

การประมาณตำแหน่งความผิดพ้องแบบไม่สมมาตรในระบบไฟฟ้าโดยวิธีอิมพีแดนซ์ร่วมกับข้อมูลแจ้ง
เดือนแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์แบบเอเอ็มอาร์



นางสาวณัฐกฤตา ฤทธิรักษ์

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository (CUIR)
are the thesis authors' files submitted through the University Graduate School.

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2560
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

UNSYMMETRICAL FAULT LOCATION ESTIMATION IN POWER SYSTEM USING IMPEDANCE
BASED METHOD AND UNBALANCE VOLTAGE WARNING ALARM DATA FROM AMR
METER



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

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2017

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

การประมาณตำแหน่งความผิดพร่องแบบไม่สมมาตรในระบบไฟฟ้าโดยวิธีอิมพีแดนซ์ร่วมกับข้อมูลแจ้งเตือนแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์แบบเอเอ็มอาร์

โดย

นางสาวณัฐกฤตา ฤทธิ์รักษ์

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ศาสตราจารย์ ดร.วาทิต เบญจพลกุล

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(รองศาสตราจารย์ สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ สุรัชชัย ชัยทัศน์)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(ศาสตราจารย์ ดร.วาทิต เบญจพลกุล)

..... กรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.เชาวนดิศ อัครกุล)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย

(อาจารย์ ดร.ชัยพร เขมะภาคะพันธ์)

5870398421 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS:

NUTKRITA RITRUK: UNSYMMETRICAL FAULT LOCATION ESTIMATION IN POWER SYSTEM USING IMPEDANCE BASED METHOD AND UNBALANCE VOLTAGE WARNING ALARM DATA FROM AMR METER. ADVISOR: PROF. WATIT BENJAPOLAKUL, Ph.D., 86 pp.

This thesis presents a developed impedance based method combined with the voltage unbalance warning alarm data of AMR meter for unsymmetrical fault location estimation in power system. The proposed consist of two steps. In the first step simulate the power distribution system data of Provincial Electricity Authority (PEA) in Lopburi province and asymmetric fault events data by ATP (Alternative Transient Program). The data from the first step estimate the unsymmetrical fault location by the impedance technique. The result of the experiment shows that the estimation fault location using an impedance based method has fault distance error in the range of 0-2 kilometers and the percentage error is not more than 7 %. Because the power distribution system of Provincial Electricity Authority (PEA) is a radial system so these results have many a position. In the last step algorithm uses the voltage unbalance warning alarm data from automatic meter reading (AMR). It is found that the voltage unbalance alarm can reduce the scope of fault location in the power distribution system. When considering the possible location nearby with the line section that the meters have a voltage unbalance alarm. It can reduce the tolerance of fault distance and the maximum percentage error is not more than 4 %. In the case of single line to ground fault, the result is found that some data give the percentage error of fault line section distance higher than the percentage distance error from an impedance based method around 18.60 %, which is the result from distance of line section is divided is too long. Because the AMR meter is installed in the power distribution system is not uniform.

Department: Electrical Engineering Student's Signature

Field of Study: Electrical Engineering Advisor's Signature

Academic Year: 2017

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยความเมตตากรุณาอย่างสูงจาก ศาสตราจารย์ ดร. วาทีต เบญจพลกุล อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ที่ได้ให้คำแนะนำต่างๆอันเป็นประโยชน์ยิ่งต่อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ และให้การสนับสนุนการวิจัยอย่างดีตลอดมา ทำให้นิสิตเข้าใจทั้งในภาคทฤษฎี และภาคปฏิบัติอย่างดียิ่ง ผู้วิจัยขอขอบพระคุณไว้ ณ ที่นี้

ขอขอบคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์ ประธานกรรมการการสอบวิทยานิพนธ์ รองศาสตราจารย์ ดร. เขวณิศ อัสวกุล และ ดร.ชัยพร เขมะภะตะพันธ์ กรรมการการสอบวิทยานิพนธ์ ที่ได้สละเวลาตรวจสอบ ให้คำแนะนำ เพื่อให้ผู้วิจัยเรียนรู้ และเข้าใจรายละเอียดของวิทยานิพนธ์อย่างชัดเจน ครบถ้วนทุกประเด็น และขอขอบพระคุณอาจารย์ทุกท่านที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้ จนผู้วิจัยมีความรู้ ความความสามารถในการนำความรู้มาประยุกต์ใช้ทำวิจัยครั้งนี้

ขอขอบคุณทุนโครงการความร่วมมือทางวิชาการระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กับ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย สำหรับการสนับสนุนด้านทุนวิจัยตลอดการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ขอขอบคุณภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย สำหรับประสบการณ์ดีๆ ทั้งทางด้านวิชาการ ด้านสังคม และอื่นๆแก่ข้าพเจ้า

ขอขอบคุณพี่ๆ เพื่อนๆ น้องๆ ร่วมอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ และในห้องปฏิบัติการวิจัยโทรคมนาคม ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สำหรับความช่วยเหลือ คำปรึกษา และความมีน้ำใจช่วยเหลือซึ่งกันและกัน จนทำให้ผู้วิจัยสามารถทำวิทยานิพนธ์ได้สำเร็จสมบูรณ์

สุดท้ายนี้ขอพระคุณบิดามารดา และครอบครัวเป็นอย่างสูงที่คอยให้ความช่วยเหลือในทุกๆด้าน และคอยให้กำลังใจแก่ผู้วิจัยตลอดมา

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญรูป.....	ญ
สารบัญตาราง.....	ฎ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 แนวเหตุผลในการทำวิทยานิพนธ์.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์.....	2
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์.....	2
1.4 วิธีการดำเนินงาน.....	2
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	3
1.6 เนื้อหาในวิทยานิพนธ์.....	3
บทที่ 2 ความรู้พื้นฐานและหลักการเกี่ยวข้อง.....	5
2.1 ความผิดพร่องในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	5
2.1.1 การวิเคราะห์ความผิดพร่องแบบไม่สมมาตร.....	6
2.1.2 สาเหตุการเกิดความผิดพร่องในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	9
2.2 การคำนวณค่าเฟสเซอร์โดยใช้ดิครีทฟูเรียร์ทรานฟอร์ม (Discrete Fourier Transform).....	10
2.3 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประมาณตำแหน่งความผิดพร่องในระบบไฟฟ้า.....	10
2.3.1 วิธีการใช้ค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance based method) [5].....	11
2.3.2 วิธีการใช้คลื่นจร (Travelling waves-based method) [9, 10].....	18
2.3.3 วิธีการใช้ฐานความรู้ (Knowledge based method) [10, 11].....	18

2.3.4 วิธีการผสมผสาน (Hybrid method).....	18
2.4 การประยุกต์การสื่อสารและมิเตอร์สำหรับการจัดการไฟฟ้าดับ	21
2.5 การหาค่าความสัมพันธ์ของมิเตอร์เอเอ็มอาร์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	27
บทที่ 3 วิธีดำเนินการและการออกแบบระบบ	29
3.1 ภาพรวมของระบบ	29
3.2 การสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า	30
3.3 การประมาณตำแหน่งความผิดปกติในระบบไฟฟ้า.....	34
3.4 การใช้ข้อมูลความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์แบบเอเอ็มอาร์.....	37
3.5 การตรวจสอบสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล.....	40
3.6 การประเมินผลการทดสอบ [5].....	49
บทที่ 4 การทดสอบและการวิเคราะห์ผล.....	50
4.1 การทดสอบฟังก์ชันการประมาณตำแหน่งความผิดปกติโดยใช้วิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์.....	50
4.2 การทดสอบฟังก์ชันการระบุสายย่อยที่มีเตอร์มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล	52
4.3 การทดสอบฟังก์ชันการระบุสายย่อยที่เกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	53
4.4 การทดสอบความสัมพันธ์ค่าความต้านทานความผิดปกติในระบบไฟฟ้า	55
4.5 การทดสอบการประมาณตำแหน่งความผิดปกติเมื่อมีการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์	57
4.5.1 การทดสอบขนาดของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์.....	58
4.5.2 การทดสอบสถานที่ติดตั้งของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์	60
4.6 การทดสอบระบบรวมทั้งหมด	62
4.7 การทดสอบการระบุสายย่อยที่เกิดความผิดปกติเมื่อพิจารณาเฉพาะสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล.....	76
บทที่ 5 สรุปผล.....	80

5.1 บทสรุป	80
5.2 ข้อเสนอแนะ	81
5.3 ข้อดี	81
5.4 ข้อเสีย	81
รายการอ้างอิง	83
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์	86



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญรูป

รูปที่ 2-1 ความผิดปกติพ่วงแบบสมมาตร (SYMMETRICAL FAULT).....	6
รูปที่ 2-2 ความผิดปกติพ่วงแบบไม่สมมาตร (UNSYMMETRICAL FAULT).....	6
รูปที่ 2-3 แสดงองค์ประกอบสมมาตรแต่ละลำดับ	8
รูปที่ 2-4 วงจรสมมูลการค้นหาตำแหน่งความผิดปกติพ่วงในระบบไฟฟ้า	12
รูปที่ 2-5 วงจรความผิดปกติพ่วงแบบเฟสเดียวลงดิน	16
รูปที่ 2-6 วงจรข่ายตามลำดับความผิดปกติพ่วงแบบเฟสเดียวลงดินที่มองจากปลายวัดด้าน S	16
รูปที่ 2-7 วงจรข่ายตามลำดับความผิดปกติพ่วงแบบเฟสเดียวลงดินที่มองจากปลายวัดด้าน R	16
รูปที่ 2-8 แผนผังการจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 134 โหนด	20
รูปที่ 2-9 สมาร์ทมิเตอร์.....	22
รูปที่ 2-10 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสมาร์ทมิเตอร์	23
รูปที่ 2-11 โครงสร้างการสื่อสารของมิเตอร์อ่านหน่วยอัตโนมัติ.....	24
รูปที่ 2-12 ตัวอย่างข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า	25
รูปที่ 2-13 กระบวนการทำงานโดยการวิเคราะห์ข้อมูลสถานะ ALARM LOG จากมิเตอร์ AMR....	26
รูปที่ 2-14 กระบวนการทำงานโดยการวิเคราะห์ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบฐานข้อมูล ของ AMR	27
รูปที่ 3-1 ภาพรวมการทำงานของระบบ	29
รูปที่ 3-2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้ายาลพบุรี 1.....	30
รูปที่ 3-3 รายละเอียดข้อมูลสายส่งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	32
รูปที่ 3-4 แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ใช้ศึกษาการประมาณตำแหน่งความผิดปกติพ่วงใน ระบบไฟฟ้า	33
รูปที่ 3-5 แบบจำลองความผิดปกติพ่วงแบบไม่สมมาตรประเภทต่างๆ	34
รูปที่ 3-6 แผนผังการประมาณตำแหน่งความผิดปกติพ่วงในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	35

รูปที่ 3-7 ระบบไฟฟ้าจากงานวิจัยที่ประยุกต์ให้สามารถวิเคราะห์โดยละเอียดผลการเหนี่ยวนำร่วม บนวงจร	36
รูปที่ 3-8 ระบบไฟฟ้าจากงานวิจัยที่สำหรับทดสอบที่ระดับแรงดัน 22 kV	37
รูปที่ 3-9 ข้อมูลย้อนหลังแรงดันไฟฟ้าจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์	38
รูปที่ 3-10 แผนผังขั้นตอนการสร้างสัญญาณเสมือนสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่ สมดุล	39
รูปที่ 3-11 ตัวอย่างสัมพันธ์สัทสัมพันธ์ของมิเตอร์เอเอ็มอาร์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 40	
รูปที่ 3-12 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าลพบุรี 1 ฟีดเดอร์ 3	41
รูปที่ 3-13 แผนผังการระบุสายย่อยที่มีเตอร์แจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล	45
รูปที่ 3-14 แผนผังการระบุสายย่อยที่เกิดความผิดปกติร้องขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	47
รูปที่ 4-1 ผลการพิจารณาค่าความคลาดเคลื่อนของความผิดปกติแบบไม่สมมาตร ทั้ง 3 กรณี 57	
รูปที่ 4-2 การทดสอบขนาดของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	60
รูปที่ 4-3 การทดสอบขนาดของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	62
รูปที่ 4-4 สัญญาณแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าขณะเกิดความผิดปกติแบบเฟสเดียวลงดิน ...	64
รูปที่ 4-5 สัญญาณแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าขณะเกิดความผิดปกติแบบสองเฟส	64
รูปที่ 4-6 สัญญาณแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าขณะเกิดความผิดปกติแบบสองเฟสลงดิน	65
รูปที่ 4-7 ตัวอย่างแผนผังระบบจำหน่ายไฟฟ้าสถานีลพบุรี 1 ฟีดเดอร์ 3	69
รูปที่ 4-8 ตัวอย่างการระบุขอบเขตพื้นที่ที่มีเตอร์แจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล	70

สารบัญตาราง

ตารางที่ 2-1	รูปแบบและโอกาสการเกิดความผิดพลาดแบบไม่สมมาตร	7
ตารางที่ 2-2	การเลือกคู่แรงดันและกระแสไฟฟ้าตามประเภทความผิดพลาด	12
ตารางที่ 2-3	ตารางสรุปข้อดี - ข้อเสียของวิธีการระบุตำแหน่งความผิดพลาด	21
ตารางที่ 2-4	ตารางเปรียบเทียบมิตเตอร์ธรรมดา กับ สมาร์ตมิเตอร์	22
ตารางที่ 3-1	ค่าพารามิเตอร์ของสถานีไฟฟ้า	31
ตารางที่ 3-2	ค่าพารามิเตอร์ของสายส่งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	31
ตารางที่ 3-3	ค่าพารามิเตอร์ของระบบไฟฟ้า	36
ตารางที่ 3-4	ตัวอย่างการคำนวณหาค่าระยะทางรวมของสายย่อย	42
ตารางที่ 3-5	ข้อมูลสายย่อยในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	42
ตารางที่ 4-1	ผลการทดสอบโดยใช้ข้อมูลระบบไฟฟ้าจากงานวิจัยที่ 1	51
ตารางที่ 4-2	ผลการทดสอบโดยใช้ข้อมูลระบบไฟฟ้าจากงานวิจัยที่ 2	52
ตารางที่ 4-3	การพิจารณาค่าความคลาดเคลื่อน ในกรณีความผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดิน	56
ตารางที่ 4-4	การพิจารณาค่าความคลาดเคลื่อน ในกรณีความผิดพลาดแบบสองเฟส	56
ตารางที่ 4-5	การพิจารณาค่าความคลาดเคลื่อน ในกรณีความผิดพลาดแบบสองเฟสลงดิน	56
ตารางที่ 4-6	ผลการทดสอบขนาดเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์	59
ตารางที่ 4-7	ผลการทดสอบสถานที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์	61
ตารางที่ 4-8	ผลการทดสอบการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดิน	65
ตารางที่ 4-9	ผลการทดสอบการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดแบบสองเฟส	67
ตารางที่ 4-10	ผลการทดสอบการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดแบบสองเฟสลงดิน	68
ตารางที่ 4-11	ผลการทดสอบการใช้ข้อมูลแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล กรณีความผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดิน	71
ตารางที่ 4-12	ผลการทดสอบการใช้ข้อมูลแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล กรณีความผิดพลาดแบบสองเฟส	74

ตารางที่ 4-13 ผลการทดสอบการใช้ข้อมูลแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล กรณีความผิด
 พ้องแบบสองเฟสลงดิน.....75

ตารางที่ 4-14 ผลการทดสอบการระบุสายย่อยที่เกิดความผิดพ้องในระบบไฟฟ้า78

ตารางที่ 4-15 สรุปผลการเปรียบเทียบความสามารถของงานวิจัยก่อนหน้าี้กับงานวิจัยที่
 นำเสนอ.....79



บทที่ 1

บทนำ

1.1 แนวเหตุผลในการทำวิทยานิพนธ์

ในการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งรับกระแสไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยจำหน่ายไฟฟ้าในระบบสายส่ง 115 kV และระบบจำหน่ายระดับแรงดัน 33 kV และ 22 kV นั้น ความมั่นคงของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นตัวชี้วัดคุณภาพของไฟฟ้าตามสถิติการเกิดเหตุขัดข้องกระแสไฟฟ้าดับ [1] โดยทั่วไปมากกว่า 80% ของเหตุขัดข้องกระแสไฟฟ้าดับมาจากการเกิดความผิดปกติ (Fault) หรืออุปกรณ์ชำรุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ปัจจุบันเมื่อเกิดเหตุขัดข้องกระแสไฟฟ้าดับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะรับข้อมูลการแจ้งเหตุขัดข้องกระแสไฟฟ้าดับจากศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟ (SCADA) และจากผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งในส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้ายิ่งใหญ่ เช่น โรงงานอุตสาหกรรม ห้างสรรพสินค้า โรงพยาบาล และสถานที่ราชการ เป็นต้น การแจ้งเหตุขัดข้องกระแสไฟฟ้าดับยังสามารถแจ้งเหตุกับพนักงานในโครงการบริหารลูกค้ารายสำคัญ (Key account management) ซึ่งเป็นอีกช่องทางหนึ่งในการแจ้งเหตุขัดข้องกระแสไฟฟ้าดับ โดยที่ความแม่นยำของตำแหน่งการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า ขึ้นอยู่กับข้อมูลที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถระบุพื้นที่เกิดเหตุขัดข้องได้เพียงพื้นที่กว้างๆ เท่านั้น ส่งผลให้ผู้ปฏิบัติงานแก้ไขเหตุขัดข้องต้องเสียเวลาอย่างมากเพื่อค้นหาตำแหน่งความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า

เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้ายิ่งใหญ่มีการใช้ไฟฟ้าในปริมาณมาก หากช่วงระยะเวลาเกิดเหตุขัดข้องกระแสไฟฟ้าดับมีระยะเวลานาน จะส่งผลให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสูญเสียรายได้อันเนื่องมาจากการขายไฟฟ้าและสูญเสียเงินชดเชยให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงระยะเวลาไฟฟ้าดับ รวมถึงผู้ใช้ไฟฟ้ายิ่งใหญ่จะสูญเสียรายได้อันเนื่องมาจากความเสียหายของสินค้าในกระบวนการผลิต และการให้บริการต่างๆ ซึ่งการแก้ไขปัญหาค่าความผิดปกติในหลายๆ ครั้งยังไม่สามารถทำได้อย่างมีประสิทธิภาพ เนื่องจากไม่ทราบตำแหน่งที่แม่นยำของความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังนั้น การมีระบบที่สามารถระบุตำแหน่งของการเกิดความผิดปกติ และตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันที่ทำงานเมื่อเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า จึงมีความสำคัญเพื่อช่วยเพิ่มสมรรถนะการทำงานให้กับระบบจัดการแก้ไขเหตุขัดข้องกระแสไฟฟ้าดับของศูนย์แก้กระแสไฟฟ้าขัดข้อง จะส่งผลให้ระยะเวลาปฏิบัติงานแก้ไขเหตุขัดข้องกระแสไฟฟ้าดับมีความรวดเร็วขึ้นและเพิ่มประสิทธิภาพระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้มีความมั่นคงมากขึ้น

1.2 วัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์

- 1) เพื่อศึกษาพัฒนา และประยุกต์อัลกอริทึมสำหรับการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- 2) เพื่อศึกษาการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้มีความแม่นยำมากขึ้น
- 3) เพื่อลดขอบเขตพื้นที่การตรวจสอบสาเหตุ และตำแหน่งความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้แคบลง

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

- 1) พิจารณาเฉพาะความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบไม่สมมาตร ได้แก่ ความผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดิน ความผิดพลาดสองเฟส และความผิดพลาดสองเฟสลงดิน
- 2) พิจารณาเฉพาะผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ที่ติดตั้งมิเตอร์อ่านหน่วยอัตโนมัติ (AMR) และพิจารณา ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับ 22 kV เท่านั้น
- 3) พิจารณาเฉพาะข้อมูลแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล (Voltage unbalance alarm) จากมิเตอร์แบบเอเอ็มอาร์
- 4) พิจารณาพื้นที่ดำเนินการศึกษาอยู่ภายใต้ความรับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดลพบุรี
- 5) เพื่อศึกษาคุณลักษณะแรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้าในสภาวะปกติและในสภาวะเกิดความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้การจำลองผ่านโปรแกรม Alternative Transients Program (ATP)

1.4 วิธีการดำเนินงาน

- 1) กำหนดวัตถุประสงค์และขอบเขตของการวิจัย
- 2) ศึกษางานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับการค้นหาตำแหน่งความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า
- 3) ศึกษาข้อจำกัดของการสื่อสารระหว่างมิเตอร์กับมิเตอร์และศูนย์กลางข้อมูล (Data center) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
- 4) ศึกษาวิธีการและทดลองใช้โปรแกรม Alternative Transients Program (ATP) เพื่อสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าและจำลองการเกิดความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า โดยใช้ข้อมูลแบบจำลองระบบไฟฟ้าจากงานวิจัยก่อนหน้า ข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในพื้นที่จังหวัดลพบุรี

- 5) ทดลองการใช้โปรแกรม Alternative Transients Program (ATP) เพื่อสร้างแบบจำลองการเกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้ข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในพื้นที่จังหวัดลพบุรี
- 6) นำข้อมูลที่ได้จากการจำลองการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้ามาคำนวณค้นหาตำแหน่งความผิดปกติในระบบไฟฟ้าโดยใช้เทคนิคการหาค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance based method) พร้อมทั้งตรวจสอบความถูกต้องของผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณว่ามีความแม่นยำมากน้อยเพียงใด
- 7) นำเอาลักษณะเด่นและวิธีการค้นหาตำแหน่งความผิดปกติในแต่ละแบบมาวิเคราะห์เพื่อพัฒนาอัลกอริทึมสำหรับค้นหาตำแหน่งความผิดปกติโดยใช้สัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติเพื่อลดขอบเขตในการค้นหาตำแหน่งความผิดปกติที่ได้จากการใช้เทคนิคการหาค่าอิมพีแดนซ์ ซึ่งเป็นการเสริมให้ระบบมีความแม่นยำมากขึ้น
- 8) ตรวจสอบค่าความผิดพลาดของตำแหน่งความผิดปกติที่คำนวณได้จากอัลกอริทึมกับตำแหน่งความผิดปกติที่เกิดขึ้นจริงในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในพื้นที่จังหวัดลพบุรี
- 9) ปรับปรุงข้อผิดพลาดในการจำลองระบบดังกล่าวให้มีความแม่นยำมากขึ้น
- 10) วิเคราะห์และสรุปผลการทดสอบของงานวิจัย
- 11) เรียบเรียงผลงานวิจัยและนำเสนอคณะกรรมการต่อไป

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1) อัลกอริทึมที่พัฒนาสามารถช่วยให้ผู้ปฏิบัติงานแก้กระแสไฟฟ้าขัดข้องทราบถึงตำแหน่งของความผิดปกติในระบบไฟฟ้าได้แม่นยำ
- 2) อัลกอริทึมที่พัฒนาสามารถช่วยลดเวลาการค้นหาตำแหน่งความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- 3) อัลกอริทึมที่พัฒนาจะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพตรวจสอบความผิดปกติของมิเตอร์เอเอ็มอาร์
- 4) อัลกอริทึมที่พัฒนาจะช่วยลดการสูญเสียรายได้ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากเหตุขัดข้องไฟฟ้าดับ

1.6 เนื้อหาในวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้แบ่งออกเป็น 5 บท โดยแต่ละบทมีเนื้อหาดังนี้

- บทที่ 1 บทนำ ในบทนี้กล่าวถึงแนวเหตุผลในการทำวิทยานิพนธ์, วัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์, ขอบเขตของวิทยานิพนธ์, วิธีการดำเนินงาน, ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ และส่วนเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ที่จะกล่าวถึงในบทต่อไป
- บทที่ 2 ความรู้พื้นฐานและหลักการที่เกี่ยวข้อง ในบทนี้อธิบายถึง ความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า, การคำนวณหาค่าเฟสเซอร์โดยใช้ดิคริทฟูเรียร์ทรานฟอร์ม, งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประมาณตำแหน่งความผิดปกติในระบบไฟฟ้า และการประยุกต์การสื่อสารและมิเตอร์สำหรับการจัดการไฟฟ้าดับ
- บทที่ 3 การออกแบบ และพัฒนาระบบ ในบทนี้อธิบายถึง ภาพรวมของระบบ, วิธีการสร้างจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า, วิธีการประมาณตำแหน่งความผิดปกติในระบบไฟฟ้า และวิธีการใช้ข้อมูลการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์
- บทที่ 4 การทดสอบ และวิเคราะห์ผล ในบทนี้กล่าวถึง การทดสอบการทำงานของอัลกอริทึมส่วนต่างๆของการประมาณตำแหน่งความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ร่วมกับการใช้ข้อมูลการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์ การวิเคราะห์ประสิทธิภาพของระบบประมาณการตำแหน่งความผิดปกติที่พัฒนาขึ้นมา รวมถึงการวิเคราะห์ผลกระทบการประมาณตำแหน่งความผิดปกติในระบบไฟฟ้า เมื่อมีการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- บทที่ 5 บทสรุป ในบทนี้กล่าวถึง บทสรุปในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ และข้อเสนอแนะสำหรับนำไปพัฒนางานวิจัยต่อไป

บทที่ 2

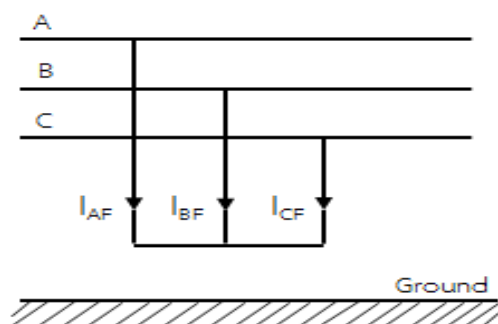
ความรู้พื้นฐานและหลักการเกี่ยวข้อง

2.1 ความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

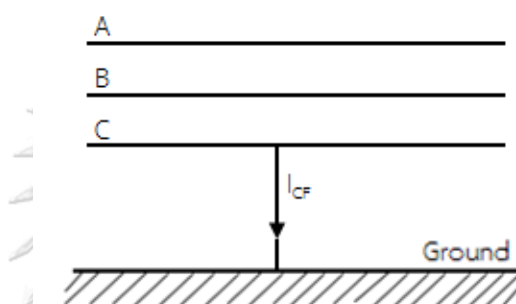
ปัจจุบันการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นองค์กรที่รับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เพื่อจำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นแบบระบบสมดุลง 3 เฟส โดยจำหน่ายไฟฟ้าในระบบสายส่ง 115 kV และระบบจำหน่ายระดับแรงดัน 33 kV และ 22 kV หากระบบไฟฟ้าเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบสายส่ง และระบบจำหน่าย ซึ่งเงื่อนไขต่างๆ เหล่านี้เป็นสาเหตุของความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า เช่น การสูญเสียความเป็นฉนวนของสายส่งและอุปกรณ์ การเกิดวาทไฟตามผิวของลูกถ้วย (Flashover) เนื่องจากฟ้าผ่า หรืออุปกรณ์ในระบบเกิดความผิดปกติในการทำงานเมื่อความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งจะก่อให้เกิดความเสียหายต่อสายส่งและอุปกรณ์ต่างๆ เกิดความสูญเสียทั้งภาคธุรกิจ และในภาคอุตสาหกรรม รวมถึงการสูญเสียความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ดังนั้นเพื่อให้ระบบไฟฟ้ากำลังสามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ และลดความเสียหายที่คาดว่าจะเกิดขึ้นกับอุปกรณ์ไฟฟ้า จึงจำเป็นต้องมีระบบป้องกันที่สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพและเชื่อถือได้

ในระบบไฟฟ้ากำลัง ความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบสายส่ง และระบบจำหน่ายไฟฟ้า ส่วนใหญ่เป็นความผิดปกติแบบลัดวงจร (Short circuit fault) ซึ่งเป็นการลัดวงจรของสายส่ง หรืออุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า ซึ่งอาจเกิดการสัมผัสกันระหว่างคู่เฟส หรือระหว่างเฟสใดเฟสหนึ่งลงกราวด์ [2] โดยแบ่งประเภทของความผิดปกติออกเป็น 2 ประเภทดังนี้

- 1) ความผิดปกติแบบสมมาตร (Symmetrical fault) คือความผิดปกติ 3 เฟส (Three phase fault) เช่น กิ่งไม้พาดสายไฟฟ้าทั้งสามเฟส เป็นต้น ซึ่งความผิดปกตินี้มีความรุนแรงมากแต่โอกาสเกิดขึ้นน้อย ดังแสดงในรูปที่ 2-1
- 2) ความผิดปกติแบบไม่สมมาตร (Unsymmetrical fault) คือความผิดปกติใดที่เกิดขึ้นกับเฟสใดๆ เช่น สายไฟฟ้าขาดลงพื้น หรือกิ่งไม้พาดสายไฟฟ้า 1 เส้น เป็นต้น ซึ่งส่งผลให้ขนาดและมุมของกระแสหรือแรงดันในระบบไม่ต่างเฟสกัน 120° ดังแสดงในรูปที่ 2-2



รูปที่ 2-1 ความผิดปกติพร้อมแบบสมมาตร (SYMMETRICAL FAULT)



รูปที่ 2-2 ความผิดปกติพร้อมแบบไม่สมมาตร (UNSYMMETRICAL FAULT)

2.1.1 การวิเคราะห์ความผิดปกติพร้อมแบบไม่สมมาตร

ในการศึกษาความผิดปกติ จุดประสงค์ของการวิเคราะห์ความผิดปกติในระบบไฟฟ้านั้น คือเพื่อเป็นข้อมูลสำหรับวิเคราะห์หากระแสความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า เพื่อใช้ในพิจารณาประมาณตำแหน่งความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และเป็นข้อมูลประกอบการพิจารณาเลือกอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าได้อย่างถูกต้องเหมาะสม เช่น เบรกเกอร์ ฟิวส์ หรือรีเลย์ เป็นต้น โดยความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าส่วนใหญ่จะเป็นความผิดปกติพร้อมแบบไม่สมมาตร สามารถแบ่งออกเป็น

- 1) ความผิดปกติพร้อมเฟสเดียวลงดิน (Single line to ground fault) คือ ความผิดปกติพร้อมระหว่างสายเฟสลงดิน
- 2) ความผิดปกติพร้อมสองเฟส (Line to line fault) คือ ความผิดปกติพร้อมระหว่างสายเฟสด้วยกัน
- 3) ความผิดปกติพร้อมสองเฟสลงดิน (Double line to ground fault) คือ ความผิดปกติพร้อมระหว่างสองสายเฟสลงดิน

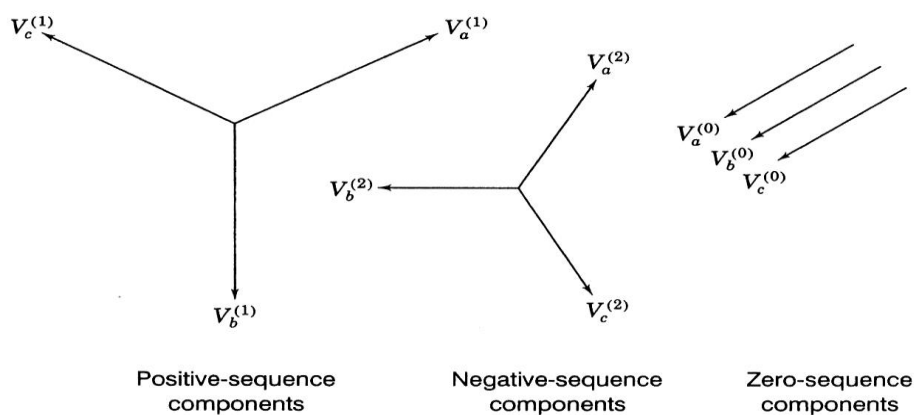
โดยที่รูปแบบและโอกาสของการเกิดความผิดปกติพร้อมแบบไม่สมมาตรในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น ดังแสดงในตารางที่ 2-1

ตารางที่ 2-1 รูปแบบและโอกาสการเกิดความผิดปกติแบบไม่สมมาตร

รูปแบบของความผิดปกติแบบไม่สมมาตร	โอกาสการเกิดความผิดปกติ (%)
1. ความผิดปกติเฟสเดียวลงดิน	70
2. ความผิดปกติสองเฟส	15
3. ความผิดปกติสองเฟสลงดิน	10

เมื่อเกิดความผิดปกติแบบไม่สมมาตรขึ้นในระบบไฟฟ้า จะส่งผลให้เกิดกระแสไม่สมดุลไหลเข้าในระบบไฟฟ้า ซึ่งการแก้ปัญหาของความผิดปกติแบบไม่สมมาตร ไม่สามารถทำได้เหมือนความผิดปกติแบบสมมาตร เนื่องจากเวลาเกิดความผิดปกติแบบไม่สมมาตรนี้ ค่าขนาดของกระแสไฟฟ้าแต่ละเฟสไม่เท่ากัน และมุมต่างเฟสจะไม่ต่างกัน 120° ส่งผลให้การแก้ปัญหาค่อนข้างยากมาก [3] ดังนั้นการวิเคราะห์ความผิดปกติแบบไม่สมมาตร จึงได้ใช้หลักการขององค์ประกอบสมมาตร (Symmetrical component) โดยหลักการขององค์ประกอบสมมาตร คือ การแก้ระบบ 3 เฟสที่ไม่สมดุลให้อยู่ในส่วนประกอบย่อยที่สมดุล ซึ่งประกอบไปด้วย ลำดับบวก (Positive -sequence) ลำดับลบ (Negative -sequence) และลำดับศูนย์ (Zero -sequence)

- องค์ประกอบลำดับบวก (Positive – sequence components) เป็นส่วนประกอบที่ประกอบด้วย 3 เฟส ที่มีขนาดเท่ากันทั้ง 3 เฟส และมีมุมต่างเฟสต่างกัน 120° มีลำดับเฟสเหมือนเฟสเซอร์เดิม (Original phasor)
- องค์ประกอบลำดับลบ (Negative – sequence components) เป็นส่วนประกอบที่ประกอบด้วย 3 เฟส ที่มีขนาดเท่ากันทั้ง 3 เฟส และมีมุมต่างเฟสต่างกัน 120° มีลำดับเฟสตรงกันข้ามเฟสเซอร์เดิม (Original phasor)
- องค์ประกอบลำดับศูนย์ (Zero – sequence components) เป็นส่วนประกอบที่ประกอบด้วย 3 เฟส ที่มีขนาดเท่ากันทั้ง 3 เฟส และมีมุมต่างเฟสเท่ากันเท่ากับศูนย์ (มีทิศทางกระแสไหลไปไหนทางเดียวกัน)



รูปที่ 2-3 แสดงองค์ประกอบสมมาตรแต่ละลำดับ

โดยที่แต่ละเฟสเซอร์เดิมที่ไม่สมดุล จะเป็นผลบวกของส่วนประกอบย่อยของตัวเอง ซึ่งสามารถแสดงเฟสเซอร์เดิมในเทอมส่วนประกอบย่อยดังนี้

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad (2.1)$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \quad (2.2)$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \quad (2.3)$$

จากสมการ (2.1), (2.2), และ (2.3) สามารถเขียนให้อยู่ในองค์ประกอบสมมาตรเฟสเดียวเป็น

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad (2.4)$$

$$V_b = a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0} \quad (2.5)$$

$$V_c = a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0} \quad (2.6)$$

เขียนในรูปเมตริกซ์จะได้

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

โดยที่ a แทนการหมุนของมุม 120° ในทิศทวนเข็มนาฬิกา

$$a = 1 \angle 120^\circ \text{ หรือ } e^{j\frac{2\pi}{3}}$$

จากสมการ (2.7) จะได้อ่างค์ประกอบสมมาตร (Symmetrical component) คือ

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

ทำนองเดียวกัน ค่ากระแสจะมีค่าเท่ากับ

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

โดยที่ V_a, V_b, V_c คือ แรงดันไฟฟ้าระหว่างเฟสกับนิวตรอน
 V_{a1}, V_{a2}, V_{a0} คือ ค่าองค์ประกอบลำดับบวก ลำดับลบ และลำดับศูนย์
 ที่แสดงนี้เป็นแรงดันที่เฟส A
 I_a, I_b, I_c คือ กระแสไฟฟ้าระหว่างเฟสกับนิวตรอน
 $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$ คือ ตัวโอเปอเรเตอร์สำหรับเลื่อนเฟส (Phase-shift)

2.1.2. สาเหตุการเกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

โดยทั่วไปปัจจัยที่เป็นสาเหตุของการเกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น ส่วนใหญ่มีปัจจัยดังต่อไปนี้

- สภาพอากาศ และสิ่งแวดล้อม อาจเกิดจากฝนตก พายุคะนอง ฟ้าผ่าลงสายส่งหรืออุปกรณ์ไฟฟ้า ต้นไม้ล้มทับสายส่งไฟฟ้า หรือไฟป่า เป็นต้น
- เหตุขัดข้องทางเทคนิค อาจเกิดจากเหตุขัดข้องทางระบบไฟฟ้า เกิดการลัดวงจรในระบบไฟฟ้า หรืออุปกรณ์ในระบบสายส่งมีความผิดปกติ เช่น ลูกถ้วยแตกร้าว กับดักเสิร์จ เป็นต้น
- เกิดจากสัตว์ต่างๆ มีสัตว์หลายชนิดที่เป็นสาเหตุให้เกิดเหตุขัดข้องกระแสไฟฟ้าดับ เช่น นก กระรอก และงู เป็นต้น
- การกระทำของคน อาจเกิดจากความประมาท ความไม่เข้าใจในสำคัญของระบบไฟฟ้า เช่น การขับรถโดยประมาทเป็นสาเหตุให้เสาไฟฟ้าโค่นล้ม การตัดต้นไม้ใกล้แนวสายไฟฟ้า การเผาไร่ เผาป่าใกล้แนวสายไฟฟ้า เป็นต้น

2.2 การคำนวณหาค่าเฟสเซอร์โดยใช้ดิสครีตฟูเรียร์ทรานฟอร์ม (Discrete Fourier Transform)

ดิสครีตฟูเรียร์ทรานฟอร์ม (Discrete Fourier Transform) เป็นเทคนิคการวิเคราะห์สัญญาณที่ได้จากการวัด (Measurement) ซึ่งมีลักษณะเป็นฟังก์ชันแบบปิด และเป็นลักษณะที่เป็นจุดๆ (Discrete) สัญญาณลักษณะนี้จะอยู่ในรูปของลำดับตัวเลข ซึ่งเรียกว่าสัญญาณแบบไม่ต่อเนื่อง โดยดิสครีตฟูเรียร์ทรานฟอร์มได้นำมาใช้เพื่อหาค่าเฟสเซอร์ของสัญญาณแรงดันไฟฟ้า และกระแสไฟฟ้า เพื่อแยกส่วนประกอบของสัญญาณออกเป็นสัญญาณที่เป็นส่วนจริง และสัญญาณที่เป็นส่วนจินตภาพ โดยมีสมการดังต่อไปนี้ [4]

$$X_{Re}^r = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k \cos \frac{2\pi}{N} k + \cos 2\pi(X_N - X_0) \quad (2.10)$$

$$X_{Im}^r = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k \sin \frac{2\pi}{N} k + \sin 2\pi(X_N - X_0) \quad (2.11)$$

โดยที่ X_{Re}^r คือ ส่วนประกอบของสัญญาณที่เป็นส่วนจริงที่ตำแหน่ง r
 X_{Im}^r คือ ส่วนประกอบของสัญญาณที่เป็นส่วนจินตภาพที่ตำแหน่ง r
 x_k คือ สัญญาณขาเข้าที่ตำแหน่ง k
 N คือ จำนวนข้อมูลในหนึ่งคาบสัญญาณ

จากนั้นคำนวณหามุมของเฟสเซอร์ของสัญญาณได้ดังสมการ (2.12)

$$\theta_r = \tan^{-1} \left(\frac{X_{Re}^r}{X_{Im}^r} \right) \quad (2.12)$$

2.3 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า

ปัจจุบันมีงานวิจัยที่พัฒนา และประยุกต์วิธีการค้นหาตำแหน่งของความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า ซึ่งมีเทคนิคการค้นหาตำแหน่งความผิดพลาดที่มีความแม่นยำหลากหลายวิธี สามารถแบ่งออกเป็นวิธีใหญ่ๆ ดังนี้

- 1) วิธีการใช้ค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance based method)
- 2) วิธีการใช้คลื่นจร (Travelling waves-based method)

3) วิธีกรใช้ฐานความรู้ (Knowledge based method)

4) วิธีกรผสมผสาน (Hybrid method)

2.3.1 วิธีกรใช้ค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance based method) [5]

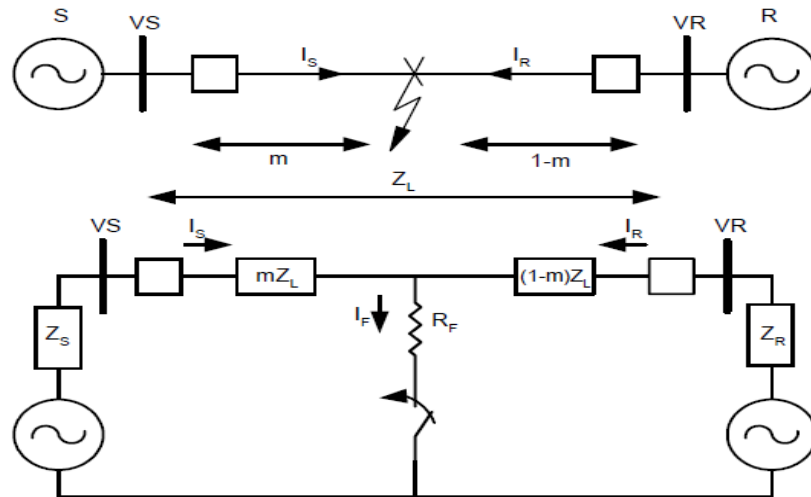
วิธีกรใช้ค่าอิมพีแดนซ์นี้ ใช้หลักการคำนวณค่าอิมพีแดนซ์จากแรงดันไฟฟ้า และกระแสไฟฟ้าที่วัดได้จากต้นทาง ซึ่งจะถูกวัดจากอุปกรณ์ต่างๆที่ติดตั้งในสถานีไฟฟ้า รวมทั้งติดตั้งในระบบไฟฟ้า เช่น รีเลย์ รีโคสเซอร์ และอุปกรณ์บันทึกความผิดพลาด เป็นต้น จากนั้นจะนำค่าอิมพีแดนซ์ที่คำนวณได้เปรียบเทียบกับค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่งในระบบไฟฟ้า โดยอาศัยความสัมพันธ์เชิงเส้นระหว่างระยะทาง กับค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่งต่อความยาวหนึ่งหน่วยของสาย เพื่อค้นหาตำแหน่งความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าต่อไป [4] โดยปัจจัยที่มีผลต่อความแม่นยำในการค้นหาตำแหน่งนั้น มีดังต่อไปนี้

- ผลของกระแสไหลต ณ.ตำแหน่งเกิดความผิดพลาด และค่าความต้านทานความผิดพลาด (Fault resistance)
- ความผิดพลาดจากการแยกแยะชนิดของความผิดพลาด
- ความไม่แน่นอนของค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ เนื่องจากผลของการเปลี่ยนแปลงค่าความต้านทานจำเพาะของดิน
- ความผิดพลาดจากการวัดรูปคลื่นแรงดัน และกระแส ซึ่งอาจไม่ละเอียดพอในการแปลงผันคลื่นจากอนาลอกเป็นดิจิตอล (Analog to digital converter)

วิธีกรใช้ค่าอิมพีแดนซ์นี้ เป็นวิธีกรดำเนินการที่ง่าย ไม่ซับซ้อน และประหยัด ซึ่งไม่จำเป็นต้องติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมในการวิเคราะห์หาตำแหน่งความผิดพลาด แต่ข้อเสียของวิธีกรนี้ คือ ตำแหน่งความผิดพลาดที่ได้มีหลายตำแหน่ง เนื่องจากระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีไลน์แยกได้หลายสาขา

Karl Zimmerman and David Costello [6] บทความนี้ได้นำเสนอแนวทางการค้นหาตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance based method) ซึ่งทดสอบเปรียบเทียบอัลกอริทึมสำหรับค้นหาตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า โดยใช้ข้อมูลกระแสไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้าจากปลายเดียว และจากข้อมูลสองปลายไว้ 3 วิธี ได้แก่ วิธีรีแอกแตนซ์อย่างง่าย (Simple reactance method) วิธีทากากิ (Takagi method) และวิธีประยุกต์ทากากิ (Modified Takagi method) โดยจะทดสอบในหลายระดับแรงดันไฟฟ้า เพื่อวิเคราะห์ประสิทธิภาพ และค้นหาที่มาของความผิดพลาดในการประมาณตำแหน่งความผิดพลาด เช่น การเลือกประเภทของ

ความผิดพลาดไม่ถูกต้อง หรือระบบที่มีความต้านทานสายส่งที่ไม่เหมือนกัน (Nonhomogeneous system) ซึ่งในการวิเคราะห์การประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าจะใช้วงจรสมมูลแสดง ดังรูปที่ 2-4



รูปที่ 2-4 วงจรสมมูลการค้นหตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า

ในขั้นตอนการระบุตำแหน่งความผิดพลาดโดยใช้ข้อมูลปลายเดียวนั้น จะใช้ค่าอิมพีแดนซ์ปรากฏจากปลายด้านเดียวถึงตำแหน่งความผิดพลาด จึงจำเป็นต้องใช้แรงดันเฟส และกระแสเฟสในทุกเฟส เพื่อระบุตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า ซึ่งในการคำนวณหาตำแหน่งความผิดพลาดนั้นขึ้นอยู่กับประเภทของความผิดพลาด เนื่องจากค่าแรงดันไฟฟ้า และค่ากระแสไฟฟ้าที่ใช้คำนวณต่างกัน ดังแสดงตารางที่ 2-2

ตารางที่ 2-2 การเลือกคู่แรงดันและกระแสไฟฟ้าตามประเภทความผิดพลาด

ประเภทความผิดพลาด	V_s	I_s
A-G	V_a	$I_a + K \cdot I_0$
B-G	V_b	$I_b + K \cdot I_0$
C-G	V_c	$I_c + K \cdot I_0$
A-B / A-B-G	V_{ab}	I_{ab}
B-C / B-C-G	V_{bc}	I_{bc}
C-A / C-A-G	V_{ca}	I_{ca}
A-B-C	สามารถใช้ค่าใดก็ได้ดังนี้ V_{ab}, V_{bc}, V_{ca}	สามารถใช้ค่าใดก็ได้ดังนี้ I_{ab}, I_{bc}, I_{ca}

โดยที่ $K = (Z_{L0} - Z_{L1})/Z_{L1}$

Z_{L0}, Z_{L1} คือ อิมพีแดนซ์สายส่งลำ ดับศูนย์และลำดับบวก

V_s คือ แรงดันไฟฟ้าที่วัดจากปลายด้าน S (โวลต์)

I_s คือ กระแสไฟฟ้าที่วัดจากปลายด้าน S (แอมแปร์)

การคำนวณหาตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าโดยวิธีแยกแยะอย่างง่าย (Simple reactance method) ที่สร้างขึ้นจากวงจรสมมูลที่มีสายไฟฟ้า 1 วงจร และข้อมูลจากอุปกรณ์บันทึกความผิดพลาดจากปลายด้านเดียว ดังรูปที่ 2-4 ที่แสดงวงจรสมมูลการค้นหาตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า จะได้แรงดันไฟฟ้าตกจากปลายวัดด้าน S ดังแสดงในสมการที่ (2.13)

$$V_s = m \cdot Z_L \cdot I_s + R_F I_F \quad (2.13)$$

โดยที่ V_s คือ แรงดันที่วัดจากปลายด้าน S (โวลต์)

I_s คือ กระแสที่วัดจากปลายด้าน S (แอมแปร์)

Z_L คือ อิมพีแดนซ์ในสายส่ง (โอห์มต่อเมตร)

m คือ ระยะทางตามสายไฟฟ้าจากปลายด้าน S ถึงตำแหน่งความผิดพลาด (กิโลเมตร)

เมื่อพิจารณามุมเฟสของกระแส I_s กับ I_F ตรงกัน และพิจารณาเฉพาะส่วนจินตภาพในสมการที่ (2.13) จะได้ว่า

$$\text{Im} \left(\frac{V_s - R_F I_F}{I_s} \right) = \text{Im}(m \cdot Z_L) = m \cdot X_L \quad (2.14)$$

$$m = \frac{\text{Im} \left(\frac{V_s - R_F I_F}{I_s} \right)}{X_L} \quad (2.15)$$

โดยที่ X_L คือ ส่วนจินตภาพของค่าอิมพีแดนซ์สายส่งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในส่วนของวิธีทากากิ (Takagi method) จะใช้กระแสไฟฟ้าก่อนการเกิดความผิดพลาด เพื่อปรับปรุงวิธีแยกแยะอย่างง่าย เพื่อลดค่าความผิดพลาดที่เกิดจากผลของโหลด ซึ่งสามารถคำนวณค่าความต่างของกระแสไฟฟ้าได้ดังสมการที่ (2.16)

$$I_{\text{sub}} = I_s - I_{\text{pre}} \quad (2.16)$$

โดยที่ I_{sub} คือ ค่าความต่างระหว่างกระแสไฟฟ้าขณะเกิดความผิดปกติพร้อมทั้งกระแสไฟฟ้าก่อนเกิดความผิดปกติ

I_s คือ กระแสไฟฟ้าจากปลายด้าน S ขณะเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า (แอมแปร์)

I_{pre} คือ กระแสไฟฟ้าก่อนเกิดความผิดปกติ (แอมแปร์)

คุณสมบัติสมการที่ (2.13) ด้วยคอนจูเกตของ I_{sub} พิจารณาเฉพาะส่วนจินตภาพ จะได้ว่า ระยะทางตำแหน่งความผิดปกติ (m) สามารถหาได้ดังสมการที่ (2.17)

$$\text{Im}(V_s \cdot I_{sub}^*) = m \cdot \text{Im}(Z_L \cdot I_s \cdot I_{sub}^*) + R_F \text{Im}(I_F \cdot I_{sub}^*) \quad (2.17)$$

$$m = \frac{\text{Im}(V_s \cdot I_{sub}^*) - R_F \text{Im}(I_F \cdot I_{sub}^*)}{\text{Im}(Z_L \cdot I_s \cdot I_{sub}^*)} \quad (2.18)$$

โดยที่ I_{sub}^* คือ คอนจูเกตของ I_{sub}

และวิธีประยุกต์ทากากิ (Modified Takagi Zero- sequence method) เป็นการประยุกต์ใช้กระแสลำดับที่ศูนย์ ($3 \cdot I_{0s}$) แทน I_{sub} ซึ่งวิธีการนี้ยังสามารถใช้กระแสลำดับศูนย์ปรับค่าความถูกต้องของมุมด้วยค่ามุม T เพื่อปรับปรุงความแม่นยำการประมาณตำแหน่งความผิดปกติ โดยระยะทางตำแหน่งความผิดปกติสามารถหาได้ดังสมการ (2.19)

$$m = \frac{\text{Im}(V_s \cdot (3 \cdot I_{0s})^* \cdot e^{-jT}) - R_F \text{Im}(I_F \cdot (3 \cdot I_{0s})^* \cdot e^{-jT})}{\text{Im}(Z_L \cdot I_s \cdot (3 \cdot I_{0s})^* \cdot e^{-jT})} \quad (2.19)$$

ในขั้นตอนการระบุตำแหน่งความผิดปกติแบบใช้ข้อมูลสองปลาย [7] วงจรมูลจะถูกที่สร้างขึ้นจากวงจรที่มีสายส่งไฟฟ้า 1 วงจร เช่นเดียวกับขั้นตอนวิธีปลายด้านเดียว เพียงแต่ใช้ข้อมูลแรงดันไฟฟ้า และกระแสไฟฟ้าจากอุปกรณ์บันทึกความผิดปกติทั้งสองปลาย โดยข้อมูลทั้งสองปลายมีการประสานกันทางเวลา (Synchronize) จากวงจรสมมูลในรูป 2-4 พิจารณาระยะทางตำแหน่งความผิดปกติ m จากปลายด้าน S และระยะทางตำแหน่งความผิดปกติ $(1-m)$ จากปลายด้าน R สามารถเขียนสมการแรงดันไฟฟ้าทั้ง 3 เฟส ที่ปลายวัดทั้งสองด้านได้ดังสมการ (2.20) และ (2.21)

$$V_S^{abc} = m \cdot Z_L^{abc} \cdot I_S^{abc} + V_F^{abc} \quad (2.20)$$

$$V_R^{abc} = (1 - m) \cdot Z_L^{abc} \cdot I_R^{abc} + V_F^{abc} \quad (2.21)$$

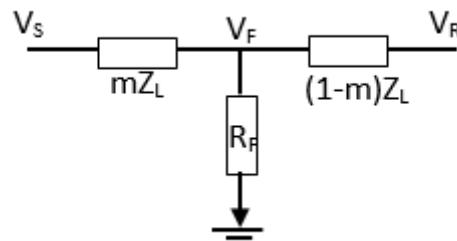
จากสมการ (2.20) และ (2.21) สามารถจัดรูปได้ ดังสมการต่อไปนี้

$$V_S^{abc} - m \cdot Z_L^{abc} \cdot I_S^{abc} = V_R^{abc} - (1 - m) \cdot Z_L^{abc} \cdot I_R^{abc} \quad (2.22)$$

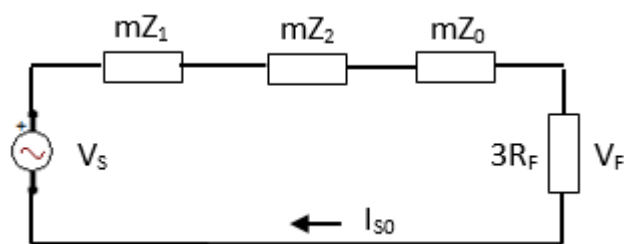
$$V_S^{abc} - V_R^{abc} + Z_L^{abc} \cdot I_R^{abc} = m \cdot Z_L^{abc} (I_S^{abc} + I_R^{abc}) \quad (2.23)$$

โดยที่	V_S^{abc}	คือ	$\begin{bmatrix} V_{Sa} \\ V_{Sb} \\ V_{Sc} \end{bmatrix}$	แรงดันไฟฟ้าทั้งสามเฟสที่ปลายด้าน S
	V_R^{abc}	คือ	$\begin{bmatrix} V_{Ra} \\ V_{Rb} \\ V_{Rc} \end{bmatrix}$	แรงดันไฟฟ้าทั้งสามเฟสที่ปลายด้าน R
	I_S^{abc}	คือ	$\begin{bmatrix} I_{Sa} \\ I_{Sb} \\ I_{Sc} \end{bmatrix}$	กระแสไฟฟ้าทั้งสามเฟสที่ปลายด้าน S
	I_R^{abc}	คือ	$\begin{bmatrix} I_{Ra} \\ I_{Rb} \\ I_{Rc} \end{bmatrix}$	กระแสไฟฟ้าทั้งสามเฟสที่ปลายด้าน R
	Z_L^{abc}	คือ	$\begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix}$	ค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่งทั้งสามเฟส
	V_F^{abc}	คือ	$\begin{bmatrix} V_{Fa} \\ V_{Fb} \\ V_{Fc} \end{bmatrix}$	แรงดันไฟฟ้าทั้งสามเฟสที่ตำแหน่งเกิดความผิดพลาด

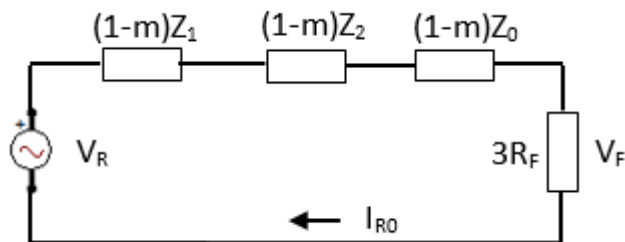
จากรูปที่ 2-5 เมื่อพิจารณาความผิดแบบเฟสเดียวลงดิน เมื่อตำแหน่งความผิดพลาดเกิดที่ระยะทางความผิดพลาด m ห่างจากปลายวัดด้าน S และ ระยะทางความผิดพลาด $(1-m)$ ห่างจากปลายวัดด้าน R สามารถแปลงให้อยู่ในรูปส่วนประกอบสมมาตรของกระแส และแรงดันในวงจรข่ายตามลำดับต่างๆ ซึ่งมองจากแหล่งจ่ายทั้งสองแห่ง ดังแสดงในรูป 2-6 และ 2-7



รูปที่ 2-5 วงจรความผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดิน



รูปที่ 2-6 วงจรข่ายตามลำดับความผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดินที่มองจากปลายวัดด้าน S



รูปที่ 2-7 วงจรข่ายตามลำดับความผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดินที่มองจากปลายวัดด้าน R

พิจารณาแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า เมื่อมองจากปลายวัดด้าน S สามารถเขียนให้อยู่ในรูปสมการได้ดังนี้

$$V_F = V_S - m(Z_1 + Z_2 + Z_0) \cdot I_{S0} \quad (2.24)$$

ทำนองเดียวกัน แรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งความผิดพลาด เมื่อมองจากปลายวัดด้าน R สามารถเขียนได้ดังสมการ (2.25)

$$V_F = V_R - (1 - m)(Z_1 + Z_2 + Z_0) \cdot I_{B0} \quad (2.25)$$

จากสมการ (2.24) และ (2.25) สามารถจัดรูปสมการได้ดังสมการ (2.26)

$$V_S - m(Z_1 + Z_2 + Z_0) \cdot I_{S0} = V_R - (1 - m)(Z_1 + Z_2 + Z_0) \cdot I_{R0} \quad (2.26)$$

จากสมการด้านบน เมื่อแทนกระแสไฟฟ้าลำดับศูนย์จากแหล่งจ่ายทั้งสองแห่งมีค่าเท่ากับ $I_{S0} = I_S/3$ และ $I_{R0} = I_R/3$ จะสามารถคำนวณหาระยะทางความผิดพลาดได้ดังสมการ (2.27)

$$m = \frac{V_S - V_R + \left(\frac{I_R}{3}\right)(Z_1 + Z_2 + Z_0)}{\left(\frac{I_S + I_R}{3}\right)(Z_1 + Z_2 + Z_0)} \quad (2.27)$$

กล่าวโดยสรุป การระบุตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าโดยใช้ขั้นตอนดังกล่าว จะใช้ข้อมูลแรงดันไฟฟ้า และกระแสไฟฟ้าของวงจรที่เกิดความผิดพลาดทั้งสามเฟสจากปลายวัดทั้งสองด้าน และใช้ค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่งของวงจรที่เกิดความผิดพลาด ซึ่งให้ค่าความแม่นยำในการระบุตำแหน่งความผิดพลาดมากกว่าขั้นตอนการใช้ข้อมูลจากปลายด้านเดียว

ธนภัทร์ โชติพรหม [8] บทความนี้นำเสนอการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า พิจารณาศึกษาผลจากการเหนี่ยวนำร่วมระหว่างวงจร โดยแบ่งการทดสอบออกเป็น 2 ประเภท คือ จำลองระบบที่แปรค่าประเภทความผิดพลาด ค่าอิมพีแดนซ์ และตำแหน่งความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในระบบผ่านโปรแกรม ATP – EMTF (Alternative Transient Program – Electromagnetic Transient Program) และใช้ข้อมูลระบบส่งจริง ในการวิเคราะห์ผลใช้วิธีเปรียบเทียบค่าความผิดพลาดของตำแหน่งความผิดพลาดจากระยะของตำแหน่งความผิดพลาดจริง กับระยะของตำแหน่งความผิดพลาดที่คำนวณได้ เพื่อศึกษาความคลาดเคลื่อนของการระบุตำแหน่งความผิดพลาดโดยวิธีมาตรฐานและวิธีพิจารณาผลจากการเหนี่ยวนำร่วมระหว่างวงจร จากการศึกษาพบว่า การคิดผลของการเหนี่ยวนำร่วมระหว่างวงจรจะทำให้การระบุตำแหน่งความผิดพลาดแบบปลายเดียวจะมีความแม่นยำขึ้นเฉพาะกรณีความผิดพลาดแบบ เฟสเดียวลงดิน และในการระบุตำแหน่งความผิดพลาดแบบสองปลายให้ผลความแม่นยำมากขึ้นของทุกประเภทความผิดพลาด

2.3.2 วิธีการใช้คลื่นจร (Travelling waves-based method) [9, 10]

วิธีการใช้คลื่นจรนี้ใช้หลักการการตรวจจับเวลาการเคลื่อนที่ของคลื่นจร (Travelling wave) โดยตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของสัญญาณ ซึ่งจะเปรียบเทียบความแตกต่างระหว่างเฟสปกติกับเฟสที่เกิดความผิดพร่องของคลื่นจร เมื่อคลื่นจรที่ถูกส่งไปกระทบตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่องในระบบไฟฟ้า วิธีการนี้ต้องอาศัยการประสานเวลาระหว่างเครื่องวัดกับระบบระบุตำแหน่งบนพื้นโลก (Global Positioning Satellite systems : GPS) วิธีการนี้เหมาะสำหรับระบบสายส่งระยะไกลที่มีสายไฟฟ้าขนาด และชนิดเดียวกันตลอดทั้งสาย (Homogenous Line) วิธีการนี้เป็นวิธีการที่สามารถระบุตำแหน่งได้อย่างความถูกต้องแม่นยำ แต่ต้องกรองสัญญาณบางอย่างออก เนื่องจากสัญญาณที่ได้รับนั้นมีสัญญาณรบกวนมาก และข้อเสียของวิธีการนี้ คือ การลงทุนขนาดใหญ่ในโครงสร้างพื้นฐานสำหรับอุปกรณ์ตรวจจับสัญญาณคลื่นจรในระบบไฟฟ้า ซึ่งมีราคาค่อนข้างสูง

2.3.3 วิธีการใช้ฐานความรู้ (Knowledge based method) [10, 11]

วิธีการใช้ฐานความรู้ เป็นการนำหลักการกระบวนการอัจฉริยะเทียม (Artificial intelligence) ต่างๆ เช่น โครงข่ายประสาทเทียม (Neural network) ตรรกะคลุมเครือ (Fuzzy logic) สถิติ (Statistic) และวิธีการทางคณิตศาสตร์อื่นๆ ในการระบุตำแหน่งความผิดพร่องด้วยเทคนิคการใช้ฐานความรู้ นั้น เป็นการประมวลผลข้อมูลอาศัยประสบการณ์การเรียนรู้ซ้ำๆ โดยระบบจะสร้างความสัมพันธ์แบบไม่เชิงเส้นระหว่างข้อมูลขาเข้ากับข้อมูลขาออก ซึ่งข้อมูลขาเข้าสามารถเป็นข้อมูลได้หลากหลายประเภท เช่น ขนาดกระแสไฟฟ้า ขนาดแรงดันไฟฟ้า กำลังไฟฟ้า หรือสถานะของอุปกรณ์ตรวจวัดในระบบไฟฟ้า เป็นต้น ระบบรวบรวมข้อมูลเพื่อเป็นฐานข้อมูลหลังจากผ่านการเรียนรู้ ซึ่งเมื่อเกิดความผิดพร่องในระบบไฟฟ้าจะเปรียบเทียบข้อมูลขาออกที่คำนวณได้กับข้อมูลขาออกที่ได้จากการเรียนรู้ เพื่อค้นหาตำแหน่งความผิดพร่องในระบบไฟฟ้า วิธีการนี้ให้ผลลัพธ์ที่มีความแม่นยำ และสามารถนำไปประยุกต์ใช้ได้หลากหลาย แต่ข้อเสียของวิธีการนี้ คือ ต้องมีการเรียนรู้ (Train) เพื่อสร้างความสัมพันธ์การระบุตำแหน่งต่างๆของข้อมูลขาเข้ากับข้อมูลขาออก เพื่อเป็นฐานข้อมูลสำหรับการวิเคราะห์ผล โดยผลลัพธ์ของฐานข้อมูลหนึ่งๆ จะมีลักษณะวงจรหนึ่งๆ ซึ่งเมื่อวงจรไฟฟ้าเปลี่ยน ก็จำเป็นต้องทำการเรียนรู้ใหม่ และการวิเคราะห์ผลเพื่อหาคำตอบของวิธีการนี้ มีความยุ่งยาก ซับซ้อน ยากต่อการปรับปรุงและแก้ไขเมื่อเกิดความผิดพลาด

2.3.4 วิธีการผสมผสาน (Hybrid method)

วิธีการผสมผสาน เป็นวิธีที่นำเอาแต่ละวิธีมาผสมผสานเพื่อพัฒนาให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น เนื่องจากวิธีการต่างๆมีข้อดี และข้อเสียที่แตกต่างกัน การเลือกนำเอาแต่ละเทคนิคที่มีข้อดีแตกต่าง

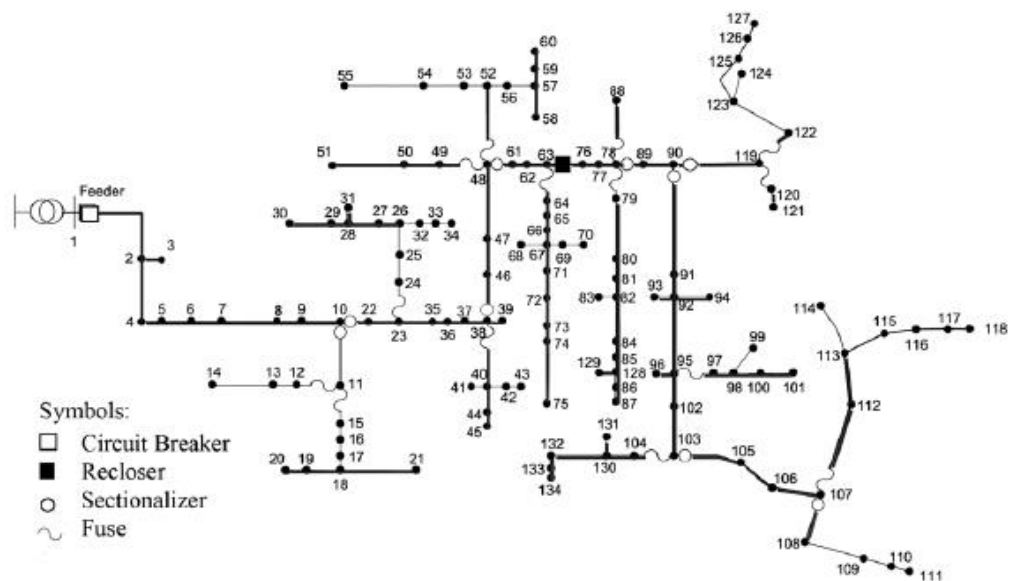
กันมาผสมผสาน เพื่อพัฒนา ปรับปรุงกระบวนการค้นหาตำแหน่งความผิดปกติในระบบไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพ จะช่วยให้การวิเคราะห์ความผิดปกติในระบบไฟฟ้ามีความถูกต้อง และแม่นยำมากขึ้น

ปรีชา เชาว์มัน [10] บทความนี้นำเสนอแนวทางในการประมาณตำแหน่งความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยวิธีการใช้ค่าอิมพีแดนซ์ร่วมกับการใช้ข้อมูลโหนดที่ถูกตัดไปเมื่ออุปกรณ์ป้องกันทำงาน เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการประมาณตำแหน่งความผิดปกติให้มีความแม่นยำมากขึ้น เนื่องจากการระบุตำแหน่งความผิดปกติโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ให้ผลลัพธ์ที่ได้จากการระบุการมีค่าได้หลายตำแหน่ง จึงต้องใช้ข้อมูลโหนดที่ถูกตัดไป เป็นวิธีการเพิ่มเติมเพื่อระบุสายย่อยที่เกิดความผิดปกติที่แท้จริง ซึ่งในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น มีการเปลี่ยนแปลงโหนดตลอดเวลาตามการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า วิธีที่นำเสนอจะนำกำลังไฟฟ้าปรากฏของระบบไปชดเชยให้กับฐานข้อมูลโหนด จากการศึกษาพบว่า วิธีการใช้ข้อมูลโหนดที่ถูกตัดไปสามารถเพิ่มประสิทธิภาพในการระบุตำแหน่งความผิดปกติในสายย่อยได้ ยกเว้นกรณีผลลัพธ์ที่ได้จากวิธีการใช้ค่าอิมพีแดนซ์ อยู่ในสายย่อยที่ไม่มีอุปกรณ์ป้องกัน กรณีที่สอง ผลลัพธ์ที่ได้จากวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์แต่ละคำตอบมีค่าโหนดที่ถูกตัดออกไปใกล้เคียงกัน

M. M. Tawfik and M. M. Morcos [11] บทความนี้ได้นำเสนอแนวทางการค้นหาตำแหน่งความผิดปกติในระบบไฟฟ้าโดยใช้เทคนิคคลื่นจร (Traveling wave) เพื่อวิเคราะห์ข้อมูลกระแสไฟฟ้า หรือแรงดันไฟฟ้าเมื่อเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า ข้อมูลที่ได้จากการวิเคราะห์เช่น ความถี่ ขนาด และการเลื่อนเฟส (Phase shift) เป็นต้น จะถูกนำไปวิเคราะห์เพื่อระบุตำแหน่งความผิดปกติในระบบไฟฟ้าโดยใช้เทคนิคโครงข่ายประสาทเทียม (Artificial Neural Networks : ANN) ซึ่งการวิเคราะห์ระบุตำแหน่งความผิดปกติ แบ่งวิธีประมาณตำแหน่งความผิดปกติเป็น 2 แบบ คือ การใช้แรงดันไฟฟ้าเป็นข้อมูลขาเข้าในการวิเคราะห์ และการใช้กระแสไฟฟ้าเป็นข้อมูลขาเข้าในการวิเคราะห์ จากการศึกษาพบว่า แนวทางที่นำเสนองานใช้แรงดันไฟฟ้าเป็นข้อมูลขาเข้าในการวิเคราะห์ให้ค่าความผิดพลาดต่ำกว่าการใช้กระแสไฟฟ้าเป็นข้อมูลขาเข้าในการวิเคราะห์ โดยมีค่าความผิดพลาดของระยะทางสูงสุดประมาณ 1 ไมล์ และมีเปอร์เซ็นต์ความผิดพลาดของการประมาณตำแหน่งความผิดปกติสูงสุดไม่เกิน 2%

Abouzar Estebarsari และคนอื่นๆ [12] บทความนี้ได้นำเสนอแนวคิดในการเพิ่มประสิทธิภาพของวิธีการใช้ค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance based method) โดยการนำวิธีการวัดแรงดันไฟฟ้ากระจายตัวในระบบไฟฟ้า (Sparse voltage measurement) มาร่วมวิเคราะห์ด้วย เพื่อค้นหาตำแหน่งความผิดปกติในระบบไฟฟ้าให้มีความแม่นยำมากขึ้น โดยจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 134 โหนด ดังแสดงในรูปที่ 2-5 ผ่านโปรแกรม ATP – EMTP เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า อัลกอริทึมจะนำรูปคลื่นของแรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้าที่ได้จากการจำลองแต่ละรูปแบบการ

เกิดความผิดพลาดแต่ละครั้ง มาวิเคราะห์ระบุตำแหน่งความผิดพลาดระบบไฟฟ้าโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ในโปรแกรม MATLAB ซึ่งเริ่มจากสายย่อยแรก (Line section) ระบบจะแก้สมการความผิดพลาดเพื่อประมาณระยะทางตำแหน่งความผิดพลาด ถ้าระยะทางของตำแหน่งความผิดพลาดมีค่ามากกว่าระยะทางของสายย่อย หมายความว่าความผิดพลาดไม่ได้เกิดที่สายย่อยนี้ ระบบจะคำนวณซ้ำโดยใช้ระยะทางของสายย่อยสายต่อไป เพื่อหาตำแหน่งความผิดพลาดที่เป็นไปได้ จากนั้นอัลกอริทึมที่นำเสนอจะพิจารณาดำเนินการความผิดพลาดที่เป็นไปได้ ระบบจะสมมุติการเกิดความผิดพลาดและประมาณค่าความต้านทานความผิดพลาดในแต่ละชนิด ที่มีตำแหน่งความผิดพลาดที่เป็นไปได้ พิจารณาแรงดันตกขณะเกิดความผิดพลาดที่คำนวณได้ กับแรงดันตกขณะเกิดความผิดพลาดที่ได้จากการวัด เพื่อคำนวณหาค่าดัชนีความแตกต่าง และเลือกตำแหน่งความผิดพลาดที่มีค่าดัชนีความแตกต่างของแรงดันตกที่มีค่ามากที่สุด (ค่าความต่างระหว่างแรงดันตกขณะเกิดความผิดพลาดที่คำนวณได้ กับแรงดันตกขณะเกิดความผิดพลาดที่วัดได้จากอุปกรณ์มีค่าน้อยที่สุด) จากการศึกษาพบว่าการนำเอาทั้งสองวิธีมาใช้ร่วมกัน ช่วยเพิ่มความแม่นยำในการระบุตำแหน่งความผิดพลาดได้มากกว่าเมื่อเปรียบเทียบการใช้วิธีการใดวิธีการหนึ่งเพียงอย่างเดียว



รูปที่ 2-8 แผนผังการจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า 134 โหนด

ตารางที่ 2-3 ตารางสรุปข้อดี –ข้อเสียของวิธีการระบุตำแหน่งความผิดพลาด

วิธีการระบุตำแหน่งความผิดพลาด	ข้อดี	ข้อเสีย
วิธีการใช้ค่าอิมพีแดนซ์	<ul style="list-style-type: none"> - กระบวนการค้นหาตำแหน่งความผิดพลาดไม่ยุ่งยากซับซ้อนเข้าใจง่าย - ไม่จำเป็นต้องลงทุนติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมสำหรับการวิเคราะห์ตำแหน่งความผิดพลาด 	<ul style="list-style-type: none"> - ผลลัพธ์ของตำแหน่งความผิดพลาดที่ได้มีหลายตำแหน่ง
วิธีการใช้คลื่นจร	<ul style="list-style-type: none"> - กระบวนการค้นหาตำแหน่งความผิดพลาดมีความแม่นยำสูง 	<ul style="list-style-type: none"> - ต้องลงทุนสูงในอุปกรณ์ที่สามารถส่งสัญญาณความถี่สูง อุปกรณ์สื่อสารและตรวจจับสัญญาณที่ติดตั้งในตำแหน่งต่างๆ - การติดตั้งอุปกรณ์มีความยุ่งยากซับซ้อน
วิธีการใช้ฐานความรู้	<ul style="list-style-type: none"> - สามารถหาคำตอบได้รวดเร็ว 	<ul style="list-style-type: none"> - ต้องใช้ฐานข้อมูลจำนวนมากเพื่อสร้างกระบวนการค้นหาตำแหน่งความผิดพลาด - การค้นหาคำตอบมีความยุ่งยากซับซ้อน ทำให้การปรับปรุงแก้ไขข้อผิดพลาดทำได้ยาก
วิธีการผสมผสาน	<ul style="list-style-type: none"> - กระบวนการค้นหาตำแหน่งความผิดพลาดมีความแม่นยำสูง 	<ul style="list-style-type: none"> - กระบวนการค้นหาตำแหน่งมีความยุ่งยากเนื่องจากต้องนำวิธีการต่างๆมาผสมผสานกัน

2.4 การประยุกต์การสื่อสารและมิเตอร์สำหรับการจัดการไฟฟ้าดับ

มิเตอร์อัจฉริยะ (Smart meter) คือ มิเตอร์วัดพลังงานไฟฟ้าที่ถูกพัฒนาขึ้นเพื่อทดแทนมิเตอร์วัดพลังงานไฟฟ้าแบบจานหมุนที่มีอยู่ในปัจจุบัน โดยการอ่านค่าพลังงานไฟฟ้าที่ถูกใช้ไปด้วยวงจรรีเลย์ทรอนิกส์ และส่งข้อมูลต่างๆที่ได้จากการวัดไปยังระบบฐานข้อมูล (Data center) ในรูปแบบดิจิทัล ดังแสดงในรูปที่ 2-9 ผ่านโครงข่ายระบบสื่อสารในหลากหลายรูปแบบ เช่น รูปแบบการ

สื่อสารผ่านโครงข่ายโทรศัพท์เคลื่อนที่ หรือรูปแบบการสื่อสารผ่านใยแก้วนำแสง เป็นต้น ทำให้มิเตอร์อัจฉริยะสามารถติดต่อสื่อสารโดยตรงกับระบบควบคุมได้เท่าที่ต้องการ ส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถอ่านค่าการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ตลอด และทำให้การไฟฟ้าไม่จำเป็นต้องส่งพนักงานไปจดหน่วยเป็นประจำทุกเดือน ซึ่งจะช่วยลดค่าใช้จ่ายในการจดหน่วย สามารถตรวจจับการละเมิด ปัญหาไฟฟ้าดับ และเหตุการณ์ผิดปกติต่างๆได้ นอกจากนี้ยังสามารถใช้ข้อมูลเพื่อจัดการบริหารการผลิตไฟฟ้าล่วงหน้าได้อย่างเหมาะสมและคุ้มค่า และในตารางที่ 2-4 เปรียบเทียบมิเตอร์ธรรมดา กับ มิเตอร์อิเล็กทรอนิกส์ในรูปแบบเป็นมิเตอร์อัจฉริยะนั้นมีความเหมือนกัน และความแตกต่างกัน [13]

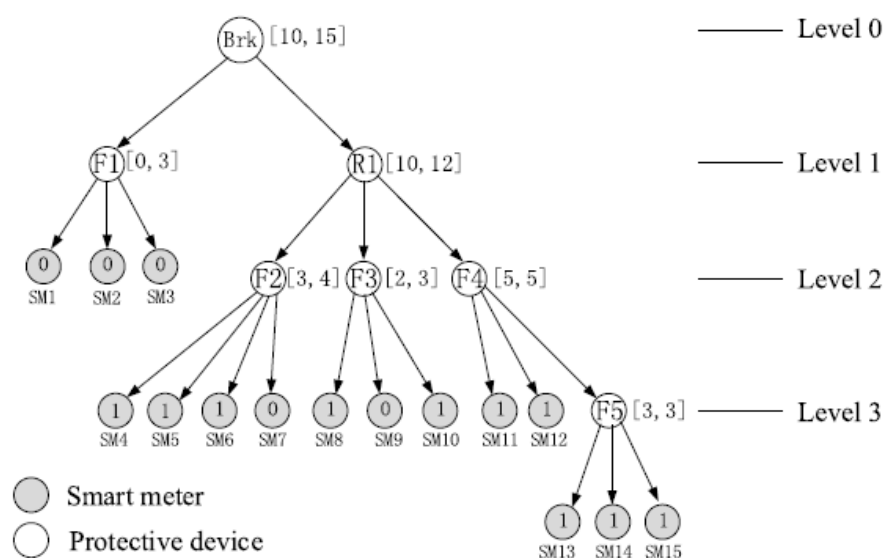


รูปที่ 2-9 สมาร์ทมิเตอร์

ตารางที่ 2-4 ตารางเปรียบเทียบมิเตอร์ธรรมดา กับ สมาร์ทมิเตอร์

ความสามารถในการทำงาน	มิเตอร์ธรรมดา	สมาร์ทมิเตอร์
การวัดพลังงาน	สามารถทำได้	สามารถทำได้
การสื่อสารโดยใช้แสง optical port	สามารถทำได้	สามารถทำได้
การสื่อสารผ่านรูปแบบ RS485	สามารถทำได้	สามารถทำได้
รองรับโครงข่ายอัจฉริยะ	ไม่สามารถทำได้	สามารถทำได้
การสื่อสารกับศูนย์ควบคุมแบบไร้สาย หรือแบบมีสาย	ไม่สามารถทำได้	สามารถทำได้
การตรวจสอบการละเมิดการใช้ไฟฟ้า	ไม่สามารถทำได้	สามารถทำได้
บันทึก และแจ้งเตือนไปยังศูนย์ควบคุม เมื่อเกิดเหตุการณ์ต่างๆโดยอัตโนมัติ	ไม่สามารถทำได้	สามารถทำได้

Yazhou Jiang และคนอื่นๆ [14] บทความนี้ได้นำเสนอวิธีการค้นหาตำแหน่งความผิดปกติพ่วงในระบบไฟฟ้าโดยใช้วิธีการตั้งหลายสมมุติฐาน สำหรับการระบุตำแหน่งของความผิดปกติไฟฟ้าดับในสายย่อย (Line section) บนฟีดเตอร์ ซึ่งใช้ข้อมูลจากสมาร์ตมิเตอร์ และอุปกรณ์ชี้วัดการเกิดความผิดปกติพ่วง (Fault indicators) ที่ติดตั้งในระบบไฟฟ้า โดยในการค้นหาตำแหน่งความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า ใช้การแจ้งเตือนความผิดปกติจากอุปกรณ์ชี้วัดการเกิดความผิดปกติพ่วง และการระบุอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าที่ทำงานใช้การแจ้งเตือนความผิดปกติพ่วงจากสมาร์ตมิเตอร์ ซึ่งสมาร์ตมิเตอร์จะถูกแบ่งตามลำดับอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยอาศัยหลักการแผนภูมิต้นไม้ (Extended protection tree) ดังแสดงในรูป 2-10 ความเชื่อถือของแต่สมมุติฐานจะถูกคำนวณจากค่าความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ชี้วัดการเกิดความผิดปกติพ่วง และค่าความเชื่อถือได้จากสมาร์ตมิเตอร์ วิธีการที่นำเสนอสามารถจัดการกับปัญหาที่ซับซ้อนได้ เช่น การเกิดความผิดปกติพ่วงหลายตำแหน่งในระบบไฟฟ้า การเกิดความผิดพลาดจากการไม่ได้รับข้อมูลจากสมาร์ตมิเตอร์ หรืออุปกรณ์ระบุตำแหน่งความผิดปกติพ่วงนอกจากนี้ยังสามารถป้องกันการดำเนินงานของอุปกรณ์ป้องกันระบบไฟฟ้าที่ทำงานไม่สัมพันธ์กัน แนวทางที่เสนอให้ความเชื่อถือของสมมุติฐานได้ในการระบุตำแหน่งความผิดปกติพ่วงในสายย่อยได้ถูกต้องประมาณ 0.72-0.78

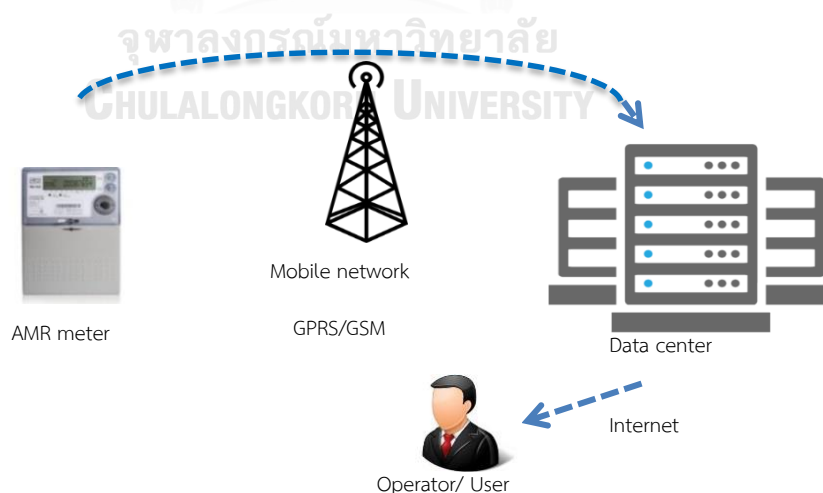


รูปที่ 2-10 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยสมาร์ตมิเตอร์

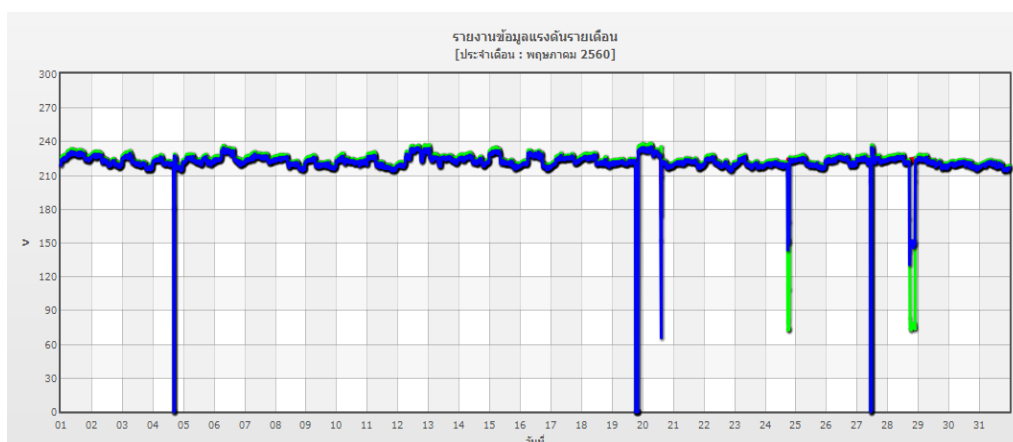
Fernanda C.L Trindade และคนอื่นๆ [15] บทความนี้ได้นำเสนออัลกอริทึมสำหรับการค้นหาตำแหน่งความผิดปกติพ่วงในระบบไฟฟ้า ซึ่งใช้วิธีการใช้ค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance based method) ร่วมกับการตรวจสอบแรงดันไฟฟ้าจากสมาร์ตมิเตอร์ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการค้นหา

ตำแหน่งความผิดพลาด โดยในขั้นตอนแรกจะใช้วิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ เพื่อประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าคร่าวๆ ซึ่งผลจากการประมาณตำแหน่งจะให้ผลลัพธ์ตำแหน่งความผิดพลาดหลายค่า จากนั้นใช้ค่าแรงดันไฟฟ้าที่วัดได้จากสมาร์ตมิเตอร์ สร้างเป็นโซนแรงดันไฟฟ้าต่ำ (Low voltage zone : LVZ) เพื่อลดขอบเขตตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า โดยในการสร้างโซนแรงดันต่ำนั้น จะเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าที่สมาร์ตมิเตอร์วัดค่าได้ กับค่าเกณฑ์แรงดันไฟฟ้าที่คำนวณจากระยะทางความผิดพลาดจากวิธีการใช้ค่าอิมพีแดนซ์ พิจารณาแรงดันไฟฟ้าจากสมาร์ตมิเตอร์มีค่าต่ำกว่าค่าเกณฑ์แรงดันไฟฟ้า อัลกอริทึมตรวจสอบตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า หากพบว่ามีมากกว่าหนึ่งตำแหน่ง อัลกอริทึมจะลดระยะทางความผิดพลาด และคำนวณค่าเกณฑ์แรงดันไฟฟ้าใหม่ เพื่อลดตำแหน่งความผิดพลาดให้เหลือเพียงตำแหน่งเดียว จากการศึกษาพบว่า แนวทางที่นำเสนอนี้มีค่าเปอร์เซ็นต์ความสำเร็จของการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดสูงสุดอยู่ที่ 86%

ในปัจจุบันการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้มีการดำเนินการติดตั้งมิเตอร์อิเล็กทรอนิกส์ในรูปแบบมิเตอร์อ่านหน่วยอัตโนมัติ (Automatic meter reading : AMR) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ซึ่งมีความสามารถอ่านหน่วยระยะไกลอัตโนมัติ โดยที่มิเตอร์จะส่งค่าต่างๆที่วัดได้มายังฐานข้อมูลของการไฟฟ้า ผ่านทางโครงข่ายสื่อสารซึ่งใช้เทคโนโลยี GPRS เป็นหลัก ดังแสดงในรูปที่ 2-11 เพื่อใช้ในการพิมพ์ใบแจ้งค่าไฟฟ้า โดยที่พนักงานผู้ดูแล และผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถดาวน์โหลดข้อมูลการใช้ไฟฟ้าผ่านทาง AMR website ซึ่งแสดงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทุก 15 นาที ตามช่วงเวลา เช่น รายวัน รายสัปดาห์ รายเดือน และรายปี เป็นต้น ตามช่วงเวลาที่กำหนดสามารถแสดงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าในรูปแบบกราฟเส้น และกราฟแท่ง [16] ดังแสดงในรูปที่ 2-12



รูปที่ 2-11 โครงสร้างการสื่อสารของมิเตอร์อ่านหน่วยอัตโนมัติ



รูปที่ 2-12 ตัวอย่างข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า

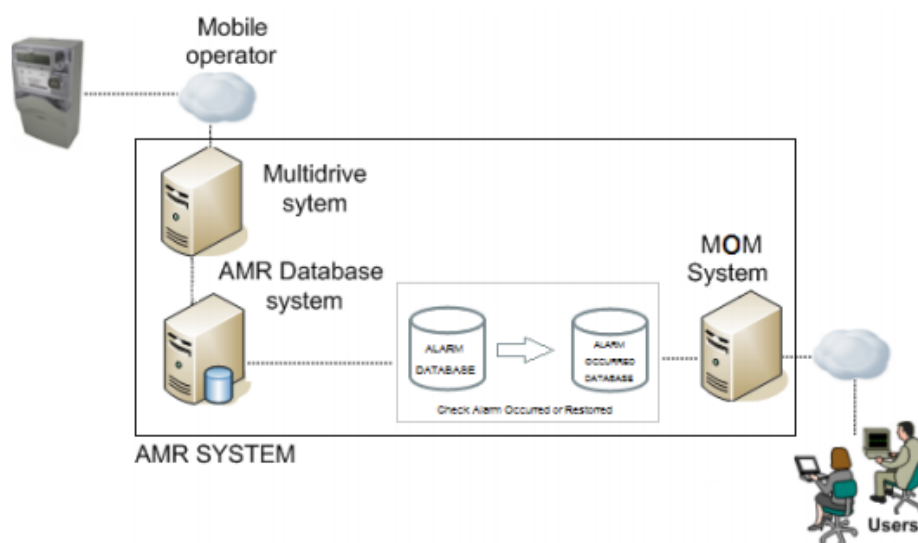
ระบบตรวจสอบความผิดปกติของมิเตอร์ (AMR monitoring systems) เป็นระบบที่พัฒนาขึ้นเพื่อตรวจสอบความผิดปกติของมิเตอร์ระบบ AMR และอุปกรณ์อื่นๆ โดยประเภทของความผิดปกติของมิเตอร์ (Alarm) แบ่งออกเป็น 3 ประเภท ดังนี้

- 1) ความความผิดปกติทางฮาร์ดแวร์ (Error alarm) เป็นความผิดปกติที่เกิดจากตัวมิเตอร์ ซึ่งส่วนใหญ่เมื่อเกิดความผิดปกติจะต้องดำเนินการสับเปลี่ยนมิเตอร์ทดแทนของเดิม ได้แก่
 - เวลาผิด (clock failure)
 - หน่วยความจำชั่วคราว (data flash failure)
 - โปรแกรมในหน่วยความจำชั่วคราว (program flash failure)
 - แบตเตอรี่ชั่วคราว (battery failure)
 - ข้อมูลปรับเทียบมิเตอร์สูญหาย (Calibration Data Lost)
 - แรงดันอ้างอิงในมิเตอร์คลาดเคลื่อน (Analog Reference Failure)
 - หน่วยความจำหรือจอแสดงผลผิดพลาด (RAM or LCD Error)
- 2) ความผิดปกติทางการวัดข้อมูล (Warning alarm) เป็นความผิดปกติที่มีผลมาจากปัจจัยภายนอกมาเกี่ยวข้อง ผู้ปฏิบัติงานพิจารณาข้อมูลความผิดปกติก่อนทำการตรวจสอบความผิดปกติที่มิเตอร์ ได้แก่
 - VT ชั่วรูป (VT Failure) (VT=Voltage Transformer)
 - กำลังไฟฟ้าไม่สมดุล (Asymmetric Power)
 - กระแสไฟฟ้ามีค่าสูงเกินกว่าปกติ (Over Current)
 - แรงดันไฟฟ้าผิดปกติ (Voltage Unbalance)
 - กระแสไฟฟ้าบางเฟสเป็นศูนย์ (Any Phase Current=0)

- กำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับ (Reverse Power)
- 3) ความผิดปกติทางด้านความปลอดภัย (Terminal & Limit switch) เป็นความผิดปกติที่เกิดขึ้นเมื่อมีการเปิดตู้มิเตอร์และฝาไมเตอร์ ได้แก่
- ฝาครอบที่ต่อสายถูกเปิด (Terminal Cover Open)
 - สถานะลิมิตสวิตช์ถูกเปิด (Limit Switch Open)

ในการวิเคราะห์ความผิดปกติของมิเตอร์ (Alarm) สามารถตรวจสอบความผิดปกติของมิเตอร์ AMR ได้ 2 วิธี ดังนี้

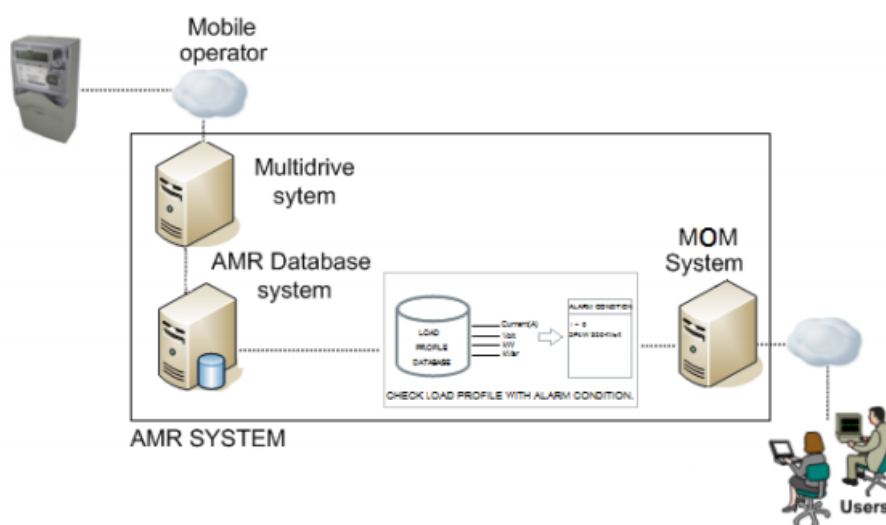
1. การวิเคราะห์ข้อมูลสถานะของ Alarm log จากมิเตอร์ AMR โดยข้อมูลสถานะของ Alarm log แบ่งออกเป็น 2 ประเภท
 - Occurred status เป็น Alarm log เพื่อแสดงว่า การวัดค่าพลังงานไฟฟ้าหรือมิเตอร์เกิดความผิดปกติขึ้น
 - Restored status เป็น Alarm log เพื่อแสดงว่า ความผิดปกติที่เกิดจากการวัดค่าพลังงานไฟฟ้าหรือจากมิเตอร์ได้กลับสถานะเป็นปกติแล้ว



รูปที่ 2-13 กระบวนการทำงานโดยการวิเคราะห์ข้อมูลสถานะ ALARM LOG จากมิเตอร์ AMR

ระบบตรวจสอบความผิดปกติของมิเตอร์ ทำการวิเคราะห์ข้อมูล Alarm Log ที่เข้ามาใหม่เพื่อตรวจสอบสถานะความผิดปกติ ณ.ปัจจุบัน ถ้าสถานะความผิดปกติยังเกิดขึ้นอยู่ ระบบจะทำการบันทึกข้อมูลลงฐานข้อมูลรายการมิเตอร์ที่มีความผิดปกติ แต่ถ้าสถานะปัจจุบันเป็นปกติแล้ว จะทำการลบข้อมูลออกจากรายการมิเตอร์ที่ผิดปกติ

2. การวิเคราะห์ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบฐานข้อมูลของ AMR โดยข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่เรียกจากมิเตอร์ ประกอบด้วย ค่าแรงดันไฟฟ้า (V), ค่ากระแสไฟฟ้า (A), ค่ากิโลวัตต์ (kW), ค่ากิโลวาร์ (kVar) มุมระหว่างแรงดันไฟฟ้ากับกระแสไฟฟ้า (phase angle) เป็นต้น ระบบตรวจสอบความผิดปกติของมิเตอร์ทำการวิเคราะห์ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าตามเงื่อนไขที่กำหนด โดยแบ่งการตรวจสอบตามประเภทของความผิดปกติ (Alarm)



รูปที่ 2-14 กระบวนการทำงานโดยการวิเคราะห์ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบฐานข้อมูลของ AMR

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

2.5 การหาค่าความสัมพันธ์ของมิเตอร์เอเอ็มอาร์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

สำหรับการหาค่าความสัมพันธ์ของมิเตอร์เอเอ็มอาร์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะใช้ค่าสหสัมพันธ์ ซึ่งเป็นการหาค่าความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปร หรือข้อมูลตั้งแต่ 2 ข้อมูลขึ้นไป โดยข้อมูลต้องได้มาจากแหล่งเดียวกัน [17] และในการพิจารณาระหว่างตัวแปรว่ามีความสัมพันธ์มากน้อยเพียงใดนั้น จะใช้ค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ (Correlation coefficient) ซึ่งเป็นค่าที่วัดความสัมพันธ์ของตัวแปร โดยค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์จะใช้สัญลักษณ์ แทนด้วย r มีค่าความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรคือ $-1 \leq r \leq 1$ โดยสามารถหาค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ได้จากสมการที่ (2.28)

$$\text{correl}(x, y) = \frac{\sum(x - u_x)(y - u_y)}{\sqrt{\sum(x - u_x)^2 \sum(y - u_y)^2}} \quad (2.28)$$

โดยที่ x และ y คือ ตัวแปรสุ่ม

u_x และ u_y คือ ค่าเฉลี่ยของตัวแปรสุ่ม

ในการหาลักษณะความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปร สามารถสร้างแผนภาพเพื่อดูทิศทางของความสัมพันธ์ โดยลักษณะความสัมพันธ์ แบ่งออกเป็น 3 แบบ คือ

1. สหสัมพันธ์เชิงบวก (Positive correlation) r มีเครื่องหมาย + หมายถึง x กับ y มีความสัมพันธ์ในทิศทางเดียว (ตัวแปรหนึ่งมีค่าสูง อีกตัวแปรหนึ่งมีค่าสูงไปด้วย)
2. สหสัมพันธ์เชิงลบ (Negative correlation) r มีเครื่องหมาย - หมายถึง x กับ y มีความสัมพันธ์ในทิศทางตรงกันข้าม (ตัวแปรหนึ่งมีค่าสูง อีกตัวแปรหนึ่งมีค่าต่ำ)
3. สหสัมพันธ์เชิงศูนย์ (Zero correlation) r มีเครื่องหมาย 0 หมายถึง x กับ y ไม่มีความสัมพันธ์กัน

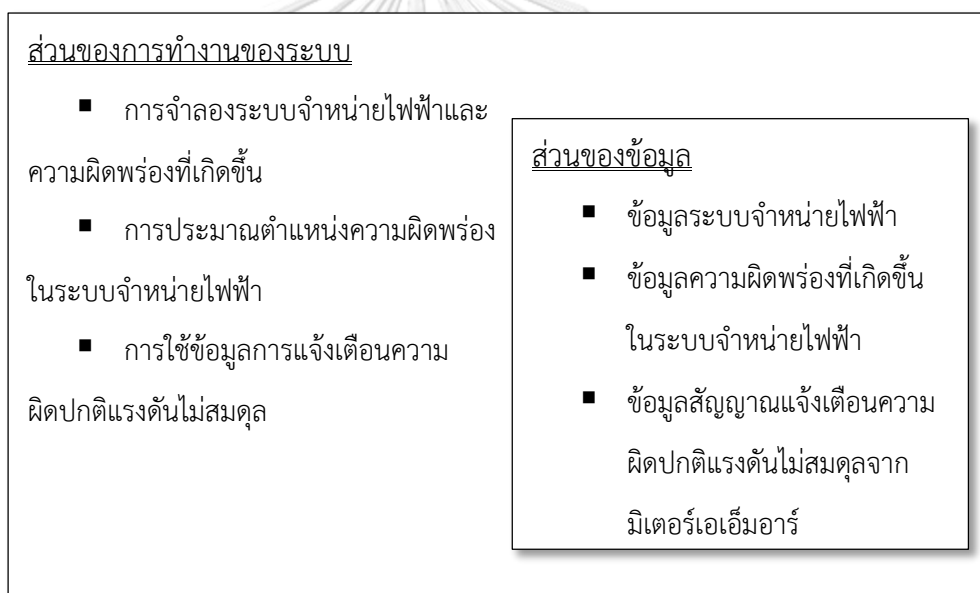


บทที่ 3

วิธีดำเนินการและการออกแบบระบบ

3.1 ภาพรวมของระบบ

การพัฒนาอัลกอริทึมสำหรับการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดแบบไม่สมมาตร โดยใช้วิธีการใช้ค่าอิมพีแดนซ์ร่วมกับการใช้ข้อมูลการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์แบบเอเอ็มอาร์ เพื่อให้ทราบตำแหน่งความผิดพลาดได้อย่างแม่นยำมากขึ้น ภายใต้ขอบเขตของการพิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าในระดับแรงดัน 22 kV พิจารณาความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าแบบไม่สมมาตร และพิจารณาสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล มีภาพรวมของระบบการทำงาน แสดงดังรูปที่ 3-1



รูปที่ 3-1 ภาพรวมการทำงานของระบบ

ส่วนของการทำงานของระบบประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า แบ่งการทำงานออกเป็น 3 ส่วนหลักๆ คือ

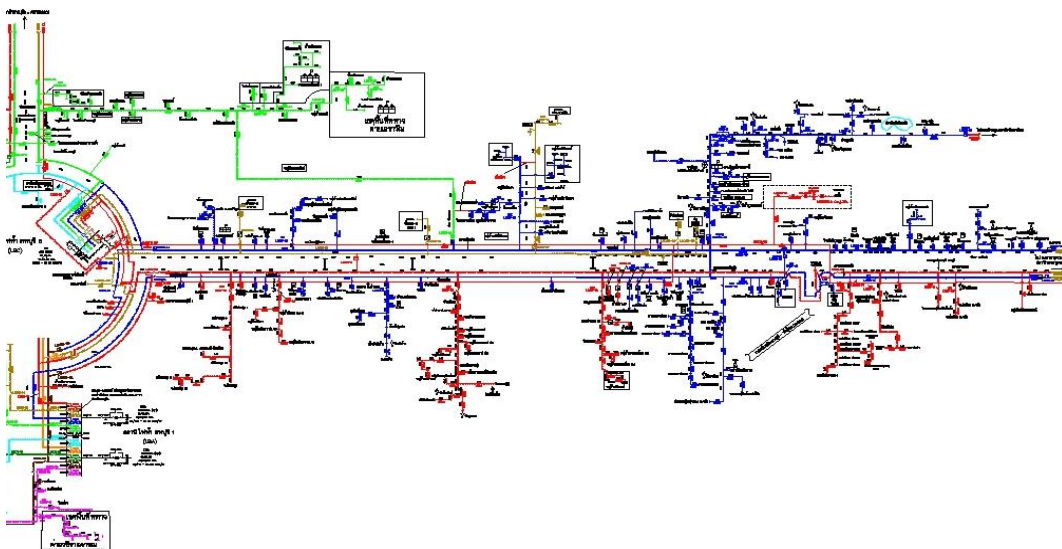
- 1) ส่วนของการจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในทางปฏิบัติมีหลายหลายโปรแกรมที่สามารถจำลองการเกิดความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้โปรแกรม Alternative transient program (ATP) จำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามข้อมูลระบบ

จำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และจำลองเหตุการณ์เกิดความผิดปกติแบบไม่สมมาตรในระบบไฟฟ้า

- 2) ส่วนของการประมาณตำแหน่งความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น จะใช้เทคนิคคิสครีทฟูเรียร์ทรานฟอร์มแปลงสัญญาณแรงดันไฟฟ้า และกระแสไฟฟ้าที่ได้จากการจำลองการเกิดความผิดปกติจากโปรแกรม ATP เพื่อใช้วิเคราะห์ตำแหน่งความผิดปกติตามวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ผ่านโปรแกรม MATLAB
- 3) ส่วนของการใช้ข้อมูลการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์แบบเอเอ็มอาร์ ซึ่งเป็นสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติที่มีผลมาจากปัจจัยภายนอกมาเกี่ยวข้อง เพื่อลดขอบเขตพื้นที่และตำแหน่งความผิดปกติแบบไม่สมมาตรที่ได้จากการวิเคราะห์ในส่วนที่สอง

3.2 การสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า

การสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าในระดับ 22 kV โดยใช้โปรแกรม ATP จะสร้างแบบจำลองตามข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟาลพบุรี พัดเตอร์ 3 แสดงดังรูปที่ 3-2



รูปที่ 3-2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟาลพบุรี 1

การจำลองระบบจำหน่ายของสถานีไฟฟาลพบุรี 1 พัดเตอร์ 3 ผ่านโปรแกรม ATP มีรายละเอียดของแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังนี้

- 1) สถานีไฟฟาลพบุรี 1 มีพารามิเตอร์ของสถานี โดยมีรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 3-1
- 2) ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีความยาวสายจำหน่ายอยู่ที่ประมาณ 30 กิโลเมตร

- 3) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นสายหุ้มฉนวนไม่เต็มพิกัด ขนาด 185 ตารางมิลลิเมตร และกำหนดความต้านทานของสายส่ง มีรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 3-2
- 4) จำลองเป็นระบบวงจร 3 เฟส 1 วงจร
- 5) ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีโหลดรวมทั้งฟีดเดอร์ประมาณ 9.6 เมกะวัตต์ 3 เมกะวาร์
- 6) ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีมิเตอร์เอเอ็มอาร์ติดตั้งตลอดทั้งฟีดเดอร์ประมาณ 86 เครื่อง
- 7) จำลองการเกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามข้อมูลความผิดปกติที่เกิดขึ้นในจริงในฟีดเดอร์ 3 ของสถานีลพบุรี 1

ตารางที่ 3-1 ค่าพารามิเตอร์ของสถานีไฟฟ้า

แหล่งจ่าย	$Z1=Z2=R1+jX1$		$Z0=R0+jX0$	
	R1 (Ohm/km)	X1 (Ohm/km)	R0 (Ohm/km)	X0 (Ohm/km)
สถานีไฟฟ้าลพบุรี 1	0.8135	5.773	3.6124	15.483

ตารางที่ 3-2 ค่าพารามิเตอร์ของสายส่งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ความต้านทานสายส่ง	$Z1=Z2=R1+jX1$		$Z0=R0+jX0$	
	R1 (Ohm/km)	X1 (Ohm/km)	R0 (Ohm/km)	X0 (Ohm/km)
สายหุ้มฉนวนไม่เต็มพิกัด ขนาด 185 sq.mm	0.21435	0.33798	0.3919	1.5538

- โดยที่ R1 คือ ความต้านทานรีซิสแตนซ์ลำดับบวก
 R0 คือ ความต้านทานซีสแตนซ์ลำดับศูนย์
 X1 คือ ความต้านทานรีแอกแตนซ์ลำดับบวก
 X0 คือ ความต้านทานรีแอกแตนซ์ลำดับศูนย์

จากค่าพารามิเตอร์ในตารางที่ 3-1 และตารางที่ 3-2 นำมาสร้างแบบจำลองสายส่งในโปรแกรม ATP [18] โดยจะจำลองสายส่งในรูปแบบ LCC ซึ่งเป็นรูปแบบสายส่งประเภทหนึ่งในโปรแกรม ATP โดยกำหนดชนิดของแบบจำลองเป็น π และกำหนดค่าสัมประสิทธิ์ความนำไฟฟ้าของ

สายตัวนำ (Rho) เป็น 100 โอห์ม ความถี่ของระบบไฟฟ้า (Freg.init) เป็น 50 เฮิร์ต ในส่วนของความยาวสายส่ง และรายละเอียดของข้อมูลสายส่งจะกำหนดตามข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังแสดงในรูป 3-3 (ก)–(ข)

(ก) แบบจำลองสายส่งประเภท LCC

Ph.no.	React	Rout	Resis	Horiz	Vtower	Vmid
#	[ohm/km AC]	[cm]	[ohm/km AC]	[m]	[m]	[m]
1	0.33796	0.1165	0.21435	1.15	10.2	9.47
2	2	0.33796	0.1165	0.4	10.2	9.47
3	3	0.33796	0.1165	-1.15	10.2	9.47

(ข) หน้าต่างการป้อนข้อมูลรายละเอียดสายส่ง ของแบบจำลองสายส่งประเภท LCC

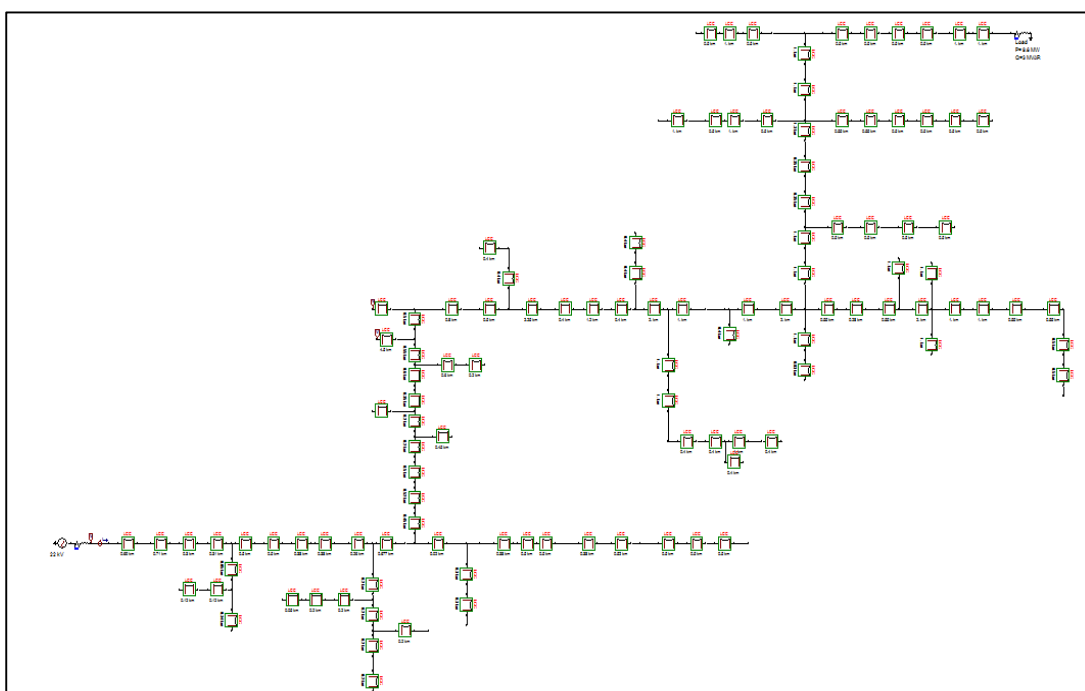
รูปที่ 3-3 รายละเอียดข้อมูลสายส่งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

โดยที่	React	คือ ความต้านทานรีแอกแตนซ์	(Ohm/km)
	Resis	คือ ความต้านทานรีซิสแตนซ์	(Ohm/km)
	Rout	คือ รัศมีของตัวนำ	(cm)
	Horiz	คือ ระยะห่างจากเสาในแนวขนาน	(m)

Vtower คือ ความสูงของสายตัวนำ (m)

Vmid คือ ระยะตกท้องช้าง (m)

จากกรบือนข้อมูลสายส่งประเภทสายส่ง LCC ลงภายในโปรแกรม ATP เพื่อนำไปสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟาลบุรี พืดเตอร์ 3 ซึ่งสามารถจำลองระบบไฟฟ้าได้แสดงดังรูปที่ 3-4

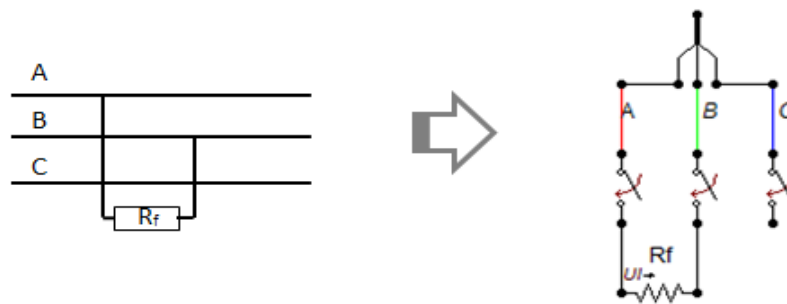


รูปที่ 3-4 แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ใช้ศึกษาการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า

การจำลองการเกิดเหตุการณ์ความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในวิทยานิพนธ์นี้พิจารณาเฉพาะความผิดพลาดแบบไม่สมมาตร ได้แก่ ความผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดิน, ความผิดพลาดแบบสองเฟส และความผิดพลาดแบบสองเฟสลงดิน ซึ่งสามารถสร้างแบบจำลองการเกิดความผิดพลาดแต่ละประเภทดังแสดงในรูปที่ 3-5



(ก) ความผิดปกติพ่วงแบบเฟสเดียวลงดิน (A-G)



(ข) ความผิดปกติพ่วงแบบสองเฟส (A-B)



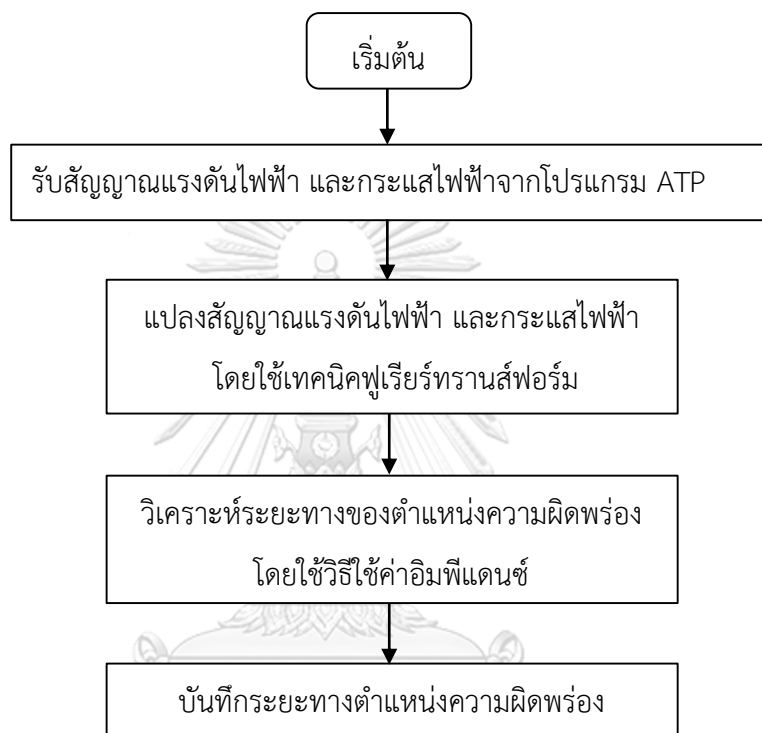
(ค) ความผิดปกติพ่วงแบบสองเฟสลงดิน (A-B-G)

รูปที่ 3-5 แบบจำลองความผิดปกติพ่วงแบบไม่สมมาตรประเภทต่างๆ

3.3 การประมาณตำแหน่งความผิดปกติในระบบไฟฟ้า

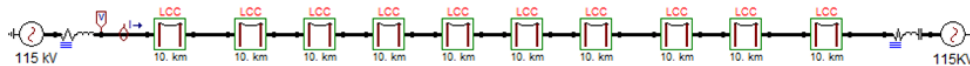
การพัฒนาอัลกอริทึมสำหรับการประมาณตำแหน่งความผิดปกติแบบไม่สมมาตรในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งหลังจากการจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามโครงสร้างระบบไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าลพบุรี 1 ฟีดเตอร์ 3 แล้วนั้น จะจำลองการเกิดเหตุการณ์ความผิดปกติแบบไม่สมมาตรในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ได้แก่ ความผิดปกติพ่วงแบบเฟสเดียวลงดิน, ความผิดปกติพ่วงแบบสองเฟส และ

ความผิดพลาดแบบสองเฟสลงดิน จากนั้นนำรูปคลื่นแรงดันไฟฟ้า และกระแสไฟฟ้าที่ได้จากการจำลองผ่านโปรแกรม ATP มาวิเคราะห์คำนวณหาค่าเฟสเซอร์อิมพีแดนซ์ของสายส่งโดยใช้เทคนิคฟูเรียร์ทรานส์ฟอร์ม เพื่อนำมาวิเคราะห์หาค่าระยะทางของตำแหน่งความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในวิทยานิพนธ์นี้ใช้วิธีการใช้ค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance based method) ผ่านโปรแกรม MATLAB ดังแสดงในรูปที่ 3-6



รูปที่ 3-6 แผนผังการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

สำหรับการทดสอบความถูกต้องของการฟังก์ชันการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ ทำการทดสอบการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดทุกๆ 10% ของความยาวสายส่ง โดยอ้างอิงข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากวิทยานิพนธ์ก่อนหน้า [8] ซึ่งเป็นงานวิจัยที่วิเคราะห์ความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV ที่ความยาวสายส่ง 100 กิโลเมตร และวิเคราะห์ผลการเหนี่ยวนำร่วมบนวงจร ดังนั้นจึงจำเป็นต้องประยุกต์ระบบไฟฟ้าให้สามารถวิเคราะห์โดยละเอียดผลการเหนี่ยวนำร่วมบนวงจร ซึ่งระบบไฟฟ้าจากงานวิจัยที่ประยุกต์ให้สามารถวิเคราะห์โดยละเอียดผลการเหนี่ยวนำร่วม ดังแสดงในรูปที่ 3-7 และมีรายละเอียดของระบบไฟฟ้า ดังตารางที่ 3-3



รูปที่ 3-7 ระบบไฟฟ้าจากงานวิจัยที่ประยุกต์ให้สามารถวิเคราะห์โดยละเอียดผลการเหนี่ยวนำร่วมบน
วงจร

ตารางที่ 3-3 ค่าพารามิเตอร์ของระบบไฟฟ้า

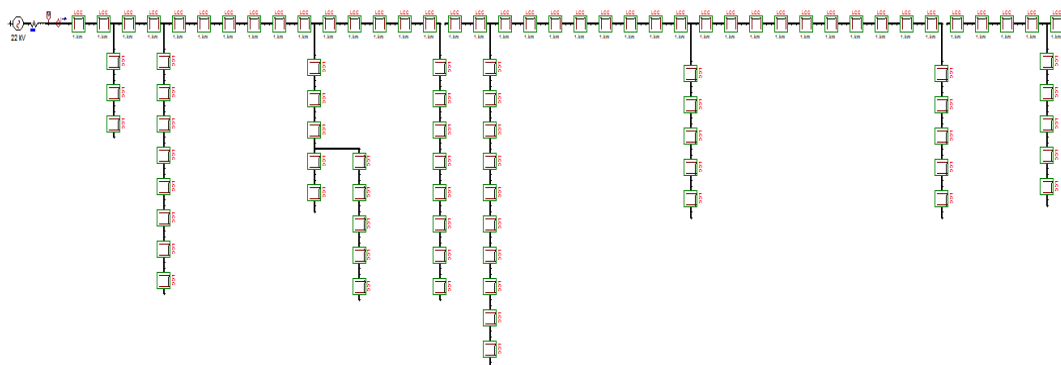
รายละเอียด	$Z_1=Z_2=R_1+jX_1$		$Z_0=R_0+jX_0$	
	R1 (Ohm/km)	X1 (Ohm/km)	R0 (Ohm/km)	X0 (Ohm/km)
แหล่งจ่ายด้านซ้าย (G)	1.312	15	2.334	26.6
แหล่งจ่ายด้านขวา (H)	0.656	7.5	1.127	13.3
สายส่ง 115 kV	0.0851	0.207	0.091	0.995

- โดยที่ R1 คือ ความต้านทานรีซิสแตนซ์ลำดับบวก
R0 คือ ความต้านทานรีซิสแตนซ์ลำดับศูนย์
X1 คือ ความต้านทานรีแอกแตนซ์ลำดับบวก
X0 คือ ความต้านทานรีแอกแตนซ์ลำดับศูนย์

นอกจากนี้ยังใช้ข้อมูลจากงานวิจัยอ้างอิง [4] ซึ่งวิเคราะห์ความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 22 kV ทำการทดสอบฟังก์ชันการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์อีกครั้ง เพื่อยืนยันความถูกต้อง และแม่นยำของฟังก์ชันการประมาณตำแหน่งความผิดพลาด โดยระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ใช้สำหรับทดสอบ แสดงดังรูปที่ 3-8 และรายละเอียดของระบบจำหน่ายไฟฟ้างานวิจัย

- ระบบไฟฟ้าระดับ 22 kV ความถี่ 50 Hz

- สายไฟฟ้าระบบจำหน่ายสายหลักเป็นสายหุ้มฉนวนไม่เติมพิกัดขนาด 185 ตารางมิลลิเมตร และมีกิ่งสายย่อย 10 วงจร
- ความยาวระบบจำหน่ายสายหลัก 40 กิโลเมตร



รูปที่ 3-8 ระบบไฟฟ้าจากงานวิจัยที่สำหรับทดสอบที่ระดับแรงดัน 22 kV

3.4 การใช้ข้อมูลความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์แบบเอเอ็มอาร์

การพิจารณาใช้ข้อมูลความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์ (Voltage unbalance alarm) สำหรับการวิเคราะห์มิเตอร์ที่ได้รับผลกระทบจากความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากเหตุการณ์ความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้านั้น เนื่องจากการวิเคราะห์ alarm log ของสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติที่เข้ามาใหม่ทุกๆ 15 นาที เพื่อตรวจสอบสถานะความผิดปกติ ณ เวลาปัจจุบัน ถ้าสถานะความผิดปกติของมิเตอร์เอเอ็มอาร์ ในเวลาปัจจุบันกลับมาเป็นปกติแล้ว ระบบจะทำการลบข้อมูลความผิดปกติออกจากรายการมิเตอร์ที่ผิดปกติ ดังนั้นการตรวจสอบสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติต่างๆของมิเตอร์เอเอ็มอาร์ จึงไม่มีการเก็บข้อมูลย้อนหลังของมิเตอร์ที่มีความผิดปกติ

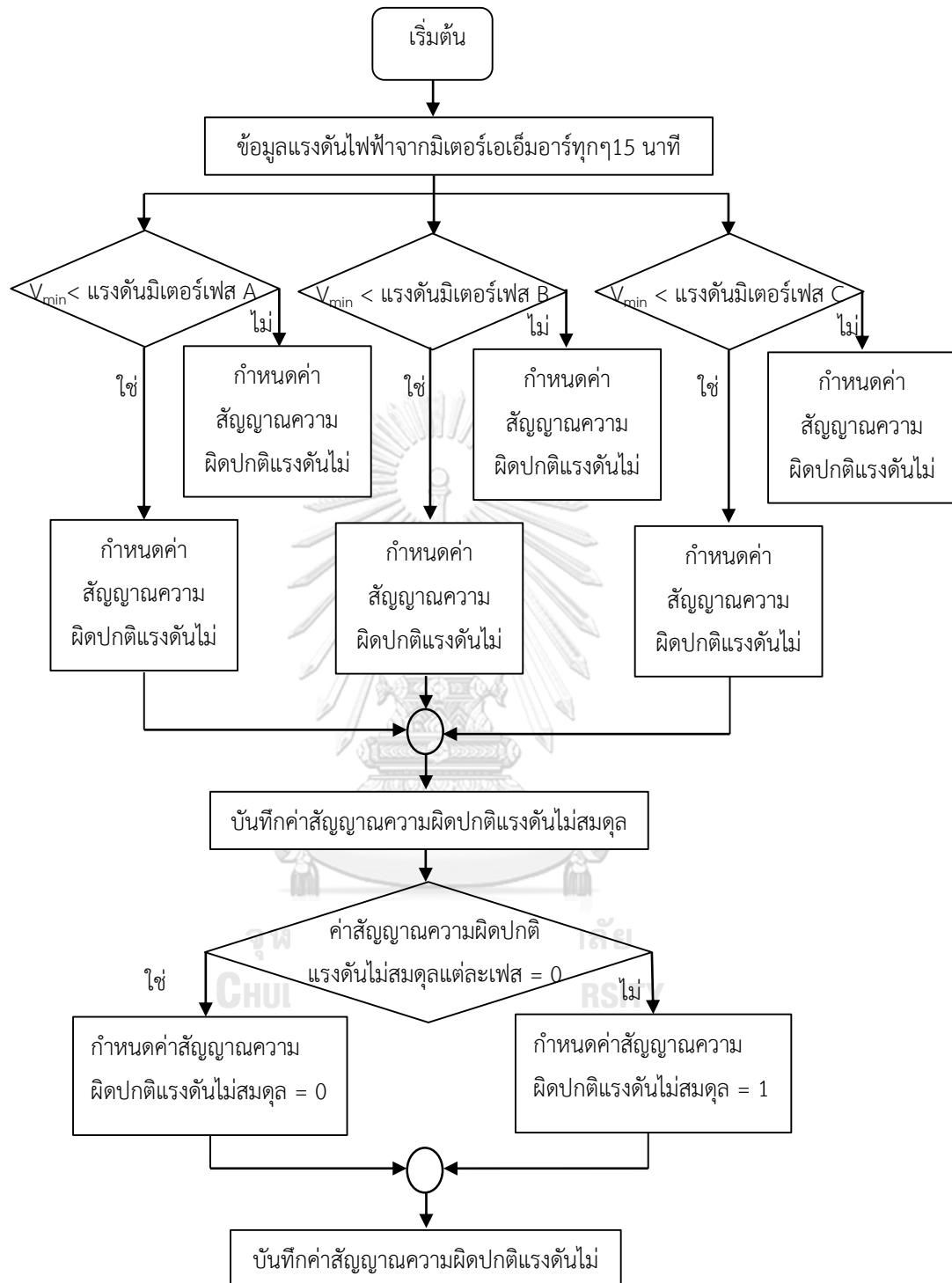
สำหรับการใช้ข้อมูลสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์ เพื่อวิเคราะห์มิเตอร์ที่ได้รับผลกระทบแรงดันไฟฟ้าผิดปกติ ในวิทยานิพนธ์นี้จึงนำข้อมูลย้อนหลังแรงดันไฟฟ้าแต่ละเฟสจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์ทุกๆ 15 นาที ดังแสดงในรูปที่ 3-9 นำมาสร้างเป็นสัญญาณเสมือนสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล โดยใช้เกณฑ์ตัดสินความผิดปกติของแรงดันไฟฟ้าตามเกณฑ์ที่กำหนดในมิเตอร์เอเอ็มอาร์ชนิด EDM1 ที่มีการใช้อยู่ในพื้นที่ความรับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยที่เกณฑ์ตัดสินความผิดปกติแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล คือแรงดันไฟฟ้ามีค่าต่ำกว่า 80 เปอร์เซ็นต์ของแรงดันเฟส และแรงดันไฟฟ้ามีค่าสูงกว่า 120 เปอร์เซ็นต์ของแรงดันเฟส เพื่อสร้างสัญญาณเสมือนสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลให้ใกล้เคียงกับสัญญาณ

แจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลที่เกิดขึ้นในความเป็นจริง และขั้นตอนการสร้างสัญญาณเสมือน สัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล ดังแสดงในรูป ที่ 3-10

รายงานข้อมูลแรงดันรายเดือน				
	PHASE A	PHASE B	PHASE C	
01/05/2017 00.15	225.67	223.90	223.44	
01/05/2017 00.30	226.47	224.68	224.13	
01/05/2017 00.45	226.99	225.25	224.74	
01/05/2017 01.00	226.34	224.56	223.98	
01/05/2017 01.15	226.42	224.62	224.13	
01/05/2017 01.30	226.20	224.37	223.77	
01/05/2017 01.45	226.94	225.10	224.58	
01/05/2017 02.00	227.09	225.27	224.68	
01/05/2017 02.15	227.36	225.50	225.02	
01/05/2017 02.30	227.36	225.42	224.80	
01/05/2017 02.45	227.70	225.79	225.24	
01/05/2017 03.00	227.88	225.88	225.34	
01/05/2017 03.15	228.31	226.37	225.85	
01/05/2017 03.30	228.56	226.50	225.91	

รูปที่ 3-9 ข้อมูลย้อนหลังแรงดันไฟฟ้าจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์





* V_{\min} = แรงดันไฟฟ้าที่ 80 เปอร์เซ็นต์ของแรงดันเฟส ($0.8 * 415/\sqrt{3}$)

รูปที่ 3-10 แผนผังขั้นตอนการสร้างสัญญาณเสมือนสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล

3.5 การตรวจสอบสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล

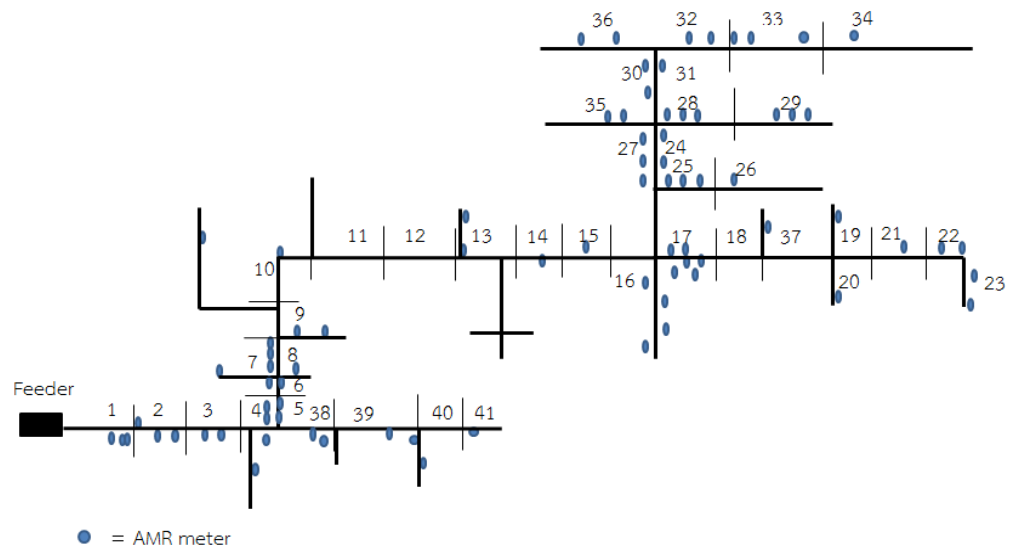
หลังจากสร้างสัญญาณเสมือนสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากข้อมูลแรงดันไฟฟ้าจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์ การตรวจสอบมิเตอร์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบแรงดันไม่สมดุลจากความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า เพื่อระบุขอบเขตพื้นที่ไฟฟ้าดับนั้น จำเป็นต้องตรวจสอบสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์ที่ติดตั้งข้างเคียงว่ามีความผิดปกติเกิดขึ้นเหมือนกันหรือไม่ โดยในวิทยานิพนธ์นี้ได้ทำการแบ่งระบบจำหน่ายไฟฟ้าออกเป็นสายย่อย (Line section) โดยพิจารณาใช้ค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ (Correlation coefficient) ซึ่งเป็นการหาค่าความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรตั้งแต่ 2 ตัวแปรขึ้นไป เพื่อพิจารณาระหว่างตัวแปรว่ามีความสัมพันธ์มากน้อยเพียงใด ซึ่งค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์หาได้จากคำนวณตามสมการ (2.28) โดยการใช้ค่าแรงดันไฟฟ้าของมิเตอร์เอเอ็มอาร์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 3-11 ร่วมกับการพิจารณาดำเนินการติดตั้งมิเตอร์เอเอ็มอาร์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เป็นตัวกำหนดจำนวนมิเตอร์ในสายย่อย ซึ่งช่วยให้การตรวจสอบมิเตอร์ที่ได้รับผลกระทบแรงดันไม่สมดุลจากเหตุการณ์ความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าทำได้ง่ายขึ้น

	m27	m28	m29	m30	m31	m32	m33	m34	m35	m36	m37	m38	m39	m40	m41	m42	m43
m27	1																
m28	0.393891	1															
m29	0.667017	0.519813	1														
m30	0.31048	0.348902	0.459359	1													
m31	0.665344	0.523387	0.999033	0.465045	1												
m32	0.272115	0.230694	0.411631	0.875085	0.414432	1											
m33	0.667149	0.528993	0.998413	0.472248	0.998932	0.413749	1										
m34	0.638655	0.616591	0.838606	0.559587	0.843878	0.358967	0.852958	1									
m35	0.664125	0.525732	0.997004	0.471234	0.997914	0.416684	0.998351	0.847236	1								
m36	0.264563	0.207962	0.40306	0.858136	0.404882	0.987147	0.404264	0.342528	0.408127	1							
m37	0.640648	0.61473	0.838781	0.558877	0.843619	0.357881	0.853001	0.999552	0.847394	0.342637	1						
m38	0.666729	0.522478	0.999384	0.464716	0.999738	0.412854	0.99907	0.844471	0.997901	0.40377	0.844487	1					
m39	0.440672	0.367792	0.659576	0.436853	0.663783	0.464013	0.665749	0.586074	0.666275	0.460013	0.585951	0.663013	1				
m40	0.665344	0.523387	0.999033	0.465045	1	0.414432	0.998932	0.843878	0.997914	0.404882	0.843619	0.999738	0.663783	1			
m41	0.666178	0.527861	0.998486	0.469987	0.999585	0.417419	0.998427	0.847734	0.9976	0.407865	0.84733	0.999254	0.663915	0.999585	1		
m42	0.30732	0.34557	0.457997	0.979356	0.463982	0.857201	0.47074	0.556307	0.469561	0.842399	0.555456	0.463554	0.441814	0.463982	0.468914	1	
m43	0.638986	0.617273	0.838454	0.558913	0.843758	0.358865	0.852675	0.999736	0.847113	0.341906	0.999371	0.844287	0.585776	0.843758	0.847632	0.555484	1

รูปที่ 3-11 ตัวอย่างสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ของมิเตอร์เอเอ็มอาร์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

จากการใช้ค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ที่คำนวณได้จากแรงดันไฟฟ้าของมิเตอร์เอเอ็มอาร์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าลพบุรี 1 เฟดเดอร์ 3 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดลพบุรี เพื่อใช้แบ่งระบบจำหน่ายไฟฟ้าออกเป็นสายย่อย พิจารณาค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ของมิเตอร์แต่ละเครื่อง หากมิเตอร์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ ใกล้เคียง 1 แสดงว่ามิเตอร์ทั้งสองเครื่องนั้น มีความสัมพันธ์ทางแรงดันไฟฟ้าไปในทิศทางเดียวกันเป็นอย่างมาก ซึ่งจะช่วย

ให้การกำหนดจำนวนมิเตอร์ในสายย่อยได้อย่างคร่าวๆ จากนั้นใช้ค่าตำแหน่งที่ตั้งของมิเตอร์พิจารณา รวม โดยเลือกมิเตอร์ที่มีตำแหน่งที่ตั้งใกล้เคียงกัน เพื่อกำหนดแต่ละสายย่อยของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งระบบจำหน่ายไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าลพบุรี 1 เฟดเดอร์ 3 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดลพบุรีที่ถูก แบ่งเป็นสายย่อยนั้น ดังแสดงในรูปที่ 3-12



รูปที่ 3-12 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าลพบุรี 1 เฟดเดอร์ 3

ในส่วนของการคำนวณหาค่าระยะทางรวมสายย่อยในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทำได้โดยการใช้ การหาผลรวมของระยะทางสายย่อยในแต่ละส่วนย่อย เพื่อรวมเป็นระยะทางรวมของระบบจำหน่าย ไฟฟ้า ดังแสดงในตารางที่ 3-4

ตารางที่ 3-4 ตัวอย่างการคำนวณหาค่าระยะทางรวมของสายย่อย

สายย่อย (Line section)	ระยะทางสายย่อย (km)	ระยะทางรวม (km)
1	L1	L1
2	L2	L1+L2
3	L3	L1+L2+L3
4	L4	L1+L2+L3+L4
5	L5	L1+L2+L3+L4+L5
38	L38	L1+L2+L3+L4+L38

สำหรับข้อมูลสายย่อยของระบบจำหน่ายไฟฟ้าสถานีไฟฟ้าลพบุรี 1 เฟดเดอร์ 3 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดลพบุรีที่ถูกแบ่งเป็นสายย่อยประกอบด้วย ระยะทางสายย่อย ระยะทางรวมของสายย่อย จำนวนมิเตอร์เอเอ็มอาร์ และรหัสมิเตอร์เอเอ็มอาร์ในสายย่อย ดังแสดงในตารางที่ 3-5

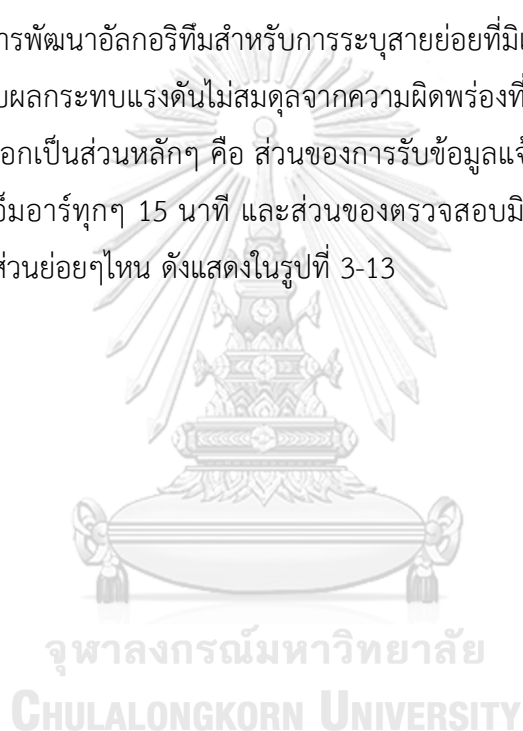
ตารางที่ 3-5 ข้อมูลสายย่อยในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

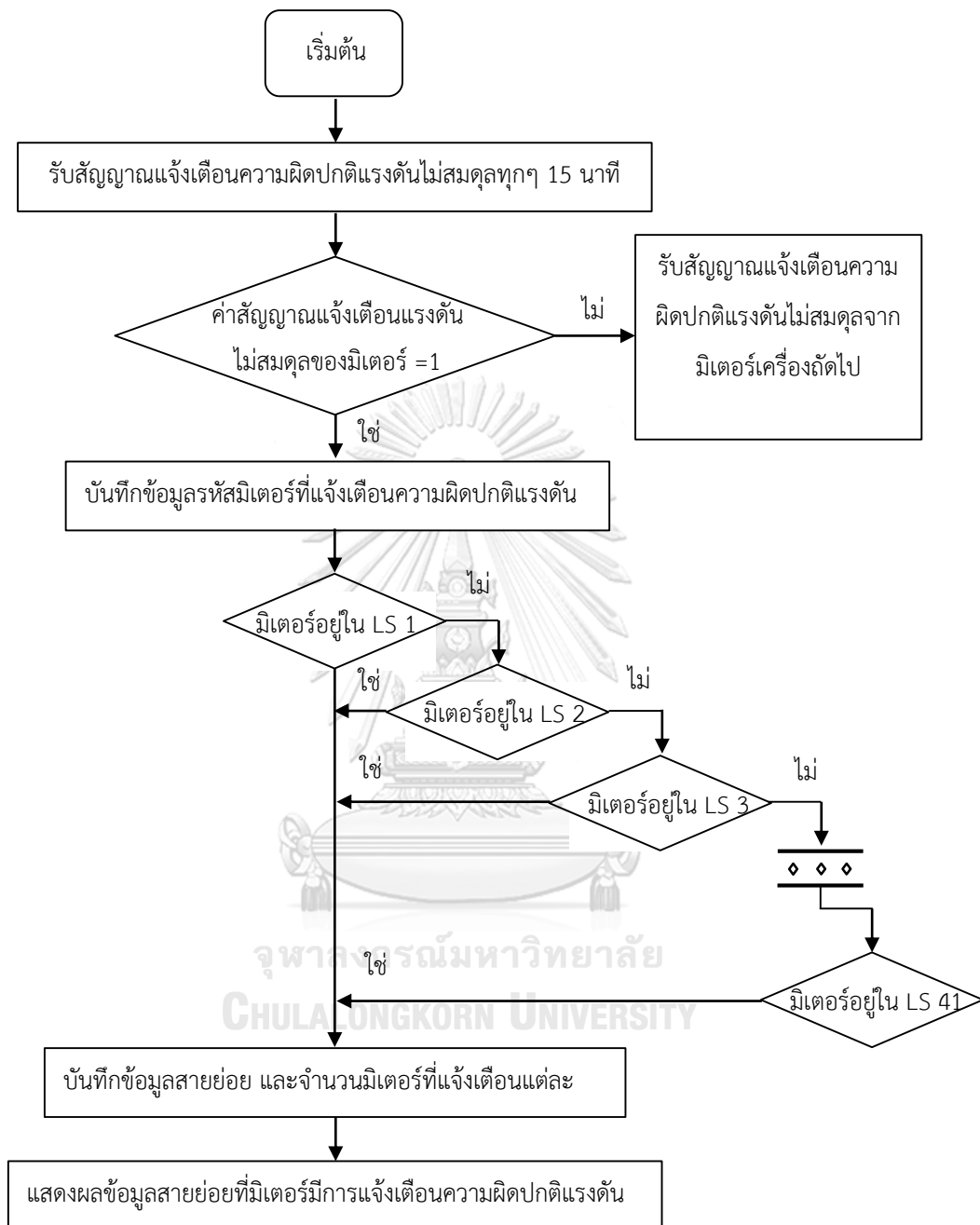
สายย่อย (Line section)	ระยะทางสายย่อย (km)	ระยะทางรวม (km)	จำนวนมิเตอร์ในสายย่อย	รหัสมิเตอร์
1	1.71	1.71	3	m2, m4, m8
2	1	2.71	2	m1, m6
3	0.76	3.47	3	m3, m5
4	0.94	4.41	3	m7, m12, m39
5	0.97	5.38	5	m9, m29, m33,m34, m43
6	0.9	6.28	3	m35, m37, m38
7	1.2	7.48	1	m21
8	0.45	6.73	1	m40
9	0.35	6.63	2	m31, m41

10	1.3	7.93	2	m28, m95
11	5.1	11.73	1	m21
12	1.1	8.28	1	m44
13	0.75	13.98	2	m30, m42
14	2.25	16.23	1	m32
15	1	17.23	1	m51
16	1.83	21.06	4	m68, m71, m86, m92
17	1	20.23	4	m46, m49, m62, m64
18	1	20.23	2	m47, m70
19	1	23.23	1	m90
20	1	23.23	1	m91
21	1	25.23	1	m75
22	1	26.23	2	m46, m49
23	1	27.23	2	m50, m65
24	2	23.23	2	m77, m78
25	1.5	22.73	3	m76, m81, m83
26	0.75	23.48	1	m85
27	2	23.23	3	m52, m58, m88
28	1.5	24.73	3	m79, m84, m93
29	1.5	26.23	3	m53, m55, m82
30	2	25.23	2	m57, m63
31	2	25.23	1	m87
32	1	26.23	2	m56, m69
33	1	27.23	3	m51, m59, m60
34	1	30.23	1	m61
35	2.3	25.53	2	m74, m89

36	2	26.73	2	m45, m94
37	2.5	21.37	1	m67
38	1.4	5.810	2	m25, m26
39	0.9	6.710	2	m10, m11
40	0.5	7.210	1	m19
41	1	8.210	1	m24

ในส่วนของการพัฒนาอัลกอริทึมสำหรับการระบุสายย่อยที่มีเตอร์เอเอ็มอาร์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ที่ได้รับผลกระทบแรงดันไม่สมดุลจากความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า สามารถแบ่งส่วนการทำงานออกเป็นส่วนหลักๆ คือ ส่วนของการรับข้อมูลแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์ทุกๆ 15 นาที และส่วนของตรวจสอบมิเตอร์ที่แจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลอยู่ในส่วนย่อยๆ ใดหนึ่ง ดังแสดงในรูปที่ 3-13





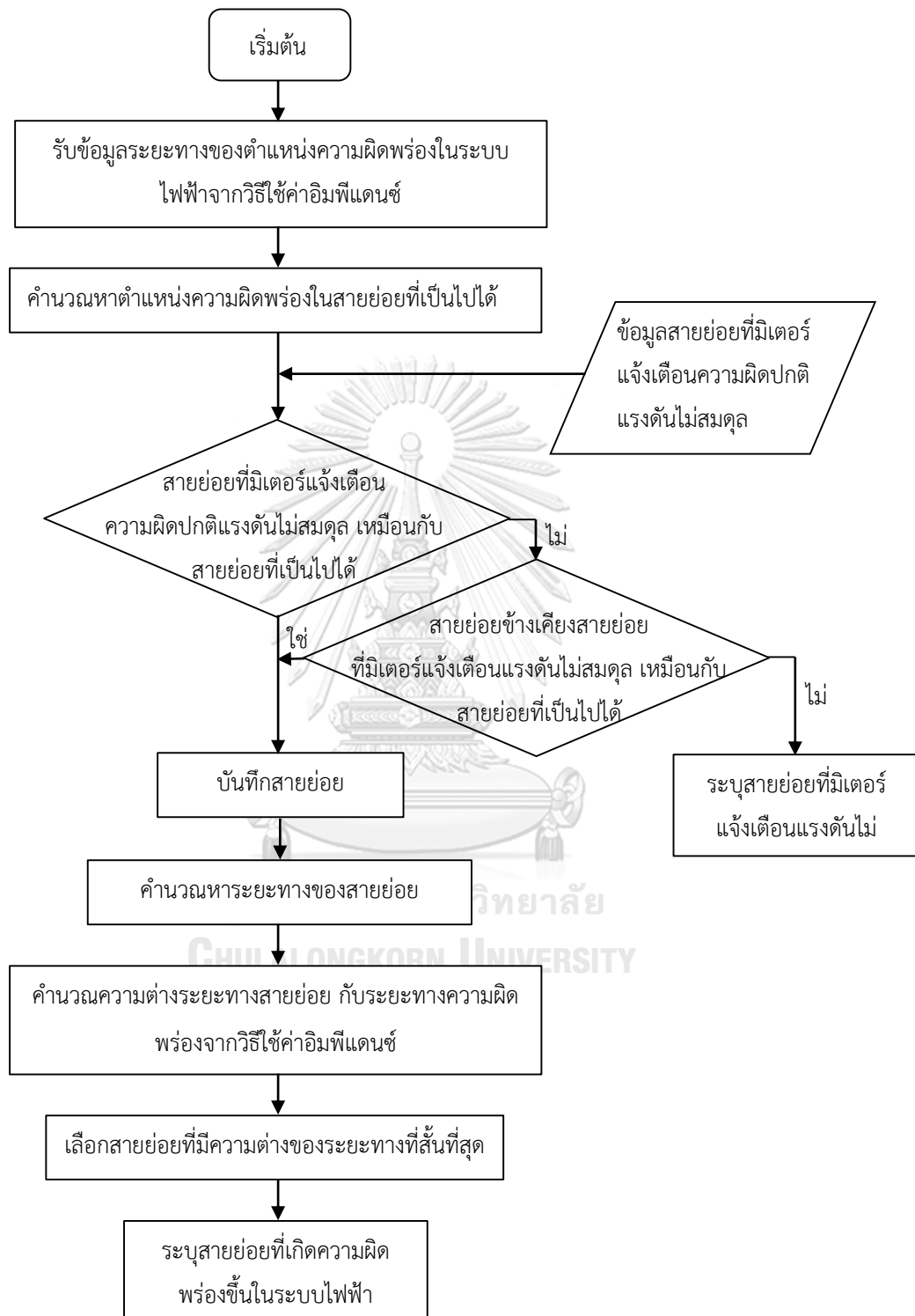
* LS = สายย่อย (Line section)

รูปที่ 3-13 แผนผังการระบุสายย่อยที่มีมิเตอร์แจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล

จากรูปที่ 3-13 แผนผังการระบุสายย่อยที่มีเตอร์แฉ่งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลสามารถอธิบายวิธีการทำงานได้ 3 สถานะ คือ

- 1) รับข้อมูลสัญญาณแฉ่งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าทุกๆ 15 นาที ซึ่งหากมิเตอร์เอเอ็มอาร์ไม่มีการแฉ่งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลระบบจะรับข้อมูลสัญญาณแฉ่งเตือนจากมิเตอร์ถัดไป
- 2) ระบบจะตรวจสอบมิเตอร์ที่แฉ่งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลว่ามีเตอร์ที่แฉ่งเตือนความผิดปกติดังกล่าวอยู่ในสายย่อยไหน โดยจะเปรียบเทียบรหัสของมิเตอร์เอเอ็มอาร์ที่มีการแฉ่งเตือนความผิดปกติ กับข้อมูลรหัสมิเตอร์ของสายย่อยในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- 3) เมื่อระบบประมวลผลเสร็จแล้วจะเก็บข้อมูลและแสดงผลข้อมูลที่จัดเก็บ ประกอบด้วยสายย่อยที่มีเตอร์มีการแฉ่งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล, รหัสมิเตอร์ที่มีการแฉ่งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล และจำนวนมิเตอร์ที่มีการแฉ่งเตือนความผิดปกติ

สำหรับส่วนของกระบุตำแหน่งความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้สัญญาณแฉ่งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลว่าอยู่ในสายย่อยใดนั้น พิจารณาระยะทางของตำแหน่งความผิดปกติที่ได้จากการประมาณตำแหน่งความผิดปกติโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ เนื่องจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นระบบแบบเรเดียล มีกิ่งย่อยหลายสาขา ดังนั้นระยะทางตำแหน่งความผิดปกติที่ได้จากการประมาณตำแหน่งความผิดปกติโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ จึงระบุตำแหน่งความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้หลายตำแหน่ง ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้การเปรียบเทียบตำแหน่งความเป็นไปได้ของตำแหน่งความผิดปกติในสายย่อย โดยที่ระยะทางของตำแหน่งความผิดปกติที่คำนวณได้จากวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์มีค่ามากกว่าระยะทางของสายย่อย หมายความว่าความผิดปกติไม่ได้เกิดที่สายย่อยนี้ ระบบจะคำนวณซ้ำโดยใช้ระยะทางของสายย่อยสายต่อไป เพื่อหาตำแหน่งความผิดปกติที่เป็นไปได้ จากนั้นเปรียบเทียบกับตำแหน่งสายย่อยที่ได้จากสัญญาณแฉ่งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล ซึ่งเป็นระยะทางห่างจากสถานีไฟฟ้า โดยขั้นตอนการระบุตำแหน่งความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 3-14



รูปที่ 3-14 แผนผังการระบุสายย่อยที่เกิดความผิดปกติพ่วงขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

จากรูปที่ 3-14 แผนผังการระบุสายย่อยที่เกิดความผิดพลาดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า สามารถแบ่งส่วนการทำงานของอัลกอริทึมหลักๆ คือ

1. ส่วนของการรับข้อมูลระยะทางจากอัลกอริทึมการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรในระบบไฟฟ้าโดยใช้วิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ เพื่อคำนวณหาสายย่อยที่มีตำแหน่งความผิดพลาดที่เป็นไปได้ (Possible line section)
2. ส่วนของการตรวจสอบความเหมือนกัน หรือความใกล้เคียงกันของสายย่อยที่มีตำแหน่งความผิดพลาดที่เป็นไปได้ กับสายย่อยที่มีเตอร์มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล เพื่อยืนยัน และระบุขอบเขตพื้นที่ที่เกิดความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรในระบบจำหน่ายไฟฟ้าอย่างคร่าวๆได้ ซึ่งเมื่อพิจารณาแล้ว ผลลัพธ์ของการตรวจสอบอาจมีสายย่อยที่มีความเหมือนกัน หรือใกล้เคียงกันมีค่าได้มากกว่า 1 สายย่อย
3. ส่วนของการคำนวณความต่างของระยะทางสายย่อย กับระยะทางของตำแหน่งความผิดพลาดที่ได้จากการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ เพื่อระบุสายย่อยที่เกิดความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในส่วนนี้จะใช้เป็นขั้นตอนสุดท้ายสำหรับค้นหาตำแหน่งความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งในกรณีที่ผลลัพธ์ของการตรวจสอบอาจสายย่อยที่มีความเหมือนกัน หรือใกล้เคียงกันมีค่าได้มากกว่า 1 สายย่อย ขั้นตอนนี้จะช่วยระบุสายย่อยที่เกิดความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้เหลือเพียงหนึ่งเดียว โดยใช้วิธีเปรียบเทียบระยะทางของสายย่อย กับระยะทางความผิดพลาดที่ได้จากการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ และเลือกค่าความแตกต่างระยะทางของสายย่อยที่มีค่าน้อยที่สุด ซึ่งค่าความแตกต่างระยะทาง สามารถหาได้จากสมการที่ (3.1)

$$\delta_L \in R = \min |d_{LS} - d_{IM}| \quad (3.1)$$

โดยที่ δ_L คือ ความแตกต่างระยะทางในแต่ละสายย่อย
 d_{LS} คือ ระยะทางของสายย่อยที่มีตำแหน่งความผิดพลาดที่เป็นไปได้อย่างมีความเหมือนกัน หรือใกล้เคียงกับสายย่อยที่มีเตอร์มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล
 d_{IM} คือ ระยะทางที่ได้จากการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์

3.6 การประเมินผลการทดสอบ [5]

สำหรับการประเมินผลการทดสอบของระบบการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ ร่วมกับการใช้ข้อมูลการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์ โดยทำการเปรียบเทียบระยะทางของตำแหน่งความผิดพลาดได้จากขั้นตอนวิธีที่การต่างๆ กับระยะทางของตำแหน่งความผิดพลาดที่เกิดขึ้นจริงในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการ (3.2)

$$\%Error = \frac{|d_{calculate} - d_{actual}|}{d_{Total\ of\ line\ length}} \times 100\% \quad (3.2)$$

โดยที่ $d_{calculate}$ คือ ระยะทางตำแหน่งความผิดพลาดที่ได้จากการคำนวณ (km)

d_{actual} คือ ระยะทางตำแหน่งความผิดพลาดที่เกิดขึ้นจริง (km)

$d_{Total\ of\ line\ length}$ คือ ระยะทางในสายส่งรวมทั้งหมด (km)

บทที่ 4

การทดสอบและการวิเคราะห์ผล

4.1 การทดสอบฟังก์ชันการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดโดยใช้วิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์

การพัฒนาอัลกอริทึมสำหรับการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดแบบไม่สมมาตร โดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ ร่วมกับการใช้ข้อมูลการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์แบบเอเอ็มอาร์ จำเป็นต้องพิจารณาถึงค่าระยะทางตำแหน่งความผิดพลาดที่ได้จากประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า เพื่อให้ทราบตำแหน่งความผิดพลาดได้อย่างแม่นยำ ดังนั้นการพิจารณาอัลกอริทึมสำหรับการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ มีความถูกต้อง และแม่นยำเพียงใดนั้น จึงต้องใช้ข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากงานวิจัยก่อนหน้า เป็นตัวทดสอบความถูกต้องของอัลกอริทึมการประมาณตำแหน่งความผิดพลาด

วัตถุประสงค์ของการทดสอบ เพื่อทดสอบความถูกต้อง แม่นยำของการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดโดยใช้วิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์

เครื่องมือการทดสอบ

- 1) ข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากงานวิจัยการระบุตำแหน่งความผิดพลาดบนสายส่งโดยพิจารณาผลการเหนี่ยวนำร่วมบนวงจรโครงข่ายระบบส่ง [8]
- 2) ข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากงานวิจัยการออกแบบอัลกอริทึมค้นหาความผิดพลาดระบบจำหน่าย 22 KV [4]
- 3) ฟังก์ชันการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดโดยใช้วิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์

วิธีการทดสอบ

- 1) นำข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากงานวิจัยที่ใช้สำหรับทดสอบ จำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าผ่านโปรแกรม Alternative transient program (ATP)
- 2) กำหนดตำแหน่งความผิดพลาดสำหรับจำลองการเกิดความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในโปรแกรม ATP โดยในชุดข้อมูลของงานวิจัยที่ 1 จำลองตำแหน่งความผิดพลาดทุกๆ 10% ของความยาวสายส่ง และในชุดข้อมูลของงานวิจัยที่ 2 จำลองตำแหน่งความผิดพลาดทุกๆ 12.5% ของความยาวสายส่ง
- 3) ทดสอบฟังก์ชันการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดโดยใช้วิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ พิจารณาระยะทางของตำแหน่งความผิดพลาดที่ได้จากการคำนวณในแต่ละครั้ง

- 4) บันทึกผลการทดสอบแต่ละครั้งแสดงผลเป็นตาราง และเปรียบเทียบความถูกต้อง และแม่นยำของผลการทดสอบที่ได้จากการคำนวณ กับผลการทดสอบในงานวิจัย

ผลการทดสอบ

สำหรับทดสอบความถูกต้อง และแม่นยำของการทำงานของฟังก์ชันการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ จากการทดสอบโดยใช้ข้อมูลระบบไฟฟ้าที่ประยุกต์จากงานวิจัยการระบุตำแหน่งความผิดพลาดการระบุตำแหน่งความผิดพลาดบนสายส่งโดยพิจารณาผลการเหนี่ยวนำร่วมบนวงจรโครงข่ายระบบส่ง พบว่าให้ผลลัพธ์ของการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดกรณีความผิดพลาดเฟสเดียวลงดิน ให้ค่าความคลาดเคลื่อนของระยะทางความผิดพลาดอยู่ในช่วง 0-22 กิโลเมตร และผลลัพธ์ของการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดกรณีความผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดิน โดยใช้ข้อมูลระบบไฟฟ้าจากงานวิจัยการออกแบบอัลกอริทึมค้นหาความผิดพลาดระบบจำหน่าย 22 kV ให้ค่าความคลาดเคลื่อนของระยะทางความผิดพลาดอยู่ในช่วง 0-2.6 กิโลเมตร ดังแสดงในตารางที่ 4-1 และ 4-2 ตามลำดับ

ตารางที่ 4-1 ผลการทดสอบโดยใช้ข้อมูลระบบไฟฟ้าจากงานวิจัยที่ 1

Actual distance (km)	Calculate Distance (km)	Error distance (km)	% Error
10	9.4848	-0.512	0.512
20	19.4181	-0.5819	0.5819
30	28.3311	-1.6689	1.6689
40	35.3316	-4.6684	4.6684
50	43.5016	-6.4984	6.4984
60	52.0290	-7.9710	7.9710
70	62.8478	-7.1522	7.1522
80	83.1221	3.1221	3.1221
90	112.2936	22.2936	22.2936

ตารางที่ 4-2 ผลการทดสอบโดยข้อมูลระบบไฟฟ้าจากงานวิจัยที่ 2

Actual distance (km)	Calculate Distance (km)	Error distance (km)	% Error
5	4.3687	-0.6313	1.5785
10	8.8038	-1.1962	2.9905
15	13.4733	-1.5267	3.8167
20	17.4788	-2.5212	6.3030
25	22.3262	-2.6738	6.6845
30	28.4722	-1.5278	3.8195
35	34.4150	-0.5850	1.4625

เมื่อพิจารณาผลการทดสอบจากตารางที่ 4-1 และตารางที่ 4-2 เปรียบเทียบกับผลการทดสอบจากงานวิจัยอ้างอิงทั้งสองงานวิจัย พบว่าการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ เพอร์เซนต์ค่าความคลาดเคลื่อนตำแหน่งความผิดพลาดมีแนวโน้มทิศทางค่าความคลาดเคลื่อนใกล้เคียงกับผลการทดสอบในงานวิจัยที่ใช้เป็นข้อมูลอ้างอิง โดยเปอร์เซนต์ค่าความคลาดเคลื่อนที่ได้ข้อมูลงานวิจัยอ้างอิง มีเปอร์เซนต์ค่าความคลาดเคลื่อนไม่เกิน 6 เปอร์เซ็นต์ และเปอร์เซนต์ค่าความคลาดเคลื่อนจากการทดสอบมีเปอร์เซนต์ค่าความคลาดเคลื่อนไม่เกิน 7 เปอร์เซ็นต์ ดังนั้นอาจกล่าวได้ว่าฟังก์ชันการทำงานการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า มีความแม่นยำและถูกต้อง ซึ่งสามารถนำมาประยุกต์ใช้งานเป็นส่วนหนึ่งของอัลกอริทึมหลักได้

4.2 การทดสอบฟังก์ชันการระบุสายย่อยที่มีเตอร์มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล

การทดสอบฟังก์ชันการระบุสายย่อยที่มีเตอร์มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล เป็นการทดสอบความถูกต้องของการทำงานฟังก์ชันการระบุสายย่อย เมื่อมีเตอร์เอเอ็มอาร์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล เพื่อหาขอบเขต และระบุพื้นที่ที่มีเตอร์ได้รับผลกระทบแรงดันไม่สมดุลจากเหตุการณ์ความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า

วัตถุประสงค์ของการทดสอบ เพื่อทดสอบประสิทธิภาพ และความถูกต้องของฟังก์ชันการระบุสายย่อยที่มีเตอร์มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล

เครื่องมือการทดสอบ 1) ข้อมูลสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าทุกๆ 15 นาที

- 2) ข้อมูลเหตุการณ์ความผิดปกติของแบบไม่สมมาตรที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าลพบุรี 1 พีคเตอร์ 3
- 3) ฟังก์ชันการระบุสายย่อยที่มีเตอรมีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล

วิธีการทดสอบ

- 1) ตรวจสอบการทำงานของฟังก์ชันการระบุสายย่อยที่มีเตอรมีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล โดยระบุวัน และเวลาของเหตุการณ์ความผิดปกติของแบบไม่สมมาตรตามข้อมูลเหตุการณ์ความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- 2) ทดสอบตามข้อมูลเหตุการณ์ความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จำนวน 43 เหตุการณ์
- 3) พิจารณาความถูกต้อง แม่นยำของฟังก์ชันการระบุสายย่อยที่มีเตอรมีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล โดยเปรียบเทียบข้อมูลรหัสมีเตอร์ในสายย่อยที่มีเตอรมีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล กับฐานข้อมูลรหัสมีเตอร์ของสายย่อยในระบบไฟฟ้า และข้อมูลพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ความผิดปกติของไฟฟ้าดับที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า

ผลการทดสอบ

จากการทดสอบฟังก์ชันการทำงานการระบุสายย่อยที่มีเตอรมีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล โดยใช้ข้อมูลสัญญาณแจ้งเตือนแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์ทุกๆ 15 นาที และข้อมูลเหตุการณ์ความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จำนวน 43 เหตุการณ์ ผลลัพธ์ของการระบุสายย่อยที่มีเตอรมีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล ซึ่งได้รับผลกระทบจากความผิดปกติของแบบไม่สมมาตรที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า ให้ความถูกต้องแม่นยำในการระบุสายย่อยถูกต้อง ทั้งหมด 43 เหตุการณ์ คิดเป็น 100 เปอร์เซ็นต์ของความถูกต้อง ดังนั้นจึงสรุปได้ว่า ฟังก์ชันการทำงานการระบุสายย่อยที่มีเตอรมีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลสามารถทำงานได้อย่างถูกต้อง

4.3 การทดสอบฟังก์ชันการระบุสายย่อยที่เกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

สำหรับการพัฒนาอัลกอริทึมการประมาณตำแหน่งความผิดปกติของแบบไม่สมมาตรในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ ร่วมกับการใช้ข้อมูลแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์แบบเอเอ็มอาร์ เนื่องจากวิธีการใช้ค่าอิมพีแดนซ์ ให้ผลลัพธ์ของตำแหน่งความผิดปกติในระบบ

จำหน่ายไฟฟ้าหลายตำแหน่ง ซึ่งเป็นผลมาจากระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นระบบแบบเรเดียล มีหลายกิ่งย่อยหลายสาขา ดังนั้นการระบายสายย่อยที่เกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ด้วยข้อมูลการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์มาพิจารณาจึงเป็นสิ่งจำเป็น เพื่อช่วยลดขอบเขตตำแหน่งความผิดปกติที่เป็นไปได้ให้แคบลง

วัตถุประสงค์ของการทดสอบ เพื่อทดสอบประสิทธิภาพ และความถูกต้องของฟังก์ชันการระบายสายย่อยที่เกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

เครื่องมือการทดสอบ

- 1) ข้อมูลสายย่อยที่มีมิเตอร์มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล
- 2) ข้อมูลเหตุการณ์ความผิดปกติแบบไม่สมมาตรที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟาลพบุรี 1 เฟดเดอร์ 3
- 3) ฟังก์ชันการระบายสายย่อยที่เกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

วิธีการทดสอบ

- 1) นำข้อมูลสายย่อยที่มีมิเตอร์มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล ซึ่งข้อมูลได้จากการตรวจสอบโดยฟังก์ชันการระบายสายย่อยที่มีมิเตอร์มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล
- 2) ทดสอบฟังก์ชันการระบายสายย่อยที่เกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยพิจารณาเปรียบเทียบสายย่อยที่มีตำแหน่งความผิดปกติที่เป็นไปได้ ซึ่งข้อมูลได้จากการประมาณตำแหน่งความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ กับข้อมูลสายย่อยที่มีมิเตอร์มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล
- 3) ทดสอบตามข้อมูลเหตุการณ์ความผิดปกติไฟฟ้าดับที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จำนวน 43 เหตุการณ์
- 4) พิจารณาค่าความผิดพลาดของฟังก์ชันการระบายสายย่อยที่เกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ผลการทดสอบ

จากการทดสอบความถูกต้องของฟังก์ชันการระบายสายย่อยที่เกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยใช้ข้อมูลสายย่อยที่มีมิเตอร์แจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล เปรียบเทียบกับสายย่อยที่มีตำแหน่งความผิดปกติที่เป็นไปได้ จำนวนทั้งหมด 43 เหตุการณ์ความผิดปกติ พบว่าผลลัพธ์การระบายสายย่อยที่เกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้ค่าความถูกต้อง ทั้งหมด 40 เหตุการณ์ คิดเป็น 93.02 เปอร์เซ็นต์ของความถูกต้อง โดยความผิดพลาดที่เกิดขึ้นนั้น เกิดจากใน

ช่วงเวลาที่เกิดความผิดปกติเพิ่มขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า มิเตอร์เอเอ็มอาร์บางเครื่องเกิดความผิดปกติของแรงดันไฟฟ้าไม่สมดุล อันเนื่องมาจากความผิดปกติจากตัวมิเตอร์เอง หรืออุปกรณ์ประกอบมิเตอร์ชำรุด แล้วมิเตอร์เครื่องดังกล่าวยังไม่ได้รับการแก้ไขให้เป็นกลับมาเป็นปกติ ส่งผลให้การระบุสายย่อยที่เกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเกิดความผิดพลาด

4.4 การทดสอบความสัมพันธ์ค่าความต้านทานทางความผิดปกติในระบบไฟฟ้า

สำหรับการประมาณตำแหน่งความผิดปกติแบบไม่สมมาตรโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ การเกิดความผิดปกติแบบไม่สมมาตรในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในแต่ละเหตุการณ์ ให้ค่าความต้านทานความผิดปกติ (R_F) ที่เกิดขึ้นแตกต่างกัน ดังนั้นการพิจารณาค่าความต้านทานความผิดปกติที่เกิดขึ้นจึงมีความสำคัญ เพื่อให้การประมาณตำแหน่งความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์มีความแม่นยำมากขึ้น

วัตถุประสงค์ของการทดสอบ เพื่อทดสอบค่าความต้านทานความผิดปกติมีผลต่อความแม่นยำในการประมาณตำแหน่งความผิดปกติโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์

เครื่องมือการทดสอบ

- 1) ข้อมูลเหตุการณ์ความผิดปกติแบบไม่สมมาตรที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าลพบุรี 1 เฟดเดอร์ 3
- 2) ข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าลพบุรี 1 เฟดเดอร์ 3
- 3) ฟังก์ชันการประมาณตำแหน่งความผิดปกติโดยใช้วิธีใช้ค่า

อิมพีแดนซ์วิธีการทดสอบ

- 1) นำข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าลพบุรี 1 เฟดเดอร์ 3 จำลองลงระบบจำหน่ายไฟฟ้าผ่านโปรแกรม ATP
- 2) กำหนดตำแหน่งความผิดปกติสำหรับจำลองการเกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในโปรแกรม ATP ที่ระยะทาง 13.43 กิโลเมตร ห่างจากสถานีไฟฟ้า และกำหนดค่าความต้านทานความผิดปกติเพิ่มขึ้นทุกๆ 10 เอนด์
- 3) ทดสอบฟังก์ชันการประมาณตำแหน่งความผิดปกติโดยใช้วิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ พิจารณาค่าความคลาดเคลื่อนของระยะทางความผิดปกติที่ได้จากการคำนวณในแต่ละครั้ง
- 4) บันทึกผลการทดสอบแต่ละครั้งแสดงผลเป็นตาราง

ผลการทดสอบ

จากการทดสอบหาความสัมพันธ์ความต้านทานความผิดปกติมีผลต่อความแม่นยำในการประมาณตำแหน่งความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้วิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ โดยทดสอบ

ความผิดพลาดแบบไม่สมมาตร ทั้ง 3 แบบ ได้แก่ ความผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดิน ความผิดพลาดสองเฟส และความผิดพลาดสองเฟสลงดิน ซึ่งผลของการพิจารณาค่าความคลาดเคลื่อนของระยะทาง ความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรในแต่ละกรณี แสดงดังตารางที่ 4-3, 4-4 และ 4-5

ตารางที่ 4-3 การพิจารณาค่าความคลาดเคลื่อน ในกรณีความผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดิน

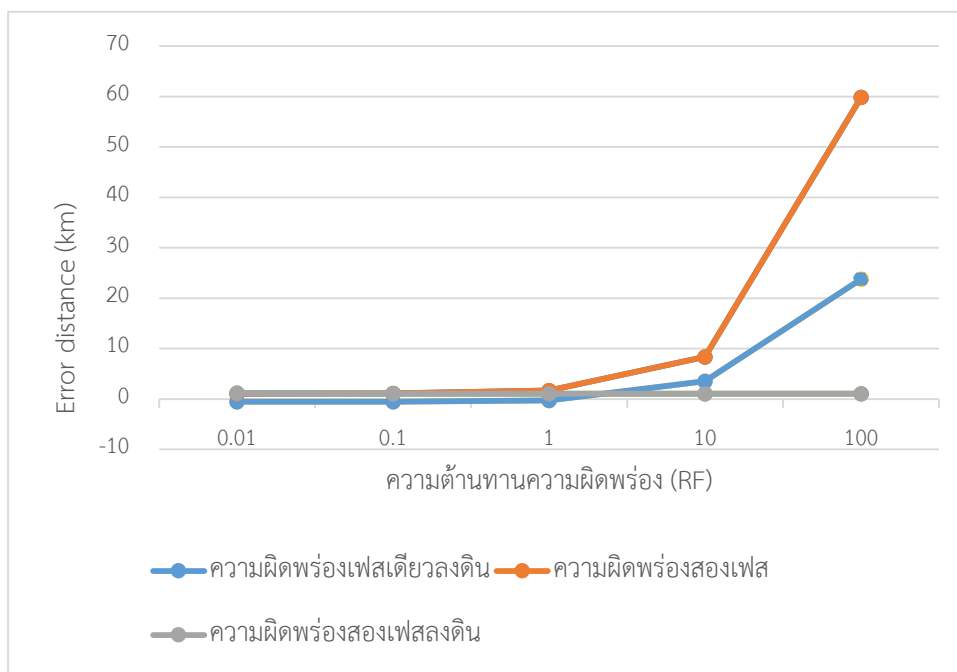
Case	R_F (Ω)	Calculate distance (km)	Error (km)	Error (%)
1	0.01	12.8905	-0.5395	1.3487
2	0.1	12.9147	-0.5153	1.2883
3	1	13.1730	-0.2570	0.6425
4	10	16.9319	3.5019	8.7548
5	100	37.2047	23.7747	59.4368

ตารางที่ 4-4 การพิจารณาค่าความคลาดเคลื่อนในกรณีความผิดพลาดแบบสองเฟส

Case	R_F (Ω)	Calculate distance (km)	Error (km)	Error (%)
1	0.01	14.4566	1.0266	2.5665
2	0.1	14.5219	1.0919	2.7298
3	1	15.1254	1.6954	4.2385
4	10	21.7599	8.3299	20.8248
5	100	73.3132	59.8832	149.708

ตารางที่ 4-5 การพิจารณาค่าความคลาดเคลื่อนในกรณีความผิดพลาดแบบสองเฟสลงดิน

Case	R_F (Ω)	Calculate distance (km)	Error (km)	Error (%)
1	0.01	14.5990	1.169	2.9225
2	0.1	14.4600	1.0300	2.5750
3	1	14.4605	1.0305	2.5763
4	10	14.4613	1.0313	2.5783
5	100	14.4571	1.0271	2.5678



รูปที่ 4-1 ผลการพิจารณาค่าความคลาดเคลื่อนของความผิดพลาดแบบไม่สมมาตร ทั้ง 3 กรณี

จากรูปที่ 4-1 พิจารณาค่าความคลาดเคลื่อนระยะทางความผิดพลาดทั้ง 3 กรณี ที่ความต้านทานความผิดพลาด $R_F = 0.01 \Omega$ $R_F = 0.1 \Omega$ และ $R_F = 1 \Omega$ พบว่าค่าความคลาดเคลื่อนระยะทางความผิดพลาดอยู่ในช่วง 0-1 กิโลเมตร นอกจากนี้เมื่อพิจารณาค่าความคลาดเคลื่อนระยะทางความผิดพลาดที่ $R_F = 10 \Omega$ และ $R_F = 100 \Omega$ ในกรณีความผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดิน และกรณีความผิดพลาดแบบสองเฟส พบว่าค่าความคลาดเคลื่อนระยะทางความผิดพลาดอยู่ในช่วง 0-60 กิโลเมตร จากการทดสอบจะเห็นได้ว่าค่าความต้านทานความผิดพลาด มีผลต่อความแม่นยำในการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยที่ค่าความต้านทานความผิดพลาดที่มีค่ามากๆ จะส่งผลให้ค่าความคลาดเคลื่อนของระยะทางความผิดพลาดมีค่าคลาดเคลื่อนมากไปด้วย

4.5 การทดสอบการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดเมื่อมีการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์

ในปัจจุบันระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเริ่มมีการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์มากขึ้น ซึ่งเมื่อเกิดความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า กระแสไฟฟ้าจากเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่จำหน่ายเข้ามาในระบบ อาจส่งผลกระทบต่อ การประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์

4.5.1 การทดสอบขนาดของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์

วัตถุประสงค์ของการทดสอบ เพื่อทดสอบขนาดเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่มีผลต่อการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์

เครื่องมือการทดสอบ

- 1) ข้อมูลเหตุการณ์ความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าลพบุรี 1 ฟีดเดอร์ 3
- 2) ข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าลพบุรี 1 ฟีดเดอร์ 3
- 3) ฟังก์ชันการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์

วิธีการทดสอบ

- 1) นำข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าลพบุรี 1 ฟีดเดอร์ 3 จำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าผ่านโปรแกรม ATP
- 2) กำหนดตำแหน่งความผิดพลาดสำหรับจำลองการเกิดความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในโปรแกรม ATP ที่ระยะทางในแต่ละกรณี ได้แก่ 6.7, 13.2, 20.5, 25.5 และ 26.7 กิโลเมตร ซึ่งเป็นระยะทางห่างจากสถานีไฟฟ้า และกำหนดขนาดของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์โดยเริ่มที่ 10 กิโลวัตต์ และเพิ่มขึ้นทุกๆ 10 เทวา ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ตามระเบียบการซื้อขายพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) [19]
- 3) ทดสอบฟังก์ชันการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ พิจารณาค่าความคลาดเคลื่อนของระยะทางความผิดพลาดที่ได้จากการคำนวณในแต่ละครั้ง
- 4) บันทึกผลการทดสอบแต่ละครั้งแสดงผลเป็นตาราง และกราฟ

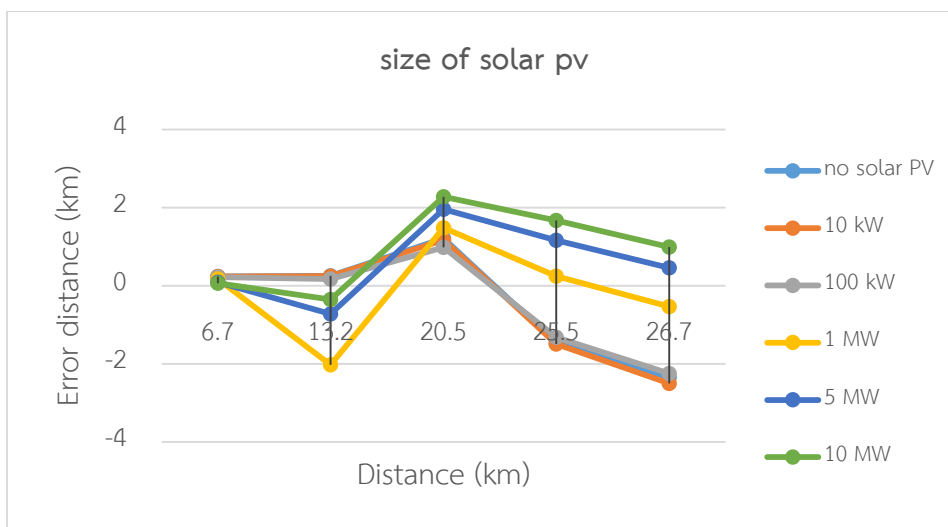
ผลการทดสอบ

เมื่อพิจารณาค่าความคลาดเคลื่อนของระยะทางความผิดพลาดที่ได้จากการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จากการทดสอบหาขนาดของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่มีผลต่อการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ โดยทดสอบที่กรณีความผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดิน และกำหนดค่าขนาดของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยกำหนดขนาดอยู่ที่ 10 kW, 100kW, 1 MW 5 MW และ 10 MW ซึ่งในแต่ละการทดสอบสามารถแสดงผลได้ดังตารางที่ 4-6

ตารางที่ 4-6 ผลการทดสอบขนาดเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์

Case	No Solar PV	Size of Solar PV				
		10 KW	100 KW	1 MW	5 MW	10 MW
	Calculate distance (km)	Calculate distance (km)	Calculate distance (km)	Calculate distance (km)	Calculate distance (km)	Calculate distance (km)
1	6.9409	6.9385	6.9223	6.8753	6.79	6.7653
2	13.4564	13.4476	13.377	11.1749	12.4842	12.8493
3	21.7105	21.6691	21.487	21.9807	22.4598	22.7758
4	24.0324	24.0099	24.1836	25.7481	26.6668	27.175
5	24.3537	24.2004	24.4568	26.1699	27.1621	27.6936

จากตารางที่ 4-6 เมื่อพิจารณาค่าความคลาดเคลื่อนของระยะทางความผิดพลาดที่ได้จากการคำนวณโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ พบว่าเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงขนาดของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ จะส่งผลให้การประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีความคลาดเคลื่อนของระยะทางความผิดพลาดมากขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับ การประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งขนาดของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในระบบไฟฟ้าที่มีขนาดตั้งแต่ 10 – 100 กิโลวัตต์ ให้ค่าความคลาดเคลื่อนของระยะทางความผิดพลาดที่มากขึ้นประมาณ 0 - 0.25 กิโลเมตร และขนาดของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 10 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นขนาดเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ขนาดสูงสุดที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่สามารถติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ ให้ค่าความคลาดเคลื่อนของระยะทางความผิดพลาดที่มากขึ้นประมาณ 0 - 3.5 กิโลเมตร ซึ่งผลของการทดสอบขนาดของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละขนาด แสดงดังรูปที่ 4-2



รูปที่ 4-2 การทดสอบขนาดของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

4.5.2 การทดสอบสถานที่ติดตั้งของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์

วัตถุประสงค์ของการทดสอบ เพื่อทดสอบที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่มีผลต่อการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์

เครื่องมือการทดสอบ

- 1) ข้อมูลเหตุการณ์ความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าลพบุรี 1 ฟีดเดอร์ 3
- 2) ข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าลพบุรี 1 ฟีดเดอร์ 3
- 3) ฟังก์ชันการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์

วิธีการทดสอบ

- 1) นำข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าลพบุรี 1 ฟีดเดอร์ 3 จำลองลงระบบจำหน่ายไฟฟ้าผ่านโปรแกรม ATP
- 2) กำหนดตำแหน่งความผิดพลาดสำหรับจำลองการเกิดความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในโปรแกรม ATP ที่ระยะทางในแต่ละกรณี ได้แก่ 6.7, 13.2, 20.5, 25.5 และ 26.7 กิโลเมตร ซึ่งเป็นระยะทางห่างจากสถานีไฟฟ้า กำหนดขนาดของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ 100 kW และกำหนดสถานที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์โดยเริ่มที่ ระยะทาง 6.7, 13.2, 20.5, 25.5 และ 26.7 กิโลเมตร
- 3) ทดสอบฟังก์ชันการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ พิจารณาค่าความคลาดเคลื่อนของระยะทางความผิดพลาดที่ได้จากการคำนวณในแต่ละครั้ง

4) บันทึกผลการทดสอบแต่ละครั้งแสดงผลเป็นตาราง และกราฟ

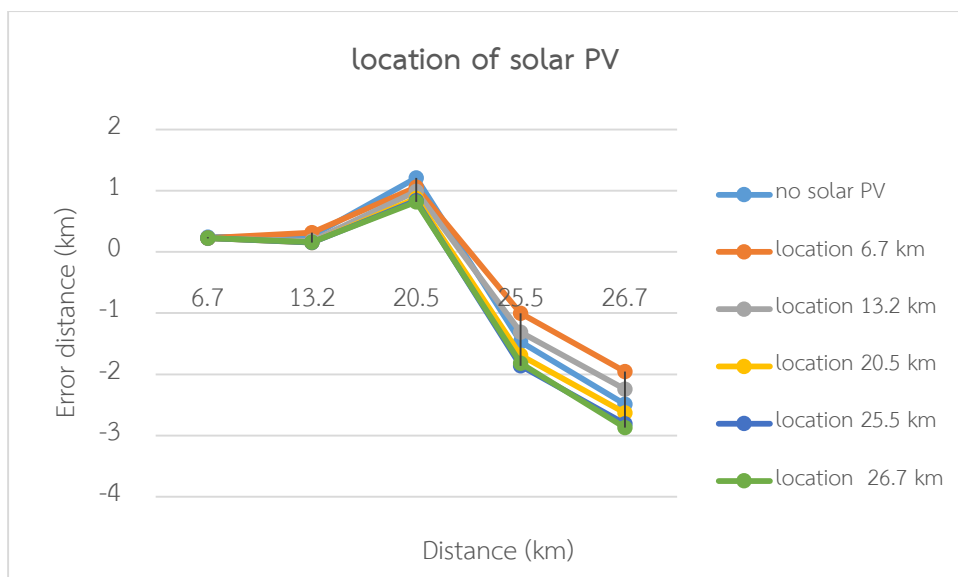
ผลการทดสอบ

เมื่อพิจารณาค่าความคลาดเคลื่อนของระยะทางความผิดพลาดที่ได้จากการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า โดยกำหนดขนาดเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์อยู่ที่ 100 กิโลวัตต์ และเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงสถานที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า พบว่า สถานที่ตั้งของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ มีผลต่อการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ ซึ่งผลการทดสอบแสดงดังตารางที่ 4-7

ตารางที่ 4-7 ผลการทดสอบสถานที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์

Case	No Solar PV	Location of Solar PV				
		6.7 km	13.2 km	20.5 km	25.5 km	26.7 km
	Calculate distance (km)	Calculate distance (km)	Calculate distance (km)	Calculate distance (km)	Calculate distance (km)	Calculate distance (km)
1	6.9409	6.9288	6.9223	6.924	6.9258	6.9264
2	13.4564	13.5163	13.3770	13.3542	13.3558	13.3566
3	21.7105	21.5598	21.4882	21.3752	21.3381	21.3190
4	24.0324	24.4963	24.1859	23.8090	23.6390	23.6797
5	24.3537	24.7463	24.4590	24.0691	23.8905	23.8287

จากตารางที่ 4-7 เป็นผลการทดสอบสถานที่ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า พบว่า เมื่อติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ใกล้ตำแหน่งของแหล่งจ่ายไฟฟ้า จะส่งผลให้การประมาณตำแหน่งความผิดพลาดโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ ให้ค่าความคลาดเคลื่อนของระยะทางความผิดพลาดมากขึ้น และตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าคือ ตำแหน่งระยะกึ่งกลางของระยะทางทั้งหมดของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งเป็นตำแหน่งที่ให้ค่าความคลาดเคลื่อนของระยะทางความผิดพลาดน้อยที่สุด เมื่อเปรียบเทียบการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดที่ไม่ได้ติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งผลค่าความคลาดเคลื่อนของระยะทางความผิดพลาดแต่ละการทดสอบดังแสดงในรูปที่ 4-3



รูปที่ 4-3 การทดสอบขนาดของเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

4.6 การทดสอบระบบรวมทั้งหมด

หลังจากการตรวจสอบความถูกต้อง และความแม่นยำของฟังก์ชันการทำงานในส่วนต่างๆ ของอัลกอริทึมสำหรับการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ ร่วมกับข้อมูลแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล ในการทดสอบระบบรวม จะใช้ข้อมูลเหตุการณ์ความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าลพบุรี 1 เฟดเดอร์ 3 ในช่วงระยะเวลา 7 เดือน ตั้งแต่เดือนเมษายน พ.ศ. 2560 – เดือนตุลาคม พ.ศ. 2560 โดย จะทำการทดสอบความผิดพลาดแบบไม่สมมาตร ได้แก่ ความผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดิน ความผิดพลาดแบบสองเฟส และความผิดพลาดแบบสองเฟสลงดิน

วัตถุประสงค์ของการทดสอบ ระบบการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ ร่วมกับข้อมูลแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์แบบเอเอ็มอาร์ สามารถลดขอบเขตพื้นที่การตรวจสอบสาเหตุ และตำแหน่งความผิดพลาดที่เป็นไปได้ให้แคบลงได้

เครื่องมือการทดสอบ

- 1) ข้อมูลเหตุการณ์ความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าลพบุรี 1 เฟดเดอร์ 3
- 2) ข้อมูลการจำลองความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรจาโปรแกรม ATP
- 3) ข้อมูลสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์

เอเอ็มอาร์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าทุกๆ 15 นาที

- 4) ฟังก์ชันการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดโดยใช้วิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์
- 5) ฟังก์ชันการระบุสายย่อยที่มีเตอมร์มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล
- 6) ฟังก์ชันการระบุสายย่อยที่เกิดความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า

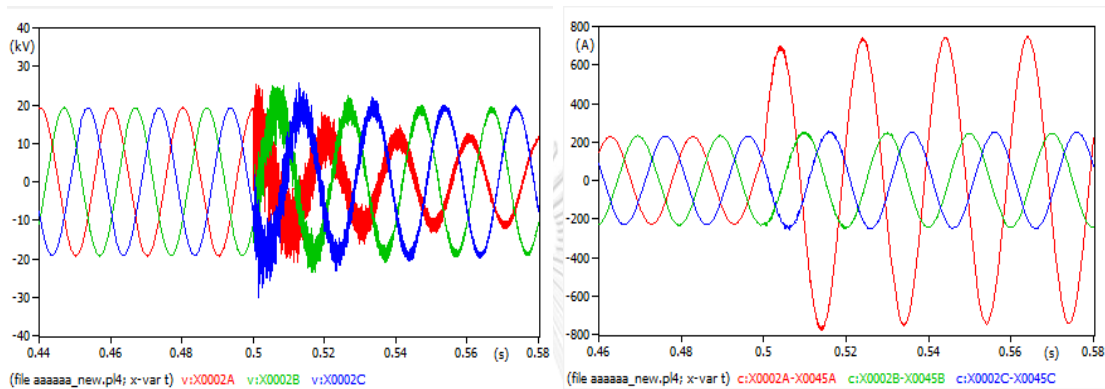
วิธีการทดสอบ

- 1) นำข้อมูลระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าลพบุรี 1 ฟีดเดอร์ 3 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดลพบุรี จำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า และความผิดพลาดแบบไม่สมมาตร ได้แก่ ความผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดิน ความผิดพลาดแบบสองเฟส และความผิดพลาดแบบสองเฟสลงดิน ผ่านโปรแกรม ATP
- 2) กำหนดตำแหน่งความผิดพลาดสำหรับจำลองเหตุการณ์การเกิดความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในโปรแกรม ATP ตามข้อมูลตำแหน่งความผิดพลาดที่เกิดขึ้นจริงในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พิจารณา
- 3) ทดสอบฟังก์ชันการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์
- 4) ทดสอบฟังก์ชันฟังก์ชันการระบุสายย่อยที่มีเตอมร์มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล
- 5) ทดสอบฟังก์ชันการระบุสายย่อยที่เกิดความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- 6) พิจารณาค่าความคลาดเคลื่อนระยะทางสายย่อยที่เกิดความผิดพลาดที่ได้จากการคำนวณเปรียบเทียบกับระยะทางตำแหน่งความผิดพลาดที่เกิดขึ้นจริงในระบบไฟฟ้า
- 7) บันทึกผลการทดสอบแต่ละครั้งแสดงผลเป็นตาราง

ผลการทดสอบ

จากการทดสอบระบบรวมของการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ ร่วมกับข้อมูลแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์แบบเอเอ็มอาร์ เมื่อจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้า และเหตุการณ์ความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรแต่ละประเภทความผิดพลาด ตามข้อมูลเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นจริงในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีลพบุรี 1 ฟีดเดอร์ 3 ผ่านโปรแกรม ATP โดยสัญญาณแรงดันไฟฟ้า และกระแสไฟฟ้าที่ได้จากการจำลองความผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดิน แสดงดังรูปที่ 4-4 จากกราฟกระแสไฟฟ้า เมื่อเกิดความผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดินที่เฟส A-G ค่ากระแสไฟฟ้าขณะเกิดความผิดพลาดที่เฟส A จะมีค่าสูงขึ้นประมาณ 2-3 เท่าของกระแสไฟฟ้าก่อนเกิดความผิดพลาด

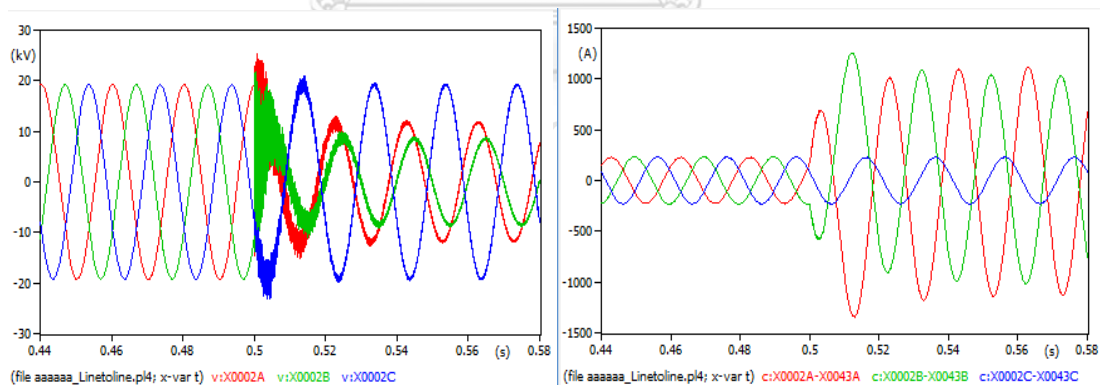
ในส่วนของสัญญาณแรงดันไฟฟ้า และกระแสไฟฟ้าขณะเกิดความผิดปกติแบบสองเฟสที่เฟส A-B และความผิดปกติสองเฟสลงดินที่เฟส AB-G แสดงดังรูปที่ 4-5 และ 4-6 ตามลำดับ จากกราฟ กระแสไฟฟ้าขณะเกิดความผิดปกติแบบสองเฟส และความผิดปกติแบบสองเฟสลงดิน พบว่าแรงดันไฟฟ้าขณะเกิดความผิดปกติลดลง และกระแสไฟฟ้าขณะเกิดความผิดปกติในเฟส A และเฟส B จะค่าสูงขึ้นมากกว่ากระแสไฟฟ้าก่อนเกิดความผิดปกติประมาณ 3-5 เท่า



(ก) สัญญาณแรงดันไฟฟ้า

(ข) สัญญาณกระแสไฟฟ้า

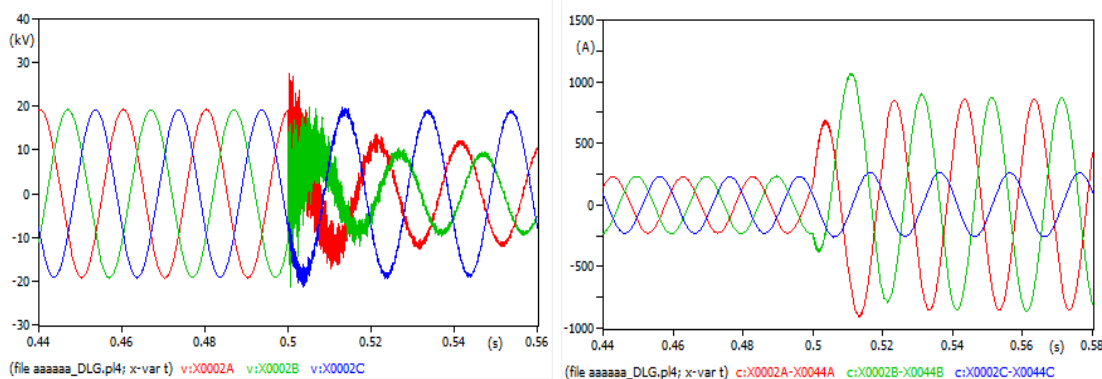
รูปที่ 4-4 สัญญาณแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าขณะเกิดความผิดปกติแบบเฟสเดียวลงดิน



(ก) สัญญาณแรงดันไฟฟ้า

(ข) สัญญาณกระแสไฟฟ้า

รูปที่ 4-5 สัญญาณแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าขณะเกิดความผิดปกติแบบสองเฟส



(ก) สัญญาณแรงดันไฟฟ้า

(ข) สัญญาณกระแสไฟฟ้า

รูปที่ 4-6 สัญญาณแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าขณะเกิดความผิดปกติของแบบสองเฟสลงดิน

พิจารณานำสัญญาณแรงดันไฟฟ้า และกระแสไฟฟ้าขณะเกิดความผิดปกติแบบไม่สมมาตร ได้แก่ ความผิดปกติแบบเฟสเดียวลงดิน ความผิดปกติสองเฟส และความผิดปกติแบบสองเฟสลงดิน ที่จากการจำลองการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า นำสัญญาณแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าที่ได้มาวิเคราะห์ประมาณการตำแหน่งความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้จากการประมาณตำแหน่งความผิดปกติในระบบไฟฟ้านั้น เป็นระยะทางของตำแหน่งความผิดปกติห่างจากแหล่งจ่ายไฟฟ้า และเมื่อพิจารณาค่าความคลาดเคลื่อนระยะทางความผิดปกติที่จากการประมาณตำแหน่งความผิดปกติโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ ในกรณีความผิดปกติแบบเฟสเดียวลงดิน พบว่าให้ค่าความคลาดเคลื่อนอยู่ในช่วง 0-2 กิโลเมตร คิดเป็นเปอร์เซ็นต์ค่าความคลาดเคลื่อนสูงสุดไม่เกิน 7 เปอร์เซ็นต์ ดังแสดงในตารางที่ 4-8

ตารางที่ 4-8 ผลการทดสอบการประมาณตำแหน่งความผิดปกติแบบเฟสเดียวลงดิน

Case	Date	Time	Actual distance (km)	Calculate distance (km)	Error (km)	Error (%)
1	5/4/2560	07.45 น.	25.500	24.2196	-1.2804	4.268
2	1/4/2560	01.45 น.	23.320	23.2831	-0.0369	0.123
3	16/4/2560	14.15 น.	20.450	21.5216	1.0716	3.572
4	5/5/2560	03.00 น.	25.700	24.2147	-1.4853	4.951
5	18/5/2560	18.30 น.	20.500	21.6580	1.1580	3.860
6	19/5/2560	18.45 น.	13.200	13.1776	-0.0224	0.075

7	20/5/2560	14.30 น.	13.370	13.0221	-0.3479	1.160
8	24/5/2560	20.00 น.	6.700	7.2886	0.5886	1.962
9	26/5/2560	05.45 น.	25.700	24.2827	-1.4173	4.724
10	29/5/2560	09.45 น.	25.420	24.0936	-1.3264	4.421
11	2/6/2560	19.15 น.	20.420	21.4933	1.0733	3.578
12	2/6/2560	19.45 น.	2.530	2.2068	-0.3232	1.077
13	3/6/2560	21.15 น.	25.230	24.4262	-0.8038	2.679
14	17/6/2560	11.45 น.	21.400	21.7883	0.3883	1.294
15	18/6/2560	22.30 น.	7.820	8.6476	0.8276	2.759
16	19/6/2560	21.00 น.	6.580	6.1357	-0.4443	1.481
17	25/6/2560	05.25 น.	20.420	21.5644	1.1444	3.815
18	1/7/2560	19.00 น.	24.830	23.9732	-0.8568	2.856
19	4/7/2560	18.45 น.	13.620	13.4309	-0.1891	0.630
20	8/7/2560	12.00 น.	13.670	13.4209	-0.2491	0.830
21	12/7/2560	15.45 น.	22.950	23.1511	0.2011	0.670
22	17/7/2560	16.00 น.	26.430	24.5562	-1.8738	6.246
23	21/7/2560	11.00 น.	6.580	6.0691	-0.5109	1.703
24	22/7/2560	08.00 น.	6.700	7.2837	0.5837	1.946
25	23/7/2560	08.45 น.	25.540	24.1485	-1.3915	4.638
26	31/7/2560	07.10 น.	7.177	7.7558	0.5788	1.929
27	2/8/2560	17.30 น.	26.440	24.5461	-1.8939	6.313
28	8/8/2560	18.15 น.	25.500	23.3598	-2.1402	7.134
29	18/8/2560	17.30 น.	25.520	24.1885	-1.3315	4.438
30	18/8/2560	15.00 น.	21.587	22.1534	0.5664	1.888
31	20/8/2560	00.15 น.	22.757	23.4573	0.7003	2.334
32	21/8/2560	15.30 น.	22.780	23.4342	0.6542	-2.181
33	23/8/1960	19.00 น.	7.190	6.6863	-0.5037	1.679
34	25/8/2560	18.15 น.	7.000	6.3749	-0.6251	2.084
35	3/9/2560	13.15 น.	23.720	24.1275	0.4075	1.358

36	10/9/2560	14.45 น.	26.430	24.3743	-2.0557	6.852
37	12/9/2560	18.15 น.	25.730	24.0840	-1.6460	5.487
38	22/9/2560	08.30 น.	25.500	23.3811	-2.1189	7.063
39	11/10/2560	09.46 น.	7.820	7.4477	-0.3723	1.241
40	12/10/2560	18.45 น.	25.450	24.2264	-1.2236	4.079
41	16/10/2560	15.30 น.	6.700	7.2864	0.5864	1.955
42	21/10/2560	17.15 น.	25.700	24.1700	-1.5300	5.100
43	30/10/2560	10.45 น.	26.300	24.3819	-1.9181	6.394

สำหรับกรณีความผิดพลาดแบบสองเฟส และกรณีความผิดพลาดแบบสองเฟสลงดิน ไม่สามารถแยกกรณีเหตุการณ์ความผิดพลาดทั้งสองกรณีได้อย่างชัดเจน เนื่องจากข้อมูลบันทึกเหตุการณ์ความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของห้องเวรแก้ไขเหตุขัดข้องการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค บันทึกข้อมูลสาเหตุการเกิดความผิดพลาดไม่ละเอียด ดังนั้นในงานวิจัยนี้จึงให้ข้อมูลเหตุการณ์ความผิดพลาดที่เกิดความผิดพลาดทั้งสองเฟส ทดสอบทั้งกรณีความผิดพลาดแบบสองเฟส และกรณีความผิดพลาดแบบสองเฟสลงดิน เมื่อพิจารณาค่าความคลาดเคลื่อนระยะทางความผิดพลาดที่เกิดจากการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ พบว่าให้ค่าความคลาดเคลื่อนระยะทางความผิดพลาดอยู่ในช่วง 0-2 กิโลเมตร คิดเป็นเปอร์เซ็นต์ค่าความคลาดเคลื่อนไม่เกิน 7 เปอร์เซ็นต์ ดังแสดงในตารางที่ 4-9 และตารางที่ 4-10 ตามลำดับ

ตารางที่ 4-9 ผลการทดสอบการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดแบบสองเฟส

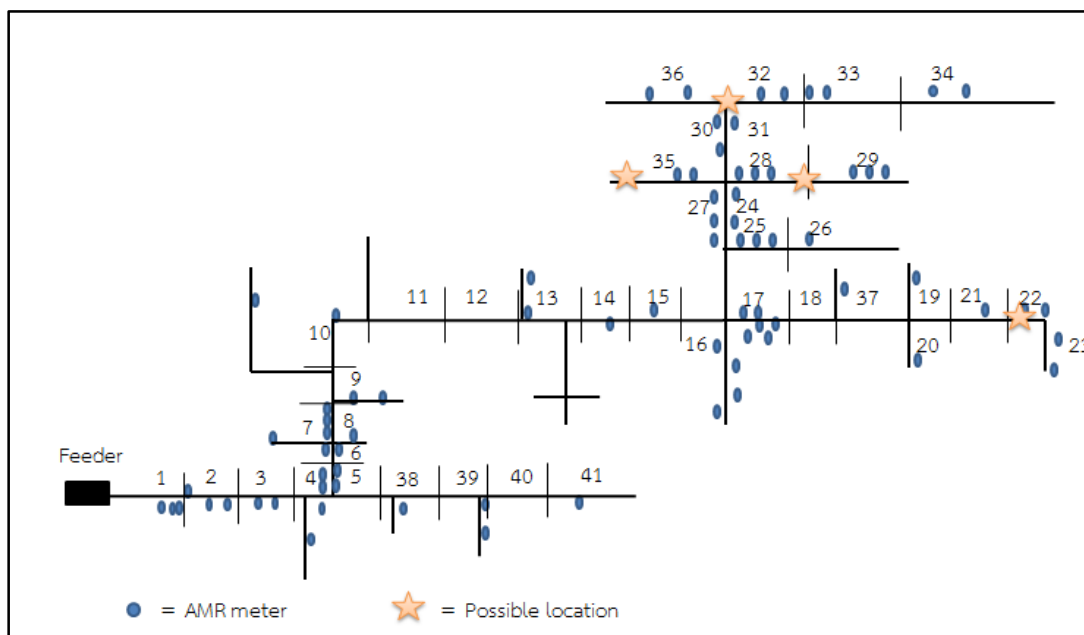
Case	Date	Time	Actual distance (km)	Calculate distance (km)	Error (km)	Error (%)
1	23/4/2560	08.30 น.	25.700	24.2827	-1.4173	4.7243
2	4/7/2560	18.45 น.	23.320	23.2831	-0.0369	0.1230
3	5/5/2560	03.00 น.	20.450	21.5216	1.0716	3.5720
4	28/7/2560	08.00 น.	25.700	24.2147	-1.4853	4.9510
5	28/7/2560	16.45 น.	20.500	21.658	1.158	3.8600
6	11/8/2560	06.15 น.	13.200	13.1776	-0.0224	0.0747
7	20/8/2560	17.30 น.	6.700	7.2886	0.5886	1.9620

8	24/8/2560	06.30 น.	25.500	24.2196	-1.2804	4.2680
9	30/8/2560	21.45 น.	20.420	21.4933	1.0733	3.5777
10	1/9/2560	10.00 น.	25.230	24.4262	-0.8038	2.6793
11	20/9/2560	06.15 น.	21.400	21.7883	0.3883	1.2943

ตารางที่ 4-10 ผลการทดสอบการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดแบบสองเฟสลงดิน

Case	Date	Time	Actual distance (km)	Calculate distance (km)	Error (km)	Error (%)
1	23/4/2560	08.30 น.	13.310	14.3928	1.0828	3.6093
2	4/7/2560	18.45 น.	13.670	15.0370	1.3670	4.5567
3	5/5/2560	03.00 น.	25.700	24.0798	-1.6202	5.4007
4	28/7/2560	08.00 น.	24.880	22.8085	-2.0715	6.9050
5	28/7/2560	16.45 น.	25.700	24.0783	-1.6217	5.4057
6	11/8/2560	06.15 น.	25.200	22.9666	-2.2334	7.4447
7	20/8/2560	17.30 น.	20.900	22.0298	1.1298	3.7660
8	24/8/2560	06.30 น.	25.830	23.8857	-1.9443	6.4810
9	30/8/2560	21.45 น.	23.250	22.2649	-0.9851	3.2837
10	1/9/2560	10.00 น.	25.450	23.3530	-2.0970	6.9900
11	20/9/2560	06.15 น.	6.700	7.8897	1.1897	3.9657

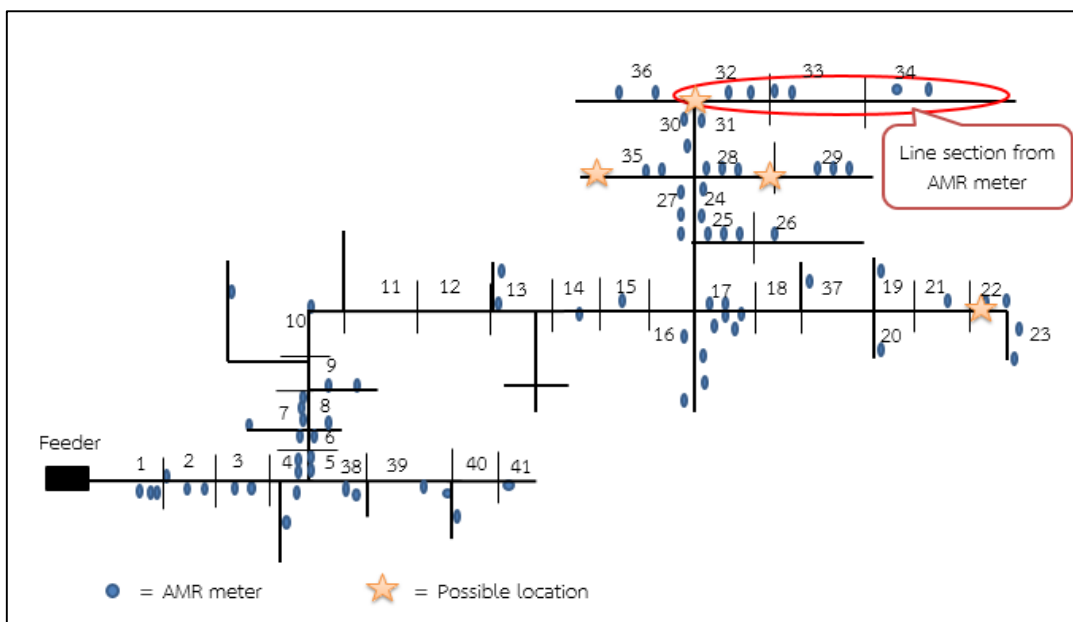
เมื่อพิจารณานำระยะทางความผิดพลาดที่คำนวณได้จากการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ ซึ่งจำลองเหตุการณ์ความผิดพลาดทุกประเภทความผิดพลาดแบบไม่สมมาตร เทียบกับความยาวสายจำหน่ายในแผนผังระบบจำหน่ายไฟฟ้าสถานีลพบุรี 1 ฟีดเดอร์ 3 พบว่า การประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ ให้ค่าตำแหน่งความผิดพลาดที่เป็นไปได้หลายตำแหน่ง ตั้งแต่ 1-4 ตำแหน่ง เนื่องจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นระบบแบบเรเดียล มีหลายไลน์แยก และการระบุตำแหน่งความผิดพลาดที่คำนวณได้ในแผนผังระบบไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 4-7



รูปที่ 4-7 ตัวอย่างแผนผังระบบจำหน่ายไฟฟ้าสถานีลพบุรี 1 เฟดเดอร์ 3

จากรูปที่ 4-7 แสดงตัวอย่างการประมาณตำแหน่งความผิดปกติในระบบไฟฟ้า ในเหตุการณ์ที่ 1 ซึ่งเป็นความผิดปกติแบบเฟสเดียวลงดิน ที่ระยะทางตำแหน่งความผิดปกติที่เกิดขึ้นจริงอยู่ที่ 25.5 กิโลเมตร จากการประมาณตำแหน่งความผิดปกติโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ ให้ค่าระยะทางความผิดปกติที่วิเคราะห์ได้อยู่ที่ 24.2196 กิโลเมตร ซึ่งเมื่อนำระยะทางความผิดปกติที่ได้จากการประมาณตำแหน่งความผิดปกติ เปรียบเทียบกับความยาวสายจำหน่ายในระบบไฟฟ้า พบว่าสามารถให้ตำแหน่งความผิดปกติที่เป็นไปได้อยู่ที่ 4 ตำแหน่ง และขอบเขตพื้นที่ของการตรวจสอบตำแหน่งความผิดปกติประมาณ 6 กิโลเมตร

จากนั้นพิจารณาตรวจสอบข้อมูลสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์แบบเอเอ็มอาร์ ที่ได้รับผลกระทบแรงดันไม่สมดุลจากเหตุการณ์ความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า สามารถระบุขอบเขตพื้นที่ที่มีมิเตอร์เอเอ็มอาร์ได้รับผลกระทบคร่าวๆได้ โดยในเหตุการณ์ที่ 1 เป็นกรณีความผิดปกติแบบเฟสเดียวลงดิน สามารถระบุสายย่อยที่มีมิเตอร์มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล คือ ในสายย่อยที่ 32, สายย่อยที่ 33 และสายย่อยที่ 34 ดังแสดงในรูปที่ 4-8



รูปที่ 4-8 ตัวอย่างการระบุขอบเขตพื้นที่ที่มีเตอร์แจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล

หลังจากการตรวจสอบสายย่อยที่มีเตอร์มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล การระบุสายย่อยที่เกิดความผิดปกติแบบไม่สมมาตรในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น ใช้การเปรียบเทียบสายย่อยที่มีเตอร์แจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล กับสายย่อยที่มีตำแหน่งความผิดปกติที่เป็นไปได้ ซึ่งคำนวณจากระยะทางความผิดปกติที่ได้วิเคราะห์ความผิดปกติในระบบไฟฟ้า โดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ จากการทดสอบพบว่า ขอบเขตพื้นที่สายย่อยที่มีมิเตอร์เอเอ็มอาร์ได้รับผลกระทบแรงดันไม่สมดุล สามารถลดตำแหน่งความผิดปกติที่เป็นไปได้ให้เหลือน้อยลงได้ โดยผลการเปรียบเทียบการระบุสายย่อยที่เกิดความผิดปกติแบบเฟสเดียวลงดิน แสดงดังตารางที่ 4-11

ตารางที่ 4-11 ผลการทดสอบการใช้ข้อมูลแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล กรณีความผิดพลาด
แบบเฟสเดียวลงดิน

Case	Date	Time	Impedance based method			Voltage Unbalance alarm		
			Calculate distance (km)	Possible Line section	Error (%)	Line section from meter AMR	Fault line section	Error (%)
1	5/4/2560	07.45 น.	24.2196	LS22,LS29, LS32,LS35	4.268	LS32,LS33, LS34	LS32	0.767
2	1/4/2560	01.45 น.	23.2831	LS26,LS28, LS31,LS35	0.123	LS35,LS36	LS35	3.533
3	16/4/2560	14.15 น.	21.5216	LS24,LS25, LS27,LS37	3.572	LS37	LS37	0.100
4	5/5/2560	03.00 น.	24.2147	LS22,LS29, LS32,LS35	4.951	LS29	LS29	0.733
5	18/5/2560	18.30 น.	21.6580	LS25,LS27, LS37	3.860	LS17,LS37	LS37	0.067
6	19/5/2560	18.45 น.	13.1776	LS13	0.075	LS13,LS14	LS13	1.350
7	20/5/2560	14.30 น.	13.0221	LS13	1.160	LS13,LS14	LS13	0.783
8	24/5/2560	20.00 น.	7.2886	LS7,LS10	1.962	LS10	LS10	1.933
9	26/5/2560	05.45 น.	24.2827	LS21,LS28, LS31,LS35	4.724	LS29	LS29	0.733
10	29/5/2560	09.45 น.	24.0936	LS28,LS31, LS35	4.421	LS26,LS32, LS33,LS34	LS32	1.033
11	2/6/2560	19.15 น.	21.4933	LS24,LS25, LS27,LS37	3.578	LS37	LS37	0.200
12	2/6/2560	19.45 น.	2.2068	LS2	1.077	LS2,LS37, LS39	LS2	1.067
13	3/6/2560	21.15 น.	24.4262	LS21,LS28, LS31,LS35	2.679	LS29	LS29	0.833
14	17/6/2560	11.45 น.	21.7883	LS24,LS25, LS27	1.294	LS21,LS25, LS26	LS25	1.933

15	18/6/2560	22.30 น.	8.6476	LS11	2.759	LS11,LS13, LS14	LS11	4.500
16	19/6/2560	21.00 น.	6.1357	LS6,LS39	1.481	LS11,LS39	LS39	1.067
17	25/6/2560	05.25 น.	21.5644	LS24,LS25, LS27,LS37	3.815	LS37	LS37	0.200
18	1/7/2560	19.00 น.	23.9732	LS28,LS31, LS35	2.856	LS4,LS28, LS37	LS28	2.833
19	4/7/2560	18.45น.	13.4309	LS13	0.630	LS13	LS13	0.050
20	8/7/2560	12.00 น.	13.4209	LS13	0.830	LS13	LS13	0.217
21	12/7/2560	15.45 น.	23.1511	LS24,LS26, LS27	0.670	LS21,LS25, LS26	LS26	0.517
22	17/7/2560	16.00 น.	24.5562	LS21,LS28, LS31,LS35	6.246	LS33	LS33	1.000
23	21/7/2560	11.00น.	6.0691	LS6,LS39	1.703	LS39	LS39	1.067
24	22/7/2560	08.00 น.	7.2837	LS7,LS10,L S11,LS12	1.946	LS10	LS10	1.933
25	23/7/2560	08.45 น.	24.1485	LS28,LS31, LS35	4.638	LS29	LS29	0.200
26	31/7/2560	07.10 น.	7.7558	LS10,LS11, LS12	1.929	LS11	LS11	6.643
27	2/8/2560	17.30 น.	24.5461	LS21,LS28, LS31,LS35	6.313	LS33	LS33	0.967
28	8/8/2560	18.15 น.	23.3598	LS24,LS26, LS27	7.134	LS22,LS23	LS22	0.767
29	18/8/2560	17.30 น.	24.1885	LS28,LS31, LS35	4.438	LS32	LS32	0.700
30	18/8/2560	15.00 น.	22.1534	LS24,LS25, LS27	1.888	LS27	LS27	2.143
31	20/8/2560	00.15 น.	23.4573	LS26,LS28, LS31,LS35	2.334	LS27	LS27	1.757
32	21/8/2560	15.30 น.	23.4342	LS26,LS28, LS31,LS35	2.181	LS21,LS25, LS26	LS26	1.083
33	23/8/1960	19.00 น.	6.6863	LS7,LS8,LS 10,LS39	1.679	LS13,LS39, LS40	LS40	0.767

34	25/8/2560	18.15 น.	6.3749	LS7,LS8,LS10,LS39	2.084	LS39,LS40	LS40	0.133
35	3/9/2560	13.15 น.	24.1275	LS28,LS31,LS35	1.358	LS28	LS28	0.867
36	10/9/2560	14.45 น.	24.3743	LS21,LS28,LS31,LS35	6.852	LS33	LS33	1.000
37	12/9/2560	18.15 น.	24.0840	LS28,LS31,LS35	5.487	LS29	LS29	0.833
38	22/9/2560	08.30 น.	23.3811	LS26,LS28,LS31,LS35	7.063	LS22,LS23	LS22	0.767
39	11/10/2560	09.46 น.	7.4477	LS7,LS10,LS11,LS12	1.241	LS11,LS13	LS11	4.500
40	12/10/2560	18.45 น.	24.2264	LS28,LS31,LS35	4.079	LS32,LS33,LS34	LS32	0.933
41	16/10/2560	15.30 น.	7.2864	LS7,LS10,LS11	1.955	LS10,LS13	LS10	1.933
42	21/10/2560	17.15 น.	24.1700	LS28,LS31,LS35	5.100	LS29	LS29	0.733
43	30/10/2560	10.45 น.	24.3819	LS21,LS28,LS31,LS35	6.394	LS22,LS23	LS22	1.900

จากการผลทดสอบ กรณีความผิดพลาดเฟสเดียวลงดินแสดงในตารางที่ 4-11 พบว่าบางกรณีสายย่อยที่มีตำแหน่งความผิดพลาดที่เป็นไปได้ ให้ค่าสายย่อยอยู่ในตำแหน่งสายย่อยข้างเคียงกับสายย่อยที่มีเตอร์แจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล เช่นในเหตุการณ์ที่ 1 ระยะทางความผิดพลาดที่เกิดขึ้นจริงในระบบไฟฟ้า คือ 25.5 กิโลเมตร จากการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ให้ค่าระยะทางตำแหน่งความผิดพลาดอยู่ที่ 24.2196 กิโลเมตร ซึ่งสามารถระบุสายย่อยที่มีตำแหน่งความผิดพลาดที่เป็นไปได้ได้ 4 ตำแหน่ง คือในสายย่อยที่ 21, 28, 31 และ 35 เมื่อเปรียบเทียบกับสายย่อยที่มีเตอร์มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล คือสายย่อยที่ 32, 33 และ 34 พบว่าสายย่อยที่มีตำแหน่งความผิดพลาดที่เป็นไปได้ มีตำแหน่งสายย่อยอยู่ข้างเคียงกับสายย่อยที่มีเตอร์แจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล ซึ่งเป็นผลมาจากค่าความคลาดเคลื่อนของระยะทางความผิดพลาดที่ได้จากการประมาณการตำแหน่งความผิดพลาดโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ นอกจากนี้ข้อมูลแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์ยังสามารถลดขอบเขตพื้นที่ตรวจสอบตำแหน่งความผิดพลาดที่เป็นไปได้ให้เหลือน้อยลงได้

ในการพิจารณาเปอร์เซ็นต์ค่าความคลาดเคลื่อนของระยะทางความผิดพลาดที่ได้จากการใช้ข้อมูลแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์ โดยคำนวณจากค่าความแตกต่างของระยะทางสายย่อยที่เกิดความผิดพลาด กับระยะทางความผิดพลาดที่เกิดขึ้นจริงในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับเปอร์เซ็นต์ค่าความคลาดเคลื่อนที่ได้จากการประมาณโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ พบว่ามีบางข้อมูล เปอร์เซ็นต์ค่าความคลาดเคลื่อนของระยะทางความผิดพลาดที่คำนวณจากสายย่อยที่เกิดความผิดพลาดให้ค่าเปอร์เซ็นต์ค่าความคลาดเคลื่อนสูงกว่า เป็นจำนวน 8 เหตุการณ์ จากจำนวนข้อมูลความผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดินที่ใช้ทดสอบทั้งหมด 43 เหตุการณ์ คิดเป็น 18.60 % ซึ่งเป็นผลมาจากการแบ่งระยะทางของสายย่อยระบบไฟฟ้าที่มีระยะทางมากเกินไป เนื่องจากระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีมิเตอร์เอเอ็มอาร์ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากระจายตัวในฟีดเดอร์ไม่สม่ำเสมอ และมีระยะห่างกันมาก ทำให้การแบ่งสายย่อยในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีระยะทางของสายย่อยในแต่ละสายย่อยค่อนข้างมาก

สำหรับผลการทดสอบการเปรียบเทียบการระบุสายย่อยที่เกิดความผิดพลาด ในกรณีความผิดพลาดแบบสองเฟส และความผิดพลาดแบบสองเฟสลงดิน จำนวนทั้งหมด 11 เหตุการณ์ ผลการเปรียบเทียบ แสดงดังตารางที่ 4-12 และ ตารางที่ 4-13

ตารางที่ 4-12 ผลการทดสอบการใช้ข้อมูลแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล กรณีความผิดพลาดแบบสองเฟส

Case	Date	Time	Impedance based method			Voltage Unbalance alarm		
			Calculate distance (km)	Possible Line section	Error (%)	Line section from meter AMR	Fault line section	Error (%)
1	23/4/2560	08.30น.	14.3928	LS14	3.526	LS13,LS14	LS13	0.984
2	4/7/2560	18.45 น.	15.037	LS14	4.474	LS13	LS13	0.217
3	5/5/2560	03.00 น.	24.0798	LS28,LS31, LS35	5.494	LS29	LS29	0.733
4	28/7/2560	08.00 น.	22.8085	LS24,LS26, LS27	6.906	LS35	LS35	1.667
5	28/7/2560	16.45 น.	24.0783	LS28,LS31, LS35	5.494	LS29	LS29	0.733

6	11/8/2560	06.15 น.	22.9666	LS24,LS26, LS27	7.571	LS35,LS36	LS36	4.423
7	20/8/2560	17.30 น.	22.0298	LS24,LS26, LS27	3.726	LS16	LS16	2.517
8	24/8/2560	06.30 น.	23.8857	LS28,LS31, LS35	6.480	LS32,LS33, LS34	LS32	0.333
9	30/8/2560	21.45 น.	22.2649	LS24,LS26, LS27	3.284	LS21,LS25, LS26	LS26	0.483
10	1/9/2560	10.00 น.	23.353	LS26,LS28, LS31,LS35	6.991	LS32,LS33, LS34	LS32	0.933
11	20/9/2560	06.15 น.	7.8897	LS10,LS11, LS12	3.969	LS10,LS13	LS10	1.933

ตารางที่ 4-13 ผลการทดสอบการใช้ข้อมูลแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล กรณีความผิดพลาด
แบบสองเฟสลงดิน

Case	Date	Time	Impedance based method			Voltage Unbalance alarm		
			Calculate distance (km)	Possible Line section	Error (%)	Line section from meter AMR	Fault line section	Error (%)
1	23/4/2560	08.30น.	14.3677	LS14	3.609	LS13,LS14	LS13	0.984
2	4/7/2560	18.45 น.	15.0121	LS14	4.557	LS13	LS13	0.217
3	5/5/2560	03.00 น.	24.0518	LS28,LS31, LS35	5.401	LS29	LS29	0.733
4	28/7/2560	08.00 น.	22.8083	LS24,LS26, LS27	6.905	LS35	LS35	1.667
5	28/7/2560	16.45 น.	24.0518	LS28,LS31, LS35	5.406	LS29	LS29	0.733
6	11/8/2560	06.15 น.	22.9286	LS24,LS26, LS27	7.445	LS35,LS36	LS36	4.423

7	20/8/2560	17.30 น.	22.0178	LS24,LS26, LS27	3.766	LS16	LS16	2.517
8	24/8/2560	06.30 น.	23.8859	LS28,LS31, LS35	6.481	LS32,LS33, LS34	LS32	0.333
9	30/8/2560	21.45 น.	22.2647	LS24,LS26, LS27	3.284	LS21,LS25, LS26	LS26	0.483
10	1/9/2560	10.00 น.	23.3527	LS26,LS28, LS31,LS35	6.990	LS32,LS33, LS34	LS32	0.933
11	20/9/2560	06.15 น.	7.8908	LS10,LS11, LS12	3.966	LS10,LS13	LS10	1.933

จากผลการเปรียบเทียบ พบว่าการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ของทั้งสองกรณี มีค่าความคลาดเคลื่อนระยะทางความผิดพลาดมากกว่าเมื่อเปรียบเทียบผลการทดสอบค่าความคลาดเคลื่อนในกรณีความผิดพลาดแบบเฟสเดียวลงดิน และเมื่อพิจารณาการใช้ข้อมูลสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์ พบว่าสายย่อยที่มีตำแหน่งความผิดพลาดที่เป็นไปได้ จะอยู่ในตำแหน่งข้างเคียงกับสายย่อยที่มีมิเตอร์เอเอ็มอาร์มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลเป็นส่วนใหญ่ ซึ่งหลังจากการเปรียบเทียบกับข้อมูลสายย่อยที่มีมิเตอร์มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล สามารถลดการตรวจสอบตำแหน่งความผิดพลาดที่เป็นไปได้ให้เหลือน้อยลง นอกจากนี้ยังสามารถลดค่าความคลาดเคลื่อนระยะทางความผิดพลาดจากวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ให้ลดลงประมาณ 0-0.6 กิโลเมตร

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

4.7 การทดสอบการระบุสายย่อยที่เกิดความผิดพลาดเมื่อพิจารณาเฉพาะสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล

การระบุสายย่อยที่เกิดความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในการทดสอบนี้เป็นการวิเคราะห์เพิ่มเติม เพื่อศึกษาการระบุสายย่อยที่เกิดความผิดพลาดโดยพิจารณาใช้เฉพาะข้อมูลสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล ซึ่งจะทำการวิเคราะห์ค่าแรงดันไฟฟ้าที่มิเตอร์เอเอ็มอาร์เกิดสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล และใช้เกณฑ์การตัดสินค่าแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำที่สุดขณะเกิดความผิดพลาด

วัตถุประสงค์ของการทดสอบ เพื่อศึกษาการใช้เฉพาะข้อมูลสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล สามารถระบุสายย่อยที่เกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้หรือไม่

- เครื่องมือการทดสอบ
- 1) ข้อมูลสายย่อยที่มีเตอมร์มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล
 - 2) ข้อมูลแรงดันไฟฟ้าของมิเตอร์เอเอ็มอาร์ที่มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล
 - 3) ข้อมูลเหตุการณ์ความผิดปกติแบบไม่สมมาตรที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟาลพบุรี 1 ฟีดเตอร์ 3

วิธีการทดสอบ

- 1) นำข้อมูลมิเตอร์เอเอ็มอาร์ และข้อมูลสายย่อยที่มีเตอมร์มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล ซึ่งข้อมูลได้จากการตรวจสอบโดยฟังก์ชันการระบุสายย่อยที่มีเตอมร์มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล
- 2) ทดสอบการระบุสายย่อยที่เกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า โดยวิเคราะห์จากแรงดันไฟฟ้าที่มิเตอร์มีการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล ซึ่งพิจารณาค่าแรงดันไฟฟ้าของมิเตอร์ขณะเกิดความผิดปกติ และใช้เกณฑ์การตัดสินเลือกค่าแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำที่สุด
- 3) ทดสอบตามข้อมูลเหตุการณ์ความผิดปกติไฟฟาดับที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จำนวน 10 เหตุการณ์
- 4) บันทึกผลการทดสอบแต่ละครั้งแสดงผลเป็นตาราง และเปรียบเทียบผลการระบุสายย่อยที่วิเคราะห์ได้กับผลการระบุสายย่อยที่เกิดความผิดปกติที่ได้จากฟังก์ชันการระบุสายย่อยในระบบไฟฟ้า

ผลการทดสอบ

จากผลการทดสอบการระบุสายย่อยที่เกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า โดยใช้เฉพาะข้อมูลสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์ ทำการทดสอบที่ความผิดปกติแบบเฟสเดียวลงดิน จำนวน 10 เหตุการณ์ ซึ่งเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าของมิเตอร์ที่ได้รับผลกระทบจากความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้ามีค่าแรงดันไฟฟาลดลง วิเคราะห์ค่าแรงดันไฟฟ้าของมิเตอร์ที่แจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล โดยใช้เกณฑ์การตัดสินค่าแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำสุดขณะเกิดความผิดปกติ พบว่าการวิเคราะห์ค่าแรงดันไฟฟ้าจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์ที่แจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล สามารถระบุสายย่อยที่เกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้าได้ถูกต้องเช่นเดียวกับการใช้ข้อมูลระยะทางของตำแหน่งความผิดปกติที่ได้

จากการประมาณตำแหน่งความผิดปกติโดยใช้ค่าอิมพีแดนซ์ ร่วมกับการใช้สัญญาณแจ้งเตือนแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์เพื่อใช้ลดตำแหน่งความผิดปกติที่เป็นไปได้ โดยผลการทดสอบการระบุสายย่อยที่เกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า แสดงดังตารางที่ 4-14

ตารางที่ 4-14 ผลการทดสอบการระบุสายย่อยที่เกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า

Case	Date	Time	Actual distance (km)	voltage unbalance alarm				
				Meter has alarm	Line section from meter AMR	Minimal voltage meter	Fault line section	Error (%)
1	5/4/2560	07.45 น.	25.5	m56, m60, m69	LS32,LS33, LS34	m56	LS32	0.767
2	20/5/2560	14.30 น.	13.2	m30, m42, m32	LS13,LS14	m30	LS13	0.783
3	17/6/2560	11.45 น.	21.4	m75, m76, m81, m83, m85	LS21,LS25, LS26	m76	LS25	1.933
4	18/6/2560	22.30 น.	7.82	m21, m30, m42, m32	LS11,LS13, LS14	m21	LS11	4.5
5	1/7/2560	19.00 น.	24.83	m12,m84, m67	LS4,LS28, LS37	m84	LS28	2.833
6	12/7/2560	15.45 น.	22.95	m75, m76, m81, m83, m85	LS21,LS25, LS26	m85	LS26	0.517
7	21/8/2560	15.30 น.	22.78	m75,m83, m85	LS21,LS25, LS26	m85	LS26	1.083
8	23/8/1960	19.00 น.	7.19	m42,m11, m24	LS13,LS39, LS40	m24	LS40	0.767
9	22/9/2560	08.30 น.	25.5	m48, m65	LS22,LS23	m48	LS22	0.767
10	12/10/2560	18.45 น.	25.45	m56, m60, m69	LS32,LS33, LS34	m56	LS32	0.933

ตารางที่ 4-15 สรุปผลการเปรียบเทียบความสามารถของงานวิจัยก่อนหน้าเกี่ยวกับงานวิจัยที่นำเสนอ

ความสามารถของระบบ	Impedance based fault location experience	Line fault location considering mutual coupling between circuit on transmission network	Design of algorithm for fault location on 22 kV	Outage management of distribution system incorporating information from smart meter	Low voltage Zone to support fault location in distribution system with smart meter	งานวิจัยที่นำเสนอ
วิเคราะห์ระบบจำหน่ายไฟฟ้า	Transmission line	Transmission line	Distribution line	Distribution line	Distribution line	Distribution line
การแจ้งผลของการข้อมูล	ระยะทางตำแหน่งความผิดพลาด	ระยะทางตำแหน่งความผิดพลาด	ขอบเขตของตำแหน่งความผิดพลาด	ขอบเขตของตำแหน่งความผิดพลาด	ขอบเขตของตำแหน่งความผิดพลาด	ขอบเขต และระยะทางตำแหน่งความผิดพลาด
ค่าความคลาดเคลื่อนของค่าความผิดพลาด	เปอร์เซ็นต์ค่าความคลาดเคลื่อนไม่เกิน 2 %	เปอร์เซ็นต์ค่าความคลาดเคลื่อนไม่เกิน 6 %	เปอร์เซ็นต์ค่าความคลาดเคลื่อนไม่เกิน 5 %	เปอร์เซ็นต์ค่าความคลาดเคลื่อนได้ประมาณ 72.7 %	0-1,000 เมตร	0-1,000 เมตร และเปอร์เซ็นต์ค่าความคลาดเคลื่อนไม่เกิน 4 %
มีการประยุกต์ใช้ความสามารถทางการสื่อสารจากมิเตอร์	ไม่มี	ไม่มี	ไม่มี	มี	มี	มี

บทที่ 5

สรุปผล

5.1 บทสรุป

งานวิจัยนี้ได้พัฒนาอัลกอริทึมสำหรับการประมาณตำแหน่งความผิดปกติแบบไม่สมมาตร โดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ ร่วมกับการใช้ข้อมูลการแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์แบบเอเอ็มอาร์ โดยจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 22 kV ทดสอบข้อมูลความผิดปกติแบบไม่สมมาตร เช่น ความผิดปกติแบบเฟสเดียวลงดิน ความผิดปกติแบบสองเฟส และความผิดปกติแบบสองเฟสลงดิน เป็นต้น ที่เกิดขึ้นจริงในระบบจำหน่ายไฟฟ้าการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สถานีไฟฟ้าลพบุรี 1 ฟีดเดอร์ 3 และพิจารณาข้อมูลสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยทำการเก็บข้อมูลเป็นระยะเวลา 7 เดือน ผลการทดสอบพบว่า การประมาณตำแหน่งความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ มีค่าความคลาดเคลื่อนของระยะทางความผิดปกติอยู่ในช่วง 0-2 กิโลเมตร คิดเป็นเปอร์เซ็นต์ความคลาดเคลื่อนสูงสุดไม่เกิน 7 เปอร์เซ็นต์ และทดสอบติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ในระบบไฟฟ้า เพื่อศึกษาผลกระทบต่อ การประมาณตำแหน่งความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จากการทดสอบพบว่า เซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่มีขนาดใหญ่ และการติดตั้งอยู่ที่ตำแหน่งใกล้แหล่งจ่ายไฟฟ้า หรือติดตั้งอยู่ที่ปลายสายจำหน่ายไฟฟ้า จะส่งผลให้ค่าความคลาดเคลื่อนของระยะทางความผิดปกติมีค่ามากขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ และเมื่อนำระยะทางที่ได้จากการประมาณตำแหน่งความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อระบุตำแหน่งความผิดปกติในแผนผังระบบไฟฟ้า พบว่าสามารถระบุตำแหน่งความผิดปกติที่เป็นไปได้ ได้ตั้งแต่ 1-4 ตำแหน่ง เนื่องจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นระบบแบบเรเดียล มีหลายกิ่ง หลายสาขา

โดยในงานวิจัยนี้ได้ออกแบบนำข้อมูลสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์มาพิจารณาร่วมด้วย เมื่อพิจารณาความผิดปกติแบบไม่สมมาตรทั้ง 3 กรณี พบว่าข้อมูลสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลสามารถลดตำแหน่งความผิดปกติที่เป็นไปได้ให้เหลือน้อยลงได้ นอกจากนี้เมื่อพิจารณากรณีที่สายย่อยที่มีตำแหน่งความผิดปกติที่เป็นไปได้ ซึ่งอยู่ในตำแหน่งข้างเคียงกับสายย่อยที่มีเตอร์แจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล สามารถลดค่าความคลาดเคลื่อนของระยะทางความผิดปกติที่ได้จากการประมาณตำแหน่งความผิดปกติโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์ให้เหลือน้อยลงได้ประมาณ 0-0.6 กิโลเมตร และในกรณีความผิดปกติแบบเฟสเดียวลงดิน เมื่อพิจารณาเปอร์เซ็นต์ค่าความคลาดเคลื่อนของสายย่อยที่เกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า กับ

เปอร์เซ็นต์ค่าความคลาดเคลื่อนที่ได้จากการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดโดยวิธีใช้ค่าอิมพีแดนซ์พบว่า บางข้อมูลให้เปอร์เซ็นต์ค่าความคลาดเคลื่อนของสายย่อยที่เกิดความผิดพลาดสูงกว่า คิดเป็น 18.60 เปอร์เซ็นต์จากข้อมูลความผิดพลาดเฟสเดียวลงดินทั้งหมด 43 เหตุการณ์ ซึ่งเป็นผลมาจากการแบ่งระยะทางของสายย่อยที่มีระยะทางมากเกินไป เนื่องจากมิเตอร์ที่ติดตั้งในระบบไฟฟ้ากระจายตัวไม่สม่ำเสมอ

5.2 ข้อเสนอแนะ

- 1) พัฒนาอัลกอริทึมการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า สำหรับรองรับข้อมูลอุปกรณ์ในระบบสื่อสารจากปลายวัดสองด้าน เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการประมาณตำแหน่งความผิดพลาดให้มีความแม่นยำมากขึ้น
- 2) พัฒนาอัลกอริทึมสำหรับการใช้ข้อมูลสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์แบบเอเอ็มอาร์แบบเวลาจริงได้ (Real-time)
- 3) พัฒนาส่วนการแสดงผลข้อมูล ให้สามารถแสดงผลการขอบเขตที่มีเตอร์เอเอ็มอาร์แจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลในระบบภูมิสารสนเทศของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (GIS)
- 4) พัฒนาอัลกอริทึมสำหรับรองรับระบบจำหน่ายไฟฟ้าในรูปแบบอื่นๆ เช่น ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีลักษณะเป็นลูปปิด (Close loop)

5.3 ข้อดี

- 1) อัลกอริทึมที่พัฒนาช่วยให้ผู้ปฏิบัติงานแก้ไขเหตุขัดข้องกระแสไฟฟ้าดับสามารถลดการตรวจสอบตำแหน่งความผิดพลาดที่เป็นไปได้ให้เหลือน้อยลงได้ ส่งผลให้การปฏิบัติงานแก้ไขเหตุขัดข้องรวดเร็วมากขึ้น
- 2) อัลกอริทึมที่พัฒนาช่วยให้เจ้าหน้าที่ที่ตรวจสอบความผิดปกติของมิเตอร์เอเอ็มอาร์ ทราบถึงสาเหตุของความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลที่มีผลมาจากการเกิดความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า ซึ่งจะช่วยลดการออกไปตรวจสอบมิเตอร์เอเอ็มอาร์ที่หน้างานได้
- 3) อัลกอริทึมที่พัฒนาจะช่วยลดค่าความสูญเสียรายได้ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และผู้ใช้ไฟฟ้า อันเนื่องมาจากสาเหตุความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า

5.4 ข้อเสีย

- 1) ข้อมูลสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์ เมื่อเกิดความผิดปกติแรงดันไม่สมดุล จะส่งสัญญาณแจ้งเตือนความผิดปกติทุกๆ 15 นาที ซึ่งในการ

วิเคราะห์พื้นที่ที่มีเตอร์ได้รับผลกระทบจากความผิดพลาดที่เกิดขึ้นต้องใช้เวลาอย่างมาก
ไม่ต่ำกว่า 15 นาที

- 2) การทดสอบโดยการใช้ข้อมูลเหตุการณ์ความผิดพลาดแบบไม่สมมาตรที่เกิดขึ้นจริงในระบบ
จำหน่ายไฟฟ้ายังมีจำนวนไม่มากพอ เนื่องจากต้องรอโอกาสที่จะเกิดความผิดพลาดใน
ฟีดเดอร์ที่สนใจ จึงจะนำมาวิเคราะห์ได้



รายการอ้างอิง

- [1] ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต3 ภาคเหนือ, เอกสารข้อมูลสถิติ เหตุการณ์ความผิดปกติในระบบไฟฟ้า. 2560: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.
- [2] โตศักดิ์ ทัศนานุกริยะ, การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง. 2540, กรุงเทพฯ: ซีเอ็ดยูเคชั่น.
- [3] ธนวัฒน์ ฉลาดสกุล, การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง. 2547, กรุงเทพมหานคร: สมาคมส่งเสริมเทคโนโลยี (ไทย - ญี่ปุ่น).
- [4] Seksit Kheamtong and Krischonme Bhumkittipich, Design of An Algorithm for Fault Location on 22 kV Distribution System, in 3 rd International Conference Sustainable Energy and Green Architecture (SEGA-03). 2012. p. 1-6.
- [5] IEEE Standard PC37.114, Draft Guide For Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines. 2004.
- [6] Karl Zimmerman and David Costello, Impedance-Based Fault Location Experience, in IEEE Rural Electric Power Conference. 2006, IEEE. p. 211-226.
- [7] Ji Chaoqi, Impedance – Based fault location method for transmission line connecting wind farm plant. 2012. p. all the thesis.
- [8] ธนภัทร์ โชติพรหม, การระบุตำแหน่งความผิดปกติบนสายส่งโดยพิจารณาผลของการเหนี่ยวนำร่วมระหว่างวงจรบนโครงข่ายระบบส่ง. 2555, คณะวิศวกรรมศาสตร์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
- [9] Cansin Y. Evrenosoglu and Ali Abur, Travelling Wave Based Fault Location for Teed Circuits. IEEE transactions on power delivery, 2005. 20, no 2: p. 1115-1121.
- [10] ปรีชา เชาวน์มัน, การระบุตำแหน่งความผิดปกติบนสายจำหน่ายไฟฟ้าโดยพิจารณาจากโหนดปรับค่าได้. 2554, คณะวิศวกรรมศาสตร์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
- [11] M. M. Tawfik and M. M. Morcos, ANN-Based Techniques for Estimating Fault Location on Transmission Lines Using Prony Method. IEEE transactions on power delivery, 2001. Vol.6, no.2: p. 219-224.
- [12] Abouzar Estebarsari, et al., An Improved Fault Location Method for Distribution Networks Exploiting Emerging LV Smart Meters”, , in IEEE workshop on Environmental, Energy, and Structural Monitoring Systems (EESMS), . 2016. p. 1-6.

- [13] ความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับมาตรอัจฉริยะ (smart meter) และแนวทางจัดทำข้อกำหนดเฉพาะมาตรอัจฉริยะ [cited 2560 11 พฤศจิกายน]; Available from: <http://www.eri.chula.ac.th> .
- [14] Yazhou Jiang, et al., Outage Management of Distribution Systems Incorporating Information from Smart Meters. IEEE transactions on power systems, 2016. 31 no.5: p. 4144-4154.
- [15] Fernanda C. L. Trindade and Walmir Freitas, Low Voltage Zones to Support Fault Location in Distribution Systems With Smart Meters. IEEE transactions on smart grid, 2016. PP: p. 1-10.
- [16] กองพัฒนาระบบมิเตอร์, คู่มือการใช้งานระบบตรวจสอบความผิดปกติของมิเตอร์ AMR. 2559, กรุงเทพฯ: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.
- [17] สายชล สินสมบูรณ์ทอง, สถิติเบื้องต้น (Elementary statistics). 2555, กรุงเทพมหานคร: จามจุรีโปรดักท์.
- [18] László Prikler and Hans Kristian Høidalen, ATPDRAW version 5.6 for Windows 9x/NT/2000/XP/Vista Users' Manual November 26th 2009.
- [19] สำนักงานโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก, คู่มือการขอจำหน่ายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.



ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นางสาวณัฐกฤตา ฤทธิรักษ์ เกิดเมื่อวันที่ 19 พฤศจิกายน พ.ศ. 2532 ที่จังหวัดลพบุรี สำเร็จการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ ในปีการศึกษา 2554 ต่อมาได้รับทุนการศึกษาจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อศึกษาต่อในหลักสูตร วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต ด้านสมาร์ทกริด ณ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ตามโครงการร่วมมือทางวิชาการระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กับจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ปัจจุบันปฏิบัติงานในตำแหน่งวิศวกรไฟฟ้าระดับ 5 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจังหวัดลพบุรี

บทความทางวิชาการจากวิทยานิพนธ์

ณัฐกฤตา ฤทธิรักษ์ และวาทีต เบญจพลกุล. การประมาณตำแหน่งความผิดพ้องแบบไม่สมมาตรในระบบไฟฟ้าโดยใช้วิธีอิมพีแดนซ์ร่วมกับข้อมูลแจ้งเตือนแรงดันไม่สมดุลจากมิเตอร์แบบเอเอ็มอาร์.งานประชุมวิชาการ และนวัตกรรม กฟภ. ปี2560 (PEACON & INNOVATION 2017)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY