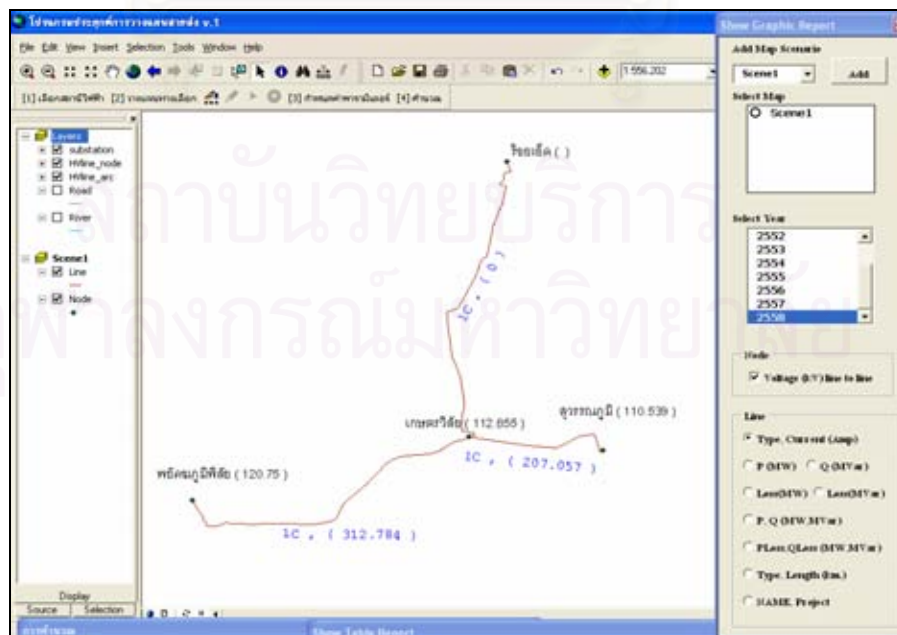
รูปที่ ง.30 แสดงหน้าต่างสำหรับแสดงผลการคำนวณในรูปแบบตารางและกราฟฟิก

ง.3.1) ผลการคำนวณในรูปแบบกราฟฟิก เมื่อผู้ใช้ต้องการแสดงผลการคำนวณในรูปแบบกราฟฟิกของทางเลือก (Scenario) ใดก็ให้ทำการ Add ทางเลือกนั้นเข้าไปเก็บไว้ในกล่องข้อความ Select Map ก่อน โดยให้คลิกที่หัวลูกศรภายใต้ข้อความ Add Map Scenario จะปรากฏรายชื่อของทางเลือกต่าง ๆ ให้คลิกเลือกทางเลือกที่ต้องการจากนั้นกดปุ่ม **Add** จะปรากฏชื่อของทางเลือกที่ถูกเลือกอยู่ในกล่องข้อความ Select Map ดังรูปที่ ง.31 และสังเกตด้านซ้ายของหน้าต่างจะปรากฏชั้นข้อมูลสายส่งและจุดโนดของทางเลือกที่เลือกเพิ่มเข้ามา

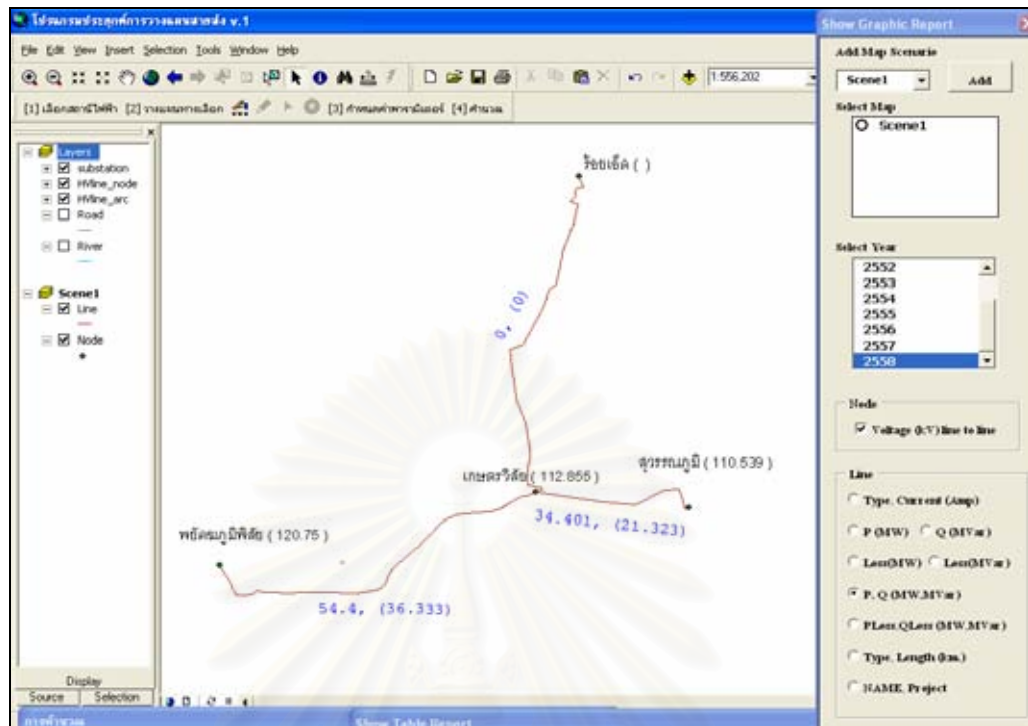


รูปที่ ๓.31 แสดงหน้าต่างแสดงค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้า ชื่อและโครงการของสายส่ง

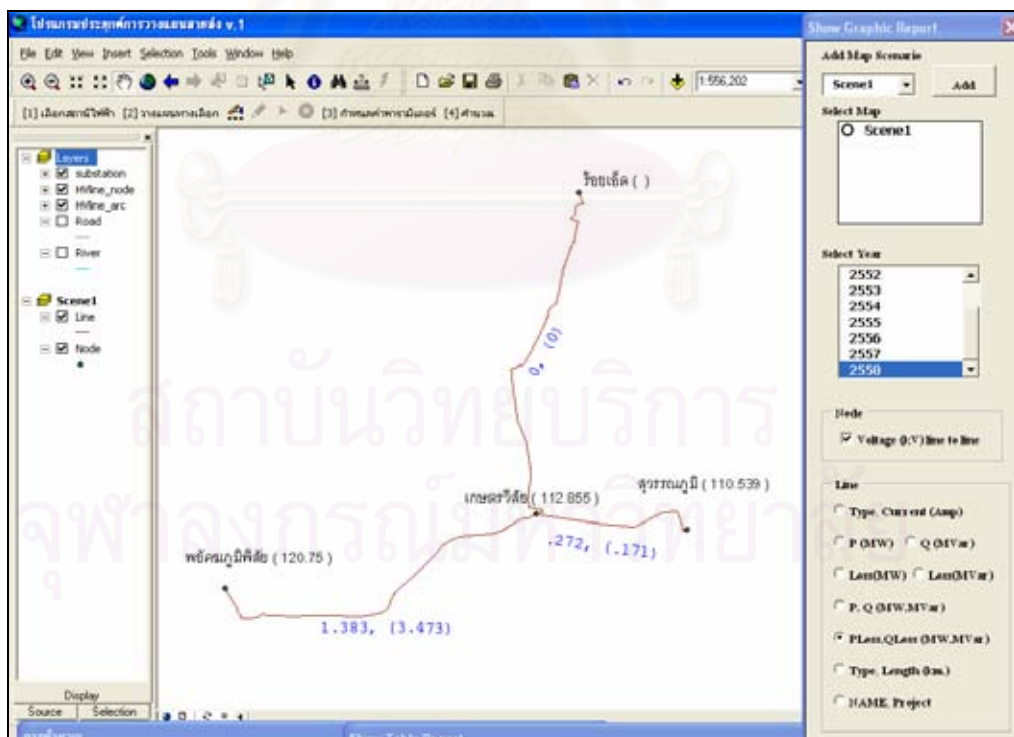
จากรูปที่ ๓.31 แสดงผลการคำนวณในรูปแบบกราฟฟิกแสดงค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2558 รวมทั้งชื่อและโครงการของสายส่ง โดยที่ผู้ใช้จะต้องคลิกเลือกปี พ.ศ. ที่ต้องการแสดงผลการคำนวณในช่องของ Select Year และใช้เมาส์คลิกเลือกรายการที่ต้องการให้โปรแกรมแสดงผลการคำนวณซึ่งในกรณีนี้ คือ รายการ Voltage (kV) line to line และ NAME, Project ในรูปที่ ๓.32 – ๓.35 เป็นตัวอย่างแสดงผลการคำนวณในรูปแบบกราฟฟิกของค่าต่าง ๆ ในปี พ.ศ. 2558 ของทางเลือกที่ 1



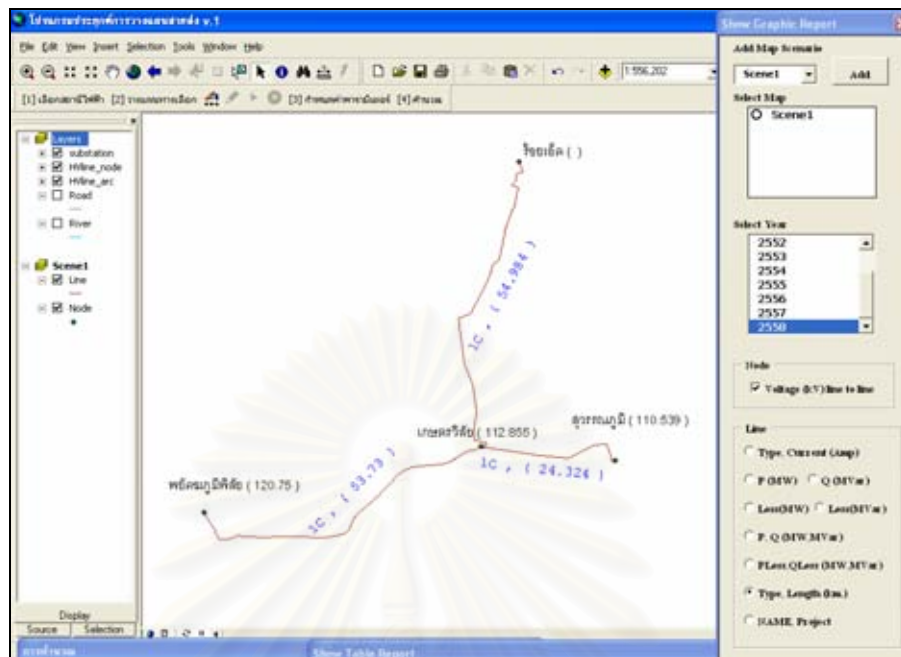
รูปที่ ๓.32 แสดงหน้าต่างแสดงค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้า ชนิดและกระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง



รูปที่ ง.33 แสดงหน้าต่างแสดงค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้า ค่า P และ Q ของสายส่ง

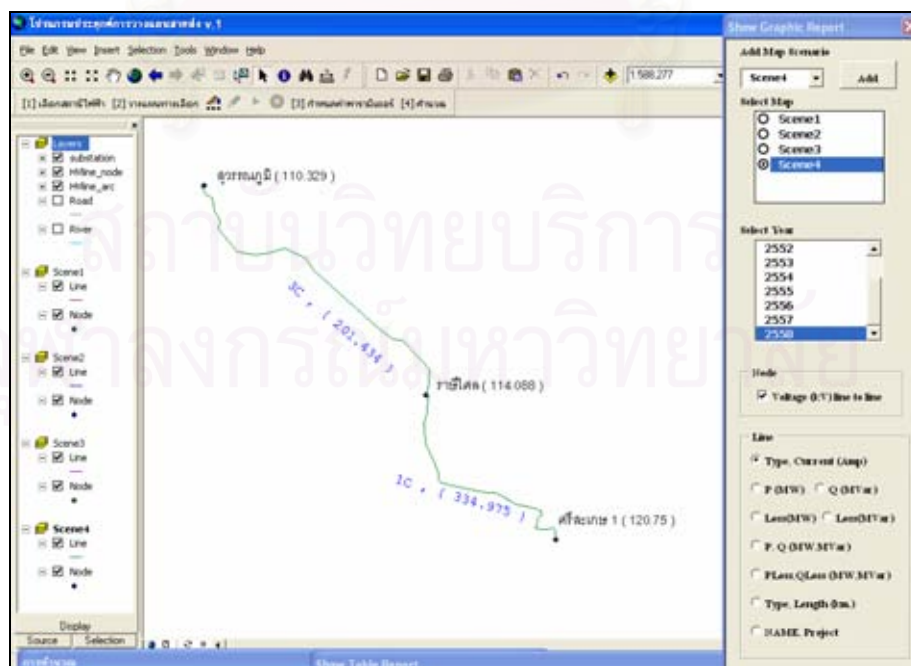


รูปที่ ง.34 แสดงหน้าต่างแสดงค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้า ค่า P_{Loss} และ Q_{Loss} ของสายส่ง



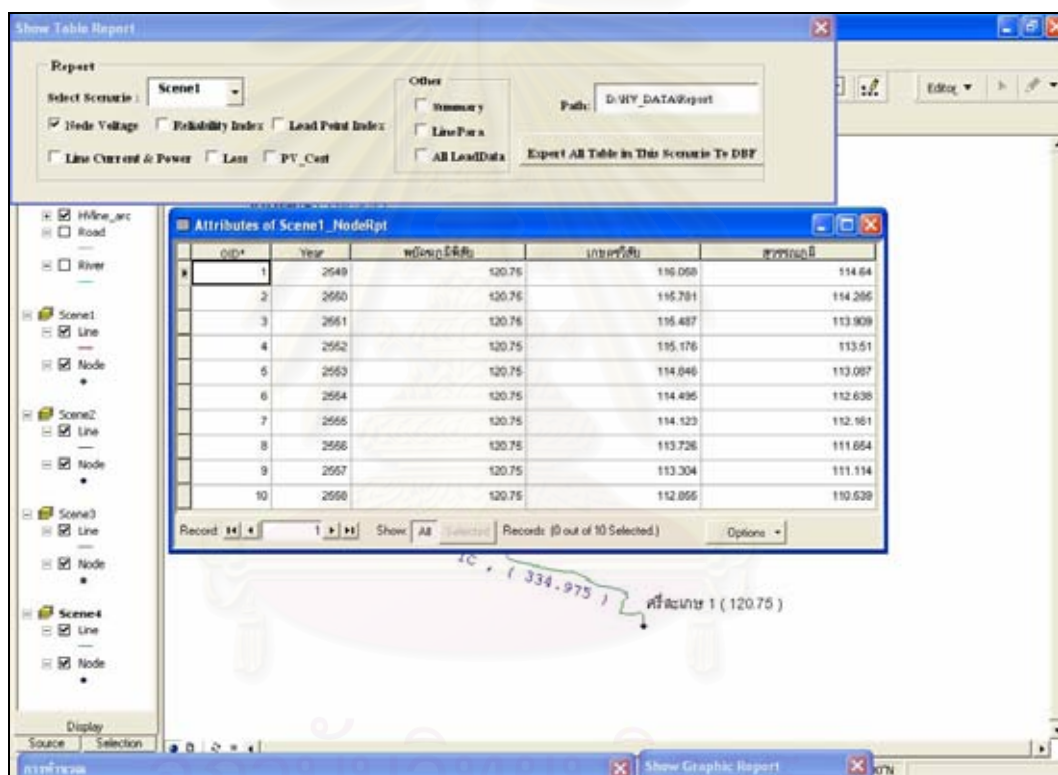
รูปที่ ง.35 แสดงหน้าต่างแสดงค่าแรงดันที่สถานีไฟฟ้า ชนิดและระยะทางของสายส่ง

ในรูปที่ ง.36 แสดงผลการคำนวณในรูปแบบกราฟฟิกของทางเลือกที่ 4 ซึ่งทำการ Add เพิ่มเข้าไป และเลือกแสดงในปี พ.ศ. 2558 โดยเลือกรายการของแรงดันไฟฟ้าที่สถานีพร้อมกับ ชนิดและกระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง ผู้ใช้สามารถเลือกแสดงกราฟฟิกของ Scenarion ใด ๆ ได้ โดยคลิกเลือกทางเลือกที่ต้องการจาก Select Map ภาพที่ปรากฏก็จะเปลี่ยนไปตาม Scenario ที่เลือก



รูปที่ ง.36 แสดงหน้าต่างแสดงค่าแรงดัน ชนิดและกระแสไฟฟ้าของสายส่งในทางเลือกที่ 4

ง.3.2) ผลการคำนวณในรูปแบบตาราง เมื่อผู้ใช้ต้องการแสดงผลการคำนวณในรูปแบบของตาราง ผู้ใช้จะต้องเลือกก่อนว่าต้องการแสดงผลการคำนวณของทางเลือกใด โดยการคลิกเลือกที่ปุ่ม หัวลูกศรด้านหลังข้อความ Select Scenario จะปรากฏรายชื่อของทางเลือก (Scenario) ต่าง ๆ ให้เลือก ให้เลื่อนเมาส์ไปคลิกเลือกทางเลือกที่ต้องการจะปรากฏชื่อของทางเลือกนั้นอยู่ในช่องว่างด้านหลัง Select Scenario จากนั้นให้คลิกเลือกรายการที่ต้องการแสดงผลการคำนวณโดยเลื่อนเมาส์ไปคลิกเครื่องหมายลูกศรที่ด้านหน้าของรายการที่ต้องการก็จะปรากฏหน้าต่างแสดงตารางผลการคำนวณตามที่ได้เลือกไว้ ดังรูปที่ ง.37 – ง.45 เป็นตัวอย่างแสดงหน้าต่างแสดงผลการคำนวณในรูปแบบตารางของรายการต่าง ๆ



รูปที่ ง.37 แสดงหน้าต่างแสดงตารางผลการคำนวณแรงดันที่สถานีไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Show Table Report

Report
 Select Scenario: **Scene1**
 Node Voltage Reliability Index Lead Point Index
 Line Current & Power Loss PV_Cut

Other
 Summary LinePara All LoadData
 Path: D:\WY_DATA\Report
 Export All Table in This Scenario To DBF

Attributes of Scene1_LineRpt

ID*	Line	FromSub - ToSub	Type	Length	Year	App	MW	MVA	Loss_MW	Loading
1	L1	หมื่นเจริญสิทธิ์ - บางศรีสวัสดิ์	1C	63.73	2549	191.844	34.63	20.264	.626	22.430
2	L1	หมื่นเจริญสิทธิ์ - บางศรีสวัสดิ์	1C	63.73	2550	202.443	36.4	21.626	.686	23.670
3	L1	หมื่นเจริญสิทธิ์ - บางศรีสวัสดิ์	1C	63.73	2551	213.647	38.264	23.075	.65	24.900
4	L1	หมื่นเจริญสิทธิ์ - บางศรีสวัสดิ์	1C	63.73	2552	225.496	40.226	24.619	.723	26.374
5	L1	หมื่นเจริญสิทธิ์ - บางศรีสวัสดิ์	1C	63.73	2553	238.03	42.291	26.264	.805	27.84
6	L1	หมื่นเจริญสิทธิ์ - บางศรีสวัสดิ์	1C	63.73	2554	251.299	44.467	28.019	.896	29.292
7	L1	หมื่นเจริญสิทธิ์ - บางศรีสวัสดิ์	1C	63.73	2555	265.349	46.758	29.892	.990	31.036
8	L1	หมื่นเจริญสิทธิ์ - บางศรีสวัสดิ์	1C	63.73	2556	280.239	49.173	31.896	1.112	32.776
9	L1	หมื่นเจริญสิทธิ์ - บางศรีสวัสดิ์	1C	63.73	2557	296.029	51.717	34.038	1.24	34.625
10	L1	หมื่นเจริญสิทธิ์ - บางศรีสวัสดิ์	1C	63.73	2558	312.764	54.4	36.333	1.383	36.583
11	L2	บางศรีสวัสดิ์ - สุพรรณภูมิ	1C	24.324	2549	127.653	22.104	13.033	.104	14.93
12	L2	บางศรีสวัสดิ์ - สุพรรณภูมิ	1C	24.324	2550	134.687	23.216	13.769	.116	15.742
13	L2	บางศรีสวัสดิ์ - สุพรรณภูมิ	1C	24.324	2551	141.94	24.384	14.645	.129	16.601
14	L2	บางศรีสวัสดิ์ - สุพรรณภูมิ	1C	24.324	2552	149.708	25.611	15.363	.143	17.51
15	L2	บางศรีสวัสดิ์ - สุพรรณภูมิ	1C	24.324	2553	157.93	26.9	16.227	.169	18.471
16	L2	บางศรีสวัสดิ์ - สุพรรณภูมิ	1C	24.324	2554	166.637	28.255	17.138	.177	19.49
17	L2	บางศรีสวัสดิ์ - สุพรรณภูมิ	1C	24.324	2555	175.864	29.679	18.1	.197	20.560
18	L2	บางศรีสวัสดิ์ - สุพรรณภูมิ	1C	24.324	2556	185.648	31.175	19.115	.219	21.713
19	L2	บางศรีสวัสดิ์ - สุพรรณภูมิ	1C	24.324	2557	196.03	32.748	20.188	.244	22.927
20	L2	บางศรีสวัสดิ์ - สุพรรณภูมิ	1C	24.324	2558	207.057	34.401	21.323	.272	24.217

Record 11 | Show All Selected | Records (0 out of 20 Selected) | Options

รูปที่ ง.38 แสดงหน้าต่างแสดงตารางผลการคำนวณกระแส กำลังไฟฟ้าในสายส่ง

Show Table Report

Report
 Select Scenario: **Scene1**
 Node Voltage Reliability Index Lead Point Index
 Line Current & Power Loss PV_Cut

Other
 Summary LinePara All LoadData
 Path: D:\WY_DATA\Report
 Export All Table in This Scenario To DBF

Attributes of Scene1_LossRpt

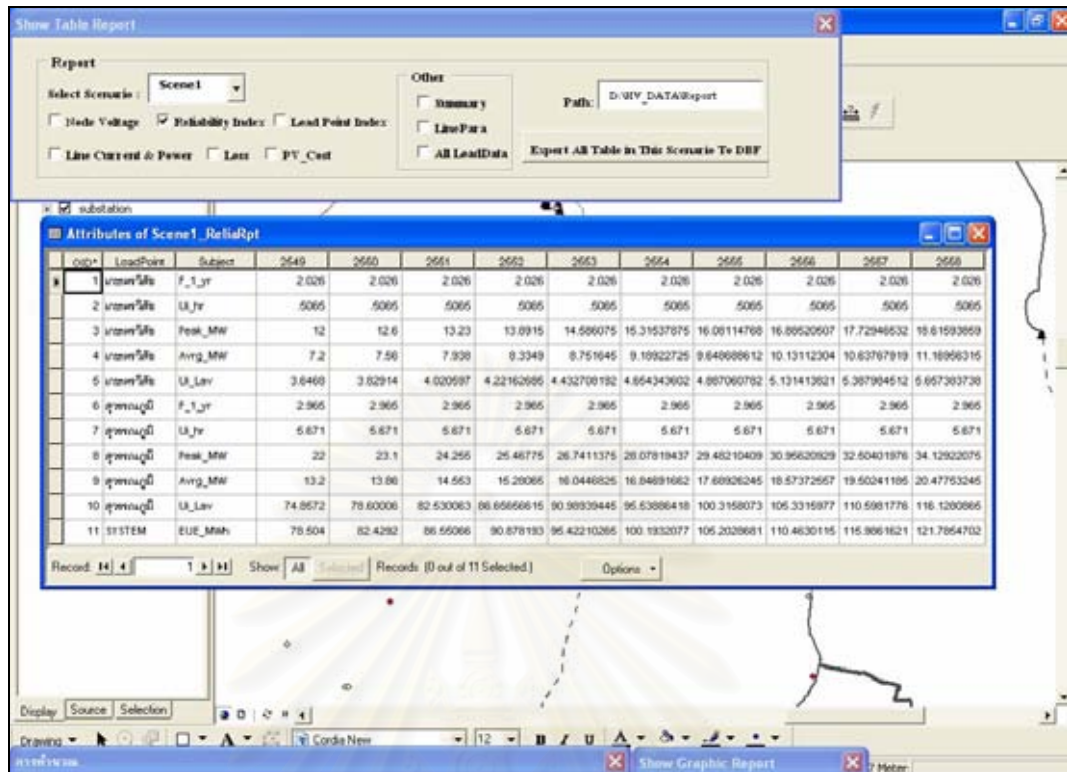
ID*	Year	On Loss_MW
1	2549	.63
2	2550	.701
3	2551	.779
4	2552	.866
5	2553	.964
6	2554	1.073
7	2555	1.196
8	2556	1.331
9	2557	1.484
10	2558	1.655

Record 11 | Show All Selected | Records (0 out of 10 Selected) | Options

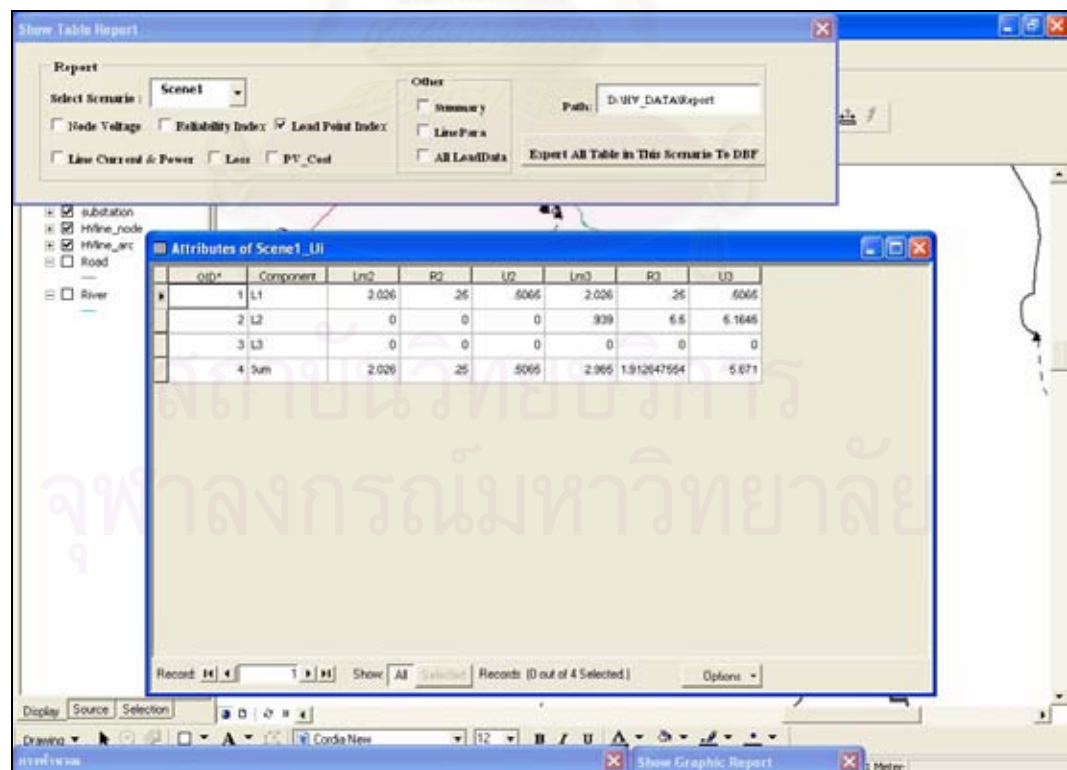
Display
 Source Selection

Show Graphic Report | English (United States)

รูปที่ ง.39 แสดงหน้าต่างแสดงตารางผลการคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในสายส่ง



รูปที่ ง.40 แสดงหน้าต่างแสดงตารางผลการคำนวณดัชนีความน่าเชื่อถือได้ (EUE)



รูปที่ ง.41 แสดงหน้าต่างแสดงตารางผลการคำนวณดัชนีความน่าเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด

Report
 Select Scenario: Scene1
 Other: Summary, Line Para, All LoadData
 Path: D:\HV_DATA\Report
 Export All Table in This Scenario To DEF

Attributes of Scene1_CostRpt

QID*	No Of Year	Year	Investment_Cost	O&M_Cost	Loss_Cost	Outage_Cost	Total	PV Factor	Present Value	Acc_PV
1	0	2646	0	0	0	0	0	1	0	0
2	1	2647	16.133	0	0	0	16.133	0.98820926	14.938	14.938
3	2	2648	24.199	0	0	0	24.199	0.97339820	20.747	35.686
4	3	2649	0	606	4.136	4.723	9.463	0.95832241	7.512	43.197
5	4	2650	0	606	4.686	4.969	10.15	0.94320962	7.461	50.658
6	5	2651	0	606	5.109	5.207	10.921	0.92803197	7.433	58.091
7	6	2652	0	606	5.677	5.468	11.76	0.9128026	7.404	65.496
8	7	2653	0	606	6.324	5.741	12.67	0.897490396	7.393	72.888
9	8	2654	0	606	7.036	6.028	13.669	0.88209064	7.395	80.273
10	9	2655	0	606	7.833	6.33	14.766	0.8666028967	7.388	87.661
11	10	2656	0	606	8.728	6.648	15.979	0.85103488	7.401	95.062
12	11	2657	0	606	9.734	6.978	17.317	0.835282659	7.427	102.489
13	12	2658	0	606	10.869	7.327	18.79	0.81934758	7.462	109.951
14	13	2659	0	606	10.869	7.327	18.79	0.80322924	6.909	116.86
15	14	2660	0	606	10.869	7.327	18.79	0.78693041	6.397	123.257
16	15	2661	0	606	10.869	7.327	18.79	0.770451704	5.823	129.18
17	16	2662	0	606	10.869	7.327	18.79	0.753790467	5.495	134.666
18	17	2663	0	606	10.869	7.327	18.79	0.736946961	5.078	139.743
19	18	2664	0	606	10.869	7.327	18.79	0.720020229	4.702	144.445

รูปที่ ๓.๔๒ แสดงหน้าต่างแสดงตารางผลการคำนวณมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายโดยรวม

Report
 Select Scenario: Scene1
 Other: Summary, Line Para, All LoadData
 Path: D:\HV_DATA\Report
 Export All Table in This Scenario To DEF

Attributes of Summary

QID*	No	Scenario	Route	Line Type	Line Config	Length_m	Condition	PV_Cost
1	1	1	Route1	1C	115V5400	24.897	Pass	173.810
2	2	2	Route1	3C	115V5400	24.897	Pass	182.409
3	3	4	Route2	3C	115V5400	60.606	Pass	480.778
4	4	3	Route2	1C	115V5400	60.606	Nr_Fal2567	0

รูปที่ ๓.๔๓ แสดงหน้าต่างแสดงตารางสรุปผลการคำนวณของแต่ละทางเลือก

The screenshot shows a software interface with a 'Show Table Report' window. The 'Report' section has 'Select Scenario' set to 'Scene1'. Under 'Other', 'LinePara' is checked. The 'Path' is 'D:\HV_DATA\Report'. Below the report options is a table titled 'Attributes of Linepara115'.

ID*	LINE_TYPE	LINE_ANNO	CONFIG	DEL	MATL	NEUT_MAT	R1	X1	R1	DD	SD	BO	HV	AMPS	SD
1	1C	119V5400	VERTOH	S/S	AA/C	036-ST	.085810413	363040062	3.216296858	264049952	1.42229996	1.648996702	115	895	
2	3C	119V5400	VERTOH	S/D	AA/BC	036-ST	.042936021	267700053	4.315578313	233307515	1.329400012	1.764688796	115	1750	

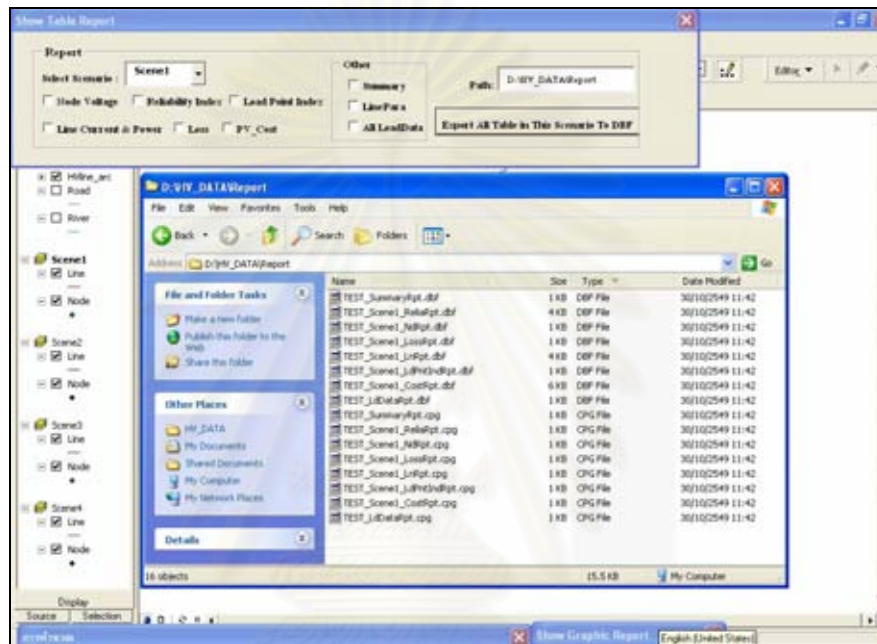
รูปที่ 4.4 แสดงหน้าต่างแสดงตารางพารามิเตอร์ของสายส่ง

The screenshot shows a software interface with a 'Show Table Report' window. The 'Report' section has 'Select Scenario' set to 'Scene1'. Under 'Other', 'All LoadData' is checked. The 'Path' is 'D:\HV_DATA\Report'. Below the report options is a table titled 'Attributes of LoadSubData'.

ID*	SubNodeID	Substation	StartYear	MW	PF	Growth
1	251	บางเขนใหม่	2549	12	85	1.05
2	1472	สุพรรณภูมิ	2549	22	86	1.05
3	275	จตุจักร	2549	15	85	1.05

รูปที่ 4.5 แสดงหน้าต่างแสดงตารางข้อมูลโหลดของสถานีไฟฟ้า

นอกจากนี้โปรแกรมยังสามารถส่งออกผลการคำนวณในรูปแบบตารางเหล่านี้ให้เป็นไฟล์ในรูปแบบของไฟล์ dbf สำหรับนำไปเปิดในโปรแกรม EXCEL ได้อีกด้วย โดยผู้ใช้สามารถกำหนด Path ที่ใช้จัดเก็บไฟล์ดังกล่าวได้โดยเลื่อนเมาส์ไปพิมพ์ในช่องว่างด้านหลัง Path : จากนั้นให้กดปุ่ม **Export All Table in This Scenario To DBF** เพื่อสั่งให้โปรแกรมทำการส่งออกไฟล์ดังกล่าวไปยัง Path ที่กำหนด ดังรูปที่ ง.46 แสดงตัวอย่างไฟล์ที่ถูกส่งออก



รูปที่ ง.46 แสดงหน้าต่างแสดงตัวอย่างไฟล์ที่ถูกส่งออก

ไฟล์ที่ส่งออกจะถูกโปรแกรมตั้งชื่อให้โดยอัตโนมัติโดยโปรแกรมจะใช้ชื่อของฐานข้อมูลที่ทำกรวิเคราะห์หน้าหน้าตามด้วยชื่อของทางเลือกที่เลือก และสุดท้ายตามด้วยชื่อของตารางผลการคำนวณต่าง ๆ ดังแสดงในรูปที่ ง.46 โปรแกรมจะจัดเก็บไฟล์ดังกล่าวไว้ที่ Path ของ D:\HV_DATA\Report ซึ่งเป็นค่าทั่วไป (Default) แต่หากผู้ใช้งานต้องการที่จะจัดเก็บไฟล์ไว้ที่ Path อื่นก็สามารถทำได้โดยการพิมพ์ชื่อ Path ที่ต้องการไว้ในช่องว่างด้านหลังคำว่า Path: ในหน้าต่างแสดง Table Report

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นางสาวรัตติยา ยุทธวิชยานนท์ เกิดวันที่ 26 ตุลาคม พ.ศ. 2520 ที่จังหวัด กรุงเทพมหานคร สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาไฟฟ้ากำลัง สถาบันเทคโนโลยีเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ในปีการศึกษา 2542 เข้ารับการบรรจุเป็นพนักงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในตำแหน่งวิศวกรระดับ 4 สังกัดกองแผนงานระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2542 ปัจจุบันดำรงตำแหน่งวิศวกรระดับ 5 จากนั้นได้ลาศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2547



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย