



การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้า
ในจังหวัดขอนแก่น

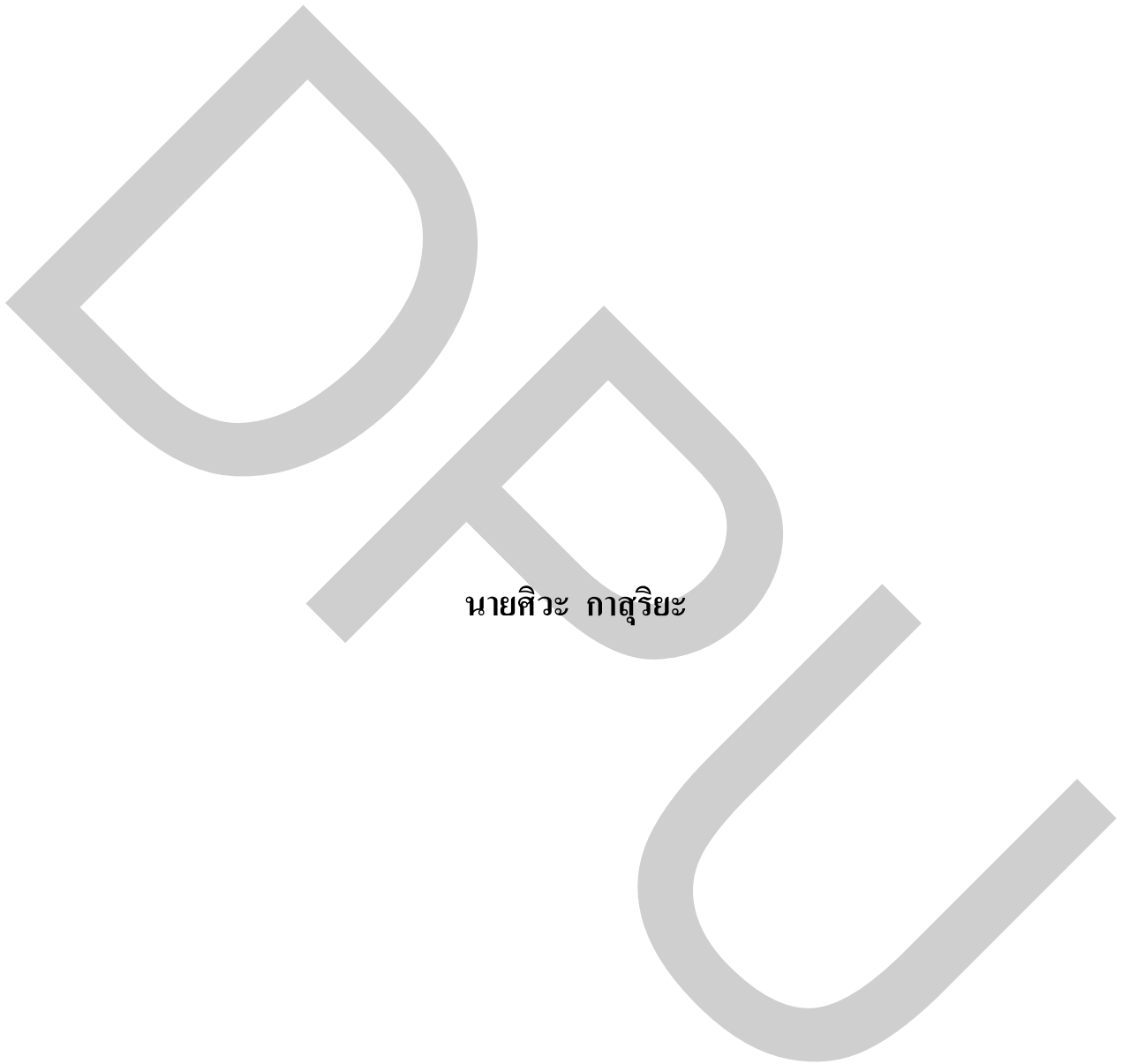
Feasibility Study for Improvement The Power Transmission Line
in Khonkaen Province

นายศิวัช กาสुरิยะ

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา การจัดการทางวิศวกรรม บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตย์

พ.ศ. 2552

การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้า
ในจังหวัดขอนแก่น



นายศิวัช กาศุริยะ

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา การจัดการทางวิศวกรรม บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตย์

พ.ศ. 2552

**Feasibility Study for Improvement The Power Transmission Line
in Khonkaen Province**



Siwa Kasuriya

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements

for the Degree of Master of Science

Department of Engineering Management

Graduate School, Dhurakij Pundit University

2009

กิตติกรรมประกาศ

งานวิจัยนี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยดี โดยได้รับความร่วมมือ และช่วยเหลือจากบุคคลหลายๆ ท่าน ที่ได้ให้คำแนะนำ ให้คำปรึกษา ตลอดจนข้อเสนอแนะต่างๆ อันเป็นประโยชน์ต่อการจัดทำวิทยานิพนธ์ ขอขอบพระคุณ ดร.ธีรเดช วุฒิพรพันธ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ บุคคลสำคัญที่ให้คำปรึกษาและแนะแนวทาง ในการดำเนินงานวิจัยตั้งแต่ขั้นตอนเบื้องต้นจนสำเร็จ ตลอดจนขั้นตอนต่างๆ อันเป็นปัจจัยที่ส่งผลให้งานวิจัยนี้บรรลุได้ตามวัตถุประสงค์ และขอขอบพระคุณ ดร.ประศาสน์ จันทราทิพย์ ประธานกรรมการ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุภรัชชัย วรรณัน กรรมการ และ ดร.ไพฑูรย์ ศิริโอพาร กรรมการ ที่ได้กรุณาให้คำแนะนำ ตรวจสอบ แก้ไขข้อบกพร่องต่างๆ เพื่อให้งานวิจัยมีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้นจนงานวิจัยนี้สำเร็จลุล่วงได้

ผู้ทำวิจัย ขอขอบพระคุณคณาจารย์คณะกรรมการทางวิศวกรรมทุกท่าน ที่ประสาทวิชาความรู้ในด้านต่างๆ อันเป็นประโยชน์และสามารถนำมาประยุกต์ใช้ในการจัดทำงานวิจัยครั้งนี้ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ นอกจากนี้ขอขอบพระคุณผู้บังคับบัญชา และเพื่อนร่วมงานทุกๆ ท่าน ที่ได้สนับสนุน ให้คำแนะนำ และช่วยเหลือในการให้ข้อมูลต่างๆ ที่จำเป็น ในการวิจัยครั้งนี้เป็นอย่างดี

สุดท้ายนี้ขอขอบพระคุณครอบครัว เพื่อนๆ พี่ๆ น้องๆ ที่ได้เป็นกำลังใจ ให้การสนับสนุน และให้ความช่วยเหลือต่อผู้ทำวิจัยเสมอมาจนงานวิจัยสำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

ศิวะ กาสุริยะ

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	ฅ
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	ง
กิตติกรรมประกาศ	จ
สารบัญตาราง	ช
สารบัญภาพ	ฉ
บทที่	
1. บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย	3
1.3 ขอบเขตของการวิจัย	4
1.4 เครื่องมือที่ใช้.....	7
1.5 ประโยชน์ของการวิจัย.....	7
1.6 แผนการดำเนินการวิจัย.....	7
1.7 คำนิยาม.....	8
2. ทฤษฎีและผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	9
2.1 ระบบส่งกำลังไฟฟ้า.....	9
2.2 การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	13
2.3 การคำนวณมูลค่าความเสียหายในระบบไฟฟ้า.....	15
2.4 การคำนวณผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์.....	16
2.5 การวิเคราะห์ความไวของโครงการ.....	18
2.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	18
3. วิธีดำเนินการวิจัย.....	20
3.1 การเก็บรวบรวมข้อมูล	20
3.2 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางวิศวกรรม.....	25
3.3 การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า.....	29
3.4 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์	31

สารบัญ

	หน้า
4. ผลการวิจัย	34
4.1 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ	34
4.2 มูลค่าเสียโอกาสในการขายไฟฟ้า (Opportunity Cost) ของ กฟภ.....	41
4.3 มูลค่าหน่วยสูญเสียของระบบสายส่งไฟฟ้า.....	43
4.4 ผลการวิเคราะห์ต้นทุน.....	44
4.5 ผลตอบแทนของโครงการ.....	47
4.6 ผลการทดสอบความไว (Sensitivity Analysis).....	49
5. สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	53
5.1 สรุปผลการศึกษา.....	53
5.2 ข้อเสนอแนะ.....	55
บรรณานุกรม	56
ภาคผนวก	59
ประวัติผู้เขียน	88

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
1.1 ตารางเปรียบเทียบข้อดีข้อเสียของจตุรรับไฟ 2 รูปแบบ.....	2
1.2 ตารางเปรียบเทียบข้อดี ข้อเสียของรูปแบบการจ่ายไฟ 2 รูปแบบ	3
3.1 แสดงปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของปี พ.ศ. 2550 ที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 0.95	21
3.2 ความยาวสายส่งไฟฟ้า	22
3.3 สถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เขต 1	22
3.4 Customer Damage Function ของผู้ใช้แต่ละประเภท ตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า	23
3.5 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ย หน่วย บาท/kWเฉลี่ย	24
3.6 ข้อมูลของพื้นที่ศึกษา	30
3.7 ข้อมูลความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ของพื้นที่ศึกษา ในสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน	30
3.8 แสดงรายการค่าใช้จ่ายในการลงทุน	32
4.1 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากไฟดับ ของสายส่งไฟฟ้าแต่ละเส้น(สภาพการจ่ายไฟก่อนปรับปรุง).....	35
4.2 มูลค่าความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับปี 2550 (สภาพการจ่ายไฟก่อนปรับปรุง)	36
4.3 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบ จากไฟดับของแนวทางที่1	37
4.4 มูลค่าความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับ ของแนวทางที่ 1	37
4.5 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบ จากไฟดับของแนวทางที่ 2	38
4.6 มูลค่าความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับ ของแนวทางที่ 2	39
4.7 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบ จากไฟดับของแนวทางที่ 3	40
4.8 มูลค่าความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับ ของแนวทางที่ 3	40

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
4.9 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่อัตราการเติบโตของโหลด 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี	41
4.10 มูลค่าเสียโอกาสเนื่องจากไฟฟ้าดับที่อัตราการเติบโตของโหลด 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี	42
4.11 มูลค่าหน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้าที่อัตราการเติบโตของโหลด 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี	43
4.12 ค่าใช้จ่ายในการลงทุนครั้งแรกสำหรับแนวทางการปรับปรุงจุ่มรับไฟฟ้าแบบชั่วคราวหรือไลน์แยก (Tap Line) เป็น Terminal Substation	44
4.13 ค่าใช้จ่ายในการลงทุนครั้งแรกสำหรับแนวทางการปรับปรุงจากสภาพการจ่ายไฟแบบทางเดียว หรือระบบเรเดียล (Radial System) ให้เป็นระบบวงรอบเปิด (Open Loop)	45
4.14 ค่าใช้จ่ายสำหรับแนวทางการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าที่มีสภาพจ่ายไฟแบบระบบวงรอบเปิด (Open Loop System) ให้เป็นระบบวงรอบปิด (Close Loop System)	45
4.15 มูลค่าลงทุน และค่าบำรุงรักษารายปี ของการปรับปรุงสภาพการจ่ายไฟปัจจุบันทั้ง 3 แนวทาง	46
4.16 สรุปมูลค่าลงทุน (Present Value) ในการปรับปรุงทั้ง 3 แนวทางที่อัตราดอกเบี้ยต่างๆ	46
4.17 สรุปมูลค่าผลตอบแทน (Present Value) ในการปรับปรุงทั้ง 3 แนวทางที่อัตราดอกเบี้ยต่างๆ	47
4.18 สรุปค่า BC ratio ในการปรับปรุงทั้ง 3 แนวทางที่อัตราดอกเบี้ยต่างๆ	48
4.19 สรุปค่า Pay Back Period ในการปรับปรุงทั้ง 3 แนวทางที่อัตราดอกเบี้ยต่างๆ	48
4.20 สรุปค่า IRR ในการปรับปรุงทั้ง 3 แนวทาง.....	49
4.21 สรุปการวิเคราะห์ความไวของโครงการ กรณีอัตราเติบโตของโหลดลดลง 5%, 3%	50

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
4.22 สรุปการวิเคราะห์ความไวของโครงการ กรณีต้นทุนสูงขึ้น 10%, 15%	51
4.23 สรุปการวิเคราะห์ความไวของโครงการ กรณีต้นทุนสูงขึ้น 10%, 15% และอัตราเติบโตของไหลลดลงที่ 5%, 3%.....	52
5.1 ผลสรุปการปรับปรุงทั้ง 3 แนวทาง ที่อัตรา ดอกเบี้ย และอัตราเติบโตของไหลลดลงที่ 7%.....	55

สารบัญภาพ

ภาพที่	หน้า
1.1 สภาพการจ่ายไฟพื้นที่ศึกษาสถานะปัจจุบัน (Radial System).....	5
1.2 กรณีปรับปรุงจุดรับไฟของพื้นที่ศึกษาเป็นสถานีแยกจ่ายไฟฟ้า.....	5
1.3 กรณีปรับปรุงพื้นที่ศึกษาเป็นแบบวงรอบเปิด.....	6
1.4 กรณีปรับปรุงพื้นที่ศึกษาเป็นแบบวงรอบปิด.....	6
2.1 ระบบเรเดียล (Radial System).....	10
2.2 ระบบวงรอบเปิด (Open Loop System).....	11
2.3 ระบบวงรอบปิด (Close Loop System).....	12
3.1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันของกรณีศึกษา.....	21
3.2 สมการเส้นตรงแสดงมูลค่าความเสียหายที่เกิดขึ้น จากกระแสไฟฟ้าดับของ กฟฉ. 1.....	25
3.3 สภาพการจ่ายไฟหลังจากปรับปรุงจุดรับไฟแบบไลน์แยก เป็นสถานีแยกจ่ายไฟฟ้า.....	26
3.4 สภาพการจ่ายไฟหลังจากปรับปรุงก่อสร้างสายส่งเชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้า จากระบบเรเดียล เป็นระบบวงรอบเปิด (Open Loop System).....	27
3.5 สภาพการจ่ายไฟหลังจากปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าจากระบบวงรอบเปิด (Open Loop System) เป็นระบบวงรอบปิด (Close Loop System).....	28
3.6 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วย DigSILENT Software Power Factor 13.2.337.....	29
4.1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันของกรณีศึกษา.....	35
4.2 สภาพการจ่ายไฟหลังจากปรับปรุง ของแนวทางที่ 1.....	36
4.3 สภาพการจ่ายไฟหลังจากปรับปรุง ของแนวทางที่ 2.....	38
4.4 สภาพการจ่ายไฟหลังจากปรับปรุง ของแนวทางที่ 3.....	39

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้า ในจังหวัดขอนแก่น
ชื่อผู้เขียน	ศิระ กาศุริยะ
อาจารย์ที่ปรึกษา	ดร.ธีรเดช วุฒิพรพันธ์
สาขาวิชา	การจัดการทางวิศวกรรม
ปีการศึกษา	2552

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้าในจังหวัดขอนแก่น โดยผู้วิจัยได้เลือกสถานีไฟฟ้าแรงสูงขอนแก่น 1 ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นกรณีศึกษา ปัจจุบันสถานีไฟฟ้าแรงสูงขอนแก่น 1 ได้จ่ายไฟให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จำนวน 2 วงจร ได้แก่ วงจรที่ 1 จ่ายไฟให้กับสถานีไฟฟ้าหนองเรือ ซึ่งมีจุดเชื่อมต่อชั่วคราวให้สถานีไฟฟ้าขอนแก่น 4 ด้วย และวงจรที่ 2 จ่ายไฟให้สถานีไฟฟ้าขอนแก่น 3 ซึ่งใช้ระบบการจ่ายไฟแบบเรเดียล ซึ่งถือว่ามีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่ำ ผู้วิจัยได้นำเสนอการปรับปรุง 3 แนวทางได้แก่ แนวทางที่ 1 ปรับปรุงจุดรับไฟฟ้าชั่วคราวเป็นสถานีแยกจ่ายไฟฟ้า แนวทางที่ 2 ปรับปรุงการจ่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลให้เป็นแบบวงรอบเปิด และแนวทางที่ 3 ปรับปรุงการจ่ายไฟฟ้าให้เป็นแบบวงรอบปิด โดยไม่ก่อสร้างสถานีลานไกไฟฟ้า ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทั้งทางด้านวิศวกรรม และทางด้านเศรษฐศาสตร์พบว่า การปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าให้เป็นแบบวงรอบปิดจะให้ผลตอบแทนที่ดีกว่า แนวทางการปรับปรุงแบบอื่น โดยมีอัตราผลตอบแทนต่อการลงทุนเท่ากับ 1.30 และมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่ได้จากการลงทุนเท่ากับ 47.9 ล้านบาท จากการวิเคราะห์ความไวของโครงการ โดยมีต้นทุนเพิ่มขึ้น 10% และ 15% และมีโหลดลดลง 5% และ 3% ตามลำดับ แนวทางการปรับปรุงแบบที่ 3 ยังให้ผลตอบแทนที่ดีกว่าแนวทางการปรับปรุงแบบอื่นเช่นกัน

Thesis Title	Feasibility Study for Improvement The Power Transmission Line in Khonkaen Province
Author	Siwa Kasuriya
Thesis Advisor	Teeradej Wuttiornpun, Ph.D.
Department	Engineering Management
Academic Year	2009

ABSTRACT

This thesis aims to propose a feasibility study of power transmission line in Khonkaen province. Konkaen1 substation of Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) was selected to be a case study. Currently, Konkaen1 substation supports two main circuits for Provincial Electricity Authority (PEA). The first circuit is called Nhongrua substation which also has a temporary line for Khonkaen 4 substation. The second one is called Khonkaen 3 substation. Both circuits use radial system which is very low reliability. The author proposes three improvement projects. The first one is to improve the tap-line of Khonkaen 4 substation to be a terminal substation. The second one is to improve the radial system to be an open-loop system. The last one is to improve the open-loop system to be a closed-loop system without switching substation. The result shows that the closed-loop system obtains highest return of investment. The benefit-cost ratio (BCR) of this system equals to 1.3 and the net present value (NPV) of this system equals to 47.9 millions baht. Based on sensitivity analysis by increasing cost of 10% and 15% and decreasing load of 5% and 3% respectively, the closed-loop system still obtains the return of investment higher than the others. It obviously shows that the closed-loop option is the best way to implement for Khonkaen province.

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เป็นรัฐวิสาหกิจด้านพลังงาน ที่มีหน้าที่ให้บริการในด้านการจัดหา จัดส่งและจัดจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างมีคุณภาพและเพียงพอครอบคลุมพื้นที่ 73 จังหวัด ยกเว้น กรุงเทพฯ นนทบุรี และสมุทรปราการ รวมทั้งตามแนวชายแดนของประเทศเพื่อนบ้าน กฟภ. เป็นกิจการที่มีมูลค่าการลงทุนสูง เพื่อใช้ในการพัฒนาระบบไฟฟ้า ทั้งการก่อสร้างระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับเพิ่มขึ้นของโหลด และการปรับปรุงระบบเดิมให้มีความมั่นคงมากขึ้น ให้สอดคล้องกับนโยบายในการเสริมสร้างประสิทธิภาพ และความเชื่อถือด้านบริการกับประชาชน และภาคอุตสาหกรรมอย่างต่อเนื่อง

ปัจจุบัน กฟภ. รับซื้อกระแสไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ที่ระดับแรงดัน 22, 33 และ 115 เควี. โดยก่อสร้างระบบสายส่งไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า และสถานีไฟฟ้าขึ้นเองโดยตั้งหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ลดระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบส่งให้ต่ำลงเพื่อจำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าของ กฟภ. ส่วนมากจะมีตำแหน่งที่ห่างไกลจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. ทำให้ต้องมีการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าเชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. และสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. เป็นระยะไกล มีโอกาสสูงที่จะเกิดการขัดข้องในสายส่งไฟฟ้า ในกรณีที่สถานีไฟฟ้าของ กฟภ. รับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. แห่งเดียว (Radial System) เมื่อเกิดการขัดข้องในสายส่งไฟฟ้า อุปกรณ์ป้องกันสายส่งไฟฟ้าที่ สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟภ. จะทำงาน ทำให้ไฟดับทั้งสถานีไฟฟ้า ของ กฟภ. กฟผ. จะทำการจ่ายไฟฟ้ากลับให้ กฟภ. อีกครั้งหลังจากทำการตรวจสอบสายส่งไฟฟ้า และแก้ไขสาเหตุที่ทำให้เกิดการขัดข้องเรียบร้อยแล้ว (ระยะเวลาซ่อมแซม) การดำเนินการดังกล่าวใช้เวลานาน โดยเฉพาะสายส่งไฟฟ้าที่ระยะทางไกล ในกรณีที่สถานีไฟฟ้า กฟภ. 2 สถานี รับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. โดยสายส่งไฟฟ้ามีลักษณะเป็น ไลน์แยก (Tap Line) หน้าสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. เมื่อเกิดเหตุขัดข้องขึ้นในสายส่งไฟฟ้าเส้นใดเส้นหนึ่ง จะส่งผลทำให้อุปกรณ์ป้องกันสายส่งไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. ทำงานทำให้เกิดไฟดับทั้ง 2 สถานีไฟฟ้าของ กฟภ. ที่รับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. เพียงด้านเดียว และการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าในลักษณะ ไลน์แยกนั้นความเชื่อถือได้ในระดับต่ำ แนวทางการแก้ไขปัญหาการขัดข้องของสายไฟฟ้างกล่าวสามารถทำได้โดยการก่อสร้าง

สถานีแยกจ่ายไฟ (Terminal Station) แทนไลน์แยก เพื่อเป็นการลดผลกระทบจากการจัดซื้อของสายส่งไฟฟ้า แต่ระยะเวลาไฟฟ้าดับยังเท่ากับระยะเวลาซ่อมแซม เราสามารถลดระยะเวลาไฟฟ้าดับได้โดยการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าเชื่อมโยง (Loop Line) ระหว่างสถานีไฟฟ้าของ กฟภ.รับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. ตั้งแต่สองแหล่งจ่ายขึ้นไปหรือวงรอบเปิด (Open Loop System) จะเป็นการเพิ่มความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้า ระยะเวลาไฟฟ้าดับจะลดลงเป็นระยะเวลาสวิตซ์ซึ่ง ย้ายโหลด และการปรับปรุงระบบไฟฟ้าให้มีการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด (Close Loop System) จะทำให้ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงสูงสุด โดยข้อดีข้อเสียของจุดรับไฟชั่วคราวกับสถานีแยกจ่ายไฟแสดงดังตารางที่ 1.1 และข้อดีข้อเสียของรูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบเปิดและวงรอบปิดแสดงดังตารางที่ 1.2

ตารางที่ 1.1 ตารางเปรียบเทียบข้อดี ข้อเสียของจุดรับไฟ 2 รูปแบบ

จุดรับไฟ	ข้อดี	ข้อเสีย
สถานีแยกจ่ายไฟ Terminal Substation	<ol style="list-style-type: none"> 1. ไม่ต้องก่อสร้าง Switching Station 2. สามารถปรับปรุงเชื่อมโยงสายส่งให้จ่ายไฟแบบ Loop Line ได้ 3. เมื่อก่อสร้างเสร็จแล้วสามารถเชื่อมโยงจ่ายไฟได้เลย 4. ซื้อไฟฟ้าได้ในราคาที่ถูกลงเนื่องจากซื้อไฟฟ้าระบบ 115 เควี. โดยตรง 	<ol style="list-style-type: none"> 1. กฟภ. ไม่สามารถควบคุมการจ่ายไฟฟ้าด้านต้นทางได้ 2. จำนวนวงจรจ่ายไฟฟ้าจำกัด จ่ายได้ไม่เกิน 2 วงจร
ไลน์แยก จุดรับไฟชั่วคราว Tap Line	<ol style="list-style-type: none"> 1. ก่อสร้างจ่ายไฟได้อย่างรวดเร็ว 2. ลงทุนต่ำ ใช้พื้นที่ในการก่อสร้างน้อยมาก 	<ol style="list-style-type: none"> 1. กฟภ. ไม่สามารถควบคุมการจ่ายไฟฟ้าด้านต้นทางได้ 2. จำนวนวงจรจ่ายไฟฟ้าจำกัด จ่ายได้ไม่เกิน 1 วงจร 3. รับโหลดได้จำกัด 4. ไม่เหมาะสมที่จะเชื่อมโยงสายส่งให้เป็น Loop Line

ตารางที่ 1.2 ตารางเปรียบเทียบข้อดี ข้อเสียของรูปแบบการจ่ายไฟ 2 รูปแบบ

รูปแบบการจ่ายไฟ	ข้อดี	ข้อเสีย
ระบบวงรอบเปิด Open Loop	<ol style="list-style-type: none"> 1. ไม่มีความซับซ้อนในการจ่ายไฟ 2. ไม่มีความซับซ้อนในระบบป้องกันไฟฟ้า 3. ลงทุน ด้านอุปกรณ์ต่ำ 	<ol style="list-style-type: none"> 1. มีความเชื่อถือได้ต่ำ (ระบบไม่มีเสถียรภาพ) 2. มีความสูญเสียทางไฟฟ้าสูง 3. พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากไฟฟ้ามาก
ระบบวงรอบปิด Close Loop	<ol style="list-style-type: none"> 1. มีความเชื่อถือได้สูง (ระบบไม่มีเสถียรภาพ) 2. มีความสูญเสียทางไฟฟ้าต่ำ 3. พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากไฟฟ้าน้อย 	<ol style="list-style-type: none"> 1. มีความซับซ้อนในการจ่ายไฟ 2. มีความซับซ้อนในระบบป้องกันไฟฟ้า 3. ลงทุน ด้านอุปกรณ์สูง

ในการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้าจากระบบเปิด ให้เป็นระบบปิด ในพื้นที่ใดใด ควรทำการวิเคราะห์โครงการเพื่อการลงทุนในหลายๆ ด้าน ทั้งในก่อสร้างระบบสายส่งไฟฟ้า และปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้า ความเหมาะสมในด้านวิศวกรรมศาสตร์และความเหมาะสมในด้านเศรษฐศาสตร์ ซึ่งข้อมูลที่ได้จากการวิเคราะห์จะเป็นประโยชน์ต่อการตัดสินใจในการลงทุน

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1.2.1 เพื่อศึกษาการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้าแบบจูดรับไฟชั่วคราวให้เป็นแบบสถานีแยกจ่ายไฟ ปรับปรุงการจ่ายไฟแบบระบบเปิดให้เป็นแบบวงรอบเปิด และวงรอบปิดโดยการใช้อัตราความเสียหายจากไฟฟ้าดับ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายไฟได้และค่าเสียโอกาสในการจ่ายไฟ

1.2.2 เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจในการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้าแบบจูดรับไฟชั่วคราวให้เป็นแบบสถานีแยกจ่ายไฟ การปรับปรุงการจ่ายไฟแบบระบบเปิดให้เป็นแบบวงรอบเปิด และวงรอบปิด

1.3 ขอบเขตของการวิจัย

การศึกษาตามโครงการนี้ ทำการศึกษาการปรับปรุงเปลี่ยนแปลงรูปแบบการจ่ายไฟฟ้า ในเขตพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ที่อยู่ในความรับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยเลือกสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. ที่รับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูง ขอนแก่น 1 ของ กฟผ. ได้แก่ สถานีไฟฟ้าขอนแก่น 3, ขอนแก่น 4 และหนองเรือ ซึ่งมีรูปแบบการจ่ายไฟฟ้าแบบรับไฟทางเดียวระบบเรเดียล (Radial System) ตามภาพที่ 1.1 สามารถปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าได้ 3 แนวทางดังนี้

1.3.1 แนวทางที่ 1 การปรับปรุงจุดรับไฟฟ้าชั่วคราวเป็นสถานีแยกจ่ายไฟฟ้า

ทำการปรับปรุงจุดรับไฟของสถานีไฟฟ้าขอนแก่น 3 ของ กฟภ. จากเดิมแบบจุดรับไฟฟ้าชั่วคราว (Tap Line) เป็นสถานีแยกจ่ายไฟฟ้า (Terminal Substation) เพื่อลดพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบไฟฟ้าดับจากสายส่งไฟฟ้าขัดข้อง แสดงดังภาพที่ 1.2

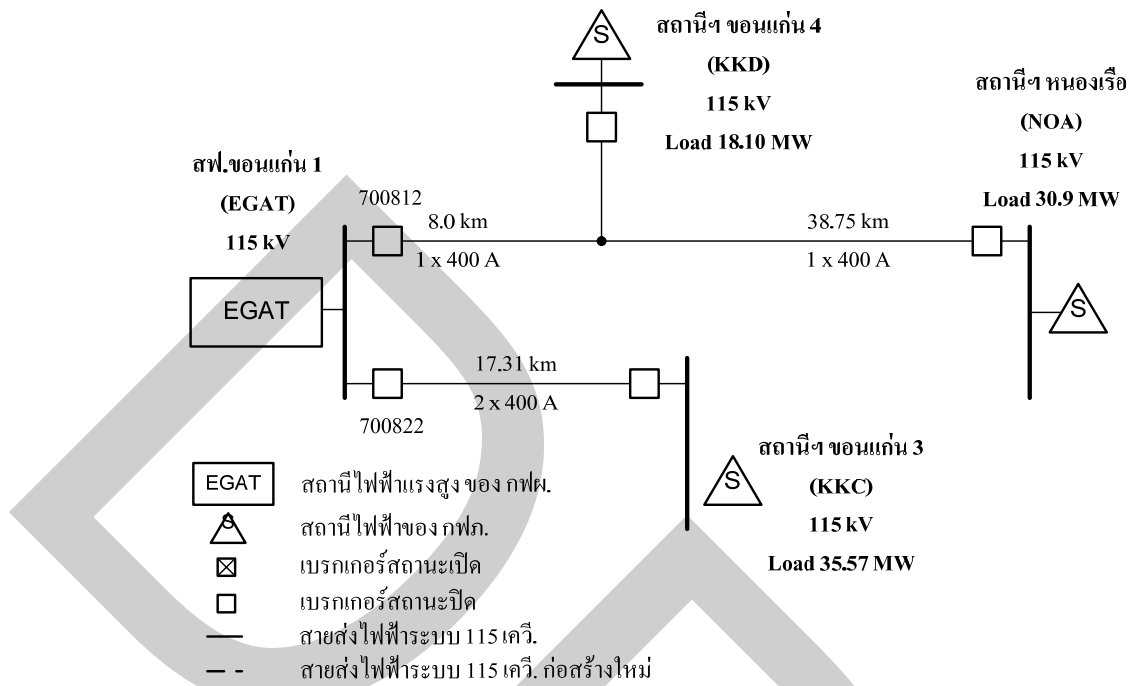
1.3.2 แนวทางที่ 2 การปรับปรุงการจ่ายไฟฟ้าแบบ Radial ให้เป็นระบบวงรอบเปิด

ทำการก่อสร้างสายส่งกำลังไฟฟ้า (Loop Line) เชื่อมโยงสถานีไฟฟ้าขอนแก่น 3 กับสถานีไฟฟ้าหนองเรือ ของ กฟภ. เพิ่มเติมจากแนวทางที่ 1 เพื่อปรับปรุงรูปแบบการจ่ายสถานีไฟฟ้าแรงสูงขอนแก่น 1 ของ กฟผ. จากระบบเรเดียล (Radial System) ให้เป็นระบบวงรอบเปิด (Open Loop) เพื่อเพิ่มความมั่นคงในระบบไฟฟ้า แสดงดังภาพที่ 1.3

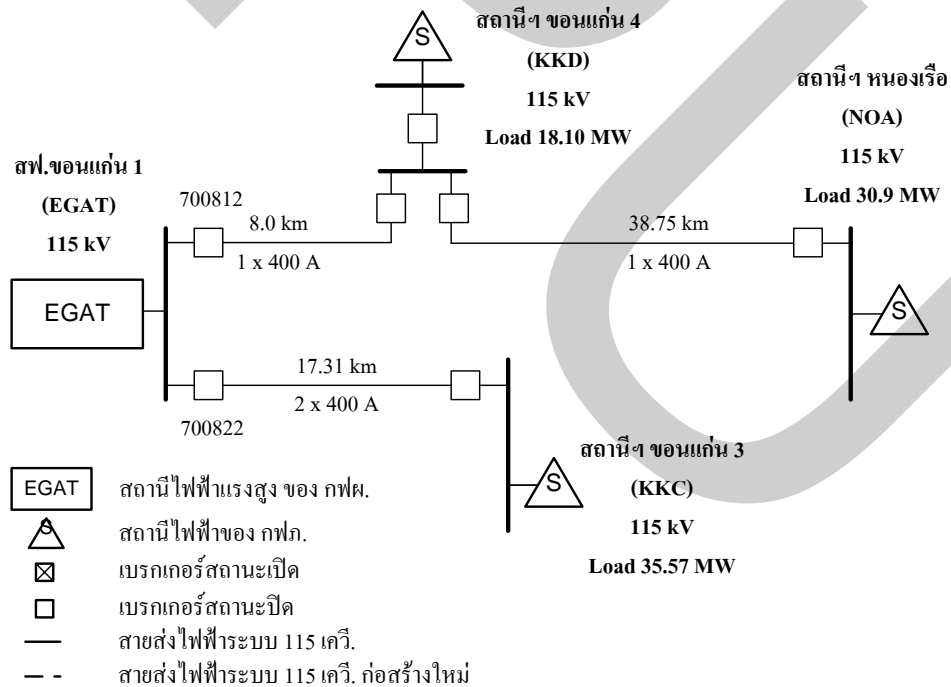
1.3.3 แนวทางที่ 3 การปรับปรุงการจ่ายไฟฟ้าแบบวงรอบเปิด เป็นวงรอบปิด

ทำการปรับปรุงรูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบเปิด (Open Loop) ในแนวทางที่ 2 ให้เป็นการจ่ายไฟฟ้าแบบวงรอบปิด (Close Loop) เพื่อเพิ่มความมั่นคงสูงสุดในระบบไฟฟ้า แสดงดังภาพที่ 1.4

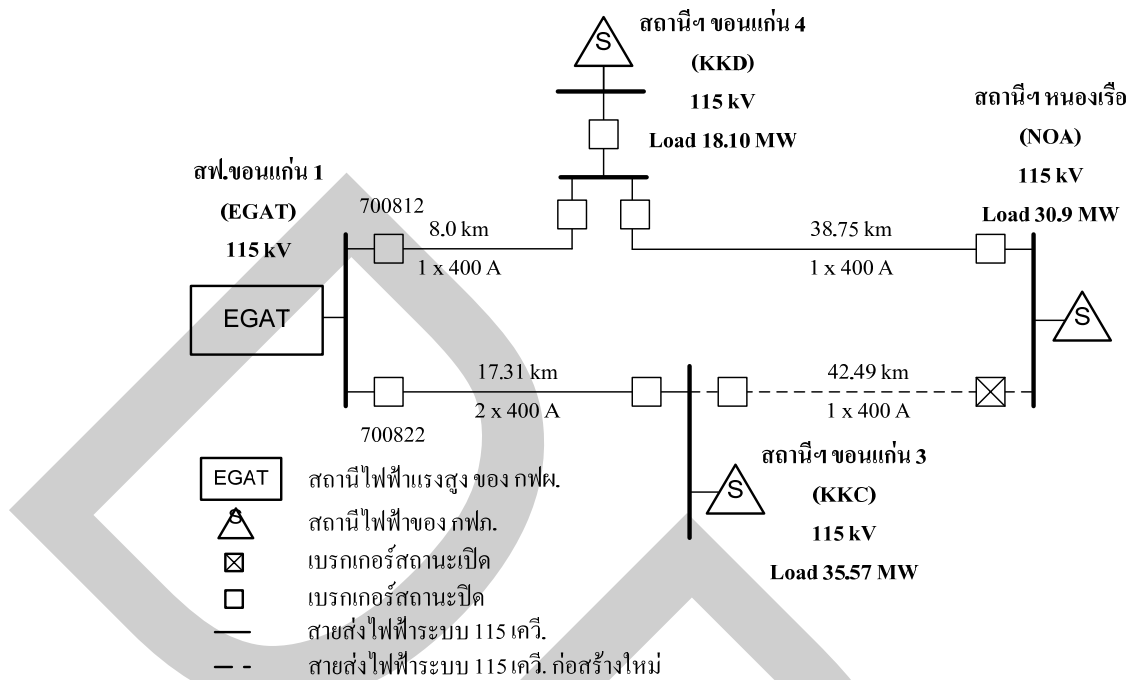
ในกรณีศึกษาจะทำการศึกษาอายุโครงการ 15 ปี เนื่องจากอาจมีการเปลี่ยนแปลงสภาพการจ่ายไฟในอนาคต เพื่อความเหมาะสมกับการเพิ่มขึ้นของความต้องการพลังงานไฟฟ้า (โหลด) ทุกปี



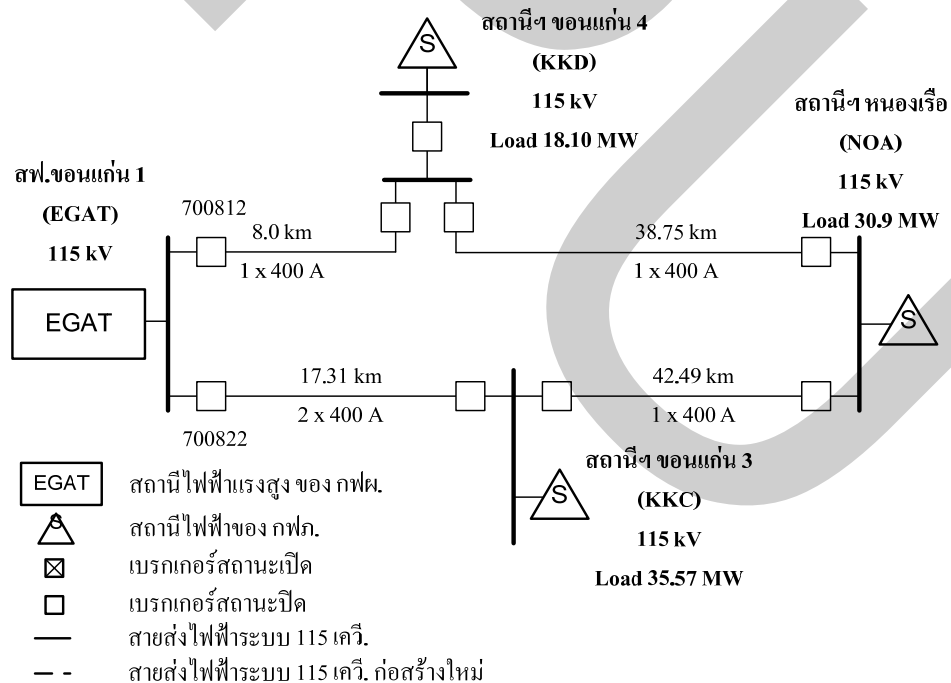
ภาพที่ 1.1 รูปแบบการจ่ายไฟฟ้าพื้นที่ศึกษาสถานะปัจจุบัน (Radial System)



ภาพที่ 1.2 แนวทางที่ 1 การปรับปรุงจุดรับไฟของพื้นที่ศึกษาเป็นสถานีแยกจ่ายไฟฟ้า



ภาพที่ 1.3 แนวทางที่ 2 การปรับปรุงพื้นที่ศึกษาเป็นแบบวงรอบเปิด



ภาพที่ 1.4 แนวทางที่ 3 การปรับปรุงพื้นที่ศึกษาเป็นแบบวงรอบปิด

1.4 เครื่องมือที่ใช้

1.4.1 โปรแกรม DigSILENT Software Power Factor 13.2.337

1.4.2 Microsoft Excel 2007

1.5 ประโยชน์ของการวิจัย

1.5.1 ทราบถึงความเป็นไปได้ ในการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้าแบบจูดรับไฟชั่วคราว ให้เป็นแบบสถานีแยกจ่ายไฟ ปรับปรุงการจ่ายไฟแบบระบบเปิดให้เป็นแบบวงรอบเปิด และวงรอบปิดโดยการใช้อัตราความเสียหายจากไฟฟ้าดับ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายไฟได้และค่าเสียโอกาสในการจ่ายไฟ

1.5.2 ทราบความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจในการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้าแบบจูดรับไฟชั่วคราว ให้เป็นแบบสถานีแยกจ่ายไฟ การปรับปรุงการจ่ายไฟแบบระบบเปิดให้เป็นแบบวงรอบเปิดและวงรอบปิด

1.6 แผนการดำเนินการวิจัย

ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย	ระยะเวลาการทำวิจัย (เดือน)											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. การขออนุมัติหัวข้อเรื่องการทำโครงการงานวิจัย	■	■	■									
2. ดำรวจงานวิจัยและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง			■	■	■							
3. การเก็บรวบรวมข้อมูล					■	■						
4. วิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางวิศวกรรม						■	■	■				
5. วิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า								■	■	■		
6. วิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์									■	■	■	
7. สรุปผลและข้อเสนอแนะ										■	■	■

1.7 คำนิยาม

ระบบสายส่งไฟฟ้า หมายถึง สายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมโยงระบบผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าหรือสถานีลานไกไปยังสถานีไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟ โดยมีระดับแรงดันที่ 115 เควี.

สถานีไฟฟ้า หมายถึง สถานีเปลี่ยนระดับแรงดันไฟฟ้าจากระบบ 115 เควี. เป็นระบบแรงดันไฟฟ้า 22, 33 เควี.

จุดรับไฟฟ้าแบบชั่วคราว หมายถึง การเชื่อมต่อสายส่งไฟฟ้าแบบชั่วคราวโดยไม่มีอุปกรณ์ป้องกันสายส่งไฟฟ้า เป็นการก่อสร้างแบบรวดเร็วมีต้นทุนต่ำ แต่มีความเชื่อถือได้ต่ำเช่นกัน

สถานีแยกจ่ายไฟฟ้า หมายถึง สถานีทำหน้าที่แยกจ่ายไฟฟ้าจากสายส่งไฟฟ้า โดยมีอุปกรณ์ป้องกันสายส่งไฟฟ้า ทั้งขาเข้า และขาออก มีการลงทุนสูง มีความเชื่อถือได้ดีกว่าจุดรับไฟฟ้าแบบชั่วคราว

ปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้า (โหลด) หมายถึง พลังงานไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการในหน่วย เมกะวัตต์ “MW”

ตัวประกอบโหลด (Load factor) หมายถึง สัดส่วนของการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยกับค่าความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุด ณ ช่วงระยะเวลาที่กำหนด

การจ่ายไฟแบบเรเดียล (Radial System) เป็นการจ่ายพลังงานไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าไปในทิศทางเดียว เมื่อเกิดปัญหากระแสไฟฟ้าขัดข้องที่สถานีไฟฟ้าย่อย หรือระบบต้นทางไฟก็จะดับหมดทั้งฟีดเดอร์ ไม่สามารถจ่ายโหลดทดแทนจากฟีดเดอร์อื่นหรือสถานีไฟฟ้าย่อยอื่น ระบบการจ่ายไฟแบบนี้จะมีความเชื่อถือได้ต่ำ

การจ่ายไฟแบบวงรอบเปิด (Open Loop) เป็นการจ่ายไฟแบบเรเดียล แต่สามารถเลือกรับไฟได้อย่างน้อยสองแหล่ง หากวงจรหลักประสบปัญหาจนไม่สามารถจ่ายไฟได้ ก็สามารถที่จะย้ายไปรับไฟจากแหล่งจ่ายอื่น โดยจะมีไฟดับในช่วงสั้นๆ และสามารถพัฒนาระบบให้เป็นแบบวงรอบปิดได้ในอนาคต

การจ่ายไฟแบบวงรอบปิด (Closed Loop) เป็นการจ่ายไฟขนานตลอดเวลาระหว่างสองฟีดเดอร์ขึ้นไป ซึ่งอาจมาจาก สถานีไฟฟ้าย่อยเดียวกันหรือต่างสถานีไฟฟ้าย่อยกัน จะมีผลในการลดหน่วยสูญเสีย และแรงดันไฟฟ้าในระบบจะดีกว่าและมีความมั่นคงมากกว่าการจ่ายไฟแบบวงรอบเปิด

บทที่ 2

ทฤษฎีและผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ในการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้าในจังหวัดขอนแก่น ผู้วิจัยทำการศึกษา และค้นคว้าหลักการทฤษฎีต่างๆ และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ที่สามารถนำมาประยุกต์ใช้กับการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้า โดยแบ่งเป็นหัวข้อดังนี้

- 2.1. รูปแบบการจ่ายไฟในระบบสายส่ง
- 2.2. ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง (Power System Reliability)
- 2.3. การคำนวณมูลค่าความเสียหายในระบบไฟฟ้า
- 2.4. การคำนวณผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์
- 2.5. การวิเคราะห์ความไวของโครงการ (Sensitivity Analysis)

2.1 รูปแบบการจ่ายไฟในระบบสายส่ง

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะทำการก่อสร้างระบบส่งกำลังไฟฟ้า โดยคำนึงปริมาณความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเป็นหลัก ซึ่งขึ้นอยู่กับความสำคัญของโหลด สามารถแบ่งพื้นที่ออกตามความสำคัญของโหลดได้ดังนี้

- 1) พื้นที่ 1 พื้นที่อุตสาหกรรม และพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม
- 2) พื้นที่ 2 พื้นที่เทศบาลนคร พื้นที่เมืองธุรกิจ พื้นที่เมืองสำคัญ และพื้นที่พิเศษ
- 3) พื้นที่ 3 พื้นที่เมืองทั่วไป และพื้นที่เทศบาลเมือง
- 4) พื้นที่ 4 พื้นที่เทศบาลตำบล
- 5) พื้นที่ 5 พื้นที่ชนบท

โดยสามารถแบ่งพื้นที่ในการก่อสร้างระบบไฟฟ้าให้เหมาะสมกับพื้นที่ได้ดังนี้

- 1) พื้นที่เทศบาลตำบล และพื้นที่ชนบท

รูปแบบการจ่ายไฟ จะเป็นระบบเปิด หรือระบบเรเดียล

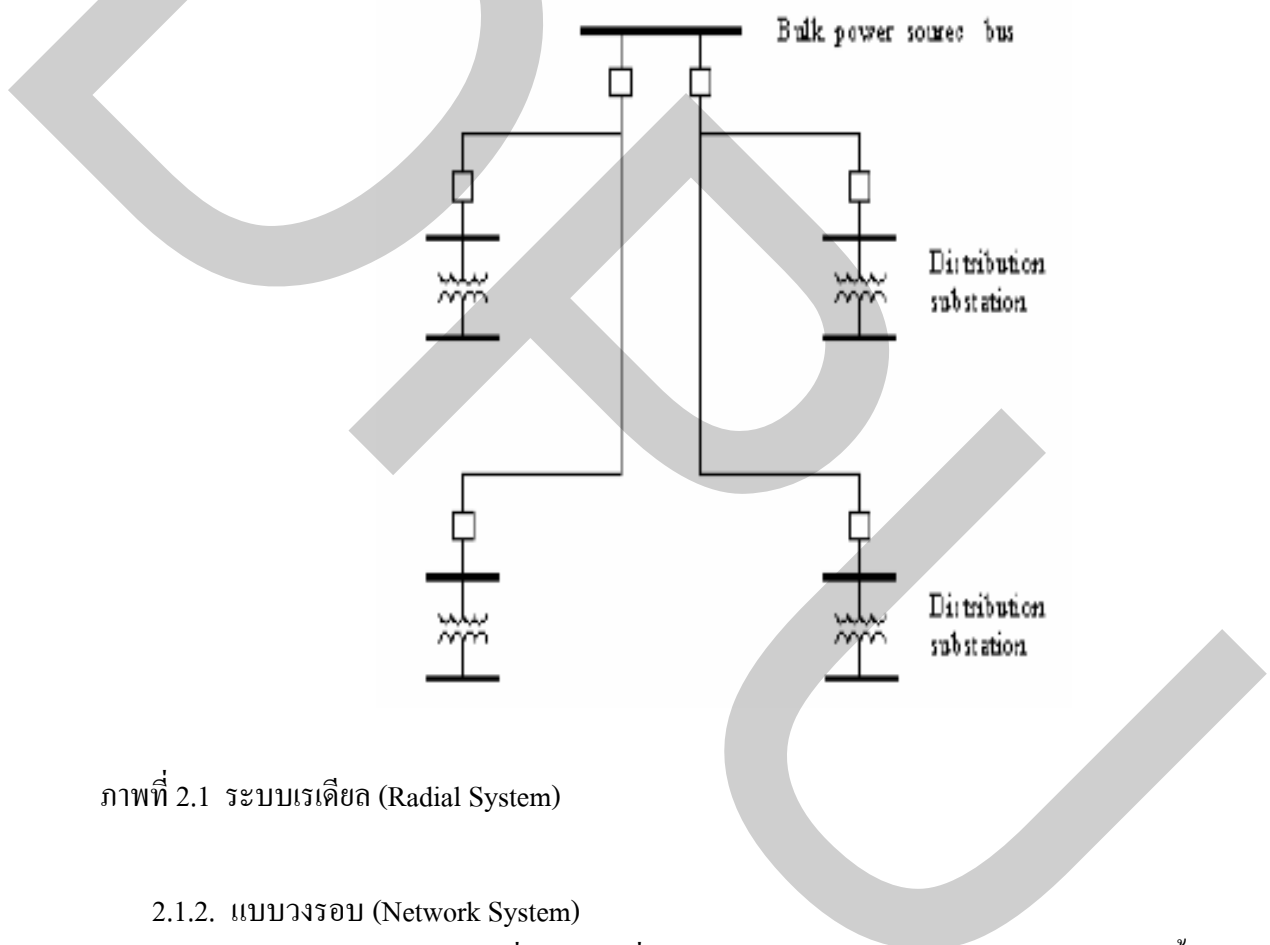
- 2) พื้นที่นิคมอุตสาหกรรม, พื้นที่เทศบาลเมือง และพื้นที่พิเศษ

รูปแบบการจ่ายไฟ จะเป็นแบบระบบวงรอบ (Loop Line) โดยระยะเริ่มต้นจะเป็นระบบวงรอบเปิด (Open Loop System) และสามารถปรับเปลี่ยนเป็นระบบวงรอบปิด (Close Loop System) ในกรณีมีปริมาณโหลด และความต้องการความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้น

รูปแบบการจ่ายไฟในระบบสายส่งสามารถแบ่งออกได้ดังต่อไปนี้

2.1.1 แบบเรเดียล (Radial System) หรือระบบเปิด

เป็นรูปแบบการจ่ายไฟจากสถานีไฟฟ้าไปทิศทางเดียว เมื่อเกิดเหตุขัดข้องขึ้นในสายส่งไฟฟ้า หรือสถานีไฟฟ้าต้นทาง จะทำให้เกิดไฟดับขึ้นทั้งหมด และมีระยะเวลาไฟฟ้ดับนาน ไม่สามารถจ่ายไฟจาก สายส่งไฟฟ้าเส้นอื่น หรือสถานีไฟฟ้าอื่นได้ เป็นระบบที่มีความเชื่อถือได้ต่ำ มีลักษณะการจ่ายไฟดังภาพที่ 2.1



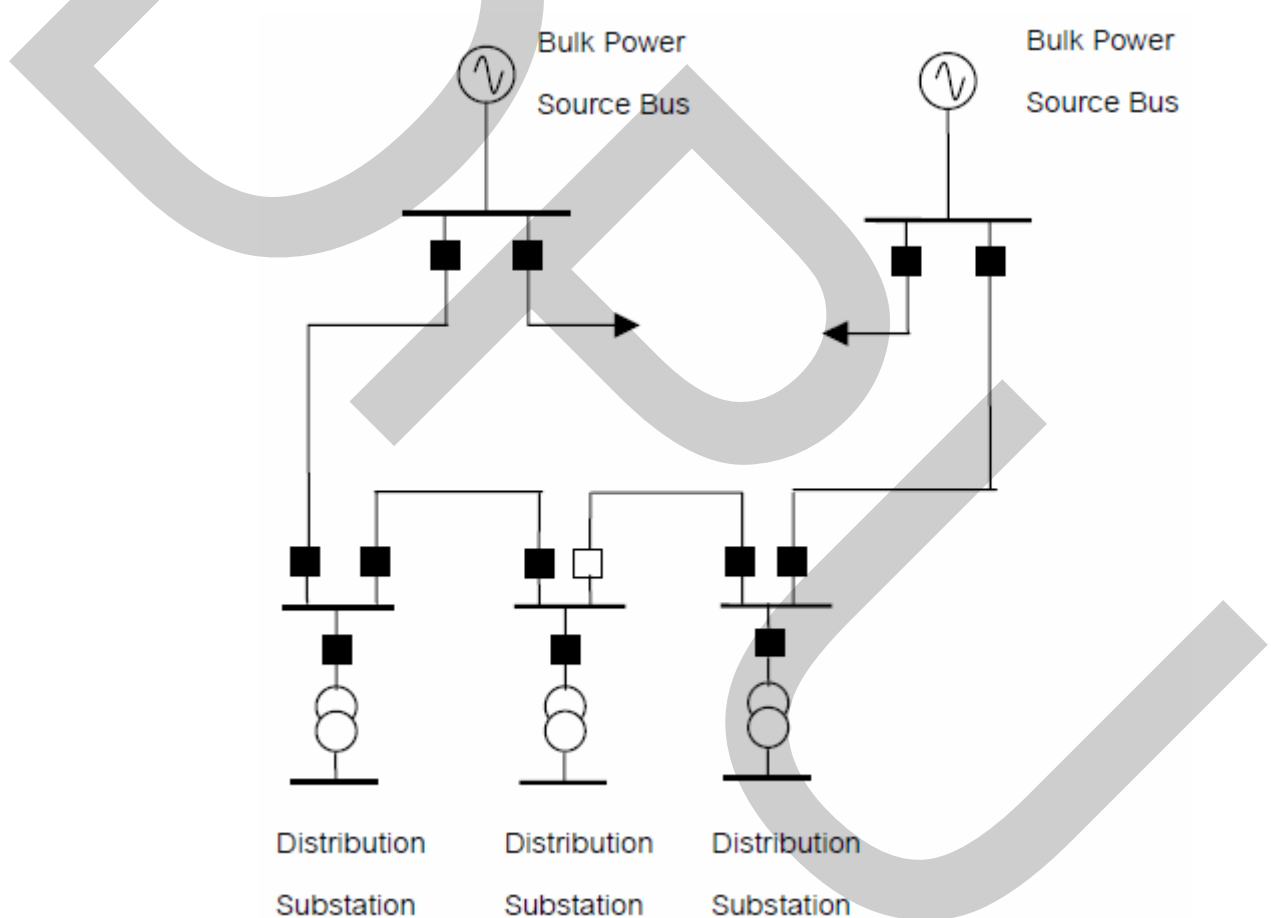
ภาพที่ 2.1 ระบบเรเดียล (Radial System)

2.1.2 แบบวงรอบ (Network System)

เป็นรูปแบบการจ่ายไฟที่สามารถเชื่อมโยงจ่ายไฟทดแทนในกรณีเกิดเหตุขัดข้องขึ้นในสายส่งไฟฟ้า หรือสถานีไฟฟ้าต้นทางได้ ระยะเวลาไฟฟ้ดับไม่นาน มีความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้าสูง แบ่งได้ออก เป็นสองแบบ คือ

2.1.2.1 แบบวงรอบเปิด (Open Loop System)

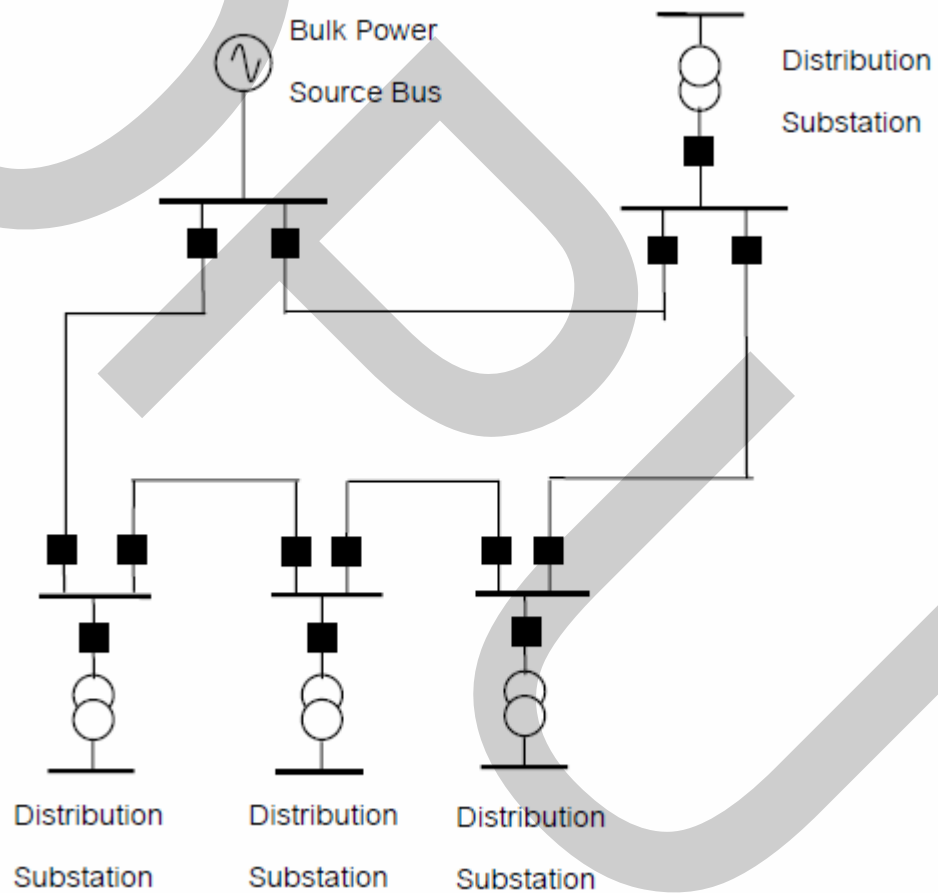
เป็นรูปแบบการจ่ายไฟแบบเรเดียล แต่มีจุดรับไฟมากกว่าสองจุด สามารถเลือกรับไฟจากอีกจุดหนึ่งได้ หากเกิดเหตุขัดข้องขึ้นในสายส่งไฟฟ้า หรือสถานีไฟฟ้าต้นทางที่รับไฟอยู่ในปกติ โดยจะมีระยะเวลาไฟดับเท่ากับระยะเวลาสวิตซ์ซึ่ง และสามารถปรับปรุงให้เป็นการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด (Close Loop System) ได้โดยการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน และอุปกรณ์สื่อสารเพิ่มเติม มีลักษณะการจ่ายไฟดังภาพที่ 2.2



ภาพที่ 2.2 ระบบวงรอบเปิด (Open Loop System)

2.1.2.2 แบบวงรอบปิด (Close Loop System)

เป็นรูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด (ขนานสองจุดรับไฟ) ตลอดเวลาซึ่งอาจมาจากสถานีไฟฟ้าต้นทางเดียวกัน หรือคนละสถานีไฟฟ้าก็ได้ ระบบนี้หากเกิดเหตุขัดข้องขึ้นในระบบไฟฟ้า จะไม่มีเหตุการณ์กระแสไฟฟ้าดับ (แต่อาจเกิดไฟกระพริบไฟตกช่วงที่อุปกรณ์ป้องกันทำงาน) เป็นระบบที่มีความเชื่อถือได้สูงสุด นอกจากนี้ยังสามารถช่วยลดหน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้าได้อีกด้วย มีลักษณะการจ่ายไฟดังภาพที่ 2.3



ภาพที่ 2.3 ระบบวงรอบปิด (Close Loop System)

2.2 ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง (Power System Reliability)

ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า สามารถวัดได้โดยใช้ดัชนีพื้นฐานชี้วัดประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้า คือความพร้อมใช้งาน (Availability: A) ความน่าจะเป็นที่ระบบสามารถจ่ายไฟได้และความไม่พร้อมใช้งาน (Unavailability: U) ความน่าจะเป็นที่ระบบไม่สามารถจ่ายไฟได้ เนื่องจากค่าดัชนีทั้ง 2 ไม่สามารถบอกจำนวนครั้งของการขัดข้องได้ ดัชนีความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้านิยามใช้กันคือ SAIFI, SAIDI โดยสามารถคำนวณหาค่าดังกล่าวได้จากดัชนีเบื้องต้นได้แก่

อัตราการขัดข้องเฉลี่ย (Average Outage Time: λ) หมายถึง จำนวนครั้งของการขัดข้องหรือการไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ ณ จุดโหลดคมีหน่วยเป็นจำนวนครั้งต่อหนึ่งปี

ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ย (Average Outage Time: r) หมายถึง ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องหรือเกิดไฟฟ้าดับ

ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับในหนึ่งปี (Average Annual Outage Time: U) หมายถึงระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องรวมกันทั้งหมดในหนึ่งปี

สามารถคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้พื้นฐานของระบบกำลังไฟฟ้าได้ดังนี้

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{m}{m + r} = \frac{m}{T} = \frac{f}{\lambda} \quad (2.1)$$

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{r}{r + m} = \frac{r}{T} = \frac{f}{\mu} \quad (2.2)$$

$$m = \frac{1}{\lambda} \quad (2.3)$$

$$r = \frac{1}{\mu} \quad (2.4)$$

$$m + r = \frac{1}{f} \quad (2.5)$$

$$f = \frac{1}{T} \quad (2.6)$$

โดย	λ	คือ อัตราความเสียหายเฉลี่ย (Failure Rate)
	μ	คือ อัตราการซ่อมแซม (Repair Rate)
	m	คือ ช่วงเวลาที่ทำงานโดยเฉลี่ย (Mean Time to Fail : MTTF)

r	คือ ช่วงเวลาในการซ่อมแซม (Mean Time to Repair : MTTR)
m+r	คือ ช่วงเวลาระหว่างเกิดความเสียหาย
f	คือ ความถี่ในการเกิดความเสียหาย
T	คือ คาบเวลาในการเกิดความเสียหาย

ค่า SAIFI ของสถานีไฟฟ้าสามารถคำนวณได้จาก

$$SAIFI = \frac{\text{ผลรวมของจำนวนครั้งที่ไฟดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (\text{ครั้ง/ราย-ปี}) \quad (2.7)$$

เมื่อ N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า ณ จุดโหลด i
 i คือ จุดโหลดลำดับที่ i
 λ_i คือ อัตราขาดข้องในแต่ละจุดโหลด i (ครั้ง/ปี)

ค่า SAIDI ของสถานีไฟฟ้าสามารถคำนวณได้จาก

$$SAIDI = \frac{\text{ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (2.8)$$

เมื่อ N คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่อ ณ จุดโหลด
 i คือ จุดโหลดลำดับที่ i ในพื้นที่จ่ายไฟฟ้าที่ต้องการปรับปรุงความเชื่อถือได้
 U คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปีของจุดโหลด

จากนั้นเมื่อทราบค่า SAIDI แล้วจะสามารถคำนวณหาค่า ENS (Energy Not Supplied) ได้จากสมการ

$$ENS = SAIDI \times \text{Average load} \quad (2.9)$$

หรือ

$$ENS = \lambda_{STATION} \times r_{STATION} \times \text{Average load} \quad (2.10)$$

2.3 การคำนวณมูลค่าความเสียหายในระบบไฟฟ้า

มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ สามารถแบ่งได้ดังนี้ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ หรือค่าเสียโอกาสในการขายไฟ มูลค่าความเสียหายเนื่องจากกระแสไฟฟ้าขัดข้องของผู้ใช้ไฟ และหน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้า (LOSS) ซึ่งจะมีผลต่างระหว่างการจ่ายไฟฟ้าแบบวงรอบเปิดกับการจ่ายไฟฟ้าแบบวงรอบปิดเท่านั้น

2.3.1 หน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้า (Energy Loss)

หน่วยสูญเสียในไฟฟ้า หมายถึงค่าใช้จ่ายเนื่องการหน่วยสูญเสีย (LOSS) ในสายไฟฟ้าเมื่อส่งพลังงานไฟฟ้าไหลผ่าน ในการศึกษาจะคิดเฉพาะหน่วยสูญเสียทางเทคนิคเท่านั้น

สามารถคำนวณค่าใช้จ่ายเนื่องจากหน่วยสูญเสียได้จากสมการ

$$\text{Cost of Annual Energy Loss} = \text{Total Annual Energy Loss} \times \text{Cost of Energy} \quad (2.11)$$

โดยสามารถคำนวณค่าหน่วยสูญเสียรวมรายปีได้จากสมการ

$$\text{Total Annual Energy Loss (kWh)} = \text{Average Energy Loss (kW)} \times 8,760 \quad (2.12)$$

โดยสามารถคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียเฉลี่ยได้จากสมการ

$$\text{Average Energy Loss} = \frac{\text{Peak Loss} \times \text{Load Loss Factor}}{1,000} \quad (2.13)$$

2.3.2 ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับจากการขัดข้องของสายส่งไฟฟ้า (Expected Interruption Cost: ECOST)

คำนวณค่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายไฟได้ (Energy Not Supply: ENS) และมูลค่าความเสียหายทั้งหมดที่เกิดจากไฟดับ (Expected Interruption Cost: ECOST)

ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับจากการขัดข้องของสายส่งไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถคำนวณโดย

$$\text{ECOST} = \sum_{j=1}^N C(r_j) L_{av} \lambda_j \quad (2.14)$$

เมื่อ	$C(r_j)$	คือ ค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของเหตุการณ์ j
	N	คือ สาเหตุของการเกิดไฟฟ้าดับ
	r_j	คือ ระยะเวลาไฟดับเฉลี่ยของเหตุการณ์ j (นาที)
	λ_j	คือ ความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ j (ครั้ง/ปี)

2.3.3 ค่าเสียโอกาสในการขายไฟ (Opportunity Benefit)

หากเกิดกรณีที่ กฟภ. ไม่สามารถจ่ายไฟได้นั้น กฟภ. จะคิดค่าเสียโอกาสในการขายไฟตามสมการ

$$\text{Opportunity Cost per year (บาท/ปี)} = \Delta \text{ENS} \times \text{Diff of Energy Cost} \quad (2.15)$$

เมื่อ Diff of Energy Cost คือ ค่าความแตกต่างของราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยเฉลี่ยที่ กฟภ. ขายให้กับ กฟภ. = 2.6111-2.0166 = 0.5945 บาท/kWh

ΔENS คือ ค่าความแตกต่างระหว่างค่า ENS ก่อนปรับปรุงระบบกับหลังปรับปรุงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า

2.4 การคำนวณผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์

การลงทุนในโครงการส่วนมาก จะมีการลงทุนจำนวนมากในช่วงเริ่มต้นโครงการและมีการลงทุนเพิ่มเติมเป็นระยะรายปี โดยมีผลตอบแทนเป็นกระแสเงินสดจากการลงทุนเป็นระยะเวลาหนึ่งในอนาคต อายุโครงการส่วนใหญ่มีมากกว่า 1 ปี และอาจถึง 30 ปีในโครงการใหญ่ๆ เครื่องมือที่ใช้ในการประเมินโครงการจึงต้องคำนึงถึง มูลค่าการเงินตามระยะเวลาได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) อัตราผลตอบแทนภายในหรืออัตราผลตอบแทนจากการลงทุน (Internal Rate of Return: IRR) อัตราส่วนผลตอบแทนต่อการลงทุน (Benefit – Cost Ratio : B/C Ratio) และระยะเวลาคืนทุน (Pay Back Period: PBP) จึงจะสามารถประเมินได้ว่าโครงการนั้นจะให้ผลประโยชน์คุ้มค่าหรือไม่

2.4.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)

ส่วนต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิรายปีตลอดอายุโครงการที่คิดลดด้วยอัตราดอกเบี้ยใดๆของโครงการนั้นๆ กับเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิ โครงการจะมีความเหมาะสมในการลงทุนเมื่อ NPV มากกว่าหรือเท่ากับศูนย์ สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} \quad (2.16)$$

โดยกำหนดให้ B_t = มูลค่าผลประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับของโครงการในปีที่ t

C_t = มูลค่าต้นทุนของโครงการในปีที่ t

i = อัตราคิดลด (Discount Rate)

t = ปีของโครงการคือ ปีที่ 1, 2, ………, n

n = อายุของโครงการ

เกณฑ์การตัดสินใจที่ยอมรับโครงการในกรณีที่ค่า NPV มีค่ามากกว่า 0

2.4.2 อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR)

อัตราผลตอบแทนภายใน คือ อัตราส่วนลด (Discount Rate) ที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิรายปีตลอดอายุโครงการ เท่ากับเงินสดลงทุนสุทธิ การใช้ค่า IRR ในการประเมินโครงการ จะเหมาะสมเมื่อค่า IRR มากกว่าหรือเท่ากับอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่ต้องการจากการลงทุน (R) สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$IRR = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} \quad (2.17)$$

โดยกำหนดให้ B_t = มูลค่าผลประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับของโครงการในปีที่ t

C_t = มูลค่าต้นทุนของโครงการในปีที่ t

i = อัตราคิดลด (Discount Rate)

t = ปีของโครงการคือ ปีที่ 1, 2,, n

n = อายุของโครงการ

2.4.3 อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit – Cost Ratio: B/C Ratio)

อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน คือ อัตราส่วนระหว่างผลตอบแทนจากการลงทุนกับเงินลงทุนทั้งหมด BCR ของโครงการจะเหมาะสมต่อการลงทุน เมื่อมีค่ามากกว่าหรือเท่ากับ 1 สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$BCR_{Ratio} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}} \quad (2.18)$$

หรือ

$$BC \text{ RATIO} = \frac{\text{Total Benefit}}{\text{Total Cost}} \quad (2.19)$$

C_t = มูลค่าต้นทุนของโครงการในปีที่ t

i = อัตราคิดลด (Discount Rate)

t = ปีของโครงการคือ ปีที่ 1, 2,, n

n = อายุของโครงการ

2.4.4 ระยะเวลาคืนทุน (Pay Back Period)

ระยะเวลาคืนทุน คือ ระยะเวลาที่ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงานมีค่าเท่ากับมูลค่าการลงทุนของโครงการ ระยะเวลาคืนทุนของโครงการจะเหมาะสมเมื่อมีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับอายุใช้งานของโครงการ สามารถคำนวณได้จากสูตร ดังนี้

$$PayBackPeriod = \frac{\text{อายุการใช้งานของโครงการ}}{BC / Ratio} \quad (2.20)$$

2.5 การวิเคราะห์ความไวของโครงการ (Sensitivity Analysis)

การวิเคราะห์ความไวของโครงการ คือการทดสอบหลังจากที่ได้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (B/C Ratio) แล้วพบว่าโครงการเหมาะสมต่อการลงทุน แต่อาจมีผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงปัจจัยในอนาคต เช่น ต้นทุนการผลิตสูงขึ้น หรือ รายได้ต่อปีลดลง ทำการทดสอบความไวของโครงการ โดยการกำหนดให้มีการเปลี่ยนแปลงต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการจากที่กำหนดไว้เดิม แล้วจึงนำมาคำนวณอีกครั้งหนึ่งว่า โครงการยังเหมาะสมต่อการลงทุนหรือไม่เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงปัจจัยในโครงการ

2.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

วิโรจน์ (2539) ได้ทำการศึกษาวิธีการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยในขั้นตอนของการตัดโหลดจะแบ่งโหลดออกเป็น 3 ประเภทตามระดับ ความสำคัญ ซึ่งได้แก่ โหลดที่สามารถตัดได้ โหลดหลัก และโหลดวิกฤติ เมื่อต้องการตัดโหลด โหลดที่สามารถตัดได้จะถูกตัดออกก่อน ตามด้วยโหลดหลัก และโหลดวิกฤติ หลังจากนั้นจึงทำการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลด และของทั้งระบบ รวมทั้งอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับ

สามดี (2543) ได้ทำการศึกษาดัชนีที่เกี่ยวข้องกับเศรษฐศาสตร์ของระบบเคเบิลใต้ดินในเขตเมืองท่องเที่ยวชายทะเล ได้ทำการศึกษาพื้นที่บริเวณหาดป่าตอง จังหวัดภูเก็ต ทำการศึกษาเปรียบเทียบข้อดีและข้อเสียของการรูปแบบเคเบิลใต้ดินแบบต่างๆ อันได้แก่การก่อสร้างแบบฝังตรง แบบกึ่งฝังตรง และแบบท่อคอนกรีต ทำการวิเคราะห์ถึงค่าบำรุงรักษา มูลค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นจากปริมาณการใช้ไฟฟ้า ทำการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ได้แก่ NPV, B/C ratio, EIRR ในการวิเคราะห์เปรียบเทียบส่วนดีส่วนเสียของการก่อสร้างสายเคเบิลใต้ดินแต่ละประเภท

วิวัฒน์ (2545) ได้ทำการศึกษาการจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันให้สัมพันธ์กันในระบบสายส่งแบบวงรอบปิด ที่จ่ายจากสถานีไฟฟ้าบางปะอิน 2 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งปัจจุบันยังคงจ่ายไฟแบบวงรอบเปิดโดยมีสายแยกจำนวนมาก พร้อมทั้งได้ทำการศึกษาระบบป้องกันของการจ่ายไฟแบบวงรอบปิดเพื่อความมั่นคงแก่ระบบไฟฟ้าในรูปแบบต่างๆ สรุปว่าหาก กฟภ. มีความต้องการให้ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงมากที่สุดควรหลีกเลี่ยงการมีสายส่งแยกให้กับ ผู้ใช้ไฟฟ้า

ทรงวุฒิ (2547) ได้ทำการศึกษาวิธีการเลือกสายไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดสำหรับระบบจำหน่าย 22 เควี ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยเสนอแนวทางการศึกษา และการพัฒนาเครื่องมือ และวิธีการเลือกสายไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดเพื่อให้ผู้ออกแบบโครงการใช้ในการพิจารณาเลือกสายไฟฟ้าให้เหมาะสมสำหรับระบบ 22 เควี ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

รณัทพงศ์ (2548) ได้ทำการศึกษาและวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในการเชื่อมโยงระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าจากเดิมวงรอบเปิดให้เป็นวงรอบปิด และวงรอบปิดแบบสมบรูณ์ โดยมีกรณีศึกษาวงรอบ สถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 – กบินทร์บุรี – นนทบุรี – สระแก้ว – ปราจีนบุรี 2 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ใช้วิธีการวิเคราะห์ต้นทุนซึ่งเป็น ค่าก่อสร้างและค่าบำรุงรักษา สำหรับผลประโยชน์ของโครงการได้จากความเสียหายที่ลดลง และโอกาสที่ขายพลังงานมากขึ้น

จากทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องนี้ สามารถสรุปเป็นประเด็นต่างๆ ได้ดังนี้ ทำการศึกษาระบบส่งกำลังไฟฟ้า เพื่อสามารถนำหลักการมาปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้าของพื้นที่ศึกษา โดยนำการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง (Power System Reliability) มา คำนวณผลตอบแทนก่อนและหลังการปรับปรุง และใช้ทฤษฎีการคำนวณผลตอบแทนทางด้าน เศรษฐศาสตร์วิเคราะห์ความเหมาะสมในการลงทุนของโครงการ โดยวิเคราะห์ผลกระทบจากการ เพิ่มขึ้นของต้นทุน และการลดลงของผลตอบแทนด้วยการวิเคราะห์ความไวของโครงการ (Sensitivity Analysis)

บทที่ 3

วิธีการวิจัย

การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้าในจังหวัดขอนแก่น มีวัตถุประสงค์เพื่อการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้าให้เป็นแบบวงรอบปิดโดยการประยุกต์ใช้อัตราความเสียหายจากไฟฟ้าดับ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายไฟได้และค่าเสียโอกาสในการจ่ายไฟ พร้อมทั้งศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจในการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้าแบบจตุรรับไฟชั่วคราวให้เป็นแบบสถานีแยกจ่ายไฟ ปรับปรุงการจ่ายไฟแบบระบบเปิดให้เป็นแบบวงรอบเปิดและวงรอบปิด มีขั้นตอนการวิจัยดังนี้

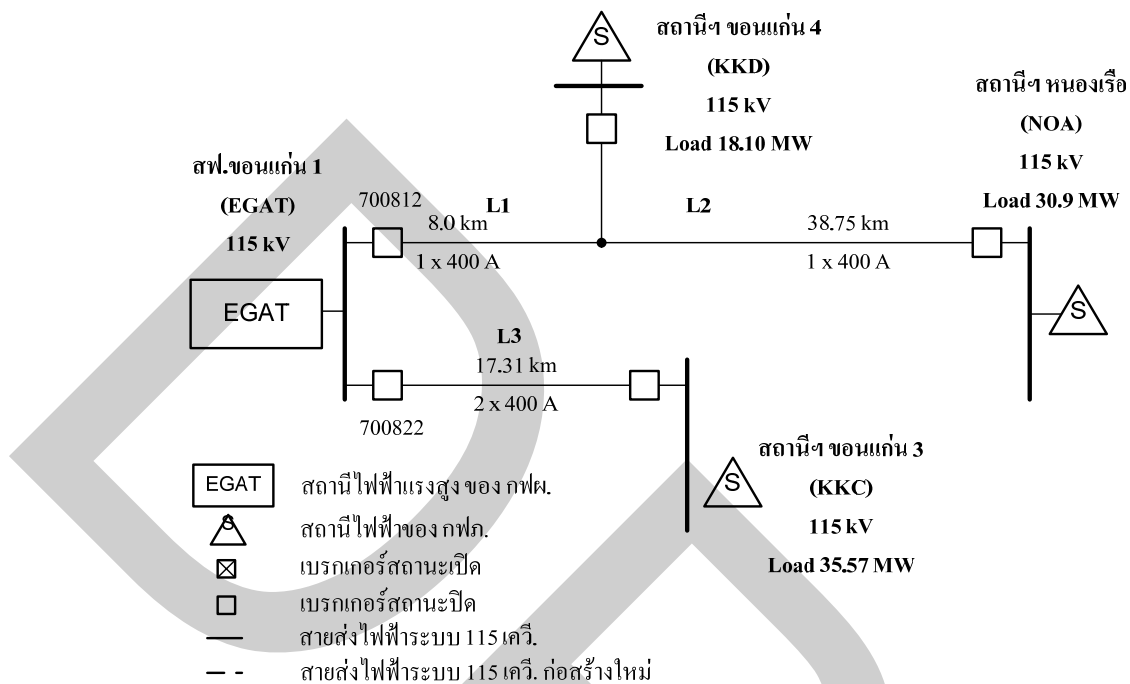
- 3.1 การเก็บรวบรวมข้อมูล
- 3.2 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางวิศวกรรม
- 3.3 การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า
- 3.4 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์

3.1 การเก็บรวบรวมข้อมูล

เพื่อให้ทราบถึงสภาพปัจจุบันของพื้นที่ศึกษา ผู้วิจัยได้ทำการเก็บข้อมูลที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์โครงการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้า ประกอบไปด้วย สภาพการจ่ายไฟของระบบสายส่งไฟฟ้า ของ กฟภ. จังหวัดขอนแก่น ในเขตพื้นที่ความรับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของแต่ละสถานีไฟฟ้า ความยาวสายส่งสถิติการขัดข้องของสายส่งไฟฟ้า ค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้า และแนวทางการแก้ปัญหา

3.1.1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

สภาพการจ่ายไฟระบบส่งไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าขอนแก่น 4 และสถานีไฟฟ้าหนองเรือที่รับไฟจากแรงสูงขอนแก่น 1 ของ กฟผ. เป็นการจ่ายไฟแบบรับไฟทางเดียว (Radial System) ตามภาพที่ 3.1 การจ่ายไฟในรูปแบบนี้เดิมมีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่ำมาก เนื่องจากจตุรรับไฟของสถานีไฟฟ้าขอนแก่น 4 เป็นแบบจตุรรับไฟชั่วคราว (Tap Line) ถ้าเกิดเหตุขัดข้องที่สายส่งไฟฟ้า L2 ที่จ่ายไฟฟ้าให้สถานีไฟฟ้าหนองเรือ จะทำให้อุปกรณ์ป้องกันสายส่งไฟฟ้าคั่นทางที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงขอนแก่น 1 กฟผ. ทำงาน ทำให้ได้รับผลกระทบเป็นบริเวณกว้างทั้งสถานีไฟฟ้าหนองเรือ และสถานีไฟฟ้าขอนแก่น 4 ที่รับไฟฟ้าจากสายส่งไฟฟ้าวงจรเดียวกัน



ภาพที่ 3.1 สภาพการจ่ายไฟฟ้าปัจจุบันของ วิทยาลัย

3.1.2 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด

สถานีไฟฟ้าในพื้นที่ศึกษาประกอบไปด้วย สถานีไฟฟ้าขอนแก่น 4, หนองเรือ และขอนแก่น 3 มีปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดปี 2550 ที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 0.95 แสดงดังตารางที่ 3.1 และข้อมูลโหลดรายเดือนย้อนหลังแสดงดังตารางผนวกที่ 1 และข้อมูลโหลดเฉลี่ยที่อัตราการเติบโตต่างๆ สามารถดูรายละเอียดได้ใน ตารางผนวกที่ 2, 3 และ 4

ตารางที่ 3.1 แสดงปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของปี พ.ศ. 2550 ที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 0.95

รายชื่อกลุ่มโหลด	MW	MVar
สถานีไฟฟ้าขอนแก่น 4	18.10	8.7
สถานีไฟฟ้าหนองเรือ	30.90	8.60
สถานีไฟฟ้าขอนแก่น 3	35.57	13.70

ที่มา : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

3.1.3 ความยาวของสายส่งไฟฟ้า

สายส่งไฟฟ้าในพื้นที่ศึกษา ปัจจุบันมี 3 วงจรประกอบด้วย L1 วงจรสายส่งไฟฟ้าช่วง สถานีไฟฟ้าแรงสูงขอนแก่น 1 ของ กฟผ. – จุดรับไฟชั่วคราวสถานีไฟฟ้าขอนแก่น 4, L2 สายส่งไฟฟ้าจุดรับไฟชั่วคราวสถานีไฟฟ้าขอนแก่น 4 – สถานีไฟฟ้าหนองเรือ และ L3 สายส่งไฟฟ้าช่วง สถานีไฟฟ้าแรงสูงขอนแก่น 1 ของ กฟผ. – สถานีไฟฟ้าขอนแก่น 3 มีระยะทางสายส่งแสดงดังตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 ความยาวสายส่งไฟฟ้า

สายส่ง	ระยะทาง (กม.)
L1	8
L2	38.75
L3	17.31
รวม	64.06

ที่มา : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

3.1.4 สถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้อง

สถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เขต 1 ประกอบด้วยอัตราการขัดข้องของสายส่งไฟฟ้าต่อหน่วยความยาวของสายส่งไฟฟ้า (Failure rate: λ) ระยะเวลาซ่อมแซม (Repair time: r) และระยะเวลาสวิตช์ (Switching time: s) สรุปได้ดังตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 สถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เขต 1

สถิติการขัดข้องของสายส่ง 115 kV ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เขต 1					
ปี	จำนวน	ความยาวสายส่ง	$\lambda:100$	เวลาซ่อมแซม	เวลาสวิตช์ซึ่ง
2547	1.00	330.55	0.30	180.00	20.00
2548	7.00	315.45	2.22	180.00	13.00
2549	14.00	321.31	4.36	180.00	13.64
2550	13.00	436.10	2.98	180.00	19.83
Σ	35.00	1403.41	9.86	720.00	66.47
ค่าเฉลี่ย	8.75	350.85	2.46	180.00	16.62

ที่มา : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

3.1.5 Customer Damage Function

ค่าเสียหายของผู้ใช้ไฟคิดตามระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับ โดยแยกประเภทตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ดังตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 Customer Damage Function ของผู้ใช้แต่ละประเภทตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า

ประเภทของผู้ใช้ไฟ	ค่าเสียหายตามระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับ (บาท/kW peak)					
	1 นาที	30 นาที	1 ชั่วโมง	2 ชั่วโมง	4 ชั่วโมง	8 ชั่วโมง
บ้านอยู่อาศัย	0.272	4.078	8.694	19.05	39.762	80.716
กิจการขนาดเล็ก	46.740	96.447	166.172	288.467	591.748	1054.216
กิจการขนาดกลาง	7.855	29.482	55.006	92.647	193.661	363.221
กิจการขนาดใหญ่	10.824	34.311	50.877	79.913	145.614	251.938
กิจการเฉพาะอย่าง	0	0.529	1.890	4.044	8.248	15.904
ส่วนราชการและองค์กร	6.104	11.219	20.025	28.827	40.175	50.941

ที่มา : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

3.1.6 ค่าเฉลี่ยความเสียหายของผู้ใช้ไฟ

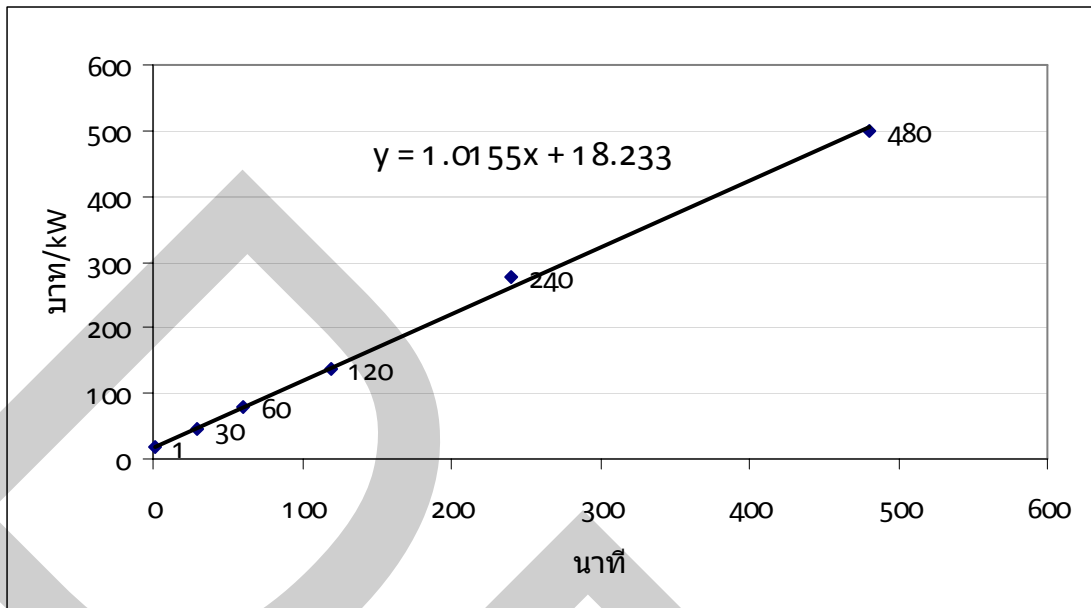
งานวิจัยนี้ได้ใช้แบบจำลองความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ จากสำนักงานนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) ที่ทำการศึกษาไว้ตั้งแต่ปี 2544 ดังตารางที่ 3.5 โดยข้อมูลดังกล่าว การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ใช้ในการคำนวณค่าเฉลี่ยความเสียหายของผู้ใช้ไฟ

ตารางที่ 3.5 แบบจำลองความเสียหายเฉลี่ย หน่วย บาท/kW_{เฉลี่ย}

ระยะเวลาไฟฟ้าดับ	ไฟกระพริบ	1 นาที	30 นาที	1 ชั่วโมง	2 ชั่วโมง	4 ชั่วโมง	8 ชั่วโมง
กฟน.	3.033	1.944	19.020	65.996	136.717	245.184	458.956
กฟภ.	8.533	13.131	37.661	62.794	105.610	208.010	374.720
กฟน. 1	11.003	15.988	42.866	74.089	128.080	257.370	467.600
กฟน. 2	9.882	14.428	38.198	67.943	119.760	242.870	444.600
กฟน. 3	9.067	14.047	40.190	69.033	118.460	236.270	429.870
กฟภ. 1	8.691	13.596	40.324	64.161	104.880	201.200	357.100
กฟภ. 2	9.427	14.387	41.484	67.662	112.110	218.870	391.470
กฟภ.3	10.382	15.837	44.900	75.370	126.210	250.760	452.120
กฟฉ. 1	13.232	18.304	45.172	78.545	136.970	276.190	499.610
กฟฉ. 2	13.010	17.941	43.592	76.669	134.810	272.790	494.540
กฟฉ. 3	11.570	16.632	43.810	74.623	128.020	255.560	461.400
กฟต 1	7.792	12.107	35.039	58.716	99.269	195.630	353.300
กฟต 2	8.435	12.492	33.821	59.558	103.460	209.510	382.540
กฟต. 3	8.506	12.903	35.827	61.735	105.770	211.760	384.550
รวมทั้งประเทศ	6.452	8.905	30.587	63.881	117.097	221.618	405.735

ที่มา : สำนักงานนโยบายพลังงานแห่งชาติ (สพช.) พ.ศ. 2544

จากตาราง 3.3 สถิติกระแสไฟฟ้าขัดข้องของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เขต 1 ได้ระยะเวลาซ่อมแซม เท่ากับ 180 นาที และระยะเวลาสวิตซ์ซึ่ง เท่ากับ 16.62 นาที สามารถคำนวณค่าความเสียหายจากแบบจำลองความเสียหายเฉลี่ยจากตารางที่ 3.5 ของพื้นที่ กฟน.1 มาสร้างกราฟจากสมการเส้นตรง ตามภาพที่ 3.2 เพื่อหาค่าความเสียหายที่ระยะเวลาไฟฟ้าดับเฉลี่ยที่ 180 นาที ได้เท่ากับ 201 บาท/kW เฉลี่ย และค่าความเสียหายที่ระยะเวลาไฟฟ้าดับเฉลี่ยที่ 16.62 นาที ได้เท่ากับ 35.11 บาท/kW เฉลี่ย



ภาพที่ 3.2 สมการเส้นตรงแสดงมูลค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นจากกระแสไฟฟ้าดับ ของ กฟผ. 1

3.2 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางวิศวกรรม

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางวิศวกรรม ประกอบไปด้วยแนวทางการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้าของพื้นที่ศึกษา การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Analysis) เพื่อศึกษาหน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้า

3.2.1 แนวทางการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้า

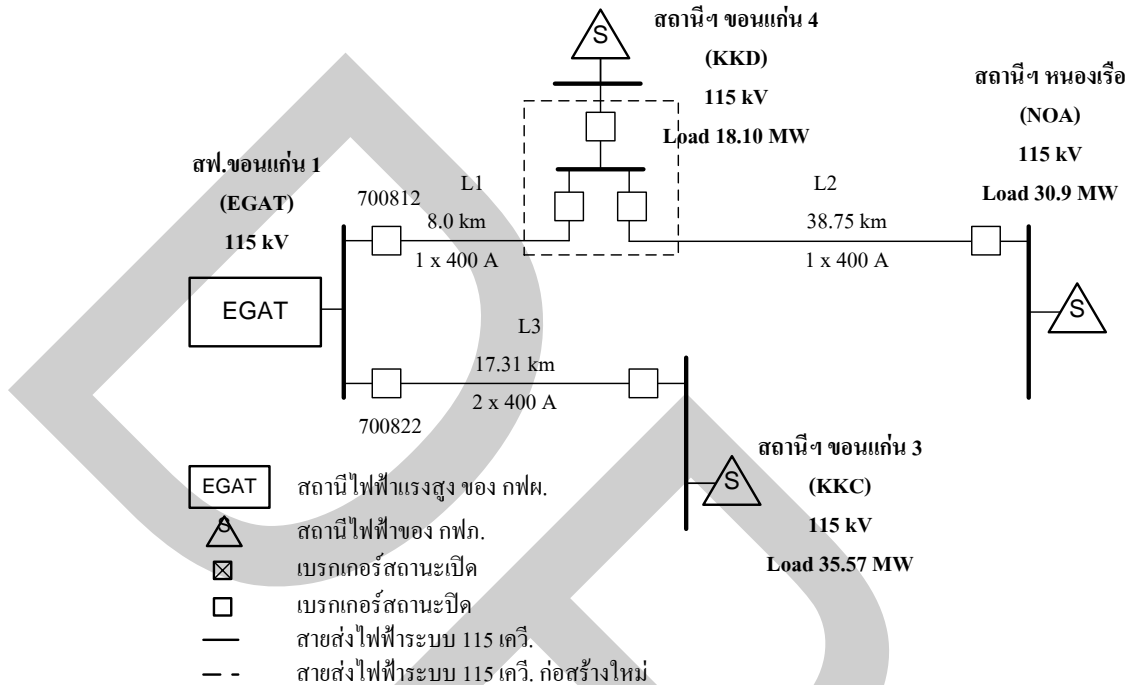
แนวทางการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าในพื้นที่ศึกษา ประกอบ 3 แนวทางดังนี้

3.2.1.1 แนวทางการปรับปรุงจุดรับไฟฟ้าแบบชั่วคราว หรือ โลင်းแยก (Tap Line)

สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันของสายส่งไฟฟ้าที่ทำการศึกษามีลักษณะเป็นโกลีนแยกหน้าสถานีไฟฟ้าแรงสูง ของ กฟผ. ซึ่งลักษณะการจ่ายไฟดังกล่าวเมื่อเกิดเหตุขัดข้องขึ้นในสายส่งเส้นใดเส้นหนึ่ง จะส่งผลทำให้สายส่งอีกเส้นถูกปลดออกด้วยอุปกรณ์ป้องกันสายส่งไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าแรงสูง ของ กฟผ. ทำให้ระบบไฟฟ้าเกิดไฟดับเป็นบริเวณกว้างและมีเวลานาน เนื่องจากต้องซ่อมแซมสายส่งไฟฟ้าที่เกิดความขัดข้องให้เสร็จเรียบร้อยก่อนสถานีไฟฟ้าต้นทางถึงจะสามารถจ่ายไฟได้มีความเชื่อถือได้ต่ำ ทั้งนี้จะปรับปรุงโดยการก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ (Terminal Station) แทนจุดรับไฟแบบโกลีนแยก

การก่อสร้างสถานีแยกจ่ายไฟ (Terminal Station) แทนจุดรับไฟแบบโกลีนแยก เพื่อให้แต่ละวงจรแยกจ่ายไฟโดยอิสระ โดยในสายส่งไฟฟ้าแต่ละวงจรจะมีอุปกรณ์ป้องกันสายส่งไฟฟ้า

ติดตั้งอยู่ เพื่อปลดวงจรออกในกรณีที่เกิดการขัดข้องขึ้นในสายส่งไฟฟ้า โดยไม่มีผลกระทบต่ออีกวงจรหนึ่ง ดังภาพที่ 3.3



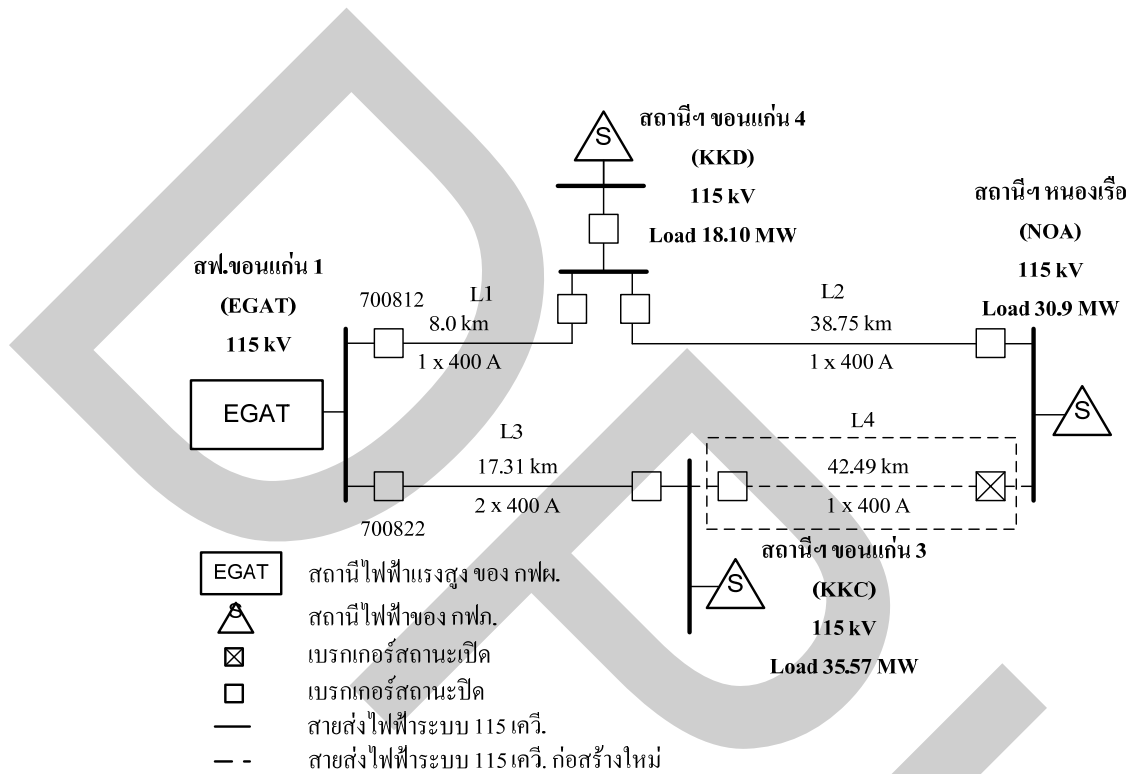
ภาพที่ 3.3 สภาพการจ่ายไฟหลังจากปรับปรุงจุดรับไฟแบบไลน์แยกเป็นสถานีแยกจ่ายไฟฟ้า

3.2.1.2 แนวทางการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้า จากสภาพการจ่ายไฟแบบทางเดียว หรือระบบเรเดียล (Radial System) ให้เป็นระบบวงรอบเปิด (Open Loop)

เนื่องจากสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้าของ กฟผ. และ กฟภ. เป็นสายส่งเหนือดินพาดผ่านพื้นที่ต่างๆ เป็นระยะไกล จึงมีโอกาสดังกล่าวจะเกิดความขัดข้องระหว่างขึ้นกับสายส่งไฟฟ้าสูง ในกรณีนี้หากสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. รับไฟจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. เพียงแห่งเดียว เมื่อเกิดความขัดข้องขึ้นกับสายส่งไฟฟ้า จะทำให้สถานีไฟฟ้าของ กฟภ. ที่รับไฟจากสถานีไฟฟ้างดงกล่าวเกิดไฟฟาดดับทั้งหมด กฟผ. จะทำการจ่ายไฟฟ้าให้อีกครั้งก็ต่อเมื่อได้ตรวจสอบสายส่งไฟฟ้า กำจัดสาเหตุขัดข้อง และซ่อมแซมสายส่งไฟฟ้าดังกล่าวเรียบร้อยแล้ว การดำเนินการเช่นนี้ใช้ระยะเวลาาน ยักรณีสายส่งไฟฟ้ามีระยะทางไกล ความเชื่อถือได้ของสถานีไฟฟ้าที่รับไฟแบบทางเดียวอยู่ในระดับต่ำ

การก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าเชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้า (Loop Line) เพื่อเพิ่มจุดรับไฟให้กับสถานีไฟฟ้า ตั้งแต่สองแหล่งจ่ายขึ้นไป เป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพสูง ในกรณีที่สถานีไฟฟ้าของ กฟภ. มีจุดรับไฟมากกว่าสองแหล่ง เมื่อเกิดเหตุขัดข้องขึ้นในสายส่งไฟฟ้าที่รับไฟอยู่ปกติสามารถเปลี่ยนไปรับไฟจากจุดรับไฟอีกจุดหนึ่งได้ โดยมีระยะเวลาไฟดับ เท่ากับระยะเวลาสวิตช์ซึ่ง

(Switching Time) เปลี่ยนจตุรรับไฟ โดยไม่ต้องรอให้ตรวจสายส่งไฟฟ้า กำจัดสาเหตุขัดข้อง และซ่อมแซมสายส่งไฟฟ้าที่เกิดเหตุขัดข้อง ทำให้ระยะเวลาไฟดับน้อยกว่า สถานีไฟฟ้าที่รับไฟทางเดียว ดังภาพที่ 3.4

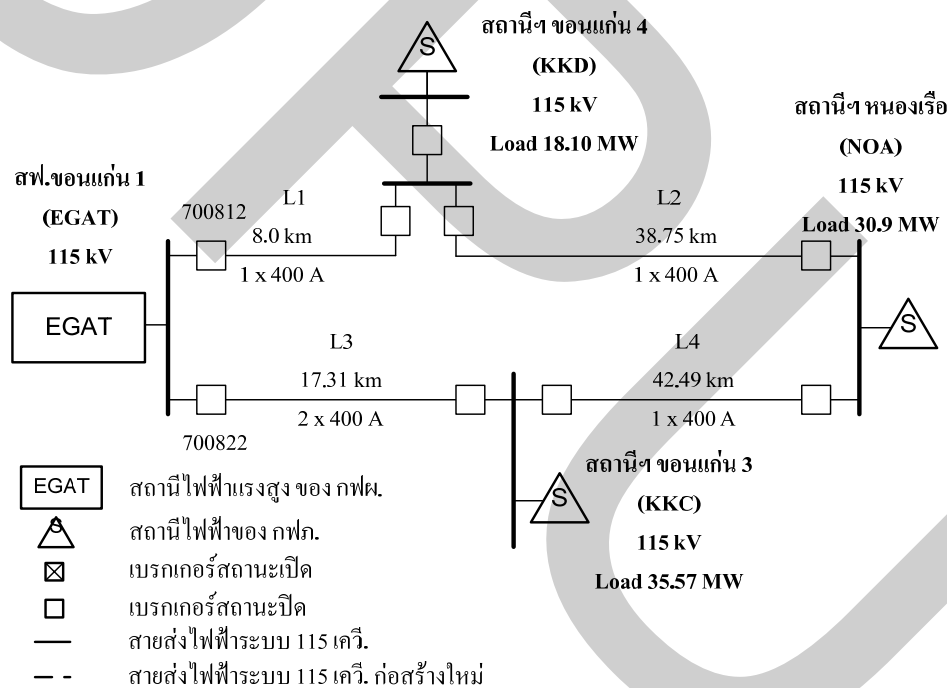


ภาพที่ 3.4 สภาพการจ่ายไฟหลังจากปรับปรุงก่อสร้างสายส่งเชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้าจากระบบเรเดียล เป็นระบบวงรอบเปิด (Open Loop System)

3.2.1.3 แนวทางการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าที่มีสภาพจ่ายไฟแบบระบบวงรอบเปิด (Open Loop System) ให้เป็นระบบวงรอบปิด (Close Loop System)

ในกรณีที่พื้นที่มีรูปแบบการจ่ายไฟแบบระบบวงรอบเปิดอยู่แล้วสามารถ ปรับปรุงระบบไฟฟ้าให้เป็นระบบวงรอบปิดได้ โดยการติดตั้ง Line Differential Relay, อุปกรณ์สื่อสารและสาย Optical Fiber เพิ่มเติม การจ่ายไฟแบบระบบวงรอบปิดนี้มีความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้าสูง เนื่องจากสถานีไฟฟ้าสามารถรับไฟตั้งแต่สองแหล่งจ่ายขึ้นไปอยู่ตลอด ในกรณีที่เกิดเหตุขัดข้องขึ้นในสายส่งไฟฟ้า ก็จะไม่เกิดเหตุการณ์ไฟดับขึ้นกับสถานีไฟฟ้า เนื่องจากมีสายส่งไฟฟ้า อีกเส้นจ่ายไฟอยู่ ดังภาพที่ 3.5

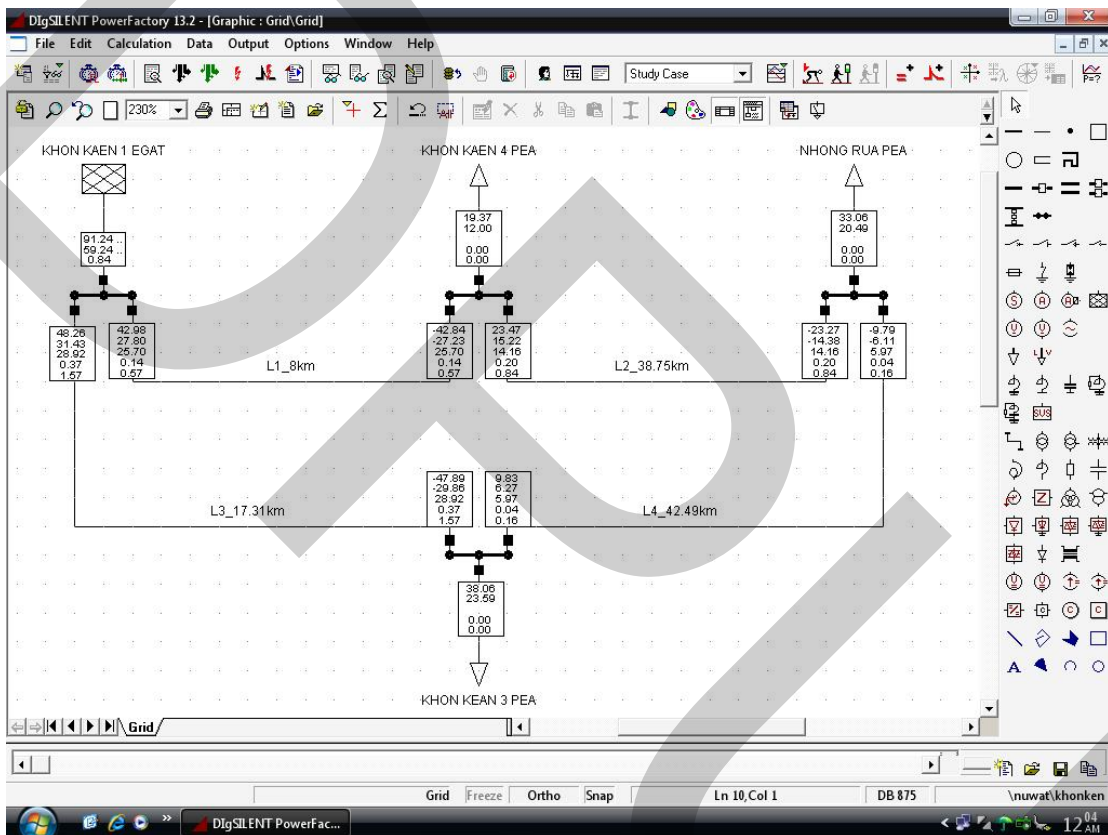
ที่ผ่านมา กฟผ. อนุญาตให้ กฟภ. ขนานไลน์จ่ายไฟแบบระบบวงรอบปิด บนสถานี สวิตซ์ซิ่ง (Switching Substation) ของ กฟภ. เท่านั้น เนื่องจาก กฟผ. ไม่ต้องการให้อุปกรณ์ป้องกัน สายส่งไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าแรงสูงต้นทาง ทำงานที่กระแสผิดปกติที่มีค่าสูงขึ้น และมีการบอบซ้ำ ของอุปกรณ์เนื่องจากการทำงานที่กระแสสูงขึ้น ในกรณีศึกษานี้จะทำการขนานไลน์จ่ายไฟแบบ ระบบวงรอบปิดบนสถานีไฟฟ้าแรงสูง ของ กฟผ. เพื่อเป็นการลดต้นทุนในการก่อสร้างสถานี สวิตซ์ซิ่ง (Switching Substation) ซึ่งมีมูลค่าการลงทุนสูง ประมาณ 92.5 ล้านบาท (ไม่รวมหม้อ แปลงไฟฟ้ากำลัง และราคาที่ดิน) ขณะทำการวิจัยได้มีการศึกษาทางวิศวกรรมในการขนานไลน์และ จ่ายไฟระบบวงรอบปิดดังกล่าว ได้ข้อสรุปเบื้องต้นว่าระบบป้องกันของ กฟผ. สามารถทำงาน ร่วมกับระบบป้องกัน ของ กฟภ. ได้ และยังคงอยู่ในขั้นตอนยกร่างหลักปฏิบัติการจ่ายไฟแบบวงรอบ ปิดที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ.



ภาพที่ 3.5 สภาพการจ่ายไฟหลังจากปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าจากระบบวงรอบเปิด (Open Loop System) เป็นระบบวงรอบปิด (Close Loop System)

3.2.2 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Analysis)

ทำการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้า ก่อนและหลังการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้า เพื่อหาค่าหน่วยสูญเสียทางไฟฟ้า นำค่าผลต่างหน่วยสูญเสียทางไฟฟ้าของก่อนและหลังการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้า มาคำนวณผลประโยชน์ที่ได้จากการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้า ตามสมการที่ 2.12 โดยงานวิจัยนี้ได้ใช้ DigSILENT Software Power Factor 13.2.337 ดังภาพที่ 3.6 วิเคราะห์หาการไหลของระบบไฟฟ้า



ภาพที่ 3.6 การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วย DigSILENT Software Power Factor 13.2.337

3.3 การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (Power System Reliability Analysis)

นำสถิติการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่พื้นที่ศึกษา มาประมวลสถิติการขัดข้อง (Outage) ของอุปกรณ์ต่าง ๆ โดยเฉพาะสายส่ง 115 kV ซึ่งมักมีสาเหตุจากความผิดพลาด (Fault) ทำให้อุปกรณ์ป้องกันสายส่งทำงาน การคำนวณค่าอัตราการขัดข้อง (Failure rate : λ) ระยะเวลาในการซ่อมแซม (Repair time : r) และระยะเวลาการสวิตช์ของสายส่ง (Switching time : s) 115 kV นั้นจำเป็นต้องอาศัยฐานข้อมูลสถิติไฟฟ้าดับและสาเหตุที่เกิดขึ้น ซึ่งหลายหน่วยงานใน กฟภ. (กองควบคุมการจ่ายไฟ แผนกวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ระบบไฟฟ้าและ ศูนย์สั่งการระบบไฟฟ้า แผนก

ปฏิบัติการส่งการจ่ายไฟ) หลังจากปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้าเป็นแบบวงรอบปิดแบบสมบรูณ์ จะช่วยลดทั้งจำนวนครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับในบางพื้นที่ และช่วยลดระยะเวลาในการเกิดไฟดับจากเดิม ซึ่งประกอบด้วยระยะเวลาที่เจ้าหน้าที่ใช้เวลาในการตรวจหา และขจัดสาเหตุของการเกิดเหตุขัดข้อง เหลือศูนย์ (ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ลดลง) สำหรับการคำนวณจะอาศัยสมมติฐานว่า ความน่าจะเป็นของการเกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์พร้อมกันตั้งแต่ 2 ตัวขึ้นไปมีค่าต่ำมาก หรือเทียบเท่ากับ ศูนย์ สามารถคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าได้ดังนี้

การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบสายส่งไฟฟ้าในการศึกษานี้จะใช้สถิติ กระแสไฟฟ้าขัดข้องที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เขต 1 ดังตารางที่ 3.6 นำมาวิเคราะห์ข้อมูลได้ดังนี้

ตารางที่ 3.6 ข้อมูลของพื้นที่ศึกษา

ข้อมูลพื้นที่ศึกษา	หน่วย
อัตราขัดข้องของสายต่อหน่วยความยาว	2.46 ครั้ง/ปี/100 กม.
อัตราการขัดข้องของสายส่งไฟฟ้า	0.0246 ครั้ง/ปี/กม.
ระยะเวลาในการซ่อมแซม	180 นาที
ระยะเวลาในการสวิตซ์ซิ่ง	16.62 นาที
Load Factor	62.92 %

สามารถสรุปข้อมูลความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ของสายส่งไฟฟ้าแต่ละเส้น ใน สภาพการจ่ายไฟแบบปัจจุบัน ดังตารางที่ 3.7

ตารางที่ 3.7 ข้อมูลความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ของพื้นที่ศึกษา ในสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน

สายส่ง	ความยาว(กม.)	λ (ครั้ง/ปี)	r(นาที/ครั้ง)	U(นาที/ปี)
L1	8	0.1968	180	35.42
L2	38.75	0.9533	180	171.59
L3	17.31	0.4258	180	76.65
	64.06	1.5759	180	283.66

3.4 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์

ในส่วนการคำนวณทางด้านเศรษฐศาสตร์ จะทำการวิเคราะห์ผลตอบแทนจากการลงทุนหรือเงินลงทุน และใช้ค่า Benefit to Cost Ratio และค่า Internal Rate of Return (IRR) มาเป็นเกณฑ์ในการประเมินความคุ้มค่าในการลงทุน

3.4.1 ผลตอบแทนจากการลงทุน

ผลตอบแทนที่ได้รับจากการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้า ในโครงการสามารถแบ่งได้ 3 ประเภทดังนี้

3.4.1.1 ผลตอบแทนที่ได้จากการลดหน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้า ผลตอบแทนนี้จะเปรียบเทียบผลต่างระหว่างหน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้าในการจ่ายไฟฟ้าระบบวงรอบเปิด กับการจ่ายไฟฟ้าวงรอบปิด

3.4.1.2 ผลตอบแทนที่ได้จากการลดลงของพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟ (ENS) หรือค่าเสียโอกาสในการขายไฟที่ลดลง ผลตอบแทนนี้เป็นผลประโยชน์ของ กฟภ. โดยคำนวณจากส่วนต่างของราคาซื้อไฟ และราคาขายไฟ ประมาณ 0.5945 บาท/kWh

3.4.1.3 ผลตอบแทนที่ได้จากการลดลงของความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับจากการขัดข้องของสายส่งไฟฟ้า (ECOST) ผลตอบแทนนี้เป็นค่าผลต่างระหว่างมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับหลังปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าตามโครงการ เปรียบเทียบกับมูลค่าความเสียหายก่อนทำการปรับปรุง

โดยในโครงการนี้ค่าอายุการใช้งานของโครงการนี้อยู่ที่ 15 ปี เนื่องจากอาจมีการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการจ่ายไฟในอนาคต อัตราการเพิ่มของโหลดอยู่ที่ 7% ต่อปีตลอดอายุโครงการและพิจารณามูลค่าความเสียหายอันเนื่องจากไฟฟ้าดับในแต่ละปีโดยประมาณอัตราดอกเบี้ยไว้ที่ 5, 7 และ 9% ใช้อัตราดอกเบี้ยสอดคล้องกับดอกเบี้ยในการคำนวณโครงการต่างๆของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

3.4.2 เงินลงทุน

มูลค่าเงินลงทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการฯ นี้จะแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือมูลค่าเงินลงทุนในการก่อสร้าง และมูลค่าเงินลงทุนในส่วนการบำรุงและดูแลรักษา (Operating and Maintenance Cost) โดยรายละเอียดมีดังนี้

3.4.2.1 เงินลงทุนก่อสร้าง

ประกอบด้วยค่าปรับปรุงสถานีไฟฟ้าของแ่งน 4 ของ กฟภ. เป็น Terminal Substation ก่อสร้างสายส่งขนาด 400 ตร.มม. (Loop Line) 1 วงจรหรือ 2 วงจร เชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้า

ค่าใช้จ่ายในการเพิ่ม Bay รับไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้า และค่าอุปกรณ์ในการปรับปรุงรูปแบบการจ่ายไฟแบบ Open Loop ให้เป็นรูปแบบการจ่ายไฟแบบ Close Loop ซึ่งมีรายละเอียดดังตารางที่ 3.8

ตารางที่ 3.8 แสดงรายการค่าใช้จ่ายในการลงทุน

DESCRIPTION	COST	UNIT
TERMINAL SUBSTATION	31,429,000.00	set
115kV TRANSMISSION LINE	1,560,434.00	cct-km
SUBSTATION ADDITION 115kV BAY	14,078,000.00	set
CLOSE LOOP SYSTEM		
Optical Fiber	264,770.00	cct-km
Differential Relay	562,760.00	set
Civil work	302,610.00	set
Teleprotection	171,700.00	set
SRTU modify	154,570.00	set
CSCS modify	185,260.00	set

3.4.2.2 เงินลงทุนในส่วนการดูแลรักษา (Operating and Maintenance Cost, O&M)

การคำนวณค่า O&M ให้ใช้ค่า O&M ต่อปีคิดเป็น 1.5% ของเงินลงทุนก่อสร้าง ดังนั้น ค่า O&M หาได้จาก

$$\text{ค่า O \& M} = 0.015 \times \text{เงินลงทุนก่อสร้าง} \quad (3.1)$$

อายุการใช้งานของโครงการอยู่ที่ 15 ปี ดังนั้นเมื่อคำนวณค่า O&M ของแต่ละปีได้ซึ่งจะมีค่าเท่ากันทุกปี จะต้องคำนวณกลับมาเป็น Present Value

เมื่อนำเงินลงทุนทั้งสองมารวมกันก็จะได้ค่าเงินลงทุนรวมทั้งหมดตลอดอายุของโครงการ

$$\text{เงินลงทุนรวมทั้งหมด} = \text{เงินลงทุนก่อสร้าง} + \text{ค่า O \& M(Present Value)} \quad (3.2)$$

3.4.3 Benefit to Cost Ratio (BC Ratio)

Benefit to Cost Ratio (BCR) คืออัตราส่วนระหว่างผลตอบแทนจากการลงทุนกับเงินลงทุนทั้งหมดที่ใช้ไปเป็นดัชนีที่บอกถึงความคุ้มค่าในการลงทุน โดยทั่วไป หากค่า BC Ratio มีค่าเกินกว่า 1 ขึ้นไปจะถือว่าโครงการนั้นคุ้มค่า

3.4.4 Internal Rate of Return (IRR)

ทำการคำนวณค่าผลตอบแทนการลงทุนของแต่ละโครงการผ่านค่า IRR จากนั้นจึงจะนำไปพิจารณาเปรียบเทียบกับ อัตราดอกเบี้ย อัตราเงินเฟ้อของประเทศ อัตราดอกเบี้ยของโครงการต่างๆ หากค่า IRR สูงกว่าค่าดังกล่าว ก็ถือว่าโครงการที่พิจารณาควรค่าต่อการลงทุน

บทที่ 4

ผลการวิจัย

ผลการศึกษาการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้าในระบบแรงดัน 115 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั้ง 3 แนวทาง จากสภาพการจ่ายไฟแบบเดิมรับไฟทางเดียว (Radial System) เป็นการจ่ายไฟกรณีก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแยกจ่ายไฟ, ก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าเชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงรูปแบบการจ่ายไฟฟ้าเป็นระบบวงรอบเปิด (Open Loop System) และปรับปรุงรูปแบบการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบวงรอบปิด (Close Loop System) เปรียบเทียบกับกรณีการจ่ายไฟในพื้นที่เดียวกันในสภาพปัจจุบัน โดยมีอายุโครงการ 15 ปี ซึ่งมีผลการศึกษา ดังนี้

- 4.1 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ
- 4.2 มูลค่าเสียโอกาสในการขายไฟฟ้า (Opportunity Cost) ของ กฟภ.
- 4.3 มูลค่าหน่วยสูญเสียของระบบสายส่งไฟฟ้า
- 4.4 ผลการวิเคราะห์ต้นทุน
- 4.5 ผลตอบแทนของโครงการ
- 4.6 ผลการทดสอบความไว (Sensitivity Analysis)

4.1 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ

การพิจารณามูลค่าความเสียหายจากไฟฟ้าดับ (Excepted Interruption Cost : ECOST) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.14 โดยที่ค่า Customer Damage Function ของผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตพื้นที่ กฟภ.1 ที่ศึกษาโดยสถาบันวิจัยพลังงาน สามารถคำนวณได้จากสมการเส้นตรง ดังภาพที่ 3.2 กรณีไฟฟ้าดับ 180 นาที จะได้ค่าความเสียหายเท่ากับ 201.02 บาท/kW_{avg} ซึ่งสามารถนำมาคำนวณหา ค่า ECOST ได้

$$ECOST = (201.02) \times L_{avg(kW)} \times 0.0246 \times l \text{ บาท/ปี}$$

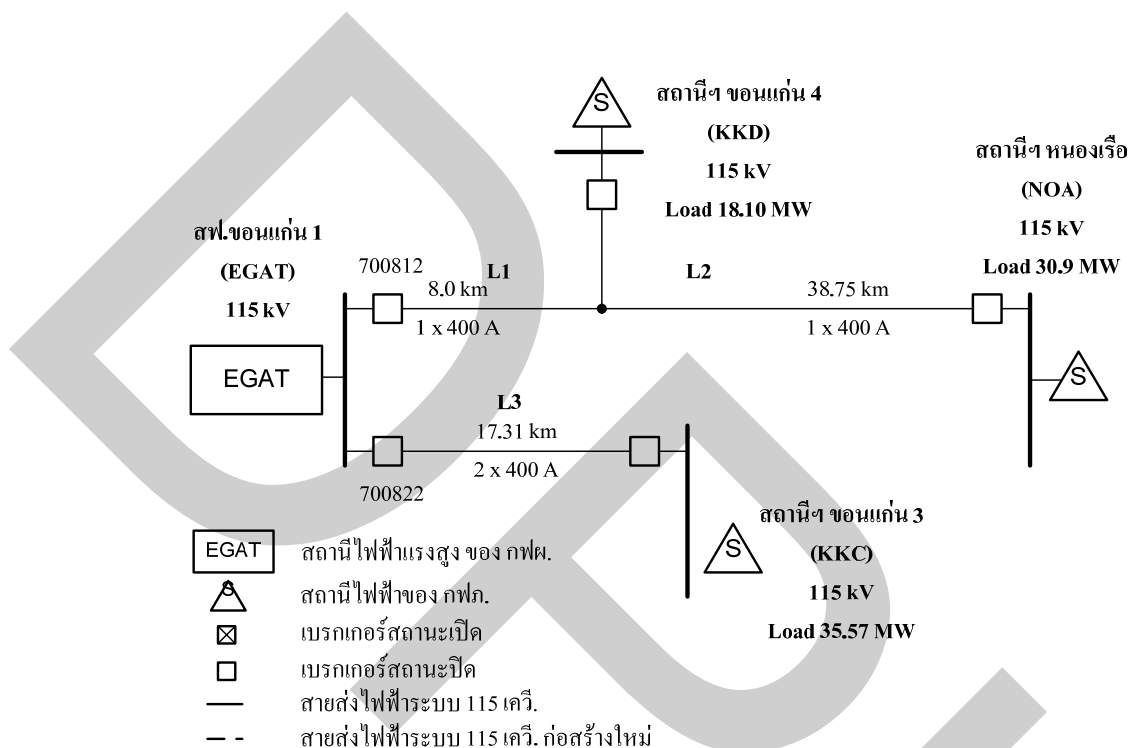
เมื่อ $L_{avg(kW)}$ คือ โหลดเฉลี่ยที่ไฟฟ้าดับ

l คือ ความยาวของสายส่งไฟฟ้าที่ขัดข้อง

ตัวอย่าง $ECOST_{L1} = (201.02) \times 30,830.80 \times 0.0246 \times 8$

$$ECOST_{L1} = 1,219,595.09$$

จากรูปแบบการจ่ายไฟของพื้นที่ศึกษาในสภาพปัจจุบัน ดังภาพที่ 4.1 และข้อมูลผลกระทบจากไฟฟ้าดับจากสายส่งไฟฟ้าแต่ละวงจรในตารางที่ 4.1 สามารถสรุปมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับได้ ดังตารางที่ 4.2



ภาพที่ 4.1 สภาพการจ่ายไฟปัจจุบันของพื้นที่ศึกษา

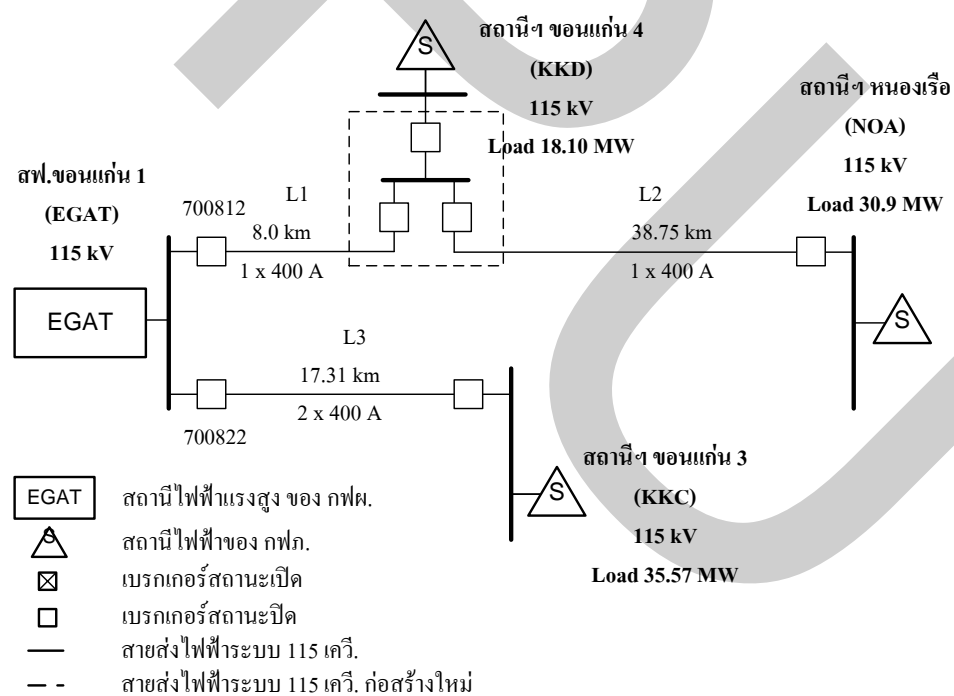
ตารางที่ 4.1 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากไฟดับ ของสายส่งไฟฟ้าแต่ละเส้น (สภาพการจ่ายไฟก่อนปรับปรุง)

สายส่ง	สถานีไฟฟ้า	พลังงานไฟฟ้า	พลังงานไฟฟ้าสูงสุด	พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย
L	Substation	Load	Power peak(MW)	LF 62.92%(MW)
L1	ขอนแก่น 4, หนองเรือ	18.10, 30.90	49.00	30.83
L2	ขอนแก่น 4, หนองเรือ	18.10, 30.90	49.00	30.83
L3	ขอนแก่น 3	35.57	35.57	22.38
รวม			133.57	84.04

ตารางที่ 4.2 มูลค่าความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับปี 2550 (สภาพการจ่ายไฟก่อนปรับปรุง)

ตำแหน่ง ลัดวงจร	λ (ครั้ง/ปี)	พลังงานไฟฟ้า ที่ดับ (kW)	r (hr)	CDF (บาท/ kW)	ENS (kWh)	ECOST (บาทปี)
L1	0.1968	30,830.80	3.00	201.00	18,202.50	1,219,595.09
L2	0.9533	30,830.80	3.00	201.00	88,168.38	5,907,413.73
L3	0.4258	22,380.64	3.00	201.00	28,590.78	1,915,625.17
รวม	1.5759	84,042.24	9.00	603.01	134,961.66	9,042,633.99

จากทางการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้า แนวทางที่ 1 ดังภาพที่ 4.2 และข้อมูลผลกระทบจากไฟฟ้าดับจากสายส่งแต่ละเส้นในตารางที่ 4.3 สามารถสรุปมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับได้ดังตารางที่ 4.4



ภาพที่ 4.2 สภาพการจ่ายไฟหลังจากปรับปรุง ของแนวทางที่ 1

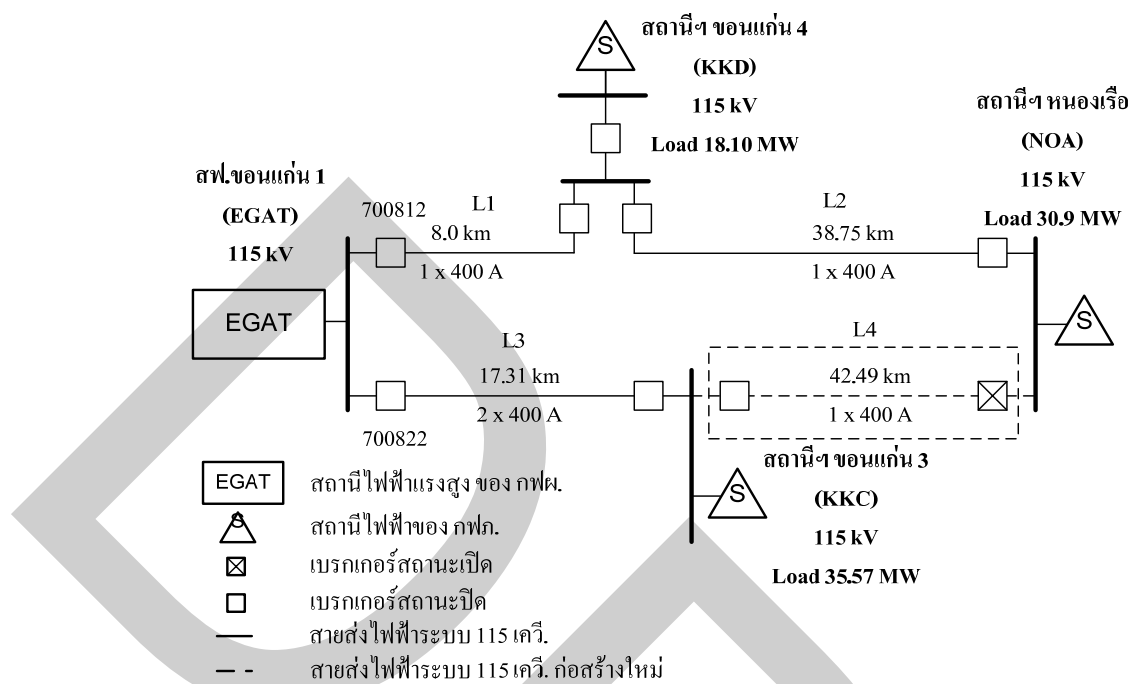
ตารางที่ 4.3 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากไฟดับ ของแนวทางที่ 1

สายส่ง	สถานีไฟฟ้า	พลังงานไฟฟ้า	พลังงานไฟฟ้าสูงสุด	พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย
L	Substation	Load	Power peak(MW)	LF 62.92%(MW)
L1	ขอนแก่น 4, หนองเรือ	18.10, 30.90	49.00	30.83
L2	หนองเรือ	30.90	30.90	30.83
L3	ขอนแก่น 3	35.57	35.57	22.38
รวม			115.47	72.65

ตารางที่ 4.4 มูลค่าความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้ดับ ของแนวทางที่ 1

ตำแหน่ง ลัดวงจร	λ (ครั้ง/ปี)	พลังงานไฟฟ้า ที่ดับ (kW)	r (hr)	CDF (บาท/ kW)	ENS (kWh)	ECOST (บาทปี)
L1	0.1968	30,830.80	3.00	201.00	18,202.50	1,219,595.09
L2	0.9533	19,442.28	3.00	201.00	55,600.06	3,725,287.44
L3	0.4258	22,380.64	3.00	201.00	28,590.78	1,915,625.17
รวม	1.5759	72,653.72	9.00	603.01	102,393.34	6,860,507.70

จากทางการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้า แนวทางที่ 2 ดังภาพที่ 4.3 และข้อมูลผลกระทบจากไฟฟ้ดับจากสายส่งแต่ละเส้นในตารางที่ 4.5 (ระยะเวลาไฟฟ้ดับลดลงจาก 201 นาที เป็น 16.62 นาที) สามารถสรุปมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้ดับได้ ดังตารางที่ 4.6



ภาพที่ 4.3 สภาพการจ่ายไฟหลังจากปรับปรุงตามแนวทางที่ 2

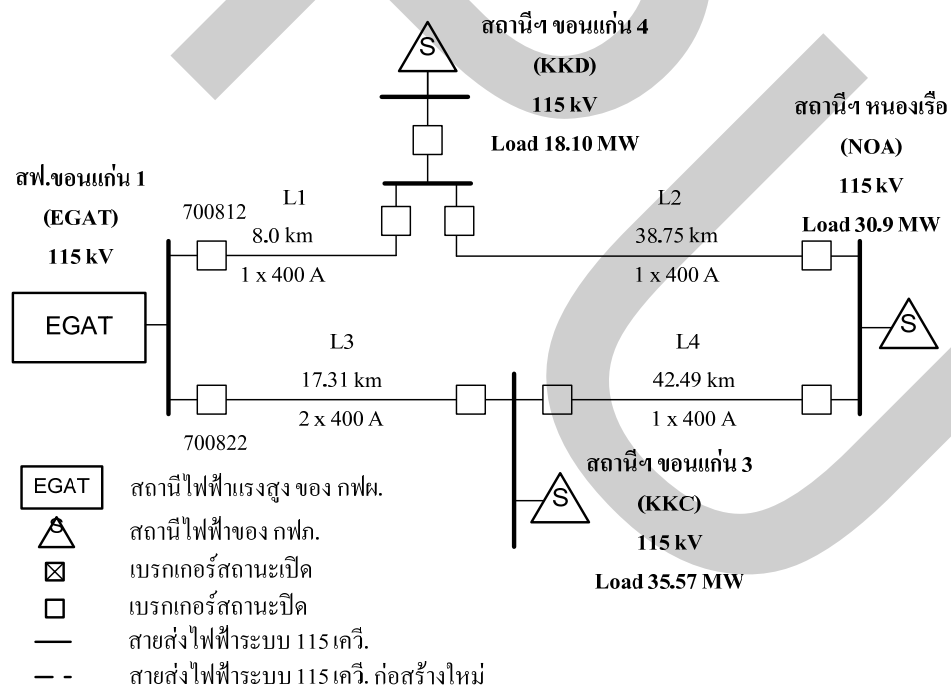
ตารางที่ 4.5 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากไฟดับ ของแนวทางที่ 2

สายส่ง	สถานีไฟฟ้า	พลังงานไฟฟ้า	พลังงานไฟฟ้าสูงสุด	พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย
L	Substation	Load	Power peak(MW)	LF 62.92%(MW)
L1	ขอนแก่น 4	30.90	18.100	11.389
L2	หนองเรือ	30.90	30.900	19.442
L3	ขอนแก่น 3	35.57	35.570	22.381
รวม			115.47	72.65

ตารางที่ 4.6 มูลค่าความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับ ของแนวทางที่ 2

ตำแหน่ง ลัดวงจร	λ (ครั้ง/ปี)	พลังงานไฟฟ้า ที่ดับ (kW)	S (hr)	CDF (บาท/ kW)	ENS (kWh)	ECOST (บาทปี)
L1	0.1968	11,388.52	0.28	35.11	620.83	78,687.19
L2	0.9533	19,442.28	0.28	35.11	5,133.74	650,677.27
L3	0.4258	22,380.64	0.28	35.11	2,639.88	334,592.64
รวม	1.5759	53,211.44	0.83	105.33	8,394.45	1,063,957.10

จากทางการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้า แนวทางที่ 3 ดังภาพที่ 4.4 และข้อมูลผลกระทบจากไฟฟ้าดับจากสายส่งแต่ละเส้นในตารางที่ 4.7 (ระยะเวลาไฟฟ้าดับลดลงจาก 16.62 นาที เป็น 0 นาที) สามารถสรุปมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับได้ ดังตารางที่ 4.8



ภาพที่ 4.4 สภาพการจ่ายไฟหลังจากปรับปรุง ของแนวทางที่ 3

ตารางที่ 4.7 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากไฟดับ ของแนวทางที่ 3

สายส่ง	สถานีไฟฟ้า	พลังงานไฟฟ้า	พลังงานไฟฟ้าสูงสุด	พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย
L	Substation	Load	Power peak(MW)	LF 62.92%(MW)
L1	ขอนแก่น 4	30.90	0	0
L2	หนองเรือ	30.90	0	0
L3	ขอนแก่น 3	35.57	0	0
L4	0	0	0	0
รวม			0	0

ตารางที่ 4.8 มูลค่าความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับ ของแนวทางที่ 3

ตำแหน่ง	λ	พลังงานไฟฟ้า	r	CDF	ENS	ECOST
ลัดวงจร	(ครั้ง/ปี)	ที่ดับ (kW)	(hr)	(บาท/ kW)	(kWh)	(บาทปี)
L1	0.1968	0	0	0	0	0
L2	0.9533	0	0	0	0	0
L3	0.4258	0	0	0	0	0
L4	1.0453	0	0	0	0	0
รวม	2.6211	53,211.44	0	0	0	0

สำหรับการพิจารณามูลค่าความเสียหายทั้งหมดจากไฟฟ้าดับ (Expected Interruption Cost : ECOST) ของจ่ายไฟฟ้าแบบระบบวงรอบปิด (Close Loop System) ค่า ECOST จะเท่ากับ ศูนย์ เนื่องจากไม่มีสถานีไฟฟ้าใด ได้รับผลกระทบจากกระแสไฟฟ้าขัดข้องจากสายส่งไฟฟ้า ทั้งนี้ อยู่บนสมมุติฐานที่ว่า ความน่าจะเป็นของการเกิดเหตุการณ์ขัดข้องของอุปกรณ์พร้อมกันตั้งแต่สอง ตัวขึ้นไปเท่ากับศูนย์ รายละเอียดค่า ENS ทั้ง 3 แนวทางแสดงดังตารางผนวก 5, 6 และ 7

พิจารณาอายุการใช้งานของโครงการอยู่ที่ 15 ปี สามารถคำนวณหามูลค่าความเสียหาย เนื่องจากไฟฟ้าดับ ของสภาพปัจจุบันและแนวทางการปรับปรุงทั้ง 3 แนวทาง ตลอดอายุโครงการที่ อัตราการเติบโตของโหลดเท่ากับ 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ดังตารางที่ 4.9 รายละเอียดค่า ECOST ทั้ง 3

แนวทาง ที่อัตราการเติบโตของโหลดเท่ากับ 5 และ 3 เปอร์เซ็นต์ต่อปี แสดงดังตารางผนวก 8 และ 9

ตารางที่ 4.9 มูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ ที่อัตราการเติบโตของโหลด 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปี	ปัจจุบัน	แนวทางที่ 1	แนวทางที่ 2	แนวทางที่ 3
2550	9,042,633.99	6,860,507.70	1,063,957.10	0
2551	9,675,618.37	7,340,743.24	1,138,434.10	0
2552	10,352,911.66	7,854,595.26	1,218,124.49	0
2553	11,077,615.48	8,404,416.93	1,303,393.20	0
2554	11,853,048.56	8,992,726.12	1,394,630.72	0
2555	12,682,761.96	9,622,216.94	1,492,254.87	0
2556	13,570,555.30	10,295,772.13	1,596,712.72	0
2557	14,520,494.17	11,016,476.18	1,708,482.61	0
2558	15,536,928.76	11,787,629.51	1,828,076.39	0
2559	16,624,513.77	12,612,763.58	1,956,041.74	0
2560	17,788,229.74	13,495,657.03	2,092,964.66	0
2561	19,033,405.82	14,440,353.02	2,239,472.18	0
2562	20,365,744.22	15,451,177.73	2,396,235.24	0
2563	21,791,346.32	16,532,760.17	2,563,971.70	0
2564	23,316,740.56	17,690,053.39	2,743,449.72	0
2565	24,948,912.40	18,928,357.12	2,935,491.20	0

4.2 มูลค่าเสียโอกาสในการขายไฟฟ้า (Opportunity Cost) ของ กฟภ.

ในการคำนวณค่าเสียโอกาสในการขายไฟฟ้า (Opportunity Cost) ของ กฟภ. สามารถคำนวณได้จาก

$$\begin{aligned} \text{ค่าเสียโอกาสในการขายไฟ} &= \text{หน่วยขายไฟฟ้า}_{\text{เฉลี่ย}} - \text{หน่วยซื้อไฟฟ้า}_{\text{เฉลี่ย}} \\ &= 2.6111 - 2.0166 = 0.5945 \text{ บาท/kWh} \end{aligned}$$

จากตารางที่ 4.8 สามารถคำนวณ ค่าเสียโอกาสการขายไฟในสภาพปัจจุบัน ได้จากค่าเสียโอกาสในการจ่ายไฟต่อหน่วย kW × พลังงานไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายไฟให้ผู้ใช้ไฟได้(ENS)

$$= 0.5945 \times 134,961.66$$

$$= 80,234.71 \text{ บาท}$$

พิจารณาอายุการใช้งานของโครงการอยู่ที่ 15 ปี สามารถคำนวณหามูลค่าเสียโอกาสเนื่องจากไฟฟ้าดับ ตลอดอายุโครงการ ที่อัตราการเติบโตของโหลดเท่ากับ 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ดังตารางที่ 4.10 รายละเอียดค่าเสียโอกาสทั้ง 3 แนวทาง ที่อัตราการเติบโตของโหลดเท่ากับ 5 และ 3 เปอร์เซ็นต์ต่อปี แสดงดังตารางผนวก 10 และ 11

ตารางที่ 4.10 มูลค่าเสียโอกาสเนื่องจากไฟฟ้าดับ ที่อัตราการเติบโตของโหลด 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปี	ปัจจุบัน	แนวทางที่ 1	แนวทางที่ 2	แนวทางที่ 3
2550	80,234.71	60,872.84	4,990.50	0
2551	85,851.14	65,133.94	5,339.84	0
2552	91,860.72	69,693.32	5,713.62	0
2553	98,290.97	74,571.85	6,113.58	0
2554	105,171.34	79,791.88	6,541.53	0
2555	112,533.33	85,377.31	6,999.44	0
2556	120,410.66	91,353.72	7,489.40	0
2557	128,839.41	97,748.48	8,013.65	0
2558	137,858.17	104,590.88	8,574.61	0
2559	147,508.24	111,912.24	9,174.83	0
2560	157,833.82	119,746.10	9,817.07	0
2561	168,882.19	128,128.32	10,504.26	0
2562	180,703.94	137,097.31	11,239.56	0
2563	193,353.21	146,694.12	12,026.33	0
2564	206,887.94	156,962.71	12,868.18	0
2565	221,370.10	167,950.10	13,768.95	0

4.3 มูลค่าหน่วยสูญเสียของระบบสายส่งไฟฟ้า

ทำการวิเคราะห์การไหลของกระแสไฟฟ้า ก่อนและหลังการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าทุกแนวทาง เพื่อหาค่าหน่วยสูญเสียทางไฟฟ้า นำค่าผลต่างหน่วยสูญเสียทางไฟฟ้าของก่อนและหลังการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้า ในผลการศึกษานี้ผลต่างของหน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้าจะเปรียบเทียบได้ในสภาพปัจจุบัน กับการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าเป็นระบบวงรอบปิดเท่านั้น (แนวทางที่ 3) โดยงานวิจัยนี้ได้ใช้ DigSILENT Software Power Factor 13.2.337 วิเคราะห์การไหลของระบบไฟฟ้า

พิจารณาอายุการใช้งานของโครงการอยู่ที่ 15 ปี สามารถคำนวณหามูลค่าหน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ ที่อัตราการเติบโตของโหลดเท่ากับ 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ดังตารางที่ 4.11 สามารถดูรายละเอียดของหน่วยสูญเสียได้ที่ตารางผนวก 12- 19

ตารางที่ 4.11 มูลค่าหน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้า ที่อัตราการเติบโตของโหลด 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปี	สภาพปัจจุบัน MW.	ระบบวงรอบปิด MW.	ผลต่าง MW.	มูลค่าความเสียหาย (บาท/ปี)
2550	0.74	0.64	0.10	2,287,323.60
2551	0.85	0.75	0.10	2,287,323.60
2552	0.99	0.86	0.13	2,973,520.68
2553	1.15	0.99	0.16	3,659,717.76
2554	1.31	1.14	0.17	3,888,450.12
2555	1.50	1.31	0.19	4,345,914.84
2556	1.74	1.50	0.24	5,489,576.64
2557	2.00	1.73	0.27	6,175,773.72
2558	2.32	2.00	0.32	7,319,435.52
2559	2.67	2.29	0.38	8,691,829.68
2560	3.10	2.64	0.46	10,521,688.56
2561	3.57	3.06	0.51	11,665,350.36
2562	4.14	3.52	0.62	14,181,406.32
2563	4.80	4.07	0.73	16,697,462.28
2564	5.58	4.70	0.88	20,128,447.68
2565	6.49	5.43	1.06	24,245,630.16

4.4 ผลการวิเคราะห์ต้นทุน

ต้นทุนการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้า ของพื้นที่ศึกษา ประกอบด้วย การปรับปรุงจุดรับไฟแบบไลน์แยกเป็นสถานีไฟฟ้าแยกจ่าย (Terminal Substation) การปรับปรุงระบบจ่ายไฟฟ้าทางเดียวเป็นรูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบเปิด ด้วยการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าระบบ 115 เควี.เชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้า ขอนแก่น 3 – สถานีไฟฟ้า หนองเรือ เป็นระยะทาง 42.49 กิโลเมตร และสามารถปรับปรุงรูปแบบการจ่ายไฟแบบวงรอบเปิด เป็นวงรอบปิด ด้วยการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันสายส่งไฟฟ้า และ อุปกรณ์สื่อสาร ที่สถานีไฟฟ้า ต่างๆ ที่อยู่ในโครงการ

ต้นทุนที่สามารถแบ่งได้ออกเป็น 2 ประเภท

4.4.1 ค่าใช้จ่ายคงที่ (Fixed Cost) ซึ่งสามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภทดังนี้

4.4.1.1 ค่าวัสดุ และค่าแรงในการก่อสร้าง (Initial Equipment Cost and Construction) หมายถึงค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ต่างๆ รวมถึงค่าแรงในการก่อสร้าง

4.4.1.2 ค่าดำเนินการและค่าบำรุงรักษา (Operation and Maintenance Cost : O&M) หมายถึง ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและการบำรุงรักษาสายส่งไฟฟ้า ปัจจุบันการคำนวณค่าดำเนินการและค่าบำรุงรักษา ของ กฟภ. ใช้โดยการประมาณค่าให้มีค่าเท่ากับ 1.5 % ของค่าวัสดุ และค่าแรงในการก่อสร้าง

4.4.2 ค่าใช้จ่ายแปรผัน (Variable Cost) หมายถึง ค่าใช้จ่ายที่มีค่าแปรผันได้ ได้แก่ ค่าใช้จ่ายเนื่องหน่วยสูญเสียทางไฟฟ้าในสายส่งระบบไฟฟ้า ซึ่งจะแปรผันตามพลังงานไฟฟ้า

ค่าใช้จ่ายในการลงทุนครั้งแรกสำหรับแนวทางที่ 1 การปรับปรุงจุดรับไฟฟ้าแบบชั่วคราว หรือไลน์แยก (Tap Line) เป็น Terminal Substation แสดงในตารางที่ 4.12

ตารางที่ 4.12 ค่าใช้จ่ายในการลงทุนครั้งแรกสำหรับแนวทางที่ 1 การปรับปรุงจุดรับไฟฟ้าแบบชั่วคราว หรือไลน์แยก (Tap Line) เป็น Terminal Substation

ลำดับ	รายละเอียด	จำนวน	ราคา	รวม	O&M
1	Add switchgear 2 bay	1.00	31,429,000.00	31,429,000.00	471,435.00

ค่าใช้จ่ายในการลงทุนครั้งแรกสำหรับแนวทางที่ 2 การปรับปรุงจากสภาพการจ่ายไฟแบบทางเดียว หรือระบบเรเดียล (Radial System) ให้เป็นระบบวงรอบเปิด (Open Loop) แสดงในตารางที่ 4.13

ตารางที่ 4.13 ค่าใช้จ่ายในการลงทุนครั้งแรกสำหรับแนวทางที่ 2 การปรับปรุงจากสภาพการจ่ายไฟแบบเรเดียล (Radial System) ให้เป็นระบบวงรอบเปิด (Open Loop)

ลำดับ	รายละเอียด	จำนวน	ราคา	รวม	O&M
1	Add switchgear 2 bay	1.00	31,429,000.00	31,429,000.00	471,435.00
2	SS 400 A	42.29	1,560,434.00	65,990,753.86	89,861.31
3	Add bay 115 kV	1.00	14,078,000.00	14,078,000.00	211,170.00
				111,497,753.86	1,672,466.31

ค่าใช้จ่ายในการลงทุนครั้งแรกสำหรับแนวทางที่ 3 ค่าใช้จ่ายสำหรับแนวทางการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าที่มีสภาพจ่ายไฟแบบระบบวงรอบเปิด (Open Loop System) ให้เป็นระบบวงรอบปิด (Close Loop System) แสดงในตารางที่ 4.14

ตารางที่ 4.14 ค่าใช้จ่ายสำหรับแนวทางที่ 3 การปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าที่มีสภาพจ่ายไฟแบบระบบวงรอบเปิด (Open Loop System) ให้เป็นระบบวงรอบปิด (Close Loop System)

ลำดับ	รายละเอียด	จำนวน	ราคา	รวม	O&M
1	Add switchgear 2 bay	1.00	31,429,000.00	31,429,000.00	471,435.00
2	SS 400 A	42.29	1,560,434.00	65,990,753.86	989,861.31
3	Add bay 115 kV	1.00	14,078,000.00	14,078,000.00	211,170.00
4	Optical Fiber	106.55	264,770.00	28,211,243.50	423,168.65
5	Differential Relay	1.00	562,760.00	562,760.00	8,441.40
6	Civil work	1.00	302,610.00	302,610.00	4,539.15
7	Tale protection	1.00	171,700.00	171,700.00	2,575.50
8	SRTU modify	1.00	154,570.00	154,570.00	2,318.55
9	CSCS modify	1.00	185,260.00	185,260.00	2,778.90
				141,085,897.36	2,116,288.46

มูลค่าลงทุน และค่าบำรุงรักษารายปี ของการปรับปรุงสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน ทั้ง 3
แนวทาง แสดงดังตารางที่ 4.15

ตารางที่ 4.15 มูลค่าลงทุน และค่าบำรุงรักษารายปี ของการปรับปรุงสภาพการจ่ายไฟปัจจุบัน
ทั้ง 3แนวทาง

แนวทาง	รายละเอียด	มูลค่าลงทุน	O&M
1	ปรับปรุงจุดรับไฟฟ้าแบบชั่วคราว หรือ ไลน์แยก เป็น Terminal Substation	31,429,000.00	471,435.00
2	ปรับปรุงจากสภาพการจ่ายไฟแบบทางเดียว หรือ ระบบเรเดียล ให้เป็นระบบวงรอบเปิด	111,497,753.86	1,672,466.31
3	ปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าที่มีสภาพจ่ายไฟแบบระบบ วงรอบเปิด ให้เป็นระบบวงรอบปิด	141,085,897.36	2,116,288.46

จากตารางที่ 4.14 สามารถสรุปมูลค่าลงทุนทั้งหมดของโครงการทั้ง 3 แนวทางเป็น
มูลค่าปัจจุบัน (Present Value) ได้ดังตารางที่ 4.16

ตารางที่ 4.16 สรุปมูลค่าลงทุน (Present Value) ในการปรับปรุงทั้ง 3 แนวทาง ที่อัตราดอกเบี้ยต่างๆ

รายละเอียด	มูลค่าเงินลงทุน (Present Value)		
	อัตราดอกเบี้ย %		
	5	7	9
1 ปรับปรุงจุดรับไฟฟ้าแบบชั่วคราว หรือ ไลน์แยก เป็น Terminal Substation	36,322,334.09	35,722,789.44	35,229,090.65
2 ปรับปรุงจากสภาพการจ่ายไฟแบบทางเดียว หรือ ระบบเรเดียล ให้เป็นระบบวงรอบเปิด	129,218,059.33	127,085,156.86	125,328,804.99
3 ปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าที่มีสภาพจ่ายไฟแบบระบบ วงรอบเปิด ให้เป็นระบบวงรอบปิด	163,412,925.00	160,715,594.36	158,494,460.58

4.5 ผลตอบแทนของโครงการ

ผลตอบแทนที่ได้รับจากการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้า ในโครงการสามารถแบ่งได้ 3 ประเภท

4.5.1 ผลตอบแทนที่ได้จากการลดลงของความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับจากการขัดข้องของสายส่งไฟฟ้า (ECOST) ผลตอบแทนนี้เป็น ค่าผลต่างระหว่างมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับหลังปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าตามโครงการ เปรียบเทียบกับมูลค่าความเสียหายก่อนทำการปรับปรุง

4.5.2 ผลตอบแทนที่ได้จากการลดลงของพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟ (ENS) ผลตอบแทนนี้เป็นผลประโยชน์ของ กฟภ. โดยคำนวณจากส่วนต่างของราคาซื้อไฟ และราคาขายไฟ ประมาณ 0.5945 บาท/kWh

4.5.3 ผลตอบแทนที่ได้จากการลดหน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้า ผลตอบแทนนี้จะเปรียบเทียบผลต่างระหว่างหน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้าในการจ่ายไฟระบบวงรอบเปิด กับการจ่ายไฟฟ้าวงรอบปิด

จากตารางที่ 4.8, 4.9, 4.10 นำมาเปรียบเทียบผลต่างผลตอบแทนก่อนและหลังปรับปรุง ทั้ง 3 แนวทาง ที่อัตราดอกเบี้ยต่างๆ ได้ดังตารางที่ 4.17

ตารางที่ 4.17 สรุปมูลค่าผลตอบแทน(Present Value) ในการปรับปรุงทั้ง 3 แนวทาง ที่อัตราดอกเบี้ยต่างๆ ที่อัตราการเติบโตของไหลด 7 เปอร์เซ็นต์

รายละเอียด	มูลค่าผลตอบแทน (Present Value)		
	อัตราดอกเบี้ย %		
	5	7	9
1 ปรับปรุงจุดรับไฟฟ้าแบบชั่วคราว หรือ ไลน์แยก เป็น Terminal Substation	39,488,416.83	33,843,226.78	29,276,506.01
2 ปรับปรุงจากสภาพการจ่ายไฟแบบทางเดียว หรือ ระบบเรเดียล ให้เป็นระบบวงรอบเปิด	141,918,060.79	121,629,720.85	105,217,309.11
3 ปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าที่มีสภาพจ่ายไฟแบบระบบวงรอบเปิด ให้เป็นระบบวงรอบปิด	246,170,674.09	208,653,216.68	178,554,503.98

จากตารางที่ 4.15 และ 4.16 สามารถคำนวณค่า BC ratio ของแนวทางต่างๆ ที่อัตราดอกเบี้ยต่างๆ ได้ดังตารางที่ 4.18

ตารางที่ 4.18 สรุปค่า BC ratio ในการปรับปรุงทั้ง 3 แนวทาง ที่อัตราดอกเบี้ยต่างๆ ที่อัตราการเติบโตของโหลด 7 เปอร์เซ็นต์

รายละเอียด	BC ratio		
	อัตราดอกเบี้ย %		
	5	7	9
1 ปรับปรุงจุดรับไฟฟ้าแบบชั่วคราว หรือ โลင်းแยก เป็น Terminal Substation	1.09	0.95	0.83
2 ปรับปรุงจากสภาพการจ่ายไฟแบบทางเดียว หรือ ระบบเรเดียล ให้เป็นระบบวงรอบเปิด	1.10	0.96	0.84
3 ปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าที่มีสภาพจ่ายไฟแบบระบบ วงรอบเปิด ให้เป็นระบบวงรอบปิด	1.51	1.30	1.13

จากตารางที่ 4.18 สามารถคำนวณค่า Pay Back Period ของแนวทางต่างๆ ที่อัตราดอกเบี้ยต่างๆ ได้ดังตารางที่ 4.19

ตารางที่ 4.19 สรุปค่า Pay Back Period ในการปรับปรุงทั้ง 3 แนวทาง ที่อัตราดอกเบี้ยต่างๆ ที่อัตราการเติบโตของโหลด 7 เปอร์เซ็นต์

รายละเอียด	Pay Back Period ปี		
	อัตราดอกเบี้ย %		
	5	7	9
1 ปรับปรุงจุดรับไฟฟ้าแบบชั่วคราว หรือ โลင်းแยก เป็น Terminal Substation	13.80	15.83	18.05
2 ปรับปรุงจากสภาพการจ่ายไฟแบบทางเดียว หรือ ระบบเรเดียล ให้เป็นระบบวงรอบเปิด	13.66	15.67	17.87
3 ปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าที่มีสภาพจ่ายไฟแบบระบบ วงรอบเปิด ให้เป็นระบบวงรอบปิด	9.96	11.55	13.31

สามารถสรุปค่า Internal Rate of Return (IRR) ของแนวทางปรับปรุงทั้ง 3 แนวทางที่ อัตราการเติบโตของโหลด 7 เปอร์เซ็นต์ได้ดังตารางที่ 4.20

ตารางที่ 4.20 สรุปค่า IRR ในการปรับปรุงทั้ง 3 แนวทาง

	รายละเอียด	IRR
1	ปรับปรุงจุดรับไฟฟ้าแบบชั่วคราว หรือ ไลน์แยก เป็น Terminal Substation	6.20%
2	ปรับปรุงจากสภาพการจ่ายไฟแบบทางเดียว หรือ ระบบเรเดียล ให้เป็นระบบวงรอบเปิด	6.35%
3	ปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าที่มีสภาพจ่ายไฟแบบระบบ วงรอบเปิด ให้เป็นระบบวงรอบปิด	10.76%

4.6 ผลการทดสอบความไว (Sensitivity Analysis)

จากการวิเคราะห์แนวทางการปรับปรุงทั้ง 3 แนวทาง พบว่ามีความเป็นไปได้ที่จะลงทุน การทดสอบความไวของโครงการนี้ จะทดสอบผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงปัจจัยเชิงลบใน อนาคต 2 กรณีคือ อัตราการเติบโตของโหลด ลดลง จากปีละ 7% เป็นปีละ 5% และ 3% การเพิ่มขึ้น ของต้นทุน เพิ่มขึ้น 10% และ 15% จากต้นทุนเดิม

ทำการทดสอบความไวของโครงการทั้ง 3 แนวทาง ในกรณีที่อัตราการเติบโตของ โหลดลดลงจาก 7% เป็น 5% และ 3% ได้ผลสรุปดังตารางที่ 4.21

ตารางที่ 4.21 สรุปการวิเคราะห์ความไวของโครงการ กรณีอัตราเติบโตของโหลดลดลง ที่ 5%, 3%

แนวทาง	รายละเอียด	อัตราเติบโต ของโหลด%	ดอกเบี้ย %	BCR	Pay Back
1	ปรับปรุงจุดรับไฟฟ้าแบบชั่วคราว เป็น Terminal Substation		5	0.80	18.71
		3	7	0.71	21.19
			9	0.63	23.84
		5		0.93	16.10
		5	7	0.82	18.35
		9		0.72	20.79
2	ปรับปรุงสภาพการจ่ายไฟแบบทางเดียว เป็นระบบวงรอบเปิด		5	0.82	18.52
		3	7	0.72	20.97
			9	0.63	23.60
		5		0.94	15.94
		5	7	0.83	18.11
		9		0.73	20.58
3	ปรับปรุงสภาพจ่ายไฟแบบระบบ วงรอบเปิด ให้เป็นระบบวงรอบปิด		5	1.25	12.02
		3	7	1.08	13.87
			9	0.94	15.89
		5		1.37	10.98
		5	7	1.18	12.70
		9		1.03	14.60

ทำการทดสอบความไวของโครงการทั้ง 3 แนวทาง ในกรณีที่ต้นทุนการผลิตเพิ่มขึ้น 10% และ 15% ได้ผลสรุปดังตารางที่ 4.22

ตารางที่ 4.22 สรุปการวิเคราะห์ความไวของโครงการ กรณีต้นทุนสูงขึ้น 10%, 15%

แนวทาง	รายละเอียด	ต้นทุน เพิ่มขึ้น%	ดอกเบี้ย %	BCR	Pay Back
1	ปรับปรุงจตุรับไฟฟ้าแบบชั่วคราว เป็น Terminal Substation		5	0.99	15.18
		10	7	0.86	17.42
			9	0.76	19.85
			5	0.95	15.87
		15	7	0.82	18.21
			9	0.72	20.76
2	ปรับปรุงสภาพการจ่ายไฟแบบทางเดียว เป็นระบบวงรอบเปิด		5	1.00	15.02
		10	7	0.87	17.42
			9	0.76	19.65
			5	0.96	15.71
		15	7	0.83	18.02
			9	0.73	20.55
3	ปรับปรุงสภาพจ่ายไฟแบบระบบ วงรอบเปิด ให้เป็นระบบวงรอบปิด		5	1.37	10.95
		10	7	1.18	12.71
			9	1.07	14.65
			5	1.31	11.45
		15	7	1.13	13.29
			9	0.98	15.31

ทำการทดสอบความไวของโครงการทั้ง 3 แนวทาง ในกรณีที่อัตราการเติบโตของโหลดลดลงจาก 7% เป็น 5% และ 3% และต้นทุนการผลิตเพิ่มขึ้น 10% และ 15% เพื่อเปรียบเทียบ BC ratio สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 4.23

ตารางที่ 4.23 สรุปการวิเคราะห์ความไวของโครงการ กรณีต้นทุนสูงขึ้น 10%, 15% และอัตรา
เติบโตของโหลดลดลง ที่ 5%, 3%

แนวทาง	รายละเอียด	ต้นทุน เพิ่มขึ้น%	ดอกเบี้ย %	BCR	
				3 %	5 %
1	ปรับปรุงจุดรับไฟฟ้าแบบชั่วคราว เป็น Terminal Substation	5	7	0.73	0.85
				10	7
		15	7	0.57	0.66
				9	5
		5	7	0.62	0.71
				9	5
2	ปรับปรุงสภาพการจ่ายไฟแบบทางเดียว เป็นระบบวงรอบเปิด	5	7	0.74	0.86
				10	7
		15	7	0.85	0.66
				9	5
		5	7	0.62	0.72
				9	5
3	ปรับปรุงสภาพจ่ายไฟแบบระบบ วงรอบเปิด ให้เป็นระบบวงรอบปิด	5	7	1.13	1.24
				10	7
		15	7	0.86	0.93
				9	5
		5	7	0.94	1.03
				9	5

บทที่ 5

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการศึกษา

รูปแบบการจ่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ส่วนภูมิภาคจะถูกกำหนดจากความหนาแน่นของกลุ่มโหลด และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยรูปแบบการจ่ายจะถูกแบ่งตามพื้นที่การจ่ายไฟเช่น พื้นที่นิคมอุตสาหกรรม, พื้นที่เทศบาลเมือง และพื้นที่พิเศษ จะมีการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบวงรอบเปิด (Open Loop System) หากมีความสำคัญมาก ก็จะปรับปรุงเป็นการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบวงรอบปิด (Close Loop System) สำหรับพื้นที่เทศบาล และพื้นที่ชนบท จะมีรูปแบบการจ่ายไฟฟ้าแบบเปิด (Radial) ซึ่งเป็นระบบที่ดำเนินงานง่ายที่สุดและยังมีต้นทุนต่ำที่สุดในทางเดียวกับการจ่ายไฟฟ้าแบบเปิดก็มีความเชื่อถือได้ และความยืดหยุ่นต่ำเช่นกัน เพราะการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้า ของ กฟภ. จะก่อสร้างไปตามแนวถนน หรือก่อสร้างตามลักษณะภูมิประเทศ ทำให้มีโอกาสสูงที่จะเกิดเหตุขัดข้องจากภายนอกระบบไฟฟ้า เมื่อเกิดเหตุขัดข้องขึ้นก็จะส่งผลให้เปิดไฟดับทั้งสถานีไฟฟ้าที่รับไฟผ่านสายส่งไฟฟ้าเป็นระยะเวลาสั้น เพราะต้องตรวจสอบสายส่งไฟฟ้าเพื่อขจัดสิ่งขัดข้องออกจากระบบก่อน จึงจะสามารถจ่ายไฟกลับเข้ามาได้อีกครั้ง ในกรณีสายส่งที่มีระยะทางยาว และพาดผ่านภูมิประเทศที่ยากต่อการเข้าบำรุงรักษา ก็จะมีระยะเวลาไฟฟ้ามืดมากขึ้น

การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการปรับปรุงระบบสายส่งไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบไฟฟ้า มีวัตถุประสงค์ปรับปรุงการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบเปิด ให้เป็นระบบวงรอบปิด โดยทำการปรับปรุงจุดรับไฟแบบชั่วคราวเป็นแบบสถานีไฟฟ้าแยกจ่าย จากนั้นก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าเชื่อมโยงระหว่างสถานีไฟฟ้าในระบบเพื่อปรับปรุงเป็นระบบวงรอบเปิด และเพื่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่ดีที่สุด ปรับปรุงระบบวงรอบเปิดเป็นระบบวงรอบปิด ทั้งหมด 3 แนวทาง การวิเคราะห์โครงการดังกล่าว ทำการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าโดยหลักวิศวกรรมศาสตร์ และหลักการทางเศรษฐศาสตร์ในการวิเคราะห์ทางการเงิน เพื่อให้สามารถนำไปใช้งานได้จริง

การวิเคราะห์เริ่มจาก สภาพการจ่ายไฟระบบไฟฟ้าในพื้นที่ศึกษา เพื่อนำข้อมูลของสายส่งไฟฟ้า มาทำการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าทำให้ทราบถึง อัตราขัดข้องของสายส่งไฟฟ้า, ระยะเวลาไฟดับเฉลี่ย และระยะเวลาสวิตซ์ชิ่ง และทำการคำนวณจำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟ เพื่อทราบถึงมูลค่าเสียโอกาสในการขายไฟฟ้า คำนวณมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้ามืด และจำลองสภาพการจ่ายไฟฟ้าระบบวงรอบปิดของพื้นที่ศึกษาด้วยโปรแกรม

คอมพิวเตอร์เพื่อทำการวิเคราะห์หน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้า นำค่าที่ได้มาทำการวิเคราะห์ต้นทุน และผลตอบแทนทางการเงิน ที่ได้มาจากการลดลงของพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟ การลดลงของความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ และการลดลงของหน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้าในการจ่ายไฟแบบระบบวงรอบปิด

โครงการมีอายุ 15 ปี เกณฑ์ที่ใช้ในการประเมินโครงการ คือ NPV, BCR และ IRR โดยวิเคราะห์ที่อัตราเติบโตของไหลด 7% และ อัตราดอกเบี้ย 7% ได้ผลการศึกษาดังตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 ผลสรุปการปรับปรุงทั้ง 3 แนวทาง ที่อัตราดอกเบี้ย 7% และอัตราการเติบโตของไหลด 7%

สรุป	แนวทางที่ 1	แนวทางที่ 2	แนวทางที่ 3
เงินลงทุนสุทธิ (บาท)	35,722,789.44	127,085,156.86	160,715,594.36
ผลตอบแทนสุทธิ (บาท)	33,843,226.78	121,629,720.85	208,653,216.68
อัตราการขาดข้อง (ครั้ง/ปี)	1.57	1.57	2.62
ระยะเวลาไฟดับต่อครั้ง (นาที/ปี)	180.00	16.62	0
Δ พลังงานไฟฟ้าที่ได้รับการจ่ายไฟ (kWh/ปี)	32,568.32	126,567.21	134,961.66
Δ ค่าเสียโอกาสในการขายไฟฟ้า (บาท/ปี)	19,361.87	75,244.21	80,234.71
Δ ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (บาท/ปี)	2,182,126.30	7,978,676.89	9,042,633.99
Δ หน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้า (บาท/ปี)	0	0	14,638,871.04
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (บาท)	-1,879,562.66	-5,455,436.01	47,937,622.32
อัตราผลตอบแทนภายใน (%)	6%	6%	11%
อัตราผลตอบแทนต่อการลงทุน	0.95	0.96	1.30
ระยะเวลาคืนทุน (ปี)	15.83	15.67	11.55

ทำการเปรียบเทียบทั้ง 3 โครงการพบว่าแนวทางที่ 3 มีความเหมาะสมทางเศรษฐกิจ เพราะว่ามี ค่า BCR มากกว่า 1 และมีค่า NPV เท่ากับ 47,937,622.32 บาททำการทดสอบความไวที่ อัตราโตของโหลดลดลง 5% และ 3% และมูลค่าในการลงทุนเพิ่มขึ้น 10% และ 15% พบว่า

1. ที่อัตราการเติบโตของโหลด ลดลงจาก 7% เป็น 5% และ 3% พบว่า แนวทางที่ 3 ยังมีความเหมาะสมทางเศรษฐกิจยกเว้น กรณีที่ อัตราดอกเบี้ย 5% และ โหลดลดลง 3%

2. ที่อัตราต้นทุนเพิ่มขึ้นที่ 10% และ 15% พบว่า แนวทางที่ 3 ยังมีความเหมาะสมทางเศรษฐกิจยกเว้น กรณีที่ อัตราดอกเบี้ย 9% และ ต้นทุนเพิ่มขึ้น 3%

โครงการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้าทั้ง 3 แนวทาง มีความเหมาะสมทางเศรษฐกิจ ($BCR \geq 0$) ที่อัตราการเติบโตของโหลด 7% และอัตราดอกเบี้ย 5%

5.2 ข้อเสนอแนะ

5.2.1 ปัจจัยที่สำคัญที่มีผลกระทบต่อโครงการปรับปรุงสายส่งกำลังไฟฟ้า ได้แก่ ปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้า อัตราการเติบโตของโหลด และดอกเบี้ยที่ใช้ในการลงทุน พื้นที่ศึกษา นี้ควรเลือกแนวทางที่ 3 ในการปรับปรุงสายส่งไฟฟ้า จะให้ผลตอบแทนทางการเงินที่เหมาะสมที่สุด เพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าและยังเพิ่มความพึงพอใจในด้านการบริการด้านพลังงานไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าอีกด้วย

5.2.2 ข้อมูลอัตราขาดข้องของสายส่งไฟฟ้า ข้อมูลความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายในการลงทุน ควรจะเป็นปัจจุบัน และคลาดเคลื่อนจากความเป็นจริงน้อยที่สุด เพื่อให้ได้การวิเคราะห์ ที่ถูกต้องที่สุด

5.2.3 ในการศึกษาการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด โดยการขนานไลน์ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. ในกรณีต่างจากนี้ ควรมีการศึกษาทางวิศวกรรม และระบบป้องกันไฟฟ้าอย่างละเอียด เพื่อที่จะสามารถนำไปใช้งานได้จริง

ด

ร

บรรณานุกรม

ร

บรรณานุกรม

ภาษาไทย

หนังสือ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. รายงานพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้า ชุมกรณ์เศรษฐกิจ
ขยายตัวปานกลาง ปี พ.ศ. 2547-2559. กรุงเทพฯ.

คณะกรรมการวางแผนระบบไฟฟ้า สาขาการวางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงสูง. (2547). คู่มือ
วางแผนระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงสูง. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. พฤษภาคม. กรุงเทพฯ.

โตศักดิ์ ทัศนานุตริยะ. (2540). การผลิต การส่งและจ่ายไฟฟ้า. กรุงเทพฯ : ซีเอ็ดดูเคชั่น .

ประสิทธิ์ ตงยิ่งศิริ. (2545). การวางแผนและการวิเคราะห์โครงการ. กรุงเทพฯ : ซีเอ็ดดูเคชั่น.

เยาวเรศ ทับพันธุ์. (2541). การประเมินโครงการตามแนวทางเศรษฐศาสตร์. กรุงเทพฯ :

มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์.

สุรัตน์ นันตะสุคนธ์. ระบบไฟฟ้ากำลัง เล่ม 1. กรุงเทพฯ : สมาคมส่งเสริมเทคโนโลยี (ไทย-
ญี่ปุ่น). บริษัท ประชาชน จำกัด .

วิทยานิพนธ์

วิโรจน์ บัวคลี่. (2539). การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับในระบบ

ไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า.

กรุงเทพฯ: มหาวิทยาลัยจุฬาลงกรณ์.

ทรงวุฒิ พรพันธ์เดชาวิทยา. (2547). วิธีการเลือกสายไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดสำหรับระบบจำหน่าย

22 เควี ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า. กรุงเทพฯ: สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง.

ชนันทพงศ์ ปราโมทย์ (2548). การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อการเชื่อมโยงสาย

ส่งระบบวงรอบปิด. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์.

กรุงเทพฯ: มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตย์.

วิวัฒน์ ทิพขจร. (2545). การจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันให้สัมพันธ์กันในระบบสายส่งแบบวงรอบปิด. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า. กรุงเทพฯ: มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

ฮามดี หะยีชะฮาดและ. (2543). วรรณคดีที่เกี่ยวข้องกับเศรษฐศาสตร์ของระบบเคเบิลใต้ดินในเขตเมืองท่องเที่ยวชายทะเลบริเวณหาดป่าตอง จังหวัดภูเก็ต. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า. กรุงเทพฯ: มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

ภาษาต่างประเทศ

BOOKS

Stevenson , William D. (1982). **Elements of Power System Analysis Forth Edition.**
International Edition .



ภาคผนวก



ตารางที่ 1 ข้อมูลโหลดของพื้นที่ศึกษา

เดือน	สถานีฯ ขอนแก่น 3		สถานีฯ ขอนแก่น 4		สถานีฯ หนองเรือ	
	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.
มิ.ย.-52	35.57	11.75	14.20	5.60	30.70	8.60
พ.ค.-52	31.98	10.12	17.10	8.30	29.70	6.70
เม.ย.-52	30.35	8.16	18.10	8.70	30.90	6.10
มี.ค.-52	28.72	8.49	14.40	6.50	26.70	5.20
ก.พ.-52	28.72	9.46	14.70	7.30	26.20	5.40
ม.ค.-52	20.56	8.81	11.40	5.50	22.90	5.60
ธ.ค.-51	21.54	11.75	13.40	6.70	20.30	4.60
พ.ย.-51	24.15	7.51	14.00	6.80	27.80	4.80
ต.ค.-51	24.80	10.12	13.90	6.60	27.70	6.40
ก.ย.-51	24.80	10.12	13.90	6.80	28.40	7.10
ส.ค.-51	27.85	13.70	13.50	6.30	28.60	7.20
TOTAL	299.04	109.99	158.60	75.10	299.90	67.70
AVERAGE	27.19	9.99	14.42	6.83	27.26	6.15
MAX	35.57	13.70	18.10	8.70	30.90	8.60
MIN	20.56	7.51	11.40	5.50	20.30	4.60

ตารางที่ 2 ข้อมูลโหลดเฉลี่ยของพื้นที่ศึกษา ที่อัตราการเติบโตของโหลด 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปี	สถานีฯ ขอนแก่น 4		สถานีฯ หนองเรือ		สถานีฯ ขอนแก่น 3	
	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.
0	18.10	11.22	30.90	19.15	35.57	22.04
1	19.37	12.00	33.06	20.49	38.06	23.59
2	20.72	12.84	35.38	21.93	40.72	25.24
3	22.17	13.74	37.85	23.46	43.57	27.00
4	23.73	14.17	40.50	25.10	46.63	28.90
5	25.39	15.74	43.34	26.86	49.89	30.92
6	27.16	16.83	46.37	28.74	53.38	33.08
7	29.06	18.01	49.62	30.75	57.12	35.40
8	31.10	19.27	53.09	32.90	61.12	37.88
9	33.28	20.63	56.81	35.21	65.39	40.53.
10	35.61	22.07	60.78	37.67	69.97	43.36
11	38.10	23.61	65.04	40.31	74.87	46.40
12	40.76	25.26	69.59	43.13	80.11	49.65
13	43.62	27.03	74.46	46.15	85.72	53.12
14	46.67	28.92	79.68	49.38	91.72	56.84
15	49.94	30.95	85.25	52.83	98.14	60.82

ตารางที่ 3 ข้อมูลโหลดเฉลี่ยของพื้นที่ศึกษา ที่อัตราการเติบโตของโหลด 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปี	สถานีฯ ขอนแก่น 4		สถานีฯ หนองเรือ		สถานีฯ ขอนแก่น 3	
	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.
0	18.10	11.22	30.90	19.15	35.57	22.04
1	19.01	11.84	32.45	20.11	37.35	23.15
2	19.96	11.87	34.07	21.11	39.22	24.31
3	20.95	12.92	35.77	22.17	41.18	25.52
4	22.00	13.63	37.56	23.28	43.24	26.80
5	23.10	14.32	39.44	24.44	45.40	28.14
6	24.26	15.03	41.41	25.66	47.67	29.54
7	25.47	15.78	43.48	26.95	50.05	31.02
8	26.74	16.57	45.65	28.29	52.55	32.57
9	28.08	17.40	47.94	29.71	55.18	34.20
10	29.48	18.27	50.33	31.19	57.94	35.91
11	30.96	19.19	52.85	32.75	60.84	37.71
12	32.50	20.14	55.49	34.39	63.88	39.59
13	34.13	21.15	58.27	36.11	67.07	41.57
14	35.84	22.21	61.18	37.92	70.43	43.65
15	37.63	23.32	64.24	39.81	73.95	45.83

ตารางที่ 4 ข้อมูลโหลดเฉลี่ยของพื้นที่ศึกษา ที่อัตราการเติบโตของโหลด 3 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปี	สถานีฯ ขอนแก่น 4		สถานีฯ หนองเรือ		สถานีฯ ขอนแก่น 3	
	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.
0	18.10	11.22	30.90	19.15	35.57	22.04
1	19.01	11.84	32.45	20.11	37.35	23.15
2	19.96	11.87	34.07	21.11	39.22	24.31
3	20.95	12.92	35.77	22.17	41.18	25.52
4	22.00	13.63	37.56	23.28	43.24	26.80
5	23.10	14.32	39.44	24.44	45.40	28.14
6	24.26	15.03	41.41	25.66	47.67	29.54
7	25.47	15.78	43.48	26.95	50.05	31.02
8	26.74	16.57	45.65	28.29	52.55	32.57
9	28.08	17.40	47.94	29.71	55.18	34.20
10	29.48	18.27	50.33	31.19	57.94	35.91
11	30.96	19.19	52.85	32.75	60.84	37.71
12	32.50	20.14	55.49	34.39	63.88	39.59
13	34.13	21.15	58.27	36.11	67.07	41.57
14	35.84	22.21	61.18	37.92	70.43	43.65
15	37.63	23.32	64.24	39.81	73.95	45.83

ตารางที่ 5 พลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟในกรณีศึกษา ที่อัตราการเติบโตของโหลดปีละ 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี หน่วยเป็น MWh/ปี

ปี	ปัจจุบัน	แนวทาง 1	แนวทาง 2	แนวทาง 3
0	134,961.66	60,872.84	4,990.50	0.00
1	144,408.98	65,133.94	5,339.84	0.00
2	154,517.61	69,693.32	5,713.62	0.00
3	165,333.84	74,571.85	6,113.58	0.00
4	176,907.21	79,791.88	6,541.53	0.00
5	189,290.72	85,377.31	6,999.44	0.00
6	202,541.07	91,353.72	7,489.40	0.00
7	216,718.94	97,748.48	8,013.65	0.00
8	231,889.27	104,590.88	8,574.61	0.00
9	248,121.52	111,912.24	9,174.83	0.00
10	265,490.02	119,746.10	9,817.07	0.00
11	284,074.32	128,128.32	10,504.26	0.00
12	303,959.53	137,097.31	11,239.56	0.00
13	325,236.69	146,694.12	12,026.33	0.00
14	348,003.26	156,962.71	12,868.18	0.00
15	372,363.49	167,950.10	13,768.95	0.00
รวม	3,763,818.14	1,697,625.12	139,175.35	0.00

ตารางที่ 6 พลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟในกรณีศึกษา ที่อัตราการเติบโตของโหลดปีละ 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี หน่วยเป็น MWh/ปี

ปี	ปัจจุบัน	แนวทาง 1	แนวทาง 2	แนวทาง 3
0	134,961.66	60,872.84	4,990.50	0.00
1	141,709.75	63,916.49	5,240.03	0.00
2	148,795.24	67,112.31	5,502.03	0.00
3	156,235.00	70,467.93	5,777.13	0.00
4	164,046.75	73,991.32	6,065.98	0.00
5	172,249.08	77,690.89	6,369.28	0.00
6	180,861.54	81,575.43	6,687.75	0.00
7	189,904.62	85,654.20	7,022.14	0.00
8	199,399.85	89,936.91	7,373.24	0.00
9	209,369.84	94,433.76	7,741.90	0.00
10	219,838.33	99,155.45	8,129.00	0.00
11	230,830.25	104,113.22	8,535.45	0.00
12	242,371.76	109,318.88	8,962.22	0.00
13	254,490.35	114,784.83	9,410.33	0.00
14	267,214.87	120,524.07	9,880.85	0.00
15	280,575.61	126,550.27	10,374.89	0.00
รวม	3,192,854.48	1,440,098.79	118,062.73	0.00

ตารางที่ 7 พลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟในกรณีศึกษา ที่อัตราการเติบโตของโหลดปีละ 3 เปอร์เซ็นต์ต่อปี หน่วยเป็น MWh/ปี

ปี	ปัจจุบัน	แนวทาง 1	แนวทาง 2	แนวทาง 3
0	134,961.66	60,872.84	4,990.50	0.00
1	139,010.51	62,699.03	5,140.22	0.00
2	143,180.83	64,580.00	5,294.42	0.00
3	147,476.26	66,517.40	5,453.25	0.00
4	151,900.54	68,512.92	5,616.85	0.00
5	156,457.56	70,568.31	5,785.36	0.00
6	161,151.29	72,685.36	5,958.92	0.00
7	165,985.82	74,865.92	6,137.69	0.00
8	170,965.40	77,111.90	6,321.82	0.00
9	176,094.36	79,425.25	6,511.47	0.00
10	181,377.19	81,808.01	6,706.82	0.00
11	186,818.51	84,262.25	6,908.02	0.00
12	192,423.06	86,790.12	7,115.26	0.00
13	198,195.76	89,393.82	7,328.72	0.00
14	204,141.63	92,075.64	7,548.58	0.00
15	210,265.88	94,837.91	7,775.04	0.00
รวม	2,720,406.26	1,227,006.68	100,592.93	0.00

ตารางที่ 8 ความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับ ที่อัตราการเติบโตของโหลด 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (บาท/ปี)

ปี	ปัจจุบัน	แนวทาง 1	แนวทาง 2	แนวทาง 3
0	9,042,633.99	6,860,507.70	1,063,957.10	0.00
1	9,494,765.69	7,203,533.08	1,117,154.96	0.00
2	9,969,503.98	7,563,709.74	1,173,012.70	0.00
3	10,467,979.18	7,941,895.22	1,231,663.34	0.00
4	10,991,378.14	8,338,989.98	1,293,246.51	0.00
5	11,540,947.04	8,755,939.48	1,357,908.83	0.00
6	12,117,994.40	9,193,736.46	1,425,804.27	0.00
7	12,723,894.12	9,653,423.28	1,497,094.49	0.00
8	13,360,088.82	10,136,094.44	1,571,949.21	0.00
9	14,028,093.26	10,642,899.17	1,650,546.67	0.00
10	14,729,497.93	11,175,044.13	1,733,074.01	0.00
11	15,465,972.82	11,733,796.33	1,819,727.71	0.00
12	16,239,271.46	12,320,486.15	1,910,714.09	0.00
13	17,051,235.04	12,936,510.46	2,006,249.80	0.00
14	17,903,796.79	13,583,335.98	2,106,562.29	0.00
15	18,798,986.63	14,262,502.78	2,211,890.40	0.00
รวม	213,926,039.28	162,302,404.37	25,170,556.38	0.00

ตารางที่ 9 ความสูญเสียเนื่องจากไฟฟ้าดับ ที่อัตราการเติบโตของโหลด 3 เปอร์เซ็นต์ต่อปี (บาท/ปี)

ปี	ปัจจุบัน	แนวทาง 1	แนวทาง 2	แนวทาง 3
0	9,042,633.99	6,860,507.70	1,063,957.10	0.00
1	9,313,913.01	7,066,322.93	1,095,875.82	0.00
2	9,593,330.40	7,278,312.62	1,128,752.09	0.00
3	9,881,130.32	7,496,661.99	1,162,614.65	0.00
4	10,177,564.23	7,721,561.85	1,197,493.09	0.00
5	10,482,891.15	7,953,208.71	1,233,417.88	0.00
6	10,797,377.89	8,191,804.97	1,270,420.42	0.00
7	11,121,299.22	8,437,559.12	1,308,533.03	0.00
8	11,454,938.20	8,690,685.89	1,347,789.02	0.00
9	11,798,586.35	8,951,406.47	1,388,222.70	0.00
10	12,152,543.94	9,219,948.67	1,429,869.38	0.00
11	12,517,120.26	9,496,547.13	1,472,765.46	0.00
12	12,892,633.86	9,781,443.54	1,516,948.42	0.00
13	13,279,412.88	10,074,886.84	1,562,456.87	0.00
14	13,677,795.27	10,377,133.45	1,609,330.58	0.00
15	14,088,129.12	10,688,447.45	1,657,610.50	0.00
รวม	182,271,300.10	138,286,439.34	21,446,057.02	0.00

ตารางที่ 10 มูลค่าเสียโอกาสเนื่องจากไฟฟ้าดับ ที่อัตราการเติบโตของโหลด 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี
(บาท/ปี)

ปี	ปัจจุบัน	แนวทาง 1	แนวทาง 2	แนวทาง 3
0	80,234.71	60,872.84	4,990.50	0.00
1	84,246.45	63,916.49	5,240.03	0.00
2	88,458.77	67,112.31	5,502.03	0.00
3	92,881.71	70,467.93	5,777.13	0.00
4	97,525.79	73,991.32	6,065.98	0.00
5	102,402.08	77,690.89	6,369.28	0.00
6	107,522.18	81,575.43	6,687.75	0.00
7	112,898.29	85,654.20	7,022.14	0.00
8	118,543.21	89,936.91	7,373.24	0.00
9	124,470.37	94,433.76	7,741.90	0.00
10	130,693.89	99,155.45	8,129.00	0.00
11	137,228.58	104,113.22	8,535.45	0.00
12	144,090.01	109,318.88	8,962.22	0.00
13	151,294.51	114,784.83	9,410.33	0.00
14	158,859.24	120,524.07	9,880.85	0.00
15	166,802.20	126,550.27	10,374.89	0.00
รวม	1,898,151.99	1,440,098.79	118,062.73	0.00

ตารางที่ 11 มูลค่าเสียโอกาสเนื่องจากไฟฟ้าดับ ที่อัตราการเติบโตของโหลด 3 เปอร์เซ็นต์ต่อปี
(บาท/ปี)

ปี	ปัจจุบัน	แนวทาง 1	แนวทาง 2	แนวทาง 3
0	80,234.71	60,872.84	4,990.50	0.00
1	82,641.75	62,699.03	5,140.22	0.00
2	85,121.00	64,580.00	5,294.42	0.00
3	87,674.63	66,517.40	5,453.25	0.00
4	90,304.87	68,512.92	5,616.85	0.00
5	93,014.02	70,568.31	5,785.36	0.00
6	95,804.44	72,685.36	5,958.92	0.00
7	98,678.57	74,865.92	6,137.69	0.00
8	101,638.93	77,111.90	6,321.82	0.00
9	104,688.10	79,425.25	6,511.47	0.00
10	107,828.74	81,808.01	6,706.82	0.00
11	111,063.60	84,262.25	6,908.02	0.00
12	114,395.51	86,790.12	7,115.26	0.00
13	117,827.38	89,393.82	7,328.72	0.00
14	121,362.20	92,075.64	7,548.58	0.00
15	125,003.06	94,837.91	7,775.04	0.00
รวม	1,617,281.52	1,227,006.68	100,592.93	0.00

ตารางที่ 12 ตารางหน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้า ในระบบจ่ายไฟแบบวงรอบเปิด ที่อัตราการเติบโตของโหลด 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปี	L1. KK1-KKD		L2. KKD-NOA		L3. KK1-KKC		รวม	
	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.
0	0.18	0.77	0.36	1.52	0.20	0.85	0.74	3.14
1	0.21	0.89	0.41	1.75	0.23	0.98	0.85	3.62
2	0.24	1.02	0.48	2.02	0.27	1.13	0.99	4.17
3	0.29	1.17	0.55	2.32	0.31	1.29	1.15	4.78
4	0.32	1.35	0.64	2.68	0.35	1.48	1.31	5.51
5	0.37	1.56	0.73	3.10	0.40	1.70	1.50	6.36
6	0.43	1.79	0.85	3.58	0.46	1.96	1.74	7.33
7	0.49	2.07	0.98	4.14	0.53	2.25	2.00	8.46
8	0.57	2.39	1.14	4.79	0.61	2.58	2.32	9.76
9	0.65	2.76	1.32	5.50	0.70	2.97	2.67	11.23
10	0.76	3.19	1.53	6.44	0.81	3.41	3.10	13.04
11	0.87	3.69	1.77	7.48	0.93	3.92	3.57	15.09
12	1.01	4.27	2.06	8.70	1.07	4.51	4.14	17.48
13	1.17	4.95	2.40	10.14	1.23	5.19	4.80	20.28
14	1.36	5.74	2.80	11.83	1.42	5.98	5.58	23.55
15	1.58	6.68	3.28	13.84	1.63	6.89	6.49	27.41

ตารางที่ 13 ตารางหน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้า ในระบบจ่ายไฟแบบวงรอบเปิด ที่อัตราการเติบโตของโหลด 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปี	L1. KK1-KKD		L2. KKD-NOA		L3. KK1-KKC		รวม	
	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.
0	0.18	0.77	0.36	1.52	0.20	0.85	0.74	3.14
1	0.20	0.86	0.40	1.68	0.22	0.94	0.82	3.48
2	0.22	0.92	0.44	1.86	0.25	1.04	0.91	3.82
3	0.25	1.04	0.49	2.06	0.27	1.15	1.01	4.25
4	0.27	1.15	0.54	2.29	0.30	1.27	1.11	4.71
5	0.30	1.28	0.60	2.54	0.33	1.44	1.23	5.26
6	0.34	1.42	0.67	2.81	0.37	1.55	1.38	5.78
7	0.37	1.57	0.74	3.12	0.41	1.71	1.52	6.40
8	0.41	1.74	0.82	3.46	0.45	1.89	1.68	7.09
9	0.46	1.92	0.91	3.84	0.50	2.09	1.87	7.85
10	0.51	2.13	1.01	4.27	0.55	2.31	2.07	8.71
11	0.56	2.36	1.12	4.74	0.61	2.56	2.29	9.66
12	0.62	2.62	1.25	5.27	0.67	2.83	2.54	10.72
13	0.69	2.91	1.39	5.87	0.74	3.13	2.82	11.91
14	0.77	3.23	1.55	6.53	0.82	3.46	3.14	13.22
15	0.85	3.59	1.72	7.28	0.91	3.82	3.48	14.69

ตารางที่ 14 ตารางหน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้า ในระบบจ่ายไฟแบบวงรอบเปิด ที่อัตราการเติบโตของโหลด 3 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปี	L1. KK1-KKD		L2. KKD-NOA		L3. KK1-KKC		รวม	
	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.
0	0.18	0.77	0.36	1.52	0.20	0.85	0.74	3.14
1	0.19	0.82	0.38	1.62	0.22	0.91	0.79	3.35
2	0.21	0.87	0.41	1.72	0.23	0.96	0.85	3.55
3	0.22	0.93	0.43	1.83	0.24	1.02	0.89	3.78
4	0.23	0.98	0.46	1.95	0.26	1.09	0.95	4.02
5	0.25	1.05	0.49	2.07	0.27	1.15	1.01	4.27
6	0.26	1.11	0.52	2.20	0.29	1.23	1.07	4.54
7	0.28	1.18	0.56	2.34	0.31	1.30	1.15	4.82
8	0.30	1.26	0.59	2.50	0.33	1.38	1.22	5.14
9	0.32	1.34	0.63	2.66	0.35	1.47	1.30	5.47
10	0.34	1.42	0.67	2.83	0.37	1.56	1.38	5.81
11	0.36	1.51	0.71	3.01	0.39	1.66	1.46	6.18
12	0.38	1.61	0.76	3.21	0.42	1.76	1.56	6.58
13	0.41	1.71	0.81	3.42	0.44	1.87	1.66	7.00
14	0.43	1.82	0.86	3.64	0.47	1.99	1.76	7.45
15	0.50	2.10	1.00	4.21	0.54	2.28	2.04	8.59

ตารางที่ 15 ตารางหน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้า ในระบบจ่ายไฟแบบวงรอบปิด ที่อัตราการเติบโตของโหลด 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปี	L1. KK1-KKD		L2. KKD-NOA		L3. KK1-KKC		L4. KKC-NOA		รวม	
	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.
0	0.12	0.50	0.17	0.73	0.32	1.37	0.03	0.14	0.64	2.74
1	0.14	0.57	0.20	0.84	0.37	1.57	0.04	0.16	0.75	3.14
2	0.16	0.66	0.23	0.97	0.43	1.18	0.04	0.19	0.86	3.00
3	0.19	0.76	0.26	1.12	0.49	2.07	0.05	0.22	0.99	4.17
4	0.21	0.87	0.30	1.28	0.57	2.39	0.06	0.25	1.14	4.79
5	0.24	1.00	0.35	1.48	0.65	2.74	0.07	0.29	1.31	5.51
6	0.27	1.15	0.40	1.70	0.75	3.15	0.08	0.33	1.50	6.33
7	0.31	1.32	0.47	1.96	0.86	3.63	0.09	0.39	1.73	7.30
8	0.36	1.52	0.54	2.26	0.99	4.18	0.11	0.44	2.00	8.40
9	0.41	1.75	0.62	2.61	1.14	4.81	0.12	0.51	2.29	9.68
10	0.48	2.01	0.71	3.01	1.31	5.54	0.14	0.59	2.64	11.15
11	0.55	2.32	0.83	3.48	1.52	6.39	0.16	0.69	3.06	12.88
12	0.63	2.67	0.95	4.02	1.75	7.37	0.19	0.79	3.52	14.85
13	0.73	3.08	1.10	4.66	2.02	8.51	0.22	0.92	4.07	17.17
14	0.84	3.55	1.28	5.39	2.33	9.83	0.25	1.07	4.70	19.84
15	0.97	4.10	1.48	6.25	2.69	11.37	0.29	1.24	5.43	22.96

ตารางที่ 16 ตารางหน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้า ในระบบจ่ายไฟแบบวงรอบปิด ที่อัตราการใช้
ของโหลด 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปี	L1. KK1-KKD		L2. KKD-NOA		L3. KK1-KKC		L4. KKC-NOA		รวม	
	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.
0	0.12	0.50	0.17	0.73	0.32	1.37	0.03	0.14	0.64	2.74
1	0.13	0.55	0.19	0.81	0.36	1.51	0.04	0.16	0.72	3.03
2	0.14	0.59	0.21	0.90	0.40	1.67	0.04	0.17	0.79	3.33
3	0.16	0.67	0.24	0.99	0.44	1.85	0.05	0.19	0.89	3.70
4	0.18	0.74	0.26	1.10	0.48	2.04	0.05	0.21	0.97	4.09
5	0.20	0.82	0.29	1.22	0.54	2.26	0.06	0.24	1.09	4.54
6	0.22	0.91	0.32	1.35	0.59	2.50	0.06	0.26	1.19	5.02
7	0.24	1.01	0.35	1.49	0.65	2.76	0.07	0.29	1.31	5.55
8	0.26	1.11	0.39	1.65	0.72	3.05	0.08	0.32	1.45	6.13
9	0.29	1.23	0.43	1.83	0.80	3.38	0.08	0.36	1.60	6.80
10	0.32	1.36	0.48	2.02	0.89	3.74	0.09	0.40	1.78	7.52
11	0.36	1.50	0.53	2.24	0.98	4.14	0.10	0.44	1.97	8.32
12	0.39	1.66	0.59	2.48	1.09	4.58	0.12	0.49	2.19	9.21
13	0.44	1.84	0.65	2.75	1.20	5.07	0.13	0.54	2.42	10.20
14	0.48	2.04	0.72	3.06	1.33	5.62	0.14	0.60	2.67	11.32
15	0.54	2.26	0.80	3.39	1.48	6.23	0.16	0.67	2.98	12.55

ตารางที่ 17 ตารางหน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้า ในระบบจ่ายไฟแบบวงรอบปิดอัตราการเติบโต
ของโหลด 3 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปี	L1. KK1-KKD		L2. KKD-NOA		L3. KK1-KKC		L4. KKC-NOA		รวม	
	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.	MW.	MVAR.
0	0.12	0.50	0.17	0.73	0.32	1.37	0.03	0.14	0.64	2.74
1	0.13	0.53	0.19	0.78	0.34	1.45	0.04	0.15	0.70	2.91
2	0.13	0.56	0.20	0.83	0.37	1.54	0.04	0.16	0.74	3.09
3	0.14	0.60	0.21	0.88	0.39	1.64	0.04	0.17	0.78	3.29
4	0.15	0.64	0.22	0.94	0.41	1.74	0.04	0.18	0.82	3.50
5	0.16	0.68	0.24	1.00	0.44	1.85	0.05	0.19	0.89	3.72
6	0.17	0.72	0.25	1.06	0.47	1.97	0.05	0.21	0.94	3.96
7	0.18	0.76	0.27	1.13	0.50	2.09	0.05	0.22	1.00	4.20
8	0.19	0.81	0.28	1.20	0.53	2.22	0.06	0.23	1.06	4.46
9	0.20	0.86	0.30	1.27	0.56	2.36	0.06	0.25	1.12	4.74
10	0.22	0.91	0.32	1.35	0.60	2.51	0.06	0.26	1.20	5.03
11	0.23	0.97	0.34	1.44	0.63	2.67	0.07	0.28	1.27	5.36
12	0.24	1.03	0.36	1.53	0.67	2.84	0.07	0.30	1.34	5.70
13	0.26	1.10	0.39	1.63	0.72	3.02	0.08	0.32	1.45	6.07
14	0.28	1.17	0.41	1.73	0.76	3.21	0.08	0.34	1.53	6.45
15	0.32	1.34	0.47	2.00	0.87	3.69	0.09	0.39	1.75	7.42

ตารางที่ 18 ตารางเปรียบเทียบมูลค่าหน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้า ในระบบจ่ายไฟแบบวงรอบเปิด และวงรอบปิดอัตราการเติบโตของโหลด 5 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปี	OPEN LOOP MW.	CLOSE LOOP MW.	Δ MW.	มูลค่าความเสียหาย (บาท/ปี)
0	0.74	0.64	0.10	2,287,323.60
1	0.82	0.72	0.10	2,287,323.60
2	0.91	0.79	0.12	2,744,788.32
3	1.01	0.89	0.12	2,744,788.32
4	1.11	0.97	0.14	3,202,253.04
5	1.23	1.09	0.14	3,202,253.04
6	1.38	1.19	0.19	4,345,914.84
7	1.52	1.31	0.21	4,803,379.56
8	1.68	1.45	0.23	5,260,844.28
9	1.87	1.60	0.27	6,175,773.72
10	2.07	1.78	0.29	6,633,238.44
11	2.29	1.97	0.32	7,319,435.52
12	2.54	2.19	0.35	8,005,632.60
13	2.82	2.42	0.40	9,149,294.40
14	3.14	2.67	0.47	10,750,420.92
15	3.48	2.98	0.50	11,436,618.00
				<u>90,349,282.20</u>

ตารางที่ 19 ตารางเปรียบเทียบมูลค่าหน่วยสูญเสียในสายส่งไฟฟ้า ในระบบจ่ายไฟแบบวงรอบเปิด และวงรอบปิด ที่อัตราการเติบโตของโหลด 3 เปอร์เซ็นต์ต่อปี

ปี	OPEN LOOP MW.	CLOSE LOOP MW.	Δ MW.	มูลค่าความเสียหาย (บาท/ปี)
0	0.74	0.64	0.10	2,287,323.60
1	0.79	0.70	0.09	2,058,591.24
2	0.85	0.74	0.11	2,516,055.96
3	0.89	0.78	0.11	2,516,055.96
4	0.95	0.82	0.13	2,973,520.68
5	1.01	0.89	0.12	2,744,788.32
6	1.07	0.94	0.13	2,973,520.68
7	1.15	1.00	0.15	3,430,985.40
8	1.22	1.06	0.16	3,659,717.76
9	1.30	1.12	0.18	4,117,182.48
10	1.38	1.20	0.18	4,117,182.48
11	1.46	1.27	0.19	4,345,914.84
12	1.56	1.34	0.22	5,032,111.92
13	1.66	1.45	0.21	4,803,379.56
14	1.76	1.53	0.23	5,260,844.28
15	2.04	1.75	0.29	6,633,238.44
				<u>59,470,413.60</u>

ตารางที่ 20 แสดงตารางกระแสเงินสดของแนวทางที่ 1 ที่อัตราดอกเบี้ยของโหลด 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ดอกเบี้ย 7 %

ปีที่	ต้นทุน		ผลตอบแทน				อัตราคิดลด ดอกเบี้ย 7	ต้นทุน PV (บาท)	ผลตอบแทน PV (บาท)	NPV (บาท)	
	ค่าลงทุน เริ่มต้น (บาท)	ค่าบำรุงรักษา ต่อปี (บาท)	รวม (บาท)	ENS (บาท)	ECOST (บาท)	Loss (บาท)					รวม (บาท)
0	31,429,000		31,429,000					31,429,000	-	31,429,000	
1		471,435	471,435	79,275	2,334,875	-	2,414,150	0.934579	440,593	2,256,215	1,815,622
2		471,435	471,435	84,824	2,498,316	-	2,583,141	0.873439	411,770	2,256,215	1,844,446
3		471,435	471,435	90,762	2,673,199	-	2,763,961	0.816298	384,831	2,256,215	1,871,384
4		471,435	471,435	97,115	2,860,322	-	2,957,438	0.762895	359,656	2,256,215	1,896,560
5		471,435	471,435	103,913	3,060,545	-	3,164,458	0.712986	336,127	2,256,215	1,920,088
6		471,435	471,435	111,187	3,274,783	-	3,385,971	0.666342	314,137	2,256,215	1,942,078
7		471,435	471,435	118,970	3,504,018	-	3,622,988	0.622750	293,586	2,256,215	1,962,629
8		471,435	471,435	127,298	3,749,299	-	3,876,598	0.582009	274,379	2,256,215	1,981,836
9		471,435	471,435	136,209	4,011,750	-	4,147,959	0.543934	256,429	2,256,215	1,999,786
10		471,435	471,435	145,744	4,292,573	-	4,438,317	0.508349	239,654	2,256,215	2,016,561
11		471,435	471,435	155,946	4,593,053	-	4,748,999	0.475093	223,975	2,256,215	2,032,240
12		471,435	471,435	166,862	4,914,566	-	5,081,429	0.444012	209,323	2,256,215	2,046,892
13		471,435	471,435	178,543	5,258,586	-	5,437,129	0.414964	195,629	2,256,215	2,060,586
14		471,435	471,435	191,041	5,626,687	-	5,817,728	0.387817	182,831	2,256,215	2,073,384
15		471,435	471,435	204,413	6,020,555	-	6,224,969	0.362446	170,870	2,256,215	2,085,345
				รวม					35,722,789	33,843,227	29,549,437

ตารางที่ 21 แสดงตารางกระแสเงินสดของแนวทางที่ 2 ที่อัตราดอกเบี้ยของโหลด 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ดอกเบี้ย 7 %

ปีที่	ค่าลงทุน เริ่มต้น (บาท)	ต้นทุน		ผลตอบแทน			อัตราคิดลด ดอกเบี้ย 7	ต้นทุน PV (บาท)	ผลตอบแทน PV (บาท)	NPV (บาท)
		ค่าบำรุงรักษา ต่อปี (บาท)	รวม (บาท)	ENS (บาท)	ECOST (บาท)	Loss (บาท)				
0	111,809,841		111,809,841				1	111,809,841	-	111,809,841
1		1,677,148	1,677,148	139,069	8,537,184	8,676,253	0.934579	1,567,428	8,108,648	6,541,220
2		1,677,148	1,677,148	148,804	9,134,787	9,283,591	0.873439	1,464,886	8,108,648	6,643,762
3		1,677,148	1,677,148	159,220	9,774,222	9,933,443	0.816298	1,369,052	8,108,648	6,739,596
4		1,677,148	1,677,148	170,366	10,458,418	10,628,784	0.762895	1,279,488	8,108,648	6,829,160
5		1,677,148	1,677,148	182,291	11,190,507	11,372,798	0.712986	1,195,783	8,108,648	6,912,865
6		1,677,148	1,677,148	195,052	11,973,843	12,168,894	0.666342	1,117,554	8,108,648	6,991,094
7		1,677,148	1,677,148	208,705	12,812,012	13,020,717	0.622750	1,044,443	8,108,648	7,064,205
8		1,677,148	1,677,148	223,315	13,708,852	13,932,167	0.582009	976,115	8,108,648	7,132,533
9		1,677,148	1,677,148	238,947	14,668,472	14,907,419	0.543934	912,257	8,108,648	7,196,391
10		1,677,148	1,677,148	255,673	15,695,265	15,950,938	0.508349	852,577	8,108,648	7,256,071
11		1,677,148	1,677,148	273,570	16,793,934	17,067,504	0.475093	796,801	8,108,648	7,311,847
12		1,677,148	1,677,148	292,720	17,969,509	18,262,229	0.444012	744,674	8,108,648	7,363,974
13		1,677,148	1,677,148	313,210	19,227,375	19,540,585	0.414964	695,957	8,108,648	7,412,691
14		1,677,148	1,677,148	335,135	20,573,291	20,908,426	0.387817	650,427	8,108,648	7,458,221
15		1,677,148	1,677,148	358,595	22,013,421	22,372,016	0.362446	607,875	8,108,648	7,500,773
				รวม				127,085,157	121,629,721	106,354,405

ตารางที่ 22 แสดงตารางกระแสเงินสดของแนวทางที่ 3 ที่อัตราดอกเบี้ยของโหลด 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ดอกเบี้ย 7 %

ปีที่	ค่าลงทุน เริ่มต้น (บาท)	ต้นทุน		ผลตอบแทน				อัตราคิดลด ดอกเบี้ย 7	ต้นทุน PV (บาท)	ผลตอบแทน PV (บาท)	NPV (บาท)
		ค่าบำรุงรักษา ต่อปี (บาท)	รวม (บาท)	ENS (บาท)	ECOST (บาท)	Loss (บาท)	รวม (บาท)				
0	141,397,984		141,397,984					1	141,397,984	-	141,397,984
1		2,120,970	2,120,970	144,409	9,675,618	2,287,324	12,107,351	0.934579	1,982,215	11,315,281	9,333,067
2		2,120,970	2,120,970	154,518	10,352,912	2,973,521	13,480,950	0.873439	1,852,537	11,774,784	9,922,247
3		2,120,970	2,120,970	165,334	11,077,615	3,659,718	14,902,667	0.816298	1,731,343	12,165,015	10,433,672
4		2,120,970	2,120,970	176,907	11,853,049	3,888,450	15,918,406	0.762895	1,618,078	12,144,076	10,525,998
5		2,120,970	2,120,970	189,291	12,682,762	4,345,915	17,217,968	0.712986	1,512,222	12,276,173	10,763,951
6		2,120,970	2,120,970	202,541	13,570,555	5,489,577	19,262,673	0.666342	1,413,292	12,835,532	11,422,241
7		2,120,970	2,120,970	216,719	14,520,494	6,175,774	20,912,987	0.622750	1,320,833	13,023,557	11,702,724
8		2,120,970	2,120,970	231,889	15,536,929	7,319,436	23,088,254	0.582009	1,234,424	13,437,574	12,203,150
9		2,120,970	2,120,970	248,122	16,624,514	8,691,830	25,564,465	0.543934	1,153,667	13,905,375	12,751,708
10		2,120,970	2,120,970	265,490	17,788,230	10,521,689	28,575,408	0.508349	1,078,193	14,526,289	13,448,095
11		2,120,970	2,120,970	284,074	19,033,406	11,665,350	30,982,831	0.475093	1,007,657	14,719,720	13,712,062
12		2,120,970	2,120,970	303,960	20,365,744	14,181,406	34,851,110	0.444012	941,736	15,474,310	14,532,574
13		2,120,970	2,120,970	325,237	21,791,346	16,697,462	38,814,045	0.414964	880,127	16,106,449	15,226,322
14		2,120,970	2,120,970	348,003	23,316,741	20,128,448	43,793,192	0.387817	822,549	16,983,755	16,161,206
15		2,120,970	2,120,970	372,363	24,948,912	24,245,630	49,566,906	0.362446	768,737	17,965,328	17,196,591
				รวม					160,715,594	208,653,217	189,335,606

ตารางที่ 23 แสดงตารางกระแสเงินสดของแนวทางที่ 1 ที่อัตราดอกเบี้ยของโหนด 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ดอกเบี้ย 5 %

ปีที่	ค่าลงทุน เริ่มต้น (บาท)	ต้นทุน		ผลตอบแทน			อัตราคิดลด ดอกเบี้ย 5	ต้นทุน PV (บาท)	ผลตอบแทน PV (บาท)	NPV (บาท)	
		ค่าบำรุงรักษา ต่อปี (บาท)	รวม (บาท)	ENS (บาท)	ECOST (บาท)	Loss (บาท)					รวม (บาท)
0	31,429,000		31,429,000				1	31,429,000	-	31,429,000	
1		471,435	471,435	79,275	2,334,875	-	2,414,150	0.952381	448,986	2,299,191	1,850,205
2		471,435	471,435	84,824	2,498,316	-	2,583,141	0.907029	427,605	2,342,985	1,915,379
3		471,435	471,435	90,762	2,673,199	-	2,763,961	0.863838	407,243	2,387,613	1,980,370
4		471,435	471,435	97,115	2,860,322	-	2,957,438	0.822702	387,851	2,433,091	2,045,241
5		471,435	471,435	103,913	3,060,545	-	3,164,458	0.783526	369,382	2,479,436	2,110,054
6		471,435	471,435	111,187	3,274,783	-	3,385,971	0.746215	351,792	2,526,663	2,174,871
7		471,435	471,435	118,970	3,504,018	-	3,622,988	0.710681	335,040	2,574,790	2,239,750
8		471,435	471,435	127,298	3,749,299	-	3,876,598	0.676839	319,086	2,623,834	2,304,748
9		471,435	471,435	136,209	4,011,750	-	4,147,959	0.644609	303,891	2,673,812	2,369,920
10		471,435	471,435	145,744	4,292,573	-	4,438,317	0.613913	289,420	2,724,741	2,435,321
11		471,435	471,435	155,946	4,593,053	-	4,748,999	0.584679	275,638	2,776,641	2,501,003
12		471,435	471,435	166,862	4,914,566	-	5,081,429	0.556837	262,513	2,829,530	2,567,017
13		471,435	471,435	178,543	5,258,586	-	5,437,129	0.530321	250,012	2,883,425	2,633,413
14		471,435	471,435	191,041	5,626,687	-	5,817,728	0.505068	238,107	2,938,348	2,700,241
15		471,435	471,435	204,413	6,020,555	-	6,224,969	0.481017	226,768	2,994,316	2,767,548
				รวม					36,322,334	39,488,417	34,595,083

ตารางที่ 24 แสดงตารางกระแสเงินสดของแนวทางที่ 2 ที่อัตราดอกเบี้ยของโหลด 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ดอกเบี้ย 5 %

ปีที่	ค่าลงทุน เริ่มต้น (บาท)	ต้นทุน		ผลตอบแทน			อัตราคิดลด ดอกเบี้ย 5	ต้นทุน PV (บาท)	ผลตอบแทน PV (บาท)	NPV (บาท)
		ค่าบำรุงรักษา ต่อปี (บาท)	รวม (บาท)	ENS (บาท)	ECOST (บาท)	Loss (บาท)				
0	111,809,841		111,809,841				1	111,809,841	-	111,809,841
1		1,677,148	1,677,148	139,069	8,537,184		0.952381	1,597,283	8,263,098	6,665,815
2		1,677,148	1,677,148	148,804	9,134,787		0.907029	1,521,222	8,420,491	6,899,269
3		1,677,148	1,677,148	159,220	9,774,222		0.863838	1,448,783	8,580,881	7,132,098
4		1,677,148	1,677,148	170,366	10,458,418		0.822702	1,379,793	8,744,327	7,364,533
5		1,677,148	1,677,148	182,291	11,190,507		0.783526	1,314,089	8,910,885	7,596,796
6		1,677,148	1,677,148	195,052	11,973,843		0.746215	1,251,513	9,080,616	7,829,103
7		1,677,148	1,677,148	208,705	12,812,012		0.710681	1,191,917	9,253,580	8,061,663
8		1,677,148	1,677,148	223,315	13,708,852		0.676839	1,135,160	9,429,839	8,294,680
9		1,677,148	1,677,148	238,947	14,668,472		0.644609	1,081,104	9,609,455	8,528,351
10		1,677,148	1,677,148	255,673	15,695,265		0.613913	1,029,623	9,792,492	8,762,869
11		1,677,148	1,677,148	273,570	16,793,934		0.584679	980,593	9,979,016	8,998,422
12		1,677,148	1,677,148	292,720	17,969,509		0.556837	933,899	10,169,092	9,235,194
13		1,677,148	1,677,148	313,210	19,227,375		0.530321	889,427	10,362,789	9,473,362
14		1,677,148	1,677,148	335,135	20,573,291		0.505068	847,074	10,560,176	9,713,102
15		1,677,148	1,677,148	358,595	22,013,421		0.481017	806,737	10,761,322	9,954,585
				รวม				129,218,059	141,918,061	124,509,842

ตารางที่ 25 แสดงตารางกระแสเงินสดของแนวทางที่ 3 ที่อัตราดอกเบี้ยของโหลด 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ดอกเบี้ย 5 %

ปีที่	ค่าลงทุน เริ่มต้น (บาท)	ต้นทุน		ผลตอบแทน				อัตราคิดลด ดอกเบี้ย 5	ต้นทุน PV (บาท)	ผลตอบแทน PV (บาท)	NPV (บาท)
		ค่าบำรุงรักษา ต่อปี (บาท)	รวม (บาท)	ENS (บาท)	ECOST (บาท)	Loss (บาท)	รวม (บาท)				
0	141,397,984		141,397,984					1	141,397,984	-	141,397,984
1		2,120,970	2,120,970	144,409	9,675,618	2,287,324	12,107,351	0.952381	2,019,971	11,530,810	9,510,839
2		2,120,970	2,120,970	154,518	10,352,912	2,973,521	13,480,950	0.907029	1,923,782	12,227,619	10,303,837
3		2,120,970	2,120,970	165,334	11,077,615	3,659,718	14,902,667	0.863838	1,832,173	12,873,484	11,041,311
4		2,120,970	2,120,970	176,907	11,853,049	3,888,450	15,918,406	0.822702	1,744,927	13,096,112	11,351,185
5		2,120,970	2,120,970	189,291	12,682,762	4,345,915	17,217,968	0.783526	1,661,835	13,490,728	11,828,893
6		2,120,970	2,120,970	202,541	13,570,555	5,489,577	19,262,673	0.746215	1,582,700	14,374,103	12,791,403
7		2,120,970	2,120,970	216,719	14,520,494	6,175,774	20,912,987	0.710681	1,507,334	14,862,469	13,355,136
8		2,120,970	2,120,970	231,889	15,536,929	7,319,436	23,088,254	0.676839	1,435,556	15,627,039	14,191,483
9		2,120,970	2,120,970	248,122	16,624,514	8,691,830	25,564,465	0.644609	1,367,196	16,479,082	15,111,886
10		2,120,970	2,120,970	265,490	17,788,230	10,521,689	28,575,408	0.613913	1,302,091	17,542,822	16,240,730
11		2,120,970	2,120,970	284,074	19,033,406	11,665,350	30,982,831	0.584679	1,240,087	18,115,019	16,874,932
12		2,120,970	2,120,970	303,960	20,365,744	14,181,406	34,851,110	0.556837	1,181,035	19,406,402	18,225,367
13		2,120,970	2,120,970	325,237	21,791,346	16,697,462	38,814,045	0.530321	1,124,796	20,583,917	19,459,121
14		2,120,970	2,120,970	348,003	23,316,741	20,128,448	43,793,192	0.505068	1,071,234	22,118,538	21,047,304
15		2,120,970	2,120,970	372,363	24,948,912	24,245,630	49,566,906	0.481017	1,020,223	23,842,529	22,822,307
				รวม					163,412,925	246,170,674	224,155,733

ตารางที่ 26 แสดงตารางกระแสเงินสดของแนวทางที่ 1 ที่อัตราดอกเบี้ยของโหนด 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ดอกเบี้ย 3 %

ปีที่	ค่าลงทุน เริ่มต้น (บาท)	ต้นทุน		ผลตอบแทน			อัตราคิดลด ดอกเบี้ย 7	ต้นทุน PV (บาท)	ผลตอบแทน PV (บาท)	NPV (บาท)	
		ค่าบำรุงรักษา ต่อปี (บาท)	รวม (บาท)	ENS (บาท)	ECOST (บาท)	Loss (บาท)					รวม (บาท)
0	31,429,000		31,429,000				1	31,429,000	-	31,429,000	
1		471,435	471,435	79,275	2,334,875	-	2,414,150	0.917431	432,509	2,214,817	1,782,308
2		471,435	471,435	84,824	2,498,316	-	2,583,141	0.841680	396,797	2,174,178	1,777,380
3		471,435	471,435	90,762	2,673,199	-	2,763,961	0.772183	364,034	2,134,285	1,770,250
4		471,435	471,435	97,115	2,860,322	-	2,957,438	0.708425	333,976	2,095,123	1,761,147
5		471,435	471,435	103,913	3,060,545	-	3,164,458	0.649931	306,400	2,056,681	1,750,280
6		471,435	471,435	111,187	3,274,783	-	3,385,971	0.596267	281,101	2,018,944	1,737,842
7		471,435	471,435	118,970	3,504,018	-	3,622,988	0.547034	257,891	1,981,899	1,724,008
8		471,435	471,435	127,298	3,749,299	-	3,876,598	0.501866	236,597	1,945,534	1,708,936
9		471,435	471,435	136,209	4,011,750	-	4,147,959	0.460428	217,062	1,909,836	1,692,774
10		471,435	471,435	145,744	4,292,573	-	4,438,317	0.422411	199,139	1,874,793	1,675,654
11		471,435	471,435	155,946	4,593,053	-	4,748,999	0.387533	182,697	1,840,393	1,657,696
12		471,435	471,435	166,862	4,914,566	-	5,081,429	0.355535	167,612	1,806,624	1,639,013
13		471,435	471,435	178,543	5,258,586	-	5,437,129	0.326179	153,772	1,773,475	1,619,703
14		471,435	471,435	191,041	5,626,687	-	5,817,728	0.299246	141,075	1,740,934	1,599,859
15		471,435	471,435	204,413	6,020,555	-	6,224,969	0.274538	129,427	1,708,991	1,579,564
				รวม					35,229,091	29,276,506	25,476,415

ตารางที่ 27 แสดงตารางกระแสเงินสดของแนวทางที่ 2 ที่อัตราดอกเบี้ยของโหลด 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ดอกเบี้ย 3 %

ปีที่	ค่าลงทุน เริ่มต้น (บาท)	ต้นทุน		ผลตอบแทน			อัตราคิดลด ดอกเบี้ย 7	ต้นทุน PV (บาท)	ผลตอบแทน PV (บาท)	NPV (บาท)
		ค่าบำรุงรักษา ต่อปี (บาท)	รวม (บาท)	ENS (บาท)	ECOST (บาท)	Loss (บาท)				
0	111,809,841		111,809,841				1	111,809,841	-	111,809,841
1		1,677,148	1,677,148	139,069	8,537,184	8,676,253	0.917431	1,538,668	7,959,866	6,421,198
2		1,677,148	1,677,148	148,804	9,134,787	9,283,591	0.841680	1,411,622	7,813,813	6,402,191
3		1,677,148	1,677,148	159,220	9,774,222	9,933,443	0.772183	1,295,066	7,670,440	6,375,375
4		1,677,148	1,677,148	170,366	10,458,418	10,628,784	0.708425	1,188,134	7,529,698	6,341,565
5		1,677,148	1,677,148	182,291	11,190,507	11,372,798	0.649931	1,090,031	7,391,539	6,301,508
6		1,677,148	1,677,148	195,052	11,973,843	12,168,894	0.596267	1,000,028	7,255,914	6,255,886
7		1,677,148	1,677,148	208,705	12,812,012	13,020,717	0.547034	917,457	7,122,778	6,205,321
8		1,677,148	1,677,148	223,315	13,708,852	13,932,167	0.501866	841,704	6,992,085	6,150,381
9		1,677,148	1,677,148	238,947	14,668,472	14,907,419	0.460428	772,205	6,863,790	6,091,584
10		1,677,148	1,677,148	255,673	15,695,265	15,950,938	0.422411	708,445	6,737,849	6,029,403
11		1,677,148	1,677,148	273,570	16,793,934	17,067,504	0.387533	649,950	6,614,218	5,964,269
12		1,677,148	1,677,148	292,720	17,969,509	18,262,229	0.355535	596,284	6,492,857	5,896,572
13		1,677,148	1,677,148	313,210	19,227,375	19,540,585	0.326179	547,050	6,373,722	5,826,672
14		1,677,148	1,677,148	335,135	20,573,291	20,908,426	0.299246	501,880	6,256,773	5,754,892
15		1,677,148	1,677,148	358,595	22,013,421	22,372,016	0.274538	460,441	6,141,969	5,681,529
				รวม				125,328,805	105,217,309	91,698,345

ตารางที่ 27 แสดงตารางกระแสเงินสดของแนวทางที่ 3 ที่อัตราดอกเบี้ยของโหลด 7 เปอร์เซ็นต์ต่อปี ดอกเบี้ย 3 %

ปีที่	ค่าลงทุน เริ่มต้น (บาท)	ต้นทุน		ผลตอบแทน				อัตราคิดลด ดอกเบี้ย 7	ต้นทุน PV (บาท)	ผลตอบแทน PV (บาท)	NPV (บาท)
		ค่าบำรุงรักษา ต่อปี (บาท)	รวม (บาท)	ENS (บาท)	ECOST (บาท)	Loss (บาท)	รวม (บาท)				
0	141,397,984		141,397,984					1	141,397,984	-	141,397,984
1		2,120,970	2,120,970	144,409	9,675,618	2,287,324	12,107,351	0.917431	1,945,844	11,107,661	9,161,818
2		2,120,970	2,120,970	154,518	10,352,912	2,973,521	13,480,950	0.841680	1,785,178	11,346,646	9,561,468
3		2,120,970	2,120,970	165,334	11,077,615	3,659,718	14,902,667	0.772183	1,637,778	11,507,593	9,869,816
4		2,120,970	2,120,970	176,907	11,853,049	3,888,450	15,918,406	0.708425	1,502,548	11,277,000	9,774,452
5		2,120,970	2,120,970	189,291	12,682,762	4,345,915	17,217,968	0.649931	1,378,485	11,190,497	9,812,013
6		2,120,970	2,120,970	202,541	13,570,555	5,489,577	19,262,673	0.596267	1,264,665	11,485,703	10,221,038
7		2,120,970	2,120,970	216,719	14,520,494	6,175,774	20,912,987	0.547034	1,160,243	11,440,120	10,279,877
8		2,120,970	2,120,970	231,889	15,536,929	7,319,436	23,088,254	0.501866	1,064,443	11,587,216	10,522,773
9		2,120,970	2,120,970	248,122	16,624,514	8,691,830	25,564,465	0.460428	976,553	11,770,590	10,794,036
10		2,120,970	2,120,970	265,490	17,788,230	10,521,689	28,575,408	0.422411	895,921	12,070,561	11,174,641
11		2,120,970	2,120,970	284,074	19,033,406	11,665,350	30,982,831	0.387533	821,945	12,006,865	11,184,919
12		2,120,970	2,120,970	303,960	20,365,744	14,181,406	34,851,110	0.355535	754,078	12,390,780	11,636,701
13		2,120,970	2,120,970	325,237	21,791,346	16,697,462	38,814,045	0.326179	691,815	12,660,313	11,968,498
14		2,120,970	2,120,970	348,003	23,316,741	20,128,448	43,793,192	0.299246	634,693	13,104,958	12,470,265
15		2,120,970	2,120,970	372,363	24,948,912	24,245,630	49,566,906	0.274538	582,287	13,608,001	13,025,714
				รวม					158,494,461	178,554,504	161,458,028

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล

ประวัติการศึกษา

ตำแหน่งและสถานที่ทำงานปัจจุบัน

นายศิวัช กาศุริยะ

วิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิต

2541

Engineer

Provincial Electricity Authority

200, Ngamwongwan Road, Jatujak Bangkok

10900