

การควบคุมแรงดันอย่างเหมาะสมที่สุดด้วยกราฟคุณลักษณะกำลังไฟฟ้าย้อนที่เข้ากับแรงดันสำหรับระบบ  
จำหน่ายที่มีระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัว



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต  
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า  
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
ปีการศึกษา 2562  
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Optimal Voltage Regulation Using Q(U) Characteristic for a Distribution System with  
Distributed PV Generations



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

Department of Electrical Engineering

FACULTY OF ENGINEERING

Chulalongkorn University

Academic Year 2019

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

โดย

นายพงศธร เรืองจันทร์

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

รองศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุ่นเจริญ

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม

ดร.สิริภา จุลกาญจน์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่ง  
ของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

----- คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์  
(ศาสตราจารย์ ดร.สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

----- ประธานกรรมการ  
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรัชย์ ชัยทัศน์)

----- อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก  
(รองศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุ่นเจริญ)

----- อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม  
(ดร.สิริภา จุลกาญจน์)

----- กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย  
(ดร.วิโรจน์ บัวคลี)

พงศธร เรืองจันทร์ : การควบคุมแรงดันอย่างเหมาะสมที่สุดด้วยกราฟคุณลักษณะ  
กำลังไฟฟารีแอกทีฟกับแรงดันสำหรับระบบจำหน่ายที่มีระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงาน  
แสงอาทิตย์แบบกระจายตัว. ( Optimal Voltage Regulation Using Q(U)  
Characteristic for a Distribution System with Distributed PV Generations) อ.  
ที่ปรึกษาหลัก : รศ. ดร.เนนบุญ หุ่นเจริญ, อ.ที่ปรึกษาร่วม : ดร.สิริภา จุลกาญจน์

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายมีแนวโน้ม  
เพิ่มขึ้นเป็นจำนวนมาก ซึ่งอาจนำไปสู่ปัญหาแรงดันเกินในสายป้อน การใช้ความสามารถในการชดเชย  
กำลังไฟฟารีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์ด้วยกราฟคุณลักษณะ Q(U) เป็นวิธีที่สามารถแก้ปัญหาแรงดันเกิน  
ได้ วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอวิธีการปรับตั้งค่ากราฟคุณลักษณะ Q(U) โดยประยุกต์ใช้ปัญหาการไหลของ  
กำลังไฟฟารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด ร่วมกับการวิเคราะห์ข้อมูลด้วยเทคนิคการจำแนกกลุ่มแบบเคมีน  
ทดสอบกับระบบไฟฟ้าจริงของสถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี 2 วงจรที่ 7 ผลการทดสอบพบว่า สามารถควบคุม  
แรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ 0.95 - 1.05 pu. ที่กำหนด ช่วยลดปริมาณความต้องการกำลังไฟฟารีแอกทีฟ และ  
ช่วยลดปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละวันของระบบจำหน่ายได้ เมื่อเปรียบเทียบผลกับกราฟ  
คุณลักษณะ Q(U) ที่ปรับตั้งค่าตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018 อย่างไรก็ตาม กราฟคุณลักษณะ Q(U) จะ  
สามารถแก้ไขปัญหาแรงดันตามที่กล่าวได้ก็ต่อเมื่อเป็นไปตามเงื่อนไข 2 ประการ คือ โหลดการใช้ไฟฟ้าของ  
ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกราย ในช่วงเวลาที่กำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าสูงสุด จะต้องไม่ต่ำกว่า  
กว่าร้อยละ 60 ของค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดของแต่ละราย และจำเป็นต้องควบคุมขนาดแรงดันที่  
สถานีไฟฟ้าต้นทางให้อยู่ในช่วง 0.95 - 1.00 pu.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า  
ปีการศึกษา 2562

ลายมือชื่อนิสิต .....  
ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....  
ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาร่วม .....

# # 6070501221 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORD: Q(U) Characteristic, Reactive power optimization, K-means, PV  
inverters, Voltage regulation, 22-kV distribution system

Phongsathorn Ruangchan : Optimal Voltage Regulation Using Q(U)  
Characteristic for a Distribution System with Distributed PV Generations.  
Advisor: Assoc. Prof. NAEBBOON HOONCHAREON, Ph.D. Co-advisor: Siripha  
Junlakarn, Ph.D.

Installation of distributed PV generations in the distribution systems tends to be much higher, which could lead to overvoltage problem in the feeders. Using the capability of inverters control with Q(U) characteristic for reactive power compensation can provide practical solution to mitigate the problem. This thesis proposes the method to set up the Q(U) characteristic by combining reactive power optimization with K-means clustering. Feeder no.7 of Ubonratchathani-2 substation is used as a test system in this thesis. Test results reveal that the proposed method can regulate all the voltage levels at points of common coupling (PCCs) well within the range between 0.95 and 1.05 pu, also help reduce the total reactive power demand as well as total active power losses per day in the feeder, compared to respective test results using the Q(U) characteristic of IEEE standard 1547-2018. However, there are two necessary conditions, which are: individual load during the period when the solar power is at its highest must be at least 60 % of the peak demand for each and every load point, and the controlled voltage magnitude at the substation has to be within the range of 0.95 to 1.00 pu.

Field of Study: Electrical Engineering

Academic Year: 2019

Student's Signature .....

Advisor's Signature .....

Co-advisor's Signature .....

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลือเป็นอย่างดีจาก รองศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ดร.สิริภา จุลกาญจน์ สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม ดร.วิโรจน์ บัวคลี ผู้ช่วยผู้ว่าการยุทธศาสตร์ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่าง ๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์ด้วยดีตลอดมา รวมทั้งได้ตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาจนสำเร็จเรียบร้อย ขอขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรพงษ์ สุวรรณภวิน ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้จุดประกายแนวคิดต่าง ๆ รวมถึงถ่ายทอดองค์ความรู้ที่เป็นประโยชน์ต่อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ขอขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์ ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบแก้ไข และให้คำแนะนำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงไปด้วยดี นอกจากนี้ผู้วิจัยขอขอบพระคุณ Professor Tang Yi Southeast University ที่ได้ให้คำปรึกษารวมถึงแลกเปลี่ยนแนวคิดในการกำหนดกราฟ คุณลักษณะ Q(U) ตลอดระยะเวลา 3 เดือน ที่ผู้ทำวิจัยไปแลกเปลี่ยนที่ประเทศสาธารณรัฐประชาชนจีน

ขอขอบพระคุณ กองวิเคราะห์และวางแผนระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ที่ได้ช่วยสนับสนุนข้อมูลเชิงลึกที่สำคัญต่าง ๆ โดยเฉพาะที่ภูมิพัฒน์ มหาสุวีระชัย ที่ได้ชี้แนะแนวทางในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ รวมถึงให้โอกาสผู้ทำวิจัยได้มาศึกษาต่อระดับปริญญาโท จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ด้วยทุนของโครงการความร่วมมือทางวิชาการระหว่าง กฟภ. กับ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย รุ่นที่ 2 ขอขอบพระคุณ สุธิดา ยะเรื่อนงาม แพนผู้ทำวิจัย ที่ได้ช่วยวิเคราะห์ ข้อมูลด้วยวิธีการทางสถิติ จุดประกายการนำเอา Data analytics มาประยุกต์ใช้สำหรับระบบไฟฟ้า กำลัง รวมถึงคอยให้กำลังใจตลอดระยะเวลาที่ศึกษาต่อ

ขอขอบคุณพระคุณภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ บัณฑิตวิทยาลัย พี ๆ ธุรการภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และพี ๆ ธุรการโรงเรียนช่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กฟภ. ที่ได้ช่วยดำเนินการด้านเอกสารต่าง ๆ ตลอดระยะเวลาที่ศึกษาต่อ

สุดท้ายนี้ผู้ทำวิจัยขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา และครอบครัว ตลอดจนพี่น้อง เพื่อน ๆ ทุกท่านของผู้ทำวิจัยที่คอยเป็นกำลังใจ สนับสนุนด้านการเงิน ด้านอาหาร สนับสนุนทุก ๆ อย่าง และเป็นเบื้องหลังความสำเร็จนี้



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
**CHULALONGKORN UNIVERSITY**

## สารบัญ

	หน้า
.....	ค
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ค
.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	ง
กิตติกรรมประกาศ.....	จ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฉ
สารบัญรูป.....	ฐ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญ.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	3
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์.....	3
1.4 ระเบียบวิธีวิจัย.....	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	4
1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	4
บทที่ 2 ความรู้พื้นฐานและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	5
2.1 ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ต่อระบบจำหน่าย.....	5
2.2 แนวทางการบรรเทาผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์.....	6
2.2.1 การไฟฟ้าเป็นผู้รับผิดชอบ.....	6
2.2.2 ผู้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเป็นผู้รับผิดชอบ.....	7
2.3 การทำงานของอินเวอร์เตอร์ในการคุมแรงดัน.....	8



2.3.1 คุณสมบัติในการทำงานของอินเวอร์เตอร์.....	8
2.3.2 การเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์เพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ .....	9
2.4 การควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์โดยควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ.....	10
2.4.1 การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี $\cos\phi(P)$ .....	11
2.4.2 การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี $\cos\phi(U)$ .....	12
2.4.3 การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Fixed-Q .....	13
2.4.4 การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Fixed-PF.....	18
2.4.5 การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี $Q(U)$ .....	20
2.4.6 การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี $Q(P)$ .....	28
2.5 การควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์โดยควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง .....	28
2.5.1 การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี $P(U)$ .....	28
2.6 เปรียบเทียบข้อกำหนดการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในต่างประเทศ .....	33
2.7 สรุป .....	34
บทที่ 3 ทฤษฎีการหาค่าคุณลักษณะ $Q(U)$ ที่เหมาะสม สำหรับอินเวอร์เตอร์.....	36
3.1 การกำหนดปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด .....	36
3.1.1 สมการจุดประสงค์.....	37
3.1.2 เงื่อนไขบังคับ .....	38
3.1.3 การแก้ปัญหาค่าเหมาะที่สุดด้วยโปรแกรม Power Factory DigSILENT.....	39
3.2 การวิเคราะห์ข้อมูลด้วยเครื่องมือทางสถิติ .....	42
3.2.1 การจำแนกกลุ่มด้วยวิธีเคมีน (K-Means clustering).....	42
3.2.2 การหาจำนวนกลุ่มที่เหมาะสมด้วยวิธี Elbow.....	44
3.2.3 การวิเคราะห์ความถดถอยเชิงเส้น.....	44
3.3 สรุป .....	45

บทที่ 4 การศึกษาการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อโดยชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟด้วยอินเวอร์เตอร์ สำหรับระบบจำหน่าย 22 เควี ที่มีระบบผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์แบบกระจายตัว .....	47
4.1 ระบบจำหน่ายที่ใช้ทดสอบ.....	47
4.1.1 โครงสร้างระบบทดสอบ .....	47
4.1.2 การกำหนดขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ .....	51
4.1.3 การใช้ไฟฟ้ารายวันสุทธิ (Daily load profile) .....	52
4.1.4 กำลังการผลิตไฟฟ้ารายวันของ VSPPs .....	52
4.1.5 การศึกษาผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานจากพลังงานแสงอาทิตย์ตาม ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่าย พ.ศ. 2559 .....	53
4.2 การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยอินเวอร์เตอร์ตามมาตรฐาน IEEE Standard 1547-2018 ...	54
4.2.1 วิธีกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟคงที่ (Fixed-Q) .....	55
4.2.2 วิธีตัวประกอบกำลังไฟฟ้าคงที่ (Fixed-PF) .....	55
4.2.3 วิธีกราฟคุณลักษณะ Q(U).....	55
4.3 ขั้นตอนการศึกษา.....	55
4.3.1 ระบบทดสอบที่ไม่มีการควบคุมแรงดันและไม่มี VSPPs.....	56
4.3.2 ระบบทดสอบที่ไม่มีการควบคุมแรงดันและมี VSPPs.....	56
4.3.3 ระบบทดสอบที่มีการควบคุมแรงดันและมี VSPPs.....	56
4.4 เกณฑ์การประเมินผลกระทบ .....	58
4.4.1 การคุมระดับแรงดัน.....	58
4.4.2 ปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ.....	58
4.4.3 กำลังไฟฟ้าสูญเสีย .....	59
4.4.4 เกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายจำหน่าย (Line loading criteria).....	59
4.5 ผลการศึกษาการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟตามมาตรฐาน IEEE 1547- 2018.....	59
4.5.1 ระบบทดสอบที่ไม่มีการควบคุมแรงดันและไม่มี VSPPs.....	59

4.5.2 ระบบทดสอบที่ไม่มีการคุมแรงดันและมี VSPPs.....	60
4.5.3 ระบบทดสอบที่มีการควบคุมแรงดันและมี VSPPs.....	61
4.6 สรุป.....	64
บทที่ 5 การหากราฟคุณลักษณะ Q(U) โดยประยุกต์ใช้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ เหมาะสมที่สุด ร่วมกับเทคนิคการจำแนกกลุ่ม.....	65
5.1 การกำหนดปัญหา.....	65
5.2 การประยุกต์ใช้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด.....	67
5.3 การจำแนกกลุ่มด้วยวิธีเคมินและหาจำนวนกลุ่มที่เหมาะสมด้วยวิธี Elbow.....	69
5.4 การหาจุดแรงดันบนกราฟคุณลักษณะ Q(U).....	72
5.5 การทดสอบเพื่อยืนยันผลลัพธ์.....	74
5.5.1 เกณฑ์ประเมินผลทดสอบ.....	74
5.5.2 การเปรียบเทียบการใช้งานกราฟคุณลักษณะ Q(U) ที่เหมาะสมกับกราฟคุณลักษณะ Q(U) ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018.....	74
5.5.3 การเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมกรรมการใช้ไฟฟ้าในเวลากลางวันของผู้ใช้ไฟฟ้า.....	75
5.5.4 การปรับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าต้นทาง.....	76
5.6 สรุป.....	77
บทที่ 6 ผลการศึกษาและวิเคราะห์ผล.....	78
6.1 กราฟคุณลักษณะ Q(U) ที่เหมาะสม.....	78
6.2 ผลการเปรียบเทียบการใช้งานกราฟคุณลักษณะ Q(U) ที่เหมาะสมกับกราฟคุณลักษณะ Q(U) ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018.....	80
6.2.1 ผลของการเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์เพื่อช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ.....	80
6.2.2 ความสามารถในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ.....	81
6.2.3 ปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ.....	82
6.2.4 ปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ.....	82
6.3 ผลของการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมกรรมการใช้ไฟฟ้าในเวลากลางวันของผู้ใช้ไฟฟ้า.....	83

6.4 ผลของการปรับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าต้นทาง .....	84
6.5 สรุป .....	85
บทที่ 7 บทสรุปและข้อเสนอแนะสำหรับงานวิจัยในอนาคต .....	87
7.1 บทสรุป.....	87
7.2 ข้อเสนอแนะสำหรับงานวิจัยในอนาคต.....	90
บรรณานุกรม .....	92
ประวัติผู้เขียน .....	98



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
**CHULALONGKORN UNIVERSITY**

## สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 1 Voltage-Reactive Power setting for normal operating performance Category A and Category B..	22
ตารางที่ 2 ผลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันที่จุดเชื่อมต่อกรณีสมาร์ท อินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Capacitive Mode.....	26
ตารางที่ 3 ผลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันที่จุดเชื่อมต่อกรณีสมาร์ท อินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Inductive Mode.....	26
ตารางที่ 4 Active power - reactive Power setting for normal operating performance Category A and Category B.....	28
ตารางที่ 5 การกำหนดกราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี P(U) .....	29
ตารางที่ 6 การนำความสามารถของอินเวอร์เตอร์ในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อของต่างประเทศ ....	34
ตารางที่ 7 สรุปข้อดี-ข้อเสียและประเทศที่ใช้งานในการควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อของอินเวอร์เตอร์ .....	35
ตารางที่ 8 ความต้องการการใช้ไฟฟ้าและขนาดหม้อแปลงของผู้ใช้ไฟฟ้า.....	49
ตารางที่ 9 พารามิเตอร์หม้อแปลงของผู้ใช้ไฟฟ้า .....	50
ตารางที่ 10 พารามิเตอร์สายจำหน่าย .....	50
ตารางที่ 11 จำนวนเท่า (n) ของความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงกับ %Utilization of transformer..	52
ตารางที่ 12 ตารางมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของ กฟภ.....	58
ตารางที่ 13 ค่าสำคัญสำหรับการตั้งค่ากราฟคุณลักษณะ Q(U) ที่เหมาะสม.....	78
ตารางที่ 14 การเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์เพื่อช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของกราฟคุณลักษณะ Q(U) ที่ เหมาะสม.....	80

## สารบัญรูป

หน้า

รูปที่ 1.1 กราฟแสดงแนวโน้มต้นทุนการติดตั้งเฉลี่ยของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ลดลงตั้งแต่ปี พ.ศ. 2552-2568.....	1
รูปที่ 2.1 กำลังไฟฟ้าไหลย้อนและแรงดันที่เปลี่ยนแปลงที่จุดเชื่อมต่อเมื่อมีแหล่งผลิตไฟฟ้าเชื่อมต่อกับโหลด.....	5
รูปที่ 2.2 เส้นโค้งคุณลักษณะในการทำงานของอินเวอร์เตอร์.....	8
รูปที่ 2.3 เส้นโค้งคุณลักษณะในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ชนิด A .....	9
รูปที่ 2.4 เส้นโค้งคุณลักษณะในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ชนิด B .....	9
รูปที่ 2.5 กราฟคุณลักษณะการทำงานของกริดแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี $\cos\phi(P)$ กรณี Capacitive Mode .....	11
รูปที่ 2.6 Flow Chart แสดงการทำงานของกริดแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี $\cos\phi(P)$ ... ..	12
รูปที่ 2.7 กราฟคุณลักษณะการทำงานของกริดแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี $\cos\phi(U)$ .....	13
รูปที่ 2.8 แรงดันที่จุดเชื่อมต่อกรณี ไม่ควบคุมแรงดันที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ .....	16
รูปที่ 2.9 แรงดันที่จุดเชื่อมต่อกรณี มีการควบคุมแรงดันที่อินเวอร์เตอร์.....	16
รูปที่ 2.10 การเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์เพิ่มรองรับ PV ที่เพิ่มขึ้น .....	17
รูปที่ 2.11 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย .....	17
รูปที่ 2.12 Normalized total costs.....	18
รูปที่ 2.13 ความเข้มแสงอาทิตย์ช่วงเวลา 12.00-13.00 น. ....	19
รูปที่ 2.14 Droop characteristic for Q(U) method according to German Grid Code .....	21
รูปที่ 2.15 Flow Chart แสดงการทำงานของกริดแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Q(U).....	21
รูปที่ 2.16 กราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Q(U) สำหรับอินเวอร์เตอร์ชนิด A.....	23
รูปที่ 2.17 กราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Q(U) สำหรับอินเวอร์เตอร์ชนิด B.....	23
รูปที่ 2.18 ลักษณะทางภูมิศาสตร์ของระบบไฟฟ้าที่ใช้ทดสอบ .....	24
รูปที่ 2.19 ตำแหน่งครัวเรือนและการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ .....	25

รูปที่ 2.20 กราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Q(U) สำหรับการทดลอง.....	25
รูปที่ 2.21 ผลของกำลังไฟฟารีแอกทีฟต่อกำลังไฟฟ้าจริงที่เปลี่ยนแปลง กรณีสมาร์ทอินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Capacitive Mode.....	27
รูปที่ 2.22 ผลของกำลังไฟฟารีแอกทีฟต่อกำลังไฟฟ้าจริงที่เปลี่ยนแปลง กรณีสมาร์ทอินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Inductive Mode.....	27
รูปที่ 2.23 กราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี P(U).....	29
รูปที่ 2.24 ระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการทดสอบ.....	31
รูปที่ 2.25 โหลดโปรไฟล์ที่สถานีไฟฟ้าและโซลาร์โปรไฟล์ .....	31
รูปที่ 2.26 กราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี P(U) ที่ใช้ในการทดสอบ.....	32
รูปที่ 2.27 แรงดันที่จุดเชื่อมต่อที่มีระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ถูกติดตั้ง ที่เวลา 12.00 น.....	32
รูปที่ 2.28 ความสามารถในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี P(U).....	33
รูปที่ 2.29 การจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงส่วนเกินเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า .....	33
รูปที่ 3.1 ไดอะแกรมเส้นเดี่ยวของระบบไฟฟ้าแบบเรเดียล จำนวน N บัส.....	36
รูปที่ 3.2 Flow Chart สำหรับการจำแนกกลุ่มด้วยเคมิน .....	43
รูปที่ 4.1 ระบบจำหน่ายที่ใช้ทดสอบ.....	48
รูปที่ 4.2 ไดอะแกรมเส้นเดี่ยวของระบบจำหน่ายที่ใช้ทดสอบ .....	48
รูปที่ 4.3 ข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารายวันสุทธิของสายป้อนวงจรที่ 7.....	52
รูปที่ 4.4 ข้อมูลการผลิตไฟฟ้ารายวันของ VSPPs .....	53
รูปที่ 4.5 ระบบจำหน่ายแรงดันปานกลางและจุดวัดแรงดัน.....	53
รูปที่ 4.6 กราฟคุณลักษณะ Q(U) ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018.....	55
รูปที่ 4.7 ขั้นตอนการศึกษา.....	57
รูปที่ 4.8 แรงดันสูงสุด ณ จุดเชื่อมต่อ กรณีระบบไม่มี VSPPs และเมื่อไม่มีการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ.....	60
รูปที่ 4.9 แรงดันมากที่สุด ณ จุดเชื่อมต่อ เมื่อไม่มีการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ.....	60
รูปที่ 4.10 เปรียบเทียบแรงดันมากที่สุด ณ จุดเชื่อมต่อ เมื่อคุมแรงดันเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธี Fixed-PF Fixed-Q และ Q(U).....	61

รูปที่ 4.11 เปรียบเทียบแรงดันต่ำที่สุด ณ จุดเชื่อมต่อ.....	62
รูปที่ 4.12 เปรียบเทียบปริมาณกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟรวมของระบบ เมื่อคุมแรงดันเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธี Fixed-PF Fixed-Q และ Q(U).....	63
รูปที่ 4.13 เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบ เมื่อคุมแรงดันเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธี Fixed-PF Fixed-Q และ Q(U).....	63
รูปที่ 4.14 ความสามารถในการรองรับโหลดของสายจำหน่ายเส้นที่รับโหลดมากที่สุด เมื่อคุมแรงดันด้วยวิธี Q(U).....	64
รูปที่ 5.1 ขั้นตอนการหากราฟคุณลักษณะ Q(U) สำหรับอินเวอร์เตอร์.....	66
รูปที่ 5.2 Flow Chart สำหรับเขียนคำสั่งเพื่อคำนวณ Optimal Power Flow ด้วยโปรแกรม Power Factory DigSILENT.....	69
รูปที่ 5.3 ความสัมพันธ์ระหว่าง k กับ WCSS.....	70
รูปที่ 5.4 แผนภาพการกระจายของกลุ่มที่ 1 ของ Q(U) ที่เหมาะสม เมื่อ k เป็น 5.....	70
รูปที่ 5.5 แผนภาพการกระจายของกลุ่มที่ 2 ของ Q(U) ที่เหมาะสม เมื่อ k เป็น 5.....	71
รูปที่ 5.6 แผนภาพการกระจายของกลุ่มที่ 3 ของ Q(U) ที่เหมาะสม เมื่อ k เป็น 5.....	71
รูปที่ 5.7 แผนภาพการกระจายของกลุ่มที่ 4 ของ Q(U) ที่เหมาะสม เมื่อ k เป็น 5.....	71
รูปที่ 5.8 แผนภาพการกระจายของกลุ่มที่ 5 ของ Q(U) ที่เหมาะสม เมื่อ k เป็น 5.....	72
รูปที่ 5.9 ขั้นตอนสำหรับการหาจุดแรงดันบนระนาบ Q(V).....	73
รูปที่ 5.10 ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าราย 15 นาทีใน 1 วันของพฤติกรรมตัวอย่าง.....	76
รูปที่ 6.1 กราฟคุณลักษณะ Q(U) ที่เหมาะสม สำหรับอินเวอร์เตอร์.....	80
รูปที่ 6.2 เปรียบเทียบแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ระหว่างวิธี Q(U) ที่เหมาะสมและวิธี Q(U) ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018.....	81
รูปที่ 6.3 เปรียบเทียบปริมาณกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟรวมของระบบ ระหว่างวิธี Q(U) ที่เหมาะสมและวิธี Q(U) ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018.....	82
รูปที่ 6.4 เปรียบเทียบปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ ระหว่างวิธี Q(U) ที่เหมาะสมและวิธี Q(U) ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018.....	83
รูปที่ 6.5 แรงดันที่จุดเชื่อมต่อกรณีมีการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในเวลา 12.00 – 13.00 น. จาก 0-100% ของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด.....	84



รูปที่ 6.6 แรงดันที่จุดเชื่อมต่อเมื่อปรับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าต้นทางตั้งแต่ 0.95 – 1.05 pu. ....85



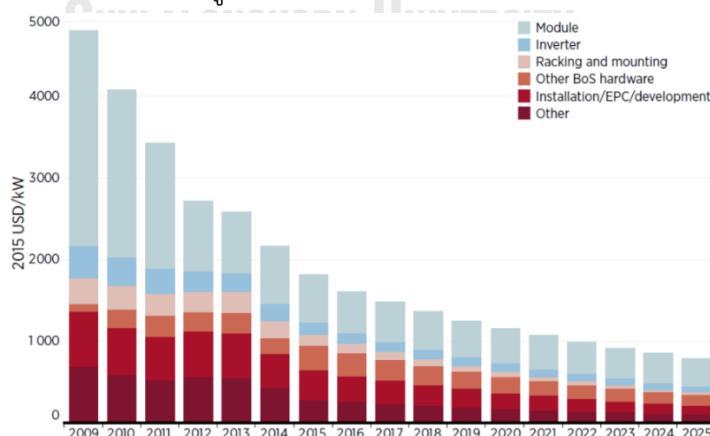
# บทที่ 1

## บทนำ

เนื้อหาในบทนี้ประกอบด้วย ที่มาและความสำคัญ วัตถุประสงค์ ขอบเขตของโครงร่างวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาวิธีดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

### 1.1 ที่มาและความสำคัญ

ตามนโยบายภาครัฐในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์นั้น ประเทศไทยตั้งเป้าที่จะเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ถึง 6,000 เมกะวัตต์ (MW) ในปี พ.ศ. 2579 [1] โดยภาครัฐมีโครงการและมาตรการที่ส่งเสริมการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เช่น การส่งเสริมระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ระบบ Feed-in-Tariff การส่งเสริมติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อย่างเสรีในโครงการนำร่อง [2] โครงการระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ราชการ และสหกรณ์ภาคการเกษตร [3] และล่าสุดคือโครงการระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ภาคประชาชน [4] อีกทั้งยังมีมาตรการสนับสนุนเงินลงทุนด้วยโครงการส่งเสริมการลงทุน (BOI) สิทธิประโยชน์ทางภาษี เป็นต้น ทั้งนี้ ในส่วนของผู้ดูแลโครงข่าย (Distribution System Operator, DSO) อย่างเช่นการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ก็มีการสนับสนุนการให้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เช่นกัน โดยดำเนินการพัฒนา PEA Solar Hero Application ขึ้นเพื่อส่งเสริมข้อมูลทางเทคนิคและแหล่งเงินลงทุนให้แก่ประชาชนที่ต้องการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ นอกจากการสนับสนุนต่าง ๆ เหล่านี้ ผู้ใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มที่จะหันมาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มมากขึ้น เนื่องจากแนวโน้มต้นทุนของการติดตั้งลดลง ซึ่งมีการคาดการณ์ว่าต้นทุนจะลดลงเหลือประมาณ 29,000 บาทต่อกิโลวัตต์ ภายในปี พ.ศ. 2568 (ค.ศ.2025) [5] ดังรูปที่ 1.1



รูปที่ 1.1 กราฟแสดงแนวโน้มต้นทุนการติดตั้งเฉลี่ยของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ลดลงตั้งแต่ปี พ.ศ. 2552-2568

จากการผลการศึกษาโครงการนำร่องการส่งเสริมติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ อย่างเสรี พ.ศ. 2560 [6] พบว่าการเพิ่มขึ้นของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์นี้ อาจส่งผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า แบ่งได้เป็น 3 ด้าน คือ

- 1) ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้า กล่าวคือ ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่ออาจมีค่าสูงขึ้น
- 2) ผลกระทบด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสีย กล่าวคือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียอาจเพิ่มขึ้นหรือลดลงได้ ขึ้นอยู่กับพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าของผู้ที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์
- 3) ผลกระทบด้านความต้องการการใช้ไฟฟ้าสูงสุด กล่าวคือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอาจลดลงได้

ปัจจุบันการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายของ กฟภ. ผู้ที่ติดตั้ง ต้องสามารถคุมระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อให้อยู่ในเกณฑ์ 0.95 – 1.05 pu. ที่สภาวะปกติ และต้องออกแบบระบบควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า เพื่อใช้ในการรักษาระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับระบบที่เชื่อมต่ออยู่กับระดับแรงดันต่ำหรือระดับแรงดันปานกลาง (กำลังการผลิตติดตั้งไม่เกิน 500 kW) ด้วยวิธี Fixed-PF ตั้งแต่ 0.95 ตามหลังถึง 0.95 นำหน้า ตามระเบียบ กฟภ. ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 [7]

การลดผลกระทบด้านแรงดันเพื่อรองรับการเพิ่มขึ้นของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านั้น ปัจจุบันสามารถอาศัยการทำงานของอินเวอร์เตอร์ ซึ่งสามารถควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อได้ โดยวิธีแรงดันไฟฟ้ากับกำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Reactive Power)  $Q(U)$  เป็นหนึ่งในวิธีคุมแรงดันด้วยการชดเชยกำลังไฟฟารีแอกทีฟ ที่มีประสิทธิภาพในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ เนื่องจากอาศัยการตรวจวัดแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์โดยตรง เพื่อสั่งให้อินเวอร์เตอร์ทำการชดเชยกำลังไฟฟารีแอกทีฟ อีกทั้งการควบคุมแรงดันด้วยวิธีนี้ยังสามารถใช้งานได้ทั้งเทคโนโลยีอินเวอร์เตอร์รุ่นเก่าและสมาร์ทอินเวอร์เตอร์ แต่เนื่องวิธีการควบคุมแรงดันด้วยวิธี  $Q(U)$  นั้น ต้องการกำลังไฟฟารีแอกทีฟเพื่อช่วยลดผลกระทบด้านแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ซึ่งส่งผลกระทบต่อปริมาณกำลังสูญเสียรวมในระบบไฟฟ้า ดังนั้น การหาปริมาณกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุดในแต่ละจุดติดตั้ง ด้วยวิธีการวิเคราะห์ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด (Reactive Power Optimization) ร่วมกับการจัดกลุ่มด้วยเทคนิคของการวิเคราะห์ข้อมูล (Data Analytics) จะทำให้สามารถลดปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบได้ ทำให้ส่งผลดีต่อผู้ดูแลโครงข่าย และยิ่งช่วยลดขนาดของอินเวอร์เตอร์สำหรับบางจุดติดตั้งได้ ซึ่งจะช่วยลดเงินลงทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับผู้สนใจติดตั้ง

ดังนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอขั้นตอนการประยุกต์ใช้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุดร่วมกับการใช้เทคนิคการวิเคราะห์กลุ่มด้วยวิธีเคมีน (K-means) เพื่อกำหนดกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่เหมาะสม

## 1.2 วัตถุประสงค์

กำหนดกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่เหมาะสม ซึ่งสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบ และลดขนาดของอินเวอร์เตอร์บางจุดติดตั้งอันเนื่องมาจากการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟอย่างเหมาะสมที่สุด

## 1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

- 1) การคุมแรงดันของอินเวอร์เตอร์จะอ้างอิงมาตรฐาน IEEE Standard 1547-2018
- 2) ใช้ระบบไฟฟ้า 22 เควี (KV) จริงของสถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี 2 วงจรที่ 7
- 3) ไม่พิจารณาผลของความผันผวนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์
- 4) ไม่พิจารณาขนาดของพื้นที่หลังคาในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์
- 4) กำหนดให้อินเวอร์เตอร์สามารถปรับ Power Factor ขั้นต่ำที่สุดเป็น 0.9 ล้าหลัง ถึง นำหน้า
- 5) การเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์ขั้นต่ำเป็น 10% ของปริมาณกำลังไฟฟ้าจริง (Active Power) ที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้

## 1.4 ระเบียบวิธีวิจัย

- 1) ศึกษาผลกระทบด้านแรงดันต่อการเพิ่มขึ้นของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า
- 2) ศึกษาการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อตามมาตรฐาน IEEE Standard 1547-2018 ด้วยการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต่อการเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์
- 3) กำหนดวัตถุประสงค์และขอบเขตของงานวิทยานิพนธ์
- 4) ศึกษาปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด
- 5) ศึกษาการใช้ซอฟต์แวร์ Power Factory DigSILENT เพื่อเป็นเครื่องมือในการแก้ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด
- 6) ปรับปรุงการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี  $Q(U)$  ด้วยการแก้ปัญหาค่าที่เหมาะสมที่สุดร่วมกับเทคนิคการวิเคราะห์กลุ่มด้วยวิธีเคมีนสำหรับระบบทดสอบ
- 7) วิเคราะห์และสรุปผลการศึกษา

### 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

ประโยชน์ของวิทยานิพนธ์นี้สามารถแบ่งได้เป็น 3 ด้าน

1) ประโยชน์ต่อ ผู้ดูแลโครงข่าย ได้แก่ รองรับการเพิ่มขึ้นของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้ตามเป้าหมายของภาครัฐโดยไม่ต้องลงทุนปรับปรุงระบบจำหน่าย ลดปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินที่จุดเชื่อมต่อ ลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายกรณีมีระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อย่างเสรี

2) ประโยชน์ต่อ ผู้ที่สนใจติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ได้แก่ ลดขนาดของอินเวอร์เตอร์กรณีช่วยคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ

3) ประโยชน์ต่อ ประเทศ ได้แก่ เป็นไปตามเป้าหมายที่จะเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 6,000 MW ในปี พ.ศ. 2579

### 1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้แบ่งออกเป็น 7 บท โดยประกอบด้วยเนื้อหาต่าง ๆ ดังนี้

บทที่ 1 กล่าวถึง ที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 กล่าวถึง ความรู้พื้นฐานและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ซึ่งประกอบด้วย ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ต่อระบบจำหน่าย แนวทางการบรรเทาผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ การทำงานของอินเวอร์เตอร์ในการคุมแรงดัน การควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์โดยควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ การควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์โดยควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง เปรียบเทียบข้อกำหนดฟังก์ชันการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในต่างประเทศ และบทสรุป

บทที่ 3 กล่าวถึง ทฤษฎีการหาค่าคุณลักษณะ  $Q(U)$  สำหรับอินเวอร์เตอร์ ซึ่งประกอบด้วย ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุดและการวิเคราะห์ข้อมูลด้วยเครื่องมือทางสถิติ

บทที่ 4 กล่าวถึง การศึกษาการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อโดยชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟด้วยอินเวอร์เตอร์สำหรับระบบจำหน่าย 22 เควี ที่มีระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัว

บทที่ 5 กล่าวถึง การหาค่าคุณลักษณะ  $Q(U)$  โดยประยุกต์ใช้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุดร่วมกับเทคนิคการจำแนกกลุ่ม

บทที่ 6 กล่าวถึง ผลการศึกษาและวิเคราะห์ผล

บทที่ 7 กล่าวถึง บทสรุปและข้อเสนอแนะสำหรับงานวิจัยในอนาคต

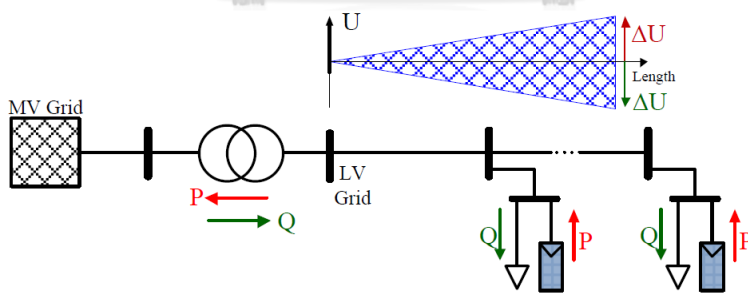
## บทที่ 2

### ความรู้พื้นฐานและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ระบบไฟฟ้าที่มีระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวติดตั้งอยู่เป็นจำนวนมาก จะส่งผลกระทบต่อปัญหาด้านแรงดันในระบบจำหน่าย การบรรเทาผลกระทบด้านแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสามารถทำได้โดยการควบคุมแรงดันในระบบจำหน่าย ซึ่งทำได้โดยการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งแต่ละวิธีจำเป็นต้องพิจารณาความเหมาะสม โดยในหัวข้อแรกจะกล่าวถึง ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ต่อระบบจำหน่าย หัวข้อถัดไปจะกล่าวถึง การบรรเทาผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ การทำงานของอินเวอร์เตอร์ในการคุมแรงดัน การควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์โดยควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ การควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์โดยควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง เปรียบเทียบข้อกำหนดการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในต่างประเทศ และในหัวข้อสุดท้ายจะกล่าวถึงบทสรุปของความรู้พื้นฐานและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

#### 2.1 ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ต่อระบบจำหน่าย

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แม้ว่าในมุมมองด้านการผลิตไฟฟ้าจะมีข้อได้เปรียบในด้านแหล่งเชื้อเพลิง แต่หากพิจารณามุมมองของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแล้ว การเพิ่มจำนวนแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มาก จะส่งผลกระทบต่อระบบจำหน่าย ในเรื่องของกำลังไฟฟ้าไหลย้อนเข้าระบบ ซึ่งทำให้เกิดปัญหาเรื่องแรงดันเกินที่จุดเชื่อมต่อตามมา ปัญหาดังกล่าวเกิดจากกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ผลิตได้มีค่ามากกว่ากำลังไฟฟ้าที่ต้องการใช้งาน อธิบายได้ดังรูปที่ 2.1 [8] และสมการที่ (2.1) [9]



รูปที่ 2.1 กำลังไฟฟ้าไหลย้อนและแรงดันที่เปลี่ยนแปลงที่จุดเชื่อมต่อเมื่อมีแหล่งผลิตไฟฟ้าเชื่อมต่อกับโหลด

$$\Delta U \approx \frac{R(P_{Load} + P_{DG}) + X(Q_{Load} + Q_{DG})}{U_N} \quad (2.1)$$

เมื่อ	$\Delta U$	คือ Voltage change across the line
	$R$	คือ Resistance of the line
	$P_{Load}$	คือ Active power consumption of the load (Negative)
	$X$	คือ Reactance of the line

- $Q_{Load}$  คือ Reactive power consumption/injection of the load (Negative/Positive)  
 $U_N$  คือ Nominal voltage  
 $P_{DG}$  คือ Active power injection of the DG (Positive)  
 $Q_{DG}$  คือ Reactive power consumption/injection of the DG (Negative/Positive)

จากรูปที่ 2.1 และสมการที่ (2.1) จะเห็นว่ากรณีที่กำลังการผลิตไฟฟ้าที่ผลิตได้ ( $P_{DG}$ ) มีค่ามากกว่าหรือเท่ากับกำลังไฟฟ้าที่ต้องการใช้งาน ( $P_{Load}$ ) โดยที่อินเวอร์เตอร์ไม่มีการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ( $Q_{DG} = 0$ ) นั้นหมายความว่า  $\Delta U$  จะมีค่าเพิ่มขึ้น ซึ่งสะท้อนปัญหาด้านแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ

กรณีที่อินเวอร์เตอร์มีการรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ( $Q_{DG} < 0$ ) จะทำให้เทอมของ  $X(Q_{Load} + Q_{DG})$  มีค่าลดลง ทำให้  $\Delta U$  มีค่าลดลงได้ ซึ่งเหมาะกับระบบไฟฟ้าที่มีปัญหาแรงดันเกินที่จุดเชื่อมต่อ

กรณีที่อินเวอร์เตอร์มีการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ( $Q_{DG} > 0$ ) จะทำให้เทอมของ  $X(Q_{Load} + Q_{DG})$  มีค่าเพิ่มขึ้น ทำให้  $\Delta U$  มีค่าเพิ่มขึ้นได้ ซึ่งเหมาะกับระบบไฟฟ้าที่มีปัญหาแรงดันตกที่จุดเชื่อมต่อ

ดังนั้น การชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเพื่อรักษาระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ จึงสามารถแก้ปัญหาด้านแรงดันได้

## 2.2 แนวทางการบรรเทาผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

การเพิ่มปริมาณของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อาจจะส่งผลกระทบต่อระบบจำหน่าย โดยเฉพาะปัญหาเรื่องแรงดัน ทำให้ผู้ดูแลโครงข่ายหรือการไฟฟ้าจำเป็นต้องควบคุมขีดจำกัดของกำลังการผลิตต่อหลังคาของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อรองรับปริมาณระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่อาจจะเพิ่มขึ้นในอนาคต สามารถการบรรเทาผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายตาม [10] และ [11] ได้ 2 แนวทาง ได้แก่

### 2.2.1 การไฟฟ้าเป็นผู้รับผิดชอบ

ผู้ดูแลระบบจำหน่ายไฟฟ้าจำเป็นต้องลงทุนปรับปรุงหรือติดตั้งอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายเพื่อรองรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่เพิ่มขึ้น เช่น

- ปรับปรุงระบบจำหน่าย เปลี่ยนสายจำหน่ายให้มีขนาดพื้นที่หน้าตัดใหญ่ขึ้น เพื่อลดค่าอิมพีแดนซ์ของสายจำหน่ายตาม [11]
- ติดตั้ง On-Load Tap Changer (OLTC) เพื่อปรับ Tap ช่วยรักษาระดับแรงดัน ควรติดตั้งที่ปลายสายจำหน่าย แต่ข้อจำกัดของวิธีนี้ กรณีในระบบจำหน่ายมีผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทความผันผวนสูง เช่น ลมและแสงอาทิตย์ ในปริมาณมาก จะทำให้ OLTC ทำงานบ่อยเพื่อรักษาระดับแรงดัน ซึ่งจะส่งผลกระทบต่ออายุการใช้งานในอนาคต ยิ่งไปกว่านั้นยังต้องการระบบสื่อสารระหว่าง

มิเตอร์และศูนย์ควบคุมรวมถึงระบบสื่อสารที่หม้อแปลงจำหน่าย เพื่อช่วยวิเคราะห์ระดับแรงดันในฟีดเดอร์ตาม [12] ด้วย

- ติดตั้ง Line Voltage Regulation (LVR) เพื่อช่วยรักษาระดับแรงดัน แต่วิธีนี้มีข้อจำกัดตาม [11] และ [12] เช่นเดียวกับ OLTC
- ติดตั้ง Static Var Compensator (SVC) ติดตั้ง Static Synchronous Compensator (STATCOM) เพื่อควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในระบบก็สามารถรักษาระดับแรงดันได้เช่นกัน แต่วิธีนี้ราคาสูง ยังไม่เป็นที่ยอมรับมากนักสำหรับระบบจำหน่าย
- ติดตั้งแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ ที่ตำแหน่งต่าง ๆ ในระบบจำหน่ายเพื่อควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าจริง แต่วิธีนี้จำเป็นต้องติดตั้งแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ตาม [13] เมื่อระบบจำหน่ายติดตั้งแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ กำไรของผู้ดูแลระบบจะมาจากรายได้ส่วนอื่น เช่น การซื้อขายเชื้อเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้าประเภท Co-generation แต่แบตเตอรี่ขนาดใหญ่ก็ยังจำเป็นต้องการเป็น Back-up ให้กับระบบ

## 2.2.2 ผู้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเป็นผู้รับผิดชอบ

ผู้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จำเป็นต้องมีส่วนร่วมรับผิดชอบระบบจำหน่ายร่วมกับผู้ดูแลระบบเนื่องมาจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เช่น

- การติดแบตเตอรี่เพื่อเพิ่ม Self – Consumption โดยเทคโนโลยีของแบตเตอรี่ที่นิยมใช้ในปัจจุบัน คือ แบตเตอรี่ประเภท ลิเทียมไอออน โดยราคาของแบตเตอรี่ชนิดนี้รวมอินเวอร์เตอร์ ปัจจุบัน อยู่ราว ๆ 33,000 บาทต่อหน่วย จากผลการศึกษา [14] ผู้ที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จำเป็นต้องลงทุนเพิ่ม เมื่อคิดอายุโครงการ 25 ปี สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทใช้ไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยต่อเดือนและกิจการขนาดเล็กพบว่ายังไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน
- การใช้ความสามารถในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ หรือกำลังไฟฟ้าจริงเพื่อที่จะช่วยรักษาระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ปัจจุบันวิธีนี้มีมาตรฐานของหลาย ๆ ประเทศประกาศใช้แล้ว วิธีดังกล่าวนอกจากจะช่วยให้ผู้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ลดภาระในการลงทุนติดตั้งแบตเตอรี่แล้ว ยังช่วยลดภาระที่ผู้ดูแลระบบต้องลงทุนปรับปรุงหรือติดตั้งอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายเพื่อรองรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่เพิ่มขึ้น

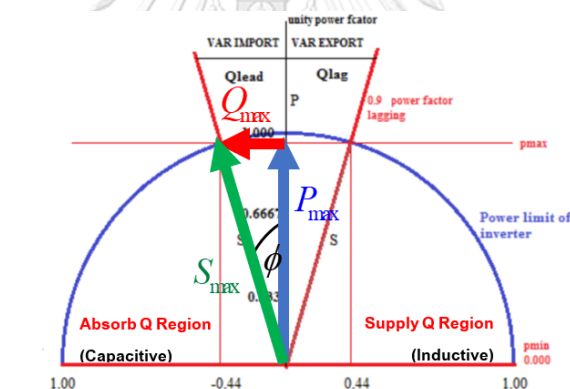


## 2.3 การทำงานของอินเวอร์เตอร์ในการคุมแรงดัน

หัวข้อนี้จะกล่าวถึงคุณลักษณะในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และการจำแนกประเภทในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ โดยหัวข้อนี้จะอ้างอิง IEEE Standard 1547-2018 เป็นหลัก

### 2.3.1 คุณลักษณะในการทำงานของอินเวอร์เตอร์

คุณลักษณะในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ (Capability curve of the inverter) ในสภาวะปกติ (Normal mode) อินเวอร์เตอร์จะทำงานเป็นไปตามเส้นโค้งคุณลักษณะในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ ซึ่งสามารถรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟได้ ขึ้นอยู่กับสถานะของกริด โดยค่าสูงสุด หรือ ค่าต่ำที่สุดของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจะขึ้นอยู่กับพิกัดของอินเวอร์เตอร์ ( $S_{max}$ ) และกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยทั่วไปแล้วผู้ที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย ปัจจุบัน มักจะกำหนดให้กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเป็นศูนย์ นั่นคือให้อินเวอร์เตอร์ทำงานที่ เส้นโค้งคุณลักษณะในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ แสดงดังรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.2 เส้นโค้งคุณลักษณะในการทำงานของอินเวอร์เตอร์

ตัวอย่าง สมมติอินเวอร์เตอร์สามารถทำงานได้ที่ Power factor 0.9 ถ้าหลังถึงนำหน้า

$$\phi = \cos^{-1}(0.9) = 25.84$$

$$Q_{max} = S_{max} \sin(25.84) = 0.44S_{max}$$

ดังนั้น อินเวอร์เตอร์ตัวนี้จะสามารถจ่าย กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ในกรณีเกิดแรงดันตกได้มากที่สุด

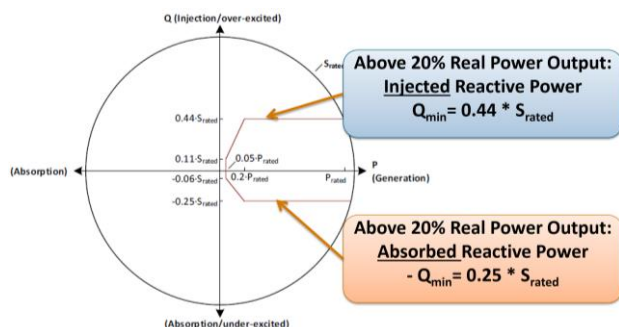
$$Q_{max} = +44\% S_{max}$$

อินเวอร์เตอร์ตัวนี้จะสามารถรับ กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ในกรณีเกิดแรงดันเกินได้มากที่สุด

$$Q_{max} = -44\% S_{max}$$

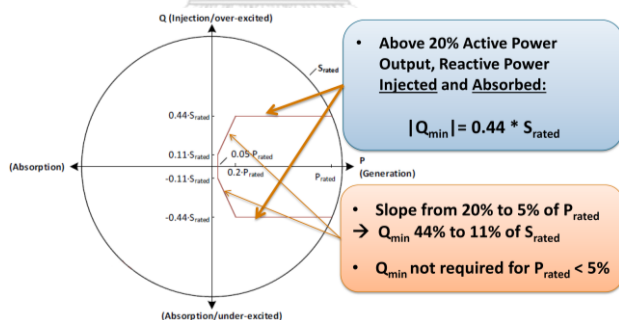
เส้นโค้งคุณลักษณะในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ตามมาตรฐาน IEEE Standard 1547-2018 ได้แบ่งเส้นโค้งตามเทคโนโลยีของอินเวอร์เตอร์เป็น 2 ชนิดตาม [15] และ [16] ได้แก่

- ชนิด A เป็นอินเวอร์เตอร์รุ่นเก่า ซึ่งฟังก์ชันที่อินเวอร์เตอร์สามารถทำงานได้ ได้แก่ Fixed-PF (PF=1 Default) Fixed-Q และ Q(U) โดยเส้นโค้งคุณลักษณะในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ชนิด A แสดงดังรูปที่ 2.3 [16]



รูปที่ 2.3 เส้นโค้งคุณลักษณะในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ชนิด A

- ชนิด B เป็นอินเวอร์เตอร์รุ่นใหม่ ซึ่งฟังก์ชันที่อินเวอร์เตอร์สามารถทำงานได้ ได้แก่ Fixed-PF, Fixed-Q, Q(U), Active Power Curtailment และ Watt-Var โดยเส้นโค้งคุณลักษณะในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ชนิด B แสดงดังรูปที่ 2.4 [16]



รูปที่ 2.4 เส้นโค้งคุณลักษณะในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ชนิด B

### 2.3.2 การเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์เพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ

การเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์ (Oversizing of PV inverter) เพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟนั้น แสดงความสัมพันธ์ของปริมาณกำลังไฟฟ้าจริง ( $P_{act}$ ) ที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้ กับขนาดของอินเวอร์เตอร์ตามสมการที่ 2.2 [17]

$$Q_{max} = \sqrt{S_{max}^2 - P_{act}^2} \tag{2.2}$$

เมื่อ  $Q_{max}$  คือ กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่อินเวอร์เตอร์ สามารถรับหรือจ่ายได้

$S_{max}$  คือ พิกัดขนาดของอินเวอร์เตอร์

$P_{act}$  คือ ปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้

จากสมการจะเห็นว่าถ้าต้องการใช้กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเพื่อชดเชยแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ การกำหนดพิกัดขนาดของอินเวอร์เตอร์จำเป็นต้องใหญ่กว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้

ตัวอย่าง ปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้มีค่าเป็น 10kW

#### กรณีไม่ชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ

สามารถกำหนดพิกัดขนาดของอินเวอร์เตอร์ให้เท่ากับปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้ นั้นหมายความว่า  $S_{max} = 10 \text{ kVA}$  ด้วย โดย Power factor = 1

#### กรณีชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ

ถ้าเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์เป็น 10% ของปริมาณกำลังไฟฟ้าจริง ที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้ ดังนั้น พิกัดขนาดของอินเวอร์เตอร์  $S_{max} = 1.1 \times 10 = 11 \text{ kVA}$

$$Q_{max} = \sqrt{11^2 - 10^2} = 4.583 \text{ kVar} \text{ หรือ } \frac{4.583}{11} \times 100 = 41.66\% S_{max}$$

ดังนั้น ถ้าต้องการให้อินเวอร์เตอร์ช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ อินเวอร์เตอร์ต้องทำงานที่

$$\text{Power Factor} = \frac{P_{act}}{S_{max}} = \frac{10}{11} = 0.9 \text{ ถ้าหลังถึงหน้า}$$

จากตัวอย่างจะเห็นว่า การเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์เพียง 10% จะสามารถช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟได้ถึง 42% ของพิกัดขนาดของอินเวอร์เตอร์ โดยที่ไม่สูญเสียปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

#### 2.4 การควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์โดยควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ

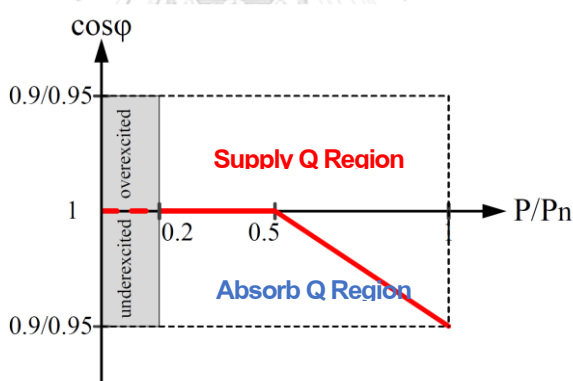
การใช้ความสามารถในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเพื่อที่จะช่วยรักษาระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ปัจจุบันมีมาตรฐานของหลาย ๆ ประเทศประกาศใช้แล้ว หัวข้อนี้จะกล่าวถึงการควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์โดยควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ได้แก่วิธี  $\cos(\varphi(P))$   $\cos(\varphi(U))$  Fixed-Q Fixed-PF Q(U) และ Q(P)

### 2.4.1 การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี $\cos\phi(P)$

การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี  $\cos\phi(P)$  ถูกกำหนดโดย German Grid Code [18] ซึ่งการคำนวณค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟที่จะจ่ายหรือรับนั้น จะขึ้นอยู่กับกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ดังรูปที่ 2.5 [19] กรณีที่อินเวอร์เตอร์ถูกตั้งค่าให้ทำงานแบบ Capacitive Mode เมื่อกำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้มีค่ามาก มีโอกาสที่จะทำให้แรงดันที่จุดเชื่อมต่อเกินข้อกำหนดการเชื่อมต่อได้ ดังนั้น เมื่อกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ มีค่าเพิ่มขึ้นจนถึงกึ่งกลางของ PV nominal power ค่า Power factor จะลดลงจนถึง 0.9 นั้นคือ อินเวอร์เตอร์ตัวนี้จะสั่งให้รับกำลังไฟฟารีแอกทีฟ เพื่อลดแรงดันที่จุดเชื่อมต่อลง โดยที่ค่า กำลังไฟฟารีแอกทีฟสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (2.3) [19]

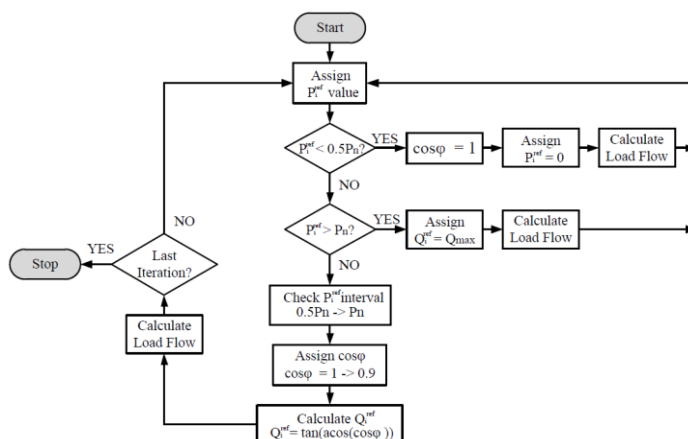
$$Q_{\max} = \tan(\arccos \phi) \cdot P_n \quad (2.3)$$

เมื่อ  $Q_{\max}$  คือ กำลังไฟฟารีแอกทีฟที่อินเวอร์เตอร์ สามารถรับหรือจ่ายได้  
 $\cos \phi$  คือ เพาเวอร์แฟคเตอร์  
 $P_n$  คือ พิกัดของอินเวอร์เตอร์ ในหน่วย วัตต์



รูปที่ 2.5 กราฟคุณลักษณะการทำงานของ การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี  $\cos\phi(P)$  กรณี Capacitive Mode

ในทางตรงกันข้าม กรณีที่อินเวอร์เตอร์ ถูกตั้งค่าให้ทำงานแบบ Inductive Mode เมื่อกำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้มีค่าน้อย มีโอกาสที่จะทำให้แรงดันที่จุดเชื่อมต่อต่ำกว่าข้อกำหนดการเชื่อมต่อได้ โดยเฉพาะอย่างยิ่งกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ถูกติดตั้งที่ปลายสายจำหน่าย อินเวอร์เตอร์ตัวนี้จะสั่งให้จ่ายกำลังไฟฟารีแอกทีฟเพื่อเพิ่มแรงดันที่จุดเชื่อมต่อได้ สามารถเขียน Flow Chart แสดงการทำงานของ การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี  $\cos\phi(P)$  ทั้ง Capacitive Mode และ Inductive Mode ได้ดังรูปที่ 2.6 [19]



รูปที่ 2.6 Flow Chart แสดงการทำงานของ การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี  $\cos\phi(P)$

### ข้อดีของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี $\cos\phi(P)$

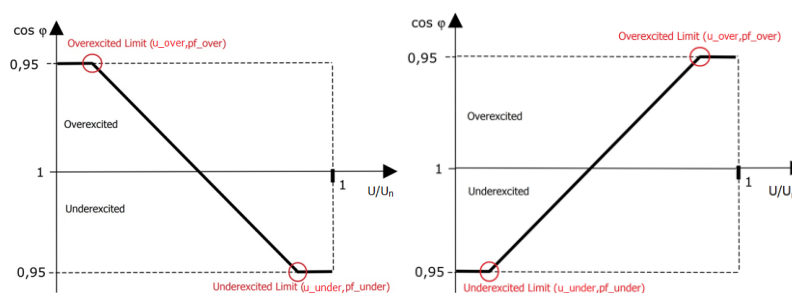
- ง่ายต่อการปรับตั้งค่าตอนแรกเนื่องจากเราสามารถกำหนดโหมดการทำงานเป็น Capacitive Mode หรือ Inductive Mode อย่างไม่อย่างหนึ่ง ขึ้นอยู่กับตำแหน่งที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า จากพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่าย
- การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี  $\cos\phi(P)$  อินเวอร์เตอร์รุ่นเก่าสามารถทำงานได้

### ข้อเสียของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี $\cos\phi(P)$

- ไม่มีความยืดหยุ่นต่อการเปลี่ยน Mode การทำงาน

#### 2.4.2 การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี $\cos\phi(U)$

การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี  $\cos\phi(U)$  ถูกกำหนดโดย German Grid Code [18] สามารถตั้งค่าการทำงานให้อินเวอร์เตอร์สามารถทำงานได้ 2 แบบ ได้แก่ Capacitive Mode และ Inductive Mode ซึ่งการคำนวณค่ากำลังไฟรีแอกทีฟที่จะจ่ายหรือรับนั้น จะขึ้นอยู่กับค่าอินเวอร์เตอร์ว่าให้ทำงานที่โหมดใดและแรงดันที่จุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ดังรูปที่ 2.7 [20]



(ก) อินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Capacitive Mode (ข) อินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Inductive Mode

รูปที่ 2.7 กราฟคุณลักษณะการทำงานของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี  $\cos\phi(U)$

**ข้อดีของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี  $\cos\phi(U)$**

- ง่ายต่อการปรับตั้งค่าตอนแรกเนื่องจากเราสามารถกำหนดโหมดการทำงานเป็น Capacitive Mode หรือ Inductive Mode อย่างไม่อย่างหนึ่ง ขึ้นอยู่กับตำแหน่งที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่าย
- การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี  $\cos\phi(P)$  อินเวอร์เตอร์รุ่นเก่าสามารถทำงานได้

**ข้อเสียของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี  $\cos\phi(U)$**

- ไม่มีความยืดหยุ่นต่อการเปลี่ยน Mode การทำงาน

### 2.4.3 การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Fixed-Q

การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Fixed-Q อ้างอิงมาตรฐาน IEEE Standard 1547-2018 ได้แบ่งเส้นโค้งตามเทคโนโลยีของอินเวอร์เตอร์เป็น 2 ชนิด ได้แก่ ชนิด A สำหรับอินเวอร์เตอร์รุ่นเก่า และชนิด B สำหรับอินเวอร์เตอร์รุ่นใหม่ สามารถกำหนดให้อินเวอร์เตอร์สามารถรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟตามที่ตามชนิดของอินเวอร์เตอร์ได้ดังนี้

ความสามารถในการรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟหรืออินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Capacitive Mode สำหรับอินเวอร์เตอร์ชนิด A

$$\text{Fixed } Q = -(6\% \text{ to } 25\%) \times S_{\text{rating of inverter}}$$

ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟหรืออินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Inductive Mode สำหรับอินเวอร์เตอร์ชนิด A

$$\text{Fixed } Q = +(11\% \text{ to } 44\%) \times S_{\text{rating of inverter}}$$

ความสามารถในการรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟหรืออินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Capacitive Mode สำหรับอินเวอร์เตอร์ชนิด B

$$\text{Fixed Q} = -(11\% \text{ to } 44\%) \times S_{\text{rating of inverter}}$$

ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟหรืออินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Inductive Mode สำหรับอินเวอร์เตอร์ชนิด B

$$\text{Fixed Q} = +(11\% \text{ to } 44\%) \times S_{\text{rating of inverter}}$$

จากความสามารถในการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสำหรับอินเวอร์เตอร์ชนิด A และ B จะเห็นว่าอินเวอร์เตอร์ชนิด B สามารถกำหนดช่วงในการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟได้มากกว่าชนิด A

### ข้อดีของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Fixed-Q

- ง่ายต่อการปรับตั้งค่าตอนแรกเนื่องจากเราสามารถกำหนดโหมดการทำงานเป็น Capacitive Mode หรือ Inductive Mode อย่างไม่อย่างหนึ่ง ขึ้นอยู่กับตำแหน่งที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่าย
- การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Fixed-Q อินเวอร์เตอร์รุ่นเก่าสามารถทำงานได้

### ข้อเสียของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Fixed-Q

- ไม่มีความยืดหยุ่นต่อการเปลี่ยน Mode การทำงาน
- จากงานวิจัย [21] ในหัวข้อถัดไป เราจะพบว่าหากต้องการให้การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Fixed-Q มีประสิทธิภาพ อาจจะต้องทำการเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์ ในกรณีที่มีจำนวนผู้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายจำนวนไม่มากนัก
- เนื่องจากมีผลจากการเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์ในงานวิจัย [21] จะส่งผลต่อราคาในการลงทุนติดตั้งอินเวอร์เตอร์ที่เพิ่มสูงขึ้นด้วย
- จากงานวิจัย [21] ในหัวข้อถัดไป เราจะพบอีกว่าการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ที่อาศัยความสามารถด้านการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเพียงอย่างเดียว นั้น จะส่งผลต่อการเพิ่มขึ้นของกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย

### ตัวอย่างการนำไปใช้งาน

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอตัวอย่างของการนำการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Fixed-Q ไปใช้งานโดยอ้างอิงจากงานวิจัยเพื่อประเมินสมรรถนะในการทำงานของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Fixed-Q จากงานวิจัย Optimal capacity of PV inverter considering reactive power capability and active power curtailment [21] ได้นำวิธี Fixed-Q เปรียบเทียบกับวิธี Active Power Curtailment กับระบบทดสอบ IEEE-69 Bus เพื่อดูผลของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ การเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์ กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายและราคาในการลงทุนติดตั้งอินเวอร์เตอร์

**ขั้นตอนของการศึกษา** ทำการ Fixed ตำแหน่งของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ไว้ที่ Bus 65 ดูผลของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ การ Oversizing ของอินเวอร์เตอร์และราคา โดยค่อยๆ เพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (%PV penetration) ตั้งแต่ 0-100%

### การจำลองสถานการณ์ แบ่งเป็น 4 กรณี

กรณีที่ 1 ไม่ควบคุมแรงดันที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

กรณีที่ 2 คุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Active Power Curtailment

กรณีที่ 3 คุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Fixed-Q

กรณีที่ 4 คุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Active Power Curtailment ร่วมกับ

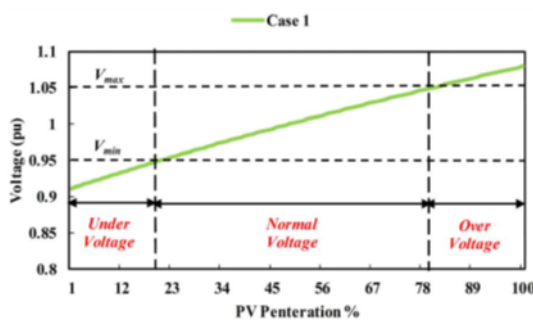
Fixed-Q

**ผลการศึกษา** สามารถจำแนกได้เป็น 4 ประเด็น ได้แก่ ผลของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ผลของการเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์ กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายและราคาในการลงทุนติดตั้งอินเวอร์เตอร์

### ผลของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ

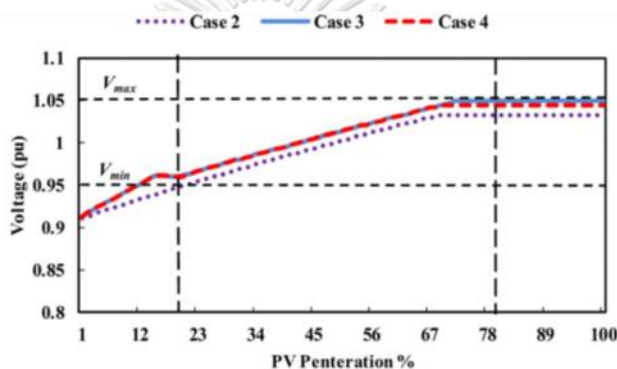
**กรณีที่ 1** ไม่ควบคุมแรงดันที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ พบว่าเมื่อค่อย ๆ เพิ่ม %PV penetration แรงดันที่จุดเชื่อมต่อจะค่อย ๆ เพิ่มขึ้นจนเกิน 1.05 pu. ซึ่งเป็น Upper limit ด้านแรงดัน แสดงดังรูปที่ 2.8





รูปที่ 2.8 แรงดันที่จุดเชื่อมต่อกรณี ไม่ควบคุมแรงดันที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

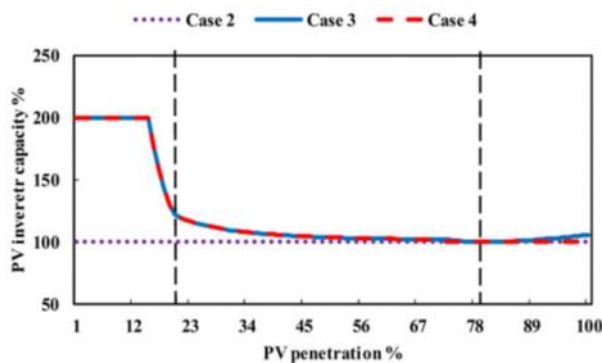
กรณีที่ 2, 3 และ 4 มีการควบคุมแรงดันที่อินเวอร์เตอร์ พบว่า ทุกวิธีในการคุมแรงดันสามารถแก้ปัญหาแรงดันเกินได้ แสดงดังรูปที่ 2.9



รูปที่ 2.9 แรงดันที่จุดเชื่อมต่อกรณี มีการควบคุมแรงดันที่อินเวอร์เตอร์

#### ผลของการเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์

กรณีที่ 2, 3 และ 4 มีการควบคุมแรงดันที่ไม่ควบคุมแรงดันที่อินเวอร์เตอร์ พบว่า ในกรณีที่ 3 และ 4 มีการใช้ความสามารถด้านกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ดังนั้นต้องเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์ไว้ที่ 200% ของพิกัดอินเวอร์เตอร์ เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ในช่วงที่ %PV penetration เป็น 1-12% ซึ่งเกิดแรงดันตก จากรูปที่ 2.9 จะเห็นว่าแรงดันกรณีที่ 3 และ 4 เพิ่มขึ้นเล็กน้อยในช่วงที่เกิดแรงดันตก ในขณะที่กรณีที่ 2 การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Active Power Curtailment ไม่ได้ช่วยปรับปรุงแรงดันในช่วงแรงดันตก หลังจากผ่านช่วงที่เกิดแรงดันตกหรือช่วงที่ %PV penetration มากกว่า 12% ไปแล้ว จะสามารถลดขนาดของอินเวอร์เตอร์ให้ทำงานได้ที่พิกัดได้ เนื่องจากอินเวอร์เตอร์มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเพิ่มขึ้น แสดงดังรูปที่ 2.10

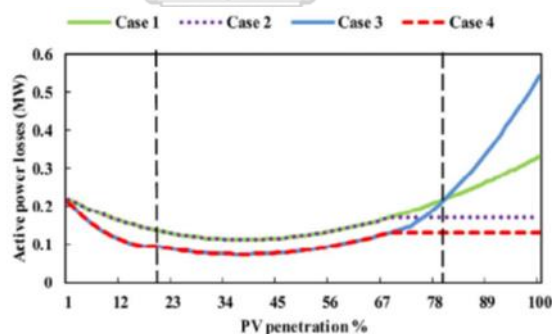


รูปที่ 2.10 การเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์เพิ่มรองรับ PV ที่เพิ่มขึ้น

### ผลของกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย

- กรณีที่ 1 ถ้า %PV penetration มาก ๆ จะส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบสูงขึ้น  
 - กรณีที่ 2 ถ้า %PV penetration มาก ๆ จะส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบมีค่าค่อนข้างคงที่

- กรณีที่ 3 ถ้า %PV penetration มาก ๆ จะส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบสูงที่สุด  
 - กรณีที่ 4 ถ้า %PV penetration มาก ๆ จะส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบต่ำที่สุด  
 จากผลของกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายทั้ง 4 กรณี สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.11

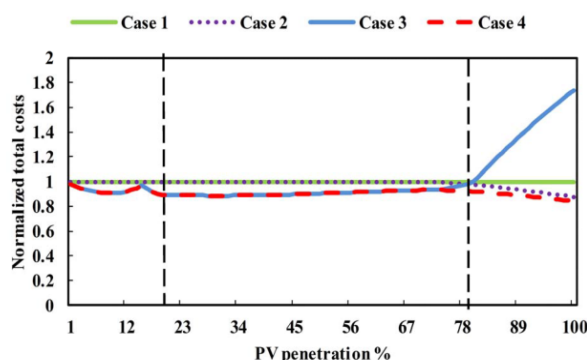


รูปที่ 2.11 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย

### ผลของราคาในการลงทุนติดตั้งอินเวอร์เตอร์

- กรณีที่ 1 ถ้า %PV penetration มาก ๆ ราคาในการลงทุนติดตั้งอินเวอร์เตอร์ มีค่าคงที่  
 - กรณีที่ 2 ถ้า %PV penetration มาก ๆ ราคาในการลงทุนติดตั้งอินเวอร์เตอร์ มีค่าถูกลง  
 - กรณีที่ 3 ถ้า %PV penetration มาก ๆ ราคาในการลงทุนติดตั้งอินเวอร์เตอร์ มีค่าแพงสุด  
 - กรณีที่ 4 ถ้า %PV penetration มาก ๆ ราคาในการลงทุนติดตั้งอินเวอร์เตอร์ มีค่าถูกที่สุด

ผลของราคาในการลงทุนติดตั้งอินเวอร์เตอร์ จะพิจารณาจากราคาในการลงทุนติดตั้งอินเวอร์เตอร์ที่เบี่ยงเบนไปจากราคาปกติ (Normalized total cost) แสดงดังรูปที่ 2.12



รูปที่ 2.12 Normalized total costs

#### 2.4.4 การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Fixed-PF

จากมาตรฐาน IEEE Standard 1547-2018 ได้กำหนดว่าอินเวอร์เตอร์สามารถคุมแรงดันที่เชื่อมต่อด้วยวิธี Fixed-PF โดยที่ไม่ทำให้กำลังไฟฟารีแอคทีฟหรือจ่ายเกินเส้นโค้งคุณลักษณะในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ของแต่ละชนิด การทำงานของอินเวอร์เตอร์ในการคุมแรงดัน สามารถกำหนดให้อินเวอร์เตอร์สามารถรับกำลังไฟฟารีแอคทีฟได้โดยปรับ Power Factor ให้ทำงานแบบ Capacitive และกำหนดให้อินเวอร์เตอร์สามารถจ่ายกำลังไฟฟารีแอคทีฟได้โดยปรับ Power Factor ให้ทำงานแบบ Inductive

##### ข้อดีของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Fixed-PF

- ง่ายต่อการปรับตั้งค่าตอนแรกเนื่องจากเราสามารถกำหนดโหมดการทำงานเป็น Capacitive Mode หรือ Inductive Mode อย่างไม่อย่างหนึ่ง ขึ้นอยู่กับตำแหน่งที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่าย
- การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Fixed-PF อินเวอร์เตอร์รุ่นเก่าสามารถทำงานได้

##### ข้อเสียของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Fixed-PF

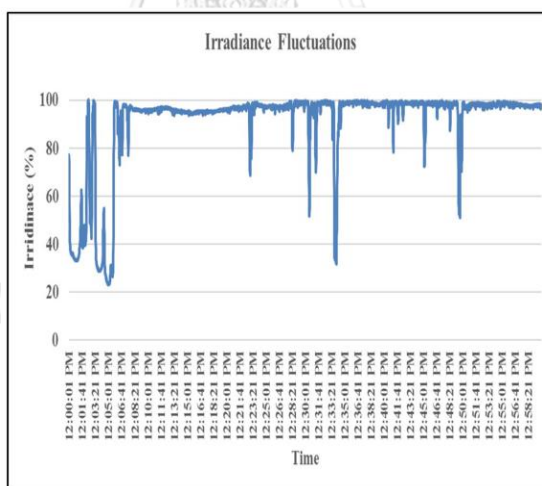
- ไม่มีความยืดหยุ่นต่อการเปลี่ยน Mode การทำงาน
- จากงานวิจัย [21] หากต้องการให้การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อที่อาศัยความสามารถด้านการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟารีแอคทีฟมีประสิทธิภาพ อาจจะต้องทำการเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์ในกรณีที่มีจำนวนผู้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายจำนวนมาก
- ผลจากการเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์ในงานวิจัย [21] จะส่งผลต่อราคาในการลงทุนติดตั้งอินเวอร์เตอร์ที่เพิ่มสูงขึ้นด้วย

- จากงานวิจัย [21] พบว่าการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ที่อาศัยความสามารถด้านการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเพียงอย่างเดียว นั้น จะส่งผลต่อการเพิ่มขึ้นของกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย

### ตัวอย่างการนำไปใช้งาน

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอตัวอย่างของการนำการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Fixed-PF ไปใช้งานโดยอ้างอิงจากงานวิจัยเพื่อประเมินสมรรถนะในการทำงานของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Fixed-PF จากงานวิจัย Voltage Regulation Performance of Smart Inverters: Power Factor versus Volt-VAR Control [22] ได้นำวิธี Fixed-PF เปรียบเทียบกับวิธี Q(U) กับระบบทดสอบ IEEE-13 Bus เพื่อดูความสามารถในการคุมแรงดัน และปริมาณการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเพื่อช่วยคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ

**ขั้นตอนของการศึกษา** ทำการ Fixed ตำแหน่งของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1,300 เควีเอ (kVA) และ 500 kVA ไว้ที่ Bus 671 และ Bus 634 ตามลำดับ โดยความเข้มแสงของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ช่วงที่เกิดแรงดันเกิน ตั้งแต่เวลา 12.00-13.00 น. แสดงดังรูปที่ 2.13



รูปที่ 2.13 ความเข้มแสงอาทิตย์ช่วงเวลา 12.00-13.00 น.

**ผลการศึกษา** สามารถจำแนกได้เป็น 2 ประเด็น ได้แก่ ความสามารถในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ และปริมาณการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเพื่อช่วยคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ

### ความสามารถในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ

ผลการศึกษาพบว่า การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Fixed-PF สามารถคุมแรงดันที่ Bus 671 ซึ่งติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1,300 kVA ได้ ในขณะที่ Bus 634 ซึ่งติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 500 kVA ไม่สามารถคุมแรงดันให้อยู่ในช่วง 0.95-1.05 pu. ได้ ตรงกันข้ามกับการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Q(U) ที่สามารถคุมแรงดันได้ดีทั้ง Bus 671 และ Bus 634

### ปริมาณการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเพื่อช่วยคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ

ผลการศึกษาพบว่า ปริมาณการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเพื่อช่วยคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Fixed-PF ต้องใช้ปริมาณกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟมากกว่าการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Q(U) นั้นแสดงให้เห็นว่า เมื่อใช้การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Fixed-PF ระบบจำหน่ายจำเป็นต้องมีกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟปริมาณมากเพื่อจ่ายให้กับอินเวอร์เตอร์ในการช่วยคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ

#### 2.4.5 การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Q(U)

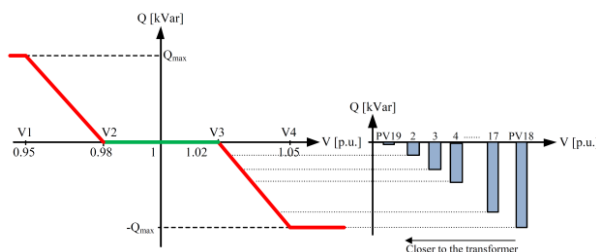
การคำนวณค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละจุดเชื่อมต่อจะขึ้นอยู่กับขนาดของแรงดันที่ถูกวัดมาจากจุดเชื่อมต่อ วิธีนี้ต้องการข้อมูลแรงดันระดับ Local measurement เพื่อที่จะสั่งให้อินเวอร์เตอร์ ทำการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเพื่อช่วยรักษาระดับแรงดัน ลักษณะการคุมแรงดันด้วยวิธีนี้แบ่งได้ 3 กรณีดังนี้

- กรณีที่แรงดันอยู่ในช่วง Dead band จะไม่มีการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ
- กรณีแรงดันอยู่ในช่วงที่ต่ำกว่าช่วง Dead band นั้นหมายความว่า เมื่อเกิดแรงดันตก อินเวอร์เตอร์ จะทำการช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเพื่อช่วยรักษาระดับแรงดันให้ได้ตาม Grid Code
- กรณีแรงดันอยู่ในช่วงที่สูงกว่าช่วง Dead band นั้นหมายความว่า เมื่อเกิดแรงเกิน อินเวอร์เตอร์ จะทำการช่วยรับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเพื่อช่วยรักษาระดับแรงดันให้ได้ตาม Grid Code

โดยทั่วไประบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งใกล้ ๆ หม้อแปลงจำหน่ายมีแนวโน้มที่จะไม่ช่วยรักษาระดับแรงดัน ส่วนระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่อยู่ปลายสายจำหน่ายมีแนวโน้มที่จะช่วยรักษาระดับแรงดันอย่างเต็มที่ตาม [19]

### การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Q(U) ตาม German Grid Code

ตาม German Grid Code [18] ได้กำหนดกราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Q(U) เป็นดังรูปที่ 2.14 [19]



รูปที่ 2.14 Droop characteristic for Q(U) method according to German Grid Code

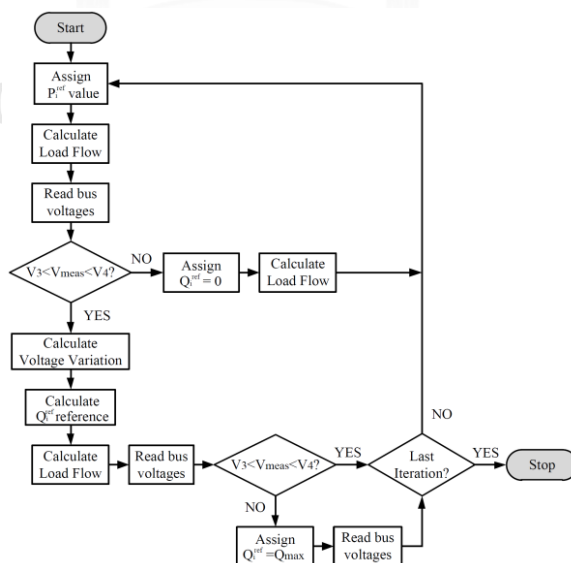
การเปลี่ยนแปลงแรงดันสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (2.4) [19]

$$\zeta = \frac{V_{meas} - V_3}{V_3} \cdot 34 [\%] \quad ; \zeta \in [0,1] \quad (2.4)$$

กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ ที่อ้างอิงจะถูกคำนวณจากสมการที่ (2.5) [19] โดยที่  $Q_{max}$  คำนวณตามสมการที่ (2.3)

$$Q_i^{ref} = \zeta \cdot Q_{max} \quad (2.5)$$

สามารถเขียน Flow Chart แสดงการทำงานของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Q(U) ได้รูปที่ 2.15 [19]



รูปที่ 2.15 Flow Chart แสดงการทำงานของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Q(U)

จากรูปที่ 2.14 Droop characteristic for Q(U) method according to German Grid Code และรูปที่ 2.15 Flow Chart แสดงการทำงานของกริดควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Q(U) สามารถสรุปเป็นสมการสำหรับการทำงานได้ดังสมการที่ (2.6) [19]

$$Q_i^{ref} = \begin{cases} Q_{max} & ; V_{meas} > V_1 \\ \frac{V_{meas} - V_3}{V_3} \cdot 100 \cdot Q_{max} & ; V_1 < V_{meas} < V_2 \\ 0 & ; V_2 < V_{meas} < V_3 \\ \frac{V_{meas} - V_1}{V_1} \cdot 100 \cdot (-Q_{max}) & ; V_3 < V_{meas} < V_4 \\ -Q_{max} & ; V_{meas} > V_4 \end{cases} \quad (2.6)$$

### การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Q(U) ตาม IEEE Standard 1547-2018

การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Q(U) อ้างอิงมาตรฐาน IEEE Standard 1547-2018 ได้แบ่งเส้นโค้งตามเทคโนโลยีของอินเวอร์เตอร์เป็น 2 ชนิด ได้แก่ ชนิด A สำหรับอินเวอร์เตอร์รุ่นเก่า และชนิด B สำหรับอินเวอร์เตอร์รุ่นใหม่ การกำหนดกราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Q(U) เป็นไปตามตารางที่ 1 [15]

ตารางที่ 1 Voltage-Reactive Power setting for normal operating performance Category A and Category B

Voltage-reactive power parameters	Default settings		Ranges of allowable settings	
	Category A	Category B	Minimum	Maximum
$V_{ref}$	$V_N$	$V_N$	$0.95 V_N$	$1.05 V_N$
$V_2$	$V_N$	$V_{ref} - 0.02 V_N$	Category A: $V_{ref}$ Category B: $V_{ref} - 0.03 V_N$	$V_{ref}^c$
$Q_2$	0	0	100% of nameplate reactive power capability, absorption	100% of nameplate reactive power capability, injection
$V_3$	$V_N$	$V_{ref} + 0.02 V_N$	$V_{ref}^c$	Category A: $V_{ref}$ Category B: $V_{ref} + 0.03 V_N$
$Q_3$	0	0	100% of nameplate reactive power capability, absorption	100% of nameplate reactive power capability, injection
$V_1$	$0.9 V_N$	$V_{ref} - 0.08 V_N$	$V_{ref} - 0.18 V_N$	$V_2 - 0.02 V_N^c$
$Q_1^a$	25% of nameplate apparent power rating, injection	44% of nameplate apparent power rating, injection	0	100% of nameplate reactive power capability, injection <sup>b</sup>
$V_4$	$1.1 V_N$	$V_{ref} + 0.08 V_N$	$V_3 + 0.02 V_N^c$	$V_{ref} + 0.18 V_N$
$Q_4$	25% of nameplate apparent power rating, absorption	44% of nameplate apparent power rating, absorption	100% of nameplate reactive power capability, absorption	0
Open loop response time	10 s	5 s	1 s	90 s

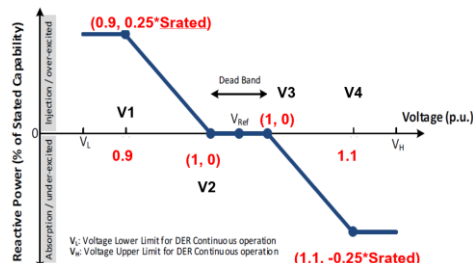
<sup>a</sup>The DER reactive power capability may be reduced at lower voltage.

<sup>b</sup>If needed DER may reduce active power output to meet this requirement.

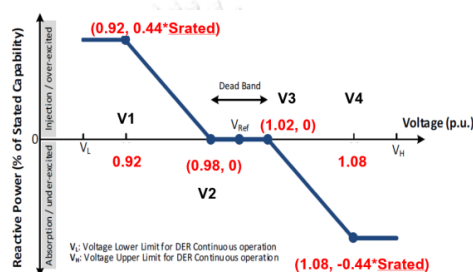
<sup>c</sup>Improper selection of these values may cause system instability.



จากตารางที่ 1 สามารถกำหนดกราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อดัวยวิธี Q(U) สำหรับอินเวอร์เตอร์ชนิด A ได้ดังรูปที่ 2.16 [16] และสำหรับอินเวอร์เตอร์ชนิด B ได้ดังรูปที่ 2.17 [16] ตามลำดับ



รูปที่ 2.16 กราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อดัวยวิธี Q(U) สำหรับอินเวอร์เตอร์ชนิด A



รูปที่ 2.17 กราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อดัวยวิธี Q(U) สำหรับอินเวอร์เตอร์ชนิด B

### ข้อดีของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Q(U)

- จากงานวิจัย [22] พบว่าวิธีนี้สามารถคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อได้ดีกว่าวิธี Fixed-PF ในทำนองเดียวกันวิธีนี้ก็สามารคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อได้ดีกว่าวิธี Fixed-Q ด้วย
- เนื่องการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Q(U) สามารถจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟได้ โดยอาศัยค่าแรงดันที่วัดจากจุดเชื่อมต่อเทียบกับช่วงแรงดันบนกราฟคุณลักษณะ ทำให้มีความยืดหยุ่นต่อการเปลี่ยน Mode การทำงานของอินเวอร์เตอร์
- การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Q(U) ใช้งานได้ทั้งเทคโนโลยีของอินเวอร์เตอร์ชนิด A สำหรับอินเวอร์เตอร์รุ่นเก่า และชนิด B สำหรับอินเวอร์เตอร์รุ่นใหม่
- จากงานวิจัย [23] พบว่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่จ่ายหรือรับ เพื่อรักษาระดับแรงดันนั้นมีผลต่อการเปลี่ยนแปลงค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์น้อยมาก ทำให้ไม่สูญเสียโอกาสในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

### ข้อเสียของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Q(U)

- จากงานวิจัย [21] หากต้องการให้การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อที่อาศัยความสามารถด้านการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟอย่างมีประสิทธิภาพ อาจจะต้องทำการเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์

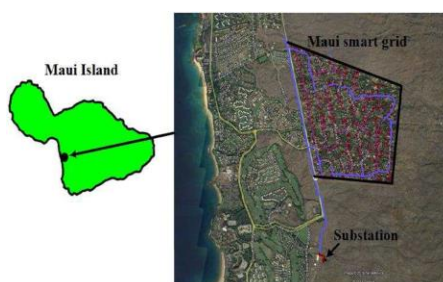


ในกรณีที่มีจำนวนผู้ที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายจำนวนมากไม่มากนัก

- จากงานวิจัย [12] พบว่าการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Q(U) ตามที่มาตรฐาน IEEE Standard 1547-2018 แนะนำ กรณีมีผู้ใช้ไฟฟ้าติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ทุกจุดไหลด (High PV Penetration) จะมีบางจุดเชื่อมต่อที่ไม่สามารถคุมแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ Grid Code ได้ ทำให้ต้องหา 1 จุดเชื่อมต่อในระบบเพื่อเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์ให้ใหญ่กว่าปกติ วิเคราะห์โดย Voltage Sensitivity และค่า Short circuit impedance (R/X Ratio)
- ผลจากการเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์ในงานวิจัย [21] จะส่งผลต่อราคาในการลงทุนติดตั้งอินเวอร์เตอร์ที่เพิ่มสูงขึ้นด้วย
- จากงานวิจัย [21] พบว่าการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ที่อาศัยความสามารถด้านการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเพียงอย่างเดียว นั้น จะส่งผลต่อการเพิ่มขึ้นของกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย
- จากงานวิจัย [23] พบว่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่จ่ายหรือรับ เพื่อรักษาระดับแรงดันนั้นมีผลต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันที่จุดเชื่อมต่ออย่างมาก ทำให้ต้องเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ตามงานวิจัยที่ [21]

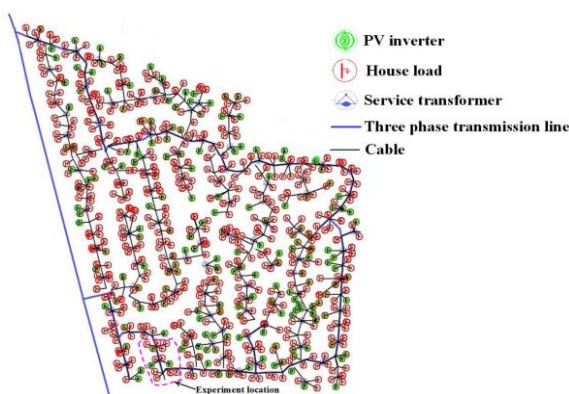
### ตัวอย่างการนำไปใช้งาน

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอตัวอย่างของการนำการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Q(U) ไปใช้งานโดยอ้างอิงจากงานวิจัยเพื่อประเมินสมรรถนะในการทำงานของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Q(U) จากงานวิจัย Distributed Voltage Control Method Using Volt-Var Control Curve of Photovoltaic inverter for a Smart Power Grid System [23] ได้นำวิธี Q(U) ไปใช้คุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ สำหรับระบบไฟฟ้าจริงที่ Smart Grid Model of Maui island ประเทศสหรัฐอเมริกา ดังแสดงในรูปที่ 2.18 [24] เพื่อดูผลของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟต่อการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อและกำลังไฟฟ้าจริงที่อาจจะสูญเสียโอกาสในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์



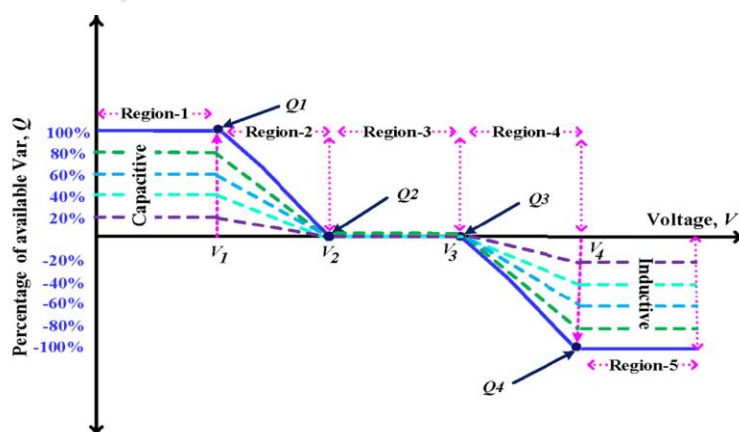
รูปที่ 2.18 ลักษณะทางภูมิศาสตร์ของระบบไฟฟ้าที่ใช้ทดสอบ

**ขั้นตอนของการศึกษา** ทำติดตั้งสมาร์ทอินเวอร์เตอร์ยี่ห้อ SMA ขนาด 6.0 kVA ร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 4.5 กิโลวัตต์ ซึ่งระบบไฟฟ้านี้เป็นประเภทที่อยู่อาศัยราว ๆ 1,000 ครัวเรือน โหลดรวมมากกว่า 2 MW มีบ้านที่อยู่อาศัยที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์กว่า 300 หลังคาเรือน โดยที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางวันต่ำกว่า 1 MW ดังแสดงในรูปที่ 2.19 [23]



รูปที่ 2.19 ตำแหน่งครัวเรือนและการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับสมาร์ทอินเวอร์เตอร์

กำหนด เปอร์เซ็นต์กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเทียบกับพิกัดของอินเวอร์เตอร์ เป็น 20, 40, 60, 80, และ 100% และกำหนดค่าแรงดันบนกราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี  $Q(U)$  ดังรูปที่ 2.20 [23] โดยที่กำหนดแรงดัน  $V_1 = 124.8$  Volt  $V_2 = 128.4$  Volt  $V_3 = 130.8$  Volt และ  $V_4 = 132.0$  Volt สำหรับกรณีสมาร์ทอินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Capacitive Mode และกำหนดแรงดัน  $V_1 = 115.2$  Volt  $V_2 = 116.4$  Volt  $V_3 = 117.6$  Volt และ  $V_4 = 118.8$  Volt สำหรับกรณีสมาร์ทอินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Inductive Mode



รูปที่ 2.20 กราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี  $Q(U)$  สำหรับการทดลอง

**ผลการศึกษา** สามารถจำแนกได้เป็น 3 ประเด็น ได้แก่ ผลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต่อการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อกรณีสมาร์ทอินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Capacitive Mode ผลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต่อการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อกรณีสมาร์ทอินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Inductive Mode และผลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต่อกำลังไฟฟ้าจริงที่เปลี่ยนทั้งกรณีสมาร์ทอินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Capacitive Mode และ Inductive Mode

### ผลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต่อการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อกรณีสมาร์ทอินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Capacitive Mode

ปรับเปอร์เซ็นต์กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเทียบกับพิกัดของอินเวอร์เตอร์ เป็น 20, 40, 60, 80, และ 100% และกำหนดแรงดัน  $V_1 = 124.8$  Volt  $V_2 = 128.4$  Volt  $V_3 = 130.8$  Volt และ  $V_4 = 132.0$  Volt พบว่าส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันที่จุดเชื่อมต่อเล็กน้อยมาก ดังตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ผลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันที่จุดเชื่อมต่อกรณีสมาร์ทอินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Capacitive Mode

Var generation Levels	$\Delta Q_{inv}$ (kVar)	$\Delta V_{inv}$ (V)
100%	3.0	0.3
80%	2.4	0.3
60%	1.8	0.2
40%	1.2	0.2
20%	0.5	0

### ผลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต่อการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อกรณีสมาร์ทอินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Inductive Mode

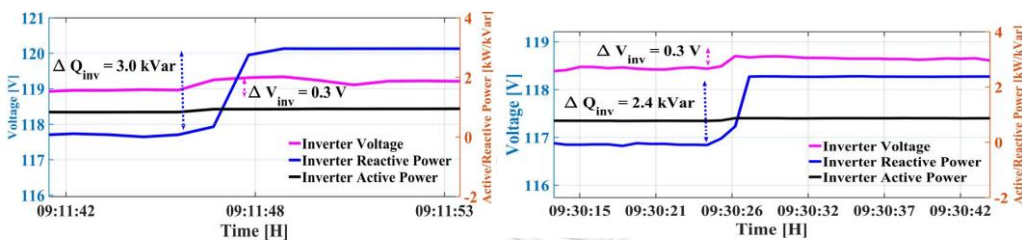
ปรับเปอร์เซ็นต์กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเทียบกับพิกัดของอินเวอร์เตอร์ เป็น 20, 40, 60, 80, และ 100% และกำหนดแรงดัน  $V_1 = 115.2$  Volt  $V_2 = 116.4$  Volt  $V_3 = 117.6$  Volt และ  $V_4 = 118.8$  Volt พบว่าส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันที่จุดเชื่อมต่อเล็กน้อยมากเช่นเดียวกับกรณีผลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต่อการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อกรณีสมาร์ทอินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Capacitive Mode ดังตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ผลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันที่จุดเชื่อมต่อกรณีสมาร์ทอินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Inductive Mode

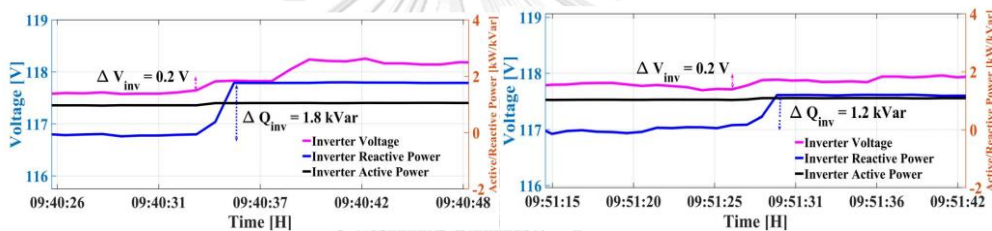
Var absorption Levels	$\Delta Q_{inv}$ (kVar)	$\Delta V_{inv}$ (V)
100%	3.0	0.4
80%	2.4	0.3
60%	1.8	0.1
40%	1.2	0.1
20%	0.5	0

ผลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต่อกำลังไฟฟ้าจริงที่เปลี่ยนแปลงทั้งกรณีสมารถอินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Capacitive Mode และ Inductive Mode

จากการทดลองปรับเปอร์เซ็นต์กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เปอร์เซ็นต์กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเทียบกับพิกัดของอินเวอร์เตอร์ และกำหนดแรงดันบนกราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี  $Q(U)$  ทั้งกรณีสมารถอินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Capacitive Mode และ Inductive Mode พบว่าแทบไม่มีผลต่อการเปลี่ยนค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ดังแสดงในรูปที่ 2.21 และรูปที่ 2.22 ตามลำดับ



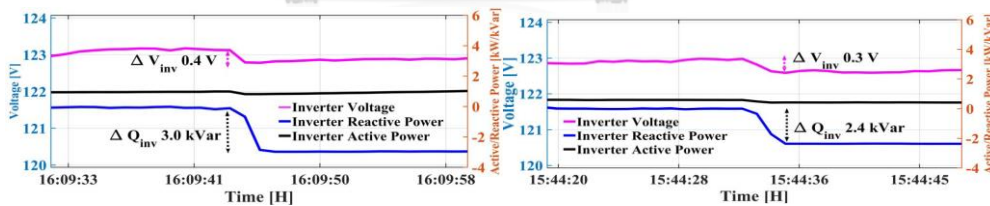
(ก) Q=100% Rating of inverter      (ข) Q=80% Rating of inverter



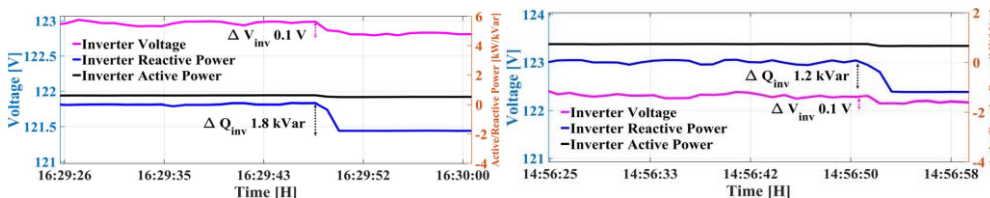
(ค) Q=60% Rating of inverter      (ง) Q=40% Rating of inverter

รูปที่ 2.21 ผลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต่อกำลังไฟฟ้าจริงที่เปลี่ยนแปลง

กรณีสมารถอินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Capacitive Mode



(ก) Q=100% Rating of inverter      (ข) Q=80% Rating of inverter



(ค) Q=60% Rating of inverter      (ง) Q=40% Rating of inverter

รูปที่ 2.22 ผลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต่อกำลังไฟฟ้าจริงที่เปลี่ยนแปลง

กรณีสมารถอินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Inductive Mode

#### 2.4.6 การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Q(P)

การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Q(P) หรือ Watt-Var อ้างอิงมาตรฐาน IEEE Standard 1547-2018 ได้แบ่งเส้นโค้งตามเทคโนโลยีของอินเวอร์เตอร์เป็น 2 ชนิด ได้แก่ ชนิด A สำหรับอินเวอร์เตอร์รุ่นเก่า และชนิด B สำหรับอินเวอร์เตอร์รุ่นใหม่ การกำหนดกราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Watt-Var เป็นไปตามตารางที่ 4 [15]

ตารางที่ 4 Active power - reactive Power setting for normal operating performance Category A and Category B

Active power-reactive power parameters	Default settings		Ranges of allowable settings	
	Category A	Category B	Minimum	Maximum
$P_3$	$P_{rated}$		$P_2 + 0.1 P_{rated}$	$P_{rated}$
$P_2$	$0.5 P_{rated}$		$0.4 P_{rated}$	$0.8 P_{rated}$
$P_1$	The greater of $0.2 P_{rated}$ and $P_{min}$		$P_{min}$	$P_2 - 0.1 P_{rated}$
$P_1$	The lesser of $0.2 \times P_{rated}$ and $P_{min}$		$P_2 - 0.1 P_{rated}$	$P_{min}$
$P_2$	$0.5 P_{rated}$		$0.8 P_{rated}$	$0.4 P_{rated}$
$P_3$	$P_{rated}$		$P_{rated}$	$P_2 + 0.1 P_{rated}$
$Q_3$	25% of nameplate apparent power rating, absorption	44% of nameplate apparent power rating, absorption	100% of nameplate reactive power absorption capability	100% of nameplate reactive power injection capability
$Q_2$	0			
$Q_1$	0			
$Q_1$	0			
$Q_2$	0			
$Q_3$	44% of nameplate apparent power rating, injection			

NOTE—  $P_{rated}$  is the nameplate active power rating of the DER.  
 $P_{rated}$  is the maximum active power that the DER can absorb.  
 $P_{min}$  is the minimum active power output of the DER.  
 $P_{min}$  is the minimum, in amplitude, active power that the DER can absorb.  
 $P'$  parameters are negative in value.

จากการทบทวนวรรณกรรมยังไม่พบการนำวิธีการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Watt-Var ไปใช้งานในระบบไฟฟ้าจริง

#### 2.5 การควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์โดยควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง

การใช้ความสามารถในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงเพื่อช่วยรักษาระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ปัจจุบันมีวิธี Active Power Curtailment หรือ P(U) เพียงวิธีเดียวเท่านั้น

##### 2.5.1 การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี P(U)

การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Active Power Curtailment หรือ P(U) หรือ Watt-Volt อ้างอิงมาตรฐาน IEEE Standard 1547-2018 การกำหนดค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์จะขึ้นอยู่กับขนาดของแรงดันที่ถูกวัดมาจากจุดเชื่อมต่อ โดยสมาร์ทอินเวอร์เตอร์จะคอยตรวจสอบค่ากำลังไฟฟ้าจริงเพื่อจำกัดไม่ให้กำลังไฟฟ้าจริงที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ส่งผลกระทบต่อแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ คุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี P(U) จะสามารถใช้งานได้เพียง เทคโนโลยีของอินเวอร์เตอร์เป็น ชนิด B สำหรับอินเวอร์เตอร์รุ่นใหม่เท่านั้น การกำหนดกราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี P(U) เป็นไปตามตารางที่ 5 [15]



ตารางที่ 5 การกำหนดกราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี P(U)

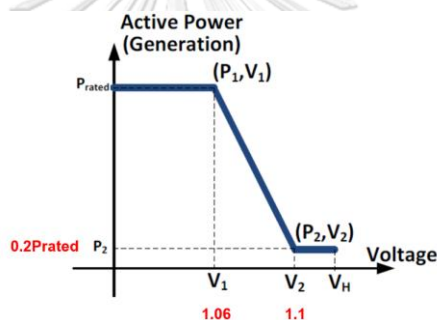
Voltage-active power parameters	Default settings	Ranges of allowable settings	
		Minimum	Maximum
$V_1$	$1.06 V_N$	$1.05 V_N$	$1.09 V_N$
$P_1$	$P_{rated}$	N/A	N/A
$V_2$	$1.1 V_N$	$V_1 + 0.01 V_N$	$1.10 V_N$
$P_2$ (applicable to DER that can only generate active power)	The lesser of $0.2 P_{rated}$ or $P_{min}^a$	$P_{min}$	$P_{rated}$
$P_2$ (applicable to DER that can generate and absorb active power)	$0^b$	0	$P_{rated}$
Open Loop Response Time	10 s <sup>c</sup>	0.5 s	60 s

<sup>a</sup> $P_{min}$  is the minimum active power output in p.u. of the DER rating (i.e., 1.0 p.u.).

<sup>b</sup> $P_{rated}$  is the maximum amount of active power that can be absorbed by the DER. ESS operating in the negative real power half plane, through charging, shall follow this curve as long as available energy storage capacity permits this operation.

<sup>c</sup>Any settings for the open loop response time of less than 3 s shall be approved by the Area EPS operator with due consideration of system dynamic oscillatory behavior.

จากตารางที่ 5 สามารถกำหนดกราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี P(U) ได้ดังรูปที่ 2.23 กราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี P(U) [16]



รูปที่ 2.23 กราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี P(U)

จากรูปที่ 2.23 กราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี P(U) สามารถสรุปเป็นสมการสำหรับการทำงานได้ดังสมการที่ (2.7) [25]

$$p^{cal} = \begin{cases} p^{mppt} & ; u < u^{cri} \\ p^{mppt} - m(u^{thr} - u) & ; u^{cri} \leq u \leq u^{thr} \\ p^{min} & ; u^{thr} \leq u \end{cases} \quad (2.7)$$

- เมื่อ  $p^{cal}$  คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์
- $p^{mppt}$  คือ กำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์  
(Maximum power point tracking)
- $p^{min}$  คือ กำลังไฟฟ้าจริงต่ำที่สุดที่ยอมให้ จ่ายเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้
- $u$  คือ แรงดันที่วัดได้จากจุดเชื่อมต่อ
- $u^{cri}$  คือ แรงดันที่จุด Maximum power point tracking

$u^{thr}$  คือ แรงดันสูงสุดที่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า  
 $m$  คือ ความชันของช่วงที่  $p^{cal}$  ลดลงจนถึง  $p^{min}$

### ข้อดีของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี P(U)

- จากงานวิจัย [21] พบว่าวิธีการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี P(U) สามารถคุมแรงดันในกรณีที่เกิดแรงดันเกินที่จุดเชื่อมต่อได้ดีที่สุดไม่ว่าจะเป็นกรณีที่ %PV penetration น้อยหรือมากก็ตาม
- เนื่องจากการคุมกำลังไฟฟ้าจริงส่งผลต่อการรักษาระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อมากกว่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟทำให้ไม่ต้องเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อตามงานวิจัยที่ [21]
- ผลจากการไม่เพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์ในงานวิจัย [21] จะส่งผลต่อราคาในการลงทุนติดตั้งอินเวอร์เตอร์ที่ต่ำกว่าวิธีที่อาศัยความสามารถด้านการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเพียงอย่างเดียว
- จากงานวิจัย [21] พบว่าวิธีการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี P(U) นั้นกำลังไฟฟ้สูญเสียในระบบจำหน่ายจะต่ำกว่าวิธีที่อาศัยความสามารถด้านการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเพียงอย่างเดียวมาก กรณีที่มี %PV penetration สูง ๆ
- เนื่องจากวิธีการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี P(U) นั้นเป็นการจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้าวิธีหนึ่ง ทำให้สามารถคิด Feed-in Power limitation ในระบบจำหน่ายได้ตาม [26] ซึ่งเป็นประโยชน์ต่อผู้ดูแลโครงข่ายในมุมมองด้านการวางแผนระบบไฟฟ้า
- เมื่อยอมให้จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้บางส่วน ดังนั้น กำลังไฟฟ้าจริงส่วนเกินสามารถนำไปเก็บไว้ในแบตเตอรี่ ซึ่งจะทำการคิดขนาดแบตเตอรี่เพื่อเก็บกำลังไฟฟ้าจริงส่วนเกินมีขนาดเล็กลงตามงานวิจัย [27] เพิ่มความคุ้มค่าในการลงทุนสำหรับผู้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

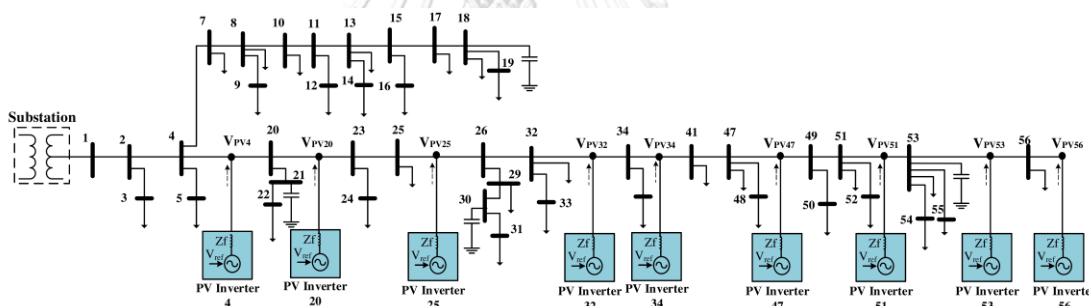
### ข้อเสียของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี P(U)

- การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี P(U) สามารถใช้งานได้เพียง เทคโนโลยีของอินเวอร์เตอร์เป็น ชนิด B สำหรับอินเวอร์เตอร์รุ่นใหม่เท่านั้น
- กรณีผู้ที่ผู้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ไม่มีแบตเตอรี่เพื่อกักเก็บกำลังไฟฟ้าจริงส่วนเกินจะทำให้สูญเสียโอกาสในการผลิตไฟฟ้า

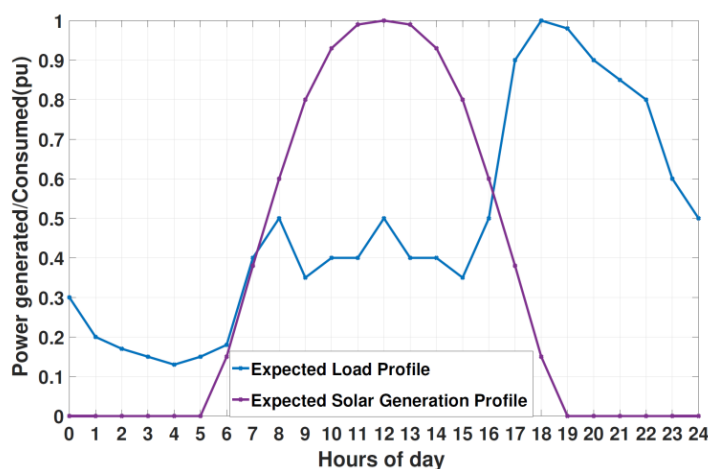
- จากงานวิจัย [28] ในหัวข้อถัดไป เราจะพบว่าการจำกัดในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงส่วนเกินเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นจะขึ้นอยู่กับตำแหน่งที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วย กล่าวคือ ยิ่งตำแหน่งที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ปลายสายจำหน่าย มีโอกาสที่จะถูกจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงส่วนเกินเข้าสู่ระบบจำหน่ายน้อยกว่าตำแหน่งที่อยู่ต้นทาง

### ตัวอย่างการนำไปใช้งาน

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอตัวอย่างของการนำการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Active Power Curtailment ไปใช้งานโดยอ้างอิงจากงานวิจัยเพื่อประเมินสมรรถนะในการทำงานของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี P(U) จากงานวิจัย Smart Inverter Volt-Watt Control Design in High PV Penetrated Distribution Systems [28] ได้นำวิธี P(U) มาใช้กับระบบทดสอบที่มีผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จำนวนมาก ดังรูปที่ 2.24 โดยมีโหลดโพรไฟล์ที่สถานีไฟฟ้าและโซลาร์โพรไฟล์ ดังรูปที่ 2.25 เพื่อดูผลกระทบของการจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงส่วนเกินเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า



รูปที่ 2.24 ระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการทดสอบ

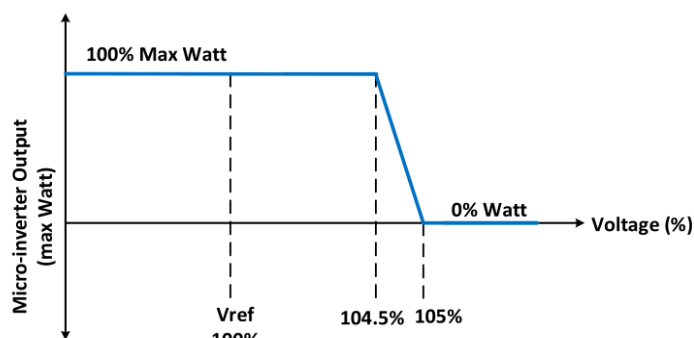


รูปที่ 2.25 โหลดโพรไฟล์ที่สถานีไฟฟ้าและโซลาร์โพรไฟล์



ขั้นตอนของการศึกษา แบ่งเป็น 2 กรณี ได้แก่

- กรณีที่ 1 ไม่ควบคุมแรงดันที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์
- กรณีที่ 2 คุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Active Power Curtailment ดังรูปที่ 2.26

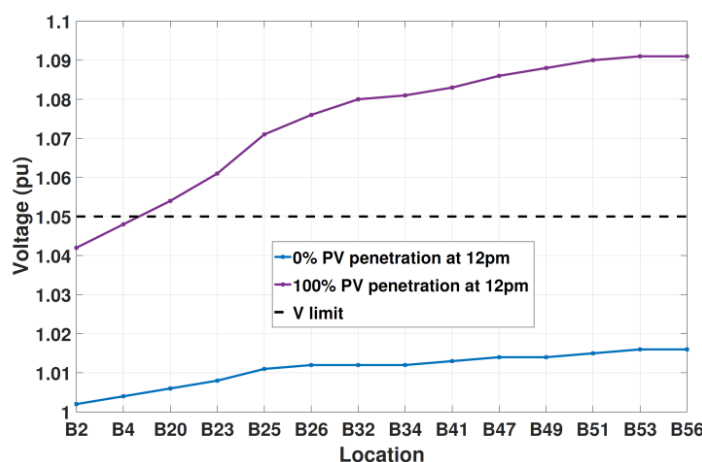


รูปที่ 2.26 กราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี P(U) ที่ใช้ในการทดสอบ

**ผลการศึกษา** สามารถจำแนกได้เป็น 3 ประเด็น ได้แก่ ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้ากรณีมีผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จำนวนมาก ความสามารถในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ และผลกระทบของการจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงส่วนเกินเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

**ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้ากรณีมีผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จำนวนมาก**

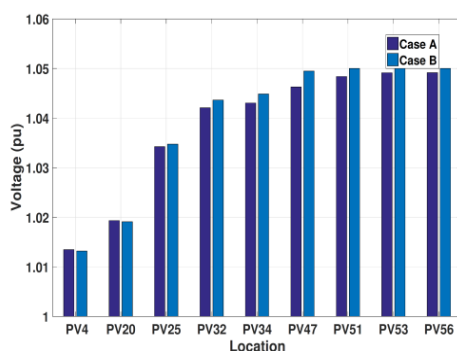
พบว่าจะเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าเกินเกณฑ์ที่กำหนดในช่วง 0.95-1.05 pu. ในกรณีที่มีผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จำนวนมาก โดยพบว่าในกรณีที่มีระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ถูกติดตั้งอยู่ปลายสายจำหน่าย จะเกิดแรงดันเกินที่จุดเชื่อมต่อสูงกว่ากรณีที่มีระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ถูกติดตั้งอยู่ใกล้สถานีไฟฟ้า แสดงผลการทดสอบดังรูปที่ 2.27



รูปที่ 2.27 แรงดันที่จุดเชื่อมต่อที่มีระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ถูกติดตั้ง ที่เวลา 12.00 น.

### ความสามารถในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ

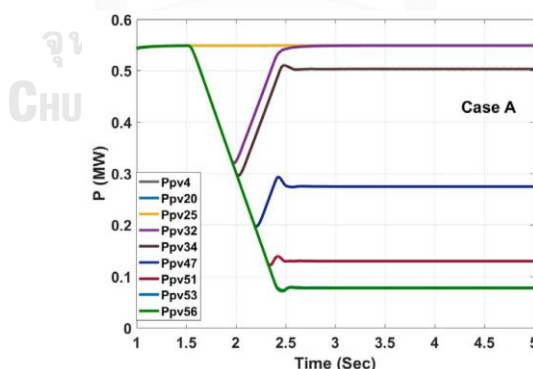
พบว่าสามารถแก้ปัญหาด้านแรงดันไฟฟ้าเกินเกณฑ์ที่กำหนดในช่วง 0.95-1.05 pu. ได้โดยกำหนดให้ ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละตัวมีคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ แสดงความสามารถในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อดังรูปที่ 2.28 พิจารณาเฉพาะ Case A เท่านั้น



รูปที่ 2.28 ความสามารถในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี P(U)

### ผลกระทบของการจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงส่วนเกินเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

พบว่าการจำกัดในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงส่วนเกินเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นจะขึ้นอยู่กับตำแหน่งที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วย กล่าวคือ ยิ่งตำแหน่งที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ปลายสายจำหน่าย มีโอกาสที่จะถูกจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงส่วนเกินเข้าสู่ระบบจำหน่ายน้อยกว่าตำแหน่งที่อยู่ต้นทาง นั้นหมายความว่า ยังมีระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ถูกติดตั้งไกลจากสถานีไฟฟ้ามาก จะยิ่งส่งผลทำให้ถูกจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงมาก ดังรูปที่ 2.29



รูปที่ 2.29 การจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงส่วนเกินเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

## 2.6 เปรียบเทียบข้อกำหนดการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในต่างประเทศ

จากหัวข้อที่ 2.4 และ 2.5 นำเสนอวิธีการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์วิธีต่าง ๆ การใช้ความสามารถในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟหรือกำลังไฟฟ้าจริง

เพื่อที่จะช่วยรักษาระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อนั้น ปัจจุบันมีหลายๆ ประเทศประกาศใช้แล้ว ยกตัวอย่างการนำความสามารถของอินเวอร์เตอร์ในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อไปใช้โดยอ้างอิงจากงานวิจัยและมาตรฐานที่แต่ละประเทศอ้างอิงดังตารางที่ 6 ซึ่งจะเห็นว่าวิธี Q(U) เป็นวิธีที่นิยมใช้ที่สุด

ตารางที่ 6 การนำความสามารถของอินเวอร์เตอร์ในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อของต่างประเทศ

Countries	Standard	Voltage Regulation Methods							References
		cos $\phi$ (P)	cos $\phi$ (U)	Fixed-Q	Fixed-PF	Q(U)	P(U)	Watt-Var	
USA	IEEE 1547-2018			✓	✓	✓	✓	✓	[15], [24], [28], [29]
Germany	VDE-AR-N 4120: 2017-05	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	[9], [18], [30]
Great Britain	ENTSO-E CENELEC	✓	✓	✓	✓	✓			[31]
France	ENTSO-E CENELEC	✓	✓	✓	✓	✓			[31]
Italy	CEI 0-21:2012 CEI 0-16:2012	✓		✓		✓	✓		[32], [33]
Spain	Spanish grid code P.O. 12.2					✓			[34]
Australia	AS/NZS 4777					✓	✓		[35]
New Zealand	AS/NZS 4777					✓	✓		[35]

## 2.7 สรุป

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัว ในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าในปริมาณมาก ๆ จะส่งผลต่อปัญหาแรงดันเกินที่จุดเชื่อมต่อ หากไม่มีการควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่ออย่างส่งผลกระทบด้านแรงดันเกินในระบบจำหน่ายในภาพรวม วิธีการควบคุมแรงดันในระบบจำหน่ายสามารถทำได้โดยการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งแต่ละวิธีก็มีข้อดีข้อเสีย แต่หากจะให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีส่วนร่วมในการรับผิดชอบระบบจำหน่าย ปัจจุบันมีข้อกำหนดของต่างประเทศกำหนดให้อินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนสามารถควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อได้ อ้างอิงมาตรฐาน IEEE Standard 1547-2018 สามารถสรุปข้อดีข้อเสียของแต่ละวิธีในการควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อของอินเวอร์เตอร์ได้ดังตารางที่ 7

ตารางที่ 7 สรุปข้อดี-ข้อเสียและประเทศที่ใช้งานในการควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อของอินเวอร์เตอร์

Voltage Regulation Methods	Utility/DSO		Customer/Prosumer		Countries
	Advantage	Disadvantage	Advantage	Disadvantage	
$\cos\phi(P)$	- Easy to set	- Not flexible			- USA - Germany - France - Great Britain - Italy
$\cos\phi(U)$	- Easy to set	- Not flexible		- Oversizing Inverter - Investment cost increasing	- USA - Germany - France - Great Britain
Fixed-Q	- Easy to set - Substitute Cap. or OLTC	- Not flexible - Control voltage for some PCC - Losses increasing	- Support for all inverter technologies - No loss of power generation	- Q $\neq 0$ or PF $\neq 1$ will lose the power generation	- USA - Germany - France - Great Britain - Italy
Fixed-PF	- Easy to set	- Not flexible - Control voltage for some PCC			- USA - Germany - France - Great Britain
Q(U)	- Regulate voltage better than the others Q capability - Most popular	- Control voltage for some PCC - Losses increasing		- Oversizing Inverter - Investment cost increasing	- USA - Germany - France - Great Britain - Italy - Spain - Australia - New Zealand
P(U)	- The best for voltage control - Benefit to planning - Feed-in power limit application	- Opportunity cost to customer	- Smart Inverter - Normalized total cost flat - Generated PV increasing during normal voltage time - Sized BESS decreasing	- Loss of power generation - Unfairness of PV power curtailment	- USA - Germany - Italy - Australia - New Zealand
Q(P)					- USA - Germany

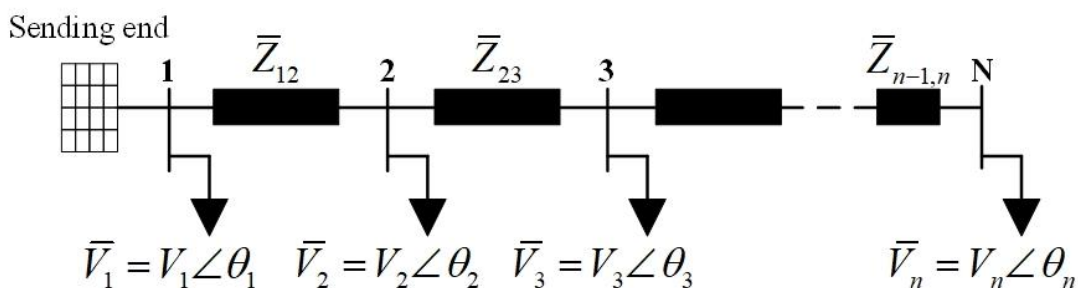
### บทที่ 3

ทฤษฎีการหากราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสม สำหรับอินเวอร์เตอร์

เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึงการคำนวณปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุดและเครื่องมือทางสถิติสำหรับช่วยวิเคราะห์ข้อมูลเพื่อนำไปสู่การหากราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่เหมาะสม

#### 3.1 การกำหนดปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด

ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด (Reactive Power Optimization) สามารถกำหนดสมการจุดประสงค์เป็นสมการกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบไฟฟ้าได้ตาม [36] [37] และ [38] โดยสามารถอธิบายได้จากระบบจำหน่ายแบบ  $N$  บัส ใดๆ ดังรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบไฟฟ้าแบบเรเดียล จำนวน  $N$  บัส

การพิสูจน์โดยหลักอุปนัยเชิงคณิตศาสตร์ (Induction proof) พิจารณาระบบไฟฟ้าจากบัสที่ 1 ไปบัสที่ 2 กำลังสูญเสียเชิงซ้อนรวมของระบบดังสมการที่ (3.1)

$$\bar{S}_{Loss} = |\bar{I}_{12}|^2 \bar{Z}_{12} = \frac{|\bar{V}_{12}|^2}{\bar{Z}_{12}^*} = |\bar{V}_{12}|^2 \bar{Y}_{12}^* \quad (3.1)$$

- โดย  $\bar{S}_{Loss}$  คือ กำลังสูญเสียเชิงซ้อนรวมของระบบ  
 $\bar{I}_{12}$  คือ เวกเตอร์ของกระแสที่ไหลจากบัสที่ 1 ไปบัสที่ 2  
 $\bar{Z}_{12}$  คือ เวกเตอร์อิมพีแดนซ์ของสายส่งจากบัสที่ 1 ไปบัสที่ 2  
 $\bar{V}_{12}$  คือ เวกเตอร์ของแรงดันจากบัสที่ 1 ไปบัสที่ 2  
 $\bar{Y}_{12}$  คือ เวกเตอร์แอดมิตแตนซ์ของสายส่งจากบัสที่ 1 ไปบัสที่ 2

$$\text{และ } \bar{Y}_{12} = G_{12} + jB_{12}$$

พิจารณาเฉพาะส่วนจริงของกำลังสูญเสียเชิงซ้อนรวมของระบบได้ดังสมการที่ (3.2)

$$\bar{S}_{Loss} = |\bar{V}_{12}|^2 G_{12} \quad (3.2)$$

เวกเตอร์ของแรงดันจากบัสที่ 1 ไปบัสที่ 2 หาได้จากสมการที่ (3.3)

$$|\bar{V}_{12}| = V_1 \angle \theta_1 - V_2 \angle \theta_2 \quad (3.3)$$

$$|\bar{V}_{12}| = [V_1 \cos \theta_1 + jV_1 \sin \theta_1] - [V_2 \cos \theta_2 + jV_2 \sin \theta_2] \quad (3.4)$$

$$|\bar{V}_{12}| = [V_1 \cos \theta_1 - V_2 \cos \theta_2] + j[V_1 \sin \theta_1 - V_2 \sin \theta_2] \quad (3.5)$$

$$|\bar{V}_{12}|^2 = [V_1 \cos \theta_1 - V_2 \cos \theta_2]^2 + [V_1 \sin \theta_1 - V_2 \sin \theta_2]^2 \quad (3.6)$$

$$= [V_1^2 \cos^2 \theta_1 - 2V_1V_2 \cos \theta_1 \cos \theta_2 + V_2^2 \cos^2 \theta_2] + [V_1^2 \sin^2 \theta_1 - 2V_1V_2 \sin \theta_1 \sin \theta_2 + V_2^2 \sin^2 \theta_2] \quad (3.7)$$

$$= V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2 [\cos \theta_1 \cos \theta_2 + \sin \theta_1 \sin \theta_2] \quad (3.8)$$

$$|\bar{V}_{12}|^2 = V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2 \cos(\theta_1 - \theta_2) \quad (3.9)$$

ดังนั้น กำลังสูญเสียเชิงซ้อนรวมของระบบจะเป็นดังสมการที่ (3.10)

$$\bar{S}_{Loss} = P_{Loss} + jQ_{Loss} \quad (3.10)$$

กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบจะพิจารณาเฉพาะส่วนจริงของกำลังสูญเสียเชิงซ้อนรวมของระบบ เนื่องจาก กรณีที่กำลังไฟฟารีแอกทีฟรวมของระบบต่ำที่สุด ระบบไฟฟ้าต้องสามารถรักษาความสมดุลของกำลังไฟฟ้าจริงระหว่างโหลดและผู้ผลิต โดยที่ยังสามารถรักษาระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อไว้ได้และกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบต้องมีค่าต่ำที่สุดตาม [39] ดังนั้น กำลังไฟฟ้าจริงสูญเสียของระบบจะสามารถหาได้จากสมการที่ (3.11)

$$P_{Loss} = G_{12} [V_1^2 + V_2^2 - 2V_1V_2 \cos(\theta_1 - \theta_2)] \quad (3.11)$$

พิจารณาการพิสูจน์ระบบไฟฟ้าจากบัสที่ 1 ไปบัสที่ 3 และระบบไฟฟ้าจากบัสที่ 2 ไปบัสที่ 3 จะพบว่าสามารถเขียนสมการกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ N บัส ใด ๆ ได้ดังสมการที่ (3.12)

$$P_{Loss} = \sum_{\substack{i,j=1 \\ i \neq j}}^N G_{ij} [V_i^2 + V_j^2 - 2V_iV_j \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (3.12)$$

### 3.1.1 สมการจุดประสงค์

ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด สามารถหาได้โดยตั้งสมการจุดประสงค์เป็นการหาลำดับกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบต่ำที่สุด ดังสมการที่ (3.12) และโดยธรรมชาติของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

มุมของแรงดันบัสจะแตกต่างกันน้อยมาก  $\theta_i - \theta_j \approx 10^\circ - 20^\circ$  ทำให้  $\cos(\theta_i - \theta_j) \approx 1$  ดังนั้น สามารถเขียนสมการจุดประสงค์ใหม่ได้ดังสมการที่ (3.13)

$$P_{Loss} = \sum_{\substack{i,j=1 \\ i \neq j}}^N G_{ij} [V_i^2 - 2V_i V_j + V_j^2] \quad (3.13)$$

จากสมการที่ (3.13) จะเห็นว่าสมการจุดประสงค์นั้นอยู่ในรูปแบบของสมการกำลังสอง (Quadratic form) ดังนั้น คำตอบที่ได้จะการันตีคำตอบหรือค่าที่ดีที่สุดที่แท้จริง (Global optimum) โดยที่คำตอบของปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด  $x_{opt}^*$  จะเป็นแรงดันแต่ละบัสที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบต่ำที่สุดดังสมการที่ (3.14)

$$x_{opt}^* = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

### 3.1.2 เงื่อนไขบังคับ

การกำหนดขอบเขตหรือเงื่อนไขบังคับของปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุดสามารถกำหนดสมการเงื่อนไขบังคับ (Equality constraint) ได้ตามสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า (Load flow equations) เพื่อให้กำลังไฟฟ้าที่ไหลในระบบไฟฟ้ายังอยู่ภายใต้เงื่อนไขของระบบไฟฟ้าที่ยังสามารถรองรับได้ แสดงสมการเงื่อนไขบังคับ (Equality constraint) ได้ตามสมการที่ (3.15) และ (3.16)

$$P_{PVi} - P_{Li} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) = 0 \quad (3.15)$$

$$Q_{PVi} - Q_{Li} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) = 0 \quad (3.16)$$

โดยที่  $P_{PVi}, Q_{PVi}$  คือ กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ บัสที่ i

$P_{Li}, Q_{Li}$  คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงและความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโหลด บัสที่ i

$V_i, V_j$  คือ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าของบัสที่ i และ j

$G_{ij}, B_{ij}$  คือ ค่าพารามิเตอร์ของสายรวมหม้อแปลงจำหน่าย

$\delta_{ij}$  คือ มุมของแรงดันระหว่างบัสที่ i และ j

การกำหนดขอบเขตหรือเงื่อนไขบังคับของปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด สามารถกำหนดอสมการเงื่อนไขบังคับ (Inequality constraint) ได้ตามความสามารถของอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่มีในระบบไฟฟ้า และแรงดันที่จุดเชื่อมต่อได้ตามอสมการที่ (3.17) ถึง (3.20)

$$V_{i,\min} \leq V_i \leq V_{i,\max} \quad (3.17)$$

$$Q_{PV,\min} \leq Q_{PVi} \leq Q_{PV,\max} \quad (3.18)$$

$$Q_{C,\min} \leq Q_{Ci} \leq Q_{C,\max} \quad (3.19)$$

$$T_{i,\min} \leq T_i \leq T_{i,\max} \quad (3.20)$$

โดยที่  $V_i$  คือ แรงดันที่จุดเชื่อมต่อที่มีโหลดและระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ติดตั้งอยู่ บัสที่  $i$

$V_{i,\min}, V_{i,\max}$  คือ ขีดจำกัดของแรงดันที่จุดเชื่อมต่อที่มีโหลดและระบบผลิตไฟฟ้าจาก พลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งอยู่

$Q_{PVi}$  คือ กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่อินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าจาก พลังงานแสงอาทิตย์ บัสหรือตัวที่  $i$

$Q_{PV,\min}, Q_{PV,\max}$  คือ ขีดจำกัดของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่อินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าจาก พลังงานแสงอาทิตย์แต่ละจุดติดตั้งสามารถรับหรือจ่ายได้

$Q_{Ci}$  คือ กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของคาปาซิเตอร์ที่ถูกติดตั้งในระบบไฟฟ้าเพื่อช่วยรักษา ระดับแรงดันได้ บัสหรือตัวที่  $i$

$Q_{C,\min}, Q_{C,\max}$  คือ ขีดจำกัดของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของคาปาซิเตอร์ที่ถูกติดตั้งในระบบไฟฟ้า เพื่อช่วยรักษากระดับแรงดัน

$T_i$  คือ ตำแหน่งของ Tap position ของหม้อแปลงไฟฟ้าที่ถูกติดตั้ง ที่บัสหรือตัวที่  $i$

$T_{i,\min}, T_{i,\max}$  คือ Tap position limitation ของหม้อแปลงไฟฟ้าที่ถูกติดตั้ง ที่บัสหรือตัวที่  $i$

### 3.1.3 การแก้ปัญหาค่าเหมาะที่สุดด้วยโปรแกรม Power Factory DigSILENT

โปรแกรม Power Factory DigSILENT เป็นซอฟต์แวร์ที่ผู้ดูแลโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศไทยและ ต่างประเทศนิยมใช้ รวมไปถึงเป็นซอฟต์แวร์ที่นิยมใช้ในงานวิจัยด้านระบบไฟฟ้ากำลังทั่วโลก Power Factory DigSILENT มีหลากหลายฟังก์ชันสำหรับงานวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังให้เลือกใช้งานตาม [40] เช่น Load flow analysis Short circuit analysis Quasi dynamic simulation RMS/EMT simulation Harmonic/Power quality Reliability Assessment Optimal power flow เป็นต้น

การแก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุดด้วยโปรแกรม Power Factory DigSILENT สามารถตั้งสมการจุดประสงค์เป็น กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบไฟฟ้าต่ำที่สุด (Minimization



of losses) เป้าหมายเพื่อหา Reactive Power Dispatch (การจัดสรรกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ) ของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบ โดยทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบไฟฟ้าต่ำที่สุด ภายใต้สมการเงื่อนไขบังคับเป็น Power flow equations อสมการเงื่อนไขบังคับเป็นข้อจำกัดด้านแรงดันที่แต่ละจุดเชื่อมต่อ ข้อจำกัดด้านกำลังการผลิตของแต่ละแหล่งกำเนิดไฟฟ้า ข้อจำกัดในการปรับแก้ของอุปกรณ์รักษาแรงดัน

ปัญหาค่าที่เหมาะสมที่สุดสำหรับระบบไฟฟ้ากำลัง เป็นปัญหาที่ไม่เป็นเชิงเส้น (Non-linear optimization) วิธีการแก้ปัญหาค่าที่เหมาะสมที่สุดของโปรแกรม Power Factory DigSILENT จะใช้วิธีจุดภายใน (Interior point method) โดยจะปรับปรุงกระบวนการแก้ปัญหาค่าที่เหมาะสมที่สุดแบบดั้งเดิม (Classical Method) คือ Newton-Lagrange method อธิบายได้จากสมการ (3.21) ถึง (3.27)

$$\min = f(\vec{x}) \quad (3.21)$$

$$\text{ภายใต้สมการเงื่อนไขบังคับ} \quad g(\vec{x}) = 0 \quad (3.22)$$

$$\text{ภายใต้สมการเงื่อนไขบังคับ} \quad h(\vec{x}) \leq 0 \quad (3.23)$$

โดยที่  $g$  เป็นสมการ Power flow equations ตามสมการที่ (3.15) และ (3.16) และ  $h$  เป็นอสมการเงื่อนไข จากอสมการเงื่อนไขบังคับเมื่อเพิ่มตัวแปรช่วย (slack variable,  $w$ ) จะสามารถเขียนสมการและอสมการเงื่อนไขใหม่ได้เป็น

$$g(\vec{x}) = 0 \quad (3.22)$$

$$h(\vec{x}) + \vec{w} = 0 \quad (3.24)$$

$$\vec{w} \leq 0 \quad (3.25)$$

จากสมการจุดประสงค์ ทำการรวมเทอมของตัวปรับโทษ Penalty Weighting Factor ( $\mu$ ) จะได้

$$\min = f(\vec{x}) - \mu \sum_i \ln w_i \quad (3.26)$$

โปรแกรม Power Factory DigSILENT สามารถเปลี่ยนฟังก์ชันของตัวปรับโทษ ( $f_{pen}$ ) ได้ตามสมการ

$$f_{pen} = \mu \sum_i \ln w_i \quad (3.27)$$

เพื่อต้องการให้ผลเฉลยมีค่าคำตอบที่ต่ำที่สุด โปรแกรมจะปรับลดค่าของตัวปรับโทษ ( $\mu$ ) โดยกำหนดค่าเริ่มต้นเป็น  $\mu_{max}$  (Default  $\mu_{max} = 50$ ) จนกระทั่งเทอมของ  $\mu \sum_i \ln w_i$  มีค่าต่ำมาก ๆ ซึ่งจะขึ้นอยู่กับการกำหนดค่า  $\mu_{min}$  (Default  $\mu_{min} = 0.01$ ) สามารถกำหนดตัวปรับลดค่าของตัวปรับโทษ ( $\mu$ ) ได้โดยกำหนดค่าของ Reduction Factor (Default =5)

การแก้ผลเฉลยด้วยวิธีจุดภายใน (Interior point method) จากสมการจุดประสงค์และเงื่อนไขบังคับสามารถเขียนให้อยู่ในรูปของลากรองจ์ฟังก์ชัน (Lagrange function) ตาม [41] ได้ตั้งสมการที่ (3.28) โดยตัวแปรในลากรองจ์ฟังก์ชันเป็นปริมาณเวกเตอร์

$$L(x, w, y) = f(x) - \mu \sum_{i=1}^m \ln w_i - y^T [g(x) + h(x) + w] \quad (3.28)$$

$$L(x, w, y) = f(x) - \mu \sum_{i=1}^m \ln w_i - y^T [k(x) + s] \quad (3.29)$$

หาเกรเดียนต์ (Gradient) ของลากรองจ์ฟังก์ชัน ได้ตามสมการที่ (4.30) ถึง (4.32)

$$\nabla_x L = \nabla f(x) - \nabla k^T(x) y = 0 \quad (3.30)$$

$$\nabla_w L = -\mu W^{-1} e + y = 0 \quad (3.31)$$

$$\nabla_y L = k(x) - w = 0 \quad (3.32)$$

เมื่อ  $W$  คือ เมทริกซ์ทแยงมุม (Diagonal matrix) ที่ประกอบด้วย  $w_i$

$\nabla k$  คือ จาคอบีเยนเมทริกซ์ (Jacobian matrix) ของเวกเตอร์  $k(x) = g(x) + h(x)$

คูณเมทริกซ์ด้วย  $w$  ในสมการที่ (4.31) จะได้สมการในรูปของ Primal-dual interior point method ตั้งสมการที่ (3.33)

$$\begin{aligned} \nabla f(x) - \nabla k^T(x) y &= 0 \\ -\mu e + WYy &= 0 \end{aligned} \quad (3.33)$$

$$k(x) - w = 0$$

เมื่อ  $Y$  คือ เมทริกซ์ทแยงมุม (Diagonal matrix) ที่ประกอบด้วย  $y_i$

จากสมการที่ (3.33) สามารถหาคำตอบของสมการได้ด้วยระเบียบวิธีคำนวณเชิงตัวเลข (Numerical method) ด้วยวิธีของนิวตัน ซึ่งนิยามไว้ตามสมการที่ (3.34)

$$K(x, y) = \nabla^2 f(x) - \sum_{i=1}^m y_i \nabla^2 k_i(x) \quad (3.34)$$

$$A(x) = \nabla k(x)$$

สามารถเขียนให้อยู่ในรูปของเมทริกซ์ระเบียบวิธีของนิวตันได้ตั้งสมการที่ (3.35)

$$\begin{bmatrix} K(x, y) & 0 & -A(x)^T \\ 0 & Y & W \\ -A(x) & I & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta w \\ \Delta y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\nabla f(x) + A(x)^T y \\ \mu e - WYe \\ k(x) - w \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

จากสมการที่ (3.35) จะเห็นว่าไม่เป็นเมทริกซ์แบบสมมาตร ดังนั้น สามารถคูณเมทริกซ์ด้วย  $W^{-1}$  เพื่อให้เป็นเมทริกซ์แบบสมมาตร ดังสมการที่ (3.36)

$$\begin{bmatrix} K(x, y) & 0 & -A(x)^T \\ 0 & W^{-1}Y & I \\ -A(x) & I & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta w \\ \Delta y \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \delta \\ \gamma \\ \rho \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

นิยามตัวแปรใหม่ได้แก่  $\delta, \gamma$  และ  $\rho$  จะสามารถเขียนสมการใหม่ได้เป็นดังสมการที่ (3.37) ถึง (3.39)

$$\delta = \nabla f(x) - A(x)^T y \quad (3.37)$$

$$\gamma = y - \mu W^{-1} e \quad (3.38)$$

$$\rho = w - k(x) \quad (3.39)$$

แก้สมการที่ (4.36) โดยลดรูปเมทริกซ์ผลลัพธ์ที่ได้ดังสมการที่ (3.40) และ (3.41)

$$\Delta w = WY^{-1}(-\gamma - \Delta y) \quad (3.40)$$

$$\begin{bmatrix} K(x, y) & -A(x)^T \\ -A(x) & W^{-1}Y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\delta \\ -\rho + WY^{-1}\gamma \end{bmatrix} \quad (3.41)$$

ทำการคำนวณแบบทวนซ้ำโดยกำหนดค่าเริ่มต้นเป็น  $x^0, y^0, w^0$  และมีลำดับการทวนซ้ำตามสมการที่ (3.42)

$$\begin{aligned} x^{k+1} &= x^k + \alpha_p \Delta x^k \\ y^{k+1} &= y^k + \alpha_D \Delta y^k \\ w^{k+1} &= w^k + \alpha_p \Delta w^k \end{aligned} \quad (3.42)$$

### 3.2 การวิเคราะห์ข้อมูลด้วยเครื่องมือทางสถิติ มหาวิทยาลัย

จากปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด จะได้ค่าที่ดีที่สุดที่แท้จริงเป็นค่าแรงดันที่จุดเชื่อมต่อซึ่งทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบต่ำที่สุดและค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ เมื่อนำผลลัพธ์มาผ่านการวิเคราะห์ข้อมูล โดยการนำข้อมูลมาเขียนแผนภาพการกระจาย (Scatter plot) เพื่อดูลักษณะของข้อมูล จึงจำเป็นต้องมีเครื่องมือในการจำแนกกลุ่ม (Cluster analysis) โดยวิทยานิพนธ์นี้จะนำเสนอการประยุกต์ใช้เทคนิคการจำแนกกลุ่มแบบเคมีน (K-Means method)

#### 3.2.1 การจำแนกกลุ่มด้วยวิธีเคมีน (K-Means clustering)

เทคนิคการจำแนกกลุ่มด้วยวิธีเคมีน เป็นการจำแนกข้อมูล (Case) เป็นกลุ่มย่อยตาม [42] และ [43] จะใช้เมื่อมีข้อมูลปริมาณมาก ซึ่งเทคนิคนี้จะต้องกำหนดจำนวนกลุ่ม หรือจำนวน Cluster ที่ต้องการ โดยกำหนดให้มี k กลุ่ม เทคนิคเคมีนจะมีการทำงานหลาย ๆ รอบ (Iteration) โดยในแต่ละรอบจะมีการจัดข้อมูลให้ไปอยู่ในกลุ่มใดกลุ่มหนึ่ง โดยพิจารณาระยะห่างน้อยที่สุดระหว่างค่ากลางของกลุ่ม (Centroid) กับข้อมูล

นั้น ๆ แล้วคำนวณค่ากลางของกลุ่มใหม่ จนกระทั่งค่ากลางของกลุ่มไม่เปลี่ยนแปลง หรือครบจำนวนรอบที่กำหนดไว้

### ขั้นตอนการจำแนกกลุ่มด้วยวิธีเคมีน

ขั้นที่ 1 แบ่งข้อมูลออกเป็น k กลุ่ม

ขั้นที่ 2 คำนวณหาจุดกึ่งกลาง (Centroid point, CP) กลุ่มของแต่ละกลุ่ม โดยหาค่าเฉลี่ยของกลุ่ม ดังสมการที่ (3.43)

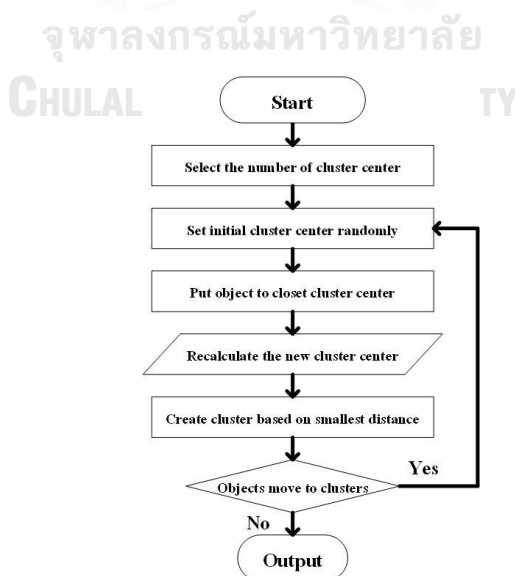
$$CP(\bar{x}_1, \bar{x}_2, \dots, \bar{x}_k) = \left( \frac{\sum_{i=1}^k \bar{x}_{1,i}}{k}, \frac{\sum_{i=1}^k \bar{x}_{2,i}}{k}, \dots, \frac{\sum_{i=1}^k \bar{x}_{k,i}}{k} \right) \quad (3.43)$$

เมื่อ  $\bar{x}_1, \bar{x}_2, \dots, \bar{x}_k$  คือ เวกเตอร์จุดกึ่งกลางของกลุ่มที่ 1 ถึง k

ขั้นที่ 3 คำนวณหาระยะห่างของแต่ละข้อมูลกับจุดกึ่งกลางกลุ่มของทุกกลุ่ม โดยหาระยะห่างด้วยวิธี Euclidean distance ดังสมการที่ (3.44) และจะพิจารณาย้ายข้อมูลไปยังกลุ่มที่มีระยะห่างน้อยที่สุด

$$\text{Distance from } (x_1, y_1) \text{ and } (x_2, y_2) = \sqrt{(x_1 - x_2)^2 + (y_1 - y_2)^2} \quad (3.44)$$

ขั้นที่ 4 การพิจารณาการย้ายกลุ่ม จะใช้เกณฑ์การย้ายตามค่าที่คำนวณได้ในขั้นที่ 3 โดยทำการย้ายข้อมูลหน่วยที่ i ไปยังกลุ่มที่มีระยะห่างจากข้อมูลหน่วยที่ i ไปยังจุดกึ่งกลางกลุ่มมีค่าน้อยที่สุด โดยในขั้นที่ 4 นี้ กรณีที่มีการย้ายกลุ่มของข้อมูลต้องทำการคำนวณหาจุดกึ่งกลางกลุ่มใหม่ นั่นคือจะต้องกลับไปทำขั้นตอนที่ 2 อีกครั้ง และสิ้นสุดเมื่อค่ากลางของกลุ่มไม่เปลี่ยนแปลง ซึ่งแสดงขั้นตอนในการจำแนกกลุ่มด้วยเคมีนดังรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 Flow Chart สำหรับการจำแนกกลุ่มด้วยเคมีน

เทคนิคการจำแนกกลุ่มด้วยวิธีเคมีน เป็นที่นิยมใช้เนื่องจากเป็นวิธีที่ไม่ซับซ้อนและใช้ระยะเวลาในการคำนวณน้อยกว่าการจำแนกกลุ่มวิธีอื่นและใช้เมื่อข้อมูลมีจำนวนมาก โดยทั่วไปนิยมใช้เมื่อมีจำนวนข้อมูลมากกว่า 200 หน่วย ผู้ใช้จะต้องกำหนดจำนวนกลุ่มที่แน่นอนไว้ล่วงหน้า อย่างไรก็ตามการใช้วิธีดังกล่าวต้องหาค่าจำนวนกลุ่มที่เหมาะสม (Optimal cluster number,  $k_{opt}$ ) ก่อน โดยวิทยานิพนธ์นี้จะนำเสนอการประยุกต์ใช้วิธี Elbow Method

### 3.2.2 การหาจำนวนกลุ่มที่เหมาะสมด้วยวิธี Elbow

เทคนิคการจำแนกกลุ่มด้วยวิธีเคมีน ผู้ใช้จะต้องทราบจำนวนกลุ่มที่แน่นอนไว้ล่วงหน้า ซึ่ง Elbow Method ตาม [43] เป็นวิธีการหนึ่งที่ใช้สำหรับการหาจำนวนกลุ่มตัวอย่างที่เหมาะสม จำนวนกลุ่มที่เหมาะสม (Optimal cluster number,  $k_{opt}$ ) จะหาได้จากในแต่ละค่า  $k$  ให้ทำการคำนวณค่าผลรวมกำลังสองของระยะห่างระหว่างข้อมูลกับจุดกึ่งกลาง (Within-cluster sum of squares, WCSS) หรือผลรวมกำลังสองของความผิดพลาด (Sum square error, SSE) จากสมการที่ (3.45)

$$WCSS = SSE = \sum_{i=1}^k \sum_{x_j \in s_i} \|x_j - CP_i\|^2 \quad (3.45)$$

เมื่อ  $x_j$  คือ ข้อมูลซึ่งมีเอกภพสัมพัทธ์ (Universe) เป็น  $s_i$   
 $CP_i$  คือ จุดกึ่งกลางของกลุ่มที่  $i$

เมื่อกำหนดจำนวนกลุ่ม ( $k$ ) ให้เพิ่มขึ้น จะทำให้ระยะห่างระหว่างข้อมูลกับจุดกึ่งกลางของกลุ่มมีค่าน้อยลง ดังนั้น ค่าผลรวมกำลังสองของระยะห่างระหว่างข้อมูลกับจุดกึ่งกลางจึงมีค่าลดลงด้วย ซึ่งจำนวนกลุ่มที่เหมาะสม (Optimal cluster number,  $k_{opt}$ ) สามารถกำหนดได้จากกราฟระหว่าง  $k$  กับ WCSS เป็นลักษณะเส้นโค้งที่มีความชันลดลงจนเข้าใกล้ศูนย์ โดยลากเส้นตรงจากจุดเริ่มไปยังปลายเส้นโค้ง จากนั้นหาระยะจากเส้นตรงตั้งฉากกับเส้นโค้งที่มีระยะห่างมากที่สุด ตำแหน่งที่ค่า  $k$  ที่ให้ระยะห่างมากที่สุดจะเป็นจำนวนกลุ่มที่เหมาะสมหรือค่า Optimal cluster number ( $k_{opt}$ )

### 3.2.3 การวิเคราะห์ความถดถอยเชิงเส้น

การวิเคราะห์ความถดถอยเชิงเส้น (Linear Regression) ตาม [44] เป็นการศึกษาความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปร 2 ตัว โดยจะต้องทราบค่าของตัวแปรหรือกำหนดตัวแปรไว้ล่วงหน้าเรียกว่า ตัวแปรอิสระ (Independent Variable) หรือตัวแปรที่ควบคุมได้ (Controlled Variable) ใช้สัญลักษณ์  $X$  ส่วนอีกตัวแปรที่ต้องการประมาณหรือพยากรณ์ซึ่งเป็นตัวแปรเชิงปริมาณเรียกว่า ตัวแปรตาม (Dependent Variable) หรือตัวแปรตอบสนอง (Response Variable) ใช้สัญลักษณ์  $Y$

การหาความสัมพันธ์ระหว่าง X และ Y พิจารณาได้จากแผนภาพการกระจาย (Scatter Diagram) โดยแสดงความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรในรูปสมการเชิงเส้นตรงได้ดังนี้

$$y_i = \beta_0 + \beta_1 x_i + e_i \quad ; i=1, 2, \dots, n \quad (3.46)$$

โดยที่  $x_i$  คือ ตัวแปรอิสระ (Independent Variable)

$y_i$  คือ ตัวแปรตาม (Dependent Variable)

$\beta_0$  คือ ระยะจากจุดกำเนิดถึงจุดตัดบนแกน Y

$\beta_1$  คือ ความชัน (Slope) ของเส้นตรง เป็นค่าที่แสดงถึงอัตราการเปลี่ยนแปลงของ Y เมื่อ X เปลี่ยนไป 1 หน่วย เรียก  $\beta_1$  ว่า สัมประสิทธิ์การถดถอย (Regression Coefficient)

$e_i$  คือ ความคลาดเคลื่อนเชิงสุ่ม (Random Error)

การประมาณค่าพารามิเตอร์ของสมการถดถอยอย่างง่าย (Parameter Estimation of Simple Regression Equation) สามารถประมาณค่าของ  $\hat{y}$  โดยการประมาณ  $\beta_0$  และ  $\beta_1$  จากวิธีกำลังสองน้อยที่สุด (Least squares estimates) สรุปสมการแสดงการหาค่า  $\beta_0$  และ  $\beta_1$  ได้ตามสมการที่ (3.47) ถึง (3.49)

$$\hat{y} = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 x \quad (3.47)$$

$$\hat{\beta}_0 = \bar{y} - \hat{\beta}_1 \bar{x} \quad (3.48)$$

$$\hat{\beta}_1 = \frac{\sum_{i=1}^n y_i x_i - \left( \sum_{i=1}^n y_i \right) \left( \sum_{i=1}^n x_i \right)}{\sum_{i=1}^n x_i^2 - \frac{\left( \sum_{i=1}^n x_i \right)^2}{n}} \quad (3.49)$$

โดยที่  $\bar{y} = \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{n}$  และ  $\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}$

### 3.3 สรุป

ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุดสามารถกำหนดสมการจุดประสงค์เป็นสมการกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบไฟฟ้า การกำหนดขอบเขตหรือเงื่อนไขบังคับสามารถกำหนดได้โดยใช้สมการการไหลของกำลังไฟฟ้าและสมการเงื่อนไขบังคับตามความสามารถของอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่มีในระบบไฟฟ้า และแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ โดยที่คำตอบของปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด จะเป็นแรงดันแต่ละบัสที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบต่ำที่สุด สำหรับการแก้ปัญหาที่เหมาะสมที่สุดของโปรแกรม Power Factory DigSILENT สำหรับระบบไฟฟ้ากำลัง จะใช้วิธีจุดภายใน (Interior point method) เมื่อได้เซตคำตอบของปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุดแล้ว การวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติในเบื้องต้นจะต้องนำข้อมูลมาเขียน

แผนภาพการกระจาย (Scatter plot) เพื่อดูลักษณะของข้อมูล แล้วจึงทำการจำแนกกลุ่มต่อไป โดยการประยุกต์ใช้เทคนิคการจำแนกกลุ่มแบบเคมีน (K-Means method) ร่วมกับการหาจำนวนกลุ่มที่เหมาะสมด้วยวิธี Elbow เมื่อทราบจำนวนกลุ่มที่เหมาะสมสำหรับเซตคำตอบของปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด จะสามารถนำข้อมูลในแต่ละกลุ่มมาทำการประมาณด้วยวิธีความถดถอยเชิงเส้นเพื่อกำหนดกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  สำหรับอินเวอร์เตอร์ในแต่ละกลุ่มต่อไป



## บทที่ 4

การศึกษาการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อโดยชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟด้วยอินเวอร์เตอร์  
สำหรับระบบจำหน่าย 22 เควี ที่มีระบบผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์แบบกระจายตัว

(The Study of Voltage Regulation by Reactive Power Compensation with Distributed PV  
inverters on 22 kV Distribution Feeder)

เนื้อหาในบทนี้จะนำเสนอการศึกษาการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อโดยใช้กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ เพื่อสนับสนุนให้การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัว สามารถติดตั้งได้โดยไม่ส่งผลกระทบต่อปัญหาด้านแรงดันในระบบจำหน่าย โดยใช้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และแสดงให้เห็นว่า การใช้ความสามารถในการควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อโดยการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟด้วยอินเวอร์เตอร์นั้น สามารถรองรับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวได้อย่างเสรี โดยไม่ส่งผลกระทบต่อปัญหาด้านแรงดัน และวิธี Q(U) จะสามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้ทุกจุดในระบบจำหน่าย มีปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ และกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบ น้อยกว่าการคุมแรงดันด้วยวิธี Fixed-Q และ Fixed-PF อีกทั้งยังสามารถเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งได้ถึงร้อยละ 31 ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย

### 4.1 ระบบจำหน่ายที่ใช้ทดสอบ

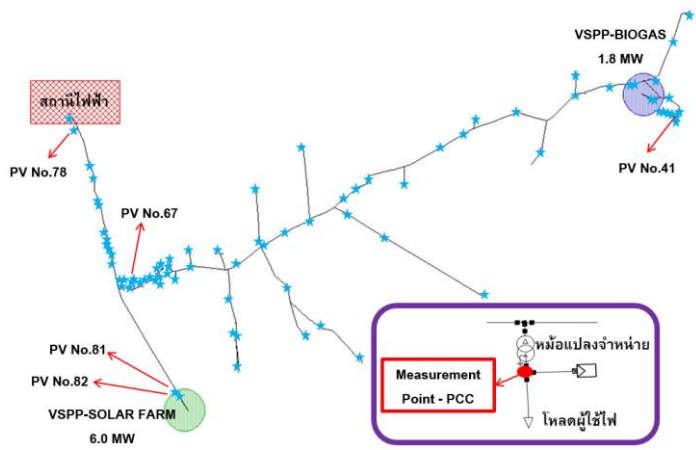
#### 4.1.1 โครงสร้างระบบทดสอบ

ประเทศไทยถือได้ว่าเป็นประเทศที่มีศักยภาพสูงในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับประเทศไทย จากรายงาน Thailand Grid Renewable Integration Assessment Final Report 2018 [45] หากพิจารณาศักยภาพเชิงเทคนิคในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย [46] เพื่อหาความสัมพันธ์ระหว่างประชากรและพื้นที่หลังคาพบว่า 5 จังหวัดที่มีศักยภาพสูงในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ได้แก่ จังหวัดกรุงเทพมหานคร นครราชสีมา อุบลราชธานี เชียงใหม่และขอนแก่น ตามลำดับ

จากข้อมูลข้างต้นจะเห็นได้ว่าจังหวัดอุบลราชธานีเป็นหนึ่งในจังหวัดที่มีศักยภาพสูงในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย อีกทั้งระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษาเป็นระบบไฟฟ้าที่มีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPPs) ได้แก่ โซลาร์ฟาร์มขนาด 6 MW และก๊าซชีวภาพขนาด 1.8 MW เชื่อมโยงอยู่ในระบบ เมื่อเปรียบเทียบกับกำลังการผลิตติดตั้งรวมกับระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่าย พ.ศ. 2559 [7] ซึ่งได้กำหนดปริมาณกำลังไฟฟ้ารับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าสำหรับระบบจำหน่าย 22 kV ไว้ที่ ไม่เกิน 8 MW ต่อ 1 วงจร ดังนั้น ระบบไฟฟ้าจริงของสถานีไฟฟ้า



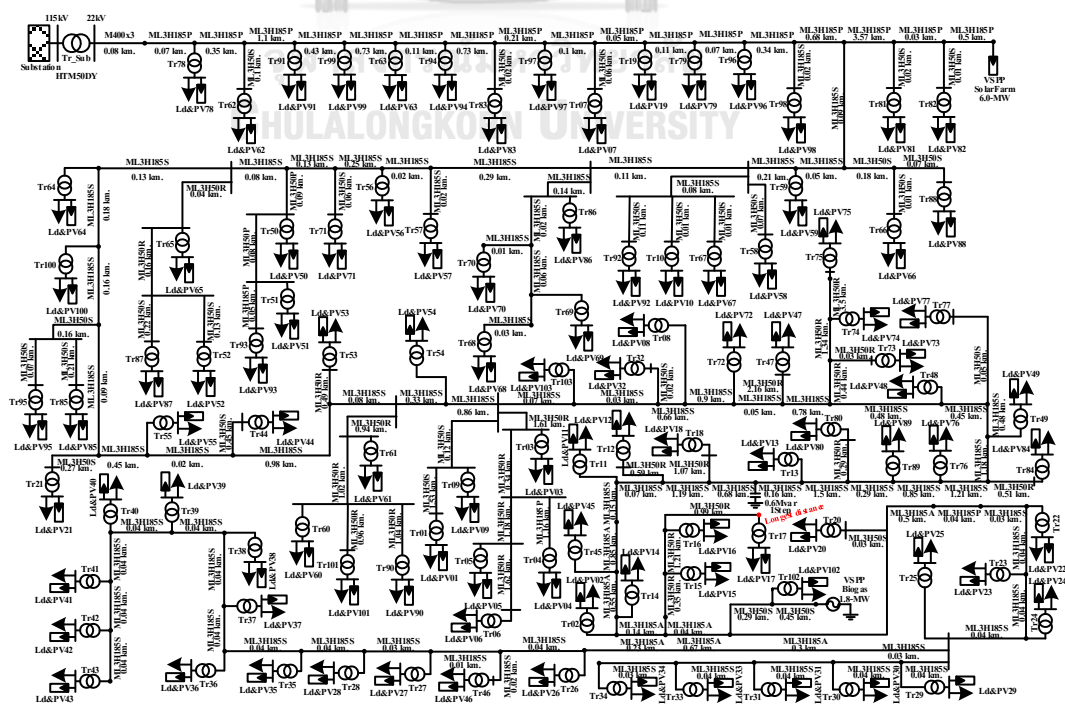
อุปกรธาธา 2 วจรที่ 7 จิงเป็นระบบไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับใช้ในการศึกษา โดยระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษานั้น มีผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งสิ้น 103 ราย กระจายตัวในพืดเตอร์ ความยาวของสายส่งในวงจรหลักประมาณ 25.19 กม. โดยวัดแรงดันที่จุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละตำแหน่ง (Point of Common Coupling, PCC) ดังรูปที่ 4.1 [47]



รูปที่ 4.1 ระบบจำหน่ายที่ใช้ทดสอบ

จากลักษณะของระบบไฟฟ้าจริงของสถานีไฟฟ้าอุปกรธาธา 2 วจรที่ 7 สามารถเขียนเป็นไดอะแกรมเส้นเดี่ยวได้ดังรูปที่ 4.2 พร้อมแสดงค่าความต้องการการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า ชนิดของหม้อแปลงผู้ใช้ไฟฟ้า และชนิดของสายจำหน่ายได้ดังตารางที่ 8

ตารางที่ 9 และตารางที่ 10 ตามลำดับ



## รูปที่ 4.2 ไดอะแกรมเส้นเดี่ยวของระบบจำหน่ายที่ใช้ทดสอบ

ตารางที่ 8 ความต้องการการใช้ไฟฟ้าและขนาดหม้อแปลงของผู้ใช้ไฟฟ้า

Load point name	Ppeak (kW)	Qpeak (kvar)	Transformer name	Transformer type	Transformer sizing (kVA)	Load point name	Ppeak (kW)	Qpeak (kvar)	Transformer name	Transformer type	Transformer sizing (kVA)
Ld01	1.98	1.17	Tr01	MT130X	30	Ld53	6.62	3.89	Tr53	MT3100D	100
Ld02	1.98	1.17	Tr02	MT130X	30	Ld54	10.58	6.23	Tr54	MT3160D	160
Ld03	1.98	1.17	Tr03	MT130X	30	Ld55	6.62	3.89	Tr55	MT3100D	100
Ld04	1.98	1.17	Tr04	MT130X	30	Ld56	3.31	1.95	Tr56	MT350D	50
Ld05	1.98	1.17	Tr05	MT130X	30	Ld57	6.62	3.89	Tr57	MT3100D	100
Ld06	1.98	1.17	Tr06	MT130X	30	Ld58	16.54	9.73	Tr58	MT3250D	250
Ld07	3.31	1.95	Tr07	MT350D	50	Ld59	10.58	6.23	Tr59	MT3160D	160
Ld08	6.62	3.89	Tr08	MT3100D	100	Ld60	1.98	1.17	Tr60	MT130X	30
Ld09	6.62	3.89	Tr09	MT3100D	100	Ld61	1.98	1.17	Tr61	MT130X	30
Ld10	20.84	12.26	Tr10	MT3315D	315	Ld62	1.98	1.17	Tr62	MT130X	30
Ld11	1.98	1.17	Tr11	MT130X	30	Ld63	6.62	3.89	Tr63	MT3100D	100
Ld12	1.98	1.17	Tr12	MT130X	30	Ld64	10.58	6.23	Tr64	MT3160D	160
Ld13	1.98	1.17	Tr13	MT130X	30	Ld65	10.58	6.23	Tr65	MT3160D	160
Ld14	1.98	1.17	Tr14	MT130X	30	Ld66	6.62	3.89	Tr66	MT3100D	100
Ld15	1.98	1.17	Tr15	MT130X	30	Ld67	1.98	1.17	Tr67	MT130X	30
Ld16	1.98	1.17	Tr16	MT130X	30	Ld68	3.31	1.95	Tr68	MT350D	50
Ld17	1.32	0.78	Tr17	MT120X	20	Ld69	10.58	6.23	Tr69	MT3160D	160
Ld18	1.32	0.78	Tr18	MT120X	20	Ld70	6.62	3.89	Tr70	MT3100D	100
Ld19	10.59	6.23	Tr19	MT3160D	160	Ld71	10.58	6.23	Tr71	MT3160D	160
Ld20	16.54	9.73	Tr20	MT3250D	250	Ld72	10.58	6.23	Tr72	MT3160D	160
Ld21	3.31	1.95	Tr21	MT350D	50	Ld73	1.98	1.17	Tr73	MT130X	30
Ld22	33.08	19.45	Tr22	MT3500D	500	Ld74	1.98	1.17	Tr74	MT130X	30
Ld23	105.85	62.25	Tr23	MT31600D	1600	Ld75	1.98	1.17	Tr75	MT130X	30
Ld24	132.31	77.82	Tr24	MT32000D	2000	Ld76	1.98	1.17	Tr76	MT130X	30
Ld25	198.47	116.73	Tr25	MT33000D	3000	Ld77	1.98	1.17	Tr77	MT130X	30
Ld26	33.08	19.45	Tr26	MT3500D	500	Ld78	3.31	1.95	Tr78	MT350D	50
Ld27	66.16	38.91	Tr27	MT31000D	1000	Ld79	6.62	3.89	Tr79	MT3100D	100
Ld28	165.39	97.27	Tr28	MT32500D	2500	Ld80	1.98	1.17	Tr80	MT130X	30
Ld29	165.39	97.27	Tr29	MT32500D	2500	Ld81	3.31	1.95	Tr81	MT350D	50
Ld30	66.16	38.91	Tr30	MT31000D	1000	Ld82	10.58	6.23	Tr82	MT3160D	160
Ld31	52.92	31.13	Tr31	MT3800D	800	Ld83	3.31	1.95	Tr83	MT350D	50
Ld32	3.31	1.95	Tr32	MT350D	50	Ld84	1.98	1.17	Tr84	MT130X	30
Ld33	33.08	19.45	Tr33	MT3500D	500	Ld85	66.16	38.91	Tr85	MT31000D	1000
Ld34	10.58	6.23	Tr34	MT3160D	160	Ld86	16.54	9.73	Tr86	MT3250D	250
Ld35	33.08	19.45	Tr35	MT3500D	500	Ld87	6.62	3.89	Tr87	MT3100D	100
Ld36	66.16	38.91	Tr36	MT31000D	1000	Ld88	3.31	1.95	Tr88	MT350D	50
Ld37	16.54	9.73	Tr37	MT3250D	250	Ld89	1.98	1.17	Tr89	MT130X	30
Ld38	6.62	3.89	Tr38	MT3100D	100	Ld90	1.98	1.17	Tr90	MT130X	30
Ld39	99.23	58.36	Tr39	MT31500D	1500	Ld91	1.98	1.17	Tr91	MT130X	30
Ld40	99.23	58.36	Tr40	MT31500D	1500	Ld92	3.31	1.95	Tr92	MT350D	50
Ld41	132.31	77.82	Tr41	MT32000D	2000	Ld93	6.62	3.89	Tr93	MT3100D	100
Ld42	16.54	9.73	Tr42	MT3250D	250	Ld94	3.31	1.95	Tr94	MT350D	50
Ld43	33.08	19.45	Tr43	MT3500D	500	Ld95	6.62	3.89	Tr95	MT3100D	100
Ld44	3.31	1.95	Tr44	MT350D	50	Ld96	1.98	1.17	Tr96	MT330D	100
Ld45	1.98	1.17	Tr45	MT130X	30	Ld97	10.59	6.23	Tr97	MT3160D	160
Ld46	198.47	116.73	Tr46	MT33000D	3000	Ld98	10.59	6.23	Tr98	MT3160D	160
Ld47	1.98	1.17	Tr47	MT130X	30	Ld99	1.98	1.17	Tr99	MT130X	30
Ld48	6.62	3.89	Tr48	MT3100D	100	Ld100	10.58	6.23	Tr100	MT3160D	160
Ld49	6.62	3.89	Tr49	MT3100D	100	Ld101	1.98	1.17	Tr101	MT130X	30
Ld50	6.62	3.89	Tr50	MT3100D	100	Ld102	33.08	19.45	Tr102	MT3500D	500
Ld51	16.54	9.73	Tr51	MT3250D	250	Ld103	10.58	6.23	Tr103	MT3160D	160

Lc52	6.62	3.89	Tt52	MT3100D	100						
------	------	------	------	---------	-----	--	--	--	--	--	--

ตารางที่ 9 พารามิเตอร์หม้อแปลงของผู้ใช้ไฟฟ้า

Transformer type	Transformer sizing (MVA)	V1 (kV)	V2 (kV)	% Short-circuit voltage	Copper losses (kW)	Vector Group
HTM50DY	50	115	23.1	15	150	DYN1
MT120X	0.02	22	0.46	0	0	DYN11
MT130X	0.03	22	0.46	0	0	DYN11
MT31000D	1	22	0.4	0	0	DYN11
MT3100D	0.1	22	0.4	0	0	DYN11
MT31500D	1.5	22	0.4	5	0.1	DYN11
MT31600D	1.6	22	0.4	5	0.1	DYN11
MT3160D	0.16	22	0.4	0	0	DYN11
MT32000D	2	22	0.4	5	0.1	DYN11
MT32500D	2.5	22	0.4	5	0.1	DYN11
MT3250D	0.25	22	0.4	0	0	DYN11
MT33000D	3	22	0.4	5	0.1	DYN11
MT330D	0.1	22	0.4	0	0	DYN11
MT3315D	0.315	22	0.4	0	0	DYN11
MT3500D	0.5	22	0.4	0	0	DYN11
MT350D	0.05	22	0.4	0	0	DYN11
MT3800D	0.8	22	0.4	0	0	DYN11

ตารางที่ 10 พารามิเตอร์สายจำหน่าย

Line type	Voltage Rating kV	Current Rating kA	R'(AC,20°C) Ohm/km	X' Ohm/km	R0'(AC) Ohm/km	X0' Ohm/km
M400X3	22	0.5020	0.0010	0.0200	0.0020	0.0330
ML3H185A	22	0.5200	0.1764	0.4091	0.3571	1.6244
ML3H185P	22	0.4290	0.2107	0.4144	0.3914	1.6297
ML3H185S	22	0.4290	0.2107	0.4144	0.3903	1.6299
ML3H50P	22	0.1860	0.8219	0.4553	1.0017	1.6708
ML3H50R	22	0.1700	0.6669	0.4709	0.8476	1.6862
ML3H50S	22	0.1860	0.8219	0.3395	1.0193	1.8975

#### 4.1.2 การกำหนดขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

การสร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในโปรแกรม Power Factory DigSILENT เป็นแบบ Static Generator ซึ่งสามารถควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง และการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟให้เป็นไปตาม คุณลักษณะในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ (Capability curve of the inverter) ได้ โดยการกำหนดขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัว จะพิจารณาจากกำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดของโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย ( $S_{Load,i}$ ) ดังสมการที่ (4.1)

$$S_{Load,i} = \sqrt{P_{Load,i}^2 + Q_{Load,i}^2} \quad (4.1)$$

โดยที่  $S_{Load,i}$  คือ กำลังไฟฟ้าปรากฏสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้ายายที่  $i$   
 $P_{Load,i}$  คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้ายายที่  $i$   
 $Q_{Load,i}$  คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้ายายที่  $i$   
 และ  $i \in \{1, 2, 3, \dots, 103\}$

กำลังการผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Install Capacity) จะขึ้นอยู่กับความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงของโหลดสูงสุด ( $P_{Load,i}$ ) ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายต้องการดังสมการที่ (4.2)

$$\text{Install Cap. (kW)} = n \cdot P_{Load,i} \quad (4.2)$$

โดยที่  $n$  คือ จำนวนเท่าของความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดของโหลดรายที่  $i$

การเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์ (Inverter Rating, kVA) เพื่อช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ จะขึ้นอยู่กับกำลังการผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละจุดติดตั้ง โดยกำหนดให้ขนาดของอินเวอร์เตอร์ (Inverter Rating, kVA) เป็น 110% เมื่อเทียบกับกำลังการผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละจุดติดตั้งดังสมการที่ (4.3)

$$\text{Inverter Rating (kVA)} = 1.1 \times \text{Install Cap. (kW)} \quad (4.3)$$

กำหนด ปริมาณร้อยละของจุดติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ต่อจำนวนจุดโหลดทั้งหมดในสายป้อน (%Solar Rooftop Penetration, %SRP) เป็น 100% ตามสมการที่ (4.4) นั้นหมายความว่าผู้ใช้ไฟฟ้าติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสิ้น 103 ราย

$$\%SRP = \frac{\text{The number of customers with solar rooftop}}{\text{Total number of customers}} \times 100 \quad (4.4)$$

ร้อยละของการใช้ประโยชน์ต่อพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย (% Utilization of distribution transformer, %UOT) เพื่อที่จะหาค่ากำลังการผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นกัเปอร์เซ็นต์ของการใช้ประโยชน์หม้อแปลงจำหน่าย สามารถหาได้จากสมการที่ (4.5)

$$\% \text{Utilization of transformer} = \frac{n \times \text{kVA demand of the load}}{\text{kVA rated of transformer}} \times 100 \quad (4.5)$$

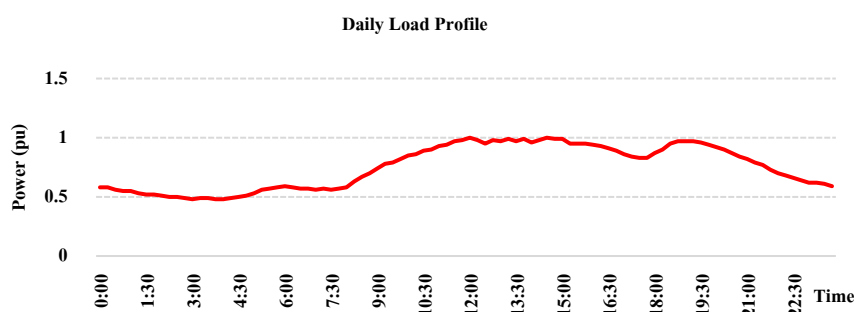
ความสัมพันธ์ระหว่าง จำนวนเท่า (n) ของความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงของโหลดสูงสุดกับ %Utilization of transformer ที่ใช้ในระบบทดสอบนี้แสดงดังตารางที่ 11

ตารางที่ 11 จำนวนเท่า (n) ของความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงกับ %Utilization of transformer

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
%UOT	8	15	23	31	38	46	54	61	69	76	84	92	100

#### 4.1.3 การใช้ไฟฟ้ารายวันสุทธิ (Daily load profile)

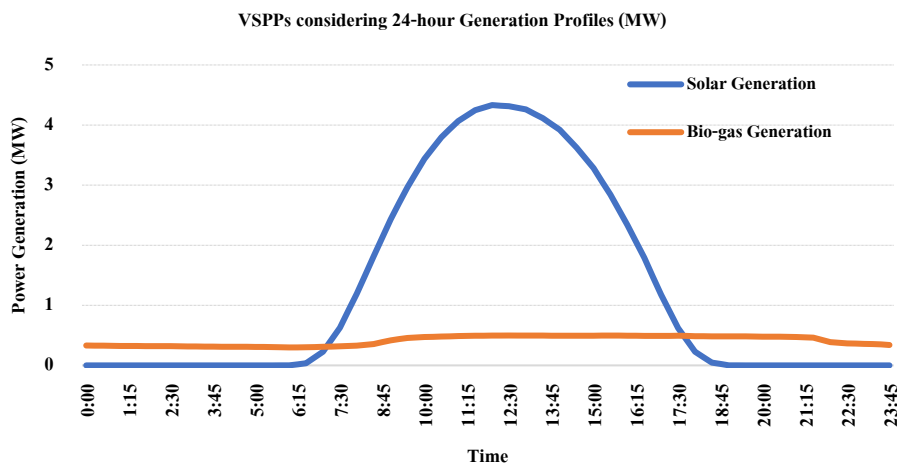
ข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารายวันสุทธิของสายป้อนวงจรที่ 7 เมื่อทำการวัดค่าที่สถานีไฟฟ้าต้นทาง พบว่ามีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเป็น 2.92 MW ที่เวลา 14.30 น. แสดงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ารายวันสุทธิในหน่วย pu. แสดงดังรูปที่ 4.3 [47]



รูปที่ 4.3 ข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารายวันสุทธิของสายป้อนวงจรที่ 7

#### 4.1.4 กำลังการผลิตไฟฟ้ารายวันของ VSPPs

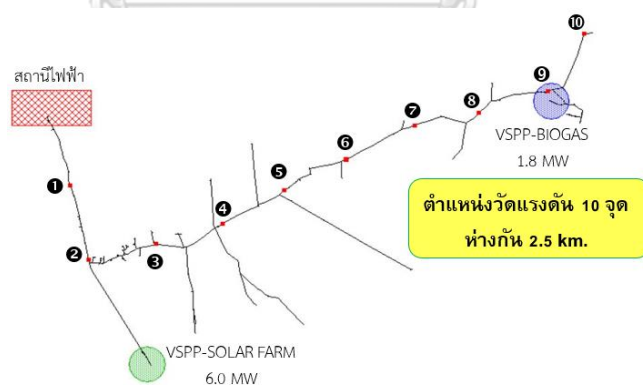
ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้ารายวันของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่มีกำลังการผลิตติดตั้ง 1.8 MW และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีกำลังการผลิตติดตั้ง 6.0 MW ที่เชื่อมอยู่กับระบบทดสอบ โดยแสดงค่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่โรงไฟฟ้าแต่ละประเภทผลิตได้ในหน่วย MW จากการเก็บข้อมูลราย 15 นาที เป็นเวลา 1 ปี แสดงดังรูปที่ 4.4 [47]



รูปที่ 4.4 ข้อมูลการผลิตไฟฟ้ารายวันของ VSPPs

#### 4.1.5 การศึกษาผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานจากพลังงานแสงอาทิตย์ตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่าย พ.ศ. 2559

ในการศึกษาผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา [47] สำหรับระบบไฟฟ้าจริงของสถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี 2 วงจรที่ 7 นี้ ทำได้โดยวัดแรงดันบนระบบ 22 kV ทุก 10 กม. ดังรูปที่ 4.5 เพื่อดูผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา เมื่อให้อินเวอร์เตอร์ทำงานที่ Fixed-PF (PF=1, Q=0 kVar)



รูปที่ 4.5 ระบบจำหน่ายแรงดันปานกลางและจุดวัดแรงดัน

โดยปรับขนาดของกำลังการผลิตติดตั้งรวมของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Install Capacity) ซึ่งขึ้นอยู่กับพิกัดของหม้อแปลงจำหน่ายดังสมการที่ (4.6)

$$\text{Install Cap (kW)} = \frac{n}{100} \times (\text{kVA rated of transformer}) \times 0.9 \quad (4.6)$$

เมื่อ kVA rated of transformer คือ พิกัดของหม้อแปลงจำหน่ายที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละจุดใช้งานอยู่

n	คือ ร้อยละของพิกัดหม้อแปลงจำหน่ายที่อนุญาตให้ติดตั้ง แหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
0.9	คือ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

และปรับปริมาณแหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (% Solar Rooftop Penetration, %SRP) ตามสมการที่ (4.4)

ผลการศึกษาพบว่า กฟภ. อาจจะจำเป็นต้องควบคุมปริมาณผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาไม่ให้เกิน 80% ของจำนวนผู้ใช้ไฟในระบบและอาจจะต้องควบคุมขีดจำกัดของกำลังการผลิตต่อหลังคาของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไว้ที่ 15% ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย เพื่อป้องกันผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับ ในกรณีที่ในสายป้อนมีจำนวนผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาในปริมาณน้อย กฟภ. สามารถอนุญาตให้เพิ่มขีดจำกัดของกำลังการผลิตติดตั้งได้ เช่น จากผลการศึกษา กรณีที่จำนวนผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคามีเพียง 40% ของจำนวนผู้ใช้ไฟในระบบ สามารถอนุญาตให้เพิ่มขีดจำกัดของกำลังการผลิตติดตั้งได้ถึง 25% ทั้งนี้ อาจมีความจำเป็นต้องพิจารณาเป็นรายพื้นที่

ความสามารถในการรับโหลดของสายป้อน พบว่าสายป้อนในระบบทดสอบสามารถเพิ่มร้อยละของขีดจำกัดของการผลิตต่อพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย (%n) ได้ถึง 50% และเพิ่มร้อยละของตำแหน่งติดตั้ง (%SRP) ได้ถึง 100 % โดยไม่ส่งผลกระทบต่อขีดความสามารถของสายป้อนกรณีที่สายป้อนมีขนาด 185 ตร.มม.

#### 4.2 การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยอินเวอร์เตอร์ตามมาตรฐาน IEEE Standard 1547-2018

ปัจจุบันจึงมีข้อกำหนดให้อินเวอร์เตอร์สามารถคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อเพื่อช่วยรักษาระดับไฟฟ้าได้ตามมาตรฐาน IEEE Standard 1547-2018 [15] ได้กำหนดวิธีในการควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ไว้ 2 กลุ่ม ได้แก่

กลุ่มที่ 1 Voltage and reactive power control

- Constant power factor mode/Fixed-PF
- Voltage-reactive power mode/Q(U)
- Active power-reactive power mode/Watt-Var
- Constant reactive power mode/Fixed-Q

กลุ่มที่ 2 Voltage and active power control

- Voltage-active power mode/Active Power Curtailment

วิธีการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยการชดเชยกำลังไฟฟารีแอกทีฟโดยไม่พึ่งพืงค่ากำลังไฟฟ้าจริง เพื่อหลีกเลี่ยงการจำกัดในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงส่วนเกินเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้า ได้แก่ Fixed-PF Fixed-Q และ Q(U) โดยทั้ง 3 วิธีนี้สามารถใช้งานได้กับอินเวอร์เตอร์รุ่นเก่า (ชนิด A)

#### 4.2.1 วิธีกำลังไฟฟารีแอกทีฟคงที่ (Fixed-Q)

การแก้ปัญหาแรงดันเกินที่จุดเชื่อมต่อ สามารถกำหนดให้อินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Capacitive Mode เพื่อรับกำลังไฟฟารีแอกทีฟ โดยกำหนดให้รับกำลังไฟฟารีแอกทีฟคงที่ตามสมการที่ (4.7)

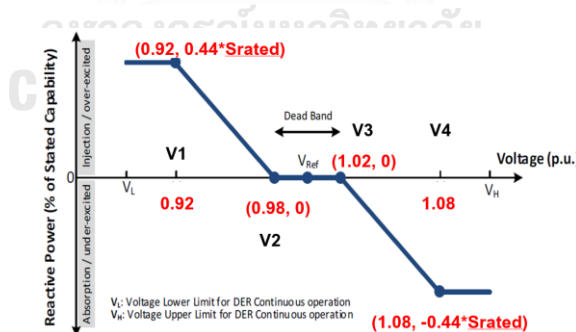
$$\text{Fixed Q} = 44\% \times S_{\text{rating of inverter}} \quad (4.7)$$

#### 4.2.2 วิธีตัวประกอบกำลังไฟฟ้าคงที่ (Fixed-PF)

การแก้ปัญหาแรงดันเกินที่จุดเชื่อมต่อ สามารถกำหนดให้อินเวอร์เตอร์ทำงานแบบ Capacitive Mode เพื่อรับกำลังไฟฟารีแอกทีฟคงที่โดยปรับ Power Factor เป็น 0.9 Capacitive

#### 4.2.3 วิธีกราฟคุณลักษณะ Q(U)

การแก้ปัญหาแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ สามารถกำหนดให้อินเวอร์เตอร์สามารถปรับ Power Factor ได้ต่ำที่สุดเป็น 0.9 ล้าหลังถึงน้ำหนัก โดยการทำงานในช่วง Overexcited อินเวอร์เตอร์จะจ่ายกำลังไฟฟารีแอกทีฟเพื่อแก้ปัญหาแรงดันตก ในส่วนของช่วง Underexcited อินเวอร์เตอร์จะรับกำลังไฟฟารีแอกทีฟเพื่อแก้ปัญหาแรงดันเกินที่จุดเชื่อมต่อ ดังนั้นจะได้กราฟคุณลักษณะในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Q(U) ดังรูปที่ 4.6



รูปที่ 4.6 กราฟคุณลักษณะ Q(U) ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018

### 4.3 ขั้นตอนการศึกษา

เนื่องจากระบบไฟฟ้าที่ใช้ศึกษาเป็นระบบไฟฟ้าจริงของสถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี 2 วงจรที่ 7 ซึ่งเป็นระบบไฟฟ้าที่มีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPPs) ได้แก่ โซลาร์ฟาร์มขนาด 6 MW และก๊าซชีวภาพขนาด 1.8 MW เชื่อมโยงอยู่ในระบบ จึงแบ่งการศึกษาเป็น 3 กรณี ดังนี้



#### 4.3.1 ระบบทดสอบที่ไม่มีการควบคุมแรงดันและไม่มี VSPPs

วัตถุประสงค์เพื่อดูขีดความสามารถในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวโดยไม่มีการควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ และไม่มี VSPPs เชื่อมโยงในระบบ

การศึกษาขีดความสามารถในการรองรับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัว กำหนดให้มีระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งอยู่ทุกจุดโหลด (%SRP=100%) อินเวอร์เตอร์ทำงานโดยจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเท่านั้นสามารถรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเป็นศูนย์ (PF=1) และปรับ n ตั้งแต่ 1 ถึง 13

#### 4.3.2 ระบบทดสอบที่ไม่มีการควบคุมแรงดันและมี VSPPs

วัตถุประสงค์เพื่อดูผลกระทบของ VSPPs เดิมที่เชื่อมโยงอยู่ในระบบ ต่อขีดความสามารถในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวโดยไม่มีการควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ

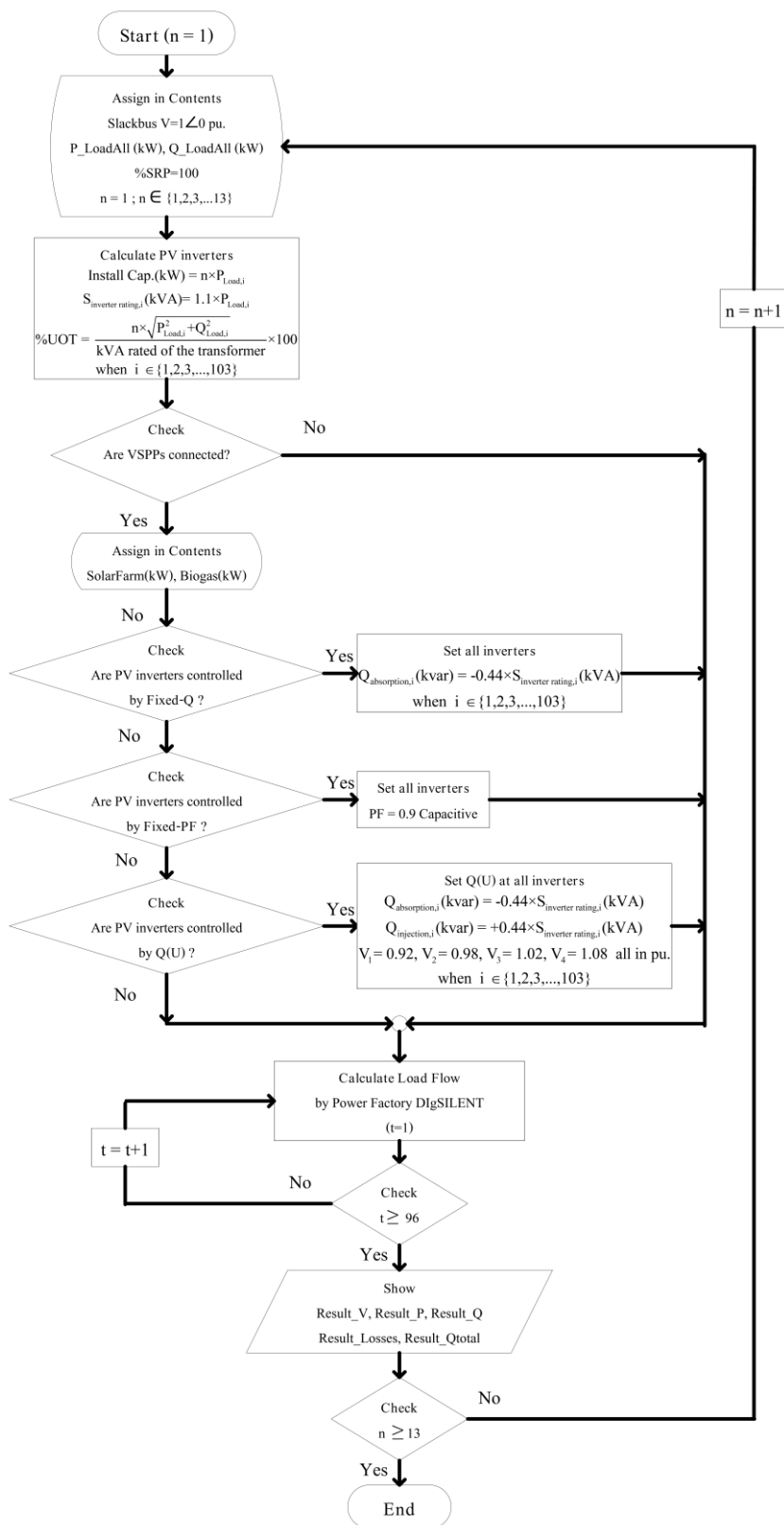
การศึกษาลักษณะของการไม่คุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัว กรณีที่ระบบมี VSPPs โซลาร์ฟาร์มขนาด 6 MW และก๊าซชีวภาพขนาด 1.8 MW เชื่อมโยงอยู่ในระบบ กำหนดให้มีระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งอยู่ทุกจุดโหลด (%SRP=100%) อินเวอร์เตอร์ทำงานโดยจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเท่านั้นโดยไม่รับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Q=0, PF=1) และปรับ n ตั้งแต่ 1 ถึง 13

#### 4.3.3 ระบบทดสอบที่มีการควบคุมแรงดันและมี VSPPs

วัตถุประสงค์เพื่อแสดงให้เห็นว่าระบบที่มี VSPPs เชื่อมโยงอยู่ ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จำเป็นต้องการใช้ความสามารถในการควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อจึงจะทำให้สามารถติดตั้งได้ทุกจุดโหลดโดยไม่ส่งผลกระทบต่อปัญหาด้านแรงดันในระบบจำหน่าย

การศึกษาศามารถในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟรวมของระบบ และกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบ กำหนดให้มีระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งอยู่ทุกจุดโหลด (%SRP=100%) ด้วยวิธี Fixed-PF Fixed-Q และ Q(U) และมี VSPPs โซลาร์ฟาร์มขนาด 6 MW และก๊าซชีวภาพขนาด 1.8 MW เชื่อมโยงอยู่ในระบบ ปรับ n ตั้งแต่ 1 ถึง 13

จากกรณีศึกษาทั้ง 3 กรณี ได้แก่ ระบบทดสอบที่ไม่มีการควบคุมแรงดันและไม่มี VSPPs ระบบทดสอบที่ไม่มีการควบคุมแรงดันและมี VSPPs และระบบทดสอบที่มีการควบคุมแรงดันและมี VSPPs สามารถอธิบายขั้นตอนของการศึกษาได้ตาม Flow Chart ดังรูปที่ 4.7



รูปที่ 4.7 ขั้นตอนการศึกษา

#### 4.4 เกณฑ์การประเมินผลกระทบ

ใช้เกณฑ์ด้านการคุมระดับแรงดันสำหรับทุกกรณีศึกษา โดยกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเพื่อควบคุมระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ จะพิจารณาปริมาณการรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเพื่อช่วยลดปัญหาแรงดันเกินที่จุดเชื่อมต่อ กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบและเกณฑ์ด้านพิกการรับโหลดของสายจำหน่าย

##### 4.4.1 การคุมระดับแรงดัน

ระเบียบ กพก. ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 [7] กำหนดมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดที่สภาวะปกติของ กพก. โดย กพก. มีหน้าที่ควบคุมระดับแรงดันในระบบไฟฟ้าให้อยู่ในช่วง 0.95 – 1.05 pu. ตั้งแต่ระบบส่ง 115 kV และระบบจำหน่าย 22 kV, 33 kV และ 0.90-1.10 pu. ที่แรงดัน 220/380 V แสดงตารางมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของ กพก. ในหน่วยโวลต์ (V) ดังตารางที่ 12

ตารางที่ 12 ตารางมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของ กพก.

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ				ภาวะฉุกเฉิน			
	ค่าสูงสุด (kV)	ค่าต่ำสุด (kV)	ค่าสูงสุด (pu.)	ค่าต่ำสุด (pu.)	ค่าสูงสุด (kV)	ค่าต่ำสุด (kV)	ค่าสูงสุด (pu.)	ค่าต่ำสุด (pu.)
115 kV	120.7	109.2	1.05	0.95	126.5	103.5	1.10	0.90
33 kV	34.7	31.3	1.05	0.95	36.3	29.7	1.10	0.90
22 kV	23.1	20.9	1.05	0.95	24.2	19.8	1.10	0.90
380 V	418	342	1.10	0.90	418	342	1.10	0.90
220 V	240	200	1.10	0.90	240	200	1.10	0.90

##### 4.4.2 ปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ

การรักษากระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ( $V_{PV}$ ) จะสัมพันธ์กับปริมาณกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ( $Q_{PV}$ ) ซึ่งจะพิจารณา ณ สภาวะอยู่ตัว (Steady State) และการไหลของกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Maximum power flow) เป็นดังสมการที่ (4.8) [48]

$$Q_{PV} = \frac{V_{PV}^2}{X_{PV}} \quad (4.8)$$

โดย  $V_{PV}$  คือ แรงดันที่จุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละจุดติดตั้ง  
 $Q_{PV}$  คือ ปริมาณกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่อินเวอร์เตอร์ช่วยรักษากระดับแรงดัน  
 $X_{PV}$  คือ อิมพีแดนซ์ของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละจุดติดตั้ง

ดังนั้น จึงต้องพิจารณาปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบในหนึ่งวัน ที่ต้องจ่ายให้อินเวอร์เตอร์ในแต่ละวิธีเพื่อช่วยคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ

#### 4.4.3 กำลังไฟฟ้าสูญเสีย

การชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเพื่อรักษาระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อนั้น จะส่งผลต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ ( $P_{Losses}$ ) ซึ่งกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ ( $P_{Losses}$ ) จะสัมพันธ์กับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อที่จุดตั้งสมการที่ (4.9) [36]

$$P_{Loss} = \sum_{k=1}^N g_k [V_{1,k}^2 + V_{2,k}^2 - 2V_{1,k} V_{2,k} \cos(\theta_{1,k} - \theta_{2,k})] \quad (4.9)$$

โดย	$g_k$	คือ ค่าความนำของสายจำหน่ายระหว่างบัสเริ่มต้นถึงบัสสุดท้าย
	$V_{1,k}, V_{2,k}$	คือ ขนาดของแรงดันบัสเริ่มต้นและบัสสุดท้าย
	$\theta_{1,k}, \theta_{2,k}$	คือ มุมของแรงดันบัสเริ่มต้นและบัสสุดท้าย
	$N$	คือ จำนวนของสายจำหน่ายในระบบไฟฟ้า

ดังนั้น จึงต้องพิจารณาปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ( $P_{Losses}$ ) ของระบบในหนึ่งวัน เนื่องจากการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของแต่ละอินเวอร์เตอร์จะส่งผลต่อแรงดันที่จุดเชื่อมต่อที่เปลี่ยนไป

#### 4.4.4 เกณฑ์ด้านพิกัดการรับโหลดของสายจำหน่าย (Line loading criteria)

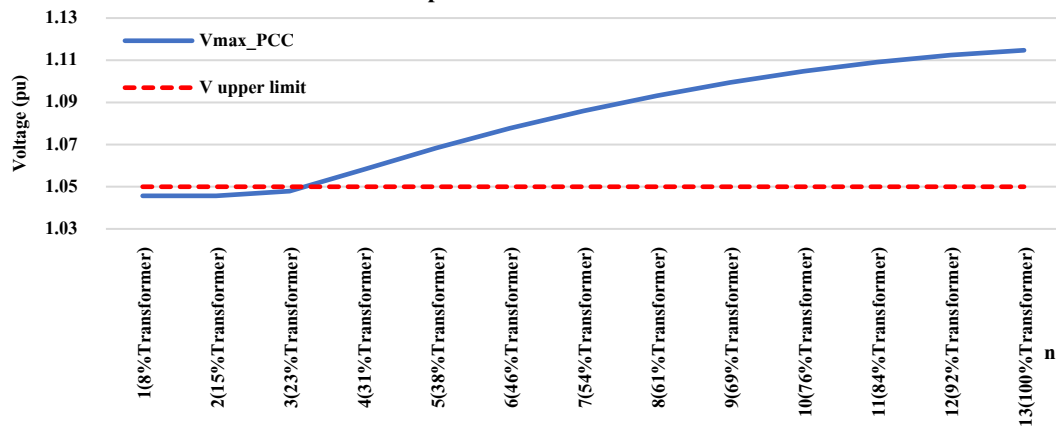
ในการวางแผนระบบไฟฟ้า [49] กำหนดพิกัดการรับโหลดของสายจำหน่ายในกรณีจ่ายไฟสภาวะปกติ โดยสายจำหน่ายแบบเรเดียลสามารถรับโหลดได้ไม่เกินร้อยละ 80 ของพิกัดสาย สายจำหน่ายแบบบวงรอบสามารถรับโหลดได้ไม่เกินร้อยละ 50 ของพิกัดสาย

### 4.5 ผลการศึกษาการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018

#### 4.5.1 ระบบทดสอบที่ไม่มีการควบคุมแรงดันและไม่มี VSPPs

ผลการศึกษาพบว่า จะเกิดแรงดันเกินที่จุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เมื่อกำหนดให้ กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Install Capacity) มีค่าเป็น 3 เท่าของความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงของโหลดสูงสุด ( $P_{Load}$ ) และปัญหาแรงดันเกินที่จุดเชื่อมต่อจะยิ่งเพิ่มมากขึ้น เมื่อเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวให้มากขึ้น ดังรูปที่ 4.8

**The voltage impact of uncontrolling PV inverter on PCC considering 24-hour load profile without VSPPs**

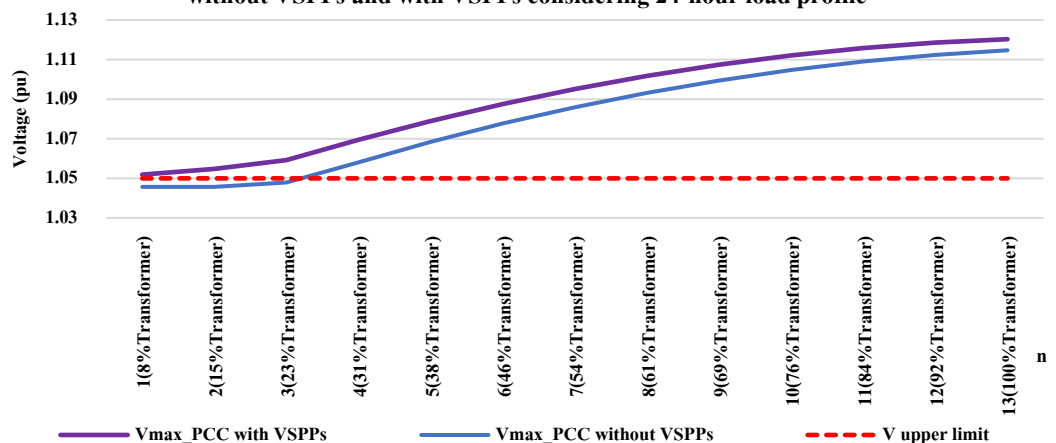


รูปที่ 4.8 แรงดันสูงสุด ณ จุดเชื่อมต่อ กรณีระบบไม่มี VSPPs และเมื่อไม่มีการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ

#### 4.5.2 ระบบทดสอบที่ไม่มีการคุมแรงดันและมี VSPPs

ผลการศึกษาพบว่า จะเกิดแรงดันเกินที่จุดเชื่อมต่อเมื่อกำหนดให้กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Install Capacity) มีค่าเท่ากับความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงของโหลดสูงสุด ( $P_{Load}$ ) เมื่อเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละจุดติดตั้งให้มากกว่าปริมาณ ความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงของโหลดสูงสุด ( $P_{Load}$ ) จะยังทำให้เกิดปัญหาแรงดันเกินที่จุดเชื่อมต่อมากขึ้น สามารถเปรียบเทียบกับกรณีระบบไฟฟ้าไม่มี VSPPs เชื่อมต่อในระบบ และระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวไม่มีการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ดังรูปที่ 4.9

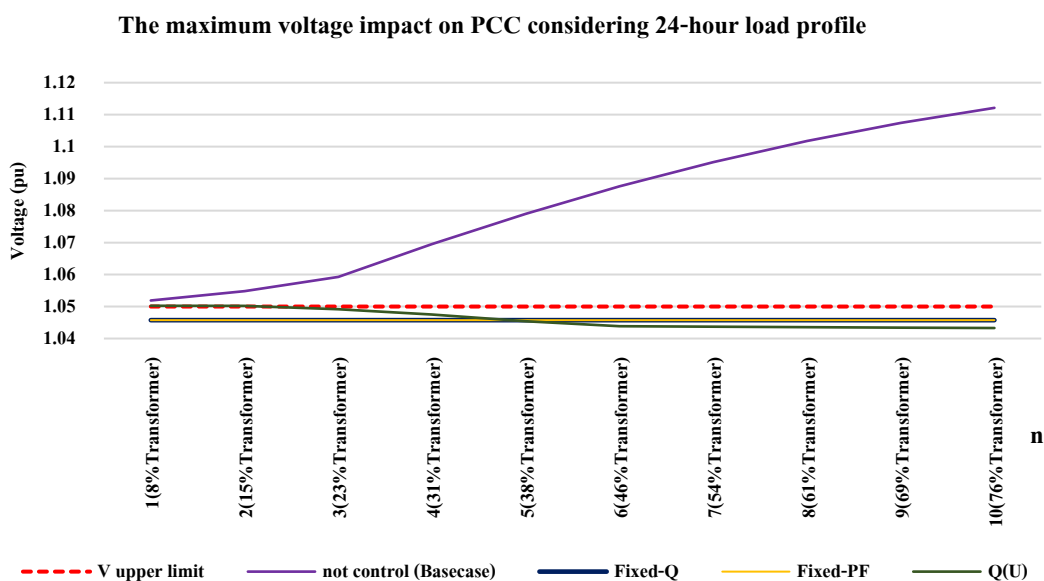
**The comparison of voltage impact of uncontrolling PV inverter on PCC between without VSPPs and with VSPPs considering 24-hour load profile**



รูปที่ 4.9 แรงดันมากที่สุด ณ จุดเชื่อมต่อ เมื่อไม่มีการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ  
เปรียบเทียบกรณีมี VSPPs และ ไม่มี VSPPs

### 4.5.3 ระบบทดสอบที่มีการควบคุมแรงดันและมี VSPPs

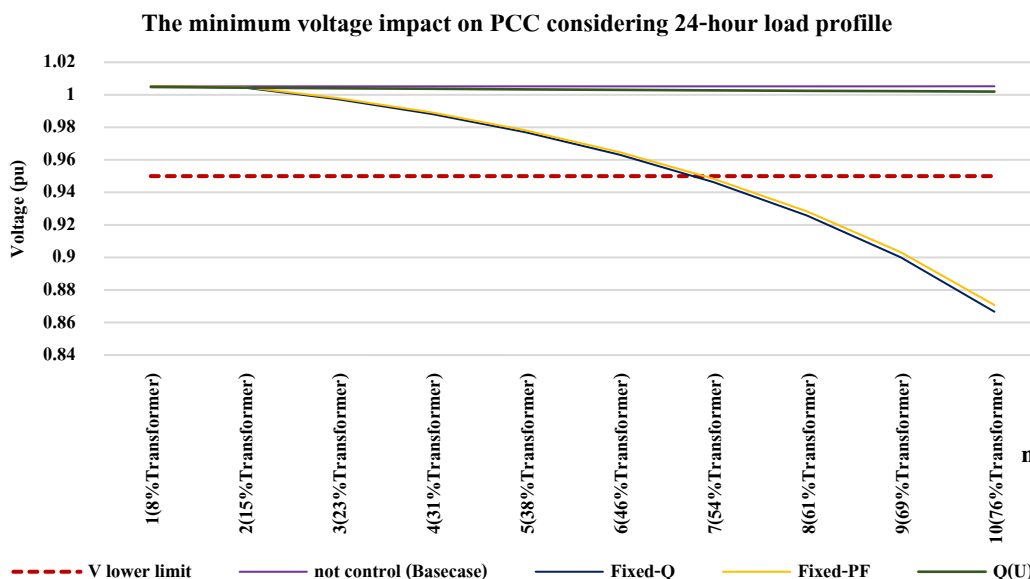
เมื่อพิจารณาเฉพาะแรงดันที่จุดเชื่อมต่อมากที่สุดพบว่า การคุมแรงดันด้วยวิธี Fixed-Q Fixed-PF และ Q(U) จะไม่ทำให้เกิดปัญหาแรงดันเกินที่จุดเชื่อมต่อ ไม่ว่าจะเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Install Capacity) ให้มากกว่าความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงของโหลดสูงสุด ( $P_{Load}$ ) ดังรูปที่ 4.10



รูปที่ 4.10 เปรียบเทียบแรงดันมากที่สุด ณ จุดเชื่อมต่อ

เมื่อคุมแรงดันเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธี Fixed-PF Fixed-Q และ Q(U)

เมื่อพิจารณาเฉพาะแรงดันที่จุดเชื่อมต่อที่ต่ำที่สุดในระบบพบว่า การคุมแรงดันด้วยวิธี Fixed-Q และ Fixed-PF จะทำให้เกิดปัญหาแรงดันตกต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนด 0.95 pu. ที่จุดเชื่อมต่อในช่วงเวลา 11.45 – 12.15 น. เนื่องมาจากมีการชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่สูงเพื่อรักษาระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ถึงแม้จะเป็นช่วงเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงก็ตาม โดยจะพบว่า สำหรับการคุมแรงดันด้วยวิธี Fixed-Q และ Fixed-PF สามารถเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Install Capacity) ให้มากกว่าความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงของโหลดสูงสุด ( $P_{Load}$ ) ได้เพียง 6 เท่า ในทางตรงกันข้ามการคุมแรงดันด้วยวิธี Q(U) จะสามารถรองรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวได้มากกว่าโดยไม่ส่งผลกระทบต่อแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ดังรูปที่ 4.11



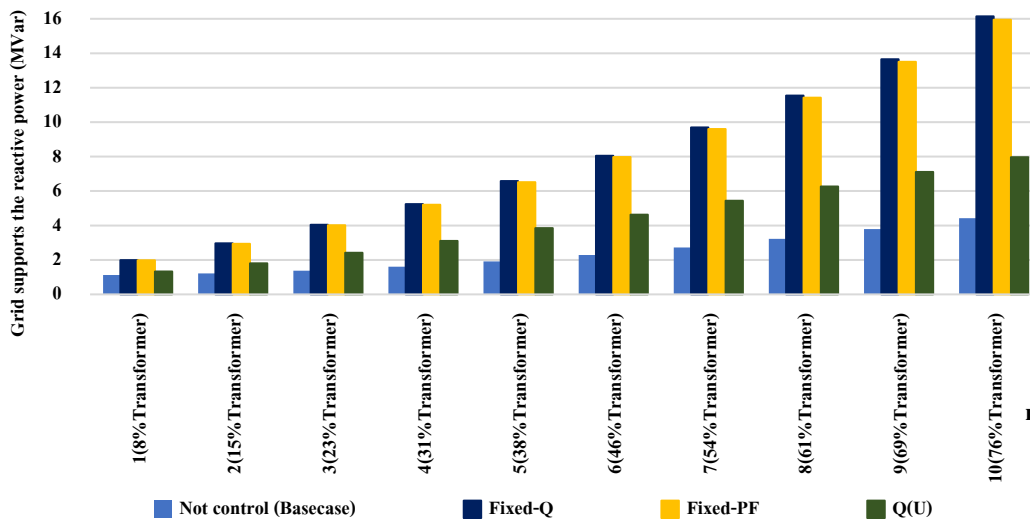
รูปที่ 4.11 เปรียบเทียบแรงดันต่ำที่สุด ณ จุดเชื่อมต่อ

เมื่อคุมแรงดันเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธี Fixed-PF Fixed-Q และ Q(U)

การเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Install Capacity) ให้มากกว่าความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงของโหลดสูงสุด ( $P_{Load}$ ) ย่อมส่งผลต่อการเพิ่มปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟรวมของระบบ เนื่องจากอินเวอร์เตอร์แต่ละจุดติดตั้งมีการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบจะมีค่าเพิ่มมากขึ้นเนื่องจากแรงดันที่จุดเชื่อมต่อเพิ่มขึ้น โดยจะเห็นว่าการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Q(U) นั้นมีความเหมาะสมต่อระบบไฟฟ้าโดยรวมที่สุดเนื่องจากปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่อินเวอร์เตอร์ต้องการและผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบที่ต่ำกว่าการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Fixed-Q และ Fixed-PF แสดงดังรูปที่ 4.12 และรูปที่ 4.13

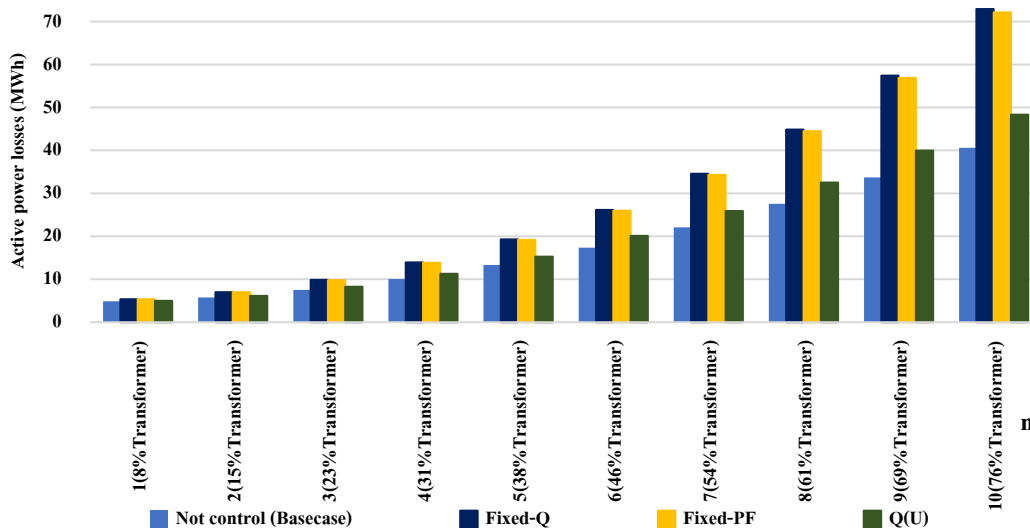
ผลกระทบของการคุมแรงดันด้วยวิธี Q(U) ต่อความสามารถในการรับโหลดของสายจำหน่าย โดยพิจารณาระบบไฟฟ้าที่ใช้ทดสอบเป็นแบบเรเดียล พบว่าสามารถเพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Install Capacity) ให้มากกว่าความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงของโหลดสูงสุด ( $P_{Load}$ ) ได้ถึง 4 เท่า ซึ่งหมายความว่าสามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวได้ร้อยละ 31 ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย โดยที่ผู้ดูแลโครงข่ายไฟฟ้าไม่ต้องทำการปรับปรุงระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัว ดังรูปที่ 4.14

The maximum reactive power is supported by the distribution grid



รูปที่ 4.12 เปรียบเทียบปริมาณกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟรวมของระบบ เมื่อคุมแรงดันเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธี Fixed-PF Fixed-Q และ Q(U)

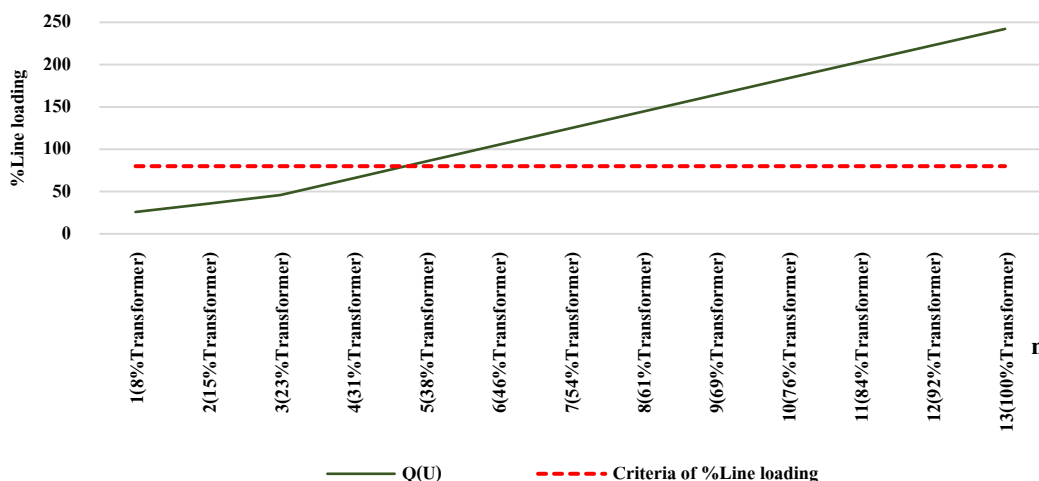
The total system losses (MWh)



รูปที่ 4.13 เปรียบเทียบกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบ เมื่อคุมแรงดันเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยวิธี Fixed-PF Fixed-Q และ Q(U)



**The maximum line loading of the worst distribution line  
in case Q(U) method**



รูปที่ 4.14 ความสามารถในการรองรับโหลดของสายจำหน่ายเส้นที่รับโหลดมากที่สุด เมื่อคุมแรงดันด้วยวิธี Q(U)

#### 4.6 สรุป

ระบบจำหน่ายที่มีระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัว ที่ไม่มีการควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อจะส่งผลกระทบต่อปัญหาด้านแรงดัน ส่งผลให้ผู้ดูแลระบบจำเป็นต้องจำกัดปริมาณการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า การควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อโดยใช้ความสามารถในการชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสำหรับอินเวอร์เตอร์ สามารถลดผลกระทบต่อแรงดัน ทำให้ระบบจำหน่ายสามารถรองรับการเพิ่มขึ้นของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวได้ โดยผู้ดูแลระบบไม่ต้องทำการปรับปรุงระบบจำหน่าย แต่การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อโดยใช้ความสามารถในการชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสำหรับอินเวอร์เตอร์นั้น จะส่งผลต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบ เนื่องจากจำเป็นต้องดึงกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจากระบบ เพื่อช่วยควบคุมแรงดัน อย่างไรก็ตาม การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Q(U) นั้น เป็นวิธีที่เหมาะสมกว่าการคุมแรงดันด้วยวิธี Fixed-Q และ Fixed-PF เนื่องจากจะมีปริมาณการชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ต่ำกว่าทั้ง 2 วิธี โดยที่ยังสามารถควบคุมแรงดันได้ตามมาตรฐาน ทำให้ปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบยังต่ำกว่า วิธีการคุมแรงดันด้วยวิธี Q(U) นี้สามารถควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อได้อย่างมีประสิทธิภาพ เนื่องจากไม่เกิดปัญหาแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ไม่ว่าจะเพิ่มกำลังการผลิตแต่ละจุดติดตั้งให้มากกว่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดของโหลดเท่าใดก็ตาม แต่หากพิจารณาขีดความสามารถในการรับโหลดของสายจำหน่ายร่วมกับการควบคุมแรงดัน จะสามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวได้มากกว่าปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดของโหลดถึง 4 เท่า โดยไม่ส่งผลกระทบต่อปัญหาด้านแรงดันที่จุดเชื่อมต่อและไม่ต้องปรับปรุงระบบไฟฟ้า

## บทที่ 5

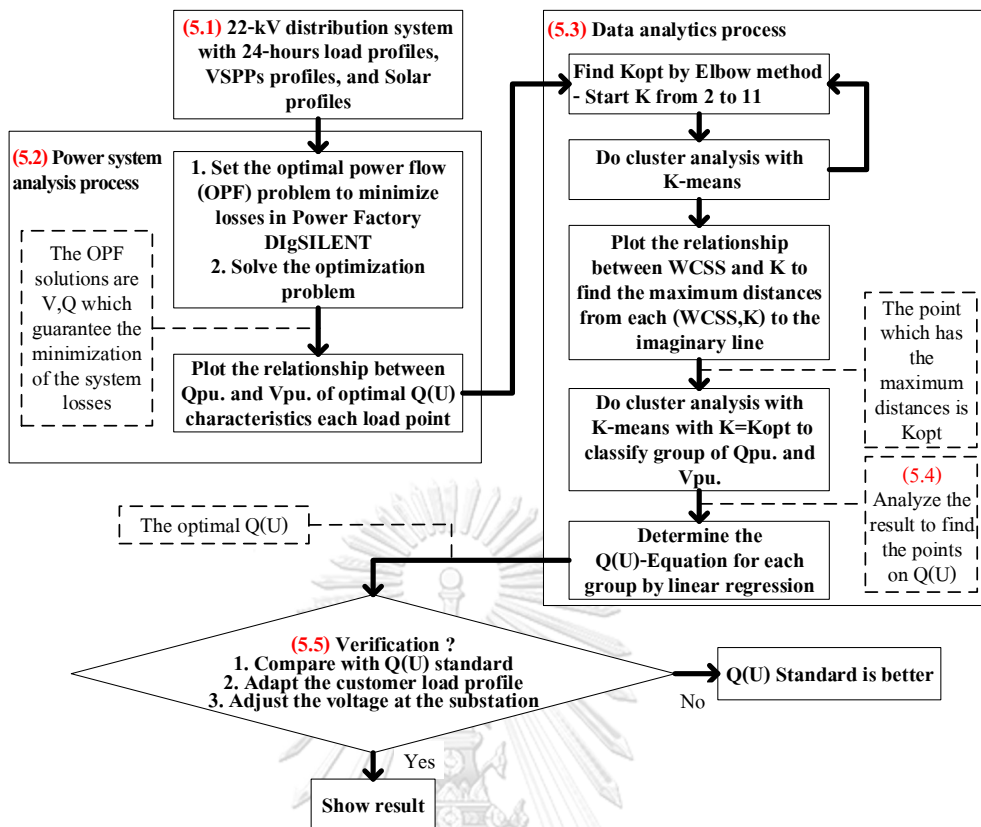
การหากราฟคุณลักษณะ Q(U) โดยประยุกต์ใช้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด  
ร่วมกับเทคนิคการจำแนกกลุ่ม

เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึงการนำองค์ความรู้เกี่ยวกับปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด และการวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติมาประยุกต์ใช้เพื่อกำหนดกราฟคุณลักษณะ Q(U) โดยจะแสดงวิธีคำนวณแต่ละขั้นตอนอย่างละเอียด

### 5.1 การกำหนดปัญหา

ระบบไฟฟ้าจริงของสถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี 2 วงจรที่ 7 ในบทที่ 4 สามารถรองรับปริมาณผู้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้เพียง 80% ของจำนวนผู้ใช้ไฟในระบบ และต้องควบคุมขีดจำกัดของกำลังการผลิตต่อหลังคาของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ไว้ที่ 15% ของพื้นที่หม้อแปลงจำหน่าย หากมีผู้ใช้ไฟฟ้าติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ทุกจุดโหลดการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Q(U) ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018 เป็นวิธีที่เหมาะสมกว่าการคุมแรงดันด้วยวิธี Fixed-Q และ Fixed-PF เนื่องจากมีปริมาณการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่และปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบต่ำกว่า โดยที่ยังสามารถควบคุมแรงดันได้ตามมาตรฐาน อย่างไรก็ตามการควบคุมแรงดันด้วยวิธี Q(U) นั้น ต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเพื่อช่วยลดผลกระทบด้านแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ซึ่งส่งผลต่อปริมาณกำลังสูญเสียรวมในระบบไฟฟ้า ดังนั้น การหาปริมาณกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุดในแต่ละจุดติดตั้ง ด้วยวิธีการวิเคราะห์ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุดจะทำให้สามารถลดปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบได้ และยังช่วยลดขนาดของอินเวอร์เตอร์สำหรับบางจุดติดตั้งได้ด้วย

ดังนั้น ขั้นตอนการหากราฟคุณลักษณะ Q(U) สำหรับอินเวอร์เตอร์ เพื่อให้ทำให้แรงดันแต่ละจุดติดตั้งยังอยู่ในเกณฑ์ตามข้อกำหนด และส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบต่ำที่สุดสามารถอธิบายเป็นขั้นตอนได้ดังรูปที่ 5.1



รูปที่ 5.1 ขั้นตอนการหารกราฟคุณลักษณะ Q(U) สำหรับอินเวอร์เตอร์

โดยการหารกราฟคุณลักษณะ Q(U) สำหรับอินเวอร์เตอร์ จะใช้แบบจำลองของระบบไฟฟ้าในหัวข้อที่ 4.1 โดยศึกษาจากระบบไฟฟ้าจริงของสถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี 2 วงจรที่ 7 กำหนดให้มีระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ถูกติดตั้งกับให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 103 ราย โดยติดตั้งเป็น 2 เท่าของความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงของโหลดสูงสุด ( $P_{Load,i}$ ) ดังสมการที่ (5.1) ซึ่งจะทำให้มีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เหลือใช้จ่ายเข้าระบบไฟฟ้า

$$\text{Install Cap. (kW)} = 2 \times P_{Load,i} \tag{5.1}$$

การกำหนดระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งเป็น 2 เท่าของความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงของโหลดสูงสุด ( $P_{Load,i}$ ) นั้น จะทำให้ร้อยละของการใช้ประโยชน์ต่อพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย (%Utilization of distribution transformer, %UOT) เป็น 15 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งจะสอดคล้องกับระเบียบ กพท. ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 [7] ได้กำหนดปริมาณกำลังการผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในหน่วย kW ของผู้เชื่อมต่อทุกราย ที่เชื่อมต่อในหม้อแปลงจำหน่ายถูกเดียวกัน ต้องไม่เกินร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่ายในหน่วย kVA

## 5.2 การประยุกต์ใช้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด

ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด คำตอบที่ได้คือค่าแรงดันแต่ละบัสที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบต่ำที่สุด และค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ กำหนดสมการจุดประสงค์เป็นดังสมการที่ (5.2)

$$P_{Loss} = \sum_{\substack{i,j=1 \\ i \neq j}}^N G_{ij} [V_i^2 - 2V_i V_j + V_j^2] \quad (5.2)$$

โดย  $G_{ij}$  คือ ค่าความนำของสายจำหน่ายระหว่างบัสเริ่มต้นถึงบัสสุดท้าย

$V_i, V_j$  คือ ขนาดของแรงดันบัส

$N$  คือ จำนวนของสายจำหน่ายในระบบไฟฟ้า

สมการเงื่อนไขบังคับ (Equality constraint) เป็นสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า (Load flow equations) ดังสมการที่ (5.3) และ (5.4)

$$P_{PVi} - P_{Li} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) = 0 \quad (5.3)$$

$$Q_{PVi} - Q_{Li} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) = 0 \quad (5.4)$$

โดยที่  $P_{PVi}, Q_{PVi}$  คือ กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ บัสที่  $i$

$P_{Li}, Q_{Li}$  คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงและความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโหลด บัสที่  $i$

$V_i, V_j$  คือ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าของบัสที่  $i$  และ  $j$

$G_{ij}, B_{ij}$  คือ ค่าพารามิเตอร์ของสายรวมหม้อแปลงจำหน่าย

$\delta_{ij}$  คือ มุมของแรงดันระหว่างบัสที่  $i$  และ  $j$

อสมสมการเงื่อนไขบังคับ (Inequality constraint) กำหนดขอบเขตได้ดังนี้

**ขอบเขตของแรงดัน** ระบบไฟฟ้าต้องสามารถรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในช่วง  $0.95 - 1.05 pu.$  ได้ตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า [7] ดังอสมการเงื่อนไขบังคับที่ (5.5)

$$0.95 pu. \leq V_i \leq 1.05 pu. \quad (5.5)$$

โดยที่  $V_i$  คือ แรงดันที่จุดเชื่อมต่อที่มีโหลดและระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งอยู่ บัสที่  $i$

**ขอบเขตของกำลังไฟฟารีแอกทีฟเพื่อช่วยรักษาระดับแรงดัน** สำหรับขีดจำกัดของกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่อินเวอร์เตอร์แต่ละจุดติดตั้งสามารถรับหรือจ่ายได้นั้น ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018 ได้กำหนดขั้นต่ำของกำลังไฟฟารีแอกทีฟสำหรับอินเวอร์เตอร์ชนิด B (Smart inverter) ไว้ที่ 44 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดอินเวอร์เตอร์ในหน่วย kVA และกำหนดให้ขนาดของอินเวอร์เตอร์ (Inverter Rating, kVA) เป็น 110% ของกำลังการผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละจุดติดตั้ง ดังนั้นสามารถกำหนดอสมการเงื่อนไขบังคับได้ดังสมการที่ (5.6)

$$-0.44S_{N,i} \leq Q_{PVi} \leq +0.44S_{N,i} \quad (5.6)$$

โดยที่  $S_{N,i}$  คือ พิกัดของอินเวอร์เตอร์ในหน่วย kVA ที่ติดตั้งอยู่ บัสที่  $i$

$$\text{และ } S_{N,i} = 1.1 \times 2 \times P_{Load,i}$$

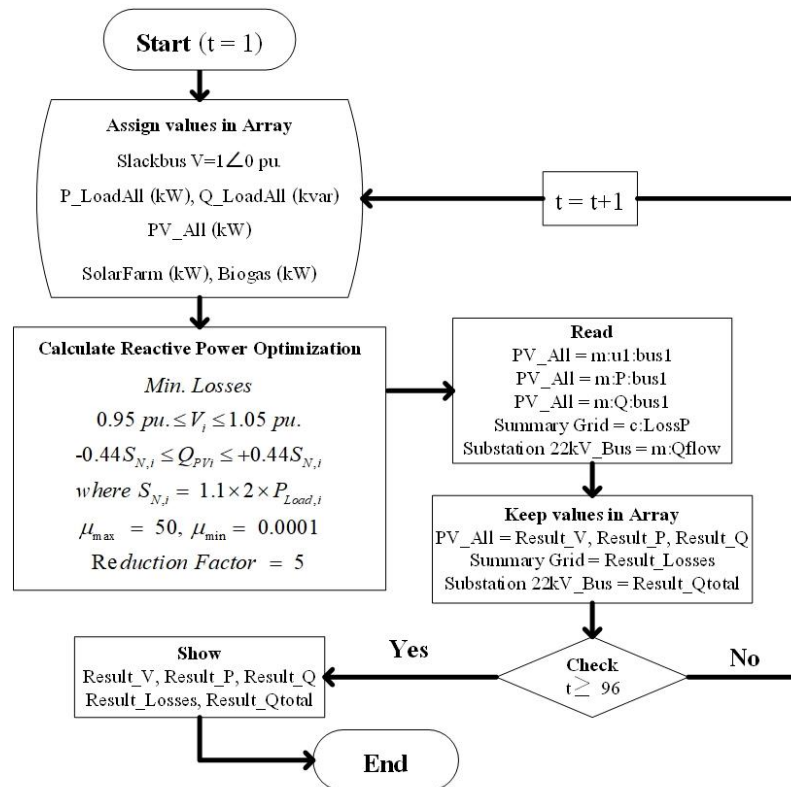
**ขอบเขตการทำงานอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า** อสมการเงื่อนไขบังคับสำหรับอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า ได้แก่ อสมการสำหรับคาปาซิเตอร์ และอสมการสำหรับปรับแก้หม้อแปลงไฟฟ้า วิทยานิพนธ์นี้ต้องการลดการทำงานของอุปกรณ์ที่ผู้ดูแลโครงข่ายต้องลงทุนติดตั้งในระบบไฟฟ้าเพื่อยืดอายุการใช้งานของอุปกรณ์ดังกล่าว รวมทั้งเป็นการศึกษาที่นำระบบไฟฟ้ามาเพียง 1 วงจร ผลคำตอบเนื่องมาจากการปรับแก้หม้อแปลงจำหน่ายที่สถานีไฟฟ้า อาจไม่สมเหตุผลเนื่องมาจากหม้อแปลงที่สถานีไฟฟ้าของระบบนี้ควบคุม 10 วงจร ดังนั้น จึงไม่พิจารณาผลของอสมการสำหรับคาปาซิเตอร์และอสมการสำหรับปรับแก้หม้อแปลงไฟฟ้าสำหรับปัญหาการไหลของกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด

คำตอบของปัญหาการไหลของกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด  $x_{opt}^*$  จะเป็นแรงดันแต่ละบัสที่ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบต่ำที่สุดดังสมการที่ (5.7)

$$x_{opt}^* = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_{103} \end{bmatrix} \quad (5.7)$$

โดยที่  $V_1, V_2, \dots, V_{103}$  คือ แรงดันที่จุดเชื่อมต่อดังจุดที่ 1 ถึง 103 ที่มีโหลดและระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งอยู่

การแก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุดด้วยโปรแกรม Power Factory DlgSILENT จะสามารถคำนวณได้เพียง 1 จุดเวลา แต่การศึกษานี้เป็นการศึกษาโดยใช้ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าและการใช้ไฟรายวันสุทธิราย 15 นาที ดังนั้นจึงจำเป็นต้องเขียนคำสั่งสำหรับการคำนวณในหนึ่งวันด้วย DlgSILENT Programming Language (DPL) แสดง Flow Chart สำหรับเขียนคำสั่งเพื่อคำนวณ Optimal Power Flow ด้วยโปรแกรม Power Factory DlgSILENT ได้ดังรูปที่ 5.2

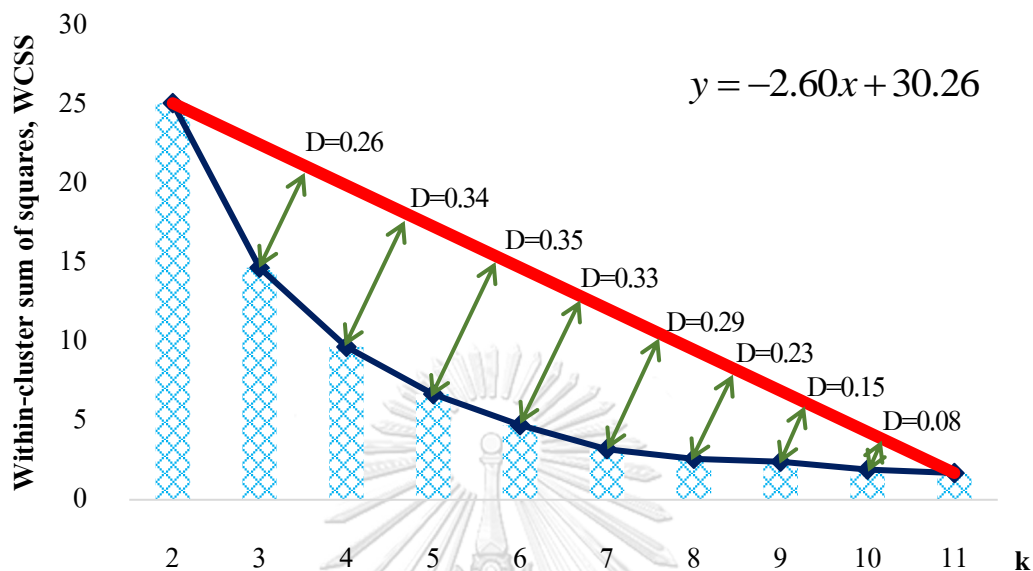


รูปที่ 5.2 Flow Chart สำหรับเขียนคำสั่งเพื่อคำนวณ Optimal Power Flow  
ด้วยโปรแกรม Power Factory DigSILENT

### 5.3 การจำแนกกลุ่มด้วยวิธีเคมินและหาจำนวนกลุ่มที่เหมาะสมด้วยวิธี Elbow

จากปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุดจะได้ค่าที่ดีที่สุดที่แท้จริง (Global optimum) เป็นค่าแรงดันที่จุดเชื่อมต่อซึ่งทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบต่ำที่สุดและค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ จากนั้นนำผลลัพธ์มาหาจำนวนกลุ่มที่เหมาะสม (Optimal cluster number,  $k_{opt}$ ) ด้วยวิธี Elbow สามารถเขียนความสัมพันธ์ของจำนวนกลุ่ม ( $k$ ) กับค่าผลรวมกำลังสองของระยะห่างระหว่างข้อมูลกับจุดกึ่งกลาง (Within-cluster sum of squares, WCSS) ได้ดังรูปที่ 5.3

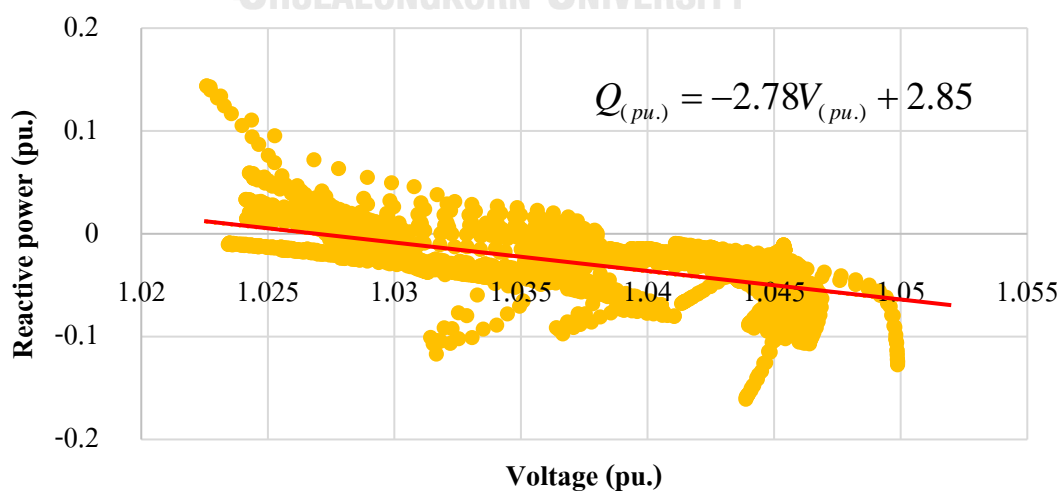
Using the elbow method to determine the optimal number of clusters for  
k-means clustering



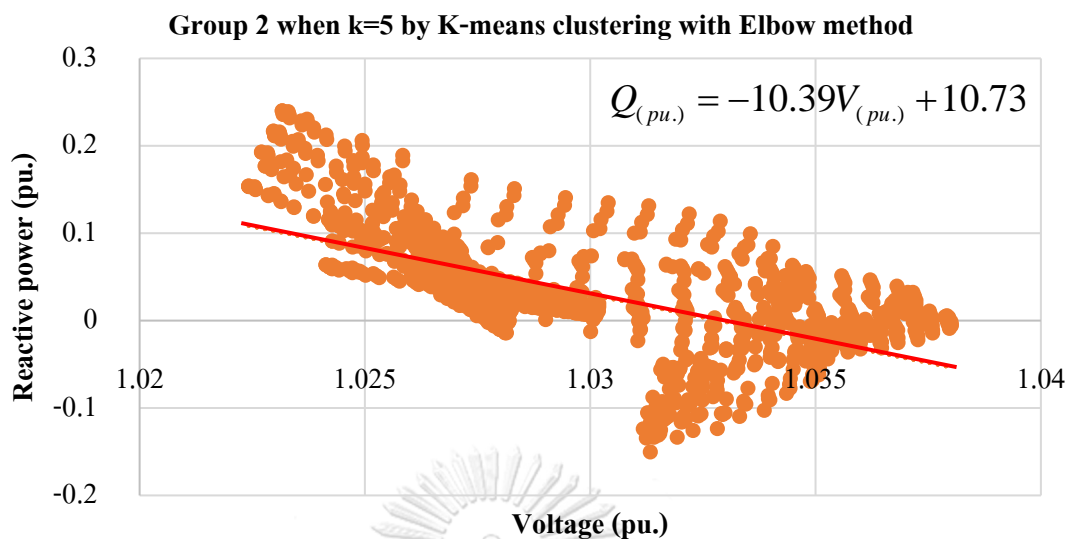
รูปที่ 5.3 ความสัมพันธ์ระหว่าง k กับ WCSS

จากรูปที่ 5.3 ความสัมพันธ์ระหว่าง k กับ WCSS พบว่าเมื่อหาระยะจากจุดบนเส้นโค้งตั้งฉากกับเส้นตรง  $y = -2.60x + 30.26$  จะได้ระยะห่างมากที่สุดเป็น 0.35 ซึ่งตรงกับ k เท่ากับ 5 ดังนั้น k ที่เหมาะสมสำหรับปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุดนี้ จะได้  $k_{opt} = 5$  หรือจำนวนกลุ่มที่เหมาะสมเป็น 5 กลุ่ม ทำการจำแนกกลุ่มด้วยวิธีเคมีนเมื่อ k เป็น 5 สามารถเขียนแผนภาพการกระจายของแต่ละกลุ่มได้ดังรูปที่ 5.4 ถึงรูปที่ 5.8

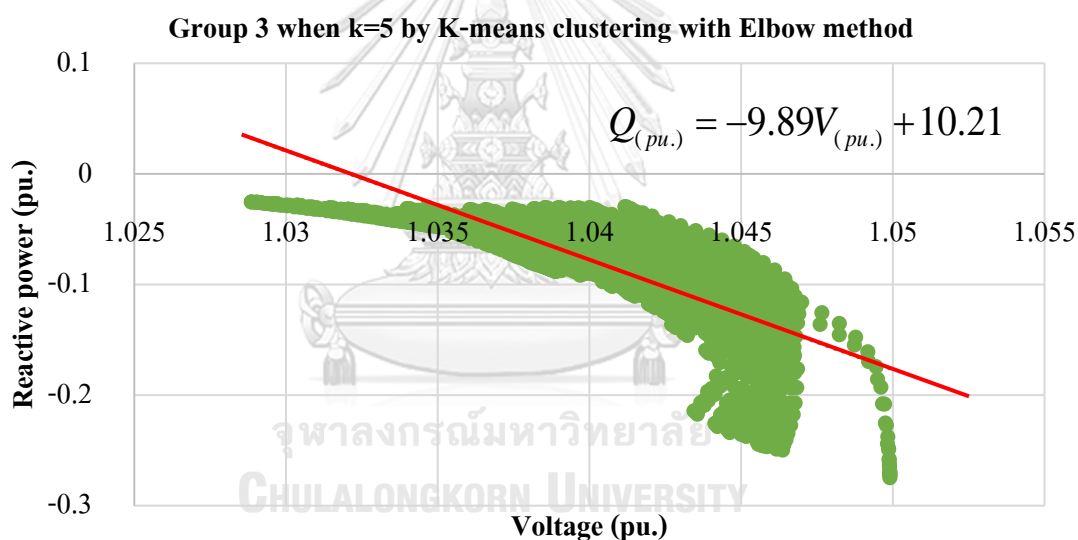
Group 1 when k=5 by K-means clustering with Elbow method



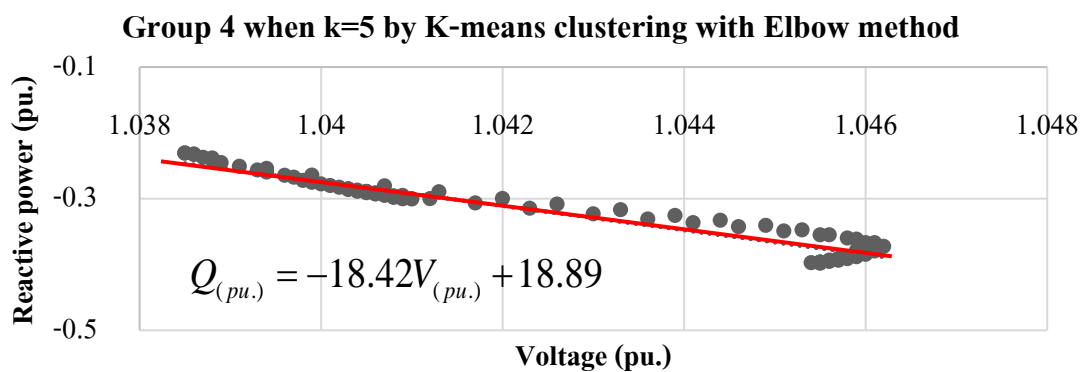
รูปที่ 5.4 แผนภาพการกระจายของกลุ่มที่ 1 ของ Q(U) ที่เหมาะสม เมื่อ k เป็น 5



รูปที่ 5.5 แผนภาพการกระจายของข้อมูลที่กลุ่มที่ 2 ของ Q(U) ที่เหมาะสม เมื่อ k เป็น 5

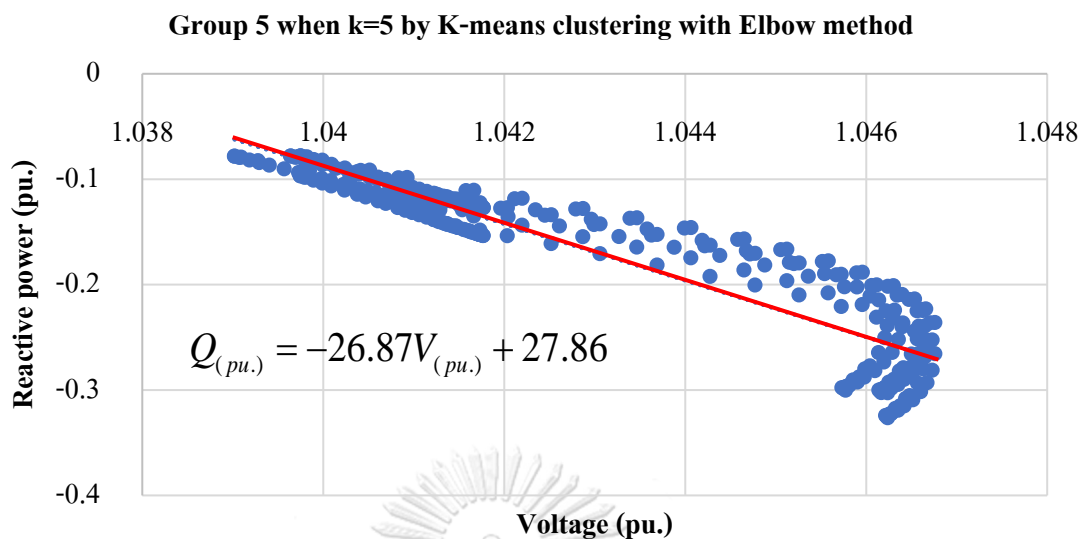


รูปที่ 5.6 แผนภาพการกระจายของข้อมูลที่กลุ่มที่ 3 ของ Q(U) ที่เหมาะสม เมื่อ k เป็น 5



รูปที่ 5.7 แผนภาพการกระจายของข้อมูลที่กลุ่มที่ 4 ของ Q(U) ที่เหมาะสม เมื่อ k เป็น 5





รูปที่ 5.8 แผนภาพการกระจายของกลุ่มที่ 5 ของ  $Q(U)$  ที่เหมาะสม เมื่อ  $k$  เป็น 5

#### 5.4 การหาจุดแรงดันบนกราฟคุณลักษณะ $Q(U)$

จากรูปที่ 5.4 และ รูปที่ 5.5 พบว่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟมีค่าทั้งบวกและลบนั้นหมายความว่า อินเวอร์เตอร์จะมีทั้งการรับและการจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเพื่อช่วยรักษาระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ หากพิจารณาจากสมการแสดงความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันกับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจะเห็นว่าไม่มีช่วงของแรงดันที่ทำให้ อินเวอร์เตอร์ไม่รับและไม่จ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ ดังนั้น สำหรับกลุ่มที่ 1 และ 2 การหากราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  สำหรับอินเวอร์เตอร์ จะไม่มีช่วง Deadband กล่าวคือจุดตัดบนแกนแรงดัน ( $V$ -intercept) จะเป็นค่าของจุดแรงดัน  $V_2$  และ  $V_3$  บนระนาบ  $Q(V)$  นั้นเอง สำหรับหาจุดแรงดัน  $V_1$  และ  $V_4$  บนระนาบ  $Q(V)$  สามารถหาได้โดยนำสมการความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันกับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ มาเขียนใหม่ให้อยู่ในรูปของ  $V$  โดยทำการหาค่าสูงที่สุดของค่าสัมบูรณ์ของกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟในกลุ่มเพื่อไปแทนสมการเส้นตรงเพื่อหาจุดแรงดัน  $V_1$  และ  $V_4$  บนระนาบ  $Q(V)$  ต่อไปตามสมการที่ (5.8) และ (5.9)

$$V_1 = V(Q) \Big|_{Q=\max[abs(Q_{pu.,\max}, Q_{pu.,\min})]} \quad (5.8)$$

$$V_4 = V(Q) \Big|_{Q=-\max[abs(Q_{pu.,\max}, Q_{pu.,\min})]} \quad (5.9)$$

จากรูปที่ 5.6 ถึงรูปที่ 5.8 พบว่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟมีเฉพาะค่าลบเท่านั้น ซึ่งหมายความว่า อินเวอร์เตอร์จะรับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเพื่อช่วยรักษาระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ หากพิจารณาจากสมการแสดงความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันกับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจะสามารถหาจุดตัดบนแกนแรงดัน ( $V$ -intercept) เพื่อกำหนดช่วง Deadband ได้ ซึ่งจุดแรงดัน  $V_3$  นั้นเป็นจุดตัดบนแกนแรงดัน สำหรับจุดแรงดัน  $V_4$  หาได้โดยการนำสมการความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันกับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ มาเขียนใหม่ให้อยู่ในรูปของ  $V(Q)$  หลังจาก

นั่นทำการหาค่าต่ำที่สุดของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในกลุ่มเพื่อนำไปแทนสมการเส้นตรงเพื่อหาจุดแรงดัน  $V_4$  บนระนาบ  $Q(V)$  ตามสมการที่ (5.10)

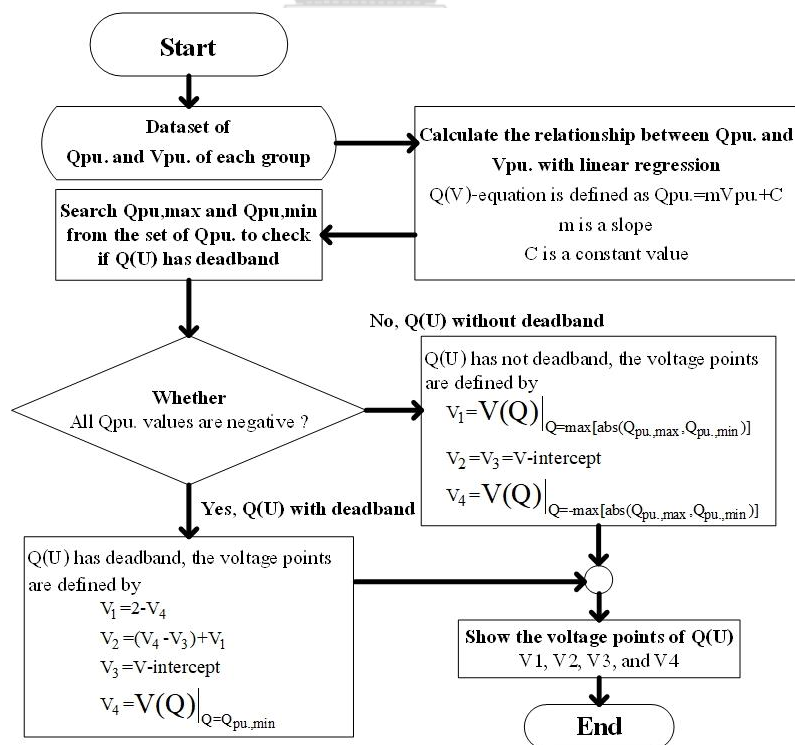
$$V_4 = V(Q) \Big|_{Q=Q_{pu.,min}} \quad (5.10)$$

สำหรับช่วงที่อินเวอร์เตอร์จ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเพื่อช่วยรักษาระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อเนื่องจากเกิดปัญหาแรงดันตก เหตุการณ์นี้จะไม่เกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวในทุกจุดโหลด ดังนั้นการกำหนดกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  สำหรับช่วงที่อินเวอร์เตอร์จ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจะอาศัยความสมมาตรของกราฟโดยใช้ความสัมพันธ์ของจุดแรงดันต่าง ๆ บนระนาบ  $Q(V)$  ตามสมการที่ (5.11) และสมการที่ (5.12)

$$V_1 = 2 - V_4 \quad (5.11)$$

$$V_2 = (V_4 - V_3) + V_1 \quad (5.12)$$

จากวิธีการในการหาจุดของแรงดันบนกราฟคุณลักษณะกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟกับแรงดันเป็นขั้นตอนซึ่งผ่านกระบวนการหาความสัมพันธ์เชิงเส้นระหว่างกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟกับแรงดันมาเรียบร้อยแล้ว และนำผลลัพธ์ที่ได้มาวิเคราะห์เพื่อหาจุดต่าง ๆ บนระนาบ  $Q(V)$  สามารถอธิบายขั้นตอนสำหรับการหาจุดแรงดันบนระนาบ  $Q(V)$  ได้ดังรูปที่ 5.9



รูปที่ 5.9 ขั้นตอนสำหรับการหาจุดแรงดันบนระนาบ  $Q(V)$

## 5.5 การทดสอบเพื่อยืนยันผลลัพธ์

การทดสอบเพื่อยืนยันผลลัพธ์เป็นการนำกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่เหมาะสมมาใช้เพื่อคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัว โดยแบ่งการทดสอบเป็น 3 การทดสอบ ได้แก่ การเปรียบเทียบการใช้งานกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสมกับกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018 การทดสอบผลของการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในเวลากลางวันของผู้ใช้ไฟฟ้าและการทดสอบผลของการปรับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าต้นทาง โดยการทดสอบทั้งหมดจะกำหนดให้มีระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ถูกติดตั้งกับให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 103 ราย โดยติดตั้งเป็น 2 เท่าของความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงของโหลดสูงสุด

### 5.5.1 เกณฑ์ประเมินผลทดสอบ

การประเมินผลทดสอบจะยังคงใช้เกณฑ์ด้านการคุมระดับแรงดัน พิจารณาปริมาณการรับกำลังไฟฟ้าวารีแอกทีฟเพื่อช่วยลดปัญหาแรงดันเกินที่จุดเชื่อมต่อ และกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบตามหัวข้อที่ 4.4

- การคุมระดับแรงดัน กล่าวคือ จุดที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ต้องสามารถคุมแรงดันให้อยู่ในช่วง 0.95 – 1.05 pu. จะใช้ประเมินผลทดสอบสำหรับการทดสอบ
- ปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้าวารีแอกทีฟ กล่าวคือ พิจารณาปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้าวารีแอกทีฟของระบบในหนึ่งวัน ที่ต้องจ่ายให้อินเวอร์เตอร์ในแต่ละวิธีเพื่อช่วยคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ใช้ประเมินผลทดสอบสำหรับการเปรียบเทียบการใช้งานกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสมกับกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018 เท่านั้น
- ปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ กล่าวคือ พิจารณาปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบในหนึ่งวัน เนื่องจากการชดเชยกำลังไฟฟ้าวารีแอกทีฟของแต่ละอินเวอร์เตอร์จะส่งผลต่อแรงดันที่จุดเชื่อมต่อที่เปลี่ยนไป ใช้ประเมินผลทดสอบสำหรับการเปรียบเทียบการใช้งานกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสมกับกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018 เท่านั้น

### 5.5.2 การเปรียบเทียบการใช้งานกราฟคุณลักษณะ $Q(U)$ ที่เหมาะสมกับกราฟคุณลักษณะ $Q(U)$ ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018

การทดสอบนี้เป็นการเปรียบเทียบความสามารถในการใช้งานกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสมกับกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018 ที่ได้เคยกล่าวไว้ในหัวข้อที่ 4.2.3

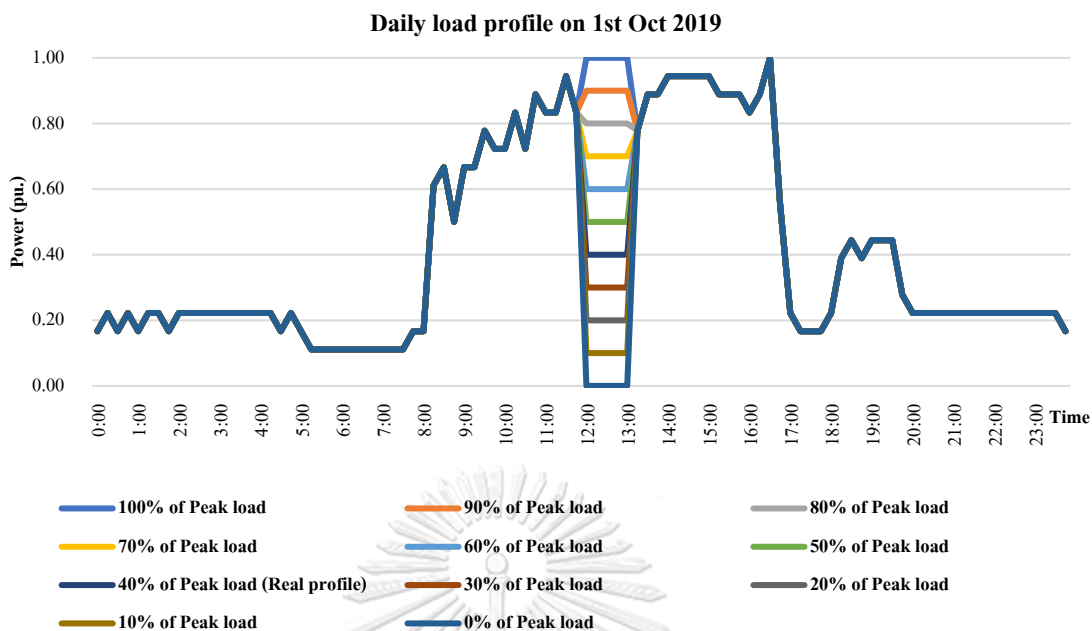
วัตถุประสงค์ของการทดสอบนี้ เพื่อแสดงให้เห็นว่ากราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสมนั้น นอกจากจะทำให้ระบบไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวสามารถติดตั้งได้ทุกจุดโหลดโดยไม่ส่งผลกระทบต่อแรงดันที่จุดเชื่อมต่อแล้ว ยังเป็นการลดกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟและกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบในภาพรวมได้

### 5.5.3 การเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในเวลากลางวันของผู้ใช้ไฟฟ้า

การทดสอบนี้เป็นการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัว โดยใช้โหลทรายวันสุทธิของผู้ใช้ไฟฟ้ายี่รายหนึ่งที่เชื่อมโยงอยู่ในระบบทดสอบมาเป็นพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าตัวอย่างสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ายี่รายอื่นในระบบทดสอบ เก็บข้อมูลราย 15 นาที ณ วันที่ 1 ตุลาคม 2562 โหลทรายวันสุทธิของผู้ใช้ไฟฟ้ายี่รายนี้มีความน่าสนใจเนื่องจากในเวลา 12.00 – 13.00 น. มีการลดการใช้กำลังไฟฟ้าเหลืออยู่ที่ 40% ของกำลังไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งตรงกันข้ามกับในช่วงเวลาดังกล่าวเป็นช่วงเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังการผลิตไฟฟ้าสูง

วัตถุประสงค์ของการทดสอบผลของการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในเวลากลางวันของผู้ใช้ไฟฟ้า เพื่อทดสอบว่าการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธีการคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสมนั้น จะยังสามารถช่วยรักษาระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อให้อยู่ในเกณฑ์ 0.95 – 1.05 pu. ได้อย่างไรเมื่อมีการลดการใช้กำลังไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังการผลิตไฟฟ้าสูง

เพื่อศึกษาผลของการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในเวลากลางวันของผู้ใช้ไฟฟ้าจากพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าตัวอย่าง การศึกษาจะทำการปรับลดการใช้กำลังไฟฟ้าในช่วงเวลา 12.00 – 13.00 น. ทุก ๆ 10% ของกำลังไฟฟ้าสูงสุด และการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์จะยังคงใช้กราฟคุณลักษณะกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟกับแรงดันอย่างเหมาะสมที่สุดด้วยวิธีการวิเคราะห์กลุ่มแบบเคมีน แสดงข้อมูลการใช้ไฟฟ้ายี่รายวันสุทธิของพฤติกรรมตัวอย่างในหน่วย pu. ดังรูปที่ 5.10



รูปที่ 5.10 ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าราย 15 นาทีใน 1 วันของพฤติกรรมตัวอย่าง

#### 5.5.4 การปรับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าต้นทาง

การทดสอบนี้เป็นปรับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าต้นทาง ซึ่งเปรียบเสมือนการคุมแรงดันของระบบไฟฟ้าในภาพรวมทั้งระบบโดยใช้หม้อแปลงที่สถานีไฟฟ้า ระบบไฟฟ้าที่ใช้ทดสอบมีหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 50 MVA 1 ลูก ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าต้นทางใช้สำหรับระบบจำหน่ายในพื้นที่ทั้งสิ้น 10 วงจร และกำหนดแท็บแยก (Tapping range) ไว้เป็น  $\pm 2 \times 2.5\%$  แท็บกลาง คือ แท็บที่ 9 แท็บต่ำที่สุด คือ แท็บที่ 1 และแท็บสูงที่สุด คือ แท็บที่ 17

วัตถุประสงค์ของการทดสอบผลของการปรับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าต้นทาง เพื่อทดสอบว่าต้องคุมแรงดันไฟฟ้าในภาพรวมของระบบไฟฟ้าด้วยการคุมแรงดันที่สถานีไฟฟ้าอย่างไร เมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบทั้งหมดติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวและคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธีการพคุมลักษณะ Q(U) ที่เหมาะสม

เพื่อศึกษาผลของการปรับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าต้นทาง การศึกษาจะทำการปรับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าโดยเพิ่มแรงดันทุก ๆ 10% ตั้งแต่ 0.95 – 1.05 pu. และผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวทำการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธีการพคุมลักษณะ Q(U) ที่เหมาะสม โดยผู้ใช้ไฟฟ้ามีพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าตามโหลทรายวันสุทธิของของสายป้อยวงจรที่ 7 ซึ่งมีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเป็น 2.92 MW ที่เวลา 14.30 น. และโหลทรายวันสุทธิมีลักษณะตามหัวข้อที่ 4.1.3

## 5.6 สรุป

การหากราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสมสำหรับผู้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัว เพื่อให้ไม่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าในภาพรวม สามารถทำได้โดยประยุกต์ใช้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด ร่วมกับเทคนิคการวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติ เพื่อที่จะได้กราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสมในแต่ละกลุ่ม โดยในส่วนของกรวิเคราะห์ด้านระบบไฟฟ้ากำลังหากผู้ดูแลโครงข่ายต้องยึดอายุการใช้งานของอุปกรณ์ได้แก่ คาปาซิเตอร์ และปรับแก้หม้อแปลง จะทำให้ขอบเขตของอสมการเงื่อนไขบังคับที่ใช้แก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุดเหลือเพียงขอบเขตของแรงดัน ซึ่งจะขึ้นอยู่กับข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และขอบเขตของกำลังไฟฟารีแอกทีฟเพื่อช่วยรักษาระดับแรงดัน ซึ่งจะขึ้นอยู่กับกรพิจารณาการเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์เพื่อชดเชยกำลังไฟฟารีแอกทีฟ สำหรับวิทยานิพนธ์นี้จะอ้างอิงมาตรฐาน IEEE 1547-2018 ซึ่งกำหนดขั้นต่ำของกำลังไฟฟารีแอกทีฟสำหรับอินเวอร์เตอร์ชนิด B ไร่ที่ 44 เปอร์เซนต์ของพิกัดอินเวอร์เตอร์ในหน่วย kVA ทำให้กำหนดขนาดของอินเวอร์เตอร์ (Inverter Rating, kVA) เป็น 110% ของกำลังการผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละจุดติดตั้ง ในส่วนของกรวิเคราะห์ข้อมูลด้วยเครื่องมือทางสถิติทำเพื่อจำแนกกลุ่มของเขตคำตอบของปัญหาการไหลของกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด และใช้วิธีความถดถอยเชิงเส้นเพื่อประมาณสมการของกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  สำหรับอินเวอร์เตอร์ในแต่ละกลุ่มเนื่องมาจากกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  สำหรับอินเวอร์เตอร์นั้นมีลักษณะเป็นสมการเส้นตรงแยกช่วง

สำหรับการทดสอบเพื่อยืนยันผลลัพธ์จะเป็นการนำกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่เหมาะสมมาใช้เพื่อคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ โดยแบ่งการทดสอบเป็น 3 การทดสอบ ได้แก่ การเปรียบเทียบการใช้งานกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสมกับกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018 เพื่อยืนยันว่ากราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสมนั้นมีประสิทธิภาพในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อได้ดีกว่ากราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018 การทดสอบผลของการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในเวลากลางวันของผู้ใช้ไฟฟ้า เพื่อดูประสิทธิภาพในการคุมแรงดันเมื่อโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าเปลี่ยนไป และการทดสอบผลของการปรับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าต้นทาง เพื่อหาว่าต้องคุมแรงดันที่สถานีไฟฟ้าอย่างไรเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบทั้งหมดติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวและคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธีกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสม

## บทที่ 6

### ผลการศึกษาและวิเคราะห์ผล

เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึงกราฟคุณลักษณะ Q(U) ที่เหมาะสมที่ได้ และผลของการทดสอบประสิทธิภาพในการใช้งาน เมื่อมีการเปรียบเทียบการใช้งานกราฟคุณลักษณะ Q(U) ที่เหมาะสมกับกราฟคุณลักษณะ Q(U) ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018 ผลของการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในเวลากลางวันของผู้ใช้ไฟฟ้าและผลของการปรับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าต้นทาง

#### 6.1 กราฟคุณลักษณะ Q(U) ที่เหมาะสม

จากขั้นตอนการหากราฟคุณลักษณะ Q(U) สำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด ร่วมกับเทคนิคการวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติ จะทำให้ได้กราฟคุณลักษณะ Q(U) ที่เหมาะสมทั้งหมดจำนวน 5 เส้น สามารถสรุปค่าสำคัญสำหรับการตั้งค่า Q(U) ของทั้ง 5 กลุ่มได้ดัง

ตารางที่ 13

ตารางที่ 13 ค่าสำคัญสำหรับการตั้งค่ากราฟคุณลักษณะ Q(U) ที่เหมาะสม

Group No.	The equation of Q for PV inverters	Slope	Q-intercept	V-intercept	Q-max (pu)	Q-min (pu)	%Drop	Voltage points on Q(U)			
								V1	V2	V3	V4
1	$Q_{(pu)} = -2.78V_{(pu)} + 2.85$	-2.78	2.85	1.03	0.14	-0.16	36.03	0.97	1.03	1.03	1.08
2	$Q_{(pu)} = -10.39V_{(pu)} + 10.73$	-10.39	10.73	1.03	0.24	-0.15	9.63	1.01	1.03	1.03	1.05
3	$Q_{(pu)} = -9.89V_{(pu)} + 10.21$	-9.89	10.21	1.03	-0.03	-0.27	10.11	0.94	0.97	1.03	1.06
4	$Q_{(pu)} = -18.42V_{(pu)} + 18.89$	-18.42	18.89	1.03	-0.23	-0.40	5.43	0.95	0.97	1.03	1.05
5	$Q_{(pu)} = -26.87V_{(pu)} + 27.86$	-26.87	27.86	1.04	-0.08	-0.33	3.72	0.95	0.96	1.04	1.05
Location of PV inverters	<p>Q(U) group 1 consist of PV02, PV07, PV11, PV12, PV13, PV14, PV15, PV16, PV17, PV18, PV20, PV21, PV22, PV23, PV32, PV33, PV34, PV37, PV38, PV42, PV44, PV45, PV56, PV63, PV68, PV78, PV81, PV83, PV88, PV92, PV94, PV96, and PV102.</p> <p>Q(U) group 2 consist of PV24, PV25, PV26, PV27, PV28, PV29, PV30, PV31, PV35, PV36, PV39, PV40, PV41, PV43, and PV46.</p> <p>Q(U) group 3 consist of PV01, PV03, PV04, PV05, PV06, PV08, PV09, PV19, PV47, PV48, PV49, PV50, PV52, PV53, PV54, PV55, PV57, PV59, PV60, PV61, PV62, PV64, PV65, PV66, PV67, PV69, PV70, PV71, PV72, PV73, PV74, PV75, PV76, PV77, PV79, PV80, PV82, PV84, PV87, PV89, PV90, PV91, PV93, PV95, PV97, PV98, PV99, PV100, PV101, and PV103.</p> <p>Q(U) group 4 consist of PV85.</p> <p>Q(U) group 5 consist of PV10, PV51, PV58, and PV86.</p>										

เมื่อนำผลลัพธ์ของกราฟคุณลักษณะ Q(U) เหมาะสมทั้ง 5 เส้น มาวิเคราะห์ข้อมูลตามหัวข้อที่ 5.4 จะสามารถเขียนเป็นสมการแยกช่วงการทำงานตามแรงดันสำหรับอินเวอร์เตอร์เพื่อช่วยชดเชยแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ สามารถเขียนได้ดังสมการที่ (6.1) ถึงสมการที่ (6.5)

$$Q_{PVi, var}^{Group1} = \begin{cases} +0.16S_{N,i} & ; V_i < 0.97 \\ -2.78S_{N,i}(V_i - 1.03) & ; 0.97 \leq V_i \leq 1.08 \\ -0.16S_{N,i} & ; V_i > 1.08 \end{cases} \quad (6.1)$$

$$Q_{PVi, var}^{Group2} = \begin{cases} +0.24S_{N,i} & ; V_i < 1.01 \\ -10.38S_{N,i}(V_i - 1.03) & ; 1.01 \leq V_i \leq 1.05 \\ -0.24S_{N,i} & ; V_i > 1.05 \end{cases} \quad (6.2)$$

$$Q_{PVi, var}^{Group3} = \begin{cases} +0.27S_{N,i} & ; V_i < 0.94 \\ -9.89S_{N,i}(V_i - 0.97) & ; 0.94 \leq V_i \leq 0.97 \\ 0 & ; 0.97 < V_i \leq 1.03 \\ -9.89S_{N,i}(V_i - 1.03) & ; 1.03 < V_i \leq 1.06 \\ -0.27S_{N,i} & ; V_i > 1.06 \end{cases} \quad (6.3)$$

$$Q_{PVi, var}^{Group4} = \begin{cases} +0.4S_{N,i} & ; V_i < 0.95 \\ -18.42S_{N,i}(V_i - 0.97) & ; 0.95 \leq V_i \leq 0.97 \\ 0 & ; 0.97 < V_i \leq 1.03 \\ -18.42S_{N,i}(V_i - 1.03) & ; 1.03 < V_i \leq 1.05 \\ -0.4S_{N,i} & ; V_i > 1.05 \end{cases} \quad (6.4)$$

$$Q_{PVi, var}^{Group5} = \begin{cases} +0.33S_{N,i} & ; V_i < 0.95 \\ -26.87S_{N,i}(V_i - 0.96) & ; 0.95 \leq V_i \leq 0.96 \\ 0 & ; 0.96 < V_i \leq 1.04 \\ -26.87S_{N,i}(V_i - 1.04) & ; 1.04 < V_i \leq 1.05 \\ -0.33S_{N,i} & ; V_i > 1.05 \end{cases} \quad (6.5)$$

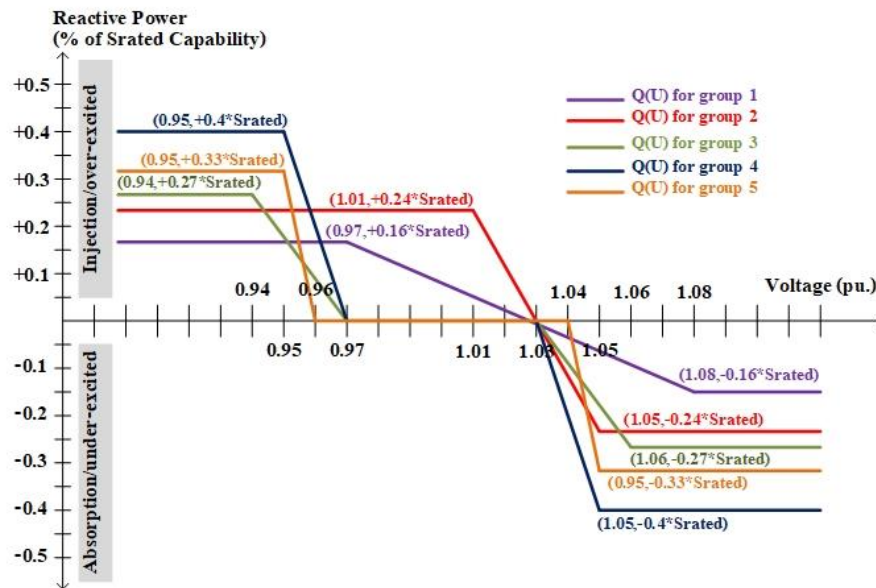
โดยที่  $V_i$  คือ แรงดันที่จุดเชื่อมต่อที่มีโหลดและระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งอยู่ บัสที่  $i$

$Q_{PVi, var}$  คือ ค่าจริงของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่อินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บัสหรือตัวที่  $i$

$S_{N,i}$  คือ พิกัดของอินเวอร์เตอร์ในหน่วย kVA ที่ติดตั้งอยู่ บัสที่  $i$

เมื่อนำสมการที่ (6.1) ถึงสมการที่ (6.5) มาเขียนกราฟโดยให้แกน X เป็นแรงดันไฟฟ้าในหน่วย pu. และแกน Y เป็นกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในหน่วย pu. จะได้กราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสมจำแนกตามกลุ่มได้ดังรูปที่ 6.1





รูปที่ 6.1 กราฟคุณลักษณะ Q(U) ที่เหมาะสม สำหรับอินเวอร์เตอร์

6.2 ผลการเปรียบเทียบการใช้งานกราฟคุณลักษณะ Q(U) ที่เหมาะสมกับกราฟคุณลักษณะ Q(U) ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018

### 6.2.1 ผลของการเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์เพื่อช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ

เนื่องจากถ้าต้องการใช้กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเพื่อชดเชยแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ การกำหนดพิกัดขนาดของอินเวอร์เตอร์จำเป็นต้องใหญ่กว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้ดังที่เคยกล่าวไว้ในหัวข้อที่ 2.3.2 ดังนั้น การเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์เพื่อช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของกราฟคุณลักษณะ Q(U) ที่เหมาะสมสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 14

ตารางที่ 14 การเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์เพื่อช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของกราฟคุณลักษณะ Q(U) ที่เหมาะสม

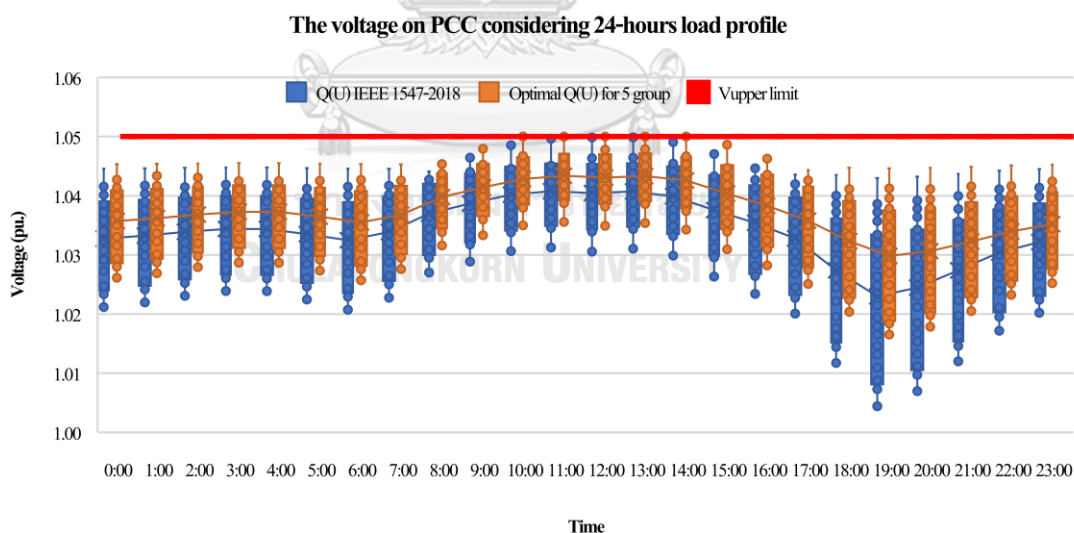
Group No.	Limitation of $Q_{\text{compensated, pu.}}$	$\sin\theta$	$\text{PF}=\cos(\sin^{-1}\theta)$	%Oversizing of inverter	Oversized factor
1	0.16	0.16	0.987	1.3%	1.013
2	0.24	0.24	0.971	2.9%	1.029
3	0.27	0.27	0.963	3.7%	1.037
4	0.40	0.40	0.917	8.3%	1.083
5	0.33	0.33	0.944	5.6%	1.056

ในส่วนของการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Q(U) ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018 ซึ่งกำหนดให้อินเวอร์เตอร์สามารถปรับ Power Factor ได้ต่ำที่สุดเป็น 0.9 ถ้าหลังถึงหน้าพิจารณาเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์เพื่อช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ จะต้องกำหนดให้ขนาดของอินเวอร์เตอร์เป็น 110% เมื่อเทียบกับกำลังการผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละจุดติดตั้ง หรือ %การเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์ (%Oversizing of inverter) เป็น 10% และตัวคูณการเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์ (Oversized factor) เป็น 1.1

ดังนั้น กราฟคุณลักษณะ Q(U) ที่เหมาะสมนั้นจะพิจารณาการเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์เพื่อช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟน้อยกว่ากราฟคุณลักษณะ Q(U) ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018 ส่งผลให้สามารถช่วยลดต้นทุนในการติดตั้งอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้

## 6.2.2 ความสามารถในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ

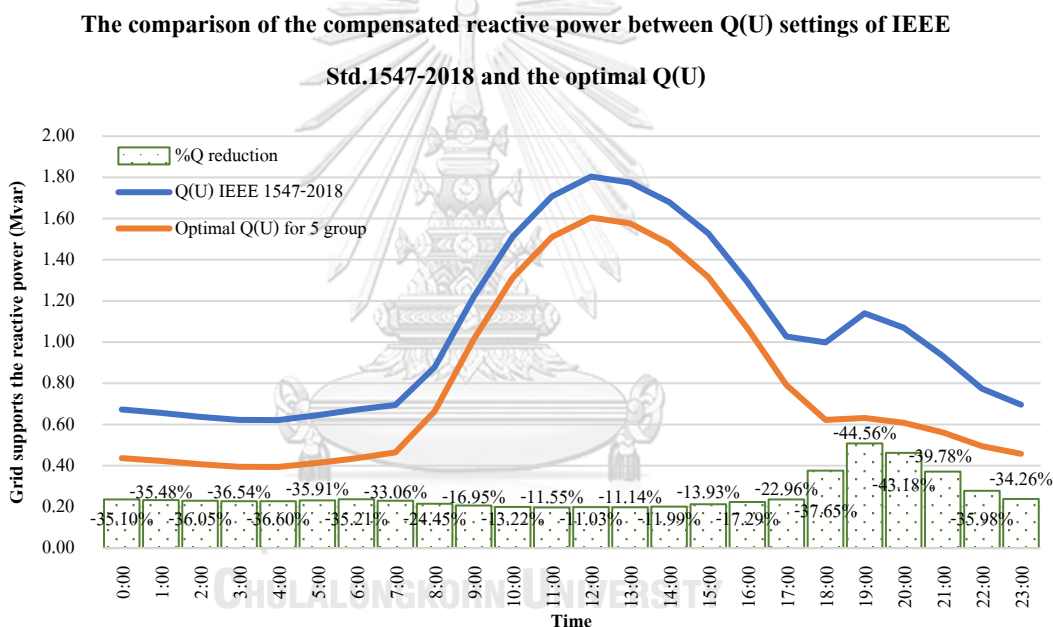
ผลการเปรียบเทียบพบว่าทั้งการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยกราฟคุณลักษณะ Q(U) ที่เหมาะสมและกราฟคุณลักษณะ Q(U) ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018 สามารถคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อให้อยู่ในเกณฑ์ 0.95 – 1.05 pu. ที่กำหนดได้ โดยที่ระบบทดสอบสามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้ทุกจุดโหนด ดังรูปที่ 6.2



รูปที่ 6.2 เปรียบเทียบแรงดันที่จุดเชื่อมต่อระหว่างวิธี Q(U) ที่เหมาะสมและวิธี Q(U) ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018

### 6.2.3 ปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ

ผลการเปรียบเทียบพบว่า การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยกราฟคุณลักษณะ Q(U) ที่เหมาะสมนั้น มีความต้องการปริมาณกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในแต่ละอินเวอร์เตอร์เพื่อคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อให้อยู่ในเกณฑ์ 0.95 – 1.05 pu. ต่ำกว่าการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Q(U) ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018 ประมาณ 10.96% -44.57% ต่อวัน ทั้งนี้เนื่องมาจากการคำนวณปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด ทำให้ได้ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟแต่ละอินเวอร์เตอร์ที่ต่ำกว่ากรณีที่คุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Q(U) ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018 ซึ่งมีได้พิจารณาการคำนวณปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด แสดงการเปรียบเทียบปริมาณกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟรายชั่วโมงสำหรับหนึ่งวัน ดังรูปที่ 6.3



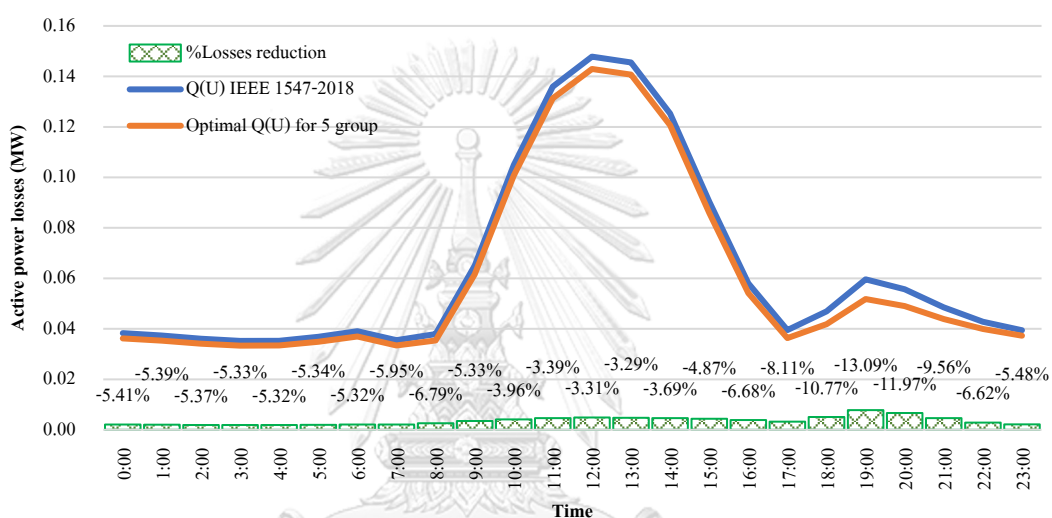
รูปที่ 6.3 เปรียบเทียบปริมาณกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟรวมของระบบ ระหว่างวิธี Q(U) ที่เหมาะสมและวิธี Q(U) ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018

### 6.2.4 ปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ

ผลการเปรียบเทียบพบว่า การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยกราฟคุณลักษณะ Q(U) ที่เหมาะสมนั้น ส่งผลทำให้ปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบลดลงต่ำกว่าการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธี Q(U) ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018 ประมาณ 3.16% - 13.13% ต่อวัน ทั้งนี้เนื่องมาจากการคำนวณปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด นั้นมีสมการจุดประสงค์กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบต่ำที่สุด โดยที่ในกรณีที่คุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธี Q(U) ตามมาตรฐาน

IEEE 1547-2018 จะมีได้พิจารณาการคำนวณปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด หากพิจารณาปริมาณหน่วยไฟฟ้าสูญเสีย (MWh) รวมของระบบในหนึ่งวัน พบว่าการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยกราฟคุณลักษณะ Q(U) ที่เหมาะสม สามารถลดปริมาณหน่วยไฟฟ้าสูญเสีย (MWh) ได้ถึง 5.59% ต่อวัน แสดงการเปรียบเทียบปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบรายชั่วโมงสำหรับหนึ่งวัน ดังรูปที่ 6.4

The comparison of the system losses between Q(U) settings of IEEE Std.1547-2018 and the optimal Q(U)

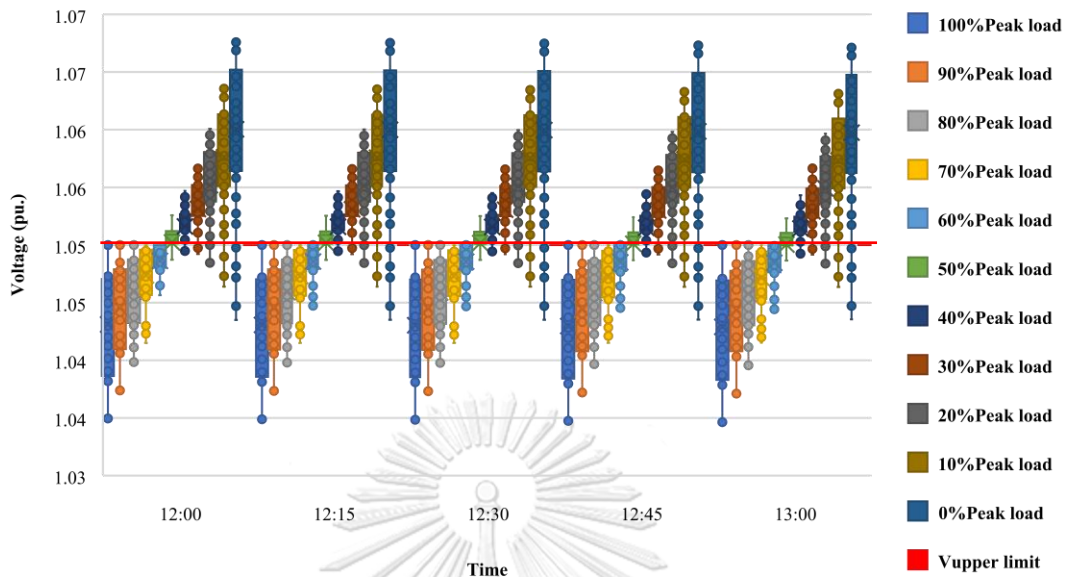


รูปที่ 6.4 เปรียบเทียบปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบระหว่างวิธี Q(U) ที่เหมาะสมและวิธี Q(U) ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018

### 6.3 ผลของการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในเวลากลางวันของผู้ใช้ไฟฟ้า

ผลการศึกษาพบว่าในช่วงเวลาตั้งแต่ 12.00 – 13.00 น. ที่มีการปรับลดการใช้กำลังไฟฟ้าลงทุก ๆ 10% ของกำลังไฟฟ้าสูงสุด การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยกราฟคุณลักษณะกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟกับแรงดันอย่างเหมาะสมที่สุดด้วยวิธีการวิเคราะห์กลุ่มแบบเคมินั้นจะสามารถคุมแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ 0.95 – 1.05 pu. ได้ เมื่อโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาดังกล่าวมีค่าเป็น 60% ของกำลังไฟฟ้าสูงสุดนั้นหมายความว่า ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยการผลิตติดตั้งเป็น 2 เท่าของความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงของโหลดสูงสุด ในช่วงเวลา 12.00 – 13.00 น. จะสามารถลดการใช้กำลังไฟฟ้าได้ 40% ของกำลังไฟฟ้าสูงสุด โดยจะไม่ส่งผลกระทบต่อปัญหาแรงดันเกินที่จุดเชื่อมต่อ แต่หากมีการลดการใช้กำลังไฟฟ้าลงมากกว่า 40% ของกำลังไฟฟ้าสูงสุดแล้ว การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยวิธีที่นำเสนอ จะไม่สามารถคุมแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ 0.95 – 1.05 pu. ได้ แสดงแรงดันที่จุดเชื่อมต่อในหน่วย pu. สำหรับช่วงเวลา 12.00 – 13.00 น. ดังรูปที่ 6.5

The comparison of voltages at PCC for different load profiles during 12.00 pm.- 1.00 pm.



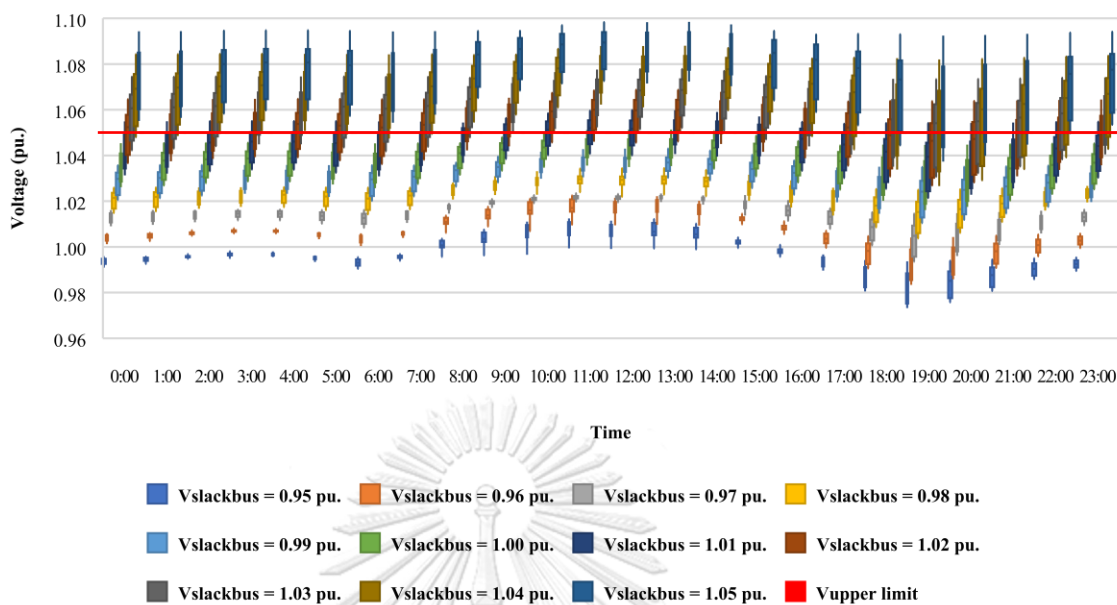
รูปที่ 6.5 แรงดันที่จุดเชื่อมต่อกรณีมีการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในเวลา 12.00 – 13.00 น. จาก 0 - 100% ของความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด

#### 6.4 ผลของการปรับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าต้นทาง

ผลการศึกษาพบว่าเมื่อทำการปรับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าต้นทางเพิ่มขึ้นทุก ๆ 10% ตั้งแต่ 0.95 – 1.00 pu. การใช้กราฟคุณลักษณะกำลังไฟฟารีแอกทีฟกับแรงดันที่นำเสนอเพื่อคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับทุก ๆ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ จะยังคงสามารถคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อให้แรงดันอยู่ในเกณฑ์ 0.95 – 1.05 pu. ได้ ในขณะที่เมื่อทำการปรับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าต้นทางเพิ่มขึ้นทุก ๆ 10% ตั้งแต่ 1.01 – 1.05 pu. พบว่าจะเกิดปัญหาแรงดันเกินเกณฑ์ 1.05 pu. ที่จุดเชื่อมต่อ ถึงแม้ว่าจะเป็นช่วงเวลาที่ระบบไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ได้ก็ตาม แสดงแรงดันที่จุดเชื่อมต่อเมื่อปรับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าต้นทางตั้งแต่ 0.95 – 1.05pu. ดัง

รูปที่ 6.6

The comparison of voltages at PCC when adjusting voltage at substation from 0.95 - 1.05 pu.



รูปที่ 6.6 แรงดันที่จุดเชื่อมต่อเมื่อปรับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าต้นทางตั้งแต่ 0.95 – 1.05 pu.

## 6.5 สรุป

กราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสมสำหรับผู้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัว โดยประยุกต์ใช้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด ร่วมกับเทคนิคการวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติ จะได้กราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสมทั้งหมดจำนวน 5 เส้น จำแนกตามกลุ่ม เมื่อนำกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่เหมาะสมมาใช้ในการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อโดยเปรียบเทียบกับกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ตาม IEEE 1547-2018 พบว่าสามารถคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อให้อยู่ในเกณฑ์ 0.95 – 1.05 pu. ได้ทุกจุดโหนดและระบบไฟฟ้าไม่มีปัญหาแรงดันเกินเนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวมีกำลังไฟฟ้าส่วนเกินไหลเข้ามาในระบบ ในแง่ของปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟและปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบพบว่ากราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสม สามารถลดปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟและปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียต่อวันของระบบได้ถึง 10.96% - 44.57% และ 3.16% - 13.13% ตามลำดับเมื่อเทียบกับกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018 หากพิจารณา กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบในรูปของหน่วยไฟฟ้าสูญเสีย (MWh) พบว่ากราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสมสามารถลดปริมาณหน่วยไฟฟ้าสูญเสียได้ถึง 5.59% ต่อวัน ซึ่งเป็นการลดค่าใช้จ่ายของผู้ดูแลระบบไฟฟ้า อีกทั้งผู้ดูแลระบบไฟฟ้ายังสามารถอนุญาตให้มีการติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้ทุกจุดโหนดโดยไม่ต้องลงทุนปรับปรุงระบบจำหน่าย ในส่วนของการพิจารณาการเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์เพื่อช่วยชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ พบว่าการคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อสำหรับอินเวอร์เตอร์ด้วยกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่



เหมาะสมนั้นอินเวอร์เตอร์ควรเพิ่มขนาดตั้งแต่ 1.3% - 8.3% ของพิกัดอินเวอร์เตอร์ในหน่วย kVA ซึ่งน้อยกว่ากราฟคุณลักษณะ Q(U) ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2018 ที่กำหนดว่าหากไม่ต้องการสูญเสียกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เนื่องจากการชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟแล้วผู้ติดตั้งต้องพิจารณาการเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์เป็น 10% ของพิกัดอินเวอร์เตอร์ในหน่วย kVA ในส่วนของการทดสอบการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในเวลากลางวันของผู้ใช้ไฟฟ้าและการทดสอบการปรับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าต้นทาง ผลการทดสอบพบว่า ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายต้องมีปริมาณการใช้กำลังไฟฟ้าในช่วงเวลา 12.00 – 13.00 น. ไม่ต่ำกว่า 60% ของกำลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละราย และจำเป็นต้องคุมแรงดันที่สถานีไฟฟ้าต้นทางให้อยู่ในช่วง 0.95 – 1.00 pu. ด้วย การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยกราฟคุณลักษณะกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟกับแรงดันที่นำเสนอจึงจะสามารถคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อให้อยู่ในเกณฑ์ 0.95 – 1.05 pu. ได้



## บทที่ 7

### บทสรุปและข้อเสนอแนะสำหรับงานวิจัยในอนาคต

บทนี้จะประกอบด้วยบทสรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะเพิ่มเติมสำหรับงานวิจัยในอนาคตโดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

#### 7.1 บทสรุป

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเป็นจำนวนมาก เนื่องจากมาตรการที่ส่งเสริมการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จากภาครัฐ การเพิ่มปริมาณของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อาจจะส่งผลกระทบต่อระบบจำหน่ายโดยเฉพาะปัญหาเรื่องแรงดัน ทำให้ผู้ดูแลโครงข่ายหรือการไฟฟ้าจำเป็นต้องควบคุมขีดจำกัดของกำลังการผลิตต่อหลังคาของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อรองรับปริมาณระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่อาจจะเพิ่มขึ้นในอนาคต วิธีการควบคุมแรงดันในระบบจำหน่ายสามารถทำได้โดยการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

การคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  นั้น เป็นวิธีที่ค่อนข้างได้รับความนิยมเพื่อแก้ไขปัญหาแรงดันเกินที่จุดเชื่อมต่อ โดยการใช้ความสามารถในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในการควบคุมกำลังไฟฟ้านิวทริแอกทีฟซึ่งเป็นวิธีที่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ต้องตระหนักถึงความรับผิดชอบต่อระบบไฟฟ้า อีกทั้งยังมีข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในหลาย ๆ ประเทศประกาศใช้

อย่างไรก็ตาม การควบคุมแรงดันด้วยกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  นั้น ต้องการกำลังไฟฟ้านิวทริแอกทีฟเพื่อช่วยลดผลกระทบด้านแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ซึ่งส่งผลกระทบต่อปริมาณกำลังสูญเสียรวมในระบบไฟฟ้า ดังนั้น การหาปริมาณกำลังไฟฟ้านิวทริแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุดในแต่ละจุดติดตั้ง ด้วยวิธีการวิเคราะห์ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้านิวทริแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุดจะทำให้สามารถลดปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบได้ และยังช่วยลดขนาดของอินเวอร์เตอร์สำหรับบางจุดติดตั้งได้ด้วย ขั้นตอนการหากราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  สำหรับอินเวอร์เตอร์ เพื่อให้แรงดันแต่ละจุดติดตั้งยังอยู่ในเกณฑ์ตามข้อกำหนด และส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบต่ำที่สุด โดยแนวคิดของการหากราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  จะสอดคล้องกับระบบไฟฟ้าจริงของสถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี 2 วงจรที่ 7 ซึ่งเป็นหนึ่งในพื้นที่ที่มีศักยภาพสูงในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย การหากราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  สามารถทำตามขั้นตอนดังต่อไปนี้

1. รวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้า กล่าวคือ ค่าพารามิเตอร์ของระบบจำหน่าย โหลดโปรไฟล์ทั้งของผู้ใช้ไฟฟ้าและระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวทั้งหมดในระบบไฟฟ้า



2. ประยุกต์ใช้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุด โดยหากผู้ดูแลโครงข่ายต้องยึดอายุการใช้งานของอุปกรณ์ได้แก่ คาปาซิเตอร์ และปรับแก้หม้อแปลง จะทำให้ขอบเขตของสมการเงื่อนไขบังคับที่ใช้แก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุดเหลือเพียง ขอบเขตของแรงดัน ซึ่งจะขึ้นอยู่กับข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และขอบเขตของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเพื่อช่วยรักษาระดับแรงดัน ซึ่งจะขึ้นอยู่กับการพิจารณาการเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์เพื่อชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ
3. ประยุกต์ใช้การวิเคราะห์ข้อมูลด้วยเครื่องมือทางสถิติ โดยเทคนิคการจำแนกกลุ่มแบบเคมีน (K-Means method) ร่วมกับการหาจำนวนกลุ่มที่เหมาะสมด้วยวิธี Elbow จะทำให้ทราบจำนวนเส้นกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสมโดยจำแนกตามกลุ่ม ในส่วนของการประมาณด้วยวิธีความถดถอยเชิงเส้นกระทำเพื่อหาสมการของกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  สำหรับอินเวอร์เตอร์ในแต่ละกลุ่ม
4. การทดสอบเพื่อยืนยันผลลัพธ์ แบ่งการทดสอบเป็น 3 การทดสอบ ได้แก่ การเปรียบเทียบการใช้งานกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสมกับกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ตามมาตรฐานอื่น ๆ การทดสอบผลของการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในเวลากลางวันของผู้ใช้ไฟฟ้า และการทดสอบผลของการปรับแรงดันที่สถานีไฟฟ้าต้นทาง เพื่อดูประสิทธิภาพในการคุมแรงดันและหารันตีว่ากราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสมนั้น ในแง่ของปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟและปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบต้องมีปริมาณที่น้อยกว่ากราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ตามมาตรฐานอื่น ๆ

แนวทางการปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับผู้ดูแลระบบของประเทศ ไทย เช่น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในปัจจุบัน กฟภ. มีระบบควบคุมระยะไกลผ่านศูนย์ควบคุมระบบ ไฟฟ้าด้วยระบบ SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) โดยทำหน้าที่สื่อสารและควบคุม ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ในระดับระบบส่งไฟฟ้าแรงดัน 115 kV และระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั้ง 22 และ 33 kV สำหรับระบบจำหน่ายแรงดันต่ำยังไม่มี การควบคุมผ่านศูนย์ ควบคุม เมื่อพิจารณารูปแบบการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเพื่อช่วยระบบจำหน่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิต ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ตาม [50] จะสามารถควบคุมได้ 3 แบบ ได้แก่ การควบคุมจากส่วนกลาง (Centralized control) การควบคุมแบบกระจาย (Decentralized control) และการควบคุมในระดับท้องถิ่น (Local control) ทั้งนี้สามารถสื่อสารผ่านระบบสื่อสารแบบใยแก้วนำแสง (Fiber optics) ที่ กฟภ. วาง โครงข่ายไว้ได้

สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เดิมที่ถูกเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า เรียบร้อยแล้ว สามารถปรับปรุงอินเวอร์เตอร์ให้สามารถสื่อสารกับศูนย์ควบคุมของ กฟภ. ได้โดยติดตั้ง

อุปกรณ์เพิ่มเติม ยกตัวอย่างอินเวอร์เตอร์ของบริษัท SMA ตาม [51] ซึ่งเป็นรุ่นที่ผู้ผลิตพัฒนาอุปกรณ์ที่ติดตั้งเพิ่มเติม ที่เรียกว่า Sunny Central Communication Controller (SC-COM) [52] สามารถตั้งค่าพารามิเตอร์ในการทำงานของอินเวอร์เตอร์ผ่านหน้าเว็บเซิร์ฟเวอร์ ผู้ผลิตไฟฟ้าจะสามารถทราบสถานการณ์ทำงานของอินเวอร์เตอร์ สามารถเข้าถึงข้อมูลได้จาก Sunny Portal และดึงข้อมูลออกมาผ่าน Modbus การทำงานประสานกันระหว่างศูนย์ควบคุมแบบ SCADA กับ SC-COM สามารถทำได้โดย เมื่อระบบ SCADA ต้องการส่งสัญญาณบางอย่างเพื่อควบคุมอินเวอร์เตอร์ SCADA จะทำการส่งสัญญาณควบคุมนั้นไปให้ SC-COM จากนั้น SC-COM จะทำการบันทึกสัญญาณควบคุม (Control signal) แล้วประมวลผลเพื่อปรับตั้งค่าพารามิเตอร์สำหรับควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์

รูปแบบการเชื่อมต่ออุปกรณ์ Sunny Central Communication Controller (SC-COM) ต้องเชื่อมต่อกับระบบเครือข่ายแบบ Local area network (LAN) โดยมี LAN1 เชื่อมต่อกับระบบ SCADA โดย SCADA จะรับข้อมูลจากอินเวอร์เตอร์เพื่อนำไปประมวลผล LAN2 เป็นเครือข่ายไว้ควบคุม (Control network) โดยหลังจากที่ SCADA ประมวลผลมาแล้ว จะส่งข้อมูลมาที่อินเวอร์เตอร์ผ่านทาง LAN2 และ LAN3 เป็นเครือข่ายไว้ตรวจสอบ (Monitoring network) ใช้เป็นตัวปรับตั้งค่าของอินเวอร์เตอร์ เนื่องจาก LAN2 และ LAN3 จะทำงานในเวลาเดียวกัน ทำให้ประสิทธิภาพและความเร็วในการติดต่อสื่อสารระหว่างอินเวอร์เตอร์และระบบ SCADA ดีขึ้น โพรโทคอลที่จะทำให้ SC-COM สามารถทำงานได้ตามคำสั่งของระบบ SCADA ได้แก่ Modbus/TCP Modbus/UDP Remote Procedure Call (RPC) และ File transfer protocol (FTP)

อุปกรณ์ที่ทำหน้าที่วิเคราะห์และส่งข้อมูลการตั้งค่าจากระบบ SCADA ไป SC-COM คือ Power Reducer Box ซึ่งเป็นตัวที่ทำให้ระบบ SCADA สามารถตรวจวัดและควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริง กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟได้

อุปกรณ์ที่ทำให้ระบบ SCADA สามารถควบคุมในการกำหนดค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของอินเวอร์เตอร์ คือ Power Plant Controller อุปกรณ์นี้สามารถทำการตรวจวัดปริมาณทางไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ คำนวณค่าที่รับมาจากระบบ SCADA ผ่านอัลกอริทึม PI และ PID โดยส่งค่าที่ได้จาก SCADA ไปยังอินเวอร์เตอร์

สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่จะถูกเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าในอนาคต ผู้ดูแลระบบโครงข่ายไฟฟ้าจำเป็นต้องบังคับให้ผู้ผลิตไฟฟ้าใช้สมาร์ทอินเวอร์เตอร์ที่สามารถรองรับการควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อด้วยวิธีการฟลักซ์ลักษณะ Q(U) โดยที่การกำหนดจุดต่างๆบนกราฟคุณลักษณะ Q(U) ผู้ดูแลระบบโครงข่ายไฟฟ้าสามารถคำนวณได้ตามวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ซึ่งสามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมในระบบ และลดขนาดของอินเวอร์เตอร์บางจุดติดตั้งอันเนื่องมาจากมีการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ

## 7.2 ข้อเสนอแนะสำหรับงานวิจัยในอนาคต

1. วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นเพียงแนวคิดสำหรับการหาค่าคุณลักษณะ  $Q(U)$  ให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริงของสถานีไฟฟ้าอุบลราชธานี 2 วงจรที่ 7 ดังนั้น หากนำแนวคิดนี้ไปประยุกต์ใช้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าอื่น จำนวนเส้นกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสม อาจได้ไม่เท่ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าตัวอย่าง
2. แนวคิดการหาค่าคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสมนี้ เป็นเพียงการเลือกจุดทำงานเบื้องต้นบนกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  สำหรับอินเวอร์เตอร์เท่านั้น หากนำไปใช้จริงกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าอื่นจำเป็นต้องมีระบบสื่อสารเพื่อรับข้อมูลของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มาประมวลผลผลลัพธ์และส่งกลับค่าต่าง ๆ บนกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ให้อินเวอร์เตอร์เพื่อปรับปรุงจุดทำงานที่เวลาอื่น ๆ
3. วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้โหลดโปรไฟล์ของผู้ใช้ไฟฟ้าโดยใช้ข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารายวันสุทธิ เมื่อทำการวัดค่าที่สถานีไฟฟ้าต้นทาง เป็นโหลดโปรไฟล์ตัวแทนของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายในระบบจำหน่าย ทำให้เวลาที่เกิดความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดเป็นเวลาเดียวกัน ดังนั้น ในอนาคตหากมีระบบสมาร์ทมิเตอร์จะทำให้สามารถเก็บข้อมูลการใช้ไฟฟ้า และข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้ารายวันทั้งจากพลังงานแสงอาทิตย์และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPPs) ได้แม่นยำมากขึ้นส่งผลต่อการกำหนดกราฟคุณลักษณะ  $Q(U)$  ที่เหมาะสม ในช่วงเวลาต่าง ๆ ต่อไป
4. ระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริงจะมีโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่ใช่ 3 เฟส เชื่อมต่ออยู่ในระบบ ทำให้อัลกอริทึมสำหรับการแก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เหมาะสมที่สุดนั้นมีความซับซ้อนมากขึ้น การแก้ปัญหาค่าเหมาะที่สุดด้วยโปรแกรม Power Factory DigSILENT ด้วยฟังก์ชันพื้นฐานอาจไม่เพียงพอสำหรับการหาค่าตอบของปัญหาค่าเหมาะที่สุด อาจจะพิจารณาซอฟต์แวร์อื่นที่เหมาะสมหรือพิจารณาเขียนอัลกอริทึมเพื่อแก้โจทย์ปัญหาต่อไป



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
**CHULALONGKORN UNIVERSITY**

## บรรณานุกรม

- [1] กระทรวงพลังงาน. (2558). แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ.2558-2579 (AEDP2015).
- [2] กระทรวงพลังงาน. (2559). โครงการนำร่องการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเสรี (Smart Solar Rooftop Project).
- [3] (28 เม.ย. 2560). การจัดหาไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร พ.ศ.2560.
- [4] คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, "ข่าวประชาสัมพันธ์ โครงการโซลาร์ภาคประชาชน," ed. กรุงเทพมหานคร: คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 20 มี.ค. 2562.
- [5] M. T. P. R. A. Ila. (2016) The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025. *International Renewable Energy Agency (IRENA)*.
- [6] สถาบันวิจัยพลังงาน, โครงการศึกษาวิเคราะห์โครงการนำร่องการส่งเสริมติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปเสรี พ.ศ. 2560. กรุงเทพมหานคร: จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2560.
- [7] (2559). ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วย ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่าย พ.ศ.2559.
- [8] N. G. G. K. R. W. M. S. R. Keck, "Increasing Grid Transmission Capacity and Power Quality by New Solar Inverter Concept and Inbuilt Data Communication," presented at the 4th International Telecommunication - Energy special conference, Vienna, Austria, 2009.
- [9] L. HÜLSMANN, "Evaluation of two distribution grids in terms of PV penetration limits and effectiveness of reactive power controls," Master, SCHOOL OF ELECTRICAL ENGINEERING, KTH Royal Institute of Technology, STOCKHOLM, SWEDEN, 2016.
- [10] J. F. G.-G. D. C.-R. B. G.-D. J. A. M.-P. J. R. J. S. R. Guerrero-Lemus, "Reactive power management in photovoltaic installations connected to low-voltage grids to avoid active power curtailment," presented at the International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPO'18), Salamanca (Spain), 21-23 March 2018.
- [11] E. EIRÍKSSON, "Distribution grid capacity for reactive power support," Master, SCHOOL OF ELECTRICAL ENGINEERING, KTH ROYAL INSTITUTE OF TECHNOLOGY, STOCKHOLM, SWEDEN, 2017.
- [12] M. H. V. G. A. A. P. S. R. Teodorescu, "Single-point reactive power control method on voltage rise mitigation in residential networks with high PV penetration," *Renewable Energy*,

- vol. 119, pp. 504-512, 2018.
- [13] E. O. H. H. T. Ueno, "A Study of Economic Feasibility of Smart Community - Calculation of Profit of Community Operator Considering Introduction of Battery and Co-Generation Systems," presented at the 2016 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2016.
- [14] บรมัตต์ ต่างวิวัฒน์, "การวิเคราะห์ผลประโยชน์และต้นทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาพร้อมกับแบตเตอรี่," ปริญญาโท, คณะวิศวกรรมศาสตร์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, กรุงเทพมหานคร, 2560.
- [15] IEEE, "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces," vol. IEEE Std 1547-2018, ed. New York, USA: IEEE, 2018.
- [16] X. Energy, "Enabling Advanced Capabilities for Distributed Energy Resources Takeaways from the Interconnection Standard IEEE 1547 Full Revision," ed: Xcel Energy, 8 November 2017.
- [17] M. Braun, "Reactive Power Supply by Distributed Generators," presented at the Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 29 November 2007.
- [18] VDE, "Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)," vol. VDE-AR-N 4120 Anwendungsregel:2018-11 ed, 2017.
- [19] V. A. Muresan, "Control of Grid Connected PV Systems with Grid Support Functions," Master, Department of Energy Technology - Pontoppidanstræde 101, Aalborg University, Denmark, 2012.
- [20] D. GmbH, *DigSILENT PowerFactory 2019 Technical Reference Documentation Station Controller ElmStactrl. 72810* Gomaringen / Germany: DigSILENT GmbH Germany, 2018.
- [21] A. A. D. R. K. Mahmoud, "Optimal capacity of PV inverter considering reactive power capability and active power curtailment," presented at the 2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), Cairo, Egypt, 19-21 Dec, 2017.
- [22] K. R. A. T. B. J. W. M. Dilek, "Voltage Regulation Performance of Smart Inverters: Power Factor versus Volt-VAR Control," presented at the 2017 North American Power Symposium (NAPS), 2017.
- [23] A. M. H. S. S. L. R. R. S. Sepasi, "Distributed Voltage Control Method Using Volt-Var Control

- Curve of Photovoltaic inverter for a Smart Power Grid System," presented at the 2017 IEEE 12th International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS), Honolulu, USA, 12 – 15 December 2017.
- [24] A. M. H. S. S. L. R. R. S. Sepasi, "Distributed voltage regulation using Volt-Var controls of a smart PV inverter in a smart grid: An experimental study," *Renewable Energy* vol. 127 pp. 145-157, 2018.
- [25] A. L. W. G. P. Palensky, "Quantification and Mitigation of Unfairness in Active Power Curtailment of Rooftop Photovoltaic Systems Using Sensitivity Based Coordinated Control," *Energies*, vol. 9, no. 6, 4 June 2016.
- [26] Y. Y. K. A. K. F. B. A. Sangwongwanich, *Advances in Grid-Connected Photovoltaic Power Conversion Systems*. Elsevier, WOODHEAD PUBLISHING., 2019.
- [27] J. W. J. B. V. Quaschnig, "Integration of PV power and load forecasts into the operation of residential PV battery systems," presented at the 4th Solar Integration Workshop, Berlin, German, Nov 2014.
- [28] M. G. K. M. M. S. Bhattacharya, "Smart Inverter Volt-Watt Control Design in High PV Penetrated Distribution Systems," presented at the 2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Cincinnati, OH, USA, 1-5 Oct, 2017.
- [29] Z. K. P. J. K. V. R. Disfani, "Smart Inverter Impacts on California Distribution Feeders with Increasing PV Penetration: A Case Study," presented at the 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Chicago, IL, USA, 16-20 July 2017.
- [30] Y. B. T.-K. V. R.-Y. Kim, "Implemental Control Strategy for Grid Stabilization of Grid-Connected PV System Based on German Grid Code in Symmetrical Low-to-Medium Voltage Network," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 28, no. 3, Sep 2013.
- [31] F. K. B. S.-v. d. B. T.-D. Nguyen, T. Mertens, and M. Meuser, "Comparative analysis of European Grid Codes and compliance standards for distributed power generation plants with respect to future requirements of ENTSO-E and CENELEC," presented at the International ETG Congress 2015; Die Energiewende - Blueprints for the new energy age, Bonn, Germany, 17-18 Nov, 2015.
- [32] E. G. F. PILO, "Smart inverter operation in distribution networks with high penetration of photovoltaic systems," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 504–511, Dec 2015.

- [33] O. Gandhi, D. Srinivasan, C. D. Rodríguez-Gallegos, and T. Reindl, "Competitiveness of Reactive Power Compensation using PV Inverter in Distribution System," presented at the 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Torino, Italy, 26-29 Sep, 2017.
- [34] M. García-Gracia, N. E. Halabi, H. Ajami, and M. i. P. Comech, "Integrated Control Technique for Compliance of Solar Photovoltaic Installation Grid Codes," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 27, no. 3, pp. 792 – 798, Sep 2012.
- [35] J. H. Braslavsky, J. K. Ward, and L. Collins, "A stability vulnerability in the interaction between Volt-VAR and Volt-Watt response functions for smart inverters," presented at the 2015 IEEE Conference on Control Applications (CCA), Sydney, NSW, Australia, 21-23 Sep, 2015.
- [36] N. M. Tabatabaei, A. J. Aghbolaghi, N. Bizon, and F. Blaabjerg, *Reactive Power Control in AC Power Systems Fundamental and Current Issues*. Springer international publishing, 2017.
- [37] C. M. K. S. S. RAMACHANDRAN and P. S. S. RAJAMANI, "Reactive power optimization in a power system network through metaheuristic algorithms," *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, vol. 25, no. 6, pp. 4615-4623, January 2017.
- [38] Y. d. Valle, G. K. Venayagamoorthy, S. Mohagheghi, J.-C. Hernandez, and R. G. Harley, "Particle Swarm Optimization: Basic Concepts, Variants and Applications in Power Systems," *IEEE TRANSACTIONS ON EVOLUTIONARY COMPUTATION*, vol. 12, no. 2, pp. 171 - 195, APRIL 2008.
- [39] J. Xie, C. Liang, and Y. Xiao, "Reactive Power Optimization for Distribution Network Based on Distributed Random Gradient-Free Algorithm," *Energies*, vol. 11, no. 3, 2018.
- [40] D. GmbH, *DigSILENT PowerFactory Version 2019 User Manual*. 72810 Gomaringen Germany: DigSILENT GmbH Heinrich-Hertz-Straße 9, December 2018.
- [41] Y.-H. Song, *Modern Optimisation Techniques in Power Systems* (Microprocessor-based and intelligent systems engineering). 1999. Kluwer Academic Publishers.
- [42] Z. S. Younus *et al.*, "Content-based image retrieval using PSO and k-means clustering algorithm," *Arabian Journal of Geosciences*, vol. 8, no. 8, pp. 6211-6224, August 2014.
- [43] T. Kansal, S. Bahuguna, V. Singh, and T. Choudhury, "Customer Segmentation using K-means Clustering," presented at the 2018 International Conference on Computational Techniques, Electronics and Mechanical Systems (CTEMS), Belgaum, India, 21-22 Dec. 2018, 2018.
- [44] D. C. Montgomery and G. C. Runger, *Applied Statistics and Probability for Engineers*, 6th ed. USA: John Wiley & Sons, Inc, 2014.



- [45] IEA, "Thailand Grid Renewable Integration Assessment Final Report 2018," presented at the International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'18), OECD/IEA, Thailand, 27 May, 2018.
- [46] A. Bangviwat and A. Puapattanakul, "Technical Potential of Rooftop PV in Thailand," presented at the Prosumer work group, Bangkok, 21 Aug 2018.
- [47] P. R. S. S. N. Hoonchareon, "The Study of Impact of Solar Rooftop in PEA's Medium Voltage Distribution Feeder," in *41st Electrical Engineering Conference (EECON-41)*, Ubon Ratchathani, 2018, vol. 1: EECON41, pp. 105-108.
- [48] M. Eremia and M. Shahidehpour, *HANDBOOK OF ELECTRICAL POWER SYSTEM DYNAMICS Modeling Stability and Control*. USA: JohnWiley & Sons Inc, 2013.
- [49] (December 2561). *Power system planning criteria*.
- [50] M. N. Kabir and Y. Mishra, "Utilizing reactive capability of PV inverters and battery systems to improve voltage profile of a residential distribution feeder," presented at the 2014 IEEE PES General Meeting Conference & Exposition, National Harbor MD USA, 27-31 July 2014, 2014.
- [51] SMA, "User manual sunny central 500CP XT/630CP XT/720CP XT/760CP XT/800CP XT/850CP XT/900CP XT/1000Cp XT," ed.
- [52] SMA, "Technical Information: Sunny Central Communication Controller," ed.



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
**CHULALONGKORN UNIVERSITY**

## ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	พงศธร เรืองจันทร์
วัน เดือน ปี เกิด	28 June 1991 หรือ 28 มิถุนายน 2534
สถานที่เกิด	กรุงเทพมหานคร
วุฒิการศึกษา	วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ที่อยู่ปัจจุบัน	กองวิเคราะห์และวางแผนระบบไฟฟ้า อาคาร LED ชั้น 11 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำนักงานใหญ่ เลขที่ 200 ถนนงามวงศ์วาน แขวงลาดยาว เขตจตุจักร กรุงเทพมหานคร 10900
ผลงานตีพิมพ์	การศึกษาผลกระทบของการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (The Study of Impact of Solar Rooftop in PEA's Medium Voltage Distribution Feeder)
รางวัลที่ได้รับ	การศึกษาคู่มือแรงดันที่จุดเชื่อมต่อโดยชดเชยกำลังไฟฟ้าย้อนกลับด้วยอินเวอร์เตอร์สำหรับระบบจำหน่าย 22 เควี ที่มีระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบกระจายตัว (The Study of Voltage Regulation by Reactive Power Compensation with Distributed PV inverters on 22 kV Distribution Feeder) รางวัลบทความดีเด่น ในงานประชุมวิชาการและนวัตกรรม กฟภ. ปี 2562 ระหว่างวันที่ 23-24 กันยายน 2562