

การวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังและการออกแบบระบบป้องกันโดยมีค่าใช้จ่ายรวมต่ำที่สุด



นาย ศิริชัย วัฒนโสภณ

สถาบันวิทยบริการ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2550

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

POWER DISTRIBUTION SYSTEM PLANNING AND PROTECTION SYSTEM DESIGN  
WITH TOTAL COST MINIMIZATION

Mr. Sirichai Wattanasophon

สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

A Dissertation Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements  
for the Degree of Doctor of Philosophy Program in Electrical Engineering

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic year 2007

Copyright of Chulalongkorn University



หัวข้อวิทยานิพนธ์

การวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังและการออกแบบระบบป้องกัน  
โดยมีค่าใช้จ่ายรวมต่ำที่สุด

โดย

นาย ศิริชัย วัฒนาโสภณ

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

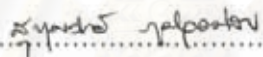
อาจารย์ที่ปรึกษา


ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์

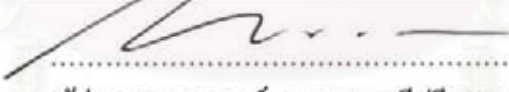
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็น  
ส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาคุณวุฒิปบัณฑิต

  
..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์  
(รองศาสตราจารย์ ดร. บุญสม เลิศหิรัญวงศ์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

  
..... ประธานกรรมการ  
(รองศาสตราจารย์ ดร. สุขุมวิทย์ ภูมิวุฒิสาร)

  
..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก  
(ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

  
..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย  
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. นพพร ทีปรีชานนท์)

  
..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย  
(ดร. ทรงศักดิ์ ชูชนพิพัฒน์)

  
..... กรรมการ  
(ดร. แนนพูน หุนเจริญ)



## 4671828721 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEY WORD: DISTRIBUTION SYSTEM PLANNING / PROTECTION SYSTEM DESIGN / GIS / CUSTOMER INTERRUPTION COST

SIRICHAJ WATTANASOPHON : POWER DISTRIBUTION SYSTEM PLANNING AND PROTECTION SYSTEM DESIGN WITH TOTAL COST MINIMIZATION.  
 THESIS ADVISOR : PROF. BUNDHIT EUA-ARPORN, Ph.D., 122 pp.

Distribution system planning is an essential problem of a distribution utility. Appropriate distribution system planning is recognized as a complex problem due to a large number of customer load points. The dissertation proposes a method for solving radial distribution system planning problems. It consists of four main steps, i.e. 1) determine appropriate substation locations, 2) determine optimal routing, 3) select optimal sizes of feeders, and 4) select optimal substation capacity. With this proposed method the appropriate location and size of a substation, routing of feeders, and appropriate sizes of conductors can be automatically selected. Moreover, the existing infrastructure and geographical constraints, e.g. streets, canals are also taken into account in determining the results.

In addition, another important problem of the distribution utility concerns the protection system design. To serve its customers with high reliable and low cost of power supply, the utility must design an effective protection system. This dissertation proposes a method for identifying number, types, and locations of the protective devices in order to minimize overall system cost. The system cost includes investment cost and customer interruption cost, both for permanent interruption and momentary interruption.

The developed methods have been tested with an actual distribution system in Thailand, and the RBTS which has been widely used internationally. The results clearly illustrate the impacts of the geographical constraints and the momentary interruption cost.

Department Electrical Engineering Student's signature Sirichai Wattanasophon  
 Field of study Electrical Engineering Advisor's signature B. Eua-arporn  
 Academic year 2007 Co-advisor's signature \_\_\_\_\_

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลืออย่างดียิ่งจาก ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำและ ข้อคิดเห็นต่าง ๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์ด้วยดีมาตลอด รวมทั้งได้กรุณา ตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาจนสำเร็จเรียบร้อยและขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย รองศาสตราจารย์ ดร. สุขุมวิทย์ ภูมิวุฒิสาร ดร. ทรงศักดิ์ ชุมนพิพัฒน์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. นพพร ลิปรีชานนท์ และดร. แนบบุญ หุนเจริญ ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบ แก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี

ท้ายนี้ ผู้วิจัยใคร่ขอกราบขอบพระคุณ บิดามารดา ที่ให้กำลังใจตลอดมา ตลอดจนเพื่อน พี่ น้อง ทุก ๆ คนที่อยู่เบื้องหลังในความสำเร็จของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้



สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



## สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฅ
สารบัญภาพ.....	ญ
บทที่	
1 บทนำทั่วไป.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	7
1.3 ระเบียบวิธีวิจัย.....	7
1.4 ขอบเขตในการทำวิทยานิพนธ์.....	8
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	8
1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	8
2 การวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	10
2.1 การทบทวนเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	12
2.2 วิธีการที่นำเสนอ.....	18
2.2.1 การหาตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อย.....	20
2.2.2 การหาเส้นทางเดินที่เหมาะสมสำหรับสายป้อน.....	22
2.2.3 การเลือกขนาดสายตัวนำที่เหมาะสม.....	24
2.2.4 การเลือกขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อยที่เหมาะสม.....	26
2.3 วิธีการที่นำมาใช้ในการแก้ปัญหา.....	28
2.3.1 กำหนดการเชิงกำลังสองสี่บเนื่อง.....	29
2.3.2 ขั้นตอนวิธีการหาเส้นทางที่สั้นที่สุด.....	35
2.4 สรุป.....	38
3 ผลการทดสอบการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	39
3.1 ระบบทดสอบ.....	39
3.2 ผลการทดสอบ.....	40

บทที่	หน้า
3.2.1 ตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อย.....	41
3.2.2 เส้นทางเดินที่เหมาะสมสำหรับสายป้อน.....	42
3.2.3 ขนาดสายตัวนำที่เหมาะสม.....	47
3.2.4 ขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อยที่เหมาะสม.....	51
3.3 สรุป.....	53
4 การออกแบบระบบป้องกัน.....	55
4.1 อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า.....	55
4.2 พื้นฐานการป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล.....	57
4.3 ความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากเหตุการณ์ขัดข้อง.....	59
4.4 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	62
4.5 การทบทวนเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	66
4.6 สรุป.....	69
5 วิธีการออกแบบระบบป้องกัน.....	70
5.1 วิธีการออกแบบระบบป้องกันที่นำเสนอ.....	70
5.2 กำหนดการเชิงเส้นจำนวนเต็ม.....	79
5.3 สรุป.....	86
6 ผลการทดสอบการออกแบบระบบป้องกัน.....	87
6.1 ระบบทดสอบ.....	87
6.2 ผลการทดสอบ.....	88
6.2.1 ระบบ RBTS บัส 5.....	89
6.2.2 ระบบจำหน่ายที่ได้จากการทดสอบในบทที่ 3.....	92
6.3 สรุป.....	100
7 สรุปและข้อเสนอแนะ.....	101
7.1 สรุปผลการวิจัย.....	101
7.2 ข้อเสนอแนะ.....	102
รายการอ้างอิง.....	104
ภาคผนวก.....	112
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์.....	122

สารบัญตาราง

ตาราง	หน้า
2.1 ข้อดีและข้อเสียของการวางแผนระบบจำหน่ายแต่ละประเภท.....	11
2.2 รายละเอียดของวิธีที่นำเสนอในบทความต่างๆ.....	15
2.3 แสดงตำแหน่งและข้อมูลของโหลด.....	30
2.4 วิธีกำหนดการเชิงกำลังสองสืบเนื่อง.....	32
3.1 ข้อมูลของสายตัวนำขนาดต่างๆ.....	47
3.2 ข้อมูลของสถานีไฟฟ้าย่อยชนิดต่างๆ.....	51
3.3 สถานีไฟฟ้าย่อยที่เหมาะสม.....	53
3.4 สายป้อนที่เหมาะสมในแต่ละกรณี.....	53
4.1 ความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จัดแบ่งตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า (บาท/kW <sub>peak</sub> ).....	61
6.1 ค่าใช้จ่ายอันเนื่องจากอุปกรณ์ป้องกัน.....	89
6.2 มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จัดแบ่งตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า (SCDF).....	89
6.3 เปรียบเทียบผลการทดสอบ.....	91
6.4 ค่าใช้จ่ายอันเนื่องจากอุปกรณ์ป้องกัน.....	93
6.5 มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จัดแบ่งตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า (SCDF).....	93
6.6 เปรียบเทียบอุปกรณ์ป้องกันในระบบสำหรับแต่ละข้อพิจารณา.....	96
6.7 เปรียบเทียบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมดในระบบสำหรับแต่ละข้อพิจารณา.....	96
6.8 เปรียบเทียบดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบสำหรับแต่ละข้อพิจารณา.....	97
ก.1 สูตรแสดงความสัมพันธ์ต่างๆ.....	114
ข.1 ตำแหน่งและขนาดของจุดโหลดทั้งหมดในระบบ.....	116
ค.1 ข้อมูลที่ใช้สำหรับสายป้อนที่ 1 ของระบบ RBTS บัส 5.....	119
ค.2 ข้อมูลที่ใช้สำหรับสายป้อนที่ 1 ของระบบจำหน่ายที่ได้จากผลการทดสอบในบทที่ 3	121

## สารบัญญภาพ

ภาพประกอบ	หน้า
1.1 กระบวนการผลิต ส่ง และจำหน่ายไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	1
1.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล .....	2
1.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน .....	3
1.4 ค่าใช้จ่ายต่างๆ กับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า.....	6
2.1 ก. การรวมกลุ่มของจุดโหลด.....	23
2.1 ข. จุดตัวแทนของกลุ่ม.....	23
2.2 แผนผังแสดงขั้นตอนการทำงานของวิธีการที่พัฒนาขึ้น.....	27
2.3 ระบบ 4 จุดโหลด.....	30
2.4 แสดงตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ได้จากการคำนวณ.....	33
2.5 ขั้นตอนการทำงานของวิธีกำหนดการเชิงกำลังสองสี่บเนื่อง.....	34
2.6 ระบบตัวอย่างขนาด 9 จุดโหลด.....	35
2.7 ผลที่ได้จากขั้นตอนที่ 2 ในระบบ 9 จุดโหลด.....	36
2.8 ผลที่ได้จากขั้นตอนที่ 3 ในระบบ 9 จุดโหลด.....	37
2.9 เส้นทางเดินที่สั้นที่สุดของสายป้อนจากการทดสอบ.....	37
2.10 แผนการทำงานของขั้นตอนวิธีการหาเส้นทางที่สั้นที่สุด.....	38
3.1 ระบบทดสอบขนาด 130 จุดโหลด ใน จ. เชียงใหม่.....	40
3.2 ตำแหน่งที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อย (1.549, 0.937) ในกรณี 1.....	41
3.3 ตำแหน่งที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อย (1.551, 0.917) ในกรณี 2.....	42
3.4 เส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อนในกรณี 1.....	43
3.5 ระยะห่างระหว่างจุดโหลดกับจุดบนถนนที่ใกล้ที่สุด.....	44
3.6 เส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อน (MAL=50 m).....	45
3.7 เส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อน (MAL=70 m).....	45
3.8 เส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อน (MAL=100 m).....	46
3.9 เส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อน (MAL=50 m) โดยพิจารณาสิ่งกีดขวาง.....	46
3.10 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายทั้งหมดของสายตัวนำกับค่าโหลดสูงสุดที่ไหลผ่าน....	48
3.11 ขนาดสายตัวนำที่เหมาะสมในกรณี 1.....	49
3.12 ขนาดของสายตัวนำที่เหมาะสมในกรณี 2 (MAL=50 m).....	49
3.13 ขนาดของสายตัวนำที่เหมาะสมในกรณี 2 (MAL=70 m).....	50



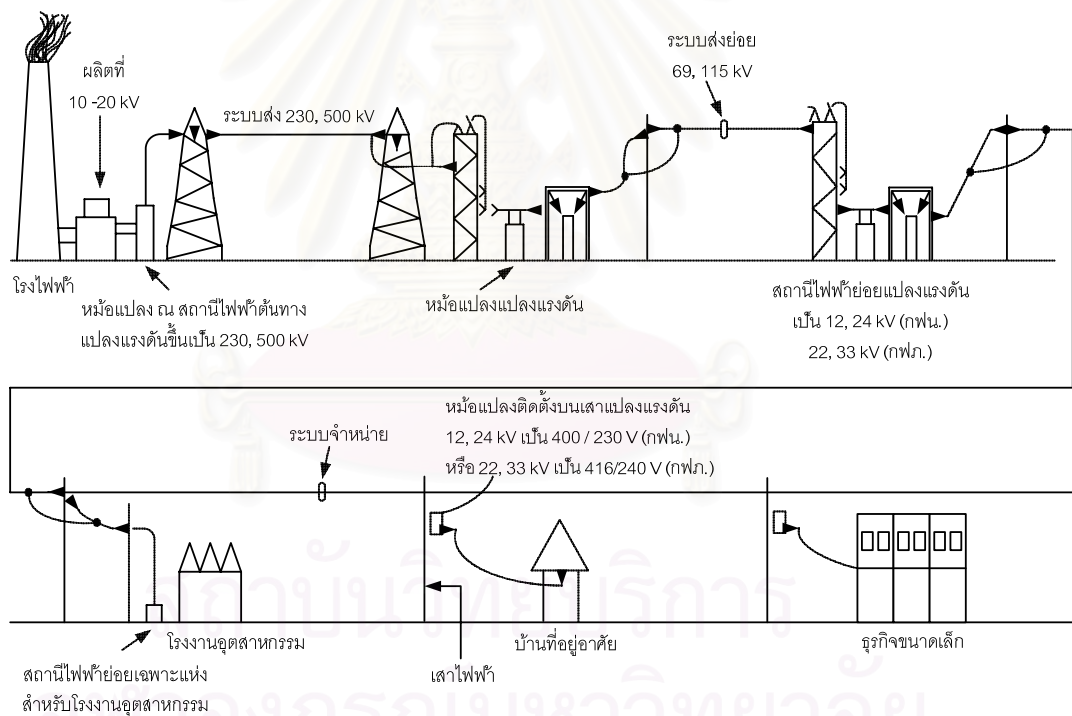
3.14	ขนาดของสายตัวนำที่เหมาะสมในกรณี 2 (MAL=100 m).....	50
3.15	ขนาดของสายตัวนำที่เหมาะสมในกรณี 2 (MAL=50 m) โดยพิจารณาสิ่งกีดขวาง.....	51
3.16	ความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายทั้งหมดของสถานีไฟฟ้าโยยกับค่าโหลดสูงสุด.....	52
4.1	ระบบจำหน่ายและอุปกรณ์ป้องกันโดยทั่วไป.....	57
4.2	กราฟคุณสมบัติการทำงานร่วมกันระหว่างเบรกเกอร์ รีโคสเซอร์และฟิวส์.....	59
5.1	สายป้อนย่อยแต่ละประเภท.....	71
5.2	สายป้อนตัวอย่างของระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	71
5.3	ตำแหน่งสำหรับพิจารณาติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในวงจรสายป้อนตัวอย่าง.....	72
5.4	ปัญหาในโหนดแรกของแผนภาพต้นไม้.....	81
5.5	การหาขอบเขตล่างของปัญหาตั้งต้นโดยการแก้ปัญหา $P_0$ .....	81
5.6	การแตกกิ่งของปัญหา $P_0$ .....	83
5.7	แผนผังแสดงการทำงานของขั้นตอนวิธี B&B.....	85
6.1	สายป้อนที่ 1 ของระบบ RBTS บัส 5.....	87
6.2	สายป้อนที่ 1 ของระบบจำหน่ายที่ได้จากการผลการทดสอบในบทที่ 3.....	88
6.3	ระบบป้องกันที่ได้จากวิธีที่พัฒนาขึ้น.....	90
6.4	ระบบป้องกันกรณีฐานของระบบ RBTS.....	90
6.5	ระบบป้องกันที่ได้จากการทดสอบในบทความ [66].....	92
6.6	ระบบป้องกันสำหรับข้อพิจารณาที่ 1.....	94
6.7	ระบบป้องกันสำหรับข้อพิจารณาที่ 2.....	95
6.8	ระบบป้องกันสำหรับข้อพิจารณาที่ 3.....	95
6.9	ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในระบบสำหรับการเปลี่ยนแปลงมูลค่า SCDF.....	99
ข.1	แผนภาพระบบจำหน่าย 130 จุด โหลด 22 kV.....	115
ค.1	แผนภาพสายป้อนที่ 1 ของระบบ RBTS บัส 5.....	118
ค.2	แผนภาพสายป้อนที่ 1 ของระบบจำหน่ายที่ได้จากการผลการทดสอบในบทที่ 3.....	120

# บทที่ 1

## บทนำทั่วไป

### 1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ระบบไฟฟ้ากำลังโดยทั่วไปสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ระบบใหญ่ๆ คือ ระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งในแต่ละระบบจะทำหน้าที่แตกต่างกันออกไป คือ ระบบผลิตมีหน้าที่รับผิดชอบในการผลิตไฟฟ้าให้มีความมั่นคงและเพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยรวม ระบบส่งมีหน้าที่ดูแลและจัดส่งกำลังไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตไปสู่สถานีจ่ายไฟฟ้าต่างๆ ให้เหมาะสม และระบบจำหน่ายจะมีหน้าที่กระจายกำลังไฟฟ้าที่ได้จากสถานีจ่ายไฟฟ้าออกไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้าต่างๆ ที่อยู่ในระบบได้อย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งการส่งไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 1.1



รูปที่ 1.1 กระบวนการผลิต ส่ง และจำหน่ายไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลัง [1]

จากระบบไฟฟ้าในข้างต้น เราจะเห็นว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นระบบที่ใกล้ชิดกับผู้ใช้ไฟฟ้ามากที่สุดจึงมีงานค้นคว้าและวิจัยเกี่ยวกับระบบจำหน่ายเป็นจำนวนมาก รวมทั้งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ก็จะทำการศึกษาเกี่ยวกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าเช่นกัน

ระบบจำหน่ายโดยทั่วไปจะประกอบด้วย สถานีไฟฟ้าย่อย (Substation) สายป้อน (Feeder) สายป้อนย่อย (Laterals) หม้อแปลงจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution Transformer) และสายจำหน่าย

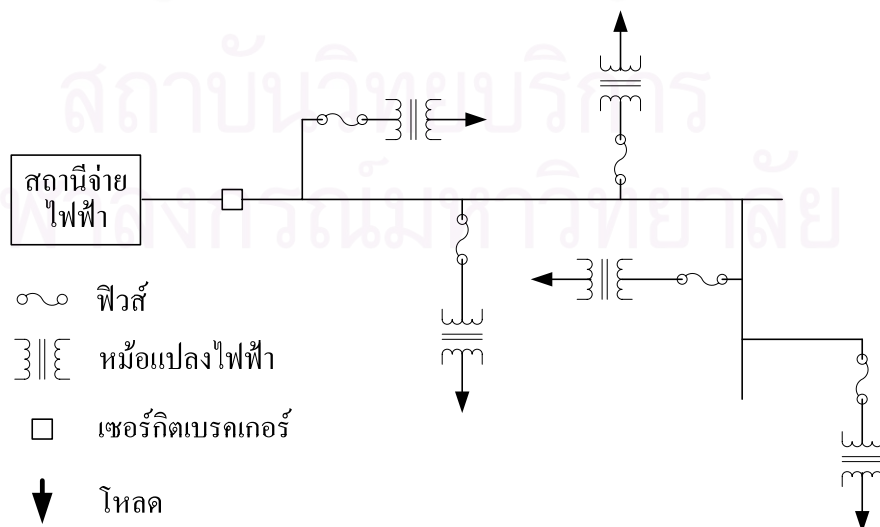
ไฟฟ้าแรงดันต่ำ เราสามารถแบ่งระบบจำหน่ายไฟฟ้าออกเป็น 2 ระบบ คือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าในอากาศ (Overhead Aerial System) และระบบจำหน่ายไฟฟ้าใต้ดิน (Underground Cable System) ซึ่งในแต่ละระบบมีข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกันออกไป เช่น ระบบจำหน่ายไฟฟ้าในอากาศ (Overhead Aerial System) มีการลงทุนต่ำ ติดตั้งได้ง่ายและสามารถหาจุดที่เกิดการผิดพลาด (Fault) ระบบได้ง่าย ในขณะที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าใต้ดิน (Underground Cable System) นั้น ระบบจะให้ความปลอดภัยสูง ไม่รบกวนต่อทัศนียภาพที่สวยงามและเกิดการผิดพลาดได้ยาก เป็นต้น แต่ที่พบเห็นโดยทั่วไปในประเทศไทยจะเป็นระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าในอากาศเนื่องจากมีราคาต่ำกว่า ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าแบบใต้ดินมาก แต่อย่างไรก็ตามในบริเวณย่านธุรกิจการค้าที่สำคัญจะนิยมใช้ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าใต้ดินเนื่องจากสายใต้ดินเป็นสายที่มีฉนวนหุ้ม ให้ความปลอดภัยและความมั่นคงของระบบสูงกว่าการใช้สายจำหน่ายในอากาศซึ่งมักเป็นสายเปลือย

ลักษณะรูปแบบของระบบจำหน่ายจากสถานีไฟฟ้าแห่งหนึ่งที่นิยมใช้กันอยู่โดยทั่วไปรวมทั้งในประเทศไทย สามารถแยกออกได้เป็น 2 ประเภทหลัก [2] คือ

1) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล (Radial Network)

เป็นระบบที่ป้อนพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่สายจำหน่ายเพียงด้านเดียวและมีสายแยกออกไปดังแสดงในรูปที่ 1.2 การวางแผนใช้ระบบจำหน่ายแบบนี้หากมีโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นในอนาคตก็สามารถที่จะเพิ่มระบบจำหน่ายแบบเรเดียลให้กลายเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน (Ring) ได้

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลนิยมใช้สำหรับจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ทั่วไปหรือในชนบทเนื่องจากเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ลงทุนต่ำ การป้องกันระบบสามารถทำได้โดยง่ายและลักษณะของการวางสายแบบนี้สามารถเข้าใจได้ง่าย แต่มีข้อเสียคือความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่ำ

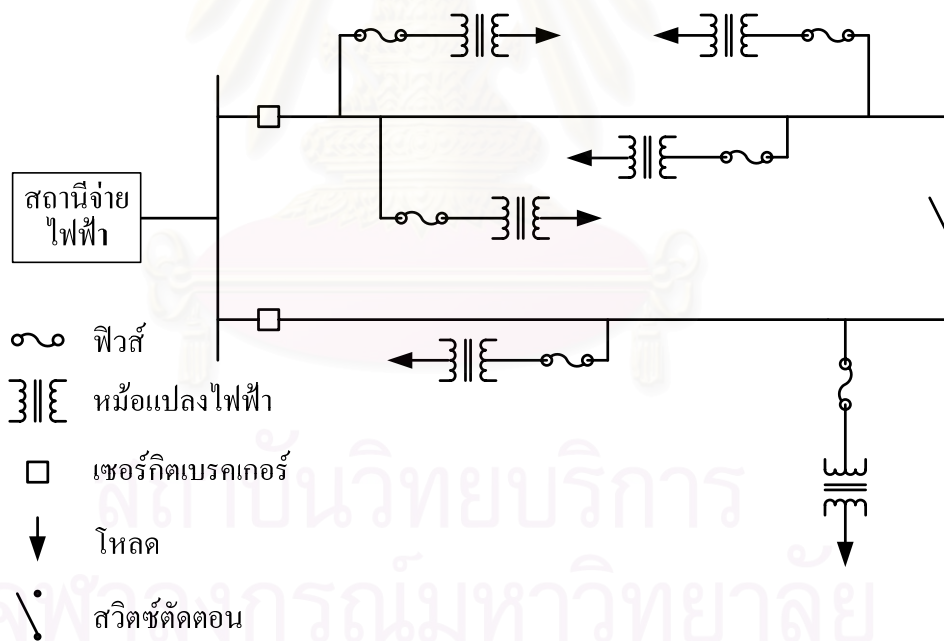


รูปที่ 1.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล (Radial Network)

## 2) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน (Ring Network)

เป็นระบบที่จ่ายไฟเข้าที่ต้นทางและปลายทางโดยสถานีจ่ายไฟฟ้าแห่งเดียวกันตามรูปที่ 1.3 ในการใช้ตามปกติมักจะเปิดวงจรออกที่สวิตซ์ตัดตอนทำให้การจ่ายไฟฟ้าของระบบกลายเป็นวงจรแบบเรเดียล การกระทำเช่นนี้จะทำให้ง่ายต่อการจัดระบบป้องกันให้ทำงานประสานกัน

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนนี้สามารถนำไปใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับชุมชนใหญ่และโรงงานอุตสาหกรรมได้ ข้อดีของระบบนี้คือเมื่ออุปกรณ์ตัวหนึ่งตัวใดเกิดขัดข้องก็สามารถทำการตัดส่วนนั้นออกไปและวงจรส่วนที่เหลืออยู่ก็สามารถทำการจ่ายไฟฟ้าต่อไปอีกได้ ทำให้ระบบมีความเชื่อถือได้สูงขึ้นกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล นอกจากนี้ระบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้ยังสามารถตรวจสอบว่าเกิดการลัดวงจรขึ้นที่อุปกรณ์ตัวใดเพื่อที่จะทำการตัดอุปกรณ์ส่วนนั้นออกจากการจ่ายพลังงานไฟฟ้า แต่ข้อเสียของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนคือการจ่ายพลังงานไฟฟ้าจะกระทำได้โดยผ่านสถานีจ่ายไฟฟ้าเพียงสถานีเดียว ดังนั้นถ้าเกิดการขัดข้องขึ้นภายในสถานีจ่ายไฟฟ้า ย่อมทำให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง



รูปที่ 1.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน (Ring Network)

จากลักษณะรูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ได้แสดงไว้ในข้างต้น เราพบว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลนั้นจะเป็นพื้นฐานของระบบจำหน่ายในรูปแบบอื่นๆ และนอกจากนี้ระบบจำหน่ายแบบเรเดียลก็มีใช้งานกันอย่างแพร่หลายทั้งในพื้นที่ทั่วไป ชนบทหรือแถบชานเมืองในประเทศไทยระบบจำหน่ายโดยส่วนใหญ่ก็จะมีลักษณะเป็นแบบเรเดียลเช่นกัน เนื่องจากมีการ

ลงทุนต่ำและลักษณะพื้นที่โดยส่วนใหญ่จะเป็นชานเมืองและชนบท ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะทำการศึกษาเกี่ยวกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยทั่วไปจะประกอบไปด้วยอุปกรณ์ต่างๆ มากมาย แต่อุปกรณ์หลักๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะประกอบไปด้วย

- 1) เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker)
- 2) รีโคลอสเซอร์ (Recloser)
- 3) สวิตช์สำหรับตัดโหลด (Load Break Switch)
- 4) สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting Switch)
- 5) ครอปเอาต์ฟิวส์ (Dropout Fuse)
- 6) สายไฟฟ้า (Conductor)
- 7) หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution Transformer)

โดยทั่วไปนอกจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าแล้ว ยังจำเป็นต้องมีอุปกรณ์ป้องกันติดตั้งอยู่ในระบบด้วย เพื่อที่ระบบสามารถส่งกำลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องและในกรณีที่เกิดเหตุขัดข้องก็สามารถจำกัดพื้นที่ที่เกิดผลกระทบให้อยู่ในบริเวณจำกัดและสามารถแก้ไขให้ระบบสามารถกลับมาจ่ายไฟฟ้ากลับคืนได้ในเวลาอันรวดเร็ว

เมื่อกล่าวถึงระบบจำหน่ายไฟฟ้า ปัญหาที่สำคัญอย่างหนึ่งซึ่งได้มีงานวิจัยทำการศึกษาและค้นคว้ากันอย่างแพร่หลาย [3]-[39] ก็คือปัญหาในการวางแผนระบบไฟฟ้า เนื่องจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นระบบที่เชื่อมต่อโดยตรงอยู่กับผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นจำนวนมาก ทำให้การวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นเรื่องที่ซับซ้อนและยุ่งยาก นอกจากนี้ ในการสร้างระบบจำหน่ายในแต่ละครั้งนั้น จำเป็นต้องใช้เงินลงทุนสูง ดังนั้น วิศวกรผู้วางแผนระบบจำเป็นต้องทำการคิดและวิเคราะห์เป็นอย่างดี ด้วยเหตุนี้จึงได้มีการนำเอาวิธีการทางคณิตศาสตร์และเทคนิคในการหาค่าเหมาะสมต่างๆ เช่น กำหนดการเชิงเส้น (Linear Programming: LP) กำหนดการไม่เชิงเส้น (Non-Linear Programming: NLP) กำหนดการพลวัต (Dynamic Programming: DP) วิธีฮิวริสติก (Heuristic Method: HM) เป็นต้น มาช่วยในการแก้ปัญหาเพื่อให้ได้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เหมาะสมมากที่สุด

สำหรับในประเทศที่กำลังพัฒนาอย่างเช่นประเทศไทยนั้น ปริมาณของผู้ใช้ไฟฟ้ารวมถึงปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีอัตราการขยายตัวเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วในแต่ละปี ดังนั้นการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าจึงเป็นปัญหาสำคัญที่จะต้องมีการพิจารณากันอย่างเร่งด่วน เพื่อที่จะได้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่สามารถรองรับกับผู้ใช้ไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้

การวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภทหลัก คือ ประเภทขั้นตอนเดียว (Single Stage) [5]-[13] เป็นการวางแผนที่จะนำข้อมูลทั้งหมดมาคำนวณเพื่อหาคำตอบในช่วงเวลาเดียวและประเภทหลายขั้นตอน (Multi-Stage) [14]-[25] ซึ่งเป็นการคำนวณโดย



แบ่งช่วงเวลาตามที่กำหนดและผลตอบที่ได้ในช่วงแรกจะนำไปใช้เป็นข้อมูลเพื่อการตัดสินใจในการกำหนดหาผลตอบในครั้งต่อไป ดังนั้นการตัดสินใจที่คลาดเคลื่อนในช่วงแรกก็จะส่งผลกระทบต่อผลตอบในช่วงต่อไป เราสามารถกล่าวได้ว่าความคิดแบบขั้นตอนเดียวนั้นเป็นพื้นฐานในการคำนวณ และสามารถนำไปสู่การคำนวณแบบหลายขั้นตอนได้ ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เราจะคิดการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นแบบขั้นตอนเดียว

ปัญหาในการวางแผนระบบไฟฟ้าโดยทั่วไปนั้น สามารถแบ่งได้เป็น 4 ประเด็นหลักๆ คือ 1) การหาตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย 2) การเลือกขนาดสถานีไฟฟ้าย่อยที่เหมาะสม 3) การหาเส้นทางที่เหมาะสมสำหรับวางสายป้อน และ 4) การเลือกขนาดสายตัวนำที่เหมาะสม ซึ่งระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ออกแบบมานั้น จะต้องมีการลงทุนในเรื่องการติดตั้งอุปกรณ์ต่างๆ ให้ต่ำที่สุด โดยยังสามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามมาตรฐานที่กำหนดและสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอทั้งในปัจจุบันและความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในอนาคต (5-20 ปี) ภายใต้เงื่อนไขต่างๆ เช่น ความสามารถของสายตัวนำในการส่งกำลังไฟฟ้า แรงดันตกที่เกิดขึ้นในระบบ นอกจากนี้เงื่อนไขที่ได้กล่าวถึงนี้ ยังมีเงื่อนไขอีกประเด็นหนึ่งที่น่าสนใจ นั่นคือ ลักษณะทางภูมิประเทศของระบบ

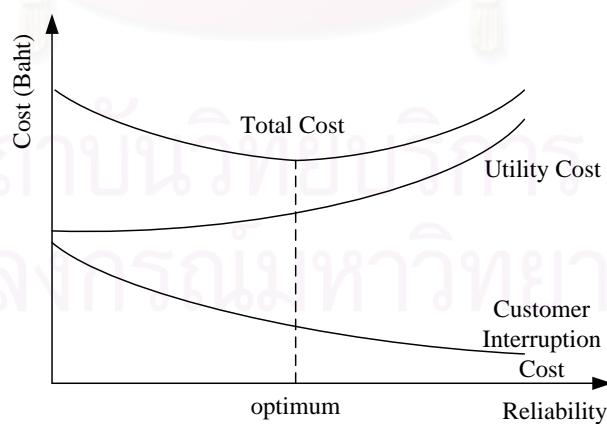
ในปัจจุบัน ได้มีการนำระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System: GIS) เข้ามาประยุกต์ใช้กับงานทางด้านต่างๆ ซึ่งก็รวมถึงงานทางด้านระบบไฟฟ้ากำลังเช่นกัน โดยนำมาใช้เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินงานในเรื่องต่างๆ ดังนี้

- งานวิศวกรรม: ช่วยในการวิเคราะห์และวางแผนการขยายระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- การให้บริการ: ทำให้การขอใช้ไฟฟ้าใหม่ทำได้รวดเร็วขึ้น สามารถคำนวณค่าใช้จ่ายและอุปกรณ์ที่ต้องใช้ในการดำเนินงานได้ถูกต้องแม่นยำขึ้น
- การบริหาร: ช่วยในการบริหารจัดการทรัพย์สินขององค์กร ทำให้องค์กรทราบว่า มีทรัพย์สินที่เป็นระบบจำหน่ายแยกเป็นอุปกรณ์อะไร และมีจำนวนเท่าใดบ้าง
- สนับสนุนงานแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง: เมื่อเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องสามารถหาได้ว่าบ้านของผู้ใช้ไฟฟ้าอยู่ตำแหน่งใด วิเคราะห์ถึงอุปกรณ์ที่น่าจะเป็นสาเหตุของไฟฟ้าขัดข้องได้

สำหรับการวางแผนระบบไฟฟ้านั้น เราอาจไม่สามารถจะวางสายป้อนผ่านพื้นที่บางแห่งได้ เช่น บริเวณสวนสาธารณะหรือทะเลสาบ ในปัจจุบันได้มีการนำเอาระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System: GIS) มาใช้ประกอบการวางแผนระบบไฟฟ้ากำลังกันอย่างแพร่หลาย [8], [20], [22] ทำให้ผลตอบที่ได้มีความเหมาะสมกับพื้นที่และสามารถที่จะนำไปใช้งานได้จริงมากยิ่งขึ้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเอาข้อมูลทางด้าน GIS ประจำพื้นที่ที่จะทำการวางแผนระบบไฟฟ้ามาใช้เป็นเงื่อนไขสำหรับการแก้ปัญหาการวางแผนระบบไฟฟ้า โดยจะคำนึงถึงปัญหาทางด้านกรอกแบบระบบป้องกันที่เหมาะสมร่วมด้วย ทั้งนี้เนื่องจากระบบจำหน่ายและสายไฟฟ้าแรงต่ำของระบบจำหน่ายมีผู้ใช้ไฟฟ้าร่วมกันหลายราย การเกิดความผิดพลาดที่ผู้ใช้ไฟ

รายหนึ่งอาจส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟรายอื่นที่อยู่ข้างเคียงหรืออยู่ไกลออกไป ดังนั้นนอกจากประเด็นปัญหาทางด้านกรวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อกำหนดตำแหน่งสถานีไฟฟ้าย่อยและแนวทางการเดินของวงจรไฟฟ้าแล้ว การออกแบบระบบป้องกันก็เป็นอีกประเด็นหนึ่งที่ต้องพิจารณาดังนั้นเพื่อที่จะทำให้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของเรามีความสมบูรณ์ กล่าวคือ สามารถส่งกำลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง หรือในกรณีที่เกิดเหตุขัดข้องก็ทำให้เกิดระยะเวลาการขัดข้องน้อยที่สุด เราจำเป็นต้องมีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบ ซึ่งก่อให้เกิดปัญหาที่สำคัญขึ้นมาอีกว่า เราควรจะต้องเลือกติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบอย่างไรจึงจะทำให้ระบบมีประสิทธิภาพดีที่สุด ดังนั้นในประเด็นนี้ จึงมีผู้ทำการศึกษาและค้นคว้ากันอย่างแพร่หลาย [40]-[70] ได้มีการนำเอาวิธีการทางคณิตศาสตร์ รวมถึงวิธีการจำลองเหตุการณ์ต่างๆ มาประยุกต์ใช้กันอย่างมากมาย อาทิเช่น กำหนดการเชิงจำนวนเต็ม (Integer Linear Programming: ILP) [64]-[67] การจำลองแบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo Simulation: MCS) [46], [50], [51] เพื่อที่จะหาค่าแห่ง จำนวน และชนิดของอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสมที่จะนำไปติดตั้งในระบบแล้วทำให้เกิดค่าใช้จ่ายทั้งหมดของระบบมีค่าน้อยที่สุด

การออกแบบระบบป้องกันมีวัตถุประสงค์ที่สำคัญ คือ การทำให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ที่สูงโดยมีการลงทุนที่เหมาะสม ซึ่งโดยทั่วไปนั้นค่าความเชื่อถือได้ของระบบจะแปรผันตามกับการลงทุน คือ ถ้าลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันมากระบบก็จะมีค่าความเชื่อถือได้สูง ในขณะที่ถ้าลงทุนน้อยระบบก็จะมีค่าความเชื่อถือได้ต่ำ นอกจากนี้เงินลงทุนเนื่องจากอุปกรณ์ป้องกันแล้ว ค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับยังก่อให้เกิดความเสียหายที่ผู้ออกแบบควรคำนึงถึงอีกด้วย ซึ่งความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่เกิดขึ้นในระบบกับความเชื่อถือได้ของระบบ [71] สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 1.4



รูปที่ 1.4 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายต่างๆ กับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

ดังนั้น ในการออกแบบระบบป้องกัน เราจึงควรเลือกออกแบบให้ระบบป้องกันมีค่าใช้จ่ายที่เหมาะสมในขณะที่ก่อให้เกิดค่าความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ามีค่าสูงหรือกล่าวอีกนัยหนึ่งก็คือ อุปกรณ์ป้องกันต่างๆ ติดตั้งอยู่ในตำแหน่งที่มีประสิทธิภาพมากที่สุด

เนื่องจากตำแหน่ง ชนิด และจำนวนของอุปกรณ์ป้องกันส่งผลโดยตรงต่อค่าความเชื่อถือได้ และค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในระบบ [64]-[67] ดังนั้น ปัญหาในการออกแบบระบบป้องกันจึงเป็นการ กำหนดตำแหน่ง ชนิด และจำนวนของอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสม โดยทำให้ระบบเกิดค่าใช้จ่าย รวมน้อยที่สุด โดยค่าใช้จ่ายสามารถแบ่งได้เป็นค่าอุปกรณ์ป้องกันและค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นกับ ผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟดับ ซึ่งในอดีต [55]-[61], [63]-[67] จะพิจารณาเฉพาะกรณีที่ไฟฟ้ายดับถาวร เท่านั้น อย่างไรก็ตามปัจจุบันได้มีการนำเครื่องใช้ไฟฟ้าที่เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์มาใช้กันมาก ขึ้น เช่น คอมพิวเตอร์ โมโครเวฟ เครื่องปรับอากาศ เป็นต้น ซึ่งอุปกรณ์เหล่านี้จะมีความไวต่อ เหตุการณ์ไฟฟ้ายดับชั่วคราว ทำให้เมื่อเกิดไฟฟ้ายดับชั่วคราวก็จะเกิดความเสียหายขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ด้วยเช่นกัน นอกจากนี้ ในการปรับปรุงระบบเพื่อที่จะลดการเกิดไฟฟ้ายดับถาวร ในบางครั้ง เช่น การติดตั้งรีโอสเซอร์ในระบบจะส่งผลให้มีการเกิดไฟฟ้ายดับชั่วคราวมากขึ้น ดังนั้น ใน วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้พัฒนาวิธีการออกแบบระบบป้องกันไฟฟ้าโดยคำนึงถึงค่าความเสียหายที่ เกิดขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากไฟฟ้ายดับ ทั้งไฟฟ้ายดับชั่วคราว (Temporary Outage) และไฟฟ้ายดับ ถาวร (Permanent Outage)

จากที่ได้กล่าวมาในข้างต้น จะเห็นว่าทั้งการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าและการออกแบบ ระบบป้องกันต่างก็เป็นประเด็นที่สำคัญในการศึกษาเกี่ยวกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าและได้มีการศึกษา และค้นคว้ากันอย่างแพร่หลายตั้งแต่ปี 1960's จนถึงปัจจุบัน กล่าวโดยสรุปในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เราจะทำการศึกษาและพัฒนาวิธีการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งให้ความสนใจที่การเลือก ตำแหน่งสถานีไฟฟ้าย่อย การเลือกเส้นทางเดินสายป้อนและขนาดสายป้อนและสถานีไฟฟ้าย่อยที่ เหมาะสม นอกจากนั้นจะนำผลตอบที่ได้รับจากการออกแบบในขั้นต้นมาทำการออกแบบระบบ ป้องกันเพิ่มเติม โดยคำนึงถึงค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากไฟฟ้ายดับ ทั้งไฟฟ้ายดับชั่วคราว (Temporary Outage) และไฟฟ้ายดับถาวร (Permanent Outage) ซึ่งรายละเอียด ในแต่ละ วิธีที่พัฒนานั้นจะอธิบายไว้ในภายหลัง

## 1.2 วัตถุประสงค์

เพื่อพัฒนาวิธีการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังและการออกแบบระบบป้องกัน ให้มี ความเหมาะสมและความยืดหยุ่นในทางปฏิบัติมากยิ่งขึ้น

## 1.3 ระเบียบวิธีวิจัย

- 1) ศึกษาถึงวิธีการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าและการออกแบบระบบป้องกันที่ระดับ แรงดันปานกลางที่มีการนำเสนอโดยทั่วไป



- 2) พัฒนาวิธีการวางแผนระบบไฟฟ้า โดยคำนึงถึงลักษณะทางภูมิศาสตร์ประจำพื้นที่
- 3) พัฒนาวิธีการออกแบบระบบป้องกัน โดยพิจารณาจากความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งได้รวมเอาความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับทั้งไฟฟ้าดับชั่วคราว (Temporary Outage) และไฟฟ้าดับถาวร (Permanent Outage)
- 4) วิเคราะห์ผลการทดสอบที่ได้จากวิธีการที่พัฒนาขึ้น โดยทดสอบกับระบบไฟฟ้าจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและระบบทดสอบ RBTS บัส 5
- 5) ออกแบบและพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าและระบบป้องกัน

#### 1.4 ขอบเขตในการทำวิทยานิพนธ์

- 1) พิจารณาถึงการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าและการออกแบบระบบป้องกันไฟฟ้าจำหน่ายแบบเรเดียลเท่านั้น
- 2) พิจารณาระบบไฟฟ้าที่ระดับแรงดันปานกลาง 22 และ 33 kV โดยจะเริ่มพิจารณาตั้งแต่สถานีไฟฟ้าย่อย สายป้อน และสิ้นสุดที่หม้อแปลงจำหน่าย
- 3) พิจารณาการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบขั้นตอนเดียว (Single Stage) เท่านั้น
- 4) พิจารณาอุปกรณ์ป้องกันเฉพาะเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) รีโคลอสเซอร์ (Recloser) สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting Switch) และฟิวส์ (Fuse) เท่านั้น

#### 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1) วิธีการวางแผนระบบไฟฟ้าที่เหมาะสม โดยคำนึงถึงลักษณะพื้นที่ทางภูมิศาสตร์
- 2) วิธีการออกแบบระบบป้องกันที่เหมาะสม โดยพิจารณาถึงความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดเนื่องจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับทั้งไฟฟ้าดับชั่วคราว (Temporary Outage) ด้วย

#### 1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ในแต่ละบทเป็นดังนี้

บทที่ 2 กล่าวถึง การทบทวนเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าในตอนต้น จากนั้นจะอธิบายถึงรายละเอียดของวิธีการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พัฒนาขึ้น ซึ่งจะแบ่งออกเป็น 4 ขั้นตอน ได้แก่

- 1) การหาตำแหน่งที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อย
- 2) การหาเส้นทางเดินที่เหมาะสมสำหรับสายป้อนไฟฟ้า
- 3) การหาขนาดของสายตัวนำในระบบที่เหมาะสม
- 4) การหาขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อยที่เหมาะสม

หลังจากที่อธิบายถึงรายละเอียดในแต่ละขั้นตอนของวิธีที่พัฒนาขึ้นแล้ว จากนั้นจะกล่าวถึงรายละเอียดของวิธีที่นำมาใช้แก้ปัญหาที่นำเสนอไว้ในแต่ละขั้นตอน อันประกอบไปด้วยกำหนดการเชิงกำลังสองสี่เหลี่ยม (Sequential Quadratic Programming: SQP) ขั้นตอนวิธีการหาเส้นทางที่สั้นที่สุด (Minimum Path Algorithm) และหลักการวิเคราะห์มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์

บทที่ 3 กล่าวถึง ระบบทดสอบและผลการทดสอบที่ได้จากการใช้วิธีที่พัฒนาขึ้นในการวางแผนระบบไฟฟ้า โดยระบบทดสอบจะเป็นระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่รู้ข้อมูลทางด้าน GIS ของระบบ จากนั้นจะเป็นการวิเคราะห์ผลลัพธ์ที่ได้ โดยจะเปรียบเทียบกรณีที่พิจารณาและไม่พิจารณาเงื่อนไขทางภูมิศาสตร์เป็นหลัก

บทที่ 4 กล่าวถึง หลักการออกแบบระบบป้องกันโดยทั่วไป ซึ่งจะรวมถึงลักษณะเฉพาะของอุปกรณ์ป้องกันที่ใช้ในระบบจำหน่าย อันได้แก่ เซอร์คิตเบรกเกอร์ รีโคสเซอร์ เป็นต้น นอกจากนี้จะอธิบายถึงพื้นฐานการป้องกันระบบแบบเรเดียล ซึ่งหลักการสำคัญคือการจัดการความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันในการทำงาน ที่จะต้องมีการทำงานที่สัมพันธ์กันในกรณีที่อุปกรณ์ป้องกันตัวใดตัวหนึ่งเกิดไม่ทำงาน จากนั้นจะกล่าวถึงความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากเหตุการณ์ขัดข้องในระบบไฟฟ้า โดยจะนำเสนอข้อมูลความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จัดแบ่งตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า (Sector customer damage functions: SCDF) เป็นหลักสำหรับใช้ในการประเมินค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าและจะนำเสนอถึงดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่ใช้กัน โดยทั่วไป การทบทวนเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการออกแบบระบบป้องกันจะนำเสนอในหัวข้อถัดมาและสุดท้ายจะเป็นวิธีการออกแบบระบบป้องกันที่พัฒนาขึ้นโดยสรุป

บทที่ 5 กล่าวถึง รายละเอียดของวิธีการออกแบบระบบป้องกันที่พัฒนาขึ้น โดยพิจารณาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งรวมเอาความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้ขณะที่เกิดไฟฟ้าดับทั้งดับชั่วคราวและดับถาวร อีกทั้งอธิบายถึงวิธีการที่ใช้ในการแก้ปัญหาซึ่งก็คือกำหนดการเชิงจำนวนเต็มแบบทวิภาค (0-1)

บทที่ 6 กล่าวถึง ผลการทดสอบที่ได้จากการใช้วิธีที่พัฒนาขึ้นในบทที่ 5 โดยทดสอบกับสายป้อนที่ 1 ของระบบ RBTS บัส 5 และสายป้อนที่ 1 ของระบบที่ได้จากการทดสอบการวางแผนระบบไฟฟ้าในบทที่ 3 รวมทั้งวิเคราะห์ผลลัพธ์ที่ได้

บทที่ 7 กล่าวถึง บทสรุป ประโยชน์ที่ได้และข้อดีของการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าและการออกแบบระบบป้องกันที่พัฒนาขึ้น พร้อมทั้งข้อเสนอแนะเพิ่มเติมต่างๆ

## บทที่ 2

### การวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้า

วัตถุประสงค์เบื้องต้นของการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้า คือ หาขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยและสายป้อน โดยให้มีค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในระบบต่ำที่สุด ซึ่งโดยทั่วไปแล้วค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในระบบอาจประกอบด้วยค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเนื่องจากการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย สายป้อน และกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ซึ่งสามารถรวมกันและแสดงเป็นค่าใช้จ่ายรวมได้ ดังสมการ (2.1)

$$\min Cost_{Total} = \min [Cost_{Substation} + Cost_{Feeder} + Cost_{Loss}] \quad (2.1)$$

โดยที่	$Cost_{Total}$	คือ ค่าใช้จ่ายรวมที่เกิดขึ้นในระบบ
	$Cost_{Substation}$	คือ ค่าใช้จ่ายในการสร้างและราคาของสถานีไฟฟ้าย่อย
	$Cost_{Feeder}$	คือ ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งและราคาของสายป้อน
	$Cost_{Loss}$	คือ ค่าใช้จ่ายเนื่องจากกำลังสูญเสียในระบบ

โดยส่วนใหญ่ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเนื่องจากการกำลังสูญเสียในระบบมักจะคิดคำนวณเป็นรายปี ซึ่งในการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น โดยปกติจะครอบคลุมระยะเวลาการใช้งานนาน (5-20 ปี) ดังนั้นสมการ (2.1) สามารถปรับเปลี่ยนได้เป็นสมการ (2.2)

$$\min Cost_{Total} = \min \sum_{yr=1}^n [Cost_{Substation, yr} + Cost_{Feeder, yr} + Cost_{Loss, yr}] \quad (2.2)$$

โดยที่  $n$  คือ ระยะเวลาการใช้งานระบบไฟฟ้า (ปี)

สำหรับวิธีการแก้ปัญหาการวางแผนขยายระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามวัตถุประสงค์ที่นำเสนอ นั้นเราอาจแบ่งได้เป็นประเภทใหญ่ๆ 2 วิธี คือ การวางแผนแบบขั้นตอนเดียว (Single Stage) และการวางแผนแบบหลายขั้นตอน (Multi-Stage) ซึ่งแต่ละวิธีมีความแตกต่างกันดังนี้

1) การวางแผนแบบขั้นตอนเดียว (Single stage) [5]-[13] เป็นการขยายระบบไฟฟ้าโดยคำนวณหาระบบที่เหมาะสมเพียงครั้งเดียวในช่วงเวลาที่กำหนด เช่น ถ้าเราต้องการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อใช้งานในช่วงเวลา 15 ปี ข้อมูลทั้งหมดที่จะใช้ในการวางแผน (ขนาดโหลด อัตราการขยายตัวของโหลด ตำแหน่งจุดโหลด ขนาดสาย ฯลฯ) จะถูกนำมาคำนวณเพื่อหาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับใช้ในระยะเวลา 15 ปี โดยจะทำการคำนวณเพียงครั้งเดียว ซึ่งอาจเขียนเป็นฟังก์ชันทางคณิตศาสตร์ได้ดังนี้

$$\min Cost_{Total} = \min \sum_{yr=1}^{15} [Cost_{Substation, yr} + Cost_{Feeder, yr} + Cost_{Loss, yr}] \quad (2.3)$$

2) การวางแผนแบบหลายขั้นตอน (Multi-stage) [14]-[25] เป็นการขยายระบบไฟฟ้าที่เหมาะสมโดยจะแบ่งระยะเวลาในการวางแผนออกเป็นช่วงเวลาตามที่กำหนด โดยผลตอบในช่วงแรกจะนำไปใช้เป็นข้อมูลเพื่อการตัดสินใจสำหรับการหาผลตอบในช่วงต่อไป เช่น ถ้าเราต้องการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าสำหรับใช้งานระยะเวลา 15 ปี เราอาจแบ่งขั้นตอนออกเป็น 3 ช่วงเวลา คือ 2, 8 และ 5 ปี ข้อมูลที่จะใช้สำหรับการวางแผน (ขนาดโหลด อัตราการขยายตัวของโหลด ตำแหน่งจุดโหลด ขนาดสาย ฯลฯ) จะถูกนำมาคำนวณเพื่อหาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับใช้ในระยะเวลา 15 ปี โดยจะแบ่งทำการคำนวณออกเป็น 3 ขั้น ซึ่งระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ได้ในขั้นแรกจะรองรับระยะเวลา 2 ปีแรก จากนั้นในขั้นที่สองจะรองรับเวลา 8 ปีและในขั้นสุดท้ายจะรองรับเวลา 5 ปีตามลำดับ ซึ่งเราสามารถเขียนเป็นฟังก์ชันทางคณิตศาสตร์ได้ดังนี้

$$\min Cost_{Total} = \min \sum_{i=1}^{Stage} \left[ \sum_{yr=1}^n [Cost_{Substation,i,yr} + Cost_{Feeder,i,yr} + Cost_{Loss,i,yr}] \right] \quad (2.4)$$

โดยที่  $n$  คือ ระยะเวลาที่พิจารณาในแต่ละขั้นตอน (ปี)

จากที่ได้อธิบายในข้างต้น เราสามารถสรุปถึงข้อดีและข้อเสียของการวางแผนขยายระบบจำหน่ายไฟฟ้าประเภทขั้นตอนเดียว (Single stage) และประเภทหลายขั้นตอน (Multi-stage) ได้ดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ข้อดีและข้อเสียของการวางแผนระบบจำหน่ายแต่ละประเภท

การวางแผนแบบขั้นตอนเดียว (Single Stage)	การวางแผนแบบหลายขั้นตอน (Multi-Stage)
<b>ข้อดี</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ไม่ต้องการข้อมูลรายละเอียดมาก</li> <li>- การพิจารณาปัญหาทำได้โดยง่าย ไม่ซับซ้อน</li> </ul>	<b>ข้อดี</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- พิจารณาในเรื่องการเปลี่ยนแปลงตามเวลา ทำให้ปัญหามีความยืดหยุ่นและเสมือนจริงมากขึ้น</li> </ul>
<b>ข้อเสีย</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ผลตอบที่ได้อาจมีความคลาดเคลื่อนมาก อันเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงในช่วงเวลาที่พิจารณา</li> </ul>	<b>ข้อเสีย</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ต้องการรายละเอียดของข้อมูลมาก</li> <li>- ผลตอบที่คลาดเคลื่อนในขั้นตอนแรกอาจส่งผลกระทบต่อผลตอบในขั้นตอนหลังให้มีความคลาดเคลื่อนมากขึ้น</li> </ul>

จากข้อดีและข้อเสียของการวางแผนแต่ละประเภทที่ได้นำเสนอ แม้ว่าการวางแผนแบบหลายขั้นตอน (Multi-Stage) จะเป็นวิธีที่เสมือนระบบจริงมากกว่าแบบขั้นตอนเดียว (Single Stage) แต่การคิดแบบขั้นตอนเดียวนั้น สามารถใช้เป็นพื้นฐานในการคำนวณสำหรับพัฒนาต่อไปสู่แบบหลายขั้นตอนได้ เพียงแต่แตกต่างกันในรายละเอียดของชุดข้อมูลที่ต้องทำการจัดเตรียมให้

สอดคล้องตามเงื่อนไขทางการเงินและการดำเนินงานที่มีอยู่ในทางปฏิบัติ จึงพบว่าบทความโดยส่วนใหญ่ที่นำเสนอไว้จะเป็นแบบขั้นตอนเดียว และจะเน้นไปที่การพัฒนาวิธีการแก้ปัญหาและทำให้ผลตอบที่ได้มีความเหมาะสมมากยิ่งขึ้น ด้วยเหตุนี้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เราจะพิจารณาการแก้ปัญหาเป็นแบบขั้นตอนเดียว

ในหัวข้อต่อไปจะเป็นการทบทวนเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยข้อดีและข้อเสียจากวิธีการต่างๆ นั้น จะถูกนำมาพิจารณาสำหรับพัฒนาวิธีการที่นำเสนอต่อไป ซึ่งจะแสดงรายละเอียดไว้ในหัวข้อที่ 2.2 และในหัวข้อสุดท้ายจะอธิบายถึงรายละเอียดของวิธีที่นำมาใช้ในการแก้ปัญหาแต่ละขั้นตอน อันได้แก่ กำหนดการเชิงกำลังสองสี่เหลี่ยม ขั้นตอนวิธีการหาเส้นทางที่สั้นที่สุด และหลักการวิเคราะห์มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์

## 2.1 การทบทวนเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ตามปกติในในประเทศที่กำลังพัฒนา เช่น ประเทศไทย ปริมาณของผู้ใช้ไฟฟ้ารวมถึงปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีอัตราการขยายตัวอย่างรวดเร็ว ซึ่งส่งผลให้ต้องมีการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพ เพื่อรองรับการขยายตัวของระบบในอนาคตด้วยการลงทุนที่คุ้มค่าที่สุด

การวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยพื้นฐานแล้วจะเกี่ยวข้องกับการเลือกตำแหน่งและขนาดสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยและสายป้อนที่เหมาะสม ซึ่งระบบไฟฟ้าที่ออกแบบมานั้น จะต้องสามารถจ่ายโหลดให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอภายใต้เงื่อนไขต่างๆ เช่น ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าของสายตัวนำ แรงดันตกที่ปลายสาย เพื่อที่จะทำให้การแก้ปัญหามีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น จึงได้มีการศึกษาและค้นคว้าหาวิธีการใหม่ๆ สำหรับการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้ากันมามากกว่า 40 ปี โดยบทความแรกๆ ที่เกี่ยวกับการวางแผนระบบไฟฟ้าจำหน่าย [3] ได้ตีพิมพ์ในปี ค.ศ. 1960 จากนั้นมา ได้มีบทความที่ศึกษาเกี่ยวกับเรื่องนี้อีกเป็นจำนวนมาก [4]-[39]

จากที่ได้แสดงไว้ในตอนต้นนอกจากจะแบ่งการวางแผนระบบไฟฟ้าเป็นแบบขั้นตอนเดียวและหลายขั้นตอนแล้ว เรายังสามารถแบ่งการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามวิธีการที่ใช้แก้ปัญหาได้เป็น 2 ประเภท คือ วิธีการกำหนดการทางคณิตศาสตร์ (Mathematic Programming Method) [5], [9], [14], [15], [17] และวิธีการอื่นๆ [7], [10]-[13], [19], [21]-[25] เช่น วิธีฮิวริสติก (Heuristic Method) ระบบผู้เชี่ยวชาญ (Expert System) ขั้นตอนวิธีเชิงวิวัฒนาการ (Evolutionary Algorithm) เป็นต้น สำหรับบทความในช่วงแรก (ค.ศ.1970 - 1990) นั้นส่วนใหญ่มักจะใช้วิธีการโปรแกรมทางคณิตศาสตร์ ขณะที่ในระยะหลังๆ บทความที่ออกมาจะใช้วิธีการอื่นๆ เข้ามาช่วยในการแก้ปัญหา เช่น วิธีฮิวริสติก ขั้นตอนวิธีเชิงวิวัฒนาการ ฯลฯ

โดยบทสรุปจากการทบทวนบทความต่างๆ มีดังต่อไปนี้



- [5] นำเสนอวิธีการหาทางเดินสายป้อนที่เหมาะสม โดยนำเอาขั้นตอนวิธีการจำลองการอบเหนียว (Simulated Annealing Algorithm) เข้ามาใช้หาผลตอบที่มีค่าใช้จ่ายต่ำที่สุด โดยฟังก์ชันหลักจะประกอบไปด้วยค่าใช้จ่ายต่างๆ คือ ค่าความเชื่อถือได้ ค่ากำลังงานสูญเสียในสาย ค่าสายป้อน และค่าใช้จ่ายในการทำงาน
- [6] ใช้กำหนดการพลวัต (Dynamic Programming) ในการหาผลตอบที่ดีที่สุด ขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับสายป้อนและสถานีไฟฟ้าย่อยที่ทำให้ฟังก์ชันค่าใช้จ่ายน้อยที่สุดจะถูกหาโดยคำนึงถึงผลของแรงดันตกและขนาดของสายป้อน
- [7] นำเสนอวิธีการออกแบบระบบไฟฟ้าแบบใหม่ สามารถหาค่าตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมสำหรับสายป้อนและสถานีไฟฟ้าย่อยได้โดยอัตโนมัติไม่ต้องมีตัวเลือก ปัญหาจะถูกแบ่งออกเป็นส่วนๆ ตามที่กล่าวในข้างต้น นอกจากนี้ยังได้นำเอาวิธีฮิวริสติกมาประยุกต์ใช้ในการแก้ปัญหาอีกด้วย
- การหาเส้นทางเดินที่เหมาะสมสำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ถูกนำเสนอไว้ใน [8] วิธีกำหนดการพลวัต (Dynamic Programming) ได้ถูกนำมาใช้เพื่อหาผลตอบ โดยมีสภาพแวดล้อมทางภูมิศาสตร์เข้ามาใช้เป็นเงื่อนไข นอกจากนี้ยังได้นำความเชื่อถือได้ของระบบเข้ามาคิดอีกด้วย
- [9] ได้นำเอาเทคนิค Multiple Criteria Decision Making (MCDM) เข้ามาใช้ในการหาผลตอบ โดยพิจารณาทั้งทางด้าน ความเชื่อถือได้ เงินลงทุน งบประมาณและกำลังสูญเสียในสายตัวนำ
- [10] ได้พัฒนาเอาระบบผู้เชี่ยวชาญ (Expert System) และวิธีฮิวริสติก (Heuristic Method) มาใช้สำหรับหาค่าตำแหน่งที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อยและเส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อน โดยนำเสนอวิธีการใหม่ เรียกว่า Location-Allocation เพื่อหาผลตอบที่ทำให้กำลังสูญเสียของสายป้อนในระบบมีค่าน้อยที่สุด
- [11] ได้นำเอาวิธีฮิวริสติกและขั้นตอนวิธีทางคณิตศาสตร์ (Mathematical Algorithm) มาใช้ในการแก้ปัญหา สำหรับหาค่าตำแหน่งที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อยและเส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อน โดยขั้นตอนวิธีแบบเจเนติก (Genetic Algorithm) ได้ถูกนำมาใช้หาค่าตำแหน่งที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อยและขั้นตอนวิธีฮิวริสติกจะนำมาใช้หาเส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อน โดยพิจารณาจากค่าใช้จ่ายในการลงทุนและค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากกำลังสูญเสียในสาย
- [12] นำเสนอการแก้ปัญหาการออกแบบระบบไฟฟ้า โดยคำนึงถึงความไม่แน่นอนของข้อมูล แบบจำลองความไม่แน่นอนของข้อมูลได้ถูกนำเสนอในรูปแบบของตัวเลขฟัซซี นอกจากนี้ยังได้นำเอาวิธีค้นหาทาบู (Tabu Search) มาใช้สำหรับหาผลตอบด้วย

- [13] ผู้เขียนได้พัฒนาวิธีการมาจาก [10] วิธีค้นหาทามูและแบบจำลองฟิชชียังถูกนำมาใช้ในการแก้ปัญหา แต่ได้นำเอาเทคนิคในการพิจารณาหลายวัตถุประสงค์ (Multi-Objective) มาประยุกต์ใช้เพิ่มเติม โดยพิจารณาถึงฟังก์ชันวัตถุประสงค์หลัก สามฟังก์ชัน คือ ฟังก์ชันค่าใช้จ่ายแบบฟิชชี่ ฟังก์ชันความเชื่อถือได้ของระบบแบบฟิชชี่ และฟังก์ชันความยืดหยุ่นของผลตอบ
- [14] นำเสนอแบบจำลองจำนวนเต็มผสม (Mixed-Integer) เพื่อหาขนาด เวลา และตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าย่อยและสายป้อน โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์เป็นมูลค่าในการลงทุนและกำลังงานสูญเสีย
- การออกแบบระบบไฟฟ้าจำหน่ายแบบสองขั้นตอนได้นำเสนอใน [15] ขั้นตอนแรกจะเป็นการทำนายอัตราการขยายตัวของโหลดโดยจะทำนายจากสัดส่วนของโหลดแต่ละประเภทที่อยู่ในระบบและในขั้นตอนที่สองจะเป็นการหาขนาด เวลา และตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าย่อยและสายป้อนที่เหมาะสมโดยใช้แบบจำลองแบบไม่เชิงเส้น (Non-Linear)
- ในบทความนี้ [16] ได้นำเอาข้อมูลทางภูมิศาสตร์ของระบบ (GIS) มาใช้พิจารณาสำหรับการวางแผนระบบไฟฟ้าจำหน่าย โดยใช้วิธีโปรแกรมคอมพิวเตอร์ Nodessim Algorithm
- [17] ได้นำเสนอแบบจำลองใหม่สำหรับแก้ปัญหาการวางแผนระบบไฟฟ้าจำหน่าย โดยนำเอาโปรแกรมเชิงเส้น (Linear Programming) มาประยุกต์ใช้สำหรับหา จำนวน ขนาด และที่ตั้งที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อยและเส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อน
- บทความนี้ [18] ได้นำเอาสภาพทางภูมิศาสตร์มาใช้เป็นข้อมูลสำหรับพิจารณาในการแก้ปัญหาการวางแผนระบบไฟฟ้า การแก้ปัญหาการวางแผนระบบไฟฟ้าจะทำโดยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ CNP 2.5 ซึ่งได้มีการพัฒนาใช้งานอยู่ในประเทศจีน โดยจะใช้วิธีกำหนดการพลวัตเทียม (Pseudo-Dynamic) ในการแก้ปัญหา
- [19] บทความนี้ได้ นำเอาวิธีการกราฟระบุทิศทาง (Directed Graph) เข้ามาใช้ในการแก้ปัญหา โดยฟังก์ชันวัตถุประสงค์หลักจะเป็นแบบไม่เชิงเส้นเนื่องจากผลของกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสาย นอกจากนี้ยังพิจารณาถึงเงื่อนไขทางด้านงบประมาณอีกด้วย
- ระบบ GIS ได้ถูกนำมาใช้เพื่อการทำนายอัตราการขยายตัวของโหลดในอนาคต [20] จากนั้นตำแหน่ง ขนาดและเวลาที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งสถานีไฟฟ้าย่อยจะถูกหาโดยอาศัยการวิธีการแก้ปัญหาแบบ Network Flow
- ในบทความที่ [21] ขั้นตอนวิธีเชิงวิวัฒนาการ (Evolutionary Algorithm) จะถูกนำมาใช้ในการแก้ปัญหา นอกจากนี้ยังคำนึงถึงความไม่แน่นอนของข้อมูลโดยนำเอาตัวเลขฟิชชี่เข้ามาใช้ในการแก้ปัญหาและยังพิจารณาถึงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่อาจติดตั้งในระบบด้วย

- [22] ได้พัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ขึ้นมาสำหรับการวางแผนระบบไฟฟ้าจำหน่ายในประเทศโครเอเชียภายใต้ชื่อ CADDIN นอกจากนี้ระบบ GIS ยังได้ถูกนำเข้ามาใช้เพื่อช่วยในการแก้ปัญหาที่เหมาะสมยิ่งขึ้น
- [23] และ [24] ได้นำเสนอวิธีการวางแผนระบบไฟฟ้าจำหน่ายโดยพิจารณาจากแผนการก่อสร้างต่างๆ เพื่อหลีกเลี่ยงจากปัญหาที่เกิดขึ้น เช่น ถ้าเกิดปัญหาแหล่งจ่ายไฟไม่พอก็จะมีแผนการก่อสร้างต่างๆ มาให้พิจารณา เช่น ติดตั้งสายเชื่อมใหม่ (Tie-Line) ติดตั้งสวิตช์เชื่อมใหม่ (Tie-Switch) ติดตั้งสวิตช์ตัดตอนใหม่ (Section Switch) ติดตั้งสายป้อนใหม่
- [25] ได้นำเอาวิธีการกราฟระบุทิศทาง (Directed Graph) มาใช้ในการแก้ปัญหา โดยจำลองฟังก์ชันวัตถุประสงค์เป็นสมการเชิงเส้นเพื่อหาเส้นทางเดินและขนาดของสายป้อนที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายในระบบต่ำที่สุด
- [26]-[28] เป็นบทความที่นำเสนอถึงการพิจารณาเลือกขนาดสายตัวนำที่เหมาะสม โดยมีการพัฒนาวิธีการที่ใช้พิจารณาอย่างต่อเนื่อง ในปี 1988 [26] ได้นำเสนอการเลือกขนาดสายโดยพิจารณาผ่านมูลค่าของสายและกำลังสูญเสียที่เกิดขึ้นในสาย อีกทั้งยังมีเงื่อนไขของแรงดันตกและขีดจำกัดของสายใช้พิจารณาร่วมอีกด้วย ต่อมาในปี 2000 [27] ได้นำเสนอวิธีการใหม่สำหรับเลือกขนาดสายตัวนำโดยอิงถึงหลักในการปฏิบัติงานจริง Economical Current Density Based Method และ Heuristic Index Direct Method จะถูกนำมาใช้ร่วมกันในการแก้ปัญหา จากนั้นในปี 2002 วิธีการเลือกขนาดสาย [28] โดยพิจารณาถึงปัจจัยทั้งทางด้านการเงินและทางด้านเทคนิคได้ถูกนำเสนอขึ้นมา แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของสายตัวนำได้ถูกนำเสนอถึงรายละเอียดต่างๆ อีกทั้งกราฟความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในสายขนาดต่างๆ ที่โหลดแต่ละขนาดเพื่อใช้ในการตัดสินใจได้ถูกนำมาเปรียบเทียบแสดงให้เห็นในบทความนี้ด้วย

จากรายละเอียดของแต่ละบทความที่ได้อธิบายในข้างต้น เราจะนำมาสรุปไว้ในตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 รายละเอียดของวิธีที่นำเสนอในบทความต่างๆ

Ref. No.	Objective functions	Constraints	Results	Methodology & technique
5	Sum of reliability costs, feeder resistive loss, investment and maintenance costs	- Capacity limits - Voltage drop	Optimal routings of feeders and locations of substations	- Non-linear modeled - Simulated annealing optimization
6	Sum of MV/LV substation cost and line cost	- Capacity limits - Voltage drop	Optimal sizes and locations of feeders and substations	- Dynamic programming - Cost function of lines and substations
7	- Sum of investment cost and the real power losses cost - Real power losses - Feeder length	- Capacity limits - Voltage drop	Optimal sizes and locations of feeders and substations	- Optimal conductor selection algorithm - Minimal path algorithm - Heuristic rules



ตารางที่ 2.2 รายละเอียดของวิธีที่นำเสนอในบทความต่างๆ (ต่อ)

Ref. No.	Objective functions	Constraints	Results	Methodology & technique
8	Sum of connection cost, reliability cost, power transmission cost, and constraint cost	- Capacity limits - Voltage drop - Geographic	Optimal sizes and routings of feeders	- Dynamic programming - Linearization of line cost function
9	- Capital cost - System security - Energy losses - Environment impact	- Capacity limits - Voltage drop - Capital budget	Optimal sizes and locations of feeders and substations	Multiple criteria decision making techniques (MCDM)
10	Feeder losses	- Capacity limits - Geographic	Optimal substation locations and feeder configuration	- Heuristics technique - Location-allocation method
11	- Cost of supplying from substation to any load point - Sum of capital feeder cost and power losses cost	- Capacity limits - Geographic	Optimal sites of substations and conductor layout	- Heuristics technique - Genetic algorithm
12	Sum of substation cost and feeder cost (fixed and variable costs)	- Capacity limits - Voltage drop - Radiality	Optimal sizes and locations of feeders and substations	- Fuzzy modeled - Tabu search
13	- Fuzzy economic - Fuzzy reliability - Exposure (maximization of robustness)	- Capacity limits - Voltage drop - Radiality	Optimal sizes and locations of feeders and substations	- Fuzzy modeled - Multiobjective tabu search algorithm
14	Sum of investment costs, energy costs, and demand losses costs of the system	- Capacity limits - Voltage drop - Radiality	Optimal sizes, time, and locations of substations and feeders	Mixed integer programming
15	Stage 1: Forecasting load growth Stage 2: Sum of substation cost and feeder cost (fixed and variable costs)	- Capacity limits - Voltage drop - Radiality	Optimal sizes, time, and locations of substations and feeders	- Clustering and Forecasting load growth - Non-linear programming
16	Sum of capital costs and operating costs of the system	- Capacity limits - Voltage drop - Radiality	Optimal sizes, time, and locations of substations and feeders	- Load forecast algorithm integrate GIS based data model - NODESIM algorithm
17	Sum of fixed and running costs associated with different facilities	- Capacity limits - Voltage drop - Radiality	Optimal sizes, time, and locations of substations and feeders	Separable linear programming techniques
18	Sum of investment costs, operating costs, and energy losses costs of the system	- Capacity limits - Voltage drop - Radiality - Geographic	Optimal sizes, time, and locations of substations and feeders	- Pseudo-dynamic techniques - Shortest-path genetic algorithm

ตารางที่ 2.2 รายละเอียดของวิธีที่นำเสนอในบทความต่างๆ (ต่อ)

Ref. No.	Objective functions	Constraints	Results	Methodology & technique
19	Sum of fixed and variable costs of substations and feeders	- Capacity limits - Voltage drop - Radiality - Budget	Optimal sizes, time, and locations of substations and feeders	- Quadratic function modeled - Directed graph minimum edge cost network flow
20	Sum of investment costs and operating costs of substations	- Capacity limits - Geographic	Optimal sizes, time, and locations of substations	- Spatial load forecasting - GIS platform
21	Sum of investment costs, operating costs, and reliability costs of the system	- Capacity limits - Voltage drop - Radiality	Optimal sizes, time, and locations of substations and feeders	- Fuzzy modeled - Evolutionary algorithm
22	Sum of investment costs, operating costs, and line losses cost of the system	- Capacity limits - Voltage drop - Reliability - Geographic	Optimal sizes, time, and locations of substations and feeders	- Genetic algorithm - GIS based method - Fuzzy modeled - CADDIN program
23	Comparing generated construction plans	- Capacity limits - Voltage drop	Optimal construction plans	- Heuristic method - Multiple construction plans
24	Comparing generated construction plans	- Capacity limits - Voltage drop	Optimal network reconfiguration and construction plans	- Heuristic method - Multiple construction plans
25	Sum of total fixed and variable costs	- Capacity limits - Voltage drop - Radiality - Budget	Optimal sizes, time, and locations of substations and feeders	- Linear modeled - Directed graph minimum edge cost network flow
26	Sum of capital investment costs and feeder losses costs	- Capacity limits - Voltage drop	Optimal conductor sizes	- Linear cost approximation - Conductor selection
27	Conductor losses costs	- Capacity limits - Voltage drop - Radiality	Optimal conductor sizes	- Economical current density based method - Heuristic index directed method
28	Sum of installation, annual operation and maintenance and losses costs	- Capacity limits - Voltage drop	Optimal conductor sizes	- Economic reach - Loading range - Weighted average deviation of the cost

จากบทความที่ได้นำเสนอไว้ข้างต้น จะพบว่าวิธีการแก้ปัญหาโดยส่วนใหญ่ [5], [9]-[22], [25] จะกำหนดรูปแบบของผลตอบอันประกอบด้วยตำแหน่งและขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อยกับเส้นทางเดินและขนาดของสายป้อนในระบบไว้ล่วงหน้าหลายๆ ผลตอบ จากนั้นจะนำผลตอบเหล่านี้มาพิจารณาเพื่อหาผลตอบที่ดีที่สุด ตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ซึ่งอาจจะแตกต่างกันไป อย่างไรก็ตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่กำหนดโดยส่วนมากก็จะเป็นค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่เกิดขึ้นในระบบ ขึ้นอยู่กับว่าจะพิจารณาค่าใช้จ่ายใดบ้าง เมื่อได้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์แล้วจึงใช้วิธีการทาง

คณิตศาสตร์และเทคนิคการหาค่าเหมาะสมต่างๆ หาผลตอบที่ดีที่สุด ซึ่งแตกต่างกันไปในแต่ละบทความ

จากวิธีการที่นำเสนอต่างๆ ยังมีข้อจำกัดบางประการที่พอสรุปได้ ดังนี้

- 1) วิธีที่นำเสนอโดยส่วนใหญ่ [5], [9-22], [25] จะมีการกำหนดรูปแบบของผลตอบไว้ล่วงหน้าหลายๆ ผลตอบเพื่อใช้เป็นตัวเลือกสำหรับเลือกคำตอบที่ดีที่สุด ซึ่งในกรณีนี้อาจทำให้ได้ผลตอบที่ได้รับมีความเหมาะสมอยู่ในขอบเขตระดับหนึ่งนี้อาจไม่ใช่ผลตอบที่เหมาะสมอย่างแท้จริง
- 2) บางบทความ [8], [14], [17], [25], [26] ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ถูกจัดให้อยู่ในรูปอย่างง่ายโดยใช้แบบจำลองเชิงเส้นทางคณิตศาสตร์ ซึ่งอาจนำไปสู่ผลตอบที่มีความผิดพลาดในการหาผลตอบที่เหมาะสมเชิงตัวเลขได้
- 3) บทความโดยส่วนใหญ่ไม่ได้คำนึงถึงการวางแผนติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบ

จากข้อจำกัดของวิธีการแก้ปัญหาที่ได้นำเสนอในงานวิจัยต่างๆ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพัฒนาวิธีการแก้ปัญหาเพื่อหลีกเลี่ยงข้อจำกัดข้างต้น โดยวิธีที่พัฒนาขึ้นสามารถหาผลตอบอันหมายถึงตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อยและเส้นทางเดินและขนาดที่เหมาะสมของสายป้อนได้โดยอัตโนมัติ โดยไม่จำเป็นต้องมีการกำหนดรูปแบบของผลตอบไว้ล่วงหน้าและฟังก์ชันวัตถุประสงค์จะไม่ถูกจัดให้อยู่ในรูปแบบเชิงเส้น แต่จะแบ่งการแก้ปัญหาออกเป็น 4 ขั้นตอน ซึ่งในแต่ละขั้นตอนก็จะมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ต่างกันไป ทั้งนี้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่แตกต่างกันเหล่านั้นมีเป้าหมายหลักเดียวกัน คือ ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายทั้งหมดในระบบต่ำที่สุด จากนั้นจะนำระบบที่ได้ไปพิจารณาหาระบบป้องกันที่เหมาะสมเป็นขั้นตอนต่อไป

## 2.2 วิธีการที่พัฒนา

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอวิธีการแก้ปัญหาวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล โดยวิธีที่พัฒนาขึ้นจะเป็นการแก้ปัญหาแบบขั้นตอนเดียว ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อยและสายป้อนจะถูกหาโดยอัตโนมัติ โดยไม่จำเป็นต้องมีการกำหนดรูปแบบของผลตอบไว้ล่วงหน้า นอกจากนี้สภาพแวดล้อมทางภูมิศาสตร์ของระบบจะถูกนำมาร่วมพิจารณาด้วย โดยอาศัยข้อมูลจากโปรแกรมที่เกี่ยวข้องกับระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ ที่เรียกว่า Arcview 3.3 ซึ่งเป็นโปรแกรมที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ใช้เก็บข้อมูลของระบบไฟฟ้าและพื้นที่ในระบบ

วิธีการวางแผนระบบไฟฟ้าที่พัฒนาขึ้นนี้จะแบ่งปัญหาออกเป็น 4 ขั้นตอนหลัก ดังนี้

1) การหาตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับติดตั้งสถานีไฟฟ้าย่อย

เนื่องจากกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจะขึ้นอยู่กับขนาดกระแสไฟฟ้ายกกำลังสอง และความยาวสาย ดังนั้น ถ้าหากสถานีไฟฟ้าย่อยอยู่ในตำแหน่งที่ไกลจากจุดโหลดมากๆ อาจทำให้เกิดกำลังสูญเสียในสายมากเกินไปจนความจำเป็น ดังนั้นวัตถุประสงค์หลักในขั้นตอนนี้จะเป็นการหาตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าย่อยที่เหมาะสมที่ทำให้เกิดกำลังสูญเสียในระบบต่ำที่สุด ซึ่งโดยทั่วไปแล้วตำแหน่งนี้จะเป็นตำแหน่งที่อยู่บริเวณศูนย์กลางของจุดโหลด นอกจากนี้ยังพิจารณาถึงสภาพเชิงภูมิศาสตร์ในพื้นที่ด้วย จากลักษณะฟังก์ชันของกำลังสูญเสียที่เป็นแบบไม่เชิงเส้น เราจึงเลือกใช้วิธีการกำหนดการเชิงกำลังสองสืบเนื่อง (Sequential Quadratic Programming: SQP) [72] ในการแก้ปัญหาการหาค่าเหมาะสมแบบไม่เชิงเส้นแบบมีเงื่อนไข ซึ่งเงื่อนไขดังกล่าวก็คือสภาพแวดล้อมทางภูมิศาสตร์ของพื้นที่นั่นเอง

2) การหาเส้นทางเดินที่เหมาะสมสำหรับสายป้อน

เนื่องจากระบบจำหน่ายจะเป็นระบบที่มีผู้ใช้ไฟฟ้าอยู่เป็นจำนวนมาก ในการวางสายป้อนในระบบจะต้องทำให้เกิดค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด ซึ่งในขั้นตอนนี้จะทำให้ง่ายขึ้น โดยจะพิจารณาเฉพาะเงินลงทุนในการติดตั้งและราคาของสายป้อน ซึ่งเงินลงทุนของสายป้อนนั้นจะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับความยาวของสายป้อน ดังนั้นปัญหาจะกลายเป็นปัญหาในการหาเส้นทางที่สั้นที่สุด ในขั้นตอนนี้จะนำเอาขั้นตอนวิธีการหาเส้นทางที่สั้นที่สุด (Minimum Path Algorithm: MPA [7]) มาใช้ในการแก้ปัญหา โดยจะคำนึงถึงเงื่อนไขทางด้านแรงดันตกที่ปลายสายและสภาพทางภูมิศาสตร์ในพื้นที่ด้วย

3) การหาขนาดของสายตัวนำที่เหมาะสมในแต่ละส่วน

เนื่องจากในแต่ละส่วนของสายป้อนจะมีกระแสไฟฟ้าไหลผ่านไม่เท่ากัน เราจึงควรเลือกสายตัวนำให้เหมาะสมกับส่วนนั้นๆ ดังนั้นวัตถุประสงค์หลักในขั้นตอนนี้คือ การเลือกขนาดสายตัวนำในแต่ละส่วนที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายต่ำที่สุด โดยพิจารณาจากค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นสำหรับสายตัวนำแต่ละขนาดที่เราพิจารณา ซึ่งค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจะประกอบด้วยค่าใช้จ่ายที่คงที่ (Fixed Cost) และค่าใช้จ่ายที่ไม่คงที่ (Variable Cost) นอกจากนี้สายตัวนำที่เลือกใช้ยังต้องสามารถรองรับกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านและผ่านมาตรฐานทางด้านแรงดันตกของระบบด้วย

4) การหาขนาดที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อย

เนื่องจากสถานีไฟฟ้าย่อยจะมีราคาค่อนข้างสูง ในการเลือกใช้จึงควรเลือกให้เหมาะสมกับขนาดโหลดที่มีอยู่ ซึ่งถ้าเลือกขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ใหญ่เกินไปก็

จะเกินความจำเป็น แต่ถ้าเลือกขนาดเล็กเกินไปก็จะไม่สามารถรองรับโหลดในระบบได้ ดังนั้นในขั้นตอนนี้จะเป็นการเลือกขนาดที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อย โดยใช้หลักในการพิจารณาเช่นเดียวกับการเลือกขนาดของสายตัวนำที่เหมาะสมในขั้นตอนที่ 3 โดยเราจะเลือกใช้ขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายต่ำที่สุด จากขั้นตอนหลักต่างๆ ข้างต้น รายละเอียดในการแก้ปัญหาแต่ละขั้นตอน รวมทั้งภาพรวมในการแก้ปัญหา มีดังต่อไปนี้

## 2.2.1 การหาตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อย

โดยทั่วไปแล้วหลักการสำคัญในการเลือกตำแหน่งสำหรับสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยนั้น คือควรเป็นสถานที่ซึ่งสามารถจ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด ซึ่งอาจกล่าวได้ว่าหากพิจารณาเงื่อนไขทางเทคนิคแล้วควรเป็นตำแหน่งที่ทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายป้อนต่ำที่สุด ดังนั้น ในขั้นตอนนี้วิธีการที่พัฒนาขึ้นจึงมุ่งเน้นไปที่การกำหนดตำแหน่งสถานีไฟฟ้าย่อยที่ก่อให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายตัวนำต่ำที่สุด โดยจะพิจารณาถึงเงื่อนไขและความเหมาะสมในเชิงภูมิศาสตร์ด้วย

ขั้นตอนนี้จะเริ่มด้วยการอาศัยสมมติฐานว่า ตำแหน่งและปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าประจำแต่ละจุดโหลด รวมทั้งอัตราการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละจุดโหลดได้รับการพยากรณ์มาก่อนแล้ว การกำหนดแนวสายป้อนจากสถานีไฟฟ้าย่อยซึ่งเชื่อมต่อจากสถานีไปยังทุกจุดโหลดในระบบตามเป้าหมายที่กำหนด สามารถแสดงเป็นฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในขั้นตอนนี้ได้ดังสมการ (2.5)

$$\begin{aligned} \min P_{Loss} &= \sum_{i=1}^n \left( \sum_{j=1}^m Loss_{i,j} \right) \\ &= \sum_{i=1}^n \left( \sum_{j=1}^m R \cdot d_{sj} \cdot L_d \cdot \left( \frac{L_j}{V_j} \right)^2 \cdot (1 + \tau_j)^{2i} \right) \end{aligned} \quad (2.5)$$

โดยที่	n	คือ ระยะเวลาในการวางแผน (ปี)
	m	คือ จำนวนจุดโหลดทั้งหมดในระบบ
	R	คือ ค่าความต้านทานของสายป้อนต่อหนึ่งหน่วย
	$d_{sj}$	คือ ระยะห่างระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยกับจุดโหลด j
	$L_d$	คือ ตัวประกอบโหลด (load factor)
	$L_j$	คือ ค่าโหลดสูงสุดที่จุดโหลด j (MVA)
	$V_j$	คือ แรงดันที่จุดโหลด j
	$\tau_j$	คือ อัตราการขยายตัวของโหลดที่จุดโหลด j



จากสมการ (2.5) ทำให้อยู่ในรูปอย่างง่ายโดยสมมติให้สายป้อนทุกสายมีขนาดเท่ากันและ  
 ละเลยค่าแรงดันตกที่ปลายจุดโหลด ดังนั้น เราสามารถเขียนฟังก์ชันวัตถุประสงค์ได้ใหม่ ดังสมการ  
 (2.6)

$$\min P_{Loss} = \sum_{i=1}^n \left( \sum_{j=1}^m d_{sj} \cdot L_j^2 \cdot (1 + \tau_j)^{2i} \right) \quad (2.6)$$

โดยที่  $d_{sj}$  คือ  $\sqrt{(x_s - x_j)^2 + (y_s - y_j)^2}$   
 $(x_s, y_s)$  คือ คู่อันดับของตำแหน่งที่ตั้งสถานีไฟฟ้าย่อย  
 $(x_j, y_j)$  คือ คู่อันดับของจุดโหลด  $j$

จากสมการ (2.6) เราจะเห็นว่าเป็นสมการแบบไม่เชิงเส้นและมีตัวแปรหลายตัว คือ  $(x_s, y_s)$   
 เราจึงนำวิธีกำหนดการเชิงกำลังสองสี่เหลี่ยม (SQP) มาใช้ในการหาผลตอบ เนื่องจากวิธี SQP จะ  
 เป็นวิธีการทางคณิตศาสตร์ที่ใช้หาค่าที่เหมาะสมสำหรับสมการไม่เชิงเส้นหลายตัวแปรแบบมี  
 เงื่อนไข โดยรายละเอียดของวิธีการ SQP ที่นำมาใช้แก้ปัญหาจะนำเสนอไว้ในหัวข้อที่ 2.3.1  
 นอกจากนี้ในกรณีที่สภาพแวดล้อมทางภูมิศาสตร์มีบางพื้นที่ที่ไม่สามารถจะสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย  
 ได้ เช่น โรงเรียน สวนสาธารณะ ทะเลสาบ พื้นที่สำคัญทางราชการ ฯลฯ ณ ตำแหน่งเหล่านี้จะถูก  
 กำหนดให้เป็นเงื่อนไขทางภูมิศาสตร์ โดยเงื่อนไขเหล่านี้จะถูกสร้างขึ้นและใส่เข้าไปเป็นเงื่อนไข  
 แบบไม่เชิงเส้นของสมการ (2.6) โดยใช้สมการวงกลมหรือ สมการวงรี ซึ่งสามารถแสดงได้ดัง  
 สมการที่ (2.7) และ (2.8)

$$r^2 - [(x_s - h)^2 + (y_s - k)^2] \leq 0 \quad (2.7)$$

$$1 - \left[ \left( \frac{x_s - h}{a} \right)^2 + \left( \frac{y_s - k}{b} \right)^2 \right] \leq 0 \quad (2.8)$$

โดยที่  $r$  คือ รัศมีวงกลม  
 $(h, k)$  คือ จุดศูนย์กลางของวงกลมหรือวงรี  
 $a, b$  คือ ค่าคงที่ในสมการวงรี

ด้วยวิธีการที่ได้พัฒนาขึ้นในขั้นตอนนี้ เราจะได้ผลตอบ  $(x_s, y_s)$  ที่เป็นตำแหน่งที่ตั้งที่  
 เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อยซึ่งทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่น้อยที่สุด โดยพิจารณาเงื่อนไขทาง  
 สภาพภูมิศาสตร์ร่วมด้วย ทำให้ผลตอบที่ได้สามารถนำไปใช้งานได้จริงโดยสอดคล้องกับเงื่อนไข  
 ทางด้านภูมิศาสตร์ เช่น ในบางกรณีที่ตั้งที่เหมาะสมที่สุดอาจเป็นตำแหน่งที่อยู่กลางทะเลสาบ  
 หรือแม่น้ำ แต่ด้วยวิธีการที่พัฒนาขึ้นในขั้นตอนนี้เราจะได้ตำแหน่งที่เหมาะสมเป็นตำแหน่งที่  
 หลีกเลี่ยงจากบริเวณที่เป็นทะเลสาบและสามารถสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยตามตำแหน่งของผลตอบที่  
 ได้อย่างแน่นอน

## 2.2.2 การหาเส้นทางเดินที่เหมาะสมสำหรับสายป้อน

เส้นทางเดินของสายป้อนเป็นส่วนสำคัญในการส่งกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าย่อยไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้น การกำหนดเส้นทางที่เหมาะสมของสายป้อนนั้นจึงมีความสำคัญต่อประสิทธิภาพการจ่ายไฟฟ้า ปัญหาดังกล่าวได้รับการวิจัยและพัฒนาโดยนักวิจัยหลายท่าน [5]-[25] อย่างไรก็ตามโดยส่วนใหญ่แล้วจะเป็นการเลือกจากเส้นทางที่นำเสนอไว้เป็นตัวเลือกอยู่แล้ว แต่สำหรับวิธีการที่พัฒนาขึ้นนี้ เส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อนจะหาได้อย่างอัตโนมัติโดยไม่จำเป็นต้องมีเส้นทางที่เป็นตัวเลือกไว้ให้

หลักการสำคัญในการกำหนดเส้นทางเดินที่เหมาะสมสำหรับสายป้อนนั้นจะต้องเลือกเส้นทางที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด โดยค่าใช้จ่ายนี้อาจประกอบด้วยค่าลงทุนในการติดตั้งสายป้อนและมูลค่าของกำลังสูญเสียในระบบ ซึ่งจะพบว่าความยาวของสายป้อนนั้นจะสัมพันธ์อยู่กับค่าใช้จ่ายทั้งสองที่ได้กล่าวถึง ดังนั้น วัตถุประสงค์ในการหาเส้นทางเดินที่เหมาะสมสำหรับสายป้อนนั้นจะถูกทำให้ง่ายขึ้น โดยแทนที่จะหาเส้นทางที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายที่น้อยที่สุด เราจะพิจารณาหาเส้นทางที่สั้นที่สุดแทน โดยใช้ขั้นตอนวิธีการหาเส้นทางที่สั้นที่สุด (Minimum Path Algorithm: MPA) [7]

หลังจากที่เราทราบตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าย่อยจากขั้นตอนแรกและตำแหน่งของจุดโหลดทั้งหมดในระบบแล้ว เราจะเริ่มหาเส้นทางที่เหมาะสมของสายป้อน โดยจะพิจารณาถึงสภาพภูมิประเทศของระบบที่สนใจด้วย นอกจากนี้ยังนำประสบการณ์จากผู้เชี่ยวชาญมาช่วยในการตัดสินใจเลือกเส้นทางด้วยวิธีฮิวริสติก (Heuristic rules) ทั้งนี้รายละเอียดเกี่ยวกับขั้นตอนวิธีการหาเส้นทางที่สั้นที่สุด (MPA) จะนำเสนอในหัวข้อที่ 2.3.2

ด้วยขั้นตอนวิธีการหาเส้นทางที่สั้นที่สุด เราจะได้ผลตอบที่เป็นเส้นทางเดินของสายป้อนที่เชื่อมต่อโดยตรงจากสถานีไฟฟ้าย่อยจนถึงจุดโหลดหรือจากจุดโหลดหนึ่งถึงจุดโหลดอีกจุดหนึ่ง ซึ่งในทางปฏิบัติแล้ววิธีนี้จะเหมาะสมสำหรับสายส่งแรงสูงเท่านั้น แต่ไม่เหมาะสมในระบบจำหน่าย เนื่องจากเสาไฟฟ้าที่ติดตั้งมีความสูงไม่มากและโดยส่วนใหญ่ยังเป็นแหล่งที่อยู่อาศัยหรือชุมชน ดังนั้นนอกจากจะใช้ขั้นตอนวิธีการหาเส้นทางที่สั้นที่สุด ช่วยในการหาเส้นทางเดินของสายป้อนแล้ว เรายังต้องพิจารณาถึงสภาพแวดล้อมทางภูมิประเทศของระบบอีกด้วย โดยทั่วไปการวางสายป้อนในระบบจำหน่ายจะวางไปตามทางถนนสาธารณะเพื่อทัศนียภาพที่สวยงามและความสะดวกในการติดตั้งสายตัวนำ ดังนั้น ในกรณีที่คำนึงถึงสภาพแวดล้อมทางภูมิประเทศนั้น เราจะมีสมมุติฐานว่าสายป้อนหลักจะเดินไปตามถนนที่มีอยู่ในระบบและสายป้อนย่อยจะวางจากถนนเข้าไปสู่จุดโหลด จากสมมุติฐานนี้เราจะแบ่งการพิจารณาหาเส้นทางเดินสายป้อนออกเป็นสองส่วน คือ

ส่วนแรกคือสายป้อนย่อย: ระยะทางจากจุดโหลดจนถึงถนนที่อยู่ใกล้ที่สุดจะถูกนำมาพิจารณาในการติดตั้งสายป้อนย่อย

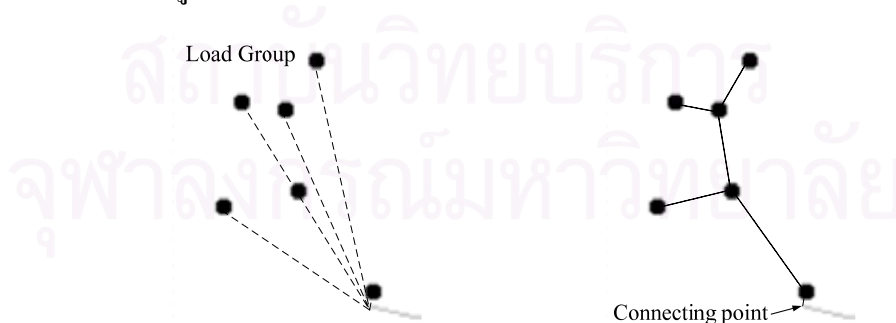
ส่วนที่สองคือสายป้อนหลัก: เราสามารถหาเส้นทางเดินสายป้อนหลักได้โดยใช้ขั้นตอนวิธีการหาเส้นทางที่สั้นที่สุด โดยจุดที่ได้จากการพิจารณาในส่วนแรก (สายป้อนย่อย) และจุดตัดตามถนนจะนำมาใช้สำหรับหาเส้นทางเดินสายป้อนหลักด้วย

ขั้นตอนในการพิจารณาคัดตั้งสายป้อนย่อย มีดังต่อไปนี้

1) ในขั้นเริ่มต้นผู้วางแผนจะต้องกำหนดระยะสายป้อนย่อยยาวที่สุดที่ยอมรับได้ (Maximum Allowable Length: MAL) โดยจะเป็นระยะทางยาวที่สุดจากจุดโหนดไปถึงถนนที่ยอมรับได้ เช่น 50 เมตร

2) จากนั้น ระยะทางที่ใกล้ที่สุดระหว่างจุดโหนดจนถึงถนนจะถูกคำนวณและนำมาพิจารณาเทียบกับระยะ MAL ที่กำหนดในข้อ 1) ถ้าระยะทางที่คำนวณได้มีความยาวไม่เกินระยะที่กำหนดไว้ เราจะติดตั้งสายป้อนย่อยจากจุดบนถนนไปที่จุดโหนด ซึ่งจะหมายความว่า จุดบนถนนจะถูกนำไปพิจารณาสำหรับหาเส้นทางเดินของสายป้อนหลักแทนตำแหน่งของจุดโหนด อย่างไรก็ตามถ้าระยะทางระหว่างจุดโหนดจนถึงถนนมีความยาวมากกว่าระยะที่กำหนดไว้ เราจะไม่ได้ติดตั้งสายป้อนย่อย แต่จะเชื่อมต่อสายป้อนหลักเข้ากับจุดโหนดนั้นโดยตรง ดังนั้น ตำแหน่งของจุดโหนดนั้นจะถูกนำไปพิจารณาสำหรับหาเส้นทางเดินของสายป้อนหลัก ทั้งนี้เพราะเราตั้งสมมติฐานไว้ว่าจุดโหนดที่อยู่ไกลจากถนนมากๆ หรือไกลเกินกว่าระยะ MAL ที่กำหนดไว้ นั้น อาจจะเป็นโหนดจำพวกโรงงานอุตสาหกรรมหรือโหนดขนาดใหญ่ที่ตั้งอยู่อย่างเอกเทศ ซึ่งควรที่จะจ่ายไฟฟ้าโดยเชื่อมต่อกับสายป้อนหลักโดยตรง

3) ในกรณีที่จุดโหนดบางกลุ่มมีจุดในแนวถนนที่อยู่ใกล้กันมากๆ (5 – 10 เมตร) เราอาจจะรวมจุดโหนดนี้ให้อยู่ในกลุ่มเดียวกัน หลังจากการจัดกลุ่มได้แล้วเราจะทำการเชื่อมต่อระหว่างจุดโหนดภายในในกลุ่มเดียวกันโดยใช้ขั้นตอนวิธีการหาเส้นทางที่สั้นที่สุด ก่อนที่จะนำไปพิจารณาหาเส้นทางเดินของสายป้อนหลัก โดยกำหนดให้ใช้จุดที่อยู่ใกล้ถนนมากที่สุดเป็นตัวแทนของกลุ่ม ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูป



รูปที่ 2.1 ก. การรวมกลุ่มของจุดโหนด

ข. จุดตัวแทนของกลุ่ม

หลังจากที่พิจารณาครบทุกจุดโหนดและกลุ่มโหนดแล้ว ขั้นต่อไปเราก็จะนำเอาจุดตัวแทนที่ได้ทั้งหมดรวมถึงจุดในแนวถนนเข้ามาพิจารณาเพื่อหาเส้นทางเดินที่เหมาะสมสำหรับสายป้อนหลัก โดยใช้ขั้นตอนวิธีการหาเส้นทางที่สั้นที่สุด



นอกจากนี้ เรายังนำเอาประสบการณ์ในทางปฏิบัติจริงมาใช้เป็นข้อกำหนดสำหรับการเลือกเส้นทางที่เหมาะสม โดยผ่านกฎฮิวริสติก (Heuristic Rules) ซึ่งสามารถแสดงได้ดังนี้

กฎข้อที่ 1 ถ้าเส้นทางมีปัญหาทางด้านสิทธิ์ผ่านทางที่ดิน เส้นทางนั้นจะถูกยกเลิก

กฎข้อที่ 2 ถ้าเส้นทางมีปัญหาทางด้านค่าใช้จ่ายสูงในการวางสาย เส้นทางนั้นจะถูกยกเลิก

กฎข้อที่ 3 ถ้าเส้นทางมีอุปสรรคในการวางสายผ่าน เช่น ป่า ทะเลสาบ ฯลฯ เส้นทางนั้นจะถูกยกเลิก

### 2.2.3 การเลือกขนาดสายตัวนำที่เหมาะสม

จากขั้นตอนที่ 1 และ 2 จะนำไปสู่ผลตอบที่เป็นระบบจำหน่ายที่ประกอบด้วยตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับติดตั้งสถานีไฟฟ้าย่อยและเส้นทางเดินที่เหมาะสมสำหรับสายป้อนโดยคำนึงถึงสภาพทางภูมิศาสตร์ ในขั้นตอนนี้ ขนาดที่เหมาะสมสำหรับสายตัวนำในแต่ละช่วงจะถูกเลือกเพื่อเติมเต็มคำตอบให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้สมบูรณ์ยิ่งขึ้น นอกจากนี้จะพิจารณาเงื่อนไขทางด้านเทคนิคประกอบด้วย เช่น แรงดันตกในระบบและขนาดของโหลดที่สายตัวนำสามารถรองรับได้

หลักการสำคัญในการเลือกขนาดของสายตัวนำที่เหมาะสม คือ การเลือกสายตัวนำที่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่โหลดทุกๆ จุดได้โดยมีค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด ในขั้นตอนนี้ เราจะนำเสนอความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นของสายตัวนำขนาดต่างๆกับขนาด โหลดที่รองรับเพื่อช่วยใช้ในการตัดสินใจ โดยค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นของสายสามารถแบ่งได้ออกเป็น 2 ส่วน คือ

*ค่าใช้จ่ายคงที่ (Fixed Cost)* ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายในการลงทุนและค่าใช้จ่ายเนื่องจากการปฏิบัติงานและบำรุงรักษาสาย

*ค่าใช้จ่ายไม่คงที่ (Variable Cost)* เป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดเนื่องจากการกำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้า

เนื่องจากการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะเป็นการวางแผนล่วงหน้าในอนาคตรยะเวลาประมาณ 5, 10 หรือ 15 ปี ดังนั้น ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมดในการวางแผนนี้จะประกอบด้วยค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในปัจจุบันและค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในอนาคต ซึ่งในขั้นตอนนี้ จึงนำเอาอัตราดอกเบี้ยและค่าเสื่อมราคาของอุปกรณ์เข้ามาพิจารณาประกอบในการคำนวณด้วยฟังก์ชันค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในขั้นตอนนี้สามารถเขียนได้ดังสมการ (2.9) – (2.11)

$$C_{Total} = C_{fixed} + C_{var} \cdot L^2 \quad (2.9)$$

โดยที่

$$C_{fixed} = \left[ \frac{A \cdot i}{i[1 - (1+i)^{-N}]} + B \right] \times \frac{1}{i} [1 - (1+i)^{-n}] \quad (2.10)$$

$$C_{var} = \left( \frac{8760 \times 10^3 \cdot E \cdot R \cdot L_f}{V^2} \right) \sum_{m=1}^n \frac{(1+\tau)^{2m}}{(1+i)^m} \quad (2.11)$$

โดยที่	$C_{Total}$	คือ ค่าใช้จ่ายทั้งหมดของสายตัวนำ
	$C_{fixed}$	คือ ค่าใช้จ่ายที่คงที่ของสายตัวนำ
	$C_{var}$	คือ ค่าใช้จ่ายที่ไม่คงที่ของสายตัวนำ
	$L$	คือ ค่าโหลดสูงสุดที่ไหลผ่านสายตัวนำ (MVA)
	$A$	คือ ราคาของสายตัวนำ (บาท)
	$B$	คือ ค่าใช้จ่ายจากการปฏิบัติงานและบำรุงรักษาสายตัวนำ (บาท/ปี)
	$E$	คือ ราคาของพลังงานสูญเสียต่อหน่วย (บาท/kWh)
	$i$	คือ อัตราดอกเบี้ย (%)
	$L_f$	คือ ตัวประกอบกำลังสูญเสีย ( $L_f = 0.3L_d + 0.7L_d^2$ )
	$N$	คือ อายุการใช้งานของสายตัวนำ (ปี)

เนื่องจากการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นเป็นโครงการประเภทสาธารณูปโภคที่ไม่ก่อให้เกิดรายได้ ดังจะเห็นได้จากสมการ (2.9) – (2.11) ซึ่งจะประกอบไปด้วยค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งสิ้น ได้แก่ ราคาของสายตัวนำที่คิดเป็นมูลค่าปัจจุบันของเงินกับค่าใช้จ่ายจากการปฏิบัติงานและบำรุงรักษาสายป้อนและค่าใช้จ่ายของกำลังสูญเสียที่เกิดขึ้นในแต่ละปีตลอดอายุของโครงการ ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เราจึงใช้วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) ในการประเมินโครงการ โดยค่า NPV จะแสดงให้เห็นถึงมูลค่าปัจจุบันสุทธิของการลงทุนที่กำลังพิจารณาเมื่อสิ้นสุดอายุของโครงการ ซึ่งรายละเอียดการคำนวณมูลค่าปัจจุบันจะนำเสนอไว้ในภาคผนวก ก.

ขนาดของสายตัวนำที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายต่ำที่สุดและสามารถรองรับโหลดที่ไหลผ่านสายได้จะถูกเลือกในขั้นตอนนี้โดยใช้สมการ (2.9) ในการคำนวณหาค่าใช้จ่ายทั้งหมดของสายตัวนำแต่ละขนาดที่โหลดขนาดต่างๆ เพื่อนำมาเปรียบเทียบกัน ซึ่งรายละเอียดจะอธิบายไว้ในบทที่ 3

หลังจากที่ทำการหาขนาดของสายตัวนำในแต่ละช่วงเป็นที่เรียบร้อยแล้ว ขั้นตอนต่อไปจะเป็นการตรวจสอบเงื่อนไขที่สำคัญอีกข้อหนึ่ง คือ ขนาดของแรงดันตกในสาย ตามมาตรฐานโดยทั่วไปแล้ว เราจะยอมให้เกิดแรงดันตกในระบบได้ไม่เกิน 5% สำหรับกรณีปกติ และ 10% สำหรับกรณีฉุกเฉิน ดังนั้นในการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้านี้ เราจะกำหนดให้แรงดันตกในสายมีค่าไม่เกิน 5% ซึ่งสามารถตรวจสอบได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบ อย่างไรก็ตาม ถ้าเกิดทำการตรวจสอบแล้วพบว่าแรงดันตกเกินที่เกิดขึ้นเกินค่าที่กำหนดไว้ จะมีขั้นตอนในการแก้ไขปัญหา ดังนี้

- ขั้นแรก: ทำการเพิ่มขนาดสายตัวนำให้มีขนาดใหญ่ขึ้น จนกระทั่งแรงดันตกที่เกิดขึ้นอยู่ในเกณฑ์ที่ตั้งไว้
- ขั้นที่สอง: หากการเพิ่มขนาดสายตัวนำจากขั้นที่ 1 ยังไม่สามารถลดขนาดของแรงดันตกได้ เราจะทำการเกลี่ยโหลดให้แก่สายป้อนในกรณีระบบมีสายป้อนมากกว่า 1

สายป้อน

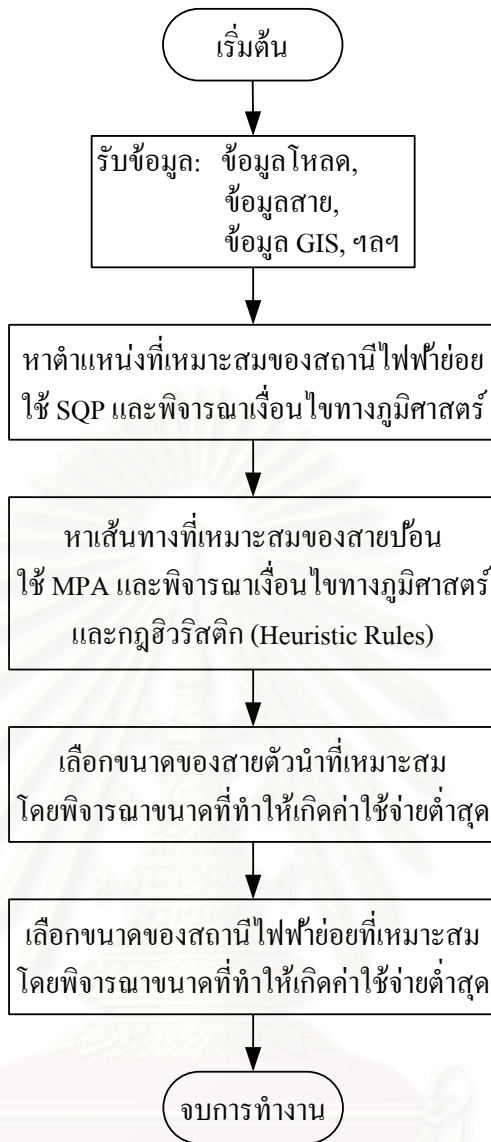
- ขั้นที่สาม: หากผลจากขั้นที่ 1 และ 2 ไม่สามารถลดขนาดแรงดันตกลงได้ เราจะทำการเพิ่มสายป้อนเข้าไปในระบบอีก 1 สายป้อน แล้วทำการหาเส้นทางที่เหมาะสมใหม่
- ขั้นตอนการแก้แรงดันตกนี้จะทำซ้ำไปเรื่อยๆ จนกระทั่งได้ขนาดแรงดันตกอยู่ในเกณฑ์ที่ตั้งไว้ จากนั้นจึงจะทำการคำนวณหาขนาดที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าเป็นขั้นตอนสุดท้ายสำหรับการวางแผนระบบจำหน่ายนี้

#### 2.2.4 การเลือกขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อยที่เหมาะสม

สำหรับขั้นตอนสุดท้ายในการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้า คือ การหาขนาดที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งจะใช้หลักในการเลือกเช่นเดียวกับการเลือกขนาดของสายตัวนำที่เหมาะสม โดยขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายทั้งหมดน้อยที่สุดจะถูกเลือก ขณะเดียวกันจะต้องสามารถจ่ายโหลดทั้งหมดในระบบได้อย่างเพียงพอด้วย ซึ่งค่าใช้จ่ายทั้งหมดนั้นจะคิดคำนวณเช่นเดียวกับสายป้อน โดยใช้สมการ (2.9) – (2.11)

จากขั้นตอนทั้งหมดที่ได้พัฒนาขึ้นสำหรับการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น สามารถเขียนสรุปเป็นแผนภาพแสดงขั้นตอนการทำงาน ได้ดังรูปที่ 2.2

สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 2.2 แผนผังแสดงขั้นตอนการทำงานของวิธีการที่พัฒนาขึ้น

จากรูปที่ 2.2 จะแสดงความสัมพันธ์ระหว่างขั้นตอนการทำงานในแต่ละขั้นตอนสำหรับวิธีการที่พัฒนาขึ้น โดยเริ่มจากการป้อนข้อมูลเบื้องต้นเข้าสู่โปรแกรม จากนั้นขั้นตอนที่ 1 ก็จะเริ่มต้น โดยการหาค่าแห่งที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อยที่เหมาะสมโดยใช้ SQP และยังคงคำนึงถึงข้อมูลทาง GIS ที่นำมาใช้เป็นเงื่อนไขอีกด้วย หลังจากที่หาค่าแห่งที่เหมาะสมสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยได้แล้ว ก็จะเข้าสู่ขั้นตอนที่ 2 คือการหาเส้นทางเดินของสายป้อนที่เหมาะสม เราจะนำขั้นตอนวิธีการหาเส้นทางที่สั้นที่สุดมาใช้ร่วมกับข้อมูลทางด้าน GIS และกฎฮิวริสติก (Heuristic Rules) เพื่อหาเส้นทางที่สั้นที่สุดสำหรับสายป้อน เมื่อเราได้เส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อนแล้วก็จะเข้าสู่ขั้นตอนของการเลือกขนาดของสายตัวนำที่เหมาะสม ซึ่งจะพิจารณาจากค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากขนาดโหนดที่ไหลผ่านสายตัวนำ โดยขนาดของสายตัวนำที่มีค่าใช้จ่ายน้อยที่สุดจะถูกเลือกขณะที่ขนาดของสายตัวนำนี้จะต้องสามารถรองรับขนาดโหนดได้โดยไม่เกิดปัญหาด้านความร้อน เมื่อเรา

สามารถเลือกขนาดที่เหมาะสมของสายตัวนำในระบบได้เรียบร้อยแล้ว ก่อนที่จะเข้าสู่ขั้นตอนสุดท้ายคือการเลือกขนาดที่เหมาะสมสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อย ระบบที่หามาได้จะต้องนำมาตรวจสอบเงื่อนไขทางด้านแรงดันตกว่าผ่านเกณฑ์ที่กำหนดหรือไม่ ซึ่งในกรณีปกติจะกำหนดที่ 5% ถ้าระบบที่ได้ผ่านเงื่อนไขก็จะเข้าสู่ขั้นตอนสุดท้าย แต่ถ้าไม่ผ่านเงื่อนไขก็ต้องกลับมาแก้ไขใหม่ให้ผ่านเงื่อนไข โดยการแก้ไขนี้ สามารถเขียนได้เป็น 3 ขั้นตอน คือ ขั้นตอนแรกจะทำการเปลี่ยนขนาดสายให้มีขนาดใหญ่ขึ้น จากนั้นถ้ายังไม่ผ่านเกณฑ์แรงดันตก ก็จะทำขั้นตอนที่สองคือเฉลี่ยโหลดในแต่ละสายป้อนให้มีขนาดพอๆ กันในแต่ละสายป้อนสำหรับในกรณีที่มีสายป้อนมากกว่า 1 สายป้อน และถ้ายังไม่ผ่านเกณฑ์แรงดันตกอีก ก็จะเข้าสู่ขั้นตอนที่สามคือเพิ่มจำนวนสายป้อนขึ้นในระบบอีก 1 สายป้อน แล้วจึงหาเส้นทางเดินของสายป้อนใหม่ โปรแกรมจะทำงานซ้ำ 3 ขั้นตอนไปเรื่อยๆ จนกระทั่งผ่านเงื่อนไขทางด้านแรงดันตก จึงไปสู่ขั้นตอนการเลือกขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อยที่เหมาะสม ซึ่งจะใช้หลักการเกี่ยวกับการเลือกขนาดของสายป้อนที่เหมาะสม

ด้วยวิธีที่พัฒนาขึ้นนี้ เราสามารถหาผลตอบอันได้แก่ 1) ตำแหน่งที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อย 2) เส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อน 3) ขนาดที่เหมาะสมของสายตัวนำ และ 4) ขนาดที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อยได้โดยอัตโนมัติ โดยไม่จำเป็นต้องมีการกำหนดรูปแบบของผลตอบไว้ล่วงหน้า ซึ่งฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในแต่ละขั้นตอนก็จะแตกต่างกันออกไป แต่จะมีเป้าหมายหลักเดียวกัน คือ ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายรวมในระบบต่ำที่สุด นอกจากนี้ยังพิจารณาถึงสภาพแวดล้อมทางภูมิศาสตร์ของระบบร่วมด้วย โดยเพิ่มเป็นเงื่อนไขในการพิจารณาคำแนะนำที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อยและหาเส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อน ดังที่นำเสนอในหัวข้อ 2.2.1 และ 2.2.2

## 2.3 วิธีที่นำมาใช้ในการแก้ปัญหา

ในหัวข้อนี้ จะนำเสนอถึงรายละเอียดของหลักการหรือทฤษฎีของวิธีการที่นำมาใช้ในการแก้ปัญหาคำวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าในแต่ละขั้นตอนที่ได้นำเสนอไว้ ซึ่งประกอบไปด้วย กำหนดการเชิงกำลังสองสี่เหลี่ยม (SQP) ขั้นตอนวิธีการหาเส้นทางที่สั้นที่สุด และการวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุน



### 2.3.1 กำหนดการเชิงกำลังสองสืบเนื่อง (SQP) [72]

วิธีกำหนดการเชิงกำลังสองสืบเนื่อง (SQP) ได้มีการพัฒนาในช่วงทศวรรษปีที่ 1970 [72] สำหรับแก้ปัญหาที่มีเงื่อนไขแบบไม่เป็นเชิงเส้น (Non-linearly constrained) หลักการที่สำคัญของวิธีการนี้ คือ จะใช้กำหนดการเชิงกำลังสอง (Quadratic Programming: QP) ซึ่งเป็นการแก้ปัญหาแบบไม่เชิงเส้นที่มีเงื่อนไขแบบเชิงเส้นในการหาทิศทางของคำตอบ โดยที่จะนำผลตอบที่ได้จากกำหนดการเชิงกำลังสอง ไปปรับปรุงคำตอบใหม่ในขั้นตอนของวิธีนิวตัน (Newton's Method) สำหรับหาผลตอบแบบไม่มีเงื่อนไข ซึ่งสามารถแสดงรายละเอียดได้ดังนี้

$$\text{minimize } f(x) \quad (2.12)$$

$$\text{subject to } g(x) = 0 \quad (2.13)$$

จากปัญหาในข้างต้น Lagrangian สามารถเขียนได้ดังนี้

$$L(x, \lambda) = f(x) - \lambda^T g(x) \quad (2.14)$$

และเงื่อนไขจำเป็นอันดับที่หนึ่ง (First-Order Necessary Condition) แสดงได้

$$\nabla L(x, \lambda) = 0 \quad (2.15)$$

จากนั้น สำหรับวิธีนิวตันสามารถเขียนสมการได้เป็น

$$\begin{pmatrix} x_{k+1} \\ \lambda_{k+1} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} x_k \\ \lambda_k \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} p_k \\ v_k \end{pmatrix} \quad (2.16)$$

ขณะที่  $p_k$  และ  $v_k$  จะเป็นผลตอบที่ได้จากระบบเชิงเส้น

$$\nabla^2 L(x_k, \lambda_k) \begin{pmatrix} p_k \\ v_k \end{pmatrix} = -\nabla L(x_k, \lambda_k) \quad (2.17)$$

ซึ่งระบบเชิงเส้นจะมีรูปแบบที่สามารถเขียนได้ดังนี้

$$\begin{pmatrix} \nabla_{xx}^2 L(x_k, \lambda_k) & -\nabla g(x_k) \\ -\nabla g(x_k)^T & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} p_k \\ v_k \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\nabla_x L(x_k, \lambda_k) \\ g(x_k) \end{pmatrix} \quad (2.18)$$

เราจะใช้สมการเหล่านี้ในการพัฒนาวิธีการหาผลตอบสำหรับการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดแบบมีเงื่อนไข

ระบบสมการนี้สามารถเขียนในรูปเงื่อนไขจำเป็นอันดับที่หนึ่ง (First-Order Necessary Condition) สำหรับปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดได้เป็น

$$\text{minimize}_p \quad \frac{1}{2} p^T [\nabla_{xx}^2 L(x_k, \lambda_k)] p + p^T [\nabla_x L(x_k, \lambda_k)] \quad (2.19)$$

$$\text{subject to } [\nabla g(x_k)]^T p + g(x_k) = 0 \quad (2.20)$$

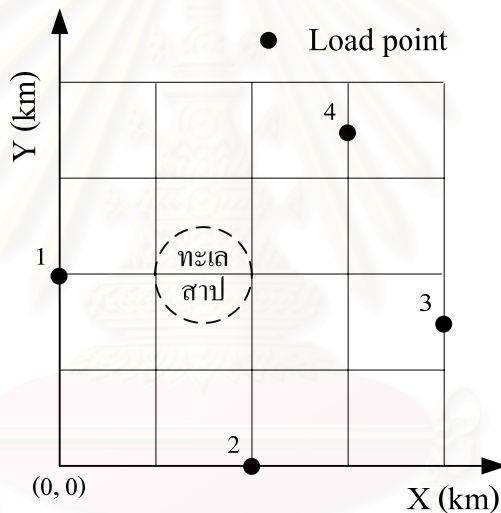
โดย  $v_k$  เป็นเวกเตอร์ตัวคูณของ Lagrange

ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดนี้จะเรียกว่ากำหนดการเชิงกำลังสอง ซึ่งเป็นการหาค่าที่ต่ำที่สุดของฟังก์ชันกำลังสองตามสมการเงื่อนไขแบบเชิงเส้น ฟังก์ชันกำลังสองนี้จะใช้การประมาณค่าแบบอนุกรมเทย์เลอร์สำหรับ Lagrangian ที่จุด  $(x_k, \lambda_k)$  และสมการเงื่อนไขจะเป็นการประมาณค่าแบบเชิงเส้น  $g(x_k + p) = 0$

ในวิธีกำหนดการเชิงกำลังสองสืบเนื่อง การทำซ้ำแต่ละรอบจะเป็นการแก้ปัญหาด้วย กำหนดการเชิงกำลังสอง เพื่อหาค่า  $(p_k, v_k)$  ซึ่งค่า  $(p_k, v_k)$  จะนำไปใช้ในการปรับปรุงค่า  $(x_k, \lambda_k)$  ใหม่ และขั้นตอนจะถูกทำซ้ำที่ค่า  $(x_k, \lambda_k)$  ใหม่

เพื่อที่จะแสดงขั้นตอนการทำงานของวิธีกำหนดการเชิงกำลังสองสืบเนื่อง เราสามารถแสดงผ่านระบบตัวอย่างขนาด 4 จุดโหนด ที่พิจารณาสภาพทางภูมิศาสตร์ร่วมด้วยได้ ดังนี้

ตัวอย่าง วิธีกำหนดการเชิงกำลังสองสืบเนื่อง



รูปที่ 2.3 ระบบ 4 จุดโหนด

ตารางที่ 2.3 แสดงตำแหน่งและข้อมูลของโหนด

จุดโหนด	พิกัด (x, y)	ขนาดโหนด
1	(0, 2)	60
2	(2, 0)	30
3	(4, 1.5)	50
4	(3, 3.5)	40

จากสมการ (2.6) เราจะหาค่าตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าย่อยที่เหมาะสม โดยเขียนสมการปัญหาได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \text{minimize} \quad & f(x, y) = \sum_{i=1}^4 \left( \sqrt{(x-x_i)^2 + (y-y_i)^2} \right) L_i^2 \\ \text{subject to} \quad & g(x, y) = 0.25 - (x-1.5)^2 - (y-2)^2 \leq 0 \end{aligned}$$

จากสมการปัญหาเราสามารถนำมาเขียนได้ใหม่ ดังนี้

$$\begin{aligned} \min f(x, y) = & \left( \sqrt{(x-0)^2 + (y-2)^2} \right) 60^2 + \left( \sqrt{(x-2)^2 + (y-0)^2} \right) 30^2 \\ & + \left( \sqrt{(x-4)^2 + (y-1.5)^2} \right) 50^2 + \left( \sqrt{(x-3)^2 + (y-3.5)^2} \right) 40^2 \end{aligned}$$

จากรูป 2.3 จะพบว่า มีเงื่อนไขทางสภาพภูมิศาสตร์ที่จะต้องนำมาพิจารณา โดยเราสามารถเขียนสมการเงื่อนไขด้วยสมการวงกลมที่มีรัศมีอยู่ที่จุด (1.5, 2) รัศมี 0.5 กิโลเมตร

ผลตอบของตัวอย่างนี้คือ  $(x, y)_* = (1.9955, 1.933)$  ด้วย  $\lambda_* = 291.3824$

เราจะใช้ค่าเริ่มต้นด้วย  $(x, y)_0 = (2, 2)$  และ  $\lambda_0 = 287.1234$  ที่จุดนี้ จะได้

$$\nabla f = \begin{pmatrix} \nabla f_x \\ \nabla f_y \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 287.1234 \\ 175.0586 \end{pmatrix}$$

$$\nabla^2 f = \begin{pmatrix} \nabla f_{xx} & \nabla f_{xy} \\ \nabla f_{yx} & \nabla f_{yy} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1135.8 & -124.2887 \\ -124.2887 & 3214.4 \end{pmatrix}$$

$$g = 0.25 - (x-1.5)^2 - (y-2)^2 = 0$$

$$\nabla g = \begin{pmatrix} -2x+3 \\ -2y+4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -1 \\ 0 \end{pmatrix}, \quad \nabla^2 g = \begin{pmatrix} -2 & 0 \\ 0 & -2 \end{pmatrix}$$

$$\nabla_x L = \nabla f - \lambda \nabla g = \begin{pmatrix} 574.2468 \\ 175.0586 \end{pmatrix}$$

$$\nabla_{xx} L = \nabla^2 f - \lambda \nabla^2 g = \begin{pmatrix} 1710 & -124.2887 \\ -124.2887 & 3788.6 \end{pmatrix}$$

สามารถเขียนกำหนดการเชิงกำลังสอง ในลักษณะเดียวกันได้เป็น

$$\text{minimize}_p \quad \frac{1}{2} p^T [\nabla_{xx}^2 L] p + p^T [\nabla_x L]$$

$$\text{subject to} \quad [\nabla g]^T p + g = 0$$

ผลตอบจากขั้นตอนนี้สามารถหาได้โดยใช้เงื่อนไขจำเป็นอันดับที่หนึ่งสำหรับกำหนดการเชิงกำลังสอง ได้ดังนี้

$$\begin{pmatrix} \nabla_{xx}^2 L & -\nabla g \\ -\nabla g^T & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} p \\ v \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\nabla_x L \\ g \end{pmatrix}$$

หรือ

$$\begin{pmatrix} 1710 & -124.2887 & 1 \\ -124.2887 & 3788.6 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} p_1 \\ p_2 \\ v \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -574.2468 \\ -175.0586 \\ 0 \end{pmatrix}$$

คำตอบที่ได้จากการกำหนดการเชิงกำลังสอง คือ

$$p_0 = \begin{pmatrix} 0 \\ -0.0855 \end{pmatrix} \text{ และ } v_0 = (6.6023)$$

คำตอบค่าใหม่ที่ได้จากการปรับปรุงจะเป็น

$$x_1 = x_0 + p_0 = \begin{pmatrix} 2.0000 \\ 1.9145 \end{pmatrix}$$

$$\lambda_1 = \lambda_0 + v_0 = (293.7257)$$

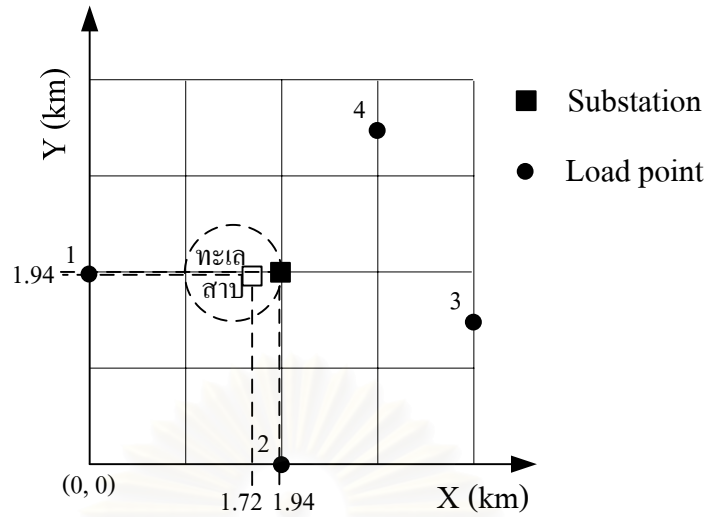
ผลตอบที่ได้จากการทำซ้ำในแต่ละรอบจะแสดงไว้ในตารางที่ 2.4

ตารางที่ 2.4 วิธีกำหนดการเชิงกำลังสองสืบเนื่อง

k	$x_1$	$x_2$	$\ f\ $	$\lambda$	$\ \nabla f_x\ $	$\ \nabla f_y\ $
0	2.0000	2.0000	$1.7038 \times 10^4$	287.1234	287.1234	175.0586
1	2.0000	1.9145	$1.7035 \times 10^4$	293.7257	295.1805	-99.6539
2	1.9953	1.9298	$1.7033 \times 10^4$	290.6658	288.7867	-50.3238
3	1.9956	1.9335	$1.7032 \times 10^4$	291.3946	288.8074	-38.4134
4	1.9955	1.9333	$1.7032 \times 10^4$	291.3824	288.7815	-38.8456

จากผลตอบที่ได้ เราจะพบว่าจุดที่ทำให้เกิดค่ากำลังสองเสียต่ำสุดในระบบคือพิกัด (1.9955, 1.9333) แต่ถ้าหากเราไม่พิจารณาเงื่อนไขทางสภาพภูมิศาสตร์ จุดที่จะทำให้เกิดค่ากำลังสองเสียต่ำสุดในระบบคือพิกัด (1.7204, 1.9394) ดังนั้นจะเห็นว่าในกรณีที่เราไม่พิจารณาเงื่อนไขทางสภาพภูมิศาสตร์นั้นผลตอบที่ได้ออกมาจึงไม่อาจนำไปใช้งานได้จริง

จากตัวอย่างการคำนวณนี้ เราจะแสดงผลตอบที่ได้ในรูปแบบที่ 2.4 โดยจะแสดงทั้งผลตอบที่พิจารณาถึงเงื่อนไขทางสภาพภูมิศาสตร์และที่ไม่พิจารณาเงื่อนไขด้วย

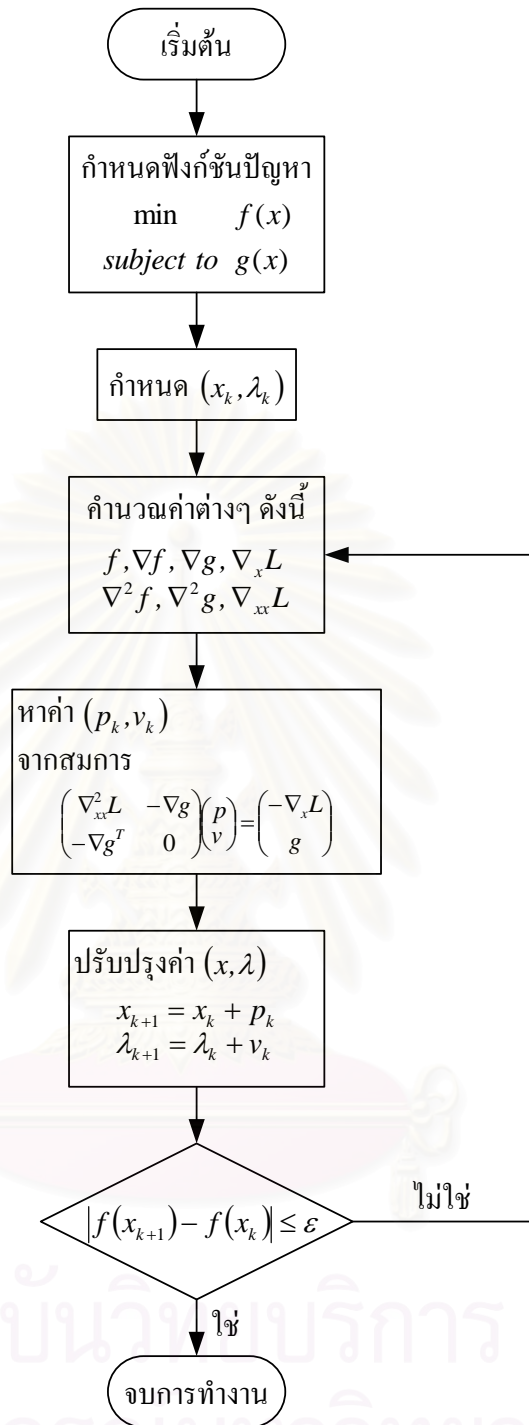


รูปที่ 2.4 แสดงตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ได้จากการคำนวณ

จากขั้นตอนที่ได้กล่าวมาในข้างต้น เราสามารถเขียนแผนผังขั้นตอนการทำงานของวิธีกำหนดการเชิงกำลังสองสี่เหลี่ยม ได้ดังนี้

สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย





รูปที่ 2.5 ขั้นตอนการทำงานของวิธีกำหนดการเชิงกำลังสองสี่บเนื่อง

วิธีกำหนดการเชิงกำลังสองสี่บเนื่องที่ได้กล่าวมาในข้างต้น ยังมีข้อเสียอยู่ 2 ประการ ข้อแรกคือในการแก้ปัญหานี้จะไม่รับประกันการลู่เข้าของผลตอบและข้อที่สองคือวิธีนี้จะใช้ตัวแปรมากเกินไป

พิจารณาปัญหาในข้อที่สอง วิธีที่เรานำเสนอในข้างต้นนั้นจำเป็นต้องมีการคำนวณ Hessians matrix ของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ ( $f$ ) และฟังก์ชันเงื่อนไข ( $g$ ) ซึ่งเราสามารถลดการคำนวณในขั้นตอนนี้ลงไปได้ โดยการใช้วิธี Quasi-Newton ในการประมาณค่า Hessians matrix

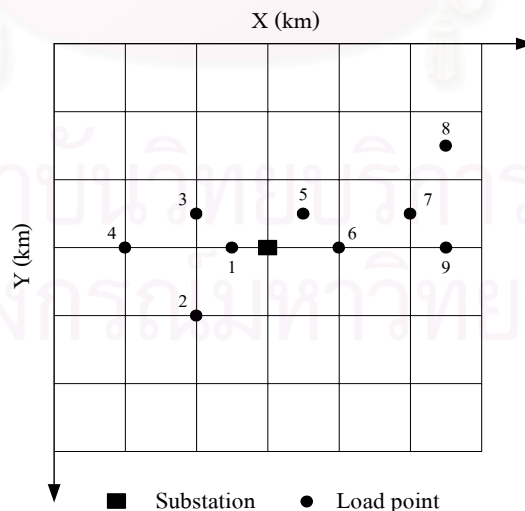
ในส่วนของปัญหาในข้อแรก เราสามารถกล่าวได้ว่าผลตอบของวิธีกำหนดการเชิงกำลังสองสืบเนื่องจะมีการลู่เข้า เมื่อ  $(x_{k+1}, \lambda_{k+1})$  เป็นผลตอบที่ดีกว่า  $(x_k, \lambda_k)$  ซึ่งในกรณีไม่มีเงื่อนไขจะเปรียบเทียบกันโดยใช้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และในกรณีที่มีเงื่อนไขจะใช้ฟังก์ชันช่วยที่เรียกว่า “Merit Function”

$$M(x) = f(x) + p g(x)^T g(x) = f(x) + p \sum_{i=1}^m g_i(x)^2 \quad (2.21)$$

### 2.3.2 ขั้นตอนวิธีการหาเส้นทางที่สั้นที่สุด (Minimum Path Algorithm [7])

เพื่อที่จะทำให้การแก้ปัญหาง่ายขึ้นสำหรับการหาเส้นทางที่เหมาะสมของสายป้อน เราจะพิจารณาเฉพาะเงินลงทุนในการติดตั้งและราคาของสายป้อนสำหรับแต่ละแบบแผนของระบบจำหน่ายไฟฟ้าและเนื่องจากเงินลงทุนของสายป้อนนั้นจะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับความยาวของสายป้อน ดังนั้นจากเดิมที่เป็นปัญหาในเรื่องของการหาเงินลงทุนที่น้อยที่สุดจะถูกทำให้กลายเป็นปัญหาในการหาเส้นทางที่สั้นที่สุดแทน

ขั้นตอนวิธีการหาเส้นทางที่สั้นที่สุดจะถูกนำมาใช้สำหรับหาเส้นทางที่เหมาะสมของสายป้อนตามที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 2.2.2 ซึ่งสามารถแสดงรายละเอียดโดยอาศัยระบบตัวอย่างขนาด 9 จุดโหนด ซึ่งกำหนดตำแหน่งสถานีไฟฟ้าไว้แล้ว ได้ดังนี้



รูปที่ 2.6 ระบบตัวอย่างขนาด 9 จุดโหนด

1) เริ่มจากการกำหนดจำนวนสายป้อนที่ออกจากสถานีไฟฟ้าย่อย โดยในที่นี้จะเห็นว่ากลุ่มโหลดกระจายตัวอยู่สองฝั่งของสถานีไฟฟ้าย่อย ดังนั้น จะเลือกจำนวนสายป้อน 2 สายป้อนขณะเริ่มต้น จากนั้น โปรแกรมจะสร้างเซตของโหนดขึ้นมา 2 เซต คือ เซตของโหนดที่เชื่อมต่อแล้ว (Set of connected nodes, A) กับเซตของโหนดที่ยังไม่ได้เชื่อมต่อ (Set of unconnected nodes, A') โดยในเซตของโหนดที่เชื่อมต่อแล้วจะมีเซตย่อยอีก 2 เซตที่เกิดจากการเลือกจำนวนสายป้อน 2 สายป้อนในการกำหนดครั้งแรก (F1, F2)

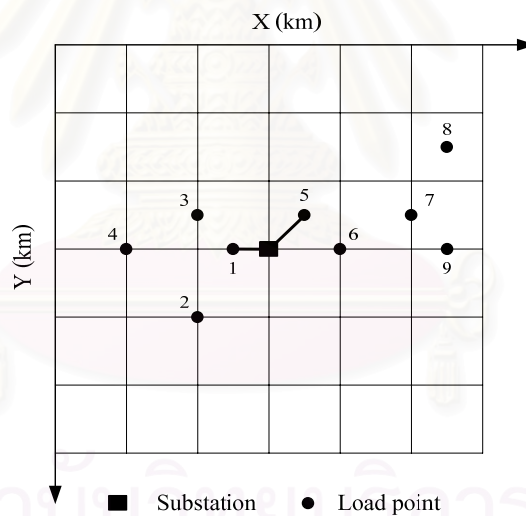
The set of connected nodes (A) = {substation, substation} or A = {F1, F2}

The set of unconnected nodes (A') = {1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9}

2) ระยะทางจากโหนดทุกโหนดในเซต A' ถึงสถานีไฟฟ้าย่อยจะถูกคำนวณเพื่อหาโหนดที่อยู่ใกล้กับสถานีไฟฟ้าย่อยมากที่สุด โดยโหนดที่มีระยะทางใกล้ที่สุดจะถูกเลือก (เท่ากับจำนวนสายป้อน) และจะถูกย้ายจากเซต A' มาอยู่ในเซต A จากตัวอย่าง จะพบว่า โหนด 1 และ 5 จะถูกเลือก ดังนั้นจะได้ว่า

A = {(F1, 1), (F2, 5)}                      A' = {2, 3, 4, 6, 7, 8, 9}

สามารถแสดงได้ ดังรูปที่ 2.7

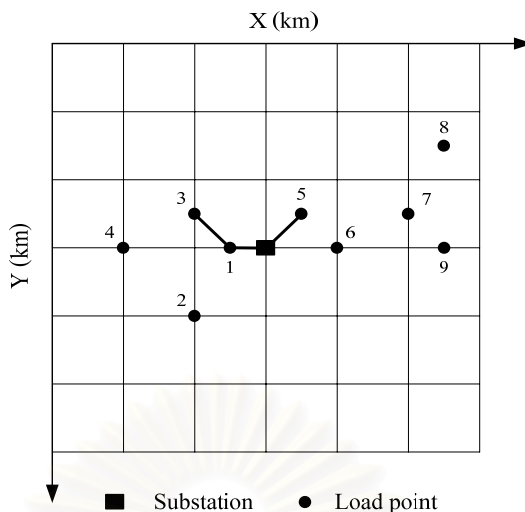


รูปที่ 2.7 ผลที่ได้จากขั้นตอนที่ 2 ในระบบ 9 จุดโหลด

3) ระยะทางจากโหนดทุกโหนดในเซต A' ถึงทุกโหนดในเซต A จะถูกคำนวณหาและระยะทางที่สั้นที่สุดจะถูกเลือก โดยย้ายโหนดจากเซต A' มาอยู่ในเซต A จากตัวอย่าง จะพบว่าระยะทางที่สั้นที่สุดคือจากโหนด 3 ไปถึงโหนด 1 ดังนั้น โหนด 3 จะถูกเชื่อมต่อกับโหนด 1 และจะได้เซต A และ A' ดังนี้

A = {(F1, 1, 3), (F2, 5)}                      A' = {2, 4, 6, 7, 8, 9}

สามารถแสดงได้ ดังรูปที่ 2.8



รูปที่ 2.8 ผลที่ได้จากขั้นตอนที่ 3 ในระบบ 9 จุดโหลด

4. ขั้นตอนที่ 3 จะถูกทำซ้ำ โดยระยะทางที่สั้นที่สุดจะถูกเลือกอีก ซึ่งจะพบว่า โหนด 6 ไป โหนด 5 จะให้ระยะทางที่สั้นที่สุด ดังนั้น จะได้เซต A และ A' ดังนี้

$$A = \{(F1, 1, 3), (F2, 5, 6)\}$$

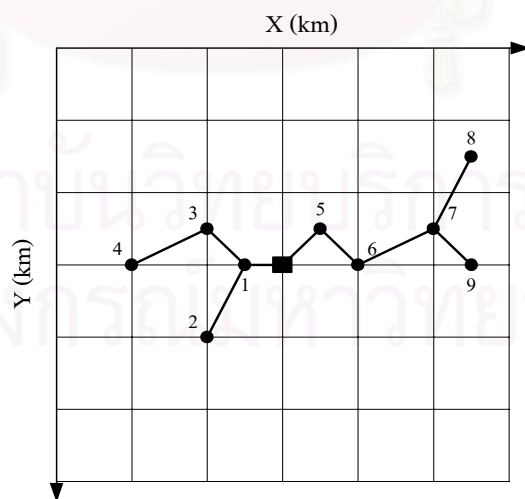
$$A' = \{2, 4, 7, 8, 9\}$$

5. ขั้นตอนการหาระยะทางที่สั้นที่สุดจะถูกทำซ้ำไปเรื่อยๆ จนกระทั่งครบทุกจุดโหนด กล่าวคือ ทุกจุดโหนดจะไปรวมอยู่ในเซต A ขณะที่เซต A' จะกลายเป็นเซตว่าง ( $\phi$ ) ดังนี้

$$A = \{(F1, 1, 3, 2, 4), (F2, 5, 6, 7, 9, 8)\}$$

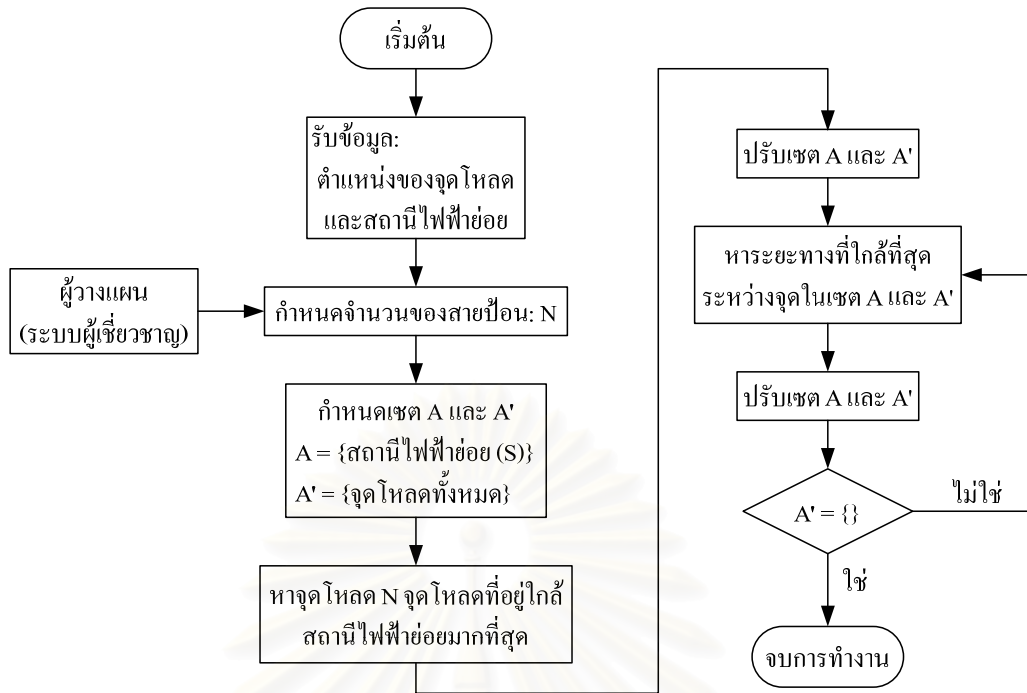
$$A' = \{\}$$

ซึ่งเราสามารถแสดงผลการทดสอบระบบ 9 จุดโหลด ได้ดังรูปที่ 2.9



รูปที่ 2.9 เส้นทางเดินที่สั้นที่สุดของสายป้อนจากการทดสอบ

จากขั้นตอนที่ได้อธิบายมาทั้งหมดสำหรับขั้นตอนวิธีการหาเส้นทางที่สั้นที่สุด เราสามารถเขียนแผนผังแสดงการทำงานได้ดังนี้



รูปที่ 2.10 แผนการทำงานของขั้นตอนวิธีการหาเส้นทางที่สั้นที่สุด (Minimum Path Algorithm)

## 2.4 สรุป

ด้วยวิธีการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พัฒนาขึ้นในบทนี้ เราสามารถนำไปใช้ในการขยายระบบ ที่มีวงจรเดิมและโหนดเดิมร่วมอยู่ด้วยได้ โดยกำหนดให้จุดโหนดเดิมและสถานีไฟฟ้าย่อยให้อยู่ในเซต A และโหนดใหม่สำหรับการขยายระบบอยู่ในเซต A' สำหรับขั้นตอนการหาเส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อน จากนั้นเมื่อได้เส้นทางในการขยายระบบแล้วจึงเข้าสู่ขั้นตอนการหาขนาดของสายตัวนำที่เหมาะสมต่อไป ผลตอบที่ได้จะเป็นการขยายระบบจากวงจรเดิมโดยมีการพิจารณาสภาพภูมิศาสตร์ร่วมด้วย

นอกจากนี้ วิธีที่พัฒนาขึ้นสามารถหาผลตอบอันได้แก่ 1) ตำแหน่งที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อย 2) เส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อน 3) ขนาดที่เหมาะสมของสายตัวนำ และ 4) ขนาดที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อยได้โดยอัตโนมัติ โดยไม่จำเป็นต้องมีการกำหนดรูปแบบของผลตอบไว้ล่วงหน้า ซึ่งฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในแต่ละขั้นตอนจะแตกต่างกันดังแสดงไว้ในหัวข้อที่ 2.2.1 -2.2.4 อีกทั้งยังมีการพิจารณาถึงสภาพแวดล้อมทางภูมิศาสตร์ของระบบร่วมด้วย ทำให้ผลตอบที่ได้สามารถนำไปใช้ในทางปฏิบัติได้อย่างมีประสิทธิภาพ



## บทที่ 3

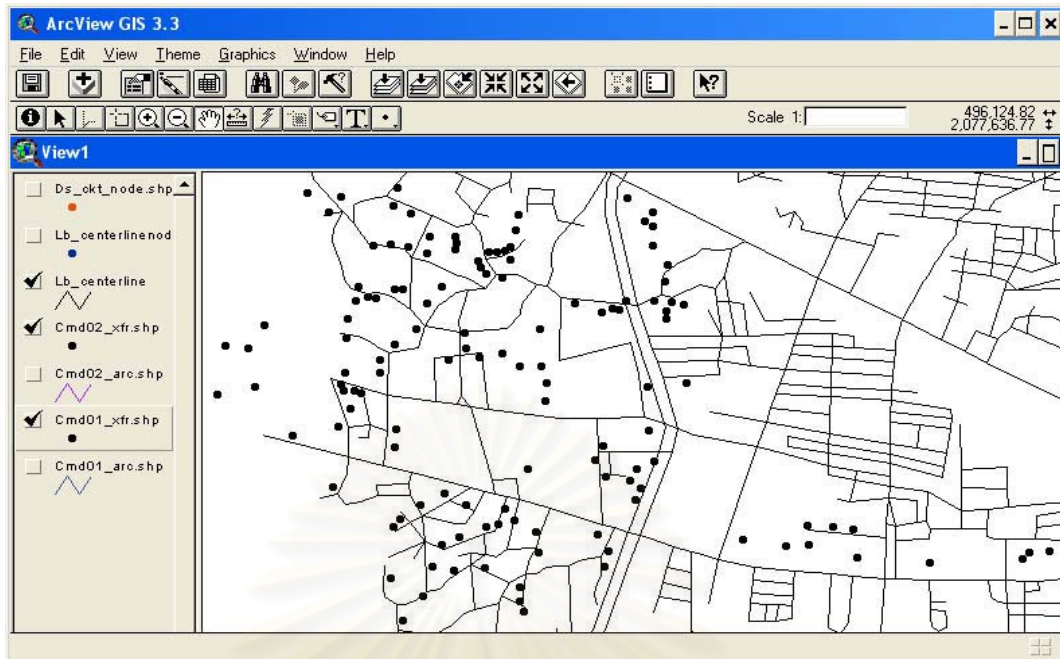
### ผลการทดสอบการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้า

จากวิธีการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่นำเสนอในบทที่ 2 เราจะนำมาทดสอบกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริงแห่งหนึ่งของไทย ที่มีการนำการระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (GIS) มาใช้ในการจัดเก็บข้อมูล ซึ่งผลการทดสอบสามารถแสดงรายละเอียดตามขั้นตอนที่นำเสนอไว้ในบทที่ 3 ซึ่งแบ่งออกเป็น 4 ขั้นตอน โดยขั้นตอนที่ 1 เป็นการพิจารณาหาตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อย ส่วนขั้นตอนที่ 2 เป็นการกำหนดเส้นทางที่เหมาะสมของสายป้อน จากนั้นขั้นตอนที่ 3 และ 4 จะเป็นการหาขนาดของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่เหมาะสม ได้แก่ สายตัวนำและสถานีไฟฟ้าย่อยตามลำดับ นอกจากนี้ เราจะแบ่งการพิจารณาออกเป็น 2 กรณี คือ กรณีที่พิจารณาถึงสภาพทางภูมิศาสตร์และกรณีที่ไม่พิจารณาถึงสภาพทางภูมิศาสตร์ เพื่อแสดงให้เห็นถึงศักยภาพของวิธีที่พัฒนาขึ้น

ในตอนต้นของบทที่ 3 จะเป็นการนำเสนอรายละเอียดของระบบทดสอบ จากนั้นจะเป็นการแสดงผลการทดสอบในแต่ละขั้นตอนตามที่น่าสนใจ

#### 3.1 ระบบทดสอบ

ระบบทดสอบที่ใช้เป็นระบบจำหน่ายขนาด 22 kV ของสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งหนึ่งในจ.เชียงใหม่ ซึ่งประกอบด้วยหม้อแปลงจำหน่ายไฟฟ้า (จุดโหลด) จำนวน 130 หม้อแปลง ซึ่งสามารถแบ่งออกเป็น 2 กลุ่ม กลุ่มแรกจะประกอบด้วยจุดโหลดที่ 1 – 69 กำหนดให้มีอัตราการขยายตัวของโหลดในอนาคตเท่ากับ 4% และกลุ่มที่สองจะประกอบด้วยจุดโหลดที่เหลือ ซึ่งจะกำหนดให้มีอัตราการขยายตัวของโหลดในอนาคตเท่ากับ 3% ขนาดโหลดสูงสุดรวมของระบบในขั้นเริ่มต้นมีค่า 12.793 MVA โดยรายละเอียดของตำแหน่งและขนาดหม้อแปลงทั้งหมดจะแสดงไว้ในภาคผนวก ก. นอกจากนี้ เราสามารถแสดงตำแหน่งของจุดโหลดทั้งหมดรวมทั้งรายละเอียดทางด้านภูมิประเทศของระบบทดสอบได้ด้วยโปรแกรม Arcview 3.3 ดังรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 ระบบทดสอบขนาด 130 จุดโหนด ใน จ. เชียงใหม่

รูปที่ 3.1 เป็นรูปของระบบทดสอบที่ได้จากการแสดงผลของโปรแกรม Arcview 3.3 โดยจุดกลมสีดำแสดงถึงหม้อแปลงจำหน่าย (จุดโหนด) ทั้งหมด 130 จุดโหนดที่ติดตั้งอยู่ในระบบและเส้นสีดำจะแสดงถึงถนนและซอยต่างๆ ที่อยู่ในพื้นที่

พิจารณารูปที่ 3.1 จะพบว่า พิกัดของจุดโหนดที่แสดงในโปรแกรม Arcview 3.3 ที่แสดงอยู่ มุมบนด้านขวานั้น จะมีค่าสูง (496125, 2077637) ซึ่งไม่เหมาะที่จะนำมาใช้ในการแก้ปัญหาการ ค่าที่เหมาะสม ดังนั้น เราจะจัดข้อมูลของระบบพิกัด (x, y) ให้กับจุดโหนดในระบบใหม่เพื่อให้ เหมาะสมกับการแก้ปัญหา โดยจะกำหนดให้แกน y ( $x = 0$ ) ตั้งอยู่บนจุดโหนดที่อยู่ทางซ้ายสุดและ แกน x ( $y = 0$ ) ตั้งอยู่บนจุดโหนดที่อยู่ต่ำสุดดังแสดงในรูป ซึ่งผลจากการจัดระบบพิกัดใหม่จะแสดง อยู่ในภาคผนวก ก ตารางที่ ก.1 ที่แสดงถึงตำแหน่งและขนาดของจุดโหนดทั้งหมดในระบบ

### 3.2 ผลการทดสอบ

ผลจากการทดสอบการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยวิธีที่พัฒนาขึ้นในบทที่ 2 โดยใช้ ระบบตัวอย่างในรูปที่ 3.1 สามารถแสดงตามขั้นตอนที่นำเสนอได้ ดังนี้

### 3.2.1 ตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อย

จากข้อมูลตำแหน่งและขนาดของจุดโหลดในระบบทดสอบรูปที่ 3.1 กำหนดให้ระยะเวลาที่ทำการวางแผนใช้งานระบบมีค่า 20 ปี ด้วยวิธี SQP เราสามารถหาตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยได้และอาศัยสมมติฐานตามที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 2.2.1

ในขั้นตอนนี้เราจะแบ่งการทดสอบออกเป็น 2 กรณี คือ กรณีที่ไม่พิจารณาถึงเงื่อนไขทางภูมิศาสตร์และกรณีที่พิจารณาเงื่อนไขทางภูมิศาสตร์ของระบบ โดยจะใส่สมการเงื่อนไขที่ถูกสร้างขึ้นตามสมการ (2.7) และ (2.8) ซึ่งผลตอบที่ได้จากการทดสอบทั้ง 2 กรณี สามารถแสดงได้ดังนี้

**กรณี 1** พิจารณาหาตำแหน่งที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อยโดยไม่คำนึงถึงเงื่อนไขทางภูมิศาสตร์ ผลตอบที่ได้จากการแก้ปัญหา คือ (1.549, 0.937) จะเป็นตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าที่ทำให้เกิดกำลังสูญเสียในระบบต่ำสุดตามสมมติฐาน ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.2

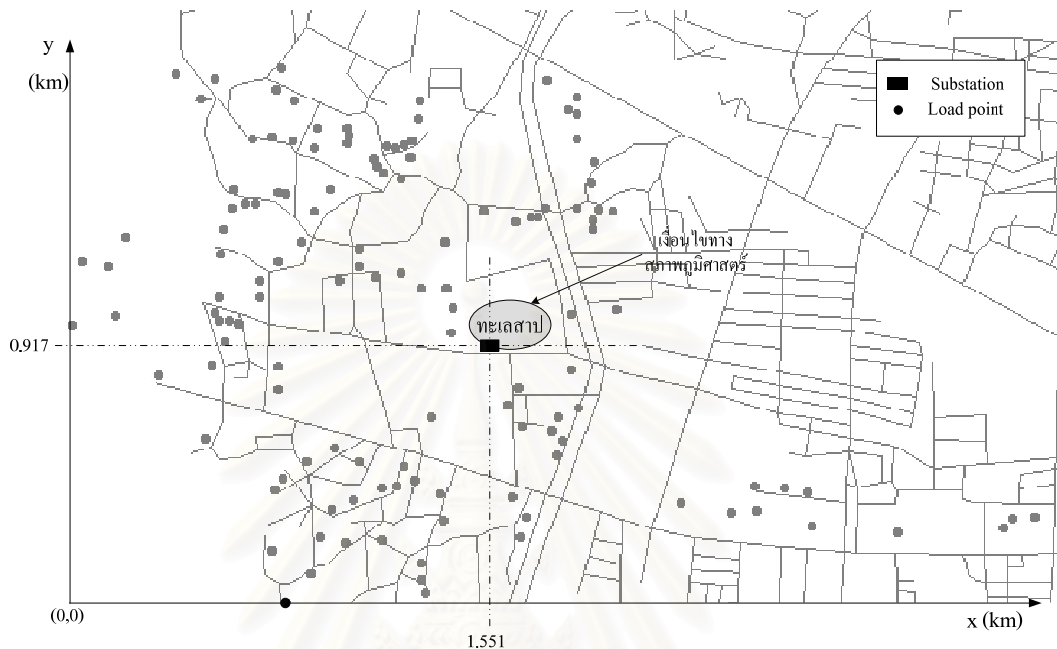


รูปที่ 3.2 ตำแหน่งที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อย (1.549, 0.937) ในกรณี 1

**กรณี 2** พิจารณาหาตำแหน่งที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อยโดยคำนึงถึงเงื่อนไขทางภูมิศาสตร์ร่วมด้วย ในกรณีนี้เราจะเพิ่มสมการเงื่อนไขอันเนื่องมาจากสภาพทางภูมิศาสตร์เข้าไปในปัญหา โดยสมมติให้ตำแหน่งที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อยที่หาได้ในกรณีแรกและพื้นที่โดยรอบเป็นที่ตั้งของทะเลสาบ ซึ่งสามารถแสดงสมการเงื่อนไขได้ดังนี้

$$g(x, y) = 1 - \left( \frac{x - 1.61}{0.15} \right)^2 - \left( \frac{y - 1}{0.09} \right)^2$$

จากสมการเงื่อนไขจะพบว่าเป็นสมการวงรีที่แสดงให้เห็นถึงลักษณะของทะเลสาบ โดยมีจุดศูนย์กลางอยู่ที่พิกัด (1.61, 1) และมีรัศมีในแนวแกน x เท่ากับ 150 เมตรและรัศมีในแนวแกน y เท่ากับ 90 เมตร ในการหาผลตอบเราจะได้ตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าที่เหมาะสมในกรณีนี้คือ (1.551, 0.917) ซึ่งเงื่อนไขทางภูมิศาสตร์และผลตอบที่ได้ สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 ตำแหน่งที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อย (1.551, 0.917) ในกรณี 2

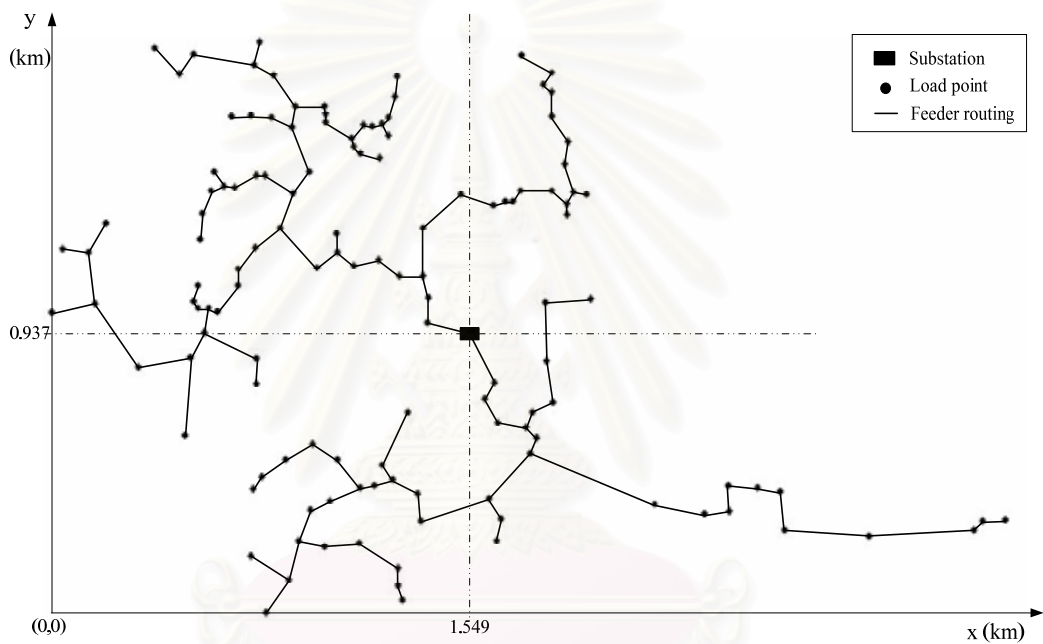
พิจารณาผลการทดสอบในกรณี 1 จะพบว่าพิกัด (1.549, 0.937) เป็นตำแหน่งที่อยู่ศูนย์กลางของจุดโหลดโดยประมาณ ซึ่งตำแหน่งที่ได้นี้จะเป็ตำแหน่งที่ทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบต่ำที่สุดในการที่มีเงื่อนไขใดๆ แต่ถ้าตำแหน่งนั้นและบริเวณพื้นที่โดยรอบเป็นที่ตั้งของทะเลสาบ จะทำให้เราไม่สามารถสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยที่ตำแหน่งนั้นได้ ในขณะที่กรณี 2 เราจะพิจารณาเงื่อนไขทางสภาพภูมิศาสตร์ร่วมด้วย ตำแหน่งที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าที่ได้จะเปลี่ยนไป คือ (1.551, 0.917) จากผลการทดสอบนี้จะแสดงให้เห็นถึงประโยชน์ในการพิจารณาเงื่อนไขทางภูมิศาสตร์ เนื่องจากเราสามารถที่จะสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยได้จริงจากผลตอบที่ได้

### 3.2.2 เส้นทางเดินที่เหมาะสมสำหรับสายป้อน

หลังจากที่เราทราบตำแหน่งที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อยจากขั้นตอนแรกแล้ว ในขั้นตอนนี้ เราจะหาเส้นทางที่เหมาะสมของสายป้อนด้วยขั้นตอนวิธีการหาเส้นทางที่สั้นที่สุด โดยพิจารณาถึงสภาพภูมิประเทศของระบบด้วย นอกจากนี้เรานำประสบการณ์จากผู้เชี่ยวชาญมาช่วยในการตัดสินใจโดยผ่านกฎฮิวริสติก (Heuristic Rules) ดังที่นำเสนอไว้ในหัวข้อที่ 2.2.2

พิจารณาจากตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ได้จากหัวข้อ 3.2.1 ในกรณี 1 จะเห็นว่าจุดโหลดในระบบถูกแบ่งออกเป็น 2 ส่วนโดยประมาณ ดังนั้น เราจะกำหนดสายป้อนเริ่มต้นให้เท่ากับ 2 สายป้อน จากนั้นเราจะหาเส้นทางที่เหมาะสมของสายป้อน โดยจะแบ่งการพิจารณาออกเป็น 2 กรณีเช่นเดียวกับในขั้นตอนแรก คือ กรณีที่ไม่พิจารณาถึงเงื่อนไขทางภูมิศาสตร์และกรณีที่พิจารณาเงื่อนไขทางภูมิศาสตร์ของระบบ ซึ่งผลการทดสอบที่ได้ในแต่ละกรณีสามารถแสดงได้ดังนี้

**กรณี 1** พิจารณาหาเส้นทางที่เหมาะสมของสายป้อน โดยไม่คำนึงถึงเงื่อนไขทางภูมิศาสตร์ ผลตอบที่ได้จากการพิจารณาสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.4



รูปที่ 3.4 เส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อนในกรณี 1

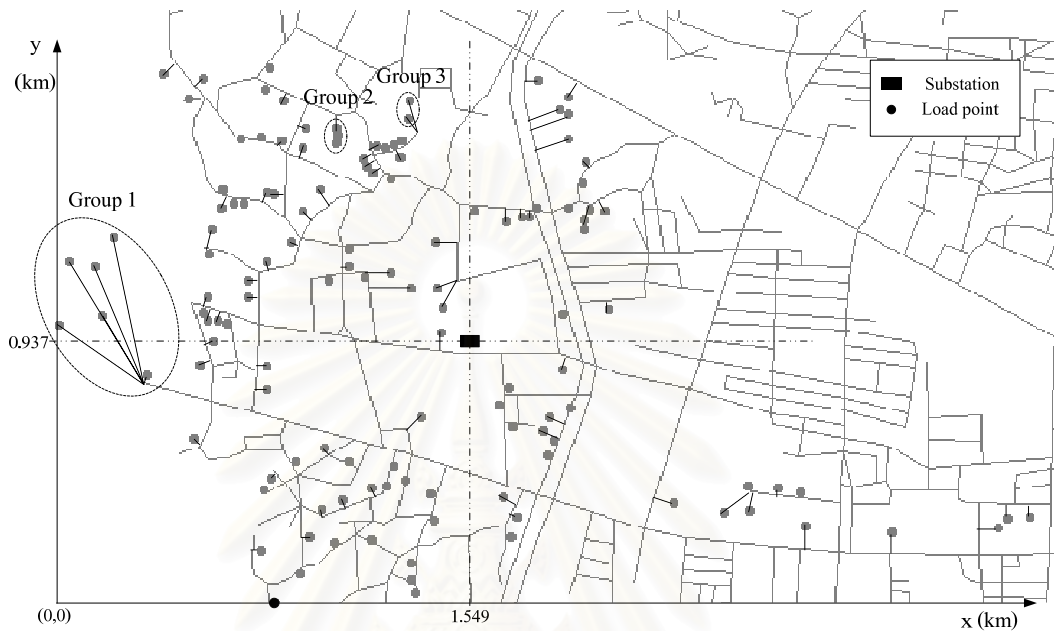
จากรูปที่ 3.4 เราจะเห็นว่าผลตอบที่ได้ในกรณีที่ไม่นับถึงเงื่อนไขทางภูมิศาสตร์จะเป็นเส้นทางของสายป้อนที่สั้นที่สุด โดยการวางสายตัวนำเป็นเส้นตรงจากสถานีไฟฟ้าย่อยไปจนถึงจุดโหลดหรือจากจุดโหลดหนึ่งถึงจุดโหลดอีกจุดหนึ่ง ซึ่งในทางปฏิบัติแล้ววิธีนี้จะเหมาะสมสำหรับสายส่งแรงสูงเท่านั้น แต่ไม่เหมาะสมที่จะใช้ในระบบจำหน่ายเนื่องจากแรงดันที่ใช้ในระบบจำหน่ายโดยส่วนใหญ่จะอยู่ที่ประมาณ 22-33 kV ซึ่งเสาไฟฟ้าที่ติดตั้งจะมีความสูงไม่มากทำให้ไม่สามารถจะวางสายผ่านต้นไม้หรือสิ่งก่อสร้างที่กีดขวางได้ ดังนั้น เราจึงนำสภาพทางภูมิศาสตร์มาใช้เป็นเงื่อนไขในการหาเส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อนด้วย ดังแสดงในกรณี 2

**กรณี 2** พิจารณาหาเส้นทางที่เหมาะสมของสายป้อน โดยคำนึงถึงเงื่อนไขทางภูมิศาสตร์ ด้วยวิธีที่นำเสนอในหัวข้อ 2.2.2 เราจะแบ่งการพิจารณาออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ ส่วนของสายป้อนย่อยและส่วนของสายป้อนหลัก ซึ่งสามารถแสดงตามขั้นตอนได้ดังนี้



1) ส่วนของสายป้อนย่อย:

เราจะคำนวณหาระยะห่างระหว่างจุดโหลดกับจุดบนถนนที่อยู่ใกล้ที่สุดสำหรับทุกจุดโหลด เพื่อนำมาพิจารณาในการติดตั้งสายป้อนย่อย ซึ่งผลจากการพิจารณาสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 ระยะห่างระหว่างจุดโหลดกับจุดบนถนนที่ใกล้ที่สุด

รูปที่ 3.5 แสดงระยะห่างระหว่างจุดโหลดกับจุดบนถนนที่ใกล้ที่สุด นอกจากนี้ยังแสดงถึงจุดโหลดที่อยู่ใกล้กัน ซึ่งเราสามารถจัดให้อยู่ในกลุ่มเดียวกันตามวิธีที่นำเสนอได้ 3 กลุ่ม จากนั้นจะเข้าสู่การพิจารณาในส่วนของสายป้อนหลัก

2) ส่วนของสายป้อนหลัก:

หลังจากที่พิจารณาระยะห่างระหว่างจุดโหลดกับจุดบนถนนครบทุกจุดโหลดและกลุ่มโหลดแล้ว ขั้นต่อไปเราจะกำหนดระยะสายป้อนย่อยยาวที่สุดที่ยอมรับได้ (Maximum Allowable Length: MAL) เพื่อที่จะใช้พิจารณาหาจุดไหนที่จะนำไปหาเส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อนหลักต่อไป

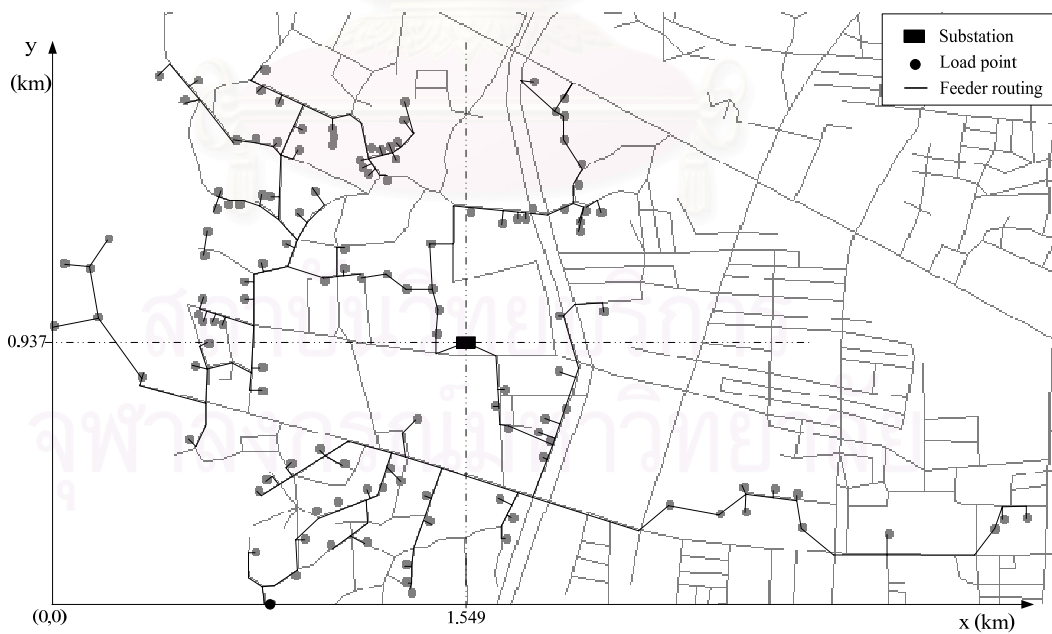
ในการพิจารณาหาเส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อนในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เราจะกำหนดระยะสายป้อนย่อยยาวที่สุดที่ยอมรับได้ (MAL) ไว้ 3 ระยะ ได้แก่ 50, 70 และ 100 เมตร ซึ่งผลตอบที่ได้จากการกำหนด MAL ในแต่ละระยะนั้น สามารถแสดงได้ตามลำดับดังนี้

- ระยะสายป้อนย่อยยาวที่สุดที่ยอมรับได้ 50 เมตร (MAL=50 m)



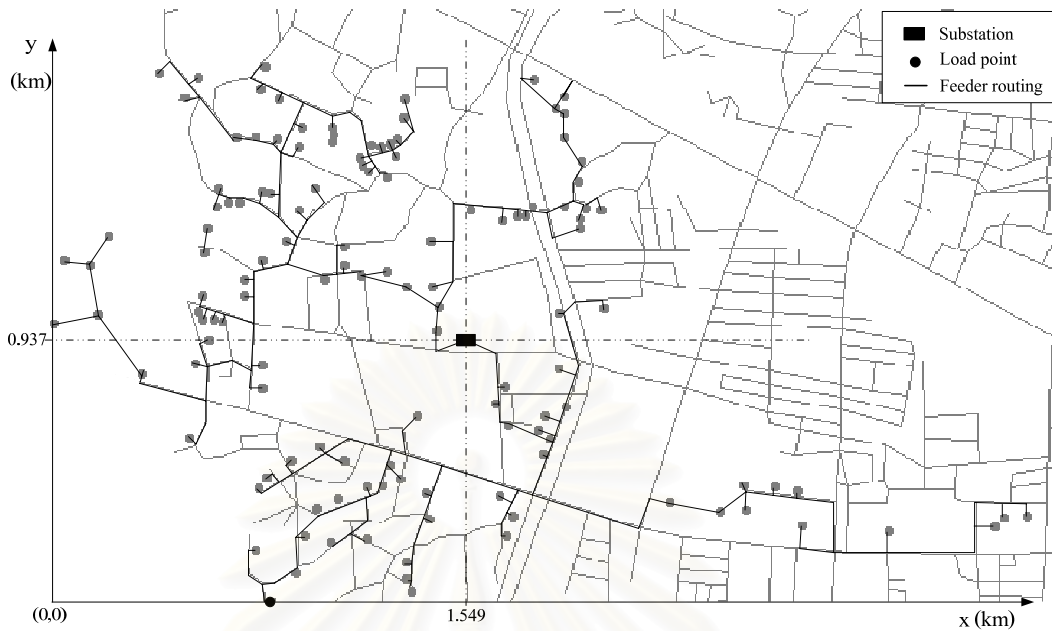
รูปที่ 3.6 เส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อน (MAL=50 m)

- ระยะสายป้อนย่อยยาวที่สุดที่ยอมรับได้ 70 เมตร (MAL=70 m)



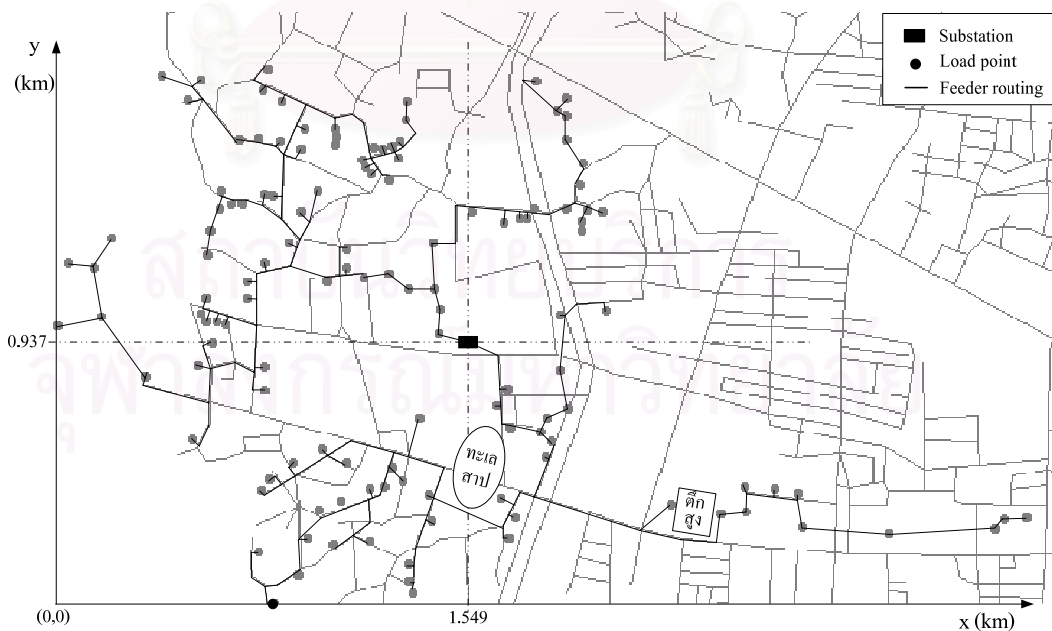
รูปที่ 3.7 เส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อน (MAL=70 m)

- ระยะสายป้อนย่อยยาวที่สุดที่ยอมรับได้ 100 เมตร (MAL=100 m)



รูปที่ 3.8 เส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อน (MAL=100 m)

นอกจากนี้ ถ้าเกิดในระบบมีพื้นที่ที่ไม่สามารถจะวางสายตัวนำผ่านได้ เช่น ที่ดินส่วนบุคคล ตึกสูง หรือทะเลสาบขวางเส้นทางเดินสายอยู่ เราสามารถแก้ปัญหาเหล่านี้ได้โดยพิจารณาผ่านกฎฮิวริสติก (Heuristic Rules) ทั้ง 3 ข้อดังที่นำเสนอไว้ในหัวข้อที่ 2.2.2 ซึ่งผลตอบที่ได้จากการพิจารณาโดยกำหนด MAL เท่ากับ 50 เมตร สามารถแสดงได้นี้



รูปที่ 3.9 เส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อน (MAL=50 m) โดยพิจารณาสิ่งกีดขวาง

พิจารณาเปรียบเทียบรูปที่ 3.6 กับรูปที่ 3.9 เราจะพบว่าผลตอบที่ได้มีความคล้ายคลึงกัน แต่ในรูปที่ 3.9 จะมีตีกสูงและทะเลสาบตั้งขวางอยู่ระหว่างจุดโหลด ซึ่งเป็นเงื่อนไขที่พิจารณาผ่านกฎอิวิริสติกทำให้ไม่สามารถที่จะวางสายป้อนระหว่างจุดโหลดนั้นได้ ผลตอบที่ได้ในรูปที่ 3.9 จึงเป็นการวางสายตัวนำเลี้ยงตีกโดยจะวางไปตามถนนก่อนที่จะเดินเข้าสู่จุดโหลด ซึ่งผลตอบที่แสดงไว้ทั้งหมดจะแสดงให้เห็นถึงประโยชน์ในการนำสภาพทางภูมิศาสตร์มาร่วมพิจารณา เพื่อที่จะทำให้ผลตอบที่ได้มีความเหมาะสมในการจะนำไปใช้ในทางปฏิบัติ

### 3.2.3 ขนาดสายตัวนำที่เหมาะสม

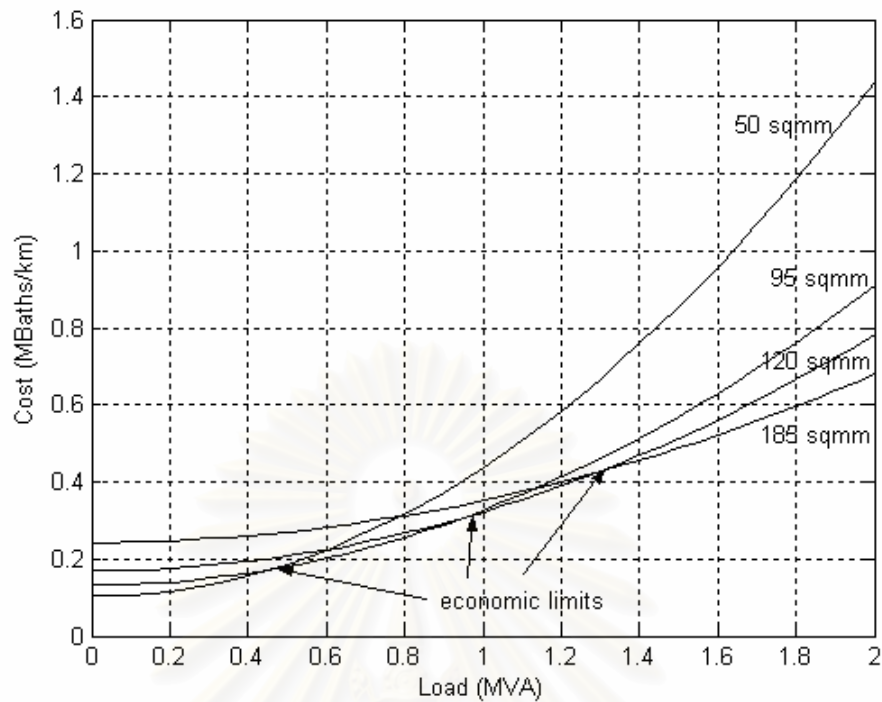
ในขั้นตอนนี้ เราจะนำผลตอบที่ได้ในขั้นตอนที่ 3.2.1 และ 3.2.2 อันประกอบด้วยตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับติดตั้งสถานีไฟฟ้าย่อยและเส้นทางเดินที่เหมาะสมสำหรับสายป้อนมาทำการเลือกขนาดสายตัวนำที่เหมาะสม

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ขนาดของสายตัวนำที่นำมาพิจารณาจะมี 4 ขนาด ได้แก่ 50, 95, 120 และ 185 mm<sup>2</sup> ที่ระดับแรงดัน 22 kV ซึ่งรายละเอียดของสายตัวนำแต่ละขนาดได้นำเสนอไว้ในตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลของสายตัวนำขนาดต่างๆ

ขนาด (mm <sup>2</sup> )	ราคา (Baht/km)	ค่าใช้จ่ายในการทำงานและ บำรุงรักษา (Baht/km)	ความต้านทาน (Ohms/km)	
			R	X
50	102740	1541	0.6895	0.7888
95	131670	1975	0.4005	0.7548
120	168320	2525	0.3158	0.7576
185	241587	3624	0.2250	0.7434

จากข้อมูลในตารางที่ 3.1 จะนำมาคำนวณหาขนาดที่เหมาะสมของสายตัวนำในแต่ละช่วงดังที่ได้นำเสนอไว้ในบทที่ 2 (สมการที่ 2.9 – 2.11) ซึ่งเราจะเลือกขนาดของสายตัวนำที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่ต่ำที่สุด โดยพิจารณาผ่านกราฟความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายทั้งหมดกับค่าโหลดสูงสุดที่ไหลผ่านสายตัวนำดังแสดงในรูปที่ 3.10 โดยมีสมมติฐานดังนี้ ค่ากำลังสูญเสียราคา 2 บาท/kWh ระยะเวลาในการวางแผน 20 ปี อายุการใช้งานของสายตัวนำ 30 ปี อัตราดอกเบี้ย 6% ต่อปี อัตราการเจริญเติบโตของโหลด 5%



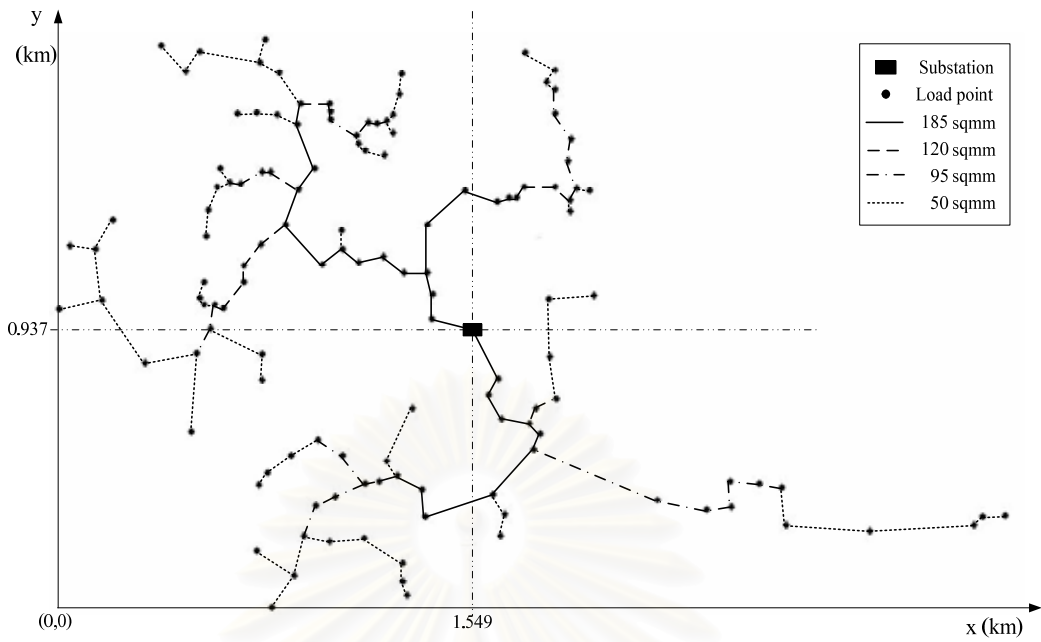
รูปที่ 3.10 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายทั้งหมดของสายตัวนำกับค่าโหลดสูงสุดที่ไหลผ่าน

จากรูปที่ 3.10 ด้วยสมมติฐานข้างต้น เราสามารถเลือกสายตัวนำที่เหมาะสมสำหรับโหลดสูงสุดที่ไหลผ่านในแต่ละช่วงได้ ดังนี้ ขนาดโหลดในช่วงประมาณ 0 – 0.5 MVA สายตัวนำที่เหมาะสมจะเป็นสายตัวนำขนาด 50 mm<sup>2</sup> ที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่ำที่สุด จากนั้นจะพบจุดตัดของกราฟ (Economic Limit) ที่แสดงให้เห็นว่าสายตัวนำที่เหมาะสมสำหรับขนาดโหลดในช่วง 0.5 – 0.98 MVA จะเป็นสายตัวนำขนาด 95 mm<sup>2</sup> และสายขนาด 120 mm<sup>2</sup> จะถูกเลือกใช้สำหรับขนาดโหลดในช่วง 0.98 – 1.3 MVA สำหรับโหลดที่มีขนาดมากกว่า 1.3 MVA นั้น เราจะเลือกใช้สายขนาด 185 mm<sup>2</sup> จนกระทั่งถึงขีดจำกัดของสายตัวนำที่สามารถรองรับได้

จากผลตอบที่ได้ในหัวข้อที่ 3.2.2 เราจะนำเส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อนที่ได้มาทำการเลือกขนาดของสายตัวนำที่เหมาะสม โดยการทดสอบในขั้นตอนนี้จะพิจารณาตามผลตอบที่ได้ในหัวข้อที่ 3.2.2 ซึ่งผลจากการทดสอบที่ได้ในแต่ละกรณีสามารถแสดงได้ดังนี้

**กรณี 1** ไม่พิจารณาถึงเงื่อนไขทางภูมิศาสตร์ ผลตอบจากการเลือกขนาดสายตัวนำที่เหมาะสมในกรณีนี้ สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.11

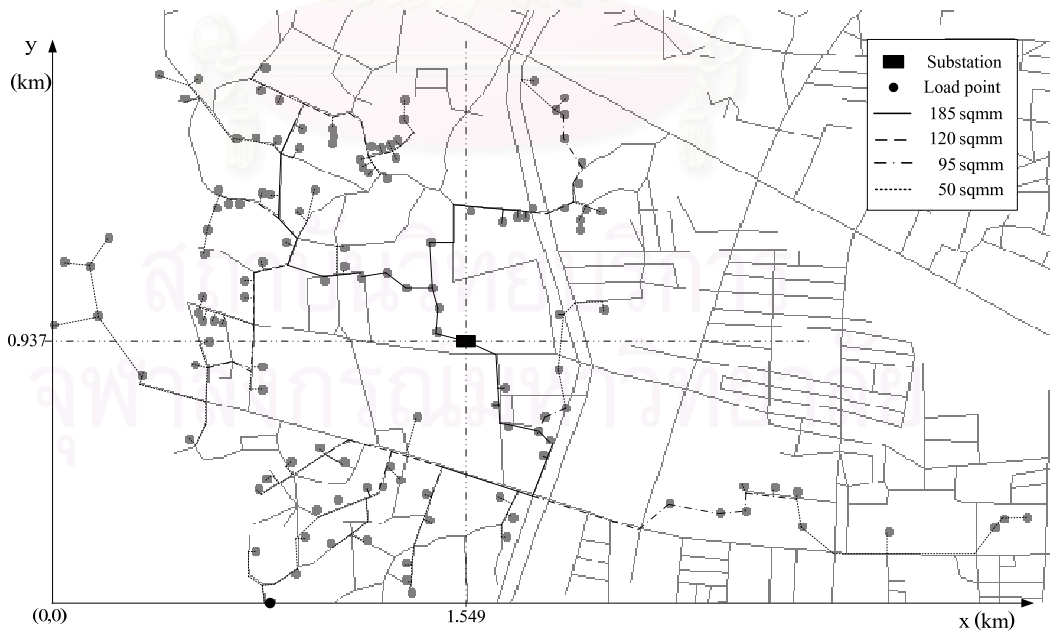




รูปที่ 3.11 ขนาดสายตัวนำที่เหมาะสมในกรณี 1

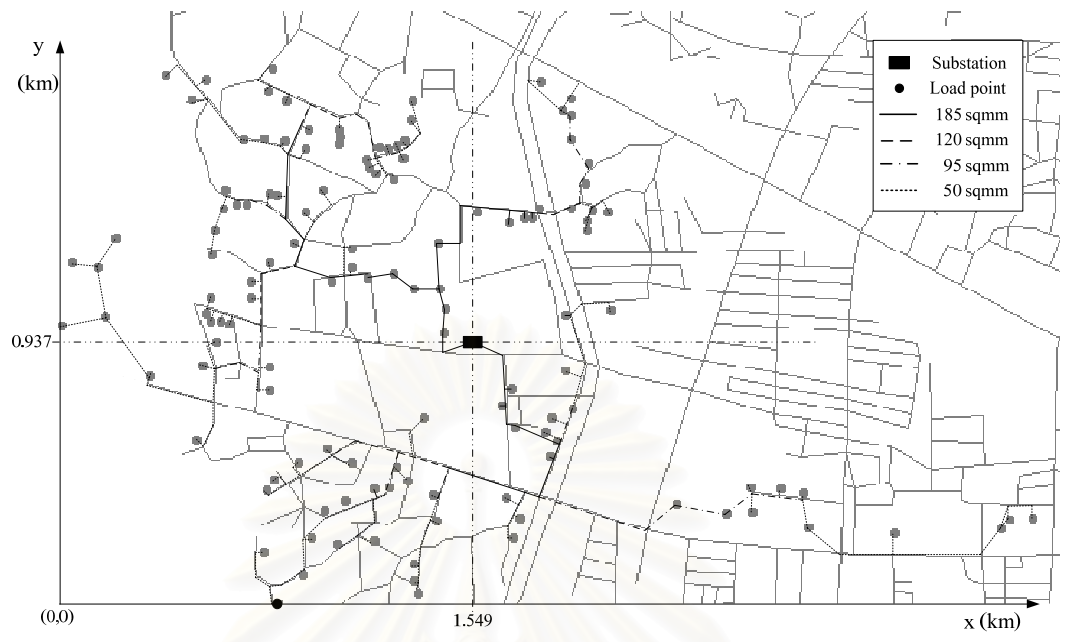
กรณี 2 พิจารณาถึงเงื่อนไขทางภูมิศาสตร์ ในกรณีนี้เราสามารถแสดงขนาดสายตัวนำที่เหมาะสมตามระยะ MAL ที่กำหนดได้ ซึ่งผลตอบที่ได้ในแต่ละระยะ MAL นั้นสามารถแสดงได้ดังนี้

- ระยะสายป้อนย่อยยาวที่สุดที่ยอมรับได้ 50 เมตร (MAL=50 m)



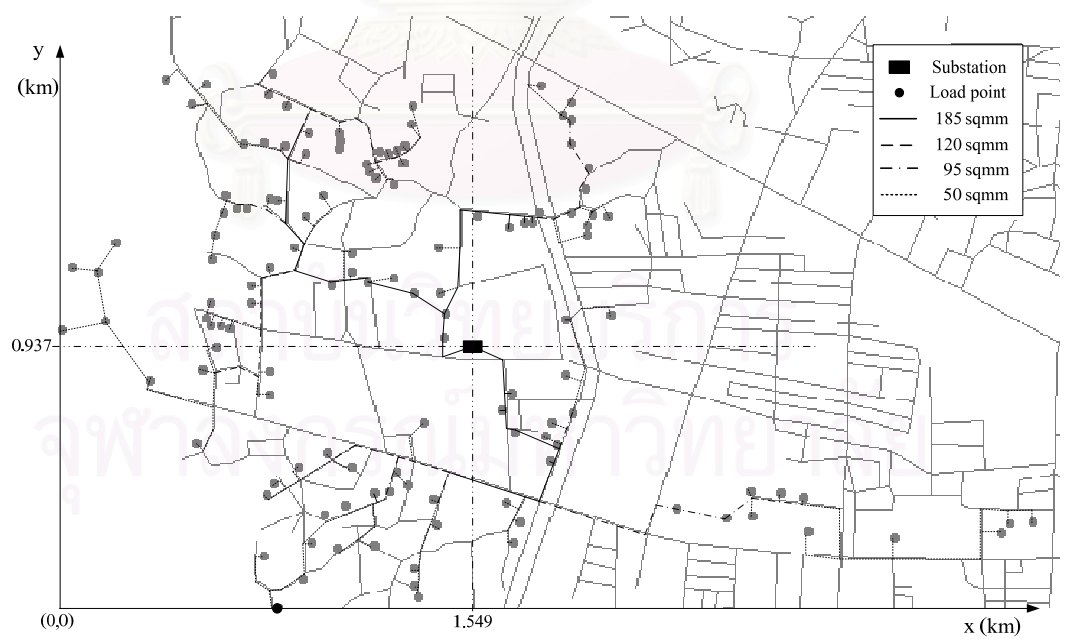
รูปที่ 3.12 ขนาดของสายตัวนำที่เหมาะสมในกรณี 2 (MAL=50 m)

- ระยะสายป้อนย่อยยาวที่สุดที่ยอมรับได้ 70 เมตร (MAL=70 m)



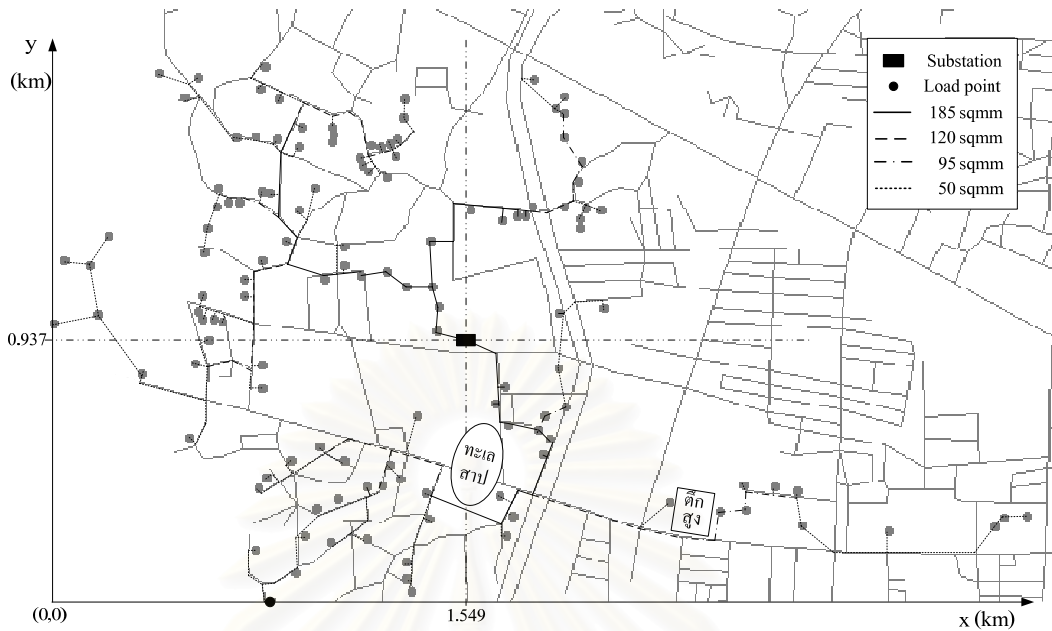
รูปที่ 3.13 ขนาดของสายตัวนำที่เหมาะสมในกรณี 2 (MAL=70 m)

- ระยะสายป้อนย่อยยาวที่สุดที่ยอมรับได้ 100 เมตร (MAL=100 m)



รูปที่ 3.14 ขนาดของสายตัวนำที่เหมาะสมในกรณี 2 (MAL=100 m)

- ระยะสายป้อนย่อยยาวที่สุดที่ยอมรับได้ 50 เมตร (MAL=50 m) โดยพิจารณาสิ่งกีดขวาง



รูปที่ 3.15 ขนาดของสายตัวนำที่เหมาะสมในกรณี 2 (MAL=50 m) โดยพิจารณาสิ่งกีดขวาง

ผลตอบที่แสดงในขั้นตอนนี้จะป็นขนาดของสายตัวนำที่เหมาะสมสำหรับแต่ละกรณีทีพิจารณา ซึ่งค่าใช้จ่ยที่เกดขึ้นจากการเลือกใช้สายตัวนำแต่ละขนาดในระบบนั้นจะนำเสนอไว้ในตอนสุดท้ายของบทนี้

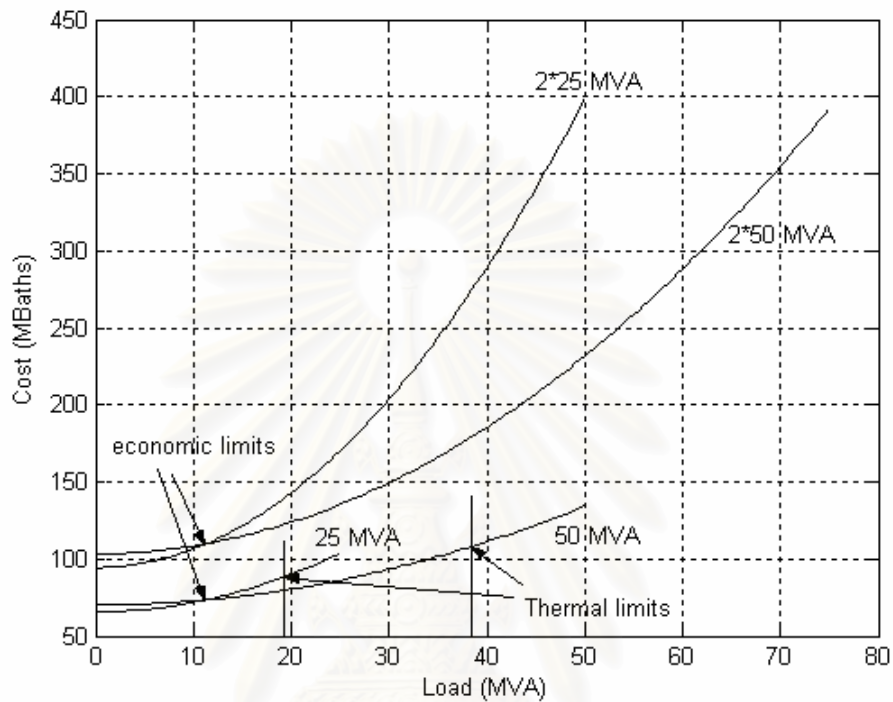
### 3.2.4 ขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อยที่เหมาะสม

ในขั้นตอนสุดท้ายนี้จะเป็นการเลือกขนาดที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งจะใช้หลักในการเลือกเช่นเดียวกับการเลือกขนาดของสายป้อนที่เหมาะสม โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อย 4 ชนิด ซึ่งรายละเอียดของสถานีไฟฟ้าย่อยแต่ละชนิดจะถูกนำเสนอไว้ในตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 ข้อมูลของสถานีไฟฟ้าย่อยชนิดต่างๆ

ขนาด (MVA)	ราคาสถานีไฟฟ้าย่อยและค่าก่อสร้าง (Million Baths)	ค่าใช้จ่ยในการทำงานและบำรุงรักษา (Million Baths)
25	58.448	1.169
50	60.276	1.206
2*25	82.083	1.642
2*50	85.740	1.715

จากข้อมูลในตารางที่ 3.2 เราจะนำมาคำนวณหาชนิดของสถานีไฟฟ้าที่เหมาะสม โดยใช้สมมติฐานดังนี้ ค่ากำลังสูญเสียราคา 1 บาท/kWh ระยะเวลาในการวางแผน 20 ปี อายุการใช้งานของสถานีไฟฟ้าย่อย 30 ปี อัตราดอกเบี้ย 6% ต่อปี อัตราการเจริญเติบโตของโหลด 5% ซึ่งความสัมพันธ์ของค่าใช้จ่ายทั้งหมดกับโหลดสูงสุดสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.16



รูปที่ 3.16 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายทั้งหมดของสถานีไฟฟ้าย่อยกับค่าโหลดสูงสุด

จากรูปที่ 3.16 ชนิดของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่ำที่สุดจะถูกเลือกสำหรับโหลดแต่ละขนาด โดยถ้าขนาดโหลดรวมสูงสุดมีค่าไม่เกิน 11.5 MVA สถานีไฟฟ้าย่อยชนิด 25 MVA จะเป็นชนิดที่เหมาะสมในทางเศรษฐศาสตร์ จากนั้นขนาดโหลดรวมตั้งแต่ 11.5 – 38 MVA สถานีไฟฟ้าย่อยชนิด 50 MVA จะเป็นชนิดที่เหมาะสม ส่วนขนาดโหลดที่เกิน 38 MVA ขึ้นไปนั้น จะต้องเลือกใช้สถานีไฟฟ้าย่อย 2\*50 MVA เนื่องจากข้อจำกัดทางความสามารถในการจ่ายโหลดสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อย 50 MVA

จากขั้นตอนที่ 3.2.1 – 3.2.4 เราสามารถสรุปผลการทดสอบทั้งหมดได้ดังแสดงในตารางที่ 3.3 และ 3.4 โดยใช้สมมติฐานดังนี้ ค่ากำลังสูญเสียราคา 2 บาท/kWh อัตราดอกเบี้ย 6% ต่อปี ระยะเวลาในการวางแผน 20 ปี อายุการใช้งานของสายตัวนำและสถานีไฟฟ้าย่อย 30 ปี ตัวประกอบโหลด 0.6 และตัวประกอบกำลังเท่ากับ 0.8

ตารางที่ 3.3 จะแสดงตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อย รวมถึงค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยด้วย จากนั้นค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการเลือกเส้นทางและขนาดที่เหมาะสมสำหรับสายป้อนจะแสดงไว้ในตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.3 สถานีไฟฟ้าย่อยที่เหมาะสม

กรณี	ขนาด (MVA)	ตำแหน่งพิกัด X-Y (km)	ค่าใช้จ่ายของสถานีไฟฟ้าย่อย (MBaht)
1	50	1.549, 0.937	76.858
2	50	1.551, 0.917	76.858

ตารางที่ 3.4 สายป้อนที่เหมาะสมในแต่ละกรณี

การพิจารณาสายป้อน	ค่าใช้จ่าย (MBaht)
- ไม่พิจารณาเงื่อนไขทางภูมิศาสตร์	6.830
- พิจารณาเงื่อนไขทางภูมิศาสตร์ (Maximum Allowable Length)	
- 50 m	7.261
- 70 m	7.675
- 100 m	7.501
- 50 m (มีสิ่งกีดขวางในระบบ)	7.363

ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการเลือกเส้นทางที่เหมาะสมในแต่ละกรณีได้แสดงไว้ในตารางที่ 3.4 ในกรณีที่พิจารณาถึงเงื่อนไขทางภูมิประเทศจะเห็นว่ามีค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเท่ากับ 6.830 ล้านบาท ซึ่งเป็นค่าที่น้อยที่สุด เนื่องจากระยะทางในการวางสายป้อนนั้นจะสั้นที่สุดโดยสายป้อนจะวางเป็นเส้นตรงจากสถานีไฟฟ้าย่อยไปถึงจุดโหนดหรือจากจุดโหนดหนึ่งไปถึงอีกจุดโหนดหนึ่ง ดังแสดงในรูปที่ 3.11 สำหรับกรณีที่พิจารณาเงื่อนไขทางภูมิศาสตร์นั้น เราจะพบว่าข้อกำหนดระยะสายป้อนย่อยยาวที่สุดที่ยอมรับได้ (MAL) จะมีผลต่อค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น โดยที่ MAL เท่ากับ 50 เมตร จะทำให้เกิดค่าใช้จ่ายน้อยที่สุดคือ 7.261 ล้านบาท ในขณะที่ถ้ากำหนดให้ MAL เท่ากับ 70 เมตร จะทำให้เกิดค่าใช้จ่ายมากที่สุดคือ 7.675 ล้านบาท จากผลการทดสอบนี้จะแสดงให้เห็นว่าค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากสายป้อนจะไม่แปรผันตามระยะสายป้อนย่อยยาวที่สุดที่ยอมรับได้ นอกจากนี้จะเห็นว่าในกรณีที่มีสิ่งกีดขวางในระบบจะทำให้ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นมีค่ามากขึ้นคือ 7.312 ล้านบาท ดังนั้นจากผลการทดสอบ เราสามารถกล่าวได้ว่าสภาพแวดล้อมทางภูมิศาสตร์เป็นปัจจัยสำคัญปัจจัยหนึ่งที่น่าจะนำมาพิจารณาสำหรับการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้า

### 3.3 สรุป

ด้วยวิธีการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พัฒนาขึ้นในบทที่ 2 เราสามารถหาดำแหน่งและขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อยที่เหมาะสมและเส้นทางเดินและขนาดของสายป้อนที่เหมาะสมได้โดย



อัตโนมัติ อีกทั้งยังพิจารณาถึงเงื่อนไขทางด้านภูมิศาสตร์ (GIS) ในการแก้ปัญหาด้วย เพื่อให้ระบบที่ได้มีความเหมาะสมกับพื้นที่และสามารถที่จะนำไปใช้ในทางปฏิบัติได้จริง นอกจากนี้เพื่อที่จะทำให้ระบบมีความสมบูรณ์และมีความพร้อมที่จะทำงานมากขึ้น เราจะนำระบบจำหน่ายที่ได้รับจากการวางแผนในขั้นต้นมาพิจารณาปัญหาทางการออกแบบระบบป้องกันต่อไป ดังนั้นในบทต่อไปจะเป็นการพิจารณาถึงปัญหาการออกแบบระบบป้องกัน รวมทั้งนำเสนอถึงวิธีการในการหาชนิด ตำแหน่ง และจำนวนของอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสมในระบบด้วย



สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## บทที่ 4

### การออกแบบระบบป้องกัน

หลังจากที่นำเสนอวิธีการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าแล้ว ในขั้นตอนต่อไปจะเป็นการนำผลการวางแผนระบบที่ได้มาพิจารณาถึงการออกแบบระบบป้องกัน โดยในบทนี้จะเป็นการนำเสนอเกี่ยวกับการออกแบบระบบป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งเป็นปัญหาที่สำคัญปัญหาหนึ่งที่มีการศึกษาและค้นคว้ากันอย่างแพร่หลาย [40]-[70] โดยได้มีการนำเอาเทคนิคและวิธีการแก้ปัญหาต่างๆ มาประยุกต์ใช้กันอย่างมากมาย เช่น กำหนดการเชิงเส้นจำนวนเต็ม (Integer Linear Programming) [64]-[67] การจำลองแบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo Simulation) [46], [50], [51] ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเป็นการพัฒนาวิธีการแก้ปัญหาที่นำเสนอในบทความ [64]-[67] ซึ่งรายละเอียดจะอธิบายในหัวข้อสุดท้ายของบทนี้

ในตอนต้นของบทที่ 4 จะกล่าวถึงอุปกรณ์หลักที่ใช้ในการป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้า จากนั้นจะอธิบายถึงพื้นฐานการป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลและฟังก์ชันค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับจะถูกนำเสนอในหัวข้อต่อมา ถัดไปจะเป็นการกล่าวถึงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จากนั้นจะเป็นการทบทวนเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการออกแบบระบบป้องกัน โดยข้อดีและข้อเสียจากวิธีการต่างๆ จะถูกนำมาพิจารณาสำหรับพัฒนาวิธีการที่นำเสนอ

#### 4.1 อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า

เนื่องจากการล้มเหลวหรือการไม่ทำงานตามที่กำหนดของอุปกรณ์ในระบบจะนำไปสู่เหตุขัดข้องหรือไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ตามปกติเราสามารถปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าได้โดยการกำจัดความผิดปกติที่เกิดขึ้นและจ่ายไฟกลับคืนให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าให้เร็วที่สุด ด้วยการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

การป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยทั่วไปจะประกอบด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) ซึ่งจะติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อย รีโคลอสเซอร์ (Recloser) สวิตช์สำหรับตัดโหลด (Load Break Switch) สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting Switch) และฟิวส์ (Fuse) จะติดตั้งบนสายป้อนหลักและสายป้อนย่อยในระบบ โดยอุปกรณ์ป้องกันเหล่านี้จะต้องเป็นไปตามวัตถุประสงค์ดังนี้

- ป้องกันอันตรายที่อาจเกิดขึ้นที่อาจเกิดขึ้นอย่างรุนแรงในที่สาธารณะได้ โดยการตัดวงจรที่เกิดการผิดปกติออกไปจากระบบ

- ป้องกันหรือทำให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์น้อยที่สุด โดยการกำจัดสภาวะที่ผิดปกติออกจากระบบ
- ปรับปรุงคุณภาพความเชื่อถือได้ของระบบ โดยการตัดส่วนของวงจรให้น้อยที่สุดสำหรับความผิดปกติที่เกิดขึ้น

อุปกรณ์หลักที่ใช้สำหรับป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้า พอสรุปได้ดังนี้

1) เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) โดยทั่วไปจะติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยและจะติดตั้งพร้อมกับเฟสรีเลย์ กราวด์รีเลย์ และ Automatic Reclosing รีเลย์ สามารถกำจัดการเกิดผิดปกติในระบบหรือตัดส่วนของอุปกรณ์ที่เกิดผิดปกติออกจากระบบในขณะที่มีโหลดได้และสามารถต่อวงจรกลับมาใหม่ได้โดยอัตโนมัติ (Reclosing)

2) รีโคลสเซอร์ (Recloser) โดยทั่วไปจะติดตั้งที่กลางสายป้อน สายป้อนที่มีความยาวมาก ๆ หรือโหลดที่มีขนาดใหญ่ที่เกิดปัญหาความผิดปกติแบบชั่วคราวบ่อยๆ มีความสามารถในการทำงานเช่นเดียวกับเซอร์กิตเบรกเกอร์ นอกจากนี้ยังสามารถทำหน้าที่ตรวจจับและแยกความผิดปกติแบบชั่วคราวและถาวรได้

การทำงานของรีโคลสเซอร์มีด้วยกัน 2 จังหวะ [68] คือ ครั้งแรกเป็นช่วงการทำงานแบบเร็ว (High Speed) และครั้งที่สองเป็นช่วงการทำงานแบบช้า (Lower Speed) เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบ รีโคลสเซอร์จะทำการตัดวงจรครั้งแรกโดยใช้เวลาในช่วงการทำงานแบบเร็ว เพื่อตรวจสอบว่าความผิดปกติที่เกิดขึ้นเป็นแบบชั่วคราวหรือถาวร ถ้าหากความผิดปกติที่เกิดขึ้นเป็นแบบชั่วคราว ระบบจะกลับคืนสู่ภาวะปกติโดยไม่มี การตัดวงจร แต่ถ้าความพร่องนั้นยังคงอยู่ เป็นความผิดปกติแบบถาวร การทำงานครั้งที่สองของรีโคลสเซอร์จะทำการตัดวงจรออกโดยใช้เวลาในช่วงการทำงานแบบช้า การทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์นั้นจะถูกออกแบบมาให้ตัดวงจรก่อนที่ฟิวส์ที่ติดตั้งอยู่ทางด้านโหลดจะทำงาน เพื่อให้ผู้ใช้ไฟที่อยู่หลังฟิวส์ไม่ต้องเกิดเหตุการณ์ไฟดับขึ้นเป็นเวลานาน หากฟิวส์เกิดหลอมละลายโดยไม่จำเป็น ซึ่งเรียกว่า “Fuse Saving Scheme”

3) สวิตช์สำหรับตัดโหลด (Load Break Switch) [2] จะใช้ติดตั้งในสายเมนหรือสายแยกที่สำคัญ หรือติดตั้งในตำแหน่งที่มีการเชื่อมโยงระหว่างฟีดเดอร์หรือสถานีไฟฟ้าย่อย สามารถทำงานได้เช่นเดียวกับรีโคลสเซอร์ แต่ไม่สามารถที่จะต่อวงจรกลับมาใหม่ได้โดยอัตโนมัติ (Automatic Reclosing)

4) สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting Switch) ทำหน้าที่ในการตัด/ต่อวงจรในขณะที่ไม่มีกระแสไฟฟ้าไหลอยู่ในวงจรแล้ว กล่าวคือ หลังจากที่อยู่อุปกรณ์ป้องกันตัวอื่นๆ ได้ทำการตัดอุปกรณ์ที่เกิดความผิดปกติออกไปแล้วนั้น สวิตช์ตัดตอนจะถูกใช้ในการเปลี่ยนแปลงระบบเพื่อที่จะทำให้สามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นๆ ในระบบได้อย่างรวดเร็ว

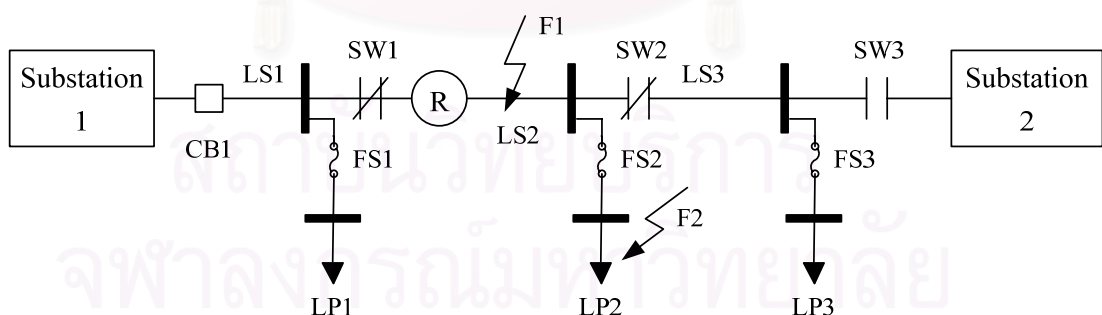
5) ฟิวส์ (Fuse) เป็นอุปกรณ์ป้องกันที่มีราคาถูกที่สุดและมีการใช้กันอย่างแพร่หลายในการป้องกันโหลดที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าโดยทั่วไป สามารถที่จะตรวจจับความผิดปกติที่เกิดขึ้นได้แต่ข้อเสีย

ของมันก็คือเมื่อฟิวส์ทำงานจะเป็นการหลอมเหลวตัวมันเองทำให้ไม่สามารถนำมาใช้ใหม่ได้อีกไม่เหมือนกับอุปกรณ์ชนิดอื่นที่ใช้หน้าสัมผัสเปิด/ปิดในการทำงาน ดังนั้นเมื่อฟิวส์ทำงานหรือตัดวงจรแล้วมักต้องใช้เวลาานกว่าเจ้าหน้าที่จะเดินทางมาถึงจุดเกิดเหตุและทำการเปลี่ยนฟิวส์เพื่อที่จะทำให้ระบบสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟได้ดังเดิม นอกจากนี้ฟิวส์ไม่สามารถที่จะแยกแยะความผิดปกติที่เกิดขึ้นได้ว่าเป็นความผิดปกติแบบชั่วคราวหรือถาวร ดังนั้นเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบฟิวส์จะทำงานทันทีไม่ว่าจะเป็นความผิดปกติแบบชั่วคราวหรือถาวร ด้วยสาเหตุนี้เราจึงใช้ฟิวส์ทำงานร่วมกับรีโครสเซอร์ โดยรีโครสเซอร์จะทำหน้าที่ในการตรวจจับความผิดปกติแบบชั่วคราวก่อนที่ฟิวส์จะทำงาน (Fuse Saving Scheme) ทำให้ฟิวส์จะทำงานเฉพาะการเกิดความผิดปกติแบบถาวรเท่านั้น

จากรายละเอียดของอุปกรณ์ป้องกันต่างๆ ที่ได้กล่าวมานั้น เราจะนำไปใช้อธิบายถึงการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในหัวข้อต่อไป

#### 4.2 พื้นฐานการป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล

การป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลโดยพื้นฐานแล้ว จะประกอบด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สถานีไฟฟ้าย่อยและรีโครสเซอร์ติดตั้งที่กลางสายป้อนหรือสายป้อนย่อยที่มีความยาวมาก โดยจะมีสวิตช์ตัดตอนติดตั้งอยู่ตามสายป้อนหลักและทางแยกของสายป้อนที่สำคัญ จากนั้นก็จะติดตั้งฟิวส์เพื่อป้องกันสายย่อยในระบบ นอกจากนี้ ยังอาจติดตั้งสวิตช์ตัดตอนที่ปลายสายป้อน (Tie switch) สำหรับเชื่อมต่อกับแหล่งจ่ายอื่นในกรณีที่ระบบเกิดความผิดปกติขึ้น ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.1



รูปที่ 4.1 ระบบจำหน่ายและอุปกรณ์ป้องกันโดยทั่วไป

พิจารณารูปที่ 4.1 ระบบจำหน่ายจะประกอบไปด้วยอุปกรณ์ป้องกันหลัก 4 ชนิด คือ ติดตั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ต้นทางใกล้กับสถานีไฟฟ้าย่อย ทำหน้าที่ป้องกันสายป้อนหลักในส่วนต้นทางและทำหน้าที่สำรองรีโครสเซอร์และฟิวส์ รีโครสเซอร์ติดตั้งอยู่ตรงกลางทางของสายป้อนหลัก ทำหน้าที่ตรวจจับและแยกความผิดปกติแบบชั่วคราวและถาวรและทำหน้าที่สำรองฟิวส์

ฟิวส์ติดตั้งที่สายป้อนย่อย ทำหน้าที่ป้องกันโหลดในกิ่งย่อยของระบบ และสวิตช์ตัดตอนติดตั้งตามส่วนต่างๆ ของสายป้อนหลัก ทำหน้าที่สับเปลี่ยนวงจรขณะเกิดเหตุการณ์ขัดข้อง เพื่อที่จะทำให้สามารถจ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าย่อยอื่นๆ ในระบบได้อย่างรวดเร็ว

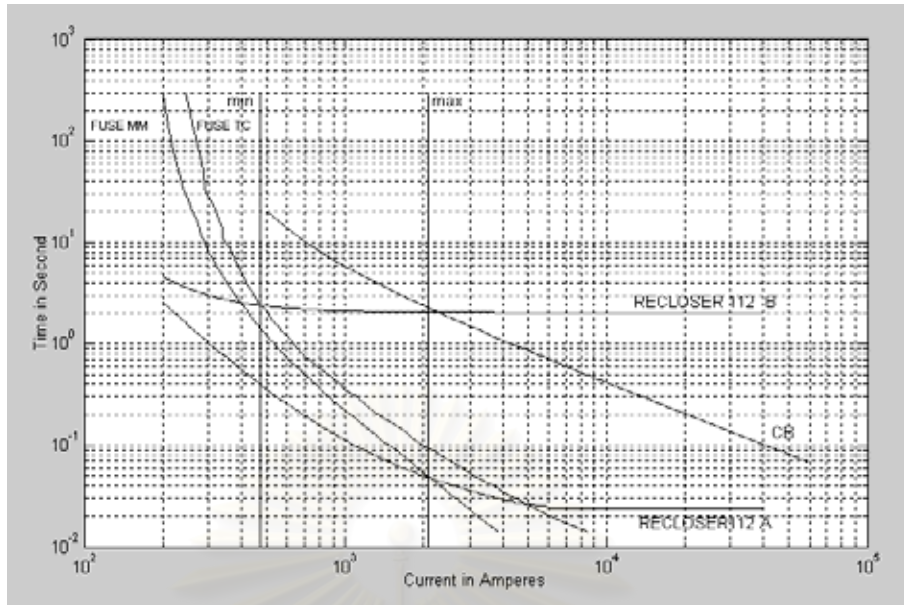
ถ้าระบบเกิดความผิดปกติที่ตำแหน่ง F1 รีโครสเซอร์ (R) จะตัดวงจรครั้งแรกด้วยการทำงานแบบเร็ว (High Speed) และจะต่อวงจรกลับสู่สภาวะปกติ ถ้าความผิดปกติที่เกิดขึ้นถูกกำจัดออกไปก่อนที่จะต่อวงจรกลับ จะทำให้จุดโหลด LP2 และ LP3 เกิดไฟฟ้าดับชั่วคราว แต่ถ้าความผิดปกติที่เกิดขึ้นยังคงอยู่ขณะที่ต่อวงจรกลับ รีโครสเซอร์จะทำการตัดวงจรอีกครั้งด้วยการทำงานแบบช้า (Lower Speed) จะทำให้จุดโหลด LP2 และ LP3 เกิดไฟฟ้าดับ หลังจากที่เราสามารถระบุตำแหน่งที่เกิดความผิดปกติได้แล้ว สวิตช์ตัดตอนปกติเปิด SW1 และ SW2 จะถูกเปิดขึ้นและสวิตช์ตัดตอนปกติเปิด SW3 จะถูกสับลงเพื่อเชื่อมต่อกับระบบกับสถานีไฟฟ้าย่อยอีกแห่งหนึ่ง (Sub2) ดังนั้นจุดโหลด LP3 จะได้รับการจ่ายไฟฟ้ากลับคืนมาอีกครั้งหนึ่งและเมื่อเราสามารถกำจัดความผิดปกติที่เกิดในระบบได้แล้ว วงจรก็จะกลับสู่สภาวะปกติ โดยสถานีไฟฟ้าย่อย (Sub1) จะทำการจ่ายไฟฟ้าให้กับทุกๆ จุดโหลด (LP1, LP2, and LP3) ในระบบดั้งเดิม

นอกจากนี้ถ้าหากเกิดความผิดปกติที่ตำแหน่ง F2 รีโครสเซอร์ (R) จะตัดวงจรครั้งแรกด้วยการทำงานแบบเร็ว (High Speed) และจะต่อวงจรกลับสู่สภาวะปกติ ถ้าความผิดปกติที่เกิดขึ้นถูกกำจัดออกไปก่อนที่จะต่อวงจรกลับ จะทำให้จุดโหลด LP2 และ LP3 เกิดไฟฟ้าดับชั่วคราว แต่ถ้าความผิดปกติที่เกิดขึ้นยังคงอยู่ขณะที่ต่อวงจรกลับ ฟิวส์ FS2 จะทำงานและทำให้จุดโหลด LP2 เกิดเหตุการณ์ไฟดับขึ้น ซึ่งตามปกติแล้วกว่าที่จุดโหลด LP2 จะได้รับการจ่ายไฟอีกครั้งหนึ่งก็ใช้เวลาที่เราใช้ในการเปลี่ยนฟิวส์ FS2 ซึ่งจะใช้เวลาานนับชั่วโมง

การป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น นอกจากจะติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบแล้วเรายังต้องมีการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันในระบบให้มีการทำงานที่สอดคล้องกันด้วย ระบบป้องกันจึงจะทำงานได้อย่างสมบูรณ์และมีประสิทธิภาพ

การจัดความสัมพันธ์ของการป้องกันจะเป็นการจัดลำดับการป้องกันโดยให้อุปกรณ์ที่อยู่ใกล้ความผิดปกติทำงานก่อนและอุปกรณ์ตัวที่อยู่ถัดออกมาทำหน้าที่เป็นตัวป้องกันสำรอง (Backup) ในกรณีที่อุปกรณ์ที่อยู่ใกล้ความผิดปกติไม่ทำงานอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ป้องกันสำรองจะต้องทำการตัดความผิดปกติแทน โดยเงื่อนไขที่จะใช้ในการจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์นั้นจะพิจารณาทั้งเวลาและขนาดของกระแสผิดปกติ ซึ่งเราสามารถแสดงตัวอย่างการจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบจำหน่ายแบบเรเดียลได้โดยพิจารณาตามรูปที่ 4.1 ซึ่งตัวอย่างกราฟคุณสมบัติการทำงานร่วมกันระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโครสเซอร์และฟิวส์สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.2 โดยเส้นกราฟ 112A และ 112B คือ ช่วงการทำงานแบบเร็ว ( High Speed ) และช่วงการทำงานแบบช้า ( Lower Speed ) ของรีโครสเซอร์ตามลำดับ โดยอุปกรณ์ป้องกันทั้งหมดจะทำงานประสานกันได้ดีในช่วงกระแสผิดปกติประมาณ 500 – 2000 แอมแปร์





รูปที่ 4.2 กราฟคุณสมบัติการทำงานร่วมกันระหว่างเบรกเกอร์ รีโคสเซอร์และฟิวส์ [2]

จากรูปที่ 4.2 เมื่อเกิดความผิดปกติแบบชั่วคราวด้วยกระแสผิดปกติขนาด  $10^3$  แอมแปร์ รีโคสเซอร์จะทำการตัดวงจรออกชั่วคราวและต่อวงจรกลับสู่สภาวะปกติ หากเกิดความผิดปกติแบบถาวรฟิวส์จะทำหน้าที่กำจัดความผิดปกติออกไปในเวลาหลังจากที่รีโคสเซอร์ทำงานในครั้งแรก ถ้าฟิวส์เกิดความผิดปกติไม่ทำงาน การทำงานครั้งที่สองของรีโคสเซอร์จะทำหน้าที่สำรองในการกำจัดความผิดปกติและเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ต้นทางจะทำหน้าที่เป็นตัวสำรองตัวสุดท้ายในกรณีที่ฟิวส์และรีโคสเซอร์ไม่ทำงาน โดยเวลาในการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์จะมีค่ามากที่สุด สำหรับหลักการออกแบบระบบป้องกันควบคู่กับการออกแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เราจะอาศัยสมมติฐานว่าอุปกรณ์ป้องกันทั้งหมดที่เลือกมาติดตั้งนั้น สามารถนำมาจัดความสัมพันธ์ในการป้องกันได้ดี

เมื่อเราทราบถึงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบแล้ว ในหัวข้อต่อไปจะกล่าวถึงการประเมินค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดอันเนื่องจากเหตุการณ์ขัดข้องในระบบ

#### 4.3 ความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากเหตุการณ์ขัดข้อง

ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านั้น ถือเป็นปัจจัยหนึ่งที่มีความสำคัญต่อระบบไฟฟ้าเป็นอย่างยิ่ง โดยเฉพาะในปัจจุบันได้มีการเปิดเสรีในธุรกิจไฟฟ้า [40] ทำให้นอกจากผู้ผลิตไฟฟ้าจะแข่งขันกันในด้านของราคาค่าไฟฟ้าแล้ว ความเชื่อถือได้ในการจ่ายไฟฟ้ายังเป็นปัจจัยที่สำคัญอีกอย่างหนึ่งที่มีการแข่งขันกันด้วย โดยตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าจะมีกฎเกณฑ์สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า เพื่อรับประกันความเชื่อถือได้ของการส่งจ่ายไฟฟ้าต่อลูกค้า ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของผู้ใช้ไฟฟ้าจะถูก

กำหนดสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า ถ้าผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถทำให้ค่าดัชนีมีค่าน้อยกว่าที่กำหนดก็จะได้รับรางวัลชดเชย แต่ถ้ามากกว่าค่าที่กำหนดก็จะถูกปรับตามกฎเกณฑ์ที่ตั้งไว้

ตามที่น่าเสนอข้างต้นได้แสดงให้เห็นว่าอุปกรณ์ป้องกันมีส่วนช่วยในการปรับปรุงค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทั้งนี้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าขึ้นอยู่กับจำนวน ชนิด และ ตำแหน่งของการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งถ้าเราลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้ามากระบบไฟฟ้าก็จะมี ความมั่นคงสูงหรืออาจจะสูงมากเกินความจำเป็น ขณะที่ถ้าเราติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าเพียง เล็กน้อยหรือไม่คิดเลย ความเชื่อถือได้ของระบบก็จะต่ำ ดังนั้นเราอาจแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้นได้โดย การพิจารณาค่าใช้จ่ายในการลงทุนเปรียบเทียบกับผลประโยชน์ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับ โดยจุดที่ เหมาะสมควรจะเป็นจุดที่มีความสมดุลระหว่างค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ที่เกิดขึ้น ในการพิจารณา ถึงผลประโยชน์ที่ผู้ใช้จะได้รับนี้เราสามารถทำได้โดยการประเมินผ่านคุณค่าของความเชื่อถือได้ที่มี ต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งมักจะเป็นการประเมินผ่านดัชนีที่เกี่ยวข้องกับการเกิดเหตุไฟฟ้าดับในระบบไฟฟ้า ที่เรียกว่า ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage Cost)

ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับสามารถจำแนกได้เป็นสองส่วน คือ ความเสียหายโดยตรง และโดยอ้อม ความเสียหายโดยตรงจะเกี่ยวข้องกับผลที่เกิดขึ้นโดยตรงจากการเกิดเหตุไฟฟ้าดับ เช่น การสูญเสียเนื่องจากการผลิตในโรงงานอุตสาหกรรม วัตถุดิบเสียหาย เป็นต้น ส่วนความเสียหายโดยอ้อมจะเกิดจากผลต่อเนื่องที่เกิดจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ เช่น การโจรกรรม การสูญเสีย โอกาสในทางการค้าอันเนื่องมาจากการติดต่อสื่อสารกันไม่ได้ เป็นต้น

ดังนั้น การประเมินความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับนั้นอาจทำได้โดยยาก เนื่องจากในทาง ปฏิบัติความเสียหายที่เกิดขึ้นในบางกรณีอาจไม่สามารถประเมินออกมาเป็นมูลค่าได้ นอกจากนี้ ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายจะมีความแตกต่างกันตามลักษณะการใช้ไฟฟ้า ซึ่งอาจสรุป ได้ว่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับนี้จะขึ้นอยู่กับประเภท ปริมาณการใช้ไฟฟ้า ระยะเวลาและ ช่วงเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับ

ในประเทศไทย เราสามารถแบ่งประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าได้เป็น 7 ประเภทหลัก คือ

- ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย
- ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก
- ประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง
- ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่
- ประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่าง
- ประเภทที่ 6 ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงผลกำไร
- ประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตร

ผลการวิจัยอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ [71] พบว่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จัดแบ่งตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า (Sector Customer Damage Functions: SCDF) มีค่าดังแสดงไว้ในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จัดแบ่งตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า (บาท/kW<sub>peak</sub>) [71]

ประเภทผู้ใช้ไฟ	ระยะเวลาไฟฟ้าดับ						
	ไฟกระพริบ	1 นาที	30 นาที	1 ช.ม.	2 ช.ม.	4 ช.ม.	8 ช.ม.
บ้านอยู่อาศัย	0.000	0.272	4.078	8.694	19.050	39.762	80.716
กิจการขนาดเล็ก	38.287	46.740	96.447	166.172	288.467	591.748	1,054.216
กิจการขนาดกลาง	3.287	7.855	29.482	55.006	92.647	193.661	363.221
กิจการขนาดใหญ่	6.661	10.824	34.311	50.877	79.913	145.614	251.938
กิจการเฉพาะอย่าง	0.000	0.000	0.529	1.890	4.044	8.248	15.904
ส่วนราชการ	0.277	6.104	11.219	20.025	28.827	40.175	50.941

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เราจะนำข้อมูลจากตารางที่ 4.1 ไปใช้ประกอบการคำนวณมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Expected Interruption Cost: ECOST) ทั้งแบบดับชั่วคราวและดับถาวร ซึ่งสามารถเขียนได้ดังสมการ (4.1)

$$ECOST = \sum_{i \in V} L_i \lambda_i C(r_i) + \sum_{j \in U} L_j \gamma_j C(r_j) \quad [\text{บาท/ปี}] \quad (4.1)$$

- โดยที่  $L_i$  คือ ขนาดโหลดที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้อง  $i$   
 $\lambda_i$  คือ อัตราการล้มเหลวของเหตุการณ์ขัดข้อง  $i$   
 $r_i$  คือ ระยะเวลาที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้อง  $i$   
 $C(r_i)$  คือ ค่าความเสียหายต่อหน่วยของผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งจะขึ้นกับระยะเวลาและประเภทของผู้ใช้ไฟ  
 $\gamma_j$  คือ อัตราการล้มเหลวแบบชั่วคราวเหตุการณ์ขัดข้อง  $j$   
 $V$  คือ เซตของเหตุการณ์ขัดข้องที่เกิดไฟดับถาวรทั้งหมด  
 $U$  คือ เซตของเหตุการณ์ขัดข้องที่เกิดไฟดับชั่วคราวทั้งหมด

ในการคำนวณมูลค่าความเสียหายสำหรับผู้ไฟฟ้าในแต่ละประเภทนั้น การประมาณค่าในช่วงและการประมาณค่านอกช่วงจะถูกนำมาใช้ในกรณีระยะเวลาที่เกิดไฟดับนั้นอยู่ระหว่างช่วงเวลาที่กำหนดไว้ในตารางที่ 4.1 หรือระยะเวลาที่เกิดไฟดับมีเวลานานกว่า 8 ชั่วโมง เช่น หากผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยเกิดไฟดับเป็นเวลา 20 นาที เราสามารถหา ECOST ได้ดังนี้

จากข้อมูลในตารางที่ 4.1 ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับ 20 นาที จะอยู่ระหว่างช่วงเวลาที่กำหนดในตารางที่เวลา 1 นาทีและ 30 นาที ดังนั้นจะทำการประมาณค่าในช่วง โดยความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย

สำหรับระยะเวลาไฟดับ 30 นาที คิดเป็นมูลค่า 4.078 บาท/kW<sub>peak</sub>

สำหรับระยะเวลาไฟดับ 1 นาที คิดเป็นมูลค่า 0.272 บาท/kW<sub>peak</sub>

ดังนั้น สำหรับระยะเวลาไฟดับ 20 นาที

$$\text{จะคิดเป็นมูลค่า} = 4.078 - \frac{(4.078 - 0.272) \times (30 - 20)}{(30 - 1)} = 2.766 \text{ บาท/kW}_{\text{peak}}$$

จากนั้น เราจึงนำค่าที่ได้ไปแทนค่าลงในสมการ (4.1) เพื่อคำนวณหาค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นต่อไป

#### 4.4 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ดัชนีความเชื่อถือได้ (Reliability indices) ของระบบไฟฟ้า หมายถึง ตัวชี้บ่งถึงคุณภาพของระบบไฟฟ้าว่ามีความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าอย่างสม่ำเสมอและต่อเนื่องในระบบมากน้อยเพียงใด ค่าดัชนีจะสะท้อนให้เห็นถึงความพอเพียงและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในส่วนต่าง ๆ

ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านั้นจะต้องคำนึงถึงสถิติการทำงานหรือการคาดการณ์การทำงานของอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ประกอบกันขึ้นในระบบว่าจะเกิดเหตุขัดข้องขึ้นบ่อยครั้งหรือเมื่อเกิดแล้วต้องใช้เวลาซ่อมแซมนานหรือไม่ ทั้งนี้เพื่อที่จะสามารถทำการจ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ได้ตามปกติอีกครั้ง

การคำนวณหาดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ สามารถแบ่งได้หลักๆ 2 วิธี ได้แก่ วิธีการวิเคราะห์และวิธีจำลองเหตุการณ์ [2] ซึ่งความแตกต่างระหว่างวิธีทั้งสองคือ การใช้เทคนิคการวิเคราะห์เป็นการทำการจำลองระบบด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ฉะนั้นจะสามารถทำการคำนวณหาดัชนีความเชื่อถือได้จากแบบจำลองที่สร้างขึ้นโดยใช้การแก้ปัญหาทางคณิตศาสตร์โดยตรง ส่วนเทคนิคการจำลองเหตุการณ์เป็นการประมาณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ โดยการจำลองเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นและการสุ่มพฤติกรรมของระบบ วิธีการดังกล่าวจะใช้แก้ปัญหาที่เป็นเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นอย่างต่อเนื่องในช่วงเวลาที่ทำการพิจารณา โดยวิธีนี้จะประมาณค่าความน่าจะเป็นและดัชนีอื่นๆ โดยการนับจำนวนครั้งที่เหตุการณ์ต่างๆเกิดขึ้น เนื่องจากระบบที่ใช้ทดสอบในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นระบบที่ไม่มี ความซับซ้อนมากนัก ดังนั้นเราจึงเลือกใช้การคำนวณหาดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบแบบวิธีการวิเคราะห์ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายที่นิยมพิจารณาสามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภท คือ ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดและดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า

### 1) ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด

ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดใด ๆ ขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ที่อยู่ระหว่างจุดจ่ายไฟ (Supply) กับจุดโหลดนั้น ๆ นอกจากนี้ยังขึ้นอยู่กับระยะเวลาที่ทำให้อุปกรณ์ที่เกิดขัดข้องกลับคืนสู่สภาวะการทำงานได้ตามปกติและต่อเข้ากับระบบได้อีกด้วย โดยค่าพารามิเตอร์พื้นฐานที่นิยมใช้ไปได้แก่

อัตราการล้มเหลวเฉลี่ย (Average failure rate:  $\lambda$ ) หมายถึง ความถี่ของการล้มเหลวหรือการไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ ณ จุดโหลดตามที่กำหนดไว้โดยเฉลี่ย ความถี่ดังกล่าวมักจะมีหน่วยเป็นจำนวนครั้งต่อหนึ่งปี

ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องเฉลี่ย (Average outage time:  $r$ ) หมายถึง ช่วงระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องหรือเกิดไฟฟ้าดับ ณ จุดโหลดนั้น ในแต่ละครั้งจนระบบกลับเข้าสู่สภาวะปกติ

ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปี (Average annual outage time:  $U$ ) หมายถึง ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องรวมกันทั้งหมดในหนึ่งปี

โดยค่า  $\lambda$ ,  $r$  และ  $U$  จะนำมาใช้ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ณ จุดโหลด ดังแสดงในสมการ (5.3) – (5.5)

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (4.2)$$

$$U_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (4.3)$$

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \quad (4.4)$$

โดยที่  $n$  คือ จำนวนอุปกรณ์ที่ต่ออนุกรม

$\lambda$  คือ อัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์

$r$  คือ ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์

### 2) ดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า

จากค่าดัชนีพื้นฐาน ณ จุดโหลดเราจะนำไปใช้ในการคำนวณหาดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer oriented Index) ซึ่งเป็นดัชนีความเชื่อถือได้ที่บอกถึงค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ไฟดับและจำนวนเวลาที่ไฟดับต่อผู้ใช้ 1 ราย ซึ่งทำให้สามารถนำระบบต่างๆ มาเปรียบเทียบกันได้และยังสามารถกำหนดเป้าหมายสำหรับจำนวนครั้งหรือระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับที่จะปรับปรุงให้ดีขึ้นและดำเนินการให้เป็นไปตามเป้าหมายนั้นๆ ได้ ดัชนีดังกล่าวได้แก่



SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) หมายถึง ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย มีหน่วยเป็น ครั้งต่อปีต่อราย

$$\begin{aligned} \text{SAIFI} &= \frac{\text{ผลรวมของจำนวนครั้งที่ไฟดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} \\ &= \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \end{aligned} \quad (4.5)$$

เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลด

i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

SAIDI (System Average Interruption Duration Index) หมายถึง ดัชนีบอกระยะเวลาที่ไฟดับเฉลี่ยของทั้งระบบ มีหน่วยเป็น ชั่วโมงต่อปีต่อราย

$$\begin{aligned} \text{SAIDI} &= \frac{\text{ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} \\ &= \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \end{aligned} \quad (4.6)$$

เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลด

i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index) หมายถึง ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้า

$$\begin{aligned} \text{CAIFI} &= \frac{\text{จำนวนครั้งที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเกิดไฟดับรวมกันตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดไฟดับ}} \\ &= \frac{\sum \lambda_i N_i}{CN} \end{aligned} \quad (4.7)$$

เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลด

i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

CN คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดไฟดับ

CAIFI แตกต่างจาก SAIFI คือตัวหารของ SAIFI ใช้จำนวนผู้ใช้ไฟทั้งหมด แต่ CAIFI ใช้จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดไฟดับเท่านั้น

CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) หมายถึง ดัชนีแสดงระยะเวลาที่มีไฟดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อครั้ง

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{จำนวนเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเกิดไฟดับรวมกันตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดไฟดับ}}$$

$$= \frac{\sum U_i N_i}{CN} \quad (4.8)$$

เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลด

i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

CN คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดไฟดับ

ASAI (Average Service Availability Index) หมายถึง ดัชนีชี้บอการมีไฟฟ้าให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย

$$\begin{aligned} \text{ASAI} &= \frac{\text{จำนวนชั่วโมงเฉลี่ยที่มีไฟให้ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายใช้}}{\text{จำนวนชั่วโมงที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายต้องการไฟฟ้าใช้}} \\ &= \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760} \end{aligned} \quad (4.9)$$

เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลด

i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

ASUI (Average Service Unavailability Index) หมายถึง ดัชนีแสดงการไม่มีไฟฟ้าใช้ของผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย

$$\begin{aligned} \text{ASUI} &= \frac{\text{จำนวนชั่วโมงเฉลี่ยที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายไม่มีไฟฟ้าใช้}}{\text{จำนวนชั่วโมงที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายต้องการไฟฟ้าใช้}} \\ &= 1 - \text{ASAI} \end{aligned} \quad (4.10)$$

ENS (Energy Not Supplied) หมายถึง ดัชนีแสดงจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายของผู้ใช้ไฟฟ้า

$$\begin{aligned} \text{ENS} &= \text{จำนวนพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่าย} \\ &= \sum L_{a(i)} U_i \end{aligned} \quad (4.11)$$

เมื่อ i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

$L_{a(i)}$  คือ โหลดเฉลี่ยต่อจุดโหลด i

AENS (Average Energy Not Supplied) หมายถึง ค่าเฉลี่ยดัชนีแสดงจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ขาดหายไปเนื่องจากไฟฟ้าขัดข้องในรอบหนึ่งปีต่อผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย

$$\begin{aligned} \text{AENS} &= \frac{\text{จำนวนพลังงานที่ขาดหายไปด้วยเหตุไฟฟ้าขัดข้อง}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} \\ &= \frac{\sum L_{a(i)} U_i}{\sum N_i} \end{aligned} \quad (4.12)$$

เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลด

- i คือ จุดโหนดลำดับที่ i
- $L_{a(i)}$  คือ โหลดเฉลี่ยที่ต่อจุดโหนด i

นอกจากดัชนีที่กล่าวถึงในข้างต้นนี้ ยังมีดัชนีบางตัวที่พิจารณาถึงกรณีที่เกิดไฟฟ้าดับแบบชั่วคราวด้วย ได้แก่

MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index) จะคล้ายกับดัชนี SAIFI แต่จะพิจารณาเฉพาะความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับแบบชั่วคราวที่เกิดขึ้นในระบบโดยเฉลี่ย

$$MAIFI = \frac{\text{ผลรวมของจำนวนครั้งที่ไฟดับแบบชั่วคราวที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}}$$

$$= \frac{\sum \gamma_i N_i}{\sum N_i} \tag{4.13}$$

เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหนด

i คือ จุดโหนดลำดับที่ i

$\gamma$  คือ อัตราการเกิดไฟฟ้าดับแบบชั่วคราว

ในงานวิจัยนี้จะพิจารณาเฉพาะค่า SAIFI SAIDI และ MAIFI เป็นหลัก

#### 4.5 การทบทวนเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ในหัวข้อนี้ จะเป็นการทบทวนเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการออกแบบระบบป้องกันไฟฟ้า ดังที่ได้กล่าวในข้างต้นการที่จะทำให้ระบบมีค่าความเชื่อถือได้สูงนั้นจำเป็นที่จะต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบ จึงได้มีงานวิจัยและเอกสารมากมายที่ทำการค้นคว้าเกี่ยวกับการออกแบบระบบป้องกัน [41]-[70]

ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าขึ้นอยู่กับจำนวน ชนิด และตำแหน่งของการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งหากลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันมากพอระบบไฟฟ้าก็就会有ความเชื่อถือได้สูง ขณะที่หากเราติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าไม่เพียงพอหรือไม่ติดตั้งเลยนั้น ความเชื่อถือได้ของระบบก็จะมีค่าต่ำ [54]-[67] ดังนั้นการพิจารณาหาจุดที่เหมาะสมสำหรับการลงทุนและการติดตั้งเพื่อให้มีประสิทธิภาพและความคุ้มค่าสูง จึงต้องพิจารณาทั้งทางด้านเทคนิคและทางด้านเศรษฐศาสตร์ควบคู่กันไป โดยในด้านเทคนิคจะใช้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบเป็นเงื่อนไขในการตัดสินใจ ในขณะที่การพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์นั้นจะใช้ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในระบบเป็นเงื่อนไขในการตัดสินใจ ซึ่งค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในระบบนั้น นอกจากจะมีค่าใช้จ่ายอันเนื่องจากการราคาและค่าติดตั้งของอุปกรณ์ป้องกันแล้ว ค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับยังได้มีการนำมาพิจารณาด้วย ซึ่งเรียกว่า การเข้าสู่การกำหนดคุณค่า (Value-Based Approach: VBA)

ในปี 1999 บทความ [41]-[42] ได้นำเสนอผลการสำรวจข้อมูลไฟฟ้าดับในประเทศเนปาล และได้ทำการประเมินการขัดข้องเหล่านี้ออกมาเป็นมูลค่าสูญเสียที่เกิดจากไฟฟ้าดับในแต่ละครั้ง โดยจะแบ่งแยกตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าและเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับในแต่ละครั้ง นอกจากนี้ ยังได้มีการนำเสนอแบบจำลองพีชซีของการประเมินความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับ [43] ขึ้นในปี 2005 โดยคำนึงถึงความไม่แน่นอนของข้อมูลที่สำรวจได้ เนื่องจากข้อมูลที่เก็บมานั้นเกิดจากการประเมินความสูญเสียของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย ซึ่งในบางรายอาจมีความผิดพลาดเกิดขึ้นได้

นอกจากการประเมินค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับแล้ว ยังมีบทความ [44]-[53] ที่นำเสนอการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบด้วยวิธีการต่างๆ ไว้อีกมากมาย โดย [44], [45] ได้นำเสนอวิธีการประเมินหาค่าคาดหวังความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Expected Interruption Cost: ECOST) และอัตราพลังงานความเสียหายเฉลี่ยต่อหน่วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่หายไปเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Interrupted Energy Average Rate: IEAR) ด้วยวิธีการวิเคราะห์ (Analytical) และ [46], [50], [51] ได้นำเอาวิธีการจำลองแบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo Simulation) มาใช้ในการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบ อีกทั้งใน [47], [48], [53] ได้นำเสนอวิธีการประเมินค่าความเชื่อถือได้ โดยพิจารณาตามระดับชั้นของระบบไฟฟ้า (HLI, HLII, and HLIII) นอกจากนี้ยังมีการประเมินค่าความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับโดยนำเอาเทคนิคความน่าจะเป็นมาช่วยในการคำนวณ [49] และ [52] ได้นำเอาเทคนิคการประมาณมาใช้

หลังจากที่ได้กล่าวถึงการนำเสนอค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับและการประเมินค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าเนื่องจากไฟฟ้าดับแล้ว ต่อจากนี้จะขอนำเสนอวิธีการต่างๆ สำหรับการออกแบบระบบป้องกันไฟฟ้าที่ได้มีการนำเสนอไว้ในบทความ โดยประเด็นสำคัญของแต่ละบทความจะถูกนำเสนอไว้ ดังนี้

- [54] นำเสนอถึงผลกระทบของไฟฟ้าดับชั่วคราวต่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ ด้วยวิธีการ Feeder Selective Relaying (FSR) โดยเลือกอุปกรณ์ป้องกันตามแบบแผนที่มี
- [55] นำเสนอวิธีการวางแผนสายป้อนโดยคำนึงถึงการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบ แบบแผนของสายป้อนจะถูกนำมาเปรียบเทียบ โดยให้หำกำลังสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบน้อยที่สุด
- [56] ได้นำเสนอวิธีการ VBA ในการพิจารณาการออกแบบระบบ โดยเปรียบเทียบในแต่ละแผนที่วางไว้
- [57] นำเสนอวิธีการใหม่สำหรับหาจำนวนและตำแหน่งที่ติดตั้งที่เหมาะสมสำหรับอุปกรณ์สวิตซ์ โดยคำนึงถึงความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับ ค่าลงทุนและค่าบำรุงรักษาอุปกรณ์ด้วยขั้นตอนวิธีการจำลองการอบเหนียว (Simulated Annealing)

- [58] ได้นำเสนอแบบจำลองใหม่ Hierarchical Markov Modeling (HMM) สำหรับการประเมินค่าความน่าเชื่อถือของระบบ โดยเลือกพิจารณาจากแบบแผนสำหรับการป้องกันระบบที่ได้นำเสนอไว้
- [59] หาค่าตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับอุปกรณ์ป้องกัน โดยพิจารณาจากเงื่อนไขทางเศรษฐศาสตร์ด้วยวิธีการหาค่าที่เหมาะสมแบบต่างๆ
- [60] ใช้ VBA หาค่าที่เหมาะสมระหว่างค่าใช้จ่ายสำหรับปรับปรุงค่าความเชื่อถือได้ของผู้ใช้ไฟฟ้าและผลกำไรที่ได้จากการปรับปรุงความเชื่อถือได้นั้น โดยพิจารณาจากแบบแผนของอุปกรณ์ป้องกันที่นำเสนอ
- [61] ใช้ VBA สำหรับพิจารณาแบบแผนที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้า โดยเลือกแบบแผนที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายต่ำสุด
- [62] พิจารณาทั้งไฟฟ้าดับชั่วคราวและไฟฟ้าดับถาวรที่เกิดขึ้นในระบบ โดยหาค่าตำแหน่งและจำนวนที่เหมาะสมสำหรับติดตั้งรีโอสเซอร์ในระบบ ตามตำแหน่งที่กำหนดให้
- [63] ใช้วิธี VBA โดยนำเอาความน่าจะเป็นเข้ามาใช้ในการพิจารณาด้วย เพื่อหาระบบที่เหมาะสม โดยพิจารณาถึงอุปกรณ์ป้องกันแบบต่างๆ ในแต่ละแผนที่กำหนด
- [64]-[66] เป็นงานของ F. Soudi และ K. Tomsovic ที่ทำต่อเนื่องกันมาตั้งแต่ปี 1998 - 2001 โดยในปี 1998 ได้นำเสนอวิธีการหาจำนวน ชนิดและตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน โดยใช้กำหนดการเชิงจำนวนเต็มแบบทวิภาค (Binary Integer Programming) จากนั้นในปี 1999 ได้นำเสนอวิธีการหาจำนวน ชนิดและตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันอีกเช่นกัน แต่ได้มีการปรับปรุงโดยพิจารณาถึงกรณีต่างๆ มากขึ้น อีกทั้งยังเพิ่มเงื่อนไขสำหรับการหาผลตอบเพิ่มเติมด้วย เช่น เงื่อนไขของดัชนี SAIFI เป็นต้น สุดท้ายในปี 2001 ได้มีการนำเสนอวิธีการหาจำนวน ชนิดและตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันอีกครั้ง โดยใช้วิธี Goal Programming พิจารณาดัชนีความเชื่อถือได้ของผู้ใช้ไฟฟ้า (SAIFI and ASIFI)
- [67] นำเสนอวิธีการหาจำนวน ชนิดและตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน โดยใช้กำหนดการเชิงจำนวนเต็มแบบทวิภาค (Binary Integer Programming) เช่นเดียวกับ [64] แต่มีความแตกต่างกัน โดยนำเอา VBA เข้ามาร่วมด้วยและพิจารณาหาผลตอบที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายของระบบต่ำที่สุด

ในบทความ [68]-[70] ได้มีการนำเสนอถึงวิธีการปรับตั้งรีโอสเซอร์เพื่อให้มีการทำงานที่เหมาะสมในระบบ โดยมีการคำนึงถึงผลกระทบของแรงดันแซก (Voltage Sag) ต่อค่าความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับด้วยวิธีการต่างๆ

จากบทความที่ได้นำเสนอไว้ในข้างต้น เราจะพบว่าการออกแบบระบบป้องกันไฟฟ้าจำหน่ายใน [54]-[56], [58], [60]-[63] จะไม่ใช่เทคนิคการหาค่าที่เหมาะสม แต่จะเป็นการเลือกแบบ



แผนที่ที่ดีที่สุดจากรูปแบบที่กำหนดไว้ล่วงหน้า ซึ่งอาจทำให้รูปแบบที่ได้ไม่ใช่รูปแบบที่เหมาะสมที่สุดก็ได้ ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเอาเทคนิคการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดมาใช้ โดยเทคนิคที่เหมาะสมสำหรับนำมาใช้ในการพิจารณาหาตำแหน่งในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า คือ กำหนดการเชิงจำนวนเต็มแบบทวิภาค (Binary Integer Programming)

#### 4.6 สรุป

วิธีที่พัฒนาขึ้นสำหรับการแก้ปัญหาการออกแบบระบบป้องกันไฟฟ้าระบบจำหน่ายในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเป็นการพัฒนาเพิ่มเติมจากวิธีที่ได้นำเสนอไว้ในบทความที่ [64]-[67] โดยในบทความ [64]-[66] นำเสนอฟังก์ชันที่พิจารณาเฉพาะค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (SAIFI) เท่านั้น แต่ไม่พิจารณาถึงระยะเวลาในการเกิดเหตุขัดข้องและไม่พิจารณาถึงสวิตช์ตัดตอนที่อาจติดตั้งอยู่ในระบบด้วย ขณะที่บทความที่ [67] ได้นำเสนอฟังก์ชันที่พิจารณาถึงค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าหรือวิธี Value-Based Approach แต่ [67] จะพิจารณาค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นเฉพาะกรณีที่เกิดไฟฟ้าดับถาวรเท่านั้น โดยค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นจะถูกคำนวณผ่านฟังก์ชันค่าเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท (Sector Customer Damage Functions : SCDF) นอกจากนี้ในบทความที่ [64]-[67] ไม่ได้พิจารณาถึงกรณีที่เกิดไฟฟ้าดับชั่วคราว (Temporary Interruption) และผลกระทบระหว่างสายป้อนหลักและสายป้อนย่อย

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะนำเสนอวิธีการในการหาชนิด ตำแหน่ง และจำนวนของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เหมาะสม ฟังก์ชันวัตถุประสงค์จะถูกจัดรูปให้เป็นแบบเชิงเส้น โดยจะใช้กำหนดการเชิงจำนวนเต็มแบบทวิภาค (Binary Integer Programming) ในการแก้ปัญหาเพื่อที่จะหาค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมดในระบบที่น้อยที่สุด โดยค่าใช้จ่ายทั้งหมดจะประกอบไปด้วยค่าติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายและค่าใช้จ่ายที่เกิดอันเนื่องจากการเกิดเหตุขัดข้องในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ป้องกันที่ติดตั้งในระบบนั้นเราจะพิจารณาถึงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันด้วย เช่น ฟิวส์ เมื่อฟิวส์ทำงานจะทำให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์อื่นไม่อาจนำมาใช้ใหม่อีกได้ ดังนั้น ในกรณีที่เกิดไฟฟ้าขัดข้องขึ้นในระบบหลังจากที่ทำการแก้ไขข้อขัดข้องที่เกิดขึ้นแล้วเราต้องนำฟิวส์ใหม่มาติดตั้งในระบบ ดังนั้นในการคิดราคาฟิวส์เราจะคำนึงถึงจำนวนครั้งที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้องขึ้นในระบบด้วย นอกจากนี้ในการคิดค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นอันเนื่องจากการเกิดเหตุขัดข้องในระบบจำหน่ายนั้น เราจะพิจารณาทั้งกรณีที่เกิดไฟฟ้าดับถาวร (Permanent Interruption) และไฟฟ้าดับชั่วคราว (Temporary Interruption) ด้วย ซึ่งรายละเอียดของวิธีการที่พัฒนาขึ้นนี้จะแสดงไว้ในบทถัดไป

## บทที่ 5

### วิธีการออกแบบระบบป้องกัน

การส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในบางครั้งอาจเกิดความผิดปกติได้ ซึ่งสาเหตุที่ทำให้เกิดความผิดปกติมีหลายประการ เช่น การเกิดอุบัติเหตุหรือการที่ฉนวนไฟฟ้าบางส่วนเสียหายเนื่องมาจากความร้อนสูง เมื่อฉนวนเสียหายจะทำให้เกิดการลัดวงจรก่อให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์และผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ เช่น ระบบการผลิตทางอุตสาหกรรม เพื่อที่จะทำให้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถส่งพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องหรือในกรณีที่เกิดเหตุขัดข้องก็ทำให้เกิดการขัดข้องในบริเวณจำกัดและระยะเวลาการขัดข้องน้อยที่สุด เราจำเป็นต้องมีระบบการป้องกันที่ดีเพื่อลดความเสียหายต่ออุปกรณ์และผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาถึงการออกแบบระบบป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล

ในบทนี้จะกล่าวถึงวิธีการที่พัฒนาขึ้นและวิธีที่ใช้ในการแก้ปัญหาสำหรับการออกแบบระบบป้องกัน โดยในตอนต้นจะอธิบายรายละเอียดของวิธีการที่พัฒนาขึ้นซึ่งประกอบไปด้วยการแบ่งประเภทของสายป้อนย่อย สมมติฐานที่ใช้ในการคำนวณ และฟังก์ชันวัตถุประสงค์ จากนั้นจะนำเสนอขั้นตอนการทำงานของวิธีที่เรานำมาใช้ในการแก้ปัญหา ซึ่งก็คือวิธีกำหนดการเชิงจำนวนเต็มแบบทวิภาค (Binary Integer Programming) นั่นเอง

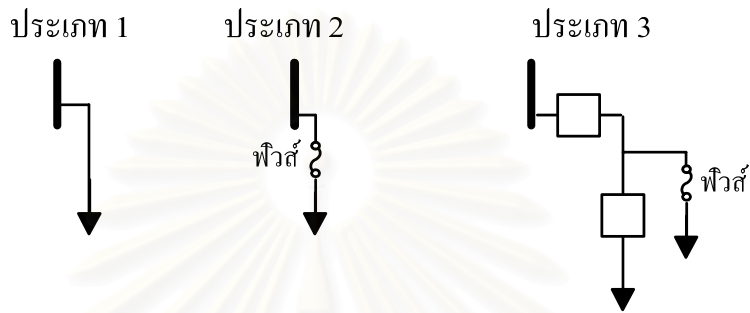
#### 5.1 วิธีการออกแบบระบบป้องกันที่พัฒนาขึ้น

ตามปกติผู้ออกแบบระบบป้องกัน โดยส่วนใหญ่จะนำประสบการณ์ในการทำงานมาใช้ ประกอบในการตัดสินใจเลือกตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันแต่ละชนิด สำหรับประเทศไทยนั้น ผู้ออกแบบมักจะเลือกติดตั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สถานีไฟฟ้าย่อยและติดตั้งรีโครสเซอร์ประมาณกึ่งกลางสายป้อนหลัก จากนั้นจะติดตั้งฟิวส์ที่ต้นทางของสายป้อนย่อยในระบบ ซึ่งการตัดสินใจกำหนดเช่นนี้นั้นอาจทำให้อุปกรณ์ป้องกันไม่สามารถทำงานได้อย่างเต็มประสิทธิภาพ ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงจะพัฒนาวิธีการหาระบบป้องกันที่เหมาะสมเพิ่มขึ้น

เนื่องจากปัญหาการออกแบบระบบป้องกันจะเป็นการพิจารณาถึงการติดตั้งหรือไม่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันแต่ละชนิดที่ตำแหน่งต่างๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า วิธีกำหนดการเชิงจำนวนเต็มแบบทวิภาค (Binary Integer Programming) [73] จึงเป็นวิธีที่เหมาะสมที่จะนำมาใช้แก้ปัญหาในลักษณะดังกล่าว ด้วยเหตุนี้จึงมีผู้นำเอาวิธีนี้มาใช้แก้ปัญหการออกแบบระบบป้องกันเป็นจำนวนมาก [64]-[67] เพื่อใช้ในการหาชนิด ตำแหน่งและจำนวนที่เหมาะสมของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยปกติวัตถุประสงค์ที่สำคัญในการออกแบบระบบป้องกันคือความต้องการให้

ระบบมีค่าใช้จ่ายรวมต่ำที่สุดโดยรวมถึงค่าอุปกรณ์และค่าติดตั้ง นอกจากนี้ในบางกรณีผู้ออกแบบอาจพิจารณาค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นอันเนื่องจากเหตุขัดข้องในระบบทั้งกรณีที่เกิดไฟฟ้าดับถาวร (Permanent Interruption) และไฟฟ้าดับชั่วคราว (Temporary Interruption) มารวมไว้ในฟังก์ชันวัตถุประสงค์ด้วย

สำหรับการแก้ปัญหาในที่นี้เราจะพิจารณาแบ่งประเภทของสายป้อนย่อยในระบบ (Lateral) ออกเป็น 3 ประเภทดังแสดงในรูปที่ 5.1



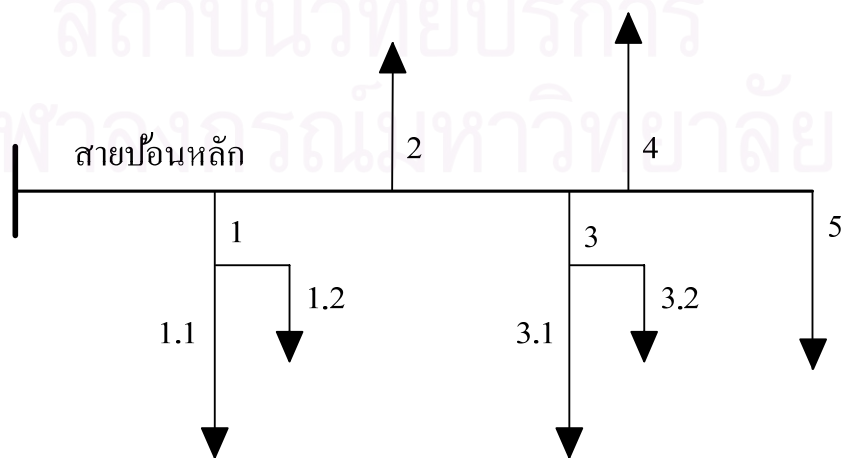
รูปที่ 5.1 สายป้อนย่อยแต่ละประเภท [64]

ทั้งนี้สายป้อนแต่ละประเภทจะมีความแตกต่างกัน ดังนี้

ประเภทที่ 1 สายป้อนย่อยมีขนาดสั้น (ตามปกติมักไม่เกิน 3 ช่วงเสาไฟฟ้า) และมีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าน้อยมาก ดังนั้นเราจะไม่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันใดๆ เลยบนสายป้อนประเภทนี้เนื่องจากไม่คุ้มค่าในการลงทุน

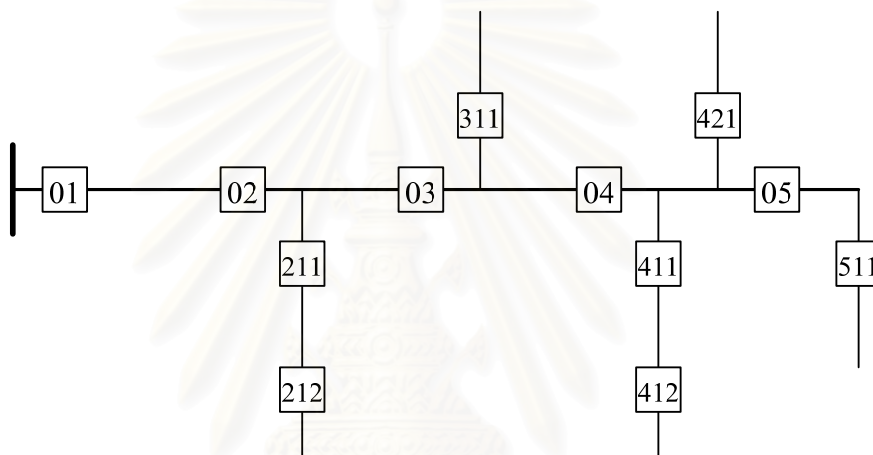
ประเภทที่ 2 สายป้อนย่อยมีความยาวมากกว่า 3 ช่วงเสาไฟฟ้าและจะติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในสายเฉพาะฟิวส์เท่านั้น

ประเภทที่ 3 สายป้อนย่อยมีความยาวมากหรือมีโหลดขนาดใหญ่หรือมีผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นจำนวนมาก ดังนั้นอุปกรณ์ป้องกัน ได้แก่ รีโกลสเซอร์และฟิวส์ จะได้รับการพิจารณาติดตั้งตามตำแหน่งต่างๆ บนสายป้อนประเภทนี้ได้



รูปที่ 5.2 สายป้อนตัวอย่างของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

พิจารณาสายป้อนตัวอย่างในรูปที่ 5.2 วงจรจะประกอบด้วยสายป้อนหลักและสายป้อนย่อย 5 สายป้อน เมื่อนำมาพิจารณาถึงตำแหน่งสำหรับติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบ เราแบ่งจะสายป้อนหลักออกเป็น 5 ส่วน โดยสายป้อนย่อยที่ 1 จะอยู่ในส่วนที่ 2 ของสายป้อนหลักและมีตำแหน่งสำหรับพิจารณาติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน 2 ตำแหน่ง จากนั้นสายป้อนย่อยที่ 2 จะอยู่ในส่วนที่ 3 ของสายป้อนหลักเนื่องจากมีจุดโหลดกลุ่มเดียว จึงพิจารณาค่าตำแหน่งสำหรับพิจารณาติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่ต้นสายป้อนย่อยเพียงตำแหน่งเดียว ส่วนสายป้อนย่อยที่ 3 และ 4 นั้นจะอยู่ในส่วนที่ 4 ของสายป้อนหลัก และสายป้อนย่อยที่ 5 จะอยู่ในส่วนสุดท้ายของสายป้อนหลัก โดยตำแหน่งสำหรับพิจารณาติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในวงจรสายป้อนตัวอย่าง สามารถแสดงและระบุตำแหน่งได้ดังรูปที่ 5.3



รูปที่ 5.3 ตำแหน่งสำหรับพิจารณาติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในวงจรสายป้อนตัวอย่าง

จากรูปที่ 5.3 สัญลักษณ์สี่เหลี่ยมจัตุรัสแสดงถึงตำแหน่งสำหรับพิจารณาติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบ ส่วนหมายเลขแสดงถึงตำแหน่งที่จะติดตั้งในสายป้อน โดยแยกเป็นสายป้อนหลักและสายป้อนย่อย ดังนี้

**สายป้อนหลัก** หมายเลขในตำแหน่งแรกจะขึ้นต้นด้วยเลข 0 และเลขที่ต่อท้ายจะแสดงถึงตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในสายป้อน เช่น 02 แสดงถึงตำแหน่งที่จะติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันตำแหน่งที่ 2 บนสายป้อนหลัก

**สายป้อนย่อย** หมายเลขในตำแหน่งแรกแสดงถึงช่วงที่ต่ออยู่กับสายป้อนหลัก หมายเลขในตำแหน่งที่สองแสดงถึงลำดับที่ของสายป้อนย่อยในช่วงนั้นของสายป้อนหลัก ส่วนหมายเลขหลักสุดท้ายแสดงตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน เช่น 212 แสดงถึงตำแหน่งที่จะติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันตำแหน่งที่ 2 ในสายป้อนย่อยแรกที่อยู่ในช่วงที่สองของสายป้อนหลัก

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เราจะพิจารณาติดตั้งเฉพาะอุปกรณ์ป้องกันหลักที่นิยมใช้กัน ซึ่งจะประกอบด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) รีโคลสเซอร์ (Recloser) สวิตช์ตัดคอน (Disconnecting Switch) และฟิวส์ (Fuse) เท่านั้น สำหรับในส่วนของสวิตช์ตัดโหลด (Load Break

Switch) นั้นจะไม่นำมาพิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เนื่องจากสวิตช์ตัดโหลดจะมีความสามารถในการทำงานเช่นเดียวกับฟิวส์ คือ สามารถกำจัดความผิดปกติหรือตัดส่วนของอุปกรณ์ที่เกิดผิดปกติออกจากระบบในขณะที่มีโหลดได้ อีกทั้งในประเทศไทยนั้นจะนิยมใช้ฟิวส์ในการป้องกันระบบด้วยเหตุผลในด้านราคาต่ำกว่าด้วย

แต่ถ้าเราต้องการพิจารณาสวิตช์ตัดโหลดสามารถทำได้โดยการแทนฟิวส์ด้วยสวิตช์ตัดโหลดและทำการปรับเปลี่ยนสมการในส่วนของระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับและค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ป้องกันตามหลักการการทำงานของอุปกรณ์ โดยที่ฟิวส์เมื่อทำงานแล้วจะทำให้ไส้ฟิวส์ขาดไม่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ต้องเปลี่ยนไส้ฟิวส์ระบบจึงจะกลับสู่สภาวะปกติทำให้ต้องใช้เวลาและเกิดค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ขึ้นสำหรับการเปลี่ยนไส้ฟิวส์ ขณะที่สวิตช์ตัดโหลดนั้นจะใช้หน้าสัมผัสเปิด/ปิดในการทำงาน เมื่อทำการตัดวงจรแล้วสามารถที่จะต่อวงจรเข้าสู่สภาวะปกติได้โดยไม่ต้องเปลี่ยนอุปกรณ์และใช้เวลาในการต่อวงจรที่เร็วขึ้น

สมมติฐานที่เราใช้ในวิธีการที่พัฒนาขึ้นสำหรับการพิจารณาติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบนั้น สามารถแสดงได้ดังนี้

- 1) สายป้อนเป็นแบบเรเดียล
- 2) สายป้อนหลักสามารถรับไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายอื่นได้โดยผ่านสวิตช์ตัดตอนปกติเปิด
- 3) อุปกรณ์ป้องกันสามารถกำจัดความผิดปกติแบบถาวรออกจากระบบโดยทันที
- 4) อุปกรณ์ป้องกันในระบบมีการจัดลำดับการทำงานเป็นอย่างดี กล่าวคือ อุปกรณ์ที่อยู่ใกล้ความผิดปกติจะทำงานก่อน
- 5) กำหนดให้ติดตั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สถานีไฟฟ้าย่อย (ตำแหน่ง 01) และจะไม่พิจารณาติดตั้งฟิวส์ในสายป้อนหลัก
- 6) จะพิจารณาติดตั้งสวิตช์ตัดตอนบนสายป้อนหลักเท่านั้น
- 7) จะไม่มีการติดตั้งรีโครสเซอร์ซ้อนทับกันตามเส้นทางเดินของกระแสไฟฟ้าจากต้นสายป้อนหลักจนถึงจุดโหลดต่างๆ จุดโหลดในระบบ เนื่องจากการจัดลำดับการทำงานอาจไม่สามารถทำได้ในทางปฏิบัติ
- 8) ผู้วางแผนทราบข้อมูลของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกๆ ส่วนของระบบ ทั้งประเภทผู้ใช้ไฟ จำนวนของผู้ใช้ไฟฟ้าและขนาดโหลดในแต่ละส่วนเป็นการล่วงหน้า
- 9) อัตราการล้มเหลว (failure rate) ของสายตัวนำจะพิจารณารวมอัตราการล้มเหลวของโหลดไว้ด้วย
- 10) การเกิดความผิดปกติทุกครั้งจะได้รับการแก้ไขและนำระบบกลับคืนสู่การจ่ายไฟฟ้าตามปกติก่อนที่จะเกิดความผิดปกติในครั้งต่อไป
- 11) สายป้อนย่อยทุกๆ สายในระบบต้องสามารถจำแนกประเภทให้อยู่ใน 3 ประเภทของสายป้อนย่อยที่ได้นำเสนอไว้ในรูปที่ 5.1



12) ไฟดับชั่วคราวมีสาเหตุเกิดจากการทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์เท่านั้น

เมื่อเราทราบถึงสมมติฐานที่ใช้ในการพิจารณาแล้ว ต่อไปจะเป็นการนำเสนอฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของวิธีการที่พัฒนาขึ้น ซึ่งก็คือค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่เราพิจารณาสามารถแสดงได้ดังสมการ (5.1)

$$Cost_{total} = Cost_{supp} + Cost_{cust} \quad (5.1)$$

โดยที่  $Cost_{total}$  คือ ค่าใช้จ่ายทั้งหมด  
 $Cost_{supp}$  คือ ราคาและค่าติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบ  
 $Cost_{cust}$  คือ ค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นเนื่องจากไฟฟ้าดับ

จากสมการ (5.1) จะเห็นว่า ค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่เราพิจารณาจะประกอบด้วยสองส่วนคือ ค่าใช้จ่ายในส่วนของอุปกรณ์ป้องกันและค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้น ซึ่งรายละเอียดของค่าใช้จ่ายในแต่ละส่วนนั้นสามารถแสดงได้ดังนี้

1) ค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ป้องกัน

เราจะแบ่งการพิจารณาอุปกรณ์ป้องกันออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ อุปกรณ์ป้องกันที่สายป้อนหลักและอุปกรณ์ป้องกันที่สายป้อนย่อย ซึ่งสามารถแสดงได้ดังสมการ (5.2)

$$Cost_{supp} = Cost_{Main Feeder} + Cost_{Laterals} \quad (5.2)$$

$$โดย \quad Cost_{Main Feeder} = \sum_{i=2}^{qn} \sum_{k=1}^2 p_{0ik} (1 - x_{0ik}) \quad (5.3)$$

$$Cost_{Laterals} = \sum_{q=1}^{ns} \sum_{r=1}^{nl} \sum_{i=1}^{qn} p_{qri1} (1 - x_{qri1}) + \sum_{q=1}^{ns} \sum_{r=1}^{nl} \sum_{i=1}^{qn} p_{qri3} (1 - x_{qri3}) +$$

$$\sum_{q=1}^{ns} \sum_{r=1}^{nl} \sum_{i=1}^{qn} p_{qri4} (1 - x_{qri4}) \times \left[ (\lambda_{qri} + \gamma_{qri}) - \gamma_{qri} \left( \sum_{j=1}^{i-1} (1 - x_{qri1}) + \sum_{n=2}^q (1 - x_{0n1}) \right) \right] \quad (5.4)$$

เมื่อ  $qn$  = จำนวนตำแหน่งที่พิจารณาติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันบนสายป้อนหลักหรือสายป้อนย่อย

$x_{0i1}$  = ตัวแปร (0/1) แสดงการติดตั้งหรือไม่ติดตั้งรีโคสเซอร์ที่ตำแหน่ง  $i$  บนสายป้อนหลัก

$x_{0i2}$  = ตัวแปร (0/1) แสดงการติดตั้งหรือไม่ติดตั้งสวิตช์ตัดตอนที่ตำแหน่ง  $i$  บนสายป้อนหลัก

$p_{0ik}$  = ราคาและค่าใช้จ่ายในการติดตั้งและการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน  $x_{0ik}$  ( $k=1, 2$ )

$ns$  = จำนวนการแบ่งตอนหรือแบ่งส่วนบนสายป้อนหลัก

- $n_l$  = จำนวนสายป้อนย่อยในแต่ละส่วน  
 $x_{qri1}$  = ตัวแปร (0/1) แสดงการติดตั้งหรือไม่ติดตั้งรีโครสเซอร์ที่ตำแหน่ง  $i$  บนสายป้อนย่อย  $r$  ที่อยู่บนสายป้อนหลักส่วนที่  $q$   
 $x_{qri3}$  = ตัวแปร (0/1) แสดงการติดตั้งหรือไม่ติดตั้งฟิวส์ที่ตำแหน่ง  $i$  บนสายป้อนย่อย  $r$  ที่อยู่บนสายป้อนหลักส่วนที่  $q$   
 $p_{qrik}$  = ราคาและค่าใช้จ่ายในการติดตั้งและการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน  $x_{qrik}$  ( $k = 1, 3$ )  
 $p_{qri4}$  = ราคาและค่าใช้จ่ายในการติดตั้งใส่ฟิวส์เมื่อฟิวส์ทำงาน  
 $\lambda_{qri}$  = อัตราการล้มเหลวถาวรตอนที่  $i$  บนสายป้อนย่อย  $r$  ที่อยู่บนสายป้อนหลักส่วนที่  $q$   
 $\gamma_{qri}$  = อัตราการล้มเหลวชั่วคราวตอนที่  $i$  บนสายป้อนย่อย  $r$  ที่อยู่บนสายป้อนหลักส่วนที่  $q$

สมการ (5.3) จะแสดงค่าใช้จ่ายในส่วนของอุปกรณ์ป้องกันที่พิจารณาติดตั้งบนสายป้อนหลัก ซึ่งตามหลักการและเหตุผลข้างต้น เราจะพิจารณาเฉพาะรีโครสเซอร์และสวิตช์ตัดตอน โดยหากพิจารณาติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่ตำแหน่ง  $i$  บนสายป้อนหลักจะกำหนดให้  $x_{0ik} = 0$  แต่ถ้าไม่ติดตั้งจะกำหนดให้  $x_{0ik} = 1$  โดย  $k = 1, 2$

สำหรับค่าใช้จ่ายในส่วนของอุปกรณ์ป้องกันที่พิจารณาติดตั้งบนสายป้อนย่อยนำแสดงในสมการที่ (5.4) ซึ่งจะพิจารณาติดตั้งเฉพาะรีโครสเซอร์และฟิวส์เท่านั้น ส่วนพจน์แรกของสมการที่ (5.4) แสดงถึงการพิจารณาติดตั้งรีโครสเซอร์ที่ตำแหน่ง  $i$  บนสายป้อนย่อย  $r$  ที่อยู่บนสายป้อนหลักส่วนที่  $q$  ถ้าพิจารณาแล้วติดตั้งรีโครสเซอร์จะกำหนดให้  $x_{qri1} = 0$  แต่ถ้าไม่ติดตั้งจะเป็น  $x_{qri1} = 1$  ในส่วนพจน์ที่สองของสมการจะเป็นการพิจารณาติดตั้งฟิวส์ที่ตำแหน่ง  $i$  บนสายป้อนย่อย  $r$  ที่อยู่บนสายป้อนหลักส่วนที่  $q$  ซึ่งจะกำหนดค่าของตัวแปร ( $x_{qri3}$ ) เช่นเดียวกับรีโครสเซอร์ คือ ถ้าติดตั้งจะกำหนดเป็น 0 และถ้าไม่ติดตั้งจะเป็น 1

เนื่องจากลักษณะการทำงานของฟิวส์จะแตกต่างกับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันอื่นๆ คือ เมื่อฟิวส์ทำงานจะเกิดการหลอมเหลวของฟิวส์ขึ้นทำให้อุปกรณ์เกิดความเสียหายซึ่งไม่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้อีก ในขณะที่การทำงานของรีโครสเซอร์นั้นจะเป็นการเปิด-ปิดหน้าสัมผัสซึ่งสามารถที่จะใช้งานต่อไปได้อีกโดยไม่ต้องมีการเปลี่ยนอุปกรณ์ ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เราจะคำนึงถึงความเสียหายที่เกิดขึ้นแก่อุปกรณ์ป้องกันตามลักษณะการทำงาน ได้แก่ รีโครสเซอร์และสวิตช์ตัดตอนจะคิดราคาตามการใช้งาน โดยใช้หลักการวิเคราะห์มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ดังแสดงในหัวข้อ 2.3.3 จากนั้นฟิวส์จะคิดราคาโดยนำเอาอัตราการล้มเหลวเข้ามาพิจารณาด้วย กล่าวคือ ถ้าใน 1 ปีมีอัตราความ

ล้มเหลว 3 ครั้งต่อปี เราก็จะนำเอา 3 ไปคูณกับราคาของฟิวส์ ซึ่งก็จะเท่ากับจำนวนฟิวส์ที่ต้องใช้ในแต่ละปี ดังแสดงในสมการ (5.4)

2) มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดจากไฟฟ้าดับ

มูลค่าความเสียหายที่เกิดจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้านั้น แบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับถาวรและมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับชั่วคราว ซึ่งสามารถแสดงได้ดังสมการ (5.5)

$$\begin{aligned} Cost_{cust} &= Cost_{Permanent\ Outage} + Cost_{Momentary\ Outage} \\ &= \left( A_0 + \sum_{q=1}^{ns} \sum_{r=1}^{nl} A_{qr} \right) + \left( B_0 + \sum_{q=1}^{ns} \sum_{r=1}^{nl} B_{qr} \right) \end{aligned} \quad (5.5)$$

โดย  $A_0$  คือ มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นเนื่องจากไฟฟ้าดับแบบถาวรบนสายป้อนหลัก

$A_{qr}$  คือ มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นเนื่องจากไฟฟ้าดับแบบถาวรบนสายป้อนย่อยที่  $r$  ที่อยู่บนสายป้อนหลักส่วนที่  $q$

$B_0$  คือ มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นเนื่องจากไฟฟ้าดับแบบชั่วคราวบนสายป้อนหลัก

$B_{qr}$  คือ มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นเนื่องจากไฟฟ้าดับแบบชั่วคราวบนสายป้อนย่อยที่  $r$  ที่อยู่บนสายป้อนหลักส่วนที่  $q$

ซึ่งสามารถแสดงรายละเอียดของ  $A_0$ ,  $A_{qr}$ ,  $B_0$  และ  $B_{qr}$  ได้ ดังสมการต่อไปนี้

พิจารณา  $A_0$  จะได้ว่า

$$A_0 = \sum_{i=1}^{qn} \lambda_{0i} \sum_{j=i}^{qn} L_{0j} \psi_{0j}(r_{0j}, t_s + t_{no}) + \sum_{i=2}^{qn} \lambda_{0i} \sum_{j=1}^{i-1} L_{0j} \psi'_{0j}(r_{0j}, t_s) \prod_{k=j+1}^i x_{0k1} \quad (5.6)$$

$$\text{โดย } \psi_{0j}(r_{0j}, t_s + t_{no}) = \begin{cases} C_{0j}(r_{0j}) & : j = i \\ C_{0j}(r_{0j}) \prod_{k=i+1}^j x_{0k2} + C_{0j}(t_s + t_{no}) \left( 1 - \prod_{k=i+1}^j x_{0k2} \right) & : j \neq i \end{cases} \quad (5.7)$$

$$\psi'_{0j}(r_{0j}, t_s) = C_{0j}(r_{0j}) \prod_{k=j+1}^i x_{0k2} + C_{0j}(t_s) \left( 1 - \prod_{k=j+1}^i x_{0k2} \right) \quad (5.8)$$

พิจารณา  $A_{qr}$  สำหรับสายป้อนย่อยประเภทที่ 3 จะได้ดังสมการ (5.9)

$$\begin{aligned} A_{qr} &= \sum_{i=1}^{qn} (\lambda_{qri} + \gamma_{qri}) \sum_{j=i}^{qn} L_{qrj} C_{qrj}(r_{qrj}) - \sum_{i=1}^{qn} \gamma_{qri} x_{qri3} \sum_{j=i}^{qn} L_{qrj} C_{qrj}(r_{qrj}) \\ &\quad + \sum_{i=2}^{qn} \lambda_{qri} \sum_{j=1}^{i-1} L_{qrj} C_{qrj}(r_{qrj}) \prod_{k=j+1}^i x_{qrk1} x_{qrk3} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \sum_{i=2}^{qn} \gamma_{qri} \sum_{j=1}^{i-1} (1-x_{qrj3}) \sum_{k=j}^{qn} L_{qrj} C_{qrj}(r_{qrj}) \prod_{l=j+1}^i x_{qrl1} x_{qrl3} \\
& - \sum_{i=2}^{qn} \gamma_{qri} \sum_{k=2}^q (1-x_{0j1}) \sum_{l=i}^{qn} L_{qrl} C_{qrl}(r_{qrl})
\end{aligned} \tag{5.9}$$

พิจารณา  $A_{qr}$  สำหรับสายป้อนย่อยประเภทที่ 2 จะได้ดังสมการ (5.10)

$$A_{qr} = \sum_{i=1}^{qn} \left[ (\lambda_{qri} + \gamma_{qri}) - \gamma_{qri} \sum_{j=2}^q (1-x_{0j1}) \right] \sum_{i=1}^{qn} L_{qri} C_{qri}(r_{qri}) \tag{5.10}$$

พิจารณา  $B_0$  จะได้ว่า

$$B_0 = \sum_{i=2}^{qn} (1-x_{0i1}) \sum_{j=i}^{qn} \gamma_{0j} \sum_{k=i}^{qn} L_{0k} C_{0k}(r_{0k}) \tag{5.11}$$

พิจารณา  $B_{qr}$  จะได้ดังสมการ (5.12)

$$B_{qr} = \sum_{i=1}^{qn} (1-x_{qri1}) \sum_{j=i}^{qn} \gamma_{qrj} \sum_{k=i}^{qn} L_{qrk} C_{qrk}(r_{qrk}) \tag{5.12}$$

- เมื่อ
- $L_{qrj}$  = ขนาดโหลดที่  $j$  บนสายป้อนย่อยที่  $r$  ที่อยู่บนสายป้อนหลักส่วนที่  $q$
  - $r_{qrj}$  = ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องที่  $j$  บนสายป้อนย่อยที่  $r$  ที่อยู่บนสายป้อนหลักส่วนที่  $q$
  - $C_{qrj}$  = มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่แบ่งตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า (SCDF) ของโหลดที่  $j$  บนสายป้อนย่อยที่  $r$  ที่อยู่บนสายป้อนหลักส่วนที่  $q$
  - $t_s$  = ระยะเวลาที่ใช้ในการเปิดสวิตช์ตัดตอน
  - $t_{no}$  = ระยะเวลาที่ใช้ในการปิดสวิตช์เชื่อมต่อ

จากสมการค่าความเสียหายทั้งหมด (5.1) – (5.12) จะเห็นว่าเราจะจัดสมการให้อยู่ในรูปแบบเชิงเส้นและจะหาระบบป้องกันที่เหมาะสม โดยใช้กำหนดการเชิงจำนวนเต็มแบบทวิภาคในการแก้ปัญหา ซึ่งสามารถเขียนแสดงปัญหาได้ดังนี้

$$\min Cost_{total} = \min (Cost_{supp} + Cost_{cust}) \tag{5.13}$$

โดยมีเงื่อนไขที่ใช้ประกอบในการพิจารณา ได้แก่ การจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งสามารถแสดงรายละเอียดสำหรับแต่ละเงื่อนไขได้ ดังนี้

- เงื่อนไขในการจัดลำดับการทำงาน

ในกรณีที่เราไม่สามารถจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในตำแหน่งที่  $k$  และตำแหน่งที่  $j$  ได้ เราจะทำการสร้างสมการเงื่อนไขดังนี้

สำหรับรีโครสเซอร์ :  $x_{qk1} + x_{qj1} \geq 1$  (5.14)

สำหรับฟิวส์ :  $x_{qk3} + x_{qj3} \geq 1$  (5.15)

เมื่อ  $x_{qk1}$  คือ ตัวแปรในการพิจารณาติดตั้งรีโครสเซอร์ที่ตำแหน่ง k

$x_{qj1}$  คือ ตัวแปรในการพิจารณาติดตั้งรีโครสเซอร์ที่ตำแหน่ง j

$x_{qk3}$  คือ ตัวแปรในการพิจารณาติดตั้งฟิวส์ที่ตำแหน่ง k

$x_{qj3}$  คือ ตัวแปรในการพิจารณาติดตั้งฟิวส์ที่ตำแหน่ง j

- เงื่อนไขในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน

ถ้าเราพิจารณาคำแหน่งที่จะติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันบนสายป้อนย่อยประเภทที่ 3 ในกรณีตำแหน่งต้นสายป้อน เราจำเป็นจะต้องเลือกติดตั้งระหว่างรีโครสเซอร์หรือฟิวส์ จะสามารถเขียนสมการเงื่อนไขได้เป็น

$$x_{q11} + x_{q13} = 1 \quad (5.16)$$

แต่ในกรณีที่เป็นตำแหน่งใดๆ (i) ที่อาจจะเลือกไม่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันชนิดใดเลยก็ได้ เราสามารถเขียนสมการเงื่อนไขได้เป็น

$$x_{qi1} + x_{qi3} \geq 1 \quad (5.17)$$

นอกจากนี้สิ่งที่ได้กำหนดไว้ในสมมติฐาน เราจะไม่พิจารณาติดตั้งฟิวส์บนสายป้อนหลัก สมการเงื่อนไขที่ตำแหน่ง i บนสายป้อนหลักสามารถแสดงได้ว่า

$$x_{qi3} = 1 \quad (5.18)$$

ในทางกลับกัน ถ้าเราไม่พิจารณาติดตั้งรีโครสเซอร์ที่ตำแหน่ง i สมการเงื่อนไขจะกำหนดให้เป็น

$$x_{qi1} = 1 \quad (5.19)$$

และถ้าเราไม่พิจารณาติดตั้งสวิตช์ตัดตอน จะกำหนดให้เป็น

$$x_{qi2} = 1 \quad (5.20)$$

จากฟังก์ชันวัตถุประสงค์และสมการเงื่อนไขต่างๆ ที่ได้แสดงในข้างต้น จะนำไปใช้ในการหาตำแหน่ง จำนวนและชนิดของอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสมในระบบด้วยวิธีกำหนดการเชิงจำนวนเต็มแบบทวิภาค ซึ่งรายละเอียดของวิธีที่ใช้ในการแก้ปัญหาจะนำเสนอไว้ในหัวข้อ 5.2



## 5.2 กำหนดการเชิงเส้นจำนวนเต็ม (Integer Linear Programming [73])

กำหนดการเชิงเส้นจำนวนเต็มเป็นกำหนดการเชิงเส้นประเภทหนึ่งที่มีตัวแปรทุกตัวหรือบางตัวเป็นจำนวนเต็ม (Integer Variable) ซึ่งสามารถแบ่งตามประเภทของตัวแปรได้ 3 ประเภท คือ

- 1) กำหนดการเชิงเส้นจำนวนเต็มแบบสมบูรณ คือ ตัวแปรทุกตัวจะเป็นจำนวนเต็ม
- 2) กำหนดการเชิงเส้นจำนวนเต็มแบบผสม คือ ตัวแปรบางตัวที่เป็นจำนวนเต็มและเศษส่วน
- 3) กำหนดการเชิงเส้นจำนวนเต็มแบบทวิภาค (0-1) คือ ตัวแปรทุกตัวจะเป็นจำนวนเต็มและจะมีค่าเป็น 0 หรือ 1 เท่านั้น

กำหนดการเชิงเส้นจำนวนเต็มทั้ง 3 แบบนั้นต่างก็มีความเหมาะสมที่จะใช้ในการแก้ปัญหาที่แตกต่างกันไปในทางปฏิบัติ เช่น ถ้าเราต้องการหาจำนวนคนที่เหมาะสมในการทำงานชิ้นหนึ่งการแก้ปัญหาโดยใช้กำหนดการเชิงเส้นจำนวนเต็มแบบสมบูรณจะเหมาะสมกับปัญหาที่สุด เนื่องจากจำนวนคนนั้นจะต้องเป็นเลขจำนวนเต็มไม่สามารถแบ่งได้ ในขณะที่ถ้าเราต้องการหาปริมาณอาหารกับสัตว์เลี้ยงที่เหมาะสมกับค่าใช้จ่ายที่กำหนดไว้ การแก้ปัญหาโดยใช้กำหนดการเชิงเส้นจำนวนเต็มแบบผสมจะเหมาะสมกับปัญหาที่สุด เนื่องจากสัตว์เลี้ยงและปริมาณอาหารจะเป็นตัวแปรที่เป็นจำนวนเต็มและเศษส่วนผสมกันอยู่ และท้ายที่สุดการแก้ปัญหาด้วยกำหนดการเชิงเส้นจำนวนเต็มแบบทวิภาค (0-1) จะเหมาะสมกับปัญหาที่เป็นทางเลือกตัดสินใจ 2 ทาง เช่น ปิดหรือเปิดหลอดไฟ ช่อมหรือไม่ช่อม อุปกรณ์ ติดหรือไม่ติดตั้งอุปกรณ์ ดังนั้น ในการแก้ปัญหาการออกแบบระบบป้องกันนี้เราจึงเลือกใช้การแก้ปัญหาด้วยกำหนดการเชิงเส้นจำนวนเต็มแบบทวิภาค (Binary Integer Programming)

เนื่องจากปัญหาทางด้านกำหนดการเชิงเส้น (LP) จะเกี่ยวข้องกับการหาค่าที่เหมาะสมที่สุดของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่เป็นเชิงเส้น โดยให้เป็นไปตามเงื่อนไขทั้งที่เป็นสมการและอสมการแบบเชิงเส้น ซึ่งกำหนดการเชิงเส้นจำนวนเต็มแบบทวิภาค (0-1) นั้นก็เป็นหนึ่งในกำหนดการเชิงเส้นเช่นเดียวกัน ซึ่งสามารถเขียนอยู่ในรูปสมการทั่วไปได้ดังนี้

$$\text{minimize } \sum_{i=1}^n c_i x_i \quad (5.21)$$

$$\text{subject to } \sum_{i=1}^n a_i x_i \leq b_j, \quad j \in \{1, \dots, m\} \quad (5.22)$$

$$x_i \in \{0,1\}$$

เมื่อ  $c_i$  คือ ค่าสัมประสิทธิ์  
 $a_i$  และ  $b_j$  คือ พารามิเตอร์ของสมการเงื่อนไข  
 $m$  คือ จำนวนของสมการเงื่อนไข

ขั้นตอนวิธีในการแก้ปัญหาค่าเหมาะสมเชิงจำนวนเต็มแบบทวิภาค (0-1) เพื่อหาผลเฉลยที่เหมาะสมที่สุดจะแบ่งออกเป็น 2 แนวทาง ได้แก่ แนวทางเชิงกำหนด (Deterministic Approach) และแนวทางเฟ้นสุ่ม (Stochastic Approach) ซึ่งแต่ละแนวทางก็มีข้อดีและข้อเสียต่างกัน โดยจุดเด่นของวิธีแก้ปัญหาตามแนวทางเฟ้นสุ่ม คือ สามารถนำไปประยุกต์ใช้ได้กับปัญหาการหาค่าเหมาะสมทั่วไปที่ไม่สามารถเขียนให้อยู่ในรูปของฟังก์ชันทางคณิตศาสตร์ได้ ในขณะที่วิธีแก้ปัญหาตามแนวทางเชิงกำหนด จะสามารถนำไปประยุกต์ใช้ได้เฉพาะกับปัญหาที่สามารถเขียนออกมาให้อยู่ในรูปของสมการทางคณิตศาสตร์ได้อย่างชัดเจนเท่านั้น ทำให้วิธีแก้ปัญหาตามแนวทางเฟ้นสุ่มสามารถนำไปประยุกต์ใช้ได้กับปัญหาในวงกว้างมากกว่า ในขณะที่จุดเด่นของวิธีแก้ปัญหาตามแนวทางเชิงกำหนด คือ การที่ขั้นตอนวิธีสามารถตัดสินใจเองว่าผลเฉลยที่หามาได้เป็นผลเฉลยที่เหมาะสมที่สุดหรือไม่ ซึ่งคุณสมบัติข้อนี้จะไม่พบในขั้นตอนวิธีของวิธีแก้ปัญหาตามแนวทางเฟ้นสุ่ม และเป็นเหตุผลที่ทำให้ผู้วิจัยเลือกวิธีแก้ปัญหาตามแนวทางเชิงกำหนดมาประยุกต์ใช้กับปัญหาในวิทยานิพนธ์

วิธีแก้ปัญหาค่าเหมาะสมเชิงจำนวนเต็มแบบทวิภาค (0-1) ตามแนวทางเชิงกำหนดมีการนำเสนอวิธีออกมามากมาย เช่น Branch & Bound (B&B) Algorithm [73] Fractional Algorithm [75] เป็นต้น ซึ่งจากการศึกษา เราพบว่าขั้นตอนวิธี B&B ได้ถูกนำไปพัฒนาเป็นซอฟต์แวร์ที่ใช้ในการแก้ปัญหาอีกมากมาย ทั้งปัญหาที่เป็นกำหนดการเชิงจำนวนเต็ม (Integer Linear Programming) และปัญหาค่าเหมาะการเชิงจำนวนเต็มผสมกับกำหนดการไม่เชิงเส้น (Mixed-Integer Nonlinear Programming) ในวิทยานิพนธ์นี้ จะนำขั้นตอนวิธี B&B มาใช้ในการแก้ปัญหาการออกแบบระบบป้องกัน เพื่อพิจารณาในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันแต่ละชนิดที่ตำแหน่งต่างๆ โดยให้เกิดค่าใช้จ่ายรวมในระบบมีค่าต่ำที่สุด

### **ขั้นตอนวิธี Branch & Bound (B&B)**

ขั้นตอนวิธี Branch & Bound ได้มีการนำเสนอขึ้นครั้งแรกในปี ค.ศ. 1960 โดย A. H. Land และ A. G. Doig [73] สำหรับใช้ในแก้ปัญหาการกำหนดการเชิงเส้น ซึ่งหลักการของขั้นตอนวิธี B&B คือ การแบ่งหรือแตกกิ่ง (Dividing or Branching) และการตัดหรือการหยุด (Conquering or Fathoming) โดยเริ่มต้นจากปัญหาที่มีขนาดใหญ่และแบ่งเป็นปัญหาย่อยๆ (Sub-problem) จากนั้นจะเป็นการพิจารณาขอบเขต (Bounding) ของคำตอบสำหรับปัญหาย่อยและพิจารณาตัดปัญหาที่ไม่สามารถให้คำตอบที่ดีที่สุด ในขณะที่นั้นได้และทำซ้ำกับทุกปัญหาย่อยๆ จนกระทั่งพบปัญหาย่อยที่ให้คำตอบที่ดีที่สุด ซึ่งรายละเอียดของขั้นตอนวิธี B&B สามารถค้นหาได้จาก [73] ส่วนขั้นตอนโดยสรุปสามารถนำเสนอแสดงได้ดังต่อไปนี้

### ขั้นตอนที่ 1 กำหนดปัญหาแรกหรือกิ่งแรกในแผนภาพต้นไม้

เราจะอธิบายลำดับขั้นตอนการทำงานของวิธี B&B โดยใช้แผนภาพต้นไม้ (Search Tree) โดยจะเปรียบเทียบปัญหาเป็นเสมือนกิ่งหนึ่งของต้นไม้ ซึ่งสามารถแตกสาขาออกเป็นกิ่งย่อย ๆ ได้ โดยในขั้นตอนเริ่มต้น เราจะกำหนดให้ปัญหาแรกหรือกิ่งแรกในแผนภาพต้นไม้ คือ  $P_0$  ซึ่งปัญหาตั้งต้นตามสมการที่ 5.21



รูปที่ 5.4 ปัญหาในโหนดแรกของแผนภาพต้นไม้

### ขั้นตอนที่ 2 สร้างรายการของปัญหาที่ต้องพิจารณา

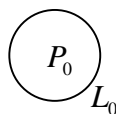
ตลอดกระบวนการค้นหาคำตอบของวิธี B&B ตั้งแต่เริ่มต้นจนกระทั่งสิ้นสุดกระบวนการ จะมีปัญหาที่ถูกสร้างขึ้นใหม่ตลอดเวลา ซึ่งปัญหาเหล่านี้จะต้องได้รับการวิเคราะห์และถูกตัดออกจากการพิจารณา รายการของปัญหาที่ต้องทำการพิจารณาเป็นรายการที่ถูกสร้างขึ้นมาเพื่อบรรจุปัญหาที่ถูกสร้างขึ้นใหม่ เพื่อช่วยในการตรวจสอบว่าปัญหาเหล่านั้นได้รับการวิเคราะห์แล้วหรือยัง หากได้รับการวิเคราะห์แล้ว ปัญหาจะต้องถูกตัดออกจากรายการ และเมื่อทุกปัญหาที่ถูกบรรจุเข้ามาในรายการถูกตัดออกไป กระบวนการค้นหาคำตอบของวิธี B&B จะสิ้นสุด

### ขั้นตอนที่ 3 การหาขอบเขตล่าง

การหาขอบเขตล่าง จะเป็นการแก้ปัญหา LP ที่ถูกบรรจุเข้ามาอยู่ในรายการของปัญหา เพื่อหาผลเฉลยที่เหมาะสมที่สุด

จากรูปที่ 5.4 ขณะนี้ปัญหา LP ปัญหาแรกที่ถูกบรรจุเข้ามาอยู่ในรายการ คือ ปัญหา  $P_0$  เนื่องจากเซตผลเฉลยที่เป็นไปได้ทั้งหมดของปัญหาตั้งต้นจะเป็นเซตย่อยของเซตของผลเฉลยที่เป็นไปได้ของปัญหา  $P_0$  เพราะฉะนั้น หากเราแทนค่าตัวแปรในฟังก์ชันจุดประสงค์ของปัญหา  $P_0$  ด้วยผลเฉลยที่เหมาะสมที่สุด ค่าฟังก์ชันจุดประสงค์ (Objective Value) ของปัญหา  $P_0$  จะเป็นขอบเขตล่างของค่าฟังก์ชันจุดประสงค์ของปัญหาตั้งต้น

ในรูปที่ 5.5 จะให้  $L_0$  แทนค่าฟังก์ชันจุดประสงค์ของปัญหา  $P_0$  เมื่อแทนค่าตัวแปรในฟังก์ชันจุดประสงค์ด้วยผลเฉลยที่เหมาะสมที่สุด



รูปที่ 5.5 การหาขอบเขตล่างของปัญหาตั้งต้นโดยการแก้ปัญหา  $P_0$

#### ขั้นตอนที่ 4 การวิเคราะห์ปัญหา

การวิเคราะห์ปัญหา คือ การจำแนกประเภทของปัญหา LP ที่จะบรรจุอยู่ในรายการของปัญหาที่ต้องทำการพิจารณา โดยอ้างอิงจากผลลัพธ์ที่ได้ในขั้นตอนการหาขอบเขตล่าง ซึ่งผลจากการวิเคราะห์ปัญหาจะสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 กรณี คือ

- 1) เป็นปัญหาที่สามารถหาผลเฉลยได้แต่ผลเฉลยที่เหมาะสมที่สุดของปัญหาที่คำนวณได้จากขั้นตอนการหาขอบเขตล่างจะเป็นผลเฉลยที่เป็นไปได้ของปัญหาตั้งต้น ซึ่งจะทำให้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของปัญหาตั้งต้นเท่ากับค่าขอบเขตล่าง
- 2) เป็นปัญหาที่ไม่มีคำตอบที่เป็นไปได้ (Infeasible) หมายความว่า ไม่มีผลเฉลยค่าใดที่สอดคล้องกับเงื่อนไขบังคับของปัญหาดังกล่าว
- 3) เป็นปัญหาที่สามารถหาผลเฉลยได้และผลเฉลยที่เหมาะสมที่สุดของปัญหาที่คำนวณได้นั้นไม่สอดคล้องตามเงื่อนไขบังคับของปัญหาตั้งต้น ดังนั้น เมื่อแทนค่าตัวแปรในฟังก์ชันวัตถุประสงค์ด้วยผลเฉลยที่เหมาะสมที่สุดจะมีค่าน้อยกว่าค่าฟังก์ชันจุดประสงค์ของปัญหาตั้งต้น

#### ขั้นตอนที่ 5 การแตกกิ่ง (Branching) และการตัดกิ่ง (Pruning or Fathoming)

จากผลการวิเคราะห์ปัญหาในขั้นตอนที่ 4 เราสามารถดำเนินการกับปัญหาที่ได้รับวิเคราะห์ 2 วิธี คือ ตัดออกจากรายการของปัญหาซึ่งจะเรียกว่าการตัดกิ่ง หรือ แยกปัญหาดังกล่าวออกเป็นปัญหาย่อย ซึ่งจะเรียกว่าการแตกกิ่ง

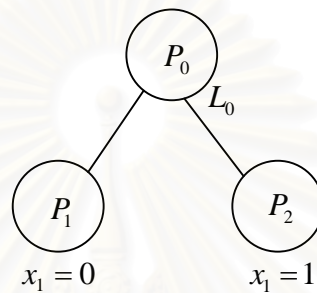
จากรูป 5.5 เมื่อเราทำการวิเคราะห์ปัญหา  $P_0$  ซึ่งเป็นปัญหาเดียวที่มีอยู่ในรายการขณะนี้ ผลการวิเคราะห์ปัญหาจะตรงตามกรณีใดกรณีหนึ่งในทั้งหมด 3 กรณีที่ได้กล่าวมาข้างต้น

เมื่อผลวิเคราะห์ปัญหา  $P_0$  เป็นไปตามกรณีที่ 1 หมายถึง ผลเฉลยที่เหมาะสมที่สุดของปัญหา  $P_0$  จะสอดคล้องตามเงื่อนไขบังคับของปัญหาตั้งต้นและค่าขอบเขตล่าง  $L_0$  ในกรณีนี้จะสามารถสรุปได้ว่า ผลเฉลยที่เหมาะสมที่สุดของปัญหา  $P_0$  จะเป็นผลเฉลยที่เหมาะสมที่สุดของปัญหาตั้งต้นด้วย

หากผลการวิเคราะห์ปัญหา  $P_0$  เป็นไปตามกรณีที่ 2 หมายถึง ไม่มีผลเฉลยที่เป็นไปได้สำหรับปัญหา  $P_0$  และเนื่องจากเซตของผลเฉลยที่เป็นไปได้สำหรับปัญหา  $P_0$  ครอบคลุมเซตของผลเฉลยที่เป็นไปได้ทั้งหมดของปัญหาตั้งต้น ดังนั้น หากปัญหา  $P_0$  ไม่สามารถหาผลเฉลยได้ ปัญหาตั้งต้นก็ไม่สามารถหาผลเฉลยได้เช่นเดียวกัน

หากปัญหาที่อยู่ในรายการของปัญหาถูกวิเคราะห์ว่าอยู่ในกรณีที่ 1 หรือ 2 ปัญหานั้นจะถูกตัดออกจากรายการ กล่าวคือ จะไม่ทำการแตกกิ่งต่อไป

ในกรณีที่ผลการวิเคราะห์ปัญหา  $P_0$  เป็นไปตามกรณีที่ 3 หมายถึง ในการแก้ปัญห  $P_0$  จะสามารถหาผลเฉลยที่เหมาะสมที่สุดได้ แต่ผลเฉลยค่านั้นไม่สอดคล้องตามเงื่อนไขบังคับของปัญหาตั้งต้น ในกรณีนี้เราจะทำการแตกกิ่งปัญหา  $P_0$  ออกเป็นปัญหาย่อย 2 ปัญหา โดยการเลือกตัวแปรแตกกิ่ง (Branching Variable) เพื่อกำหนดค่าคงที่ให้กับตัวแปรดังกล่าว (0-1) ยกตัวอย่าง เช่น เลือกตัวแปร  $x_1$  เป็นตัวแปรแตกกิ่ง โดยปัญหาย่อยในกิ่งที่ 1 จะกำหนดให้  $x_1 = 0$  และปัญหาย่อยในกิ่งที่ 2 กำหนดให้  $x_1 = 1$  ดังแสดงในรูปที่ 5.6



รูปที่ 5.6 การแตกกิ่งของปัญหา  $P_0$

เมื่อพิจารณาจากสมการของปัญหาย่อย  $P_1$  และ  $P_2$  จะเห็นว่าเซตของผลเฉลยที่เป็นไปได้ของปัญหาย่อยทั้งสองปัญหาจะเป็นเซตย่อยของเซตของผลเฉลยที่เป็นไปได้ของปัญหา  $P_0$

หลังจากแตกกิ่ง ปัญหาที่ถูกแตกกิ่งแล้วจะตัดออกจากรายการของปัญหาที่ต้องทำการพิจารณาและปัญหาย่อยที่เกิดจากการแตกกิ่งจะบรรจุเข้าไปในรายการแทน

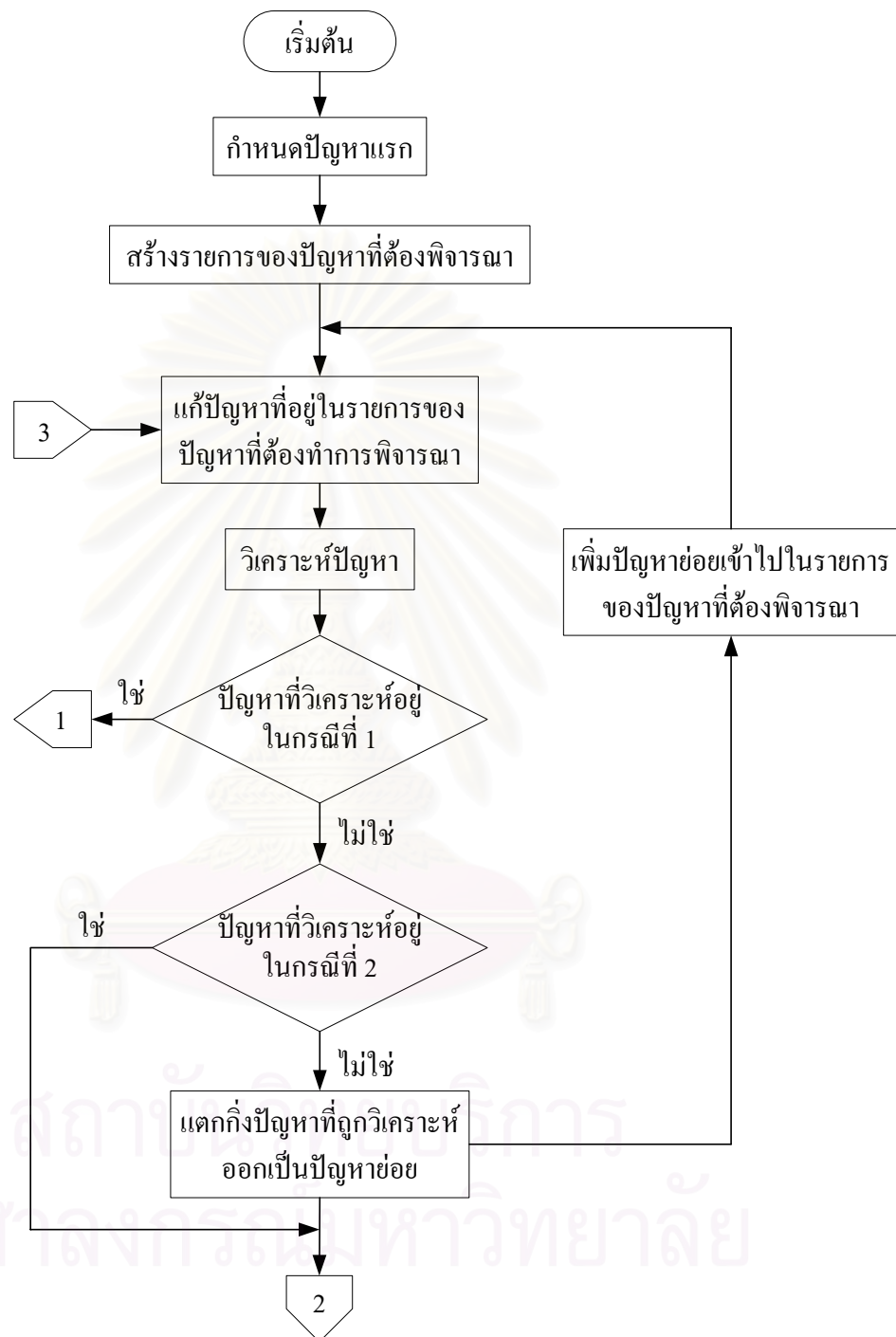
#### ขั้นตอนที่ 6 การวนซ้ำและการสิ้นสุดกระบวนการค้นหาคำตอบ

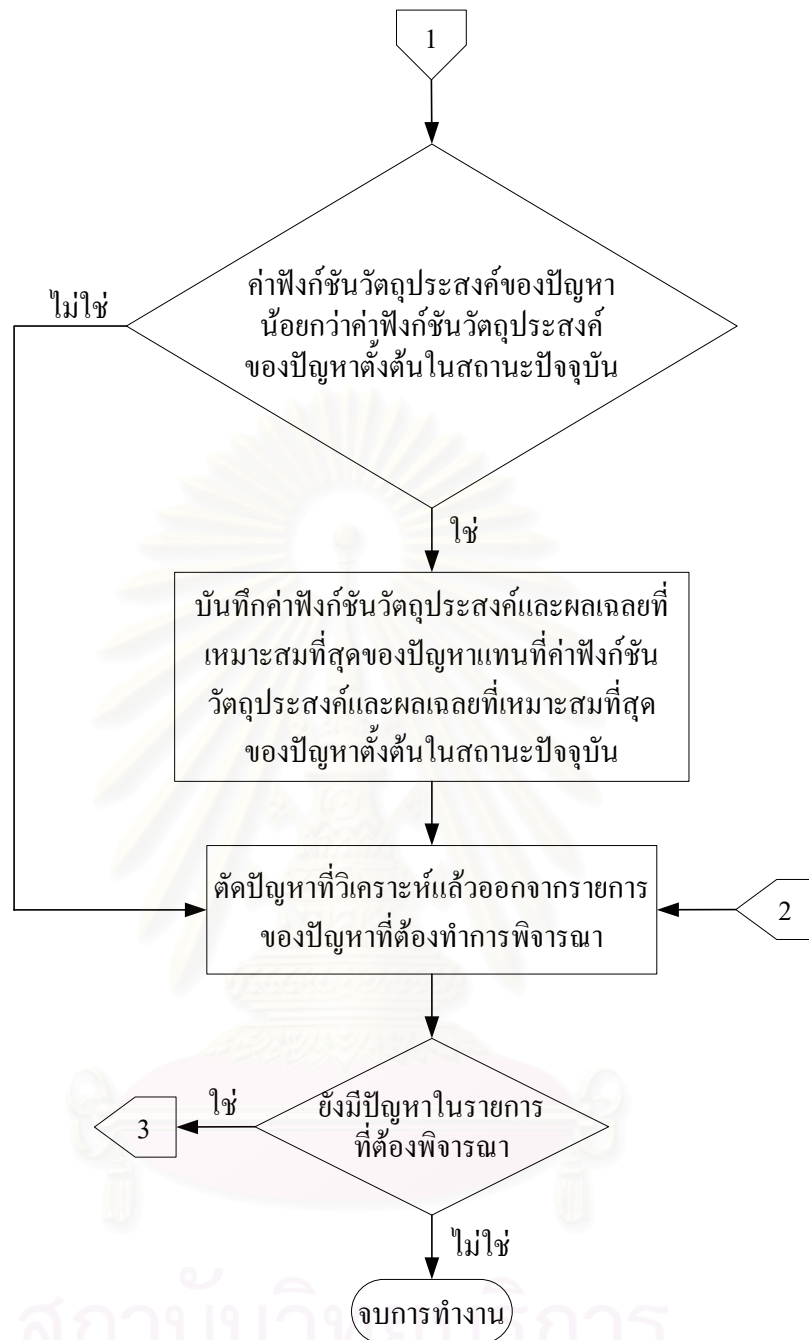
การสิ้นสุดกระบวนการค้นหาคำตอบของขั้นตอนวิธี B&B จะเกิดขึ้นเมื่อปัญหาสุดท้ายที่เหลืออยู่ในรายการของปัญหาที่ต้องทำการพิจารณาได้ถูกตัดออกไป

จากรูปที่ 5.5 ปัญหา  $P_0$  เป็นปัญหาเดียวที่อยู่ในรายการของปัญหาที่ต้องทำการพิจารณา หากในขั้นตอนที่ 5 ปัญหา  $P_0$  ถูกวิเคราะห์ให้อยู่ในกรณีที่ 1 หรือ 2 ปัญหา  $P_0$  จะถูกตัดออกจากรายการ เป็นผลให้สิ้นสุดกระบวนการค้นหาคำตอบของขั้นตอนวิธี B&B แต่หากปัญหา  $P_0$  ถูกวิเคราะห์ให้อยู่ในกรณีที่ 3 ปัญหาจะถูกแตกกิ่งออกเป็นปัญหาย่อย และปัญหาย่อยนั้นจะถูกบรรจุเข้ามาอยู่ในรายการของปัญหาที่ต้องทำการพิจารณา ในกรณีนี้ถึงแม้ปัญหา  $P_0$  จะถูกตัดออกไป แต่จะมีปัญหา  $P_1$  และ  $P_2$  ที่ถูกเพิ่มเข้ามาอยู่ในรายการ ทำให้ยังไม่สามารถสิ้นสุดกระบวนการค้นหาคำตอบของขั้นตอนวิธี B&B ได้ และจะต้องเริ่มกระบวนการทำซ้ำตั้งแต่ขั้นตอนที่ 3 จนถึงขั้นตอนที่ 5 ใหม่อีกครั้งกับปัญหา  $P_1$  และ  $P_2$  และจะเป็นเช่นนี้ไปเรื่อยๆ จนกว่าปัญหาทั้งหมดที่อยู่ในรายการจะถูกตัดออกไปทั้งหมด จึงจะสิ้นสุดกระบวนการค้นหาคำตอบของขั้นตอนวิธี B&B ได้



จากขั้นตอนการหาคำตอบของขั้นตอนวิธี B&B ทั้ง 6 ขั้นตอน สามารถสรุปเป็นแผนผังการทำงานได้ดังในรูปที่ 5.7





รูปที่ 5.7 แผนผังแสดงการทำงานของขั้นตอนวิธี B&B

ด้วยวิธี B&B ที่ได้นำเสนอ เราจะนำไปใช้ในการแก้ปัญหาคารอกแบบระบบป้องกัน โดยที่ฟังก์ชันวัตถุประสงค์สามารถแสดงได้ดังสมการที่ (5.1) ซึ่งแสดงถึงค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่พิจารณา จากนั้นตัวแปรที่ใช้ในการตัดสินใจ ( $x_{qrik}, k = 1, 2, 3$ ) คิดตั้งหรือไม่คิดตั้งอุปกรณ์ป้องกันตามตำแหน่งที่กำหนด จะถูกกำหนดให้เป็นค่าคงที่ (0 และ 1) เพื่อทำการแตกกิ่งหรือตัดกิ่งปัญหาตามขั้นตอนที่ได้นำเสนอในข้างต้น ผลตอบที่ได้จะแสดงจำนวน ชนิดและตำแหน่งสำหรับติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันแต่ละชนิดที่ทำให้ระบบเกิดค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่ำที่สุด โดยสอดคล้องตามเงื่อนไขการจัดลำดับการทำงานและการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันดังแสดงในสมการที่ (5.14) – (5.20) ด้วย

### 5.3 สรุป

ในบทที่ 5 นี้จะนำเสนอวิธีการออกแบบระบบป้องกันที่พัฒนาขึ้น โดยนำวิธีการกำหนดการเชิงจำนวนเต็มแบบทวิภาค (Binary Integer Programming) มาใช้ในการแก้ปัญหา ด้วยวิธีที่พัฒนาขึ้นเราสามารถหาระบบป้องกันที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายทั้งหมดในระบบต่ำที่สุดและเป็นไปตามเงื่อนไขการจัดลำดับการทำงานและการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันได้ โดยค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะประกอบด้วยค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ป้องกันและมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นเนื่องจากไฟฟ้าดับ ค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ป้องกันนั้นจะพิจารณาถึงความสูญเสียที่เกิดขึ้นต่ออุปกรณ์อื่นเนื่องจากการทำงานด้วย เช่น ราคาของไส้ฟิวส์จะนำมาคิดรวมทุกครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับดังแสดงในสมการ (5.4) ในขณะที่มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นเนื่องจากไฟฟ้าดับจะพิจารณาทั้งเหตุการณ์ที่เกิดไฟฟ้าดับถาวรและไฟฟ้าดับชั่วคราวดังแสดงในสมการที่ (5.5) โดยผลตอบที่ได้จากวิธีที่พัฒนาขึ้นนี้จะเป็นการกำหนดจำนวน ชนิด และตำแหน่งสำหรับติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบ ซึ่งจะนำเสนอไว้ในบทที่ 6



สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## บทที่ 6

### ผลการทดสอบการออกแบบระบบป้องกัน

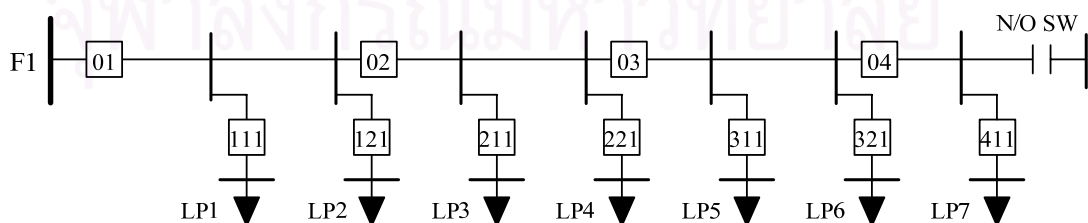
จากวิธีการออกแบบระบบป้องกันที่นำเสนอไว้ในบทที่ 5 เราจะนำมาทดสอบกับระบบทดสอบ 2 ระบบ ได้แก่ ระบบ Roy Billinton Test System (RBTS) บัส 5 [74] และระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ได้จากการทดสอบการวางแผนระบบไฟฟ้าในบทที่ 3 ซึ่งผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นถึงปัจจัยที่มีผลกระทบต่อวิธีการออกแบบระบบป้องกันและจะนำเสนอถึงระบบป้องกันที่เหมาะสมสำหรับในแต่ละกรณีที่จะพิจารณา นอกจากนี้ยังทำการเปรียบเทียบผลที่ได้กับผลจากบทความ [67] ที่ใช้วิธีการแก้ปัญหาที่คล้ายคลึงกัน แต่ไม่พิจารณาถึงมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องจากไฟฟ้าดับชั่วคราว

ในตอนต้นของบทนี้ จะนำเสนอถึงรายละเอียดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่นำมาทดสอบ จากนั้นจะเป็นการแสดงผลการทดสอบที่ได้ในแต่ละกรณีที่จะพิจารณาและจะนำผลตอบที่ได้มาวิเคราะห์และเปรียบเทียบกันต่อไป

#### 6.1 ระบบทดสอบ

ระบบทดสอบที่ใช้มี 2 ระบบ คือ ระบบ RBTS บัส 5 [74] และระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ได้จากการทดสอบการวางแผนระบบไฟฟ้าในบทที่ 3 ซึ่งรายละเอียดของแต่ละระบบสรุปได้ดังนี้

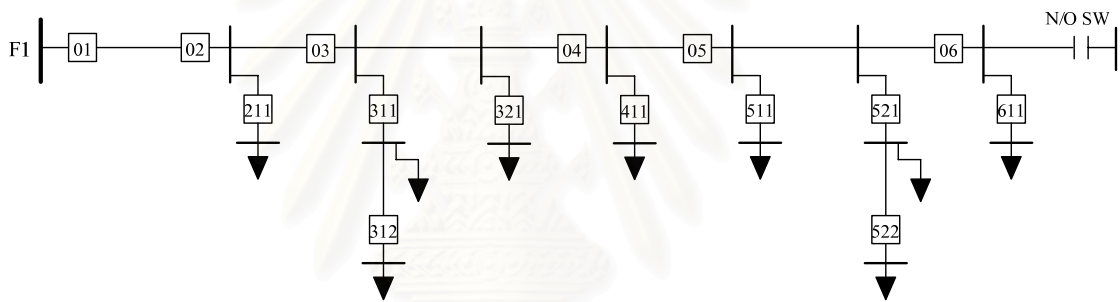
ระบบ RBTS บัสที่ 5 เป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลที่ตั้งอยู่ในเมือง ซึ่งประกอบด้วยสายป้อน 4 สายป้อน โดยเราได้นำเอาสายป้อนที่ 1 ของระบบมาทำการทดสอบ ซึ่งวงจรประกอบด้วยจุดโหลดจำนวน 7 จุดโหลด อันประกอบด้วยผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงผลกำไร และกิจการค้าขาย มีค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 5.975 MW วงจรสายป้อนที่ 1 และตำแหน่งที่พิจารณาในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.1 ซึ่งข้อมูลรายละเอียดของวงจรจะแสดงไว้ในภาคผนวก ข.1



รูปที่ 6.1 สายป้อนที่ 1 ของระบบ RBTS บัส 5

จากรูปที่ 6.1 วงจรประกอบไปด้วยสายป้อนหลักและสายป้อนย่อย 7 สายป้อน โดยสายป้อนหลักจะแบ่งออกเป็น 4 ส่วน สายป้อนหลักส่วนที่ 1 – 3 ในแต่ละส่วนจะประกอบด้วยสายป้อนย่อย 2 สายป้อนและจุดโหลดจำนวน 2 จุดโหลด และสายป้อนหลักส่วนสุดท้ายคือส่วนที่ 4 ประกอบด้วยสายป้อนย่อย 1 สายป้อนและจุดโหลด 1 จุดโหลด ซึ่งตำแหน่งที่ใช้ในการพิจารณาติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันมีทั้งหมด 11 ตำแหน่ง แบ่งเป็นตำแหน่งบนสายป้อนหลัก 4 ตำแหน่งและตำแหน่งในแต่ละสายป้อนย่อยสายป้อนละ 1 ตำแหน่ง

นอกจากนั้น เรายังนำระบบจำหน่ายที่ได้จากการผลการทดสอบการวางแผนระบบในบทที่ 3 มาทดสอบกับวิธีการที่พัฒนาขึ้น โดยจะเลือกใช้สายป้อนที่ 1 ของระบบอันประกอบไปด้วยจุดโหลดจำนวน 48 จุดโหลด ซึ่งประกอบไปด้วยผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย กิจการขนาดกลาง และกิจการขนาดเล็ก มีค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 3.574 MW วงจรสายป้อนที่ 1 และตำแหน่งที่พิจารณาในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.2 ซึ่งข้อมูลรายละเอียดของวงจรจะแสดงไว้ในภาคผนวก ข.2



รูปที่ 6.2 สายป้อนที่ 1 ของระบบจำหน่ายที่ได้จากการผลการทดสอบในบทที่ 3

จากรูปที่ 6.2 วงจรประกอบไปด้วยสายป้อนหลักและสายป้อนย่อย 7 สายป้อน โดยสายป้อนหลักแบ่งออกเป็น 6 ส่วน สายป้อนหลักส่วนที่ 2, 4 และ 6 แต่ละส่วนประกอบด้วยสายป้อนย่อยจำนวน 1 สายป้อนและจุดโหลด 1 จุดโหลด และสายป้อนหลักส่วนที่ 3 และ 5 จะมีสายป้อนย่อย 2 สายป้อนและจุดโหลด 3 จุดโหลด ซึ่งตำแหน่งที่ใช้ในการพิจารณาติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันจะมีทั้งหมด 15 ตำแหน่ง แบ่งเป็นตำแหน่งบนสายป้อนหลัก 6 ตำแหน่งและตำแหน่งบนสายป้อนย่อยทั้งหมดจำนวน 9 ตำแหน่ง

## 6.2 ผลการทดสอบ

เราสามารถแสดงผลการทดสอบระบบทดสอบทั้งสองที่นำเสนอในหัวข้อ 6.1 ได้ดังต่อไปนี้



### 6.2.1 ระบบ RBTS บัส 5

ในหัวข้อนี้จะเป็นการทดสอบวิธีการออกแบบระบบป้องกันที่นำเสนอไว้ในบทที่ 5 ด้วยสายป้อนที่ 1 ของระบบ RBTS บัส 5 โดยสมมติให้อุปกรณ์ป้องกันมีความเชื่อถือได้ 100% สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting Switch) ใช้เวลาในการเปิด/ปิดโดยเฉลี่ยเป็นเวลา 1 ชั่วโมง อัตราความล้มเหลวชั่วคราว (Momentary failure rate) สมมติให้มีค่าเป็น 4 เท่าของอัตราความล้มเหลวถาวร และค่าใช้จ่ายในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันจะสมมติให้เป็น 10% ของราคาอุปกรณ์ นอกจากนี้สายป้อนย่อยทั้งหมดในระบบจะพิจารณาเป็นสายป้อนประเภทที่ 3 ดังแสดงใน 5.1.1

ค่าใช้จ่ายอันเนื่องมาจากอุปกรณ์ป้องกันและมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จัดแบ่งตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า (SCDF) ที่ใช้ในการทดสอบในหัวข้อนี้ สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 6.1 และ 6.2 ตามลำดับ

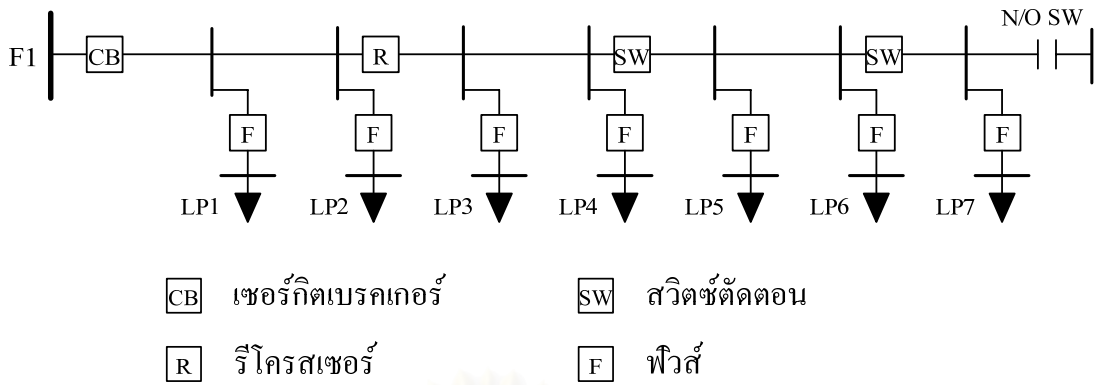
ตารางที่ 6.1 ค่าใช้จ่ายอันเนื่องมาจากอุปกรณ์ป้องกัน [59]

อุปกรณ์	ราคา (US\$/ปี)	ค่าติดตั้ง (US\$/ปี)
รีโครสเซอร์	3,771	377.1
สวิตช์ตัดตอน	1,358	135.8
ฟิวส์	1,553	155.3

ตารางที่ 6.2 มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จัดแบ่งตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า (SCDF) [67]

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ระยะเวลาที่ไฟฟ้ามดับ & มูลค่าความเสียหายที่เกิดขึ้น (US\$/kW)			
	1 นาที	1 ชั่วโมง	4 ชั่วโมง	8 ชั่วโมง
บ้านอยู่อาศัย	0.001	0.482	4.914	15.690
กิจการค้าขาย	0.381	8.552	31.317	83.008
ออฟฟิศ	4.778	21.065	68.830	119.160
ผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่	1.005	2.225	3.968	8.240
กิจการเฉพาะอย่าง	1.625	9.085	25.160	55.805
ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงผลกำไร	0.004	1.492	6.558	26.040

จากข้อมูลที่น่าเสนอในข้างต้น เมื่อนำไปใช้ในการทดสอบการออกแบบระบบป้องกันด้วยวิธีที่พัฒนาขึ้น เราจะได้ผลตอบที่เป็นระบบป้องกันที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดต่ำที่สุด ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.3

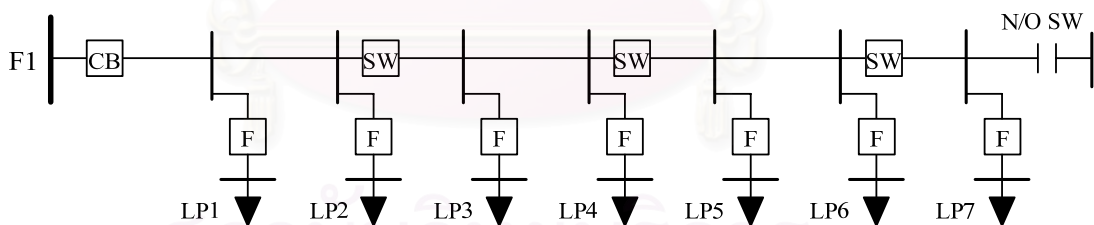


รูปที่ 6.3 ระบบป้องกันที่ได้จากวิธีที่พัฒนาขึ้น

ผลตอบในรูปที่ 6.3 แสดงให้เห็นว่า ควรจะติดตั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ต้นสายป้อน รีโครสเซอร์ที่ตำแหน่ง 02 และสวิตช์ตัดตอนที่ตำแหน่ง 03 และ 04 บนสายป้อนหลัก ส่วนที่สายป้อนย่อยนั้นจะติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันคือฟิวส์ที่ทุกๆ สายป้อนย่อย

เมื่อนำผลการทดสอบที่ได้มาเปรียบเทียบกับระบบป้องกันกรณีฐาน (base case) ของระบบ RBTS สามารถแสดงรายละเอียดต่างๆ ได้ดังต่อไปนี้

ระบบป้องกันกรณีฐานที่พิจารณา เป็นระบบป้องกันที่ติดตั้งอยู่ในระบบ RBTS ซึ่งประกอบด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ต้นสายป้อนและสวิตช์ตัดตอนที่ตำแหน่ง 02, 03 และ 04 บนสายป้อนหลัก ส่วนที่สายป้อนย่อยนั้นจะติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเหมือนกับผลที่ได้จากการทดสอบด้วยวิธีที่พัฒนาขึ้น คือ ติดตั้งฟิวส์บนทุกๆ สายป้อนย่อย ซึ่งสามารถแสดงระบบป้องกันกรณีฐาน ได้ดังรูปที่ 6.4



รูปที่ 6.4 ระบบป้องกันกรณีฐานของระบบ RBTS

ทั้งนี้ เราสามารถแสดงผลการเปรียบเทียบรายละเอียดของค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมดในระบบ ระหว่างผลการทดสอบที่ได้จากวิธีที่พัฒนาขึ้นกับระบบป้องกันกรณีฐาน ได้ดังตารางที่ 6.3

ตารางที่ 6.3 เปรียบเทียบผลการทดสอบ

ประเภทของค่าใช้จ่าย (US\$)	กรณีฐาน	วิธีที่พัฒนา
อุปกรณ์ป้องกัน	16,440	19,094
ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ	25,307	12,981
- ไฟฟ้าดับถาวร	25,307	12,574
- ไฟฟ้าดับชั่วคราว	0	407
ค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมด	41,747	32,075

จากตารางที่ 6.3 จะพบว่าผลการทดสอบด้วยวิธีที่พัฒนาขึ้นนั้น มีค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ป้องกันสูงถึง \$19,094 เนื่องจากมีการติดตั้งรีโครเซอร์และสวิตช์ตัดตอนลงบนทุกๆ ส่วนของสายป้อนหลัก ซึ่งผลจากการติดตั้งรีโครเซอร์และสวิตช์ตัดตอนบนสายป้อนหลักนี้ทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับมีค่าต่ำ คือ \$12,981 โดยแยกเป็นมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับถาวร \$12,574 และไฟฟ้าดับชั่วคราว \$407 อันเนื่องมาจากการทำงานแบบเร็ว (High speed) ของรีโครเซอร์ ในขณะที่ระบบป้องกันกรณีฐานที่กำหนดโดยอาศัยประสบการณ์ของผู้วางแผนจะมีค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ป้องกันต่ำกว่า (\$16,440) โดยจะติดตั้งสวิตช์ตัดตอนที่ทุกๆ ส่วนบนสายป้อนหลัก ซึ่งผลจากการติดตั้งเฉพาะสวิตช์ตัดตอนที่ไม่สามารถกำจัดความผิดปกติในระบบในขณะที่มีโหลดได้ ทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับในกรณีนี้มีค่าสูงถึง คือ \$25,307 ซึ่งเป็นมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับถาวรทั้งหมด

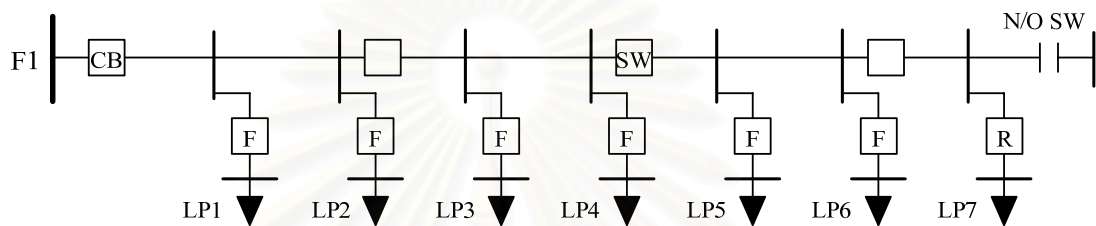
พิจารณามูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับทั้งหมดจะพบว่า ผลการทดสอบที่ได้จากวิธีที่พัฒนาขึ้นซึ่งกำหนดให้ติดตั้งรีโครเซอร์ที่สายป้อนหลัก ก่อให้ความผิดปกติแบบชั่วคราวในระบบเพิ่มสูงขึ้นและความผิดปกติแบบถาวรลดลงเนื่องมาจากการทำงานของรีโครเซอร์ ทำให้มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับถาวรลดลงจากระบบป้องกันกรณีฐานถึง \$12,733 ในขณะที่เกิดมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับชั่วคราวเพิ่มขึ้นมาเพียง \$407

เมื่อพิจารณาถึงค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดแล้วจะพบว่า ด้วยวิธีที่เราพัฒนาขึ้นจะทำให้ค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดลดลงจากระบบป้องกันกรณีฐาน \$9,672 หรือคิดเป็น 23%

นอกจากเราจะเปรียบเทียบกรณีฐานกับผลการทดสอบที่ได้แล้ว เรายังจะเปรียบเทียบผลการทดสอบที่ได้กับผลการทดสอบที่ได้จากบทความ [67] ด้วย เนื่องจากวิธีที่พัฒนาขึ้นสำหรับการออกแบบระบบป้องกันในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นการพัฒนาเพิ่มเติมจากวิธีที่ได้นำเสนอไว้ในบทความ [67] โดยจะใช้วิธีกำหนดการเชิงจำนวนเต็มแบบทวิภาค (Binary Integer Programming) ในการแก้ปัญหาเช่นเดียวกัน แต่จะแตกต่างกันที่วิธีที่พัฒนาขึ้นจะพิจารณาถึงมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้ากรณีที่เกิดไฟฟ้าดับชั่วคราว (Temporary Interruption) และการใช้งานได้ของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ในขณะที่บทความ [67] จะไม่พิจารณาถึงสองปัจจัยที่กล่าวถึง

โดยในการเปรียบเทียบนี้ จะพิจารณาเฉพาะตำแหน่ง ชนิด และจำนวนอุปกรณ์ที่ได้มาเท่านั้น โดยจะไม่พิจารณาถึงค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น เนื่องจากมีสมมติฐานในการทดสอบที่ต่างกัน

จากบทความ [67] ซึ่งมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์คือทำให้ระบบมีค่าใช้จ่ายรวมต่ำที่สุด โดยพิจารณาถึงมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับถาวรเท่านั้น ส่วนความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับชั่วคราวจะถูกละเลย ผลที่ได้จากบทความ [67] พบว่าระบบป้องกันประกอบด้วย เซอร์คิตเบรกเกอร์ที่ต้นสายป้อนและสวิตช์ตัดตอนที่ตำแหน่ง 03 บนสายป้อนหลัก ส่วนที่สายป้อนย่อยจะติดตั้งฟิวส์ที่ทุกๆ สายป้อนย่อย ยกเว้นสายป้อนย่อยสุดท้ายจุดโหลด 7 ที่ตำแหน่ง 411 จะติดตั้งรีโครสเซอร์ ซึ่งระบบป้องกันนี้สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.5



รูปที่ 6.5 ระบบป้องกันที่ได้จากผลการทดสอบในบทความ [67]

เมื่อพิจารณาอุปกรณ์ป้องกันจะพบว่า ผลจากการทดสอบด้วยวิธีที่พัฒนาขึ้นประกอบด้วย รีโครสเซอร์ 1 ตัว สวิตช์ตัดตอน 2 ตัวและฟิวส์ 7 ตัว ในขณะที่ผลจากการทดสอบในบทความ [67] จะประกอบด้วย รีโครสเซอร์ 1 ตัวเช่นกัน สวิตช์ตัดตอน 1 ตัวและฟิวส์ 6 ตัว โดยผลที่แตกต่างกันบนสายป้อนหลัก คือ ผลจากการทดสอบด้วยวิธีที่พัฒนาขึ้นติดตั้งรีโครสเซอร์ที่ตำแหน่ง 02 บนสายป้อนหลักและติดตั้งสวิตช์ตัดตอนในตำแหน่ง 03 และ 04 ด้วย ในขณะที่ผลจากการทดสอบในบทความ [67] ไม่ติดตั้งรีโครสเซอร์บนสายป้อนหลักและติดตั้งสวิตช์ตัดตอนในตำแหน่ง 03 เพียงตำแหน่งเดียว นอกจากนี้เมื่อพิจารณาที่สายป้อนย่อย ในตำแหน่ง 411 ผลจากการทดสอบด้วยวิธีที่พัฒนาขึ้นจะติดตั้งฟิวส์เนื่องจากสายป้อนนี้อยู่หลังรีโครสเซอร์บนสายป้อนหลัก ในขณะที่ผลการทดสอบในบทความ [67] จะเลือกติดตั้งรีโครสเซอร์ ณ ตำแหน่งนี้

จากผลการทดสอบทั้งหมดในข้างต้น จะพบว่าอุปกรณ์ป้องกันที่ติดตั้งในระบบนั้น ในทางปฏิบัติ ผู้ออกแบบหรือการไฟฟ้าฯ ทั้งหลายจะต้องเป็นผู้ลงทุน ในขณะที่มูลค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้านั้นจะเกิดแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ ซึ่งปัจจุบันในประเทศไทยยังไม่มีข้อกำหนดเกี่ยวกับค่าปรับในเรื่องนี้ แต่จะมีข้อกำหนดเกี่ยวกับดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (SAIFI and SAIDI) สำหรับการไฟฟ้าฯ ต่างๆ ดังนั้น เราจะพิจารณาดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (SAIFI, SAIDI, and MAIFI) ประกอบด้วยสำหรับผลการทดสอบในหัวข้อต่อไป

### 6.2.2 ระบบจำหน่ายที่ได้จากผลการทดสอบในบทที่ 3

เราจะนำสายป้อนที่ 1 ของระบบจำหน่ายที่ได้จากผลการทดสอบในบทที่ 3 มาทดสอบกับวิธีการออกแบบระบบป้องกันที่นำเสนอไว้ในบทที่ 5 โดยพิจารณาสายป้อนย่อยทั้งหมดในระบบเป็นสายป้อนประเภทที่ 3 ดังแสดงในหัวข้อที่ 5.1.1 นอกจากนี้ เราจะสมมติให้อุปกรณ์ป้องกันมีความเชื่อถือได้ 100% สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting Switch) ใช้เวลาในการเปิด/ปิดโดยเฉลี่ยเป็นเวลา 1 ชั่วโมง และอัตราความล้มเหลวชั่วคราวจะสมมติให้มีค่าเป็น 4 เท่าของอัตราความล้มเหลวถาวรเช่นเดียวกับหัวข้อที่ 6.2.1

ค่าใช้จ่ายอันเนื่องมาจากอุปกรณ์ป้องกันและมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จัดแบ่งตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า (SCDF) ที่ใช้ในระบบทดสอบนี้ สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 6.4 และ 6.5 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.4 ค่าใช้จ่ายอันเนื่องมาจากอุปกรณ์ป้องกัน

อุปกรณ์	ราคา (บาท/ปี)	ค่าติดตั้ง (บาท/ปี)
รีโครสเซอร์	24,441.82	2,444.18
สวิตช์ตัดตอน	1,374.91	137.50
ฟิวส์	1,008.27	100.83
ไส้ฟิวส์	1,363.63	136.37

ตารางที่ 6.5 มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จัดแบ่งตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า (SCDF) [71]

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับ & มูลค่าความเสียหายที่เกิดขึ้น (บาท/kW)			
	1 นาที	1 ชั่วโมง	4 ชั่วโมง	8 ชั่วโมง
บ้านอยู่อาศัย	0.272	8.694	39.762	80.716
กิจการขนาดเล็ก	46.740	166.172	591.748	1,054.216
กิจการขนาดกลาง	7.855	55.006	193.661	363.221
กิจการขนาดใหญ่	10.824	50.877	145.614	251.938
กิจการเฉพาะอย่าง	0.000	1.890	8.248	15.904
ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงผลกำไร	6.104	20.025	40.175	50.941

เนื่องจากฟิวส์เป็นอุปกรณ์ป้องกันที่เมื่อทำงานแล้วไม่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ จำเป็นต้องมีการเปลี่ยนไส้ฟิวส์ใหม่หลังจากทำการกำจัดความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบแล้ว ซึ่งจากตารางที่ 6.4 เราจะพบว่าฟิวส์และไส้ฟิวส์นั้นมีค่าใช้จ่ายที่ใกล้เคียงกันจึงไม่ควรที่จะละเลย



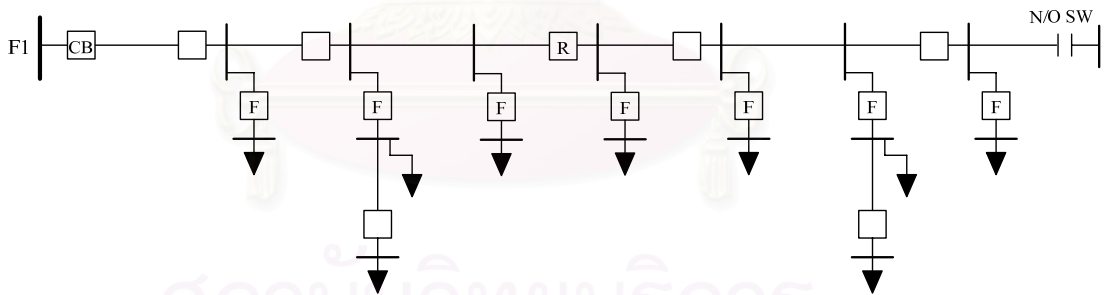
ค่าใช้จ่ายดังกล่าวดังเช่นบทความอื่น ดังนั้นสำหรับวิธีที่พัฒนาขึ้นนี้เราจะคำนึงถึงค่าใช้จ่ายของฟิวส์ที่เกิดขึ้นเมื่อเกิดความผิดปกติในระบบด้วย ดังแสดงในสมการ (5.4)

หลังจากที่เราทราบข้อมูลทั้งหมดสำหรับนำไปใช้ในการคำนวณแล้ว ต่อไปจะเป็นการทดสอบการออกแบบระบบป้องกันด้วยวิธีที่พัฒนาขึ้น ซึ่งในหัวข้อนี้เราจะทำการเปรียบเทียบผลที่ได้จากการออกแบบระบบป้องกัน 3 ข้อ ได้แก่

- 1) พิจารณาตามธรรมเนียมปฏิบัติขององค์กรผู้รับผิดชอบ (Utility guideline)
  - 2) พิจารณาระบบป้องกันที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่ำที่สุดโดยไม่คำนึงถึงมูลค่าความเสียหายอันเนื่องจากไฟฟ้าดับชั่วคราว
  - 3) พิจารณาระบบป้องกันที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่ำที่สุด
- ซึ่งผลจากการพิจารณาทั้ง 3 ข้อ สามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

- 1) พิจารณาตามธรรมเนียมปฏิบัติขององค์กรผู้รับผิดชอบ (Utility guideline)

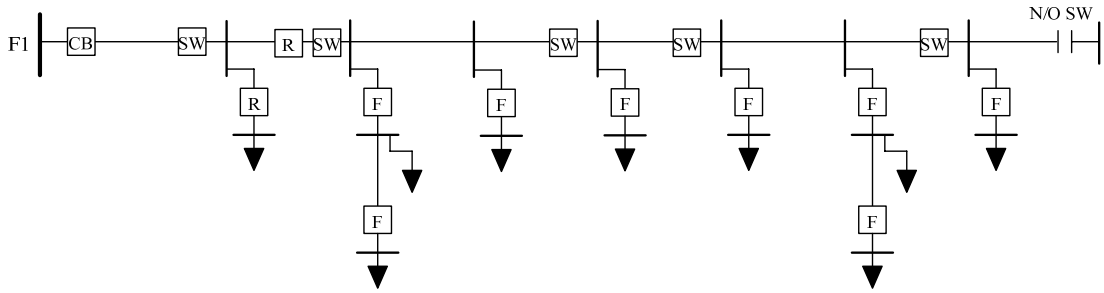
ในประเทศไทยนั้น ผู้ออกแบบโดยทั่วไปจะเลือกติดตั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สถานีไฟฟ้าย่อยและติดตั้งรีโครสเซอร์ที่กึ่งกลางสายป้อนหลัก จากนั้นจะติดตั้งฟิวส์ที่ต้นทางของสายป้อนย่อยในระบบ ดังนั้นสำหรับระบบทดสอบในหัวข้อนี้ เราจะกำหนดให้ติดตั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ตำแหน่ง 01 และติดตั้งรีโครสเซอร์ที่ตำแหน่ง 04 บนสายป้อนหลัก ส่วนที่ต้นทางของสายป้อนย่อยจะติดฟิวส์ทั้งหมดรวม 7 ตัว ได้แก่ ตำแหน่ง 211, 311, 321, 411, 511, 521 และ 611 ซึ่งระบบป้องกันนี้สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.6



รูปที่ 6.6 ระบบป้องกันสำหรับข้อพิจารณาที่ 1

- 2) พิจารณาระบบป้องกันที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่ำที่สุดโดยไม่คำนึงถึงมูลค่าความเสียหายอันเนื่องจากไฟฟ้าดับชั่วคราว

ในข้อพิจารณานี้มีวัตถุประสงค์ คือ ต้องการหาระบบป้องกันที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่ำที่สุดโดยไม่นำมูลค่าความเสียหายอันเนื่องจากไฟฟ้าดับชั่วคราวมาพิจารณา ซึ่งเราจะใช้วิธีที่พัฒนาขึ้นในบทที่ 5 สำหรับหาผลตอบในข้อพิจารณานี้ โดยจะไม่นำสมการ (5.11) และ (5.12) มารวมในสมการ (5.5) ทำให้สมการ (5.5) จะมีเฉพาะมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องจากไฟฟ้าดับถาวรเท่านั้น ซึ่งผลการออกแบบที่ได้ในข้อพิจารณานี้ สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.7

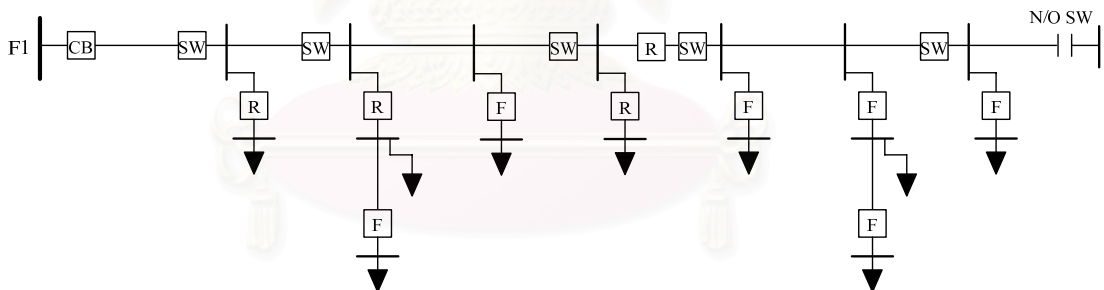


รูปที่ 6.7 ระบบป้องกันสำหรับข้อพิจารณาที่ 2

จากรูปที่ 6.7 จะพบว่า ระบบป้องกันจะประกอบด้วยสวิตช์ตัดตอน 5 ตัวซึ่งติดตั้งที่ทุกๆ ส่วนบนสายป้อนหลัก คือ ตำแหน่ง 02, 03, 04, 05 และ 06 และรีโครสเซอร์ 2 ตัว โดยติดตั้งบนสายป้อนหลัก 1 ตัวที่ตำแหน่ง 03 และติดตั้งบนสายป้อนย่อย 1 ตัวที่ตำแหน่ง 211 นอกนั้นจะเป็นการติดตั้งฟิวส์สำหรับป้องกันสายป้อนย่อยที่เหลือซึ่งรวมได้ทั้งหมด 8 ตัว ที่ตำแหน่ง 311, 312, 321, 411, 511, 521, 522 และ 611

### 3) พิจารณาระบบป้องกันที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่ำที่สุด

สำหรับข้อพิจารณาสุดท้ายนี้จะเป็นการหาระบบป้องกันที่ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่ำที่สุด โดยใช้วิธีการออกแบบระบบป้องกันที่พัฒนาขึ้นในบทที่ 5 ซึ่งผลการออกแบบที่ได้สามารถแสดงดังรูปที่ 6.8



รูปที่ 6.8 ระบบป้องกันสำหรับข้อพิจารณาที่ 3

จากรูปที่ 6.8 จะพบว่า ระบบป้องกันจะประกอบด้วยสวิตช์ตัดตอน 5 ตัวเช่นเดียวกับข้อพิจารณาที่ 2 ซึ่งจะติดตั้งที่ทุกๆ ส่วนบนสายป้อนหลัก คือ ตำแหน่ง 02, 03, 04, 05 และ 06 อีกทั้งยังติดตั้งรีโครสเซอร์ 4 ตัวโดยติดตั้งบนสายป้อนหลัก 1 ตัวที่ตำแหน่ง 05 และติดตั้งบนสายป้อนย่อย 3 ตัวที่ตำแหน่ง 211, 311 และ 411 นอกนั้นจะเป็นการติดตั้งฟิวส์ที่ตำแหน่ง 312, 321, 511, 521, 522 และ 611ตามลำดับ สำหรับป้องกันสายป้อนย่อยที่เหลือซึ่งรวมได้ทั้งหมด 6 ตัว

จากการออกแบบระบบป้องกันทั้ง 3 ข้อพิจารณา เราจะได้ระบบป้องกันที่แตกต่างกันออกไป ซึ่งผลตอบที่ได้จะนำมาเปรียบเทียบกันดังแสดงในตารางที่ 6.6

ตารางที่ 6.6 เปรียบเทียบอุปกรณ์ป้องกันในระบบสำหรับแต่ละข้อพิจารณา

อุปกรณ์ป้องกัน	ข้อพิจารณา 1	ข้อพิจารณา 2	ข้อพิจารณา 3
รีโครสเซอร์	04	03, 211	05, 211, 311, 411
สวิตช์ตัดตอน	-	02, 03, 04, 05, 06	02, 03, 04, 05, 06
ฟิวส์	211, 311, 321, 411, 511, 521, 611	311, 312, 321, 411, 511, 521, 522, 611	312, 321, 511, 521, 522, 611

จากตารางที่ 6.6 จะพบว่าข้อพิจารณาที่ 3 จะมีการติดตั้งรีโครสเซอร์ในระบบป้องกันมากที่สุด คือ 4 ตัว ขณะที่ข้อพิจารณาที่ 2 และ 1 จะน้อยลงตามลำดับ ในขณะที่ระบบป้องกันที่ได้จากข้อพิจารณาที่ 2 และ 3 จะติดตั้งสวิตช์ตัดตอนบนทุกๆ ส่วนของสายป้อนหลัก เพื่อเป็นการลดระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับสำหรับผู้ใช้งาน อันจะทำให้มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นลดลงไปด้วย นอกนั้นจะเป็นการติดตั้งฟิวส์สำหรับป้องกันสายป้อนย่อยที่มีขนาดโหลดไม่มากนัก

เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบระบบป้องกันจากข้อพิจารณาที่ 2 และ 3 นั้น จะพบว่าระบบป้องกันโดยส่วนใหญ่จะมีความคล้ายคลึงกัน แตกต่างกันที่ตำแหน่งรีโครสเซอร์บนสายป้อนหลัก โดยระบบป้องกันในข้อพิจารณาที่ 3 จะติดตั้งรีโครสเซอร์ถัดจากตำแหน่งของระบบป้องกันในข้อพิจารณาที่ 2 ไป 2 ตำแหน่ง ซึ่งเป็นผลจากการที่เราคำนึงถึงมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับชั่วคราว เพราะถ้าติดตั้งตำแหน่งในข้อพิจารณาที่ 2 เมื่อเกิดความผิดปกติแบบชั่วคราวในส่วนที่ 3 และ 4 ของสายป้อนหลักจะส่งผลกระทบต่อโหลดในระบบทั้งหมดที่อยู่หลังรีโครสเซอร์ด้วย อัตราความล้มเหลวแบบชั่วคราวของระบบในส่วนนี้

หลังจากที่เราพิจารณาถึงอุปกรณ์ป้องกันที่ติดตั้งในระบบแล้ว ต่อไปจะเป็นการพิจารณาถึงค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมดในระบบและดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าสำหรับแต่ละข้อพิจารณา ซึ่งผลจากการเปรียบเทียบสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 6.7 และ 6.8 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.7 เปรียบเทียบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมดในระบบสำหรับแต่ละข้อพิจารณา

ประเภทของค่าใช้จ่าย (บาท)	ข้อพิจารณา 1	ข้อพิจารณา 2	ข้อพิจารณา 3
อุปกรณ์ป้องกัน	39,448	71,518	122,986
ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ	1,512,888	960,122	648,445
- ไฟฟ้าดับถาวร	1,424,103	650,282	609,902
- ไฟฟ้าดับชั่วคราว	88,785	309,840	38,543
ค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมด	1,552,336	1,031,640	771,431

ตารางที่ 6.8 เปรียบเทียบดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบสำหรับแต่ละข้อพิจารณา

ดัชนีความเชื่อถือได้	ข้อพิจารณา 1	ข้อพิจารณา 2	ข้อพิจารณา 3
SAIFI (failure/customer/year)	1.4265	1.1353	1.1203
SAIDI (hr/customer/year)	8.5589	3.6256	3.6869
MAIFI (failure/customer/year)	2.1196	4.8105	1.9798

จากตารางที่ 6.7 เราจะพบว่า ระบบป้องกันในข้อพิจารณาที่ 1 จะมีค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ป้องกันต่ำที่สุด เท่ากับ 39,448 บาท และเนื่องจากการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันน้อยทำให้ระบบเกิดความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับสูงที่สุด คือ 1,512,888 บาท โดยแยกเป็นมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับถาวร 1,424,103 บาท และไฟฟ้าดับชั่วคราว 88,785 บาท

ในขณะที่ระบบป้องกันสำหรับข้อพิจารณาที่ 2 จะมีค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์เท่ากับ 71,518 บาท ซึ่งน้อยกว่าในข้อพิจารณาที่ 3 เนื่องจากการติดตั้งรีโครสเซอร์ในระบบเพียง 2 ตัว และด้วยระบบป้องกันนี้จะก่อให้เกิดมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับในระบบเท่ากับ 960,122 บาท โดยแยกเป็นมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับถาวร 650,282 บาท และไฟฟ้าดับชั่วคราว 309,840 บาท

ส่วนระบบป้องกันสำหรับข้อพิจารณาที่ 3 จะมีค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ป้องกันสูงที่สุด คือ 122,986 บาท เนื่องจากการติดตั้งรีโครสเซอร์ถึง 4 ตัวในระบบ ซึ่งผลจากการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสม ทำให้ระบบป้องกันนี้ก่อให้เกิดมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับต่ำที่สุด คือ 648,445 บาท โดยแยกเป็นมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับถาวร 609,902 บาทและไฟฟ้าดับชั่วคราว 38,543 บาท

พิจารณามูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับทั้งหมดจะพบว่า ผลการทดสอบที่ได้จากข้อพิจารณาที่ 3 จะมีมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับต่ำที่สุด ในขณะที่ระบบป้องกันที่ได้จากข้อพิจารณาที่ 1 จะมีมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับสูงที่สุด ซึ่งเป็นผลเนื่องจากการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่น้อยเกินไปในระบบ อันจะเห็นได้ว่าระบบป้องกันที่ได้จากข้อพิจารณาที่ 1 จะมีค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ป้องกันต่ำที่สุด ในขณะที่ระบบป้องกันที่ได้จากข้อพิจารณาที่ 3 จะมีค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ป้องกันสูงที่สุด

เมื่อพิจารณาถึงค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดแล้วจะพบว่า ระบบป้องกันจากข้อพิจารณาที่ 3 จะทำให้เกิดค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดต่ำที่สุด คือ 771,431 บาท ในขณะที่ระบบป้องกันจากข้อพิจารณาที่ 1 จะทำให้เกิดค่าใช้จ่ายรวมสูงที่สุด คือ 1,552,336 บาทและระบบป้องกันจากข้อพิจารณาที่ 2 จะมีค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดเท่ากับ 1,031,640 บาท ซึ่งจะเห็นว่า ด้วยวิธีที่เราพัฒนาขึ้นจะทำให้ค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดลดลงจากข้อพิจารณาที่ 1 780,905 บาทหรือคิดเป็น 50.3% และลดลงจากข้อพิจารณาที่ 260,209 บาท หรือคิดเป็น 25.2% สำหรับในข้อพิจารณานี้

นอกจากนี้เมื่อพิจารณาถึงค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าสำหรับระบบป้องกันในแต่ละข้อพิจารณาแล้ว จะพบว่า ระบบป้องกันในข้อพิจารณาที่ 1 จะให้ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ที่สูงที่สุด ซึ่งเป็นไปตามการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน เนื่องจากระบบป้องกันในข้อพิจารณาที่ 1 มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันน้อยอีกทั้งยังไม่มีการติดตั้งสวิตช์ตัดตอนในระบบ จึงส่งผลให้ระบบไฟฟ้ามีค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ที่สูง ส่วนระบบป้องกันในข้อพิจารณาที่ 2 จะให้ค่าดัชนี SAIDI ที่ต่ำที่สุด เนื่องจากมีการติดตั้งสวิตช์ตัดตอนในทุกๆ ส่วนของสายป้อนหลักและยังมีการติดตั้งรีโครสเซอร์ในระบบ 2 ตัว แต่จะเห็นว่าจากการที่ติดตั้งรีโครสเซอร์ในส่วนต่างๆ ของระบบ (ตำแหน่ง 03) จะทำให้ระบบมีค่าดัชนี MAIFI ที่สูงมากที่สุด ซึ่งเป็นผลมาจากการทำงานแบบเร็วของรีโครสเซอร์นั่นเอง ในขณะที่พิจารณาระบบป้องกันในข้อพิจารณาที่ 3 จะพบว่าถึงแม้จะมีการติดตั้งรีโครสเซอร์มากกว่าในข้อพิจารณาที่ 2 แต่ด้วยตำแหน่งที่เหมาะสมจะทำให้ระบบมีค่าดัชนี MAIFI ต่ำที่สุด อีกทั้งยังมีค่าดัชนี SAIFI ต่ำที่สุดและ SAIDI ที่ใกล้เคียงกับระบบป้องกันในข้อพิจารณาที่ 2 อีกด้วย

ดังนั้น จากผลการทดสอบทั้ง 3 ข้อพิจารณา เราจะเห็นว่า แม้จะมีการติดตั้งรีโครสเซอร์ในระบบมาก แต่ก็ไม่จำเป็นที่จะทำให้ระบบมีค่าดัชนี MAIFI มากเสมอไป ดังแสดงในข้อพิจารณาที่ 2 และ 3 ทั้งนี้จะขึ้นกับตำแหน่งที่เราทำการติดตั้งด้วยและในกรณีที่เราไม่พิจารณาถึงผลที่เกิดจากไฟฟ้าดับแบบชั่วคราว ในบางครั้งถึงแม้ว่าจะทำให้ระบบมีค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ที่ดี แต่ระบบกลับมีค่าดัชนี MAIFI ที่สูงมาก ซึ่งจะส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าประเภทอิเล็กทรอนิกส์และโรงงานอุตสาหกรรมบางแห่งที่ต้องการความสม่ำเสมอในการจ่ายไฟ ดังนั้น ในการพิจารณาออกแบบระบบป้องกัน เราจึงควรที่จะพิจารณาถึงเหตุการณ์ที่เกิดไฟฟ้าดับชั่วคราวร่วมด้วย เพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีเสถียรภาพที่เหมาะสมมากยิ่งขึ้น

นอกจากจะทำการเปรียบเทียบผลจากการออกแบบระบบป้องกันทั้ง 3 ข้อพิจารณาแล้ว เรายังจะพิจารณาถึงผลกระทบจากการประเมินมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จัดแบ่งตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า (SCDF) ที่มีต่อการออกแบบระบบป้องกันด้วย โดยจะทำการปรับเปลี่ยนมูลค่าความเสียหาย (SCDF) ในตารางที่ 6.5 เป็น 0.5 และ 2 เท่าจากค่าเดิม ซึ่งผลการทดสอบสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

- SCDF 0.5 เท่า

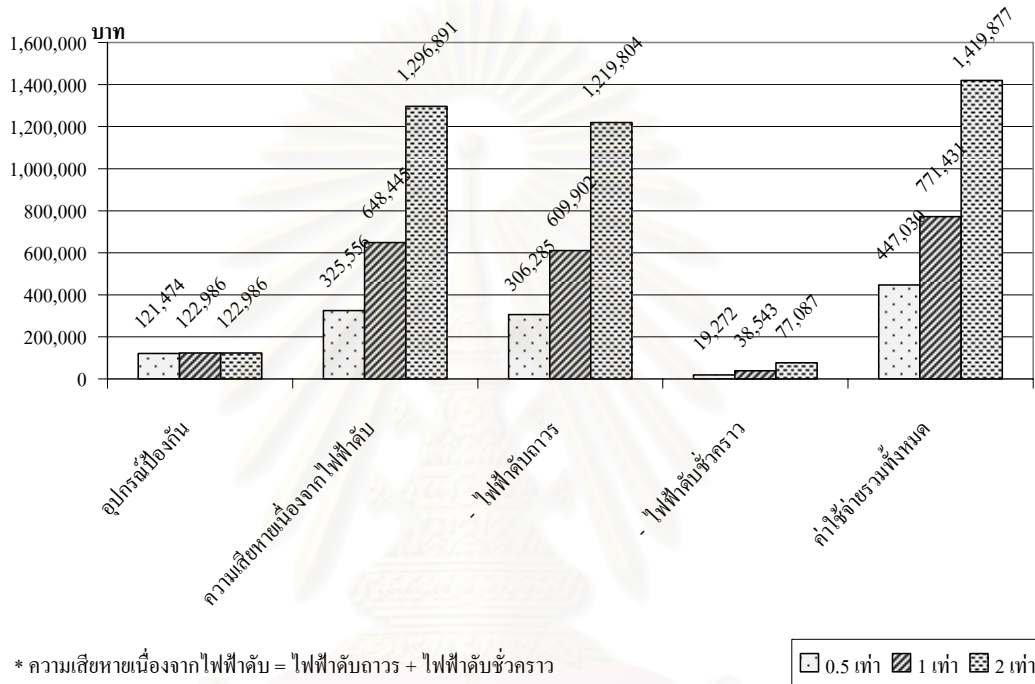
ผลจากการลดมูลค่า SCDF ลงเหลือ 0.5 เท่าจะส่งผลกระทบต่อการออกแบบระบบป้องกันเล็กน้อย โดยผลตอบที่ได้โดยรวมแล้วจะคล้ายกันกับระบบป้องกันในข้อพิจารณาที่ 3 แต่จะไม่ติดตั้งสวิตช์ตัดตอนในตำแหน่ง 05 ซึ่งจะทำให้ระบบป้องกันเหลือสวิตช์ตัดตอนเพียง 4 ตัวเท่านั้น ในขณะที่อุปกรณ์ป้องกันอื่นๆ ยังคงเดิม



- SCDF 2 เท่า

ในกรณีนี้ เราจะพบว่า การเพิ่มมูลค่า SCDF ขึ้นเป็น 2 เท่า จะไม่ส่งผลกระทบต่อ การออกแบบระบบป้องกันไฟฟ้า โดยผลตอบที่ได้จะเป็นเป็นระบบป้องกันเดียวกับกรณีมูลค่า SCDF 1 เท่า ซึ่งประกอบด้วย สวิตซ์ตัดคอน 5 ตัว รีโครสเซอร์ 4 ตัว และฟิวส์ 6 ตัว ตามที่แสดงในรูปที่ 6.7

ผลที่ได้จากการปรับเปลี่ยนค่า SCDF นี้ เราจะนำไปคำนวณหาค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่เกิดขึ้นในแต่ละกรณี ซึ่งสามารถแสดงรายละเอียดได้ดังกราฟรูปที่ 6.9



รูปที่ 6.9 ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในระบบสำหรับการเปลี่ยนแปลงมูลค่า SCDF

จากรูปที่ 6.9 เราจะเห็นว่า ค่าใช้จ่ายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับชั่วคราวจะมีมูลค่าน้อยมากเมื่อเทียบกับค่าใช้จ่ายเนื่องจากไฟฟ้าดับถาวร แต่ถึงแม้ว่าจะมีค่าน้อยเพียงใดในการทดสอบข้างต้นได้แสดงให้เห็นแล้วว่า เราไม่ควรที่จะละเลยผลอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับชั่วคราวนี้

เมื่อพิจารณาถึงค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ป้องกันจะเห็นว่าค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจะมีค่าใกล้เคียงกันมากหรือเท่ากันสำหรับกรณีที่ค่า SCDF 1 เท่าและ 2 เท่า ในขณะที่ค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับถาวรจะมีขนาดเพิ่มขึ้นตามค่า SCDF ที่เราทำการปรับเปลี่ยนอย่างเห็นได้ชัด ซึ่งผลการทดลองที่ได้จะเห็นว่าในกรณีที่ค่า SCDF มีค่าสูงทำให้เกิดค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับมีค่าสูงตามไปด้วย ส่งผลให้การออกแบบอุปกรณ์ป้องกันไม่ค่อยเปลี่ยนแปลงมากนัก ในขณะที่ถ้าเราลดค่า SCDF จะทำให้ค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับมีค่าลดลงด้วย ซึ่งแสดงให้เห็นว่าถ้าเราทำการประเมินค่า SCDF ด้วยค่าที่สูงหรือต่ำจนเกินไปนั้น ก็จะส่งผลกระทบต่อ การออกแบบระบบป้องกันไฟฟ้าด้วย

### 6.3 สรุป

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เราได้นำเสนอถึงวิธีการในการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าและการออกแบบระบบป้องกัน ด้วยวิธีการวางแผนระบบจำหน่ายที่พัฒนาขึ้นเราสามารถหาผลตอบอันได้แก่ ตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อย เส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อนและขนาดที่เหมาะสมของสายตัวนำได้โดยอัตโนมัติ โดยไม่ต้องมีการกำหนดรูปแบบของผลตอบไว้ล่วงหน้า ซึ่งจะเป็นการจำกัดเขตของคำตอบทำให้ผลตอบที่ได้อาจไม่ใช่ระบบที่ดีที่สุด โดยวิธีที่พัฒนาขึ้นนี้จะแบ่งการแก้ปัญหาออกเป็น 4 ขั้นตอน ได้แก่ การหาตำแหน่งที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อย การหาเส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อน การหาขนาดที่เหมาะสมของสายตัวนำและการหาขนาดที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อย ตามลำดับ ซึ่งในการพิจารณา เราจะทำเอาเงื่อนไขทั้งทางด้านเทคนิค เช่น แรงดันตก ความสามารถในการรองรับกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านของสายตัวนำและทางด้านภูมิศาสตร์เข้ามาพิจารณาด้วย เนื่องจากในปัจจุบันได้มีการนำเอาระบบ GIS มาใช้งานกันอย่างแพร่หลาย ดังนั้นเพื่อที่จะทำให้ผลตอบที่ได้มีความเหมาะสมกับสภาพทางภูมิศาสตร์มากยิ่งขึ้นและสามารถนำไปใช้ในทางปฏิบัติได้ เราจึงนำเอาเงื่อนไขทั้งทางด้านเทคนิคเข้ามาพิจารณาด้วย หลังจากที่เราได้ระบบจำหน่ายจากการวางแผนที่พัฒนาขึ้นแล้ว เพื่อที่จะทำให้ระบบมีความสมบูรณ์และพร้อมที่จะนำไปใช้ในทางปฏิบัติได้มากยิ่งขึ้น เราจะนำระบบจำหน่ายที่ได้ไปพิจารณาออกแบบระบบป้องกัน

การออกแบบระบบป้องกันจะเป็นการกำหนดจำนวน ชนิด และตำแหน่งที่เหมาะสมของอุปกรณ์ป้องกัน โดยทำให้เกิดค่าใช้จ่ายรวมในระบบต่ำที่สุด ซึ่งวิธีการที่นำเสนอนี้ได้พัฒนามาจากวิธีการในบทความ [64]-[67] โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเป็นการพิจารณาถึงค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในระบบ ซึ่งแบ่งได้เป็น ค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ป้องกัน เช่น ราคาอุปกรณ์ ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งอุปกรณ์ และมูลค่าความเสียหายต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องจากไฟฟ้าดับ โดยอุปกรณ์ป้องกันที่ทำการพิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะประกอบด้วย รีโคจรเซอร์ สวิตช์ตัดตอน และฟิวส์ ซึ่งในการคิดค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ป้องกันนั้น เราจะพิจารณาถึงค่าเสื่อมราคาและการทำงานของอุปกรณ์ด้วย เช่น ฟิวส์เมื่อทำงานจะทำให้เกิดความเสียหายขึ้นต่ออุปกรณ์ทำให้ไม่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ในกรณีเช่นนี้เราจะคิดถึงค่าใส่ฟิวส์ที่ต้องนำมาเปลี่ยนใหม่ในทุกครั้งที่เกิดไฟดับด้วย จากนั้น เมื่อพิจารณามูลค่าความเสียหายต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องจากไฟฟ้าดับสามารถแบ่งได้เป็น 2 แบบ คือ มูลค่าความเสียหายต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องจากไฟฟ้าดับแบบถาวรและมูลค่าความเสียหายต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องจากไฟฟ้าดับแบบชั่วคราว ซึ่งผลจากการทดสอบในข้างต้นได้แสดงให้เห็นแล้วว่า ถึงแม้มูลค่าความเสียหายต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องจากไฟฟ้าดับแบบชั่วคราวจะมีค่าต่ำมากในระบบ แต่ก็เป็นปัจจัยหนึ่งที่เรควรจะนำมาพิจารณาในการออกแบบระบบป้องกันด้วย

## บทที่ 7

### สรุปและข้อเสนอแนะ

#### 7.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอวิธีการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าและการออกแบบระบบป้องกันที่ได้พัฒนาขึ้น ซึ่งผลจากการทดสอบในบทที่ 3 และ 6 จะแสดงให้เห็นถึงความสามารถและศักยภาพของวิธีที่พัฒนาขึ้น โดยสามารถสรุปได้ดังนี้

##### - วิธีการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้า

พิจารณาถึงสภาพแวดล้อมทางด้านภูมิศาสตร์ของระบบ ทั้งในขั้นตอนการหาตำแหน่งที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าย่อยและในขั้นตอนการหาเส้นทางเดินที่เหมาะสมของสายป้อน ดังนี้

- 1) ในกรณีที่สภาพแวดล้อมทางภูมิศาสตร์มีพื้นที่ที่ไม่สามารถก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยได้ เช่น โรงเรียน สวนสาธารณะ ทะเลสาบ พื้นที่สำคัญ ฯลฯ ตำแหน่งเหล่านี้จะกำหนดให้เป็นเงื่อนไขทางภูมิศาสตร์ โดยใช้สมการวงกลมหรือวงรีดังแสดงในสมการที่ (2.7) และ (2.8)
- 2) การกำหนดระยะสายป้อนย่อยยาวที่สุดที่ยอมรับได้ สำหรับการพิจารณาสายป้อนย่อย ซึ่งจะเห็นได้ว่าเป็นปัจจัยที่มีผลต่อการลงทุนของโครงการดังแสดงในผลการทดสอบบทที่ 3
- 3) พิจารณาถึงเส้นทางถนนในระบบรวมทั้งสิ่งกีดขวางสำหรับการพิจารณาหาเส้นทางเดินของสายป้อนหลักด้วย

##### - วิธีการออกแบบระบบป้องกัน

- 1) พิจารณามูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องจากไฟฟ้าดับชั่วคราว โดยจะรวมอยู่ในฟังก์ชันวัตถุประสงค์ ดังแสดงในสมการ (5.11) และ (5.12)
- 2) พิจารณาถึงความสูญเสียที่เกิดขึ้นอันเนื่องมาจากการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน เช่น ค่าใช้จ่ายของไส้ฟิวส์จะนำมาคิดรวมทุกครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับดังแสดงในสมการ (5.4) อีกทั้งยังพิจารณาถึงผลกระทบระหว่างสายป้อนหลักและสายป้อนย่อยด้วย

นอกจากนี้ผลจากการทดสอบยังแสดงให้เห็นว่าสภาพทางภูมิศาสตร์ของระบบไฟฟ้านั้นเป็นปัจจัยหนึ่งที่ควรนำมาพิจารณาสำหรับการวางแผนระบบไฟฟ้าด้วย เพื่อที่จะให้ผลตอบที่ได้มีความเหมาะสมและสามารถนำไปใช้ในทางปฏิบัติได้จริงสำหรับการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ส่วนในการออกแบบระบบป้องกันนั้น ผลการทดสอบจะแสดงให้เห็นถึงความสำคัญในการเลือกตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบ อีกทั้งยังแสดงถึงปัจจัยสำคัญที่ส่งผลกระทบต่อ การออกแบบระบบป้องกันด้วย ประการแรก คือ มูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับชั่วคราว และประการที่สอง คือ การประเมินมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จัดแบ่งตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า (SCDF) ซึ่งจะพบว่าทั้งสองปัจจัยจะเกี่ยวข้องกับการประเมินมูลค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ

## 7.2 ข้อเสนอแนะ

จากการทดสอบและผลตอบที่ได้สามารถสรุปข้อเสนอแนะได้ ดังนี้

- 1) เนื่องจากการคำนวณและการทดสอบจะทำอยู่บนโปรแกรม MATLAB ซึ่งผลการทดสอบที่แสดงออกมานั้นจะอยู่ในรูปของชุดตัวเลข ซึ่งในบางครั้งก่อให้เกิดความยากในการพิจารณา ผู้จัดทำจึงเสนอให้มีการพัฒนาตัวโปรแกรมให้มีส่วนของการเชื่อมต่อกับผู้ใช้ (Graphic User Interface: GUI) เพื่อที่จะทำให้บุคคลทั่วไปสามารถใช้งานได้สะดวกขึ้น
- 2) การพิจารณาถึงระยะสายป้อนย่อยยาวที่สุดที่ยอมรับได้ (MAL) สำหรับขั้นตอนการหาเส้นทางที่เหมาะสมของการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้า อาจนำไปปรับใช้กับการพิจารณาช่วงเสาไฟฟ้า (span) หรือ ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งเสาไฟฟ้าเพิ่มเติมด้วย
- 3) เนื่องจากในปัจจุบันได้มีการนำเอาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (Dispersed Generators) มาใช้งานกันอย่างแพร่หลาย อีกทั้งการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในประเทศไทยยังส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าใช้เองในบ้านอีกด้วย ดังนั้นในการวางแผนระบบจำหน่ายอาจพิจารณาถึงผลกระทบจากการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (Dispersed Generators) ต่ออยู่ในระบบเพิ่มขึ้น
- 4) ในการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้า นอกจากจะพิจารณาถึงกำลังไฟฟ้าจริงในระบบแล้ว ยังอาจพิจารณาถึงกำลังไฟฟ้าเสมือนประกอบด้วย
- 5) ในการออกแบบระบบป้องกัน อาจมีการพิจารณาในเรื่องของแรงดันตกช่วงสั้นหรือแรงดันเกินช่วงสั้น (Voltage Sag & Swell) เพิ่มเติมสำหรับโหลดทางด้านอุตสาหกรรมที่มีการใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีความไวมาก เช่น ไมโครโปรเซสเซอร์ Programmable Logic Controller (PLC)

- 6) ในการออกแบบระบบป้องกัน อาจนำการจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันมาพิจารณาประกอบเพิ่มเติมด้วย
- 7) อาจนำวิธี Monte Carlo Simulation มาใช้ประกอบในการแก้ปัญหาการออกแบบระบบป้องกัน เนื่องจากเป็นวิธีการจำลองเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น ซึ่งผลตอบที่ได้อาจมีความยืดหยุ่นมากกว่า แต่มีข้อเสียคือต้องใช้เวลาในการหาคำตอบ



สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



## รายการอ้างอิง

- [1] บัณฑิต เอื้ออาภรณ์. การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังเบื้องต้น. กรุงเทพฯ: สำนักพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. 2547.
- [2] ภรต อินทรเทศ. ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีต่อการป้องกันและความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. 2546.
- [3] U.G. Knight. The logical design of electrical networks using linear programming methods. IEE Proceedings. 33, A (1960) : 306-314.
- [4] M. Vaziri, K. Tomsovic, and T. Gonen. Distribution expansion problem revisited part 1: categorical analysis and future directions. Proceedings of the Fourth IASTED International Conference on Power and Energy Systems (PES 2000). Marbella, Spain, September 19-22, 2000.
- [5] S. Jonnavithula and R. Billinton. Minimum cost analysis of feeder routing in distribution system planning. IEEE Transactions on Power Delivery. 11, 4 (1996) : 1935-1940.
- [6] E. Diaz-Dorado, E. Miguez, and J. Cidras. Design of large rural low-voltage networks using dynamic programming optimization. IEEE Transactions on Power Systems. 16, 4 (2001) : 898-903.
- [7] R. Ranjan, B. Venkatesh, and D. Das. A new algorithm for power distribution system planning. Electric Power Systems Research. 62 (2002) :55-65.
- [8] N. G. Boulaxis and M. P. Papadopoulos. Optimal feeder routing in distribution system planning using dynamic programming technique and GIS facilities. IEEE Transactions on Power Delivery. 17, 1 (2002) : 242-247.
- [9] P. Espie, G. W. Ault, G. M. Burt, and J. R. McDonald. Multiple criteria decision making techniques applied to electricity distribution system planning. IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution. 150, 5 (2003) : 527-535.
- [10] Yuan-Yih Hsu and J. L. Chen. Distribution planning using a knowledge-based expert system. IEEE Transactions on Power Delivery. 5, 3 (1990) : 1514-1519.

- [11] K. K. Li, G. J. Chen, T. S. Chung, and G. Q. Tang. Distribution planning using a rule-based expert system approach. IEEE Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies (DPRT). April, 2004.
- [12] I. J. Ramirez-Rosado, J. A. Dominguez-Navarro, and J.M. Yusta-Loyo. A New Model for Optimal Electricity Distribution Planning based on Fuzzy Set Techniques. IEEE. (1999) : 1048-1054.
- [13] I. J. Ramirez-Rosado and J. A. Dominguez-Navarro. New multiobjective tabu search algorithm for fuzzy optimal planning of power distribution systems. IEEE Transactions on Power Systems. 21, 1 (2006) : 224-233.
- [14] Turan Gonen and I. J. Ramirez-Rosado. Optimal multi-stage planning of power distribution systems. IEEE Transactions on Power Delivery. 2, 2 (1987) : 512-519.
- [15] V. H. Quintana, H. K. Temraz, and K. W. Hipel. Two-stage power system distribution planning algorithm. IEE Proceedings-C. 140, 1 (1993) : 17-28.
- [16] E. C. Yeh and H. Tram. Information integration in computerized distribution system planning. IEEE Transactions on Power Systems. 12, 2 (1997) : 1008-1013.
- [17] M. A. Farrag, M. M. El-Metwally, and M. S. El-Bages. A new model for distribution system planning. Electrical Power and Energy Systems. 21 (1999) : 523-531.
- [18] Y. X. Yu, C. S. Wang, J. Xiao, X. F. Yan, S. Y. Ge, and C. H. Huang. A decision making support system for urban distribution planning: models, methods and experiences. IEEE. (2000) : 485-490.
- [19] M. Vaziri, K. Tomsovic, A. Bose, and T. Gonen. Distribution expansion problem: formulation and practicality for a multistage globally optimal solution. IEEE. (2001) : 1461-1466.
- [20] Z. Quan, S. Caixin, C. Guoqing, D. Qun, and L. Ruijin. GIS based distribution system spatial load forecasting and the optimal planning of substation location and capacity. IEEE. (2002) : 885-888.
- [21] M. Skok, S. Krajcar, and D. Skrllec. Long term multi-stage planning of open loop distribution networks under uncertainty. 13th Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems (ISAP 2005). Washington DC, USA, 6th – 10th November, 2005.

- [22] M. Skok, D. Skrlec, and S. Krajcar. Genetic algorithm and GIS enhanced long term planning of large link structured distribution systems. IEEE Proceedings of the 2002 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering. 2002.
- [23] T. Asakura, T. Yura, N. Hayashi, and Y. Fukuyama. Long-term distribution network expansion planning considering multiple construction plans. International Conference on Power System Technology (PowerCon). 2 (2000) : 1101 – 1106.
- [24] T. Asakura, T. Genji, T. Yura, N. Hayashi, and Y. Fukuyama. Long-term distribution network expansion planning by network reconfiguration and generation of construction plans. IEEE Transactions on Power Systems. 18, 3 (2003) : 1196-1204.
- [25] M. Vaziri, K. Tomsovic, and A. Bose. A directed graph formulation of the multistage distribution expansion problem. IEEE Transactions on Power Delivery. 19, 3 (2004) : 1335-1341.
- [26] H. N. Tram and D. L. Wall. Optimal conductor selection in planning radial distribution systems. IEEE Transactions on Power Systems. 3, 1 (1988) : 200-206.
- [27] Z. Wang, H. Liu, D. C. Yu, X. Wang, and H. Song. A practical approach to the conductor size selection in planning radial distribution systems. IEEE Transactions on Power Delivery. 15, 1 (2000) : 350-354.
- [28] S. Mandal and A. Pahwa. Optimal selection of conductors for distribution feeders. IEEE Transactions on Power Systems. 17, 1 (2002) : 192-196.
- [29] Y. Tang. Power distribution system planning with reliability modeling and optimization. IEEE Transactions on Power Systems. 11, 1 (1996) : 181-189.
- [30] I. J. Ramirez-Rosado and T. Gonen. Pseudodynamic planning for expansion of power distribution systems. IEEE Transactions on Power Systems. 6, 1 (1991) : 245-254.
- [31] K. Nara, T. Satch, K. Aoki, and M. Kitagawa. Multi-year expansion planning for distribution systems. IEEE Transactions on Power Systems. 6, 3 (1991) : 952-958.

- [32] N. Kagan and R. N. Adams. A bender's decomposition approach to the multi objective distribution planning problem. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 15, 5 (1993) : 259-271.
- [33] V. Miranda, J. V. Ratino, and L. M. Proenca. Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning. IEEE Transactions on Power Systems. 9, 4 (1994) : 1927-1933.
- [34] N. Kagan and C. C. B. Oliveira. A fuzzy constrained decision planning tool to model uncertainties in multiobjective configuration problems. Proceedings of International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems, ISAP. January 28 – February 2, 1996.
- [35] G. Brauner and M. Zobel. Knowledge based planning of distribution networks. IEEE Transactions on Power Systems. 9, 2 (1994) : 942-948.
- [36] S. M. Farrag. New approach for planning primary distribution networks. Electric Power Components and Systems. 21, 6 (1993) : 683-694.
- [37] I. J. Ramirez-Rosado, R. N. Adams, and T. Gonen. Computer aided design of power distribution systems: multiobjective mathematical simulations. Proceedings of the International Society for Mini and Microcomputers (ISMM) International Symposium. March, 1991.
- [38] W. M. Lin, C. D. Yang, and M. T. Tsay. Distribution system planning with evolutionary programming and a reliability cost model. IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution. 147, 6 (2000) : 336-341.
- [39] E. G. Neudorf, B. Porretta, W. M. Stephenson, R. W. Sparks, D. M. Logan, M. P. Bhavaraju, R. Billinton, and D. L. Garrison. Cost-benefit analysis of power system reliability: two utility case studies. IEEE Transactions on Power Systems. 10, 3 (1995) : 1667-1675.
- [40] A. A. Chowdhury and D. O. Koval. Current practices and customer value-based distribution system reliability planning. IEEE Transactions on Industry Applications. 40, 5 (2004) : 1174-1182.
- [41] M. Pandey and R. Billinton. Electrical service reliability worth determination in the Nepal power system. Proceedings of the 1999 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering. May 9-12, 1999.

- [42] R. Billinton and M. Pandey. Reliability worth assessment in a developing country-residential survey results. IEEE Transactions on Power Systems. 14, 4 (1999) : 1226-1231.
- [43] B. Eua-arporn. Fuzzy interrupted energy assessment rate based on actual system performance. IEEE Transactions on Power Systems. 20, 1 (2005) : 156-163.
- [44] J. Oteng-Adjei and R. Billinton. Evaluation of interrupted energy assessment rates in composite systems. IEEE Transactions on Power Systems. 5, 4 (1990) : 1317-1323.
- [45] L. Goel, R. Billinton, and R. Gupta. Basic data and evaluation of distribution system reliability worth. IEEE Western Canada Conference on Computer, Power and Communications Systems in a Rural Environment (WESCANEX). May 29-30, 1991.
- [46] M. H. J. Bollen. Method for reliability analysis of industrial distribution systems. IEE Proceedings-C. 140, 6 (1993) : 497-502.
- [47] L. Goel and R. Billinton. Prediction of customer load point service reliability worth estimates in an electric power system. IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution. 141, 4 (1994) : 390-396.
- [48] L. Goel and R. Billinton. Determination of reliability worth for distribution system planning. IEEE Transactions on Power Delivery. 9, 3 (1994) : 1577-1583.
- [49] N. S. Rau. The use of probability techniques in value-based planning. IEEE Transactions on Power Systems. 9, 4 (1994) : 2001-2013.
- [50] R. Billinton and P. Wang. Distribution system reliability cost/worth analysis using analytical and sequential simulation techniques. IEEE Transactions on Power Systems. 13, 4 (1998) : 1245-1250.
- [51] W. M. Lin, T. S. Zhan, and C. D. Yang. Distribution system reliability worth analysis with the customer cost model based on RBF neural network. IEEE Transactions on Power Delivery. 18, 3 (2003) : 1015-1021.
- [52] R. Billinton and W. Wangdee. Approximate methods for event-based customer interruption cost evaluation. IEEE Transactions on Power Systems. 20, 2 (2005) : 1103-1110.



- [53] R. F. Ghajar and R. Billinton. Economic costs of power interruptions: a consistent model and methodology. Electrical Power and Energy Systems. 28 (2006) : 29-35.
- [54] C. M. Warren. The effect of reducing momentary outages on distribution reliability indices. IEEE Transactions on Power Delivery. 7, 3 (1992) : 1610-1617.
- [55] Y. Y. Hsu and Y. J. Hwu. Planning of distribution feeder reconfiguration with protective device coordination. IEEE Transactions on Power Delivery. 8, 3 (1993) : 1340-1347.
- [56] R. L. Chen, K. Allen, and R. Billinton. Value-based distribution reliability assessment and planning. IEEE Transactions on Power Delivery. 10, 1 (1995) : 421-429.
- [57] R. Billinton and S. Jonnavithula. Optimal switching device placement in radial distribution systems. IEEE Transactions on Power Delivery. 11, 3 (1996) : 1646-1651.
- [58] R. E. Brown, S. Gupta, R. D. Christie, S. S. Venkata, and R. Flecher. Distribution system reliability assessment using hierarchical markov modeling. IEEE Transactions on Power Delivery. 11, 4 (1996) : 1929-1934.
- [59] R. E. Brown, S. Gupta, R. D. Christie, S. S. Venkata, and R. Flecher. Automated primary distribution system design: reliability and cost optimization. IEEE Transactions on Power Delivery. 12, 2 (1997) : 1017-1022.
- [60] J. A. Momoh. Value-based distribution system reliability analysis. IEEE International Conference on Systems. October 12-15, 1997.
- [61] A. A. Chowdhury and D. O. Koval. Value-based distribution system reliability planning. IEEE Transactions on Industry Applications. 34, 1 (1998) : 23-29.
- [62] M. T. Bishop, C. A. McCarthy, V. G. Rose, and E. K. Stanek. Considering momentary and sustained reliability indices in the design of distribution feeder overcurrent protection. IEEE Conference on Transmission and Distribution. Apr 11-16, 1999.
- [63] A. A. Chowdhury and D. E. Custer. A value-based probabilistic approach to designing urban distribution systems. 8<sup>th</sup> International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. September 12-16, 2004.

- [64] F. Soudi and K. Tomsovic. Optimized distribution protection using binary programming. IEEE Transactions on Power Delivery. 13, 1 (1998) : 218-224.
- [65] F. Soudi and K. Tomsovic. Optimal distribution protection design: quality of solution and computational analysis. Electrical Power and Energy Systems. 21 (1999) : 327-335.
- [66] F. Soudi and K. Tomsovic. Optimal trade-offs in distribution protection design. IEEE Transactions on Power Delivery. 16, 2 (2001) : 292-296.
- [67] J. M. Sohn, S. R. Nam, and J. K. Park. Value-based radial distribution system reliability optimization. IEEE Transactions on Power Systems. 21, 2 (2006) : 941-947.
- [68] J. F. Witte, S. R. Mendis, M. T. Bishop, and J. A. Kischefsky. Computer-aided recloser applications for distribution systems. IEEE Computer Applications in Power. 5, 3 (1992) : 27-32.
- [69] Y. Yuan, Y. Jingyan, Z. Jianhua, and X. Xiangning. Reliability analysis of power distribution systems based on hybrid method into account of voltage sags. The 7th International Power Engineering Conference (IPEC) 2005. Nov. 29 2005-Dec. 2, 2005.
- [70] P. Heine, M. Lehtonen, and A. Oikarinen. The reliability analysis of distribution systems with different overvoltage protection solutions. 15th Power Systems Computation Conference (PSCC). August 22-26, 2005.
- [71] สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. การศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ. สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ. กันยายน 2544.
- [72] Stephen G. Nash and Ariela Sofer. Linear and nonlinear programming. Singapore: McGraw-Hill, Inc. 1996.
- [73] James A. Momoh. Electric Power System Applications of Optimization. New York: Marcel Dekker, Inc. 2001.
- [74] R. Billinton and S. Jonnavithula. A test system for teaching overall power system reliability assessment. IEEE Transactions on Power Systems. 11, 4 (1996) : 1670-1676.
- [75] D. G. Luenberger. Introduction to Linear and Nonlinear Programming. USA: Addison-Wesley Publishing, 1973.

[76] R. N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel, and K. S. So. A reliability test system for educational purposes – Basic distribution system data and results. IEEE Transactions on Power Systems. 6, 2 (1991) : 813-820.



สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



ภาคผนวก

สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## ภาคผนวก ก

### หลักการวิเคราะห์มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ (Economic analysis)

ปัญหาทางด้านเศรษฐศาสตร์นั้นสามารถนับเป็นส่วนหนึ่งในงานทางด้านวิศวกรรม เนื่องจากวิศวกรจะมีหน้าที่รับผิดชอบโดยตรงในการประเมินราคาโครงการอยู่แล้ว ซึ่งในบางครั้งก็จะมีค่าบำรุงรักษาอุปกรณ์หรือค่าปฏิบัติการล่วงหน้าในอนาคตเข้ามาเกี่ยวข้องในการตัดสินใจด้วย ซึ่งในทางเศรษฐศาสตร์มูลค่าของจำนวนเงินในปัจจุบันกับในอนาคตข้างหน้า เช่น 10 ปีข้างหน้า มูลค่าของเงินจะมีมูลค่าไม่เท่ากัน โดยจะขึ้นอยู่กับอัตราดอกเบี้ยหรือผลตอบแทนที่ได้ในแต่ละช่วงเวลา ดังนั้น เราจึงไม่สามารถที่จะนำมูลค่าเงินในปัจจุบันมาคิดรวมกับเงินในอีก 10 ปีข้างหน้า ได้โดยตรง แต่จะต้องคิดมูลค่าของเงินให้มาอยู่ในช่วงเวลาเดียวกันโดยใช้หลักการวิเคราะห์มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ เพื่อที่จะสามารถนำเงินในช่วงเวลาที่ต่างกันมาคิดรวมกันได้

ต่อไปจะเป็นการนำเสนอวิธีการวิเคราะห์มูลค่าของเงินในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งเราจะใช้สัญลักษณ์ต่างๆ ดังนี้

- n คือ จำนวนของช่วงเวลาที่สนใจ เช่น เดือน, ปี
- i คือ อัตราดอกเบี้ยหรือผลตอบแทนที่ได้รับประจำทุกๆ ช่วงเวลาที่สนใจ
- P คือ มูลค่าของเงิน ณ เวลาปัจจุบัน
- $S_n$  คือ มูลค่าของเงิน ณ ช่วงเวลา n
- R คือ จำนวนเงินที่จ่ายไปในแต่ละปี อาจคิดเป็นมูลค่าต่อเดือนหรือต่อปี

#### 1) พิจารณา P และ $S_n$

ถ้าเราลงทุนด้วยเงิน P บาทในปีแรก โดยได้รับดอกเบี้ยในอัตรา i บาท/ปี ดังนั้นดอกเบี้ยที่จะได้คืนกลับมาในปีแรกจะมีค่าเท่ากับ  $iP$  บาท ทำให้เงินต้นในปีที่สองเพิ่มขึ้นจากเดิม P บาทเป็น  $(1+i)P$  บาท ผลจากเงินต้นที่เพิ่มขึ้นจะทำให้ในปีที่สองเราจะได้ดอกเบี้ย  $i(1+i)P$  บาทและนำไปรวมกับเงินต้นในปีที่สอง จะทำให้ในปีถัดมามีเงินต้นเป็น  $(1+i)^2P$  บาทและจะเป็นเช่นนี้ไปเรื่อยๆ ดังนั้น ถ้าเราฝากเงิน n ปี เราจะได้เงินสุทธิตามในปีที่ n เท่ากับ

$$S_n = (1+i)^n P \quad (ก.1)$$

แต่ถ้าเรากำหนดว่าต้องจ่ายเงิน  $S_n$  บาทในอีก n ปีข้างหน้า เราสามารถคำนวณหามูลค่าเงินในปัจจุบัน (P) ได้โดยกลับสมการ (ก.1) ดังนี้

$$P = (1+i)^{-n} S_n \quad (ก.2)$$



## 2) พิจารณา $R$ และ $S_n$

ถ้าเราต้องจ่ายเงินทุกปี ณ เวลาสิ้นปีเป็นเงิน  $R$  บาทเป็นระยะเวลา  $n$  ปี หลังการจ่ายเงินครั้งแรก ณ เวลาสิ้นปีแรกจะทำให้เหลือช่วงเวล่อีก  $(n-1)$  ปี ดังนั้นจากสมการ (ก.1) จะทำให้เงิน  $R$  บาท ณ ปีแรกที่จ่ายไปมีมูลค่าเท่ากับ  $(1+i)^{n-1}R$  บาท ณ เวลาสิ้นปีที่  $n$  จากนั้นจ่ายเงินครั้งที่สอง ณ เวลาสิ้นปีที่สองจะทำให้เหลือช่วงเวล่อีก  $(n-2)$  ปีและมูลค่าเงิน  $R$  บาท ณ ปีที่สอง จะมีมูลค่าเท่ากับ  $(1+i)^{n-2}R$  บาท ณ เวลาสิ้นปีที่  $n$  และจะเป็นเช่นนี้ไปเรื่อยๆ จนกระทั่งหมดระยะเวลา  $n$  ปี ซึ่งเราสามารถเขียนสมการมูลค่าสุทธิรวมในปีที่  $n$  ได้เท่ากับ

$$\begin{aligned} S_n &= (1+i)^{n-1}R + \dots + (1+i)R + R \\ &= [(1+i)^{n-1} + \dots + (1+i) + 1]R \\ &= (1/i)[(1+i)^n - 1]R \end{aligned} \quad (\text{ก.3})$$

เช่นเดียวกัน ถ้าเรารู้ว่าต้องจ่ายเงิน  $S_n$  บาทในอีก  $n$  ปีข้างหน้า เราสามารถหามูลค่าเงินที่ต้องจ่ายประจำปีตลอดระยะเวลา  $n$  ปีได้ โดยการกลับสมการ (ก.3) ดังนี้

$$R = \frac{iS_n}{(1+i)^n - 1} \quad (\text{ก.4})$$

## 3) พิจารณา $R$ และ $P$

การจ่ายเงินทุกปี ณ เวลาสิ้นปีด้วยเงิน  $R$  บาทเป็นระยะเวลา  $n$  ปี สามารถแสดงให้อยู่ในรูปของมูลค่าเงิน ณ ปัจจุบันได้ โดยการรวมกันระหว่างสมการ (ก.2) และ (ก.3) จะได้

$$P = (1/i)[1 - (1+i)^{-n}]R \quad (\text{ก.5})$$

และท้ายที่สุด เราสามารถแสดงมูลค่าเงิน ณ ปัจจุบันให้อยู่ในรูปของมูลค่าเงินทุกปี ณ เวลาสิ้นปีด้วยเงิน  $R$  บาทเป็นระยะเวลา  $n$  ปีได้โดยการกลับสมการ (ก.5) จะได้

$$R = \frac{iP}{[1 - (1+i)^{-n}]} \quad (\text{ก.6})$$

จากความสัมพันธ์ที่ได้กล่าวมาทั้งหมด เราสามารถสรุปได้ดังตารางที่ ก.1

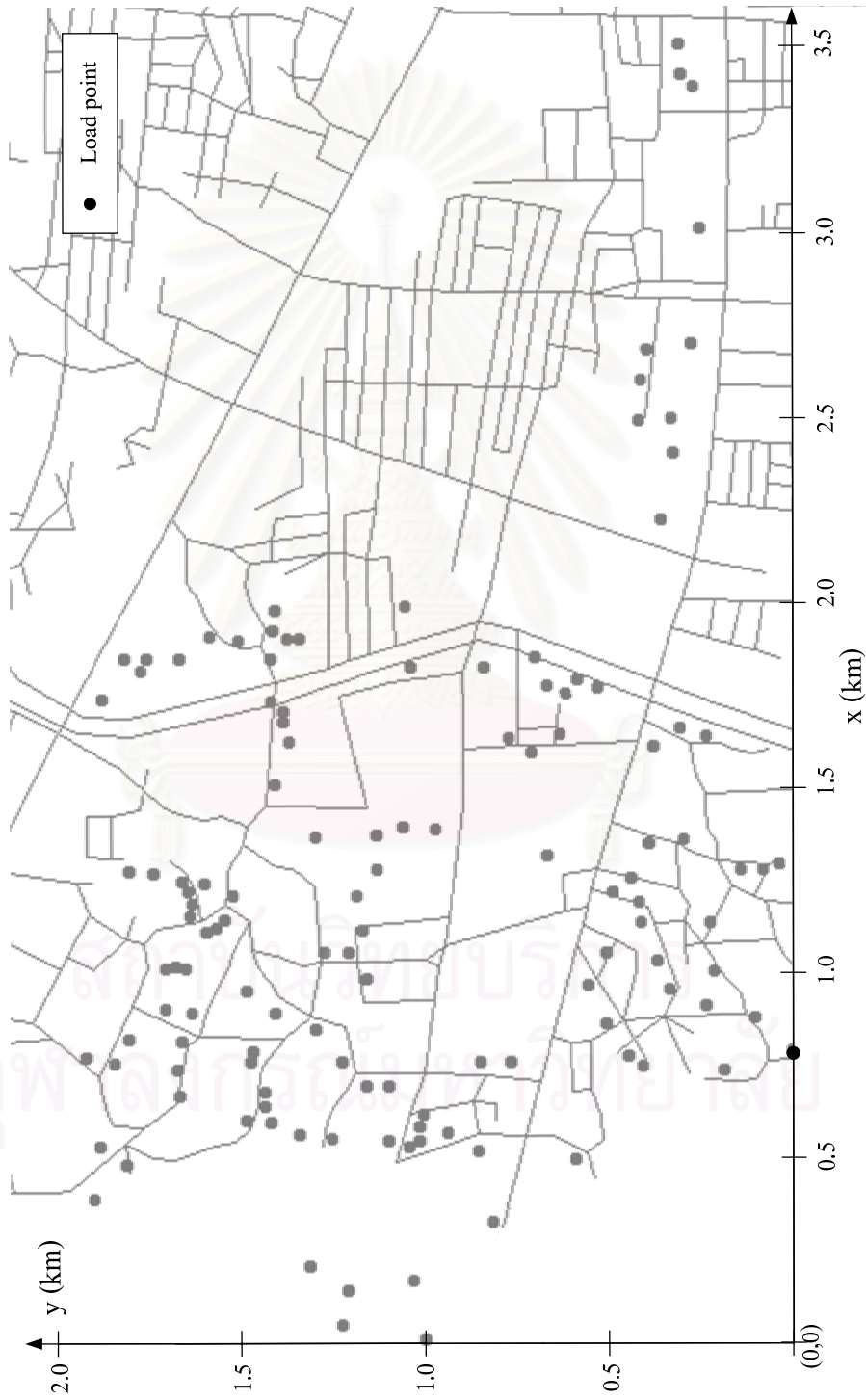
ตารางที่ ก.1 สูตรแสดงความสัมพันธ์ต่างๆ

ค่าที่ต้องการ	ค่าที่กำหนดให้	ตัวคูณ
$S_n$	$P$	$(1+i)^n$
$P$	$S_n$	$(1+i)^{-n}$
$S_n$	$R$	$(1/i)[(1+i)^n - 1]$
$R$	$S_n$	$\frac{i}{[(1+i)^n - 1]}$
$P$	$R$	$(1/i)[1 - (1+i)^{-n}]$
$R$	$P$	$\frac{i}{[1 - (1+i)^{-n}]}$

ภาคผนวก ข

ระบบทดสอบที่ใช้ในการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ข.1 ระบบจำหน่าย 130 จุดโหลด 22 kV



รูปที่ ข.1 แผนภาพระบบจำหน่าย 130 จุดโหลด 22 kV

ตารางที่ ข.1 ตำแหน่งและขนาดของจุดโหลดทั้งหมดในระบบ

No.	Coordinate (km)		Load	No.	Coordinate (km)		Load	No.	Coordinate (km)		Load
	X	Y	(MVA)		X	Y	(MVA)		X	Y	(MVA)
1	1.83	1.04	0.033	45	0.758	0.851	0.083	89	1.221	0.493	0.053
2	1.833	0.843	0.083	46	0.757	0.769	0.083	90	0.776	0.451	0.083
3	1.641	0.774	0.105	47	1.392	0.972	0.083	91	0.747	0.413	0.167
4	1.606	0.715	0.167	48	1.397	1.056	0.033	92	0.957	0.338	0.033
5	1.857	0.706	0.167	49	1.377	1.131	0.083	93	1.032	0.372	0.105
6	1.782	0.671	0.417	50	0.902	1.705	0.053	94	1.142	0.414	0.053
7	1.756	0.62	0.417	51	1.32	0.673	0.083	95	1.197	0.424	0.167
8	1.653	0.637	0.167	52	0.954	1.483	0.083	96	1.262	0.443	0.053
9	1.797	0.585	0.083	53	1.12	1.566	0.083	97	1.354	0.393	0.167
10	1.774	0.533	0.083	54	1.143	1.543	0.017	98	1.366	0.302	0.21
11	0.814	1.662	0.105	55	1.156	1.638	0.083	99	1.137	0.231	0.033
12	0.664	1.667	0.017	56	1.187	1.634	0.083	100	1.008	0.22	0.105
13	0.738	1.672	0.083	57	1.221	1.645	0.067	101	0.915	0.237	0.033
14	0.891	1.632	0.083	58	1.11	1.595	0.083	102	0.877	0.105	0.017
15	1.011	1.704	0.017	59	1.248	1.661	0.033	103	0.738	0.188	0.033
16	1.016	1.676	0.083	60	1.246	1.602	0.083	104	0.792	0	0.033
17	1.014	1.649	0.133	61	1.27	1.736	0.167	105	1.285	0.148	0.083
18	1.373	1.293	0.033	62	1.214	1.525	0.167	106	1.283	0.087	0.053
19	0.893	1.409	0.017	63	0.474	1.812	0.033	107	1.301	0.037	0.21
20	0.788	1.468	0.105	64	0.751	1.844	0.033	108	0.201	1.311	0.033
21	0.756	1.472	0.105	65	0.821	1.806	0.105	109	0.135	1.209	0.033
22	0.599	1.482	0.033	66	0.769	1.922	0.017	110	0.038	1.222	0.033
23	0.548	1.254	0.083	67	0.381	1.899	0.083	111	0	1.005	0.033
24	0.557	1.343	0.167	68	0.524	1.88	0.053	112	0.16	1.037	0.083
25	0.59	1.417	0.133	69	1.279	1.805	0.167	113	0.321	0.823	0.053
26	0.638	1.447	0.167	70	1.619	0.381	0.053	114	0.965	0.562	0.167

ตารางที่ ข.1 ตำแหน่งและขนาดของจุดโหลดทั้งหมดในระบบ (ต่อ)

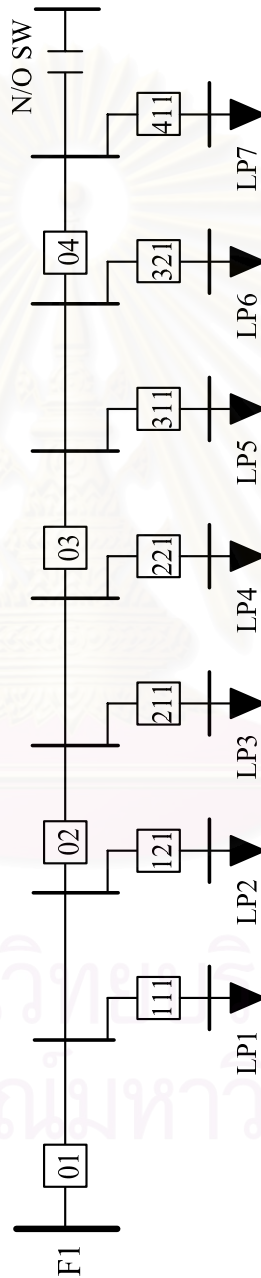
No.	Coordinate (km)		Load	No.	Coordinate (km)		Load	No.	Coordinate (km)		Load
	X	Y	(MVA)		X	Y	(MVA)		X	Y	(MVA)
27	0.677	1.432	0.267	71	1.663	0.309	0.105	115	1.059	0.512	0.083
28	0.847	1.295	0.033	72	1.646	0.237	0.053	116	0.864	0.512	0.267
29	0.691	1.155	0.083	73	1.996	1.052	0.333	117	0.494	0.591	0.267
30	0.691	1.099	0.017	74	1.907	1.34	0.105	118	1.851	1.816	0.083
31	0.755	1.224	0.033	75	1.819	1.774	0.105	119	1.742	1.877	0.033
32	0.984	1.156	0.033	76	1.851	1.753	0.417	120	2.234	0.36	0.21
33	1.055	1.276	0.083	77	1.853	1.666	0.417	121	2.701	0.402	0.133
34	1.057	1.209	0.017	78	1.912	1.581	0.053	122	2.616	0.415	0.133
35	1.117	1.166	0.105	79	1.903	1.505	0.017	123	2.716	0.277	0.083
36	1.212	1.188	0.105	80	1.983	1.405	0.083	124	3.029	0.255	0.083
37	1.285	1.131	0.105	81	1.932	1.414	0.017	125	2.506	0.423	0.083
38	0.542	1.098	0.033	82	1.854	1.417	0.083	126	2.511	0.335	0.017
39	0.527	1.047	0.083	83	1.91	1.373	0.083	127	2.417	0.328	0.083
40	0.541	1.02	0.105	84	1.736	1.419	0.053	128	3.419	0.273	0.083
41	0.581	1.021	0.017	85	1.71	1.382	0.167	129	3.449	0.303	0.067
42	0.564	0.94	0.083	86	1.681	1.384	0.053	130	3.534	0.309	0.167
43	0.612	1.009	0.083	87	1.634	1.369	0.083				
44	0.513	0.858	0.033	88	1.517	1.408	0.167				

สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ค

ระบบทดสอบที่ใช้ในการออกแบบระบบป้องกัน

ค.1 สายป้อนที่ 1 ของระบบ RBTS บัส 5



รูปที่ ค.1 แผนภาพสายป้อนที่ 1 ของระบบ RBTS บัส 5



ตารางที่ ค.1 ข้อมูลที่ใช้สำหรับสายป้อนที่ 1 ของระบบ RBTS บัส 5 [76]

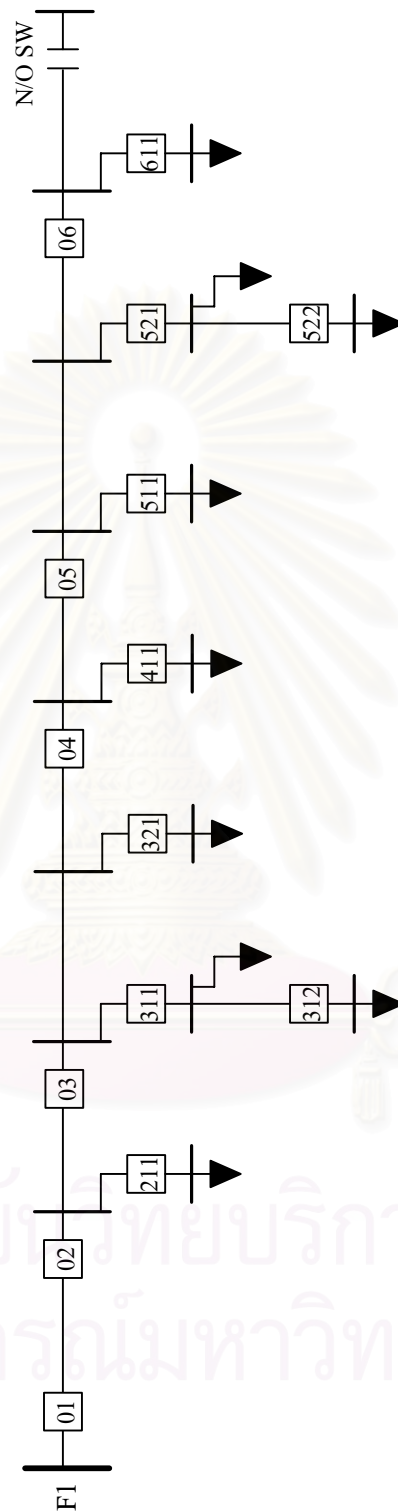
ส่วนของระบบ	$\lambda_{qi}$ (f/yr)	$\gamma_{qi}$ (f/yr)	$r_{qi}$ (hr)	$L_{qi}$ (kW)	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า
01	0.0325	0.13	5	1.525	420	-
02	0.04225	0.169	5	1.855	241	-
03	0.04225	0.169	5	1.855	241	-
04	0.052	0.208	5	0.74	15	-
111	0.052	0.208	5	0.7625	210	1
121	0.052	0.208	5	0.7625	210	1
211	0.052	0.208	5	1.11	1	6
221	0.0325	0.13	5	0.745	240	1
311	0.04225	0.169	5	1.11	1	6
321	0.0325	0.13	5	0.745	240	1
411	0.052	0.208	5	0.74	15	2

หมายเหตุ ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เป็นตัวเลขมีความหมายดังนี้

- ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย (Residential)
- ประเภทที่ 2 กิจการค้าขาย (Commercial)
- ประเภทที่ 3 ออฟฟิศ (Office)
- ประเภทที่ 4 ผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่ (Large user)
- ประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่าง (Industrial)
- ประเภทที่ 6 ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงผลกำไร (Government/Institutional)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ค.2 สายป้อนที่ 1 ของระบบจำหน่ายที่ได้จากผลการทดสอบในบทที่ 3



รูปที่ ค.2 แผนภาพสายป้อนที่ 1 ของระบบจำหน่ายที่ได้จากผลการทดสอบในบทที่ 3

ตารางที่ ค.2 ข้อมูลที่ใช้สำหรับสายป้อนที่ 1 ของระบบจำหน่ายที่ได้จากผลการทดสอบในบทที่ 3

ส่วนของระบบ	$\lambda_{qi}$ (f/yr)	$\gamma_{qi}$ (f/yr)	$r_{qi}$ (hr)	$L_{qi}$ (kW)	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า
01	0.033	0.143	6	170	60	1
02	0.157	0.636	6	1066	155	1
03	0.471	1.892	6	902	300	1
04	0.129	0.524	6	453	50	-
05	0.329	1.315	6	502	390	-
06	0.131	0.525	6	481	100	-
211	0.122	0.488	6	648	15	3
311	0.150	0.600	6	330	150	1
312	0.234	0.936	6	387	40	2
321	0.045	0.179	6	133	90	1
411	0.086	0.343	6	453	50	2
511	0.032	0.128	6	50	30	1
521	0.042	0.167	6	292	180	1
522	0.179	0.716	6	160	180	1
611	0.106	0.423	6	481	100	1

หมายเหตุ ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เป็นตัวเลขมีความหมายดังนี้

- ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย
- ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก
- ประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง
- ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่
- ประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่าง
- ประเภทที่ 6 ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงผลกำไร

## ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายศิริชัย วัฒนาโสภณ เกิดวันที่ 29 มิถุนายน พ.ศ. 2522 ที่จังหวัดกรุงเทพมหานคร สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิตและปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต จากสาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปี พ.ศ. 2543 และ 2545 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต สาขาไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี พ.ศ. 2546



สถาบันวิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย