



การวางแผนปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า
โดยพิจารณาความสูญเสียทางการเงินเนื่องจากความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง
Power Distribution System Improvement Planning
by Considering Financial Losses Due to Faults in Power System

นิติกร เกษพรหม
Nitikorn Kesphrom

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาปรัชญาดุษฎีบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

2567



การวางแผนปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า
โดยพิจารณาความสูญเสียทางการเงินเนื่องจากความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง
Power Distribution System Improvement Planning
by Considering Financial Losses Due to Faults in Power System

นิติกร เกษพรหม
Nitikorn Kesphrom

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาปรัชญาดุษฎีบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

2567

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

ชื่อวิทยานิพนธ์	การวางแผนปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยพิจารณาความสูญเสียทางด้านการเงินเนื่องจากความผิดพลาดในระบบไฟฟ้ากำลัง
ชื่อ นามสกุล	นิติกร เกษพรหม
ชื่อปริญญา	ปรัชญาดุษฎีบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
คณะ	วิศวกรรมศาสตร์
อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก	รองศาสตราจารย์ ดร.นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ
อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม	รองศาสตราจารย์ ดร.สาคร วุฒิพัฒน์พันธุ์

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ได้ให้ความเห็นชอบวิทยานิพนธ์ฉบับนี้แล้ว



.....ประธานกรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.จิรวดี ผลประเสริฐ)



.....กรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.วรินทร์ สุตคณีง)



.....กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.พูนศรี วรรณการ)



.....กรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.สาคร วุฒิพัฒน์พันธุ์)



.....กรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ)

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร อนุมัติให้รับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้
เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปรัชญาดุษฎีบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร



.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณัฐพงศ์ พันธนะ)

วันที่ 15 เดือน กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2568

ชื่อวิทยานิพนธ์	การวางแผนปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยพิจารณาความสูญเสียทางการเงินเนื่องจากความผิดพลาดในระบบไฟฟ้ากำลัง
ชื่อ นามสกุล	นิติกร เกษพรหม
ชื่อปริญญา	ปรัชญาดุษฎีบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า)
สาขาวิชา และคณะ	วิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก	รองศาสตราจารย์ ดร.ณัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ
อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม	รองศาสตราจารย์ ดร.สาคร วุฒิพัฒน์พันธุ์
ปีการศึกษา	2567

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์นี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาแนวทางการเลือกรูปแบบการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยวิเคราะห์การสูญเสียทางการเงินที่เกิดจากความผิดพลาดในระบบไฟฟ้ากำลัง การสูญเสียเหล่านี้สามารถประมาณได้เป็นสองส่วน ส่วนแรกเกิดจากไฟฟ้าดับซึ่งทำให้สูญเสียโอกาสในการขายไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายในการแก้ไขไฟฟ้าดับ ส่วนที่สองเกิดจากแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะซึ่งส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า วิธีการนี้จะเป็นการจำลองความผิดพลาดที่จุดต่าง ๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าและประเมินผลกระทบต่อผู้บริโภคไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรม ธุรกิจ และที่อยู่อาศัย โดยรูปแบบของการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ศึกษา ได้แก่ การเปลี่ยนชนิดของสายไฟฟ้า การเปลี่ยนชนิดของลูกถ้วยไฟฟ้า และการเปลี่ยนทั้งสองแบบร่วมกัน ซึ่งผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าผลรวมของการสูญเสียทางการเงินทั้งหมดจากทั้งสองส่วนเมื่อทำการเปรียบเทียบการสูญเสียเหล่านี้ของทั้งก่อนและหลังการปรับปรุง ทำให้ได้รับข้อมูลเพื่อใช้ในการตัดสินใจวางแผนการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพและคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์

คำสำคัญ : ระบบจำหน่ายไฟฟ้า, ความสูญเสียทางการเงิน, แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ, ไฟฟ้าดับ, ความผิดพลาด

Thesis Title	Power Distribution System Improvement Planning by Considering Financial Losses Due to Faults in Power System
Author	Nitikorn Kesphrom
Degree	Doctor of Philosophy (Electrical Engineering)
Major Program	Electrical Engineering, Faculty of Engineering
Advisor	Assoc.Prof. Dr.Nattachote Rugthaicharoencheep
Co-Advisor	Assoc.Prof. Dr.Sakhon Woothipatanapan
Academic Year	2024

ABSTRACT

This thesis aims to study approaches for selecting power distribution system improvement models by analyzing financial losses caused by faults in the power system. These losses can be estimated in two parts. The first part is due to power outages, which result in lost electricity sales opportunities and power restoration costs. The second part results from momentary voltage sags, which affect electrical equipment sensitive to voltage variations. This method involves simulating faults at various points in the power distribution system and assessing the impact on electricity consumers in the industrial, commercial, and residential sectors. The types of power distribution system improvements studied include changing the type of electrical conductors, changing the type of insulators, and changing both types simultaneously. The results showed that the total financial losses from both parts, when comparing these losses before and after the improvements, provide information for decision-making in planning power distribution system improvements efficiently and economically.

Keywords : Power Distribution System, Financial Losses, Momentary Voltage Sag, Power Outages, Faults

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยความช่วยเหลืออย่างยิ่งของ รองศาสตราจารย์ ดร.นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ อาจารย์ที่ปรึกษา และ รองศาสตราจารย์ ดร.สาคร วุฒิพัฒน์พันธ์ อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม ที่ได้ให้คำแนะนำ และข้อคิดเห็นต่าง ๆ ของการทำวิทยานิพนธ์มาโดยตลอด ขอขอบคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.จิรวดี ผลประเสริฐ ประธานคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ รวมถึง รองศาสตราจารย์ ดร.วรินทร์ สุตคณี และ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.พูนศรี วรรณการ คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ที่กรุณาสละเวลามาสอบวิทยานิพนธ์ และให้คำแนะนำที่เป็นประโยชน์ ต่อการดำเนินการจัดทำวิทยานิพนธ์นี้

ขอขอบคุณการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่มอบโอกาสและให้ทุนสนับสนุนการศึกษา รวมถึง พนักงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทุกท่าน ที่มีส่วนร่วมในการให้ข้อมูลต่าง ๆ เพื่อนำมาใช้ในการศึกษา และทำวิทยานิพนธ์นี้ ขอขอบพระคุณ พ่อ แม่ และครอบครัว ที่เป็นกำลังใจ และให้การสนับสนุนในทุก ๆ ด้านเสมอมา

สุดท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร ที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาการ องค์ความรู้ คุณธรรมจริยธรรมให้แก่ข้าพเจ้า หวังว่าวิทยานิพนธ์นี้จะเป็นประโยชน์แก่ผู้สนใจไม่มากนักน้อย หากผิดพลาดประการใด ขออภัยมา ณ ที่นี้

นิติกร เกษพรหม

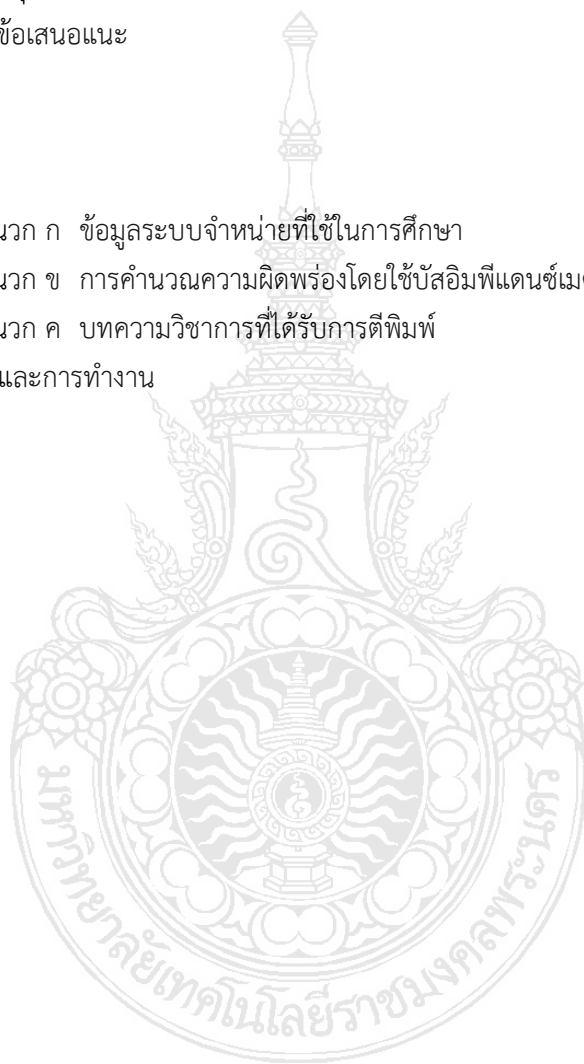


สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อ	(ก)
Abstract	(ข)
กิตติกรรมประกาศ	(ค)
สารบัญ	(ง)
สารบัญตาราง	(ฉ)
สารบัญภาพ	(ช)
1. บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์	2
1.3 ขอบเขตการศึกษา	2
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินการ	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	3
2. ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง	4
2.1 การประเมินค่าความสูญเสียจากการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง	4
2.2 การประมาณค่าความสูญเสียจากการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ	5
2.3 การประมาณค่าความสูญเสียจากการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ	13
2.4 การปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า	14
2.5 การตัดสินใจลงทุนในการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า	17
3. วิธีการวิจัย	22
3.1 วิธีการที่ใช้ศึกษาค้นคว้า และวิจัย	22
3.2 ข้อมูลที่ใช้ในการศึกษาวิจัย	22
3.3 เครื่องมือ วิธีการ และขั้นตอนการประมาณค่าความสูญเสีย	23
3.4 วิธีวิเคราะห์ข้อมูล	25
3.5 กระบวนการพิจารณา (Algorithm) ที่ใช้ในการตัดสินใจ	25
4. ผลการศึกษา และอภิปรายผล	27
4.1 กรณีศึกษา	27
4.2 รูปแบบของการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า	28
4.3 ผลการศึกษา	35
4.4 อภิปรายผลการศึกษา	44

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
5. สรุปผล และข้อเสนอแนะ	47
5.1 สรุปผล	47
5.2 ข้อเสนอแนะ	48
เอกสารอ้างอิง	49
ภาคผนวก	
ภาคผนวก ก ข้อมูลระบบจำหน่ายที่ใช้ในการศึกษา	52
ภาคผนวก ข การคำนวณความผิดพลาดโดยใช้โปรแกรมพีดีเอฟ	59
ภาคผนวก ค บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์	68
ประวัติการศึกษาและการทำงาน	102



สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
2.1	ผลที่ได้จากการประเมินด้วยวิธีตำแหน่งการเกิดความผิดปกติของภาพที่ 2.6	12
2.2	ค่าความถี่การเกิดของแรงดันตกชั่วขณะในแต่ละช่วงขนาดและระยะเวลา	12
4.1	ข้อมูลและต้นทุนการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า	28
4.2	รูปแบบการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าของแต่ละกรณีศึกษา	29
4.3	ผลการศึกษา	30
4.4	ลำดับรูปแบบการปรับปรุงที่พิจารณาตามอัลกอริทึมที่กำหนดไว้	35
4.5	การพิจารณาลำดับรูปแบบการปรับปรุง กรณีที่มีงบประมาณ น้อยกว่า 5 ล้านบาท	37
4.6	การพิจารณาลำดับรูปแบบการปรับปรุง กรณีที่มีงบประมาณ 5 - 10 ล้านบาท	38
4.7	การพิจารณาลำดับรูปแบบการปรับปรุง กรณีที่มีงบประมาณ 10 - 15 ล้านบาท	39
4.8	การพิจารณาลำดับรูปแบบการปรับปรุง กรณีที่มีงบประมาณ 15 - 25 ล้านบาท	40
4.9	การพิจารณาลำดับรูปแบบการปรับปรุง กรณีที่มีงบประมาณ 25 - 35 ล้านบาท	41
4.10	การพิจารณาลำดับรูปแบบการปรับปรุง กรณีที่มีงบประมาณ 35 - 40 ล้านบาท	42
4.11	การพิจารณาลำดับรูปแบบการปรับปรุง กรณีที่มีงบประมาณ มากกว่า 40 ล้านบาท	43
4.12	รูปแบบการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามลำดับงบประมาณ แบบที่ 1	45
4.13	รูปแบบการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามลำดับงบประมาณ แบบที่ 2	45
ก.1	ข้อมูลของสายป้อนที่ 1 (ความยาวรวม 23.19 กิโลเมตร)	54
ก.2	ข้อมูลของสายป้อนที่ 2 (ความยาวรวม 19.55 กิโลเมตร)	55
ก.3	ข้อมูลของสายป้อนที่ 3 (ความยาวรวม 18.75 กิโลเมตร)	56
ก.4	ข้อมูลตำแหน่ง ขนาด และประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า	53
ก.5	ค่าความต้านทาน (R) และค่ารีแอ็กแตนซ์ (X) ของสายไฟฟ้า	57
ก.6	โอกาสการเกิดความผิดปกติแต่ละชนิด	58

สารบัญภาพ

ภาพ	หน้า
2.1 ความสูญเสียทางการเงินจากการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง	5
2.2 แรงดันตกชั่วขณะ ตามมาตรฐาน IEEE 1159-1995	6
2.3 วงจรสมมูลของการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง	6
2.4 ระยะเวลาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้ากำลัง	8
2.5 เส้นแนวความทนทานต่อแรงดันไฟฟ้าตามมาตรฐาน SEMI F47	8
2.6 ขนาดแรงดันตกชั่วขณะในส่วนต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้ากำลังเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้น	10
2.7 การกำหนดตำแหน่งการเกิดความผิดปกติ	11
2.8 สายเปลือย (Bare Conductor)	15
2.9 สายไฟฟ้าหุ้มฉนวน (Insulated Conductor)	16
2.10 ลูกถ้วยไฟฟ้า (Insulator)	17
3.1 แผนผังการดำเนินการประมาณค่าความสูญเสียทางการเงิน ที่เกิดจากความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	24
4.1 แผนผังวงจรเส้นเดียว สถานีไฟฟ้าย่อย สระบุรี 1 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	27
4.2 เปรียบเทียบ ต้นทุน การลดความสูญเสียรวม และ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย กรณีที่มีงบประมาณ น้อยกว่า 5 ล้านบาท	37
4.3 เปรียบเทียบ ต้นทุน การลดความสูญเสียรวม และ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย กรณีที่มีงบประมาณ 5 - 10 ล้านบาท	38
4.4 เปรียบเทียบ ต้นทุน การลดความสูญเสียรวม และ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย กรณีที่มีงบประมาณ 10 - 15 ล้านบาท	39
4.5 เปรียบเทียบ ต้นทุน การลดความสูญเสียรวม และ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย กรณีที่มีงบประมาณ 15 - 25 ล้านบาท	40
4.6 เปรียบเทียบ ต้นทุน การลดความสูญเสียรวม และ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย กรณีที่มีงบประมาณ 25 - 35 ล้านบาท	41
4.7 เปรียบเทียบ ต้นทุน การลดความสูญเสียรวม และ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย กรณีที่มีงบประมาณ 35 - 40 ล้านบาท	42
4.8 เปรียบเทียบ ต้นทุน การลดความสูญเสียรวม และ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย กรณีที่มีงบประมาณ มากกว่า 40 ล้านบาท	43
4.9 แผนผังการดำเนินการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามลำดับงบประมาณ	46

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพ	หน้า
ก.1 แผนผังวงจรเส้นเดียว สถานีไฟฟ้าย่อย สระบุรี 1 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	53
ข.1 (ก) การเกิดความผิดพลาดระหว่างเฟส A และพื้นดินผ่านอิมพีแดนซ์ Z_F ที่บัส k	61
ข.1 (ข) แบบจำลองที่ใช้ในการคำนวณกรณีความผิดพลาดลงดินแบบไม่สมมาตร 1 เฟส	61
ข.2 (ก) การเกิดความผิดพลาดระหว่างเฟส B และเฟส C ผ่านอิมพีแดนซ์ Z_F ที่บัส k	63
ข.2 (ข) แบบจำลองที่ใช้ในการคำนวณกรณีความผิดพลาดแบบไม่สมมาตร 2 เฟส	63
ข.3 (ก) การเกิดความผิดพลาดลงดิน ที่เฟส B และเฟส C ผ่านอิมพีแดนซ์ Z_F ลงดินที่บัส k	64
ข.3 (ข) แบบจำลองที่ใช้ในการคำนวณกรณีเกิดความผิดพลาดลงดินแบบไม่สมมาตร 2 เฟส	64
ข.4 สายตัวนำไฟฟ้าระหว่างบัส $m - n$ ที่มีการเพิ่มบัส p เข้าไป	66



บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Power Distribution System) เป็นระบบที่รับพลังงานไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าย่อย (Substation) แล้วส่งต่อไปให้ผู้บริโภคไฟฟ้า (Electric Consumer) โดยพลังงานที่ส่งจะมีค่าแรงดันไฟฟ้าสูงระดับกลาง (Medium Voltage) อยู่ระหว่าง 1- 35 กิโลโวลต์ (kV) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะประกอบด้วยอุปกรณ์ไฟฟ้าหลายชนิด เช่น สายไฟฟ้า (Conductor) ลูกถ้วยไฟฟ้า (Insulator) เสาไฟฟ้า (Pole) และ หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer) เป็นต้น เมื่ออุปกรณ์ไฟฟ้าเหล่านี้เริ่มมีการเสื่อมสภาพตามอายุการใช้งานที่มากขึ้นหรือเกิดการชำรุดขึ้น จะเป็นสาเหตุของการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้าได้

การเกิดความผิดปกติ (Faults) ในระบบไฟฟ้ากำลังนั้น คือการเกิดกระแสไฟฟ้าลัดวงจร ซึ่งเกิดได้จากหลายสาเหตุ เช่น อุปกรณ์ไฟฟ้าชำรุด กิ่งไม้หรือสัตว์สัมผัสสายไฟฟ้า และ ฟ้าผ่า เป็นต้น สามารถส่งผลกระทบต่อทั้งผู้จำหน่ายและผู้บริโภคไฟฟ้า โดยการเกิดความผิดปกติแบบถาวร (Permanent Fault) จะเป็นสาเหตุให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (Power outage) ทำให้เกิดความสูญเสียโอกาสในการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้ผู้บริโภค และการเกิดความผิดปกติแบบชั่วคราว (Temporary Fault) จะเป็นสาเหตุให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage sag) ทำให้เกิดความเสียหายในส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการที่อุปกรณ์ที่มีความไว (Sensitive) ต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าเกิดการหยุดชะงัก (Interrupted) หรือทำงานผิดปกติ (Malfunctions) ดังนั้นเมื่อนำค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นทั้ง 2 ส่วนนี้มารวมกัน จะทำให้สามารถประมาณ (Estimated) ค่าความสูญเสียทางการเงิน (Financial Losses) ที่เกิดจากความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง สำหรับการป้องกันหรือลดค่าความสูญเสียนี้สามารถทำได้ด้วยการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งจะส่งผลทำให้จำนวนครั้งของการเกิดความผิดปกติลดลงได้

การปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นการติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าเพิ่มเติม หรือทำการเปลี่ยนอุปกรณ์ไฟฟ้าชนิดใหม่เข้าไปทดแทนของเดิมที่มีอายุการใช้งานมากหรือชำรุด เช่น การเปลี่ยนชนิดสายไฟฟ้า การเปลี่ยนชนิดลูกถ้วยไฟฟ้า และการติดตั้งอุปกรณ์ NGR (Neutral Grounding Resistor) เป็นต้น เพื่อลดจำนวนครั้งและผลกระทบของการเกิดความผิดปกติ ทำให้ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีประสิทธิภาพในการส่งพลังงานไฟฟ้าได้ดีขึ้น โดยในการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าแต่ละรูปแบบจะมีต้นทุน (Cost) และผลลัพธ์ (Result) ของการลดค่าความสูญเสียทางการเงินที่แตกต่างกัน เมื่อนำค่าความสูญเสียทางการเงินของทั้งก่อนและหลังการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าในแต่ละสถานการณ์ (Scenarios) มาเปรียบเทียบกับต้นทุน ด้วยวิธีการที่ใช้สำหรับการตัดสินใจการลงทุน

ต่าง ๆ ได้แก่วิธีระยะเวลาคืนทุน (Payback Period), วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value), วิธีระยะเวลากลับทุนแบบคิดลด (Discount Payback Period) เป็นต้น จะทำให้มีข้อมูลที่สามารถใช้ในการตัดสินใจและวางแผนเลือกรูปแบบการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้มีความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์และเหมาะสมกับงบประมาณ (Budget) ที่มีจำกัดได้อย่างมีประสิทธิภาพ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือ กฟภ. (Provincial Electricity Authority : PEA) เป็นหน่วยงานรัฐวิสาหกิจสังกัดกระทรวงมหาดไทย มีหน้าที่บริการจำหน่ายไฟฟ้า ให้แก่ประชาชนในส่วนภูมิภาคทุกจังหวัดทั่วประเทศไทย ยกเว้นกรุงเทพมหานคร จังหวัดนนทบุรี และจังหวัดสมุทรปราการ มีความยาวระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงสูง 336,868 วงจร - กิโลเมตร และผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวน 21,670,057 ราย (ข้อมูลปี 2565) ในแต่ละปีจะมีงบประมาณที่ใช้ในการลงทุนปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีจำกัด ดังนั้นการวิเคราะห์ข้อมูลและเปรียบเทียบผลลัพธ์ที่ได้เพื่อใช้ในการวางแผนและการเลือกรูปแบบสำหรับการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้มีความเหมาะสม คุ้มค่า และมีประสิทธิภาพสูงที่สุดนั้น จึงมีความจำเป็นและมีประโยชน์ต่อองค์กรเป็นอย่างยิ่ง

1.2 วัตถุประสงค์

- 1.2.1 เพื่อศึกษาผลกระทบและความสูญเสียทางการเงินเนื่องจากการเกิดความผิดปกติพร่องในระบบไฟฟ้ากำลัง
- 1.2.2 เพื่อศึกษาวิธีการประมาณค่าความสูญเสียทางการเงินจากการเกิดแรงดันตกชั่วขณะและการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ
- 1.2.3 เพื่อศึกษาวิธีการที่ใช้ในการตัดสินใจและวางแผนการลงทุนปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าในรูปแบบต่าง ๆ โดยพิจารณาความสูญเสียทางการเงิน

1.3 ขอบเขตการศึกษา

- 1.3.1 ศึกษาผลกระทบ วิธีการ และทำการประมาณค่าความสูญเสียทางการเงินที่มีผลมาจากความผิดปกติพร่องในระบบไฟฟ้ากำลังแล้วทำให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะและเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ
- 1.3.2 ใช้โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นทำการจำลองสถานการณ์การเกิดความผิดปกติพร่องในระบบจำหน่าย สำหรับการปรับปรุงระบบจำหน่ายในสถานการณ์ต่าง ๆ
- 1.3.3 ใช้ข้อมูลระบบและอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ ที่ติดตั้งอยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
- 1.3.4 นำผลที่ได้มาวิเคราะห์เพื่อสรุปผลและวางแผนการปรับปรุงระบบจำหน่ายให้มีประสิทธิภาพและมีความคุ้มค่าทางการเงินด้านเศรษฐศาสตร์โดยพิจารณาจากความสูญเสียทางการเงิน

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินการ

- 1.4.1 ศึกษาผลกระทบและการประมาณค่าความเสียหายจากการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ
- 1.4.2 ศึกษาผลกระทบและการประมาณค่าความเสียหายจากการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ
- 1.4.3 ศึกษาวิธีการประมาณค่าความสูญเสียทางการเงินเนื่องจากความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง
- 1.4.4 พัฒนาโปรแกรมเพื่อใช้ในการศึกษาและจำลองสถานการณ์ในรูปแบบต่าง ๆ ของการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- 1.4.5 รวบรวมข้อมูลของอุปกรณ์ไฟฟ้าและข้อมูลสถิติการเกิดความผิดปกติที่เกิดขึ้นในวงจรสายป้อนของระบบจำหน่ายที่ต้องการประเมิน
- 1.4.6 จำลองสถานการณ์รูปแบบต่าง ๆ ที่ใช้ในการปรับปรุงระบบจำหน่ายและวิเคราะห์ผล
- 1.4.7 นำผลการวิเคราะห์ที่ได้มาวางแผนปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพและมีความคุ้มค่าทางด้านการเศรษฐศาสตร์โดยพิจารณาจากความสูญเสียทางการเงิน

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1.5.1 สามารถประมาณค่าความเสียหายจากการหยุดทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีผลมาจากการเกิดแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- 1.5.2 สามารถประมาณค่าความเสียหายจากการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- 1.5.3 สามารถประมาณค่าความสูญเสียทางการเงินเนื่องจากความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง
- 1.5.4 สามารถใช้วิธีการตัดสินใจเลือกรูปแบบการลงทุนปรับปรุงระบบจำหน่ายในรูปแบบต่าง ๆ ให้เหมาะสมกับงบประมาณที่มีอยู่
- 1.5.5 สามารถนำผลที่ได้ไปวางแผนปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพและมีความคุ้มค่าทางด้านการเศรษฐศาสตร์โดยพิจารณาจากความสูญเสียทางการเงิน

บทที่ 2

ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

ในการศึกษาเพื่อวางแผนปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยพิจารณาความสูญเสียทางการเงินเนื่องจากความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลังนั้น มีทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง ดังนี้

- 1) การประเมินค่าความสูญเสียจากการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง
- 2) การประมาณค่าความเสียหายจากการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ
- 3) การประมาณค่าความเสียหายจากการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ
- 4) การปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- 5) การตัดสินใจลงทุนในการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า

2.1 การประเมินค่าความสูญเสียจากการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง

การเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยทั่วไปจะมีทั้งแบบสมมาตร (Symmetrical) และไม่สมมาตร (Unsymmetrical) รวม 4 รูปแบบ [1-2] ได้แก่

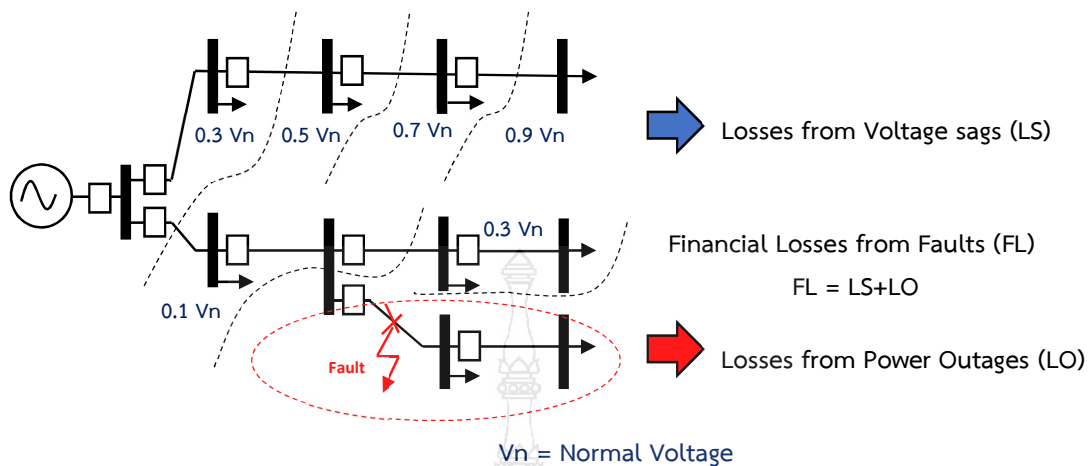
- 1) ความผิดปกติแบบสมมาตร 3 เฟส (3 Phase Fault)
- 2) ความผิดปกติลงดินแบบไม่สมมาตร 1 เฟส (Single Line to Ground Fault)
- 3) ความผิดปกติแบบไม่สมมาตร 2 เฟส (Double Line Fault)
- 4) ความผิดปกติลงดินแบบไม่สมมาตร 2 เฟส (Double Line to Ground Fault)

ค่าความสูญเสียทางการเงินที่จะทำการศึกษานี้ จะมาจากการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลังแล้วส่งผลให้เกิดค่าความเสียหายเกิดขึ้น สามารถแยกได้เป็น 2 ส่วน [3-4] ดังนี้

2.1.1 Loss from Voltage Sag (LS) คือ ค่าความเสียหายส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ แล้วทำให้อุปกรณ์ที่มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าเกิดการหยุดชะงัก หรือทำงานผิดปกติ [5]

2.1.2 Loss from Power Outage (LO) คือ ค่าความสูญเสียโอกาสในการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้ผู้บริโภคจากการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ [6]

เมื่อนำค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นทั้ง 2 ส่วนนี้มารวมกัน จะทำให้สามารถประเมินค่าความสูญเสียทางการเงินที่เกิดจากความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลังได้ ตามภาพที่ 2.1



ภาพที่ 2.1 ความสูญเสียทางการเงินจากการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง

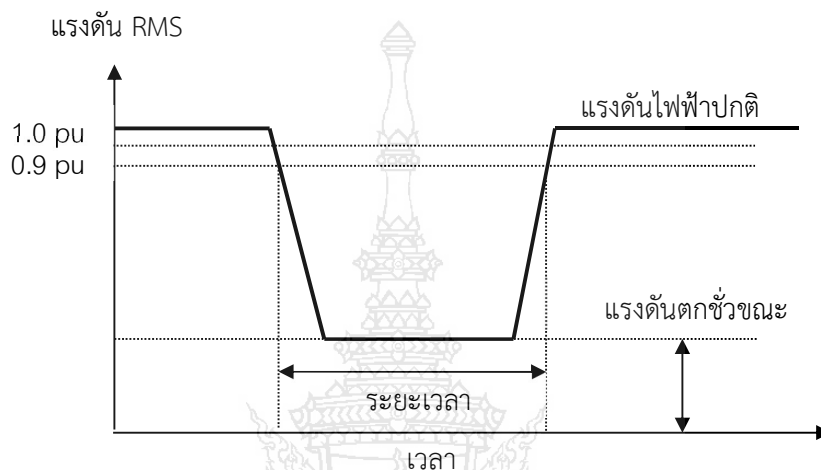
2.2 การประมาณค่าความสูญเสียจากการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ

การเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะนั้นเกิดได้จากหลายสาเหตุ เช่น การสตาร์ทมอเตอร์ขนาดใหญ่ การให้พลังงานกับหม้อแปลง และการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า ซึ่งสามารถทำให้อุปกรณ์ต่าง ๆ ของผู้ใช้ไฟฟ้า ที่มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า เช่น อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง มีการทำงานผิดปกติ หรือหยุดทำงานได้ ทำให้เกิดค่าความเสียหายต่าง ๆ ทั้งในทางตรงและทางอ้อม เช่น ค่าผลผลิตเสียหาย ค่าบำรุงรักษา และค่าเสียโอกาสในการแข่งขันทางธุรกิจ เป็นต้น

ความสูญเสียที่เกิดขึ้นจากการเกิดแรงดันตกชั่วขณะนั้น สามารถทำการประมาณค่า ณ ตำแหน่งที่ต้องการในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ โดยข้อมูลสำคัญที่ต้องทราบคือ จำนวนครั้งของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะในรอบปี ซึ่งปกติจะได้มาจากการบันทึกเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นด้วยเครื่องมือที่ติดตั้งในระบบไฟฟ้า หรือจากการประเมินด้วยวิธีการแบบสุ่ม (Stochastic Assessment) ซึ่งต้องประเมินทั้ง ขนาด ระยะเวลา และจำนวนครั้งที่เกิดแรงดันตกชั่วขณะ จากนั้นจึงทำการประมาณค่าความสูญเสียจากการเกิดแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่อไป [7-8]

2.2.1 คำจำกัดความของแรงดันตกชั่วขณะ (Definition of voltage sags)

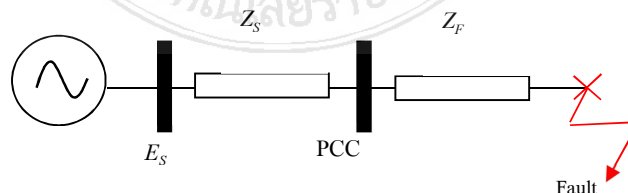
ตามมาตรฐาน IEEE 1159-1995 แรงดันตกชั่วขณะ คือการลดขนาดของแรงดันลงไประหว่าง 0.1 ถึง 0.9 เพอร์เซ็นต์ของแรงดัน RMS ปกติ ภายในระยะเวลา 0.5 ไมโครวินาที ถึง 1 นาที [9]



ภาพที่ 2.2 แรงดันตกชั่วขณะ ตามมาตรฐาน IEEE 1159-1995

2.2.2 การประเมินขนาดของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ

เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง การคำนวณขนาดของแรงดันตกชั่วขณะที่จุดเชื่อมต่อร่วม (PCC : Point of Common Coupling) แสดงในภาพที่ 2.2 และสามารถหาได้จากกฎการแบ่งแรงดัน (Voltage division) ตามสมการที่ (2.1) [10]



ภาพที่ 2.3 วงจรสมมูลของการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง

$$V_{\text{sag}} = \frac{Z_F}{Z_F + Z_S} E_S \quad (2.1)$$

โดยที่

V_{sag} คือ แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะที่ตำแหน่ง PCC

E_S คือ แรงดันของแหล่งจ่าย

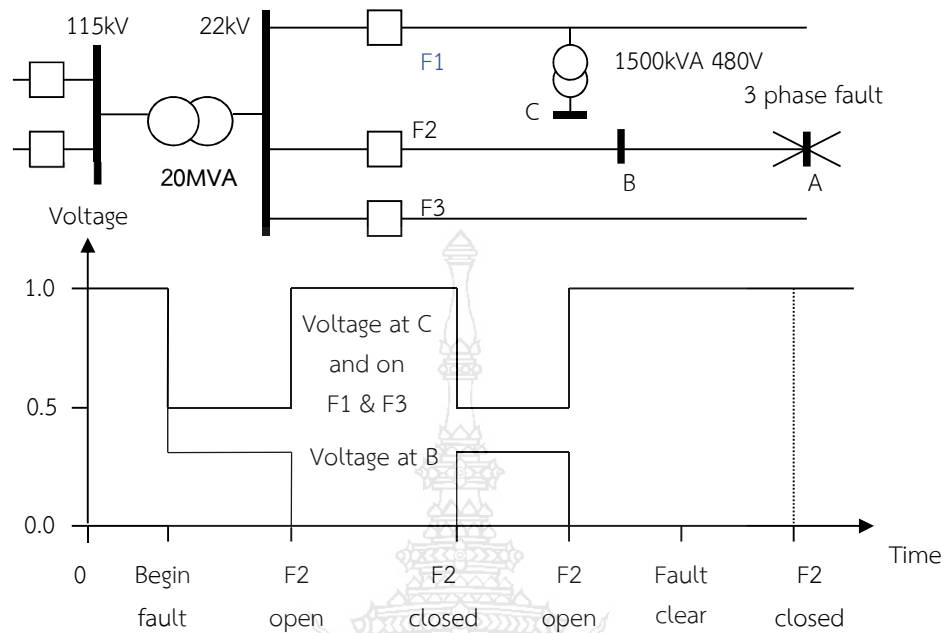
Z_F คือ อิมพีแดนซ์ระหว่างตำแหน่งความผิดปกติ และ PCC

Z_S คือ อิมพีแดนซ์ของแหล่งจ่ายที่ PCC

2.2.3 การประเมินระยะเวลาของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ

ระยะเวลาของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะในแต่ละครั้งนั้นสามารถประเมินได้จาก ระยะเวลาการกำจัดความผิดปกติของอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งแต่ละชนิดจะมีเวลาที่ใช้ในการกำจัดต่างกัน ขึ้นอยู่กับปริมาณของกระแสผิดปกติที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกัน โดยการนำค่ากระแสผิดปกติ มาคำนวณหาระยะเวลาในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันจากกราฟคุณลักษณะ เวลา – กระแส ของ อุปกรณ์ป้องกัน (Time-current characteristics of protective devices) [11-12]

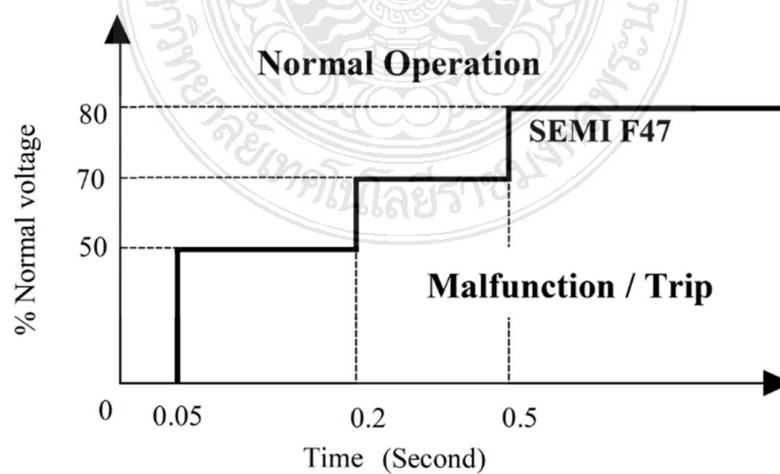
ในทางปฏิบัติเวลาในการกำจัดความผิดปกตินั้นจะเป็นไปตามการจัดลำดับ ความสัมพันธ์ (Coordination) ในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน จากภาพที่ 2.3 แสดงให้เห็นการเกิด แรงดันตกชั่วขณะที่จุด C และ B จะเห็นได้ว่าตำแหน่งที่อยู่ใกล้กับจุดที่เกิดความผิดปกติจะมีระดับ แรงดันตกชั่วขณะที่สูงกว่า และระยะเวลาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะจะขึ้นอยู่กับระยะเวลาในการ ทำงานของอุปกรณ์ป้องกันโดยใช้ค่ากระแสที่ผ่านอุปกรณ์นั้น ๆ ในขณะที่เกิดความผิดปกติเป็นค่าที่ กำหนดระยะเวลาการทำงานซึ่งในกรณีของระบบเรเดียล (Radial) จะมีอุปกรณ์ป้องกันอยู่ด้าน แหล่งจ่ายเพียงด้านเดียว [13]



ภาพที่ 2.4 ระยะเวลาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้ากำลัง

2.2.4 การประเมินจำนวนครั้งของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ

จำนวนครั้งของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะจะใช้เส้นแนวความทนทานต่อแรงดันไฟฟ้าตามมาตรฐาน SEMI F47 ซึ่งมีคุณลักษณะการตอบสนองต่อขนาดแรงดันและระยะเวลาของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะเป็นตัวแทนของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ติดตั้งอยู่ตามบัสต่าง ๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า แสดงในภาพที่ 2.4 [14]



ภาพที่ 2.5 เส้นแนวความทนทานต่อแรงดันไฟฟ้าตามมาตรฐาน SEMI F47

จำนวนครั้งของการทำงานผิดปกติของอุปกรณ์ไฟฟ้าแต่ละบัส สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (2.2) [15]

$$NT = \sum_{i=1}^m F_i \cdot P_i \cdot \rho_i \quad (2.2)$$

โดยที่ NT คือ จำนวนครั้งที่อุปกรณ์ทำงานผิดปกติ

F_i คือ อัตราการเกิดความผิดปกติต่อปี ของสายวงจรที่ i

P_i คือ ค่าความน่าจะเป็นในการเกิดความผิดปกติของสายวงจรที่ i

ρ_i คือ อัตราส่วนการทำงานผิดปกติของอุปกรณ์ต่อความผิดปกติของวงจรที่ i

m คือ จำนวนวงจรทั้งหมด

ค่าใช้จ่ายที่มาจากการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะในส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจากการหยุดทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า สามารถแบ่งได้เป็น 3 ประเภทใหญ่ๆ ได้แก่

- 1) ความสูญเสียด้านผลิตภัณฑ์ (ผลิตภัณฑ์ วัสดุ การผลิต ความจุ ฯลฯ)
- 2) ความสูญเสียที่เกี่ยวข้องกับแรงงาน
- 3) ค่าใช้จ่ายเสริม (อุปกรณ์เสียหาย เสียโอกาส ค่าใช้จ่าย ฯลฯ)

โดยค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการหยุดทำงาน (Cost of Downtime : CODT) สามารถคำนวณได้ ตามสมการที่ (2.3) [16]

$$CODT = X + Y + Z + H \quad (2.3)$$

โดยที่ X คือ ค่าแรงของลูกจ้างที่ได้รับผลกระทบ

Y คือ สินค้าหรือบริการที่สูญเสียจากการหยุดทำงาน

Z คือ ค่าใช้จ่ายในการเริ่มต้นการทำงานใหม่ (Restart)

H คือ ต้นทุนแฝง (Hidden cost)

ค่าความสูญเสียทั้งหมดที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น ได้จากการนำผลรวมค่าความสูญเสียของแต่ละบัสที่มีอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีความไวต่อแรงดันตกชั่วขณะติดตั้งอยู่ สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (2.4) [17-18]

$$LS = \sum_{j=1}^k CODY_j \cdot NT_j \quad (2.4)$$

โดยที่ LS คือ ค่าความสูญเสียที่เกิดจากแรงดันตกชั่วขณะ (บาท)

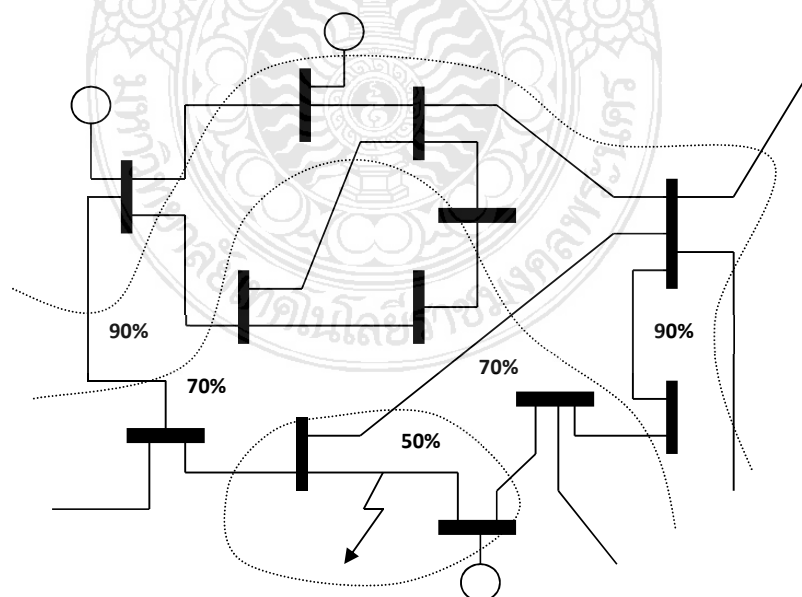
$CODY_j$ คือ ค่าใช้จ่ายต่อครั้งจากการหยุดทำงานของอุปกรณ์ที่บัส j

NT_j คือ จำนวนครั้งที่อุปกรณ์ทำงานผิดปกติของบัส j

k คือ จำนวนบัสทั้งหมดที่ได้รับความเสียหาย

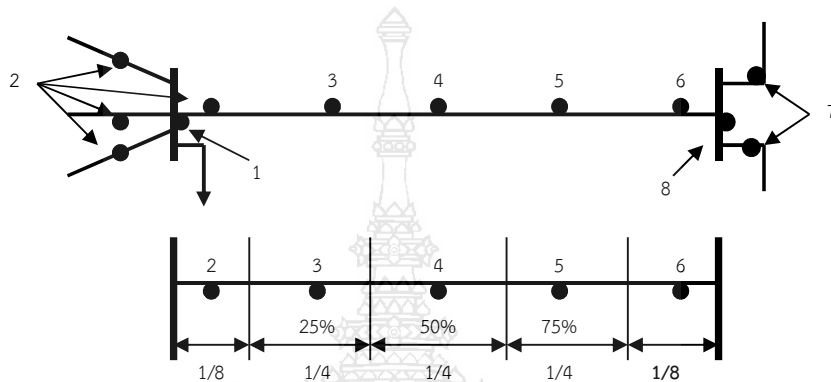
2.2.5 วิธีตำแหน่งการเกิดความผิดปกติ (Method of Fault Positions)

เป็นวิธีที่ประเมินระดับแรงดันตกชั่วขณะโดยจะคำนวณขนาดและระยะเวลาจากการเกิดความผิดปกติหลาย ๆ ตำแหน่งที่สามารถเกิดขึ้นได้ในระบบไฟฟ้ากำลังและส่งผลให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะ ณ ตำแหน่งที่สนใจ หลังจากนำอัตราการเกิดของความผิดปกติของแต่ละอุปกรณ์มาพิจารณาจะทำให้สามารถคำนวณจำนวนครั้งหรือความถี่ของการเกิดความผิดปกติได้ [19]



ภาพที่ 2.6 ขนาดแรงดันตกชั่วขณะที่ส่วนต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้ากำลังเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้น

จากภาพที่ 2.6 เมื่อพิจารณาการเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่งหนึ่งบนสายส่ง แล้วทำให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะไปยังบริเวณรอบ ๆ ในระบบ เส้นบอกระดับจะแสดงให้เห็นระดับของแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดขึ้นที่ตำแหน่งต่าง ๆ แต่สำหรับวิธีตำแหน่งการเกิดความผิดพลาดจะทำการกำหนดตำแหน่งที่สนใจแล้วพิจารณาการเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่งอื่น ๆ ที่สามารถเกิดขึ้นได้ในระบบว่าส่งผลอย่างไรต่อระดับแรงดันของตำแหน่งที่สนใจ



ภาพที่ 2.7 การกำหนดตำแหน่งการเกิดความผิดพลาด

พิจารณาสายส่งยาว 100 กิโลเมตร ในภาพที่ 2.7 มีอัตราการเกิดความผิดพลาด 8 ครั้งต่อ 100 กิโลเมตร ต่อปี และความผิดพลาด 10 ครั้ง ต่อ 100 สถานีไฟฟ้าย่อย ต่อปี สำหรับความผิดพลาดที่เกิดในระบบจะถูกแทนด้วยตำแหน่งการเกิดความผิดพลาด 8 ตำแหน่ง ดังนี้

- 1) ตำแหน่งที่ 1 และ 8 แสดงการเกิดความผิดพลาดในสถานีไฟฟ้าย่อย
- 2) ตำแหน่งที่ 2 และ 6 แสดงการเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่งใกล้กับสถานีไฟฟ้าย่อย
- 3) ตำแหน่งที่ 3, 4 และ 5 แสดงการเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่ง 25%, 50% และ 75%

ในแต่ละตำแหน่งการเกิดความผิดพลาด ค่าของขนาด ระยะเวลา และความถี่ของแรงดันตกชั่วขณะ ณ ตำแหน่งที่สนใจที่ใช้เป็นตำแหน่งพิจารณาคือตำแหน่งที่ 1 สามารถคำนวณได้ดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ผลที่ได้จากการประเมินด้วยวิธีตำแหน่งการเกิดความผิดพลาดของภาพที่ 2.6

ลำดับ	ตำแหน่งการเกิดความผิดพลาด	ความถี่ (ครั้ง/ปี)	ขนาด (%)	ระยะเวลา (ms)
1	บัลความผิดพลาดที่สถานีไฟฟ้าย่อย	0.1	0	180
2	ความผิดพลาดบนสายส่งใกล้กับสถานีไฟฟ้าย่อย	4	0	80
3	ความผิดพลาดที่ระยะ 25% ของสายส่ง	2	32	90
4	ความผิดพลาดที่ระยะ 50% ของสายส่ง	2	49	105
5	ความผิดพลาดที่ระยะ 75% ของสายส่ง	2	57	110
6	ความผิดพลาดที่ระยะ 100% ของสายส่ง	1	64	250
7	ความผิดพลาดที่ระยะ 0% ของสายส่งห่างไกล	2	64	90
8	บัลความผิดพลาดในสถานีไฟฟ้าย่อยห่างไกล	0.1	64	180

จากตารางที่ 2.1 สามารถทำเป็นลักษณะของตารางแสดงความหนาแน่นของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะในแต่ละช่วงขนาดและระยะเวลาได้ดังตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 ค่าความถี่การเกิดของแรงดันตกชั่วขณะในแต่ละช่วงขนาดและระยะเวลา

ขนาด (%)	ระยะเวลา เป็น มิลลิวินาที (ms)		
	0<100	100 - 200	>=200
> 60%-80%	2.0	0.1	1.0
> 40%-60%	0.0	4.0	0.0
> 20%-40%	2.0	0.0	0.0
0-20%	4.0	0.1	0.0

การคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะด้วยวิธีตำแหน่งการเกิดความผิดพลาดนั้น ในแต่ละจุดที่คำนวณจะใช้อิมพีแดนซ์เมตริกซ์ที่ต่างกันไปทุกครั้ง ดังนั้นวิธีการคำนวณแบบนี้ต้องใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์มาช่วยในการคำนวณและวิธีนี้มีความเหมาะสมที่จะใช้กับระบบที่มีขนาดใหญ่และมีข้อมูลจำนวนมาก

2.3 การประมาณค่าความสูญเสียจากการเกิดไฟฟ้าดับ

การประมาณค่าความสูญเสียกรณีที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่มีสาเหตุมาจากการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง มาจากความสูญเสียที่เกิดจาก 2 ส่วน ดังนี้

1) การสูญเสียโอกาสในการขายไฟฟ้า หรือ พลังงานไฟฟ้าที่หยุดจ่าย (Energy Not Supplied : ENS) [20]

2) ค่าใช้จ่ายที่จำเป็นในการฟื้นฟูระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้เป็นปกติ เช่น ค่าจ้างพนักงานอะไหล่อุปกรณ์ไฟฟ้า และน้ำมันเชื้อเพลิงรถยนต์
สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (2.5)

$$LO = \sum_{p=1}^q F_p \cdot L_p \cdot (U_p \cdot TR \cdot EC + RC) \quad (2.5)$$

โดยที่

LO คือ ความเสียหายทั้งหมดจากการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (บาท)

F_p คือ จำนวนครั้งของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับใน 1 ปี ที่ สายตัวนำ p (ครั้ง/กม./ปี)

L_p คือ ระยะทางของสายตัวนำ p (กิโลเมตร)

U_p คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เจอเหตุการณ์ไฟฟ้าดับขึ้นที่สายตัวนำ p (กิโลวัตต์/ครั้ง)

TR คือ ระยะเวลาเฉลี่ยในการแก้ไขไฟฟ้าดับ (ชั่วโมง)

EC คือ อัตราค่าไฟฟ้า (บาท/หน่วย)

RC คือ ต้นทุนเฉลี่ยที่ใช้ในการแก้ไขไฟฟ้าดับ (บาท/ครั้ง)

q คือ จำนวนสายตัวนำทั้งหมด

2.4 การปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า

การปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า หมายถึง กระบวนการที่ดำเนินการเพื่อพัฒนาและเพิ่มประสิทธิภาพของโครงข่ายไฟฟ้าที่ใช้ในการส่งไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าหรือสถานีจ่ายไฟฟ้าไปยังผู้บริโภคในพื้นที่ต่าง ๆ โดยมุ่งเน้นที่การปรับปรุงความน่าเชื่อถือ ความปลอดภัย และประสิทธิภาพในการส่งไฟฟ้าให้สอดคล้องกับความต้องการที่เปลี่ยนแปลงไป

สำหรับการศึกษาค้างนี้จะเน้นถึงการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะช่วยให้ระบบเสถียรภาพ ความมั่นคง และช่วยลดความสูญเสียจากแรงดันตกชั่วขณะและจากการเกิดไฟฟ้าดับได้ โดยการเปลี่ยนอุปกรณ์ไฟฟ้า ซึ่งเป็นกระบวนการที่มุ่งเน้นการเพิ่มความน่าเชื่อถือและประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยการเปลี่ยนอุปกรณ์ที่ใช้งานอยู่ให้มีความสามารถรองรับการใช้งานที่ปลอดภัยยิ่งขึ้น และลดจำนวนครั้งของการเกิดความผิดปกติได้ ตัวอย่างอุปกรณ์ที่มีการเปลี่ยนแปลงในการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า มีดังนี้

2.4.1 การเปลี่ยนสายไฟฟ้า (Conductors)

สายไฟฟ้า เป็นส่วนสำคัญในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าจากสถานีจ่ายไฟฟ้าไปยังผู้ใช้งาน การเปลี่ยนชนิดของสายไฟฟ้าที่มีอายุการใช้งานนาน หรือสายที่มีขนาดไม่เพียงพอกับความต้องการโหลดที่เพิ่มขึ้น ช่วยลดการสูญเสียพลังงาน (Energy Loss) และลดความเสี่ยงในการเกิดไฟฟ้าลัดวงจร หรือความเสียหายต่ออุปกรณ์ไฟฟ้า

สายไฟฟ้าที่ใช้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นสายที่มีขนาดใหญ่ ในลักษณะตัวนำที่เกลียวสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท คือ

2.4.1.1 สายเปลือย (Bare Conductor) จะใช้อะลูมิเนียมเป็นตัวนำไฟฟ้า เพราะมีราคาถูกกว่าทองแดง และน้ำหนักเบากว่า แต่สายอะลูมิเนียมล้วนจะสามารถรับแรงดึงได้ต่ำ จึงมีการพัฒนาเพื่อให้สามารถรับแรงดึงได้สูงขึ้น โดยการตีเกลียว และเสริมแกนเหล็ก หรือ ใช้โลหะอื่นผสม แบ่งเป็น

- 1) สายอะลูมิเนียมล้วน (All Aluminum Conductor)
สำหรับใช้งานในพื้นที่ที่อยู่ห่างจากชายฝั่งทะเลเกินกว่า 1 กม. ขึ้นไป
ที่มีระยะห่างระหว่างเสา (Span) 100 - 200 ม.
- 2) สายอะลูมิเนียมแกนเหล็ก (Aluminum Conductor Steel – Reinforced)
สำหรับใช้งานเฉพาะบริเวณที่อยู่ห่างจากชายฝั่งทะเลเกินกว่า 1 กม. ขึ้นไป
ที่มีระยะห่างระหว่างเสา (Span) 200 - 400 ม.
- 3) สายไฟฟ้าชนิดอะลูมิเนียมเจือ (All Aluminum Alloy Conductor)
สำหรับใช้งานเฉพาะบริเวณที่อยู่ห่างจากชายฝั่งทะเลไม่เกิน 1 กม.
ที่มีระยะห่างระหว่างเสา (Span) 100 - 200 ม.



ภาพที่ 2.8 สายเปลือย (Bare Conductor)

- (a) สายอะลูมิเนียมล้วน (All Aluminum Conductor : AAC)
- (b) สายอะลูมิเนียมแกนเหล็ก (Aluminum Conductor Steel – Reinforced : ACSR)
- (c) สายไฟฟ้าชนิดอะลูมิเนียมเจือ (All Aluminum Alloy Conductor : AAAC)

2.4.1.2 สายหุ้มฉนวน (Insulated Conductor) เป็นสายที่ใช้อะลูมิเนียมเป็นตัวนำไฟฟ้าและหุ้มด้วยฉนวนไฟฟ้า เพื่อป้องกันการลัดวงจร แบ่งเป็น

- 1) สายอะลูมิเนียมหุ้มฉนวนแบบไม่เต็มพิกัด (Partial Insulated Cable)

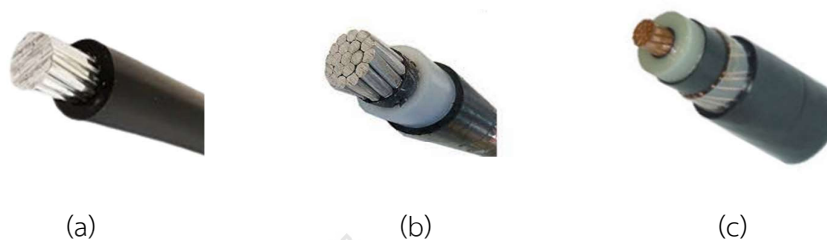
ตัวนำอะลูมิเนียมหุ้มด้วยฉนวน XLPE 1 ชั้น ทำให้ไม่สามารถที่จะแตะต้องโดยตรงเนื่องจากฉนวนบาง การใช้งานโดยเดินในอากาศผ่านลูกถ้วยบนเสาไฟฟ้าแทนสายเปลือยสามารถป้องกันการลัดวงจรชั่วคราวจากสาเหตุกิ่งไม้แตะสายไฟฟ้า พิกัดของกระแสของสาย PIC จะเท่ากับพิกัดของสายเปลือยที่มีขนาดเดียวกัน

- 2) สายอะลูมิเนียมหุ้มฉนวนสองชั้นแบบไม่เต็มพิกัด (Spaced Aerial Cable)

ตัวนำอะลูมิเนียมหุ้มด้วยฉนวน XLPE และจะมีเปลือก (Sheath) ที่ทำจาก XLPE หุ้มฉนวนอีกชั้นหนึ่ง ไม่มีชีลด์ (Shield) จึงไม่สามารถกั้นสนามไฟฟ้าที่ออกจากตัวนำได้ การใช้งานต้องติดตั้งบนฉนวนไฟฟ้าที่ เรียกว่า Cable Spacer

- 3) สายหุ้มฉนวนแบบเต็มพิกัด Cross-linked Polyethylene (XLPE)

ตัวนำส่วนใหญ่เป็นทองแดงตีเกลียว ชีลด์ของตัวนำ ทำด้วยสารกึ่งตัวนำ ช่วยให้สนามไฟฟ้ากระจายอย่างสม่ำเสมอในแนวรัศมีช่วยลดการเกิด Break down ฉนวน (Insulation) เป็นชั้นที่ห่อหุ้มชีลด์อีกทีหนึ่งทำด้วยฉนวน XLPE เปลือกนอก (Jacket) อาจเป็น Polyvinyl Chloride หรือ Polyethylene ก็ได้แล้วแต่ลักษณะงาน ถ้าเป็นงานกลางแจ้ง มักใช้ Polyvinyl Chloride เพราะเมื่อเกิดการติดไฟ ขณะที่ Polyethylene มักใช้งานเดินลอย เนื่องจากทนต่อสภาพดินฟ้าอากาศ สายชนิดนี้สามารถเดินลอย ในอากาศหรือฝังดินก็ได้ แต่นิยมฝังใต้ดิน เนื่องจากมีความแข็งแรง ทนทานสามารถทนต่อความชื้นได้ดี



ภาพที่ 2.9 สายไฟฟ้าหุ้มฉนวน (Insulated Conductor)

(a) สายอะลูมิเนียมหุ้มฉนวนแบบไม่เต็มพิกัด (PIC)

(b) สายอะลูมิเนียมหุ้มฉนวนสองชั้นแบบไม่เต็มพิกัด (SAC)

(c) สายหุ้มฉนวนแบบเต็มพิกัด (XLPE)

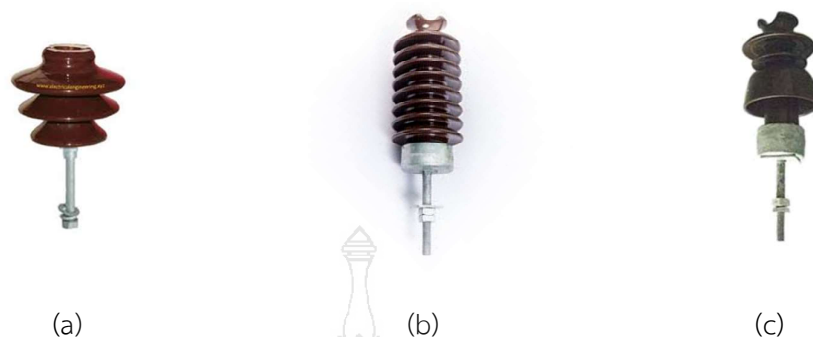
2.4.2 การเปลี่ยนลูกถ้วยไฟฟ้า (Insulators)

ลูกถ้วยไฟฟ้า ทำหน้าที่เป็นตัวฉนวนป้องกันการไหลของกระแสไฟฟ้าในส่วนที่ไม่ต้องการ เช่น บนเสาไฟฟ้าและสายไฟฟ้า การเปลี่ยนลูกถ้วยที่เสื่อมสภาพหรือเสียหายไปเป็นลูกถ้วยใหม่ที่ทนทานต่อสภาพอากาศและแรงดันไฟฟ้า จะช่วยลดความเสี่ยงของไฟฟ้าลัดวงจร และเพิ่มความปลอดภัยของระบบไฟฟ้าได้ ชนิดของลูกถ้วยที่มีใช้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีหลายแบบ ได้แก่

2.4.2.1 ลูกถ้วยก้านตรง (Pin Type Insulator) ใช้ยึดสายไฟให้ตรึงอยู่กับที่ โดยพาดสายอยู่ในร่องที่อยู่ส่วนบนของลูกถ้วยตัวลูกถ้วยประกอบด้วยปีกหลายชั้น ด้านล่างมีรูใส่ก้านยึดเป็นเกลียวเคลือบสารกึ่งตัวนำ (Semi-conductor) ไว้ที่บริเวณรองรับสายไฟ ด้านบนของลูกถ้วย เพื่อป้องกันการเกิดโคโรนาและการเกิดคลื่นวิทยุไปรบกวนระบบสื่อสารที่อยู่ใกล้เคียง

2.4.2.2 ลูกถ้วยแท่ง (Line Post Type Insulator) คล้ายลูกถ้วยก้านตรงธรรมดา มีคอต้นยาว จึงไม่เกิดการเจาะทะลุฐานมีแท่งโลหะยึดก้านตรงไว้ในพื้นที่ที่มีมลภาวะในระดับต่ำ

2.4.2.3 ลูกถ้วยแท่งก้านตรง (Pin Post Type Insulator) เนื่องจากแกนเป็นแบบคอตันจึงไม่เกิดการเจาะทะลุ (Puncture)



ภาพที่ 2.10 ลูกถ้วยไฟฟ้า (Insulator)

- (a) ลูกถ้วยก้านตรง (Pin Type Insulator)
- (b) ลูกถ้วยแท่ง (Line Post Type Insulator)
- (c) ลูกถ้วยแท่งก้านตรง (Pin Post Type Insulator)

2.5 วิธีการตัดสินใจลงทุนปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในการตัดสินใจเลือกรูปแบบที่จะใช้ในการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อให้มีความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์มากที่สุดนั้น มีวิธีการต่าง ๆ ที่สามารถใช้ในการพิจารณาได้ดังนี้ [23]

- 1) วิธีระยะเวลาคืนทุน (Payback Period : PB)
- 2) วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV)
- 3) วิธีอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR)
- 4) วิธีระยะเวลาคืนทุนแบบคิดลด (Discounted Payback Period : DPB)

โดยแต่ละวิธีมีรายละเอียดดังนี้

2.5.1 วิธีระยะเวลาคืนทุน (Payback Period : PB)

เป็นวิธีการหาระยะเวลาที่ใช้ในทำให้กำไรสะสมที่ได้จากการลงทุนมีค่าเท่ากับเงินต้นที่ใช้ในการลงทุน สามารถหาได้ตามสมการที่ 2.6 โดยในการเลือกจะพิจารณาเลือกรูปแบบที่มีระยะเวลาคืนทุนที่สั้นที่สุด

$$\text{Payback Period} = \frac{\text{Improve Cost}}{\text{Save Cost}} \quad (2.6)$$

โดยที่

Payback Period คือ ระยะเวลาคืนทุน (ปี)

Improve Cost คือ ต้นทุนที่ใช้ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย (บาท)

Save Cost คือ ค่าความสูญเสียที่สามารถลดลงได้ (บาท / ปี)

2.5.2 วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV)

เป็นวิธีการประเมินมูลค่าของกระแสเงินสดในอนาคตเมื่อถูกลดทอนลงให้เท่ากับมูลค่าในปัจจุบัน โดยพิจารณาค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money) ด้วยอัตราการคิดลด (Discount rate) ที่กำหนด หาก NPV มีค่าเป็นบวก แสดงว่าโครงการหรือลงทุนที่พิจารณานั้นมีความคุ้มค่า ในทางตรงกันข้าม หาก NPV มีค่าเป็นลบ แสดงว่าอาจไม่ควรลงทุน สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.7 โดยในการเลือกจะพิจารณาเลือกรูปแบบที่ NPV มีค่าเป็นบวกสูงที่สุด

$$NPV = \sum_{t=1}^n \left(\frac{C_t}{(1+r)^t} \right) - C_0 \quad (2.7)$$

โดยที่

NPV คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (บาท)

C_t คือ มูลค่าความสูญเสียที่สามารถลดลงได้ในช่วงเวลา t (บาท/ปี)

C_0 คือ ต้นทุนที่ใช้ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย (บาท)

r คือ อัตราการคิดลด (discount rate) หรือ อัตราดอกเบี้ย

n คือ จำนวนปีทั้งหมด (ปี)

t คือ ปีที่สามารถลดค่าความสูญเสียลงได้ (ปี)

เมื่อพิจารณาค่า CAPEX และ OPEX ดังนี้

1) CAPEX (Capital Expenditure) ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายในการลงทุนเพื่อซื้อหรือปรับปรุงสินทรัพย์ถาวร (Fixed Assets) ที่มีอายุการใช้งานยาวนาน เช่น อาคาร อุปกรณ์ เครื่องจักร ยานพาหนะ หรือเทคโนโลยีใหม่ ๆ ให้เป็นค่าใช้จ่ายเริ่มต้น

2) OPEX (Operational Expenditure) ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานประจำวัน เพื่อรักษาการทำงานปกติของธุรกิจ เช่น ค่าจ้างพนักงาน ค่าสาธารณูปโภค ค่าบำรุงรักษา ค่าวัตถุดิบ ให้เป็นค่าใช้จ่ายประจำ

จะทำให้สามารถเขียนสมการของ NPV ได้ตามสมการที่ (2.8)

$$NPV = \sum_{t=1}^n \left(\frac{CF_t}{(1+r)^t} \right) - CAPEX \quad (2.8)$$

โดยที่

NPV คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (บาท)

CF_t คือ มูลค่าความสูญเสียที่สามารถลดลงได้ในช่วงเวลา t (บาท/ปี)

$CAPEX$ คือ ต้นทุนที่ใช้ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย (บาท)

$OPEX$ คือ ค่าใช้จ่ายประจำ (รวมอยู่ใน CF_t โดยหักออกจากรายได้)

r คือ อัตราการคิดลด (discount rate) หรือ อัตราดอกเบี้ย

n คือ จำนวนปีทั้งหมด (ปี)

t คือ ปีที่สามารถลดค่าความสูญเสียลงได้ (ปี)

2.5.3 วิธีอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR)

เป็นวิธีการหาอัตราผลตอบแทนของการลงทุน ที่ทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ ในกรณีที่ต้องการหาจำนวนปี (t) ที่ทำให้มูลค่าความเสียหายที่สามารถลดลงได้สะสมจนมีค่าเท่ากับต้นทุนที่ใช้ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย ($NPV = 0$) โดยใช้อัตราคิดลด (Discount Rate) ที่กำหนด จะต้องใช้หลักการคำนวณ NPV แต่ปรับเป็นการแก้สมการเพื่อหา t โดยสมมติว่ามีต้นทุนที่ใช้ในการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า C_0 และ C_t มีมูลค่าความสูญเสียที่สามารถลดลงได้เท่ากันทุกปี เราจะกำหนดให้ $NPV = 0$ เพื่อหาจำนวนปีที่ต้นทุน สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.9 ในการเลือกจะเลือกพิจารณา รูปแบบที่มีจำนวนปี (t) ที่ทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ เร็วที่สุด

$$0 = \sum_{t=1}^n \left(\frac{C_t}{(1 + IRR)^t} \right) - C_0 \quad (2.9)$$

โดยที่

C_t คือ มูลค่าความเสียหายที่สามารถลดลงได้ในช่วงเวลา t (บาท/ปี)

C_0 คือ ต้นทุนที่ใช้ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย (บาท)

IRR คือ อัตราผลตอบแทนของการลงทุน หรือ อัตราดอกเบี้ย

n คือ จำนวนปีทั้งหมด (ปี)

t คือ ปีที่สามารถลดค่าความสูญเสียลงได้ (ปี)

2.5.4 วิธีระยะเวลาการคืนทุนแบบคิดลด (Discounted Payback Period : DPB)

การหาจำนวนปีที่ทำให้กำไรทั้งหมดจากการลงทุนเท่ากับต้นทุนการลงทุน โดยคำนึงถึงค่าเงินตามเวลา ใช้ Payback Period ที่ปรับด้วยการคิดลด หรือที่เรียกว่า Discounted Payback Period ซึ่งต่างจากการคำนวณ Payback Period แบบธรรมดาที่ไม่คำนึงถึงการลดค่าของเงินในอนาคต สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 2.10

$$C_0 = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1 + r)^t} \quad (2.10)$$

โดยที่

C_t คือ มูลค่าความสูญเสียที่สามารถลดลงได้ในช่วงเวลา t (บาท/ปี)

C_0 คือ ต้นทุนที่ใช้ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย (บาท)

r คือ อัตราการคิดลด (discount rate) หรือ อัตราดอกเบี้ย

n คือ จำนวนปีทั้งหมด (ปี)

t คือ ปีที่สามารถลดค่าความสูญเสียลงได้ (ปี)

ในการศึกษาจะใช้ข้อมูลจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมาเป็นกรณีศึกษา โดยค่าอัตราการคิดลด สำหรับการลงทุนของการไฟฟ้าส่วนภูมิกานั้น ขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ ที่เกี่ยวข้องกับโครงสร้างต้นทุนและความเสี่ยงของโครงการ โดยมีองค์ประกอบที่ควรพิจารณา ได้แก่

1) ต้นทุนทางการเงิน (Cost of Capital)

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นหน่วยงานรัฐวิสาหกิจที่มีความมั่นคงทางการเงินสูง และได้รับการสนับสนุนจากรัฐบาล ดังนั้น ต้นทุนหนี้ (Cost of Debt) จึงต่ำกว่าองค์กรเอกชน เนื่องจากสามารถเข้าถึงแหล่งเงินทุนจากภาครัฐในอัตราดอกเบี้ยต่ำ

2) อัตราผลตอบแทนจากพันธบัตรรัฐบาล

การลงทุนที่เกี่ยวข้องกับโครงสร้างพื้นฐานและสาธารณูปโภค เช่น การพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้า มักใช้อัตราผลตอบแทนจากพันธบัตรรัฐบาลระยะยาว เช่น พันธบัตรอายุ 10 ปี ซึ่งในปัจจุบันจะอยู่ที่ประมาณ 2 - 4% เป็นฐานในการพิจารณาอัตราการคิดลด

3) ความเสี่ยงของโครงการ

การลงทุนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มักเกี่ยวข้องกับโครงการที่มีความเสี่ยงต่ำ เมื่อเทียบกับภาคเอกชน เช่น โครงการพัฒนาระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของโครงสร้างพื้นฐานสาธารณะและมีรายได้ที่ค่อนข้างคงที่ สำหรับการปรับปรุงระบบหรือขยายการลงทุนในโครงข่ายใหม่ อาจมีความเสี่ยงด้านเทคนิคหรือการดำเนินการอยู่เล็กน้อย

4) แนวโน้มเศรษฐกิจและอัตราเงินเฟ้อ

หากโครงการมีการพิจารณากระแสเงินสดในระยะยาว ควรคำนึงถึง อัตราเงินเฟ้อ ของประเทศไทย ซึ่งในปัจจุบันอาจอยู่ที่ประมาณ 2-3% ต่อปี เพื่อให้สะท้อนค่าของเงินในอนาคต

บทที่ 3

วิธีการวิจัย

3.1 วิธีการที่ใช้ศึกษาค้นคว้า และวิจัย

ในการศึกษาวิจัยจะทำการประมาณค่าความสูญเสียทางการเงินเปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายในการลงทุนจากการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า ด้วยวิธีตำแหน่งการเกิดความผิดพลาด ซึ่งใช้ข้อมูลระบบจำหน่าย อุปกรณ์ป้องกัน และสถิติการเกิดความผิดพลาดจากสถานีไฟฟ้าย่อยของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อใช้ในการวางแผนปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยจะศึกษาในแต่ละสถานการณ์ต่าง ๆ ดังนี้

กรณีที่ 1 : ก่อนดำเนินการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Base Case)

กรณีที่ 2 : เปลี่ยนชนิดสายไฟฟ้า (Conductors Replacement)

- 2.1) สายอลูมิเนียมแกนเหล็ก (Aluminum Conductor Steel Reinforced : ACSR)
- 2.2) สายหุ้มฉนวนบางส่วน (Partial Insulated Conductor : PIC)
- 2.3) สายหุ้มฉนวนแบบไม่เต็มพิกัด (Space Aerial Cable : SAC)

กรณีที่ 3 : การเปลี่ยนชนิดลูกถ้วยไฟฟ้า (Insulator Replacement)

- 3.1) ลูกถ้วยก้านตรง (Pin Type)
- 3.2) ลูกถ้วยแบบแท่ง (Line Post Type)

กรณีที่ 4 : การเปลี่ยนชนิดสายไฟฟ้า ร่วมกับ การเปลี่ยนชนิดลูกถ้วยไฟฟ้า

3.2 ข้อมูลที่ใช้ในการศึกษาวิจัย

ข้อมูลที่จะใช้ในการประมาณค่าความเสียหายทางการเงินที่เกิดจากความผิดพลาดในระบบจำหน่ายที่จะทำการศึกษามาจากสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังนี้

- 1) ชนิดของสายไฟฟ้า
- 2) ความยาวสายไฟฟ้าแต่ละวงจร
- 3) ค่าอิมพีแดนซ์ของสายไฟฟ้าแต่ละชนิด
- 4) ชนิดของลูกถ้วย
- 5) ชนิดอุปกรณ์ป้องกัน
- 6) สถิติการเกิดความผิดพลาด

7) จำนวน ขนาด และประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า
การประเมินจะแบ่งประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งมีค่าความเสียหายจากการเกิดแรงดันตกชั่วขณะที่แตกต่างกัน เป็น 3 ประเภท ดังนี้

ประเภทที่ 1 : อุตสาหกรรม (Industrial)

ประเภทที่ 2 : เชิงพาณิชย์ / ธุรกิจ (Commercial / Business)

ประเภทที่ 3 : ที่อยู่อาศัย (Residential)

3.3 เครื่องมือ วิธีการ และขั้นตอนการประมาณค่าความสูญเสีย

การใช้โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นทำการประมาณค่าความสูญเสียทางการเงินที่เกิดจากความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยวิธีตำแหน่งการเกิดความผิดปกติ (Faults Position Method) ตามลำดับดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 : ป้อนข้อมูลของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ต้องการศึกษา

ขั้นตอนที่ 2 : โปรแกรมกำหนดตำแหน่งบัสที่สนใจ

ขั้นตอนที่ 3 : สร้างบัสอิมพีแดนซ์ (Z Bus)

ขั้นตอนที่ 4 : จำลองการเกิดความผิดปกติทั้ง 4 แบบ ณ ตำแหน่งต่าง ๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จนครบทุกตำแหน่ง โดยในแต่ละตำแหน่งจะประเมิน ดังนี้

4.1) ขนาดของแรงดันตกชั่วขณะ ณ บัสที่สนใจ

4.2) ระยะเวลาการเกิดของแรงดันตกชั่วขณะจากฐานข้อมูลของอุปกรณ์ป้องกัน

4.3) นำขนาดและระยะเวลาที่ประเมินได้เปรียบเทียบกับเส้นแนวความทนทานต่อแรงดันไฟฟ้าตามมาตรฐาน SEMI F47 เพื่อบันทึกจำนวนครั้งของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ

ขั้นตอนที่ 5 : ประมาณค่าความสูญเสียทางการเงินจากการเกิดความผิดปกติ (FL)

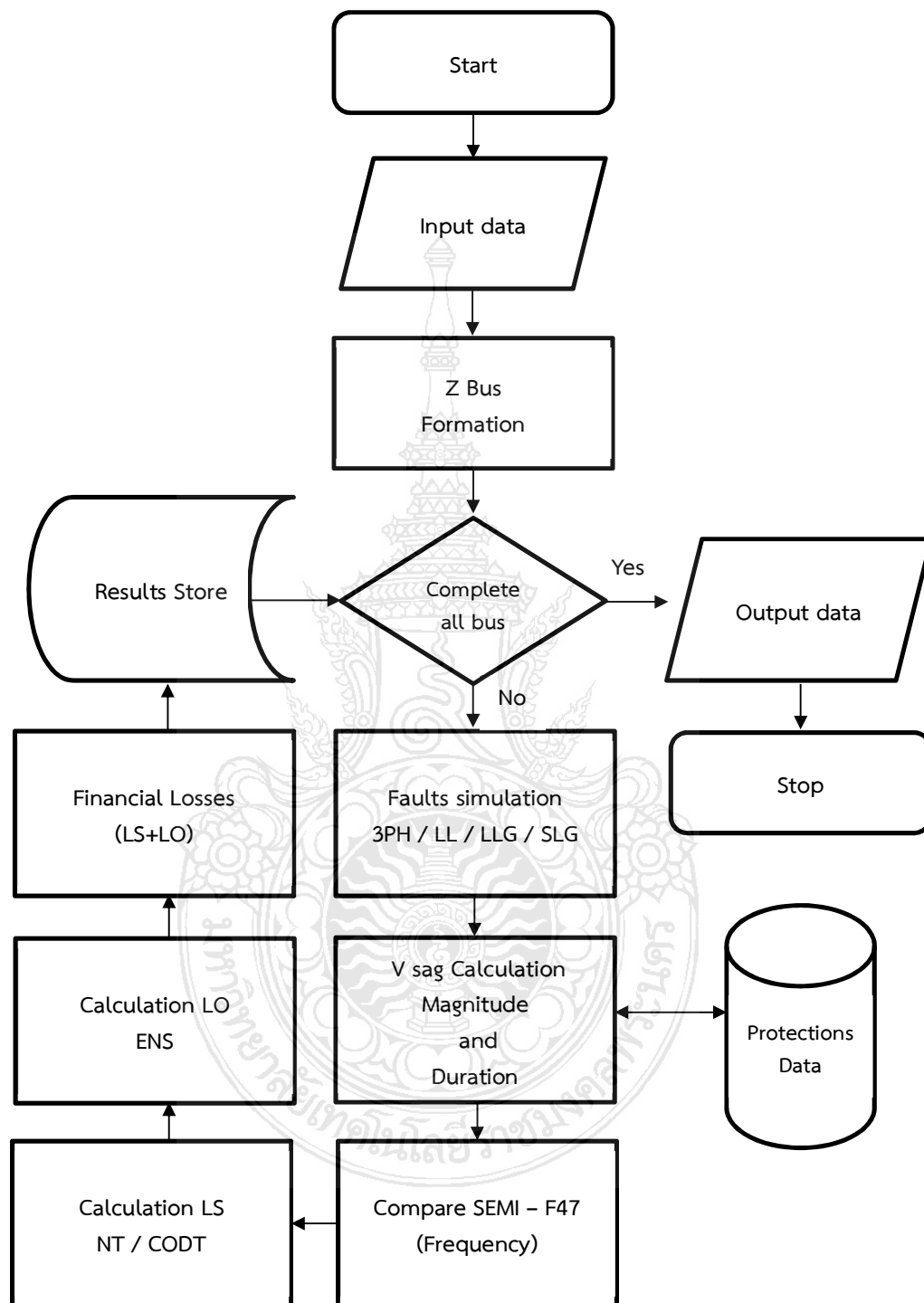
ณ ตำแหน่งบัสที่สนใจ ตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้างี้

5.1) ค่าความสูญเสียจากการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (LS)

5.2) ค่าความสูญเสียจากการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ (LO)

ขั้นตอนที่ 6 : ทำซ้ำขั้นตอนที่ 2 – 5 จนครบทุกบัสในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

สามารถเขียนเป็นแผนผังการดำเนินการประมาณค่าความสูญเสียทางการเงินที่เกิดจากความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ดัง ภาพที่ 3.1



ภาพที่ 3.1 แผนผังการดำเนินการประมาณค่าความสูญเสียทางการเงิน
ที่เกิดจากความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

3.4 วิเคราะห์ข้อมูล

การวิเคราะห์ข้อมูลจะนำผลการประมาณค่าความสูญเสียทางการเงินที่มาจากการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลังของทั้งก่อนและหลังการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าในแต่ละรูปแบบมาเปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายในการลงทุนปรับปรุง เพื่อหาความสูญเสียรวมที่สามารถลดลงได้ จากนั้นจะนำผลที่ได้ทั้งหมดมาวิเคราะห์ข้อมูลด้วยใช้วิธีการที่น่าเสนอ ได้แก่

- 1) วิธีระยะเวลาคืนทุน (Payback Period : PB)
- 2) วิธีระยะเวลาคืนทุนแบบคิดลด (Discounted Payback Period : DPB)
- 3) วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV)

โดยในการพิจารณาตัดสินใจเพื่อเลือกรูปแบบการปรับปรุงที่มีประสิทธิภาพและมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์เหมาะสมกับงบประมาณที่มีอยู่นั้น จะต้องกำหนดอัลกอริทึมเพื่อใช้ในการพิจารณาตัดสินใจให้เหมาะสม ถูกต้อง และตรงตามวัตถุประสงค์ที่ต้องการ

3.5 กระบวนการพิจารณา (Algorithm) ที่ใช้ในการตัดสินใจ

ลำดับขั้นตอนในการตัดสินใจคัดเลือกรูปแบบการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ดีที่สุดและเหมาะสมกับงบประมาณที่มีอยู่ ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 : กำหนดเกณฑ์การตัดสินใจ เรียงลำดับตามความสำคัญดังนี้

1.1) ค่า NPV (Net Present Value)

เนื่องจากรูปแบบที่มีค่า NPV มากกว่า 0 จะคุ้มค่าในการลงทุน และ NPV ที่มีค่าสูงกว่าจะดี เพราะแสดงว่ารูปแบบนั้นสามารถสร้างมูลค่าเพิ่มได้มากกว่า

1.2) ค่า PB (Payback Period)

เนื่องจากรูปแบบที่มีค่า PB น้อยกว่าจะดีกว่า เพราะแสดงว่าสามารถคืนทุนได้เร็วกว่า สำหรับการกำหนดเกณฑ์ PB สูงสุดที่ยอมรับได้ไม่ควรเกิน 5 ปี

1.3) ค่า DPB (Discounted Payback Period)

โดยปกติค่า DPB จะมีค่าแนวโน้มไปตามค่า PB แต่จะมีค่ามากกว่าเนื่องจากมีการคิดมูลค่าเงินตามเวลา สำหรับการกำหนดเกณฑ์ DPB สูงสุดที่ยอมรับได้ไม่ควรเกิน 5 ปี เช่นเดียวกับค่า PB

1.4) งบประมาณที่ใช้ในการลงทุนปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ต้นทุนที่ใช้ในการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น ต้องมากกว่างบประมาณขั้นต่ำที่กำหนดและไม่เกินงบประมาณขั้นสูงที่กำหนดไว้

ขั้นตอนที่ 2 : คัดเลือกโดยการตัดรูปแบบที่ไม่ผ่านเกณฑ์

- 2.1) เลือกตัดรูปแบบที่มี NPV น้อยกว่าหรือมีค่าเท่ากับ 0
เนื่องจากรูปแบบเหล่านี้ไม่คุ้มค่ากับการลงทุน เพราะไม่สร้างมูลค่าเพิ่ม
- 2.2) เลือกตัดรูปแบบที่มี PB หรือ DPB เกินกว่าเกณฑ์ที่กำหนด
เนื่องจากใช้ระยะเวลาในการคืนทุนนาน และมีความเสี่ยงสูง
- 2.3) เลือกตัดรูปแบบที่ใช้งบการลงทุนไม่เหมาะสมกับงบประมาณที่มี
เนื่องจากไม่สามารถดำเนินการได้ตามวัตถุประสงค์ และไม่มีประสิทธิภาพ

ขั้นตอนที่ 3 : เรียงลำดับรูปแบบที่ผ่านเกณฑ์

- 3.1) เรียงลำดับตาม NPV จากสูงไปต่ำ ในแต่ละช่วงงบประมาณที่กำหนด
- 3.2) โครงการที่มี NPV สูงที่สุดจะถูกจัดลำดับไว้ต้น ๆ
- 3.3) กรณีโครงการที่มี NPV เท่ากันหรือใกล้เคียงกัน
- 3.4) ใช้ PB และ DPB เป็นเกณฑ์รองในการตัดสินใจ
- 3.5) เลือกรูปแบบที่มี PB และ DPB สั้นกว่า

ขั้นตอนที่ 4 : เลือกรูปแบบที่ดีที่สุด

- 4.1) กรณีพิจารณาตามงบประมาณ เลือกรูปแบบที่อยู่ในอันดับแรก
- 4.2) กรณีที่งบประมาณเพิ่มขึ้นเป็นลำดับ เลือกรูปแบบการปรับปรุงที่มี
ค่า NPV เป็นบวกอันดับแรกในแต่ละช่วงงบประมาณ

สรุปอัลกอริทึม : ที่ใช้ในการพิจารณาตัดสินใจเลือกรูปแบบการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า

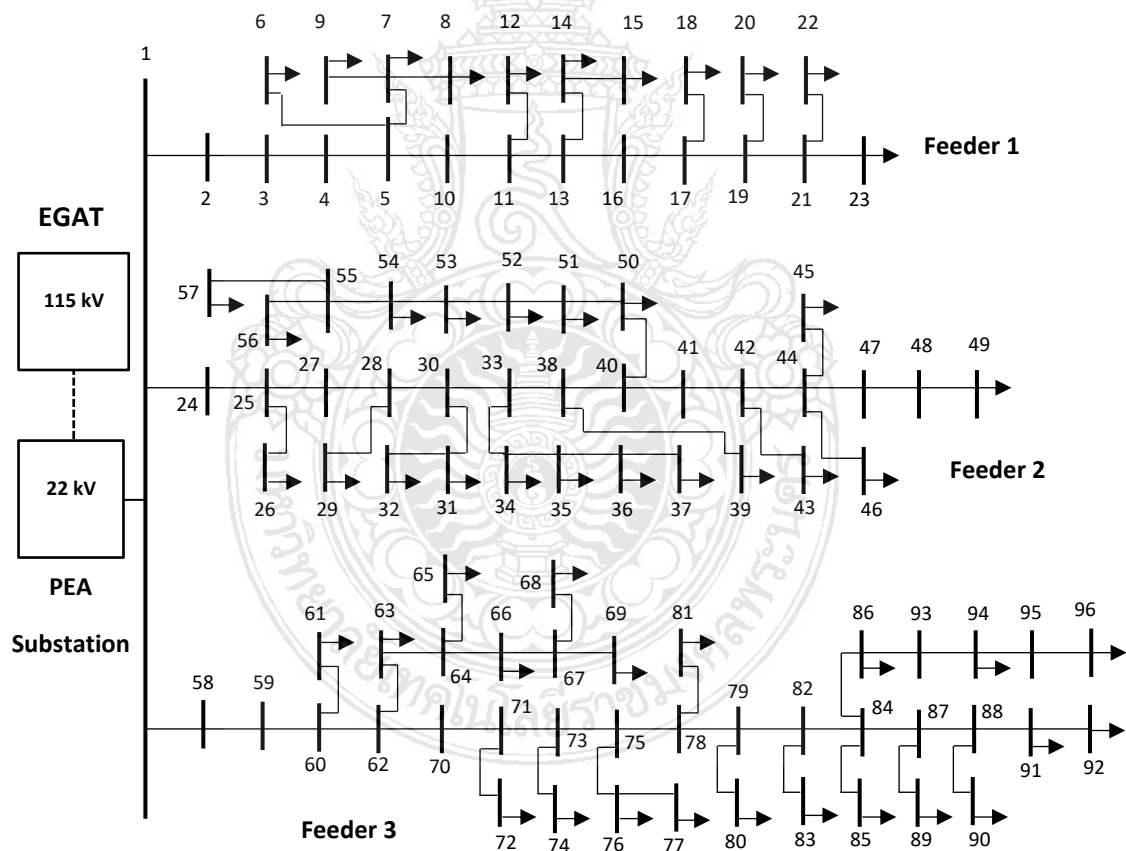
- 1) คัดเลือกรูปแบบที่มีค่า NPV มากกว่า 0, PB และ DPB ไม่เกิน 5 ปี
- 2) คัดเลือกรูปแบบที่ใช้งบลงทุนอยู่ในช่วงงบประมาณที่กำหนด
- 3) เรียงลำดับรูปแบบตาม NPV จากค่าสูงไปค่าต่ำ
- 4) ใช้ PB และ DPB เป็นเกณฑ์รองในการตัดสินใจ (NPV เท่ากันหรือใกล้เคียงกัน)
- 5) เลือกรูปแบบที่ดีที่สุดตามลำดับที่ได้

บทที่ 4

ผลการศึกษา และอภิปรายผล

4.1 กรณีศึกษา

ในการศึกษาจะใช้ข้อมูลจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของสถานีไฟฟ้าย่อย สระบุรี 1 (ปี พ.ศ.2548) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จำนวน 3 วงจรสายป้อน 96 บัส ความยาวรวม 61.49 กิโลเมตร ซึ่งพื้นที่รับผิดชอบการจ่ายไฟฟ้าในจังหวัดสระบุรีนั้น จะมีผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งประเภทอุตสาหกรรม เช่น โรงปูนซีเมนต์ รวมถึงประเภทธุรกิจ และที่อยู่อาศัย โดยแผนผังวงจรเส้นเดียวแสดงในภาพที่ 4.1



ภาพที่ 4.1 แผนผังวงจรเส้นเดียว สถานีไฟฟ้าย่อย สระบุรี 1 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

4.2 รูปแบบของการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า

การปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษานี้ จะมีการดำเนินการ 4 รูปแบบ ได้แก่

แบบ A : การเปลี่ยนชนิดสายไฟฟ้า ขนาด 185 ต.มม. จาก สาย หุ้มฉนวนบางส่วน (PIC) เป็น สายหุ้มฉนวนไม่เต็มพิกัด (SAC : Space Aerial Cable)

แบบ B : การเปลี่ยนชนิดสายไฟฟ้า ขนาด 50 ต.มม. จาก สายอะลูมิเนียมแกนเหล็ก (ACSR : Aluminum Conductor Steel – Reinforced) เป็น สายหุ้มฉนวนบางส่วน (PIC)

แบบ C : การเปลี่ยนชนิดลูกถ้วย จาก PIN TYPE เป็น LINE POST TYPE สำหรับลูกถ้วยที่ติดตั้งในวงจรของสายที่มีขนาด 50 ต.มม. ชนิดอะลูมิเนียมแกนเหล็ก (ACSR : Aluminum Conductor Steel – Reinforced)

แบบ BC : การปรับปรุงรูปแบบ B และ C พร้อมกัน ในวงจรของสายที่มีขนาด 50 ต.มม. ชนิดอะลูมิเนียมแกนเหล็ก

การจำลองเหตุการณ์เพื่อปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้ารูปแบบต่าง ๆ ในแต่ละวงจรสายป้อน นั้น จะกำหนดให้มีการดำเนินการทั้งหมด 50 รูปแบบ โดยแต่ละรูปแบบมีข้อมูลและต้นทุนการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า ตามตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ข้อมูลและต้นทุนการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า

รูปแบบ การปรับปรุง	อัตราการเกิดความผิดพลาด (ครั้ง/กม./ปี)		ต้นทุนการปรับปรุง (ล้านบาท / กม.)
	ก่อนปรับปรุง	หลังปรับปรุง	
A	2.0	1.5	1.5
B	2.5	2.0	0.75
C	2.5	2.25	0.25
BC	2.5	1.75	0.9

ตารางที่ 4.2 รูปแบบการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าของแต่ละกรณีศึกษา

กรณีศึกษา	สายป้อนที่ 1	สายป้อนที่ 2	สายป้อนที่ 3	กรณีศึกษา	สายป้อนที่ 1	สายป้อนที่ 2	สายป้อนที่ 3
1	-	-	-	26	AC	-	-
2	A	-	-	27	-	AC	-
3	-	A	-	28	-	-	AC
4	-	-	A	29	BC	-	-
5	B	-	-	30	-	BC	-
6	-	B	-	31	-	-	BC
7	-	-	B	32	AB	AB	-
8	C	-	-	33	AB	-	AB
9	-	C	-	34	-	AB	AB
10	-	-	C	35	AB	AB	AB
11	A	A	-	36	AC	AC	-
12	A	-	A	37	AC	-	AC
13	-	A	A	38	-	AC	AC
14	A	A	A	39	AC	AC	AC
15	B	B	-	40	BC	BC	-
16	B	-	B	41	BC	-	BC
17	-	B	B	42	-	BC	BC
18	B	B	B	43	BC	BC	BC
19	C	C	-	44	ABC	-	-
20	C	-	C	45	-	ABC	-
21	-	C	C	46	-	-	ABC
22	C	C	C	47	ABC	ABC	-
23	AB	-	-	48	-	ABC	ABC
24	-	AB	-	49	ABC	-	ABC
25	-	-	AB	50	ABC	ABC	ABC

ตารางที่ 4.3 ผลการศึกษา

กรณีศึกษาที่	ความสูญเสียจากการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (LS)					ความสูญเสียจากการเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (LI)				ต้นทุนที่ใช้ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย (ล้านบาท)	(1)+(2) ลดความสูญเสียได้ รวม / ปี (ล้านบาท)	PB ระยะเวลาคืนทุน (ปี)	DPB ระยะเวลาคืนทุน (ปี) (r = 3 %)	NPV มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (ล้านบาท) (t = 5 ปี และ r = 3 %)
	ค่าความสูญเสียตามประเภทผู้ใช้ไฟ (ล้านบาท)			(A+B+C)	(1)	D	E	(D+E)	(2)					
	A	B	C	ค่าความสูญเสีย / ปี (ล้านบาท)	ลดความสูญเสียได้ / ปี (ล้านบาท)	โอกาสในการขายไฟฟ้า (ล้านบาท)	ต้นทุนในการแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าความสูญเสีย / ปี (ล้านบาท)	ลดความสูญเสียได้ / ปี (ล้านบาท)					
1	41.09	20.63	5.81	67.53	-	3.123	6.338	9.460	-	-	-	-	-	-
2	39.00	19.57	5.52	64.09	3.45	2.837	6.119	8.957	0.504	13.110	3.951	3.318	3.551	4.984
3	39.60	19.87	5.60	65.07	2.46	2.988	6.150	9.138	0.322	11.250	2.781	4.045	4.380	1.486
4	39.38	19.76	5.57	64.71	2.82	3.015	6.153	9.167	0.293	11.100	3.111	3.568	3.832	3.147
5	40.58	20.47	5.76	66.81	0.72	3.118	6.208	9.326	0.134	3.900	0.854	4.564	4.981	0.013
6	40.66	20.41	5.75	66.83	0.70	3.117	6.130	9.247	0.214	6.225	0.916	6.796	7.716	-2.030
7	40.07	20.11	5.67	65.85	1.68	3.114	6.120	9.234	0.226	6.525	1.906	3.423	3.669	2.204
8	40.91	20.57	5.79	67.27	0.27	3.120	6.273	9.393	0.067	1.300	0.334	3.891	4.202	0.230
9	40.88	20.52	5.78	67.18	0.35	3.120	6.234	9.354	0.107	2.075	0.458	4.530	4.942	0.023
10	40.58	20.37	5.74	66.69	0.85	3.118	6.229	9.347	0.113	2.175	0.958	2.269	2.389	2.214

ตารางที่ 4.3 ผลการศึกษา (ต่อ)

กรณีศึกษา ที่	ความสูญเสียจากการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (LS)					ความสูญเสียจากการเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (LI)				ต้นทุน ที่ใช้ในการ ปรับปรุง ระบบ จำหน่าย (ล้านบาท)	(1)+(2) ลดความ สูญเสีย ได้ รวม / ปี (ล้านบาท)	PB ระยะ เวลา การ คืนทุน (ปี)	DPB ระยะ เวลาการ คืนทุน (r = 3 %)	NPV มูลค่า ปัจจุบัน สุทธิ (ล้านบาท) (t =5 ปี และ r = 3 %)
	ค่าความสูญเสียตามประเภท ผู้ใช้ไฟ (ล้านบาท)			(A+B+C) ค่าความ สูญเสีย / ปี (ล้านบาท)	(1) ลดความ สูญเสีย ได้ / ปี (ล้านบาท)	D ค่าเสีย โอกาสใน การขาย ไฟฟ้า (ล้านบาท)	E ต้นทุนใน การแก้ ไฟฟ้าขัดข้อง (ล้านบาท)	(D+E) ค่าความ สูญเสีย / ปี (ล้านบาท)	(2) ลดความ สูญเสีย ได้ / ปี (ล้านบาท)					
	A	B	C	สูญเสีย / ปี (ล้านบาท)	สูญเสีย ได้ / ปี (ล้านบาท)	โอกาสใน การขาย ไฟฟ้า (ล้านบาท)	ต้นทุนใน การแก้ ไฟฟ้าขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าความ สูญเสีย / ปี (ล้านบาท)	ลดความ สูญเสีย ได้ / ปี (ล้านบาท)					
	อุตสาหกรรม	ธุรกิจ	ที่อยู่อาศัย											
11	37.51	18.82	5.30	61.63	5.91	2.702	5.932	8.634	0.826	24.360	6.732	3.619	3.889	6.470
12	37.29	18.70	5.27	61.27	6.27	2.729	5.934	8.664	0.797	24.210	7.062	3.428	3.675	8.131
13	37.85	18.98	5.35	62.18	5.35	2.880	5.965	8.845	0.615	22.350	5.970	3.744	4.031	4.991
14	35.76	17.92	5.05	58.73	8.80	2.595	5.747	8.341	1.119	35.460	9.921	3.574	3.839	9.975
15	40.16	20.25	5.70	66.11	1.42	3.112	6.000	9.112	0.348	10.125	1.771	5.719	6.371	-2.016
16	39.57	19.95	5.61	65.13	2.40	3.110	5.990	9.100	0.361	10.425	2.761	3.776	4.069	2.218
17	39.65	19.89	5.61	65.15	2.38	3.108	5.913	9.021	0.440	12.750	2.822	4.518	4.928	0.175
18	39.15	19.73	5.55	64.43	3.10	3.103	5.783	8.886	0.574	16.650	3.677	4.529	4.941	0.188
19	40.69	20.46	5.76	66.91	0.62	3.117	6.169	9.286	0.174	3.375	0.792	4.261	4.630	0.252
20	40.40	20.30	5.72	66.42	1.11	3.116	6.164	9.280	0.180	3.475	1.292	2.689	2.847	2.444

ตารางที่ 4.3 ผลการศึกษา (ต่อ)

กรณีศึกษา ที่	ความสูญเสียจากการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (LS)					ความสูญเสียจากการเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (LI)				ต้นทุน ที่ใช้ในการ ปรับปรุง ระบบ จำหน่าย (ล้านบาท)	(1)+(2) ลดความ สูญเสีย ได้ รวม / ปี (ล้านบาท)	PB ระยะ เวลา การ คืนทุน (ปี)	DPB ระยะ เวลาการ คืนทุน (ปี) (r = 3 %)	NPV มูลค่า ปัจจุบัน สุทธิ (ล้านบาท) (t =5 ปี และ r = 3 %)
	ค่าความสูญเสียตามประเภท ผู้ใช้ไฟ (ล้านบาท)			(A+B+C) ค่าความ สูญเสีย / ปี (ล้านบาท)	(1) ลดความ สูญเสีย ได้ / ปี (ล้านบาท)	D ค่าเสีย โอกาสใน การขาย ไฟฟ้า (ล้านบาท)	E ต้นทุนใน การแก้ไข ขัดข้อง (ล้านบาท)	(D+E) ค่าความ สูญเสีย / ปี (ล้านบาท)	(2) ลดความ สูญเสีย ได้ / ปี (ล้านบาท)					
	A	B	C	สูญเสีย / ปี (ล้านบาท)	สูญเสีย ได้ / ปี (ล้านบาท)	โอกาสใน การขาย ไฟฟ้า (ล้านบาท)	ต้นทุนใน การแก้ไข ขัดข้อง (ล้านบาท)	ค่าความ สูญเสีย / ปี (ล้านบาท)	ลดความ สูญเสีย ได้ / ปี (ล้านบาท)					
	อุตสาหกรรม	ธุรกิจ	ที่อยู่อาศัย											
21	40.36	20.26	5.71	66.34	1.20	3.115	6.125	9.240	0.220	4.250	1.416	3.001	3.193	2.237
22	40.18	20.20	5.69	66.07	1.46	3.113	6.060	9.173	0.287	5.550	1.750	3.171	3.385	2.467
23	38.48	19.41	5.46	63.35	4.18	2.833	5.989	8.822	0.638	17.010	4.819	3.530	3.789	5.057
24	39.13	19.63	5.53	64.29	3.24	2.982	5.943	8.924	0.536	17.475	3.775	4.629	5.059	-0.186
25	38.39	19.25	5.42	63.07	4.46	3.006	5.935	8.941	0.519	17.625	4.979	3.540	3.801	5.176
26	38.82	19.51	5.50	63.82	3.71	2.835	6.054	8.889	0.571	14.410	4.281	3.366	3.605	5.197
27	39.34	19.74	5.56	64.64	2.89	2.985	6.047	9.031	0.429	13.325	3.317	4.017	4.348	1.866
28	38.87	19.50	5.50	63.86	3.67	3.010	6.044	9.054	0.406	13.275	4.076	3.257	3.481	5.393
29	40.42	20.41	5.74	66.57	0.96	3.116	6.143	9.259	0.201	4.680	1.165	4.016	4.347	0.657
30	40.45	20.31	5.72	66.48	1.05	3.113	6.027	9.140	0.320	7.470	1.374	5.436	6.024	-1.177

ตารางที่ 4.3 ผลการศึกษา (ต่อ)

กรณีศึกษาที่	ความสูญเสียจากการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (LS)					ความสูญเสียจากการเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (LI)				ต้นทุนที่ใช้ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย (ล้านบาท)	(1)+(2) ลดความสูญเสียได้ รวม / ปี (ล้านบาท)	PB ระยะเวลาคืนทุน (ปี)	DPB ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (ปี) (r = 3 %)	NPV มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (ล้านบาท) (t = 5 ปี และ r = 3 %)
	ค่าความสูญเสียตามประเภทผู้ใช้ไฟ (ล้านบาท)			(A+B+C) ค่าความสูญเสีย / ปี (ล้านบาท)	(1) ลดความสูญเสียได้ / ปี (ล้านบาท)	D ค่าเสียโอกาสในการขายไฟฟ้า (ล้านบาท)	E ต้นทุนในการแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง (ล้านบาท)	(D+E) ค่าความสูญเสีย / ปี (ล้านบาท)	(2) ลดความสูญเสียได้ / ปี (ล้านบาท)					
	A อุตสาหกรรม	B ธุรกิจ	C ที่อยู่อาศัย											
31	39.56	19.85	5.59	65.01	2.53	3.110	6.012	9.121	0.339	7.830	2.866	2.732	2.895	5.295
32	36.52	18.41	5.18	60.11	7.42	2.692	5.594	8.286	1.174	34.485	8.594	4.013	4.343	4.871
33	35.79	18.03	5.07	58.89	8.64	2.716	5.587	8.303	1.157	34.635	9.797	3.535	3.795	10.234
34	36.43	18.26	5.14	59.83	7.70	2.865	5.540	8.405	1.055	35.100	8.754	4.010	4.339	4.990
35	33.83	17.03	4.79	55.65	11.88	2.575	5.192	7.767	1.693	52.110	13.572	3.839	4.142	10.047
36	37.07	18.62	5.25	60.93	6.60	2.697	5.763	8.460	1.000	27.735	7.598	3.650	3.925	7.064
37	36.60	18.38	5.18	60.15	7.38	2.723	5.761	8.483	0.977	27.685	8.358	3.313	3.545	10.591
38	37.12	18.61	5.25	60.97	6.56	2.872	5.753	8.625	0.835	26.600	7.393	3.598	3.866	7.260
39	34.85	17.49	4.93	57.26	10.27	2.585	5.469	8.054	1.406	41.010	11.675	3.513	3.769	12.457
40	39.78	20.08	5.65	65.52	2.02	3.107	5.832	8.938	0.522	12.150	2.539	4.785	5.245	-0.521

ตารางที่ 4.3 ผลการศึกษา (ต่อ)

กรณีศึกษาที่	ความสูญเสียจากการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (LS)					ความสูญเสียจากการเกิดไฟฟ้าขัดข้อง (LI)				ต้นทุนที่ใช้ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย (ล้านบาท)	(1)+(2) ลดความสูญเสียได้ รวม / ปี (ล้านบาท)	PB ระยะเวลาคืนทุน (ปี)	DPB ระยะเวลาคืนทุน (r = 3 %)	NPV มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (ล้านบาท) (t = 5 ปี และ r = 3 %)
	ค่าความสูญเสียตามประเภทผู้ใช้ไฟ (ล้านบาท)			(A+B+C) ค่าความสูญเสีย / ปี (ล้านบาท)	(1) ลดความสูญเสียได้ / ปี (ล้านบาท)	D ค่าเสียโอกาสในการขายไฟฟ้า (ล้านบาท)	E ต้นทุนในการแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง (ล้านบาท)	(D+E) ค่าความสูญเสีย / ปี (ล้านบาท)	(2) ลดความสูญเสียได้ / ปี (ล้านบาท)					
	A อุตสาหกรรม	B ธุรกิจ	C ที่อยู่อาศัย											
41	38.90	19.63	5.52	64.04	3.49	3.103	5.817	8.920	0.541	12.510	4.031	3.103	3.309	5.951
42	38.92	19.53	5.50	63.95	3.58	3.100	5.700	8.801	0.660	15.300	4.240	3.609	3.878	4.117
43	38.26	19.30	5.43	62.99	4.54	3.094	5.505	8.599	0.861	19.980	5.405	3.696	3.977	4.774
44	38.32	19.35	5.44	63.11	4.42	2.831	5.924	8.755	0.705	17.790	5.123	3.473	3.725	5.672
45	38.91	19.52	5.50	63.94	3.59	2.979	5.839	8.818	0.643	18.720	4.233	4.422	4.817	0.666
46	37.87	18.99	5.35	62.21	5.32	3.002	5.827	8.828	0.632	18.930	5.952	3.180	3.396	8.328
47	36.15	18.24	5.13	59.52	8.01	2.687	5.426	8.112	1.348	36.510	9.356	3.902	4.215	6.339
48	35.70	17.88	5.04	58.62	8.91	2.858	5.328	8.185	1.275	37.650	10.185	3.697	3.977	8.994
49	35.11	17.70	4.98	57.79	9.74	2.710	5.413	8.123	1.337	36.720	11.075	3.316	3.548	14.000
50	32.94	16.60	4.67	54.20	13.33	2.566	4.914	7.480	1.980	55.440	15.308	3.622	3.893	14.667

4.3 ผลการศึกษา

เมื่อนำข้อมูลของระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้งหมดป้อนเข้าโปรแกรมจะได้ค่าความสูญเสียทางด้านการเงินที่เกิดจากการเกิดความผิดพร่องในระบบไฟฟ้าของรูปแบบการปรับปรุงทั้ง 50 รูปแบบ จากนั้นนำมาคำนวณหา ค่าระยะเวลาคืนทุน (Payback Period), ระยะเวลาคืนทุนแบบคิดลด (Discount Payback Period) และมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value) โดยใช้อัตราการคิดลดที่ 3% ในระยะเวลา 5 ปี จะได้ผลการศึกษาตามตารางที่ 4.9 และเมื่อนำผลการศึกษาที่ได้มาวิเคราะห์โดยใช้หลักวิธีที่ที่กำหนดไว้จะสามารถจัดเรียงลำดับรูปแบบการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ตามตารางที่ 4.4 และสามารถพิจารณาลำดับรูปแบบการปรับปรุงตามงบประมาณที่มีในกรณีต่าง ๆ ได้ตามตารางที่ 4.5 – ตารางที่ 4.11 และภาพที่ 4.2 - ภาพที่ 4.8 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.4 ลำดับรูปแบบการปรับปรุงที่พิจารณาตามหลักวิธีที่กำหนดไว้

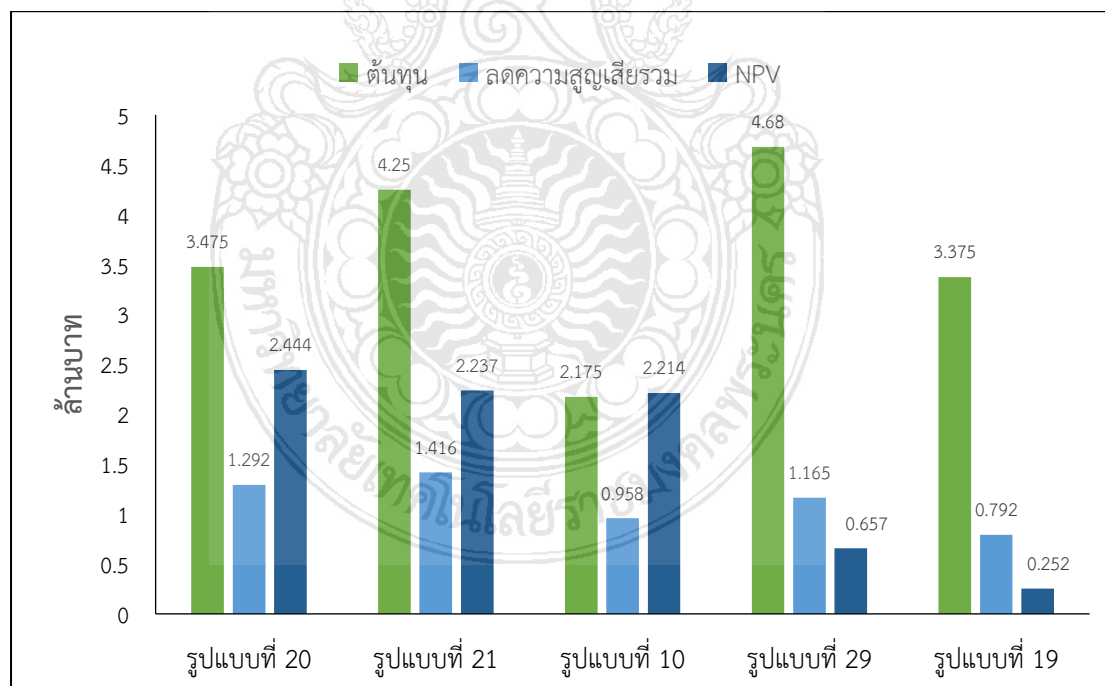
ลำดับ ที่	รูปแบบ ปรับปรุง ที่	สาย ป้อนที่ 1	สาย ป้อนที่ 2	สาย ป้อนที่ 3	ต้นทุน การ ปรับปรุง (ล้านบาท)	ลดความ สูญเสีย รวม/ ปี (ล้านบาท)	PB เวลา การ คืนทุน (ปี)	DPB เวลา การคืนทุน คิดลด (ปี) (r = 3 %)	NPV (ล้านบาท) (t =5 ปี และ r = 3 %)
1	50	ABC	ABC	ABC	55.440	15.308	3.622	3.893	14.667
2	49	ABC	-	ABC	36.720	11.075	3.316	3.548	14.000
3	39	AC	AC	AC	41.010	11.675	3.513	3.769	12.457
4	37	AC	-	AC	27.685	8.358	3.313	3.545	10.591
5	33	AB	-	AB	34.635	9.797	3.535	3.795	10.234
6	35	AB	AB	AB	52.110	13.572	3.839	4.142	10.047
7	14	A	A	A	35.460	9.921	3.574	3.839	9.975
8	48	-	ABC	ABC	37.650	10.185	3.697	3.977	8.994
9	46	-	-	ABC	18.930	5.952	3.180	3.396	8.328
10	12	A	-	A	24.210	7.062	3.428	3.675	8.131
11	38	-	AC	AC	26.600	7.393	3.598	3.866	7.260
12	36	AC	AC	-	27.735	7.598	3.650	3.925	7.064
13	11	A	A	-	24.360	6.732	3.619	3.889	6.470
14	47	ABC	ABC	-	36.510	9.356	3.902	4.215	6.339
15	41	BC	-	BC	12.510	4.031	3.103	3.309	5.951
16	44	ABC	-	-	17.790	5.123	3.473	3.725	5.672
17	28	-	-	AC	13.275	4.076	3.257	3.481	5.393
18	31	-	-	BC	7.830	2.866	2.732	2.895	5.295
19	26	AC	-	-	14.410	4.281	3.366	3.605	5.197
20	25	-	-	AB	17.625	4.979	3.540	3.801	5.176

ตารางที่ 4.4 ลำดับรูปแบบการปรับปรุงที่พิจารณาตามอัลกอริทึมที่กำหนดไว้ (ต่อ)

ลำดับ ที่	รูปแบบ ปรับปรุง ที่	สาย ป้อนที่ 1	สาย ป้อนที่ 2	สาย ป้อนที่ 3	ต้นทุน การ ปรับปรุง (ล้านบาท)	ลดความ สูญเสีย รวม/ ปี (ล้าน บาท)	PB เวลา การ คืนทุน (ปี)	DPB เวลา การคืนทุน คิดลด (ปี) (r = 3 %)	NPV (ล้านบาท) (t =5 ปี และ r = 3 %)
21	23	AB	-	-	17.010	4.819	3.530	3.789	5.057
22	13	-	A	A	22.350	5.970	3.744	4.031	4.991
23	34	-	AB	AB	35.100	8.754	4.010	4.339	4.990
24	2	A	-	-	13.110	3.951	3.318	3.550	4.984
25	32	AB	AB	-	34.485	8.594	4.013	4.343	4.871
26	43	BC	BC	BC	19.980	5.405	3.696	3.977	4.774
27	42	-	BC	BC	15.300	4.240	3.609	3.878	4.117
28	4	-	-	A	11.100	3.111	3.568	3.832	3.147
29	22	C	C	C	5.550	1.750	3.171	3.385	2.467
30	20	C	-	C	3.475	1.292	2.689	2.847	2.444
31	21	-	C	C	4.250	1.416	3.001	3.193	2.237
32	16	B	-	B	10.425	2.761	3.776	4.069	2.218
33	10	-	-	C	2.175	0.958	2.269	2.389	2.214
34	7	-	-	B	6.525	1.906	3.423	3.669	2.204
35	27	-	AC	-	13.325	3.317	4.017	4.348	1.866
36	3	-	A	-	11.250	2.781	4.045	4.380	1.486
37	45	-	ABC	-	18.720	4.233	4.422	4.817	0.666
38	29	BC	-	-	4.680	1.165	4.016	4.347	0.657
39	19	C	C	-	3.375	0.792	4.261	4.630	0.252
40	8	C	-	-	1.300	0.334	3.891	4.202	0.230
41	18	B	B	B	16.650	3.677	4.529	4.941	0.188
42	17	-	B	B	12.750	2.822	4.518	4.928	0.175
43	9	-	C	-	2.075	0.458	4.530	4.942	0.023
44	5	B	-	-	3.900	0.854	4.564	4.981	0.013
45	24	-	AB	-	17.475	3.775	4.629	5.059	-0.186
46	40	BC	BC	-	12.150	2.539	4.785	5.245	-0.521
47	30	-	BC	-	7.470	1.374	5.436	6.024	-1.177
48	15	B	B	-	10.125	1.771	5.719	6.371	-2.016
49	6	-	B	-	6.225	0.916	6.796	7.716	-2.030
50	1	-	-	-	-	-	-	-	-

ตารางที่ 4.5 การพิจารณาลำดับรูปแบบการปรับปรุง กรณีที่มีงบประมาณ น้อยกว่า 5 ล้านบาท

ลำดับ ที่	รูปแบบ ปรับปรุง ที่	สาย ป้อนที่ 1	สาย ป้อนที่ 2	สาย ป้อนที่ 3	ต้นทุน การ ปรับปรุง (ล้านบาท)	ลดความ สูญเสีย รวม/ ปี (ล้านบาท)	PB เวลา การ คืนทุน (ปี)	DPB เวลา การคืนทุน คิดลด (ปี) ($r = 3\%$)	NPV (ล้านบาท) ($t = 5$ ปี และ $r = 3\%$)
1	20	C	-	C	3.475	1.292	2.689	2.847	2.444
2	21	-	C	C	4.250	1.416	3.001	3.193	2.237
3	10	-	-	C	2.175	0.958	2.269	2.389	2.214
4	29	BC	-	-	4.680	1.165	4.016	4.347	0.657
5	19	C	C	-	3.375	0.792	4.261	4.630	0.252

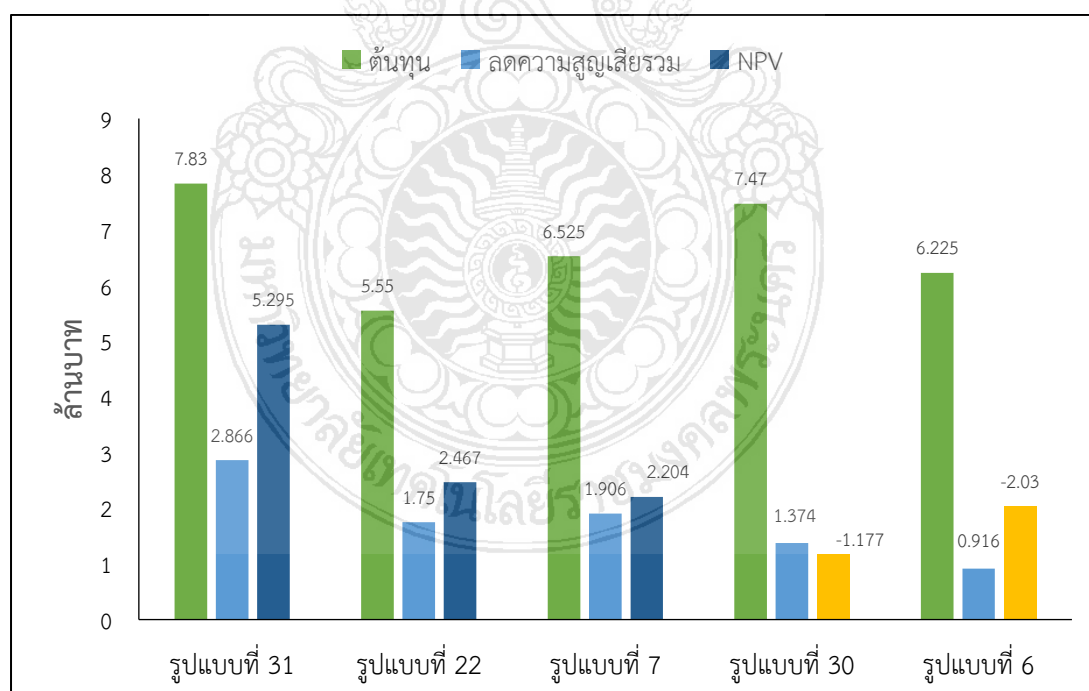


ภาพที่ 4.2 เปรียบเทียบ ต้นทุน การลดความสูญเสียรวม และ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)

ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย กรณีที่มีงบประมาณ น้อยกว่า 5 ล้านบาท

ตารางที่ 4.6 การพิจารณาลำดับรูปแบบการปรับปรุง กรณีที่มีงบประมาณ 5 - 10 ล้านบาท

ลำดับ ที่	รูปแบบ ปรับปรุง ที่	สาย ป้อนที่ 1	สาย ป้อนที่ 2	สาย ป้อนที่ 3	ต้นทุน การ ปรับปรุง (ล้านบาท)	ลดความ สูญเสีย รวม/ ปี (ล้านบาท)	PB เวลา การ คืนทุน (ปี)	DPB เวลา การคืนทุน คิดลด (ปี) (r = 3 %)	NPV (ล้านบาท) (t =5 ปี และ r = 3 %)
1	31	-	-	BC	7.830	2.866	2.732	2.895	5.295
2	22	C	C	C	5.550	1.750	3.171	3.385	2.467
3	7	-	-	B	6.525	1.906	3.423	3.669	2.204
4	30	-	BC	-	7.470	1.374	5.436	6.024	-1.177
5	6	-	B	-	6.225	0.916	6.796	7.716	-2.030

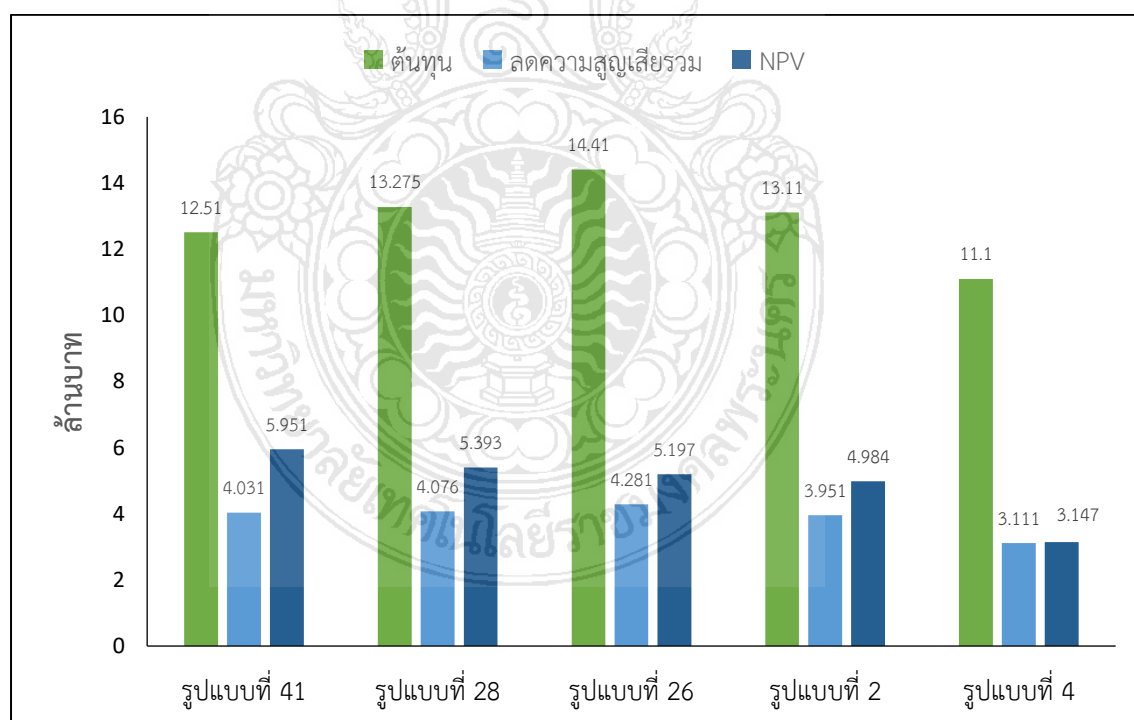


ภาพที่ 4.3 เปรียบเทียบ ต้นทุน การลดความสูญเสียรวม และ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)

ในการปรับปรุงระบจําหน่าย กรณีที่มีงบประมาณ 5 - 10 ล้านบาท

ตารางที่ 4.7 การพิจารณาลำดับรูปแบบการปรับปรุง กรณีที่มีงบประมาณ 10 - 15 ล้านบาท

ลำดับ ที่	รูปแบบ ปรับปรุง ที่	สาย ป้อนที่ 1	สาย ป้อนที่ 2	สาย ป้อนที่ 3	ต้นทุน การ ปรับปรุง (ล้านบาท)	ลดความ สูญเสีย รวม/ ปี (ล้านบาท)	PB เวลา การ คืนทุน (ปี)	DPB เวลา การคืนทุน คิดลด (ปี) ($r = 3\%$)	NPV (ล้านบาท) ($t = 5$ ปี และ $r = 3\%$)
1	41	BC	-	BC	12.510	4.031	3.103	3.309	5.951
2	28	-	-	AC	13.275	4.076	3.257	3.481	5.393
3	26	AC	-	-	14.410	4.281	3.366	3.605	5.197
4	2	A	-	-	13.110	3.951	3.318	3.550	4.984
5	4	-	-	A	11.100	3.111	3.568	3.832	3.147

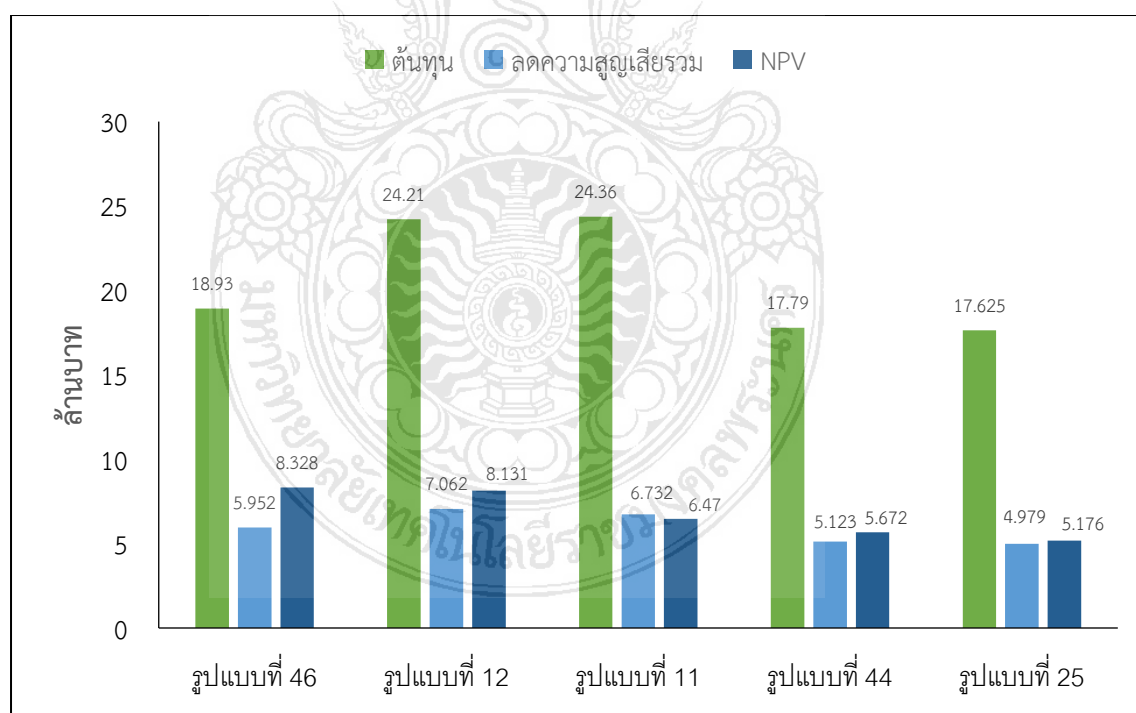


ภาพที่ 4.4 เปรียบเทียบ ต้นทุน การลดความสูญเสียรวม และ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)

ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย กรณีที่มีงบประมาณ 10 - 15 ล้านบาท

ตารางที่ 4.8 การพิจารณาลำดับรูปแบบการปรับปรุง กรณีที่มีงบประมาณ 15 - 25 ล้านบาท

ลำดับ ที่	รูปแบบ ปรับปรุง ที่	สาย ป้อนที่ 1	สาย ป้อนที่ 2	สาย ป้อนที่ 3	ต้นทุน การ ปรับปรุง (ล้านบาท)	ลดความ สูญเสีย รวม/ ปี (ล้านบาท)	PB เวลา การ คืนทุน (ปี)	DPB เวลา การคืนทุน คิดลด (ปี) (r = 3 %)	NPV (ล้านบาท) (t =5 ปี และ r = 3 %)
1	46	-	-	ABC	18.930	5.952	3.180	3.396	8.328
2	12	A	-	A	24.210	7.062	3.428	3.675	8.131
3	11	A	A	-	24.360	6.732	3.619	3.889	6.470
4	44	ABC	-	-	17.790	5.123	3.473	3.725	5.672
5	25	-	-	AB	17.625	4.979	3.540	3.801	5.176

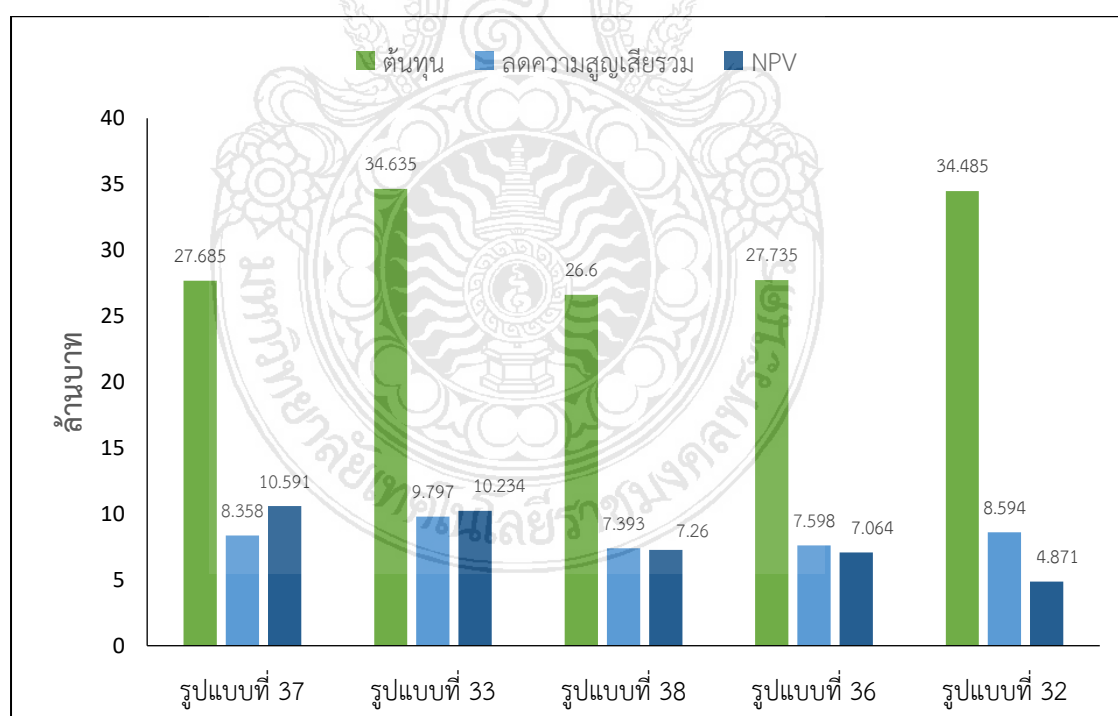


ภาพที่ 4.5 เปรียบเทียบ ต้นทุน การลดความสูญเสียรวม และ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)

ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย กรณีที่มีงบประมาณ 15 - 25 ล้านบาท

ตารางที่ 4.9 การพิจารณาลำดับรูปแบบการปรับปรุง กรณีที่มีงบประมาณ 25 - 35 ล้านบาท

ลำดับ ที่	รูปแบบ ปรับปรุง ที่	สาย ป้อนที่ 1	สาย ป้อนที่ 2	สาย ป้อนที่ 3	ต้นทุน การ ปรับปรุง (ล้านบาท)	ลดความ สูญเสีย รวม/ ปี (ล้านบาท)	PB เวลา การ คืนทุน (ปี)	DPB เวลา การคืนทุน คิดลด (ปี) ($r = 3\%$)	NPV (ล้านบาท) ($t = 5$ ปี และ $r = 3\%$)
1	37	AC	-	AC	27.685	8.358	3.313	3.545	10.591
2	33	AB	-	AB	34.635	9.797	3.535	3.795	10.234
3	38	-	AC	AC	26.600	7.393	3.598	3.866	7.260
4	36	AC	AC	-	27.735	7.598	3.650	3.925	7.064
5	32	AB	AB	-	34.485	8.594	4.013	4.343	4.871

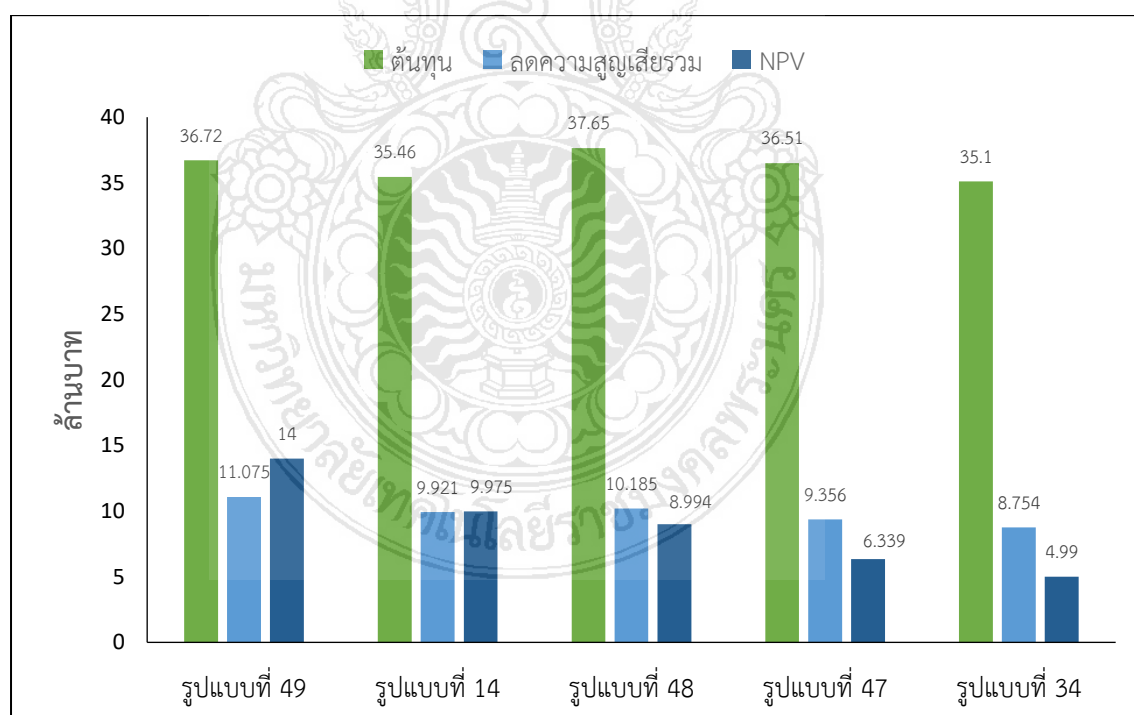


ภาพที่ 4.6 เปรียบเทียบ ต้นทุน การลดความสูญเสียรวม และ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)

ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย กรณีที่มีงบประมาณ 25 - 35 ล้านบาท

ตารางที่ 4.10 การพิจารณาลำดับรูปแบบการปรับปรุง กรณีที่มีงบประมาณ 35 - 40 ล้านบาท

ลำดับ ที่	รูปแบบ ปรับปรุง ที่	สาย ป้อนที่ 1	สาย ป้อนที่ 2	สาย ป้อนที่ 3	ต้นทุน การ ปรับปรุง (ล้านบาท)	ลดความ สูญเสีย รวม/ ปี (ล้านบาท)	PB เวลา การ คืนทุน (ปี)	DPB เวลา การคืนทุน คิดลด (ปี) (r = 3 %)	NPV (ล้านบาท) (t =5 ปี และ r = 3 %)
1	49	ABC	-	ABC	36.720	11.075	3.316	3.548	14.000
2	14	A	A	A	35.460	9.921	3.574	3.839	9.975
3	48	-	ABC	ABC	37.650	10.185	3.697	3.977	8.994
4	47	ABC	ABC	-	36.510	9.356	3.902	4.215	6.339
5	34	-	AB	AB	35.100	8.754	4.010	4.339	4.990

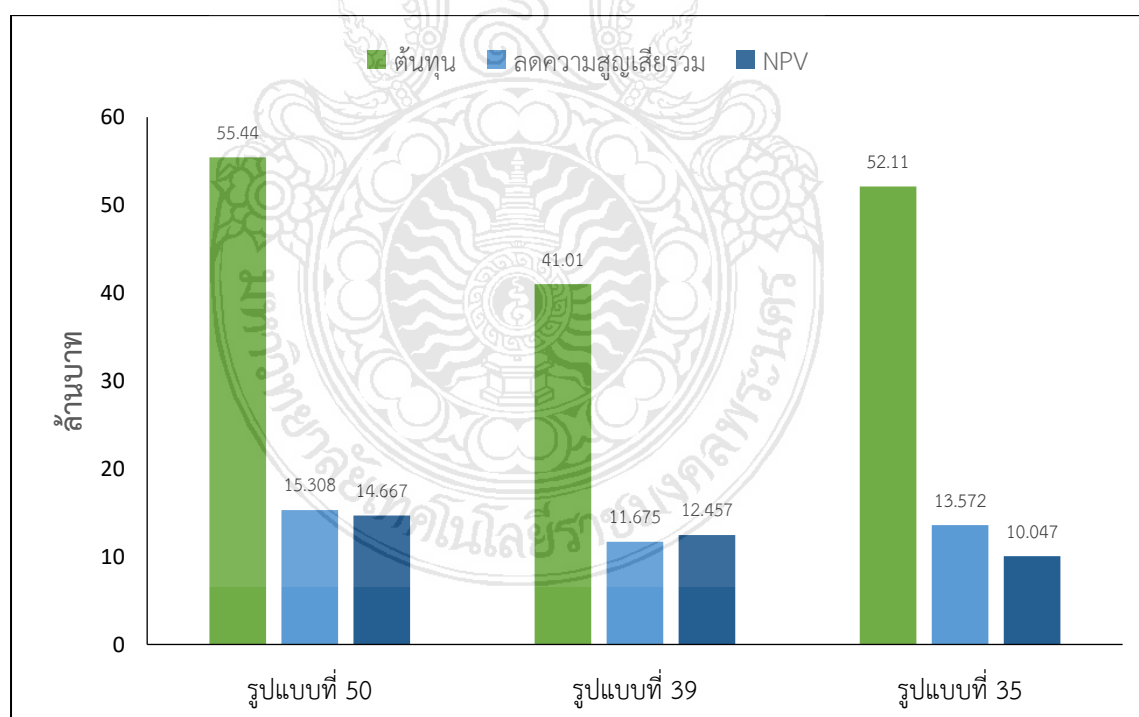


ภาพที่ 4.7 เปรียบเทียบ ต้นทุน การลดความสูญเสียรวม และ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)

ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย กรณีที่มีงบประมาณ 35 - 40 ล้านบาท

ตารางที่ 4.11 การพิจารณาลำดับรูปแบบการปรับปรุง กรณีที่มีงบประมาณ มากกว่า 40 ล้านบาท

ลำดับ ที่	รูปแบบ ปรับปรุง ที่	สาย ป้อนที่ 1	สาย ป้อนที่ 2	สาย ป้อนที่ 3	ต้นทุน การ ปรับปรุง (ล้านบาท)	ลดความ สูญเสีย รวม/ ปี (ล้านบาท)	PB เวลา การ คืนทุน (ปี)	DPB เวลา การคืนทุน คิดลด (ปี) ($r = 3\%$)	NPV (ล้านบาท) ($t = 5$ ปี และ $r = 3\%$)
1	50	ABC	ABC	ABC	55.440	15.308	3.622	3.893	14.667
2	39	AC	AC	AC	41.010	11.675	3.513	3.769	12.457
3	35	AB	AB	AB	52.110	13.572	3.839	4.142	10.047



ภาพที่ 4.8 เปรียบเทียบ ต้นทุน การลดความสูญเสียรวม และ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)

ในการปรับปรุงระบบจำหน่าย กรณีที่มีงบประมาณ มากกว่า 40 ล้านบาท

4.4 อภิปรายผลการศึกษา

ผลที่ได้จากการศึกษาที่ได้จากโปรแกรมและนำไปวิเคราะห์ข้อมูลด้วยกระบวนการตัดสินใจที่กำหนดเกณฑ์ในการพิจารณาตัดสินใจเลือกรูปแบบในการปรับปรุงไว้ ดังนี้

- 1) คัดเลือกรูปแบบที่มีค่า NPV มากกว่า 0, PB และ DPB ไม่เกิน 5 ปี
- 2) คัดเลือกรูปแบบที่ใช้งบลงทุนอยู่ในช่วงงบประมาณที่กำหนด
- 3) เรียงลำดับรูปแบบตาม NPV จากค่าสูงไปค่าต่ำ
- 4) กรณีที่รูปแบบมี NPV เท่ากันหรือใกล้เคียงกัน ให้ใช้ PB และ DPB เป็นเกณฑ์รองในการตัดสินใจ
- 5) เลือกรูปแบบที่ดีที่สุดตามลำดับที่ได้

4.4.1 กรณีพิจารณาตามงบประมาณ

จะทำให้ได้รูปแบบที่มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เป็นบวกมากที่สุด 5 อันดับแรก ได้แก่

- กรณีงบประมาณน้อยกว่า 5 ล้านบาท คือ รูปแบบที่ 20 , 21 , 10 , 29 และ 19
- กรณีงบประมาณ 5 - 10 ล้านบาท คือ รูปแบบที่ 31 , 22 และ 7
- กรณีงบประมาณ 10 - 15 ล้านบาท คือ รูปแบบที่ 41 , 28 , 26 , 2 และ 4
- กรณีงบประมาณ 15 - 25 ล้านบาท คือ รูปแบบที่ 46 , 12 , 11 , 44 และ 25
- กรณีงบประมาณ 25 - 35 ล้านบาท คือ รูปแบบที่ 37 , 33 , 38 , 36 และ 32
- กรณีงบประมาณ 35 - 40 ล้านบาท คือ รูปแบบที่ 49 , 14 , 48 , 47 และ 34
- กรณีงบประมาณมากกว่า 40 ล้านบาท คือ รูปแบบที่ 50 , 39 และ 35

ในการพิจารณาตัดสินใจเลือกรูปแบบการปรับปรุงจะเลือกอันดับแรกของแต่ละกรณี โดยขึ้นอยู่กับงบประมาณที่มีอยู่หรือได้รับการจัดสรรในแต่ละปีงบประมาณนั้น

4.4.2 กรณีพิจารณาวางแผนรองรับงบประมาณเป็นลำดับขั้น

เมื่อนำรูปแบบที่มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เป็นบวกมากที่สุด 3 อันดับแรก ของแต่ละช่วงงบประมาณมาพิจารณาจะสามารถเขียนเป็นแผนผังการดำเนินการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามลำดับงบประมาณได้ดัง ภาพที่ 4.9 ซึ่งจะใช้ในการตัดสินใจเลือกรูปแบบการปรับปรุงให้มีความเหมาะสมกับงบประมาณที่มีอยู่ และสามารถใช้ในการวางแผนรองรับการปรับปรุงเพิ่มเติมในกรณีที่งบประมาณเป็นลำดับขั้นหรือมีงบประมาณเพิ่มเติมในภายหลังได้

ตารางที่ 4.12 รูปแบบการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามลำดับงบประมาณ แบบที่ 1

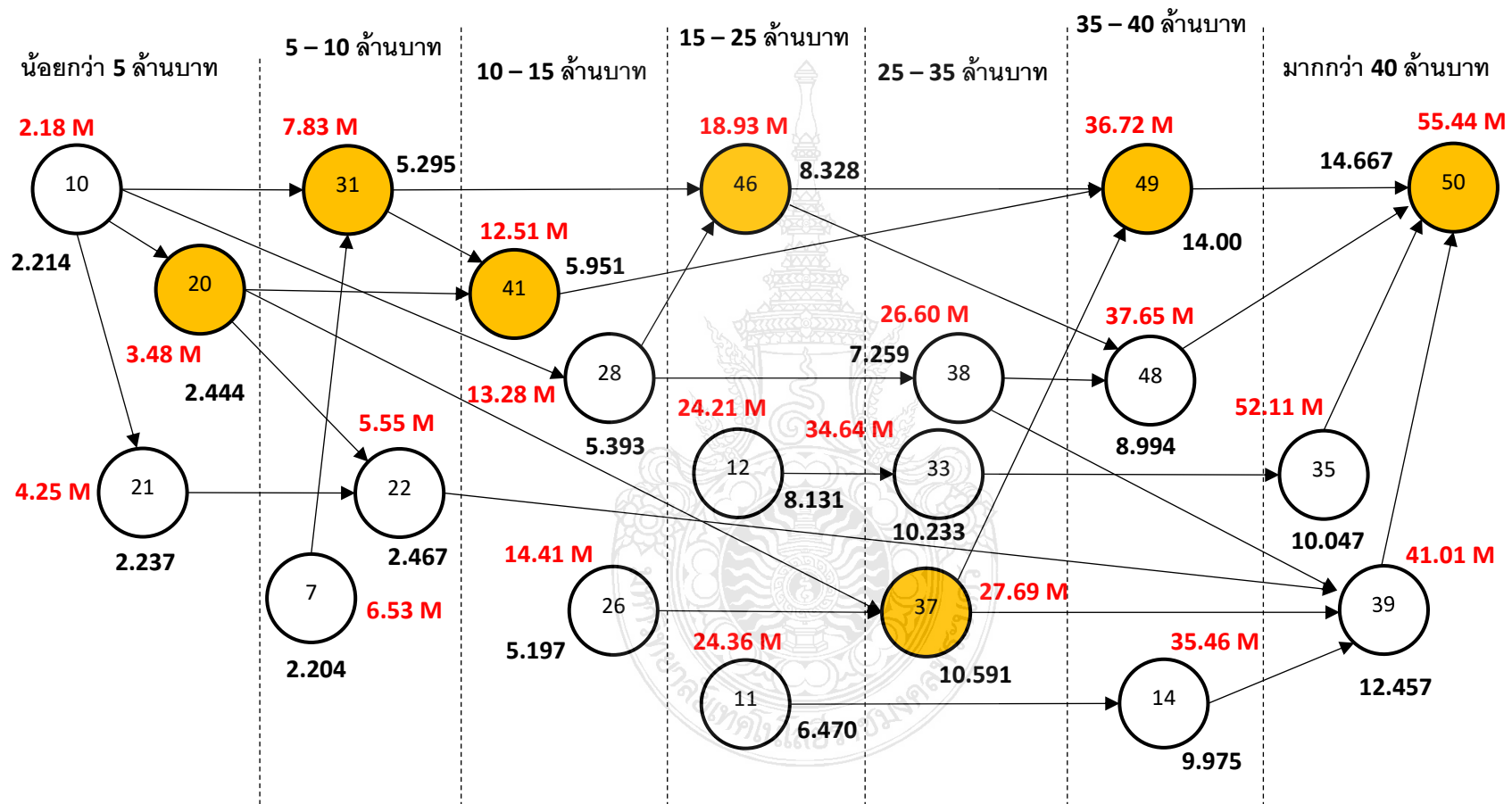
งบประมาณ (ล้านบาท)	รูปแบบ ปรับปรุง	สาย ป้อนที่ 1	สาย ป้อนที่ 2	สาย ป้อนที่ 3	ต้นทุน (ล้านบาท)	PB	DPB (r = 3%)	NPV (r = 3% t = 5 yr)
< 5	10	-	-	C	2.175	2.269	2.389	2.214
5 – 10	31	-	-	BC	7.830	2.732	2.895	5.295
10 – 15	-	-	-	-	-	-	-	-
15 – 25	46	-	-	ABC	18.930	3.180	3.396	8.328
25 – 35	-	-	-	-	-	-	-	-
35 – 40	49	ABC	-	ABC	36.720	3.316	3.548	14.000
> 40	50	ABC	ABC	ABC	55.440	3.622	3.893	14.667

ในการพิจารณาตัดสินใจเลือกรูปแบบการปรับปรุงจะเลือกไปตามงบประมาณที่เพิ่มขึ้นโดยให้ไปตามรูปแบบที่มีค่า NPV เป็นบวกอันดับแรกในแต่ละช่วงงบประมาณในข้อ 4.1.1 ซึ่งจะสามารถเลือกรูปแบบการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามลำดับงบประมาณได้ แบบที่ 1 ตามตารางที่ 4.12 หรือแบบที่ 2 ตามตารางที่ 4.13

ตารางที่ 4.13 รูปแบบการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามลำดับงบประมาณ แบบที่ 2

งบประมาณ (ล้านบาท)	รูปแบบ ปรับปรุง	สาย ป้อนที่ 1	สาย ป้อนที่ 2	สาย ป้อนที่ 3	ต้นทุน (ล้านบาท)	PB	DPB (r = 3%)	NPV (r = 3% t = 5 yr)
< 5	10	-	-	C	2.175	2.269	2.389	2.214
< 5	20	C	-	C	3.475	2.689	2.847	2.444
10 – 15	41	BC	-	BC	12.510	3.103	3.309	5.951
15 – 25	-	-	-	-	-	-	-	-
25 – 35	-	-	-	-	-	-	-	-
35 – 40	49	ABC	-	ABC	36.720	3.316	3.548	14.000
> 40	50	ABC	ABC	ABC	55.440	3.622	3.893	14.667

ทั้ง 2 แบบ จะมีรูปแบบการปรับปรุงเริ่มต้นและเสร็จสมบูรณ์ที่เหมือนกัน แต่ลำดับการปรับปรุงเมื่อพิจารณาไปตามลำดับงบประมาณที่เพิ่มขึ้นจะแตกต่างกัน โดยแบบที่ 1 จะเน้นปรับปรุงในสายป้อนที่ 3 ส่วนแบบที่ 2 จะปรับปรุงทั้งในสายป้อนที่ 1 และ 3 ซึ่งมีผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรมตั้งอยู่ ดังนั้นในการพิจารณาจึงต้องนำข้อมูลด้านอื่น ๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามารวมประกอบการตัดสินใจ เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพและมีความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ด้วย



ภาพที่ 4.9 แผนผังการดำเนินการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามลำดับงบประมาณ

บทที่ 5

สรุปผล และข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผล

การศึกษาครั้งนี้เป็นการนำเสนอการประเมินค่าความสูญเสียทางการเงินเนื่องจากการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง แล้วทำให้เกิดความสูญเสียทั้งในส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าและการไฟฟ้าผู้จำหน่ายที่จำหน่ายและบริการพลังงานไฟฟ้า โดยในส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับผลกระทบจากการเกิดแรงดันตกชั่วขณะส่งผลให้อุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าเกิดการทำงานที่ผิดพลาดหรือหยุดชะงัก ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรมนั้น การเริ่มต้นระบบใหม่ต้องสูญเสียทั้งเวลา แรงงาน และทรัพยากร ในส่วนของการไฟฟ้าจะได้รับผลกระทบจากการเกิดไฟฟ้าดับ ทำให้ต้องสูญเสียโอกาสในการขายไฟฟ้า และมีค่าใช้จ่ายในการแก้ไขไฟฟ้าขัดข้องให้ระบบสามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามปกติ โดยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่พัฒนาขึ้นจะใช้วิธีตำแหน่งการเกิดความผิดปกติ (Method of Fault Positions) ทำการจำลองเหตุการณ์การเกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า แล้วทำการประมาณที่ต้องการปรับปรุงในรูปแบบต่าง ๆ โดยในการศึกษาครั้งนี้จะศึกษากรณีการเปลี่ยนชนิดของสายไฟฟ้า การเปลี่ยนชนิดลูกถ้วยไฟฟ้า และการเปลี่ยนทั้งสองอย่างร่วมกัน

โปรแกรมคอมพิวเตอร์จะช่วยให้การประมาณค่าความสูญเสียจากการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ และการประมาณค่าความสูญเสียจากการเกิดไฟฟ้าดับ รวมถึงการประมาณค่าความสูญเสียทางการเงินจากการเกิดความผิดปกติ ในการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้ารูปแบบต่าง ๆ มีความ สะดวก รวดเร็ว และถูกต้องมากขึ้น สำหรับขั้นตอนในการตัดสินใจจะใช้วิธีระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) และวิธีระยะเวลาคืนทุนคิดลด (Discount Payback Period) ร่วมกับวิธีมูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value) พิจารณาเลือกโดยใช้หลักเกณฑ์ตามกระบวนการพิจารณา (Algorithm) ที่ กำหนดไว้ ผลการศึกษาที่ได้ทำให้มีข้อมูลของการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าแต่ละรูปแบบ ซึ่งมีค่า การลดความสูญเสียและต้นทุนที่ต้องใช้ปรับปรุงแตกต่างกัน และเมื่อนำมาวิเคราะห์ด้วยวิธีการและ อัลกอริทึมที่กำหนดทำให้สามารถพิจารณาตัดสินใจเลือกรูปแบบการปรับปรุงที่เหมาะสมกับ งบประมาณที่มีอยู่ได้อย่างมีประสิทธิภาพและมีความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ นอกจากนี้ยังสามารถนำผลการวิเคราะห์มาสร้างเป็นแผนผังการดำเนินการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามลำดับ งบประมาณ เพื่อใช้วางแผนการปรับปรุงต่อเนื่องสำหรับกรณีงบประมาณเป็นแบบลำดับขั้นใน อนาคตได้อีกด้วย

5.2 ข้อเสนอแนะ

ผลการวิเคราะห์ข้อมูลที่ได้นั้นเป็นการจำลองเหตุการณ์การเกิดความผิดพลาดแบบกระจายตัวอย่างสม่ำเสมอ แต่ในทางปฏิบัติการเกิดความผิดพลาดสามารถเกิดในรูปแบบอื่นได้ด้วย เช่น บางพื้นที่อาจมีความถี่ของการเกิดความผิดพลาดสูงกว่าพื้นที่อื่นเนื่องจากสภาพแวดล้อม เช่น ต้นไม้ การจราจร เป็นต้น อีกทั้งในความเป็นจริงจำนวนครั้งของการเกิดความผิดพลาดอาจจะเกิดมากกว่าหรือน้อยกว่าสถิติที่บันทึกไว้ก็ได้ รวมถึงค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ที่เป็นสาเหตุของความสูญเสียทางการเงินทั้งในส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท และการไฟฟ้าที่ใช้ในการคำนวณนั้นเป็นค่าเฉลี่ยของซึ่งในความเป็นจริงอาจมีค่าสูงหรือต่ำกว่าก็ได้ ดังนั้นผลที่ได้จึงอาจจะไม่ได้ถูกต้องสมบูรณ์ทั้งหมด แต่ผลการวิเคราะห์ที่ได้สามารถใช้เป็นแนวทางที่จะช่วยให้มีข้อมูลอ้างอิงเพื่อใช้ในการตัดสินใจได้มีประสิทธิภาพมากขึ้น

สำหรับข้อเสนอแนะเพื่อพัฒนาให้ผลการวิเคราะห์ข้อมูลมีความถูกต้องแม่นยำ ใกล้เคียงความจริง และน่าเชื่อถือมากขึ้น ควรดำเนินการ ดังนี้

- 1) จัดทำระบบสำหรับการเก็บข้อมูลทางสถิติที่ถูกต้องเพื่อให้มีข้อมูลที่ครบถ้วนมากเพียงพอ
- 2) จัดเก็บข้อมูลแบบเฉพาะพื้นที่ของแต่ละสถานีไฟฟ้าและแยกตามประเภท
- 3) ใช้ข้อมูลค่าความสูญเสียของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทเป็นแบบเฉพาะราย

นอกจากนี้ในการพัฒนาสามารถนำผลของด้านอื่น ๆ มาร่วมวิเคราะห์และพิจารณาด้วย เช่น การเพิ่มขึ้นของโหลด โอกาสในการขายไฟฟ้ามาร่วมพิจารณา เพื่อทำให้มีความถูกต้องในการตัดสินใจเพิ่มขึ้น

เอกสารอ้างอิง

- [1] Stevenson W. and Grainger J., 1994, **Symmetrical Fault in Power System Analysis**, International ed.; McGraw-Hill.
- [2] Saadat H., 1999, **Power system analysis**, McGraw-Hill, Singapore.
- [3] Somrak T. and Tayjasananant T, **Minimized Financial Losses Due to Interruptions and Voltage Sags with Consideration of Investment Cost**, In Proceedings of the IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia), Bangkok, Thailand, 19–23 March 2019, pp. 29–34.
- [4] Cebrian J.C., Giacomini J., Rossi A.L.D., Trindade F.C.L., Paredes H.K.M, **Methodology to Estimate the Financial Impacts of the Integration of PV Generators in Distribution Systems on Voltage Sags and Energy Losses**, IEEE Trans. Power Deliv. 2024, 39, pp.1233–1246.
- [5] Goswami A.K., Gupta C.P., Singh G.K., **Assessment of Financial Losses due to Voltage Sags in an Indian Distribution System**. In Proceedings of the 2008 IEEE Region 10 and the Third international Conference on Industrial and Information Systems, Kharagpur, India, 8–10 December 2008, pp. 1–6.
- [6] Han-Yang He, Wen-Hai Zhang, Ying Wang and Xian-Yong Xiao, **A Sensitive Industrial Process Model for Financial Losses Assessment Due to Voltage Sag and Short Interruptions**, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 36, No. 3, June 2021.
- [7] Aliakbar-Golkar M. and Raisee-Gahrooyi Y., **Stochastic Assessment of Voltage Sags in Distribution**. Iran. J. Electr. Electron. Eng. 2008, 4, 191–201.
- [8] Wannakarn P., Kesphrom N., Nedphokaew S., Rugthaicharoencheep N, **Power Distribution System Improvement Considering Damage Cost Due to Voltage Sags**, In Proceedings of the 2023 IEEE PES 15th Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Chiang Mai, Thailand, 6–9 December 2023.
- [9] 1159-1995; **IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**, IEEE: New York, NY, USA, 1995.
- [10] Posree R. and Sirisumrannukul S., **Voltage Sag Assessment in Distribution System with Neutral Grounding Resistance by Methods of Fault Position and Monte Carol Simulation**, In Proceedings of the 5th International Conference on Power and Energy Engineering (ICPEE), Xiamen, China, 2–4 December 2021; pp. 26–31.

- [11] M. H. J. Bollen, 2000, **Understanding power quality problems voltage sags and interruptions**, IEEE Press, NewYork.
- [12] M. R. Qader, M. H. J. Bollen, and R. N. Allan, **Stochastic prediction of voltage sags in a large transmission system**, IEEE Trans. Industry Applications, vol. 35, no.1, Jan 1999, pp.156-162.
- [13] M. H. J. Bollen, **Fast assessment methods for voltage sags in distribution system**, IEEE Trans. Industry Applications, vol. 32, no.6, Nov /Dec 1996, pp.1414-1432.
- [14] SEMI F47: **Specification for Semiconductor Processing Equipment Voltage Sag Immunity**, <https://voltage-disturbance.com/voltage-quality/semi-f47-voltage-sag-immunity-standard>
- [15] Heine P., Pohjanheimo P., Lehtonen M., Lakervi E., **A Method for Estimating the Frequency and Cost of Voltage Sags**, IEEE Trans. Power Deliv. 2002, 17, pp. 290–296.
- [16] Salim F., Nor K.M., Said D.M., Rahman A.A.A., **Voltage Sags Cost Estimation for Malaysian Industries**, In Proceedings of the IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), Kuching, Malaysia, 1–3 December 2014.
- [17] Lin X., Chang L., Hua Y, **Research on Reliability Index of Distribution Network Considering Voltage Sag and Loss of User**, In Proceedings of the IEEE Sustainable Power and Energy Conference, Beijing, China, 21–23 November 2019.
- [18] Liu L., Ren Z., Wei J., Long C., Ye S., **Distribution System Reliability Assessment Considering Voltage Deviation and Sag from Consumer Side**, In Proceedings of the 4th Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES), Chengdu, China, 25–28 March 2022.
- [19] G. strbac and Y.S. Lim., **Analytical approach to probabilistic prediction of voltage sags on transmission networks**, IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution, Vol.149 No.1, Jan 2002, p.7-14.
- [20] Jhan Yhee Chan and Jovica V. Milanovic, **Methodology for Assessment of Financial Losses due to Voltage Sags and Short Interruptions**, 9th International Conference, Electrical Power Quality and Utilisation, Barcelona, 9-11 October 2007.
- [21] Dechgummarn Y., Fuangfoo P., Kampeerawat W., **Reliability Assessment and Improvement of Electrical Distribution Systems by Using Multinomial Monte Carlo Simulations and a Component Risk Priority Index**, IEEE Access 2022, 10, pp. 111923–111935.

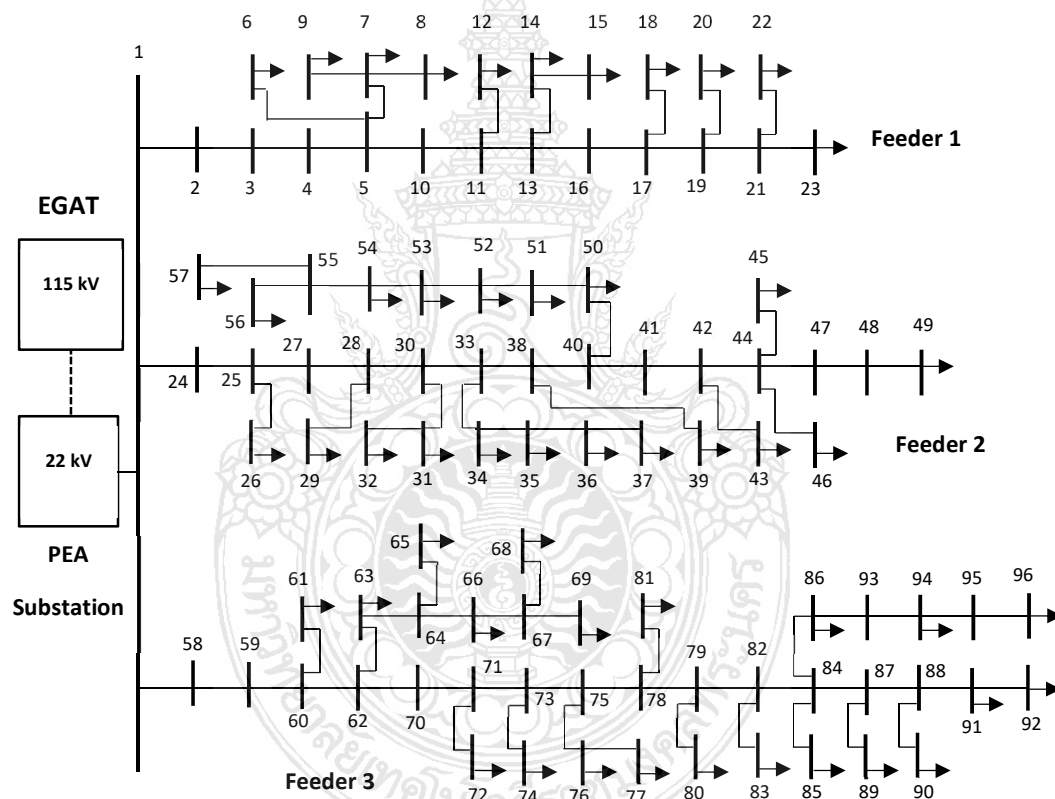
- [22] Chandhra Shekar P., Deshpande R.A., Sankar V., Manohar P., **Improvement in the reliability performance of power distribution systems**, J. CPRI 2014, 10, pp. 695–702.
- [23] Liu Y., **Evaluation Method Based on NPV and IRR**, In Proceedings of the 2nd International Conference on Enterprise Management and Economic Development, Dalian, China, 27–29 May 2022; Volume 656, pp. 817–820.
- [24] นิตกร เกษพรหม. การประเมินแรงดันตกชั่วขณะเนื่องจากการเกิดฟอลต์ในระบบไฟฟ้ากำลัง. (วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2546), หน้า 5-8, 105-110.





ข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษา

ข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของสถานีไฟฟ้าย่อย สระบุรี 1 (ปี พ.ศ.2548) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จำนวน 3 วงจรสายป้อน 96 บัส ความยาวรวม 61.49 กิโลเมตร โดยแผนผังวงจรเส้นเดียวแสดงใน ภาพที่ ก.1 และข้อมูลของผู้ใช้ไฟฟ้า สายไฟฟ้า ชนิดอุปกรณ์ป้องกันของสายป้อน ค่าความต้านทาน ค่ารีแอกแตนซ์ของสายไฟฟ้า และโอกาสการเกิดความผิดพลาดแต่ละชนิด แสดงในตารางที่ ก.1 – ก.6 ตามลำดับ



ภาพที่ ก.1 แผนผังวงจรเส้นเดียว สถานีไฟฟ้าย่อย สระบุรี 1 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลของสายป้อนที่ 1 (ความยาวรวม 23.19 กิโลเมตร)

บัส-บัส	ระยะทาง (กม.)	ชนิดสาย	อุปกรณ์ป้องกัน
1-2	0.12	185 PICS	Relay
2-3	0.12	185 PICS	Relay
3-4	2	185 SACS	Relay
4-5	5	185 PICS	Relay
5-6	2.6	185 PICS	Relay
5-7	0.5	185 SACS	Relay
7-8	0.1	185 SACS	Relay
7-9	4.15	185 SACS	Relay
5-10	0.9	185 PICS	Relay
10-11	0.1	185 SACS	Relay
11-12	0.5	50 ACSR	Relay
11-13	1.2	185 SACS	Relay
13-14	0.7	185 SACS	Relay
13-16	0.2	50 ACSR	Relay
14-15	0.5	50 PICS	F 10K
16-17	0.3	50 ACSR	F 40K
17-18	0.1	50 ACSR	F 40K
17-19	0.2	50 ACSR	F 40K
19-20	1.1	50 ACSR	F 40K
19-21	0.3	50 ACSR	F 40K
21-22	1	50 ACSR	F 10K
21-23	1.5	50 ACSR	F 40K

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลของสายป้อนที่ 2 (ความยาวรวม 19.55 กิโลเมตร)

บัส-บัส	ระยะทาง (กม.)	ชนิดสาย	อุปกรณ์ ป้องกัน	บัส-บัส	ระยะทาง (กม.)	ชนิดสาย	อุปกรณ์ ป้องกัน
1-24	0.15	185 SACS	Relay	40-41	0.1	185 SACS	Relay
24-25	0.15	185 SACS	Relay	40-50	0.1	185 SACS	Relay
25-26	0.3	185 PICS	Relay	41-42	0.1	185 SACS	Relay
25-27	1.5	185 PICS	Relay	42-43	0.2	50 ACSR	Relay
27-28	0.1	185 PICS	Relay	42-44	0.4	185 SACS	Relay
28-29	0.2	185 SACS	Relay	44-45	0.3	50 ACSR	Relay
28-30	0.65	185 SACS	Relay	44-46	0.3	185 PICS	Relay
30-31	0.75	185 SACS	Relay	44-47	0.6	185 PICS	Relay
30-33	1.15	185 SACS	Relay	47-48	0.3	185 PICS	Relay
31-32	1.5	185 PICS	Relay	48-49	0.2	50 ACSR	Relay
33-34	0.5	185 PICS	Relay	50-51	0.2	185 PICS	Relay
33-38	0.5	185 PICS	Relay	51-52	1	185 PICS	F 40K
34-35	0.2	50 ACSR	Relay	52-53	0.4	50 ACSR	F 15K
35-36	0.8	50 ACSR	Relay	53-54	1	50 ACSR	F 15K
35-37	0.1	50 ACSR	Relay	54-55	1.3	50 ACSR	F 15K
38-39	0.2	185 PICS	Relay	55-56	3.2	50 ACSR	F 15K
38-40	0.5	185 PICS	Relay	56-57	0.6	50 ACSR	F 15K

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลของสายป้อนที่ 3 (ความยาวรวม 18.75 กิโลเมตร)

บัส-บัส	ระยะทาง (กม.)	ชนิดสาย	อุปกรณ์ ป้องกัน	บัส-บัส	ระยะทาง (กม.)	ชนิดสาย	อุปกรณ์ ป้องกัน
1-58	0.125	185 SACS	Relay	76-77	0.6	185 SACS	Relay
58-59	0.125	185 SACS	Relay	78-79	1.2	185 PICS	Relay
59-60	0.25	185 SACS	Relay	78-81	0.3	185 PICS	Relay
60-61	0.3	50 ACSR	Relay	79-80	0.7	185 PICS	Relay
60-62	0.3	185 PICS	Relay	79-82	0.4	185 PICS	Relay
62-63	0.35	50 ACSR	Relay	82-83	0.2	50 ACSR	Relay
62-70	1.05	185 SACS	Relay	82-84	0.1	185 PICS	Relay
63-64	0.35	50 ACSR	Relay	84-85	0.1	50 PICS	Relay
64-65	0.5	50 ACSR	Relay	84-86	0.7	185 PICS	Relay
64-66	1.1	50 ACSR	Relay	84-87	0.8	185 PICS	Relay
66-67	1.9	50 ACSR	F 25K	86-93	0.6	185 PICS	Relay
67-68	0.5	50 ACSR	F 25K	87-88	0.4	185 PICS	Relay
67-69	0.2	50 ACSR	F 25K	87-89	0.9	50 ACSR	Relay
70-71	0.15	185 PICS	Relay	88-90	0.4	50 PICS	Relay
71-72	0.1	185 PICS	Relay	88-91	0.1	185 PICS	Relay
71-73	0.15	185 PICS	Relay	91-92	0.6	50 ACSR	Relay
73-74	0.4	185 PICS	Relay	93-94	0.6	50 ACSR	F 40K
73-75	0.1	185 PICS	Relay	94-95	0.6	50 ACSR	F 40K
75-76	0.3	185 PICS	Relay	95-96	0.6	50 ACSR	F 40K
75-78	0.6	185 PICS	Relay	-	-	-	-

ตารางที่ ก.4 ข้อมูลตำแหน่ง ขนาด และประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า

บัส	ขนาด (kVA)	ประเภทผู้ใช้ ไฟฟ้า	บัส	ขนาด (kVA)	ประเภทผู้ใช้ ไฟฟ้า	บัส	ขนาด (kVA)	ประเภทผู้ใช้ ไฟฟ้า
6	3000	อุตสาหกรรม	37	100	ที่อยู่อาศัย	69	150	ที่อยู่อาศัย
7	2000	อุตสาหกรรม	39	500	ธุรกิจ	72	500	ธุรกิจ
8	1500	อุตสาหกรรม	43	500	ธุรกิจ	74	3000	อุตสาหกรรม
9	500	ธุรกิจ	45	150	ที่อยู่อาศัย	76	150	ที่อยู่อาศัย
12	100	ที่อยู่อาศัย	46	500	ธุรกิจ	77	500	ธุรกิจ
14	800	ธุรกิจ	49	100	ที่อยู่อาศัย	80	250	ที่อยู่อาศัย
15	50	ที่อยู่อาศัย	50	500	ธุรกิจ	81	2000	อุตสาหกรรม
18	200	ที่อยู่อาศัย	51	1500	อุตสาหกรรม	83	150	ที่อยู่อาศัย
20	150	ที่อยู่อาศัย	52	2000	อุตสาหกรรม	85	150	ที่อยู่อาศัย
22	50	ที่อยู่อาศัย	53	100	ที่อยู่อาศัย	86	800	ธุรกิจ
23	150	ที่อยู่อาศัย	54	100	ที่อยู่อาศัย	89	150	ที่อยู่อาศัย
26	500	ธุรกิจ	56	50	ที่อยู่อาศัย	90	50	ที่อยู่อาศัย
29	1000	อุตสาหกรรม	57	50	ที่อยู่อาศัย	91	800	ธุรกิจ
31	1250	อุตสาหกรรม	61	100	ที่อยู่อาศัย	92	150	ที่อยู่อาศัย
32	250	ธุรกิจ	63	150	ที่อยู่อาศัย	94	150	ที่อยู่อาศัย
34	500	ธุรกิจ	65	50	ที่อยู่อาศัย	96	150	ที่อยู่อาศัย
35	150	ที่อยู่อาศัย	66	50	ที่อยู่อาศัย	-	-	-
36	200	ที่อยู่อาศัย	68	50	ที่อยู่อาศัย	-	-	-

หมายเหตุ : ค่าความสูญเสียจากการเกิดแรงดันตกชั่วขณะของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ดังนี้

- 1) อุตสาหกรรม ครั้งละ 52,500.- บาท
- 2) ธุรกิจ ครั้งละ 18,500.- บาท
- 3) ที่อยู่อาศัย ครั้งละ 2,250.- บาท
- 4) คัดค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) = 0.85

ตารางที่ ก.5 ค่าความต้านทาน (R) และค่ารีแอกแตนซ์ (X) ของสายไฟฟ้า

ชนิดสาย	R ₁ (โอห์ม /กม.)	X ₁ (โอห์ม /กม.)	R ₀ (โอห์ม /กม.)	X ₀ (โอห์ม /กม.)	อัตราการเกิด ความผิดปกติ (ครั้ง/กม./ปี)
Thevenin_S1*	0.0606	0.29896	0.0000103	0.46514	-
185 SACS	0.1805	0.2455	0.3285	1.7549	1.5
185 PICS	0.21435	0.33976	0.39186	1.5538	2.0
50 PICS	0.26643	0.36147	0.44987	1.5378	2.0
50 ACSR	0.66668	0.39134	0.96268	2.73072	2.5

* ค่าอิมพีแดนซ์สมมูลของสถานีไฟฟ้าย่อย 22 kV

ตารางที่ ก.6 โอกาสการเกิดความผิดปกติแต่ละชนิด

ชนิดของความผิดปกติ	ร้อยละ
แบบสมมาตร 3 เฟส (Three Phase Fault : 3PH)	5
แบบไม่สมมาตรลงดิน 1 เฟส (Single Line to Ground Fault : SLG)	70
แบบไม่สมมาตรลงดิน 2 เฟส (Double Line to Ground Fault : LLG)	10
แบบไม่สมมาตร 2 เฟส (Line to Line Fault : LL)	15

หมายเหตุ : การคำนวณค่าใช้จ่ายของการเกิดความผิดปกติแต่ละครั้ง ดังนี้

- 1) ค่าไฟฟ้าสูญเสียเฉลี่ย หน่วยละ 5.- บาท
- 2) ระยะเวลาไฟฟ้าดับเฉลี่ย ครั้งละ 2.5 ชั่วโมง
- 3) ต้นทุนเฉลี่ยในการแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง ครั้งละ 50,000.- บาท



การคำนวณความผิดพลาดโดยใช้บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์

(Fault Calculation Using Bus Impedance Matrix)

การเกิดความผิดพลาดในระบบไฟฟ้ากำลังมีทั้งแบบสมมาตร(Symmetrical) และแบบไม่สมมาตร (Unsymmetrical) โดยในการคำนวณจะใช้ค่าจากบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ ซึ่งการคำนวณแบบสมมาตรและแบบไม่สมมาตรมีรายละเอียดดังนี้ [24]

1. ความผิดพลาดแบบสมมาตร 3 เฟส (3 Phase Fault)

สามารถคำนวณขนาดของแรงดันตกชั่วขณะได้โดยพิจารณาให้ระบบมี N บัสรวมทั้งบัสที่ใช้อ้างอิง (Reference Bus) ใช้ทฤษฎีการวางซ้อนของเทวินิน (Thevenin's Superposition) กำหนดแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดคือ $V_k^{(0)}$ และให้ความผิดพลาดเกิดที่บัส f สามารถคำนวณขนาดแรงดันตกชั่วขณะที่บัส k ได้จากสมการ

$$V_k = V_k^{(0)} + \Delta V_k \quad (\text{ข.1})$$

ΔV_k คือการเปลี่ยนแปลงของแรงดันที่บัส k เนื่องจากการเกิดความผิดพลาดโดยให้มีแหล่งจ่ายแรงดัน $-V_f^{(0)}$ ต่อเข้าที่ตำแหน่งการเกิดความผิดพลาด และใช้ทฤษฎีบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ (Bus Impedance Matrix) จากความสัมพันธ์ $[V] = [Z][I]$

จะทำให้สามารถคำนวณ ΔV_k ได้จากสมการที่ (ข.2)

$$\Delta V_k = Z_{kf} I_f \quad (\text{ข.2})$$

ที่ตำแหน่งเกิดความผิดพลาด ($k = f$) และ $\Delta V_f = -V_f^{(0)}$ ดังนั้น

$$I_f = \frac{-V_f^{(0)}}{Z_{ff}} \quad (\text{ข.3})$$

และจากสมการที่ (ข.1)

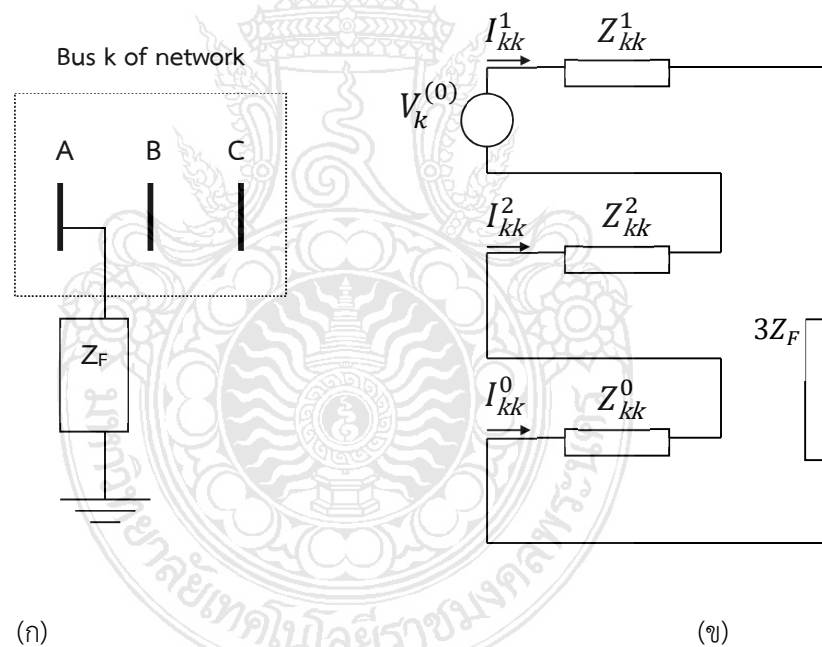
$$V_k = V_k^{(0)} - \frac{Z_{kf}}{Z_{ff}} V_f^{(0)} \quad (\text{ข.4})$$

ถ้าประมาณแรงดันก่อนเกิดความผิดปกติให้ใกล้เคียงกันและเท่ากับ 1 เพอร์ยูนิตจะได้

$$V_k = 1 - \frac{Z_{kf}}{Z_{ff}} \quad (\text{ข.5})$$

2. ความผิดปกติลงดินแบบไม่สมมาตร 1 เฟส (Single Line to Ground Fault)

พิจารณาการเกิดความผิดปกติระหว่างเฟส A และพื้นดินผ่านอิมพีแดนซ์ Z_F ที่บัส k ดังแสดงในภาพที่ ข.1(ก) ซึ่งในการคำนวณกรณีความผิดปกติลงดินนี้จำเป็นต้องใช้ค่าอิมพีแดนซ์ทั้งลำดับบวก (Positive sequence) ลำดับลบ (Negative sequence) และลำดับศูนย์ (Zero sequence) มาต่ออนุกรมกันโดยแบบจำลองที่ใช้ในการคำนวณจะแสดงอยู่ในภาพที่ ข.1(ข)



ภาพที่ ข.1 (ก) การเกิดความผิดปกติระหว่างเฟส A และพื้นดินผ่านอิมพีแดนซ์ Z_F ที่บัส k

(ข) แบบจำลองที่ใช้ในการคำนวณกรณีความผิดปกติลงดินแบบไม่สมมาตร 1 เฟส

และเมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส k แล้วจะสามารถหาค่าองค์ประกอบสมมาตร (Symmetrical component) ของกระแสความผิดปกติได้จากสมการที่ (ข.6)

$$I_k^0 = I_k^1 = I_k^2 = \frac{V_k^{(0)}}{Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + Z_{kk}^0 + 3Z_F} \quad (\text{ข.6})$$

โดยที่ Z_{kk}^1 , Z_{kk}^2 และ Z_{kk}^0 คือค่าที่อยู่ในตำแหน่ง k ในบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ และ $V_k^{(0)}$ คือแรงดันก่อนเกิดความผิดปกติที่บัส k ซึ่งค่ากระแสความผิดปกติของแต่ละเฟสจะสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (ข.7)

$$\begin{bmatrix} I_k^A \\ I_k^B \\ I_k^C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_k^0 \\ I_k^1 \\ I_k^2 \end{bmatrix} \quad (\text{ข.7})$$

และสามารถเขียนให้อยู่ในรูปของเครื่องหมายเมตริกซ์ได้ดังสมการที่ (ข.8)

$$I_k^{ABC} = A I_k^{012} \quad (\text{ข.8})$$

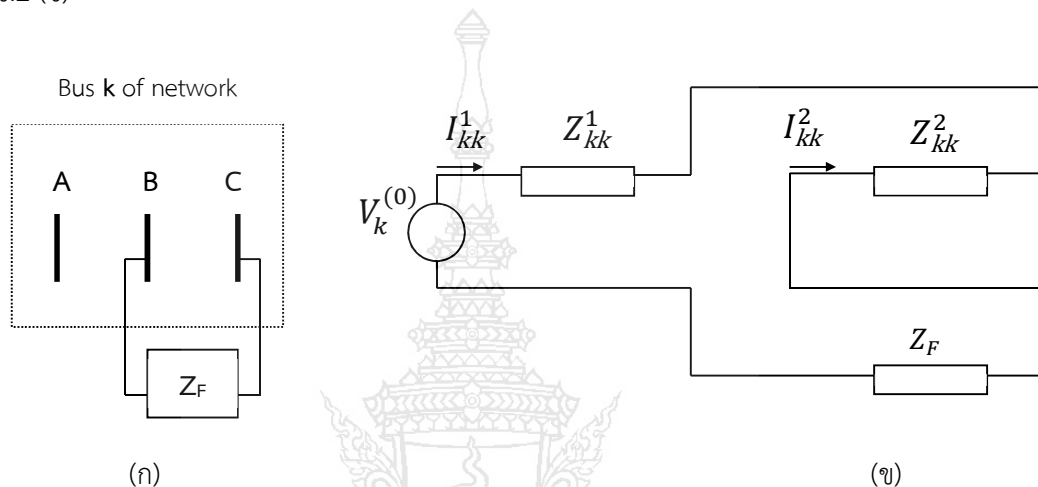
เมื่อ A คือ เมตริกซ์การแปลงองค์ประกอบสมมาตร (Symmetrical Components Transformation Matrix) ซึ่งมีค่าดังสมการที่ (ข.9)

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (\text{ข.9})$$

โดยที่ a คือตัวดำเนินการ (Operator) มีค่าเท่ากับ $1 \angle 120^\circ$ และ a^2 มีค่าเท่ากับ $1 \angle 240^\circ$

3. ความผิดปกติแบบไม่สมมาตร 2 เฟส (Double Line Fault)

พิจารณาการเกิดความผิดปกติระหว่างเฟส B และเฟส C ผ่านอิมพีแดนซ์ Z_F ที่บัส k ดังแสดงในภาพที่ ข.2 (ก) ซึ่งในการคำนวณกรณีความผิดปกติระหว่างเฟสนี้ จะใช้ค่าอิมพีแดนซ์เฉพาะ ลำดับบวก และลำดับลบ มาต่อตรงข้ามกันโดยแบบจำลองที่ใช้ในการคำนวณจะแสดงอยู่ในภาพที่ ข.2 (ข)



ภาพที่ ข.2 (ก) การเกิดความผิดปกติระหว่างเฟส B และเฟส C ผ่านอิมพีแดนซ์ Z_F ที่บัส k

(ข) แบบจำลองที่ใช้ในการคำนวณกรณีความผิดปกติแบบไม่สมมาตร 2 เฟส

และเมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส k แล้วจะสามารถหาค่าองค์ประกอบสมมาตรของกระแสความผิดปกติได้จากสมการที่ (ข.10) และ (ข.11)

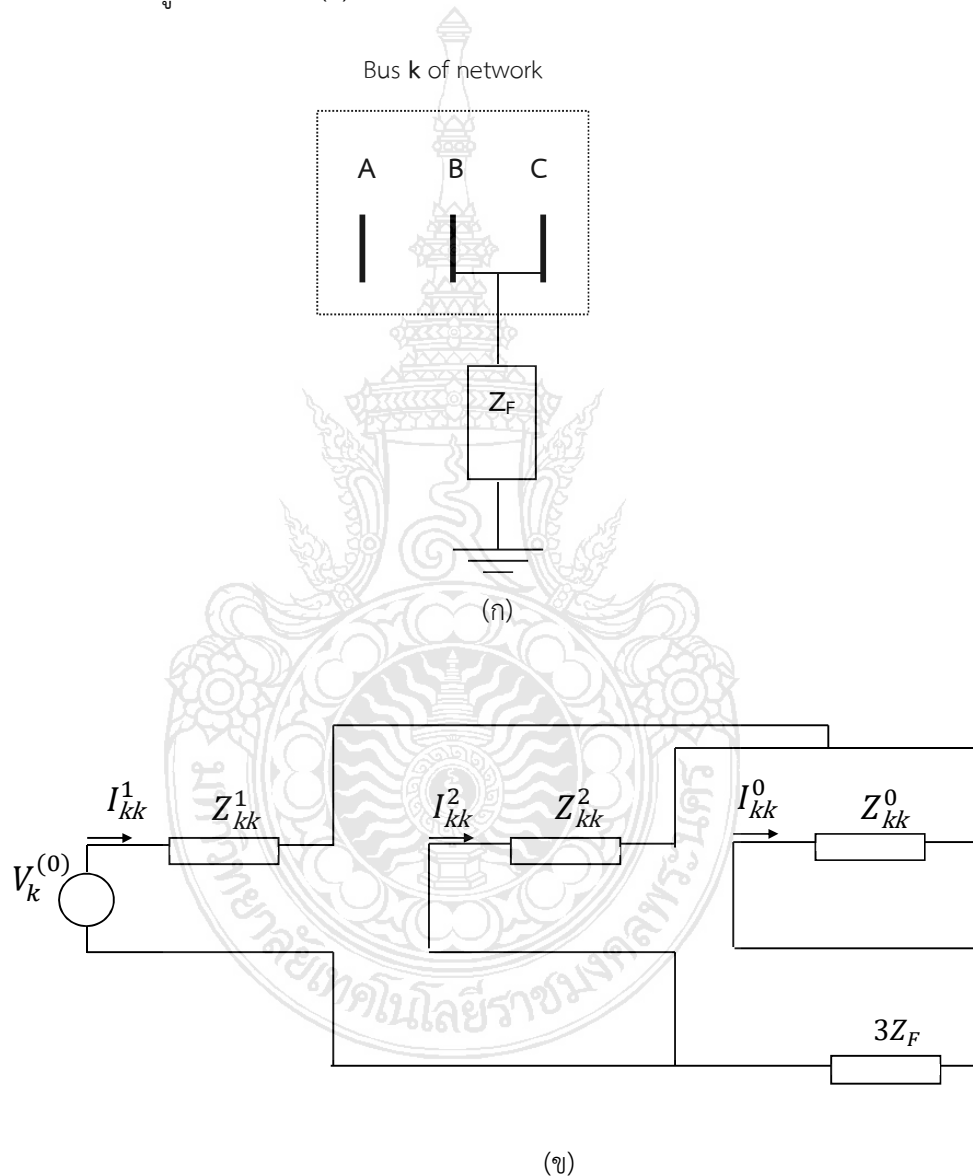
$$I_k^0 = 0 \quad (\text{ข.10})$$

$$I_k^1 = -I_k^2 = \frac{V_k^{(0)}}{Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + Z_F} \quad (\text{ข.11})$$

โดยที่ Z_{kk}^1 และ Z_{kk}^2 คือ ค่าที่อยู่ในตำแหน่ง k ในบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ และ $V_k^{(0)}$ คือแรงดันก่อนเกิดความผิดปกติที่บัส k ซึ่งค่ากระแสความผิดปกติของแต่ละเฟสจะสามารถคำนวณได้จากสมการ (ข.7) เช่นเดียวกันกับกรณีความผิดปกติลงดินแบบไม่สมมาตร 1 เฟส

4. ความผิดปกติของระบบ 2 เฟส (Double Line to Ground Fault)

พิจารณาการเกิดความผิดปกติของระบบ ที่เฟส B และเฟส C ผ่านอิมพีแดนซ์ Z_F ลงดินที่บัส k ดังแสดงในภาพที่ ข.3 (ก) ซึ่งในการคำนวณกรณีความผิดปกติของระบบ 2 เฟส นี้จะต้องใช้ค่าอิมพีแดนซ์ทั้งลำดับบวก ลำดับลบ และลำดับศูนย์ มาต่อขนานกันโดยแบบจำลองที่ใช้ในการคำนวณจะแสดงอยู่ในภาพที่ ข.3 (ข)



ภาพที่ ข.3 (ก) การเกิดความผิดปกติของระบบ ที่เฟส B และเฟส C ผ่านอิมพีแดนซ์ Z_F ลงดินที่บัส k

(ข) แบบจำลองที่ใช้ในการคำนวณกรณีเกิดความผิดปกติของระบบ 2 เฟส

และเมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส k แล้วจะสามารถหาค่าองค์ประกอบสมมาตรของกระแสความผิดพลาด ได้จากสมการที่ (ข.12), (ข.13) และ (ข.14)

$$I_k^1 = \frac{V_k^{(0)}}{Z_{kk}^1 + \frac{Z_{kk}^2(Z_{kk}^0 + 3Z_F)}{Z_{kk}^2 + Z_{kk}^0 + 3Z_F}} \quad (\text{ข.12})$$

$$I_k^2 = -\frac{V_k^{(0)} - Z_{kk}^1 I_k^1}{Z_{kk}^2} \quad (\text{ข.13})$$

$$I_k^0 = -\frac{V_k^{(0)} - Z_{kk}^1 I_k^1}{Z_{kk}^0 + 3Z_F} \quad (\text{ข.14})$$

โดยที่ Z_{kk}^1 , Z_{kk}^2 และ Z_{kk}^0 คือค่าที่อยู่ในตำแหน่ง k ในบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ และ $V_k^{(0)}$ คือแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดที่บัส k ซึ่งค่ากระแสความผิดพลาดของแต่ละเฟสจะสามารถคำนวณได้จากสมการ (ข.7) และกระแสความผิดพลาดจะหาได้จากสมการที่ (ข.15)

$$I_k(F) = I_k^B + I_k^C \quad (\text{ข.15})$$

การคำนวณหาค่าองค์ประกอบสมมาตรของขนาดแรงดันตกชั่วขณะที่บัส j เนื่องจากการเกิดความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรที่บัส k จะสามารถหาได้จากสมการที่ (ข.16), (ข.17) และ (ข.18)

$$V_j^0 = 0 - Z_{jk}^0 I_k^0 \quad (\text{ข.16})$$

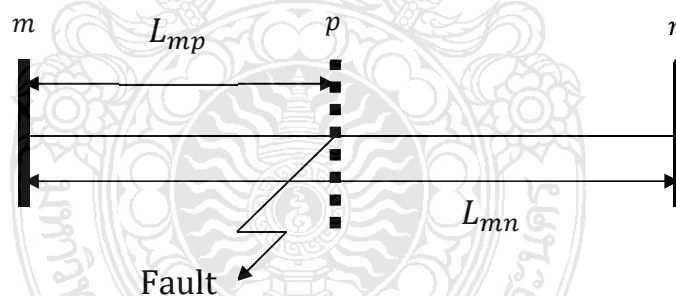
$$V_j^1 = V_j^1(0) - Z_{jk}^1 I_k^1 \quad (\text{ข.17})$$

$$V_j^2 = 0 - Z_{jk}^2 I_k^2 \quad (\text{ข.18})$$

เมื่อ $V_j^1(0) = V_j^{(0)}$ คือแรงดันของเฟสก่อนเกิดความผิดปกติที่บัส j ดังนั้นขนาดแรงดันตกชั่วขณะของแต่ละเฟสที่บัส j จะหาได้จากสมการที่ (ข.19)

$$V_j^{ABC} = A V_j^{012} \quad (\text{ข.19})$$

สำหรับกรณีที่ตำแหน่งการเกิดความผิดปกติกระจายเกิดขึ้นบนสายตัวนำไฟฟ้าดังภาพที่ ข.4 สามารถคำนวณขนาดของแรงดันตกชั่วขณะ V_k ที่บัส k ได้ดังนี้



ภาพที่ ข.4 สายตัวนำไฟฟ้าระหว่างบัส $m - n$ ที่มีการเพิ่มบัส p เข้าไป

จากภาพที่ ข.4 มีการเกิดความผิดปกติขึ้นบนสายตัวนำไฟฟ้าระหว่างบัส $m - n$ ที่ตำแหน่ง p ในการคำนวณจะทำการเพิ่มบัส p เข้าไปยังตำแหน่งที่เกิดความผิดปกติขึ้นบนสายตัวนำไฟฟ้าเพื่อใช้ในการคำนวณโดยจะทำการนิยามค่า λ ซึ่งใช้แทนตำแหน่งการเกิดความผิดปกติระหว่างบัส $m - n$ ดังสมการที่ (ข.20)

$$\lambda = \frac{L_{mp}}{L_{mn}} \quad (0 \leq \lambda \leq 1) \quad (\text{ข.20})$$

ค่า λ สามารถเปลี่ยนแปลงอยู่ในช่วง 0 ถึง 1 ตามตำแหน่งของบัส p ที่เปลี่ยนระหว่างบัส $m - n$ ทำให้สามารถคำนวณ Z_{kp} และ Z_{pp} ได้ตามลำดับจากสมการที่ (ข.21)

$$Z_{kp} = (1 - \lambda)Z_{km} + \lambda Z_{kn} \quad (\text{ข.21})$$

และ

$$Z_{pp} = (1 - \lambda)^2 Z_{mm} + \lambda^2 Z_{nn} + 2\lambda(1 - \lambda)Z_{mn} + \lambda(1 - \lambda)z_{mn} \quad (\text{ข.22})$$

สำหรับค่า $Z_{pp}, Z_{mm}, Z_{nn}, Z_{mn}$ คือ ค่าที่อยู่ตามตำแหน่งในบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ และ z_{mn} คือค่าอิมพีแดนซ์จริงของสายตัวนำไฟฟ้าระหว่างบัส $m - n$

ขนาดของแรงดันตกชั่วขณะ V_k ที่บัส k จากการเกิดความผิดปกติที่ตำแหน่ง p บนสายตัวนำไฟฟ้า $m - n$ สามารถคำนวณได้โดยแทนสมการที่ (ข.21) และ (ข.22) ในสมการที่ (ข.5)

$$V_k = 1 - \frac{(1 - \lambda)Z_{km} + \lambda Z_{kn}}{(1 - \lambda)^2 Z_{mm} + \lambda^2 Z_{nn} + 2\lambda(1 - \lambda)Z_{mn} + \lambda(1 - \lambda)z_{mn}} \quad (\text{ข.23})$$

ภาคผนวก ค



บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์

1. Nitikorn Kesphrom, Supawud Nedphokaew, Natchapol Ruangsap and Nattachote Rugthaicharoencheep, “Power Distribution System Improvement Planning Considering Financial Losses Due to Faults in Power System”, *Energies*, Vol. 18, No. 4, 2025, p. 938.
2. นิติกอร์ เกษพรหม, เวทรินทร์ ธัญสิประเสริฐ, พูนศรี วรรณการ และนัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ, “การตัดสินใจปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยพิจารณาความเสียหายจากแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ”, การประชุมเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 16 ณ โรงแรมอัสวรณ จังหวัดหนองคาย, 28 – 30 พฤษภาคม พ.ศ. 2567, หน้า 73 - 76.
3. Poonsri Wannakarn, Nitikorn Kesphrom, Supawud Nedphokaew and Nattachote Rugthaicharoencheep, “Power Distribution System Improvement Considering Damage Cost Due to Voltage Sags”, *IEEE PES 15th Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC 2023)*, Chiang Mai, Thailand, 06-09 December 2023.
4. นิติกอร์ เกษพรหม, เวทรินทร์ ธัญสิประเสริฐ และ นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ, “การประมาณค่าความเสียหายจากการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า”, การประชุมเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 15 ณ โรงแรมฟอร์จูน ริเวอร์วิว นครพนม จังหวัดนครพนม, 1 – 3 พฤษภาคม พ.ศ. 2566, หน้า 78 – 81.



Impact Factor 3.0
CiteScore 6.2

ISSN 1996-1073

Solar Coating with Ag Infrared Reflector for Receiver Tubes Operating at 550 °C

Volume 18 · Issue 4 February-2 2025





energies

an Open Access Journal by MDPI



Power Distribution System Improvement Planning Considering Financial Losses Due to Faults in Power Systems

Nitikorn Kesphrom; Supawud Nedphokaew; Natchapol Ruangsap; Nattachote Rugthaicharoencheep

Energies **2025**, Volume 18, Issue 4, 938

Brought to you by Rajamangala University of Technology Phra Nakhon



Scopus



Source details

Energies

Open Access

Years currently covered by Scopus: from 2008 to 2025

Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI)

E-ISSN: 1996-1073

Subject area: [Mathematics: Control and Optimization](#) [Engineering: Engineering \(miscellaneous\)](#)

[Engineering: Electrical and Electronic Engineering](#) [View all](#)

Source type: Journal

[View all documents >](#)

[Set document alert](#)

[Save to source list](#)

[Feedback >](#) [Compare sources >](#)

CiteScore 2023

6.2



SJR 2023

0.651



SNIP 2023

0.947



[CiteScore](#) [CiteScore rank & trend](#) [Scopus content coverage](#)

CiteScore 2023

6.2

201,848 Citations 2020 - 2023

32,416 Documents 2020 - 2023

Calculated on 05 May, 2024

CiteScoreTracker 2024

7.1

228,888 Citations to date

32,261 Documents to date

Last updated on 05 February, 2025 • Updated monthly

Article

Power Distribution System Improvement Planning Considering Financial Losses Due to Faults in Power Systems

Nitikorn Kesphrom , Supawud Nedphokaew , Natchapol Ruangsap and Nattachote Rugthaicharoencheep *

Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Rajamangala University of Technology Phra Nakhon, Bangkok 10800, Thailand; nitikorn-k@rmutp.ac.th (N.K.); supawud.n@rmutp.ac.th (S.N.); natchapol@ieee.org (N.R.)

* Correspondence: nattachote.r@rmutp.ac.th

Abstract: This research article presents a method for selecting an improvement approach for the power distribution system by analyzing financial losses caused by faults in the system. These losses can be in two parts: the first part arises from power outages, which lead to lost sales, estimated opportunities, and expenses for resolving the outages, while the second part results from voltage sags that affect sensitive electrical equipment. The method involves simulating faults at various points in the distribution system and assessing their impact on industrial, commercial, and large-scale electricity consumers. The results demonstrate that by combining the total financial losses from both parts and comparing these losses before and after implementing system improvements, effective and economically viable decision-making information can be obtained for enhancing the power distribution system.

Keywords: power distribution system; financial loss; voltage sag; interruption; faults

1. Introduction

The power distribution system is a system that receives electrical power from substations and then transmits it to electricity users. The transmitted power has a medium-high voltage value, between 2 and 33 kV. The power distribution system consists of many types of electrical equipment, such as electrical wires, electrical insulators, electric poles, and electrical transformers. When this electrical equipment begins to deteriorate due to its age or being damaged, it will be the cause of electrical system failures [1,2].

The occurrence of faults in the power system is the occurrence of short circuits, which can be caused by many reasons, such as damaged electrical equipment, branches or animals touching the power lines, and lightning strikes [3]. It can affect both the distributor and the electricity user. A permanent fault will cause a power outage, resulting in the loss of opportunity in distributing electricity to the electricity user. A temporary fault will cause a voltage sag, resulting in damage to the electricity user from equipment that is sensitive to voltage changes being disrupted or malfunctioning. Therefore, when the damage values of both of these parts are combined, it will be possible to estimate the financial losses caused by faults in the power system [4]. To prevent or reduce this loss, it can be performed by improving the power distribution system. This will result in a reduction in the statistics of faults.

Improving the power distribution system involves installing additional electrical equipment or replacing old or damaged electrical equipment with new ones, such as changing the type of electrical wires and types of electrical insulators, etc., to reduce the number of times and the impact of faults, making the power distribution system more efficient in transmitting electricity. In improving the power distribution system in each form,



Academic Editor: Ahmed Abu-Siada

Received: 17 December 2024

Revised: 5 February 2025

Accepted: 13 February 2025

Published: 15 February 2025

Citation: Kesphrom, N.; Nedphokaew, S.; Ruangsap, N.; Rugthaicharoencheep, N. Power Distribution System Improvement Planning Considering Financial Losses Due to Faults in Power Systems. *Energies* **2025**, *18*, 938. <https://doi.org/10.3390/en18040938>

Copyright: © 2025 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

there will be different costs and results of reducing financial losses. When comparing the financial losses before and after improving the power distribution system in each situation with the costs, the payback period will be known [5]. This can be used as information for planning and selecting a form of improving the distribution system to be economically worthwhile and efficient in distributing electricity to electricity users. The losses caused by faults in the distribution system, which result in damage, can be categorized into two parts [6,7].

1.1. Losses from Voltage Sags (LS)

This refers to the damage experienced by electricity consumers due to voltage sags. Such sags can cause voltage-sensitive equipment to malfunction or stop operating [8].

1.2. Losses from Power Outages (LO)

This refers to the loss of opportunity to distribute electricity to consumers during a power outage, leading to potential financial and operational impacts.

By combining the losses from these two categories, the total financial loss caused by faults in the power distribution system can be estimated. This is illustrated in the accompanying Figure 1.

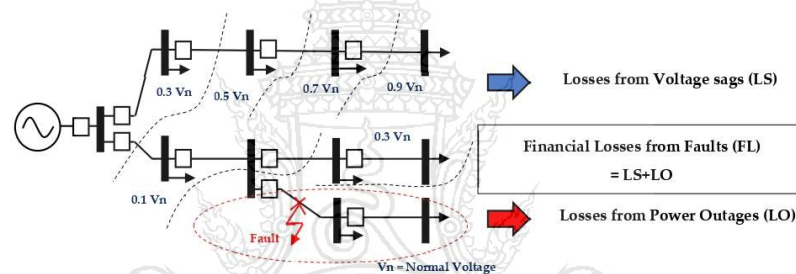


Figure 1. The financial losses resulting from faults in the power distribution system.

2. Estimation of Losses from Voltage Sags (LS)

According to the IEEE 1159-1995 standard [9] voltage sag is reducing the magnitude of the voltage down to between 0.1 and 0.9 percent of normal voltage. Within a time of 0.5 cycles to 1 min. The method that can be used to evaluate the voltage sags is the fault position method [10,11], which simulates the occurrence of faults at different locations, both symmetrical and asymmetrical, in the electrical system using recorded statistical data. This method can evaluate the magnitude, duration, and number of voltage sags as follows:

2.1. Magnitude of Voltage Sag

The fault in the power distribution system, specifically the magnitude of voltage sag at the point of common coupling (PCC), can be calculated using Equation (1) [12].

$$V_{SAG} = \frac{Z_F}{Z_F + Z_S} \times E_S \quad (1)$$

The fault in the electrical system is shown in Figure 2.

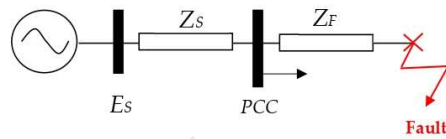


Figure 2. The fault in the power distribution system.

2.2. Duration of Voltage Sag

The duration of a fault can be estimated from the fault clearance time of the protection devices in the power distribution system, where the calculated time varies with the fault current flowing through it and follows the current–time curve.

2.3. Frequency of Voltage Sag

The frequency will use the voltage resistance line according to the SEMI F47 standard [13] to represent the electrical equipment installed on the buses in the electrical distribution system. Counting the number of times the devices in the trip zone stop, derived from the duration and the remaining voltage level at the time of the transient voltage sag, considering the operation of the primary protection device against all types of faults, proportional to the probability of occurrence of each type [14]. The frequency comes from the number of trips (NT) at each bus that can be calculated using Equation (2).

$$NT = \sum_{i=1}^m F_i \cdot P_i \cdot \rho_i \quad (2)$$

2.4. Loss from Voltage Sags (LS)

The total losses incurred in the power distribution system are obtained by summing the damage values of the buses with electrical equipment sensitive to voltage sags installed [15,16]. It can be calculated according to Equation (3).

$$LS = \sum_{j=1}^k CODT_j \cdot NT_j \quad (3)$$

The cost of downtime ($CODT$) incurred comes from a number of factors, including lost product, lost labor, and hidden costs, which can be derived by collecting data and interviewing employees who work on the downed electrical equipment and employees who are required to perform restart operations [11,17].

3. Estimation of Loss from Power Outages (LO)

The outage is the loss of the ability of a component to deliver power [18]. Estimation of losses in case of a power outage will be caused by a permanent failure in the distribution system. The losses are caused by two parts: the first is the loss of opportunities to sell electricity; the second is the costs required to restore the electricity distribution system to normal, such as employee wages, electrical equipment parts, and vehicle fuel. It can be calculated using Equation (4).

$$LO = \sum_{p=1}^q F_p \cdot L_p \cdot (U_p \cdot TR \cdot EC + RC) \quad (4)$$

4. Economic Analysis

In decision-making for selecting the most cost-effective approach to improving the electrical distribution system, the following methods can be used for evaluation [19]:

- (1) Payback period (PB);
- (2) Net present value (NPV);
- (3) Discounted payback period (DPB).

4.1. Payback Period (PB)

The selection criteria will focus on choosing the configuration with the shortest payback period, which can be calculated using Equation (5).

$$PB = \frac{\text{Improve cost}}{\text{Save cost}} \quad (5)$$

4.2. Net Present Value (NPV)

It is a method for evaluating the value of future cash flows by discounting them to their present value, considering the time value of money using a specified discount rate. If the NPV is positive, it indicates that the project or investment under consideration is worthwhile. Conversely, if the NPV is negative, it suggests that the investment may not be advisable [20]. The NPV can be calculated using Equation (6).

$$NPV = \sum_{t=1}^n \left(\frac{C_t}{(1+r)^t} \right) - C_0 \quad (6)$$

The selection will be based on choosing the configuration with the highest positive NPV.

4.3. Discounted Payback Period (DPB)

The calculation of the number of years required for the total profit from an investment to equal the investment cost, considering the time value of money, is performed using the discounted payback period. The DPB can be calculated using Equation (7).

$$C_0 = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (7)$$

This method differs from the standard Payback Period calculation, which does not account for the depreciation of money over time. The discounted payback period considers the present value of future cash flows, applying a discount rate to determine how long it will take for the investment to break even in today's value.

Investments related to infrastructure and public utilities, such as the development of electricity networks, often use the yield on long-term government bonds, such as 10-year bonds, which are usually around 2–4%, as a basis for calculating the discount rate.

5. Power Distribution System Improvement

Power distribution system improvement refers to the process of enhancing the efficiency and reliability of the electrical network used to transmit electricity from power substations to consumers. This process focuses on improving the reliability, safety, and efficiency of electricity transmission to meet evolving demands. This study emphasizes improving the electrical distribution system to ensure stability, security, and the ability to support increasing energy demands while reducing losses caused by voltage sags and power outages. The primary approach involves upgrading or replacing outdated electrical equipment with modern technology, which enhances the reliability and efficiency of the

network while ensuring safer operation [21,22]. Examples of equipment upgrades in the electrical distribution system improvement include the following:

5.1. Electrical Conductors Replacement

Electrical wires play a crucial role in transmitting power from substations to consumers. Replacing old or undersized conductors with modern ones reduces energy losses and minimizes risks such as short circuits or damage to electrical equipment. This upgrade supports the increasing load demand and enhances overall system performance.

5.2. Insulators Replacement

Electrical insulators prevent the flow of electricity in unintended areas, such as along electrical poles or between conductors. Replacing worn or damaged insulators with modern, weather-resistant, and high-voltage-resistant alternatives reduces the risk of short circuits and enhances system stability. By implementing these improvements, the electrical distribution system can effectively adapt to growing energy demands while maintaining safety and reliability.

6. Test System

The data of test system is 22 kV power distribution system of the Saraburi 1 Substation (2005) of the Provincial Electricity Authority, consisting of 2 feeder lines, 45 buses, total length 36.74 km, single-line circuit diagram, as shown in Figure 3 [23].

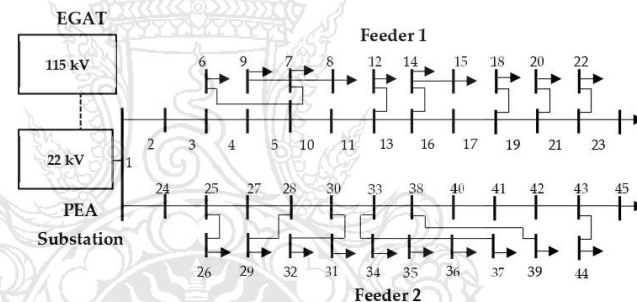


Figure 3. Saraburi 1 Substation, Provincial Electricity Authority.

The data of the resistance and reactance values of the conductors and conductor information and types of protection devices of the feeder lines are shown in Tables 1 and 2.

Table 1. Resistance and reactance values of the conductor.

Conductor Type	R_1 (ohm/km)	X_1 (ohm/km)	R_0 (ohm/km)	X_0 (ohm/km)
Z th *	0.0606	0.29896	0.0000103	0.46514
185 SAC	0.1805	0.2455	0.3285	1.7549
185 PIC	0.21435	0.33976	0.39186	1.5538
120 PIC	0.26643	0.34869	0.41443	1.57551
120 AAC	0.26643	0.36382	0.56243	2.70319

* Thevenin equivalent impedance of Saraburi 1 Substation (22 kV).

Table 2. Conductor information and types of protection devices.

Bus to Bus	Distance (km)	Conductor Type	Protection Type	Bus to Bus	Distance (km)	Conductor Type	Protection Type
1–2	0.12	185 PIC	Relay	1–24	0.15	185 SAC	Relay
2–3	0.12	185 PIC	Relay	24–25	0.15	185 SAC	Relay
3–4	2.0	185 SAC	Relay	25–26	0.3	185 PIC	Relay
4–5	5.0	185 PIC	Relay	25–27	1.5	185 PIC	Relay
5–6	2.6	185 PIC	Relay	27–28	0.1	185 PIC	Relay
5–7	0.5	185 SAC	Relay	28–29	0.2	185 SAC	Relay
5–10	0.1	185 SAC	Relay	28–30	0.65	185 SAC	Relay
7–8	4.15	185 SAC	Relay	30–31	0.75	185 SAC	Relay
7–9	0.9	120 PIC	Relay	30–33	1.15	185 SAC	Relay
10–11	0.1	185 SAC	Relay	31–32	1.5	185 PIC	Relay
11–12	0.5	120 AAC	Relay	33–34	0.5	185 PIC	Relay
11–13	1.2	185 SAC	Relay	33–38	0.5	185 PIC	Relay
13–14	0.7	185 SAC	Relay	34–35	0.2	120 AAC	Relay
13–16	0.2	120 AAC	Relay	35–36	0.8	120 AAC	Relay
14–15	0.5	120 PIC	Fuse	36–37	0.1	120 AAC	Relay
16–17	0.3	120 AAC	Fuse	38–39	0.2	185 PIC	Relay
17–18	0.1	120 AAC	Fuse	38–40	0.5	185 PIC	Relay
17–19	0.2	120 AAC	Fuse	40–41	0.1	185 PIC	Relay
19–20	1.1	120 AAC	Fuse	41–42	0.2	185 PIC	Relay
19–21	0.3	120 AAC	Fuse	42–43	1	185 PIC	Fuse
21–22	1.0	120 AAC	Fuse	43–44	0.5	120 AAC	Fuse
21–23	1.5	120 AAC	Fuse	43–45	2.5	120 AAC	Fuse

The probability of occurrence of each type of fault is as follows: Single Line to Ground (SLG) 70%, 3 Phase (3PH) 15%, Double Line to Ground (DLG) 10%, and Line to Line (LL) 5%, respectively.

The data for each power outage are as follows: average time to reset (TR) 1.5 hr. The electricity cost (EC) 5.0 THB/unit. Average reset cost/times (RC) 50,000 THB/times.

Information of power consumer is shown in Table 3.

Table 3. Information of power consumer.

Power Consumer Type	Feeder 1 at Bus	Feeder 2 at Bus	CODT (Million Baht)	Load (kW)
Large user	8,20	32,39	0.500	3500
Industrial	6,7,9,12	26,29,31,34	0.025	500
Commercial	14,15,18,22,23	35,36,37,44,45	0.005	100

7. Methodology

The data analysis involves comparing the financial losses resulting from faults in the electrical distribution system for each case of system improvement with the investment costs for each scenario. This comparison is performed using the proposed decision-making method to identify the most economically viable approach. The goal is to provide information to guide investment decisions for improving the electrical distribution system, ensuring alignment with budget constraints while maximizing cost-effectiveness and enhancing distribution efficiency. The analysis process is divided into 6 steps as follows:

- Step 1: Input the distribution system data to be studied.
- Step 2: Bus impedance formation.
- Step 3: Specify the bus positions of interest in the program.
- Step 4: Simulate four types of faults at various positions in the line of the distribution system until all positions are covered. For each position, evaluate the following:
- 4.1 The magnitude of the voltage sag at the bus.
 - 4.2 The duration of the voltage sag from the database of protections.
 - 4.3 Compare the results with the voltage tolerance curve according to the SEMI F47 standard [12] to count the frequency of voltage sag.
- Step 5: Calculate the financial losses caused by faults at the bus of interest, categorized by type of electricity consumer, as follows:
- 5.1 Losses due to voltage sags.
 - 5.2 Losses from missed opportunities to supply electrical energy to customers.
- Step 6: Repeat Steps 3–5 for all buses in the distribution system.

A diagram for estimating the financial losses caused by faults in the power distribution system is presented in Figure 4.

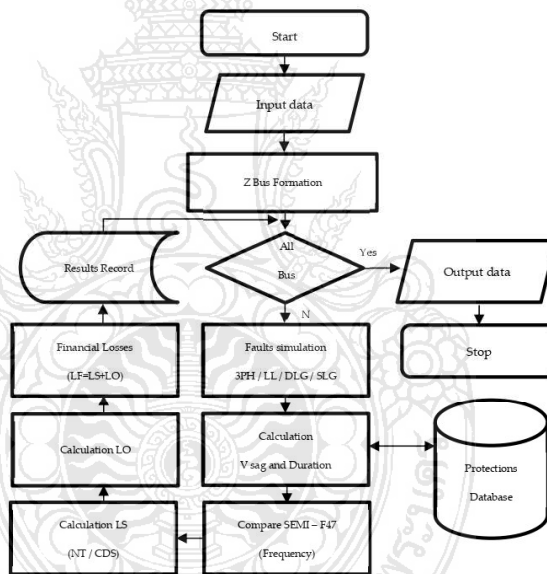


Figure 4. A diagram for estimating the financial losses caused by faults in the distribution system.

8. Case Study

In this study, the process of improving the power distribution system is divided into three approaches:

- A. Changing the type of insulator from Pin type to Line post type for insulators installed on circuits using All Aluminum Conductor (AAC).

- B. Replacing the electrical conductors from All Aluminum Conductor (AAC) to Partial Insulated Conductor (PIC).
- C. Replacing the electrical conductors from Partial Insulated Conductor (PIC) to Space Aerial Cable (SAC).

The simulation of events to improve the distribution system for various approaches in each feeder circuit will include a total of 14 scenarios. The cost of improving the power distribution system in this study includes expenses for replacing the type of insulator in circuits with all-aluminum conductors and changing the type of electrical wires. This encompasses removal costs, installation costs, and operational costs. The objective is to mitigate the impact of voltage sag caused by faults in the power distribution system. The data and costs related to system improvements are presented in Table 4.

Table 4. Information and costs for improving the power distribution system.

Improvement Pattern	Fault Occurrence Rate (times/km/year)		Cost of Improvement (Million Baht)/km
	Before Improvement	After Improvement	
A	0.250	0.225	0.20
B	0.250	0.200	1.00
C	0.200	0.150	1.50

Table 4 shows that improving pattern A can reduce the fault occurrence rate by 0.025 times/km./year. Pattern B can reduce fault occurrence rate 0.050 times/km./year. Pattern C can reduce the fault occurrence rate by 0.050 times/km./year. Although patterns A and C are discounted equally, pattern C is 1.3 million THB/km more expensive than pattern A.

Case studies of improving the power distribution system are presented in Table 5.

Table 5. Case study of improving the power distribution system.

Case Study	Feeder 1	Feeder 2
1	Base case or before improvement.	
2	Pattern C	Pattern C
3	Pattern A and C	-
4	-	Pattern A and C
5	Pattern A and C	Pattern A and C
6	Pattern C	Pattern A and C
7	Pattern A and C	Pattern C
8	Pattern B and C	-
9	-	Pattern B and C
10	Pattern C	Pattern B and C
11	Pattern B and C	Pattern C
12	Pattern B and C	Pattern B and C
13	Pattern A and C	Pattern B and C
14	Pattern B and C	Pattern A and C

9. Results

In this study, losses are divided into two parts, viz. loss from voltage sags (LS) and loss from power outages (LO). When these two damage values are combined, it is possible to estimate the financial losses caused by power system failures. Therefore, the results of the study are divided into three parts as follows:

- (1) The analysis of loss from voltage sag.
- (2) The analysis of loss from interruption.
- (3) The analysis of financial losses.

9.1. The Analysis of Losses from Voltage Sags

The result of the analysis of losses from voltage sags is shown in Table 6.

Table 6. The result of the analysis of losses from voltage sags.

Case Study	Damage Costs by Type of Electricity User (Million Baht)			(A + B + C) Damage Cost/Year (Million Baht)	(1) Damage Reduction/Year (Million Baht)
	A Large Load	B Industrial Load	C Commercial Load		
1	9.42	0.94	0.24	10.59	-
2	8.18	0.82	0.20	9.20	1.39
3	8.73	0.87	0.22	9.81	0.78
4	8.85	0.88	0.22	9.96	0.64
5	8.17	0.82	0.20	9.19	1.40
6	8.13	0.81	0.20	9.15	1.45
7	8.21	0.82	0.21	9.23	1.36
8	8.44	0.84	0.21	9.49	1.10
9	8.84	0.88	0.22	9.94	0.65
10	8.11	0.81	0.20	9.13	1.47
11	7.92	0.79	0.20	8.91	1.69
12	7.86	0.79	0.20	8.84	1.76
13	8.05	0.80	0.20	9.06	1.53
14	7.87	0.79	0.20	8.85	1.74

Table 6 shows that the top 5 most damage reduction/year are cases 12, 14, 11, 13, and 10, respectively.

9.2. The Analysis of Losses from Power Outages

The result of the analysis of losses from power outages is shown in Table 7.

Table 7. The result of the analysis of losses from power outages.

Case Study	D Opportunity Cost of Selling Electricity (Million Baht)	E Cost of Fixing Power Outages (Million Baht)	(D + E) Damage Cost/Year (Million Baht)	(2) Damage Reduction/Year (Million Baht)
1	0.192	0.361	0.553	-
2	0.164	0.322	0.486	0.0669
3	0.171	0.331	0.502	0.0503
4	0.183	0.340	0.523	0.0296
5	0.162	0.310	0.473	0.0799
6	0.164	0.317	0.481	0.0721
7	0.162	0.316	0.478	0.0747
8	0.170	0.325	0.495	0.0581
9	0.183	0.335	0.518	0.0349
10	0.164	0.312	0.475	0.0773
11	0.161	0.309	0.470	0.0825
12	0.161	0.299	0.460	0.0929
13	0.162	0.305	0.468	0.0851
14	0.161	0.304	0.465	0.0877

Table 7 shows that the top 5 most damage reduction/year are cases 12, 14, 13, 11, and 5, respectively.

9.3. The Analysis of Financial Losses

The result of financial losses is shown in Table 8.

Table 8. The result of financial losses.

Case Study	Cost of Improving the Distribution System (Million Baht)	(1) + (2) Total Damage Reduction/Year (Million Baht)	Payback Period (Year)	Discounted Payback Period (Years) (r = 3.5%)	Net Present Value (Million Baht) (t = 30 Years and r = 3.5%)
1	-	-	-	-	-
2	23.46	1.4579	16.09	24.1	3.39
3	14.9	0.8293	17.97	28.5	0.37
4	10.42	0.6673	15.61	22.8	1.902
5	25.32	1.4797	17.11	26.5	1.900
6	24.28	1.5172	16.00	23.6	3.676
7	24.50	1.4373	17.05	26.5	1.985
8	19.06	1.1606	16.42	24.8	2.274
9	13.7	0.6877	19.92	34.8	-1.00
10	27.56	1.5463	17.82	28.6	0.947
11	28.66	1.7686	16.21	24.6	3.893
12	32.76	1.8483	17.72	28.1	1.265
13	28.6	1.6193	17.66	28.0	1.195
14	29.48	1.8278	16.13	24.2	4.177

The top five shortest of payback period, and discounted payback period were bold/color. For the column of net present value are the top five highest positive value.

10. Discussion

10.1. Comparison of Results from Economic Methods

When considering the results from the table, it was found that the top 5 of each method are the payback period method, the discounted payback period method, and the net present value method, which can be shown in Figure 5.

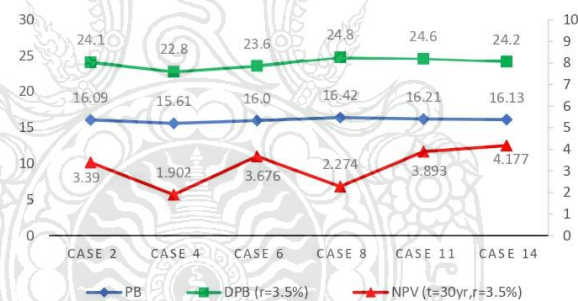


Figure 5. Comparison of the payback period method, the discounted payback period method, and the net present value method.

Figure 5 shows the top five configurations with the following:

- (1) Payback period (PB) method: case studies 4, 6, 2, 14, and 11, respectively;
- (2) Discounted payback period (DPB) method: case studies 4, 6, 2, 14, and 11, respectively;
- (3) Net present value (NPV) method: case studies 14, 11, 6, 2, and 8, respectively.

When considering the top five case studies of each method and comparing the cost of improving the power distribution system, the reduced damage, and the ratio of reduced damage to the cost of improvement, it can be shown in Figure 6.

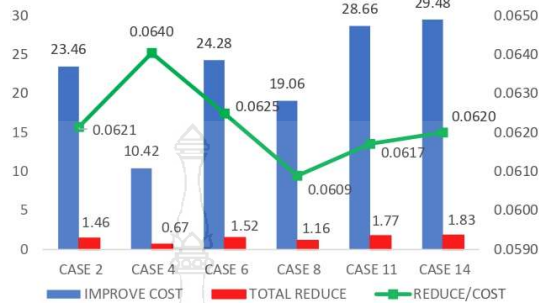


Figure 6. Comparison of the cost of improving the power distribution system, the reduced damage, and the ratio of reduced damage per the cost of improving from the top 5 case studies of each method.

Figure 6 shows the top five configurations with the shortest discounted payback periods (less than 25 years), which are configurations 4, 6, 2, 14, and 11, respectively ($r = 3.5\%$). When considering the ratio of reduced damage to the cost of improving, the order can be as follows: case studies 4, 6, 2, 14, 11, and 8, respectively.

10.2. Route Map of the Power Distribution System Improvement Model

When the results of the study are considered together with the cost of improving the power distribution system in each case study, a route map can be drawn to use in making investment decisions as shown in Figure 7.

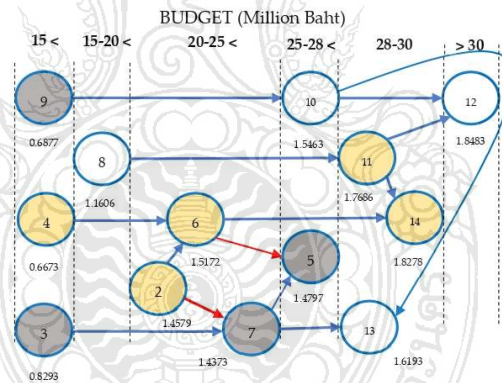


Figure 7. Route diagram of the power distribution system improvement model.

Each power distribution system improvement model will have different improvement costs. When considering the estimated financial loss data, investment decisions can be made to select a model that is consistent with the available budget and is economically worthwhile, as follows:

- (1) In the case of a budget not exceeding THB 15 million, it is Model 4.
- (2) In the case of a budget not exceeding THB 25 million, it is Model 6.
- (3) In the case of a budget not exceeding THB 30 million, it is Model 14.

11. Conclusions

This paper considers improving the power distribution system of the Provincial Electricity Authority. The location is in Saraburi 1 Substation, Provincial Electricity Authority. The voltage base is 22 kV. The analysis is divided into three sections, viz. analysis loss from voltage sag, analysis loss from interruption, and analysis financial loss. This study is divided into three approaches, viz. changing the type of insulator from pin type to line post type, replacing the electrical wires from All Aluminum Conductor to Partial Insulated Conductor, and replacing the electrical wires from Partial Insulated Conductor to Space Aerial Cable. The economic index analyzed in this study includes the payback period, discounted payback period, and net present value.

The results found that configurations with the shortest payback periods (less than 17 years), which are configurations 4, 6, 2, 14, and 11, respectively. The configurations with the shortest discounted payback periods (less than 25 years), which are configurations 4, 6, 2, 14, and 11, respectively. The configurations with the highest positive net present value (exceeding THB 2 million), which are configurations 14, 11, 6, 2, and 8, respectively. The configurations that deliver the best economic value as the budget increases are configurations 4, 6, and 14, respectively.

The proposed method serves as a decision-making framework for selecting investment options to improve the power distribution system. During development, additional factors such as load growth and opportunities for electricity sales can be considered to enhance the accuracy of the decision-making process.

Author Contributions: Conceptualization, N.K., N.R. (Nattachote Rugthaicharoencheep), S.N. and N.R. (Natchapol Ruangsap); Methodology, N.K., N.R. (Nattachote Rugthaicharoencheep), S.N. and N.R. (Natchapol Ruangsap); Validation, N.K. and N.R. (Nattachote Rugthaicharoencheep); Investigation, N.K., N.R. (Nattachote Rugthaicharoencheep), S.N. and N.R. (Natchapol Ruangsap); Writing—original draft, N.K. and N.R. (Natchapol Ruangsap); Writing—review and editing, N.K., N.R. (Nattachote Rugthaicharoencheep) and S.N. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Funding: This research received no external funding.

Data Availability Statement: The study's original contributions are included within the article, and any further inquiries can be directed to the corresponding authors.

Acknowledgments: The authors would like to express their sincere thanks to Rajamangala University of Technology Phra Nakhon (RMUTP), Thailand, for their support.

Conflicts of Interest: The authors declare no conflicts of interest.

Nomenclature

Parameter	
E_S	Voltage of source.
V_{SAG}	Voltage sag at PCC (point of common coupling).
Z_S	Point of common coupling impedance of the source.
Z_F	Impedance between PCC and fault.
F_i	Annual fault rate of line i .
P_i	Probability of a fault occurring in line i .
ρ_i	Ratio of equipment malfunction to fault of line i .
m	Total line.
LS	Total loss from voltage sags.
$CODT_j$	Cost of downtime of the equipment at bus j .
NT_j	Number of trips at bus j .
k	Total number of damaged buses.

LO	Total loss from power outages.
Up	Number of customers' power outage when fault at line j (kW/times).
F_p	Annual fault rate of line j (times/km/year).
L_p	Distance of line j (km).
TR	Average time to reset (hr).
EC	Electricity cost (Baht/unit).
RC	Average reset cost (Baht/times).
q	Total number of lines.
Improve cost	Cost of improving the distribution system (Baht).
Save cost	Damage reduction potential (Baht/year).
r	Discount rate.
n	Total number of years (years).
C_t	Damage reduction value over time t (Baht/year).
C_0	Cost of improving the distribution system (Baht).

References

- Electric Power Distribution. Available online: https://en.wikipedia.org/wiki/Electric_power_distribution (accessed on 29 January 2024).
- Charlansut, N.; Rugthaicharoencheep, N. Enhancing Voltage and Power Stability in Distribution System with Photovoltaic from the Benefits of Battery Energy Storage. *Energies* **2025**, *18*, 577. [\[CrossRef\]](#)
- Stevenson, W.; Grainger, J. Symmetrical Fault. In *Power System Analysis*; International ed.; McGraw-Hill: New York, NY, USA, 1994; pp. 380–381.
- Milanovic, J.V.; Gupta, C.P. Probabilistic Assessment of Financial Losses due to Interruptions and Voltage Sags—Part I: The Methodology. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2006**, *21*, 918–924. [\[CrossRef\]](#)
- Milanovic, J.V.; Gupta, C.P. Probabilistic Assessment of Financial Losses due to Interruptions and Voltage Sags—Part II: Practical Implementation. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2006**, *21*, 925–932. [\[CrossRef\]](#)
- Somrak, T.; Tayjasanant, T. Minimized Financial Losses Due to Interruptions and Voltage Sags with Consideration of Investment Cost. In Proceedings of the IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia), Bangkok, Thailand, 19–23 March 2019; pp. 29–34.
- Cebrian, J.C.; Giacomini, J.; Rossi, A.L.D.; Trindade, F.C.L.; Paredes, H.K.M. Methodology to Estimate the Financial Impacts of the Integration of PV Generators in Distribution Systems on Voltage Sags and Energy Losses. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2024**, *39*, 1233–1246. [\[CrossRef\]](#)
- Disclai Goswami, A.K.; Gupta, C.P.; Singh, G.K. Assessment of Financial Losses due to Voltage Sags in an Indian Distribution System. In Proceedings of the 2008 IEEE Region 10 and the Third International Conference on Industrial and Information Systems, Kharagpur, India, 8–10 December 2008; pp. 1–6.
- 1159-1995; IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. IEEE: New York, NY, USA, 1995.
- Aliakbar-Golkar, M.; Raisee-Gahrooyi, Y. Stochastic Assessment of Voltage Sags in Distribution. *Iran. J. Electr. Electron. Eng.* **2008**, *4*, 191–201.
- Behera, C.; Banik, A.; Nandi, J.; Dey, S.; Reddy, G.H.; Goswami, A.K. Assessment of Financial Loss Due to Voltage Sag in an Industrial Distribution System. In Proceedings of the 2019 IEEE 1st International Conference on Energy, Systems and Information Processing (ICESIP), Chennai, India, 4–6 July 2019.
- Posree, R.; Sirisumrannukul, S. Voltage Sag Assessment in Distribution System with Neutral Grounding Resistance by Methods of Fault Position and Monte Carol Simulation. In Proceedings of the 5th International Conference on Power and Energy Engineering (ICPEE), Xiamen, China, 2–4 December 2021; pp. 26–31.
- SEMI F47: Specification for Semiconductor Processing Equipment Voltage Sag Immunity. Available online: <https://voltage-disturbance.com/voltage-quality/semi-f47-voltage-sag-immunity-standard/> (accessed on 29 January 2024).
- Heine, P.; Pohjanheimo, P.; Lehtonen, M.; Lakervi, E. A Method for Estimating the Frequency and Cost of Voltage Sags. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2002**, *17*, 290–296. [\[CrossRef\]](#)
- Salim, F.; Nor, K.M.; Said, D.M.; Rahman, A.A.A. Voltage Sags Cost Estimation for Malaysian Industries. In Proceedings of the IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), Kuching, Malaysia, 1–3 December 2014.
- Lin, X.; Chang, L.; Hua, Y. Research on Reliability Index of Distribution Network Considering Voltage Sag and Loss of User. In Proceedings of the IEEE Sustainable Power and Energy Conference, Beijing, China, 21–23 November 2019.

17. Liu, L.; Ren, Z.; Wei, J.; Long, C.; Ye, S. Distribution System Reliability Assessment Considering Voltage Deviation and Sag from Consumer Side. In Proceedings of the 4th Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES), Chengdu, China, 25–28 March 2022.
18. *IEEE Std 1366-2022*; IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. IEEE: New York, NY, USA, 2012; p. 13.
19. Srivastava, A. Capital Budgeting Techniques and Methods. Happy Blog. Available online: <https://happy.com/blog/capital-budgeting/> (accessed on 29 January 2024).
20. Liu, Y. Evaluation Method Based on NPV and IRR. In Proceedings of the 2nd International Conference on Enterprise Management and Economic Development, Dalian, China, 27–29 May 2022; Volume 656, pp. 817–820.
21. Dechgunmarn, Y.; Fuangfoo, P.; Kampeerawat, W. Reliability Assessment and Improvement of Electrical Distribution Systems by Using Multinomial Monte Carlo Simulations and a Component Risk Priority Index. *IEEE Access* **2022**, *10*, 111923–111935. [CrossRef]
22. Chandhra Shekar, P.; Deshpande, R.A.; Sankar, V.; Manohar, P. Improvement in the reliability performance of power distribution systems. *J. CPRI* **2014**, *10*, 695–702.
23. Wannakam, P.; Kesphrom, N.; Nedphokaew, S.; Rugthaicharoencheep, N. Power Distribution System Improvement Considering Damage Cost Due to Voltage Sags. In Proceedings of the 2023 IEEE PES 15th Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Chiang Mai, Thailand, 6–9 December 2023.

Disclaimer/Publisher's Note: The statements, opinions and data contained in all publications are solely those of the individual author(s) and contributor(s) and not of MDPI and/or the editor(s). MDPI and/or the editor(s) disclaim responsibility for any injury to people or property resulting from any ideas, methods, instructions or products referred to in the content.





บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 16

16th Conference of Electrical Engineering Network 2024 (EENET 2024)

การตัดสินใจปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า

โดยพิจารณาความเสียหายจากแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ

Decision For Improve Distribution System Considering Damage Cost from Voltage Sags

นัศกร เกษพรหม เวชรินทร์ รัชฎีประเสริฐ พูนศรี วรณการ และนัฐโชติ รัชกัฏญชัย

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

1381 ถนนพระยาวังบูร 1 แขวงจตุรัสวัง เขตบางเขน กรุงเทพมหานคร 10800 E-mail: natta.chote.r@rmutp.ac.th

บทคัดย่อ

บทความวิจัยนี้นำเสนอแนวทางการตัดสินใจปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยการพิจารณาจากค่าความเสียหายของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะที่มีสาเหตุจากการเกิดฟอลต์ในระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งสามารถประมาณค่าความเสียหายโดยใช้เทคนิคการประเมินค่าจำนวนครั้งของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะด้วยวิธีการจำลองการเกิดฟอลต์ ณ ตำแหน่งต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้ากำลังแล้วทำให้เกิดผลกระทบกับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรม เจริญพาณิชย์ และผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ที่ติดตั้งอุปกรณ์ที่มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า จากการประมวลผลทดสอบด้วยเทคนิคที่นำเสนอแสดงให้เห็นว่า เมื่อนำผลการประเมินค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นของทั้งก่อนและหลังการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้ามาเปรียบเทียบกับต้นทุนที่ใช้ในการปรับปรุงระบบไฟฟ้า เพื่อลดจำนวนครั้งของการเกิดฟอลต์จะทำให้มีข้อมูลที่ใช้ในการตัดสินใจลงทุนปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ และมีต้นทุนทางด้านเศรษฐศาสตร์มากขึ้น

Abstract

This research article presents a decision-making guideline for the improvement of the power distribution system. By considering the damaging effects of voltage sags caused by faults in the power system. The damage can be estimated by estimating the number of voltage sags by simulating the occurrence of faults at various locations in the power system, namely industrial, commercial and large power users that are installing equipment that is sensitive to changes in voltage. From the test processing with the proposed technique, it was shown that the results of the damage assessment before and after the improvement of the power distribution system are compared with the cost of improving the power system to reduce the number of faults. It will provide information that can be used to make investment decisions to improve the power distribution system more efficiently and economically.

Keywords: Decision, Damage cost, Voltage sags

1. บทนำ

การเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะนั้นเกิดได้จากหลายสาเหตุ เช่น การลัดวงจรขนาดใหญ่ การให้พลังงานกับหม้อแปลง และการเกิดฟอลต์ในระบบไฟฟ้า ซึ่งความเสียหายที่เกิดขึ้นจากแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะที่มีสาเหตุจากการเกิดฟอลต์ในระบบไฟฟ้ากำลังนั้น เป็นสาเหตุหลัก และสามารถทำการประมาณค่า ณ ตำแหน่งที่ต้องการในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ [1] โดยข้อมูลสำคัญที่ต้องทราบคือ จำนวนครั้งของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะในรอบปี ซึ่งปกติจะได้มาจากการบันทึกเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นด้วยเครื่องมือที่ติดตั้งในระบบไฟฟ้า แล้วจึงนำข้อมูลสถิติที่ได้ไปใช้ในการตัดสินใจลงทุนปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อลดจำนวนครั้งของการเกิดฟอลต์ สร้างความมั่นคงในระบบไฟฟ้า และเพิ่มประสิทธิภาพในการจ่ายกระแสไฟฟ้า [2] สำหรับรูปแบบของการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เน้น มีหลายวิธีการ เช่น การเปลี่ยนชนิดของลูกถ้วยไฟฟ้า การเปลี่ยนชนิดของสายไฟฟ้า และการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันสวิตช์ เป็นต้น ซึ่งแต่ละวิธีมีต้นทุนที่แตกต่างกัน และงบประมาณที่ใช้ในการดำเนินการในแต่ละปีมีจำนวนจำกัด ทำให้หน่วยงานการไฟฟ้าผู้จำหน่ายและระบบจำหน่ายไฟฟ้าจำเป็นต้องมีข้อมูลเพื่อใช้ตัดสินใจในการดำเนินการดังกล่าว

ดังนั้นบทความวิจัยนี้จึงได้นำเสนอแนวทางการตัดสินใจเพื่อเลือกูปแบบของการลงทุนโดยใช้เทคนิคการประมาณค่าความเสียหายจากการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะด้วยวิธีการแบบสุ่ม (Stochastic Assessment) [3] ของทั้งก่อนและหลังการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า ด้วยรูปแบบต่าง ๆ แล้วนำไปเปรียบเทียบกับต้นทุนที่ใช้ในการลดผลกระทบจากการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ ทำให้สามารถหาระยะเวลาการคืนทุน (Payback Period) เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการตัดสินใจได้อย่างคุ้มค่าและเหมาะสมกับงบประมาณที่มีจำกัดต่อไป

2. การประเมินแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ

วิธีการที่สามารถใช้ในการประเมินแรงดันตกไฟฟ้าชั่วขณะ คือ วิธีตำแหน่งการเกิดฟอลต์ (Fault position method) [3] เป็นการจำลองการเกิดฟอลต์ที่ตำแหน่งต่าง ๆ ทั้งแบบสมมาตร (Symmetrical) และแบบไม่สมมาตร (Unsymmetrical) ในระบบไฟฟ้า โดยใช้ข้อมูลทางสถิติที่มี

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 16

16th Conference of Electrical Engineering Network 2024 (EENET 2024)

การบันทึกไว้ วิธีการนี้จะสามารถประเมินได้ทั้ง ขนาด ระยะเวลา และ จำนวนครั้งของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ ดังนี้

- 1) ขนาดสามารถหาได้จากการคำนวณตามกฎการแบ่งแรงดัน
- 2) ระยะเวลาสามารถประเมินได้จากระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน
- 3) จำนวนครั้งจะใช้เส้นแนวความหนาแน่นของแรงดันไฟฟ้าตามมาตรฐาน SEMI F47 [4] เป็นตัวแทนของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ติดตั้งตามบัสต่าง ๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

จำนวนครั้งที่อุปกรณ์ทำงานผิดปกติ (NT : Number of Trip) ของแต่ละบัสสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (1)

$$NT = \sum_{i=1}^m F_i \cdot P_i \cdot \rho_i \quad (1)$$

เมื่อ

NT คือ จำนวนครั้งที่อุปกรณ์ทำงานผิดปกติ

F_i คือ อัตราการเกิดฟอลต์ต่อปี ของสายวงจรที่ i

P_i คือ ค่าความน่าจะเป็นในการเกิดฟอลต์ของสายวงจรที่ i

ρ_i คือ อัตราส่วนการทำงานผิดปกติของอุปกรณ์ต่อฟอลต์วงจรที่ i

m คือ จำนวนวงจรทั้งหมด

3. ค่าความเสียหายที่เกิดจากแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ

ค่าความเสียหายทั้งหมดที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น ได้จากการนำผลรวมค่าความเสียหายของบัสที่มีอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีความไวต่อแรงดันตกชั่วขณะติดตั้งอยู่ ตามรอกำหนดได้ตามสมการที่ (2)

$$C_{DS} = \sum_{j=1}^k CODT_j \cdot NT_j \quad (2)$$

เมื่อ

C_{DS} คือ ค่าความเสียหายที่เกิดจากแรงดันตกชั่วขณะ

$CODT_j$ คือ ค่าใช้จ่ายต่อการหยุดทำงานของอุปกรณ์ที่บัส j

NT_j คือ จำนวนครั้งที่อุปกรณ์ทำงานผิดปกติของบัส j

k คือ จำนวนบัสทั้งหมดที่ได้รับผลกระทบ

ค่าใช้จ่ายต่อครั้ง (CODT : Cost Of Down Time) ที่เกิดขึ้น [1] มาจากหลายสาเหตุ ได้แก่ ความสูญเสียด้านผลิตภัณฑ์ ความสูญเสียด้านแรงงาน และค่าใช้จ่ายแฝง ซึ่งค่าต่าง ๆ เหล่านี้จะสามารถหาได้จากกรรรวมข้อมูลและสัมภาษณ์พนักงานที่ทำงานกับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่หยุดทำงาน และพนักงานที่ต้องทำหน้าที่ในการเริ่มระบบใหม่

4. การจำลองเหตุการณ์เพื่อหาความเสียหาย

ขั้นตอนการจำลองเหตุการณ์การเกิดฟอลต์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อหาจำนวนครั้งของการหยุดทำงานผิดปกติของอุปกรณ์ที่มีความไวต่อแรงดันตกชั่วขณะและหาความเสียหายทั้งหมดมีขั้นตอน ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1: ป้อนข้อมูลของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ได้แก่ ขนาด และ ชนิดของอุปกรณ์ไฟฟ้า อุปกรณ์ป้องกัน และอัตราการเกิดฟอลต์ของอุปกรณ์ไฟฟ้าจนครบทุกบัส

ขั้นตอนที่ 2: กำหนดตำแหน่งบัสที่ต้องการประเมิน

ขั้นตอนที่ 3: จำลองเหตุการณ์การเกิดฟอลต์ทุกรูปแบบที่ตำแหน่งต่าง ๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามข้อมูลขั้นตอนที่ 1 เพื่อคำนวณหา ขนาด ระยะเวลา ของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะที่ส่งผลกระทบต่อบัสที่ต้องการประเมิน

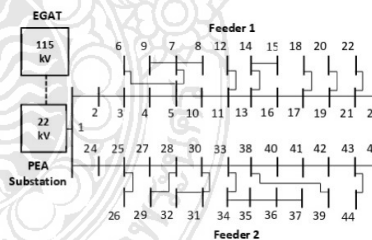
ขั้นตอนที่ 4: เปรียบเทียบเส้นแนวความหนาแน่นของแรงดันไฟฟ้าตามมาตรฐาน SEMI F47 เพื่อบันทึกจำนวนเหตุการณ์ที่อุปกรณ์หยุดทำงาน ตามสมการที่ (1)

ขั้นตอนที่ 5: คำนวณค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นจากการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ ตามสมการที่ (2)

ขั้นตอนที่ 6: ทำขั้นตอนที่ 2 และ 3 ซ้ำ จนครบทุกบัสที่ต้องการประเมินในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

5. กรณีศึกษา

ในการศึกษาจะใช้ข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 kV ของสถานีไฟฟ้าห้วยสระบุรี 1 (ปี พ.ศ.2548) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จำนวน 2 สายป้อน 45 บัส ความยาวรวม 36.74 กิโลเมตร แผนผังวงจรเส้นเดียว ดังแสดงในรูปที่ 1 และข้อมูลสายไฟฟ้าและชนิดอุปกรณ์ป้องกันของสายป้อน ค่าความต้านทานและค่ากระแสเกินของสายไฟฟ้า และโอกาสการเกิดฟอลต์แต่ละชนิด แสดงในตารางที่ 1-3 ตามลำดับ



รูปที่ 1 สถานีไฟฟ้าห้วยสระบุรี 1 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 16

16th Conference of Electrical Engineering Network 2024 (EENET 2024)

ตารางที่ 1 ข้อมูลสายไฟฟ้าและชนิดอุปกรณ์ป้องกันของสายป้อน

บัส - บัส	ระยะ (กม.)	ชนิด สาย	ชนิด ป้องกัน	บัส - บัส	ระยะ (กม.)	ชนิด สาย	ชนิด ป้องกัน
1-2	0.12	18SP	Relay	1-24	0.15	18SS	Relay
2-3	0.12	18SP	Relay	24-25	0.15	18SS	Relay
3-4	2.0	18SS	Relay	25-26	0.3	18SP	Relay
4-5	5.0	18SP	Relay	25-27	1.5	18SP	Relay
5-6	2.6	18SP	Relay	27-28	0.1	18SP	Relay
5-7	0.5	18SS	Relay	28-29	0.2	18SS	Relay
5-10	0.1	18SS	Relay	28-30	0.65	18SS	Relay
7-8	4.15	18SS	Relay	30-31	0.75	18SS	Relay
7-9	0.9	120P	Relay	30-33	1.15	18SS	Relay
10-11	0.1	18SS	Relay	31-32	1.5	18SP	Relay
11-12	0.5	120A	Relay	33-34	0.5	18SP	Relay
11-13	1.2	18SS	Relay	33-38	0.5	18SP	Relay
13-14	0.7	18SS	Relay	34-35	0.2	120A	Relay
13-16	0.2	120A	Relay	35-36	0.8	120A	Relay
14-15	0.5	120P	Fuse	36-37	0.1	120A	Relay
16-17	0.3	120A	Fuse	38-39	0.2	18SP	Relay
17-18	0.1	120A	Fuse	38-40	0.5	18SP	Relay
17-19	0.2	120A	Fuse	40-41	0.1	18SS	Relay
19-20	1.1	120A	Fuse	41-42	0.2	18SP	Relay
19-21	0.3	120A	Fuse	42-43	1	18SP	Fuse
21-22	1.0	120A	Fuse	43-44	0.5	120A	Fuse
21-23	1.5	120A	Fuse	43-45	2.5	120A	Fuse

ตารางที่ 2 ค่าความต้านทานและค่ารีแอคแตนซ์ของสายไฟฟ้า

ชนิดสาย	R_s (Ω / km)	X_s (Ω / km)	R_p (Ω / km)	X_p (Ω / km)
Z ๓	0.0606	0.29896	0.0000103	0.46514
18S S	0.1805	0.2455	0.3285	1.7549
18S P	0.21435	0.33976	0.39186	1.5538
120 P	0.26643	0.34869	0.41443	1.57551
120 A	0.26643	0.36382	0.56243	2.70319

* ค่าอื่นที่เด่นชัดของสถานีไฟฟ้าย่อย 22 kV

ตารางที่ 3 โอกาสการเกิดฟอลต์แต่ละชนิด

ชนิดฟอลต์	ร้อยละ
ฟอลต์แบบสามตัว 3 เฟส (3PH)	15
ฟอลต์ลงดินแบบไม่สมมาตร 1 เฟส (SLG)	70
ฟอลต์ลงดินแบบไม่สมมาตร 2 เฟส (LLG)	10
ฟอลต์แบบไม่สมมาตร 2 เฟส (LL)	5



ตารางที่ 4 ข้อมูลของผู้ใช้ไฟฟ้า

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	สายป้อนที่ 1 อยู่ที่บัส	สายป้อนที่ 2 อยู่ที่บัส	ค่าเสียหาย / เหตุการณ์ (บาท)
รายใหญ่	8,20	32,39	500,000
อุตสาหกรรม	6,7,9,12	26,29,31,34	25,000
เชิงพาณิชย์	14,15,18,22,23	35,36,37,44,45	5,000

5.1 ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า

การศึกษานี้แบ่งผู้ใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 ประเภท [5] ได้แก่ เจริญชัย อุตสาหกรรม และรายใหญ่ เพื่อศึกษาผลกระทบจากการเกิดฟอลต์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะส่งผลกระทบต่อผู้บริโภค ข้อมูลสมมติของผู้ใช้ไฟฟ้าที่แสดงประเภทสถานที่ และต้นทุนจากการหยุดทำงานต่อเหตุการณ์ (CODT : Cost Of Down Time) แสดงได้ในตารางที่ 4

5.2 ต้นทุนการปรับปรุงระบบจำหน่าย

ต้นทุนการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษานี้ คือ ต้นทุนที่ใช้ในการเปลี่ยนชนิดลูกถ้วยในวงจรที่เป็นสายอูนิเนี่ยมล้วน และการเปลี่ยนชนิดสายไฟฟ้า ซึ่งจะรวมถึง ค่ารีดออน ติดตั้ง และค่าดำเนินการด้วย เพื่อเป็นการลดผลกระทบของแรงดันตกชั่วขณะที่มีสาเหตุมาจากการเกิดฟอลต์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยข้อมูลและต้นทุนที่ใช้ในการปรับปรุงระบบจำหน่ายแสดงในตารางที่ 5

5.3 รูปแบบของการปรับปรุงระบบจำหน่าย

การปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษานี้ จะมีการดำเนินการ 3 รูปแบบ ได้แก่

- การเปลี่ยนชนิดลูกถ้วย จาก PIN TYPE เป็น LINE POST TYPE สำหรับลูกถ้วยที่ติดตั้งในวงจรสายอูนิเนี่ยมล้วน (A : All Aluminum Conductor)
- การเปลี่ยนชนิดสายไฟฟ้า จาก สายอูนิเนี่ยมล้วน (A) เป็น สายหุ้มฉนวนบางส่วน (P : Partial Insulated Conductor)
- การเปลี่ยนชนิดสายไฟฟ้า จาก สายหุ้มฉนวนบางส่วน (P) เป็น สายหุ้มฉนวนไม่เต็มพิกัด (S : Space Aerial Cable)

การจำลองเหตุการณ์เพื่อปรับปรุงระบบจำหน่ายรูปแบบต่าง ๆ ในแต่ละวงจรสายป้อนนั้น จะกำหนดให้มีการดำเนินการทั้งหมด 10 รูปแบบ การศึกษา โดยมีรายละเอียดรูปแบบการปรับปรุงของแต่ละกรณีศึกษาแสดงในตารางที่ 6

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 16

16th Conference of Electrical Engineering Network 2024 (EENET 2024)

ตารางที่ 5 ข้อมูลและต้นทุนการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า

รูปแบบการปรับปรุง	อัตราค่าไฟฟ้า (ครั้ง/กม./ปี)		ต้นทุนการปรับปรุง (ล้านบาท)
	ก่อนปรับปรุง	หลังปรับปรุง	
A	0.25	0.225	0.2 / กม.
B	0.25	0.2	1.0 / กม.
C	0.2	0.15	1.5 / กม.

ตารางที่ 6 รูปแบบการปรับปรุงของเคเบิลการศึกษา

กรณีศึกษา	สายป้อนที่ 1	สายป้อนที่ 2	กรณีศึกษา	สายป้อนที่ 1	สายป้อนที่ 2
1	ก่อนปรับปรุง		8	B,C	-
2	C	C	9	-	B,C
3	A,C	-	10	C	B,C
4	-	A,C	11	B,C	C
5	A,C	A,C	12	B,C	B,C
6	C	A,C	13	A,C	B,C
7	A,C	C	14	B,C	A,C

ตารางที่ 7 ผลการศึกษา (เฉพาะกรณีศึกษาที่มีนัยสำคัญ)

กรณีศึกษา	ค่าความเสียหายตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า (ล้านบาท)			ความเสียหายรวมปี (ล้านบาท)	ประสิทธิภาพได้ ปี (ล้านบาท)	ต้นทุนการปรับปรุง (ล้านบาท)	ระยะเวลาคืนทุน (ปี)
	รายใหญ่	อุตสาหกรรม	เชิงพาณิชย์				
1	9.42	0.94	0.24	10.59	-	-	-
2	8.18	0.82	0.20	9.20	1.39	23.46	16.88
4	8.85	0.88	0.22	9.96	0.64	10.42	16.28
6	8.13	0.81	0.20	9.15	1.45	24.28	16.80
10	8.11	0.81	0.20	9.13	1.47	27.56	18.75
11	7.92	0.79	0.20	8.91	1.69	28.66	17.00
12	7.86	0.79	0.20	8.84	1.76	32.76	18.61
13	8.05	0.80	0.20	9.06	1.53	28.6	18.69
14	7.87	0.79	0.20	8.85	1.74	29.48	16.94

6. ผลการศึกษา

ผลที่ได้จากการศึกษาแสดงในตารางที่ 7 และสามารถทำการวิเคราะห์ผลที่ได้จากการปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้าในแต่ละรูปแบบ ดังนี้

1) รูปแบบที่สามารถลดประเภหัดค่าใช้จ่ายได้มากที่สุด 5 อันดับแรก (มากกว่า 1.47 ล้านบาท) ได้แก่ รูปแบบที่ 12, 14, 11, 13 และ 10 ตามลำดับ

2) รูปแบบที่มีระยะเวลาของการคืนทุนน้อยที่สุด 5 อันดับแรก (น้อยกว่า 17 ปี) ได้แก่ รูปแบบที่ 4, 6, 2, 14 และ 11 ตามลำดับ

3) รูปแบบที่ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์เหมาะสมกับต้นทุนในการปรับปรุงหรืองบประมาณและกรณีมากที่สุด ดังนี้

- กรณีงบประมาณไม่เกิน 15 ล้านบาท คือ รูปแบบที่ 4
- กรณีงบประมาณไม่เกิน 25 ล้านบาท คือ รูปแบบที่ 6
- กรณีงบประมาณไม่เกิน 30 ล้านบาท คือ รูปแบบที่ 14

ดังนั้นรูปแบบที่ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ในกรณีที่งบประมาณมีการเพิ่มขึ้น ได้แก่ รูปแบบที่ 4, 6 และ 14 ตามลำดับ

7. สรุป

วิธีการที่นำเสนอเป็นแนวทางที่สามารถนำไปใช้ตัดสินใจเลือกรูปแบบการลงทุนปรับปรุงระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยในการพัฒนาสามารถนำผลของด้านอื่น เช่น การเพิ่มขึ้นของโหลด โอกาสในการขายไฟฟ้าร่วมพิจารณา เพื่อให้มีความถูกต้องในการตัดสินใจเพิ่มขึ้น

8. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่สนับสนุนการจัดทำบทความนี้ให้สำเร็จลงไปได้ด้วยดี

เอกสารอ้างอิง

- [1] Chinnmaya Behera, Abhishek Banik, Jaydeep Nandi, Shiladitya Dey, Galivetti Hemakumar Reddy and Arup Kumar Goswami, "Assessment of Financial Loss Due to Voltage Sag in an Industrial Distribution System," IEEE 1st International Conference on Energy, Systems and Information Processing (ICESIP), 2019.
- [2] F. Sahm, K. M. Nor, D. M. Said, A. A. Rahman, "Voltage Sags Cost Estimation for Malaysian Industries," IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), Dec 2014.
- [3] M. Aliakbar-Golkar and Y. Raiese-Gahrooyi, "Stochastic Assessment of Voltage Sags in Distribution Networks," Iranian Journal of Electrical & Electronic Engineering, Vol. 4, 192 No. 4, October, 2008.
- [4] SEMI F47: SPECIFICATION FOR SEMICONDUCTOR PROCESSING EQUIPMENT VOLTAGE SAG IMMUNITY, <https://voltage-disturbance.com/voltage-quality/semi-f47-voltage-sag-immunity-standard/>
- [5] Pirjo Heine, Member, IEEE, Pasi Pöjjanheimo, Matti Lehtonen, and Erkki Lakervi, "A Method for Estimating the Frequency and Cost of Voltage Sags," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, No. 2, May 2002.



Power Distribution System Improvement Considering Damage Cost Due to Voltage Sags

Poonsri Wannakam
Department of Electrical
Engineering, Faculty of
Engineering
Rajamangala University of
Technology Phra Nakhon,
Bangkok, THAILAND
poonsri.w@rmutp.ac.th

Nitikorn Kesphrom
Department of Electrical
Engineering, Faculty of
Engineering
Rajamangala University of
Technology Phra Nakhon,
Bangkok, THAILAND
nitikorn-k@rmutp.ac.th

Supawud Nedphokaew
Department of Electrical
Engineering, Faculty of
Engineering
Rajamangala University of
Technology Phra Nakhon,
Bangkok, THAILAND
supawud.n@rmutp.ac.th

Nattachote Rugthaicharoencheep
Department of Electrical
Engineering, Faculty of
Engineering
Rajamangala University of
Technology Phra Nakhon,
Bangkok, THAILAND
nattachote.r@rmutp.ac

Abstract - This research article presents a decision-making guideline for the improvement of the power distribution system. By considering the damaging effects of voltage sags caused by faults in the power system. The damage can be estimated by estimating the number of voltage sags by simulating the occurrence of faults at various locations in the power system, namely industrial, commercial and large power users that are installing equipment that is sensitive to changes in voltage. From the test processing with the proposed technique, it was shown that the results of the damage assessment before and after the improvement of the power distribution system are compared with the cost of improving the power system to reduce the number of faults. It will provide information that can be used to make investment decisions to improve the power distribution system more efficiently and economically.

Keywords – Decision, Damage cost, Voltage sags, Faults, Distribution system

I. INTRODUCTION

Voltage sag occurs from many causes, such as starting a large motor, powering the transformer and faults in the power system. This can make various devices of electricity consumers that are sensitive to voltage changes, such as power electronic equipment that is malfunctioning or stopping working, causing various damages both directly and indirectly, such as cost of product damage, maintenance fee and opportunity cost in business competition, etc.

The estimate of damage cost by the voltage sag can be made at the desired location in the power distribution system [1]. The important information to know is the number of voltage sags in a year. This is usually obtained from recording events that occur by monitoring equipment installed in the electrical system [2]. And then use the statistical data to make investment decisions to improve the power distribution system to increase the efficiency of electricity distribution, build stability and Reduce the number of faults in the electrical system.

There are many ways to improve the power distribution system, such as changing the type of power cable, cutting trees

near power lines and installation of animal protection equipment each method has different costs and the budget used in the operation each year is limited. The power utilities who are in charge of the power distribution system must have information to make decisions for such actions.

Therefore, this research paper presents a stochastic method for estimating the number of voltage sags per year caused by faults at different locations in a power system [3]. Then, the damage caused by the voltage sags before and after the improvement of the power distribution system was estimated. To compare it with the cost of reducing the impact of the voltage drop in a cost-effective way [4].

II. VOLTAGE SAGS EVALUATION

Voltage sag is reducing the magnitude of the voltage down to between 0.1 and 0.9 percent of normal voltage. Within a time of 0.5 cycles to 1 minute according to the IEEE 1159-1995 standard shown in Fig. 1. The method used to evaluate is the Fault position method [5], which is a simulation of the occurrence of faults at various positions, both symmetrical and asymmetrical. By using recorded statistical data namely magnitude, duration and number of voltage sags, details are as follows.

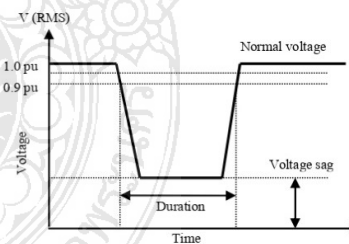


Fig. 1. IEEE 1159-1995 standard (Voltage sag)

A. Magnitude of Voltage Sag Evaluation

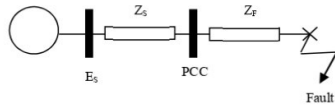


Fig. 2. Equivalent circuit of fault in the power distribution system

$$V_{SAG} = \frac{Z_F}{Z_F + Z_S} E_S \quad (1)$$

Where

- V_{SAG} is Voltage sag at PCC
- E_S is Source voltage
- Z_F is Impedance between fault and PCC
- Z_S is Impedance of source at PCC

The magnitude calculation of the voltage sags at the point of common coupling (PCC) when a fault occurs in the power distribution system is shown in Fig. 2 and can be obtained from the voltage division law, as in (1)

B. Duration of Voltage Sag Evaluation

The duration of each voltage sag can be estimated from the fault elimination time of the protective device. Each type will have a different removal time depending on the fault current flowing through the protective device. By taking the value of the fault current to calculate the operating time of the protective device from the time-current characteristic curve (IT Curve) of the protective device.

C. Number of Voltage Sag Evaluation

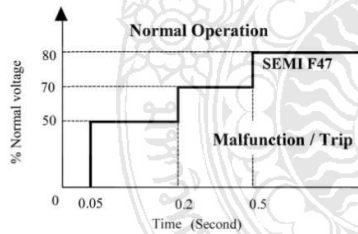


Fig. 3. SEMI F47 Voltage Tolerance Curve

The number of voltage sags is based on the SEMI F47 tolerance curve [6], which is characterized by the response to the voltage magnitude and duration of the voltage sags. Representing electrical equipment installed on various buses in the power distribution system is shown in Fig. 3 and the number of times electrical equipment malfunctions at any bus can be calculated according to (2).

$$NT = \sum_{i=1}^m F_i \cdot P_i \cdot R_i \quad (2)$$

Where

- NT is Number of times equipment malfunctions
- F_i is Faults rate per year of line i
- P_i is Probability of fault type of Line i
- R_i is Ratio of equipment malfunctions to faults
- m is Number of Line

III. DAMAGE COST EVALUATION

A. Cost of Damage due to Voltage Sags

Cost of damage incurred in that distribution system It is obtained by summing up the damage values of the bus that is sensitive to voltage sags. It can be calculated by multiplying the number of equipment malfunctions obtained from the system-wide faults simulation multiplied by the cost of downtime per event (CODT) for equipment or machinery that is sensitive to voltage sags according to (3).

$$C_{DS} = \sum_{j=1}^k CODT_j \cdot NT_j \quad (3)$$

Where

- C_{DS} is Cost of damage due to voltage sags
- $CODT_j$ is Cost of downtime per event
- NT_j is Number of times equipment malfunctions
- k is Number of customer bus

The cost of downtime per event comes from various causes, including loss of product, loss of labor, and hidden costs. These values can be determined by collecting data and interviewing employees working with downtime electrical equipment and employees who must perform the duties of restarting the system [1].

B. Damage Cost Simulation

The step for simulating faults in the distribution system determines the number of malfunctions of devices that are sensitive to voltage sags following as

- Step 1: Enter the data on the distribution system, including the size and type of conductors, protective equipment, and fault rates for the cable conductors across all buses.
- Step 2: Determine the bus location of interest.
- Step 3: Simulate all types of fault events at different locations in the distribution system based on the information in Step 1 to calculate the magnitude and duration of the voltage sag that occurs at the interested bus.
- Step 4: Compare the magnitude and duration of voltage sag with the SEMI F47 Voltage tolerance curve to record the device malfunction event according to (2).
- Step 5: Calculate the total damage cost due to voltage sags according to (3).
- Step 6: Repeat steps 2 - 5 to complete all interested buses.

IV. CASE STUDY

In this study, the 22 kV power distribution system of the Provincial Electricity Authority (PEA) will be used. Saraburi Substation 1 (2005), feeder lines 1 and 2, 45 buses, details are as follows in Fig.4 and the probability of occurrence of each type of fault is shown in Table 1.

TABLE I. PROBABILITY OF FAULT TYPE

Fault Type	3PH	LL	LLG	SLG
Probability	0.15	0.5	0.10	0.7

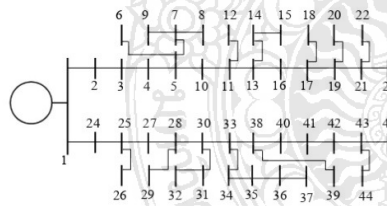


Fig. 4. PEA Saraburi Substation 1

A. Power Consumer for Study

TABLE II. POWER CONSUMER INFORMATION

Power consumer type	Feeder 1 BUS	Feeder 2 BUS	CODT (THB)
Industrial	14	39	500,000
Commercial	6,7,8,9,15	26,29,31,32,34	25,000
Residential	12,18,20,22,23	35,36,37,44,45	5,000

The study will categorize power consumers into 3 categories [7]: industrial, commercial and residential to study the effects of faults in the power distribution system and causing voltage sags to affect consumers. The information of electricity consumers showing type, location and assumed cost of downtime per event (CODT) can be shown in Table 2.

B. Improvement Case

The improvement of the distribution system in this study will compare the change of conductor type, namely Change from partially insulated conductor cable (PIC) to Space Aerial Cable (SAC) and Change from All Aluminum Conductor (AAC) to Partial Insulated Conductor (PIC)

Simulating the modification of the conductor type in each feeder and both. A total of 12 cases was carried out in both feeders, with details of each case study shown in Table 3.

TABLE III. IMPROVEMENT CASE

Case	Feeder 1	Feeder 2
1	Base Case	
2	PIC to SAC	-
3	-	PIC to SAC
4	PIC to SAC	PIC to SAC
5	PIC to SAC	AAC to PIC
6	AAC to PIC	-
7	-	AAC to PIC
8	AAC to PIC	AAC to PIC
9	AAC to PIC	PIC to SAC
10	PIC to SAC AAC to PIC	-
11	-	PIC to SAC AAC to PIC
12	PIC to SAC AAC to PIC	PIC to SAC AAC to PIC

C. Improvement Cost

TABLE IV. REPLACEMENT CONDUCTOR INFORMATION

Conductor type (Old)	Fault Rate / km/yr.	Conductor type (New)	Fault Rate / km/yr.	Improve Cost / km (MTHB)
185 PICS	0.2	185 SACS	0.15	1.5
120 PICS	0.2	120 SACS	0.15	1.25
120 AAC	0.25	120 PICS	0.2	1.0

The cost of improving the distribution system studied in this study is the cost of changing both conductor types. Each type of conductor has different fault statistics. The information is shown in Table 4.

V. RESULTS

Simulating faults in the distribution system using statistical data and calculating the total damage caused by voltage sags. Table 5 presents all the results in comparison to the cost of improving the distribution system by changing the type of conductor in different cases.

Considering the results obtained, it can be seen that improving the distribution system by changing the cable type from PIC to SAC can reduce the damage.

TABLE V. TOTAL COST

Case	Damage cost by consumer type (MTHB)			Cds / yr. (MTHB)	Save Cost / yr. (MTHB)	Improve Cost (MTHB)	Improve Cost / Save Cost
	Industrial	Commercial	Residential				
1	4.63	1.16	0.23	6.02	-	-	-
2	4.28	1.07	0.21	5.56	0.45	13.51	30.02
3	4.62	1.16	0.23	6.01	0.01	9.6	960.00
4	4.03	1.01	0.20	5.24	0.77	23.11	30.01
5	4.23	1.06	0.21	5.50	0.52	17.61	33.87
6	4.59	1.15	0.23	5.97	0.05	5.2	104.00
7	4.58	1.14	0.23	5.95	0.07	4.1	58.57
8	4.54	1.13	0.23	5.90	0.12	9.3	77.50
9	4.58	1.14	0.23	5.95	0.07	14.8	211.43
10	4.28	1.07	0.21	5.57	0.45	18.71	41.58
11	4.57	1.14	0.23	5.94	0.08	13.7	171.25
12	3.97	0.99	0.20	5.17	0.85	32.41	38.13



Fig. 5. Top 5 Case Studies

After considering the improved cost per saved cost values of all cases, it was found that the top 5 case studies are cases 4, 2, 5, 12, and 10, respectively, shown in Fig. 5. The simulation results can be analyzed as follows:

1) *Case 12*: This will cause the damage to be reduced the most. But it also requires the most investment in improvements because it is the replacement of both types of cables in the 2 feeder lines.

2) *Case 4th*: This will reduce the damage to the second place but requires less investment in improvement than case 12 at the amount of 9.3 million baht, changing only PIC cables to SAC in 2 feeder cables.

3) *Case 5th*: This will reduce the damage to the third place and require less investment in improvement than case 4th, amounting to 5.5 million baht.

So, if we have enough budget can choose case 12 to improve. But if the budget is limited, it can be changed to choose case 4th and case 5th to suit the budget and cost-effectively.

4) *Case 2nd and Case 10th*: Both will reduce the damage to the fourth place but case 2nd requires less investment in improvement than case 10th at the amount of 5.2 million baht.

When comparing between these 2 cases, the Case 2nd should be chosen for investment.

VI. CONCLUSION

The method for decision-making to improve the power distribution system by considering damage cost due to voltage sags presented in this paper is a method that can be used to estimate damage from voltage sags for information in planning and Making investment decisions to improve the electricity supplier's distribution system cost-effectively and appropriately.

ACKNOWLEDGMENT

The authors would like to thank you, Department of Electrical Engineering Faculty of Engineering Rajamangala University of Technology Phra Nakhon and Provincial Electricity Authority (PEA) for providing support and assistance in making this article complete.

REFERENCES

- [1] Chinmaya Behera, Abhishek Banik, Jaydeep Nandi, Shiladitya Dey, Galveeti Hemakumar Reddy and Anup Kumar Goswami, "Assessment of Financial Loss Due to Voltage Sag in an Industrial Distribution System," IEEE 1st International Conference on Energy, Systems and Information Processing (ICESIP), 2019.
- [2] F. Salim, K. M. Nor, D. M. Said, A. A. Rahman, "Voltage Sags Cost Estimation for Malaysian Industries," IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), Dec 2014.
- [3] Ritipad Posree and Somporn Sirisunramkul, "Voltage Sag Assessment in Distribution System with Neutral Grounding Resistance by Methods of Fault Position and Monte Carlo Simulation," 5th International Conference on Power and Energy Engineering (ICPEE), 2021, pp. 26 – 31.
- [4] Thanatchai Somrak and Thavatchai Tayasanant, "Minimized Financial Losses Due to Interruptions and Voltage Sags with Consideration of Investment Cost," IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia), 2019, pp. 29 – 34.
- [5] M. Aliakbar-Golkar and Y. Raisee-Galrooyi, "Stochastic Assessment of Voltage Sags in Distribution Networks," Iranian Journal of Electrical & Electronic Engineering, Vol. 4, 192 No. 4, October, 2008.
- [6] SEMI F47: SPECIFICATION FOR SEMICONDUCTOR PROCESSING EQUIPMENT VOLTAGE SAG IMMUNITY, <http://www.powerqualityworld.com/2011/04/semi-f47semiconduc-tor-voltage-sag.html>
- [7] Pirjo Heine, Member, IEEE, Pasi Poljanheimo, Matti Lehtonen, and Erkki Lakervi, "A Method for Estimating the Frequency and Cost of Voltage Sags," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, No. 2, May 2002.

TABLE VII. INFORMATION OF FEEDER I (Cont.)

Bus-Bus	Distance (km)	Conductor type	Protective Curve
11-12	0.5	120 AAC	Relay
11-13	1.2	185 SACS	Relay
13-14	0.7	185 SACS	Relay
13-16	0.2	120 AAC	Relay
14-15	0.5	120 PICS	Fuse
16-17	0.3	120 AAC	Fuse
17-18	0.1	120 AAC	Fuse
17-19	0.2	120 AAC	Fuse
19-20	1.1	120 AAC	Fuse
19-21	0.3	120 AAC	Fuse
21-22	1.0	120 AAC	Fuse
21-23	1.5	120 AAC	Fuse

TABLE VIII. INFORMATION OF FEEDER II

Bus-Bus	Distance (km)	Conductor type	Protective Curve
1-24	0.15	185 SACS	Relay
24-25	0.15	185 SACS	Relay
25-26	0.3	185 PICS	Relay
25-27	1.5	185 PICS	Relay
27-28	0.1	185 PICS	Relay
28-29	0.2	185 SACS	Relay
28-30	0.65	185 SACS	Relay
30-31	0.75	185 SACS	Relay
30-33	1.15	185 SACS	Relay
31-32	1.5	185 PICS	Relay
33-34	0.5	185 PICS	Relay
33-38	0.5	185 PICS	Relay
34-35	0.2	120 AAC	Relay
35-36	0.8	120 AAC	Relay
36-37	0.1	120 AAC	Relay
38-39	0.2	185 PICS	Relay
38-40	0.5	185 PICS	Relay
40-41	0.1	185 SACS	Relay
41-42	0.2	185 PICS	Relay
42-43	1	185 PICS	Fuse
43-44	0.5	120 AAC	Fuse
43-45	2.5	120 AAC	Fuse

APPENDIX

TABLE VI. CONDUCTOR INFORMATION

Conductor type	R1 (Ω / km)	X1 (Ω / km)	R0 (Ω / km)	X0 (Ω / km)
185 SACS	0.1805	0.2455	0.3285	1.7549
185 PICS	0.21435	0.33976	0.39186	1.5538
120 PICS	0.26643	0.34869	0.41443	1.57551
120 AAC	0.26643	0.36382	0.56243	2.70319

TABLE VII. INFORMATION OF FEEDER I

Bus-Bus	Distance (km)	Conductor type	Protective Curve
1-2	0.12	185 PICS	Relay
2-3	0.12	185 PICS	Relay
3-4	2.0	185 SACS	Relay
4-5	5.0	185 PICS	Relay
5-6	2.6	185 PICS	Relay
5-7	0.5	185 SACS	Relay
5-10	0.1	185 SACS	Relay
7-8	4.15	185 SACS	Relay
7-9	0.9	120 PICS	Relay
10-11	0.1	185 SACS	Relay



บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 15

15th Conference of Electrical Engineering Network 2023 (EENET 2023)



การประมาณค่าความเสียหายจากการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

Damage Estimation from Voltage Sags in Distribution System

นิตกร เกษมพรหม เวทรินทร์ ชัยสิทธิ์ประเสริฐ และนัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร

1381 ถนนประชาชื่น 1 แขวงวงศ์สว่าง เขตบางซื่อ กรุงเทพมหานคร 10800. E-mail: nitikorn-k@rmutp.ac.th

บทคัดย่อ

บทความวิจัยนี้นำเสนอการประมาณค่าความเสียหายจากการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยมีเป้าหมายหลักเพื่อหาจำนวนครั้งของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ ที่มีสาเหตุจากการเกิดฟอลต์ในระบบไฟฟ้ากำลังโดยใช้เทคนิคการประเมินด้วยวิธีการจำลองการเกิดฟอลต์ ณ ตำแหน่งต่างๆ ในระบบไฟฟ้ากำลังแล้วทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อกับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท อุตสาหกรรม เจริญพาณิชย์ และผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ จากนั้นนำผลการประเมินที่ได้ไปประมาณค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นจากแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ จากการประมวลผลทดสอบด้วยเทคนิคที่นำเสนอ แสดงให้เห็นว่าผลที่ได้จากการประมาณค่า ทำให้มีข้อมูลเพื่อใช้ในการวางแผนงานและตัดสินใจลงทุนปรับปรุงระบบจำหน่ายของผู้จำหน่ายไฟฟ้า หรือติดตั้งอุปกรณ์ในการลดผลกระทบจากการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะของผู้ใช้ไฟฟ้าได้

คำสำคัญ: การประมาณค่าความเสียหาย แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ

การเกิดฟอลต์ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

Abstract

This research paper presents the damage estimation from voltage sags in distribution system. The main goal is to find the number of times the voltage sags occur caused by faults in the power system. By using a simulation technique to assess faults at various locations in the power system and then cause voltage sags in the distribution system that connected to industrial, commercial and large power consumer. The result of the assessment is then used to estimate the damage caused by the voltage sags. From processing with the techniques presented can shows that the results obtained from the estimation. This results in information to use in planning and making investment decisions to improve the electricity supplier's distribution system or install equipment to reduce the impact of the momentary voltage sags of the electricity consumer.

Keywords: Damage estimation, Voltage sags, Faults, Distribution system

1. บทนำ

การเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะนั้นเกิดได้จากหลายสาเหตุ เช่น การสาร์ทมอเตอร์ขนาดใหญ่ การให้พลังงานกับหม้อแปลง และการเกิดฟอลต์ในระบบไฟฟ้า ซึ่งสามารถทำให้อุปกรณ์ต่างๆ ของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า เช่น อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง มีการทำงานผิดปกติ หรือหยุดทำงานได้ ทำให้เกิดค่าความเสียหายต่างๆ ทั้งในทางตรงและทางอ้อม เช่น ค่าผลผลิตเสียหาย ค่าบำรุงรักษา และค่าเสียโอกาสในการแข่งขันทางธุรกิจ เป็นต้น

ค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นจากการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะนั้น สามารถทำการประมาณค่า ณ ตำแหน่งที่ต้องการในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ [1] โดยข้อมูลสำคัญที่ต้องทราบคือ จำนวนครั้งของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะในรอบปี ซึ่งปกติจะได้อาจจากบันทึกเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นด้วยเครื่องมือที่ติดตั้งในระบบไฟฟ้า [2]

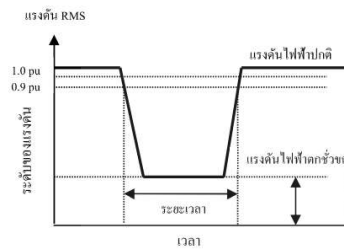
ดังนั้นบทความวิจัยนี้จึงได้นำเสนอเทคนิคการประเมินจำนวนครั้งของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะในรอบปีที่มีสาเหตุจากการเกิดฟอลต์ ณ ตำแหน่งต่างๆ ในระบบไฟฟ้ากำลังด้วยวิธีการแบบสุ่ม (Stochastic Assessment) [3] จากนั้นจึงทำการประมาณค่าความเสียหายจากการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อให้มีข้อมูลพิจารณาในการลดผลกระทบจากการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะได้อย่างคุ้มค่าต่อไป

2. การประเมินแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ

แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ คือการลดขนาดของแรงดันไฟฟ้าลงไประหว่าง 0.1 ถึง 0.9 เพอร์เซ็นต์ ของแรงดันไฟฟ้าปกติ ภายในระยะเวลา 0.5 รอบ (Cycle) ถึง 1 นาที ตามมาตรฐาน IEEE 1159-1995 แสดงในรูปที่ 1 ซึ่งวิธีการที่จะใช้ในการประเมิน [3] คือ วิธีตำแหน่งการเกิดฟอลต์ (Fault position method) เป็นการจำลองการเกิดฟอลต์ที่ตำแหน่งต่างๆ ทั้งแบบสมมาตร (Symmetrical) และแบบไม่สมมาตร (Unsymmetrical) ในระบบไฟฟ้า โดยใช้ข้อมูลทางสถิติที่มีการบันทึกไว้ วิธีการนี้จะสามารถประเมินได้ทั้ง ขนาด ระยะเวลา และจำนวนครั้งของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะโดยมีรายละเอียดดังนี้

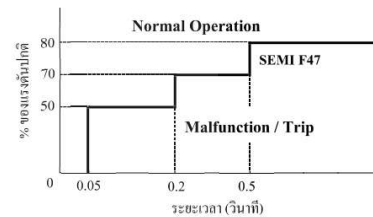
บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 15

15th Conference of Electrical Engineering Network 2023 (EENET 2023)

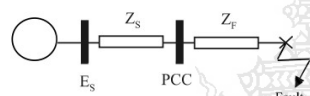
รูปที่ 1 แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ ตามมาตรฐาน IEEE 1159-1995

2.3 การประเมินจำนวนครั้งการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ



รูปที่ 3 เส้นแนวความทนทานต่อแรงดันไฟฟ้าตามมาตรฐาน SEMI F47 (SEMI F47 Voltage Tolerance Curve)

2.1 การประเมินขนาดของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ



รูปที่ 2 วงจรสมมูลของการเกิดฟอลต์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

$$V_{SAG} = \frac{Z_F}{Z_F + Z_S} E_S \quad (1)$$

โดยที่

 V_{SAG} คือ แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะที่ตำแหน่ง PCC E_S คือ แรงดันของแหล่งจ่าย Z_F คือ อิมพีแดนซ์ระหว่างตำแหน่งฟอลต์ และ PCC Z_S คือ อิมพีแดนซ์ของแหล่งจ่ายที่ PCC

การคำนวณขนาดของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะที่จุดเชื่อมต่อร่วม (PCC : Point of Common Coupling) เมื่อเกิดฟอลต์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า แสดงในรูปที่ 2 และสามารถหาจากกฎการแบ่งแรงดันได้ ตามสมการที่ (1)

2.2 การประเมินระยะเวลาของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ

ระยะเวลาของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะในแต่ละครั้งนั้นสามารถประเมินได้จากระยะเวลาการกำจัดฟอลต์ของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละชนิดซึ่งจะใช้เวลาที่ใช้ในการกำจัดขึ้นกับผู้ดูแลระบบฟอลต์ที่หลุดผ่านอุปกรณ์ป้องกัน โดยการนำค่ากระแสฟอลต์มาคำนวณเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันจากกราฟคุณลักษณะ เวลา - กระแส ของอุปกรณ์ป้องกัน (Time-current characteristics of protective devices)

จำนวนครั้งของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะจะใช้เส้นแนวความทนทานต่อแรงดันไฟฟ้าตามมาตรฐาน SEMI F47 [4] ซึ่งมีคุณลักษณะการตอบสนองต่อขนาดแรงดันและระยะเวลาของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะเป็นตัวแทนของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ติดตั้งอยู่ตามบัสต่างๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า แสดงในรูปที่ 3 และจำนวนครั้งของการทำงานผิดปกติของอุปกรณ์ไฟฟ้า (N_{Trip}) คำนวณได้ ตามสมการที่ (2)

$$N_{Trip} = F_{m,n} \cdot P \cdot \rho \quad (2)$$

โดยที่

 $F_{m,n}$ คือ จำนวนครั้งต่อปีของการเกิดฟอลต์ระหว่าง บัส m – n P คือ ความน่าจะเป็นของแต่ละชนิดการเกิดฟอลต์ ρ คือ สัดส่วนจำนวนฟอลต์ต่อการทำงานผิดปกติของอุปกรณ์

3. การคำนวณค่าใช้จ่ายที่เกิดจากแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ

ค่าใช้จ่ายที่มาจากเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะสามารถแบ่งได้เป็น 3 ประเภทใหญ่ๆ [1] ได้แก่

- 1) ความสูญเสียด้านผลิตภัณฑ์ (ผลิตภัณฑ์ วัสดุ การผลิต ความจุ ฯลฯ)
- 2) ความสูญเสียที่เกี่ยวข้องกับแรงงาน
- 3) ค่าใช้จ่ายเสริม (อุปกรณ์เสียหาย เสียโอกาส ค่าใช้จ่าย ฯลฯ)

ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการหยุดทำงาน (Cost of Downtime : CODT) สามารถคำนวณได้ ตามสมการที่ (3)

$$CODT = X + Y + Z + H \quad (3)$$

โดยที่

 X คือ ค่าแรงของลูกจ้างที่ได้รับผลกระทบ Y คือ สินค้าหรือบริการที่สูญเสียจากการหยุดทำงาน Z คือ ค่าใช้จ่ายในการเริ่มต้นการทำงานใหม่ (Restart) H คือ ต้นทุนแฝง (Hidden cost)

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 15

15th Conference of Electrical Engineering Network 2023 (EENET 2023)



ซึ่งค่าต่างๆ ที่จะนำมาใช้ในการคำนวณเหล่านี้จะสามารถหาได้จากกรรวบรวมข้อมูลและสัมภาษณ์พนักงานที่ทำงานกับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่เหตุทำงาน และพนักงานที่ต้องทำหน้าที่ในการเริ่มต้นระบบใหม่

4. กรณีศึกษา

การประเมินแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะจะใช้แบบจำลองระบบไฟฟ้ากำลังที่มีการเชื่อมต่อโหลดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจำนวน 6 บัส [5] แสดงในรูปที่ 4 โดยทำการทดสอบการประเมินแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะจากการเกิดฟอลต์ จำนวน 4 กรณีศึกษา ดังนี้

- กรณีที่ 1 ฟอลต์แบบสมมาตร 3 เฟส (3PH)
- กรณีที่ 2 ฟอลต์ลงดินแบบไม่สมมาตร 1 เฟส (SLG)
- กรณีที่ 3 ฟอลต์แบบไม่สมมาตร 2 เฟส (LL)
- กรณีที่ 4 ฟอลต์ลงดินแบบไม่สมมาตร 2 เฟส (LLG)

ซึ่งมีอัตราการเกิดฟอลต์และความน่าจะเป็นของการเกิดฟอลต์แต่ละชนิดในแต่ละระดับแรงดัน แสดงในตารางที่ 1 – 2

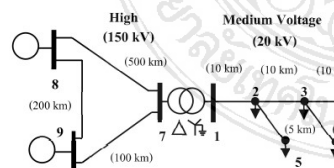
ตารางที่ 1 อัตราการเกิดฟอลต์ในแต่ละระดับแรงดัน

ระดับแรงดัน	อัตราฟอลต์ (fault / km / yr)	ระยะทาง (km)	จำนวนครั้ง (fault / yr)	เวลากำจัดฟอลต์ (ms)
20 kV	1	40	40	SITC
150 kV	0.1	800	80	

SITC – Standard Inverse Time Curve, TMS= 1

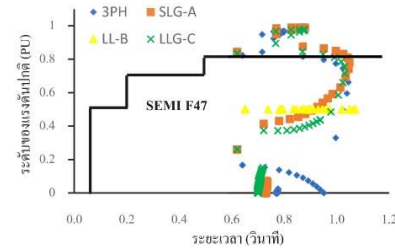
ตารางที่ 2 ความน่าจะเป็นของการเกิดฟอลต์แต่ละชนิด

ระดับแรงดัน	ความน่าจะเป็นของการเกิดฟอลต์			
	3PH	LL	LLG	SLG
MV (20 kV)	0.17	0.1	0.08	0.65
HV (150 kV)	0.07	0.06	0.07	0.8



รูปที่ 4 แผนผังวงจรเส้นเคเบิลของระบบจำลอง

5. ผลการประเมินการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ



รูปที่ 5 ค่าแรงดันของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะบัส 4 บนเส้นแนวความทนทานต่อแรงดันไฟฟ้า SEMI F47 จากการเกิดฟอลต์ชนิดต่างๆ

การประเมินจะกำหนดให้แรงดันก่อนการเกิดฟอลต์มีค่าเท่ากับ 1 เพอร์เซนต์ และฟอลต์อิมพีแดนซ์ มีค่าเท่ากับศูนย์โอห์ม จากการจำลองการเกิดฟอลต์ทั้ง 4 กรณีที่ตำแหน่งต่างๆ ในระบบจำลอง สำหรับตัวอย่างการประเมินจะเลือกให้บัส 4 ซึ่งมีระยะห่างจากแหล่งจ่ายมากที่สุด เป็นบัสที่ต้องการประเมิน เมื่อนำขนาดและระยะเวลาของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะทั้ง 4 มาเปรียบเทียบกับข้อมูลความไวของอุปกรณ์ไฟฟ้าบนเส้นแนวความทนทานต่อแรงดันไฟฟ้า SEMI F47 แล้ว จะทำให้สามารถจำแนกการเกิดแรงดันตกชั่วขณะจากฟอลต์ชนิดต่างๆ ที่ทำให้อุปกรณ์ไฟฟ้าทำงานผิดปกติได้ดังแสดงในรูปที่ 5 และแสดงผลการคำนวณจากฟอลต์แบบสมมาตรความสมการที่ (2) ได้ในตารางที่ 3

ตารางที่ 3 จำนวนครั้งของอุปกรณ์ที่ทำงานผิดปกติที่บัส 4 จากการเกิดฟอลต์แบบสมมาตร ระหว่าง บัส – บัส

บัส - บัส	สัดส่วนฟอลต์ต่อกรณิตยปกติ	ระยะทางระหว่างบัส (กิโลเมตร)	จำนวนฟอลต์ที่เกิด (ครั้ง/ปี)	จำนวนฟอลต์ชนิด 3PH (ครั้ง/ปี)	อุปกรณ์ไฟฟ้าที่ผิดปกติ (ครั้ง/ปี)
7 – 8	0.8	500	50	3.5	2.8
7 – 9	1	100	10	0.7	0.7
8 – 9	0.1	200	20	1.4	0.14
1 – 2	1	10	10	1.7	1.7
2 – 3	1	10	10	1.7	1.7
3 – 4	1	10	10	1.7	1.7
2 – 5	1	5	5	0.85	0.85
3 – 6	1	5	5	0.85	0.85
รวม		840	120	12.4	10.44

1 – 3 พฤษภาคม พ.ศ. 2566 โรงแรมฟอร์จูน วอเตอร์วิว นครพนม จังหวัดนครพนม

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 15

15th Conference of Electrical Engineering Network 2023 (EENET 2023)



ตารางที่ 4 จำนวนครั้งต่อปี ของการทำงานผิดปกติของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ติดตั้งอยู่ที่แต่ละบัสในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ชนิดของ การเกิดฟอลต์		จำนวนครั้ง/ปี				
		บัส 2	บัส 3	บัส 4	บัส 5	บัส 6
สมมาตร	3 PH	10.44	10.44	10.44	10.44	10.44
ไม่ สมมาตร	SLG	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00
	LL	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87
	LLG	5.32	8.59	5.32	5.32	5.32
รวม		39.63	42.90	39.63	39.63	39.63

เมื่อทำการเปรียบเทียบข้อมูลด้วยวิธีการตามรูปที่ 5 แล้ว จะสามารถคำนวณหาจำนวนครั้งต่อปีของการทำงานที่ผิดปกติของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ติดตั้งอยู่ที่บัสต่างๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากการเกิดฟอลต์แต่ละชนิดได้ โดยผลการคำนวณแสดงในตารางที่ 4 ซึ่งพบว่าที่บัส 3 มีการทำงานที่ผิดปกติของอุปกรณ์ไฟฟ้ามากที่สุด เนื่องจากมีระยะห่างจากแหล่งจ่ายมาก และมีระบบจำหน่ายที่มาเชื่อมต่อหลายจุดมากกว่าบัสอื่น

6. ผลการประมาณค่าความเสียหาย

ค่าความเสียหายจากการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะแต่ละครั้งของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ซึ่งสามารถหาได้จากกระบวนการในข้อ 3 มีค่าตามตารางที่ 5 และเมื่อนำข้อมูลจำนวนครั้งต่อปี ของการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะทั้งที่บัสต่างๆ จากตารางที่ 4 มารวมคำนวณ [6] จะทำให้สามารถประมาณค่าความเสียหายจากการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทต่อปี ได้ตามตารางที่ 6

ตารางที่ 5 ค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทต่อครั้ง

ประเภท ผู้ใช้ไฟฟ้า	ค่าความเสียหายของการเกิด แรงดันตกชั่วขณะ (บาท/ครั้ง)
เชิงพาณิชย์	3,000
อุตสาหกรรม	25,000
รายใหญ่	500,000

ตารางที่ 6 ค่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละบัสแยกตามประเภท

บัส	ค่าความเสียหายของแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะรายปี (บาท)		
	เชิงพาณิชย์	อุตสาหกรรม	รายใหญ่
2, 4, 5, 6	120,000	1,000,000	20,000,000
3	129,000	1,075,000	21,500,000

จะเห็นว่าผู้ใช้ไฟฟ้าที่บัส 3 จะมีค่าความเสียหายมากกว่าที่บัสอื่นๆ โดยเฉพาะกรณีผู้ใช้ไฟฟ้าย่อย จะมีค่าสูงกว่าถึง 1.5 ล้านบาท

7. สรุป

วิธีการประมาณค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นจากแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะที่นำเสนอในบทความวิจัยนี้เป็นแนวทางที่สามารถนำไปใช้ประมาณค่าความเสียหายจากแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ เพื่อเป็นข้อมูลในการวางแผนงานและตัดสินใจในการลงทุนเพื่อปรับปรุงระบบจำหน่ายของผู้จำหน่ายไฟฟ้า หรือใช้ในการพิจารณาเลือกติดตั้งอุปกรณ์สำหรับลดผลกระทบจากการเกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบจำหน่ายได้อย่างคุ้มค่าและเหมาะสมต่อไป

8. กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร ที่ให้การสนับสนุนและช่วยเหลือในการจัดทำบทความนี้ให้สำเร็จลงไปได้ด้วยสมบูรณ์

เอกสารอ้างอิง

- [1] Chimmaya Behera , Abhishek Banik , Jaydeep Nandi , Shiladitya Dey , Galiveeti Hemakumar Reddy and Arup Kumar Goswami , "Assessment of Financial Loss Due to Voltage Sag in an Industrial Distribution System," IEEE 1st International Conference on Energy, Systems and Information Processing (ICESIP), 2019.
- [2] F. Salim, K. M. Nor, D. M. Said, A. A. A. Rahman, "Voltage Sags Cost Estimation for Malaysian Industries," IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), Dec 2014.
- [3] M. Aliakbar-Golkar and Y. Raisee-Gahrooyi, "Stochastic Assessment of Voltage Sags in Distribution Networks," Iranian Journal of Electrical & Electronic Engineering, Vol. 4, 192 No. 4, October. 2008.
- [4] SEMI F47: SPECIFICATION FOR SEMICONDUCTOR PROCESSING EQUIPMENT VOLTAGE SAG IMMUNITY, <http://www.powerqualityworld.com/2011/04/semi-f47semiconduc-tor-voltage-sag.html>
- [5] M. N. Moschakis and N. D. Hatzigiorgiou, "Analytical Calculation and Stochastic Assessment of Voltage Sags," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, No. 3, July 2006.
- [6] Pirjo Heine, Member, IEEE, Pasi Pohjanheimo, Matti Lehtonen, and Erkki Lakervi, "A Method for Estimating the Frequency and Cost of Voltage Sags," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, No. 2, May 2002.

ประวัติการศึกษาและการทำงาน

ชื่อ นามสกุล นายนิติกร เกษพรหม
 วัน เดือน ปีเกิด 28 ธันวาคม 2518
 ภูมิลำเนา อำเภอนครไทย จังหวัดพิษณุโลก

ประวัติการศึกษา

วุฒิการศึกษา	ชื่อสถาบัน	ปีที่สำเร็จการศึกษา
วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี	2542
วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต	จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	2546
บริหารธุรกิจมหาบัณฑิต	มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์	2564

ตำแหน่งและสถานที่ทำงานปัจจุบัน

รองผู้อำนวยการฝ่ายพัฒนาทรัพยากรบุคคล การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ทุนการศึกษา

ทุนสนับสนุนการศึกษาระดับปริญญาเอก ประจำปี 2565 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค