

การศึกษาผลกระทบของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมาก
ที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้าในระบบสายส่ง 115 kV

THE IMPACT STUDY OF VERY SMALL SOLAR FARMS GROUP TO
POWER QUALITY ISSUE ON 115 kV TRANSMISSION LINE



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ. 2560

KMITL-2017-EN-M-020-154

สำนักหอสมุดกลาง พระจอมเกล้าลาดกระบัง

การศึกษาผลกระทบของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมาก
ที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้าในระบบสายส่ง 115 kV

THE IMPACT STUDY OF VERY SMALL SOLAR FARMS GROUP TO
POWER QUALITY ISSUE ON 115 KV TRANSMISSION LINE



เลขหมู่.....
เลขทะเบียน 148795
วันเดือนปี 23 พ.ค 2560

b. 00266911
j.

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
พ.ศ.2560

KMITL-2017-EN-M-020-154

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

THE IMPACT STUDY OF VERY SMALL SOLAR FARMS GROUP TO
POWER QUALITY ISSUE ON 115 KV TRANSMISSION LINE



A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT
OF THE REQUIREMENT FOR THE DEGREE OF
MASTER OF ENGINEERING IN ELECTRICAL ENGINEERING
FACULTY OF ENGINEERING
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG
2017

KMITL-2017-EN-M-020-154

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



COPYRIGHT 2017

FACULTY OF ENGINEERING

KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ใบรับรองวิทยานิพนธ์

หัวข้อวิทยานิพนธ์ การศึกษาผลกระทบของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมากที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้าในระบบสายส่ง 115 kV

Thesis Title The Impact Study of Very Small Solar Farms Group to Power Quality Issue on 115 kV Transmission Line

นักศึกษา นายदनัยศักดิ์ แต่งสาขา

รหัสประจำตัว 55610731

ปริญญา วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ผศ.ดร.ชาย ชมภูอินไหว

หมายเลขวิทยานิพนธ์ KMITL-2017-EN-M-020-154

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์		ลายมือชื่อ
รศ.ดร.กীরติ	ชยะกุลศิริ	
รศ.ดร.สมชาติ	จิรวินาการ	
ผศ.ดร.เชาว์	ชมภูอินไหว	
ผศ.ดร.นิรุช	จิรสวรรณกุล	
ผศ.ดร.ชาย	ชมภูอินไหว	

วัน / เดือน / ปี ที่สอบ วันพุธที่ 19 กรกฎาคม พ.ศ. 2560 เวลา 13.00-15.00 น.
สถานที่สอบ ณ อาคาร A ชั้น 5 ห้องประชุม 1

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

คณะวิศวกรรมศาสตร์ รับรองแล้ว



(รองศาสตราจารย์ ดร. คมสัน มาลีสี)

คณบดี คณะวิศวกรรมศาสตร์

วันที่ 19 กรกฎาคม พ.ศ. 2560

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การศึกษาผลกระทบของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมากที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้าในระบบสายส่ง 115 kV
นักศึกษา	นายदनัยศักดิ์ แต่งสาขา
รหัสประจำตัว	55610731
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
พ.ศ.	2560
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์	ผศ.ดร.ชาย ชมภูอินไหว

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นการศึกษาผลกระทบของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้าและวิเคราะห์พลังงานจากกระบวนการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมาก (VSPP) จำนวน 6 แห่ง แต่ละแห่งมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 9.6 MW รวมกำลังผลิต 57.6 MW ขนานกับระบบ 115 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) โดยการติดตั้งเครื่องตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ-ขายไฟ (Point of Common Coupling, PCC) ระบบ 115 kV เพื่อประเมินระดับคุณภาพไฟฟ้าและพลังงาน ซึ่งผลจากการศึกษาในส่วนของ การตรวจวัดพบว่าระดับคุณภาพไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด และการจำลองระบบเพื่อศึกษาปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อระดับคุณภาพไฟฟ้า ในลักษณะความไม่สม่ำเสมอของพลังงานแสงอาทิตย์ พบว่า รูปแบบการจ่ายไฟ และการควบคุมของอินเวอร์เตอร์ที่เหมาะสมกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ คือ การจ่ายไฟแบบเรเดียลแบบใหม่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าสองฟีน้อง ที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีการควบคุมของอินเวอร์เตอร์โหมด Power Factor Control แบบ 0.98 Lagging และ Voltage Control 1.05 pu จะทำให้แรงดันทุกบัสมีแรงดันดีขึ้น, ค่าหน่วยความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้ามีค่าต่ำกว่าก่อนการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และจะทำให้แรงดันไฟฟ้ามีความมั่นคงต่อการเปลี่ยนแปลงความเข้มของแสงอาทิตย์ได้มากกว่าในการควบคุมแบบอื่น แต่สำหรับระบบศึกษาอื่น ๆ จำเป็นต้องพิจารณาปัจจัยและองค์ประกอบหลายอย่าง เช่น การเลือกรูปแบบการควบคุมที่เหมาะสม จะทำให้แรงดันไฟฟ้ามีเสถียรภาพ และลดการสูญเสียกำลังไฟฟ้า

Thesis	The Impact study of Very Small Solar Farms Group to Power Quality issue on 115 kV transmission line
Student	Mr.Danaisak Tangsakha
Student ID.	55610731
Degree	Master of Engineering
Program	Electrical Engineering
Year	2017
Thesis Advisor	Asst. Prof. Dr. Chai Choompoo-inwai

ABSTRACT

This thesis studies the impact of Very Small Solar Farms Group to power quality and the analysis of power output from the very small power producer (VSPP) solar farms. All six solar farms have 9.6 MW power, totally 57.6 MW, were interconnected to the 115 kV PEA's transmission system. The power quality data is measured from point of common coupling (PCC) at 115 kV. The results of measurement data represent that all power quality parameter were qualified on the Provincial Electricity Authority (PEA) standard. Various simulation scenarios were created to study the factors that affect the power quality of electric power plants. In the intermittent nature of solar energy that the solar power plant connected to the system. The results revealed that the power supply and control modes of the inverters suitable for the PEA and the solar power plant is a new radial distribution system that connected to Song Phi Nong substation. The solar power plant has inverter control, Power Factor Control mode 0.98 Lagging and Voltage Control 1.05 pu. All the voltage bus are improved, the power losses are lower than pre-installation of solar power plants and make the stable voltage to change in solar intensity more than in other controls. But for other study systems, it is necessary to consider several factors and elements, such as appropriate control patterns selection and then make stable voltage. Also reduces power losses

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้ เนื่องจากความกรุณาจาก ผศ.ดร.ชาย ชมภูอินไหว ที่กรุณาเป็นที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ให้คำปรึกษาและแนวทางการวิจัย ตรวจสอบแก้ไขความเรียบร้อย รวมถึงการเสียสละเวลาอันมีค่าของท่านอาจารย์ ข้าพเจ้ารู้สึกซาบซึ้งในความกรุณาจากท่านอาจารย์ จึงขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูง ณ ที่นี้

ขอขอบพระคุณคณาจารย์ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ทุกๆ ท่าน ที่ได้มอบความรู้ทางวิชาการให้กับข้าพเจ้าเข้าศึกษาในระดับปริญญาโท

ขอขอบคุณ ดร.จักรเพชร มัทราช, คุณพงษ์พัฒน์ วราโภค, แผนกวิจัยคุณภาพไฟฟ้า อุตสาหกรรม กองวิจัย, แผนกวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และพี่ๆน้องๆ ห้องปฏิบัติการ ESIRC ที่ช่วยเหลือให้คำแนะนำและการแก้ไขปัญหาด้วยดีตลอดมา

ขอขอบคุณ ท่านผู้บริหารของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 3 ภาคกลาง จ.นครปฐม ทุกๆ ท่าน ที่เปิดโอกาสให้ข้าพเจ้าได้ศึกษาค้นคว้าในระดับปริญญาโท

สุดท้ายนี้ข้าพเจ้าขอกราบขอบพระคุณ คุณพ่อพิชัย และคุณแม่ניתยา แต่งสาขา รวมถึงครอบครัวของข้าพเจ้าที่เป็นกำลังใจ และให้การสนับสนุนในทุกเรื่อง ทำให้ข้าพเจ้าสามารถทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ข้าพเจ้าขอมอบให้กับผู้มีพระคุณกับข้าพเจ้าทุกๆ ท่าน

दनयत्कत्तं แต่งสาขา

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	II
กิตติกรรมประกาศ	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญตาราง.....	VII
สารบัญรูป.....	IX
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา.....	1
1.3 ทฤษฎีที่ใช้ในการวิจัย.....	2
1.4 ขอบเขตการวิจัย.....	2
1.5 ขั้นตอนของการศึกษา.....	2
บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง.....	3
2.1 ทฤษฎีพลังงานแสงอาทิตย์และเซลล์แสงอาทิตย์	3
2.1.1 ทฤษฎีพลังงานแสงอาทิตย์.....	3
2.1.2 เซลล์แสงอาทิตย์(Solar Cell).....	3
2.1.3 เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า.....	5
2.1.3.1 ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งอิสระเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Stand Alone System)	5
2.1.3.2 ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย (PV Grid Connected System)	5
2.1.3.3 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV-WT-DG-Inverter Hybrid System)	5
2.1.4 เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตความร้อน	7
2.1.4.1 การผลิตน้ำร้อนชนิดไหลเวียนตามธรรมชาติ	7
2.1.4.2 การผลิตน้ำร้อนชนิดใช้ปั้มน้ำหมุนเวียน.....	7
2.1.4.3 การผลิตน้ำร้อนชนิดผสมผสาน.....	7
2.2 ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย	7
2.3 คุณภาพไฟฟ้า	8
2.3.1 แร่ดินเกินชั่วคราว.....	10

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ภายใต้ชื่อมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ไม่อนุญาติให้ผู้ใช้ประโยชน์จากเอกสารนี้
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2.3.2 การเปลี่ยนแปลงของแรงดันช่วงสั้น.....	10
2.3.3 การเปลี่ยนแปลงของแรงดันช่วงระยะยาวนาน.....	12
2.3.4 แรงดันไม่ได้ดูล.....	13
2.3.5 ความผิดเพี้ยนรูปคลื่น.....	14
2.3.6 แรงดันกระเพื่อม.....	15
2.3.7 การแปรเปลี่ยนความถี่กำลังไฟฟ้า.....	16
บทที่ 3 การศึกษาผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าด้วยการตรวจวัด.....	17
3.1 ขั้นตอนการศึกษา.....	17
3.1.1 ติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าครั้งที่ 1.....	18
3.1.2 ติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าครั้งที่ 2.....	18
3.2 ผลการศึกษา.....	20
3.2.1 การประเมินคุณภาพไฟฟ้าตามเกณฑ์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	21
3.2.1.1 ผลการตรวจวัดระบบ 115 kV ของที่จุด PCC ครั้งที่ 1.....	21
3.2.1.2 ผลการตรวจวัดระบบ 115 kV ของที่จุด PCC ครั้งที่ 2.....	30
3.2.2 การประเมินระดับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้.....	41
3.2.2.1 ผลการประเมินพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ครั้งที่ 1.....	41
3.2.2.1 ผลการประเมินพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ครั้งที่ 2.....	43
บทที่ 4 การศึกษาผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าด้วยการจำลองระบบ.....	47
4.1 ระบบที่ใช้ศึกษา.....	47
4.1.1 ระบบสายส่ง 115 kV.....	48
4.1.2 กรณีศึกษาและข้อสมมุติฐาน.....	50
4.1.2.1 สมมุติฐานในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	50
4.1.2.2 ประเด็นเงื่อนไขพิจารณาในการศึกษาผลกระทบทางเทคนิค.....	53
4.2 ผลการจำลองติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์.....	53
4.2.1 วิเคราะห์ผลกระทบทางด้านแรงดันไฟฟ้าในระบบ.....	53
4.2.2 การไหลของกำลังไฟฟ้า.....	56
4.2.3 ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า.....	56

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
4.2.4 แรงดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์	57
4.2.5 วิเคราะห์ผลกระทบของกำลังไฟฟ้าสูญเสีย	58
บทที่ 5 การวิเคราะห์ผลกระทบและข้อเสนอแนะ	95
5.1 ผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าหลังติดตั้งกลุ่มโรงไฟฟ้าจากผลการตรวจวัด	95
5.1.1 แรงดันไฟฟ้า	95
5.1.2 แรงดันฮาร์มอนิก	95
5.1.3 แรงดันกระเพื่อม	95
5.1.4 พลังงานไฟฟ้า	95
5.2 ข้อเสนอแนะรูปแบบการควบคุมโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เหมาะสม	95
5.2.1 รูปแบบการควบคุมที่เหมาะสมในส่วนของโรงไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	96
5.2.2 รูปแบบการควบคุมที่เหมาะสมในส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	96
5.3 ความพิเศษของงานวิจัย และข้อเสนอแนะเพิ่มเติม	96
เอกสารอ้างอิง	98
ภาคผนวก	99
ภาคผนวก ก	100
ภาคผนวก ข	115
ภาคผนวก ค	121
ประวัติผู้เขียน	125

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
3.1 สรุปผลการประเมินระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ ผู้ผลิตไฟฟ้า โครงการที่ 2.....	21
3.2 ผลการประเมินค่ากระแสฮาร์มอนิกสูงสุดลำดับที่ 2 -19 โครงการที่ 2	22
3.3 สรุปผลการประเมินระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ ผู้ผลิตไฟฟ้า โครงการที่ 3	24
3.4 ผลการประเมินค่ากระแสฮาร์มอนิกสูงสุดลำดับที่ 2 -19 โครงการที่ 3	25
3.5 สรุปผลการประเมินระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ ผู้ผลิตไฟฟ้า โครงการที่ 6	27
3.6 ผลการประเมินค่ากระแสฮาร์มอนิกสูงสุดลำดับที่ 2 -19 โครงการที่ 6	28
3.7 สรุปผลการประเมินระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ ผู้ผลิตไฟฟ้า โครงการที่ 1	31
3.8 ผลการประเมินค่ากระแสฮาร์มอนิกสูงสุดลำดับที่ 2 -19 โครงการที่ 1	31
3.9 สรุปผลการประเมินระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ ผู้ผลิตไฟฟ้า โครงการที่ 4	34
3.10 ผลการประเมินค่ากระแสฮาร์มอนิกสูงสุดลำดับที่ 2 -19 โครงการที่ 4	35
3.11 สรุปผลการประเมินระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ ผู้ผลิตไฟฟ้า โครงการที่ 5	37
3.12 ผลการประเมินค่ากระแสฮาร์มอนิกสูงสุดลำดับที่ 2 -19 โครงการที่ 5	38
3.13 ผลการประเมินพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ครั้งที่ 1	41
3.14 ผลการประเมินพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ครั้งที่ 2	43
4.1 Sequence Impedance ของสถานีไฟฟ้าไทรน้อย	48
4.2 ข้อมูลความต้องการกำลังไฟฟ้า	48
4.3 การจ่ายไฟแบบที่ 1 ก่อนติดตั้งโรงไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	60
4.4 การจ่ายไฟแบบที่ 1 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.00 pu	61
4.5 การจ่ายไฟแบบที่ 1 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.00 pu (ต่อ).....	62
4.6 การจ่ายไฟแบบที่ 1 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.02 pu	63
4.7 การจ่ายไฟแบบที่ 1 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.02 pu (ต่อ).....	64
4.8 การจ่ายไฟแบบที่ 1 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.04 pu	65
4.9 การจ่ายไฟแบบที่ 1 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.04 pu (ต่อ).....	66
4.10 การจ่ายไฟแบบที่ 2 ก่อนติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	67
4.11 การจ่ายไฟแบบที่ 2 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.00 pu	68
4.12 การจ่ายไฟแบบที่ 2 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.00 pu(ต่อ).....	69
4.13 การจ่ายไฟแบบที่ 2 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.02 pu	70
4.14 การจ่ายไฟแบบที่ 2 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.02 pu(ต่อ).....	71
4.15 การจ่ายไฟแบบที่ 2 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.04 pu	72
4.16 การจ่ายไฟแบบที่ 2 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.04 pu (ต่อ).....	73
4.17 การจ่ายไฟแบบที่ 3 ก่อนติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	74
4.18 การจ่ายไฟแบบที่ 3 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.00 pu	75
4.19 การจ่ายไฟแบบที่ 3 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.00 pu (ต่อ).....	76
4.20 การจ่ายไฟแบบที่ 3 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.02 pu	77
4.21 การจ่ายไฟแบบที่ 3 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.02 pu (ต่อ).....	78
4.22 การจ่ายไฟแบบที่ 3 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.04 pu	79

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อผู้จัดทำเห็นชอบที่จะปรับใช้หรือมีการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
4.23 การจ่ายไฟแบบที่ 3 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.04 pu (ต่อ).....	80
4.24 การไหลของกำลังไฟฟ้า ช่วงโหลดสูงสุด (แบบ Power Factor Control).....	81
4.25 การไหลของกำลังไฟฟ้า ช่วงโหลดต่ำสุด (แบบ Power Factor Control).....	82
4.26 การไหลของกำลังไฟฟ้า ช่วงโหลดสูงสุด (แบบ Voltage Control).....	83
4.27 การไหลของกำลังไฟฟ้า ช่วงโหลดต่ำสุด (แบบ Voltage Control).....	84
4.28 การไหลของกำลังไฟฟ้า ช่วงโหลดสูงสุด (แบบ DV Control และ Capacitor Bank).....	85
4.29 การไหลของกำลังไฟฟ้า ช่วงโหลดต่ำสุด (แบบ DV Control และ Capacitor Bank).....	86
4.30 แรงดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ ช่วงโหลดสูงสุด (ควบคุมแบบ Power Factor Control).....	87
4.31 แรงดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ ช่วงโหลดต่ำสุด (ควบคุมแบบ Power Factor Control).....	88
4.32 แรงดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ ช่วงโหลดสูงสุด (ควบคุมแบบ Voltage Control).....	89
4.33 แรงดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ ช่วงโหลดต่ำสุด (ควบคุมแบบ Voltage Control).....	90
4.34 แรงดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ ช่วงโหลดสูงสุด (ควบคุมแบบ Droop Voltage Control).....	91
4.35 แรงดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ ช่วงโหลดต่ำสุด (ควบคุมแบบ Droop Voltage Control).....	92
4.36 แรงดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ (การติดตั้ง Capacitor Bank).....	93
4.37 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบสายส่ง 115 kV.....	94

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1 การผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์.....	3
2.2 กระแสและแรงดันไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ระดับต่างๆ.....	4
2.3 ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์.....	5
2.4 ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งอิสระเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ.....	5
2.5 ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย.....	6
2.6 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน.....	7
2.7 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย.....	8
2.8 มุมมองต่อปัญหาคุณภาพไฟฟ้าของการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า.....	9
2.9 ขนาดของแรงดันไฟฟ้าตามมาตรฐาน IEEE Std.1159/1995.....	9
2.10 ลักษณะของรูปคลื่นแรงดันเกินชั่วครู่.....	10
2.11 ลักษณะกราฟของแรงดันตกชั่วขณะ.....	11
2.12 Voltage Sag.....	11
2.13 Voltage Dip.....	11
2.14 Voltage Swell.....	12
2.15 Short Interruption.....	12
2.16 สาเหตุความผิดปกติในระบบไฟฟ้า.....	13
2.17 Voltage Unbalance.....	13
2.18 เบรกเกอร์อุณหภูมิสูง เนื่องจาก Voltage Unbalance.....	13
2.19 ลักษณะรูปคลื่นของฮาร์มอนิก.....	14
2.20 Voltage Fluctuation.....	15
2.21 ผลกระทบของไฟกระพริบต่อความรู้สึกในการมองเห็น.....	15
2.22 รูปคลื่นแรงดันที่มีการเปลี่ยนแปลงความถี่.....	16
3.1 จุดติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าภายในของผู้ผลิตไฟฟ้าทั้ง 6 จุด.....	17
3.2 จุดติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าภายในของผู้ผลิตไฟฟ้า.....	18
3.3 การติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า.....	19
3.4 สถานีไฟฟ้า 115/22 kV ของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	19
3.5 ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	20
3.6 ค่า RMS Voltage ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-2.....	22
3.7 ค่า Frequency ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-2.....	22
3.8 ค่า %THDv ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-2.....	23
3.9 ค่า Voltage Unbalance ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-2.....	23
3.10 ค่า Pst ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-2.....	23
3.11 ค่า Plt ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-2.....	24
3.12 ค่า RMS Voltage ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-3.....	25
3.13 ค่า Frequency ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-3.....	25
3.14 ค่า %THDv ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-3.....	26

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อใช้ในการศึกษาเท่านั้น เมื่อผู้รู้เห็นให้ไปแจ้งไปยังบริษัทผู้จัดทำเอกสารค่า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.15 ค่า Voltage Unbalance ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-3.....	26
3.16 ค่า Pst ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-3.....	26
3.17 ค่า Plt ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-3.....	27
3.18 ค่า RMS Voltage ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-6.....	28
3.19 ค่า Frequency ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-6.....	28
3.20 ค่า %THDv ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-6.....	29
3.21 ค่า Voltage Unbalance ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-6.....	29
3.22 ค่า Pst ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-6.....	29
3.23 ค่า Plt ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-6.....	30
3.24 ค่า RMS Voltage ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-1.....	32
3.25 ค่า Frequency ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-1.....	32
3.26 ค่า %THDv ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-1.....	33
3.27 ค่า Voltage Unbalance ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-1.....	33
3.28 ค่า Pst ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-1.....	33
3.29 ค่า Plt ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-1.....	34
3.30 ค่า RMS Voltage ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-4.....	35
3.31 ค่า Frequency ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-4.....	35
3.32 ค่า %THDv ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-4.....	36
3.33 ค่า Voltage Unbalance ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-4.....	36
3.34 ค่า Pst ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-4.....	36
3.35 ค่า Plt ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-4.....	37
3.36 ค่า RMS Voltage ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-5.....	38
3.37 ค่า Frequency ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-5.....	38
3.38 ค่า %THDv ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-5.....	39
3.39 ค่า Voltage Unbalance ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-5.....	39
3.40 ค่า Pst ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-5.....	39
3.41 ค่า Plt ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-5.....	40
3.42 กำลังไฟฟ้า (P) ที่ผลิตได้เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด M-2 ที่ระบบ 115 kV.....	41
3.43 กำลังไฟฟ้าปรากฏ (Q) เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด M-2 ที่ระบบ 115 kV.....	41
3.44 กำลังไฟฟ้า (P) ที่ผลิตได้เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด M-3 ที่ระบบ 115 kV.....	42
3.45 กำลังไฟฟ้าปรากฏ (Q) เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด M-3 ที่ระบบ 115 kV.....	42
3.46 กำลังไฟฟ้า (P) ที่ผลิตได้เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด M-6 ที่ระบบ 115 kV.....	42
3.47 กำลังไฟฟ้าปรากฏ (Q) เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด M-6 ที่ระบบ 115 kV.....	43
3.48 กำลังไฟฟ้า (P) ที่ผลิตได้เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด M-1 ที่ระบบ 115 kV.....	44
3.49 กำลังไฟฟ้าปรากฏ (Q) เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด M-1 ที่ระบบ 115 kV.....	44
3.50 กำลังไฟฟ้า (P) ที่ผลิตได้เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด M-4 ที่ระบบ 115 kV.....	44

เอกสารนี้เป็นเอกสารสงวนลิขสิทธิ์ของกรมส่งเสริมการค้าระหว่างประเทศ กระทรวงพาณิชย์ ห้ามมิให้ผู้ใดทำซ้ำโดยไม่ได้รับอนุญาต

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.51 กำลังไฟฟ้าปรากฏ (Q) เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด M-4 ที่ระบบ 115 kV	45
3.52 กำลังไฟฟ้า (P) ที่ผลิตได้เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด M-5 ที่ระบบ 115 kV	45
3.53 กำลังไฟฟ้าปรากฏ (Q) เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด M-5 ที่ระบบ 115 kV	45
4.1 แผนผังการศึกษาวิเคราะห์	47
4.2 ลักษณะการจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละชุด	49
4.3 ลักษณะการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	49
4.4 การเชื่อมต่อระบบของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับสถานีไฟฟ้าไทรน้อย	50
4.5 การจ่ายไฟแบบที่ 1 ของการเชื่อมต่อระบบของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	51
4.6 การจ่ายไฟแบบที่ 2 ของการเชื่อมต่อระบบของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	51
4.7 การจ่ายไฟแบบที่ 3 ของการเชื่อมต่อระบบของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	52
4.8 แรงดันไฟฟ้าขณะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าเต็มพิกัดที่บัส 104	54
4.9 การลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์	57



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ประเทศไทย มีความต้องการพลังงานเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว และความต้องการคุณภาพไฟฟ้า ไฟฟ้าที่มีคุณภาพสูง เพื่อรองรับความต้องการจากภาคอุตสาหกรรมและอื่นๆ โดยการผลิตพลังงาน ไฟฟ้าส่วนใหญ่เป็นพลังงานประเภทใช้แล้วหมดสิ้นไป เช่น ถ่านหิน, น้ำมัน และก๊าซธรรมชาติ จึง จำเป็นต้องหาพลังงานทดแทนเพื่อการผลิตไฟฟ้า(Renewable Energy) เช่น พลังงานลม, พลังงาน แสงอาทิตย์, พลังงานน้ำ และพลังงานจากชีวมวล และเฉพาะอย่างยิ่งพลังงานแสงอาทิตย์เนื่องจาก เป็นพลังงานที่มีอยู่ทุกหนแห่ง โดยประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง ทำให้มีการ ขยายตัวของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อย่างมาก แต่ก็มีควมไม่แน่นอนของกำลังผลิต เนื่องจาก แสงแดด รวมถึงการใช้งานอินเวอร์เตอร์ที่แปลงแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงเป็นแรงดันกระแสสลับ ซึ่งจะ ส่งผลกับคุณภาพไฟฟ้า รวมถึงการบริหารจัดการกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีปริมาณมากที่จะ เชื่อมระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ดังนั้นจึงมีความจำเป็นที่ต้องทำการศึกษาผลกระทบที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้าเมื่อทำการติดตั้ง โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้าในระบบไฟฟ้า รวมถึงพิจารณาความสัมพันธ์ของระดับคุณภาพไฟฟ้า และพลังงานที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ผลการศึกษาที่ได้จะเป็นเครื่องมือสำคัญ สำหรับใช้ในการเสนอข้อแนะนำในการปฏิบัติเพื่อการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับ ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต่อไป

1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีวัตถุประสงค์หลักคือ

1.2.1 เพื่อศึกษาผลกระทบที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้าเมื่อทำการติดตั้งกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์ขนาดนับระบบ 115 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.2.2 เพื่อศึกษาความสัมพันธ์ของคุณภาพไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง ได้แก่ แรงดันไฟฟ้า, ความถี่, แรงดันไม่สมดุล, แรงดันกระเพื่อม และฮาร์มอนิก เมื่อมีการเพิ่มกำลังการผลิตของกลุ่มโรงไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์

1.2.3 เพื่อศึกษาความสัมพันธ์ของคุณภาพไฟฟ้า เพื่อเปรียบเทียบกับค่ากำลังการผลิตไฟฟ้า ของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

1.2.4 เพื่อศึกษาถึงปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อระดับคุณภาพไฟฟ้าของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์ขนาดเล็กมากโดยการสร้างแบบจำลองด้วยโปรแกรม DigSILENT/PowerFactory และ โหมดการควบคุมของอินเวอร์เตอร์ที่เหมาะสมที่สุด กับระบบ 115 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.3 ทฤษฎีที่ใช้ในการวิจัย

1.3.1 ระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค “ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่าย ไฟฟ้า” พ.ศ. 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1.3.2 ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์โมนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-01/1998) ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.), การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

1.3.3 ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998) ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.), การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

1.3.4 ประสบการณ์การทำงานด้านคุณภาพไฟฟ้า

1.4 ขอบเขตของการศึกษา

ระบบที่ใช้ในการศึกษาผลกระทบที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้า เป็นระบบการผลิตไฟฟ้าภายในของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนชนิดพลังแสงอาทิตย์ ซึ่งมีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จำนวน 6 แห่ง ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 9.6 MW รวมกำลังผลิต 57.6 MW ทำการขนานเข้ากับระบบ 115 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยทำการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ตามโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ประเภทสัญญา Non-Firm กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายเท่ากับ 9.5 MW/สัญญา จำนวน 6 แห่ง รวมเป็นกำลังผลิตสูงสุด 57 MW

1.5 ขั้นตอนของการศึกษา

วิทยานิพนธ์นี้แบ่งการศึกษาออกเป็น 5 บท ดังนี้

บทที่ 1 กล่าวถึงความเป็นมาของงานวิจัย ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา ทฤษฎีแนวคิดที่ใช้ในการวิจัย ขอบเขตการวิจัย และขั้นตอนการศึกษา

บทที่ 2 กล่าวถึงทฤษฎีที่เกี่ยวข้องสำหรับงานวิจัย ได้แก่ ความรู้พื้นฐานด้านพลังงานแสงอาทิตย์ หลักเบื้องต้นการทำงานของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ และคุณภาพไฟฟ้า

บทที่ 3 กล่าวถึงการออกแบบการศึกษาและผลการศึกษาที่ได้จากข้อมูลการตรวจวัดจริง เช่น ผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า การประเมินระดับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต ความสัมพันธ์ระหว่างค่าคุณภาพไฟฟ้ากับกำลังการผลิต

บทที่ 4 กล่าวถึงการศึกษาผลกระทบคุณภาพไฟฟ้าจากการเชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับระบบสายส่ง เมื่อมีรูปแบบในการควบคุมการทำงานของที่องค์ประกอบกำลังไฟฟ้าที่แตกต่างกัน และในสภาวะการเปลี่ยนแปลงความเข้มของแสงอาทิตย์

บทที่ 5 กล่าวถึงบทสรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะ

บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

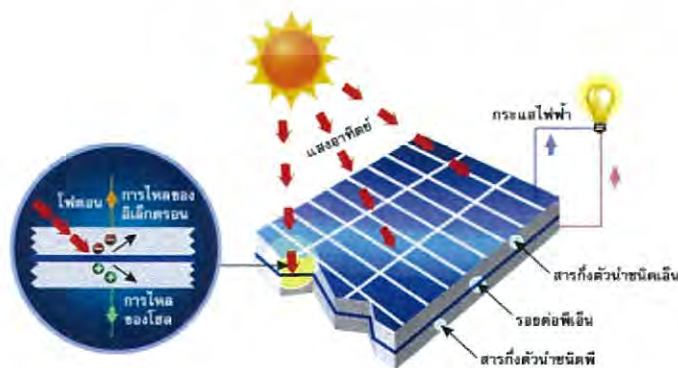
2.1 ทฤษฎีพลังงานแสงอาทิตย์และเซลล์แสงอาทิตย์

2.1.1 ทฤษฎีพลังงานแสงอาทิตย์ [1]

พลังงานแสงอาทิตย์ เป็นพลังงานจากธรรมชาติ ที่มีความสะอาดปราศจากมลพิษและมีอยู่ทั่วไป ซึ่งเวลานี้ถูกนำมาใช้อย่างแพร่หลายทั่วโลก เป็นพลังงานทดแทนที่มีศักยภาพสูง สามารถนำมาใช้อย่างไม่หมดสิ้น โดยเฉพาะการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะเข้ามาช่วยเสริมความมั่นคงให้ระบบไฟฟ้าของประเทศไทย และยังช่วยลดปัญหาโลกร้อนได้อีกทางหนึ่งด้วย ปัจจุบันการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ประโยชน์ อาจจำแนกได้ 2 ประเภทหลักๆ ได้แก่ การผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ และการผลิตไฟฟ้าด้วยความร้อนจากแสงอาทิตย์ ซึ่งการผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ที่สามารถนำมาใช้ได้อย่างมีประสิทธิภาพและเหมาะสมกับประเทศไทย คือ การใช้เซลล์อาทิตย์ (solar cell) ซึ่งเป็นอุปกรณ์สำหรับเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้าโดยการ นำสารกึ่งตัวนำ เช่น ซิลิคอน ผ่านกระบวนการทางวิทยาศาสตร์ เพื่อผลิตให้เป็นแผ่นบางบริสุทธิ์ ซึ่งดูดกลืนพลังงานแสงอาทิตย์แล้วเปลี่ยนเป็นพาหะนำไฟฟ้า พลังงานจากแสงอาทิตย์จะทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของกระแสไฟฟ้า(อิเล็กตรอน) ขึ้นในสารกึ่งตัวนำ สามารถต่อกระแสไฟฟ้าง่ายๆไปใช้งานได้

2.1.2 เซลล์แสงอาทิตย์(Solar Cell) [1]

Solar Cell หรือ PV Cell ซึ่ง PV ย่อมาจาก Photovoltaic เป็นสิ่งประดิษฐ์ทางอิเล็กทรอนิกส์ ที่สร้างขึ้นเพื่อเป็นอุปกรณ์สำหรับเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยการใช้สารกึ่งตัวนำ เช่น ซิลิคอน ซึ่งมีราคาถูกที่สุดและมีมากที่สุดบนพื้นโลกมาผ่านกระบวนการทางวิทยาศาสตร์เพื่อผลิตให้เป็นแผ่นบางบริสุทธิ์ และทันทีที่แสงตกกระทบบนแผ่นเซลล์ รังสีของแสงที่มีอนุภาคของพลังงานประกอบที่เรียกว่า โฟตอน (Photon) จะถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอน (Electron) ในสารกึ่งตัวนำจนมีพลังงานมากพอที่จะกระโดดออกมาจากแรงดึงดูดของอะตอม (atom) และเคลื่อนที่ได้อย่างอิสระ ดังนั้นเมื่ออิเล็กตรอนเคลื่อนที่ครบวงจรจะทำให้เกิดไฟฟ้ากระแสตรงขึ้น เมื่อพิจารณาลักษณะการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์พบว่า เซลล์แสงอาทิตย์จะมีประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าสูงที่สุดในช่วงเวลากลางวัน ซึ่งสอดคล้องและเหมาะสมในการนำเซลล์แสงอาทิตย์มาใช้ผลิตไฟฟ้า เพื่อแก้ไขปัญหาการขาดแคลนพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับใช้เฉพาะในโครงการวิจัยเท่านั้น ไม่ให้นำไปใช้ประโยชน์อื่นใด
รูปที่ 2.1 การผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เซลล์แสงอาทิตย์ประกอบด้วยซิลิกอนบางๆ 2 ชั้น ประกอบกันชั้นหนึ่งจะมีฟอสฟอรัสจำนวนหนึ่งเจือปนเรียกว่า n-type (ขั้วลบ) และอีกชั้นหนึ่งจะมีโบรอนเจือปนเรียกว่า p-type (ขั้วบวก) เมื่อมีแสงมาตกกระทบบนเซลล์แสงอาทิตย์จะทำให้ไอเลคตรอนในชั้น n มีมากกว่าในชั้น p และมีความต่างศักย์ทางไฟฟ้าเกิดขึ้นที่รอยต่อพี-เอ็น (p-n junction) ถ้ามีการต่อวงจรภายนอกจะทำให้ไอเลคตรอนไหลจากด้าน n-type ผ่านอุปกรณ์ไปยังด้าน p-type ลักษณะแรงดันและกระแสของเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละแผงที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ระดับต่างๆ จะเห็นได้ว่าระดับความเข้มรังสีแสงอาทิตย์มีผลต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ ถ้ามีความเข้มรังสีดวงอาทิตย์สูง กำลังไฟฟ้าก็จะมีค่าสูงด้วยนอกจากนี้อุณหภูมิก็จะมีผลต่อสมรรถนะโดยเฉพาะเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกเดี่ยว (Mono Crystalline) ซึ่งสมรรถนะจะลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น



รูปที่ 2.2 กระแสและแรงดันไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ระดับต่างๆ

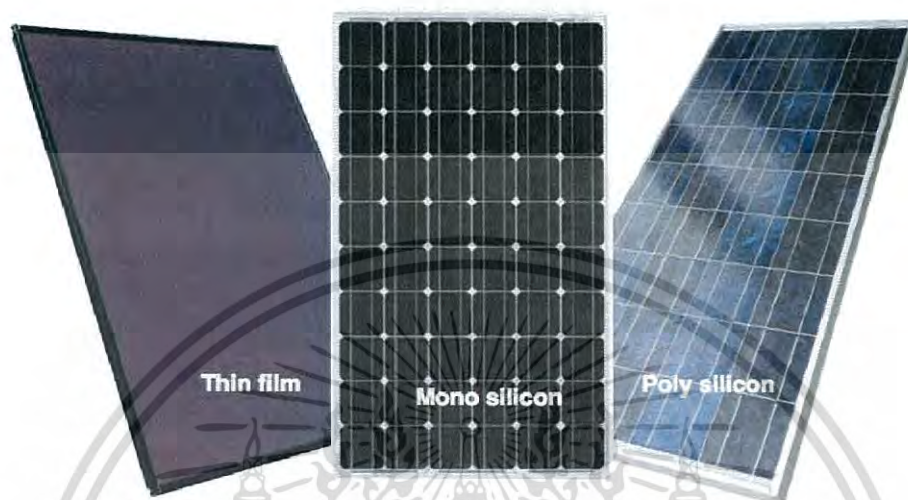
ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์แบ่งตามวัสดุที่ใช้เป็น 3 ชนิดหลักๆ คือ

1. เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากซิลิกอนชนิดแบบผลึกเดี่ยว (Single Crystalline Silicon Solar cell) หรือ (Monocrystalline Silicon Solar cell) เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดแรกๆ ที่ได้รับการผลิต และจำหน่ายในเชิงพาณิชย์ มีลักษณะเป็นแผ่นซิลิกอนหนาประมาณ 300 ไมครอน เรียกว่า เวเฟอร์ และชนิดแบบผลึกรวม (Poly Crystalline) เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่ได้รับการพัฒนาขึ้น เพื่อลดต้นทุนของโซลาร์เซลล์แบบผลึกเดี่ยว โดยยังคงคุณสมบัติและประสิทธิภาพการใช้งาน ใกล้เคียงกับแบบผลึกเดี่ยวมากที่สุด ลักษณะเป็นแผ่นซิลิกอนแข็งและบางมาก ซึ่งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ส่วนใหญ่ในประเทศไทยจะนิยมใช้เซลล์แสงอาทิตย์ประเภทนี้

2. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดแบบที่ไม่เป็นรูปผลึก ได้แก่ ชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิกอน (Amorphous Silicon Solar cell หรือ Thin Film) เป็นเทคโนโลยีใหม่ที่ได้รับการคิดค้นและพัฒนาขึ้น เพื่อประหยัดต้นทุนและเวลาในการผลิต เนื่องจากเป็นฟิล์มบางเพียง 0.5 ไมครอน (0.0005) น้่านักเบาและมีความยืดหยุ่นกว่าแบบผลึก เหมาะกับการใช้ในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำอื่นๆ เช่น แกลเลียม อาร์เซไนด์, แคดเมียม เทลลูไรด์ และคอปเปอร์ อินเดียม ไตเซลไนด์ เป็นต้น มีทั้งชนิดแบบผลึกเดี่ยว (Single Crystalline) และพหุคริสตัล (Poly Crystalline) เซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากแกลเลียม อาร์เซไนด์ จะให้ประสิทธิภาพสูงถึง 20-25%



รูปที่ 2.3 ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์

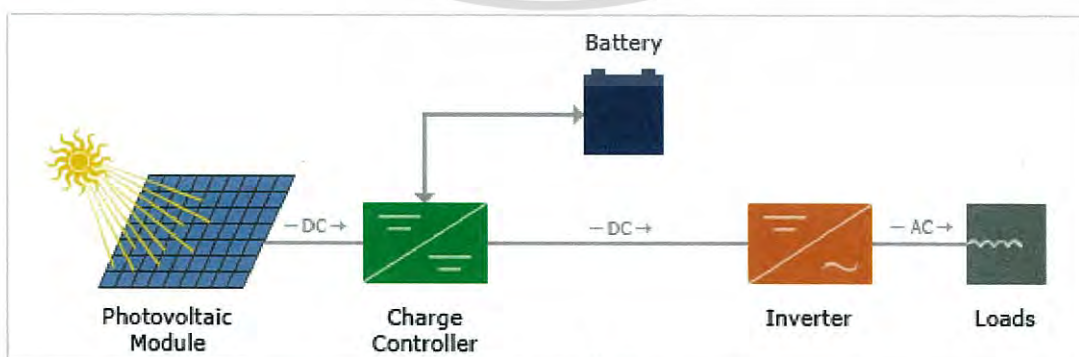
[ที่มา <http://www.solargen.co.th>]

2.1.3 เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า

แบ่งออกเป็น 3 ระบบ[2] คือ

2.1.2.1 ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งอิสระเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Stand Alone System)

ออกแบบให้สามารถนำไปใช้งานแบบติดตั้งอิสระ เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ได้รับการออกแบบสำหรับใช้งานในพื้นที่ชนบทที่ไม่มีระบบสายส่งไฟฟ้า โดยมีอุปกรณ์ระบบที่สำคัญประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อุปกรณ์ควบคุมการประจุกระแสไฟฟ้า (Charge Controller) ทำหน้าที่ประจุกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์เก็บไว้ในแบตเตอรี่ เพื่อนำไปใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้ากระแสตรง หรือใช้อุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับแบบอิสระ



รูปที่ 2.4 ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งอิสระเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ

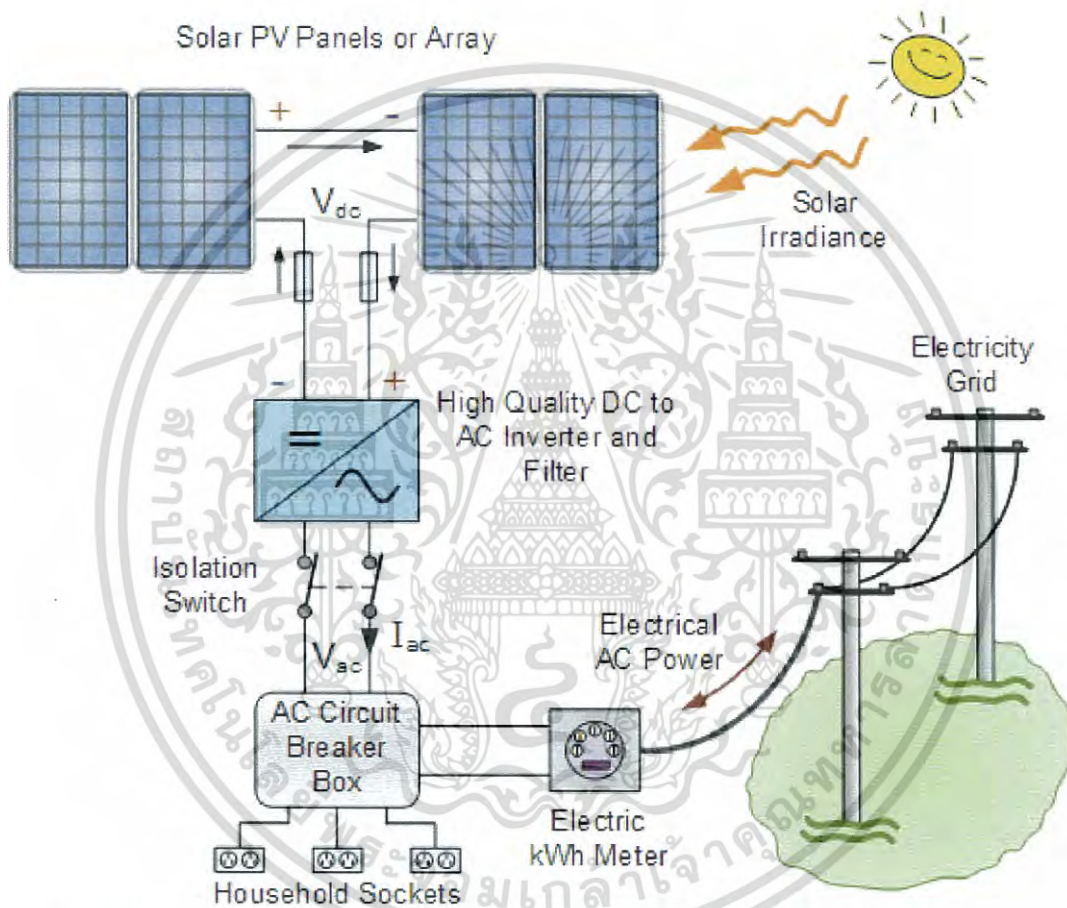
[<http://www.synergyenviron.com>]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.1.2.2 ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบ

จำหน่าย (PV Grid Connected System)

ออกแบบเป็นระบบผลิตไฟฟ้าสำหรับผลิตไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์แปลงกระแสไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับเข้าสู่ระบบสายส่งไฟฟ้าโดยตรง (Grid Connected Inverter) ใช้ผลิตไฟฟ้าในเขตเมือง หรือพื้นที่ที่มีระบบจำหน่ายไฟฟ้าเข้าถึง อุปกรณ์ระบบที่สำคัญประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับชนิดต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งสามารถทำการขายคืนกระแสไฟฟ้าที่เกินความต้องการให้กับกริดไฟฟ้า โดยต้องทำสัญญาการขายไฟฟ้าให้กับกริดไฟฟ้าได้



รูปที่ 2.5 ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย

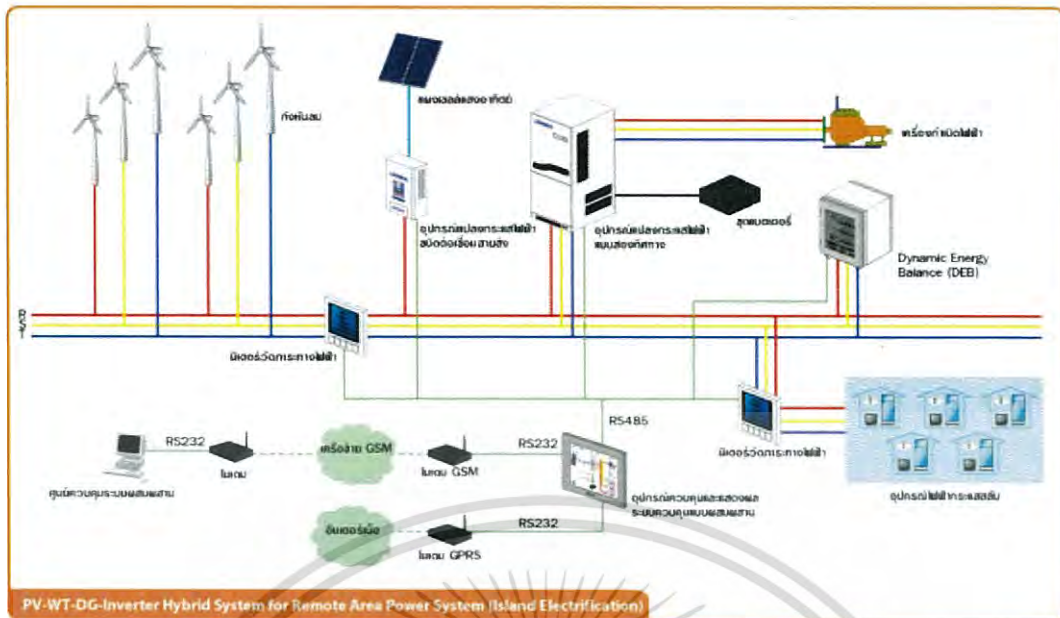
[<http://www.alternative-energy-tutorials.com>]

2.1.2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV-WT-DG-

Inverter Hybrid System)

ระบบผลิตไฟฟ้าที่ถูกออกแบบสำหรับทำงานร่วมกับอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าอื่นๆ เช่น ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลม และเครื่องยนต์ดีเซล ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลม และไฟฟ้าพลังน้ำ เป็นต้น โดยรูปแบบระบบจะขึ้นอยู่กับกริดการออกแบบตามวัตถุประสงค์โครงการเป็นกรณีเฉพาะ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.6 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน

[<http://www.leonics.co.th>]

2.1.4 เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตความร้อน

ได้แก่ การผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์และการอบแห้งด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ การผลิตน้ำร้อนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์แบ่งออกเป็น 3 ชนิด[1]

2.1.4.1 การผลิตน้ำร้อนชนิดไหลเวียนตามธรรมชาติ เป็นการผลิตน้ำร้อนชนิดที่มีถังเก็บอยู่สูงกว่าแผงรับแสงอาทิตย์ ใช้หลักการหมุนเวียนตามธรรมชาติ

2.1.4.2 การผลิตน้ำร้อนชนิดใช้ปั๊มน้ำหมุนเวียน เหมาะสำหรับการใช้ผลิตน้ำร้อนจำนวนมาก และมีการใช้อย่างต่อเนื่อง

2.1.4.3 การผลิตน้ำร้อนชนิดผสมผสาน เป็นการนำเทคโนโลยีการผลิตน้ำร้อนจากแสงอาทิตย์มาผสมผสานกับความร้อนเหลือทิ้งจากการระบายความร้อนของเครื่องทำความเย็นเครื่องปรับอากาศ โดยผ่านอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน

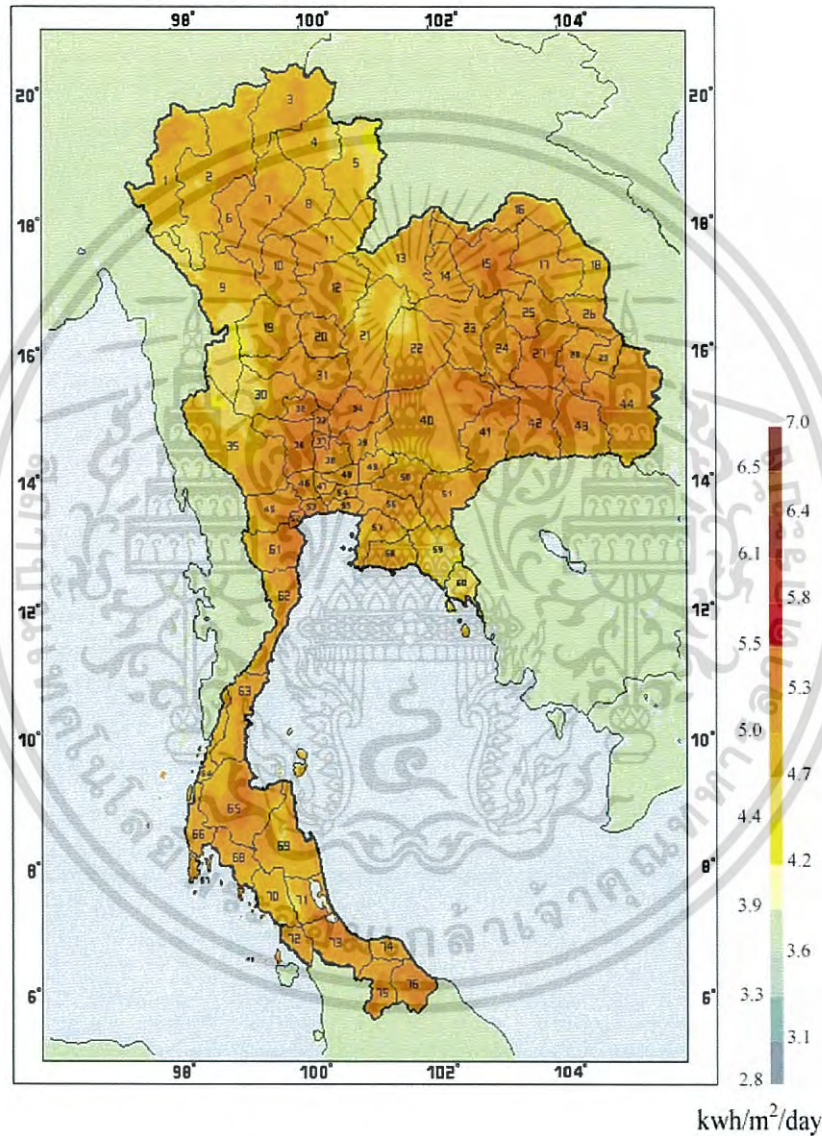
2.2 ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย

ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์[1] ของพื้นที่แห่งหนึ่งจะสูงหรือต่ำ ขึ้นอยู่กับปริมาณรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นที่นั้น โดยบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์มากจะมีศักยภาพในการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้งานสูง

จากแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2542) โดยกรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน และคณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยศิลปากร พบว่าการกระจายของความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ตามบริเวณต่างๆ ในแต่ละเดือนของประเทศ ได้รับอิทธิพลสำคัญจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ พื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดระหว่างเดือนเมษายน และพฤษภาคม โดยมีค่าอยู่ในช่วง 20 ถึง 24 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน เมื่อพิจารณาแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปี พบว่าบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยครอบคลุมบางส่วนของ จังหวัดนครราชสีมา เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ทางการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บุรีรัมย์ สุรินทร์ ศรีสะเกษ ร้อยเอ็ด ยโสธร อุบลราชธานี และอุดรธานี และบางส่วนของภาคกลางที่ จังหวัดสุพรรณบุรี ชัยนาท อโยธยา และลพบุรี โดยได้รับรังสีดวงอาทิตย์ เฉลี่ยทั้งปี 19 ถึง 20 เมกะ จูล/ตารางเมตร-วัน พื้นที่ดังกล่าวคิดเป็น 14.3% ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ นอกจากนี้ยังพบว่า 50.2% ของพื้นที่ทั้งหมดได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปี ในช่วง 18-19 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน

จากการคำนวณรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศพบว่า มีค่า เท่ากับ 18.2 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน จากผลที่ได้นี้แสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมีศักยภาพพลังงาน แสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง



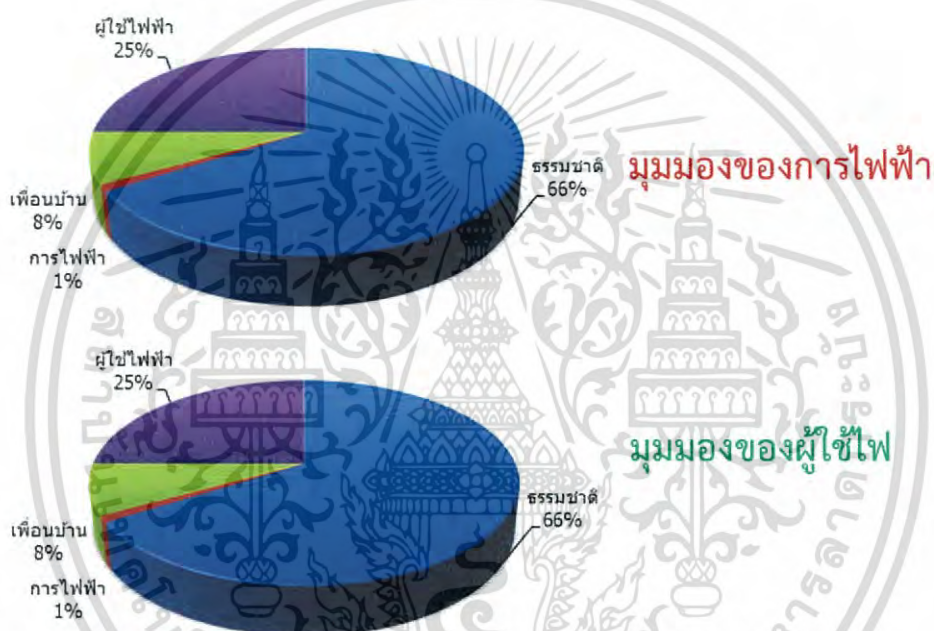
รูปที่ 2.7 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย

[<http://www4.dede.go.th>]

2.3 คุณภาพไฟฟ้า

คุณภาพไฟฟ้า (Power Quality) หมายถึง ปัญหาใดๆ ในระบบไฟฟ้าก็ตามที่เกิดขึ้นแล้วมีผล ทำให้รูปคลื่นแรงดันไฟฟ้า, กระแสไฟฟ้า หรือความถี่ไฟฟ้า มีการเปลี่ยนแปลงไปจากสภาวะปกติจน เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สามารถส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า ซึ่งแนวทางการแก้ไขปัญหาคุณภาพกำลังไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพสูงที่สุดนั้น มีความจำเป็นต้องได้รับความร่วมมือกันทั้ง 2 ฝ่าย ได้แก่ ส่วนของการไฟฟ้า และส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยที่ส่วนของการไฟฟ้า จะต้องมีการปรับปรุงแก้ไขคุณภาพกำลังไฟฟ้าของแหล่งจ่ายไฟหรือระบบสายส่งและในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้มีความมั่นคงเชื่อถือได้ คือการลดจำนวนครั้งของเหตุการณ์การทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน รวมถึงมีการควบคุมระดับคุณภาพของแรงดันไฟฟ้าที่จ่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟให้อยู่ในเกณฑ์ข้อกำหนด และส่วนของผู้ใช้ไฟต้องมีการควบคุมปัญหากำลังคุณภาพไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจากการใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าจากผู้ไฟเอง เช่นการใช้งานอุปกรณ์ไฟฟ้าแบบไม่เป็นเชิงเส้น (Non Linear Load) ส่งผลให้กระแสฮาร์มอนิกไหลเข้าสู่ระบบไฟฟ้า เป็นต้น ซึ่งปัญหาของคุณภาพไฟฟ้าพบว่ามุมมองต่อปัญหาคุณภาพไฟฟ้าของการไฟฟ้า และมุมมองของผู้ใช้ไฟฟ้า มีความแตกต่างกันส่งผลให้การแก้ไขปัญหาคุณภาพไฟฟ้าร่วมกันจึงเป็นไปได้ยาก ดังรูปที่ 2.17



รูปที่ 2.8 มุมมองต่อปัญหาคุณภาพไฟฟ้าของการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า [3]

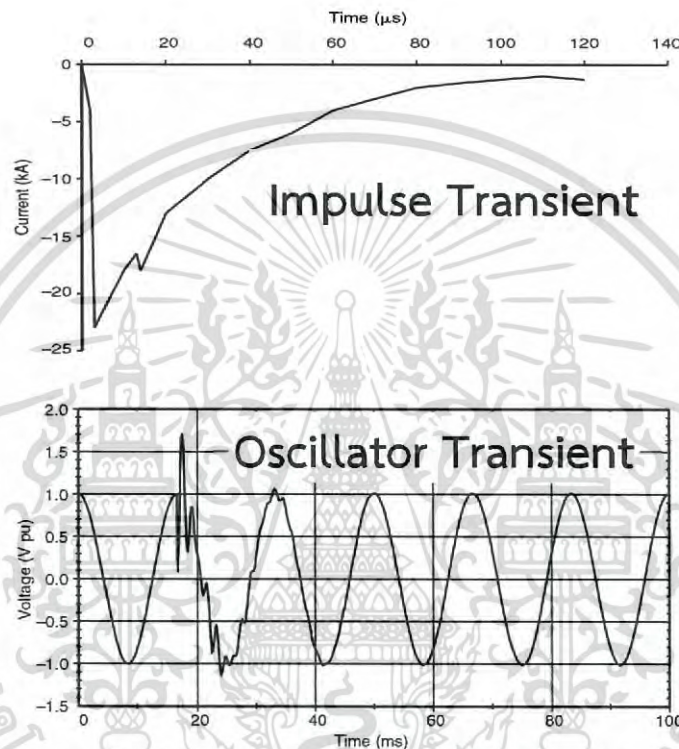
Event magnitude	Transient	Swell		Overvoltage
	Normal operation Voltage			
100%	Notch/Transient	Voltage sag		Under voltage
90%				
10%		Momentary	Temporary	Sustained interruption
		0.5 cycle	3 sec	1 min Event duration

รูปที่ 2.9 ขนาดของแรงดันไฟฟ้าตามมาตรฐาน IEEE Std.1159/1995 [4]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตามมาตรฐาน IEEE Std.1159/1995 สามารถจำแนกประเภทของปรากฏการณ์ทางคุณภาพไฟฟ้า ตามขนาดของแรงดัน, ช่วงระยะเวลาที่เกิดเหตุการณ์ และขนาดของความถี่ไฟฟ้าที่มีการเปลี่ยนแปลงไปได้ ออกเป็น 7 ประเภท ดังนี้

2.3.1 แรงดันเกินชั่วครู่ (Transient) คือปรากฏการณ์ที่แรงดันหรือกระแสจะมีค่าเปลี่ยนแปลงอย่างกะทันหันจากสภาวะอยู่ตัว ในช่วงระยะเวลาไม่เกิน 0.5 cycle ซึ่งสามารถจำแนกสภาวะชั่วครู่เป็น 2 แบบ ได้แก่ แรงดันเกินชั่วครู่แบบอิมพัลส์ (Impulse Transient) และแรงดันเกินชั่วครู่แบบแกว่ง (Oscillator Transient)

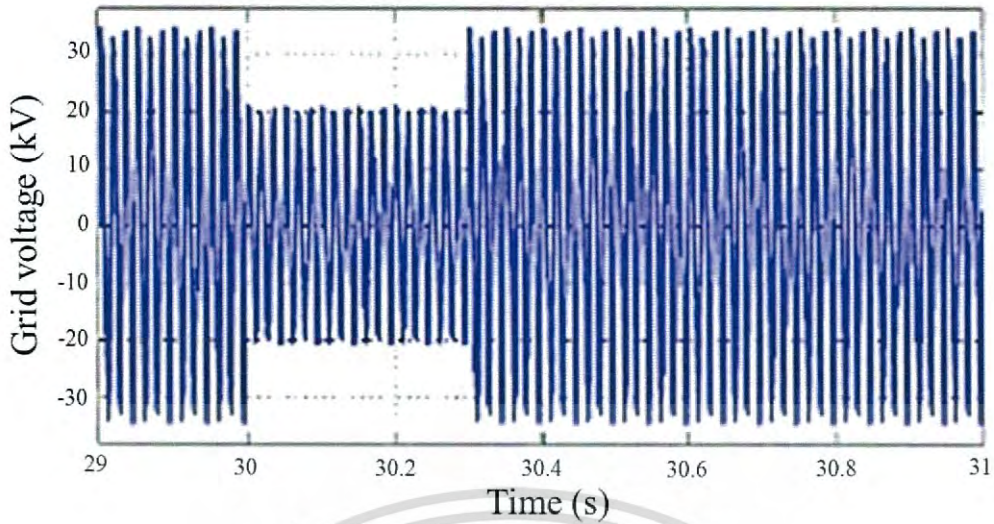


รูปที่ 2.10 ลักษณะของรูปคลื่นแรงดันเกินชั่วครู่ [5]

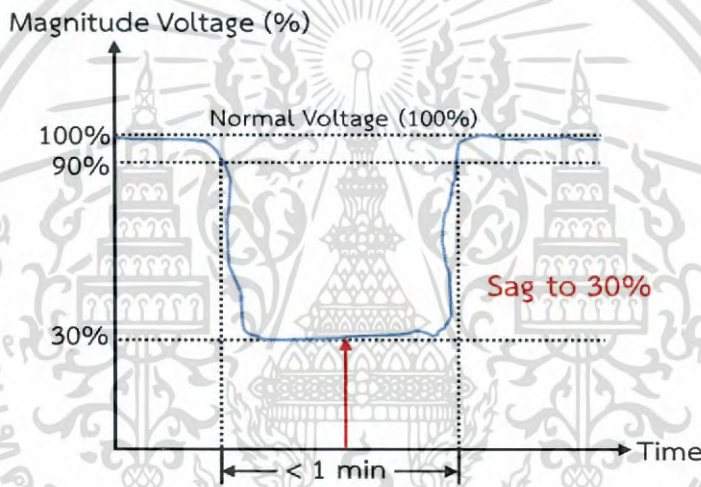
2.3.2 การเปลี่ยนแปลงของแรงดันช่วงสั้น (Short Duration Voltage Variation) คือปรากฏการณ์ที่เกิดเป็นครั้งคราว ซึ่งช่วงเวลาที่ของเหตุการณ์จะแบ่งออกเป็น 3 ช่วง คือแบบชั่วขณะ (Instantaneous) จะมีช่วงเวลาเกิดระหว่าง 10 ms ถึง 0.5 s, แบบชั่วครู่ (Momentary) จะมีช่วงเวลาเกิดระหว่าง 0.5 s ถึง 3 s และแบบชั่วครู่ (Temporary) จะมีช่วงเวลาเกิดระหว่าง 3 s ถึง 1 min โดยที่การเปลี่ยนแปลงของแรงดันช่วงระยะสั้นสามารถแยกได้ 3 ชนิด ดังนี้

1. แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Dip or Voltage Sag) คือปรากฏการณ์ที่ส่งผลให้ขนาดของแรงดันลดลงเหลือ 10% ถึง 90% ของขนาดแรงดันปกติ (Nominal Voltage) ในช่วงระยะเวลาของเหตุการณ์ไม่เกิน 1 นาที

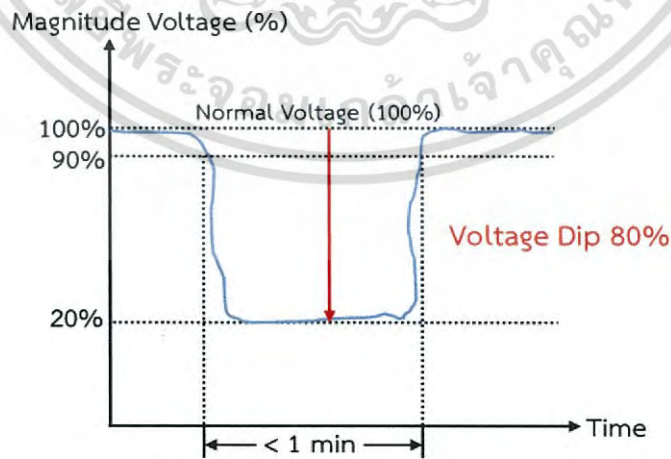
คำว่า “แรงดันตกชั่วขณะ” ตามมาตรฐาน IEEE1159 เรียกว่า “Voltage Sag” ซึ่งหมายถึงแรงดันที่คงเหลืออยู่ในระบบไฟฟ้า ขณะที่ตามมาตรฐาน EN50160 และ IEC61000 จะเรียกแรงดันตกชั่วขณะว่า “Voltage Dip” ซึ่งจะหมายถึงแรงดันที่หายไปจากสภาวะปกติ



รูปที่ 2.11 ลักษณะกราฟของแรงดันตกชั่วขณะ



รูปที่ 2.12 Voltage Sag

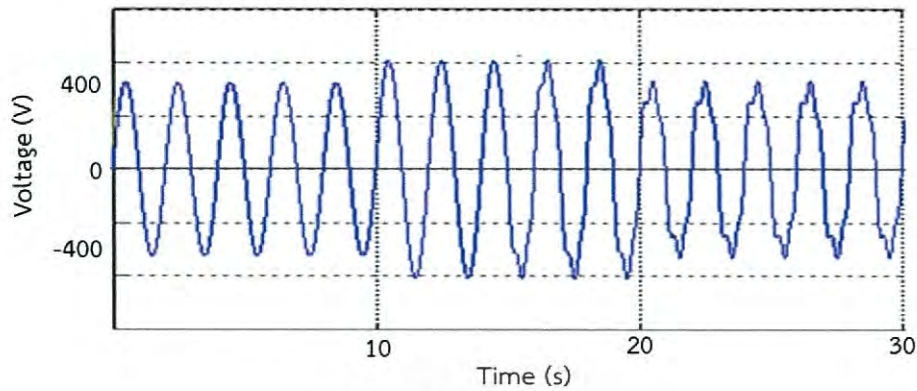


รูปที่ 2.13 Voltage Dip

2. แรงดันเกินชั่วขณะ (Voltage Swell) คือปรากฏการณ์ที่ส่งผลให้ขนาดของแรงดันเพิ่มขึ้น 110% ถึง 180% ของขนาดแรงดันปกติ ซึ่งมีระยะเวลาของเหตุการณ์ไม่เกิน 1 นาที

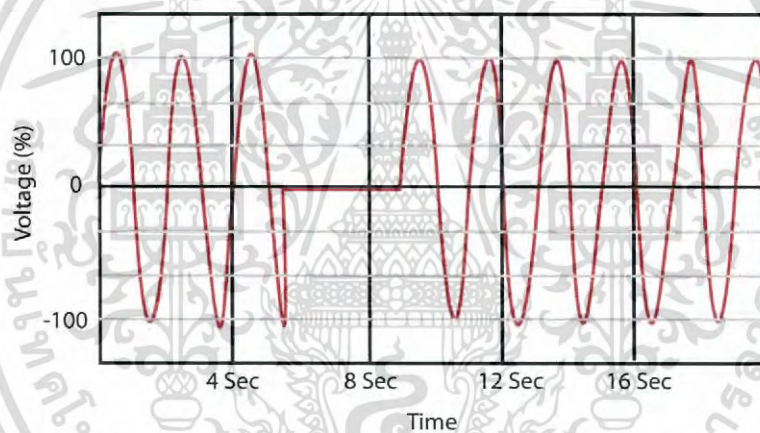
เอกสารนี้เป็นทรัพย์สินทางปัญญาของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี การนำเอกสารนี้ไปใช้โดยไม่ได้รับอนุญาตจากอธิการบดีมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรีถือว่าผิดกฎหมาย

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.14 Voltage Swell

3. เหตุการณ์ไฟฟ้าดับชั่วคราว (Short Interruption) คือปรากฏการณ์ที่ส่งผลให้ขนาดของแรงดันลดลงต่ำกว่า 10% ของขนาดแรงดันปกติ ซึ่งมีระยะเวลาของเหตุการณ์ไม่เกิน 1 นาที



รูปที่ 2.15 Short Interruption

2.3.3 การเปลี่ยนแปลงของแรงดันช่วงระยะยาวนาน (Long Duration Voltage Variation) คือปรากฏการณ์ที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า ซึ่งรูปคลื่นของแรงดันจะเกิดการเปลี่ยนแปลงในระยะเวลาเกิน 1 นาทีขึ้นไป สามารถแบ่งได้เป็น 3 ชนิด ดังนี้

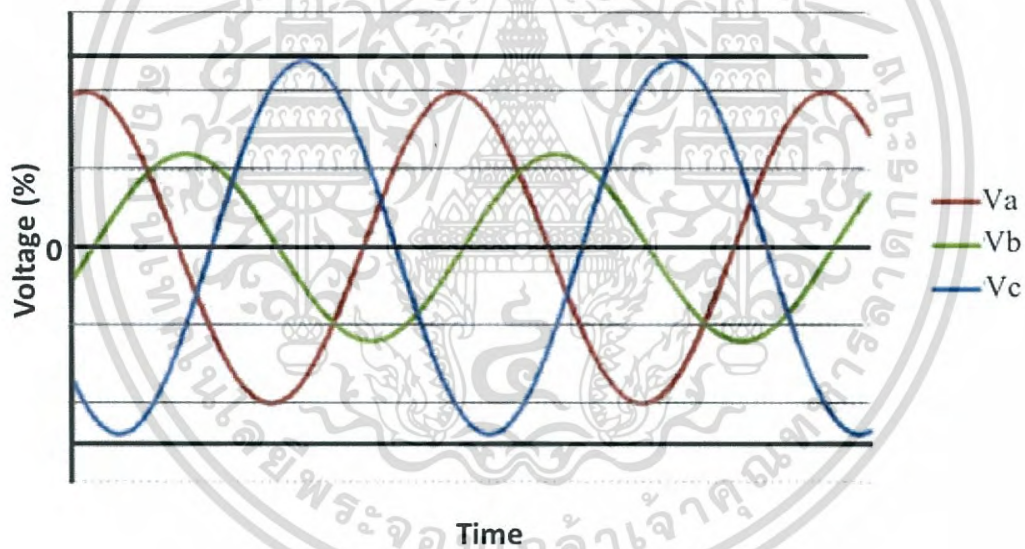
1. แรงดันตก (Under Voltage) คือปรากฏการณ์ที่ส่งผลให้ขนาดของแรงดันลดลงเหลือเพียง 80% ถึง 90% ของขนาดแรงดันปกติ
2. แรงดันเกิน (Over Voltage) คือปรากฏการณ์ที่ส่งผลให้ขนาดของแรงดันเกิน 110% ถึง 120% ของขนาดแรงดันปกติ
3. ไฟฟ้าดับ (Long Interruptions) คือปรากฏการณ์ที่ส่งผลให้ขนาดของแรงดันลดลงต่ำกว่า 10% ของขนาดแรงดันปกติ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

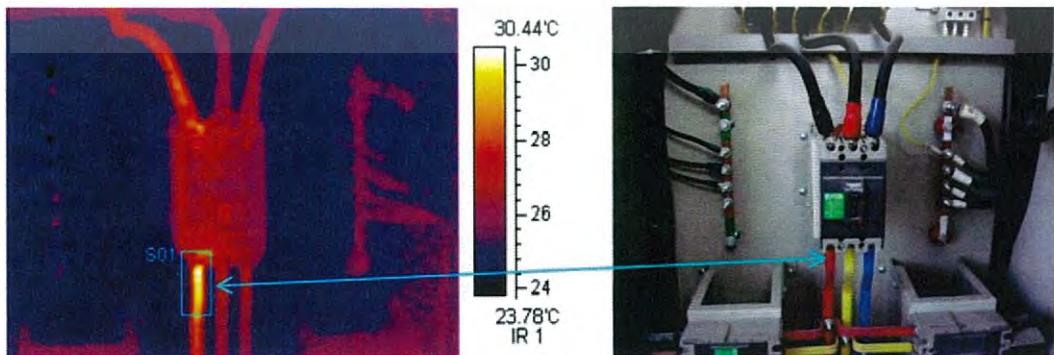


รูปที่ 2.16 สาเหตุความผิดปกติในระบบไฟฟ้า

2.3.4 แรงดันไม่สมดุล (Voltage Unbalance) คือปรากฏการณ์ที่แรงดันของระบบสามเฟสมีขนาดในแต่ละเฟสไม่เท่ากัน, มีมุมแต่ละเฟสเบี่ยงเบนไปจาก 120 องศา หรืออาจเกิดขึ้นพร้อมกันทั้งสองอย่าง



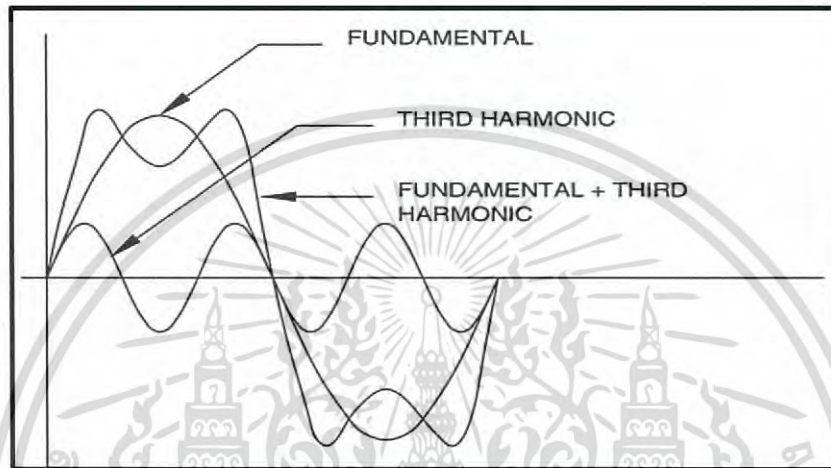
รูปที่ 2.17 Voltage Unbalance



รูปที่ 2.18 เบรกเกอร์อุณหภูมิสูง เนื่องจาก Voltage Unbalance

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.3.5 ความผิดเพี้ยนรูปคลื่น (Waveform Distortion) คือปรากฏการณ์ที่ส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าหรือกระแสไฟฟ้ามีการผิดเพี้ยนไปจากรูปคลื่นไซน์ สาเหตุอาจเกิดขึ้นได้ในหลายๆ สาเหตุ ได้แก่ ในระบบไฟฟ้ากระแสสลับมีส่วนประกอบของกระแสตรงปนกันอยู่, ใช้งานโหลดที่ไม่เป็นเชิงเส้น (Non-linear load) ส่งผลให้เกิดฮาร์มอนิก (Harmonics) และอินเตอร์ฮาร์มอนิก (Inter-harmonics), การทำงานของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ทำให้แรงดันมีรอยบาก (Notching) หรือมีสัญญาณรบกวนในระบบ (Noise)



รูปที่ 2.19 ลักษณะรูปคลื่นของฮาร์มอนิก [6]

1. ฮาร์มอนิก (Harmonic) คือส่วนประกอบในรูปสัญญาณคลื่นไซน์ (Sine Wave) ของสัญญาณแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้า ซึ่งมีความถี่เป็นจำนวนเต็มเท่าของความถี่มูลฐาน (Fundamental Frequency) โดยประเทศไทยมีความถี่มูลฐานเท่ากับ 50 รอบต่อวินาที (Hz) เช่น ฮาร์มอนิกลำดับที่ 2 เท่ากับ 100 รอบต่อวินาที (Hz) และฮาร์มอนิกลำดับที่ 3 เท่ากับ 150 รอบต่อวินาที (Hz) เป็นต้น

2. ค่าความผิดเพี้ยนฮาร์มอนิก (Harmonic Distortion) คือการเปลี่ยนแปลงของรูปคลื่นทางไฟฟ้า (Power Waveform) ไปจากรูปสัญญาณคลื่นไซน์ (Sine Wave) โดยเกิดจากการรวมกันของค่าความถี่มูลฐาน (Fundamental) และค่าความถี่ฮาร์มอนิกลำดับอื่นๆ เข้าด้วยกัน โดยที่ค่าความผิดเพี้ยนฮาร์มอนิกรวม (Total Harmonic Distortion, THD) สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.2 และ 2.3

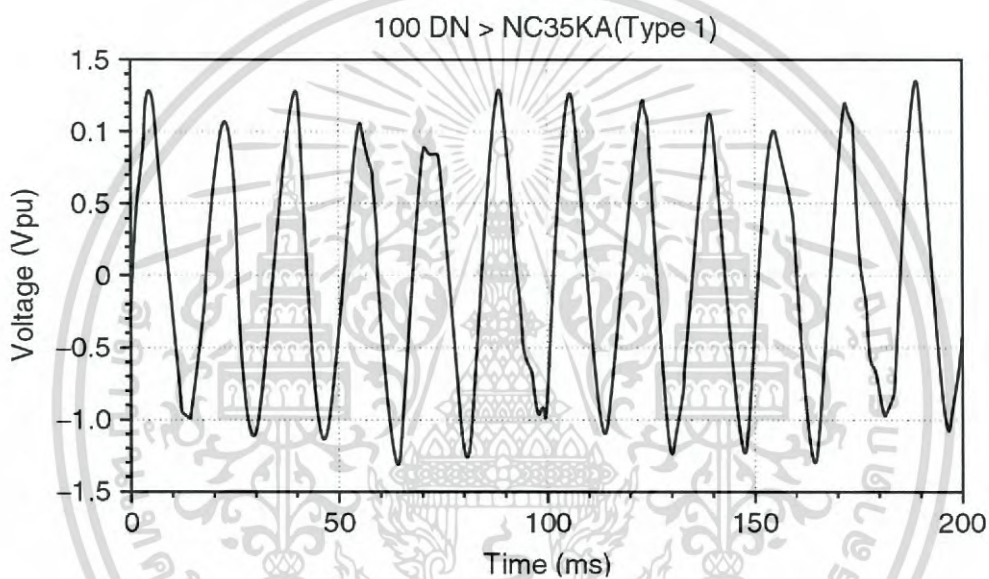
$$\%THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_{h(rms)}^2}}{V_{1(rms)}} \times 100\% \quad (2.2)$$

$$\%THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_{h(rms)}^2}}{I_{1(rms)}} \times 100\% \quad (2.3)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

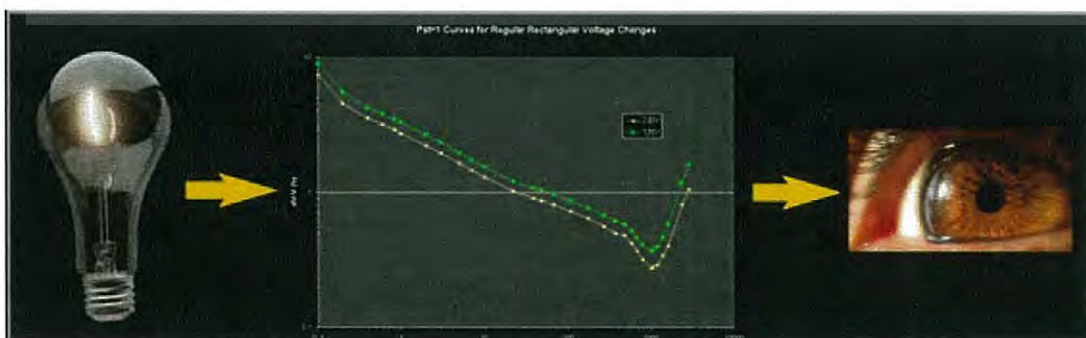
โดยที่ THD_v คือค่าความผิดเพี้ยนฮาร์มอนิกรวมของแรงดันไฟฟ้า
 THD_i คือค่าความผิดเพี้ยนฮาร์มอนิกรวมของกระแสไฟฟ้า
 V_h คือค่า rms ของแรงดันไฟฟ้าฮาร์มอนิกลำดับที่ h
 I_h คือค่า rms ของกระแสไฟฟ้าฮาร์มอนิกลำดับที่ h
 V_1 คือค่า rms ของแรงดันไฟฟ้าความถี่หลักมูล
 I_1 คือค่า rms ของกระแสไฟฟ้าความถี่หลักมูล

2.3.6 แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) คือปรากฏการณ์ที่แรงดันไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงขึ้นลงอย่างต่อเนื่องตลอดเวลา โดยมีขนาดไม่เกินข้อกำหนดการจ่ายไฟฟ้าตามปกติ เพียงแต่การกระเพื่อมของแรงดันนี้มีผลต่อระบบการมองเห็นของมนุษย์



รูปที่ 2.20 Voltage Fluctuation [7]

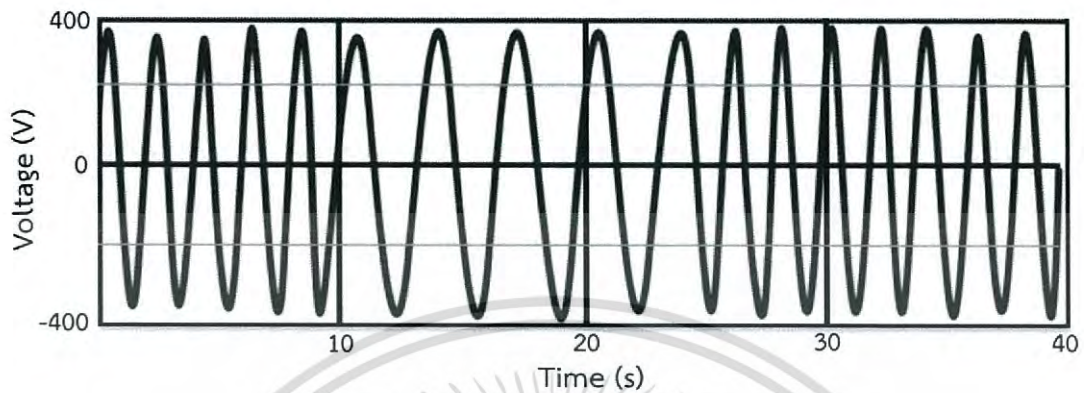
ไฟกะพริบ (Flicker) คือ ความรู้สึกในการมองที่ไม่สม่ำเสมอ เนื่องจากการกระตุ้นจากระดับของแสงสว่างที่มีการเปลี่ยนแปลงขึ้นลงตามเวลา ซึ่งในการประเมินระดับความรุนแรงของไฟกะพริบจะใช้ค่าตรรกษณไฟกะพริบระยะสั้นๆ คือ 10 นาที (Short-Term Severity Values, Pst) และค่าตรรกษณไฟกะพริบระยะยาว คือ 2 ชั่วโมง (Long-Term Severity Values, Plt)



รูปที่ 2.21 ผลกระทบของไฟกะพริบต่อความรู้สึกในการมองเห็น

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไมอนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.3.7 การแปรเปลี่ยนความถี่กำลังไฟฟ้า (Power Frequency Variation) คือการที่ความถี่ของแรงดันไฟฟ้าหรือกระแสเปลี่ยนแปลงไปจากค่าความถี่ที่กำหนด ซึ่งประเทศไทยค่าความถี่ที่กำหนดเท่ากับ 50 Hz สาเหตุส่วนใหญ่เกิดจากความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า



รูปที่ 2.22 รูปคลื่นแรงดันที่มีการเปลี่ยนแปลงความถี่

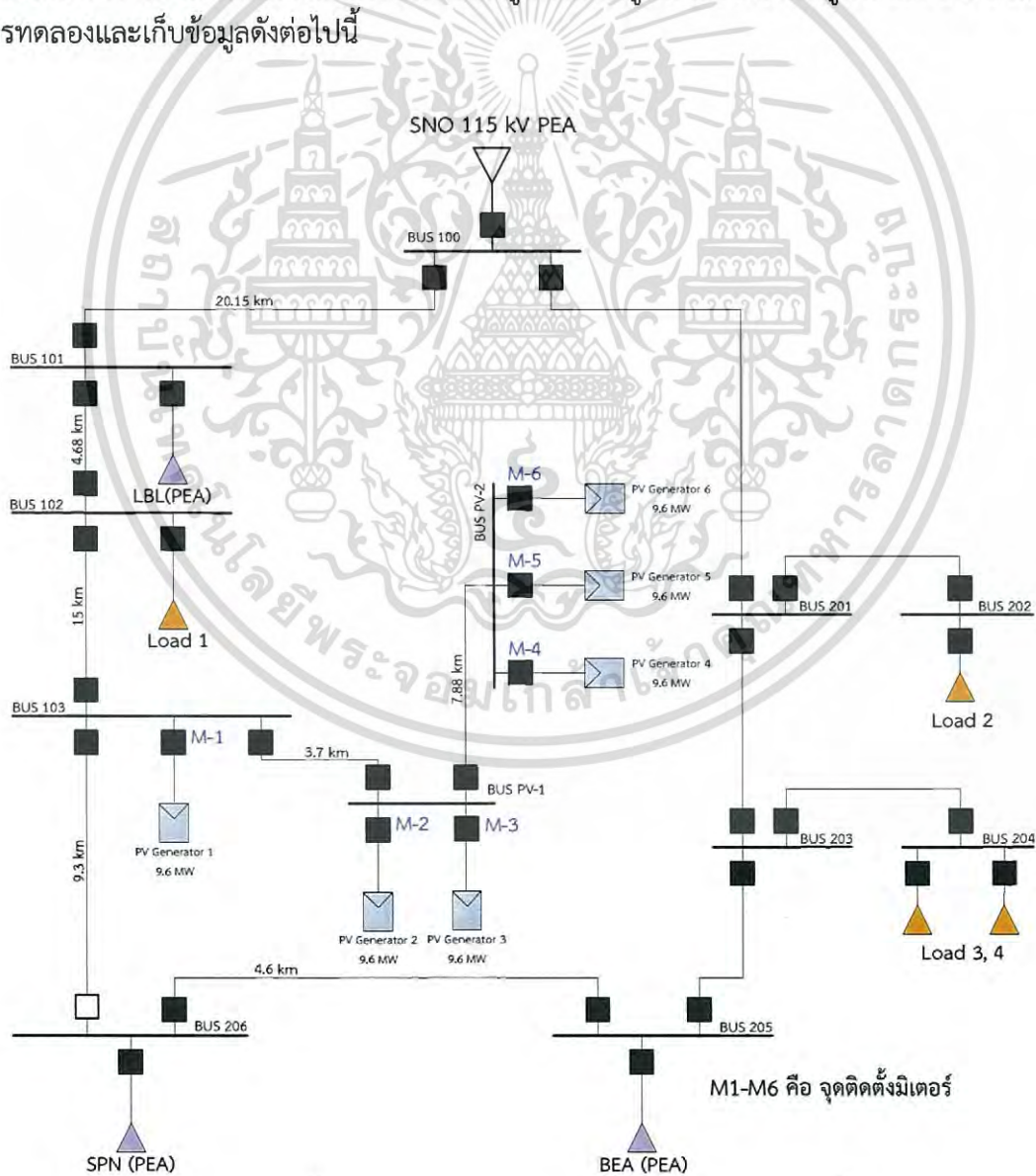
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 3

การศึกษาผลกระทบคุณภาพไฟฟ้าด้วยการตรวจวัด

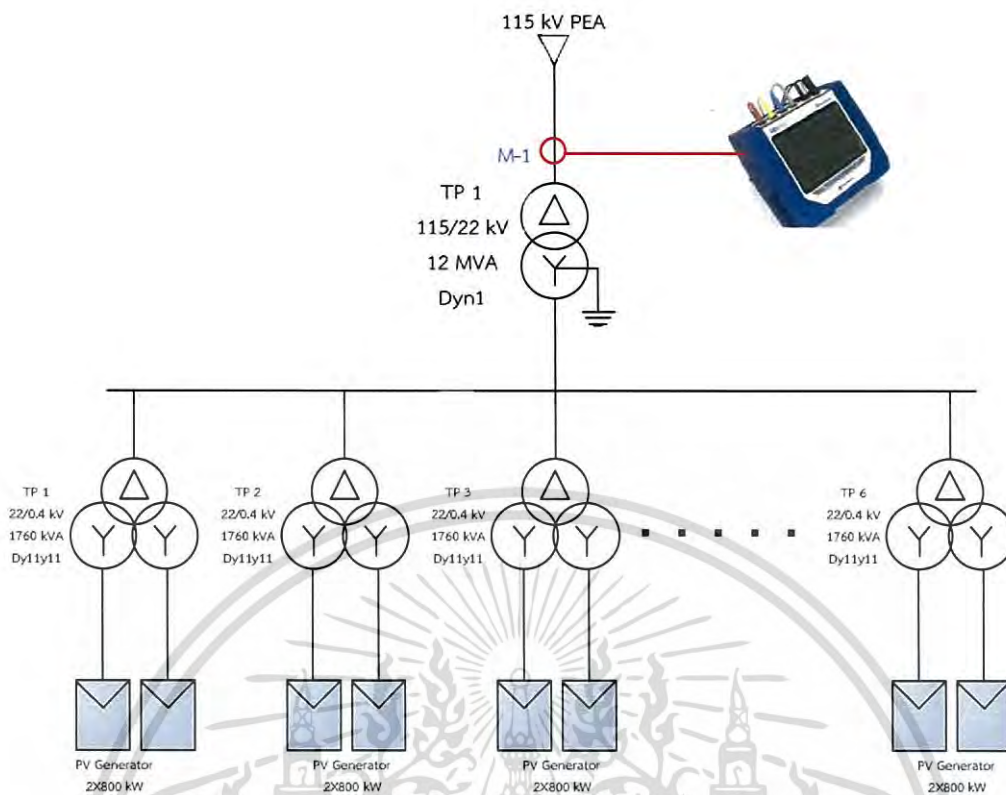
3.1 ขั้นตอนการศึกษา

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่ทำการขนานเข้าระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนั้น ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องควบคุมระดับคุณภาพไฟฟ้าไม่ให้เกินเกณฑ์ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้แก่ แรงดันไฟฟ้า (Voltage), ความถี่ไฟฟ้า (Frequency), ตัวประกอบกำลัง (Power Factor), แรงดันไม่สมดุล (Voltage Unbalance), ฮาร์โมนิก (Harmonics) และแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) ซึ่งขั้นตอนการศึกษาของบทความวิจัยนี้ดำเนินการโดยตรวจวัดและเก็บข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Dranetz BMI PowerXplorer PX5, U.S.A.) จำนวน 6 จุด ตามเกณฑ์ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังรูปที่ 3.1 และ ดังรูปที่ 3.2 ซึ่งมีขั้นตอนการทดลองและเก็บข้อมูลดังต่อไปนี้



รูปที่ 3.1 จุดติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าภายในของผู้ผลิตไฟฟ้าทั้ง 6 จุด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อใช้ในการศึกษาวิจัยเท่านั้น ไม่สามารถนำเอกสารนี้ไปใช้โดยไม่ได้รับอนุญาตจากสำนักหอสมุดกลาง พระจอมเกล้าลาดกระบัง



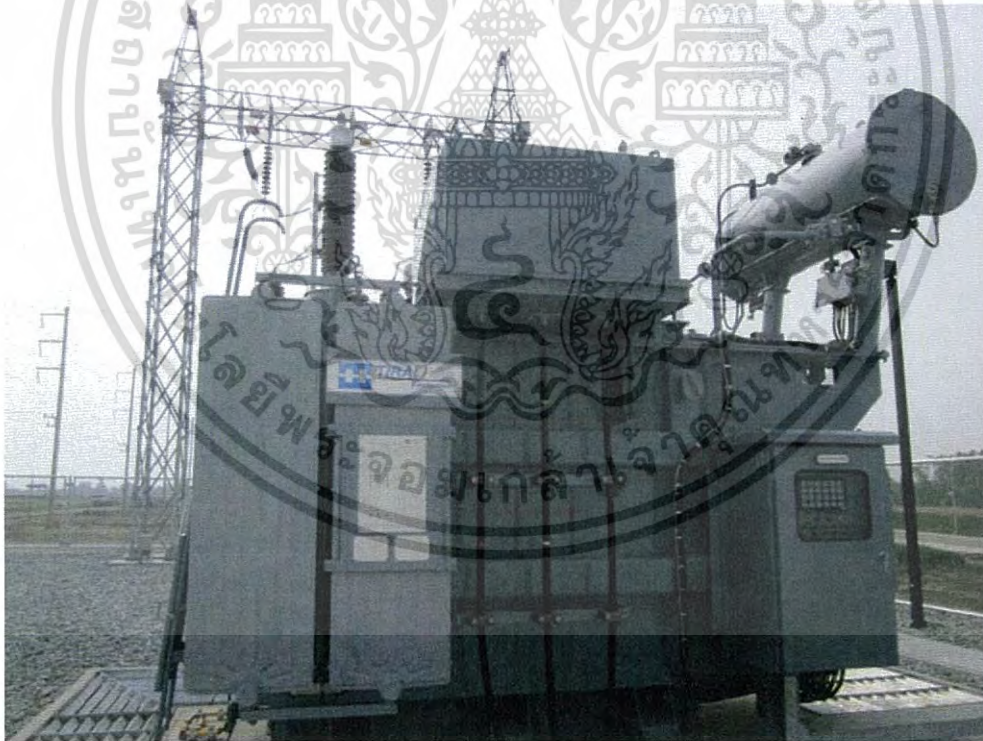
รูปที่ 3.2 จุดติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าภายในของผู้ผลิตไฟฟ้า

3.1.1 ติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าครั้งที่ 1 จำนวน 3 เครื่อง ณ จุดซื้อ - ขายไฟฟ้า (Point of Common Coupling, PCC) ของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการที่ 2, โครงการที่ 3 และโครงการที่ 6 ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งต่อโครงการ 9.6 MW รวมกำลังผลิต 28.8 MW ที่ระบบไฟฟ้า 115 kV โดยติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า ระหว่างวันที่ 6 - 12 พฤศจิกายน พ.ศ. 2556 รวมระยะเวลาทั้งสิ้น 7 วัน

3.1.2 ติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าครั้งที่ 2 จำนวน 3 เครื่อง ณ จุดซื้อ - ขายไฟฟ้า (Point of Common Coupling, PCC) ของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการที่ 1, โครงการที่ 4 และโครงการที่ 5 ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งต่อโครงการ 9.6 MW โดยที่ระบบไฟฟ้า 115 kV มีการเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์รวมกำลังผลิต 57.6 MW ขณะที่มีการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการที่ 2, โครงการที่ 3 และโครงการที่ 6 โดยติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า ระหว่างวันที่ 6 - 12 ธันวาคม พ.ศ. 2556 รวมระยะเวลาทั้งสิ้น 7 วัน

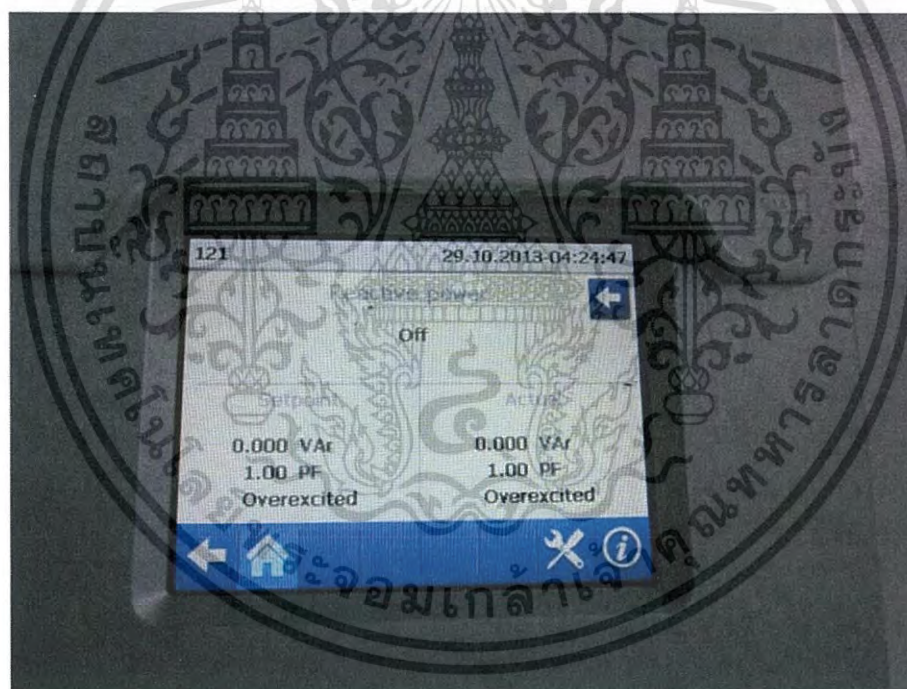


รูปที่ 3.3 การติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า



รูปที่ 3.4 สถานีไฟฟ้า 115/22 kV ของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.5 ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

3.2 ผลการศึกษา

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer, VSPP) ที่ต้องการเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายนั้น ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องควบคุมระดับคุณภาพไฟฟ้า ให้เป็นไปตามระเบียบข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค[8] ได้แก่ แรงดันไฟฟ้า (Voltage), ความถี่ไฟฟ้า (Frequency), ค่าตัวประกอบกำลัง (Power Factor), แรงดันไม่สมดุล (Voltage Unbalance), ฮาร์โมนิก(Harmonics)[9] และแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation)[10]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.2.1 การประเมินคุณภาพไฟฟ้าตามเกณฑ์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การศึกษาในส่วนนี้เป็นการประเมินจากข้อมูลผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าในสภาวะคงตัว (Steady State) จากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เมื่อนำข้อมูลผลการตรวจวัด ณ จุดเชื่อมต่อ-ขายไฟฟ้า (Point of Common Coupling, PCC) ของกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในระบบสายส่ง 115 kV รวมระยะเวลาทั้งสิ้น 7 วัน มาประเมินตามมาตรฐาน EN 50160 [11] ซึ่งเก็บข้อมูลทางไฟฟ้าโดยเครื่องมือวัดคุณภาพไฟฟ้า ที่ทำการเก็บค่าค่าเฉลี่ยของค่าทางไฟฟ้าต่างๆ ทุกๆ 10 นาที โดยมีระยะเวลาการตรวจวัดไม่ต่ำกว่า 1 สัปดาห์ สำหรับการประเมินจะใช้ค่าความถี่สะสม (Cumulative Frequency, CP) ที่ 95% ของข้อมูล เปรียบเทียบกับระเบียบข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ยกเว้นค่าความถี่ไฟฟ้าจะใช้ค่าความถี่สะสมที่ 99% ของข้อมูล

3.2.1.1 ผลการตรวจวัดระบบ 115 kV ของที่จุด PCC ครั้งที่ 1 จากการเก็บข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าตลอดช่วงระยะเวลาตรวจวัด 7 วัน สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.1 ถึง 3.6

ตารางที่ 3.1 สรุปผลการประเมินระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ ผู้ผลิตไฟฟ้า โครงการที่ 2

ที่	ระดับคุณภาพไฟฟ้า	เกณฑ์มาตรฐาน		ค่าที่ CP95	ผลการประเมิน
		Min.	Max.		
1	แรงดันไฟฟ้า (Voltage)				
	- เฟส A			116.05 kV	ผ่าน
	- เฟส B	109.25 kV	120.75 kV	116.06 kV	ผ่าน
	- เฟส C			115.55 kV	ผ่าน
2	*ความถี่ไฟฟ้า (Frequency)	49.5 Hz	50.5 Hz	*50.05 Hz	ผ่าน
3	แรงดันฮาร์มอนิก : % THD _v				
	- เฟส A			0.91 %	ผ่าน
	- เฟส B	-	> 1.5 %	0.90 %	ผ่าน
	- เฟส C			0.95 %	ผ่าน
4	กระแสฮาร์มอนิก ลำดับที่ 2-19	-	ตารางที่ 3.2		ผ่าน
5	ค่าเปอร์เซ็นต์แรงดันไม่สมดุล : V _{ub}		> 2 %	0.83	ผ่าน
6	แรงดันกระเพื่อม : P _{st}				
	- เฟส A			0.15	ผ่าน
	- เฟส B	-	> 1.00	0.14	ผ่าน
	- เฟส C			0.15	ผ่าน
7	แรงดันกระเพื่อม : P _{lt}				
	- เฟส A			0.26	ผ่าน
	- เฟส B	-	> 0.80	0.23	ผ่าน
	- เฟส C			0.24	ผ่าน
8	ตัวประกอบกำลัง	0.9 lag	0.9 lead	0.99 lag	ผ่าน

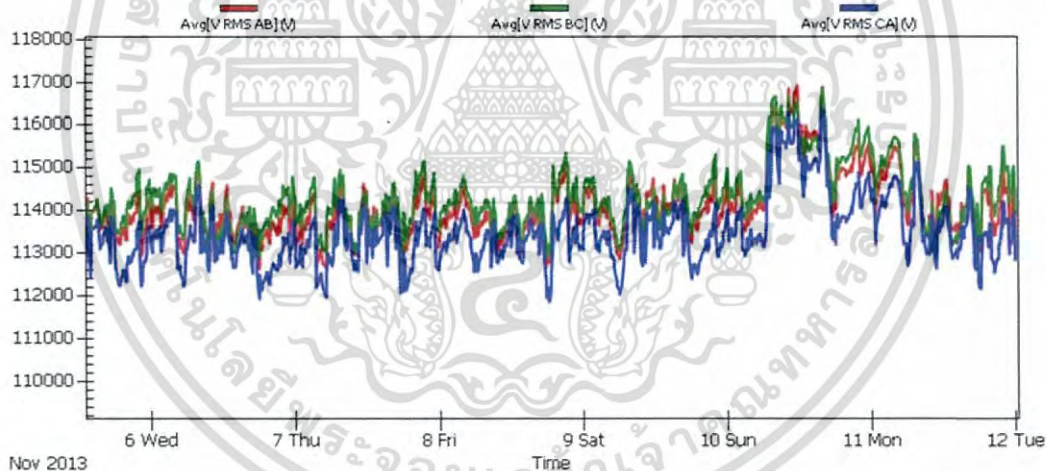
เอกสารหมายเหตุ: *ความถี่ไฟฟ้าใช้ค่าที่ CP 99% ของข้อมูล สำหรับเปรียบเทียบกับมาตรฐานของ กฟภ. ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.2 ผลการประเมินค่ากระแสฮาร์มอนิกสูงสุดลำดับที่ 2-19 โครงการที่ 2

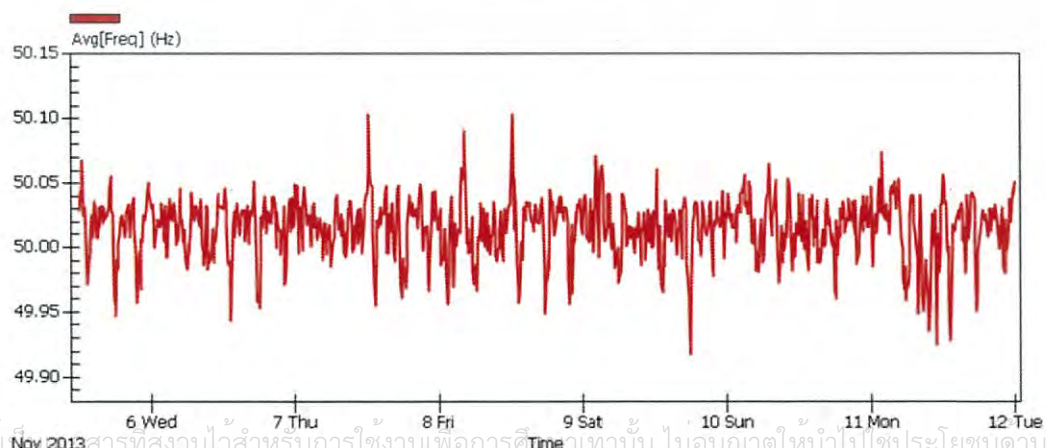
ฮาร์มอนิกลำดับที่	2	3	4	5	6	7
ข้อกำหนด 115 kV	5	4	3	4	2	3
ผลการตรวจวัด	0.123	0.213	0.183	0.429	0.010	0.152
ผลการประเมิน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน

ฮาร์มอนิกลำดับที่	8	9	10	11	12	13
ข้อกำหนด 115 kV	1	1	1	3	1	3
ผลการตรวจวัด	0.036	0.013	0.054	0.086	0.009	0.172
ผลการประเมิน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน

ฮาร์มอนิกลำดับที่	14	15	16	17	18	19
ข้อกำหนด 115 kV	1	1	1	1	1	1
ผลการตรวจวัด	0.071	0.031	0.068	0.044	0.007	0.036
ผลการประเมิน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน

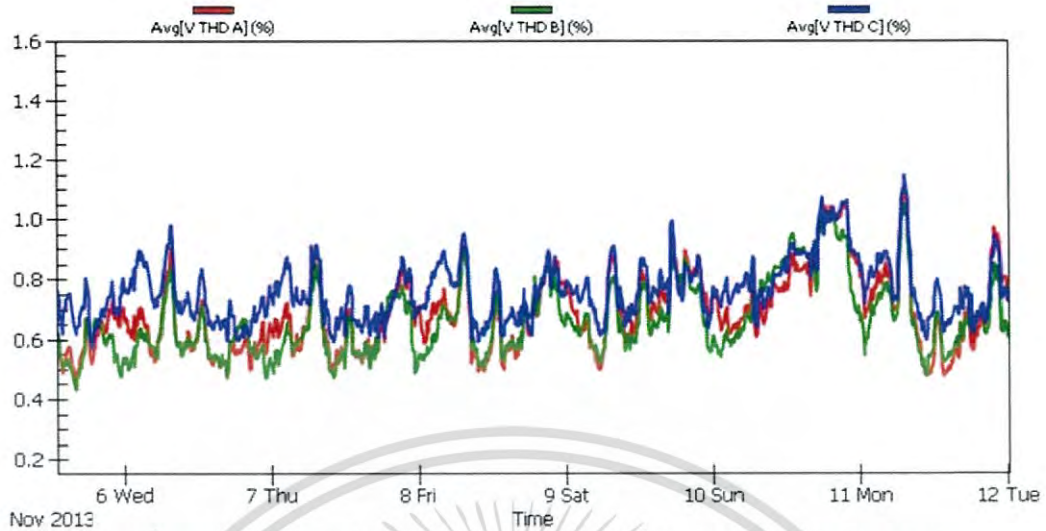


รูปที่ 3.6 ค่า RMS Voltage ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-2

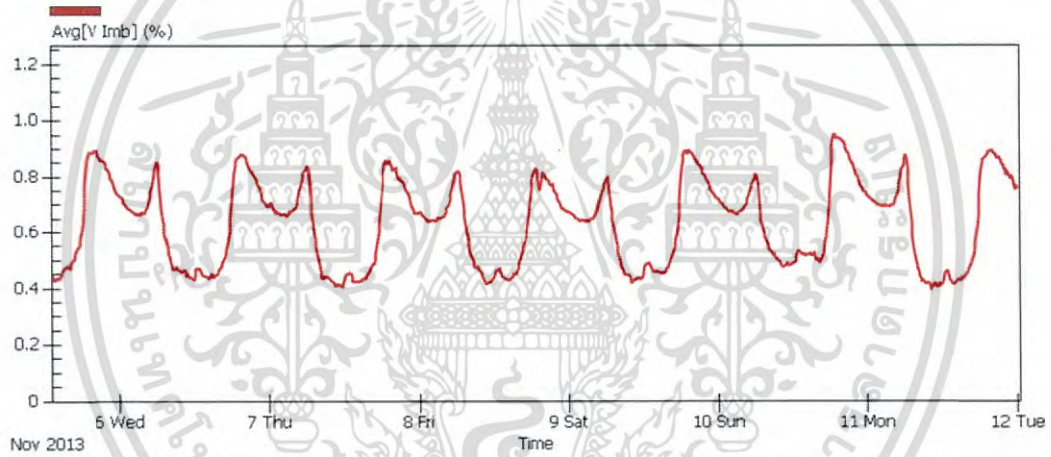


รูปที่ 3.7 ค่า Frequency ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-2

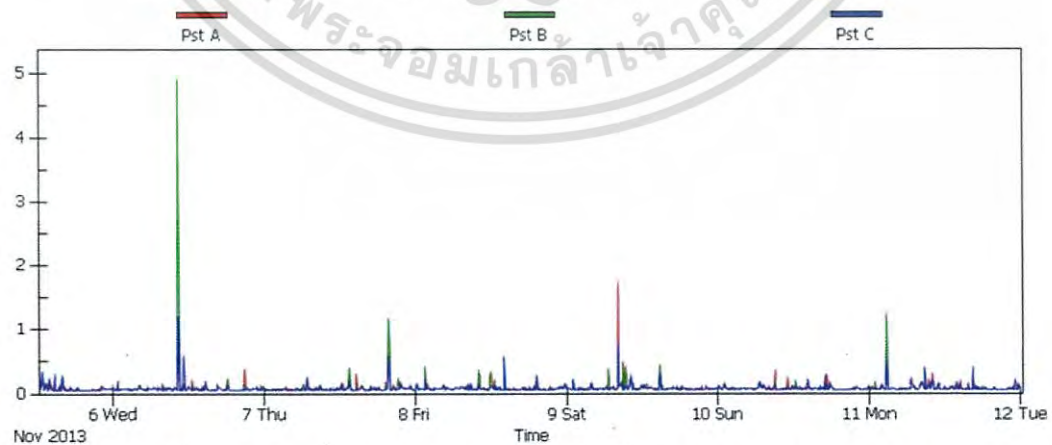
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษานั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งยังมีเหตุแบบเฉพาะที่ และต้องอ้างอิงถึงชื่อของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.8 ค่า % THD_v ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-2

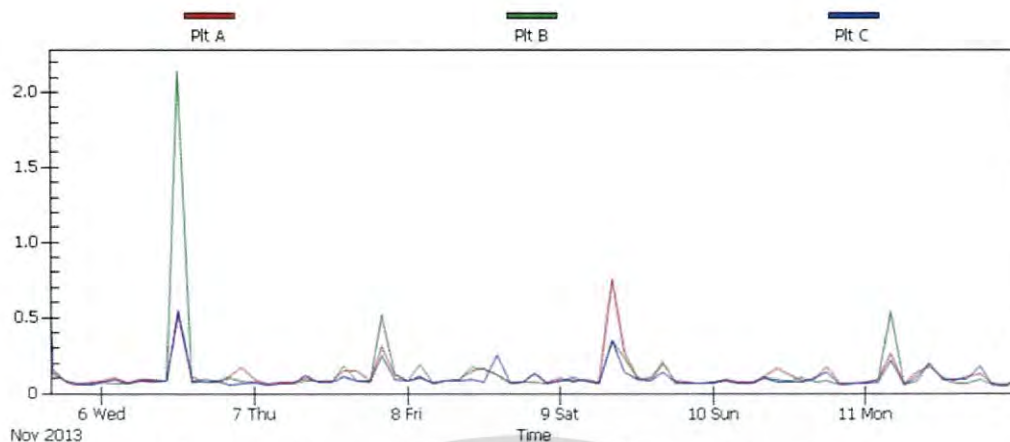


รูปที่ 3.9 ค่า Voltage Unbalance ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-2



รูปที่ 3.10 ค่า Pst ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.11 ค่า Plt ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-2

ตารางที่ 3.3 สรุปผลการประเมินระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ ผู้ผลิตไฟฟ้า โครงการที่ 3

ที่	ระดับคุณภาพไฟฟ้า	เกณฑ์มาตรฐาน		ค่าที่ CP95	ผลการประเมิน
		Min.	Max.		
1	แรงดันไฟฟ้า (Voltage)				
	- เฟส A			116.10 kV	ผ่าน
	- เฟส B	109.25 kV	120.75 kV	116.25 kV	ผ่าน
	- เฟส C			115.74 kV	ผ่าน
2	*ความถี่ไฟฟ้า (Frequency)	49.5 Hz	50.5 Hz	*50.05 Hz	ผ่าน
3	แรงดันฮาร์มอนิก : % THD _v				
	- เฟส A			0.91 %	ผ่าน
	- เฟส B		> 1.5 %	0.92 %	ผ่าน
	- เฟส C			0.97 %	ผ่าน
4	กระแสฮาร์มอนิก ลำดับที่ 2-19	-	ตารางที่ 3.4		ผ่าน
5	ค่าเปอร์เซ็นต์แรงดันไม่สมดุล : Vub		> 2 %	0.83	ผ่าน
6	แรงดันกระเพื่อม : Pst				
	- เฟส A			0.15	ผ่าน
	- เฟส B		> 1.00	0.13	ผ่าน
	- เฟส C			0.13	ผ่าน
7	แรงดันกระเพื่อม : Plt				
	- เฟส A			0.26	ผ่าน
	- เฟส B		> 0.80	0.23	ผ่าน
	- เฟส C			0.25	ผ่าน
8	ตัวประกอบกำลัง	0.9 lag	0.9 lead	0.99 lag	ผ่าน

หมายเหตุ: *ความถี่ไฟฟ้าใช้ค่าที่ CP 99% ของข้อมูล สำหรับเปรียบเทียบกับมาตรฐานของ กฟผ.

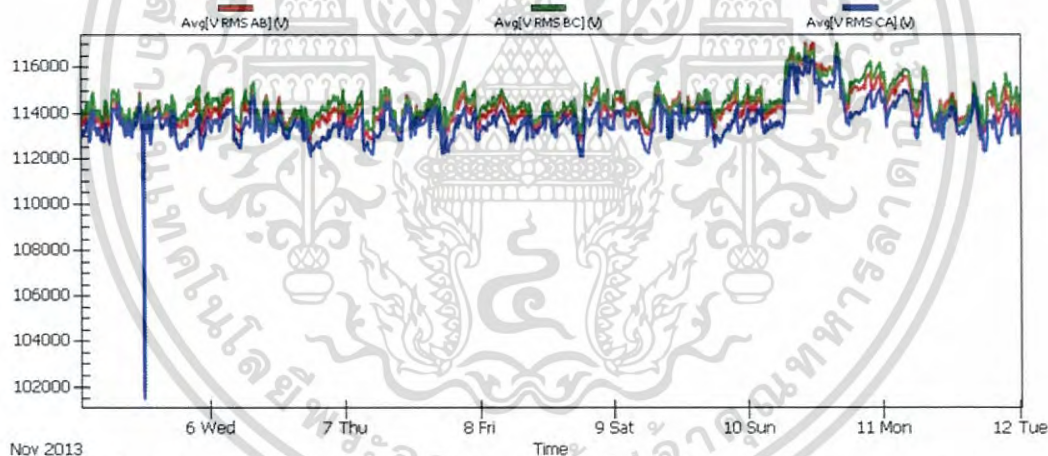
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.4 ผลการประเมินค่ากระแสฮาร์โมนิกสูงสุดลำดับที่ 2-19 โครงการที่ 3

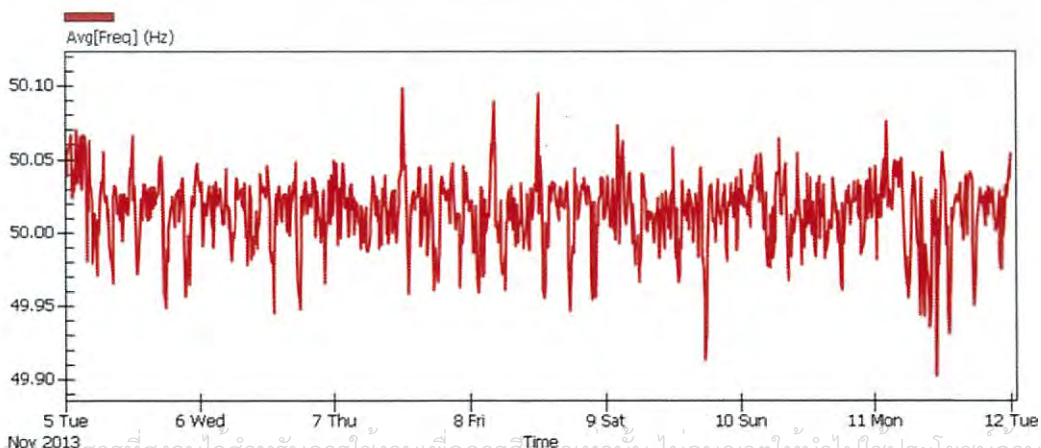
ฮาร์โมนิกลำดับที่	2	3	4	5	6	7
ข้อกำหนด 115 kV	5	4	3	4	2	3
ผลการตรวจวัด	0.14	0.22	0.19	0.31	0.01	0.15
ผลการประเมิน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน

ฮาร์โมนิกลำดับที่	8	9	10	11	12	13
ข้อกำหนด 115 kV	1	1	1	3	1	3
ผลการตรวจวัด	0.03	0.01	0.05	0.08	0.01	0.13
ผลการประเมิน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน

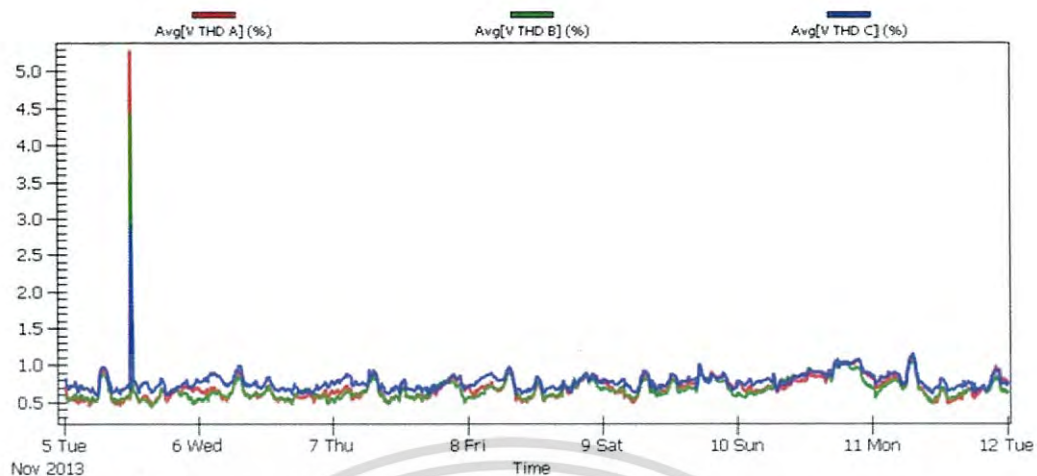
ฮาร์โมนิกลำดับที่	14	15	16	17	18	19
ข้อกำหนด 115 kV	1	1	1	1	1	1
ผลการตรวจวัด	0.05	0.07	0.10	0.04	0.01	0.02
ผลการประเมิน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน



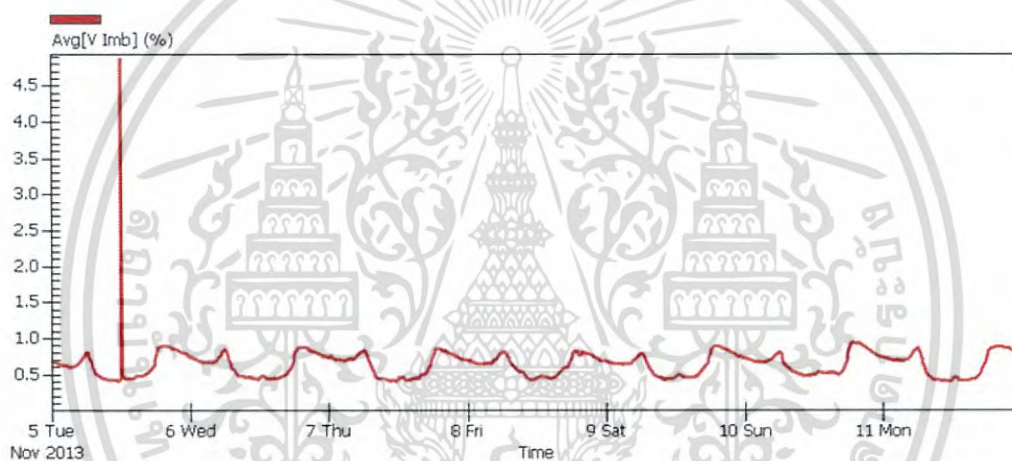
รูปที่ 3.12 ค่า RMS Voltage ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-3



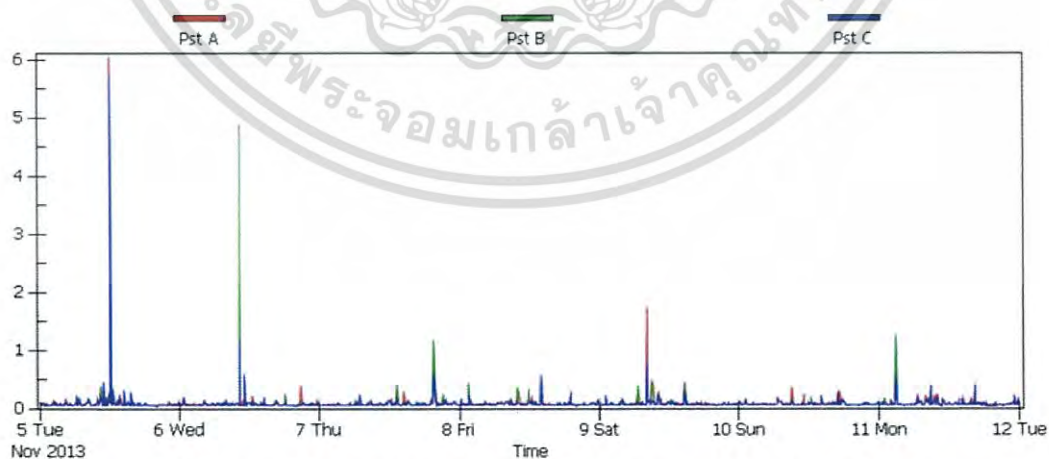
รูปที่ 3.13 ค่า Frequency ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-3



รูปที่ 3.14 ค่า % THD_V ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-3

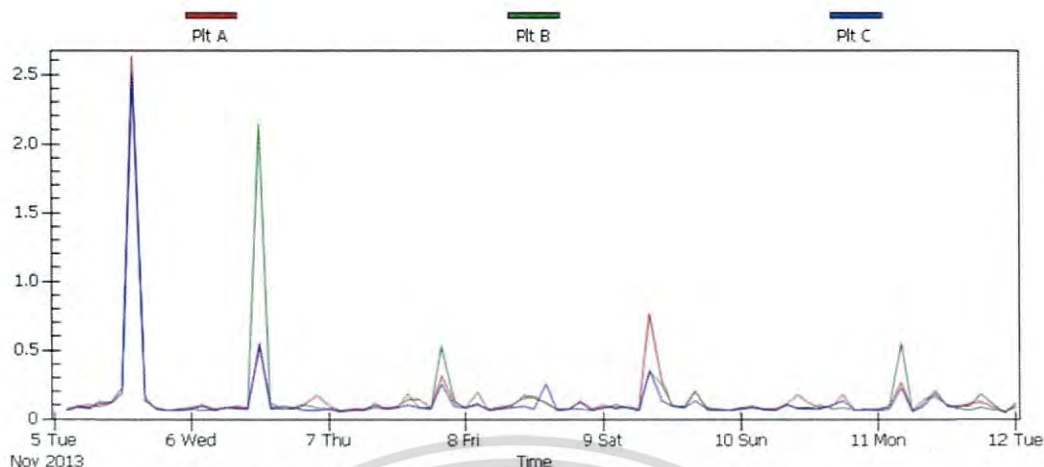


รูปที่ 3.15 ค่า Voltage Unbalance ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-3



รูปที่ 3.16 ค่า Pst ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.17 ค่า Plt ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 KV ณ จุด M-3

ตารางที่ 3.5 สรุปผลการประเมินระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ ผู้ผลิตไฟฟ้า โครงการที่ 6

ที่	ระดับคุณภาพไฟฟ้า	เกณฑ์มาตรฐาน		ค่าที่ CP95	ผลการประเมิน
		Min.	Max.		
1	แรงดันไฟฟ้า (Voltage)				
	- เฟส A			116.30 kV	ผ่าน
	- เฟส B	109.25 kV	120.75 kV	116.23 kV	ผ่าน
	- เฟส C			115.81 kV	ผ่าน
2	*ความถี่ไฟฟ้า (Frequency)	49.5 Hz	50.5 Hz	*50.05 Hz	ผ่าน
3	แรงดันฮาร์มอนิก : % THD _v				
	- เฟส A			0.95 %	ผ่าน
	- เฟส B	-	> 1.5 %	0.94 %	ผ่าน
	- เฟส C			0.97 %	ผ่าน
4	กระแสฮาร์มอนิก ลำดับที่ 2-19	-	ตารางที่ 3.6		ผ่าน
5	ค่าเปอร์เซ็นต์แรงดันไม่สมดุล : Vub		> 2 %	0.80	ผ่าน
6	แรงดันกระเพื่อม : Pst				
	- เฟส A			0.17	ผ่าน
	- เฟส B	-	> 1.00	0.17	ผ่าน
	- เฟส C			0.18	ผ่าน
7	แรงดันกระเพื่อม : Plt				
	- เฟส A			0.22	ผ่าน
	- เฟส B	-	> 0.80	0.23	ผ่าน
	- เฟส C			0.22	ผ่าน
8	ตัวประกอบกำลัง	0.9 lag	0.9 lead	0.99 lag	ผ่าน

หมายเหตุ: *ความถี่ไฟฟ้าใช้ค่าที่ CP 99% ของข้อมูล สำหรับเปรียบเทียบกับมาตรฐานของ กฟผ.

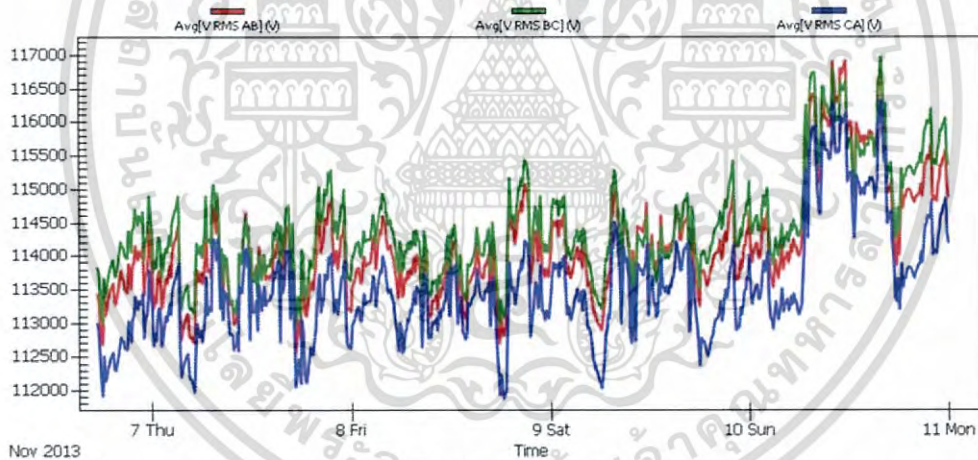
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.6 ผลการประเมินค่ากระแสฮาร์โมนิกสูงสุดลำดับที่ 2-19 โครงการที่ 6

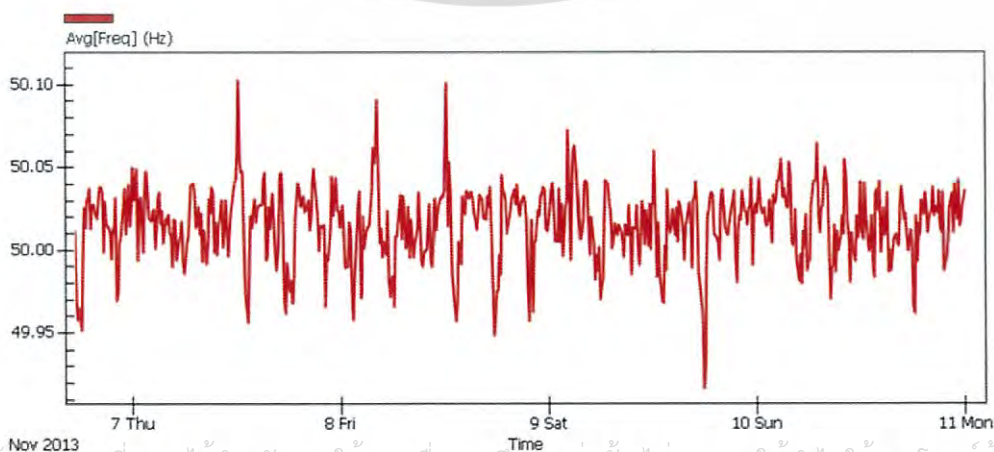
ลำดับที่	2	3	4	5	6	7
ข้อกำหนด 115 kV	5	4	3	4	2	3
ผลการตรวจวัด	0.13	0.25	0.18	0.32	0.01	0.14
ผลการประเมิน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน

ลำดับที่	8	9	10	11	12	13
ข้อกำหนด 115 kV	1	1	1	3	1	3
ผลการตรวจวัด	0.03	0.02	0.05	0.08	0.01	0.12
ผลการประเมิน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน

ลำดับที่	14	15	16	17	18	19
ข้อกำหนด 115 kV	1	1	1	1	1	1
ผลการตรวจวัด	0.05	0.05	0.11	0.04	0.01	0.02
ผลการประเมิน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน

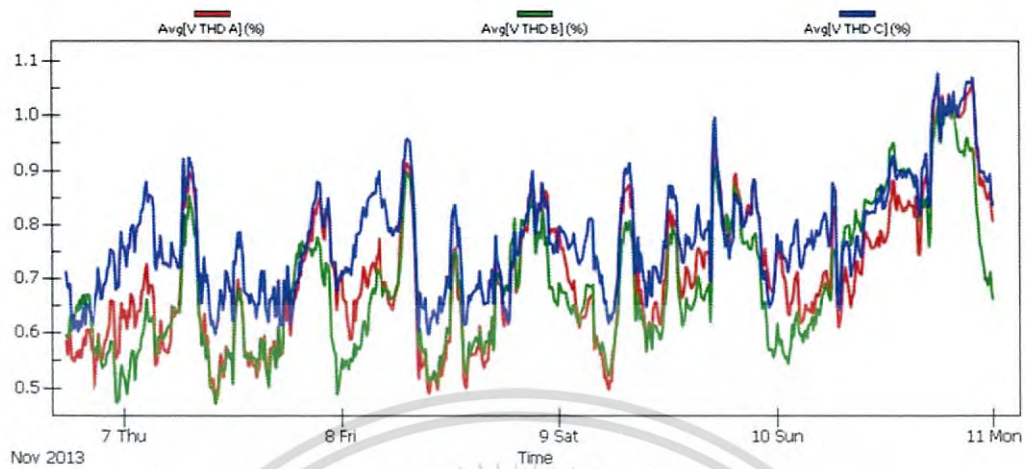


รูปที่ 3.18 ค่า RMS Voltage ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-6

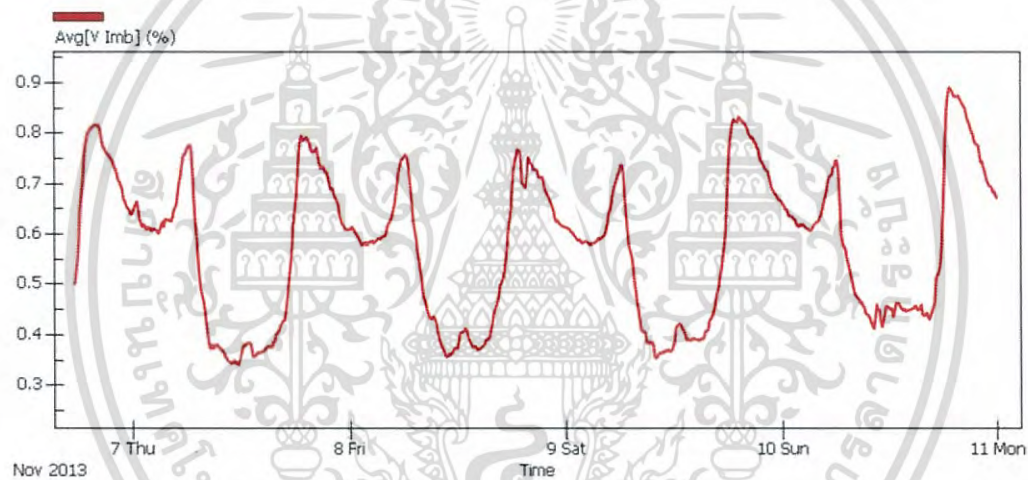


รูปที่ 3.19 ค่า Frequency ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-6

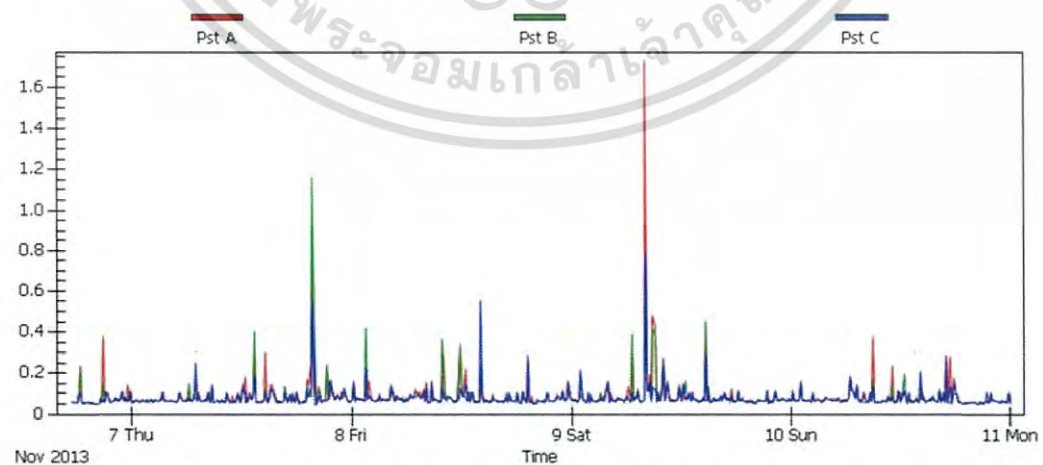
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมีเหตุดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.20 ค่า % THD_v ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-6

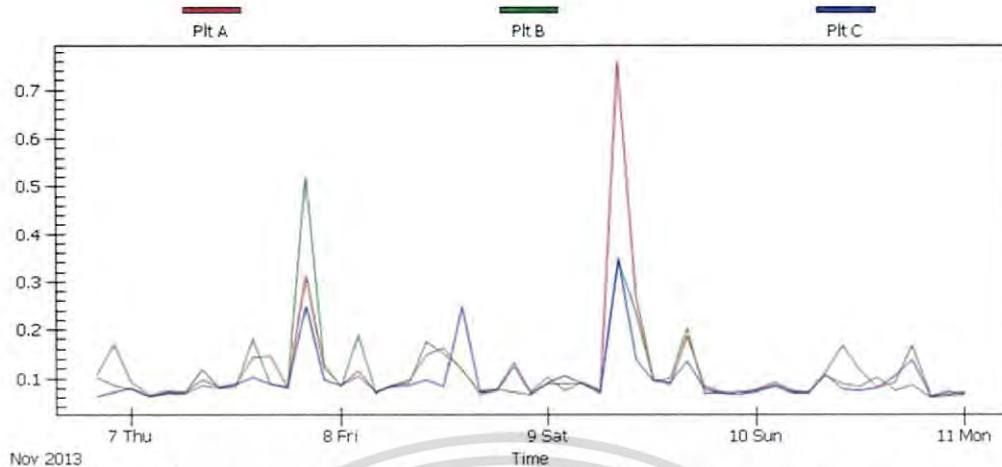


รูปที่ 3.21 ค่า Voltage Unbalance ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-6



รูปที่ 3.22 ค่า Pst ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-6

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.23 ค่า Pt ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-6

จากผลการตรวจวัดและประเมินระดับคุณภาพไฟฟ้า ครั้งที่ 1 ของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการที่ 2, โครงการที่ 3 และโครงการที่ 6 รูปที่ 3.6 ถึง 3.23 ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวม 28.8 MW โดยอินเวอร์เตอร์ทุกเครื่องใช้โหมดการควบคุมแบบ Power Factor Control มีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 1 ตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 1 ได้ผลการประเมิน ได้แก่ ค่าแรงดันไฟฟ้า (Voltage), ความถี่ไฟฟ้า (Frequency), ค่าตัวประกอบกำลัง (Power Factor), แรงดันไม่สมดุล (Voltage Unbalance), ฮาร์โมนิก (Harmonics) และแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) ข้อมูลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าที่ค่าเปอร์เซ็นต์ที่ 95 มีค่าผ่านเกณฑ์การพิจารณาสอดคล้องตามระเบียบว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2559 ทั้งหมด ดังนี้

1. การตรวจวัดดังกล่าว พบว่า โครงการที่ 6 มีค่าแรงดันไฟฟ้าสูงที่สุดเท่ากับ 116.30 kV ซึ่งจากการเชื่อมต่อเข้ากับระบบ 115 kV ที่ปลายสายที่มีระยะห่างจากสถานีไฟฟ้าไทรน้อย 51.44 กิโลเมตร มีโหลดในวงจรจ่ายไฟ มีขนาดของกำลังไฟฟ้าจริง (Real Power) สูงสุดเท่ากับ 37.58 MW แต่ทั้งนี้จากผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้ายังไม่พบผลกระทบจากปัญหาแรงดันเกิน เพราะที่สถานีไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน On-Load Tap Changer (OLTC) ของหม้อแปลงไฟฟ้า 115/22 kV ทำงานแบบอัตโนมัติเพื่อควบคุมการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้า
2. ค่าแรงดันฮาร์โมนิก(%THD_v) พบว่า มีค่าสูงสุดเท่ากับ 0.97 ของโครงการที่ 3 และโครงการที่ 6 ทั้งนี้ยังไม่พบผลกระทบจากการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า
3. ค่ากระแสฮาร์โมนิก(%THD_i) พบว่า มีค่าสูงสุดเท่ากับ 0.43 ของโครงการที่ 2 ในลำดับค่ากระแสฮาร์โมนิกที่ 5 สอดคล้องกับการติดตั้งอินเวอร์เตอร์แบบ 6 พัลส์
4. ค่าแรงดันไม่สมดุล พบว่า มีค่าสูงสุดเท่ากับ 0.83 ของโครงการที่ 2
5. ค่าแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) มีค่าจากผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้ามีค่าสูงสุดของแรงดันกระเพื่อม Pt เท่ากับ 0.26 ในโครงการที่ 6

3.2.1.2 ผลการตรวจวัดระบบ 115 kV ของที่จุด PCC ครั้งที่ 2 จากการเก็บ

ข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าตลอดช่วงระยะเวลาตรวจวัด 7 วัน สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.7 ถึง 3.12

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.7 สรุปผลการประเมินระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ ผู้ผลิตไฟฟ้า โครงการที่ 1

ที่	ระดับคุณภาพไฟฟ้า	เกณฑ์มาตรฐาน		ค่าที่ CP95	ผลการประเมิน
		Min.	Max.		
1	แรงดันไฟฟ้า (Voltage)				
	- เฟส A	109.25 kV	120.75 kV	117.76 kV	ผ่าน
	- เฟส B			116.56 kV	ผ่าน
	- เฟส C			116.51 kV	ผ่าน
2	*ความถี่ไฟฟ้า (Frequency)	49.5 Hz	50.5 Hz	*50.05 Hz	ผ่าน
3	แรงดันฮาร์มอนิก : % THD _v				
	- เฟส A	-	> 1.5 %	1.10 %	ผ่าน
	- เฟส B			1.14 %	ผ่าน
	- เฟส C			1.13 %	ผ่าน
4	กระแสฮาร์มอนิก ลำดับที่ 2-19	-	ตารางที่ 3.8		ผ่าน
5	ค่าเปอร์เซ็นต์แรงดันไม่สมดุล : Vub		> 2 %	1.01	ผ่าน
6	แรงดันกระเพื่อม : Pst				
	- เฟส A	-	> 1.00	0.19	ผ่าน
	- เฟส B			0.18	ผ่าน
	- เฟส C			0.21	ผ่าน
7	แรงดันกระเพื่อม : Plt				
	- เฟส A	-	> 0.80	0.44	ผ่าน
	- เฟส B			0.37	ผ่าน
	- เฟส C			0.34	ผ่าน
8	ตัวประกอบกำลัง	0.9 lag	0.9 lead	0.99 lag	ผ่าน

หมายเหตุ: *ความถี่ไฟฟ้าใช้ค่าที่ CP 99% ของข้อมูล สำหรับเปรียบเทียบกับมาตรฐานของ กฟภ.

ตารางที่ 3.8 ผลการประเมินค่ากระแสฮาร์มอนิกสูงสุดลำดับที่ 2 -19 โครงการที่ 1

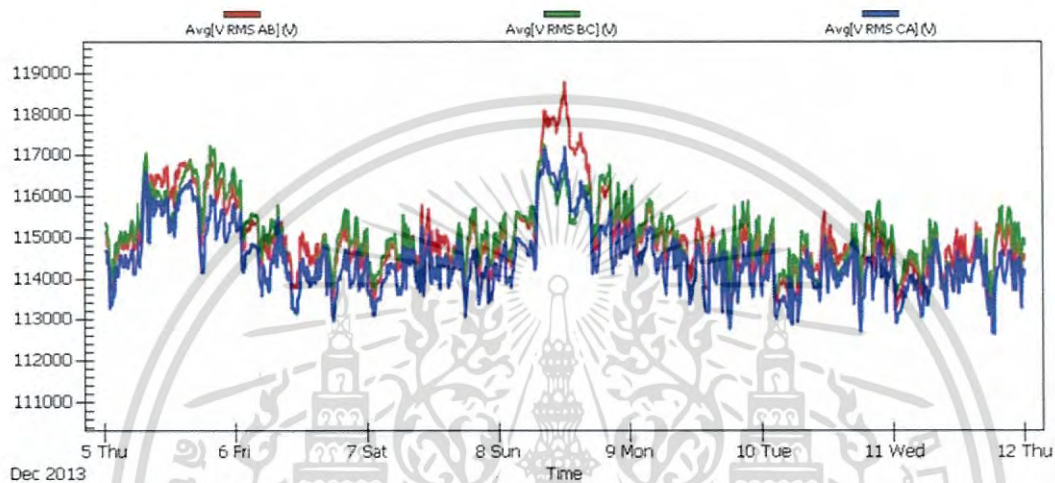
ลำดับที่	2	3	4	5	6	7
ข้อกำหนด 115 kV	5	4	3	4	2	3
ข้อกำหนด 115 kV	0.20	0.26	0.20	0.33	0.06	0.15
ผลการประเมิน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน

ลำดับที่	8	9	10	11	12	13
ข้อกำหนด 115 kV	1	1	1	3	1	3
ข้อกำหนด 115 kV	0.03	0.02	0.05	0.08	0.01	0.12
ผลการประเมิน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน

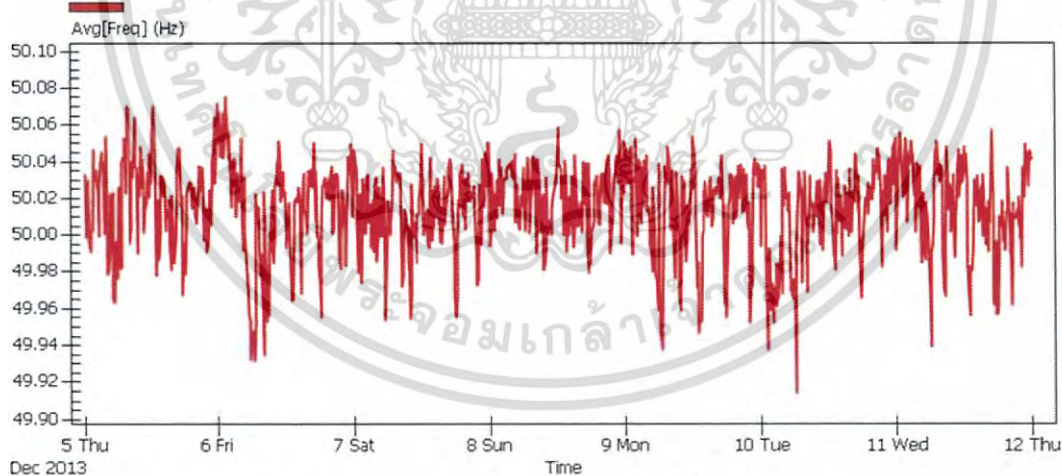
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.8 ผลการประเมินค่ากระแสฮาร์โมนิกสูงสุดลำดับที่ 2-19 โครงการที่ 1(ต่อ)

ลำดับที่	14	15	16	17	18	19
ข้อกำหนด 115 kV	1	1	1	1	1	1
ข้อกำหนด 115 kV	0.05	0.05	0.15	0.06	0.01	0.02
ผลการประเมิน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน

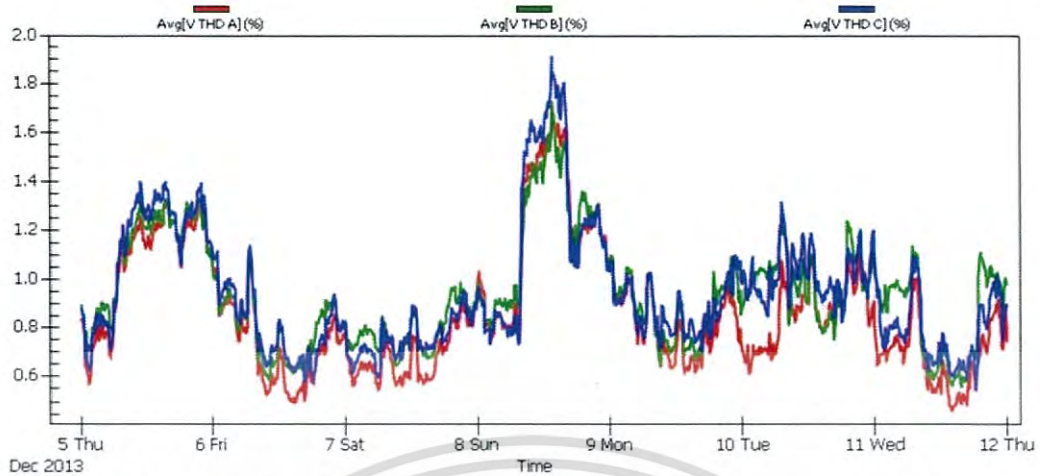


รูปที่ 3.24 ค่า RMS Voltage ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-1

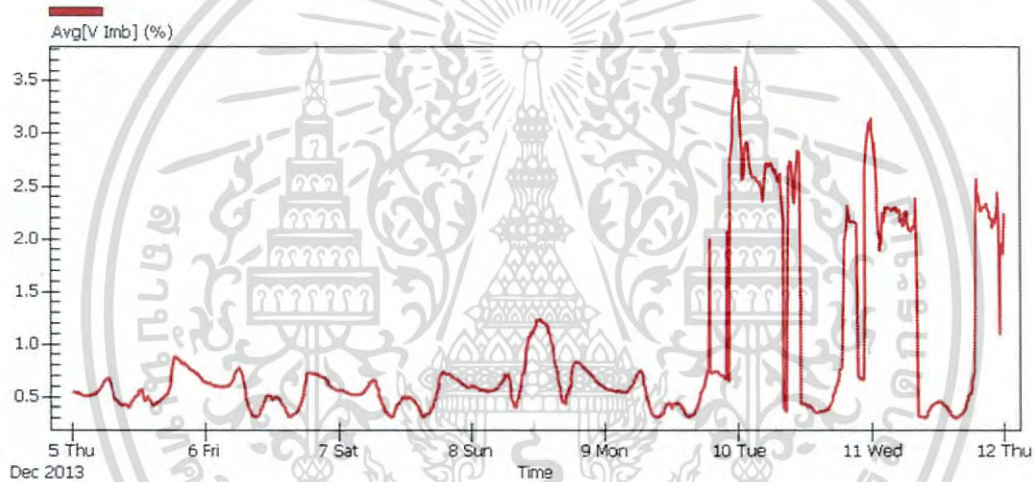


รูปที่ 3.25 ค่า Frequency ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-1

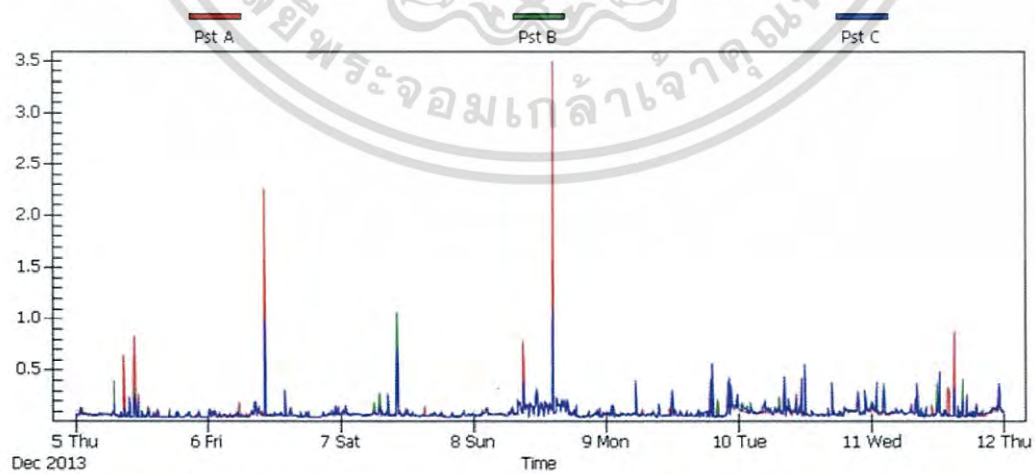
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.26 ค่า % THD_V ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-1

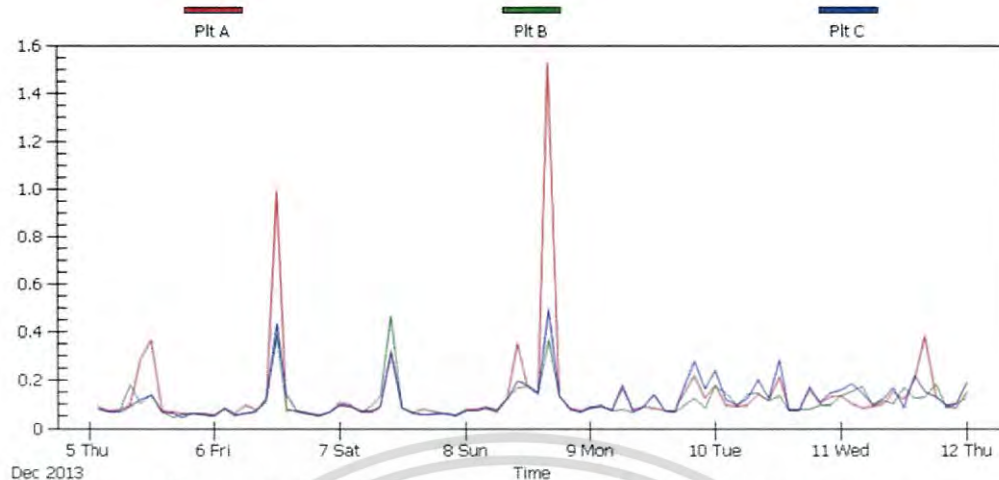


รูปที่ 3.27 ค่า Voltage Unbalance ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-1



รูปที่ 3.28 ค่า Pst ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.29 ค่า Plt ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-1

ตารางที่ 3.9 สรุปผลการประเมินระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ ผู้ผลิตไฟฟ้า โครงการที่ 4

ที่	ระดับคุณภาพไฟฟ้า	เกณฑ์มาตรฐาน		ค่าที่ CP95	ผลการประเมิน
		Min.	Max.		
1	แรงดันไฟฟ้า (Voltage)				
	- เฟส A			117.53 kV	ผ่าน
	- เฟส B	109.25 kV	120.75 kV	116.43 kV	ผ่าน
	- เฟส C			116.30 kV	ผ่าน
2	*ความถี่ไฟฟ้า (Frequency)	49.5 Hz	50.5 Hz	*50.05 Hz	ผ่าน
3	แรงดันฮาร์มอนิก : % THD _v				
	- เฟส A			1.00 %	ผ่าน
	- เฟส B	-	> 1.5 %	1.03 %	ผ่าน
	- เฟส C			1.04 %	ผ่าน
4	กระแสฮาร์มอนิก ลำดับที่ 2-19	-	ตารางที่ 3.10		ผ่าน
5	ค่าเปอร์เซ็นต์แรงดันไม่สมดุล : Vub		> 2 %	1.08	ผ่าน
6	แรงดันกระเพื่อม : Pst				
	- เฟส A			0.17	ผ่าน
	- เฟส B	-	> 1.00	0.18	ผ่าน
	- เฟส C			0.18	ผ่าน
7	แรงดันกระเพื่อม : Plt				
	- เฟส A			0.37	ผ่าน
	- เฟส B	-	> 0.80	0.36	ผ่าน
	- เฟส C			0.33	ผ่าน
8	ตัวประกอบกำลัง	0.9 lag	0.9 lead	0.99 lag	ผ่าน

หมายเหตุ: *ความถี่ไฟฟ้าใช้ค่าที่ CP 99% ของข้อมูล สำหรับเปรียบเทียบกับมาตรฐานของ กฟผ.

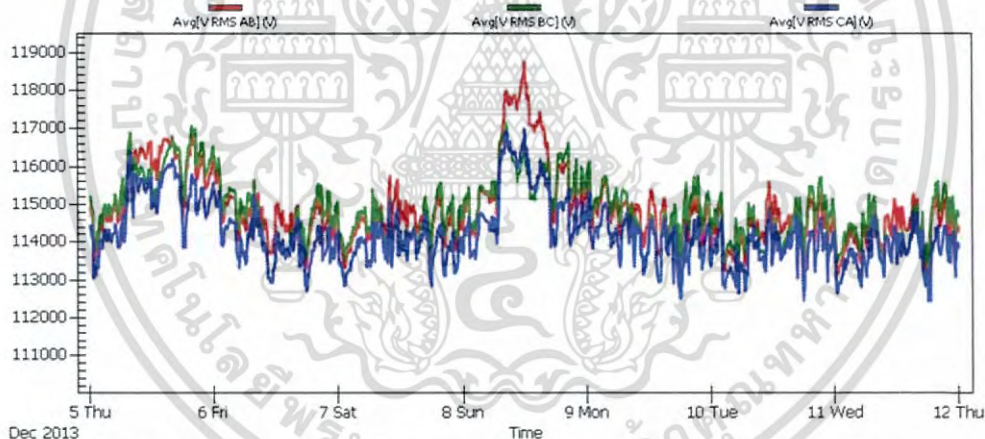
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.10 ผลการประเมินค่ากระแสฮาร์มอนิกสูงสุดลำดับที่ 2-19 โครงการที่ 4

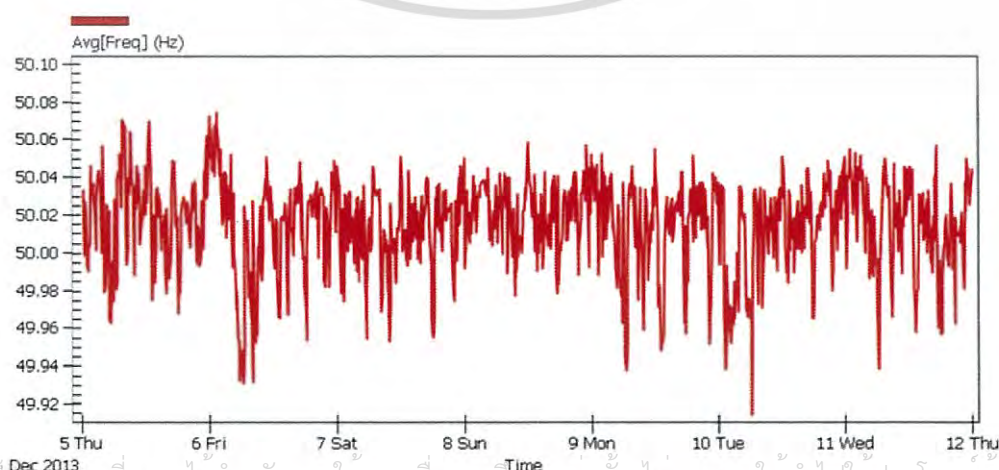
ลำดับที่	2	3	4	5	6	7
ข้อกำหนด 115 kV	5	4	3	4	2	3
ข้อกำหนด 115 kV	0.116	0.203	0.176	0.427	0.009	0.156
ผลการประเมิน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน

ลำดับที่	8	9	10	11	12	13
ข้อกำหนด 115 kV	1	1	1	3	1	3
ข้อกำหนด 115 kV	0.030	0.014	0.051	0.079	0.010	0.159
ผลการประเมิน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน

ลำดับที่	14	15	16	17	18	19
ข้อกำหนด 115 kV	1	1	1	1	1	1
ข้อกำหนด 115 kV	0.075	0.034	0.056	0.039	0.010	0.032
ผลการประเมิน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน

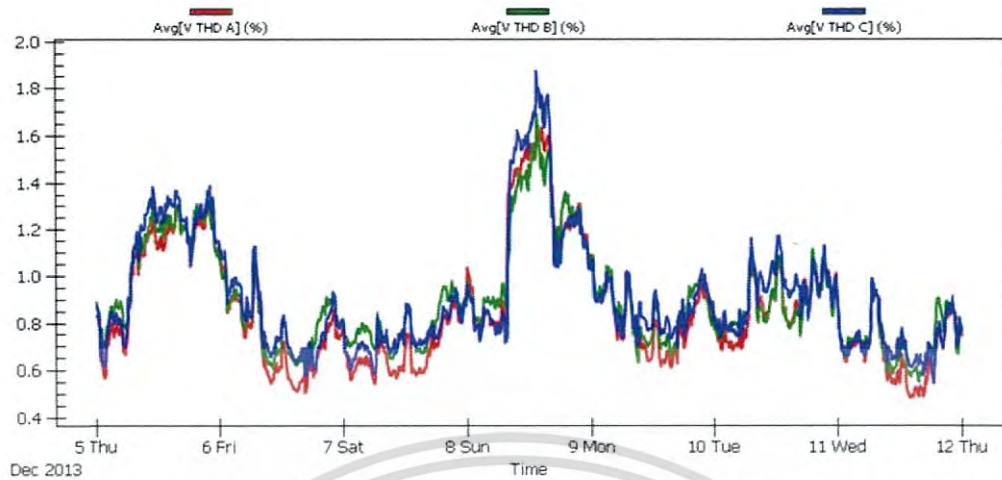


รูปที่ 3.30 ค่า RMS Voltage ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-4

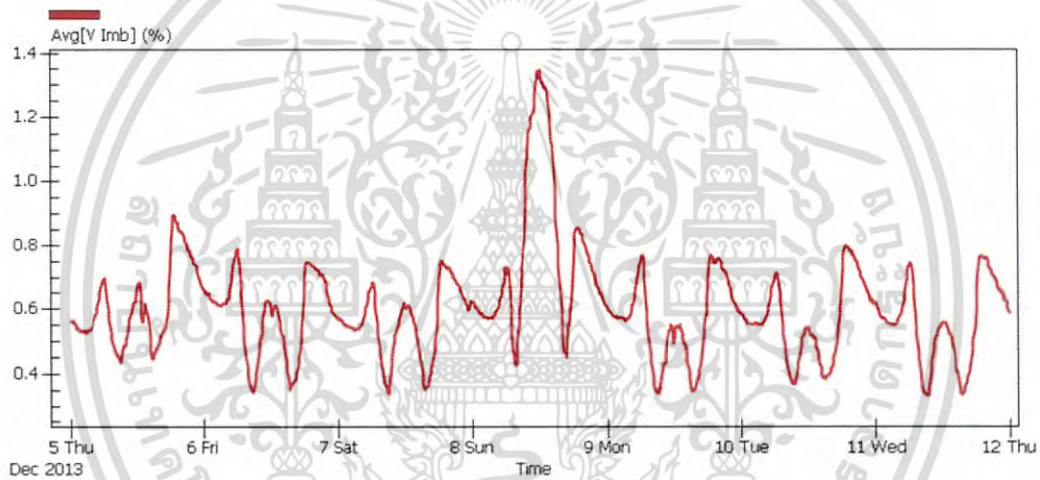


รูปที่ 3.31 ค่า Frequency ตลอดเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-4

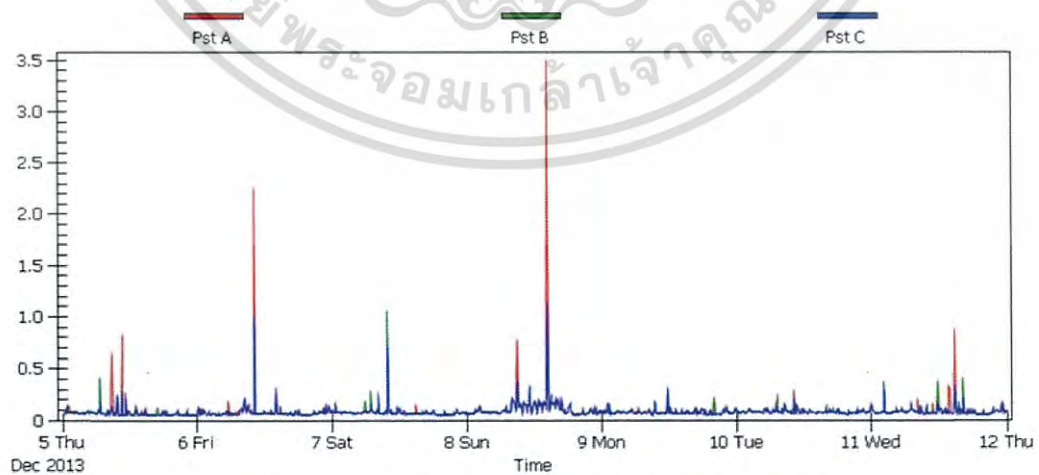
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามเผยแพร่ข้อมูลและต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.32 ค่า % THD_V ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-4

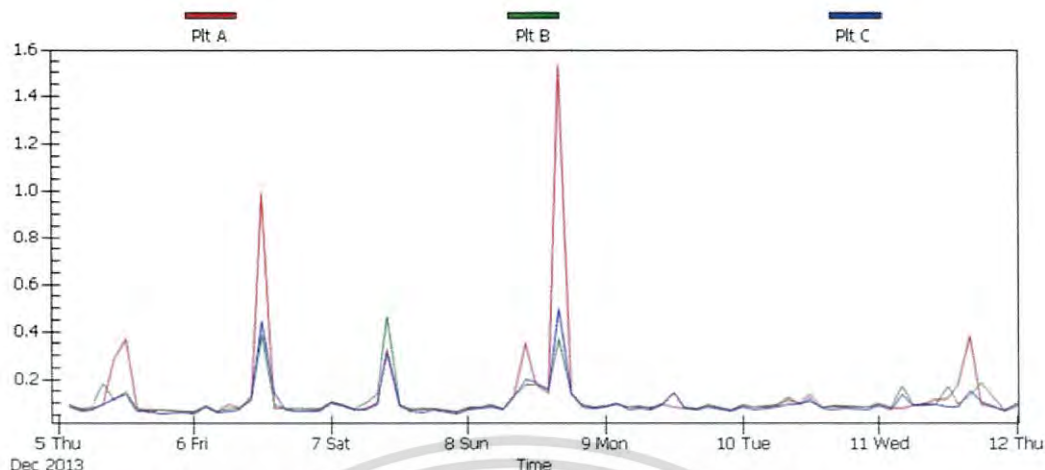


รูปที่ 3.33 ค่า Voltage Unbalance ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-4



รูปที่ 3.34 ค่า Pst ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-4

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.35 ค่า Pt ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-4

ตารางที่ 3.11 สรุปผลการประเมินระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ ผู้ผลิตไฟฟ้า โครงการที่ 5

ที่	ระดับคุณภาพไฟฟ้า	เกณฑ์มาตรฐาน		ค่าที่ CP95	ผลการประเมิน
		Min.	Max.		
1	แรงดันไฟฟ้า (Voltage)				
	- เฟส A			117.93 kV	ผ่าน
	- เฟส B	109.25 kV	120.75 kV	116.32 kV	ผ่าน
	- เฟส C			116.25 kV	ผ่าน
2	*ความถี่ไฟฟ้า (Frequency)	49.5 Hz	50.5 Hz	*50.05 Hz	ผ่าน
3	แรงดันฮาร์มอนิก : % THD _v				
	- เฟส A			1.02 %	ผ่าน
	- เฟส B	-	> 1.5 %	1.01 %	ผ่าน
	- เฟส C			1.05 %	ผ่าน
4	กระแสฮาร์มอนิก ลำดับที่ 2-19	-	ตารางที่ 3.12		ผ่าน
5	ค่าเปอร์เซ็นต์แรงดันไม่สมดุล : Vub		> 2 %	1.02	ผ่าน
6	แรงดันกระเพื่อม : Pst				
	- เฟส A			0.17	ผ่าน
	- เฟส B	-	> 1.00	0.17	ผ่าน
	- เฟส C			0.18	ผ่าน
7	แรงดันกระเพื่อม : Plt				
	- เฟส A			0.38	ผ่าน
	- เฟส B	-	> 0.80	0.37	ผ่าน
	- เฟส C			0.32	ผ่าน
8	ตัวประกอบกำลัง	0.9 lag	0.9 lead	0.99 lag	ผ่าน

หมายเหตุ: *ความถี่ไฟฟ้าใช้ค่าที่ CP 99% ของข้อมูล สำหรับเปรียบเทียบกับมาตรฐานของ กฟผ.

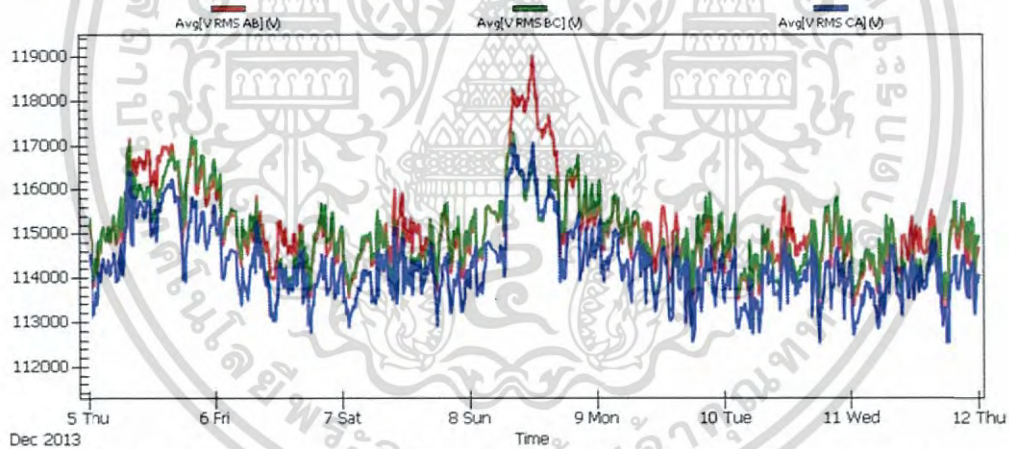
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.12 ผลการประเมินค่ากระแสฮาร์มอนิกสูงสุดลำดับที่ 2-19 โครงการที่ 5

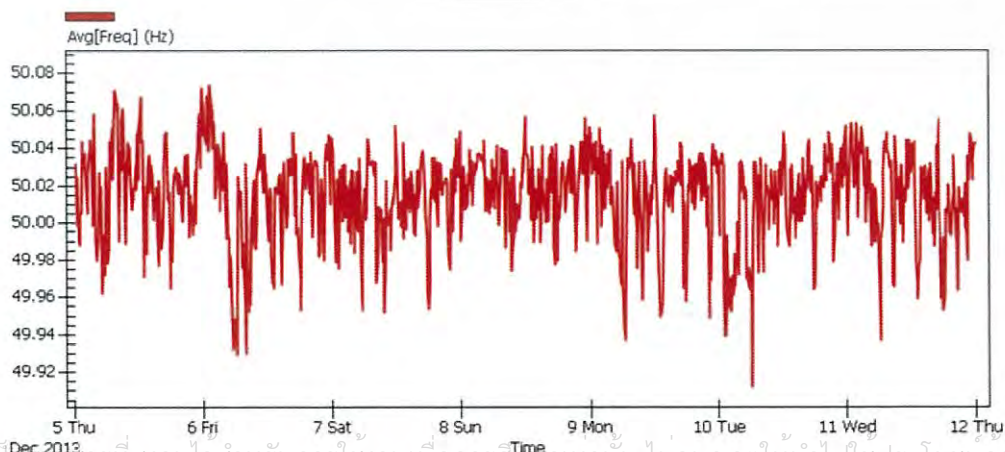
ลำดับที่	2	3	4	5	6	7
ข้อกำหนด 115 kV	5	4	3	4	2	3
ข้อกำหนด 115 kV	0.121	0.199	0.170	0.430	0.008	0.147
ผลการประเมิน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน

ลำดับที่	8	9	10	11	12	13
ข้อกำหนด 115 kV	1	1	1	3	1	3
ข้อกำหนด 115 kV	0.032	0.015	0.050	0.080	0.010	0.156
ผลการประเมิน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน

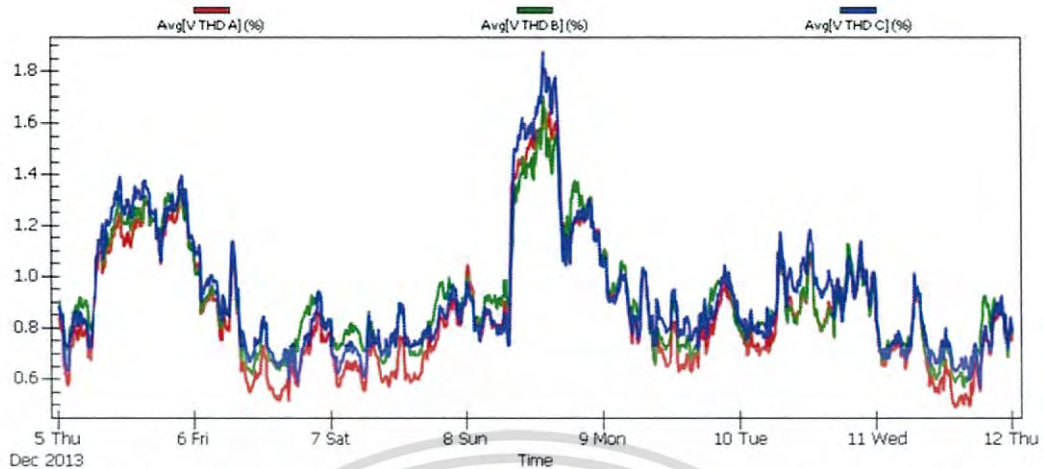
ลำดับที่	14	15	16	17	18	19
ข้อกำหนด 115 kV	1	1	1	1	1	1
ข้อกำหนด 115 kV	0.069	0.028	0.063	0.041	0.010	0.035
ผลการประเมิน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน



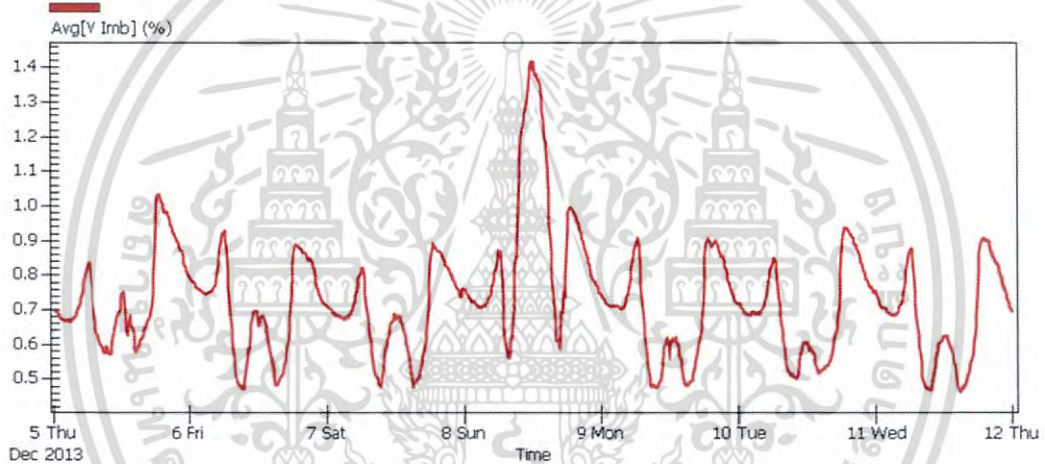
รูปที่ 3.36 ค่า RMS Voltage ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-5



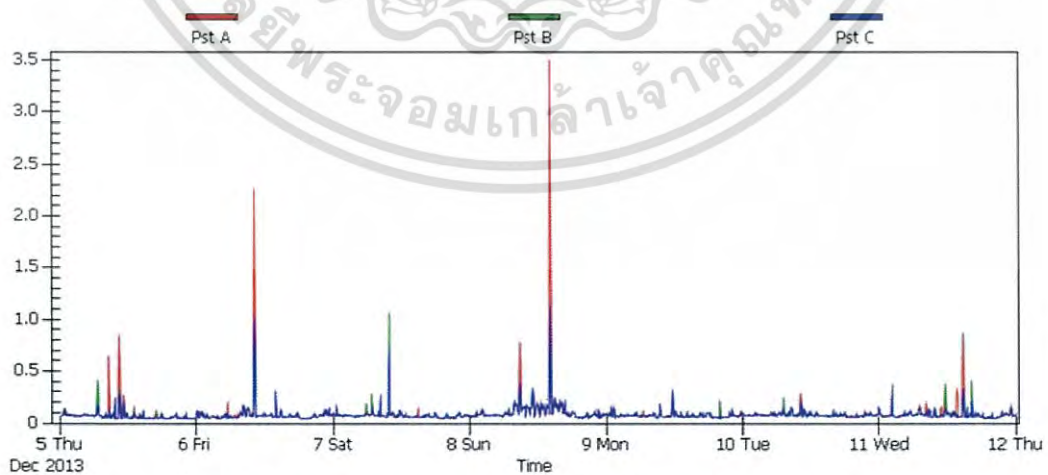
รูปที่ 3.37 ค่า Frequency ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-5



รูปที่ 3.38 ค่า % THD_V ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-5

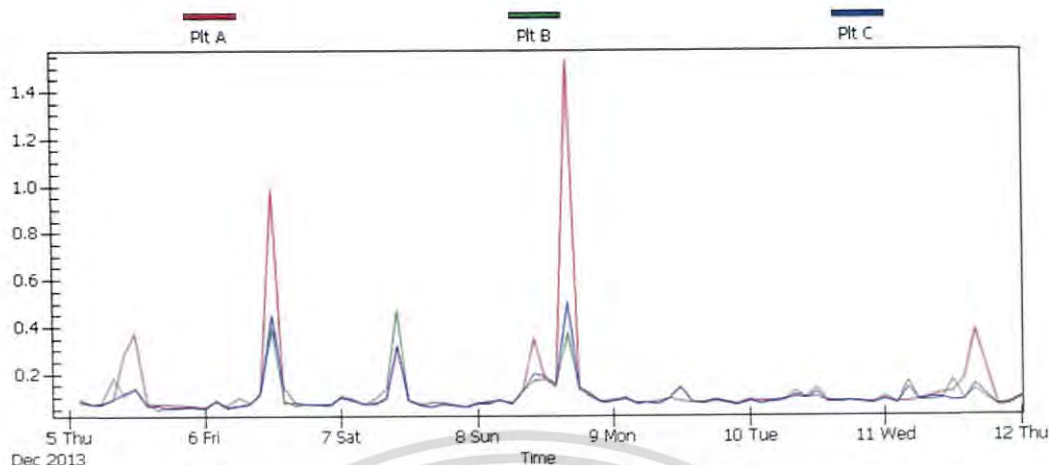


รูปที่ 3.39 ค่า Voltage Unbalance ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-5



รูปที่ 3.40 ค่า Pst ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-5

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.41 ค่า Plt ตลอดช่วงเวลาตรวจวัด ที่ระบบ 115 kV ณ จุด M-5

จากผลการตรวจวัดและประเมินระดับคุณภาพไฟฟ้า ครั้งที่ 2 ของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการที่ 1, โครงการที่ 4 และโครงการที่ 5 รูปที่ 3.24 ถึง 3.41 โดยขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวมในวงจรเป็น 57.6 MW โดยอินเวอร์เตอร์ทุกเครื่องใช้โหมดการควบคุมแบบ Power Factor Control ตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 1 ได้ผลการประเมินได้แก่ ค่าแรงดันไฟฟ้า (Voltage), ความถี่ไฟฟ้า (Frequency), ค่าตัวประกอบกำลัง (Power Factor), แรงดันไม่สมดุล (Voltage Unbalance), ฮาร์โมนิก (Harmonics) และแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) ข้อมูลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าค่าเปอร์เซ็นต์ที่ 95 ผ่านเกณฑ์ข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั้งหมด ในการตรวจวัดดังกล่าว ทุกโครงการเชื่อมต่อเข้ากับระบบ 115 kV ที่จ่ายปลายสายมีระยะห่างจากสถานีไฟฟ้าไทรน้อย 39.86, 51.44 และ 52.44 กิโลเมตรตามลำดับ

1. พบว่าค่าเปอร์เซ็นต์ที่ 95 ของแรงดันไฟฟ้าสูงสุดจากโครงการที่ 6 มีค่าแรงดันไฟฟ้าเท่ากับ 116.30 kV เพิ่มขึ้นเป็นมีค่าเท่ากับ 117.93 kV ของโครงการที่ 5 ทั้งนี้ยังไม่พบผลกระทบจากการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าจากปัญหาแรงดันเกิน เพราะที่สถานีไฟฟ้าใช้ On-Load Tap Changer (OLTC) ของหม้อแปลงไฟฟ้าที่ทำงานแบบอัตโนมัติเพื่อควบคุมการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้า โดยในปัจจุบันได้ดำเนินการสร้างวงจรการจ่ายไฟเชื่อมต่อเข้ากับสถานีไฟฟ้าสองพี่น้อง ซึ่งจะทำให้มีความเหมาะสมของระบบเพิ่มมากขึ้น

2. พบว่าค่าเปอร์เซ็นต์ที่ 95 ของแรงดันฮาร์โมนิก(%THD_V) สูงสุดจากโครงการที่ 2 มีค่าเท่ากับ 0.95 ของ เพิ่มขึ้นเป็นเท่ากับ 1.14 ของโครงการที่ 1 ทั้งนี้ยังไม่พบผลกระทบจากการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า แต่หากมีการจ่ายไฟของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์ หรือการรับซื้อไฟฟ้าของธุรกิจอุตสาหกรรมที่เป็นประเภทโหลดฮาร์โมนิกขนาดใหญ่ ต้องมีการพิจารณาการเชื่อมต่อเป็นกรณีพิเศษ เพื่อไม่ให้เกิดผลกระทบกับคุณภาพไฟฟ้า

3. พบว่าค่าเปอร์เซ็นต์ที่ 95 ของแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) มีค่าเพิ่มขึ้นจากการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าคือ ค่าแรงดันกระเพื่อม Plt เพิ่มขึ้นจาก 0.26 เป็น 0.44 ซึ่งสอดคล้องกับการเพิ่มของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ใช้แบบอินเวอร์เตอร์

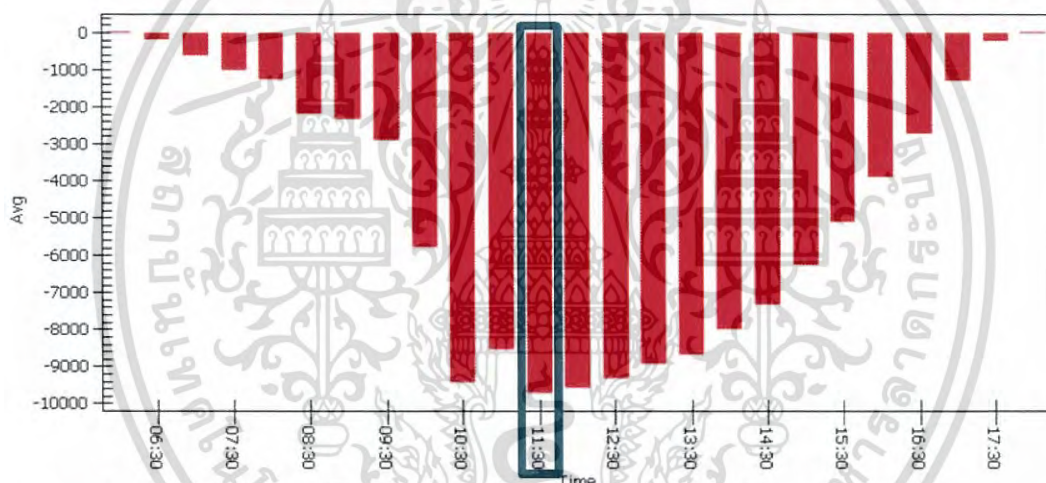
3.2.2 การประเมินระดับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้

การศึกษาในส่วนนี้เป็นการวิเคราะห์ข้อมูลปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้เฉลี่ยของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละช่วงเวลาระหว่างที่ทำการติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าทั้ง 6 จุด คือจุดซื้อ-ขายไฟ PCC ที่ระบบ 115 kV

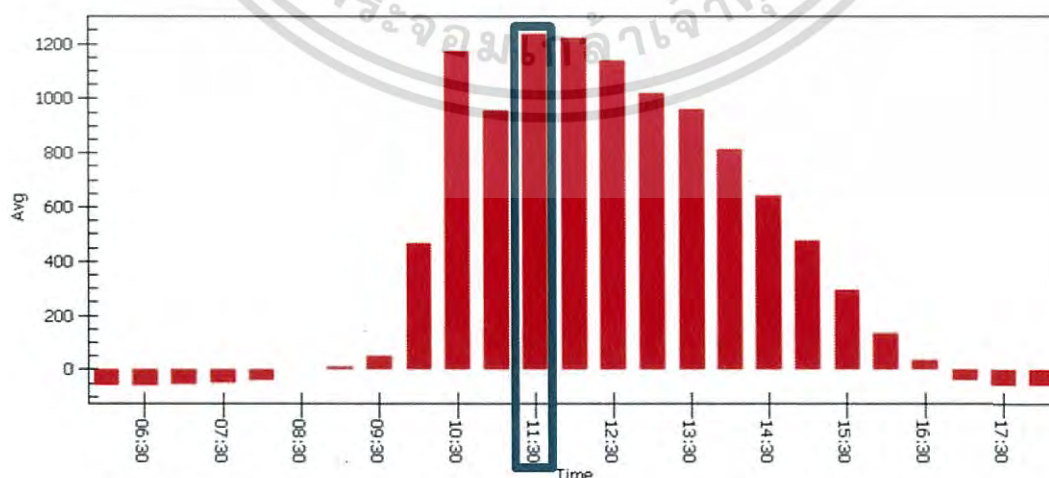
3.2.2.1 ผลการประเมินพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ครั้งที่ 1 จากการเก็บข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าตลอดช่วงระยะเวลาตรวจวัด 7 วัน จำนวน 3 โครงการ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.13

ตารางที่ 3.13 ผลการประเมินพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ครั้งที่ 1

โครงการที่	กำลังไฟฟ้า(kW)	กำลังไฟฟ้าปรากฏ(kVAR)	เวลาที่ค่าเฉลี่ยสูงสุด
2	9,566	1,238	11:30 น.
3	9,523	1,185	11:30 น.
6	9,589	1,256	11:30 น.

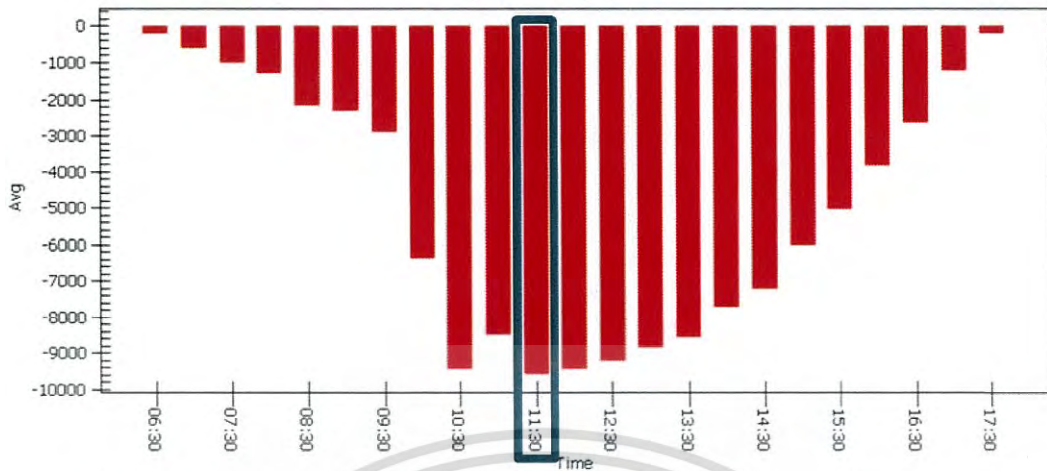


รูปที่ 3.42 กำลังไฟฟ้า (P) ที่ผลิตได้เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด M-2 ที่ระบบ 115 kV

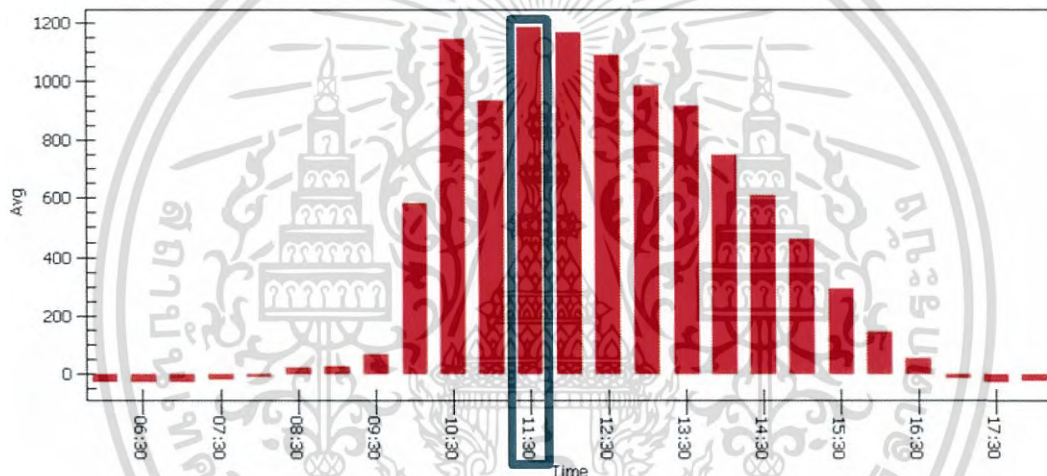


รูปที่ 3.43 กำลังไฟฟ้าปรากฏ (Q) เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด M-2 ที่ระบบ 115 kV

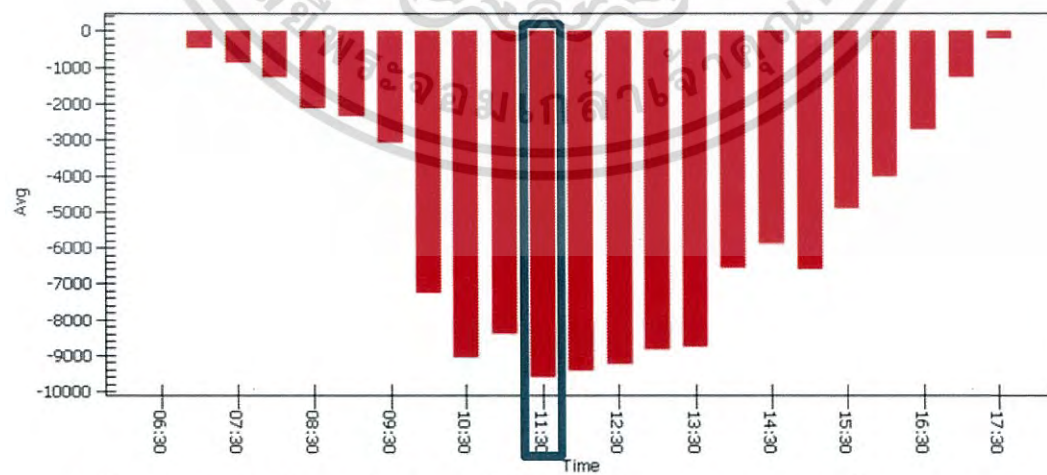
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.44 กำลังไฟฟ้า (P) ที่ผลิตได้เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด M-3 ที่ระบบ 115 kV

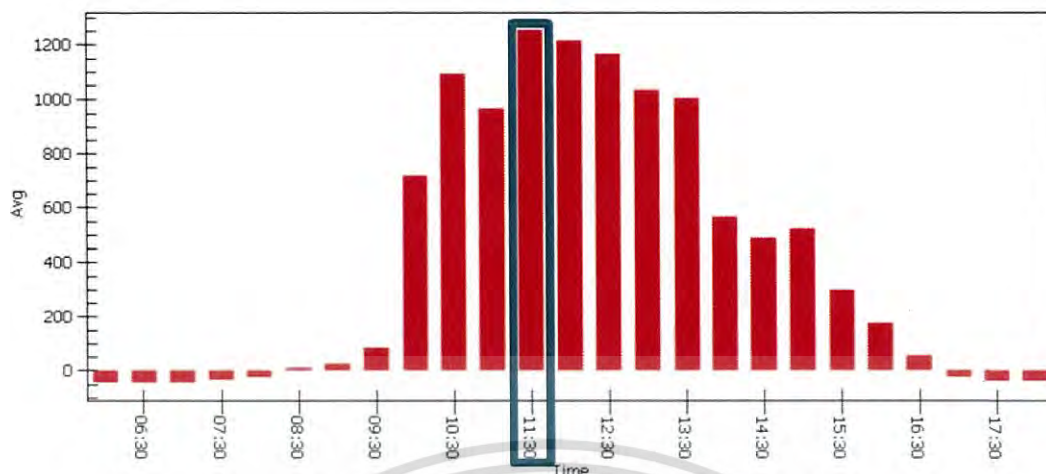


รูปที่ 3.45 กำลังไฟฟ้าปฏิกิริยา (Q) เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด M-3 ที่ระบบ 115 kV



รูปที่ 3.46 กำลังไฟฟ้า (P) ที่ผลิตได้เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด M-6 ที่ระบบ 115 kV

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.47 กำลังไฟฟ้าปรากฏ (Q) เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด M-6 ที่ระบบ 115 kV

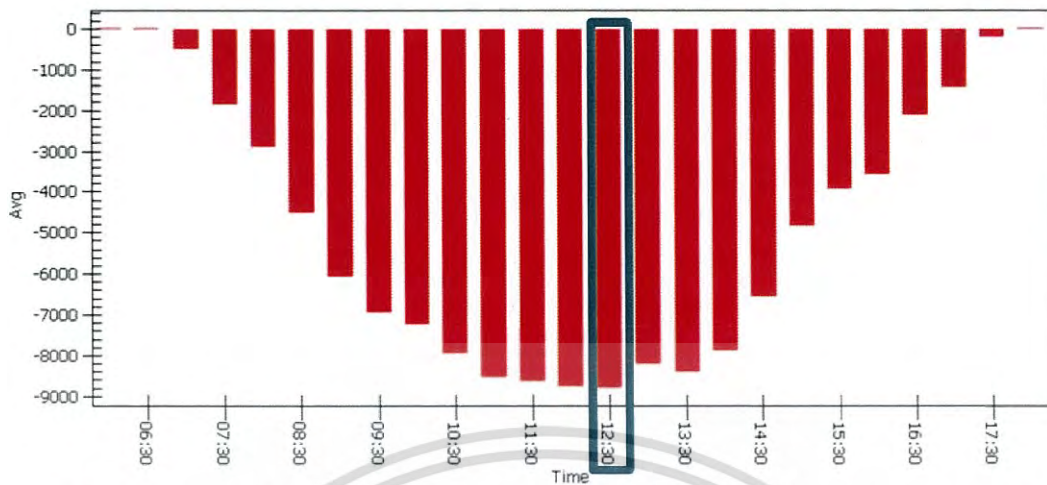
จากผลการตรวจวัดค่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ ครั้งที่ 1 ระหว่างวันที่ 6 - 12 พฤศจิกายน พ.ศ. 2556 รูปที่ 3.45 ถึง 3.47 เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าจำนวน 3 จุด พบว่าข้อมูลปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ ในแต่ละจุดตรวจวัดมีแนวโน้มไปในทิศทางเดียวกัน คือ กำลังไฟฟ้า (P) ที่ผลิตได้เพิ่มขึ้นมีค่าเฉลี่ยสูงสุดที่เวลา 11:30 น. ตามความเข้มแสงอาทิตย์สูงสุด และมีกำลังไฟฟ้าปรากฏ (Q) สูงสุดด้วย สอดคล้องกับอินเวอร์เตอร์ทุกเครื่องใช้โหมดการควบคุมแบบ Power Factor Control คือการตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้ามี่ค่าเท่ากับ 1 เพื่อไม่ให้เกิดการจ่ายกำลังไฟฟ้าปรากฏ ทำให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้มีค่าสูงสุด จึงส่งผลให้เกิดค่าปรับกิโลวาร์ชาร์ทต่อโครงการประมาณ 87,000 บาท โดยผลจากกำลังสูญเสียใน (Load Loss) ของหม้อแปลงไฟฟ้าขณะมีโหลด ซึ่งคือกำลังไฟฟ้าที่สูญเสียไปเนื่องจากความต้านทานของขดลวดขณะที่หม้อแปลงไฟฟ้าจ่ายโหลด และสายไฟต่างๆ ในสถานีไฟฟ้า

3.2.2.2 ผลการประเมินพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ครั้งที่ 2 จากการเก็บข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าตลอดช่วงระยะเวลาตรวจวัด 7 วัน จำนวน 3 โครงการ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.14

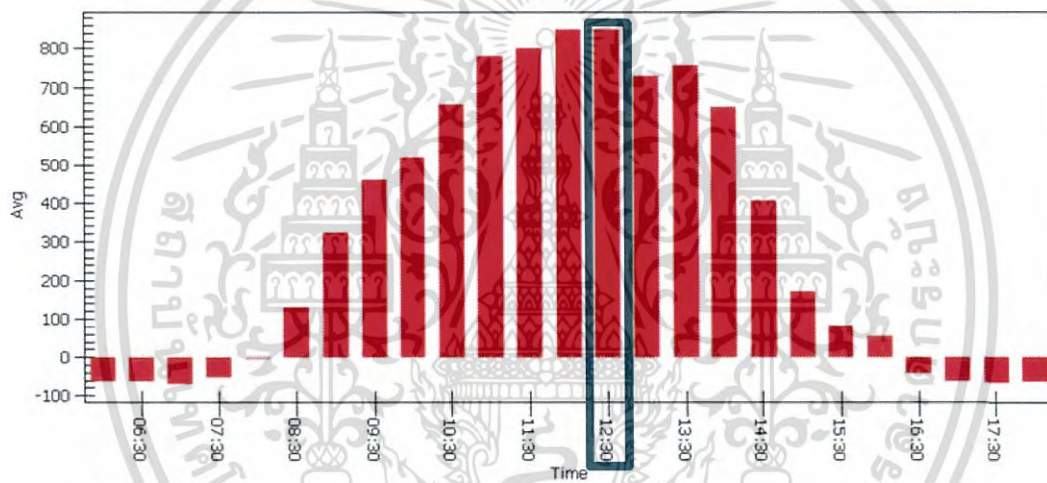
ตารางที่ 3.14 ผลการประเมินพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ครั้งที่ 2

โครงการที่	กำลังไฟฟ้า(kW)	กำลังไฟฟ้าปรากฏ(kVAR)	เวลาที่ค่าเฉลี่ยสูงสุด
1	8,980	850	12:30 น.
4	9,110	1,182	12:30 น.
5	9,050	1,179	12:30 น.

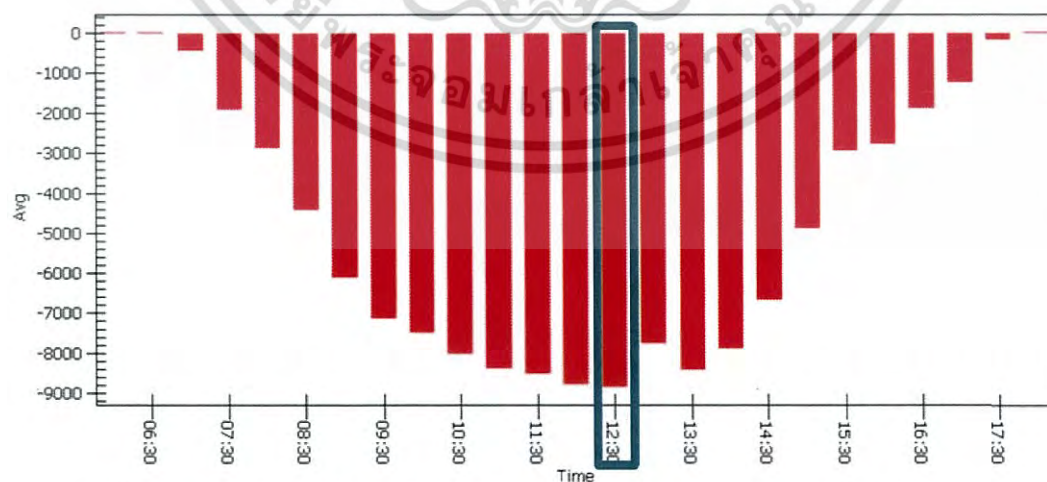
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.48 กำลังไฟฟ้า (P) ที่ผลิตได้เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด PCC-1 ที่ระบบ 115 kV

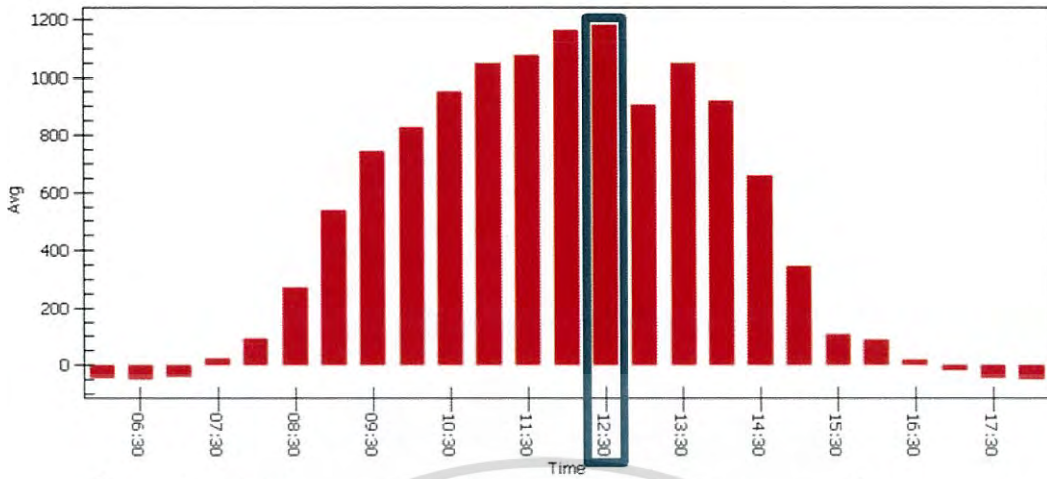


รูปที่ 3.49 กำลังไฟฟ้าปฏิกิริยา (Q) เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด PCC-1 ที่ระบบ 115 kV

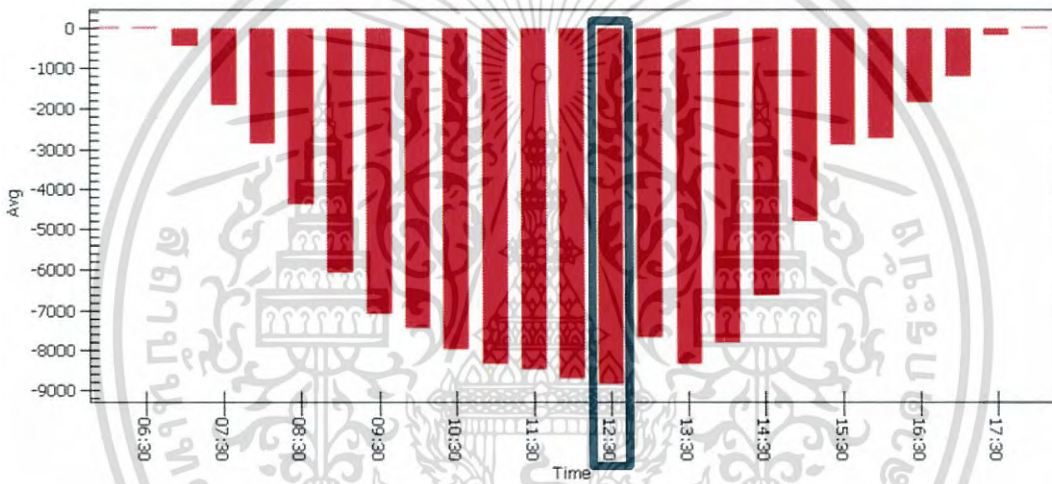


รูปที่ 3.50 กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด PCC-4 ที่ระบบ 115 kV

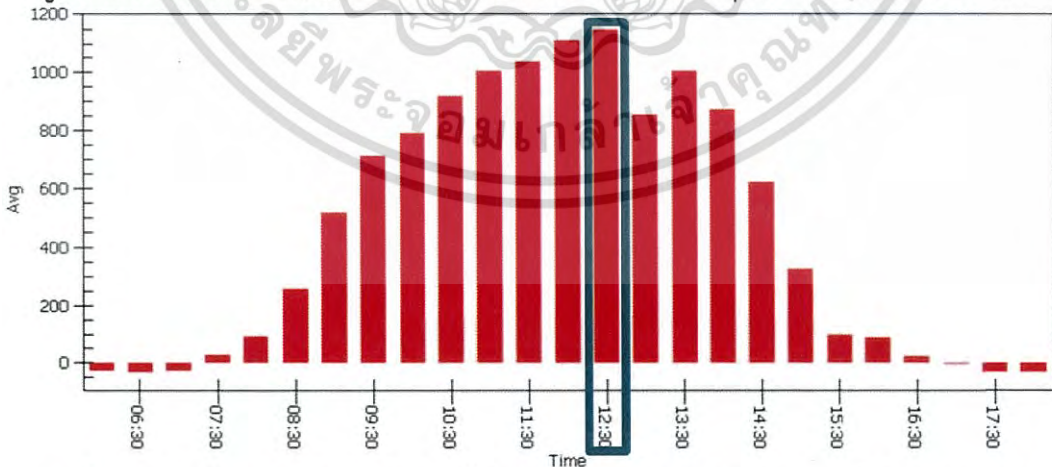
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.51 กำลังไฟฟ้าปรากฏ (Q) เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด PCC-4 ที่ระบบ 115 KV



รูปที่ 3.52 กำลังไฟฟ้า (P) ที่ผลิตได้เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด PCC-5 ที่ระบบ 115 KV



รูปที่ 3.53 กำลังไฟฟ้าปรากฏ (Q) เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ณ จุด PCC-5 ที่ระบบ 115 KV

จากผลการตรวจวัดค่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ ครั้งที่ 2 ระหว่างวันที่ 6 - 12 ธันวาคม พ.ศ. 2556 รูปที่ 3.48 ถึง 3.53 เฉลี่ยในแต่ละช่วงเวลา ติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าจำนวน 3 จุด เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาค้นคว้าเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

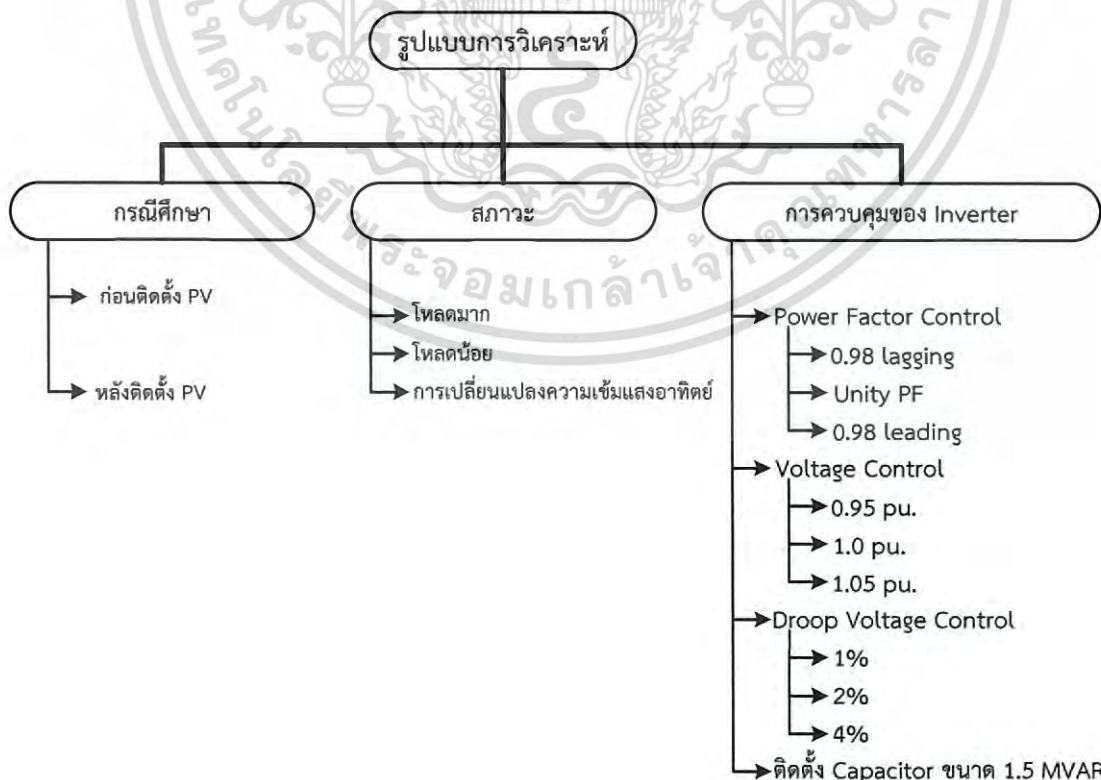
บทที่ 4

การศึกษาผลกระทบคุณภาพไฟฟ้าด้วยการจำลองระบบ

ในบทนี้เป็นการศึกษาผลกระทบทางด้านเทคนิคของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนานกับระบบสายส่ง 115 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยจะทำการศึกษาผลกระทบทั้งก่อนและหลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในสภาวะระบบปกติ และเมื่อเกิดทำการศึกษาผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงความเข้มแสงอาทิตย์ส่งผลโดยตรงต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยผลที่ได้จากการศึกษานี้สามารถใช้เป็นเครื่องมือแนะนำในทางปฏิบัติเพื่อการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต่อไป

4.1 ระบบที่ใช้ศึกษา

ระบบที่ใช้ศึกษาเป็นระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการปรับเงื่อนโซลและคุณลักษณะของระบบให้เหมาะสมกับการศึกษาวิจัย โดยเป็นการจำลองกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อเข้ากับ 115 kV สถานีไฟฟ้าไทรน้อยของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งงานวิจัยฉบับนี้จะเน้นศึกษาผลกระทบจากการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับระบบไฟฟ้า โดยพิจารณาจากการควบคุมการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในรูปแบบที่ระดับความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าใกล้เคียงกับค่าจริงในปัจจุบัน นอกจากนี้ยังทำการศึกษาผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงความเข้มแสงอาทิตย์ สำหรับประเด็นที่ทำการพิจารณาจะประกอบไปด้วยการวิเคราะห์ในรูปแบบต่างๆ ดังต่อไปนี้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับรูปที่ 4.1 แผนผังการศึกษาวิเคราะห์ อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.1.1 ระบบสายส่ง 115 kV

ผู้วิจัยได้ทำการจำลองการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 9.6 MW ซึ่งมีผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 6 ราย รวมกำลังไฟฟ้าที่ผลิตสูงสุดเท่ากับ 57.6 MW เชื่อมต่อเข้ากับระบบ 115 kV สถานีไฟฟ้าไทรน้อยของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยที่ใช้โปรแกรม DIGSILENT PowerFactory จำลองระบบเพื่อศึกษา ซึ่งจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดังรูปที่ 4.2 สำหรับเกณฑ์การพิจารณาจะสอดคล้องตามระเบียบว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2559 โดยข้อมูลทั่วไปของระบบที่ใช้จำลองเป็นดังนี้

1. แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้า ใช้ External Grid โดยเลือกรูปแบบของ Bus Type เป็นชนิด Slack Bus และมีค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 Sequence Impedance ของสถานีไฟฟ้าไทรน้อย [12]

Sequence Impedance	Resistance (Ohm)	Reactance (Ohm)
Positive Sequence	0.00151	0.03154
Negative Sequence	0.00151	0.03155
Zero Sequence	0.00783	0.06980
ระดับการลัดวงจรที่สถานี	$I_k'' = 15.897 \text{ kA}$	

2. สายส่งในระบบ มีจำนวน 2 วงจร แบ่งออกเป็นสายส่งในระบบ 115 kV ของกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 6 ราย ซึ่งใช้สายส่งขนาด $2 \times 400 \text{ mm}^2$ โดยมีระยะทางห่างจากสถานีไฟฟ้าไทรน้อยของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเท่ากับ 52.44 กิโลเมตร

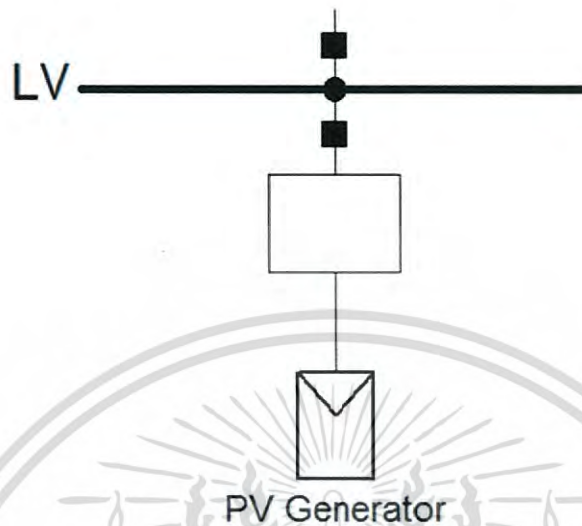
3. ระบบผลิตไฟฟ้าและโหลด กำลังการผลิตของกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 6 ราย เท่ากับ 9.6 MW รวมทั้งสิ้น 57.6 MW และข้อมูลความต้องการกำลังไฟฟ้าที่โหลดสูงสุดและต่ำสุดดังตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 ข้อมูลความต้องการกำลังไฟฟ้า [13]

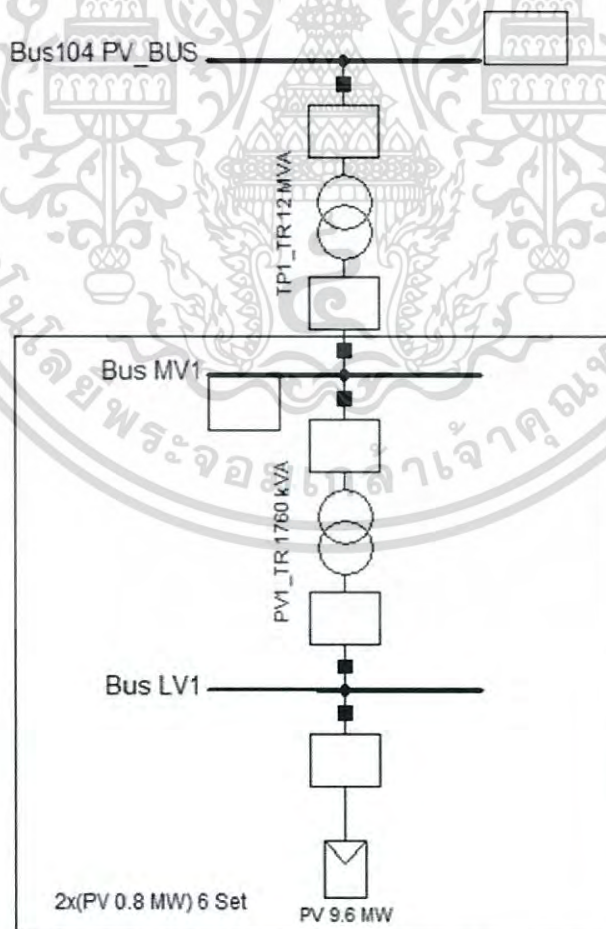
โหลด	ขนาดกำลังไฟฟ้า			
	โหลดสูงสุด		โหลดต่ำสุด	
	P(MW)	PF	P(MW)	PF
Load 1 (LBL)	28.46	0.97	16.29	0.97
Load 2	9.12	0.95	5.4	0.95
Load 3	6.4	0.94	5.9	0.94
Load 4	20.72	0.75	14.76	0.75
Load 5	9.76	0.75	5.3	0.75
Load 6 (BEA)	28.5	0.93	16.4	0.95
Load 7 (SPN)	20.7	0.95	6.4	0.95
โหลดรวม	116.21	0.91	70.64	0.92

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4. จำนวนบัสในระบบ มีจำนวน 12 บัส โดยแบ่งออกเป็นบัสของระบบ 115 kV จำนวน 12 บัส, 22 kV จำนวน 36 บัส และ 400 V จำนวน 36 บัส ดังแสดงในรูปที่ 4.3 ถึง 4.4

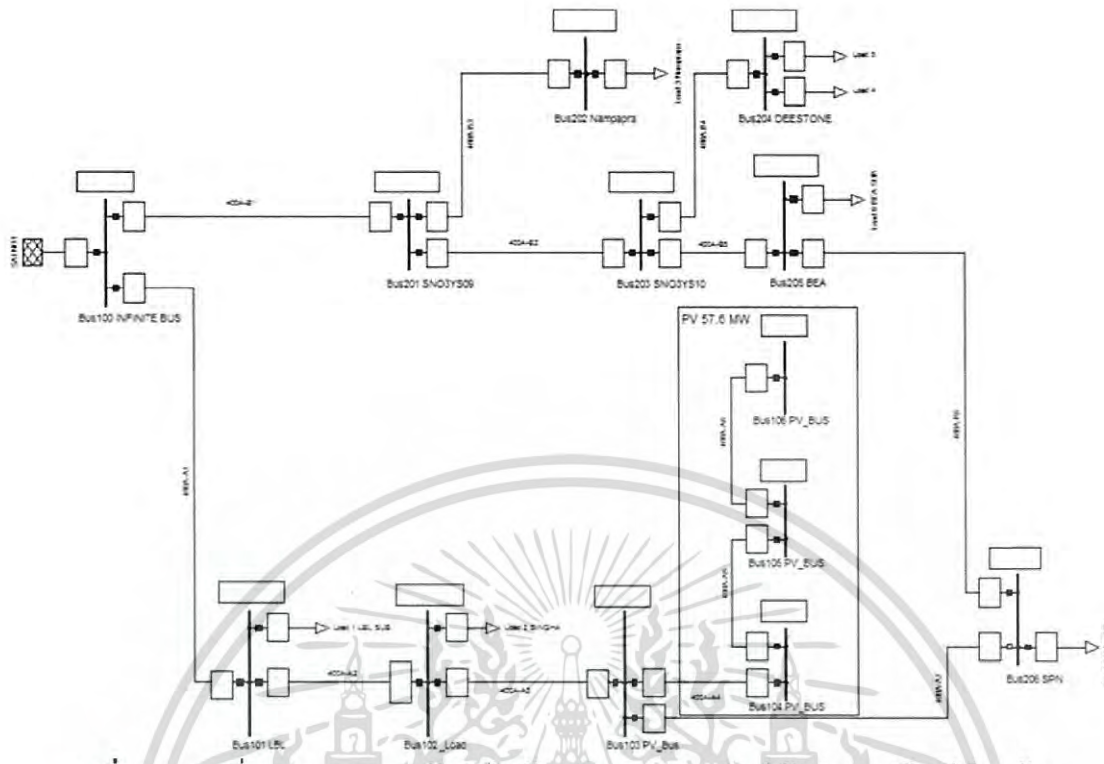


รูปที่ 4.2 ลักษณะการจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละชุด



รูปที่ 4.3 ลักษณะการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.4 การเชื่อมต่อระบบของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับสถานีไฟฟ้าไทรน้อย

4.1.2 กรณีศึกษาและข้อสมมุติฐาน

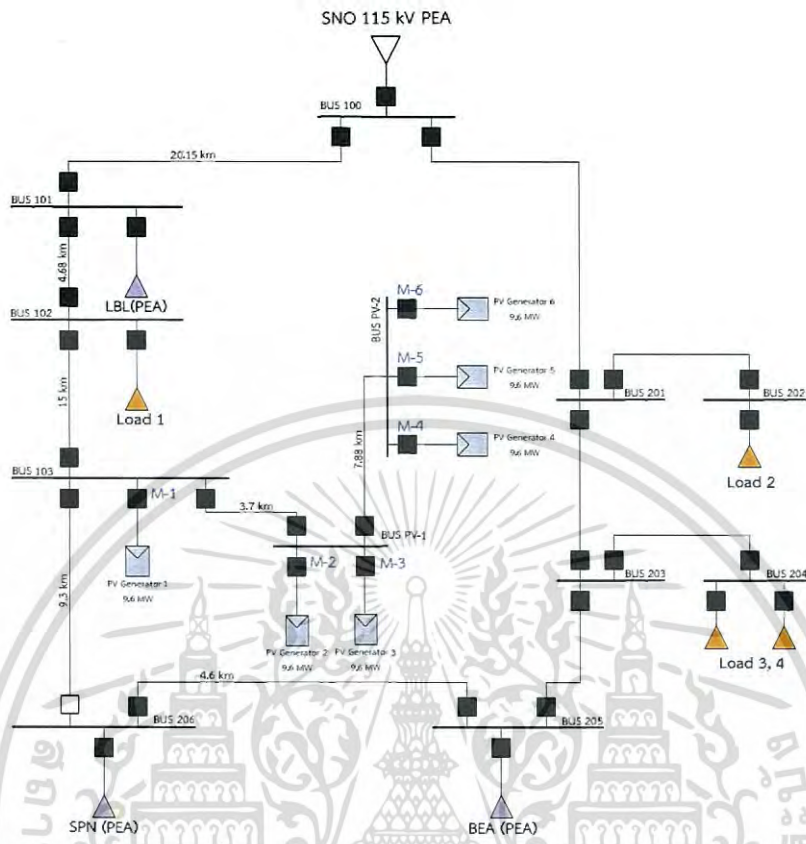
การศึกษาวิเคราะห์ผลกระทบของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้น จะตั้งอยู่บนสมมุติฐาน 2 ข้อหลักๆ ประกอบด้วยประเด็นการพิจารณาดังต่อไปนี้

4.1.2.1 สมมุติฐานในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

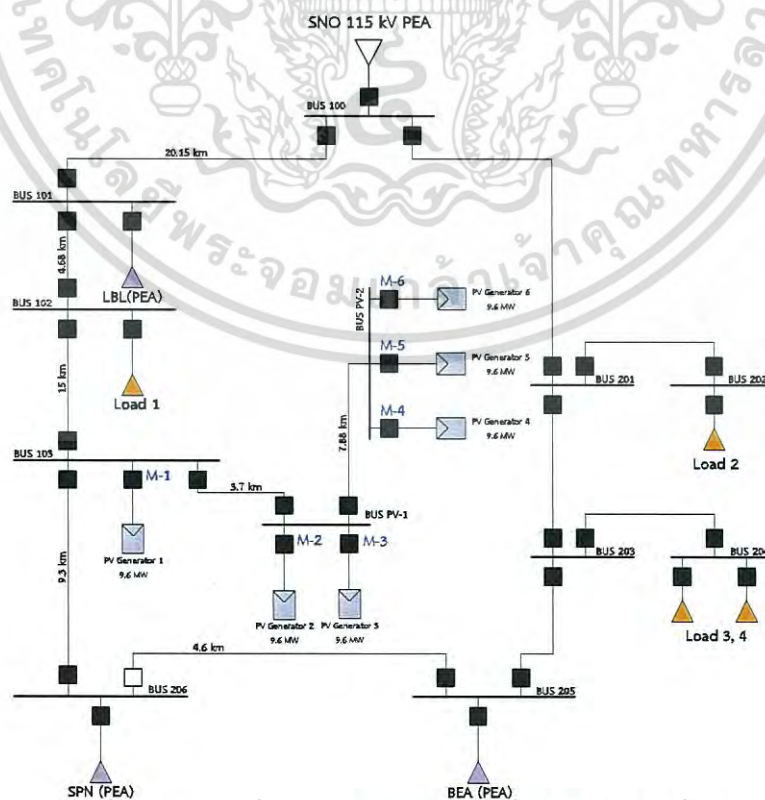
ลักษณะการเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นระบบที่เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้าจะขนานกับระบบ 115 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำหรับในส่วนของการศึกษาผลกระทบจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับระบบไฟฟ้านั้น ผู้วิจัยจะทำการศึกษาทั้งก่อนและหลังติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ เข้าสู่ระบบไฟฟ้าที่ในรูปแบบการจ่ายไฟแบบต่างๆโดยรูปแบบการวิเคราะห์จะแบ่งออกเป็น 6 กรณี ดังนี้

1. กรณีสภาวะโหลดต่ำสุด และการจ่ายไฟแบบที่ 1 (รูปแบบการจ่ายไฟเรเดียลแบบเดิม)
2. กรณีสภาวะโหลดต่ำสุด และการจ่ายไฟแบบที่ 2 (รูปแบบการจ่ายไฟเรเดียลแบบใหม่จ่ายไฟให้ สถานีไฟฟ้าสองพี่น้องปลายสายโดยจะมีโหลดรวมที่ 28.9 MW)
3. กรณีสภาวะโหลดต่ำสุด และการจ่ายไฟแบบที่ 3 (รูปแบบการจ่ายไฟลูบ)
4. กรณีสภาวะโหลดสูงสุด และการจ่ายไฟแบบที่ 1 (รูปแบบการจ่ายไฟเรเดียลแบบเดิม)
5. กรณีสภาวะโหลดสูงสุด และการจ่ายไฟแบบที่ 2 (รูปแบบการจ่ายไฟเรเดียลแบบใหม่จ่ายไฟให้ สถานีไฟฟ้าสองพี่น้องปลายสายโดยจะมีโหลดรวมที่ 58.28 MW)
6. กรณีสภาวะโหลดสูงสุด และการจ่ายไฟแบบที่ 3 (รูปแบบการจ่ายไฟลูบ)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

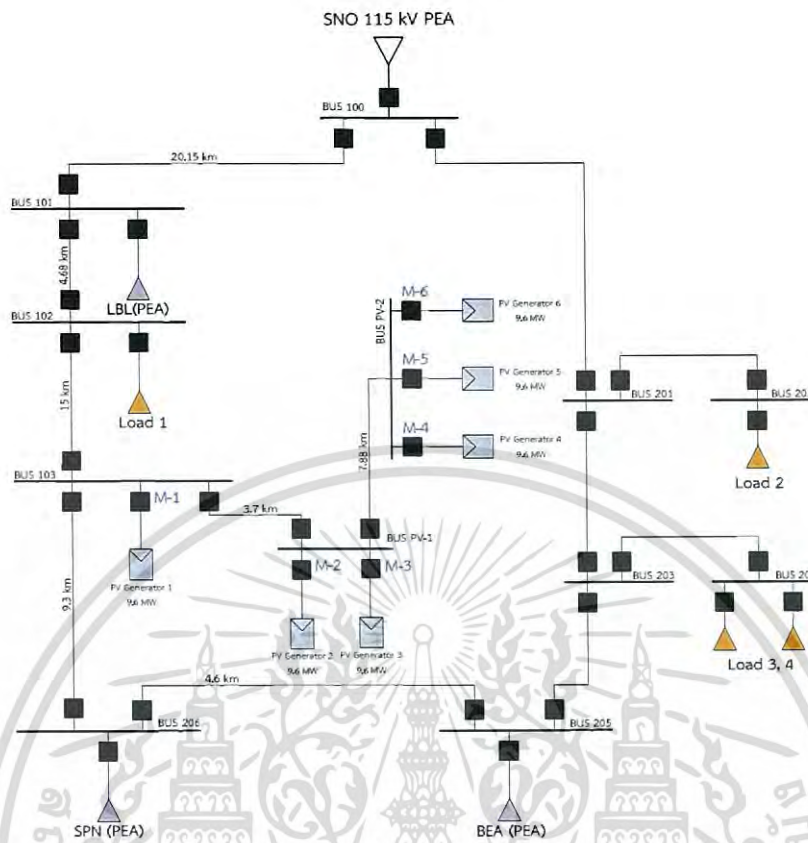


รูปที่ 4.5 การจ่ายไฟแบบที่ 1 ของการเชื่อมต่อระบบของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์



รูปที่ 4.6 การจ่ายไฟแบบที่ 2 ของการเชื่อมต่อระบบของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

เอกสารนี้เป็นเอกสารลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี การนำเอกสารนี้ไปใช้ในการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.7 การจ่ายไฟแบบที่ 3 ของการเชื่อมต่อระบบของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ขนาดกำลังผลิตติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบที่ใช้สำหรับศึกษานั้น มีขนาดพิกัดกำลังการผลิตต่อโครงการเท่ากับ 9.6 MW โดยผู้ผลิตไฟฟ้าทั้ง 6 ราย รวมทั้งหมดเท่ากับ 57.6 MW ทำการเชื่อมต่อร่วมกันที่บัสสำหรับติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์(Incoming Bus) ที่ระบบ 22 kV จำนวน 6 บัส ซึ่งแต่ละบัสติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 2 เครื่อง รวมต่อ 1 โครงการมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 12 เครื่อง ดังรูปที่ 4.4 จากนั้นทำการเชื่อมต่อจาก Incoming Bus เข้าสู่บัสของระบบสายส่ง 115 kV (System Bus) โดยผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าแบบ Dyn1 แปลงระดับแรงดัน 115/22 kV ดังรูปที่ 5.4

ลักษณะการควบคุม การควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถทำได้แก่ การควบคุมการทำงานแบบ Power Factor Control และแบบ Voltage Control ผู้วิจัยจะพิจารณาช่วงโหลดสูงสุด (Peak Load) และช่วงโหลดต่ำสุด (Light Load) สำหรับรูปแบบการควบคุม ผู้วิจัยได้ทำการเปรียบเทียบจำนวน 10 รูปแบบดังนี้

1. Power Factor Control ที่ 0.98 lagging (จ่าย Q ให้กับระบบ)
2. Power Factor Control ที่ Unity PF
3. Power Factor Control ที่ 0.98 leading (ดูด Q ให้กับระบบ)
4. Voltage Control ที่ 0.95 pu
5. Voltage Control ที่ 1.00 pu
6. Voltage Control ที่ 1.05 pu

7. Droop Voltage Control ที่ 1%
8. Droop Voltage Control ที่ 2%
9. Droop Voltage Control ที่ 4%
10. ติดตั้ง Capacitor Bank ขนาด 1.5 MVAR (เพื่อแก้ไขค่าปรับกิโลวาร์)

4.1.2.2 ประเด็นเงื่อนไขพิจารณาในการศึกษาผลกระทบทางเทคนิค

การศึกษาผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ทำการขนานเข้ากับระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนั้น ผู้วิจัยต้องการศึกษาถึงผลกระทบที่เกิดจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในสภาวะผลกระทบในช่วงที่มีการใช้งานโหลดสภาวะต่างๆ, ศึกษาในกรณีที่มีการควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์, การลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ และผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสีย โดยพิจารณาทั้งก่อนและหลังการติดตั้ง เข้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งในส่วนของ การพิจารณาประกอบด้วย การศึกษาลักษณะการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow) และระดับแรงดันไฟฟ้า (Voltage) โดยที่มีเงื่อนไขที่ใช้สำหรับศึกษาวิจัยดังนี้

1. การไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow) ในระบบไฟฟ้าจะต้องสอดคล้องตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ.2559
2. ระดับแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้านั้นจะขึ้นอยู่กับค่ากำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive Power) ของระบบ ดังนั้นการควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จึงเป็นตัวแปรสำคัญที่ส่งผลต่อระดับแรงดันไฟฟ้า ซึ่งผู้วิจัยได้ดำเนินการศึกษาผลกระทบต่อระดับแรงดันไฟฟ้า ทั้งก่อนและหลังการเชื่อมต่อระบบผู้ผลิตไฟฟ้า เข้ากับระบบไฟฟ้า โดยที่กำหนดขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่ศึกษาจะเป็นไปตามเกณฑ์ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ.2559 คืออยู่ในช่วง 0.95 – 1.05 pu ดังนั้นหากพบว่าขนาดของแรงดันไฟฟ้ามากกว่า 1.05 pu หรือ 105 % ของแรงดันไฟฟ้าปกติ (Nominal Voltage) จะเรียกว่า “แรงดันเกิน” (Over Voltage) และหากกรณีที่แรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 0.95 pu หรือ 95% ของขนาดแรงดันไฟฟ้าปกติ (Nominal Voltage) จะเรียกว่า “แรงดันตก” (Under Voltage)

4.2 ผลการจำลองติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์

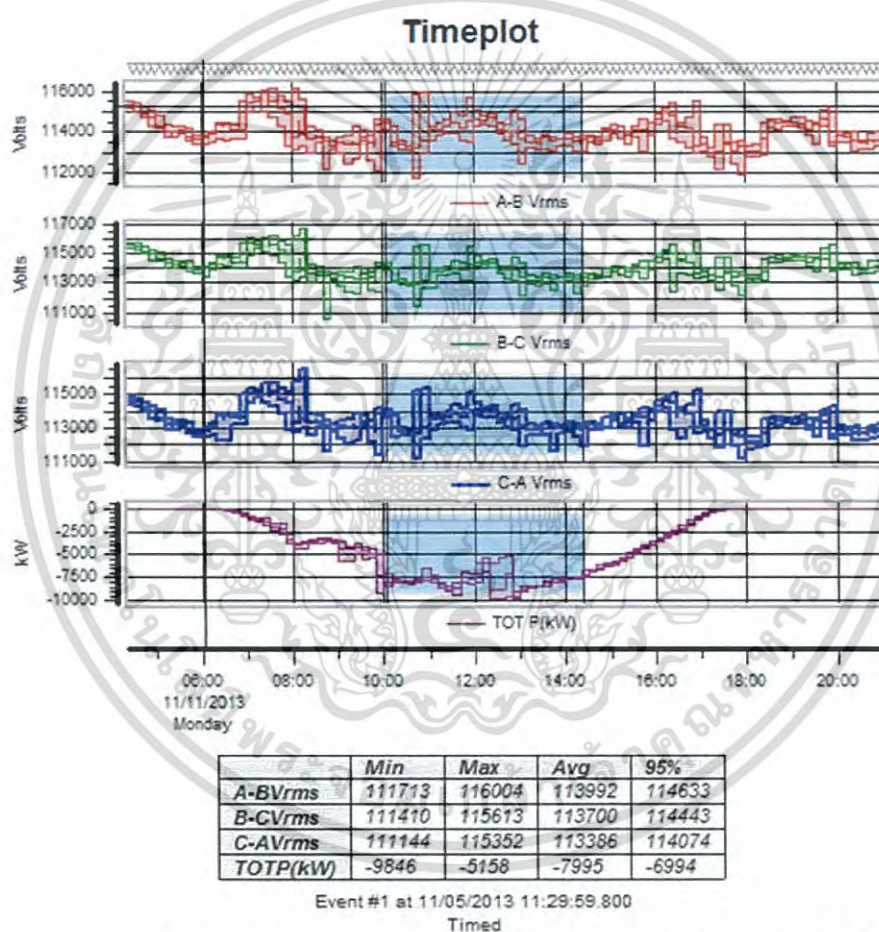
จากการศึกษาผลกระทบเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยผู้วิจัยทำการพิจารณาทั้งก่อนและหลังติดตั้ง ด้วยการจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เข้ากับระบบสายส่งของสถานีไฟฟ้าไทรน้อยด้วยเงื่อนไขต่างๆ ที่เคยกล่าวข้างต้นไว้ ได้แก่ รูปแบบการควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า, ช่วงสภาวะการใช้งานโหลดระดับต่างๆ เพื่อประเมินผลกระทบที่เกิดขึ้นหลังทำการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สำหรับผลที่ได้จากการศึกษาจะมีรายละเอียดดังนี้

4.2.1 ผลกระทบจากปัญหาแรงดันไฟฟ้า (แรงดันตก, แรงดันเกิน) ในส่วนของระบบก่อนติดตั้งกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พบว่า ขนาดของแรงดันไฟฟ้าเป็นไปตามเกณฑ์ข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แต่เมื่อทำการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าพบว่า ทุกรูปแบบการจ่ายไฟ และการควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ ช่วงโหลดสูงสุด และช่วงโหลดต่ำสุด เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ที่แปรผันต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันที่ External Grid นั้น ส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆ ในระบบไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไป ดังตารางที่ 4.3 ถึง 4.23

ผลการศึกษาด้วยระบบจำลองจากการควบคุมแบบ Power Factor Control

4.2.1.1 จากการสร้างระบบจำลองระบบศึกษาด้วยโปรแกรม DigSILENT/Powerfactory เปรียบเทียบผลการตรวจวัด ณ จุดซื้อ - ขายไฟฟ้า (Point of Common Coupling, PCC) ของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โครงการที่ 1 โดยอินเวอร์เตอร์มีการควบคุม กรณีตั้งค่าเป็น Power Factor Control 1.0 Unity ที่จ่ายไฟแบบตามแบบที่ 1 ให้ผลของแรงดันไฟฟ้าตรงกับผลการตรวจวัดช่วงโหลดต่ำสุดของขณะ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าเต็มพิกัด มีค่าเท่ากับ 0.996 pu และมีผลความเคื่อนไม่เกิน 1 % ตามรูปที่ 4.8 และดังตารางที่ 4.4



รูปที่ 4.8 แรงดันไฟฟ้าขณะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าเต็มพิกัดที่บัส 104

4.2.1.2 จากผลการจำลองระบบศึกษาด้วยโปรแกรม DigSILENT/Powerfactory ที่อินเวอร์เตอร์มีการควบคุม กรณีตั้งค่าเป็น Power Factor Control 0.98 Lagging ที่จ่ายไฟแบบตามแบบที่ 1 โดยมีแรงดัน External grid เป็น 1.04 pu ส่งผลให้แรงดันที่บัส 106 และบัส MV ได้รับผลกระทบของแรงดันเกิน (+5%) ซึ่งจะเกิดในเฉพาะช่วงโหลดต่ำสุดเท่านั้น

4.2.1.3 จากผลการจำลองระบบศึกษาด้วยโปรแกรม DigSILENT/Powerfactory ที่อินเวอร์เตอร์มีการควบคุม กรณีตั้งค่าเป็น Power Factor Control 0.98 Lagging ที่จ่ายไฟแบบตามเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

แบบที่ 2 โดยมีแรงดัน External grid เป็น 1.04 pu ส่งผลให้แรงดันที่บัส MV ได้รับผลกระทบของแรงดันเกิน (+5%) ซึ่งจะเกิดได้เฉพาะในช่วงโหลดต่ำสุดเท่านั้น

4.2.1.4 จากผลการจำลองระบบศึกษาด้วยโปรแกรม DigSILENT/Powerfactory ที่อินเวอร์เตอร์มีการควบคุม กรณีตั้งค่าเป็น Power Factor Control 0.98 Leading ในรูปแบบการจ่ายไฟแบบต่างๆ ส่งผลให้แรงดันที่บัสได้รับผลกระทบของแรงดันลดลง แต่ยังไม่ได้รับผลกระทบของแรงดันตก

(-5%) ทั้งนี้จากระบบที่ทำการศึกษามิแนะนำให้ใช้การควบคุมเป็น Power Factor Control 0.98 Leading เพราะต้องลดกำลังผลิตไฟฟ้าลง และทำให้แรงดันไฟฟ้าในระบบลดลงต่ำกว่า 1.0 pu

4.2.1.5 จากรูปแบบการจ่ายไฟที่ควรเลือกใช้ในการควบคุม Power Factor Control ที่จะทำให้ส่งผลต่อแรงดันบัสรับผลกระทบน้อยที่สุด การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคควรเลือกรูปแบบการจ่ายไฟแบบที่ 3 และแบบที่ 2 ตามลำดับ

ผลการศึกษาด้วยระบบจำลองจากการควบคุมแบบ Voltage Control

4.2.1.6 จากผลการจำลองระบบศึกษาด้วยโปรแกรม DigSILENT/Powerfactory ที่อินเวอร์เตอร์มีการควบคุม กรณีตั้งค่าเป็น Voltage Control ในรูปแบบการจ่ายไฟแบบต่างๆ และที่ทุกแรงดัน External grid ส่งผลให้แรงดันที่บัสดีขึ้น และไม่ได้รับผลกระทบของแรงดันเกิน และผลกระทบของแรงดันตก ($\pm 5\%$)

4.2.1.7 จากผลการจำลองระบบศึกษาด้วยโปรแกรม DigSILENT/Powerfactory ที่อินเวอร์เตอร์มีการควบคุม กรณีตั้งค่าเป็น Voltage Control ในรูปแบบการจ่ายไฟแบบต่างๆ และที่ทุกแรงดัน External grid ส่งผลให้แรงดันที่บัสน้อยที่สุด สำหรับผลจากระบบที่ทำการศึกษามิแนะนำให้ใช้การควบคุมเป็น Voltage Control 1.0 pu และ Voltage Control 1.05 pu ตามลำดับ

4.2.1.8 จากรูปแบบการจ่ายไฟที่ควรเลือกใช้ในการควบคุม Voltage Control ที่จะทำให้ส่งผลต่อแรงดันบัสรับผลกระทบน้อยที่สุด การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคควรเลือกรูปแบบการจ่ายไฟแบบที่ 3, แบบที่ 2 และแบบที่ 1 ตามลำดับ

ผลการศึกษาด้วยระบบจำลองจากการควบคุมแบบ Droop Voltage Control

4.2.1.9 จากผลการจำลองระบบศึกษาด้วยโปรแกรม DigSILENT/Powerfactory ที่อินเวอร์เตอร์มีการควบคุม กรณีตั้งค่าเป็น Droop Voltage Control ในรูปแบบการจ่ายไฟแบบต่างๆ และที่ทุกแรงดัน External grid ส่งผลให้แรงดันที่บัสดีขึ้น และไม่ได้รับผลกระทบของแรงดันเกิน และผลกระทบของแรงดันตก ($\pm 5\%$) อีกทั้งยังมีผลให้แรงดันบัสมีค่าเท่ากับ 1.0 pu ตามเปอร์เซ็นต์ที่มีการตั้งค่า

4.2.1.10 จากผลการจำลองระบบศึกษาด้วยโปรแกรม DigSILENT/Powerfactory ที่อินเวอร์เตอร์มีการควบคุม กรณีตั้งค่าเป็น Droop Voltage Control ในรูปแบบการจ่ายไฟแบบต่างๆ และที่ทุกแรงดัน External grid ส่งผลให้แรงดันที่บัสน้อยที่สุด สำหรับผลจากระบบที่ทำการศึกษามิแนะนำให้ใช้การควบคุมเป็น Droop Voltage Control 1%, Droop Voltage Control 2% และ Droop Voltage Control 4% ตามลำดับ

4.2.1.11 จากรูปแบบการจ่ายไฟที่ควรเลือกใช้ในการควบคุม Droop Voltage Control ที่จะทำให้ส่งผลต่อแรงดันบัสรับผลกระทบน้อยที่สุด การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคควรเลือกรูปแบบการจ่ายไฟแบบที่ 3, แบบที่ 2 และแบบที่ 1 ตามลำดับ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ผลการศึกษาด้วยระบบจำลองด้วยการติดตั้ง Capacitor Bank ขนาด 1.5 MVAR

4.2.1.12 จากผลการจำลองระบบศึกษาด้วยโปรแกรม DigSILENT/Powerfactory ที่มีการติดตั้ง Capacitor Bank ขนาด 1.5 MVAR ที่จ่ายไฟแบบตามแบบที่ 1 โดยมีแรงดัน External grid เป็น 1.04 pu ส่งผลให้แรงดันที่บัส MV ได้รับผลกระทบของแรงดันเกิน (+5%) ซึ่งจะเกิดได้ในช่วงโหลดต่ำสุด และช่วงโหลดสูงสุด

4.2.1.13 จากผลการจำลองระบบศึกษาด้วยโปรแกรม DigSILENT/Powerfactory ที่มีการติดตั้ง Capacitor Bank ขนาด 1.5 MVAR ที่จ่ายไฟแบบตามแบบที่ 2 โดยมีแรงดัน External grid เป็น 1.04 pu ส่งผลให้แรงดันที่บัส MV ได้รับผลกระทบของแรงดันเกิน (+5%) ซึ่งจะเกิดได้เฉพาะในช่วงโหลดต่ำสุดเท่านั้น

4.2.1.14 จากรูปแบบการจ่ายไฟที่ควรเลือกใช้ที่จะทำให้ส่งผลต่อแรงดันบัสรับผลกระทบน้อยที่สุด การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคควรเลือกใช้รูปแบบการจ่ายไฟแบบที่ 3 และแบบที่ 2 ตามลำดับ

4.2.2 การไหลของกำลังไฟฟ้า หลังติดตั้งกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พบว่า รูปแบบการควบคุมของผู้ผลิตไฟฟ้าจะช่วยลดภาระการจ่ายกำลังไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าไทรน้อย แต่พบว่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะสูงกว่าโหลดที่อยู่ในระบบจึงส่งผลให้มีความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้าเนื่องจากกำลังผลิตที่เหลือจะไหลคืนเข้าสู่สถานีไฟฟ้าไทรน้อย เมื่อพิจารณาการควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Power Factor Control พบว่ากรณีตั้งค่าเท่ากับ 0.98 Leading PF กำลังผลิตที่เหลือจะไหลคืนเข้าสู่สถานีไฟฟ้าไทรน้อย มีค่าน้อยกว่าแบบ 0.98 Lagging PF และ 1.0 Unity PF ตามลำดับ ดังตารางที่ 4.23 และ 4.24 สำหรับการควบคุมแบบ Voltage Control นั้น พบว่ากรณีตั้งค่าแบบ 0.95 pu กำลังผลิตที่เหลือไหลคืนเข้าสู่สถานีไฟฟ้าไทรน้อย น้อยกว่ากรณีตั้งค่าเป็น 1.0 pu และ 1.05 pu ตามลำดับ ดังตารางที่ 5.25 และ 5.26 และสำหรับการควบคุมแบบ Droop Voltage Control, ติดตั้งคาปาซิเตอร์ ขนาด 1.5 MVAR นั้น พบว่าทุกกรณีกำลังผลิตที่เหลือจะไหลคืนเข้าสู่สถานีไฟฟ้าไทรน้อยไม่มีการเปลี่ยนแปลง

4.2.3 ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า สำหรับการศึกษาค่าตัวประกอบกำลังผู้วิจัยจะพิจารณาช่วงก่อนติดตั้งกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พบว่าค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในระบบที่บัสต่างๆ อยู่ในเกณฑ์ดี ซึ่งหลังเชื่อมต่อกับกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พบว่ารูปแบบการควบคุมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะส่งผลให้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่บัสของจุดซื้อ-ขายไฟฟ้า (PCC) ของผู้ผลิตไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงส่งผลให้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าทั้งระบบมีค่าต่ำ โดยผลจากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะสูงกว่าโหลดที่อยู่ในระบบจึงส่งผลให้มีความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า เนื่องจากกำลังผลิตที่เหลือจะไหลคืนเข้าสู่สถานีไฟฟ้าไทรน้อย และกำลังสูญเสียใน (Load Loss) ของหม้อแปลงไฟฟ้าขณะมีโหลด ซึ่งคือกำลังไฟฟ้าที่สูญเสียไปเนื่องจากความต้านทานของขดลวดขณะที่หม้อแปลงไฟฟ้าจ่ายโหลด และสายไฟต่างๆ ในสถานีไฟฟ้า โดยสรุปผลจากการศึกษาด้วยระบบจำลองตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ดังนี้

4.2.3.1 จากผลการจำลองระบบศึกษาด้วยโปรแกรม DigSILENT/Powerfactory ที่อินเวอร์เตอร์มีการควบคุม Power Factor Control กรณีตั้งค่าเป็น Power Factor Control 0.98 Lagging ส่งผลให้ค่าตัวประกอบกำลังมีค่าดีที่สุด คือ 0.76 (ช่วงโหลดสูงสุด) และ 0.46 (ช่วงโหลดต่ำสุด) เอกสารที่ส่งมอบไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ทางการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2.3.2 จากผลการจำลองระบบศึกษาด้วยโปรแกรม DigSILEN/Powerfactory ที่อินเวอร์เตอร์มีการควบคุม กรณีตั้งค่าเป็น Power Factor Control 0.98 Leading ส่งผลให้ค่าตัวประกอบกำลังมีค่าต่ำที่สุด เพราะอินเวอร์เตอร์ดูดกำลังไฟฟ้าปรากฏ (Q) ของระบบ และกรณีตั้งค่าเป็น Power Factor Control 1.0 Unity เพราะไม่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าปรากฏ (Q) ของระบบตามลำดับ

4.2.3.3 จากผลการจำลองระบบศึกษาด้วยโปรแกรม DigSILEN/Powerfactory ที่อินเวอร์เตอร์มีการควบคุม กรณีตั้งค่าเป็น Voltage Control 1.05 pu ส่งผลให้ค่าตัวประกอบกำลังมีค่าต่ำที่สุด คือ 0.8 (ช่วงโหลดสูงสุด) และ 0.5 (ช่วงโหลดต่ำสุด)

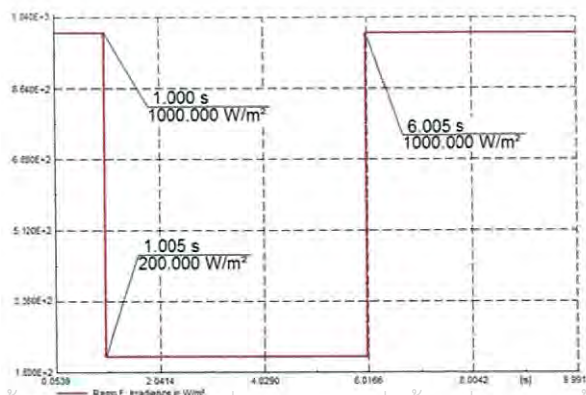
4.2.3.4 จากผลการจำลองระบบศึกษาด้วยโปรแกรม DigSILEN/Powerfactory ที่อินเวอร์เตอร์มีการควบคุม Voltage Control กรณีตั้งค่าเป็น Voltage Control 1.05 pu ส่งผลให้ค่าตัวประกอบกำลังมีค่าต่ำที่สุด คือ 0.8 (ช่วงโหลดสูงสุด) และ 0.5 (ช่วงโหลดต่ำสุด)

4.2.3.5 จากผลการจำลองระบบศึกษาด้วยโปรแกรม DigSILEN/Powerfactory ที่อินเวอร์เตอร์มีการควบคุม Droop Voltage Control กรณีตั้งค่าเป็น 1%, 2% และ 4% ส่งผลให้ค่าตัวประกอบกำลังมีค่าต่ำที่สุด คือ 0.74 (ช่วงโหลดสูงสุด) และ 0.34 (ช่วงโหลดต่ำสุด)

4.2.3.6 จากผลการจำลองระบบศึกษาด้วยโปรแกรม DigSILEN/Powerfactory มีการติดตั้ง Capacitor Bank ขนาด 1.5 MVAR ส่งผลให้ค่าตัวประกอบกำลังมีค่าต่ำที่สุด คือ 0.76 (ช่วงโหลดสูงสุด) และ 0.4 (ช่วงโหลดต่ำสุด)

4.2.3.7 จะเห็นได้ว่า ทุกรูปแบบการควบคุมหลังจากการติดตั้งกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ส่งผลให้ค่าตัวประกอบกำลังต่ำกว่าก่อนติดตั้ง คือ 0.91 (ช่วงโหลดสูงสุด) และ 0.92 (ช่วงโหลดต่ำสุด) แต่จะพบว่าในช่วงโหลดสูงสุดจะทำให้ค่าตัวประกอบกำลังเพิ่มขึ้น ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก็ต้องพิจารณาในส่วนของการตัดจ่ายให้โหลดในวงจรการจ่ายไฟเพิ่มขึ้นด้วยจึงจะมีความเหมาะสมสำหรับแบบจำลองที่ได้ทำการศึกษา

4.2.4 แรงดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ ทำการศึกษาผลกระทบที่ความสัมพันธ์การลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ต่อระดับคุณภาพไฟฟ้า โดยกำหนดให้มีค่าเริ่มต้นของค่าความเข้มของแสงอาทิตย์เท่ากับ $1,000 \text{ W/m}^2$ วินาทีที่ 1 มีค่าความเข้มของแสงอาทิตย์เท่ากับ 200 W/m^2 และวินาทีที่ 6 มีค่าความเข้มของแสงอาทิตย์เท่ากับ $1,000 \text{ W/m}^2$ รูปที่ 4.9 และดังตารางที่ 4.28 ถึง 4.34



รูปที่ 4.9 การลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาระดับปริญญาโทขึ้นไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2.4.1 จากผลการจำลองระบบศึกษาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ พบว่ารูปแบบการควบคุมของผู้ผลิตไฟฟ้าควบคุมแบบ Power Factor Control กรณีตั้งค่าเป็น 0.98 Lagging PF พบว่า ในรูปแบบการจ่ายไฟต่างๆ ส่งผลให้แรงดันที่บัสได้รับผลกระทบของแรงดันตก (-5%) ยกเว้นแรงดันที่บัส 105 และบัส 106 อีกทั้งยังน้อยกว่า การควบคุมแบบ Power Factor Control 1.0 Unity และ Power Factor Control 0.98 Leading ตามลำดับ

4.2.4.2 จากผลการจำลองระบบศึกษาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ พบว่ารูปแบบการควบคุมของผู้ผลิตไฟฟ้าควบคุมแบบ Voltage Control กรณีตั้งค่าเป็น Voltage Control 1.05 pu พบว่า ในรูปแบบการจ่ายไฟต่างๆ ส่งผลให้แรงดันที่บัสได้รับผลกระทบของแรงดันตก (-5%) น้อยกว่าการควบคุมแบบ Voltage Control แบบอื่น และแรงดันที่บัส 100-106 ไม่ได้รับผลกระทบของแรงดันตก (-5%)

4.2.4.3 จากผลการจำลองระบบศึกษาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ พบว่ารูปแบบการควบคุมของผู้ผลิตไฟฟ้าควบคุมแบบ Droop Voltage Control กรณีตั้งค่าเป็น Droop Voltage Control 1%, 2% และ 4% ในรูปแบบการจ่ายไฟที่ 1 แรงดันที่บัส 100-106 ไม่ได้รับผลกระทบของแรงดันตก (-5%) แต่ในรูปแบบการจ่ายไฟในแบบอื่นได้รับผลกระทบของแรงดันตก (-5%)

4.2.4.4 จากผลการจำลองระบบศึกษาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ พบว่ารูปแบบการควบคุมของผู้ผลิตไฟฟ้าการติดตั้ง Capacitor Bank ขนาด 1.5 MVAR ในรูปแบบการจ่ายไฟที่ 1 แรงดันที่บัส 100-106 ไม่ได้รับผลกระทบของแรงดันตก (-5%) แต่ในรูปแบบการจ่ายไฟในแบบอื่นได้รับผลกระทบของแรงดันตก (-5%)

4.2.4.5 จากผลการจำลองระบบศึกษาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ พบว่าในรูปแบบการจ่ายไฟที่ 1 ที่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าไหลย้อนคืนสถานีไฟฟ้าโทร้อย่างมาก เมื่อเกิดเหตุการณ์ก็จะทำให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะในบัส 201-206

4.2.4.6 จากผลการจำลองระบบศึกษาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ พบว่าการควบคุมที่เหมาะสมกับระบบจำลองที่ทำการศึกษารูปแบบการควบคุมของผู้ผลิตไฟฟ้าควบคุมแบบ Voltage Control กรณีตั้งค่าเป็น Voltage Control 1.05 pu, Voltage Control 1.0 pu และ 0.98 Lagging PF ตามลำดับ

4.2.4.7 จากรูปแบบการจ่ายไฟที่ควรเลือกใช้ที่จะทำให้ส่งผลต่อแรงดันบัสรับผลกระทบน้อยที่สุด การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคควรเลือกรูปแบบการจ่ายไฟแบบที่ 1 และแบบที่ 2 ตามลำดับ

4.2.5 วิเคราะห์ผลกระทบของกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

4.2.5.1 จากผลการจำลองระบบศึกษาการจ่ายไฟแบบที่ 1 พบว่าหลังการติดตั้งกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบ ทำให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้นมากกว่าก่อนติดตั้งกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบทุกการควบคุม โดยกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าควบคุมแบบ Power Factor Control กรณีตั้งค่าเป็น 0.98 Lagging PF และการติดตั้ง Capacitor Bank ขนาด 1.5 MVAR มีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้าน้อยกว่าทุกกรณีตามลำดับ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2.5.2 จากผลการจำลองระบบศึกษาการจ่ายไฟแบบที่ 2 พบว่าหลังการติดตั้งกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบ ทำให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้าน้อยลง โดยกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าการควบคุม 0.98 Lagging PF, การควบคุมแบบ Voltage Control ที่ 1.05 pu และการติดตั้ง Capacitor Bank ขนาด 1.5 MVAR มีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้าน้อยกว่าก่อนการกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบตามลำดับ

4.2.5.3 จากผลการจำลองระบบศึกษาการจ่ายไฟแบบที่ 3 พบว่าหลังการติดตั้งกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบ ทำให้มีค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้ามากกว่าก่อนการกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบการติดตั้ง Capacitor Bank ขนาด 1.5 MVAR, 0.98 Lagging PF และการควบคุมแบบ Voltage Control ที่ 1.05 pu ตามลำดับ

ดังนั้นหากเปรียบเทียบวิธีการจ่ายไฟ โดยพิจารณาเฉพาะค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้าสำหรับระบบที่ใช้ศึกษาพบว่า ควรทำการจ่ายไฟในแบบที่ 2 และแบบที่ 3 โดยควรทำการควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยการควบคุม 0.98 Lagging PF, การควบคุมแบบ Voltage Control ที่ 1.05 pu และติดตั้ง Capacitor Bank ขนาด 1.5 MVAR ตามลำดับ ดังตารางที่ 4.37 ที่เชื่อมต่อกับกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่การ ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะได้ประโยชน์จากการลดหน่วยสูญเสีย แต่กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมาก (VSPP) จะสูญเสียค่าใช้จ่ายจากการติดตั้ง Capacitor Bank ขนาด 1.5 MVAR หรือค่าหน่วยขายจากการทำงานในโหมดกำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Reactive Power Control Mode) โดยกำหนดให้จ่ายกำลังไฟฟารีแอกทีฟเป็นร้อยละของกำลังไฟฟ้าจริง (เนื่องจาก Q ที่เสียค่าปรับแปรผันตรงกับค่า P) ซึ่งจะทำให้สูญเสียค่า เมื่อกำหนดให้อินเวอร์เตอร์จ่ายกำลังไฟฟารีแอกทีฟ

ตารางที่ 4.3 การจ่ายไฟแบบที่ 1 ก่อนติดตั้งโรงไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ระบบ(KV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ที่ External Grid มีการเปลี่ยนแปลง						ขนาดกำลังไฟฟ้า					
		โหลดสูงสุด			โหลดต่ำสุด			โหลดสูงสุด			โหลดต่ำสุด		
		1.00	1.02	1.04	1.00	1.02	1.04	P(MW)	Q(MVAR)	PF	P(MW)	Q(MVAR)	PF
115	Bus 100	1.000	1.020	1.040	1.000	1.020	1.040	116.21	54.37	0.91	70.64	30.65	0.92
	Bus 101	0.993	1.014	1.034	0.997	1.017	1.037	20.46	5.13	0.97	16.29	4.083	0.97
	Bus 102	0.993	1.013	1.033	0.997	1.017	1.037	9.12	2.99	0.95	5.40	1.775	0.95
	Bus 103	0.993	1.013	1.033	0.997	1.017	1.037	-	-	-	-	-	-
	Bus 201	0.985	1.005	1.025	0.991	1.011	1.032	-	-	-	-	-	-
	Bus 202	0.984	1.004	1.025	0.991	1.011	1.031	6.40	2.32	0.94	5.90	2.141	0.94
	Bus 203	0.978	0.998	1.019	0.988	1.008	1.028	-	-	-	-	-	-
	Bus 204	0.975	0.996	1.016	0.986	1.006	1.026	30.48	26.88	0.75	20.06	17.69	0.75
	Bus 205	0.976	0.997	1.017	0.987	1.007	1.027	28.50	11.26	0.93	16.40	6.48	0.93
	Bus 206	0.975	0.996	1.016	0.986	1.007	1.027	20.70	6.81	0.95	6.40	2.10	0.95

ตารางที่ 4.4 การจ่ายไฟแบบที่ 1 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.00 pu

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดสูงสุด						แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด					
		Power Factor Control			Voltage Control			Power Factor Control			Voltage Control		
		0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu	0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu
115	Bus 100	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
	Bus 101	0.999	0.993	0.987	0.989	0.996	1.003	1.002	0.996	0.990	0.991	0.998	1.005
	Bus 102	1.000	0.993	0.985	0.987	0.996	1.004	1.003	0.996	0.989	0.990	0.998	1.007
	Bus 103	1.004	0.993	0.981	0.984	0.998	1.011	1.007	0.996	0.984	0.986	1.000	1.014
	Bus 104	1.004	0.993	0.981	0.984	0.998	1.012	1.008	0.996	0.984	0.986	1.000	1.014
	Bus 105	1.005	0.993	0.980	0.983	0.998	1.013	1.008	0.996	0.983	0.985	1.000	1.015
	Bus 106	1.006	0.993	0.979	0.982	0.999	1.015	1.010	0.996	0.982	0.984	1.001	1.017
	Bus 201	0.985	0.985	0.985	0.984	0.985	0.985	0.991	0.991	0.991	0.991	0.991	0.991
	Bus 202	0.984	0.984	0.984	0.984	0.984	0.984	0.991	0.991	0.991	0.991	0.991	0.991
	Bus 203	0.978	0.978	0.978	0.978	0.978	0.978	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988
	Bus 204	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975	0.986	0.986	0.986	0.985	0.986	0.986
	Bus 205	0.976	0.976	0.975	0.976	0.976	0.976	0.987	0.987	0.987	0.987	0.987	0.987
Bus 206	0.975	0.975	0.976	0.975	0.975	0.975	0.986	0.986	0.986	0.986	0.986	0.986	
22	Bus MV	1.015	0.993	0.952	0.960	0.997	1.034	1.019	0.988	0.956	0.961	0.998	1.035
0.4	Bus LV	1.024	0.995	0.939	0.950	1.000	1.050	1.028	0.986	0.943	0.950	1.000	1.050

ตารางที่ 4.5 การจ่ายไฟแบบที่ 1 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.00 pu (ต่อ)

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดสูงสุด				แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด			
		Droop Voltage Control			Capacitor Bank	Droop Voltage Control			Capacitor Bank
		1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.5 MVAR	1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.5 MVAR
115	Bus 100	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
	Bus 101	0.995	0.995	0.995	0.998	0.998	0.998	0.998	1.001
	Bus 102	0.996	0.995	0.995	0.998	0.998	0.998	0.998	1.002
	Bus 103	0.997	0.997	0.997	1.002	1.000	1.000	0.999	1.005
	Bus 104	0.998	0.997	0.997	1.002	1.000	1.000	0.999	1.005
	Bus 105	0.998	0.998	0.997	1.003	1.000	1.000	1.000	1.006
	Bus 106	0.998	0.998	0.998	1.004	1.001	1.000	1.000	1.007
	Bus 201	0.985	0.985	0.985	0.985	0.991	0.991	0.991	0.991
	Bus 202	0.984	0.984	0.984	0.984	0.991	0.991	0.991	0.991
	Bus 203	0.978	0.978	0.978	0.978	0.988	0.988	0.988	0.988
	Bus 204	0.975	0.975	0.975	0.975	0.986	0.986	0.986	0.986
	Bus 205	0.976	0.976	0.976	0.976	0.987	0.987	0.987	0.987
	Bus 206	0.975	0.975	0.975	0.975	0.986	0.986	0.986	0.986
22	Bus MV	0.997	0.996	0.995	1.009	0.998	0.997	0.997	1.012
0.4	Bus LV	0.999	0.999	0.997	1.008	1.000	0.999	0.998	1.011

ตารางที่ 4.6 การจ่ายไฟแบบที่ 1 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.02 pu

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดสูงสุด						แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด					
		Power Factor Control			Voltage Control			Power Factor Control			Voltage Control		
		0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu	0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu
115	Bus 100	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020
	Bus 101	1.019	1.014	1.008	1.006	1.013	1.020	1.022	1.016	1.011	1.008	1.015	1.022
	Bus 102	1.020	1.013	1.005	1.004	1.012	1.021	1.023	1.016	1.009	1.006	1.015	1.024
	Bus 103	1.024	1.014	1.002	0.999	1.012	1.026	1.028	1.017	1.005	1.001	1.015	1.028
	Bus 104	1.025	1.014	1.002	0.998	1.012	1.026	1.028	1.017	1.005	1.001	1.015	1.029
	Bus 105	1.026	1.014	1.001	0.997	1.012	1.027	1.029	1.017	1.004	0.999	1.014	1.030
	Bus 106	1.027	1.014	1.000	0.996	1.012	1.029	1.030	1.017	1.003	0.998	1.014	1.031
	Bus 201	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011
	Bus 202	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004	1.004	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011	1.011
	Bus 203	0.998	0.998	0.998	0.998	0.998	0.998	1.008	1.008	1.008	1.008	1.008	1.008
	Bus 204	0.996	0.996	0.996	0.996	0.996	0.996	1.006	1.006	1.006	1.006	1.006	1.006
	Bus 205	0.997	0.997	0.997	0.997	0.997	0.997	1.007	1.007	1.007	1.007	1.007	1.007
Bus 206	0.996	0.996	0.996	0.996	0.996	0.996	1.007	1.007	1.007	1.007	1.007	1.007	
22	Bus MV	1.036	1.004	0.974	0.965	1.003	1.040	1.039	1.009	0.978	0.966	1.003	1.041
0.4	Bus LV	1.045	1.006	0.962	0.950	1.000	1.050	1.048	1.008	0.965	0.950	1.000	1.050

ตารางที่ 4.7 การจ่ายไฟแบบที่ 1 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.02 pu (ต่อ)

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดสูงสุด				แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด			
		Droop Voltage Control			Capacitor Bank	Droop Voltage Control			Capacitor Bank
		1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.5 MVAR	1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.5 MVAR
115	Bus 100	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020
	Bus 101	1.013	1.013	1.013	1.018	1.016	1.016	1.016	1.021
	Bus 102	1.013	1.013	1.013	1.019	1.015	1.015	1.015	1.022
	Bus 103	1.012	1.012	1.013	1.023	1.015	1.015	1.015	1.026
	Bus 104	1.012	1.012	1.013	1.023	1.015	1.015	1.015	1.026
	Bus 105	1.012	1.012	1.013	1.024	1.015	1.015	1.015	1.027
	Bus 106	1.012	1.012	1.012	1.024	1.015	1.015	1.015	1.028
	Bus 201	1.005	1.005	1.005	1.005	1.012	1.012	1.012	1.012
	Bus 202	1.004	1.004	1.004	1.004	1.011	1.011	1.011	1.011
	Bus 203	0.999	0.999	0.999	0.999	1.008	1.008	1.008	1.008
	Bus 204	0.996	0.996	0.996	0.996	1.006	1.006	1.006	1.006
	Bus 205	0.997	0.997	0.997	0.997	1.007	1.007	1.007	1.007
	Bus 206	0.996	0.996	0.996	0.996	1.007	1.007	1.007	1.007
22	Bus MV	1.003	1.003	1.003	1.031	1.004	1.004	1.004	1.034
0.4	Bus LV	1.000	1.000	1.001	1.029	1.001	1.001	1.001	1.033

ตารางที่ 4.8 การจ่ายไฟแบบที่ 1 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.04 pu

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดสูงสุด						แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด					
		Power Factor Control			Voltage Control			Power Factor Control			Voltage Control		
		0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu	0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu
115	Bus 100	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040
	Bus 101	1.039	1.034	1.028	1.023	1.030	1.037	1.042	1.037	1.031	1.026	1.033	1.040
	Bus 102	1.040	1.034	1.027	1.021	1.029	1.038	1.043	1.037	1.030	1.023	1.032	1.040
	Bus 103	1.045	1.034	1.023	1.013	1.027	1.041	1.048	1.037	1.026	1.016	1.029	1.043
	Bus 104	1.046	1.034	1.023	1.013	1.027	1.041	1.048	1.037	1.026	1.015	1.029	1.043
	Bus 105	1.046	1.034	1.022	1.011	1.026	1.042	1.049	1.037	1.025	1.014	1.029	1.044
	Bus 106	1.047	1.034	1.021	1.010	1.026	1.042	1.050	1.037	1.024	1.012	1.028	1.044
	Bus 201	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.032	1.032	1.032	1.032	1.031	1.032
	Bus 202	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.031	1.031	1.031	1.031	1.031	1.031
	Bus 203	1.019	1.019	1.019	1.019	1.019	1.019	1.028	1.028	1.028	1.028	1.028	1.028
	Bus 204	1.016	1.016	1.016	1.016	1.016	1.016	1.026	1.025	1.026	1.026	1.026	1.026
	Bus 205	1.017	1.017	1.017	1.017	1.017	1.017	1.027	1.027	1.027	1.027	1.027	1.027
Bus 206	1.016	1.016	1.016	1.016	1.016	1.016	1.027	1.027	1.027	1.027	1.027	1.027	
22	Bus MV	1.056	1.026	0.996	0.971	1.008	1.045	1.059	1.030	0.999	0.972	1.009	1.046
0.4	Bus LV	1.065	1.027	0.984	0.950	1.000	1.050	1.068	1.029	0.987	0.950	1.000	1.050

ตารางที่ 4.9 การจ่ายไฟแบบที่ 1 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.04 pu (ต่อ)

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดสูงสุด				แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด			
		Droop Voltage Control			Capacitor Bank	Droop Voltage Control			Capacitor Bank
		1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.5 MVAR	1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.5 MVAR
115	Bus 100	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040
	Bus 101	1.031	1.031	1.031	1.039	1.033	1.033	1.033	1.041
	Bus 102	1.029	1.030	1.030	1.039	1.032	1.032	1.033	1.042
	Bus 103	1.027	1.028	1.028	1.043	1.030	1.030	1.031	1.046
	Bus 104	1.027	1.028	1.028	1.044	1.030	1.030	1.031	1.047
	Bus 105	1.027	1.027	1.028	1.044	1.029	1.029	1.030	1.047
	Bus 106	1.026	1.027	1.027	1.045	1.028	1.029	1.030	1.048
	Bus 201	1.025	1.025	1.025	1.025	1.032	1.032	1.032	1.032
	Bus 202	1.025	1.025	1.025	1.025	1.031	1.031	1.031	1.031
	Bus 203	1.019	1.019	1.019	1.019	1.028	1.028	1.028	1.028
	Bus 204	1.016	1.016	1.016	1.016	1.026	1.026	1.026	1.026
	Bus 205	1.017	1.017	1.017	1.017	1.027	1.027	1.027	1.027
	Bus 206	1.016	1.016	1.016	1.016	1.027	1.027	1.027	1.027
22	Bus MV	1.009	1.010	1.011	1.052	1.010	1.011	1.012	1.055
0.4	Bus LV	1.001	1.002	1.004	1.051	1.001	1.003	1.005	1.054

ตารางที่ 4.10 การจ่ายไฟแบบที่ 2 ก่อนติดตั้งโรงไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ระบบ (KV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ที่ External Grid มีการเปลี่ยนแปลง						ขนาดกำลังไฟฟ้า					
		โหลดสูงสุด			โหลดต่ำสุด			โหลดสูงสุด			โหลดต่ำสุด		
		1.00	1.02	1.04	1.00	1.02	1.04	P(MW)	Q(MVAR)	PF	P(MW)	Q(MVAR)	PF
115	Bus 100	1.000	1.020	1.040	1.000	1.020	1.040	116.21	54.37	0.91	70.64	30.65	0.92
	Bus 101	0.989	1.009	1.029	0.995	1.015	1.036	20.46	5.13	0.97	16.29	4.083	0.97
	Bus 102	0.987	1.008	1.028	0.995	1.015	1.035	9.120	2.99	0.95	5.40	1.77	0.95
	Bus 103	0.984	1.005	1.025	0.994	1.014	1.035	-	-	-	-	-	-
	Bus 201	0.987	1.008	1.028	0.992	1.012	1.032	-	-	-	-	-	-
	Bus 202	0.987	1.007	1.027	0.991	1.012	1.032	6.40	2.32	0.94	5.90	2.14	0.94
	Bus 203	0.982	1.002	1.023	0.989	1.009	1.029	-	-	-	-	-	-
	Bus 204	0.979	0.999	1.020	0.987	1.007	1.027	30.48	26.88	0.75	20.06	17.69	0.75
	Bus 205	0.981	1.001	1.022	0.988	1.008	1.029	28.50	11.26	0.93	16.40	6.48	0.93
	Bus 206	0.982	1.002	1.023	0.994	1.014	1.034	20.70	6.81	0.95	6.40	2.104	0.95

ตารางที่ 4.11 การจ่ายไฟที่ 2 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.00 pu

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดสูงสุด						แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด					
		Power Factor Control			Voltage Control			Power Factor Control			Voltage Control		
		0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu	0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu
115	Bus 100	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
	Bus 101	0.995	0.989	0.983	0.985	0.992	0.999	1.001	0.995	0.989	0.990	0.997	1.004
	Bus 102	0.994	0.987	0.980	0.983	0.992	1.000	1.001	0.994	0.987	0.989	0.997	1.006
	Bus 103	0.996	0.984	0.972	0.978	0.991	1.005	1.005	0.994	0.982	0.984	0.998	1.012
	Bus 104	0.996	0.984	0.972	0.977	0.992	1.006	1.005	0.994	0.981	0.984	0.998	1.012
	Bus 105	0.997	0.984	0.971	0.977	0.992	1.007	1.006	0.994	0.981	0.983	0.999	1.014
	Bus 106	0.998	0.984	0.970	0.976	0.993	1.009	1.007	0.994	0.979	0.983	0.999	1.015
	Bus 201	0.987	0.987	0.987	0.987	0.987	0.987	0.992	0.992	0.992	0.992	0.992	0.992
	Bus 202	0.987	0.987	0.987	0.987	0.987	0.987	0.991	0.991	0.991	0.991	0.991	0.991
	Bus 203	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.982	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989	0.989
	Bus 204	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.979	0.987	0.987	0.987	0.987	0.987	0.987
	Bus 205	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.981	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988	0.988
Bus 206	0.993	0.982	0.970	0.975	0.989	1.003	1.004	0.993	0.981	0.984	0.997	1.011	
22	Bus MV	1.007	0.976	0.943	0.958	0.995	1.032	1.016	0.985	0.953	0.960	0.997	1.035
0.4	Bus LV	1.016	0.974	0.930	0.950	1.000	1.050	1.025	0.984	0.940	0.950	1.000	1.050

ตารางที่ 4.12 การจ่ายไฟแบบที่ 2 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.00 pu (ต่อ)

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดสูงสุด				แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด			
		Droop Voltage Control			Capacitor Bank	Droop Voltage Control			Capacitor Bank
		1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.5 MVAR	1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.5 MVAR
115	Bus 100	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
	Bus 101	0.992	0.992	0.992	0.993	0.997	0.997	0.997	0.999
	Bus 102	0.992	0.992	0.991	0.993	0.997	0.997	0.997	1.000
	Bus 103	0.991	0.991	0.990	0.993	0.998	0.998	0.997	1.002
	Bus 104	0.991	0.991	0.990	0.993	0.998	0.998	0.997	1.003
	Bus 105	0.992	0.991	0.991	0.994	0.998	0.998	0.998	1.003
	Bus 106	0.992	0.992	0.991	0.995	0.999	0.999	0.998	1.004
	Bus 201	0.987	0.987	0.987	0.987	0.992	0.992	0.992	0.992
	Bus 202	0.987	0.987	0.987	0.987	0.991	0.991	0.991	0.991
	Bus 203	0.982	0.982	0.982	0.982	0.989	0.989	0.989	0.989
	Bus 204	0.979	0.979	0.979	0.979	0.987	0.987	0.987	0.987
	Bus 205	0.981	0.981	0.981	0.981	0.988	0.988	0.988	0.988
	Bus 206	0.989	0.989	0.988	0.991	0.997	0.997	0.997	1.002
	22	Bus MV	0.994	0.993	0.992	1.000	0.997	0.996	0.996
0.4	Bus LV	0.999	0.998	0.996	0.999	0.999	0.999	0.998	1.008

ตารางที่ 4.13 การจ่ายไฟที่ 2 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.02 pu

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดสูงสุด						แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด					
		Power Factor Control			Voltage Control			Power Factor Control			Voltage Control		
		0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu	0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu
115	Bus 100	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.008	1.020	1.020
	Bus 101	1.015	1.009	1.003	1.003	1.010	1.017	1.021	1.015	1.009	1.005	1.015	1.022
	Bus 102	1.015	1.008	1.001	1.000	1.009	1.017	1.022	1.015	1.008	0.999	1.014	1.023
	Bus 103	1.016	1.005	0.993	0.992	1.006	1.020	1.025	1.014	1.003	0.999	1.013	1.026
	Bus 104	1.016	1.005	0.993	0.992	1.006	1.020	1.025	1.014	1.002	0.998	1.013	1.027
	Bus 105	1.017	1.005	0.992	0.991	1.006	1.021	1.026	1.014	1.002	0.996	1.013	1.028
	Bus 106	1.018	1.005	0.991	0.990	1.007	1.023	1.027	1.014	1.000	1.008	1.013	1.029
	Bus 201	1.008	1.008	1.008	1.008	1.008	1.008	1.012	1.012	1.012	1.012	1.012	1.012
	Bus 202	1.007	1.007	1.007	1.007	1.007	1.007	1.012	1.012	1.012	1.012	1.012	1.012
	Bus 203	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.002	1.009	1.009	1.009	1.009	1.009	1.009
	Bus 204	0.999	0.999	0.999	0.999	0.999	0.999	1.007	1.007	1.007	1.007	1.007	1.007
	Bus 205	1.001	1.001	1.000	1.001	1.001	1.001	1.008	1.008	1.008	1.008	1.008	1.008
Bus 206	1.014	1.003	0.991	0.990	1.004	1.018	1.024	1.014	1.002	0.998	1.012	1.026	
22	Bus MV	1.027	0.997	0.974	0.963	1.000	1.038	1.036	1.006	0.975	0.965	1.003	1.040
0.4	Bus LV	1.036	0.996	0.962	0.950	1.000	1.050	1.045	1.005	0.962	0.950	1.000	1.050

ตารางที่ 4.14 การจ่ายไฟแบบที่ 2 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.02 pu (ต่อ)

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดสูงสุด				แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด			
		Droop Voltage Control			Capacitor Bank	Droop Voltage Control			Capacitor Bank
		1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.5 MVAR	1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.5 MVAR
115	Bus 100	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020
	Bus 101	1.010	1.010	1.010	1.014	1.015	1.015	1.015	1.020
	Bus 102	1.009	1.009	1.009	1.014	1.014	1.014	1.014	1.020
	Bus 103	1.006	1.006	1.006	1.014	1.013	1.009	1.013	1.023
	Bus 104	1.006	1.006	1.006	1.014	1.013	1.013	1.013	1.023
	Bus 105	1.006	1.006	1.006	1.015	1.013	1.013	1.013	1.024
	Bus 106	1.006	1.006	1.006	1.016	1.013	1.013	1.013	1.025
	Bus 201	1.008	1.008	1.008	1.008	1.012	1.012	1.012	1.012
	Bus 202	1.007	1.007	1.007	1.007	1.012	1.012	1.012	1.012
	Bus 203	1.002	1.002	1.002	1.002	1.009	1.009	1.009	1.009
	Bus 204	1.000	1.000	1.000	1.000	1.007	1.007	1.007	1.007
	Bus 205	1.001	1.001	1.001	1.001	1.008	1.008	1.008	1.008
	Bus 206	1.004	1.004	1.004	1.012	1.012	1.012	1.012	1.023
22	Bus MV	1.000	1.000	1.000	1.022	1.003	1.003	1.003	1.031
0.4	Bus LV	1.000	1.000	0.999	1.020	1.000	1.001	1.001	1.030

ตารางที่ 4.15 การจ่ายไฟที่ 2 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.04 pu

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดสูงสุด						แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด					
		Power Factor Control			Voltage Control			Power Factor Control			Voltage Control		
		0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu	0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu
115	Bus 100	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040
	Bus 101	1.035	1.030	1.024	1.020	1.027	1.034	1.041	1.036	1.030	1.025	1.032	1.039
	Bus 102	1.035	1.028	1.021	1.017	1.026	1.034	1.042	1.035	1.028	1.022	1.031	1.039
	Bus 103	1.036	1.026	1.014	1.007	1.021	1.035	1.045	1.035	1.024	1.014	1.028	1.041
	Bus 104	1.037	1.026	1.014	1.007	1.021	1.035	1.046	1.035	1.023	1.013	1.027	1.041
	Bus 105	1.038	1.026	1.013	1.006	1.021	1.036	1.046	1.035	1.022	1.012	1.027	1.042
	Bus 106	1.039	1.026	1.012	1.004	1.020	1.037	1.048	1.035	1.021	1.010	1.026	1.043
	Bus 201	1.028	1.028	1.028	1.028	1.028	1.028	1.032	1.032	1.032	1.032	1.032	1.032
	Bus 202	1.027	1.027	1.027	1.027	1.027	1.027	1.032	1.032	1.032	1.032	1.032	1.032
	Bus 203	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.029	1.029	1.029	1.029	1.029	1.029
	Bus 204	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.027	1.027	1.027	1.027	1.027	1.027
	Bus 205	1.022	1.022	1.022	1.022	1.022	1.022	1.029	1.029	1.029	1.029	1.029	1.029
Bus 206	1.034	1.024	1.012	1.005	1.019	1.033	1.045	1.034	1.023	1.013	1.027	1.041	
22	Bus MV	1.048	1.018	0.987	0.968	1.005	1.043	1.057	1.027	0.997	0.971	1.008	1.045
0.4	Bus LV	1.057	1.017	0.975	0.950	1.000	1.050	1.066	1.026	0.985	0.950	1.000	1.050

ตารางที่ 4.16 การจ่ายไฟแบบที่ 2 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.04 pu (ต่อ)

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดสูงสุด				แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด			
		Droop Voltage Control			Capacitor Bank	Droop Voltage Control			Capacitor Bank
		1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.5 MVAR	1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.5 MVAR
115	Bus 100	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040
	Bus 101	1.028	1.028	1.028	1.034	1.032	1.032	1.033	1.040
	Bus 102	1.026	1.026	1.026	1.034	1.031	1.031	1.031	1.041
	Bus 103	1.021	1.021	1.022	1.035	1.028	1.028	1.029	1.044
	Bus 104	1.021	1.021	1.022	1.035	1.028	1.028	1.029	1.044
	Bus 105	1.021	1.021	1.022	1.036	1.027	1.028	1.028	1.045
	Bus 106	1.021	1.021	1.021	1.037	1.027	1.027	1.028	1.046
	Bus 201	1.028	1.028	1.028	1.028	1.032	1.032	1.032	1.032
	Bus 202	1.027	1.027	1.027	1.027	1.032	1.032	1.032	1.032
	Bus 203	1.023	1.023	1.023	1.023	1.029	1.029	1.029	1.029
	Bus 204	1.020	1.020	1.020	1.020	1.027	1.027	1.027	1.027
	Bus 205	1.022	1.022	1.022	1.022	1.029	1.029	1.029	1.029
	Bus 206	1.019	1.019	1.020	1.033	1.027	1.028	1.028	1.043
	22	Bus MV	1.006	1.007	1.008	1.043	1.009	1.010	1.011
0.4	Bus LV	1.001	1.001	1.003	1.042	1.001	1.002	1.004	1.052

ตารางที่ 4.17 การจ่ายไฟแบบที่ 3 ก่อนติดตั้งโรงไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ระบบ (KV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ที่ External Grid มีการเปลี่ยนแปลง						ขนาดกำลังไฟฟ้า					
		โหลดสูงสุด			โหลดต่ำสุด			โหลดสูงสุด			โหลดต่ำสุด		
		1.00	1.02	1.04	1.00	1.02	1.04	P(MW)	Q(MVAR)	PF	P(MW)	Q(MVAR)	PF
115	Bus 100	1.000	1.020	1.040	1.000	1.020	1.040	116.21	54.37	0.91	70.64	30.65	0.92
	Bus 101	0.989	1.009	1.029	0.995	1.015	1.036	20.46	5.13	0.97	16.29	4.083	0.97
	Bus 102	0.987	1.008	1.028	0.995	1.015	1.035	9.120	2.99	0.95	5.40	1.77	0.95
	Bus 103	0.984	1.005	1.025	0.994	1.014	1.035	-	-	-	-	-	-
	Bus 201	0.987	1.008	1.028	0.992	1.012	1.032	-	-	-	-	-	-
	Bus 202	0.987	1.007	1.027	0.991	1.012	1.032	6.40	2.32	0.94	5.90	2.14	0.94
	Bus 203	0.982	1.002	1.023	0.989	1.009	1.029	-	-	-	-	-	-
	Bus 204	0.979	0.999	1.020	0.987	1.007	1.027	30.48	26.88	0.75	20.06	17.69	0.75
	Bus 205	0.981	1.001	1.022	0.988	1.008	1.029	28.50	11.26	0.93	16.40	6.48	0.93
	Bus 206	0.982	1.002	1.023	0.994	1.014	1.034	20.70	6.81	0.95	6.40	2.104	0.95

ตารางที่ 4.18 การจ่ายไฟที่ 3 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.00 pu

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดสูงสุด						แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด					
		Power Factor Control			Voltage Control			Power Factor Control			Voltage Control		
		0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu	0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu
115	Bus 100	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.996	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
	Bus 101	0.991	0.989	0.986	0.987	0.991	0.994	0.996	0.994	0.991	0.992	0.995	0.999
	Bus 102	0.990	0.987	0.984	0.985	0.990	0.994	0.996	0.993	0.990	0.990	0.995	0.999
	Bus 103	0.989	0.984	0.978	0.980	0.987	0.995	0.996	0.991	0.986	0.987	0.994	1.001
	Bus 104	0.989	0.984	0.978	0.980	0.988	0.995	0.997	0.991	0.986	0.986	0.994	1.002
	Bus 105	0.989	0.984	0.977	0.979	0.988	0.997	0.998	0.991	0.985	0.986	0.995	1.003
	Bus 106	0.991	0.984	0.976	0.979	0.989	1.000	0.996	0.991	0.984	0.985	0.995	1.006
	Bus 201	0.989	0.988	0.986	0.987	0.989	0.991	0.995	0.993	0.991	0.991	0.994	0.996
	Bus 202	0.989	0.987	0.985	0.986	0.988	0.991	0.994	0.992	0.991	0.991	0.993	0.996
	Bus 203	0.985	0.982	0.980	0.981	0.984	0.988	0.992	0.990	0.987	0.988	0.991	0.995
	Bus 204	0.982	0.979	0.977	0.978	0.981	0.985	0.991	0.988	0.985	0.986	0.989	0.993
	Bus 205	0.984	0.981	0.978	0.979	0.984	0.988	0.992	0.990	0.986	0.987	0.991	0.995
Bus 206	0.985	0.981	0.978	0.979	0.984	0.989	0.994	0.990	0.986	0.987	0.992	0.997	
22	Bus MV	1.000	0.975	0.949	0.959	0.994	1.028	1.007	0.983	0.957	0.961	0.996	1.030
0.4	Bus LV	1.009	0.973	0.936	0.950	1.000	1.050	1.017	0.981	0.944	0.950	1.000	1.050

ตารางที่ 4.19 การจ่ายไฟแบบที่ 3 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.00 pu (ต่อ)

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดสูงสุด				แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด			
		Droop Voltage Control			Capacitor Bank	Droop Voltage Control			Capacitor Bank
		1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.5 MVAR	1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.5 MVAR
115	Bus 100	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
	Bus 101	0.990	0.990	0.990	0.991	0.995	0.995	0.995	0.996
	Bus 102	0.989	0.989	0.989	0.990	0.995	0.995	0.994	0.996
	Bus 103	0.987	0.987	0.987	0.988	0.994	0.994	0.993	0.995
	Bus 104	0.988	0.987	0.987	0.988	0.994	0.994	0.994	0.995
	Bus 105	0.988	0.988	0.988	0.988	0.994	0.994	0.994	0.996
	Bus 106	0.989	0.989	0.988	0.989	0.995	0.994	0.994	0.997
	Bus 201	0.989	0.989	0.989	0.989	0.994	0.994	0.994	0.994
	Bus 202	0.988	0.988	0.988	0.988	0.993	0.993	0.993	0.994
	Bus 203	0.984	0.984	0.984	0.984	0.991	0.991	0.991	0.992
	Bus 204	0.981	0.981	0.981	0.981	0.989	0.989	0.989	0.990
	Bus 205	0.983	0.983	0.983	0.984	0.991	0.991	0.991	0.992
	Bus 206	0.984	0.984	0.984	0.984	0.992	0.992	0.992	0.993
22	Bus MV	0.993	0.992	0.990	0.994	0.995	0.995	0.994	1.002
0.4	Bus LV	0.999	0.997	0.995	0.993	0.999	0.998	0.997	1.001

ตารางที่ 4.20 การจ่ายไฟที่ 3 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.02 pu

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดสูงสุด						แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด					
		Power Factor Control			Voltage Control			Power Factor Control			Voltage Control		
		0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu	0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu
115	Bus 100	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020
	Bus 101	1.011	1.009	1.006	1.006	1.009	1.013	1.017	1.014	1.011	1.010	1.014	1.015
	Bus 102	1.011	1.007	1.004	1.003	1.008	1.013	1.016	1.013	1.010	1.009	1.013	1.018
	Bus 103	1.009	1.004	0.999	0.998	1.005	1.012	1.016	1.012	1.006	1.004	1.011	1.018
	Bus 104	1.009	1.004	0.999	0.997	1.005	1.013	1.017	1.012	1.006	1.004	1.011	1.019
	Bus 105	1.010	1.004	0.998	0.996	1.005	1.014	1.018	1.012	1.005	1.002	1.011	1.020
	Bus 106	1.011	1.004	0.997	0.995	1.005	1.016	1.019	1.012	1.004	1.001	1.011	1.022
	Bus 201	1.010	1.008	1.006	1.006	1.008	1.011	1.015	1.013	1.011	1.011	1.013	1.015
	Bus 202	1.009	1.007	1.006	1.005	1.008	1.010	1.014	1.013	1.011	1.010	1.012	1.015
	Bus 203	1.005	1.003	1.000	1.000	1.003	1.007	1.013	1.010	1.008	1.007	1.010	1.014
	Bus 204	1.002	1.000	0.997	0.997	1.000	1.004	1.011	1.008	1.006	1.005	1.008	1.012
	Bus 205	1.005	1.002	0.999	0.998	1.002	1.007	1.013	1.010	1.007	1.005	1.010	1.014
Bus 206	1.005	1.002	0.998	0.997	1.002	1.008	1.014	1.010	1.007	1.005	1.010	1.015	
22	Bus MV	1.020	0.996	0.971	0.965	1.000	1.035	1.028	1.004	0.979	0.961	1.002	1.036
0.4	Bus LV	1.029	0.995	0.958	0.950	1.000	1.050	1.037	1.002	0.966	0.950	1.000	1.050

ตารางที่ 4.21 การจ่ายไฟแบบที่ 3 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.02 pu (ต่อ)

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดสูงสุด				แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด			
		Droop Voltage Control			Capacitor Bank	Droop Voltage Control			Capacitor Bank
		1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.5 MVAR	1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.5 MVAR
115	Bus 100	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020
	Bus 101	1.009	1.009	1.009	1.011	1.014	1.014	1.014	1.016
	Bus 102	1.008	1.008	1.008	1.010	1.013	1.013	1.013	1.016
	Bus 103	1.005	1.005	1.005	1.008	1.011	1.011	1.011	1.016
	Bus 104	1.005	1.005	1.005	1.008	1.011	1.011	1.011	1.016
	Bus 105	1.005	1.005	1.005	1.009	1.011	1.011	1.011	1.017
	Bus 106	1.005	1.005	1.005	1.010	1.011	1.011	1.011	1.017
	Bus 201	1.008	1.008	1.008	1.009	1.013	1.013	1.013	1.015
	Bus 202	1.008	1.008	1.008	1.009	1.012	1.012	1.012	1.014
	Bus 203	1.003	1.003	1.003	1.005	1.010	1.010	1.010	1.012
	Bus 204	1.000	1.000	1.000	1.002	1.008	1.008	1.008	1.010
	Bus 205	1.002	1.002	1.002	1.004	1.010	1.010	1.010	1.012
Bus 206	1.002	1.002	1.002	1.005	1.010	1.010	1.010	1.013	
22	Bus MV	1.000	1.000	0.999	1.016	1.002	1.002	1.003	1.023
0.4	Bus LV	1.000	1.000	0.999	1.014	1.000	1.000	1.001	1.022

ตารางที่ 4.22 การจ่ายไฟที่ 3 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.04 pu

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดสูงสุด						แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด					
		Power Factor Control			Voltage Control			Power Factor Control			Voltage Control		
		0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu	0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu
115	Bus 100	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040
	Bus 101	1.032	1.029	1.027	1.024	1.028	1.032	1.037	1.034	1.032	1.029	1.033	1.036
	Bus 102	1.031	1.028	1.025	1.022	1.026	1.031	1.037	1.034	1.030	1.027	1.031	1.036
	Bus 103	1.030	1.025	1.020	1.015	1.022	1.030	1.037	1.032	1.027	1.021	1.029	1.036
	Bus 104	1.030	1.025	1.019	1.015	1.022	1.030	1.037	1.032	1.027	1.021	1.028	1.036
	Bus 105	1.031	1.025	1.019	1.013	1.022	1.031	1.038	1.032	1.026	1.019	1.028	1.037
	Bus 106	1.032	1.025	1.018	1.011	1.022	1.032	1.039	1.032	1.025	1.017	1.027	1.038
	Bus 201	1.030	1.028	1.027	1.025	1.028	1.030	1.035	1.033	1.032	1.030	1.032	1.033
	Bus 202	1.029	1.028	1.026	1.024	1.027	1.029	1.034	1.033	1.031	1.029	1.032	1.034
	Bus 203	1.026	1.028	1.021	1.019	1.022	1.026	1.033	1.031	1.028	1.025	1.029	1.032
	Bus 204	1.023	1.020	1.018	1.016	1.019	1.023	1.031	1.029	1.026	1.024	1.027	1.031
	Bus 205	1.025	1.022	1.019	1.017	1.021	1.025	1.033	1.030	1.027	1.024	1.028	1.032
Bus 206	1.026	1.022	1.019	1.015	1.021	1.026	1.034	1.031	1.027	1.023	1.028	1.033	
22	Bus MV	1.041	1.017	0.993	0.971	1.005	1.041	1.048	1.025	1.000	0.974	1.008	1.043
0.4	Bus LV	1.050	1.016	0.980	0.955	1.000	1.050	1.057	1.023	0.988	0.950	1.000	1.050

ตารางที่ 4.23 การจ่ายไฟแบบที่ 3 หลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่แรงดัน 1.04 pu (ต่อ)

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดสูงสุด				แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด			
		Droop Voltage Control			Capacitor Bank	Droop Voltage Control			Capacitor Bank
		1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.5 MVAR	1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.5 MVAR
115	Bus 100	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040	1.040
	Bus 101	1.028	1.028	1.028	1.031	1.033	1.033	1.033	1.036
	Bus 102	1.027	1.027	1.027	1.030	1.032	1.032	1.032	1.036
	Bus 103	1.023	1.023	1.023	1.029	1.029	1.029	1.029	1.036
	Bus 104	1.022	1.023	1.023	1.029	1.029	1.029	1.029	1.036
	Bus 105	1.022	1.022	1.023	1.030	1.028	1.028	1.029	1.037
	Bus 106	1.022	1.022	1.022	1.031	1.028	1.028	1.028	1.038
	Bus 201	1.028	1.028	1.028	1.030	1.032	1.032	1.033	1.035
	Bus 202	1.027	1.027	1.027	1.029	1.032	1.032	1.032	1.034
	Bus 203	1.022	1.022	1.022	1.025	1.029	1.029	1.029	1.033
	Bus 204	1.019	1.020	1.020	1.023	1.027	1.027	1.027	1.031
	Bus 205	1.021	1.021	1.021	1.025	1.028	1.029	1.029	1.033
	Bus 206	1.021	1.021	1.021	1.025	1.028	1.028	1.029	1.034
22	Bus MV	1.007	1.007	1.008	1.037	1.009	1.010	1.011	1.045
0.4	Bus LV	1.001	1.002	1.003	1.036	1.001	1.002	1.004	1.043

ตารางที่ 4.24 การไหลของกำลังไฟฟ้า ช่วงโหลดสูงสุด (แบบ Power Factor Control)

ระบบ (kV)	วงจร	Power Factor Control [ช่วงโหลดสูงสุด]								
		0.98 Lagging			1.0 Unity			0.98 Leading		
		P (MW)	Q (MVAR)	PF	P (MW)	Q (MVAR)	PF	P (MW)	Q (MVAR)	PF
115	Bus 100	60.06	51.79	0.76	58.95	64.21	0.68	60.16	76.9	0.62
	Bus 101	-26.58	2.7	-0.99	-27.69	15.12	-0.88	-26.48	27.81	-0.69
	Bus 102	-47.08	-1.61	-1	-48.22	10.68	-0.98	-47.04	23.12	-0.9
	Bus 103	-56.24	-4.57	-1	-57.37	7.68	-0.99	-56.2	20.08	-0.94
	Bus 104	-56.39	-4.27	-1	-57.54	7.88	-0.99	-56.38	20.16	-0.94
	Bus 105	-46.99	-3.63	-1	-47.95	6.5	-0.99	-46.99	16.74	-0.94
	Bus 106	-28.2	-2.29	-1	-28.78	3.79	-0.99	-28.2	9.93	-0.94
	Bus 201	86.64	49.09	0.87	86.64	49.09	0.87	86.64	49.09	0.87
	Bus 202	6.4	1.72	0.97	6.4	1.72	0.97	6.4	1.72	0.97
	Bus 203	79.88	45.46	0.87	79.88	45.46	0.87	79.88	45.46	0.87
	Bus 204	30.5	26.82	0.75	30.5	26.82	0.75	30.5	26.82	0.75
	Bus 205	49.24	17.91	0.94	49.24	17.91	0.94	49.24	17.91	0.94
Bus 206	20.71	6.61	0.95	20.7	6.8	0.95	20.7	6.8	0.95	
22	Bus MV	-9.41	-1.43	-0.99	-9.6	0.53	-1	-9.41	2.49	-0.97

ตารางที่ 4.25 การไหลของกำลังไฟฟ้า ช่วงโหลดต่ำสุด (แบบ Power Factor Control)

ระบบ (kV)	วงจร	Power Factor Control [ช่วงโหลดต่ำสุด]								
		0.98 Lagging			1.0 Unity			0.98 Leading		
		P (MW)	Q (MVAR)	PF	P (MW)	Q (MVAR)	PF	P (MW)	Q (MVAR)	PF
115	Bus 100	14.5	28.11	0.46	13.39	40.51	0.31	14.59	53.15	0.26
	Bus 101	-34.43	0.65	-1	-35.55	13.05	-0.94	-34.34	25.69	-0.8
	Bus 102	-50.8	-2.83	-1	-51.93	9.45	-0.98	-50.76	21.88	-0.92
	Bus 103	-56.24	-4.61	-1	-57.37	7.63	-0.99	-56.2	20.03	-0.94
	Bus 104	-56.39	-4.3	-1	-57.54	7.84	-0.99	-56.38	20.12	-0.94
	Bus 105	-46.99	-3.65	-1	-47.95	6.47	-0.99	-46.99	16.7	-0.94
	Bus 106	-28.2	-2.3	-1	-28.78	3.77	-0.99	-28.2	9.91	-0.94
	Bus 201	48.93	27.46	0.87	48.93	27.46	0.87	48.93	27.46	0.87
	Bus 202	5.9	1.53	0.97	5.9	1.53	0.97	5.9	1.53	0.97
	Bus 203	42.92	25.75	0.86	42.92	25.75	0.86	42.92	25.75	0.86
	Bus 204	20.07	17.54	0.75	20.07	17.54	0.75	20.07	17.54	0.75
	Bus 205	22.81	8.2	0.94	22.81	8.2	0.94	22.81	8.2	0.94
	Bus 206	6.4	2.1	0.95	6.4	2.1	0.95	6.4	2.1	0.95
22	Bus MV	-9.41	-1.43	-0.99	-9.6	0.52	-1	-9.41	2.48	-0.97

ตารางที่ 4.26 การไหลของกำลังไฟฟ้า ช่วงโหลดสูงสุด (แบบ Voltage Control)

ระบบ (kV)	วงจร	Voltage Control [ช่วงโหลดสูงสุด]								
		0.95 pu			1.0 pu			1.05 pu		
		P (MW)	Q (MVAR)	PF	P (MW)	Q (MVAR)	PF	P (MW)	Q (MVAR)	PF
115	Bus 100	59.01	74.63	0.62	58.94	59.58	0.7	58.93	44.56	0.80
	Bus 101	-27.63	25.54	-0.73	-27.7	10.49	-0.94	-27.71	-4.53	-0.99
	Bus 102	-48.19	20.89	-0.92	-48.22	6.1	-0.99	-48.22	-8.86	-0.98
	Bus 103	-57.35	17.85	-0.95	-57.38	3.12	-1	-57.37	-11.84	-0.98
	Bus 104	-57.53	17.92	-0.95	-57.54	3.35	-1	-57.54	-11.59	-0.98
	Bus 105	-47.94	14.79	-0.96	-47.95	2.76	-1	-47.95	-9.6	-0.98
	Bus 106	-28.78	8.69	-0.96	-28.78	1.58	-1	-28.78	-5.73	-0.98
	Bus 201	86.64	49.09	0.87	86.64	49.09	0.87	86.64	49.09	0.87
	Bus 202	6.4	1.72	0.97	6.4	1.72	0.97	6.4	1.72	0.97
	Bus 203	79.88	45.46	0.87	79.88	45.46	0.87	79.88	45.46	0.87
	Bus 204	30.5	26.82	0.75	30.5	26.82	0.75	30.5	26.82	0.75
	Bus 205	49.24	17.91	0.94	49.24	17.91	0.94	49.24	17.91	0.94
	Bus 206	20.7	6.8	0.95	20.7	6.8	0.95	20.7	6.8	0.95
22	Bus MV	-9.6	2.07	-0.98	-9.6	0.19	-1	-9.6	-2.62	0.96

ตารางที่ 4.27 การไหลของกำลังไฟฟ้า ช่วงโหลดต่ำสุด (แบบ Voltage Control)

ระบบ (kV)	วงจร	Voltage Control [ช่วงโหลดต่ำสุด]								
		0.95 pu			1.0 pu			1.05 pu		
		P (MW)	Q (MVAR)	PF	P (MW)	Q (MVAR)	PF	P (MW)	Q (MVAR)	PF
115	Bus 100	13.44	51.41	0.25	13.37	36.38	0.34	13.37	21.36	0.53
	Bus 101	-35.5	23.95	-0.83	-35.56	8.92	-0.97	-35.56	-6.1	-0.99
	Bus 102	-51.91	20.14	-0.93	-51.94	5.36	-0.99	-51.94	-9.62	-0.98
	Bus 103	-57.36	18.29	-0.95	-57.38	3.55	-1	-57.38	-11.42	-0.98
	Bus 104	-57.54	18.36	-0.95	-57.54	3.8	-1	-57.54	-11.16	-0.98
	Bus 105	-47.95	15.16	-0.95	-47.95	3.13	-1	-47.95	-9.24	-0.98
	Bus 106	-28.78	8.9	-0.96	-28.78	1.79	-1	-28.78	-5.52	-0.98
	Bus 201	48.93	27.46	0.87	48.93	27.46	0.87	48.93	27.46	0.87
	Bus 202	5.9	2.14	0.94	5.9	1.53	0.97	5.9	1.53	0.97
	Bus 203	42.92	25.75	0.86	42.92	25.75	0.86	42.92	25.75	0.86
	Bus 204	20.07	17.54	0.75	20.07	17.54	0.75	20.07	17.54	0.75
	Bus 205	22.81	8.2	0.94	22.81	8.2	0.94	22.81	8.2	0.94
	Bus 206	6.4	2.1	0.95	6.4	2.1	0.95	16.4	6.48	0.93
22	Bus MV	-9.6	2.14	-0.98	-9.6	-0.11	-1	-9.6	-2.54	-0.97

ตารางที่ 4.28 การไหลของกำลังไฟฟ้า ช่วงโหลดสูงสุด (แบบ DV Control และ Capacitor Bank)

ระบบ (kV)	วงจร	Droop Voltage Control [ช่วงโหลดสูงสุด]									Capacitor Bank		
		1.0 %			2.0 %			4.0 %			1.5 MVAR		
		P (MW)	Q (MVAR)	PF	P (MW)	Q (MVAR)	PF	P (MW)	Q (MVAR)	PF	P (MW)	Q (MVAR)	PF
115	Bus 100	66.91	61.25	0.74	66.91	61.45	0.74	66.92	61.82	0.73	66.90	56.39	0.76
	Bus 101	-19.72	12.16	-0.85	-19.72	12.37	-0.85	-19.72	12.73	-0.84	-19.73	7.30	-0.94
	Bus 102	-48.22	5.92	-0.99	-48.22	6.13	-0.99	-48.22	6.49	-0.99	-48.22	1.11	-1.00
	Bus 103	-57.38	2.93	-1.00	-57.38	3.14	-1.00	-57.38	3.50	-1.00	-57.38	-1.87	-1.00
	Bus 104	-57.54	3.16	-1.00	-57.54	3.37	-1.00	-57.54	3.72	-1.00	-57.54	-1.62	-1.00
	Bus 105	-47.95	2.60	-1.00	-47.95	2.77	-1.00	-47.95	3.06	-1.00	-47.95	-1.43	-1.00
	Bus 106	-28.78	1.48	-1.00	-28.78	1.58	-1.00	-28.78	1.75	-1.00	-28.78	-0.97	-1.00
	Bus 201	86.64	49.09	0.87	86.64	49.09	0.87	86.64	49.09	0.87	86.64	49.09	0.87
	Bus 202	6.40	1.72	0.97	6.40	1.72	0.97	6.40	1.72	0.97	6.40	1.72	0.97
	Bus 203	79.88	45.46	0.87	79.88	45.46	0.87	79.88	45.46	0.87	79.88	45.46	0.87
	Bus 204	30.50	26.82	0.75	30.50	26.82	0.75	30.50	26.82	0.75	30.50	26.82	0.75
	Bus 205	49.24	17.91	0.94	49.24	17.91	0.94	49.24	17.91	0.94	49.24	17.91	0.94
Bus 206	20.71	6.61	0.95	20.71	6.61	0.95	20.71	6.61	0.95	20.71	6.61	0.95	
22	Bus MV	-9.60	-0.22	-1.00	-9.60	-0.19	-1.00	-9.60	-0.17	-1.00	-9.60	0.50	-1.00

ตารางที่ 4.29 การไหลของกำลังไฟฟ้า ช่วงโหลดต่ำสุด (แบบ DV Control และ Capacitor Bank)

ระบบ (kV)	วงจร	Droop Voltage Control [ช่วงโหลดต่ำสุด]									Capacitor Bank		
		1.0 %			2.0 %			4.0 %			1.5 MVAR		
		P (MW)	Q (MVAR)	PF	P (MW)	Q (MVAR)	PF	P (MW)	Q (MVAR)	PF	P (MW)	Q (MVAR)	PF
115	Bus 100	13.37	36.55	0.34	13.37	36.71	0.34	13.37	36.99	0.34	13.37	30.77	0.40
	Bus 101	-35.56	9.09	-0.97	-35.56	9.25	-0.97	-35.56	9.53	-0.97	-35.57	3.31	-1.00
	Bus 102	-51.94	5.53	-0.99	-51.94	5.69	-0.99	-51.94	5.97	-0.99	-51.94	-0.21	-1.00
	Bus 103	-57.38	3.73	-1.00	-57.38	3.89	-1.00	-57.38	4.16	-1.00	-57.38	-2.01	-1.00
	Bus 104	-57.54	3.97	-1.00	-57.54	4.13	-1.00	-57.55	4.40	-1.00	-57.54	-1.74	-1.00
	Bus 105	-47.95	3.27	-1.00	-47.95	3.39	-1.00	-47.96	3.62	-1.00	-47.95	-1.52	-1.00
	Bus 106	-28.78	1.87	-1.00	-28.78	1.95	-1.00	-28.78	2.08	-1.00	-28.78	-1.03	-1.00
	Bus 201	48.93	27.46	0.87	48.93	27.46	0.87	48.93	27.46	0.87	48.93	27.46	0.87
	Bus 202	5.90	1.53	0.97	5.90	1.53	0.97	5.90	1.53	0.97	5.90	1.53	0.97
	Bus 203	42.92	25.75	0.86	42.92	25.75	0.86	42.92	25.75	0.86	42.92	25.75	0.86
	Bus 204	20.07	17.54	0.75	20.07	17.54	0.75	20.07	17.54	0.75	20.07	17.54	0.75
	Bus 205	22.81	8.20	0.94	22.81	8.20	0.94	22.81	8.20	0.94	22.81	8.20	0.94
	Bus 206	6.40	1.85	0.96	6.40	1.85	0.96	6.40	1.85	0.96	6.40	1.85	0.96
22	Bus MV	-9.60	-0.11	-1.00	-9.60	-0.10	-1.00	-9.60	-0.05	-1.00	-9.60	0.50	-1.00

หมายเหตุ กรณีเครื่องหมายลบ (-) หมายถึง จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้า
กรณีเครื่องหมายบวก (+) หมายถึง รับกำลังไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้า

ตารางที่ 4.30 แรงดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ ช่วงโหลดสูงสุด (แบบ Power Factor Control)

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดสูงสุด								
		การจ่ายไฟแบบที่ 1			การจ่ายไฟแบบที่ 2			การจ่ายไฟแบบที่ 3		
		0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading
115	Bus 100	0.954	0.9558	0.9579	0.9514	0.9532	0.9552	0.9514	0.952	0.9537
	Bus 101	0.9543	0.9506	0.9466	0.9472	0.9433	0.9392	0.9472	0.9414	0.9403
	Bus 102	0.9555	0.9504	0.9451	0.9473	0.9422	0.9366	0.9473	0.9401	0.9383
	Bus 103	0.9604	0.9513	0.9415	0.9491	0.9398	0.9297	0.9491	0.9371	0.9333
	Bus 104	0.9607	0.9514	0.9413	0.9494	0.9398	0.9294	0.9494	0.9371	0.9330
	Bus 105	0.9617	0.9515	0.9405	0.9503	0.9399	0.9286	0.9503	0.9372	0.9322
	Bus 106	0.9629	0.9516	0.9394	0.9515	0.9401	0.9276	0.9515	0.9374	0.9312
	Bus 201	0.9393	0.9410	0.9431	0.9394	0.9411	0.9432	0.9394	0.9404	0.9402
	Bus 202	0.9386	0.9403	0.9424	0.9387	0.9404	0.9425	0.9387	0.9397	0.9395
	Bus 203	0.933	0.9347	0.9367	0.9343	0.9360	0.938	0.9343	0.9354	0.9344
	Bus 204	0.9302	0.9319	0.9339	0.9315	0.9332	0.9352	0.9315	0.9327	0.9316
	Bus 205	0.9312	0.9329	0.9349	0.9332	0.9349	0.9369	0.9332	0.9345	0.9330
	Bus 206	0.9302	0.9319	0.9339	0.9471	0.9378	0.9277	0.9471	0.9347	0.9324
22	Bus MV	0.9798	0.9515	0.9205	0.9686	0.9399	0.9084	0.9686	0.9372	0.9122

ตารางที่ 4.31 แรงแต้นตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ ช่วงโหลดต่ำสุด (แบบ Power Factor Control)

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด								
		การจ่ายไฟแบบที่ 1			การจ่ายไฟแบบที่ 2			การจ่ายไฟแบบที่ 3		
		0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading	0.98 Lagging	1.0 Unity	0.98 Leading
115	Bus 100	0.9573	0.9593	0.9616	0.9564	0.9584	0.9607	0.9541	0.9557	0.9575
	Bus 101	0.9605	0.9570	0.9534	0.9583	0.9547	0.9510	0.9511	0.9502	0.9493
	Bus 102	0.9619	0.9571	0.9521	0.9593	0.9545	0.9494	0.9510	0.9495	0.948
	Bus 103	0.9668	0.9580	0.9485	0.9633	0.9544	0.9448	0.9514	0.9480	0.9445
	Bus 104	0.9672	0.9581	0.9483	0.9636	0.9544	0.9446	0.9517	0.9480	0.9442
	Bus 105	0.9681	0.9582	0.9475	0.9646	0.9546	0.9438	0.9526	0.9482	0.9434
	Bus 106	0.9693	0.9583	0.9465	0.9658	0.9547	0.9428	0.9539	0.9483	0.9424
	Bus 201	0.9489	0.9509	0.9532	0.9488	0.9508	0.9531	0.9492	0.9492	0.9492
	Bus 202	0.9483	0.9502	0.9526	0.9482	0.9501	0.9524	0.9486	0.9485	0.9485
	Bus 203	0.9454	0.9474	0.9497	0.9456	0.9476	0.9499	0.9473	0.9464	0.9456
	Bus 204	0.9436	0.9455	0.9478	0.9438	0.9457	0.948	0.9454	0.9446	0.9438
	Bus 205	0.9446	0.9465	0.9488	0.945	0.9470	0.9493	0.9474	0.9461	0.9448
	Bus 206	0.9443	0.9462	0.9485	0.9627	0.9538	0.9443	0.9486	0.9466	0.9445
22	Bus MV	0.9862	0.9581	0.9276	0.9827	0.9545	0.9238	0.9709	0.9481	0.9235

ตารางที่ 4.32 แรงดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ ช่วงโหลดสูงสุด (แบบ Voltage Control)

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดสูงสุด								
		การจ่ายไฟแบบที่ 1			การจ่ายไฟแบบที่ 2			การจ่ายไฟแบบที่ 3		
		0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu
115	Bus 100	0.9572	0.9550	0.9530	0.9542	0.9521	0.9501	0.9529	0.9509	0.9489
	Bus 101	0.9478	0.9521	0.9567	0.9413	0.9457	0.9504	0.9407	0.9422	0.9438
	Bus 102	0.9467	0.9526	0.9586	0.9394	0.9454	0.9516	0.939	0.9413	0.9438
	Bus 103	0.9445	0.9552	0.9661	0.9348	0.9456	0.9567	0.9348	0.9398	0.9448
	Bus 104	0.9443	0.9553	0.9666	0.9347	0.9458	0.9572	0.9347	0.9400	0.9454
	Bus 105	0.9438	0.9558	0.9680	0.9343	0.9465	0.9588	0.9343	0.9408	0.9474
	Bus 106	0.9432	0.9564	0.9698	0.9339	0.9473	0.9609	0.9338	0.9417	0.9498
	Bus 201	0.9424	0.9403	0.9383	0.9421	0.9400	0.9381	0.9403	0.9406	0.9410
	Bus 202	0.9417	0.9396	0.9376	0.9414	0.9393	0.9374	0.9396	0.9399	0.9402
	Bus 203	0.9361	0.9340	0.9320	0.937	0.9349	0.9329	0.9348	0.9362	0.9377
	Bus 204	0.9333	0.9312	0.9292	0.9342	0.9321	0.9302	0.9320	0.9334	0.9349
	Bus 205	0.9343	0.9322	0.9302	0.9359	0.9338	0.9319	0.9336	0.9356	0.9378
	Bus 206	0.9333	0.9312	0.9292	0.9328	0.9437	0.9548	0.9334	0.9364	0.9395
22	Bus MV	0.9302	0.9633	0.9967	0.9246	0.9577	0.9913	0.9229	0.9544	0.9861

ตารางที่ 4.33 แรงแดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ ช่วงโหลดต่ำสุด (แบบ Voltage Control)

ระบบ (kV)	บัส	แรงแดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด								
		การจ่ายไฟแบบที่ 1			การจ่ายไฟแบบที่ 2			การจ่ายไฟแบบที่ 3		
		0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu	0.95 pu	1.0 pu	1.05 pu
115	Bus 100	0.9610	0.9586	0.9563	0.9600	0.9575	0.9552	0.9571	0.9548	0.9526
	Bus 101	0.9542	0.9583	0.9625	0.9521	0.9562	0.9605	0.9495	0.9507	0.9520
	Bus 102	0.9532	0.9588	0.9645	0.9509	0.9565	0.9623	0.9483	0.9503	0.9525
	Bus 103	0.9507	0.9611	0.9717	0.9476	0.9580	0.9687	0.9452	0.9498	0.9546
	Bus 104	0.9505	0.9612	0.9722	0.9474	0.9582	0.9692	0.9450	0.9500	0.9552
	Bus 105	0.9500	0.9616	0.9736	0.9469	0.9586	0.9706	0.9444	0.9506	0.9569
	Bus 106	0.9492	0.9621	0.9753	0.9462	0.9592	0.9724	0.9437	0.9513	0.9591
	Bus 201	0.9527	0.9502	0.9479	0.9524	0.9500	0.9477	0.9492	0.9492	0.9493
	Bus 202	0.9520	0.9495	0.9473	0.9517	0.9493	0.9470	0.9485	0.9485	0.9487
	Bus 203	0.9491	0.9466	0.9444	0.9492	0.9468	0.9445	0.9458	0.9469	0.9481
	Bus 204	0.9473	0.9448	0.9425	0.9474	0.9449	0.9427	0.9440	0.9451	0.9463
	Bus 205	0.9483	0.9458	0.9435	0.9486	0.9462	0.9439	0.9451	0.9468	0.9487
	Bus 206	0.948	0.9455	0.9432	0.9470	0.9575	0.9681	0.9449	0.9476	0.9505
22	Bus MV	0.9351	0.9678	1.0009	0.9330	0.9658	0.9990	0.9292	0.9603	0.9918

ตารางที่ 4.34 แรงแดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ ช่วงโวลต์สูงสุด (แบบ Droop Voltage Control)

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโวลต์สูงสุด								
		การจ่ายไฟแบบที่ 1			การจ่ายไฟแบบที่ 2			การจ่ายไฟแบบที่ 3		
		1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.0 %	2.0 %	4.0 %
115	Bus 100	0.9550	0.9551	0.9551	0.9521	0.9521	0.9522	0.9509	0.9510	0.9511
	Bus 101	0.9521	0.952	0.9519	0.9456	0.9455	0.9454	0.9422	0.9421	0.9421
	Bus 102	0.9525	0.9524	0.9523	0.9453	0.9452	0.9449	0.9413	0.9412	0.9411
	Bus 103	0.9550	0.9549	0.9546	0.9454	0.9452	0.9448	0.9396	0.9395	0.9393
	Bus 104	0.9552	0.955	0.9548	0.9456	0.9454	0.9450	0.9399	0.9397	0.9395
	Bus 105	0.9556	0.9555	0.9552	0.9462	0.946	0.9455	0.9406	0.9404	0.9402
	Bus 106	0.9562	0.956	0.9557	0.9470	0.9467	0.9462	0.9415	0.9413	0.9410
	Bus 201	0.9403	0.9403	0.9404	0.9401	0.9401	0.9402	0.9406	0.9405	0.9405
	Bus 202	0.9396	0.9396	0.9397	0.9394	0.9394	0.9395	0.9398	0.9398	0.9398
	Bus 203	0.9340	0.9340	0.9341	0.9349	0.9350	0.9350	0.9362	0.9361	0.9361
	Bus 204	0.9312	0.9312	0.9313	0.9321	0.9322	0.9323	0.9334	0.9333	0.9333
	Bus 205	0.9322	0.9322	0.9323	0.9339	0.9339	0.9340	0.9356	0.9355	0.9354
	Bus 206	0.9312	0.9312	0.9313	0.9434	0.9432	0.9428	0.9363	0.9362	0.9361
22	Bus MV	0.9628	0.9624	0.9616	0.9570	0.9564	0.9552	0.9536	0.9528	0.9516

ตารางที่ 4.35 แรงดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ ช่วงโหลดต่ำสุด (แบบ Droop Voltage Control)

ระบบ (kV)	บัส	แรงดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด								
		การจ่ายไฟแบบที่ 1			การจ่ายไฟแบบที่ 2			การจ่ายไฟแบบที่ 3		
		1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.0 %	2.0 %	4.0 %	1.0 %	2.0 %	4.0 %
115	Bus 100	0.9586	0.9586	0.9587	0.9576	0.9576	0.9576	0.9548	0.9549	0.9549
	Bus 101	0.9582	0.9582	0.9581	0.9561	0.9561	0.956	0.9506	0.9506	0.9506
	Bus 102	0.9587	0.9587	0.9585	0.9564	0.9563	0.9562	0.9503	0.9502	0.9502
	Bus 103	0.9610	0.9609	0.9606	0.9579	0.9577	0.9575	0.9498	0.9497	0.9495
	Bus 104	0.9611	0.9610	0.9607	0.9580	0.9579	0.9576	0.9499	0.9498	0.9497
	Bus 105	0.9615	0.9614	0.9611	0.9585	0.9583	0.958	0.9505	0.9504	0.9502
	Bus 106	0.9620	0.9619	0.9615	0.9590	0.9588	0.9585	0.9512	0.951	0.9508
	Bus 201	0.9502	0.9503	0.9503	0.9500	0.9500	0.9501	0.9492	0.9492	0.9492
	Bus 202	0.9496	0.9496	0.9497	0.9493	0.9494	0.9494	0.9485	0.9485	0.9485
	Bus 203	0.9467	0.9467	0.9468	0.9468	0.9468	0.9469	0.9469	0.9468	0.9468
	Bus 204	0.9448	0.9449	0.9449	0.9450	0.9450	0.9450	0.9450	0.9450	0.9450
	Bus 205	0.9459	0.9459	0.9459	0.9462	0.9462	0.9463	0.9468	0.9468	0.9467
	Bus 206	0.9456	0.9456	0.9456	0.9573	0.9572	0.9569	0.9476	0.9476	0.9475
22	Bus MV	0.9674	0.9671	0.9663	0.9654	0.9650	0.9642	0.9598	0.9593	0.9584

ตารางที่ 4.36 แรงแดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ (แบบติดตั้ง Capacitor Bank)

ระบบ (kV)	บัส	แรงแดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดสูงสุด			แรงแดันไฟฟ้า (pu) ช่วงโหลดต่ำสุด		
		การจ่ายไฟ แบบที่ 1	การจ่ายไฟ แบบที่ 2	การจ่ายไฟ แบบที่ 3	การจ่ายไฟ แบบที่ 1	การจ่ายไฟ แบบที่ 2	การจ่ายไฟ แบบที่ 3
		1.5 MVAR	1.5 MVAR	1.5 MVAR	1.5 MVAR	1.5 MVAR	1.5 MVAR
115	Bus 100	0.9540	0.9515	0.9505	0.9573	0.9564	0.9540
	Bus 101	0.9529	0.9457	0.9417	0.9592	0.9569	0.9504
	Bus 102	0.9538	0.9455	0.9408	0.9603	0.9577	0.9501
	Bus 103	0.9577	0.9461	0.9392	0.9642	0.9606	0.9500
	Bus 104	0.9580	0.9464	0.9394	0.9645	0.9608	0.9502
	Bus 105	0.9587	0.9471	0.9402	0.9652	0.9616	0.9510
	Bus 106	0.9596	0.948	0.9411	0.9661	0.9625	0.9519
	Bus 201	0.9393	0.9395	0.9401	0.9490	0.9489	0.9487
	Bus 202	0.9386	0.9387	0.9394	0.9483	0.9482	0.9481
	Bus 203	0.9330	0.9343	0.9357	0.9454	0.9457	0.9466
	Bus 204	0.9302	0.9315	0.9330	0.9436	0.9438	0.9447
	Bus 205	0.9312	0.9332	0.9351	0.9446	0.9451	0.9466
	Bus 206	0.9302	0.9442	0.9358	0.9443	0.9600	0.9475
22	Bus MV	0.9722	0.9605	0.9534	0.9788	0.9752	0.9644

ตารางที่ 4.37 กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบสายส่ง 115 kV

การควบคุม PV	กำลังไฟฟ้าสูญเสีย(MWhr) 24 ชม.			กำลังไฟฟ้าสูญเสีย(MWhr) ช่วงเวลา ON PV		
	การจ่ายไฟ แบบที่ 1	การจ่ายไฟ แบบที่ 2	การจ่ายไฟ แบบที่ 3	การจ่ายไฟ แบบที่ 1	การจ่ายไฟ แบบที่ 2	การจ่ายไฟ แบบที่ 3
ก่อนติดตั้ง PV เข้าสู่ระบบ	4.255			2.135		
0.98 lagging (จ่าย Q ให้กับระบบ)	4.764	3.904	3.367	2.623	1.692	1.409
Unity PF	4.866	4.055	3.478	2.706	1.821	1.505
0.98 leading (ดูด Q ให้กับระบบ)	5.031	4.320	3.658	2.846	2.051	1.664
Voltage Control ที่ 0.95 pu	5.765	5.095	4.399	4.166	3.432	2.806
Voltage Control ที่ 1.00 pu	5.107	4.429	3.821	3.036	2.187	1.839
Voltage Control ที่ 1.05 pu	5.427	4.296	3.433	2.671	1.713	1.407
Droop Voltage Control ที่ 1%	5.011	4.353	3.765	3.012	2.164	1.807
Droop Voltage Control ที่ 2%	4.971	4.314	3.726	2.991	2.144	1.787
Droop Voltage Control ที่ 4%	4.905	4.247	3.660	2.956	2.109	1.754
ติดตั้ง Capacitor Bank 1.5 MVAR	4.516	3.625	3.072	2.740	1.725	1.387

บทที่ 5

สรุปผล และข้อเสนอแนะ

จากระบบที่ทำการศึกษาทั้งในส่วนของการตรวจวัดและการจำลองระบบ เพื่อศึกษาผลกระทบที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้า จากกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนานกับระบบสายส่ง 115 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สามารถสรุปได้ดังนี้

5.1 ผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าหลังติดตั้งกลุ่มโรงไฟฟ้าจากผลการตรวจวัด

หลังติดตั้งกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พบว่าผลกระทบที่มีต่อระบบไฟฟ้า ในระบบสายส่ง 115 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้แก่

5.1.1 แรงดันไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ 117.93 kV ของโครงการที่ 5 ปลายสายที่ในวงจรจ่ายไฟของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังไฟฟ้าเต็มพิกัด 56.7 MW โดยมีค่าเพิ่มขึ้นจาก 116.30 kV ของโครงการที่ 6 ที่มีระยะห่างจากสถานีไฟฟ้าไทรน้อย 52.44 กิโลเมตร และมีโหลดในวงจรจ่ายไฟสูงสุดประมาณ 37.58 MW ทั้งนี้ยังไม่พบผลกระทบจากการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าจากปัญหาแรงดันเกิน เพราะที่สถานีไฟฟ้าใช้ On-Load Tap Changer (OLTC) ของหม้อแปลงไฟฟ้าที่ทำงานแบบอัตโนมัติเพื่อควบคุมการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้า โดยในปัจจุบันได้ดำเนินการสร้างวงจรการจ่ายไฟเชื่อมต่อเข้ากับสถานีไฟฟ้าสองพี่น้อง ซึ่งจะทำให้มีความเหมาะสมของระบบเพิ่มมากขึ้น

5.1.2 แรงดันฮาร์มอนิก (%THD_v) มีค่าเท่ากับ 1.14 ของโครงการที่ 1 เพิ่มของโครงการที่ 3 ที่มีค่าเท่ากับ 0.97 ทั้งนี้ยังไม่พบผลกระทบจากการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า แต่หากมีการจ่ายไฟของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์ หรือการรับซื้อไฟฟ้าของธุรกิจอุตสาหกรรมที่เป็นประเภทโหลดฮาร์มอนิกขนาดใหญ่ ต้องมีการพิจารณาการเชื่อมต่อเป็นกรณีพิเศษ เพื่อไม่ให้เกิดผลกระทบกับคุณภาพไฟฟ้า

5.1.3 แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) มีค่าเพิ่มขึ้นจากการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าคือ ค่าแรงดันกระเพื่อม Plt เพิ่มขึ้นจาก 0.26 เป็น 0.44 ซึ่งสอดคล้องกับการเพิ่มของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ใช้แบบอินเวอร์เตอร์

5.1.4 พลังงานไฟฟ้า ข้อมูลปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ ในแต่ละจุดตรวจวัดมีแนวโน้มไปในทิศทางเดียวกัน คือ กำลังไฟฟ้า (P) ที่ผลิตได้เพิ่มขึ้นมีค่าเฉลี่ยสูงสุดที่เวลา 11:30 น. และ 12:30 น. ตามความเข้มแสงอาทิตย์สูงสุด และมีกำลังไฟฟ้าปรากฏ (Q) สูงสุดด้วยสอดคล้องกับอินเวอร์เตอร์ทุกเครื่องใช้โหมดการควบคุมแบบ Power Factor Control คือการตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 1 เพื่อไม่ให้เกิดการจ่ายกำลังไฟฟ้าปรากฏ ทำให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้มีค่าสูงสุด จึงส่งผลให้เกิดค่าปรับกิโลวาร์ชาร์ทต่อโครงการประมาณ 87,000 บาท โดยผลจากกำลังสูญเสียใน (Load Loss) ของหม้อแปลงไฟฟ้าขณะมีโหลด ซึ่งคือกำลังไฟฟ้าที่สูญเสียไปเนื่องจากความต้านทานของขดลวดขณะที่หม้อแปลงไฟฟ้าจ่ายโหลด และสายไฟต่างๆ ในสถานีไฟฟ้า

5.2 รูปแบบการควบคุมโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เหมาะสม

จากการศึกษารูปแบบการควบคุมผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในสถานะต่างๆ เมื่อพิจารณาความเหมาะสมของ ขนาดแรงดันไฟฟ้า, ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า, ลักษณะการไหลของกำลังไฟฟ้า และการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์ โดยสามารถแยกเป็นรูปแบบการควบคุมโรงไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์สำหรับการใช้ในเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อผู้จัดทำเห็นประโยชน์จึงเผยแพร่เอกสารนี้
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

พลังงานแสงอาทิตย์ที่เหมาะสมในส่วนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่เหมาะกับระบบจำลองที่ทำการศึกษาดังนี้

5.2.1 รูปแบบการควบคุมที่เหมาะสมในส่วนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

5.2.1.1 รูปแบบการจ่ายไฟที่เหมาะสม สำหรับระบบที่ทำการศึกษา พบว่า การจ่ายไฟในรูปแบบที่ 2 คือรูปแบบเรเดียลที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าสองฟีน้องมีความเหมาะสมดังนี้

1. ระบบสายส่ง 115 kV มีสายส่งเชื่อมต่อแล้ว
2. การควบคุมการจ่ายไฟไม่ยุ่งยาก
3. ช่วยให้แรงดันปลายสายที่สถานีไฟฟ้าสองฟีน้อง มีระดับแรงดันดีขึ้น
4. ช่วยให้กำลังไฟฟ้าไม่ไหลย้อนกลับไปที่ สถานีไฟฟ้าไทรน้อย น้อยลง
5. ช่วยค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบสายส่ง 115 kV ลงน้อยกว่าตอนที่ยังไม่

เชื่อมต่อกับกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

5.2.1.2 รูปแบบการควบคุมอินเวอร์เตอร์มีการควบคุม กรณีตั้งค่าเป็น Power Factor Control 0.98 Lagging ช่วยลดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบสายส่ง 115 kV น้อยที่สุด ของการควบคุมทั้งหมด

5.2.1.3 รูปแบบการควบคุมอินเวอร์เตอร์มีการควบคุม กรณีตั้งค่าเป็น Voltage Control 1.05 pu ช่วยลดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบสายส่ง 115 kV, ช่วยค่าตัวประกอบกำลัง และค่าแรงดันไฟฟ้าในระบบ รวมถึงการช่วยแรงดันตกชั่วขณะจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์

5.2.2 รูปแบบการควบคุมที่เหมาะสมในส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

5.2.2.1 รูปแบบการควบคุมอินเวอร์เตอร์มีการควบคุม กรณีตั้งค่าเป็น Voltage Control 1.05 pu เพื่อแก้ไขการโดนค่าปรับกิโลวาร์ เพื่อจะได้ไม่ต้องลดกำลังการผลิตไฟฟ้าจากรูปแบบการควบคุม กรณีตั้งค่าเป็น Power Factor Control 0.98 Lagging

5.2.2.2 รูปแบบการติดตั้ง Capacitor Bank ขนาด 1.5 MVAR ที่แรงดัน 22 kV เพื่อแก้ไขการโดนค่าปรับกิโลวาร์ ซึ่งติดตั้งแบบเข้าออกตามเวลา โดยต้องลงทุนติดตั้งโดยใช้งบประมาณลงทุนประมาณ 2,000,000.- บาท โดยไม่ต้องไปปรับค่าที่อินเวอร์เตอร์

5.3 ความพิเศษของงานวิจัย และข้อเสนอแนะเพิ่มเติม

5.3.1 งานวิจัยนี้ศึกษาระบบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่จะทำการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าจริง โดยที่ผู้วิจัยได้ทำการเก็บข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า พร้อมทั้งศึกษาจำลองระบบในสถานะต่างๆ

5.3.2 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถนำงานวิจัยนี้ไปใช้สำหรับเป็นแนวทางในการควบคุมการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อไม่ให้เกินข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

5.3.3 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถนำงานวิจัยนี้ไปใช้เป็นแนวทางในการพิจารณาสำหรับการประเมินคุณภาพไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

5.3.4 การศึกษาถึงปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อระดับคุณภาพไฟฟ้าของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมากโดยการสร้างแบบจำลองด้วยโปรแกรม DigSILENT/PowerFactory

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ที่ใช้ในงานวิจัยสำหรับใช้กับระบบอื่น จำเป็นต้องใช้ค่าพารามิเตอร์ของระบบ และอินเวอร์เตอร์จึงจะทำให้ข้อมูลในการพิจารณาในการตัดสินใจเลือก มีความสมบูรณ์มากที่สุด

5.3.5 จากการศึกษาผลกระทบที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้า เป็นการศึกษาในระบบภายในของผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้เทคโนโลยีแบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์ขนาดเต็มพิกัดเท่านั้น ดังนั้นหากเป็นพลังงานทดแทนอื่นที่มีพฤติกรรมเปลี่ยนแปลงตามสภาวะแวดล้อมทางธรรมชาติ เช่น พลังงานทดแทนรูปแบบพลังงานลม หรือในรูปแบบพลังงานสำรอง(Energy Storage) เป็นต้น ซึ่งสามารถใช้รูปแบบการวิเคราะห์ของงานวิจัยฉบับนี้ในการศึกษาได้เป็นอย่างดี แต่ก็มีข้อจำกัดคือระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้ในการวิเคราะห์ต้องเป็นระบบที่ยังไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์แก้ไขคุณภาพไฟฟ้าเท่านั้น ทั้งนี้หากต้องการวิเคราะห์ระบบดังกล่าวต้องทำการศึกษาพฤติกรรมของอุปกรณ์แก้ไขคุณภาพไฟฟ้านั้นๆ ต่อไป



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เอกสารอ้างอิง

- [1] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. “คู่มือการพัฒนาและการลงทุนการผลิตพลังงานจากแสงอาทิตย์ ชุดที่ 2”
[Online].Available : http://www.dede.go.th/article_attach/h_solar.pdf
- [2] ชัชชาย นวมโคกสูง “การออกแบบระบบจำหน่ายและอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระในอนาคต, วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า, คณะวิศวกรรมศาสตร์, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง 2556
- [3] ไชยะ แซ่มซ้อย. คู่มือคุณภาพไฟฟ้า. พิมพ์ครั้งที่ 1. กรุงเทพฯ : โรงพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. 2554
- [4] IEEE std. 1159, IEEE recommended. “Monitoring Electric Power Quality.” 1995.
- [5] Roger C. Dugan, Mark F. McGrannaghan, Surya Santoso and H. Wayne Beaty. **Electrical Power Systems Quality.** McGraw-Hill. Inc. 2004. pp. 16-18.
- [6] C.Sankaran. **Power Quality.** Washington, D.C. : CRC Press. Inc. 2002. pp. 72.
- [7] Alexander Kusko, Sc.D., P.E. and Marc T.Thompson, Ph.D. **Power Quality in Electrical Systems.** McGraw-Hill. Inc. 2007. pp. 42.
- [8] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. “ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า.” การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2559.
- [9] PRC-PQG-02/1998. “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม.” การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 1998.
- [10] PRC-PQG-01/1998. “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม.” การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 1998.
- [11] EN 50160. “Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks.” 1994.
- [12] กองแผนงานระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า. “ค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้าของ กฟภ.” การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2557.
- [13] กองแผนงานระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า. “รายงานพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้า ปี 2555-2573 (รายละเอียดจุดรับซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ.)” การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2555.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



ภาคผนวก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



ภาคผนวก ก

การเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับระบบไฟฟ้า

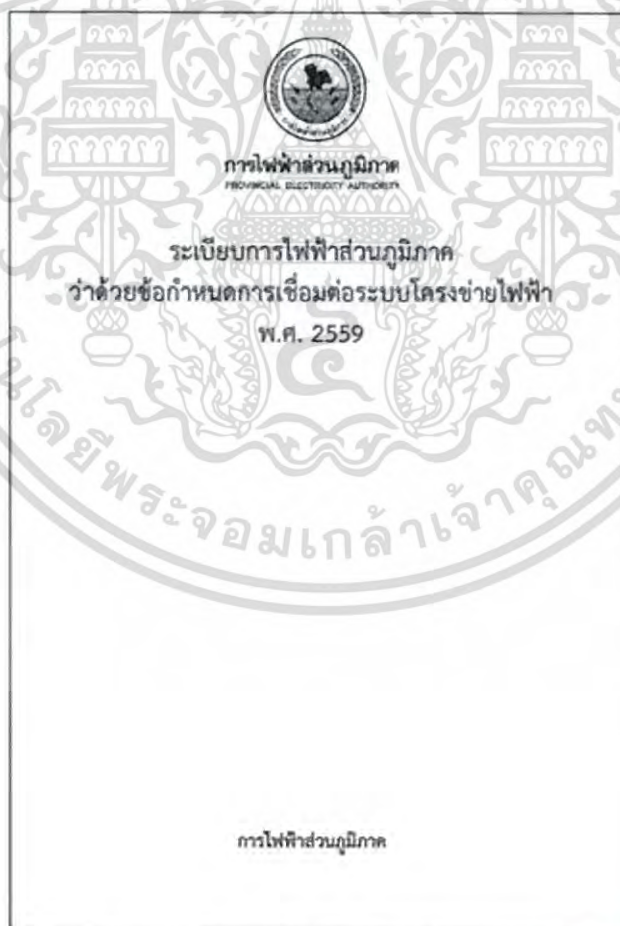
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับระบบไฟฟ้า

ระเบียบข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าเข้ากับระบบไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่ต้องการจะเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องปฏิบัติตามเพื่อให้ใช้วิธีการที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อระหว่างผู้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า พร้อมทั้งควบคุมภาพในการจ่ายไฟให้อยู่ในเกณฑ์ข้อกำหนดอย่างมีประสิทธิภาพ ปัจจุบันมีระเบียบการเชื่อมต่อที่ใช้ยู่ดังนี้

1. ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 เป็นข้อกำหนดสำหรับการเชื่อมต่อโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีวัตถุประสงค์เพื่อกำหนดหลักเกณฑ์ด้านเทคนิคการออกแบบ, เทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้า, มาตรฐานการติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อ รวมถึงการควบคุมระดับคุณภาพไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด โดยจะต้องคำนึงถึงความปลอดภัยและความมั่นคงความเชื่อถือของระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นหลัก



รูปที่ 1 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [8]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1.1 เกณฑ์ความรับผิดชอบของผู้ขออนุญาต

ผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องทำการออกแบบรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าตามเกณฑ์ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ.2559 โดยที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นผู้พิจารณาการอนุญาตให้เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถเปลี่ยนแปลงหรือกำหนดเงื่อนไขเพิ่มเติมได้ ซึ่งผู้ขออนุญาตจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม สำหรับเกณฑ์การพิจารณาอนุญาตให้เชื่อมต่อเข้ากับระบบเป็นดังนี้

1. ความปลอดภัย
2. ความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า
3. ผลกระทบของภาพรวมในระบบหากมีการเชื่อมต่อ

1.2 หลักเกณฑ์ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อ

ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่จะเป็นผู้รับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีหลักเกณฑ์ดังนี้

1.2.1 กรณีระบบจำหน่าย 380/220 V

1. กรณีผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายแรงต่ำ 1 เฟส สามารถรับไฟหรือจ่ายไฟจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ไม่เกิน 10 kW
2. กรณีผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายแรงต่ำ 3 เฟส สามารถรับไฟหรือจ่ายไฟจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ไม่เกิน 56 kW
3. กรณีผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อจะทำการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหากปริมาณมากกว่า 56 kW ให้เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 22 หรือ 33 kV หรือตามความเหมาะสมพิจารณาโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.2.2 กรณีระบบจำหน่าย 22 kV ไม่เกิน 8 MW ต่อ 1 วงจร (Feeder)

1.2.3 กรณีระบบจำหน่าย 33 kV ไม่เกิน 10 MW ต่อ 1 วงจร (Feeder)

1.2.4 กรณีระบบสายส่ง 69 หรือ 115 kV สำหรับปริมาณกำลังไฟฟ้ามีมากกว่าที่กำหนดตามข้อ 1.2.2 หรือ 1.2.3 โดยที่ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบสายส่งต้องไม่เกิน 180 MW ต่อ 1 วงจร (Feeder)

1.3 หลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค

หลักเกณฑ์การพิจารณาคุณภาพไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคภายหลังจากมีผู้เชื่อมต่อแล้ว หากผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค รายใดที่ไม่ผ่านเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค คือการจ่ายกระแสไฟฟ้า, การควบคุมแรงดัน, กระแสลัดวงจร และความซับซ้อนในการควบคุมและการปฏิบัติการ ผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น หากมีความจำเป็นต้องมีการปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การจ่ายกระแสไฟฟ้า ผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องทำการควบคุมไม่ให้เกิดสภาวะกระแสไหลเกินพิกัดในระบบจำหน่าย หรือระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และควบคุมไม่ให้กระแสไฟฟ้าไหลย้อนไปด้านแรงสูงของหม้อแปลง ๓ สถานะไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage Regulation) ผู้ที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องทำการควบคุมระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การควบคุมค่ากระแสลัดวงจร เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดการทำงานไม่สัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน (Protection Coordination) ผู้ที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะต้องควบคุมค่ากระแสลัดวงจรรวมในระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้ไม่เกิน 85 % ของความสามารถในการตัดกระแสลัดวงจรของอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อ และต้องควบคุมค่ากระแสลัดวงจรเกิน 25 % ของกระแสลัดวงจรสูงสุด ณ จุดเชื่อมต่อที่มาจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อนเริ่มทำการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ความซับซ้อนในการควบคุมและการปฏิบัติ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะกำหนดให้จำนวนของผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะต้องมีไม่เกินจำนวน 4 ราย ต่อ 1 วงจร (Feeder) ยกเว้นในกรณีที่ผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายแรงดัน 380/220 V

1.4 เกณฑ์ของระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ

1. ผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องเป็นผู้รับผิดชอบการติดตั้งระบบมาตรวัดไฟฟ้า โดยระบบมาตรวัดดังกล่าวต้องสามารถวัดค่าพลังงานไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าที่ขายให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำหรับระบบมาตรวัดและอุปกรณ์ประกอบที่ขายพลังงานไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยที่ใช้ข้อกำหนดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นเกณฑ์การติดตั้ง

2. ระบบมาตรวัดและอุปกรณ์ประกอบที่ของผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคใช้ต้องผ่านมาตรฐานที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นผู้กำหนด

3. หม้อแปลงเครื่องมือวัด (Instrument Transformer) จะต้องไม่ทำการต่อร่วมกับรีเลย์หรือมาตรวัดอื่นๆ

4. ผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องไม่ดำเนินการใดๆ กับระบบมาตรวัดและอุปกรณ์ประกอบ ซึ่งหากพบปัญหาระหว่างการใช้งานต้องมีการแจ้งให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาครับทราบ

1.5 ระบบการติดต่อสื่อสารของผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อ

ผู้ที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องมีช่องทางสำหรับการติดต่อสื่อสารกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอย่างน้อย 2 ทาง ได้แก่ ติดต่อโดยการใช้วิทยุสื่อสารที่มีย่านความถี่ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด และโทรศัพท์ในกรณีที่ผู้ขออนุญาตทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าปริมาณตั้งแต่ 1 MW ขึ้นไป เพื่อใช้สำหรับการติดต่อประสานงานระหว่างศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และเจ้าหน้าที่ควบคุมระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขออนุญาต

1.6 การควบคุมคุณภาพไฟฟ้า

ผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ต้องควบคุมระดับคุณภาพไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ทำการขนานเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดซื้อขายไฟ (point of common coupling: PCC) ดังนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1.6.1 การควบคุมระดับแรงดัน ผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ต้องควบคุมระดับแรงดันตามเกณฑ์ข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังตารางที่ 1.1

ตารางที่ 1 ข้อกำหนดของแรงดันไฟฟ้า

ระดับแรงดัน	สภาวะปกติ		สภาวะฉุกเฉิน	
	สูงสุด	ต่ำสุด	สูงสุด	ต่ำสุด
115 kV	120.7	109.2	126.5	103.5
69 kV	72.4	65.5	75.9	62.1
33 kV	34.7	31.3	36.3	29.1
22 kV	23.1	20.9	24.2	19.8
380 V	418	342	418	342
220 V	240	200	240	200

1.6.2 การควบคุมความถี่ไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องทำการควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ซึ่งโครโนซ์กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าตลอดเวลาตามเกณฑ์ข้อกำหนดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) คือให้อยู่ในช่วง 50 ± 0.5 รอบต่อวินาที (Hz) ซึ่งหากเกิดเหตุผิดปกติเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องปลดวงจรด้วยระบบอัตโนมัติทันที

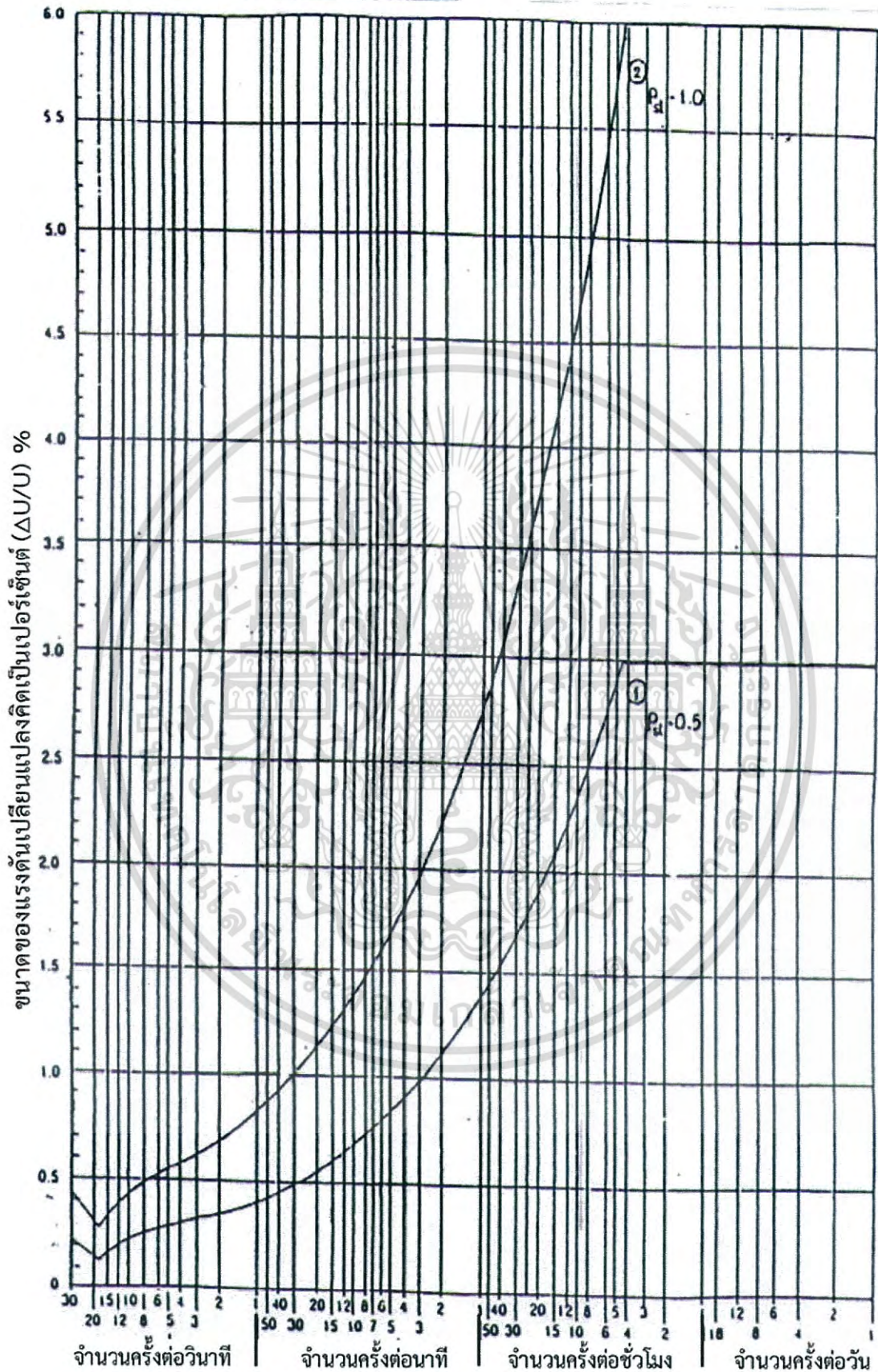
1.6.3 การควบคุมการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หากระบบการผลิตไฟฟ้ามีระบบอินเวอร์เตอร์ จะต้องควบคุมการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงเข้าสู่ระบบที่จุดเชื่อมต่อเกิน 0.5 % ของกระแสพิคกิ้งของอินเวอร์เตอร์

1.6.4 การควบคุมแรงดันไฟฟ้ากระเพื่อม ตามข้อกำหนดของแรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998) ซึ่งจัดตั้งโดยคณะกรรมการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าประกอบด้วย 3 หน่วยงาน ได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อกำหนดขีดจำกัดของแรงดันไฟฟ้ากระเพื่อม หรือ Voltage Fluctuation ไม่ให้เกิดการรบกวนในระบบไฟฟ้าของทั้ง 3 การไฟฟ้า รวมถึงระบบของผู้ใช้ไฟฟ้าข้างเคียง ซึ่งวิธีการตรวจวัดเพื่อประเมินระดับความรุนแรงของแรงดันไฟฟ้ากระเพื่อมนั้นสามารถดำเนินการตรวจสอบได้ 2 ลักษณะ ดังนี้

1. **ตรวจวัดโดยใช้ Disturbance Recorder** เพื่อวัดการเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ-ขยาย (Point of Common Coupling, PCC) จากนั้นนำข้อมูลผลการตรวจวัดที่เก็บค่าได้ไปตรวจสอบเปรียบเทียบกับกราฟขีดจำกัดขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง ตามรูปที่ 3.2

2. **ตรวจวัดโดย Flickermeter** ตามมาตรฐาน IEC 868 ตรวจวัดค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Plt) ที่จุด PCC (Point of Common Coupling) โดยเปรียบเทียบกับข้อกำหนด ดังตารางที่ 3.2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



อัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับภาควิชาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 รูปที่ 2 กราฟขีดจำกัดขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 2 ข้อกำหนดของแรงดันกระเพื่อม[15]

ระดับแรงดันไฟฟ้า ที่จุดต่อร่วม	Pst	Plt
115 kV หรือต่ำกว่า	1.0	0.8
มากกว่า 115 kV	0.8	0.6

ถ้ากรณีที่ผลการตรวจวัดเกินเกณฑ์ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผู้ขออนุญาตจะต้องดำเนินการปรับปรุงแก้ไขเพื่อไม่ให้ค่าระดับแรงดันกระเพื่อมเกินข้อกำหนด ซึ่งสามารถดำเนินการด้วยวิธีดังต่อไปนี้

1. ปรับปรุงระบบไฟฟ้า โดยการก่อสร้างวงจรเฉพาะขึ้น
2. ปรับปรุงคุณลักษณะของโหลดที่ใช้ภายในของผู้ขออนุญาต
3. ควบคุมเวลาการทำงานของเครื่องจักรที่สามารถสร้างแรงดันกระเพื่อม
4. ปรับปรุงเพื่อเพิ่มค่า Fault Level ของระบบให้มากขึ้น
5. ควบคุมวิธีการทำงานของเครื่องจักรไม่ให้ทำงานพร้อมกันหลายๆ เครื่อง หรืออาจใช้วิธีการควบคุมการเปลี่ยนแปลงของแรงดันในระบบของผู้ขออนุญาตให้เป็นแบบลาดเอียง (Ramp Change)
6. ติดตั้งอุปกรณ์จำกัดหรือลดผลกระทบแรงดันกระเพื่อม เช่น ติดตั้ง SVC (Static Var Compensator) เป็นต้น



รูปที่ 3.3 Flicker Meter

1.6.5 การควบคุมฮาร์มอนิก ตามข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-01/1998) [10] จัดตั้งโดยคณะกรรมการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าประกอบด้วย 3 หน่วยงาน คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.), การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อกำหนดขีดจำกัดที่ยอมรับได้ของระดับความเพี้ยนของแรงดันที่เกิดจากฮาร์มอนิก (Harmonic Voltage) ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Distortion) และระดับความเพี้ยนของกระแสที่เกิดจากฮาร์มอนิก (Harmonic Current Distortion) ของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม โดยทั่วไปการตรวจวัดค่ากระแสฮาร์มอนิกและค่าความผิดเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันเพื่อที่จะประเมินตามขีดจำกัดของข้อกำหนดนั้น จะต้องวัดค่าฮาร์มอนิกที่มีอยู่เดิมหรือบริเวณที่จะติดตั้งอุปกรณ์ใหม่ในอนาคต เพื่อให้ได้ข้อมูลสำหรับการประเมินที่ถูกต้องและสอดคล้องกับชนิดของฮาร์มอนิกที่จะทำการวัด สิ่งที่จะต้องให้ความสำคัญ มีดังต่อไปนี้

1. **จุดตรวจวัด** โดยทั่วไปการตรวจวัดจะดำเนินการเก็บข้อมูลที่จุด PCC (Point of Common Coupling) ซึ่งเป็นจุดที่ใช้ประเมินผู้ใช้ไฟฟ้า และจุดอื่นๆ หากมีความจำเป็นที่จะต้องตรวจวัดเพิ่มเติม เช่น จุดที่ต่อกับอุปกรณ์ที่มีคุณสมบัติไม่เป็นเชิงเส้น (Non Linear Loads) โดยตรง เพื่อตรวจสอบคุณลักษณะของฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้นสำหรับนำมาประกอบการประเมินระดับฮาร์มอนิกของผู้ใช้ไฟฟ้า สำหรับกรณีจุดต่อร่วมเป็นระบบแรงดันต่ำสามารถที่จะตรวจวัดแรงดันได้โดยตรง และสำหรับระดับแรงดันที่สูงขึ้นจุดต่อเครื่องวัดจะใช้เป็นด้านแรงต่ำของหม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer : VT) ส่วนจุดตรวจวัดกระแสไฟฟ้าจะต้องทำการต่อผ่านหม้อแปลงกระแส (Current Transformer : CT) ก่อน

2. **ช่วงเวลาของการตรวจวัด** การวัดขึ้นกับคุณลักษณะของฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้น คืออย่างน้อยช่วงเวลาทำการวัดต้องครบช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์ เช่นกรณีที่ระดับฮาร์มอนิกคงที่หรือมีพฤติกรรมของโหลดแบบไม่เปลี่ยนแปลง ระยะเวลาสำหรับการตรวจวัดเพื่อใช้สำหรับการวิเคราะห์ประมาณ 24 ชั่วโมงก็เพียงพอ แต่โดยทั่วไปพบว่าค่าระดับฮาร์มอนิกมีการเปลี่ยนแปลงตามพฤติกรรมของโหลดซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา ดังนั้นระยะเวลาสำหรับการตรวจวัดเพื่อเก็บข้อมูลสำหรับใช้ในการประเมินอย่างน้อย 7 วัน หรือเท่ากับ 1 รอบการทำงานของสัปดาห์ โดยที่ข้อมูลของตรวจวัดต้องทำการเก็บค่าทุกๆ 10 วินาที ต่อการวัดฮาร์มอนิก 1 ครั้ง และต้องทำการวัดซ้ำทุก ๆ 15 นาที หรือครบช่วงเวลาทำงาน

3. **ฮาร์มอนิกที่ตรวจวัด** การเก็บข้อมูลของฮาร์มอนิกตั้งแต่ลำดับที่ 2 ถึงลำดับที่ 19 ของกระแสฮาร์มอนิก และค่าแรงดันฮาร์มอนิก จากนั้นนำข้อมูลผลการตรวจวัดที่เก็บค่ามาได้เปรียบเทียบกับเกณฑ์ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังตารางที่ 3.3 และ 3.4

ตารางที่ 3 ขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม (PCC)

แรงดัน (kV)	อันดับฮาร์มอนิกและขีดจำกัดของกระแส (Arms)																	
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
0.4	48	34	22	56	11	40	9	8	7	19	6	16	5	5	5	6	4	6
11, 12	13	8	6	10	4	8	3	3	3	7	2	6	2	2	2	2	1	1
22, 24	11	7	5	9	4	6	3	2	2	6	2	5	2	1	1	2	1	1
69	8.8	5.9	4.3	7.3	3.3	4.9	2.3	1.6	1.6	4.9	1.6	4.3	1.6	1	1	1.6	1	1
115 หรือ มากกว่า	5	4	3	4	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

หมายเหตุ ยอมให้นำค่าความคลาดเคลื่อนร้อยละ 10 หรือ 0.5 A (ค่าที่มากกว่าค่าใดค่าหนึ่ง) มาใช้กับขีดจำกัดของกระแสฮาร์โมนิกแต่ละอันดับได้ไม่เกิน 2 อันดับ

ตารางที่ 4 ขีดจำกัดแรงดันฮาร์โมนิกของแรงดันที่จุดต่อร่วม (รวมความเพี้ยนที่มีอยู่เดิม)

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม (kV)	ความเพี้ยนฮาร์โมนิกรวมของแรงดัน (%)	ความเพี้ยนฮาร์โมนิกรวมของแรงดัน (%)	
		อันดับคี่	อันดับคู่
0.4	5	4	2
11, 12, 22 และ 24	4	3	1.75
33	3	2	1
69	2.45	1.63	0.82
115 หรือมากกว่า	1.5	1	0.5

ตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดให้ใช้อุปกรณ์ประเภท Converter หรือ A.C Regulator ได้ไม่เกิน 1 ตัวที่ต่อเข้ากับระบบแรงดัน 0.4, 11 และ 12 kV โดยที่ขนาดต้องไม่เกินตามตารางที่ 3.5 จะสามารถนำเข้ารระบบโดยที่ไม่ต้องทำการพิจารณาระดับฮาร์โมนิก

ตารางที่ 5 ขนาดสูงสุดของอุปกรณ์ Converter และ A.C Regulator แต่ละตัว

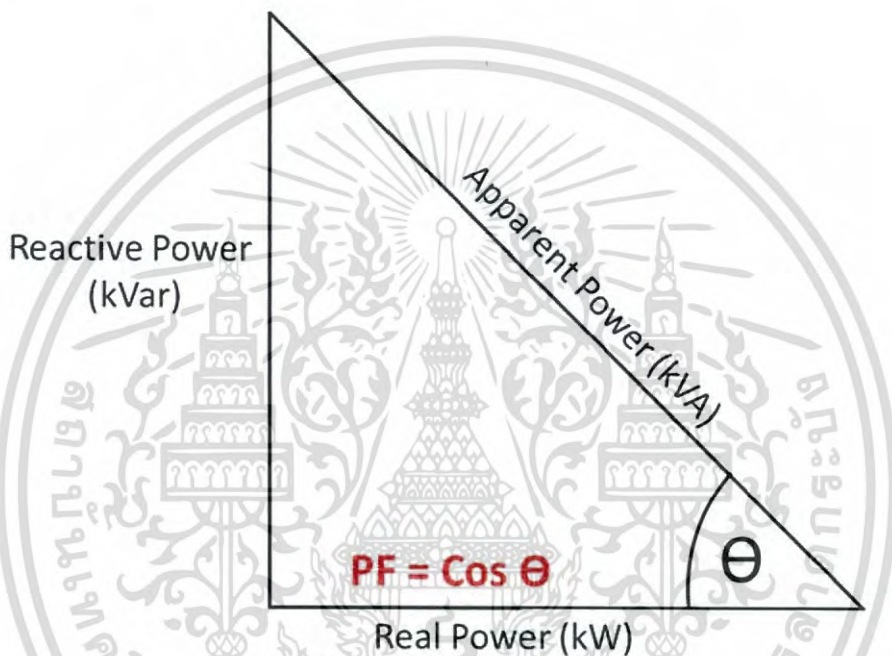
ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม (kV)	Convertors ชนิด 3 เฟส			A.C Regulator ชนิด 3 เฟส	
	3-Pulse (kVA)	6-Pulse (kVA)	12-Pulse (kVA)	6-Thyristor (kVA)	3-Thyristor/3-Diode(kVA)
0.4	8	12	-	14	10
11 และ 12	85	130	250	150	100

หากพบว่า Converter และ A.C Regulator มีขนาดเกินขีดจำกัดของตารางที่ 3.5 ในกรณีที่เป็นอุปกรณ์ชนิด 1 เฟส การติดตั้งอุปกรณ์จะต้องผ่านเกณฑ์ขีดจำกัดแรงดันไม่สมดุลตาม Engineering Recommendation P.16 จึงจะสามารถทำการเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แต่สำหรับอุปกรณ์ชนิด 3 เฟส ระบบของผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะต้องไม่สร้างกระแสฮาร์โมนิกที่จุดซื้อขาย (PCC) เกินข้อจำกัดตามตารางที่ 3.3, ค่าแรงดันฮาร์โมนิกที่จุดซื้อขาย (PCC) ก่อนที่จะเชื่อมต่อต้องไม่เกิน 75 % ของขีดจำกัดตามตารางที่ 3.4 และค่า Short-Circuit Level จะต้องมีความไม่ต่ำมากเกินไป

เอกสารนี้เป็นทรัพย์สินทางปัญญาของ กสทช. ขอสงวนสิทธิ์ในข้อมูลและเนื้อหา ซึ่งประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1.6.6 การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ต้องควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) ตามเกณฑ์ข้อกำหนดดังนี้

1. กรณีระบบที่มีอินเวอร์เตอร์ เมื่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ตั้งแต่ 10 % ของขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของอินเวอร์เตอร์ต้องควบคุมให้ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าอยู่ในช่วง 0.9 นำหน้า (Leading) ถึง 0.9 ตามหลัง (Lagging)
2. กรณีระบบที่ไม่มีอินเวอร์เตอร์ ต้องควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าอยู่ในช่วง 0.9 นำหน้า (Leading) ถึง 0.9 ตามหลัง (Lagging)



รูปที่ 4 ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า



รูปที่ 5 Power Factor Meter

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับกรณีสืบค้นข้อมูลเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2 คุณสมบัติของเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า

ตามระเบียบข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2559 กำหนดมาตรฐานสำหรับเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าที่ใช้ในการตรวจประเมินดังนี้

2.1 เครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าที่ใช้สำหรับตรวจวัด จะต้องสามารถตรวจวัดและบันทึกค่าทางไฟฟ้าแบบ True RMS ทั้ง 3 เฟส โดยต้องเก็บข้อมูลได้ทั้ง 2 ประเภท ได้แก่ Profile Recording และ Event Recording มีรายละเอียดดังนี้

2.1.1 Profile Recording คือการบันทึกค่า RMS ของค่าเฉลี่ย, ค่าต่ำสุด และค่าสูงสุด ต่อเนื่องเก็บข้อมูลทุกๆ 10 นาที ตามมาตรฐาน EN 50160 ประกอบด้วยแรงดันไฟฟ้า (Voltage), กระแสไฟฟ้า (Current), กำลังไฟฟ้าจริง (Real Power), กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Reactive Power), กำลังไฟฟ้าปรากฏ (Apparent Power), ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor), ฮาร์โมนิกแรงดัน (Voltage Harmonics) และกระแสฮาร์โมนิก (Harmonic Current) ต้องสามารถเก็บค่าได้ถึงลำดับที่ 40, ฮาร์โมนิกกำลัง (Power Harmonics) ต้องสามารถเก็บค่าได้ถึงลำดับที่ 11, ไฟกะพริบ (Flicker) ประกอบด้วย ดรรชนีไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Values , Pst) และดรรชนีไฟกะพริบระยะยาว (Long-Term Severity Values , Plt) รวมถึงแรงดันไม่สมดุล (Voltage Unbalance) ประกอบด้วย Unbalance Factor, แรงดันไฟฟ้าลำดับบวก (Positive Sequence Voltage), แรงดันไฟฟ้าลำดับลบ (Negative Sequence Voltage) และแรงดันไฟฟ้าลำดับศูนย์ (Zero Sequence Voltage)

2.1.2 Event Recording คือการบันทึกข้อมูลรูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าของเหตุการณ์ผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า ประกอบด้วยเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag/Dip), แรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะ (Voltage Swell) และไฟดับช่วงสั้น (Short Interruption) โดยมีอัตราการสุ่มสัญญาณอย่างน้อย 128 samples/cycle และสามารถปรับค่า Trigger เพื่อเริ่มการบันทึกได้

2.2 เครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าจะต้องสามารถถอดข้อมูลรายงานผลการตรวจวัดได้ตามมาตรฐาน EN 50160 เพื่อใช้สำหรับเปรียบเทียบข้อมูลคุณภาพไฟฟ้ากับเกณฑ์ข้อกำหนด

2.3 เครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าจะต้องสามารถที่จะบันทึกข้อมูลในหน่วยความจำภายในตลอดช่วงเวลาการตรวจวัดเป็นระยะเวลาอย่างน้อย 30 วัน โดยข้อมูลต้องไม่เกิดการสูญหาย

2.4 เครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าต้องมีอุปกรณ์สำหรับการสำรองไฟ (Uninterruptible Power Supply) ซึ่งมีระยะเวลาในการสำรองไฟอย่างน้อย 15 นาที กรณีมีเหตุการณ์ไฟดับ พร้อมทั้งต้องมีฟังก์ชันการสตาร์ทอัตโนมัติเมื่อแรงดันไฟฟ้ากลับมาเป็นปกติ



รูปที่ 6 เครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าที่ใช้ตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าผลิตภัณฑ์ Dranetz BMI

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สมมติขึ้นสำหรับการศึกษาดูงานเท่านั้น ไม่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมีเหตุดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3 มาตรฐานอุปกรณ์ไฟฟ้า

ผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าตามมาตรฐานอ้างอิงตามรายการหรือตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับดังตารางที่ 3.6

ตารางที่ 6 มาตรฐานที่ใช้อ้างอิงสำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้า

อุปกรณ์ไฟฟ้า	มาตรฐานอ้างอิง
1. ระบบมาตรวัดไฟฟ้า (Meter)	IEC 61036 และ IEC 60687
2. หม้อแปลงเครื่องมือวัด (Instrument Transformer)	IEC 60044-1 สำหรับหม้อแปลงกระแสไฟฟ้า และ IEC 60044-2 สำหรับหม้อแปลงแรงดันไฟฟ้าหรือ ANSI C57.13
3. เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker)	IEC 62271-100 และ IEC 62271-200 หรือ ANSI C37.11 หรือ NEMA SG4
4. สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting Switch)	IEC 62271-102 หรือ ANSI C37.30 ANSI C37.32 และ ANSI C37.34
5. รีเลย์ระบบป้องกัน (Protection Relay)	IEC 60255 โดย ผู้ผลิตใน Supplier list ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคดังนี้ ABB Areva Schweitzer (SEL) และ Siemens
6. ดรอพเอาต์ฟิวส์คัทเอาต์ (Dropout Fuse Cutout)	IEEE C37 และ ANSI C37 หรือ NEMA SG2



รูปที่ 7 ระบบมาตรวัดแสดงผลคุณภาพไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้ภายในเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

[<http://www.hexeis.com>]

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4 อุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อและอุปกรณ์ประกอบ

อุปกรณ์ที่ใช้สำหรับการตัดการเชื่อมต่อระบบของผู้ขออนุญาตกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคประกอบด้วย เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker), สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting Switch) ชนิดทำงานด้วยมือ และสวิตช์ชนิดตัดโหลด (Load Break Switch) โดยที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นผู้จัดหาอุปกรณ์สวิตช์ตัดตอนหรือสวิตช์ชนิดตัดโหลดให้กับผู้ขออนุญาต เพื่อความปลอดภัยในการปฏิบัติงานบำรุงรักษาระบบไฟฟ้า จึงมีความจำเป็นต้องสามารถมองเห็น อุปกรณ์ใบมีดของสวิตช์ตัดตอนได้ในขณะผู้ขออนุญาตทำการปลดออกจากระบบของการไฟฟ้าส่วน ภูมิภาค ในกรณีที่เป็นชุดสวิตช์ (Group switch) จะต้องสามารถถือคั่นโยกได้ในตำแหน่งปลดด้วย สำหรับคุณสมบัติทางเทคนิคของเซอร์กิตเบรกเกอร์ต้องเป็นไปตามเกณฑ์ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ยอมรับ โดยมีรายละเอียดดังนี้

1. เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ใช้งานต้องเป็นแบบที่มีการบำรุงรักษาน้อย
2. ค่าพิกัด short circuit breaking current ใน 1 วินาที ขนาด 25 kA สำหรับระบบ 22 หรือ 33 kV และขนาด 31.5 หรือ 40 kA สำหรับระบบ 69 หรือ 115 kV ขึ้นอยู่กับระดับกระแส ลัดวงจร ณ จุดที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
3. ค่าพิกัดแรงดันตามมาตรฐานสากล
4. เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ใช้ต้องเป็นประเภทตัวดับอาร์กชนิดสูญญากาศ หรือเซอร์กิตเบรก เเกอร์ที่ใช้ตัวดับอาร์กชนิด ก๊าซ SF6 เท่านั้น
5. คุณสมบัติทางเทคนิคของเซอร์กิตเบรกเกอร์พิกัดแรงดันต่ำ (380/220 V) ให้ใช้ตาม มาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้าสำหรับประเทศไทยของสมาคมวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย (วสท.) เป็นเกณฑ์
6. กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะกำหนดให้ติดตั้งอุปกรณ์ มาตรฐานวัดเป็นรายกรณีตามความเหมาะสม
7. ระบบป้องกันสามารถใช้เลยป้องกันแรงดันต่ำขณะหนึ่ง (27R) หรือเทียบเท่าได้
8. หม้อแปลงกระแสไฟฟ้าสำหรับระบบป้องกัน จะต้องใช้ Class 5P20 หรือมีคุณสมบัติที่ ดีกว่าเท่านั้น



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับรูปที่ 8 หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 115/22 kV ัดให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5 ระบบควบคุมจากระยะไกล

5.1 กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

1. ผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต้องยินยอมให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลพร้อมทั้งระบบสื่อสารที่ระบบของผู้ขออนุญาตเพื่อใช้สำหรับการเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้อนุญาตกับระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยที่อุปกรณ์ดังกล่าวการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

2. ผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ขอเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าในระดับแรงดัน 22 หรือ 33 kV ต้องดำเนินการจัดหาและติดตั้งสวิตช์ตัดโหลดชนิดที่สามารถสั่งการควบคุมจากระยะไกลได้ (Remote Control Switch: RCS) และต้องเป็นชนิดที่ใช้มอเตอร์สำหรับการปลดและสับ พร้อมทั้งต้องทำการจัดเตรียมเทอร์มินอล (Terminal) สำหรับการเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลตามอินพุตและเอาต์พุตตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นผู้กำหนด

3. ผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ขอเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าในระดับแรงดัน 69 หรือ 115 kV ต้องจัดเตรียมเทอร์มินอล (Terminal) สำหรับการเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล ตามอินพุต-เอาต์พุตที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

4. อุปกรณ์ที่ใช้สำหรับตัดการเชื่อมต่อหรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อในระบบจำหน่าย 22 หรือ 33 kV จะต้องสามารถควบคุมได้โดยระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้

5. อุปกรณ์ที่ใช้สำหรับตัดการเชื่อมต่อหรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อ รวมทั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์อื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อที่ติดตั้งในสถานีไฟฟ้าสำหรับระบบส่ง 69 หรือ 115 kV จะต้องสามารถควบคุมได้โดยระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้

5.2 กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กหรือสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามรวมกันมากกว่า 1 MW ขึ้นไป ระบบควบคุมจากระยะไกลต้องมีคุณสมบัติดังต่อไปนี้

1. อุปกรณ์ที่ใช้สำหรับตัดการเชื่อมต่อหรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อในระบบจำหน่าย 22 หรือ 33 kV จะต้องสามารถควบคุมได้โดยระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้

2. อุปกรณ์ที่ใช้สำหรับตัดการเชื่อมต่อหรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อรวมทั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์อื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อที่ติดตั้งในสถานีไฟฟ้าสำหรับระบบส่ง 69 หรือ 115 kV ต้องสามารถควบคุมได้โดยระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้

3. ผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะต้องเป็นผู้ดำเนินการจัดหา, ออกแบบ และติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) พร้อมทั้งระบบสื่อสาร เพื่อใช้สำหรับการเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้อนุญาตเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า (ผู้ผลิตไฟฟ้า) กับระบบควบคุมระยะไกล (Supervisory Control and Data

ระบบควบคุมการจ่ายไฟฟ้า (ผู้ผลิตไฟฟ้า) กับระบบควบคุมระยะไกล (Supervisory Control and Data System) ค่า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Acquisition: SCADA) ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค รวมทั้งต้องทำการทดสอบการเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ากับระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยที่ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมดผู้ขออนุญาตจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบ

6 การเพิ่มกำลังการผลิตหรือขยายระบบไฟฟ้า

ผู้ขออนุญาตเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ต้องการเพิ่มกำลังการผลิตหรือขยายระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อจากส่วนที่ได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้วนั้น จะต้องได้รับการอนุมัติเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อน โดยผู้ขออนุญาตต้องดำเนินการส่งรายละเอียดแผนการเพิ่มกำลังการผลิตหรือแผนการขยายระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณา ก่อนจะเริ่มดำเนินการภายใน 3 เดือน



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ ๓๙
The 39th Electrical Engineering



วันที่ ๒ - ๔ พฤศจิกายน ๒๕๕๙

โรงแรมเดอะ รีเจนท์ ชะอำบีช รีสอร์ท

จังหวัดเพชรบุรี



รวมบทความย่อในการประชุม

Program Book

ไฟฟ้ากำลัง (PW)

การประมวลผลสัญญาณดิจิทัล (DS)

อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (PE)

โพลีนิคส์ (PH)

ไฟฟ้าสื่อสาร (CM)

วิศวกรรมชีวการแพทย์ (BE)

ระบบควบคุมและการวัดคุม (CT)

คอมพิวเตอร์และเทคโนโลยีสารสนเทศ (CP)

อิเล็กทรอนิกส์ (EL)

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิศวกรรมไฟฟ้า (GN)

สนับสนุนโดย

ABB



กฟผ.

ผลิตไฟฟ้าเพื่อความสุขของคนไทย



การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY

จัดการประชุมโดย ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

CHULA ENGINEERING
Foundation toward Innovation

ECON 39

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

**ผลกระทบความไม่แน่นอนกำลังผลิตของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมาก
ที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้าในระบบสายส่ง 115 kV**
**The Impact of Capacity Uncertainty of Very Small Solar Farms Group to
Power Quality on 115 kV transmission line**

คนัยศักดิ์ แดงสาขา และ ชาน ชมภูอิน ไหว

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ซอยฉลองกรุง เขตลาดกระบัง กรุงเทพมหานคร ประเทศไทย 10520 โทรศัพท์ 02-329-8330 E-Mail: danaisakpq@gmail.com

PW049

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอการประเมินผลกระทบที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้าและนำเสนอการวิเคราะห์พลังงานจากกระบวนการผลิตไฟฟ้าของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมาก(VSPP) จำนวน 6 แห่ง ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 9.6 MW รวมกำลังผลิต 57.6 MW ขนาดกับระบบ 115 kV ของกริดไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) โดยติดตั้งเครื่องตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า ที่จุดเชื่อมต่อ-ขายไฟ (PCC) ระบบ 115 kV ผลการประเมินคุณภาพไฟฟ้าในช่วงทำการทดสอบพบว่าค่าแรงดันขั้วตรงข้ามที่ กฟภ. กำหนด และการจำลองระบบเพื่อศึกษาปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อระดับคุณภาพไฟฟ้า ในลักษณะความไม่สม่ำเสมอของพลังงานแสงอาทิตย์พบว่า การจ่ายไฟแบบ close loop ด้วยการควบคุมโหลด Power Factor Control แบบ Leading ทำให้แรงดันตกที่สมรรถนะดีขึ้น และกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบน้อยกว่าการจ่ายไฟแบบ Radial อย่างไรก็ตามจากการเปลี่ยนแปลงความเข้มของแสงอาทิตย์ในรูปแบบการจ่ายไฟแบบ close loop จะกระทบกับแรงดันตกชั่วขณะของแรงดันที่ต่ำกว่ากว่า การจ่ายไฟแบบ radial

คำสำคัญ: ความเข้มของแสงอาทิตย์, โซลาร์ฟาร์ม, คุณภาพ ไฟฟ้า

Abstract

This paper presents the impact of solar farm on steady state power quality and the analysis of power output from the group of Very Small Power Producer (VSPP). All six solar farms of 9.6 MW installed capacity, totally 57.6 MW, were interconnected to the 115 kV PEA's transmission system. The power quality data is measured from point of common coupling (PCC) at 115 kV. The results of measurement data show that all power quality parameter were qualified according to the PEA standard. Various simulation scenarios were created to study the factors that affect the power quality of electric power plants. In the intermittent nature of solar energy of the solar power plant connected to

the system. It is found that, under a close loop distribution system, with a leading power factor control mode of PV farm, a system voltage profile is better than a radial system. Moreover, a close loop system also gives better result in system losses. However, in the studied closed loop system, the changing in light intensity instantaneously may cause the worse issue of voltage sag compare to the radial system.

Keywords: Solar Irradiance, Solar Farm, Power Quality

1. บทนำ

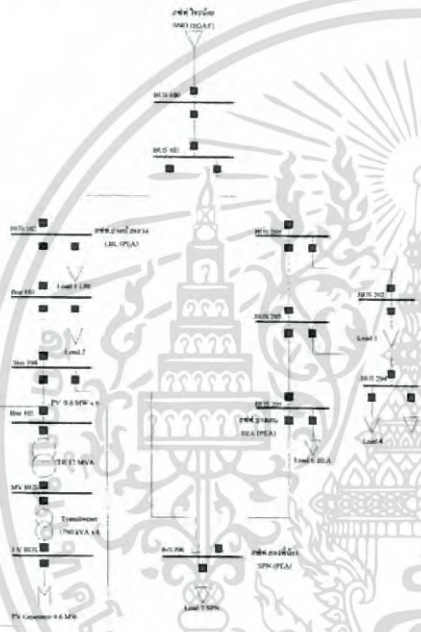
ปัจจุบันพบว่าการผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่เป็นพลังงานประเภทใช้แล้วหมดไปเช่น ถ่านหิน, น้ำมัน และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งพบว่าพลังงานเหล่านี้มีแนวโน้มไม่เพียงพอต่อการผลิตไฟฟ้าภายในประเทศ จึงจำเป็นต้องหาพลังงานรูปแบบอื่นมาทดแทนเพื่อผลิตไฟฟ้า เช่น พลังงานลม, พลังงานแสงอาทิตย์, พลังงานน้ำ และพลังงานจากชีวมวล เป็นต้น ซึ่งกลุ่มพลังงานดังกล่าวจัดอยู่ในกลุ่มพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) เป็นแหล่งพลังงานที่ได้จากธรรมชาติสามารถนำมาใช้ได้ไม่มีวันหมด โดยเฉพาะอย่างยิ่งพลังงานแสงอาทิตย์เนื่องจากเป็นพลังงานที่มีอยู่ทุกหนแห่งและเกิดขึ้นตลอดเวลา พร้อมทั้งปัจจุบันมีการขยายตัวของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มากขึ้น [1]

บทความวิจัยฉบับนี้จึงนำเสนอผลกระทบความไม่แน่นอนกำลังผลิตของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมาก ที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้าในระบบสายส่ง 115 kV และข้อเสนอแนะเพื่อลดผลกระทบคุณภาพไฟฟ้า [2] รวมถึงพิจารณาความสัมพันธ์ของความเข้มของแสงอาทิตย์ต่อระดับคุณภาพไฟฟ้าและพลังงานที่ผลิตได้ พร้อมทั้งพิจารณาถึงปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อระดับคุณภาพไฟฟ้าของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมาก โดยการสร้างแบบจำลองด้วยโปรแกรม DigSILENT/PowerFactory ตามวัตถุประสงค์หลักของบทความวิจัยนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2. ขอบเขตที่ใช้ศึกษา

ระบบที่ใช้ในการศึกษาผลกระทบที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้าในสภาวะคงตัวเป็นระบบการผลิตไฟฟ้าภายในของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมาก (VSPP) ในประเทศไทย ซึ่งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมีกำลังการผลิตเท่ากับ 800 kW 12 เครื่อง รวมขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 9.6 MW จำนวน 6 แห่ง ทำการขนานเข้ากับระบบ 115 kV ของ กฟภ. โดยทำการผลิตไฟฟ้าตามโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ประเภทสัญญา Non-Firm กับ กฟภ. ในปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายเท่ากับ 9.5 MW/สัญญา จำนวน 6 แห่ง รวมเป็นกำลังผลิตสูงสุด 57 MW



รูปที่ 1 Modified Single line diagram ระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และจุดติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า

3. ขั้นตอนการศึกษา

พลังงานไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่ทำการขนานเข้ากับระบบของ กฟภ. ต้องควบคุมระดับคุณภาพไฟฟ้าไม่ให้เกินเกณฑ์ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. [3] ได้แก่ แรงดันไฟฟ้า (Voltage), ความถี่ไฟฟ้า (Frequency), ฮาร์มอนิก (Harmonics) และแรงดันกระพือม (Voltage Fluctuation) ซึ่งขั้นตอน

การศึกษาของบทความวิจัยนี้ดำเนินการโดยตรวจวัดและเก็บข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า รวมระยะเวลาทั้งสิ้น 7 วันต่อแห่ง จำนวน 6 แห่ง ระหว่างทำการทดสอบ (Commissioning) ตามเกณฑ์ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ดังรูปที่ 1 และสร้างแบบจำลองเพื่อศึกษาปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อระดับคุณภาพไฟฟ้าของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมาก

4. ผลการศึกษา

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่ทำการเชื่อมโรงระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องควบคุมระดับคุณภาพไฟฟ้า ตามระเบียบข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ซึ่งจากการตรวจวัดและเก็บข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าตลอดระยะเวลา 7 วัน สามารถสรุปผลได้ดังนี้

4.1 การประเมินคุณภาพไฟฟ้า

จากการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าในสภาวะคงตัวจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยนำข้อมูลจุดเชื่อมต่อไฟฟ้า มาประเมินตามมาตรฐาน EN50160 [4] ซึ่งเกณฑ์การประเมินจะใช้ค่าที่ 95% ของข้อมูลเปรียบเทียบกับระเบียบข้อกำหนดของ กฟภ. ยกเว้นค่าความถี่ไฟฟ้าใช้ค่าที่ 99% ของข้อมูล ดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 ผลการประเมินคุณภาพไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ที่	ค่าพารามิเตอร์	เกณฑ์มาตรฐาน	Min(CP95)	Max(CP95)
1.	ความถี่ไฟฟ้า	50 ± 0.5 Hz	49.93	50.06
2.	แรงดันไฟฟ้า	115 ± 5.75 kV	112.90	115.52
3.	THDv (%)	> 1.5 %		0.92
4.	V _{umb}	> 2 %		0.47
5.	Pst	> 1.0		0.15
6.	Plt	> 0.8		0.38

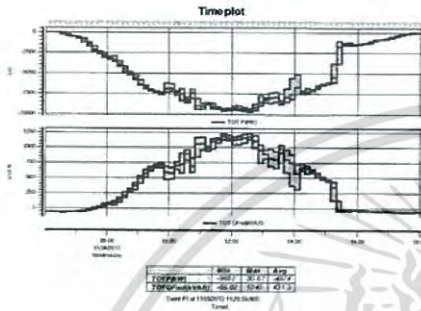
จากการประเมินระดับคุณภาพไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เปรียบเทียบกับเกณฑ์ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. พบว่าผ่านเกณฑ์มาตรฐานข้อกำหนดทางคุณภาพไฟฟ้า

4.2 การประเมินระดับพลังงาน

ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ ที่จุดเชื่อมต่อ (PCC) ระบบ 115 kV ค่าเฉลี่ยสูงสุดเวลา 11:30 น. (9,682 kW) ดังรูปที่ 2 พบว่าข้อมูลปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิต (Active Power, P หน่วยเป็นกิโลวัตต์; kW) ได้สูงสุดส่งผลให้แนวโน้มการใช้กำลังไฟฟ้าปรากฏ (Reactive Power, Q

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หน่วยเป็นกิโลวาร์ ; kVAR) สูงสุดเวลา 11:30 น. (1,240 kVAR) โดยลดจากกำลังสูญเสียใน (Load Loss)ของหม้อแปลงไฟฟ้าขณะมีโหลด ซึ่งคือกำลังไฟฟ้าที่สูญเสียไปเนื่องจากความต้านทานของขดลวดขณะที่หม้อแปลงไฟฟ้าจ่ายโหลด และสายไฟต่างๆ ในสถานีไฟฟ้า ทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ต้องเสียค่าทอเวอร์แฟกเตอร์(Power Factor) แห่งละประมาณ 70,000 ถึง 87,000 บาท



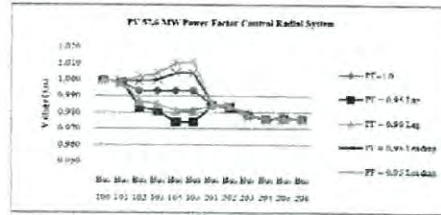
รูปที่ 2 ปริมาณกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ณ จุดซื้อ-ขาย (PCC) ระบบ 115 kV

4.3 การศึกษาผลกระทบคุณภาพไฟฟ้าด้วยการจำลองระบบ

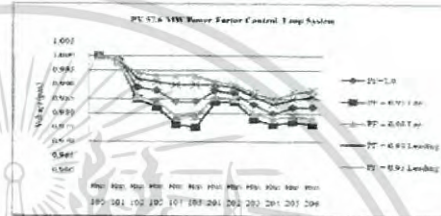
ระบบที่ใช้ศึกษาเป็นระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการปรับเงื่อนไขและคุณลักษณะของระบบให้เหมาะสมกับการศึกษา โดยเป็นการจำลองกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่เชื่อมต่อกับระบบ 115 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งจะเน้นศึกษาผลกระทบจากการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า โดยพิจารณาจากการควบคุมการทำงานของอินเวอร์เตอร์ [5] ขนาด 800 kW ในรูปแบบที่ระดับความถี่ต้องการใช้กำลังไฟฟ้าใกล้เคียงกับค่าจริงในปัจจุบัน นอกจากนี้ยังทำการศึกษาผลกระทบที่ความสัมพันธ์ของความเข้มของแสงอาทิตย์ต่อระดับคุณภาพไฟฟ้า สำหรับประเด็นที่ทำการพิจารณาจะประกอบไปด้วยการวิเคราะห์ในรูปแบบดังนี้

4.3.1 วิเคราะห์ผลกระทบทางด้านแรงดันไฟฟ้าในระบบ (Voltage analysis)

จากรูปแบบการควบคุมด้วย Power Factor Control ในรูปแบบการจ่ายไฟทั้งสอง พบว่า การจ่ายแบบ Close Loop ที่เชื่อมต่อกับกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมาก (VSPP) ใช้การควบคุมด้วย Power Factor Control แบบ Leading ทำให้แรงดันทุกบัสเพิ่มขึ้นมากกว่า 0.98 p.u. และที่มีการจ่ายไฟแบบ Radial จะทำให้แรงดันปลายทางของ VSPP ยกสูงขึ้นถึง 1.01 p.u.

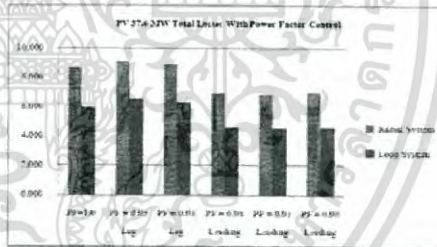


รูปที่ 3 ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันไฟฟ้าที่บัส จากการควบคุมด้วย Power Factor Control ในรูปแบบการจ่ายไฟแบบ Radial



รูปที่ 4 ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันไฟฟ้าที่บัส จากการควบคุมด้วย Power Factor Control ในรูปแบบการจ่ายไฟแบบ Close Loop

4.3.2 วิเคราะห์ผลกระทบทางด้านการไหลของกำลังไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Power flow analysis and Total Losses)



รูปที่ 5 ความสัมพันธ์ระหว่าง Total Losses จากการควบคุมด้วย Power Factor Control ในรูปแบบการจ่ายไฟ

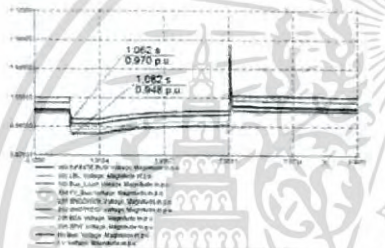
จากรูปที่ 5 รูปแบบการควบคุมด้วย Power Factor Control (PF) ในรูปแบบการจ่ายไฟทั้งสอง พบว่า การจ่ายแบบ Close Loop ที่เชื่อมต่อกับกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่มีการควบคุม PF = 1.0 ทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงเหลือ 5.956 MWh และที่มีการควบคุม PF = 0.98 Leading ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงเหลือ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

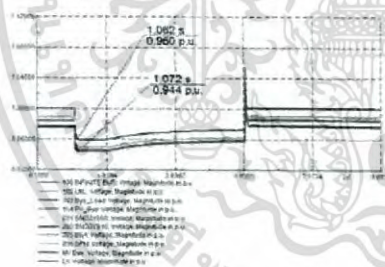
4.587 MWh ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะได้ประโยชน์จากการลดหน่วยสูญเสีย แต่กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมาก (VSPP) จะสูญเสียค่าหน่วยขายจากการทำงานในโหมดกำลังไฟฟัรีแอกทีฟ (Reactive Power Control Mode) โดยกำหนดให้จ่ายกำลังไฟฟัรีแอกทีฟเป็นร้อยละของกำลังไฟฟ้าจริง (เนื่องจาก Q ที่เสียดำเนินแปรผันตรงกับค่า P) ซึ่งจะช่วยให้สูญเสียค่า เมื่อกำหนดให้อินเวอร์เตอร์จ่ายกำลังไฟฟัรีแอกทีฟ

4.3.3 วิเคราะห์ผลกระทบทางด้านการไหลของกำลังไฟฟ้าจากการลดลงชั่วขณะของความเข้มของแสงอาทิตย์

ทำการศึกษผลกระทบที่ความสัมพันธ์ของความเข้มของแสงอาทิตย์ต่อระดับคุณภาพไฟฟ้า โดยกำหนดให้มีค่าเริ่มต้นของค่าความเข้มของแสงอาทิตย์เท่ากับ 1,000 W/m² วินาทีที่ 1 มีความเข้มของแสงอาทิตย์เท่ากับ 200 W/m² และวินาทีที่ 6 มีความเข้มของแสงอาทิตย์เท่ากับ 1,000 W/m²



รูปที่ 6 ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันไฟฟ้าที่บัส จากการเปลี่ยนแปลงความเข้มของแสงอาทิตย์ในรูปแบบการจ่ายไฟแบบ radial



รูปที่ 7 ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันไฟฟ้าที่บัส จากการเปลี่ยนแปลงความเข้มของแสงอาทิตย์ในรูปแบบการจ่ายไฟแบบ close loop

ผลการวิเคราะห์กราฟในรูปที่ 6, 7 พบว่าแรงดันไฟฟ้าที่บัส จากการเปลี่ยนแปลงความเข้มของแสงอาทิตย์แบบชั่วขณะ ในรูปแบบการ

จ่ายไฟแบบ close loop จะทำให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะของแรงดันที่บัสมากกว่า การจ่ายไฟแบบ radial

5. สรุป

จากการประเมินคุณภาพไฟฟ้าในสภาวะคงตัวของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนชนิดพลังงานแสงอาทิตย์ ณ จุดซื้อ-ขาย (PCC) ระบบ 115 kV ในช่วงทำการทดสอบพบว่าผ่านเกณฑ์มาตรฐานที่ กฟผ.กำหนด และการจำลองระบบเพื่อศึกษาปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อระดับคุณภาพไฟฟ้าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการปรับเงื่อนไขและคุณลักษณะของระบบให้เหมาะสมกับการศึกษา ที่เชื่อมต่อเข้าระบบ 115 kV แบบ close loop ใช้การควบคุมด้วย Power Factor Control แบบ Leading ทำให้แรงดันทุกบัสมีแนวโน้มขึ้น และค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียลดลงในระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มากกว่าการจ่ายไฟแบบ Radial แต่กลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็กมาก (VSPP) จะสูญเสียค่าหน่วยขายจากการมีงานในโหมดกำลังไฟฟ้า อย่างไรก็ตามจากการเปลี่ยนแปลงความเข้มของแสงอาทิตย์ในรูปแบบการจ่ายไฟแบบ close loop จะกระทบกับแรงดันตกชั่วขณะของแรงดันที่บัสมากกว่า การจ่ายไฟแบบ radial

เอกสารอ้างอิง

- [1] Aiqiang PAN "POWER QUALITY ANALYSIS OF PV SYSTEM OF SUMMER AND WINTER" CIRED Workshop Lisbon 29-30 May 2012. Paper 0018
- [2] R.C. Dugan, M. McGranaghan, S. Santoso, and H.W. Beaty, "Electrical Power System Quality, Second Edition," McGraw-Hill
- [3] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "ข้อกำหนดการเชื่อมต่อนระบบโครงข่ายไฟฟ้า," กรุงเทพฯ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2551
- [4] EN50160-1994, Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution System
- [5] Ioannis-Thomas Theologitis, Eckehard Troester and Thomas Ackermann "Aspects of a generic photovoltaic model examined under the German Grid Code for Medium Voltage." 1th Solar Integration Workshop, Denmark 2011



ประวัติผู้เขียนบทความ นายณัชสิทธิ์ เตงสาขา วิศวกร การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, นักศึกษาระดับปริญญาโท สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง งานวิจัยที่สนใจ คุณภาพไฟฟ้า

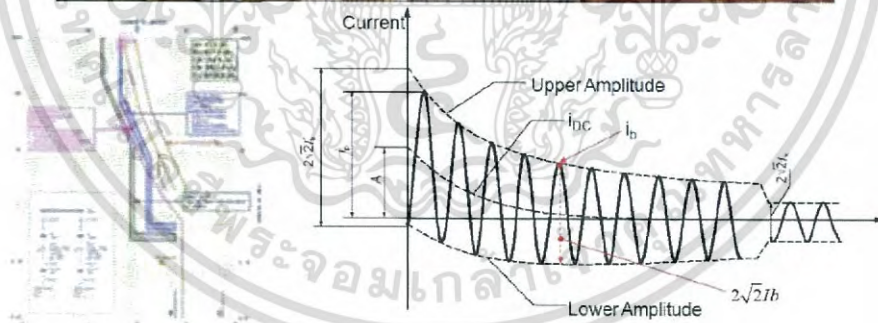


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รายงาน

ค่ากระแสสัสดวงจรในระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ปี 2557 (2014)



กองแผนงานระบบไฟฟ้า
ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

มิถุนายน 2553

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

คำนำ

รายงานฉบับนี้จัดทำขึ้นเพื่อรายงานค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟส และ 1 เฟสลงดิน รวมทั้งค่า Thevenin Impedance ของสถานีไฟฟ้า กฟผ., กฟภ. และ ผู้ใช้ไฟ 115 เควี ในปี 2557 (2014) โดยสถานีไฟฟ้าของ กฟผ. นั้น เป็นค่าที่ได้มาจาก กฟผ. ส่วนสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. และผู้ใช้ไฟ 115 เควี จะคำนวณค่ากระแสลัดวงจรโดยใช้โปรแกรมวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า DigSILENT ซึ่งได้พิจารณาผลของโครงการ คพส.9 ด้วย

ค่ากระแสลัดวงจรนี้สามารถนำไปใช้วิเคราะห์ระบบไฟฟ้าสำหรับการวางแผน หรือการสั่งการจ่ายไฟ รวมทั้งเป็นข้อมูลที่จะให้หน่วยงานด้านวิศวกรรมป้องกันระบบนำไปใช้ในการกำหนดพิกัดอุปกรณ์ป้องกัน, Coordination และตั้งค่า อุปกรณ์ป้องกัน ค่ากระแสลัดวงจรนี้จะแม่นยำมากน้อยเพียงใดนั้น ขึ้นอยู่กับข้อมูลที่ใช้ในการจำลองระบบไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT เช่น ระยะทางสายส่ง, ชนิดสายส่ง และพารามิเตอร์ของหม้อแปลง ดังนั้นหากผู้ใช้งานเห็นว่า ค่าดังกล่าวมีความผิดปกติ โปรดแจ้งให้ผู้จัดทำตามพื้นที่รับผิดชอบทราบด้วย จักเป็นพระคุณยิ่ง

คณะผู้จัดทำหวังเป็นอย่างยิ่งว่ารายงานฉบับนี้จะเป็นประโยชน์กับผู้ใช้งาน โดยเฉพาะอย่างยิ่ง วิศวกรด้านระบบจำหน่ายที่จะมีข้อมูลเพื่อใช้ในการวิเคราะห์ค่ากระแสลัดวงจรในระบบจำหน่ายต่อไป

ผู้จัดทำ

พื้นที่รับผิดชอบ

- | | | |
|------------------------------|----------------|---------------------|
| 1. นางธิดารัตน์ มัทราช | ชผ.วร.2, ผวร.2 | กฟภ.1, กฟต.2 |
| 2. น.ส.ณฐา อุดมวงศ์ไพบูลย์ | ชผ.วร.1, ผวร.1 | กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3 |
| 3. น.ส.รัตติยา ยุทธวิษยานนท์ | ชผ.พจ, ผพจ. | กฟภ.3, กฟต.1 |
| 3. นายภูมิพัฒน์ มหาสุวีระชัย | วศก.6, ผวร.1 | กฟผ.1, กฟจ.2, กฟผ.3 |
| 4. นายเผด็จ ไชยมงคล | วศก.6, ผวร.2 | กฟภ.2, กฟต.3 |

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สถานีไฟฟ้าในเขต กฟภ.1 (กฟภ.)

รายชื่อสถานีไฟฟ้า	BUS kV	หม้อแปลง MVA	3 P Fault kA	SLG Fault kA	R1 pu.	X1 pu.	R2 pu.	X2 pu.	R0 pu.	X0 pu.
1 กบินทร์บุรี	115		5.829	2.949	0.01080	0.08545	0.01073	0.08555	0.05283	0.33424
	22-TP1	50	7.812	0.986	0.02011	0.33534	0.02004	0.33546	7.88011	0.32270
	22-TP2	40	6.695	0.986	0.01828	0.39154	0.01821	0.39166	7.87828	0.29733
2 คลองเจ็ด (ชั่วคราว)	115		4.883	2.337	0.01468	0.10175	0.01460	0.10257	0.06822	0.43283
	22-TP1	25	6.106	6.687	0.02253	0.42922	0.02244	0.43013	0.00000	0.31710
3 คลองสี่	115		4.752	2.268	0.01513	0.10457	0.01506	0.10539	0.07034	0.44642
	22-TP1	50	6.350	7.000	0.02306	0.41262	0.02298	0.41352	0.00638	0.29733
	22-TP2	50	6.350	7.000	0.02306	0.41262	0.02298	0.41352	0.00638	0.29733
4 คลองหลวง	115		6.767	3.391	0.01015	0.07350	0.01007	0.07432	0.04536	0.29150
	22-TP1	50	6.929	7.457	0.01757	0.37836	0.01748	0.37927	0.00638	0.29733
	22-TP2	50	6.929	7.457	0.01757	0.37836	0.01748	0.37927	0.00638	0.29733
5 โคกแย้	115		11.920	4.926	0.00550	0.04176	0.00516	0.04195	0.04534	0.21690
	22-TP1	50	7.188	0.987	0.01263	0.36490	0.01225	0.36511	7.87847	0.31886
	22-TP2	50	7.120	0.987	0.01263	0.36836	0.01225	0.36857	7.87847	0.32233
6 ดอนพุด	115		7.075	4.089	0.01065	0.07015	0.01059	0.07026	0.03415	0.22377
	22-TP1	50	6.647	7.115	0.01808	0.39438	0.01802	0.39450	0.00000	0.31710
	22-TP2	50	6.647	7.115	0.01808	0.39438	0.01802	0.39450	0.00000	0.31710
7 ตาลเดี่ยว	115		11.870	6.875	0.00503	0.04199	0.00506	0.04240	0.01965	0.13265
	22-TP1	50	7.496	7.839	0.01191	0.34990	0.01195	0.35034	0.00637	0.30360
	22-TP2	50	7.496	7.839	0.01191	0.34990	0.01195	0.35034	0.00637	0.30360
8 ท่าวาสุกรี	115		26.751	25.076	0.00134	0.01872	0.00136	0.01901	0.00229	0.02212
9 ไทรน้อย	115		15.897	11.296	0.00151	0.03154	0.00151	0.03155	0.00783	0.06980
10 ธัญบุรี	115		6.349	5.199	0.00914	0.07854	0.00914	0.07854	0.04628	0.30923
	22-TP1	50	6.812	7.366	0.01645	0.38490	0.01645	0.38491	0.00638	0.29832
	22-TP2	40	6.423	6.914	0.01664	0.40822	0.01664	0.40822	0.00657	0.32163
11 นครนายก2	115		1.911	0.853	0.03877	0.25983	0.03870	0.25994	0.19970	1.22378
	22-TP1	50	4.304	5.111	0.04908	0.60776	0.04900	0.60788	0.00633	0.32130
12 นครหลวง	115		6.659	3.304	0.01032	0.07469	0.01034	0.07498	0.04723	0.30105
	22-TP1	50	6.904	7.442	0.01776	0.37968	0.01778	0.38000	0.00638	0.29733
13 นนทบุรี	115		7.933	4.298	0.00718	0.06287	0.00711	0.06298	0.03452	0.22118
	22-TP1	50	6.781	0.987	0.01426	0.38674	0.01418	0.38686	7.87824	0.30495
	22-TP2	50	6.781	0.987	0.01426	0.38674	0.01418	0.38686	7.87824	0.30495
14 นวนคร1	115		22.690	19.875	0.00063	0.02212	0.00050	0.02322	0.00347	0.03030
	22-TP1	40	6.201	6.317	0.00862	0.42310	0.00848	0.42432	0.00792	0.39872
	22-TP2	40	6.201	6.317	0.00862	0.42310	0.00848	0.42432	0.00792	0.39872
15 นวนคร2	115		18.675	13.811	0.00140	0.02685	0.00127	0.02797	0.00724	0.05379
	22-TP1	40	5.918	6.077	0.00973	0.44332	0.00959	0.44455	0.00819	0.40734
	22-TP2	40	5.918	6.077	0.00973	0.44332	0.00959	0.44455	0.00819	0.40734

แผนภูมิคราะห์ และวางแผนระบบไฟฟ้า 1, 2 กองแผนงานระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า โทร 5384, 5386 โทรสาร 5299

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ประวัติผู้เขียน



ชื่อ-นามสกุล	นายदनัยศักดิ์ แต่งสาขา
วัน เดือน ปี เกิด	27 สิงหาคม 2526
ที่อยู่	2/1 ม.5 ต.ลานตากฟ้า อ.นครชัยศรี จ.นครปฐม 73120
ประวัติการศึกษา	สำเร็จการศึกษา วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ ปีการศึกษา 2549
ตำแหน่ง/สถานที่ทำงาน	ผู้ช่วยหัวหน้าแผนกวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้า กองบริการลูกค้า ฝ่ายวิศวกรรมและบริการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 ภาคกลาง 9/1 ม. 1 ต.ไทยาวาส อ.นครชัยศรี จ.นครปฐม 73120
ผลงานวิจัย	दनัยศักดิ์ แต่งสาขา และ ชาย ชมภูอินไหว “ผลกระทบความไม่ แน่นอนกำลังผลิตของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด เล็กมากที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้าในระบบสายส่ง 115 kV” การ ประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 39 (EECON39) วันที่ 2-4 พฤศจิกายน 2559

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้