

การพัฒนาแบบจำลองการวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อลด
ผลกระทบต่อแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า



นายมรุจ หิมสุหรี

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

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

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2558

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ANALYTICAL MODELING OF PHOTOVOLTAIC GENERATION SYSTEM FOR REDUCING
VOLTAGE IMPACT IN DISTRIBUTION SYSTEMS

Mr. Marut Hemsuree



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

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2015

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การพัฒนาแบบจำลองการวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อลดผลกระทบต่อด้านแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
โดย	นายมรุต หิมสุหรี
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

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

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุ่นเจริญ)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์)

.....กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.ธวัชชัย เตชสุนันต์)

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

มรจ หีมสุหรี : การพัฒนาแบบจำลองการวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อลดผลกระทบด้านแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า (ANALYTICAL MODELING OF PHOTOVOLTAIC GENERATION SYSTEM FOR REDUCING VOLTAGE IMPACT IN DISTRIBUTION SYSTEMS) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์, 330 หน้า.

ในปัจจุบันเศรษฐกิจของประเทศไทยขยายตัวอย่างรวดเร็วในหลายด้านส่งผลให้เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น พลังงานทางเลือกจึงเป็นอีกหนึ่งทางเลือกที่ประเทศไทยให้การสนับสนุนดังเห็นได้จากการส่งเสริมภายในแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ.255-2564 โดยเฉพาะอย่างยิ่งพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศไทยมีศักยภาพในระดับสูงมาก ส่งผลให้ปัจจุบันมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มากยิ่งขึ้น ซึ่งการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ส่งผลต่อคุณภาพไฟฟ้าโดยเฉพาะแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า จึงต้องมีข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าทั้งจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวง เพื่อควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าและรักษาระดับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้เริ่มพัฒนาแบบจำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีส่วนสนับสนุนแรงดัน โดยการเลือกใช้โหมตควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ในรูปแบบต่างๆ เพื่อศึกษาถึงผลกระทบต่อรายได้ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จากการเลือกใช้โหมตควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ในรูปแบบต่างๆ โดยแบ่งกรณีศึกษาเป็น 3 กรณี คือ 1) เมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า 1 ระบบ 2) เมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า 2 ระบบโดยทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกัน 3) เมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า 2 ระบบโดยทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อพร้อมกัน ทั้งนี้การทดสอบทั้งหมดจะถูกทดสอบผ่านการใช้ DigSILENT Programming Language (DPL) ในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อนิสิต

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก

ปีการศึกษา 2558

5670341421 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: PHOTOVOLTAIC GENERATION SYSTEM / OVERVOLTAGE / DIGSILENT
POWER FACTORY / DIGSILENT PROGRAMMING LANGUAGE / LOCAL CONTROLLER

MARUT HEMSUREE: ANALYTICAL MODELING OF PHOTOVOLTAIC GENERATION
SYSTEM FOR REDUCING VOLTAGE IMPACT IN DISTRIBUTION SYSTEMS.
ADVISOR: ASST. PROF.SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D., 330 pp.

Due to the increase of electrical demand and economic growth in Thailand, government has been acted accordingly by encouraging the installation of alternative energy. One of the most popular alternative energy in Thailand is solar energy. However, the rise of photovoltaic generation system installation has effect on distribution systems especially overvoltage which can damage many devices in the system. Therefore, Provincial Electricity Authority (PEA) and Metropolitan Electricity Authority (MEA) have grid codes for control and management of photovoltaic generation system.

This thesis starts at the modeling of photovoltaic generation system for contribution to power systems. Photovoltaic generation system can vary local controller and parameter for study and analyze income of photovoltaic generation system. This thesis has 3 study cases 1) photovoltaic generation system is connected with power system 1 system 2) photovoltaic generation system is connected with power system 2 systems not simultaneously 3) photovoltaic generation system is connected with power system 2 systems simultaneously. This thesis uses DiGSiLENT Programming Language (DPL) in DiGSiLENT POWER FACTORY program to modeling and test photovoltaic generation system.

Department: Electrical Engineering Student's Signature

Field of Study: Electrical Engineering Advisor's Signature

Academic Year: 2015

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ทั้งนี้เนื่องจากการได้รับการสนับสนุน คำแนะนำ และช่วยเหลือจากบุคคลมากมาย ขอขอบพระคุณอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์ ที่ได้คำปรึกษา ดูแล และแนะนำตั้งแต่การศึกษาตลอดจน การทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ รองศาสตราจารย์ ดร.ธวัชชัย เตชixonันต์ และ ดร.จักร เพชร มัทราช ที่ได้ให้คำแนะนำ ตรวจสอบ และแก้ไขวิทยานิพนธ์จนเป็นฉบับสมบูรณ์และลุล่วงไป ได้ด้วยดี

ขอขอบคุณภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้ให้ความสะดวกในการติดต่อประสานงานและดำเนินการต่างๆ

และสุดท้ายนี้ผู้วิจัยขอขอบพระคุณบิดา มารดา และครอบครัวที่ได้ให้การสนับสนุน ตลอดมา ตลอดจนพี่น้อง และเพื่อนทุกคนที่อยู่เบื้องหลังความสำเร็จนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฅ
สารบัญรูปภาพ.....	น
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์	2
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์	2
1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์.....	4
1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์.....	5
1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	8
บทที่ 2 หลักการพื้นฐานด้านแรงดันไฟฟ้า	12
2.1 การทบทวนระดับแรงดันไฟฟ้าในประเทศไทย.....	12
2.2 พื้นฐานแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	13
2.3 ปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality).....	14
2.4 การเปลี่ยนแปลงแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	16
2.5 การควบคุมแรงดันไฟฟ้า	18
2.6 การควบคุมแรงดันไฟฟ้าในต่างประเทศ	22
2.6.1 วิธีการคิดราคาในการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ	24

2.6.2 ตลาดการซื้อขายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในต่างประเทศ.....	26
บทที่ 3 หลักการพื้นฐานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	37
3.1 เซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Cell).....	37
3.1.1 แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Modeling).....	38
3.1.2 ปัจจัยที่ส่งผลต่อการผลิตกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์.....	41
3.1.3 ข้อมูลทางเทคนิคของเซลล์แสงอาทิตย์.....	42
3.2 อินเวอร์เตอร์.....	44
3.2.1 ข้อมูลอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทฟาร์ม.....	44
3.2.1.1 ข้อมูลอินเวอร์เตอร์ยี่ห้อ SMA รุ่น SUNNY CENTRAL CP-XT.....	44
3.2.1.2 ข้อมูลอินเวอร์เตอร์ยี่ห้อ ABB รุ่น PVS800.....	51
3.2.2 ข้อมูลอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา.....	57
3.3 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในปัจจุบัน.....	59
3.3.1 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Stand Alone System).....	59
3.3.2 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid System).....	60
3.3.3 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า (PV Grid Connected System).....	60
บทที่ 4 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	64
4.1 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2559 (ฉบับร่าง).....	64
4.1.1 ปริมาณกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่จ่ายหรือรับจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	64
4.1.2 การควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า.....	65
4.1.3 การควบคุมตัวประกอบกำลัง.....	65

4.1.4	ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าที่จ่ายกำลังไฟฟ้าผ่านคอนเวอร์เตอร์	66
4.2	ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง พ.ศ. 2558 (ฉบับร่าง).....	66
4.2.1	ข้อกำหนดทั่วไป.....	67
4.2.1.1	การควบคุมระดับแรงดัน	67
4.2.1.2	การควบคุมตัวประกอบกำลัง.....	68
4.2.1.3	ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์.....	68
4.2.2	ข้อกำหนดสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก.....	68
4.2.3	ข้อกำหนดสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก	69
4.3	ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในต่างประเทศ	70
4.3.1	ประเทศเยอรมนี	70
4.3.1.1	สถานการณ์ปัจจุบันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	70
4.3.1.2	ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	71
4.3.1.3	การควบคุมแรงดันจากผู้ดูแลระบบในปัจจุบัน	73
4.3.2	ประเทศจีน	74
4.3.2.1	สถานการณ์ปัจจุบันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	74
4.3.2.2	ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	74
4.3.2.3	การควบคุมแรงดันจากผู้ดูแลระบบในปัจจุบัน	75
4.3.3	ประเทศอิตาลี	75
4.3.3.1	สถานการณ์ปัจจุบันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	75
4.3.3.2	ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	75

4.3.3.3 การควบคุมแรงดันจากผู้ดูแลระบบ	77
4.3.4 ประเทศญี่ปุ่น.....	77
4.3.4.1 สถานการณ์ปัจจุบันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	77
4.3.4.2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจาก เซลล์แสงอาทิตย์	77
4.3.4.3 การควบคุมแรงดันจากผู้ดูแลระบบ	78
4.3.5 ประเทศสเปน	78
4.3.5.1 สถานการณ์ปัจจุบันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	78
4.3.5.2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจาก เซลล์แสงอาทิตย์	79
4.3.5.3 การควบคุมแรงดันจากผู้ดูแลระบบ	80
4.3.6 ประเทศออสเตรเลีย.....	80
4.3.6.1 สถานการณ์ปัจจุบันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	80
4.3.6.2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจาก เซลล์แสงอาทิตย์	80
4.3.6.3 การควบคุมแรงดันจากผู้ดูแลระบบ	82
4.3.7 ประเทศมาเลเซีย	83
4.3.7.1 สถานการณ์ปัจจุบันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	83
4.3.7.2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจาก เซลล์แสงอาทิตย์	84
4.3.8 ประเทศแอฟริกา	87
4.3.8.1 สถานการณ์ปัจจุบันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	87
4.3.8.2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจาก เซลล์แสงอาทิตย์	88

บทที่ 5 การคิดค่าไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	94
5.1 โครงสร้างของอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	96
5.2 รูปแบบอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	97
5.3 อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	99
5.4 ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้า.....	100
5.5 การรับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	103
5.5.1 หลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้าให้กับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์ แสงอาทิตย์.....	103
5.5.2 อัตราค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับซื้อจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์ แสงอาทิตย์.....	104
5.5.3 ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	106
5.6 การรับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา.....	108
บทที่ 6 การใช้งานโปรแกรม DiGSILENT POWER FACTORY	111
6.1 พื้นฐานการสร้างแบบจำลองระบบโครงข่ายไฟฟ้าในโปรแกรม DiGSILENT POWER FACTORY	111
6.1.1 เครื่องมือพื้นฐานที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองระบบโครงข่ายไฟฟ้าในโปรแกรม DiGSILENT POWER FACTORY	111
6.1.2 การสร้างแผนภาพเส้นเดียว (Single Line Diagram) ในโปรแกรม DiGSILENT POWER FACTORY	112
6.1.3 การป้อนข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	113
6.2 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในโปรแกรม DiGSILENT POWER FACTORY	116
6.2.1 แบบจำลองความเข้มแสง (Solar Radiation Model).....	117
6.2.2 แบบจำลองอุณหภูมิ (Temperature Model)	117

6.2.3 แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Model).....	117
6.2.4 แบบจำลองส่วนไฟฟ้ากระแสตรงและตัวเก็บประจุ (DC Busbar and Capacitor Model).....	118
6.2.5 แบบจำลองการควบคุม (Controller Model).....	119
6.2.6 แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Static Generator Model).....	120
6.3 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY	121
6.3.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า	121
6.3.2 การแสดงผลจากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า	122
6.3.3 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.	125
6.4 การทดสอบโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY	127
6.4.1 ผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าของโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY กับตัวอย่างการคำนวณอย่างง่าย	127
6.4.2 ผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าของโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY กับระบบทดสอบ.....	130
6.5 การเขียน DigSILENT Programming Language (DPL) ในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY	145
6.5.1 การเขียนโปรแกรม DigSILENT Programming Language เบื้องต้น.....	145
6.5.1.1 การนิยามระบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	145
6.5.1.2 การระบุและเปลี่ยนค่าพารามิเตอร์ของวัตถุในระบบโครงข่ายไฟฟ้า	149
6.5.1.3 การคำนวณ.....	150
6.5.1.4 ผลการทดสอบ	151
6.5.1.5 การเขียนเวกเตอร์และเมทริกซ์ใน DPL script	152
6.5.2 ตัวอย่างการเขียนและการใช้งานโปรแกรม DigSILENT Programming Language เบื้องต้น.....	154

6.5.2.1 ระบบทดสอบ	154
6.5.2.2 ข้อมูลการทดสอบ.....	155
6.5.2.3 ตัวอย่าง DigSILENT Programming Language ที่ใช้ทดสอบ	155
บทที่ 7 แบบจำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	157
7.1 แบบจำลองการทำงานเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	157
7.2 แบบจำลองการทำงานเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกัน	161
7.3 แบบจำลองการทำงานเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อพร้อมกัน	165
บทที่ 8 ผลการทดสอบ	169
8.1 ผลการทดสอบผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	169
8.1.1 ทดสอบในระบบที่มีโหลดสมดุลไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย.....	169
8.1.1.1 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ	169
8.1.1.2 ผลการทดสอบ	171
8.1.2 ทดสอบในระบบที่มีโหลดสมดุลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย.....	174
8.1.2.1 ข้อมูลการทดสอบ.....	174
8.1.2.2 ผลการทดสอบ	174
8.1.3 ทดสอบในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย.....	178
8.1.3.1 ข้อมูลการทดสอบ.....	178
8.1.3.2 ผลการทดสอบ	178
8.1.4 ทดสอบในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย.....	182
8.1.4.1 ข้อมูลการทดสอบ.....	182
8.1.4.2 ผลการทดสอบ	182

8.2 ผลกระทบต่อแรงดันจากการปรับตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	186
8.2.1 ทดสอบในระบบที่มีโหลดสมดุลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย.....	186
8.2.1.1 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ	186
8.2.1.2 ผลการทดสอบ	186
8.2.2 ทดสอบในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย.....	190
8.2.2.1 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ	190
8.2.2.2 ผลการทดสอบ	190
8.3 ข้อมูลระบบทดสอบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา.....	194
8.3.1 ข้อมูลระบบโครงข่ายไฟฟ้า	194
8.3.2 ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	195
8.3.3 ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้า.....	197
8.4 ผลการทดสอบการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา.....	198
8.4.1 ผลการทดสอบเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า	198
8.4.1.1 ตัวอย่างกราฟแสดงผลการทดสอบ	199
8.4.1.2 ผลการทดสอบทั้งหมด.....	208
8.4.2 ผลการทดสอบเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกัน.....	209
8.4.2.1 ตัวอย่างกราฟการทดสอบ	212
8.4.2.2 ผลการทดสอบทั้งหมด.....	239
8.4.3 ผลการทดสอบเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อพร้อมกัน	242

8.4.3.1 ตัวอย่างกราฟแสดงผลการทดสอบ	242
8.4.3.2 ผลการทดสอบทั้งหมด.....	272
8.5 ข้อมูลระบบทดสอบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทฟาร์ม.....	300
8.5.1 ข้อมูลระบบโครงข่ายไฟฟ้า	300
8.5.2 ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	300
8.5.3 ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้า.....	302
8.6 ผลการทดสอบการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทฟาร์ม	303
8.6.1 ผลการทดสอบเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบเชื่อมต่อกับ ระบบโครงข่ายไฟฟ้า	303
8.6.1.1 ตัวอย่างกราฟแสดงผลการทดสอบ	303
8.6.1.2 ผลการทดสอบทั้งหมด.....	308
8.6.2 ผลการทดสอบเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับ ระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกัน.....	309
8.6.2.1 ตัวอย่างกราฟการทดสอบ	310
8.6.2.2 ผลการทดสอบทั้งหมด.....	319
บทที่ 9 สรุปวิทยานิพนธ์	322
9.1 สรุป	322
9.2 ข้อเสนอแนะ	323
รายการอ้างอิง	324
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์	330

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 2.1 สรุปปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้า	15
ตารางที่ 3.1 ข้อมูลทางเทคนิคของเซลล์แสงอาทิตย์ของบริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน).....	43
ตารางที่ 3.2 ข้อมูลทางเทคนิคของเซลล์แสงอาทิตย์ของบริษัท เคียวเซร่า จำกัด (มหาชน)	43
ตารางที่ 3.3 ข้อแตกต่างของอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภท ฟาร์ม และ ประเภทติดตั้งบนหลังคา.....	44
ตารางที่ 3.4 พารามิเตอร์ควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง	47
ตารางที่ 3.5 พารามิเตอร์ควบคุมกำลังไฟฟารีแอกทีฟ	47
ตารางที่ 3.6 ข้อมูลด้านเทคนิคของอินเวอร์เตอร์รุ่น 500CP XT/630 CP XT/ 720 CP XT และ 760CP XT.....	49
ตารางที่ 3.7 ข้อมูลด้านเทคนิคของอินเวอร์เตอร์รุ่น 800CP XT/850 CP XT/ 900 CP XT และ 1000CP XT	50
ตารางที่ 3.8 ข้อมูลด้านเทคนิคของอินเวอร์เตอร์ขนาด 100 กิโลวัตต์, 250 กิโลวัตต์, 315 กิโลวัตต์ และ 500 กิโลวัตต์	56
ตารางที่ 3.9 ข้อมูลด้านเทคนิคของอินเวอร์เตอร์ขนาด 630 กิโลวัตต์, 875 กิโลวัตต์ และ 1,000 กิโลวัตต์	56
ตารางที่ 3.10 ข้อมูลด้านเทคนิคของอินเวอร์เตอร์ยี่ห้อ ABB รุ่น PVI-5000/6000-TL-OUT	58
ตารางที่ 4.1 มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	65
ตารางที่ 4.2 ตารางกำหนดความสามารถในการปรับค่าตัวประกอบกำลังและวิธีการควบคุม กำลังไฟฟารีแอกทีฟ.....	66
ตารางที่ 4.3 มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง กรณีระบบผลิต ไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ไม่จ่ายไฟเข้าระบบ.....	67
ตารางที่ 4.4 มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง กรณีระบบผลิต ไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายไฟเข้าระบบ	67

ตารางที่ 4.5 ประเทศที่มีกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สูงสุด	70
ตารางที่ 4.6 อัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศเยอรมนี	71
ตารางที่ 4.7 ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบ่งตามระดับแรงดัน	71
ตารางที่ 4.8 ข้อกำหนดการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงในประเทศเยอรมนี	71
ตารางที่ 4.9 ข้อกำหนดการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟในประเทศเยอรมนี	72
ตารางที่ 4.10 อัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศจีน ..	74
ตารางที่ 4.11 อัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศอิตาลี	75
ตารางที่ 4.12 การควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟในประเทศอิตาลี	76
ตารางที่ 4.13 อัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น	77
ตารางที่ 4.14 อัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศสเปน	79
ตารางที่ 4.15 อัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศออสเตรเลีย	80
ตารางที่ 4.16 ข้อกำหนดด้านแรงดันในระดับแรงดันต่ำประเทศออสเตรเลีย	81
ตารางที่ 4.17 ข้อกำหนดการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟในระดับแรงดันปานกลาง	81
ตารางที่ 4.18 ข้อกำหนดการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟในระดับแรงดันต่ำ	81
ตารางที่ 4.19 ข้อจำกัดด้านปริมาณกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	82
ตารางที่ 4.20 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ดำเนินการแล้ว	83
ตารางที่ 4.21 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่รอดำเนินการ	83
ตารางที่ 4.22 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	84

ตารางที่ 4.23	ลักษณะระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันปานกลางประเทศมาเลเซีย	84
ตารางที่ 4.24	ลักษณะระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันต่ำประเทศมาเลเซีย	84
ตารางที่ 4.25	แผนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศแอฟริกา.....	87
ตารางที่ 4.26	ลักษณะระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันปานกลางประเทศแอฟริกาใต้	89
ตารางที่ 4.27	โหมดการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต้องสนับสนุนระบบ โครงข่ายไฟฟ้า	93
ตารางที่ 4.28	ข้อกำหนดโหมดการควบคุมแรงดัน.....	93
ตารางที่ 5.1	โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแยกตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า.....	97
ตารางที่ 5.2	ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของวัน (TOD Rate).....	98
ตารางที่ 5.3	ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU Rate).....	99
ตารางที่ 5.4	อัตราค่าไฟฟ้าแบบปกติสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง.....	99
ตารางที่ 5.5	อัตราค่าไฟฟ้าตามอัตรา TOD.....	100
ตารางที่ 5.6	อัตราค่าไฟฟ้าตามอัตรา TOU.....	100
ตารางที่ 5.7	อัตราค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายส่งให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย .	105
ตารางที่ 5.8	อัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย).....	105
ตารางที่ 5.9	ส่วนเพิ่มอัตรารับซื้อและ Feed-in Tariff ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.	106
ตารางที่ 5.10	ข้อมูลการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกับระบบผลิตไฟฟ้าจาก เซลล์แสงอาทิตย์.....	107
ตารางที่ 5.11	ค่าไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย	107
ตารางที่ 5.12	ค่าไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย....	108
ตารางที่ 5.13	กลุ่มประเภทอาคาร และขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวมแต่ละประเภท.....	109
ตารางที่ 5.14	ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่	109
ตารางที่ 5.15	อัตรารับซื้อไฟฟ้า Feed-in Tariff.....	110

ตารางที่ 6.1 องค์ประกอบในแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	117
ตารางที่ 6.2 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม MATLAB.....	128
ตารางที่ 6.3 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY	129
ตารางที่ 6.4 ผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	132
ตารางที่ 6.5 ร้อยละของความแตกต่างของผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อ เปรียบเทียบกับบทความงานวิจัย	134
ตารางที่ 6.6 ผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ติดตั้งในระบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	134
ตารางที่ 6.7 ร้อยละของความแตกต่างของผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อติดตั้งระบบ ผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์โดยเปรียบเทียบกับโปรแกรม MATLAB	136
ตารางที่ 6.8 ผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ติดตั้งในระบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	141
ตารางที่ 6.9 ร้อยละของความแตกต่างของผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อใช้โปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY เปรียบเทียบกับโปรแกรม MATLAB	142
ตารางที่ 6.10 ผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ติดตั้งในระบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	143
ตารางที่ 6.11 ร้อยละของความแตกต่างของผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อติดตั้ง ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์โดยเปรียบเทียบกับโปรแกรม MATLAB.....	144
ตารางที่ 6.12 การคำนวณในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY	151
ตารางที่ 6.13 คำสั่งที่ใช้ใน IntVec และ IntDplVector ใน DPL script.....	152
ตารางที่ 6.14 คำสั่งที่ใช้สั่ง IntMat ใน DPL script	153
ตารางที่ 6.15 ข้อมูลความต้องการโหลด และ กำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์ แสงอาทิตย์.....	155

ตารางที่ 7.1 โหมตการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันของระบบผลิตไฟฟ้าจาก เซลล์แสงอาทิตย์	158
ตารางที่ 7.2 โหมตการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจาก เซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยที่ทั้ง 2 ระบบ เชื่อมต่อไม่พร้อมกัน	161
ตารางที่ 8.1 โหมตการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันที่ใช้ทดสอบ.....	198
ตารางที่ 8.2 สรุปผลการทดสอบจากกราฟตัวอย่างการควบคุมแรงดันในโหมตการควบคุมแรงดัน และพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน	208
ตารางที่ 8.3 ผลการทดสอบโหมตการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน เมื่อมีระบบ ผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	208
ตารางที่ 8.4 โหมตการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันของระบบผลิตไฟฟ้าจาก เซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้ โหมต Power Factor=0.95.....	210
ตารางที่ 8.5 โหมตการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันของระบบผลิตไฟฟ้าจาก เซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้ โหมต $\cos\phi(P)$ โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์	211
ตารางที่ 8.6 สรุปผลการทดสอบจากกราฟตัวอย่าง กรณีเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์ แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่ พร้อมกัน	237
ตารางที่ 8.7 ผลการทดสอบกรณีเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับ ระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกันเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจาก เซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมต Power Factor=0.95	239
ตารางที่ 8.8 ผลการทดสอบกรณีเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับ ระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกันเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจาก เซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมต $\cos\phi(P)$ โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์	241

ตารางที่ 8.9	สรุปผลการทดสอบจากกราฟตัวอย่าง กรณีเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อพร้อมกัน.....	270
ตารางที่ 8.10	ผลการทดสอบกรณีเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อพร้อมกัน.....	272
ตารางที่ 8.11	โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ ที่ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้มากที่สุด.....	296
ตารางที่ 8.12	สรุปผลการทดสอบจากกราฟตัวอย่างการควบคุมแรงดันในโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน.....	308
ตารางที่ 8.13	ผลการทดสอบโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน เมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า	308
ตารางที่ 8.14	สรุปผลการทดสอบจากกราฟตัวอย่างการควบคุมแรงดันในโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน.....	318
ตารางที่ 8.15	ผลการทดสอบกรณีเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกันเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมดตัวประกอบกำลังคงที่เท่ากับ 0.80 ..	319

สารบัญรูปร่างภาพ

	หน้า
รูปที่ 1.1 โครงสร้างของเนื้อหาวิทยานิพนธ์	9
รูปที่ 2.1 วงจรสมมูลของสายป้อนทั่วไประบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	14
รูปที่ 2.2 ระบบโครงข่ายไฟฟ้าอย่างง่าย	17
รูปที่ 2.3 แรงดันในสายป้อนเมื่อมีและไม่มีควบคุมแรงดันจากหม้อแปลงสถานี	19
รูปที่ 2.4 แรงดันในสายป้อนเมื่อมีและไม่มีตัวควบคุมแรงดันติดตั้งในสายป้อน	19
รูปที่ 2.5 แรงดันในสายป้อนเมื่อไม่มีตัวเก็บประจุติดตั้งในสายป้อน เมื่อมีตัวเก็บประจุแบบติดตั้ง ถาวรติดตั้งในสายป้อนและเมื่อมีทั้งตัวเก็บประจุแบบถาวรและตัวเก็บประจุชนิดสวิตช์ ติดตั้งในสายป้อน	21
รูปที่ 2.6 แรงดันในสายป้อนเมื่อไม่ติดตั้งและติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในสายป้อน.....	22
รูปที่ 2.7 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าแอกทีฟและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้า จากเซลล์แสงอาทิตย์.....	24
รูปที่ 2.8 กำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบ่งแยกตามแต่ละระดับ แรงดัน	31
รูปที่ 2.9 วิธีการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้คงที่	32
รูปที่ 2.10 การควบคุมตัวประกอบกำลังตามค่ากำลังไฟฟ้าจริงขาออก	33
รูปที่ 2.11 การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟตามแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ.....	33
รูปที่ 3.1 แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดหนึ่งไดโอด	39
รูปที่ 3.2 กราฟลักษณะการกำหนดตัวประกอบกำลังขึ้นกับกำลังไฟฟ้าจริง	46
รูปที่ 3.3 กราฟลักษณะการกำหนดตัวประกอบกำลังขึ้นกับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า	47
รูปที่ 3.4 กราฟการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง	51
รูปที่ 3.5 กราฟการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟโหมด Q(U) REF	54
รูปที่ 3.6 กราฟการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟโหมด COSPHI f(P)	54

รูปที่ 3.7 กราฟสำหรับโหมตกำหนดค่าตัวประกอบกำลังขึ้นอยู่กับกำลังไฟฟ้าจริง	58
รูปที่ 3.8 กราฟสำหรับโหมตควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟขึ้นอยู่กับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า... 58	58
รูปที่ 3.9 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ.....	59
รูปที่ 3.10 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน	60
รูปที่ 3.11 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า	60
รูปที่ 3.12 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าประเภท	62
รูปที่ 3.13 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าประเภทฟาร์ม	63
รูปที่ 4.1 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้ค่าประกอบกำลังแบบคงที่	72
รูปที่ 4.2 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้ค่าประกอบกำลังตามกำลังการผลิต	73
รูปที่ 4.3 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้ค่าประกอบกำลังตามแรงดัน ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า	73
รูปที่ 4.4 ข้อกำหนดการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.. 75	75
รูปที่ 4.5 การควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีกำลังผลิตน้อยกว่า 400 กิโลวัตต์.....	76
รูปที่ 4.6 การควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีกำลังผลิตมากกว่าหรือเท่ากับ 400 กิโลวัตต์.....	76
รูปที่ 4.7 การเชื่อมต่อโดยตรงในระดับแรงดันต่ำ.....	85
รูปที่ 4.8 การเชื่อมต่อทางอ้อมในระดับแรงดันต่ำ.....	86
รูปที่ 4.9 การเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเชื่อมต่อที่เชื่อมต่อที่ PE	86
รูปที่ 4.10 การเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเชื่อมต่อที่เชื่อมต่อที่ PMU/PPU	86
รูปที่ 4.11 การเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเชื่อมต่อที่เชื่อมต่อที่ PMU	87
รูปที่ 4.12 ความสามารถในการสนับสนุนกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (ซ้าย).....	90

รูปที่ 4.13 ความสามารถในการสนับสนุนกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์ แสงอาทิตย์เมื่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีระดับแรงดันปกติ (ขวา).....	90
รูปที่ 4.14 ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุด.....	90
รูปที่ 4.15 ความสามารถในการสนับสนุนกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์ แสงอาทิตย์ (ซ้าย).....	91
รูปที่ 4.16 ความสามารถในการสนับสนุนกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์ แสงอาทิตย์เมื่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีแรงดันปกติ (ขวา).....	91
รูปที่ 4.17 ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุด.....	91
รูปที่ 4.18 การรับ-จ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในโหมดควบคุมแรงดัน.....	92
รูปที่ 4.19 การรับ-จ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในโหมดควบคุมตัวประกอบกำลังและ โหมดควบคุม กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ.....	92
รูปที่ 6.1 หน้าต่างแสดงพื้นที่ว่างสำหรับวาดรูประบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	112
รูปที่ 6.2 ตัวอย่างแผนภาพเส้นเดียวของระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 100 kV.....	113
รูปที่ 6.3 Dialog ของ Terminal.....	113
รูปที่ 6.4 Dialog ของ Line.....	114
รูปที่ 6.5 การป้อนข้อมูลของ Line.....	114
รูปที่ 6.6 การใส่ชื่อของ External Grid.....	115
รูปที่ 6.7 การใส่ข้อมูลชื่อและชนิดของโหลด.....	115
รูปที่ 6.8 การใส่ข้อมูลของโหลด.....	116
รูปที่ 6.9 องค์ประกอบการควบคุมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	116
รูปที่ 6.10 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใน DigSILENT POWER FACTORY.....	118
รูปที่ 6.11 Dialog ของ Static Generator.....	120
รูปที่ 6.12 Dialog ของ Static Generator หน้า Load Flow.....	121
รูปที่ 6.13 การคำนวณ Load Flow หน้า Tab Basic Options.....	121

รูปที่ 6.14 กด Input Mode และเลือก User Selection	122
รูปที่ 6.15 Dialog Box ให้เลือกค่าพารามิเตอร์ที่ต้องการนำไปแสดงใน Result Box	123
รูปที่ 6.16 Dialog box สำหรับการเลือกรูปแบบรายงาน.....	123
รูปที่ 6.17 ตัวอย่างการแสดงผลพีธีในรูปแบบรายงาน.....	123
รูปที่ 6.18 การ Define Feeder ใน External Grid	124
รูปที่ 6.19 การกำหนดชื่อของ Feeder	124
รูปที่ 6.20 ตัวอย่างการแสดงผลพีธีรูปแบบกราฟแรงดัน	125
รูปที่ 6.21 ความต้องการโหลดที่เปลี่ยนแปลงในเวลา 1 วัน.....	125
รูปที่ 6.22 กำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ในเวลา 1 วัน	126
รูปที่ 6.23 ระบบทดสอบ IEEE 19 บัส	126
รูปที่ 6.24 แรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเมื่อไม่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	127
รูปที่ 6.25 แรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	127
รูปที่ 6.26 แผนภาพเส้นเดียวของระบบไฟฟ้า 3 บัส.....	128
รูปที่ 6.27 แผนภาพเส้นเดียวที่ใช้คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในโปรแกรม DiGSILENT POWER FACTORY	129
รูปที่ 6.28 แผนภาพแสดงระบบทดสอบระดับแรงดันปานกลาง IEEE 19 BUS (11 kV).....	131
รูปที่ 6.29 กราฟเปรียบเทียบแรงดันเฟส A จากการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	133
รูปที่ 6.30 กราฟเปรียบเทียบแรงดันเฟส B จากการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	133
รูปที่ 6.31 กราฟเปรียบเทียบแรงดันเฟส C จากการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	133
รูปที่ 6.32 กราฟเปรียบเทียบแรงดันเฟส A จากการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	135
รูปที่ 6.33 กราฟเปรียบเทียบแรงดันเฟส B จากการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	136
รูปที่ 6.34 กราฟเปรียบเทียบแรงดันเฟส C จากการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	136
รูปที่ 6.35 แผนภาพแสดงระบบทดสอบระดับแรงดันต่ำ IEEE 29 BUS (210 V).....	137

รูปที่ 6.36 การนิยาม By the General Selection ในแท็บ Basic Options.....	145
รูปที่ 6.37 การนิยาม By the General Selection ในแผนภาพเส้นเดี่ยว (Single Line Diagram).....	146
รูปที่ 6.38 การเขียน DPL Scripts เพื่อเลือกสายไฟทุกเส้นในการนิยามแบบ General Selection.....	146
รูปที่ 6.39 การนิยาม By Sets	147
รูปที่ 6.40 ตัวอย่างการเขียน DPL Scripts เพื่อให้โปรแกรมแสดงชื่อของวัตถุที่อยู่ในเซต	147
รูปที่ 6.41 การนิยาม By Filters สามารถนิยามโดยกด Contents	147
รูปที่ 6.42 การใช้ Filters นิยามวัตถุในระบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	148
รูปที่ 6.43 ตัวอย่างการเขียน DPL Scripts เพื่อให้สายไฟที่อยู่ใน Filters Lines ถูกเก็บค่าในเซต ที่ชื่อ sLines.....	148
รูปที่ 6.44 ตัวอย่างการใช้ DPL Scripts เรียกเซตของสายไฟในระบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	148
รูปที่ 6.45 ตัวอย่างการใช้ DPL Scripts เรียกวัตถุเฉพาะที่ต้องการ.....	149
รูปที่ 6.46 ตัวอย่างการใช้คำสั่ง Filters ใน DPL scripts	149
รูปที่ 6.47 การหาชื่อพารามิเตอร์ของวัตถุ.....	150
รูปที่ 6.48 ตัวอย่างการเขียน DPL script เพื่อสั่งให้มีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	151
รูปที่ 6.49 ตัวอย่างการเขียน DPL script เพื่อแสดงคำตอบจากการคำนวณ.....	152
รูปที่ 6.50 รูปแบบการเก็บค่าของเวกเตอร์ทั้ง 2 รูปแบบ	152
รูปที่ 6.51 ระบบทดสอบ 4 บัส.....	155
รูปที่ 6.52 ตัวอย่างการเขียน DigSILENT Programming Language.....	156
รูปที่ 6.53 ผลการทดสอบจากโปรแกรม DigSILENT Programming Language	156
รูปที่ 7.1 แบบจำลองการทำงานเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบเชื่อมต่อกับ ระบบโครงข่ายไฟฟ้า	160

รูปที่ 7.2 แบบจำลองการทำงานเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกัน.....	163
รูปที่ 7.3 แบบจำลองการทำงานเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อพร้อมกัน.....	166
รูปที่ 8.1 ระบบทดสอบแรงดันต่ำ 29 บัส.....	170
รูปที่ 8.2 ข้อมูลความต้องการโหลดที่ใช้ทดสอบ	170
รูปที่ 8.3 ข้อมูลกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	171
รูปที่ 8.4 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส A ในระบบที่มีโหลดสมดุลง่ายไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย	172
รูปที่ 8.5 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส B ในระบบที่มีโหลดสมดุลง่ายไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย	172
รูปที่ 8.6 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส C ในระบบที่มีโหลดสมดุลง่ายไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย	173
รูปที่ 8.7 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส A ในระบบที่มีโหลดสมดุลง่ายพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย	175
รูปที่ 8.8 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส B ในระบบที่มีโหลดสมดุลง่ายพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย	176
รูปที่ 8.9 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส B ในระบบที่มีโหลดสมดุลง่ายพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย	177
รูปที่ 8.10 ข้อมูลโหลดเฟส A เฟส B และเฟส C ที่ใช้ในการทดสอบ.....	178
รูปที่ 8.11 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส A ในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลง่ายไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย.....	179
รูปที่ 8.12 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส A ในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลง่ายไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย.....	180

รูปที่ 8.23 ระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ 29 บัส.....	195
รูปที่ 8.24 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระหว่างวันที่ 1-7 มกราคม 2557 .	195
รูปที่ 8.25 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระหว่างวันที่ 8-14 มกราคม 2557	196
รูปที่ 8.26 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระหว่างวันที่ 15-21 มกราคม 2557.....	196
รูปที่ 8.27 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระหว่างวันที่ 22-28 มกราคม 2557.....	196
รูปที่ 8.28 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระหว่างวันที่ 29-31 มกราคม 2557.....	196
รูปที่ 8.29 ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันทำงาน.....	197
รูปที่ 8.30 ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันเสาร์.....	197
รูปที่ 8.31 ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันอาทิตย์.....	197
รูปที่ 8.32 ผลการทดสอบเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Power Factor=1.....	200
รูปที่ 8.33 ผลการทดสอบเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Power Factor=0.95.....	201
รูปที่ 8.34 ผลการทดสอบเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Power Factor=0.85.....	203
รูปที่ 8.35 ผลการทดสอบเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์.....	204
รูปที่ 8.36 ผลการทดสอบเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดัน คือ โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ MinPF=0.80 และ Pn=4 กิโลวัตต์.....	205
รูปที่ 8.37 ผลการทดสอบเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint 0 กิโลวาร์.....	206

รูปที่ 8.38 ผลการทดสอบเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -2 กิโลวาร์	207
รูปที่ 8.39 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1	213
รูปที่ 8.40 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1	214
รูปที่ 8.41 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้ โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์	216
รูปที่ 8.42 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้ โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์	216
รูปที่ 8.43 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.80 และ Pn=4 กิโลวัตต์	218
รูปที่ 8.44 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.80 และ Pn=4 กิโลวัตต์	219
รูปที่ 8.45 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้ คือ โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint 0 กิโลวาร์	221
รูปที่ 8.46 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้คือ โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint 0 กิโลวาร์	221
รูปที่ 8.47 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้คือ โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -1 กิโลวาร์	223
รูปที่ 8.48 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้คือ โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -1 กิโลวาร์	224
รูปที่ 8.49 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้คือ โหมด Power Factor=1	226
รูปที่ 8.50 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้คือ โหมด Power Factor=1	226

รูปที่ 8.51 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้คือ โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์.....	228
รูปที่ 8.52 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้คือ โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์.....	229
รูปที่ 8.53 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้คือ โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.80$ และ $P_n=4$ กิโลวัตต์.....	231
รูปที่ 8.54 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้คือ โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.80$ และ $P_n=4$ กิโลวัตต์.....	231
รูปที่ 8.55 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้ โหมด $Q(U)$ โดยที่ $\%Droop=10$ และ $Q_{\text{setpoint}} 0$ กิโลวาร์.....	233
รูปที่ 8.56 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้ โหมด $Q(U)$ โดยที่ $\%Droop=10$ และ $Q_{\text{setpoint}} 0$ กิโลวาร์.....	234
รูปที่ 8.57 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $Q(U)$ โดยที่ $\%Droop=2.5$ และ $Q_{\text{setpoint}} -1$ กิโลวาร์	236
รูปที่ 8.58 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $Q(U)$ โดยที่ $\%Droop=2.5$ และ $Q_{\text{setpoint}} -1$ กิโลวาร์	236
รูปที่ 8.59 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด $\text{Power Factor}=1$ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\text{Power Factor}=1$	244
รูปที่ 8.60 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด $\text{Power Factor}=1$ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\text{Power Factor}=1$	245
รูปที่ 8.61 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด $\text{Power Factor}=0.95$ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\text{Power Factor}=1$	247

รูปที่ 8.71 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -2 กิโลวาร์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1 262

รูปที่ 8.72 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -2 กิโลวาร์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1 263

รูปที่ 8.73 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -2 กิโลวาร์..... 265

รูปที่ 8.74 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -2 กิโลวาร์..... 266

รูปที่ 8.75 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -2 กิโลวาร์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์ .. 268

รูปที่ 8.76 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -2 กิโลวาร์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์ .. 269

รูปที่ 8.77 ระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง 33 บัส 22 กิโลโวลต์..... 300

รูปที่ 8.78 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระหว่างวันที่ 1-7 มกราคม 2557 . 301

รูปที่ 8.79 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระหว่างวันที่ 8-14 มกราคม 2557 301

รูปที่ 8.80 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระหว่างวันที่ 15-21 มกราคม 2557..... 301

รูปที่ 8.81 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระหว่างวันที่ 22-28 มกราคม 2557	301
รูปที่ 8.82 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระหว่างวันที่ 29-31 มกราคม 2557	302
รูปที่ 8.83 ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันทำงาน	302
รูปที่ 8.84 ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันเสาร์	302
รูปที่ 8.85 ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันอาทิตย์	303
รูปที่ 8.86 ผลการทดสอบเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Power Factor=0.95	304
รูปที่ 8.87 ผลการทดสอบโหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=1 เมกะวัตต์	306
รูปที่ 8.88 ผลการทดสอบโหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint -2 เมกะวาร์.....	307
รูปที่ 8.89 ผลการทดสอบบัส 18 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้ โหมด Power Factor=0.85	311
รูปที่ 8.90 ผลการทดสอบบัส 33 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้ โหมด Power Factor=0.85	312
รูปที่ 8.91 ผลการทดสอบบัส 18 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=1 เมกะวัตต์.....	314
รูปที่ 8.92 ผลการทดสอบบัส 33 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=1 เมกะวัตต์.....	314
รูปที่ 8.93 ผลการทดสอบบัส 18 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint -2 เมกะวาร์.....	316
รูปที่ 8.94 ผลการทดสอบบัส 33 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint -2 เมกะวาร์.....	317

บทที่ 1

บทนำ

เนื้อหาของบทนี้จะได้นำเสนอที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ และงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

เนื่องจากในปัจจุบันเศรษฐกิจของประเทศขยายตัวอย่างรวดเร็วพร้อมกันหลายด้าน เช่น ด้านการเกษตร การบริการและพาณิชย์กรรม และการขยายฐานอุตสาหกรรมภายในประเทศที่ทันสมัยมากยิ่งขึ้น ผลจากการพัฒนาดังกล่าวทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ดังนั้นจึงต้องดำเนินแผนงานด้านพลังงานในระยะยาวให้เพียงพอต่อความต้องการโดยหนึ่งในแผนงานที่ได้ดำเนินการคือการส่งเสริมและเพิ่มสัดส่วนพลังงานทดแทนภายในประเทศเพราะปัจจุบันการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยมีสัดส่วนการพึ่งพาเชื้อเพลิงประเภทก๊าซธรรมชาติในปริมาณมากโดยเชื้อเพลิงบางประเภทยังจำเป็นต้องนำเข้าจากต่างประเทศอีกด้วย การส่งเสริมและเพิ่มสัดส่วนพลังงานทดแทนภายในประเทศจึงเป็นการเพิ่มความมั่นคงด้านพลังงานภายในประเทศ สามารถตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าอย่างเพียงพอ และลดความเสี่ยงต่อการเกิดไฟฟ้าดับภายในประเทศ [1] ดังนั้นแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2015-2026) [2, 3] จึงมีเป้าหมายในการนำพลังงานทดแทนมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าแทนก๊าซธรรมชาติเพื่อลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงจากต่างประเทศและเพื่อลดปัญหาสภาวะโลกร้อนเนื่องจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยเฉพาะอย่างยิ่งพลังงานแสงอาทิตย์ที่ประเทศไทยมีศักยภาพอยู่ในระดับดีมาก รัฐบาลจึงต้องการให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์โดยเป้าหมายมีขนาดกำลังการผลิต 6,000 MW ซึ่งในปัจจุบัน (ประเมินเมื่อสิ้นปี พ.ศ. 2557) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Generation System: PVGS) มีขนาดกำลังการผลิตรวมเพียง 1,298.51 MW ซึ่งการที่จะเพิ่มสัดส่วนของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จำเป็นต้องมีมาตรการส่งเสริมหลาย ๆ ด้าน เช่น ให้ประชาชนมีความรู้ความเข้าใจในเรื่องระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ส่งเสริมให้ประชาชนมีส่วนร่วมในการผลิตและใช้พลังงานทดแทน มีแรงจูงใจสำหรับการลงทุนจากภาคเอกชน คือ ส่วนเพิ่มอัตรารับซื้อ (Adder) หรือ Feed-in Tariff (FIT) การปรับปรุงระบบโครงสร้างพื้นฐาน เช่น ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีผลต่อข้อกำหนดด้านความมั่นคงในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยเฉพาะอย่างยิ่งข้อกำหนดด้านแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

เนื่องจากการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีผลการทบทต่อแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อความความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้าจึงต้องมีข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Code) ควบคุมการทำงานและการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งมีการกำหนดค่าต่าง ๆ เช่น แรงดันไฟฟ้า ตัวประกอบกำลัง ความถี่ ฮาร์โมนิก เป็นต้น โดยในปัจจุบันระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะจ่ายเพียงกำลังไฟฟ้าจริงสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าทำให้บางช่วงเวลาที่ความเข้มแสงมากสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้มาก ส่งผลให้แรงดันในระบบเกินช่วงที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดการเชื่อมต่อ ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้เสนอแบบจำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีส่วนร่วมในการรักษาระดับแรงดันโดยการใช้โหมดควบคุมแรงดัน และพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน ซึ่งวิเคราะห์พัฒนาโปรแกรมโดยใช้ DigSILENT Programming Language (DPL) ในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

1.2 วัตถุประสงค์

- 1) สร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้ DigSILENT Programming Language (DPL) ในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY
- 2) นำเสนอแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า 1 ระบบ และ 2 ระบบ ให้มีส่วนร่วมในการควบคุมแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อให้ระบบโครงข่ายสามารถรองรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้มากขึ้น
- 3) สามารถบอกถึงผลกระทบด้านรายได้ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จากการมีส่วนร่วมในการรักษากระดับแรงดันในระบบโครงข่ายระบบไฟฟ้า

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

- 1) พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าในระดับแรงดันต่ำและระดับแรงดันปานกลาง
- 2) พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าประเภทติดตั้งบนหลังคาขนาดไม่เกิน 10 กิโลวัตต์ ในระบบแรงดันต่ำ 1 เฟส
- 3) พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าประเภทฟาร์มขนาดมากกว่า 1 เมกะวัตต์ ในระบบแรงดันปานกลาง
- 4) กำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าเมื่อแรงดันต่ำกว่าร้อยละ 95 และสูงกว่าร้อยละ 105 ของแรงดันปกติ

- 5) กำหนดให้การปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละครั้งใช้เวลา 5 นาที จึงสามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้อีกครั้ง
- 6) พิจารณาระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีโครงสร้างแบบเรเดียล
- 7) พิจารณาระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลังแบบ 3 เฟสสมดุลและทำงานในสภาวะอยู่ตัว
- 8) พิจารณาคุณภาพไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องกับขนาดแรงดันเท่านั้น
- 9) ไม่พิจารณาผลของฮาร์มอนิก

1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน

- 1) ศึกษาบทความทางวิชาการและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ ดังนี้
 - 1.1) ศึกษาพื้นฐานแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
 - 1.2) ศึกษาปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้า
 - 1.3) ศึกษาความหมายและประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว
 - 1.4) ศึกษาหลักการพื้นฐานของเซลล์แสงอาทิตย์
 - 1.5) ศึกษาการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์
 - 1.6) ศึกษาการทำงานของอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งประเภทติดตั้งบนหลังคาและประเภทฟาร์ม
 - 1.7) ศึกษาผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์
 - 1.8) ศึกษาการลดผลกระทบจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์
 - 1.9) ศึกษาโหมดการควบคุมแรงดันของอินเวอร์เตอร์ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งประเภทติดตั้งบนหลังคาและประเภทฟาร์ม
 - 1.10) ศึกษาข้อกำหนดการเชื่อมต่อบริการโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การไฟฟ้านครหลวง และจากในต่างประเทศ
 - 1.11) ศึกษาการคิดค่าไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์
 - 1.12) ศึกษาการใช้ DigSILENT Programming Language (DPL) ในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY
- 2) วิเคราะห์และระบุปัญหาที่จะศึกษา
 - 2.1) วิเคราะห์ผลกระทบจากการเชื่อมต่อบริการโครงข่ายไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
 - 2.2) วิเคราะห์หาหลักการและวิธีการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีส่วนร่วมในการควบคุมแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

2.3) วิเคราะห์ผลกระทบรายได้ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จากการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีส่วนร่วมควบคุมแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

3) กำหนดขอบเขตของงานวิจัย

4) เก็บข้อมูลอุณหภูมิและความเข้มแสงจากอาคารเจริญวิศวกรรม คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

5) ทดสอบการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

5.1) ทดสอบผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อบนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยใช้โปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

5.2) ทดสอบการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีส่วนร่วมควบคุมแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยใช้โปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

6) พัฒนาโปรแกรมที่ใช้ทดสอบโดยใช้ DigSILENT Programming Language (DPL) ในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

6.1) พัฒนาโปรแกรมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ให้สามารถทำงานในโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ต่างๆได้ผ่านการใช้ DPL

6.2) พัฒนาโปรแกรมให้สามารถรับค่าความต้องการโหลด และ กำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จากโปรแกรม Microsoft Excel ผ่านการใช้ DPL

6.3) พัฒนาโปรแกรมให้ทำงานตามแบบจำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อสามารถหาค่ากำลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าผ่านการใช้ DigSILENT Programming Language

6.4) พัฒนาโปรแกรมให้สามารถควบคุมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

6.5) พัฒนาโปรแกรมให้สามารถส่งค่าผลการทดสอบไปยังโปรแกรม Notepad ผ่านการใช้ DigSILENT Programming Language

7) ทดสอบการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ตามการทำงานที่ได้เสนอไว้ และวิเคราะห์ผลกระทบต่อการขายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

8) สรุปและวิเคราะห์ผลการทดสอบ

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1) แบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

2) การใช้งาน DPL ในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY เบื้องต้น

3) การควบคุมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ผ่านการใช้ DPL ในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

4) แนวทางการมีส่วนร่วมควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อให้สามารถรองรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้มากยิ่งขึ้น

5) สามารถวิเคราะห์ผลกระทบรายได้ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จากการมีส่วนร่วมรักษาระดับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าผ่านโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน

6) ข้อมูลอุณหภูมิและความเข้มแสงจากการเก็บข้อมูลที่อาคารเจริญวิศวกรรม คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับโครงร่างวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ สามารถแบ่งออกเป็น 3 หัวข้อดังนี้ 1) งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ 2) งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 3) งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า 4) งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการลดผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

1) งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ มีการใช้และนำเสนอแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์อยู่หลายรูปแบบแตกต่างกันคือ บทความ [4] นำเสนอการเปรียบเทียบแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดหนึ่งไดโอดที่เป็นอุดมคติ (Ideal Model) กับที่มีตัวต้านทานอนุกรม (Series Resistance) โดยพิจารณาผลจากความเข้มแสงและอุณหภูมิ ปรากฏว่าแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดหนึ่งไดโอดที่มีตัวต้านทานอนุกรมมีพฤติกรรมที่เหมือนเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มากกว่าแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดหนึ่งไดโอดที่เป็นอุดมคติ บทความ [5] นำเสนอแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดหนึ่งไดโอดที่มีทั้งตัวต้านทานอนุกรมและตัวต้านทานขนาน (Parallel Resistance) เนื่องจากพบว่ากระบวนการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์มีกำลังไฟฟ้าสูญเสียเกิดขึ้น ทำให้แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ใกล้เคียงกับการทำงานจริงมากยิ่งขึ้น แต่พารามิเตอร์ของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ได้รับจากผู้ผลิตไม่มีค่าของตัวต้านทานอนุกรมและตัวต้านทานขนาน ซึ่งต้องคำนวณขึ้นมาเอง บทความ [6, 7] นำเสนอแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดหนึ่งไดโอดที่มีตัวต้านทานอนุกรมและตัวต้านทานขนาน โดยมีกระบวนการคำนวณหาค่าตัวต้านทานอนุกรมและตัวต้านทานขนานซึ่งเป็นค่าพารามิเตอร์ที่ผู้ผลิตไม่ได้บอกมา หลังจากนั้นได้ปรับค่าพารามิเตอร์ของเซลล์แสงอาทิตย์แบบโมดูลเป็นค่าพารามิเตอร์แบบอาร์เรย์เพื่อใช้ในการทดสอบเซลล์แสงอาทิตย์แบบ

อาร์เรย์ และมีการทดสอบเปรียบเทียบค่ากราฟความสัมพันธ์ระหว่างกระแสและแรงดันที่ได้จากแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์กับค่าที่วัดจริง ซึ่งพบว่ามีความแม่นยำอยู่ในเกณฑ์ที่ดี บทความ [8] เปรียบเทียบระหว่างแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดหนึ่งไดโอดกับแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสองไดโอดพบว่า ทั้งสองแบบจำลองสามารถหาค่าพารามิเตอร์ของเซลล์แสงอาทิตย์ได้ โดยทั้งสองแบบจำลองได้ค่าพารามิเตอร์ของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใกล้เคียงกัน แต่แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดสองไดโอดสามารถหาค่าพารามิเตอร์ของเซลล์แสงอาทิตย์ได้แม่นยำกว่าแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดหนึ่งไดโอด

2) งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

บทความ [9] ศึกษาแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงในระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยทดสอบแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในโหมดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Maximum Power Point: MPP) ซึ่งผลการทดสอบพบว่าแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีความแม่นยำเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของความเข้มแสง และแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยเปรียบเทียบกับค่าที่วัดได้จริง แต่แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในบทความ [10, 11] จะมีการสร้างแบบจำลองที่แตกต่างออกไปโดยสามารถแบ่งแบบจำลองออกเป็น 3 ส่วนคือ (1) แบบจำลองส่วนไฟฟ้ากระแสตรง (2) แบบจำลองส่วนอินเวอร์เตอร์ (3) แบบจำลองส่วนไฟฟ้ากระแสสลับ โดยเปรียบเทียบความแม่นยำของแบบจำลองกับค่าที่วัดได้จริง ซึ่งพบว่าในช่วงเวลาเพียงวันที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตกำลังไฟฟ้าได้มากแบบจำลองมีความแม่นยำมากกว่าในช่วงเวลาเช้าและช่วงเวลาเย็นที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตกำลังไฟฟ้าได้น้อย นอกจากนี้ยังทดสอบการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใน 2 โหมดการทำงานคือ โหมด PQ และ โหมด PV โดยในโหมด PQ เป็นโหมดการทำงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง แต่บางครั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต้องทำงานในโหมด PV ซึ่งจะมีการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟารีแอกทีฟ เพื่อสนับสนุนแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้อยู่ในช่วงที่กำหนด ($\pm 5\%$ หรือ $\pm 10\%$ ของค่าแรงดันปกติ) แต่การรับหรือจ่ายกำลังไฟฟารีแอกทีฟมีข้อจำกัดจากพิกัดของอินเวอร์เตอร์และกำลังไฟฟ้าจริง

3) งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

บทความ [12, 13] ศึกษาผลกระทบเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าต่อการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆในระบบโครงข่ายไฟฟ้า เช่น อุปกรณ์ปรับแรงดันไฟฟ้า (Automatic Voltage Regulator: AVR) หม้อแปลงแบบปรับแท็ปได้ (Tap Changing Transformer) ตัวเก็บประจุ (Capacitor Bank) และอุปกรณ์ป้องกันทำให้มีการทำงานต่างไปจาก

กรณีที่ไม่มียระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า เนื่องจากเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถทำให้เกิดผลต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลายอย่างเช่น กำลังไฟฟ้าไหลย้อน (Reverse Power Flow) เป็นสาเหตุทำให้อุปกรณ์ปรับแรงดันทำงานมากขึ้น ผิดปกติ ทำให้เกิดแรงดันสูงขึ้นในบริเวณใกล้เคียงที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งอยู่ ทำให้เกิดแรงดันแกว่ง (Voltage Fluctuation) เนื่องจากความไม่แน่นอนในการผลิตกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ทำให้กำลังสูญเสียในระบบมากยิ่งขึ้น ตลอดจนทำให้คุณภาพไฟฟ้าและความน่าเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้าน้อยลง ทั้งนี้ความรุนแรงของผลกระทบจะขึ้นอยู่กับขนาดกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า นอกจากนี้ปัจจุบันยังมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าประเภทบนหลังคาซึ่งนับว่ามีความนิยมมากในปัจจุบัน บทความ [14, 15] ได้ศึกษาผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าประเภทบนหลังคา โดยความรุนแรงของผลกระทบจะขึ้นอยู่กับขนาดกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายระบบ โดยถ้าขนาดกำลังการผลิตมีค่าระดับปานกลาง (น้อยกว่า 50% ของความต้องการโหลด) จะทำให้บัสที่มีระดับแรงดันน้อยมีระดับแรงดันที่ดีขึ้น และกำลังสูญเสียในระบบน้อยลง แต่ถ้าขนาดกำลังการผลิตมีค่าสูงมาก (ประมาณ 95% ของความต้องการโหลด) จะทำให้เกิดแรงดันเกินในบางช่วงเวลา เนื่องจากขนาดของความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าในที่พักอาศัยไม่สอดคล้องกับกำลังการผลิตที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าประเภทบนหลังคาผลิตได้

4) งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการลดผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

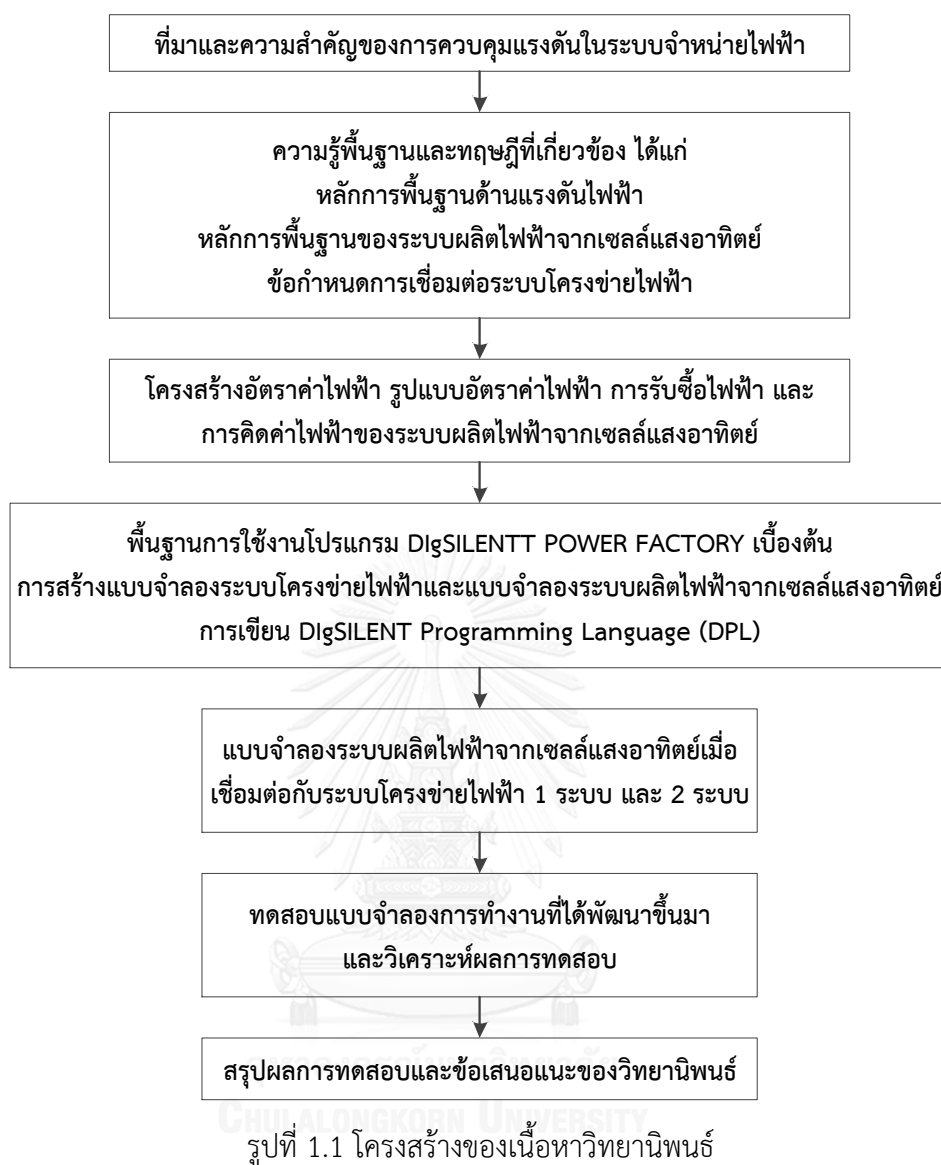
บทความ [16, 17] ศึกษาผลกระทบของระบบโครงข่ายไฟฟ้าเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เชื่อมต่อ พบว่าถ้าระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีความแข็งแรงไม่เพียงพอจะทำให้เกิดปัญหาด้านแรงดันและกำลังสูญเสียในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ดังนั้นการลดผลกระทบของแรงดันและกำลังสูญเสียในระบบโครงข่ายไฟฟ้าสามารถทำได้หลายวิธีคือ ให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์รับกำลังไฟฟ้านี้ออกที่ฟเพื่อป้องกันไม่ให้เกิดแรงดันเกิน ให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ลดกำลังการผลิต เป็นต้น ซึ่งจากการทดสอบการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในโหมดต่างๆ คือ โหมดตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 โหมดตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 และลดกำลังการผลิตไฟฟ้า โหมดตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 0.89 และโหมดตัวประกอบกำลังสามารถเปลี่ยนแปลงได้ตลอดเวลา พบว่าการให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์รับกำลังไฟฟ้านี้ออกที่ฟ (ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าน้อยกว่า 1) หรือลดกำลังการผลิต สามารถลดความเสี่ยงที่จะเกิดแรงดันเกินและสามารถรองรับขนาดกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้มากยิ่งขึ้น นอกจากนี้บทความ

[18] ได้เสนอแบบจำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์โดยคำนึงถึงการรักษาระดับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งแบบจำลองที่นำเสนอขึ้นให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ปรับกำลังไฟฟ้านี้เพื่อรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในช่วงที่กำหนด แต่ถ้าระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ปรับกำลังไฟฟ้านี้จนถึงขีดจำกัดแล้วแรงดันของระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะไม่ลดลงมาอยู่ในช่วงที่กำหนดหลังจากนั้นจะปรับให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ลดกำลังการผลิตกำลังไฟฟ้านี้จริง จากการทดสอบการทำงานพบว่าในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงของโหลดในระบบโครงข่ายไฟฟ้าตลอดเวลา การทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบปกติจะทำให้แรงดันอยู่นอกช่วงที่กำหนดกล่าวคือเมื่อโหลดน้อยแรงดันจะเกิน แต่การทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบจำลองที่นำเสนอสามารถรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในช่วงที่กำหนดได้ ในกรณีเกิดแรงดันตกชั่วขณะพบว่าการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบจำลองที่นำเสนอสามารถทำให้แรงดันกลับสู่สภาวะปกติได้เร็วกว่าการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบปกติ บทความ [19, 20] ได้เสนอวิธีการลดผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์โดยให้มีการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ โดยกำหนดการทำงานของอินเวอร์เตอร์ให้มีโหมดการทำงานต่างๆ คือ โหมดสนับสนุนแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Voltage Support) โดยให้อินเวอร์เตอร์สามารถควบคุมการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้านี้ได้ โหมดควบคุมการผลิตกำลังไฟฟ้า โหมดข้ามผ่านความผิดปกติ (Fault Ride-Through) และโหมดควบคุมความถี่โดยการเพิ่มหรือลดกำลังไฟฟ้านี้จริง

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

เนื้อหาและส่วนต่างๆของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีความสัมพันธ์ตามโครงสร้างดังแสดงในรูปที่

1.1



จากโครงสร้างเนื้อหาวิทยานิพนธ์ข้างต้น สามารถแสดงรายละเอียดเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ทั้งหมดได้ ดังนี้

บทที่ 1 บทนำ สามารถแบ่งการนำเสนอออกเป็น 7 หัวข้อ คือ ที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ และเนื้อหาวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 หลักการพื้นฐานด้านแรงดันไฟฟ้า สามารถแบ่งเป็น 6 หัวข้อ คือ การทบทวนระดับแรงดันไฟฟ้าในประเทศไทย พื้นฐานแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้า การเปลี่ยนแปลงแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า การควบคุมแรงดันไฟฟ้า และการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในต่างประเทศ

บทที่ 3 หลักการพื้นฐานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถแบ่งเป็น 3 หัวข้อ คือ เซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในปัจจุบัน

บทที่ 4 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถแบ่งเป็น 3 หัวข้อ คือ ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง และข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในต่างประเทศ

บทที่ 5 การคิดค่าไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถแบ่งเป็น 6 หัวข้อ คือ โครงสร้างของอัตราค่าไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ รูปแบบอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้า การรับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ และการรับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา

บทที่ 6 การใช้งานโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY สามารถแบ่งเป็น 5 หัวข้อ คือ พื้นฐานการสร้างแบบจำลองระบบโครงข่ายไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY และ การเขียน DigSILENT Programming Language (DPL) ในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

บทที่ 7 แบบจำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถแบ่งเป็น 3 หัวข้อ คือ แบบจำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบ แบบจำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบ โดยที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่พร้อมกัน และแบบจำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบไฟฟ้า โดยที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าพร้อมกัน

บทที่ 8 ผลการทดสอบ สามารถแบ่งเป็น 6 หัวข้อ คือ ผลการทดสอบผลกระทบต่อแรงดันจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ผลกระทบต่อแรงดันจากการปรับตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ข้อมูลระบบทดสอบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา ผลการทดสอบการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา ผลการทดสอบการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์

แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา และผลการทดสอบการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์
แสงอาทิตย์ประเภทฟาร์ม

บทที่ 9 สรุปรวิทยานิพนธ์ สามารถแบ่งเป็น 2 หัวข้อ คือ สรุป และข้อเสนอแนะ



บทที่ 2

หลักการพื้นฐานด้านแรงดันไฟฟ้า

แรงดันเป็นปริมาณไฟฟ้าที่มีความสำคัญในระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าสามารถเกิดการเปลี่ยนแปลงได้ตลอดเวลาขึ้นอยู่กับปริมาณความต้องการโหลด และกำลังการผลิตในแต่ละช่วงเวลา การเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันไฟฟ้าอาจจะส่งผลให้เกิดแรงดันเกินหรือแรงดันตกซึ่งส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ ดังนั้นแรงดันจึงเป็นปริมาณสำคัญที่ผู้ดูแลระบบโครงข่ายไฟฟ้าต้องควบคุมให้มีมาตรฐานในการส่งไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า

2.1 การทบทวนระดับแรงดันไฟฟ้าในประเทศไทย

โครงสร้างในระบบไฟฟ้ากำลังในประเทศไทยสามารถแบ่งเป็น ระบบผลิตไฟฟ้า (Generation Systems) ซึ่งเป็นระบบที่เปลี่ยนพลังงานรูปอื่นมาเป็นพลังงานไฟฟ้า เช่น พลังงานน้ำ พลังงานจากถ่านหิน พลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นต้น ระบบส่งไฟฟ้า (Transmission Systems) เป็นระบบที่ทำหน้าที่ส่งกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าไปยังระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยส่งกำลังไฟฟ้าในระดับแรงดันสูง ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution Systems) เป็นระบบที่รับกำลังไฟฟ้าจากระบบส่งไฟฟ้าแล้วลดระดับแรงดันเป็นระดับแรงดันปานกลางและแรงดันต่ำที่สถานีจ่ายไฟฟ้าย่อย และผู้ใช้ไฟฟ้า (End Users) ซึ่งเป็นผู้ที่รับกำลังไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยสามารถเลือกรับระดับแรงดันไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ทั้งแรงดันระดับปานกลางและแรงดันระดับต่ำ ปัจจุบันในประเทศไทยมีหน่วยงานที่รับผิดชอบและเกี่ยวข้องกับระบบการผลิตและจ่ายไฟฟ้ากำลังใหญ่ๆรวม 3 หน่วยงาน คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (Electricity Generating Authority of Thailand: EGAT) การไฟฟ้านครหลวง (Metropolitan Electricity Authority: MEA) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority: PEA) ซึ่งมีหน้าที่แตกต่างกันไป

1) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย รับผิดชอบในส่วนของระบบผลิตไฟฟ้า โดยมีหน้าที่จัดหาแหล่งพลังงานและผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการของประเทศ โดยกำลังไฟฟ้าที่จัดหาจะมาขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต่อไปซึ่ง หมายถึง การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2) การไฟฟ้านครหลวง รับผิดชอบในการจัดจำหน่ายไฟฟ้าในเขตกรุงเทพมหานคร สมุทรปราการ และนนทบุรี ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงมีทั้งระบบเดินลอยบนเสาไฟฟ้าและระบบสายใต้ดินซึ่งสามารถแบ่งเป็นระดับแรงดันปานกลางและแรงดันต่ำดังนี้

2.1) แรงดันปานกลาง (ระดับแรงดัน 12 กิโลโวลต์ และ 24 กิโลโวลต์)

ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีสถานีไฟฟ้าย่อยเพื่อแปลงระดับแรงดัน 69 กิโลโวลต์หรือ 115 กิโลโวลต์เป็นระดับแรงดันต้น 12 กิโลโวลต์ และ 24 กิโลโวลต์

2.2) แรงดันต่ำ (ระดับแรงดัน 230 โวลต์ 1 เฟส และ 230/400 โวลต์ 3 เฟส)

มีการติดตั้งหม้อแปลงในบริเวณที่จะใช้ไฟฟ้าโดยแปลงแรงดัน 24 กิโลโวลต์หรือ 12 กิโลโวลต์เป็นแรงดันต่ำ โดยสามารถแบ่งเป็น 2 ระบบดังนี้

- ระบบ 1 เฟส จะมี 2 สายในระบบ ประกอบด้วยสาย LINE 1 เส้น และสาย Neutral 1 เส้น มีแรงดันไฟฟ้า 230 โวลต์

- ระบบ 3 เฟส จะมี 4 สายในระบบ ประกอบด้วยสาย LINE 3 เส้น Neutral 1 เส้น มีแรงดันไฟฟ้าระหว่างสาย LINE กับ LINE 400 โวลต์ และแรงดันไฟฟ้าระหว่างสาย LINE กับ Neutral 230 โวลต์

3) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จัดจำหน่ายไฟฟ้าในทุกจังหวัดโดยไม่รวมจังหวัดในความรับผิดชอบของการไฟฟ้านครหลวง เนื่องจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาครับผิดชอบพื้นที่เกือบทั่วประเทศระบบจำหน่ายไฟฟ้าจึงเป็นระบบเดินลอยบนเสาไฟฟ้า ซึ่งสามารถแบ่งเป็นระดับแรงดันปานกลางและแรงดันต่ำดังนี้

3.1) แรงดันปานกลาง (แรงดัน 22 กิโลโวลต์ และ 33 กิโลโวลต์)

ระบบจำหน่ายแรงดัน 22 กิโลโวลต์เป็นระดับแรงดันที่ใช้ในส่วนใหญ่ของประเทศ ส่วนระบบจำหน่ายแรงดัน 33 กิโลโวลต์จะใช้ในภาคใต้ของประเทศไทย

3.2) แรงดันต่ำ (แรงดัน 220 โวลต์ 1เฟสและ 220/380 โวลต์ 3 เฟส)

มีการติดตั้งหม้อแปลงในบริเวณที่จะใช้ไฟฟ้าโดยแปลงแรงดัน 22 กิโลโวลต์หรือ 33 กิโลโวลต์เป็นแรงดันต่ำ โดยสามารถแบ่งเป็น 2 ระบบดังนี้

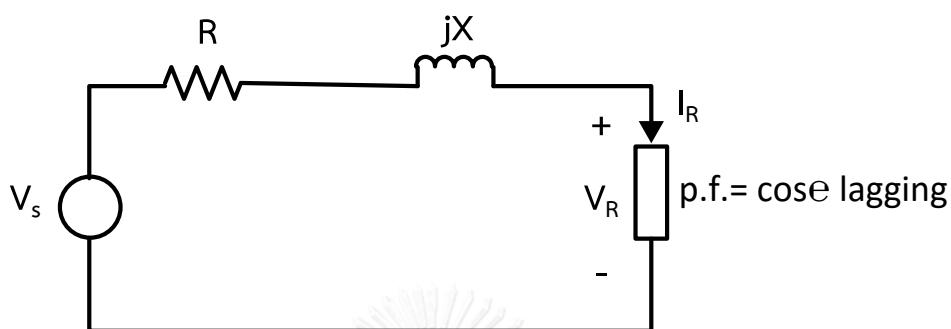
- ระบบ 1 เฟส จะมี 2 สายในระบบ ประกอบด้วยสาย LINE 1 เส้น และสาย Neutral 1 เส้น มีแรงดันไฟฟ้า 220 โวลต์

- ระบบ 3 เฟส จะมี 4 สายในระบบ ประกอบด้วยสาย LINE 3 เส้น Neutral 1 เส้น มีแรงดันไฟฟ้าระหว่างสาย LINE กับ LINE 380 โวลต์ และแรงดันไฟฟ้าระหว่างสาย LINE กับ Neutral 220 โวลต์

2.2 พื้นฐานแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นระบบที่จะรับพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าผ่านระบบส่งไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 230 kV หรือ 500 kV จากนั้นจะเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าและถูกแปลงระดับแรงดันให้ต่ำลงมาเพื่อจ่ายไฟฟ้าให้เขตชุมชน ดังนั้นระบบจำหน่ายไฟฟ้าจึงเป็นระบบที่ใกล้ชิดกับผู้ใช้ไฟฟ้ามากที่สุดและครอบคลุมพื้นที่เป็นบริเวณกว้างมาก ซึ่งการเกิดปัญหาในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจึงมีผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวนมาก การวิเคราะห์ปัญหาพื้นฐานในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามักจะเกี่ยวข้องกับแรงดันไฟฟ้าเช่น แรงดันตก และกำลังไฟฟ้าสูญเสียใน สายป้อน แรงดันตกนิยามมาจากผลต่างของ

ขนาดแรงดันไฟฟ้าระหว่างสองตำแหน่งที่พิจารณา ส่วนกำลังไฟฟ้าสูญเสียนิยามจากกำลังไฟฟ้าจริงที่สูญเสียไปในตัวต้านทานของสายป้อน ดังนั้นการออกแบบหรือการเลือกขนาดสายป้อนที่เหมาะสมในระบบจำหน่ายแรงดันของแรงดันตกและกำลังไฟฟ้าสูญเสียเป็นเงื่อนไขสำคัญเงื่อนไขหนึ่งที่ต้องคำนึงถึง [21]



รูปที่ 2.1 วงจรสมมูลของสายป้อนทั่วไประบบโครงข่ายไฟฟ้า

2.3 ปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality)

ปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality) สามารถเกิดขึ้นได้ในระบบไฟฟ้า โดยเกิดจากหลายสาเหตุ เช่น เกิดความผิดปกติ (Faults) ในระบบสายส่งและระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า เกิดจากอุปกรณ์ทางด้านอิเล็กทรอนิกส์กำลังที่อยู่ในระบบไฟฟ้า หรืออาจเกิดจากสภาพการใช้งานของผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า อาคารสำนักงาน โรงงานอุตสาหกรรม อุปกรณ์ไฟฟ้าทำงานผิดพลาด หรือสร้างความเสียหายให้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีความอ่อนไหวสูง (Sensitive Equipment, SE) [22]

ตามมาตรฐาน IEC (International Electrotechnical Commission) และ IEEE1159 (Electrical Distribution Solutions Power quality Monitoring) ได้ให้ความหมายของคุณภาพไฟฟ้าคือ คุณลักษณะของกระแส แรงดัน และแหล่งจ่ายไฟฟ้าในสภาวะปกติที่ไม่ทำให้อุปกรณ์ไฟฟ้ามีการทำงานผิดพลาดและเกิดความเสียหาย นอกจากนี้ได้มีการจำแนกประเภทของปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้าออกเป็น 7 ประเภทคือ

1) การเปลี่ยนแปลงสภาวะชั่วคราว (Transient) คือปรากฏการณ์การเปลี่ยนแปลงสภาพไฟฟ้า ทั้งกระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าในเวลาทันทีทันใดจากสภาพปกติสามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภทคือ อิมพัลส์ชั่วคราว (Impulsive Transient) และออสซิลเลทชั่วคราว (Oscillatory Transient)

2) การเปลี่ยนแปลงแรงดันช่วงระยะสั้น (Short Duration Voltage Variations) คือ การเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันไฟฟ้าที่มีระยะเวลาการเปลี่ยนแปลงค่าไม่เกิน 1 นาที มีสาเหตุส่วนใหญ่จาก

สภาวะความผิดปกติ (Fault) ทางไฟฟ้าทำให้เกิดแรงดันตกช่วงสั้น (Voltage Sag หรือ Voltage Dip) แรงดันเกินช่วงสั้น (Voltage Swell) และไฟดับช่วงสั้น (Interruptions)

3) การเปลี่ยนแปลงแรงดันช่วงระยะยาว (Long Duration Voltage Variations) คือ การเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันไฟฟ้าที่มีระยะเวลาเปลี่ยนแปลงค่าเกิน 1 นาที มีสาเหตุส่วนใหญ่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงการทำงานของโหลดขนาดใหญ่ ทำให้เกิดแรงดันตก (Undervoltage) แรงดันเกิน (Overvoltage) และไฟดับ (Sustained Interruptions)

4) แรงดันไม่สมดุล (Voltage Unbalance) คือ แรงดันไฟฟ้าของระบบ 3 เฟสมีขนาดแตกต่างกันหรือมุมเปลี่ยนไปจาก 120 องศา เกิดจากความไม่สมดุลขนาดของโหลดแต่ละเฟส มีผลทำให้อุปกรณ์เช่น มอเตอร์ หม้อแปลง มีอายุการใช้งานน้อยลง

5) ความผิดเพี้ยนรูปคลื่น (Waveform Distortion) คือ การเบี่ยงเบนในสภาวะคงตัวของรูปคลื่นไซน์ที่มีความถี่ทางกำลังไฟฟ้า โดยสาเหตุหลักเกิดจากอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังในระบบไฟฟ้า

6) แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) คือ การเปลี่ยนแปลงอย่างต่อเนื่องของค่าแรงดันมีขนาดไม่เกินช่วงแรงดัน 0.95-1.05 p.u. เป็นผลเกิดจากการใช้อุปกรณ์เตาหลอมแบบอาร์คทำให้เกิดไฟกระพริบ (Flicker) ที่โหลดไฟ และอาจส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์ในระบบถ้ามีการเปลี่ยนแปลงของแรงดันมาก

7) การเปลี่ยนแปลงความถี่กำลังไฟฟ้า (Power Frequency Variation) คือปรากฏการณ์ที่ความถี่ในระบบไฟฟ้ามีค่าเปลี่ยนแปลงไปจากค่าความถี่ปกติ 50 Hz เป็นผลเกิดจากการทำงานผิดพลาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่หรือมีการหลุดออกจากระบบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทำให้มีผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีการทำงานสัมพันธ์กับความถี่ระบบไฟฟ้า เช่น เครื่องกลไฟฟ้า

จากปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้าที่ได้กล่าวมานั้น สามารถสรุปได้แสดงดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 สรุปปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้า

ประเภท	เหตุการณ์	ช่วงเวลาในการเกิดเหตุการณ์	สาเหตุ
1) การเปลี่ยนแปลงสภาวะชั่วคราว	- อิมพัลส์ชั่วคราว - ออสซิลเลทชั่วคราว	น้อยกว่า 1 รอบ	การสวิตชิงอุปกรณ์ในระบบ
2) การเปลี่ยนแปลงแรงดันช่วงระยะสั้น	- แรงดันตกช่วงสั้น - แรงดันเกินช่วงสั้น	น้อยกว่า 1 นาที	เกิดความผิดปกติในระบบ
3) การเปลี่ยนแปลงแรงดันช่วงระยะยาว	- แรงดันตก - แรงดันเกิน	มากกว่า 1 นาที	การเปลี่ยนแปลงของโหลดขนาดใหญ่

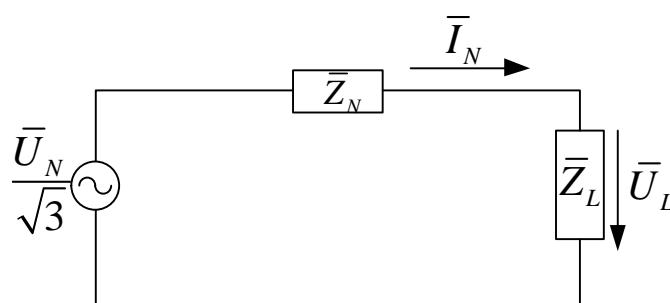
ประเภท	เหตุการณ์	ช่วงเวลาในการเกิดเหตุการณ์	สาเหตุ
4) แรงดันไม่สมดุล	-	สภาวะอยู่ตัว	ความไม่สมดุลของโหลดแต่ละเฟส
5) ความผิดเพี้ยนรูปคลื่น	- ฮาร์มอนิก - สัญญาณรบกวน	สภาวะอยู่ตัว	โหลดอิเล็กทรอนิกส์
6) แรงดันกระเพื่อม	-	สภาวะอยู่ตัว	การใช้อุปกรณ์ประเภทเตาหลอมแบบอาร์ค
7) การเปลี่ยนแปลงความถี่กำลังไฟฟ้า	-	สภาวะอยู่ตัว	การทำงานของผิดพลาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่

(ที่มา: หนังสือคู่มือคุณภาพไฟฟ้า, ไชยะ แซ่มซ้อย)

2.4 การเปลี่ยนแปลงแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าปรากฏการณ์การเปลี่ยนแปลงแรงดันเช่น แรงดันเกิน (Overvoltage) หรือ แรงดันตก (Undervoltage) ถือเป็นปรากฏการณ์ที่เกิดขึ้นได้ทั่วไปโดยแรงดันจะลดลงหรือเพิ่มขึ้นนอกช่วงที่การไฟฟ้ากำหนด ซึ่งโดยปกติแล้วแรงดันเกินอาจเกิดจากหลายสาเหตุคือ เกิดจากผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าลดลง การเข้ามาของโหลดแบบคาปาซิทีฟ หรือการปลดโหลดแบบอินดักทีฟ หรือสาเหตุอาจเกิดจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ต้นสถานีมีค่าสูง ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าหรือโหลดได้รับแรงดันไฟฟ้าเกิน ในทางกลับกันแรงดันตกก็สามารถเกิดจากหลายสาเหตุคือ ผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้ามากขึ้น การเข้ามาของโหลดแบบอินดักทีฟ การปลดโหลดคาปาซิทีฟ หรืออาจเกิดจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ต้นสถานีลดลง สายป้อนมีความยาวมากทำให้แรงดันปลายสายเกิดแรงดันตกทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับแรงดันน้อยกว่าช่วงที่การไฟฟ้ากำหนด

ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะมีโครงสร้างอย่างง่ายประกอบด้วย แหล่งกำเนิดแรงดันไฟฟ้าของระบบ อิมพีแดนซ์ของระบบ และอิมพีแดนซ์ของโหลด [23] ซึ่งแสดงได้ดังรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.2 ระบบโครงข่ายไฟฟ้าอย่างง่าย

จากรูปที่ 2.2 สามารถแสดงเป็นสมการแรงดันไฟฟ้าของระบบได้ดังสมการที่ (2.1)

$$\frac{\overline{U}_N}{\sqrt{3}} = \overline{I}_N (\overline{Z}_N + \overline{Z}_L) \quad (2.1)$$

โดยที่

\overline{U}_N คือ แรงดันไฟฟ้าของระบบ (V)

\overline{I}_N คือ กระแสไฟฟ้าของระบบ (A)

\overline{Z}_N คือ อิมพีแดนซ์ของระบบ (Ω)

\overline{Z}_L คือ อิมพีแดนซ์ของโหลด (Ω)

การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่ตกคร่อมโหลดจะเกิดจากแรงดันไฟฟ้าตกในอิมพีแดนซ์ของระบบ ซึ่งแรงดันไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงในระบบ จะสามารถแสดงได้ดังสมการที่ (2.2)

$$\Delta \overline{U}_L = \Delta \overline{I}_L \times \overline{Z}_N \quad (2.2)$$

โดยที่

ΔU_L คือ แรงดันไฟฟ้าที่ตกคร่อมโหลดที่เปลี่ยนแปลงไป (V)

ΔI_L คือ กระแสไฟฟ้าโหลดที่เปลี่ยนแปลง (A)

กำลังไฟฟ้าลัดวงจร (S_{SC}) ณ จุดโหลดหาได้จาก

$$S_{SC} = U_N^2 / Z_N \quad (2.3)$$

กระแสโหลดที่เปลี่ยนแปลงไปสามารถหาได้จากขนาดของโหลดที่เปลี่ยนแปลงไป

$$\Delta I_L = \frac{\Delta S_L}{\sqrt{3} \times U_L} \cong \frac{\Delta S_L}{\sqrt{3} \times U_N} \quad (2.4)$$

โดยที่

S_{SC} คือ กำลังไฟฟ้าลัดวงจร (VA)

ΔS_L คือ กำลังไฟฟ้าหรือโหลดที่เปลี่ยนแปลงไป (VA)

โดยจากสมการที่ (2.2) สมการที่ (2.3) และสมการที่ (2.4) จะสามารถคำนวณขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปได้ คือ

$$\Delta U_L = \frac{\Delta S_L}{\sqrt{3} \times U_N} \times \frac{U_N^2}{S_{SC}} \quad (2.5)$$

หรือ

$$\Delta U_L = \frac{\Delta S_L}{S_{SC}} \times \frac{U_N}{\sqrt{3}} \quad (2.6)$$

ดังนั้นจะสามารถคำนวณร้อยละของแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปได้จาก

$$\% \Delta U_L = \frac{\Delta S_L}{S_{SC}} \times 100 \quad (2.7)$$

โดยที่

$\% \Delta U_L$ คือ ร้อยละของแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป (V)

ΔS_L คือ กำลังไฟฟ้าหรือโหลดที่เปลี่ยนแปลงไป (VA)

ตัวอย่างการคำนวณ

ระบบไฟฟ้า 3 เฟส 400 โวลต์ โหลดสมดุล หากระบบมีกำลังงานลัดวงจร 20 MVA และมี
การเพิ่มโหลดอย่างกะทันหันขนาด 50 kVA จงหาร้อยละของแรงดันที่เปลี่ยนแปลงไป

$$\% \Delta U_L = \frac{\Delta S_L}{S_{SC}} \times 100$$

จากสมการ

$$\% \Delta U_L = \frac{50}{20 \times 10^3} \times 100 = 0.25\%$$

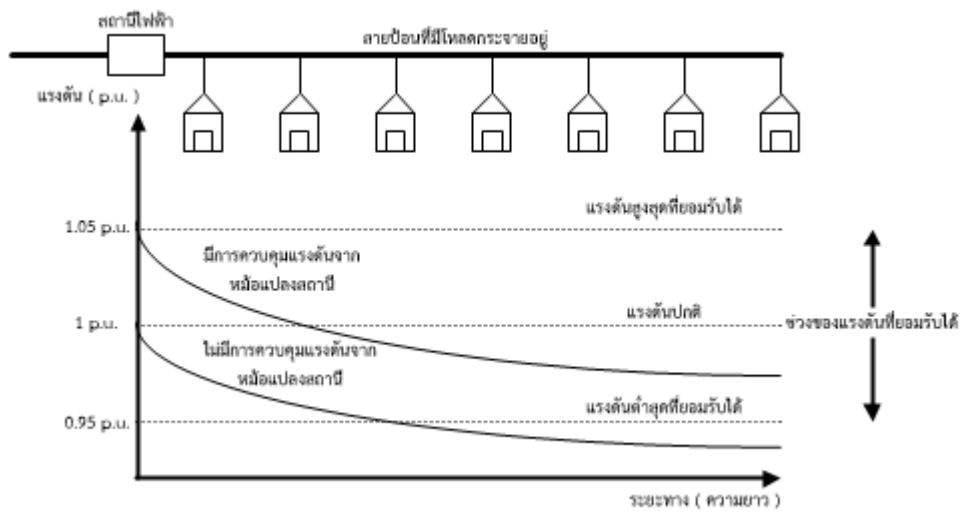
2.5 การควบคุมแรงดันไฟฟ้า

การควบคุมแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อให้แรงดันอยู่ในช่วงที่การไฟฟ้ากำหนด
สามารถทำได้หลายวิธี คือ [24]

1) หม้อแปลงแบบปรับแท็ปได้ (Tap Changing Transformer)

หม้อแปลงแบบปรับแท็ปได้เป็นอุปกรณ์ที่สามารถปรับระดับแรงดันไฟฟ้าตามต้องการเพื่อ
รักษาแรงดันไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าตลอดทั้งความยาวสายป้อนให้ได้รับคุณภาพไฟฟ้าเป็นไปตาม
มาตรฐาน ซึ่งหากผู้ใช้ไฟฟ้าต้นทางได้รับแรงดันไฟฟ้าตามมาตรฐานแล้ว ผู้ใช้ไฟฟ้าปลายทางอาจจะ
ได้รับแรงดันไฟฟ้าต่ำเกินไป ทำให้ต้องมีการยกระดับแรงดันจากต้นทางเพื่อลดปัญหาแรงดันไฟฟ้าที่
ปลายทางดังแสดงในรูปที่ 2.3

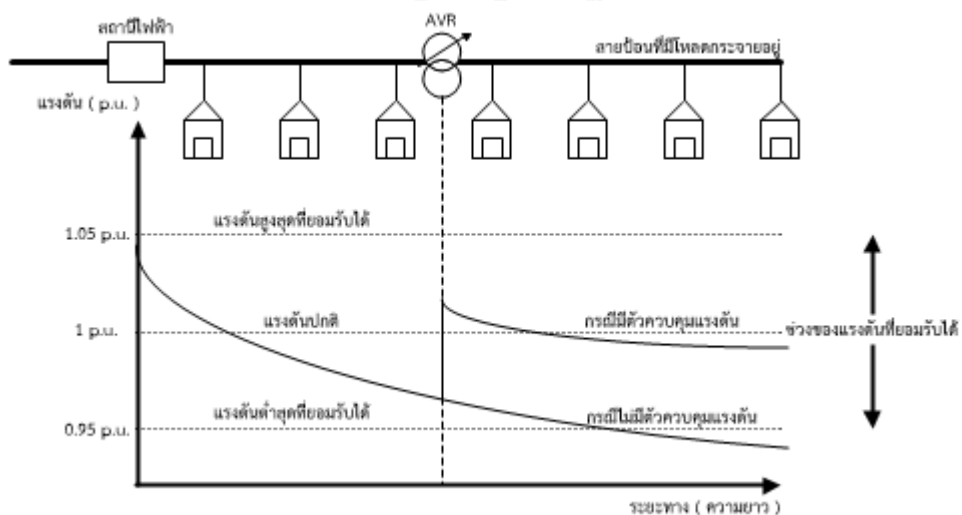
หม้อแปลงกำลังไฟฟ้า (Power Transformer) ส่วนใหญ่จะเป็นชนิดการเปลี่ยนแท็ปขณะมี
โหลด (On Load Tap Changer) ซึ่งจะสามารถปรับแรงดันไฟฟ้าให้คงที่โดยอัตโนมัติขณะจ่าย
กระแสไฟฟ้าโดยไม่ต้องดับไฟ โดยปกติแล้วจะสามารถปรับได้ 5 ระดับ ซึ่งแต่ละระดับจะทำให้แรงดัน
เปลี่ยนแปลงประมาณ 2.5%



รูปที่ 2.3 แรงดันในสายป้อนเมื่อมีและไม่มี การควบคุมแรงดันจากหม้อแปลงสถานี

2) อุปกรณ์ปรับแรงดันไฟฟ้า (Automatic Voltage Regulator: AVR)

อุปกรณ์ปรับแรงดันไฟฟ้าใช้สำหรับปรับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในระดับมาตรฐานที่การไฟฟ้ากำหนดเพื่อไม่ให้เป็นอันตรายต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าและอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ รวมทั้งทำการปรับคุณภาพไฟฟ้าให้ดีขึ้น ซึ่งจะช่วยป้องกันปัญหาที่มาจากระบบส่งไฟฟ้าที่ไม่เสถียรเช่น แรงดันไฟฟ้าไม่คงที่ แรงดันตก แรงดันเกิน เป็นต้น เมื่อติดตั้งอุปกรณ์ปรับแรงดันไฟฟ้าในสายป้อนจะส่งผลให้แรงดันในตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ปรับแรงดันไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้น ซึ่งทำให้สามารถรักษาระดับแรงดันในสายป้อนเป็นไปตามมาตรฐานและลดผลกระทบของระดับแรงดันปลายสายที่ต่ำกว่ามาตรฐานได้ดังแสดงในรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 แรงดันในสายป้อนเมื่อมีและไม่มีตัวควบคุมแรงดันติดตั้งในสายป้อน

3) ตัวเก็บประจุ (Capacitor Bank)

ตัวเก็บประจุสามารถทำให้แรงดันเพิ่มขึ้นในสายป้อนได้ เนื่องจากตัวเก็บประจุสามารถชดเชยกำลังไฟฟารีแอกทีฟได้ให้กับสายป้อนได้ กระแสที่ส่งผ่านสายป้อนลดลงทำให้ลดการสูญเสียกำลังไฟฟ้า และส่งผลให้แรงดันสูงขึ้นด้วย โดยแรงดันที่สูงขึ้นสามารถแสดงในสมการที่ 2.8

$$\% \text{ Voltage Rise} = \frac{(kVAr)(d)(X)}{(10)(kV)^2} \quad (2.8)$$

โดยที่ kVAr คือค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟพิกัดของตัวเก็บประจุ

d คือระยะห่างจากแหล่งจ่ายไฟฟ้าถึงตำแหน่งติดตั้งตัวเก็บประจุ

X คือตัวต้านทานเหนี่ยวนำในสายป้อน (หน่วยโอห์มต่อหน่วยความยาว)

kV คือค่าแรงดันระหว่างสาย (line to line voltage)

ตัวอย่างการคำนวณ

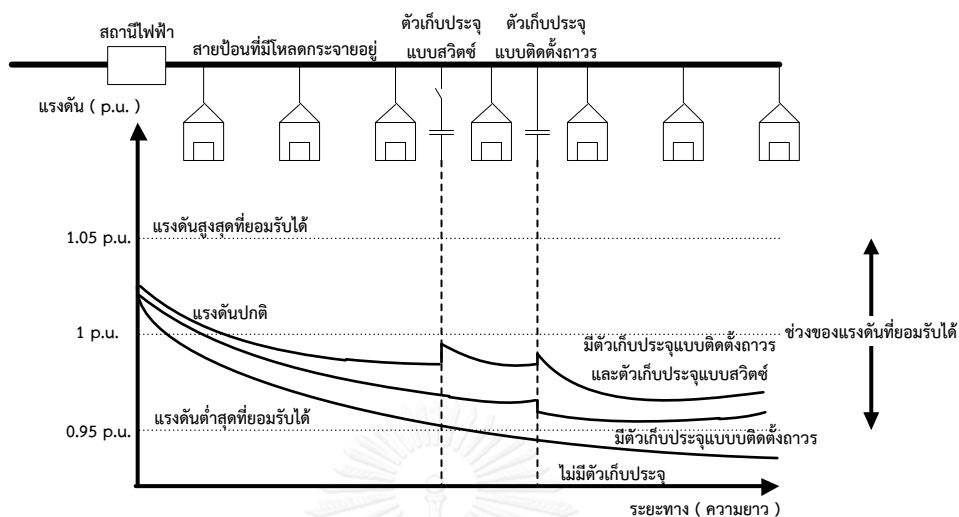
สายป้อนสามเฟสยาว 2 ไมล์มีการติดตั้งตัวเก็บประจุขนาด 135 kVAr ในสายป้อนมีความต้านทานเหนี่ยวนำ 0.66 โอห์มต่อไมล์ และมีแรงดันระหว่างสาย 4,160 V จะทำให้แรงดันในสายเพิ่มขึ้น

$$\% \text{ Voltage Rise} = \frac{(135)(2)(0.66)}{(10)(4.16)^2} = 1.03\%$$

ปัจจุบันตัวเก็บประจุเป็นอุปกรณ์ที่สำคัญในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในการช่วยลดปัญหาการสูญเสียกำลังไฟฟ้าและลดปัญหาแรงดันตก อย่างไรก็ตามหากควบคุมการใช้งานไม่เหมาะสมกำลังไฟฟารีแอกทีฟจากตัวเก็บประจุอาจส่งผลให้เกิดความสูญเสียกำลังไฟฟ้ามากขึ้นหรือทำให้ระดับแรงดันสูงเกินขอบเขตได้ ในทางปฏิบัติตัวเก็บประจุติดตั้งอาจเป็น 2 แบบคือ แบบติดตั้งถาวร (Fixed capacitor bank) คือตัวเก็บประจุที่ต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าตลอดเวลา และแบบสวิตช์ (Switched capacitor bank) คือตัวเก็บประจุที่สวิตช์เข้าสู่ระบบไฟฟ้าเมื่อต้องการใช้งานและสวิตช์ออกจากระบบไฟฟ้าเมื่อไม่ต้องการใช้งาน โดยตัวเก็บประจุแบบติดตั้งถาวรสามารถติดตั้งและเลือกขนาดได้ง่ายกว่า แต่ตัวเก็บประจุแบบสวิตช์จะติดตั้งและเลือกขนาดที่เหมาะสมได้ยากกว่ามาก ซึ่งตัวเก็บประจุแบบติดตั้งถาวรมักจะมีข้อจำกัดในสถานะที่สายป้อนมีระดับโหลดต่ำหรือสูง เนื่องจากตัวเก็บประจุที่ขนาดสูงเกินไปอาจทำให้เกิดปัญหาแรงดันเกินในช่วงที่มีโหลดต่ำ และตัวเก็บประจุที่ขนาดต่ำเกินไปอาจทำให้เกิดปัญหาแรงดันต่ำในช่วงที่มีโหลดสูง ดังนั้นตัวเก็บประจุขนาดใหญ่ที่มีผลต่อแรงดันค่อนข้างมากมักจะเป็นแบบสวิตช์ โดยถูกควบคุมจากศูนย์การควบคุมส่วนกลางหรือศูนย์การควบคุมรายย่อย

จากรูปที่ 2.5 แสดงการเปลี่ยนแปลงของแรงดันในสายป้อนเมื่อติดตั้งตัวเก็บประจุแบบติดตั้งถาวรและตัวเก็บประจุแบบสวิตช์ โดยที่ส่วนมากตัวเก็บประจุแบบสวิตช์จะถูกใช้ในขณะที่มีขนาด

โหลดสูงในสายป้อนเท่านั้น ซึ่งขนาดของของตัวเก็บประจุที่ใส่เข้าไปจะขึ้นอยู่กับขนาดโหลดในสายป้อน ตัวประกอบกำลังของโหลด และเงื่อนไขแรงดันในสายป้อน



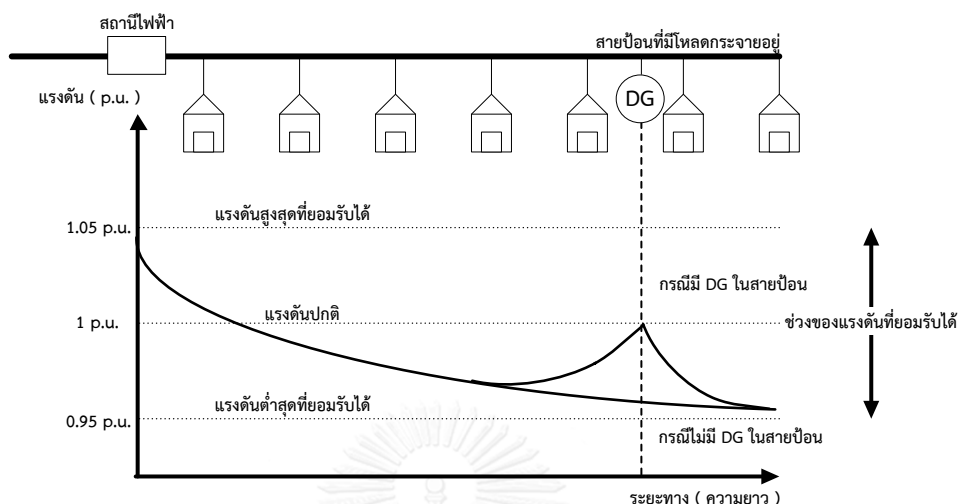
รูปที่ 2.5 แรงดันในสายป้อนเมื่อไม่มีตัวเก็บประจุติดตั้งในสายป้อน เมื่อมีตัวเก็บประจุแบบติดตั้งถาวรติดตั้งในสายป้อนและเมื่อมีทั้งตัวเก็บประจุแบบถาวรและตัวเก็บประจุชนิดสวิตช์ติดตั้งในสายป้อน

4) แหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation: DG)

แหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวหมายถึง แหล่งกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดกำลังการผลิตไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ โดยถ้ามีขนาดกำลังการผลิตระหว่าง 10-90 เมกะวัตต์จะหมายถึงผู้ผลิตรายเล็ก (Small Power Producer: SPP) และถ้ามีขนาดกำลังการผลิตน้อยกว่า 10 เมกะวัตต์จะหมายถึงผู้ผลิตรายเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) แหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวสามารถแบ่งตามวิธีการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็น 3 ประเภทคือ (1) ชิงโครนัส มีค่าตัวประกอบกำลังแบบคาปาซิทีฟ หรืออินดักทีฟแต่โดยมากเป็นแบบคาปาซิทีฟ (2) อินดักชัน มีค่าตัวประกอบกำลังแบบอินดักทีฟ (3) อินเวอร์เตอร์ มีค่าตัวประกอบกำลังแบบคาปาซิทีฟ แบบอินดักทีฟ หรือแบบยูนิตีแต่โดยมากเป็นแบบยูนิตี การติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีโหมดการทำงานต่างๆ กันจะทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow) และทำให้เกิดการเพิ่มระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วย

แหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่สายป้อนทำให้บริเวณที่แหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเชื่อมต้อมีแรงดันสูงขึ้นดังแสดงในรูปที่ 2.6 นอกจากนี้แหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวยังสามารถช่วยควบคุมแรงดันในสายป้อนโดยการปรับค่าตัวประกอบกำลังเพื่อรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟได้ในเงื่อนไขโหลดแบบต่างๆ ทั้งนี้ขนาดแรงดันที่เพิ่มขึ้นในสายป้อนขึ้นอยู่กับ

ขนาดของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวและตำแหน่งการเชื่อมต่อของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว



รูปที่ 2.6 แรงดันในสายป้อนเมื่อไม่ติดตั้งและติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในสายป้อน

2.6 การควบคุมแรงดันไฟฟ้าในต่างประเทศ

เนื่องจากระบบไฟฟ้าในอนาคตมีแนวโน้มสูงที่จะเปลี่ยนแปลงจากระบบที่มีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเดียว เป็น ระบบที่มีผู้ผลิตไฟฟ้าหลายราย ซึ่งหากผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละรายผลิตและจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโดยไม่คำนึงถึงผลกระทบต่างๆ ต่อระบบไฟฟ้า เช่น ผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้า ผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า เป็นต้น จะส่งผลให้ความมั่นคงในการทำงานและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านั้นลดลง ดังนั้น ผู้ผลิตไฟฟ้าทุกประเภทรวมทั้งผู้ผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ควรจะมีการบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า (Ancillary service) ให้แก่ระบบไฟฟ้า โดยการบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า คือ การบริการเพื่อช่วยเหลือและสนับสนุนการทำงานของระบบไฟฟ้าให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ เช่น การบริการรักษาสมดุลระหว่างกำลังการผลิตกับความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า การบริการเพื่อช่วยควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าให้อยู่ในขีดจำกัดของระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรักษาเสถียรภาพและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และ การบริการเพื่อช่วยยกระดับคุณภาพไฟฟ้า (ซึ่งรวมถึงแรงดันไฟฟ้า) เพื่อประโยชน์แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า เป็นต้น

จากรายงานเรื่อง Loads Providing Ancillary Services: Review of International Experience [25] ซึ่งได้รับเงินทุนสนับสนุนจากกระทรวงพลังงานประเทศสหรัฐอเมริกา ประเภทของการบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าสามารถแบ่งตามเงื่อนไขการทำงานในระบบไฟฟ้าได้เป็น 3 ประเภท คือ (1) เงื่อนไขการทำงาน ณ สภาวะปกติ (2) เงื่อนไขการทำงานกรณีฉุกเฉิน (3) เงื่อนไขกรณีอื่นๆ ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1) เงื่อนไขการทำงาน ณ สภาวะปกติ (Normal Conditions)

1.1) การควบคุมอย่างต่อเนื่อง (Continuous Regulation) คือ ควบคุมกำลังการผลิตและความต้องการโหลดในระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้มีความสมดุลอย่างต่อเนื่อง

1.2) การจัดการความไม่สมดุลของพลังงาน (Energy Imbalance Management) คือ การรักษาความสมดุลระหว่างกำลังการผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยการตอบสนองในการทำงานอาจจะช้ากว่าการควบคุมอย่างต่อเนื่อง

2) เงื่อนไขการทำงานกรณีฉุกเฉิน (Contingency Conditions)

2.1) การควบคุมในกรณีฉุกเฉิน (Instantaneous Contingency Reserves) คือ ความสามารถควบคุมความถี่หรือสิ่งอื่น ๆ ที่สามารถเพิ่มกำลังการผลิตหรือลดการใช้ของโหลดอย่างรวดเร็ว เพื่อตอบสนองต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ถูกรบกวน

2.2) กำลังผลิตสำรอง (Replacement Reserve) คือ ความสามารถเป็นแหล่งพลังงานสำรองที่สามารถใช้ได้ทันทีเมื่อระบบถูกรบกวนเพื่อทำให้ระบบยังคงมีเสถียรภาพ

3) เงื่อนไขกรณีอื่นๆ (Other Services)

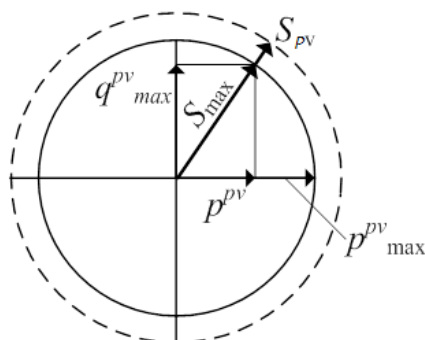
3.1) การควบคุมแรงดัน (Voltage Control) คือ ความสามารถรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเพื่อรักษาระดับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อให้แรงดันอยู่ในช่วงที่กำหนด

3.2) การเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าด้วยตัวเอง (Black Start) คือ ความสามารถเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้เองโดยไม่มีการสนับสนุนจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า

สืบเนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีความผันผวนในการผลิตกำลังไฟฟ้าค่อนข้างสูง และเมื่อมีการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เข้ากับระบบไฟฟ้า ปัญหาที่เกิดขึ้นคือ แรงดันของระบบไฟฟ้าจะมีความผันผวนสูง ซึ่งทำให้ในบางช่วงเวลาแรงดันไฟฟ้าบางจุดในระบบไฟฟ้าไม่อยู่ในเกณฑ์ โดยปัญหานี้ทำให้หน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องแก้ไขด้วยวิธีการต่างๆ ไม่ว่าจะเป็นการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าเพิ่มเติม การเปลี่ยนแปลงกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และอื่นๆ เป็นต้น ซึ่งวิธีการเหล่านี้ล้วนมีค่าใช้จ่ายทั้งสิ้น โดยจะพบว่าในต่างประเทศบางประเทศรวมทั้งประเทศไทยในปัจจุบัน โครงการสนับสนุนการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ยังไม่ครอบคลุมค่าใช้จ่ายเหล่านี้เพียงพอ ดังนั้นในหัวข้อนี้จะมุ่งเน้นไปที่การศึกษาวิธีการคิดราคาสำหรับการควบคุมแรงดันไฟฟ้าเมื่อมีผู้ผลิตไฟฟ้าเชื่อมต่อกับระบบในต่างประเทศ เพื่อเป็นตัวอย่างสำหรับการนำมาปรับใช้กับระบบไฟฟ้าในประเทศไทยอย่างเหมาะสมและเป็นธรรมแก่ทั้งหน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ และ ประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป

เนื่องจากการควบคุมแรงดันไฟฟ้านั้นมีความเกี่ยวข้องโดยตรงกับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ อย่างไรก็ตาม ความสามารถในการผลิตกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Reactive power) ของระบบผลิตไฟฟ้า

จากเซลล์แสงอาทิตย์จะขึ้นอยู่กับหรือส่งกระทบต่อการผลิตกำลังไฟฟ้าจริง (Active power) ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยดังแสดงในรูปที่ 2.7 ซึ่งแสดงความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 2.7 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าแอกทีฟและกำลังไฟฟารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ส่วนวิธีการคิดราคาสำหรับการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในรายงาน Principles for Efficient and Reliable Reactive Power Supply and Consumption จากหน่วยงาน Federal Energy Regulatory Commission (FERC) [26] ซึ่งได้รวบรวมวิธีในการคิดราคาในการชดเชยกำลังไฟฟารีแอกทีฟเพื่อควบคุมแรงดันไฟฟ้า จากประเทศต่างๆ ทั่วโลก โดยเนื้อหาภายในที่เกี่ยวข้องสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 หัวข้อ คือ (1) วิธีการคิดราคาในการชดเชยกำลังไฟฟารีแอกทีฟ และ (2) ตลาดการซื้อขายกำลังไฟฟารีแอกทีฟในต่างประเทศ

2.6.1 วิธีการคิดราคาในการชดเชยกำลังไฟฟารีแอกทีฟ

โดยส่วนใหญ่โหลดทางไฟฟ้าจะเป็นโหลดความเหนี่ยวนำ (Inductive load) ซึ่งต้องการทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟ เช่น มอเตอร์ไฟฟ้าชนิดเหนี่ยวนำ เครื่องปรับอากาศ และเครื่องมือทางด้านอุตสาหกรรม หากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟารีแอกทีฟได้อย่างเพียงพอให้แก่โหลดเหล่านี้ จะส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าในระบบต่ำเกินกว่าเกณฑ์ได้ ดังนั้นการชดเชยกำลังไฟฟารีแอกทีฟจึงเป็นสิ่งจำเป็น โดยตัวอย่างของอุปกรณ์ที่สามารถชดเชยกำลังไฟฟารีแอกทีฟ ได้แก่ ตัวเก็บประจุ (Capacitor bank) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส (Synchronous generator) เป็นต้น โดยในบางประเทศจะมีการกำหนดค่าตอบแทนสำหรับผู้ประกอบการที่มีอุปกรณ์หรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สามารถจ่ายหรือรับกำลังไฟฟารีแอกทีฟให้กับระบบไฟฟ้าได้ ในขณะที่บางประเทศไม่มี ทั้งนี้จะสามารถสรุปวิธีการคิดราคาในการชดเชยกำลังไฟฟารีแอกทีฟโดยแบ่งออกได้เป็น 3 วิธี ดังนี้

- 1) Cost-based capacity payment

ผู้ผลิตกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต้องสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสู่ระบบไฟฟ้าตามสัญญาที่ทำไว้ ซึ่งค่าตอบแทนขึ้นอยู่กับปริมาณกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยวิธีในการตัดสินใจเลือกให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใดสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเข้าสู่ระบบนั้นแบ่งเป็น 2 วิธี คือ

1.1) กำหนดให้ผู้ผลิตกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟทุกรายจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้อย่างเท่าเทียมกัน ซึ่งมีข้อดี คือ มีความเป็นธรรมแก่ผู้ผลิตกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟทุกราย แต่มีข้อเสีย คือ ในบางพื้นที่ที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟน้อย แต่มีผู้ผลิตกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเป็นจำนวนมาก จะทำให้เกิดการรับซื้อกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟมากเกินไปจนความจำเป็นภายในพื้นที่นั้นๆ ในทางกลับกัน หากบางพื้นที่ที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟมากแต่มีผู้ผลิตกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเป็นจำนวนน้อย จะทำให้เกิดการรับซื้อกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ไม่เพียงพอในพื้นที่นั้นๆ

1.2) หน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้าเลือกผู้ผลิตกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟโดยเฉพาะเจาะจง โดยพิจารณาจากความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในแต่ละพื้นที่ร่วมกับการประเมินเงินที่ต้องจ่ายให้กับผู้ผลิตกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ซึ่งมีข้อดี คือ มีความสมเหตุสมผลในการรับซื้อกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟซึ่งขึ้นอยู่กับความต้องการในแต่ละพื้นที่ อย่างไรก็ตามก็ยังมีข้อเสีย คือ อาจเกิดข้อสงสัยในเรื่องของความเป็นธรรม เช่น การเลือกซื้อกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจากผู้ผลิตไฟฟ้าโดยเฉพาะเจาะจง เป็นต้น

2) Explicit payment for reactive power capacity through system wide forward procurement

เป็นวิธีการคิดราคาโดยหน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้าจะทำการเปิดประมูลล่วงหน้าให้ผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละรายเสนอแนวทางการคิดราคาค่าชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟแข่งกัน โดยความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจะถูกประเมินในแต่ละพื้นที่ก่อนโดยหน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้า ซึ่งการประเมินนี้จะช่วยป้องกันการซื้อกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเกินกว่าความต้องการ ระยะเวลาในการจัดหา กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟด้วยวิธีนี้จะแตกต่างกันซึ่งขึ้นอยู่กับคุณลักษณะของตลาดและทางเลือกต่างๆ ของผู้แข่งขัน ยกตัวอย่างเช่น หากทางเลือกที่มีนั้นใช้เงินลงทุนต่ำ และ อุปกรณ์ที่ใช้สามารถติดตั้งได้ง่าย (เช่น Mobile SVCs เป็นต้น) ดังนั้นระยะเวลาในการจัดหา กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟก็ควรจะน้อย ในทางกลับกัน หากระบบไฟฟ้ามีอุปสรรคมาก ระยะเวลาในการจัดหา กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟก็ควรจะมากตามไปด้วย

โดยในประเทศสหรัฐอเมริกา Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection (PJM) ซึ่งเป็นหน่วยงานที่ดูแลระบบส่ง ได้มีการใช้ระบบการประมูลล่วงหน้านี้โดยกำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เข้าแข่งขันต้องมีเงื่อนไขในการทำงานตามที่ PJM ระบุด้วย เพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีความยืดหยุ่นมากยิ่งขึ้น ซึ่งผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับค่าชดเชยในกรณีนี้เพิ่มเติม ซึ่งหากผู้ผลิตไฟฟ้ายอมรับข้อกำหนดนี้ได้ ทางผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องจัดหา กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟไว้ล่วงหน้าตามที่ได้ตกลงกับ PJM ไว้ โดยราคาในการแข่งขันการประมูลนี้จะขึ้นอยู่กับความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ หากความต้องการ

กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูง ราคาที่ประมูลก็จะสูง ในทางตรงกันข้าม หากความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต่ำ ราคาที่ประมูลก็ต่ำเช่นเดียวกัน โดยระบบการประมูลล่วงหน้านี้จะอนุญาตให้ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีส่วนร่วมกับระบบไฟฟ้าอยู่ก่อนแล้วเข้าร่วมแข่งประมูลกับผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหม่ที่ต้องการจะเข้ามาด้วย

3) Pay nothing to generators

เป็นวิธีการที่หน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้าดูแลระบบจัดการหากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟให้เพียงพอต่อความต้องการด้วยตนเอง ผู้ผลิตไฟฟ้าที่จ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเข้าระบบไฟฟ้าจะไม่ได้รับเงินชดเชยค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟใดๆ แต่ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องควบคุมค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟให้อยู่ในเกณฑ์ข้อกำหนดที่หน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้ากำหนด สำหรับในบางระบบไฟฟ้าที่ต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ทางหน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้าสามารถเพิ่มเงื่อนไขในการทำงานของผู้ผลิตไฟฟ้าได้ เช่น ผู้ผลิตที่ต้องการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าต้องสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟให้กับระบบได้ โดยไม่ได้รับเงินชดเชยใดๆ เป็นต้น

จากวิธีการที่ได้กล่าวมา เป็นผลให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเลือกที่จะออกแบบให้อุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟน้อยที่สุดเพียงแต่ต้องการผ่านข้อกำหนดของหน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้าเท่านั้น หรือไม่ก็เลือกที่จะติดตั้งในพื้นที่ที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟน้อยเพื่อหลีกเลี่ยงการลงทุนสำหรับอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ

2.6.2 ตลาดการซื้อขายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในต่างประเทศ

ในหัวข้อนี้จะเป็นการทบทวนกลไกของตลาดการซื้อขายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในต่างประเทศ เช่น ความต้องการกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ สัญญาการซื้อขาย การคิดราคาแบบเวลาจริง (Real time) เป็นต้น

1) ประเทศแคนาดา

ประเทศแคนาดาจะมีหน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้าหลักๆ อยู่ 5 แห่ง คือ ที่รัฐ Ontario รัฐ Alberta รัฐ Manitoba รัฐ Québec และ รัฐ British Columbia ซึ่งแต่ละหน่วยงานจะมามีการทำงานที่เป็นอิสระต่อกัน ดังนั้นนโยบายและกฎเกณฑ์ต่างๆ ของระบบไฟฟ้าจึงแตกต่างกัน รวมไปถึงตลาดการซื้อขายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟด้วย

1.1) รัฐ Ontario

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขนาดมากกว่า 10 เมกะวัตต์ขึ้นไปที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าซึ่งอยู่ในความดูแลของหน่วยงาน Independent Electric System Operator (IESO) จะต้องสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในช่วงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 0.9 ล้าหลัง (จ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเข้าสู่ระบบ) ถึง 0.95 นำหน้า (รับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจากระบบ) ขึ้นอยู่กับกำลังไฟฟ้าจริงและแรงดันไฟฟ้า โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องทำงานภายใต้แรงดันไฟฟ้าในช่วงร้อยละ 95 ถึง 105 ของ

แรงดันไฟฟ้าปกติ ในทุกสภาวะ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้ทำสัญญาการบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าสำหรับการชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟหรือการควบคุมแรงดันนั้น ผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับเงินชดเชยเท่ากับ ค่าเสียโอกาสที่ผู้ผลิตไฟฟ้าไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้อย่างเต็มกำลัง หรือ ค่าการเดินเครื่อง Synchronous condenser เท่ากับที่ IESO ต้องการ

นอกเหนือไปจากนั้น อุปกรณ์ชดเชยแรงดันอื่นๆ เช่น Capacitor และ Reactor จะถูกติดตั้งอยู่ก่อนแล้วโดยหน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้าตามแผนเพื่อรองรับความต้องการกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟในอนาคต (ไม่ได้พึ่งพิงการชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจากผู้ผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว)

1.2) รัฐ Alberta

ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องจ่ายค่าปรับโทษหากไม่สามารถจ่ายและรับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟในช่วงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 0.9 ล้าหลังถึง 0.95 นำหน้า ได้

1.3) รัฐ Manitoba

ผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับเงินชดเชยหากจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟนอกช่วงปกติที่ทางหน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้ากำหนด

1.4) รัฐ Québec และ รัฐ British Columbia

ในรัฐทั้งสองนี้ การสนับสนุนกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟและการควบคุมแรงดันถือเป็นบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ซึ่งผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับเงินชดเชยจากผู้ใช้ระบบไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ยังไม่มีการออกนโยบายเพื่อจูงใจให้มีการจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟและการปรับโทษใดๆ

2) Great Britain

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขนาดมากกว่า 50 เมกะวัตต์ต้องสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟได้ในช่วงค่าตัวประกอบกำลัง 0.85 ล้าหลังถึง 0.95 นำหน้าขึ้นอยู่กับค่ากำลังไฟฟ้าจริงและแรงดัน โดย National Grid Co. (NGC) ซึ่งเป็นหน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้าของ Great Britain จะส่งสัญญาณสำหรับการจัดสรรกำลังการผลิตและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าให้ทำงานอยู่ในช่วงที่กำหนด ซึ่งทางผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับเงินชดเชยประมาณ 2.40 US\$/Mvarh ทั้งตัวประกอบกำลังที่ล้าหลังและนำหน้า โดยทั่วไปผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับการเสนอสัญญาอย่างน้อย 1 ปี

ในอดีต NGC ได้ใช้เงินลงทุนในการจัดหาอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟค่อนข้างมาก โดยในปี ค.ศ. 1990 จนกระทั่ง ค.ศ. 2004 NGC ได้ลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดันจากเดิมขนาด 3,000 Mvar เป็น 19,000 Mvar ซึ่งประกอบไปด้วย Static Voltage Compensators (SVCs) และ Quadrature boosters อย่างไรก็ตาม NGC ได้ทำการเพิ่มแนวทางในการจัดหากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟโดยให้ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถสนับสนุนกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเข้าสู่ระบบได้ โดยตั้งแต่ปี ค.ศ. 1993 เนื่องด้วยวิธีการในการทำสัญญากับผู้ผลิตไฟฟ้า การเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินงาน การเพิ่ม

ความสามารถในการพยากรณ์ และ การลงทุนทางด้านระบบส่ง ทำให้ NGC สามารถลด Congestion cost ได้ถึง 90%

3) ประเทศสวีเดน

ในประเทศสวีเดนนั้น เชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่จะเป็นพลังงานน้ำซึ่งถูกติดตั้งที่ภาคเหนือของประเทศและได้ส่งผ่านกำลังไฟฟ้าไปยังภาคใต้ซึ่งเป็นแหล่งที่มีความต้องการไฟฟ้ามากสำหรับกำลังไฟฟ้านั้น ประเทศสวีเดนยังไม่มี การคิดเงินชดเชยใดๆ ให้กับผู้ผลิตไฟฟ้า โดยมีเพียงแค่ข้อบังคับการเชื่อมต่อและการทำงานสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเท่านั้น โดยเป้าหมายสำคัญในเรื่องกำลังไฟฟ้านั้น คือพยายามรักษาการไหลของกำลังไฟฟ้านั้นในระบบส่งให้ใกล้ศูนย์มากที่สุด โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าส่วนใหญ่จะทำงานในสภาวะกำลังไฟฟ้านั้นคงที่ และ โรงไฟฟ้าพลังน้ำและโรงไฟฟ้าพลังความร้อนจะต้องทำหน้าที่ในการจ่ายกำลังไฟฟ้านั้นให้คงที่เท่ากับปริมาณ 1 ใน 3 ของกำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายเข้าสู่ระบบ (ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าประมาณ 0.9) โดยสรุปหน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้าของสวีเดนจะเลือกใช้ Static reactive power ในการชดเชยกำลังไฟฟ้านั้นเป็นหลักเท่าที่จะสามารถหาได้ มากกว่าที่จะพึ่งพากำลังไฟฟ้านั้นจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำและโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

4) ประเทศเนเธอร์แลนด์

หน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้าจะรับซื้อกำลังไฟฟ้านั้นในพื้นที่ที่รับผิดชอบและติดต่อซื้อขายกำลังไฟฟ้านั้นจากผู้ผลิตไฟฟ้า และ บริษัทอื่นๆ นอกพื้นที่ด้วยสัญญาที่เรียกว่า Bilateral contract

5) ประเทศเบลเยียม

สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าตัวประกอบกำลังอยู่ในช่วง 0.95 ล้าหลัง ถึง 0.95 นำหน้า หากกำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายเข้าระบบมากกว่า 10% ของกำลังไฟฟ้าจริงที่ระบุในสัญญา การคิดราคาสำหรับกำลังไฟฟ้านั้นจะปรับเปลี่ยนตามขนาดของแรงดัน ณ จุดที่เชื่อมต่อ โดยสำหรับระบบส่งนั้น อัตราการคิดราคากำลังไฟฟ้านั้นจะอยู่ที่ 0.27 US\$/Mvarh และในส่วนของระบบจำหน่าย อัตราการคิดราคากำลังไฟฟ้านั้นจะอยู่ที่ 0.31 US\$/Mvarh

สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีค่าตัวประกอบกำลังนอกช่วง 0.95 ล้าหลัง ถึง 0.95 นำหน้า อัตราการคิดราคากำลังไฟฟ้านั้นจะอยู่ที่ 7.83 US\$/Mvarh และเมื่อกำลังไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าน้อยกว่า 10% ตามที่ระบุไว้ในสัญญา การคิดราคาสำหรับกำลังไฟฟ้านั้นจะอยู่ที่ 32.9% ของกำลังการผลิตจริง และ หากกำลังไฟฟ้านั้นจ่ายเข้าสู่ระบบมากกว่า 32.9% ของกำลังไฟฟ้าจริง 10% ตามที่ระบุไว้ในสัญญา การคิดราคาสำหรับกำลังไฟฟ้านั้นจะอยู่ที่ 7.83 US\$/Mvarh

6) ประเทศออสเตรเลีย

หน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้าของประเทศออสเตรเลียจะเป็นผู้จัดหาอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้ายรีแอกทีฟเอง อย่างไรก็ตามผู้ผลิตไฟฟ้าที่ต้องการเชื่อมต่อกับระบบจะต้องมีค่าตัวประกอบกำลังอยู่ในช่วง 0.9 ล้าหลัง ถึง 0.93 นำหน้า และต้องยอมรับข้อตกลงในการชดเชยค่าใช้จ่ายจากหน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้า ในกรณีที่หน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้ายร้องขอให้จ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้ายรีแอกทีฟโดยทั่วไปขั้นตอนการควบคุมแรงดันมีดังนี้ 1) เปิดสวิตช์ Capacitors และ SVC 2) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้ายรีแอกทีฟโดยไม่มีการจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง 3) ในบางพื้นที่ จะมีการใช้งาน Synchronous compensator ในการชดเชยกำลังไฟฟ้ายรีแอกทีฟโดยเรียงลำดับตามค่าใช้จ่ายของแต่ละ Synchronous compensator 4) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้ายรีแอกทีฟโดยมีการจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง 5) สิ้นสุดการซื้อขายไฟฟ้าในกรณีนี้

7) ประเทศอินเดีย

เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าในประเทศอินเดียใช้กำลังไฟฟ้ายรีแอกทีฟค่อนข้างสูง ซึ่งส่งผลให้แรงดันในระบบ 400 kV ตกลงถึง 20% ดังนั้นเพื่อเป็นการหลีกเลี่ยงปัญหากำลังไฟฟ้าสูญเสียมีค่าสูงในระบบส่ง และ ปัญหาการใช้กำลังไฟฟ้ายรีแอกทีฟที่ค่อนข้างสูงนี้ หน่วยงานกำกับกิจการพลังงานของประเทศจึงได้กำหนดกฎเกณฑ์ในการใช้กำลังไฟฟ้ายรีแอกทีฟ คือ อัตราการคิดค่าชดเชยของกำลังไฟฟ้ายรีแอกทีฟเท่ากับ 1 US\$/Mvarh (ทั้งซื้อและขาย) เมื่อแรงดันไฟฟ้าตกต่ำกว่าร้อยละ 97 ของแรงดันไฟฟ้าปกติ อย่างไรก็ตามในช่วงโหลดต่ำ (Off peak) อัตราการคิดค่าชดเชยจะกลับกันคือ อัตราการคิดค่าชดเชยของกำลังไฟฟ้ายรีแอกทีฟเท่ากับ 1 US\$/Mvarh (ทั้งซื้อและขาย) เมื่อแรงดันไฟฟ้าสูงกว่าร้อยละ 103 ของแรงดันไฟฟ้าปกติ ซึ่งวิธีการดังกล่าวนี้สามารถแก้ปัญหาเรื่องแรงดันไฟฟ้าตกได้ทั้งหมด

8) ประเทศญี่ปุ่น

ในประเทศญี่ปุ่น บริษัท Tokyo Electric Power Company (TEPCO) มีการจ่ายเงินเพื่อเป็นแรงจูงใจให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีการปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลัง โดยให้ส่วนลดค่าไฟฟ้าในส่วนอัตราค่าไฟฐาน (Base rate) ซึ่งส่วนลดนี้จะขึ้นอยู่กับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งการคำนวณค่าไฟฟ้าของประเทศญี่ปุ่นจะเกิดจากผลรวมของค่า Base rate และ Electricity rate ดังนี้

$$\text{Base rate} = (\text{Unit price [Yen/kW]} \times (\text{Contract kW}) \times (1.85 - \text{Power factor}))$$

$$\text{Electricity rate} = (\text{Unit price [Yen/kWh]} \times \text{Total usage [kWh]})$$

โดย Unit price สำหรับ Base rate จะมีค่าประมาณ 10 US\$/kW และ Unit price สำหรับ Electricity rate จะมีค่าประมาณ 10 cents/kWh จากสมการการคำนวณ Base rate ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าหันมาปรับปรุงค่าตัวประกอบกำลังด้วยการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยตัวประกอบกำลังกันมากขึ้น ด้วยเหตุนี้ทำให้ค่าตัวประกอบกำลังโดยเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้าในญี่ปุ่นจะอยู่ที่ 0.99

9) ประเทศอาร์เจนตินา

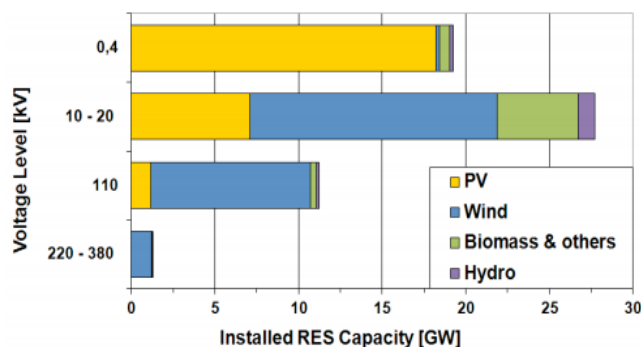
ในประเทศอาร์เจนตินา เครื่องกำเนิดไฟฟ้า หน่วยงานที่ดูแลระบบส่ง หน่วยงานที่ดูแลระบบจำหน่าย และผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ จะต้องปฏิบัติตามกฎในการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องผลิตและรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟภายในขอบเขตของ Capability curves (D-curves) หน่วยงานที่ดูแลระบบส่งต้องรักษาแรงดันให้อยู่ในช่วง $\pm 3\%$ สำหรับระดับแรงดัน 500 kV และ $\pm 5\%$ สำหรับระดับแรงดัน 220 kV และ 132 kV โดยการปรับโทซสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้านั้นสามารถแบ่งได้ออกเป็น 2 ระดับ คือ กรณีที่มีการประกาศล่วงหน้า และกรณีที่ไม่มีการประกาศล่วงหน้า หากมีการประกาศล่วงหน้า ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องจ่ายเงินค่าปรับโทซตามเกณฑ์ของค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟทั่วไป แต่หากว่าไม่มีการประกาศล่วงหน้า ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องจ่ายเงินค่าปรับโทซเพิ่มเติมอีก นอกเหนือจากนี้ หากเหตุการณ์การขาดแคลนกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟนี้มีผลให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอื่นๆ ที่ไม่ได้ทำสัญญากับหน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้าต้องจัดสรรกำลังการผลิตใหม่ ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดเหตุการณ์การขาดแคลนกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายสำหรับการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายนั้นด้วย

โดยค่าปรับโทซตามเกณฑ์ของค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟทั่วไปประกอบไปด้วย ค่าดำเนินการและค่าบำรุงรักษาต่างๆ ของอุปกรณ์ และ ค่าปรับโทซต่างหากซึ่งคิดเป็นเงินเท่ากับ 0.15 US\$/Mvarh ซึ่งผู้ผลิตไฟฟ้าที่ค่อนข้างหลุดออกจากระบบบ่อยๆ จะต้องติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเพิ่มเติมเพื่อหลีกเลี่ยงการปรับโทซข้างต้น หากผู้ผลิตไฟฟ้ามีการประกาศล่วงหน้าว่าจะหยุดเดินเครื่องก่อนตั้งแต่ 1 วันถึง 1 สัปดาห์ อัตราค่าปรับโทซจะเป็น 1.5 US\$/Mvarh และหากผู้ผลิตไฟฟ้าไม่มีการประกาศล่วงหน้าก่อนว่าจะหยุดเดินเครื่อง ผู้ผลิตไฟฟ้าจะถูกปรับโทซโดยการคิดค่าปรับโทซตลอดระยะเวลาที่ผลิตไฟฟ้าเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยผู้ผลิตไฟฟ้าที่ไม่ยอมรับกฎเกณฑ์ดังกล่าวจะไม่มีสิทธิ์ในการเชื่อมต่อกับระบบ สำหรับการปรับโทซของหน่วยงานที่ดูแลระบบส่งนั้น ระบบการปรับโทซจะคล้ายกับของผู้ผลิตไฟฟ้า กล่าวคือ มีการคิดอัตราค่าปรับโทซต่อ Mvar โดยขึ้นอยู่กับปริมาณของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่ได้รับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ และสุดท้ายในส่วนของการปรับโทซของหน่วยงานที่ดูแลระบบจำหน่ายและผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่นั้น ระบบการปรับโทซจะคล้ายกับของผู้ผลิตไฟฟ้าในส่วนของการคิดค่าดำเนินการและค่าบำรุงรักษาต่างๆ ของอุปกรณ์

10) ประเทศเยอรมนี [27]

ในปัจจุบัน ประเทศเยอรมนีมีการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มากที่สุดในโลก โดยเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดเล็ก โดยในเดือน มกราคมปี 2013 ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์กว่า 32 GW ได้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของประเทศ ซึ่งสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ประมาณ 3-10 % ของความต้องการกำลังไฟฟ้าในประเทศ จากปริมาณกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมดพบว่า 8.8 GW นั้นมาจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดเล็ก (ต่ำกว่า 30 kW) นอกเหนือไปจากนั้น กว่า

70 % ของกำลังการผลิตทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์นั้นเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าที่แรงดันตั้งแต่ 1 kV ลงไป โดยภาพรวมกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบ่งแยกตามแต่ละระดับแรงดันสามารถสรุปได้ดังรูปที่ 2.8



รูปที่ 2.8 กำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบ่งแยกตามแต่ละระดับแรงดัน (ที่มา: รายงาน *ADVANCED INVERTERS FOR DISTRIBUTED PV*)

เนื่องด้วยปริมาณกำลังการผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบแรงดันต่ำค่อนข้างมาก ดังนั้น ประเทศเยอรมนี จึงได้ทำการปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยเน้นไปที่ระดับแรงดันต่ำ โดยกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบแรงดันต่ำ ต้องมีความสามารถในการสนับสนุนแรงดันไฟฟ้าด้วยการควบคุมกำลังไฟฟารีแอกทีฟ โดยมีระบบควบคุมระยะไกลเชื่อมต่อกับผู้ดูแลระบบ เพื่อรับคำสั่งการควบคุมจากผู้ดูแลระบบได้อย่างรวดเร็ว อย่างไรก็ตาม มีข้อยกเว้นสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาดต่ำกว่า 30 kW ไม่จำเป็นต้องมีระบบควบคุมระยะไกลได้ แต่จะต้องถูกจำกัดปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบไม่เกิน 70 % ของกำลังผลิตติดตั้ง

สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีระบบการควบคุมระยะไกลเชื่อมต่อกับผู้ดูแลระบบ จะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในการควบคุมกำลังไฟฟารีแอกทีฟดังต่อไปนี้

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งน้อยกว่า 3.68 kVA จะถูกพิจารณาเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมากโดยต้องทำงานในช่วงค่าตัวประกอบกำลัง ± 0.95

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งตั้งแต่ 3.68 kVA ถึง 13.8 kVA จะต้องยอมรับการควบคุมค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟจากผู้ดูแลระบบภายในช่วงตัวประกอบกำลัง ± 0.95

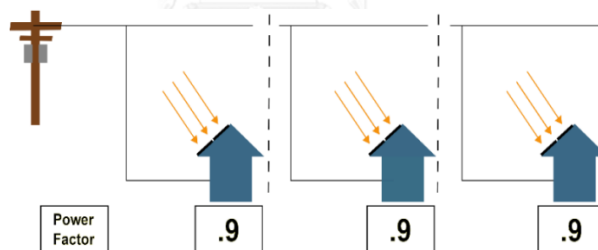
ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 13.8 kVA จะต้องยอมรับการควบคุมค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟจากผู้ดูแลระบบภายในช่วงตัวประกอบกำลัง ± 0.90

ทั้งนี้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาดตั้งแต่ 3.68 kVA ขึ้นไป ซึ่งได้ยอมรับการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจากผู้ดูแลระบบ จะได้รับเงินชดเชย (Opportunity cost) เนื่องมาจากการจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ไม่เต็มประสิทธิภาพ

โดยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ปรับปรุงใหม่นี้ทำการจำแนกประเภทของการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของผู้ผลิตไฟฟ้าออกเป็น 3 ประเภท คือ (1) การควบคุมให้ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าคงที่ (2) การควบคุมตัวประกอบกำลังตามค่ากำลังไฟฟ้าจริงขาออก (3) การควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟตามแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ โดยคำอธิบายประเภทการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟทั้ง 3 ประเภทสามารถสรุปได้ดังนี้

1) การควบคุมให้ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าคงที่

วิธีการนี้อินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะทำการควบคุมให้ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าคงที่ที่ค่าๆ หนึ่ง ดังแสดงในรูปที่ 2.9 วิธีการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้คงที่ซึ่งวิธีการนี้จะเหมาะสมกับระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้คงที่ อย่างไรก็ตามด้วยลักษณะทางธรรมชาติของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่จ่ายกำลังไฟฟ้าได้ไม่คงที่ ดังนั้นวิธีการนี้จึงไม่เหมาะสมสำหรับการนำมาใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเทียบกับอีก 2 วิธีถัดไป



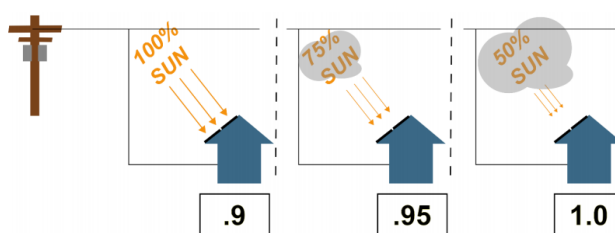
รูปที่ 2.9 วิธีการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้คงที่

(ที่มา: รายงาน *ADVANCED INVERTERS FOR DISTRIBUTED PV*)

2) การควบคุมตัวประกอบกำลังตามค่ากำลังไฟฟ้าจริงขาออก

วิธีการนี้ กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจะถูกปรับเปลี่ยนโดยอัตโนมัติด้วยอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เองซึ่งจะถูกกำหนดโดย Droop characteristic curve จากผู้ดูแลระบบ โดย Droop characteristic curve นี้จะถูกกำหนดตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า ซึ่งกล่าวว่า หากกำลังไฟฟ้าขาออกของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สูงถึงขนาดครึ่งหนึ่งของกำลังการผลิตของอินเวอร์เตอร์ (P_n) ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าจะต้องปรับลดลงเท่ากับค่าๆ หนึ่ง ยกตัวอย่างเช่น ปรับลดลงเท่ากับ 0.9 โดยค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจะสามารถคำนวณได้จากสมการ $Q = \tan(\alpha \cos \phi) P_n$ โดย ϕ คือ มุมเฟสระหว่างกระแสและแรงดัน

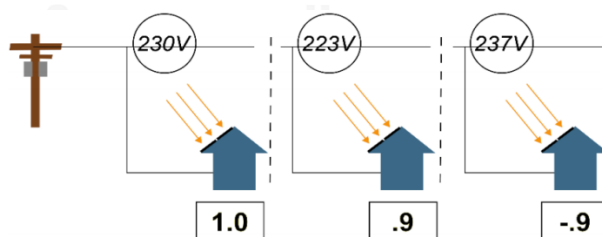
จากวิธีการควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้างดงกล่าว ส่งผลให้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงตามค่าความเข้มของแสง ซึ่งหากว่าค่าความเข้มของแสงอาทิตย์สูง ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะถูกปรับลดลงเรื่อยๆ โดยไม่ต่ำกว่า 0.9 เพื่อให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟช่วยระบบไฟฟ้า ในทางตรงกันข้าม หากว่าความเข้มของแสงอาทิตย์ต่ำ ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะถูกปรับเพิ่มขึ้นโดยไม่เกิน 1 เพื่อไม่ให้เป็นการลดทอนกำลังไฟฟ้าจริงที่ผลิตได้ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มากนัก ตัวอย่างข้างต้นสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.10 การควบคุมตัวประกอบกำลังตามค่ากำลังไฟฟ้าจริงขาออก



รูปที่ 2.10 การควบคุมตัวประกอบกำลังตามค่ากำลังไฟฟ้าจริงขาออก
(ที่มา: รายงาน *ADVANCED INVERTERS FOR DISTRIBUTED PV*)

3) การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟตามแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ

วิธีการนี้ อินเวอร์เตอร์จะต้องควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟตามแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่ออย่าง เป็นสัดส่วนกัน ดังแสดงในรูปที่ 2.11 โดยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจะสามารถคำนวณได้จาก สมการ $Q = \zeta Q_{\max}$ โดย ζ คือค่าความผันผวนของแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ



รูปที่ 2.11 การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟตามแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ
(ที่มา: รายงาน *ADVANCED INVERTERS FOR DISTRIBUTED PV*)

โดยวิธีในการประเมินราคาสำหรับการชดเชยการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 วิธีตามวิธีการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ดังนี้

1. วิธีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าปรับลดค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

กล่าวคือ ผู้ผลิตไฟฟ้ายอมลดค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ตัวเองลง เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟให้กับระบบ หากข้อบังคับกำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าให้คงที่เท่ากับ 0.9 ตลอดเวลา ผู้ผลิตไฟฟ้าจะสูญเสียผลประโยชน์เนื่องจากไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงได้เต็มพิกัด ดังนั้นผู้ดูแลระบบควรชดเชยจำนวนเงินให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าในส่วนนี้

2. วิธีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเพิ่มขนาดอินเวอร์เตอร์ให้ใหญ่กว่าขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

กล่าวคือ การเพิ่มขนาดอินเวอร์เตอร์ให้ใหญ่กว่าขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทำให้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าน้อยกว่า 1 อย่างแน่นอน เพื่อให้ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์ข้อบังคับ อย่างไรก็ตามผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องลงทุนเพิ่มขนาดของอินเวอร์เตอร์มากเกินไปจนจำเป็นซึ่งสมควรที่จะได้รับการชดเชยจากผู้ดูแลระบบด้วยเช่นกัน

11) ประเทศสหรัฐอเมริกา [28]

สำหรับประเทศสหรัฐอเมริกา หน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้าจะมีหลายหน่วยงานแยกตามแต่ละเขต โดยแต่ละหน่วยงานจะมีการทำงานที่เป็นอิสระต่อกัน ดังนั้นแนวทางในการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าก็จะแตกต่างกันตามเงื่อนไขของหน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้าในนั้นๆ ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

ISO-New England

หน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้า ISO-New England จะมีการจ่ายเงินชดเชยให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ซึ่งการชดเชยนี้จะประกอบไปด้วย 3 ส่วนดังนี้

1. ชดเชยในส่วนของค่าเสียโอกาส (Opportunity cost) เป็นการชดเชยอันเนื่องมาจากการที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจำเป็นต้องลดกำลังการผลิตของตัวเองลงเพื่อที่จะจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟให้กับระบบ
2. ชดเชยในส่วนของค่าพลังงานที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องรับเข้า (หากมี) เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟให้กับระบบ
3. ชดเชยในส่วนของค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง และดูแลรักษาอุปกรณ์ต่างๆ ที่จำเป็นในการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟให้กับระบบ

New York Independent System Operator

หน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้า New York Independent System Operator (NYISO) จะทำการประเมินค่าใช้จ่ายแก่ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ให้การสนับสนุนทางด้านแรงดันในรอบ 1 ปี โดยเงินที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับในแต่ละเดือนจะเท่ากับ 1 ใน 12 ส่วน ของเงินทั้งหมดที่ได้ประเมินดังกล่าว

Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection

หน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้า Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection (PJM) จะทำการจ่ายเงินชดเชยแก่ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ให้การสนับสนุนกำลังไฟฟ้านิวเคลียร์ในอัตราเดียวกันกับอัตราที่ใช้ในการผลิตกำลังไฟฟ้านิวเคลียร์จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของหน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้าเอง

Midcontinent Independent System Operator

หน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้า Midcontinent Independent System Operator (MISO) จะทำการจ่ายเงินชดเชยแก่ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ให้การสนับสนุนกำลังไฟฟ้านิวเคลียร์เป็นรายเดือน โดยพิจารณาจากข้อมูลการจ่ายกำลังไฟฟ้านิวเคลียร์และจำนวนเงินที่ร้องขอจากผู้ผลิตไฟฟ้า

Southwest Power Pool

หน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้า Southwest Power Pool (SPP) ร้องขอกำลังไฟฟ้านิวเคลียร์จากผู้ผลิตไฟฟ้าทุกราย แต่จะไม่ทำการจ่ายเงินชดเชยแก่ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ทำงานภายในช่วงตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตั้งแต่ 0.95 leading ถึง 0.95 lagging ในขณะที่ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ถูกร้องขอกำลังไฟฟ้านิวเคลียร์และยอมทำงานนอกเหนือช่วงดังกล่าวจะได้รับเงินชดเชยเป็นรายเดือน โดย SPP ได้กำหนดอัตราเงินชดเชยแก่ผู้ผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ 2.26 US\$/Mvarh ซึ่งปริมาณเงินที่ผู้ดูแลระบบต้องจ่ายให้กับผู้ผลิตไฟฟ้านี้จะถูกราคาในแต่ละพื้นที่ เพื่อทำการคิดค่าใช้จ่ายกับผู้ใช้งานระบบไฟฟ้าในพื้นที่นั้นๆต่อไป

California independent system operator

หน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้า California independent system operator (CAISO) จะจ่ายเงินชดเชยให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าที่ถูกร้องขอกำลังไฟฟ้านิวเคลียร์และยอมทำงานนอกเหนือจากช่วงตัวประกอบกำลังไฟฟ้าตั้งแต่ 0.95 leading ถึง 0.95 lagging เท่านั้นเช่นเดียวกับหน่วยงาน SPP โดยการจ่ายเงินชดเชยให้กับผู้ผลิตไฟฟ้านั้นจะคิดจากค่าสูญเสียโอกาสของผู้ผลิตไฟฟ้า นอกเหนือไปจากนั้น CAISO จะมีสัญญากับผู้ผลิตไฟฟ้าบางรายเป็นกรณีพิเศษ ซึ่งสัญญานี้เรียกว่า Reliability must run contract โดยจะมีอัตราเงินในการชดเชยแตกต่างจากกรณีทั่วไป

จากการศึกษาการคิดราคาในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าในต่างประเทศ พบว่าในหลายๆประเทศ ได้มีการใช้ประโยชน์จากผู้ผลิตไฟฟ้าในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าของระบบผ่านทาง การควบคุมการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้านิวเคลียร์ โดยผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับเงินชดเชยแตกต่างกันไปขึ้นอยู่กับข้อกำหนดของระบบไฟฟ้าในแต่ละประเทศ ซึ่งวิธีการนี้มีข้อดีต่อทั้งหน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้าและผู้ผลิตไฟฟ้า กล่าวคือ ในมุมมองของหน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้า วิธีการนี้สามารถหลีกเลี่ยงหรือยืดระยะเวลาในการลงทุนเพื่อจัดหาอุปกรณ์ควบคุมแรงดันไฟฟ้าได้ และในมุมมองของผู้ผลิตไฟฟ้า นอกเหนือจากไปจากที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับเงินชดเชยในการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้านิวเคลียร์ในกรณีที่มีการร้องขอจากหน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้า ด้วยระบบไฟฟ้าที่มีความยืดหยุ่นมากขึ้น ทำให้การจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงของผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถทำได้อย่างต่อเนื่องมากยิ่งขึ้น ซึ่งมีแนวโน้มส่งผลให้ผู้ผลิตไฟฟ้า

ได้รับเงินมากขึ้นในการขายไฟฟ้า อีกทั้งความยืดหยุ่นนี้จะช่วยให้ระบบไฟฟ้าสามารถรองรับการเข้ามาของผู้ผลิตไฟฟ้ารายอื่นๆ ได้เพิ่มมากขึ้นอีกด้วย จากข้อดีของระบบการคิดราคาในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่ได้กล่าวมา หากระบบไฟฟ้าของประเทศไทยนำระบบนี้มาปรับใช้ คาดว่าจะเป็นผลดีต่อทั้งหน่วยงานที่ดูแลระบบไฟฟ้า และผู้ผลิตไฟฟ้าดังที่กล่าวมา อีกทั้งยังทำให้ระบบไฟฟ้าสามารถรองรับการเข้ามาของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้ตามเป้าหมายที่วางไว้ในแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555-2564) ได้อีกด้วย



บทที่ 3

หลักการพื้นฐานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ปัจจุบันประเทศไทยมีการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติเป็นหลักซึ่งเป็นเชื้อเพลิงที่มาจาก การขุดเจาะภายในประเทศและนำเข้าจากต่างประเทศทำให้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น ดังนั้นจึง มีการส่งเสริมและสนับสนุนการนำพลังงานหมุนเวียนมาใช้ผลิตไฟฟ้า โดยพลังงานหมุนเวียน ประกอบด้วยหลายประเภทคือ พลังงานน้ำ พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ โดยเฉพาะพลังงาน แสงอาทิตย์ที่นับว่าประเทศไทยมีศักยภาพในการรับพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ในเกณฑ์ที่สูงเนื่องจาก ตั้งอยู่ในเขตร้อนเขตร้อนทำให้มีช่วงเวลาในการรับพลังงานแสงอาทิตย์ตลอดทั้งปีเมื่อเปรียบเทียบกับ ประเทศในแถบยุโรป และตามข้อมูลศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยจากการตรวจวัด ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) พบว่าพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือและ พื้นที่ภาคกลางตอนล่างของประเทศไทยมีศักยภาพในการรับพลังงานแสงอาทิตย์มากที่สุดในประเทศ ไทย [29, 30] ซึ่งข้อดีของการใช้พลังงานแสงอาทิตย์มาผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้ามีหลายประการคือ เป็น พลังงานธรรมชาติที่สะอาดและไม่มีวันหมด สามารถผลิตพลังงานได้ทุกที่ที่สามารถรับแสงแดดได้ ต้องการการบำรุงรักษาน้อย เป็นต้น แต่การใช้พลังงานแสงอาทิตย์มาผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้ายังมี ข้อเสียอยู่คือ ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ขึ้นอยู่กับสภาพอากาศ พลังงานที่ผลิตออกมาได้ต่ำเนื่องจาก ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ยังต่ำ ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ราคาค่อนข้างสูงเมื่อเปรียบเทียบกับเชื้อเพลิงรูปแบบอื่นๆ เป็นต้น ดังนั้นการที่จะใช้ระบบผลิตไฟฟ้า จากเซลล์แสงอาทิตย์มาผลิตไฟฟ้าทดแทนพลังงานรูปแบบอื่นๆ จึงต้องมีการศึกษาการผลิตไฟฟ้าของ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ตั้งแต่ศึกษาหลักการการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ แบบจำลอง เซลล์แสงอาทิตย์ ปัจจัยที่มีผลต่อการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ ข้อมูลทางเทคนิคของเซลล์ แสงอาทิตย์ และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีอยู่ในปัจจุบัน

3.1 เซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Cell)

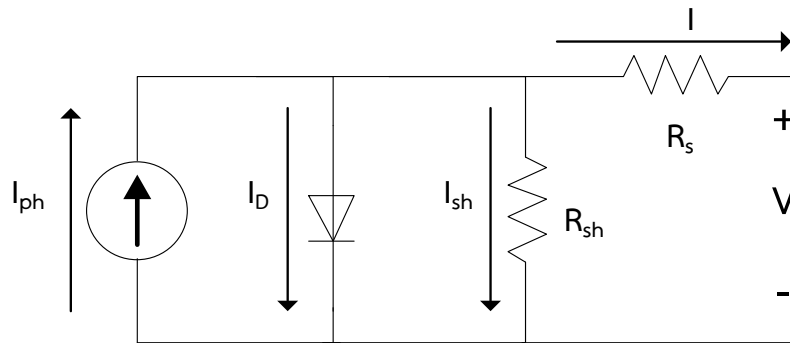
เซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Cell) เป็นสิ่งประดิษฐ์ทางอิเล็กทรอนิกส์ที่สามารถเปลี่ยน พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า เนื่องจากเซลล์แสงอาทิตย์ทำมาจากสารกึ่งตัวนำที่มี ความสามารถดูดกลืนพลังงานแสงอาทิตย์แล้วเปลี่ยนเป็นพาหะนำไฟฟ้า พาหะนำไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจาก พลังงานแสงอาทิตย์นี้จะถูกแยกเป็นประจุไฟฟ้าบวกและประจุไฟฟ้าลบโครงสร้างรอยต่อพีเอ็น (P-N Junction) ของสารกึ่งตัวนำเพื่อให้เกิดแรงดันไฟฟ้าระหว่างขั้วทั้งสองของเซลล์แสงอาทิตย์และเมื่อต่อ วงจรเข้าไปที่ขั้วทั้งสองก็จะเกิดการไหลของไฟฟ้าขึ้น เซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการใช้งานในปัจจุบันมี 5 ชนิด [31] ดังนี้

- 1) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน (Single Crystalline Silicon Solar Cell)
ผลิตจากแผ่นเวเฟอร์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน มีความหนาประมาณ 200-300 ไมครอน มีประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าประมาณร้อยละ 15-17
- 2) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน (Poly Crystalline Silicon Solar Cell)
เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการใช้งานมากที่สุดในปัจจุบัน ผลิตจากแผ่นเวเฟอร์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน มีความหนาประมาณ 180-200 ไมครอน มีประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าประมาณร้อยละ 12-15
- 3) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิคอน (Amorphous Silicon Solar Cell)
มีลักษณะเป็นแผ่นฟิล์มบางหน้าประมาณ 0.5-1.0 ไมครอนได้แก่ เซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในเครื่องคิดเลขซึ่งมีลักษณะสีม่วงน้ำตาล มีความเบาบาง สามารถผลิตให้เป็นพื้นที่เล็กไปจนถึงหลายตารางเมตร มีประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าประมาณร้อยละ 6-8
- 4) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกแกเลียมอาร์เซไนด์ (Gallium Arsenide Solar Cell)
เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีราคาแพงมากปัจจุบันมักมีการนำไปใช้งานสำหรับดาวเทียม ซึ่งมีประสิทธิภาพในการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าสูงมากระดับร้อยละ 25 ขึ้นไป
- 5) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางของสารประกอบตระกูลทองแดงอินเดียมแกเลียมอาร์เซไนด์และตระกูลแคดเมียมเทลลูไรด์
เป็นเทคโนโลยีใหม่ของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งปัจจุบันยังมีการใช้งานน้อยมาก

3.1.1 แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Modeling)

เซลล์แสงอาทิตย์สามารถเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าได้ โดยหลักการการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์คือสารกึ่งตัวนำในเซลล์แสงอาทิตย์จะดูดกลืนพลังงานแสงอาทิตย์ทำให้เกิดการเคลื่อนไหวของอิเล็กตรอนขึ้นที่ชั้น n-type ทำให้มีลักษณะเป็นขั้วลบ และเกิดการเคลื่อนไหวของโฮล (อะตอมสูญเสียอิเล็กตรอน) ขึ้นที่ชั้น p-type ทำให้มีลักษณะเป็นขั้วบวก เมื่อมีพลังงานสูงเพียงพอทั้งอิเล็กตรอนและโฮลจะวิ่งเข้าหาเพื่อจับคู่กันแต่ไม่ผ่านทางรอยต่อพีเอ็น (P-N Junction) แต่ผ่านทางวงจรไฟฟ้าที่ต่อกับขั้วไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ การเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนดังกล่าวทำให้เกิดไฟฟ้ากระแสตรงขึ้น [32]

แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ที่นำมาศึกษาในโครงร่างวิทยานิพนธ์นี้ ใช้แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดหนึ่งไดโอด (PV Single-diode Model) เนื่องจากเป็นแบบจำลองที่เข้าใจง่าย และมีความแม่นยำอยู่ในเกณฑ์ดี แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดหนึ่งไดโอดแสดงได้ในรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดหนึ่งไดโอด

จากแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ในรูปที่ 3.1 สามารถเขียนสมการของกระแสตามกฎของเคอร์ชอฟ (Kirchhoff's Current Law: KCL) ได้ดังสมการที่ 3.1

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (3.1)$$

โดยที่

I คือ กระแสที่ผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์ (A)

I_{ph} คือ กระแสโฟโตอิเล็กทริก (Photoelectric Current) ที่เกิดมาจากความเข้มแสงที่ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ (A)

I_D คือ กระแสที่ไหลผ่านไดโอด (Diode Current) ของเซลล์แสงอาทิตย์ (A)

I_{sh} คือ กระแสที่ไหลผ่านความต้านทานที่มีลักษณะของการเชื่อมต่อแบบขนาน (R_{sh}) ของเซลล์แสงอาทิตย์ (A)

จากสมการที่ 3.1 นั้นจะสามารถเปลี่ยนรูปแบบของสมการให้อยู่ในรูปของแรงดันเซลล์แสงอาทิตย์ (V) โดยจะเริ่มพิจารณาจากแรงดันที่ตกคร่อมตัวไดโอด (V_D) และแรงดันตกคร่อมตัวต้านทานที่เชื่อมต่อแบบขนาน (R_{sh}) ดังแสดงในรูปที่ 3.1 โดยทั่วไปข้อมูลที่ได้จากผู้ผลิตจะเป็นข้อมูลของเซลล์แสงอาทิตย์ 1 โมดูล จะสามารถแสดงค่าของกระแสที่ไหลผ่านไดโอด และกระแสที่ไหลผ่านความต้านทานที่เชื่อมต่อแบบขนานเมื่อพิจารณาเป็นโมดูล ได้ดังสมการที่ 3.2 และสมการที่ 3.3

$$I_D = I_0 \left[\exp\left(\frac{V_D}{n_s V_t}\right) - 1 \right] \quad (3.2)$$

$$I_{sh} = \frac{V_D}{R_{sh}} \quad (3.3)$$

โดยที่

- I_0 คือ กระแสอิ่มตัวไดโอด (Saturation Current) ของเซลล์แสงอาทิตย์ (A)
- V_D คือ แรงดันตกคร่อมไดโอดของเซลล์แสงอาทิตย์ (V)
- V_t คือ ขีดความต่างศักย์เริ่มเปลี่ยน (Threshold Voltage) (V) หรือค่าแรงดันจุดเปลี่ยนของไดโอดของเซลล์แสงอาทิตย์ (V) โดยจะมีหลักการในการคำนวณค่าของ V_t ซึ่งจะคำนวณได้ดังสมการที่ 3.4
- R_{sh} คือ ความต้านทานที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อแบบขนานของเซลล์แสงอาทิตย์ โดยลักษณะการเชื่อมต่อจะสามารถแสดงดังรูปที่ 3.1 (Ω)
- n_s จำนวนเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่ออนุกรมกันเป็นโมดูล

$$V_t = \frac{kTA}{q} \quad (3.4)$$

โดยที่

- T คือ อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ (K)
- q คือ ค่าคงที่ของประจุของอิเล็กตรอนหนึ่งอิเล็กตรอน ($=1.6 \times 10^{-19}$ C)
- k คือ ค่าคงที่ของโบลทซ์มันน์ (Boltzmann constant) ($=1.38 \times 10^{-23}$ J/K)
- A คือ แผงเตอร์ของไดโอดของเซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งเซลล์ ซึ่งจะขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีของแต่ละผู้ผลิตที่จะนำมาใช้

จากสมการที่ 3.2 และสมการที่ 3.3 นำค่าของกระแสที่ไหลผ่านไดโอด และกระแสที่ไหลผ่านความต้านทานที่เชื่อมต่อแบบขนานมาแทนค่าในสมการที่ 3.1 จะสามารถแสดงได้ในสมการที่ 3.5

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V_D}{n_s V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_D}{R_{sh}} \quad (3.5)$$

จากรูปที่ 3.1 จะพบว่าค่าของแรงดันที่ตกคร่อมไดโอดและค่าของแรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งเซลล์ จะมีความสัมพันธ์ดังสมการที่ 3.6

$$V_D = V + IR_S \quad (3.6)$$

โดยที่

- V คือ แรงดันที่ผลิตออกมาได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ (V)
- R_S คือ ความต้านทานที่มีรูปแบบการเชื่อมต่อแบบอนุกรมของเซลล์แสงอาทิตย์ (Ω)

นำสมการที่ 3.5 และสมการที่ 3.6 มารวมกันจะได้สมการที่จะสามารถแสดงความสัมพันธ์ระหว่างกระแสและแรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์ได้ดังสมการที่ 3.7

$$I = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp \left(\frac{V + IR_s}{n_s V_t} \right) - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (3.7)$$

3.1.2 ปัจจัยที่ส่งผลต่อการผลิตกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์

สิ่งที่มีผลต่อประสิทธิภาพการผลิตกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์นอกจากจะเป็นชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ ปัจจัยทางด้านสภาพแวดล้อมยังส่งผลต่อประสิทธิภาพการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยโดยมีผลต่อแรงดันและกระแสไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งปัจจัยทางด้านสภาพแวดล้อมที่มีผลต่อการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์มีด้วยกัน 2 ปัจจัยคือ (1) ความเข้มแสง และ (2) อุณหภูมิ

1) ความเข้มแสง

กระแสไฟฟ้าจะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับความเข้มของแสง หมายความว่า เมื่อความเข้มของแสงสูง กระแสที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะสูงขึ้น ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าไม่แปรไปตามความเข้มของแสง ความเข้มของแสงที่ใช้วัดเป็นมาตรฐาน คือ ความเข้มของแสงที่วัดบนพื้นโลกในสภาพอากาศปลอดโปร่ง ปราศจากเมฆหมอก และวัดที่ระดับน้ำทะเลในสภาพที่แสงอาทิตย์ตั้งฉากกับพื้นโลก ซึ่งความเข้มของแสงจะมีค่าเท่ากับ $1,000 \text{ W/m}^2$ ดังนั้นความเข้มแสงที่เปลี่ยนไปจะส่งผลต่อจุดทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ โดยจะมีผลต่อกระแสโฟโตอิเล็กทริกและกระแสลัดวงจร ซึ่งจะสามารถแสดงได้ดังสมการที่ 3.10 และสมการที่ 3.11 ตามลำดับ

$$I_{ph}(G) = I_{ph}(G_{stc}) \frac{G}{G_{stc}} \quad (3.8)$$

$$I_{sc}(G) = I_{sc}(G_{stc}) \frac{G}{G_{stc}} \quad (3.9)$$

โดยที่

$I_{ph}(G)$ คือ กระแสโฟโตอิเล็กทริกที่จะเกิดมาจากความเข้มแสงที่ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ ณ ความเข้มแสงเป็น $G \text{ W/m}^2$ (A)

$I_{ph}(G_{stc})$ คือ กระแสโฟโตอิเล็กทริกที่จะเกิดมาจากความเข้มแสงที่ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ ณ ความเข้มแสงที่ STC ($G = 1000 \text{ W/m}^2$) (A)

G คือ ความเข้มแสงที่ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ ณ เวลาที่พิจารณา (W/m^2)

G_{stc} คือ ความเข้มแสงที่ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ ณ ความเข้มแสงที่ STC (W/m^2)

2) อุณหภูมิ

อุณหภูมิจะเป็นปัจจัยหนึ่งที่จะทำให้จุดทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์เกิดการเปลี่ยนแปลง โดยจะส่งผลให้ค่าของแรงดันเปิดวงจรและกระแสลัดวงจรที่ใช้ในการทำงานเกิดการเปลี่ยนแปลง หมายความว่า กระแสลัดวงจรจะแปรตามอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไป โดยเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้นค่าของกระแสลัดวงจรจะมีค่าเพิ่มขึ้นตามค่าสัมประสิทธิ์การเปลี่ยนแปลงของกระแสต่อการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิ ในขณะที่แรงดันเปิดวงจรจะลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้นตามค่าสัมประสิทธิ์การเปลี่ยนแปลงของแรงดันต่อการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิซึ่งมีลักษณะการเปลี่ยนแปลงตรงกันข้ามกับกระแสลัดวงจรโดยสามารถแสดงได้ดังสมการที่ 3.8 และสมการที่ 3.9 ตามลำดับ

$$I_{sc}(T) = I_{sc}(T_{stc}) + K_i(T - T_{stc}) \quad (3.10)$$

$$V_{oc}(T) = V_{oc}(T_{stc}) + K_v(T - T_{stc}) \quad (3.11)$$

โดยที่

$I_{sc}(T)$	คือ กระแสลัดวงจรที่อุณหภูมิ T °C (A)
$I_{sc}(T_{stc})$	คือ กระแสลัดวงจรที่ Standard Test Condition (STC) (อุณหภูมิ 25 °C) (A)
T	คือ อุณหภูมิ ณ เวลาที่พิจารณา (°C หรือ K)
T_{stc}	คือ อุณหภูมิที่ Standard Test Condition (STC) (อุณหภูมิ 25 °C)
K_i	คือ ค่าสัมประสิทธิ์การเปลี่ยนแปลงของกระแสต่อการเปลี่ยนอุณหภูมิหนึ่งองศาเซลเซียส หรือหนึ่งองศาเคลวิน (A/°C หรือ A/K)
K_v	คือ ค่าสัมประสิทธิ์การเปลี่ยนแปลงของแรงดันต่อการเปลี่ยนอุณหภูมิหนึ่งองศาเซลเซียส หรือหนึ่งองศาเคลวิน (V/°C หรือ V/K)
$V_{oc}(T)$	คือ แรงดันเปิดวงจรที่อุณหภูมิ T °C (A)
$V_{oc}(T_{stc})$	คือ แรงดันเปิดวงจรที่ Standard Test Condition (STC) (อุณหภูมิ 25 °C) (A)

3.1.3 ข้อมูลทางเทคนิคของเซลล์แสงอาทิตย์

ข้อมูลทางเทคนิคของเซลล์แสงอาทิตย์คือ รายละเอียดของพารามิเตอร์ที่สำคัญของเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งได้จากเอกสารข้อมูลของผู้ผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ โดยในผู้ผลิตแต่ละรายจะมีข้อมูลทางเทคนิคแตกต่างกันไปขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีการผลิต ข้อมูลทางเทคนิคของเซลล์แสงอาทิตย์มาจากการทดลองในห้องปฏิบัติการที่มีอุณหภูมิและความเข้มแสงมาตรฐาน (Standard test condition : STC) คือที่อุณหภูมิ 25 °C (278 K) และที่ความเข้มแสง 1,000 W/m² ที่ AM 1.5 ซึ่งประกอบไปด้วยพารามิเตอร์ที่สำคัญ 8 พารามิเตอร์คือ

- 1) แรงดันเปิดวงจร (Open Circuit Voltage: V_{oc})
- 2) กระแสลัดวงจร (Short Circuit Current: I_{sc})

- 3) กำลังสูงสุดที่ผลิตได้ (Maximum Power: P_{mpp})
- 4) แรงดันไฟฟ้าที่ทำให้เกิดกำลังสูงสุดที่ผลิตได้ (Maximum Power Voltage: V_{mpp})
- 5) กระแสที่ทำให้เกิดกำลังสูงสุดที่ผลิตได้ (Maximum Power Current: I_{mpp})
- 6) ค่าสัมประสิทธิ์การเปลี่ยนแปลงของกระแสลัดวงจรต่ออุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ (Temperature Coefficient Short Circuit: K_i)
- 7) ค่าสัมประสิทธิ์การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าเปิดวงจรต่ออุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ (Temperature Coefficient Open Circuit: K_v)
- 8) จำนวนเซลล์ที่มีการต่ออนุกรมเป็นโมดูล (Number per Module: n_s)

จากข้อมูลทางเทคนิคที่กล่าวมานั้น จะสามารถแสดงตัวอย่างของข้อมูลทางเทคนิคของเซลล์แสงอาทิตย์ของบริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด(มหาชน) และบริษัท เคียวเซร่า จำกัด(มหาชน) ซึ่งสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 3.1 และตารางที่ 3.2 ตามลำดับ [33]

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลทางเทคนิคของเซลล์แสงอาทิตย์ของบริษัท โซลาร์ตรอน จำกัด (มหาชน)

พารามิเตอร์ของแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งโมดูล	
กำลังสูงสุดที่ผลิตได้ (P_{mpp})	200.14 (W)
แรงดันไฟฟ้าสูงสุด (V_{mpp})	26.30 (V)
กระแสไฟฟ้าสูงสุด (I_{mpp})	7.61 (A)
แรงดันเปิดวงจร (V_{OC})	32.90 (V)
กระแสลัดวงจร (I_{SC})	8.21 (A)
ค่าสัมประสิทธิ์การเปลี่ยนแปลงของกระแสลัดวงจรต่ออุณหภูมิ (K_i)	0.00318 ($A/^{\circ}C$)
ค่าสัมประสิทธิ์การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าเปิดวงจรต่ออุณหภูมิ (K_v)	-0.123 ($V/^{\circ}C$)
จำนวนเซลล์ที่มีการต่ออนุกรมเป็นโมดูล (n_s)	54

ตารางที่ 3.2 ข้อมูลทางเทคนิคของเซลล์แสงอาทิตย์ของบริษัท เคียวเซร่า จำกัด (มหาชน)

พารามิเตอร์ของแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์หนึ่งโมดูล	
กำลังสูงสุดที่ผลิตได้ (P_{mpp})	120.00 (W)
แรงดันไฟฟ้าสูงสุด (V_{mpp})	17.28 (V)
กระแสไฟฟ้าสูงสุด (I_{mpp})	7.00 (A)
แรงดันเปิดวงจร (V_{OC})	21.70 (V)
กระแสลัดวงจร (I_{SC})	7.45 (A)
ค่าสัมประสิทธิ์การเปลี่ยนแปลงของกระแสลัดวงจรต่ออุณหภูมิ (K_i)	0.0003 ($A/^{\circ}C$)
ค่าสัมประสิทธิ์การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าเปิดวงจรต่ออุณหภูมิ (K_v)	-0.0074 ($V/^{\circ}C$)
จำนวนเซลล์ที่มีการต่ออนุกรมเป็นโมดูล (n_s)	36

3.2 อินเวอร์เตอร์

ปัจจุบันระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทฟาร์ม และ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา ซึ่งข้อแตกต่างของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าทั้ง 2 ประเภท โดยหลักแล้วจะมีข้อแตกต่าง 3 ข้อ คือ 1) จำนวนแอมป์ (String) ด้านไฟฟ้ากระแสตรงของอินเวอร์เตอร์ 2) จำนวนเฟสที่จ่ายกำลังไฟฟ้า และ จำนวนเฟสที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า 3) ขนาดของอินเวอร์เตอร์ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.3 [34, 35]

ตารางที่ 3.3 ข้อแตกต่างของอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทฟาร์ม และ ประเภทติดตั้งบนหลังคา

ข้อแตกต่าง	ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทฟาร์ม	ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา
1) จำนวนแอมป์ขาเข้า	1-2 แอมป์	9 แอมป์ (มากกว่า 2 แอมป์)
2) จำนวนเฟสที่จ่ายกำลังไฟฟ้า, เชื่อมต่อ	1 เฟส หรือ 3 เฟส	3 เฟส
3) ขนาดอินเวอร์เตอร์	น้อยกว่า 1 เมกะวัตต์ *	ตั้งแต่ 500 กิโลวัตต์ขึ้นไป

* การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคาในประเทศไทย สามารถติดตั้งได้ขนาดไม่เกิน 1 เมกะวัตต์

3.2.1 ข้อมูลอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทฟาร์ม

3.2.1.1 ข้อมูลอินเวอร์เตอร์ยี่ห้อ SMA รุ่น SUNNY CENTRAL CP-XT

อินเวอร์เตอร์ยี่ห้อ SMA รุ่น SUNNY CENTRAL CP-XT เป็นอินเวอร์เตอร์ที่มีหลายขนาดคือ 500 กิโลวัตต์, 630 กิโลวัตต์, 720 กิโลวัตต์, 760 กิโลวัตต์, 800 กิโลวัตต์, 850 กิโลวัตต์, 900 กิโลวัตต์ และ 1,000 กิโลวัตต์ การทำงานของอินเวอร์เตอร์ที่สนับสนุนแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าสามารถแบ่งเป็นการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง และการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ [36]

1) การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง (Active Power Control)

การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงในอินเวอร์เตอร์ สามารถสั่งให้อินเวอร์เตอร์ควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงผ่านการทำงานได้หลายโหมดผ่านพารามิเตอร์ได้หลายค่าคือ

1.1) ไม่มีการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง (No Active Power Limitation: Off Mode)

ในโหมดนี้ไม่มี การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยขนาดกำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าถูกจำกัดด้วยค่า กำลังไฟฟ้าสูงสุด (Pmax)

1.2) การจำกัดกำลังไฟฟ้าจริงโดยใช้ค่าปริมาณจริง (Active Power Limitation with Absolute Value: WCnst Mode)

โหมตนี้ค่ากำลังไฟฟ้าจริงถูกกำหนดผ่านพารามิเตอร์ P-W ซึ่งเป็นค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ส่งเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า ค่า P-W สามารถเปลี่ยนแปลงได้ในขณะที่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า แต่ต้องมีค่าไม่เกินกำลังไฟฟ้าสูงสุด

1.3) การจำกัดกำลังไฟฟ้าจริงโดยใช้ค่าร้อยละของกำลังไฟฟ้าจริง (Active Power Limitation as a Percentage of Nominal Power: WCnstNom Mode)

โหมตนี้ค่ากำลังไฟฟ้าจริงถูกกำหนดผ่านพารามิเตอร์ P-WNom ซึ่งถูกตั้งเป็นค่าร้อยละของกำลังไฟฟ้าสูงสุด โดยหมายถึงค่าร้อยละของกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ ค่า P-WNom สามารถเปลี่ยนแปลงได้ในขณะที่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า (สามารถปรับได้ตั้งแต่ร้อยละ 0 ถึงร้อยละ 100)

2) การควบคุมกำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Reactive Power Control)

การควบคุมกำลังไฟฟารีแอกทีฟในอินเวอร์เตอร์ สามารถสั่งให้อินเวอร์เตอร์ควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงผ่านการทำงานได้หลายโหมตผ่านพารามิเตอร์ได้หลายค่าคือ

2.1) ไม่มีการควบคุมกำลังไฟฟารีแอกทีฟ (No Reactive Power Control: Off Mode)

กำหนดค่าของกำลังไฟฟารีแอกทีฟเป็น 0 กิโลวาร์

2.2) การตั้งค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟโดยใช้ค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟค่าจริง (Reactive Power Control with Setpoint Command via Modbus Protocol: VArCtlCom Mode)

กำลังไฟฟารีแอกทีฟส่งไปยังอินเวอร์เตอร์ผ่านระบบสื่อสาร การตั้งค่าเป็นค่าร้อยละและถูกเปลี่ยนเป็นค่าในหน่วยกิโลวาร์ ในอินเวอร์เตอร์

2.3) การตั้งค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟโดยใช้ค่าตัวประกอบกำลัง (Reactive Power Control with Setpoint Command via Modbus Protocol: PFCtlCom Mode)

ค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟถูกส่งไปยังอินเวอร์เตอร์ผ่านระบบสื่อสาร ซึ่งการตั้งค่าเป็นแบบค่าตัวประกอบกำลัง (Power Factor)

2.4) การจำกัดกำลังไฟฟารีแอกทีฟโดยใช้ค่าปริมาณจริง (Reactive Power Control with Absolute Value: VArCnst Mode)

โหมตนี้ค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟถูกกำหนดผ่านพารามิเตอร์ Q-VAr โดยที่ค่า Q-VAr สามารถมีค่าได้ตั้งแต่ค่า $-Q_{max}$ ถึง $+Q_{max}$ เมื่อ Q_{max} คือค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟสูงสุด

2.5) การจำกัดกำลังไฟฟารีแอกทีฟโดยใช้ค่าร้อยละของกำลังไฟฟ้าจริง (Reactive Power Control as a Percentage of the Nominal Power: VArCnstNom Mode)

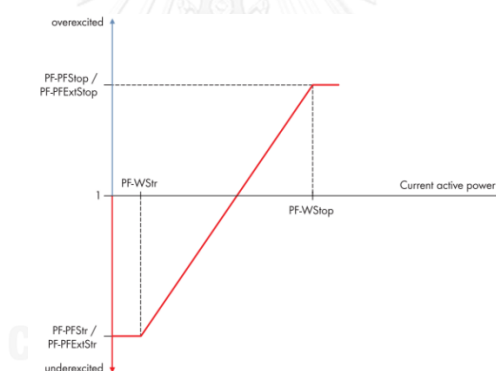
ค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟถูกส่งค่ามายังอินเวอร์เตอร์ผ่านพารามิเตอร์ Q-VArNom ซึ่งเป็นค่าร้อยละ ถ้าค่าของพารามิเตอร์ Q-VArNom มีค่าเกิน +Qmax อินเวอร์เตอร์จะตั้งค่าเป็น +Qmax และถ้าค่าของพารามิเตอร์ Q-VArNom มีค่าเกิน -Qmax อินเวอร์เตอร์จะตั้งค่าเป็น -Qmax (สามารถปรับได้ตั้งแต่ร้อยละ 100 ถึงร้อยละ 100)

2.6) การตั้งค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟโดยใช้ค่าตัวประกอบกำลัง (Reactive Power Setpoint via Displacement Power Factor $\cos \Phi$: PFCnst Mode)

ค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟถูกส่งค่ามายังอินเวอร์เตอร์ผ่านพารามิเตอร์ PF-PF และ PF-PFExt โดยที่พารามิเตอร์ PF-PF หมายถึงค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า และพารามิเตอร์ PF-PFExt หมายถึง overexcitation หรือ underexcitation

2.7) การกำหนดค่าตัวประกอบกำลังขึ้นอยู่กับกำลังไฟฟ้าจริง (Displacement Power Factor $\cos \Phi$ as a Function of Feed-In Power: PFCtW Mode)

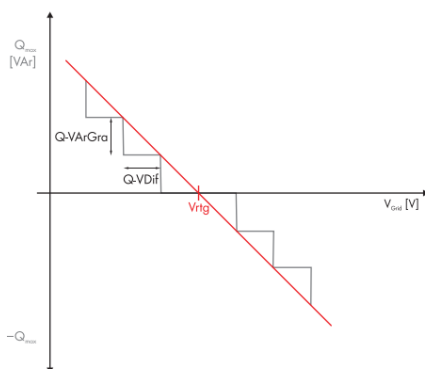
ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าถูกกำหนดให้ขึ้นอยู่กับกำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า



รูปที่ 3.2 กราฟลักษณะการกำหนดตัวประกอบกำลังขึ้นกับกำลังไฟฟ้าจริง

2.10) การกำหนดค่าตัวประกอบกำลังขึ้นอยู่กับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Reactive Power as a Function of the Grid Voltage: VArCt(Vol Mode)

ค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟถูกกำหนดให้ขึ้นอยู่กับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า



รูปที่ 3.3 กราฟลักษณะการกำหนดตัวประกอบกำลังขึ้นกับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

3) พารามิเตอร์การควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์

3.1) พารามิเตอร์ควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง

พารามิเตอร์ควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 พารามิเตอร์ควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง

พารามิเตอร์	คำอธิบาย	ช่วงของค่า (kW/kVAr)	รุ่นของอินเวอร์เตอร์	ค่าเริ่มต้น (kW/kVAr)
กำลังไฟฟ้าจริง				
Pmax	ค่ากำลังไฟฟ้า จริงที่ถูกรจำกัด	0-550	Sunny Central 500CP XT	550
		0-700	Sunny Central 630CP XT	700
		0-792	Sunny Central 720CP XT	792
		0-836	Sunny Central 760CP XT	836
		0-880	Sunny Central 800CP XT	880
		0-935	Sunny Central 850CP XT	935
		0-990	Sunny Central 900CP XT	990
		0-1,100	Sunny Central 1000CP XT	1,100

3.2) พารามิเตอร์ควบคุมกำลังไฟฟารีแอกทีฟ

พารามิเตอร์ควบคุมกำลังไฟฟารีแอกทีฟสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.5 พารามิเตอร์ควบคุมกำลังไฟฟารีแอกทีฟ

พารามิเตอร์	คำอธิบาย	ช่วงของค่า (kW/kVAr)	รุ่นของอินเวอร์เตอร์	ค่าเริ่มต้น (kW/kVAr)
กำลังไฟฟารีแอกทีฟ				
Qmax	ค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ ที่ถูกรจำกัด	0-245	Sunny Central 500CP XT	245
		0-310	Sunny Central 630CP XT	310

พารามิเตอร์	คำอธิบาย	ช่วงของค่า (kW/kVAr)	รุ่นของอินเวอร์เตอร์	ค่าเริ่มต้น (kW/kVAr)
		0-346	Sunny Central 720CP XT	346
		0-365	Sunny Central 760CP XT	365
		0-385	Sunny Central 800CP XT	385
		0-409	Sunny Central 850CP XT	409
		0-433	Sunny Central 900CP XT	433
		0-485	Sunny Central 1000CP XT	485
PFAbsMin	ค่าตัวประกอบกำลังที่ น้อยที่สุดที่สามารถ ปรับค่าได้	0.5-1	-	0.9
PF-PF	ค่าตัวประกอบกำลัง	0.5-1	-	1
PF-PFExt	ตั้งค่าตัวประกอบกำลัง แบบ Overexcited หรือ Underexcited	OvExt	Overexcited	OvExt
		UnExt	Underexcited	
PF-PFStr	ค่าตัวประกอบกำลัง ต่ำที่สุดจุดที่ 1 ที่ตั้ง ใน characteristic curve	0.5-1	-	0.9
PF-PFExtStr	ตั้งค่าตัวประกอบกำลัง แบบ Overexcited หรือ Underexcited ในจุดที่ 1	OvExt	Overexcited	0.9
		UnExt	Underexcited	
PF-PFStop	ค่าตัวประกอบกำลังต่ำ ที่สุดจุดที่ 2 ที่ตั้งใน characteristic curve	0.5- 1	-	0.9
PF- PFExtStop	ตั้งค่าตัวประกอบกำลัง แบบ Overexcited หรือ Underexcited ในจุดที่ 2	OvExt	Overexcited	0.9
		UnExt	Underexcited	
PF-WStr	ร้อยละของกำลังไฟฟ้า จริงใน characteristic curve จุดที่ 1	0%-90%	-	0%
PF-WStop	ร้อยละของกำลังไฟฟ้า	10%-100%	-	100%

พารามิเตอร์	คำอธิบาย	ช่วงของค่า (kW/kVAr)	รุ่นของอินเวอร์เตอร์	ค่าเริ่มต้น (kW/kVAr)
	จริงใน characteristic curve จุดที่ 2			
Q-VDif	ร้อยละของค่าแรงดันที่เปลี่ยนไป ซึ่งจะทำให้ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเปลี่ยนแปลง	0.1%-10%	The value refers to the nominal voltage.	1%
Q-VArGra	ค่าร้อยละของกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่เปลี่ยนไป เมื่อแรงดันไฟฟ้าเปลี่ยนไป	0%-100%	The value refers to the nominal power.	1%

4) ข้อมูลทางเทคนิคของอินเวอร์เตอร์

ตารางที่ 3.6 ข้อมูลด้านเทคนิคของอินเวอร์เตอร์รุ่น 500CP XT/630 CP XT/ 720 CP XT และ 760CP XT

DC Input	500CP XT	630CP XT	720CP XT	760CP XT
Maximum DC Power	560 kW	713 kW	808 kW	853 kW
Min/Max input Voltage	430-1,000 V	500-1,000 V	480-1,000 V	505-1,000 V
Min MPP voltage	430 V	500 V	480 V	505 V
MPP voltage range@25 C	449-850 V	529-850 V	577-850 V	609-850 V
MPP voltage range@50 C	430-850 V	500-850 V	525-850 V	554-850 V
Rated input voltage	449 V	529 V	577 V	609 V
Maximum input current	1,250 A	1,350 A	1,400 A	1,400 A
AC Output				
Rated power @25 C	550 kVA	700 kVA	792 kVA	836 kVA
Rated power @50 C	500 kVA	630 kVA	720 kVA	760 kVA
Nominal AC voltage	270 V	315 V	324 V	342 V
Nominal AC voltage range	243-310 V	284-362 V	292-372 V	308-393 V
AC power frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
AC power frequency range	47-63 Hz	47-63 Hz	47-63 Hz	47-63 Hz
Rated frequency	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Rated grid voltage	270 V	315 V	324 V	342 V
Maximum Ac current	1,176 A	1,283 A	1,411 A	1,411 A

Power factor at rated power	1	1	1	1
Power factor cos ϕ	0.9Over-0.9Und	0.9Over-0.9Und	0.9Over-0.9Und	0.9Over-0.9Und
Feed-in phase	3	3	3	3
Connection phase	3	3	3	3
Efficiency				
Maximum efficiency	98.6%	98.7%	98.6%	98.6%
European weighted efficiency	98.4%	98.5%	98.4%	98.4%
CEC weight efficiency	98.5%	98.5%	98.5%	98.5%

ตารางที่ 3.7 ข้อมูลด้านเทคนิคของอินเวอร์เตอร์รุ่น 800CP XT/850 CP XT/ 900 CP XT และ 1000CP XT

DC Input	800CP XT	850CP XT	900CP XT	1000CP XT
Maximum DC Power	898 kW	954 kW	1,010 kW	1,122 kW
Min/Max input Voltage	530-1,000 V	568-950 V	596-1,000 V	596-1,000 V
Min MPP voltage	530 V	568 V	596 V	596 V
MPP voltage range@25 C	641-850 V	681-850 V	722-850 V	688-850 V
MPP voltage range@50 C	583-850 V	625-850 V	656-850 V	596-850 V
Rated input voltage	641 V	681 V	722 V	688 V
Maximum input current	1,400 A	1,400 A	1,400 A	1,400 A
AC Output				
Rated power @25 C	880 kVA	935 kVA	990kVA	1,100 kVA
Rated power @50 C	800 kVA	850 kVA	900 kVA	900 kVA
Nominal AC voltage	360 V	386 V	405 V	405 V
Nominal AC voltage range	324-414 V	348-443 V	365-465 V	365-465 V
AC power frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
AC power frequency range	47-63 Hz	47-63 Hz	47-60 Hz	47-63 Hz
Rated frequency	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Rated grid voltage	360 V	386 V	405 V	405 V
Maximum Ac current	1,411 A	1,411 A	1,411 A	1,568 A
Power factor at rated	1	1	1	1

power				
Power factor cos ϕ	0.9Over-0.9Und	0.9Over-0.9Und	0.9Over-0.9Und	0.9Over-0.9Und
Feed-in phase	3	3	3	3
Connection phase	3	3	3	3
Efficiency				
Maximum efficiency	98.6%	98.6%	98.6%	98.7%
European weighted efficiency	98.4%	98.4%	98.4%	98.4%
CEC weight efficiency	98.5%	98.5%	98.5%	98.5%

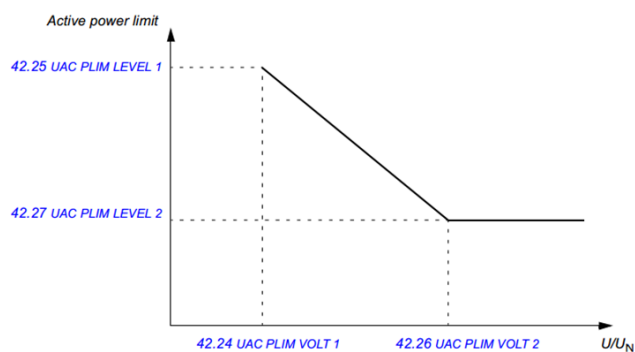
3.2.1.2 ข้อมูลอินเวอร์เตอร์ยี่ห้อ ABB รุ่น PVS800

อินเวอร์เตอร์ยี่ห้อ ABB รุ่น PVS800 เป็นอินเวอร์เตอร์ที่มีหลายขนาดคือ 100 กิโลวัตต์, 250 กิโลวัตต์, 315 กิโลวัตต์, 500 กิโลวัตต์, 630 กิโลวัตต์, 875 กิโลวัตต์และ 1,000 กิโลวัตต์ การทำงานของอินเวอร์เตอร์ที่สนับสนุนแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าสามารถแบ่งเป็นการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง และการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ [37]

1) การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง (Active Power Control)

การควบคุมกำลังกำลังไฟฟ้าจริงสามารถแบ่งเป็นการควบคุม 2 แบบคือ การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงเนื่องจากความถี่เกิน (Active Power Limitation from Grid Overfrequency) และการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงเนื่องจากแรงดันเกิน (Active Power Limitation from Grid Overvoltage) แต่ในที่นี้จะพิจารณาเฉพาะการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงเนื่องจากแรงดันเกิน

การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงจะจำกัดกำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามกราฟที่แสดงดังรูปที่ 3.4 และมีพารามิเตอร์ควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงสามารถอธิบายดังนี้



รูปที่ 3.4 กราฟการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง

1.1) โหมดควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงเนื่องจากแรงดันเกิน (UAC PLIM MODE SEL)

พารามิเตอร์นี้เป็นการเลือกให้อินเวอร์เตอร์เลือกใช้การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงเนื่องจากแรงดันเกิน การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงถูกควบคุมจากกราฟการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงและพารามิเตอร์ค่าแรงดันค่าที่ 1 (UAC PLIM VOLT1), ค่ากำลังไฟฟ้าจริงค่าที่ 1 (UAC PLIM LEVEL1), ค่าแรงดันค่าที่ 2 (UAC PLIM VOLT2) และค่ากำลังไฟฟ้าจริงค่าที่ 2 (UAC PLIM LEVEL2)

1.2) อัตราการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจริง (UAC PLIM RAMP UP)

ค่าอัตราการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าจริงเมื่อแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงสามารถปรับค่าได้ตั้งแต่ 1 ถึง 6000% ต่อนาที โดยค่าเริ่มแรกที่ตั้งมากับอินเวอร์เตอร์คือ 20% ต่อ นาที

1.3) ค่าแรงดันค่าที่ 1 (UAC PLIM VOLT1)

ค่าแรงดันค่าแรกในกราฟการควบคุมควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง ซึ่งสามารถกำหนดเป็นค่าร้อยละของแรงดันโดยค่าเริ่มแรกที่ตั้งมากับอินเวอร์เตอร์คือ ร้อยละ 105

1.4) ค่ากำลังไฟฟ้าจริงค่าที่ 1 (UAC PLIM LEVEL1)

ค่ากำลังไฟฟ้าจริงค่าแรกในกราฟการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง ซึ่งสามารถกำหนดเป็นค่าร้อยละของกำลังไฟฟ้า โดยค่าเริ่มแรกที่ตั้งมากับอินเวอร์เตอร์คือ ร้อยละ 100

1.5) ค่าแรงดันค่าที่ 2 (UAC PLIM VOLT2)

ค่าแรงดันค่าที่สองในกราฟการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง ซึ่งสามารถกำหนดเป็นค่าร้อยละของแรงดันโดยค่าเริ่มแรกที่ตั้งมากับอินเวอร์เตอร์คือ ร้อยละ 110

1.6) ค่ากำลังไฟฟ้าจริงค่าที่ 2 (UAC PLIM LEVEL2)

ค่ากำลังไฟฟ้าจริงค่าที่สองในกราฟการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง ซึ่งสามารถกำหนดเป็นค่าร้อยละของกำลังไฟฟ้า โดยค่าเริ่มแรกที่ตั้งมากับอินเวอร์เตอร์คือ ร้อยละ 0

2) การควบคุมกำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Reactive Power Control)

การควบคุมกำลังไฟฟารีแอกทีฟ โดยหลักแล้วมีพารามิเตอร์ที่ควบคุมกำลังไฟฟารีแอกทีฟ 4 พารามิเตอร์คือ Q POWER CAP LIMIT, Q POWER IND LIMIT, Q POWER REF SEL และ Q POWER REF

2.1) Q POWER CAP LIMIT

ค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟสูงสุดที่อินเวอร์เตอร์สามารถจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Capacitive)

2.2) Q POWER IND LIMIT

ค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟสูงสุดที่อินเวอร์เตอร์สามารถรับจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Inductive)

2.3) Q POWER REF SEL

พารามิเตอร์สำหรับเลือกลักษณะการแสดงค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ ซึ่งพารามิเตอร์นี้ใช้เป็นพารามิเตอร์อ้างอิงสำหรับพารามิเตอร์ Q POWER REF ซึ่งสามารถเลือกลักษณะการแสดงค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟได้ดังนี้

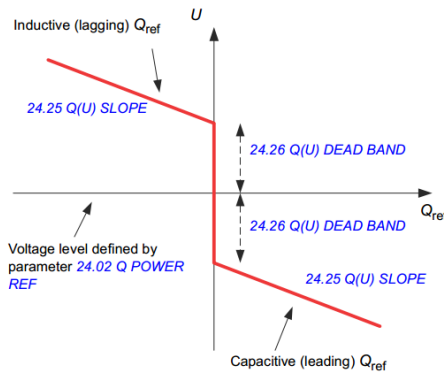
- ร้อยละ แสดงเป็นค่าร้อยละของกำลังไฟฟ้า
- kVAr แสดงเป็นค่าจริงที่มีหน่วยเป็นกิโลวาร์ (kVAr)
- PHI แสดงเป็นค่ามุมระหว่างแรงดันกับกระแส (Angle phi)
- COSPHI แสดงเป็นค่าตัวประกอบกำลัง (Power Factor)
- Q(U) REF แสดงเป็นการควบคุมกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ขึ้นกับแรงดัน (Q(U))
- COSPHI f(P) แสดงเป็นตัวประกอบกำลังขึ้นกับกำลังไฟฟ้าจริง (COSPHI f(P))

2.4) Q POWER REF

พารามิเตอร์นี้เป็นพารามิเตอร์ที่ใช้แสดงค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟ ซึ่งขึ้นอยู่กับทางเลือกลักษณะการแสดงค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟของพารามิเตอร์ Q POWER REF SEL สามารถแสดงรายละเอียดดังต่อไปนี้

- เมื่อพารามิเตอร์ Q POWER REF SEL ตั้งเป็นค่าร้อยละ สามารถเลือกค่าได้ตั้งแต่ -32768 ถึง 32767 หมายถึง ร้อยละ -327.68 ถึง ร้อยละ 327.67 ตัวอย่างเช่น พารามิเตอร์ Q POWER REF มีค่า 10000 ค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟจะมีค่าเท่ากับร้อยละ 100 ของค่ากำลังไฟฟ้า
- เมื่อพารามิเตอร์ Q POWER REF SEL ตั้งเป็นค่า kVAr สามารถเลือกค่าได้ตั้งแต่ -32768 ถึง 32767 หมายถึง -32768 ถึง ร้อยละ 32767 ตัวอย่างเช่น พารามิเตอร์ Q POWER REF มีค่า 100 ค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟจะมีค่าเท่ากับ 100 กิโลวาร์
- เมื่อพารามิเตอร์ Q POWER REF SEL ตั้งเป็นค่า PHI สามารถเลือกค่าได้ตั้งแต่ -3000 ถึง 3000 หมายถึง -30° ถึง 30° ตัวอย่างเช่น พารามิเตอร์ Q POWER REF มีค่า 500 ค่ามุมระหว่างแรงดันกับกระแสจะมีค่าเท่ากับ 5° ($\phi=5^{\circ}$)
- เมื่อพารามิเตอร์ Q POWER REF SEL ตั้งเป็นค่า COSPHI สามารถเลือกค่าได้ตั้งแต่ -8500 ถึง -9999 หมายถึง -0.85 ถึง -0.9999 และ 8500 ถึง 10000 หมายถึง 0.85 ถึง 1.0 ตัวอย่างเช่น พารามิเตอร์ Q POWER REF มีค่า 9000 ค่าตัวประกอบกำลังมีค่า 0.9 (ค่าบวก หมายถึง ตัวประกอบกำลังแบบนำหน้า ค่าลบ หมายถึง ตัวประกอบกำลังแบบตามหลัง)
- เมื่อพารามิเตอร์ Q POWER REF SEL ตั้งเป็นค่า Q(U) REF

สามารถเลือกค่าได้ตั้งแต่ 9000 ถึง 11000 หมายถึง ร้อยละ 90 ถึง ร้อยละ 110 การควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่สามารถควบคุมได้ตามกราฟที่แสดงดังรูปที่ 3.5

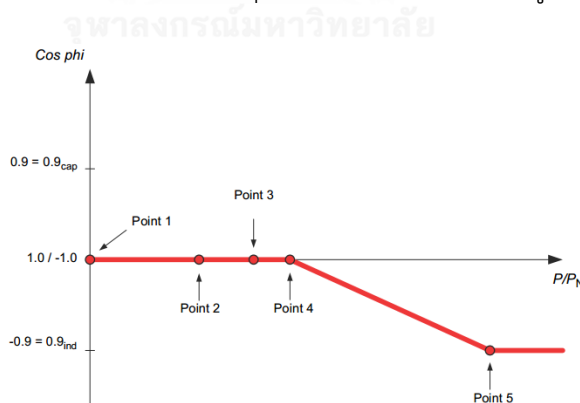


รูปที่ 3.5 กราฟการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟโหมด Q(U) REF

โดยพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องประกอบด้วย 2 พารามิเตอร์คือ Q(U) Slope ซึ่งสามารถคำนวณกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟได้จาก พารามิเตอร์ Q(U) Slope \times แรงดันที่เปลี่ยนไป (UAC Change) ถ้าแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าน้อยกว่าแรงดันปกติจะมีการจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ แต่ถ้าแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าสูงกว่าแรงดันปกติจะมีการรับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ ส่วนพารามิเตอร์ตัวที่สองคือ Q(U) DEAD BAND ซึ่งถ้าแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอยู่ในช่วงที่กำหนด โหมด Q(U) REF จะไม่ทำงาน

- เมื่อพารามิเตอร์ Q POWER REF SEL ตั้งเป็นค่า COSPHI f(P)

สามารถแสดงกราฟการควบคุมโหมด COSPHI f(P) ดังรูปที่ 3.6



รูปที่ 3.6 กราฟการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟโหมด COSPHI f(P)

- LOCK-IN VOLTAGE เป็นค่าแรงดันที่ถูกตั้งค่าขึ้นมาเพื่อใช้เปรียบเทียบกับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ถ้าแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้ามักมากกว่าค่า LOCK-IN VOLTAGE การควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟโหมด COSPHI f(P) จะทำงาน

- LOCK-OUT VOLTAGE เป็นค่าแรงดันที่ถูกตั้งค่าขึ้นมาเพื่อใช้เปรียบเทียบกับ

แรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ถ้าแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีค่าน้อยกว่าค่า LOCK-OUT VOLTAGE การควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟโหมต COSPHI f(P) จะไม่ทำงาน

- POINT 1X ค่าแกน X ซึ่งหมายถึงค่ากำลังไฟฟ้าจริงในจุดแรกของกราฟการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟโหมต COSPHI f(P)
- POINT 1Y ค่าแกน Y ซึ่งหมายถึงค่าตัวประกอบกำลังในจุดแรกของกราฟการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟโหมต COSPHI f(P) ค่าลบหมายถึง ตัวประกอบกำลังแบบตามหลัง และค่าบวกหมายถึง ตัวประกอบกำลังแบบนำหน้า
- POINT 2X ค่าแกน X ซึ่งหมายถึงค่ากำลังไฟฟ้าจริงในจุดที่สองของกราฟการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟโหมต COSPHI f(P)
- POINT 2Y ค่าแกน Y ซึ่งหมายถึงค่าตัวประกอบกำลังในจุดที่สองของกราฟการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟโหมต COSPHI f(P) ค่าลบหมายถึง ตัวประกอบกำลังแบบตามหลัง และค่าบวกหมายถึง ตัวประกอบกำลังแบบนำหน้า
- POINT 3X ค่าแกน X ซึ่งหมายถึงค่ากำลังไฟฟ้าจริงในจุดที่สามของกราฟการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟโหมต COSPHI f(P)
- POINT 3Y ค่าแกน Y ซึ่งหมายถึงค่าตัวประกอบกำลังในจุดที่สามของกราฟการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟโหมต COSPHI f(P) ค่าลบหมายถึง ตัวประกอบกำลังแบบตามหลัง และค่าบวกหมายถึง ตัวประกอบกำลังแบบนำหน้า
- POINT 4X ค่าแกน X ซึ่งหมายถึงค่ากำลังไฟฟ้าจริงในจุดที่สี่ของกราฟการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟโหมต COSPHI f(P)
- POINT 4Y ค่าแกน Y ซึ่งหมายถึงค่าตัวประกอบกำลังในจุดที่สี่ของกราฟการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟโหมต COSPHI f(P) ค่าลบหมายถึง ตัวประกอบกำลังแบบตามหลัง และค่าบวกหมายถึง ตัวประกอบกำลังแบบนำหน้า
- POINT 5X ค่าแกน X ซึ่งหมายถึงค่ากำลังไฟฟ้าจริงในจุดที่ห้าของกราฟการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟโหมต COSPHI f(P)
- POINT 5Y ค่าแกน Y ซึ่งหมายถึงค่าตัวประกอบกำลังในจุดที่ห้าของกราฟการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟโหมต COSPHI f(P) ค่าลบหมายถึง ตัวประกอบกำลังแบบตามหลัง และค่าบวกหมายถึง ตัวประกอบกำลังแบบนำหน้า

การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงและการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟยังมีพารามิเตอร์อีก 1 ตัวที่ควบคุมการทำงานทั้ง 2 โหมตการทำงานคือ พารามิเตอร์ POWER PRIORITY สามารถเลือกได้ 2 ค่าคือ REACTIVE POW หมายถึง ให้ค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเป็นค่าหลัก ให้กำลังไฟฟ้าจริงถูกจำกัดเมื่อกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟมีค่าเกินขนาดของอินเวอร์เตอร์ และอีกหนึ่งค่าคือ ACTIVE

POW หมายถึง ให้ค่ากำลังไฟฟ้าจริงเป็นค่าหลัก ให้กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟถูกจำกัดเมื่อกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟมีค่าเกินขนาดของอินเวอร์เตอร์

3) ข้อมูลด้านเทคนิคของอินเวอร์เตอร์

ตารางที่ 3.8 ข้อมูลด้านเทคนิคของอินเวอร์เตอร์ขนาด 100 กิโลวัตต์, 250 กิโลวัตต์, 315 กิโลวัตต์ และ 500 กิโลวัตต์

DC Input	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW
Maximum input Power	120 kW	300 kW	378 kW	600 kW
DC Voltage Range, mpp	450-825 V	450-825 V	525-825 V	450-825 V
Maximum DC Voltage	1,000 V	1,000 V	1,000 V	1,100 V
Maximum DC Current	245 A	600 A	615 A	1,145 A
AC Output				
Nominal Power	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW
Maximum Output Power	100 kW	250 kW	345 kW	600 kW
Nominal AC Current	195 A	485 A	520 A	965 A
Nominal Output Voltage	300 V	300 V	350 V	300 V
Output Frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Efficiency				
Maximum efficiency	98.0%	98.0%	98.6%	98.6%
European weighted efficiency	97.5%	97.6%	98.3%	98.2%

ตารางที่ 3.9 ข้อมูลด้านเทคนิคของอินเวอร์เตอร์ขนาด 630 กิโลวัตต์, 875 กิโลวัตต์ และ 1,000 กิโลวัตต์

DC Input	630 kW	875 kW	1,000 kW
Maximum input Power	756 kW	1,050 kW	1,200 kW
DC Voltage Range, mpp	525-825 V	525-825 V	600-850 V
Maximum DC Voltage	1,100 V	1,100 V	1,100 V
Maximum DC Current	1,230 A	1,710 A	1,710 A
AC Output			
Nominal Power	630 kW	875 kW	1,000 kW
Maximum Output Power	700 kW	1,050 kW	1,200 kW
Nominal AC Current	1,040 A	1,445 A	1,445 A
Nominal Output Voltage	350 V	350 V	400 V

Output Frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Efficiency			
Maximum efficiency	98.6%	98.7%	98.8%
European weighted efficiency	98.4%	98.5%	98.6%

3.2.2 ข้อมูลอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา

ตัวอย่างอินเวอร์เตอร์ที่แนะนำเป็นอินเวอร์เตอร์ยี่ห้อ ABB รุ่น PVI-5000/6000-TL-OUTD เป็นอินเวอร์เตอร์ที่ออกแบบมาสำหรับใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคาเป็นชนิดที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า 1 เฟส ซึ่งมี 2 ขนาดคือ ขนาด 5 กิโลวัตต์ และขนาด 6 กิโลวัตต์ การทำงานของอินเวอร์เตอร์ที่สนับสนุนแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าสามารถแบ่งเป็นการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง และการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ [38]

1) การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง (Active Power Control)

การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง สามารถจำกัดค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้โดยการปรับเป็นค่าร้อยละของกำลังไฟฟ้า การตั้งค่าของการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงในอินเวอร์เตอร์ปกติแล้วอินเวอร์เตอร์จะตั้งค่าไว้ที่ร้อยละ 100 หรือร้อยละ 110 ของกำลังไฟฟ้า ซึ่งขึ้นอยู่กับข้อกำหนดการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของแต่ละประเทศ

2) การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Reactive Power Control)

การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในอินเวอร์เตอร์ยี่ห้อ ABB รุ่น PVI-5000/6000-TL-OUTD สามารถควบคุมได้ทั้งหมด 4 วิธีดังมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.1) โหมดปิดการใช้งาน (Disable Mode)

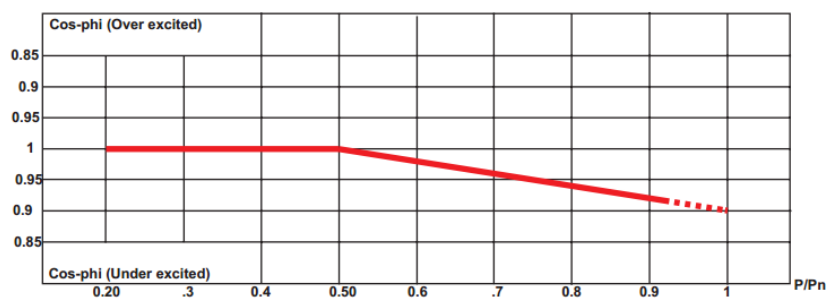
โหมดปิดการใช้งานไม่มีการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า

2.2) โหมดกำหนดค่าตัวประกอบกำลังคงที่ (Cos-phi fixed Mode)

โหมดกำหนดค่าตัวประกอบกำลังคงที่ สามารถกำหนดค่าตัวประกอบกำลังได้ทั้งแบบนำหน้าและตามหลัง สามารถมีค่าได้ตั้งแต่ 1.000 ถึง 0.800

2.3) โหมดกำหนดค่าตัวประกอบกำลังขึ้นอยู่กับกำลังไฟฟ้าจริง (Std Cos-phi Mode)

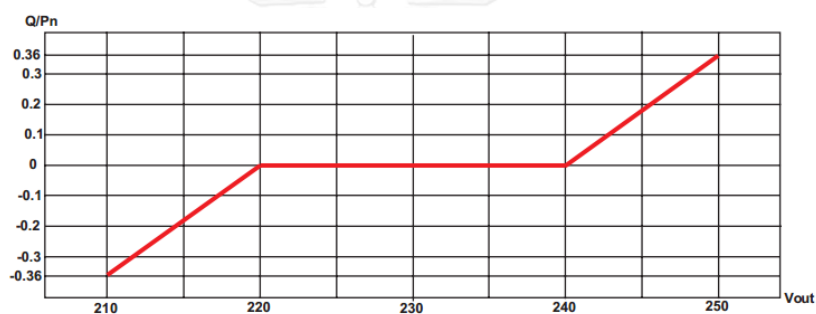
โหมดกำหนดค่าตัวประกอบกำลังขึ้นอยู่กับกำลังไฟฟ้าจริง สามารถกำหนดรูปแบบกราฟของตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ขึ้นอยู่กับกำลังไฟฟ้าจริงได้ ซึ่งกราฟสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.7



รูปที่ 3.7 กราฟสำหรับโหมดกำหนดค่าตัวประกอบกำลังขึ้นอยู่กับกำลังไฟฟ้าจริง

2.4) โหมดควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟขึ้นอยู่กับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

โหมดควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟขึ้นอยู่กับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นโหมดที่มีการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟขึ้นอยู่กับแรงดันในระบบ โดยการทำงานจะทำงานตามกราฟที่มีการตั้งค่าไว้ ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.8



รูปที่ 3.8 กราฟสำหรับโหมดควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟขึ้นอยู่กับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

3) ข้อมูลด้านเทคนิคของอินเวอร์เตอร์

ตารางที่ 3.10 ข้อมูลด้านเทคนิคของอินเวอร์เตอร์ยี่ห้อ ABB รุ่น PVI-5000/6000-TL-OUT

DC Input	PVI-5000-TL-OUTD	PVI-6000-TL-OUTD
Maximum input Power	5,150 W	6,200 W
DC Voltage Range, mpp	140-580 V	140-580 V
Maximum DC Voltage	600 V	600 V
Maximum DC Current	36 A	36 A
AC Output		
AC Grid Connection Type	Single-phase	Single-phase
AC Output		
Nominal Power	5,000 W	6,000 W
Maximum Output Power	5,560 VA	6,670 VA
Nominal AC Current	25 A	25 A
Nominal Output Voltage	230 V	230 V

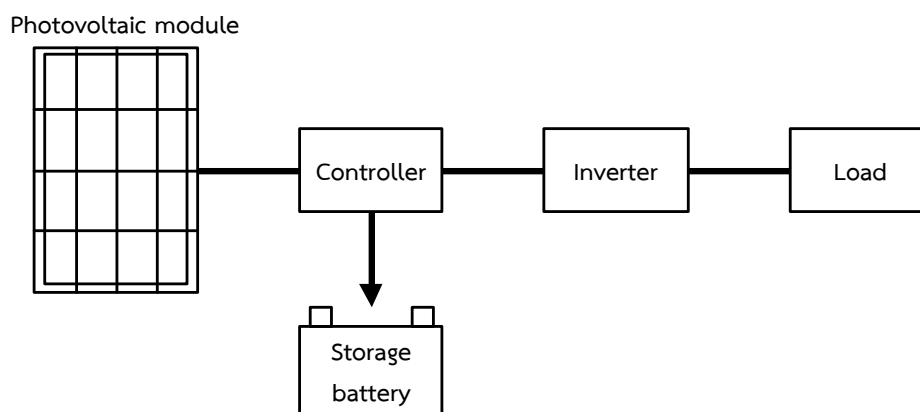
Output Frequency	50/60 Hz	50/60 Hz
Efficiency		
Maximum efficiency	98.6%	98.7%
European weighted efficiency	98.4%	98.5%

3.3 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในปัจจุบัน

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Generation System: PVGS) เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation: DG) ชนิดหนึ่งที่มีการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้า ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในปัจจุบันสามารถแบ่งออกเป็น 3 ระบบคือ [39, 40]

3.3.1 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Stand Alone System)

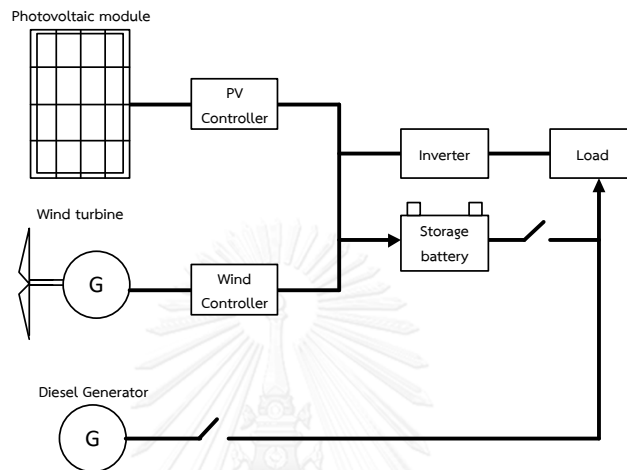
เป็นระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไม่มีการเชื่อมต่อกับโครงข่าย ไม่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่โครงข่ายแต่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าหรือโหลดโดยตรง ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระเป็นระบบที่ออกแบบสำหรับใช้งานในพื้นที่ที่ไม่มีระบบสายส่งไฟฟ้าเช่นพื้นที่ชนบทห่างไกล อุปกรณ์ที่สำคัญประกอบด้วย (1) แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Cells) (2) อุปกรณ์ควบคุมการประจุแบตเตอรี่ (Controller) (3) แบตเตอรี่ (Battery) และ (4) อินเวอร์เตอร์ (Inverter) ดังแสดงในรูปที่ 3.9 การเลือกระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระต้องเลือกตามวัตถุประสงค์การใช้งานโดยการประมาณค่าโหลดของอุปกรณ์ทุกๆชนิดรวมกัน เพื่อนำมาใช้ข้อมูลไปใช้พิจารณาส่วนอื่นๆเช่น การเลือกเซลล์แสงอาทิตย์ การเลือกขนาดแบตเตอรี่ และการเลือกขนาดของอินเวอร์เตอร์ เป็นต้น



รูปที่ 3.9 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ

3.3.2 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid System)

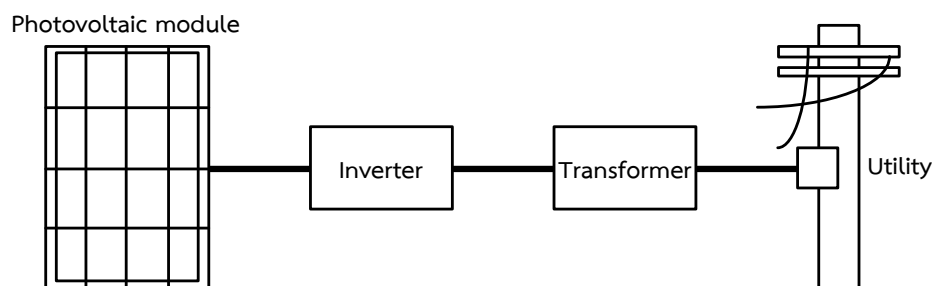
เป็นระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกรออกแบบสำหรับทำงานร่วมกับอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าอื่นๆ เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ระบบผลิตไฟฟ้าจากเครื่องยนต์ดีเซล ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ เป็นต้น โดยรูปแบบระบบผลิตไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับการออกแบบตามวัตถุประสงค์การใช้งานเป็นกรณีเฉพาะ ดังแสดงในรูปที่ 3.10



รูปที่ 3.10 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน

3.3.3 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า (PV Grid Connected System)

เป็นระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการเชื่อมต่อกับโครงข่าย โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตกำลังไฟฟ้าเข้าสู่โครงข่ายโดยตรง ใช้ผลิตไฟฟ้าในเขตเมืองหรือพื้นที่ที่มีระบบจำหน่ายไฟฟ้าเข้าถึง อุปกรณ์ที่สำคัญประกอบด้วย (1) แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Cells) (2) อินเวอร์เตอร์ (Inverter) (3) หม้อแปลงแรงดันไฟฟ้า (Voltage Transformer) (4) ระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Power Grid) ดังแสดงในรูปที่ 3.11



รูปที่ 3.11 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า

ซึ่งในปัจจุบันระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายสามารถแบ่งเป็น 2 ประเภทคือ (1) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) (2) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทฟาร์ม (Solar PV Farm)

1) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) [41]

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา หมายถึง ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่สามารถติดตั้งบนหลังคาที่อยู่อาศัย อาคารธุรกิจ โรงงาน หรือสถานประกอบการณ์ต่างๆ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อขายไฟฟ้าที่ผลิตได้ในเชิงพาณิชย์ให้แก่โครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งปัจจุบันรับซื้อในอัตรา Feed-in Tariff (FiT)

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคาสามารถแบ่งลักษณะการใช้งานได้เป็น 2 แบบคือ (1) การใช้ไฟฟ้าของบ้านน้อยกว่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีมากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในบ้าน ไฟฟ้าส่วนที่เหลือจะถูกจ่ายเข้าสู่สายส่งของโครงข่ายไฟฟ้าซึ่งจะจ่ายผ่านมาตรวัดไฟฟ้าเรียกว่า มาตรผลิตไฟฟ้า (Export Meter) เพื่อแสดงค่าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ขายเข้าสู่สายส่งของโครงข่ายไฟฟ้า (2) การใช้ไฟฟ้าของบ้านมากกว่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อมีปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีปริมาณน้อยกว่าความต้องการในการใช้ไฟฟ้าภายในบ้าน ไฟฟ้าส่วนที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะถูกนำไปจ่ายให้กับอุปกรณ์ภายในบ้านพร้อมกับไฟฟ้าที่ส่งมาจากสายส่ง ซึ่งเป็นผลให้สามารถลดปริมาณไฟฟ้าที่ต้องซื้อจากโครงข่ายไฟฟ้าลงได้ อุปกรณ์ที่สำคัญประกอบไปด้วย (1) แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Cells) สำหรับเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า (2) อินเวอร์เตอร์ (Inverter) เป็นอุปกรณ์สำหรับแปลงไฟฟ้ากระแสตรง (Direct Current: DC) เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Alternative Current: AC) เพื่อส่งเข้าโครงข่ายไฟฟ้า (3) มาตร (Meter) ซึ่งจะแบ่งออกเป็นมาตรผลิตไฟฟ้า (Export Meter) จะทำหน้าที่บันทึกข้อมูลที่อินเวอร์เตอร์จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ออกมาเป็นกิโลวัตต์ชั่วโมง และมาตรซื้อไฟฟ้า (Conventional Meter) จะทำหน้าที่บันทึกค่าพลังงานไฟฟ้าที่รับเข้ามาจากโครงข่ายไฟฟ้าเมื่อปริมาณการใช้ไฟฟ้าในบ้านสูงกว่าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ และ (5) ตัวเก็บข้อมูล (Data Recorder) เป็นอุปกรณ์ที่ใช้เก็บข้อมูลทุกประเภท เช่น ค่ากำลังไฟฟ้าจริง ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ระดับแรงดันกระแสไฟฟ้า ตัวประกอบกำลัง และความถี่ไฟฟ้า รวมถึงค่าความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์

การกำหนดสถานที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา สถานที่ในการติดตั้งต้องมีรายละเอียดดังต่อไปนี้ [41]

1.1) ทิศทางของหลังคา

หลังคาของอาคารที่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ควรอยู่แนวที่สามารถรับแสงอาทิตย์ได้สอดคล้องกับทิศทางการเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์ คือ ทิศใต้ ซึ่งจะสามารถรับแสงอาทิตย์ได้จากทิศตะวันออกไปยังทิศตะวันตกหรือสามารถรับแสงอาทิตย์ได้ตลอดทั้งวัน

1.2) มุมเอียง

หลังคาของอาคารที่สามารถติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ควรมีมุมเอียงอยู่ระหว่าง 15 องศาถึง 45 องศาเมื่อเทียบกับแนวระดับเพื่อให้เซลล์แสงอาทิตย์รับความเข้มแสงจากดวงอาทิตย์ได้อย่างมีประสิทธิภาพโดยเฉลี่ยจากช่วงเวลาทั้งปี

1.3) ลักษณะการบังแสงแดด (Shading)

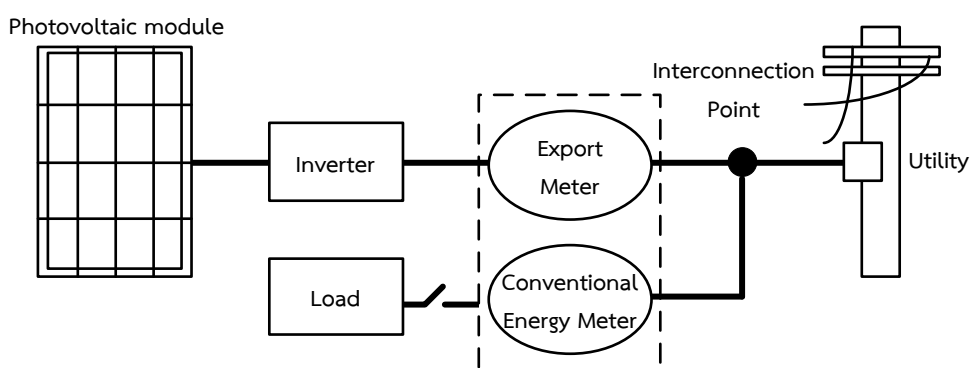
อาคารที่ทำการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ต้องไม่มีอาคารที่สูงกว่าอยู่บริเวณรอบข้างในทิศทางการเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์ คือ ในด้านทิศตะวันออกและด้านทิศตะวันตก

1.4) โครงสร้างของหลังคา

อาคารที่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ต้องมีโครงสร้างของหลังคาที่สามารถรับน้ำหนักของเซลล์แสงอาทิตย์ได้ รวมทั้งสามารถรับน้ำหนักเพิ่มเติมจากโครงสร้างยึดเซลล์แสงอาทิตย์และจากแรงปะทะของลมได้ด้วย โดยน้ำหนักของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 1 โมดูล ซึ่งมีพื้นที่ประมาณ 1 ตารางเมตร มีค่าประมาณ 10-20 กิโลกรัม ดังนั้นโดยการรวมส่วนเผื่อน้ำหนักอื่นๆ หลังคาพื้นที่ประมาณ 1 ตารางเมตร ควรจะรับน้ำหนักได้ประมาณ 15-20 กิโลกรัม

1.5) ตำแหน่งที่ตั้งของอาคาร

อาคารที่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ต้องตั้งอยู่ไม่ไกลจากสายป้อน เนื่องจากถ้าอาคารอยู่ห่างไกลจากสายป้อนจะทำให้เกิดปัญหาการควบคุมแรงดันไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำได้

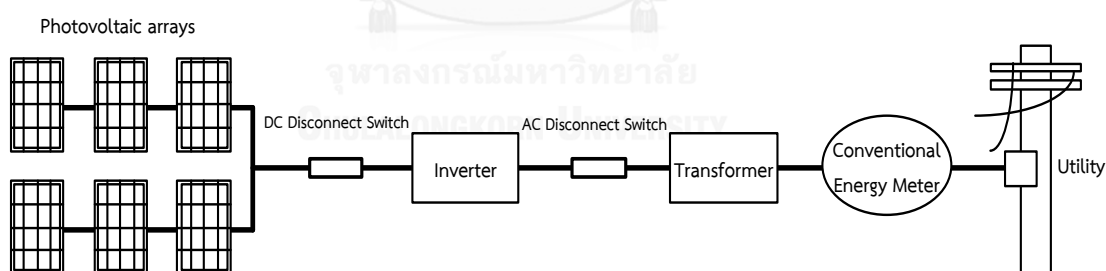


รูปที่ 3.12 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าประเภท

ติดตั้งบนหลังคา

2) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทฟาร์ม (Solar PV Farm) [41]

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทฟาร์มต้องมีพื้นที่ในการติดตั้งขนาดใหญ่เพียงพอและเป็นพื้นที่ที่สามารถรับสิทธิ์การก่อสร้างเป็นสำคัญ ควรเป็นพื้นที่โล่งกว้าง ไม่เป็นพื้นที่ที่เกิดน้ำท่วมบ่อยครั้ง (Flood Way) เพราะจะทำให้เกิดความเสียหายต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ และต้องอยู่ใกล้กับสายส่งสายจำหน่ายของโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อให้สามารถเชื่อมต่อเข้ากับระบบได้ง่าย อุปกรณ์ที่สำคัญประกอบไปด้วย (1) เซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Cells) โดยเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทฟาร์มจะใช้ชุดแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวนมากในการติดตั้งรวมกันเป็นระบบผลิตไฟฟ้า (Photovoltaic Generation System) ใช้สำหรับการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นกระแสไฟฟ้ากระแสตรง (DC) ในปริมาณมาก (2) อินเวอร์เตอร์ (Inverter) เป็นอุปกรณ์สำหรับแปลงกระแสไฟฟ้าตรง (DC) เป็นกระแสไฟฟ้าสลับ (AC) อินเวอร์เตอร์จะแปลงกระแสไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อส่งเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า (3) หม้อแปลงจำหน่าย (Transformer) ใช้สำหรับแปลงแรงดันไฟฟ้าเพื่อเชื่อมต่อเข้าโครงข่ายไฟฟ้า (4) มาตร (Meter) จะทำหน้าที่บันทึกข้อมูลปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ แล้วส่งขายผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยข้อมูลของมาตรจะเชื่อมโยงไปยังศูนย์ควบคุมของโครงข่ายไฟฟ้า (5) อุปกรณ์ป้องกัน ได้มีการติดตั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์ทางด้านไฟฟ้ากระแสตรงและไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อป้องกันอันตรายที่จะเกิดกับอุปกรณ์ต่างๆในระบบผลิตไฟฟ้า (6) ตู้ MDB (Main Distribution Board) เป็นตู้ควบคุมระบบไฟฟ้าหลักที่ใช้ในระบบการจ่ายไฟฟ้ากำลัง มี Main Circuit Breaker เพื่อตัดต่อวงจรไฟฟ้าทั้งหมด



รูปที่ 3.13 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าประเภทฟาร์ม

บทที่ 4

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวชนิดหนึ่งที่ใช้พลังงานแสงอาทิตย์มาผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าจะมีการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย คือ การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคดูแล โดยทั้งการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้มีข้อกำหนดการเชื่อมต่อบริษัทโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อกำหนดหลักพื้นฐานและความเหมาะสมการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ข้อกำหนดการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อกำหนดแนวทางการดำเนินการขออนุญาตเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า และข้อกำหนดการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อกำหนดหน้าที่และความรับผิดชอบเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ ซึ่งข้อกำหนดทั้งหมดใช้กับผู้ขอใช้บริการคือ (1) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) (2) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Producer: SPP) (3) ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และ (4) ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ารายอื่น โดยเนื้อหาของบทนี้นอกจากจะนำเสนอข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศไทยแล้วยังจะนำเสนอข้อกำหนดการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าในต่างประเทศ ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

4.1 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อบริษัทโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2559 (ฉบับร่าง)

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการทำสัญญาการซื้อขายและเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะมีระเบียบข้อกำหนดที่จะต้องปฏิบัติตาม คือ ข้อกำหนดการเชื่อมต่อของระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2559 (ฉบับร่าง) [42]

4.1.1 ปริมาณกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่จ่ายหรือรับจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า

หลักเกณฑ์ปริมาณกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่จะจ่าย หรือรับกำลังไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละระบบดังนี้

1) ระบบจำหน่าย 380/220 โวลต์

1.1) ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบเฟสเดียวได้หากมีกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 5 กิโลวัตต์ ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเฟสเดียวหลาย

ชุดกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า จะต้องกระจายกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละเฟสให้สม่ำเสมอ โดยยอมให้มีความแตกต่างของกำลังผลิตติดตั้งในแต่ละเฟสสูงสุดไม่เกิน 5 กิโลวัตต์

1.2) ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (หน่วยเป็นกิโลวัตต์) ของผู้เชื่อมต่อทุกรายที่เชื่อมต่อในหม้อแปลงจำหน่ายลูกเดียวกันต้องไม่เกินขีดจำกัดร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย (หน่วยเป็นกิโลวัตต์ -แอมแปร์)

2) ระบบจำหน่าย 22/33 กิโลโวลต์

2.1.1) ระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ไม่เกิน 8.0 เมกะวัตต์ / วงจร

2.1.2) ระบบจำหน่าย 33 กิโลโวลต์ ไม่เกิน 10.0 เมกะวัตต์ / วงจร

3) ระบบ 115 กิโลโวลต์ ปริมาณรวมที่รับซื้อไม่เกิน 120 เมกะวัตต์ / วงจร Single Conductor และไม่เกิน 230 เมกะวัตต์ / วงจร Double Conductor

4.1.2 การควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต้องออกแบบระบบควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าเพื่อให้สอดคล้องกับมาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคดังแสดงในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	120.7	109.2	126.5	103.5
33 กิโลโวลต์	34.7	31.3	36.3	29.7
22 กิโลโวลต์	23.1	20.9	24.2	19.8
380 โวลต์	418.0	342.0	418.0	342.0
220 โวลต์	240.0	200.0	240.0	200.0

4.1.3 การควบคุมตัวประกอบกำลัง

ผู้ขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมตัวประกอบกำลังเพื่อใช้ในการรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด โดยระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชิงโครนส์ค่าตัวประกอบกำลัง (Power Factor) จะต้องสามารถปรับค่าได้ตั้งแต่ 0.85 นำหน้าถึง 0.85 ตามหลัง หรือดีกว่า และจะต้องควบคุมได้อย่างน้อย 2 วิธี คือ

1) ตัวประกอบกำลังคงที่ (A fixed displacement factor $\cos \Theta$)

2) กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟขึ้นอยู่กับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (A variable reactive power depending on the voltage $Q(U)$)

ส่วนระบบที่มีคอนเวอร์เตอร์ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) จะต้องสามารถปรับค่าและควบคุมได้ตามตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 ตารางกำหนดความสามารถในการปรับค่าตัวประกอบกำลังและวิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ

ระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ	ความสามารถในการปรับค่าตัวประกอบกำลัง	วิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ
ระดับแรงดันต่ำ ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 500 กิโลวัตต์)	0.95 ตามหลัง ถึง 0.95 นำหน้า หรือ ดีกว่า	จะต้องควบคุมได้อย่างน้อย 1 วิธี คือ การปรับตัวประกอบกำลัง
ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 500 กิโลวัตต์)	0.90 ตามหลัง ถึง 0.90 นำหน้า หรือ ดีกว่า	จะต้องควบคุมได้อย่างน้อย 2 วิธี คือ 1) การปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 2) การปรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเปลี่ยนแปลงตามแรงดันไฟฟ้า

4.1.4 ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าที่จ่ายกำลังไฟฟ้าผ่านคอนเวอร์เตอร์

การควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active power control)

ผู้ขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active power control) เพื่อใช้ในการรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด โดยจะต้องสามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าจาก 100 เปอร์เซ็นต์เหลือ 0 เปอร์เซ็นต์ ได้โดยสามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าอย่างน้อยครั้งละ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อนาที

4.2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง พ.ศ. 2558 (ฉบับร่าง)

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการทำสัญญาการซื้อขายและเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง จะมีระเบียบข้อกำหนดที่จะต้องปฏิบัติตามคือข้อกำหนดการเชื่อมต่อของระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง พ.ศ. 2558 (ฉบับร่าง) [43]

4.2.1 ข้อกำหนดทั่วไป

ข้อกำหนดทั่วไปเป็นข้อกำหนดที่กำหนดขึ้นมา เพื่อให้คุณภาพไฟฟ้าสำหรับผู้บริโภคไฟฟ้าทั่วไป อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้านครหลวงภายหลังจากมีผู้เชื่อมต่อแล้ว อีกทั้งไม่ส่งผลกระทบต่อทางด้านความปลอดภัยและความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ขอใช้บริการทุกรายไม่ว่าจะเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องดำเนินการให้เป็นไปตามข้อกำหนดทั่วไปดังต่อไปนี้

4.2.1.1 การควบคุมระดับแรงดัน

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต้องออกแบบระบบควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า เพื่อให้สอดคล้องกับมาตรฐานระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง แสดงดังตารางที่ 4.3 และตารางที่ 4.4 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.3 มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง กรณีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ไม่จ่ายไฟเข้าระบบ

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

ตารางที่ 4.4 มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง กรณีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายไฟเข้าระบบ

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

ระดับ แรงดันไฟฟ้า	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
230 โวลต์	237	214	240	209

การไฟฟ้านครหลวงขอสงวนสิทธิ์ในการควบคุมให้ผู้เชื่อมต่อลดกำลังผลิตไฟฟ้าลง หรือปลดวงจรรอกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหากผู้เชื่อมต่อส่งผลกระทบต่อเกณฑ์แรงดันไฟฟ้าและความมั่นคงในระบบไฟฟ้า

4.2.1.2 การควบคุมตัวประกอบกำลัง

การควบคุมค่าตัวประกอบกำลัง (Power Factor) การไฟฟ้านครหลวงขอสงวนสิทธิ์ในการสั่งการให้ผู้เชื่อมต่อปรับค่าตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้เป็นไปตามที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนด ซึ่งจะอยู่ในช่วงระหว่าง 0.85 นาน้ำหนักถึง 0.85 ตามหลังเพื่อการควบคุมและรักษาคุณภาพแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งนี้ค่าตัวประกอบกำลังที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนดอาจเปลี่ยนแปลงได้ตามความจำเป็นของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา

4.2.1.3 ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์

กรณีในระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการมีการใช้งานอินเวอร์เตอร์ประเภทเชื่อมต่อกับโครงข่าย (Grid-connected Inverter) ทำหน้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ หรือจากแหล่งจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงอื่นๆเป็นแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า อินเวอร์เตอร์เหล่านี้ต้องมีคุณสมบัติและผ่านการทดสอบตามเกณฑ์ที่กำหนดไว้ใน “ข้อกำหนดสำหรับอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าประเภทเชื่อมต่อกับโครงข่าย”

4.2.2 ข้อกำหนดสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ผู้ขอใช้บริการจะต้องเชื่อมโยงในระบบ 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ โดยมีหลักเกณฑ์ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่สามารถจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าดังนี้

1) กรณีระบบ 69 กิโลโวลต์ กำลังไฟฟ้าจ่ายเข้าสู่ระบบจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทั้งหมดที่ติดตั้งในสายส่งเดียวกันต้องไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ต่อวงจร

2) กรณีระบบ 115 กิโลโวลต์ กำลังไฟฟ้าจ่ายเข้าสู่ระบบจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทั้งหมดที่ติดตั้งในสายส่งเดียวกันต้องไม่เกิน 180 เมกะวัตต์ต่อวงจร

ทั้งนี้ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่อนุญาตให้จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามที่ระบุข้างต้นเป็นเพียงข้อกำหนดในภาพรวมเท่านั้นปริมาณกำลังไฟฟ้าแท้จริงที่การไฟฟ้านครหลวงอนุญาตให้จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละจุดเชื่อมต่อ/วงจร อาจต่ำกว่าค่าที่ระบุข้างต้น โดยการไฟฟ้านครหลวงจะ

พิจารณาตามความเหมาะสมโดยคำนึงถึงความปลอดภัย คุณภาพ ประสิทธิภาพ ความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

4.2.3 ข้อกำหนดสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก

ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า

หลักเกณฑ์ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่สามารถจ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละระดับแรงดัน ดังนี้

1) ระบบ 230/400 โวลต์

1.1) ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบเฟสเดียวได้หากมีกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 5 กิโลวัตต์ ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเฟสเดียวหลายชุดกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะต้องกระจายกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละเฟสให้สม่ำเสมอ โดยยอมให้มีความแตกต่างของกำลังผลิตติดตั้งในแต่ละเฟสสูงสุดไม่เกิน 5 กิโลวัตต์

1.2) ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (หน่วยเป็นกิโลวัตต์) ของผู้เชื่อมต่อทุกรายที่เชื่อมต่อในหม้อแปลงจำหน่ายลูกเดียวกัน ต้องไม่เกินขีดจำกัดร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย (หน่วยเป็นกิโลโวลต์-แอมแปร์) หากผู้ขอใช้บริการยังคงต้องเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในบริเวณดังกล่าว จะต้องไปพิจารณาเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ ระดับแรงดัน 12 กิโลโวลต์ขึ้นไป

2) ระบบ 12 และ 24 กิโลโวลต์

2.1) ระบบจำหน่าย 12 กิโลโวลต์ ไม่เกิน 4 เมกะวัตต์ / วงจร

2.2) ระบบจำหน่าย 24 กิโลโวลต์ ไม่เกิน 8 เมกะวัตต์ / วงจร

2.3) ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (หน่วยเป็นเมกะวัตต์) ของผู้เชื่อมต่อทุกรายที่เชื่อมต่อในหม้อแปลงกำลังของสถานีไฟฟ้าย่อยลูกเดียวกันต้องไม่เกินขีดจำกัดร้อยละ 20 ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง (หน่วยเป็นเมกะโวลต์แอมแปร์)

2.4) หากไม่เป็นไปตามเงื่อนไขในข้อ 2.1) – 2.3) ผู้ขอใช้บริการต้องไปพิจารณาเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ ระดับแรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป

3) ระบบ 69 และ 115 กิโลโวลต์

3.1) กรณีระบบ 69 กิโลโวลต์ กำลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทั้งหมดที่ติดตั้งในสายส่งเดียวกันต้องไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ต่อวงจร

3.2) กรณีระบบ 115 กิโลโวลต์ กำลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทั้งหมดที่ติดตั้งในสายส่งเดียวกันต้องไม่เกิน 180 เมกะวัตต์ต่อวงจร

ทั้งนี้ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่อนุญาตให้จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามที่ระบุข้างต้นเป็นเพียงข้อกำหนดในภาพรวมเท่านั้น ปริมาณกำลังไฟฟ้าแท้จริงที่การไฟฟ้านครหลวงอนุญาตให้จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละจุดเชื่อมต่อ/วงจร อาจต่ำกว่าค่าที่ระบุข้างต้น โดยการไฟฟ้านครหลวงจะพิจารณาตามความเหมาะสม โดยคำนึงถึงความปลอดภัย คุณภาพ ประสิทธิภาพ ความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

4.3 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในต่างประเทศ

การเติบโตของพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศเพิ่มขึ้นสูงเป็นอย่างมาก ซึ่งสามารถแสดงข้อมูลกำลังผลิตติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศต่างๆที่มีกำลังการผลิตติดตั้งสูงสุด (ข้อมูลปี พ.ศ. 2557) ได้ดังตารางที่ 4.5 จากการที่ประเทศต่างๆมีกำลังการผลิตติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่สูงมากจึงจำเป็นต้องมีข้อกำหนดการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งระบบส่ง และ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเช่นเดียวกับประเทศไทย ทั้งนี้เนื่องจากการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีสิ่งที่จะต้องคำนึงอยู่หลายประการ เพื่อให้หลังการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้ายังสามารถรักษาเสถียรภาพและป้องกันความเสียหายให้กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า [44, 45]

ตารางที่ 4.5 ประเทศที่มีกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สูงสุด

ประเทศ	กำลังการผลิตติดตั้ง (GW)	ประเทศ	กำลังการผลิตติดตั้ง (GW)
1) เยอรมนี	38.25	6) ฝรั่งเศส	5.67
2) จีน	28.33	7) สเปน	4.38
3) ญี่ปุ่น	23.41	8) ออสเตรเลีย	4.13
4) อิตาลี	18.62	9) เบลเยียม	3.15
5) สหรัฐอเมริกา	18.31	10) เกาหลี	2.39

ปัจจุบันประเทศไทยเป็นประเทศหนึ่งที่รัฐบาลสนับสนุนให้มีการเพิ่มสัดส่วนการผลิตกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการศึกษาการดำเนินการของประเทศที่เป็นผู้นำและเชี่ยวชาญด้านระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

4.3.1 ประเทศเยอรมนี

4.3.1.1 สถานการณ์ปัจจุบันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ประเทศเยอรมนีมีปริมาณพลังงานหมุนเวียนที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าประมาณร้อยละ 23 ของความต้องการกำลังไฟฟ้าทั้งหมดของประเทศ โดยเฉพาะอย่างยิ่งระบบผลิตไฟฟ้าจาก

เซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 38.25 กิกะวัตต์ในปี 2013 และมีอัตราการเติบโตของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เฉลี่ยร้อยละ 34.3 ซึ่งสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.6 ประเทศเยอรมนีตั้งเป้าหมายใช้พลังงานหมุนเวียนในประเทศร้อยละ 80 ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าในประเทศภายในปี 2050 ซึ่งคิดเป็นพลังงานหมุนเวียน

ตารางที่ 4.6 อัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศเยอรมนี

ปี	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง (GW)
2010	17.9
2011	25.4
2012	33.0
2013	36.3
อัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปี	ร้อยละ 34.3

การเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศเยอรมนีมีการเชื่อมต่อในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามากถึงร้อยละ 93 โดยสามารถแบ่งเป็น เชื่อมต่อในระดับแรงดันต่ำร้อยละ 60 (ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาดน้อยกว่า 100 กิโลวัตต์) และเชื่อมต่อในระดับแรงดันปานกลางร้อยละ 33 ซึ่งสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.7

ตารางที่ 4.7 ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบ่งตามระดับแรงดัน

	จำนวนที่ติดตั้ง	ร้อยละ	กำลังผลิตติดตั้ง	ร้อยละ
แรงดันต่ำ	1,270,000	96.84	19,851	63.39
แรงดันปานกลาง	28,000	3.11	9,538	30.46
แรงดันสูง	513	0.05	1,928	6.16
แรงดันสูงมาก	1	0.00	3.7	0.00
รวม	1,298,513	100	3,317	100

4.3.1.2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแบ่งเป็น การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงและการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.8 และตารางที่ 4.9 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.8 ข้อกำหนดการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงในประเทศเยอรมนี

ขนาดกำลังการผลิต	ข้อกำหนด
$P_n \geq 100$ กิโลวัตต์	มีระบบสื่อสารและควบคุมโดยผู้ดูแลระบบ
$30 \text{ กิโลวัตต์} \leq P_n < 100$ กิโลวัตต์	มีระบบสื่อสารและควบคุมโดยผู้ดูแลระบบ
$P_n < 30$ กิโลวัตต์	มีระบบสื่อสารและควบคุมโดยผู้ดูแลระบบ หรือจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ร้อยละ 70 ของกำลังการผลิต

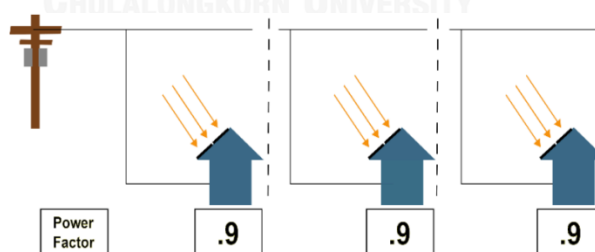
ตารางที่ 4.9 ข้อกำหนดการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในประเทศเยอรมนี

ระดับแรงดัน	ขนาดกำลังการผลิต	ข้อกำหนด
แรงดันปานกลาง	ทุกขนาด	สามารถทำงานช่วงตัวประกอบกำลัง 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 นำหน้า
แรงดันต่ำ	$S_n < 3.68$ กิโลโวลต์-แอมป์	ไม่มีข้อกำหนด
	$3.68 \text{ กิโลโวลต์-แอมป์} \leq S_n \leq 13.8$ กิโลโวลต์-แอมป์	สามารถทำงานช่วงตัวประกอบกำลัง 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 นำหน้า เมื่อมีกำลังผลิตมากกว่าร้อยละ 20 ของกำลังผลิตติดตั้ง
	$S_n > 13.8$ กิโลโวลต์-แอมป์	สามารถทำงานช่วงตัวประกอบกำลัง 0.9 นำหน้า ถึง 0.9 นำหน้า เมื่อมีกำลังผลิตมากกว่าร้อยละ 20 ของกำลังผลิตติดตั้ง

การควบคุมตัวประกอบกำลังพื้นฐานประกอบไปด้วย 3 วิธีคือ

1) กำหนดค่าตัวประกอบกำลัง (fixed power factor)

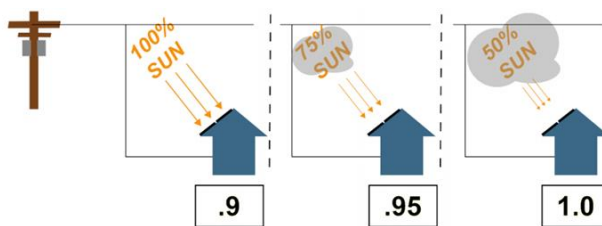
การกำหนดค่าตัวประกอบกำลัง เหมาะสำหรับระบบที่มีกำลังการผลิตคงที่ตลอดเวลา



รูปที่ 4.1 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้ค่าประกอบกำลังแบบคงที่

2) กำหนดค่าตัวประกอบกำลังตามกำลังการผลิต

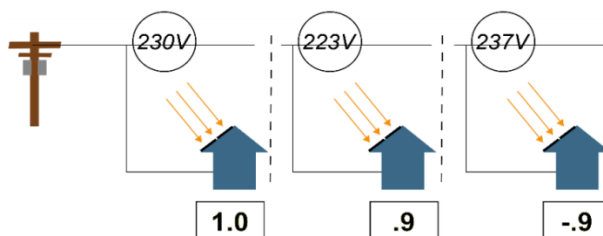
ใช้ค่าตัวประกอบกำลังแตกต่างกันขึ้นอยู่กับกำลังการผลิต ถ้ากำลังการผลิตมากใช้ค่าตัวประกอบกำลังน้อย ในทางกลับกัน ถ้ากำลังการผลิตน้อยใช้ตัวประกอบกำลังประมาณ 1



รูปที่ 4.2 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้ค่าประกอบกำลังตามกำลังการผลิต

3) กำหนดค่าตัวประกอบกำลังขึ้นกับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ใช้ค่าตัวประกอบกำลังตามแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า เช่น ถ้าแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้ามากใช้ค่าตัวประกอบกำลังแบบนำหน้า แต่ถ้าแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าต่ำใช้ตัวประกอบกำลังแบบล่าหลัง



รูปที่ 4.3 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้ค่าประกอบกำลังตามแรงดัน

ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

4.3.1.3 การควบคุมแรงดันจากผู้ดูแลระบบในปัจจุบัน

1) ระดับแรงดันปานกลาง

ในปัจจุบันระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประมาณร้อยละ 28.7 ของกำลังการผลิตติดตั้งทั้งหมด ในประเทศเยอรมนีมีการเชื่อมต่อกับระดับแรงดันปานกลาง ซึ่งพบว่าปัญหาแรงดันเกินเป็นปัญหาหลักที่เกิดขึ้นจากการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์คือ ปัญหาแรงดันเกิน โดยเฉพาะในพื้นที่เขตชานเมือง ดังนั้นการควบคุมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จึงมีความจำเป็น เพื่อลดผลกระทบด้านแรงดันจากการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงจากผู้ดูแลระบบยังไม่มีมาตรฐานที่แน่นอน โดยในปัจจุบันผู้ดูแลระบบใช้ระบบ LONG-WAVE RADIO RIPPLE CONTROL SYSTEM สำหรับส่งค่ากำลังไฟฟ้าจริงที่กำหนดไปยังระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ส่วนการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟใช้การควบคุมภายใน (Local Control) ซึ่งจะใช้การกำหนดค่าตัวประกอบกำลังคงที่ การกำหนดค่าตัวประกอบกำลังตามกำลังการผลิต หรือกำหนดค่าตัวประกอบกำลังขึ้นกับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

2) ระดับแรงดันต่ำ

การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงและการควบคุมกำลังไฟฟารีแอกทีฟไม่มีการควบคุมจากผู้ดูแลระบบ ซึ่งการควบคุมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะใช้การควบคุมภายในซึ่งจะใช้ การลดกำลังการผลิต การกำหนดค่าตัวประกอบกำลังคงที่ การกำหนดค่าตัวประกอบกำลังตามกำลังการผลิต หรือกำหนดค่าตัวประกอบกำลังขึ้นกับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

4.3.2 ประเทศจีน

4.3.2.1 สถานการณ์ปัจจุบันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

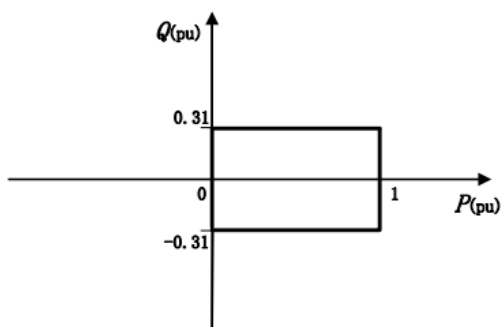
ประเทศจีนเป็นประเทศที่ปล่อยก๊าซคาร์บอนที่เป็นมลพิษในอากาศมากที่สุดในโลก ดังนั้นรัฐบาลจีนจึงต้องการควบคุมปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนในอากาศ โดยมีการสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนอย่างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ อัตราการเติบโตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศจีนสามารถแสดงได้ตารางที่ 4.10 นับว่าเติบโตอย่างรวดเร็วมาก ซึ่งคาดว่าประเทศจีนจะสามารถเป็นประเทศที่มีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มากที่สุดในโลกในอีกไม่กี่ปีข้างหน้า ประเทศจีนตั้งเป้าหมายให้มีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 70 GW ภายในปี 2017

ตารางที่ 4.10 อัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศจีน

ปี	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง (GW)
2010	0.8
2011	3.3
2012	8.8
2013	18.3
อัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปี	ร้อยละ 729.2

4.3.2.2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อบริเวณโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระดับแรงดัน 10 กิโลโวลต์ขึ้นไปต้องมีความสามารถรักษาระดับแรงดันโดยโดยจ่ายหรือรับกำลังไฟฟารีแอกทีฟ โดยต้องสามารถปรับตัวประกอบกำลังในช่วง 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูป ซึ่งถ้ากำลังไฟฟารีแอกทีฟสูงสุดไม่สามารถรักษาระดับแรงดันได้ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต้องติดอุปกรณ์เพิ่มเติมเพื่อช่วยรักษาระดับแรงดัน



รูปที่ 4.4 ข้อกำหนดการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

4.3.2.3 การควบคุมแรงดันจากผู้ดูแลระบบในปัจจุบัน

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าต้องจัดให้มีความสามารถควบคุมกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ และมีระบบสื่อสารเพื่อให้ผู้ดูแลระบบสามารถควบคุมกำลังการผลิตร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต้องสามารถรับรู้และควบคุมกำลังการผลิตได้อย่างอัตโนมัติ

4.3.3 ประเทศอิตาลี

4.3.3.1 สถานการณ์ปัจจุบันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ประเทศอิตาลีเป็นอีกประเทศหนึ่งที่มีอัตราการเติบโตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มากที่สุดซึ่งสามารถแสดงดังตารางที่ 4.11 ปัจจุบันกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศอิตาลีสูงถึงร้อยละ 7.8 ของกำลังการผลิตทั้งหมดของประเทศ ตารางที่ 4.11 อัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศอิตาลี

ปี	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง (GW)
2010	3.5
2011	12.8
2012	16.5
2013	17.9
อัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปี	ร้อยละ 137.1

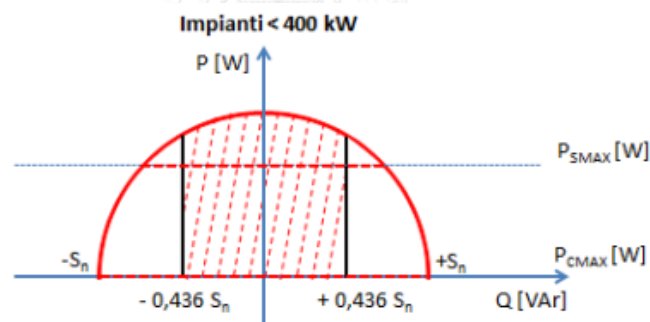
4.3.3.2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อบนระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อบนระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เกี่ยวข้องกับการรักษาระดับแรงดันคือ การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ซึ่งสามารถตามกำลังการผลิต

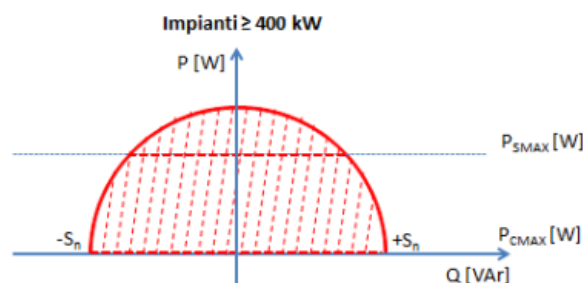
ติดตั้งและระดับแรงดันที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เชื่อมต่อ สามารถแสดงดังตารางที่ 4.12

ตารางที่ 4.12 การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในประเทศอิตาลี

ระดับแรงดัน	ขนาดกำลังการผลิต	ข้อกำหนดการเชื่อมต่อ
แรงดันปานกลาง	$P_n < 400$ กิโลวัตต์	ตัวประกอบกำลังต่ำสุดคือ 0.9 นำหน้า และ 0.9 ตามหลังตามรูปที่ 4.5 (Rectangular generator/inverter P-Q capability)
	$P_n \geq 400$ กิโลวัตต์	ตัวประกอบกำลังต่ำสุดคือ 0.9 นำหน้า และ 0.9 ตามหลังตามรูปที่ 4.6 (Semi-circular generator/inverter P-Q capability)
แรงดันต่ำ	$P_n \leq 3$ กิโลวัตต์	ตัวประกอบกำลังต่ำสุดคือ 0.98 นำหน้า และ 0.98 ตามหลัง
	$3 \text{ กิโลวัตต์} \leq P_n \leq 6$ กิโลวัตต์	ตัวประกอบกำลังต่ำสุดคือ 0.95 นำหน้า และ 0.95 ตามหลัง
	$P_n > 6$ กิโลวัตต์	ตัวประกอบกำลังต่ำสุดคือ 0.9 นำหน้า และ 0.9 ตามหลัง



รูปที่ 4.5 การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีกำลังผลิตน้อยกว่า 400 กิโลวัตต์



รูปที่ 4.6 การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีกำลังผลิตมากกว่าหรือเท่ากับ 400 กิโลวัตต์

4.3.3.3 การควบคุมแรงดันจากผู้ดูแลระบบ

การควบคุมแรงดันเนื่องจากการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งในระดับแรงดันปานกลางและระดับแรงดันต่ำจะเป็นการควบคุมแบบภายใน (Local control) ซึ่งการควบคุมที่ใช้จะแบ่งเป็น 2 แบบ

- (1) กำหนดค่าตัวประกอบกำลังตามกำลังการผลิต ($\cos \Theta (P)$)
- (2) กำหนดค่าตัวประกอบกำลังขึ้นกับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ($Q(U)$)

ในอนาคตต้องมีการประยุกต์ใช้การควบคุมแรงดันตามวิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์กับการควบคุมระยะไกลจากผู้ดูแลระบบ ซึ่งปัจจุบันอยู่ในช่วงการศึกษา

4.3.4 ประเทศญี่ปุ่น

4.3.4.1 สถานการณ์ปัจจุบันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

หลังจากประเทศญี่ปุ่นเกิดวิกฤตการณ์ด้านพลังงานในปี 2011 ที่ต้องปิดการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ภายในประเทศ รัฐบาลญี่ปุ่นตระหนักถึงความสำคัญของพลังงานทดแทน จึงมีนโยบายสนับสนุนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์โดยมีเป้าหมายให้มีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 28 GW และ 53 GW ภายในปี 2020 และ ปี 2030 ตามลำดับ ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่นมีอัตราการเติบโตสามารถแสดงดังตารางที่ 4.13

ตารางที่ 4.13 อัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศญี่ปุ่น

ปี	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง (GW)
2010	3.6
2011	4.9
2012	6.6
2013	13.5
อัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปี	ร้อยละ 91.7

4.3.4.2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เกี่ยวข้องกับการรักษาระดับแรงดันคือ การควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ได้จากการปรับค่าตัวประกอบกำลัง

ระดับแรงดัน		ขนาดกำลังการผลิต	ตัวประกอบกำลัง
แรงดันปานกลาง	6.6 กิโลโวลต์	50 กิโลวัตต์ - 2 เมกะวัตต์	มากกว่า 0.85 นำหน้า
แรงดันต่ำ	100 โวลต์ /200 โวลต์	น้อยกว่า 50 กิโลวัตต์	มากกว่า 0.85 นำหน้า

ประเทศญี่ปุ่นกำหนดให้ในระดับแรงดันต่ำ 100 โวลต์ต้องสามารถรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในช่วง 95-107 โวลต์ และในระดับแรงดันต่ำ 200 โวลต์ต้องสามารถรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในช่วง 183-222 โวลต์ ซึ่งถ้ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟไม่สามารถรักษาระดับแรงดันได้ ต้องควบคุมกำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงจนกระทั่งแรงดันอยู่ในช่วงที่กำหนด ส่วนในระดับแรงดันปานกลางการควบคุมแรงดันเหมือนกับระดับแรงดันต่ำ แต่ต้องเพิ่มข้อกำหนดคือการรักษาระดับแรงดันต้องสามารถตกลงกันระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ดูแลระบบ และการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต้องสามารถควบคุมได้ทั้งจากการปรับตัวประกอบกำลังและการควบคุมตัวเก็บประจุชนิดคงที่

4.3.4.3 การควบคุมแรงดันจากผู้ดูแลระบบ

1) ระดับแรงดันปานกลาง

การควบคุมแรงดันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในระดับแรงดันปานกลางกำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถตรวจสอบแรงดันที่จุดเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งถ้าพบว่าแรงดันเกิน ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต้องสามารถควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อได้อย่างอัตโนมัติ

2) ระดับแรงดันต่ำ

การควบคุมแรงดันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในระดับแรงดันปานกลางกำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถตรวจสอบแรงดันที่จุดเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งถ้าพบว่าแรงดันเกิน ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต้องสามารถควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อได้อย่างอัตโนมัติเหมือนกับระดับแรงดันต่ำ แต่การควบคุมแรงดันต้องมีช่องทางสื่อสารเพื่อตกลงกันระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์กับผู้ดูแลระบบ

4.3.5 ประเทศสเปน

4.3.5.1 สถานการณ์ปัจจุบันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ประเทศสเปนเป็นประเทศที่มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในระดับสูง ปัจจุบันระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้ร้อยละ 3.3 ของกำลังการผลิตทั้งหมดภายในประเทศ มีอัตราการเติบโตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

เฉลี่ยร้อยละ 12.3 สามารถแสดงดังตารางที่ 4.14 ประเทศสเปนมีเป้าหมายในการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 10 GW ภายในปี 2020

ตารางที่ 4.14 อัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศสเปน

ปี	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง (GW)
2010	3.9
2011	4.26
2012	5.22
2013	5.34
อัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปี	ร้อยละ 12.3

4.3.5.2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

1) ระดับแรงดันปานกลาง

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระดับแรงดันปานกลางต้องมีระบบสื่อสารกับผู้ดูแลระบบ โดยสามารถส่งค่าแรงดัน ค่ากำลังไฟฟ้าจริง และค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟให้กับ CECRE (The Control Centre of Renewable Energy) สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาดมากกว่า 1 เมกะวัตต์ ส่วนการรักษาระดับแรงดันเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีข้อกำหนดดังนี้

1.1) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต้องสามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงได้ ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาดมากกว่า 10 เมกะวัตต์

1.2) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต้องมีโหมดสนับสนุนแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าคือ โหมดกำหนดค่าตัวประกอบกำลังขึ้นกับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้ากล่าวคือ เมื่อแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าสูงขึ้นต้องสามารถปรับตัวประกอบกำลังเป็นแบบนำหน้า (Leading) แต่เมื่อแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าน้อยต้องสามารถปรับตัวประกอบกำลังเป็นแบบล่าช้า (Lagging) ซึ่ง โหมดกำหนดค่าตัวประกอบกำลังขึ้นกับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าต้องมีในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาดมากกว่า 10 เมกะวัตต์

1.3) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต้องสามารถปรับตัวประกอบกำลังในช่วง 0.85 นำหน้า ถึง 0.85 ล้าหลัง

2) ระดับแรงดันต่ำ

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระดับแรงดันต่ำไม่มีข้อกำหนดสำหรับการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ

4.3.5.3 การควบคุมแรงดันจากผู้ดูแลระบบ

การควบคุมแรงดันเนื่องจากการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จากผู้ดูแลระบบในประเทศสเปนยังไม่มีระบบรองรับ แต่ประเทศสเปนได้ศึกษาผลกระทบจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ และได้ศึกษาการควบคุมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เช่น ระบบสื่อสารระหว่างผู้ดูแลระบบกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ การเพิ่มอุปกรณ์สำหรับควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เช่น อุปกรณ์ควบคุมกำลังการผลิตไฟฟ้า (Active power regulator: APR) และควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกที การพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าเช่น สายเคเบิล สถานีไฟฟ้า เป็นต้น เนื่องจากการควบคุมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ส่งผลให้ สามารถลดเนินการและบำรุงรักษาระบบโครงข่ายไฟฟ้า และสามารถช่วยลดระยะเวลาการขยายระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

4.3.6 ประเทศออสเตรเลีย

4.3.6.1 สถานการณ์ปัจจุบันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ประเทศออสเตรเลียเป็นอีกหนึ่งประเทศที่มีศักยภาพสูงประมาณ 4-6 kWh ต่อตารางเมตรต่อวัน ซึ่งสูงกว่าศักยภาพการผลิตในกลุ่มประเทศยุโรป อัตราการเติบโตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศออสเตรเลียสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.15

ตารางที่ 4.15 อัตราการเจริญเติบโตเฉลี่ยของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศออสเตรเลีย

ปี	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง (GW)
2010	0.5
2011	1.4
2012	2.3
2013	3.1
อัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปี	ร้อยละ 173.3

4.3.6.2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

1) ข้อกำหนดด้านแรงดัน

ข้อกำหนดด้านแรงดันในประเทศออสเตรเลีย สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.16

ตารางที่ 4.16 ข้อกำหนดด้านแรงดันในระดับแรงดันต่ำประเทศออสเตรเลีย

พื้นที่จ่ายไฟฟ้า	แรงดันสูงสุด	แรงดันปกติ	แรงดันต่ำสุด
Australia Capital Territory (ACT)	254 V	240 V	226 V
New South Wales	253 V	230 V	216 V
Northern Territory	253 V	230 V	226 V
Queensland	254 V	240 V	226 V
South Australia	253 V	230 V	216 V
Tasmania	253 V	230 V	216 V
Victoria	253 V	230 V	216 V
Western Australia	254 V	240 V	226 V

2) การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เกี่ยวข้องกับการรักษาระดับแรงดันคือ การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ได้จากการปรับค่าตัวประกอบกำลัง ซึ่งสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.17 และตารางที่ 4.18

ตารางที่ 4.17 ข้อกำหนดการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในระดับแรงดันปานกลาง

ขนาดกำลังการผลิต	ข้อกำหนดตัวประกอบกำลัง
ทุกขนาดกำลังการผลิต	0.95 ตามหลัง – 0.8 นำหน้า เมื่อมีกำลังการผลิตตั้งแต่ร้อยละ 20 ถึง ร้อยละ 100 ของกำลังการผลิตสูงสุด

ตารางที่ 4.18 ข้อกำหนดการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟในระดับแรงดันต่ำ

ขนาดกำลังการผลิต	ข้อกำหนดตัวประกอบกำลัง
ขนาดกำลังการผลิต < 20 แอมป์ต่อเฟส*	0.95 ตามหลัง – 0.95 นำหน้า
ขนาดกำลังการผลิต > 20 แอมป์ต่อเฟส*	0.90 ตามหลัง – 0.90 นำหน้า

* 230 โวลต์ × 20 แอมป์ = 4.6 กิโลโวลต์-แอมป์

3) ข้อจำกัดด้านปริมาณกำลังไฟฟ้า

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้กำหนดขนาดกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้ายังมีเสถียรภาพและความมั่นคงตลอดจนคุณภาพไฟฟ้าให้อยู่ในมาตรฐานที่กำหนด โดยในประเทศ

ออสเตรเลียมีผู้ดูแลระบบจำหน่ายไฟฟ้าหลายรายจึงมีข้อกำหนดด้านกำลังการผลิตที่แตกต่างกัน ซึ่งสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.19

ตารางที่ 4.19 ข้อกำหนดด้านปริมาณกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

พื้นที่	ผู้ดูแลระบบ	ข้อกำหนดด้านปริมาณกำลังไฟฟ้า
ACT	ActewAGL	10 กิโลวัตต์ต่อเฟส, 200 กิโลวัตต์ในระบบ 3 เฟส
NSW	AusGrid	10 กิโลวัตต์ต่อเฟส
NSW	Endeavour	30 กิโลวัตต์
NSW	Essential Energy	10 กิโลวัตต์
NT	Power and Water Corporation	4.5 กิโลวัตต์ (บ้านที่อยู่อาศัย), 30 กิโลวัตต์ในระบบ 3 เฟส (เชิงพาณิชย์)
QLD	Energex	5 กิโลวัตต์
QLD	Ergon	5 กิโลวัตต์, 2 กิโลวัตต์เมื่อเชื่อมต่อที่ SWER
TAS	Aurora	10 กิโลวัตต์, 30 กิโลวัตต์ในระบบ 3 เฟส
SA	SA Power Networks	10 กิโลวัตต์, 5 กิโลวัตต์เมื่อเชื่อมต่อที่ SWER
VIC	CitiPower	10 กิโลวัตต์ต่อเฟส
VIC	Jemena	10 กิโลวัตต์ต่อเฟส
VIC	SPAusNet	3.5 กิโลวัตต์ต่อเฟสเมื่อเชื่อมต่อที่ SWER, 4.6 กิโลวัตต์ต่อเฟส, 5 กิโลวัตต์ในระบบ 3 เฟส
VIC	PowerCor	10 กิโลวัตต์ต่อเฟสต่อราย
VIC	United Energy	10 กิโลวัตต์ต่อเฟส
WA	Western Power	5 กิโลวัตต์ต่อเฟส, 30 กิโลวัตต์ในระบบ 3 เฟส
WA	Horizon Power	10 กิโลวัตต์ต่อเฟส

4.3.6.3 การควบคุมแรงดันจากผู้ดูแลระบบ

ระบบโครงข่ายไฟฟ้าบางแห่งในประเทศออสเตรเลียมีการควบคุมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ผ่านช่องทางการสื่อสารเช่น Horizon Power กำหนดให้ผู้ดูแลระบบสามารถควบคุมการทำงานโดยการจำกัดขนาดกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาดมากกว่า 50 กิโลวัตต์ ซึ่งในอนาคตอาจจะนำมาใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาดมากกว่า 5 กิโลวัตต์แต่น้อยกว่า 50 กิโลวัตต์ด้วย ActewAGL ควบคุมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ผ่านระบบส่งข้อมูลระยะไกล

(Supervisory Control and Data Acquisition: SCADA) ซึ่งกำหนดใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาดมากกว่า 61 กิโลวัตต์

การควบคุมแรงดันเนื่องจากการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จากผู้ดูแลระบบในประเทศออสเตรเลียยังไม่มีข้อกำหนดที่ชัดเจน มีแต่เพียงการจำกัดขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่จะเข้ามาเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า แต่คาดหวังว่าในอนาคตจะมีระบบสื่อสารเพื่อควบคุมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

4.3.7 ประเทศมาเลเซีย

4.3.7.1 สถานการณ์ปัจจุบันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ประเทศมาเลเซียเป็นประเทศที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์น้อยเมื่อเปรียบเทียบกับประเทศที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สูงอย่างกลุ่มประเทศในทวีปยุโรปและเอเชียอย่างประเทศจีน และประเทศญี่ปุ่น แต่ประเทศมาเลเซียมีหน่วยงานที่มีหน้าที่ดูแลพลังงานทางเลือกอย่าง SEDA (Sustainable Energy Development Authority Malaysia) ที่มีหน้าที่ดูแลและสนับสนุนให้มีพลังงานทางเลือกเกิดขึ้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศ และมีแผนปฏิบัติการและนโยบายสำหรับพลังงานทางเลือก (National Renewable Energy Policy and Action Plan) ที่ใช้ภายในประเทศอีกด้วย ประเทศมาเลเซียมีสถิติของกำลังการผลิตติดตั้งที่ดำเนินการตั้งแต่ปี 2012-2015 สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.20 สถิติกำลังการผลิตติดตั้งที่รอดำเนินการตั้งแต่ปี 2012-2015 สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.21 และสถิติการผลิตพลังงานไฟฟ้า (MW-hr) ของประเทศมาเลเซียสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.22

ตารางที่ 4.20 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ดำเนินการแล้ว

ปี	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)
2012	31.56
2013	106.89
2014	64.91
2015	16.95
รวม	220.31

ตารางที่ 4.21 กำลังการผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่รอดำเนินการ

ปี	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)
2012	0.00
2013	0.81
2014	8.60

ปี	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)
2015	65.07
2016	0.42
รวม	74.90

ตารางที่ 4.22 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ปี	พลังงานจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (MW-hr)
2012	205,416.96
2013	178,332.59
2014	48,632.64
2015	4,714.01

4.3.7.2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

1) ข้อกำหนดด้านแรงดัน

ข้อกำหนดด้านแรงดันในประเทศมาเลเซียในระดับแรงดันปานกลางและระดับแรงดันต่ำสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.23 และ ตารางที่ 4.24

ตารางที่ 4.23 ลักษณะระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันปานกลางประเทศมาเลเซีย

แรงดันปกติ	แรงดันต่ำสุด	แรงดันสูงสุด
1) 6.6 กิโลโวลต์	6.27 กิโลโวลต์	6.93 กิโลโวลต์
2) 11 กิโลโวลต์	10.45 กิโลโวลต์	11.55 กิโลโวลต์
3) 22 กิโลโวลต์	20.90 กิโลโวลต์	23.10 กิโลโวลต์
4) 33 กิโลโวลต์	31.35 กิโลโวลต์	34.65 กิโลโวลต์

ตารางที่ 4.24 ลักษณะระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันต่ำประเทศมาเลเซีย

แรงดันปกติ	แรงดันต่ำสุด	แรงดันสูงสุด
1) 230 โวลต์ (1 เฟส)	216.2 โวลต์	253 โวลต์
2) 400 โวลต์ (3 เฟส)	376 โวลต์	440 โวลต์

2) การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ

ระดับแรงดันต่ำ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต้องสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังระหว่าง 0.9 นำหน้า ถึง 0.9 ล้าหลัง เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีกำลังการผลิตเกินร้อยละ 10 ของกำลังการผลิตสูงสุด

สำหรับระดับแรงดันปานกลาง ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต้องสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังระหว่าง 0.9 นำหน้า ถึง 0.9 ตามหลัง

3) ข้อกำหนดด้านปริมาณกำลังไฟฟ้า

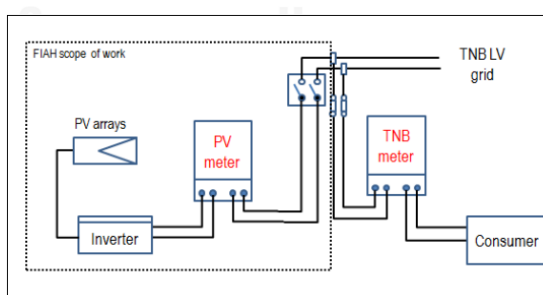
3.1) ระดับแรงดันต่ำ

- ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ 1 เฟสต่อ 1 สายป้อนได้ไม่เกิน 54 กิโลวัตต์ ซึ่งประเมินจากเหตุการณ์ที่เกิดความรุนแรงที่สุดคือ เมื่อไม่มีโหลด แรงดันยังอยู่ในช่วงที่กำหนด (230 โวลต์ $\pm 10\%$)

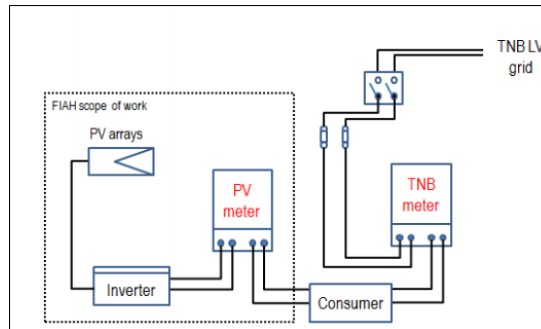
- ขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำได้ ร้อยละ 90 ของขนาดหม้อแปลง และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบต้องมีขนาดน้อยกว่า 250 แอมป์ (180 กิโลวัตต์)

- สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาดมากกว่า 180 กิโลวัตต์ ต้องมีการศึกษาผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (ปกติแล้วในระดับแรงดันต่ำระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถเชื่อมต่อได้ไม่เกิน 425 กิโลวัตต์)

ซึ่งลักษณะการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในระดับแรงดันต่ำ สามารถเชื่อมต่อได้ 2 ลักษณะคือ เชื่อมต่อโดยตรง (Direct Connection) และเชื่อมต่อโดยทางอ้อม (Indirect Connection) ดังสามารถแสดงในรูปที่ 4.7 และ รูปที่ 4.8



รูปที่ 4.7 การเชื่อมต่อโดยตรงในระดับแรงดันต่ำ

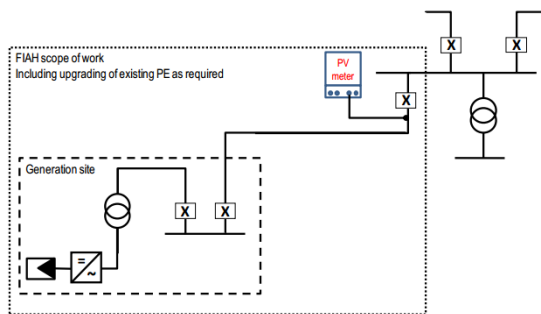


รูปที่ 4.8 การเชื่อมต่อทางอ้อมในระดับแรงดันต่ำ

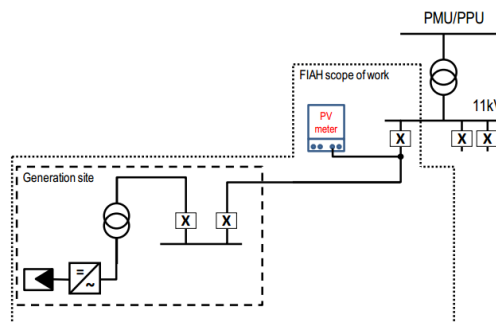
3.2) ระดับแรงดันปานกลาง

- เชื่อมต่อที่ PMU (132/11 กิโลโวลต์, 132/33 กิโลโวลต์) สามารถเชื่อมต่อได้มากที่สุดร้อยละ 85 ของความต้องการโหลดสูงสุดในเวลากลางวัน
- เชื่อมต่อที่ PPU (33/11 กิโลโวลต์) สามารถเชื่อมต่อได้มากที่สุดร้อยละ 90 ของขนาดหม้อแปลง และ ร้อยละ 85 ของความต้องการโหลดสูงสุดในเวลากลางวัน
- เชื่อมต่อที่ PE, SSU (11 กิโลโวลต์) สามารถเชื่อมต่อได้มากที่สุดร้อยละ 50 ของขนาดสายที่จุดเชื่อมต่อ และสามารถเชื่อมต่อได้มากที่สุด 2 MW (425 –2,000 kW)

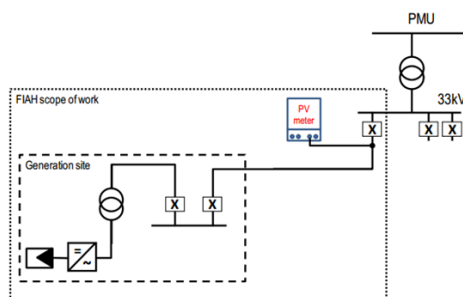
ซึ่งลักษณะการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในระดับแรงดันปานกลางสามารถเชื่อมต่อได้ 3 ลักษณะ ดังสามารถแสดงในรูปที่ 4.9 รูปที่ 4.10 และ รูปที่ 4.11



รูปที่ 4.9 การเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเชื่อมต่อที่เชื่อมต่อที่ PE



รูปที่ 4.10 การเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเชื่อมต่อที่เชื่อมต่อที่ PMU/PPU



รูปที่ 4.11 การเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเชื่อมต่อที่เชื่อมต่อที่ PMU

4.3.8 ประเทศแอฟริกา

4.3.8.1 สถานการณ์ปัจจุบันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ประเทศแอฟริกาได้แม้เป็นประเทศที่มีกำลังการผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์น้อยคือ 922 เมกะวัตต์ในปี 2014 เมื่อเปรียบเทียบกับประเทศที่มีกำลังการผลิตติดตั้งมากอย่างกลุ่มประเทศในยุโรป แต่ประเทศแอฟริกาได้เป็นประเทศที่ติดอันดับ 1 ใน 10 ของโลกที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มากที่สุดในปี 2014 ถึง 800 เมกะวัตต์ โดยรัฐบาลประเทศแอฟริกาได้กำหนดเป้าหมายการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละปีสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.25

ตารางที่ 4.25 แผนการผลิตติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศแอฟริกา

ปี	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	ปี	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	ปี	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง (MW)
2010	0.00	2017	300	2024	300
2011	0.00	2018	300	2025	1,000
2012	300	2019	300	2026	500
2013	300	2020	300	2027	500
2014	300	2021	300	2028	500
2015	300	2022	300	2029	1,000
2016	300	2023	300	2030	1,000
				รวม	8,400

4.3.8.2 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์

แสงอาทิตย์

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อของประเทศแอฟริกา เป็นข้อกำหนดที่นำมาใช้กับใช้กับพลังงานหมุนเวียน อย่าง พลังงานน้ำ (Hydro) พลังงานก๊าซชีวภาพจากการฝังกลบ (Landfill Gas) พลังงานชีวมวล (Biomass) พลังงานก๊าซชีวภาพ (Biogas) พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ระบบความร้อนแบบรวมแสง (Concentrated Solar Power) และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Generation System)

การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศแอฟริกาได้ สามารถแบ่งประเภทของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ออกเป็น 3 ประเภทดังนี้

ประเภทที่ 1: ขนาดกำลังการผลิต 0 ถึง 1 เมกะวัตต์แอมป์ (เชื่อมต่อในระดับแรงดันต่ำ) สามารถแบ่งเป็น 3 ประเภท

ประเภทที่ A1: ขนาดกำลังการผลิต 0 ถึง 13.8 เมกะวัตต์แอมป์

ประเภทที่ A2: ขนาดกำลังการผลิต 13.8 ถึง 100 เมกะวัตต์แอมป์

ประเภทที่ A3: ขนาดกำลังการผลิต 100 กิโลวัตต์แอมป์ ถึง 1 เมกะวัตต์แอมป์

ประเภทนี้รวมถึงขนาดกำลังการผลิตน้อยกว่า 100 กิโลวัตต์แอมป์ ที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลงแรงดันปานกลาง/แรงดันต่ำ

หมายเหตุ : ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีกำลังผลิตมากกว่า 4.6 กิโลวัตต์แอมป์ ต้องเชื่อมต่อในระบบ 3 เฟส

ประเภทที่ 2: 1 ถึง 20 เมกะวัตต์แอมป์ (เชื่อมต่อในระดับแรงดันปานกลาง) ประเภทนี้รวมถึงระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีกำลังการผลิตน้อยกว่า 1 เมกะวัตต์แอมป์ที่เชื่อมต่อในระดับแรงดันปานกลาง

ประเภทที่ 3: มากกว่า 20 เมกะวัตต์แอมป์

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อของประเทศแอฟริกาได้ที่เกี่ยวข้องกับการรักษาระดับแรงดันเมื่อมีการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแบ่งเป็น 2 หัวข้อคือ 1) ข้อกำหนดด้านแรงดัน 2) ข้อกำหนดด้านกำลังไฟฟารีแอกทีฟ ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1) ข้อกำหนดด้านแรงดัน

1.1) ประเภทที่ 1 ต้องสามารถทำงานและควบคุมแรงดันให้อยู่ในช่วง -15% ถึง +10% ของแรงดันปกติ

1.2) ประเภทที่ 2 และประเภทที่ 3: ต้องสามารถทำงานและควบคุมแรงดันให้อยู่ในช่วงที่กำหนดดังแสดงได้ในตารางที่ 4.26

ตารางที่ 4.26 ลักษณะระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันปานกลางประเทศแอฟริกาใต้

แรงดันปกติ	แรงดันต่ำสุด (p.u.)	แรงดันปานกลาง
		แรงดันสูงสุด (p.u.)
1) 66 กิโลโวลต์	0.90	1.0985
2) 44 กิโลโวลต์	0.90	1.08
3) 33 กิโลโวลต์	0.90	1.08
4) 22 กิโลโวลต์	0.90	1.08
5) 11 กิโลโวลต์	0.90	1.08

2) ข้อกำหนดด้านกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ

2.1) ข้อกำหนดด้านกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟแบ่งตามประเภทของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทที่ 1

- ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภท A1 และ A2 ทำงานที่ตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1 หรือถูกกำหนดโดยผู้ดูแลระบบโครงข่ายไฟฟ้า

- ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภท A3 สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟด้วยค่าตัวประกอบกำลังระหว่าง 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีกำลังการผลิตตั้งแต่ร้อยละ 20 ถึง ร้อยละ 100 ของกำลังการผลิต

- ต้องสามารถทำงานตามกราฟลักษณะตัวประกอบกำลัง (Power Factor Characteristic Curve) ที่ผู้ดูแลระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำหนดขึ้นมา

- ค่าตัวประกอบกำลังเริ่มต้นจะถูกตั้งค่าเท่ากับ 1 หรือค่าที่ถูกตั้งโดยผู้ดูแลระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทที่ 2

- ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถควบคุมการโหลดทำงานในค่าแรงดัน ค่าตัวประกอบกำลัง หรือค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟตามหัวข้อ (2) โหลดการทำงานขึ้นอยู่กับผู้ดูแลระบบ

- เมื่อมีกำลังการผลิตระหว่างร้อยละ 5 ถึง ร้อยละ 100 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทที่ 2 ต้องมีความสามารถในการสนับสนุนกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่กำหนดโดยรูปที่ 4.12 โดยที่ค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดกับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต่ำสุดกำหนดโดยรูปที่ 4.14

- เมื่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีแรงดันปกติระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต้องมีความสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟตามรูปที่ 4.13

- เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีกำลังผลิตน้อยกว่าร้อยละ 5 ของกำลังการผลิตสูงสุด ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ไม่จำเป็นต้องจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ ถ้าพลังงานหมุนเวียนจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟต้องไม่เกินร้อยละ 95 ถึง ร้อยละ 105 ของกำลังการผลิตสูงสุดในพื้นที่สี่เหลี่ยม A,B,C,D ในรูปที่ 4.13

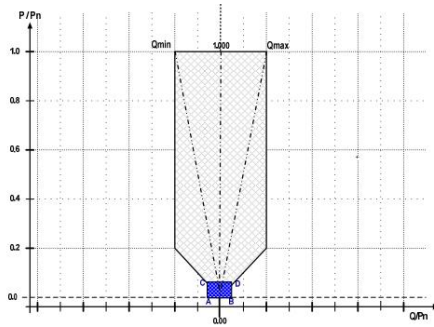


Figure 8a: Reactive power requirements for RPPs of category B at the POC (Qmin and Qmax are voltage dependent as defined by Figure 9)

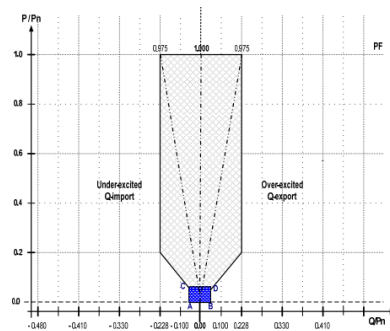


Figure 8b: Reactive power requirements for RPPs of category B (at nominal voltage at POC)

รูปที่ 4.12 ความสามารถในการสนับสนุนกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (ซ้าย)

รูปที่ 4.13 ความสามารถในการสนับสนุนกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีระดับแรงดันปกติ (ขวา)

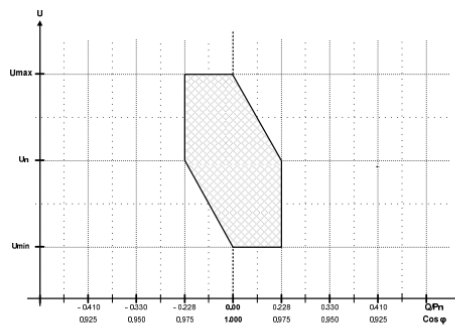


Figure 9: Requirements for reactive power and voltage control range for RPPs of category B.

รูปที่ 4.14 ค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสูงสุด

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทที่ 3

- ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต้องสามารถควบคุมค่าแรงดัน ค่าตัวประกอบกำลัง และค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ ในจุดทำงานที่ถูกกำหนดโดย NSP (Network Service Provider)

- เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตกำลังไฟฟ้ระหว่างร้อยละ 5 ถึง ร้อยละ 100 ของกำลังการผลิตสูงสุด ต้องสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟตามรูปที่ 4.15 เมื่อกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสูงสุดและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟต่ำสุดถูกกำหนดตามรูปที่ 4.17

- ที่แรงดันปกติระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต้องจ่ายค่ากำลังไฟฟ้านี้ออกทีฟตามรูปที่ 4.16
- เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีกำลังผลิตน้อยกว่าร้อยละ 5 ของกำลังการผลิตสูงสุด ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ไม่จำเป็นต้องจ่ายกำลังไฟฟ้านี้ออกทีฟ ถ้าระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้านี้ออกทีฟต้องไม่เกิน ร้อยละ 95 ถึง ร้อยละ 105 ของกำลังการผลิตสูงสุดในพื้นที่สี่เหลี่ยม A,B,C,D ในรูปที่ 4.16

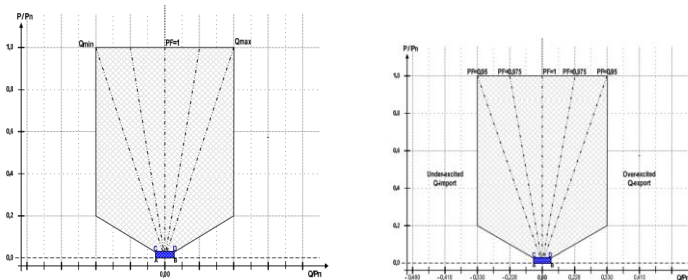


Figure 10a: Reactive power requirements for RPPs of category C at the POC (Qmin and Qmax are voltage dependent as defined by Figure 11) Figure 10b: Reactive power requirements for RPPs of category C (at nominal voltage at POC)

รูปที่ 4.15 ความสามารถในการสนับสนุนกำลังไฟฟ้านี้ออกทีฟจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (ซ้าย)

รูปที่ 4.16 ความสามารถในการสนับสนุนกำลังไฟฟ้านี้ออกทีฟจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีแรงดันปกติ (ขวา)

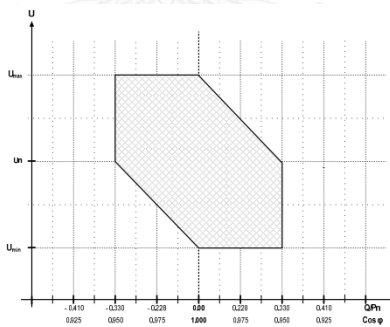


Figure 11: Requirements for reactive power and voltage control range for RPPs of category C

รูปที่ 4.17 ค่ากำลังไฟฟ้านี้ออกทีฟสูงสุด

2.2) โหมดควบคุมกำลังไฟฟ้านี้ออกทีฟและโหมดควบคุมแรงดัน

โหมดควบคุมกำลังไฟฟ้านี้ออกทีฟและโหมดควบคุมแรงดันในหัวข้อนี้ เป็นโหมดการทำงานสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทที่ 2 และ ประเภทที่ 3 ซึ่งประกอบด้วย 3 โหมดการทำงานคือ การควบคุมแรงดัน (Voltage control) การควบคุมตัวประกอบกำลัง (Power Factor control) และการควบคุมกำลังไฟฟ้านี้ออกทีฟ (Q control) โดยการตั้งค่าของโหมดควบคุมกำลังไฟฟ้านี้ออกทีฟและโหมดควบคุมแรงดันจะตั้งค่าโดย NSP ซึ่ง ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต้องปฏิบัติตาม

โหมดควบคุมแรงดัน (Voltage control)

การควบคุมแรงดันเป็นโหมดที่ควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ซึ่งเมื่อแรงดันเปลี่ยนไป ต้องมีการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟตามรูปที่ 4.18 เพื่อให้แรงดันมีค่าตามค่าที่ตั้งไว้

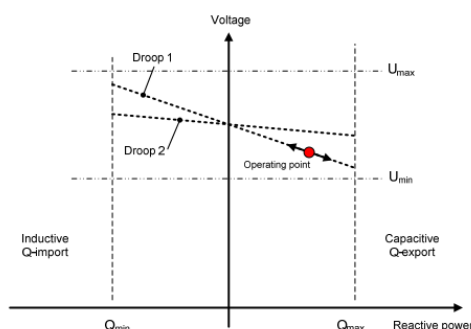


Figure 13: Voltage control for the RPP

รูปที่ 4.18 การรับ-จ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟในโหมดควบคุมแรงดัน

โหมดควบคุมตัวประกอบกำลัง (Power Factor control)

โหมดควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า เป็นโหมดควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่เป็นสัดส่วนกับกำลังไฟฟ้าจริง สามารถแสดงดังรูปที่ 4.19 ซึ่งถ้าค่าตัวประกอบกำลังเปลี่ยนโดย NSP ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต้องเปลี่ยนค่าตามจุดการทำงานใหม่ภายใน 30 วินาที หลังจากได้รับสัญญาณการเปลี่ยนแปลงจุดทำงาน

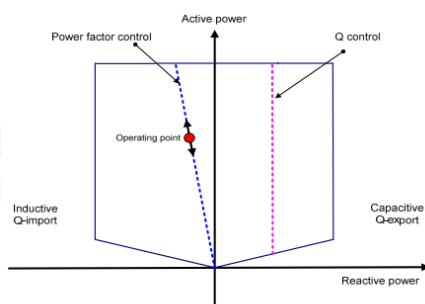


Figure 12: Reactive power control functions for the RPP

รูปที่ 4.19 การรับ-จ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟในโหมดควบคุมตัวประกอบกำลังและ
โหมดควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ

โหมดควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ (Q control)

โหมดควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ เป็นโหมดที่ควบคุมการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่จุดเชื่อมต่อ ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.19 ซึ่งถ้าจุดการทำงานในโหมดควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟถูกเปลี่ยนไปโดย NSP ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เปลี่ยนค่าตามจุดการทำงานใหม่ภายใน 30 วินาที หลังจากได้รับสัญญาณการเปลี่ยนแปลงจุดทำงาน

จากข้อกำหนดการเชื่อมต่อของประเทศแอฟริกาใต้ สามารถสรุปการทำงานของ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทต่างๆที่ต้องมีส่วนร่วมในการสนับสนุนแรงดันระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 4.27

ตารางที่ 4.27 โหมดการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต้องสนับสนุนระบบโครงข่ายไฟฟ้า

โหมดการควบคุม	ประเภท A3	ประเภท 2	ประเภท 3
1) โหมดควบคุมกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ	-	✓	✓
2) โหมดควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า	-	✓	✓
3) โหมดควบคุมแรงดัน	-	✓	✓

จากข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2559 (ฉบับร่าง) จากข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง พ.ศ. 2559 (ฉบับร่าง) และข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าจากต่างประเทศ พบว่ามีข้อกำหนดการเชื่อมต่อที่เหมือนและแตกต่างกันขึ้นอยู่กับลักษณะของระบบโครงข่ายไฟฟ้าแต่ละพื้นที่หรือประเทศนั้น โดยเฉพาะการควบคุมแรงดัน ซึ่งกำหนดให้อินเวอร์เตอร์มีโหมดการควบคุมที่แตกต่างกัน โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาโหมดการควบคุมแรงดัน 3 โหมด คือ 1) โหมดตัวประกอบกำลังคงที่ (Power Factor : PF) 2) โหมดตัวประกอบกำลังไฟฟ้าขึ้นอยู่กับกำลังไฟฟ้าจริง ($\cos\phi(P)$) 3) โหมดกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟขึ้นอยู่กับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ($Q(U)$) จากโหมดการควบคุมแรงดันที่แตกต่างกัน สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.28

ตารางที่ 4.28 ข้อกำหนดโหมดการควบคุมแรงดัน

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อ	Power Factor	$\cos\phi(P)$	$Q(U)$
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	✓	-	✓
การไฟฟ้านครหลวง	✓	-	-
ประเทศเยอรมนี	✓	✓	✓
ประเทศจีน	✓	-	-
ประเทศอิตาลี	-	✓	✓
ประเทศญี่ปุ่น	✓	-	-
ประเทศสเปน	✓	-	-
ประเทศออสเตรเลีย	✓	-	-
ประเทศมาเลเซีย	✓	-	-
ประเทศแอฟริกา	✓	-	-
ข้อเสนอในวิทยานิพนธ์	✓	✓	✓

บทที่ 5

การคิดค่าไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

การทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องมีการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าเพื่อใช้งานภายในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เช่น ระบบแสงสว่าง ระบบปรับอากาศ ระบบควบคุมการทำงาน เป็นต้น ซึ่งการคิดค่าไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้จะคิดเหมือนกับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป โดยการคิดค่าไฟฟ้าจะแบ่งประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าได้ 8 ประเภทได้แก่ [46]

1) บ้านอยู่อาศัย

สำหรับการใช้ไฟฟ้าในบ้านเรือนที่อยู่อาศัย วัด และโบสถ์ของศาสนาต่างๆตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง โดยแบ่งเป็นบ้านที่อยู่อาศัยขนาดเล็กใช้พลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน และบ้านอยู่อาศัยขนาดใหญ่ใช้พลังงานไฟฟ้าเกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน โดยมีการคิดค่าไฟฟ้า 2 อัตรา คือ

1.1) อัตราปกติ

1.1.1) ใช้พลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน

1.1.2) ใช้พลังงานไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยต่อเดือน

1.2) อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)

2) กิจการขนาดเล็ก

สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ ธุรกิจร่วมกับที่อยู่อาศัย อุตสาหกรรม และหน่วยงานรัฐวิสาหกิจหรืออื่นๆ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง โดยมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดต่ำกว่า 30 กิโลวัตต์ โดยมีการคิดค่าไฟฟ้า 2 อัตราคือ

2.1) อัตราปกติ

2.2) อัตราตามช่วงเวลาการใช้ (Time of Use Rate : TOU)

3) กิจการขนาดกลาง

สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม หน่วยงานรัฐวิสาหกิจ สถานที่ทำการเกี่ยวกับกิจการของต่างชาติ และสถานที่ทำการขององค์กรระหว่างประเทศ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดตั้งแต่ 30 ถึง 999 กิโลวัตต์ และมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนไม่เกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน โดยมีการคิดค่าไฟฟ้า 2 อัตราคือ

3.1) อัตราปกติ

3.2) อัตราตามช่วงเวลาการใช้ (Time of Use Rate : TOU)

4) กิจการขนาดใหญ่

สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม ส่วนราชการ หน่วยงานรัฐวิสาหกิจ สถานที่ทำการเกี่ยวกับกิจการของต่างชาติ และสถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศตลอดจน บริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดตั้งแต่ 1,000 กิโลวัตต์ขึ้นไป หรือมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนเกินกว่า 250,000 หน่วยต่อเดือน โดยมีการคิดค่าไฟฟ้า 2 อัตราคือ

4.1) อัตราตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day Rate : TOD)

4.2) อัตราตามช่วงเวลาการใช้ (Time of Use Rate : TOU)

5) กิจการเฉพาะอย่าง

สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบกิจการโรงแรม และกิจการให้เช่าพักอาศัย ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ขึ้นไป โดยมีการคิดค่าไฟฟ้าเพียงอัตราเดียวเท่านั้นคืออัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU) แต่ในช่วงที่ยังไม่ได้ติดตั้งเครื่องวัดเป็นชนิด TOU สามารถใช้อัตราสำหรับผู้ใช้อำนาจไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการติดตั้ง TOU โดยมีการคิดค่าไฟฟ้างดังนี้

5.1) อัตราตามช่วงเวลาการใช้ (Time of Use Rate : TOU)

5.2) อัตราสำหรับผู้ใช้อำนาจไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการติดตั้ง TOU

6) ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหาผลกำไร

สำหรับการใช้ไฟฟ้าของส่วนราชการ หน่วยงานตามกฎหมายว่าด้วยระเบียบบริหารราชการส่วนท้องถิ่นตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดต่ำกว่า 1,000 กิโลวัตต์ และมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนไม่เกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน และองค์กรที่ไม่ใช่ส่วนราชการแต่มีวัตถุประสงค์ในการให้บริการโดยไม่คิดค่าตอบแทน รวมถึงสถานที่ที่ใช้ในการประกอบศาสนกิจตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง แต่ไม่รวมถึงหน่วยงานของรัฐวิสาหกิจ สถานที่ทำการเกี่ยวกับกิจการของต่างชาติ และสถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศ โดยมีการคิดค่าไฟฟ้า 2 อัตราคือ

6.1) อัตราปกติ

6.2) อัตราตามช่วงเวลาการใช้ (Time of Use Rate : TOU)

7) สูบน้ำเพื่อการเกษตร

สำหรับการใช้ไฟฟ้ากับเครื่องสูบน้ำเพื่อการเกษตรของส่วนราชการ กลุ่มเกษตรกรที่ส่วนราชการรับรอง หรือสหกรณ์เพื่อการเกษตร โดยมีการคิดค่าไฟฟ้า 2 อัตราคือ

7.1) อัตราปกติ

7.2) อัตราตามช่วงเวลาการใช้ (Time of Use Rate : TOU)

8) ไฟฟ้าชั่วคราว

สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่องานก่อสร้าง งานที่จัดขึ้นเป็นพิเศษชั่วคราว สถานที่ที่ไม่มีทะเบียนบ้านของสำนักงานทะเบียนส่วนท้องถิ่น และการใช้ไฟฟ้ายังปฏิบัติไม่ถูกต้องตามระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยมีการคิดค่าไฟฟ้าเพียงอัตราเดียวคืออัตราคงที่ทุกระดับแรงดัน

5.1 โครงสร้างของอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

การคิดค่าไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะขึ้นอยู่กับประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า และปริมาณการใช้ไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งการคิดค่าไฟฟ้าจะสามารถแบ่งเป็น 7 ส่วนประกอบไปด้วย [46]

1) ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (Demand Charge)

ความต้องการพลังไฟฟ้ามีหน่วยวัดเป็น กิโลวัตต์ เป็นค่าเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงที่สุดในช่วง On Peak และ/หรือ Partial Peak ในช่วงเดือนนั้นๆ ค่าความต้องการพลังไฟฟ้ามีหน่วยเป็น บาทต่อกิโลวัตต์ เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่สะท้อนการลงทุนการขยายกำลังของระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามระดับแรงดันไฟฟ้า (Capacity Cost)

2) ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Demand)

ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้ใช้ไปในรอบเดือนนั้นๆ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้ามีหน่วยเป็น บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมงหรือบาทต่อหน่วย เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่สะท้อนถึงค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาดำเนินงาน ค่าเชื้อเพลิงตามระดับแรงดันไฟฟ้า (Energy cost)

3) ค่าบริการ (Service Charge)

เป็นค่าบริการเกี่ยวกับเครื่องวัด ค่าดำเนินการจดหน่วย จัดทำใบเสร็จรับเงินค่าไฟฟ้า และดำเนินการจัดเก็บค่าไฟฟ้ามีหน่วยเป็น บาทต่อเดือน เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่สะท้อนถึงต้นทุนค่าบริการของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความชัดเจน (Customer Cost)

4) ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์หรือค่าตัวประกอบกำลัง (Power Factor Charge)

สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีตัวประกอบกำลังแบบตามหลัง (Lagging) และมีตัวประกอบกำลังแบบนำหน้า (Leading) ถ้าในรอบเดือนใดมีความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดเมื่อคิดเป็นกิโลวาร์เกินกว่าร้อยละ 61.97 ของความต้องการพลังไฟฟ้าจริงเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดเมื่อคิดเป็นกิโลวัตต์แล้วพลังไฟฟ้ารีแอกทีฟส่วนที่เกินต้องเสียค่าตัวประกอบกำลังในอัตรา 56.07 บาทต่อกิโลวาร์ ค่าไฟฟ้าส่วนนี้สะท้อนถึงการลงทุน การบำรุงรักษาเครื่องวัดสำหรับติดตั้งตัวเก็บประจุไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า โดยกำหนดให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความต้องการพลังไฟฟ้าตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ขึ้นไปมีค่าตัวประกอบกำลังไม่ต่ำกว่า 0.85

5) ค่าไฟฟ้าต่ำสุด (Minimum Charge)

ค่าไฟฟ้าต่ำสุดในแต่ละเดือนต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 70 ของความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน มีหน่วยเป็นบาทต่อเดือน เป็นอัตราค่าไฟฟ้าสะท้อนถึงการลงทุนของการไฟฟ้าที่ขยายระบบไฟฟ้าเพื่อให้เพียงพอกับการใช้ไฟฟ้า แต่ผู้ใช้ไฟฟ้ากลับไม่ได้ใช้ตามที่แสดงความจำนงเอาไว้

6) ค่าตัวประกอบการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Ft)

เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่สะท้อนถึงราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า อัตราค่าตัวประกอบการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติมีหน่วยเป็น บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมงหรือบาทต่อหน่วย

7) ภาษีมูลค่าเพิ่ม (VAT)

ภาษีมูลค่าเพิ่มปัจจุบันเก็บในอัตราร้อยละ 7

จากโครงสร้างของอัตราค่าไฟฟ้า สามารถสรุปการคิดค่าไฟฟ้าที่แยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าได้ดังตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแยกตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า

ประเภท ผู้ใช้ไฟฟ้า	โครงสร้างอัตรา ค่าไฟฟ้า	Demand Charge	Energy Charge	Service Charge	Power Factor Charge	Minimum Charge	Ft	VAT
1) บ้านอยู่อาศัย			✓	✓			✓	✓
2) กิจการขนาดเล็ก			✓	✓			✓	✓
3) กิจการขนาดกลาง	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
4) กิจการขนาดใหญ่	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
5) กิจการเฉพาะอย่าง	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
6) ส่วนราชการและองค์กร ไม่แสวงหาผลกำไร			✓	✓		✓	✓	✓
7) สูบน้ำเพื่อการเกษตร	✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓
8) ไฟฟ้าชั่วคราว			✓				✓	✓

✓ หมายถึง โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทถูกเรียกเก็บ

5.2 รูปแบบอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

รูปแบบอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะขึ้นอยู่กับประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยรูปแบบอัตราค่าไฟฟ้าสามารถแบ่งได้เป็น 4 รูปแบบคือ [46]

1) อัตราค่าไฟฟ้า 1 ส่วน (One-Part Tariff)

เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่รวมค่าพลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าเข้าด้วยกันอยู่ในรูปค่าพลังงานไฟฟ้า สามารถแบ่งออกเป็น 3 แบบ

1.1) อัตราแบบคงที่ (Flat-Rate)

เป็นการคิดอัตราต่อหน่วยคงที่ตลอด ไม่ว่าจะใช้ไฟฟ้าในปริมาณมาก-น้อยเพียงใด

1.2) อัตราแบบกึ่งคงที่ (Semi Flat-Rate)

เป็นการคิดอัตราต่อหน่วยคงที่ 2 ระดับ การใช้ไฟฟ้าในระดับแรกจะคิดในอัตราที่ต่ำกว่า แต่ถ้าใช้เกินช่วงที่กำหนดไปจะคิดในอัตราที่แพงขึ้น

1.3) อัตราแบบก้าวหน้า (Progressive Rate)

เป็นการคิดอัตราต่อหน่วยสูงขึ้น เมื่อมีการใช้ไฟฟ้ามากขึ้น เพื่อให้สะท้อนถึงการใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ

2) อัตราค่าไฟฟ้า 2 ส่วน (Two-Part Tariff)

เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่แยกค่าความต้องการพลังไฟฟ้าและค่าพลังงานไฟฟ้าออกจากกัน เพื่อให้สะท้อนต้นทุนการผลิตไฟฟ้าได้อย่างชัดเจนยิ่งขึ้น อย่างไรก็ตามอัตราความต้องการพลังไฟฟ้าและอัตราค่าพลังงานไฟฟ้ายังเป็นแบบอัตราคงที่

3) อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day Rate: TOD Rate)

เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่แยกค่าความต้องการพลังไฟฟ้าและค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าออกจากกัน โดยแยกค่าความต้องการพลังไฟฟ้าให้มีค่าความแตกต่างกันตามช่วงเวลาของวัน เพื่อสะท้อนถึงต้นทุนการผลิต การส่ง และการจำหน่ายไฟฟ้า โดยในช่วงเวลา 24 ชั่วโมงจะถูกแบ่งออกเป็น 3 ช่วงตามตารางที่ 5.2 โดยเป็นแบบอัตราคงที่คือพลังงานไฟฟ้าทุกหน่วยมีราคาเท่ากัน

ตารางที่ 5.2 ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของวัน (TOD Rate)

	ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตรา TOD
On Peak	18.30-21.30 น. ทุกวัน
Partial Peak	08.00-18.30 น. ทุกวัน
Off Peak	21.30-08.00 น. ทุกวัน

4) อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate: TOU Rate)

เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่แยกค่าความต้องการพลังไฟฟ้าและค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าออกจากกัน โดยแยกค่าความต้องการพลังไฟฟ้าให้มีค่าความแตกต่างกันตามช่วงเวลาของวัน และวันของสัปดาห์ หรือตามช่วงเวลาของการใช้เพื่อสะท้อนถึงต้นทุนการผลิต การส่ง และการจำหน่ายไฟฟ้า โดยแบ่งเวลาในแต่ละสัปดาห์เป็น 2 ช่วงเวลาตามตารางที่ 5.3

ตารางที่ 5.3 ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU Rate)

	ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตรา TOU
On Peak	ระหว่างเวลา 09.00 - 22.00 น. ของวันจันทร์ – ศุกร์และวันพืชมงคล
Off Peak	ระหว่างเวลา 22.00 - 09.00 น. ของวันจันทร์ – ศุกร์และวันพืชมงคล ระหว่างเวลา 00.00 – 24.00 น. ของวันเสาร์ – อาทิตย์, วันแรงงานแห่งชาติ, วันพืชมงคลที่ตรงกับวันเสาร์ – อาทิตย์ และวันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย)

5.3 อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

อัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นอยู่กับประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งจำแนกตามค่าความต้องการพลังไฟฟ้า ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า โดยในปัจจุบันระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ส่วนใหญ่จะเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลางหรือประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ และจะถูกเรียกเก็บค่าไฟฟ้าในอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ [47, 48]

1) อัตราค่าไฟฟ้าแบบปกติ

อัตราค่าไฟฟ้าแบบปกติสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง สามารถแสดงตัวอย่างได้ดังตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.4 อัตราค่าไฟฟ้าแบบปกติสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง

ระดับแรงดัน (กิโลโวลต์)	ค่าความต้องการ พลังไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาทต่อหน่วย)	ค่าบริการ (บาทต่อเดือน)
1. แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	175.70	2.6506	312.24
2. แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์	196.26	2.6880	312.24
3. แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์	221.50	2.7160	312.24

2) อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของวัน (TOD)

อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของวันสามารถแสดงตัวอย่างได้ดังตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.5 อัตราค่าไฟฟ้าตามอัตรา TOD

ระดับแรงดัน (กิโลโวลต์)	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์)			ค่าพลังงาน ไฟฟ้า (บาทต่อหน่วย)	ค่าบริการ (บาทต่อเดือน)
	Peak	*Partial Peak	Off Peak		
1. แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	224.30	29.91	0	2.6506	312.24
2. แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์	285.05	58.88	0	2.6880	312.24
3. แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์	332.71	68.22	0	2.7160	312.24

หมายเหตุ *คิดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าเฉพาะส่วนที่เกินจากช่วง On Peak เท่านั้น

3) อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU)

อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาการใช้ สามารถแสดงตัวอย่างได้ดังตารางที่ 5.6

ตารางที่ 5.6 อัตราค่าไฟฟ้าตามอัตรา TOU

ระดับแรงดัน (กิโลโวลต์)	ค่าความต้องการ พลังไฟฟ้า (บาทต่อกิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาทต่อหน่วย)		ค่าบริการ (บาทต่อเดือน)
		Peak	Off Peak	
1. แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	74.14	3.5982	2.1572	312.24
2. แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์	132.93	3.6796	2.1760	312.24
3. แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์	210.00	3.8254	2.2092	312.24

5.4 ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้า

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะมีการคำนวณค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าและลักษณะการใช้ไฟฟ้า ซึ่งสามารถแสดงดังตัวอย่างต่อไปนี้ [46]

1) การคำนวณค่าไฟฟ้าอัตราปกติ

ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าอัตราปกติ

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	3.1
แรงดันไฟฟ้าที่ใช้	12 กิโลโวลต์
ความต้องการพลังไฟฟ้า	205 กิโลวัตต์

พลังงานไฟฟ้า	48,800 กิโลวัตต์-ชั่วโมง
ความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ	250 กิโลวาร์
การปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Ft)	0.69 บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง
ค่าไฟฟ้าประจำเดือน	สิงหาคม 2557

การคำนวณค่าไฟฟ้า

1. ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า = $205 \times 196.26 = 40,233.30$
2. ค่าพลังงานไฟฟ้า = $48,800 \times 2.6880 = 131,174.40$
3. ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ = $(250 - 0.6197 \times 205) \times 56.07 = 6,894.45$
4. ค่าไฟฟ้าตามอัตราการปรับอัตราค่า = $48,800 \times 0.69 = 33,672$

ไฟฟ้าอัตโนมัติ

- รวมเงินค่าไฟฟ้า = $40,233.30 + 131,174.40 + 6,894.45 + 33,672$
= 211,974.15
5. ภาษีมูลค่าเพิ่ม = $211,974.15 \times 0.07 = 14,838.19$
- รวมเงินค่าไฟฟ้า (รวม VAT) = $211,974.15 + 14,838.19 = 226,812.34$ บาท

2) การคำนวณค่าไฟฟ้าอัตราตามช่วงเวลาของวัน (TOD)

ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าอัตราตามช่วงเวลาของวัน

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	4.1
แรงดันไฟฟ้าที่ใช้	22 กิโลโวลต์
ความต้องการพลังไฟฟ้า	
ช่วง On Peak	1,460 กิโลวัตต์
ช่วง Partial Peak	1,575 กิโลวัตต์
ช่วง Off Peak	1,420 กิโลวัตต์
พลังงานไฟฟ้า	978,000 กิโลวัตต์-ชั่วโมง
การปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Ft)	0.69 บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง
ค่าไฟฟ้าประจำเดือน	สิงหาคม 2557

การคำนวณค่าไฟฟ้า

1. ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า = $(1,460 \times 285.05 + [(1,575 - 1,460) \times 58.88])$
= 422,944.20
2. ค่าพลังงานไฟฟ้า = $978,000 \times 2.6880 = 1,665,925.20$
3. ค่าไฟฟ้าตามอัตราการปรับอัตราค่า = $978,000 \times 0.69 = 674,820$

ไฟฟ้าอัตโนมัติ

$$\begin{aligned} \text{รวมเงินค่าไฟฟ้า} &= 422,944.20 + 1,665,925.20 + 674,820 = \\ &2,763,689.40 \end{aligned}$$

$$4. \text{ ภาษีมูลค่าเพิ่ม} = 2,763,689.40 \times 0.07 = 193,458.26$$

$$\text{รวมเงินค่าไฟฟ้า (รวม VAT)} = 2,763,689.40 + 193,458.26 = 2,957,147.66 \text{ บาท}$$

3) อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU)

ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าอัตราตามช่วงเวลาการใช้

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า 4.2

แรงดันไฟฟ้าที่ใช้ 22 kV

ช่วงเวลาที่ใช้ไฟฟ้า ความต้องการพลังไฟฟ้า (kW) พลังงานไฟฟ้า (kWh)

09.00-22.00 น. วันจันทร์-ศุกร์ 7,500 1,638,000

(On peak)

22.00-09.00 น. วันจันทร์-ศุกร์ 6,400 2,104,600

00.00-24.00 น. วันเสาร์-อาทิตย์และ

วันหยุดราชการตามปกติ (Off peak)

ความต้องการพลังงานไฟฟ้ารีแอกทีฟ 2,700 กิโลวาร์

การปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Ft) 0.69 บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ค่าไฟฟ้าประจำเดือน สิงหาคม 2557

การคำนวณค่าไฟฟ้า

$$1. \text{ ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า} = 7,500 \times 132.93 = 996,975.00$$

$$2. \text{ ค่าพลังงานไฟฟ้า} = (1,638,000 \times 3.6796) + (2,104,600 \times 2.1760) = \\ 10,606,794.40$$

$$3. \text{ ค่าบริการ} = 312.24$$

$$4. \text{ ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์} = (2,700 - 0.6197 \times 7,500) \times 56.07 = 0.00$$

$$5. \text{ ค่าไฟฟ้าตามอัตราการปรับอัตรา} = (1,638,000 + 2,104,600) \times 0.69 = 2,582,394$$

ค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ

$$\text{รวมเงินค่าไฟฟ้า} = 996,975.00 + 10,606,794.40 + 312.24 + 0.00 + \\ 2,582,394 = 14,186,475.64$$

$$6. \text{ ภาษีมูลค่าเพิ่ม} = 14,186,475.64 \times 0.07 = 993,053.29$$

$$\text{รวมเงินค่าไฟฟ้า (รวม VAT)} = 14,186,475.64 + 993,053.29 = 15,179,528.93 \text{ บาท}$$

5.5 การรับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นระบบที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) จะมีการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายคือ การไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นผู้รับซื้อ จะมีหลักการกำหนดอัตราซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ดังรายละเอียดต่อไปนี้ [49]

5.5.1 หลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้าให้กับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

สำหรับการซื้อขายไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายซื้อไฟฟ้าให้กับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีหลักการกำหนดอัตราค่าพลังงานดังมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1) อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ตามประเภทการใช้ไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายปลีก (Ft ขายปลีก) ในเดือนนั้นๆ ในส่วนของค่าไฟฟ้าส่วนอื่น ๆ ที่นอกเหนือจากค่าพลังงานไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ยังคงต้องจ่ายตามประเภทการใช้ไฟฟ้านั้นๆ

2) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 6 เมกะวัตต์ การรับซื้อแบ่งเป็น 2 ส่วน

2.1) ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายน้อยกว่าหรือเท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละเดือนการไฟฟ้าจะรับซื้อพลังงานส่วนนี้ เท่ากับค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกหรือค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์รายนั้นๆ ในเดือนนั้นๆ รวมกับค่าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติขายปลีก (Ft ขายปลีก)

2.2) ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมากกว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละเดือนการไฟฟ้าจะรับซื้อพลังงานส่วนที่เท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกหรือค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์รายนั้นๆ ในเดือนนั้นๆ รวมกับค่าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติขายปลีก (Ft ขายปลีก)

พลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขายเกินกว่าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์กำหนดราคาซื้อเป็น 2 กรณี

2.2.1) กรณีเป็นผู้ใช้ไฟ้อตราปกติ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดัน ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย)

2.2.2) กรณีเป็นผู้ใช้ไฟ้อตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลต์ ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย)

3) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบเกินกว่า 6 เมกะวัตต์

3.1) กรณีเป็นผู้ใช้ไฟ้อตราปกติ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดันที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตร การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย)

3.2) กรณีเป็นผู้ใช้ไฟ้อตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลต์ ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย)

4) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 1 เมกะวัตต์ ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า ปริมาณพลังงานไฟฟ้าในข้อ 2.2.1) และข้อ 2.2.2) และข้อ 3) จะถูกหักออกร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขายเกินกว่าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้กับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อเป็นค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

5) ในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีความประสงค์จะขอใช้ไฟฟ้าในลักษณะไฟฟ้าสำรองจากการไฟฟ้า วิธีปฏิบัติและอัตราค่าไฟฟ้าสำรองจะเป็นไปตามประกาศเรื่อง ไฟฟ้าสำรองของการไฟฟ้า

5.5.2 อัตราค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับซื้อจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นพลังงานหมุนเวียนที่ทางภาครัฐสนับสนุนให้ประชาชนหรือภาคเอกชนลงทุนสร้างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นมาเป็นพลังงานทดแทนเชื้อเพลิงหรือก๊าซธรรมชาติที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน ดังนั้นทางภาครัฐจึงมีแรงจูงใจให้กับประชาชนหรือภาคเอกชนโดยการจ่ายส่วนเพิ่มอัตรารับซื้อ (Adder) และ FIT (Feed-in Tariff) ให้กับผู้ลงทุนสร้างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งราคารับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะเท่ากับค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดันไฟฟ้าที่เชื่อมโยงที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ

ขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย) และรวมกับส่วนเพิ่มอัตรารับซื้อ โดยที่ค่าไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดันต่างๆ แสดงดังตารางที่ 5.7 อัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย) ช่วงเดือนมกราคม พ.ศ. 2556 ถึง เดือนธันวาคม พ.ศ. 2557 แสดงดังตารางที่ 5.8 และส่วนเพิ่มอัตรารับซื้อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มติดคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติปีพ.ศ. 2557-2558 แสดงดังตารางที่ 5.9 [50, 51]

ตารางที่ 5.7 อัตราค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายส่งให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ระดับแรงดัน (กิโลโวลต์)	ค่าผลิตไฟฟ้า (บาทต่อหน่วย)		ค่าบริการระบบส่ง (บาทต่อหน่วย)		อัตราขายส่งรวม (บาทต่อหน่วย)	
	Peak	Off Peak	Peak	Off Peak	Peak	Off Peak
1. แรงดัน 230 กิโลโวลต์	2.7497	2.0173	0.2730	-	3.0227	2.0173
2. แรงดัน 69-115 กิโลโวลต์	2.7591	2.0198	0.4913	-	3.2504	2.0198
3. ณ ปลายสายส่งแรงดัน 69,115 กิโลโวลต์*	2.8253	2.0412	0.8528	-	3.6781	2.0412
4. แรงดัน 11-33 กิโลโวลต์	2.8322	2.0424	1.0226	-	3.8548	2.0424

* รวมทั้งสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115:115 และ 69:69 กิโลโวลต์

ช่วง Peak หมายถึง เวลา 09.00-22.00 น. วันจันทร์ – วันศุกร์

ช่วง Off Peak หมายถึง เวลา 22.00-09.00 น. วันจันทร์ – วันศุกร์

เวลา 00.00-24.00 น. วันเสาร์ – วันอาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติและ

วันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชยและวันพีชมงคล)

ตารางที่ 5.8 อัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย)

เดือนเรียกเก็บ	การไฟฟ้านครหลวง (สตางค์ต่อหน่วย)	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (สตางค์ต่อหน่วย)
มกราคม 56 – เมษายน 56	49.78	38.59
พฤษภาคม 56 – สิงหาคม 56	44.86	38.27
กันยายน 56 – ธันวาคม 56	51.77	42.93
มกราคม 57 – เมษายน 57	56.04	47.08
พฤษภาคม 57 – สิงหาคม 57	65.64	54.48
กันยายน 57 – ธันวาคม 57	65.91	50.20

ตารางที่ 5.9 ส่วนเพิ่มอัตราซื้อและ Feed-in Tariff ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

กำลังการผลิต	อัตรา adder และ FIT เดิม		อัตรา FIT ปี 2557-2558	
	อัตรา Adder/FIT (บาท/หน่วย)	ระยะเวลา สนับสนุน	อัตรา FIT (บาท/หน่วย)	ระยะเวลา สนับสนุน
แบบติดตั้งบนพื้นดิน (ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทฟาร์ม)				
≤ 50 MWp	Adder 8.0 และลดลงเป็น 6.50	10 ปี	5.66	25 ปี
แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์การเกษตร				
≤ 5 MWp	(โครงการโซล่าชุมชนเดิม) - FIT 9.75 ปีที่ 1-3 - FIT 6.50 ปีที่ 4-10 - FIT 4.50 ปีที่ 11-25	25 ปี	5.66	25 ปี

5.5.3 ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

การคำนวณค่าไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งในส่วนรายจ่ายที่ต้องจ่ายให้กับกริดไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายและส่วนรายรับที่ได้รับจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย มีขั้นตอนการคำนวณดังนี้ [52]

- 1) ข้อมูลตัวอย่างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์
 - 1.1) ปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าไม่เกิน 6 เมกะวัตต์
 - 1.2) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลาง – อัตรา TOU แรงดั้นปานกลาง
 - 1.3) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขายไฟฟ้ามากกว่าซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
 - 1.4) ประเภทเชื้อเพลิงคือ พลังงานแสงอาทิตย์
 - 1.5) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดกำลังการติดตั้ง 3.69 เมกะวัตต์และกำลังการผลิตสูงสุด 2.52 เมกะวัตต์
 - 1.6) ข้อมูลการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแสดงดังตารางที่ 5.10

ตารางที่ 5.10 ข้อมูลการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

	Peak	Off Peak	
จำนวนหน่วยที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย	21,112.14	19,425.98	หน่วย
ความต้องการพลังไฟฟ้า	92.64304	83.52889	kW
ความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ		1,098.30	kVAr
กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ถูกคิดเงินค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (ส่วนที่ > 61.97% ของความต้องการพลังงานในช่วง Peak)		1,040.89	kVAr
จำนวนหน่วยที่ VSPP ขายเข้าการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย	248,349.74	156,534.02	หน่วย

2) การคำนวณค่าไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สามารถแสดงดังตารางที่ 5.11

ตารางที่ 5.11 ค่าไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

	ราคา (บาท/หน่วย)	ปริมาณ (หน่วย)	เงินรวม (บาท)
Peak	3.6796	21,112.14	77,684.23
Off Peak	2.1760	19,425.98	42,270.93
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)			119,955.16
ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/kW)	132.93	92.64304	12,315.04
ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (บาท/kVAr)	56.07	1,040.89	58,362.80
ค่า Ft (บาท/หน่วย)	0.69	40,538.12	27,971.30
ค่าบริการ (บาท/เดือน)			312.24
รวม (บาท/เดือน)			218,916.55
VAT 7%			15,324.16
รวมค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเรียกเก็บ (บาท/เดือน) (1)			234,240.71

3) การคำนวณค่าไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ได้รับจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสามารถแสดงดังตารางที่ 5.12

ตารางที่ 5.12 ค่าไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

		ราคา (บาท/หน่วย)	ปริมาณ (หน่วย)	เงินรวม (บาท)
หักค่าดำเนินการ 2% จากหน่วยที่ระบบผลิต ไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขายมากกว่าซื้อ	Peak		4,544.75	
	Off Peak		2,742.16	
หน่วยไฟฟ้าคิดเงินสุทธิหลังหักค่าดำเนินการ 2%	Peak		222,692.85	
	Off Peak		134,365.88	
จำนวนหน่วยที่น้อยกว่าหรือเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่าย จำหน่าย (Peak) : ราคาขายปลีก		3.6796	21,112.14	77,684.23
จำนวนหน่วยที่มากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Peak) : ราคาขายส่ง		3.8548	222,692.85	858,436.40
จำนวนหน่วยที่น้อยกว่าหรือเท่ากับที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่าย จำหน่าย (Off Peak) : ราคาขายปลีก		2.1760	19,425.98	42,270.93
จำนวนหน่วยที่มากกว่าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Off Peak) : ราคาขายส่ง		2.0424	134,365.88	274,428.87
ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)				1,252,820.43
ค่า Ft (บาท/หน่วย)	ขายปลีก	0.69	40,538.12	27,971.30
ขายส่งเฉลี่ย		0.5020	357,058.73	179,243.48
รวมพลังงานค่าไฟฟ้าและค่า Ft				1,460,035.22
ค่าส่วนเพิ่มที่ได้รับ (Adder) (บาท) (หน่วยไฟฟ้าคิดเงินสุทธิ บวกกลับหน่วย 2%) พลังงานแสงอาทิตย์		6.50	364,345.64	2,368,246.67
ค่าไฟฟ้ารวม Adder (บาท/เดือน)				3,828,281.89
VAT 7%				267,979.73
รวมค่าไฟฟ้า (บาท/เดือน)		(2)		4,096,261.62

3) การคำนวณค่าไฟฟ้าสุทธิที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับเงินจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นจำนวนเงินเท่ากับ 3,862,020.92 บาท

5.6 การรับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา

ตามที่คณะรัฐมนตรีได้เห็นชอบมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคาในรูปแบบ Feed-in Tariff

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานได้ประกาศให้มีการขายไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ดังมีรายละเอียดดังต่อไปนี้ [53]

1) ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายหมายถึงการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาครับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคาที่จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date: COD) ภายในที่ 31 ธันวาคม 2556 ในปริมาณรับซื้อที่ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวม 200 เมกะวัตต์ ดังนี้

1.1) กลุ่มประเภทอาคาร และขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวมแต่ละประเภท ดังแสดงในตารางที่ 5.13

ตารางที่ 5.13 กลุ่มประเภทอาคาร และขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวมแต่ละประเภท

กลุ่มประเภทอาคาร	กำลังการผลิตติดตั้ง	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวม
1) บ้านอยู่อาศัย	ไม่เกิน 10 kW _p	100 MW _p
2) อาคารธุรกิจขนาดเล็ก	มากกว่า 10 ถึง 250 kW _p	100 MW _p
3) อาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/ โรงงาน	มากกว่า 250 ถึง 1,000 kW _p	

1.2) ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ความรับผิดชอบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายให้ เป็นไปดังแสดงในตารางที่ 5.14

ตารางที่ 5.14 ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่

พื้นที่/เขต	ปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อ (MW _p)	
	กลุ่มบ้านอยู่อาศัย	กลุ่มอาคารธุรกิจขนาดเล็ก และอาคารธุรกิจขนาด กลาง-ใหญ่/โรงงาน
1) การไฟฟ้านครหลวง (รวม)	40	40
2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (รวม)	60	60
2.1) พื้นที่ภาคเหนือ	15	15
2.2) พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	15	15
2.3) พื้นที่ภาคกลาง	15	15
2.4) พื้นที่ภาคใต้	15	15

2) การขอขายไฟฟ้าจะมีกำลังการผลิตติดตั้งตามกำหนดดังนี้

2.1) กลุ่มประเภทบ้านที่อยู่อาศัย จะต้องติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไม่เกิน 10 kW_p

2.2) กลุ่มอาคารธุรกิจหรือโรงงาน จะต้องติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์มากกว่า 10 kW_p แต่ไม่เกิน 250 kW_p ในกรณีเป็นธุรกิจขนาดเล็ก และไม่เกิน 1,000 kW_p ในกรณีที่เป็นอาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน

3) คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติได้มีการปรับอัตราซื้อโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ตามมติเมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2557 สำหรับปี พ.ศ. 2557-2558 จากอัตราเดิม สามารถแสดงการเปรียบเทียบอัตรารับซื้อไฟฟ้า Feed-in Tariff ได้ดังตารางที่ 5.15

ตารางที่ 5.15 อัตรารับซื้อไฟฟ้า Feed-in Tariff

กำลังการผลิต	อัตรา adder และ FiT เดิม		อัตรา FiT ปี 2557-2558	
	อัตรา FiT (บาท/หน่วย)	ระยะเวลา สนับสนุน	อัตรา FiT (บาท/หน่วย)	ระยะเวลา สนับสนุน
แบบติดตั้งบนหลังคา (ที่อยู่อาศัย)				
≤ 10 kWp	6.96	25 ปี	6.85	25 ปี
แบบติดตั้งบนหลังคา (อาคารธุรกิจ / โรงงาน)				
> 10-250 kWp	6.55	25 ปี	6.40	25 ปี
> 250-1,000 kWp	6.16	25 ปี	6.01	25 ปี

บทที่ 6

การใช้งานโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

โปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY เป็นโปรแกรมที่ใช้วิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังที่สามารถสร้างแบบจำลองด้วยรูปภาพ สามารถใช้วิเคราะห์ได้ทั้งในระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยสามารถวิเคราะห์สิ่งต่างๆในระบบไฟฟ้าได้เช่น



- 1) การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า (Load Flow Analysis)
- 2) การวิเคราะห์การเกิดความผิดปกติ (Fault Analysis)
- 3) การวิเคราะห์ระบบป้องกัน (Protection Analysis)
- 4) การวิเคราะห์ฮาร์มอนิก (Harmonics Analysis)
- 5) การวิเคราะห์ความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (Reliability Analysis)
- 6) การวิเคราะห์เสถียรภาพด้านแรงดัน (Voltage Stability Analysis)







นอกจากนี้โปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY ยังสามารถใช้วางแผนหรือทดสอบการควบคุมระบบไฟฟ้ากำลังได้ ซึ่งในปัจจุบันนี้โปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY เป็นโปรแกรมที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการไฟฟ้านครหลวง ใช้วิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อเป็นข้อมูลประกอบการวางแผนผลิตและพัฒนาระบบไฟฟ้ากำลัง โปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY ที่ใช้ในโครงร่างวิทยานิพนธ์นี้เป็นโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY รุ่น 15.1 [54]

6.1 พื้นฐานการสร้างแบบจำลองระบบโครงข่ายไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

6.1.1 เครื่องมือพื้นฐานที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองระบบโครงข่ายไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

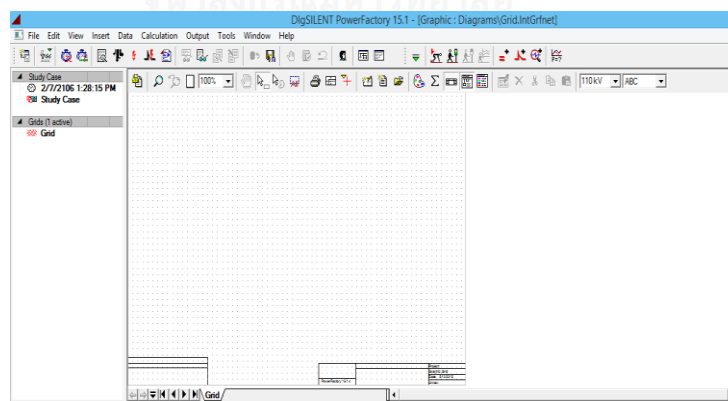
ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงเครื่องมือที่ใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ค่าต่างๆที่ต้องกำหนดเพื่อใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า รวมทั้งเครื่องมือที่ใช้เรียกผลลัพธ์ที่ได้จากการคำนวณ [54]

- 1)  Terminal ใช้สร้างจุดโนดซึ่งเป็นจุดเชื่อมต่อของอุปกรณ์ไฟฟ้า เช่น บัสที่สถานีไฟฟ้า
- 2)  Short Terminal ใช้สร้างจุดโนดซึ่งเป็นจุดเชื่อมต่อของอุปกรณ์ไฟฟ้า เช่น บัสที่สถานีไฟฟ้า

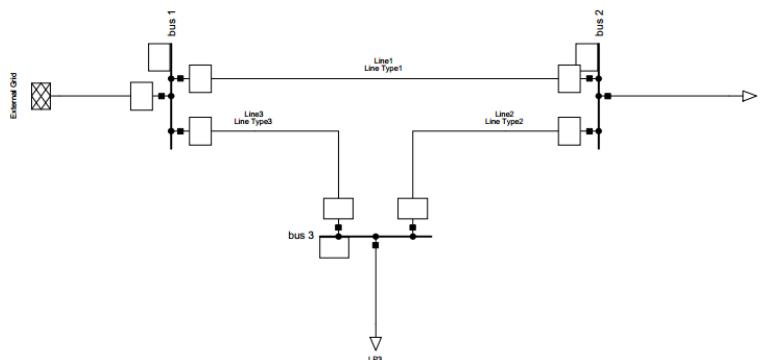
- 3)  Point Terminal ใช้สร้างจุดโนดซึ่งเป็นจุดเชื่อมต่อของอุปกรณ์ไฟฟ้า ในกรณีนี้มักใช้บริเวณที่เป็นทางแยก
- 4)  External Grid ใช้สร้างแหล่งจ่ายไฟของระบบ ได้แก่ แหล่งจ่ายไฟของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (EGAT) หรือ สถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA)
- 5)  General Load ใช้สร้างโหลดของระบบ
- 6)  Line ใช้สร้างสายส่ง หรือสายจำหน่าย
- 7)  2-Winding Transformer ใช้สร้างหม้อแปลงกำลังที่สถานีไฟฟ้า และหม้อแปลงจำหน่าย 22, 33/0.4 kV
- 8)  Auto Transformer ใช้สร้าง AVR หรือ Auto Voltage Regulator ในระบบจำหน่าย

6.1.2 การสร้างแผนภาพเส้นเดียว (Single Line Diagram) ในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

ขั้นตอนนี้ออกถึงวิธีการวาดรูปแผนภาพเส้นเดียวลงในพื้นที่ว่าง (Workspace) โดยใช้เครื่องมือในข้อ 6.1.1) เพื่อวาดระบบโครงข่ายไฟฟ้าดังแสดงในรูปที่ 6.1 ระบบตัวอย่างที่จะให้ทดลองสร้างจะเป็นเพียงระบบอย่างง่ายเพื่อให้เข้าใจขั้นตอนวิธีการสร้างแผนภาพเส้นเดียว ซึ่งในหัวข้อนี้สร้างระบบไฟฟ้าระดับแรงดัน 100 kV ดังแสดงในรูปที่ 6.2



รูปที่ 6.1 หน้าต่างแสดงพื้นที่ว่างสำหรับวาดรูประบบโครงข่ายไฟฟ้า



รูปที่ 6.2 ตัวอย่างแผนภาพเส้นเดียวของระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดัน 100 kV

6.1.3 การป้อนข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

การป้อนข้อมูลหรือแก้ไขข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีหลายวิธีเช่น การแก้ไขข้อมูลอุปกรณ์ผ่านหน้าจอกราฟฟิกโดยตรงโดยการกดไปที่ตัวอุปกรณ์โดยตรง หรือการเข้าไปแก้ไขที่หน้าต่าง Data Manager

1) การแก้ไขข้อมูลของ Terminal

1.1) กดที่ Terminal ตัวบนสุดในหน้าจอกราฟฟิก ซึ่งจะมี Dialog ของ Terminal ปรากฏขึ้นดังรูปที่ 6.3 โดยที่ในแต่ละหน้าของการวิเคราะห์ จะมีช่องให้ป้อนข้อมูลที่แตกต่างกันไป

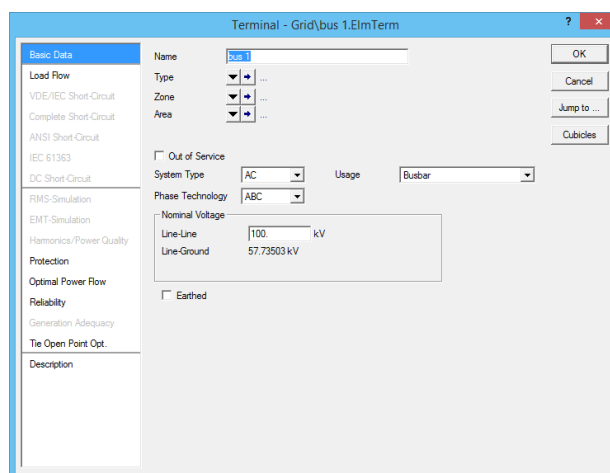
1.2) เลือกที่ Basic Data โดยป้อนข้อมูลดังนี้

Name คือ ชื่อที่ต้องการกำหนดให้กับ Terminal เช่น bus1

Type คือ ชนิดของที่ต้องการกำหนดให้กับ Terminal

Phase Technology คือ รูปแบบการเชื่อมต่อของ Terminal เช่น ABC

Nominal Voltage คือ ค่าแรงดันที่กำหนดให้กับ Terminal เช่น 100 kV



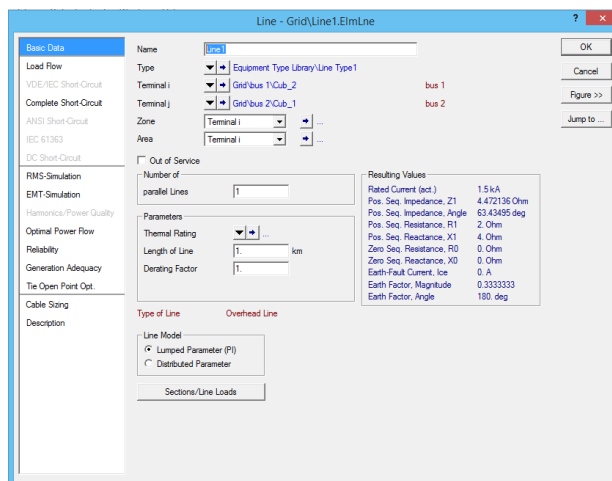
รูปที่ 6.3 Dialog ของ Terminal

2) การแก้ไขข้อมูลของ Line

2.1) ใส่ชื่อของ Line โดยกดที่รูป Line ตัวบนในหน้าจอกราฟฟิกจะมี Dialog ของ Line ปรากฏขึ้นดังรูปที่ 6.4 เลือกหน้า Basic Data และป้อนข้อมูลดังนี้

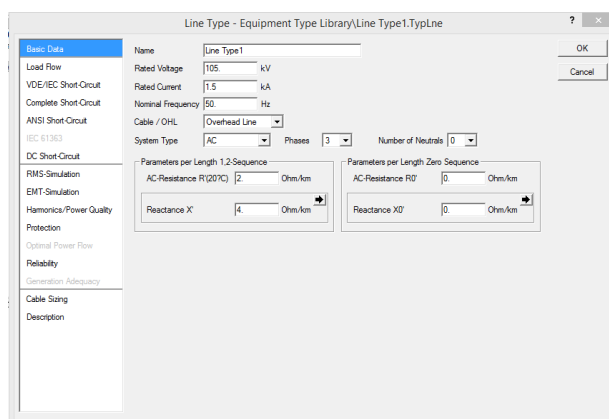
Name คือ ชื่อที่ต้องการกำหนดให้กับ Line เช่น Line1

Length of Line คือ ความยาวที่ต้องการกำหนดให้ Line เช่น 1 km



รูปที่ 6.4 Dialog ของ Line

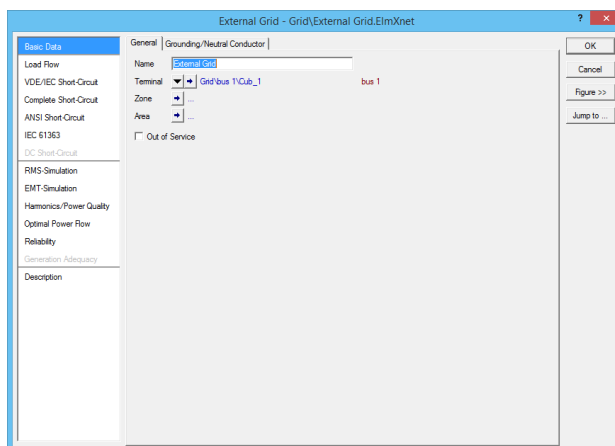
2.2) การใส่ข้อมูลของ Line โดยกดที่ Type เลือกที่ Select Project Type แล้วสามารถกำหนดค่าพารามิเตอร์ความต้านทานลำดับศูนย์ (Zero Sequence) ความต้านทานลำดับบวก (Positive Sequence) และความต้านทานลำดับลบ (Negative Sequence) ดังแสดงในรูปที่ 6.5 หรือสามารถเลือกที่ Select Global Type ซึ่งจะมีชนิดของสายไฟกำหนดค่าพารามิเตอร์ต่างๆไว้แล้ว ในโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY



รูปที่ 6.5 การป้อนข้อมูลของ Line

3) การแก้ไขข้อมูลของ External Grid และ Load

3.1) ใส่ชื่อของ External Grid โดยกดที่ External Grid ในหน้าจอกราฟฟิก จะมี Dialog ของ External Grid ปรากฏขึ้นดังรูปที่ 6.6 เลือกหน้า Basic Data และป้อนชื่อ Name ของ External Grid ที่เราต้องการ เช่น External Grid



รูปที่ 6.6 การใส่ชื่อของ External Grid

3.2) ป้อนข้อมูลใน Load Flow ของ External Grid ดังนี้

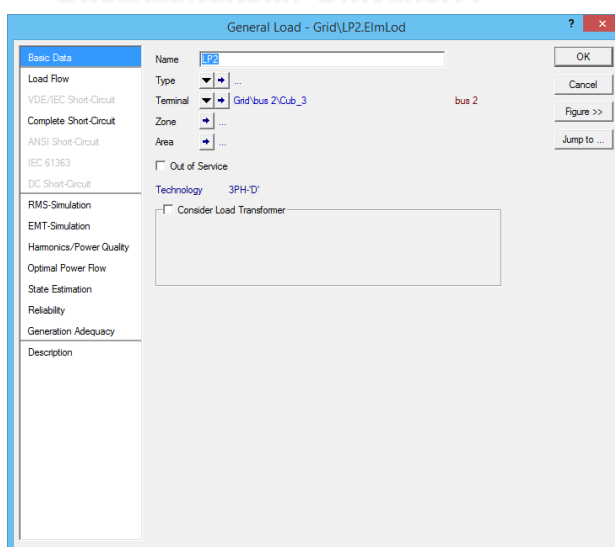
Bus type คือ ชนิดบัสของ External Grid คือ SL (Slack)

Angle คือ มุมเริ่มต้นของ External Grid คือ 0.0 deg

Voltage Set point คือ แรงดันเริ่มต้นของ External Grid คือ 1.0 p.u.

3.3) ป้อนข้อมูลโหลดโดยกดที่โหลดจะมี Dialog ของ General Load ปรากฏขึ้นดังแสดงในรูปที่ 6.7 เลือกหน้า Basic Data และป้อนข้อมูลดังนี้

Name คือ ชื่อของโหลดที่ต้องการ เช่น LP2

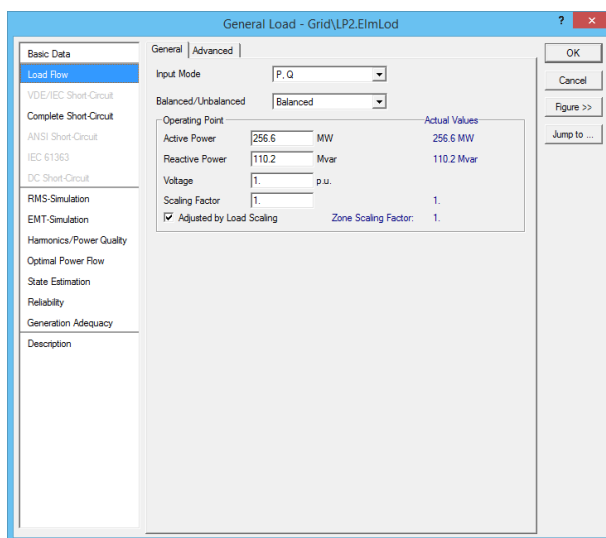


รูปที่ 6.7 การใส่ข้อมูลชื่อและชนิดของโหลด

3.4) เลือกไปที่หน้าของ Load Flow และป้อนค่าดังนี้

Input Mode คือ โหมดที่ต้องการใส่ค่าของโหลด เช่น P, Q

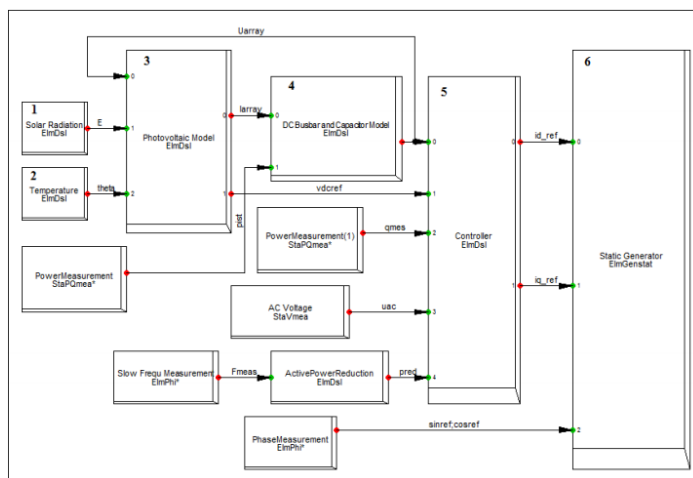
Balanced/Unbalanced คือ ชนิดของโหลดสมดุลหรือไม่สมดุล ซึ่งการใส่ข้อมูล โหลดสามารถแสดงดังรูปที่ 6.8



รูปที่ 6.8 การใส่ข้อมูลของโหลด

6.2 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY

แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY มีแบบจำลองหลายตัวที่ใช้ควบคุมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.9 และสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 6.1 [55]



รูปที่ 6.9 องค์ประกอบการควบคุมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ตารางที่ 6.1 องค์ประกอบในแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

	แบบจำลอง	องค์ประกอบ
1	Solar Radiation	✓ Ramp E
2	Temperature	✓ Ramp Temperature
3	Photovoltaic Model	✓ PV Array
4	DC Busbar and Capacitor Model	✓ DC Busbar and Capacitor
5	Controller	✓ Controller
6	Static Generator	✓ PVrooftop1

6.2.1 แบบจำลองความเข้มแสง (Solar Radiation Model)

แบบจำลองความเข้มแสงเป็นพารามิเตอร์ที่มีผลต่อการผลิตกระแสไฟฟ้าโวลต์เอมพี ทำให้มีผลต่อการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งจุดการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นอยู่กับค่าของความเข้มแสง แบบจำลองความเข้มแสงจะถูกนิยามเป็นตัว limited Time Integrators ซึ่งจะรวบรวมการเปลี่ยนแปลงความเข้มแสงต่อวินาทีตลอดช่วงเวลา ผลจากแบบจำลองความเข้มแสงจะถูกส่งไปยังแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์

6.2.2 แบบจำลองอุณหภูมิ (Temperature Model)

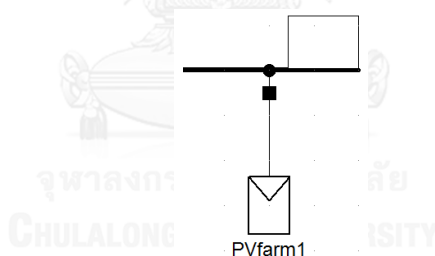
แบบจำลองอุณหภูมิเป็นพารามิเตอร์ที่ส่งผลต่อค่าแรงดันเปิดวงจรและกระแสลัดวงจรทำให้จุดทำงานเกิดการเปลี่ยนแปลง กล่าวคือกระแสลัดวงจรจะแปรตามอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไปโดยเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้นค่าแรงดันเปิดวงจรจะลดลงตามค่าสัมประสิทธิ์การเปลี่ยนแปลงของแรงดันต่อการเปลี่ยนอุณหภูมิ ในขณะที่ค่าของกระแสลัดวงจรจะมีค่าเพิ่มขึ้นตามค่าสัมประสิทธิ์การเปลี่ยนแปลงของกระแสต่อการเปลี่ยนอุณหภูมิ ซึ่งจะมีลักษณะการเปลี่ยนแปลงตรงกันข้ามกับกระแสลัดวงจร แบบจำลองอุณหภูมิจะถูกนิยามเป็นตัว limited Time Integrators ซึ่งจะรวบรวมการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิต่อวินาทีตลอดช่วงเวลา ผลจากแบบจำลองอุณหภูมิจะถูกส่งไปยังแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์

6.2.3 แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Model)

แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์จะมีแรงดันไฟฟ้ากระแสตรง (DC Voltage) ความเข้มแสง (Irradiance) และอุณหภูมิ (Temperature) เป็นพารามิเตอร์ขาเข้า ส่วนพารามิเตอร์ขาออกจะมีกระแสของอาร์เรย์เซลล์แสงอาทิตย์ (I_{array}) และแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงอ้างอิง (V_{dcref})

แบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งสามารถแสดงดังรูปที่ 6.10 เป็นแบบจำลองที่มีค่าพารามิเตอร์ของอาร์เรย์เซลล์แสงอาทิตย์เพื่อใช้คำนวณหาค่ากระแสของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งค่าพารามิเตอร์ประกอบด้วยค่าต่างๆดังนี้

- 1) แรงดันเปิดวงจรของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ (Open Circuit Voltage: U_{I0})
- 2) แรงดันไฟฟ้าที่ทำให้เกิดกำลังสูงสุดที่ผลิตได้ของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ (Maximum Power Voltage: U_{mmp0})
- 3) กระแสที่ทำให้เกิดกำลังสูงสุดที่ผลิตได้ของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ (Maximum Power Current: I_{mmp0})
- 4) กระแสลัดวงจรของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ (Short Circuit Current: I_{k0})
- 5) ค่าสัมประสิทธิ์การเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าเปิดวงจรต่ออุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ (Temperature Coefficient Open Circuit: a_u)
- 6) ค่าสัมประสิทธิ์การเปลี่ยนแปลงของกระแสลัดวงจรต่ออุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ (Temperature Coefficient Short Circuit: a_i)
- 7) จำนวนโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่ออนุกรม (Serial Modules Number)
- 8) จำนวนโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่อขนาน (Parallel Modules Number)



รูปที่ 6.10 แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใน DigSILENT POWER FACTORY

6.2.4 แบบจำลองส่วนไฟฟ้ากระแสตรงและตัวเก็บประจุ (DC Busbar and Capacitor Model)

แบบจำลองส่วนไฟฟ้ากระแสตรงแทนส่วนที่เป็นไฟฟ้ากระแสตรงและตัวเก็บประจุในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ แบบจำลองนี้มีพารามิเตอร์ขาเข้า คือ กระแสของอาร์เรย์เซลล์แสงอาทิตย์จากแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ และกำลังไฟฟ้าจริงจากเครื่องมือวัดกำลังไฟฟ้า (Power Measurement Device) ส่วนพารามิเตอร์ขาออกของแบบจำลองนี้คือแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงที่ได้จากการส่งค่ากลับไปยังแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งค่าพารามิเตอร์ในแบบจำลองส่วนไฟฟ้ากระแสตรงและตัวเก็บประจุสามารถแสดงได้ดังนี้

- 1) ขนาดของตัวเก็บประจุ (Capacity of Capacitor on DC Busbar)
- 2) แรงดันไฟฟ้ากระแสตรงเริ่มต้น (Initial DC Voltage: U_{dc0})

3) แรงดันไฟฟ้ากระแสตรงปกติ (Nominal DC Voltage: U_{dcN})

4) กำลังไฟฟ้าพิกัด (Rated Power)

6.2.5 แบบจำลองการควบคุม (Controller Model)

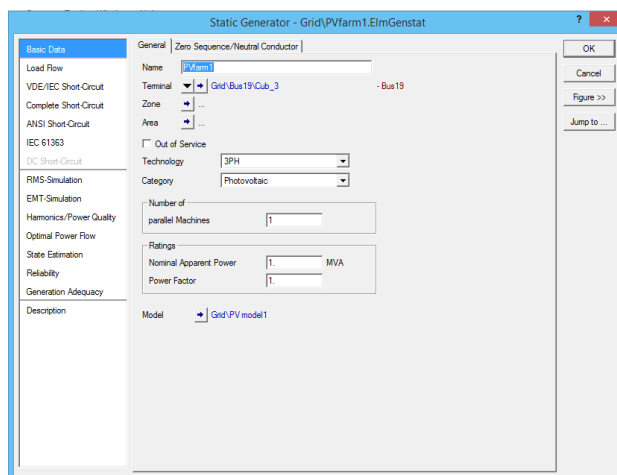
แบบจำลองการควบคุมเป็นส่วนที่มีความสำคัญต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยหลักการจะเป็นการควบคุมและรักษาระดับการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ แบบจำลองส่วนนี้จะมีพารามิเตอร์ขาเข้า 4 พารามิเตอร์ คือ แรงดันไฟฟ้ากระแสตรงจากแบบจำลองส่วนไฟฟ้ากระแสตรงและตัวเก็บประจุ แรงดันไฟฟ้ากระแสตรงอ้างอิงจากแบบจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ แรงดันไฟฟ้ากระแสสลับ และกำลังไฟฟ้าจริง ส่วนพารามิเตอร์ขาออกของแบบจำลองนี้ คือ กระแสไฟฟ้าจริง (Active Current: i_d) และกระแสไฟฟารีแอกทีฟ (Reactive Current: i_q) ซึ่งทั้งกระแสไฟฟ้าจริงและกระแสไฟฟารีแอกทีฟจะเป็นพารามิเตอร์ขาเข้าของแบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

แบบจำลองการควบคุมในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประกอบด้วยพารามิเตอร์ดังต่อไปนี้

- 1) Active Power PI-Controller (Kp Gain)
- 2) Active Power PI-Controller (Tip Integration Time Constant)
- 3) Measurement Delay (T_r)
- 4) Time Delay MPP-Tracking (T_{mpp})
- 5) Deadband for AC Voltage Support
- 6) Droop Static for AC Voltage Support
- 7) i_{EEG} : 0 = acc. TC2007; 1 = acc. SDLWindV
- 8) Minimal Active Current Limit (i_{d_min})
- 9) Minimal allowed DC-voltage (U_{min})
- 10) Minimal Reactive Current Limit (i_{q_min})
- 11) Maximal Active Current Limit (i_{d_max})
- 12) Maximal Reactive Current Limit (i_{q_max})
- 13) Maximal Allowed Absolute Current ($maxAbsCur$)
- 14) Maximal Absolute Reactive Current in Normal Operation ($maxIq$)

6.2.6 แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Static Generator Model)

1) การใส่ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้กวดที่ Static Generator Grid ในหน้าจอกราฟฟิก จะมี Dialog ของ Static Generator Grid ปรากฏขึ้นดังรูปที่ 6.11 โดยที่ในแต่ละหน้าของการวิเคราะห์จะมีช่องให้ป้อนข้อมูลที่แตกต่างกันไป



รูปที่ 6.11 Dialog ของ Static Generator

2) เลือกหน้า Basic Data และป้อนข้อมูลดังนี้

Name คือ ชื่อของ Static Generator ที่ต้องการ เช่น PVfarm1

Technology คือ ลักษณะการเชื่อมต่อของ Static Generator เช่น 3 เฟส (3 PH)

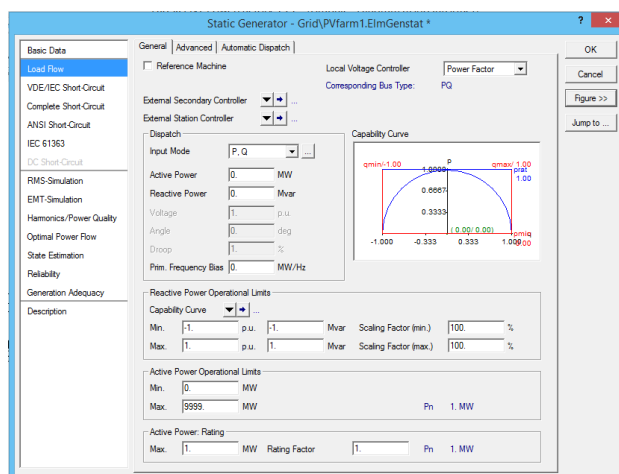
Category คือ ประเภทของ Static Generator ที่สามารถนิยามได้ เช่น พลังงานจากลม (Wind Generator) พลังงานจากเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic) พลังงานหมุนเวียนอื่นๆ (Other Renewable Energy)

Nominal Apparent Power คือ ขนาดของกำลังไฟฟ้าปรากฏที่กำหนดให้กับ Static Generator

Power Factor คือ ตัวประกอบกำลังที่กำหนดให้กับ Static Generator

3) เลือกหน้า Load Flow จะปรากฏดังแสดงรูปที่ 6.12 และป้อนข้อมูลดังนี้


Input Mode คือ โหมดที่ต้องการจะใส่ข้อมูลของ Static Generator เช่น กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าวีแอกทีฟ (P, Q) กำลังไฟฟ้าจริงและตัวประกอบกำลัง (P, cos(phi))

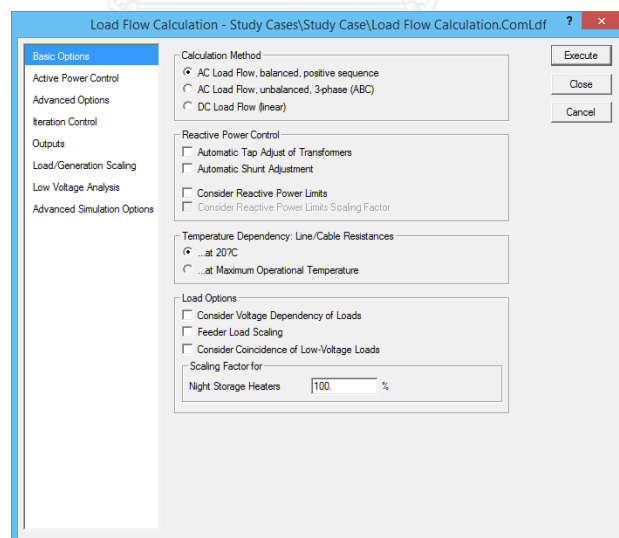


รูปที่ 6.12 Dialog ของ Static Generator หน้า Load Flow

6.3 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY

6.3.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

1) การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าให้กดปุ่ม Calculate Load Flow  ดังจะปรากฏ Dialog box ดังรูปที่ 6.13 ให้เลือกตั้งค่าพารามิเตอร์ที่จะใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า จากนั้นจึงคลิกปุ่ม Execute เพื่อสั่งให้โปรแกรมทำการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าตามค่าที่กำหนดไว้



รูปที่ 6.13 การคำนวณ Load Flow หน้า Tab Basic Options

2) คำอธิบายเพิ่มเติมเกี่ยวกับการกำหนดค่าต่างๆ ที่ใช้ในการคำนวณ

2.1) Balanced, positive sequence สำหรับระบบที่เป็น Balanced System เช่น ระบบ

2.2) Unbalanced , 3-phase (ABC) สำหรับระบบที่มีทั้ง 3 เฟส และ 1 เฟส อยู่ในระบบ เช่น ระบบ 22, 33 kV

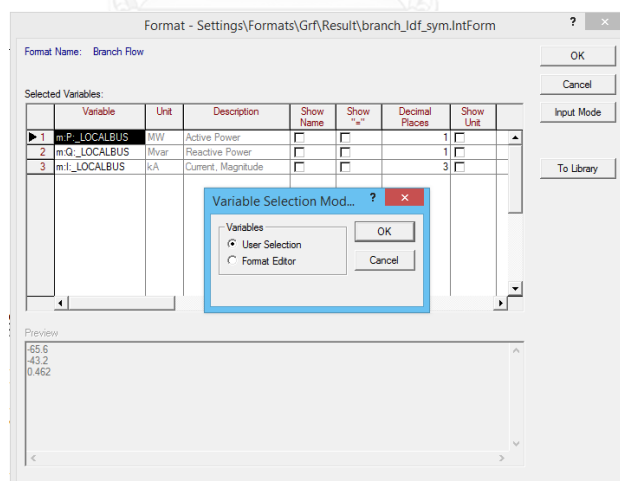
2.3) Automatic Tap Adjust of Transformer ให้คำนวณโดยปรับ Tap ของหม้อแปลงให้โดยอัตโนมัติ (ถ้าไม่เลือกโปรแกรมจะคำนวณโดยการ Fix Tap)

6.3.2 การแสดงผลจากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

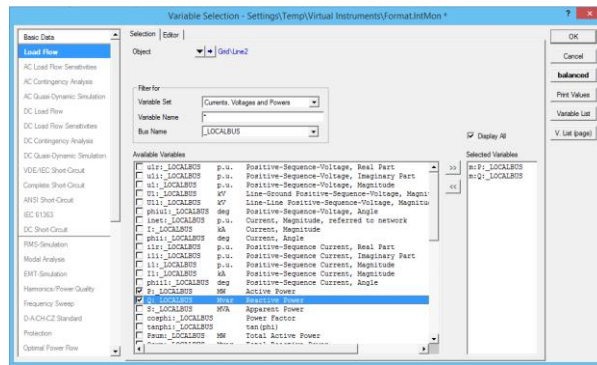
1) หลังจากกดปุ่ม Execute แล้วให้สังเกตที่ Output Window ด้านล่างของหน้าต่างจะแสดงข้อความกระบวนการต่างๆ ที่โปรแกรมกระทำระหว่างการคำนวณ Load Flow ซึ่งบรรทัดสุดท้ายจะบอกถึงผลการคำนวณว่าผ่านหรือไม่ หากผ่านจะมีข้อความ Load Flow Calculation Successful

2) เมื่อขยายกล่องข้อความกำกับแสดงผลการคำนวณ (Result Box) จะปรากฏคำอธิบายประกอบของผลลัพธ์ที่มีขนาดขยายใหญ่ขึ้น


3) ในโปรแกรมสามารถเลือกแสดงค่าของผลลัพธ์อื่นๆ ได้โดยกดขวาที่ Result Box เลือก Edit Format for Edge Elements จะปรากฏ Dialog box ขึ้นมาให้ตั้งค่าของ Format Result ให้กดปุ่ม Input Mode ด้านขวามือจะปรากฏ Dialog box เล็กขึ้นมาให้เลือก User Selection ตามรูปที่ 6.14 กด OK จะมี Dialog box ของ Variable Set ขึ้นมาตามรูปที่ 6.15 ให้เลือกค่าพารามิเตอร์ผลการคำนวณต่างๆ ที่ต้องการนำไปแสดงในกล่อง Result Box

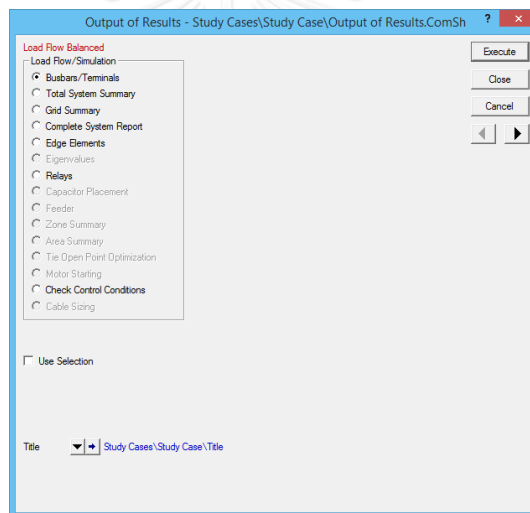


รูปที่ 6.14 กด Input Mode และเลือก User Selection



รูปที่ 6.15 Dialog Box ให้เลือกค่าพารามิเตอร์ที่ต้องการนำไปแสดงใน Result Box

4) การแสดงผลลัพธ์ในรูปแบบรายงาน กดที่ปุ่ม Output Calculation Analysis  จะปรากฏ Dialog box ดังรูปที่ 6.16 เลือกรูปแบบรายงานที่ต้องการจากทางฝั่งซ้ายมือ จากนั้นคลิกปุ่ม Execute จะได้รายงานผลลัพธ์แสดงไว้ในหน้าต่าง Output Window ดังรูปที่ 6.17

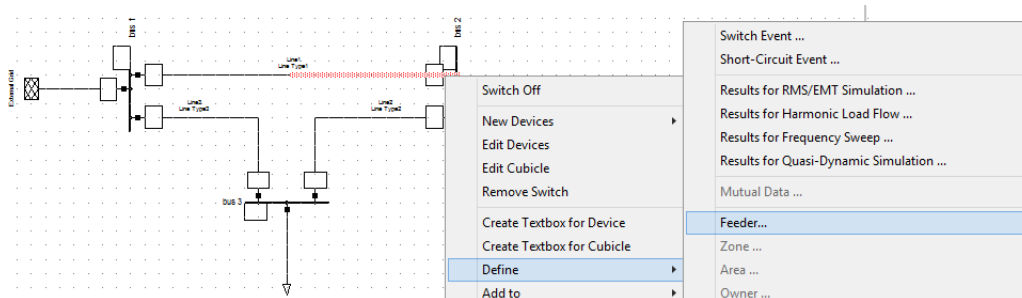


รูปที่ 6.16 Dialog box สำหรับการเลือกรูปแบบรายงาน

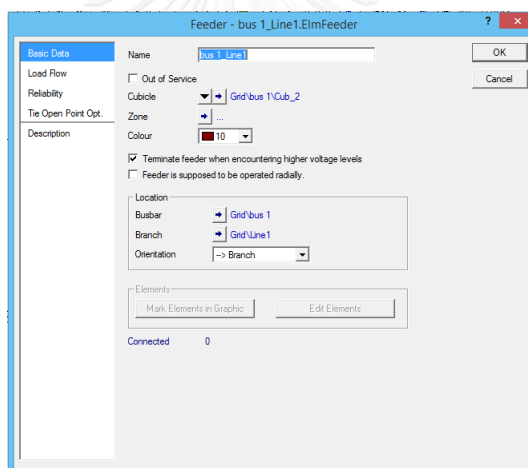
		DigSILENT PowerFactory 15.1.4	Project: 6/2/2015				
Load Flow Calculation							
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence No					
Automatic Tap Adjust of Transformers No		Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations 1.00 kVA 0.10 %					
Consider Reactive Power Limits No							
Grid: Grid	System Stage: Grid	Study Case: Study Case	Annex: / 1				
rated Voltage [kV] [p.u.]	Bus-voltage [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current Loading [%]	Additional Data	
bus 2	100.00 0.98 98.18 -3.50						
Cub_3 /Lod	LP2	256.60	110.20	0.92	1.64	P10: 256.60 MW	Q10: 110.20 Mvar
Cub_1 /Line	Line1	-151.00	-67.00	-0.84	1.19	Pv: 8500.00 kW	cLod: -0.00 Mvar L: 1.00 km
Cub_2 /Line	Line2	-65.60	-43.20	-0.84	0.46	Pv: 800.00 kW	cLod: 0.00 Mvar L: 1.00 km
bus 3	100.00 1.00 100.12 -2.86						
Cub_3 /Lod	LP3	138.60	45.20	0.95	0.84	P10: 138.60 MW	Q10: 45.20 Mvar
Cub_1 /Line	Line2	66.40	44.80	0.83	0.46	Pv: 800.00 kW	cLod: 0.00 Mvar L: 1.00 km
Cub_2 /Line	Line3	-205.00	-90.00	-0.52	1.29	Pv: 5000.00 kW	cLod: -0.00 Mvar L: 1.00 km
bus 1	100.00 1.05 105.00 0.00						
Cub_1 /Xnet	External Grid	409.50	189.00	0.91	2.48	Sr: 10000.00 MVA	
Cub_2 /Line	Line1	193.50	84.00	0.92	1.19	Pv: 8500.00 kW	cLod: -0.00 Mvar L: 1.00 km
Cub_3 /Line	Line3	210.00	105.00	0.89	1.29	Pv: 5000.00 kW	cLod: -0.00 Mvar L: 1.00 km

รูปที่ 6.17 ตัวอย่างการแสดงผลลัพธ์ในรูปแบบรายงาน

5) การแสดงผลลัพธ์ในรูปแบบกราฟ Voltage Profile (Voltage Profile Graph) ให้ Define Feeder โดยกดขวาที่ Line ต้นทาง (บริเวณใกล้ๆ กับ Breaker) จะขึ้น Context Menu ดังรูปที่ 6.18 เลือก Define / Feeder จากนั้นให้กำหนดชื่อของ Feeder เป็น bus1_Line1 ตามรูปที่ 6.19 แล้วคลิก OK (ใน Dialog box นี้ นอกจากกำหนดชื่อของ Feeder แล้ว ยังสามารถกำหนดสีของ Feeder และ ค่าภาระทางไฟฟ้าของ Feeder ได้อีกด้วยโดย Set ที่ Color และ Load Scaling)

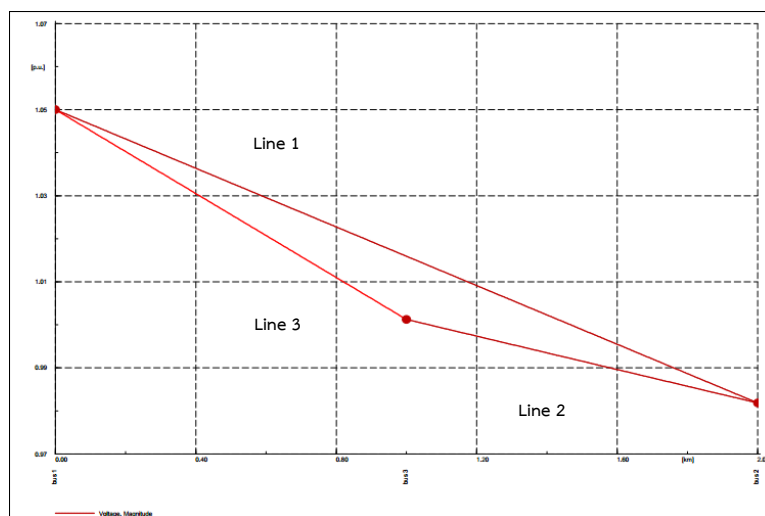


รูปที่ 6.18 การ Define Feeder ใน External Grid



รูปที่ 6.19 การกำหนดชื่อของ Feeder

6) คำนวณ Load Flow ซ้ำอีก 1 รอบ แล้วจึงไปกดขวาที่บัส ครั้งนี้จะมี Context Menu ให้เลือก Show / Voltage Profile ซึ่งเมื่อคลิกเลือก Voltage Profile ไปแล้วจะปรากฏหน้าจอของกราฟ Voltage Profile แสดงแรงดันหน่วยเป็น p.u. ดังรูปที่ 6.20

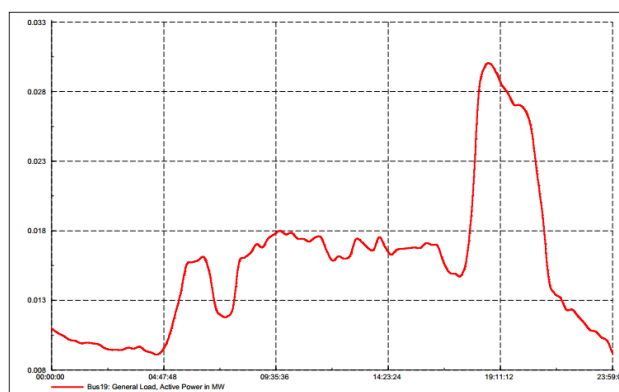


รูปที่ 6.20 ตัวอย่างการแสดงผลรูปแบบกราฟแรงดัน

จากรูปกราฟแต่ละเส้นจะแสดงแรงดันของบัสที่ Line แต่ละเส้นต่ออยู่ เช่น Line 1 เป็นสายเชื่อมต่อระหว่างบัส 1 และบัส 2 จะแสดงค่าแรงดันของบัส 1 และบัส 2 Line 3 เป็นสายเชื่อมต่อระหว่างบัส 1 และบัส 3 จะแสดงค่าแรงดันของบัส 1 และบัส 3 ตามลำดับ

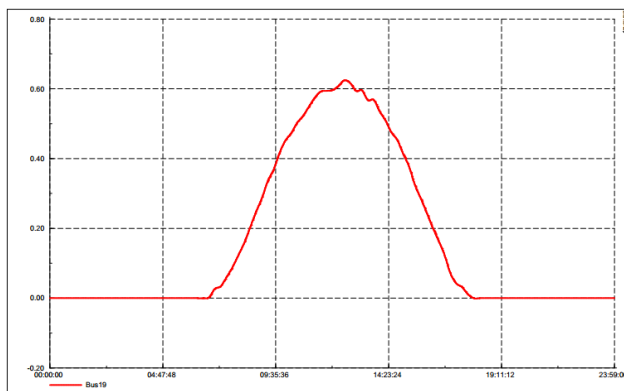
6.3.3 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อให้สามารถวิเคราะห์ผลกระทบด้านแรงดันจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ต้องมีการทดสอบโดยใช้ข้อมูลโหลดที่มีความต้องการเปลี่ยนแปลงตลอดทั้งวันและข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการเปลี่ยนแปลงตลอดทั้งวันเช่นเดียวกัน ซึ่งสามารถแสดงดังรูปที่ 6.21 และรูปที่ 6.22 ตามลำดับ



รูปที่ 6.21 ความต้องการโหลดที่เปลี่ยนแปลงในเวลา 1 วัน

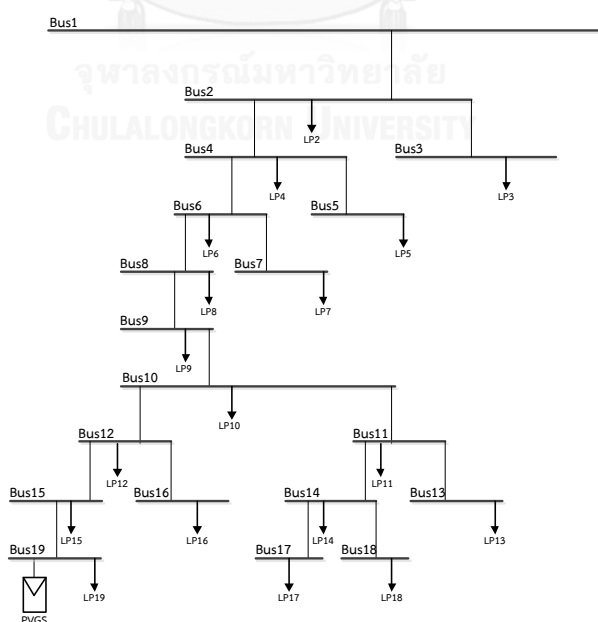
(ที่มา: การศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้า. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2557)



รูปที่ 6.22 กำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ในเวลา 1 วัน
(ที่มา: ข้อมูลความเข้มแสงและอุณหภูมิจากอาคาร 4 คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
1 มกราคม 2557)

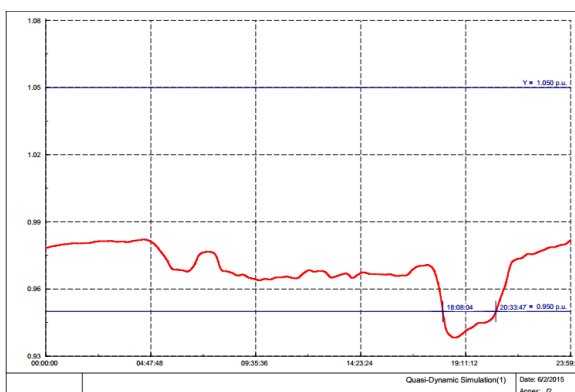
จากรูปที่ 6.21 เป็นค่าความความต้องการโหลดทุก 15 นาทีในช่วงเวลา 24 ชั่วโมงคิดเป็นหน่วยเมกะวัตต์ และจากรูปที่ 6.22 เป็นค่ากำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทุก 15 นาทีในช่วงเวลา 24 ชั่วโมงคิดเป็นหน่วยเมกะวัตต์

ตัวอย่างการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยใช้ระบบทดสอบ IEEE 19 บัส โดยในระบบทดสอบได้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 19 ซึ่งสามารถแสดงดังรูปที่ 6.23 ความต้องการโหลดและกำลังผลิตไฟฟ้าในที่มีการเปลี่ยนแปลงใน 1 วันสามารถแสดงดังรูปที่ 6.21 และรูปที่ 6.22 ตามลำดับ

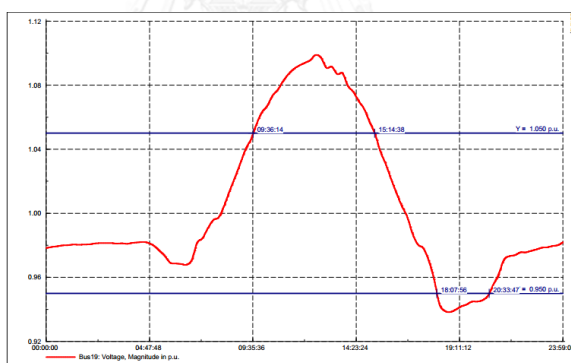


รูปที่ 6.23 ระบบทดสอบ IEEE 19 บัส

เมื่อคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY สามารถแสดงผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในกรณีที่ไม่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในเวลา 1 วันดังแสดงรูปที่ 6.24 และผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในกรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในเวลา 1 วันดังแสดงรูปที่ 6.24 ซึ่งทำให้สามารถทราบถึงช่วงเวลาที่เกิดผลกระทบด้านแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า



รูปที่ 6.24 แรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเมื่อไม่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 6.25 แรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

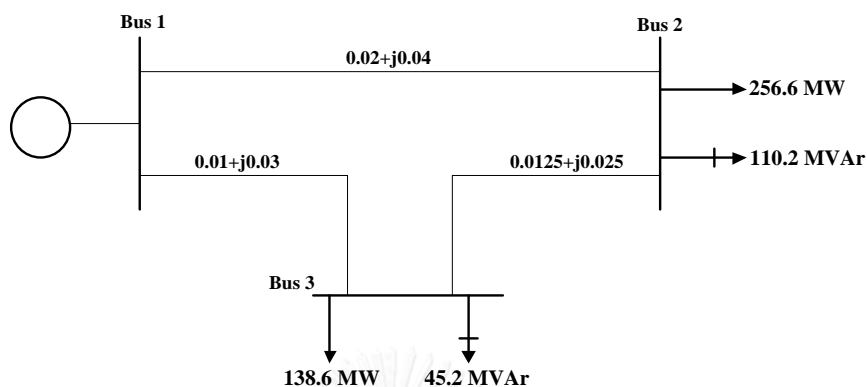
6.4 การทดสอบโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY

6.4.1 ผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าของโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY กับตัวอย่างการคำนวณอย่างง่าย

ตัวอย่างการคำนวณ

จากรูปที่ 6.26 แสดงแผนภาพเส้นเดียวของระบบไฟฟ้า 3 บัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 1 กำหนดให้ขนาดของแรงดันที่บัส 1 มีขนาด 1.05 p.u. ค่าของโหลดในบัส 2 บัส 3 และค่าอิมพีแดนซ์แสดงในหน่วย p.u. ที่มีค่ากำลังไฟฟ้าฐานเท่ากับ 100 MVA แสดงดังรูปที่ 6.26

- 1) คำนวณขนาดและมุมเฟสเซอร์ของแรงดันบัสที่ 2 และบัสที่ 3
- 2) คำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่บัส 1
- 3) คำนวณหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าในแต่ละสาย และกำลังไฟฟ้าสูญเสีย



รูปที่ 6.26 แผนภาพเส้นเดียวของระบบไฟฟ้า 3 บัส

- 1) คำนวณโดยใช้โปรแกรม MATLAB

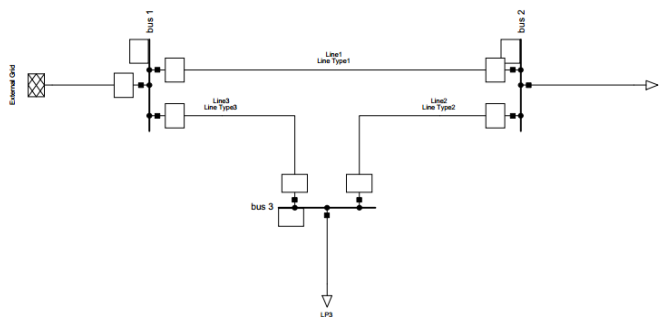
ผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าสามารถแสดงดังตารางที่ 6.2

ตารางที่ 6.2 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม MATLAB

บัส	แรงดัน		กำลังการผลิต		ความต้องการโหลด	
	ขนาด (p.u.)	มุม (องศา)	P [MW]	Q [MVA]	P [MW]	Q [MVA]
1	1.050	0.00	409.50	189.00	-	-
2	0.982	-3.50	-	-	256.60	110.20
3	1.001	-2.86	-	-	138.60	45.20
	Total		409.50	189.00	395.20	155.40

บัส	จาก บัส	ไป บัส	กำลังไฟฟ้าจากบัส		กำลังไฟฟ้าไปบัส		กำลังไฟฟ้าสูญเสีย	
			P [MW]	Q [MVA]	P [MW]	Q [MVA]	P [MW]	Q [MVA]
1	1	2	199.50	84.00	-191.00	-166.00	8.50	16.00
2	2	3	-65.60	-43.20	66.40	44.80	0.80	1.60
3	1	3	210.00	105.00	-205.00	-90.00	5.00	15.00
	Total		-	-	-	-	14.30	33.60

2) คำนวณโดยใช้โปรแกรม DIgSILENT POWER FACTORY



รูปที่ 6.27 แผนภาพเส้นเดียวที่ใช้คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในโปรแกรม

DIgSILENT POWER FACTORY

ผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม DIgSILENT POWER FACTORY สามารถแสดงดังตารางที่ 6.3

ตารางที่ 6.3 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม DIgSILENT POWER FACTORY

อุปกรณ์	แรงดัน พิกัด [kV]	แรงดัน			P [MW]	Q [MVar]	PF [-]	I [kA]
		[p.u.]	[kV]	[deg]				
bus 1	100	1.05	105	0.00				
External Grid					409.50	189.00	0.91	2.48
Line 1					199.50	84.00	0.92	1.19
Line 3					210.00	105.00	0.89	1.29
bus 2	100	0.98	98.18	-3.50				
LP2					256.60	110.20	0.92	1.64
Line 1					-191.00	-66.00	-0.94	1.19
Line 2					-65.60	-43.20	-0.84	0.46
bus 3	100	1.00	100.12	-2.86				
LP3					138.60	45.2	0.95	0.84
Line 2					66.40	44.80	0.83	0.46
Line 3					-205.00	-90.00	-0.92	1.29

3) การเปรียบเทียบผลการทดสอบ

3.1) ขนาดและเฟสเซอร์แรงดันบัส 2 และบัส 3

วิธีการ	แรงดันบัส 2	แรงดันบัส 3
คำนวณโดยใช้ MATLAB	0.9820 \angle - 3.50 V	1.0010 \angle - 2.86 V
คำนวณโดยใช้ DiGSILENT POWER FACTORY	0.9818 \angle - 3.50 V	1.0012 \angle - 2.86 V

3.2) ผลการคำนวณหาค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่บัส 1

วิธีการ	กำลังไฟฟ้าจริง	กำลังไฟฟารีแอกทีฟ
คำนวณโดยใช้โปรแกรม MATLAB	409.50 MW	189.00 MVar
คำนวณโดยใช้ DiGSILENT POWER FACTORY	409.50 MW	189.00 MVar

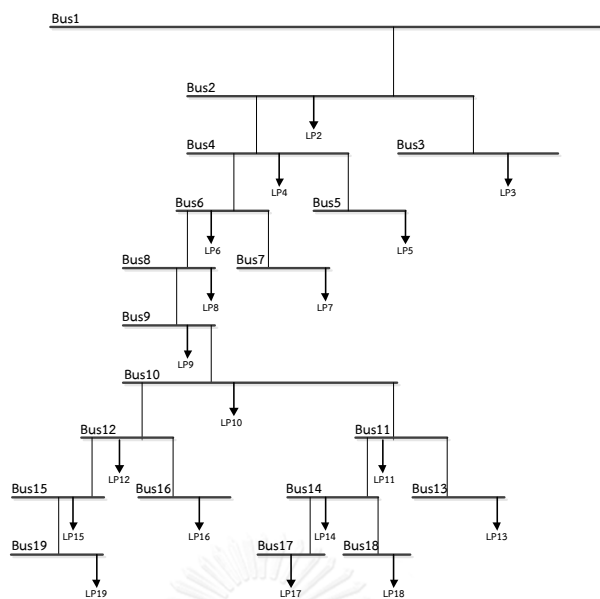
3.3) ผลการคำนวณหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าในแต่ละสาย และกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

พารามิเตอร์	MATLAB		DiGSILENT POWER FACTORY	
	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
กำลังไฟฟ้าปรากฏจากบัส 1 ไปบัส 2 (S_{12})	199.50	84.00	199.50	84.00
กำลังไฟฟ้าปรากฏจากบัส 2 ไปบัส 1 (S_{21})	-191.00	-66.00	-191.00	-66.00
กำลังไฟฟ้าปรากฏจากบัส 1 ไปบัส 3 (S_{13})	210.00	105.00	210.00	105.00
กำลังไฟฟ้าปรากฏจากบัส 3 ไปบัส 1 (S_{31})	-205.00	-90.00	-205.00	-90.00
กำลังไฟฟ้าปรากฏจากบัส 2 ไปบัส 3 (S_{23})	-65.60	-43.20	-65.60	-43.20
กำลังไฟฟ้าปรากฏจากบัส 3 ไปบัส 2 (S_{32})	66.40	44.80	66.40	44.80
กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายที่ 1 (S_{L12})	8.50	16.00	8.50	16.00
กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายที่ 2 (S_{L23})	0.80	1.60	0.80	1.60
กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายที่ 3 (S_{L13})	5.00	15.00	5.00	15.00

6.4.2 ผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าของโปรแกรม DiGSILENT POWER FACTORY กับ

ระบบทดสอบ

1) ระบบทดสอบระดับแรงดันปานกลาง IEEE 19 BUS (11 kV)



รูปที่ 6.28 แผนภาพแสดงระบบทดสอบระดับแรงดันปานกลาง IEEE 19 BUS (11 kV)

1.1) ข้อมูลระบบทดสอบ

สาย	จาก บัส	ถึง บัส	ชนิดของ ตัวนำ	ความยาว สาย	โหลด (kVA)		
					เฟส A	เฟส B	เฟส C
1	1	2	1	3.0	10.38+j5.01	5.19+j2.52	10.38+j5.01
2	2	3	1	5.0	11.01+j5.34	5.19+j2.52	9.72+j4.71
3	2	4	1	1.5	4.05+j1.95	5.67+j2.76	6.48+j3.15
4	4	5	1	1.5	6.48+j3.15	5.19+j2.52	4.53+j2.19
5	4	6	1	1.0	4.20+j2.04	3.09+j1.50	2.91+j1.41
6	6	7	1	2.0	9.72+j4.71	8.10+j3.93	8.10+j3.93
7	6	8	1	2.5	6.44+j3.60	5.34+j2.58	3.39+j1.65
8	8	9	1	3.0	12.3+j5.97	14.91+j6.23	13.29+j6.42
9	9	10	1	5.0	3.39+j1.65	4.20+j2.04	2.58+j1.26
10	10	11	1	1.5	6.44+j3.60	6.44+j3.60	11.01+j5.34
11	10	12	1	1.5	9.72+j4.71	8.10+j3.93	8.10+j3.93
12	11	13	1	5.0	4.38+j2.13	5.34+j2.58	6.48+j3.15
13	11	14	1	1.0	3.09+j1.50	3.09+j1.50	4.05+j1.95
14	12	15	1	5.0	4.38+j2.13	4.86+j2.34	6.96+j3.36
15	12	16	1	6.0	6.77+j3.78	10.38+j5.01	6.77+j3.78
16	14	17	1	3.5	6.48+j3.15	4.86+j2.34	4.86+j2.34
17	14	18	1	4.0	5.34+j2.58	5.34+j2.58	5.52+j2.67
18	15	19	1	4.0	8.76+j4.23	10.05+j4.86	6.14+j3.45

ชนิดของ ตัวนำ		อิมพีแดนซ์ (ohms/km)		
		a	b	c
1	a	1.5609 + j0.67155	0.5203 + j0.22385	0.5203 + j0.22385
	b	0.5203 + j0.22385	1.5609 + j0.67155	0.5203 + j0.22385
	c	0.5203 + j0.22385	0.5203 + j0.22385	1.5609 + j0.67155

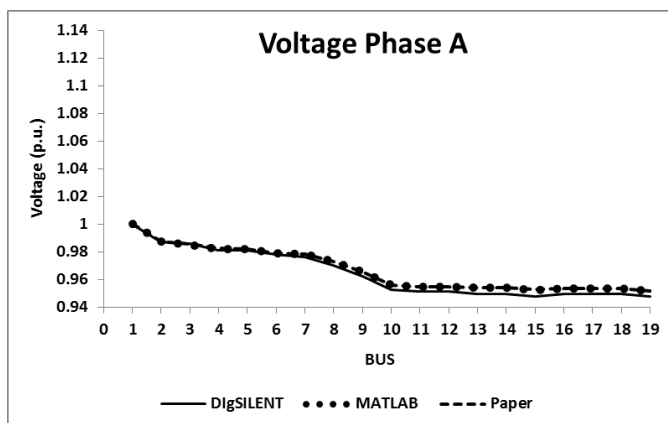
1.2) ผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า

ในส่วนนี้จะเปรียบเทียบผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยจะเปรียบเทียบผลการทดสอบจากโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY กับผลการทดสอบจากโปรแกรม MATLAB และผลการทดสอบจากบทความ [56] สามารถแสดงดังตารางที่ 6.4

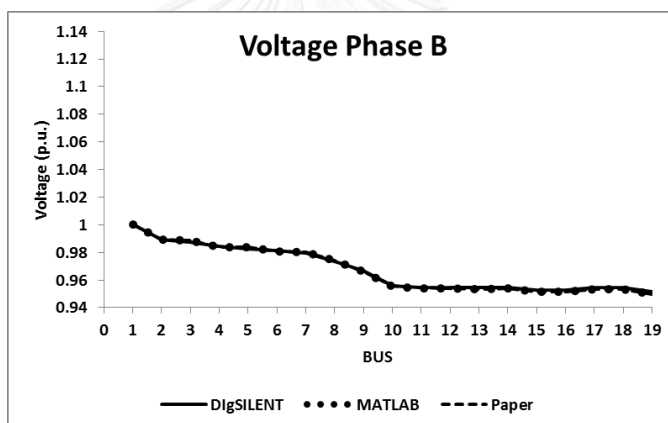
ตารางที่ 6.4 ผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า

บัส	DigSILENT POWER FACTORY			MATLAB			บทความงานวิจัย		
	$ V_a $	$ V_b $	$ V_c $	$ V_a $	$ V_b $	$ V_c $	$ V_a $	$ V_b $	$ V_c $
1	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
2	0.9874	0.9890	0.9890	0.9874	0.9891	0.9879	0.9875	0.9891	0.9880
3	0.9858	0.9874	0.9874	0.9853	0.9886	0.9862	0.9854	0.9887	0.9863
4	0.9811	0.9843	0.9827	0.9822	0.9838	0.9829	0.9824	0.9839	0.9830
5	0.9811	0.9827	0.9827	0.9819	0.9836	0.9828	0.9820	0.9837	0.9828
6	0.9780	0.9811	0.9811	0.9792	0.9807	0.9800	0.9793	0.9808	0.9801
7	0.9764	0.9795	0.9795	0.9785	0.9802	0.9795	0.9786	0.9803	0.9796
8	0.9701	0.9732	0.9732	0.9727	0.9737	0.9734	0.9728	0.9738	0.9735
9	0.9622	0.9669	0.9654	0.9658	0.9659	0.9657	0.9659	0.9660	0.9657
10	0.9528	0.9559	0.9559	0.9562	0.9554	0.9550	0.9563	0.9555	0.9550
11	0.9512	0.9543	0.9543	0.9549	0.9542	0.9533	0.9550	0.9543	0.9533
12	0.9512	0.9543	0.9543	0.9547	0.9537	0.9535	0.9548	0.9538	0.9536
13	0.9496	0.9543	0.9528	0.9543	0.9534	0.9521	0.9544	0.9534	0.9521
14	0.9496	0.9543	0.9543	0.9544	0.9538	0.9528	0.9545	0.9539	0.9528
15	0.9480	0.9528	0.9512	0.9526	0.9512	0.9512	0.9527	0.9512	0.9513
16	0.9496	0.9528	0.9528	0.9533	0.9514	0.9521	0.9534	0.9515	0.9522
17	0.9496	0.9543	0.9528	0.9535	0.9533	0.9523	0.9537	0.9534	0.9523
18	0.9496	0.9543	0.9528	0.9537	0.9531	0.952	0.9538	0.9532	0.9521
19	0.9480	0.9512	0.9512	0.9515	0.9497	0.9504	0.9516	0.9498	0.9505

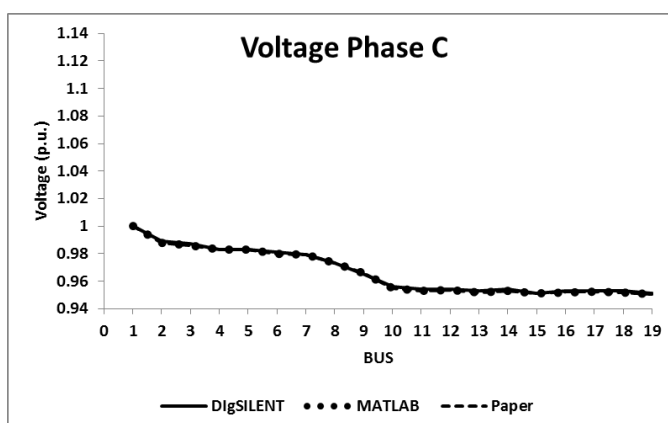
จากการเปรียบเทียบผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าจากโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY โปรแกรม MATLAB และจากบทความ [56] สามารถแสดงในรูปแบบกราฟดังรูปที่ 6.29 รูปที่ 6.30 และรูปที่ 6.31 ตามลำดับ



รูปที่ 6.29 กราฟเปรียบเทียบแรงดันเฟส A จากการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า



รูปที่ 6.30 กราฟเปรียบเทียบแรงดันเฟส B จากการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า



รูปที่ 6.31 กราฟเปรียบเทียบแรงดันเฟส C จากการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า

ตารางที่ 6.5 ร้อยละของความแตกต่างของผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อเปรียบเทียบกับบทความงานวิจัย

บัส	DIgSILENT POWER FACTORY เปรียบเทียบกับบทความวิจัย			MATLAB เปรียบเทียบกับบทความวิจัย		
	$ \Delta V_a $ [ร้อยละ]	$ \Delta V_b $ [ร้อยละ]	$ \Delta V_c $ [ร้อยละ]	$ \Delta V_a $ [ร้อยละ]	$ \Delta V_b $ [ร้อยละ]	$ \Delta V_c $ [ร้อยละ]
1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0101	0.0101	0.1012	0.0101	0.0000	0.0101
3	0.0406	0.1315	0.1115	0.0101	0.0101	0.0101
4	0.1323	0.0407	0.0305	0.0204	0.0102	0.0102
5	0.0916	0.1017	0.0102	0.0102	0.0102	0.0000
6	0.1327	0.0306	0.1020	0.0102	0.0102	0.0102
7	0.2248	0.0816	0.0102	0.0102	0.0102	0.0102
8	0.2775	0.0616	0.0308	0.0103	0.0103	0.0103
9	0.3831	0.0932	0.0311	0.0104	0.0104	0.0000
10	0.3660	0.0419	0.0942	0.0105	0.0105	0.0000
11	0.3979	0.0000	0.1049	0.0105	0.0105	0.0000
12	0.3770	0.0524	0.0734	0.0105	0.0105	0.0105
13	0.5029	0.0944	0.0735	0.0105	0.0000	0.0000
14	0.5134	0.0419	0.1574	0.0105	0.0105	0.0000
15	0.4933	0.1682	0.0105	0.0105	0.0000	0.0105
16	0.3986	0.1366	0.0630	0.0105	0.0105	0.0105
17	0.4299	0.0944	0.0525	0.0210	0.0105	0.0000
18	0.4403	0.1154	0.0735	0.0105	0.0105	0.0105
19	0.3783	0.1474	0.0736	0.0105	0.0105	0.0105

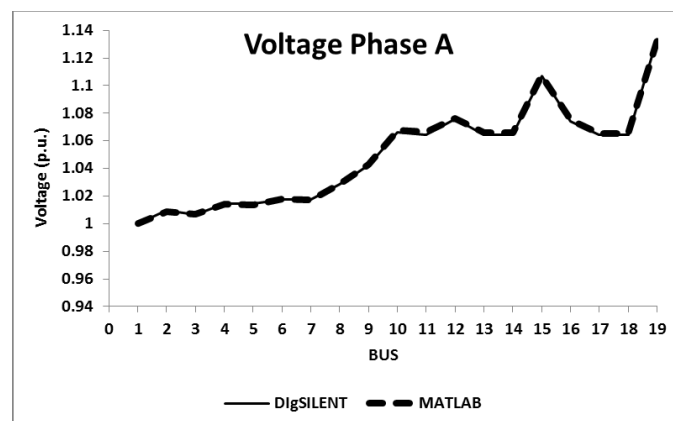
1.3) ผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ในส่วนนี้จะเปรียบเทียบผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีขนาด 1 MW ติดตั้งที่บัส 19 โดยจะเปรียบเทียบผลการทดสอบจากโปรแกรม DIgSILENT POWER FACTORY กับผลการทดสอบจากโปรแกรม MATLAB สามารถแสดงดังตารางที่ 6.6

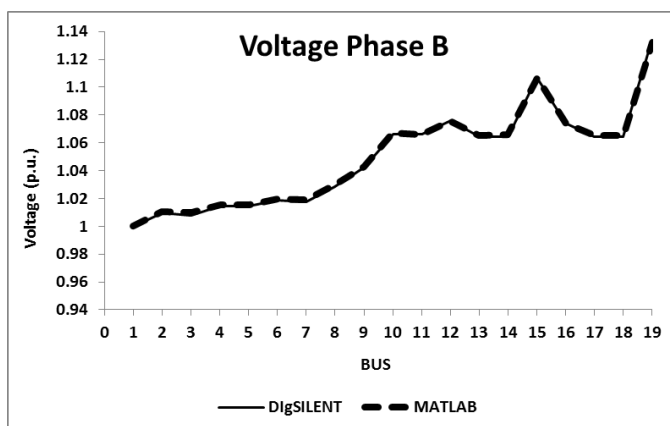
ตารางที่ 6.6 ผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

บัส	DigSILENT POWER FACTORY			MATLAB		
	V _a	V _b	V _c	V _a	V _b	V _c
1	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
2	1.0094	1.0094	1.0094	1.0087	1.0102	1.0092
3	1.0063	1.0079	1.0079	1.0070	1.0098	1.0077
4	1.0142	1.0142	1.0142	1.0141	1.0155	1.0147
5	1.0142	1.0142	1.0142	1.0138	1.0153	1.0145
6	1.0173	1.0189	1.0189	1.0180	1.0194	1.0187
7	1.0173	1.0173	1.0173	1.0174	1.0190	1.0183
8	1.0283	1.0283	1.0283	1.0288	1.0298	1.0295
9	1.0425	1.0425	1.0425	1.0427	1.0429	1.0427
10	1.0661	1.0661	1.0661	1.0675	1.0671	1.0666
11	1.0646	1.0661	1.0646	1.0664	1.0661	1.0652
12	1.0756	1.0756	1.0756	1.0761	1.0756	1.0753
13	1.0646	1.0646	1.0646	1.0659	1.0654	1.0643
14	1.0646	1.0646	1.0646	1.0660	1.0658	1.0648
15	1.1071	1.1071	1.1071	1.1075	1.1066	1.1065
16	1.0740	1.0740	1.0740	1.0750	1.0737	1.0742
17	1.0646	1.0646	1.0646	1.0653	1.0654	1.0644
18	1.0646	1.0646	1.0646	1.0655	1.0652	1.0642
19	1.1339	1.1339	1.1339	1.1331	1.132	1.1325

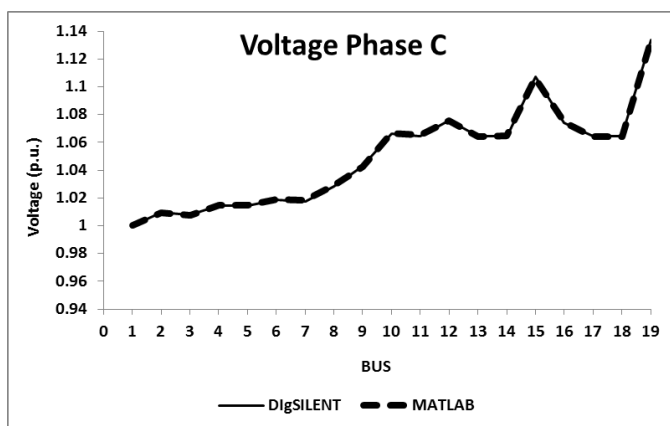
จากการเปรียบเทียบผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ จากโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY กับผลการทดสอบจากโปรแกรม MATLAB สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.32 รูปที่ 6.33 และรูปที่ 6.34 ตามลำดับ



รูปที่ 6.32 กราฟเปรียบเทียบแรงดันเฟส A จากการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า



รูปที่ 6.33 กราฟเปรียบเทียบแรงดันเฟส B จากการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า



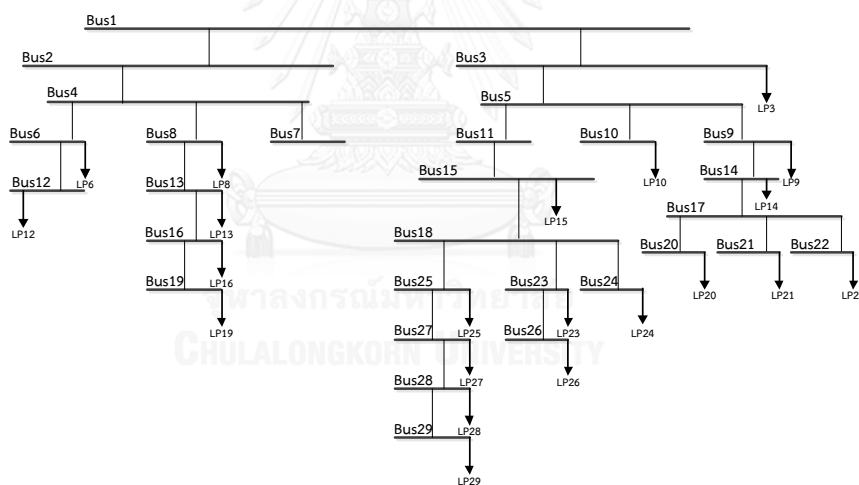
รูปที่ 6.34 กราฟเปรียบเทียบแรงดันเฟส C จากการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า

ตารางที่ 6.7 ร้อยละของความแตกต่างของผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์โดยเปรียบเทียบกับโปรแกรม MATLAB

บัส	DigSILENT POWER FACTORY		
	เปรียบเทียบกับโปรแกรม MATLAB		
	$ \Delta V_a $ [ร้อยละ]	$ \Delta V_b $ [ร้อยละ]	$ \Delta V_c $ [ร้อยละ]
1	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0694	0.0792	0.0198
3	0.0695	0.1882	0.0198
4	0.0099	0.1280	0.0493
5	0.0395	0.1083	0.0296
6	0.0688	0.0490	0.0196
7	0.0098	0.1668	0.0982
8	0.0486	0.1457	0.1166
9	0.0192	0.0384	0.0192

บัส	DIGSILENT POWER FACTORY		
	เปรียบเทียบกับโปรแกรม MATLAB		
	$ \Delta V_a $ [ร้อยละ]	$ \Delta V_b $ [ร้อยละ]	$ \Delta V_c $ [ร้อยละ]
10	0.1311	0.0937	0.0469
11	0.1688	0.0000	0.0563
12	0.0465	0.0000	0.0279
13	0.1220	0.0751	0.0282
14	0.1313	0.1126	0.0188
15	0.0361	0.0452	0.0542
16	0.0930	0.0279	0.0186
17	0.0657	0.0751	0.0188
18	0.0845	0.0563	0.0376
19	0.0706	0.1678	0.1236

2) ระบบทดสอบระดับแรงดันต่ำ IEEE 29 BUS (210 V)



รูปที่ 6.35 แผนภาพแสดงระบบทดสอบระดับแรงดันต่ำ IEEE 29 BUS (210 V)

2.1) ข้อมูลระบบทดสอบ

บัส	โหลด (VA)		
	เฟส A	เฟส B	เฟส C
3	451.4+j148.4	209.7+j68.9	0.0+j0.0
6	0.0+j0.0	18.1+j5.9	329.2+j108.2
8	641.7+j210.9	396.9+j130.8	504.9+j166.0
9	188.2+j61.9	268.8+j88.4	0.0+j0.0
10	166.0+j54.6	96.2+j31.9	349.3+j114.8
12	262.5+j86.3	142.4+j46.8	120.1+j39.5

บัส	โวลต์ (VA)		
	เฟส A	เฟส B	เฟส C
13	326.4+j106.3	441.0+j144.9	331.3+j108.9
14	146.2+j48.4	310.4+j102.0	126.1+j41.8
15	376.1+j123.9	348.6+j114.6	403.5+j132.6
16	1,044.4+j343.3	1,185.4+j389.6	1,020.1+j335.3
19	330.6+j108.7	562.5+j184.9	754.2+j246.9
20	0.0+j0.0	236.8+j76.8	216.0+j71.0
21	311.1+j102.3	544.4+j178.9	234.7+j76.1
22	294.4+j96.8	59.7+j19.6	0.0+j0.0
23	112.5+j36.0	112.5+j36.0	0.0+j0.0
24	113.9+j36.4	0.0+j0.0	0.0+j0.0
25	0.0+j0.0	170.8+j56.1	170.8+j56.1
26	570.8+j186.6	273.6+j89.9	0.0+j0.0
27	506.6+j166.8	291.0+j95.6	343.1+j112.8
28	144.4+j46.5	366.7+j120.5	569.4+j186.2
29	118.1+j38.8	118.1+j38.8	0.0+j0.0

สาย	จากบัส	ถึงบัส		อิมพีแดนซ์ (ohms)		
				a	b	c
1	1	2	a	0.02+j0.0122	0.0036+j0.0070	0.0034+j0.0063
			b	0.0036+j0.0070	0.0194+j0.0128	0.0032+j0.0074
			c	0.0034+j0.0063	0.0032+j0.0074	0.0192+j0.0131
2	1	3	a	0.0271+j0.0165	0.0049+j0.0095	0.0047+j0.0085
			b	0.0049+j0.0095	0.0264+j0.0172	0.0044+j0.0102
			c	0.0047+j0.0085	0.0044+j0.0102	0.026+j0.0177
3	2	4	a	0.0176+j0.0107	0.0032+j0.0062	0.0031+j0.0056
			b	0.0032+j0.0062	0.0172+j0.0113	0.0029+j0.0066
			c	0.0031+j0.0056	0.0029+j0.0066	0.017+j0.0115
4	3	5	a	0.0129+j0.0079	0.0023+j0.0046	0.0022+j0.0041
			b	0.0023+j0.0046	0.0126+j0.0082	0.0021+j0.0049
			c	0.0022+j0.0041	0.0021+j0.0049	0.0124+j0.0084
5	4	6	a	0.0279+j0.0175	0.0045+j0.0095	0.0043+j0.0085
			b	0.0045+j0.0095	0.0273+j0.0182	0.004+j0.0101
			c	0.0043+j0.0085	0.004+j0.0101	0.027+j0.0185
6	4	7	a	0.0094+j0.0057	0.0017+j0.0033	0.0016+j0.0030
			b	0.0017+j0.0033	0.0092+j0.0060	0.0015+j0.0035
			c	0.0016+j0.0030	0.0015+j0.0035	0.009+j0.0062
7	4	8	a	0.0101+j0.0063	0.0016+j0.0034	0.0015+j0.0031

สาย	จากบัส	ถึงบัส		อิมพีแดนซ์ (ohms)		
				a	b	c
			b	0.0016+j0.0034	0.0099+j0.0065	0.0015+j0.0036
			c	0.0015+j0.0031	0.0015+j0.0036	0.0098+j0.0067
8	5	9	a	0.0092+j0.0080	0.002+j0.0043	0.002+j0.0039
			b	0.002+j0.0043	0.0089+j0.0083	0.0018+j0.0046
			c	0.002+j0.0039	0.0018+j0.0046	0.0088+j0.0084
9	5	10	a	0.0176+j0.0107	0.0032+j0.0062	0.0031+j0.0056
			b	0.0032+j0.0062	0.0172+j0.0113	0.0029+j0.0066
			c	0.0031+j0.0056	0.0029+j0.0066	0.017+j0.0115
10	5	11	a	0.0174+j0.0151	0.0039+j0.0083	0.0037+j0.0074
			b	0.0039+j0.0083	0.0168+j0.0157	0.0035+j0.0086
			c	0.0037+j0.0074	0.0035+j0.0086	0.0165+j0.0161
11	6	12	a	0.0242+j0.0152	0.0039+j0.0083	0.0037+j0.0074
			b	0.0039+j0.0083	0.0236+j0.0158	0.0035+j0.0086
			c	0.0037+j0.0074	0.0035+j0.0086	0.0233+j0.0162

สาย	จากบัส	ถึงบัส		อิมพีแดนซ์ (ohms)		
				a	b	c
12	8	13	a	0.0369+j0.0232	0.0059+j0.0126	0.0057+j0.0114
			b	0.0059+j0.0126	0.036+j0.0242	0.0053+j0.0133
			c	0.0057+j0.0114	0.0053+j0.0133	0.0356+j0.0246
13	9	14	a	0.0256+j0.0222	0.0057+j0.0121	0.0055+j0.0109
			b	0.0057+j0.0121	0.0248+j0.0230	0.0051+j0.0128
			c	0.0055+j0.0109	0.0051+j0.0128	0.0244+j0.0235
14	11	15	a	0.0284+j0.0247	0.0064+j0.0135	0.0061+j0.0121
			b	0.0064+j0.0135	0.0275+j0.0257	0.0057+j0.0142
			c	0.0061+j0.0121	0.0057+j0.0142	0.027+j0.0262
15	13	16	a	0.0381+j0.0239	0.0062+j0.0130	0.0059+j0.0117
			b	0.0062+j0.0130	0.0373+j0.0248	0.0055+j0.0137
			c	0.0059+j0.0117	0.0055+j0.0137	0.0368+j0.0254
16	14	17	a	0.0182+j0.0159	0.0041+j0.0086	0.0039+j0.0078
			b	0.0041+j0.0086	0.0177+j0.0165	0.0037+j0.0091
			c	0.0039+j0.0078	0.0037+j0.0091	0.0174+j0.0168
17	15	18	a	0.0101+j0.0087	0.0022+j0.0048	0.0022+j0.0043
			b	0.0022+j0.0048	0.0098+j0.0090	0.002+j0.0051
			c	0.0022+j0.0043	0.002+j0.0051	0.0097+j0.0092
18	16	19	a	0.0394+j0.0249	0.0064+j0.0135	0.0061+j0.0121
			b	0.0064+j0.0135	0.0385+j0.0259	0.0057+j0.0142

สาย	จากบัส	ถึงบัส		อิมพีแดนซ์ (ohms)		
				a	b	c
			c	0.0061+j0.0121	0.0057+j0.0142	0.038+j0.0264
19	17	20	a	0.009+j0.0056	0.0014+j0.0031	0.0014+j0.0028
			b	0.0014+j0.0031	0.0087+j0.0058	0.0013+j0.0033
			c	0.0014+j0.0028	0.0013+j0.0033	0.0086+j0.0059
20	17	21	a	0.0092+j0.0080	0.002+j0.0043	0.002+j0.0039
			b	0.002+j0.0043	0.0089+j0.0083	0.0018+j0.0046
			c	0.002+j0.0039	0.0018+j0.0046	0.0088+j0.0084
21	17	22	a	0.0406+j0.0255	0.0066+j0.0138	0.0063+j0.0125
			b	0.0066+j0.0138	0.0397+j0.0266	0.0059+j0.0145
			c	0.0063+j0.0125	0.0059+j0.0145	0.0393+j0.0271
22	18	23	a	0.0064+j0.0040	0.001+j0.0022	0.001+j0.0020
			b	0.001+j0.0022	0.0063+j0.0042	0.0009+j0.0022
			c	0.001+j0.0020	0.0009+j0.0022	0.0062+j0.0043
23	18	24	a	0.0174+j0.0151	0.0039+j0.0083	0.0037+j0.0074
			b	0.0039+j0.0083	0.0168+j0.0157	0.0035+j0.0086
			c	0.0037+j0.0074	0.0035+j0.0086	0.0165+j0.0161

สาย	จากบัส	ถึงบัส		อิมพีแดนซ์ (ohms)		
				a	b	c
24	18	25	a	0.0166+j0.0103	0.0027+j0.0055	0.0026+j0.0050
			b	0.0027+j0.0055	0.0162+j0.0107	0.0024+j0.0059
			c	0.0026+j0.0050	0.0024+j0.0059	0.016+j0.0109
25	23	26	a	0.0355+j0.0223	0.0057+j0.0121	0.0055+j0.0109
			b	0.0057+j0.0121	0.0347+j0.0231	0.0051+j0.0128
			c	0.0055+j0.0109	0.0051+j0.0128	0.0343+j0.0236
26	25	27	a	0.0242+j0.0152	0.0039+j0.0083	0.0037+j0.0074
			b	0.0039+j0.0083	0.0236+j0.0158	0.0035+j0.0086
			c	0.0037+j0.0074	0.0035+j0.0086	0.0233+j0.0162
27	27	28	a	0.0253+j0.0160	0.0041+j0.0086	0.0039+j0.0078
			b	0.0041+j0.0086	0.0248+j0.0166	0.0037+j0.0091
			c	0.0039+j0.0078	0.0037+j0.0091	0.0245+j0.0169
28	28	29	a	0.0293+j0.0183	0.0047+j0.0099	0.0045+j0.0090
			b	0.0047+j0.0099	0.0287+j0.0189	0.0043+j0.0106
			c	0.0045+j0.0090	0.0043+j0.0106	0.0283+j0.0194

2.2) ผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า

ในส่วนนี้จะเปรียบเทียบผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยจะเปรียบเทียบผลการทดสอบจากโปรแกรม DIGSILENT POWER FACTORY กับผลการทดสอบจากโปรแกรม MATLAB สามารถแสดงดังตารางที่ 6.8

ตารางที่ 6.8 ผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

บัส	DIGSILENT POWER FACTORY			MATLAB		
	$ V_a $	$ V_b $	$ V_c $	$ V_a $	$ V_b $	$ V_c $
1	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
2	0.9965	0.9967	0.9964	0.9969	0.9964	0.9963
3	0.9951	0.9943	0.9952	0.9932	0.9945	0.9969
4	0.9935	0.9938	0.9933	0.9941	0.9933	0.9932
5	0.9930	0.9918	0.9929	0.9905	0.9920	0.9953
6	0.9928	0.9935	0.9928	0.9937	0.9930	0.9922
7	0.9935	0.9938	0.9933	0.9941	0.9933	0.9932
8	0.9919	0.9923	0.9917	0.9926	0.9915	0.9916
9	0.9925	0.9912	0.9923	0.9897	0.9911	0.9953
10	0.9927	0.9917	0.9927	0.9904	0.9919	0.9949
11	0.9912	0.9899	0.9912	0.9880	0.9904	0.9939
12	0.9925	0.9931	0.9926	0.9933	0.9929	0.9920
13	0.9874	0.9877	0.9867	0.9886	0.9859	0.9871
14	0.9915	0.9897	0.9909	0.9882	0.9891	0.9950
15	0.9882	0.9867	0.9884	0.9841	0.9877	0.9916
16	0.9836	0.9840	0.9824	0.9854	0.9812	0.9831
17	0.9909	0.9889	0.9902	0.9874	0.9880	0.9948
18	0.9874	0.9858	0.9877	0.9829	0.9870	0.9911
19	0.9822	0.9829	0.9808	0.9849	0.9795	0.9813
20	0.9909	0.9889	0.9900	0.9874	0.9878	0.9947
21	0.9908	0.9887	0.9899	0.9871	0.9877	0.9947
22	0.9906	0.9885	0.9901	0.9864	0.9881	0.9947
23	0.9873	0.9856	0.9876	0.9825	0.9869	0.9911
24	0.9874	0.9857	0.9877	0.9827	0.9870	0.9910
25	0.9864	0.9849	0.9834	0.9822	0.9859	0.9900
26	0.9866	0.9846	0.9873	0.9808	0.9866	0.9912
27	0.9851	0.9837	0.9853	0.9810	0.9846	0.9886
28	0.9795	0.9781	0.9776	0.9807	0.9837	0.9877
29	0.9794	0.9778	0.9775	0.9804	0.9835	0.9878

ตารางที่ 6.9 ร้อยละของความแตกต่างของผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อใช้โปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY เปรียบเทียบกับโปรแกรม MATLAB

บัส	DigSILENT POWER FACTORY เปรียบเทียบกับโปรแกรม MATLAB		
	$ \Delta V_a $ [ร้อยละ]	$ \Delta V_b $ [ร้อยละ]	$ \Delta V_c $ [ร้อยละ]
1	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0401	0.0301	0.0100
3	0.1913	0.0201	0.1705
4	0.0604	0.0503	0.0101
5	0.2524	0.0202	0.2411
6	0.0906	0.0504	0.0605
7	0.0604	0.0503	0.0101
8	0.0705	0.0807	0.0101
9	0.2829	0.0101	0.3014
10	0.2322	0.0202	0.2211
11	0.3239	0.0505	0.2717
12	0.0805	0.0201	0.0605
13	0.1214	0.1826	0.0405
14	0.3339	0.0607	0.4121
15	0.4166	0.1012	0.3227
16	0.1827	0.2854	0.0712
17	0.3545	0.0911	0.4624
18	0.4578	0.1216	0.3431
19	0.2741	0.3471	0.0510
20	0.3545	0.1114	0.4725
21	0.3748	0.1012	0.4826
22	0.4258	0.0405	0.4625
23	0.4885	0.1317	0.3531
24	0.4783	0.1317	0.3330
25	0.4276	0.1014	0.6667
26	0.5914	0.2027	0.3935
27	0.4179	0.0914	0.3338
28	0.1224	0.5693	1.0226
29	0.1020	0.5796	1.0427

2.3) ผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ในส่วนนี้จะเปรียบเทียบผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีขนาด 10 kW ติดตั้งที่บัส 15 เฟส A โดยจะเปรียบเทียบผลการทดสอบจากโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY กับผลการทดสอบจากโปรแกรม MATLAB สามารถแสดงดังตารางที่ 6.10

ตารางที่ 6.10 ผลการทดสอบการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

บัส	DigSILENT POWER FACTORY			MATLAB		
	V_a	V_b	V_c	V_a	V_b	V_c
1	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
2	0.9965	0.9969	0.9964	0.9969	0.9964	0.9963
3	1.0129	0.9879	0.9991	1.0116	0.9873	1.0003
4	0.9935	0.9938	0.9933	0.9941	0.9933	0.9932
5	1.0193	0.9816	0.9988	1.0177	0.9813	1.0004
6	0.9928	0.9935	0.9928	0.9937	0.9930	0.9922
7	0.9935	0.9938	0.9933	0.9941	0.9933	0.9932
8	0.9919	0.9923	0.9917	0.9926	0.9915	0.9916
9	1.0188	0.9811	0.9982	1.0170	0.9804	1.0004
10	1.0190	0.9815	0.9986	1.0176	0.9811	1.0000
11	1.0291	0.9738	1.0007	1.0273	0.9735	1.0022
12	0.9925	0.9931	0.9926	0.9933	0.9929	0.9920
13	0.9874	0.9877	0.9877	0.9886	0.9859	0.9871
14	1.0178	0.9797	0.9968	1.0155	0.9783	1.0001
15	1.0453	0.9610	1.0038	1.0432	0.9607	1.0051
16	0.9836	0.9840	0.9824	0.9854	0.9812	0.9831
17	1.0171	0.9789	0.9960	1.0146	0.9773	0.9999
18	1.0444	0.9601	1.0031	1.0421	0.9600	1.0046
19	0.9822	0.9829	0.9808	0.9849	0.9795	0.9813
20	1.0171	0.9789	0.9959	1.0147	0.9771	0.9998
21	1.0170	0.9787	0.9958	1.0144	0.9770	0.9998
22	1.0168	0.9785	0.9960	1.0136	0.9774	0.9999
23	1.0442	0.9599	1.0030	1.0417	0.9599	1.0046
24	1.0443	0.9601	1.0031	1.0419	0.9600	1.0045
25	1.0434	0.9593	1.0020	1.0413	0.9588	1.0035

บัส	DIgSILENT POWER FACTORY			MATLAB		
	V_a	V_b	V_c	V_a	V_b	V_c
26	1.0435	0.9590	1.0027	1.0399	0.9596	1.0047
27	1.0420	0.9582	1.0008	1.0402	0.9576	1.0021
28	1.0363	0.9528	0.9929	1.0399	0.9566	1.0012
29	1.0362	0.9526	0.9928	1.0396	0.9565	1.0013

ตารางที่ 6.11 ร้อยละของความแตกต่างของผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์โดยเปรียบเทียบกับโปรแกรม MATLAB

บัส	DIgSILENT POWER FACTORY เปรียบเทียบกับโปรแกรม MATLAB		
	$ \Delta V_a $ [ร้อยละ]	$ \Delta V_b $ [ร้อยละ]	$ \Delta V_c $ [ร้อยละ]
1	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0401	0.0502	0.0100
3	0.1285	0.0608	0.1200
4	0.0604	0.0503	0.0101
5	0.1572	0.0306	0.1599
6	0.0906	0.0504	0.0605
7	0.0604	0.0503	0.0101
8	0.0705	0.0807	0.0101
9	0.1770	0.0714	0.2199
10	0.1376	0.0408	0.1400
11	0.1752	0.0308	0.1497
12	0.0805	0.0201	0.0605
13	0.1214	0.1826	0.0608
14	0.2265	0.1431	0.3300
15	0.2013	0.0312	0.1293
16	0.1827	0.2854	0.0712
17	0.2464	0.1637	0.3900
18	0.2207	0.0104	0.1493
19	0.2741	0.3471	0.0510
20	0.2365	0.1842	0.3901
21	0.2563	0.1740	0.4001
22	0.3157	0.1125	0.3900
23	0.2400	0.0000	0.1593
24	0.2303	0.0104	0.1394
25	0.2017	0.0521	0.1495
26	0.3462	0.0625	0.1991

บัส	DigSILENT POWER FACTORY เปรียบเทียบกับโปรแกรม MATLAB		
	$ \Delta V_a $ [ร้อยละ]	$ \Delta V_b $ [ร้อยละ]	$ \Delta V_c $ [ร้อยละ]
27	0.1730	0.0627	0.1297
28	0.3462	0.3972	0.8290
29	0.3270	0.4077	0.8489

6.5 การเขียน DigSILENT Programming Language (DPL) ในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

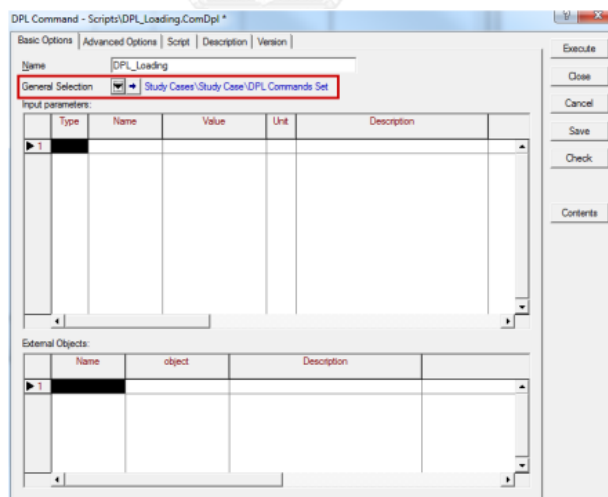
6.5.1 การเขียนโปรแกรม DigSILENT Programming Language เบื้องต้น

6.5.1.1 การนิยามระบบโครงข่ายไฟฟ้า

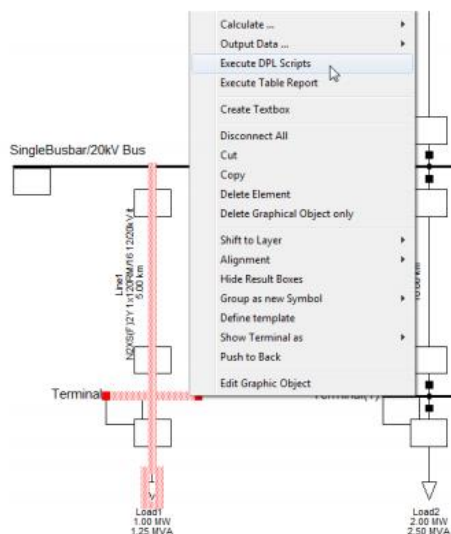
การนิยามระบบโครงข่ายไฟฟ้าสามารถนิยามได้ 4 วิธี คือ [57]

1) By the General Selection

การนิยามรูปแบบนี้เป็นการนิยามรูปแบบเซต (Set) สามารถนิยามในแท็บ Basic Options ซึ่งแสดงได้ดังรูปที่ 6.36 หรือ สามารถนิยามโดยเลือกอุปกรณ์ที่เราต้องการในแผนภาพเส้นเดียว (Single Line Diagram) กดขวา และ เลือก Execute DPL Scripts ดังแสดงในรูปที่ 6.37



รูปที่ 6.36 การนิยาม By the General Selection ในแท็บ Basic Options



รูปที่ 6.37 การนิยาม By the General Selection ในแผนภาพเส้นเดียว (Single Line Diagram)

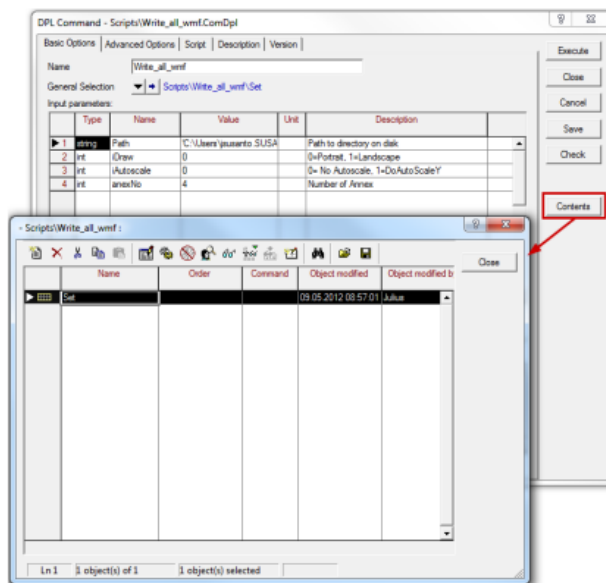
ตัวอย่างการเขียน DPL Scripts เพื่อเลือกสายไฟทุกเส้นในการนิยามแบบ General Selection สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.38

```
set sLines;
! Get the set of lines contained in the general selection
sLines = SEL.AllLines();
```

รูปที่ 6.38 การเขียน DPL Scripts เพื่อเลือกสายไฟทุกเส้นในการนิยามแบบ General Selection

2) By Sets

ตัวอย่างการนิยาม By Sets จากรูปที่ 6.39 เป็นการนิยามวัตถุในระบบโครงข่ายไฟฟ้าในรูปแบบเซตที่ชื่อว่า Set และจากรูปที่ 6.40 เป็นตัวอย่างการเขียน DPL Scripts เพื่อให้โปรแกรมแสดงชื่อของวัตถุที่อยู่ในเซต



รูปที่ 6.39 การนิยาม By Sets

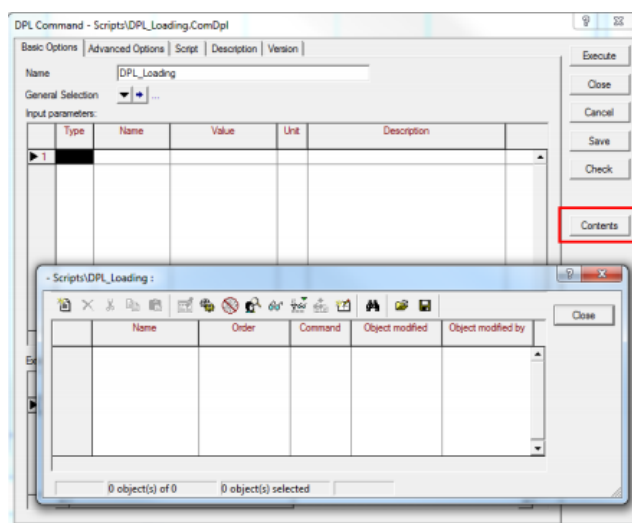
```

object oObj;
! Cycle through the objects in the set and print out the full name
oObj = Set.First();
while (oObj) {
oObj.ShowFullName();
oObj = Set.Next();
}
    
```

รูปที่ 6.40 ตัวอย่างการเขียน DPL Scripts เพื่อให้โปรแกรมแสดงชื่อของวัตถุที่อยู่ในเซต

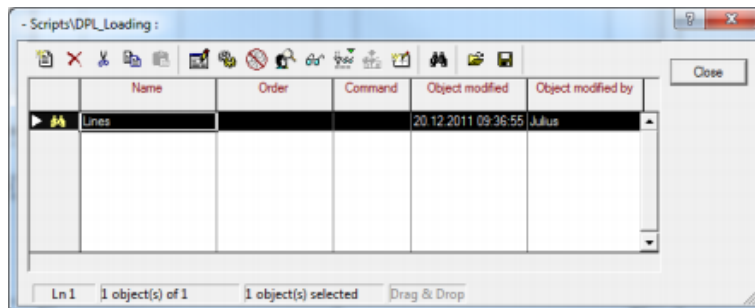
3) By Filters

การนิยาม By Filters สามารถนิยามโดยกด Contents ที่ด้านขวาของ DPL command dialog box ดังแสดงในรูปที่ 6.41



รูปที่ 6.41 การนิยาม By Filters สามารถนิยามโดยกด Contents

ตัวอย่างการใช้ Filters นิยามสายไฟในระบบโครงข่ายไฟฟ้า สามารถสร้าง Filters ชื่อ Lines เพื่อเป็นเซตของสายไฟในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 6.42



รูปที่ 6.42 การใช้ Filters นิยามวัตถุในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

จากรูปที่ 6.43 เป็นตัวอย่างการเขียน DPL Scripts เพื่อให้สายไฟที่อยู่ใน Filters Lines ถูกเก็บค่าในเซตที่ชื่อ sLines

```
set sLines;
! Get the set of lines contained in the filter Lines
! The object Lines is the filter contained in the DPL command object
sLines = Lines.Get();
```

รูปที่ 6.43 ตัวอย่างการเขียน DPL Scripts เพื่อให้สายไฟที่อยู่ใน Filters Lines ถูกเก็บค่าในเซตที่ชื่อ sLines

4) By Code

สามารถใช้ DPL Scripts อย่างเดียวเพื่อเรียกวัตถุที่ต้องการในระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยใช้คำสั่ง AllRelevant และสามารถใช้คำสั่ง Filters คือ FirstFilt หรือ NextFilt เพื่อให้ได้วัตถุในระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่เราต้องการได้ ตัวอย่างการใช้ DPL Scripts เรียกเซตของสายไฟและแสดงชื่อของสายไฟทุกเส้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้า สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.44

```
object aLine;
set Lines;

! Get the set of all lines
Lines = AllRelevant('*.ElmLne', 1, 1);

! Cycle through the lines and print out the full name
aLine = Lines.First();
while(aLine) {
aLine.ShowFullName();
aLine = Lines.Next();
}
```

รูปที่ 6.44 ตัวอย่างการใช้ DPL Scripts เรียกเซตของสายไฟในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ตัวอย่างการใช้ DPL Scripts เพื่อเรียกวัตถุทั้งหมด ต่อมาใช้คำสั่งเรียกหาเฉพาะสายไฟที่ชื่อ LineA5 และให้แสดงชื่อของสายไฟ โดยสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.45

```

object aLine;
set AllObjs;

! Get the set of all objects
AllObjs = AllRelevant();

! Get the line called LineA5 and print out its full name
aLine = AllObjs.FirstFilt('LineA5.ElmLne');
aLine.ShowFullName();

```

รูปที่ 6.45 ตัวอย่างการใช้ DPL Scripts เรียกวัตถุเฉพาะที่ต้องการ และตัวอย่างสุดท้ายเป็นตัวอย่างการใช้ DPL Scripts เรียกสายไฟทั้งหมดที่มีชื่อขึ้นต้นด้วย LineA2 และแสดงชื่อสายไฟทุกเส้นที่มีชื่อขึ้นต้นด้วย LineA2 ดังแสดงในรูปที่ 6.46

```

object aLine;
set AllObjs;

! Get the set of all objects
AllObjs = AllRelevant();
! Filter the set with all lines starting with LineA2
aLine = AllObjs.FirstFilt('LineA2*.ElmLne');

! Go through filtered set and print out the full name of each object
while(aLine) {
aLine.ShowFullName();
aLine = AllObjs.NextFilt();
}

```

รูปที่ 6.46 ตัวอย่างการใช้คำสั่ง Filters ใน DPL scripts

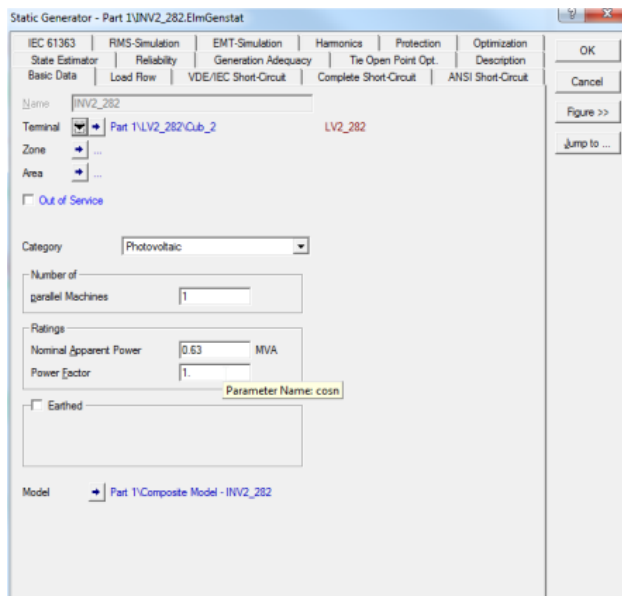
6.5.1.2 การระบุและเปลี่ยนค่าพารามิเตอร์ของวัตถุในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

การเข้าถึงพารามิเตอร์ของวัตถุให้ระบุโดยการใช้ชื่อของวัตถุแล้วคั่นชื่อพารามิเตอร์ด้วยเครื่องหมาย โคลอน (:) เช่น

Object_name:Variable_name;

1) การหาชื่อพารามิเตอร์

ชื่อพารามิเตอร์สามารถหาได้โดย เข้าไปในวัตถุที่เราสนใจแล้วนำเมาส์ชี้ไปที่ช่องของพารามิเตอร์นั้น เช่น ถ้าต้องการทราบชื่อพารามิเตอร์ของตัวประกอบกำลังในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ให้นำเมาส์ชี้ไปที่ช่องของตัวประกอบกำลังจะปรากฏชื่อพารามิเตอร์ คือ cosn ดังแสดงในรูปที่ 6.47



รูปที่ 6.47 การหาชื่อพารามิเตอร์ของวัตถุ

2) การตั้งค่าชื่อตัวแปรสำหรับพารามิเตอร์

ตัวอย่างเช่น มีวัตถุสายไฟชื่อ oLine ต้องการตั้งชื่อว่า dLength ให้ความยาวสายไฟ ซึ่งมีชื่อพารามิเตอร์ว่า dline สามารถใช้คำสั่ง

```
dLength = oLine : dline;
```

แต่เมื่อพารามิเตอร์เป็นเมทริกซ์หรือเวกเตอร์ให้ใช้คำสั่ง GetVal (variable, parameter, row,[column]); ตัวอย่างเช่น

```
oLine.GetVal (dLength, 'dline', 0);
```

3) การเปลี่ยนค่าพารามิเตอร์

ตัวอย่างเช่น มีวัตถุสายไฟชื่อ oLine และต้องการจะเปลี่ยนความยาวสายไฟ ซึ่งมีชื่อพารามิเตอร์ว่า dline เป็นความยาว 2 กิโลเมตร สามารถใช้คำสั่ง

```
oLine : dline = 2;
```

แต่เมื่อพารามิเตอร์เป็นเมทริกซ์หรือเวกเตอร์ให้ใช้คำสั่ง GetVal (value, parameter, row,[column]); ตัวอย่างเช่น

```
oLine.SetVal (2, 'dline', 0);
```

6.5.1.3 การคำนวณ

การใช้คำสั่งคำนวณ สามารถใช้คำสั่ง GetCaseObject (string) เพื่อสร้างการคำนวณขึ้นมา และ ใช้สั่ง Execute () เพื่อให้ให้มีการคำนวณ ซึ่งการคำนวณในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY มีการคำนวณหลายอย่าง สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 6.12

ตารางที่ 6.12 การคำนวณในโปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY

ComLdf	Load flow
ComSch	Short circuit
ComSim	Time domain (RMS or EMT) simulation
ComInc	Time domain initial conditions
ComSimoutage	Contingency analysis
ComRel3	Reliability assessment
ComMod	Modal analysis
ComHldf	Harmonic load flow
ComVstab	Load flow sensitivities
ComVsag	Voltage sag table assessment

ตัวอย่างการเขียน DPL script เพื่อสั่งให้มีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Load Flow) สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.48

```
object ldf;

! Get load flow object from calculation case (or create it)
ldf = GetCaseObject('ComLdf');

! Execute load flow calculation
ldf.Execute();
```

รูปที่ 6.48 ตัวอย่างการเขียน DPL script เพื่อสั่งให้มีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

6.5.1.4 ผลการทดสอบ

การเข้าถึงผลการทดสอบให้ระบุโดยการใช้ชื่อของวัตถุแล้วค้นชื่อตัวแปรของผลการทดสอบ ตัวเครื่องหมายโคลอน (:) เช่น

Object_name:Result_variable_name;

ตัวอย่าง ถ้าต้องการค่าแรงดันของบัส 1 ในหน่วย p.u. เก็บในตัวแปรที่ชื่อ dVoltage สามารถเขียน DPL script ได้ดังนี้

```
dVoltage = Bus1:m:u;
```

ตัวอย่าง การเขียน DPL script เพื่อให้การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ให้แสดงค่า %Loading ของสายไฟทุกสาย และแสดงชื่อของสายไฟทุกสาย สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.49

```

object ldf, aLine;
set Lines;

! Run a load flow
ldf = GetCaseObject('ComLdf');
ldf.Execute();

! Get the set of all lines
Lines = AllRelevant('ElmLine', 1, 1);
aLine = Lines.First();

! Go through each line, and show name and loading
while (aLine) {
printf('Loading for %s: %6f %s', aLine:loc_name, aLine:c:loading);
aLine = Lines.Next();
}

```

รูปที่ 6.49 ตัวอย่างการเขียน DPL script เพื่อแสดงคำตอบจากการคำนวณ

6.5.1.5 การเขียนเวกเตอร์และเมทริกซ์ใน DPL script

1) เวกเตอร์ (Vector)

เวกเตอร์ใน DPL script มี 2 รูปแบบ คือ IntVec และ IntDplVector ซึ่งข้อแตกต่างของเวกเตอร์ทั้ง 2 รูปแบบ คือ IntVec จะสามารถเก็บค่าได้เฉพาะตัวเลข สมาชิกตัวแรกใน IntVec จะเรียกเป็นดัชนีที่ 1 ส่วน IntDplVector จะสามารถเก็บค่าได้ทั้งเป็นตัวเลขหรือข้อความ สมาชิกตัวแรกใน IntVec จะเรียกเป็นดัชนีที่ 0 รูปแบบการเก็บค่าของเวกเตอร์ทั้ง 2 รูปแบบสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.50

$$\text{IntVec} = \begin{pmatrix} 2.31 \\ 1.5 \\ 5.19 \\ 8 \\ 19.2 \end{pmatrix} \qquad \text{IntDplvector} = \begin{pmatrix} \text{oBus1} \\ \text{oGen2} \\ \text{oGen3} \\ \text{oLine1} \\ \text{oBus2} \end{pmatrix}$$

รูปที่ 6.50 รูปแบบการเก็บค่าของเวกเตอร์ทั้ง 2 รูปแบบ

คำสั่งที่ใช้ใน IntVec และ IntDplVector ใน DPL script มีหลายคำสั่ง สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 6.13

ตารางที่ 6.13 คำสั่งที่ใช้ใน IntVec และ IntDplVector ใน DPL script

Function	IntVec	IntDplVector
สร้างเวกเตอร์	Init(n) ตัวอย่าง: Vec.Init(5) สร้างเวกเตอร์ขนาด 5 และตั้งค่าเริ่มต้นเท่ากับ 0	Clear() ตัวอย่าง: DplVec.Clear() ทำให้เวกเตอร์ไม่มีสมาชิก และมีขนาดเท่ากับ 0
เก็บค่าจากดัชนีที่ "i"	Get(i)	Get(i)

Function	IntVec	IntDplVector
	ตัวอย่าง: <code>x=Vec.Get(1)</code> รับค่าสมาชิกตัวแรกของเวกเตอร์และเก็บ ค่าในตัวแปร x	ตัวอย่าง: <code>x=Vec.Get(0)</code> รับค่าสมาชิกตัวแรกของเวกเตอร์และ เก็บค่าในตัวแปร x
ตั้งค่าให้กับดัชนีที่ “i”	<code>Set(i,value)</code> ตัวอย่าง: <code>Vec.Set(3,2.5)</code> ตั้งค่า 2.5 ให้กับสมาชิกตัวที่ 3 ของ เวกเตอร์	<code>Insert(i,item)</code> ตัวอย่าง: <code>Vec.Insert(1,oBus)</code> ตั้งค่าวัตถุ oBus ให้กับดัชนีตัวที่ 1
เปลี่ยนขนาดเวกเตอร์	<code>Resize(n)</code> ตัวอย่าง: <code>Vec.Resize(3)</code> เปลี่ยนขนาดของเวกเตอร์ให้มีขนาด เท่ากับ 3 โดยสมาชิกที่เพิ่มขึ้นมาให้มีค่า เป็น 0	IntDplVector จะปรับขนาดของ เวกเตอร์ตามจำนวนสมาชิกที่เพิ่มขึ้น หรือลดลงโดยอัตโนมัติ
หาขนาดของเวกเตอร์	<code>Size()</code> ตัวอย่าง: <code>x=Vec.Size()</code> รับค่าขนาดของเวกเตอร์แล้วเก็บไว้ในตัว แปร x	<code>Size()</code> ตัวอย่าง: <code>x=Vec.Size()</code> รับค่าขนาดของเวกเตอร์แล้วเก็บไว้ในตัว แปร x

2) เมทริกซ์

เมทริกซ์ (IntMat) สามารถเก็บข้อมูลในรูปแบบตัวเลข 2 มิติ คำสั่งที่ใช้สั่ง IntMat ใน DPL script มีหลายคำสั่ง สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 6.14

ตารางที่ 6.14 คำสั่งที่ใช้สั่ง IntMat ใน DPL script

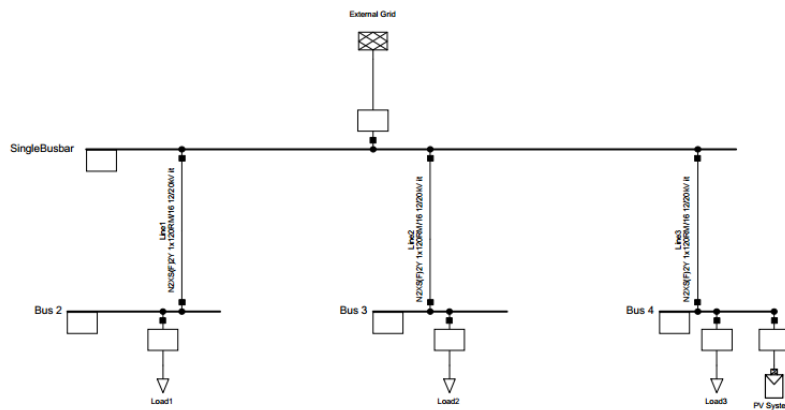
Function	IntMat
สร้างเมทริกซ์	<code>Init(rows, column, init_val)</code> ตัวอย่าง: <code>Mat.Init(3,4,2)</code> สร้างเมทริกซ์ขนาด 3x4 และตั้งค่าให้สมาชิกทุกตัวมีค่าเท่ากับ 2
รับค่าขนาดแถวและหลักของ เมทริกซ์	<code>NRow() / NCol()</code> ตัวอย่าง: <code>iRow=Mat.NRow()</code> รับค่าจำนวนแถวของเมทริกซ์และเก็บค่าในตัวแปร iRow
เปลี่ยนขนาดของเมทริกซ์	<code>Resize(rows, column, init_val)</code> ตัวอย่าง: <code>Mat.Resize(5,5)</code> เปลี่ยนขนาดของเมทริกซ์เป็นขนาด 5x5 ถ้าไม่มีการตั้งค่าให้เมทริกซ์ ค่าของ สมาชิกที่เพิ่มขึ้นมาจะมีค่าเป็น 0
รับค่าของเมทริกซ์ที่เป็นสมาชิก	<code>Get(x, y)</code>

Function	IntMat
แถวที่ “x” และ หลักที่ “y”	ตัวอย่าง: dVal=Mat.Get(2, 3) รับค่าในเมทริกซ์ที่อยู่ตำแหน่งแถวที่ 2 และหลักที่ 3 และเก็บค่าในตัวแปร dVal
รับค่าของเมทริกซ์ที่เป็นสมาชิกแถวที่ “x” และ หลักที่ “y”	Set(x, y, value) ตัวอย่าง: Mat.Set(3, 2, 10) ตั้งค่าให้สมาชิกในเมทริกซ์ที่อยู่ตำแหน่งแถวที่ 3 และหลักที่ 2 ให้มีค่าเท่ากับ 10
คูณเมทริกซ์ 2 ตัว	Multiply (Mat_A, Mat_B) ตัวอย่าง: iBool=Mat.Multiply(A, B) ผลการคำนวณจะถูกเก็บค่าไว้ในตัวแปรมันเอง ในที่นี้คือตัวแปร Mat ผลลัพธ์ของการใช้ฟังก์ชัน Multiply คือจะคืนค่าเป็น 0 เมื่อดำเนินการสำเร็จ และจะคืนค่าเป็น 1 เมื่อดำเนินการไม่สำเร็จ
อินเวอร์สเมทริกซ์	Invert() ตัวอย่าง: iBool=Mat.Invert() ผลการอินเวอร์สเมทริกซ์จะถูกเก็บค่าไว้ในตัวแปรมันเอง ในที่นี้คือ ตัวแปร Mat ผลลัพธ์ของการใช้ฟังก์ชัน Invert คือจะคืนค่าเป็น 0 เมื่อดำเนินการสำเร็จ และจะคืนค่าเป็น 1 เมื่อดำเนินการไม่สำเร็จ

6.5.2 ตัวอย่างการเขียนและการทำงานของโปรแกรม DigSILENT Programming Language เบื้องต้น

6.5.2.1 ระบบทดสอบ

ระบบที่ใช้ทดสอบเป็นระบบทดสอบ 4 บัสที่สมมติขึ้นมา ซึ่งเป็นระบบแรงดันปานกลางที่มีแรงดันระหว่างสาย 20 กิโลโวลต์ พารามิเตอร์สายในลำดับที่หนึ่งและลำดับที่สองมีค่า $0.1563+j0.1266$ โอห์มต่อกิโลเมตร และพารามิเตอร์สายในลำดับที่ศูนย์มีค่า $0.6253+j0.5064$ โอห์มต่อกิโลเมตรสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.51 ในระบบมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 8 เมกะวัตต์ที่บัส 4 โดยจะใช้ทดสอบการใช้โปรแกรม DigSILENT POWER FACTORY ผ่านการเขียนโปรแกรม DigSILENT Programming Language



รูปที่ 6.51 ระบบทดสอบ 4 บัส

6.5.2.2 ข้อมูลการทดสอบ

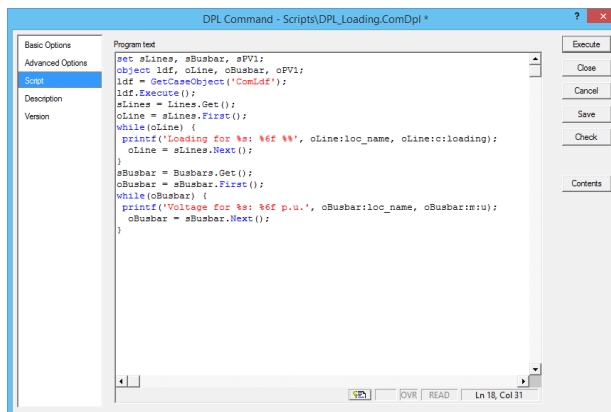
การทดสอบจะใช้ข้อมูลความต้องการโหลด และกำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 6.15

ตารางที่ 6.15 ข้อมูลความต้องการโหลด และ กำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

โหลดบัส 2		โหลดบัส 3		โหลดบัส 4		กำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	
S (MVA)	P (MW)	S (MVA)	P (MW)	S (MVA)	P (MW)	P (MW)	PF
1.25	1.00	2.50	2.00	3.75	3.00	8.00	1.00

6.5.2.3 ตัวอย่าง DigSILENT Programming Language ที่ใช้ทดสอบ

โปรแกรม DigSILENT Programming Language ที่พัฒนาขึ้นมาเป็นโปรแกรมที่สั่งให้มีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าตามข้อมูลการทดสอบที่ได้กำหนดไว้ ดังสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.52



รูปที่ 6.52 ตัวอย่างการเขียน DigSILENT Programming Language

4) ผลการทดสอบจากการใช้ DigSILENT Programming Language

ผลการทดสอบโปรแกรม DigSILENT Programming Language จะแสดงผลการทดสอบใน หน้าแสดงผล(Output Window) สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.53

```

DigSI/info - DPL Program 'DPL>Loading' started
DigSI/info - Element 'External Grid' is local reference in separated area of 'SingleBusbar'
DigSI/info - Calculating load flow...
DigSI/info - -----
DigSI/info - Start Newton-Raphson Algorithm...
DigSI/info - load flow iteration: 1
DigSI/info - load flow iteration: 2
DigSI/info - Newton-Raphson converged with 2 iterations.
DigSI/info - Load flow calculation successful.
DigSI/info - -----
DigSI/info - Report of Control Condition for Relevant Controllers
DigSI/info - -----
DigSI/info - Control conditions for all controllers of interest are fulfilled.
Loading for Line1: 9.862179 %
Loading for Line2: 19.908511 %
Loading for Line3: 42.335280 %
Voltage for Bus 2: 0.996966 p.u.
Voltage for Bus 3: 0.987742 p.u.
Voltage for Bus 4: 1.018745 p.u.
Voltage for SingleBusbar: 1.000000 p.u.
DigSI/info - DPL program 'DPL>Loading' successfully executed

```

รูปที่ 6.53 ผลการทดสอบจากโปรแกรม DigSILENT Programming Language



บทที่ 7

แบบจำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า จะต้องมีการปฏิบัติตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งในประเทศไทยจะมีข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ ข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้านครหลวง เป็นข้อกำหนดเพื่อให้การเชื่อมต่อเป็นไปอย่างเหมาะสม วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอหลักการการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อสนับสนุนให้มีส่วนร่วมในการควบคุมแรงดันโดยการเลือกใช้โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน เนื้อหาวิทยานิพนธ์ในบทที่ 7 สามารถแบ่งการนำเสนอเป็น 3 หัวข้อ ได้แก่

7.1 แบบจำลองการทำงานเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบ เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

7.2 แบบจำลองการทำงานเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบ เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกัน

7.3 แบบจำลองการทำงานเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบ เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อพร้อมกัน

7.1 แบบจำลองการทำงานเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

การเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า สามารถทำให้เกิดผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าตลอดจนคุณภาพไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ดังนั้นการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จึงต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งการรักษาคุณภาพไฟฟ้าโดยเฉพาะอย่างยิ่งด้านระดับแรงดันหลังจากการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถเลือกใช้โหมดการควบคุมแรงดันตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อ เพื่อควบคุมแรงดันให้อยู่ในช่วงที่กำหนด วิทยานิพนธ์เล่มนี้เลือกโหมดการควบคุมแรงดันทั้งสิ้น 3 รูปแบบ คือ 1) โหมดตัวประกอบกำลังคงที่ (Power Factor : PF) 2) โหมดตัวประกอบกำลังไฟฟ้าขึ้นอยู่กับกำลังไฟฟ้าจริง ($\cos\phi(P)$) 3) โหมดกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟขึ้นอยู่กับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ($Q(U)$) เนื่องจากเป็นโหมดการควบคุมที่มีในข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การไฟฟ้านครหลวง และในต่างประเทศ และ แต่ละโหมดการควบคุมสามารถปรับพารามิเตอร์ได้ดังนี้

1) โหมดตัวประกอบกำลังคงที่ (Power Factor : PF) โหมดการควบคุมนี้สามารถปรับพารามิเตอร์ตัวประกอบกำลังได้

2) โหมดตัวประกอบกำลังไฟฟ้าขึ้นอยู่กับกำลังไฟฟ้าจริง ($\cos\phi(P)$) โหมดการควบคุมนี้สามารถปรับพารามิเตอร์ได้ 2 พารามิเตอร์ คือ

2.1) ตัวประกอบกำลังต่ำสุด (Minimum Power Factor : MinPF)

2.2) กำลังไฟฟ้าจริงเริ่มปรับตัวประกอบกำลัง (Active Power : Pn)

3) โหมดกำลังไฟฟารีแอกทีฟขึ้นอยู่กับแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ($Q(U)$) โหมดการควบคุมนี้สามารถปรับพารามิเตอร์ได้ 2 พารามิเตอร์ คือ

3.1) ความชันกราฟกราฟ (%Droop)

3.2) กำลังไฟฟารีแอกทีฟเริ่มต้น ($Q_{setpoint}$)

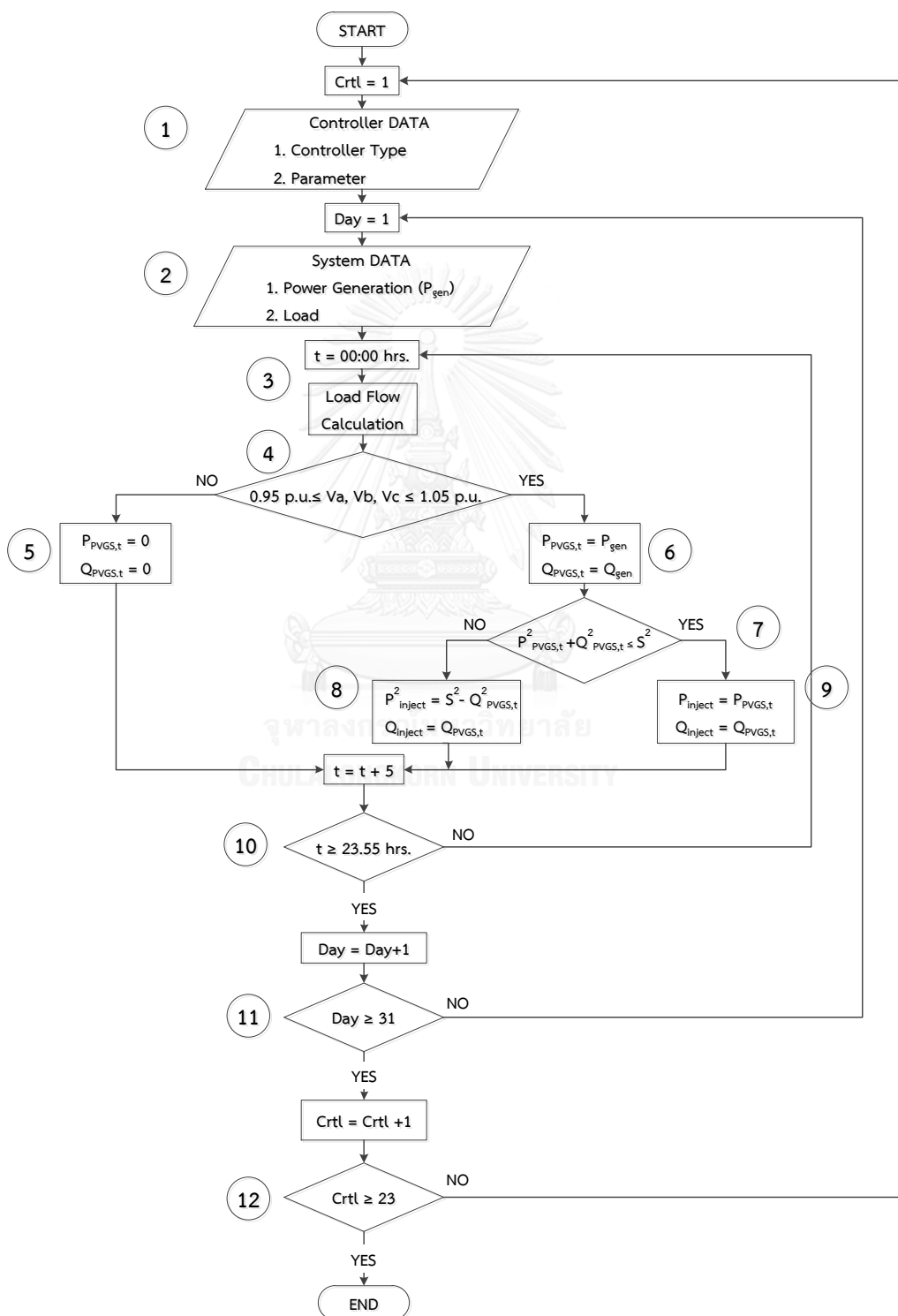
วิทยานิพนธ์เล่มนี้จะพิจารณาโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันจำนวนทั้งสิ้น 23 รูปแบบ สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 7.1 โดยการควบคุมแรงดันแต่ละแบบจะส่งผลต่อกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ตารางที่ 7.1 โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

No.	cosphi(P)		Q(U) characteristic		No.	cosphi(P)		Q(U) characteristic	
	Power Factor	Pn	%Droop	$Q_{setpoint}$		Power Factor	Pn	%Droop	$Q_{setpoint}$
1	1.00	-	-	-	2	0.95	-	-	-
3	0.90	-	-	-	4	0.85	-	-	-
5	0.80	-	-	-	6	0.95	6	-	-
7	0.95	5	-	-	8	0.95	4	-	-
9	0.90	6	-	-	10	0.90	5	-	-
11	0.90	4	-	-	12	0.85	6	-	-
13	0.85	5	-	-	14	0.85	4	-	-
15	0.80	6	-	-	16	0.80	5	-	-
17	0.80	4	-	-	18	-	-	10	0
19	-	-	10	-1	20	-	-	10	-2
21	-	-	2.5	0	22	-	-	2.5	-1
23	-	-	2.5	-2					

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้จำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จากการเลือกใช้โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์

แสงอาทิตย์จะใช้โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์แต่ละแบบเป็นระยะเวลา 1 เดือน ซึ่งมีลักษณะการใช้ไฟฟ้าและกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่แตกต่างกัน เพื่อให้สามารถเห็นผลกระทบจากการเลือกใช้โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์แต่ละแบบต่อการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 7.1



รูปที่ 7.1 แบบจำลองการทำงานเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ขั้นตอนการทำงานเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

แบบจำลองการทำงานเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าดังรูปที่ 7.1 มีขั้นตอนการทำงาน 12 ขั้นตอน ดังนี้

- 1) รับข้อมูลการควบคุมแรงดันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งประกอบด้วยโหมดควบคุมแรงดัน และพารามิเตอร์ของโหมดที่ใช้ควบคุมแรงดัน
- 2) รับข้อมูลระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วยข้อมูลความต้องการโหลด และข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยเป็นข้อมูลทุกๆ 5 นาที
- 3) คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Load Flow Calculation) เพื่อหาค่าแรงดันจุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 3 เฟส คือ เฟส A, เฟส B และเฟส C
- 4) ตรวจสอบระดับแรงดันไฟฟ้าทั้ง 3 เฟส ว่าอยู่ในช่วงที่การไฟฟ้ากำหนดหรือไม่ คือ ร้อยละ 95 ถึงร้อยละ 105 ของแรงดันปกติ
- 5) ถ้าแรงดันไฟฟ้าทั้ง 3 เฟสไม่อยู่ในช่วงที่การไฟฟ้ากำหนด ให้ตัดการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ เวลานั้น ($P_{PVGS,t} = 0$, $Q_{PVGS,t} = 0$)
- 6) ถ้าแรงดันไฟฟ้าทั้ง 3 เฟสอยู่ในช่วงที่การไฟฟ้ากำหนด ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ ($P_{PVGS,t} = P_{gen}$, $Q_{PVGS,t} = Q_{gen}$)
- 7) ขั้นตอนการตรวจสอบการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟเกินข้อจำกัดของอินเวอร์เตอร์หรือไม่
- 8) ถ้าระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟเกินข้อจำกัดอินเวอร์เตอร์ ให้ลดกำลังไฟฟ้าจริงจากสมการ $P_{inject}^2 = S^2 - Q_{PVGS,t}^2$ และจ่ายกำลังไฟฟารีแอกทีฟตามเดิม ($Q_{inject} = Q_{PVGS,t}$)
- 9) ถ้าระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟไม่เกินข้อจำกัดอินเวอร์เตอร์ ให้จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟตามกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ($P_{inject} = P_{PVGS,t}$, $Q_{inject} = Q_{PVGS,t}$)
- 10) เปลี่ยนข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าและข้อมูลกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เข้าจนกระทั่งครบ 24 ชั่วโมง
- 11) เปลี่ยนข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าและข้อมูลกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เข้า จนกระทั่งครบ 31 วัน

12) เปลี่ยนโหมดควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์แบบต่างๆซ้ำ จนกระทั่งครบ 23 แบบ

7.2 แบบจำลองการทำงานเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกัน

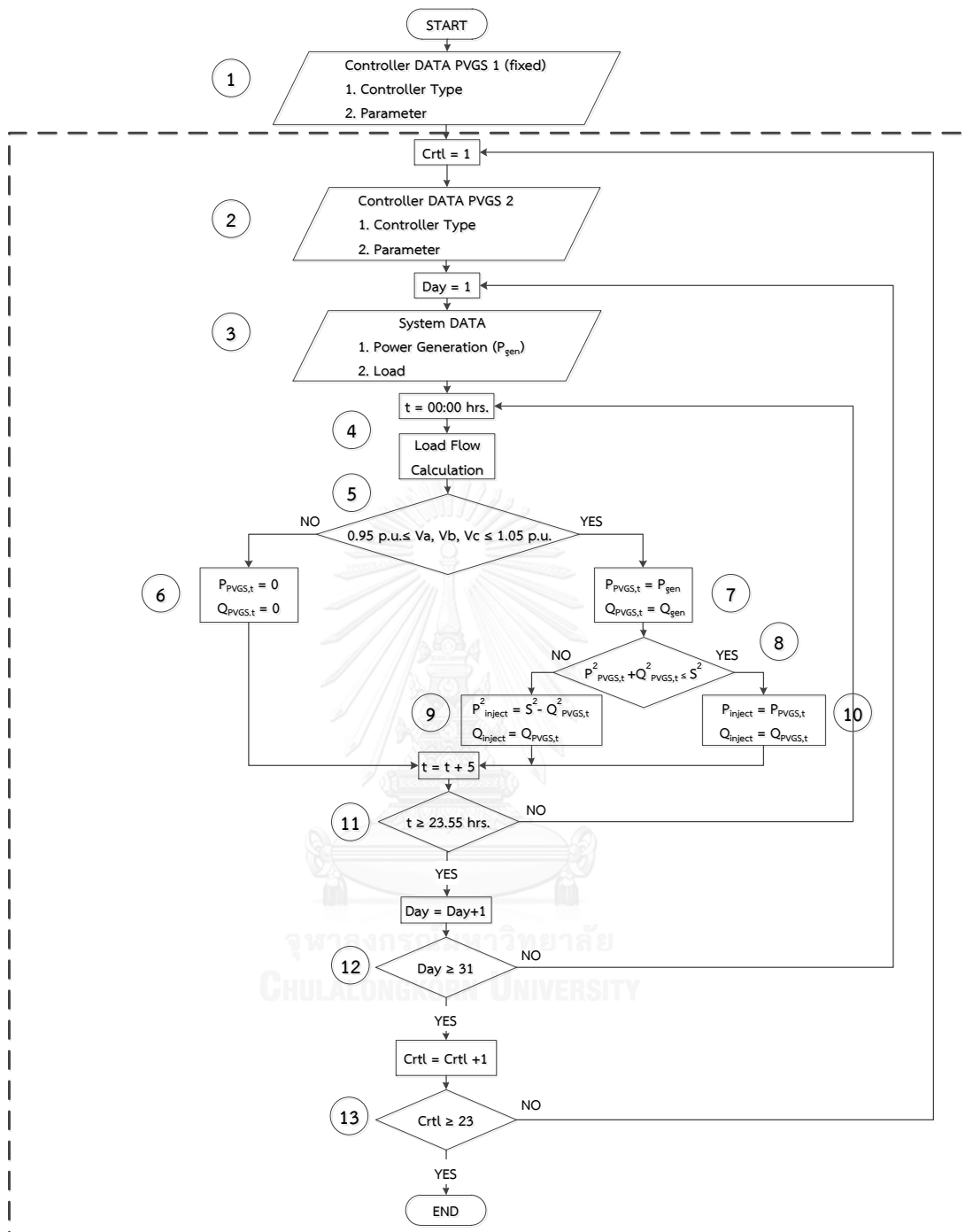
จากหัวข้อที่ 7.1 เมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต้องสามารถหรือมีส่วนร่วมในการรักษาระดับแรงดัน เพื่อให้แรงดันอยู่ในช่วงที่กำหนดตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ดังนั้นต่อมาเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จึงจำเป็นต้องมีส่วนร่วมในการรักษาระดับแรงดันเช่นกัน แต่เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายหลัง จึงจำเป็นต้องรักษาระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ซึ่งเป็นจุดที่สามารถเกิดแรงดันเกินเนื่องจากการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2

ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้จำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกัน สามารถแสดงได้รูปที่ 7.2 โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 เลือกใช้โหมดการควบคุมและพารามิเตอร์ที่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้สูงสุด ส่วนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 เลือกใช้โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน โดยเลือกใช้โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่ แต่ละแบบเป็นระยะเวลา 1 เดือน ซึ่งมีลักษณะการใช้ไฟฟ้าและกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่แตกต่างกัน เพื่อให้สามารถเห็นผลกระทบจากการเลือกใช้โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์แต่ละแบบต่อการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 7.2

ตารางที่ 7.2 โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกัน

No.	Photovoltaic Generation System I				Photovoltaic Generation System II			
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		cosphi(P)		Q(U) characteristic	
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}
1					1.00	-	-	-
2	Fixed Controller and Parameter				0.95	-	-	-
3					0.90	-	-	-
4					0.85	-	-	-

No.	Photovoltaic Generation System I				Photovoltaic Generation System II			
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		cosphi(P)		Q(U) characteristic	
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}
5					0.80	-	-	-
6					0.95	6	-	-
7					0.95	5	-	-
8					0.95	4	-	-
9					0.90	6	-	-
10					0.90	5	-	-
11					0.90	4	-	-
12					0.85	6	-	-
13					0.85	5	-	-
14					0.85	4	-	-
15					0.80	6	-	-
16					0.80	5	-	-
17					0.80	4	-	-
18					-	-	10	0
19					-	-	10	-1
20					-	-	10	-2
21					-	-	2.5	0
22					-	-	2.5	-1
23					-	-	2.5	-2



รูปที่ 7.2 แบบจำลองการทำงานเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกัน

ขั้นตอนการทำงานเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่าย ไฟฟ้าโดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกัน

แบบจำลองการทำงานเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกันดังรูปที่ 7.2 มีขั้นตอนการทำงาน 13 ขั้นตอนดังนี้

1) รับข้อมูลการควบคุมแรงดันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ซึ่งประกอบด้วยโหมดควบคุมแรงดัน และพารามิเตอร์ของโหมดที่ใช้ควบคุมแรงดัน โดยเป็นข้อมูลโหมดควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้มากที่สุด โดยนำผลการทดสอบจากหัวข้อ 7.1

2) รับข้อมูลการควบคุมแรงดันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ซึ่งประกอบด้วยโหมดควบคุมแรงดัน และพารามิเตอร์ของโหมดที่ใช้ควบคุมแรงดัน

3) รับข้อมูลระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วยข้อมูลความต้องการโหลด และข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 โดยเป็นข้อมูลทุกๆ 5 นาที

4) คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Load Flow Calculation) เพื่อหาค่าแรงดันจุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 3 เฟส คือ เฟส A, เฟส B และเฟส C

5) ตรวจสอบระดับแรงดันไฟฟ้าทั้ง 3 เฟสที่จุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 และระบบที่ 2 ว่าอยู่ในช่วงที่การไฟฟ้ากำหนดหรือไม่ คือ ร้อยละ 95 ถึง ร้อยละ 105 ของแรงดันปกติ

6) ถ้าแรงดันไฟฟ้าทั้ง 3 เฟสไม่อยู่ในช่วงที่การไฟฟ้ากำหนด ให้ตัดการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ เวลานั้น ($P_{PVGS,t} = 0, Q_{PVGS,t} = 0$)

7) ถ้าแรงดันไฟฟ้าทั้ง 3 เฟสอยู่ในช่วงที่การไฟฟ้ากำหนด ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ ($P_{PVGS,t} = P_{gen}, Q_{PVGS,t} = Q_{gen}$)

8) ขั้นตอนการตรวจสอบการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟว่าเกินข้อจำกัดของอินเวอร์เตอร์หรือไม่

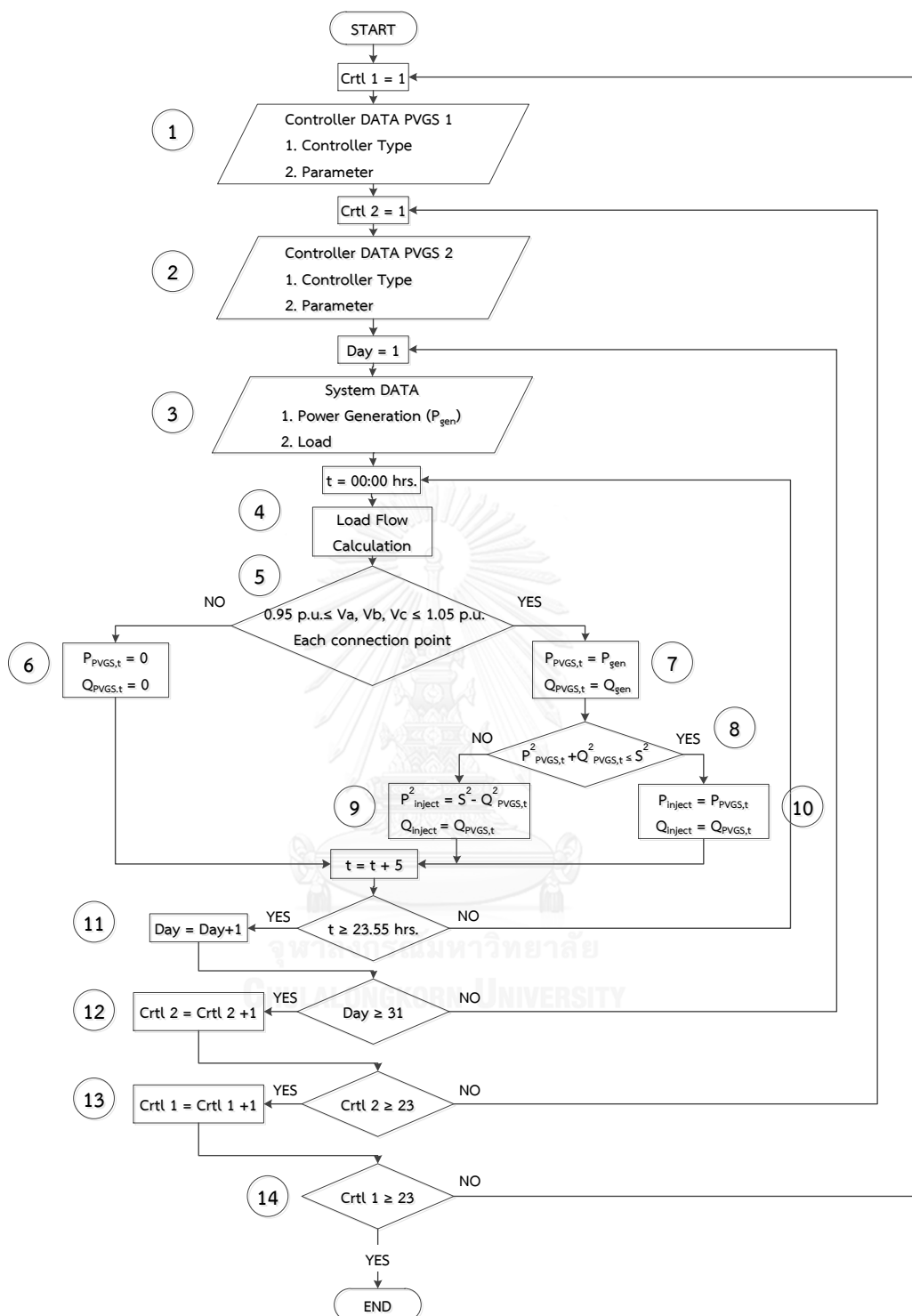
9) ถ้าระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟเกินข้อจำกัดอินเวอร์เตอร์ ให้ลดกำลังไฟฟ้าจริงจากสมการ $P_{inject}^2 = S^2 - Q_{PVGS,t}^2$ และจ่ายกำลังไฟฟารีแอกทีฟตามเดิม ($Q_{inject} = Q_{PVGS,t}$)

10) ถ้าระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟไม่เกินข้อจำกัด อินเวอร์เตอร์ ให้จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟตามกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ($P_{inject} = P_{PVGS,t}, Q_{inject} = Q_{PVGS,t}$)

- 11) เปลี่ยนข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าและข้อมูลกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้งานกระทันครบ 24 ชั่วโมง
- 12) เปลี่ยนข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าและข้อมูลกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้งานกระทันครบ 31 วัน
- 13) เปลี่ยนโหมดควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์แบบต่างๆ ซ้ำ ใช้งานกระทันครบ 23 แบบ

7.3 แบบจำลองการทำงานเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อกัน

เมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อกันสามารถทำให้เกิดผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าตลอดจนคุณภาพไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ดังนั้นการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จึงต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งการรักษาคุณภาพไฟฟ้าโดยเฉพาะอย่างยิ่งด้านระดับแรงดัน หลังจากการเชื่อมของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละระบบสามารถเลือกใช้โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันได้ทั้งหมด 23 รูปแบบ ดังนั้นรูปแบบการเลือกใช้โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 2 ระบบจะมีทั้งสิ้น $23 \times 23 = 529$ รูปแบบ ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้จำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อกัน สามารถแสดงได้รูปที่ 7.3



รูปที่ 7.3 แบบจำลองการทำงานเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อกัน

ขั้นตอนการทำงานเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกัน

แบบจำลองการทำงานเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกันดังรูปที่ 7.3 มีขั้นตอนการทำงาน 13 ขั้นตอนดังนี้

- 1) รับข้อมูลการควบคุมแรงดันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ซึ่งประกอบด้วยโหมดควบคุมแรงดัน และพารามิเตอร์ของโหมดที่ใช้ควบคุมแรงดัน
- 2) รับข้อมูลการควบคุมแรงดันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ซึ่งประกอบด้วยโหมดควบคุมแรงดัน และพารามิเตอร์ของโหมดที่ใช้ควบคุมแรงดัน
- 3) รับข้อมูลระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วยข้อมูลความต้องการโหลด และข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์โดยเป็นข้อมูลทุกๆ 5 นาที
- 4) คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Load Flow Calculation) เพื่อหาค่าแรงดันจุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 3 เฟส คือ เฟส A, เฟส B และเฟส C
- 5) ตรวจสอบระดับแรงดันไฟฟ้าทั้ง 3 เฟสที่จุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 และระบบที่ 2 ว่าอยู่ในช่วงที่การไฟฟ้ากำหนดหรือไม่ คือ ร้อยละ 95 ถึง ร้อยละ 105 ของแรงดันปกติ
- 6) ถ้าแรงดันไฟฟ้าทั้ง 3 เฟสที่จุดเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 หรือ ระบบที่ 2 ไม่อยู่ในช่วงที่การไฟฟ้ากำหนด ให้ตัดการเชื่อมต่อของระบบไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 หรือ ระบบที่ 2 กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ เวลานั้น ($P_{PVGS,t} = 0, Q_{PVGS,t} = 0$)
- 7) ถ้าแรงดันไฟฟ้าทั้ง 3 เฟสอยู่ในช่วงที่การไฟฟ้ากำหนด ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 หรือ ระบบที่ 2 สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ ($P_{PVGS,t} = P_{gen}, Q_{PVGS,t} = Q_{gen}$)
- 8) ขั้นตอนการตรวจสอบการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟว่าเกินข้อจำกัดของอินเวอร์เตอร์หรือไม่
- 9) ถ้าระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟเกินข้อจำกัดอินเวอร์เตอร์ ให้ลดกำลังไฟฟ้าจริงจากสมการ $P_{inject}^2 = S^2 - Q_{PVGS,t}^2$ และจ่ายกำลังไฟฟารีแอกทีฟตามเดิม ($Q_{inject} = Q_{PVGS,t}$)
- 10) ถ้าระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 หรือ ระบบที่ 2 จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟไม่เกินข้อจำกัดอินเวอร์เตอร์ ให้จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟตามกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ($P_{inject} = P_{PVGS,t}, Q_{inject} = Q_{PVGS,t}$)

11) เปลี่ยนข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าและข้อมูลกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ซ้ำ จนกระทั่งครบ 24 ชั่วโมง

12) เปลี่ยนข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าและข้อมูลกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ซ้ำจนกระทั่งครบ 31 วัน

13) เปลี่ยนโหมดควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์แบบต่างๆของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ซ้ำ จนกระทั่งครบ 23 แบบ

14) เปลี่ยนโหมดควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์แบบต่างๆของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ซ้ำ จนกระทั่งครบ 23 แบบ



บทที่ 8

ผลการทดสอบ

ในบทนี้จะนำเสนอข้อมูลระบบที่ใช้ทดสอบและผลการทดสอบการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ได้นำเสนอหลักการและทฤษฎีในบทที่ 2 ถึงบทที่ 7 โดยข้อมูลระบบที่ใช้ทดสอบและผลการทดสอบจะแบ่งออกเป็น 6 หัวข้อดังนี้

8.1 ผลการทดสอบผลกระทบต่อแรงดันจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

8.2 ผลกระทบต่อแรงดันจากการปรับตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

8.3 ข้อมูลระบบทดสอบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา

8.4 ผลการทดสอบการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา

8.5 ข้อมูลระบบทดสอบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทฟาร์ม

8.6 ผลการทดสอบการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทฟาร์ม

8.1 ผลการทดสอบผลกระทบของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ในหัวข้อนี้ทดสอบผลกระทบจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อแสดงผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้า โดยทดสอบในระบบทดสอบ 29 บัส ในหัวข้อนี้จะแบ่งการทดสอบออกเป็น 4 ส่วน คือ

8.1.1 ทดสอบในระบบที่มีโหลดสมดุลไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

8.1.2 ทดสอบในระบบที่มีโหลดสมดุลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

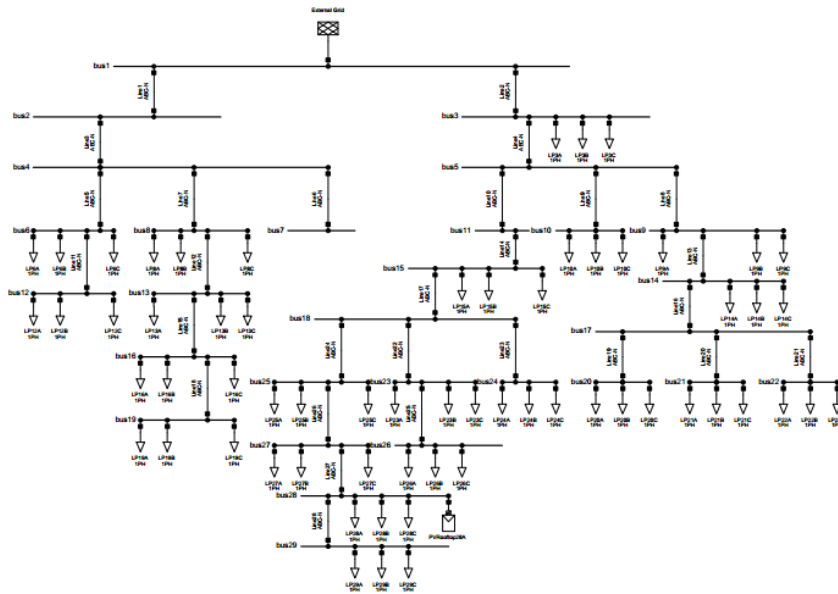
8.1.3 ทดสอบในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

8.1.4 ทดสอบในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

8.1.1 ทดสอบในระบบที่มีโหลดสมดุลไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

8.1.1.1 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ

การทดสอบในหัวข้อนี้จะทดสอบในระบบทดสอบแรงดันต่ำ 29 บัส โดยมีค่าระดับแรงดันระหว่างสาย 380 โวลต์ โดยการทดสอบจะติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 8.1



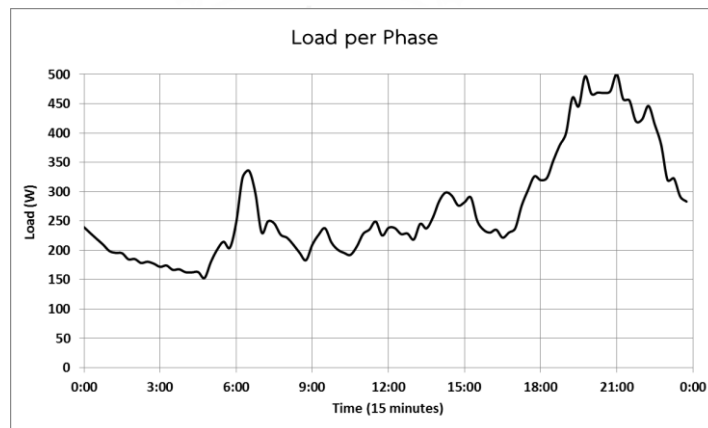
รูปที่ 8.1 ระบบทดสอบแรงดันต่ำ 29 บัส

กำหนดให้ค่าอิมพีแดนซ์ในสายที่ใช้ในการทดสอบมีค่าดังนี้

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} 0.0536 + j0.0648 & 0 & 0 \\ 0 & 0.0536 + j0.0648 & 0 \\ 0 & 0 & 0.0536 + j0.0648 \end{bmatrix} \Omega$$

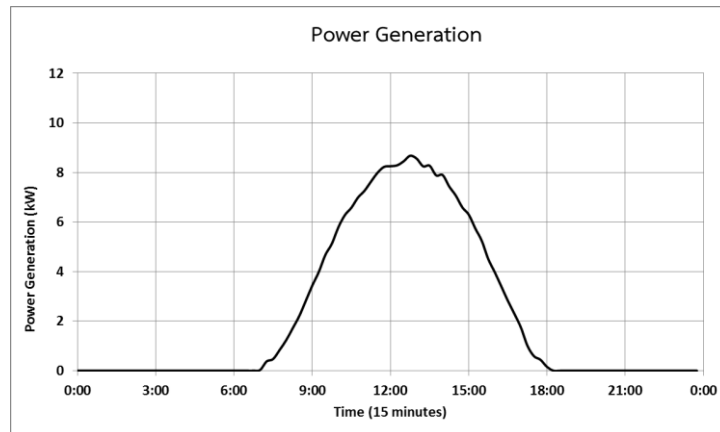
ข้อมูลโหลดที่ใช้ทดสอบเป็นข้อมูลโหลดทุกๆ 15 นาทีในเวลา 1 วัน สามารถแสดงได้ดังรูปที่

8.2



รูปที่ 8.2 ข้อมูลความต้องการโหลดที่ใช้ทดสอบ

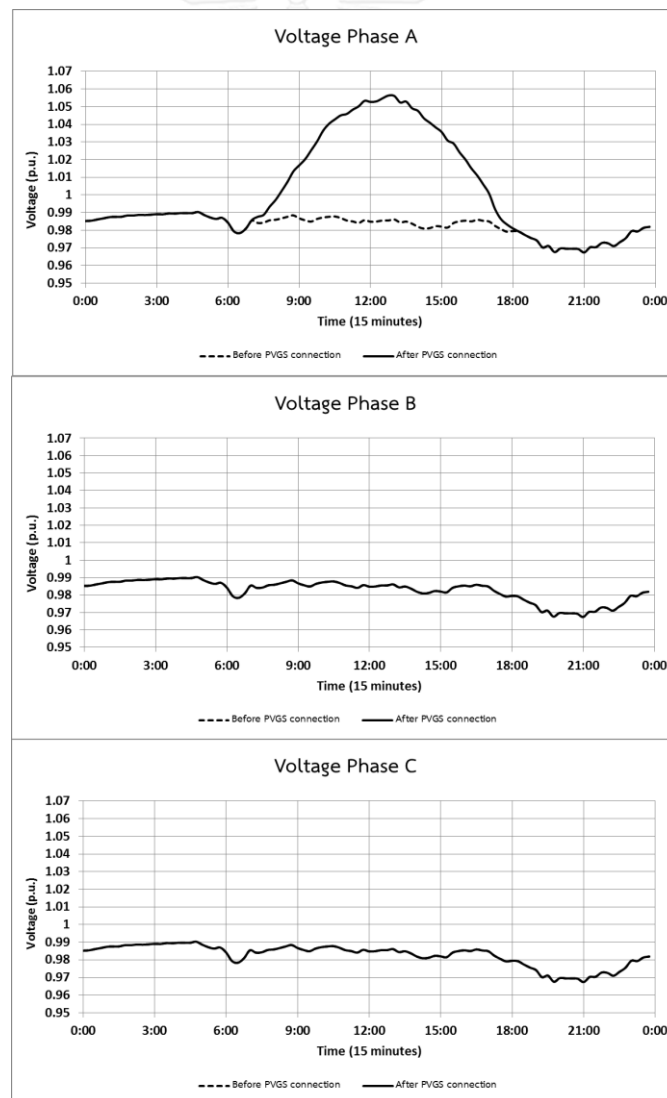
ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้า
 ทุกๆ 15 นาที ในเวลา 1 วัน สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 8.3



รูปที่ 8.3 ข้อมูลกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

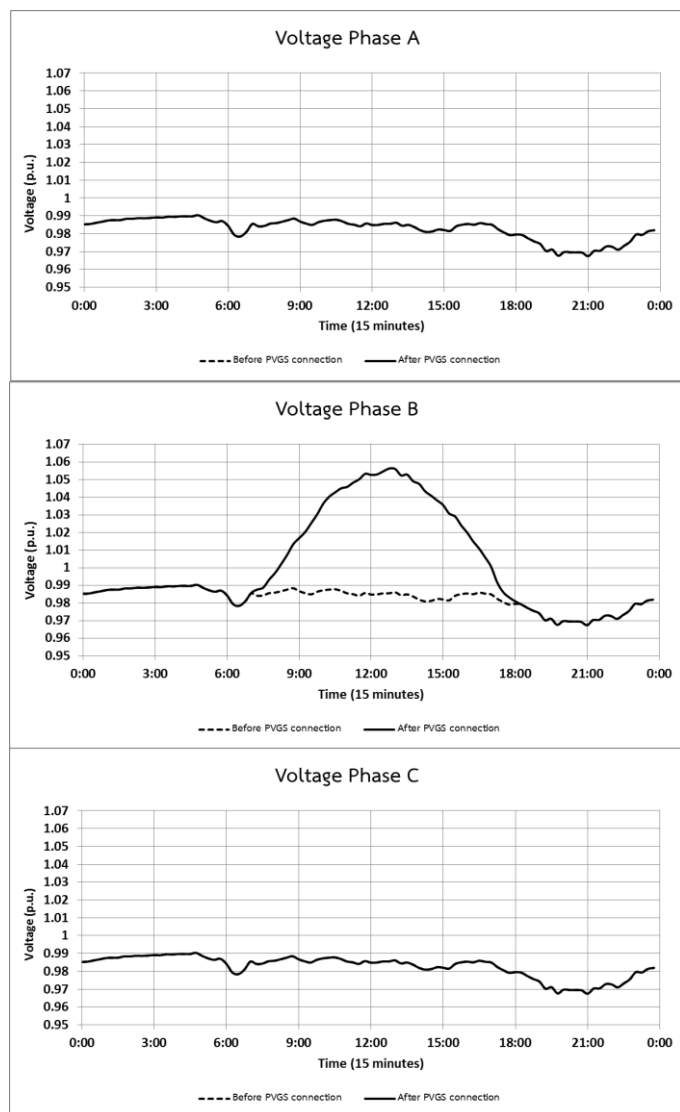
8.1.1.2 ผลการทดสอบ

1) เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส A



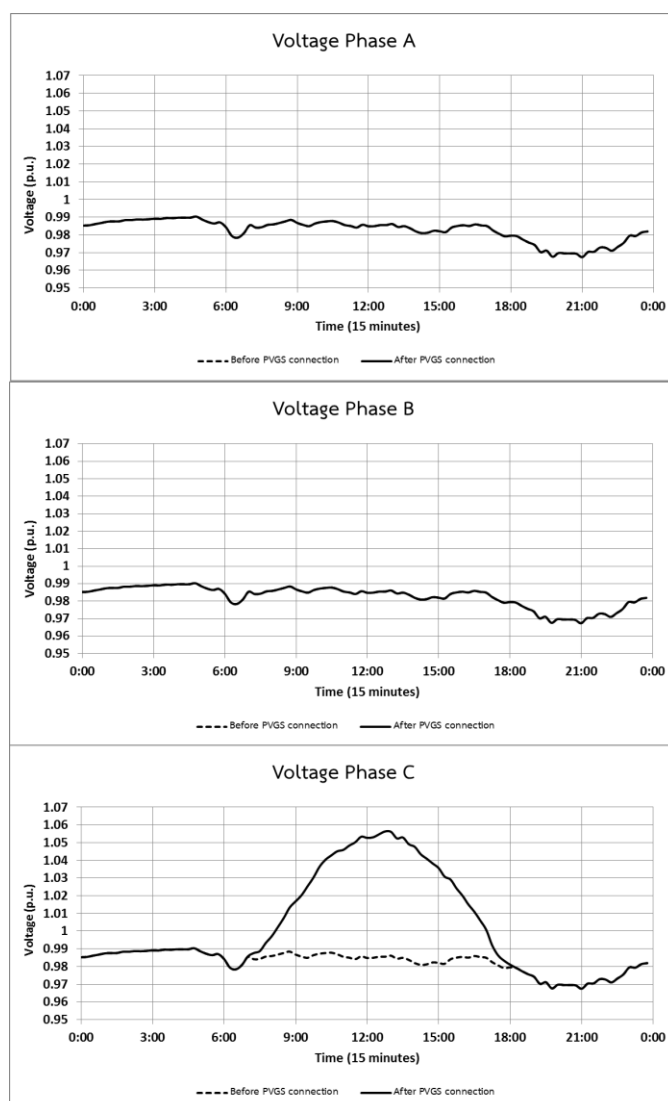
รูปที่ 8.4 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส A ในระบบที่มีโหลดสมดุลไม่พิจารณา Mutual coupling ของสาย

2) เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส B



รูปที่ 8.5 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส B ในระบบที่มีโหลดสมดุลไม่พิจารณา Mutual coupling ของสาย

3) เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส C



รูปที่ 8.6 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส C ในระบบที่มีโหลดสมดุลไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

จากรูปที่ 8.4 รูปที่ 8.5 และรูปที่ 8.6 พบว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบที่มีโหลดสมดุลไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย แรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงเฉพาะในเฟสที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เท่านั้น

8.1.2 ทดสอบในระบบที่มีโหนดสมดุลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

8.1.2.1 ข้อมูลการทดสอบ

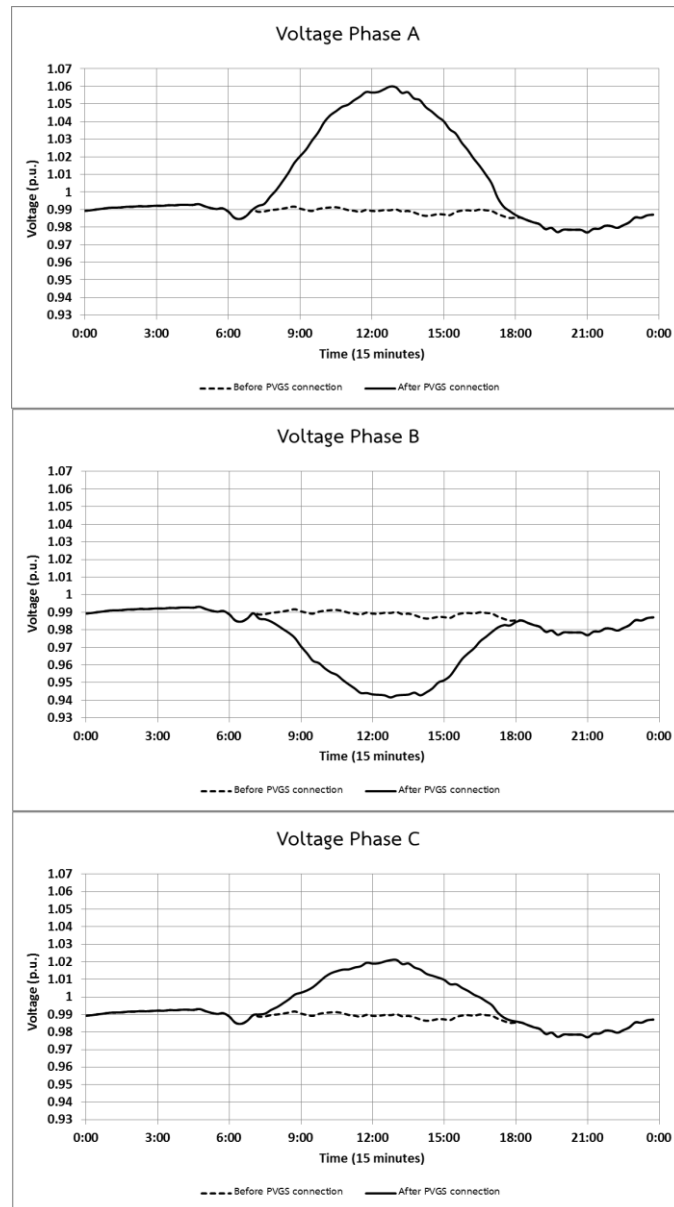
ข้อมูลที่ใช้ทดสอบในหัวข้อนี้ จะใช้ข้อมูลลักษณะเดียวกับที่ใช้ทดสอบในหัวข้อ 8.1.1 แต่จะมีการเปลี่ยนแปลงค่าอิมพีแดนซ์ของสายให้มีค่า Mutual coupling ซึ่งอิมพีแดนซ์ของสายที่ใช้ในการทดสอบมีค่าดังนี้

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} 0.0536 + j0.0648 & 0.0151 + j0.0319 & 0.0151 + j0.0319 \\ 0.0151 + j0.0319 & 0.0536 + j0.0648 & 0.0151 + j0.0319 \\ 0.0151 + j0.0319 & 0.0151 + j0.0319 & 0.0536 + j0.0648 \end{bmatrix} \Omega$$

8.1.2.2 ผลการทดสอบ

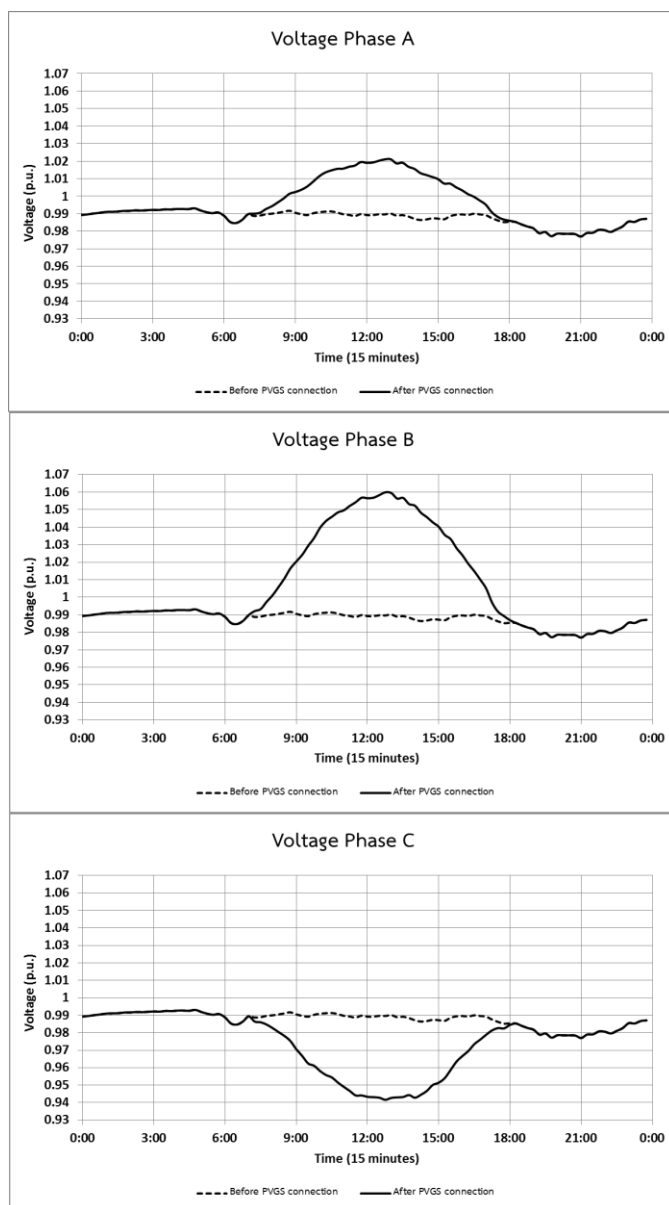
- 1) เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส A





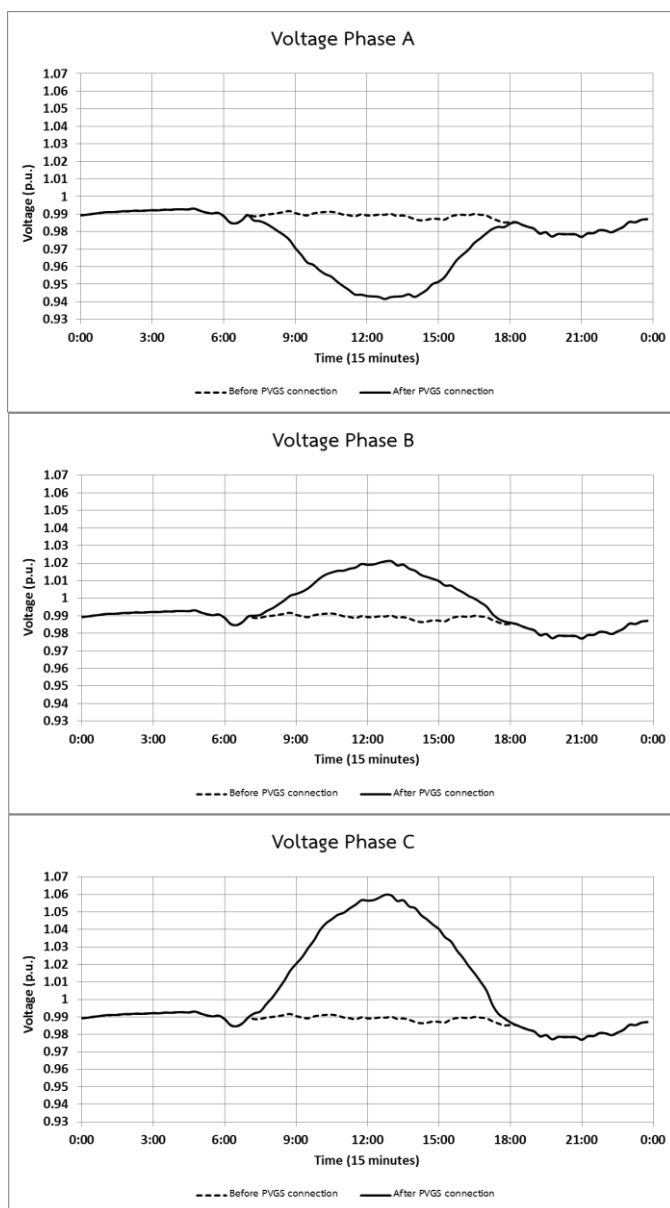
รูปที่ 8.7 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส A ในระบบที่มีโหนดสมมูลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

2) เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส B



รูปที่ 8.8 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส B ในระบบที่มีโหนดสมดุลงพิจารณา Mutual coupling ของสาย

3) เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส C



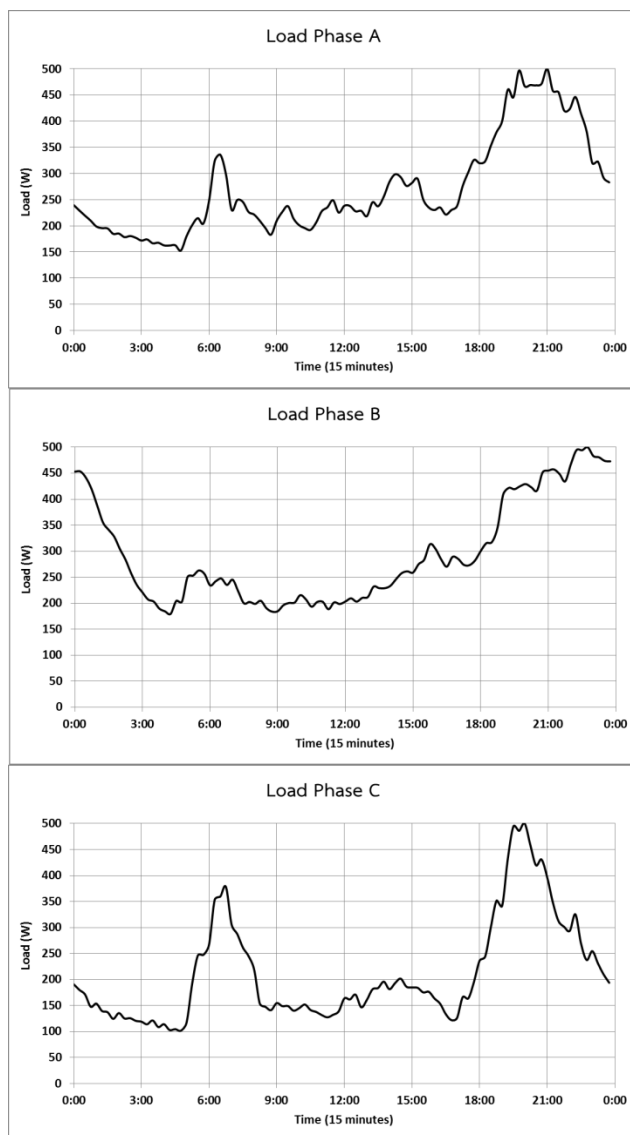
รูปที่ 8.9 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส B ในระบบที่มีโหนดสมมูลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

จากรูปที่ 8.7 รูปที่ 8.8 และรูปที่ 8.9 พบว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบที่มีโหนดสมมูลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย แรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงทั้ง 3 เฟสในลักษณะเดียวกัน โดยแรงดันในเฟสที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แรงดันเพิ่มขึ้น เฟสถัดมาแรงดันลดลง และเฟสก่อนหน้าแรงดันเพิ่มขึ้นเล็กน้อย เช่น เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เฟส A แรงดันเฟส A แรงดันเฟส A เพิ่มขึ้น แรงดันเฟส B ลดลง และแรงดันเฟส C เพิ่มขึ้นเล็กน้อย

8.1.3 ทดสอบในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลไม่พิจารณา Mutual coupling ของสาย

8.1.3.1 ข้อมูลการทดสอบ

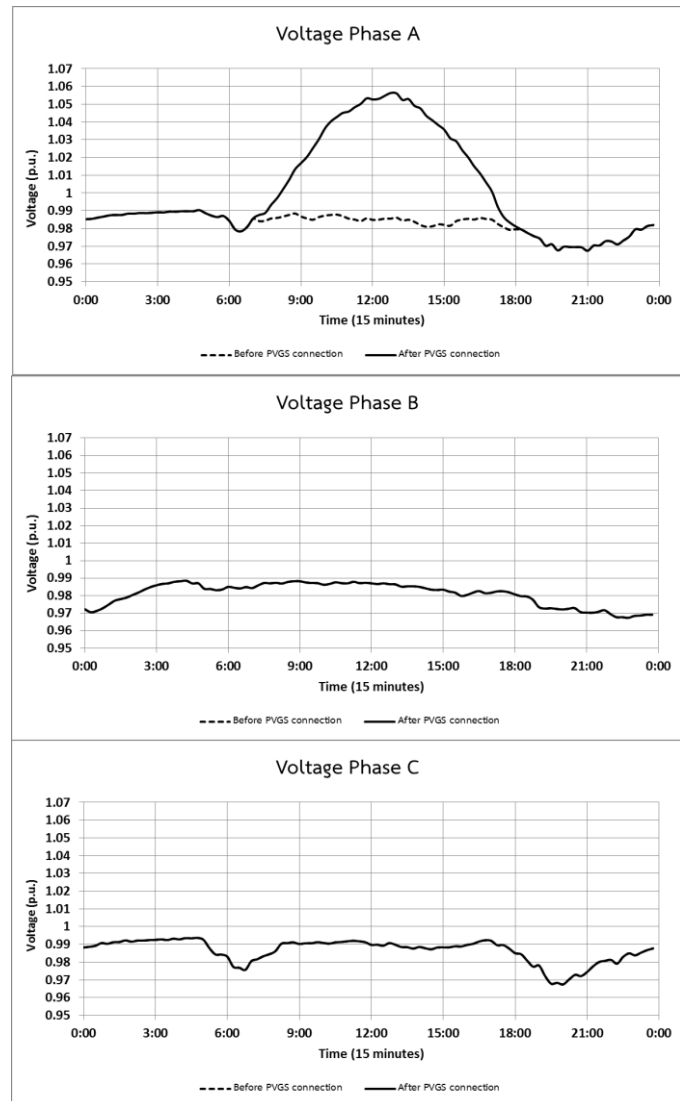
ข้อมูลที่ใช้ทดสอบในหัวข้อนี้ จะใช้ข้อมูลลักษณะเดียวกับที่ใช้ทดสอบในหัวข้อ 8.1.1 แต่จะมีการเปลี่ยนแปลงข้อมูลความต้องการโหลด ซึ่งจะเป็นโหลดไม่สมดุล สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 8.10



รูปที่ 8.10 ข้อมูลโหลดเฟส A เฟส B และเฟส C ที่ใช้ในการทดสอบ

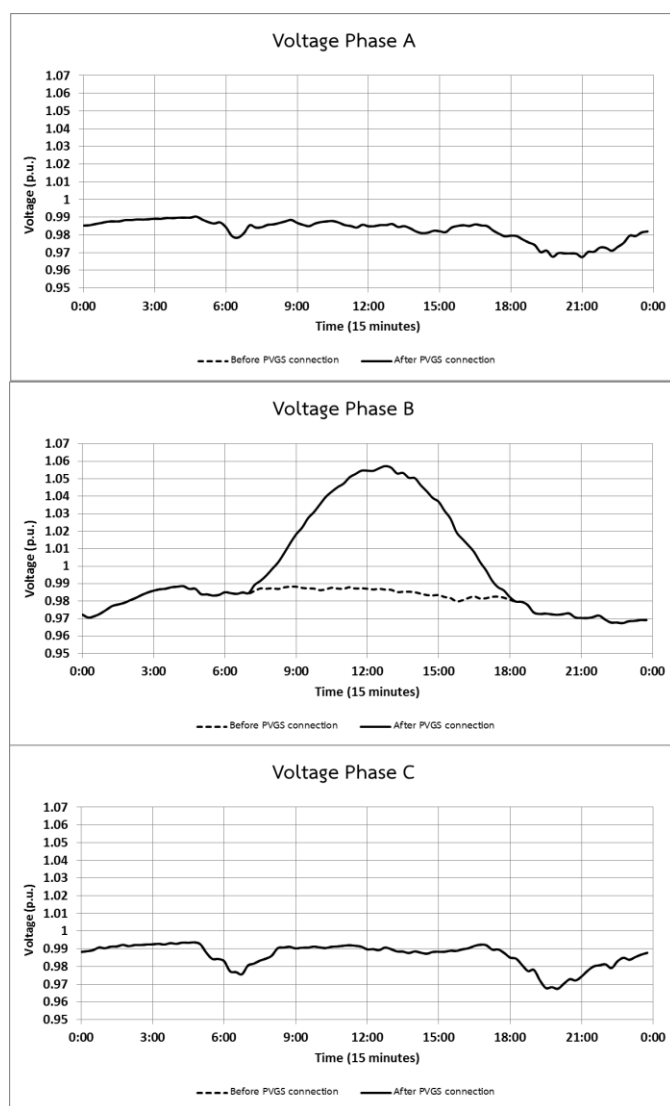
8.1.3.2 ผลการทดสอบ

- 1) เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส A



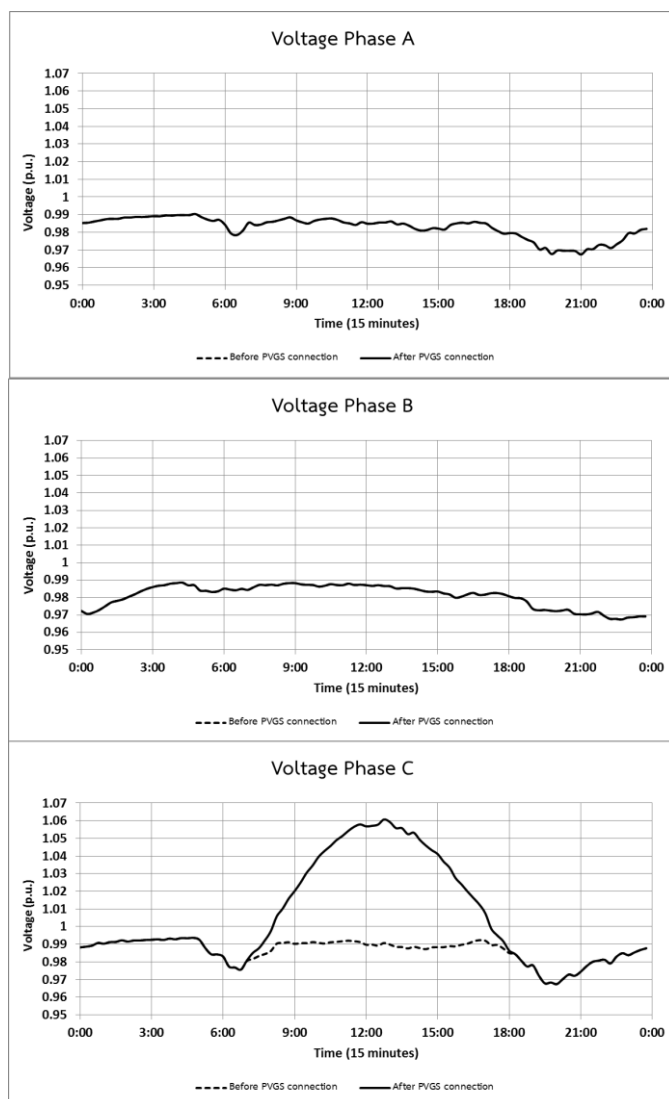
รูปที่ 8.11 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส A ในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

2) เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส B



รูปที่ 8.12 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส A ในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลไม่พิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

3) เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส C



รูปที่ 8.13 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส A ในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลไม่พิจารณา ค่า Mutual coupling ของสาย

จากรูปที่ 8.11 รูปที่ 8.12 และรูปที่ 8.13 พบว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลไม่พิจารณา ค่า Mutual coupling ของสาย แรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงเฉพาะในเฟสที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เท่านั้น

8.1.4 ทดสอบในระบบที่มีโหนดไม่สมดุลพิจารณา ค่า Mutual coupling ของสาย

8.1.4.1 ข้อมูลการทดสอบ

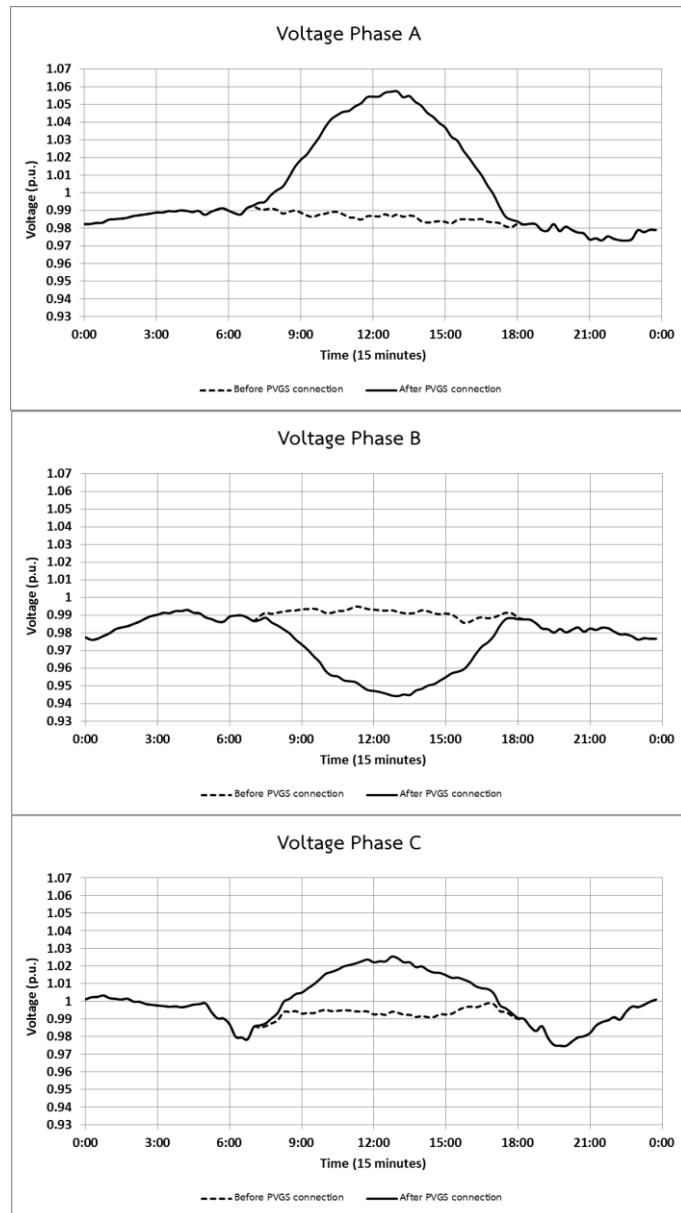
ข้อมูลที่ใช้ทดสอบในหัวข้อนี้ จะใช้ข้อมูลลักษณะเดียวกับที่ใช้ทดสอบในหัวข้อ 8.1.3 แต่จะมีการเปลี่ยนแปลงค่าอิมพีแดนซ์ของสายให้มีค่า Mutual coupling ซึ่งอิมพีแดนซ์ของสายที่ใช้ในการทดสอบมีค่าดังนี้

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} 0.0536 + j0.0648 & 0.0151 + j0.0319 & 0.0151 + j0.0319 \\ 0.0151 + j0.0319 & 0.0536 + j0.0648 & 0.0151 + j0.0319 \\ 0.0151 + j0.0319 & 0.0151 + j0.0319 & 0.0536 + j0.0648 \end{bmatrix} \Omega$$

8.1.4.2 ผลการทดสอบ

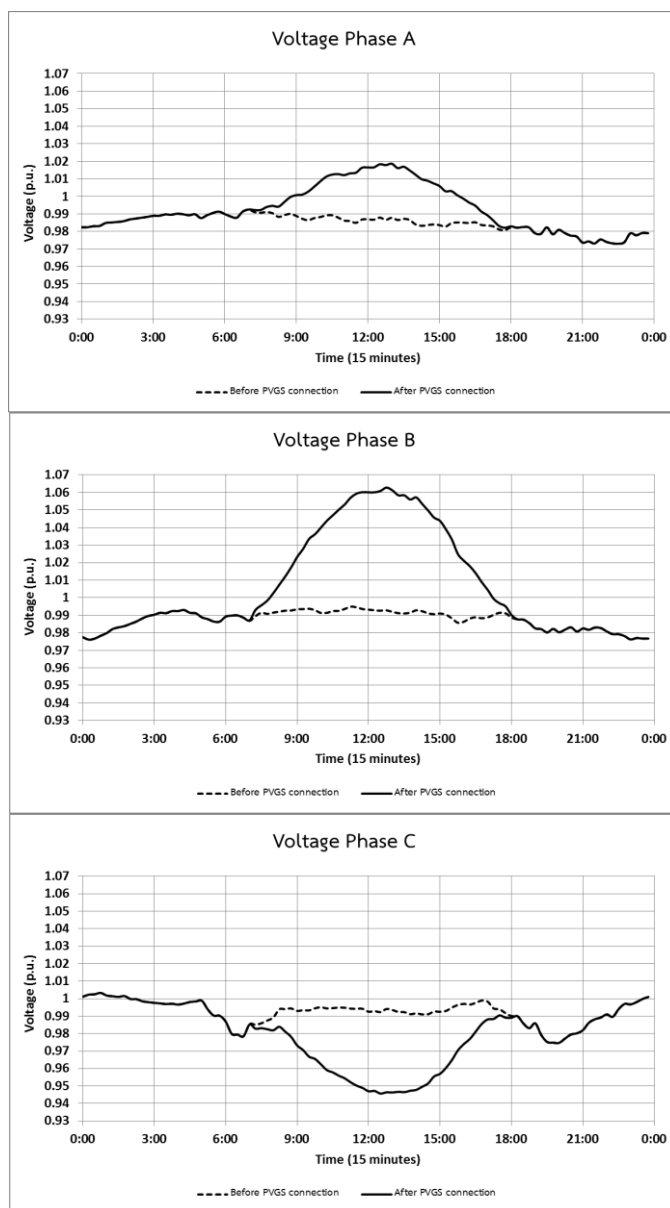
- 1) เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส A





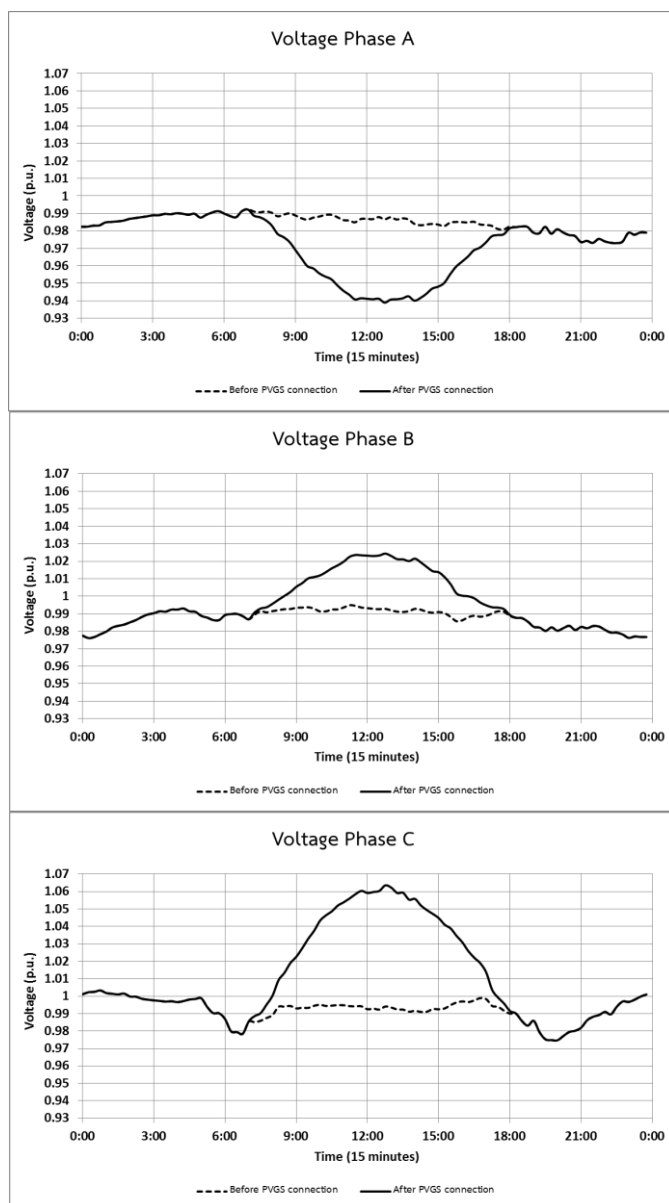
รูปที่ 8.14 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส A ในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลพิจารณาว่า Mutual coupling ของสาย

2) เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส B



รูปที่ 8.15 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส B ในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลพิจารณา ค่า Mutual coupling ของสาย

3) เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส C



รูปที่ 8.16 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส C ในระบบที่มีโพลต์ไม่สมดุลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

จากรูปที่ 8.14 รูปที่ 8.15 และรูปที่ 8.16 พบว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบที่มีโพลต์ไม่สมดุลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย แรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงทั้ง 3 เฟสในลักษณะเดียวกัน โดยแรงดันในเฟสที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แรงดันเพิ่มขึ้น เฟสถัดมาแรงดันลดลง และเฟสก่อนหน้าแรงดันเพิ่มขึ้นเล็กน้อย เช่น เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เฟส A แรงดันเฟส A เพิ่มขึ้น แรงดันเฟส B ลดลง และแรงดันเฟส C เพิ่มขึ้นเล็กน้อย

จากการทดสอบในหัวข้อที่ 8.1.1 หัวข้อที่ 8.1.2 หัวข้อที่ 8.1.3 และหัวข้อที่ 8.1.4 พบว่า เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ค่า Mutual coupling ของสายจะส่งผลให้แรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงในลักษณะเดียวกันทั้งหมดเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในเฟส A เฟส B และเฟส C เดียวกัน โดยแรงดันในเฟสที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แรงดันเพิ่มขึ้น เฟสถัดมาแรงดันลดลง และเฟสก่อนหน้าแรงดันเพิ่มขึ้นเล็กน้อย เช่น เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เฟส A แรงดันเฟส A แรงดันเฟส A เพิ่มขึ้น แรงดันเฟส B ลดลง และแรงดันเฟส C เพิ่มขึ้นเล็กน้อย ซึ่งจะเกิดลักษณะนี้ทั้งในระบบที่มีโหลดสมดุลและไม่สมดุล

8.2 ผลกระทบต่อแรงดันจากการปรับตัวประกอบกำลังของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ในหัวข้อนี้ทดสอบผลกระทบต่อแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ปรับตัวประกอบกำลัง โดยทดสอบในระบบทดสอบ 29 บัส ในหัวข้อนี้จะแบ่งการทดสอบออกเป็น 2 ส่วน คือ

8.2.1 ทดสอบในระบบที่มีโหลดสมดุลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

8.2.4 ทดสอบในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

8.2.1 ทดสอบในระบบที่มีโหลดสมดุลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

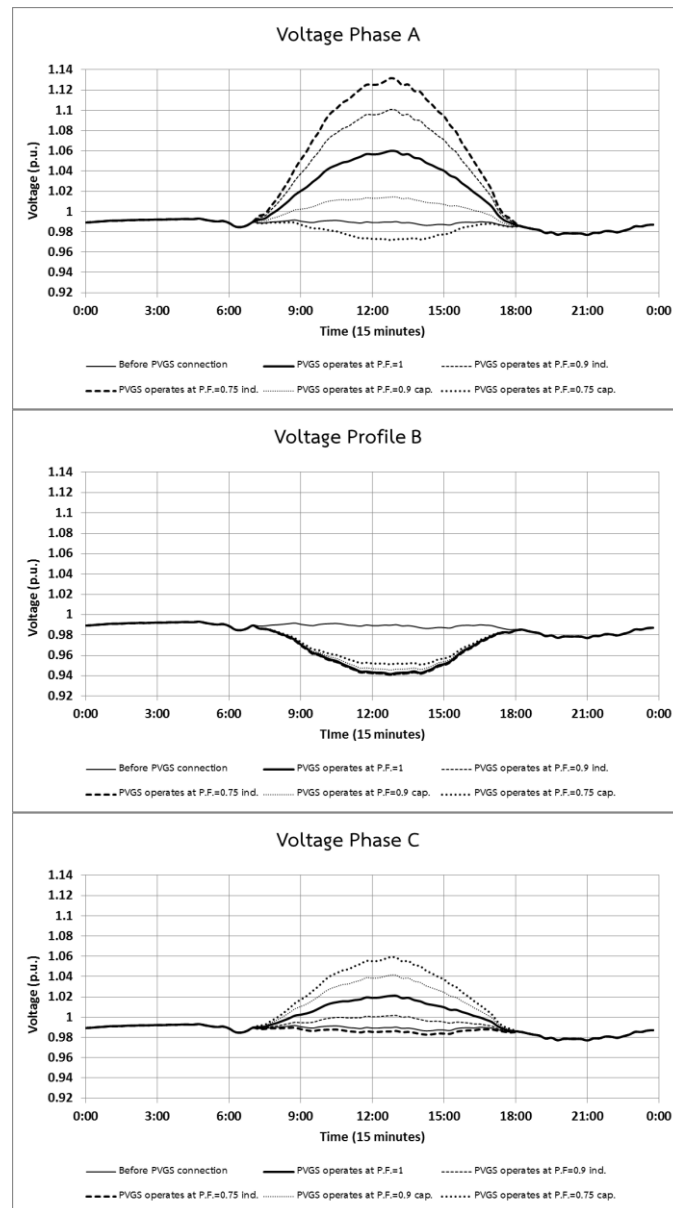
8.2.1.1 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ

ข้อมูลที่ใช้ทดสอบในหัวข้อนี้ จะใช้ข้อมูลลักษณะเดียวกับที่ใช้ทดสอบในหัวข้อ 8.1.2

8.2.1.2 ผลการทดสอบ

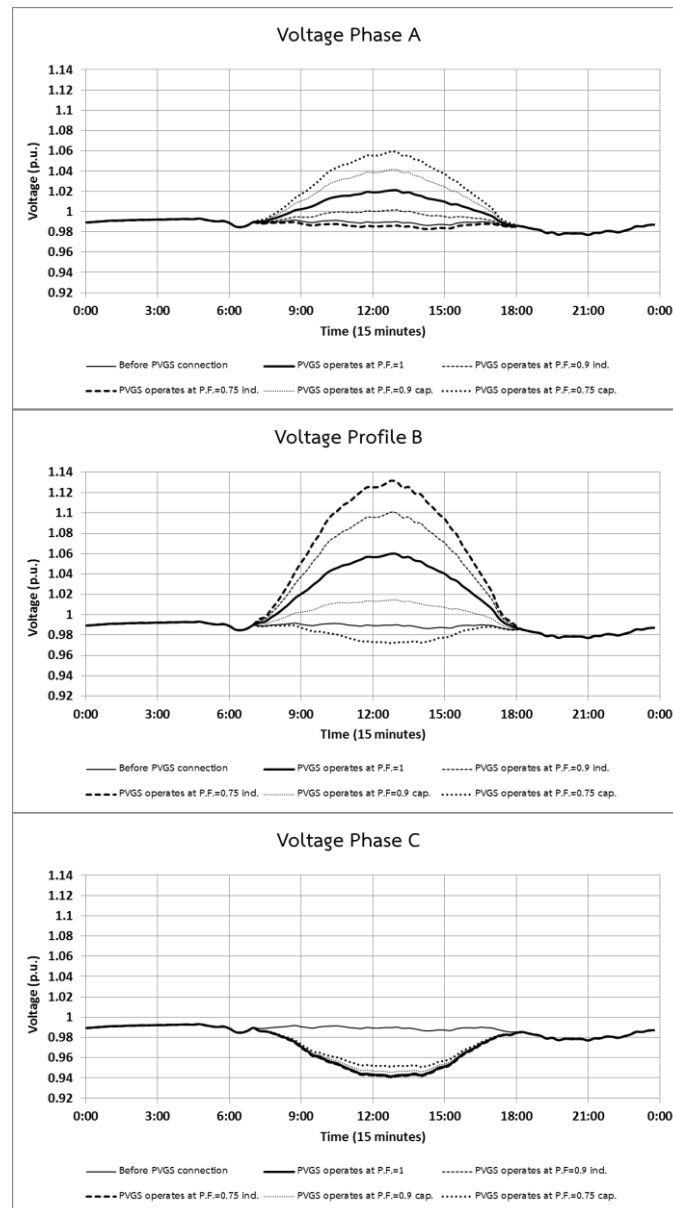
การทดสอบในหัวข้อนี้จะทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส A เฟส B และเฟส C ตามลำดับ เพื่อทดสอบผลกระทบทางด้านแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยจะเปรียบเทียบค่าแรงดันทั้งหมด 6 ค่า คือ ก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ หลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีตัวประกอบกำลังมีค่าเท่ากับ 1 0.90 นำหน้า 0.75 นำหน้า 0.90 ตามหลัง และ 0.75 ตามหลัง ตามลำดับ

1) เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส A



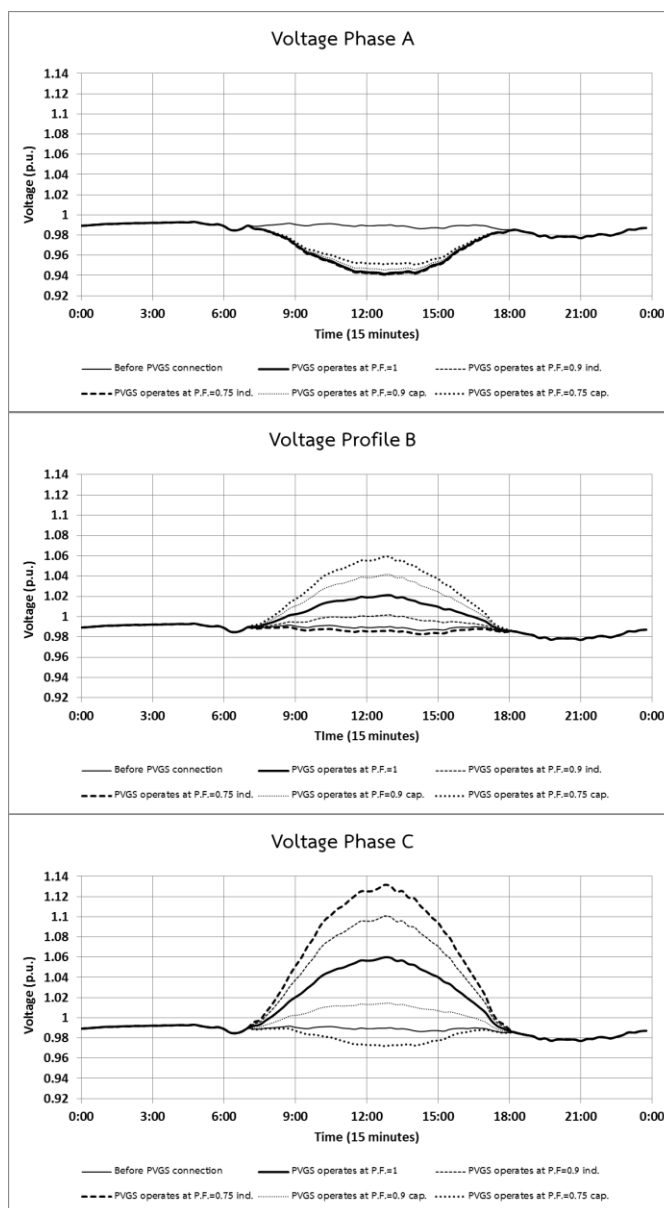
รูปที่ 8.17 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งที่บัส 28 เฟส A ปรับตัวประกอบกำลังค่าต่างๆในระบบที่มีโหลดสมดุลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

2) เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส B



รูปที่ 8.18 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งที่บัส 28 เฟส B ปรับตัวประกอบกำลังค่าต่างๆในระบบที่มีโหนดสมมูลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

3) เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส C



รูปที่ 8.19 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งที่บัส 28 เฟส C ปรับตัวประกอบกำลังค่าต่างๆในระบบที่มีโหลดสมดุลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

จากรูปที่ 8.17 รูปที่ 8.18 และรูปที่ 8.19 พบว่าผลกระทบต่อแรงดันเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ปรับตัวประกอบกำลังค่าต่างๆในระบบที่มีโหลดสมดุลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย แรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงลักษณะดังนี้ เฟสที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบนำหน้าจะทำให้แรงดันลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับตัวประกอบกำลังที่มีค่าเท่ากับ 1 แต่เมื่อปรับตัวประกอบกำลังแบบล่าหลังจะทำให้แรงดันเพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับตัวประกอบกำลังที่มีค่าเท่ากับ 1 เฟสถัดมา การปรับตัวประกอบ

กำลังแบบนำหน้าหรือล้าหลังของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ส่งผลต่อแรงดันในเฟสนี้ไม่มาก และเฟสก่อนหน้า เมื่อปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบนำหน้าจะทำให้แรงดันเพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับตัวประกอบกำลังที่มีค่าเท่ากับ 1 แต่เมื่อปรับตัวประกอบกำลังแบบล้าหลังจะทำให้แรงดันลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับตัวประกอบกำลังที่มีค่าเท่ากับ 1

8.2.2 ทดสอบในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

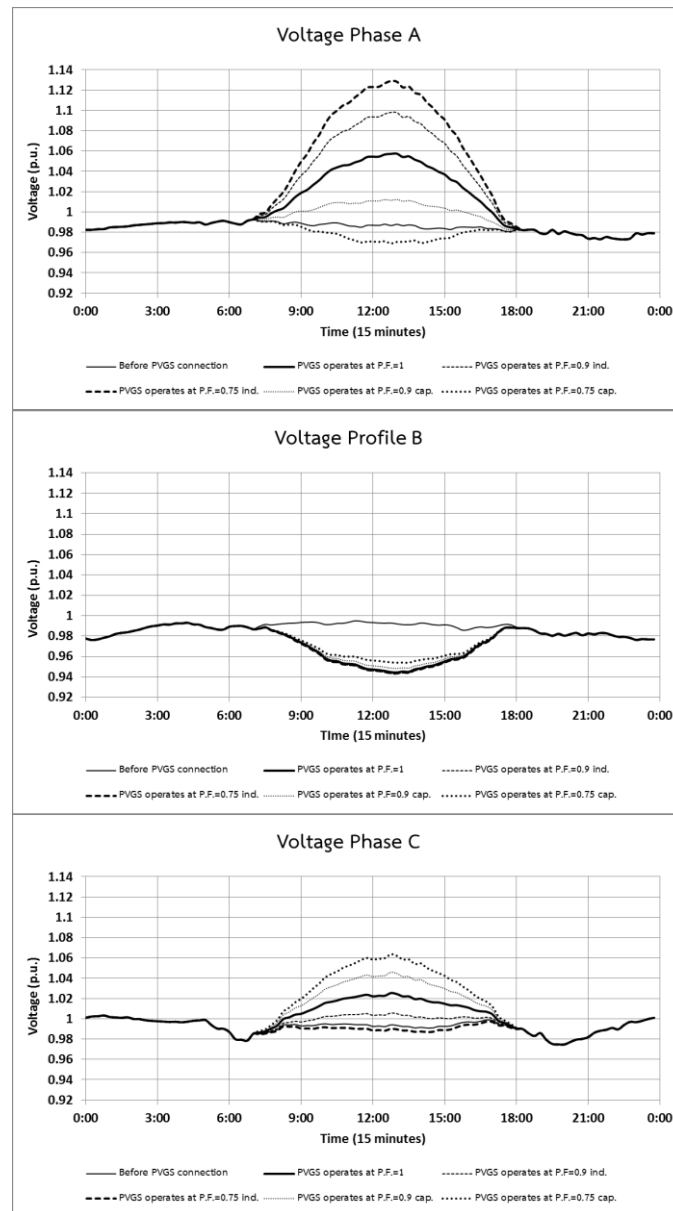
8.2.2.1 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ

ข้อมูลที่ใช้ทดสอบในหัวข้อนี้ จะใช้ข้อมูลลักษณะเดียวกับที่ใช้ทดสอบในหัวข้อ 8.1.4

8.2.2.2 ผลการทดสอบ

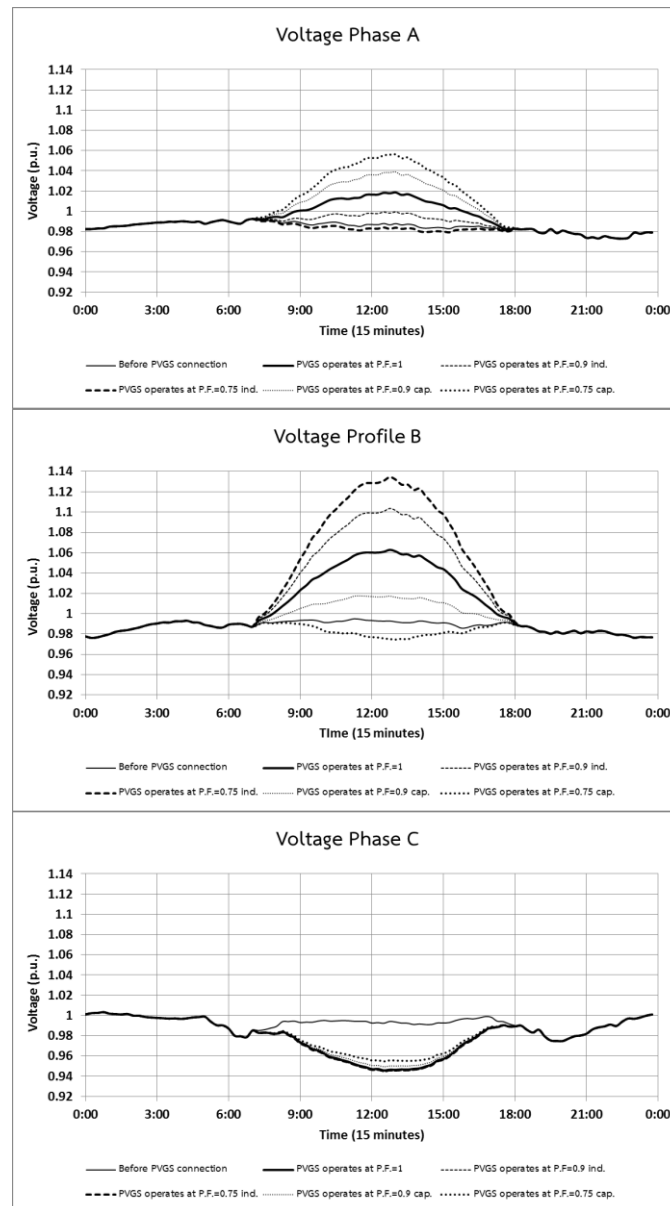
การทดสอบในหัวข้อนี้จะทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส A เฟส B และเฟส C ตามลำดับ เพื่อทดสอบผลกระทบทางด้านแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยจะเปรียบเทียบค่าแรงดันทั้งหมด 6 ค่า คือ ก่อนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ หลังการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีตัวประกอบกำลังมีค่าเท่ากับ 1 0.90 นำหน้า 0.75 นำหน้า 0.90 ตามหลัง และ 0.75 ตามหลัง ตามลำดับ

1) เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส A



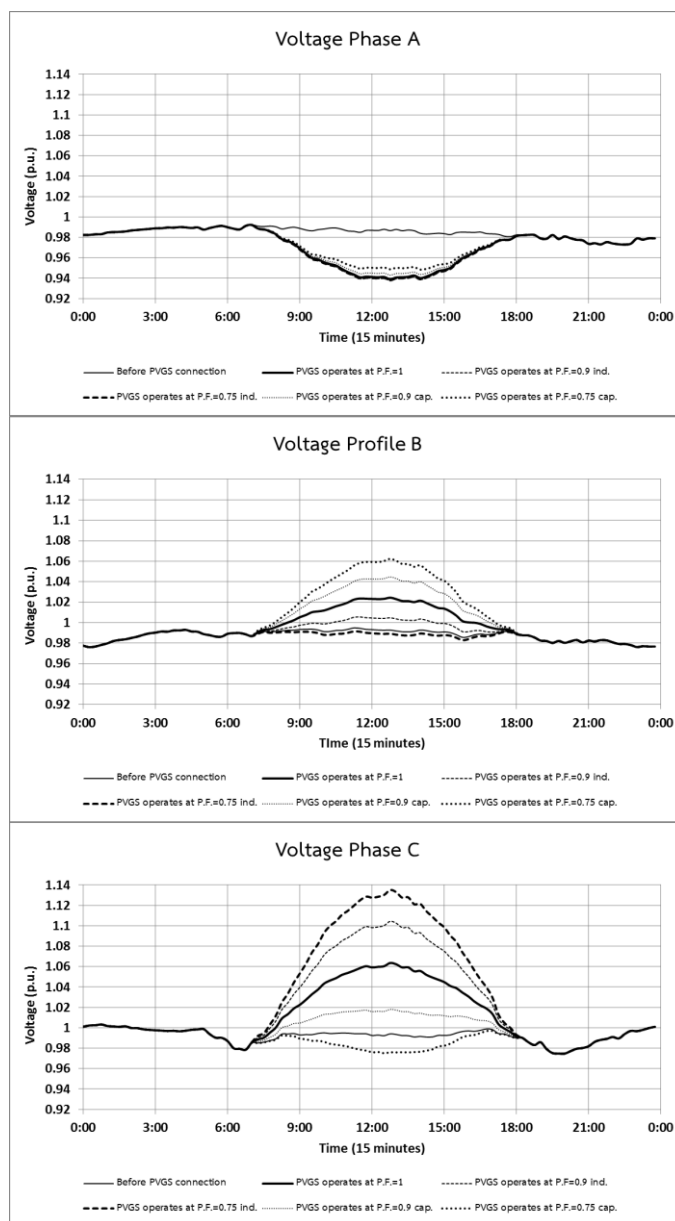
รูปที่ 8.20 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งที่บัส 28 เฟส A ปรับตัวประกอบกำลังค่าต่างๆในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

2) เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส B



รูปที่ 8.21 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งที่บัส 28 เฟส B ปรับตัวประกอบกำลังค่าต่างๆในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

3) เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 28 เฟส C



รูปที่ 8.22 ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งที่บัส 28 เฟส C ปรับตัวประกอบกำลังค่าต่างๆในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย

จากรูปที่ 8.20 รูปที่ 8.21 และรูปที่ 8.22 พบว่าผลกระทบต่อแรงดันเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ปรับตัวประกอบกำลังค่าต่างๆในระบบที่มีโหลดไม่สมดุลพิจารณาค่า Mutual coupling ของสาย แรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงลักษณะดังนี้ เฟสที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบนำหน้าจะทำให้แรงดันลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับตัวประกอบกำลังที่มีค่าเท่ากับ 1 แต่เมื่อปรับตัวประกอบกำลังแบบล่าหลังจะทำให้

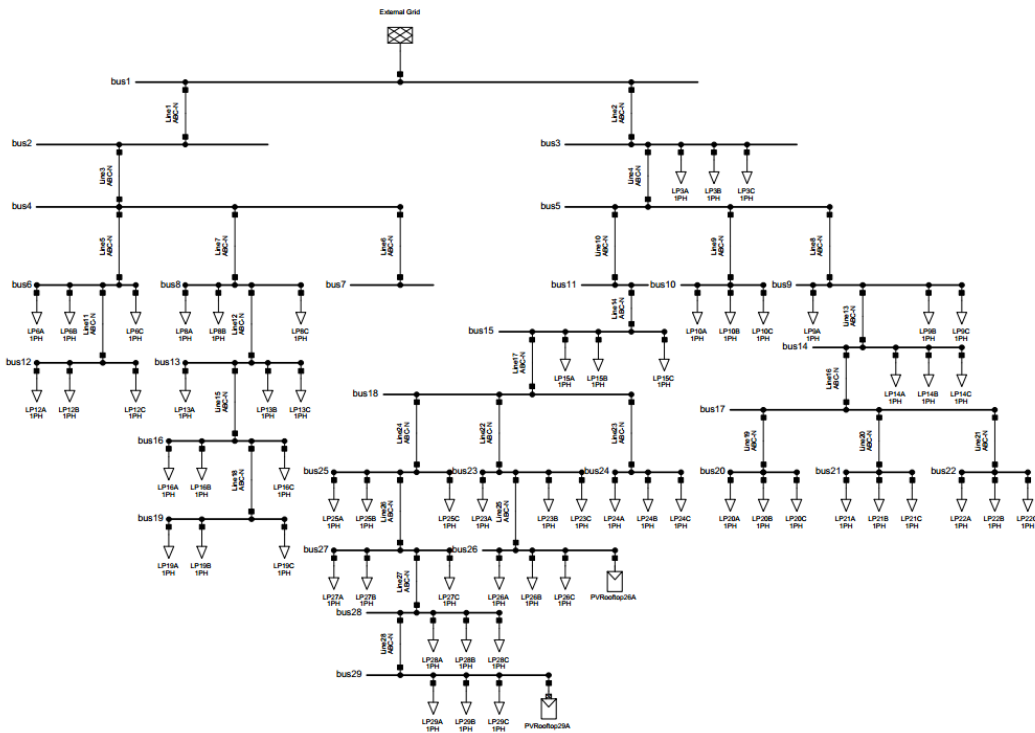
แรงดันเพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับตัวประกอบกำลังที่มีค่าเท่ากับ 1 เฟสถัดมา การปรับตัวประกอบกำลังแบบนำหน้าหรือล่าช้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ส่งผลต่อแรงดันในเฟสนี้ไม่มาก และเฟสก่อนหน้า เมื่อปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบนำหน้าจะทำให้แรงดันเพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับตัวประกอบกำลังที่มีค่าเท่ากับ 1 แต่เมื่อปรับตัวประกอบกำลังแบบล่าช้าจะทำให้แรงดันลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับตัวประกอบกำลังที่มีค่าเท่ากับ 1

จากการทดสอบในหัวข้อที่ 8.2.1 และหัวข้อที่ 8.2.2 พบว่าระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ปรับตัวประกอบกำลังจะส่งผลให้แรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงในลักษณะเดียวกันทั้งหมดเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในเฟส A เฟส B และเฟส C เดียวกัน โดยเฟสที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบนำหน้าจะทำให้แรงดันลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับตัวประกอบกำลังที่มีค่าเท่ากับ 1 แต่เมื่อปรับตัวประกอบกำลังแบบล่าช้าจะทำให้แรงดันเพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับตัวประกอบกำลังที่มีค่าเท่ากับ 1 เฟสถัดมา การปรับตัวประกอบกำลังแบบนำหน้าหรือล่าช้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ส่งผลต่อแรงดันในเฟสนี้ไม่มาก และเฟสก่อนหน้า เมื่อปรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าแบบนำหน้าจะทำให้แรงดันเพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับตัวประกอบกำลังที่มีค่าเท่ากับ 1 แต่เมื่อปรับตัวประกอบกำลังแบบล่าช้าจะทำให้แรงดันลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับตัวประกอบกำลังที่มีค่าเท่ากับ 1 ซึ่งผลการทดสอบพบว่าไม่พบลักษณะโหนดในระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีลักษณะเป็นโหนดสมดุลหรือเป็นโหนดไม่สมดุล ผลการทดสอบมีลักษณะดังกล่าวเช่นเดียวกัน

8.3 ข้อมูลระบบทดสอบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา

8.3.1 ข้อมูลระบบโครงข่ายไฟฟ้า

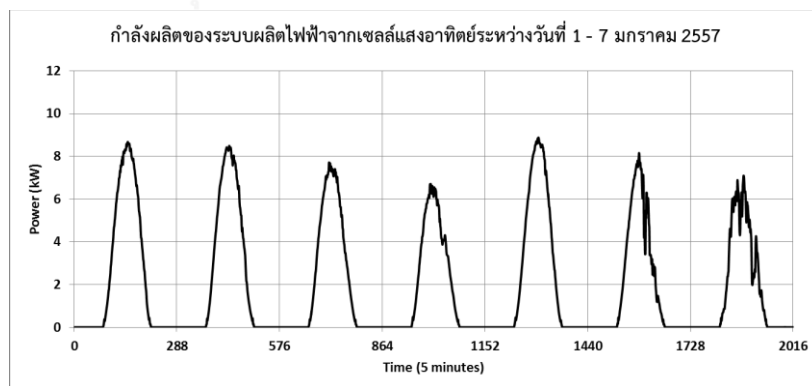
ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ใช้ทดสอบเป็นระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ 29 บัส ซึ่งมีระดับแรงดันระหว่างสาย (Line to Line Voltage) เท่ากับ 380 โวลต์ ในระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีจุดโหนดทั้งสิ้น 19 จุดโหนด แต่ละจุดโหนดมีโหนด 1 เฟสเชื่อมต่อทั้ง 3 เฟสเป็นโหนดชนิดสมดุล ซึ่งแต่ละจุดโหนดมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 1.5 กิโลวัตต์ ดังนั้นความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีค่า 85.5 กิโลวัตต์ พารามิเตอร์อิมพีแดนซ์ในสายลำดับศูนย์มีค่า $0.0837+j0.1286$ โอห์มต่อกิโลเมตร และอิมพีแดนซ์ในสายลำดับที่หนึ่งและลำดับที่สองมีค่า $0.0385+j0.0329$ โอห์มต่อกิโลเมตร และสายไฟฟ้าแต่ละเส้นมีความยาว 500 เมตร ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 8.23



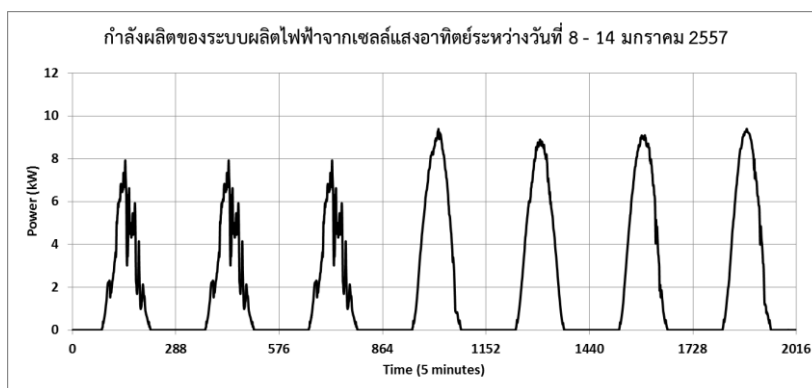
รูปที่ 8.23 ระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ 29 บัส

8.3.2 ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

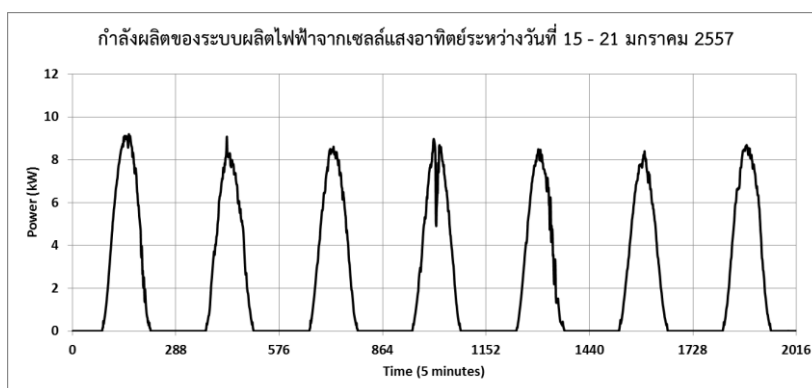
ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ใช้ทดสอบจะติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคาขนาด 10 กิโลวัตต์ที่บัส 29 เฟส A ซึ่งสามารถแสดงกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคาในระยะเวลา 1 เดือนได้ดังรูปที่ 8.24 ถึงรูปที่ 8.28



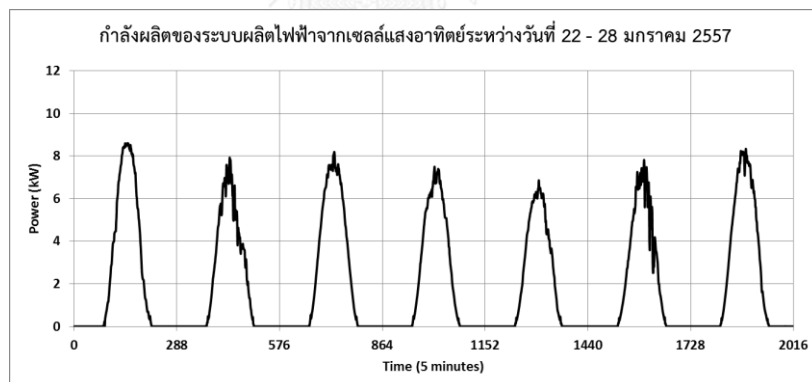
รูปที่ 8.24 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระหว่างวันที่ 1-7 มกราคม 2557



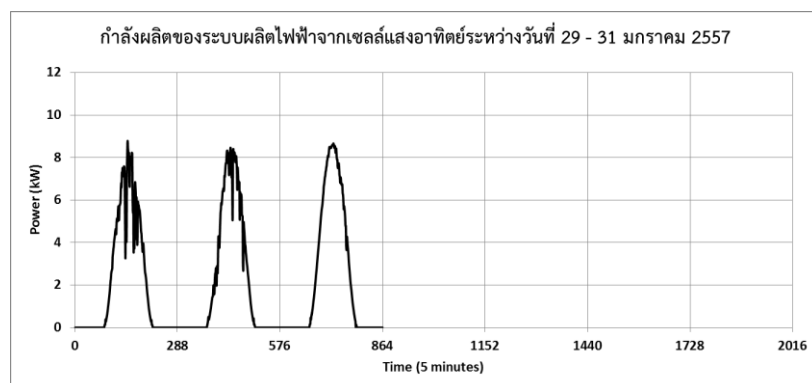
รูปที่ 8.25 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระหว่างวันที่ 8-14 มกราคม 2557



รูปที่ 8.26 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระหว่างวันที่ 15-21 มกราคม 2557



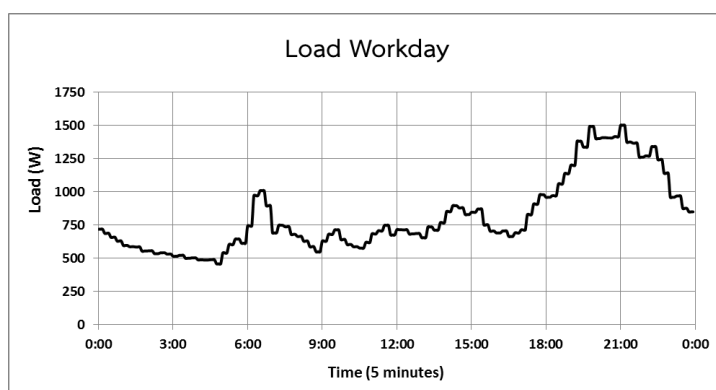
รูปที่ 8.27 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระหว่างวันที่ 22-28 มกราคม 2557



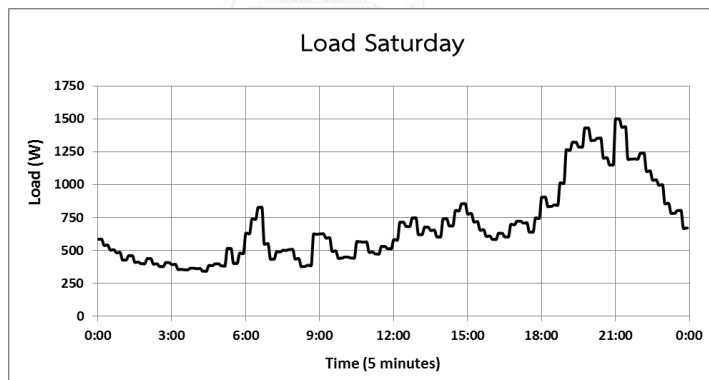
รูปที่ 8.28 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระหว่างวันที่ 29-31 มกราคม 2557

8.3.3 ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้า

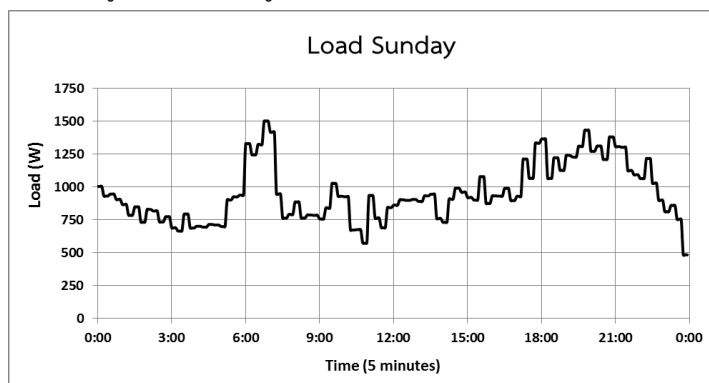
ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่ใช้ทดสอบเป็นข้อมูลที่นำมาจากกริดไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักงานภาคเหนือ ซึ่งเป็นประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า บ้านที่อยู่อาศัยที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าเกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน โดยเป็นข้อมูลในเดือนมกราคม พ.ศ. 2557 ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าจากกริดไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นข้อมูลการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยทุกๆ 15 นาที สามารถแบ่งเป็นข้อมูลลักษณะการใช้งานได้ 3 ประเภท คือ ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันทำงาน ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันเสาร์ และข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันอาทิตย์ สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 8.29 ถึง รูปที่ 8.31



รูปที่ 8.29 ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันทำงาน



รูปที่ 8.30 ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันเสาร์



รูปที่ 8.31 ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันอาทิตย์

8.4 ผลการทดสอบการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา

ในหัวข้อนี้จะทดสอบผลการจากใช้โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน เพื่อแสดงผลกระทบต่อการขายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยแบ่งการทดสอบออกเป็น 3 กรณี ดังนี้ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกัน และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อพร้อมกัน

8.4.1 ผลการทดสอบเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ในการทดสอบการควบคุมแรงดันในโหมดการควบคุมแรงดันที่แตกต่างกัน เมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า เป็นการทดสอบเพื่อแสดงผลกระทบต่อการขายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อมีโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน วิทยานิพนธ์เล่มนี้จะพิจารณาโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันจำนวนทั้งสิ้น 23 รูปแบบ ดังสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.1

ตารางที่ 8.1 โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันที่ใช้ทดสอบ

No.	cosphi(P)		Q(U) characteristic		No.	cosphi(P)		Q(U) characteristic	
	Power Factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		Power Factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}
1	1.00	-	-	-	2	0.95	-	-	-
3	0.90	-	-	-	4	0.85	-	-	-
5	0.80	-	-	-	6	0.95	6	-	-
7	0.95	5	-	-	8	0.95	4	-	-
9	0.90	6	-	-	10	0.90	5	-	-
11	0.90	4	-	-	12	0.85	6	-	-
13	0.85	5	-	-	14	0.85	4	-	-
15	0.80	6	-	-	16	0.80	5	-	-
17	0.80	4	-	-	18	-	-	10	0
19	-	-	10	-1	20	-	-	10	-2
21	-	-	2.5	0	22	-	-	2.5	-1
23	-	-	2.5	-2					

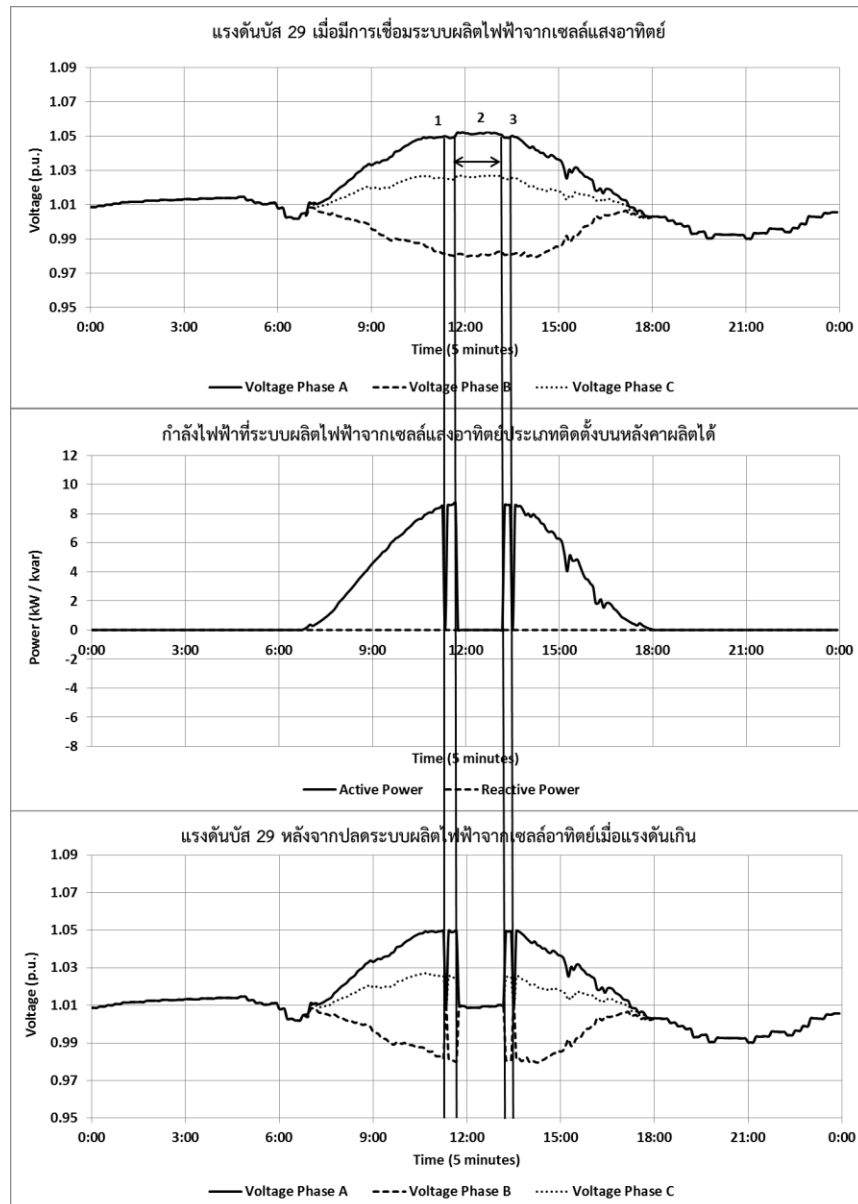
การแสดงผลการทดสอบในหัวข้อนี้จะแบ่งเป็น 2 ส่วนคือ 1) ตัวอย่างกราฟแสดงผลการทดสอบ และ 2) ผลการทดสอบทั้งหมด

8.4.1.1 ตัวอย่างกราฟแสดงผลการทดสอบ

ในหัวข้อนี้จะแสดงกราฟตัวอย่างผลการทดสอบการควบคุมแรงดันในโหมตการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน เมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อแสดงผลกระทบต่อการขายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อมีโหมตการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน กราฟที่แสดงจะเป็นการทดสอบโดยใช้ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ และ ข้อมูลความต้องการโหลดของวันที่ 13 มกราคม พ.ศ.2557 ซึ่งจะแสดงกราฟตัวอย่างผลการทดสอบทั้งสิ้น 7 ตัวอย่าง ดังนี้

1) โหมต Power Factor=1

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมตควบคุมแรงดัน คือ โหมต Power Factor=1 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกินดังแสดงในรูปที่ 8.32



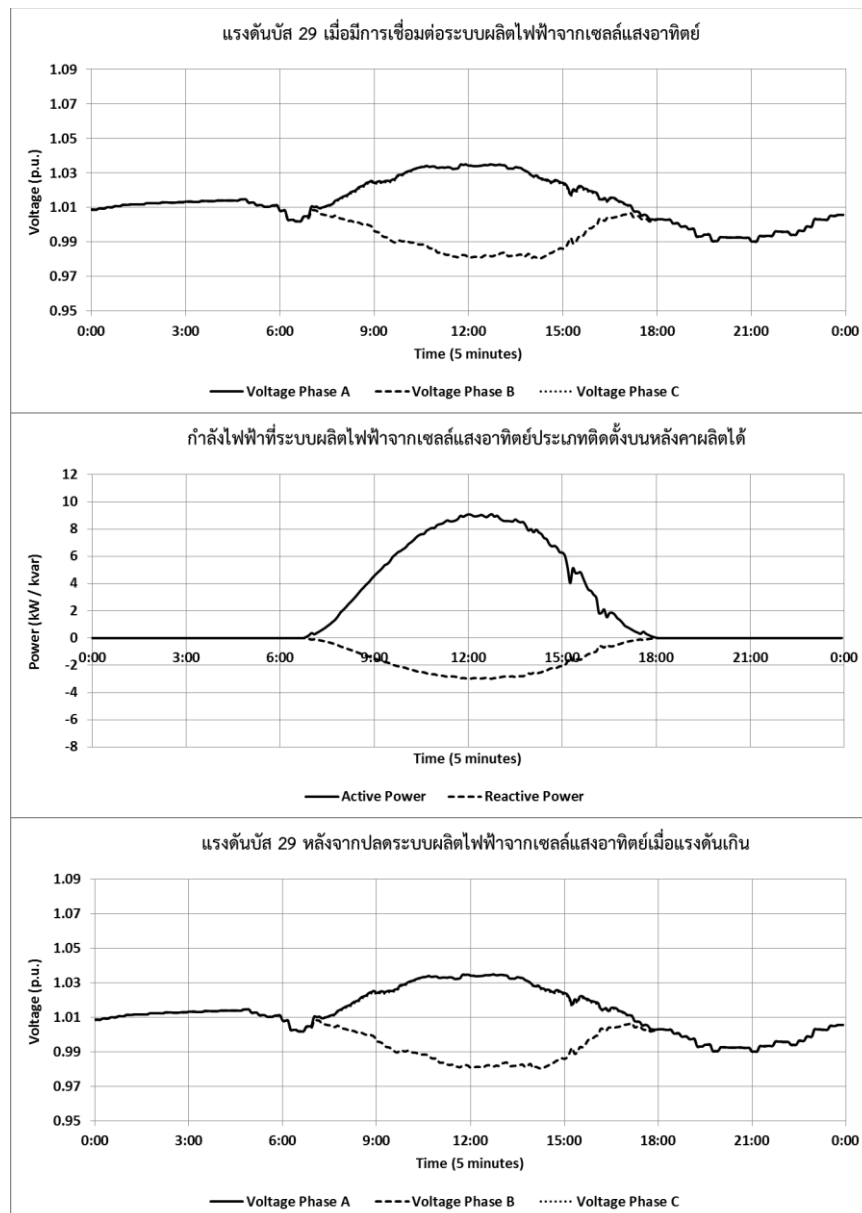
รูปที่ 8.32 ผลการทดสอบเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด

$$\text{Power Factor}=1$$

จากรูปที่ 8.32 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด $\text{Power Factor}=1$ จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลด 3 เวลา คือ (1) 11:20 น. (2) 11:45 – 13:10 น. (3) 13:30 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 20 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

2) โหมด Power Factor=0.95

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Power Factor=0.95สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.33

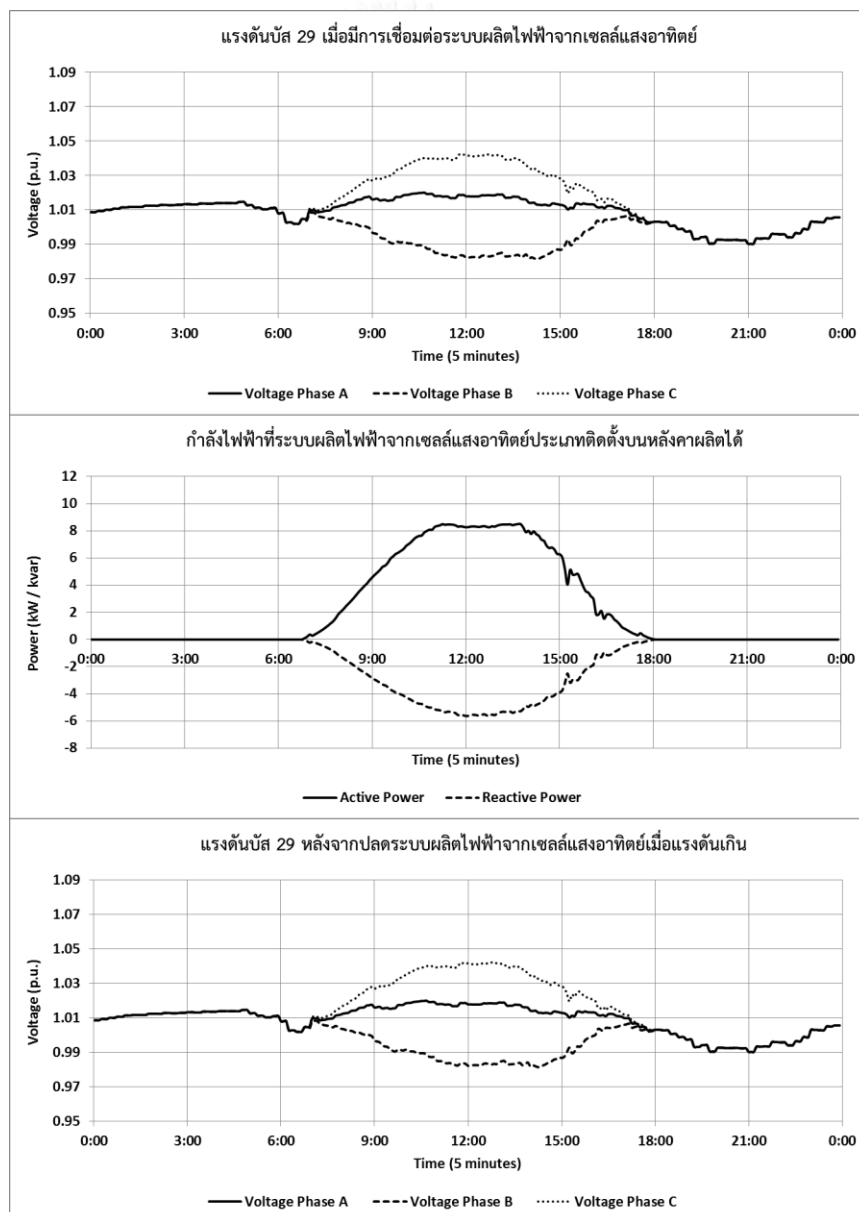


รูปที่ 8.33 ผลการทดสอบเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Power Factor=0.95

จากรูปที่ 8.33 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Power Factor=0.95 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ไม่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า

3) โหมด Power Factor=0.85

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Power Factor=0.85 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.34



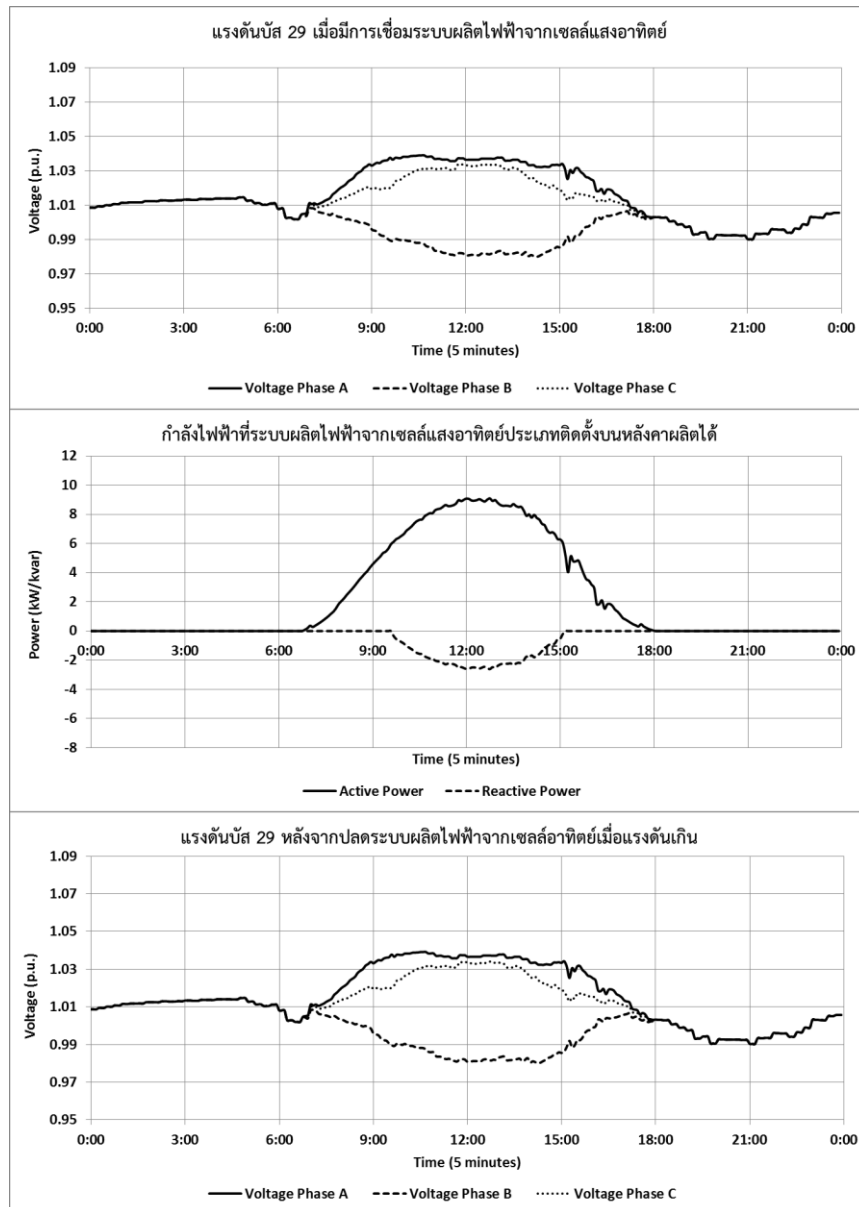
รูปที่ 8.34 ผลการทดสอบเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด
Power Factor=0.85

จากรูปที่ 8.34 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Power Factor=0.85 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ไม่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า

4) โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.35





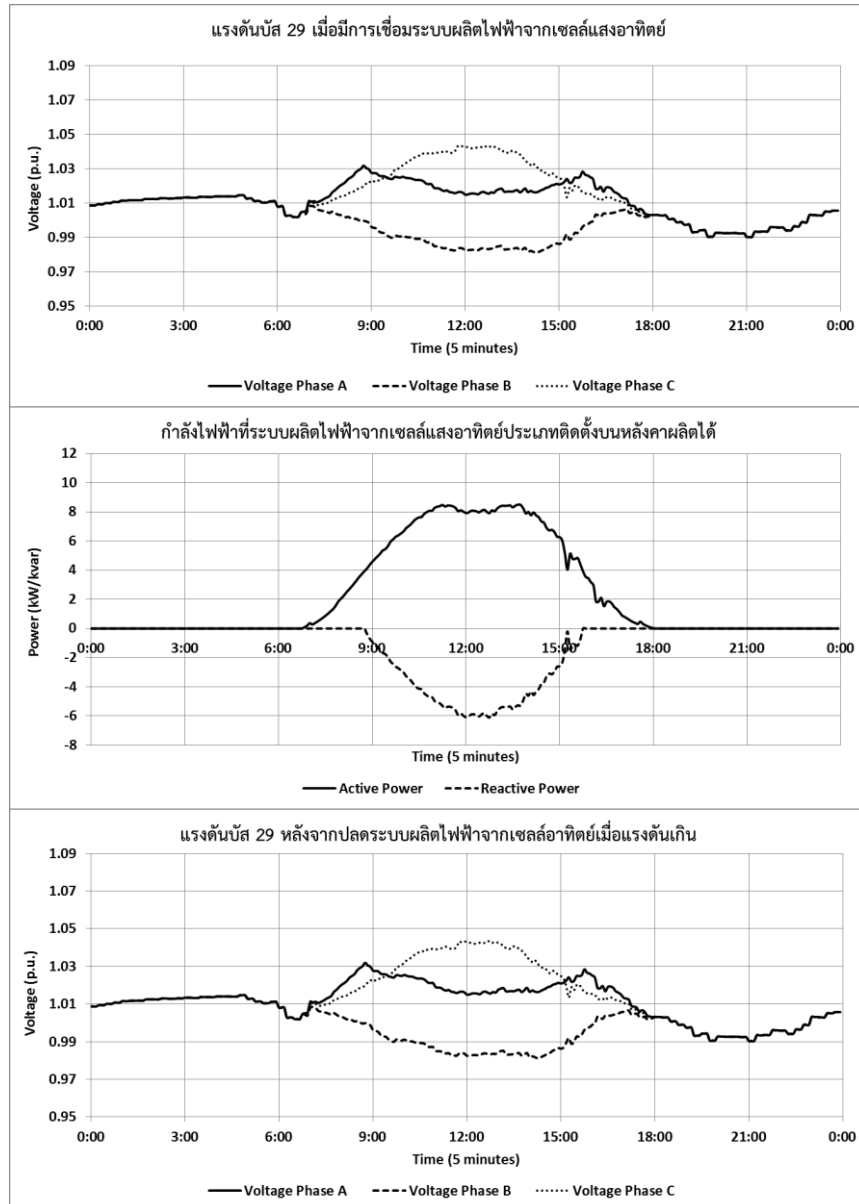
รูปที่ 8.35 ผลการทดสอบเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์

จากรูปที่ 8.35 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ไม่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า

5) โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.80$ และ $P_n=4$ กิโลวัตต์

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.80$ และ $P_n=4$ กิโลวัตต์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า

และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.36

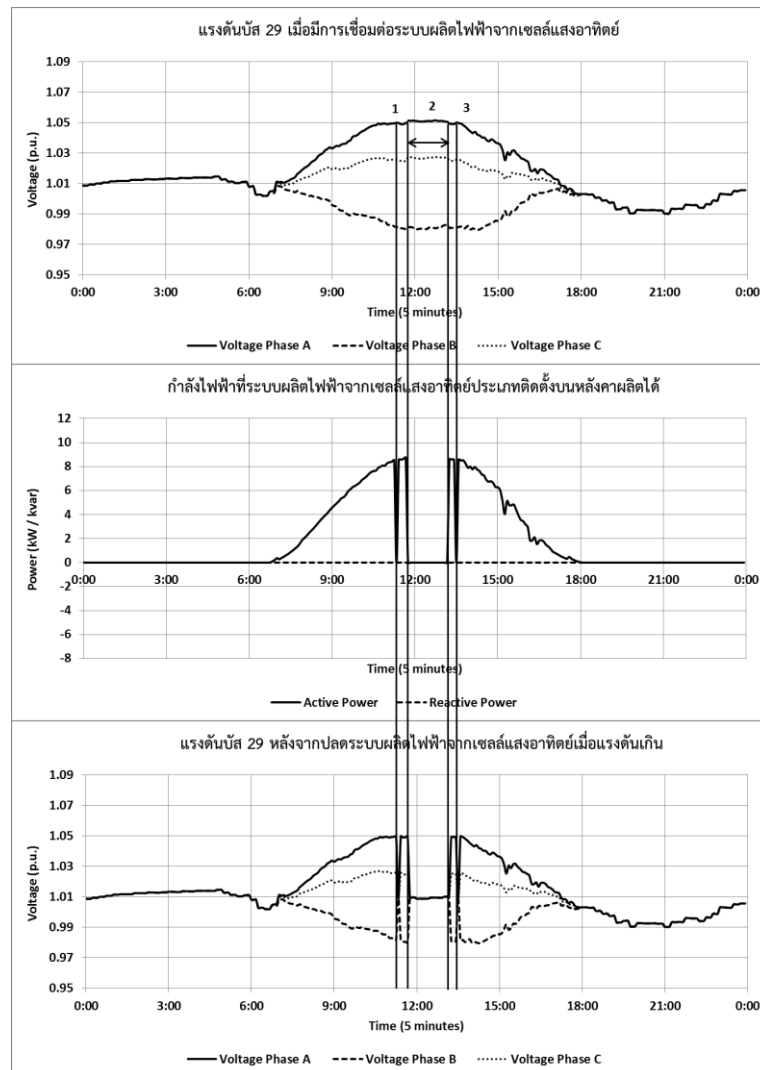


รูปที่ 8.36 ผลการทดสอบเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดัน คือ โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.80$ และ $P_n=4$ กิโลวัตต์

จากรูปที่ 8.36 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.80$ และ $P_n=4$ กิโลวัตต์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ไม่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า

6) โหมด $Q(U)$ โดยที่ $\% \text{Droop}=10$ และ $Q_{\text{setpoint}} 0$ กิโลวาร์

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint 0 กิโลวาร์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.37



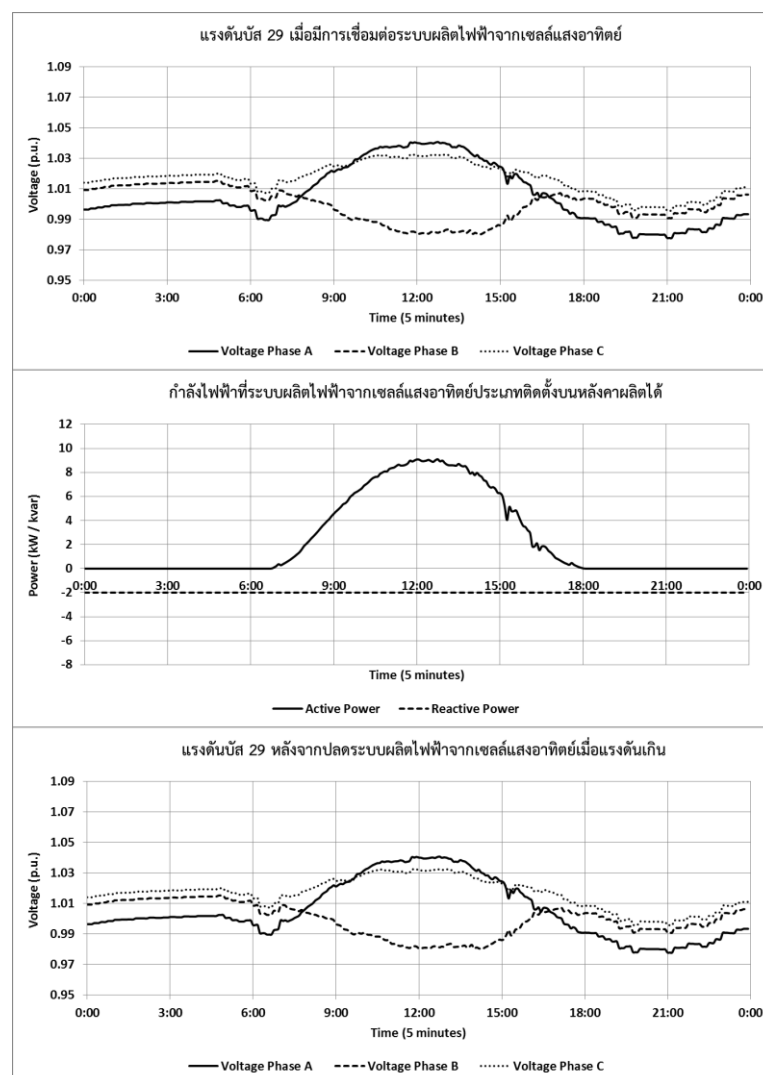
รูปที่ 8.37 ผลการทดสอบเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint 0 กิโลวาร์

จากรูปที่ 8.37 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint 0 กิโลวาร์ จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลด 3 เวลาคือ (1) 11:20 น. (2) 11:45 – 13:10 น. (3) 13:30 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบ

โครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 20 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

7) โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -2 กิโลวาร์

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -2 กิโลวาร์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.38



รูปที่ 8.38 ผลการทดสอบเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -2 กิโลวาร์

จากรูปที่ 8.38 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -2 กิโลวาร์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ไม่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า

จากตัวอย่างกราฟแสดงผลการทดสอบการควบคุมแรงดันในโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 8.2
ตารางที่ 8.2 สรุปผลการทดสอบจากกราฟตัวอย่างการควบคุมแรงดันในโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน

No.	cosphi(P)		Q(U) characteristic		เวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลด	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)
	Power Factor	Pn	%Droop	Qsetpoint		
1	1.00	-	-	-	1. 11:20 น. 2. 11:45 – 13:10 น. 3. 13:30 น.	20
2	0.95	-	-	-	-	-
3	0.85	-	-	-	-	-
4	0.95	6	-	-	-	-
5	0.80	4	-	-	-	-
6	-	-	10	0	1. 11:20 น. 2. 11:45 – 13:10 น. 3. 13:30 น.	20
7	-	-	2.5	-2	-	-

8.4.1.2 ผลการทดสอบทั้งหมด

ผลการทดสอบเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยมีโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันจำนวนทั้งสิ้น 23 รูปแบบ ทำการทดสอบในแต่ละรูปแบบที่แตกต่างกันในระยะเวลา 1 เดือน ในเดือนมกราคม พ.ศ. 2557 ซึ่งสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้แสดงได้ในตารางที่ 8.3

ตารางที่ 8.3 ผลการทดสอบโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน เมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

No.	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (kW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)
	Power Factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
1	1.00	-	-	-	1,396.77	163
2	0.95	-	-	-	1,515.79	0
3	0.90	-	-	-	1,472.04	0
4	0.85	-	-	-	1,465.71	0
5	0.80	-	-	-	1,441.73	0
6	0.95	6	-	-	1,515.78	0
7	0.95	5	-	-	1,472.75	0
8	0.95	4	-	-	1,472.75	0
9	0.90	6	-	-	1,472.61	0
10	0.90	5	-	-	1,472.55	0
11	0.90	4	-	-	1,472.50	0
12	0.85	6	-	-	1,513.97	0
13	0.85	5	-	-	1,470.34	0
14	0.85	4	-	-	1,468.88	0
15	0.80	6	-	-	1,466.67	0
16	0.80	5	-	-	1,464.79	0
17	0.80	4	-	-	1,462.91	0
18	-	-	10	0	1,396.77	163
19	-	-	10	-1	1,472.75	0
20	-	-	10	-2	1,472.75	0
21	-	-	2.5	0	1,396.77	163
22	-	-	2.5	-1	1,472.75	0
23	-	-	2.5	-2	1,472.75	0

จากตารางที่ 8.3 พบว่าจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 10 กิโลวัตต์ที่บัส 29 เฟส A และเลือกใช้โหมดการควบคุมและพารามิเตอร์แตกต่างกัน ทำให้ในระยะเวลา 1 เดือนสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้แตกต่างกัน โดยที่การเลือกใช้โหมด Power Factor=0.95 และ โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์ สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้มากที่สุด คือ 1,515.79 หน่วย (kW-hr) จากพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ 1,515.79 หน่วย (kW-hr)

8.4.2 ผลการทดสอบเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกัน

การทดสอบหัวข้อนี้กำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 (เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อน) เชื่อมต่อที่บัส 29 เฟส A และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่

2 (เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายหลัง) เชื่อมต่อที่บัส 26 เฟส A ซึ่งจากการทดสอบในหัวข้อที่ 8.4.1 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ที่ใช้โหมด Power Factor=0.95 และ ที่ใช้ โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์ สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้มากที่สุด ส่งผลให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 มีรายได้มากที่สุด ดังนั้นเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ต้องเป็นระบบที่ต้องควบคุมแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งจะมีโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันจำนวนทั้งสิ้น 23 รูปแบบ ดังสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.4 และตารางที่ 8.5

ตารางที่ 8.4 โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=0.95

No.	Photovoltaic Generation System I				Photovoltaic Generation System II			
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		cosphi(P)		Q(U) characteristic	
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}
1	0.95	-	-	-	1.00	-	-	-
2					0.95	-	-	-
3					0.90	-	-	-
4					0.85	-	-	-
5					0.80	-	-	-
6					0.95	6	-	-
7					0.95	5	-	-
8					0.95	4	-	-
9					0.90	6	-	-
10					0.90	5	-	-
11					0.90	4	-	-
12					0.85	6	-	-
13					0.85	5	-	-
14					0.85	4	-	-
15					0.80	6	-	-
16					0.80	5	-	-
17					0.80	4	-	-
18					-	-	10	0
19					-	-	10	-1
20					-	-	10	-2

No.	Photovoltaic Generation System I				Photovoltaic Generation System II			
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		cosphi(P)		Q(U) characteristic	
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}
21					-	-	2.5	0
22					-	-	2.5	-1
23					-	-	2.5	-2

ตารางที่ 8.5 โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์

No.	Photovoltaic Generation System I				Photovoltaic Generation System II			
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		cosphi(P)		Q(U) characteristic	
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}
1	0.95	6	-	-	1.00	-	-	-
2	0.95	6	-	-	0.95	-	-	-
3	0.95	6	-	-	0.90	-	-	-
4	0.95	6	-	-	0.85	-	-	-
5	0.95	6	-	-	0.80	-	-	-
6	0.95	6	-	-	0.95	6	-	-
7	0.95	6	-	-	0.95	5	-	-
8	0.95	6	-	-	0.95	4	-	-
9	0.95	6	-	-	0.90	6	-	-
10	0.95	6	-	-	0.90	5	-	-
11	0.95	6	-	-	0.90	4	-	-
12	0.95	6	-	-	0.85	6	-	-
13	0.95	6	-	-	0.85	5	-	-
14	0.95	6	-	-	0.85	4	-	-
15	0.95	6	-	-	0.80	6	-	-
16	0.95	6	-	-	0.80	5	-	-
17	0.95	6	-	-	0.80	4	-	-
18	0.95	6	-	-	-	-	10	0
19	0.95	6	-	-	-	-	10	-1
20	0.95	6	-	-	-	-	10	-2
21	0.95	6	-	-	-	-	2.5	0
22	0.95	6	-	-	-	-	2.5	-1

No.	Photovoltaic Generation System I				Photovoltaic Generation System II			
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		cosphi(P)		Q(U) characteristic	
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}
23					-	-	2.5	-2

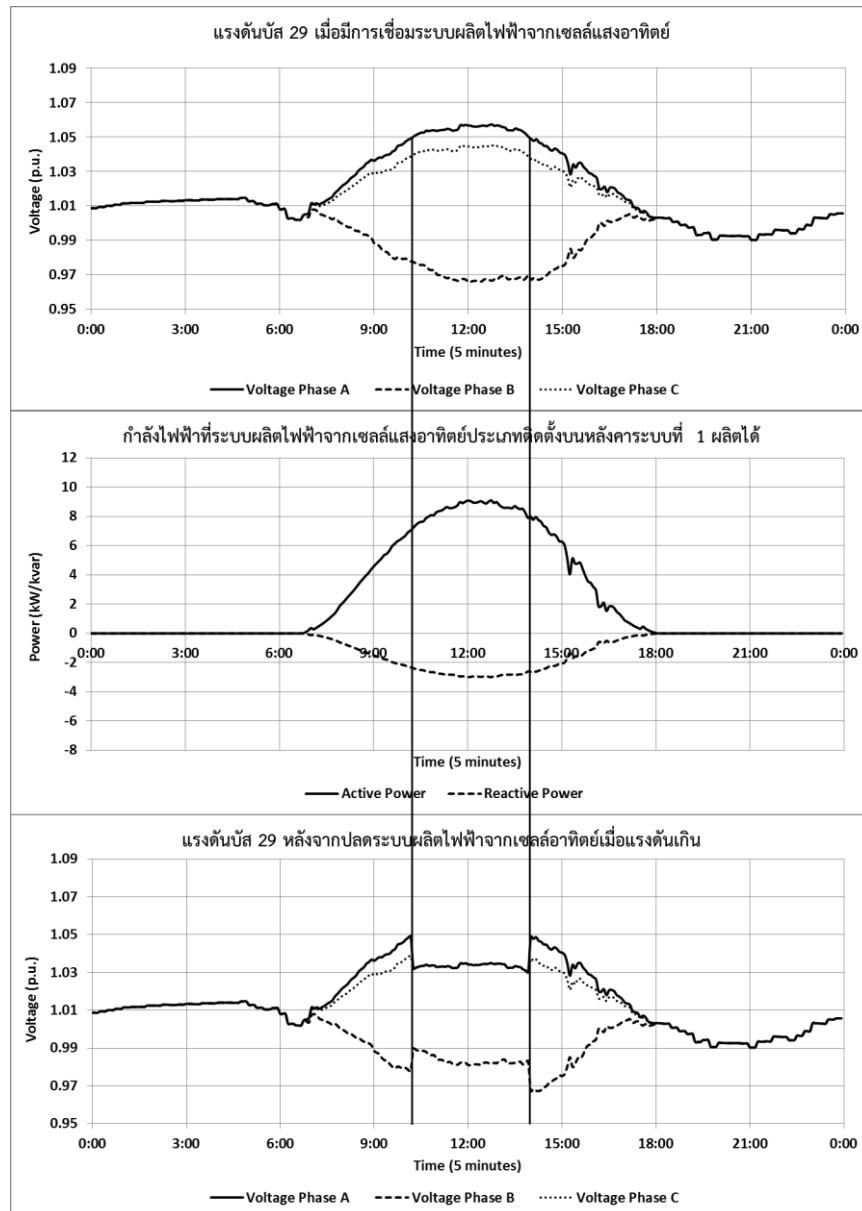
การแสดงผลการทดสอบในหัวข้อนี้จะแบ่งเป็น 2 ส่วนคือ 1) ตัวอย่างกราฟแสดงผลการทดสอบ และ 2) ผลการทดสอบทั้งหมด

8.4.2.1 ตัวอย่างกราฟการทดสอบ

ในหัวข้อนี้จะแสดงกราฟตัวอย่างผลการทดสอบการควบคุมแรงดันในโหมดการควบคุมแรงดันที่แตกต่างกันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 เพื่อแสดงผลกระทบต่อการขายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 เมื่อมีโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน กราฟที่แสดงจะเป็นการทดสอบโดยใช้ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ และ ข้อมูลความต้องการโหลดของวันที่ 13 มกราคม พ.ศ.2557 ซึ่งจะแสดงกราฟตัวอย่างผลการทดสอบทั้งสิ้น 10 ตัวอย่าง ดังนี้

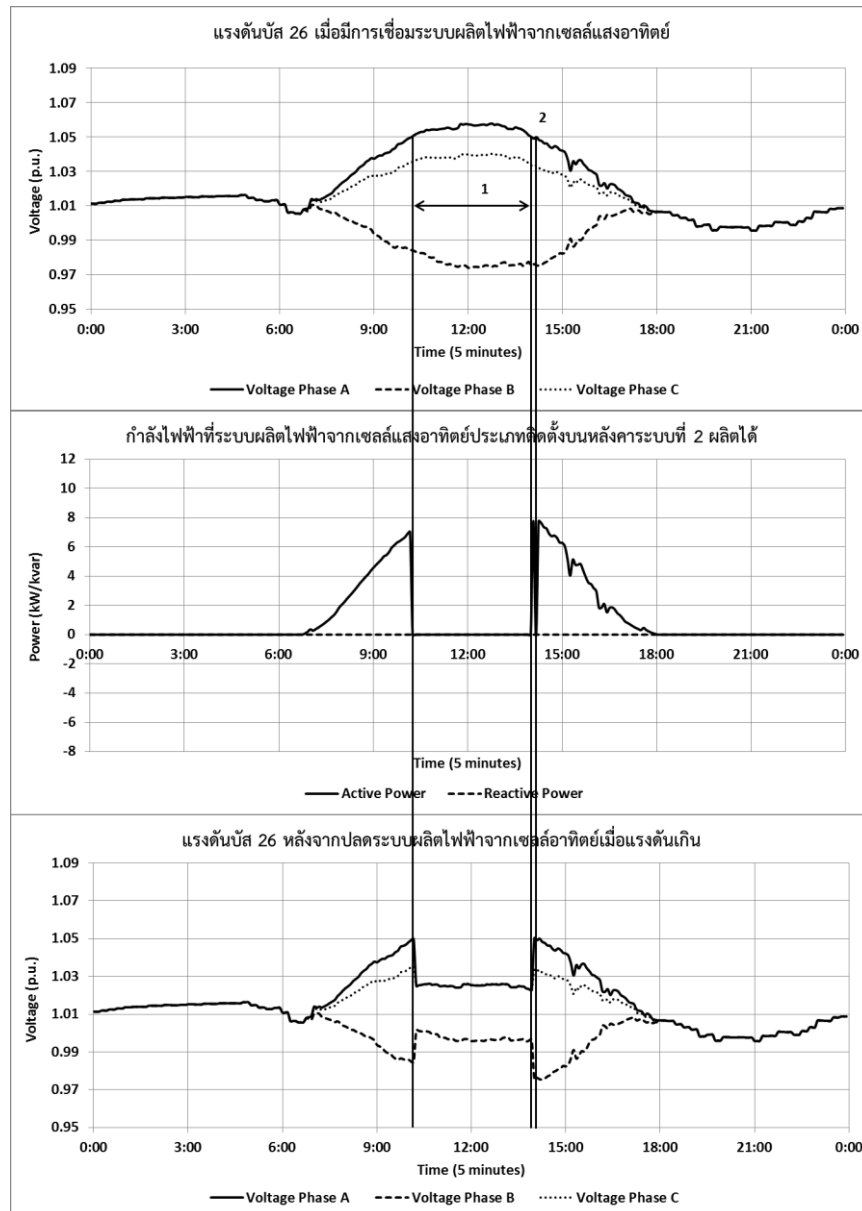
1) โหมด Power Factor=1 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=0.95

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมดควบคุมแรงดัน คือ โหมด Power Factor=0.95 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.39 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Power Factor=1 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 26 เมื่อมีการเชื่อมต่อบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 26 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.40



รูปที่ 8.39 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด

Power Factor=1



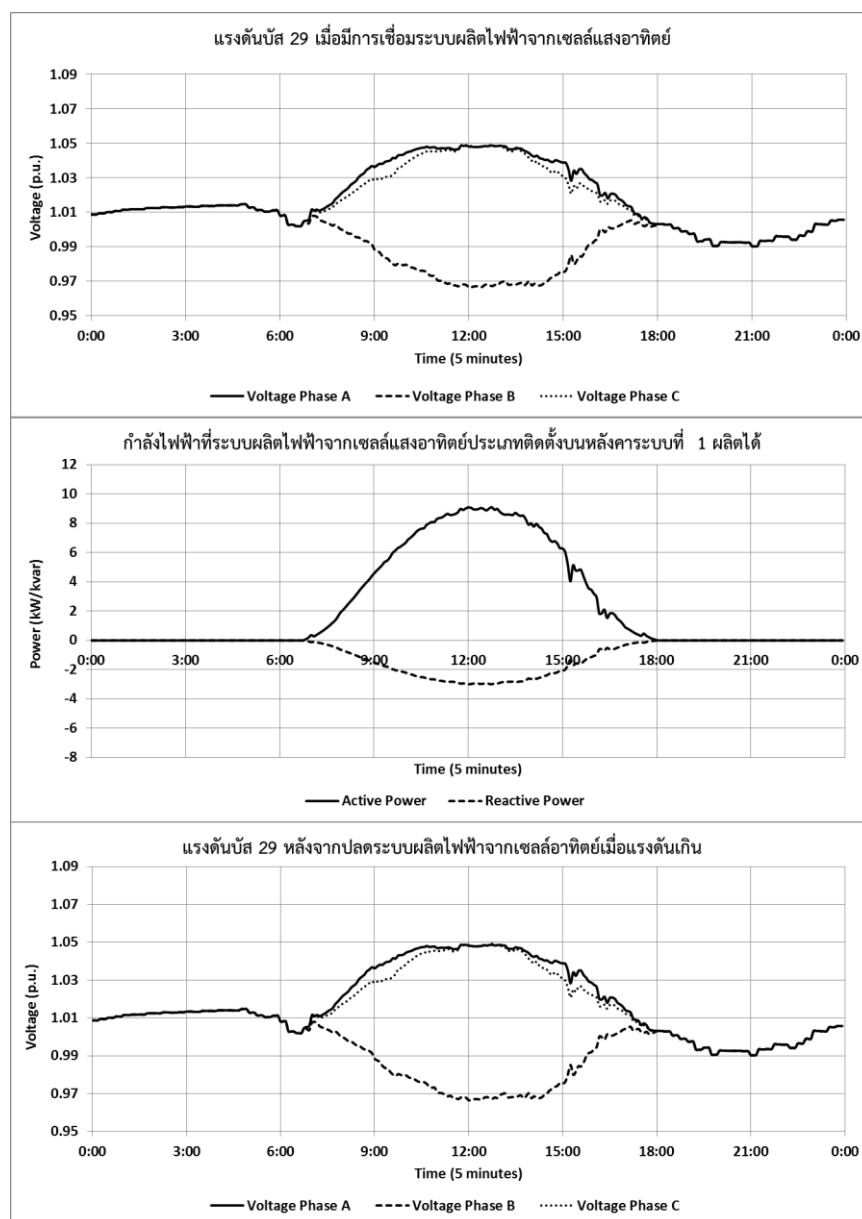
รูปที่ 8.40 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด

Power Factor=1

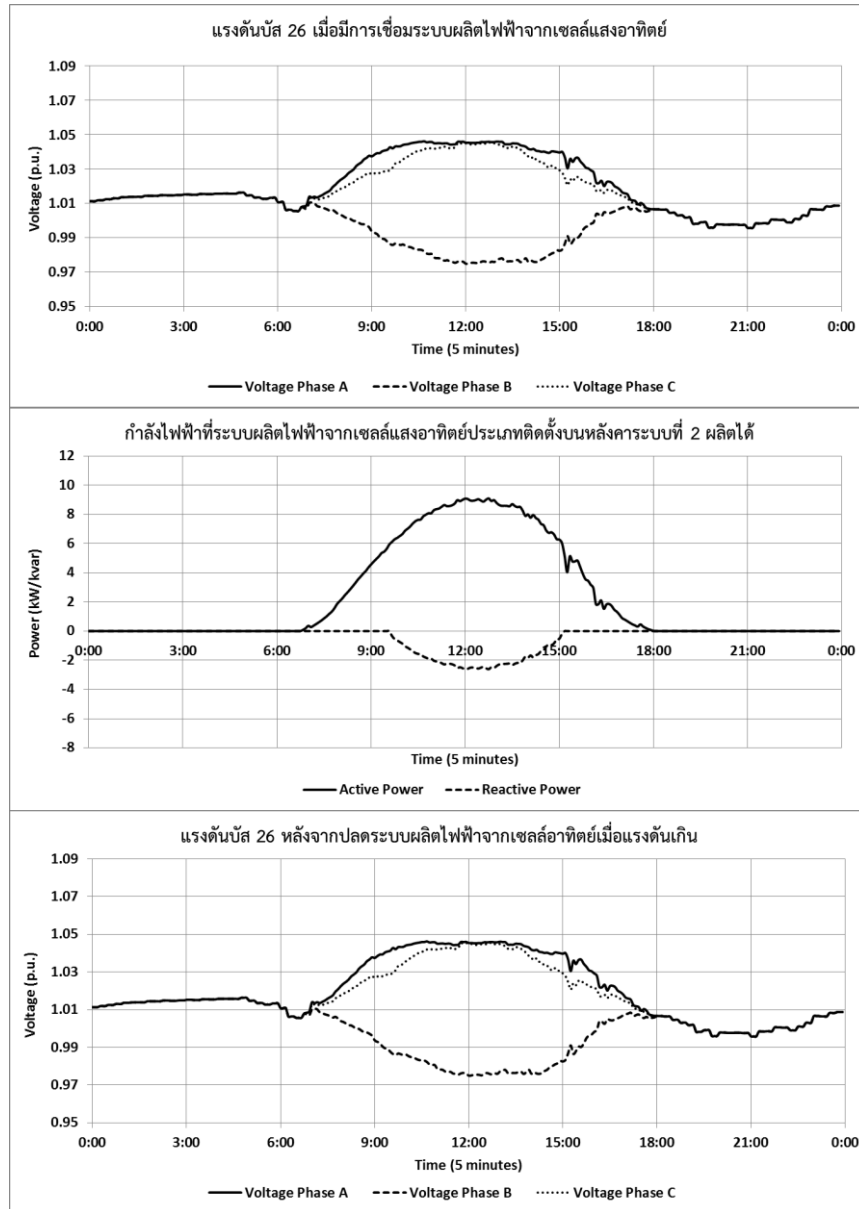
จากรูปที่ 8.40 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมดควบคุมแรงดัน คือ โหมด Power Factor=1 จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลด 2 เวลา คือ (1) 10:15 – 14:00 น. (2) 14:10 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 47 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

2) โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=0.95

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Power Factor=0.95 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.41 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้ $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 26 เมื่อมีการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 26 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.42



รูปที่ 8.41 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้ โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์



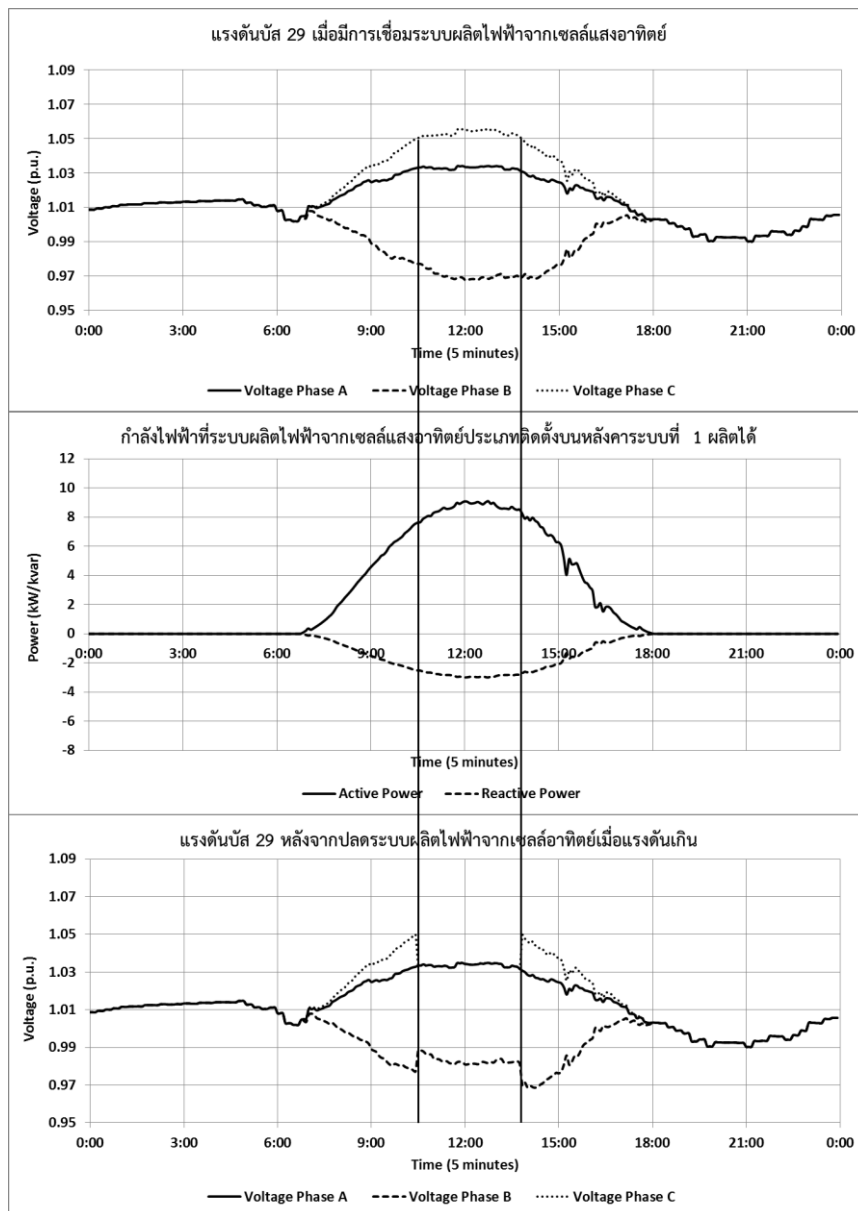
รูปที่ 8.42 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้ โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์

จากรูปที่ 8.42 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ไม่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า

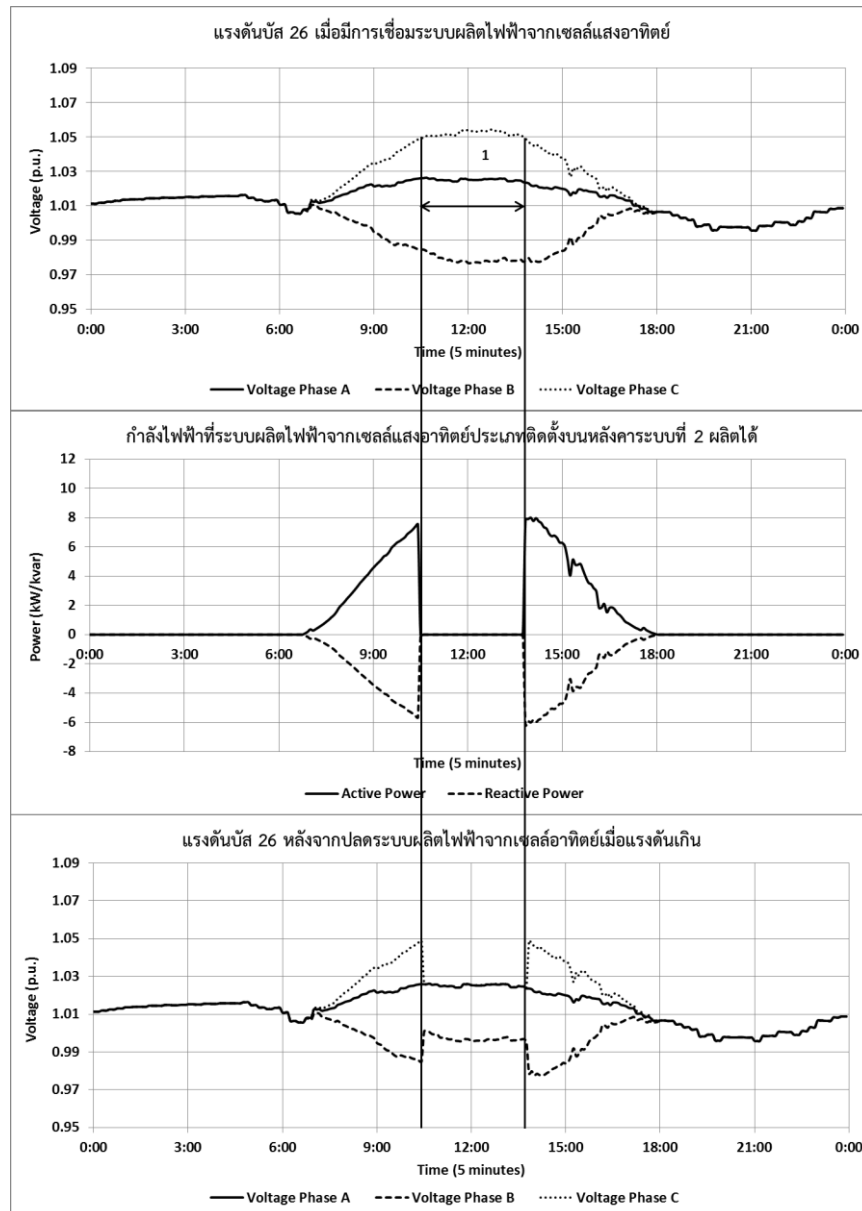
3) โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.80$ และ $P_n=4$ กิโลวัตต์ เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=0.95

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Power Factor=0.95 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.43 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมดควบคุมแรงดัน คือ โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.80$ และ $P_n=4$ กิโลวัตต์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 26 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 26 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.44





รูปที่ 8.43 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.80$ และ $P_n=4$ กิโลวัตต์

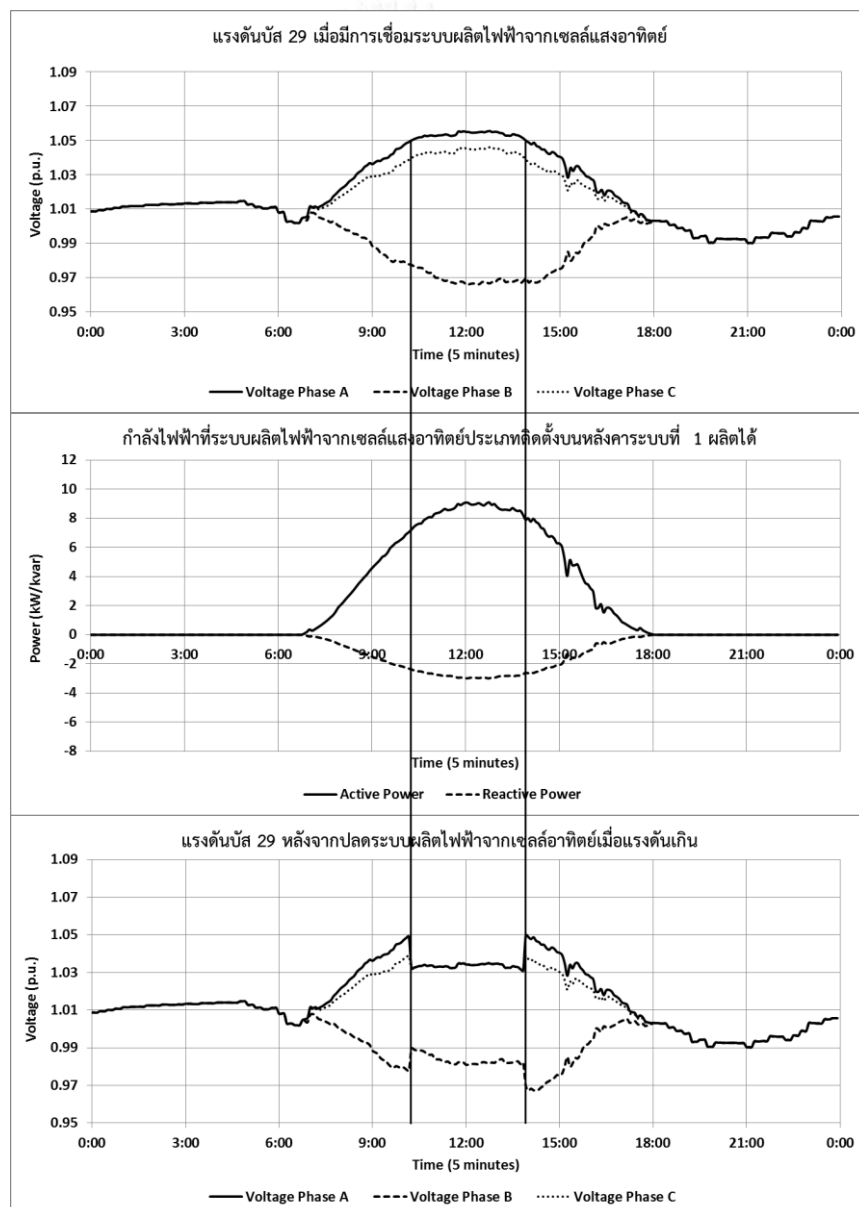


รูปที่ 8.44 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.80$ และ $P_n=4$ กิโลวัตต์

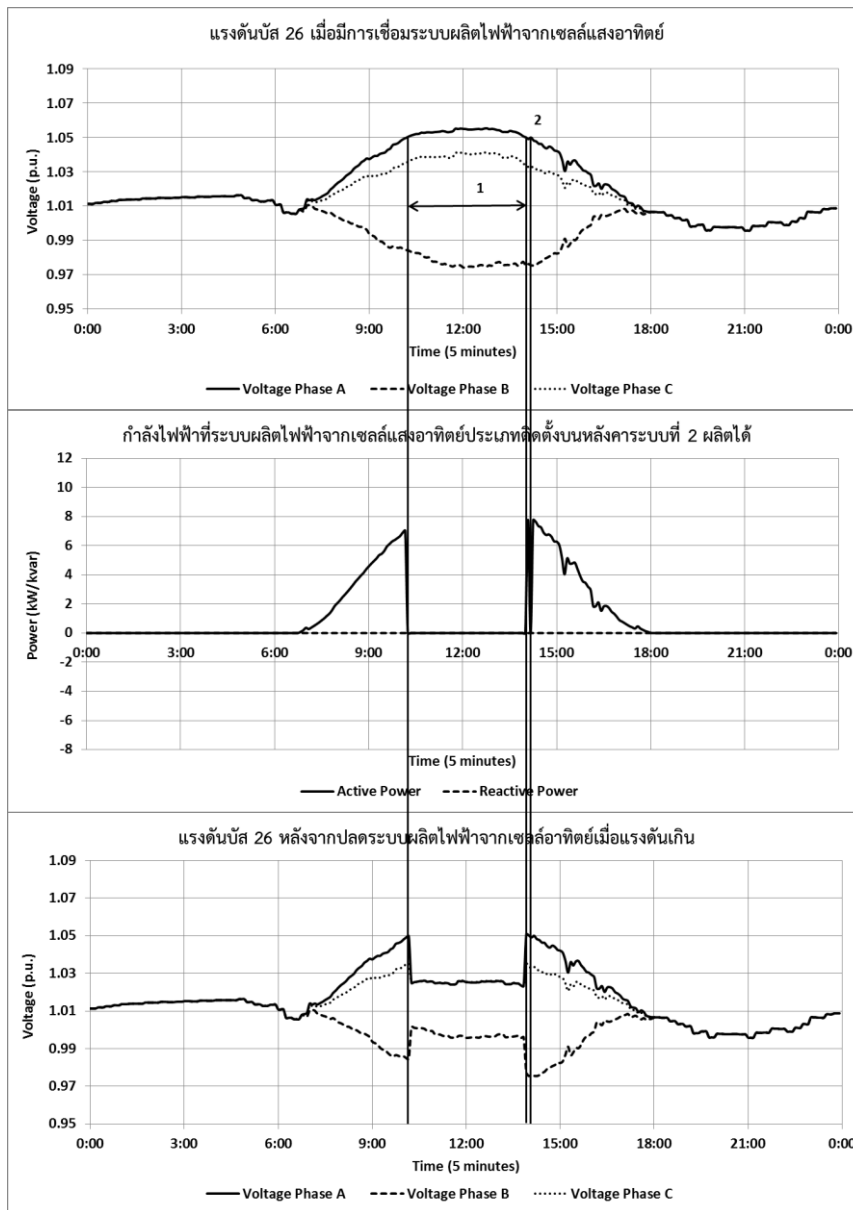
จากรูปที่ 8.44 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมดควบคุมแรงดัน คือ โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.80$ และ $P_n=4$ กิโลวัตต์ จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลด 1 เวลา คือ 10:30 – 13:45 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 40 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

4) โหมด $Q(U)$ โดยที่ $\% \text{Droop}=10$ และ $Q_{\text{setpoint}}=0$ กิโลวาร์ เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด $\text{Power Factor}=0.95$

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Power Factor=0.95 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.45 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint 0 กิโลวาร์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 26 เมื่อมีการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 26 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.46



รูปที่ 8.45 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้ โหมด Q(U) โดยที่ %Drop=10 และ Qsetpoint 0 กิโลวาร์



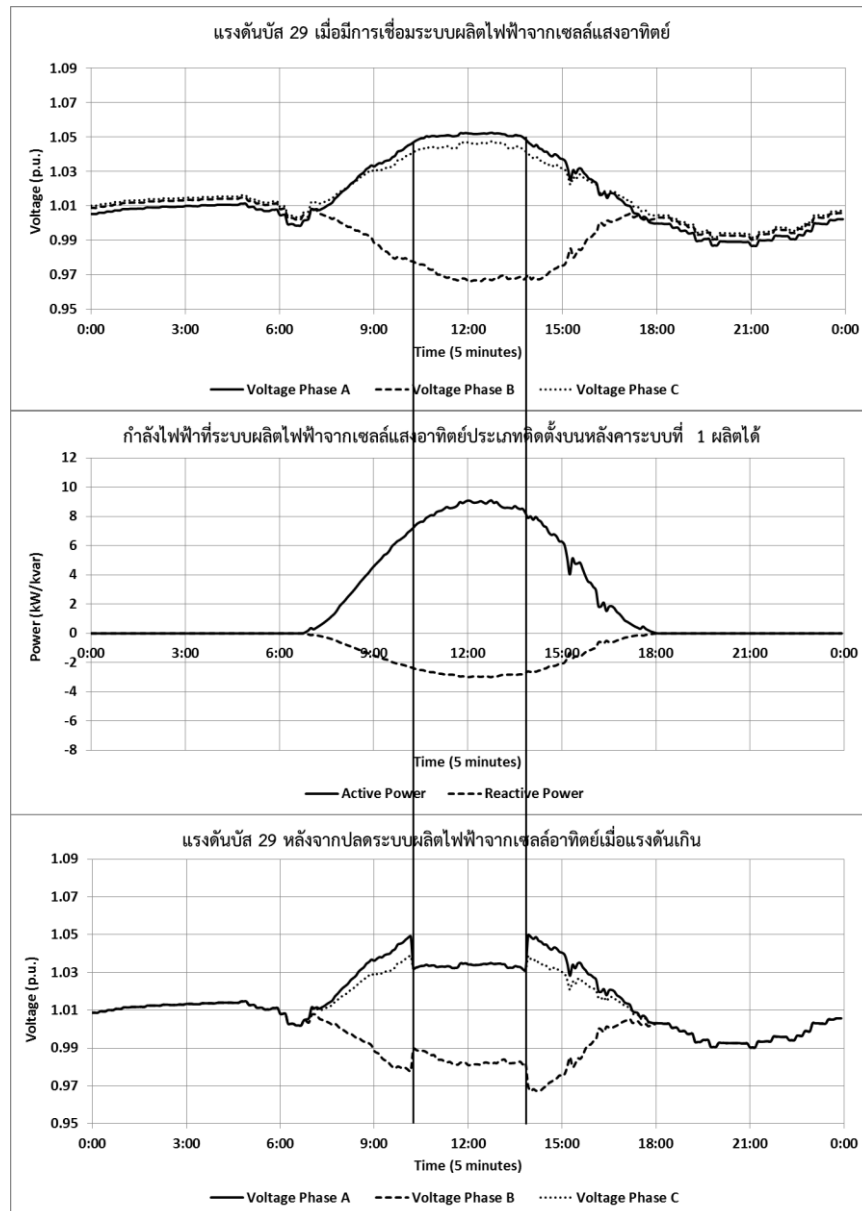
รูปที่ 8.46 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้ โหมด Q(U) โดยที่ %Drop=10 และ Qsetpoint 0 กิโลวาร์

จากรูปที่ 8.46 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Q(U) โดยที่ %Drop=10 และ Qsetpoint 0 กิโลวาร์ จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลด 2 เวลา คือ (1) 10:15 – 14:05 น. (2) 14:10 รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 47 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

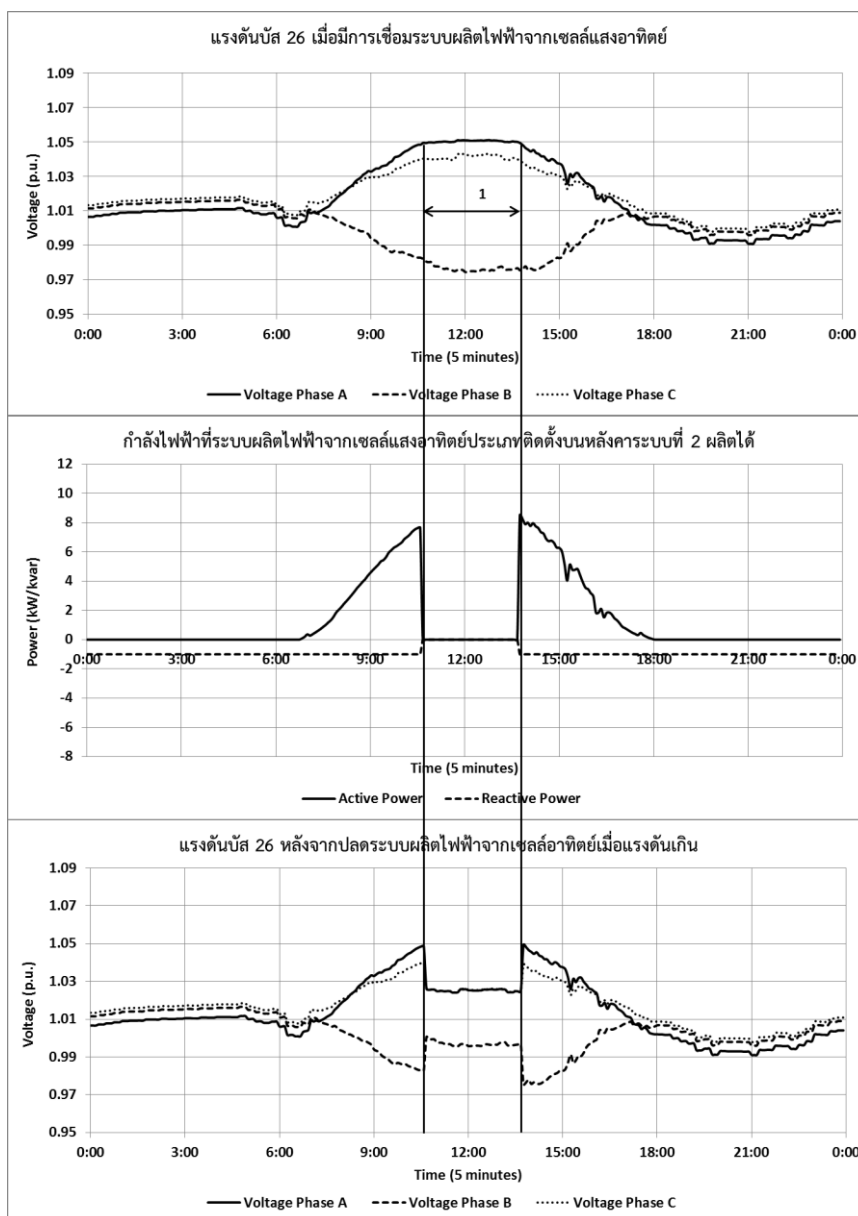
5) โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -1 กิโลวาร์ เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=0.95

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมดควบคุมแรงดัน คือ โหมด Power Factor=0.95 95 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.47 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -1 กิโลวาร์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 26 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 26 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.48





รูปที่ 8.47 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้คือ โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -1 กิโลวาร์

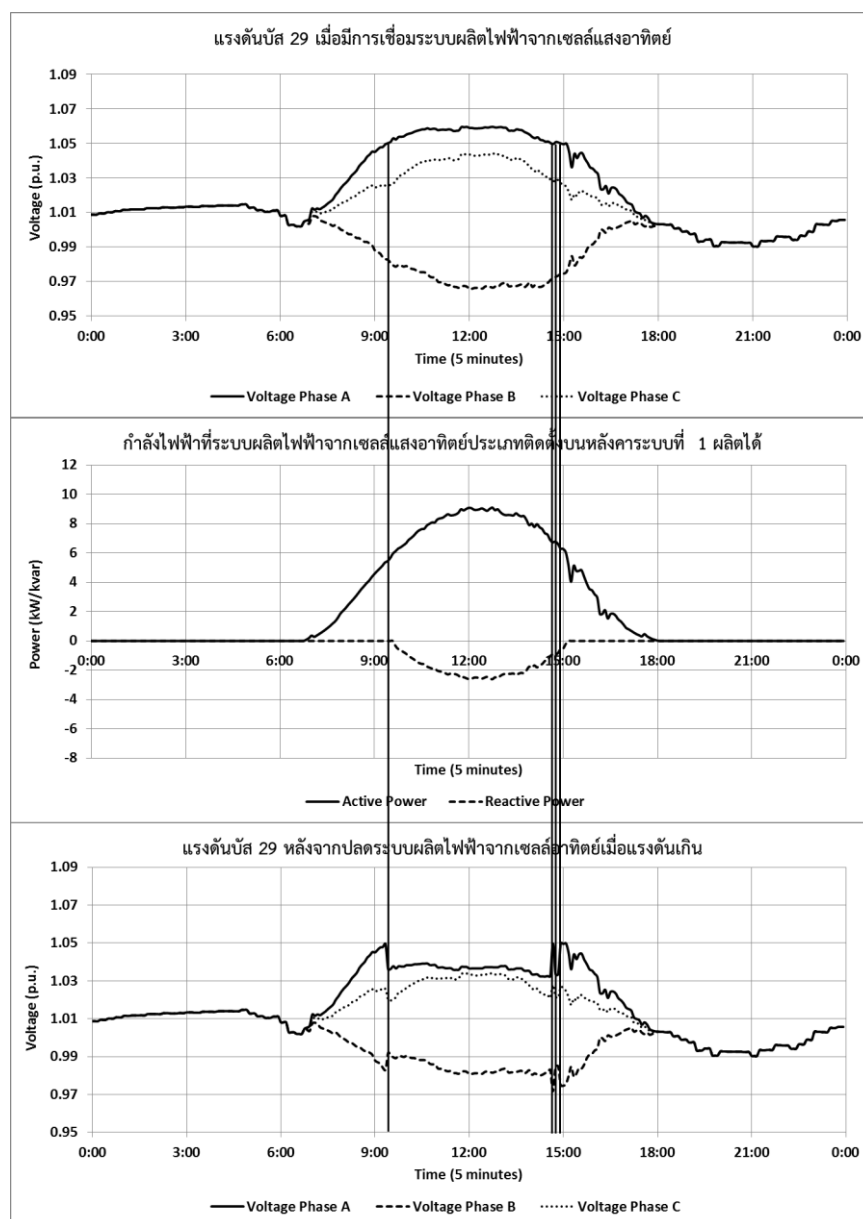


รูปที่ 8.48 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้คือ โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -1 กิโลวาร์

จากรูปที่ 8.48 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -1 กิโลวาร์ จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลด 1 เวลาคือ 10:40 – 13:40 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 37 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

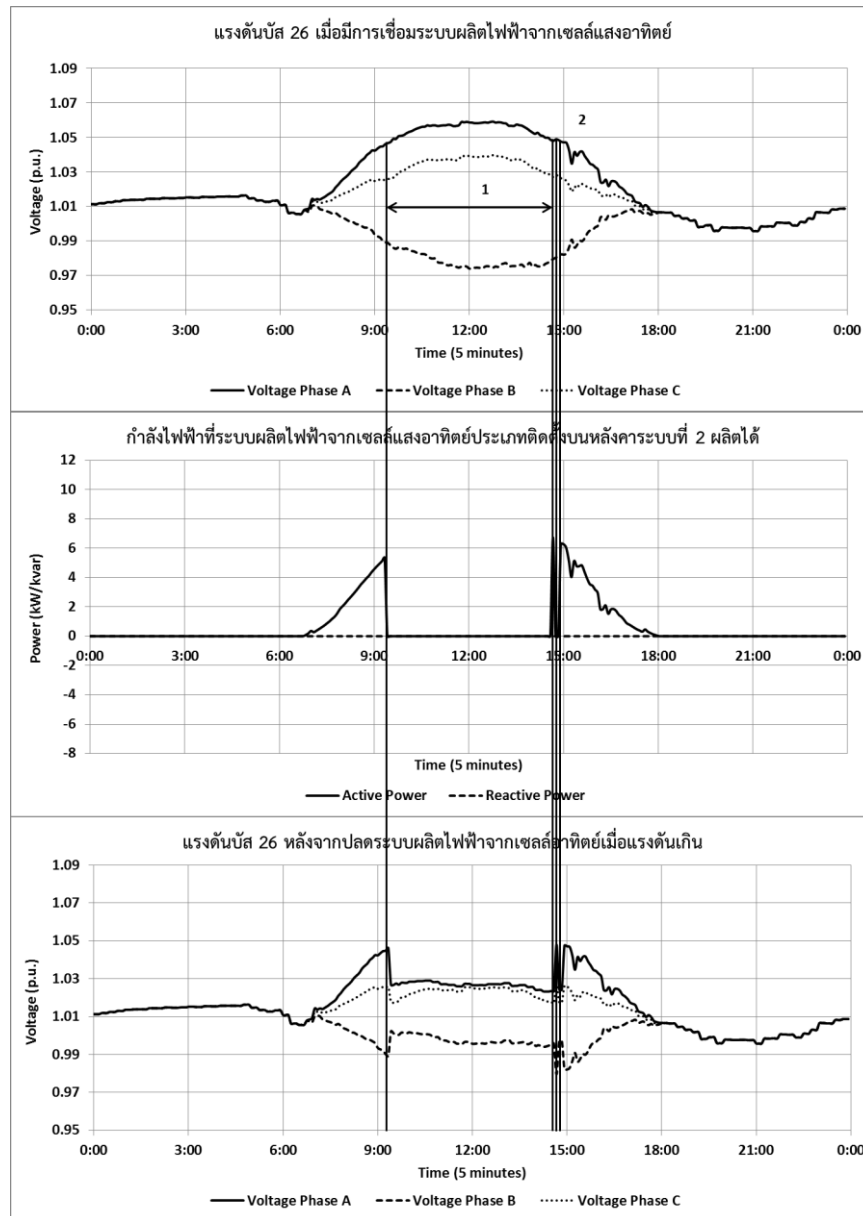
6) โหมด Power Factor=1 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.49 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\text{Power Factor}=1$ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 26 เมื่อมีการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 26 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.50



รูปที่ 8.49 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้คือ โหมด

Power Factor=1



รูปที่ 8.50 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้คือ โหมด

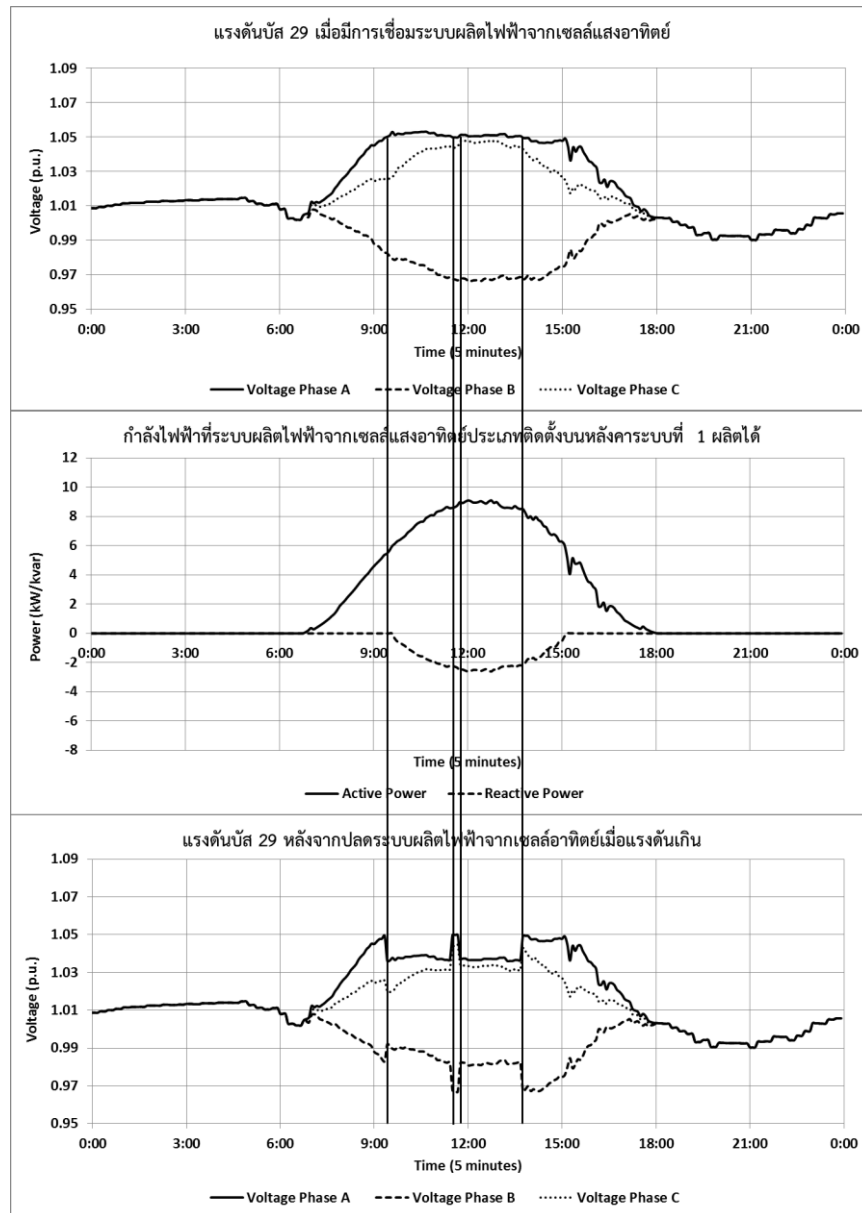
Power Factor=1

จากรูปที่ 8.50 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1 จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลด 2 เวลา คือ (1) 09:25 – 14:50 น. (2) 14:45-14:50 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 65 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

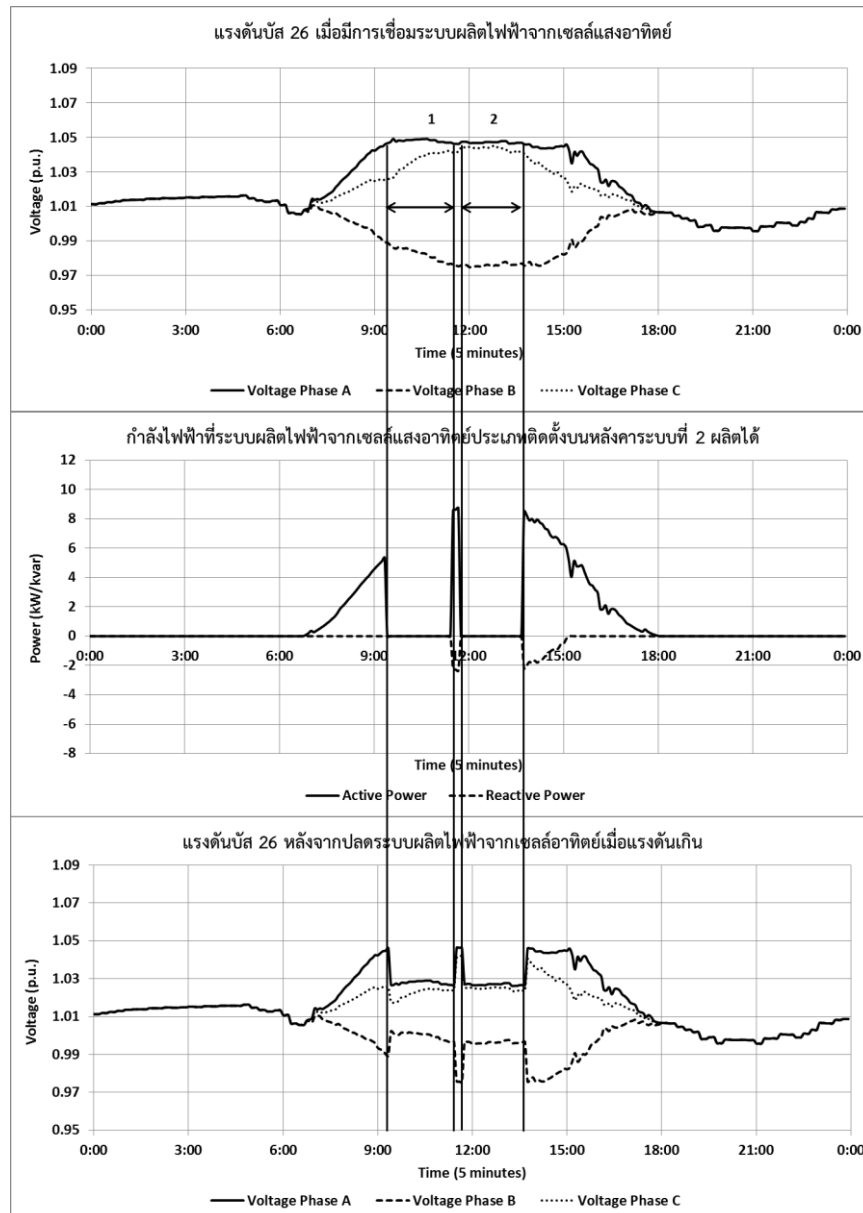
7) โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.51 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 26 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 26 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกินดังแสดงในรูปที่ 8.52





รูปที่ 8.51 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้ คือ โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์

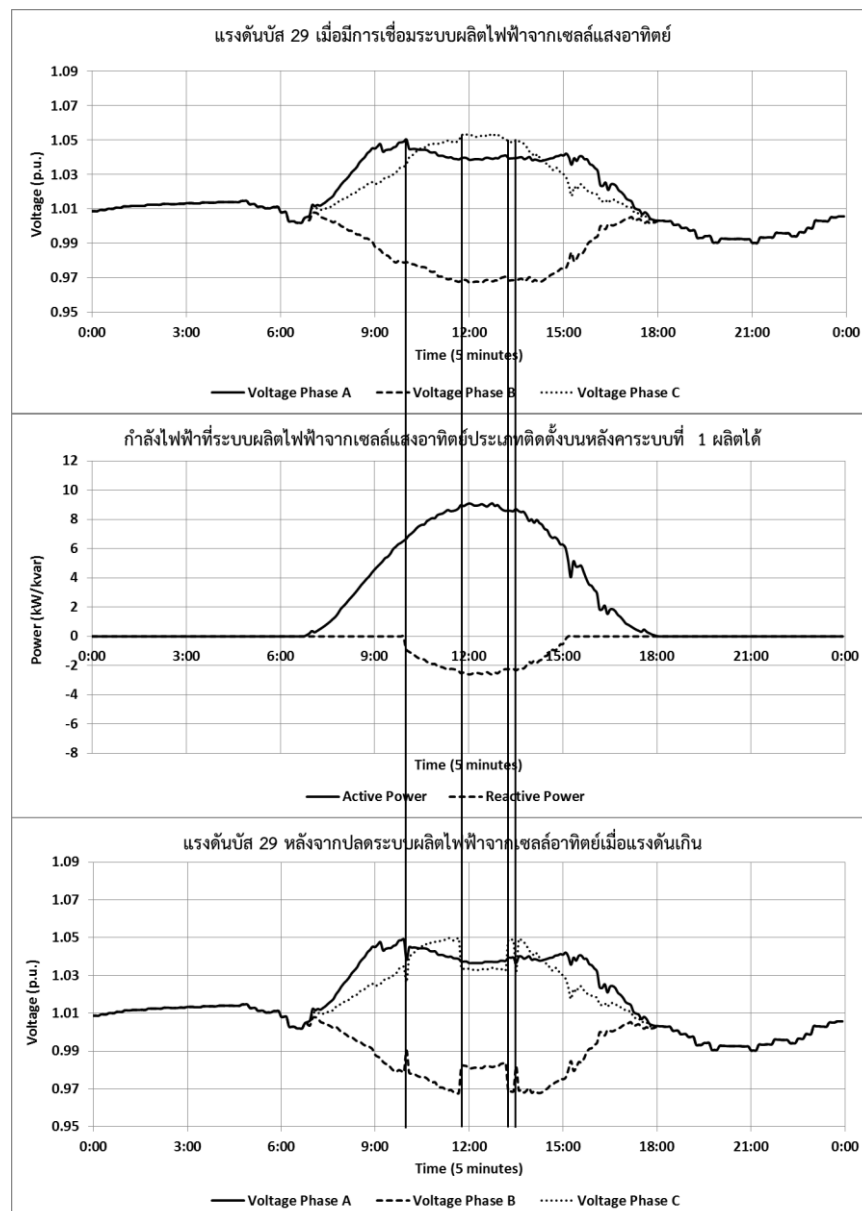


รูปที่ 8.52 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้คือ โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์

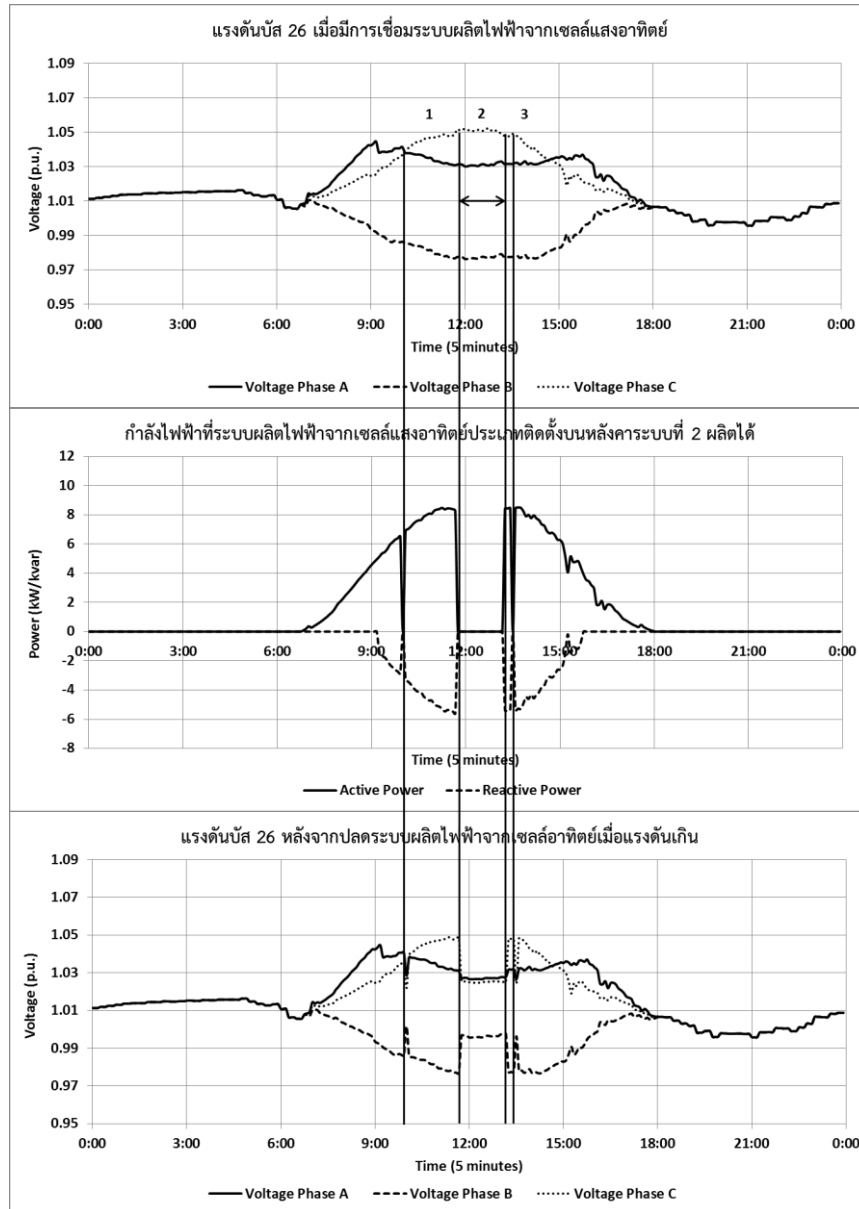
จากรูปที่ 8.52 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลด 2 เวลา คือ (1) 09:25 – 11:25 น. (2) 11:45-13:45 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 50 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

8) โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.80$ และ $P_n=4$ กิโลวัตต์ เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.53 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.80$ และ $P_n=4$ กิโลวัตต์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 26 เมื่อมีการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 26 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.54



รูปที่ 8.53 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้คือ โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.80$ และ $P_n=4$ กิโลวัตต์



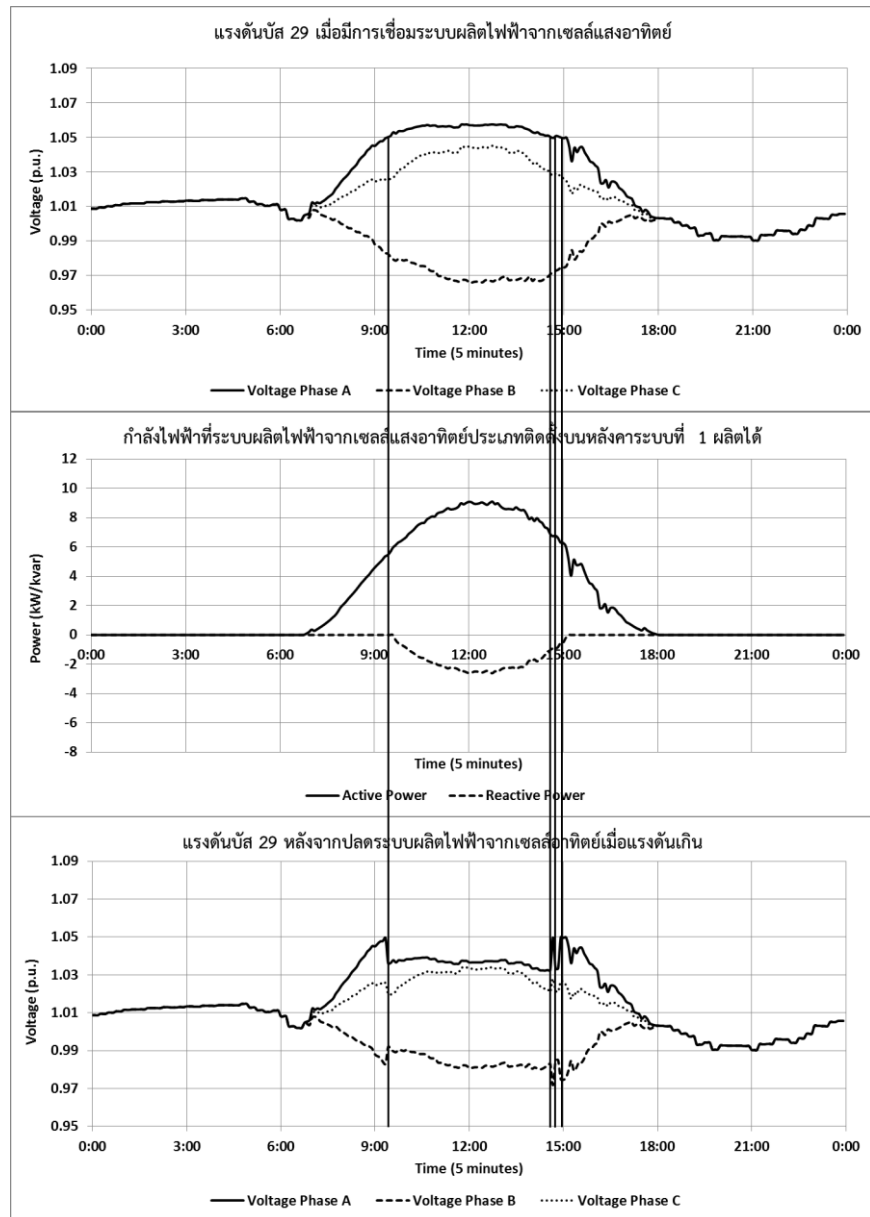
รูปที่ 8.54 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้คือ โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.80$ และ $P_n=4$ กิโลวัตต์

จากรูปที่ 8.54 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.80$ และ $P_n=4$ กิโลวัตต์ จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลด 3 เวลา คือ (1) 10:00 น. (2) 11:45-13:10 น. (3) 13:30 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 20 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

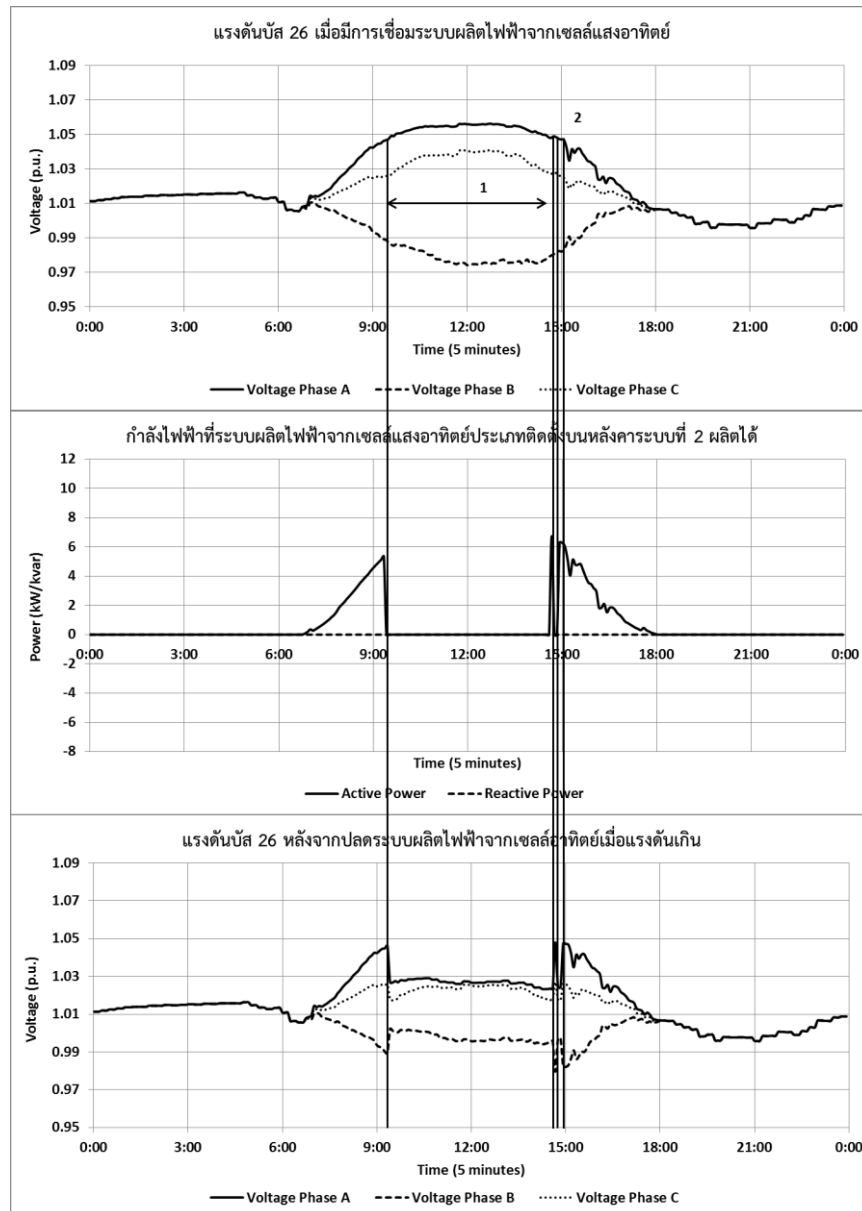
9) โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint 0 กิโลวาร์ เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.55 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint 0 กิโลวาร์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 26 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 26 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.56





รูปที่ 8.55 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้ โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint 0 กิโลวาร์

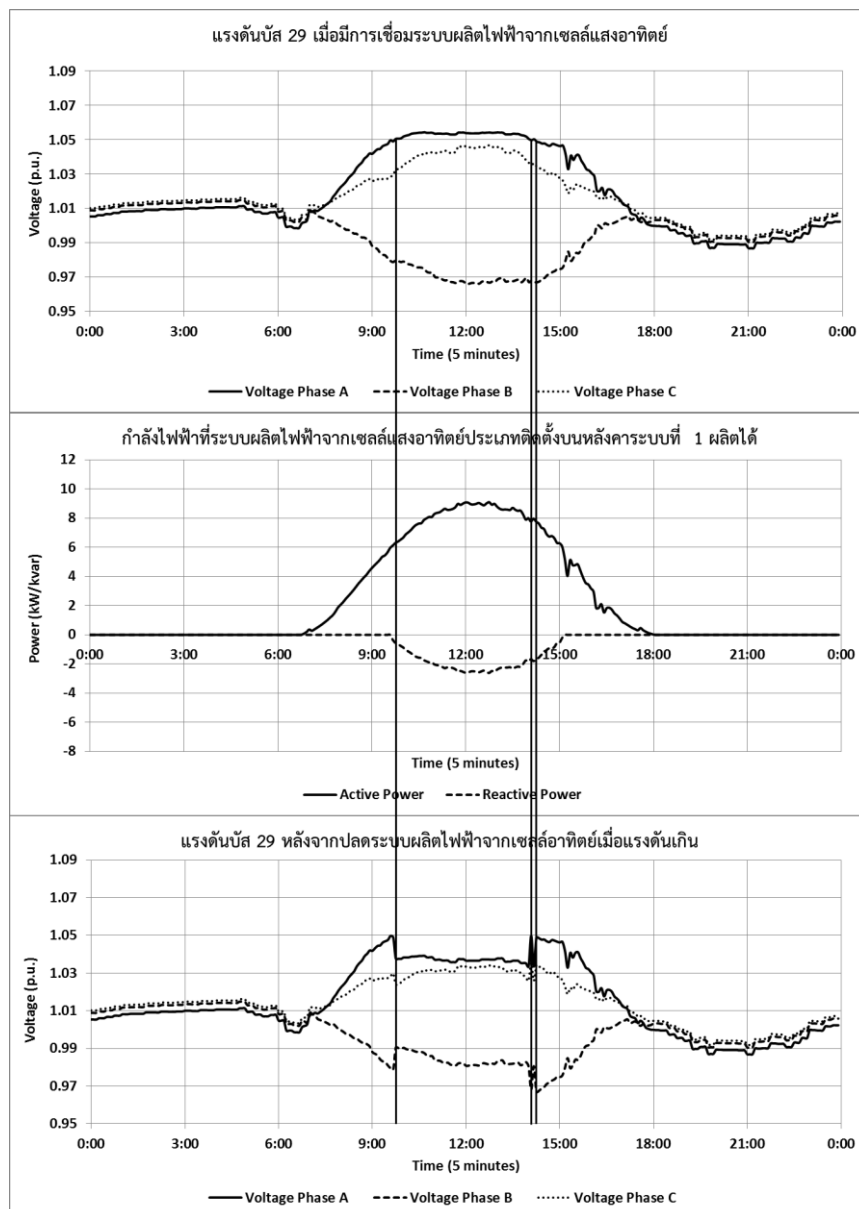


รูปที่ 8.56 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้ โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint 0 กิโลวาร์

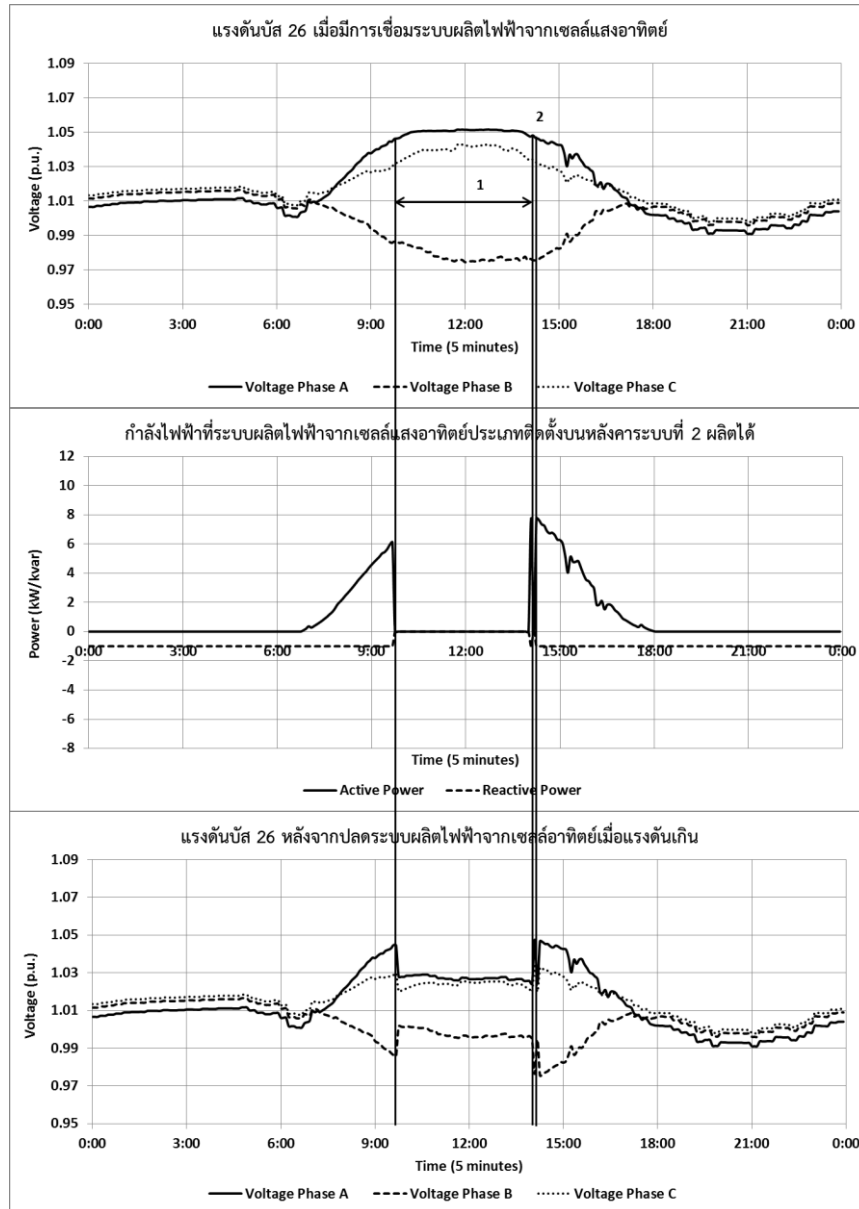
จากรูปที่ 8.56 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint 0 กิโลวาร์ จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลด 2 เวลา คือ (1) 09:25 – 14:35 น. (2) 14:45-14:50 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 65 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

10) โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -1 กิโลวาร์ เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.57 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $Q(U)$ โดยที่ $\% \text{Droop}=2.5$ และ $Q_{\text{setpoint}} -1$ กิโลวาร์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 26 เมื่อมีการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 26 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.58



รูปที่ 8.57 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -1 กิโลวาร์



รูปที่ 8.58 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -1 กิโลวาร์

จากรูปที่ 8.58 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -1 กิโลวาร์ จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลด 2 เวลา คือ (1) 09:45 – 14:00 น. (2) 14:10 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 41 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

จากตัวอย่างกราฟแสดงผลการทดสอบการควบคุมแรงดันในโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 8.6

ตารางที่ 8.6 สรุปผลการทดสอบจากกราฟตัวอย่าง กรณีเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกัน

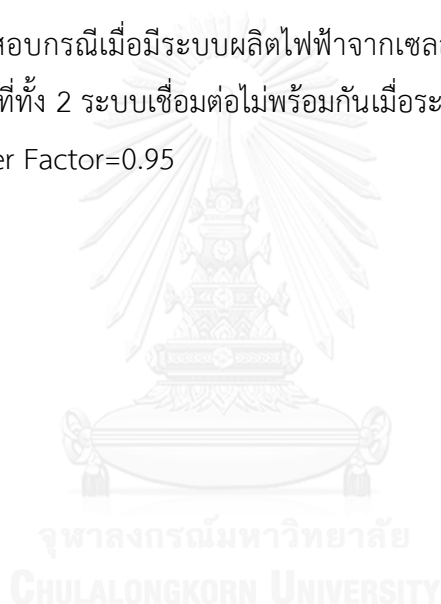


No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II							
	cosp _{hi} (F)			ช่วงเวลาที่แรงดันเกิน 1.05 p.u.			power factor			Q(U) characteristic			เวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจาก เซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลด	ระยะเวลาที่ ถูกปลด (5 นาที)
	power factor	Ph	%Droop	Q _{setpoint}	power factor	Ph	%Droop	Q _{setpoint}	power factor	Ph	%Droop	Q _{setpoint}		
1	0.95	-	-	-	1.10:15 – 13:55 น.	1	-	-	-	-	-	-	1.10:15 – 14:00 น. 2:14:10 น.	47
2					-	0.95	6	7	-	-	-	-	-	-
3					1.10:30 – 13:45 น.	0.80	4	-	-	-	-	-	1.10:30 – 13:45 น.	40
4					1.10:15 – 13:50 น.	-	-	10	0	-	-	-	1.10:15 – 14:00 น. 2:14:10 น.	47
5					1.10:40 – 13:40 น.	-	-	2.5	-1	-	-	-	1.10:40 – 13:40 น.	37
6	0.95	6	-	-	1.09:25 – 14:35 น. 2:14:45 – 14:50 น.	1	-	-	-	-	-	-	1.09:25 – 14:35 น. 2:14:45 – 14:50 น.	65
7					1.09:25 – 11:25 น. 2:11:45 – 13:45 น.	0.95	6	-	-	-	-	-	1.09:25 – 11:25 น. 2:11:45 – 13:45 น.	50
8					1.10:00 น. 2:11:45 – 13:10 น. 3:13:30 น.	0.80	4	-	-	-	-	-	1.10:00 น. 2:11:45 – 13:10 น. 3:13:30 น.	20
9					1.09:25 – 14:35 น. 2:14:45 – 14:50 น.	-	-	10	0	-	-	-	1.09:25 – 14:35 น. 2:14:45 – 14:50 น.	65
10					1.09:45 – 14:00 น. 2:14:10 น.	-	-	2.5	-1	-	-	-	1.09:45 – 14:00 น. 2:14:10 น.	41

8.4.2.2 ผลการทดสอบทั้งหมด

ผลการทดสอบเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกัน โดยมีโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จำนวนทั้งสิ้น 46 รูปแบบ ซึ่งแบ่งเป็น เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=0.95 จำนวน 23 รูปแบบ และ เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ จำนวน 23 รูปแบบ ทำการทดสอบในแต่ละรูปแบบที่แตกต่างกันในระยะเวลา 1 เดือน ในเดือนมกราคม พ.ศ. 2557 ซึ่งสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้แสดงได้ในตารางที่ 8.7 และ ตารางที่ 8.8

ตารางที่ 8.7 ผลการทดสอบกรณีเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกันเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=0.95



No.	Photovoltaic Generation System I					Photovoltaic Generation System II					
	cosp _{hi} (P)		Q(U) characteristic		Energy (kW-hr)	cosp _{hi} (P)		Q(U) characteristic		Energy (kW-hr)	จำนวนตู้ยก ปลัด (5 นาทีต่อครั้ง)
	power factor	P _n	%Droop	Q _{setpoint}		power factor	P _n	%Droop	Q _{setpoint}		
1	0.95	-	-	-	1,515.79	-	-	-	-	1,008.14	747
2										1,445.14	37
3										1,385.67	118
4										1,284.10	261
5										1,184.38	402
6										1,491.76	33
7										1,453.46	26
8										1,453.38	26
9										1,413.12	80
10										1,406.50	89
11										1,404.29	92
12										1,428.93	116
13										1,377.66	129
14										1,370.47	139
15										1,345.22	174
16										1,315.29	216
17										1,293.40	247
18										1,008.14	747
19										1,266.25	288
20										1,420.62	70
21										1,008.14	747
22										1,266.25	288
23										1,420.62	70

ตารางที่ 8.8 ผลการทดสอบกรณีเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อกันเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
1	0.95	6	-	-	1,515.78	-	-	-	-	578.17	1,533	
2										1,456.21	93	
3										1,418.59	71	
4										1,378.46	126	
5										1,284.28	249	
6										798.75	1,188	
7										1,002.73	844	
8										1,128.71	637	
9										1,206.70	566	
10										1,360.53	285	
11										1,416.88	170	
12										1,256.19	474	
13										1,371.73	246	
14										1,416.67	150	
15										1,265.67	450	
16										1,371.96	233	
17										1,403.86	158	
18										578.17	1,533	
19										720.69	1,218	
20										1,128.71	503	
21										578.17	1,533	
22										720.69	1,218	
23										1,128.71	503	

จากตารางที่ 8.7 พบว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ที่บัส 26 เฟส A หลังจากที่มีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ที่บัส 29 เฟส A อยู่ก่อนแล้ว โดยที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 เลือกใช้โหมด Power Factor=0.95 ซึ่งเป็นโหมดการควบคุมที่ทำให้สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้มากที่สุด ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ที่เลือกใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์ สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้มากที่สุดคือ 1,491.76 หน่วย (kW-hr)

จากตารางที่ 8.8 พบว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ที่บัส 26 เฟส A หลังจากที่มีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ที่บัส 29 เฟส A อยู่ก่อนแล้ว โดยที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 เลือกใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์ ซึ่งเป็นโหมดการควบคุมอีกโหมดหนึ่งที่ทำให้สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้มากที่สุด ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ที่เลือกใช้โหมด Power Factor=0.95 สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้มากที่สุดคือ 1,456.21 หน่วย (kW-hr)

8.4.3 ผลการทดสอบเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อพร้อมกัน

การทดสอบหัวข้อนี้กำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 เชื่อมต่อบัส 29 เฟส A และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 เชื่อมต่อบัส 26 เฟส A เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าพร้อมกัน ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละระบบสามารถเลือกโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันจำนวน 23 รูปแบบ ทำให้การทดสอบเพื่อแสดงผลกระทบต่อการขายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีรูปแบบการทดสอบทั้งสิ้น 529 รูปแบบ

การแสดงผลการทดสอบในหัวข้อนี้จะแบ่งเป็น 2 ส่วนคือ 1) ตัวอย่างกราฟแสดงผลการทดสอบ และ 2) ผลการทดสอบทั้งหมด

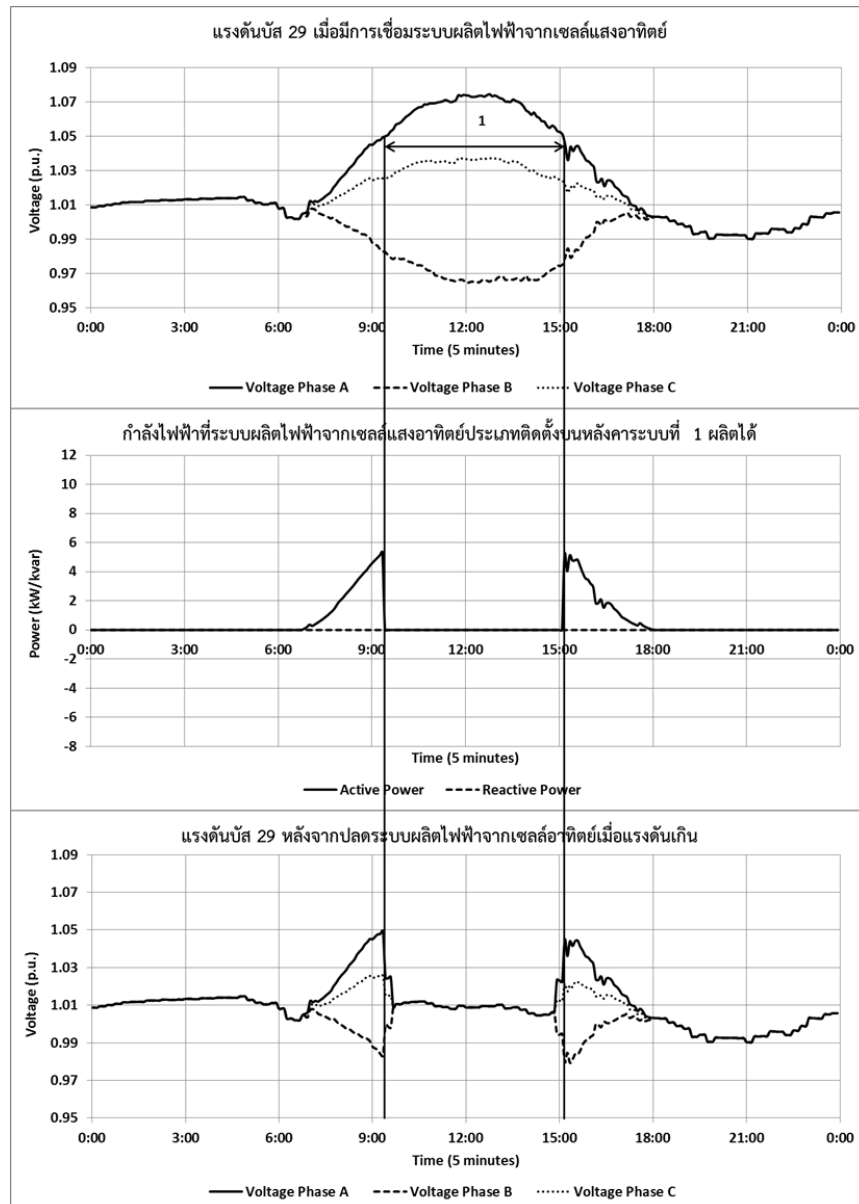
8.4.3.1 ตัวอย่างกราฟแสดงผลการทดสอบ

ในหัวข้อนี้จะแสดงกราฟตัวอย่างผลการทดสอบการควบคุมแรงดันในโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน เมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าพร้อมกัน เพื่อแสดงผลกระทบต่อการขายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟที่แสดงจะเป็นการทดสอบโดยใช้ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ และ ข้อมูลความต้องการโหลดของวันที่ 13 มกราคม พ.ศ. 2557 ซึ่งจะแสดงกราฟตัวอย่างผลการทดสอบทั้งสิ้น 9 ตัวอย่าง ดังนี้

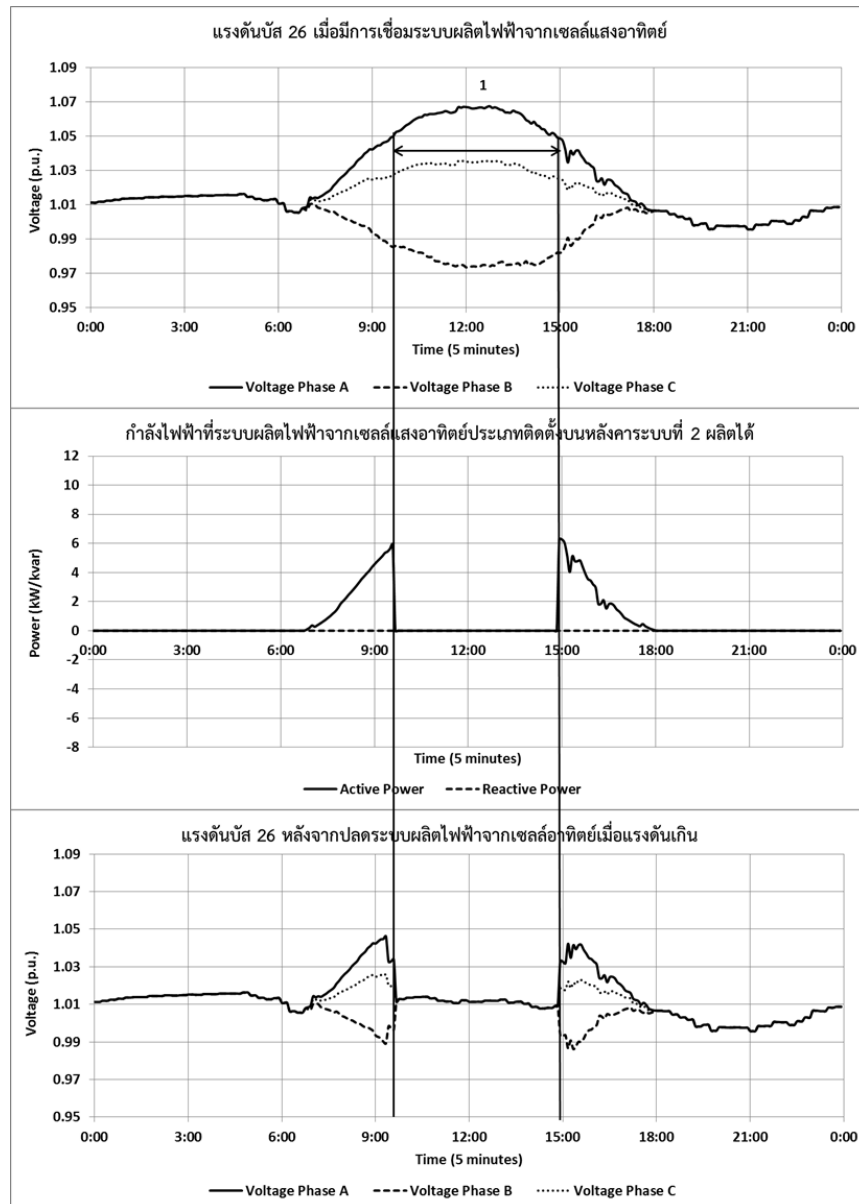
1) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=1 และ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมดควบคุมแรงดัน คือ โหมด Power Factor=1สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.59 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 26 เมื่อมีการเชื่อมต่อบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 26 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.60





รูปที่ 8.59 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=1 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1



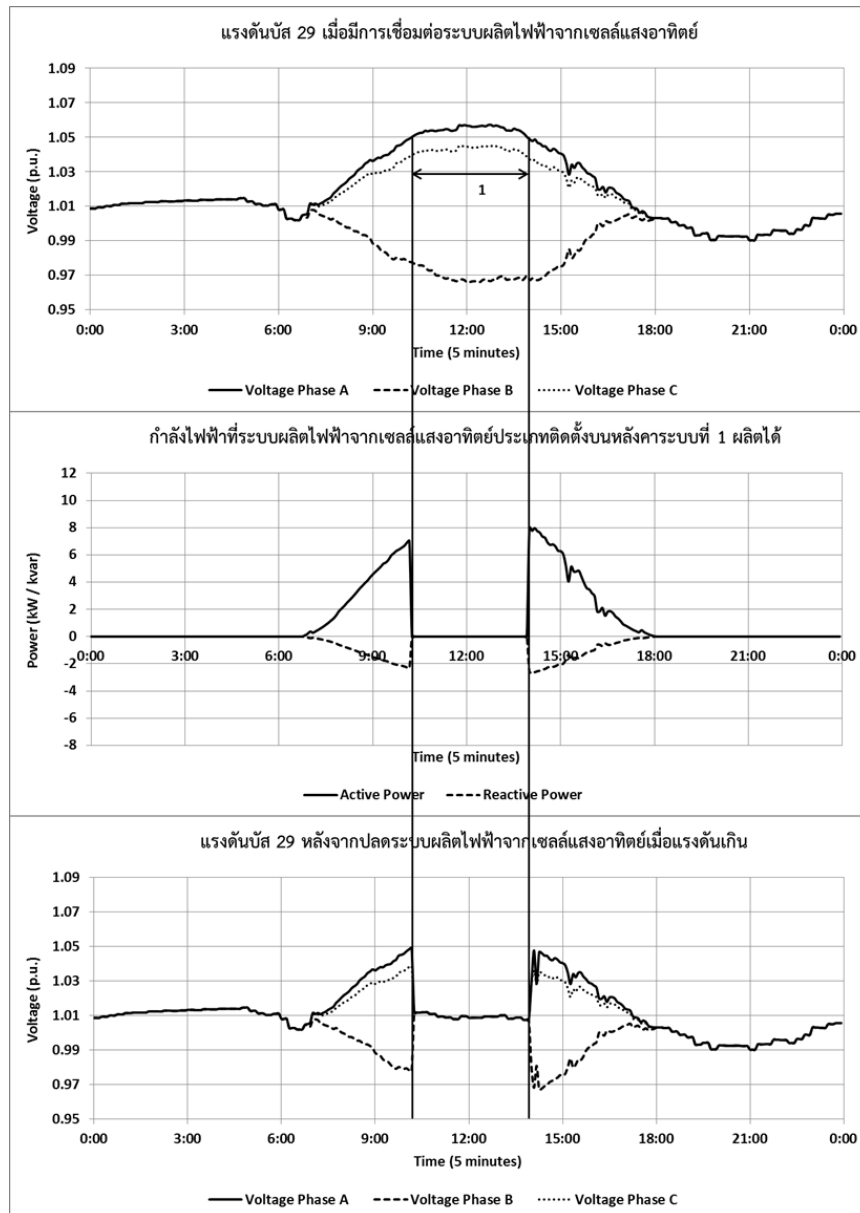
รูปที่ 8.60 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=1 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1

จากรูปที่ 8.59 และ จากรูปที่ 8.60 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=1 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1 จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ถูกปลด 1 เวลาคือ 09:25 – 15:05 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 69 ครั้ง และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ถูกปลด 1 เวลาคือ 09:40 – 14:50 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 63 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

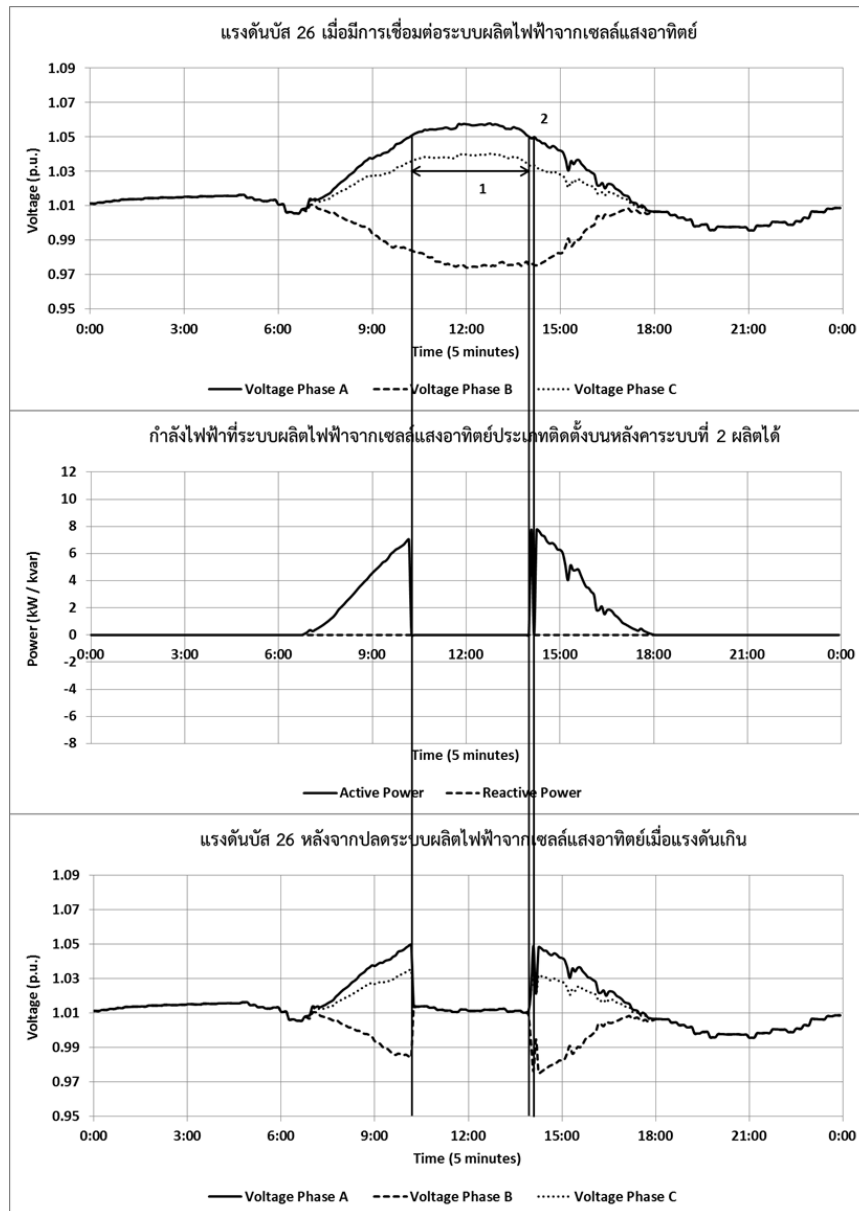
2) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=0.95 และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมดควบคุมแรงดัน คือ โหมด Power Factor=0.95 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.61 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 26 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 26 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.62





รูปที่ 8.61 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=0.95 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1



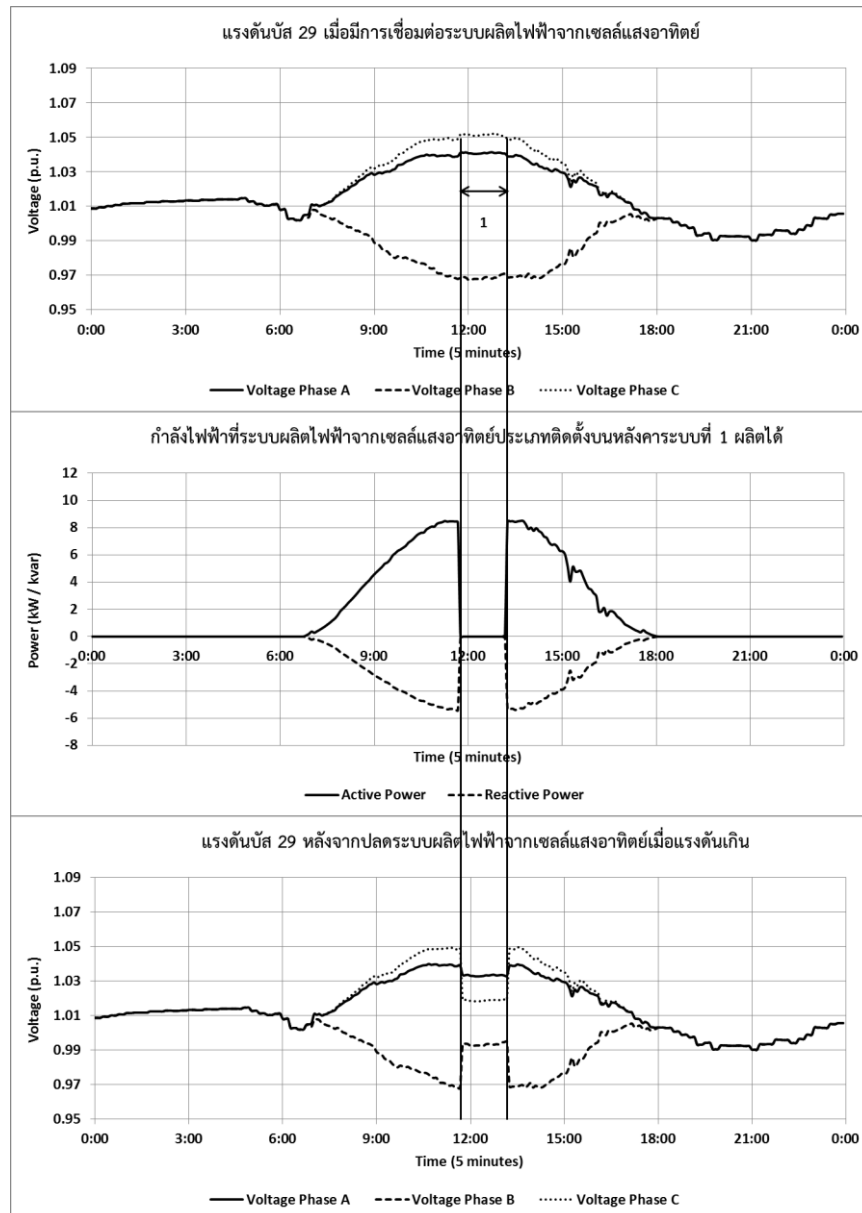
รูปที่ 8.62 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=0.95 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1

จากรูปที่ 8.61 และ จากรูปที่ 8.62 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=0.95 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1 จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ถูกปลด 1 เวลา คือ 10:15 – 13:55 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 45 ครั้ง และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ถูกปลด 2 เวลา คือ (1) 10:15 – 14:00 น. และ (2) 14:10 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 46 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

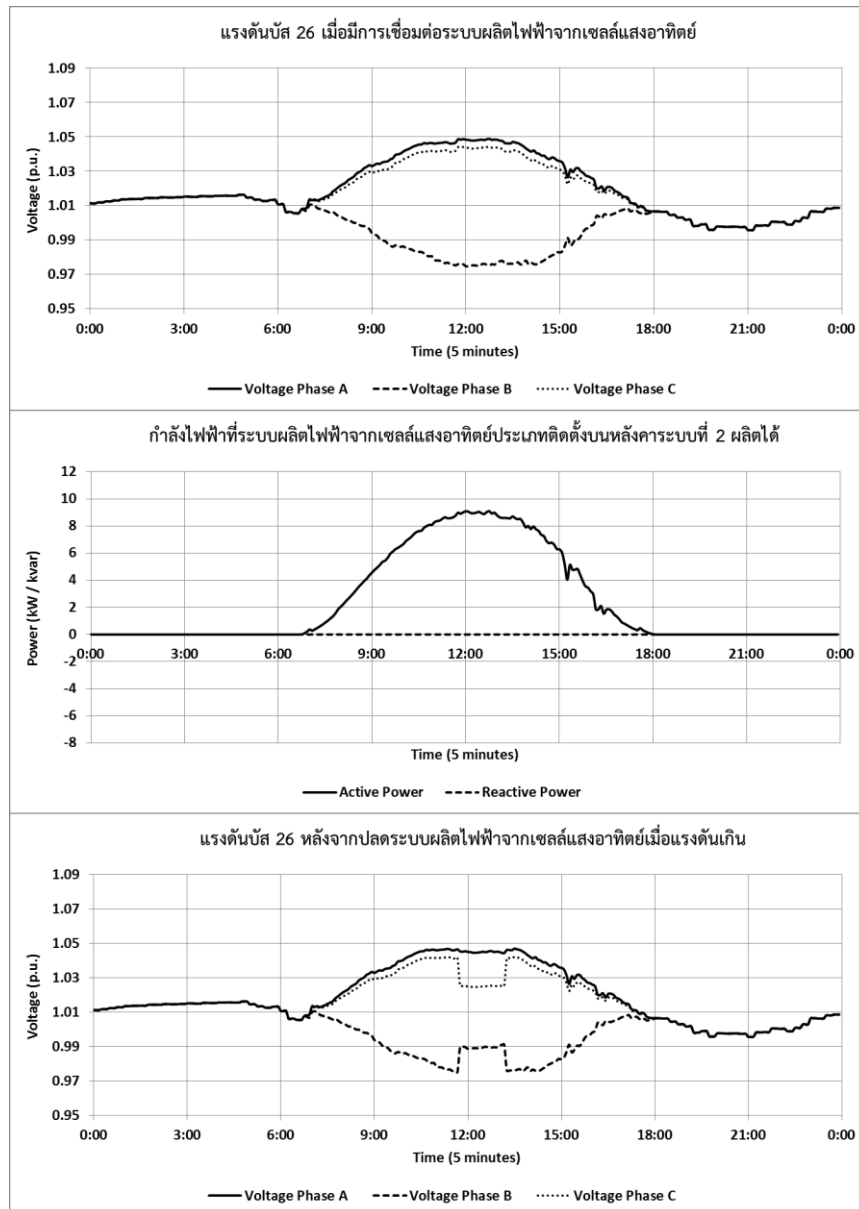
3) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=0.85 และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมดควบคุมแรงดัน คือ โหมด Power Factor=0.85 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.63 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 26 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 26 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.64





รูปที่ 8.63 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=0.85 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1



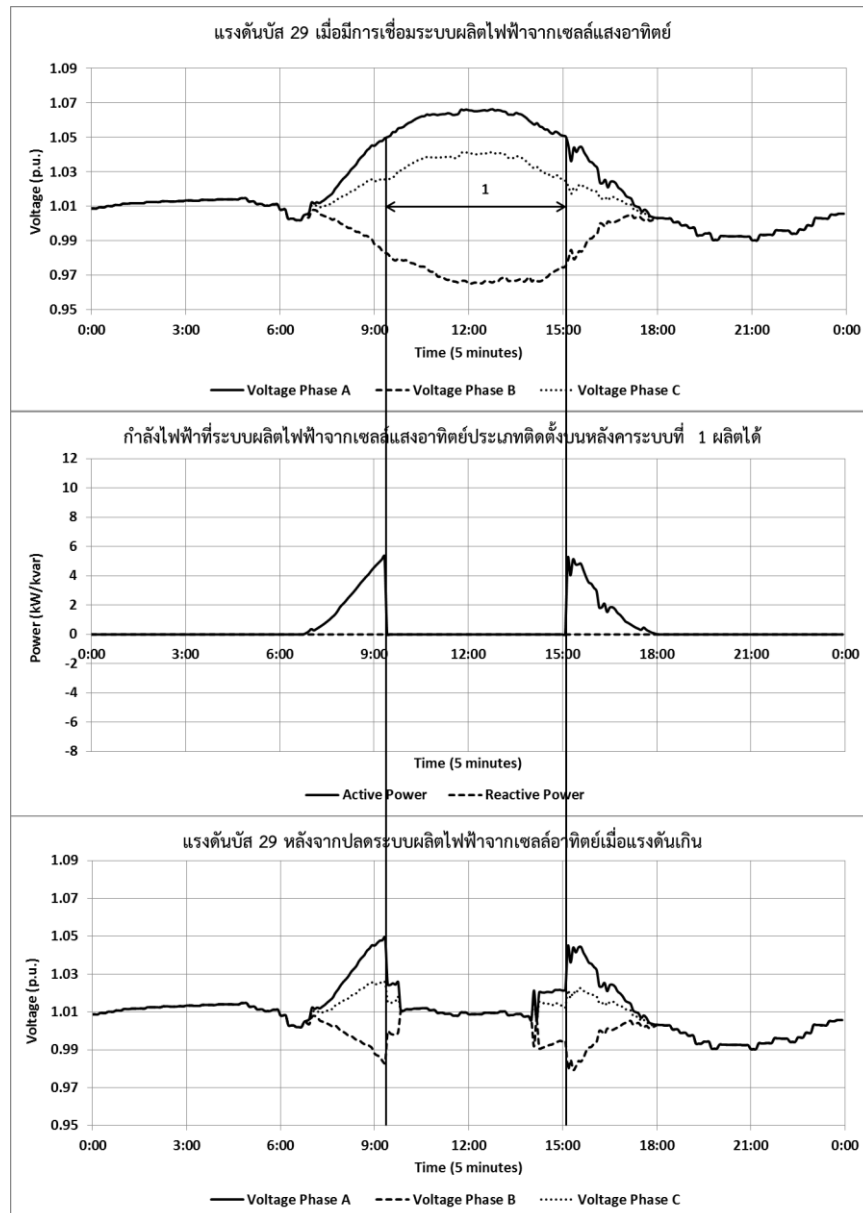
รูปที่ 8.64 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=0.85 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1

จากรูปที่ 8.63 และ จากรูปที่ 8.64 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=0.85 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1 จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ถูกปลด 1 เวลา คือ 11:45 – 13:10 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 18 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ไม่ถูกปลดออกจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

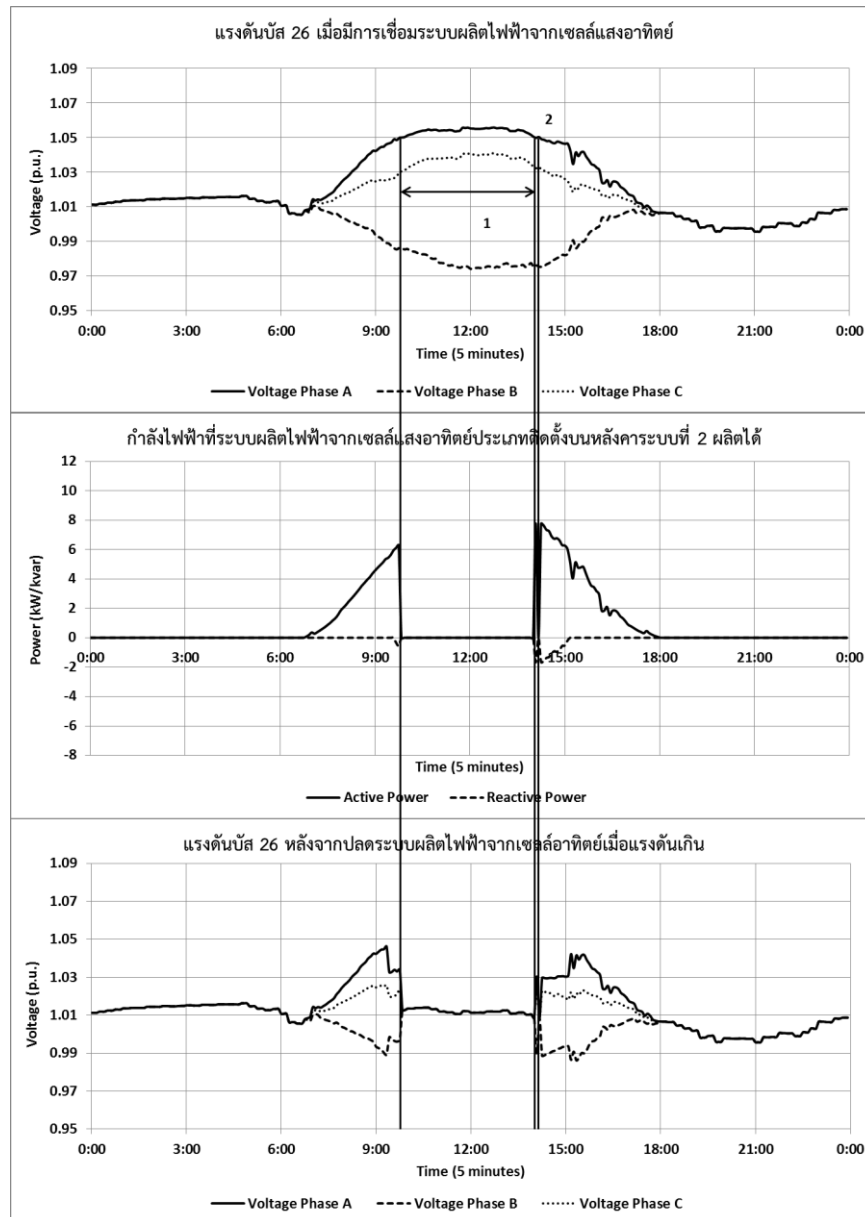
4) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=1 และ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมดควบคุมแรงดัน คือ โหมด Power Factor=1 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.65 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 26 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 26 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.66





รูปที่ 8.65 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=1 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์



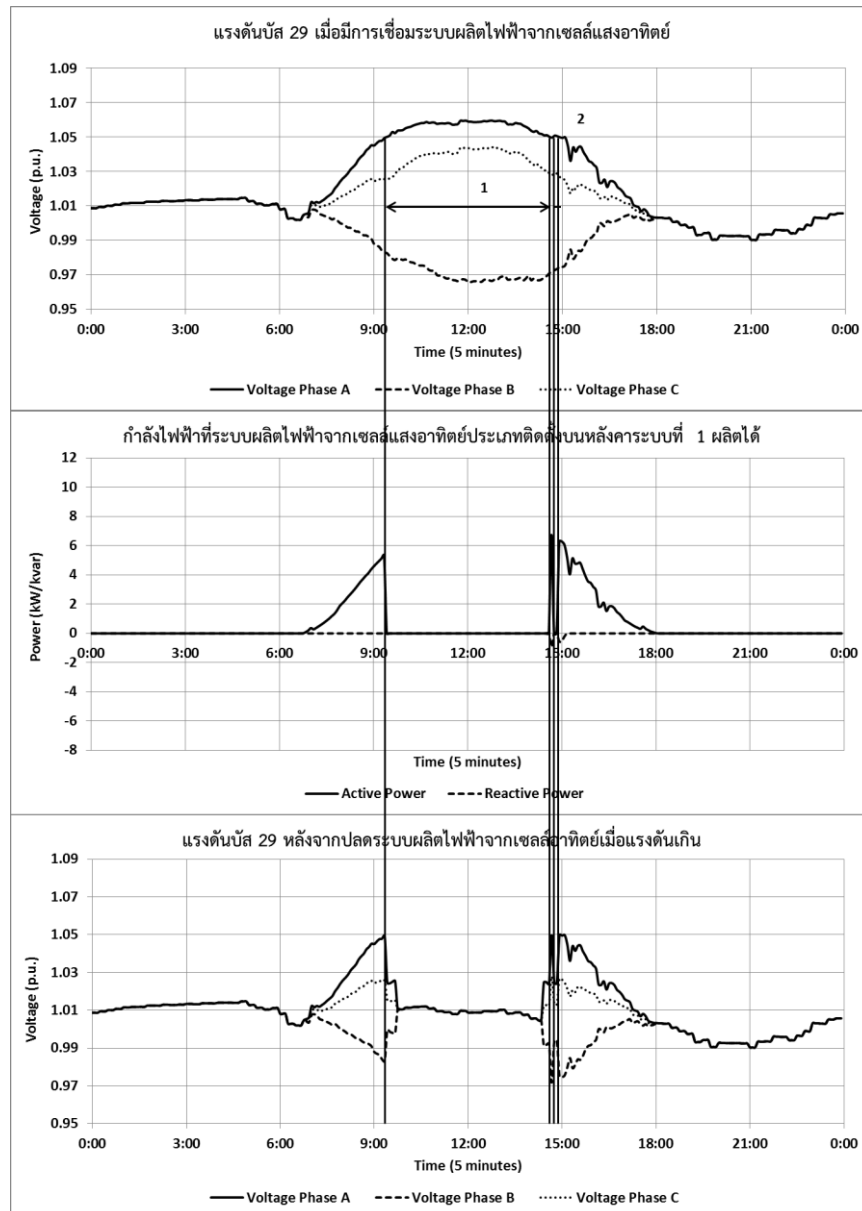
รูปที่ 8.66 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=1 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์

จากรูปที่ 8.65 และ จากรูปที่ 8.66 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=1 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ถูกปลด 1 เวลา คือ 09:25 – 15:05 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 69 ครั้ง และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ถูกปลด 2 เวลา คือ (1) 09:50 – 14:00

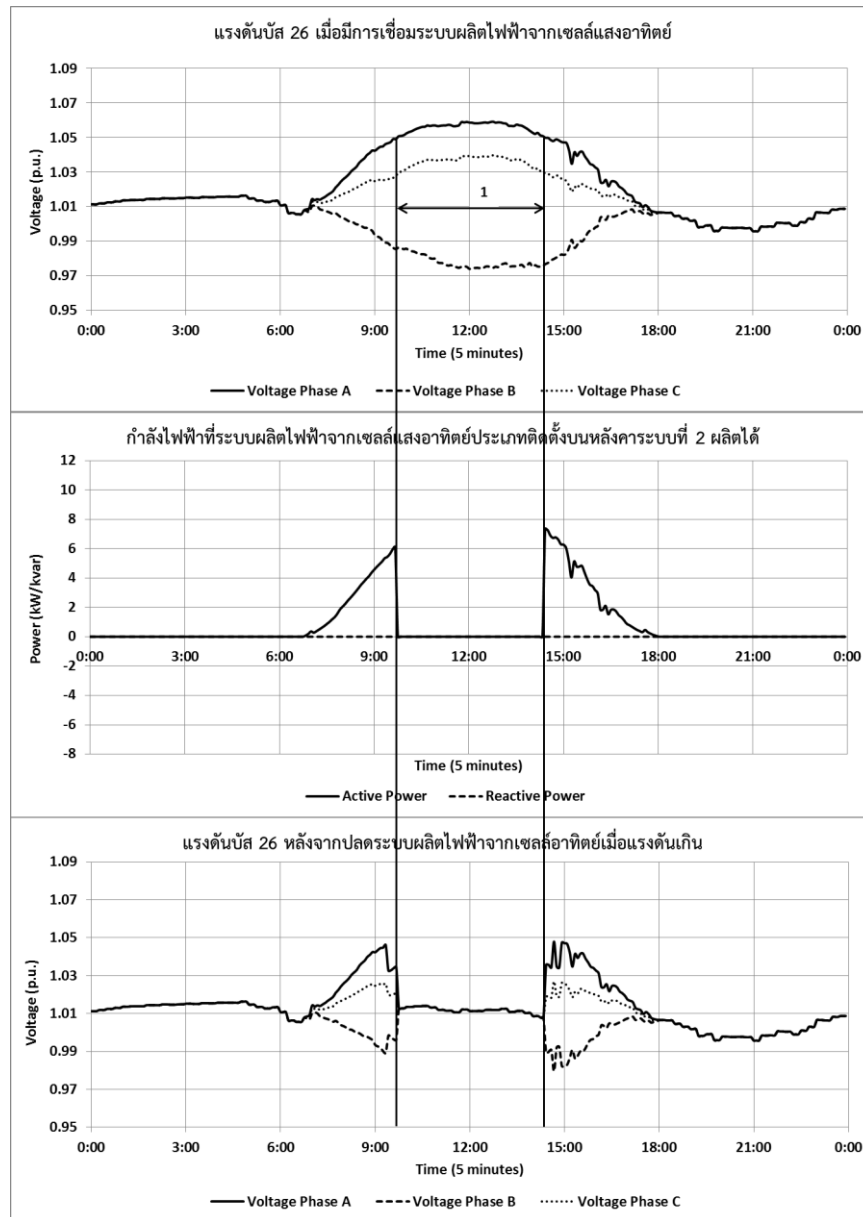
น. และ (2) 14:10 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 51 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

5) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ และ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.67 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 26 เมื่อมีการเชื่อมต่อบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 26 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.68



รูปที่ 8.67 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\text{Power Factor}=1$



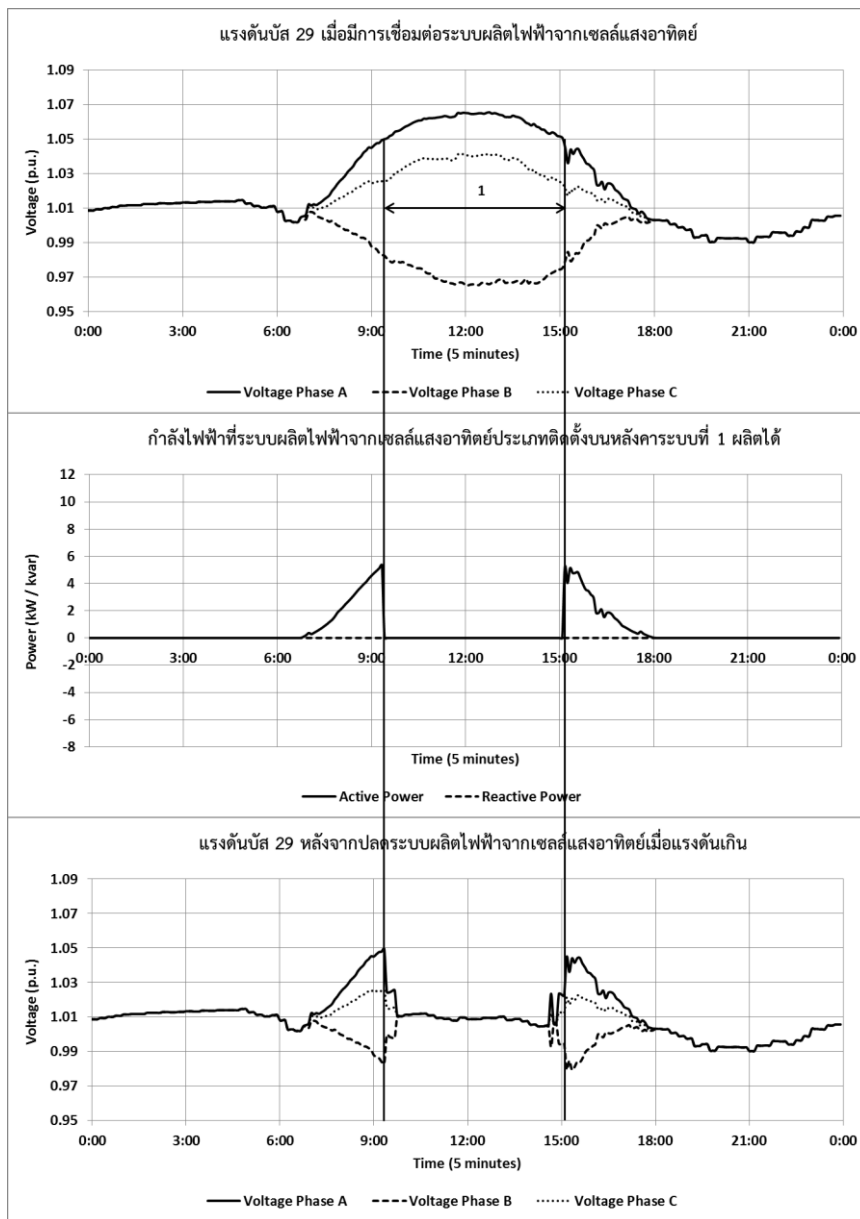
รูปที่ 8.68 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\text{Power Factor}=1$

จากรูปที่ 8.67 และ จากรูปที่ 8.68 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\text{Power Factor}=1$ จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ถูกปลด 2 เวลา คือ (1) 09:25 – 14:35 น. และ (2) 14:45 – 14:50 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 65 ครั้ง และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ถูกปลด 1 เวลา คือ 09:45 – 14:25 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า

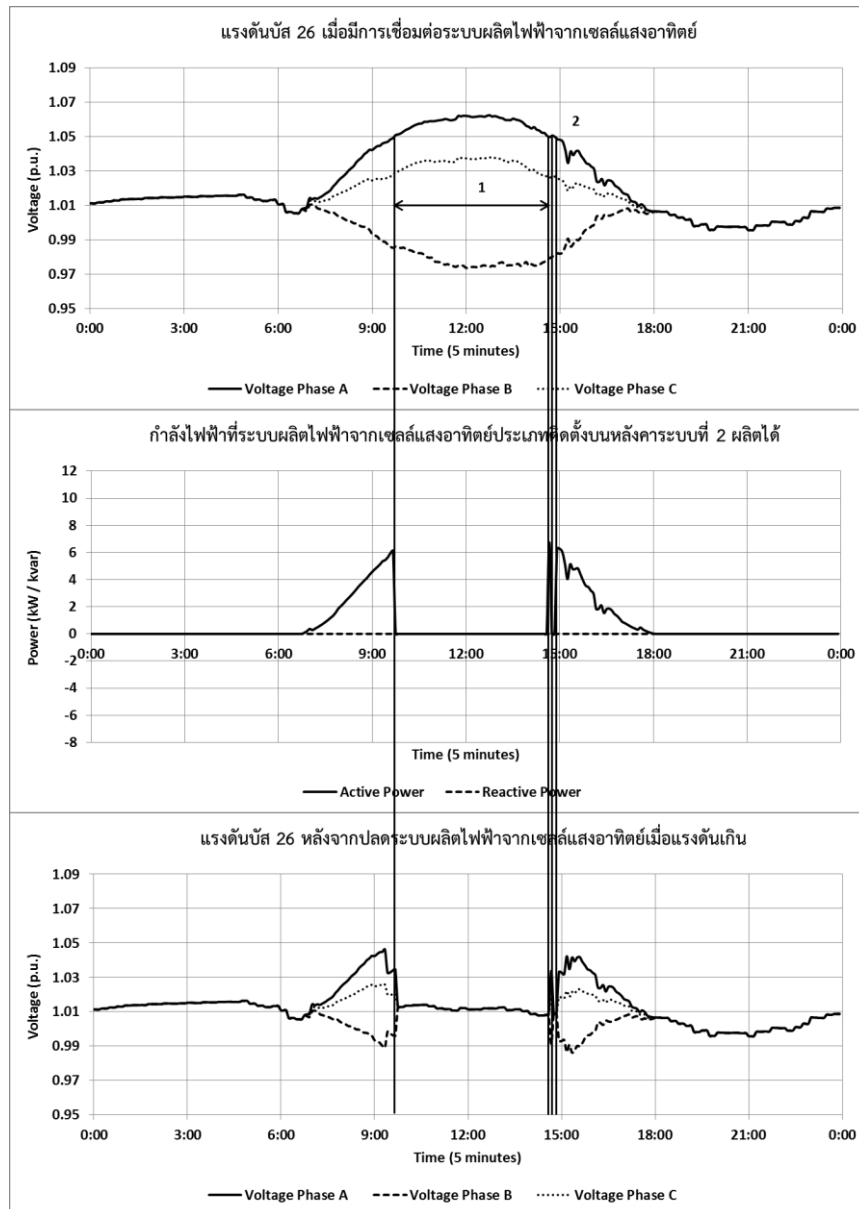
ทั้งสิ้น 57 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

6) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint 0 กิโลวาร์ และ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint 0 กิโลวาร์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.69 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 26 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 26 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.70



รูปที่ 8.69 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint 0 กิโลวาร์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1



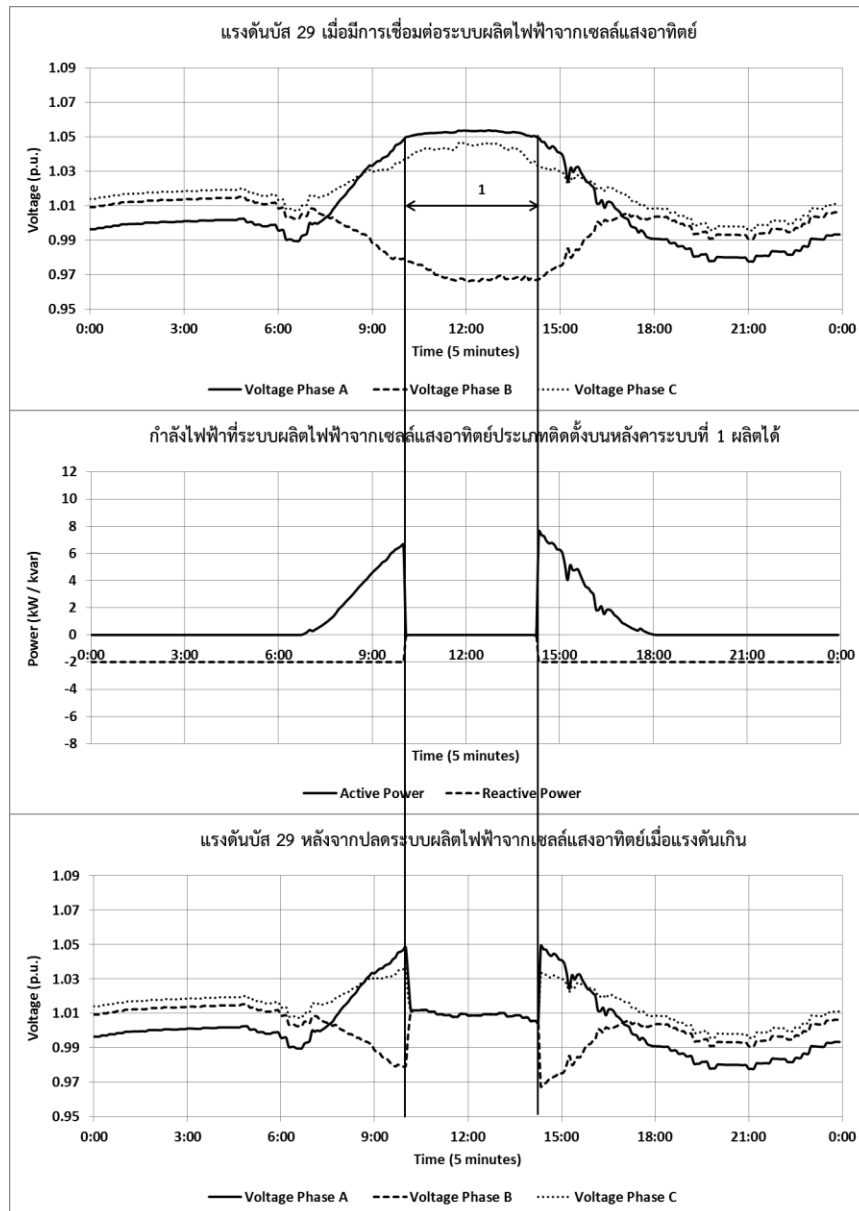
รูปที่ 8.70 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint 0 กิโลวาร์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1

จากรูปที่ 8.69 และ จากรูปที่ 8.70 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint 0 กิโลวาร์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1 จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ถูกปลด 1 เวลาคือ 09:25 – 15:05 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 69 ครั้ง และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ถูกปลด 2 เวลาคือ (1) 09:45 – 14:55 น. และ (2) 14:45 – 14:50 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่าย

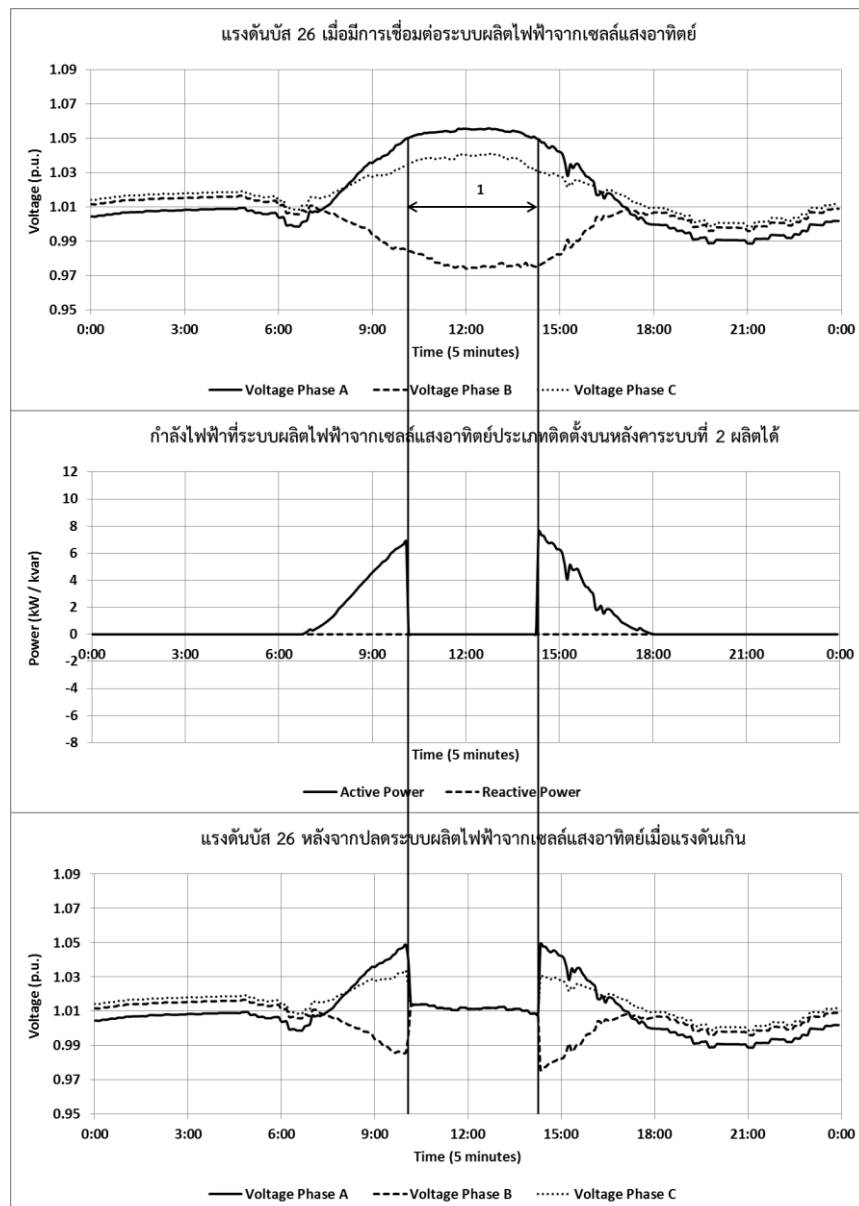
ไฟฟ้าทั้งสิ้น 65 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

7) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -2 กิโลวาร์ และ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -2 กิโลวาร์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.71 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 26 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 26 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.72



รูปที่ 8.71 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -2 กิโลวาร์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1



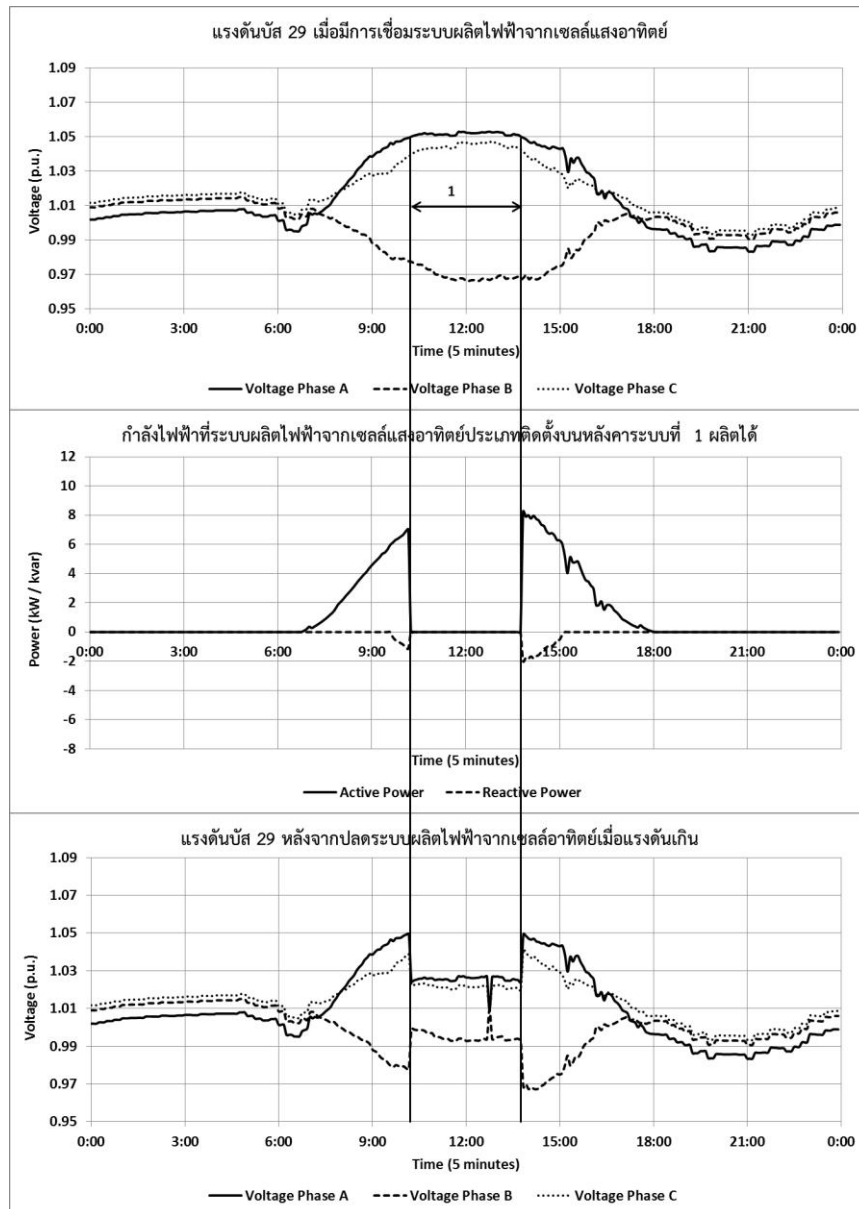
รูปที่ 8.72 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -2 กิโลวาร์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1

จากรูปที่ 8.71 และ จากรูปที่ 8.72 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -2 กิโลวาร์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1 จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ถูกปลด 1 เวลาคือ 10:05 – 14:15 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 51 ครั้ง และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ถูกปลด 1 เวลาคือ 10:10 –

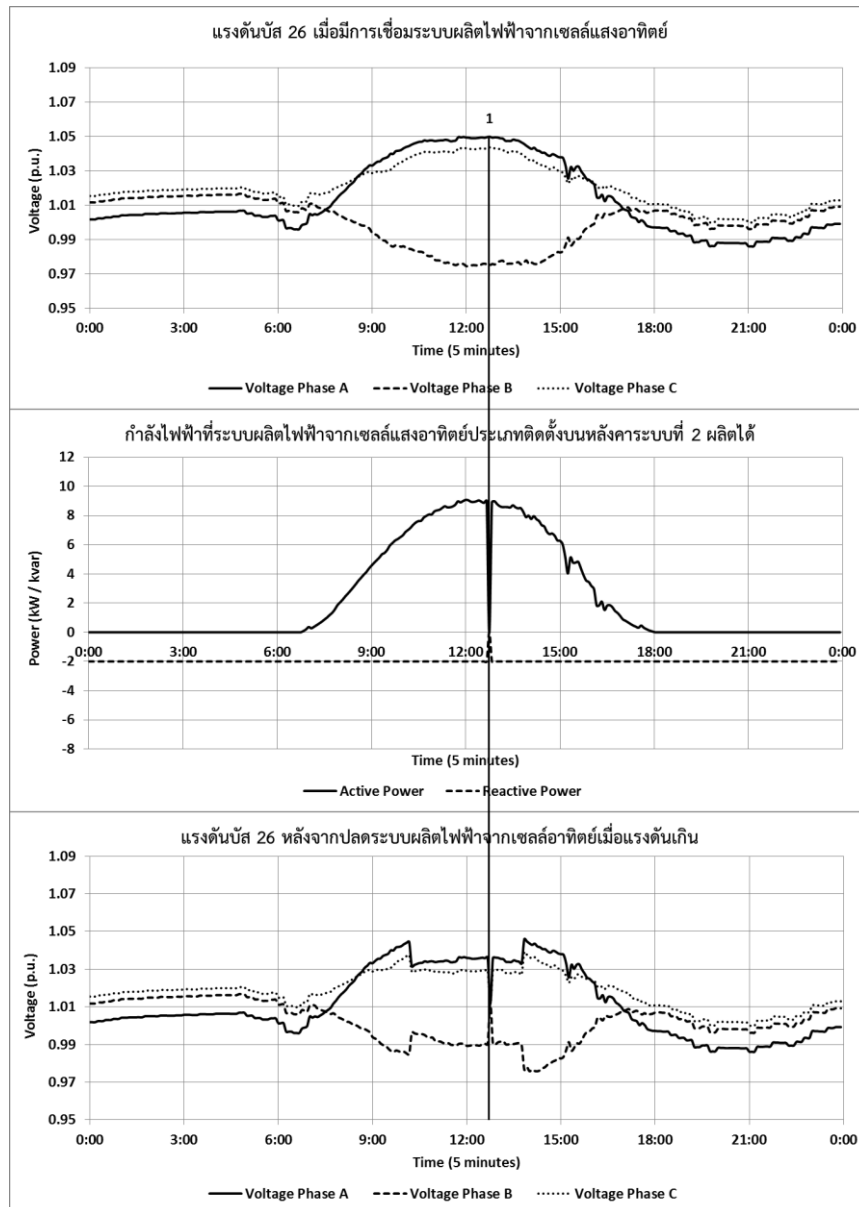
14:15 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 50 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

8) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ และ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $Q(U)$ โดยที่ $\%Droop=2.5$ และ $Q_{\text{setpoint}} -2$ กิโลวาร์

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.73 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $Q(U)$ โดยที่ $\%Droop=2.5$ และ $Q_{\text{setpoint}} -2$ กิโลวาร์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 26 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และ กราฟแรงดันบัส 26 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.74



รูปที่ 8.73 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $Q(U)$ โดยที่ $\% \text{Droop}=2.5$ และ $Q_{\text{setpoint}} -2$ กิโลวาร์



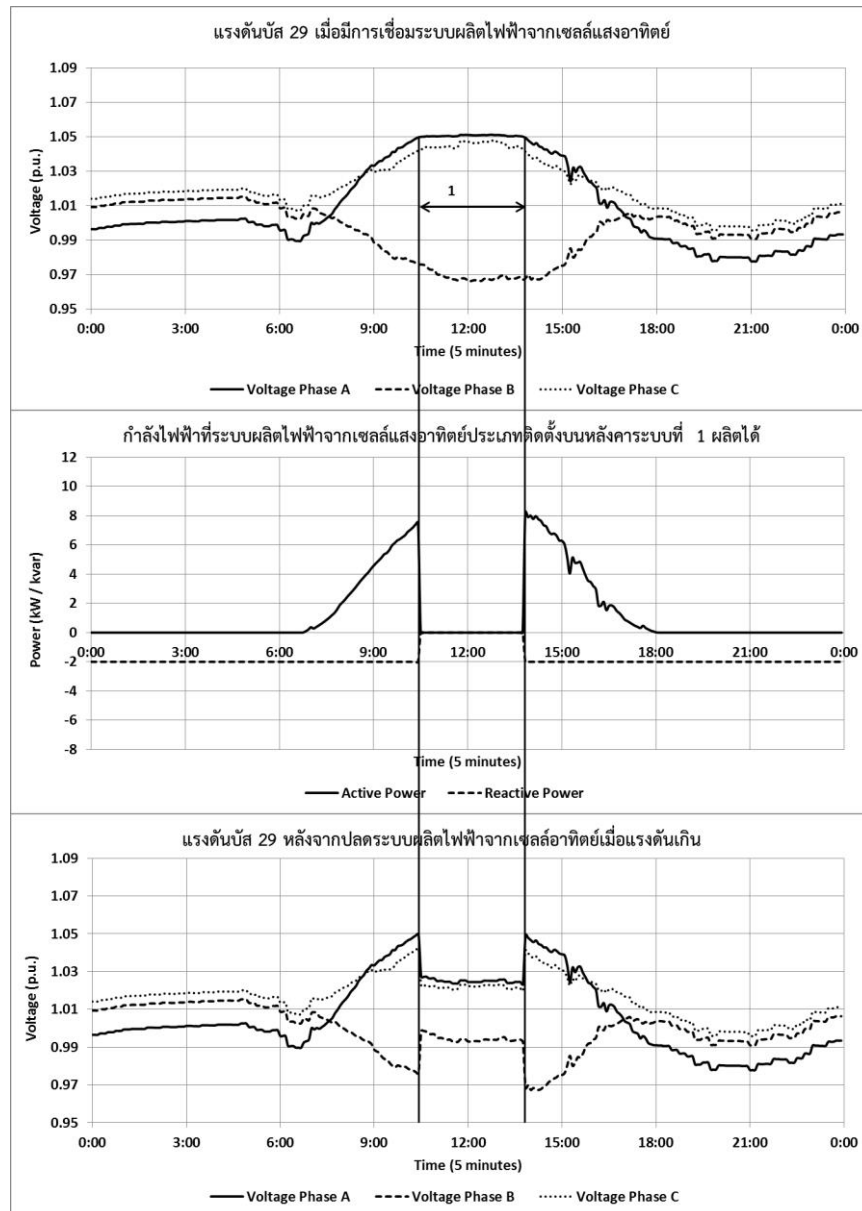
รูปที่ 8.74 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $Q(U)$ โดยที่ $\% \text{Droop}=2.5$ และ $Q_{\text{setpoint}} -2$ กิโลวาร์

จากรูปที่ 8.73 และ จากรูปที่ 8.74 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=6$ กิโลวัตต์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $Q(U)$ โดยที่ $\% \text{Droop}=2.5$ และ $Q_{\text{setpoint}} -2$ กิโลวาร์จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ถูกปลด 1 เวลา คือ 10:15 – 13:45 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 43 ครั้ง และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ถูกปลด 1 เวลา คือ 12:45 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า

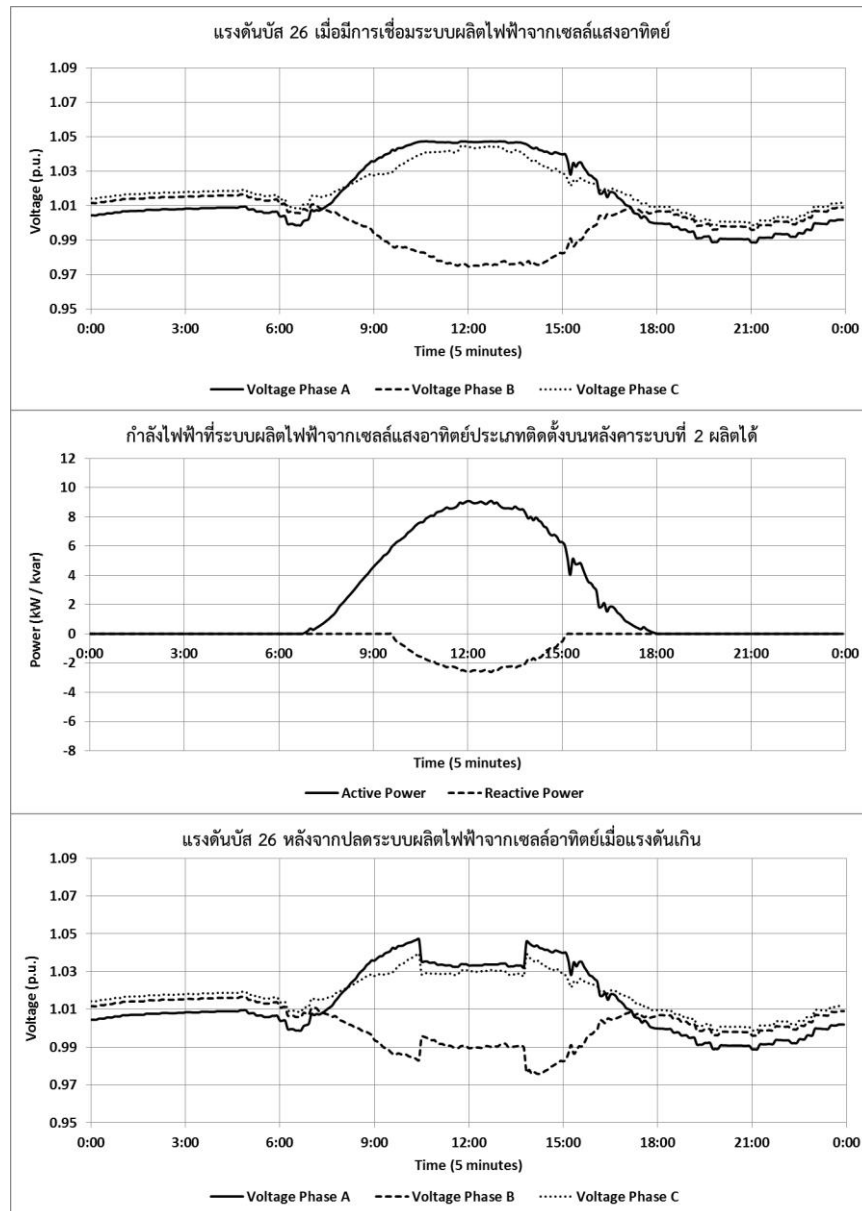
ทั้งสิ้น 1 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

9) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -2 กิโลวาร์ และ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -2 กิโลวาร์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 29 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 29 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.75 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 26 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 26 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.76



รูปที่ 8.75 ผลการทดสอบบัส 29 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -2 กิโลวาร์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์



รูปที่ 8.76 ผลการทดสอบบัส 26 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -2 กิโลวาร์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์

จากรูปที่ 8.75 และ จากรูปที่ 8.76 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=2.5 และ Qsetpoint -2 กิโลวาร์ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด cosphi(P) โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=6 กิโลวัตต์ จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ถูกปลด 1 เวลา คือ 10:30 – 13:45 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 40 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ไม่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า

จากตัวอย่างกราฟแสดงผลการทดสอบการควบคุมแรงดันในโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 8.9

ตารางที่ 8.9 สรุปผลการทดสอบจากกราฟตัวอย่าง กรณีเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อพร้อมกัน



No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		ระยะเวลาที่ถูกลด (5 นาที)	เวลาที่ระบบผลิต ไฟฟ้าจากเซลล์ แสงอาทิตย์ถูกลด	cosphi(P)		Q(U) characteristic		เวลาที่ระบบผลิต ไฟฟ้าจากเซลล์ แสงอาทิตย์ถูกลด	ระยะเวลา ที่ถูกลด (5 นาที)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
1	1	-	-	-	69	1. 09:25-15:05 น.	1	-	-	-	1. 09:40-14:50 น.	63
2	0.95	-	-	-	45	1. 10:15-13:55 น.	1	-	-	-	1. 10:15-14:00 น. 2. 14:10 น.	46
3	0.85	-	-	-	18	1. 11:45-13:10 น.	1	-	-	-	-	-
4	1	-	-	-	69	1. 09:25-15:05 น.	0.95	6	-	-	1. 09:50-14:00 น. 2. 14:10 น.	51
5	0.95	6	-	-	65	1. 09:25-14:35 น. 2. 14:45-14:50 น.	1	-	-	-	1. 09:45-14:25 น.	57
6	-	-	10	0	69	1. 09:25-15:05 น.	1	-	-	-	1. 09:45-14:35 น. 2. 14:45-14:50 น.	65
7	-	-	2.5	-2	51	1. 10:05-14:15 น.	1	-	-	-	1. 10:10-14:15 น.	50
8	0.95	6	-	-	43	1. 10:15-13:45 น.	-	-	2.5	-2	1. 12:45 น.	1
9	-	-	2.5	-2	40	1. 10:30-13:45 น.	0.95	6	-	-	-	-

8.4.3.2 ผลการทดสอบทั้งหมด

ผลการทดสอบเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อพร้อมกัน โดยมีโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละระบบ จำนวนทั้งสิ้น 23 รูปแบบ ทำให้การทดสอบเพื่อแสดงผลกระทบต่อการขายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีรูปแบบการทดสอบทั้งสิ้น 529 รูปแบบ สามารถแสดงผลการทดสอบได้ดังตารางที่ 8.10

ตารางที่ 8.10 ผลการทดสอบกรณีเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อพร้อมกัน



No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
1	1	-	-	-	520.28	1,641	1	-	-	618.33	1,439	
2	1	-	-	-	732.00	1,225	0.95	-	-	1,266.90	350	
3	1	-	-	-	898.56	930	0.90	-	-	1,515.07	0	
4	1	-	-	-	1,130.66	555	0.85	-	-	1,508.05	1	
5	1	-	-	-	1,408.14	147	0.80	-	-	1,463.22	35	
6	1	-	-	-	308.70	1,618	0.95	6	-	771.80	1,172	
7	1	-	-	-	342.77	1,499	0.95	5	-	958.71	833	
8	1	-	-	-	355.22	1,456	0.95	4	-	1,028.60	718	
9	1	-	-	-	316.35	1,593	0.90	6	-	1,268.85	400	
10	1	-	-	-	368.67	1,415	0.90	5	-	1,475.60	57	
11	1	-	-	-	400.23	1,309	0.90	4	-	1,491.53	34	
12	1	-	-	-	333.45	1,539	0.85	6	-	1,458.58	108	
13	1	-	-	-	403.65	1,305	0.85	5	-	1,513.37	0	
14	1	-	-	-	453.39	1,142	0.85	4	-	1,512.91	0	
15	1	-	-	-	356.97	1,470	0.80	6	-	1,466.34	88	
16	1	-	-	-	456.91	1,144	0.80	5	-	1,506.45	2	
17	1	-	-	-	545.34	876	0.80	4	-	1,502.62	5	
18	1	-	-	-	520.28	1,641	-	-	10	618.33	1,439	
19	1	-	-	-	600.55	1,477	-	-	10	818.65	1,066	
20	1	-	-	-	715.78	1,254	-	-	10	1,073.98	640	
21	1	-	-	-	520.28	1,641	-	-	2.50	618.33	1,439	
22	1	-	-	-	600.55	1,477	-	-	2.50	818.65	1,066	
23	1	-	-	-	715.78	1,254	-	-	2.50	1,073.98	640	

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	Energy (KW-hr)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	Energy (KW-hr)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
24	0.95	-	-	-	651	1,068.67	1	-	-	-	1,008.14	747
25	0.95	-	-	-	37	1,488.17	0.95	-	-	-	1,515.78	0
26	0.95	-	-	-	118	1,428.70	0.90	-	-	-	1,501.72	18
27	0.95	-	-	-	261	1,327.87	0.85	-	-	-	1,428.22	115
28	0.95	-	-	-	402	1,231.99	0.80	-	-	-	1,284.88	314
29	0.95	-	-	-	33	1,491.77	0.95	6	-	-	1,515.78	0
30	0.95	-	-	-	26	1,496.50	0.95	5	-	-	1,515.78	0
31	0.95	-	-	-	26	1,496.41	0.95	4	-	-	1,515.78	0
32	0.95	-	-	-	80	1,456.16	0.90	6	-	-	1,514.15	2
33	0.95	-	-	-	89	1,448.53	0.90	5	-	-	1,511.09	6
34	0.95	-	-	-	92	1,447.33	0.90	4	-	-	1,511.04	6
35	0.95	-	-	-	116	1,428.93	0.85	6	-	-	1,487.11	37
36	0.95	-	-	-	129	1,420.71	0.85	5	-	-	1,477.35	50
37	0.95	-	-	-	139	1,413.54	0.85	4	-	-	1,467.83	63
38	0.95	-	-	-	174	1,388.57	0.80	6	-	-	1,447.77	90
39	0.95	-	-	-	216	1,358.98	0.80	5	-	-	1,434.46	108
40	0.95	-	-	-	247	1,337.44	0.80	4	-	-	1,427.22	117
41	0.95	-	-	-	625	1,085.66	-	-	10	0	1,008.14	747
42	0.95	-	-	-	288	1,308.30	-	-	10	-1	1,343.67	238
43	0.95	-	-	-	70	1,463.66	-	-	10	-2	1,511.28	6
44	0.95	-	-	-	571	1,120.72	-	-	2.50	0	1,008.14	747
45	0.95	-	-	-	288	1,308.30	-	-	2.50	-1	1,343.67	238
46	0.95	-	-	-	70	1,463.66	-	-	2.50	-2	1,511.28	6

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	Energy (KW-hr)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	Energy (KW-hr)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
47	0.90	-	-	-	13	1,505.62	1	-	-	-	1,328.54	260
48	0.90	-	-	-	231	1,348.84	0.95	-	-	-	1,511.28	6
49	0.90	-	-	-	405	1,230.17	0.90	-	-	-	1,437.97	105
50	0.90	-	-	-	586	1,110.15	0.85	-	-	-	1,308.86	286
51	0.90	-	-	-	730	1,018.06	0.80	-	-	-	1,138.68	539
52	0.90	-	-	-	142	1,411.47	0.95	6	-	-	1,514.29	2
53	0.90	-	-	-	159	1,398.40	0.95	5	-	-	1,514.29	2
54	0.90	-	-	-	171	1,390.97	0.95	4	-	-	1,513.55	3
55	0.90	-	-	-	263	1,326.36	0.90	6	-	-	1,485.48	40
56	0.90	-	-	-	280	1,314.65	0.90	5	-	-	1,474.47	55
57	0.90	-	-	-	298	1,302.32	0.90	4	-	-	1,470.00	61
58	0.90	-	-	-	340	1,273.14	0.85	6	-	-	1,436.96	106
59	0.90	-	-	-	386	1,241.84	0.85	5	-	-	1,428.79	116
60	0.90	-	-	-	418	1,220.24	0.85	4	-	-	1,417.71	133
61	0.90	-	-	-	430	1,211.55	0.80	6	-	-	1,385.30	178
62	0.90	-	-	-	484	1,175.59	0.80	5	-	-	1,347.71	231
63	0.90	-	-	-	511	1,144.70	0.80	4	-	-	1,326.51	261
64	0.90	-	-	-	25	1,496.78	-	-	10	0	1,328.54	260
65	0.90	-	-	-	64	1,468.16	-	-	10	-1	1,511.27	6
66	0.90	-	-	-	125	1,423.78	-	-	10	-2	1,515.77	0
67	0.90	-	-	-	35	1,488.40	-	-	2.50	0	1,328.54	260
68	0.90	-	-	-	64	1,468.16	-	-	2.50	-1	1,511.27	6
69	0.90	-	-	-	125	1,423.78	-	-	2.50	-2	1,515.77	0

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	Energy (KW-hr)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	Energy (KW-hr)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
70	0.85	-	-	-	125	1,422.26	1	-	-	-	1,511.27	6
71	0.85	-	-	-	526	1,148.04	0.95	-	-	-	1,468.82	63
72	0.85	-	-	-	695	1,040.87	0.90	-	-	-	1,341.66	241
73	0.85	-	-	-	840	951.73	0.85	-	-	-	1,178.29	479
74	0.85	-	-	-	988	864.49	0.80	-	-	-	1,038.60	697
75	0.85	-	-	-	386	1,241.81	0.95	6	-	-	1,495.25	27
76	0.85	-	-	-	408	1,227.01	0.95	5	-	-	1,488.55	36
77	0.85	-	-	-	425	1,215.60	0.95	4	-	-	1,484.90	41
78	0.85	-	-	-	514	1,155.87	0.90	6	-	-	1,436.95	106
79	0.85	-	-	-	547	1,134.53	0.90	5	-	-	1,428.85	116
80	0.85	-	-	-	569	1,120.43	0.90	4	-	-	1,425.60	122
81	0.85	-	-	-	580	1,112.53	0.85	6	-	-	1,371.52	198
82	0.85	-	-	-	628	1,082.27	0.85	5	-	-	1,342.09	240
83	0.85	-	-	-	658	1,063.32	0.85	4	-	-	1,321.39	270
84	0.85	-	-	-	631	1,078.88	0.80	6	-	-	1,298.23	301
85	0.85	-	-	-	697	1,038.54	0.80	5	-	-	1,256.61	363
86	0.85	-	-	-	794	1,015.74	0.80	4	-	-	1,221.28	415
87	0.85	-	-	-	125	1,422.26	-	-	10	0	1,511.27	6
88	0.85	-	-	-	261	1,327.14	-	-	10	-1	1,515.77	0
89	0.85	-	-	-	404	1,230.54	-	-	10	-2	1,511.27	6
90	0.85	-	-	-	125	1,422.26	-	-	2.50	0	1,511.27	6
91	0.85	-	-	-	261	1,327.14	-	-	2.50	-1	1,515.77	0
92	0.85	-	-	-	404	1,230.54	-	-	2.50	-2	1,511.27	6

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
93	0.80	-	-	-	1,246.34	373	1	-	-	1,515.77	0	
94	0.80	-	-	-	992.60	773	0.95	-	-	1,417.12	134	
95	0.80	-	-	-	890.23	944	0.90	-	-	1,234.03	398	
96	0.80	-	-	-	820.40	1,065	0.85	-	-	1,074.84	640	
97	0.80	-	-	-	758.01	1,175	0.80	-	-	945.61	849	
98	0.80	-	-	-	1,080.63	630	0.95	6	-	1,443.54	97	
99	0.80	-	-	-	1,061.97	660	0.95	5	-	1,441.35	100	
100	0.80	-	-	-	1,046.97	684	0.95	4	-	1,437.11	106	
101	0.80	-	-	-	1,030.84	709	0.90	6	-	1,368.72	202	
102	0.80	-	-	-	998.58	762	0.90	5	-	1,344.21	237	
103	0.80	-	-	-	978.17	794	0.90	4	-	1,328.02	259	
104	0.80	-	-	-	987.58	779	0.85	6	-	1,287.04	319	
105	0.80	-	-	-	955.01	833	0.85	5	-	1,247.21	377	
106	0.80	-	-	-	931.08	873	0.85	4	-	1,216.81	422	
107	0.80	-	-	-	963.69	818	0.80	6	-	1,210.79	430	
108	0.80	-	-	-	917.61	895	0.80	5	-	1,165.56	498	
109	0.80	-	-	-	891.50	940	0.80	4	-	1,131.64	550	
110	0.80	-	-	-	1,246.34	373	-	-	10	1,515.77	0	
111	0.80	-	-	-	1,132.77	549	-	-	10	1,512.80	4	
112	0.80	-	-	-	1,034.23	706	-	-	10	1,472.64	58	
113	0.80	-	-	-	1,246.34	373	-	-	2.50	1,515.77	0	
114	0.80	-	-	-	1,132.77	549	-	-	2.50	1,512.80	4	
115	0.80	-	-	-	1,034.23	706	-	-	2.50	1,472.64	58	

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
116	0.95	6	-	-	578.17	1,533	1	-	-	700.88	1,293	
117	0.95	6	-	-	1,456.21	93	0.95	-	-	1,515.78	0	
118	0.95	6	-	-	1,462.65	71	0.90	-	-	1,510.61	6	
119	0.95	6	-	-	1,422.84	126	0.85	-	-	1,444.47	93	
120	0.95	6	-	-	1,336.03	249	0.80	-	-	1,346.08	220	
121	0.95	6	-	-	806.08	1,176	0.95	6	-	1,450.97	123	
122	0.95	6	-	-	1,028.67	794	0.95	5	-	1,513.02	4	
123	0.95	6	-	-	1,143.15	612	0.95	4	-	1,515.78	0	
124	0.95	6	-	-	1,214.97	550	0.90	6	-	1,477.60	78	
125	0.95	6	-	-	1,384.77	235	0.90	5	-	1,514.83	1	
126	0.95	6	-	-	1,431.75	141	0.90	4	-	1,514.04	2	
127	0.95	6	-	-	1,265.98	455	0.85	6	-	1,460.93	97	
128	0.95	6	-	-	1,394.85	198	0.85	5	-	1,490.37	32	
129	0.95	6	-	-	1,434.07	117	0.85	4	-	1,486.46	37	
130	0.95	6	-	-	1,276.05	430	0.80	6	-	1,426.76	141	
131	0.95	6	-	-	1,401.44	175	0.80	5	-	1,446.98	90	
132	0.95	6	-	-	1,417.15	136	0.80	4	-	1,440.39	98	
133	0.95	6	-	-	578.17	1,533	-	-	10	700.88	1,293	
134	0.95	6	-	-	748.47	1,218	-	-	10	1,125.37	565	
135	0.95	6	-	-	1,172.10	503	-	-	10	1,478.46	49	
136	0.95	6	-	-	578.17	1,533	-	-	2.50	700.88	1,293	
137	0.95	6	-	-	748.47	1,218	-	-	2.50	1,125.37	565	
138	0.95	6	-	-	1,172.10	503	-	-	2.50	1,478.46	49	

No.	Photovoltaic Generation System I					Photovoltaic Generation System II						
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	Energy (KW-hr)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
139	0.95	5	-	-	1,300	698.32	1	-	-	801.56	1,101	
140	0.95	5	-	-	39	1,487.87	0.95	-	-	1,515.78	0	
141	0.95	5	-	-	83	1,453.95	0.90	-	-	1,510.61	6	
142	0.95	5	-	-	145	1,408.23	0.85	-	-	1,442.38	96	
143	0.95	5	-	-	274	1,318.79	0.80	-	-	1,328.26	246	
144	0.95	5	-	-	527	1,190.60	0.95	6	-	1,504.07	20	
145	0.95	5	-	-	246	1,358.60	0.95	5	-	1,515.77	0	
146	0.95	5	-	-	155	1,411.78	0.95	4	-	1,515.78	0	
147	0.95	5	-	-	171	1,417.26	0.90	6	-	1,512.95	5	
148	0.95	5	-	-	76	1,463.66	0.90	5	-	1,514.83	1	
149	0.95	5	-	-	55	1,474.47	0.90	4	-	1,514.04	2	
150	0.95	5	-	-	194	1,396.97	0.85	6	-	1,491.75	32	
151	0.95	5	-	-	102	1,440.83	0.85	5	-	1,486.75	37	
152	0.95	5	-	-	101	1,440.62	0.85	4	-	1,485.74	38	
153	0.95	5	-	-	212	1,383.21	0.80	6	-	1,452.15	85	
154	0.95	5	-	-	132	1,418.28	0.80	5	-	1,446.98	90	
155	0.95	5	-	-	149	1,406.33	0.80	4	-	1,436.21	104	
156	0.95	5	-	-	1,300	698.32	-	-	10	801.56	1,101	
157	0.95	5	-	-	830	962.87	-	-	10	1,191.10	464	
158	0.95	5	-	-	304	1,298.60	-	-	10	1,490.45	34	
159	0.95	5	-	-	1,300	698.32	-	-	2.50	801.56	1,101	
160	0.95	5	-	-	830	962.87	-	-	2.50	1,191.10	464	
161	0.95	5	-	-	304	1,298.60	-	-	2.50	1,490.45	34	

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	Energy (KW-hr)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	Energy (KW-hr)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
162	0.95	4	-	-	1,147	778.36	1	-	-	-	844.73	1,024
163	0.95	4	-	-	35	1,490.42	0.95	-	-	-	1,515.78	0
164	0.95	4	-	-	90	1,448.78	0.90	-	-	-	1,510.61	6
165	0.95	4	-	-	161	1,397.92	0.85	-	-	-	1,438.61	100
166	0.95	4	-	-	291	1,307.14	0.80	-	-	-	1,322.08	257
167	0.95	4	-	-	226	1,368.60	0.95	6	-	-	1,515.29	1
168	0.95	4	-	-	112	1,438.57	0.95	5	-	-	1,515.78	0
169	0.95	4	-	-	62	1,472.76	0.95	4	-	-	1,515.78	0
170	0.95	4	-	-	95	1,454.24	0.90	6	-	-	1,514.40	2
171	0.95	4	-	-	55	1,474.47	0.90	5	-	-	1,514.09	2
172	0.95	4	-	-	60	1,470.74	0.90	4	-	-	1,514.04	2
173	0.95	4	-	-	119	1,433.10	0.85	6	-	-	1,492.46	30
174	0.95	4	-	-	100	1,441.36	0.85	5	-	-	1,486.75	37
175	0.95	4	-	-	107	1,436.27	0.85	4	-	-	1,484.31	40
176	0.95	4	-	-	133	1,421.63	0.80	6	-	-	1,450.79	86
177	0.95	4	-	-	141	1,412.02	0.80	5	-	-	1,444.89	93
178	0.95	4	-	-	162	1,397.08	0.80	4	-	-	1,434.85	106
179	0.95	4	-	-	1,147	778.36	-	-	10	0	844.73	1,024
180	0.95	4	-	-	684	1,050.99	-	-	10	-1	1,230.82	404
181	0.95	4	-	-	219	1,357.55	-	-	10	-2	1,497.17	25
182	0.95	4	-	-	1,145	778.69	-	-	2.50	0	844.73	1,024
183	0.95	4	-	-	684	1,050.99	-	-	2.50	-1	1,230.82	404
184	0.95	4	-	-	219	1,357.55	-	-	2.50	-2	1,497.17	25

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
185	0.90	6	-	-	697.92	1,344	1	-	-	788.31	1,145	
186	0.90	6	-	-	1,438.13	106	0.95	-	-	1,515.03	1	
187	0.90	6	-	-	1,385.73	178	0.90	-	-	1,472.14	58	
188	0.90	6	-	-	1,302.69	297	0.85	-	-	1,401.77	154	
189	0.90	6	-	-	1,212.84	428	0.80	-	-	1,271.42	335	
190	0.90	6	-	-	1,270.56	449	0.95	6	-	1,472.43	88	
191	0.90	6	-	-	1,357.00	280	0.95	5	-	1,515.78	0	
192	0.90	6	-	-	1,383.09	226	0.95	4	-	1,515.78	0	
193	0.90	6	-	-	1,280.36	421	0.90	6	-	1,465.50	92	
194	0.90	6	-	-	1,324.84	247	0.90	5	-	1,453.33	25	
195	0.90	6	-	-	1,398.29	177	0.90	4	-	1,493.63	29	
196	0.90	6	-	-	1,263.57	435	0.85	6	-	1,430.00	138	
197	0.90	6	-	-	1,337.21	273	0.85	5	-	1,448.05	89	
198	0.90	6	-	-	1,356.46	224	0.85	4	-	1,448.27	90	
199	0.90	6	-	-	1,227.58	481	0.80	6	-	1,402.41	175	
200	0.90	6	-	-	1,264.25	304	0.80	5	-	1,374.86	131	
201	0.90	6	-	-	1,307.76	291	0.80	4	-	1,401.99	153	
202	0.90	6	-	-	697.92	1,344	-	-	10	788.31	1,145	
203	0.90	6	-	-	1,323.12	342	-	-	10	1,441.18	102	
204	0.90	6	-	-	1,474.77	57	-	-	10	1,515.77	0	
205	0.90	6	-	-	768.38	1,244	-	-	2.50	788.31	1,145	
206	0.90	6	-	-	1,322.33	341	-	-	2.50	1,441.18	102	
207	0.90	6	-	-	1,474.77	57	-	-	2.50	1,515.77	0	

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
208	0.90	5	-	-	1,106.65	623	1	-	-	990.91	783	
209	0.90	5	-	-	1,435.57	108	0.95	-	-	1,514.29	2	
210	0.90	5	-	-	1,358.26	217	0.90	-	-	1,466.25	66	
211	0.90	5	-	-	1,272.47	341	0.85	-	-	1,384.84	178	
212	0.90	5	-	-	1,174.82	485	0.80	-	-	1,248.46	370	
213	0.90	5	-	-	1,428.68	131	0.95	6	-	1,515.78	0	
214	0.90	5	-	-	1,444.36	97	0.95	5	-	1,515.77	0	
215	0.90	5	-	-	1,443.54	97	0.95	4	-	1,515.78	0	
216	0.90	5	-	-	1,412.23	151	0.90	6	-	1,498.17	23	
217	0.90	5	-	-	1,411.89	142	0.90	5	-	1,493.63	29	
218	0.90	5	-	-	1,406.33	149	0.90	4	-	1,488.92	34	
219	0.90	5	-	-	1,357.82	227	0.85	6	-	1,454.13	82	
220	0.90	5	-	-	1,352.42	226	0.85	5	-	1,448.31	90	
221	0.90	5	-	-	1,340.03	243	0.85	4	-	1,440.46	101	
222	0.90	5	-	-	1,315.81	287	0.80	6	-	1,432.88	111	
223	0.90	5	-	-	1,300.79	300	0.80	5	-	1,406.84	147	
224	0.90	5	-	-	1,284.38	323	0.80	4	-	1,383.76	179	
225	0.90	5	-	-	1,178.93	518	-	-	10	990.91	783	
226	0.90	5	-	-	1,486.67	41	-	-	10	1,468.51	63	
227	0.90	5	-	-	1,468.32	62	-	-	10	1,515.77	0	
228	0.90	5	-	-	1,342.97	286	-	-	2.50	990.91	783	
229	0.90	5	-	-	1,486.67	41	-	-	2.50	1,468.51	63	
230	0.90	5	-	-	1,468.32	62	-	-	2.50	1,515.77	0	

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	Energy (KW-hr)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	Energy (KW-hr)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
231	0.90	4	-	-	310	1,301.22	1	-	-	-	1,078.99	638
232	0.90	4	-	-	115	1,430.67	0.95	-	-	-	1,514.29	2
233	0.90	4	-	-	249	1,336.03	0.90	-	-	-	1,461.08	73
234	0.90	4	-	-	378	1,247.28	0.85	-	-	-	1,370.88	198
235	0.90	4	-	-	532	1,144.04	0.80	-	-	-	1,230.20	398
236	0.90	4	-	-	97	1,443.55	0.95	6	-	-	1,515.78	0
237	0.90	4	-	-	100	1,441.36	0.95	5	-	-	1,515.78	0
238	0.90	4	-	-	100	1,441.36	0.95	4	-	-	1,515.77	0
239	0.90	4	-	-	141	1,412.03	0.90	6	-	-	1,495.14	27
240	0.90	4	-	-	158	1,398.92	0.90	5	-	-	1,491.42	32
241	0.90	4	-	-	171	1,390.69	0.90	4	-	-	1,487.65	37
242	0.90	4	-	-	220	1,356.06	0.85	6	-	-	1,448.77	88
243	0.90	4	-	-	248	1,336.57	0.85	5	-	-	1,445.52	94
244	0.90	4	-	-	268	1,322.82	0.85	4	-	-	1,437.59	105
245	0.90	4	-	-	285	1,310.64	0.80	6	-	-	1,427.25	119
246	0.90	4	-	-	324	1,283.70	0.80	5	-	-	1,398.09	158
247	0.90	4	-	-	354	1,263.08	0.80	4	-	-	1,371.85	196
248	0.90	4	-	-	161	1,406.37	-	-	10	0	1,078.99	638
249	0.90	4	-	-	34	1,490.78	-	-	10	-1	1,483.45	44
250	0.90	4	-	-	76	1,458.17	-	-	10	-2	1,515.77	0
251	0.90	4	-	-	72	1,468.59	-	-	2.50	0	1,078.99	638
252	0.90	4	-	-	34	1,490.78	-	-	2.50	-1	1,483.45	44
253	0.90	4	-	-	76	1,458.17	-	-	2.50	-2	1,515.77	0

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
254	0.85	6	-	-	1,204.54	567	1	-	-	1,003.69	802	
255	0.85	6	-	-	1,377.36	192	0.95	-	-	1,504.32	15	
256	0.85	6	-	-	1,292.69	311	0.90	-	-	1,436.96	106	
257	0.85	6	-	-	1,203.76	441	0.85	-	-	1,334.43	250	
258	0.85	6	-	-	1,130.99	551	0.80	-	-	1,200.87	443	
259	0.85	6	-	-	1,278.81	418	0.95	6	-	1,475.74	80	
260	0.85	6	-	-	1,332.18	305	0.95	5	-	1,512.01	5	
261	0.85	6	-	-	1,345.35	274	0.95	4	-	1,510.49	7	
262	0.85	6	-	-	1,234.75	471	0.90	6	-	1,437.90	128	
263	0.85	6	-	-	1,288.77	350	0.90	5	-	1,465.25	67	
264	0.85	6	-	-	1,315.04	294	0.90	4	-	1,460.86	73	
265	0.85	6	-	-	1,190.94	531	0.85	6	-	1,407.95	168	
266	0.85	6	-	-	1,254.78	389	0.85	5	-	1,433.94	110	
267	0.85	6	-	-	1,273.93	342	0.85	4	-	1,425.41	122	
268	0.85	6	-	-	1,155.92	580	0.80	6	-	1,365.86	226	
269	0.85	6	-	-	1,223.41	425	0.80	5	-	1,362.33	210	
270	0.85	6	-	-	1,218.09	421	0.80	4	-	1,342.44	238	
271	0.85	6	-	-	1,213.35	553	-	-	10	1,003.69	802	
272	0.85	6	-	-	1,387.30	218	-	-	10	1,515.77	0	
273	0.85	6	-	-	1,426.69	122	-	-	10	1,515.77	0	
274	0.85	6	-	-	1,225.85	533	-	-	2.50	1,003.69	802	
275	0.85	6	-	-	1,387.30	218	-	-	2.50	1,515.77	0	
276	0.85	6	-	-	1,426.69	122	-	-	2.50	1,515.77	0	

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
277	0.85	5	-	-	1,462.38	77	1	-	-	1,312.42	290	
278	0.85	5	-	-	1,344.90	236	0.95	-	-	1,501.29	19	
279	0.85	5	-	-	1,248.51	374	0.90	-	-	1,428.86	116	
280	0.85	5	-	-	1,158.09	510	0.85	-	-	1,313.76	280	
281	0.85	5	-	-	1,087.42	619	0.80	-	-	1,170.06	490	
282	0.85	5	-	-	1,388.49	175	0.95	6	-	1,510.49	7	
283	0.85	5	-	-	1,378.90	187	0.95	5	-	1,508.93	9	
284	0.85	5	-	-	1,376.50	191	0.95	4	-	1,506.63	12	
285	0.85	5	-	-	1,326.95	264	0.90	6	-	1,465.25	67	
286	0.85	5	-	-	1,313.37	282	0.90	5	-	1,457.94	77	
287	0.85	5	-	-	1,303.79	295	0.90	4	-	1,448.84	88	
288	0.85	5	-	-	1,275.91	337	0.85	6	-	1,434.66	109	
289	0.85	5	-	-	1,253.06	369	0.85	5	-	1,423.32	125	
290	0.85	5	-	-	1,238.24	390	0.85	4	-	1,406.15	149	
291	0.85	5	-	-	1,228.69	406	0.80	6	-	1,375.29	192	
292	0.85	5	-	-	1,198.98	447	0.80	5	-	1,344.18	236	
293	0.85	5	-	-	1,182.89	472	0.80	4	-	1,321.59	268	
294	0.85	5	-	-	1,466.15	75	-	-	10	1,312.42	290	
295	0.85	5	-	-	1,442.79	98	-	-	10	1,515.77	0	
296	0.85	5	-	-	1,407.78	147	-	-	10	1,515.02	1	
297	0.85	5	-	-	1,463.30	71	-	-	2.50	1,312.42	290	
298	0.85	5	-	-	1,442.79	98	-	-	2.50	1,515.77	0	
299	0.85	5	-	-	1,407.78	147	-	-	2.50	1,515.02	1	

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
300	0.85	4	-	-	1,470.00	60	1	-	-	1,422.27	129	
301	0.85	4	-	-	1,321.46	270	0.95	-	-	1,496.00	26	
302	0.85	4	-	-	1,211.59	430	0.90	-	-	1,426.33	121	
303	0.85	4	-	-	1,123.63	563	0.85	-	-	1,295.19	307	
304	0.85	4	-	-	1,057.31	667	0.80	-	-	1,145.55	528	
305	0.85	4	-	-	1,368.00	203	0.95	6	-	1,508.16	10	
306	0.85	4	-	-	1,357.51	218	0.95	5	-	1,506.63	12	
307	0.85	4	-	-	1,353.31	224	0.95	4	-	1,504.32	15	
308	0.85	4	-	-	1,304.46	294	0.90	6	-	1,460.86	73	
309	0.85	4	-	-	1,291.35	313	0.90	5	-	1,448.84	88	
310	0.85	4	-	-	1,276.98	334	0.90	4	-	1,447.71	91	
311	0.85	4	-	-	1,248.08	374	0.85	6	-	1,430.45	115	
312	0.85	4	-	-	1,227.46	406	0.85	5	-	1,411.12	142	
313	0.85	4	-	-	1,210.61	431	0.85	4	-	1,394.13	166	
314	0.85	4	-	-	1,206.80	436	0.80	6	-	1,364.07	208	
315	0.85	4	-	-	1,178.93	478	0.80	5	-	1,333.74	251	
316	0.85	4	-	-	1,158.02	508	0.80	4	-	1,307.06	289	
317	0.85	4	-	-	1,468.59	63	-	-	10	1,422.27	129	
318	0.85	4	-	-	1,434.87	109	-	-	10	1,515.77	0	
319	0.85	4	-	-	1,378.06	189	-	-	10	1,515.02	1	
320	0.85	4	-	-	1,467.89	62	-	-	2.50	1,422.27	129	
321	0.85	4	-	-	1,434.87	109	-	-	2.50	1,515.77	0	
322	0.85	4	-	-	1,378.06	189	-	-	2.50	1,515.02	1	

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	Energy (KW-hr)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	Energy (KW-hr)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
323	0.80	6	-	-	436	1,274.26	1	-	-	-	214	1,394.66
324	0.80	6	-	-	307	1,296.67	0.95	-	-	-	54	1,475.03
325	0.80	6	-	-	433	1,208.93	0.90	-	-	-	154	1,402.70
326	0.80	6	-	-	541	1,137.30	0.85	-	-	-	334	1,276.43
327	0.8	6	-	-	627	1,081.91	0.80	-	-	-	516	1,153.09
328	0.80	6	-	-	489	1,221.18	0.95	6	-	-	101	1,458.67
329	0.80	6	-	-	399	1,262.75	0.95	5	-	-	34	1,488.85
330	0.80	6	-	-	372	1,273.78	0.95	4	-	-	36	1,488.37
331	0.80	6	-	-	563	1,168.11	0.90	6	-	-	158	1,415.20
332	0.80	6	-	-	445	1,221.61	0.90	5	-	-	98	1,442.52
333	0.80	6	-	-	408	1,235.16	0.90	4	-	-	105	1,437.58
334	0.80	6	-	-	627	1,123.43	0.85	6	-	-	206	1,380.40
335	0.80	6	-	-	493	1,182.68	0.85	5	-	-	175	1,387.62
336	0.80	6	-	-	454	1,197.27	0.85	4	-	-	199	1,370.69
337	0.80	6	-	-	669	1,093.37	0.80	6	-	-	294	1,317.86
338	0.80	6	-	-	524	1,156.33	0.80	5	-	-	283	1,311.39
339	0.80	6	-	-	508	1,158.80	0.80	4	-	-	311	1,291.88
340	0.80	6	-	-	436	1,274.14	-	-	10	0	214	1,394.66
341	0.80	6	-	-	261	1,353.63	-	-	10	-1	0	1,515.77
342	0.80	6	-	-	235	1,346.11	-	-	10	-2	6	1,511.27
343	0.80	6	-	-	436	1,274.05	-	-	2.50	0	214	1,394.66
344	0.80	6	-	-	261	1,353.63	-	-	2.50	-1	0	1,515.77
345	0.80	6	-	-	235	1,346.11	-	-	2.50	-2	6	1,511.27

No.	Photovoltaic Generation System I					Photovoltaic Generation System II						
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	Energy (KW-hr)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
346	0.80	5	-	-	117	1,428.00	1	-	-	1,498.28	24	
347	0.80	5	-	-	373	1,248.95	0.95	-	-	1,463.21	70	
348	0.80	5	-	-	516	1,153.89	0.90	-	-	1,372.97	196	
349	0.80	5	-	-	618	1,087.90	0.85	-	-	1,238.89	389	
350	0.80	5	-	-	718	1,024.86	0.80	-	-	1,116.39	573	
351	0.80	5	-	-	300	1,300.61	0.95	6	-	1,487.65	37	
352	0.8	5	-	-	313	1,291.41	0.95	5	-	1,486.90	38	
353	0.80	5	-	-	319	1,286.78	0.95	4	-	1,482.39	44	
354	0.80	5	-	-	389	1,238.63	0.90	6	-	1,441.11	100	
355	0.80	5	-	-	417	1,220.25	0.90	5	-	1,436.11	107	
356	0.80	5	-	-	432	1,208.60	0.90	4	-	1,431.18	114	
357	0.80	5	-	-	458	1,192.79	0.85	6	-	1,388.77	172	
358	0.80	5	-	-	493	1,168.26	0.85	5	-	1,362.97	210	
359	0.80	5	-	-	509	1,158.16	0.85	4	-	1,346.88	233	
360	0.80	5	-	-	508	1,158.44	0.80	6	-	1,324.13	265	
361	0.80	5	-	-	547	1,133.67	0.80	5	-	1,288.30	315	
362	0.80	5	-	-	572	1,117.16	0.80	4	-	1,264.42	351	
363	0.80	5	-	-	117	1,428.00	-	-	10	1,498.28	24	
364	0.80	5	-	-	191	1,375.84	-	-	10	1,515.77	0	
365	0.80	5	-	-	290	1,306.90	-	-	10	1,510.50	7	
366	0.80	5	-	-	117	1,428.00	-	-	2.50	1,498.28	24	
367	0.80	5	-	-	191	1,375.84	-	-	2.50	1,515.77	0	
368	0.80	5	-	-	290	1,306.90	-	-	2.50	1,510.50	7	

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	Energy (KW-hr)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	Energy (KW-hr)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
369	0.80	4	-	-	132	1,416.77	1	-	-	-	1,513.70	3
370	0.80	4	-	-	432	1,210.07	0.95	-	-	-	1,455.86	80
371	0.80	4	-	-	570	1,118.82	0.90	-	-	-	1,353.34	224
372	0.80	4	-	-	686	1,045.14	0.85	-	-	-	1,212.75	428
373	0.80	4	-	-	788	981.87	0.80	-	-	-	1,092.86	610
374	0.80	4	-	-	342	1,270.93	0.95	6	-	-	1,486.15	39
375	0.80	4	-	-	357	1,260.66	0.95	5	-	-	1,475.74	53
376	0.80	4	-	-	373	1,248.80	0.95	4	-	-	1,473.53	56
377	0.80	4	-	-	437	1,206.23	0.90	6	-	-	1,436.84	106
378	0.80	4	-	-	468	1,185.61	0.90	5	-	-	1,428.75	116
379	0.80	4	-	-	479	1,178.26	0.90	4	-	-	1,423.33	125
380	0.80	4	-	-	502	1,162.73	0.85	6	-	-	1,372.79	196
381	0.80	4	-	-	537	1,138.97	0.85	5	-	-	1,347.61	232
382	0.80	4	-	-	561	1,124.36	0.85	4	-	-	1,328.40	258
383	0.80	4	-	-	550	1,131.30	0.80	6	-	-	1,305.26	292
384	0.80	4	-	-	586	1,108.16	0.80	5	-	-	1,272.00	340
385	0.80	4	-	-	619	1,087.05	0.80	4	-	-	1,243.48	382
386	0.80	4	-	-	132	1,416.77	-	-	10	0	1,513.70	3
387	0.80	4	-	-	235	1,344.61	-	-	10	-1	1,515.77	0
388	0.80	4	-	-	338	1,273.77	-	-	10	-2	1,505.86	13
389	0.80	4	-	-	132	1,416.77	-	-	2.50	0	1,513.70	3
390	0.80	4	-	-	235	1,344.61	-	-	2.50	-1	1,515.77	0
391	0.80	4	-	-	338	1,273.77	-	-	2.50	-2	1,505.86	13

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
392	-	-	10	0	520.28	1,641	1	-	-	665.06	1,350	
393	-	-	10	0	732.00	1,225	0.95	-	-	1,438.67	104	
394	-	-	10	0	898.56	930	0.90	-	-	1,515.07	0	
395	-	-	10	0	1,130.65	555	0.85	-	-	1,505.96	4	
396	-	-	10	0	1,408.14	147	0.80	-	-	1,457.72	44	
397	-	-	10	0	532.24	1,618	0.95	6	-	1,036.88	725	
398	-	-	10	0	590.98	1,499	0.95	5	-	1,205.35	446	
399	-	-	10	0	612.46	1,456	0.95	4	-	1,278.74	333	
400	-	-	10	0	545.42	1,593	0.90	6	-	1,481.15	64	
401	-	-	10	0	635.63	1,415	0.90	5	-	1,515.57	0	
402	-	-	10	0	690.05	1,309	0.90	4	-	1,515.53	0	
403	-	-	10	0	574.91	1,539	0.85	6	-	1,498.81	29	
404	-	-	10	0	695.96	1,305	0.85	5	-	1,513.37	0	
405	-	-	10	0	781.71	1,142	0.85	4	-	1,512.91	0	
406	-	-	10	0	615.47	1,470	0.80	6	-	1,494.83	29	
407	-	-	10	0	787.78	1,144	0.80	5	-	1,503.75	6	
408	-	-	10	0	940.24	876	0.80	4	-	1,501.93	6	
409	-	-	10	0	520.28	1,641	-	-	10	665.06	1,350	
410	-	-	10	0	600.55	1,477	-	-	10	904.47	917	
411	-	-	10	0	715.78	1,254	-	-	10	1,196.47	452	
412	-	-	10	0	520.28	1,641	-	-	2.50	665.06	1,350	
413	-	-	10	0	600.55	1,477	-	-	2.50	904.47	917	
414	-	-	10	0	715.78	1,254	-	-	2.50	1,196.47	452	

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
415	-	-	10	-1	688.10	1,306	-	-	-	782.28	1,131	
416	-	-	10	-1	1,033.30	706	-	-	-	1,511.28	6	
417	-	-	10	-1	1,297.50	305	-	-	-	1,515.07	0	
418	-	-	10	-1	1,476.14	53	-	-	-	1,503.88	7	
419	-	-	10	-1	1,466.21	67	-	-	-	1,422.11	101	
420	-	-	10	-1	787.38	1,129	6	-	-	1,441.47	102	
421	-	-	10	-1	857.65	1,001	5	-	-	1,471.78	60	
422	-	-	10	-1	896.92	933	4	-	-	1,484.21	43	
423	-	-	10	-1	897.59	942	6	-	-	1,515.64	0	
424	-	-	10	-1	1,028.46	717	5	-	-	1,515.58	0	
425	-	-	10	-1	1,091.37	618	4	-	-	1,515.53	0	
426	-	-	10	-1	1,090.03	635	6	-	-	1,513.23	1	
427	-	-	10	-1	1,262.00	361	5	-	-	1,511.91	2	
428	-	-	10	-1	1,331.62	257	4	-	-	1,510.73	3	
429	-	-	10	-1	1,401.01	177	6	-	-	1,498.59	15	
430	-	-	10	-1	1,486.33	41	5	-	-	1,493.28	22	
431	-	-	10	-1	1,488.13	38	4	-	-	1,485.63	31	
432	-	-	10	-1	688.10	1,306	-	-	10	782.28	1,131	
433	-	-	10	-1	810.87	1,080	-	-	10	1,064.58	655	
434	-	-	10	-1	957.63	828	-	-	10	1,370.82	199	
435	-	-	10	-1	688.10	1,306	-	-	2.50	782.28	1,131	
436	-	-	10	-1	810.87	1,080	-	-	2.50	1,064.58	655	
437	-	-	10	-1	957.63	828	-	-	2.50	1,370.82	199	

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	Energy (KW-hr)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	Energy (KW-hr)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
438	-	-	10	-2	886	922.78	1	-	-	-	923.36	885
439	-	-	10	-2	171	1,390.70	0.95	-	-	-	1,515.78	0
440	-	-	10	-2	28	1,495.23	0.90	-	-	-	1,512.11	4
441	-	-	10	-2	105	1,438.22	0.85	-	-	-	1,467.35	60
442	-	-	10	-2	232	1,348.29	0.80	-	-	-	1,355.69	205
443	-	-	10	-2	390	1,240.37	0.95	6	-	-	1,513.56	3
444	-	-	10	-2	325	1,283.92	0.95	5	-	-	1,515.78	0
445	-	-	10	-2	293	1,305.85	0.95	4	-	-	1,515.78	0
446	-	-	10	-2	88	1,451.04	0.90	6	-	-	1,515.64	0
447	-	-	10	-2	60	1,471.59	0.90	5	-	-	1,515.58	0
448	-	-	10	-2	44	1,483.25	0.90	4	-	-	1,515.53	0
449	-	-	10	-2	44	1,482.73	0.85	6	-	-	1,508.57	6
450	-	-	10	-2	50	1,478.34	0.85	5	-	-	1,504.75	12
451	-	-	10	-2	60	1,471.15	0.85	4	-	-	1,502.22	15
452	-	-	10	-2	91	1,448.03	0.80	6	-	-	1,475.64	50
453	-	-	10	-2	102	1,440.09	0.80	5	-	-	1,460.68	70
454	-	-	10	-2	111	1,433.66	0.80	4	-	-	1,448.51	86
455	-	-	10	-2	886	922.78	-	-	10	0	923.36	885
456	-	-	10	-2	624	1,084.17	-	-	10	-1	1,222.05	414
457	-	-	10	-2	369	1,252.81	-	-	10	-2	1,467.50	64
458	-	-	10	-2	886	922.78	-	-	2.50	0	923.36	885
459	-	-	10	-2	624	1,084.17	-	-	2.50	-1	1,222.05	414
460	-	-	10	-2	369	1,252.81	-	-	2.50	-2	1,467.50	64

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
461	-	-	2.50	0	520.28	1,641	-	-	-	748.87	1,192	
462	-	-	2.50	0	732.00	1,225	-	-	-	1,515.78	0	
463	-	-	2.50	0	898.56	930	-	-	-	1,515.07	0	
464	-	-	2.50	0	1,130.65	555	-	-	-	1,504.59	6	
465	-	-	2.50	0	1,408.14	147	-	-	-	1,455.24	48	
466	-	-	2.50	0	532.24	1,618	6	-	-	1,493.66	32	
467	-	-	2.50	0	590.98	1,499	5	-	-	1,507.21	12	
468	-	-	2.50	0	612.46	1,456	4	-	-	1,512.81	4	
469	-	-	2.50	0	545.42	1,593	6	-	-	1,515.14	1	
470	-	-	2.50	0	635.63	1,415	5	-	-	1,515.57	0	
471	-	-	2.50	0	690.05	1,309	4	-	-	1,515.53	0	
472	-	-	2.50	0	574.91	1,539	6	-	-	1,512.73	2	
473	-	-	2.50	0	695.96	1,305	5	-	-	1,511.90	2	
474	-	-	2.50	0	781.71	1,142	4	-	-	1,511.46	2	
475	-	-	2.50	0	615.47	1,470	6	-	-	1,505.05	7	
476	-	-	2.50	0	787.78	1,144	5	-	-	1,498.20	13	
477	-	-	2.50	0	940.24	876	4	-	-	1,495.47	16	
478	-	-	2.50	0	520.28	1,641	-	10	0	748.87	1,192	
479	-	-	2.50	0	600.55	1,477	-	10	-1	1,065.85	653	
480	-	-	2.50	0	715.78	1,254	-	10	-2	1,428.07	117	
481	-	-	2.50	0	520.28	1,641	-	2.50	0	748.87	1,192	
482	-	-	2.50	0	600.55	1,477	-	2.50	-1	1,065.85	653	
483	-	-	2.50	0	715.78	1,254	-	2.50	-2	1,428.07	117	

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
484	-	-	2.50	-1	688.10	1,306	-	-	-	828.27	1,049	
485	-	-	2.50	-1	1,033.30	706	-	-	-	1,515.78	0	
486	-	-	2.50	-1	1,297.50	305	-	-	-	1,513.58	2	
487	-	-	2.50	-1	1,476.14	53	-	-	-	1,502.50	9	
488	-	-	2.50	-1	1,466.21	67	-	-	-	1,422.11	101	
489	-	-	2.50	-1	787.38	1,129	6	-	-	1,515.77	0	
490	-	-	2.50	-1	857.65	1,001	5	-	-	1,515.78	0	
491	-	-	2.50	-1	896.92	933	4	-	-	1,515.78	0	
492	-	-	2.50	-1	897.59	942	6	-	-	1,515.64	0	
493	-	-	2.50	-1	1,028.46	717	5	-	-	1,515.58	0	
494	-	-	2.50	-1	1,091.37	618	4	-	-	1,515.53	0	
495	-	-	2.50	-1	1,090.03	635	6	-	-	1,512.49	2	
496	-	-	2.50	-1	1,262.00	361	5	-	-	1,508.01	6	
497	-	-	2.50	-1	1,331.62	257	4	-	-	1,508.58	6	
498	-	-	2.50	-1	1,401.01	177	6	-	-	1,498.59	15	
499	-	-	2.50	-1	1,486.33	41	5	-	-	1,492.57	23	
500	-	-	2.50	-1	1,488.13	38	4	-	-	1,485.63	31	
501	-	-	2.50	-1	688.10	1,306	-	10	0	828.27	1,049	
502	-	-	2.50	-1	810.87	1,080	-	10	-1	1,167.06	496	
503	-	-	2.50	-1	957.63	828	-	10	-2	1,468.24	63	
504	-	-	2.50	-1	688.10	1,306	-	2.50	0	828.27	1,049	
505	-	-	2.50	-1	810.87	1,080	-	2.50	-1	1,167.06	496	
506	-	-	2.50	-1	957.63	828	-	2.50	-2	1,468.24	63	

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	Energy (KW-hr)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)	Energy (KW-hr)
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
507	-	-	2.50	-2	886	922.78	1	-	-	-	923.36	885
508	-	-	2.50	-2	171	1,390.70	0.95	-	-	-	1,515.78	0
509	-	-	2.50	-2	28	1,495.23	0.90	-	-	-	1,512.11	4
510	-	-	2.50	-2	105	1,438.22	0.85	-	-	-	1,467.35	60
511	-	-	2.50	-2	232	1,348.29	0.80	-	-	-	1,355.69	205
512	-	-	2.50	-2	390	1,240.37	0.95	6	-	-	1,515.78	0
513	-	-	2.50	-2	325	1,283.92	0.95	5	-	-	1,515.78	0
514	-	-	2.50	-2	293	1,305.85	0.95	4	-	-	1,515.78	0
515	-	-	2.50	-2	88	1,451.04	0.90	6	-	-	1,515.64	0
516	-	-	2.50	-2	60	1,471.59	0.90	5	-	-	1,514.83	1
517	-	-	2.50	-2	44	1,483.25	0.90	4	-	-	1,514.79	1
518	-	-	2.50	-2	44	1,482.73	0.85	6	-	-	1,508.57	6
519	-	-	2.50	-2	50	1,478.34	0.85	5	-	-	1,504.75	12
520	-	-	2.50	-2	60	1,471.15	0.85	4	-	-	1,502.22	15
521	-	-	2.50	-2	91	1,448.03	0.80	6	-	-	1,475.64	50
522	-	-	2.50	-2	102	1,440.09	0.80	5	-	-	1,460.68	70
523	-	-	2.50	-2	111	1,433.66	0.80	4	-	-	1,448.51	86
524	-	-	2.50	-2	886	922.78	-	-	10	0	923.36	885
525	-	-	2.50	-2	624	1,084.17	-	-	10	-1	1,292.00	312
526	-	-	2.50	-2	369	1,252.81	-	-	10	-2	1,508.94	9
527	-	-	2.50	-2	886	922.78	-	-	2.50	0	923.36	885
528	-	-	2.50	-2	624	1,084.17	-	-	2.50	-1	1,292.00	312
529	-	-	2.50	-2	369	1,252.81	-	-	2.50	-2	1,508.94	9

จากตารางที่ 8.10 พบว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบ โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ติดตั้งที่บัส 29 เฟส A และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ติดตั้งที่บัส 26 เฟส A ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 2 ระบบ เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าพร้อมกัน สามารถสรุปผลการทดสอบได้ดังนี้

1) เมื่อพิจารณาการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้มากที่สุดเมื่อ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=0.90 ในขณะที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=1 โดยที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้ 1,505.62 หน่วย (kW-hr)

2) เมื่อพิจารณาการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้มากที่สุดเมื่อ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันทั้งสิ้น 56 กรณี สามารถแสดงดังตารางที่ 8.11

ตารางที่ 8.11 โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ ที่ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้มากที่สุด

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	Energy (KW-hr)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
25	0.95	-	-	-	1,488.17	1,488.17	0.95	-	-	-	1,515.78	
29	0.95	-	-	-	1,491.77	1,491.77	0.95	6	-	-	1,515.78	
30	0.95	-	-	-	1,496.50	1,496.50	0.95	5	-	-	1,515.78	
31	0.95	-	-	-	1,496.41	1,496.41	0.95	4	-	-	1,515.78	
66	0.9	-	-	-	1,423.78	1,423.78	-	-	10	-2	1,515.77	
69	0.9	-	-	-	1,423.78	1,423.78	-	-	2.5	-2	1,515.77	
91	0.85	-	-	-	1,327.14	1,327.14	-	-	2.5	-1	1,515.77	
110	0.8	-	-	-	1,246.34	1,246.34	-	-	10	0	1,515.77	
113	0.8	-	-	-	1,246.34	1,246.34	-	-	2.5	0	1,515.77	
117	0.95	6	-	-	1,456.21	1,456.21	0.95	-	-	-	1,515.78	
123	0.95	6	-	-	1,143.15	1,143.15	0.95	4	-	-	1,515.78	
140	0.95	5	-	-	1,487.87	1,487.87	0.95	-	-	-	1,515.78	
145	0.95	5	-	-	1,358.60	1,358.60	0.95	5	-	-	1,515.77	
146	0.95	5	-	-	1,411.78	1,411.78	0.95	4	-	-	1,515.78	
163	0.95	4	-	-	1,490.42	1,490.42	0.95	-	-	-	1,515.78	
168	0.95	4	-	-	1,438.57	1,438.57	0.95	5	-	-	1,515.78	
169	0.95	4	-	-	1,472.76	1,472.76	0.95	4	-	-	1,515.78	
191	0.9	6	-	-	1,357.00	1,357.00	0.95	5	-	-	1,515.78	
192	0.9	6	-	-	1,383.09	1,383.09	0.95	4	-	-	1,515.78	
204	0.9	6	-	-	1,474.77	1,474.77	-	-	10	-2	1,515.77	
207	0.9	6	-	-	1,474.77	1,474.77	-	-	2.5	-2	1,515.77	
213	0.9	5	-	-	1,428.68	1,428.68	0.95	6	-	-	1,515.78	
214	0.9	5	-	-	1,444.36	1,444.36	0.95	5	-	-	1,515.77	

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	Energy (KW-hr)	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
215	0.9	5	-	-	1,443.54	0.95	4	-	-	1,515.78		
230	0.9	5	-	-	1,468.32	-	-	2.5	-2	1,515.77		
236	0.9	4	-	-	1,443.55	0.95	6	-	-	1,515.78		
237	0.9	4	-	-	1,441.36	0.95	5	-	-	1,515.78		
238	0.9	4	-	-	1,441.36	0.95	4	-	-	1,515.77		
250	0.9	4	-	-	1,458.17	-	-	10	-2	1,515.77		
253	0.9	4	-	-	1,458.17	-	-	2.5	-2	1,515.77		
272	0.85	6	-	-	1,387.50	-	-	10	-1	1,515.77		
273	0.85	6	-	-	1,426.69	-	-	10	-2	1,515.77		
275	0.85	6	-	-	1,387.50	-	-	2.5	-1	1,515.77		
276	0.85	6	-	-	1,426.69	-	-	2.5	-2	1,515.77		
295	0.85	5	-	-	1,442.79	-	-	10	-1	1,515.77		
298	0.85	5	-	-	1,442.79	-	-	2.5	-1	1,515.77		
318	0.85	4	-	-	1,434.87	-	-	10	-1	1,515.77		
321	0.85	4	-	-	1,434.87	-	-	2.5	-1	1,515.77		
341	0.8	6	-	-	1,353.63	-	-	10	-1	1,515.77		
344	0.8	6	-	-	1,353.63	-	-	2.5	-1	1,515.77		
364	0.8	5	-	-	1,375.84	-	-	10	-1	1,515.77		
367	0.8	5	-	-	1,375.84	-	-	2.5	-1	1,515.77		
387	0.8	4	-	-	1,344.61	-	-	10	-1	1,515.77		
390	0.8	4	-	-	1,344.61	-	-	2.5	-1	1,515.77		
439	-	-	10	-2	1,390.70	0.95	-	-	-	1,515.78		
444	-	-	10	-2	1,283.92	0.95	5	-	-	1,515.78		

No.	Photovoltaic Generation System I						Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	Pn	cosphi(P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
445	-	-	10	-2	1,305.85	4	0.95	-	-	1,515.78		
462	-	-	2.5	0	732.00	-	0.95	-	-	1,515.78		
485	-	-	2.5	-1	1,033.30	-	0.95	-	-	1,515.78		
489	-	-	2.5	-1	787.38	6	0.95	-	-	1,515.77		
490	-	-	2.5	-1	857.65	5	0.95	-	-	1,515.78		
491	-	-	2.5	-1	896.92	4	0.95	-	-	1,515.78		
580	-	-	2.5	-2	1,390.70	-	0.95	-	-	1,515.78		
512	-	-	2.5	-2	1,240.37	6	0.95	-	-	1,515.78		
513	-	-	2.5	-2	1,283.92	5	0.95	-	-	1,515.78		
514	-	-	2.5	-2	1,305.85	4	0.95	-	-	1,515.78		

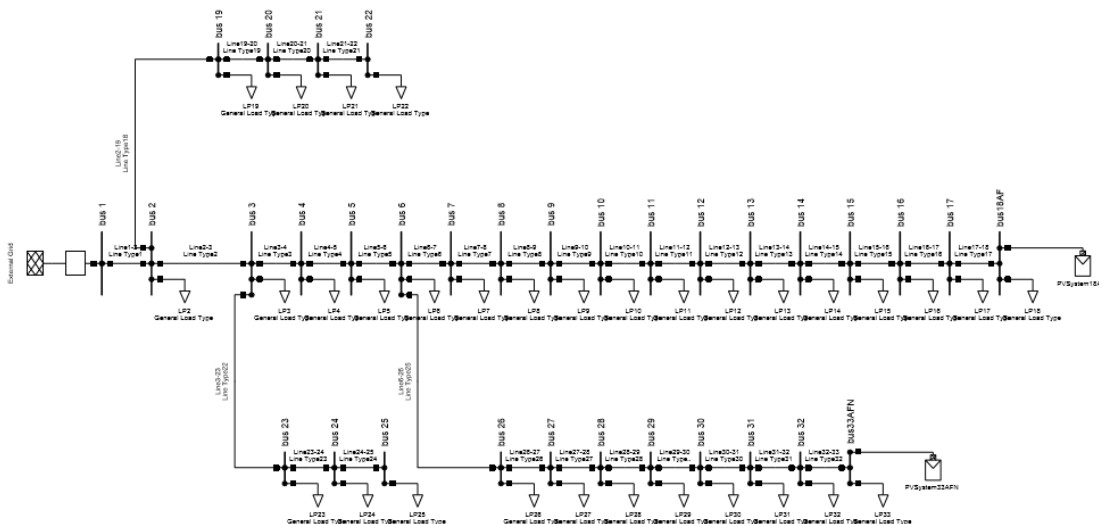
3) เมื่อพิจารณาการจ่ายพลังงานไฟฟ้ารวมของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 และ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 2 ระบบสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้ารวมได้มากที่สุดเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมต Power Factor=0.95 สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ 1,496.50 หน่วย (kW-hr) และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมต $\cos\phi(P)$ โดยที่ MinPF=0.95 และ Pn=5 กิโลวัตต์ สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ 1,515.78 หน่วย (kW-hr)

8.5 ข้อมูลระบบทดสอบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทฟาร์ม

8.5.1 ข้อมูลระบบโครงข่ายไฟฟ้า

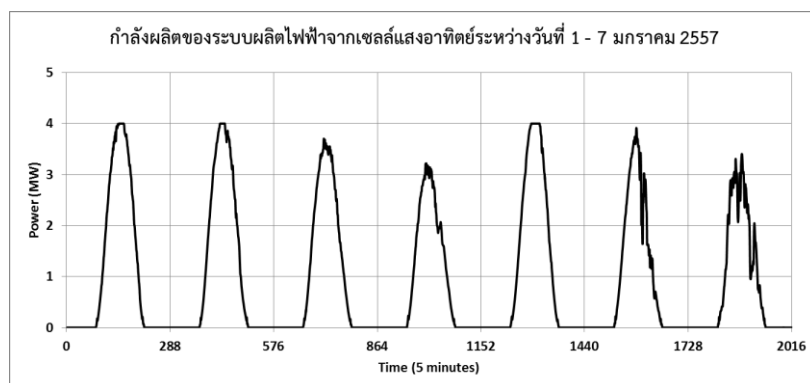
ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ใช้ทดสอบเป็นระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง 33 บัส ซึ่งมีระดับแรงดันระหว่างสาย (Line to Line Voltage) เท่ากับ 22 กิโลโวลต์ ในระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีจุดโหลดทั้งสิ้น 32 จุดโหลด ให้แต่ละจุดโหลดมีลักษณะการใช้ไฟฟ้าเหมือนกัน โดยมีความต้องการใช้ไฟฟ้าแต่ละจุดโหลดสูงสุดที่ 240 กิโลวัตต์ ดังนั้นความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีค่า 7,680 กิโลวัตต์ และมีระยะสายป้อนทั้งสิ้น 41.7 กิโลเมตร สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 8.77



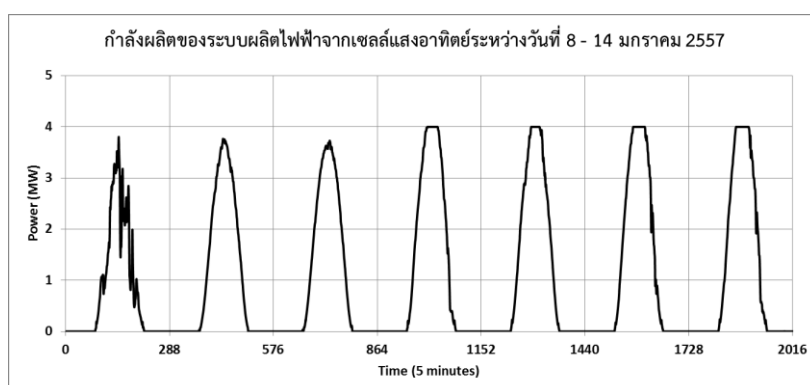
รูปที่ 8.77 ระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลาง 33 บัส 22 กิโลโวลต์

8.5.2 ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

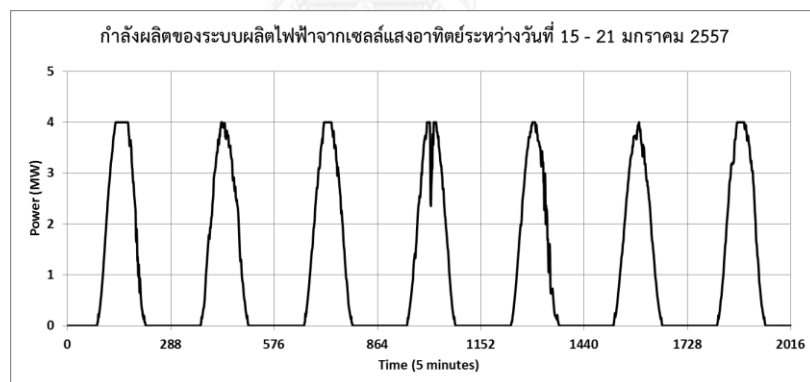
ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ใช้ทดสอบจะติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทฟาร์มขนาด 4 เมกะวัตต์ที่บัส 18 ซึ่งสามารถแสดงกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทฟาร์มในระยะเวลา 1 เดือนได้ดังรูปที่ 8.78 ถึงรูปที่ 8.82



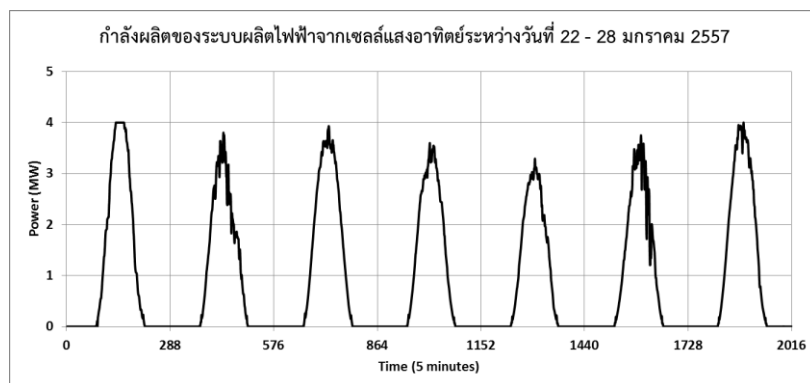
รูปที่ 8.78 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระหว่างวันที่ 1-7 มกราคม 2557



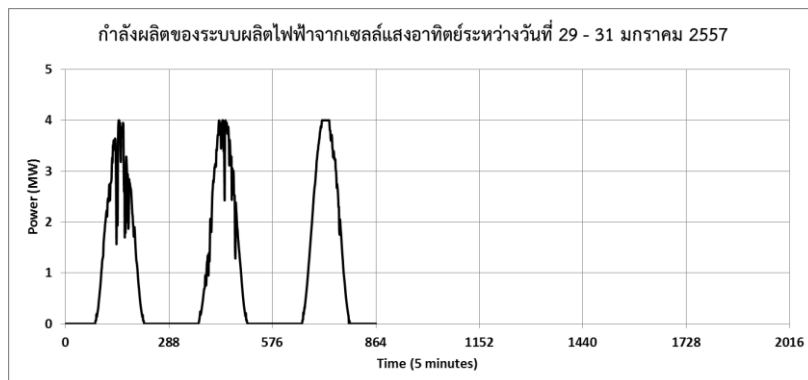
รูปที่ 8.79 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระหว่างวันที่ 8-14 มกราคม 2557



รูปที่ 8.80 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระหว่างวันที่ 15-21 มกราคม 2557



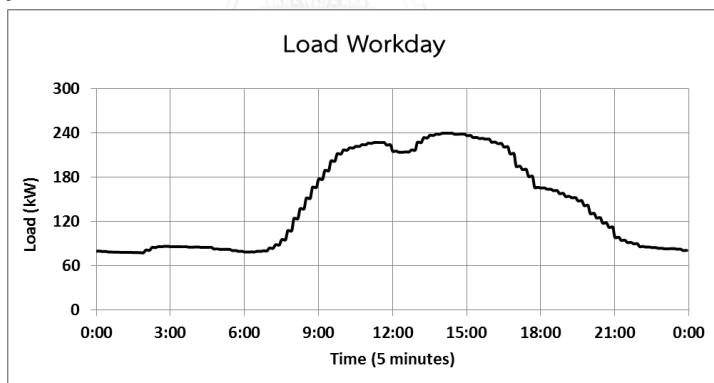
รูปที่ 8.81 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระหว่างวันที่ 22-28 มกราคม 2557



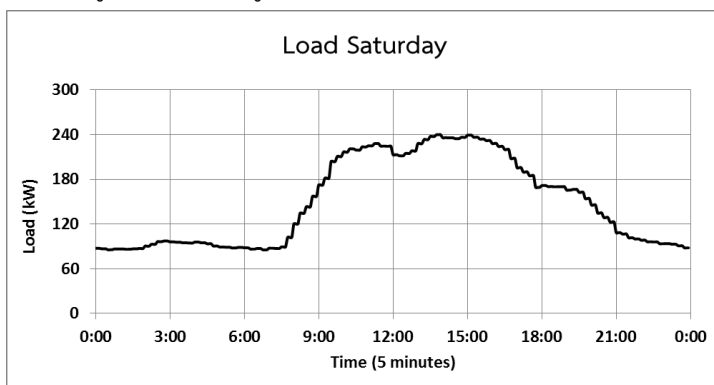
รูปที่ 8.82 กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระหว่างวันที่ 29-31 มกราคม 2557

8.5.3 ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้า

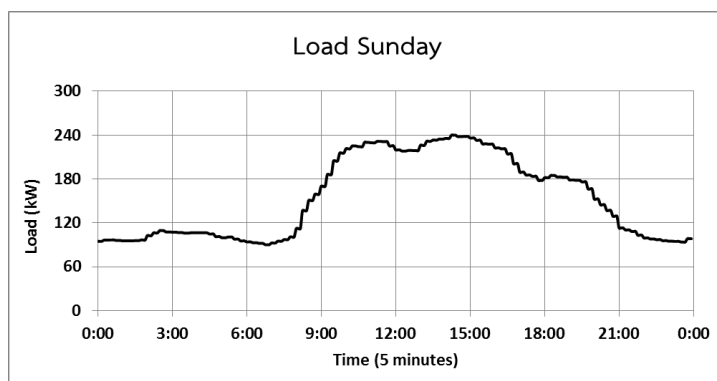
ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่ใช้ทดสอบเป็นข้อมูลที่นำมาจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักงานภาคเหนือ ซึ่งเป็นประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า กิจการขนาดกลาง โดยเป็นข้อมูลในเดือนมกราคม พ.ศ. 2557 ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นข้อมูลการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยทุกๆ 15 นาที สามารถแบ่งเป็นข้อมูลลักษณะการใช้งานได้ 3 ประเภท คือ ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันทำงาน ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันเสาร์ และข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันอาทิตย์ สามารถแสดงได้ ดังรูปที่ 8.83 ถึง รูปที่ 8.85



รูปที่ 8.83 ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันทำงาน



รูปที่ 8.84 ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันเสาร์



รูปที่ 8.85 ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันอาทิตย์

8.6 ผลการทดสอบการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทฟาร์ม

ในหัวข้อนี้จะทดสอบผลการจากใช้โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน เพื่อแสดงผลกระทบต่อการขายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยแบ่งการทดสอบออกเป็น 3 กรณี ดังนี้ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกัน และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อพร้อมกัน

8.6.1 ผลการทดสอบเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ในหัวข้อนี้จะทดสอบผลการจากใช้โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน เช่นเดียวกับหัวข้อที่ 8.4.1

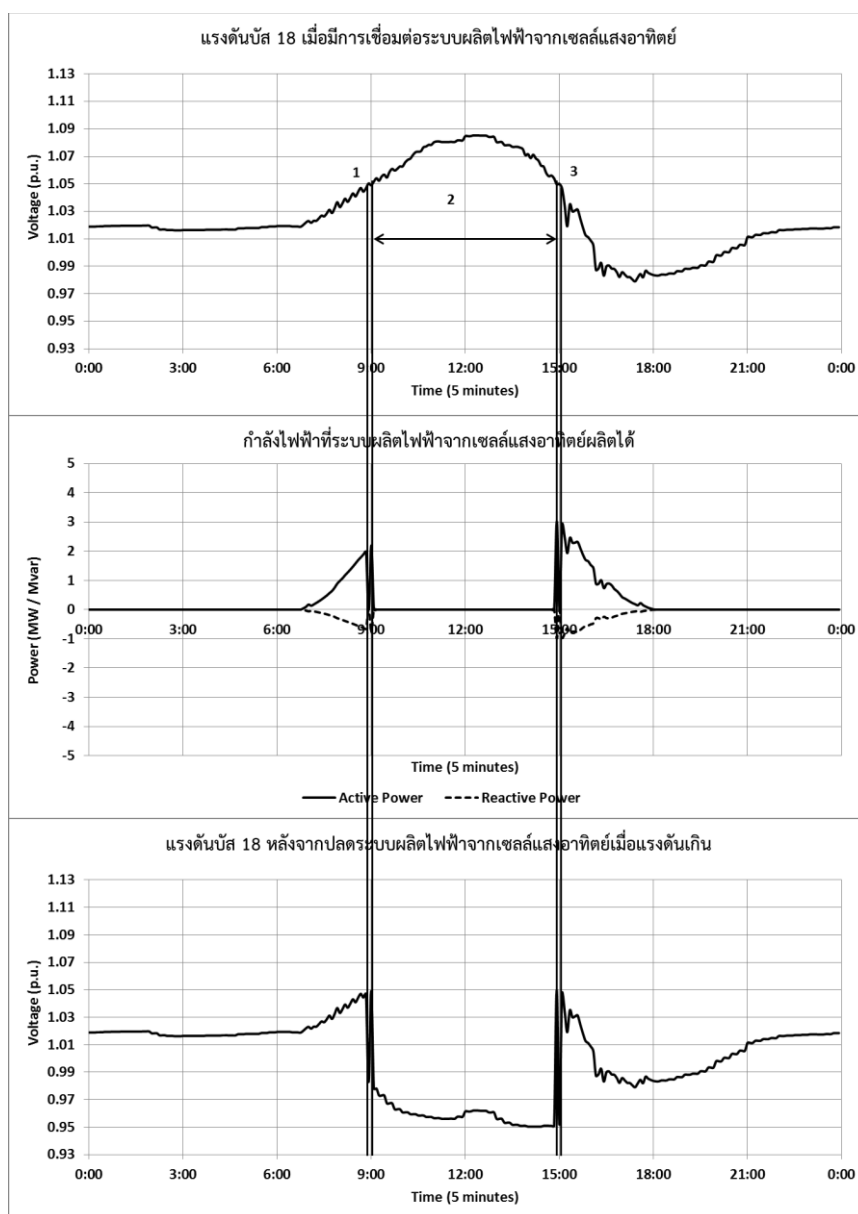
การแสดงผลการทดสอบในหัวข้อนี้จะแบ่งเป็น 2 ส่วนคือ 1) ตัวอย่างกราฟแสดงผลการทดสอบ และ 2) ผลการทดสอบทั้งหมด

8.6.1.1 ตัวอย่างกราฟแสดงผลการทดสอบ

ในหัวข้อนี้จะแสดงกราฟตัวอย่างผลการทดสอบการควบคุมแรงดันในโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน เมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อแสดงผลกระทบต่อการขายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อมีโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน กราฟที่แสดงจะเป็นการทดสอบโดยใช้ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ และ ข้อมูลความต้องการโหลดของวันที่ 13 มกราคม พ.ศ.2557 ซึ่งจะแสดงกราฟตัวอย่างผลการทดสอบทั้งสิ้น 3 ตัวอย่าง ดังนี้

1) โหมด Power Factor=0.95

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมดตัวประกอบกำลังคงที่มีค่าเท่ากับ 1 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 18 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 18 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.86



รูปที่ 8.86 ผลการทดสอบเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด

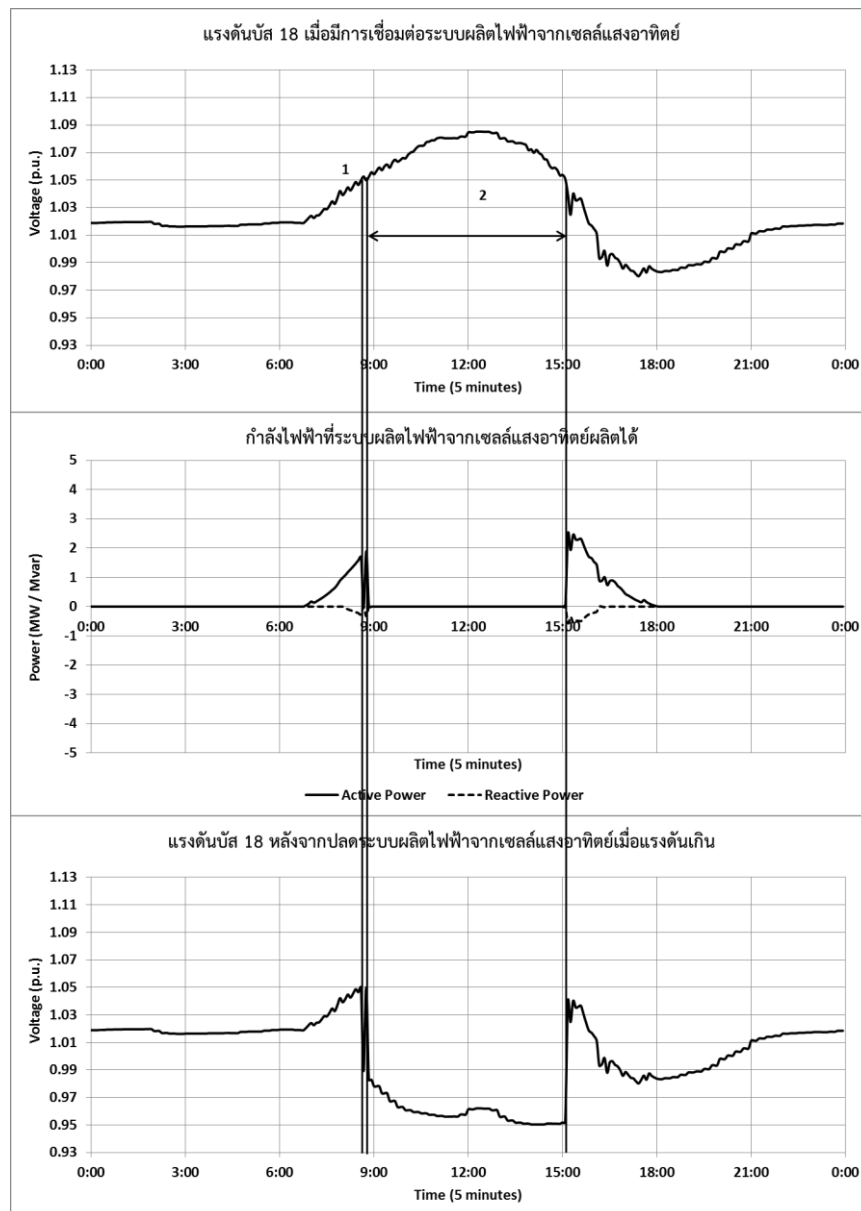
Power Factor=0.95

จากรูปที่ 8.86 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมต Power Factor=0.95 จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลด 3 เวลาคือ (1) 08:55 น. (2) 09:05 – 14:50 น. (3) 15:00 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 72 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

2) โหมต $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=1$ เมกะวัตต์

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมต $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=1$ เมกะวัตต์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 18 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 18 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.87





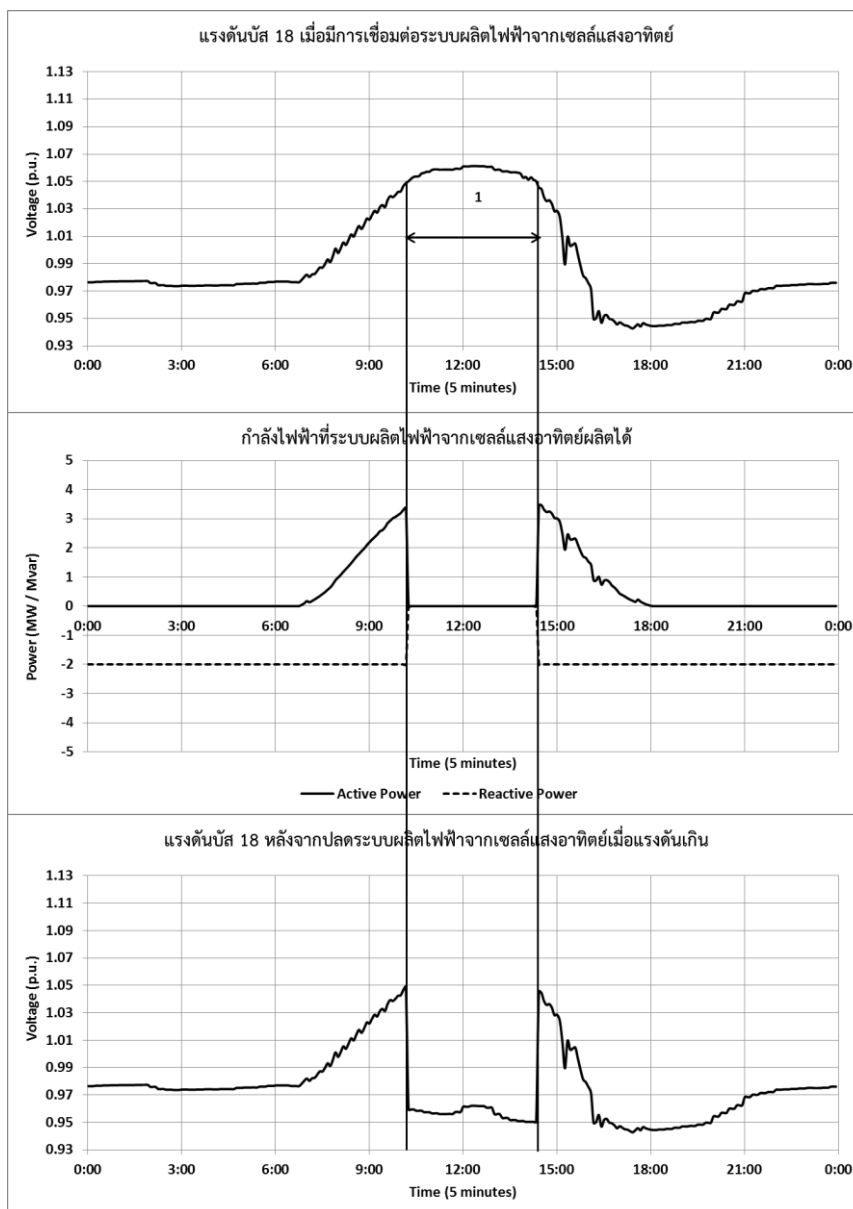
รูปที่ 8.87 ผลการทดสอบโหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=1$ เมกะวัตต์

จากรูปที่ 8.87 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=1$ เมกะวัตต์ จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลด 2 เวลา คือ (1) 08:40 น. (2) 08:50 – 15:05 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 76 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

3) โหมด $Q(U)$ โดยที่ $\% \text{Droop}=10$ และ $Q_{\text{setpoint}} -2$ เมกะวาร์

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมด $Q(U)$ โดยที่ $\% \text{Droop}=10$ และ $Q_{\text{setpoint}} -2$ เมกะวาร์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 18 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจาก

เซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 18 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.88



รูปที่ 8.88 ผลการทดสอบโหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint -2 เมกะวาร์

จากรูปที่ 8.88 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint -2 เมกะวาร์ จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลด 1 เวลา คือ 10:15-14:20 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 50 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

จากตัวอย่างกราฟแสดงผลการทดสอบการควบคุมแรงดันในโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 8.12

ตารางที่ 8.12 สรุปผลการทดสอบจากกราฟตัวอย่างการควบคุมแรงดันในโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน

No.	cosphi(P)		Q(U) characteristic		เวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลด	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)
	Power Factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
1	0.95	-	-	-	1. 08:55 น. 2. 09:05 – 14:50 น. 3. 15:00 น.	72
2	0.95	1	-	-	1. 08:40 น. 2. 08:50 – 15:05 น.	76
3	-	-	10	-2	1. 10:15-14:20 น.	50

8.6.1.2 ผลการทดสอบทั้งหมด

ผลการทดสอบเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยมีโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันจำนวนทั้งสิ้น 23 รูปแบบ ทำการทดสอบในแต่ละรูปแบบที่แตกต่างกันในระยะเวลา 1 เดือน ในเดือนมกราคม พ.ศ. 2557 ซึ่งสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้แสดงได้ในตารางที่ 8.13

ตารางที่ 8.13 ผลการทดสอบโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน เมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

No.	cosphi(P)		Q(U) Charateristic		Energy (kW-hr)	Var Charge (kvar)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)
	Power Factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			
1	1.00	-	-	-	157,057.03	0	2,147
2	0.95	-	-	-	273,987.29	847.91	1,578
3	0.90	-	-	-	389,538.17	1,519.66	1,118
4	0.85	-	-	-	528,596.08	2,281.20	613
5	0.80	-	-	-	653,915.23	2,851.27	0
6	0.95	3	-	-	157,283.90	0	2,146
7	0.95	2	-	-	192,278.61	416.91	1,981
8	0.95	1	-	-	227,341.96	599.03	1,793
9	0.90	3	-	-	157,280.86	0	2,146
10	0.90	2	-	-	232,186.70	888.95	1,808

No.	cosphi(P)		Q(U) Characteristic		Energy (kW-hr)	Var Charge (kvar)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)
	Power Factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}			
11	0.90	1	-	-	302,785.39	1,181.80	1,469
12	0.85	3	-	-	157,283.90	0	2,146
13	0.85	2	-	-	192,278.61	1,965.24	1,425
14	0.85	1	-	-	227,341.96	2,150.80	924
15	0.80	3	-	-	157,280.86	2,851.27	1,610
16	0.80	2	-	-	232,186.70	2,851.27	247
17	0.80	1	-	-	302,785.39	2,851.27	0
18	-	-	10	0	157,254.44	0	2,146
19	-	-	10	-1	285,827.09	851.19	1,523
20	-	-	10	-2	470,253.84	1,851.27	829
21	-	-	2.5	0	158,222.98	3,851.26	833
22	-	-	2.5	-1	286,072.70	3,851.27	629
23	-	-	2.5	-2	470,272.82	3,851.27	405

จากตารางที่ 8.13 พบว่าจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 4 เมกะวัตต์ที่บัส 18 และเลือกใช้โหมดการควบคุมและพารามิเตอร์แตกต่างกัน ทำให้ในระยะเวลา 1 เดือนสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้แตกต่างกัน โดยที่การเลือกใช้โหมด Power Factor=0.80 และสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้มากที่สุด คือ 653,915.23 หน่วย (kW-hr) จากพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ 735,906.02 หน่วย (kW-hr)

8.6.2 ผลการทดสอบเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกัน

การทดสอบหัวข้อนี้จะทดสอบเช่นเดียวกับหัวข้อ 8.4.2 กำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 (เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อน) เชื่อมต่อที่บัส 18 และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 (เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายหลัง) เชื่อมต่อที่บัส 33 ซึ่งจากการทดสอบในหัวข้อที่ 8.6.1 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ที่ใช้โหมด Power Factor=0.80 สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้มากที่สุด ส่งผลให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 มีรายได้มากที่สุด ดังนั้นเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ต้องเป็นระบบที่ต้องควบคุมแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งจะมีโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน จำนวนทั้งสิ้น 23 รูปแบบ

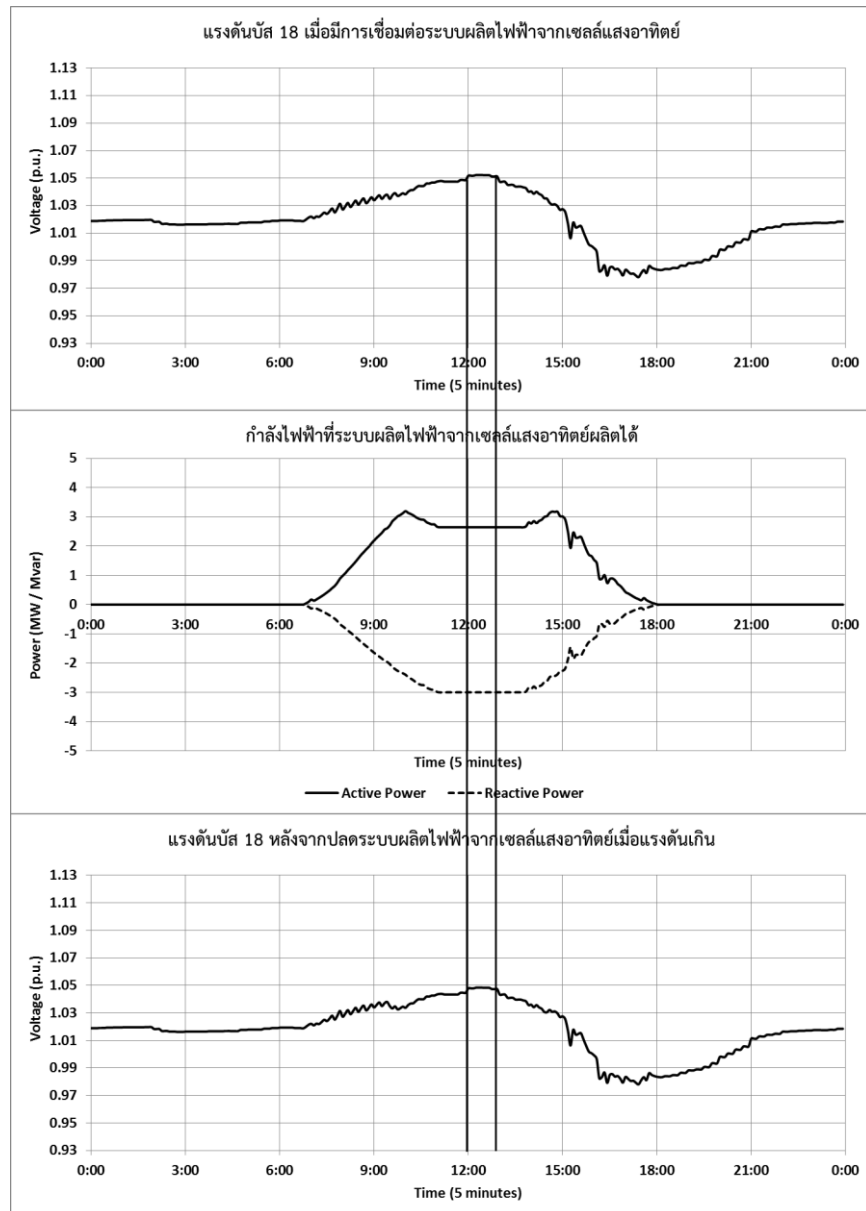
การแสดงผลการทดสอบในหัวข้อนี้จะแบ่งเป็น 2 ส่วนคือ 1) ตัวอย่างกราฟแสดงผลการทดสอบ และ 2) ผลการทดสอบทั้งหมด

8.6.2.1 ตัวอย่างกราฟการทดสอบ

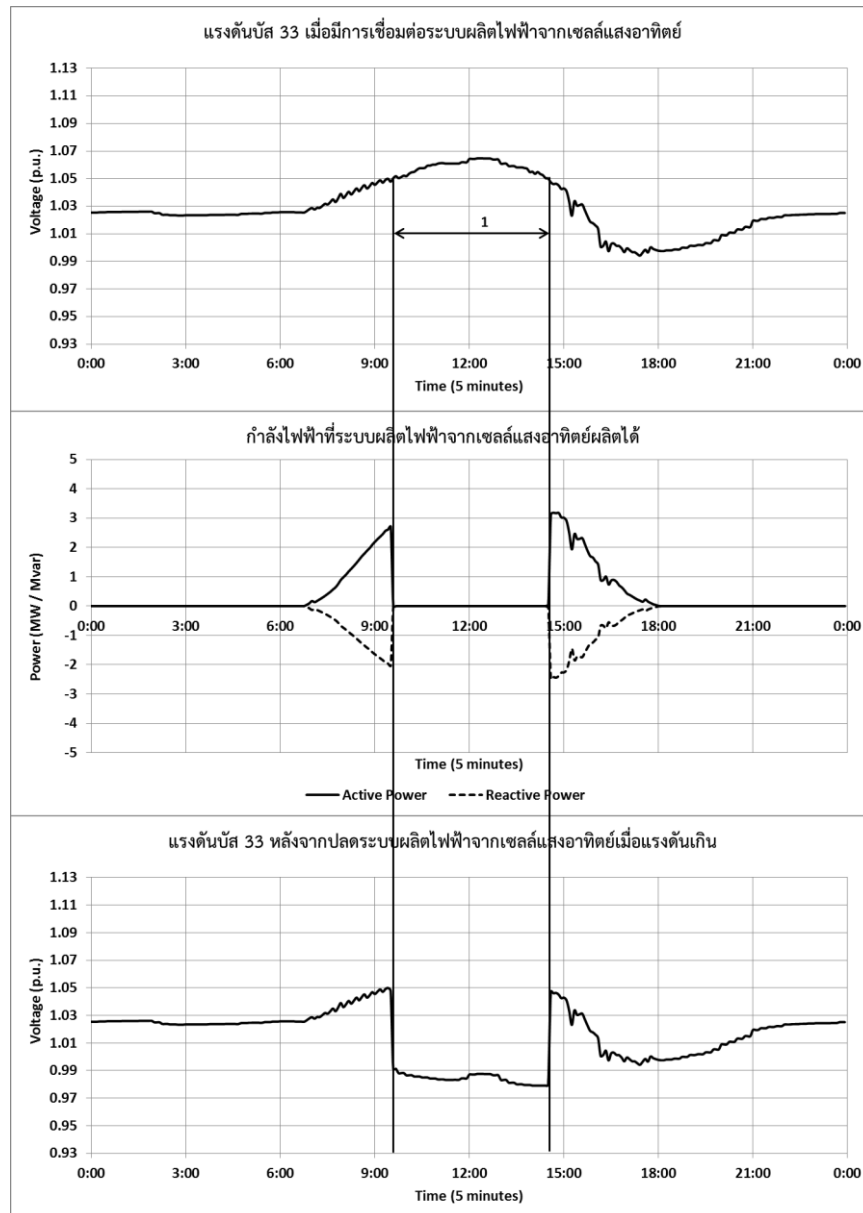
ในหัวข้อนี้จะแสดงกราฟตัวอย่างผลการทดสอบเช่นเดียวกับหัวข้อ 8.4.2.1 ดังนี้

1) โหมด Power Factor=0.85 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=0.80

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=0.80 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 18 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 18 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.89 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Power Factor=0.85 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 33 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 33 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.90



รูปที่ 8.89 ผลการทดสอบบัส 18 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้
โหมด Power Factor=0.85



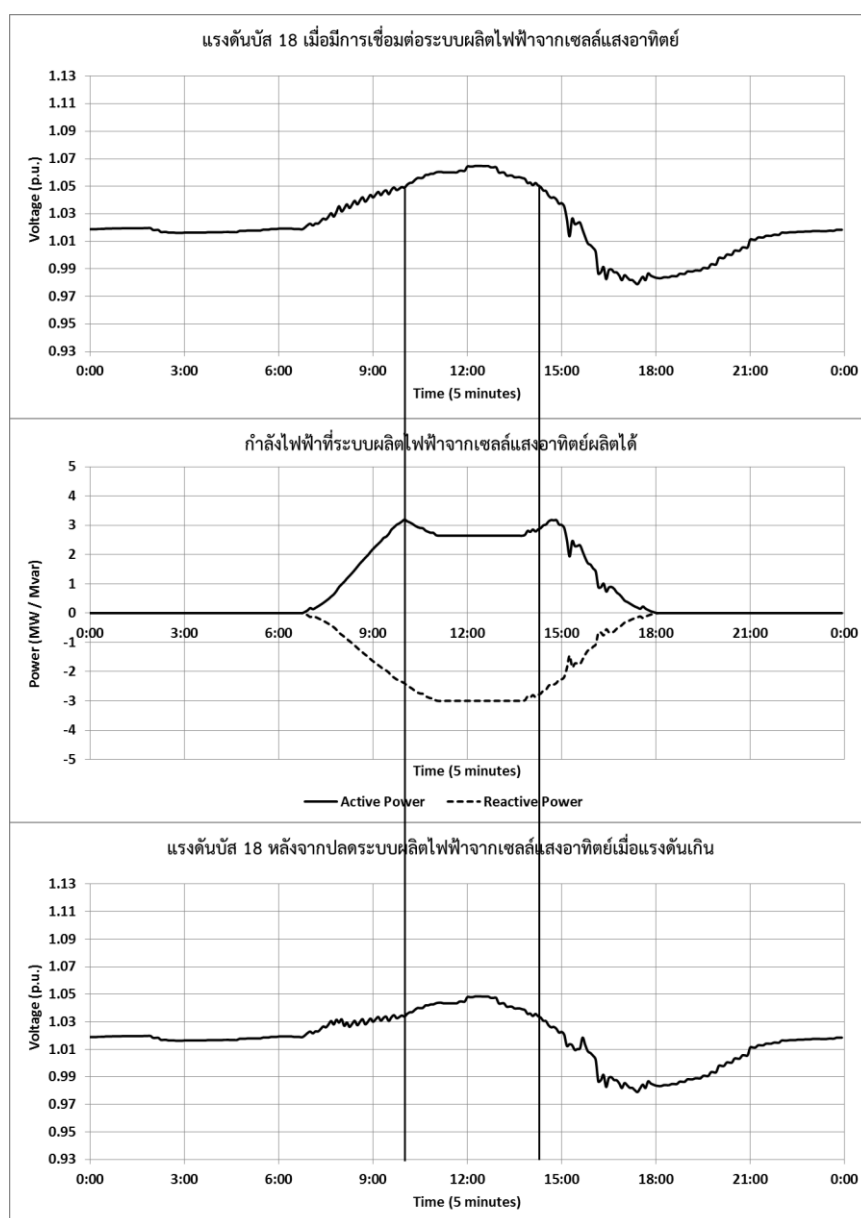
รูปที่ 8.90 ผลการทดสอบบัส 33 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้

โหมด Power Factor=0.85

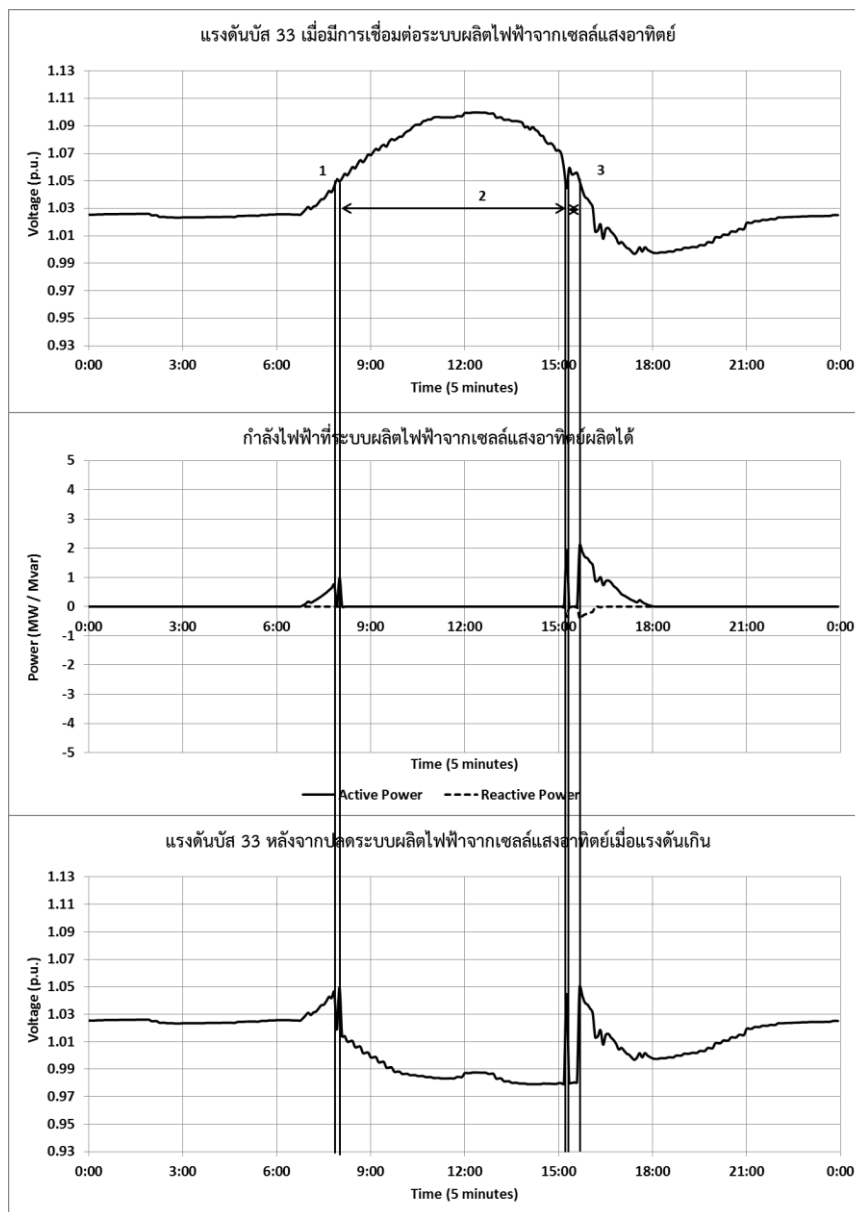
จากรูปที่ 8.90 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Power Factor=0.80 จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลด 1 เวลาคือ (1) 09:30 – 14:30 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 61 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

2) โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=1$ เมกะวัตต์ เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=0.80

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Power Factor=0.80 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 18 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 18 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.91 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=1$ เมกะวัตต์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 33 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 33 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.92



รูปที่ 8.91 ผลการทดสอบบัส 18 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=1$ เมกะวัตต์



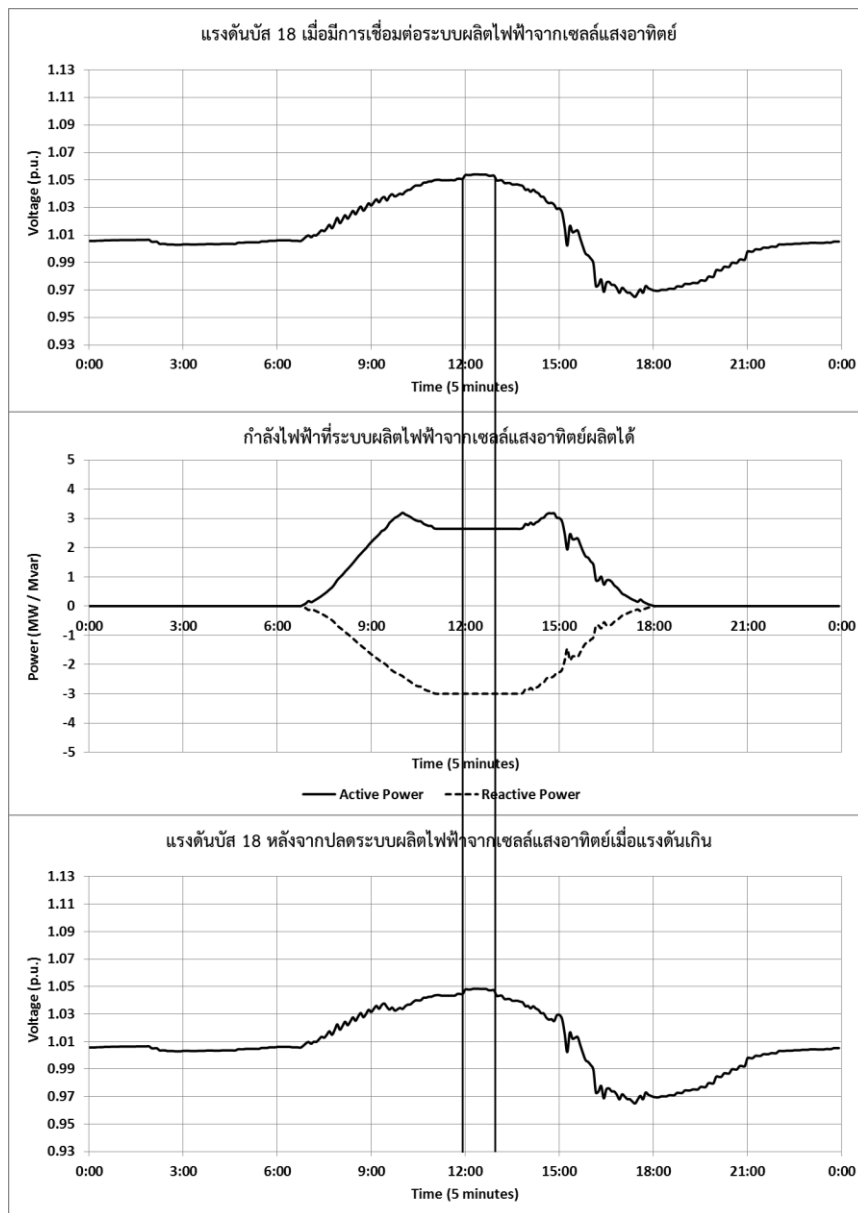
รูปที่ 8.92 ผลการทดสอบบัส 33 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=1$ เมกะวัตต์

จากรูปที่ 8.92 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด $\cos\phi(P)$ โดยที่ $\text{MinPF}=0.95$ และ $P_n=1$ เมกะวัตต์ จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลด 3 เวลา คือ (1) 07:55 (2) 08:05 – 15:10 น. (3) 15:20 – 15:30 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 78 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

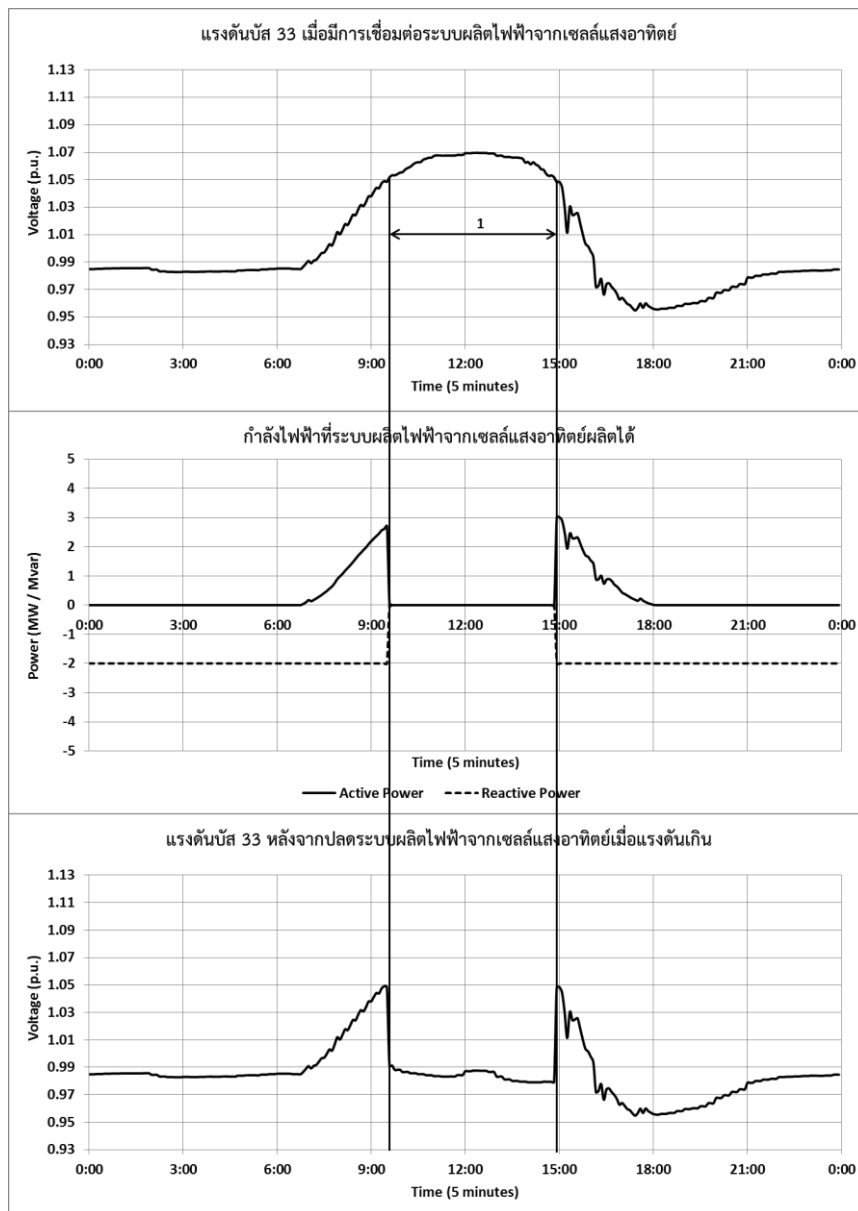
3) โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint -2 เมกะวาร์ เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมด Power Factor=0.80

เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมดควบคุมแรงดันคือ โหมด Power Factor=0.80 สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 18 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 18 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.93 และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint -2 เมกะวาร์ สามารถแสดงกราฟแรงดันบัส 33 เมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กราฟกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และกราฟแรงดันบัส 33 หลังจากปลดระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อแรงดันเกิน ดังแสดงในรูปที่ 8.94





รูปที่ 8.93 ผลการทดสอบบัส 18 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint -2 เมกะวาร์



รูปที่ 8.94 ผลการทดสอบบัส 33 เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint -2 เมกะวาร์

จากรูปที่ 8.94 พบว่าเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ใช้โหมด Q(U) โดยที่ %Droop=10 และ Qsetpoint -2 เมกะวาร์ จะมีเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลด 1 เวลา คือ 09:35-14:50 น. รวมมีจำนวนครั้งที่ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสิ้น 64 ครั้ง โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ถูกปลดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุก 5 นาที

จากตัวอย่างกราฟแสดงผลการทดสอบการควบคุมแรงดันในโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน สามารถสรุปได้ดัง

ตารางที่ 8.14 สรุปผลการทดสอบจากกราฟตัวอย่างการควบคุมแรงดันในโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกัน

No.	Photovoltaic Generation System I					Photovoltaic Generation System II					
	cosphi(P)		Q(U) characteristic		ช่วงเวลาที่แรงดัน เกิน 1.05 p.u.	cosphi(P)		Q(U) characteristic		เวลาที่ระบบผลิต ไฟฟ้าจากเซลล์ แสงอาทิตย์ถูกปลด	
	power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		power factor	Pn	%Droop	Q _{setpoint}		
1	0.80	-	-	-	1.12:00 – 12:55 น.	0.85	-	-	-	1.09:30 – 14:30 น.	61
2					1.10:05 – 14:15 น.	0.95	1	-	-	1.08:55 น. 2.09:05 – 14:50 น. 3.15:00 น.	78
3					1.11:45 – 12:55 น.	-	-	10	-2	1.09:35-14:50 น.	64

8.6.2.2 ผลการทดสอบทั้งหมด

ผลการทดสอบเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกัน โดยมีโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 จำนวนทั้งสิ้น 23 รูปแบบ โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมดตัวประกอบกำลังคงที่เท่ากับ 0.80 ทำการทดสอบในแต่ละรูปแบบที่แตกต่างกันในระยะเวลา 1 เดือน ในเดือนมกราคม พ.ศ. 2557 ซึ่งสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้แสดงได้ในตารางที่ 8.15

ตารางที่ 8.15 ผลการทดสอบกรณีเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ระบบเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกันเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ใช้โหมดตัวประกอบกำลังคงที่เท่ากับ 0.80



No.	Photovoltaic Generation System I					Photovoltaic Generation System II						
	cosp _{hi} (P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	cosp _{hi} (P)		Q(U) characteristic		Energy (KW-hr)	Var Charge (kvar)	จำนวนที่ถูกปลด (5 นาทีต่อครั้ง)
	power factor	Ph	%Droop	Q _{setpoint}		power factor	Ph	%Droop	Q _{setpoint}			
1	0.80	-	-	-	653,915.23	1.00	-	-	-	90,092.35	0	2,586
2						0.95	-	-	-	135,478.22	617.39	2,276
3						0.90	-	-	-	179,726.69	1,127.61	2,028
4						0.85	-	-	-	252,014.32	1,695.06	1,677
5						0.80	-	-	-	391,221.29	2,468.18	1,107
6						0.95	3	-	-	90,113.37	0	2,586
7						0.95	2	-	-	90,115.58	0	2,586
8						0.95	1	-	-	108,878.27	291.18	2,464
9						0.90	3	-	-	90,109.76	0	2,586
10						0.90	2	-	-	90,109.85	0	2,586
11						0.90	1	-	-	120,977.89	569.68	2,391
12						0.85	3	-	-	90,108.93	0	2,586
13						0.85	2	-	-	90,108.58	0	2,586
14						0.85	1	-	-	137,076.79	858.04	2,300
15						0.80	3	-	-	90,107.56	0	2,586
16						0.80	2	-	-	91,674.37	204.20	2,577
17						0.80	1	-	-	165,808.55	1,291.61	2,155
18						-	-	10	0	90,089.76	0	2,586
19						-	-	10	-1	167,636.08	851.27	2,077
20						-	-	10	-2	305,085.29	1,851.27	1,442
21						-	-	2.5	0	91,182.40	3,851.27	703
22						-	-	2.5	-1	167,955.22	3,851.27	590
23						-	-	2.5	-2	305,136.11	3,851.27	430

จากตารางที่ 8.15 พบว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ที่บัส 33 หลังจากที่มีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 ที่บัส 18 อยู่ก่อนแล้ว โดยที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 1 เลือกใช้โหมด Power Factor=0.80 ซึ่งเป็นโหมดการควบคุมที่ทำให้สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้มากที่สุด ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ระบบที่ 2 ที่เลือกใช้โหมดเลือกใช้โหมด Power Factor=0.80 จะสามารถทำให้สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้มากที่สุด



บทที่ 9

สรุปวิทยานิพนธ์

เนื้อหาของบทนี้จะเป็นการสรุปเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ โดยสามารถแบ่งการนำเสนอออกเป็น 2 ส่วน คือ

9.1 สรุป

9.2 ข้อเสนอแนะ

9.1 สรุป

1) การทดสอบการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นสาเหตุทำให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันเกินนอกช่วงที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนดไว้ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับกำลังการผลิตของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และลักษณะความต้องการโหลดในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

2) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถเลือกใช้โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์แบบต่างๆกันได้หลายรูปแบบ เพื่อควบคุมแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้อยู่ในช่วงที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด ทั้งนี้การเลือกใช้โหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันสามารถส่งผลกระทบต่อรายได้ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

3) สามารถแบ่งการทดสอบออกเป็น 3 กรณี คือ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า 1 ระบบ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า 2 ระบบโดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกัน และระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า 2 ระบบโดยที่ทั้ง 2 ระบบเชื่อมต่อไม่พร้อมกัน การทดสอบจะทดสอบเป็นระบบเวลา 1 เดือน ซึ่งการทดสอบจะทดสอบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคาทั้ง 3 กรณี และทดสอบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทฟาร์ม 2 กรณีแรก ผลการทดสอบพบว่า การเลือกโหมดการควบคุมแรงดันและพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันหลายรูปแบบ สามารถส่งผลต่อการจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า

4) การที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์รับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ซึ่งส่งผลกำลังไฟฟ้าจริงบางช่วงเวลา สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า ได้มากกว่า การที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เลือกใช้ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 1 ตลอดเวลา เนื่องจากการรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟส่งผลให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ต่อเนื่องมากกว่า และมีโอกาสที่จะถูกตัดการเชื่อมต่อจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าน้อยลง

5) การพัฒนาโปรแกรม สามารถนำใช้ศึกษาผลกระทบด้านแรงดันจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้ รวมทั้งสามารถใช้วางแผนสำหรับศึกษาผลกระทบจากการใช้โหมดควบคุมแรงดัน และ พารามิเตอร์ที่แตกต่างกันต่อรายได้ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อสามารถนำไปเปรียบเทียบกับความคุ้มค่าในการลงทุนสร้างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

9.2 ข้อเสนอแนะ

1) ควรมีการทดสอบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มากกว่า 2 ระบบ โดยเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคา เนื่องจากปัจจุบันระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคาได้รับความนิยมและมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นสูงมากเพื่อบริการประสงคในการขายไฟฟ้าหรือลดค่าไฟฟ้าจากภาคประชาชน หรือลดการผลิตไฟฟ้าจากฝ่ายการไฟฟ้า ดังนั้นในอนาคตจะมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทติดตั้งบนหลังคาหนาแน่นมากขึ้น ผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าก็จะมากยิ่งขึ้นเช่นกัน

2) ควรมีการวิเคราะห์ผลกระทบด้านอื่นที่เกิดจากการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ นอกเหนือจากการวิเคราะห์ด้านแรงดัน ตลอดจนการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ที่ส่งผลต่อการลงทุนขยายระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพื่อให้สามารถรองรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้มากยิ่งขึ้นในอนาคต

3) ควรมีการพัฒนาโปรแกรมการคำนวณให้มีการหาค่าพารามิเตอร์แต่ละตัวของแต่ละโหมดการควบคุมแรงดันให้เหมาะสมขึ้น โดยใช้กระบวนการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด เพื่อให้การปรับตั้งค่าพารามิเตอร์มีความเหมาะสมกับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละระบบมากที่สุด

รายการอ้างอิง

- [1] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2558). กระทรวงพลังงานเดินหน้าจัดทำแผน PDP 2015 สร้างความสมดุลและมั่นคงด้านไฟฟ้า. Available: http://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=821:egatnews-20150109-01&catid=30&Itemid=112
- [2] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, "แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579," ed: กระทรวงพลังงาน, 2558.
- [3] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, "ทิศทางและยุทธศาสตร์พลังงานของประเทศ," ed: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2557.
- [4] B. H. Elias, S. H. M. AlSadoon, and S. A. Abdulgafar, "Modeling and Simulation of Photovoltaic Module Considering an Ideal Solar Cell " presented at the International Journal of Advanced Research in Physical Science (IJARPS) 2014.
- [5] J. Ramos Hernanz, J. J. Campayo Martín, I. Zamora Belver, J. Larrañaga Lesaka, E. Zulueta Guerrero, and E. Puelles Pérez, "Modelling of Photovoltaic Module," presented at the International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPO'10) Granada (Spain), 2010.
- [6] A. Chatterjee, A. Keyhani, and D. Kapoor, "Identification of Photovoltaic Source Models," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 26, pp. 883-889, 2011.
- [7] S. Lineykin, M. Averbukh, and A. Kuperman, "Five-parameter model of photovoltaic cell based on STC data and dimensionless," in *Electrical & Electronics Engineers in Israel (IEEEI), 2012 IEEE 27th Convention of*, 2012, pp. 1-5.
- [8] N. M. Abd Alrahim Shannan, N. Z. Yahaya, and B. Singh, "Single-diode model and two-diode model of PV modules: A comparison," in *Control System, Computing and Engineering (ICCSCE), 2013 IEEE International Conference on*, 2013, pp. 210-214.
- [9] T. Yun Tiam, D. S. Kirschen, and N. Jenkins, "A model of PV generation suitable for stability analysis," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 19, pp. 748-755, 2004.

- [10] Y.-B. Wang, C.-S. Wu, H. Liao, and H.-h. Xu, "Steady-state model and power flow analysis of grid-connected photovoltaic power system," in *Industrial Technology, 2008. ICIT 2008. IEEE International Conference on*, 2008, pp. 1-6.
- [11] S. Tilaganon and S. Chaitusaney, "Grid-connected photovoltaic generation system model considering inverter operating mode," in *Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 2013 10th International Conference on*, 2013, pp. 1-6.
- [12] M. M. Begovic, K. Insu, D. Novosel, J. R. Agüero, and A. Rohatgi, "Integration of Photovoltaic Distributed Generation in the Power Distribution Grid," in *System Science (HICSS), 2012 45th Hawaii International Conference on*, 2012, pp. 1977-1986.
- [13] R. A. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke, and L. A. Kojovic, "Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 23, pp. 1636-1644, 2008.
- [14] A. S. Masoum, P. S. Moses, M. A. S. Masoum, and A. Abu-Siada, "Impact of rooftop PV generation on distribution transformer and voltage profile of residential and commercial networks," in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES*, 2012, pp. 1-7.
- [15] P. Mitra, G. T. Heydt, and V. Vittal, "The impact of distributed photovoltaic generation on residential distribution systems," in *North American Power Symposium (NAPS), 2012*, 2012, pp. 1-6.
- [16] I. Leisse, O. Samuelsson, and J. Svensson, "Increasing DG Capacity of Existing Networks through Reactive Power Control and Curtailment," presented at the The 9th Nordic Electricity Distribution and Asset Management Conference (NORDAC 2010), Aalborg, Denmark, 2010.
- [17] K. Turitsyn, P. Sulc, S. Backhaus, and M. Chertkov, "Local Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators," in *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*, 2010, pp. 79-84.
- [18] G. C. Pyo, H. W. Kang, and S. I. Moon, "A new operation method for grid-connected PV system considering voltage regulation in distribution system," in

Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, 2008, pp. 1-7.

- [19] J. H. R. ENSLIN and H. ALATRASH, "DISTRIBUTION NETWORK IMPACTS OF HIGH PENETRATION OF DISTRIBUTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS," presented at the 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 2011.
- [20] M. Morjaria, D. Anichkov, V. Chadliev, and S. Soni, "A Grid-Friendly Plant: The Role of Utility-Scale Photovoltaic Plants in Grid Stability and Reliability," *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 12, pp. 87-95, 2014.
- [21] ก. อุดมวงศ์เสรี, การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง 1, 2557.
- [22] ศ. นรสิงห์. คุณภาพกำลังไฟฟ้า (*POWER QUALITY*). Available: http://www.9engineer.com/ee_main/Article/PQ.htm
- [23] ไ. แซ่มซ้อย, คุณีคุณภาพไฟฟ้า: วิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย ในบรมราชูปถัมภ์, 2557.
- [24] S. Thongkeaw and M. Boonthienthong, "Technique for Voltage Control in Distribution System," presented at the International Journal of Electrical, Computer, Electronics and Communication Engineering, 2013.
- [25] G. Heffner, B. Kirby, and M. Kintner-Meyer, "Loads Providing Ancillary Services: Review of International Experience " ERNEST ORLANDO LAWRENCE BERKELEY NATIONAL LABORATORY May 2007 2007.
- [26] R. O'Neill, M. Cain, and D. Mead, "Principles for Efficient and Reliable Reactive Power Supply and Consumption," Federal Energy Regulatory Commission, Washington February 4, 2005 2005.
- [27] A. K. a. V. R. Tessa B., "ADVANCED INVERTERS FOR DISTRIBUTED PV: Latent Opportunities for Localized Reactive Power Compensation," Cal x Clean Coalition Energy C2262013.
- [28] "Payment for Reactive Power," Commission Staff Report 2014.
- [29] E. GROUP. (2551). เรื่องเล่าในรั้วโซลาร์ฟาร์ม. Available: http://www.egco.com/th/energy_knowledge_solar1.asp
- [30] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2557). พลังงานแสงอาทิตย์. Available: http://www3.egat.co.th/re/egat_pv/sun_energy.htm
- [31] บริษัทบางจากปิโตรเลียมจำกัด(มหาชน). (2555). โครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ อําเภอบางปะอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา. Available:

http://www.bangchak.co.th/Download/SunnyEbookDownload_2sunny-report2012-final.pdf

- [32] ส. ตีลังกันนท์, "การพัฒนาแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์และการประยุกต์ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยคำนึงถึงการทำงานของอินเวอร์เตอร์," ปรินญาโท, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2555.
- [33] ช. ธีระนันท์, "การควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์โดยคำนึงถึงระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่าย," ปรินญาโท, วิศวกรรมไฟฟ้า, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2557.
- [34] S. -Solar, "SMA SYSTEM SOLUTIONS (PV INVERTER RESIDENTIAL)," ed: SMA, 2012.
- [35] SMA-Solar, "User Manual SUNNY CENTRAL CP-XT," ed: SMA, 2012.
- [36] SMA, "User Manual SUNNY CENTRAL CP XT," SMA, Ed., ed, 2015.
- [37] ABB, "ABB Firware manual PVS800 central inverters," ABB, Ed., ed, 2013.
- [38] ABB, "Product manual PVI-5000/600-TL-OUTD (5.0 to 6.0 kW)," ABB, Ed., ed, 2015.
- [39] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2554). ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์. Available: http://www3.egat.co.th/re/solarcell/solarcell_pg5.htm
- [40] AECPLASTIC. (2557). การใช้พลังงานแสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าบนหลังคาอาคารและที่อยู่อาศัย. Available: <http://www.aecplastic.com/ArticleDetail.aspx?id=140>
- [41] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, "เซลล์แสงอาทิตย์แบบฟาร์มและแบบบนหลังคา," การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 2557.
- [42] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 (ฉบับร่าง)," ed: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2559.
- [43] การไฟฟ้านครหลวง, "- ร่าง - ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558 (เสนอปรับปรุง) ", ed: การไฟฟ้านครหลวง, 2558.
- [44] I. E. A. (IEA), "IEA PVPS TRENDS 2015 IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS," International Energy Agency (IEA)2015.
- [45] I. E. A. (IEA), "IEA PVPS High Penetration of PV in Local Distribution Grids," International Energy Agency (IEA)2014.
- [46] ไ. แชมชัย, คู่มือการลดค่าไฟฟ้า: บริษัทเอ็มแอนด์ดีจำกัด, 2544.

- [47] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเรื่องโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า," ed: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2555.
- [48] การไฟฟ้านครหลวง, "ประกาศการไฟฟ้านครหลวงเรื่องโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า," ed: การไฟฟ้านครหลวง, 2555.
- [49] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน)," ed: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2551.
- [50] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, "อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งให้ กฟน. และ กฟภ.," ed: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2554.
- [51] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. สถิติค่า Ft ขายปลีก การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
- [52] สำนักงานโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "คู่มือการขอจำหน่ายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค," การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค2549.
- [53] คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, "ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่องการรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา พ.ศ.2556," สำนักงานกำกับกิจการพลังงาน2556.
- [54] บ. อ. ป. จำกัด, "คู่มือการฝึกอบรมโปรแกรมประยุกต์ Network Analysis and PowerFlow Modeling (Training Manual)," การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค2552.
- [55] F. Mahmood, "Improving the Photovoltaic Model in PowerFactory," Master, Electric Power Systems, Stockholm, Sweden 2012, 2012.
- [56] G. Vulasala, S. Sirigiri, and R. Thiruveedula, "Feeder Reconfiguration for Loss Reduction in Unbalanced Distribution System Using Genetic Algorithm " *International Journal of Electrical and Electronics Engineering*, pp. 755-762, 2009.
- [57] D. GmbH, *DPL tutorial DigSILENT Technical Documentation*. Germany: DigSILENT GmbH, 2013.



ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นาย มรุจ หีมสุหรี เกิดวันที่ 6 ตุลาคม พ.ศ. 2533 ภูมิลำเนาอยู่จังหวัดปัตตานี สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปีการศึกษา 2555 และได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

