

วิธีหาขนาดแบตเตอรี่เพื่อลดปัญหาแรงดันเกินจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจากพลังงาน
แสงอาทิตย์

นายพลวัชร วรรณศิริพร



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)

เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

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.

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2559

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Sizing Methods of Battery Storage to Reduce Overvoltage Problem from Photovoltaic
Distributed Generation Systems

Mr. Phonlawat Wannasiwaporn



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 2016

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	วิธีหาขนาดแบตเตอรี่เพื่อลดปัญหาแรงดันเกินจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจากพลังงานแสงอาทิตย์
โดย	นายพลวัชร วรรณศิริพร
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	รองศาสตราจารย์ ดร.ธวัชชัย เตชัสอนันต์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร.สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ
(อาจารย์ ดร.ชาญณรงค์ บาลมงคล)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(รองศาสตราจารย์ ดร.ธวัชชัย เตชัสอนันต์)

.....กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรัชชัย ชัยทัศนีย์)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร.จักรเพชร มัทราช)

พลวัชร วรรณศิริพร : วิธีหาขนาดแบตเตอรี่เพื่อลดปัญหาแรงดันเกินจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Sizing Methods of Battery Storage to Reduce Overvoltage Problem from Photovoltaic Distributed Generation Systems) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: รศ. ดร.ธวัชชัย เตชัสอนันต์, 145 หน้า.

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอวิธีการหาขนาดแบตเตอรี่ที่เล็กที่สุดด้วยโปรแกรมเชิงกำลังสอง (Quadratic Programming) ร่วมกับการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า (Load Flow Analysis) สำหรับแก้ไขปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง เนื่องจากความไม่แน่นอนจากการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เฉพาะในช่วงเวลาที่มีแสงแดดเท่านั้น ส่งผลให้เมื่อเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในปริมาณที่มากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ ขณะนั้น อาจก่อให้เกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ โดยกรณีศึกษาจะถูกจำลองผ่านโปรแกรม MATLAB ด้วยการติดตั้งระบบแบตเตอรี่ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นเจ้าของเพียงระบบเดียว ในระบบทดสอบที่ปรับปรุงจาก IEEE 34-node test feeder ซึ่งเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านพักอาศัย โดยจะพิจารณาการควบคุมตัวประกอบกำลังและตำแหน่งติดตั้งของระบบแบตเตอรี่ นอกจากนี้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ยังได้นำเสนอดัชนีประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่ในเชิงของกำลังฟ้าและพลังงานไฟฟ้าเปรียบเทียบกับกำลังผลิตติดตั้งและพลังงานที่ผลิตได้ของระบบผลิตไฟฟ้าอีกด้วย ผลลัพธ์แสดงให้เห็นว่าแบตเตอรี่ในขนาดที่หามาได้จากวิธีการที่นำเสนอสามารถช่วยควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบทดสอบที่เชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ให้อยู่ในขอบเขตของเกณฑ์มาตรฐานบริการของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อนิสิต

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก

ปีการศึกษา 2559

5670298121 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: BATTERY STORAGE / BATTERY SIZING / DISTRIBUTION SYSTEM / NEWTON-RAPHSON POWER FLOW CALCULATION / OVERVOLTAGE / PHOTOVOLTAIC GENERATION SYSTEM / VOLTAGE CONTROL / QUADRATIC PROGRAMMING

PHONLAWAT WANNASIWAPORN: Sizing Methods of Battery Storage to Reduce Overvoltage Problem from Photovoltaic Distributed Generation Systems. ADVISOR: ASSOC. PROF.THAVATCHAI TAYJASANANT, Ph.D., 145 pp.

This thesis proposes the minimal battery sizing method to reduce the overvoltage problem from photovoltaic generation systems connected in MV distribution systems by using the quadratic programming with the power flow analysis. Due to the uncertainty of power generation from photovoltaic generation systems which only produce the electricity during daytime, these can cause overvoltage problem in distribution systems if the generation from photovoltaic generation systems exceed the electricity demand. Case studies are modeled and simulated in MATLAB by using Distribution System Operator (DSO)'s storage, only one battery storage system which owns by electricity utility, installed in an adapted IEEE 34-node test feeder which is connected with photovoltaic generation systems and residential loads by considering power factor of photovoltaic generation systems and the battery's location. Moreover, the thesis also introduces the battery evaluation indices which are used to evaluate the size of battery in term of power and energy compared with the penetration level and energy generation of photovoltaic generation systems. Results show that the minimal sizing of the battery from the proposed method can regulate voltage level in the test system which connecting with photovoltaic generation systems within the electric utility's service standard.

Department: Electrical Engineering Student's Signature

Field of Study: Electrical Engineering Advisor's Signature

Academic Year: 2016

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปด้วยดี ต้องขอขอบพระคุณ รองศาสตราจารย์ ดร.ธวัชชัย เตชสุนันต์ (อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก) ที่ช่วยอนุเคราะห์ในการให้คำแนะนำตลอดระยะเวลาการทำวิทยานิพนธ์ รวมถึงตรวจสอบความถูกต้องเกี่ยวกับเนื้อหาของวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงไปด้วยดี และขอขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์ สำหรับข้อคิดเห็นที่เป็นประโยชน์ในการทำวิทยานิพนธ์ตลอดมา นอกจากนี้ ผู้เขียนวิทยานิพนธ์ขอขอบคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย อาจารย์ ดร.ชาวนรงค์ (ประธานกรรมการ), ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์ (กรรมการ) และ ดร.จักรเพชร มัทราช (กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย) ที่ได้อนุเคราะห์เวลามาช่วยตรวจสอบ และให้คำแนะนำในการจัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ให้เป็นไปได้ด้วยดี

ผู้เขียนวิทยานิพนธ์ขอขอบคุณ รุ่งพี เพื่อน และรุ่งน้อง ณ ห้องปฏิบัติการวิจัยระบบไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ช่วยให้คำแนะนำ และให้ข้อมูลที่จำเป็น ในการจัดทำวิทยานิพนธ์ตลอดระยะเวลาที่ผู้เขียนวิทยานิพนธ์ได้ศึกษาอยู่ในมหาวิทยาลัย รวมถึงขอขอบคุณภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ช่วยดำเนินการความสะดวกในการติดต่อประสานงานและการดำเนินการต่างๆ เกี่ยวกับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ด้วย

สุดท้ายนี้ ผู้เขียนวิทยานิพนธ์ขอขอบพระคุณบิดา มารดา และญาติพี่น้อง ที่ช่วยสนับสนุนและให้กำลังใจในการเรียนต่อกับผู้เขียนวิทยานิพนธ์ ตลอดระยะเวลาการศึกษาในระดับมหาบัณฑิต จนกระทั่งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	จ
กิตติกรรมประกาศ	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญรูปภาพ	ฐ
สารบัญตาราง.....	ต
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์	3
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์.....	3
1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน.....	4
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์	5
1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์	5
1.6.1 งานวิจัยเกี่ยวกับแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์.....	5
1.6.2 งานวิจัยเกี่ยวกับผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจากพลังงาน แสงอาทิตย์	6
1.6.3 งานวิจัยเกี่ยวกับการลดปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินที่เกิดจากการเชื่อมต่อระบบผลิต ไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์.....	7
1.7 โครงสร้างเนื้อหาของวิทยานิพนธ์	8
บทที่ 2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และ ผลกระทบจากการเชื่อมต่อ	10
2.1 ประเภทของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	10
2.2 ส่วนประกอบพื้นฐานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	11
2.2.1 เซลล์แสงอาทิตย์	11

2.2.2 อินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	12
2.3 แบบจำลองและปัจจัยการทำงานจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	12
2.3.1 แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์.....	13
2.3.2 ปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์.....	15
2.3.2.1 อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์.....	15
2.3.2.2 ความเข้มแสงอาทิตย์.....	17
2.4 ผลกระทบจากการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	20
2.4.1 กระแสลัดวงจรและอุปกรณ์ป้องกันกระแสไฟฟ้า.....	20
2.4.1.1 การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า.....	21
2.4.1.2 การทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันเกิดความผิดพลาด.....	22
2.4.1.3 การทำงานนอกขอบเขตของอุปกรณ์ป้องกัน.....	23
2.4.2 การแยกตัวอิสระจากระบบไฟฟ้า.....	24
2.4.3 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า.....	25
2.4.4 คุณภาพไฟฟ้า.....	27
2.4.4.1 การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้า.....	27
2.4.4.2 แรงดันกระเพื่อม.....	28
2.4.4.3 ฮาร์มอนิก.....	29
2.4.5 ความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้า.....	29
บทที่ 3 หลักการพื้นฐานเกี่ยวกับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	31
3.1 การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	31
3.2 การวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	34
3.3 การควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	39
3.3.1 การควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยหม้อแปลงไฟฟ้า.....	39

3.3.1.1	หม้อแปลงประเภทปรับที่ปรับได้.....	39
3.3.1.2	อุปกรณ์ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าแบบขั้น.....	40
3.3.2	การควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	41
3.3.2.1	อุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ.....	41
3.3.2.2	การควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว.....	44
3.3.2.3	การใช้ระบบกักเก็บพลังงาน.....	47
บทที่ 4	ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	48
4.1	ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง.....	48
4.1.1	ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการ.....	49
4.1.1.1	ระบบแรงดันสูง 69 กิโลโวลต์ และ 115 กิโลโวลต์.....	49
4.1.1.2	ระบบแรงดันปานกลาง 12 กิโลโวลต์ และ 24 กิโลโวลต์.....	49
4.1.1.3	ระบบแรงดันต่ำ 230/400 โวลต์.....	49
4.1.2	ข้อกำหนดด้านแรงดันไฟฟ้า.....	50
4.1.2.1	มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง.....	50
4.1.2.2	ช่วงแรงดันทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์.....	51
4.1.3	การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า.....	52
4.1.3.1	การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทมีแกน หมุน.....	52
4.1.3.2	การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภท อินเวอร์เตอร์.....	53
4.2	ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	53
4.2.1	ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการ.....	53
4.2.1.1	ระบบแรงดันสูง 115 กิโลโวลต์.....	53
4.2.1.2	ระบบแรงดันปานกลาง 22 กิโลโวลต์ และ 33 กิโลโวลต์.....	54

4.2.1.3 ระบบแรงดันต่ำ 220/380 โวลต์	54
4.2.2 ข้อกำหนดด้านแรงดันไฟฟ้า	54
4.2.2.1 มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	54
4.2.2.2 ช่วงแรงดันทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์	55
4.2.3 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	56
4.2.3.1 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทมีแกน หมุน	56
4.2.3.2 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภท อินเวอร์เตอร์	56
4.3 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของต่างประเทศ	57
4.3.1 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศสหรัฐอเมริกา.....	57
4.3.1.1 ช่วงแรงดันทำงาน.....	58
4.3.1.2 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า.....	58
4.3.2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศเยอรมนี	58
4.3.2.1 ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง	59
4.3.2.2 ช่วงแรงดันทำงาน	60
4.3.2.3 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า.....	60
4.3.3 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศอิตาลี	61
4.3.3.1 ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง	62
4.3.3.2 ช่วงแรงดันทำงาน	62
4.3.3.3 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า.....	63
บทที่ 5 ระบบกักเก็บพลังงาน	64
5.1 ประเภทของระบบกักเก็บพลังงาน.....	65
5.1.1 ระบบกักเก็บพลังงานทางตรง.....	66

5.1.2 ระบบกักเก็บพลังงานทางอ้อม.....	66
5.1.2.1 ระบบกักเก็บพลังงานจากการสูบน้ำ	66
5.1.2.2 ระบบกักเก็บพลังงานจากการอัดอากาศ.....	67
5.1.2.3 ระบบกักเก็บพลังงานจากการหมุน.....	67
5.1.2.4 เซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจน	67
5.1.2.5 แบตเตอรี่.....	68
5.2 พารามิเตอร์สำคัญที่เกี่ยวข้องกับแบตเตอรี่.....	71
5.2.1 ความจุ.....	72
5.2.2 ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าสูงสุด.....	73
5.2.3 ระดับสถานะของประจุ.....	73
5.2.4 ค่าความสามารถในการคายประจุ	73
5.2.5 ประสิทธิภาพของแบตเตอรี่.....	73
5.3 การหาขนาดแบตเตอรี่สำหรับใช้ลดปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินจากการเชื่อมต่อระบบผลิต ไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	74
5.3.1 โปรแกรมเชิงกำลังสองสำหรับหาค่ากำลังไฟฟ้าที่ต่ำที่สุดของแบตเตอรี่.....	74
5.3.2 ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่.....	78
5.3.3 ค่าความจุของแบตเตอรี่	78
5.4 การจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบแบตเตอรี่ในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	81
5.5 ดัชนีประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่.....	82
5.5.1 ดัชนีทางด้านกำลังไฟฟ้า.....	82
5.5.2 ดัชนีทางด้านพลังงานไฟฟ้า.....	83
บทที่ 6 แบบจำลองการทดสอบ กรณีศึกษา และ ผลการทดสอบ.....	85
6.1 แบบจำลองการทดสอบ	85

6.1.1 ระบบทดสอบ	85
6.1.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบทดสอบ	86
6.1.3 ตำแหน่งติดตั้ง และ กำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	88
6.1.4 ตำแหน่งติดตั้งระบบแบตเตอรี่	89
6.2 กรณีศึกษา และ ผลการทดสอบ	90
6.2.1 กรณีศึกษากลุ่มที่ 1	90
6.2.2 ผลการทดสอบกรณีศึกษากลุ่มที่ 1	92
6.2.2.1 แรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	93
6.2.2.2 ขนาดและการทำงานของแบตเตอรี่	98
6.2.3 กรณีศึกษากลุ่มที่ 2	101
6.2.4 ผลการทดสอบกรณีศึกษากลุ่มที่ 2	105
6.2.4.1 กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 1	107
6.2.4.2 กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2	115
6.2.4.3 กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3	123
บทที่ 7 สรุปผลการทดสอบ และ ข้อเสนอแนะ	134
รายการอ้างอิง	136
ภาคผนวก	140
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์	145

สารบัญรูปภาพ

หน้า

รูปที่ 2.1 แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทหนึ่งไดโอด	13
รูปที่ 2.2 กราฟคุณลักษณะแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ต่อการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์.....	16
รูปที่ 2.3 กราฟคุณลักษณะแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ต่อการเปลี่ยนแปลงของความเข้มแสงอาทิตย์.....	17
รูปที่ 2.4 การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน	21
รูปที่ 2.5 การทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันทำงานผิดพลาด.....	23
รูปที่ 2.6 การทำงานนอกขอบเขตของอุปกรณ์ป้องกัน.....	23
รูปที่ 2.7 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบไฟฟ้า [20].....	26
รูปที่ 2.8 แรงดันกระแสเฟรมจากโหลดประเภทเตาหลอม [22].....	28
รูปที่ 3.1 รูปวงจรสายจำหน่ายอย่างง่าย	32
รูปที่ 3.2 เฟสเซอร์ของกระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าในสายจำหน่าย	32
รูปที่ 3.3 รูปวงจรสายจำหน่ายอย่างง่ายเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ปลายสาย	34
รูปที่ 3.4 แบบจำลองระบบไฟฟ้ากำลังสำหรับการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า	35
รูปที่ 3.5 แบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้าที่บัส i	37
รูปที่ 3.6 ระดับแรงดันไฟฟ้าในสายป้อนจากการปรับแรงดันไฟฟ้าขาออกของหม้อแปลง [23].....	40
รูปที่ 3.7 ระดับแรงดันไฟฟ้าในสายป้อนจากการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าแบบขั้น [23]....	41
รูปที่ 3.8 ระดับแรงดันไฟฟ้าในสายป้อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ [23].....	42
รูปที่ 3.9 แรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ SVC [24].....	43
รูปที่ 3.10 แรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ STATCOM [24].....	44
รูปที่ 3.11 ตัวอย่างการตั้งค่าการทำงานฟังก์ชัน $\cos\phi(P)$ ของอินเวอร์เตอร์ [25].....	46
รูปที่ 3.12 ตัวอย่างการตั้งค่าการทำงานฟังก์ชัน $Q(U)$ ของอินเวอร์เตอร์ [26].....	46

รูปที่ 3.13 ตัวอย่างจุดทำงานของอินเวอร์เตอร์ (P-Q Capability) [26].....	46
รูปที่ 5.1 ประเภทระบบกักเก็บพลังงานตามขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าและระยะเวลาการจ่ายพลังงาน [35].....	65
รูปที่ 5.2 ประเภทระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามลักษณะการเก็บพลังงาน [35]	65
รูปที่ 5.3 การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานจากการสูบน้ำ [35].....	66
รูปที่ 5.4 โครงสร้างการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานจากการอัดอากาศ [35].....	67
รูปที่ 5.5 แผนผังแสดงการหาค่ากำลังไฟฟ้าที่ต่ำที่สุดของแบตเตอรี่ที่แต่ละจุดเวลา	77
รูปที่ 5.6 แผนผังแสดงการหาค่าขนาดแบตเตอรี่ใน 1 วัน.....	80
รูปที่ 6.1 ระบบทดสอบที่ปรับปรุงจาก IEEE 34-node test feeder [37].....	86
รูปที่ 6.2 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านพักอาศัยขนาดมากกว่า 150 หน่วยต่อเดือน เทียบกับวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปี พ.ศ. 2558.....	87
รูปที่ 6.3 กำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบค่าเฉลี่ยในเดือนกุมภาพันธ์ และแบบค่าสูงสุดในปี พ.ศ. 2556.....	89
รูปที่ 6.4 ขั้นตอนการศึกษาระณีย่อยของกรณีศึกษากลุ่มที่ 1	92
รูปที่ 6.5 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์.....	93
รูปที่ 6.6 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 หลังเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำงานที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 1.0	94
รูปที่ 6.7 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 หลังเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำงานที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าคงที่ 0.9 นำหน้า	94
รูปที่ 6.8 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 890 ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 1 ในวันทำงาน ก่อนและ หลังใช้ระบบแบตเตอรี่ (กรณีศึกษาย่อย 1 ถึง 3).....	95
รูปที่ 6.9 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 1 ในวันทำงาน ก่อนและหลังใช้ระบบแบตเตอรี่ (กรณีศึกษาย่อย 4 ถึง 6).....	96

รูปที่ 6.10 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 890 ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 1 ในวันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ก่อนและหลังใช้ระบบแบตเตอรี่ (กรณีศึกษาย่อย 7 ถึง 9).....	96
รูปที่ 6.11 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 1 ในวันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ก่อนและหลังใช้ระบบแบตเตอรี่ (กรณีศึกษาย่อย 10 ถึง 12) ...	97
รูปที่ 6.12 กำลังไฟฟ้าของระบบแบตเตอรี่ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 1 กลุ่มวันทำงาน (กรณีศึกษาย่อย 1 ถึง 6).....	99
รูปที่ 6.13 กำลังไฟฟ้าของระบบแบตเตอรี่ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 1 กลุ่มวันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (กรณีศึกษาย่อย 7 ถึง 12)	99
รูปที่ 6.14 ขั้นตอนการศึกษาระบบย่อยของกรณีศึกษากลุ่มที่ 2.....	104
รูปที่ 6.15 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนและหลังเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4 เมกะวัตต์.....	106
รูปที่ 6.16 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนและหลังเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กำลังผลิตติดตั้งรวม 1.8 เมกะวัตต์.....	106
รูปที่ 6.17 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนและหลังเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กำลังผลิตติดตั้งรวม 1.2 เมกะวัตต์.....	107
รูปที่ 6.18 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนติดตั้งและหลังติดตั้งระบบแบตเตอรี่ เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลัง ผลิตติดตั้งรวม 2.4 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 1).....	108
รูปที่ 6.19 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนติดตั้งและหลังติดตั้งระบบแบตเตอรี่ เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลัง ผลิตติดตั้งรวม 1.8 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 1).....	108
รูปที่ 6.20 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนติดตั้งและหลังติดตั้งระบบแบตเตอรี่ เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลัง ผลิตติดตั้งรวม 1.2 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 1).....	109
รูปที่ 6.21 กำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ 1 วัน เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่กำลังผลิตติดตั้ง 2.4 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 1).....	111

รูปที่ 6.32 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนติดตั้งและหลังติดตั้งระบบ แบตเตอรี่ เมื่อเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 1.8 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3).....	124
รูปที่ 6.33 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนติดตั้งและหลังติดตั้งระบบ แบตเตอรี่ เมื่อเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 1.2 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3).....	125
รูปที่ 6.34 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 848 ก่อนติดตั้งและหลังติดตั้งระบบ แบตเตอรี่ เมื่อเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3 กรณีศึกษาย่อยที่ 6).....	125
รูปที่ 6.35 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 810, 838 และ 890 ก่อนติดตั้งและหลังติดตั้งระบบ แบตเตอรี่ เมื่อเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3 กรณีศึกษาย่อยที่ 1).....	126
รูปที่ 6.36 กำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ 1 วัน เมื่อเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่กำลังผลิตติดตั้ง 2.4 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3).....	128
รูปที่ 6.37 กำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ 1 วัน เมื่อเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่กำลังผลิตติดตั้ง 1.8 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3).....	128
รูปที่ 6.38 กำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ 1 วัน เมื่อเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่กำลังผลิตติดตั้ง 1.8 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3).....	129
รูปที่ 6.39 กำลังไฟฟ้าของระบบแบตเตอรี่ใน 1 วัน และ ค่าสถานะประจุของแบตเตอรี่ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2 กรณีศึกษาย่อยที่ 15).....	132

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 2.1 ค่าเฉลี่ยความเข้มแสงอาทิตย์ในพื้นที่กรุงเทพมหานคร ปี พ.ศ. 2555 ถึง พ.ศ. 2559...	18
ตารางที่ 2.2 ข้อมูลสถิติกำลังการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กำลังผลิตติดตั้ง 1.2 กิโลวัตต์ จากคณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย พ.ศ. 2556.....	19
ตารางที่ 2.3 ค่ากระแสลัดวงจรของระบบผลิตไฟฟ้าแต่ละประเภท	21
ตารางที่ 2.4 ลำดับการทำงานร่วมกันของรีโกลสเซอร์และฟิวส์	22
ตารางที่ 3.1 ข้อดีและข้อเสียของการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าแต่ละวิธี	35
ตารางที่ 4.1 มาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง กรณีผู้ใช้บริการไม่จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ	50
ตารางที่ 4.2 มาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง กรณีผู้ใช้บริการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ	51
ตารางที่ 4.3 ระยะเวลาในการปลดตัวของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบ 230/400 โวลต์ ในช่วงแรงดันไฟฟ้าต่างๆ ของการไฟฟ้านครหลวง	51
ตารางที่ 4.4 ระยะเวลาในการปลดตัวของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบ 12 กิโลโวลต์ ขึ้นไป ในช่วงแรงดันไฟฟ้าต่างๆ ของการไฟฟ้านครหลวง	52
ตารางที่ 4.5 มาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	55
ตารางที่ 4.6 ระยะเวลาในการปลดตัวของอินเวอร์เตอร์ในช่วงแรงดันไฟฟ้าต่างๆ ของการไฟฟ้า ส่วนภูมิภาค.....	55
ตารางที่ 4.7 ระดับแรงดันไฟฟ้าปกติของระบบไฟฟ้าประเทศสหรัฐอเมริกา	57
ตารางที่ 4.8 ระยะเวลาการปลดวงจรสูงสุดของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ระดับแรงดันปานกลาง และ แรงดันต่ำ ตามมาตรฐาน IEEE 1547.....	58
ตารางที่ 4.9 ระดับแรงดันไฟฟ้าปกติของระบบไฟฟ้าประเทศเยอรมนี	59
ตารางที่ 4.10 ระดับแรงดันไฟฟ้าปกติของระบบไฟฟ้าประเทศอิตาลี	61
ตารางที่ 5.1 ข้อดีและข้อเสียของระบบกักเก็บพลังงานประเภทต่างๆ [35, 36]	70
ตารางที่ 5.2 ตัวอย่างขนาดแบตเตอรี่ที่ใช้ในแต่ละประเทศและลักษณะการใช้งาน [36]	71

ตารางที่ 6.1 ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่แต่ละตำแหน่งในระบบทดสอบ	87
ตารางที่ 6.2 ตัวแปรที่ปรับค่าได้ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 1.....	91
ตารางที่ 6.3 กรณีศึกษาย่อยของกรณีศึกษากลุ่มที่ 1.....	91
ตารางที่ 6.4 ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดใน 1 วัน ของระบบทดสอบก่อนและหลังใช้ระบบแบตเตอรี่ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 1).....	97
ตารางที่ 6.5 ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า ขนาดความจุ และ ระยะเวลาในการทำงานของแบตเตอรี่ ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 1.....	100
ตารางที่ 6.6 ตัวแปรที่สามารถปรับค่าได้ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 2.....	102
ตารางที่ 6.7 กรณีศึกษาย่อยตามช่วงควบคุมแรงดันไฟฟ้า 1 รูปแบบ ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 2	102
ตารางที่ 6.8 ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุด ก่อนและหลังใช้ระบบแบตเตอรี่ ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 1.....	109
ตารางที่ 6.9 ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า ขนาดความจุ และ ระยะเวลาในการทำงานของแบตเตอรี่ ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 1.....	112
ตารางที่ 6.10 ค่าดัชนีประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่ กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 - กลุ่มย่อยที่ 1	113
ตารางที่ 6.11 ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดหลังจากทดสอบใช้ระบบแบตเตอรี่ ลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 1 กรณีศึกษาย่อยที่ 3).....	114
ตารางที่ 6.12 ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุด ก่อนและหลังใช้ระบบแบตเตอรี่ ของกรณีศึกษา กลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2	117
ตารางที่ 6.13 ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า ขนาดความจุ และ ระยะเวลาในการทำงานของแบตเตอรี่ ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2.....	120
ตารางที่ 6.14 ค่าดัชนีประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่ กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2	121
ตารางที่ 6.15 ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดหลังจากทดสอบใช้ระบบแบตเตอรี่ ลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2 กรณีศึกษาย่อยที่ 3).....	123

ตารางที่ 6.16 ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุด ก่อนและหลังใช้ระบบแบตเตอรี่ ของกรณีศึกษา กลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3	126
ตารางที่ 6.17 ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า ขนาดความจุ และ ระยะเวลาในการทำงานของแบตเตอรี่ ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3.....	129
ตารางที่ 6.18 ค่าดัชนีประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่ กรณศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3	131
ตารางที่ 6.19 ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดหลังจากทดสอบใช้ระบบแบตเตอรี่ ลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2 กรณีศึกษาย่อยที่ 15)	133



บทที่ 1

บทนำ

เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้นับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ รวมไปถึงโครงสร้างของเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบันประเทศไทยเริ่มมีนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy) ในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น ซึ่งแหล่งพลังงานข้างต้นได้แก่พลังงานจากแสงอาทิตย์ พลังลม พลังน้ำ ชยะ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และพืชพลังงาน โดยจากข้อมูลในปี พ.ศ. 2557 มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเป็นสัดส่วนเชื้อเพลิงร้อยละ 9.9 (เทียบเท่า 4,494 เมกะวัตต์ ไม่รวมการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดใหญ่) และภาครัฐได้มีเป้าหมายให้เพิ่มสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในภาพรวมของประเทศที่ร้อยละ 20 (เทียบเท่า 19,684 เมกะวัตต์) ภายในปี พ.ศ. 2579 ตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (AEDP2015) [1] เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศที่เพิ่มขึ้นและช่วยปรับสัดส่วนเชื้อเพลิงในการการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติที่มีการใช้ในสัดส่วนที่สูงถึงร้อยละ 70 ในปัจจุบันให้ลดลงเพื่อเพิ่มความมั่นคงทางพลังงาน ประกอบกับพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) เป็นหนึ่งในพลังงานทางเลือกที่สร้างมลภาวะให้กับสิ่งแวดล้อมในปริมาณที่ต่ำ จึงทำให้ได้รับความสนใจจากประชาชนทั่วโลก รวมถึง หลายประเทศได้มีนโยบายในการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปริมาณที่สูงขึ้นเรื่อยๆ เช่นกัน โดยหนึ่งในพลังงานหมุนเวียนที่ได้รับความสนใจจากทั่วโลกคือ พลังงานแสงอาทิตย์ สำหรับในประเทศไทยตามแผน AEDP2015 มีเป้าหมายในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cell) หรือ จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic Generation Systems, PVs) ที่ร้อยละ 30 ของสัดส่วนเชื้อเพลิงจากพลังงานทดแทนทั้งหมด (เทียบเท่า 6,000 เมกะวัตต์) ภายในปี พ.ศ. 2579 แต่อย่างไรก็ตาม การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นหนึ่งในระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation) เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าในปริมาณที่ไม่เหมาะสม อาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ โดยสาเหตุสำคัญในการก่อผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มาจากความไม่แน่นอนในการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ ซึ่งอาจก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็วของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ และผลจากความสามารถในการผลิตไฟฟ้าได้ในเฉพาะช่วงเวลาที่

แสงแดดหรือในเวลาช่วงเช้าจนถึงเย็นเท่านั้น อาจส่งผลให้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่ามากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในขณะนั้น (ขึ้นกับลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า) จนเกิดกำลังไฟฟ้าไหลย้อน (Reverse Power Flow) ไปยังต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งจะส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าโดยรวมในระบบสูงขึ้น จนอาจเกินค่าแรงดันไฟฟ้าควบคุมที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนดไว้ในมาตรฐานบริการ และข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย หรือการเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกิน (Overvoltage) นั้นเอง

การควบคุมแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในระดับแรงดันไฟฟ้าควบคุมของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสามารถทำได้หลายวิธี โดยที่สามารถพบได้โดยทั่วไปคือ 2 วิธีการหลัก คือ (1) การควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าด้วยหม้อแปลงไฟฟ้า เช่น การปรับแท็ปหม้อแปลงสถานี การปรับแท็ปหม้อแปลงจำหน่าย และการใช้อุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage Regulator) ซึ่งวิธีนี้จะเป็นการยกระดับแรงดันไฟฟ้าทั้งระบบ (2) การควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า วิธีการนี้จะควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าจริง (Active Power) หรือ กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ (Reactive Power) โดยอาจจะทำการควบคุมที่ตัวระบบผลิตไฟฟ้าโดยตรง เพื่อควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อเป็นหลัก เช่น การเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า การควบคุมตัวประกอบกำลัง และการใช้ฟังก์ชันการทำงานเพิ่มเติม เช่น การปรับค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟตามระดับแรงดันไฟฟ้า (ฟังก์ชัน Q(U)) ในอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หรือ การติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมสำหรับชดเชยกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เช่น ตัวเก็บประจุ (Capacitor), Static Var Compensator (SVC) และ Static Synchronous Compensator (STATCOM) เป็นต้น

นอกจากการควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยอุปกรณ์ข้างต้นแล้ว ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System) ยังเป็นหนึ่งในอุปกรณ์ที่ได้รับความสนใจในการใช้ร่วมกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งมีความไม่แน่นอนในการผลิตไฟฟ้าสูง และมีข้อดีที่อุปกรณ์อื่นไม่มี คือ สามารถประจุพลังงานและการคายพลังงานในช่วงเวลาที่ต่างกันได้ ซึ่งการประจุพลังงานและการคายพลังงานของระบบกักเก็บพลังงานจะส่งผลต่อระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า รวมถึงเกี่ยวข้องกับการจัดการพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอีกด้วย นอกจากนี้ราคาของระบบกักเก็บพลังงาน เช่น แบตเตอรี่ มีแนวโน้มที่จะลดลงอย่างมากในอนาคต จึงมีความน่าสนใจในการพิจารณาการใช้ระบบแบตเตอรี่ร่วมกับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และจำเป็นต้องพิจารณาขนาดระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมสำหรับแก้ปัญหาจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วย

ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอการหาขนาดแบตเตอรี่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยโปรแกรมเชิงกำลังสองประกอบกับการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า เพื่อช่วยลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่การทำงานต่างๆ ให้อยู่ภายในขอบเขตที่กำหนดในระยะเวลา 1 วัน โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะจำลองระบบทดสอบที่ปรับปรุงจากระบบ IEEE 34-node test feeder ผ่านโปรแกรม MATLAB โดยคาดหวังว่าแนวคิดของการหาขนาดแบตเตอรี่นี้จะช่วยให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสามารถใช้ประเมินขนาดที่เหมาะสมของแบตเตอรี่ในการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้

1.2 วัตถุประสงค์

(1) เพื่อวิเคราะห์ผลของการใช้ระบบแบตเตอรี่ในการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้งในกรณีที่ใช้ระบบแบตเตอรี่และไม่ใช้ระบบแบตเตอรี่

(2) เพื่อนำเสนอแนวคิดการหาขนาดที่เล็กที่สุดของแบตเตอรี่ที่ตำแหน่งติดตั้งหนึ่งๆ ที่สามารถใช้รักษาระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ให้อยู่ในขอบเขตที่กำหนด หรือ ขอบเขตของข้อกำหนดการเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายไฟฟ้า

(3) เพื่อนำเสนอและเปรียบเทียบผลของการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อขนาดแบตเตอรี่ที่ช่วยลดปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินให้อยู่ในขอบเขตที่กำหนด

(4) เพื่อนำเสนอและเปรียบเทียบผลของตำแหน่งติดตั้งระบบแบตเตอรี่ต่อขนาดแบตเตอรี่ที่ช่วยลดปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินให้อยู่ในขอบเขตที่กำหนด

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

(1) พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้เป็นการติดตั้งในรูปแบบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

(2) พิจารณาการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในระดับแรงดันปานกลางที่มีโครงสร้างแบบเรเดียล และเป็นระบบ 3 เฟสสมดุล เท่านั้น

(3) ระบบกักเก็บพลังงานที่ใช้เป็นประเภทแบตเตอรี่ โดยพิจารณาเป็นระบบแบตเตอรี่แบบ 3 เฟส และพิจารณาการใช้งานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ 3 เฟส เท่านั้น

(4) ไม่พิจารณาผลของการบังของแสงแดดต่อเซลล์แสงอาทิตย์

(5) พิจารณากำลังไฟฟ้ที่รีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่การทำงานแบบตัวประกอบกำลังไฟฟ้าคงที่เท่านั้น

(6) พิจารณาผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าในรูปของขนาดแรงดันไฟฟ้าเท่านั้น

(7) พิจารณาการเก็บพลังงานของแบตเตอรี่ในช่วงที่กำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์สร้างผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกิน และจ่ายพลังงานในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละวัน

(8) พิจารณาลักษณะการใช้ไฟฟ้าในรูปแบบเดียว คือ แบบบ้านพักอาศัย โดยมีขนาดความต้องการใช้ไฟฟ้าจะมีค่าแตกต่างกันที่แต่ละจุดโหลด

1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน

(1) ศึกษาบทความและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ ดังนี้

(1.1) ศึกษาความหมายและประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

(1.2) ศึกษาหลักการพื้นฐานของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

(1.3) ศึกษาบทความเกี่ยวกับผลกระทบจากการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวและระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

(1.4) ศึกษาบทความเกี่ยวกับวิธีลดผลกระทบจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว และ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

(1.5) ศึกษาข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า

(1.6) ศึกษาประเภทของระบบกักเก็บพลังงาน คุณสมบัติ และ ลักษณะการใช้งาน

(1.7) ศึกษาการพัฒนาโปรแกรม MATLAB สำหรับวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และ โปรแกรมคำนวณขนาดแบตเตอรี่ที่ใช้สำหรับควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

(2) วิเคราะห์และระบุปัญหาที่จะศึกษา

(2.1) วิเคราะห์ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ปริมาณมากในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

(2.2) วิเคราะห์การควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยการติดตั้งระบบแบตเตอรี่ขนาดเล็กที่สุด 1 ตำแหน่ง โดยพิจารณาถึงตำแหน่งการติดตั้งของระบบแบตเตอรี่

(2.3) วิเคราะห์การควบคุมแรงดันไฟฟ้าร่วมกับการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่จากอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

(3) กำหนดขอบเขตของวิทยานิพนธ์

(4) รวบรวมข้อมูลที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองผลการทดสอบ

(5) พัฒนาโปรแกรมสำหรับหาขนาดแบตเตอรี่ที่เล็กที่สุดสำหรับควบคุมแรงดันไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษาต่างๆ ด้วยโปรแกรม MATLAB

(6) ทดสอบการหาขนาดแบตเตอรี่ตามกรณีศึกษาต่างๆ ด้วยโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น

- (7) วิเคราะห์ และ สรุปผลการทดสอบ
- (8) นำเสนอผลงานวิจัย และ ข้อเสนอแนะ

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

- (1) แนวทางการแก้ไขปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- (2) การพัฒนาโปรแกรมการคำนวณขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินจากการเชื่อมต่อบนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยโปรแกรม MATLAB
- (3) แนวทางและวิธีการหาขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมเพื่อใช้แก้ปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้อยู่ในขอบเขตที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนดไว้
- (4) แนวทางการจัดการพลังงานจากแบตเตอรี่เพื่อเป็นประโยชน์ในการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ แบ่งออกเป็น 3 ส่วน คือ

- (1) งานวิจัยเกี่ยวกับแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์
- (2) งานวิจัยเกี่ยวกับผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจากพลังงานแสงอาทิตย์
- (3) งานวิจัยเกี่ยวกับการลดปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินที่เกิดจากการเชื่อมต่อบนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

1.6.1 งานวิจัยเกี่ยวกับแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์

บทความ [2] นำเสนอแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์แบบอุดมคติ (Ideal Model) และแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ในทางปฏิบัติ (Practical Model) โดยแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์แบบอุดมคติจะเป็นแบบจำลองที่ประกอบด้วยไดโอด (Diode) เพียงตัวเดียว ส่วนแบบจำลองในทางปฏิบัติจะมีการรวมผลกระทบของความต้านทานอนุกรม (Series Resistance) และผลกระทบจากความต้านทานแบบขนาน (Parallel Resistance) จากจุดเชื่อมต่อต่างๆ ในโครงสร้างของเซลล์แสงอาทิตย์ พร้อมทั้งอธิบายพารามิเตอร์ของแบบจำลองไฟฟ้าแสงอาทิตย์ ตัวอย่างการคำนวณ และปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ เช่น ความเข้มแสง และอุณหภูมิ บทความ [3] นำเสนอแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทหนึ่งไดโอด ที่สอดคล้องกับบทความ [2] และนำเสนอการหาค่าความต้านทานอนุกรมและความต้านทานแบบขนานในแบบจำลองเซลล์ไฟฟ้าแสงอาทิตย์ เนื่องจากเป็นค่าพารามิเตอร์ไม่ได้มีอยู่ในเอกสารของผู้ผลิตเซลล์แสงอาทิตย์

1.6.2 งานวิจัยเกี่ยวกับผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจากพลังงานแสงอาทิตย์

บทความ [4-9] กล่าวถึงผลกระทบของเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยบทความ [4] นำเสนอผลกระทบต่อขีดจำกัดแรงดันไฟฟ้าและค่ากระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านในสายจำหน่าย เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อาจจะผลิตกำลังไฟฟ้าเกินความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าไหลย้อน ส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อมีค่าเพิ่มขึ้นจนอาจเกินขอบเขตที่กำหนด นอกจากนี้หากแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อสูงกว่าแรงดันไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าย่อย ขนาดของกระแสไฟฟ้าอาจจะเกินขีดจำกัดของสายป้อนด้วย ซึ่งส่งผลต่อการจำกัดขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

บทความ [5-7] ได้นำเสนอผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อระดับแรงดันไฟฟ้า อุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า และ อุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้า โดยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวหรือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถทำให้แรงดันไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเนื่องจากจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบ นอกจากนี้การรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ายังมีผลต่อระดับแรงดันไฟฟ้า และมีผลต่อการกระเพื่อมของแรงดันไฟฟ้า [7] การใช้งานอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าทั้งตัวเก็บประจุ และ อุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าแบบขั้น (Step Voltage Regulator, SVR) ต้องมีความระมัดระวังมากขึ้นเนื่องจากการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีความแตกต่างและซับซ้อนยิ่งขึ้น ส่วนผลกระทบต่ออุปกรณ์ป้องกัน เช่น การตรวจจับกระแสลัดวงจร การทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ปิดกลับอัตโนมัติ (Recloser Coordination) ขึ้นอยู่กับตำแหน่งการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว โดยกระแสลัดวงจรที่อุปกรณ์ป้องกันเห็นอาจเพิ่มขึ้นหรือลดลงจากภาวะปกติ จนอุปกรณ์ป้องกันทำงานผิดพลาดได้ นอกจากนี้ในบทความ [6, 9] ยังกล่าวถึงผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยถ้าติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในปริมาณที่เหมาะสมกำลังสูญเสียในระบบจะลดลง แต่ถ้ากำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่ามากเกินไปจะทำให้กำลังสูญเสียเพิ่มขึ้นมากกว่าในกรณีที่ไม่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

บทความ [8] ได้นำเสนอความสัมพันธ์ขนาดแรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในระบบไฟฟ้าจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อค่าอิมพีแดนซ์ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยอัตราการเพิ่มหรือลดของแรงดันไฟฟ้า ขึ้นกับอิมพีแดนซ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งมาจากหลายส่วน เช่น อิมพีแดนซ์จากสายป้อน ค่าความต้านทานการลัดวงจรของหม้อแปลง รูปแบบการวางระบบ โดยสรุปแล้ว หากอิมพีแดนซ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่ามากอัตราการเพิ่มและลดของแรงดันไฟฟ้าเทียบกับกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้จะยิ่งมากขึ้น โดยการเพิ่มและลดของแรงดันไฟฟ้าจะขึ้นกับทิศทางกำลังไฟฟ้า ซึ่งสามารถสรุปได้ว่าตำแหน่งปลายสายป้อน

ซึ่งมีอิมพีแดนซ์รวมจากต้นระบบจำหน่ายไฟฟ้ามากที่สุด การผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะมีผลกระทบต่อระดับแรงดันไฟฟ้ามากที่สุด

1.6.3 งานวิจัยเกี่ยวกับการลดปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินที่เกิดจากการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

บทความ [10] นำเสนอการปรับลดกำลังการผลิตเพื่อควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า โดยปรับลดกำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยจำกัดกำลังไฟฟ้าขาออกของอินเวอร์เตอร์ ด้วยวิธี Droop-Based Active Power Curtailment (APC) และ Droop-Based Active Power Curtailment โดยพิจารณาถึงการแบ่งกำลังไฟฟ้าขาออก (APC-OPLS) ซึ่งโดยปกติแล้วผลของตำแหน่งติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะมีผลต่อระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า วิธี APC จะปรับให้กำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อที่ปลายสายมีค่าน้อยกว่ากำลังการผลิตที่ต้นสาย เพื่อช่วยในการควบคุมแรงดันไฟฟ้า ซึ่งวิธีนี้จำทำให้ผู้ผลิตในบริเวณปลายสายเสียเปรียบในการขายไฟฟ้า ส่วนวิธี APC-OPLS จะช่วยกระจายการตัดกำลังการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตทุกตำแหน่งให้มีค่าใกล้เคียงกันเพื่อช่วยรักษาระดับแรงดันไฟฟ้า บทความ [11, 12] นำเสนอวิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเพื่อช่วยในลดระดับแรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยควบคุมการรับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์โดยขึ้นกับปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้

บทความ [13-17] เกี่ยวข้องกับการหาขนาดและการใช้งานแบตเตอรี่ในการช่วยรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยบทความ [13] นำเสนอการแก้ปัญหาแรงดันไฟฟ้าในระบบที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา โดยใช้แบตเตอรี่ในการจัดการกำลังผลิตส่วนเกินและนำมาใช้ในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง และนำเสนอรูปแบบการอัดประจุแบตเตอรี่ให้สอดคล้องกับรูปแบบของกำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อให้แบตเตอรี่สามารถเก็บพลังงานไฟฟ้าได้มากขึ้นเพื่อรองรับกับปริมาณความต้องการไฟฟ้าในช่วงเวลาถัดไปทำให้สามารถช่วยแก้ปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินในระบบได้ดียิ่งขึ้น บทความ [14] นำเสนอแนวคิดในการหาขนาดแบตเตอรี่โดยการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อช่วยลดปัญหาด้านแรงดันไฟฟ้าเกินจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ บทความ [15] นำเสนอการนำแบตเตอรี่มาใช้ในการป้องกันปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินในสายป้อนของโหลดที่พักอาศัย บทความ [16] นำเสนอการหาขนาดแบตเตอรี่เพื่อใช้ในการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าและลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละวัน และ บทความ [17] ได้นำเสนอการใช้งานแบตเตอรี่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยพิจารณาการทำงานของแบตเตอรี่เป็น 3 รูปแบบ คือ รูปแบบการควบคุมแรงดันไฟฟ้า รูปแบบการควบคุมกำลังไฟฟ้าไหลย้อน และรูปแบบการควบคุมตามตารางเวลา

1.7 โครงสร้างเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

โครงสร้างเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ประกอบด้วย 7 ส่วน ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

บทที่ 1 บทนำ

ในส่วนนี้จะกล่าวถึง ความสำคัญของปัญหาจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ รวมถึงบทความและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง และโครงสร้างเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

บทที่ 2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และ ผลกระทบจากการเชื่อมต่อ

ในส่วนนี้จะกล่าวถึง ความรู้เบื้องต้นเกี่ยวกับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ประเภทของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ลักษณะการเชื่อมต่อ หลักการทำงาน รวมถึงผลกระทบจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

บทที่ 3 หลักการพื้นฐานเกี่ยวกับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในส่วนนี้จะกล่าวถึง หลักการพื้นฐานด้านแรงดันไฟฟ้าในส่วนของการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้า ซึ่งเป็นผลกระทบสำคัญจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า รวมถึงวิธีการวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้า และ วิธีการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าให้สามารถเป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

บทที่ 4 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในส่วนนี้จะกล่าวถึง ข้อกำหนดในการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยเน้นในส่วนของ ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง ช่วงแรงดันไฟฟ้าทำงานของระบบผลิตไฟฟ้า การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า หรือฟังก์ชันการทำงานของอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นต้น เพื่อป้องกันผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

บทที่ 5 ระบบกักเก็บพลังงาน

ในส่วนนี้จะกล่าวถึง ประเภทของระบบกักเก็บพลังงาน ส่วนประกอบของระบบกักเก็บพลังงาน และพารามิเตอร์ของระบบกักเก็บพลังงาน หลักการหาขนาดแบตเตอรี่ที่เล็กที่สุดในการควบคุมแรงดันไฟฟ้า การใช้แบตเตอรี่ลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด และ ดัชนีการประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่

บทที่ 6 แบบจำลองการทดสอบ กรณีศึกษา และ ผลการทดสอบ

ในส่วนนี้จะกล่าวถึง แบบจำลองการทดสอบ กรณีศึกษา และผลการทดสอบ การหาขนาดแบตเตอรี่ที่ใช้ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยพิจารณาถึงเรื่องตำแหน่งการติดตั้งระบบแบตเตอรี่ และการช่วยควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

บทที่ 7 สรุป และ ข้อเสนอแนะ

ในส่วนนี้ จะสรุปผลการทดสอบ และ ให้ข้อเสนอแนะ ในการหาขนาดแบตเตอรี่ที่ใช้ควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่ออยู่อย่างมีประสิทธิภาพ



บทที่ 2

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และ ผลกระทบจากการเชื่อมต่อ

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเริ่มได้รับความสนใจมากยิ่งขึ้นทั้งจากทั้งภาครัฐและประชาชน เนื่องจากแหล่งพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า เช่น พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นแหล่งพลังงานที่สามารถนำมาใช้ได้โดยไม่เสียค่าใช้จ่ายและไม่มีวันหมด อย่างไรก็ตาม การผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานเหล่านี้จำเป็นต้องมีเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้าที่มีความแตกต่างจากเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าแบบเดิม ทั้งในเรื่องของเทคโนโลยีที่ใช้ในการแปลงพลังงานตั้งต้นเป็นพลังงานไฟฟ้า และเทคโนโลยีในการควบคุมการผลิตไฟฟ้าเนื่องจากความไม่แน่นอนของแหล่งพลังงาน ซึ่งในบทนี้จะกล่าวถึงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในเชิงเทคนิค และผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยสามารถแบ่งหัวข้อได้เป็น 4 หัวข้อ คือ

- (1) ประเภทของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- (2) ส่วนประกอบพื้นฐานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- (3) แบบจำลองและปัจจัยการทำงานจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- (4) ผลกระทบจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

2.1 ประเภทของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic Generation System) เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวประเภทหนึ่ง (Distributed Generation) ซึ่งใช้พลังงานแสงอาทิตย์เป็นแหล่งกำเนิดในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในปัจจุบันจะแบ่งตามการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ 2 รูปแบบ คือ

(1) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ไม่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบอิสระ (Off-Grid Photovoltaic Generation Systems หรือ Stand-Alone PV Systems) : ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประเภทนี้ คือ ระบบที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อจ่ายให้โหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรง ไม่มีการเชื่อมต่อเพื่อซื้อ หรือจำหน่ายไฟฟ้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยส่วนใหญ่แล้วระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประเภทนี้มักจะมีขนาดไม่ใหญ่มาก และมักติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อนำพลังงานไฟฟ้ามาใช้ในช่วงที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้

(2) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid-Connected Photovoltaic Generation Systems) : ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประเภทนี้ คือ ระบบที่เชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้า และโหลดไฟฟ้าเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถรับพลังงานไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า และ จ่ายพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ออกสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ ซึ่งทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้ามีโอกาสทำสัญญาซื้อ-ขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าได้ โดยอาจอยู่ในรูปแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (Solar Rooftop) หรือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในรูปแบบฟาร์ม (Solar Farm) ขึ้นกับโครงการรับซื้อที่การไฟฟ้าเปิดรับในขณะนั้น ในระบบประเภทนี้จะติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานหรือไม่ก็ได้ เนื่องจากการสนับสนุนพลังงานไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายอยู่แล้ว

จากที่ได้อธิบายประเภทของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตามรูปแบบการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าไปแล้ว ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะมุ่งศึกษาไปในทิศทางของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเท่านั้น โดยในบทนี้จะกล่าวถึงส่วนประกอบพื้นฐานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หลักการทำงานพื้นฐาน และ ผลกระทบจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ดังที่จะกล่าวต่อไป

2.2 ส่วนประกอบพื้นฐานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ตามที่ได้กล่าวไปแล้วข้างต้น ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จำเป็นต้องมีเทคโนโลยีที่ใช้ในการแปลงพลังงาน และ ควบคุมกำลังการผลิต ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะผลิตไฟฟ้าโดยเริ่มต้นจากไฟฟ้ากระแสตรง และ จำเป็นต้องมีเทคโนโลยีในการแปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ ก่อนจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยทั่วไปแล้วระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะต้องมีอุปกรณ์พื้นฐานที่จำเป็น 2 อย่าง ซึ่งมีหน้าที่การทำงานดังต่อไปนี้

2.2.1 เซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cell หรือ Photovoltaic Cell) เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่สร้างมาจากสารกึ่งตัวนำ (Semiconductor) ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบไฟฟ้ากระแสตรง โดยพลังงานจากแสงอาทิตย์หรือโฟตอนจะกระตุ้นให้คู่อิเล็กตรอน-โฮลในสารกึ่งตัวนำ เคลื่อนที่ผ่านบริเวณปลอดพาหะ (Depletion Region) ของรอยต่อพี-เอ็น (P-N Junction) ของสารกึ่งตัวนำ เมื่อต่อเซลล์แสงอาทิตย์เข้ากับกับวงจรไฟฟ้าจะทำให้เกิดไฟฟ้า

กระแสตรงไหลในวงจรได้ ซึ่งเซลล์แสงอาทิตย์มีโครงสร้างหลายแบบตามประเภทสารกึ่งตัวนำที่ใช้ ซึ่งแต่ละแบบก็จะมีประสิทธิภาพการเปลี่ยนแปลงพลังงานต่างกัน โดยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้มากในปัจจุบัน คือ เซลล์แสงอาทิตย์ที่สร้างจากสารกึ่งตัวนำประเภทซิลิคอนแบบผลิตรวม (Polycrystalline Silicon Solar Cell) ซึ่งมีประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าที่ร้อยละ 12-15 [18]

2.2.2 อินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

อินเวอร์เตอร์ (Inverter) ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำหน้าที่เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ โดยทำหน้าที่ปรับความถี่ไฟฟ้าให้เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ นอกจากนี้ อินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ยังมีฟังก์ชันสำหรับควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วย เช่น การหาจุดผลิตกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Maximum Power Point Tracking, MPPT) และการควบคุมกำลังไฟฟ้าในฟังก์ชันต่างๆ เช่น การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงตามความถี่ไฟฟ้า การควบคุมตัวประกอบกำลังแบบคงที่ การปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามกำลังไฟฟ้าจริง การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงตามระดับแรงดันไฟฟ้า การควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟตามระดับแรงดันไฟฟ้า เป็นต้น รวมถึงมีอุปกรณ์ป้องกันภายในอินเวอร์เตอร์เพื่อปลดระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ออกจากระบบเมื่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า หรือ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานอยู่นอกขอบเขตของข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

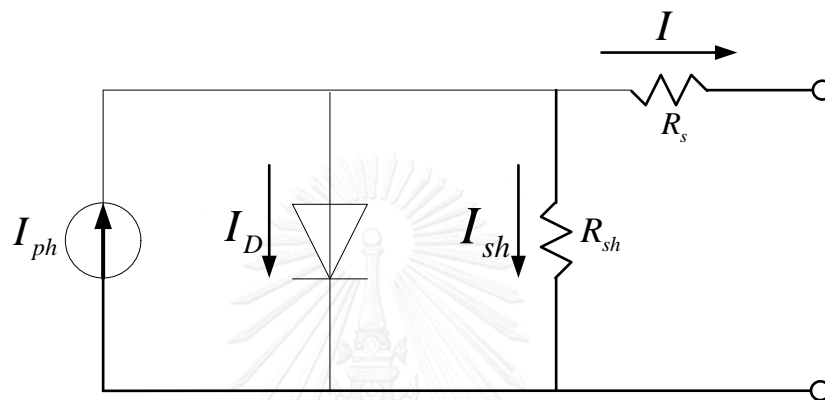
นอกจากอุปกรณ์พื้นฐานข้างต้นที่จำเป็นต้องมีในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทุกระบบแล้ว ในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ระบบอื่นๆ อาจจะมีอุปกรณ์อื่นเพิ่มเติมจากนี้อีก เช่น หม้อแปลงไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ก่อนเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งในกรณีนี้มักจะเป็นการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในรูปแบบฟาร์ม ซึ่งติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าระดับแรงดันปานกลางขึ้นไป และระบบก็เก็บพลังงานเพื่อรองรับการใช้งานพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วงเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ หรือ อาจจะใช้เพื่อควบคุมการแกว่งของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น

2.3 แบบจำลองและปัจจัยการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ในส่วนนี้จะกล่าวถึงหลักการทำงานในเชิงทฤษฎีของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยอ้างอิงจากแบบจำลองของเซลล์แสงอาทิตย์ และปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ ดังนี้

2.3.1 แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์

ทฤษฎีการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถอธิบายผ่านแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทหนึ่งไดโอด ซึ่งประกอบด้วย ไดโอด 1 ตัว ต่อกับแหล่งจ่ายไฟฟ้าอิสระซึ่งถูกใช้เป็นแบบจำลองแทนกระแสไฟฟ้าที่เคลื่อนที่จากสารกึ่งตัวนำชนิดเอ็นไปยังสารกึ่งตัวนำชนิดพี โดยต่อความต้านทานแบบขนาน และอนุกรม ซึ่งมาจากความต้านทานของสารกึ่งตัวนำ โดยแบบจำลองของเซลล์แสงอาทิตย์แสดงตามรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทหนึ่งไดโอด

จากแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทหนึ่งไดโอดในรูปที่ 2.1 สามารถเขียนสมการของกระแสไฟฟ้าจากกฎกระแสไฟฟ้าของเคอร์ชอฟ (Kirchhoff's Current Law) ได้ตามสมการที่ (2.1)

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (2.1)$$

- โดยที่ I คือ กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ (A)
- I_{ph} คือ กระแสโฟโตอิเล็กทริกส์ (Photoelectric Current) ที่เกิดจากพลังงานโฟตอนของแสงอาทิตย์ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ (A)
- I_D คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านไดโอดของเซลล์แสงอาทิตย์ (A)
- I_{sh} คือ กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านความต้านทานที่ต่อแบบขนาน (R_{sh}) ของเซลล์แสงอาทิตย์ (A)

จากสมการที่ (2.1) จะสามารถเขียนสมการให้อยู่ในรูปของแรงดันไฟฟ้าตกคร่อมไดโอดและแรงดันไฟฟ้าตกคร่อมความต้านทานแบบขนานได้ ซึ่งโดยทั่วไปแล้วค่าพารามิเตอร์ของแรงดันไฟฟ้าจะเป็นค่าที่ทางผู้ผลิตให้มาจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 โมดูล ซึ่งเกิดจากการนำเอาเซลล์แสงอาทิตย์จำนวนหลายเซลล์มาต่ออนุกรมกัน เมื่อพิจารณาค่าแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ 1 เซลล์จึงต้องมีการ

ทอนค่าพารามิเตอร์แรงดันไฟฟ้าของ 1 โมดูล ให้เหลือ 1 เซลล์ด้วย เมื่อพิจารณาค่าพารามิเตอร์ที่ 1 โมดูลจะสามารถเขียนสมการของกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านไดโอดในแต่ละเซลล์ได้ตามสมการที่ (2.2)

$$I_D = I_0 \left[\exp\left(\frac{V_D}{n_s V_t}\right) - 1 \right] \quad (2.2)$$

เมื่อ

$$V_t = \frac{kTA}{q} \quad (2.3)$$

โดยที่	I_0	คือ กระแสไฟฟ้าอิ่มตัว (Saturation Current) ของไดโอด (A)
	V_D	คือ แรงดันไฟฟ้าตกคร่อมไดโอดของเซลล์แสงอาทิตย์ (V)
	V_t	คือ ค่าความต่างศักย์ขีดเริ่ม (Threshold Voltage) ของไดโอด (V)
	n_s	คือ จำนวนเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่ออนุกรมกันเป็น 1 โมดูล
	k	คือ ค่าคงที่ของโบลทซ์มันน์ (Boltzmann Constant) มีค่า 1.38×10^{-23} (J/K)
	T	คือ ค่าอุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ (K)
	q	คือ ค่าประจุของอิเล็กตรอน มีค่า 1.6×10^{-19} (C)
	A	คือ ค่าแฟกเตอร์ของไดโอดของเซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งเซลล์ (ขึ้นกับเทคโนโลยีที่ผู้ผลิตนำมาใช้)

จากรูปที่ 2.1 สามารถหาค่ากระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านความต้านทานแบบขนานได้จากสมการที่ (2.4)

$$I_{sh} = \frac{V_D}{R_{sh}} \quad (2.4)$$

โดยที่ R_{sh} คือ ค่าความต้านทานแบบขนานในแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ (Ω)

เมื่อนำค่ากระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านไดโอดจากสมการที่ (2.2) และกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านความต้านทานแบบขนานจากสมการที่ (2.4) แทนลงในสมการที่ (2.1) จะได้สมการของกระแสไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ตามสมการที่ (2.5)

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V_D}{n_s V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_D}{R_{sh}} \quad (2.5)$$

จากรูปที่ 2.1 สามารถหาแรงดันไฟฟ้าตกคร่อมไดโอดของแสงอาทิตย์ได้จากสมการที่ (2.6)

$$V_D = V + IR_s \quad (2.6)$$

โดยที่ V คือ แรงดันไฟฟ้าที่ผลิตได้ของเซลล์แสงอาทิตย์ (V)

R_s คือ ความต้านทานแบบอนุกรมของแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ (Ω)

เมื่อแทนค่าสมการที่ (2.6) ในสมการที่ (2.5) จะได้ความสัมพันธ์ของกระแสไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์กับแรงดันไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ตามสมการที่ (2.7)

$$I = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp \left(\frac{V + IR_s}{n_s V_t} \right) - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.7)$$

กำลังไฟฟ้าขาออกแบบกระแสตรงของเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถหาได้จากสมการที่ (2.8)

$$P_{PV,dc} = IV \quad (2.8)$$

โดยที่ $P_{PV,dc}$ คือ กำลังไฟฟ้าขาออกแบบกระแสตรงของเซลล์แสงอาทิตย์ (W)

เมื่อเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะต้องแปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ โดยปริมาณกำลังไฟฟ้ากระแสตรงที่สามารถแปลงไปเป็นกำลังไฟฟ้ากระแสสลับได้จะขึ้นกับประสิทธิภาพการแปลงกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ โดยสามารถคำนวณกำลังไฟฟ้ากระแสสลับได้ตามสมการที่ (2.9)

$$P_{ac} = \eta_{inv} P_{PV,dc} \quad (2.9)$$

โดยที่ P_{ac} คือ กำลังไฟฟ้าขาออกจากอินเวอร์เตอร์ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (W)

η_{inv} คือ ประสิทธิภาพการแปลงกำลังไฟฟ้ากระแสตรงเป็นกระแสสลับของอินเวอร์เตอร์

2.3.2 ปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์

นอกจากประเภทสารกึ่งตัวนำที่ใช้สร้างเซลล์แสงอาทิตย์จะส่งผลต่อประสิทธิภาพของผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์แล้ว ปัจจัยจากสภาพแวดล้อมที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ยังมีอีก 2 ปัจจัย คือ อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ และความเข้มแสงอาทิตย์

2.3.2.1 อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์

อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งปกติแล้วจะมีความมากกว่าอุณหภูมิสภาพแวดล้อม จะส่งผลให้ค่าแรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจร (V_{OC}) และค่ากระแสไฟโตะอิเล็กทรอนิกส์หรือกระแสลัดวงจร (I_{sc}) มีค่าเปลี่ยนแปลงเป็นสัดส่วนคงที่กับการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ โดยเมื่ออุณหภูมิมีค่าสูงขึ้นค่ากระแสลัดวงจรจะมีความมากขึ้น ส่วนค่าแรงดันไฟฟ้าเปิดวงจรจะมีความลดลง

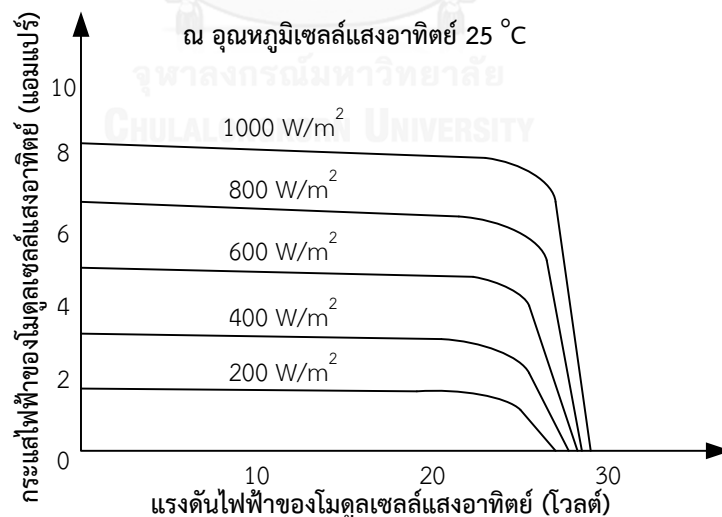
ความสัมพันธ์ของกระแสลัดวงจรกับอุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ และความสัมพันธ์ของแรงดันไฟฟ้าเปิดวงจรกับอุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถแสดงได้ตามสมการที่ (2.10) และ

(2.11) ตามลำดับ และผลของการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ต่อกระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแสดงได้ดังตัวอย่างในรูปที่ 2.2

$$V_{OC}(T) = V_{OC}(T_{stc}) - K_v(T - T_{stc}) \quad (2.10)$$

$$I_{sc}(T) = I_{sc}(T_{stc}) + K_i(T - T_{stc}) \quad (2.11)$$

โดยที่	T	คือ อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ (K หรือ °C)
	T_{stc}	คือ อุณหภูมิที่ Standard test condition (STC) (อุณหภูมิ 25 °C หรือ 298 K)
	K_v	คือ ค่าสัมประสิทธิ์การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าเปิดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ต่ออุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งเคลวิน (V/K)
	K_i	คือ ค่าสัมประสิทธิ์การเปลี่ยนแปลงกระแสลัดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ต่ออุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งเคลวิน (V/K)
	$V_{OC}(T)$	คือ แรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ที่อุณหภูมิ T (V)
	$I_{sc}(T)$	คือ ค่ากระแสลัดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ที่อุณหภูมิ T (A)
	$V_{OC}(T_{stc})$	คือ แรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ที่อุณหภูมิ Standard test condition (STC) (อุณหภูมิ 25 °C หรือ 298 K) (V)
	$I_{sc}(T_{stc})$	คือ ค่ากระแสลัดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ที่อุณหภูมิ Standard test condition (STC) (อุณหภูมิ 25 °C หรือ 298 K) (A)



รูปที่ 2.2 กราฟคุณลักษณะแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ต่อการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์

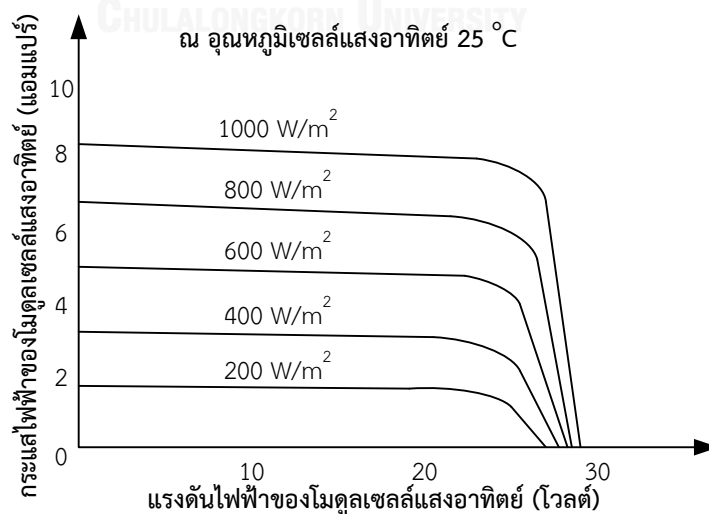
2.3.2.2 ความเข้มแสงอาทิตย์

ความเข้มแสงอาทิตย์เป็นปัจจัยที่ส่งผลโดยตรงต่อค่ากระแสโฟโตอิเล็กทริกส์ และความต้านทานแบบขนานของเซลล์แสงอาทิตย์ โดยค่ากระแสโฟโตอิเล็กทริกส์จะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับความเข้มแสงแสดงได้ตามสมการที่ (2.12) ส่วนค่าความต้านทานแบบขนานของเซลล์แสงอาทิตย์จะเป็นสัดส่วนผกผันกับค่าความเข้มแสงอาทิตย์แสดงได้ตามสมการที่ (2.13) ซึ่งค่าความเข้มแสงมาตรฐานมีค่า 1000 W/m^2 ค่าความเข้มแสงนี้เป็นค่าความเข้มแสงในสภาพอากาศปรอดโปร่ง ไม่มีเมฆบัง วัดที่ระดับน้ำทะเลโดยที่สภาพแสงอาทิตย์ตั้งฉากกับพื้นโลก ผลของการเปลี่ยนแปลงความเข้มแสงอาทิตย์ต่อแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.3

$$I_{ph}(G) = I_{ph}(G_{stc}) \left(\frac{G}{G_{stc}} \right) \quad (2.12)$$

$$R_{sh}(G) = R_{sh}(G_{stc}) \left(\frac{G_{stc}}{G} \right) \quad (2.13)$$

โดยที่	G	คือ ค่าความเข้มแสงอาทิตย์ขณะที่พิจารณา (W/m^2)
	G_{stc}	คือ ค่าความเข้มแสงมาตรฐาน มีค่า $1000 \text{ (W/m}^2)$
	$I_{ph}(G)$	คือ ค่ากระแสโฟโตอิเล็กทริกส์ที่ค่าความเข้มแสง G (A)
	$I_{ph}(G_{stc})$	คือ ค่ากระแสโฟโตอิเล็กทริกส์ที่ค่าความเข้มแสงมาตรฐาน (A)
	$R_{sh}(G)$	คือ ค่าความต้านทานแบบขนานของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ความเข้มแสง G (Ω)
	$R_{sh}(G_{stc})$	คือ ค่าความต้านทานแบบขนานของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ความเข้มแสงมาตรฐาน (Ω)



รูปที่ 2.3 กราฟคุณลักษณะแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ต่อการเปลี่ยนแปลงของความเข้มแสงอาทิตย์

หมายเหตุ พารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ ในหัวข้อ 2.2.1 และ 2.2.2 เช่น แรงดันไฟฟ้าเปิดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ กระแสลัดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ ค่าสัมประสิทธิ์การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าเปิดวงจรและกระแสไฟฟ้าลัดวงจรของเซลล์แสงอาทิตย์ต่ออุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์ และกราฟคุณสมบัติแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ จะถูกระบุไว้ใน Datasheet ของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละรุ่นของผู้ผลิตเซลล์แสงอาทิตย์

แบบจำลองการทดสอบในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะไม่ได้ลงลึกไปถึงการจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ผ่านความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ รวมถึงจะไม่ได้จำลองประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แต่จะใช้ผลการตรวจวัดกำลังไฟฟ้าขาออกจากอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากชั้น 20 อาคารเจริญวิศวกรรม คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ซึ่งรวมผลของปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหัวข้อ 2.2.2 คือ อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ และความเข้มแสงอาทิตย์ไว้เรียบร้อยแล้ว มาใช้ในการจำลองผลการศึกษาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้แทน โดยจะนำข้อมูลที่ตรวจวัดได้มาหารด้วยค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ผลิตได้จากการตรวจวัด และปรับค่าตามกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่จะจำลองในกรณีทดสอบในบทที่ 6 ทั้งนี้กำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ราย 15 นาที ที่จะถูกนำมาใช้จะแสดงไว้ใน ตาราง ผ.1 และ ผ.2 ในภาคผนวก

อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาข้อมูลสถิติค่าเฉลี่ยความเข้มแสงย้อนหลัง 5 ปี จากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน ช่วงปี พ.ศ. 2555 ถึง 2559 [19] ในพื้นที่กรุงเทพมหานคร แขวงรองเมือง เขตปทุมวัน ดังแสดงในตารางที่ 2.1 และข้อมูลสถิติกำลังไฟฟ้าขาออกที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กำลังผลิตติดตั้ง 1.2 กิโลวัตต์ ณ ชั้น 20 อาคารเจริญวิศวกรรม คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่บันทึกได้ในปี พ.ศ. 2556 ดังแสดงในตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.1 ค่าเฉลี่ยความเข้มแสงอาทิตย์ในพื้นที่กรุงเทพมหานคร ปี พ.ศ. 2555 ถึง พ.ศ. 2559

เดือน	ค่าเฉลี่ยความเข้มแสงอาทิตย์ (MJ/m ² -day)				
	พ.ศ. 2555	พ.ศ. 2556	พ.ศ. 2557	พ.ศ. 2558	พ.ศ. 2559
มกราคม	13.837	15.674	17.135	16.279	14.804
กุมภาพันธ์	16.598	16.481	17.978	18.943	17.347
มีนาคม	18.361	19.760	19.467	18.589	19.231
เมษายน	21.296	20.026	19.703	21.155	22.719
พฤษภาคม	18.895	20.469	20.367	20.388	21.105

เดือน	ค่าเฉลี่ยความเข้มแสงอาทิตย์ (MJ/m ² -day)				
	พ.ศ. 2555	พ.ศ. 2556	พ.ศ. 2557	พ.ศ. 2558	พ.ศ. 2559
มิถุนายน	16.912	16.409	16.793	19.413	16.189
กรกฎาคม	16.340	15.071	17.062	18.033	17.538
สิงหาคม	16.251	16.901	16.435	17.967	17.876
กันยายน	14.273	13.760	17.448	16.695	16.252
ตุลาคม	14.342	12.845	13.861	12.408	11.462
พฤศจิกายน	12.030	20.432	14.290	13.408	13.485
ธันวาคม	14.638	17.409	15.784	14.522	14.616

ตารางที่ 2.2 ข้อมูลสถิติกำลังการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กำลังผลิตติดตั้ง 1.2 กิโลวัตต์ จากคณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย พ.ศ. 2556

เดือน	ค่ากำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (วัตต์)		
	ค่าสูงสุดรายเดือน	ค่าเฉลี่ยรายเดือน (24 ชม.)	ค่าเฉลี่ยของค่าสูงสุดในแต่ละวัน
มกราคม	961.56	174.96	275.85
กุมภาพันธ์	1012.35	174.17	269.48
มีนาคม	1086.96	220.50	305.28
เมษายน	1103.55	209.05	314.20
พฤษภาคม	1110.09	203.66	304.56
มิถุนายน	1082.8	151.71	305.02
กรกฎาคม	1046.88	149.43	290.42
สิงหาคม	1168.35	173.28	318.01
กันยายน	1195.68	150.13	324.96
ตุลาคม	1193.7	161.55	311.95
พฤศจิกายน	1081.22	176.38	296.72
ธันวาคม	991.13	217.63	279.29

จากตารางที่ 2.1 พบว่า ในช่วงเดือนเมษายนและพฤษภาคม มีค่าเฉลี่ยความเข้มแสงอาทิตย์รายเดือนสูงที่สุด ซึ่งหากไม่พิจารณาผลจากปัจจัยของอุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในเดือนเมษายนและพฤษภาคม ควรจะผลิตกำลังไฟฟ้าได้โดยเฉลี่ยสูงที่สุดเช่นกัน

จากตารางที่ 2.2 พบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยสูงสุดในปี พ.ศ. 2556 ในเดือนมีนาคม และมีค่าเฉลี่ยที่สูงในช่วงเดือนมีนาคม ถึง พฤษภาคม ซึ่งสอดคล้องกับ ข้อมูลค่าเฉลี่ยของความเข้มแสงอาทิตย์เช่นกัน โดยค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้อาจมีค่าเปลี่ยนแปลงไป ตามอุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ ส่วนข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าในเดือนธันวาคม อาจเป็นผลจาก อุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่ำประกอบกับท้องฟ้าโปร่งใสทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถผลิตไฟฟ้าได้ อย่างต่อเนื่องส่งผลให้ค่าเฉลี่ยของกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าสูง

อย่างไรก็ตาม ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ผลิตได้จะไม่สอดคล้องกับค่าเฉลี่ยความเข้มแสงอาทิตย์ และค่าเฉลี่ยของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละเดือน เนื่องจากแสงอาทิตย์บางเวลาจะมีค่าความเข้มสูง มากและบางเวลาจะมีค่าความเข้มแสงต่ำขึ้นกับสภาพอากาศ รวมถึงสภาวะการบังแสงแดดของเมฆ ต่อเซลล์แสงอาทิตย์ด้วย โดยค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิต ได้ในปี พ.ศ. 2556 เกิดขึ้นในเดือนกันยายน และมีค่าใกล้เคียงกับกำลังผลิตติดตั้ง ทั้งนี้ข้อมูลกำลัง ผลิตไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเวลาในปี พ.ศ. 2556 นี้จะถูกนำไปใช้ในกรณีศึกษาในบทที่ 6 โดยมี สมมติฐานเป็นค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตได้ในแต่ละเวลา

2.4 ผลกระทบจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ผลกระทบจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าใน ส่วนนี้ จะอ้างอิงมาจากผลกระทบจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่าย ไฟฟ้า เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นหนึ่งในระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ดังนั้นผลกระทบที่เกิดขึ้นจะมีลักษณะเหมือนกันโดยส่วนใหญ่ ซึ่งผลกระทบที่จะกล่าวถึงมีดังต่อไปนี้

- (1) กระแสลัดวงจรและอุปกรณ์ป้องกันกระแสไฟฟ้า
- (2) การแยกตัวอิสระของระบบไฟฟ้า
- (3) กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า
- (4) คุณภาพไฟฟ้า
- (5) ความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้า

2.4.1 กระแสลัดวงจรและอุปกรณ์ป้องกันกระแสไฟฟ้า

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะส่งผลต่อกระแสลัดวงจร ที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยขึ้นกับตำแหน่งของจุดเกิดความผิดปกติ และตำแหน่งติดตั้งของ ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว นอกจากนี้ค่ากระแสลัดวงจรยังขึ้นกับประเภทของระบบผลิตไฟฟ้า แบบกระจายตัวอีกด้วย โดยค่ากระแสลัดวงจรของระบบผลิตไฟฟ้าแต่ละประเภทสามารถสรุปได้ดัง ตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 ค่ากระแสลัดวงจรของระบบผลิตไฟฟ้าแต่ละประเภท

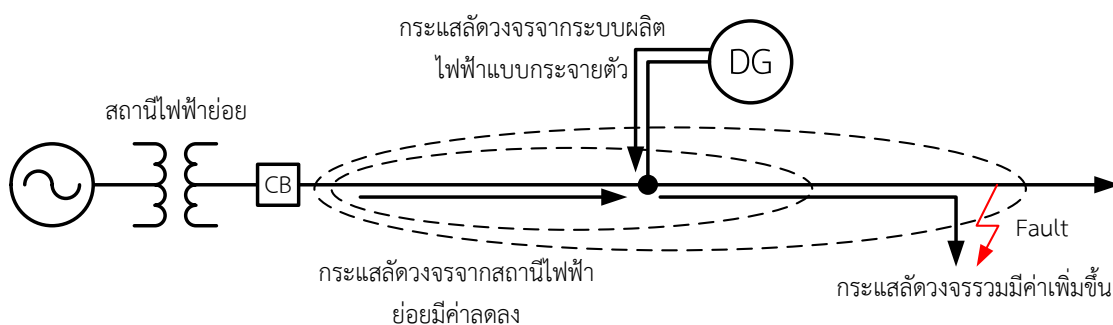
ชนิดของแหล่งผลิตไฟฟ้า	กระแสลัดวงจร (% ของค่า Rated Current)
แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบซิงโครนัส (Synchronous Generator)	เริ่มต้นที่ 500-1000 % ในระยะเวลาเริ่มต้น 2-3 รอบ (Cycle) ของกระแสไฟฟ้าสลับ และต่อมาจะลดลงไปที่ 200-400 %
แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบเหนี่ยวนำ (Induction Generator)	เริ่มต้นที่ 500-1000 % ในระยะเวลาเริ่มต้น 2-3 รอบ (Cycle) ของกระแสไฟฟ้าสลับ และจะเริ่มลดลงจนสามารถละลายได้เมื่อผ่านไปประมาณ 10 รอบของกระแสไฟฟ้าสลับ
แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์ (Inverter)	เริ่มต้นที่ 100-400 % และเมื่อเวลาผ่านไปจะขึ้นอยู่กับค่าของตัวควบคุมของอินเวอร์เตอร์ (มีทั้งที่เกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาไม่ถึงรอบ (Sub Cycle) และ หลายรอบ)

โดยปริมาณกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว สามารถทำให้อุปกรณ์ป้องกันที่ทำงานด้วยตรวจวัดกระแสไฟฟ้าทำงานผิดพลาดได้ โดยผลกระทบต่อการทำงานผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกันกระแสไฟฟ้าที่จะยกตัวอย่างในส่วนถัดไป ได้แก่

- (1) การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า
- (2) การทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันเกิดความผิดพลาด
- (3) การทำงานนอกขอบเขตของอุปกรณ์ป้องกัน

2.4.1.1 การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า

สาเหตุของการเกิดปัญหาการลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า เกิดจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะส่งผลให้อิมพีแดนซ์ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าเปลี่ยนแปลงไป โดยสามารถแสดงตัวอย่างการไหลของกระแสลัดวงจรและขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันได้ดังรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

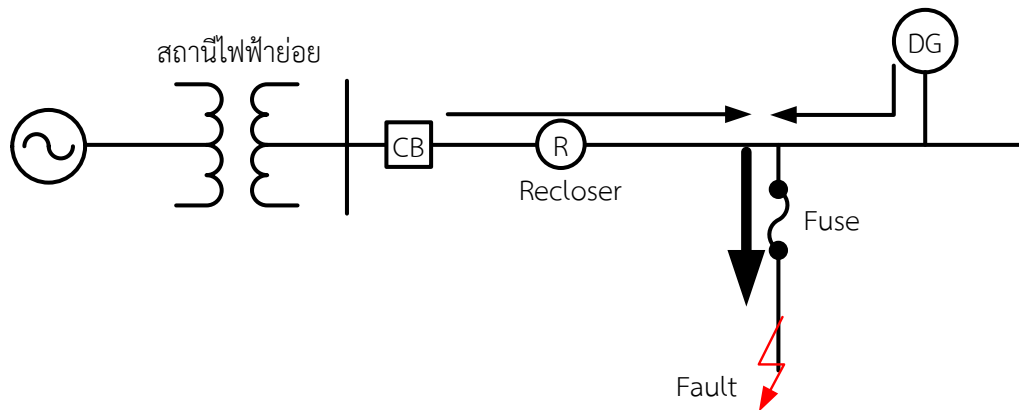
จากรูปที่ 2.4 เมื่อเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวขนานกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า กระแสลัดวงจรที่จุดเกิดความผิดปกติจะมีค่าสูงขึ้น เนื่องจากอิมพีแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะทำให้อิมพีแดนซ์ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าเปลี่ยนไป ส่งผลให้อิมพีแดนซ์สมมูลที่จุดลัดวงจรมีค่าลดลงเนื่องจากการขนานอิมพีแดนซ์ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว อย่างไรก็ตาม กระแสลัดวงจรที่ไหลจากสถานีไฟฟ้าย่อยไปยังจุดที่เชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะมีค่าลดลงเมื่อเทียบกับก่อนเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว แต่จะมีกระแสลัดวงจรจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมาเสริมอีกทางหนึ่ง การที่กระแสลัดวงจรที่ไหลจากต้นทางมีค่าลดลงอาจส่งผลให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ไม่ปลดวงจรได้ เมื่อเทียบกับค่ากระแสลัดวงจรก่อนเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว หรือกล่าวคือ ความสามารถในการมองเห็นกระแสลัดวงจรเมื่อเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของอุปกรณ์ป้องกันที่ต้นทางจะมีค่าลดลงจากเดิม ซึ่งจะส่งผลให้ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันความผิดปกติมีค่าลดลงด้วย

2.4.1.2 การทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันเกิดความผิดพลาด

ในวิทยานิพนธ์จะขอยกตัวอย่างการทำงานร่วมกันของฟิวส์ (Fuse) กับ รีโคลสเซอร์ (Recloser) ซึ่งการใช้งานรีโคลสเซอร์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีจุดประสงค์เพื่อรักษาฟิวส์ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าไว้เมื่อเกิดความผิดปกติประเภทชั่วคราว (Temporary Fault) โดยใช้การทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ ซึ่งจะปลดวงจรออกในช่วงระยะเวลาหนึ่ง และต่อกลับวงจรโดยอัตโนมัติ หากในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเกิดความผิดปกติประเภทถาวร (Permanent Fault) ฟิวส์จะทำหน้าที่ตัดวงจรออกจากระบบไฟฟ้าแทน ซึ่งลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันควรจะเป็นไปตามตารางที่ 2.4 และตัวอย่างผลกระทบต่อการดำเนินงานร่วมกันของฟิวส์และรีโคลสเซอร์เมื่อเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะถูกอธิบายด้วยรูปที่ 2.5

ตารางที่ 2.4 ลำดับการทำงานร่วมกันของรีโคลสเซอร์และฟิวส์

ประเภทความผิดปกติ	ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน
ความผิดปกติประเภทชั่วคราว	รีโคลสเซอร์จะทำงานในโหมดการทำงานแบบเร็วเท่านั้น
ความผิดปกติประเภทถาวร	(1) รีโคลสเซอร์โหมดการทำงานแบบเร็วปลดวงจร (2) รีโคลสเซอร์ปิดวงจรจากการทำงานแบบเร็ว (3) ฟิวส์ทำงานในการปลดวงจร (4) กรณีที่ฟิวส์ไม่ทำงาน รีโคลสเซอร์จะทำหน้าที่ในการปลดวงจรด้วยโหมดการทำงานแบบช้า

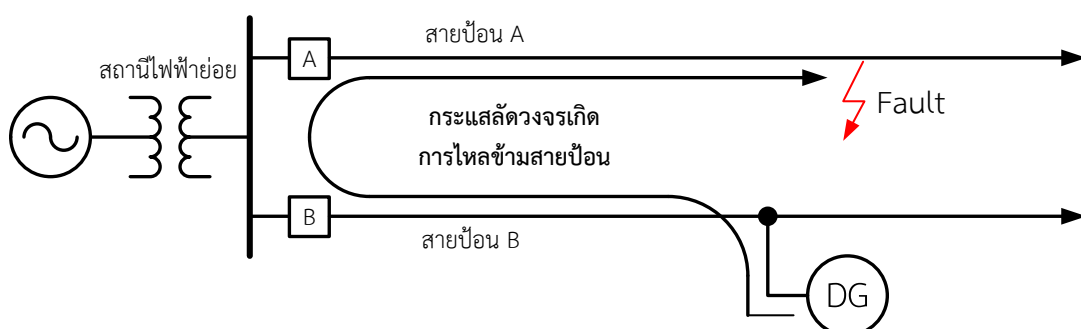


รูปที่ 2.5 การทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันทำงานผิดพลาด

จากรูปที่ 2.5 เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ตำแหน่งหลังฟิวส์ และเกิดความผิดพลาดในตำแหน่งสายจำหน่ายย่อยที่อยู่ระหว่างรีโคลสเซอร์และฟิวส์ ในกรณีนี้กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านรีโคลสเซอร์จะมีค่าลดต่ำลงซึ่งจะส่งผลกระทบต่อเวลาในการทำงานของรีโคลสเซอร์ ช่วงการทำงานเร็วทำงานได้ช้าลง ประกอบกับปริมาณกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์ซึ่งเป็นผลรวมกระแสลัดวงจรจากสถานีไฟฟ้าย่อยและระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว จะมีค่าเพิ่มขึ้นอย่างเห็นได้ชัด ซึ่งอาจส่งผลให้ฟิวส์ทำงานในการปลดวงจรออกก่อนที่รีโคลสเซอร์จะทำงานในช่วงการทำงานเร็ว ทำให้เกิดความผิดพลาดของลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน

2.4.1.3 การทำงานนอกขอบเขตของอุปกรณ์ป้องกัน

การทำงานนอกขอบเขตของอุปกรณ์ป้องกัน (Sympathetic Tripping) คือ การที่อุปกรณ์ป้องกันทำงานโดยไม่จำเป็น สำหรับตัวอย่างผลกระทบที่เกิดจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว จะยกตัวอย่างในกรณีของการเกิดความผิดพลาดข้ามสายป้อน ดังแสดงในรูปที่ 2.6



รูปที่ 2.6 การทำงานนอกขอบเขตของอุปกรณ์ป้องกัน

จากรูปที่ 2.6 ตามปกติแล้วการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติที่สายป้อน A เซอร์กิตเบรกเกอร์ A ควรจะทำงานเท่านั้น แต่ในสถานะที่มีระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเชื่อมต่ออยู่ที่สายป้อน B จะส่งผลให้เมื่อเกิดความผิดปกติที่สายป้อน A ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะจ่ายกระแสลัดวงจรย้อนกลับ โดยข้ามจากสายป้อน B ไปยังจุดที่เกิดความผิดปกติในสายป้อน A ซึ่งกระแสลัดวงจรจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะส่งผลให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ B สามารถตรวจจับกระแสไฟฟ้าที่สูงกว่าค่ากระแสไฟฟ้าในสถานะปกติ และอาจทำงานก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ในสายป้อน A ได้ โดยกรณีที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ B ทำงานโดยไม่จำเป็นนี้จะส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในสายป้อน B เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับโดยไม่จำเป็น เนื่องจากการปลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ B ไม่ได้ช่วยแก้ไขปัญหาคือความผิดปกติที่เกิดขึ้นในสายป้อน A ได้ ซึ่งเรียกการทำงานของผิดพลาดลักษณะนี้ว่า “การทำงานนอกขอบเขตของอุปกรณ์ป้องกัน” และสาเหตุสำคัญที่ทำให้เกิดการดำเนินงานผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีนี้เนื่องจากอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นแบบที่ไม่สามารถตรวจจับทิศทางการไหลของกระแสไฟฟ้าได้ (Non-directional Relay)

อย่างไรก็ตามถ้าระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเป็นระบบประเภทที่ใช้อินเวอร์เตอร์ซึ่งออกแบบมาให้จำกัดการจ่ายกระแสลัดวงจรในช่วงเวลาสั้นในช่วงเวลาไม่ถึงรอบ หรือต่ำกว่า 0.02 วินาที การดำเนินงานผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกันทั้ง 3 ประเภทข้างต้นจะไม่เกิดขึ้น เนื่องจากอินเวอร์เตอร์จะจ่ายกระแสลัดวงจรเพียงช่วงระยะเวลาสั้นมาก และจะหยุดจ่ายหรือจำกัดค่ากระแสลัดวงจรให้ต่ำลงก่อนที่อุปกรณ์ป้องกันจะทำงาน

2.4.2 การแยกตัวอิสระของระบบไฟฟ้า

สถานะแยกตัวอิสระ (Islanding) คือ สถานะที่เกิดขึ้นเมื่ออุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าหลักในระบบจำหน่ายไฟฟ้าทำการปลดวงจรบางส่วนออก แต่ในวงจรส่วนที่โดนปลดออกนั้นยังคงมีการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวอยู่ ทำให้มีไฟฟ้าไหลในวงจรที่ถูกแยกออกจากวงจรหลักโดยปราศจากการควบคุมจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งในปัจจุบันการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายไม่อนุญาตให้ผู้ให้บริการที่เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบขนาดทำงานในสถานะแยกตัวอิสระ เนื่องจากอาจก่อให้เกิดปัญหาต่างๆ ได้แก่

(1) แรงดันไฟฟ้าและความถี่ไฟฟ้าของระบบที่ถูกแยกตัวออกไปไม่สามารถควบคุมได้ เนื่องจากกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะไม่สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบที่แยกตัวออกมา ทำให้แรงดันไฟฟ้าและความถี่ไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงเกินขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า ซึ่งจะก่อให้เกิดผลเสียต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

(2) สภาวะแยกตัวอิสระจะทำให้เกิดปัญหาการเชื่อมต่อกลับของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เนื่องจากปัญหาความเข้ากันของแรงดันไฟฟ้าและความถี่ไฟฟ้า (Synchronization) ซึ่งอาจจะก่อให้เกิดกระแสไฟฟ้ากระชากขณะเชื่อมต่อกลับ ทำให้อุปกรณ์ป้องกันและอุปกรณ์ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าขณะนั้นเกิดความเสียหายได้

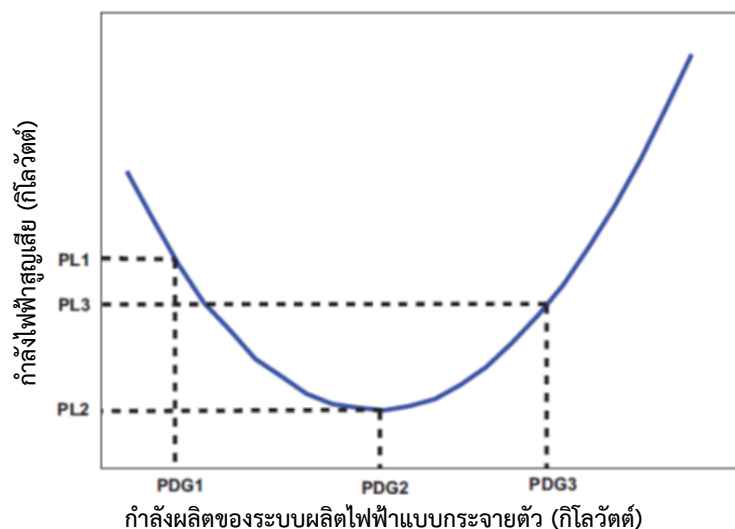
(3) เกิดอันตรายต่อเจ้าหน้าที่ผู้ปฏิบัติงานแก้ไขปัญหาในระบบแยกตัวอิสระ เนื่องจากตามปกติเจ้าหน้าที่ไฟฟ้าจะปฏิบัติงานในระบบที่ไม่มีกระแสไฟฟ้าไหลเพื่อความปลอดภัยในการซ่อมแซมระบบจำหน่ายไฟฟ้า การที่เกิดสภาวะแยกตัวขณะเจ้าหน้าที่ปฏิบัติงานอาจทำให้เจ้าหน้าที่ผู้ปฏิบัติงานอาจเกิดอันตรายถึงชีวิตจากการโดนไฟฟ้าดูดได้

2.4.3 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า

โดยปกติแล้วการส่งไฟฟ้าหรือการจำหน่ายไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าจะทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าเนื่องจากกระแสไฟฟ้าไหลที่ไหลผ่านอิมพีแดนซ์ในสายส่งและสายจำหน่ายไฟฟ้า โดยกำลังไฟฟ้าสูญเสียจะเกิดขึ้นทั้งได้ในรูปแบบของกำลังไฟฟ้าจริง ซึ่งเกิดจากการที่กระแสไฟฟ้าไหลผ่านค่าความต้านทาน และในรูปแบบของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ซึ่งเกิดจากการที่กระแสไฟฟ้าไหลผ่านคาร์เรอแกนซ์ เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวรวมถึงระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จะส่งผลให้ขนาดและทิศทางของกระแสไฟฟ้ามีค่าเปลี่ยนแปลงไป ซึ่งการเปลี่ยนแปลงของกระแสไฟฟ้าที่ไหลในระบบไฟฟ้าจะทำให้ปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ามีค่าเปลี่ยนแปลงไปเช่นกัน โดยปัจจัยสำคัญจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ส่งผลต่อค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย คือ ขนาดกำลังผลิตและตำแหน่งติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

(1) ผลของขนาดกำลังผลิต

กำลังผลิตเป็นปัจจัยสำคัญที่ทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า เนื่องจากกำลังผลิตเป็นปัจจัยที่กำหนดปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จะไหลเข้า หรือไหลออกจากระบบไฟฟ้า ซึ่งสัมพันธ์โดยตรงกับปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้า โดยความสัมพันธ์ของกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบไฟฟ้าสามารถแสดงได้ดังตัวอย่างในรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวกับกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบไฟฟ้า [20]

จากรูปที่ 2.7 สามารถอธิบายได้ดังนี้ เมื่อไม่มีการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว หรือเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวไม่ผลิตกำลังไฟฟ้า ระบบไฟฟ้าจะมีกำลังสูญเสียไฟฟ้ารวมที่ค่าหนึ่งเนื่องจากการจำหน่ายไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าย่อยไปยังโหนดของผู้ใช้ไฟฟ้า และเมื่อเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ผลิตกำลังไฟฟ้าในปริมาณที่ไม่สูงมากนัก ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้าจะมีค่าลดลงจากสภาวะก่อนเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว เนื่องจากกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะช่วยลดค่ากระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านอิมพีแดนซ์ในระบบไฟฟ้า โดยเมื่อเพิ่มกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพิ่มขึ้นจนถึงค่าหนึ่ง ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบจะมีค่าต่ำที่สุด หากเพิ่มกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมากกว่านี้แล้วจะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าเพิ่มขึ้น และสามารถเพิ่มขึ้นมากกว่าก่อนที่จะเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวได้ เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวผลิตกำลังไฟฟ้ามากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในปริมาณมาก

(2) ผลของตำแหน่งติดตั้ง

ผลของตำแหน่งติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะมีผลต่อค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าเช่นเดียวกัน เนื่องจากตำแหน่งติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะส่งผลกระทบต่อทิศทางของกระแสไฟฟ้าที่ไหลในระบบไฟฟ้า โดยเมื่อเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่กำลังผลิตติดตั้งค่าหนึ่ง ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบไฟฟ้าจะมีแนวโน้มลดลงเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเชื่อมต่ออยู่ที่ตำแหน่งปลายระบบ เนื่องจากการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ปลายระบบจะช่วยให้กำลังไฟฟ้าที่ไหลจากสถานีไฟฟ้าย่อยจนถึงโหนดของผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่บริเวณปลายระบบซึ่งมีระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวติดตั้งอยู่มีค่าลดลงตลอดทั้งสายป้อน

2.4.4 คุณภาพไฟฟ้า

ปัญหาทางคุณภาพไฟฟ้า หมายถึง ปัญหาด้านกำลังไฟฟ้าใดก็ตาม ไม่ว่าจะเป็นปัญหาด้านแรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า หรือการเปลี่ยนแปลงความถี่ไฟฟ้า ที่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระบบไฟฟ้า [21] ทั้งนี้ความหมายของคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality) ของผู้ผลิตไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้าจะมีความแตกต่างกัน ในมุมมองของผู้ผลิตไฟฟ้าจะพิจารณาคุณภาพไฟฟ้าเป็นความสมบูรณ์ของรูปคลื่นไซน์ของแรงดันไฟฟ้า ส่วนในมุมมองของลูกค้าที่ใช้ไฟจะพิจารณาในส่วนของความต่อเนื่องของกำลังไฟฟ้าและการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ ซึ่งคุณภาพไฟฟ้าส่งผลโดยตรงกับปัจจัยทางเศรษฐกิจสำหรับกระบวนการผลิตในอุตสาหกรรม และ ความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้า ดังนั้น เพื่อป้องกันผลกระทบต่อการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจึงจำเป็นต้องต้องรักษาคุณภาพไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานตลอดเวลา

การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวสามารถสร้างผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าได้ โดยลักษณะปัญหาทางคุณภาพไฟฟ้าที่สำคัญที่เมื่อกล่าวถึงปัญหาทางคุณภาพไฟฟ้า คือ การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้า แรงดันกระเพื่อม และฮาร์มอนิก

2.4.4.1 การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้า

การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้า (Voltage Variations) จะเกิดขึ้นเมื่อปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ไหลในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าเปลี่ยนไป โดยสามารถเกิดขึ้นได้ทั้งจากการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า หรือจากการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ซึ่งจะอธิบายหลักการอย่างละเอียดในบทที่ 3 หลักการพื้นฐานเกี่ยวกับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทั้งนี้ มาตรฐาน IEEE 1159-2009 [22] ได้นิยามการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าตามระยะเวลาของผลกระทบที่เกิดขึ้นรวมถึงพิจารณาจากขนาดแรงดันไฟฟ้าแบบค่ารากกำลังสองเฉลี่ย (Root Mean Square, RMS) โดยแบ่งได้ดังนี้

(1) การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าช่วงเวลาสั้น (Short-Duration Voltage Variations)

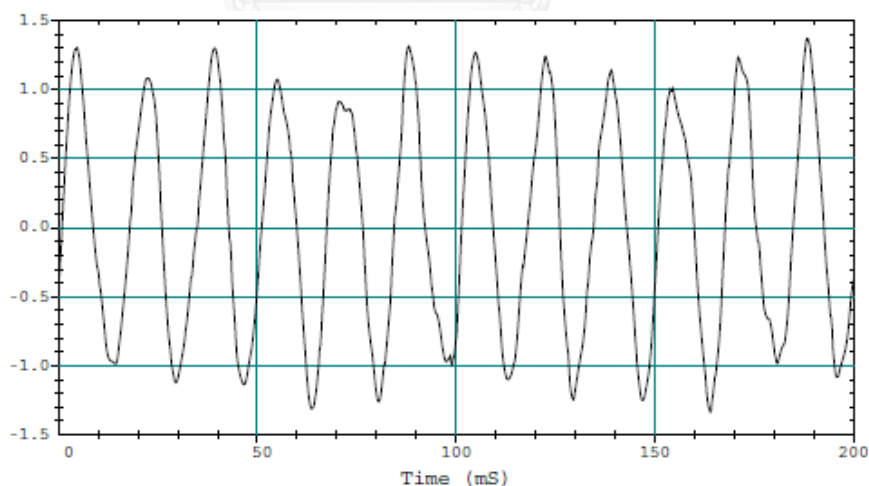
การเปลี่ยนแปลงค่ารากกำลังสองเฉลี่ยของแรงดันไฟฟ้าภายในช่วงเวลาไม่เกิน 1 นาที ซึ่งประกอบด้วย แรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Dip) การเกิดแรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะ (Voltage Swell) และการเกิดไฟฟาดับชั่วขณะ (Short Interruption) การเกิดการเปลี่ยนแปลงของแรงดันในระยะสั้น มักเกิดจากความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า หรือการจ่ายไฟให้กับโหลดที่ใช้กระแสไฟฟ้าเดินเครื่องสูง เช่น มอเตอร์ประเภทเหนี่ยวนำ (Induction Motor) รวมถึง เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทเหนี่ยวนำ (Induction Generator) ด้วย

(2) การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าช่วงเวลานาน (Long-Duration Voltage Variations)

การเปลี่ยนแปลงค่ารากกำลังสองเฉลี่ยของแรงดันไฟฟ้าภายในช่วงเวลานานกว่า 1 นาที ซึ่งประกอบด้วย แรงดันไฟฟ้าเกิน (Overvoltage) แรงดันไฟฟ้าตก (Undervoltage) และการเกิดไฟฟ้าดับ (Sustained Interruptions) โดยทั่วไปแรงดันไฟฟ้าเกิน และแรงดันไฟฟ้าตก เกิดจากการเปลี่ยนแปลงของโหลดในระยะเวลานาน รวมถึงสามารถเกิดขึ้นจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวได้ด้วย เนื่องจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงของกระแสไฟฟ้าในระบบ ส่วนการเกิดไฟฟ้าดับมักเกิดจากการเกิดความผิดปกติประเภทถาวรในระบบไฟฟ้า

2.4.4.2 แรงดันกระเพื่อม

แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) เป็นผลกระทบที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงของโหลดอุตสาหกรรม ซึ่งเป็นโหลดที่รับกระแสไฟฟ้าไม่คงที่ (Fluctuation Load) แต่มีการเปลี่ยนแปลงเป็นรูปแบบซ้ำๆ ส่งผลให้ขนาดของแรงดันไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลงเล็กน้อยอย่างต่อเนื่องอย่างสม่ำเสมอ โดยปกติแรงดันไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงอยู่ในช่วง 0.95 p.u. ถึง 1.05 p.u. นอกจากนี้การเปลี่ยนแปลงของขนาดแรงดันไฟฟ้าแบบเป็นคาบซ้ำๆ จะทำให้เกิดการปรากฏการณ์ไฟกระพริบ (Flicker) ซึ่งจะมีผลกระทบให้เห็นได้ในระบบไฟฟ้าแสงสว่าง โดยตัวอย่างของแรงดันกระเพื่อมจากโหลดไฟฟ้าประเภทเตาหลอม สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.8



รูปที่ 2.8 แรงดันกระเพื่อมจากโหลดประเภทเตาหลอม [22]

นอกจากการเกิดแรงดันกระเพื่อมจากโหลดไฟฟ้าที่มีการเปลี่ยนแปลงอย่างสม่ำเสมอแล้ว การเปลี่ยนแปลงของกำลังผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวก็สามารถทำให้เกิดปัญหาไฟกระพริบได้เช่นเดียวกัน โดยเฉพาะแหล่งพลังงานลม และ พลังงานแสงอาทิตย์ ที่มีความไม่แน่นอน ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของกำลังผลิตไฟฟ้า

2.4.4.3 ฮาร์โมนิก

ฮาร์โมนิก (Harmonics) คือ ส่วนประกอบที่มีความถี่เป็นจำนวนเต็มเท่าของความถี่มูลฐาน โดยผลของปริมาณฮาร์โมนิกในระบบไฟฟ้าจะส่งผลให้รูปคลื่นของแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าผิดเพี้ยนไปจากรูปคลื่นไซน์ ทำให้ขนาดแรงดันไฟฟ้าและขนาดกระแสไฟฟ้ามีค่าสูงกว่าที่ควร ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า เช่น ทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มมากขึ้น เกิดความร้อนในตัวนำไฟฟ้า ตัวเก็บประจุ และหม้อแปลงไฟฟ้า รวมถึงอาจเป็นสาเหตุให้เกิดการทำงานผิดพลาดของอุปกรณ์ไฟฟ้าและอุปกรณ์ป้องกัน นอกจากนี้ ยังอาจก่อให้เกิดปัญหาเรโซแนนซ์ (Resonance) ที่เป็นผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงอิมพีแดนซ์ของระบบที่ขึ้นกับความถี่ไฟฟ้า ซึ่งอาจจะทำให้ค่าแรงดันฮาร์โมนิกที่ความถี่เรโซแนนซ์จากอุปกรณ์ที่มีการจ่ายกระแสฮาร์โมนิกในลำดับนั้นมีค่าสูงขึ้นมากได้

โดยปกติแล้วปริมาณฮาร์โมนิกในระบบไฟฟ้าจะเกิดจากอุปกรณ์ที่ไม่เป็นเชิงเส้น (Non-Linear Devices) ได้แก่ อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ทั่วไป อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง อุปกรณ์ที่มีการทำงานแบบอาร์ค และอุปกรณ์ที่มีการอิมิตตัวของแกนเหล็ก สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ฮาร์โมนิกสามารถเกิดได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทเหนี่ยวนำ ซึ่งสร้างฮาร์โมนิกจากผลของความอิมิตตัวของแกนเหล็ก และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทที่ใช้อินเวอร์เตอร์ (Inverter) เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยปริมาณฮาร์โมนิกจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะขึ้นกับเทคโนโลยีอินเวอร์เตอร์ โดยในอดีตการใช้งานอินเวอร์เตอร์แบบ SCR (Silicon-Controlled Rectifier) ในการแปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นกระแสสลับ อินเวอร์เตอร์รูปแบบนี้จะสร้างปริมาณกระแสฮาร์โมนิกที่สูง แต่ในปัจจุบัน มีการใช้งานอินเวอร์เตอร์แบบ IGBT (Insulated-Gate Bipolar Transistor) แทน โดยอินเวอร์เตอร์แบบ IGBT จะสร้างรูปคลื่นไซน์โดยใช้วิธีการ PWM (Pulse-Width Modulation) ซึ่งวิธีการนี้มีการทำงานที่ความถี่สูง (High-Frequency Switching) ส่งผลให้เกิดกระแสฮาร์โมนิกปะปนออกมาน้อยลงมาก

2.4.5 ความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้า

ความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้า (System Reliability) สามารถประเมินได้ดัชนีที่พิจารณาจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ หรือ เหตุการณ์ที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายพลังงานให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้ ซึ่งดัชนีที่นิยมใช้ประเมินความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้า ได้แก่

- (1) System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)
- (2) System Average Interruption Duration Index (SAIDI)
- (3) Expected Energy Not Supplied (EENS)

โดยดัชนีข้างต้น คือ ดัชนีที่ใช้ประเมินความถี่ของการเกิดเหตุไฟฟ้าดับ ระยะเวลาที่เกิดเหตุไฟฟ้าดับ และ พลังงานไฟฟ้าที่ไม่เพียงพอและส่งผลให้เกิดไฟฟ้าดับ โดยพิจารณาเหตุการณ์ต่อรอบ 1 ปี โดยเมื่อค่าดัชนีเหล่านี้มีค่าต่ำจะถือว่าเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าน้อย และระบบไฟฟ้ามีความน่าเชื่อถือสูง

สำหรับผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า จะเกิดจากผลกระทบด้านการทำงานผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า เนื่องจากปริมาณกระแสลัดวงจร ตามที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 2.3.1 และอีกสาเหตุหนึ่งเกิดจากความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ได้แก่ พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ ในกรณีที่ผู้ผลิตเชื่อถือกำลังการผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าเหล่านี้ โดยไม่ได้เตรียมกำลังการผลิตสำรองเอาไว้ ทำให้เมื่อเกิดสภาพแวดล้อมที่ส่งผลกระทบต่อการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจนไม่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ อาจจะทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าโดยรวมไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า และทำให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ ซึ่งทำให้ความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้าลดลง

บทที่ 3

หลักการพื้นฐานเกี่ยวกับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

จากที่ได้กล่าวไปในบทที่ 2 ในส่วนของผลกระทบจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ได้แก่ กระแสลัดวงจรและการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสไฟฟ้า การแยกตัวอิสระของระบบไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า คุณภาพไฟฟ้า และความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้า สำหรับในบทที่ 3 นี้จะขยายความเกี่ยวกับผลกระทบด้านคุณภาพไฟฟ้าในส่วนที่เกี่ยวข้องกับแรงดันไฟฟ้าเท่านั้น ซึ่งจะอธิบายให้เข้าใจถึงสาเหตุของการเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกิน รวมถึงการวิเคราะห์ และการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยจะแบ่งอธิบายออกเป็น 3 หัวข้อ คือ

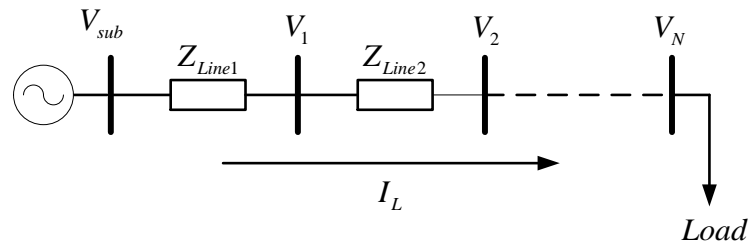
- (1) การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- (2) การวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- (3) การควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

3.1 การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าเป็นหนึ่งในผลกระทบด้านคุณภาพไฟฟ้าตามมาตรฐาน IEEE 1159-2009 [22] ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาผลกระทบด้านการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าในช่วงระยะเวลาสั้น ซึ่งจะเกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนแปลงค่ารากลำดับสองเฉลี่ยของแรงดันไฟฟ้า ภายในช่วงเวลานานกว่า 1 นาที ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาถึงผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินและแรงดันไฟฟ้าตกเป็นหลัก เนื่องจากเป็นเกณฑ์ที่อยู่ในข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และมาตรฐานคุณภาพบริการของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

โดยทั่วไปแล้วแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว หรือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ระดับแรงดันไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าย่อย (Substation) ไปยังผู้ใช้ไฟจะมีค่าต่ำลงเรื่อยๆ ตามระยะทางของสายจำหน่าย เนื่องจากมีแรงดันไฟฟ้าตกคร่อมอิมพีแดนซ์ของสายจำหน่าย ซึ่งเป็นผลจากกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านอิมพีแดนซ์จากต้นทางสถานีไฟฟ้าย่อยไปยังโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าตามกฎของโอห์ม

เมื่อพิจารณารูปที่ 3.1 จะเห็นว่าอิมพีแดนซ์ในสายจำหน่ายมีการกระจายไปในแต่ละส่วนในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อมีกระแสไฟฟ้าไหลจะเกิดแรงดันไฟฟ้าตกในสายจำหน่ายแต่ละช่วง ซึ่งจะเขียนสมการของแรงดันไฟฟ้าแต่ละตำแหน่งได้ตามสมการที่ (3.1) และ (3.2)



รูปที่ 3.1 รูปวงจรสายจำหน่ายอย่างง่าย

$$V_{sub} = V_1 + V_2 + \dots + V_N \quad (3.1)$$

$$V_N = V_{sub} - I_L \left(\sum_{i=1}^n Z_{line,i} \right) \quad (3.2)$$

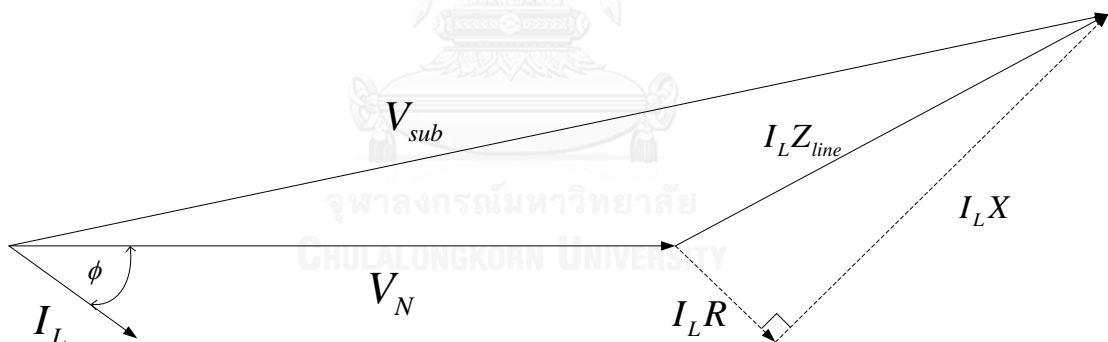
โดยที่ V_{sub} คือ ค่าแรงดันไฟฟ้าทางด้านแรงดันต่ำของสถานีไฟฟ้าย่อย (p.u.)

V_n คือ ค่าแรงดันไฟฟ้า ณ ตำแหน่ง n เมื่อ $n=1,2,3,\dots,N$ (p.u.)

I_L คือ ค่ากระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายจำหน่ายตัวอย่าง (p.u.)

$Z_{line,i}$ คือ ค่าอิมพีแดนซ์ของสายจำหน่ายช่วงที่ i เมื่อ $i=1,2,3,\dots,N$ (p.u.)

และเฟสเซอร์ของกระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าในสายจำหน่าย แสดงได้ตามรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 เฟสเซอร์ของกระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าในสายจำหน่าย

เมื่อกำหนดให้กระแสไฟฟ้ามีทิศทางในการไหลจากสถานีไฟฟ้าย่อยไปยังโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้า จากสมการที่ (3.2) จะพบว่า แรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งหลังจะมีค่าต่ำกว่าแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งก่อนหน้าเสมอ เนื่องจากมีแรงดันไฟฟ้าตกคร่อมอิมพีแดนซ์ในสายจำหน่าย และเมื่อพิจารณาแรงดันไฟฟ้าตกคร่อมอิมพีแดนซ์และกระแสไฟฟ้าของขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลง จะสามารถเขียนความสัมพันธ์ของแรงดันไฟฟ้าตกคร่อมอิมพีแดนซ์ที่เปลี่ยนไปในสายจำหน่ายกับกระแสไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปเนื่องจากโหลดได้ตามสมการที่ (3.3)

$$\Delta V = \Delta I_L \cdot Z_{line} \quad (3.3)$$

หรือ
$$\Delta V = \Delta V_R + \Delta V_X = \Delta I_L (R \cos \phi + X \sin \phi) \quad (3.4)$$

เมื่อ
$$Z_{line} = \sum_{i=1}^N Z_{line,i} \quad (3.5)$$

โดยที่ ΔV คือ แรงดันไฟฟ้าตกคร่อมอิมพีแดนซ์ที่เปลี่ยนไปในสายจำหน่าย (p.u.)

ΔI_L คือ กระแสไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปในสายจำหน่าย (p.u.)

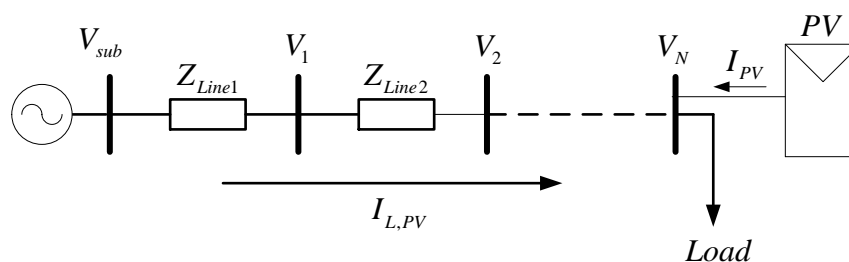
R คือ ค่าความต้านทานรวมในสายจำหน่าย (p.u.)

X คือ ค่ารีแอกแตนซ์รวมในสายจำหน่าย (p.u.)

จากที่ได้กล่าวไปข้างต้น จะพบว่าแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปนั้นขึ้นกับอิมพีแดนซ์ในสายจำหน่ายและกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายจำหน่าย ทั้งนี้ หากขนาดอิมพีแดนซ์และปริมาณกระแสไฟฟ้าในสายจำหน่ายมีค่ายิ่งสูง ก็จะทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่มากขึ้นตามไปด้วยนั่นเอง ซึ่งเป็นหนึ่งในสาเหตุที่ทำให้เกิดเหตุการณ์แรงดันไฟฟ้าตกในบริเวณปลายสายจำหน่ายของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีลักษณะแบบเรเดียลได้

แต่เนื่องจากการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นการเพิ่มการผลิตกำลังไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงขนาดของกำลังไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าที่ไหลจากสถานีไฟฟ้าย่อยไปยังโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้า รวมถึงอาจส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงทิศทางของกำลังไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าที่ไหลจากสถานีไฟฟ้าย่อยไปยังโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าได้ ขึ้นกับปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ และปริมาณโหลดของผู้ใช้งานไฟฟ้าในขณะนั้น ซึ่งปัจจัยทั้งหมดล้วนเกี่ยวข้องกับปริมาณการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

เมื่อพิจารณาการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่บริเวณปลายสายจำหน่าย โดยให้โหลดในระบบมีค่าเท่าเดิมกับรูปที่ 3.1 โดยพิจารณาระบบในรูปที่ 3.3 จะพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะแบ่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้นค่ากำลังไฟฟ้าที่สถานีย่อยส่งมาให้โหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าจะมีค่าลดลง ซึ่งสะท้อนให้เห็นถึงค่ากระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านในสายจำหน่ายมีค่าลดลงด้วยเช่นกัน เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีการแบ่งจ่ายกระแสไฟฟ้าให้โหลด และจากสมการที่ (3.2) จะพบว่าเมื่อกระแสไฟฟ้าในสายจำหน่ายมีค่าลดลงจะส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าที่ตกคร่อมอิมพีแดนซ์ในสายมีค่าต่ำลงด้วย ดังนั้นการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ปลายสายจำหน่ายจึงส่งผลให้ค่าระดับแรงดันไฟฟ้าที่แต่ละตำแหน่งมีค่าสูงขึ้นกว่าในกรณีที่ไม่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์



รูปที่ 3.3 รูปวงจรจำหน่ายอย่างง่ายเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ปลายสาย

ถ้ากำลังการผลิตของระบบไฟฟ้าในรูปที่ 3.3 มีค่ามากกว่ากำลังไฟฟ้าที่โหลดใช้งานในขณะนั้น จะส่งผลให้กำลังไฟฟ้าเกิดการไหลย้อนกลับ ทำให้ทิศทางของกระแสไฟฟ้ามีทิศจากปลายสายจำหน่ายย้อนไปยังสถานีไฟฟ้าย่อย ในกรณีนี้ขนาดของแรงดันไฟฟ้าตกคร่อมในอิมพีแดนซ์จะมีการเปลี่ยนทิศทางของความต่างศักย์ ซึ่งจากสมการที่ (3.2) จะเห็นว่าเมื่อกระแสไฟฟ้ามีทิศทางกลับจากเดิมแล้วจะทำให้แรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งปลายสายจำหน่ายมีค่าสูงกว่าแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งก่อนหน้า ถ้าหากว่าขนาดของกระแสไฟฟ้าที่ไหลย้อนมีค่ามากๆ อาจจะทำให้เกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ หากแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อมีค่าเกินกว่าที่ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าระบุไว้

นอกจากนี้เนื่องจากความไม่แน่นอนของความเข้มแสงในแต่ละช่วงระยะเวลา อาจส่งผลให้กำลังไฟฟ้าขาออกจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าเปลี่ยนแปลงไปอย่างทันทีทันใด ซึ่งอาจส่งผลให้เกิดแรงดันกระเพื่อมในระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 2 อีกด้วย

3.2 การวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

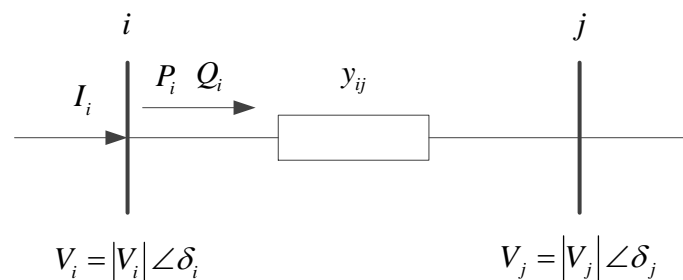
การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Analysis) เป็นหลักการในการคำนวณขนาดและมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า ณ เวลาใดเวลาหนึ่ง ที่ตำแหน่งบัสต่างๆ จากแบบจำลองอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้า แหล่งกำเนิดไฟฟ้า และโหลดไฟฟ้า ในระบบไฟฟ้ากำลัง โดยการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าจะมีวิธีการคำนวณที่นิยมอยู่ด้วยกัน 2 วิธี คือ Gauss-Seidel Method และ Newton-Raphson Method ซึ่งทั้งสองวิธีเป็นการคำนวณแบบ Iterative Method และจะมีข้อดีและข้อเสียแตกต่างกัน ดังแสดงในตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 ข้อดีและข้อเสียของการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าแต่ละวิธี

วิธีการ	ข้อดี	ข้อเสีย
Gauss-Seidel Method	สมการในการคำนวณไม่ซับซ้อน เนื่องจากไม่จำเป็นต้องพิจารณาสมการเชิงอนุพันธ์	การคำนวณด้วยวิธีนี้สามารถทำได้ครั้งละสมการเนื่องจากต้องนำผลของตัวแปรจากคำนวณในสมการก่อนหน้ามาใช้ในสมการถัดไป ทำให้มีจำนวนครั้งในการคำนวณที่มากในแต่ละรอบการคำนวณ และได้ผลลัพธ์การคำนวณช้า
Newton-Raphson Method	สามารถคำนวณข้อมูลได้แบบเป็นชุดข้อมูล ทำให้จำนวนครั้งในการคำนวณน้อย ผลลัพธ์จากการคำนวณมีแนวโน้มที่จะเข้าสู่ค่าที่ถูกต้องได้เร็วกว่า Gauss-Seidel Method	สมการในการคำนวณมีความซับซ้อนกว่า เนื่องจากจำเป็นต้องพิจารณาสมการเชิงอนุพันธ์อันดับหนึ่งจากการประมาณผลลัพธ์ด้วยอนุกรมเทเลอร์ (Taylor's Series)

สำหรับในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเลือกใช้การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วย Newton-Raphson Method เนื่องจากการพิจารณาข้อมูลในแต่ละรอบเป็นชุดข้อมูลสามารถคำนวณผลลัพธ์ในแต่ละรอบคำนวณได้รวดเร็วและเป็นระบบ รวมถึงง่ายต่อการพัฒนาโปรแกรมคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ใช้ในวิทยานิพนธ์

เมื่อพิจารณาระบบไฟฟ้าเบื้องต้น ตามรูปที่ 3.4 จะสามารถเขียนความสัมพันธ์ของกระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ได้ตามสมการที่ (3.6) หรือ (3.7)



รูปที่ 3.4 แบบจำลองระบบไฟฟ้ากำลังสำหรับการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า

$$\mathbf{I} = \mathbf{YV} \quad (3.6)$$

หรือ

$$\begin{bmatrix} I_i \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_i \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

โดยที่ \mathbf{I} คือ เวกเตอร์เฟสเซอร์กระแสไฟฟ้าที่ไหลเข้าบัสต่างๆ

\mathbf{Y} คือ เมทริกซ์แอดมิตแทนซ์ของระบบไฟฟ้า

\mathbf{V} คือ เวกเตอร์เฟสเซอร์แรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ

จากสมการที่ (3.8) ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่บัส i สามารถเขียนได้ตามสมการที่ (3.9) และ (3.10)

$$\text{จาก} \quad S_i^* = \mathbf{V}_i^* \mathbf{I}_i = P_i - jQ_i = (|V_i| \angle -\delta_i) \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (3.8)$$

$$\text{เมื่อ} \quad P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.9)$$

$$Q_i = -\sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\angle \theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.10)$$

โดยที่ S_i คือ กำลังไฟฟ้าปรากฏที่บัส i

V_i คือ เฟสเซอร์ของแรงดันไฟฟ้าที่บัส i

$|V_i|$ คือ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่บัส i

$|Y_{ij}|$ คือ ขนาดของส่วนประกอบแอดมิตแทนซ์เมทริกซ์ ในแถวที่ i หลักที่ j

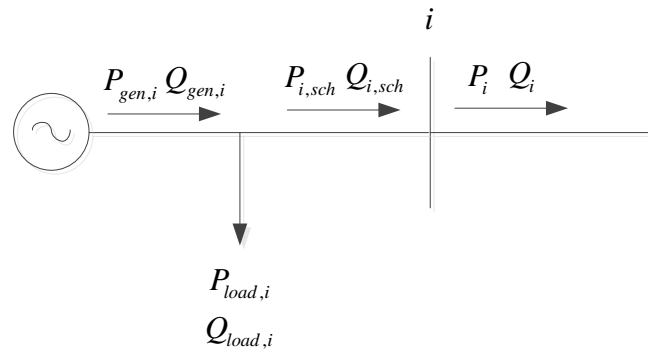
P_i คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลผ่านบัสที่ i

Q_i คือ กำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ไหลผ่านบัสที่ i

δ_i คือ มุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัสที่ i

θ_{ij} คือ มุมเฟสของส่วนประกอบแอดมิตแทนซ์เมทริกซ์ ในแถวที่ i หลักที่ j

จากที่ได้กล่าวไปข้างต้นการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธี Newton-Raphson Method จะใช้การประมาณขนาดของแรงดันไฟฟ้าและมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าด้วยอนุพันธ์อันดับหนึ่งของอนุกรมเทเลอร์ โดยการพิจารณาจากความคลาดเคลื่อนของค่ากำลังไฟฟ้า ทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟ ซึ่งแบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้าที่บัสต่างๆ สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.5 และความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าจากข้อมูลจริงและการคำนวณที่สถานะหนึ่ง สามารถแสดงได้ดังสมการที่ (3.11) และ (3.12)

รูปที่ 3.5 แบบจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้าที่บัส i

จาก
$$\Delta P_i = P_{i,sch} - P_{i,cal} \quad (3.11)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,sch} - Q_{i,cal} \quad (3.12)$$

เมื่อ
$$P_{i,sch} = P_{gen,i} - P_{load,i} \quad (3.13)$$

$$Q_{i,sch} = Q_{gen,i} - Q_{load,i} \quad (3.14)$$

และ
$$P_{i,cal} = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.15)$$

$$Q_{i,cal} = -\sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\angle \theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.16)$$

โดยที่ ΔP_i คือ ความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าจริงที่บัสที่ i

ΔQ_i คือ ความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่บัสที่ i

$P_{i,sch}$ คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงจากข้อมูลการผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้าที่บัส i

$Q_{i,sch}$ คือ ค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจากข้อมูลการผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้าที่บัส i

$P_{i,cal}$ คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่บัส i เมื่อคำนวณจากผลของแรงดันไฟฟ้า

$Q_{i,cal}$ คือ กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่บัส i เมื่อคำนวณจากผลของแรงดันไฟฟ้า

$P_{gen,i}$ คือ กำลังไฟฟ้าจริงจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i

$Q_{gen,i}$ คือ กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i

$P_{load,i}$ คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่โหลดไฟฟ้าที่บัส i

$Q_{load,i}$ คือ กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่โหลดไฟฟ้าที่บัส i

และสามารถหาความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าที่สถานะต่างๆ ได้จากสมการที่ (3.17)

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \vdots \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} & | & \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & | & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & | & \frac{\partial P_n}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & | & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n} & | & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & | & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & | & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \\ \vdots \\ \Delta |V_2| \\ \vdots \\ \Delta |V_n| \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

หรือ
$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

เมื่อ
$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

โดยที่ \mathbf{J} คือ เมทริกซ์จาโคเบียน (Jacobian Matrix)

$\Delta \delta$ คือ เวกเตอร์ความคลาดเคลื่อนของมุมเฟสแรงดันไฟฟ้า

$\Delta |V|$ คือ เวกเตอร์ความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้า

ความคลาดเคลื่อนของมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าและความคลาดเคลื่อนขนาดแรงดันไฟฟ้าสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (3.20) และการคำนวณมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าและขนาดของแรงดันไฟฟ้าในแต่ละรอบการคำนวณจะสามารถหาค่าได้ด้วยสมการ (3.22) และ (3.23) ตามลำดับ

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{K}_1 & \mathbf{K}_2 \\ \mathbf{K}_3 & \mathbf{K}_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

เมื่อ
$$\mathbf{K} = \begin{bmatrix} \mathbf{K}_1 & \mathbf{K}_2 \\ \mathbf{K}_3 & \mathbf{K}_4 \end{bmatrix} = \mathbf{J}^{-1} \quad (3.21)$$

$$\delta_{k+1} = \delta_k + \Delta \delta_k \quad (3.22)$$

$$|V_{k+1}| = |V_k| + \Delta |V_k| \quad (3.24)$$

โดยที่ \mathbf{K} คือ อินเวอร์สของเมทริกซ์ \mathbf{J}

δ_k คือ เวกเตอร์มุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าในการคำนวณรอบที่ k

$|V_k|$ คือ เวกเตอร์ขนาดแรงดันไฟฟ้าในการคำนวณรอบที่ k

โดยการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าจะเริ่มดำเนินการด้วยการสมมติค่าเริ่มต้นของขนาดและมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ แล้วจึงคำนวณค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้า จากนั้นจะใช้วิธีการของ Iterative Method ในการคำนวณค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าในชุดถัดไป จนกระทั่งความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าที่บัสต่างๆ อยู่ในความละเอียดที่ยอมรับได้ หรือมีค่าเข้าใกล้ศูนย์ จึงจะสามารถนำผลลัพธ์ของขนาดและมุมเฟสแรงดันไฟฟ้าในสถานะที่ความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าอยู่ในขอบเขตที่ยอมรับได้มาใช้เป็นคำตอบได้

3.3 การควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

การควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า สามารถทำได้ด้วย 2 วิธีหลัก คือ การควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยหม้อแปลงไฟฟ้า และ การควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า

3.3.1 การควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยหม้อแปลงไฟฟ้า

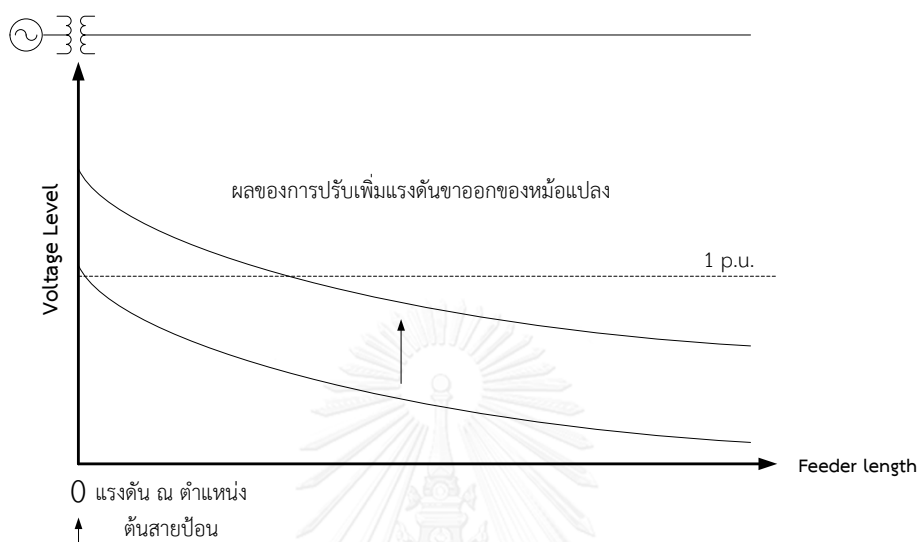
การควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยหม้อแปลงไฟฟ้า สามารถทำได้โดยใช้ผลจากอัตราส่วนขดลวดหม้อแปลงในการยกระดับแรงดันไฟฟ้า โดยอุปกรณ์ที่สามารถปรับระดับแรงดันแบบขั้นด้วยวิธีการดังกล่าว คือ

- (1) หม้อแปลงประเภทปรับแท็ปได้ (Tap Changing Transformer)
- (2) อุปกรณ์ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าแบบขั้น (Step Voltage Regulator, SVR)

3.3.1.1 หม้อแปลงประเภทปรับแท็ปได้

หม้อแปลงแบบปรับแท็ปได้ ที่มีใช้งานในปัจจุบันจะเป็นหม้อแปลงที่ติดตั้งที่บริเวณต้นทางของระบบไฟฟ้า หรือก็คือ หม้อแปลงกำลัง (Power Transformers) ที่สถานีไฟฟ้าต้นทาง และ หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution Transformers) ทั้งในส่วนของหม้อแปลงจำหน่ายระดับแรงดันปานกลางที่สถานีไฟฟ้าย่อย และหม้อแปลงจำหน่ายแรงดันต่ำที่ต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ การใช้หม้อแปลงแบบปรับแท็ปได้ที่ต้นทางของระบบไฟฟ้า จะสามารถยกระดับแรงดันไฟฟ้าหรือลดระดับแรงดันไฟฟ้าได้ตลอดทั้งสายป้อน อย่างไรก็ตาม การปรับระดับแรงดันไฟฟ้าขาออกของหม้อแปลงสามารถช่วยควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งต่างๆ ของสายป้อนได้ในระยะความยาวหนึ่งเท่านั้น บริเวณส่วนหลังของสายป้อนยังคงมีแรงดันไฟฟ้าตกเกิดขึ้นอยู่ทำให้ยังต้องพึ่งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันชนิดอื่นที่ติดตั้งอยู่กลางสายไฟฟ้าในการควบคุมแรงดันไฟฟ้า ตัวอย่างผลของการปรับระดับแรงดันไฟฟ้าขาออกของหม้อแปลงสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.6

โดยปกติแล้วหม้อแปลงประเภทปรับแท็ปได้ สามารถปรับแรงดันไฟฟ้าขาออกได้ 5 ระดับ โดยมีความแตกต่างของพิกัดแรงดันไฟฟ้าขาออกแต่ละระดับที่ร้อยละ 2.5 และจะสามารถทำงานโดยปรับระดับแรงดันไฟฟ้าตามปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (On-Load Tap Changing Transformer : OLTC) ทำให้ไม่จำเป็นต้องหยุดการจ่ายกระแสไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า



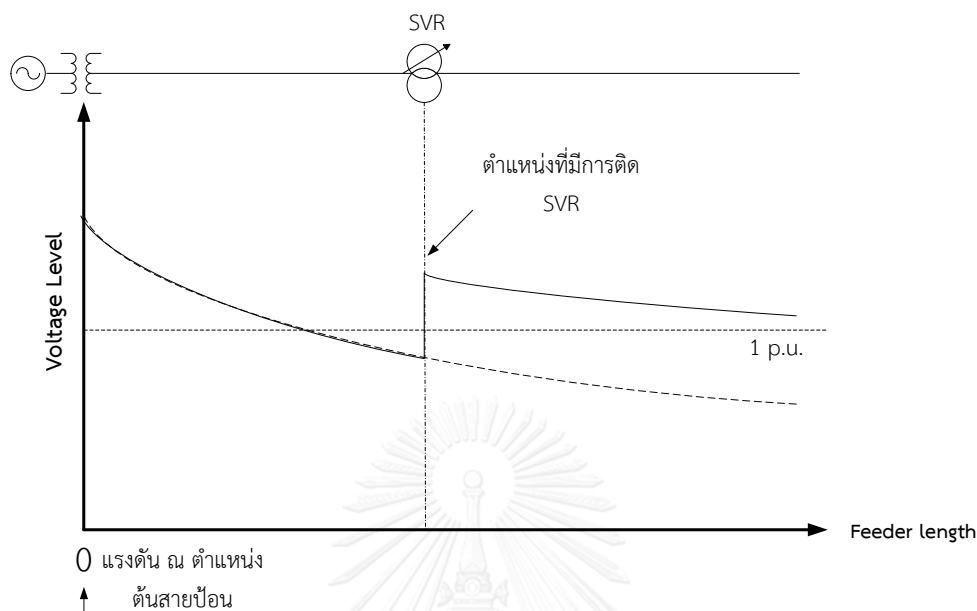
รูปที่ 3.6 ระดับแรงดันไฟฟ้าในสายป้อนจากการปรับแรงดันไฟฟ้าขาออกของหม้อแปลง [23]

3.3.1.2 อุปกรณ์ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าแบบขั้น

อุปกรณ์ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าแบบขั้น เป็นหม้อแปลงไฟฟ้าแบบ อัตโนมัตินี้ (Auto-Transformers) ที่ใช้ยกระดับแรงดันไฟฟ้า หรือ ปรับลดแรงดันไฟฟ้าเพียงเล็กน้อย โดยจะติดตั้งอยู่บริเวณกลางสายป้อนเพื่อใช้ปรับระดับแรงดันไฟฟ้าตั้งแต่บริเวณกลางสายป้อนจนถึงบริเวณปลายระบบไฟฟ้า ซึ่งผลการปรับแรงดันไฟฟ้าจากการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าแบบขั้นสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.7

การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะทำให้การทำงานของอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าแบบขั้นซับซ้อนยิ่งขึ้น เนื่องจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในบริเวณที่ใกล้กับอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าแบบขั้นจะทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้า ณ ตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าแบบขั้นมีค่าเปลี่ยนแปลงไปจากปกติ โดยเฉพาะอย่างยิ่งในกรณีที่เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งหลังอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าแบบขั้นอาจทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าไหลย้อนในบางช่วงเวลา ส่งผลให้อุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่ทำการยกระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่เดิม ยกกระดับแรงดันไฟฟ้าที่ปลายระบบจนระดับแรงดันไฟฟ้า ณ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เกินกว่าขอบเขตมาตรฐานที่กำหนดในข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า



รูปที่ 3.7 ระดับแรงดันไฟฟ้าในสายป้อนจากการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าแบบขั้น [23]

3.3.2 การควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า

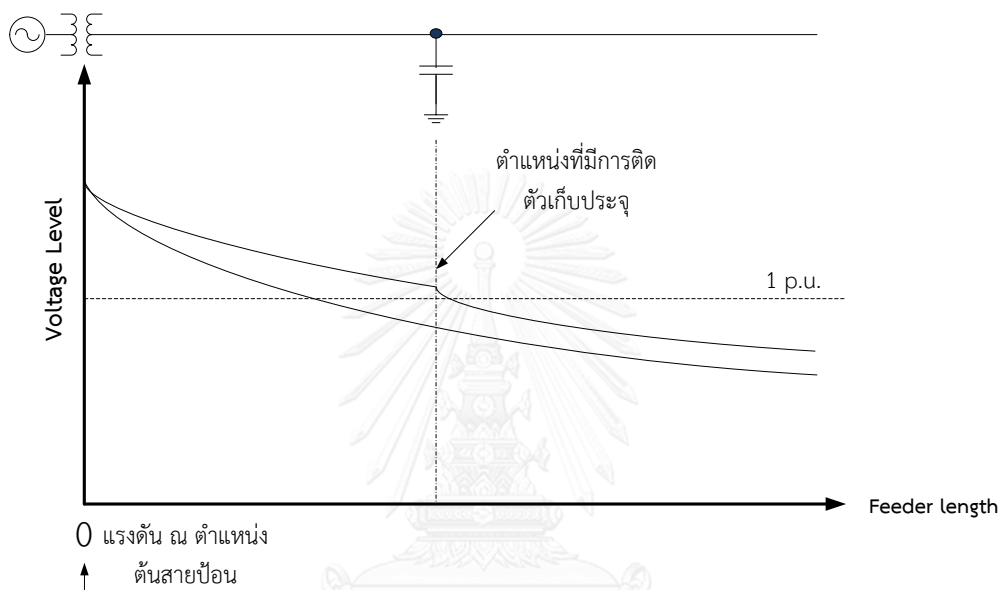
การควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า จะช่วยให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้ามีค่าเปลี่ยนแปลงไป ซึ่งส่งผลให้การควบคุมปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลในระบบสามารถช่วยควบคุมขนาดแรงดันไฟฟ้าได้ โดยการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าจะทำได้โดยการใช้อุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ การควบคุมกำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว และการใช้ระบบกักเก็บพลังงาน ซึ่งสามารถอธิบายได้ดังนี้

3.3.2.1 อุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ

การชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจะส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าเนื่องจากค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจะมีความเกี่ยวข้องกับกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านค่ารีแอกแทนซ์ของสายไฟฟ้า ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าดังที่แสดงในสมการที่ (3.4) ซึ่งหากอุปกรณ์ชดเชยจ่ายค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเข้าสู่ระบบไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้าที่บริเวณจุดติดตั้งอุปกรณ์จะมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น และเมื่ออุปกรณ์ชดเชยรับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟออกจากระบบจะส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าที่จุดติดตั้งอุปกรณ์จะมีค่าลดลง โดยอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่มีการนำมาใช้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ได้แก่ ตัวเก็บประจุ Static Var Compensator และ Static Synchronous Compensator

(1) ตัวเก็บประจุ

การติดตั้งตัวเก็บประจุเป็นการยกระดับแรงดันไฟฟ้าโดยการชดเชยค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟให้กับระบบไฟฟ้า และทำให้กำลังสูญเสียในสายป้อนมีค่าลดลง ตัวเก็บประจุที่ติดตั้งสำหรับใช้ยกระดับแรงดันไฟฟ้ามี 2 ประเภท คือ ตัวเก็บประจุแบบติดตั้งถาวร (Fixed Capacitor) และตัวเก็บประจุแบบสวิตช์ (Switched Capacitor) ผลของการติดตั้งตัวเก็บประจุแสดงตามรูปที่ 3.8 การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้า ณ ตำแหน่งที่ติดตั้งตัวเก็บประจุมีค่าเพิ่มขึ้นตามสมการ (3.22)



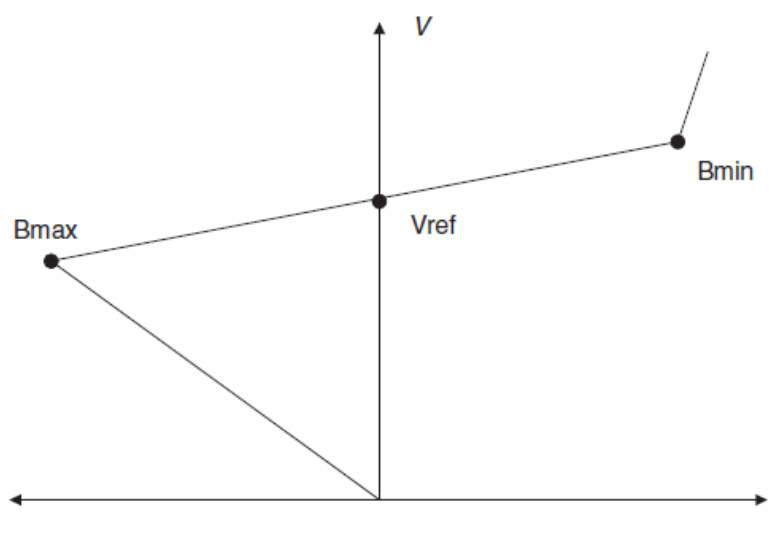
รูปที่ 3.8 ระดับแรงดันไฟฟ้าในสายป้อนการติดตั้งตัวเก็บประจุ [23]

$$\%VoltageRise = \frac{(k \text{ var})(d)(X)}{(10)(kV)^2} \quad (3.22)$$

- โดยที่ $k \text{ var}$ คือ ค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของตัวเก็บประจุ (kvar)
 d คือ ระยะห่างระหว่างแหล่งจ่ายไฟฟ้ากับตัวเก็บประจุ (km)
 X คือ ตัวต้านทานเหนี่ยวนำในสายป้อน (Ω/km)
 kV คือ ค่าแรงดันไฟฟ้าระหว่างสาย (kV)

(2) Static Var Compensator

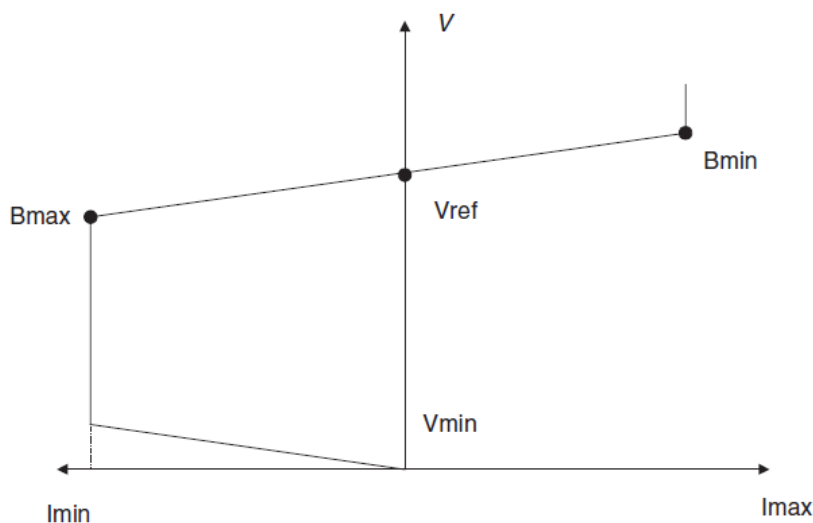
Static Var Compensator (SVC) สามารถช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟได้ทั้งการรับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเช่นเดียวกับตัวเหนี่ยวนำ และจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟได้เช่นเดียวกับตัวเก็บประจุ โดยมีคุณสมบัติการชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟแบบเดียวกันกับตัวเก็บประจุแบบคงที่ และตัวเหนี่ยวนำแบบคงที่ ซึ่งผลของแรงดันไฟฟ้า ณ จุดที่เชื่อมต่อ SVC จะมีผลต่อปริมาณกระแสไฟฟ้รีแอกทีฟ โดยสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.9



รูปที่ 3.9 แรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ SVC [24]

(3) Static Synchronous Compensator

Static Synchronous Compensator (STATCOM) เป็นอุปกรณ์ที่มีส่วนประกอบของคอนเวอร์เตอร์แบบแหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้า (Voltage-Source Converter) ซึ่งทำหน้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงเป็นแรงดันไฟฟ้าแบบกระแสสลับ ในการชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟทั้งการรับและการจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ STATCOM จะมีคุณสมบัติที่ดีกว่า SVC ในสถานะที่แรงดันไฟฟ้าในระบบมีค่าต่ำ เนื่องจากการชดเชยกระแสไฟฟ้รีแอกทีฟ หรือกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของ STATCOM จะไม่ถูกกำหนดด้วยค่าแรงดันไฟฟ้าของระบบ ดังแสดงในรูปที่ 3.10



รูปที่ 3.10 แรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ STATCOM [24]

3.3.2.2 การควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

การผลิตกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะมีผลต่อระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทั้งในส่วนของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟ โดยขึ้นกับอัตราส่วนของค่าความต้านทานต่อค่ารีแอกแตนซ์ (R/X Ratio) ของระบบไฟฟ้า ซึ่งโดยทั่วไปแล้วในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลางและแรงดันสูงอัตราส่วนความต้านทานต่อค่ารีแอกแตนซ์จะมีค่าต่ำกว่าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ ส่งผลให้การควบคุมกำลังไฟฟารีแอกทีฟในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันสูงและแรงดันปานกลางมีผลมากกว่าการควบคุมด้วยการปรับกำลังไฟฟ้าจริง โดยปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวสามารถควบคุมได้จะขึ้นกับพิกัดกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้านั้นๆ และการควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในส่วนต่อไปจะยกตัวอย่างด้วยการอธิบายการควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

(1) การปรับลดกำลังไฟฟ้าจริง

การผลิตกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจะทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้นและอาจเกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินได้ การลดปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จะทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าอยู่ในขอบเขตที่ยอมรับได้ แต่ผู้ผลิตไฟฟ้าจะเสียโอกาสในการขายไฟฟ้าในส่วนนี้ไป ผู้ผลิตไฟฟ้าจึงไม่ยอมควบคุมแรงดันไฟฟ้าด้วยวิธีการปรับลดกำลังไฟฟ้าจริง แต่จะใช้วิธีอื่นในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าแทน เช่น การใช้ระบบกักเก็บพลังงาน ในการปรับลดกำลังไฟฟ้าจริงในช่วงที่แรงดันไฟฟ้าสูงแทน

สำหรับการปรับลดกำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า สามารถทำได้ด้วยฟังก์ชันการทำงานของอินเวอร์เตอร์ โดยจะเป็นการปรับกำลังไฟฟ้าจริงตามระดับแรงดันไฟฟ้าที่ตรวจวัดได้ (ฟังก์ชัน P(U)) ซึ่งโดยปกติแล้วจะใช้เป็นมาตรการสุดท้ายในการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าเนื่องจากผู้ผลิตไฟฟ้าจะสูญเสียรายได้จากการขายไฟฟ้าไป

(2) การควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ

กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถควบคุมได้ผ่านอินเวอร์เตอร์ โดยปริมาณกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ควบคุมได้ขึ้นอยู่กับขนาดพิกัดกำลังของอินเวอร์เตอร์ โดยสามารถควบคุมได้ 2 รูปแบบ คือ จ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเข้าสู่ระบบ และ รับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟออกจากระบบ ซึ่งโดยปกติแล้วระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์จะทำงานโดยการรับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ เนื่องจากจะช่วยลดระดับแรงดันไฟฟ้าเกินจากช่วงเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้มีค่าต่ำ โดยค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่อินเวอร์เตอร์สามารถจ่ายหรือรับได้เป็นไปตามสมการที่ (3.23) และ (3.24)

$$Q_{inv} = \sqrt{S_{inv}^2 - P_{inv}^2} \quad (3.23)$$

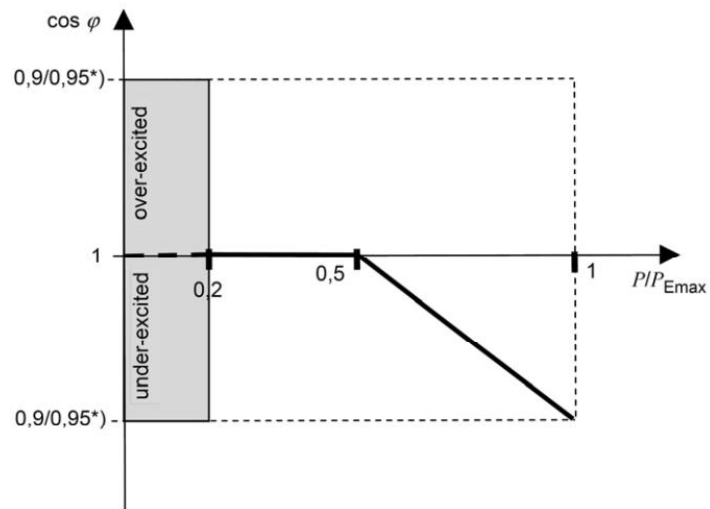
$$Q_{inv} = P_{inv} \tan \phi \quad (3.24)$$

โดยที่	P_{inv}	คือ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงของอินเวอร์เตอร์ (W)
	S_{inv}	คือ ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าปรากฏของอินเวอร์เตอร์ (VA)
	Q_{inv}	คือ ค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์ (kvar)
	ϕ	คือ ค่ามุมของตัวประกอบกำลังที่อินเวอร์เตอร์ทำงาน (rad หรือ องศา)

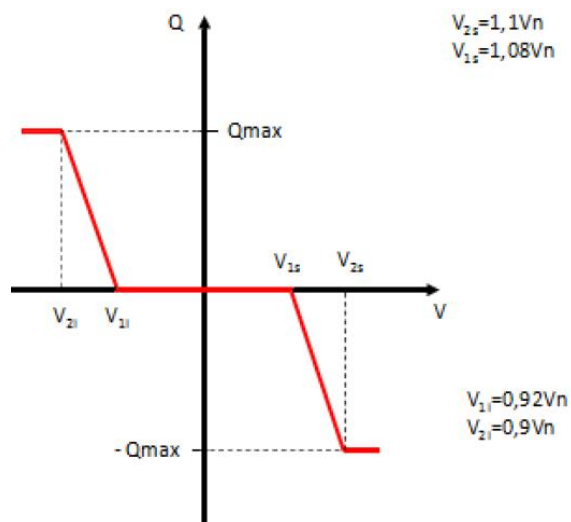
โดยการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์ สามารถทำงานผ่านฟังก์ชันของอินเวอร์เตอร์ดังนี้

- (2.1) การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่ (Fixed Power Factor)
- (2.2) การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้ (ฟังก์ชัน $\cos\phi(P)$)
- (2.3) การควบคุมค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟตามระดับแรงดันไฟฟ้า (ฟังก์ชัน $Q(U)$)

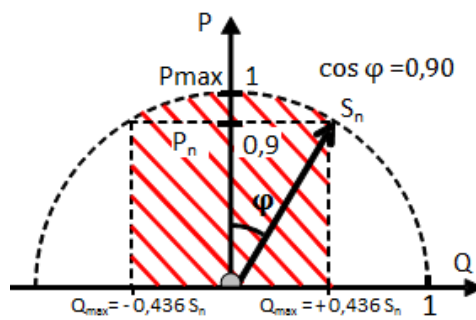
ตัวอย่างการตั้งค่าการทำงานของอินเวอร์เตอร์ที่ทำงานด้วยฟังก์ชัน $\cos\phi(P)$ และ ฟังก์ชัน $Q(U)$ สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.11 และ 3.12 และตัวอย่างจุดทำงานของอินเวอร์เตอร์ (P-Q Capability) ในการจ่ายค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟซึ่งมีความสัมพันธ์กับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่อินเวอร์เตอร์สามารถทำงานได้แสดงได้ในดังรูปที่ 3.13



รูปที่ 3.11 ตัวอย่างการตั้งค่าการทำงานฟังก์ชัน $\cos\phi(P)$ ของอินเวอร์เตอร์ [25]



รูปที่ 3.12 ตัวอย่างการตั้งค่าการทำงานฟังก์ชัน $Q(U)$ ของอินเวอร์เตอร์ [26]



รูปที่ 3.13 ตัวอย่างจุดทำงานของอินเวอร์เตอร์ (P-Q Capability) [26]

จากรูปที่ 3.11 การทำงานของอินเวอร์เตอร์ด้วยฟังก์ชัน $\cos\phi(P)$ เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานที่การจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงมากกว่าร้อยละ 50 ของพิกัดกำลังไฟฟ้าจริงของอินเวอร์เตอร์ ระบบผลิตไฟฟ้าจะเริ่มรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟโดยปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าลดลงตามระดับกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้

จากรูปที่ 3.12 การทำงานของอินเวอร์เตอร์ด้วยฟังก์ชัน $Q(U)$ จะช่วยในการควบคุมแรงดันไฟฟ้า โดยเมื่อระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า หรือ สูงกว่าค่าทำงานหนึ่ง อินเวอร์เตอร์จะเริ่มจ่ายหรือ รับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ตามลำดับ เพื่อช่วยให้ระดับแรงดันไฟฟ้ากลับมาอยู่ในช่วงขอบเขตของการทำงาน

จากรูปที่ 3.13 เป็นขอบเขตจุดทำงานทั้งหมดของอินเวอร์เตอร์ ซึ่งสอดคล้องกับการทำงานด้วยฟังก์ชัน $\cos\phi(P)$ และ ฟังก์ชัน $Q(U)$ ซึ่งจากรูปที่ 3.13 หมายถึงการทำงานด้วยฟังก์ชันต่างๆ ของอินเวอร์เตอร์สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงได้สูงสุดที่ค่าพิกัด แต่สามารถจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟได้สูงสุดที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 0.9 เท่านั้น

3.3.2.3 การใช้ระบบกักเก็บพลังงาน

ระบบกักเก็บพลังงาน เป็นหนึ่งในอุปกรณ์ไฟฟ้าที่สามารถใช้ควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าได้ ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า โดยระบบกักเก็บพลังงานมีหลายประเภทโดยส่วนใหญ่แล้วจะแปลงพลังงานไฟฟ้าเป็นพลังงานรูปแบบอื่นๆ เช่น พลังงานความร้อน พลังงานศักย์ หรือ พลังงานในรูปของเซลล์ไฟฟ้าเคมี เป็นต้น การใช้ระบบกักเก็บพลังงานในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อควบคุมแรงดันไฟฟ้า จะเป็นการรับกำลังไฟฟ้าจริงจากระบบเมื่อระบบผลิตไฟฟ้ามีกำลังผลิตเกินความต้องการใช้ไฟฟ้าและส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าเกินขอบเขตที่กำหนด และระบบกักเก็บพลังงานจะจ่ายกำลังไฟฟ้าเพื่อช่วยยกระดับแรงดันไฟฟ้าในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ามักมีค่ามากกว่ากำลังผลิตของเซลล์ไฟฟ้าแสงอาทิตย์

สำหรับในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้ระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ ในการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในขอบเขตที่กำหนด ทั้งนี้วิธีการหาขนาดแบตเตอรี่ที่ใช้ควบคุมแรงดันไฟฟ้าซึ่งเกี่ยวข้องกับปริมาณกำลังไฟฟ้าที่แบตเตอรี่จ่ายในแต่ละเวลา จะอธิบายไว้ในบทที่ 5 ในส่วนของโปรแกรมเชิงกำลังสองสำหรับหาค่ากำลังไฟฟ้าที่ต่ำที่สุดของระบบแบตเตอรี่

บทที่ 4

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า

จากที่ได้กล่าวไปในบทที่ 2 การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว รวมถึงระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า อาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า และอุปกรณ์ของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นได้ ดังนั้นการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจึงจำเป็นต้องออกข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อป้องกันผลกระทบจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ได้แก่ กระแสลัดวงจรและการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันกระแสไฟฟ้า การแยกตัวอิสระของระบบไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า คุณภาพไฟฟ้า และความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ในบทที่ 4 จะเน้นในส่วนของข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งตามที่ได้กล่าวไว้ในหลักการพื้นฐานของแรงดันไฟฟ้าในบทที่ 3 การเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้าจะเกี่ยวข้องกับปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายจำหน่ายไฟฟ้า ดังนั้นข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่กล่าวถึงจะเกี่ยวข้องกับข้อกำหนดด้านแรงดันไฟฟ้า ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง และการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า โดยจะแบ่งอธิบายข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็น 3 ส่วน คือ

- (1) ข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้านครหลวง
- (2) ข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
- (3) ข้อกำหนดการเชื่อมต่อของต่างประเทศ

4.1 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง

ข้อกำหนดในส่วนนี้อ้างอิงจาก “ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558” [27] ซึ่งเป็นหลักเกณฑ์ในการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อให้มีมาตรฐานการติดตั้ง มีความปลอดภัยในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเพื่อควบคุมคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า สำหรับผู้ขอใช้บริการ ได้แก่ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer, SPP) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer, VSPP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายอื่น โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะลงรายละเอียดในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมคุณภาพไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมแรงดันไฟฟ้าเท่านั้น

4.1.1 ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ใช้บริการ

เพื่อป้องกันผลกระทบจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว การไฟฟ้านครหลวงได้กำหนดปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสูงสุดที่สามารถเชื่อมต่อในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ซึ่งสามารถสรุปโดยแบ่งตามระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ดังนี้

4.1.1.1 ระบบแรงดันสูง 69 กิโลโวลต์ และ 115 กิโลโวลต์

(1) ระบบ 69 กิโลโวลต์ : กำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในสายส่งเดียวกันต้องไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ต่อวงจร

(2) ระบบ 115 กิโลโวลต์ : กำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในสายส่งเดียวกันต้องไม่เกิน 180 เมกะวัตต์ต่อวงจร

4.1.1.2 ระบบแรงดันปานกลาง 12 กิโลโวลต์ และ 24 กิโลโวลต์

กำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทุกรายในสถานีไฟฟ้าย่อยเดียวกันจะต้องไม่เกินร้อยละ 20 ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง และมีเงื่อนไขการเชื่อมต่อในสายป้อนขึ้นกับระดับแรงดันไฟฟ้าดังนี้

(1) ระบบ 12 กิโลโวลต์ : กำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในสายป้อนเดียวกันต้องไม่เกิน 4 เมกะวัตต์ต่อวงจร

(2) ระบบ 24 กิโลโวลต์ : กำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในสายป้อนเดียวกันต้องไม่เกิน 8 เมกะวัตต์ต่อวงจร

4.1.1.3 ระบบแรงดันต่ำ 230/400 โวลต์

กำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทุกรายในหม้อแปลงจำหน่ายลูกเดียวกันจะต้องไม่เกินร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย โดยมีเงื่อนไขการเชื่อมต่อเพิ่มเติมดังนี้

(1) การเชื่อมต่อแบบ 1 เฟส : กำลังผลิตติดตั้งสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สามารถเชื่อมต่อได้ต้องไม่เกิน 5 กิโลวัตต์

(2) การเชื่อมต่อมากกว่า 1 เฟส : ผู้เชื่อมต่อต้องกระจายกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละเฟสให้สม่ำเสมอ โดยมีความแตกต่างของกำลังผลิตในแต่ละเฟสสูงสุดต้องไม่เกิน 5 กิโลวัตต์

4.1.2 ข้อกำหนดด้านแรงดันไฟฟ้า

การไฟฟ้านครหลวงได้มีข้อกำหนดในการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อของผู้ขอใช้บริการ ซึ่งผู้ขอใช้บริการต้องควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ภายในเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้านครหลวง หากแรงดันไฟฟ้าเกินจากค่าที่กำหนดผู้ขอใช้บริการต้องปรับกำลังผลิต หรือปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยข้อกำหนดการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง แบ่งเป็น มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง และ ช่วงแรงดันทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์

4.1.2.1 มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง

ระดับแรงดันไฟฟ้ามาตรฐานในระบบของการไฟฟ้านครหลวง เป็นมาตรฐานของช่วงแรงดันไฟฟ้าที่การไฟฟ้านครหลวงให้บริการกับผู้ไฟฟ้า และเป็นข้อกำหนดให้ผู้ขอใช้บริการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้อยู่ในมาตรฐาน เพื่อป้องกันแรงดันไฟฟ้าเกิน และแรงดันไฟฟ้าตก โดยจะมาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงจะแบ่งช่วงแรงดันไฟฟ้าออกเป็น 2 กลุ่ม คือ ช่วงแรงดันไฟฟ้าในสภาวะปกติ และ ช่วงแรงดันไฟฟ้าในสภาวะฉุกเฉิน รวมถึงแบ่งมาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าของผู้ให้บริการออกเป็น 2 กลุ่ม คือ มาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่ไม่มีมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ และ มาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ ซึ่งสามารถแสดงมาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ได้ดังตารางที่ 4.1 และ 4.2

ตารางที่ 4.1 มาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง กรณีผู้ขอใช้บริการไม่จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	117.6	106.4	123.0	96.0
69 กิโลโวลต์	70.4	63.6	72.5	57.3
24 กิโลโวลต์	23.6	21.8	24.0	21.6
12 กิโลโวลต์	11.8	10.9	12.0	10.8
400 โวลต์	410	371	416	362
230 โวลต์	237	214	240	209

ตารางที่ 4.2 มาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง กรณีผู้ขอใช้บริการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	118.0	113.0	123.0	113.0
69 กิโลโวลต์	71.0	67.0	72.5	67.0
24 กิโลโวลต์	23.6	21.8	24.0	21.6
12 กิโลโวลต์	11.8	10.9	12.0	10.8
400 โวลต์	410	371	416	362
230 โวลต์	237	214	240	209

4.1.2.2 ช่วงแรงดันทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์

ช่วงแรงดันทำงานและระยะเวลาในการปลดวงจรของอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง สามารถแบ่งได้ตามระดับแรงดันไฟฟ้าที่เชื่อมต่อ ดังต่อไปนี้

(1) อินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบ 230/400 โวลต์

อินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องปลดวงจรจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าหากแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อไม่อยู่ในช่วงการทำงานปกติ โดยระยะเวลาการปลดวงจรของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบ 230/400 โวลต์ สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 ระยะเวลาในการปลดตัวของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบ 230/400 โวลต์ ในช่วงแรงดันไฟฟ้าต่างๆ ของการไฟฟ้านครหลวง

ช่วงแรงดันไฟฟ้า (โวลต์)		ระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุด (วินาที)
Line to Line Voltage	Line to Neutral Voltage	
$V < 199$	$V < 115$	0.1
$199 \leq V < 346$	$115 \leq V < 200$	2.0
$346 \leq V \leq 416$	$200 \leq V \leq 240$	ทำงานต่อเนื่อง (ไม่ปลดวงจร)
$416 < V < 539$	$240 < V < 311$	2.0
$V \geq 539$	$V \geq 311$	0.05

(2) อินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบ 12 กิโลโวลต์ ขึ้นไป

อินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องปลดวงจรจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าหากแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อไม่อยู่ในช่วงการทำงานปกติ โดยระยะเวลาการปลดวงจรของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบ 12 กิโลโวลต์ ขึ้นไป สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 ระยะเวลาในการปลดตัวของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบ 12 กิโลโวลต์ ขึ้นไป ในช่วงแรงดันไฟฟ้าต่างๆ ของการไฟฟ้านครหลวง

ช่วงแรงดันไฟฟ้า (ร้อยละของแรงดันไฟฟ้าปกติ)	ระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุด (วินาที)
$V < 50\%$	0.1
$50\% \leq V < 85\%$	2.0
$85\% \leq V \leq 110\%$	ทำงานต่อเนื่อง (ไม่ปลดวงจร)
$110\% < V < 135\%$	2.0
$V \geq 135\%$	0.05

จากข้อมูลช่วงแรงดันทำงานของผู้ขอใช้บริการที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้านครหลวง พบว่าช่วงแรงดันทำงานยังมีความไม่สอดคล้องกันกับช่วงแรงดันการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ ซึ่งสร้างความสับสนแก่ผู้ขอใช้บริการว่าควรพิจารณาการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าตามเกณฑ์ข้อใด อย่างไรก็ตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะใช้ข้อกำหนดระดับแรงดันไฟฟ้ามาตรฐานที่มีความสอดคล้องกับช่วงแรงดันทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์

4.1.3 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

การไฟฟ้านครหลวงกำหนดการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยแบ่งตามประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 2 ประเภท คือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทมีแกนหมุน (Rotating Machine) และ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ (Inverter Base)

4.1.3.1 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทมีแกนหมุน

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทมีแกนหมุนที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงในทุกระดับแรงดันไฟฟ้าต้องสามารถควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ในช่วงระหว่าง 0.85 นำหน้า ถึง 0.85 ตามหลัง

4.1.3.2 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์

ข้อกำหนดของการไฟฟ้านครหลวงได้แบ่งให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์มีช่วงการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

(1) ระบบ 230/400 โวลต์ : เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ต้องสามารถควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ในช่วงระหว่าง 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง

(2) ระบบ 12 กิโลโวลต์ ขึ้นไป : เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ต้องสามารถควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ในช่วงระหว่าง 0.9 นำหน้า ถึง 0.9 ตามหลัง

4.2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ข้อกำหนดในส่วนนี้อ้างอิงจาก “ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559” [28] ซึ่งเป็นหลักเกณฑ์ในการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าเทคนิคเพื่อให้มีมาตรฐานการติดตั้ง มีความปลอดภัยในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเพื่อควบคุมคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า สำหรับผู้ขอใช้บริการ ได้แก่ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก และผู้ผลิตไฟฟ้ารายอื่น โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะลงรายละเอียดในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมคุณภาพไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมแรงดันไฟฟ้าเท่านั้น

4.2.1 ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการ

เพื่อป้องกันผลกระทบจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้กำหนดปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสูงสุดที่สามารถเชื่อมต่อในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งสามารถสรุปโดยแบ่งตามระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ดังนี้

4.2.1.1 ระบบแรงดันสูง 115 กิโลโวลต์

(1) ระบบสายส่งเดี่ยว (Single Conductor) : กำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในสายส่งเดียวกันต้องไม่เกิน 120 เมกะวัตต์ต่อวงจร

(2) ระบบสายส่งคู่ (Double Conductor) : กำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในสายส่งเดียวกันต้องไม่เกิน 230 เมกะวัตต์ต่อวงจร

4.2.1.2 ระบบแรงดันปานกลาง 22 กิโลโวลต์ และ 33 กิโลโวลต์

กำลังไฟฟารวมที่รับซื้อจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ 22 กิโลโวลต์ และ 33 กิโลโวลต์ ทุกวงจร จะต้องไม่เกินร้อยละ 75 ของพิกัดสูงสุดหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังแต่ละลูกของสถานีไฟฟ้า และมีเงื่อนไขการเชื่อมต่อในสายจำหน่ายขึ้นกับระดับแรงดันไฟฟ้าดังนี้

(1) ระบบ 22 กิโลโวลต์ : กำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในสายป้อนเดียวกันต้องไม่เกิน 8 เมกะวัตต์ต่อวงจร

(2) ระบบ 33 กิโลโวลต์ : กำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในสายป้อนเดียวกันต้องไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ต่อวงจร

4.2.1.3 ระบบแรงดันต่ำ 220/380 โวลต์

กำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทุกรายในหม้อแปลงจำหน่ายลูกเดียวกันจะต้องไม่เกินร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย โดยมีเงื่อนไขการเชื่อมต่อเพิ่มเติมดังนี้

(1) การเชื่อมต่อแบบ 1 เฟส : กำลังผลิตติดตั้งสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สามารถเชื่อมต่อได้ต้องไม่เกิน 5 กิโลวัตต์

(2) การเชื่อมต่อมากกว่า 1 เฟส : ผู้เชื่อมต่อต้องกระจายกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละเฟสให้สม่ำเสมอ โดยมีความแตกต่างของกำลังผลิตในแต่ละเฟสสูงสุดต้องไม่เกิน 5 กิโลวัตต์

4.2.2 ข้อกำหนดด้านแรงดันไฟฟ้า

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้มีข้อกำหนดในการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อของผู้ขอใช้บริการ ซึ่งผู้ขอใช้บริการต้องควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ภายในเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หากแรงดันไฟฟ้าเกินจากค่าที่กำหนดผู้ขอใช้บริการต้องปรับกำลังผลิต หรือปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยข้อกำหนดการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง แบ่งเป็น มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ ช่วงแรงดันทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์

4.2.2.1 มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระดับแรงดันไฟฟ้ามาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดไว้เป็นตารางเดียว ไม่ได้มีการแบ่งพิจารณาการจ่ายกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการเหมือนของการไฟฟ้านครหลวง ทั้งนี้ค่ามาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 มาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระดับ แรงดันไฟฟ้า	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	120.7	109.2	126.5	103.5
33 กิโลโวลต์	34.7	31.3	36.3	29.7
22 กิโลโวลต์	23.1	20.9	24.2	19.8
380 โวลต์	418	342	418	342
220 โวลต์	240	200	240	200

4.2.2.2 ช่วงแรงดันทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์

ช่วงแรงดันทำงานและระยะเวลาในการปลดวงจรของอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในทุกะดับแรงดันไฟฟ้าสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 ระยะเวลาในการปลดตัวของอินเวอร์เตอร์ในช่วงแรงดันไฟฟ้าต่างๆ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ช่วงแรงดันไฟฟ้า (ร้อยละของแรงดันไฟฟ้าปกติ)	ระยะเวลาในการปลดวงจรสูงสุด (วินาที)
$V < 50\%$	0.3
$50\% \leq V < 90\%$	2.0
$90\% \leq V \leq 110\%$	ทำงานต่อเนื่อง (ไม่ปลดวงจร)
$110\% < V < 120\%$	1.0
$V \geq 120\%$	0.16

โดยจากตารางที่ 4.5 และ 4.6 จะพบว่ามาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในสภาวะฉุกเฉินครอบคลุมถึงช่วงแรงดันทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ด้วย หรือกล่าวคือ มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นมาตรฐานแรงดันไฟฟ้าที่ครอบคลุมประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกประเภทของผู้ขอใช้บริการที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

4.2.3 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้แบ่งการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเช่นเดียวกันกับข้อกำหนดของการไฟฟ้านครหลวง คือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทมีแกนหมุน และ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ แต่ข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะมีความสามารถในการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้สูงกว่าข้อกำหนดของการไฟฟ้านครหลวง ซึ่งสามารถแสดงรายละเอียดได้ดังนี้

4.2.3.1 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทมีแกนหมุน

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทมีแกนหมุนที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในทุกระดับแรงดันไฟฟ้าต้องสามารถควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ในช่วงระหว่าง 0.85 นำหน้า ถึง 0.85 ตามหลัง โดยมีฟังก์ชันการทำงานในการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ 2 รูปแบบ ดังนี้

- (1) การควบคุมตัวประกอบไฟฟ้าแบบคงที่ (A Fixed Displacement Power Factor)
- (2) การควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟตามระดับแรงดันไฟฟ้า (A Variable Reactive Power Depending on Voltage) หรือ ฟังก์ชัน $Q(U)$

4.2.3.2 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ หรือประเภทที่ใช้คอนเวอร์เตอร์ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้กำหนดการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบ่งตามระดับแรงดันไฟฟ้าที่เชื่อมต่อ ซึ่งแสดงรายละเอียดได้ดังนี้

- (1) ระดับแรงดันต่ำ : เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ต้องสามารถควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่ได้ในช่วงระหว่าง 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง
- (2) ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูงกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 500 กิโลวัตต์ : เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ต้องสามารถควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่ได้ในช่วงระหว่าง 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง
- (3) ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูงกำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 500 กิโลวัตต์ : เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ต้องสามารถควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ในช่วงระหว่าง 0.9 นำหน้า ถึง 0.9 ตามหลัง โดยมีฟังก์ชันการทำงานในการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ 2 รูปแบบ ดังนี้
 - (3.1) การควบคุมตัวประกอบไฟฟ้าแบบคงที่
 - (3.2) การควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟตามระดับแรงดันไฟฟ้า

4.3 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของต่างประเทศ

ในส่วนของข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของต่างประเทศ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะนำเสนอข้อกำหนดการเชื่อมต่อของประเทศสหรัฐอเมริกา ประเทศเยอรมนี และประเทศอิตาลี ในส่วนของปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสูงสุด ช่วงแรงดันทำงาน และ การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นส่วนที่มีผลต่อการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าและ สอดคล้องกับส่วนที่ได้นำเสนอไปในส่วนของข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยรายละเอียดของข้อกำหนดแต่ละส่วนของแต่ละประเทศ มี รายละเอียดดังนี้

4.3.1 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศสหรัฐอเมริกา

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศสหรัฐอเมริกาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะอ้างอิงตาม “มาตรฐาน IEEE 1547” [29] และ “มาตรฐาน IEEE 929” [30] ซึ่งเป็นมาตรฐาน กำหนดการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ โดยจะเป็นการ ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง และ แรงดันต่ำ ซึ่งมีระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ ตามตาราง ที่ 4.7

ตารางที่ 4.7 ระดับแรงดันไฟฟ้าปกติของระบบไฟฟ้าประเทศสหรัฐอเมริกา

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ประเภทระบบ	ระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ
แรงดันปานกลาง	ระบบจำหน่ายไฟฟ้า	12.47 ถึง 34.50 กิโลโวลต์
แรงดันต่ำ		120/240 โวลต์ 120/208 โวลต์ 277/480 โวลต์

สำหรับรายละเอียดในมาตรฐาน IEEE 1547 จะกล่าวถึงเพียงเฉพาะ ช่วงแรงดันทำงาน และ การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่านั้น ไม่ได้กล่าวถึงปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสูงสุดในแต่ละระดับแรงดันไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดในส่วนต่างๆ ดังนี้

4.3.1.1 ช่วงแรงดันทำงาน

ช่วงแรงดันทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง และ แรงดันต่ำ ของประเทศสหรัฐอเมริกา สามารถแสดงได้ด้วยช่วงเวลาการปลดวงจรสูงสุดของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถทำงานต่อเนื่องได้ที่ระดับแรงดันไฟฟ้าร้อยละ 88 ถึง 110 ของระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ และมีระยะเวลาการปลดวงจรสูงสุด ดังแสดงในตารางที่ 4.8

ตารางที่ 4.8 ระยะเวลาการปลดวงจรสูงสุดของอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าระดับแรงดันปานกลาง และ แรงดันต่ำ ตามมาตรฐาน IEEE 1547

ช่วงแรงดันไฟฟ้า (ร้อยละของแรงดันไฟฟ้าปกติ)	ระยะเวลาในการปลดวงจร (วินาที)	
	ระยะเวลาต่ำสุด	ระยะเวลาสูงสุด
$V < 45\%$	0.16	0.16
$45\% \leq V < 60\%$	1.00	11.0
$60\% \leq V < 88\%$	2.00	21.0
$88\% \leq V \leq 110\%$	ทำงานต่อเนื่อง (ไม่ปลดวงจร)	
$110\% < V < 120\%$	1.00	13.00
$V \geq 120\%$	0.16	0.16

4.3.1.2 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

การควบคุมตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ถูกกำหนดไว้ในมาตรฐาน IEEE 929 ซึ่งได้กำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ต้องสามารถควบคุมค่าตัวประกอบกำลังได้ในช่วงตั้งแต่ 0.85 นำหน้า ถึง 0.85 ตามหลัง เมื่อปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่ามากกว่าร้อยละ 10 ของพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์

4.3.2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อบรรณการจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศเยอรมนี

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อบรรณการจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศเยอรมนีในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเน้นในส่วนข้อกำหนดในส่วนของปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง ช่วงแรงดันทำงาน และ การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งข้อกำหนดการเชื่อมต่อบรรณการจำหน่ายไฟฟ้าสามารถแบ่งออกตามระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าได้เป็น 3 ระดับแรงดันไฟฟ้า โดยแรงดันไฟฟ้าปกติของระบบไฟฟ้าประเทศเยอรมนีแสดงได้ตามตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.9 ระดับแรงดันไฟฟ้าปกติของระบบไฟฟ้าประเทศเยอรมนี

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ประเภทระบบ	ระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ
แรงดันสูง (พิเศษ)	ระบบส่งไฟฟ้า	220 กิโลโวลต์ 380 กิโลโวลต์
แรงดันสูง	ระบบจำหน่ายไฟฟ้า	110 กิโลโวลต์
แรงดันปานกลาง		20 กิโลโวลต์ (ทั่วไป) 10 และ 20 กิโลโวลต์ (ส่วนน้อย)
แรงดันต่ำ		230/400 โวลต์

ทั้งนี้ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะถูกแบ่งตามระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า และมีที่มาจากเอกสารคนละชุด ซึ่งแต่ละระดับแรงดันไฟฟ้าอ้างอิงข้อกำหนดการเชื่อมต่อได้ดังนี้

ระบบแรงดันสูง : อ้างอิงข้อกำหนดการเชื่อมต่อจาก “Transmission Code 2007” [31]

ระบบแรงดันปานกลาง : อ้างอิงข้อกำหนดการเชื่อมต่อจาก “Technical Guideline for the Connection and Parallel Operation of Generators Connected to the Medium Voltage Network (BDEW)” [32]

ระบบแรงดันต่ำ : อ้างอิงข้อกำหนดการเชื่อมต่อจาก “VDE-AR-N4015:2011” [25]

จากข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศเยอรมนีทั้ง 3 ระดับแรงดันสามารถสรุปปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง ช่วงแรงดันทำงาน และการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ดังนี้

4.3.2.1 ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง

ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อของประเทศเยอรมนีสามารถแบ่งตามระดับแรงดันไฟฟ้าได้ดังนี้

ระบบแรงดันสูง : ไม่มีการกล่าวถึงปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสูงสุดในเอกสารอ้างอิง

ระบบแรงดันปานกลาง : เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่กำลังผลิตติดตั้งรวมสูงกว่า 100 กิโลโวลต์-แอมแปร์ จนถึง 10 เมกะโวลต์-แอมแปร์

ระบบแรงดันต่ำ : แบ่งปริมาณกำลังผลิตติดตั้งได้ตามรูปแบบการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังนี้

(1) ระบบ 3 เฟส เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารวมได้สูงสุด 100 กิโลโวลต์-แอมแปร์ โดยมีความต่างของกำลังการผลิตในแต่ละเฟสได้ไม่เกิน 4.6 กิโลโวลต์-แอมแปร์

(2) ระบบ 1 เฟส เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้สูงสุดไม่เกิน 13.8 กิโลโวลต์-แอมแปร์

4.3.2.2 ช่วงแรงดันทำงาน

ช่วงแรงดันทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระบบไฟฟ้าประเทศเยอรมนีสามารถแบ่งตามระดับแรงดันไฟฟ้าได้ดังนี้

ระบบแรงดันสูง : แรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วงร้อยละ 91 ถึง 112 ของแรงดันไฟฟ้าปกติ

ระบบแรงดันปานกลาง : แรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วงร้อยละ 90 ถึง 110 ของแรงดันไฟฟ้าปกติ

ระบบแรงดันต่ำ : แรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วงร้อยละ 90 ถึง 110 ของแรงดันไฟฟ้าปกติ

4.3.2.3 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

การควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า หรือ การควบคุมการจ่ายกำลังฟาร์แอกทีฟของอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สามารถแบ่งตามระดับแรงดันไฟฟ้าได้ดังนี้

ระบบแรงดันสูง : ระบบผลิตไฟฟ้าต้องสามารถควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ในช่วงระหว่าง 0.925 นำหน้า ถึง 0.925 ตามหลัง โดยใช้การควบคุมการจ่ายกำลังฟาร์แอกทีฟตามระดับแรงดันไฟฟ้า

ระบบแรงดันปานกลาง : ระบบผลิตไฟฟ้าต้องสามารถควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ในช่วงระหว่าง 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง โดยสามารถควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ด้วยคุณลักษณะดังนี้

- (1) การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้
- (2) การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่
- (3) การควบคุมค่ากำลังฟาร์แอกทีฟแบบคงที่
- (4) การควบคุมการจ่ายกำลังฟาร์แอกทีฟตามระดับแรงดันไฟฟ้า

ระบบแรงดันต่ำ : การควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะขึ้นกับพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ดังนี้

- (1) อินเวอร์เตอร์ขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าน้อยกว่า 3.68 กิโลโวลต์-แอมแปร์
 - อินเวอร์เตอร์ต้องควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ในช่วงระหว่าง 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง โดยเป็นการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่

(2) อินเวอร์เตอร์ขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าระหว่าง 3.68 ถึง 13.8 กิโลวัตต์-แอมแปร์

- อินเวอร์เตอร์ต้องควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ในช่วงระหว่าง 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง โดยสามารถควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้ เมื่ออินเวอร์เตอร์ผลิตกำลังไฟฟ้าจริงมากกว่าร้อยละ 20 ของพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์

(3) อินเวอร์เตอร์ขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้ามากกว่า 13.8 กิโลวัตต์-แอมแปร์

- อินเวอร์เตอร์ต้องควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ในช่วงระหว่าง 0.90 นำหน้า ถึง 0.90 ตามหลัง โดยสามารถควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้ เมื่ออินเวอร์เตอร์ผลิตกำลังไฟฟ้าจริงมากกว่าร้อยละ 20 ของพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์

4.3.3 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศอิตาลี

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศอิตาลีในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเน้นในส่วนข้อกำหนดในส่วนของปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง ช่วงแรงดันทำงาน และการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าสามารถแบ่งออกตามระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าได้เป็น 3 ระดับแรงดันไฟฟ้า โดยแรงดันไฟฟ้าปกติของระบบไฟฟ้าประเทศอิตาลีแสดงได้ตามตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.10 ระดับแรงดันไฟฟ้าปกติของระบบไฟฟ้าประเทศอิตาลี

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ประเภทระบบ	ระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ
แรงดันสูง (พิเศษ)	ระบบส่งไฟฟ้า	220 กิโลวัตต์ 380 กิโลวัตต์
แรงดันสูง	ระบบส่งย่อยไฟฟ้า	132 กิโลวัตต์ 150 กิโลวัตต์
แรงดันปานกลาง	ระบบจำหน่ายไฟฟ้า	15 และ 20 กิโลวัตต์ (ทั่วไป) 9 และ 23 กิโลวัตต์ (ส่วนน้อย)
แรงดันต่ำ		230/400 โวลต์

ทั้งนี้ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะถูกแบ่งตามระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า และมีที่มาจากเอกสารคนละชุด ซึ่งแต่ละระดับแรงดันไฟฟ้าอ้างอิงข้อกำหนดการเชื่อมต่อได้ดังนี้

ระบบแรงดันสูง : อ้างอิงข้อกำหนดการเชื่อมต่อจากข้อกำหนดของบริษัท Terna A68 [33]

ระบบแรงดันปานกลาง : อ้างอิงข้อกำหนดการเชื่อมต่อจากมาตรฐาน “CEI-0-16” [26]

ระบบแรงดันต่ำ : อ้างอิงข้อกำหนดการเชื่อมต่อจากมาตรฐาน “CEI-0-21” [34]

จากข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศอิตาลีทั้ง 3 ระดับแรงดันไฟฟ้าสามารถสรุปปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง ช่วงแรงดันทำงาน และการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ดังนี้

4.3.3.1 ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง

ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อของประเทศอิตาลีสามารถแบ่งตามระดับแรงดันไฟฟ้าได้ดังนี้

ระบบแรงดันสูง : เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่กำลังการผลิตติดตั้งสูงกว่า 10 เมกะวัตต์จนถึง 200 เมกะวัตต์

ระบบแรงดันปานกลาง : เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่กำลังการผลิตติดตั้งตั้งแต่ 100 กิโลวัตต์ แต่ไม่เกิน 6 เมกะวัตต์

ระบบแรงดันต่ำ : แบ่งปริมาณกำลังผลิตติดตั้งได้ตามรูปแบบการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้านี้

(1) ระบบ 3 เฟส เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ไม่เกิน 100 กิโลวัตต์

(2) ระบบ 1 เฟส เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้สูงสุดไม่เกิน 6 กิโลวัตต์

4.3.3.2 ช่วงแรงดันทำงาน

ช่วงแรงดันทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระบบไฟฟ้าประเทศอิตาลีสามารถแบ่งตามระดับแรงดันไฟฟ้าได้ดังนี้

ระบบแรงดันสูง : แรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วงร้อยละ 85 ถึง 110 ของแรงดันไฟฟ้าปกติ

ระบบแรงดันปานกลาง : แรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วงร้อยละ 85 ถึง 110 ของแรงดันไฟฟ้าปกติ

ระบบแรงดันต่ำ : แรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วงร้อยละ 85 ถึง 110 ของแรงดันไฟฟ้าปกติ

4.3.3.3 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

การควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า หรือ การควบคุมการจ่ายกำลังฟาร์แอกทีฟของ อินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สามารถแบ่งตามระดับแรงดันไฟฟ้าได้ดังนี้

ระบบแรงดันสูง : อินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต้องมีความสามารถในการจ่ายและรับกำลังฟาร์แอกทีฟได้สูงสุดที่ร้อยละ 35 ของพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ และสามารถจ่ายกำลังฟาร์แอกทีฟตามระดับแรงดันไฟฟ้าได้

ระบบแรงดันปานกลาง : อินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต้องมีความสามารถในการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในช่วง 0.90 นำหน้า ถึง 0.90 ตามหลัง เมื่ออินเวอร์เตอร์ผลิตกำลังไฟฟ้าจริงมากกว่าร้อยละ 20 ของพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ โดยสามารถควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ด้วยคุณลักษณะดังนี้

- (1) การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้
- (2) การควบคุมการจ่ายกำลังฟาร์แอกทีฟตามระดับแรงดันไฟฟ้า

ระบบแรงดันต่ำ : การควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะขึ้นกับพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ดังนี้

(1) อินเวอร์เตอร์ขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าต่ำกว่า 3 กิโลวัตต์
- อินเวอร์เตอร์ต้องควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ในช่วงระหว่าง 0.98 นำหน้า ถึง 0.98 ตามหลัง โดยเป็นการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่

(2) อินเวอร์เตอร์ขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าตั้งแต่ 3 กิโลวัตต์ แต่ไม่เกิน 6 กิโลวัตต์
- อินเวอร์เตอร์ต้องควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ในช่วงระหว่าง 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง ของพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ โดยอินเวอร์เตอร์ต้องสามารถควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามกำลังไฟฟ้าจริงได้ เมื่ออินเวอร์เตอร์ผลิตกำลังไฟฟ้าจริงมากกว่าร้อยละ 20

(3) อินเวอร์เตอร์ขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าสูงกว่า 6 กิโลวัตต์
- อินเวอร์เตอร์ต้องควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ในช่วงระหว่าง 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง ของพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ เมื่ออินเวอร์เตอร์ผลิตกำลังไฟฟ้าจริงมากกว่าร้อยละ 20 ของพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ โดยสามารถควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าได้ด้วยคุณลักษณะดังนี้

- (1) การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้
- (2) การควบคุมการจ่ายกำลังฟาร์แอกทีฟตามระดับแรงดันไฟฟ้า

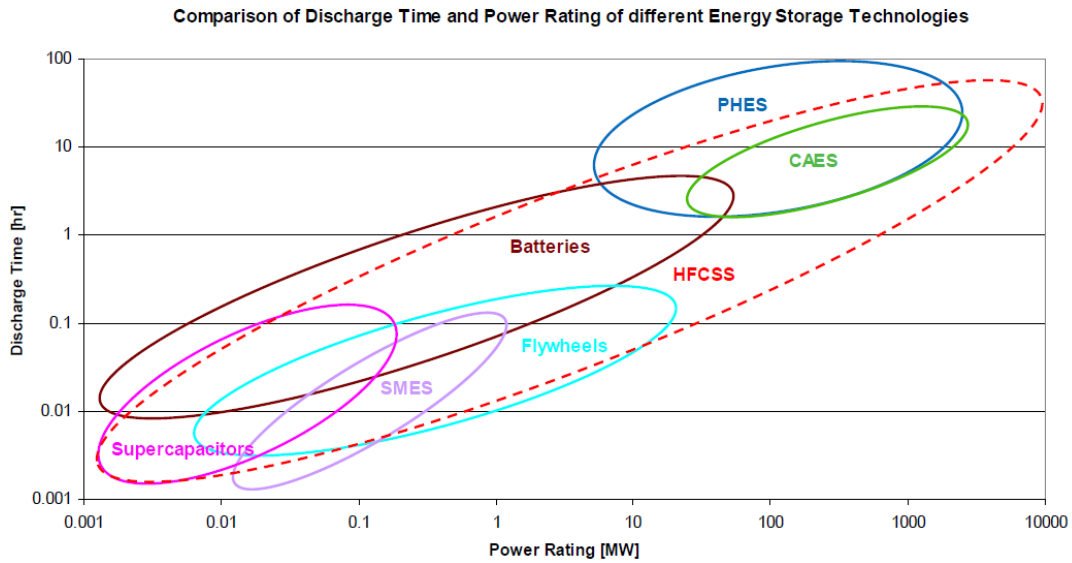
บทที่ 5

ระบบกักเก็บพลังงาน

ปัจจุบันนี้เริ่มมีการประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามากขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่งในระบบที่ใช้พลังงานหมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอนของแหล่งพลังงานสูง เช่น พลังงานลม และ พลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งมักจะเกิดปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้า และความน่าเชื่อถือในระบบไฟฟ้า ระบบกักเก็บพลังงานมีข้อดีสำคัญคือ สามารถกักเก็บพลังงานในช่วงที่มีพลังงานส่วนเกิน และสามารถนำไปใช้ในช่วงเวลาอื่นได้ โดยการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานในปัจจุบัน ได้แก่ การลดความผันผวนของการผลิตไฟฟ้าหรือความต้องการใช้ไฟฟ้าในระยะเวลายาว การจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ใช้ชะลอการพัฒนาาระบบส่งไฟฟ้า ใช้เป็นแหล่งพลังงานสำรอง และ เพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้า เป็นต้น

ในเบื้องต้นแล้วการใช้งานของระบบกักเก็บพลังงานสามารถแบ่งได้เป็น 2 รูปแบบ ตามคุณสมบัติของระบบกักเก็บพลังงานและการใช้งานเพื่อแก้ปัญหาในระบบไฟฟ้า คือ (1) การใช้งานในทางกำลังไฟฟ้า (Power Application) ซึ่งสามารถจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้าปริมาณมากได้ในช่วงเวลาสั้นๆ โดยการใช้งานประเภทนี้สามารถนำไปใช้ลดความผันผวนของกำลังไฟฟ้าที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้าโดยเฉพาะพลังงานหมุนเวียนได้ดี หรือจัดการปัญหาคุณภาพไฟฟ้าในช่วงระยะเวลายาว และ (2) การใช้งานในทางพลังงาน (Energy Application) ซึ่งสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ในช่วงระยะเวลานาน โดยการใช้งานประเภทนี้นำไปช่วยเรื่องการจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ใช้เป็นแหล่งพลังงานสำรอง หรือ สามารถนำไปใช้เพื่อควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ ตัวอย่างของประเภทระบบกักเก็บพลังงาน ตามขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าและระยะเวลาการจ่ายพลังงานสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 5.1

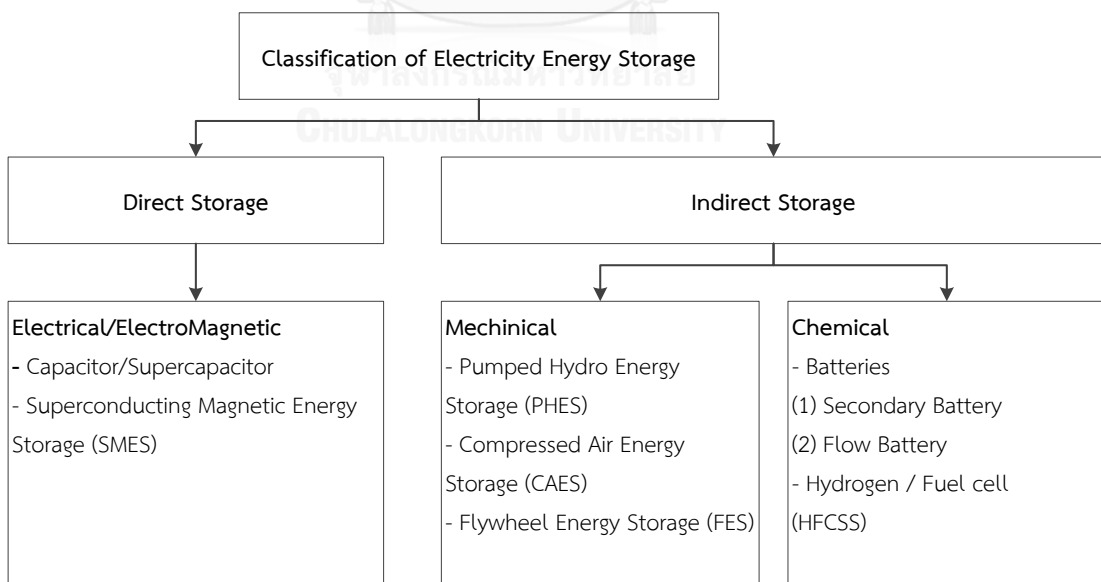
วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะเน้นการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานเพื่อการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยจะพิจารณาระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่แบบทุติยภูมิ (Secondary Battery) ซึ่งสามารถคายและอัดประจุได้หลายรอบ ทั้งนี้เนื่องจากราคาของแบตเตอรี่ในอนาคตมีแนวโน้มที่จะลดลงอย่างมาก มีความสามารถในการตอบสนองที่รวดเร็ว และสามารถสร้างให้มีความจุและพิกัดกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมกับการใช้งานในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้



รูปที่ 5.1 ประเภทระบบกักเก็บพลังงานตามขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าและระยะเวลาการจ่ายพลังงาน [35]

5.1 ประเภทของระบบกักเก็บพลังงาน

ระบบกักเก็บพลังงานที่ใช้ในระบบไฟฟ้า สามารถแยกประเภทได้ตามลักษณะการเก็บพลังงาน ซึ่งแบ่งประเภทได้เป็น ระบบกักเก็บพลังงานทางตรง (Direct Storage) และ ระบบกักเก็บพลังงานทางอ้อม (Indirect Storage) แสดงตามรูปที่ 5.2



รูปที่ 5.2 ประเภทระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าจำแนกตามลักษณะการเก็บพลังงาน [35]

5.1.1 ระบบกักเก็บพลังงานทางตรง

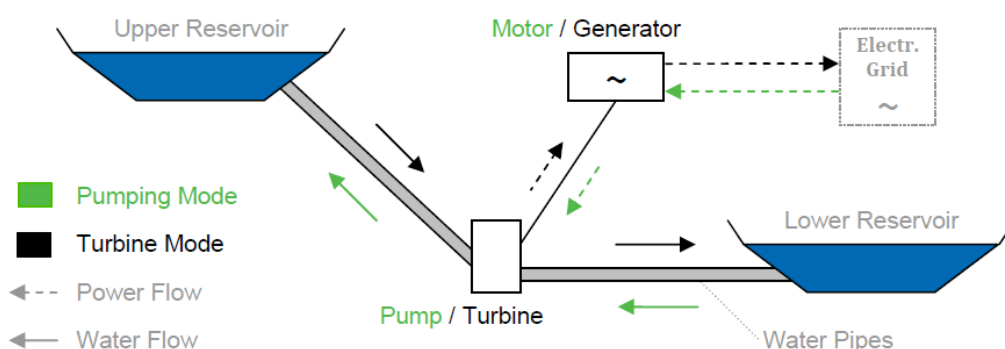
ระบบกักเก็บพลังงานทางตรง คือ ระบบกักเก็บพลังงานที่เก็บพลังงานในรูปพลังงานไฟฟ้า หรือ พลังงานแม่เหล็กไฟฟ้า ซึ่งระบบกักเก็บพลังงานประเภทนี้ ได้แก่ Supercapacitor และ Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) โดยทั่วไปแล้วระบบกักเก็บพลังงานทางตรงจะใช้สำหรับจ่ายพลังงานในช่วงเวลาสั้นๆ เนื่องจากเก็บพลังงานได้ไม่มาก และยังมีราคาแพง จึงไม่นิยมนำมาใช้มากนัก

5.1.2 ระบบกักเก็บพลังงานทางอ้อม

ระบบกักเก็บพลังงานทางอ้อม คือ ระบบกักเก็บพลังงานที่เก็บพลังงานในรูปพลังงานที่ไม่ใช่พลังงานไฟฟ้า เช่น พลังงานทางกล หรือ พลังงานเคมี ระบบกักเก็บพลังงานทางอ้อมเป็นที่นิยมใช้งานมากกว่าระบบกักเก็บพลังงานทางตรง และระบบกักเก็บพลังงานทางอ้อมบางประเภทจะเป็นเทคโนโลยีที่ใช้มานานแล้ว เช่น ระบบกักเก็บพลังงานจากการสูบน้ำ และ แบตเตอรี่ เป็นต้น โดยประเภทและการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานทางอ้อม สามารถอธิบายได้ดังนี้

5.1.2.1 ระบบกักเก็บพลังงานจากการสูบน้ำ

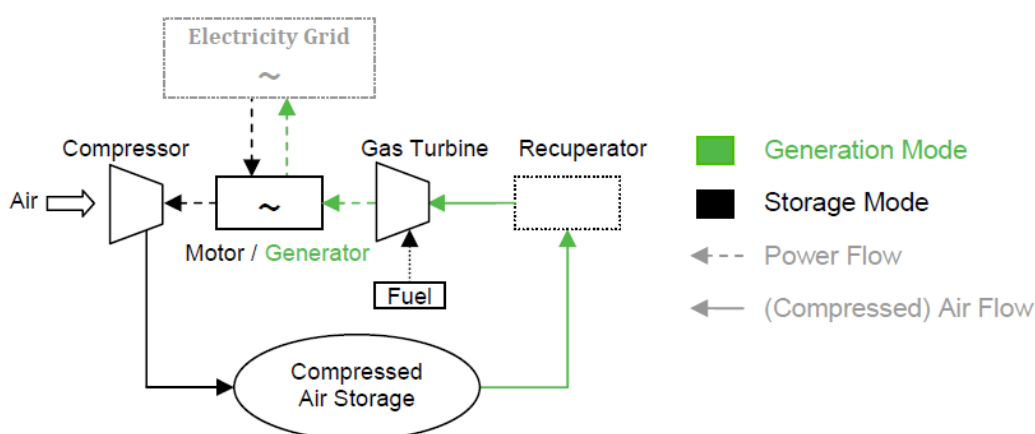
ระบบกักเก็บพลังงานจากการสูบน้ำ (Pumped Hydro Energy Storage, PHES) เป็นระบบที่สามารถเก็บพลังงานในปริมาณมากและทำงานต่อเนื่องได้เป็นระยะเวลานาน หลักการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานจากการสูบน้ำ คือ ใช้น้ำที่เก็บอยู่ในแหล่งกักเก็บน้ำส่วนบนที่มีพลังงานศักย์สูงปล่อยให้ไหลจากแหล่งกักเก็บน้ำส่วนบนไปยังแหล่งกักเก็บน้ำส่วนล่างผ่านกังหันผลิตไฟฟ้าเพื่อเปลี่ยนพลังงานศักย์ในน้ำเป็นพลังงานจลน์ และเปลี่ยนพลังงานจลน์ที่ผ่านกังหันผลิตไฟฟ้าไปเป็นพลังงานไฟฟ้า ในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าต่ำจะมีการสูบน้ำขึ้นไปเก็บไว้ในแหล่งกักเก็บน้ำส่วนบน เพื่อรอใช้เป็นแหล่งพลังงานสำรองในการผลิตไฟฟ้าในช่วงต่อไป (ในส่วนของ การสูบน้ำจะถือว่าเป็นโหลดในระบบไฟฟ้า) โดยการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานจากการสูบน้ำแสดงตามรูปที่ 5.3



รูปที่ 5.3 การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานจากการสูบน้ำ [35]

5.1.2.2 ระบบกักเก็บพลังงานจากการอัดอากาศ

ระบบกักเก็บพลังงานจากการอัดอากาศ (Compressed Air Energy Storage, CAES) เป็นระบบกักเก็บพลังงานที่ใช้พลังงานไฟฟ้าในการดูดอากาศเข้ามากักเก็บไว้ในถังเก็บแก๊สความดันสูง เมื่อต้องการผลิตพลังงานไฟฟ้า แก๊สความดันสูงจะถูกออกจากถังเก็บแก๊ส และถูกเพิ่มความร้อนโดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพื่อเพิ่มพลังงานจลน์ในโมเลกุลแก๊สก่อนเข้าสู่กังหันผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จากนั้นจึงจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ เนื่องจากระบบกักเก็บพลังงานจากการอัดอากาศต้องใช้พลังงานฟอสซิล จึงไม่นับเป็นแหล่งกักเก็บพลังงานสะอาด โครงสร้างการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานจากการอัดอากาศแสดงตามรูปที่ 5.4



รูปที่ 5.4 โครงสร้างการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานจากการอัดอากาศ [35]

5.1.2.3 ระบบกักเก็บพลังงานจากการหมุน

ระบบกักเก็บพลังงานจากการหมุน (Flywheel Energy Storage, FES) จะเก็บพลังงานในรูปแบบของพลังงานจลน์ซึ่งเป็นการหมุนตลับลูกปืนในท่อสุญญากาศ โดยส่วนที่เป็นแกนหมุนจะถูกเร่งความเร็วด้วยมอเตอร์ไฟฟ้าจนถึงความเร็วสูงสุดซึ่งเป็นจุดที่แกนหมุนสะสมพลังงานไว้เต็มที่แล้ว การจ่ายพลังงานให้ระบบไฟฟ้ามอเตอร์ที่ใช้เพิ่มความเร็วจะถูกเปลี่ยนการใช้งานให้เป็นโหมดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้าแทนทำให้ความเร็วของแกนหมุนที่สะสมไว้ลดลง

5.1.2.4 เซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจน

เซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจน (Hydrogen Fuel Cells) เป็นเซลล์ไฟฟ้าเคมีชนิดหนึ่งคล้ายแบตเตอรี่ เซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจนสามารถผลิตไฟฟ้าด้วยสารตั้งต้นคือแก๊สไฮโดรเจน และ แก๊สออกซิเจน โดยในเซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจนจะประกอบด้วยขั้วไฟฟ้า 2 ขั้ว คือ ขั้วแอโนด (Anode) และขั้วแคโทด (Cathode) ซึ่งขั้วไฟฟ้าทั้งสองจะถูกคั่นด้วยสารละลายตัวนำไฟฟ้า (Electrolyte)

โดยขั้วแอโนดจะแยกสารตั้งต้น คือ ไฮโดรเจน ออกเป็นไฮโดรเจนประจุบวก และอิเล็กตรอน โดยประจุบวกของไฮโดรเจนจะวิ่งผ่านสารละลายตัวนำไฟฟ้าไปรวมกับแก๊สออกซิเจน เกิดเป็นน้ำกับความร้อน ส่วนอิเล็กตรอนของไฮโดรเจนจะวิ่งผ่านวงจรไฟฟ้าที่ต่อกับขั้วแอโนดและขั้วแคโทดเกิดเป็นกระแสไฟฟ้าขึ้น แต่เนื่องจากแก๊สไฮโดรเจนมีความหนาแน่นต่ำจึงจำเป็นต้องสร้างถังเก็บแก๊สไฮโดรเจนที่ความดันสูงสำหรับใช้เป็นสารตั้งต้นในรูปของเหลว ซึ่งในส่วนนี้ทำให้การใช้สร้างระบบกักเก็บพลังงานจากเซลล์เชื้อเพลิงมีราคาสูง

5.1.2.5 แบตเตอรี่

แบตเตอรี่ (Batteries) เป็นแหล่งกักเก็บพลังงานที่ใช้แปลงพลังงานระหว่างพลังงานเคมีกับพลังงานไฟฟ้า โดยแบตเตอรี่ที่ใช้ในระบบไฟฟ้ากำลังจะเป็นแบตเตอรี่แบบทุติยภูมิ คือ แบตเตอรี่ที่เมื่อคายประจุออกไปแล้วสามารถอัดประจุกลับซ้ำใหม่อีกครั้งได้ โดยการรับไฟฟ้ากระแสตรงจากภายนอกเข้าแบตเตอรี่ เนื่องจากแบตเตอรี่สามารถสร้างเป็นระบบกักเก็บพลังงานที่มีค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าที่กว้างรวมถึงสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าในระยะเวลานานๆ จนถึงระยะเวลานาน ทำให้แบตเตอรี่มีความยืดหยุ่นในการนำไปใช้งานกับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยประเภทของแบตเตอรี่ที่นิยมนำมาใช้งานในระบบไฟฟ้าได้แก่แบตเตอรี่ดังต่อไปนี้

(1) แบตเตอรี่ชนิดกรดตะกั่ว (Lead-acid Battery, PbSO₄)

แบตเตอรี่ชนิดกรดตะกั่วเป็นแบตเตอรี่ชนิดแรกที่สามารถอัดประจุใหม่ได้ โดยใช้แท่งตะกั่วเป็นขั้วไฟฟ้าและใช้กรดซัลฟิวริกเป็นสารละลายตัวนำไฟฟ้า แบตเตอรี่ชนิดนี้เป็นแบตเตอรี่ที่นิยมใช้เนื่องจากราคาไม่แพง แต่ว่ามีข้อจำกัดหลายอย่าง เช่น ประจุพลังงานได้ช้า ไม่สามารถจ่ายพลังงานได้เท่ากับขนาดของแบตเตอรี่ มีอายุการใช้งานสั้น และมีความหนาแน่นของพลังงานต่ำ เป็นต้น นอกจากนี้ยังมีปัญหาเรื่องการกำจัดสารเคมีที่เป็นพิษจากเซลล์แบตเตอรี่หลังจากแบตเตอรี่หมดอายุการใช้งานแล้ว

(2) แบตเตอรี่ชนิดนิกเกิล-แคดเมียม (Nickel-Cadmium Battery, NiCd)

แบตเตอรี่ชนิดนิกเกิล-แคดเมียมเป็นแบตเตอรี่ที่ขั้วบวกทำมาจากนิกเกิลออกไซด์ไฮดรอกไซด์ (Nickel Oxyhydroxide) และขั้วลบทำมาจากโลหะแคดเมียม (Cadmium) แบตเตอรี่ชนิดนี้มีแรงดันไฟฟ้าขาออกอยู่ที่ประมาณ 1.2 โวลต์ มีอายุการใช้งานและประสิทธิภาพดีกว่าแบตเตอรี่ชนิดอื่นที่ขนาดเดียวกัน ข้อดีของแบตเตอรี่ชนิดนี้คือมีอัตราการคายประจุได้สูง (จ่ายกำลังไฟฟ้าได้มากในช่วงเวลาสั้นๆ) แบตเตอรี่ชนิดนี้มีราคาสูงกว่าแบตเตอรี่ชนิดกรดตะกั่ว และมีการคายประจุออกด้วยตัวเองสูงกว่าแบตเตอรี่ชนิดกรดตะกั่ว นอกจากนี้ยังมีปัญหาเรื่อง Memory Effect เมื่อแบตเตอรี่ถูกใช้งานจนกระทั่งแรงดันไฟฟ้าที่ขั้วลดลงและไม่ได้มีการอัดประจุเป็นระยะเวลานาน แบตเตอรี่จะจดจำ

ค่าแรงดันไฟฟ้าที่สถานะนั้นเป็นค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดใหม่ ทำให้ความจุของแบตเตอรี่มีค่าลดลงอย่างมาก ดังนั้นการใช้งานแบตเตอรี่ชนิดนี้จะต้องมีการควบคุมการอัดและคายประจุที่เหมาะสมเพื่อยืดอายุการใช้งานของแบตเตอรี่

(3) แบตเตอรี่ชนิดลิเทียม-ไอออน (Lithium-ion Battery, Li-ion)

แบตเตอรี่ชนิดลิเทียม-ไอออนมักถูกนำไปใช้งานในอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์แบบพกพา แต่ในปัจจุบันเริ่มถูกนำมาใช้งานในด้านอื่นมากขึ้น เนื่องจากแบตเตอรี่ชนิดนี้มีความหนาแน่นของพลังงานสูงกว่าแบตเตอรี่ชนิดอื่น มีอัตราการคายประจุด้วยตัวเองต่ำ และมีแรงดันไฟฟ้าขาออกที่ขั้วแบตเตอรี่สูง อย่างไรก็ตามแบตเตอรี่ชนิดนี้ยังมีราคาสูงอยู่ และมีข้อควรระวังเรื่องอุณหภูมิขณะอัดประจุและการอัดประจุเกินขนาด

(4) แบตเตอรี่ชนิดโซเดียม-ซัลเฟอร์ (Sodium-Sulfur Battery : NaS)

แบตเตอรี่ชนิดนี้สามารถใช้งานได้หลายด้านเมื่อใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงานในระบบไฟฟ้า แบตเตอรี่ชนิดนี้แตกต่างจากแบตเตอรี่ชนิดอื่นเนื่องจากไม่มีขั้วไฟฟ้าที่เป็นของแข็ง แต่ขั้วไฟฟ้าของแบตเตอรี่ชนิดนี้จะอยู่ในรูปสารประกอบในสถานะของเหลว ข้อดีของแบตเตอรี่ชนิดโซเดียม-ซัลเฟอร์คือ มีความหนาแน่นพลังงานสูง อายุการใช้งานนาน และมีประสิทธิภาพในการอัดและคายประจุดี ส่วนข้อเสียของแบตเตอรี่ชนิดนี้คือ แบตเตอรี่ทำงานที่อุณหภูมิสูงมาก

(5) แบตเตอรี่ชนิดใช้การไหลของสารเคมี (Flow Battery)

แบตเตอรี่ชนิดนี้ใช้สารละลายตัวนำไฟฟ้าในการแปลงเป็นพลังงานไฟฟ้า โดยทั่วไปแล้วสารละลายตัวนำไฟฟ้าจะถูกเก็บไว้ในถังเก็บโดยเฉพาะ และจะถูกสูบเข้าสู่เซลล์ผลิตไฟฟ้า หรือรีแอกเตอร์ (Reactor) เพื่อแปลงเป็นพลังงานไฟฟ้า การอัดประจุแบตเตอรี่ประเภทนี้สามารถทำได้โดยการแทนที่ของสารละลายตัวนำไฟฟ้า ข้อดีของแบตเตอรี่ชนิดนี้คือ สามารถทำงานได้รวดเร็ว เนื่องจากไม่ต้องการปรับสมดุลของประจุจากการอัดประจุเกินขนาด ส่วนข้อเสียของแบตเตอรี่ชนิดนี้คือ ความยุ่งยากเนื่องจากต้องใช้อุปกรณ์หลายอย่าง เช่น เซนเซอร์ หน่วยควบคุม เครื่องสูบน้ำ และถังเก็บสารละลายตัวนำไฟฟ้า เป็นต้น ตัวอย่างของแบตเตอรี่ชนิดใช้การไหลของสารเคมี ได้แก่ วานาเดียมรีดอกซ์ (Vanadium Redox) และ ซิงก์โบรไมน์ (Zinc-Bromine)

ข้อดีและข้อเสียของระบบกักเก็บพลังงานประเภทต่างๆ แสดงได้ตามตารางที่ 5.1 และตัวอย่างการใช้งานระบบแบตเตอรี่ในประเทศต่างๆ แสดงได้ตามตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.1 ข้อดีและข้อเสียของระบบกักเก็บพลังงานประเภทต่างๆ [35, 36]

ประเภทของระบบกักเก็บพลังงาน	ข้อดี	ข้อเสีย
ระบบกักเก็บพลังงานจากการสูบน้ำ	<ul style="list-style-type: none"> - ความจุพลังงานสูง - อายุการใช้งานนาน 	<ul style="list-style-type: none"> - ต้องใช้พื้นที่ในการสร้างมาก - ปัญหาจากการสร้างเขื่อนสำหรับเก็บน้ำ
ระบบกักเก็บพลังงานจากการอัดอากาศ	<ul style="list-style-type: none"> - ความจุพลังงานสูง - ราคาถูก 	<ul style="list-style-type: none"> - ต้องใช้พื้นที่ในการสร้างมาก - ต้องใช้เชื้อเพลิงจากพลังงานฟอสซิล - คาร์บอนไดออกไซด์จากการเผาเชื้อเพลิงฟอสซิลในชั้นบรรยากาศ
ระบบกักเก็บพลังงานจากการหมุน	<ul style="list-style-type: none"> - ประสิทธิภาพการแปลงพลังงานสูง - ความหนาแน่นของกำลังสูง 	<ul style="list-style-type: none"> - ความหนาแน่นของพลังงานต่ำ
เซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจน	<ul style="list-style-type: none"> - ขนาดความจุพลังงานสูง - จ่ายพลังงานได้เป็นระยะเวลานานโดยขึ้นกับปริมาณสารตั้งต้น 	<ul style="list-style-type: none"> - ประสิทธิภาพการแปลงพลังงานต่ำ - ราคาสูง
แบตเตอรี่	<ul style="list-style-type: none"> - มีความยืดหยุ่นของคุณสมบัติทางไฟฟ้าตามประเภทของแบตเตอรี่ - ทำงานได้ครอบคลุมการใช้งานทางด้านกำลังไฟฟ้า และพลังงาน 	<ul style="list-style-type: none"> - อายุการใช้งานน้อยกว่าระบบกักเก็บพลังงานประเภทอื่น - การจัดการปัญหาเรื่องสารเคมี หรือ โลหะหนัก หลังจากหมดอายุการใช้งาน

ตารางที่ 5.2 ตัวอย่างขนาดแบตเตอรี่ที่ใช้ในแต่ละประเทศและลักษณะการใช้งาน [36]

ประเทศ	ประเภทแบตเตอรี่	พิกัดกำลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ความจุของแบตเตอรี่ (เมกะวัตต์ ชั่วโมง)	ลักษณะการใช้งาน
ญี่ปุ่น	โซเดียม-ซัลเฟอร์	34	238	ใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม
	วานาเดียมรีดอกซ์	3	0.8	ลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด
จีน	ลิเทียม-ไอออน	20	36	ใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม
สหรัฐอเมริกา (นิวยอร์ก)	โซเดียม-ซัลเฟอร์	1.2	6.5	ปรับช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้า
ออสเตรเลีย (แทสแมเนีย)	วานาเดียมรีดอกซ์	0.2	0.8	ปรับกำลังการผลิตในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม

5.2 พารามิเตอร์สำคัญที่เกี่ยวข้องกับแบตเตอรี่

ในส่วนนี้จะเน้นอธิบายค่าพารามิเตอร์หลักทั่วไปที่ใช้ในการพิจารณาการใช้งานแบตเตอรี่ โดยค่าพารามิเตอร์ของแบตเตอรี่จะเป็นตัวบ่งบอกความสามารถในการทำงานและการใช้งานของแบตเตอรี่ ซึ่งพารามิเตอร์ของแบตเตอรี่ ได้แก่

- (1) ค่าความจุ (Capacity)
- (2) ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Rated Power)
- (3) ค่าพิกัดแรงดันไฟฟ้า (Rated Voltage)
- (4) ค่าพิกัดกระแสไฟฟ้า (Rated Current)
- (5) แรงดันไฟฟ้ายุติการทำงาน (Cut-off Voltage)
- (6) ค่าพลังงานจำเพาะ (Specific Energy)
- (7) ค่ากำลังไฟฟ้าจำเพาะ (Specific Power)
- (8) ค่าความหนาแน่นของพลังงาน (Energy Density)

- (9) ค่าความหนาแน่นของกำลังไฟฟ้า (Power Density)
- (10) ความต้านทานภายในของแบตเตอรี่ (Internal Resistance)
- (11) ระดับสถานะของประจุ (State of Charge, SOC)
- (12) ค่าความสามารถในการคายประจุ (Depth of Discharge, DOD)
- (13) ซี-เรต (C-Rate)
- (14) จำนวนรอบอายุของแบตเตอรี่ (Life Cycle)
- (15) ประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ (Battery Efficiency)

โดย ความหมายและการใช้งานของพารามิเตอร์ต่างๆ สามารถแบ่งกลุ่มได้ดังนี้

- พารามิเตอร์ที่ (1) ถึง (5) จะเป็นพารามิเตอร์ที่บอกพิกัดการทำงานของแบตเตอรี่
- พารามิเตอร์ที่ (6) ถึง (9) เป็นอัตราส่วนของความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้า และพลังงานไฟฟ้าต่อมวล หรือ ปริมาตรของแบตเตอรี่
- พารามิเตอร์ (10) ถึง (11) เป็นพารามิเตอร์ที่มีการเปลี่ยนแปลงเมื่อแบตเตอรี่ทำงาน
- พารามิเตอร์ที่ (12) ถึง (15) เป็นพารามิเตอร์ที่ใช้อธิบายความสามารถในการทำงานของแบตเตอรี่

สำหรับในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาส่วนที่เกี่ยวข้องกับขนาดของแบตเตอรี่เท่านั้น ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาพารามิเตอร์เพียงบางค่าเท่านั้น โดยจะอธิบายในส่วนถัดไป

5.2.1 ความจุ

ความจุของแบตเตอรี่ (Capacity) เป็นค่าที่บอกความสามารถของปริมาณประจุหรือปริมาณพลังงานที่แบตเตอรี่สามารถเก็บไว้ได้ โดยค่าที่บ่งบอกถึงความจุของแบตเตอรี่ที่นิยมใช้มีอยู่ 2 หน่วย คือ (1) ความจุในหน่วยแอมแปร์-ชั่วโมง (Ampere-hour Capacity, Ah) และ (2) ความจุในหน่วยวัตต์-ชั่วโมง (Watt-hour Capacity, Wh) โดยความสัมพันธ์ระหว่างความจุในหน่วยแอมแปร์-ชั่วโมง กับ ความจุในหน่วยวัตต์-ชั่วโมง แสดงได้ตามสมการที่ (5.1)

$$E_{batt-rated,Wh} = E_{batt-rated,Ah} V_{batt-rated} \quad (5.1)$$

โดยที่	$E_{batt-rated,Wh}$	คือ ความจุของแบตเตอรี่ในหน่วยวัตต์-ชั่วโมง (Wh)
	$E_{batt-rated,Ah}$	คือ ความจุของแบตเตอรี่ในหน่วยแอมแปร์-ชั่วโมง (Ah)
	$V_{batt-rated}$	คือ พิกัดแรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่ (V)

5.2.2 ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าสูงสุด

พิกัดกำลังสูงสุดของแบตเตอรี่ (Rated Power) หมายถึง ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่แบตเตอรี่สามารถรับหรือจ่ายได้

5.2.3 ระดับสถานะของประจุ

ระดับสถานะของประจุ (State of Charge, SOC) เป็นค่าที่บอกถึงสถานะของพลังงานที่เหลืออยู่ของแบตเตอรี่เทียบกับขนาดความจุของแบตเตอรี่ โดยระดับสถานะประจุสามารถหาได้จากสมการที่ (5.2)

$$SOC(t) = SOC(t_0) + \Delta SOC(t) \quad (5.2)$$

เมื่อ

$$\Delta SOC(t) = \frac{\int_{t_0}^t P(\tau) d\tau}{E_{batt,Wh}} = \frac{1}{E_{batt,Ah}} \int_{t_0}^t i(\tau) d\tau \quad (5.3)$$

โดยที่	$SOC(t)$	คือ สถานะพลังงานของแบตเตอรี่ที่เวลา t
	$\Delta SOC(t)$	คือ การเปลี่ยนแปลงสถานะพลังงานของแบตเตอรี่จากเวลา t_0 ถึง t
	$P(\tau)$	คือ ค่ากำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ที่เวลา τ
	$i(\tau)$	คือ ค่ากระแสไฟฟ้าที่ใช้ในการอัดประจุแบตเตอรี่ที่เวลา τ
	t_0	คือ เวลาที่เริ่มอัดหรือคายประจุแบตเตอรี่

5.2.4 ค่าความสามารถในการคายประจุ

ค่าความสามารถในการคายประจุ (Depth of Discharge, DOD) เป็นค่าที่บอกความสามารถในการจ่ายประจุหรือปริมาณพลังงานที่แบตเตอรี่สามารถจ่ายพลังงานได้เทียบกับขนาดความจุของแบตเตอรี่ โดยบอกเป็นร้อยละของขนาดแบตเตอรี่ สำหรับแบตเตอรี่แบบ Deep-Cycle จะมีค่า DOD ที่ร้อยละ 80 ขึ้นไป

5.2.5 ประสิทธิภาพของแบตเตอรี่

ประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ (Battery Efficiency) หมายถึง ประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานและกำลังไฟฟ้าเข้าหรือออกจากแบตเตอรี่ ซึ่งประกอบด้วยประสิทธิภาพการแปลงพลังงานของตัวแบตเตอรี่เอง และ ประสิทธิภาพในการแปลงกำลังไฟฟ้าจากอินเวอร์เตอร์

5.3 การหาขนาดแบตเตอรี่สำหรับใช้ลดปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การหาขนาดแบตเตอรี่ที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะพิจารณาการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในปริมาณมากในระบบจำหน่ายไฟฟ้าระดับแรงดันปานกลาง โดยจะละเอียดแบบจำลองภายในของเซลล์แสงอาทิตย์ แต่จะพิจารณาจากข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าจริงที่บันทึกได้จาก ชั้น 20 อาคารเจริญวิศวกรรม คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ซึ่งได้รวมผลของค่าความเข้มแสงอาทิตย์ และ อุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์ ไว้แล้ว โดยจะเลือกใช้ข้อมูลกำลังไฟฟ้าขาออกที่สามารถผลิตได้มากที่สุดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละจุดเวลาในช่วงระยะเวลา 1 ปี เพื่อนำมาใช้ศึกษาในกรณีเลวร้ายที่สุดในการหาขนาดแบตเตอรี่ที่สามารถช่วยควบคุมแรงดันไฟฟ้าเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลางที่มีลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าประเภท 1.2 หรือ ประเภทบ้านพักอาศัยที่ใช้พลังงานไฟฟ้ามากกว่า 150 หน่วยต่อเดือน โดยอ้างอิงลักษณะการใช้ไฟฟ้าจากข้อมูลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2558 ทั้งนี้การหาขนาดแบตเตอรี่จะใช้การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า ตามที่ได้อธิบายไว้ในบทที่ 3 ร่วมกับโปรแกรมเชิงกำลังสอง เพื่อที่จะหาค่ากำลังไฟฟ้าต่ำสุดที่แบตเตอรี่ใช้ควบคุมแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในขอบเขตที่กำหนดในแต่ละจุดเวลา โดยพิจารณาการวิเคราะห์ราย 15 นาที เป็นระยะเวลา 1 วัน ด้วยโปรแกรม MATLAB

5.3.1 โปรแกรมเชิงกำลังสองสำหรับหาค่ากำลังไฟฟ้าที่ต่ำที่สุดของแบตเตอรี่

โปรแกรม MATLAB ประกอบด้วยโปรแกรมสำเร็จรูปสำหรับใช้ในหาค่าที่ต่ำที่สุดของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่อยู่ในรูปของสมการกำลังสอง (Quadratic Function) หรือที่เรียกว่าโปรแกรมเชิงกำลังสอง (Quadratic Programming) ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำมาประยุกต์ใช้ในการหาค่ากำลังไฟฟ้าที่ต่ำที่สุดในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้อยู่ในขอบเขตที่ต้องการได้ โดยสมการทั่วไปของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และ เงื่อนไข สามารถแสดงได้ดังนี้

$$\begin{aligned} &\text{ฟังก์ชันวัตถุประสงค์} && \min_{\mathbf{x}} F(\mathbf{x}) \\ \text{เมื่อ} &&& F(\mathbf{x}) = \frac{1}{2} \mathbf{x}^T \mathbf{H} \mathbf{x} + \mathbf{f}^T \mathbf{x} \end{aligned} \quad (5.4)$$

โดยที่ \mathbf{x} คือ เวกเตอร์ตัวแปรอิสระที่ต้องการหาค่าต่ำที่สุด
 \mathbf{H} คือ เมทริกซ์สมมาตรแสดงสัมประสิทธิ์ของพจน์กำลังสองของตัวแปรเป้าหมาย
 \mathbf{f} คือ เวกเตอร์หลักแสดงสัมประสิทธิ์เชิงเส้นของตัวแปรเป้าหมาย

โดยสามารถวิเคราะห์เงื่อนไขได้ดังต่อไปนี้

เงื่อนไขการไม่เท่ากัน $\mathbf{Ax} \leq \mathbf{b}$ (5.5)

เงื่อนไขการเท่ากัน $\mathbf{A}_{eq} \mathbf{x} = \mathbf{b}_{eq}$ (5.6)

เงื่อนไขขอบเขต $\mathbf{l}_b \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{u}_b$ (5.7)

โดยที่	A	คือ เมทริกซ์สัมประสิทธิ์ของระบบสมการเชิงเส้น
	b	คือ เวกเตอร์หลักแสดงค่าคงที่สูงสุดของอสมการเชิงเส้น
	A_{eq}	คือ เมทริกซ์สัมประสิทธิ์ของระบบสมการเชิงเส้น
	b_{eq}	คือ เวกเตอร์หลักแสดงค่าคงที่ของสมการเชิงเส้น
	l_b	คือ ค่าขอบเขตล่างของเวกเตอร์ตัวแปรอิสระ x
	u_b	คือ ค่าขอบเขตบนของเวกเตอร์ตัวแปรอิสระ x

จากตัวแปรในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า สามารถเขียนฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในรูปของกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ เมื่อตัวแปรที่ต้องการหาคือค่ากำลังไฟฟ้าที่ต่ำสุดของแบตเตอรี่ที่เวลา t ได้ตามสมการที่ (5.8)

$$\mathbf{x} = \mathbf{P}_{batt}(t) \quad (5.8)$$

สามารถเขียนฟังก์ชันวัตถุประสงค์ได้ดังนี้

ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ $\min_{\mathbf{P}_{batt}(t)} \|\mathbf{P}_{batt}(t)\|^2$

โดยที่ $\mathbf{P}_{batt}(t)$ คือ ค่ากำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ที่ใช้ในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่เวลา t

และสามารถเขียนเงื่อนไขของแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ณ เวลา t ได้ด้วยเงื่อนไขขอบเขตดังสมการที่ (5.9)

$$|\mathbf{V}_{min}| \leq |\mathbf{V}(t)| \leq |\mathbf{V}_{max}| \quad (5.9)$$

โดยที่	$ \mathbf{V}(t) $	คือ เวกเตอร์ของขนาดแรงดันไฟฟ้าของ PQ บัส ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
	$ \mathbf{V}_{min} $	คือ เวกเตอร์ของขนาดแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดที่เป็นเกณฑ์ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
	$ \mathbf{V}_{max} $	คือ เวกเตอร์ของขนาดแรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่เป็นเกณฑ์ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

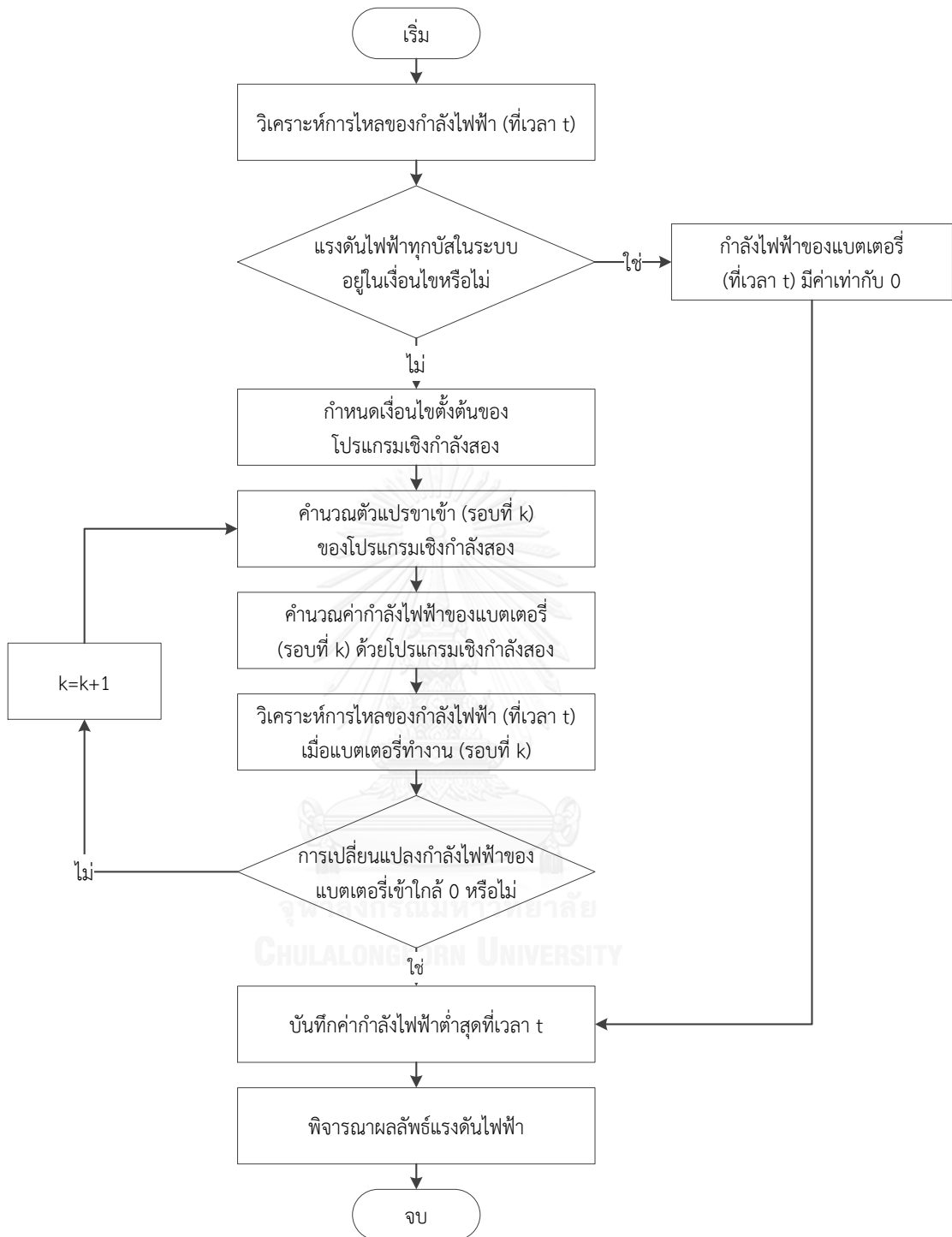
จากการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า สามารถเขียนเงื่อนไขของแรงดันไฟฟ้าในรูปของกำลังไฟฟ้าจากแบตเตอรี่ที่สถานะใดๆ ได้ดังสมการที่ (5.10)

$$\begin{bmatrix} \mathbf{K}_{\text{batt},k}(\mathbf{t}) \\ -\mathbf{K}_{\text{batt},k}(\mathbf{t}) \end{bmatrix} \mathbf{P}_{\text{batt},k+1}(\mathbf{t}) \leq \begin{bmatrix} \mathbf{K}_{\text{batt},k}(\mathbf{t})\mathbf{P}_{\text{batt},k}(\mathbf{t}) + |\mathbf{V}_{\text{max}}| - |\mathbf{V}_k(\mathbf{t})| \\ -\mathbf{K}_{\text{batt},k}(\mathbf{t})\mathbf{P}_{\text{batt},k}(\mathbf{t}) - |\mathbf{V}_{\text{min}}| + |\mathbf{V}_k(\mathbf{t})| \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

โดยที่ $\mathbf{K}_{\text{batt},k}(\mathbf{t})$ คือ อินเวอร์สของจาโคเบียนเมทริกซ์ในการคำนวณรอบที่ k
 $\mathbf{P}_{\text{batt},k}(\mathbf{t})$ คือ กำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่จากการคำนวณรอบที่ k

หมายเหตุ การคำนวณกำลังไฟฟ้าต่ำสุดจะเริ่มต้นด้วยการกำหนดให้กำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ที่ทุกเวลาไม่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้า ($\mathbf{P}_{\text{batt},k=1}(\mathbf{t}) = 0$) และแรงดันไฟฟ้าในรอบการคำนวณเริ่มต้น ($|\mathbf{V}_{k=1}(\mathbf{t})|$) คือ แรงดันไฟฟ้าที่ PQ บัส จากการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าในกรณีที่แบตเตอรี่ไม่จ่ายกำลังไฟฟ้า

โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาการติดตั้งระบบแบตเตอรี่เพียงแค่ 1 ระบบเท่านั้น โดยมีมุมมองว่าการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้ลงทุนระบบแบตเตอรี่เพื่อใช้ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าทั้งระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเอง อย่างไรก็ตาม เนื่องจากการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้ามีส่วนของการประมาณเชิงเส้น (Linearization) ด้วยอนุกรมเทเลอร์ ซึ่งการคำนวณค่าที่ถูกต้องจำเป็นต้องทำด้วยวิธี Iterative Method ดังนั้นการหาค่ากำลังไฟฟ้าน้อยที่สุดที่ต้องการจึงจำเป็นต้องใช้วิธี Iterative Method เช่นเดียวกัน ส่งผลให้การคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ที่แต่ละเวลา จำเป็นต้องอัปเดตสถานะ (State) ตัวแปรการคำนวณที่เวลาเดิม โดยใช้ผลการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะก่อนที่แบตเตอรี่จะทำงานเป็นสถานะเริ่มต้น (Initial State) เพื่อให้ผลที่คำนวณได้จากโปรแกรมเชิงกำลังสองคู่เข้าสู่คำตอบที่ถูกต้อง ซึ่งสามารถแสดงวิธีการหาค่าต่ำสุดของกำลังไฟฟ้าจากระบบแบตเตอรี่ ณ เวลา t ได้ตามแผนผังดังรูปที่ 5.5



รูปที่ 5.5 แผนผังแสดงการหาค่ากำลังไฟฟ้าที่ต่ำที่สุดของแบตเตอรี่ที่แต่ละจุดเวลา

การคำนวณกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะคำนวณที่เวลาราย 15 นาที โดยพิจารณาการคำนวณเป็นระยะเวลา 1 วัน ดังนั้น การคำนวณกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่จะมีผลลัพธ์การคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ทั้งหมด 96 ค่า เมื่อได้ผลลัพธ์การคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าที่ระบบแบตเตอรี่จำเป็นต้องจ่ายหรือรับในระยะเวลา 1 วัน แล้ว จึงนำผลลัพธ์ที่ได้มาวิเคราะห์ขนาดของระบบแบตเตอรี่ที่ใช้ควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ใน 1 วัน โดยสามารถคำนวณค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าและค่าความจุของแบตเตอรี่ได้ดังนี้

5.3.2 ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่

ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่จะเลือกจากค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดจากผลลัพธ์ที่คำนวณได้จากโปรแกรมเชิงกำลังสองสำหรับหาค่ากำลังไฟฟ้าที่ต่ำที่สุดของแบตเตอรี่แต่ละตำแหน่งในระยะเวลา 1 วัน ดังแสดงในสมการที่ (5.11)

$$P_{batt-rated,i} = \max P_{batt,i}(t) \quad (5.11)$$

เมื่อ

$$P_{batt,i}(t) \in \mathbf{P}_{batt}(\mathbf{t})$$

โดยที่ $P_{batt-rated,i}$ คือ พิกัดกำลังของแบตเตอรี่ระบบที่ i

$P_{batt,i}(t)$ คือ กำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ระบบที่ i ที่เวลา t

5.3.3 ค่าความจุของแบตเตอรี่

ค่าความจุของแบตเตอรี่ (เฉพาะช่วงการทำงานในขอบเขตของ DOD) จะเลือกจากค่าพลังงานสูงสุดที่สะสมในแบตเตอรี่จากผลลัพธ์ที่คำนวณได้จากโปรแกรมเชิงกำลังสองสำหรับหาค่ากำลังไฟฟ้าที่ต่ำที่สุดของแบตเตอรี่ในระยะเวลา 1 วัน ดังแสดงในสมการที่ (5.12) โดยหาค่าพลังงานไฟฟ้าที่สะสมในแบตเตอรี่ที่เวลาต่างๆ สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (5.14)

$$E_{batt-rated,i} = \max E_{batt,i}(t) \quad (5.12)$$

เมื่อ

$$E_{batt,i}(t) \in \mathbf{E}_{batt}(\mathbf{t})$$

และ

$$\mathbf{E}_{batt}(\mathbf{t}) = \begin{bmatrix} E_{batt,1}(t) \\ \vdots \\ E_{batt,p}(t) \end{bmatrix} \quad (5.13)$$

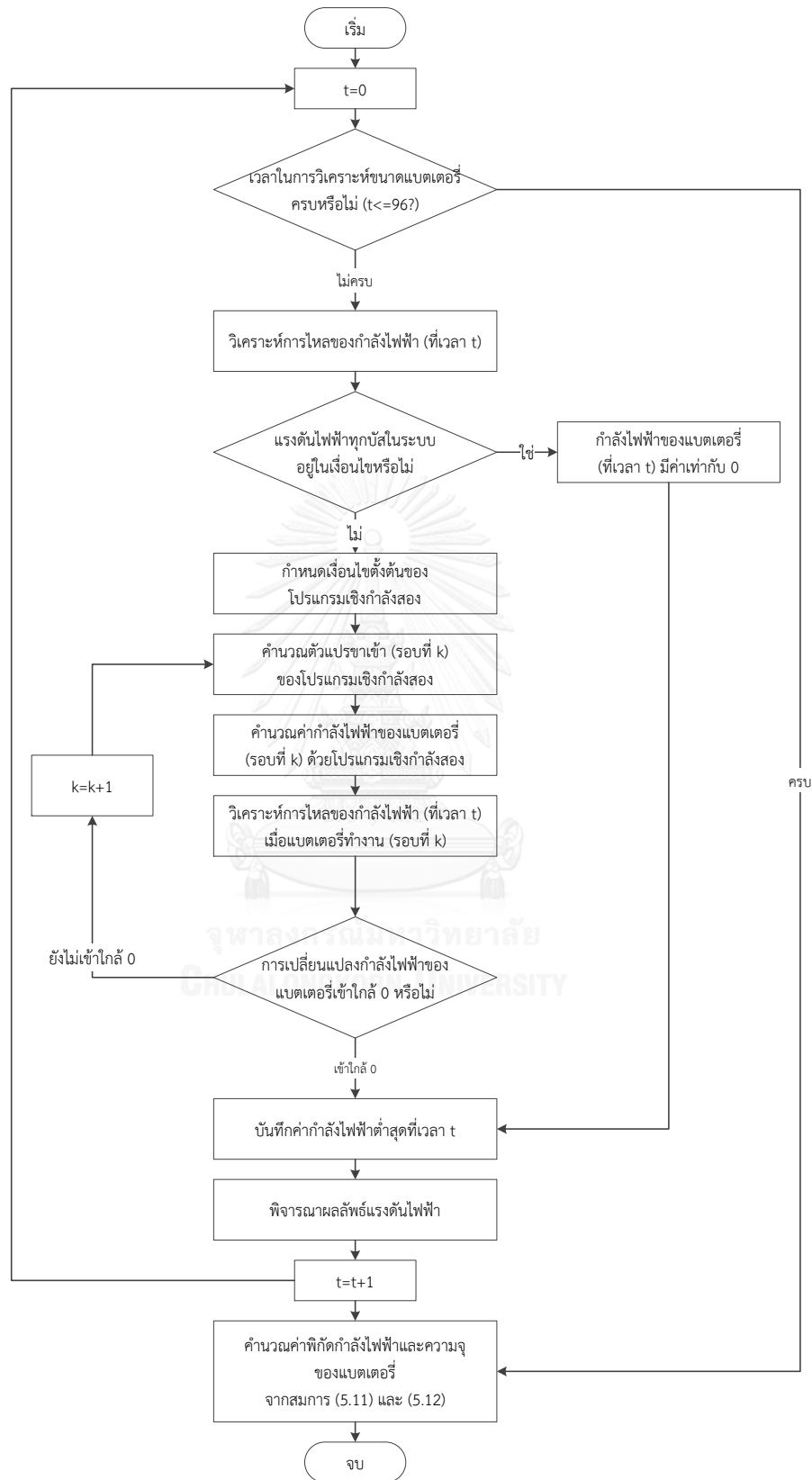
$$E_{batt,i}(t) = E_{batt,i}(t_0) + \sum_{T=t_0}^t P_{batt,i}(T)(\Delta t) \quad (5.14)$$

โดยที่	$E_{batt-rated,i}$	คือ ความจุของแบตเตอรี่ระบบที่ i
	$E_{batt,i}(t)$	คือ พลังงานไฟฟ้าที่สะสมในแบตเตอรี่ที่เวลา t
	$E_{batt,i}(t_0)$	คือ พลังงานเริ่มต้นของแบตเตอรี่
	p	คือ จำนวนระบบแบตเตอรี่ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
	$P_{batt,i}(T)$	คือ กำลังไฟฟ้าจากแบตเตอรี่ระบบที่ i ที่เวลา T
	Δt	คือ ระยะเวลาในการใช้แบตเตอรี่ในแต่ละช่วง (ชั่วโมง)
	t_0	คือ เวลาเริ่มต้นในการใช้งานแบตเตอรี่

โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้ค่าพลังงานเริ่มต้นที่สะสมในแบตเตอรี่มีค่าเท่ากับ 0 ($E_{batt,i}(t_0) = 0$) และช่วงเวลาใช้แบตเตอรี่มีระยะเวลาช่วงละ 15 นาที ($\Delta t = 0.25$)

วิธีการหาค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าและขนาดความจุของแบตเตอรี่สามารถแสดงขั้นตอนได้ตามแผนผังดังรูปที่ 5.6





รูปที่ 5.6 แผนผังแสดงการหาค่าขนาดแบตเตอรี่ใน 1 วัน

5.4 การจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบแบตเตอรี่ในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด

การใช้งานระบบแบตเตอรี่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีการใช้งานในการลดความผันผวนของการผลิตไฟฟ้า ปรับลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด หรือใช้เป็นแหล่งพลังงานสำรอง ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะแบ่งการจ่ายและรับกำลังไฟฟ้าของระบบแบตเตอรี่ออกเป็น 2 ส่วน คือ (1) พิจารณาการจ่ายและรับกำลังไฟฟ้าตามการข้อกำหนดการควบคุมแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง และ (2) พิจารณาการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบแบตเตอรี่เพื่อลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งเกิดในช่วงเวลากลางคืน ด้วยขนาดแบตเตอรี่ที่หามาจากผลการทดสอบ โดยจะพิจารณาการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบแบตเตอรี่ตามสัดส่วนความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลากลางคืน โดยสามารถแสดงการจ่ายกำลังไฟฟ้าแต่ละเวลาได้ตามสมการ (5.15)

$$P_{batt,i}(t) = P_{dis-avg} \frac{\sum_{i=1}^N P_{Load,i}(t)}{\sum_{T=t_0}^{T=t_n} \sum_{i=1}^N P_{Load,i}(T)} \quad (5.15)$$

เมื่อ

$$P_{dis-avg} = \frac{E_{batt,i}(t_0)}{T_{discharge}} \quad (5.16)$$

และมีเงื่อนไข

$$P_{batt,i}(t) \leq P_{batt-rated,i} \quad (5.17)$$

โดยที่	$P_{batt,i}(t)$	คือ กำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ระบบที่ i ที่เวลา t
	$P_{dis-avg}$	คือ ค่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่แบตเตอรี่จ่ายในช่วงเวลาที่กำหนด
	$P_{Load,i}$	คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าตำแหน่งที่ i ในระบบไฟฟ้า
	N	คือ จำนวนจุดโหลดไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า
	t_0	คือ เวลาเริ่มต้นที่แบตเตอรี่จ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงเวลาที่กำหนด
	t_n	คือ เวลาสุดท้ายที่แบตเตอรี่จ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงเวลาที่กำหนด
	$T_{discharge}$	คือ เวลารวมที่กำหนดให้แบตเตอรี่จ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงเวลาที่กำหนด

กรณีที่กำลังไฟฟ้าที่แบตเตอรี่จ่ายในแต่ละช่วงเวลากินจากพิกัดกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ แบตเตอรี่จะถูกจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าไว้ที่ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า และจะมีการแบ่งกำลังไฟฟ้าในช่วงดังกล่าวไปเพิ่มในช่วงเวลาที่แบตเตอรี่ยังจ่ายกำลังไฟฟ้าไม่ถึงค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าด้วยอัตราส่วนของการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่แบตเตอรี่สามารถจ่ายเพิ่มได้จนถึงค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า ตามสมการที่ (5.18)

$$\Delta P_{batt,i}(t) = \frac{P_{margin,i}(t)}{\sum_{T=t_0}^{T=t_n} P_{margin,i}(T)} \sum_{T=t_0}^{T=t_n} P_{over,i}(T) \quad (5.18)$$

$$\text{และ} \quad P_{margin,i}(t) = \begin{cases} 0 & , P_{batt,i} \geq P_{batt-rated,i} \\ P_{batt-rated} - P_{batt,i}(t) & , P_{batt,i} < P_{batt-rated,i} \end{cases} \quad (5.19)$$

$$\text{และมีเงื่อนไข} \quad P_{over,i}(t) = \begin{cases} 0 & , P_{batt,i} \leq P_{batt-rated,i} \\ P_{batt,i} - P_{batt-rated} & , P_{batt,i} > P_{batt-rated,i} \end{cases} \quad (5.20)$$

โดยที่ $P_{margin,i}(t)$ คือ กำลังไฟฟ้าที่แบตเตอรี่ระบบที่ i สามารถจ่ายเพิ่มได้สูงสุดที่เวลา t

$P_{over,i}(t)$ คือ ค่ากำลังไฟฟ้าที่แบตเตอรี่ระบบที่ i จ่ายเกินจากค่าพิกัดที่เวลา t

หมายเหตุ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดช่วงเวลาในการจ่ายกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่เพื่อลดค่าความต้องการสูงสุดเป็นช่วงเวลา 5 ชั่วโมง ($T_{discharge} = 5$) ในช่วงเวลา 18.00 น. ถึง 23.00 น. โดยค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดจะเกิดที่เวลา 20.00 น.

5.5 ดัชนีประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอดัชนีอย่างง่ายที่ช่วยในการชี้วัดความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยดัชนีที่ชี้วัดความเหมาะสมในการติดตั้งระบบแบตเตอรี่แบ่งออกเป็น 2 ดัชนี คือ (1) ดัชนีทางด้านกำลังไฟฟ้า และ (2) ดัชนีทางด้านพลังงานไฟฟ้า

5.5.1 ดัชนีทางด้านกำลังไฟฟ้า

ดัชนีประเมินความเหมาะสมด้านกำลังไฟฟ้า จะเกี่ยวเนื่องกับขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ กับ กำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดังแสดงในสมการที่ (5.21)

$$P_{index} = \frac{\sum_{i=1}^p P_{batt,i}}{n \sum_{m=1}^n P_{PV,m}} \quad (5.21)$$

โดยที่ P_{index} คือ ดัชนีทางด้านกำลังไฟฟ้า
 $P_{batt,i}$ คือ ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ระบบที่ i
 $P_{PV,m}$ คือ กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ระบบที่ m
 p คือ จำนวนระบบแบตเตอรี่ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
 n คือ จำนวนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในระบบไฟฟ้า

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้กำหนดเกณฑ์ประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่สำหรับดัชนีทางด้านกำลังไฟฟ้าไว้ที่ค่าไม่เกิน 0.8 โดยใช้สมมติฐานว่าการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบแบตเตอรี่ต้องมีขนาดต่ำกว่าค่ากำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจาก หากระบบแบตเตอรี่มีขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้ามากกว่าหรือใกล้เคียงกับกำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หมายความว่า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นๆ สามารถก่อผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินได้โดยง่าย หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งคือระบบจำหน่ายไฟฟ้าระบบนั้นใกล้ถึงขีดจำกัดด้านแรงดันไฟฟ้าก่อนการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมในระบบไฟฟ้า

5.5.2 ดัชนีทางด้านพลังงานไฟฟ้า

ดัชนีประเมินความเหมาะสมด้านพลังงานไฟฟ้า จะเกี่ยวเนื่องกับขนาดความจุของแบตเตอรี่กับการผลิตพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ใน 1 วัน ดังแสดงในสมการที่ (5.22)

$$E_{index} = \frac{\sum_{i=1}^p E_{batt,i}}{\sum_{m=1}^n E_{PV,m}} \quad (5.22)$$

โดยที่	E_{index}	คือ ดัชนีทางพลังงานไฟฟ้า
	$E_{batt,i}$	คือ ความจุไฟฟ้าของแบตเตอรี่ระบบที่ i
	$E_{PV,m}$	คือ พลังงานสูงสุดที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ระบบที่ m สามารถผลิตได้
	p	คือ จำนวนระบบแบตเตอรี่ที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
	n	คือ จำนวนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในระบบไฟฟ้า

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ตั้งเกณฑ์ประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่สำหรับดัชนีทางด้านพลังงานไฟฟ้าไว้ที่ค่าไม่เกิน 0.9 โดยใช้สมมติฐานว่าความจุใช้งานหรือความสามารถในการรับหรือคายประจุของระบบแบตเตอรี่จะมีค่าอยู่เพียงประมาณร้อยละ 80 ของความจุจริงของระบบแบตเตอรี่ ซึ่งค่าดัชนีทางด้านพลังงานไฟฟ้านี้สะท้อนถึงพลังงานที่ระบบแบตเตอรี่เก็บจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ถ้าหากดัชนีประเมินความเหมาะสมมีค่าสูงกว่าเกณฑ์ข้างต้น หมายความว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าระบบนั้นใกล้ถึงขีดจำกัดด้านแรงดันไฟฟ้าก่อนติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมในระบบไฟฟ้า

ทั้งนี้การประเมินความเหมาะสมขนาดแบตเตอรี่ต้องพิจารณาดัชนีชี้วัดทั้งสองดัชนี เนื่องจากขนาดแบตเตอรี่นั้นมีมิติการติดตั้งได้ทั้งในเชิงกำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้า ซึ่งจำเป็นต้องมีความเหมาะสมทั้งสองด้าน อย่างไรก็ตามการหาขนาดแบตเตอรี่ และการประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่ ในกรณีศึกษาต่างๆ จะแสดงไว้ในส่วนของผลการทดสอบในบทที่ 6 ต่อไป



บทที่ 6

แบบจำลองการทดสอบ ทัศนศึกษา และ ผลการทดสอบ

ในบทที่ 5 ได้กล่าวถึงวิธีการหาขนาดแบตเตอรี่ที่เล็กที่สุดที่ใช้ควบคุมแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในข้อกำหนดของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายไปแล้ว ในบทนี้จะแสดงการจำลองการทดสอบติดตั้งระบบแบตเตอรี่เพื่อช่วยควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งได้จำลองทัศนศึกษาต่างๆ เอาไว้ โดยผลการทดสอบจะแสดงขนาดที่เล็กที่สุดของแบตเตอรี่ที่ใช้ควบคุมแรงดันไฟฟ้าตามขอบเขตที่กำหนด ดัชนีประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่ และผลการจำลองการนำแบตเตอรี่ไปใช้ลดความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในทัศนศึกษาต่างๆ โดยแบบจำลองการทดสอบ ทัศนศึกษา และผลการทดสอบ จะแสดงโดยละเอียดในหัวข้อถัดไป

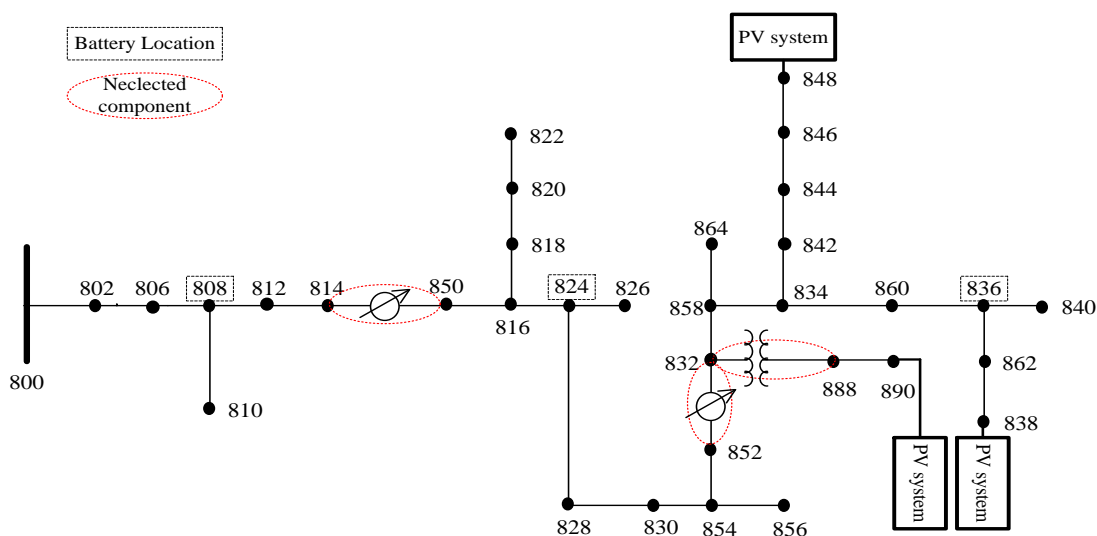
6.1 แบบจำลองการทดสอบ

แบบจำลองการทดสอบในส่วนนี้จะอธิบายถึงข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบการหาขนาดของแบตเตอรี่ที่ใช้ในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่ออยู่ รวมถึงเหตุผลในการเลือกข้อมูลเหล่านี้มาใช้ โดยข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ ประกอบด้วย 4 ส่วน คือ

- (1) ระบบทดสอบ
- (2) ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบทดสอบ
- (3) ตำแหน่งติดตั้ง และ กำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- (4) ตำแหน่งติดตั้งระบบแบตเตอรี่

6.1.1 ระบบทดสอบ

ระบบที่ใช้ทดสอบในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ใช้ระบบทดสอบที่ปรับปรุงจากระบบ IEEE 34-node test feeder ซึ่งแสดงแผนภาพเส้นเดียว (Single Line Diagram) ได้ดังรูปที่ 6.1



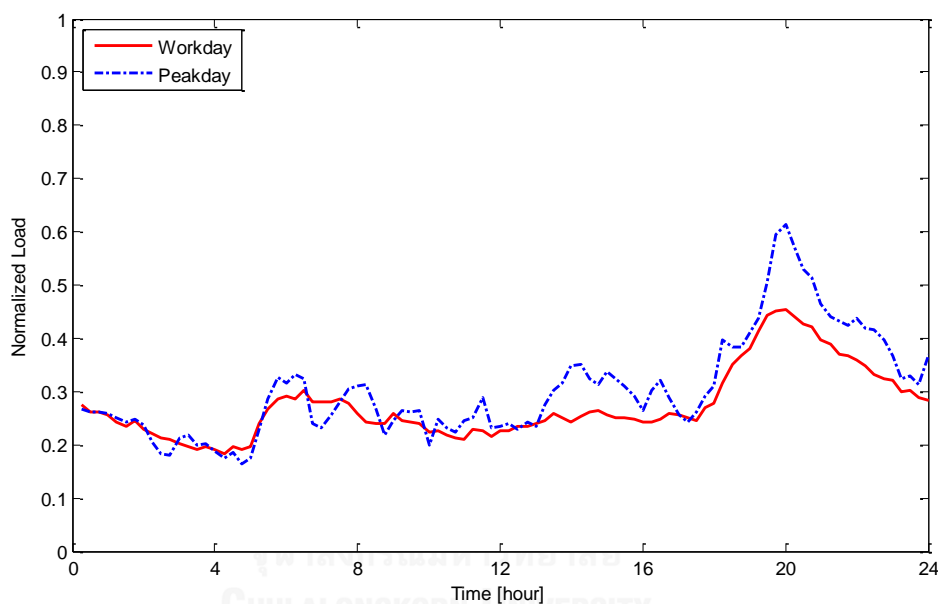
รูปที่ 6.1 ระบบทดสอบที่ปรับปรุงจาก IEEE 34-node test feeder [37]

โดยระบบทดสอบนี้เป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าในระดับแรงดันปานกลาง จากรัฐแอริโซนา ประเทศสหรัฐอเมริกา มีลักษณะโครงสร้างเป็นแบบเรเดียล มีระดับแรงดันไฟฟ้าปกติอยู่ที่ 24.9 กิโลโวลต์ ซึ่งใกล้เคียงกับระดับแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในประเทศไทย โดยระบบทดสอบมีหม้อแปลงสถานีไฟฟ้าย่อยขนาด 2,500 กิโลโวลต์-แอมแปร์ และมีอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้า เช่น อุปกรณ์ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าแบบขั้น และตัวเก็บประจุ อย่างไรก็ตามการทดสอบในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะละเลยอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าเหล่านี้ เนื่องจากต้องการทดสอบผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าที่เกิดจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เท่านั้น และจะแก้ปัญหาด้านแรงดันไฟฟ้าเกินโดยการติดตั้งระบบแบตเตอรี่แบบ 3 เฟส จำนวน 1 ระบบ รวมถึงพิจารณา ระบบทดสอบในรูปแบบระบบไฟฟ้าแบบ 3 เฟสสมดุล เพื่อให้การทดสอบไม่มีความซับซ้อนมากเกินไป

6.1.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบทดสอบ

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบทดสอบถูกจำลองให้มีลักษณะการใช้ไฟฟ้าราย 15 นาที เป็นระยะเวลา 1 วัน ตามข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านพักอาศัย ขนาดมากกว่า 150 หน่วยต่อเดือน โดยอ้างอิงข้อมูลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคใน ปี พ.ศ. 2558 โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเลือกใช้ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าในเดือนกุมภาพันธ์ ซึ่งเป็นเดือนที่มีหน่วยใช้ไฟฟ้าต่ำที่สุดในช่วงเวลา 6.00 น. ถึง 18.00 น. โดยสาเหตุที่เลือกพิจารณาในช่วงเวลานี้ เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ในช่วงเวลาดังกล่าว และสาเหตุที่เลือกลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่มีหน่วยใช้ไฟฟ้าต่ำสุด เนื่องจากการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะส่งผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าสูงที่สุด

ทั้งนี้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเลือกลักษณะการใช้ไฟฟ้ารายวันมาใช้ 2 รูปแบบ คือ (1) ข้อมูลจากกลุ่มวันทำงาน และ (2) ข้อมูลจากวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด โดยเป็นข้อมูลจากเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2558 เปรียบเทียบกับข้อมูลวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปี พ.ศ. 2558 (เดือนกันยายน) ดังแสดงในรูปที่ 6.2 โดยข้อมูลความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในปี พ.ศ. 2558 จะถูกปรับให้เป็นความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของระบบทดสอบ IEEE 34-node test feeder ซึ่งมีค่ากำลังไฟฟ้าไฟฟ้าจริงรวม 1,769 กิโลวัตต์ และ ค่ากำลังไฟฟ้าวาร์แอกทีฟรวม 1,044 กิโลวาร์ โดยค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่แต่ละตำแหน่งในระบบทดสอบแสดงได้ดังตารางที่ 6.1 (สำหรับการเลือกใช้ข้อมูลทั้งสองรูปแบบจะมีการให้เหตุผลไว้ในส่วนของกรณีศึกษา)



รูปที่ 6.2 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านพักอาศัยขนาดมากกว่า 150 หน่วยต่อเดือน เทียบกับวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปี พ.ศ. 2558

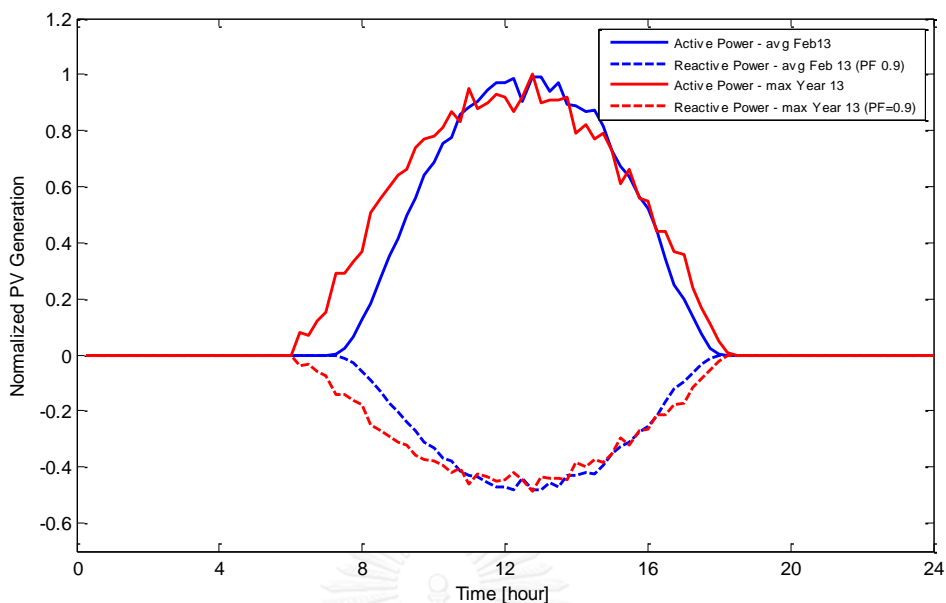
ตารางที่ 6.1 ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่แต่ละตำแหน่งในระบบทดสอบ

ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่แต่ละตำแหน่งในระบบทดสอบ					
บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์)	กำลังไฟฟ้าวาร์แอกทีฟ (กิโลวาร์)	บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์)	กำลังไฟฟ้าวาร์แอกทีฟ (กิโลวาร์)
806	55	29	838	28	14
810	16	8	840	67	41
820	34	17	844	414	320
822	135	70	846	45	23

ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่แต่ละตำแหน่งในระบบทดสอบ					
บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์)	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (กิโลวาร์)	บัส	กำลังไฟฟ้าจริง (กิโลวัตต์)	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ (กิโลวาร์)
824	5	2	848	83	59
826	40	20	856	4	2
828	4	2	858	15	7
830	52	23	860	206	121
834	32	17	864	2	1
836	82	43	890	450	225

6.1.3 ตำแหน่งติดตั้ง และ กำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การทดสอบจะจำลองการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 3 ระบบ โดยจะจำลองกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้ง 3 ระบบ มีค่าเท่ากัน และเลือกตำแหน่งติดตั้งที่ปลายสายจำหน่าย คือ ที่บัส 836, 848 และ 890 ดังที่แสดงในรูปที่ 6.1 ทั้งนี้ที่เลือกการติดตั้งที่ตำแหน่งปลายสายเนื่องจากมีผลรวมอินพีแดนซ์จากสถานีไฟฟ้าย่อยจนถึงตำแหน่งจุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าสูงที่สุด ซึ่งจะทำให้การผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ส่งผลกระทบต่อกรเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้ามากที่สุดเช่นกัน ตามที่ได้กล่าวไว้ ส่วนของหลักการพื้นฐานเกี่ยวกับแรงดันไฟฟ้าในบทที่ 3 โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะจำลองกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากข้อมูลการตรวจวัดราย 15 นาที ในปี พ.ศ. 2556 จากชั้น 20 อาคารเจริญวิศวกรรม คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย แสดงได้ดังรูปที่ 6.3 โดยจะเลือกใช้ข้อมูลค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้าจริงจากการตรวจวัดราย 15 นาที ในเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2556 สำหรับใช้ทดสอบในกรณีศึกษากลุ่มที่ 1 และ ข้อมูลกำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดราย 15 นาที ในปี พ.ศ. 2556 เพื่อใช้เป็นกรณีเลวร้ายที่สุดในกรณีศึกษากลุ่มที่ 2 รวมถึงจะพิจารณาการจำลองการช่วยชดเชยกำลังไฟฟารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วย โดยให้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชดเชยกำลังไฟฟารีแอกทีฟแบบตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่ ที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 0.9 นำหน้า (ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์รับกำลังไฟฟารีแอกทีฟจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า) ตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพื่อช่วยควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทั้งนี้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะละเลยกำลังไฟฟ้าสูญเสียในส่วนของอินเวอร์เตอร์ หรือกล่าวคือ จะพิจารณาค่าประสิทธิภาพการแปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับของอินเวอร์เตอร์เป็น 1



รูปที่ 6.3 กำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบค่าเฉลี่ยในเดือนกุมภาพันธ์ และแบบค่าสูงสุดในปี พ.ศ. 2556

6.1.4 ตำแหน่งติดตั้งระบบแบตเตอรี่

การทดสอบในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะติดตั้งระบบแบตเตอรี่แบบ 3 เฟส ในระบบทดสอบเพียง 1 ระบบ เท่านั้น โดยมีมุมมองว่าการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นเจ้าของระบบแบตเตอรี่ เพื่อใช้ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า รวมถึงเพื่อให้ระบบไฟฟ้าสามารถรองรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้สูงกว่าข้อกำหนดการเชื่อมต่อเดิมที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ระบุไว้ ทั้งนี้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะเลือกตำแหน่งติดตั้งระบบแบตเตอรี่ที่บัสที่มีสายจำหน่ายย่อย โดยทดสอบการติดตั้งระบบแบตเตอรี่ 3 ตำแหน่ง เพื่อวิเคราะห์ขนาดแบตเตอรี่ต่อตำแหน่งติดตั้งระบบแบตเตอรี่ โดยพิจารณาตำแหน่งการติดตั้งระบบแบตเตอรี่ทั้ง 3 ตำแหน่ง คือ

- (1) ตำแหน่งต้นทางของระบบ ที่บัส 808
- (2) ตำแหน่งกลางระบบ ที่บัส 824
- (3) ตำแหน่งปลายระบบ ที่บัส 836

6.2 กรณีศึกษา และ ผลการทดสอบ

กรณีศึกษาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะแบ่งออกเป็น 2 กลุ่มกรณีศึกษา โดยในแต่ละกรณีศึกษาจะมีกรณีศึกษาย่อยลงไปอีก ซึ่งกรณีศึกษาทั้ง 2 กลุ่ม จะใช้การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าราย 15 นาที เป็นระยะเวลา 1 วัน ด้วยโปรแกรม MATLAB และกรณีศึกษาทั้ง 2 กลุ่ม มีวัตถุประสงค์ของการทดสอบทั้งในส่วนที่เหมือนกันและส่วนที่ต่างกัน โดยวัตถุประสงค์ที่เหมือนกัน คือ ศึกษาขนาดแบตเตอรี่ต่อตำแหน่งติดตั้งระบบแบตเตอรี่ประกอบการช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และส่วนที่แตกต่างกัน คือ การศึกษาผลของรูปแบบข้อมูลวันที่ใช้ไฟฟ้า การเปลี่ยนแปลงกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และระดับแรงดันไฟฟ้าที่ต้องการควบคุม ซึ่งรายละเอียดของกรณีศึกษาทั้ง 2 กลุ่มสามารถแสดงได้ดังนี้

6.2.1 กรณีศึกษากลุ่มที่ 1

ในกรณีศึกษากลุ่มที่ 1 นี้ จะศึกษาขนาดแบตเตอรี่ต่อตำแหน่งติดตั้งระบบแบตเตอรี่ประกอบการช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รวมถึงพิจารณาผลของรูปแบบวันข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าในเดือนที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำที่สุดในช่วงเวลา 6.00 น. ถึง 18.00 น. โดยศึกษาจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 3 ระบบ ที่มีกำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4 เมกะวัตต์ (ระบบละ 800 กิโลวัตต์) ซึ่งจำลองกำลังการผลิตตามข้อมูลค่าเฉลี่ยกำลังการผลิตในเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2556 ดังที่แสดงไว้ในรูปที่ 6.3 และใช้เกณฑ์การควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้มีค่าในช่วง 0.88 p.u. ถึง 1.10 p.u. ตามข้อกำหนดของมาตรฐาน IEEE 1547 [29] ในระบบทดสอบที่ปรับปรุงจากระบบ IEEE 34-node test feeder ซึ่งจำลองลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าแบบบ้านพักอาศัยขนาดมากกว่า 150 หน่วยต่อเดือน ตามรูปที่ 6.2 โดยที่กรณีศึกษาในกลุ่มที่ 1 จะมีตัวแปรที่สามารถปรับค่าได้ 3 ตัวแปร คือ

- (1) รูปแบบวันของลักษณะการใช้ไฟฟ้า
- (2) ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- (3) ตำแหน่งติดตั้งระบบแบตเตอรี่

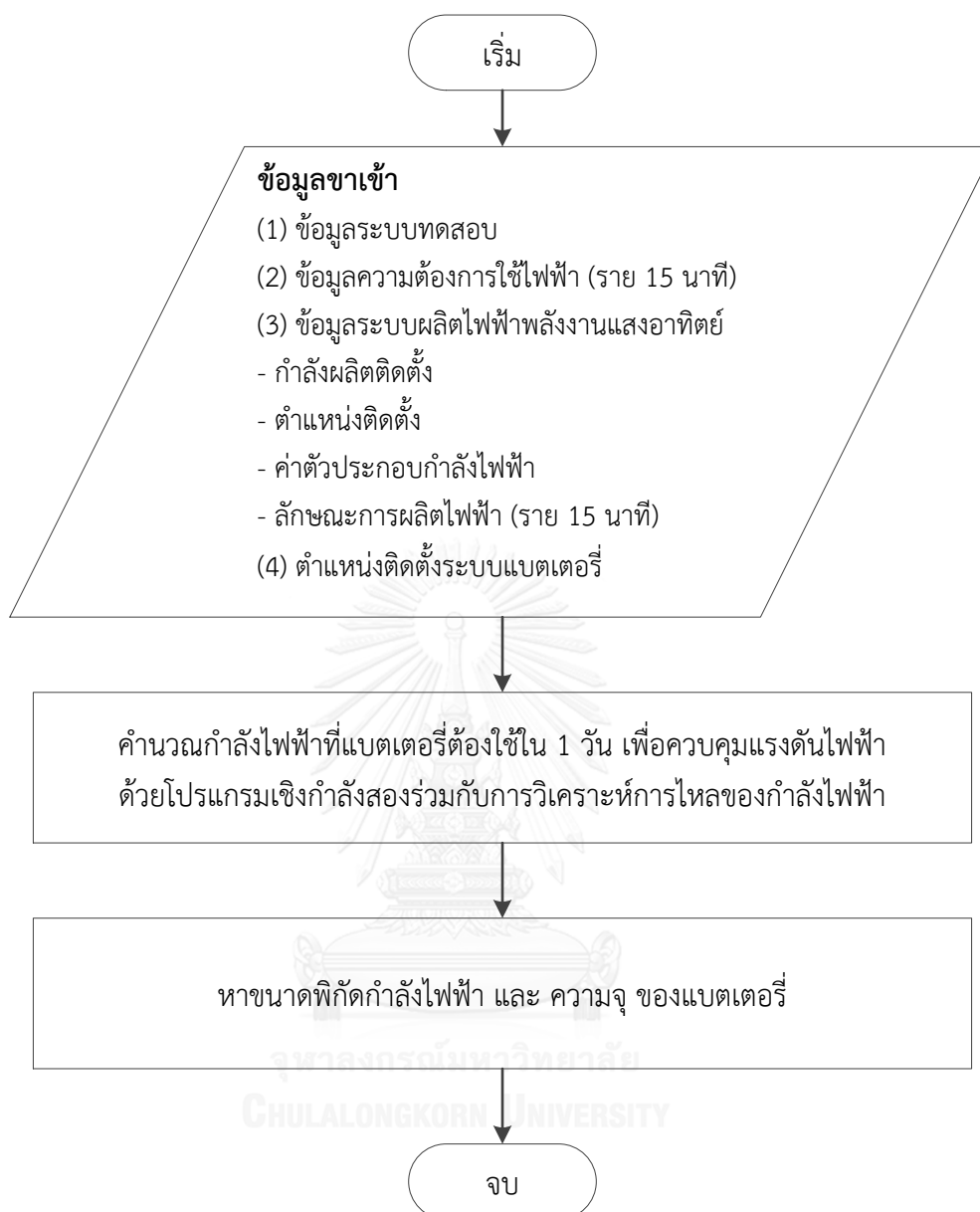
ซึ่งสามารถแสดงรายละเอียดตัวแปรที่สามารถปรับค่าได้ตามตารางที่ 6.2 และสามารถแสดงกรณีศึกษาย่อยทั้งหมดได้ตามตารางที่ 6.3 โดยขั้นตอนการศึกษาในแต่ละกรณีย่อยสามารถแสดงได้ตามแผนผังในรูปที่ 6.4

ตารางที่ 6.2 ตัวแปรที่ปรับค่าได้ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 1

ตัวแปร	ค่าของตัวแปร
รูปแบบวันของลักษณะการใช้ไฟฟ้า	(1) กลุ่มวันทำงาน (2) วันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด
ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	(1) 1.0 (2) 0.9 นำหน้า (รับกำลังไฟฟ้านอกจาก ระบบ)
ตำแหน่งติดตั้งระบบแบตเตอรี่	(1) บัส 808 (ตำแหน่งต้นระบบ) (2) บัส 824 (ตำแหน่งกลางระบบ) (3) บัส 836 (ตำแหน่งปลายระบบ)

ตารางที่ 6.3 กรณีศึกษาย่อยของกรณีศึกษากลุ่มที่ 1

กรณีศึกษา ย่อย	ตัวแปรที่ปรับสามารถปรับค่าได้		
	รูปแบบวันของลักษณะการใช้ ไฟฟ้า	ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์	ตำแหน่งติดตั้ง ระบบแบตเตอรี่
1	กลุ่มวันทำงาน	1.0	บัส 808
2	กลุ่มวันทำงาน	1.0	บัส 824
3	กลุ่มวันทำงาน	1.0	บัส 836
4	กลุ่มวันทำงาน	0.9 นำหน้า	บัส 808
5	กลุ่มวันทำงาน	0.9 นำหน้า	บัส 824
6	กลุ่มวันทำงาน	0.9 นำหน้า	บัส 836
7	วันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด	1.0	บัส 808
8	วันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด	1.0	บัส 824
9	วันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด	1.0	บัส 836
10	วันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด	0.9 นำหน้า	บัส 808
11	วันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด	0.9 นำหน้า	บัส 824
12	วันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด	0.9 นำหน้า	บัส 836



รูปที่ 6.4 ขั้นตอนการศึกษากรณีย่อยของกรณีศึกษากลุ่มที่ 1

6.2.2 ผลการทดสอบกรณีศึกษากลุ่มที่ 1

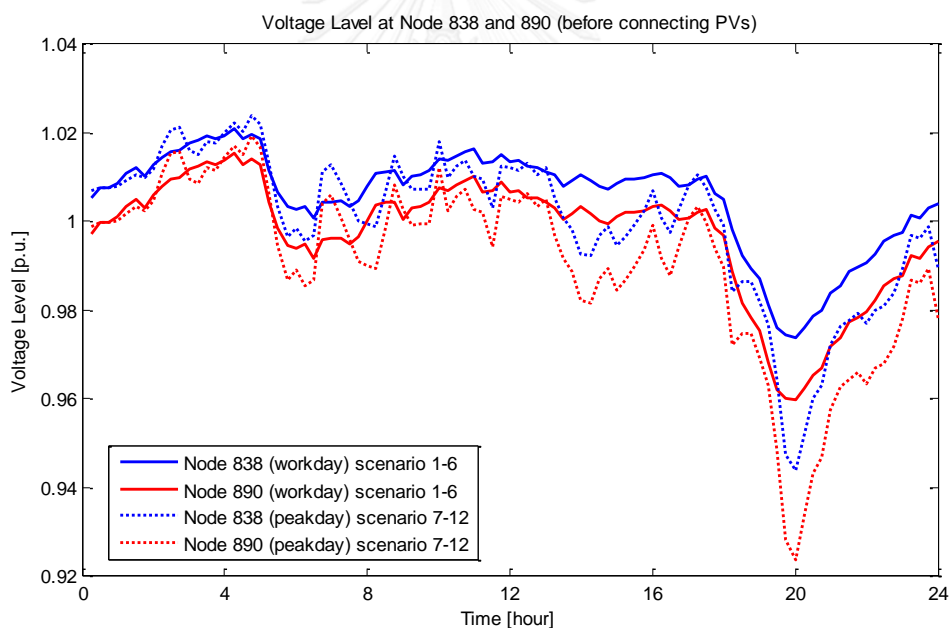
ในส่วนของการทดสอบกรณีศึกษากลุ่มที่ 1 จะมีกรณีย่อยรวม 12 กรณีย่อย และสามารถแบ่งตามลักษณะรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็น 2 กลุ่ม คือ กลุ่มวันทำงาน และ กลุ่มวันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด กลุ่มละ 6 กรณีย่อย โดยแบ่งผลการทดสอบออกเป็น 2 ส่วน คือ

- (1) แรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- (2) ขนาดและการทำงานของแบตเตอรี่

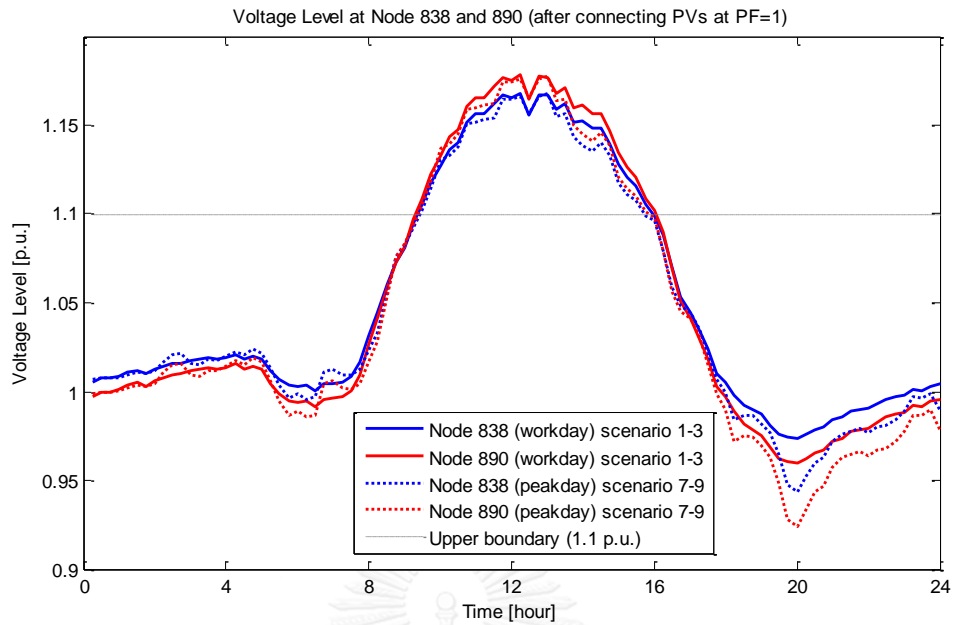
6.2.2.1 แรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ผลการทดสอบแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะแสดงเฉพาะแรงดันไฟฟ้าในบัสที่เกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าสูงที่สุด เพื่อให้พิจารณาได้โดยง่าย โดยจะเน้นไปที่บัสที่เชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สำหรับในกรณีศึกษาที่ 1 จะเน้นที่บัส 838 และ 890 เนื่องจากเป็นบัสที่การเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และมีนัยยะสำคัญเมื่อพิจารณาเกี่ยวกับระบบแบตเตอรี่ ส่วนบัส 848 ที่มีผลกระทบน้อยกว่าบัส 838 และ 890 จะไม่ได้แสดงไว้ในผลการทดสอบ

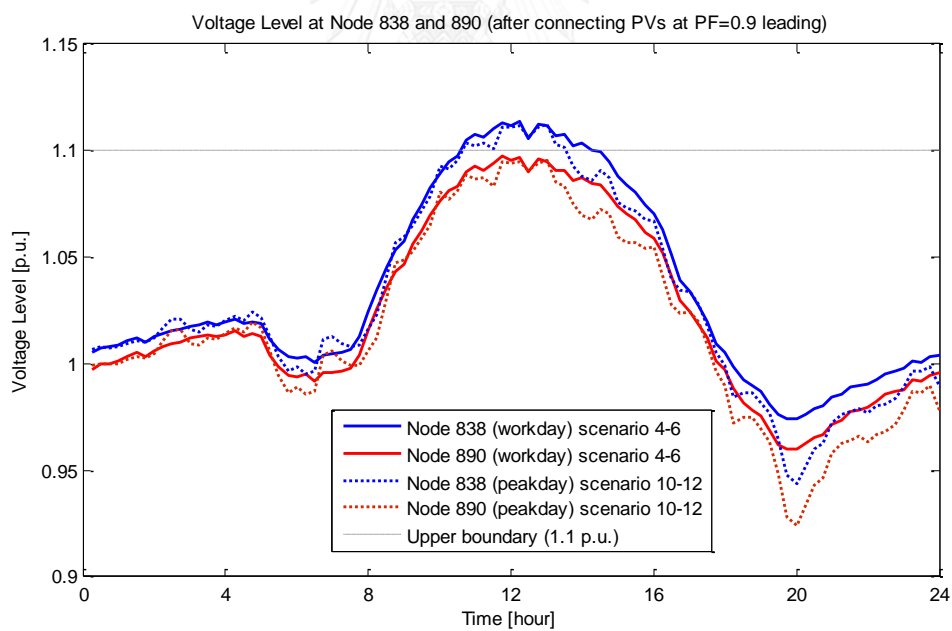
ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ของบัสที่ 838 และ 890 ก่อนเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.5 และ ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน หลังเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (ก่อนใช้ระบบแบตเตอรี่ควบคุมแรงดันไฟฟ้า) ของกรณีศึกษาย่อยต่างๆ จำแนกตามค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.6 และ 6.7



รูปที่ 6.5 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

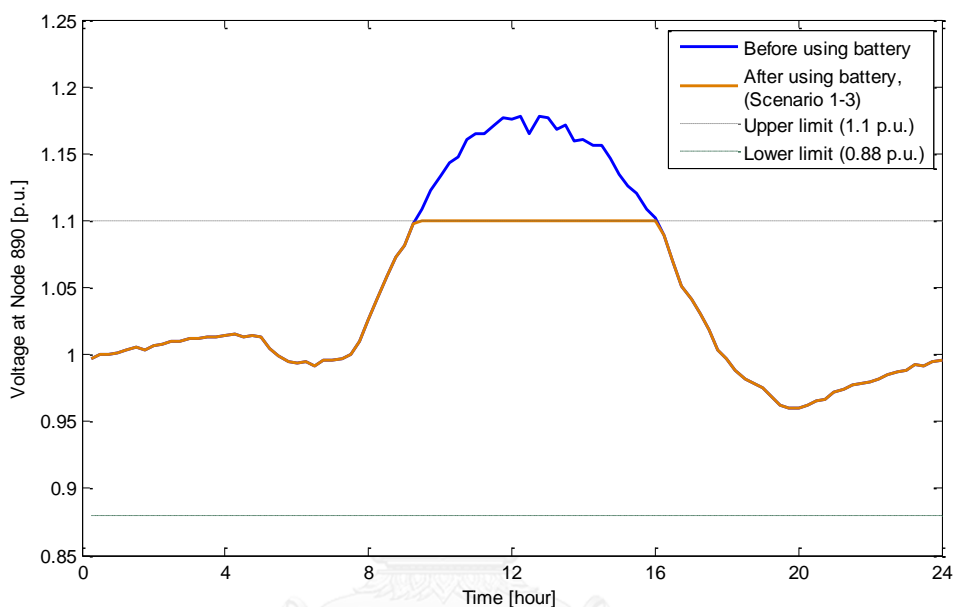


รูปที่ 6.6 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 หลังเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำงานที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 1.0

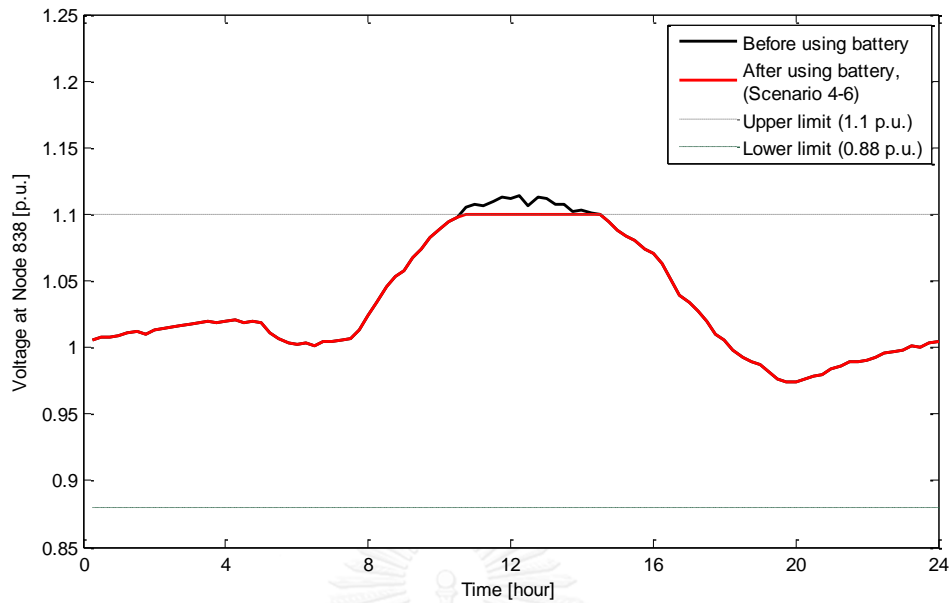


รูปที่ 6.7 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 หลังเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำงานที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าคงที่ 0.9 นำหน้า

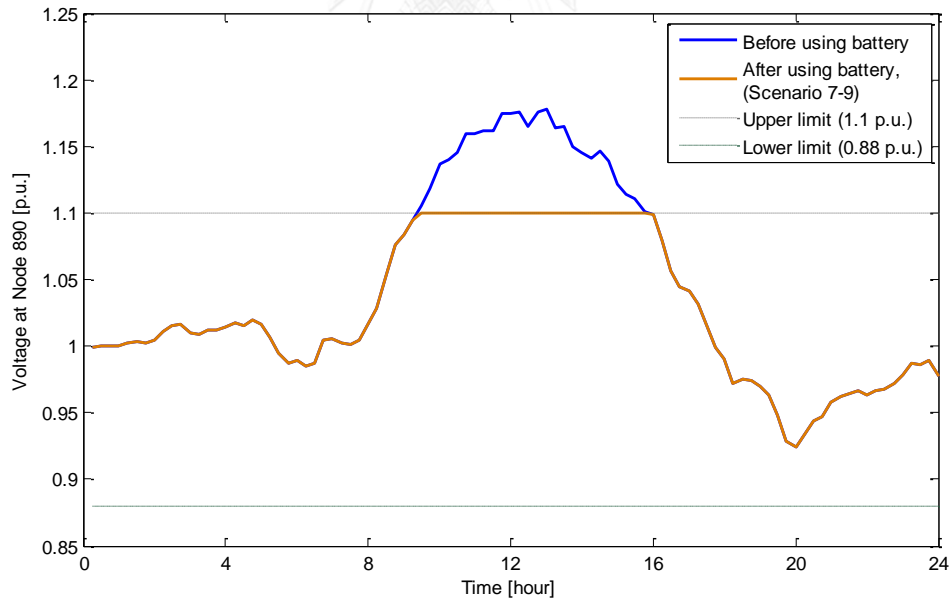
ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ของบัสที่มีผลกระทบต่อด้านแรงดันไฟฟ้าเกินสูงที่สุดในกรณีศึกษา กลุ่มที่ 1 ทั้ง 12 กรณีศึกษาย่อย เมื่อใช้ระบบแบตเตอรี่ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่าย ไฟฟ้าให้อยู่ในขอบเขต 0.88 ถึง 1.10 p.u. ด้วยโปรแกรมเชิงกำลังสอง สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.8 ถึง 6.11 และสามารถสรุปค่าระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดใน 1 วัน เปรียบเทียบก่อนใช้และหลัง ใช้ระบบแบตเตอรี่ได้ดังตารางที่ 6.4



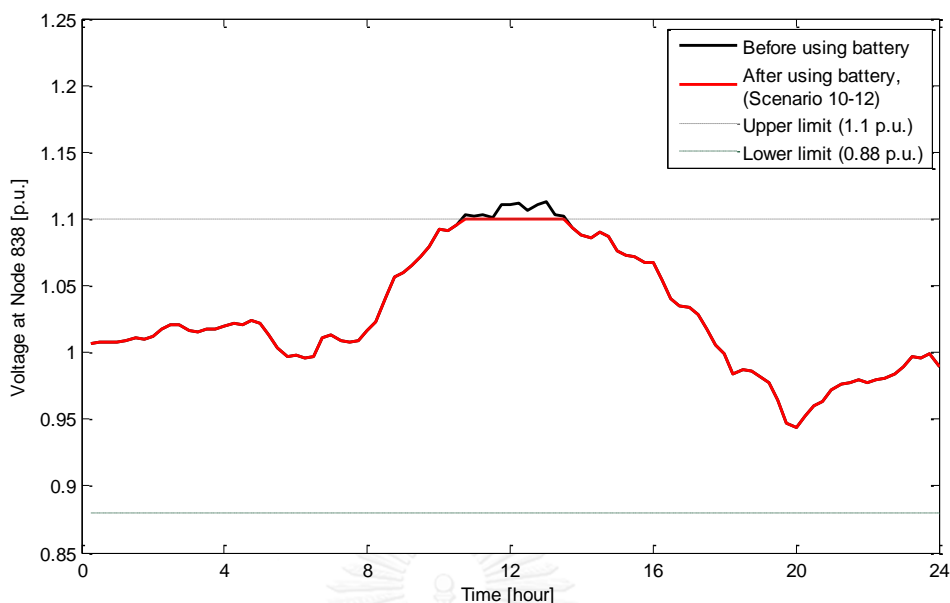
รูปที่ 6.8 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 890 ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 1 ในวันทำงาน ก่อนและหลังใช้ระบบแบตเตอรี่ (กรณีศึกษาย่อย 1 ถึง 3)



รูปที่ 6.9 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 1 ในวันทำงาน ก่อนและหลังใช้ระบบแบตเตอรี่ (กรณีศึกษาย่อย 4 ถึง 6)



รูปที่ 6.10 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 890 ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 1 ในวันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ก่อนและหลังใช้ระบบแบตเตอรี่ (กรณีศึกษาย่อย 7 ถึง 9)



รูปที่ 6.11 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 1

ในวันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ก่อนและหลังใช้ระบบแบตเตอรี่ (กรณีศึกษาย่อย 10 ถึง 12)

ตารางที่ 6.4 ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดใน 1 วัน ของระบบทดสอบก่อนและหลังใช้ระบบแบตเตอรี่ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 1)

กรณีศึกษา ย่อย	ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุด (p.u.)			ค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (p.u.)		
	บัส	ก่อนใช้ แบตเตอรี่	หลังใช้ แบตเตอรี่	บัส	ก่อนใช้ แบตเตอรี่	หลังใช้ แบตเตอรี่
1-3	890	1.1782	1.1000	890	0.9597	0.9597
4-6	838	1.1134	1.1000			
7-9	890	1.1776	1.1000	890	0.9239	0.9239
10-12	838	1.1125	1.1000			

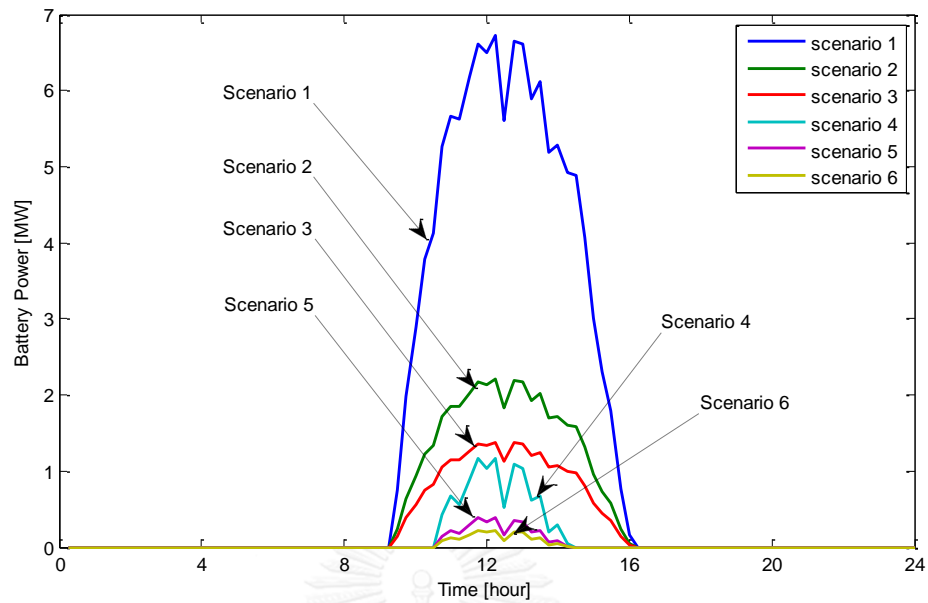
จากตารางแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดที่บัสต่างๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าก่อนเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (ตาราง ผ.3 และ ผ.4 ในภาคผนวก) การทดสอบในกรณีศึกษากลุ่มที่ 1 ก่อนเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่ทุกบัสในระบบจำหน่ายไฟฟ้าอยู่ในช่วง 0.88 ถึง 1.10 p.u. และมีค่าต่างกันไม่มากทั้งในกรณีของความถี่การใช้ไฟฟ้าในรูปแบบวันทำงาน และ วันที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเนื่องจากปริมาณความต้องการไฟฟ้ามีค่าใกล้เคียงกัน

จากรูปที่ 6.5 ถึง 6.7 เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตำแหน่งบัส 838, 848 และ 890 ด้วยกำลังผลิตติดตั้งระบบละ 800 กิโลวัตต์ จะทำให้แรงดันไฟฟ้าขณะที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานมีค่าสูงขึ้น และเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกิน โดยบัสที่เกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินสูงที่สุดของการศึกษากลุ่มที่ 1 คือ บัส 890 ในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 1.0 และ บัสที่ 838 ในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 0.9 นำหน้า โดยระดับแรงดันไฟฟ้าในกลุ่มของความต้องการไฟฟ้ารูปแบบวันทำงานมีค่าสูงกว่ากรณีของกลุ่มความต้องการไฟฟ้าในกลุ่มวันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเล็กน้อย เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าค่าเดียวกัน

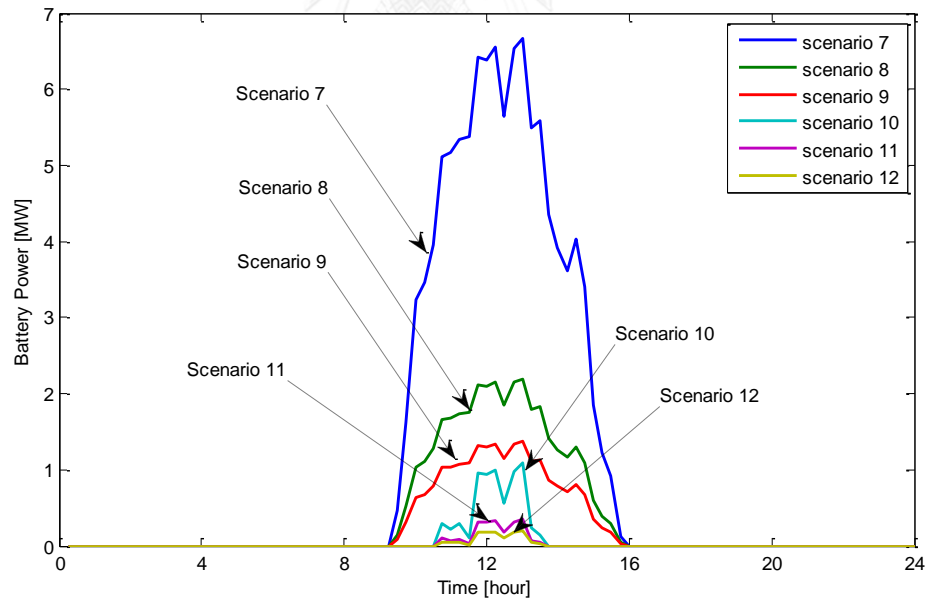
จากรูปที่ 6.8 ถึง 6.11 และ ตารางที่ 6.4 แสดงให้เห็นว่าหลังจากใช้ระบบแบตเตอรี่ที่จ่ายกำลังไฟฟ้าต่ำที่สุดจากการคำนวณด้วยโปรแกรมเชิงกำลังสอง เพื่อช่วยในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในขอบเขตที่กำหนดคือ 0.88 ถึง 1.10 p.u. ระบบแบตเตอรี่สามารถช่วยกัระดับแรงดันไฟฟ้าเกินที่บัสที่เกิดผลกระทบสูงสุด คือ บัส 838 และ 890 (ในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 0.9 นำหน้า และ 1.0 ตามลำดับ) ให้อยู่ในขอบเขตสูงของแรงดันไฟฟ้าได้ โดยที่แรงดันไฟฟ้าที่บัสอื่นๆ ยังอยู่ในขอบเขตที่กำหนดไว้

6.2.2.2 ขนาดและการทำงานของแบตเตอรี่

จากการทดสอบทั้ง 12 กรณีศึกษาย่อย สามารถแสดงกำลังไฟฟ้าของระบบแบตเตอรี่ใน 1 วัน แบ่งตามรูปแบบวันของความต้องการใช้ไฟฟ้ากลุ่มวันทำงาน และ กลุ่มวันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ได้ดังรูปที่ 6.12 และ 6.13 และสามารถสรุปค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า ขนาดความจุ และระยะเวลาการทำงานของแบตเตอรี่ ที่ใช้ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้อยู่ในช่วง 0.88 ถึง 1.10 p.u. ได้ดังตารางที่ 6.5



รูปที่ 6.12 กำลังไฟฟ้าของระบบแบตเตอรี่ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 1
กลุ่มวันทำงาน (กรณีศึกษาย่อย 1 ถึง 6)



รูปที่ 6.13 กำลังไฟฟ้าของระบบแบตเตอรี่ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 1
กลุ่มวันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (กรณีศึกษาย่อย 7 ถึง 12)

ตารางที่ 6.5 ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า ขนาดความจุ และ ระยะเวลาในการทำงานของแบตเตอรี่ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 1

กรณีศึกษา ย่อย	พิกัดกำลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ขนาดความจุ (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	ระยะเวลาในการทำงาน (ชั่วโมง)
1	6.7215	29.8432	6.75
2	2.2165	9.7388	6.75
3	1.3825	6.0174	6.75
4	1.1670	2.5884	3.75
5	0.3835	0.8477	3.75
6	0.2149	0.4731	3.75
7	6.6690	26.6254	6.5
8	2.1989	8.6788	6.5
9	1.3717	5.3605	6.5
10	1.0858	1.6999	3
11	0.3568	0.5569	3
12	0.2000	0.3110	3

จากรูปที่ 6.12 และ 6.13 และ ตารางที่ 6.5 พบว่า เมื่อปรับตำแหน่งติดตั้งระบบแบตเตอรี่ไปยังตำแหน่งปลายระบบ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบแบตเตอรี่ใช้ในการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ภายในขอบเขตที่กำหนดจะลดลงอย่างมีนัยยะสำคัญทั้งสองรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า และ ขนาดความจุของแบตเตอรี่ เมื่อติดตั้งระบบแบตเตอรี่ที่ตำแหน่งต้นระบบ (บัส 808) จะสูงกว่าเมื่อติดตั้งที่ตำแหน่งกลางระบบ (บัส 824) และตำแหน่งปลายระบบ (บัส 836) ตามลำดับ นอกจากนี้ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ยังส่งผลให้ปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบแบตเตอรี่ใช้รวมถึงระยะเวลาในการทำงานระบบแบตเตอรี่มีค่าลดลงอย่างมีนัยยะสำคัญ ซึ่งส่งผลให้ขนาดความจุของแบตเตอรี่มีค่าลดลงอย่างมีนัยยะสำคัญเช่นเดียวกัน โดยค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า ขนาดความจุ และ ระยะเวลาในการทำงานของแบตเตอรี่เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 1.0 จะมีค่ามากกว่าในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ช่วยรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจากระบบ หรือ ควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ 0.9 นำหน้าอย่างมาก ซึ่งสอดคล้องกับรูปที่ 6.6 และ 6.7 ที่ได้แสดงให้เห็นว่าระดับแรงดันไฟฟ้าที่บัสที่เกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินสูงสุดเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน

แสงอาทิตย์ไม่ช่วยรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟมีค่าสูงกว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ช่วยรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า

และจากตารางที่ 6.5 เมื่อเปรียบเทียบการใช้แบตเตอรี่ในวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าในรูปแบบวันทำงาน (กรณีศึกษาย่อยที่ 1 ถึง 6) และรูปแบบวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (กรณีศึกษาย่อยที่ 7 ถึง 12) จะพบว่าค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า ขนาดความจุ และ ระยะเวลาในการทำงานของแบตเตอรี่ จากกรณีความต้องการใช้ไฟฟ้ารูปแบบวันทำงาน จะสูงกว่าผลของกรณีความต้องการใช้ไฟฟ้ารูปแบบวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด หรือกล่าวคือการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในกลุ่มวันทำงานจะเกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าสูงกว่าเมื่อเชื่อมต่อในวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

6.2.3 กรณีศึกษากลุ่มที่ 2

กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 เป็นกรณีศึกษาเพิ่มเติมจากกรณีศึกษาที่ 1 โดยพยายามเลือกข้อมูลที่ใช้ให้มีผลการศึกษาในกรณีเลวร้ายที่สุด โดยใช้ข้อมูลกำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดราย 15 นาที ในปี พ.ศ. 2556 จากรูปที่ 6.3 และใช้ค่าความต้องการไฟฟ้าในระบบทดสอบเพียงรูปแบบเดียว คือ กลุ่มวันทำงาน ของรูปที่ 6.2 ซึ่งผลการศึกษาในกลุ่มที่ 1 ได้แสดงให้เห็นแล้วว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในรูปแบบของวันทำงานต้องใช้อัตราขนาดใหญ่กว่ารูปแบบวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด โดยในกรณีศึกษากลุ่มที่ 2 ยังคงศึกษาขนาดแบตเตอรี่ต่อตำแหน่งติดตั้งระบบแบตเตอรี่ประกอบการช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แต่จะศึกษาเพิ่มเติมในส่วนขนาดแบตเตอรี่เมื่อต้องการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในช่วงที่เข้มงวดขึ้นกว่าเดิม โดยศึกษาจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 3 ระบบ ที่มีขนาดเท่ากัน ในระบบทดสอบที่ปรับปรุงจากระบบ IEEE 34-node test feeder ซึ่งมีลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าแบบบ้านพักอาศัยขนาดมากกว่า 150 หน่วยต่อเดือน โดยที่กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 จะมีตัวแปรที่สามารถปรับค่าได้ 4 ตัวแปร คือ

- (1) ช่วงการควบคุมแรงดันไฟฟ้า
- (2) กำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- (3) ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- (4) ตำแหน่งติดตั้งระบบแบตเตอรี่

ซึ่งสามารถแสดงรายละเอียดตัวแปรที่สามารถปรับค่าได้ตามตารางที่ 6.6 และสามารถแสดงกรณีศึกษาย่อยตามช่วงควบคุมแรงดันไฟฟ้าแต่ละแบบ (18 กรณีศึกษาย่อยต่อช่วงการควบคุมแรงดันไฟฟ้า 1 รูปแบบ) ได้ตามตารางที่ 6.7 โดยช่วงการควบคุมแรงดันไฟฟ้าครอบคลุมถึงมาตรฐาน

การควบคุมแรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลางของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [28] ในสถานะฉุกเฉิน คือ 0.90 p.u. ถึง 1.10 p.u. และในสภาวะปกติ คือ 0.95 p.u. ถึง 1.05 p.u.

ตารางที่ 6.6 ตัวแปรที่สามารถปรับค่าได้ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 2

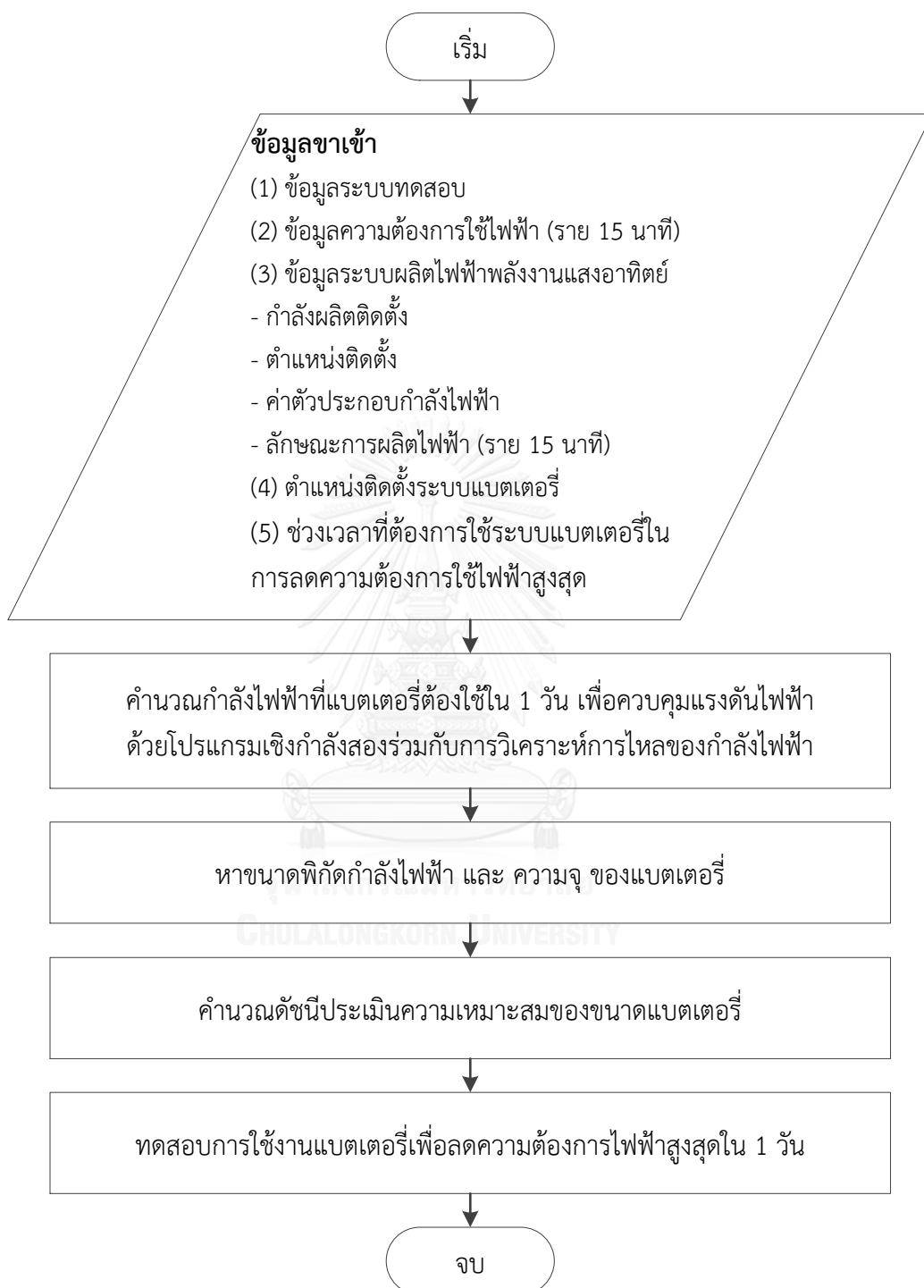
ตัวแปร	ค่าของตัวแปร
ช่วงการควบคุมแรงดันไฟฟ้า	(1) อยู่ในช่วง 0.90 p.u. ถึง 1.10 p.u. (2) อยู่ในช่วง 0.925 p.u. ถึง 1.075 p.u. (3) อยู่ในช่วง 0.95 p.u. ถึง 1.05 p.u.
กำลังผลิตติดตั้งรวม ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	(1) 2.4 เมกะวัตต์ (2) 1.8 เมกะวัตต์ (3) 1.2 เมกะวัตต์
ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	(1) 1.0 (2) 0.9 นำหน้า (รับกำลังไฟฟ้านอกที่พ)
ตำแหน่งติดตั้งระบบแบตเตอรี่	(1) บัส 808 (ตำแหน่งต้นระบบ) (2) บัส 824 (ตำแหน่งกลางระบบ) (3) บัส 836 (ตำแหน่งปลายระบบ)

ตารางที่ 6.7 กรณีศึกษาย่อยตามช่วงควบคุมแรงดันไฟฟ้า 1 รูปแบบ ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 2

กรณีศึกษา ย่อย	ตัวแปรที่ปรับสามารถปรับค่าได้		
	กำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบ ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์	ตำแหน่งติดตั้ง ระบบแบตเตอรี่
1	2.4 เมกะวัตต์	1.0	บัส 808
2	2.4 เมกะวัตต์	1.0	บัส 824
3	2.4 เมกะวัตต์	1.0	บัส 836
4	2.4 เมกะวัตต์	0.9 นำหน้า	บัส 808
5	2.4 เมกะวัตต์	0.9 นำหน้า	บัส 824
6	2.4 เมกะวัตต์	0.9 นำหน้า	บัส 836
7	1.8 เมกะวัตต์	1.0	บัส 808
8	1.8 เมกะวัตต์	1.0	บัส 824
9	1.8 เมกะวัตต์	1.0	บัส 836

กรณีศึกษา	ตัวแปรที่ปรับสามารถปรับค่าได้		
	กำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	ตำแหน่งติดตั้งระบบแบตเตอรี่
10	1.8 เมกะวัตต์	0.9 นำหน้า	บัส 808
11	1.8 เมกะวัตต์	0.9 นำหน้า	บัส 824
12	1.8 เมกะวัตต์	0.9 นำหน้า	บัส 836
13	1.2 เมกะวัตต์	1.0	บัส 808
14	1.2 เมกะวัตต์	1.0	บัส 824
15	1.2 เมกะวัตต์	1.0	บัส 836
16	1.2 เมกะวัตต์	0.9 นำหน้า	บัส 808
17	1.2 เมกะวัตต์	0.9 นำหน้า	บัส 824
18	1.2 เมกะวัตต์	0.9 นำหน้า	บัส 836

สำหรับกรณีศึกษากลุ่มที่ 2 จะพิจารณาค่าดัชนีที่ใช้ประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่ ทั้งดัชนีทางกำลังไฟฟ้า และ ดัชนีทางพลังงานไฟฟ้า รวมถึงการศึกษาผลลัพธ์การใช้งานระบบแบตเตอรี่ด้วยขนาดที่หาได้จากโปรแกรมคำนวณ โดยการนำมาใช้ลดความต้องการไฟฟ้าในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (ช่วงเวลา 18.00 น. ถึง 23.00 น.) ในแต่ละวันเพิ่มเติม โดยจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุดไว้ตามค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ที่คำนวณได้ ตามที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 5 ซึ่งขั้นตอนการศึกษาในแต่ละกรณีศึกษาย่อยสามารถแสดงได้ตามแผนผังในรูปที่ 6.14



รูปที่ 6.14 ขั้นตอนการศึกษากรณีย่อยของกรณีศึกษากลุ่มที่ 2

6.2.4 ผลการทดสอบกรณีศึกษากลุ่มที่ 2

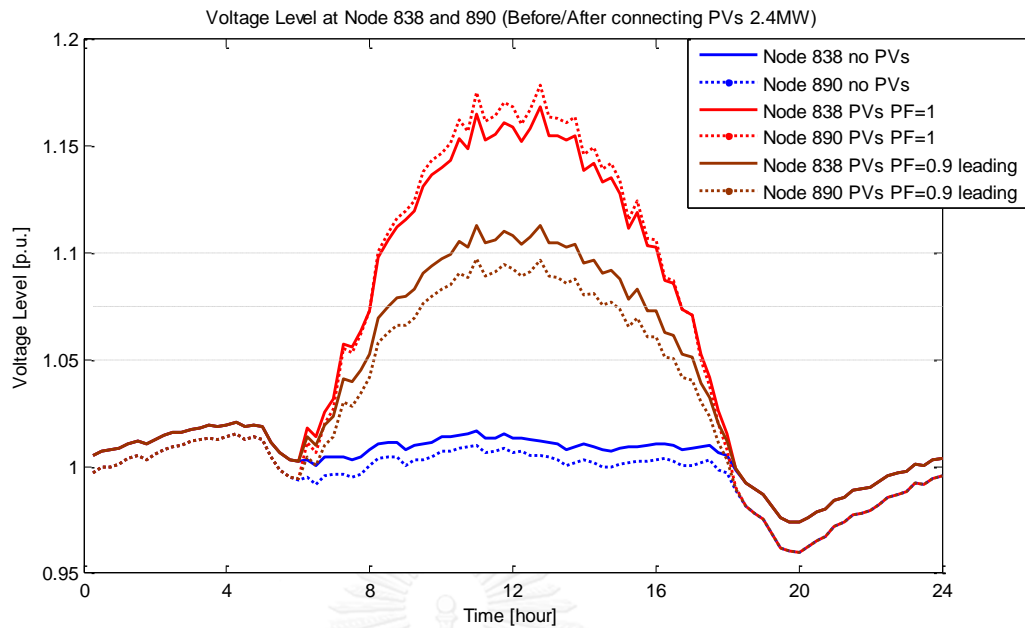
ผลการทดสอบของกรณีศึกษากลุ่มที่ 2 จะมีกรณีศึกษาย่อยรวมทั้งหมด 54 กรณีศึกษาย่อย โดยจะแสดงผลการทดสอบในกรณีศึกษาย่อยโดยแบ่งออกเป็น 3 กลุ่ม กลุ่มละ 18 กรณีศึกษาย่อย ตามขอบเขตของการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังนี้

- (1) กลุ่มย่อยที่ 1 : ขอบเขตการควบคุมแรงดันในช่วง 0.90 ถึง 1.10 p.u.
- (2) กลุ่มย่อยที่ 2 : ขอบเขตการควบคุมแรงดันในช่วง 0.925 ถึง 1.075 p.u.
- (3) กลุ่มย่อยที่ 3 : ขอบเขตการควบคุมแรงดันในช่วง 0.95 ถึง 1.05 p.u.

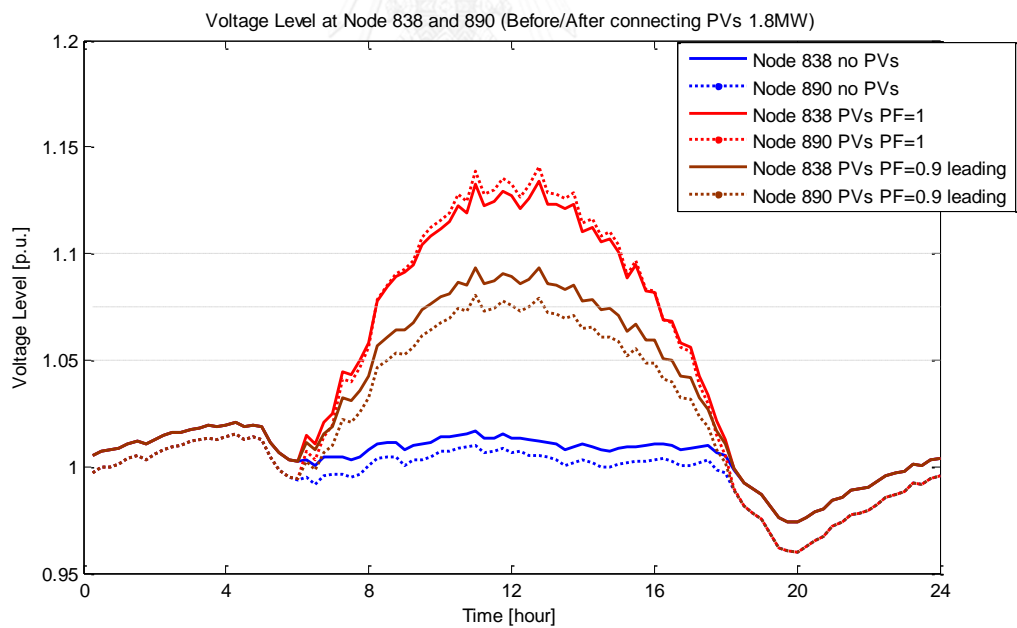
โดยในแต่ละกลุ่มย่อยจะเลือกตัวแทนในการแสดงผลการศึกษา โดยจะแบ่งออกเป็น 4 หมวด คือ

- (1) แรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- (2) ขนาดและการทำงานของแบตเตอรี่
- (3) ค่าดัชนีประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่
- (4) การทดสอบใช้งานแบตเตอรี่ใน 1 วัน

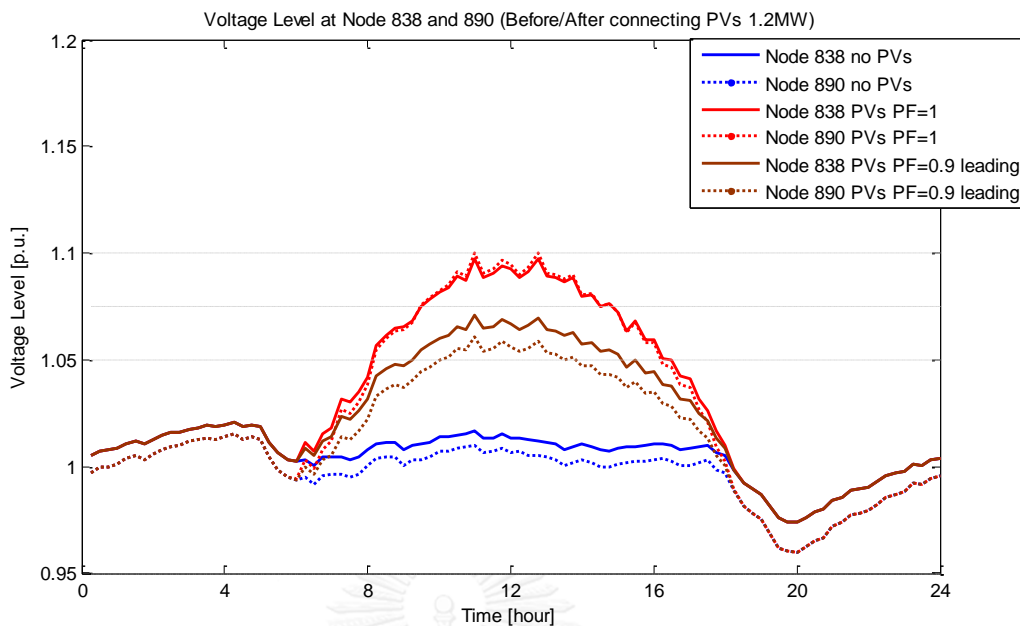
เพื่อให้เห็นผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในกรณีศึกษากลุ่มที่ 2 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ก่อนเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และ หลังเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ณ บัสที่เกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าสูงที่สุด เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวมแตกต่างกัน 3 ขนาด ได้แก่ 2.4, 1.8 และ 1.2 เมกะวัตต์ ที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าคงที่ 1.0 และ 0.9 นำหน้า สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.15 ถึง 6.17 โดยจะแสดงเฉพาะบัสที่เกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินสูงที่สุด คือ บัส 838 และ 890 สำหรับค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดที่บัสต่างๆ ก่อนการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แสดงไว้ในตาราง ผ.3 ในภาคผนวก



รูปที่ 6.15 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนและหลังเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4 เมกะวัตต์



รูปที่ 6.16 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนและหลังเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กำลังผลิตติดตั้งรวม 1.8 เมกะวัตต์

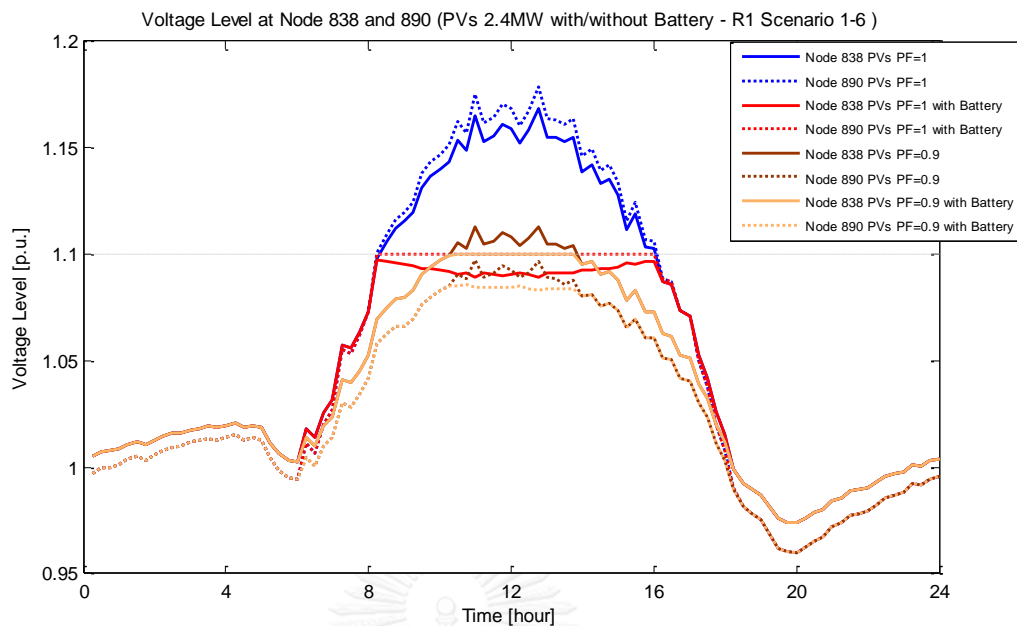


รูปที่ 6.17 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนและหลังเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กำลังผลิตติดตั้งรวม 1.2 เมกะวัตต์

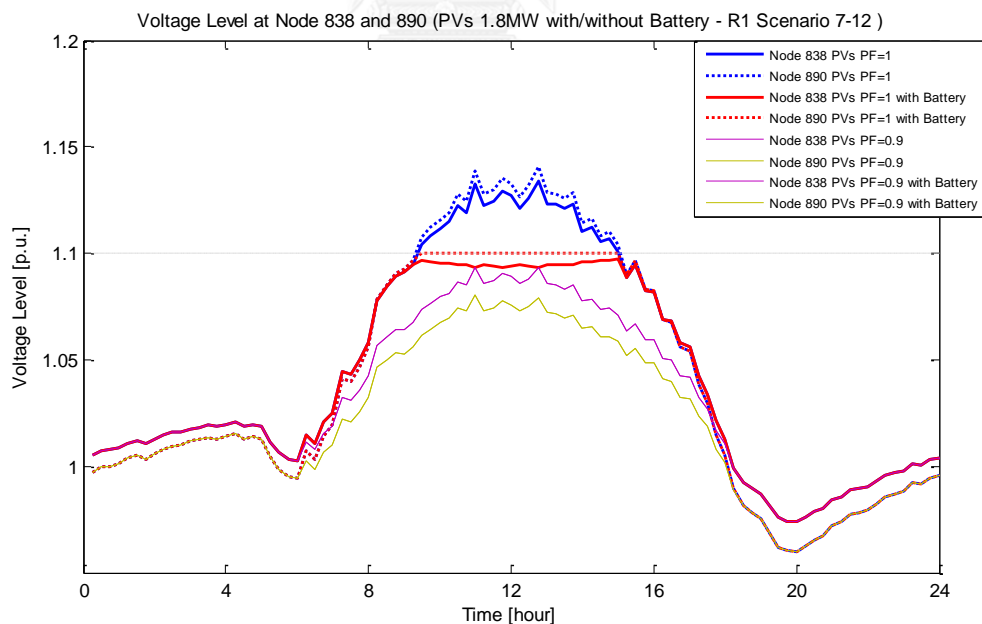
6.2.4.1 กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 1

(1) แรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

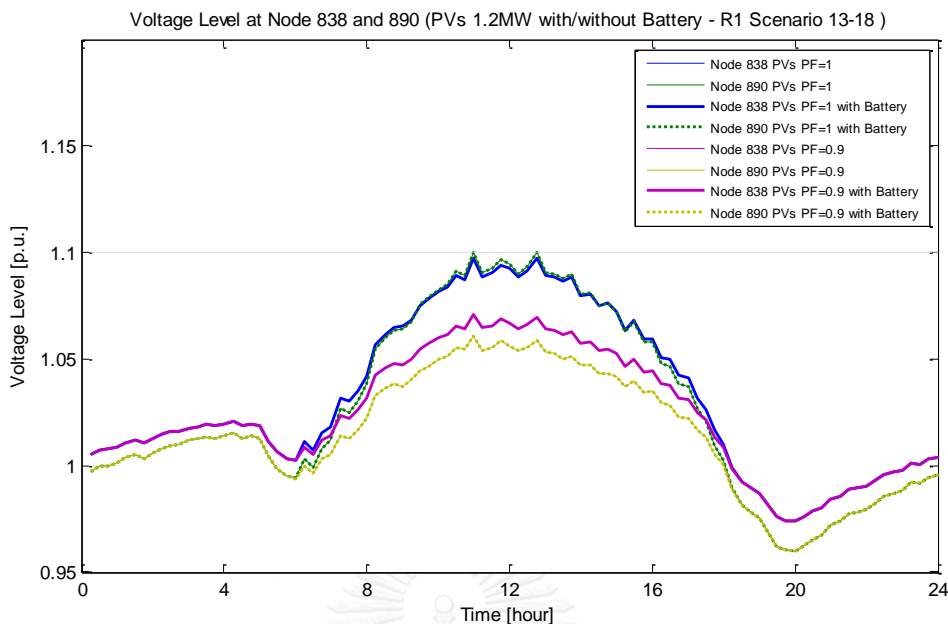
ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ของบัส 838 และ 890 ที่มีผลกระทบต่อด้านแรงดันไฟฟ้าเกินสูงที่สุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าก่อนที่จะเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และ หลังเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ก่อนใช้งานระบบแบตเตอรี่ สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.18 ถึง 6.20 และสามารถสรุปค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดในแต่ละกรณีศึกษาย่อยได้ดังตารางที่ 6.8



รูปที่ 6.18 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนติดตั้งและหลังติดตั้งระบบแบตเตอรี่เมื่อเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 - กลุ่มย่อยที่ 1)



รูปที่ 6.19 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนติดตั้งและหลังติดตั้งระบบแบตเตอรี่เมื่อเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 1.8 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 - กลุ่มย่อยที่ 1)



รูปที่ 6.20 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนติดตั้งและหลังติดตั้งระบบแบตเตอรี่เมื่อเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 1.2 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 1)

ตารางที่ 6.8 ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุด ก่อนและหลังใช้ระบบแบตเตอรี่ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 1

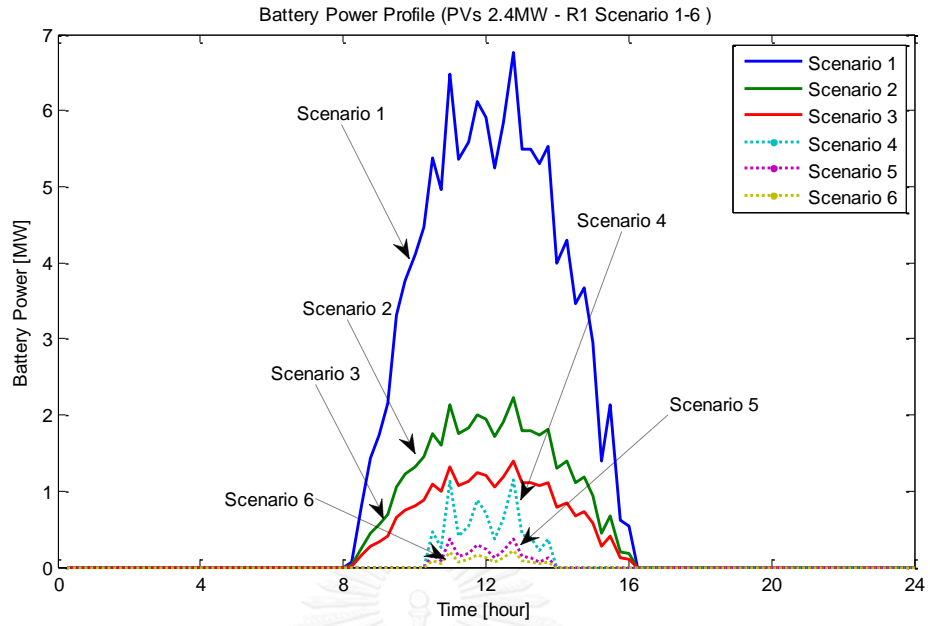
กรณีศึกษา ย่อย	ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุด (p.u.)				ค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (p.u.)			
	บัส	ก่อนใช้ แบตเตอรี่	บัส	หลังใช้ แบตเตอรี่	บัส	ก่อนใช้ แบตเตอรี่	บัส	หลังใช้ แบตเตอรี่
1-3	890	1.1786	890	1.1000	890	0.9597	890	0.9597
4-6	838	1.1131	838	1.1000				
7-9	890	1.1408	890	1.1000				
10-12*	838	1.0934	838	1.0934				
13-15*	890	1.0999	890	1.0999				
16-18*	838	1.0711	838	1.0711				
หมายเหตุ * ไม่จำเป็นต้องติดตั้งระบบแบตเตอรี่ เนื่องจากไม่เกิดผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าเกิน								

จากรูปที่ 6.15 ถึง 6.17 พบว่า เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ด้วยกำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4, 1.8 และ 1.2 เมกะวัตต์ จะทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้น และจะสร้างปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกิน 1.10 p.u. เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4 และ 1.8 เมกะวัตต์ โดยผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินจะเกิดขึ้นสูงสุดที่บัส 890 ในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 1 และ ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินจะเกิดขึ้นสูงสุดที่บัส 838 ในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 0.9 นำหน้า

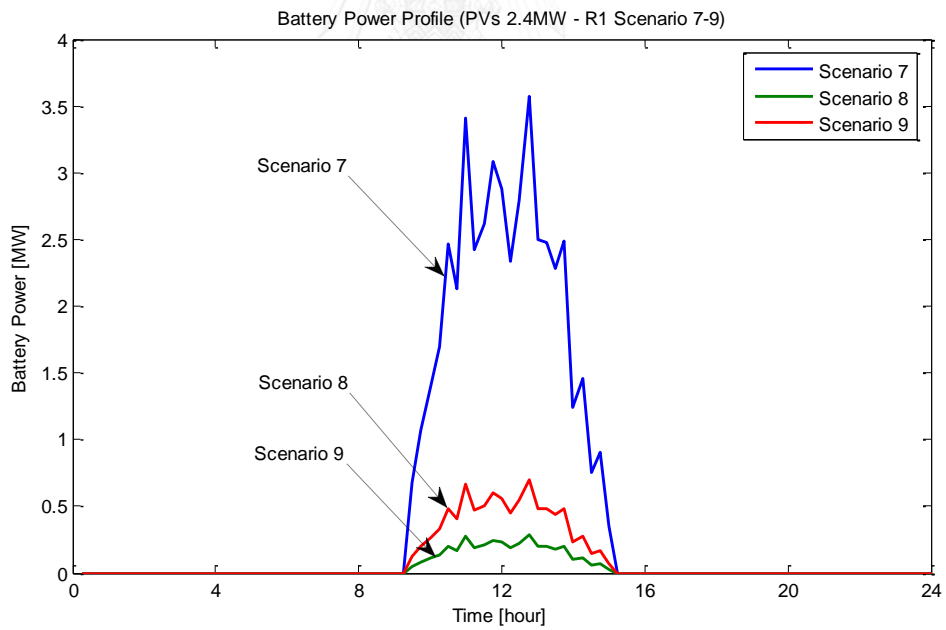
จากรูปที่ 6.18 ถึง 6.20 และตารางที่ 6.8 พบว่า ระบบแบตเตอรี่จะจำเป็นเฉพาะในกรณีที่เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4 เมกะวัตต์ ทั้งในกรณีที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเป็น 1 และ 0.9 นำหน้า และ ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 1.8 เมกะวัตต์ ในกรณีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเป็น 1 เท่านั้น (กรณีศึกษาย่อยที่ 1 ถึง 9) สำหรับกรณีศึกษาย่อยที่ 10 ถึง 18 หรือ เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 1.8 เมกะวัตต์ ที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 0.9 นำหน้า และ ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 1.2 เมกะวัตต์ ในกรณีที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเป็น 1 และ 0.9 นำหน้า ระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าไม่เกิน 1.10 p.u. จึงไม่จำเป็นต้องใช้ระบบแบตเตอรี่ในการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า

(2) ขนาดและการทำงานของแบตเตอรี่

จากการทดสอบทั้ง 18 กรณีศึกษาย่อย สามารถแสดงกำลังไฟฟ้าของระบบแบตเตอรี่ใน 1 วัน แบ่งตามกำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4 และ 1.8 เมกะวัตต์ ได้ดังรูปที่ 6.21 และ 6.22 และสามารถสรุปค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า ขนาดความจุ และ ระยะเวลาในการทำงานของแบตเตอรี่ ที่ใช้ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้อยู่ในช่วง 0.90 ถึง 1.10 p.u. ได้ดังตารางที่ 6.9



รูปที่ 6.21 กำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ 1 วัน เมื่อเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้ง 2.4 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 1)



รูปที่ 6.22 กำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ 1 วัน เมื่อเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้ง 1.8 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 1)

ตารางที่ 6.9 ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า ขนาดความจุ และ ระยะเวลาในการทำงานของแบตเตอรี่ของ
กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 1

กรณีศึกษา ย่อย	พิกัดกำลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ขนาดความจุ (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	ระยะเวลาในการทำงาน (ชั่วโมง)
1	6.7559	31.1021	8
2	2.2291	10.1133	8
3	1.3913	6.2278	8
4	1.1385	1.9980	3.5
5	0.3744	0.6528	3.5
6	0.2100	0.3633	3.5
7	3.5744	11.7583	5.75
8	1.1512	3.7573	5.75
9	0.7025	2.2760	5.75
10-18	ไม่จำเป็นต้องใช้ระบบแบตเตอรี่		

จากรูปที่ 6.21 และ 6.22 และ ตารางที่ 6.9 พบว่า การติดตั้งระบบแบตเตอรี่ที่ตำแหน่ง
ปลายระบบส่งผลให้ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า และ ขนาดความจุของแบตเตอรี่ มีค่าลดลงอย่างมีนัยยะ
สำคัญ นอกจากนี้ค่าตัวประกอบกบกกำลังไฟฟ้าส่งผลต่อระยะเวลาในการทำงานของแบตเตอรี่
เนื่องจากผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินจากการเชื่อมต่อบรรยากาศผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ช่วย
รับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจากระบบ ทำให้ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินเกิดขึ้นน้อยกว่ากรณี
ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ไม่ช่วยรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งส่งผล
ให้ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า และ ขนาดความจุของแบตเตอรี่มีค่าลดลง ซึ่งยังสอดคล้องกับผลการทดสอบใน
กรณีศึกษากลุ่มที่ 1

(3) ค่าดัชนีประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่

ค่าดัชนีประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษากลุ่มที่ 2 - กลุ่มย่อยที่ 1 ทั้ง
18 กรณีศึกษาย่อย สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 6.10

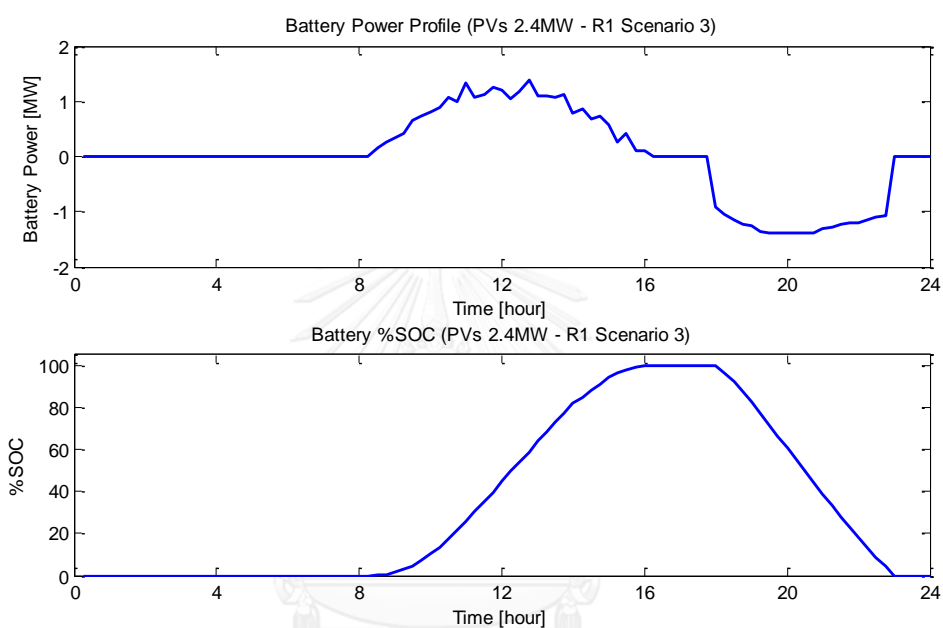
ตารางที่ 6.10 ค่าดัชนีประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 - กลุ่มย่อยที่ 1

กรณีศึกษา ย่อย	ดัชนีทางกำลังไฟฟ้า	ดัชนีทางพลังงานไฟฟ้า	ผลการประเมิน
1	2.8150	1.7915	ไม่เหมาะสม
2	0.9288	0.5825	ไม่เหมาะสม
3	0.5797	0.3587	เหมาะสม
4	0.4744	0.1151	เหมาะสม
5	0.1560	0.0376	เหมาะสม
6	0.0875	0.0209	เหมาะสม
7	1.9858	0.9031	ไม่เหมาะสม
8	0.6395	0.2886	เหมาะสม
9	0.3903	0.1748	เหมาะสม
10-18	0.0000	0.0000	ไม่จำเป็นต้องใช้แบตเตอรี่

จากตารางที่ 6.10 พบว่า ขนาดของแบตเตอรี่ที่ติดตั้งในกรณีศึกษาย่อยที่ 1, 2 และ 7 มีความไม่เหมาะสม เนื่องจากขนาดแบตเตอรี่เมื่อพิจารณาด้วยค่าดัชนีทางกำลังไฟฟ้า และ ดัชนีทางพลังงานไฟฟ้า มีค่าสูงกว่าสมมติฐานที่ตั้งไว้ที่ 0.8 หรือกล่าวคือ ระบบแบตเตอรี่ในกรณีดังกล่าวมีค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า หรือ ขนาดความจุ ที่สูงเกินไปจากกำลังไฟฟ้า และ พลังงานไฟฟ้า ที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้ โดยกรณีติดตั้งระบบแบตเตอรี่ที่ต้นทางของระบบทดสอบ เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4 และ 1.8 เมกะวัตต์ ที่ทำงานที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 1 (กรณีศึกษาย่อยที่ 1 และ 7) จะทำให้ค่าพิกัดแรงดันไฟฟ้า และ ความจุของแบตเตอรี่สูงเกินไป ส่วนในกรณีที่ติดตั้งระบบแบตเตอรี่ที่บริเวณกลางระบบทดสอบ เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4 เมกะวัตต์ ที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 1 (กรณีศึกษาย่อยที่ 2) ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่จะมีค่าสูงเกินไป และสำหรับการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำงานที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 0.9 นำหน้า ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4, 1.8 และ 1.2 เมกะวัตต์ ขนาดของแบตเตอรี่ยังมีความเหมาะสมที่จะใช้ในการควบคุมแรงดันไฟฟ้า

(4) การทดสอบใช้งานแบตเตอรี่ใน 1 วัน

ในส่วนการทดสอบใช้งานแบตเตอรี่เพื่อลดความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ในกรณีนี้จะยกตัวอย่างของกรณีศึกษาย่อยที่ 3 เนื่องจากเป็นกรณีที่แบตเตอรี่มีขนาดใหญ่ที่สุดที่ผ่านการประเมินด้วยดัชนีความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษากลุ่มที่ 2 - กลุ่มย่อยที่ 1 โดยค่ากำลังไฟฟ้า และ สถานะประจุของแบตเตอรี่สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.23 และสามารถสรุปค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดและสูงสุดได้ดังตารางที่ 6.11



รูปที่ 6.23 กำลังไฟฟ้าของระบบแบตเตอรี่ใน 1 วัน และ ค่าสถานะประจุของแบตเตอรี่ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 1 กรณีศึกษาย่อยที่ 3)

ตารางที่ 6.11 ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดหลังจากทดสอบใช้ระบบแบตเตอรี่ลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 1 กรณีศึกษาย่อยที่ 3)

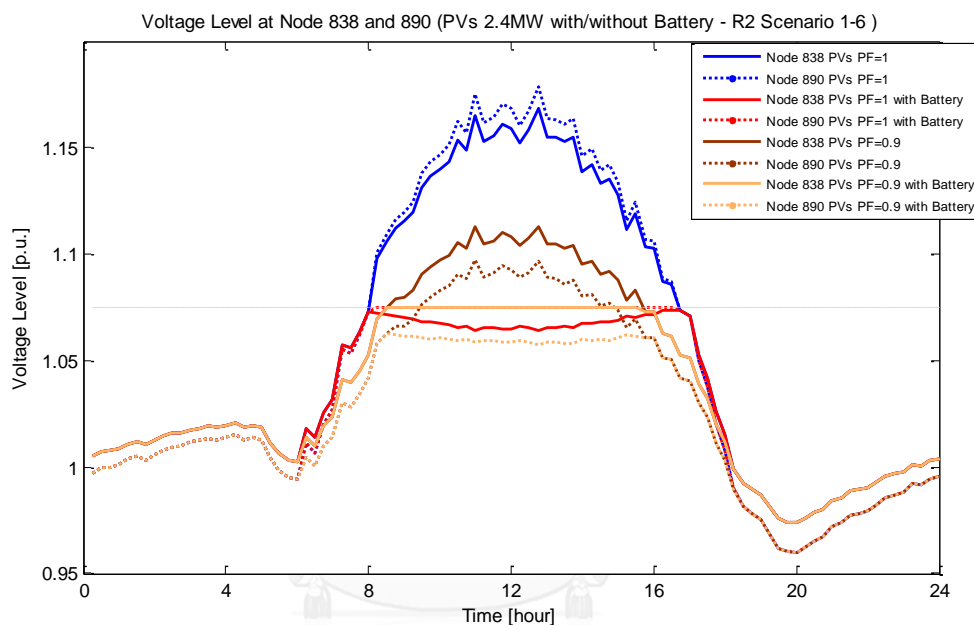
แรงดันไฟฟ้าสูงสุด		แรงดันไฟฟ้าต่ำสุด	
บัส	ค่าแรงดันไฟฟ้า (p.u.)	บัส	ค่าแรงดันไฟฟ้า (p.u.)
890	1.1000	890	0.9879

จากรูปที่ 6.23 และ ตารางที่ 6.11 เมื่อใช้แบตเตอรี่ลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในช่วงเวลา 18.00 น. ถึง 23.00 น. โดยพยายามใช้พลังงานไฟฟ้าที่สะสมในแบตเตอรี่ทั้งหมด การใช้แบตเตอรี่ในช่วงเวลาดังกล่าวยังคงสามารถรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้ายังอยู่ในช่วงแรงดันไฟฟ้าที่ต้องการควบคุมได้

6.2.4.2 กรณีศึกษากรุปที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2

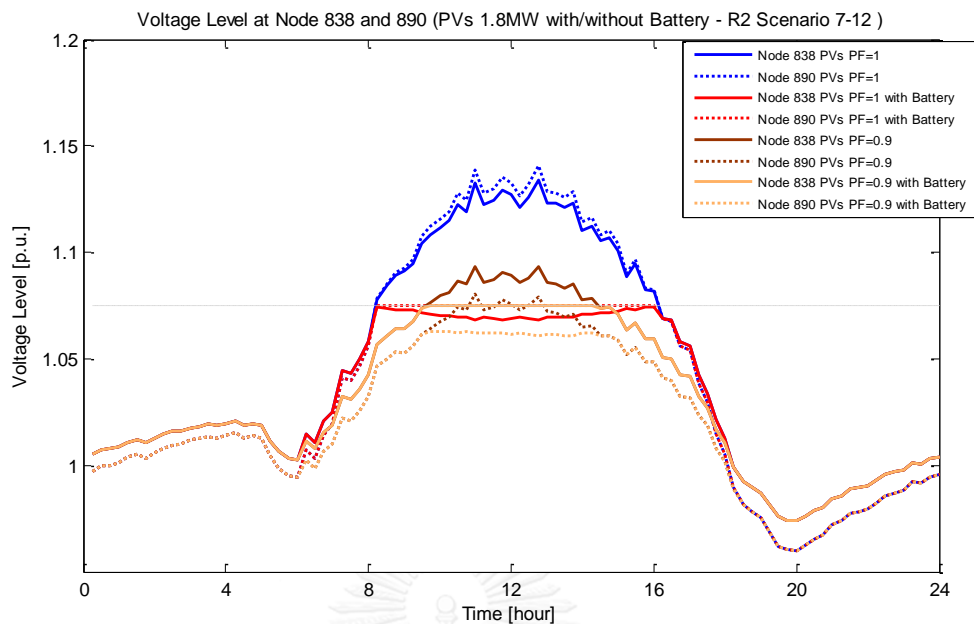
(1) แรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ของบัส 838 และ 890 ที่มีผลกระทบต่อด้านแรงดันไฟฟ้าเกินสูงที่สุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าก่อนที่จะเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และ หลังเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ก่อนใช้งานระบบแบตเตอรี่ สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.24 ถึง 6.26 และสามารถสรุปค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดในแต่ละกรณีศึกษาย่อยได้ดังตารางที่ 6.12

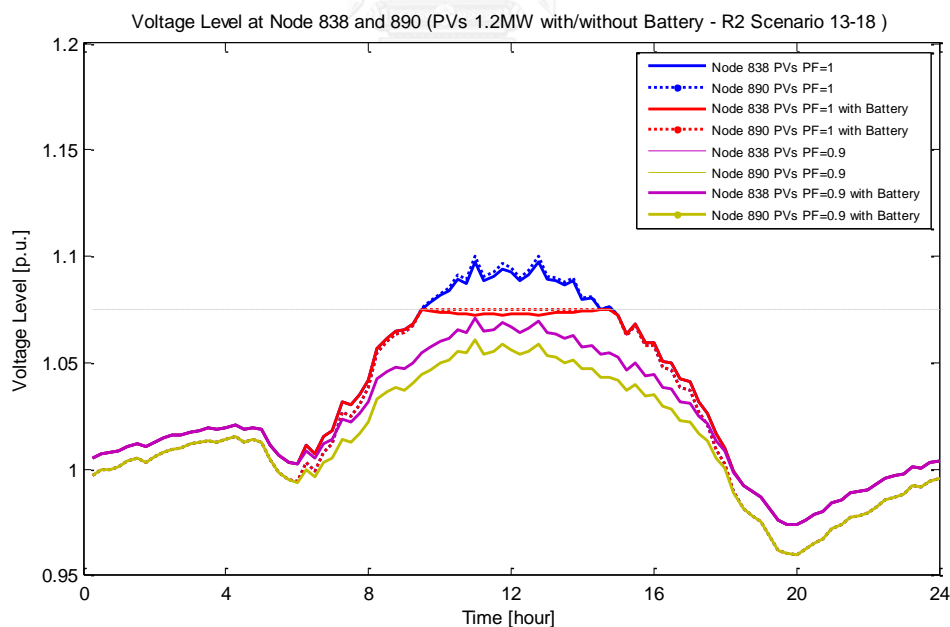


รูปที่ 6.24 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนติดตั้งและหลังติดตั้งระบบแบตเตอรี่ เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4 เมกะวัตต์

(กรณีศึกษากรุปที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2)



รูปที่ 6.25 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนติดตั้งและหลังติดตั้งระบบแบตเตอรี่เมื่อเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 1.8 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2)



รูปที่ 6.26 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนติดตั้งและหลังติดตั้งระบบแบตเตอรี่เมื่อเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 1.2 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2)

ตารางที่ 6.12 ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุด ก่อนและหลังใช้ระบบแบตเตอรี่ของกรณีศึกษา กลุ่มที่ 2 - กลุ่มย่อยที่ 2

กรณีศึกษา ย่อย	ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุด (p.u.)				ค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (p.u.)			
	บัส	ก่อนใช้ แบตเตอรี่	บัส	หลังใช้ แบตเตอรี่	บัส	ก่อนใช้ แบตเตอรี่	บัส	หลังใช้ แบตเตอรี่
1	890	1.1786	890	1.0750	890	0.9597	808	0.9543
2-3	890	1.1786	890	1.0750	890	0.9597	890	0.9597
4-6	838	1.1131	838	1.0750				
7-9	890	1.1408	890	1.0750				
10-12	838	1.0934	838	1.0750				
13-15	890	1.0999	838/890	1.0750				
16-18*	838	1.0711	838	1.0711				
หมายเหตุ * ไม่จำเป็นต้องติดตั้งระบบแบตเตอรี่ เนื่องจากไม่เกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกิน								

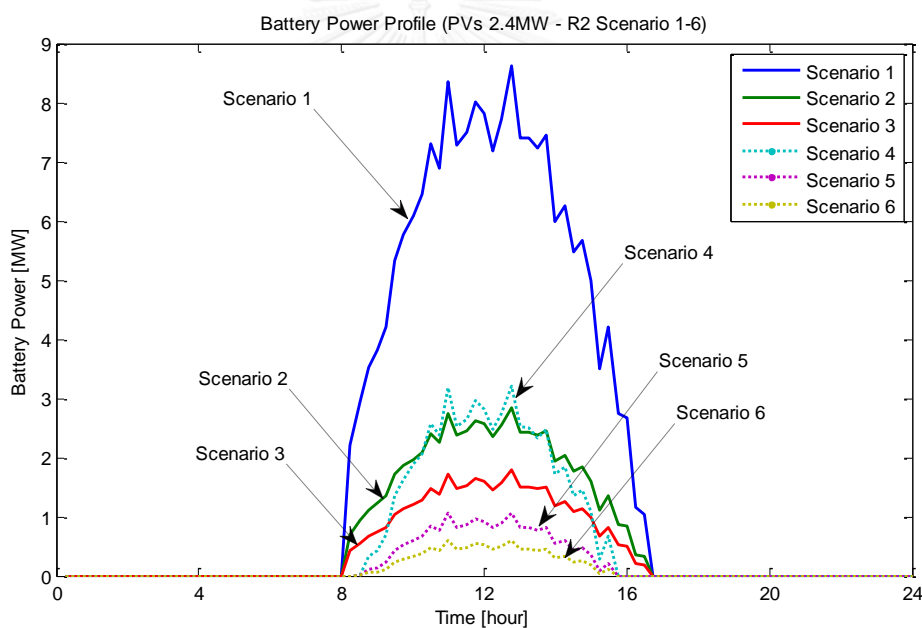
จากรูปที่ 6.15 ถึง 6.17 พบว่า เมื่อเชื่อมต่อบรรยากาศผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ด้วยกำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4, 1.8 และ 1.2 เมกะวัตต์ จะทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้น และ สร้างปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกิน 1.075 p.u. ทุกกรณีศึกษาย่อย ยกเว้นกรณีที่เชื่อมต่อบรรยากาศผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้ง 1.2 เมกะวัตต์ ที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 0.9 นำหน้า (กรณีศึกษาย่อยที่ 16 ถึง 18) จะไม่เกิดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าจากการเชื่อมต่อบรรยากาศผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินจะเกิดขึ้นสูงสุดที่บัส 890 ในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 1 และ ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินจะเกิดขึ้นสูงสุดที่บัส 838 ในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 0.9 นำหน้า

จากรูปที่ 6.24 ถึง 6.26 และตารางที่ 6.12 พบว่า การติดตั้งระบบแบตเตอรี่เพื่อแก้ไขปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินจะจำเป็นเฉพาะในกรณีที่เชื่อมต่อบรรยากาศผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4 และ 1.8 เมกะวัตต์ ทั้งในกรณีที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเป็น 1 และ 0.9 นำหน้า และ กำลังผลิตติดตั้งรวม 1.2 เมกะวัตต์ สำหรับกรณีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเป็น 1 เท่านั้น (กรณีศึกษาย่อยที่ 1 ถึง 15) โดยเมื่อใช้ระบบแบตเตอรี่ที่ตำแหน่งต้นทางของระบบ (กรณีศึกษาย่อยที่ 1) แรงดันไฟฟ้าที่บัสติดตั้งแบตเตอรี่จะถูกกดต่ำลงจนมีค่าต่ำที่สุดเพื่อให้สามารถควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในบริเวณที่เชื่อมต่อบรรยากาศผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้

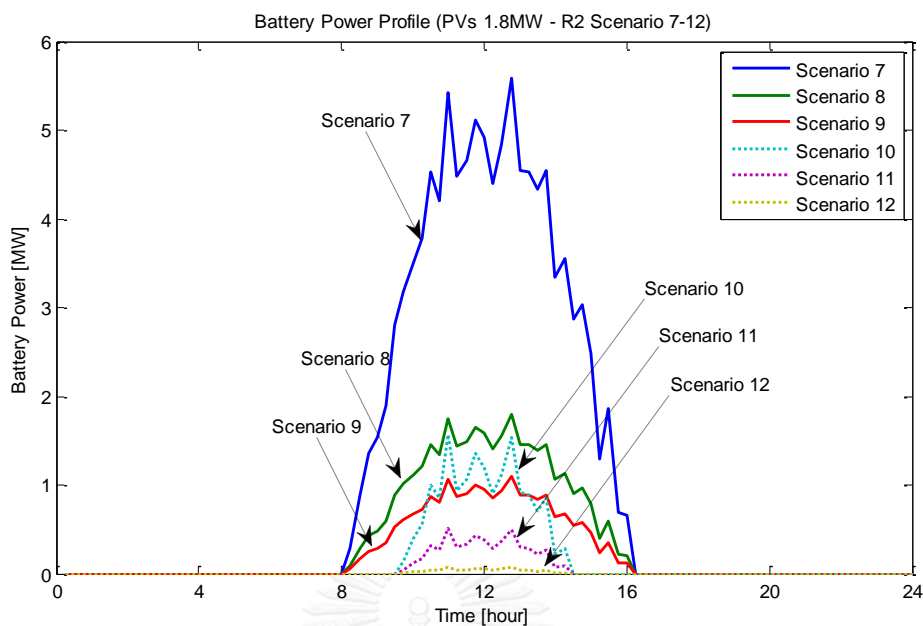
ส่วนการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 1.2 เมกะวัตต์ ที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 0.9 นำหน้า (กรณีศึกษาย่อยที่ 15 ถึง 18) ระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าไม่เกิน 1.075 p.u. จึงไม่จำเป็นต้องใช้ระบบแบตเตอรี่ในการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า

(2) ขนาดและการทำงานของแบตเตอรี่

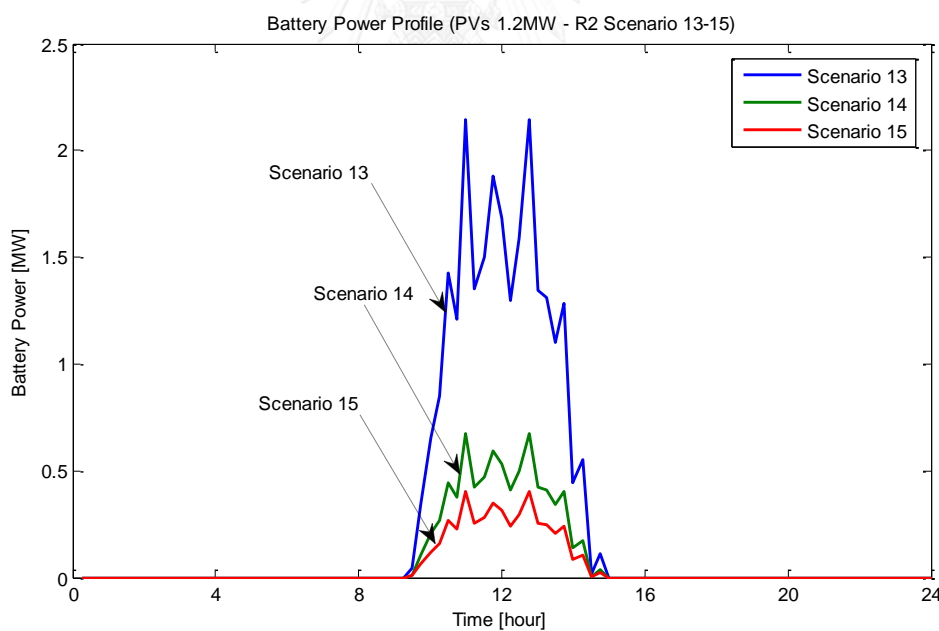
จากการทดสอบทั้ง 18 กรณีศึกษาย่อย สามารถแสดงกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ใน 1 วัน โดยแบ่งตามกำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 3 ขนาด คือ 2.4, 1.8 และ 1.2 เมกะวัตต์ ได้ดังรูปที่ 6.27 ถึง 6.29 และสามารถสรุปค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า ขนาดความจุ และระยะเวลาในการทำงานของแบตเตอรี่ ที่ใช้ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้อยู่ในช่วง 0.925 ถึง 1.075 p.u. ได้ดังตารางที่ 6.13



รูปที่ 6.27 กำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ 1 วัน เมื่อเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้ง 2.4 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2)



รูปที่ 6.28 กำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ 1 วัน เมื่อเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้ง 1.8 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2)



รูปที่ 6.29 กำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ 1 วัน เมื่อเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้ง 1.2 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2)

ตารางที่ 6.13 ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า ขนาดความจุ และ ระยะเวลาในการทำงานของแบตเตอรี่ของ
กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2

กรณีศึกษา ย่อย	พิกัดกำลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ขนาดความจุ (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	ระยะเวลาในการทำงาน (ชั่วโมง)
1	8.6125	47.5622	8.5
2	2.8507	15.4614	8.5
3	1.7810	9.4997	8.5
4	3.2035	13.5278	7.25
5	1.0554	4.4022	7.25
6	0.5970	2.4464	7.25
7	5.5813	26.2782	8
8	1.8017	8.3871	8
9	1.0995	5.0645	8
10	1.5723	4.1296	4.75
11	0.5055	1.3216	4.75
12	0.2764	0.7194	4.75
13	2.1438	6.0706	5.5
14	0.6754	1.9040	5.5
15	0.4029	1.1307	5.5
16-18	ไม่จำเป็นต้องใช้ระบบแบตเตอรี่		

จากรูปที่ 6.27 ถึง 6.29 และ ตารางที่ 6.13 พบว่า การติดตั้งระบบแบตเตอรี่ที่ตำแหน่ง
ปลายระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะส่งผลให้ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า และ ขนาดความจุของแบตเตอรี่ มีค่าลดลง
อย่างมีนัยยะสำคัญ นอกจากนี้ค่าตัวประกอบกอบกำลังไฟฟ้าส่งผลต่อระยะเวลาในการทำงานของ
แบตเตอรี่ เนื่องจากผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินจากการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าพลังงาน
แสงอาทิตย์ที่ช่วยรับกำลังไฟฟ้านอกที่พจากระบบ ทำให้ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกิดขึ้นน้อยกว่า
กรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ไม่ช่วยรับกำลังไฟฟ้านอกที่พจากระบบ ซึ่งส่งผลให้ค่า
พิกัดกำลังไฟฟ้า และ ขนาดความจุของแบตเตอรี่มีค่าลดลง เช่นเดียวกับในกรณีศึกษากลุ่มที่ 1 และ
กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 1

อย่างไรก็ตาม สำหรับในกรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2 ในรูปที่ 6.27 และ 6.28 พบว่า เมื่อลดขอบเขตบนของระดับแรงดันไฟฟ้าให้ต่ำลง ผลของตำแหน่งติดตั้งระบบแบตเตอรี่จะมีผลต่อค่า พิกัดกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่มากกว่าการปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์ โดยสังเกตได้จากที่ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่เมื่อติดตั้งระบบแบตเตอรี่ที่ตำแหน่ง กลางระบบ ในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 1 มีค่าต่ำกว่าเมื่อติดตั้งระบบแบตเตอรี่ที่ตำแหน่งต้นระบบ ในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์ทำงานที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 0.9 นำหน้า ซึ่งมีความแตกต่างกับผลการศึกษา ในกรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 1

(3) ค่าดัชนีประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่

ค่าดัชนีประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษากลุ่มที่ 2 กลุ่มย่อยที่ 2 ทั้ง 18 กรณีศึกษาย่อย สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 6.14

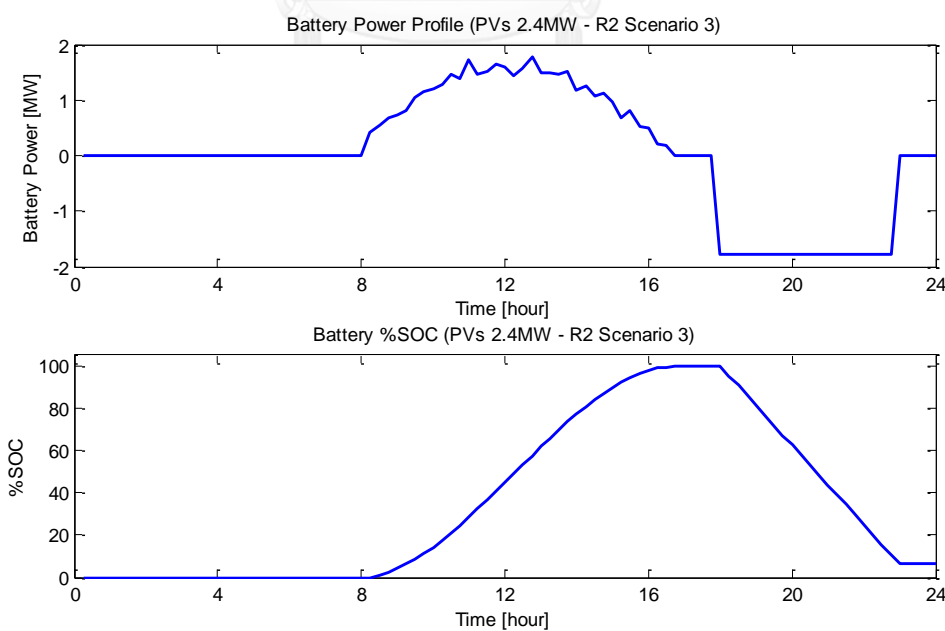
ตารางที่ 6.14 ค่าดัชนีประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2

กรณีศึกษาย่อย	ดัชนีทางกำลังไฟฟ้า	ดัชนีทางพลังงานไฟฟ้า	ผลการประเมิน
1	3.5885	2.7397	ไม่เหมาะสม
2	1.1878	0.8906	ไม่เหมาะสม
3	0.7421	0.5472	เหมาะสม
4	1.3348	0.7792	ไม่เหมาะสม
5	0.4397	0.2536	เหมาะสม
6	0.2487	0.1409	เหมาะสม
7	3.1007	2.0182	ไม่เหมาะสม
8	1.0009	0.6441	ไม่เหมาะสม
9	0.6108	0.3890	เหมาะสม
10	0.8735	0.3172	ไม่เหมาะสม
11	0.2808	0.1015	เหมาะสม
12	0.1536	0.0553	เหมาะสม
13	1.7865	0.6994	ไม่เหมาะสม
14	0.5628	0.2193	เหมาะสม
15	0.3357	0.1303	เหมาะสม
16-18	0.0000	0.0000	ไม่จำเป็นต้องใช้แบตเตอรี่

จากตารางที่ 6.14 พบว่า เมื่อลดค่าขอบเขตบนของแรงดันไฟฟ้าจาก 1.10 p.u. เหลือ 1.075 p.u. จะส่งผลให้ดัชนีประเมินความเหมาะสมทั้งด้านกำลังไฟฟ้า และ พลังงานไฟฟ้า มีค่าเพิ่มขึ้น เนื่องจากจำเป็นต้องใช้แบตเตอรี่ที่มีขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้า และ ความจุไฟฟ้ามากขึ้น โดยผลการทดสอบในกรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2 พบว่า การติดตั้งระบบแบตเตอรี่ที่ตำแหน่งกลางระบบ ขนาดของแบตเตอรี่เริ่มที่จะไม่เหมาะสมที่จะใช้ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในขอบเขตที่กำหนด เมื่อเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4 และ 1.8 เมกะวัตต์ ที่ทำงานที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 1 (กรณีศึกษาย่อยที่ 2 และ 8) และ การติดตั้งระบบแบตเตอรี่ที่ต้นระบบ ขนาดแบตเตอรี่เริ่มที่จะไม่เหมาะสมในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในขอบเขต เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำงานที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 0.9 นำหน้า (กรณีศึกษาย่อยที่ 4 และ 10)

(4) การทดสอบใช้งานแบตเตอรี่ใน 1 วัน

ในส่วนการทดสอบใช้งานแบตเตอรี่ลดความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ในกรณีนี้จะยกตัวอย่างของกรณีศึกษาย่อยที่ 3 เนื่องจากเป็นขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมและมีขนาดใหญ่ที่สุดในกรณีศึกษาย่อยกลุ่มที่ 2 เมื่อประเมินด้วยดัชนีประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่ โดยค่ากำลังไฟฟ้า และ สถานะประจุของแบตเตอรี่สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.30 และสามารถสรุปค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดและสูงสุดได้ดังตารางที่ 6.15



รูปที่ 6.30 กำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ใน 1 วัน และ ค่าสถานะประจุของแบตเตอรี่ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2 กรณีศึกษาย่อยที่ 3)

ตารางที่ 6.15 ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดหลังจากทดสอบใช้ระบบแบตเตอรี่ลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2 กรณีศึกษาย่อยที่ 3)

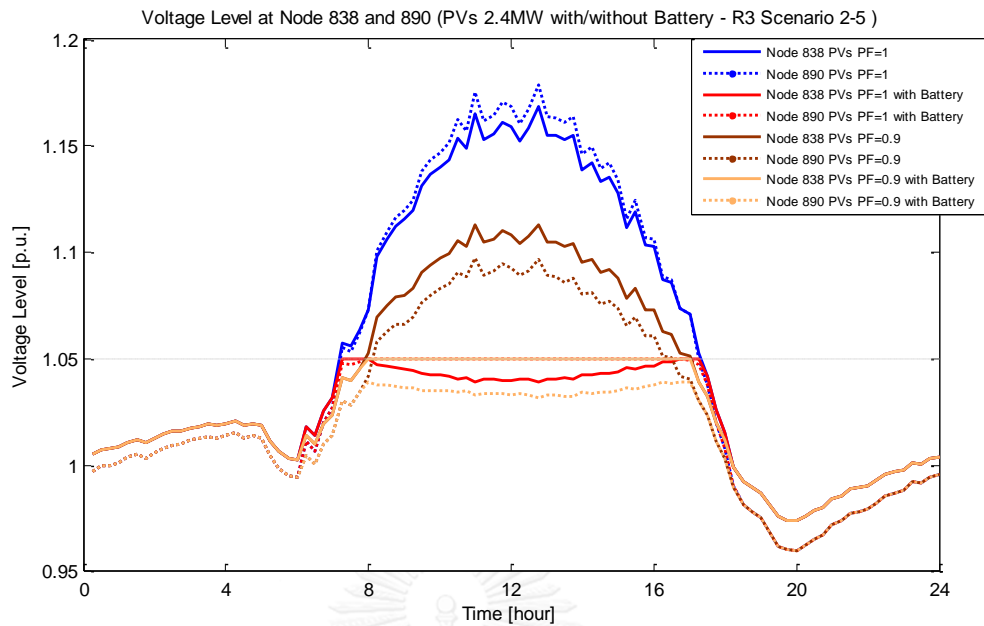
แรงดันไฟฟ้าสูงสุด		แรงดันไฟฟ้าต่ำสุด	
บัส	ค่าแรงดันไฟฟ้า (p.u.)	บัส	ค่าแรงดันไฟฟ้า (p.u.)
838	1.1393	890	0.9879

จากรูปที่ 6.30 และ ตารางที่ 6.15 เมื่อใช้ระบบแบตเตอรี่ลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในช่วงเวลา 18.00 น. ถึง 23.00 น. โดยพยายามใช้พลังงานไฟฟ้าที่สะสมในแบตเตอรี่ทั้งหมด การใช้แบตเตอรี่ในช่วงเวลาดังกล่าวไม่สามารถรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้อยู่ในช่วงแรงดันไฟฟ้าที่ต้องการควบคุมได้ และไม่สามารถจ่ายพลังงานสะสมที่อยู่ในแบตเตอรี่ได้ทั้งหมด ทั้งนี้เนื่องจากระยะเวลาในการจ่ายกำลังไฟฟ้าในเวลา 5 ชั่วโมง ของระบบแบตเตอรี่มีค่าน้อยเกินไป เมื่อเทียบกับขนาดความจุของแบตเตอรี่ และส่งผลให้กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่คำนวณได้จากการจ่ายกำลังไฟฟ้าในเวลา 5 ชั่วโมงมีค่ามากกว่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ แต่อย่างไรก็ตามระบบแบตเตอรี่ไม่สามารถจ่ายค่ากำลังไฟฟ้าเกินค่าพิกัดกำลังได้ จึงถูกกำหนดให้จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ค่าพิกัดเป็นเวลา 5 ชั่วโมง โดยที่ยังมีพลังงานสะสมเหลืออยู่ในตัวแบตเตอรี่ ซึ่งทำให้แนวโน้มการจ่ายกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่มีค่าสูงจนเกิดผลกระทบต่อด้านแรงดันไฟฟ้าเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ ทั้งนี้อาจสามารถแก้ไขปัญหาข้างต้นโดยการขยายเวลาการจ่ายกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่เพื่อช่วยลดผลกระทบต่อด้านแรงดันไฟฟ้าเกินขณะที่ทำการลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในระบบ

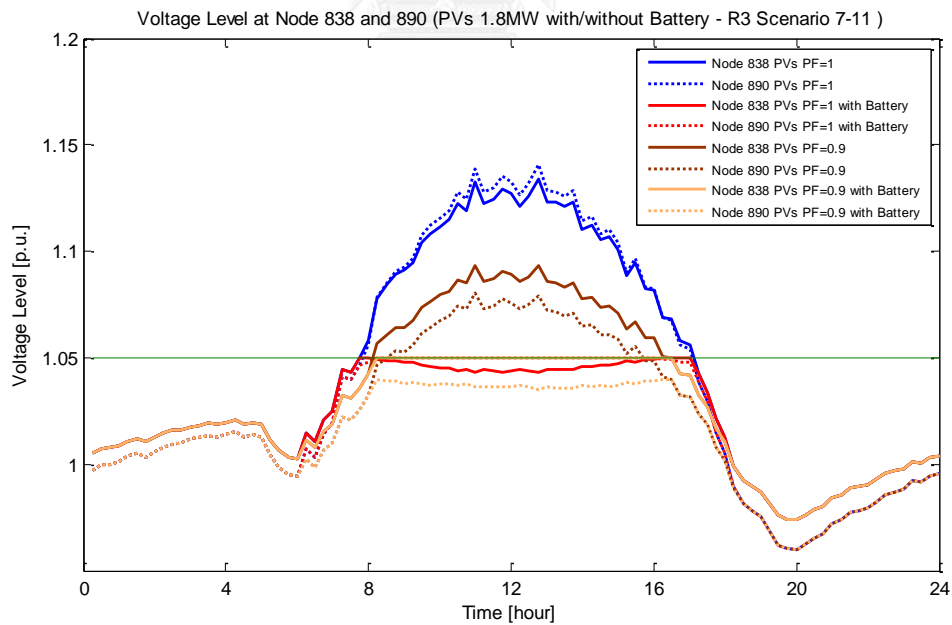
6.2.4.3 กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3

(1) แรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

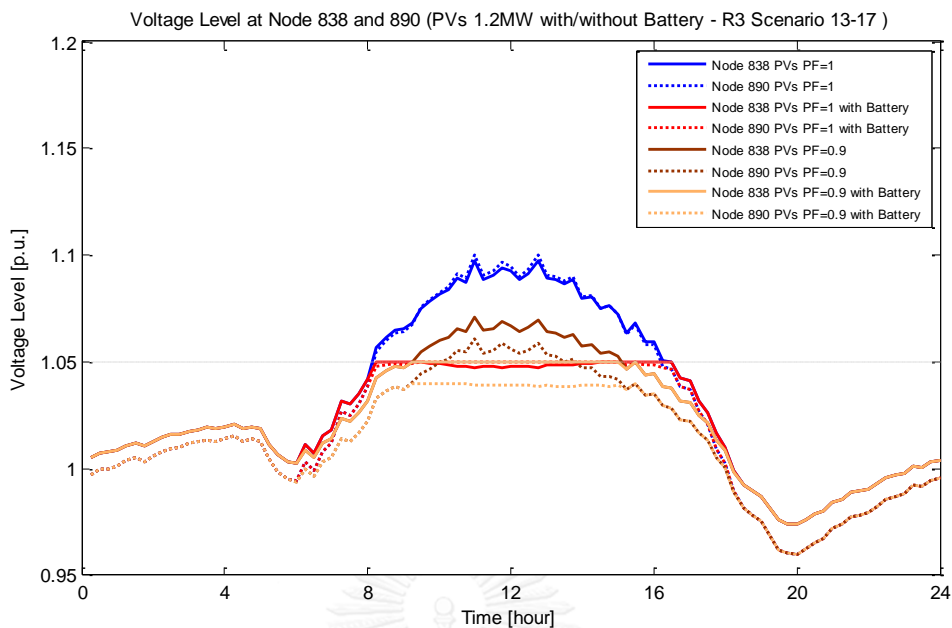
ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ของบัส 838 และ 890 ที่มีผลกระทบต่อด้านแรงดันไฟฟ้าเกินสูงที่สุดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าก่อนที่จะเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และ หลังเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ก่อนใช้งานระบบแบตเตอรี่ สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.31 ถึง 6.35 และสามารถสรุปค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดในแต่ละกรณีย่อยได้ดังตารางที่ 6.16



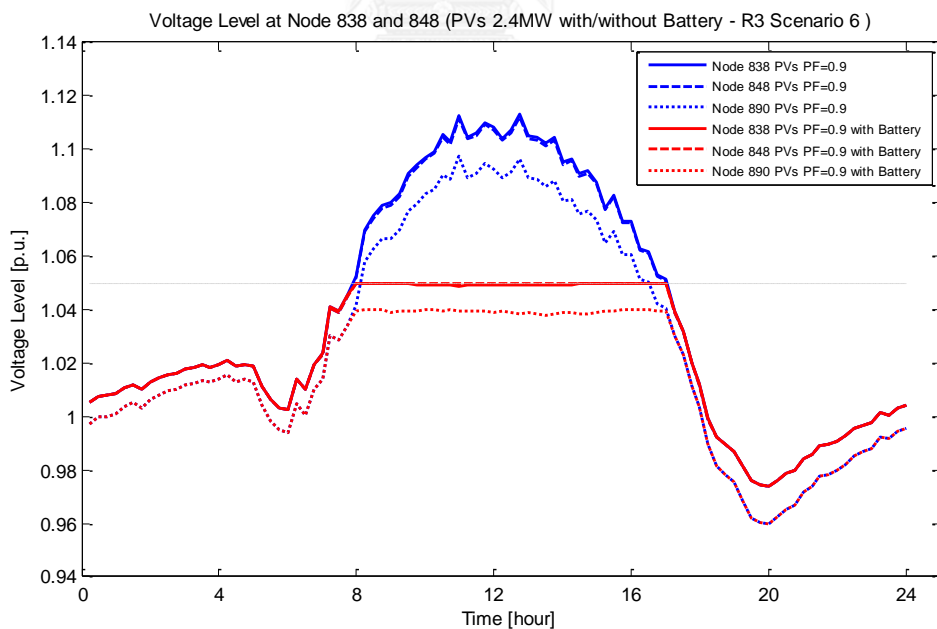
รูปที่ 6.31 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนติดตั้งและหลังติดตั้งระบบแบตเตอรี่เมื่อเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 - กลุ่มย่อยที่ 3)



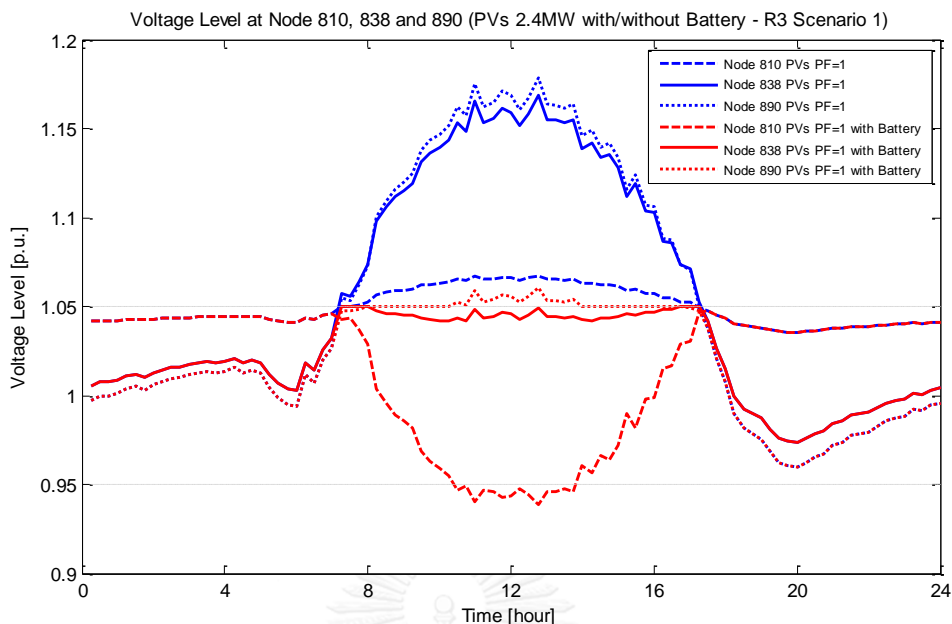
รูปที่ 6.32 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนติดตั้งและหลังติดตั้งระบบแบตเตอรี่เมื่อเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 1.8 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 - กลุ่มย่อยที่ 3)



รูปที่ 6.33 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 890 ก่อนติดตั้งและหลังติดตั้งระบบแบตเตอรี่เมื่อเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 1.2 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3)



รูปที่ 6.34 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 838 และ 848 ก่อนติดตั้งและหลังติดตั้งระบบแบตเตอรี่เมื่อเชื่อมต่อบรรบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3 กรณีศึกษาย่อยที่ 6)



รูปที่ 6.35 ลักษณะแรงดันไฟฟ้า 1 วัน ที่บัส 810, 838 และ 890 ก่อนติดตั้งและหลังติดตั้งระบบ แบตเตอรี่ เมื่อเชื่อมต่อบรรยากาศผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3 กรณีศึกษาย่อยที่ 1)

ตารางที่ 6.16 ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุด ก่อนและหลังใช้ระบบแบตเตอรี่ของกรณีศึกษา กลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3

กรณีศึกษา ย่อย	ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุด (p.u.)				ค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (p.u.)			
	บัส	ก่อนใช้ แบตเตอรี่	บัส	หลังใช้ แบตเตอรี่	บัส	ก่อนใช้ แบตเตอรี่	บัส	หลังใช้ แบตเตอรี่
1*	890	1.1786	890	1.0605	890	0.9597	810	0.9384
2-3	890	1.1786	838/890	1.0500	890	0.9597	890	0.9597
4	838	1.1131	838/890	1.0500				
5			838	1.0500				
6			838/848	1.0500				
7-9	890	1.1408	838/890	1.0500				
10-11	838	1.0934	838	1.0500				
12			838/848	1.0500				
13-15	890	1.0999	838/890	1.0500				
16-17	838	1.0711	838	1.0500				

กรณีศึกษา ย่อย	ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุด (p.u.)				ค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (p.u.)			
	บัส	ก่อนใช้ แบตเตอรี่	บัส	หลังใช้ แบตเตอรี่	บัส	ก่อนใช้ แบตเตอรี่	บัส	หลังใช้ แบตเตอรี่
18	838	1.0711	838/848	1.0500	890	0.9597	890	0.9597
หมายเหตุ * ระบบแบตเตอรี่ไม่สามารถช่วยควบคุมแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในช่วงที่กำหนดได้								

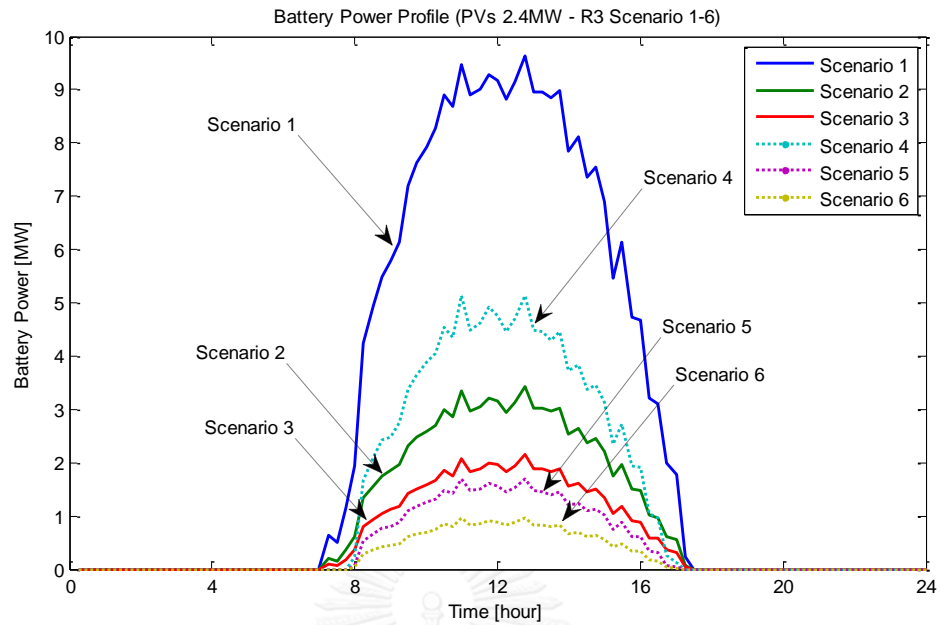
จากรูปที่ 6.31 ถึง 6.33 และ ตารางที่ 6.16 เมื่อลดขอบเขตค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดลงเหลือ 1.05 p.u. จะส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุดหลังใช้แบตเตอรี่เปลี่ยนแปลงไป โดยเริ่มมีการคาบเกี่ยวกันในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่บัส 838 และ 890 จากเดิมที่แรงดันไฟฟ้าจะอยู่ที่ค่าขอบเขตบนจะพบที่บัส 890 หรือ 838 เท่านั้น ในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 1 และ 0.9 นำหน้า ตามลำดับ

จากรูปที่ 6.34 และ ตารางที่ 6.16 แรงดันไฟฟ้าก่อนและหลังใช้ระบบแบตเตอรี่ของกรณีศึกษาย่อยที่ 6 (ใช้เป็นตัวแทนของกรณีศึกษาย่อยที่ 12 และ 18 ด้วย) เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 0.9 นำหน้า ค่าแรงดันไฟฟ้าที่ขอบเขตบนเมื่อใช้ระบบแบตเตอรี่ที่ตำแหน่งปลายระบบจะเกิดขึ้นที่บัส 838 และ 848 โดยตำแหน่งบัสที่แรงดันไฟฟ้าสูงที่สุดยังคงเป็นตำแหน่งที่เชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อยู่

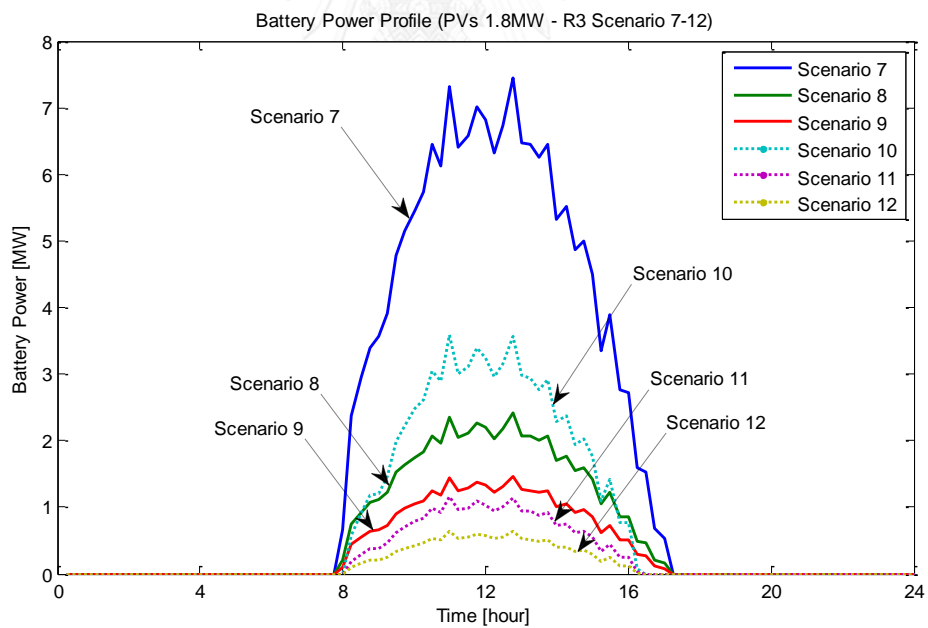
อย่างไรก็ตาม จากรูปที่ 6.35 พบว่า การเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4 เมกะวัตต์ ที่ทำงานที่ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 1 ระบบแบตเตอรี่ที่ติดตั้งที่ต้นทางของระบบจำหน่ายไฟฟ้าไม่สามารถช่วยควบคุมแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในขอบเขต 0.95 ถึง 1.05 p.u. ในเวลาเดียวกันได้

(2) ขนาดและการทำงานของแบตเตอรี่

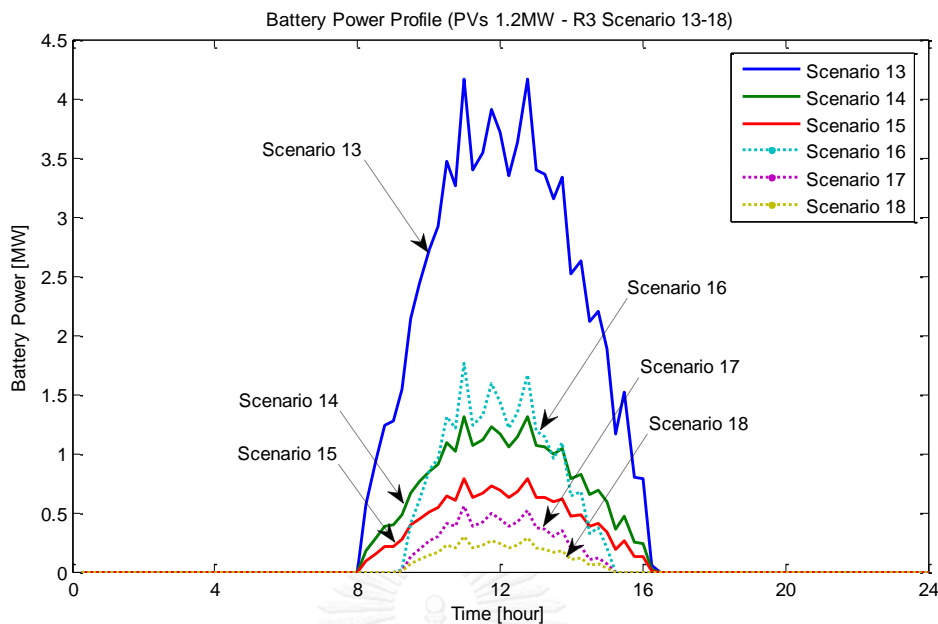
จากการทดสอบทั้ง 18 กรณีศึกษาย่อย สามารถแสดงกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ใน 1 วัน แบ่งตามกำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 3 ขนาด คือ 2.4, 1.8 และ 1.2 เมกะวัตต์ ได้ดังรูปที่ 6.36 และ 6.38 และสามารถสรุปค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า ขนาดความจุ และระยะเวลาในการทำงานของแบตเตอรี่ ที่ใช้ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้อยู่ในช่วง 0.95 ถึง 1.05 p.u. ได้ดังตารางที่ 6.17



รูปที่ 6.36 กำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ 1 วัน เมื่อเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้ง 2.4 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3)



รูปที่ 6.37 กำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ 1 วัน เมื่อเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้ง 1.8 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3)



รูปที่ 6.38 กำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ 1 วัน เมื่อเชื่อมต่อบนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้ง 1.8 เมกะวัตต์ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3)

ตารางที่ 6.17 ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า ขนาดความจุ และ ระยะเวลาในการทำงานของแบตเตอรี่ของกรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3

กรณีศึกษา ย่อย	พิกัดกำลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ขนาดความจุ (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	ระยะเวลาในการทำงาน (ชั่วโมง)
1	9.6235	64.4052	10.25
2	3.4315	21.2733	10.25
3	2.1461	13.0229	10.25
4	5.1334	30.0734	9.25
5	1.6944	9.7536	9.25
6	0.9736	5.4729	9.25
7	7.4537	43.2868	9.25
8	2.4119	13.8035	9.25
9	1.4720	8.2973	9.25
10	3.5957	18.1822	8.25
11	1.1576	5.7966	8.25
12	0.6439	3.1751	8.25

กรณีศึกษา ย่อย	พิกัดกำลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	ขนาดความจุ (เมกะวัตต์ชั่วโมง)	ระยะเวลาในการทำงาน (ชั่วโมง)
13	4.1612	20.3231	8.25
14	1.3130	6.3616	8.25
15	0.7825	3.7296	8.25
16	1.7673	5.8866	6
17	0.5565	1.8453	6
18	0.2995	0.9843	6

จากรูปที่ 6.36 ถึง 6.38 และ ตารางที่ 6.17 พบว่า การติดตั้งระบบแบตเตอรี่ที่ตำแหน่ง ปลายระบบส่งผลให้ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า และ ขนาดความจุของแบตเตอรี่ มีค่าลดลงอย่างมีนัยยะ สำคัญ และพบว่า ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าจะส่งผลต่อระยะเวลาในการทำงานของแบตเตอรี่ เนื่องจากผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินจากการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ช่วย รับกำลังไฟฟ้านี้แอกทีฟจากระบบทำให้ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกิดขึ้นน้อยกว่ากรณีในระบบ ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ไม่ช่วยรับกำลังไฟฟ้านี้แอกทีฟจากระบบ ซึ่งส่งผลให้ค่าพิกัด กำลังไฟฟ้า และ ขนาดความจุของแบตเตอรี่มีค่าลดลง สอดคล้องกับผลการทดสอบในกรณีศึกษา กลุ่มที่ 1 และกรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 1 และ 2

นอกจากนี้ เมื่อลดขอบเขตบนของระดับแรงดันไฟฟ้าให้ต่ำลง ผลของตำแหน่งติดตั้งระบบ แบตเตอรี่จะมีผลต่อค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่มากกว่าผลจากการปรับค่าตัวประกอบ กำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยสังเกตได้จากค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของ แบตเตอรี่เมื่อติดตั้งระบบแบตเตอรี่ที่ตำแหน่งกลางระบบ กรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ทำงานที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 1 ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่มีค่าต่ำกว่า เมื่อติดตั้ง ระบบแบตเตอรี่ที่ตำแหน่งต้นระบบในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำงานที่ค่าตัว ประกอบกำลังไฟฟ้า 0.9 นำหน้า เช่นเดียวกับผลในกรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2

(3) ค่าดัชนีประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่

ค่าดัชนีประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่ในกรณีศึกษากลุ่มที่ 2 กลุ่มย่อยที่ 3 ทั้ง 18 กรณีศึกษาย่อย สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 6.18

ตารางที่ 6.18 ค่าดัชนีประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่กรณีสึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3

กรณีสึกษาย่อย	ดัชนีทางกำลังไฟฟ้า	ดัชนีทางพลังงานไฟฟ้า	ผลการประเมิน
1	4.0098	3.7099	ไม่เหมาะสม และไม่ สามารถควบคุมระดับ แรงดันไฟฟ้าได้
2	1.4298	1.2254	ไม่เหมาะสม
3	0.8942	0.7501	ไม่เหมาะสม
4	2.1389	1.7323	ไม่เหมาะสม
5	0.7060	0.5618	เหมาะสม
6	0.4057	0.3152	เหมาะสม
7	4.1410	3.3245	ไม่เหมาะสม
8	1.3399	1.0601	ไม่เหมาะสม
9	0.8178	0.6373	ไม่เหมาะสม
10	1.9976	1.3964	ไม่เหมาะสม
11	0.6431	0.4452	เหมาะสม
12	0.3577	0.2439	เหมาะสม
13	3.4677	2.3413	ไม่เหมาะสม
14	1.0942	0.7329	ไม่เหมาะสม
15	0.6521	0.4297	เหมาะสม
16	1.4727	0.6782	ไม่เหมาะสม
17	0.4638	0.2126	เหมาะสม
18	0.2495	0.1134	เหมาะสม

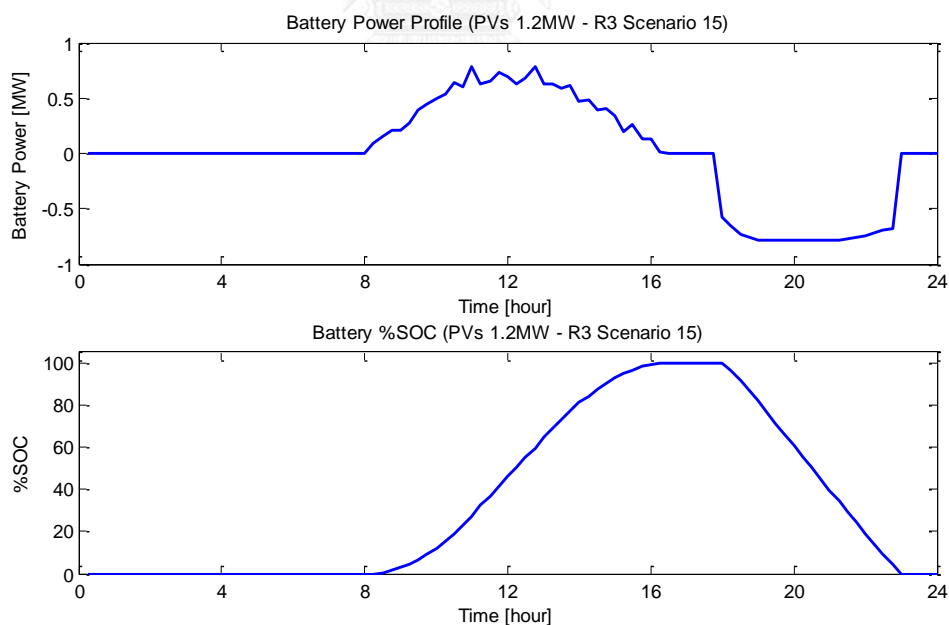
จากตารางที่ 6.18 พบว่า เมื่อลดค่าขอบเขตบนของแรงดันไฟฟ้าเหลือ 1.05 p.u. จะส่งผลให้ดัชนีประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่ทั้งด้านกำลังไฟฟ้า และ พลังงานไฟฟ้า มีค่าเพิ่มขึ้นจากเดิม เนื่องจากการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในขอบเขตที่กำหนดจำเป็นต้องใช้ระบบแบตเตอรี่ที่มีขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้า และ ความจุไฟฟ้ามากขึ้น โดยผลการทดสอบในกรณีสึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 3 พบว่า การติดตั้งระบบแบตเตอรี่ที่ตำแหน่งปลายระบบ ขนาดของแบตเตอรี่ที่หาได้เริ่มไม่เหมาะสมที่จะควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในขอบเขตที่กำหนด เมื่อเชื่อมต่อบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4 และ 1.8 เมกะวัตต์ ที่ทำงานที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

เท่ากับ 1 (กรณีศึกษาย่อยที่ 3 และ 9) และ การติดตั้งระบบแบตเตอรี่ที่ต้นระบบ เมื่อเชื่อมต่อบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตติดตั้งรวม 2.4 เมกะวัตต์ ในกรณีที่ทำหน้าที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 1 (กรณีศึกษาย่อยที่ 1) แบตเตอรี่จะไม่สามารถช่วยควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้อยู่ในขอบเขต 0.95 ถึง 1.05 p.u. ได้

สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำงานที่ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 0.9 นำหน้า (กรณีศึกษาที่ 4, 10 และ 16) การใช้ระบบแบตเตอรี่ที่ติดตั้งในตำแหน่งต้นระบบยังมีความไม่เหมาะสมเช่นเดิม ส่วนการใช้ระบบแบตเตอรี่ในตำแหน่งกลาง และปลายระบบ ยังมีความเหมาะสมและอยู่ในขอบเขตที่ยอมรับได้อยู่

(4) การทดสอบใช้งานแบตเตอรี่ใน 1 วัน

ในส่วนการทดสอบใช้งานแบตเตอรี่ลดความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ในกรณีนี้จะยกตัวอย่างของกรณีศึกษาย่อยที่ 15 ซึ่งเป็นกรณีที่ระบบแบตเตอรี่มีค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า และค่าความจุไฟฟ้าสูงที่สุด และมีความเหมาะสมสำหรับการใช้ในการควบคุมแรงดันไฟฟ้า โดยค่ากำลังไฟฟ้า และ สถานะประจุของแบตเตอรี่สามารถได้ดังรูปที่ 6.39 และสามารถสรุปค่าแรงดันไฟฟ้าต่ำสุดและสูงสุดได้ดังตารางที่ 6.19



รูปที่ 6.39 กำลังไฟฟ้าของระบบแบตเตอรี่ใน 1 วัน และ ค่าสถานะประจุของแบตเตอรี่ (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2 กรณีศึกษาย่อยที่ 15)

ตารางที่ 6.19 ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดหลังจากทดสอบใช้ระบบแบตเตอรี่ลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (กรณีศึกษากลุ่มที่ 2 – กลุ่มย่อยที่ 2 กรณีศึกษาย่อยที่ 15)

แรงดันไฟฟ้าสูงสุด		แรงดันไฟฟ้าต่ำสุด	
บัส	ค่าแรงดันไฟฟ้า (p.u.)	บัส	ค่าแรงดันไฟฟ้า (p.u.)
838	1.0545	890	0.9879

จากรูปที่ 6.39 และ ตารางที่ 6.19 เมื่อใช้แบตเตอรี่ลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในช่วงเวลา 18.00 น. ถึง 23.00 น. โดยพยายามใช้พลังงานไฟฟ้าที่สะสมในแบตเตอรี่ทั้งหมด การใช้แบตเตอรี่ในช่วงเวลาดังกล่าวไม่สามารถรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้อยู่ในช่วงแรงดันไฟฟ้าที่ต้องการควบคุม คือ 1.05 p.u. อย่างไรก็ตามปัญหาดังกล่าวสามารถแก้ไขได้โดยการเพิ่มระยะเวลาในการคายประจุของระบบแบตเตอรี่ให้มีความเหมาะสมมากยิ่งขึ้น

กล่าวโดยภาพรวมแล้ว การปรับขอบเขตการควบคุมแรงดันไฟฟ้าให้มีค่าลดลงหรือเข้มงวดมากขึ้น จะส่งผลให้แบตเตอรี่ที่ใช้ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า ขนาดความจุ รวมถึงดัชนีประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่ ทั้งดัชนีทางกำลังไฟฟ้า และ ดัชนีทางพลังงานไฟฟ้า มีค่ามากขึ้น ทั้งนี้เมื่อต้องการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในขอบเขตที่เข้มงวดมากขึ้น ตำแหน่งติดตั้งระบบแบตเตอรี่จะมีนัยยะสำคัญมากกว่าการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า โดยเมื่อติดตั้งระบบแบตเตอรี่ที่กลางระบบจะสามารถช่วยให้ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่ช่วยรับกำลังไฟฟ้ที่ฟลักจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า มีค่าต่ำกว่าขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ที่ติดตั้งในตำแหน่งต้นระบบในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ช่วยรับกำลังไฟฟ้ที่ฟลักจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ อย่างไรก็ตาม การติดตั้งระบบแบตเตอรี่ในตำแหน่งปลายระบบไฟฟ้ายังคงช่วยให้ขนาดของระบบแบตเตอรี่มีแนวโน้มที่จะเล็กกว่าตำแหน่งอื่นๆ

นอกจากนี้ ถึงแม้ว่าการประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่จากดัชนีทางกำลังไฟฟ้า และพลังงานไฟฟ้า จะช่วยให้ประเมินความเหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่ ที่สามารถการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในขณะที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ แต่การนำระบบแบตเตอรี่ด้วยขนาดข้างต้นไปใช้ในการลดค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอาจยังไม่สามารถควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในขอบเขตที่กำหนดได้ในบางกรณี ซึ่งควรพิจารณาถึงระยะเวลาในการคายประจุของระบบแบตเตอรี่ให้นานขึ้น หรือหาแนวทางในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าจากแบตเตอรี่ที่มีความเหมาะสมมากยิ่งขึ้น

บทที่ 7

สรุปผลการทดสอบ และ ข้อเสนอแนะ

ในบทนี้ จะแบ่งเนื้อหาออกเป็น 2 ส่วน ในส่วนแรก จะสรุปผลการทดสอบทั้งสองกลุ่ม กรณีศึกษาที่ได้นำเสนอไปในบทที่ 6 และในส่วนที่สอง จะแนะนำข้อเสนอแนะที่ควรพิจารณาเพิ่มเติม นอกเหนือจากที่พิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

7.1 สรุปผลการทดสอบ

(1) การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยกำลังผลิตติดตั้งที่สูงกว่า ข้อกำหนดการเชื่อมต่อสามารถสร้างผลกระทบแรงดันไฟฟ้าเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ โดยผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าเกินจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าแบบวันทำงาน ของโหลดประเภทบ้านพักอาศัย ขนาดมากกว่า 150 หน่วยต่อเดือน จะเกิดผลกระทบสูงกว่าในกรณีของความต้องการใช้ไฟฟ้าในวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

(2) การติดตั้งระบบแบตเตอรี่ 1 ระบบ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยการจ่ายหรือรับ กำลังไฟฟ้าจริงจากการคำนวณด้วยโปรแกรมเชิงกำลังสองสามารถช่วยรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ ในขอบเขตที่กำหนดได้ อย่างไรก็ตาม หากควบคุมค่าแรงดันไฟฟ้าในขอบเขตที่เข้มงวดมากเกินไป อาจเกิดกรณีที่ระบบแบตเตอรี่ไม่สามารถช่วยควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้

(3) การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าด้วยการช่วยรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจากระบบ จำหน่ายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถช่วยลดผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้า เกินจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ ซึ่งส่งผลให้ระยะเวลาในการใช้งาน แบตเตอรี่ลดลง ทำให้ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า และ ความจุของแบตเตอรี่มีค่าลดลงอย่างมีนัยยะสำคัญ

(4) ตำแหน่งติดตั้งระบบแบตเตอรี่มีนัยยะสำคัญต่อค่าพิกัดกำลังไฟฟ้า และขนาดความจุของ แบตเตอรี่ โดยการติดตั้งระบบแบตเตอรี่ที่ตำแหน่งท้ายระบบ หรือ ในบริเวณที่ใกล้กับแหล่งของระบบ ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะช่วยลดขนาดของแบตเตอรี่ได้

(5) การใช้โปรแกรมเชิงกำลังสองสามารถช่วยวางแผนในการหาขนาดแบตเตอรี่ที่เล็กที่สุดที่ ตำแหน่งที่กำหนดได้ รวมถึงดัชนีทางกำลังไฟฟ้า และ ดัชนีทางพลังงานไฟฟ้า ที่นำเสนอใน วิทยานิพนธ์ สามารถช่วยประเมินความเหมาะสมด้านขนาดของแบตเตอรี่ได้

7.2 ข้อเสนอแนะ

(1) ลักษณะการใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริงของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย อาจจะมีลักษณะการใช้ไฟฟ้าหลายประเภทในระบบเดียวกัน ซึ่งบางครั้งการวิเคราะห์อาจจำเป็นต้องพิจารณาถึงความหลากหลายของลักษณะการใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า รวมถึงลักษณะการกระจายตัวของโหลดไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วย

(2) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริงอาจไม่เป็นระบบแบบ 3 เฟสสมดุล ทั้งนี้อาจจะเป็นเนื่องจากความไม่สมดุลเนื่องจากองค์ประกอบและพารามิเตอร์ของระบบ หรืออาจจะเป็นมาจากการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทเฟสเดียว ซึ่งหากต้องการให้แบบจำลองการทดสอบถูกต้องควรจะต้องจำลองระบบการศึกษาเป็นระบบไม่สมดุล แต่จะทำให้การวิเคราะห์ซับซ้อนขึ้นเป็นอย่างมาก

(3) การควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเดิม ทางกรไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย อาจจะใช้อุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่ติดตั้งอยู่แล้วในระบบ เช่น หม้อแปลงแบบปรับแก้ได้ อุปกรณ์ควบคุมแรงดันแบบขั้น (SVR) ตัวเก็บประจุ เป็นต้น ทั้งนี้การวิเคราะห์การใช้งานแบตเตอรี่ควรจะต้องวิเคราะห์ร่วมกับอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าเดิมตามแนวทางที่กรไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องการจะใช้ด้วย เพื่อช่วยในการลดขนาดของแบตเตอรี่ แต่ก็จำเป็นต้องวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนและการใช้งานอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าในกรณีต่างๆ เพิ่มเติมด้วยเช่นกัน

(4) การช่วยควบคุมแรงดันไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับการใช้แบตเตอรี่ อินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อาจทำงานด้วยฟังก์ชันอื่นนอกจากการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบคงที่ เช่น ฟังก์ชันการควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟตามระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (ฟังก์ชัน Q(U)) ฟังก์ชันการควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงตามระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (ฟังก์ชัน P(U)) และ ฟังก์ชันการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตามกำลังไฟฟ้าจริง (ฟังก์ชัน $\cos\phi(P)$) เป็นต้น ทั้งนี้แนวทางการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์จะขึ้นกับแนวทางการควบคุมการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายว่าจะมีแนวทางการควบคุมอย่างไร

(5) การใช้งานแบตเตอรี่ในการลดค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดควรมีการศึกษามาตรการในการจำกัดปริมาณการจ่ายกำลังไฟฟ้า หรือ วิธีการที่เหมาะสมในการควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าขณะลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดให้อยู่ภายในขอบเขตที่กำหนดได้ เช่น การใช้งานแบตเตอรี่ร่วมกับอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าประเภทอื่น หรือ การเพิ่มระยะเวลาในการจ่ายกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ เป็นต้น

รายการอ้างอิง

- [1] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, "แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ.2558-2579 (Alternative Energy Development Plan: AEDP2015)," 2015.
- [2] สุรัชชัย ชัยทัศนีย์, พลังงานหมุนเวียนและการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว: จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2557.
- [3] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 24, pp. 1198-1208, 2009.
- [4] R. A. Shayani and M. A. G. de Oliveira, "Photovoltaic Generation Penetration Limits in Radial Distribution Systems," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, pp. 1625-1631, 2011.
- [5] R. A. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke, and L. A. Kojovic, "Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 23, pp. 1636-1644, 2008.
- [6] F. Katiraei and J. R. Aguero, "Solar PV Integration Challenges," *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 9, pp. 62-71, 2011.
- [7] M. E. Baran, H. Hooshyar, S. Zhan, and A. Huang, "Accommodating High PV Penetration on Distribution Feeders," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 3, pp. 1039-1046, 2012.
- [8] R. Tonkoski, D. Turcotte, and T. H. M. El-Fouly, "Impact of High PV Penetration on Voltage Profiles in Residential Neighborhoods," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 3, pp. 518-527, 2012.
- [9] Y. Ueda, K. Kurokawa, T. Tanabe, K. Kitamura, and H. Sugihara, "Analysis Results of Output Power Loss Due to the Grid Voltage Rise in Grid-Connected Photovoltaic Power Generation Systems," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 55, pp. 2744-2751, 2008.

- [10] R. Tonkoski, L. A. C. Lopes, and T. H. M. El-Fouly, "Coordinated Active Power Curtailment of Grid Connected PV Inverters for Overvoltage Prevention," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 2, pp. 139-147, 2011.
- [11] P. M. S. Carvalho, P. F. Correia, and L. A. F. Ferreira, "Distributed Reactive Power Generation Control for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 23, pp. 766-772, 2008.
- [12] A. Samadi, R. Eriksson, L. Soder, B. G. Rawn, and J. C. Boemer, "Coordinated Active Power-Dependent Voltage Regulation in Distribution Grids With PV Systems," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 29, pp. 1454-1464, 2014.
- [13] M. J. E. Alam, K. M. Muttaqi, and D. Sutanto, "Mitigation of Rooftop Solar PV Impacts and Evening Peak Support by Managing Available Capacity of Distributed Energy Storage Systems," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 28, pp. 3874-3884, 2013.
- [14] F. Marra, Y. T. Fawzy, T. Bulu, and B. Blazic, "Energy storage options for voltage support in low-voltage grids with high penetration of photovoltaic," in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on*, 2012, pp. 1-7.
- [15] F. Marra, Y. Guangya, C. Traeholt, J. Ostergaard, and E. Larsen, "A Decentralized Storage Strategy for Residential Feeders With Photovoltaics," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 5, pp. 974-981, 2014.
- [16] Y. Ye, L. Hui, A. Aichhorn, Z. Jianping, and M. Greenleaf, "Sizing Strategy of Distributed Battery Storage System With High Penetration of Photovoltaic for Voltage Regulation and Peak Load Shaving," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 5, pp. 982-991, 2014.
- [17] The International Energy Agency (IEA), "Report IEA PVPS T14-02:2014 High Penetration of PV on Local Distributions Grid," 2014.
- [18] บริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน). โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [Online]. Available: http://www.bangchak.co.th/Download/sustain-SunnyBangchak_th.pdf

- [19] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. ผลการตรวจวัดข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์ [Online]. Available: http://www.dede.go.th/ewt_w3c/ewt_news.php?nid=562&filename=
- [20] A. Anwar and H.R. Pota, "Loss Reduction of Power Distribution Network Using Optimum Size and Location of Distributed Generation," presented at the Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2011.
- [21] ตฤณ แสงสุวรรณ, คุณภาพไฟฟ้า: สำนักพิมพ์มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 2556.
- [22] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), "IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality," in *IEEE Std 1159-2009 (Revision of IEEE Std 1159-1995)*, ed, 2009, pp. c1-81.
- [23] สถาบันวิจัยพลังงาน, คู่มือการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อสนับสนุนแรงดันไฟฟ้า: จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2558.
- [24] A. Sode-Yome and N. Mithulananthan, "Comparison of shunt capacitor, SVC and STATCOM in static voltage stability margin enhancement," *International Journal of Electrical Engineering Education*, pp. 158-171, 2004.
- [25] Forum Network Technology/Network Operation within VDE (FNN), "VDE-AR-N-4015," ed, 2011.
- [26] The Italian Electrotechnical Committee (CEI), "CEI 0-16 Reference technical rules for the connection of active and passive consumers to the HV and MV electrical networks of distribution Company," ed, 2014.
- [27] ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558, การไฟฟ้านครหลวง, 2558.
- [28] ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2559.
- [29] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), "IEEE std 1547a-2014, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems (Amendment 1)," ed, 2014.
- [30] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), "IEEE Std 929-2000, IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems," ed, 2000.

- [31] Verband der Netzbetreiber (VDN), "Transmission Code 2007," ed. Germany, 2007.
- [32] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), "Technical Guideline for the Connection and Parallel Operation of Generators Connected to the Medium Voltage Network," ed, 2007.
- [33] Terna, "A68 – Impianti Di Produzione Fotovoltaica Requisiti Minimi Per La Connessione EL 'esercizio In Parallelo Con La Rete At," ed, 2012.
- [34] The Italian Electrotechnical Committee (CEI), "CEI 0-21 Reference technical rules for the connection of active and passive users to the LV electrical Utilities," ed, 2014.
- [35] stoRE, "Report summarizing the current Status, Role and Costs of Energy Storage Technologies," 2012.
- [36] A. Poullikkas, "A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 27, pp. 778-788, 2013.
- [37] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). IEEE 34-node test feeder [Online]. Available: <https://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>



ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตาราง ผ.1 ค่ากำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบค่าเฉลี่ยราย 15 นาที ของเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2556 เมื่อหารด้วยค่าสูงสุดของกำลังไฟฟ้าเฉลี่ย

เวลา	ค่ากำลังไฟฟ้า	เวลา	ค่ากำลังไฟฟ้า	เวลา	ค่ากำลังไฟฟ้า	เวลา	ค่ากำลังไฟฟ้า
0:15	0	6:15	0	12:15	0.9883	18:15	0
0:30	0	6:30	0	12:30	0.9047	18:30	0
0:45	0	6:45	0	12:45	0.9918	18:45	0
1:00	0	7:00	0.0002	13:00	0.9939	19:00	0
1:15	0	7:15	0.0046	13:15	0.9390	19:15	0
1:30	0	7:30	0.0249	13:30	0.9734	19:30	0
1:45	0	7:45	0.0624	13:45	0.8915	19:45	0
2:00	0	8:00	0.1250	14:00	0.8907	20:00	0
2:15	0	8:15	0.1852	14:15	0.8705	20:15	0
2:30	0	8:30	0.2751	14:30	0.8754	20:30	0
2:45	0	8:45	0.3506	14:45	0.8166	20:45	0
3:00	0	9:00	0.4169	15:00	0.7291	21:00	0
3:15	0	9:15	0.4963	15:15	0.6736	21:15	0
3:30	0	9:30	0.5597	15:30	0.6382	21:30	0
3:45	0	9:45	0.6396	15:45	0.5658	21:45	0
4:00	0	10:00	0.6892	16:00	0.5205	22:00	0
4:15	0	10:15	0.7561	16:15	0.4477	22:15	0
4:30	0	10:30	0.7759	16:30	0.3417	22:30	0
4:45	0	10:45	0.8576	16:45	0.2498	22:45	0
5:00	0	11:00	0.8844	17:00	0.1992	23:00	0
5:15	0	11:15	0.9017	17:15	0.1357	23:15	0
5:30	0	11:30	0.9438	17:30	0.0726	23:30	0
5:45	0	11:45	0.9695	17:45	0.0215	23:45	0
6:00	0	12:00	0.9703	18:00	0.0006	24:00	0

ตาราง ผ.2 ค่ากำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบค่าสูงสุดราย 15 นาที ของปี พ.ศ. 2556 ทารด้วยค่าสูงสุดของกำลังไฟฟ้าสูงสุด

เวลา	ค่า กำลังไฟฟ้า	เวลา	ค่า กำลังไฟฟ้า	เวลา	ค่า กำลังไฟฟ้า	เวลา	ค่า กำลังไฟฟ้า
0:15	0	6:15	0.0786	12:15	0.8690	18:15	0.0062
0:30	0	6:30	0.0710	12:30	0.9230	18:30	0.0003
0:45	0	6:45	0.1153	12:45	1.0000	18:45	0
1:00	0	7:00	0.1470	13:00	0.9026	19:00	0
1:15	0	7:15	0.2941	13:15	0.9075	19:15	0
1:30	0	7:30	0.2906	13:30	0.9075	19:30	0
1:45	0	7:45	0.3304	13:45	0.9179	19:45	0
2:00	0	8:00	0.3709	14:00	0.7914	20:00	0
2:15	0	8:15	0.5128	14:15	0.8218	20:15	0
2:30	0	8:30	0.5611	14:30	0.7687	20:30	0
2:45	0	8:45	0.6008	14:45	0.7869	20:45	0
3:00	0	9:00	0.6422	15:00	0.7259	21:00	0
3:15	0	9:15	0.6588	15:15	0.6110	21:15	0
3:30	0	9:30	0.7393	15:30	0.6615	21:30	0
3:45	0	9:45	0.7692	15:45	0.5553	21:45	0
4:00	0	10:00	0.7779	16:00	0.5463	22:00	0
4:15	0	10:15	0.8085	16:15	0.4409	22:15	0
4:30	0	10:30	0.8728	16:30	0.4393	22:30	0
4:45	0	10:45	0.8340	16:45	0.3731	22:45	0
5:00	0	11:00	0.9506	17:00	0.3558	23:00	0
5:15	0	11:15	0.8805	17:15	0.2396	23:15	0
5:30	0	11:30	0.8959	17:30	0.1715	23:30	0
5:45	0	11:45	0.9284	17:45	0.1051	23:45	0
6:00	0	12:00	0.9224	18:00	0.0531	24:00	0

ตาราง ผ.3 แรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดในระบบทดสอบก่อนเชื่อมต่อบรรณผลลลตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ความต้องการใช้ไฟฟ้ากลุ่มวันทำงาน เดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2558 (กรณีศึกษากลุ่มที่ 1 และ 2)

บัส	แรงดันไฟฟ้าสูงสุด (p.u.)	แรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (p.u.)	บัส	แรงดันไฟฟ้าสูงสุด (p.u.)	แรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (p.u.)
800	1.05	1.05	836	1.0208	0.9739
802	1.0496	1.0490	838	1.0208	0.9739
806	1.0493	1.0483	840	1.0208	0.9739
808	1.0445	1.0356	842	1.0210	0.9742
810	1.0445	1.0355	844	1.0209	0.9740
812	1.0389	1.0209	846	1.0208	0.9739
814	1.0344	1.0093	848	1.0208	0.9738
816	1.0343	1.0092	850	1.0344	1.0093
818	1.0343	1.0091	852	1.0223	0.9776
820	1.0334	1.0067	854	1.0286	0.9942
822	1.0332	1.0062	856	1.0286	0.9941
824	1.0325	1.0043	858	1.0217	0.9761
826	1.0325	1.0042	860	1.0209	0.9741
828	1.0323	1.0039	862	1.0208	0.9739
830	1.0287	0.9944	864	1.0217	0.9761
832	1.0223	0.9776	888	1.0159	0.9607
834	1.0210	0.9743	890	1.0155	0.9597

ตาราง ผ.4 แรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดในระบบทดสอบก่อนเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ วันที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2558 (กรณีศึกษากลุ่มที่ 1)

บัส	แรงดันไฟฟ้าสูงสุด (p.u.)	แรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (p.u.)	บัส	แรงดันไฟฟ้าสูงสุด (p.u.)	แรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (p.u.)
800	1.05	1.05	836	1.0241	0.9439
802	1.0496	1.0485	838	1.0241	0.9439
806	1.0494	1.0476	840	1.0241	0.9439
808	1.0451	1.0299	842	1.0242	0.9444
810	1.0451	1.0299	844	1.0241	0.9441
812	1.0401	1.0095	846	1.0241	0.9439
814	1.0361	0.9934	848	1.0241	0.9438
816	1.0361	0.9931	850	1.0361	0.9934
818	1.0360	0.9930	852	1.0253	0.9491
820	1.0352	0.9898	854	1.0310	0.9722
822	1.0350	0.9890	856	1.0310	0.9721
824	1.0344	0.9863	858	1.0248	0.9470
826	1.0344	0.9863	860	1.0241	0.9441
828	1.0343	0.9858	862	1.0241	0.9439
830	1.0310	0.9725	864	1.0248	0.9470
832	1.0253	0.9491	888	1.0197	0.9254
834	1.0242	0.9445	890	1.0193	0.9239

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายพลวัชร วรรณศิริพร เกิดเมื่อวันที่ 29 มกราคม พ.ศ. 2534 ที่จังหวัด กรุงเทพมหานคร สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปีการศึกษา 2555 และได้ เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2556

ระหว่างการศึกษาหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต นายพลวัชร วรรณศิริพร มี ผลงานตีพิมพ์และนำเสนอบทความ “Coordinating Battery Energy Storage with Reactive Power Support from PV Generation to Mitigate Overvoltage Problem from PV Generation in MV Distribution Systems” ในการประชุมทางวิชาการ The 9th Regional Conference on Electrical and Electronics Engineering (RCEEE 2016) ระหว่างวันที่ 17-18 พฤศจิกายน พ.ศ. 2559 ณ กรุงเทพมหานคร ประเทศไทย

นอกจากนี้ ขณะทำการศึกษา นายพลวัชร วรรณศิริพร ได้มีโอกาสทำหน้าที่เป็นผู้ช่วย วิจัยโครงการวิจัย จำนวน 2 โครงการ คือ (1) โครงการจัดทำแผนที่ความสำเร็จและแผนแม่บท การเตรียมความพร้อมรองรับกิจการไฟฟ้าที่จะเปิดให้มีการแข่งขันในอนาคตของการไฟฟ้านคร หลวง และ (2) โครงการศึกษาวิเคราะห์ผลกระทบจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Photovoltaic) และการกำหนดมาตรการรองรับ ของการไฟฟ้านครหลวง