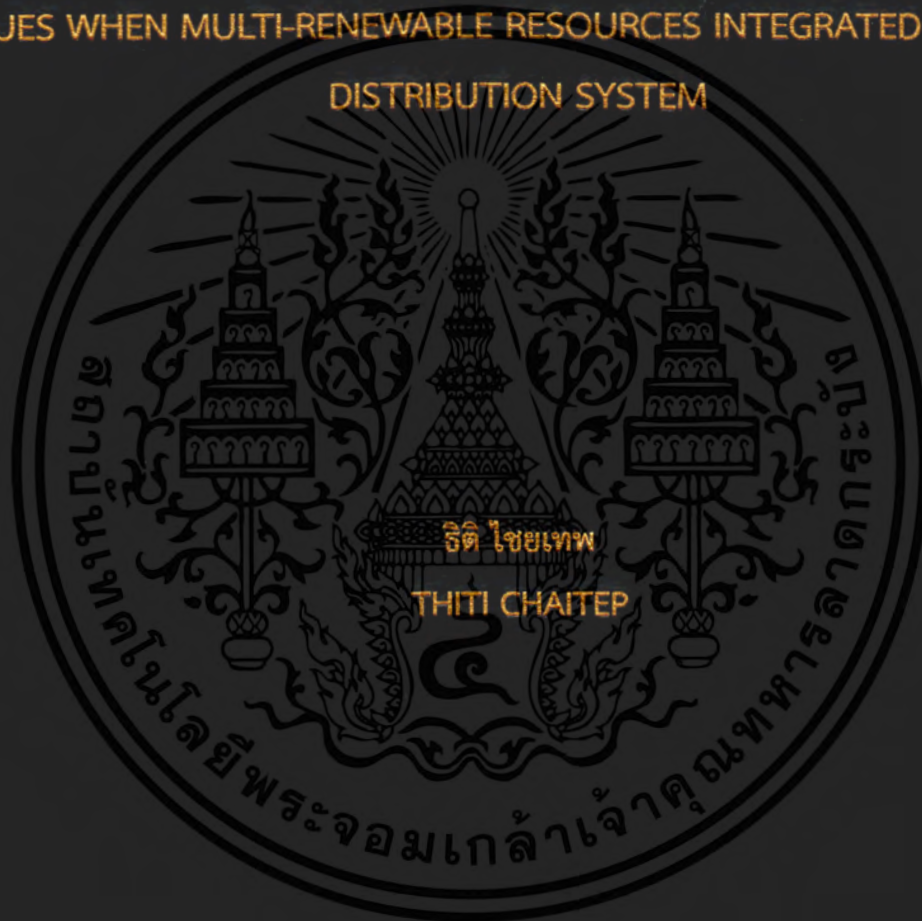


การศึกษาวิเคราะห์ผลกระทบที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้าและเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้า
เมื่อทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทนหลายแหล่ง เข้ากับระบบ
จำหน่ายไฟฟ้าของ กฟภ.

SYSTEM IMPACT STUDY ON POWER QUALITY AND VOLTAGE STABILITY
ISSUES WHEN MULTI-RENEWABLE RESOURCES INTEGRATED TO PEA'S
DISTRIBUTION SYSTEM



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ. 2559

KMITL-2016-EN-M-020-156

การศึกษาวิเคราะห์ผลกระทบที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้าและเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้า
เมื่อทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทนหลายแหล่ง เข้ากับระบบ
จำหน่ายไฟฟ้าของ กฟภ.

SYSTEM IMPACT STUDY ON POWER QUALITY AND VOLTAGE STABILITY
ISSUES WHEN MULTI-RENEWABLE RESOURCES INTEGRATED TO PEA'S
DISTRIBUTION SYSTEM



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
พ.ศ.2559

KMITL-2016-EN-M-020-156

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

SYSTEM IMPACT STUDY ON POWER QUALITY AND VOLTAGE STABILITY
ISSUES WHEN MULTI-RENEWABLE RESOURCES INTEGRATED TO PEA'S
DISTRIBUTION SYSTEM



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
2016
KMITL-2016-EN-M-020-156

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



COPYRIGHT 2016

FACULTY OF ENGINEERING

KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ใบรับรองวิทยานิพนธ์

หัวข้อวิทยานิพนธ์ การศึกษาวิเคราะห์ผลกระทบที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้าและเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าเมื่อทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทนหลายแหล่ง เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟภ.

Thesis Title System Impact Study on Power Quality and Voltage Stability Issues when Multi-Renewable Resources Integrated to PEA's Distribution System

นักศึกษา นายธิตติ ไชยเทพ

รหัสประจำตัว 54610501

ปริญญา วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ผศ.ดร.ชาย ชมภูอินไหว

หมายเลขวิทยานิพนธ์ KMITL-2016-EN-M-020-156

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์		ลายมือชื่อ
รศ.ดร.สมชาติ	จิรวีภากร	Dr. สมชาติ
ผศ.ดร.นิรุช	จิรสวรรณกุล	
รศ.ดร.เกียรติ	ชยะกุลศิริ	
ผศ.ดร.เชาว์	ชมภูอินไหว	
ผศ.ดร.ชาย	ชมภูอินไหว	

วัน / เดือน / ปี ที่สอบ วันอังคารที่ 12 กรกฎาคม พ.ศ. 2559 เวลา 12.00-14.00 น.

สถานที่สอบ ณ อาคาร A ชั้น 5 ห้องประชุม 4

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

คณะวิศวกรรมศาสตร์ รับรองแล้ว



(รองศาสตราจารย์ ดร. คมสัน มาลีสี)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ห้ามเผยแพร่ในวงกว้างโดยไม่ได้รับอนุญาต
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องแจ้งเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้
ฉบับตี คณะวิศวกรรมศาสตร์
วันที่ 12 กรกฎาคม พ.ศ. 2559

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การศึกษาวิเคราะห์ผลกระทบที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้าและเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้า เมื่อทำการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทนหลายแหล่ง เข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟภ.
นักศึกษา	นายธิตี ไชยเทพ
รหัสประจำตัว	54610501
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
พ.ศ.	2559
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์	ผศ.ดร.ชาย ชมภูอินทร์

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอการวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้า จากกระบวนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV) และพลังงานจากชีวมวล (Biomass) ของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) จำนวน 2 ราย ได้แก่ รายที่เชื่อมโยงกับระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) แล้ว (PV) และรายที่อยู่ในระหว่างดำเนินการเชื่อมโยงเข้ากับระบบจำหน่าย 22 kV ของ กฟภ. (Biomass) โดยศึกษาจากการตรวจวัดจริงและการจำลองระบบด้วยโปรแกรม DigSILENT Power Factory ในวงจรที่ 5 ของสถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1 จากผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าพบว่า พลังงานไฟฟ้าที่จ่ายมาจาก VSPP รายที่เชื่อมโยงอยู่เดิม มีระดับคุณภาพไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่ กฟภ. กำหนดทุกปรากฏการณ์ แต่จากการจำลองพบปัญหาแรงดันเกินจากเหตุการณ์ที่ VSPP ทั้ง 2 ราย มีกำลังการผลิตสูงสุด ในขณะที่โหลดในวงจรที่เชื่อมโยงมีปริมาณต่ำสุด รวมไปถึงการจำลองเพื่อศึกษาดูผลกระทบในสภาวะชั่วคราวเมื่อเกิดเหตุการณ์ความผิดปกติในระบบไฟฟ้า กรณีที่มีผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทนหลายแหล่งเข้ามาเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าโดยมีปริมาณกำลังการผลิตรวม 8 MW

Thesis Title	System Impact Study on Power Quality and Voltage Stability Issues when Multi-Renewable Resources Integrated to PEA's Distribution System
Student	Mr. Thiti Chaitep
Student ID.	54610501
Degree	Master of Engineering
Program	Electrical Engineering
Year	2016
Thesis Advisor	Asst. Prof. Dr. Chai Choompoo-inwai

ABSTRACT

This paper presents the analysis of power quality and energy of electricity produced from Photovoltaics (PV) and biomass by two Very Small Power Producers (VSPP): VSPP (PV) which was already connected to 22 kV of Provincial Electricity Authority (PEA) and VSPP (Biomass) which is waiting for connecting to 22 kV of PEA. The analysis was performed by real measurement and simulation in DigSILENT Power Factory Program of Ang Thong Station 1's feeder number 5. The results showed that the power quality from VSPP, which is connected to 22kV of PEA, was in PEA standard in every situation. However, the simulation suggested that there was overvoltage issue when two VSPPs had the maximum capacity with the lowest load in the system. In other hand, total of power loss in system was decreased and voltage magnitude was remained when voltage sags were higher. The simulation also suggested that the power system had an instantaneous impact while eight MW of various renewable energy sources was connected to the grid.

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้เนื่องด้วยความกรุณาจาก ผศ.ดร.ชาย ชมภูอินทิว ที่กรุณาเป็นที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ช่วยชี้แนะแนวทางและช่วยแก้ไขปัญหาต่างๆ ข้าพเจ้าขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูง

ขอขอบคุณคุณศุภชัย ทศนะ ผู้ช่วยหัวหน้าจัดการงานคุณภาพไฟฟ้า กองวิศวกรรมและบำรุงรักษา การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 ภาคกลาง จ.พระนครศรีอยุธยา ผู้ที่เป็นทั้งพี่ชาย เพื่อนร่วมงาน และผู้ให้คำปรึกษาต่างๆ โดยเฉพาะอย่างยิ่งวิธีการใช้งานโปรแกรม Digsilent Power Factory ตลอดจนให้กำลังใจแก่ข้าพเจ้าเสมอมา

ขอขอบคุณ คุณอนุรักษ์ ขำดี ที่คอยให้คำปรึกษา ไม่ว่าจะยากหรือง่ายเพียงใด ก็ช่วยข้าพเจ้าด้วยความเต็มใจเสมอ

ขอขอบคุณการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค องค์กรที่ช่วยให้ข้าพเจ้ามีคุณภาพชีวิตที่ดี สนับสนุนในด้านการศึกษาแก่พนักงาน และให้ทุนการศึกษาระดับปริญญาโทแก่ข้าพเจ้า

ขอขอบคุณ คุณเสาวลักษณ์ สันติตรานนท์ ภรรยาอันเป็นที่รัก และ เด็กชายณัฏกร ไชยเทพ บุตรชายของข้าพเจ้าเป็นกำลังใจ และแรงบันดาลใจ ให้ข้าพเจ้า

สุดท้ายนี้ข้าพเจ้าขอกราบขอบพระคุณ คุณพ่อทวีศักดิ์ คุณแม่กลิ่นเดย ไชยเทพ และญาติพี่น้องของข้าพเจ้า ที่เป็นกำลังใจช่วยเหลือในเรื่องการศึกษาและด้านอื่นๆจนข้าพเจ้าสำเร็จการศึกษาไปได้ด้วยดี

ธิดา ไชยเทพ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	II
กิตติกรรมประกาศ	III
สารบัญ	IV
สารบัญรูป	VIII
สารบัญตาราง	XIV
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา	1
1.3 ทฤษฎีหรือแนวคิดที่ใช้ในการวิจัย	2
1.4 ขอบเขตการวิจัย	2
1.5 ขั้นตอนของการศึกษา	3
บทที่ 2 ทฤษฎีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	4
2.1 ทฤษฎีการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์	4
2.1.1 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของระบบเซลล์แสงอาทิตย์	5
2.1.2 ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์	8
2.1.2.1 กลุ่มสารกึ่งตัวนำประเภทซิลิคอน	8
2.1.2.2 กลุ่มสารประกอบที่ไม่ใช่ซิลิคอน	10
2.1.3 ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย	10
2.1.4 อินเวอร์เตอร์	12
2.1.4.1 วงจรต่างๆในภาคกำลังของอินเวอร์เตอร์	12
2.1.4.2 ลักษณะและหลักการทำงานของอินเวอร์เตอร์	13

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2.2 ทฤษฎีการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล	14
2.2.1 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล	14
2.2.1.1 การเผาไหม้โดยตรง	14
2.2.1.2 กระบวนการผลิตก๊าซชีวมวลโดยใช้อากาศ	22
บทที่ 3 การวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้าและผลการตรวจวัด	30
3.1 ทฤษฎีคุณภาพไฟฟ้า	30
3.1.1 ภาวะชั่วคราว	31
3.1.2 การเปลี่ยนแปลงแรงดันช่วงเวลานาน	31
3.1.3 การเปลี่ยนแปลงแรงดันช่วงเวลาสั้น	31
3.1.4 แรงดันสูงเกิน	32
3.1.5 แรงดันไม่ได้ดูล	32
3.1.6 การผิดเพี้ยนของรูปคลื่น	32
3.1.7 การกระเพื่อมของแรงดัน	33
3.1.8 การเปลี่ยนแปลงความถี่กำลัง	33
3.2 มาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์	34
3.3 ผลการการศึกษาข้อมูลแหล่งจ่ายไฟฟ้าระบบโซลาร์เซลล์และการเชื่อมโยงระบบ จำหน่ายการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	37
3.4 ผลการตรวจวัดและวิเคราะห์	40
3.4.1 ผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า	39
3.4.1.1 ผลการตรวจวัดแรงดัน RMS	39
3.4.1.2 ผลการตรวจวัดความถี่ไฟฟ้า	41
3.4.1.3 ผลการตรวจวัดแรงดันไม่ได้ดูล	43
3.4.1.4 ผลการตรวจวัดตัวประกอบกำลัง	44
3.4.1.5 ผลการตรวจวัดแรงดันกระเพื่อม	46

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.4.1.6 ผลการตรวจวัดฮาร์มอนิก	51
3.4.2 ผลการตรวจวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้า	57
3.4.2.1 กำลังไฟฟ้าจริง	57
3.4.2.2 กำลังไฟฟ้าเสมือน	59
3.4.2.3 กำลังไฟฟ้าที่ปรากฏ	60
บทที่ 4 การจำลองการศึกษาผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า	65
4.1 ระบบที่ใช้ศึกษา	65
4.1.1 ระบบจำหน่าย 22 kV	66
4.1.1.1 แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้า	67
4.1.1.2 สายจำหน่ายในระบบ	68
4.1.1.3 โหลดในวงจรที่ศึกษา	68
4.1.2 กรณีศึกษา	68
4.1.2.1 การติดตั้งของผู้ผลิตไฟฟ้า	68
4.1.2.2 การพิจารณาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า	70
4.2 ผลการจำลองติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และระบบไฟฟ้าพลังงานจากชีวมวล เข้ากับระบบ 22 kV ของกฟภ.	71
4.2.1 ผลกระทบจากปัญหาแรงดันไฟฟ้า	72
4.2.2 ค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า	90
4.2.3 เหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag)	91
4.2.4 ขนาดของกระแสขณะเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า	102
4.2.5 ผลกระทบต่อระบบป้องกัน	104
4.2.6 กรณีศึกษาเมื่อเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานลม , ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ร่วมกับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	105
4.2.6.1 การศึกษาเสถียรภาพของระบบเมื่อเกิดการลัดวงจร	106
4.2.6.2 การศึกษาเสถียรภาพของระบบเมื่อเกิดการลัดวงจรอย่างรุนแรง	120

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
บทที่ 5 บทสรุป	125
เอกสารอ้างอิง	127
ภาคผนวก ก. ค่ากระแสลัดวงจรของสถานีไฟฟ้าอ่างทอง1	129
ภาคผนวก ข. ผลงานวิจัยที่ได้รับการตีพิมพ์	133
ภาคผนวก ค. ผลกระทบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส	139
ภาคผนวก ง. ผลกระทบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม	144
ประวัติผู้เขียน	148



สารบัญรูป

หน้า

รูปที่

2.1 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ	4
2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย	5
2.3 แสดงการทำงานของอิเล็กทรอนิกส์อิสระ มีค่าความต่างศักย์ของรอยต่อ P-N	6
2.4 กราฟ V/I curve	6
2.5 กราฟผลความเข้มแสงที่มีต่อเซลล์แสงอาทิตย์	7
2.6 การเชื่อมต่อเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบ PV Modules หรือ PV Array.....	8
2.7 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน	9
2.8 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกกรวมซิลิคอน	9
2.9 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอน	10
2.10 การแปรค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยรายเดือนโดยเฉลี่ยทุกพื้นที่ทั่วประเทศ	11
2.11 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2542)	11
2.12 ไดอะแกรมวงจรสมมูลของอินเวอร์เตอร์	13
2.13 เตาเผาเชื้อเพลิงระบบสโตเกอร์แบบตะกรับเลื่อน	16
2.14 เตาเผาเชื้อเพลิงระบบสโตเกอร์แบบกระจาย	17
2.15 เตาเผาระบบสโตเกอร์ที่เชื้อเพลิงถูกป้อนสู่เตาทางด้านล่าง	18
2.16 เตาเผาระบบพัลเวอร์ไรซ์	18
2.17 เตาเผาระบบไซโคลน	19
2.18 เตาเผาระบบฟลูอิดไดซ์เบด	20
2.19 โรงไฟฟ้าที่ใช้ความร้อนโดยการเผาไหม้โดยตรง	21
2.20 เตาผลิตก๊าซชีววมวลแบบไหลขึ้น	25
2.21 เตาผลิตก๊าซชีววมวลแบบอากาศไหลลง	26
2.22 เตาผลิตก๊าซชีววมวลแบบอากาศไหลตามขวาง	27
2.23 เตาผลิตก๊าซชีววมวลแบบฟลูอิดไดซ์เบด	27

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญญรูป (ต่อ)

หน้า

รูปที่

2.24 โรงไฟฟ้าที่ใช้ความร้อนจากการผลิตก๊าซ	28
3.1 คุณลักษณะของปัญหาคุณภาพไฟฟ้า ตามมาตรฐาน IEEE std. 1159-1995	30
3.2 มุมมองปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้าระหว่างการไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้า	31
3.3 การจ่ายไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	38
3.4 ประสิทธิภาพโซลาเซลล์	38
3.5 ค่าความถี่สะสมของแรงดันไฟฟ้า RMS เฟส AB ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์	40
3.6 ค่าความถี่สะสมของแรงดันไฟฟ้า RMS เฟส BC ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์	40
3.7 ค่าความถี่สะสมของแรงดันไฟฟ้า RMS เฟส CA ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์	41
3.8 แรงดัน RMS แบบเฟส-เฟส ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์ ต่อเวลา	41
3.9 ค่าความถี่สะสมของความถี่ ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์	42
3.10 ความถี่ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์ ต่อเวลา	43
3.11 ค่าความถี่สะสมของแรงดันไม่ไดคูล ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์	44
3.12 แรงดันไม่ไดคูลในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์ ต่อเวลา	44
3.13 ค่าความถี่สะสมของค่าตัวประกอบกำลัง ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์	45
3.14 ค่าตัวประกอบกำลัง ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์ ต่อเวลา	46
3.15 ค่าความถี่สะสมของแรงดันกระเพื่อมระยะสั้น เฟส A ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์	47
3.16 ค่าความถี่สะสมของแรงดันกระเพื่อมระยะสั้นเฟส B ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์	47
3.17 ค่าความถี่สะสมของแรงดันกระเพื่อมระยะสั้นเฟส C ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์	48
3.18 ค่าแรงดันกระเพื่อมระยะสั้น ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์ ต่อเวลา	48
3.19 ค่าความถี่สะสมของแรงดันกระเพื่อมระยะยาวเฟส A ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์	49
3.20 ค่าความถี่สะสมของแรงดันกระเพื่อมระยะยาวเฟส B ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์	50
3.21 ค่าความถี่สะสมของแรงดันกระเพื่อมระยะยาวเฟส C ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์	50

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป (ต่อ)

หน้า

รูปที่

3.22	ค่าแรงดันกระแสเพื่อระยะยาว ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์ ต่อเวลา	51
3.23	แรงดันฮาร์มอนิกแต่ละอันดับ ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์	52
3.24	ค่าความถี่สะสมของแรงดันฮาร์มอนิก เฟส A ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์	53
3.25	ค่าความถี่สะสมของแรงดันฮาร์มอนิก เฟส B ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์	53
3.26	ค่าความถี่สะสมของแรงดันฮาร์มอนิก เฟส C ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์	54
3.27	ค่าแรงดันฮาร์มอนิก ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์ ต่อเวลา	54
3.28	ค่าแรงดันฮาร์มอนิกลำดับที่ ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์	55
3.29	ลักษณะของกระแสฮาร์มอนิกลำดับที่ (3,5,7,9,11,13) เฟส A ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์.....	56
3.30	ค่ากระแสฮาร์มอนิกลำดับที่ ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์.....	56
3.31	รูปกระแสในระบบแรงต่ำ ของแหล่งจ่ายพลังงานทดแทนระบบโซลาร์เซลล์	57
3.32	ค่าความถี่สะสมของกำลังไฟฟ้าจริง(P) ของแหล่งจ่ายระบบโซลาร์เซลล์	58
3.33	ค่ากำลังไฟฟ้าจริง(P) ช่วงเวลาที่ตรวจวัดของแหล่งจ่ายระบบโซลาร์เซลล์.....	58
3.34	ค่าความถี่สะสมของกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) ของแหล่งจ่ายระบบโซลาร์เซลล์.....	59
3.35	กำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) ช่วงเวลาที่ตรวจวัดของแหล่งจ่ายระบบโซลาร์เซลล์	60
3.36	ค่าความถี่สะสมของกำลังไฟฟ้าปรากฏ (S) ของแหล่งจ่ายระบบโซลาร์เซลล์.....	61
3.37	ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏ (S) ช่วงเวลาที่ตรวจวัดของแหล่งจ่ายระบบโซลาร์เซลล์	61
3.38	พลังงานที่จ่ายได้ในช่วงรายวันของระบบโซลาร์เซลล์ (วันที่ 15 ธันวาคม 2552).....	62
3.39	พลังงานสะสมที่จ่ายได้ในช่วงรายวันของระบบโซลาร์เซลล์ (วันที่ 15 ธันวาคม 2552).....	63
3.40	พลังงานที่จ่ายได้ในช่วงรายสัปดาห์ ของระบบโซลาร์เซลล์ (วันที่ 14-21 ธันวาคม 2552)	63
3.41	พลังงานที่จ่ายได้ในช่วงรายเดือนของระบบโซลาร์เซลล์	64
4.1	แผนผังการศึกษาระบบที่สภาวะคงตัว.....	66
4.2	ระบบจำหน่าย 22 KV วงจรที่ 5 สถานีไฟฟ้าอ่างทอง1	68
4.3	ตำแหน่งติดตั้ง External Grid	68
4.4	ตำแหน่ง VSPP1 1.125 MW และ VSPP2 0.800 MW	69

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป (ต่อ)

หน้า

รูปที่

4.5 ตำแหน่งบัสและโหนดที่ทำการพิจารณา	72
4.6 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV ก่อนเชื่อมต่อ VSPP ทั้ง 2 ราย	75
4.7 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV หลังเชื่อมต่อ VSPP1 PV ที่ปริมาณโหลดสูงสุด	76
4.8 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV หลังเชื่อมต่อ VSPP1 PV ที่ปริมาณโหลดปานกลาง...	77
4.9 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV หลังเชื่อมต่อ VSPP1 PV ที่ปริมาณโหลดน้อย	78
4.10 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV หลังเชื่อมต่อ VSPP1 PV และVSPP2 Biomass ที่ปริมาณโหลดมาก	79
4.11 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV หลังเชื่อมต่อ VSPP1 PV และVSPP2 Biomass ที่ปริมาณโหลดปานกลาง	80
4.12 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV หลังเชื่อมต่อ VSPP1 PV และVSPP2 Biomass ที่ปริมาณโหลดน้อย	81
4.13 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV เมื่อควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่ 1.05 pu ของ VSPP1 ที่สถานะโหลดน้อย ความเข้มแสงมาก	86
4.14 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV เมื่อควบคุมองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าของ VSPP1 0.9 Lagging ที่สถานะโหลดน้อย ความเข้มแสงมาก	87
4.15 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV เมื่อควบคุมองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าของ VSPP1 1.0 Unity ที่สถานะโหลดน้อย ความเข้มแสงมาก	88
4.16 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV เมื่อควบคุมองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าของ VSPP1 0.9 Leading ที่สถานะโหลดน้อย ความเข้มแสงมาก	89
4.17 ตำแหน่งการเกิดลัดวงจร ที่วงจรข้างเคียงวงจรที่ 5 สถานีไฟฟ้าอ่างทอง1.....	92
4.18 ขนาดแรงดันคงเหลือ (pu) ที่บัส ATA F5 , บัส VSPP1 1.125 MW และบัส VSPP2 0.8 MW ก่อนการเชื่อมต่อ VSPP สภาวะโหลดมาก	93
4.19 ขนาดแรงดันคงเหลือ (pu) ที่บัส ATA F5 , บัส VSPP1 1.125 MW และบัส VSPP2 0.8 MW ก่อนการเชื่อมต่อ VSPP สภาวะโหลดปานกลาง	94
4.20 ขนาดแรงดันคงเหลือ (pu) ที่บัส ATA F5 , บัส VSPP1 1.125 MW และบัส VSPP2 0.8 MW ก่อนการเชื่อมต่อ VSPP สภาวะโหลดน้อย.....	95

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป (ต่อ)

หน้า

รูปที่

4.21 ขนาดแรงดันคงเหลือ (pu) ที่บัส ATA F5 , บัส VSPP1 1.125 MW และบัส VSPP2 0.8 MW หลังการเชื่อมต่อ VSPP1 ที่สภาวะโหลดมาก.....	96
4.22 ขนาดแรงดันคงเหลือ (pu) ที่บัส ATA F5 , บัส VSPP1 1.125 MW และบัส VSPP2 0.8 MW หลังการเชื่อมต่อ VSPP1 ที่สภาวะโหลดปานกลาง.....	97
4.23 ขนาดแรงดันคงเหลือ (pu) ที่บัส ATA F5 , บัส VSPP1 1.125 MW และบัส VSPP2 0.8 MW หลังการเชื่อมต่อ VSPP1 ที่สภาวะโหลดน้อย.....	98
4.24 ขนาดแรงดันคงเหลือ (pu) ที่บัส ATA F5 , บัส VSPP1 1.125 MW และบัส VSPP2 0.8 MW หลังการเชื่อมต่อ VSPP1 และ VSPP2 ที่สภาวะโหลดมาก.....	99
4.25 ขนาดแรงดันคงเหลือ (pu) ที่บัส ATA F5 , บัส VSPP1 1.125 MW และบัส VSPP2 0.8 MW หลังการเชื่อมต่อ VSPP1 และ VSPP2 ที่สภาวะโหลดปานกลาง.....	100
4.26 ขนาดแรงดันคงเหลือ (pu) ที่บัส ATA F5 , บัส VSPP1 1.125 MW และบัส VSPP2 0.8 MW หลังการเชื่อมต่อ VSPP1 และ VSPP2 ที่สภาวะโหลดน้อย.....	101
4.27 ตำแหน่งการเกิดความผิดพลาดในระบบ 22 kV.....	102
4.28 ตำแหน่งติดตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน.....	104
4.29 ตำแหน่งของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานชีวมวล.....	106
4.30 ตำแหน่งที่เกิดความผิดพลาดแบบสามเฟสสมดุล.....	107
4.31 กำลังไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1.....	108
4.32 แรงดันไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1.....	109
4.33 กำลังไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1 ขณะเกิดความผิดพลาดแบบ 3 เฟสสมดุล ระยะเวลา 0.1 s.....	110
4.34 แรงดันไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1 ขณะเกิดความผิดพลาดแบบ 3 เฟสสมดุล ระยะเวลา 0.1 s.....	111
4.35 กำลังไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Biomass ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP2 ขณะเกิดความผิดพลาดแบบ 3 เฟสสมดุล ระยะเวลา 0.1 s.....	112
4.36 แรงดันไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Biomass ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP2 ขณะเกิดความผิดพลาดแบบ 3 เฟสสมดุล ระยะเวลา 0.1 s.....	113

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.37 กำลังไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Wind ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP2 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดุล ระยะเวลา 0.1 s	114
4.38 แรงดันไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Wind ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP2 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดุล ระยะเวลา 0.1 s	115
4.39 กำลังไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Biomass ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP3 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดุล ระยะเวลา 0.1 s	116
4.40 แรงดันไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Biomass ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP3 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดุล ระยะเวลา 0.1 s	117
4.41 กำลังไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Wind ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP3 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดุล ระยะเวลา 0.1 s	118
4.42 แรงดันไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Wind ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP3 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดุล ระยะเวลา 0.1 s	119
4.43 ตำแหน่งที่เกิดความผิดปกติแบบสามเฟสสมดุลใกล้กับสถานีต้นทาง 0.1 กิโลเมตร	121
4.44 Rotor Angle เมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV 7 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Biomass 1 MW ที่บัส VSPP 2 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดุล บริเวณห่างจากสถานีไฟฟ้า 0.1 กิโลเมตร.....	122
4.45 Rotor Angle เมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV 6 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Biomass 2 MW ที่บัส VSPP 2 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดุล บริเวณห่างจากสถานีไฟฟ้า 0.1 กิโลเมตร.....	122
4.46 Rotor Angle เมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV 5 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Biomass 3 MW ที่บัส VSPP 2 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดุล บริเวณห่างจากสถานีไฟฟ้า 0.1 กิโลเมตร.....	123
4.47 Rotor Angle เมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV 4 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Biomass 4 MW ที่บัส VSPP 2 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดุล บริเวณห่างจากสถานีไฟฟ้า 0.1 กิโลเมตร.....	123

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่

3.1 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของ กฟผ.	34
3.2 ขีดจำกัดค่าความรุนแรงของไผกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไผกะพริบระยะยาว(Plt) เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใดๆ	35
3.3 ขีดจำกัดความเพี้ยนฮาร์โมนิกของแรงดันสำหรับผู้ไฟฟ้ารายใดๆที่จุดต่อร่วม(รวมทั้งระดับความเพี้ยนที่มีอยู่เดิม)	36
3.4 ขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิกของแรงดันสำหรับผู้ไฟฟ้ารายใดๆที่จุดต่อร่วม	36
3.5 ข้อกำหนด มาตรฐาน EN50160 – 1999	37
3.6 ผลการตรวจวัดทางด้านแรงดันไฟฟ้า RMS	39
3.7 ผลการตรวจวัดความถี่ไฟฟ้า	42
3.8 ผลการตรวจวัดแรงดันไม่ใดคูล	43
3.9 ผลการตรวจวัดค่าตัวประกอบกำลัง	45
3.10 ผลการตรวจวัดค่าแรงดันกระเพื่อมระยะสั้น (Pst)	46
3.11 ผลการตรวจวัดค่าแรงดันกระเพื่อมระยะยาว (Plt)	49
3.12 ผลการตรวจวัดค่าแรงดันฮาร์โมนิก (THDv)	52
3.13 ผลการตรวจวัดค่ากระแสฮาร์โมนิก (THDi)	55
3.14 แสดงผลการตรวจวัดค่ากำลังไฟฟ้าจริง Active Power,P	57
3.15 แสดงผลการตรวจวัดค่ากำลังไฟฟ้าเสมือน Reactive Power,Q	59
3.16 ผลการตรวจวัดค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏ Apparent Power,S	60
3.17 ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดและพลังงานสะสม	62
4.1 Sequence Impedance ของแหล่งกำเนิดแรงดันที่ใช้ในสถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1	67
4.2 ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่สภาวะต่างๆ	70
4.3 กำลังการผลิตของ VSPP ที่สภาวะต่างๆ	70

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง (ต่อ)

หน้า

ตารางที่

4.4 ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu) ก่อนการเชื่อมต่อ VSPP ที่สภาวะต่างๆ	73
4.5 ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu) หลังการเชื่อมต่อ VSPP ที่สภาวะต่างๆ	74
4.6 ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu) ที่บัส VSPP1 1.125 MW จากการควบคุม VSPP ในรูปแบบต่างๆ ณ ที่สภาวะโหลดน้อย.....	82
4.7 ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu) ที่บัส VSPP2 0.8 MW จากการควบคุม VSPP ในรูปแบบต่างๆ ณ ที่สภาวะโหลดน้อย.....	83
4.8 ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu) ที่โหนด 601_980091 (กึ่งกลาง) จากการควบคุม VSPP ในรูปแบบต่างๆ ณ ที่สภาวะโหลดน้อย.....	84
4.9 ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu) ที่โหนด 601_956306 (ปลาย) จากการควบคุม VSPP ในรูปแบบต่างๆ ณ ที่สภาวะโหลดน้อย.....	85
4.10 ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ จากการจำลองที่สภาวะคงตัวตามเงื่อนไขต่างๆ ทั้งก่อนและหลังการเชื่อมต่อ VSPP	91
4.11 ขนาดแรงดันไฟฟ้าคงเหลือที่กรณีศึกษาต่างๆ	92
4.12 ขนาดกระแสตรงจลน์ที่บัสต่างๆ ก่อนการเชื่อมต่อ VSPP.....	103
4.13 ขนาดกระแสตรงจลน์ที่บัสต่างๆ หลังการเชื่อมต่อ VSPP1 PV.....	103
4.14 ขนาดกระแสตรงจลน์ที่บัสต่างๆ หลังการเชื่อมต่อ VSPP1 PV และ VSPP2 Biomass	103
4.15 ค่าเซ็ทติงของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน	104
4.16 การทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินที่สถานีไฟฟ้า	104

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

การใช้พลังงานภายในประเทศมีอัตราการบริโภคพลังงานเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ไม่ว่าจะเป็นพลังงานไฟฟ้า หรือพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยพลังงานฟอสซิล เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน เป็นต้น เป็นพลังงานหลักที่ถูกใช้อย่างสิ้นเปลือง ไม่ว่าจะเป็นการใช้งานภาคครัวเรือน ขนส่งอุตสาหกรรม รวมถึงการนำมาผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้า ซึ่งพลังงานฟอสซิลเป็นพลังงานสิ้นเปลืองใช้แล้วหมดไป ไม่สามารถสังเคราะห์ขึ้นมาในระยะเวลาอันสั้นได้ ทำให้ปัจจุบันต่างก็มีความสนใจในการใช้พลังงานหมุนเวียนเพิ่มมากขึ้น เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ และพลังงานชีวมวล เป็นต้น ซึ่งเป็นพลังงานที่มีอยู่ทั่วไปในธรรมชาตินำมาใช้ได้ไม่จำกัด สามารถนำมาผลิตเป็นพลังงานความร้อนโดยตรงและยังสามารถนำมาผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้าได้เช่นกัน

ปัจจุบันการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้มีโครงการส่งเสริมให้ประชาชนทั่วไป รวมไปถึงภาคอุตสาหกรรม และพาณิชย์ มีส่วนร่วมในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น โดยเฉพาะพลังงานจากแสงอาทิตย์มีโครงการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคา (PV Solar Rooftop) เพราะประเทศไทยได้รับแสงอาทิตย์ที่มีความเข้มข้น อีกทั้งพื้นที่ในหลายภูมิภาคที่ได้รับแสงอาทิตย์ค่อนข้างสม่ำเสมอ

ในส่วนของพลังงานจากชีวมวลนั้นประเทศไทยมีผลผลิตในภาคเกษตรกรรมเป็นปริมาณมาก จึงมีเศษวัสดุทางการเกษตรเหลือใช้นำมาผลิตไฟฟ้าได้ เช่น แกลบ ฟาง จากการปลูกข้าว เป็นต้น จากพลังงานหมุนเวียนที่กล่าวมาข้างต้นเป็นเหตุให้มีการเพิ่มขึ้นของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ใช้พลังงานหมุนเวียน และอาจส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าที่มีผู้ใช้ไฟฟ้าอื่นๆอยู่ในระบบด้วย เพื่อป้องกันการเกิดปัญหาต่างๆกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น เช่น ปัญหาแรงดันเกิน (Over Voltage), ปัญหาแรงดันตก (Under Voltage), ปัญหาฮาร์มอนิก (Harmonic), ปัญหาแรงดันไม่สมดุล (Voltage Unbalance), ปัญหาแรงดันกระเพื่อม (Voltage Flicker), ปัญหาความถี่ไฟฟ้า (Voltage Frequency) ดังนั้น กฟภ. จำเป็นต้องศึกษาปัญหาเหล่านี้ เพื่อหาทางป้องกัน หรือแก้ไขปัญหานั้นที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคตต่อไป

1.2 จุดมุ่งหมายของการศึกษา

1.2.1 ศึกษาผลกระทบที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้าในสภาวะคงตัว เมื่อมีผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.2.2 ศึกษาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อทำการเชื่อมต่อกับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์หรือการคุ้มครองทางปัญญาของผู้เขียน โดยผู้เขียนขอสงวนสิทธิ์ในการค้า ไม่ว่าการณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1.2.3 ศึกษาารูปแบบการควบคุมต่างๆของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ที่เหมาะสมเมื่อเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.2.4 ศึกษาผลกระทบเมื่อเกิดความผิดปกติในระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั้งวงจรที่มีผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล และวงจรข้างเคียง

1.2.5 ศึกษาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน(รีเลย์ป้องกันกระแสเกิน)ที่สถานีไฟฟ้า ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล

1.2.6 ศึกษาผลกระทบในสภาวะชั่วคราว เมื่อมีผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหลายแหล่ง โดยมีกำลังการผลิตรวม 8 MW เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.3 ทฤษฎีหรือแนวคิดที่ใช้ในการวิจัย

1.3.1 ระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค “ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า” พ.ศ.2551 [1]

1.3.2 ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์โมนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-01/1998) ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.), การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) [2]

1.3.3 ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998) ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.), การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) [3]

1.3.4 P. Kundur. “Power System Stability and Control” Powertech Labs Inc. Surrey, British Columbia. McGraw-Hill 1994 [4]

1.3.5 R. J. Nelson. Short-Circuit Contributions of Full-Converter Wind Turbines. IEEE 2011 [5]

1.4 ขอบเขตการวิจัย

ในวิทยานิพนธ์นี้เป็นการศึกษาระบบจำหน่าย 22 kV โดยมี สถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1 วงจรที่ 5 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เป็นสถานีต้นทาง มีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) จากพลังงานแสงอาทิตย์ (PV Power Plant) ขนาด 1.125 MW แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid connected system) ประเภทสัญญา Non-Firm ขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยตรง ซึ่งมีกำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญา 1.125 MW อยู่ห่างจากสถานีต้นทางประมาณ 3 กิโลเมตร และในอนาคตจะมีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก โดยใช้พลังงานจากชีวมวล (Biomass) ขนาด 0.8 MW ประเภทสัญญา Non-Firm ซึ่งมีกำลังไฟฟ้าซื้อขายตามสัญญา 0.8 MW อยู่ห่างจากสถานีต้นทางประมาณ 12 กิโลเมตร ผู้วิจัยทำการศึกษาผลกระทบที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้า, ผลกระทบที่มีต่อการไหลของกำลังไฟฟ้า, ผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ,ผลกระทบเนื่องจากความผิดปกติในระบบจำหน่าย 22 kV ทั้งในวงจรนี้และวงจรข้างเคียง,ผลกระทบต่อการทำงานของรีเลย์ป้องกันที่สถานีไฟฟ้าต้นทาง ทั้งก่อนและหลังจากการเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานชีวมวล รวมทั้งศึกษาผลกระทบในสภาวะชั่วคราวของระบบด้วย

1.5 ขั้นตอนของการศึกษา

วิทยานิพนธ์นี้แบ่งการศึกษาออกเป็น 5 บท ดังนี้

บทที่ 1 กล่าวถึงความเป็นมาของงานวิจัย ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา ทฤษฎีแนวคิดที่ใช้ในการวิจัย ขอบเขตการวิจัย และขั้นตอนการศึกษา

บทที่ 2 กล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ ความรู้พื้นฐานในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล

บทที่ 3 กล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานของคุณภาพไฟฟ้า ผลการตรวจวัดและวิเคราะห์คุณภาพ และการศึกษาพลังงานไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่จ่ายให้กับระบบจำหน่าย 22 KV ของ กฟภ.

บทที่ 4 เป็นการศึกษาผลกระทบคุณภาพไฟฟ้าด้วยการจำลองในสถานะคงตัว และเมื่อเกิดความผิดปกติในระบบ จากการเชื่อมต่อกับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเข้ากับระบบสายจำหน่ายซึ่งมีรูปแบบในการควบคุมองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าหรือควบคุมระดับแรงดันที่แตกต่างกัน โดยมีกำลังการผลิตและปริมาณโหลดที่มีค่าต่างๆไม่คงที่ รวมถึงศึกษาเมื่อมีผู้ผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 ราย มาเชื่อมต่อกับระบบ 22 KV โดยมีกำลังการผลิตรวม 8 MW โดยจำลองในสถานะคงตัวและสถานะชั่วคราว

บทที่ 5 กล่าวถึงบทสรุปผลของงานวิจัย

บทที่ 2

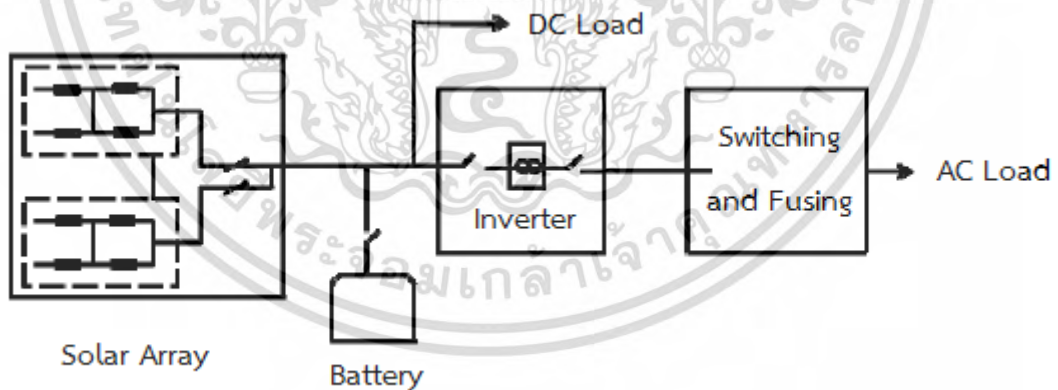
ทฤษฎีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

พลังงานหมุนเวียนคือพลังงานที่มีอยู่ตามธรรมชาติ สามารถนำมาใช้ได้อย่างไม่จำกัด ในประเทศไทยพลังงานหมุนเวียนที่นิยมนำมาใช้ผลิตไฟฟ้า ได้แก่ แสงอาทิตย์ ชีวมวล น้ำ และลม เป็นต้น ในวิทยานิพนธ์นี้จะยกตัวอย่างทฤษฎีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพียง 2 ชนิด คือ พลังงานแสงอาทิตย์ และ พลังงานชีวมวล

2.1 ทฤษฎีการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผู้วิจัยได้ศึกษามี 2 ชนิดดังนี้

1) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ(Stand alone System) มีส่วนประกอบหลัก คือ แผงโซลาร์เซลล์ (Solar Array) และ แบตเตอรี่ (Battery) แสดงดังรูป 2.1 โดยมีอุปกรณ์เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (inverter) สามารถควบคุมแรงดัน และความถี่ตามต้องการ(50-60 Hz) ในช่วงกลางวันแผงโซลาร์เซลล์จะจ่ายกำลังไฟฟ้าให้โหลดและแบตเตอรี่ แต่ในช่วงเวลากลางคืนแบตเตอรี่จะเป็นส่วนที่จ่ายกำลังไฟฟ้าให้โหลดต่อไป ส่วนมากการใช้งานแบบระบบอิสระเป็นการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้า หรือใช้งานในพื้นที่ที่ห่างไกลจากระบบจำหน่ายของไฟฟ้า ที่มีโหลดการใช้งานไม่มาก เช่น แสงสว่าง เป็นต้น

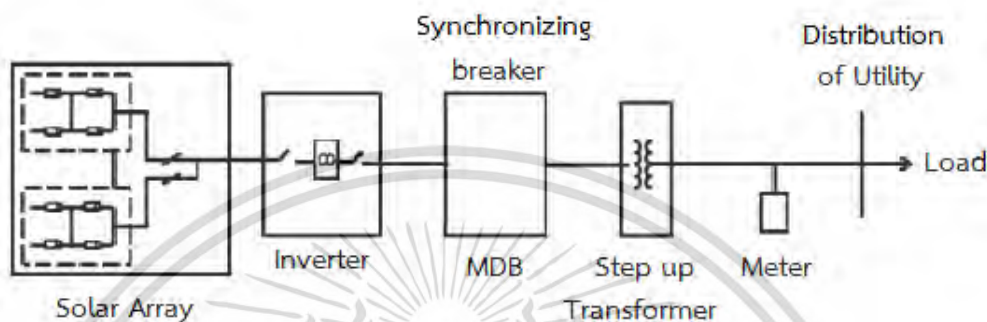


รูปที่ 2.1 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (Stand alone System) [6]

2) ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า (Grid connected System) เป็นระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อจ่ายพลังงานเข้าสู่ระบบจำหน่ายการไฟฟ้า (Utility system) มีส่วนประกอบหลัก คือ แผงโซลาร์เซลล์ โดยมีอุปกรณ์เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ(Inverter) เพื่อเชื่อมเข้ากับระบบจำหน่ายการไฟฟ้า ถ้าเป็นการจ่ายให้ระบบแรงต่ำสามารถเชื่อมต่อได้โดยตรง แต่ถ้าเป็นการจ่ายให้ระบบแรงดันสูงขึ้นมักจะเชื่อมต่อ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาค้นคว้าเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่หรือใช้ซ้ำโดยไม่ได้รับอนุญาต
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อยกระดับแรงดัน ดังรูปที่ 2.2 โดยมีมิเตอร์เพื่อวัดพลังงานไฟฟ้าที่ได้ทำการจ่ายหรือรับพลังงานจากระบบไฟฟ้าทั้งพลังงานไฟฟ้าจริง (Active Power) และพลังงานไฟฟ้าเสมือน (Reactive Power) ปกติจุดที่ติดตั้งมิเตอร์จะถูกกำหนดให้เป็นจุดซื้อ-ขายไฟฟ้าโดยเป็นจุดแบ่งระหว่างระบบของผู้ผลิตไฟฟ้าและระบบของการไฟฟ้า ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายต้องอยู่ในพื้นที่ที่มีระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า

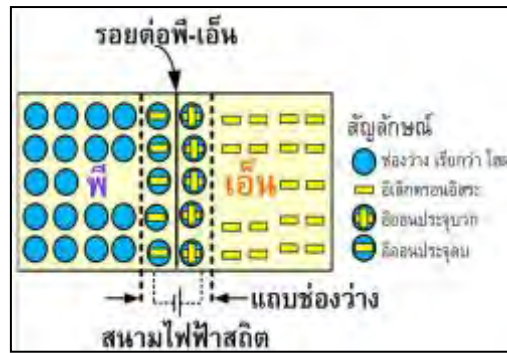


รูปที่ 2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid connected System) [6]

การเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า ต้องควบคุมคุณภาพไฟฟ้าที่เหมาะสม เช่น แรงดัน (Voltage) , ความถี่ (frequency , ฮาร์โมนิกส์(harmonics)) , ค่าตัวประกอบกำลัง (Power factor) โดยค่าตัวประกอบกำลังนี้เป็นการควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง (Active power) และ กำลังไฟฟ้าเสมือน(Reactive power) ให้เหมาะสม ถ้าหากรับกำลังไฟฟ้าเสมือนมากเกินไป จะทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของทั้งระบบไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น ถ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนมากเกินไป จะทำให้เกิดแรงดันเกินเกณฑ์มาตรฐานได้ เป็นต้น

2.1.1 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของระบบเซลล์แสงอาทิตย์

ในแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จะประกอบไปด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่เป็นชิ้นส่วนเพียงชิ้นเล็กๆ หลายๆเซลล์เข้าด้วยกัน เรียกว่า PV Array เซลล์แสงอาทิตย์เป็นอุปกรณ์ประเภทสารกึ่งตัวนำ (Semiconductor) ทำหน้าที่รับพลังงานจากแสงอาทิตย์ หรือ โฟตอน แล้วเปลี่ยนพลังงานนั้นทำให้อิเล็กตรอนเกิดการไหลของอิเล็กตรอนอิสระ แล้วจากนั้นจะเกิดความต่างศักย์ของรอยต่อ P-N ซึ่งลักษณะของแรงดันและกระแสใช้งานจะเป็นดังรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 การไหลของอิเล็กตรอนอิสระทำให้เกิดค่าความต่างศักย์ของรอยต่อ P-N [7]



รูปที่ 2.4 กราฟ V/I curve [7]

I_{sc} : กระแสลัดวงจรในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (short circuit current)

I_m : กระแสสูงสุดที่ได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (maximum current)

V_{oc} : แรงดันวงจรเปิดในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (open circuit voltage)

V_m : แรงดันสูงสุดที่ได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (maximum voltage)

P_m : พลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ (maximum power point)

$$P_m = I_m \times V_m$$

กระแสลัดวงจรในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (I_{sc}) เป็นกระแสที่ไหลออกมาจากเซลล์แสงอาทิตย์ผ่านวงจรที่มีค่าสูงที่สุด เพราะทำงานในสภาวะที่เซลล์ถูกลัดวงจร (แรงดันมีค่าเป็นศูนย์) ส่วนแรงดันวงจรเปิด (V_{oc}) เป็นแรงดันที่สูงที่สุด เพราะทำงานในสภาวะที่เซลล์ถูกเปิดวงจร (กระแสมีค่าเป็นศูนย์) ส่วนกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์จะมีเพียงค่าเดียวซึ่งถือเป็นคุณลักษณะที่สำคัญของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่แตกต่างกัน เรียกว่า P_m (maximum power point)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

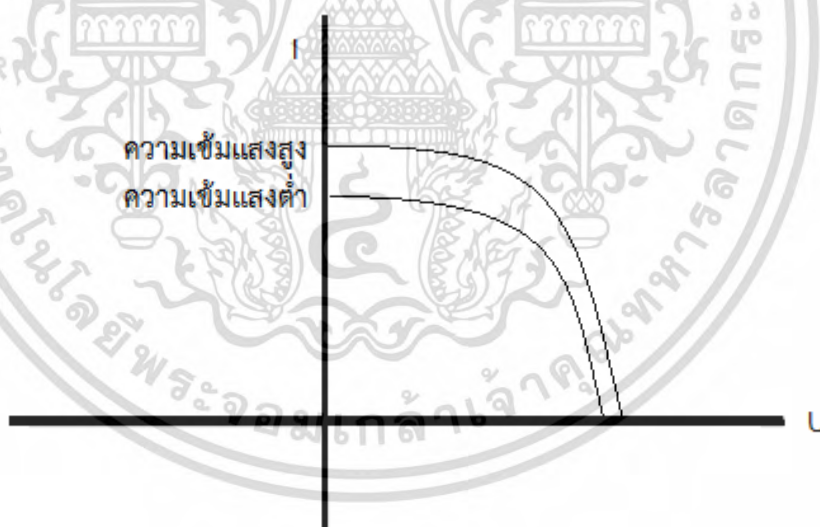
ค่าประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นค่าที่บอกประสิทธิภาพของการเปลี่ยนพลังงานโฟตอนให้เป็นพลังงานไฟฟ้า (energy conversion efficiency) " η " คืออัตราส่วนระหว่างพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ กับพลังงานที่แสงตกกระทบบนเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมด

$$= \frac{\text{พลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์}}{\text{พลังงานรวมที่แสงตกกระทบบนเซลล์แสงอาทิตย์}} \times 100\%$$

$$= \frac{I_m \times V_m}{P_{in}} \times 100\%$$

P_{in} คือพลังงานของแสงที่ตกกระทบบนเซลล์แสงอาทิตย์

แสงที่มีความเข้มสูงจะมีปริมาณความหนาแน่นของโฟตอนสูง เมื่อตกกระทบแผงโซลาร์เซลล์ จะกระตุ้นจนเกิดคู่ประจุพาหะอิเล็กตรอนและโฮลเป็นจำนวนมากผลทำให้เกิดปริมาณกระแสเนื่องจากแสงมีค่าเพิ่มขึ้นตามความเข้มแสงไปด้วย



รูปที่ 2.5 กราฟผลความเข้มแสงที่มีต่อเซลล์แสงอาทิตย์ [6]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

พลังงานของแสงชนิดต่างๆจะขึ้นอยู่กับค่าความถี่ของคลื่นแสง โดยแสงที่ต่างชนิดกันย่อมมีค่าความถี่ที่แตกต่างกันด้วย โดยพลังงานแสงนั้นจะเรียกในรูปของพลังงานโฟตอน (E_{photon}) มีค่าดังนี้

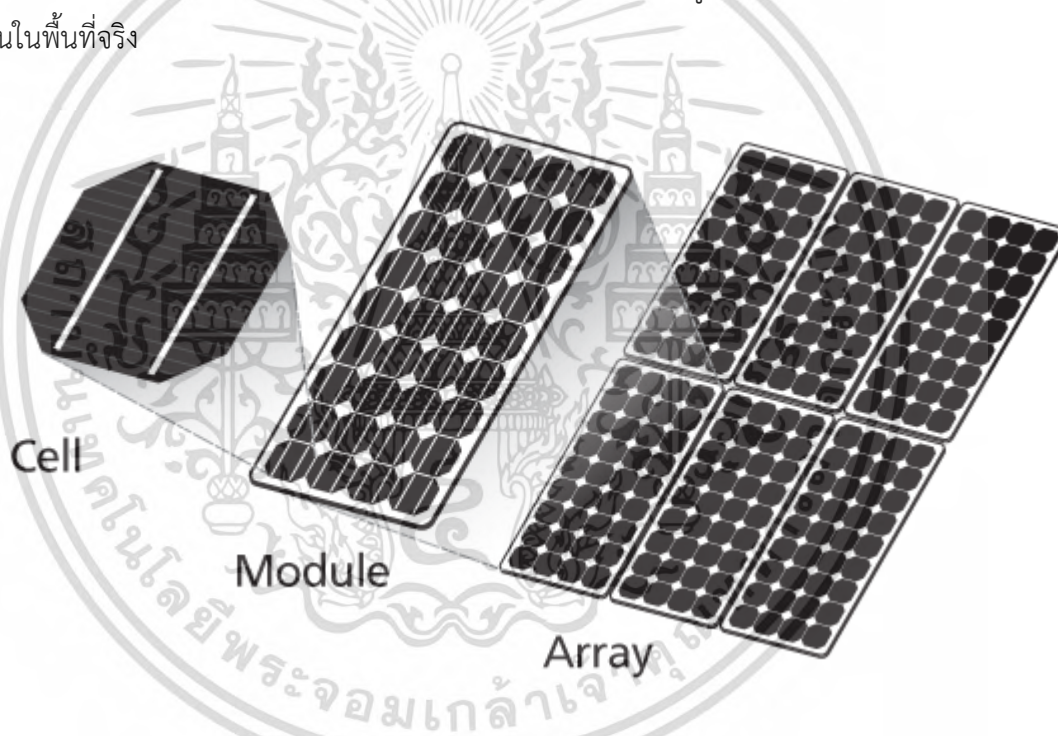
$$E_{\text{photon}} = h\nu$$

E_{photon} (พลังงานโฟตอน) หน่วย eV

h (ค่าคงตัวของพลังค์) = 6.624×10^{-34} หน่วย J/s

ν (ความถี่ของคลื่นแสง) หน่วย Hz

แผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้ในทางปฏิบัติจะอยู่ในรูป PV Modules หรือ PV Array โดย PV Modules คือ แผงที่รวมโซลาร์เซลล์หลายๆเซลล์เข้าด้วยกันเพื่อสะดวกในการเคลื่อนย้ายหรือการถอดประกอบโดยมีการเชื่อมต่อกันแบบอนุกรมหรือขนานเพื่อให้ได้กระแสและแรงดันตามต้องการ ส่วน PV Array คือ การรวมแผง PV Modules เข้าด้วยกันอีกที่ขึ้นอยู่กับลักษณะโครงสร้างติดตั้งการใช้งานในพื้นที่จริง



รูปที่ 2.6 การเชื่อมต่อเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบ PV Modules หรือ PV Array [6]

2.1.2 ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ [16]

เซลล์แสงอาทิตย์ที่นิยมใช้กันในปัจจุบันแบ่งออกเป็น 2 กลุ่มใหญ่ๆ คือ กลุ่มเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำประเภทซิลิคอน และกลุ่มเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารประกอบที่ไม่ใช่ซิลิคอน [6]

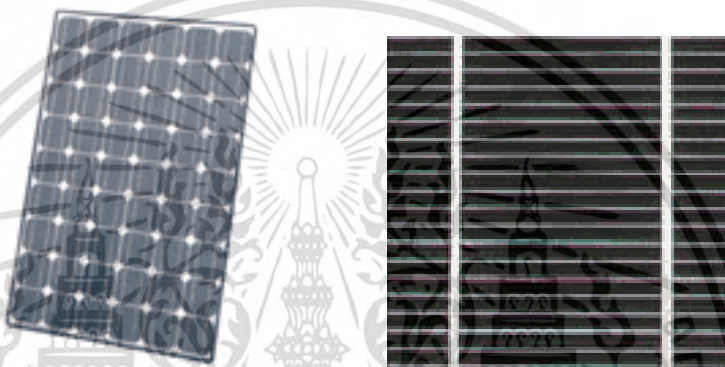
2.1.2.1 กลุ่มสารกึ่งตัวนำประเภทซิลิคอน

จะแบ่งตามลักษณะของผลึกที่เกิดขึ้น คือ แบบที่เป็นรูปผลึก (Crystal) และแบบที่ไม่เป็นรูปผลึก (Amorphous) โดยแบบที่เป็นรูปผลึกจะแบ่งออกเป็น 2 ชนิด คือ ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นอนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

(Single Crystalline Silicon Solar Cell) และชนิดผลึกรวมซิลิคอน (Poly Crystalline Silicon Solar Cell) แบบที่ไม่เป็นรูปผลึก คือ ชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิคอน (Amorphous Silicon Solar Cell)

1. ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน (Single Crystalline Silicon Solar Cell)

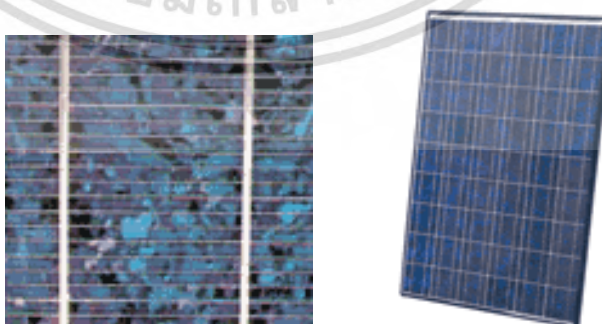
เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ทำจากซิลิคอนบริสุทธิ์ให้ความร้อนสูงมากจนหลอมเหลวแล้วลดอุณหภูมิให้ตกผลึกแล้วดึงผลึกออกจากของเหลว จากนั้นนำไปตัดให้เป็นแผ่นบางแล้วจึงนำไปทำให้เกิดรอยต่อเพื่อทำให้เกิดขั้ว มีประสิทธิภาพสูงประมาณ 12-15 % แต่จะเริ่มผลิตไฟฟ้าเมื่อมีความเข้มของแสงมากถึงระดับหนึ่งและมีราคาแพง



รูปที่ 2.7 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน [6]

2. ชนิดผลึกรวมซิลิคอน (Poly Crystalline Silicon Solar Cell)

เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำให้ราคาถูกลงกว่าแบบผลึกเดี่ยวซิลิคอนโดยการหลอมซิลิคอนแล้วนำไปเทใส่เบ้าแม่พิมพ์รอจนได้เป็นแท่งแบบผลึกรวม มีประสิทธิภาพสูงประมาณ 12 % และเริ่มผลิตไฟฟ้าเมื่อมีความเข้มของแสงมากถึงระดับหนึ่งเหมือนแบบเดี่ยวซิลิคอน



รูปที่ 2.8 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน [6]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอน (Amorphous Silicon Solar Cell)

เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีราคาถูกกว่าแบบผลึกเดี่ยวและแบบผลึกรวม ประสิทธิภาพประมาณ 7% ทำให้ถ้าต้องการกำลังเท่ากันจำเป็นต้องใช้พื้นที่รับแสงมากกว่า แต่จะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ด้วยความเข้มแสงน้อย



รูปที่ 2.9 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอน [6]

2.1.2.2 กลุ่มสารประกอบที่ไม่ใช่ซิลิคอน

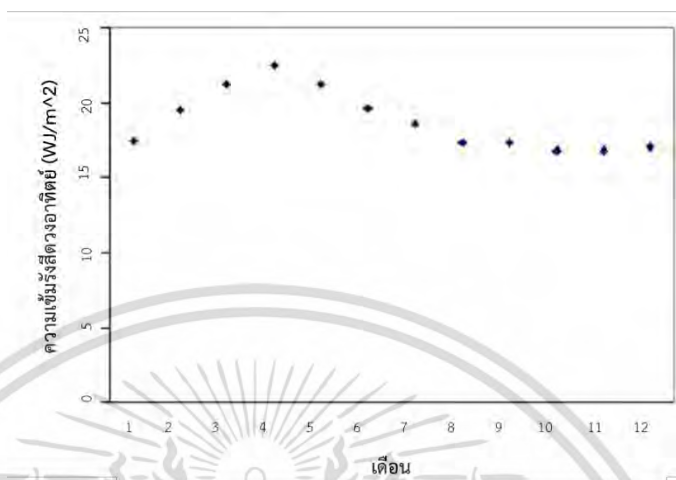
เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีประสิทธิภาพสูงถึง 25 % ขึ้นไป แต่มีราคาสูงมาก เพราะขั้นตอนการผลิตใช้เทคโนโลยีขั้นสูงในการแยกสลายก๊าซไฮโดรเจนไดออกไซด์ของซิลิคอน ไม่นิยมนำมาใช้บนพื้นโลก จึงใช้งานสำหรับดาวเทียมและระบบรวมแสงเป็นส่วนใหญ่ แต่การพัฒนากระบวนการผลิตสมัยใหม่จะทำให้มีราคาถูกลง และนำมาใช้มากขึ้นในอนาคต

2.1.3 ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย [16]

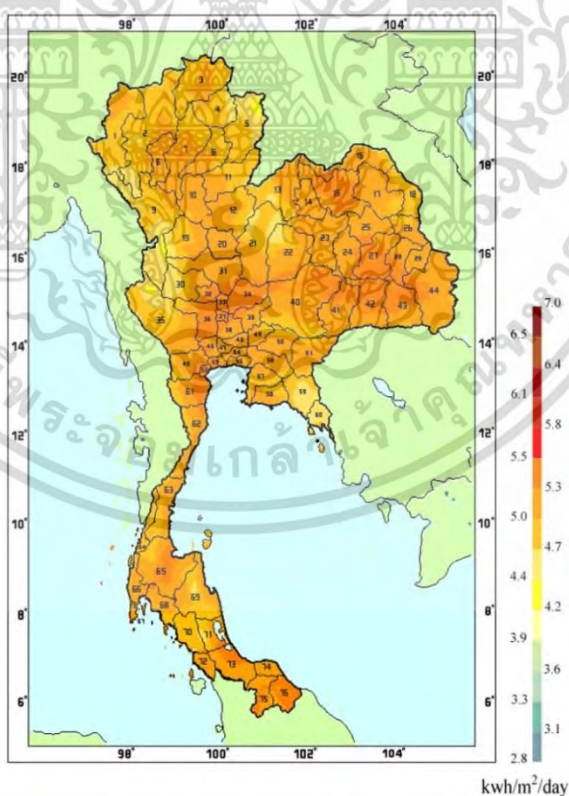
จากแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2542) โดยกรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงานและคณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยศิลปากร [8] พบว่าการกระจายตัวของความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ตามบริเวณต่างๆ ในแต่ละเดือนของประเทศ ได้รับอิทธิพลสำคัญจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ และพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดระหว่างเดือนเมษายน และพฤษภาคม โดยมีค่าอยู่ในช่วง 20-24 เมกะจูลล์/ตารางเมตร-วัน เมื่อพิจารณาแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปี พบว่าบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยครอบคลุมบางส่วนของ จังหวัดนครราชสีมา บุรีรัมย์ สุรินทร์ ศรีสะเกษ ร้อยเอ็ด ยโสธร อุบลราชธานี และอุดรธานี และบางส่วนของภาคกลางที่จังหวัดสุพรรณบุรี ชัยนาท อโยธยา และลพบุรี โดยได้รับรังสีดวงอาทิตย์ เฉลี่ยทั้งปี 19 ถึง 20 เมกะจูลล์/ตารางเมตร-วัน พื้นที่ดังกล่าวคิดเป็น 14.3% ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ นอกจากนี้ยังพบว่า 50.2% ของพื้นที่ทั้งหมดได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปี ในช่วง 18-19 เมกะจูลล์/ตารางเมตร-วัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากการคำนวณรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศพบว่า มีค่าเท่ากับ 18.2 เมกะจูลส์/ตารางเมตร-วัน จากผลที่ได้นี้แสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง



รูปที่ 2.10 การแปรค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยรายเดือน โดยเฉลี่ยทุกพื้นที่ทั่วประเทศ [8]



รูปที่ 2.11 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2542) [8]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เนื่องจากอุปกรณ์พลังงานแสงอาทิตย์บางชนิด เช่น การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ระบบ Concentrator จะใช้ประโยชน์จากรังสีตรงดวงอาทิตย์เท่านั้น โดยไม่สามารถใช้ประโยชน์จากรังสีกระจายได้ ดังนั้น นอกจากทราบข้อมูลปริมาณรังสีรวมแล้วเราจำเป็นต้องทราบศักยภาพรังสีตรงดวงอาทิตย์ด้วย จากการวิเคราะห์โดยใช้ข้อมูลภาพถ่ายดาวเทียม พบว่าในช่วงเดือนมกราคมถึงเมษายน พื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศได้รับรังสีตรงค่อนข้างสูง (14-17 MJ/m²-day) ทั้งนี้เพราะช่วงเวลาดังกล่าวเป็นช่วงฤดูแล้ง (Dry Season) ท้องฟ้าส่วนใหญ่ไม่มีเมฆมาบังรังสีดวงอาทิตย์ส่วนใหญ่จึงเป็นรังสีตรง ตั้งแต่เดือนพฤษภาคมเป็นต้นไป รังสีตรงจะค่อยๆ ลดลงจนถึงเดือนกันยายน ทั้งนี้เพราะช่วงเวลาดังกล่าวประเทศไทยได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ ท้องฟ้ามักมีเมฆปกคลุมทำให้รังสีตรงมีค่าลดลง หลังจากนั้นรังสีตรงในตอนกลางภาคเหนือ และภาคตะวันออกเฉียงเหนือจะค่อยๆ เพิ่มขึ้นจากเดือนตุลาคมจนถึงเดือนธันวาคม เพราะช่วงเวลาดังกล่าวประเทศไทยได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ ท้องฟ้าส่วนใหญ่ในภาคกลาง ภาคเหนือ และภาคตะวันออกเฉียงเหนือค่อนข้างแจ่มใส รังสีตรงที่รับจึงมีค่าสูง สำหรับช่วงเวลาเดียวกัน ภาคใต้ยังคงมีค่ารังสีตรงต่ำ เนื่องจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือที่พัดผ่านอ่าวไทยจะนำความชื้นมายังภาคใต้ ทำให้มีเมฆมากและมีฝนตก รังสีตรงจึงมีค่าต่ำ

2.1.4 อินเวอร์เตอร์ [16]

อินเวอร์เตอร์ [7] คือ อุปกรณ์ทำหน้าที่แปลงพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง (DC) ที่ผลิตได้จากแหล่งพลังงานทดแทน เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ , กังหันลม ฯลฯ ให้เป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) ซึ่งสะดวกในการเพิ่มลดแรงดันได้ง่ายกว่า

2.1.4.1 วงจรต่างๆในภาคกำลังของอินเวอร์เตอร์

วงจรของพีวีอินเวอร์เตอร์ต่างๆ สามารถแบ่งโดยอาศัยวิธีพิจารณาได้หลายวิธีเช่นมีการแยกโดดหรือไม่มีการแยกโดดทางไฟฟ้า (Isolated or Non-isolated) มีหรือไม่มีการคลี่ (Unfolding stage) และการใช้หลักการมอดูเลตด้วยความกว้างของพัลส์ (PWM) หรือใช้หลักการเรโซแนนซ์ เพื่อให้ได้รูปคลื่นของกระแสหรือแรงดันไฟฟ้าเป็นคลื่นไซน์ อย่างไรก็ตามถ้ามีการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายความปลอดภัยเป็นสิ่งสำคัญอย่างยิ่ง ดังนั้นวงจรต่างๆที่จะนำมาเป็นภาคกำลังของพีวีอินเวอร์เตอร์จะแบ่งเป็น 2 ประเภท ตามการมีการแยกโดดและไม่มีการแยกโดด

1. วงจรที่ไม่มีการแยกโดด

วงจรที่ไม่มีการแยกโดดหมายถึง การเชื่อมต่อทางไฟฟ้าระหว่างอุปกรณ์สวิชชิงและแผงเซลล์เป็นการเชื่อมต่อกันโดยตรง ในด้านความปลอดภัยทางไฟฟ้าวงจรที่ไม่มีการแยกโดดมีความปลอดภัยต่ำเพราะถ้าเกิดปัญหาในส่วนใดส่วนหนึ่งอุปกรณ์ที่เหลือก็จะได้รับผลกระทบไปด้วย ส่วนข้อดีคือการที่ไม่มีหม้อแปลง จะทำให้อินเวอร์เตอร์มีขนาดเล็กและราคาถูก วงจรไม่แยกโดดมีดังนี้

1. อินเวอร์เตอร์ที่ใช้แรงดันด้านเข้าสองขั้ว
2. อินเวอร์เตอร์ที่ใช้การสังเคราะห์ทางดิจิทัล

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. วงจรบริดจ์ที่อาศัยหลักการมอดูเลทความกว้างของพัลส์
4. วงจรที่มีพื้นฐานจากวงจรทอนระดับ
5. อินเวอร์เตอร์ที่ดัดแปลงมาจากวงจรแปลงผันแบบ Zeta สองวงจร

2. วงจรที่มีการแยกโอด

วงจรอินเวอร์เตอร์ที่มีการแยกโอดระหว่างอุปกรณ์สวิตชิงและแผงเซลล์ ซึ่งจะมีวงจรแม่เหล็กไฟฟ้า(จากหม้อแปลงไฟฟ้า)กั้นทางไฟฟ้าทำให้มีความปลอดภัยทางไฟฟ้าสูงขึ้น โดยทั่วไปการแยกโอดโดยการใช้หม้อแปลงวงจรประเภทนี้หลายวงจรหม้อแปลงแยกโอดทำหน้าที่แปลงแรงดันขึ้นด้วย วงจรแยกโอดมีดังนี้

1. วงจรอินเวอร์เตอร์แบบ Push-pull
2. วงจรที่ดัดแปลงมาจากวงจรคอนเวอร์เตอร์แบบฟลายแบ็ค (Fly Back Converter)
3. วงจรที่มีพื้นฐานจากคอนเวอร์เตอร์แบบฟอร์เวิร์ด (Forward Converter)
4. วงจรที่มีพื้นฐานบนคอนเวอร์เตอร์แบบทอนสองวงจร (Topology Based On Double Buck Converter)
5. อินเวอร์เตอร์ที่มีวงจรแบบกึ่งบริดจ์ (Topology Based On a Half Bridge Circuit)
6. อินเวอร์เตอร์ที่มีวงจรแบบบริดจ์เต็ม (Topology Based On A Full Bridge Circuit)
7. อินเวอร์เตอร์ที่มีวงจรถูกกำหนดอนุกรมสองวงจร (Topology Based On Dual Series Resonant Converter)

2.1.4.2 ลักษณะและหลักการทำงานของอินเวอร์เตอร์

อินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อบริดจ์ในระบบจำหน่ายในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ทำหน้าที่เชื่อมต่อระหว่างระหว่างระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Array) ระบบจำหน่าย (Grid) และภาระทางไฟฟ้า (AC Load) โดยรับไฟฟ้ากระแสตรง (DC) จากระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และแปลงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) ซึ่งมีความถี่และแรงดันเดียวกับระบบจำหน่าย โดยสัญลักษณ์ในไดอะแกรมวงจรสมมูลดังรูปที่ 2.15



รูปที่ 2.12 ไดอะแกรมวงจรสมมูลของอินเวอร์เตอร์ [7]

การเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายสามารถเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าโดยตรงหรือผ่านระบบจำหน่ายของอาคาร มีความแตกต่างคือ การเชื่อมต่อโดยตรงกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกป้อนเข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าโดยตรง แต่หากเชื่อมต่อผ่านระบบจำหน่ายของอาคาร เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่บนสื่อใดๆ ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกนำไปใช้กับโหลดภายในอาคารก่อน กำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือจึงจะถูกจ่ายเข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบนี้ สามารถใช้ได้กับทั้งระบบ 1 เฟสและ 3 เฟสขึ้นอยู่กับชนิดของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ การผลิตกำลังไฟฟ้าให้มีค่าสูงสุดอินเวอร์เตอร์ประเภทนี้จึงต้องทำงานที่จุดกำลังสูงสุด (MPP) ของ PV Array ซึ่งเปลี่ยนแปลงไปตามสภาพอากาศและความเข้มแสงอาทิตย์ ดังนั้นอุปกรณ์ติดตามจุดกำลังสูงสุด (MPP Tracker) ภายในอินเวอร์เตอร์จึงต้องปรับจุดกำลังสูงสุดให้เหมาะสมกับค่าแรงดันและกระแสของ PV Array เสมอ

2.2 ทฤษฎีการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล

ประเทศไทยเป็นประเทศเกษตรกรรมมีผลผลิตทางการเกษตรหลายชนิด เช่น ข้าว น้ำตาล มันสำปะหลัง ยางพาราและน้ำมันปาล์ม เป็นต้น ผลผลิตบางส่วนมีเหลือเพียงพอที่จะส่งออกไปยังต่างประเทศ อย่างไรก็ตาม ระหว่างการเก็บเกี่ยวและการแปรรูปผลผลิตทางการเกษตรเหล่านี้ก่อให้เกิดชีวมวล เช่น เศษไม้ยางพารา แกลบ กากอ้อย เป็นต้น พลังงานชีวมวลที่เกิดขึ้นในแต่ละปีเทียบเท่ากับถ่านหินลิกไนต์ 54 ล้านตัน [9]

คำว่า “ชีวมวล” หมายถึงวัตถุ หรือสสารที่ได้จากสิ่งมีชีวิต เช่น ข้าวสาร รำ แกลบ และฟาง ได้มาจากต้นข้าว และมูลสุกรได้มาจากการเลี้ยงสุกร เป็นต้น อีกความหมายหนึ่งของชีวมวลคือ เป็นแหล่งกักเก็บพลังงาน เนื่องจากพืชต้องอาศัยแสงอาทิตย์ในการสังเคราะห์แสง จากนั้นจึงเติบโตแปรเปลี่ยนสภาพเป็นของแข็งเช่น เศษไม้ ข้าวโพด และต้นอ้อย หรือแปรสภาพเป็นของเหลว เช่น น้ำยางพารา น้ำมันพืช ไบโอดีเซล และเอทานอล

การนำชีวมวลเป็นพลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้าโดยทฤษฎีนั้นการตั้งโรงไฟฟ้าเพื่อผลิตและขายเข้าระบบควรมีขนาดใหญ่ เพราะต้นทุนค่าก่อสร้างต่อหน่วยและบำรุงรักษาจะถูกลง แต่ในกรณีของชีวมวล ส่วนใหญ่มีขนาดเล็กไม่เกิน 10 เมกะวัตต์เนื่องจากขีดจำกัดในการหาเชื้อเพลิง เพราะถ้ากำลังการผลิตสูง ต้องใช้เชื้อเพลิงมากขึ้น เสียค่าใช้จ่ายในการจัดหาและรวบรวมชีวมวลที่อยู่ไกลขึ้น ค่าขนส่งเพิ่มขึ้นตามไปด้วย ตรงกันข้ามกับโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ จะถูกขนส่งมาทางท่อ ถ้าใช้ถ่านหินจะถูกขนส่งจากต่างประเทศทางเรือในปริมาณที่มาก หรือตั้งอยู่ในแหล่งถ่านหินเช่นโรงไฟฟ้าแม่เมาะจังหวัดลำปาง ดังนั้นโรงไฟฟ้าฟอสซิลทั่วไปจะมีขนาดใหญ่กว่าโรงไฟฟ้าชีวมวลมาก

2.2.1 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล

เทคโนโลยีที่ใช้ผลิตไฟฟ้ามีอยู่หลายแบบ แต่ในการศึกษาพบว่าในขณะนี้ มีเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าจากถ่านเพียง 3 แบบ [10] ได้แก่

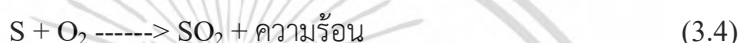
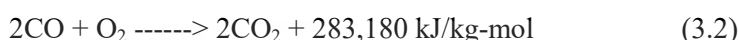
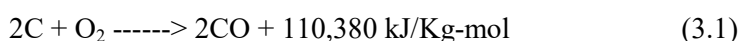
2.2.1.1 การเผาไหม้โดยตรง (Direct Combustion)

เป็นวิธีที่ใช้กันมากในการนำเชื้อเพลิงชีวมวลมาใช้ให้เกิดประโยชน์ โดยการเผาให้ได้ความร้อนเพื่อเอาก๊าซร้อนไปใช้ในกระบวนการผลิต เช่น การอบแห้ง หรือการนำความร้อนที่ได้ไปผลิตไอน้ำที่มีความดันสูงเพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดยวิธีการเผาไหม้โดยตรง สามารถอธิบายได้ ดังนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1. ปฏิกิริยาเคมีความร้อนที่เกิดขึ้นในกระบวนการเผาไหม้

การเผาไหม้เป็นปฏิกิริยาการรวมตัวกันของเชื้อเพลิงและออกซิเจนอย่างรวดเร็ว พร้อมกับเกิดการลุกไหม้และการคายความร้อน เชื้อเพลิงชีวมวลส่วนใหญ่จะประกอบด้วยคาร์บอน (C) , ไฮโดรเจน (H) , ออกซิเจน (O) และธาตุอื่นๆ เช่น ไนโตรเจน (N) และกำมะถัน (S) ดังสมการต่อไปนี้



ปัจจัยที่มีผลต่อกระบวนการเผาไหม้มี 4 ประการ คือ

1. อัตราส่วนระหว่างอากาศกับเชื้อเพลิงที่เหมาะสม เพื่อให้เกิดการเผาไหม้ที่สมบูรณ์ ในทางทฤษฎี คือ อากาศที่น้อยที่สุดที่ใช้ในการเผาไหม้เชื้อเพลิงและเปลี่ยนคาร์บอน ไฮโดรเจน ไนโตรเจน และกำมะถัน ให้เป็นก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ น้ำ ก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ และก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ตามลำดับ แต่ในทางปฏิบัติ อากาศที่ใช้มีออกซิเจนไม่เพียงพอที่จะเกิดการเผาไหม้ให้สมบูรณ์ได้ การแก้ปัญหาคือต้องใช้ปริมาณอากาศที่มากกว่าเดิม

2. การสัมผัสระหว่างเชื้อเพลิงกับก๊าซออกซิเจน ในกรณีเชื้อเพลิงแข็ง การบดให้มีขนาดเล็กลงเพื่อเพิ่มพื้นที่สัมผัส จะทำให้ปฏิกิริยาการเผาไหม้ดีและรวดเร็วขึ้น

3. อุณหภูมิสูงเพียงพอต่อการเผาไหม้ การเผาไหม้แบบเกิดขึ้นเองและต่อเนื่องนั้น ต้องมีปริมาณความร้อนจากภายนอกช่วยให้เกิดปฏิกิริยาการเผาไหม้ และให้ปริมาณความร้อนออกมามากขึ้นจนมีอุณหภูมิสูงพอต่อการเผาไหม้แบบต่อเนื่องได้

4. เวลาที่ใช้ในการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงให้สมบูรณ์ ควรมีเวลานานพอที่จะทำให้เกิดการเผาไหม้ได้มากที่สุด แต่การเผาไหม้ให้สมบูรณ์จนเชื้อเพลิงหมดเป็นไปได้อย่าง ต้องใช้เวลานานมาก และค่าใช้จ่ายสูง

2. ระบบการเผาไหม้เชื้อเพลิงแข็ง

ระบบการเผาไหม้เชื้อเพลิงแข็งที่นิยมในอุตสาหกรรมต่างๆ สามารถแบ่งประเภทได้ดังนี้

ก) ระบบใช้แรงงานคนป้อนเชื้อเพลิง ระบบนี้ใช้คนงานที่มีความชำนาญในการกระจายเชื้อเพลิงให้ทั่วสม่ำเสมอทั่วตะกรับเตาไฟ ที่ทำจากเหล็กหล่อเป็นตอนๆ อากาศที่ใช้สำหรับเผาไหม้จะถูกส่งจากใต้เตาเหนือตะกรับเตาไฟ ประสิทธิภาพการเผาไหม้ค่อนข้างต่ำ

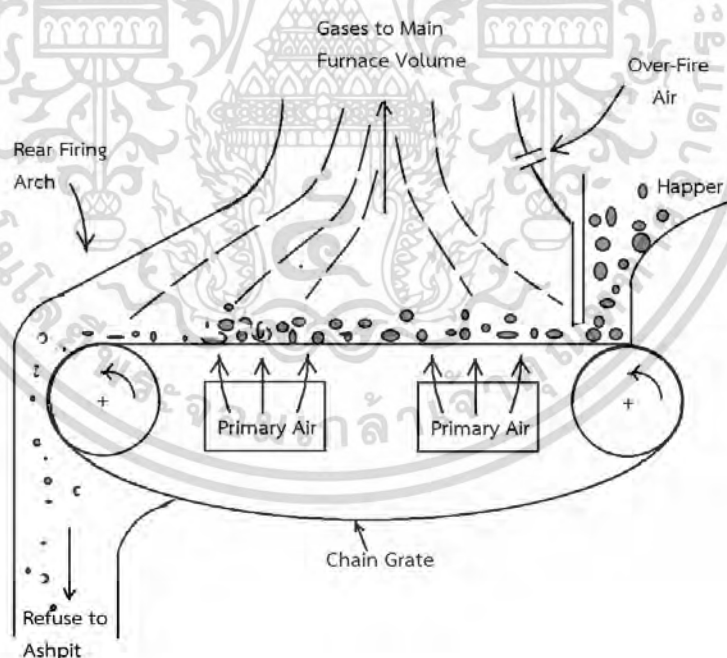
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ข) ระบบสโตเกอร์ (Stoker) เป็นระบบแรกที่อาศัยเครื่องกลป้อนเชื้อเพลิงแทนคนงาน ข้อดีของระบบนี้คือ ราคาถูก และใช้กับเชื้อเพลิงได้หลายชนิด แต่มีขีดความสามารถในการผลิตไอน้ำในระดับต่ำ ระบบนี้แบ่งได้ออกเป็น 2 ชนิด ดังนี้

- ระบบสโตเกอร์ที่เชื้อเพลิงถูกป้อนเข้าสู่เตาทางด้านบน เชื้อเพลิงถูกป้อนเข้าสู่เตาทางด้านบน หรือสูงกว่าตำแหน่งทางซ้ายของอากาศส่วนแรกที่ถูกส่งไปช่วยในการเผาไหม้ โดยป้อนเชื้อเพลิงให้อยู่บนตะแกรง จากนั้นอากาศส่วนแรกจะถูกป้อนเข้าทางด้านล่างของตะแกรง ผ่านเข้ามาเผาไหม้เชื้อเพลิงบนตะแกรง อากาศอีกส่วนจะถูกป้อนเข้าทางด้านบนของตะแกรงเพื่อช่วยให้การเผาไหม้สมบูรณ์ ข้อเสียคือ การควบคุมปริมาณอากาศที่ป้อนเข้าใต้ตะแกรงนั้นทำได้ยาก เสียค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสูงเพื่อป้องกันการสูญเสียความร้อนจากผนังเตา

ระบบสโตเกอร์ที่เชื้อเพลิงถูกป้อนเข้าสู่ด้านบนของเตา นิยมใช้ในอุตสาหกรรมอยู่ 2 ชนิด คือ

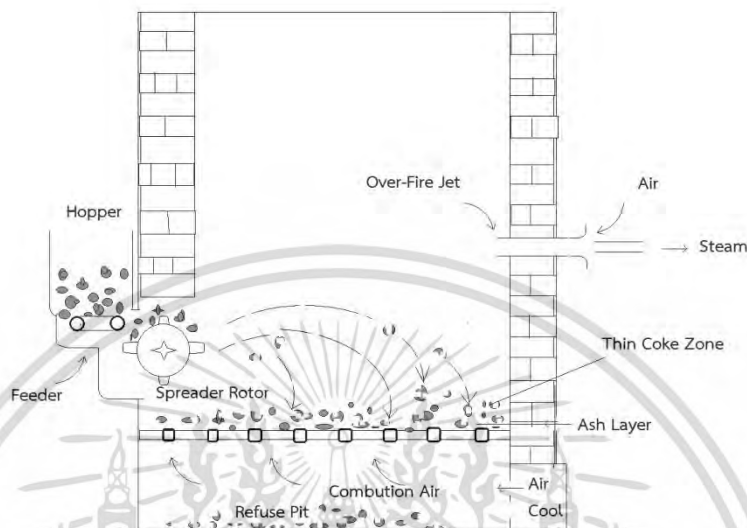
1) สโตเกอร์แบบตะแกรงเคลื่อน (Traveling Grate Stoker) เชื้อเพลิงจะถูกป้อนออกจากถังเก็บโดยสายสะพานตีนตะขาบเคลื่อนที่พาเชื้อเพลิงผ่านเข้าไปในเตาเพื่อเผาไหม้ การลุกไหม้จะลุกคืบจากเชื้อเพลิงชั้นบนลงล่าง เมื่อสายพานเลื่อนไปจนสุดทางอีกด้านหนึ่งเชื้อเพลิงจะถูกเผาไหม้หมดพอดี ถังที่เหลือจะตกลงสู่ที่รองรับด้านล่าง ดังรูปที่ 2.13



รูปที่ 2.13 เตาเผาเชื้อเพลิงระบบสโตเกอร์แบบตะแกรงเคลื่อน [10]

ข้อดีของระบบนี้คือ ระบบการทำงานไม่ยุ่งยาก เพราะมีอุปกรณ์น้อยและสามารถเผาไหม้เชื้อเพลิงได้หมด เนื่องจากสามารถควบคุมความเร็วของสายพานได้ และปริมาณควันและเขม่ามีน้อย ไม่วุ่นวายใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2) สโตเกอร์แบบกระจาย (Spreader Stoker) เชื้อเพลิงถูกส่งเข้าเตาในลักษณะกระจายไปทั่วห้องเผาไหม้ด้วยเครื่องป้อนพร้อมใบพัดเป็นตัวหมุนวักเอาเชื้อเพลิงเข้าสู่เตา เชื้อเพลิงขนาดเล็กจะถูกเผาไหม้อย่างรวดเร็วขณะลอยตัว ส่วนเชื้อเพลิงขนาดใหญ่ก็จะตกลงมาบนตะแกรง และถูกเผาไหม้บนตะแกรง ดังรูปที่ 2.14



รูปที่ 2.14 เตาเผาเชื้อเพลิงระบบสโตเกอร์แบบกระจาย [10]

ระบบการเผาไหม้แบบนี้จำเป็นต้องใช้อากาศเหนือไฟด้านหลังและด้านข้างเตาเพื่อเพิ่มปริมาณออกซิเจนให้เพียงพอต่อการเผาไหม้ให้สมบูรณ์ บางครั้งต้องใช้หัวพ่นอากาศใกล้เครื่องกระจายเชื้อเพลิงเพื่อช่วยเป่าเชื้อเพลิงละเอียดให้กระจายออกไป

ข้อได้เปรียบของระบบนี้คือ การที่เชื้อเพลิงกองอยู่บางๆบนตะแกรงทำให้ความดันอากาศไหลผ่านเชื้อเพลิงมีค่าน้อยกว่าสโตเกอร์แบบตะแกรงเลื่อน การควบคุมอากาศป้อนเข้าใต้ตะแกรงจึงทำได้ง่ายกว่า

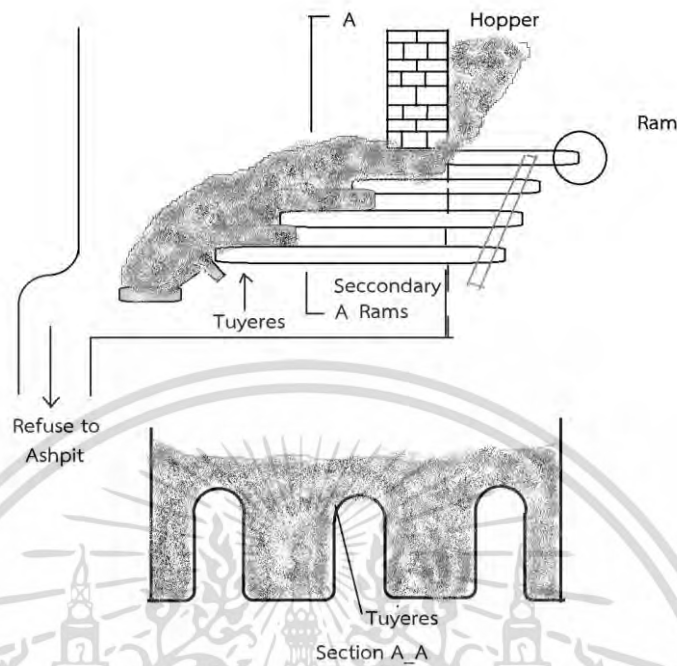
ข้อเสียของระบบนี้คือ ปริมาณเขม่าและควันออกจากปล่องมาก ต้องมีอุปกรณ์ดักซี้ไถ่

- ระบบสโตเกอร์ที่เชื้อเพลิงถูกป้อนสู่เตาทางด้านล่าง เชื้อเพลิงจะถูกป้อนจากเตาต่ำกว่าตำแหน่งทางเข้าของอากาศที่ส่งเข้ามาเพื่อช่วยในการเผาไหม้ โดยเชื้อเพลิงจะถูกป้อนเข้ามาด้วยแรงดันของตัวดันเชื้อเพลิง (Ram) มีลักษณะคล้ายลูกสูบของเครื่องยนต์ตัวดันเชื้อเพลิงจะมีหน้าที่ดันเชื้อเพลิงไปตามรางให้เคลื่อนตัวสู่เตาตลอดเวลา ทำให้เกิดความดันขึ้นในเชื้อเพลิงส่วนล่าง ส่งผลให้เชื้อเพลิงส่วนบนขยับขึ้นด้านบนได้ จะทำให้สารระเหยในเชื้อเพลิงระเหยขึ้นสู่ส่วนบนทำให้ติดไฟได้ง่ายขึ้นและเกิดการเผาไหม้ได้อย่างสมบูรณ์ เชื้อเพลิงที่เป็นถ่านส่วนบนสุดจะถูกดันให้ตกลงสู่ที่รองรับถ่าน ดังรูปที่ 2.15

การควบคุมการเผาไหม้ระบบนี้ทำได้โดยการเปลี่ยนแปลงระยะชักหรืออัตราเร็วของตัวดันเชื้อเพลิง ส่วนปริมาณอากาศที่ส่งเข้าเตาปรับได้ที่ช่องอากาศเข้าเตา

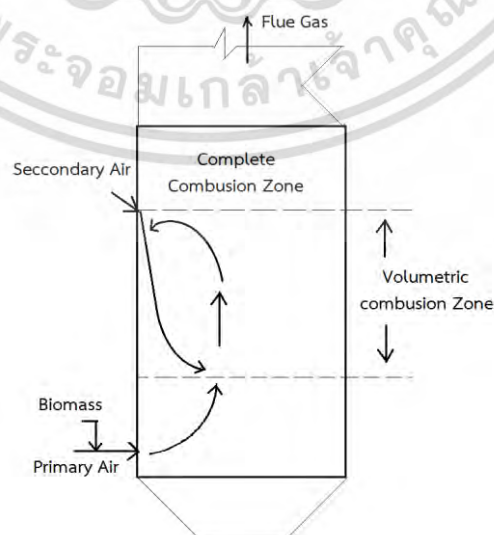
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ข้อดีของระบบนี้ คือ การป้อนเชื้อเพลิงด้านล่างจะช่วยลดควันได้ เพราะสารระเหยที่ปล่อยออกจากเชื้อเพลิงจะไหลผ่านชั้นเชื้อเพลิงที่ร้อนทำให้เผาไหม้ได้หมด



รูปที่ 2.15 เตาเผาแบบสโตกเกอร์ที่เชื้อเพลิงถูกป้อนสู่เตาทางด้านล่าง [10]

ค) ระบบพัลเวอร์ไรซ์ (Pulverised) การเผาไหม้ของเชื้อเพลิงในเตาระบบพัลเวอร์ไรซ์จะเกิดขึ้นในลักษณะที่เชื้อเพลิงแขวนลอยอยู่ ดังนั้นเชื้อเพลิงที่ใช้ในเตาเผาแบบนี้ต้องมีขนาดเล็กเพียงพอที่จะแขวนลอยอยู่ในอากาศภายในเตาได้ อากาศส่วนแรกจะถูกอุ่นก่อนส่งเข้าเตา เพื่อใช้ในการอบแห้งเชื้อเพลิง ในขณะที่อากาศส่วนที่สองถูกส่งเข้าเตาโดยตรง เพื่อช่วยให้การเผาไหม้เกิดขึ้นอย่างสมบูรณ์ ขี้เถ้าจะถูกพัดออกจากเตาติดมากับก๊าซร้อนที่ได้จากการเผาไหม้

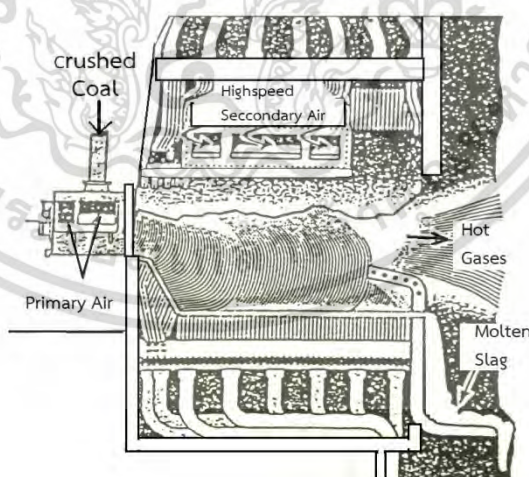


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับกรรูปที่ 2.16 เตาเผาแบบพัลเวอร์ไรซ์ [10] หน้าไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ข้อได้เปรียบของการเผาระบบนี้คือ ไม่ต้องมีระบบตะแกรงที่จะต้องให้ความร้อนในการเผาไหม้สูง เพราะระบบสโตกเกอร์ที่กล่าวมานั้น เชื้อเพลิงจะเผาไหม้ได้ต้องได้รับความร้อนที่สูงเพียงพอจากเชื้อเพลิงเก่าบนตะแกรง จากเหตุดังกล่าวเตาเผาระบบสโตกเกอร์มีขนาดเล็กเพียงพอที่จะทำให้ความร้อนภายในเตามีค่าสูงพอแก่เชื้อเพลิงที่จะเผาไหม้ต่อไป ดังนั้นเตาเผาระบบฟัลเวอร์ไรซ์จึงให้ความร้อนในการเผาไหม้สูงกว่า

ข้อเสียของระบบฟัลเวอร์ไรซ์คือ การควบคุมเถ้าทำได้ยาก จึงต้องมีระบบกำจัดเถ้าที่ดีเสียค่าใช้จ่ายสูง เชื้อเพลิงต้องมีขนาดเล็กและแห้งเสียค่าใช้จ่ายในการบดเชื้อเพลิงและการอบแห้ง นอกจากนี้การควบคุมอุณหภูมิทำได้ยาก ถ้าอุณหภูมิการเผาไหม้สูงเกินไปจะทำให้เกิดการหลอมตัวของเถ้าเกาะกันเป็นก้อนใหญ่ จะทำให้เตาเสียหายได้

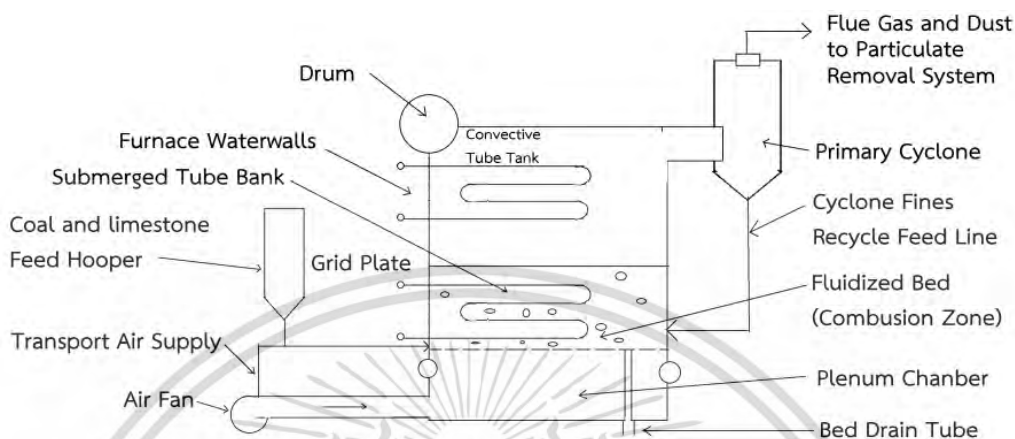
ง) ระบบไซโคลน (Cyclone) ระบบนี้ถูกพัฒนาขึ้นเพื่อแก้ไขข้อบกพร่องของระบบฟัลเวอร์ไรซ์ รูปที่ 2.17 แสดงภาพเตาเผาระบบไซโคลน เชื้อเพลิงจะถูกป้อนเข้าเตาเผาโดยอาศัยแรงโน้มถ่วงเช่นเดียวกับระบบฟัลเวอร์ไรซ์ แต่ไม่จำเป็นต้องบดเชื้อเพลิงให้เล็ก จะให้หัวเผาแบบ horizontal water-cooled ขนาดเล็ก ทำให้เตาเผาระบบไซโคลนมีขนาดเล็กกว่าเตาเผาฟัลเวอร์ไรซ์ อากาศจะเข้าสู่เตาเผาในแนวสัมผัสกับผนังของห้องเผาไหม้ ซึ่งจะทำให้เชื้อเพลิงเกิดการเคลื่อนที่แบบปั่นป่วน (Turbulence) ช่วยให้การเผาไหม้ดีขึ้น อุณหภูมิในห้องเผาไหม้จะสูงถึง $1,650^{\circ}\text{C}$ ซึ่งจะทำให้เถ้าถูกเผาไหม้กลายเป็นซีโลหะเหลว (Liquid Slag) ได้ประมาณ 30-50 % และเหลือเถ้าออกมากับอากาศร้อนเพียง 70-50 % ซึ่งน้อยกว่าเถ้าที่ปนออกมากับอากาศร้อนจากระบบฟัลเวอร์ไรซ์ที่มีค่า 90-70 % ซีโลหะเหลวภายในเตาเผาระบบไซโคลนสามารถปล่อยออกทางด้านล่างของเตาเผาได้



รูปที่ 2.17 เตาเผาระบบไซโคลน [10]

จ) ระบบฟลูอิดไดซ์เบด (Fluidized Bed) อากาศจะไหลผ่านชั้นของเชื้อเพลิงจนความเร็วถึงค่าหนึ่งทำให้เชื้อเพลิงลอยตัวคล้ายของไหล ตอนเริ่มติดเตาเบดจะได้รับความร้อนจากภายนอกจนถึงเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไมอนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จุดติดไฟของเชื้อเพลิง การเผาไหม้จะเกิดขึ้นทั่วๆบริเวณเตา มักจะใส่สารเฉื่อย เช่นทราย สารทำปฏิกิริยา เช่น หินปูน ซึ่งจะช่วยในการถ่ายเทความร้อนและทำความสะอาดให้เตาเผา แสดงดังรูปที่ 2.18



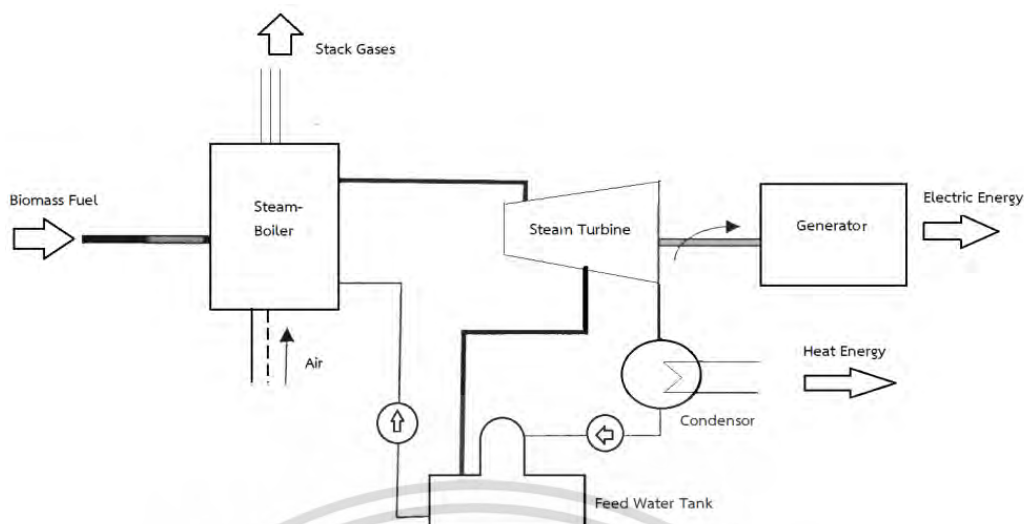
รูปที่ 2.18 เตาเผาแบบฟลูอิดไดซ์เบด [10]

ข้อดีของระบบนี้คือ

- ใช้เชื้อเพลิงแข็งได้ทุกชนิด และไม่จำกัดความชื้นของเชื้อเพลิง
- การเผาไหม้ในเตาสม่ำเสมอทั่วเตาเผา เพราะมีสารเฉื่อย เช่นทราย ช่วยอมและกระจายความร้อนให้เตาเผา ทำให้ไม่ดับง่ายและอุณหภูมิมีค่าเท่ากันทั้งเตา
- สามารถใช้กับเชื้อเพลิงที่มีอุณหภูมิการเผาไหม้ต่ำ (850°C) จึงไม่เกิดสารไนโตรเจนไดออกไซด์ซึ่งเป็นมลพิษ
- ควบคุมระบบง่าย ไม่มีเครื่องกลมากนัก เพราะเป็นระบบเกี่ยวกับลมทั้งหมด

3. การผลิตไฟฟ้าโดยใช้เทคโนโลยีการเผาไหม้โดยตรง

การใช้ขีวมวลเป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าโดยใช้เทคโนโลยีการเผาไหม้โดยตรงมีขั้นตอนดังนี้ เชื้อเพลิงขีวมวลจะถูกเผาไหม้โดยตรงในเตาเผา ความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้จะถูกนำไปใช้ผลิตไอน้ำที่มีความดันสูง ไอน้ำที่ผลิตได้นี้จะถูกนำไปใช้ขับเคลื่อนกังหันไอน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้า ไอน้ำที่ออกจากกังหันไอน้ำจะเข้าสู่คอนเดนเซอร์ เพื่อที่จะถูกทำให้เย็นลงและกลั่นตัวเป็นน้ำ จากนั้นปั๊มกลับขึ้นไปป้อนหม้อไอน้ำ โดยก่อนที่น้ำจะถูกป้อนกลับเข้าสู่หม้อไอน้ำ น้ำป้อนจะถูกอุ่นด้วยไอน้ำที่ดึงมาจากกังหัน ณ ที่ความดันช่วงกลาง ดังแสดงในรูป 2.19



รูปที่ 2.19 โรงไฟฟ้าที่ใช้ความร้อนโดยการเผาไหม้โดยตรง [10]

ชนิดของเตาในระบบผลิตไฟฟ้า ขึ้นอยู่กับชีวมวลที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง

- สำหรับชีวมวลที่มีขนาดใหญ่ เตาเผาแบบสโตคเกอร์มีความเหมาะสมมาก และสามารถใช้กับเชื้อเพลิงได้หลายขนาด แต่การตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงภาระต่ำ
- สำหรับชีวมวลชิ้นเล็กหรือเม็ดเล็ก เช่น ชี้เลื่อย แกลบ เหมาะสมกับเตาเผาแบบฟลูอิดไดซ์เบดหรือไซโคลน โดยที่เตาเผาแบบไซโคลน ตอบสนองการเปลี่ยนแปลงภาระสูงกว่าแบบสโตคเกอร์ แต่ต้องการเชื้อเพลิงที่แห้งมาก ส่วนเตาเผาแบบฟลูอิดไดซ์เป็นระบบค่อนข้างใหม่มีความยืดหยุ่นสูงทั้งการเปลี่ยนแปลงคุณภาพเชื้อเพลิง และการเปลี่ยนแปลงภาระได้เร็ว

หม้อไอน้ำที่ใช้ในโรงไฟฟ้าชีวมวลมี 2 ประเภท

- หม้อไอน้ำประเภทท่อไฟ (Fire Tube Boiler) เป็นหม้อไอน้ำที่มีท่อไฟอยู่ในตัวของหม้อไอน้ำ ก๊าซที่เกิดจากการเผาไหม้ของเชื้อเพลิง จะผ่านเข้าไปในท่อที่ทำด้วยโลหะขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 2-4 นิ้ว ซึ่งเป็นสื่อความร้อนที่ดี ความร้อนจะถูกถ่ายเทให้กับน้ำที่อยู่ภายนอกและมีเปลือกของหม้อไอน้ำหุ้มอยู่อีกชั้นหนึ่งทำหน้าที่รักษาความดันของหม้อไอน้ำ ข้อดีของหม้อไอน้ำประเภทท่อไฟคือ น้ำหนักเบา มีราคาถูก ขนาดไม่ใหญ่ ใช้งานได้เยอะ ข้อเสียคือ ไม่สามารถผลิตไอน้ำที่มีแรงดันสูงมากได้
- หม้อไอน้ำประเภทท่อน้ำ (Water Tube Boiler) คือ หม้อไอน้ำที่มีท่อที่ทำด้วยโลหะเป็นสื่อความร้อนบรรจุอยู่ภายในเตาไฟ น้ำที่ต้องการต้มจะไหลเวียนอยู่ในท่อเหล่านี้ ความร้อนที่เกิดจากการเผาไหม้จะเผาผนังภายนอกรอบๆท่อเพื่อถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำที่อยู่ในท่อ สามารถผลิตไอน้ำความดันสูง 150-5,000 ปอนด์/ตารางนิ้ว

กังหันไอน้ำที่ใช้ขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวล คือ กังหันไอน้ำชนิด Fully Condensing ประสิทธิภาพเชิงความร้อน (Thermodynamic Efficiency) ของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวล ขึ้นอยู่กับอุณหภูมิและความดันของสารทำงานที่เข้าสู่กังหันไอน้ำ กล่าวคือถ้าอุณหภูมิและความดันของสารทำงานมีค่าสูง ประสิทธิภาพเชิงความร้อนในการผลิตไฟฟ้าของระบบก็จะมีค่าสูง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เช่นเดียวกัน แต่ต้องใช้เงินลงทุนกับหม้อไอน้ำสูงขึ้นเช่นเดียวกัน จากการวิเคราะห์ประสิทธิภาพเชิงความร้อนของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวลในประเทศสหรัฐอเมริกา พบว่ามีค่าค่อนข้างต่ำเมื่อเปรียบเทียบกับโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงถ่านหิน โดยประสิทธิภาพเชิงความร้อนของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวลมีค่าประมาณ 14-18% อุณหภูมิและความดันของสารทำงานมีค่าประมาณ 480 °C และ 6 เมกะปาสคาล ตามลำดับ ส่วนประสิทธิภาพเชิงความร้อนของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงถ่านหินจะมีค่าประมาณ 35-40% อุณหภูมิและความดันของสารทำงานมีค่าประมาณ 510-540 °C และ 10-24 เมกะปาสคาล ตามลำดับ

2.2.1.2 กระบวนการผลิตก๊าซชีวมวลโดยใช้อากาศ (Air Gasification)

กระบวนการผลิตก๊าซชีวมวลเป็นการเปลี่ยนเชื้อเพลิงชีวมวลซึ่งเป็นเชื้อเพลิงแข็งให้เป็นเชื้อเพลิงก๊าซซึ่งเกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงแข็งในที่ที่มีอากาศจำกัด โดยความร้อนที่เกิดขึ้นจะไปเร่งปฏิกิริยาแบบต่อเนื่องกลายเป็นก๊าซชีวมวล มีองค์ประกอบหลักคือ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ก๊าซมีเทน (CH₄) และก๊าซไฮโดรเจน (H₂)

1. ปฏิกิริยาเคมีความร้อนของการเกิดก๊าซชีวมวล

กระบวนการผลิตก๊าซชีวมวลแบบใช้อากาศ เป็นกระบวนการเปลี่ยนเชื้อเพลิงแข็งให้อยู่ในรูปเชื้อเพลิงก๊าซ โดยการเผาไหม้ในที่ที่มีปริมาณอากาศน้อย ไม่เพียงพอต่อการเผาไหม้อย่างสมบูรณ์ แต่จะเกิดความร้อนเพื่อก่อให้เกิดปฏิกิริยาประเภทต่างๆ มากมาย โดยแบ่งเป็นโซนได้ ดังนี้

- โซนการเผาไหม้ (Combustion Zone) หรือบางที่อาจเรียกว่า โซนออกซิเดชัน (Oxidation Zone) อากาศจะถูกส่งผ่านเข้ามาในบริเวณนี้ และสัมผัสกับเชื้อเพลิงทำให้เกิดปฏิกิริยาเคมีระหว่างก๊าซออกซิเจนในอากาศกับคาร์บอนและไฮโดรเจนในเชื้อเพลิง ทำให้เกิดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และน้ำ ดังสมการ



ปฏิกิริยา (3.6) และ (3.7) เป็นปฏิกิริยาคายความร้อน ความร้อนที่เกิดในโซนนี้จะถูกนำไปใช้ในโซนรีดักชันและโซนกลั่นสลายต่อไป อุณหภูมิในโซนเผาไหม้จะอยู่ระหว่าง 1,100-1,500 °C

- โซนรีดักชัน (Reduction Zone) เมื่ออากาศผ่านเข้าสู่โซนเผาไหม้แล้วก็จะไหลผ่านเข้าสู่โซนรีดักชัน ดังนั้นปฏิกิริยาหลักในโซนนี้จะปฏิกิริยาแบบดูดความร้อน (Reduction Reaction) อุณหภูมิโซนนี้จะอยู่ระหว่าง 500-900 °C โซนการเผาไหม้นี้จะเปลี่ยนบางส่วนของก๊าซที่เผาไหม้ไม่ได้ (คาร์บอนไดออกไซด์ และน้ำ) ให้เป็นก๊าซที่เผาไหม้ได้ โดยที่ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และไอน้ำที่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ การใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เกิดขึ้นไหลผ่านคาร์บอนที่กำลังลุกไหม้อยู่ จะได้ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และไฮโดรเจน ดังสมการต่อไปนี้



ปฏิกิริยา (3.8) เรียกว่า Boudouard Reaction และปฏิกิริยา (3.9) เรียกว่า Watergas Reaction เป็นปฏิกิริยาแบบดูดความร้อน เกิดขึ้นที่อุณหภูมิ 900°C และก๊าซที่ได้จาก 2 ปฏิกิริยานี้ เป็นก๊าซที่สามารถเผาไหม้ได้ ซึ่งเป็นองค์ประกอบหลักในก๊าซผสมที่ได้จากเตาผลิตก๊าซ คือก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ ในหลักการแล้วควรทำให้มีมากที่สุดเท่าที่ทำได้

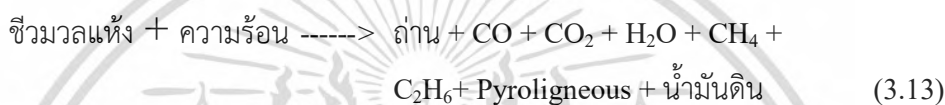
ขนาดของเชื้อเพลิงที่ใส่ในเตาผลิตก๊าซมีผลต่อการเกิดก๊าซเชื้อเพลิง คือถ้าขนาดของเชื้อเพลิงใหญ่เกินไปอัตราส่วนระหว่างพื้นผิวต่อปริมาตรจะมีค่าต่ำ เมื่อทำการจุดเตาจึงยากกว่าปกติ และช่องว่างระหว่างของแข็งมีขนาดใหญ่มากเกินไป ทำให้ออกซิเจนไหลผ่านช่องว่างนั้นโดยไม่สัมผัสกับเชื้อเพลิงทำให้ปฏิกิริยาเคมีเกิดน้อยลง แต่ถ้าขนาดของเชื้อเพลิงเล็กเกินไปจะเกิดความดันสูญเสียในเตามาก จึงต้องใช้พัดลมขนาดใหญ่ทำให้สิ้นเปลืองพลังงาน และก๊าซที่ผลิตได้จะมีฝุ่นมากกว่าปกติ นอกจากนี้ยังทำให้เกิดโพรงเล็กๆในตัวเตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิง อากาศจะแทรกตัวในโพรงนี้อย่างรวดเร็ว ดังนั้นอากาศที่ไหลขึ้นตามโพรงจึงไม่ค่อยทำปฏิกิริยากับเชื้อเพลิง ทำให้ก๊าซที่ได้มีคุณภาพต่ำลง

จากปฏิกิริยา (3.8) ถ้าอุณหภูมิในโซนรีดักชันสูงกว่า 900°C ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จะสามารถเปลี่ยนเป็นก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ได้ประมาณ 90% และถ้าอุณหภูมิสูงกว่า 1,100°C แล้วก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จะสามารถเปลี่ยนเป็นก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ทั้งหมด ดังนั้นประสิทธิภาพของเตาผลิตก๊าซจึงเพิ่มขึ้นตามอุณหภูมิของโซนรีดักชันนี้

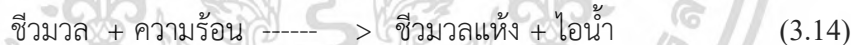
เมื่อก๊าซอุณหภูมิสูงจากโซนเผาไหม้ไหลเข้าสู่โซนนี้ อุณหภูมิจะลดลงเนื่องจากปฏิกิริยาแบบดูดความร้อน (3.8) และ (3.9) ปฏิกิริยาไอน้ำกับคาร์บอนจะได้ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และก๊าซไฮโดรเจนตามมา (3.10) จะเกิดที่อุณหภูมิต่ำ คือประมาณ 500-600 °C ปฏิกิริยานี้มีความสำคัญทำให้ส่วนผสมของก๊าซไฮโดรเจนมีมากขึ้น ทำให้ก๊าซมีค่าพลังงานความร้อนสูงขึ้น แต่ถ้ามีไอน้ำมากเกินไป เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปใช้ประโยชน์ด้านการศึกษาไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เกินไป ไอน้ำอาจทำปฏิกิริยากับก๊าซคาร์บอนมอนนอกไซด์ทำให้เกิดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และก๊าซไฮโดรเจน (3.11) ปฏิกิริยานี้เรียกว่า Water Shift Reaction ทำให้ค่าความร้อนของก๊าซที่ได้ลดลง ดังนั้นจึงต้องระมัดระวังไม่ให้เชื้อเพลิงมีความชื้นมากเกินไป ส่วนใหญ่ก๊าซไฮโดรเจนในโซนรีดักชันจะยังคงสภาพเดิม แต่จะมรบางส่วนทำปฏิกิริยากับคาร์บอนทำให้เกิดก๊าซมีเทน (3.12) เรียกว่า การผลิตมีเทน (Methane Production)

- โซนกลั่นสลาย (Pyrolysis Zone) ในโซนนี้จะได้รับความร้อนจากโซนรีดักชันเพื่อที่จะสลายสารอินทรีย์ในเชื้อเพลิง ทำให้ได้ เมทานอล กรดน้ำส้ม และน้ำมันดิน(Tar) อุณหภูมิในโซนนี้จะมีประมาณ 200-500°C ของแข็งที่เหลืออยู่จะอยู่ในรูปของถ่าน(คาร์บอน) ซึ่งจะไปทำปฏิกิริยาต่อในโซนรีดักชันและโซนการเผาไหม้ ปฏิกิริยาในโซนนี้สามารถเขียนได้ดังนี้



- โซนการอบแห้ง (Drying Zone) ในโซนนี้อุณหภูมิไม่สูงพอที่จะทำให้เกิดการสลายตัวของสารระเหย แต่ความชื้นในเชื้อเพลิงจะถูกความร้อนทำให้ระเหยออกมาในรูปของไอน้ำ อุณหภูมิในโซนนี้มีประมาณ 100-200 °C ดังสมการต่อไปนี้

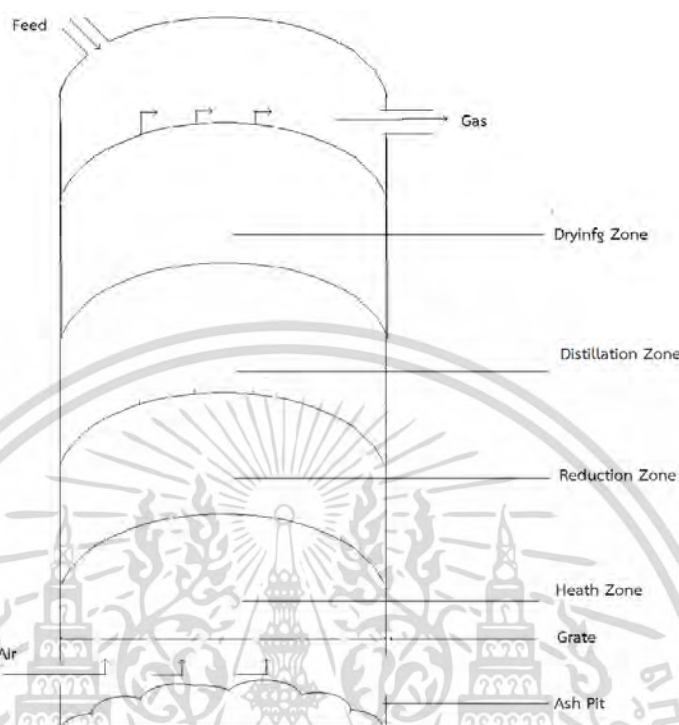


2. ชนิดของเตาผลิตก๊าซชีวมวล

เตาผลิตก๊าซชีวมวลโดยปกติแล้วจะจำแนกตามลักษณะการไหลของอากาศผ่านเตา ซึ่งสามารถแบ่งออกได้เป็น 4 ชนิด คือ

- เตาผลิตก๊าซชีวมวลแบบไหลขึ้น (Updraft Gasifier) เป็นเตาผลิตก๊าซชีวมวลที่ใช้ตั้งแต่แรกและเป็นแบบที่ง่ายที่สุด มีลักษณะตามรูปที่ 2.20 เชื้อเพลิงจะถูกป้อนทางส่วนบนของเตาอากาศจะถูกดูดผ่านตะแกรงจากด้านล่าง บริเวณเหนือตะแกรงจะมีการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงเกิดขึ้น บริเวณนี้เรียกว่าโซนการเผาไหม้ เมื่ออากาศผ่านเข้าไปในโซนเผาไหม้จะเกิดปฏิกิริยาขึ้นได้น้ำและก๊าซไดออกไซด์ ก๊าซที่ผ่านออกจากโซนการเผาไหม้จะมีอุณหภูมิสูง และเมื่อนำไปยังโซนรีดักชัน ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และไอน้ำทำปฏิกิริยากับคาร์บอนที่มีอยู่อย่างเหลือเฟือได้ก๊าซคาร์บอนมอนนอกไซด์และก๊าซไฮโดรเจน หลังจากนั้นก๊าซที่ได้จะไหลเข้าสู่บริเวณที่มีอุณหภูมิต่ำกว่าในชั้นชีวมวล และ

กลั่นสลายในช่วงอุณหภูมิ 200-500°C ต่อจากนั้นก๊าซที่ยังคงมีอุณหภูมิสูงจะไหลเข้าสู่ชั้นชีวมวลขึ้น และระเหยน้ำในชีวมวลเหล่านี้ ทำให้ก๊าซที่ออกจากเตามีอุณหภูมิลดลง

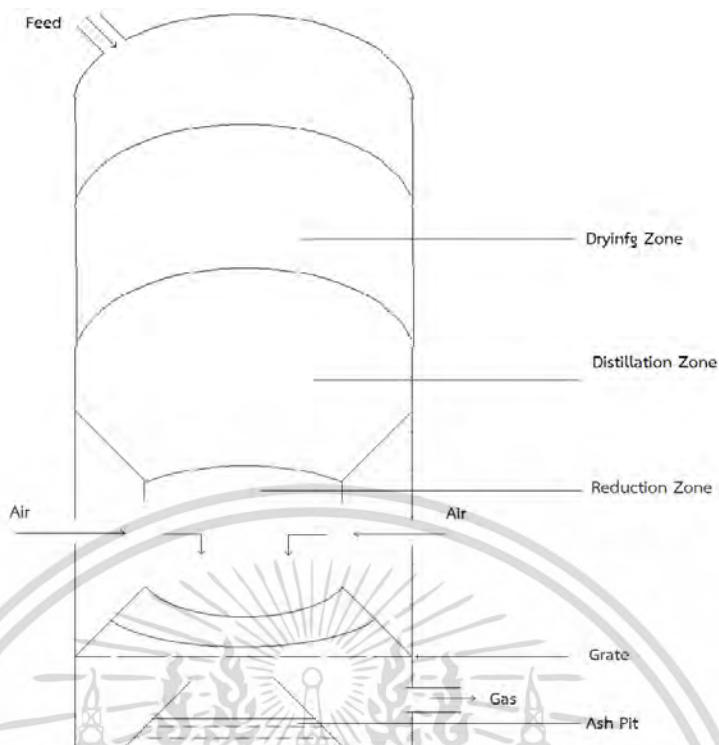


รูปที่ 2.20 เตาผลิตก๊าซชีวมวลแบบไหลขึ้น [10]

ข้อดีของเตาผลิตก๊าซชีวมวลแบบอากาศไหลขึ้นนี้ คือ เครื่องไม่ซับซ้อน เผาไหม้เชื้อเพลิงได้มาก ก๊าซที่ออกจากเครื่องมีอุณหภูมิไม่สูง

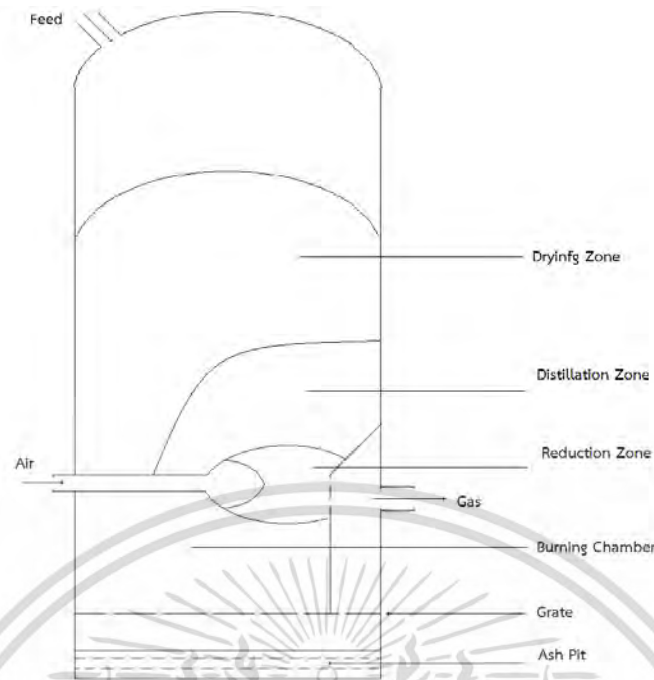
ข้อเสียของเตาผลิตก๊าซชีวมวลแบบอากาศไหลขึ้นนี้ คือ ก๊าซที่ผลิตได้มีคุณภาพต่ำ เนื่องจากมีน้ำมันดินและเขม่าปะปนอยู่เป็นจำนวนมาก

- เตาผลิตก๊าซชีวมวลแบบอากาศไหลลง (Downdraft Gasifier) ถูกออกแบบมาเพื่อขจัดปัญหาน้ำมันดินในก๊าซชีวมวล ลักษณะของเตาแสดงดังรูปที่ 2.21 อากาศจะถูกดูดจากด้านบนผ่านกลุ่มของหัวฉีด (Nozzle) บริเวณหัวฉีดจะเป็นโซนการเผาไหม้ ก๊าซที่ได้จากโซนการเผาไหม้จะถูกรีดักชันในขณะที่ไหลลงสู่ด้านล่างผ่านชั้นของคาร์บอนที่ร้อนที่อยู่เหนือตะแกรงเล็กน้อย ในขณะเดียวกันชั้นของชีวมวลที่อยู่ด้านบนของโซนการเผาไหม้จะเกิดการกลั่นสลาย และจะไหลผ่านชั้นของคาร์บอนร้อนทำให้น้ำมันดินแตกตัวเป็นก๊าซ ทำให้ก๊าซที่ผ่านโซนการเผาไหม้มีส่วนผสมของน้ำมันดินและน้ำมันน้อยกว่า 10% ของเตาผลิตก๊าซชีวมวลแบบอากาศไหลขึ้น



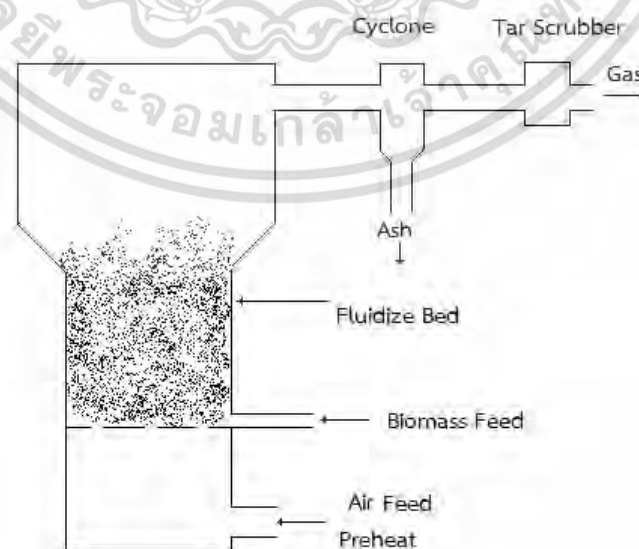
รูปที่ 2.21 เตาผลิตก๊าซชีวมวลแบบอากาศไหลลง [10]

- เตาผลิตก๊าซชีวมวลแบบอากาศไหลตามขวาง (Crossdraft Gasifier) เตาเผาชนิดนี้มีลักษณะดังรูปที่ 2.22 อากาศจะถูกดูดผ่านกลุ่มหัวฉีดซึ่งอยู่ในแนวราบ โชนการเผาไหม้จะอยู่ถัดจากหัวฉีดออกไป และถัดออกไปอีกจะเป็นโซนรีดักชัน ก๊าซที่ออกจากโซนรีดักชันแล้วจะออกสู่ภายนอกโดยผ่านตะแกรงซึ่งอยู่ในแนวตั้ง รอบๆ โชนการเผาไหม้และโซนรีดักชันจะเป็นบริเวณโชนการกลั่นสลาย น้ำมันและน้ำมันดินที่ได้จากโชนกลั่นสลายนี้จะผ่านโซนรีดักชันก่อนที่จะออกสู่ภายนอก ทำให้น้ำมันและน้ำมันดินเกิดการแตกตัวเป็นก๊าซก่อนที่จะออกสู่ภายนอก



รูปที่ 2.22 เตาผลิตก๊าซชีวมวลแบบอากาศไหลตามขวาง [10]

- เตาผลิตก๊าซชีวมวลแบบฟลูอิดไดซ์เบด (Fluidized Bed Gasifier) เตาผลิตก๊าซชีวมวลที่กล่าวมาแล้วทั้ง 3 ข้างต้น การทำงานขึ้นอยู่กับคุณสมบัติทางเคมีและฟิสิกส์ของเชื้อเพลิง ปัญหาที่พบบ่อยๆคือ ซีลโลหะ (Slag) และความดันตกมากเกินไปเมื่อก๊าซผ่านเตา เพื่อแก้ปัญหาดังกล่าว จึงมีการพัฒนาเตาผลิตก๊าซชีวมวลแบบฟลูอิดไดซ์เบด ดังแสดงในรูปที่ 2.23 เตาชนิดนี้อากาศจะถูกดูดผ่านชั้นของเชื้อเพลิง เมื่อเพิ่มความเร็วของอากาศถึงค่าหนึ่ง ชั้นเชื้อเพลิงที่วางอยู่จะเริ่มลอยตัวขึ้นคล้ายกับเป็นของไหล ในตอนเริ่มติดเตานั้นเบดจะได้รับความร้อนจากภายนอกจนอุณหภูมิสูงขึ้นจนถึงจุดติดไฟ จากนั้นเชื้อเพลิงจะถูกป้อนเข้าไปสม่ำเสมอทำให้เกิดการเผาไหม้ทั่วทั้งบริเวณเตา



รูปที่ 2.23 เตาผลิตก๊าซชีวมวลแบบฟลูอิดไดซ์เบด [10]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

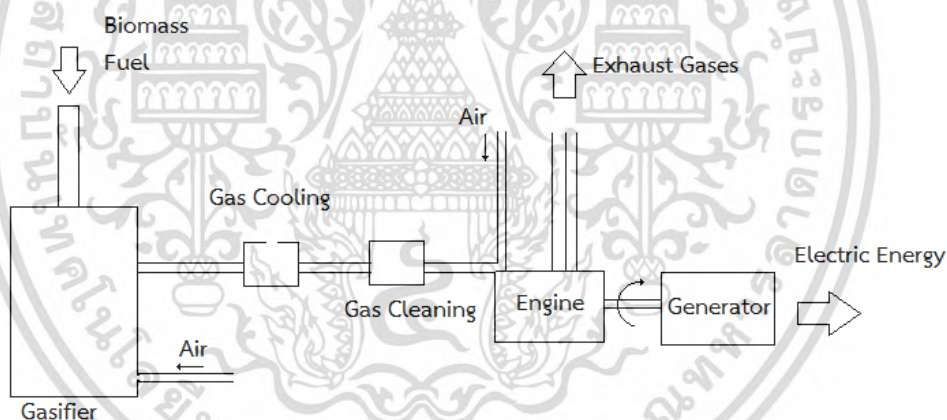
โดยปกติภายในเตาผลิตเชื้อเพลิงแบบฟลูอิดไดซ์เบด จะใส่สารเฉื่อย เช่น ทราย หรือ ตัวเร่งปฏิกิริยา เช่น ปูน ซึ่งช่วยในการถ่ายเทความร้อน และทำให้ก๊าซสะอาด

ข้อได้เปรียบของวิธีนี้คือ การควบคุมอุณหภูมิในเตาผลิตก๊าซแบบนี้ทำได้ง่าย จึงรักษาอุณหภูมิให้ต่ำกว่าจุดหลอมเหลวของเถ้า ทำให้ไม่มีการจับตัวเป็นซีโลส

ข้อเสียของเตาผลิตก๊าซชนิดนี้ คือก๊าซเชื้อเพลิงที่ออกจากเตาจะมีปริมาณเถ้าและฝุ่นออกมา เนื่องจากความเร็วของอากาศภายในเตาสูง จึงต้องใช้เครื่องดักฝุ่น (Cyclone or Baghouses) และยังไม่สามารถปรับตัวให้เข้ากับการเปลี่ยนแปลงภาระได้มากนัก การควบคุมการทำงานของเตาค่อนข้างลำบาก ซับซ้อนราคาแพง จึงเหมาะสมกับระบบขนาดใหญ่เท่านั้น

3. การผลิตไฟฟ้าโดยใช้เทคโนโลยีผลิตก๊าซ

การใช้เชื้อเพลิงชีวมวลผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวโดยใช้เทคโนโลยีการผลิตก๊าซมีขั้นตอนดังนี้ คือ เชื้อเพลิงถูกป้อนเข้าสู่เตาผลิตก๊าซซึ่งภายในเตาจะเกิดกระบวนการไพโรไลซิสและการเผาไหม้บางส่วนขึ้น ก๊าซชีวมวลที่ได้จะมีค่าความร้อนสูงมาก และมีฝุ่นละอองและน้ำมันดินปนเปื้อนออกมาด้วยจำนวนมากก่อให้เกิดปัญหาต่อเครื่องยนต์ที่ใช้ผลิตไฟฟ้า จึงต้องติดตั้งเครื่องดักฝุ่นละอองและน้ำมันดิน ดังแสดงในรูปที่ 2.24



รูปที่ 2.24 โรงไฟฟ้าที่ใช้ความร้อนจากการผลิตก๊าซ [10]

ก๊าซชีวมวลสามารถนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงได้ทั้งสำหรับกังหันก๊าซ (Gas Turbine) และเครื่องยนต์สำหรับผลิตไฟฟ้า โดยก๊าซชีวมวลที่จะนำไปใช้กับกังหันก๊าซจะต้องมีความสะอาดมากพอสมควร และไม่มีสารประกอบของซัลเฟอร์และคลอรีนปะปนอยู่ เพื่อป้องกันการกัดกร่อนภายในตัวกังหันก๊าซ ส่วนเครื่องยนต์ชนิด Spark Ignition จะสามารถเดินเครื่องโดยใช้ก๊าซชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงได้โดยตรง ในขณะที่เครื่องยนต์ดีเซลต้องการน้ำมันดีเซลปริมาณเล็กน้อยเพื่อช่วยในการทอนเริ่มต้น เเผาไหม้เครื่องยนต์ที่ใช้ก๊าซชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงนี้จะมีประสิทธิภาพลดลงประมาณ 40-50% ขึ้นอยู่กับระดับความต่ำของค่าความร้อนต่อหน่วยปริมาตรของส่วนผสมก๊าซต่ออากาศที่ทำปฏิกิริยาพอดี (Stoichiometric Gas/Air-mixture)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ในปัจจุบันหลายประเทศสนใจการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีววมวลโดยใช้กังหันก๊าซมากขึ้น จาก การติดตามผลการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซชีววมวลเป็นเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าพบปัญหาที่มักเกิดขึ้น คือ

- ปริมาณฝุ่นละอองและน้ำมันดินที่ปนเปื้อนมากับก๊าซชีววมวลที่มีเป็นจำนวนมาก ก่อให้เกิด ปัญหาการเดินเครื่องยนต์ที่ใช้ผลิตไฟฟ้า

- การจับตัวกันของซีโลหะทำให้ต้องหยุดเดินเครื่องเตาบ่อยๆ เพื่อขจัดซีโลหะที่จับตัวกันออก จากเตา

- การเสื่อมลงอย่างรวดเร็วของเตาผลิตก๊าซ เครื่องกรอง และเครื่องลดอุณหภูมิของก๊าซ ชีวมวล เนื่องมาจากการกัดกร่อนหรือ Thermal Stress

- ความเชื่อไม่ได้ของอุปกรณ์เสริม เช่น วาล์ว พัดลม และระบบป้อนเชื้อเพลิง ปัญหาสองข้อแรกเกิดเนื่องจากคุณสมบัติของเชื้อเพลิง แก้ไขได้โดยการเพิ่มระบบทำความสะอาด ก๊าซผลิตถ่านที่มีประสิทธิภาพ จะทำให้สามารถยืดอายุการใช้งานและลดค่าบำรุงรักษากังหัน ก๊าซและเครื่องยนต์ผลิตไฟฟ้า ส่วนปัญหาสองข้อหลังเกิดจากข้อบกพร่องของการออกแบบและการ เลือกใช้อุปกรณ์

สำหรับประเทศไทยมีผลการศึกษาการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีววมวลพบว่า เชื้อเพลิงชีววมวลเพื่อ ผลิตไฟฟ้าที่มีความเป็นไปได้ในระดับการค้า คือ แกลบ เพราะประเทศไทยสามารถผลิตข้าวได้เป็น จำนวนมากในแต่ละปี จึงมีแกลบที่ได้จากการสีข้าวเป็นจำนวนมาก ปัจจุบันมีโรงสีข้าวมากกว่า 20 โรงที่ใช้ผลิตก๊าซชีววมวลและเตาผลิตก๊าซชีววมวลส่วนใหญ่จะเป็นแบบอากาศไหลลง ก๊าซชีววมวลจะ นำไปใช้กับเครื่องยนต์ดีเซลเพื่อใช้ผลิตไฟฟ้าภายในโรงสีเอง

ก๊าซชีววมวลที่ผลิตจากเชื้อเพลิงแกลบจะมีน้ำมันดินปนเปื้อนออกมามาก จะก่อให้เกิดปัญหา สำคัญ 2 ประการในระหว่างเดินเครื่องยนต์ดีเซล ปัญหาแรกคือ น้ำมันดินจะถูกจับ (Scrubbed down) โดยน้ำที่ถูกทิ้ง discharge โดยปราศจากการบำบัด (treatment) ก่อนจะก่อให้เกิดมลภาวะ ตามมา

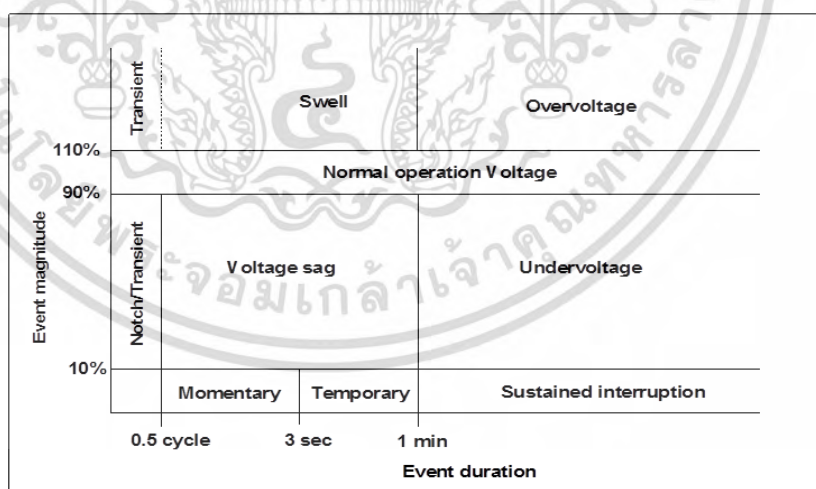
บทที่ 3

การวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้าและผลการตรวจวัด

3.1 ทฤษฎีคุณภาพไฟฟ้า

เราอาจมีคำนิยามคำว่าคุณภาพไฟฟ้าได้แตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับขอบเขตในการอ้างอิงของแต่ละบุคคล เช่น ผู้ผลิตไฟฟ้าอาจให้นิยามคำว่า คุณภาพไฟฟ้าในแง่ของเสถียรภาพและแสดงค่าทางสถิติว่า ระบบมีเสถียรภาพถึง 99.98 เปอร์เซ็นต์ แต่สำหรับผู้ผลิตอุปกรณ์ไฟฟ้าอาจให้คำนิยามว่าคุณภาพไฟฟ้าเป็นลักษณะของแหล่งกำเนิดที่จ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับอุปกรณ์ แล้วอุปกรณ์ทำงานได้อย่างเหมาะสม จะเห็นได้ว่าคำนิยามเหล่านี้จะแตกต่างกันออกไป สำหรับอุปกรณ์ต่างๆ และผู้ผลิตต่างๆ อย่างไรก็ตาม คุณภาพไฟฟ้าค่อนข้างจะเกี่ยวข้องกับผู้ใช้ไฟฟ้ามากที่สุด ซึ่งมีความสำคัญกว่า ดังนั้น คำนิยามของคุณภาพไฟฟ้าจึงควรให้มุมมองของผู้ใช้ไฟเป็นหลัก นิยามด้านคุณภาพไฟฟ้าที่มีการกล่าวถึงและนิยมมากที่สุด คือ “ปัญหาใดๆก็ตามไม่ว่าจะเป็นด้านแรงดัน กระแส หรือการเปลี่ยนแปลงความถี่ ที่ทำให้เกิดความล้มเหลว หรือการทำงานผิดพลาดในอุปกรณ์ของผู้ใช้ไฟฟ้า จะถือว่าเป็นปัญหาของคุณภาพไฟฟ้า” [11]

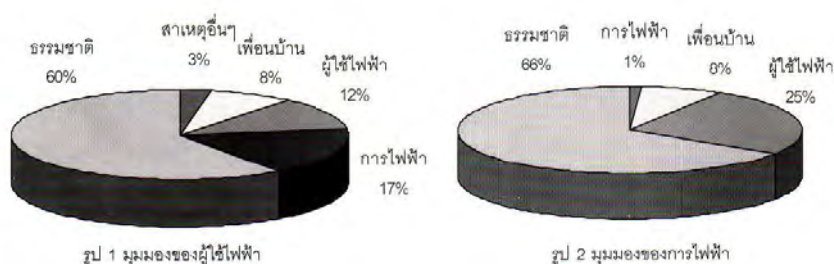
คำว่ากำลังไฟฟ้า (Power) คือ อัตราการส่งจ่ายพลังงาน ซึ่งเป็นอัตราส่วนของแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้า ในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าเราสามารถควบคุมการส่งจ่ายได้โดยการควบคุมกำลังไฟฟ้าเท่านั้น ไม่สามารถควบคุมกระแสไฟฟ้าได้ เนื่องจากกระแสไฟฟ้าเป็นความต้องการของโหลด และลักษณะเช่นนี้เองทำให้มาตรฐานด้านคุณภาพกำลังไฟฟ้ามุ่งเน้นไปที่การรักษาระดับแรงดันไฟฟ้า นั่นเอง [11]



Defintions of voltage magnetude events as used in IEEE std.1159-1995

รูปที่ 3.1 คุณลักษณะของปัญหาคุณภาพไฟฟ้า ตามมาตรฐาน IEEE std. 1159-1995 [12]

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.2 มุมมองต่อปัญหาด้านคุณภาพไฟฟ้าระหว่างการไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้า [13]

เราสามารถแบ่งแยกปรากฏการณ์แม่เหล็กไฟฟ้าซึ่งทำให้เกิดปัญหาในเรื่องของคุณภาพไฟฟ้าได้ดังนี้ [11]

3.1.1 ภาวะชั่วคราว (Transients)

ภาวะชั่วคราวคือ ช่วงที่เกิดการเปลี่ยนแปลงและหายไป ระหว่างการเปลี่ยนแปลงจากภาวะคงตัวภาวะหนึ่งไปยังภาวะคงตัวอีกภาวะหนึ่ง แบ่งออกได้เป็น

- 1) อิมพัลส์ชั่วคราว (Impulsive Transients) เกิดขึ้นทันทีทันใด และไม่เกิดการเปลี่ยนแปลงของความถี่ ในภาวะคงตัวของแรงดัน กระแส มีทิศทางเดียว (ชั่ววอกหรือลอบ)
- 2) การสั่นชั่วคราว (Oscillatory Transients) เกิดขึ้นทันทีทันใด และไม่เกิดการเปลี่ยนแปลงของความถี่ ในภาวะคงตัวของแรงดัน กระแส โดยรูปคลื่นจะมีได้ทั้งชั่ววอกและชั่วล

3.1.2 การเปลี่ยนแปลงแรงดันช่วงเวลานาน (Long-Duration Voltage Variations)

คือการเปลี่ยนแปลงแรงดัน RMS ที่ความถี่กำลังนามมากกว่า 1 นาที แบ่งออกเป็น

- 1) แรงดันเกิน (Overvoltage) คือแรงดันที่เพิ่มขึ้นมากกว่า 110 % ในช่วงเวลามากกว่า 1 นาที
- 2) แรงดันต่ำ (Undervoltage) คือแรงดันที่ลดลงน้อยกว่า 90 % ในช่วงเวลามากกว่า 1 นาที
- 3) ไฟฟ้าดับอย่างต่อเนื่อง (Sustained Interruptions) คือการลดลงของแรงดันน้อยกว่า 10 % ในช่วงเวลามากกว่า 1 นาที

3.1.3 การเปลี่ยนแปลงแรงดันช่วงเวลาสั้น (Short-Duration Voltage Variations)

แบ่งออกเป็น

- 1) การเกิดไฟฟ้าดับ (Interruption) เกิดขึ้นเมื่อแหล่งจ่ายไฟฟ้ามีแรงดันหรือกระแสไหลต่ำกว่า 10 % ในช่วงเวลาไม่เกิน 1 นาที เกิดขึ้นจากการเกิดฟอลท์ในระบบ อุปกรณ์หรือควบคุมการทำงานไม่ถูกต้อง

- 2) แรงดันต่ำเกิน (Sags or Dips) คือ การลดลงของแรงดัน ระหว่าง 0.1-0.9 p.u. ที่ความถี่ระบบ ในช่วงเวลา 0.5 ไซเคิลถึง 1 นาที เรียกอีกชื่อหนึ่งได้ว่า แรงดันตกชั่วขณะ เกี่ยวข้องกับการเกิดฟอลท์ในระบบไฟฟ้า หรือการจ่ายไฟให้กับโหลดขนาดใหญ่ หรือการสตาร์ทมอเตอร์ขนาดใหญ่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.1.4 แรงดันสูงเกิน (Swells)

คือ ภาวะแรงดันเพิ่มขึ้นระหว่าง 1.1 – 1.8 p.u. ที่ความถี่ระบบ ในช่วงเวลา 0.5 ไซเคิลถึง 1 นาที เกี่ยวข้องกับการเกิดฟลทในในระบบไฟฟ้า มักจะเกิดขึ้นในเฟสที่ไม่ได้เกิดลัดวงจรเฟสเดียวลงดิน

3.1.5 แรงดันไม่ได้ดุล (Voltage Unbalance)

บางครั้งถูกอธิบายว่าเป็นการเปลี่ยนแปลงสูงสุดจากค่าเฉลี่ยแรงดันทั้งสามเฟสหารด้วยค่าเฉลี่ยของแรงดันสามเฟส แรงดันไม่ได้ดุลสามารถอธิบายโดยใช้องค์ประกอบสมมาตรก็ได้ อัตราส่วนของขององค์ประกอบซีควีนซ์ลบหรือองค์ประกอบของซีควีนซ์ศูนย์ ต่อองค์ประกอบซีควีนซ์บวก

การเกิดแรงดันไม่ได้ดุลมักจะเกิดจากโหลดชนิดหนึ่งในระบบสามเฟส นอกจากนี้อาจเกิดจากฟิวส์ขาดหนึ่งเฟสในระบบสามเฟสของวงจรควบคุมคาปาซิเตอร์

3.1.6 การผิดเพี้ยนของรูปคลื่น

คือ การเปลี่ยนแปลงรูปคลื่นไซน์ในภาวะคงตัวที่ความถี่กำลัง และอาจแบ่งรูปแบบการผิดเพี้ยนได้เป็น 5 รูปแบบ คือ

1) ออฟเซตกระแสตรง (DC Offset) การเกิดขึ้นของแรงดันหรือกระแสไฟฟ้ากระแสตรงในระบบไฟฟ้ากระแสสลับ สามารถเกิดขึ้นได้เป็นผลจากสนามแม่เหล็กโลกรบกวน หรือ วงจรเรียงกระแสแบบครึ่งรูปคลื่น (Half Wave) ทำให้เกิดความเสียหายกับระบบได้โดยทำให้เกิดการอิ่มตัวของแกนเหล็กในหม้อแปลงไฟฟ้าส่งผลให้ความร้อนเพิ่มขึ้นอายุการใช้งานสั้นลง

2) ฮาร์โมนิก (Harmonics) คือ รูปคลื่นไซน์แรงดันหรือกระแสที่มีความถี่เป็นจำนวนเท่า เป็นตัวเลขจำนวนเต็มของความถี่มูลฐาน (ความถี่มูลฐานประเทศไทยคือ 50 เฮิร์ต) รูปคลื่นที่ผิดเพี้ยนสามารถแยกออกเป็นผลรวมของความถี่มูลฐานและความถี่ฮาร์โมนิกได้ เกิดจากอุปกรณ์หรือโหลดแบบไม่เป็นเชิงเส้นในระบบไฟฟ้า ค่าที่นิยมใช้บอกระดับความรุนแรงของฮาร์โมนิกคือ ค่าผิดเพี้ยนรวมของฮาร์โมนิก (Total Harmonic Distortion, THD) สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 3.1 และ 3.2

$$\%THD_v = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + \dots}}{V_1} \times 100 \quad (3.1)$$

$$\%THD_i = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + \dots}}{I_1} \times 100 \quad (3.2)$$

3) อินเตอร์ฮาร์โมนิก (Interharmonics) คือ รูปคลื่นไซน์แรงดันหรือกระแสที่มีความถี่เป็นจำนวนเท่า และไม่ใช่นับตัวเลขจำนวนเต็มของความถี่มูลฐาน สาเหตุหลักเกิดจากตัวแปลงความถี่สถิตย์ (Static Frequency Converter) ไซโคลคอนเวอร์เตอร์ (Cycloconverter) มอเตอร์เหนี่ยวนำและอุปกรณ์เชื่อมต่อไฟฟ้า ผลกระทบไม่เป็นที่รู้จักมากนักจึงไม่ขอกล่าวในที่นี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4) รอยบาก (Notching) คือ การรบกวนแรงดันเป็นช่วงๆ สม่่าเสมอหรือเป็นคาบ สาเหตุจากการทำงานปกติของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง ทำให้เกิดการนำกระแสและเปลี่ยนจากเฟสหนึ่งไปยังอีกเฟสหนึ่ง

5) สิ่งรบกวน (Noise) คือ สัญญาณไฟฟ้าที่ไม่ต้องการที่มีช่วงสเปกตรัม(Broadband Spectral Content) ต่ำกว่า 200 กิโลเฮิร์ต มีสาเหตุมาจากอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง วงจรควบคุม อุปกรณ์เชื่อมไฟฟ้า โหลดแบบตัวเรียงกระแส และการสวิตชิ่งของแหล่งจ่ายไฟ ส่งผลเสียต่ออุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ เช่น ไมโครคอมพิวเตอร์

3.1.7 การกระเพื่อมของแรงดัน (Voltage Fluctuation)

คือ การเปลี่ยนแปลงแรงดันอย่างเป็นระบบ หรือการเปลี่ยนแปลงแรงดันแบบสุ่มที่เกิดต่อเนื่อง ขนาดของแรงดันที่เปลี่ยนแปลงปกติจะอยู่ในช่วง 0.9-0.11 p.u. ตามมาตรฐาน ANSI C84.1-1982 สาเหตุเกิดจากการใช้งานโหลดที่มีการทำงานเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา เช่น การกระเพื่อมของแสงสว่างเวลาที่มีการเชื่อมโลหะโดยใช้เครื่องเชื่อมไฟฟ้า เป็นต้น ซึ่งผลกระทบของแรงดันกระเพื่อมจะส่งผลให้ความรู้สึกในการมองเห็นไม่สม่่าเสมอเนื่องจากผลของไฟกระพริบที่โหลดไฟหรือเครื่องจักรที่ต้องการแรงดันที่เสถียรในการใช้งานอาจทำงานผิดพลาด สามารถแบ่งออกได้เป็น

- 1) ไฟกะพริบ (Flicker) คือ ความรู้สึกในการมองที่ไม่สม่่าเสมอ เนื่องจากการกระตุ้นจากระดับของแสงสว่างที่มีการเปลี่ยนแปลงขึ้นลงตามเวลา โดยการตรวจวัดระดับการกระพริบต้องใช้เครื่องวัดไฟกะพริบ (Flicker meter) ซึ่งในการประเมินระดับความรุนแรงของไฟกะพริบจะใช้ค่าดรรชนีไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าดรรชนีไฟกะพริบระยะยาว (Plt)
- 2) ดรรชนีไฟกะพริบระยะสั้น (Short Term Severity Values, Pst) คือ ค่าที่ใช้สำหรับประเมินความรุนแรงไฟกะพริบช่วงเวลาสั้นๆ เท่ากับ 10 นาที
- 3) ดรรชนีไฟกะพริบระยะยาว (Long Term Severity Values, Plt) คือ ค่าที่ใช้สำหรับประเมินความรุนแรงไฟกะพริบระยะยาวเท่ากับ 2 ชั่วโมง ซึ่งสามารถคำนวณจากค่า Pst ดังนี้

$$Plt = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{j=0}^{j=n} (Pst_j)^3} \quad (3.3)$$

เมื่อ n = จำนวนของค่า Pst ในช่วงระยะเวลาที่หาค่า Plt

3.1.8 การเปลี่ยนแปลงความถี่กำลัง (Power Frequency Variation)

คือ การเปลี่ยนแปลงของความถี่มูลฐานในระบบไฟฟ้ากำลังจากค่าที่กำหนด เช่น 50 เฮิร์ต ความถี่กำลังไฟฟ้าเกี่ยวข้องกับความเร็วรอบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จ่ายให้กับระบบ การเปลี่ยนแปลงของโหลดในระบบโดยทั่วไปจะทำให้ความถี่ของระบบเปลี่ยนแปลงค่อนข้างน้อย

การเปลี่ยนแปลงความถี่ที่เกินกว่าค่ามาตรฐาน สำหรับระบบไฟฟ้าที่ภาวะคงตัวอาจเกิดจากฟอลต์ในระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า การปลดโหลดบริเวณกว้าง หรือการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ออกจากระบบ

3.2 มาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากที่จะเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ระดับแรงดันที่สัมพันธ์กับปริมาณพลังไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าที่จะจ่ายเข้าระบบ จะต้องพิจารณา ด้านคุณภาพไฟฟ้า และอุปกรณ์ป้องกันต่างๆ เป็นตามระเบียบของการไฟฟ้าว่าด้วยข้อกำหนด เกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ประกอบด้วย

- 1) ระเบียบการไฟฟ้าว่าด้วยข้อกำหนดการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- 2) ระเบียบการไฟฟ้าว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้า
- 3) ระเบียบการไฟฟ้าว่าด้วยข้อกำหนดการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

โดยหลักเกณฑ์ในการขนานระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ที่จะจ่ายไฟฟ้า เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องพิจารณาค่าคุณภาพไฟฟ้าดังนี้

1) ช่วงการจ่ายไฟฟ้า

- 1.1) ระดับแรงดัน มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของ กฟผ. อยู่ในช่วงดังต่อไปนี้

ตารางที่ 3.1 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของ กฟผ.

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ต่ำสุด	สูงสุด	ต่ำสุด	สูงสุด
115 kV	109.2	120.7	103.5	126.5
69 kV	65.5	72.4	62.1	75.9
33 kV	31.3	34.7	29.7	36.3
22 kV	20.9	23.1	19.8	24.2
220 V	200	240	200	240
380 V	342	418	342	418

ที่มา : ระเบียบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับ ระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

1.2) แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากจะต้องไม่ทำให้เกิด Voltage Fluctuation เกินข้อกำหนดเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้า ประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998) ของ 3 การไฟฟ้าเมื่อตรวจวัดที่จุดต่อร่วม ทั้งนี้ข้อกำหนดเกณฑ์ แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้า อาจมีการปรับปรุงเป็นคราวๆ ไป

ตารางที่ 3.2 ขีดจำกัดค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว(Plt) เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใดๆ

ระดับแรงดันไฟฟ้า ที่จุดต่อรวม	Pst	Plt
115 kV หรือ ต่ำกว่า	1.0	0.8
มากกว่า 115 kV	0.8	0.6

ที่มา : ข้อกำหนดเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998)

1.3) ความถี่ไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากจะต้องรักษาความถี่ไฟฟ้าให้อยู่ในระดับ 50 ± 0.5 รอบต่อวินาที (Hz) หากไม่สามารถรักษาระดับความถี่นี้ได้จะต้องมีอุปกรณ์ตัดตอนอัตโนมัติตัดการจ่ายไฟฟ้าของผู้ให้สัญญาออกจากระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายภายใน 0.1 วินาที ทั้งนี้อาจมีการพิจารณาทบทวนใหม่ตามความเหมาะสมเป็นครั้ง คราวไป หรือในกรณีที่มีปัญหาการตัดไฟบ่อยครั้ง (Nuisance tripping) อัน เนื่องมาจากความผันผวนของแรงดันระบบ

1.4) ตัวประกอบกำลัง (Power Factor) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากต้องจ่ายไฟฟ้าโดยรักษา ค่า Power Factor ดังนี้

1.4.1) ระบบที่มีอินเวอร์เตอร์: ค่า Power Factor อยู่ในช่วง 0.85 leading ถึง 0.85 lagging เมื่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตออกมาเกินกว่าร้อยละ 10 ของขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของอินเวอร์เตอร์

1.4.2) ระบบที่ไม่มีอินเวอร์เตอร์: ค่า Power Factor อยู่ในช่วง 0.85 leading ถึง 0.85 lagging

1.5) ฮาร์โมนิกส์ (Harmonics) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก จะต้องไม่ทำให้รูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าในระบบของการ ไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายผิดเพี้ยนมากเกินไป ปริมาณความผิดเพี้ยนดังกล่าววัดที่จุดต่อรวม จะต้องไม่เกินค่าที่กำหนดตามข้อกำหนดเกณฑ์ฮาร์โมนิกเกี่ยวกับ ไฟฟ้า (PRCPQG-01/1998) ประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม ของทั้ง 3 การ ไฟฟ้า ทั้งนี้ฮาร์โมนิกส์ที่วัดได้ต้องคำนึงถึง Background Harmonics ที่มีอยู่ในระบบด้วย เนื่องจากในระบบไฟฟ้าอาจมีแหล่งกำเนิดฮาร์โมนิกส์มากกว่า 1 แห่ง

ตารางที่ 3.3 ขีดจำกัดความเพี้ยนฮาร์โมนิกของแรงดันสำหรับผู้ใช้อุปกรณ์ไฟฟ้ารายใด ๆ ที่จุดต่อร่วม (รวมทั้งระดับความเพี้ยนที่มีอยู่เดิม)

ระดับแรงดันไฟฟ้า (kV)	ค่าความเพี้ยนฮาร์โมนิกรวมของแรงดัน (%)	ค่าความเพี้ยนฮาร์โมนิกของแรงดันที่จุดต่อร่วมแต่ละอันดับ (%)	
		อันดับคี่	อันดับคู่
0.400	5	4	2
11 , 12 , 22 และ 24	4	3	1.75
33	3	2	1
69	2.45	1.63	0.82
115 และมากกว่า	1.5	1	0.5

ที่มา : ข้อกำหนดเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม(PRC-PQG-01/1998)

ตารางที่ 3.4 ขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิกของแรงดันสำหรับผู้ใช้อุปกรณ์ไฟฟ้ารายใด ๆ ที่จุดต่อร่วม*

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม (kV)	อันดับฮาร์โมนิกและขีดจำกัดของกระแส (rms)																	
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
0.400	48	34	22	56	11	40	9	8	7	19	6	16	5	5	5	6	4	6
11 และ 12	13	8	6	10	4	8	3	3	3	7	2	6	2	2	2	2	1	1
22 , 24 และ 33	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 และมากกว่า	5	4	3	4	2	3	1	1	1	3	1	3	1	1	1	1	1	1

* ยอมให้นำค่าความคลาดเคลื่อนร้อยละ 10 หรือ 0.5 A (ค่าที่มากกว่าค่าใดค่าหนึ่ง) มาใช้กับขีดจำกัดของกระแส แต่ละอันดับได้ไม่เกิน 2 อันดับ

ที่มา : ข้อกำหนดเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-01/1998)

สำหรับมาตรฐานสากลที่นำมาพิจารณาเปรียบเทียบการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้านอกจากของการไฟฟ้าแล้วจะได้นำมาตรฐาน EN50160 มาใช้ประเมินด้วยโดยข้อกำหนดของมาตรฐาน EN50160 – 1999 แบ่งระดับแรงดันออกเป็น 2 กลุ่ม คือแรงดันไม่เกิน 1000 V (LV) และสูงกว่า 1 kV จนถึง 35 kV (MV) ดังนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

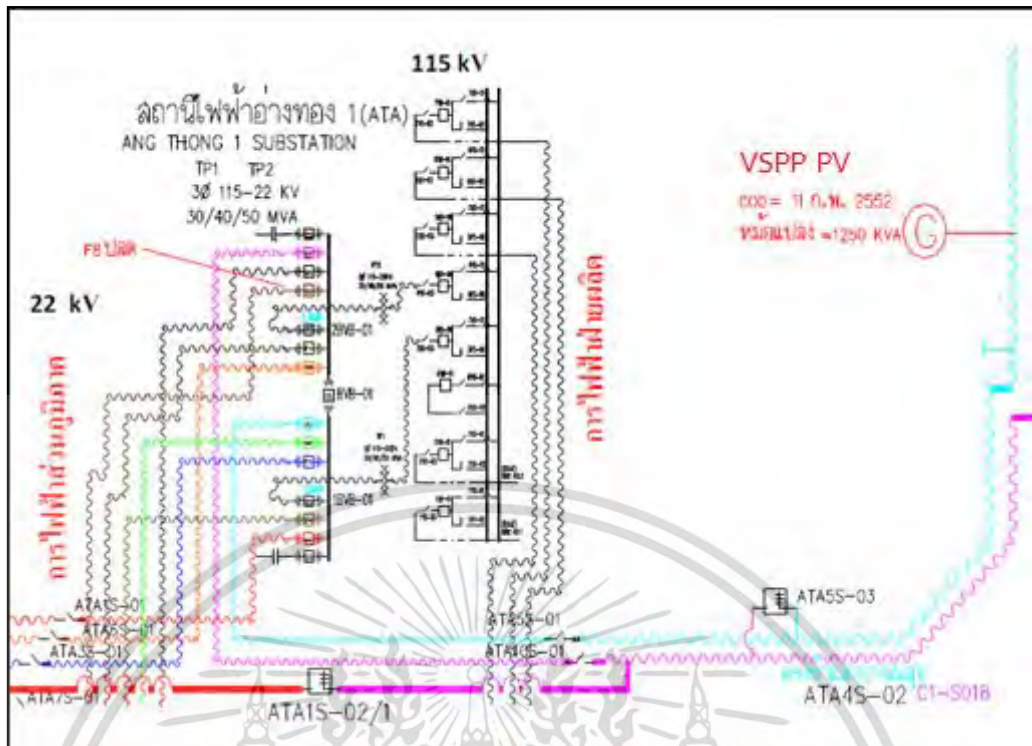
ตารางที่ 3.5 ข้อกำหนด มาตรฐาน EN50160 – 1999 [9]

รายการ	LV	MV
Long duration variations		
1.1 Supply voltage variations	$\pm 10\%$ for 95% of week , 10 min rms.	$\pm 10\%$ for 95% of week , 10 min rms.
2. Voltage unbalance	$\pm 2\%$ for 95% of week , 10 min rms. 3% in some locations	$\pm 2\%$ for 95% of week , 10 min rms. 3% in some locations
Waveform distortions		
3.1 Harmonic voltage	6% 5 th 5% 7 th 3.5% 11 th 3% 13 th THD < 8%	6% 5 th 5% 7 th 3.5% 11 th 3% 13 th THD < 8%
3.2 Interharmonic	95% of week	95% of week
3.3 Voltage notch	, 10 min rms.	, 10 min rms.
3.4 Noise (Mains signaling)	Under cons.	Under cons.
	0.1 – 0.5 kHz : 9% 1 – 10 kHz : 5% 99% for a day ,3 sec mean	0.1 – 0.5 kHz : 9% 1 – 10 kHz : 5% 99% for a day ,3 sec mean
4. Voltage fluctuations	5% normal ,10% in freq Plt < 1 for 95% of week	4% normal ,6% in freq Plt < 1 for 95% of week
5. Frequency deviations	$\pm 1\%$ for 95% of week -6% / +4% for 100%	$\pm 1\%$ for 95% of week -6% / +4% for 100%

3.3 ผลการการศึกษาข้อมูลแหล่งจ่ายไฟฟ้าระบบโซลาร์เซลล์และการเชื่อมโยงระบบจำหน่ายไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [15]

1) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่เชื่อมโยงรับไฟจากแหล่งจ่ายไฟฟ้าพลังงานทดแทนระบบโซลาร์เซลล์ เป็นระบบจำหน่ายวงจรที่ 5 สถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1 ซึ่งเป็นสถานีไฟฟ้าในระบบ 115/22 kV (GIS) ติดตั้งหม้อแปลงขนาด 50 MVA จำนวน 2 เครื่อง ณ เดือน กุมภาพันธ์ 2553 ใช้หม้อแปลง 1 เครื่อง จ่ายโหลดทั้งหมด ของสถานีที่โหลดสูงสุด 36.3 MW สถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค รับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1 ในระบบ 115 kV จาก การไฟฟ้าฝ่ายผลิต(กฟผ.) โดยมีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP PV 1.125 MWp) เชื่อมต่อกับ สถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1 ในระบบแรงดัน 22 kV วงจรที่ 5 มีโหลดสูงสุด 5.7 MW และโหลดต่ำสุด 1.8 MW (พ.ย.52) ระยะทางห่างจากสถานีไฟฟ้าประมาณ 3.5 กิโลเมตร ดังรูปที่ 3.3

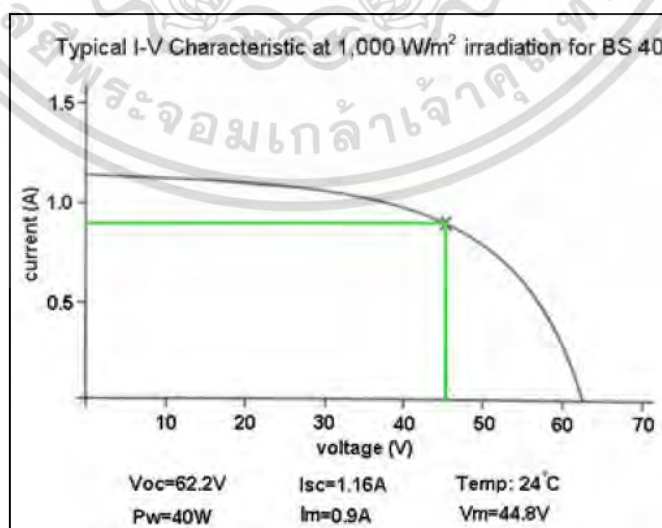
2) แหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าทดแทน(พลังงานจากแสงอาทิตย์) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ตั้งอยู่ตำบลบ้านอิฐ อำเภอเมือง จังหวัดอ่างทอง (ได้เชื่อมโยงเพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้ากับระบบจำหน่าย 22 kV ของ กฟผ. ตั้งแต่ ก.พ. 2552) ติดตั้ง Grid Connected Inverter แบบ 3 เฟส ขนาด 62.5 kW จำนวน 18 เครื่อง รวมกำลังการผลิตทั้งหมด 1.125 MW โดยมีการผลิตไฟฟ้าในช่วงกลางวันที่มีแสงอาทิตย์เท่านั้น อุปกรณ์หลักของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ได้แก่



รูปที่ 3.3 แผนผังการจ่ายไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2.1) แผงโซลาร์เซลล์แสงอาทิตย์เป็นแบบอะมอร์ฟิซิลิคอน ที่มีแผ่นกระจกวางซ้อนกัน ผนึกแน่นเป็นชั้นเดียวกันด้วยแผ่น EVA ในสภาวะสูญญากาศ ซึ่งทำหน้าที่ป้องกันความชื้นได้ดีทั้งนี้ โครงการใช้แผงทั้งหมดในการผลิตกระแสไฟฟ้า จำนวน 26,936 Modules , $W_p = 40$ Watt/Module , $V_m = 44.80$ Volt $I_m = 0.93$ Amp

2.2) ระบบ Inverter เป็นชนิด 6 Pulse ขนาด 62.5 kW จำนวนรวมทั้งสิ้น 18 เครื่อง



รูปที่ 3.4 ประสิทธิภาพโซลาร์เซลล์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.4 ผลการตรวจวัดและวิเคราะห์ [15]

จากการดำเนินการติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (ผลิตภัณฑ์ Dranetz-BMI รุ่น PowerXplorer PX5) ในระบบแรงต่ำ 3 เฟส 4 สาย แรงดัน 380 V ที่แหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าทดแทนโซล่าเซลล์ จำนวน 1 เครื่อง ตั้งแต่วันที่ 11 ธันวาคม 2552 เวลา 14.35 นาฬิกา ถึง 12 มกราคม 2553 เวลา 12.45 นาฬิกา รวม 32 วัน เพื่อตรวจสอบคุณภาพไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบจำหน่ายของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค(กฟภ.) ที่เชื่อมโยงรับไฟจากแหล่งจ่ายพลังงานทดแทนระบบโซล่าเซลล์ นั้น สามารถสรุปผลได้ดังต่อไปนี้

3.4.1 ผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า

จุดตรวจวัดที่แหล่งจ่ายพลังงานทดแทนระบบโซล่าเซลล์ ระบบแรงต่ำ 3 เฟส 4 สายแรงดัน 380 โวลต์ โดยจุดวัดดังกล่าวจะจ่ายพลังงานเข้าหม้อแปลงระบบ 3 เฟส พิกัดแรงดัน 22,000/400-230 โวลต์ ขนาด 1,250 เควีเอ เพื่อจ่ายพลังงานให้กับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในระบบแรงดัน 22,000 โวลต์ สามารถแยกรายละเอียดประเภทคุณลักษณะการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า ดังนี้

3.4.1.1 ผลการตรวจวัดแรงดันไฟฟ้า RMS (RMS Voltage)

มาตรฐานการตรวจวัดค่าแรงดัน ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ มาตรฐาน EN50160 จะอยู่ในช่วง $\pm 10\%$ ของแรงดัน 380 โวลต์ ซึ่งจากผลการตรวจวัดสามารถสรุปผลได้ตามตารางที่ 3.6

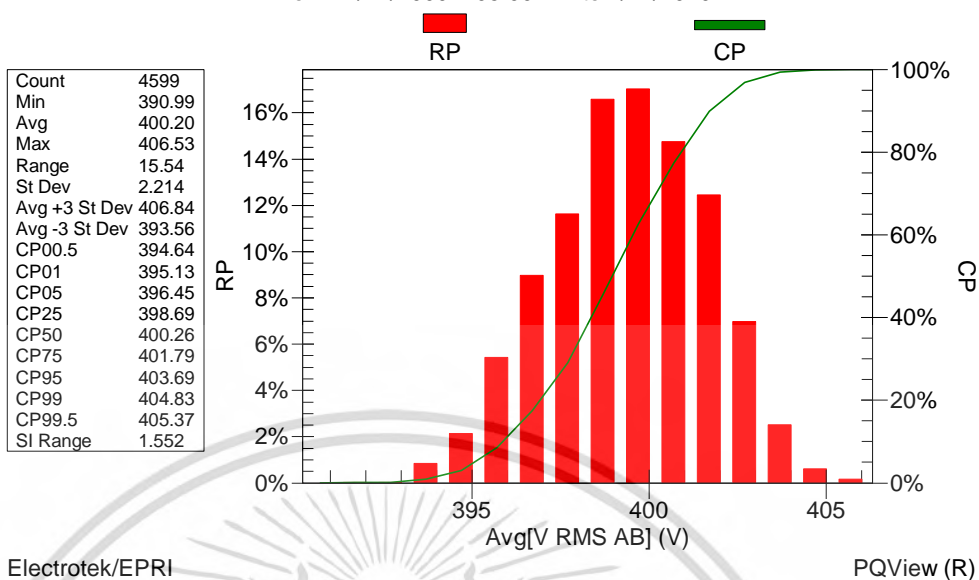
ตารางที่ 3.6 ผลการตรวจวัดทางด้านแรงดันไฟฟ้า RMS

Name PQ	Sampling	Min	Aver	Max	95%	Limitation	Standard
Voltage	Avrms	4599	390.99	400.20	406.53	403.69	PEA EN50160
	Bvrms	4599	390.81	399.44	405.89	403.13	
	Cvrms	4599	390.69	399.18	405.95	403.42	

จากผลการตรวจวัดค่าแรงดันไฟฟ้า RMS จะได้ข้อมูลทางสถิติในช่วงการตรวจวัดจำนวน 4,599 ข้อมูล โดยพบว่าค่า CP95 ผ่านเกณฑ์มาตรฐานของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ มาตรฐาน EN50160 ที่กำหนดไว้อยู่ในช่วง 342 – 418 โวลต์ ($\pm 10\%$) ทั้ง 3 เฟส คือ เฟส AB = 403.69 โวลต์, เฟส BC = 403.13 โวลต์ และเฟส CA = 403.42 โวลต์ เมื่อพิจารณาค่าแรงดันเฉลี่ย พบว่าทุกเฟสมีค่ามากกว่า 380 โวลต์ ตามรูปที่ 3.5-3.7 ทั้งนี้สามารถนำข้อมูลมาเขียนเป็นรูปกราฟแรงดันต่อเวลา (Time Plot) ได้ตามรูปที่ 3.8

BSP111209 - V RMS AB

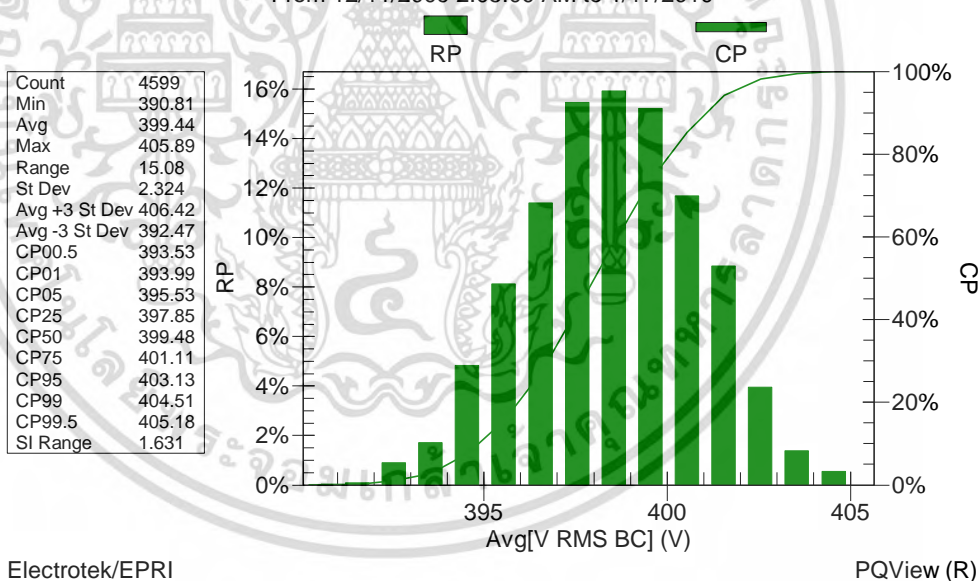
From 12/11/2009 2:05:00 AM to 1/17/2010



รูปที่ 3.5 ค่าความถี่สะสมของแรงดันไฟฟ้า RMS เฟส AB ในระบบแรงต่ำ 380 โวลท์

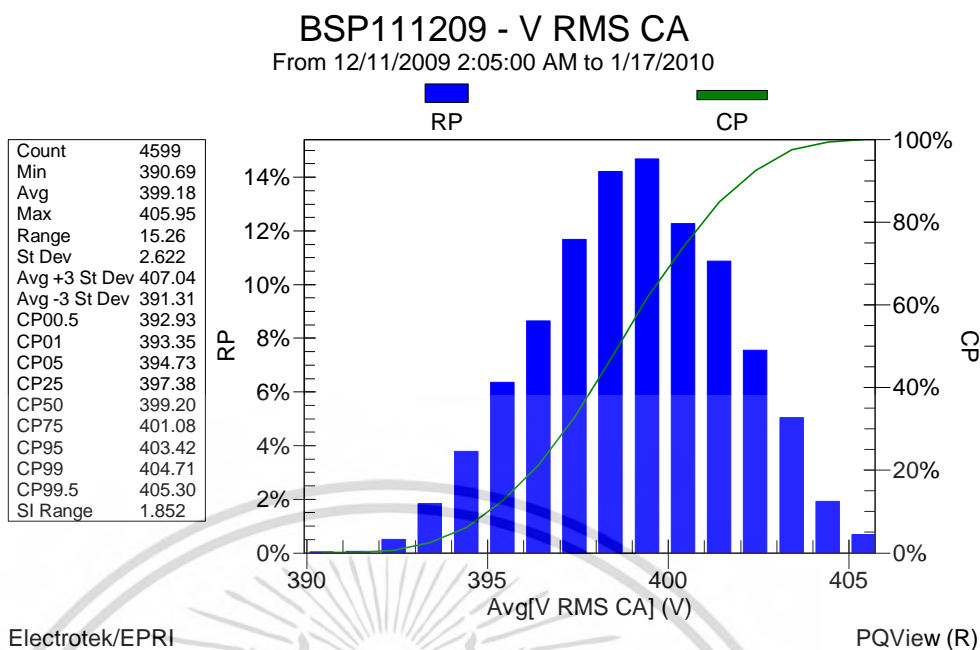
BSP111209 - V RMS BC

From 12/11/2009 2:05:00 AM to 1/17/2010

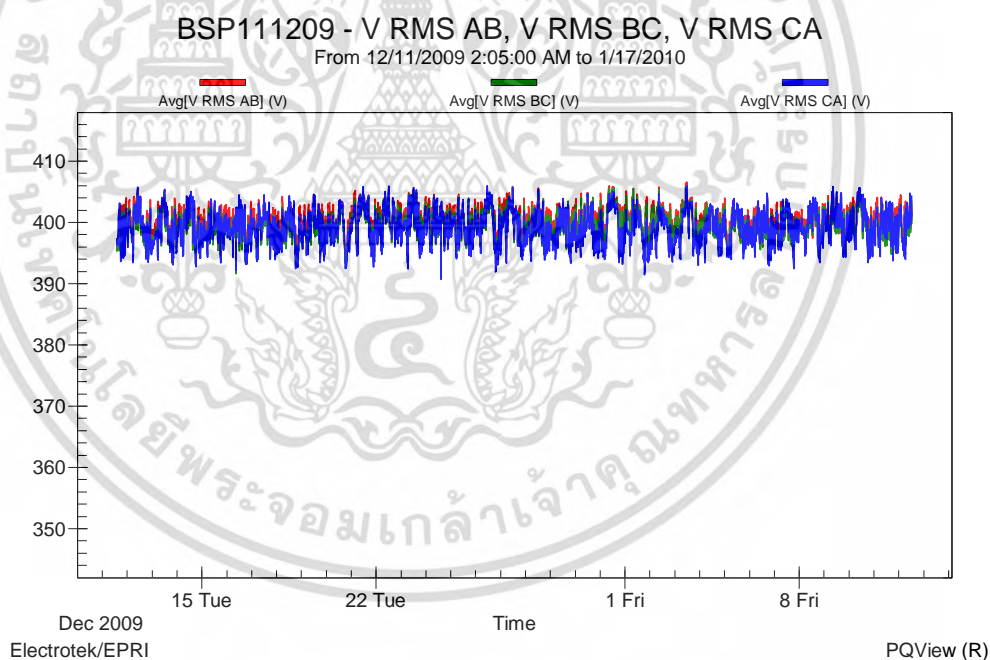


รูปที่ 3.6 ค่าความถี่สะสมของแรงดันไฟฟ้า RMS เฟส BC ในระบบแรงต่ำ 380 โวลท์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.7 ค่าความถี่สะสมของแรงดันไฟฟ้า RMS เฟส CA ในระบบแรงต่ำ 380 โวลท์



รูปที่ 3.8 แรงดัน RMS แบบเฟส-เฟส ในระบบแรงต่ำ 380 โวลท์ ต่อเวลา

3.4.1.2 ผลการตรวจวัดความถี่ไฟฟ้า (Power Frequency)

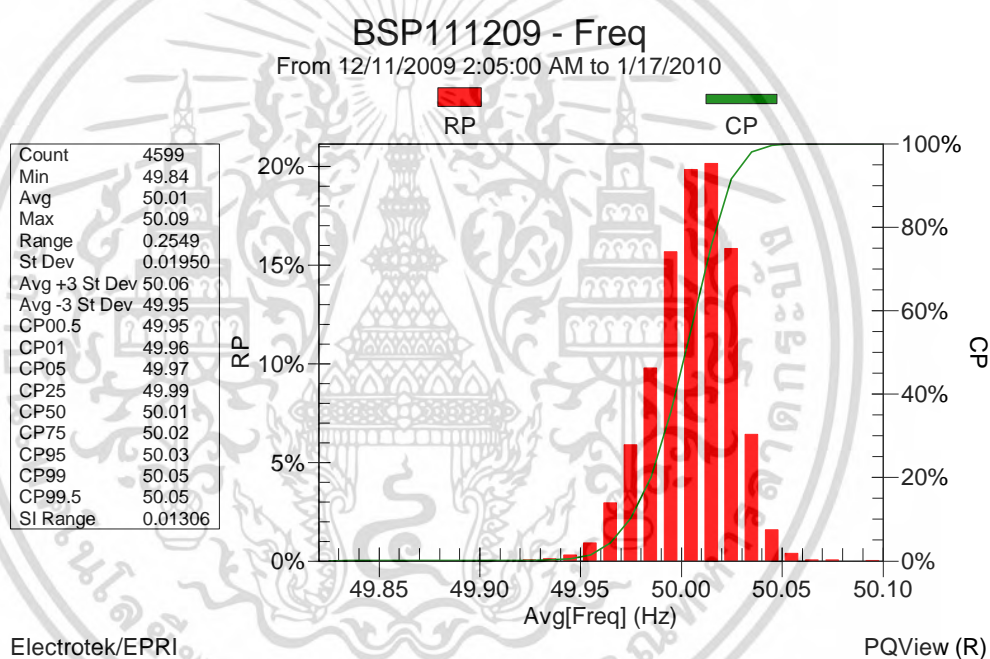
มาตรฐานการตรวจวัดความถี่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ มาตรฐาน EN50160 จะอยู่ในช่วง $\pm 1\%$ ของ ความถี่ 50 เฮิร์ต ซึ่งจากผลการตรวจวัดสามารถสรุปผลได้ตามตารางที่ 3.7

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.7 ผลการตรวจวัดค่าความถี่ไฟฟ้า

Name PQ		Sampling	Min	Aver	Max	99%	Limitation	Standard
Frequency	Freq.	4599	49.84	50.01	50.09	50.05	± 1 % ± 1 %	PEA EN50160

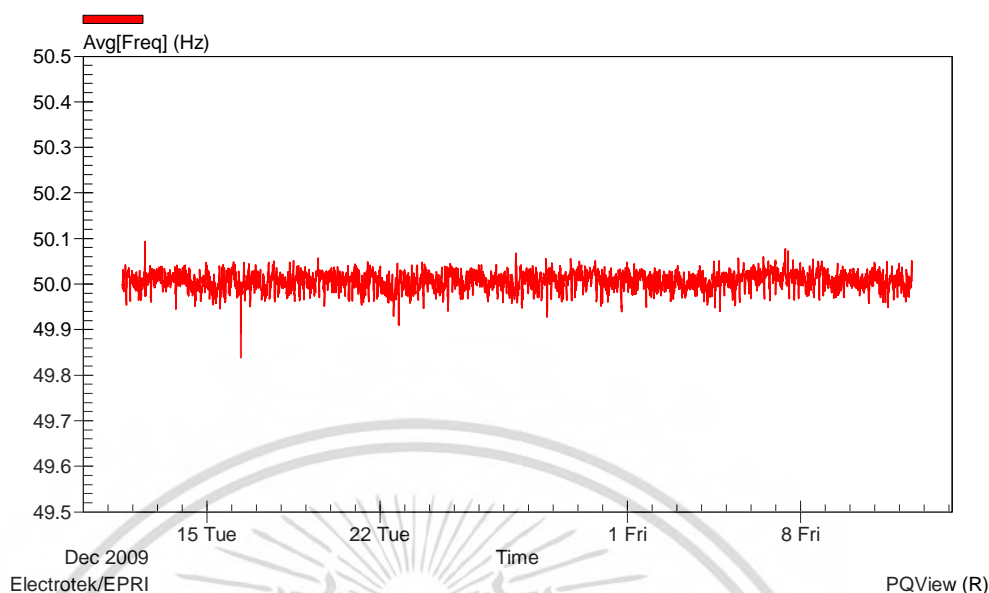
จากการตรวจวัดค่าความถี่ สามารถพิจารณาข้อมูลทางสถิติในช่วงการตรวจวัดได้จำนวน 4,599 ข้อมูล โดยพบค่า CP99 ผ่านเกณฑ์มาตรฐานของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ มาตรฐาน EN50160 ที่กำหนดไว้อยู่ในช่วง 49.5 – 50.5 เฮิรท์ (± 0.5 Hz) คือ 50.05 เฮิรท์ และมีความถี่เฉลี่ย เท่ากับ 50.01 เฮิรท์ ตามรูปที่ 3.9 ทั้งนี้สามารถนำข้อมูลมาเขียนเป็นรูปกราฟความถี่ต่อเวลา (Time Plot) ได้ตามรูปที่ 3.10



รูปที่ 3.9 ค่าความถี่สะสมของความถี่ ในระบบแรงต่ำ 380 โวลท์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

BSP111209 - Freq
From 12/11/2009 2:05:00 AM to 1/17/2010



รูปที่ 3.10 ความถี่ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์ ต่อเวลา

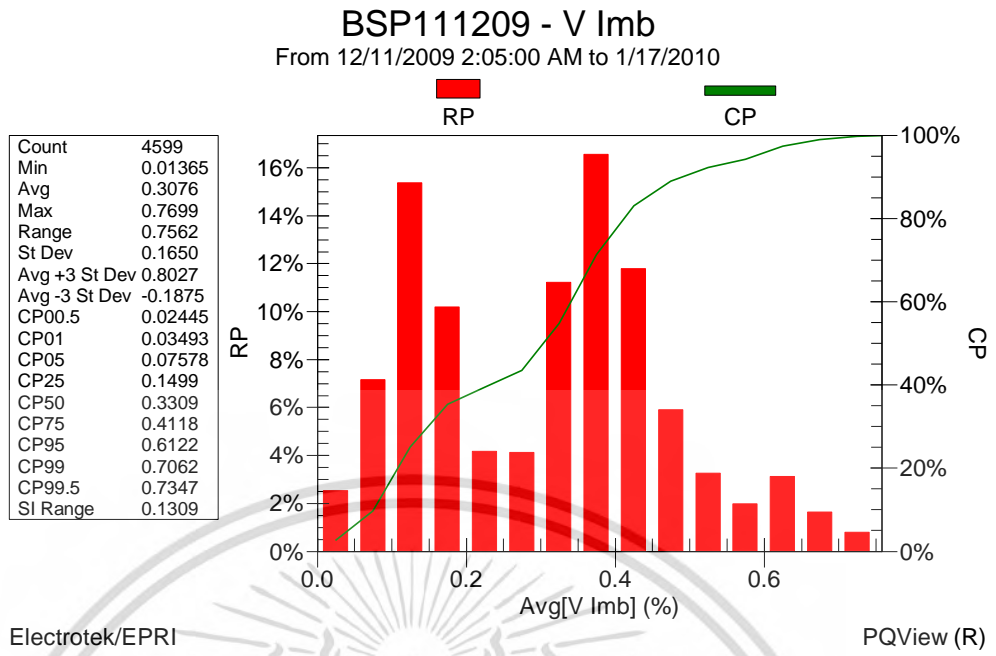
3.4.1.3 ผลการตรวจวัดแรงดันไม่สมดุล (Voltage Unbalance)

มาตรฐานการตรวจวัดแรงดันไม่สมดุล จะ คิดจากอัตราส่วนของ Negative Sequence ต่อ Positive Sequence (V_2/V_1) โดยเทียบเป็น % โดยมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ มาตรฐาน EN50160 จะอยู่ในช่วงไม่เกิน 2 % ของ ความถี่ 50 ซึ่งจากผลการตรวจวัดสามารถสรุปผลได้ตามตารางที่ 3.8

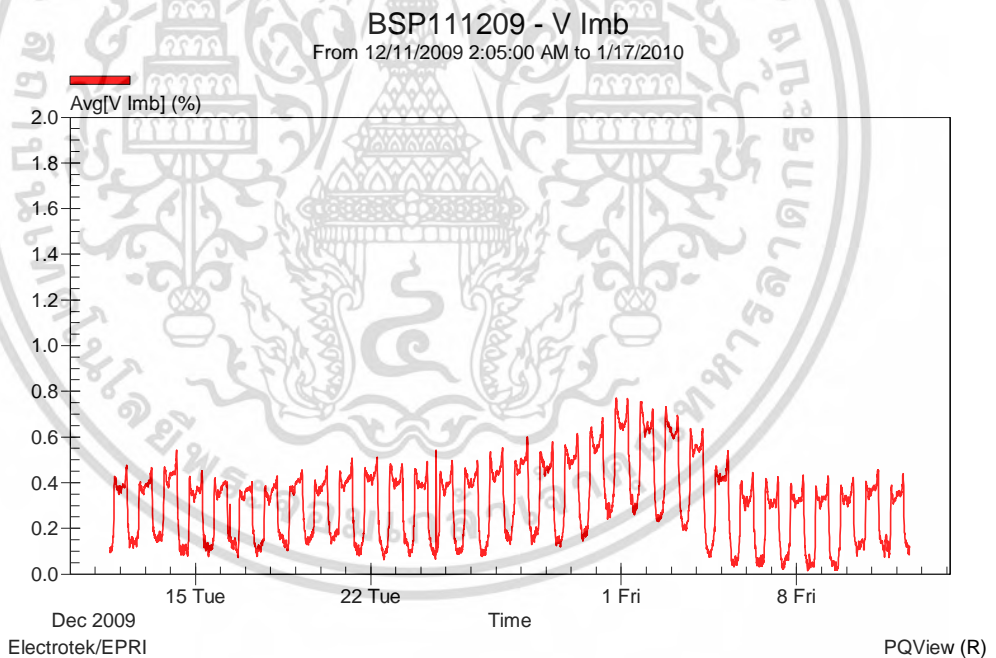
ตารางที่ 3.8 ผลการตรวจวัดแรงดันไม่สมดุล

Name PQ	Sampling	Min	Aver	Max	95%	Limitation	Standard
Unbalance	Vunb	4599	0.0136	0.3076	0.7699	0.6122	< 2%

จากการตรวจวัดค่าแรงดันไม่สมดุล สามารถพิจารณาข้อมูลทางสถิติในช่วงการตรวจวัดได้จำนวน 4,599 ข้อมูล โดยพบค่า CP95 ผ่านเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ มาตรฐาน EN50160 ที่กำหนดไว้ไม่เกิน 2% คือ 0.6122 % และมีความถี่เฉลี่ย เท่ากับ 0.3076% ตามรูปที่ 3.11 ทั้งนี้สามารถนำข้อมูลมาเขียนเป็นรูปกราฟแรงดันไม่สมดุล ต่อเวลา (Time Plot) ได้ตามรูปที่ 3.12



รูปที่ 3.11 ค่าความถี่สะสมของแรงดันไม่ได้ดุล ในระบบแรงต่ำ 380 โวลท์



รูปที่ 3.12 แรงดันไม่ได้ดุลในระบบแรงต่ำ 380 โวลท์ ต่อเวลา

3.4.1.4 ผลการตรวจวัดค่าตัวประกอบกำลัง (Power Factor, PF)

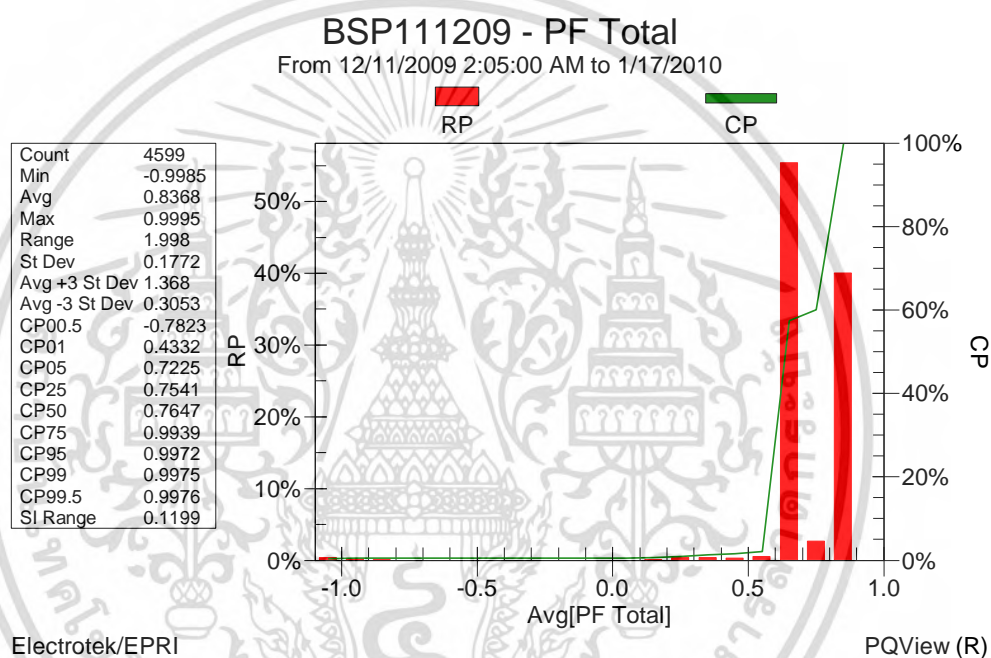
มาตรฐานการตรวจวัดค่าตัวประกอบกำลังของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องมามีค่าอยู่ในช่วง 0.85 - 1.00 ส่วนมาตรฐาน EN50160 ไม่มีกำหนด ซึ่งจากผลการตรวจวัด สามารถสรุปผลได้ตามตารางที่ 3.9

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3.9 ผลการตรวจวัดค่าตัวประกอบกำลัง

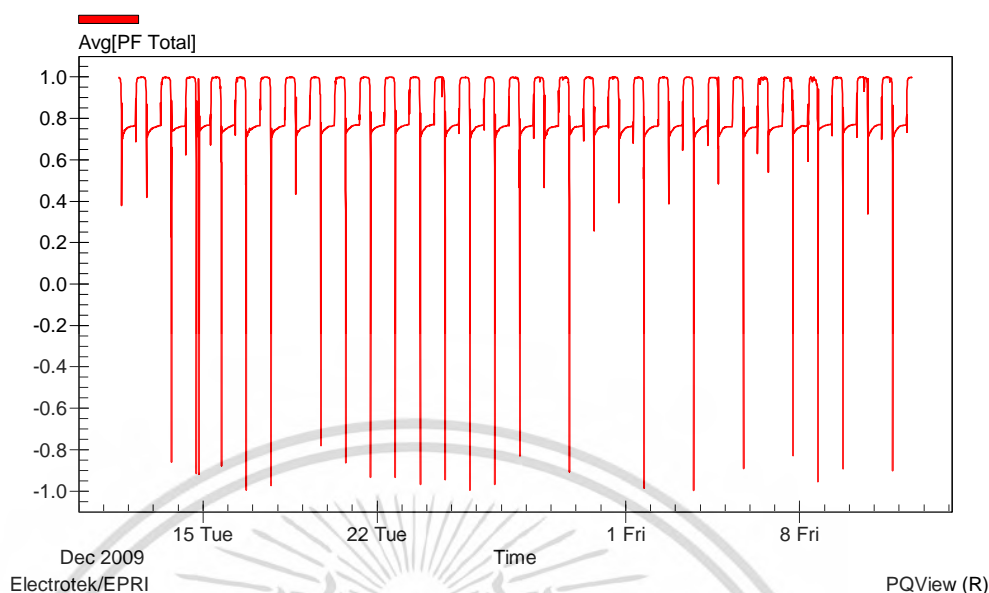
Name PQ		Sampling	Min	Aver	Max	95%	Limitation	Standard
Power Factor	pf	4599	-0.99	0.83	0.99	0.99	0.85-1.00	PEA

จากการตรวจวัดค่าตัวประกอบกำลัง สามารถพิจารณาข้อมูลทางสถิติ ในช่วงการตรวจวัดได้จำนวน 4,599 ข้อมูล โดยพบค่า CP95 ผ่านเกณฑ์มาตรฐานของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่กำหนดจะต้องมีค่าอยู่ในช่วง 0.85-1.00 คือ 0.99 pu. ตามรูปที่ 3.13 ทั้งนี้สามารถนำ ข้อมูลมาเขียนเป็นรูปกราฟค่าตัวประกอบกำลังต่อเวลา (Time Plot) ได้ตามรูปที่ 3.14



รูปที่ 3.13 ค่าความถี่สะสมของค่าตัวประกอบกำลัง ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์

BSP111209 - PF Total
From 12/11/2009 2:05:00 AM to 1/17/2010



รูปที่ 3.14 ค่าตัวประกอบกำลัง ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์ ต่อเวลา

3.4.1.5 ผลการตรวจวัดแรงดันกระเพื่อม (Fluctuation)

มาตรฐานการตรวจวัดค่าแรงดันกระเพื่อมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะแบ่งเป็น 2 ประเภท อยู่ในเทอมของแรงดันกระเพื่อมระยะสั้น (Short Term Flicker Severity; Pst) ซึ่งคิดทุก 10 นาที ต้องมีค่าน้อยกว่า 1 pu. และในเทอมของแรงดันกระเพื่อมระยะยาว (Long Term Flicker Severity; Plt) ซึ่งคิดทุก 2 ชั่วโมง โดยคิดจากค่า Pst จำนวน 12 ค่าที่ต่อเนื่องกัน (10 min. x 12 time = 120 min. = 2 hr.) ต้องมีค่าน้อยกว่า 0.8 pu. ส่วนมาตรฐาน EN50160 กำหนดแต่ค่าแรงดันกระเพื่อมระยะยาว ต้องมีค่าน้อยกว่า 1 pu. ซึ่งจากผลการตรวจวัดสามารถสรุปผลได้ตามตารางที่ 3.10 และ 3.11

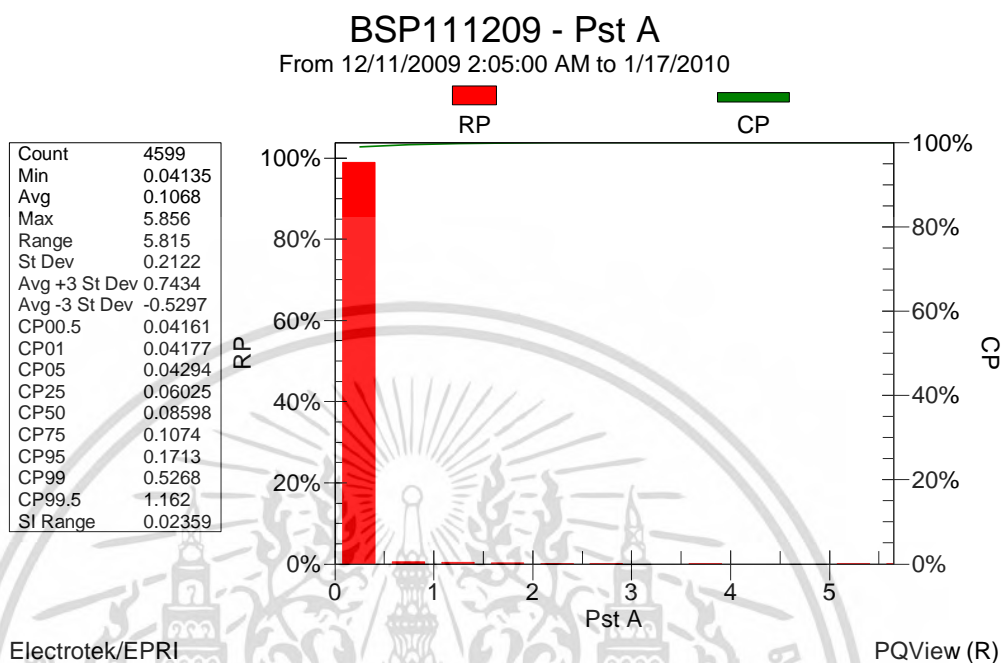
ตารางที่ 3.10 ผลการตรวจวัดค่าแรงดันกระเพื่อมระยะสั้น (Pst)

Name PQ	Simpling	Min	Aver	Max	95%	Limitation	Standard
Short Flick	AVPst	4599	0.0413	0.1068	5.815	0.1713	< 1 pu PEA
	BVPst	4599	0.0409	0.1082	6.002	0.1783	
	CVPst	4599	0.0410	0.1019	5.992	0.1687	

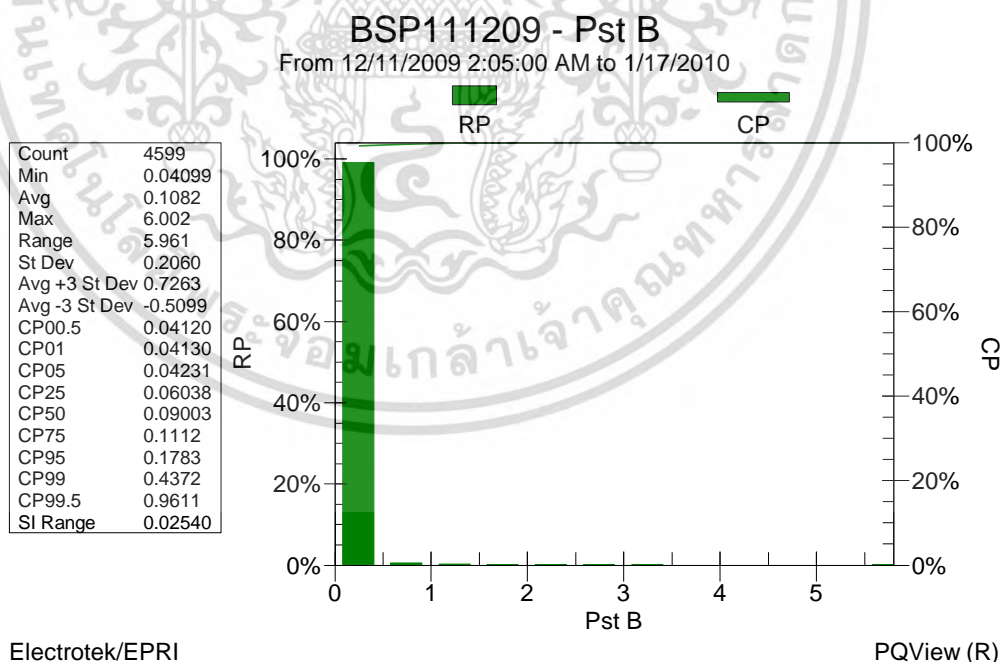
จากการตรวจวัดค่าแรงดันกระเพื่อมระยะสั้น สามารถพิจารณาข้อมูลทางสถิติในช่วงการตรวจวัดได้จำนวน 4,599 ข้อมูล โดยพบค่า CP95 ผ่านเกณฑ์มาตรฐานของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่กำหนดจะต้องมีค่าน้อยกว่า 1 pu. คือ เฟส A = 0.1713 pu., เฟส B = 0.1783 pu.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

และเฟส C = 0.1687 pu. โดยมีค่าแรงดันกระเพื่อมระยะสั้นเฉลี่ยประมาณ 0.1 ตามรูปที่ 3.15-3.17 ทั้งนี้สามารถนำข้อมูลมาเขียนเป็นรูปกราฟค่าแรงดันกระเพื่อมระยะสั้น ต่อเวลา (Time Plot) ได้ตามรูปที่ 3.18

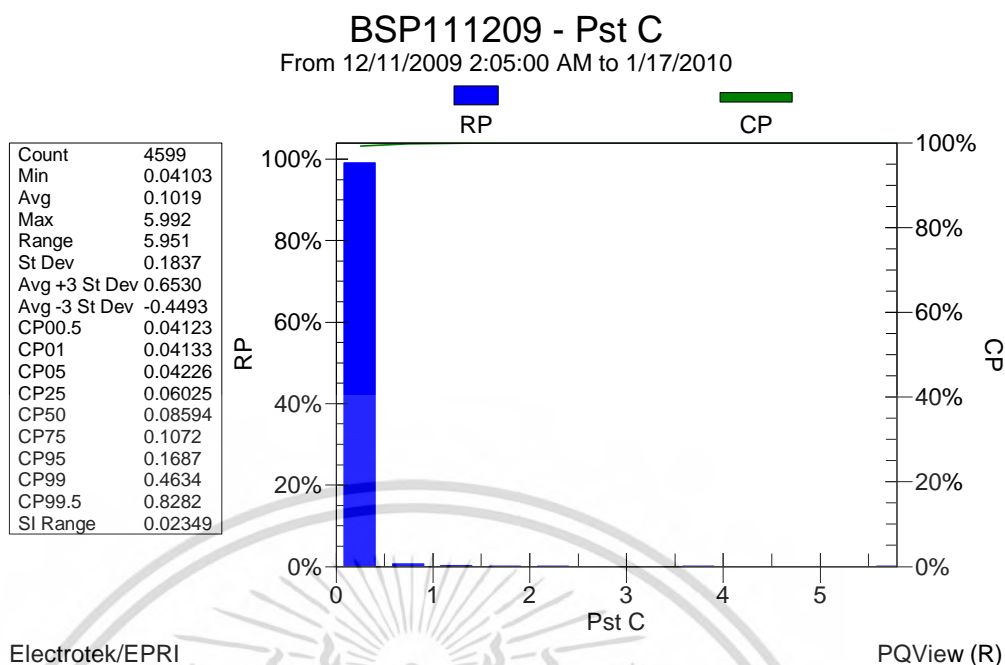


รูปที่ 3.15 ค่าความถี่สะสมของแรงดันกระเพื่อมระยะสั้น เฟส A ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์

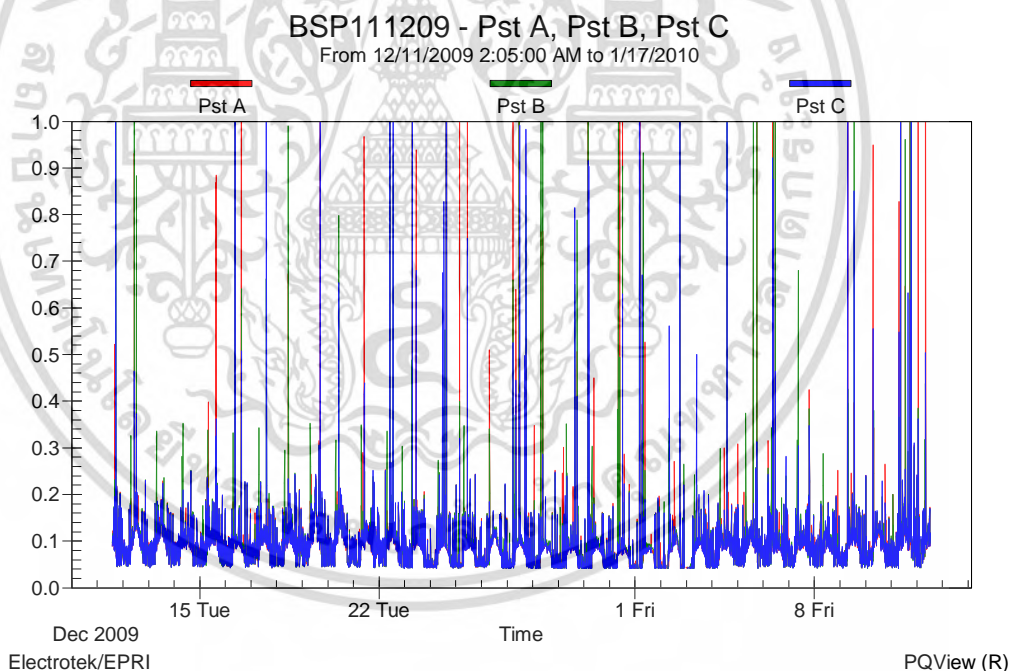


รูปที่ 3.16 ค่าความถี่สะสมของแรงดันกระเพื่อมระยะสั้นเฟส B ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.17 ค่าความถี่สะสมของแรงดันกระเพื่อมระยะสั้นเฟส C ในระบบแรงต่ำ 380 โวลท์



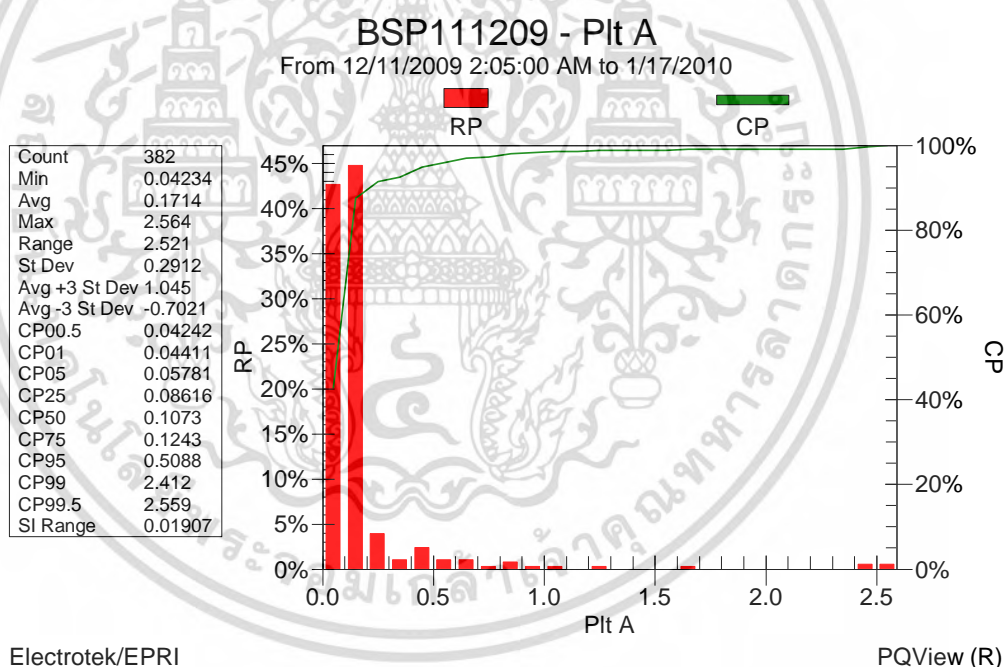
รูปที่ 3.18 ค่าแรงดันกระเพื่อมระยะสั้น ในระบบแรงต่ำ 380 โวลท์ ต่อเวลา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

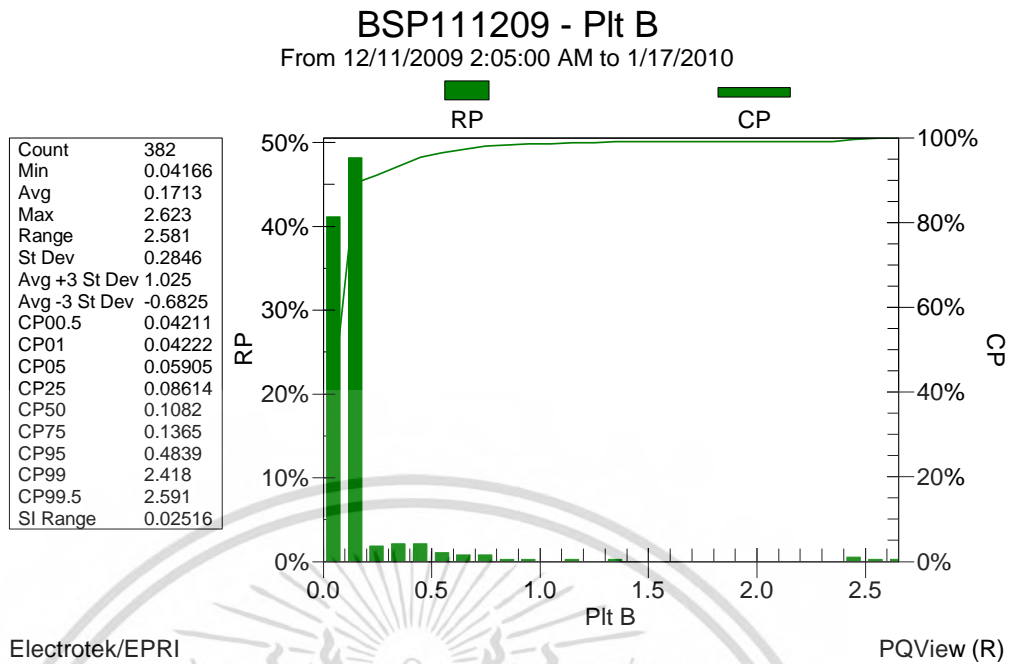
ตารางที่ 3.11 ผลการตรวจวัดค่าแรงดันกระเพื่อมระยะยาว (Plt)

Name PQ		Sampling	Min	Aver	Max	95%	Limitation	Standard
Long Flick	AVPlt	382	0.0423	0.1714	2.564	0.5088	< 0.8 pu <1.0 pu	PEA EN50160
	BVPlt	382	0.0416	0.1713	2.623	0.4839		
	CVPlt	382	0.0417	0.1524	2.617	0.3935		

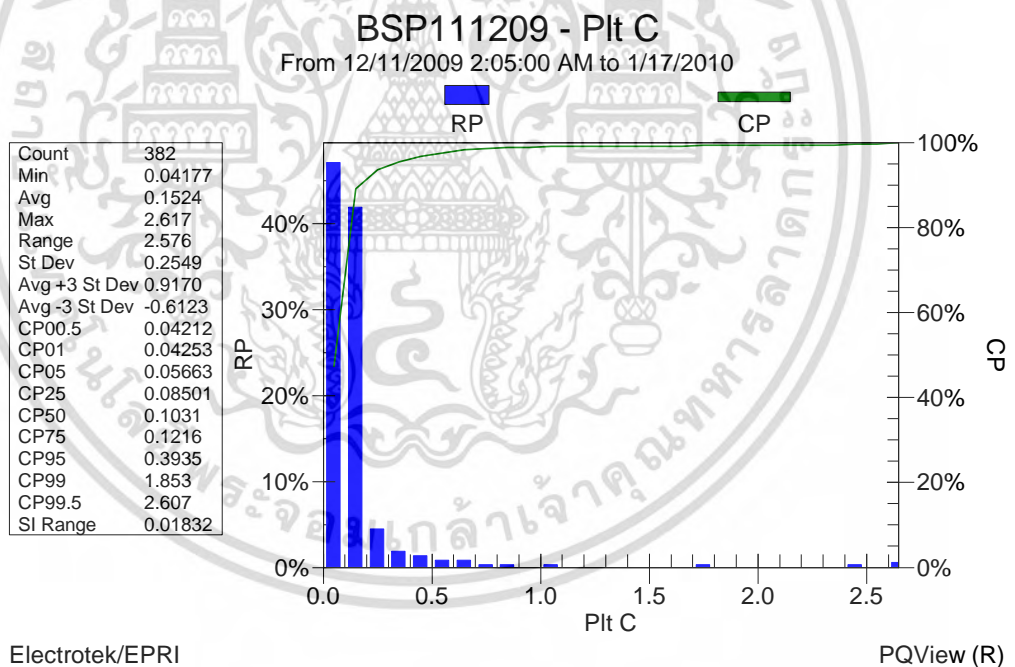
จากการตรวจวัดค่าแรงดันกระเพื่อมระยะยาว สามารถพิจารณาข้อมูลทางสถิติในช่วงการตรวจวัดได้จำนวน 382 ข้อมูล โดยพบค่า CP95 ผ่านเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่กำหนดจะต้องมีค่าน้อยกว่า 0.8 pu. และผ่านเกณฑ์มาตรฐาน EN50160 ที่กำหนดจะต้องมีค่าน้อยกว่า 1 pu. คือ เฟส A = 0.5088 pu., เฟส B = 0.4839 pu. และเฟส C = 0.3935 pu. โดยมีค่าแรงดันกระเพื่อมระยะยาวเฉลี่ยประมาณ 0.17 ตามรูปที่ 3.19-3.21 ทั้งนี้สามารถนำข้อมูลมาเขียนเป็นรูปกราฟค่าแรงดันกระเพื่อมระยะยาวต่อเวลา (Time Plot) ได้ตามรูปที่ 3.22



รูปที่ 3.19 ค่าความถี่สะสมของแรงดันกระเพื่อมระยะยาวเฟส A ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์



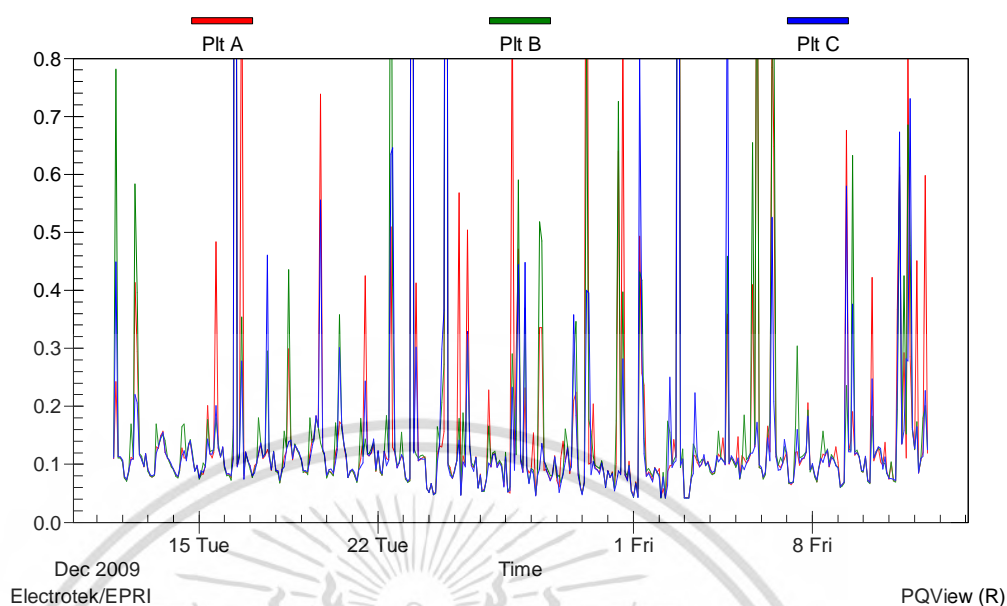
รูปที่ 3.20 ค่าความถี่สะสมของแรงดันกระแสเพื่อระยะยาวเฟส B ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์



รูปที่ 3.21 ค่าความถี่สะสมของแรงดันกระแสเพื่อระยะยาวเฟส C ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์

BSP11209 - Plt A, Plt B, Plt C

From 12/11/2009 2:05:00 AM to 1/17/2010



รูปที่ 3.22 ค่าแรงดันกระเพื่อมระยะยาว ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์ ต่อเวลา

3.4.1.6 ผลการตรวจวัดฮาร์มอนิก

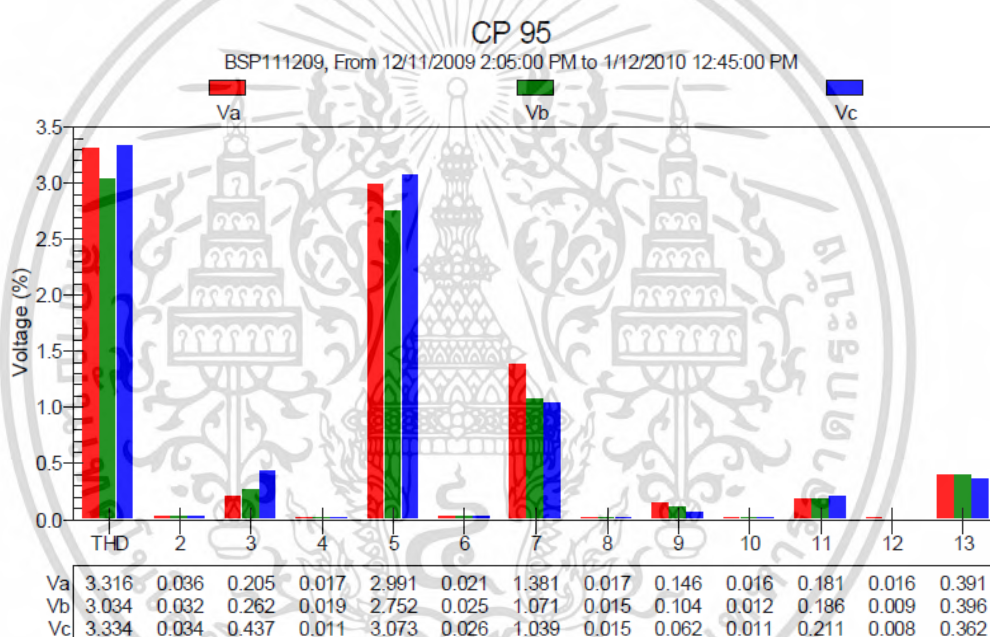
มาตรฐานการตรวจวัดฮาร์มอนิก ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะแบ่งการตรวจวัดเป็น 2 ลักษณะ คือการตรวจวัดทางด้านแรงดัน (Harmonic Voltage) และการตรวจวัดทางด้านกระแส (Harmonic Current) ซึ่งจะประเมินทุก 10 นาที แสดงในเทอมของค่า THD (Total Harmonic Distortion) คิดเป็น % เทียบกับค่าแรงดันมูลฐาน (Fundamental Voltage; V_1) หรือ กระแสมูลฐาน (Fundamental Current; I_1) โดยสามารถพิจารณาแยกการประเมินตามลำดับฮาร์มอนิกส์เป็นลำดับคู่และคี่ (มาตรฐาน EN50160 จะพิจารณาเฉพาะฮาร์มอนิกส์แรงดันเท่านั้น) ซึ่งจากผลการตรวจวัดสามารถสรุปผลได้ตามตารางที่ 3.12 และ 3.13 ตามรูปที่ 3.23-3.31

ผลมาตรฐานการตรวจวัดฮาร์มอนิกแรงดัน (Harmonic Voltage) เมื่อเปรียบเทียบกับเกณฑ์มาตรฐาน ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PRC - PQG -01 /1998) และ มาตรฐาน EN50160 โดยกำหนดให้ THDv ไม่เกิน 5 % และ 8% ตามลำดับซึ่งผลการตรวจวัดอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน รวมทั้งแยกแต่ละลำดับที่พิจารณาด้วย สำมาตรฐาน EN50160 จะพิจารณาลำดับฮาร์มอนิกส์ เฉพาะ ลำดับที่ 5,7,11,13 เท่านั้น

ตารางที่ 3.12 ผลการตรวจวัดค่าแรงดันฮาร์โมนิก (THDv)

Name PQ		THDv	5	7	11	13
Harmonic	PEA (Limit)	5	4	4	4	4
	EN50160 (Limit)	8	6	5	3.5	3
	A THDv	3.316	2.991	1.381	0.181	0.391
	B THDv	3.034	2.752	1.071	0.186	0.396
	C THDv	3.334	3.073	1.039	0.211	0.362

หมายเหตุ มาตรฐาน EN50160 ไม่มีเกณฑ์แรงดันฮาร์โมนิกส์ลำดับคู่ สำหรับเกณฑ์มาตรฐาน กฟผ. (PRC - PQG - 01 /1998) กำหนด แรงดันฮาร์โมนิกส์ลำดับคู่ไม่เกิน 2 % ผลการตรวจวัดอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ดังรูปที่ 3.23

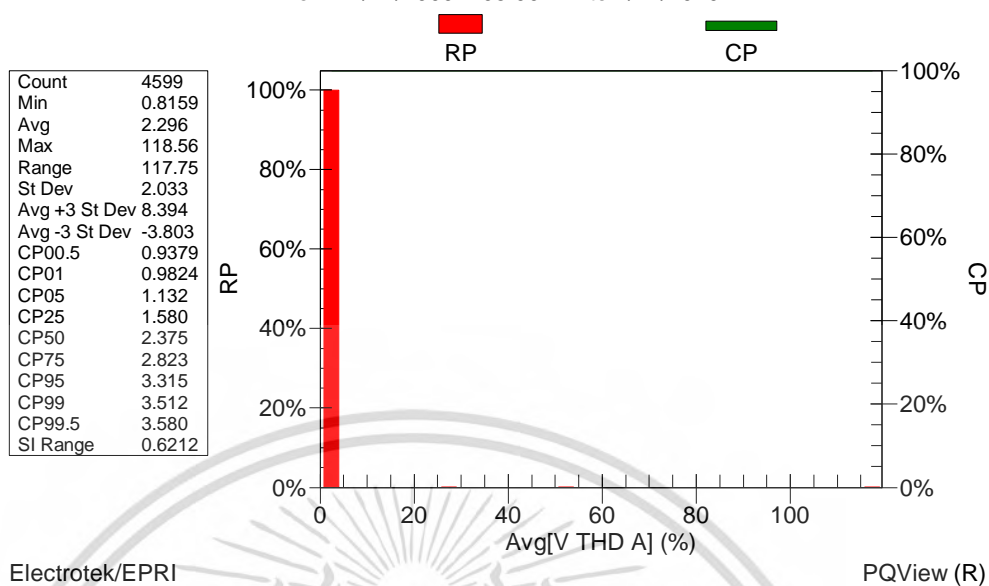


รูปที่ 3.23 แรงดันฮาร์โมนิกแต่ละอันดับ ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

BSP111209 - V THD A

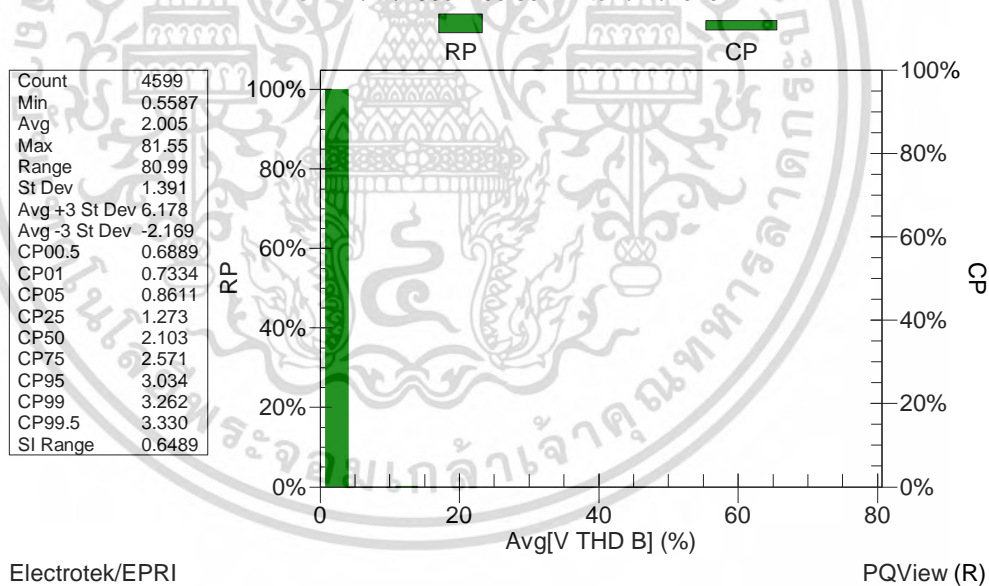
From 12/11/2009 2:05:00 AM to 1/17/2010



รูปที่ 3.24 ค่าความถี่สะสมของแรงดันฮาร์โมนิก เฟส A ในระบบแรงต่ำ 380 โวลท์

BSP111209 - V THD B

From 12/11/2009 2:05:00 AM to 1/17/2010

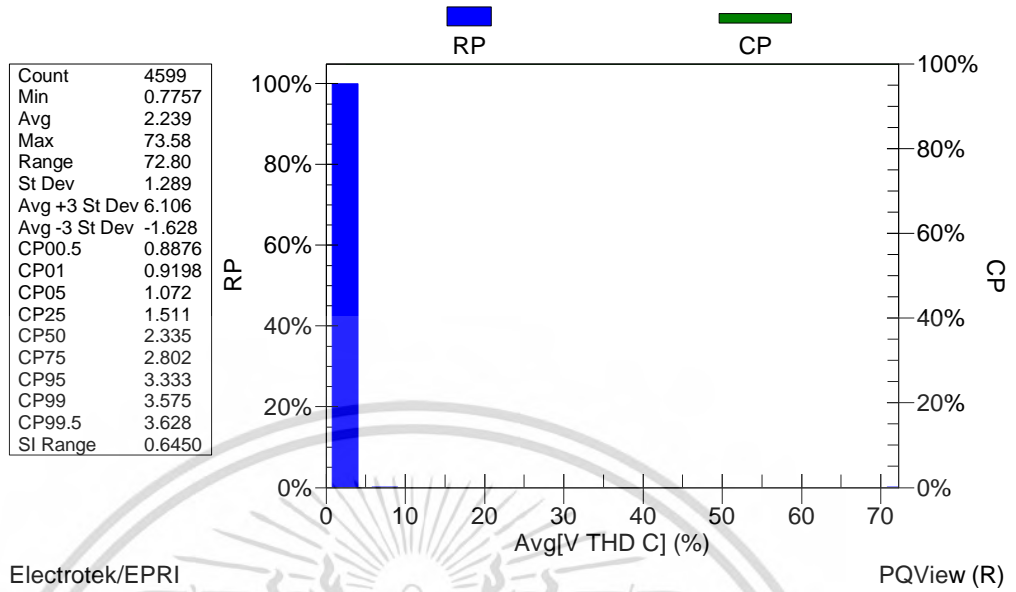


รูปที่ 3.25 ค่าความถี่สะสมของแรงดันฮาร์โมนิก เฟส B ในระบบแรงต่ำ 380 โวลท์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

BSP111209 - V THD C

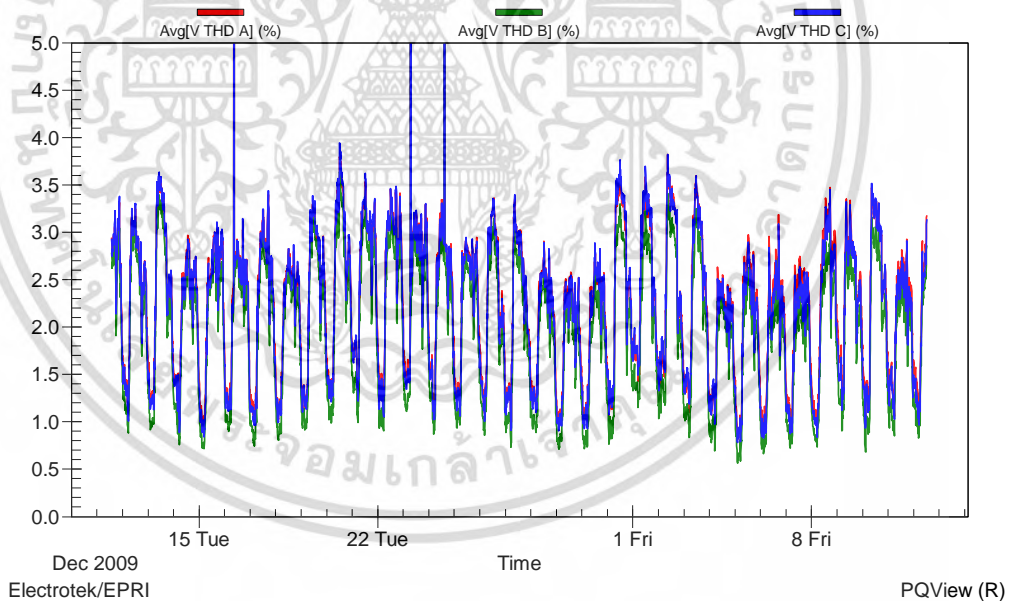
From 12/11/2009 2:05:00 AM to 1/17/2010



รูปที่ 3.26 ค่าความถี่สะสมของแรงดันฮาร์มอนิก เฟส C ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์

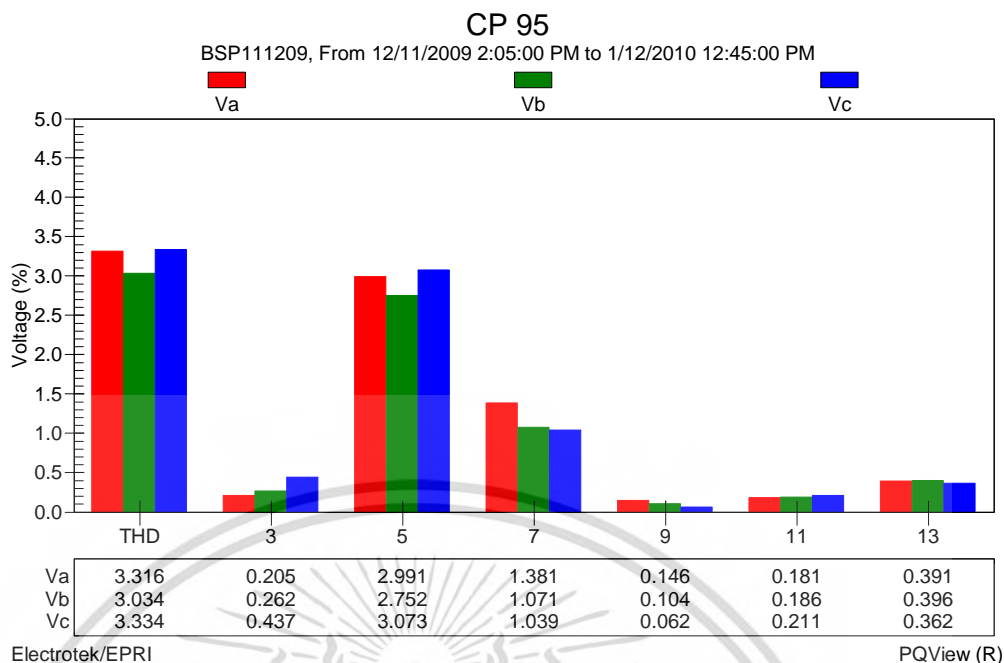
BSP111209 - V THD A, V THD B, V THD C

From 12/11/2009 2:05:00 AM to 1/17/2010



รูปที่ 3.27 ค่าแรงดันฮาร์มอนิก ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์ ต่อเวลา

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



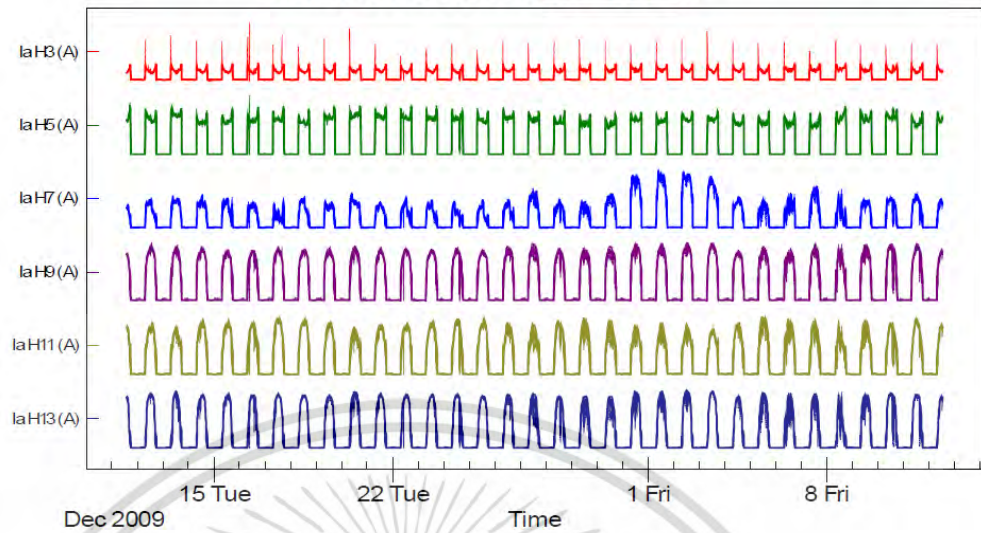
รูปที่ 3.28 ค่าแรงดันฮาร์โมนิกลำดับคี่ ในระบบแรงต่ำ 380 โวลต์

ตารางที่ 3.13 ผลการตรวจวัดค่ากระแสฮาร์โมนิก (THDi)

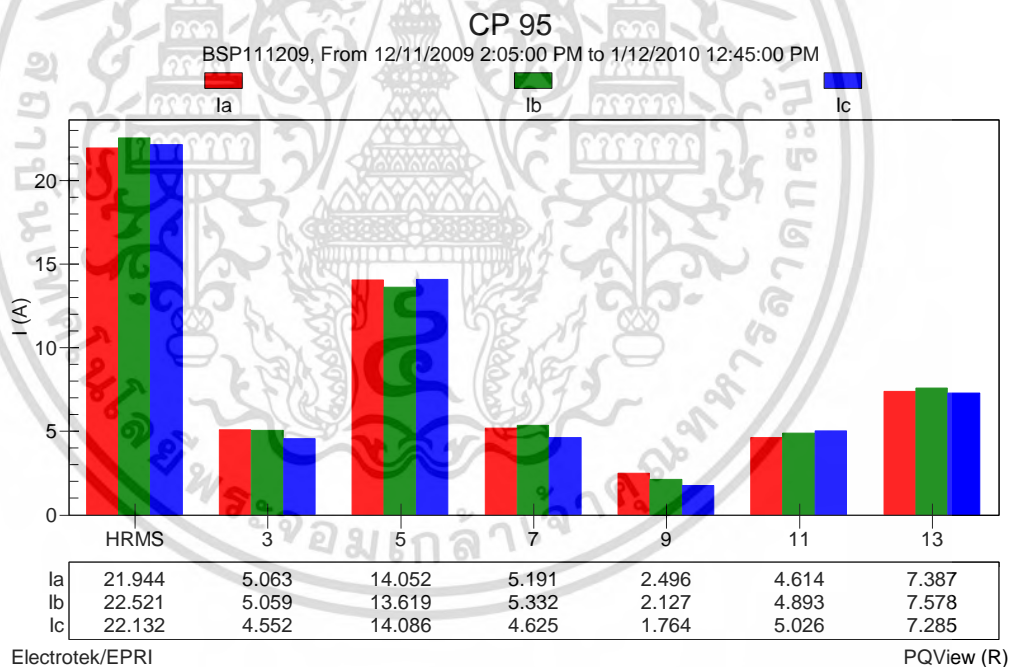
	Name PQ	2	4	6	8	10	12	14	16	18
Harmonic	PEA (Limit,A)	48	22	11	9	7	6	5	5	4
	EN50160 (Limit)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	AVThd	4.445	00.523	0.240	0.282	0.280	0.241	0.374	0.459	0.266
	BVThd	3.185	00.558	0.285	0.259	0.258	0.226	0.346	0.392	0.241
	CVThd	3.741	00.217	0.329	0.223	0.248	0.186	0.391	0.443	0.270
	Name PQ	3	5	7	9	11	13	15	17	19
Harmonic	PEA (Limit,A)	34	56	40	8	19	16	4	6	6
	EN50160 (Limit)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	A THDi	5.063	14.052	5.191	2.282	4.614	7.387	3.567	9.163	8.104
	B THDi	5.059	13.619	5.332	2.127	4.893	7.578	3.517	9.387	8.436
	C THDi	4.552	14.086	4.625	1.764	5.026	7.285	2.816	9.466	8.288

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

BSP111209 - Ia H3, Ia H5, Ia H7, Ia H9, Ia H11, Ia H13
From 12/11/2009 2:05:00 AM to 1/17/2010



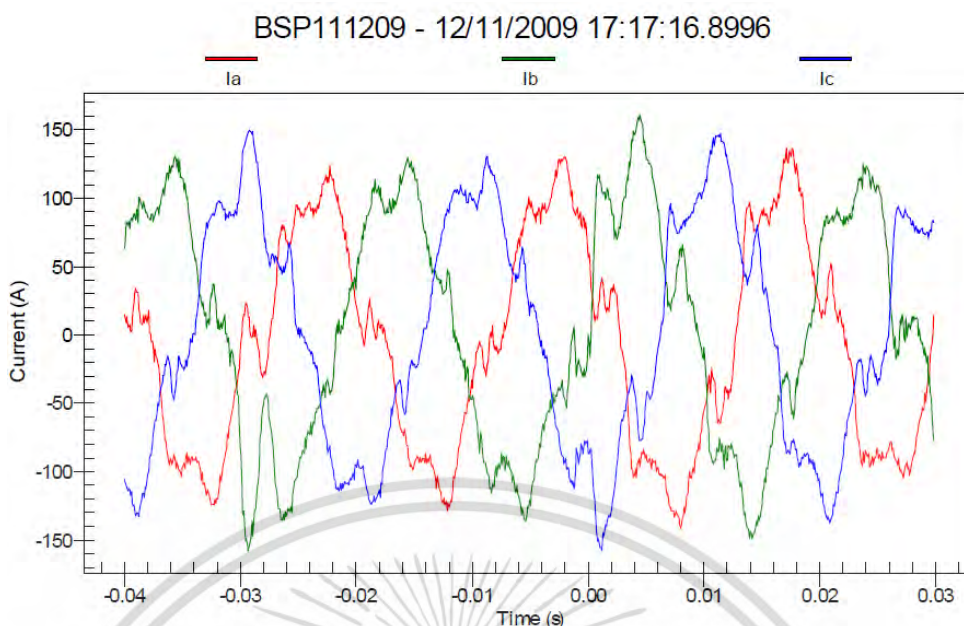
รูปที่ 3.29 ลักษณะของกระแสฮาร์โมนิกลำดับที่ (3,5,7,9,11,13) เฟส A ในระบบแรงต่ำ 380 โวลท์



รูปที่ 3.30 ค่ากระแสฮาร์โมนิกลำดับที่ ในระบบแรงต่ำ 380 โวลท์

ผลมาตรฐานการตรวจวัดฮาร์โมนิกกระแส(Harmonic Current) เมื่อเปรียบเทียบกับเกณฑ์มาตรฐาน ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PRC - POG -01 /1998) โดยกำหนดเกณฑ์แยกแต่ละลำดับฮาร์โมนิก ซึ่งผลการตรวจวัดอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ยกเว้นอันดับที่ 17th 19th เกินมาตรฐานเล็กน้อย สำหรับเกณฑ์มาตรฐาน EN50160 ไม่ได้กำหนดไว้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.31 รูปกระแสในระบบแรงต่ำ ของแหล่งจ่ายพลังงานทดแทนระบบโซลาร์เซลล์

3.4.2 ผลการตรวจวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้า

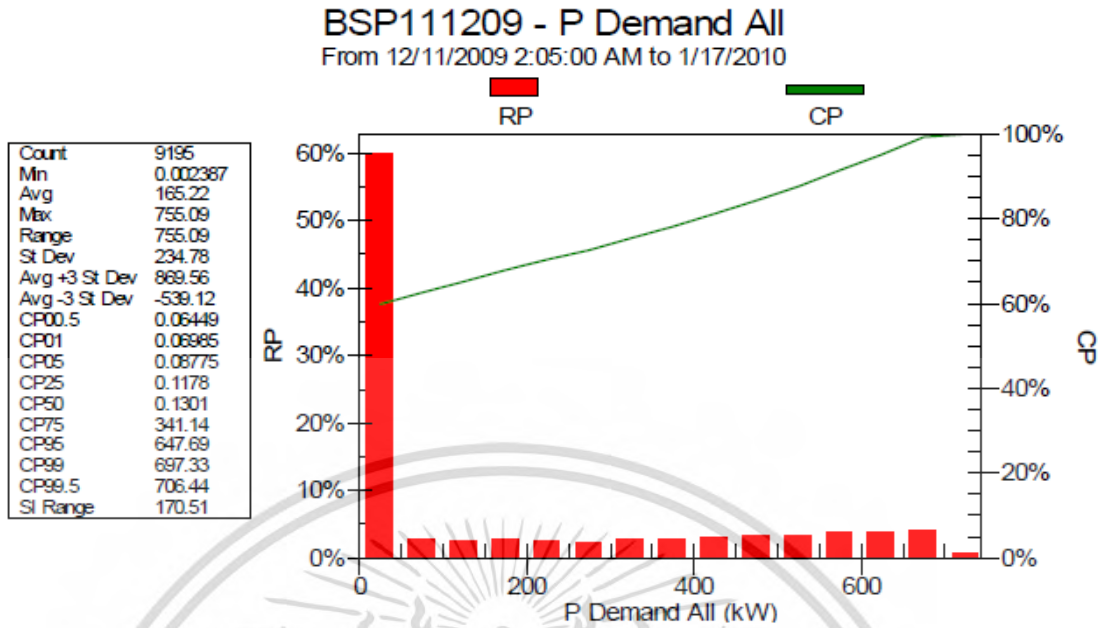
จุดตรวจวัดที่แหล่งจ่ายพลังงานทดแทนระบบโซลาร์เซลล์ ระบบแรงต่ำ 3 เฟส 380 โวลต์

3.4.2.1 กำลังไฟฟ้าจริง (Active Power)

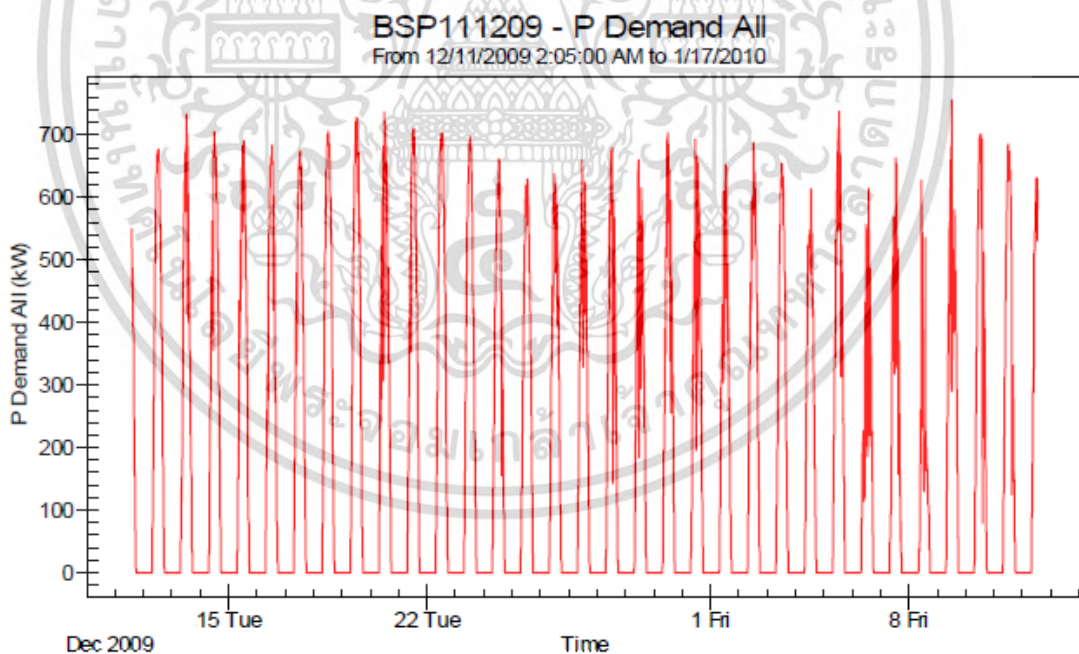
จากผลการตรวจวัดกำลังไฟฟ้าจริง(P) โดยบันทึกค่าทุกๆ 10 นาที ตลอดระยะเวลาการตรวจวัด พบว่าได้ค่าสูงสุดของกำลังที่สามารถจ่ายได้ของระบบโซลาร์เซลล์ ของโครงการ ประมาณ 755.09 kW(CP95% ที่ 647.69) หรือค่าเฉลี่ยประมาณ 165.09 kW สำหรับค่ากำลังไฟฟ้าต่ำ (Min Power) เป็นค่ากรณีที่ผู้ผลิตไม่ได้มีการจ่ายพลังงานหรือช่วงเวลาที่ไม่สามารถผลิตได้ (แสงแดดน้อย,กลางคืน) ดังตารางแสดงค่าการตรวจวัดกำลังไฟฟ้า ที่ 3.14 และ รูปที่ 3.32 , รูปที่ 3.33

ตารางที่ 3.14 ผลการตรวจวัดค่ากำลังไฟฟ้าจริง Active Power,P

Name P	Simpling	Min	Aver	Max	95%
P.Demand kW	9,195	0.00	165.22	755.09	647.69



รูปที่ 3.32 ค่าความถี่สะสมของกำลังไฟฟ้าจริง(P) ของแหล่งจ่ายระบบโซลาร์เซลล์



รูปที่ 3.33 ค่ากำลังไฟฟ้าจริง (P) ช่วงเวลาที่ตรวจวัดของแหล่งจ่ายระบบโซลาร์เซลล์

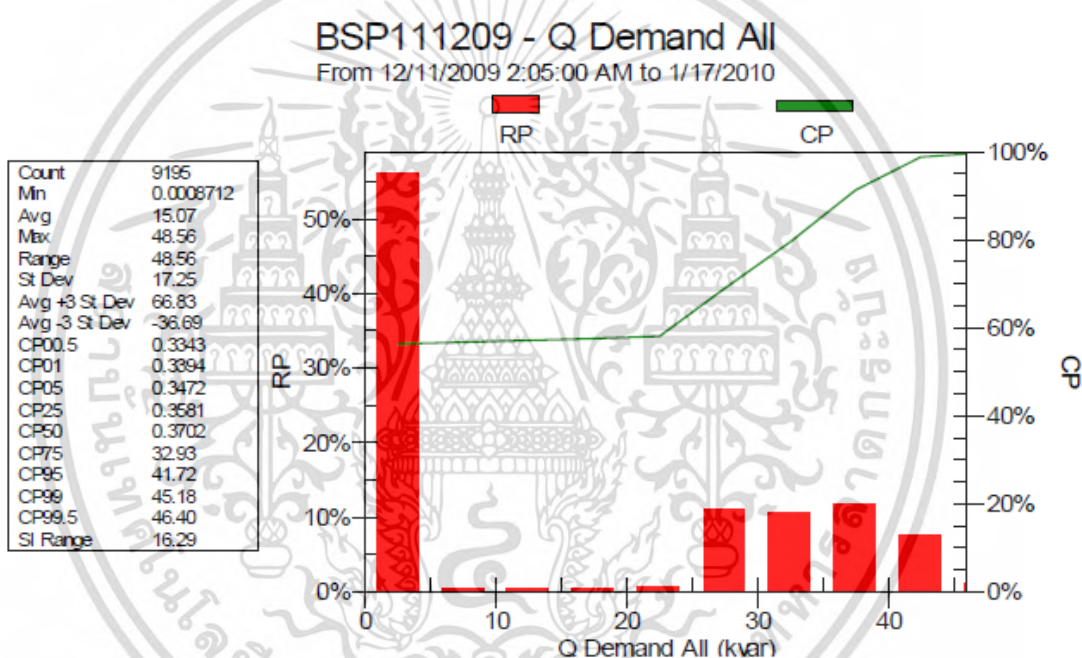
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.4.2.2 กำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive Power,Q)

จากผลการตรวจวัดกำลังไฟฟ้าเสมือน(Q) โดยบันทึกค่าทุกๆ 10 นาที ตลอดระยะเวลาการตรวจวัด พบว่าได้ค่าสูงสุดของกำลังไฟฟ้าเสมือน(reactive power) กิโลวาร์ของระบบโซล่าเซลล์ที่ต้องการ ประมาณ 48.22 kVar (CP95% ที่ 41.86 kVar) หรือค่าเฉลี่ยประมาณ 14.68 kVarสำหรับค่ากำลังไฟต่ำ(Min Power) ดังตารางแสดงค่าการตรวจวัดกำลังไฟฟ้า ที่ 3.15 และ รูปที่ 3.34 , รูปที่ 3.35

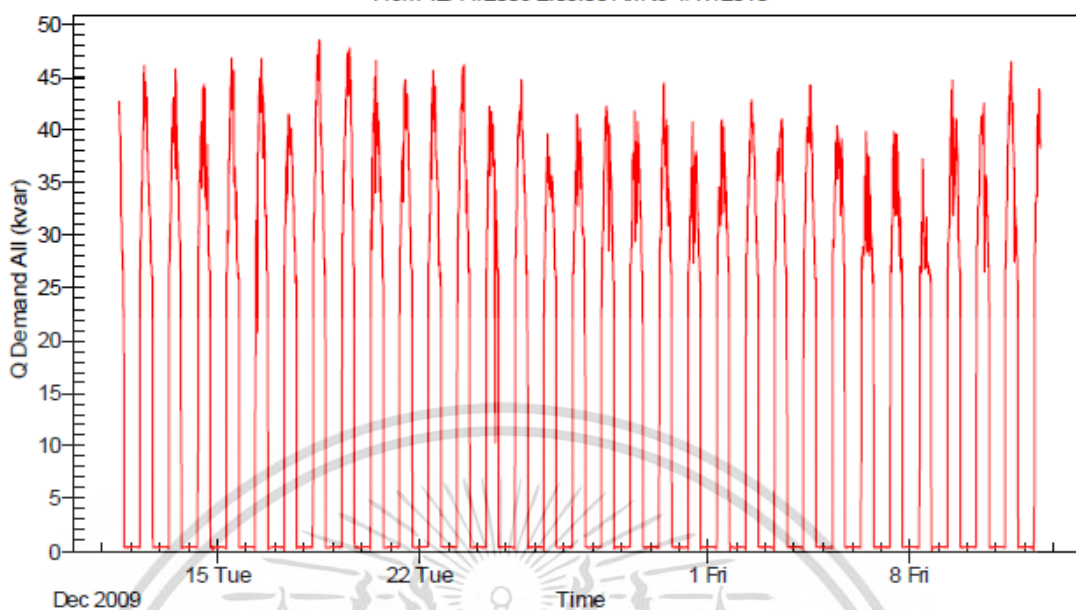
ตารางที่ 3.15 ผลการตรวจวัดค่ากำลังไฟฟ้าเสมือน Reactive Power,Q

Name P	Simpling	Min	Aver	Max	95%
Q.Demand kVar	9,195	0.00	15.07	48.56	41.72



รูปที่ 3.34 ค่าความถี่สะสมของกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) ของแหล่งจ่ายระบบโซล่าเซลล์

BSP111209 - Q Demand All
From 12/11/2009 2:05:00 AM to 1/17/2010



รูปที่ 3.35 กำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) ช่วงเวลาที่ตรวจวัดของแหล่งจ่ายระบบโซล่าเซลล์

3.4.2.3 กำลังไฟฟ้าปรากฏ Apparent Power(S)

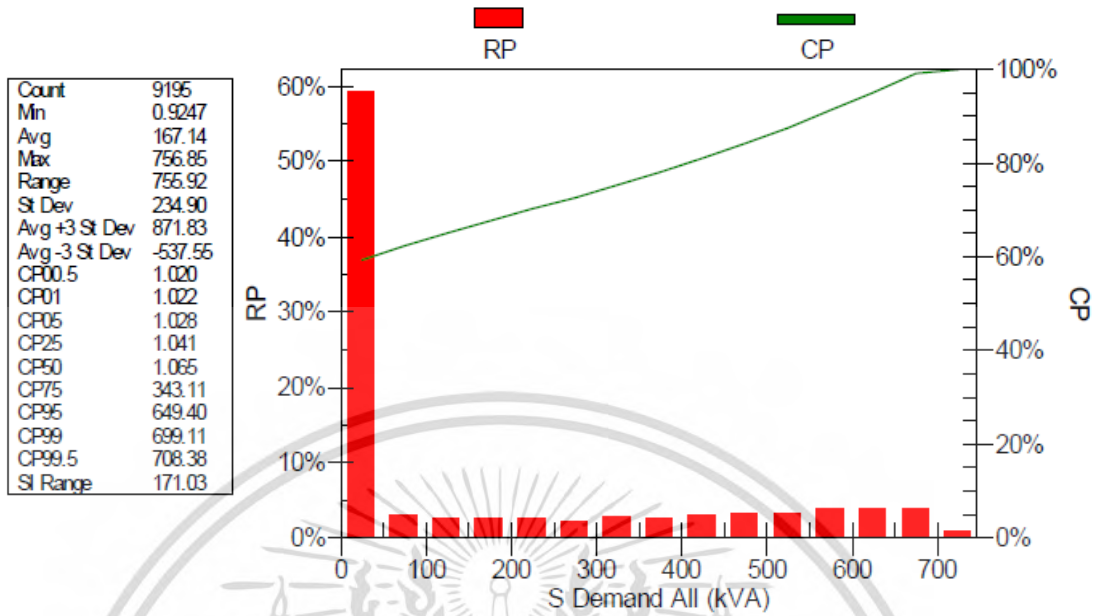
จากผลการตรวจวัดกำลังไฟฟ้าปรากฏ(S) โดยบันทึกค่าทุกๆ 10 นาที ตลอดระยะเวลาการตรวจวัด พบว่าได้ค่าสูงสุดของกำลังไฟฟ้าปรากฏ(apparent power) กิโลโวลท์ แอมป์ (kVA) ของระบบโซล่าเซลล์ ที่ต้องการ ประมาณ 48.22 kVA (CP95% ที่ 41.86 kVA) หรือ ค่าเฉลี่ยประมาณ 14.68 kVA สำหรับค่ากำลังไฟต่ำ(Min Power) เป็นค่ากรณีที่ไม่มีการจ่ายพลังงานหรือช่วงเวลาที่ไม่สามารถผลิตได้(แสงแดดน้อย,กลางคืน) ดังตารางแสดงค่าการตรวจวัด กำลังไฟฟ้าที่ 3.16 และ รูปที่ 3.36 , รูปที่ 3.37

ตารางที่ 3.16 ผลการตรวจวัดค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏ Apparent Power,S

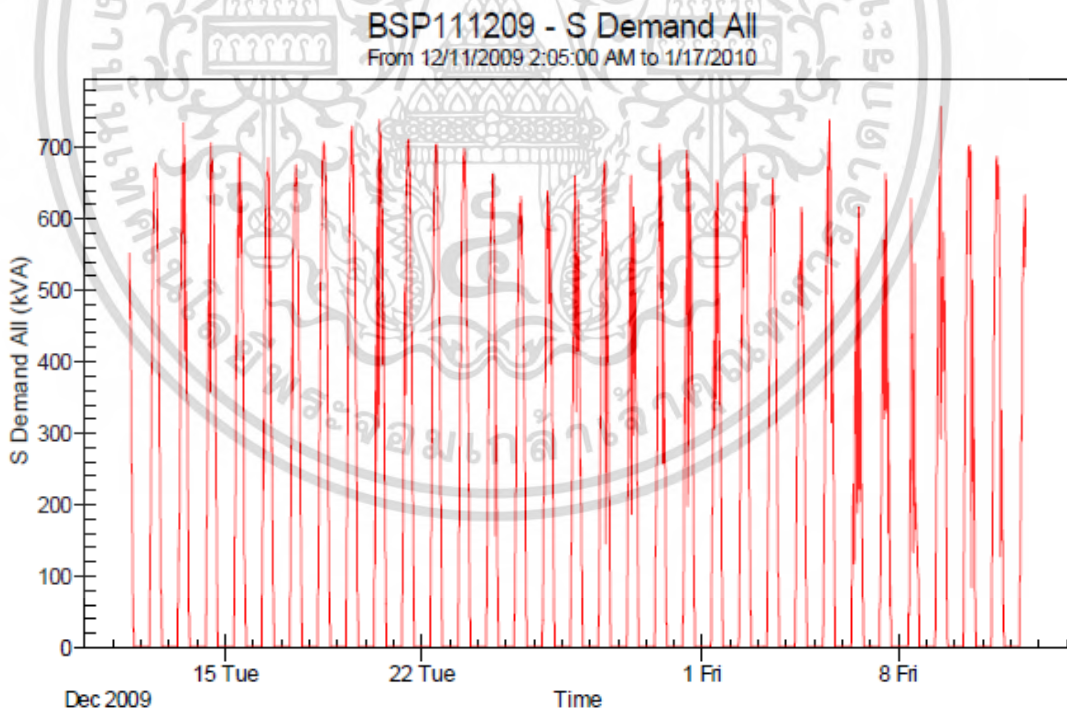
Name S	Sampling	Min	Aver	Max	95%
S.Demand kVA	9,195	0.92	167.14	756.85	649.40

BSP111209 - S Demand All

From 12/11/2009 2:05:00 AM to 1/17/2010



รูปที่ 3.36 ค่าความถี่สะสมของกำลังไฟฟ้าปรากฏ (S) ของแหล่งจ่ายระบบโซลาร์เซลล์



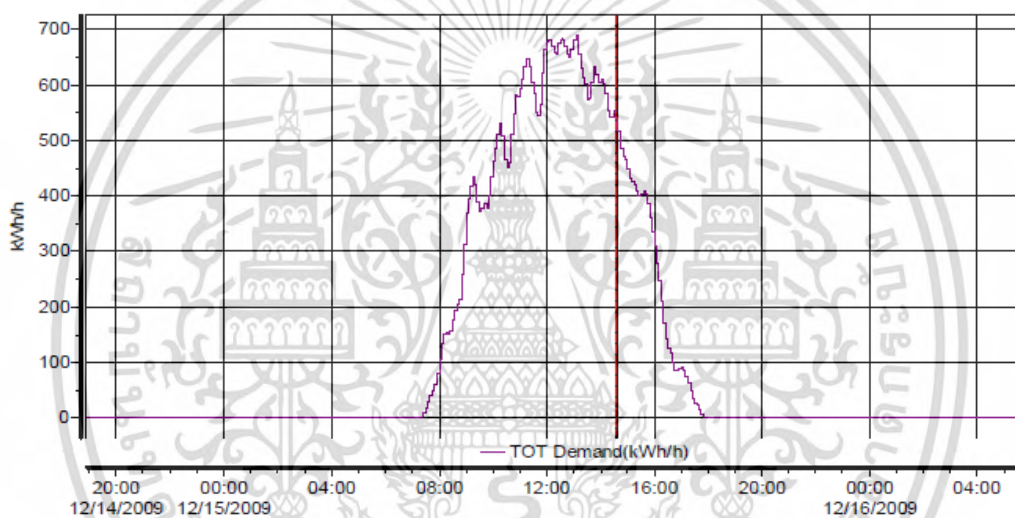
รูปที่ 3.37 ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏ (S) ช่วงเวลาที่ตรวจวัดของแหล่งจ่ายระบบโซลาร์เซลล์

การจ่ายพลังงานไฟฟ้า ณ แหล่งจ่ายพลังงานทดแทนระบบโซลาร์เซลล์ ผลการตรวจวัดกำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกมาอยู่ในช่วงสูงสุดประมาณ 755 kW และค่าเฉลี่ยต่อวันประมาณ 165 kW โดยพลังงานไฟฟ้าจะเริ่มปรากฏจ่ายได้ตั้งแต่ช่วงเวลา 07.00 – 17.00 น. ขึ้นกับความเข้มเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ของแสงแดดแต่ละวันโดยพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายให้สูงสุดอยู่ในช่วง 11.00 – 13.00 น . หากพิจารณาพลังงานสะสมที่จ่ายได้แต่ละวันพบว่าอยู่ประมาณ 4,159 kWh/day หรือตลอดในช่วงที่มีการตรวจวัด 32 วัน ประมาณ 126,718 kWh/M ดังตารางที่ 3.17 และ รูปพลังงานที่จ่ายได้ของระบบโซลาร์เซลล์ เป็นรายวันรูปที่ 3.38 ,3.39 รายสัปดาห์ รูปที่ 3.40 และรายเดือน รูปที่ 3.41

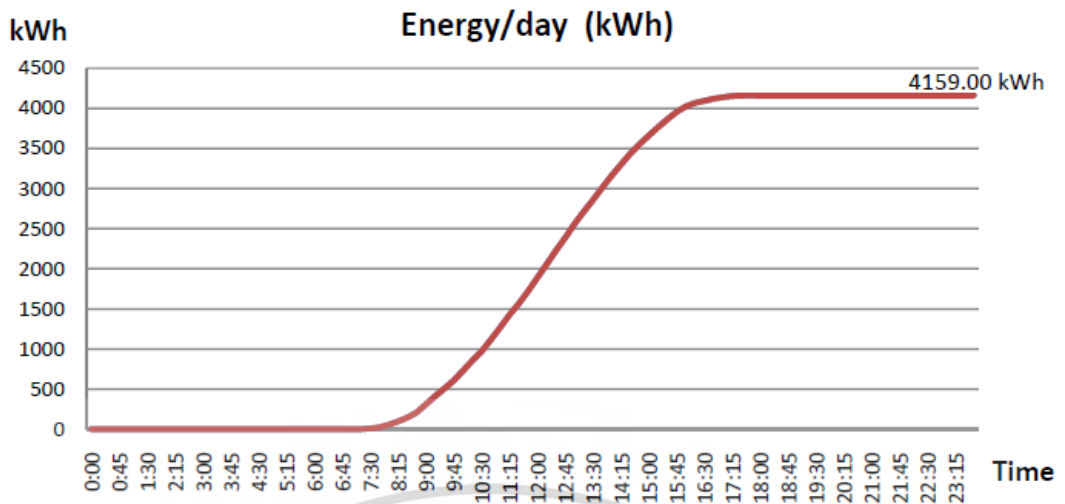
ตารางที่ 3.17 ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดและพลังงานสะสม (BSC)

Name P	Sampling	Min	Aver	Max	95%	Time Rank of Pmax
P.Demand kW	9,195	-0.45	165.09	755.09	647.69	07.00-17.00 hr. Peak : 11.00-13.00

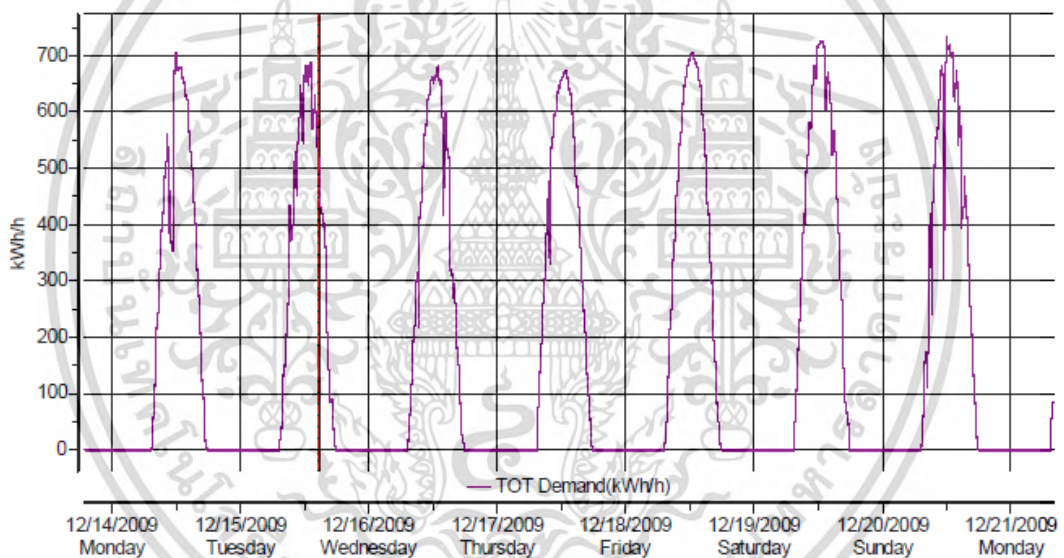


รูปที่ 3.38 พลังงานที่จ่ายได้ในช่วงรายวันของระบบโซลาร์เซลล์ (วันที่ 15 ธันวาคม 2552)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

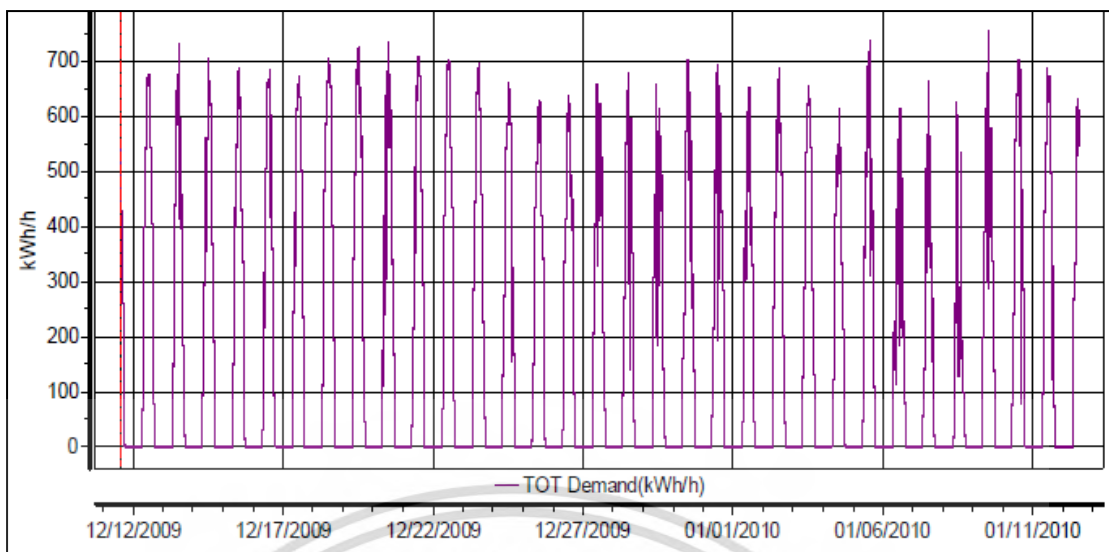


รูปที่ 3.39 พลังงานสะสมที่จ่ายได้ในช่วงรายวันของระบบโซลาร์เซลล์ (วันที่ 15 ธันวาคม 2552)



รูปที่ 3.40 พลังงานที่จ่ายได้ในช่วงรายสัปดาห์ ของระบบโซลาร์เซลล์ (วันที่ 14-21 ธันวาคม 2552)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 3.41 พลังงานที่จ่ายได้ในช่วงรายเดือนของระบบโซลาร์เซลล์



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 4

การจำลองการศึกษาผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า

ในบทนี้เป็นการศึกษาผลกระทบจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล เมื่อเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 22 kV สถานีไฟฟ้าอ่างทอง1 จ.อ่างทอง โดยทำการศึกษาผลกระทบทั้งสภาวะคงตัว (Steady state) และสภาวะชั่วคราวเมื่อเกิดความผิดปกติ (Fault) ในระบบไฟฟ้า เพื่อดูผลของระดับแรงดันไฟฟ้า ผลกระทบทางด้านความสูญเสียในระบบไฟฟ้า ขนาดของแรงดันไฟฟ้าเมื่อเกิดเหตุการณ์แรงดันตกชั่วคราว ค่ากระแสลัดวงจรในระบบผลกระทบที่มีต่อระบบป้องกันของสถานีไฟฟ้า และเสถียรภาพของกำลังไฟฟ้าและแรงดันในระบบไฟฟ้า ทั้งก่อนและหลังการเชื่อมต่อกับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสง และ แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล เข้าสู่ระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การศึกษาจำลองในที่นี้ใช้โปรแกรม GIS เพื่อสร้างแบบจำลองและอุปกรณ์ต่างๆในระบบไฟฟ้า และใช้โปรแกรม DigSILENT Power Factory version 14.1 จำลองศึกษาระบบไฟฟ้า เนื่องจากได้ผลการจำลองที่เชื่อถือได้ [16]

ผลที่ได้จากการศึกษานี้จะใช้เป็นแนวทางการป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่างๆ เมื่อมีการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต่อไป

4.1 ระบบที่ใช้ศึกษา

ระบบที่ใช้ศึกษาเป็นระบบจำหน่าย 22 kV วงจรที่ 5 สถานีไฟฟ้าอ่างทอง1 อำเภอเมือง อ่างทอง จ.อ่างทอง ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งเป็นวงจรที่เชื่อมต่อกับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid Connected Inverter) กำลังการผลิต 1.125 MW ซึ่งเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย ของ กฟภ. แล้ว (ก.พ. 2552) ระยะทางสายจำหน่ายระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กับจากสถานีไฟฟ้าประมาณ 3 กิโลเมตร และ เชื่อมต่อกับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล (อยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้างเพื่อเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของ กฟภ. ในอนาคต) กำลังการผลิต 0.8 MW ระยะทางสายจำหน่ายระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลกับจากสถานีไฟฟ้าประมาณ 12 กิโลเมตร ซึ่งงานวิจัยนี้ เน้นการศึกษาผลกระทบจากการเชื่อมต่อกับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานชีวมวล ทั้งสภาวะคงตัว (Steady state) และสภาวะชั่วคราวเมื่อเกิดความผิดปกติ (Fault) ในระบบไฟฟ้า เพื่อหามาตรการป้องกันปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นจากการเชื่อมต่อกับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเข้ากับระบบจำหน่ายหรือสายส่ง ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต่อไป

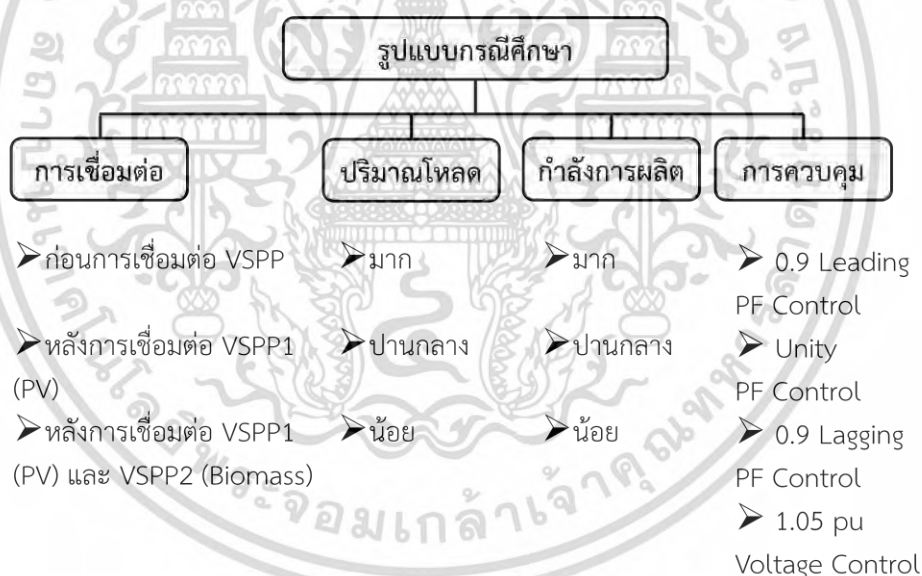
การวิเคราะห์ผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าที่ทำการศึกษา มีดังต่อไปนี้

1. ผลกระทบทางด้านแรงดันไฟฟ้าในระบบ (Voltage) ซึ่งจะแสดงผลการทดลองในข้อ

ที่ 4.21

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2. ผลกระทบทางด้านการสูญเสียในระบบ (System losses) ซึ่งจะแสดงผลการทดลองในข้อที่ 4.22
3. ผลกระทบกรณีเกิดเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage sag) ซึ่งจะแสดงผลการทดลองในข้อที่ 4.23
4. ผลกระทบกรณีเกิดความผิดปกติทางไฟฟ้า (Fault) ซึ่งจะแสดงผลการทดลองในข้อที่ 4.24
5. ผลกระทบต่อระบบป้องกันที่สถานีไฟฟ้า (Protection) ซึ่งจะแสดงผลการทดลองในข้อที่ 4.25
6. ผลกระทบด้านเสถียรภาพทางกำลังไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้า (Power & Voltage Stability) เมื่อเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดุลในระบบไฟฟ้า ซึ่งจะแสดงผลการทดลองในข้อที่ 4.26
7. ศึกษาสัดส่วนของ VSPP PV และ VSPP Biomass ที่มีผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า ซึ่งจะแสดงผลการทดลองในข้อที่ 4.27



รูปที่ 4.1 แผนผังการศึกษาระบบที่สภาวะคงตัว

4.1.1 ระบบจำหน่าย 22 kV

กำลังการผลิตรวมของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) เมื่อทำการเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบจำหน่ายของ กฟภ. ที่ระดับแรงดัน 22 kV จะต้องมีขนาดไม่เกิน 8 MW ตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วยการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 ผู้วิจัยได้ทำการจำลองการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประเภท Grid Connect Inverter ขนาด 1.125 MW และแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย 22 kV วงจรที่ 5 สถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1 ของเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

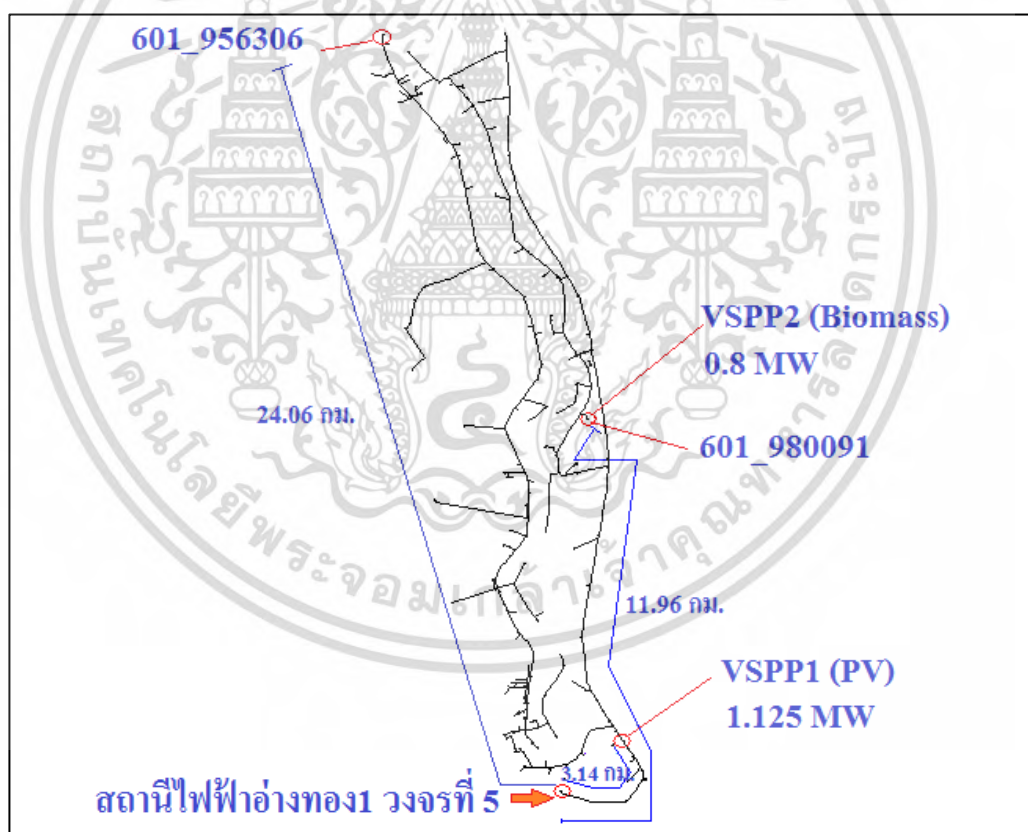
กฟภ. โดยใช้ฐานข้อมูลระบบไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายจริงของวงจรที่ 5 สถานีไฟฟ้าอ่างทอง1 ซึ่งได้รับข้อมูลมาจากฐานข้อมูลโปรแกรมระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (GIS) ของ กฟภ. ซึ่งข้อมูลทั่วไปของระบบที่ใช้ในการจำลอง มีดังนี้

4.1.1.1 แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้า

ใช้ External Grid โดยเลือกรูปแบบของ Bus Type เป็นชนิด Slack Bus และมีค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ดังตารางที่ 4.1

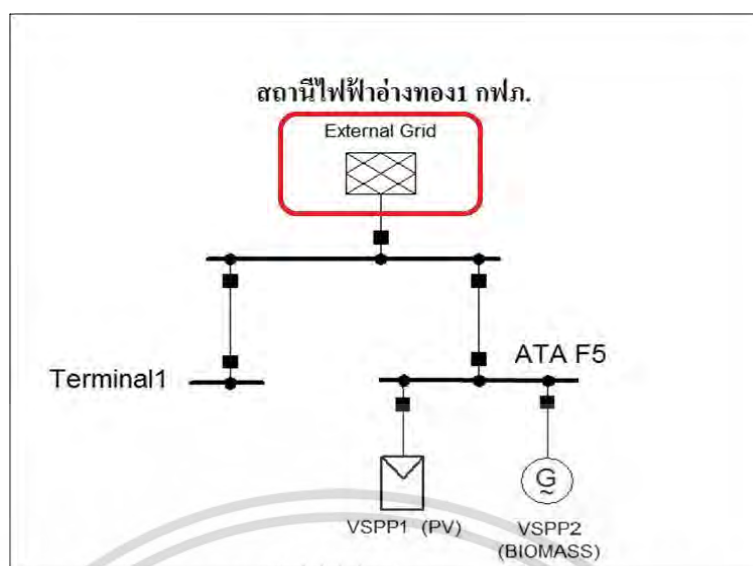
ตารางที่ 4.1 Sequence Impedance ของแหล่งกำเนิดแรงดันที่ใช้ในสถานีไฟฟ้าอ่างทอง1 [12]

Impedance	Resistance (Ohm)	Reactance (Ohm)
Positive Sequence	0.01176	0.31764
Negative Sequence	0.01169	0.31767
Zero Sequence	0.00639	0.29144
ระดับการลัดวงจรที่สถานี	$I_k'' = 8.256 \text{ kA}$	



รูปที่ 4.2 ระบบจำหน่าย 22 kV วงจรที่ 5 สถานีไฟฟ้าอ่างทอง1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.3 ตำแหน่งติดตั้ง External Grid

4.1.1.2 สายจำหน่ายในระบบ

ความยาวของสายจำหน่ายจากสถานีไฟฟ้าต้นทางจนถึงปลายสายจำหน่ายมีความยาวประมาณ 24.06 กิโลเมตร ตำแหน่งของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก VSP1 จากพลังงานแสงอาทิตย์ กำลังการผลิต 1.125 MW ที่เชื่อมต่อกับระบบมีระยะทางห่างจากสถานีไฟฟ้าประมาณ 3 กิโลเมตร และ ตำแหน่งของของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก VSP2 พลังงานจากชีวมวล กำลังการผลิต 0.8 MW ระยะทางห่างจากสถานีไฟฟ้าประมาณ 11.96 กิโลเมตร

4.1.1.3 โหลดในวงจรที่ศึกษา

ขนาดโหลดสูงสุด (Peak Load) ของวงจรที่ 5 สถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1 มีขนาด 6.100 MW 3.780 MVar (ปี 2557)

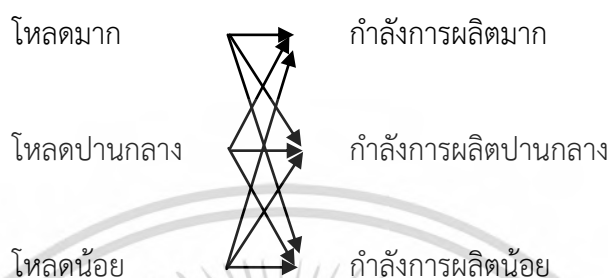
4.1.2 กรณีศึกษา

การศึกษาวิเคราะห์ผลกระทบของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้น ตั้งอยู่บนสมมติฐาน 2 ข้อหลัก ซึ่งประกอบด้วยประเด็นการพิจารณา ดังต่อไปนี้

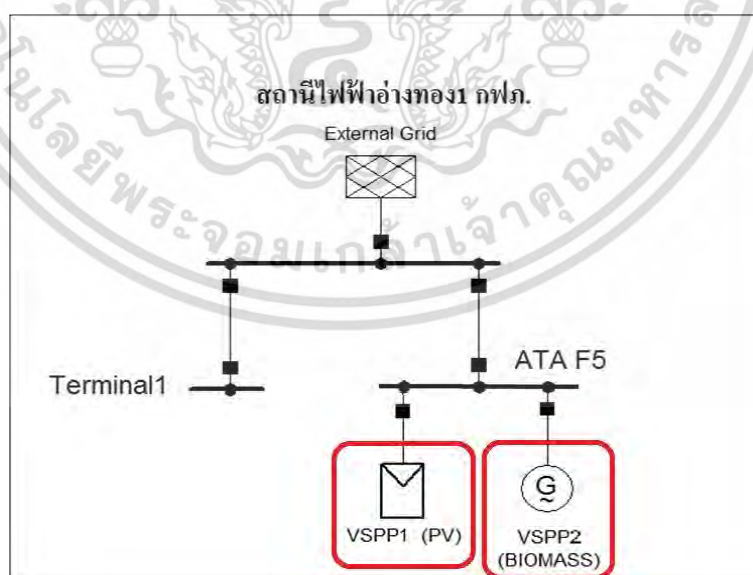
4.1.2.1 การติดตั้งของผู้ผลิตไฟฟ้า

1. ลักษณะการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากพลังงานแสงอาทิตย์ VSP1 ที่ทำการศึกษามีการติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 1.250 MVA จำนวน 1 เครื่อง เพื่อแปลงแรงดันไฟฟ้าจากแรงดัน 380 V เป็นแรงดัน 22 kV โดยมี Grid Connected Inverter แบบ 3 เฟส ของผลิตภัณฑ์ LEONICS รุ่น APOLLO GTP - 503 ขนาด 62.5 kW จำนวนรวมทั้งสิ้น 18 เครื่อง รวมกำลังการผลิต 1.125 MW เพื่อเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงที่ผลิตจากโซลาร์เซลล์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ส่วนผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก พลังงานชีวมวล VSP2 ที่ทำการศึกษาใช้เชื้อเพลิงจากแกลบ โดยใช้การผลิตแบบแก๊สซิไฟเออร์ เริ่มเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากเผาชีวมวลในห้องเผาไหม้แบบควบคุมอากาศจำกัด จะได้ก๊าซชีวมวลร้อน และนำก๊าซที่ได้ไปผลิตและจ่ายกำลังทางกลให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งโครนัสแปลงเป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผู้วิจัยทำการศึกษาทั้งก่อนและหลังการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล เข้าสู่ระบบไฟฟ้าในสถานะกำลังการผลิตต่างๆ โดยรูปแบบการวิเคราะห์ แบ่งออกเป็น 9 กรณี ดังนี้



2. การจำลองผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากพลังงานแสงอาทิตย์ VSPP1 ผู้วิจัยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า Static generator เชื่อมต่อกับระบบ 22 kV วงจรที่ 5 สถานีไฟฟ้าอ่างทอง1 ที่บัส VSPP1 ขนาด 1.125 MW โดยมีระยะห่างจากบัสต้นทางซึ่งเป็นสถานีไฟฟ้า ประมาณ 3 km และมีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงสุด 1.125 MW และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากพลังงานชีวมวล VSPP2 ผู้วิจัยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า Synchronous Machine เชื่อมต่อกับระบบ 22 kV วงจรที่ 5 สถานีไฟฟ้าอ่างทอง1 ที่บัส VSPP2 ขนาด 0.800 MW โดยมีระยะห่างจากบัสต้นทางซึ่งเป็นสถานีไฟฟ้า ประมาณ 12 km ดังรูปที่ 4.4



รูปที่ 4.4 ตำแหน่ง VSPP1 1.125 MW และ VSPP2 0.800 MW

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. ลักษณะการทำงานของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลสามารถทำได้ 2 รูปแบบหลัก ได้แก่ การควบคุมการทำงานแบบ Power Factor Control และแบบ Voltage Control ซึ่งการควบคุมของ VSPP นั้น ต้องเป็นไปตามเกณฑ์ข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ.2551 ดังนี้

1. Power Factor Control ที่ 0.9 lagging (VSPP จ่าย Q เข้าสู่ระบบไฟฟ้า)
2. Power Factor Control ที่ Unity
3. Power Factor Control ที่ 0.9 leading (VSPP รับ Q จากระบบไฟฟ้า)
4. Voltage Control ที่ 1.05 pu

4. ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Load) ในการศึกษาครั้งนี้ ผู้วิจัยใช้วิธีการจำลอง โดยกำหนดค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Load) ในระบบ 22 kV วงจรที่ 5 ของสถานีไฟฟ้าอ่างทอง1 ที่สภาวะต่างๆ ซึ่งกำหนดเป็นเปอร์เซ็นต์ของโหลดสูงสุดในวงจร (ฐานข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปี 2557) โดยกำหนดให้โหลดมีค่า Power Factor เท่ากับ 0.85 Lagging ดังตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่สภาวะต่างๆ

สภาวะที่ศึกษา	% เทียบเท่าโหลดติดตั้งรวมในวงจร	โหลด (MW)
โหลดมาก	100%	6.100
โหลดปานกลาง	45.08%	2.750
โหลดน้อย	9.84%	0.600

5. กำลังการผลิตของ VSPP ในการศึกษาครั้งนี้ ผู้วิจัยใช้วิธีการจำลอง โดยกำหนดค่ากำลังการผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ VSPP1 ที่สภาวะต่างๆ ซึ่งกำหนดเป็นเปอร์เซ็นต์ของกำลังการผลิตสูงสุด 1.125 MW และค่ากำลังการผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานจากชีวมวล VSPP2 ที่สภาวะต่างๆ ซึ่งกำหนดเป็นเปอร์เซ็นต์ของกำลังการผลิตสูงสุด 0.800 MW ดังตารางที่ 4.3 เพื่อนำค่าที่ได้ไปใช้ในการจำลองศึกษาตามเงื่อนไขต่างๆ

ตารางที่ 4.3 กำลังการผลิตของ VSPP ที่สภาวะต่างๆ

สภาวะที่ศึกษา	% กำลังการผลิต	VSPP1	VSPP2
กำลังการผลิตมาก	100%	1.125 MW	0.800 MW
กำลังการผลิตปานกลาง	50%	0.563 MW	0.400 MW
กำลังการผลิตน้อย	25%	0.281 MW	0.200 MW

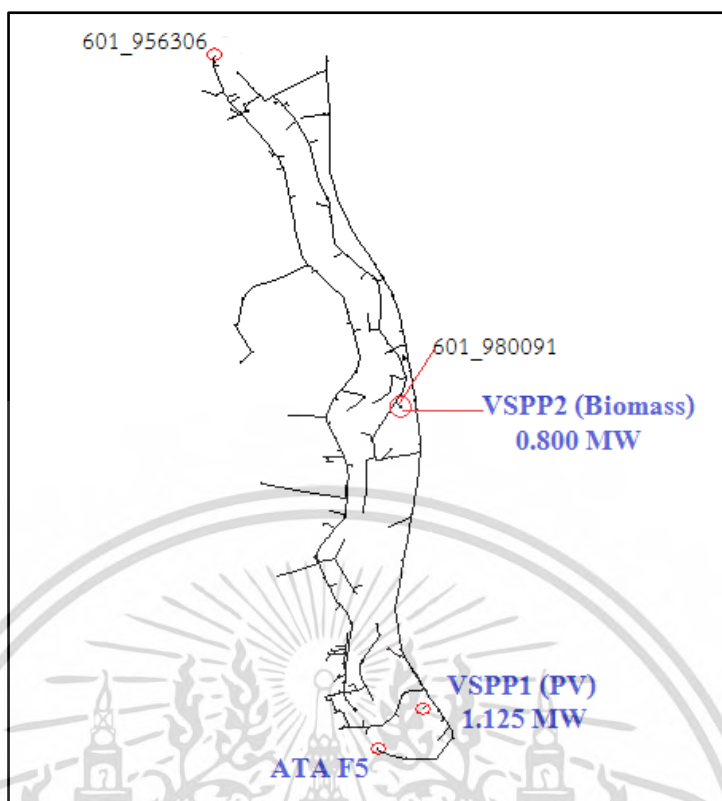
4.1.2.2 การพิจารณาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า

การศึกษาผลกระทบของระบบไฟฟ้าที่มีผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทเซลล์แสงอาทิตย์และระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานจากชีวมวลมาเชื่อมต่อบริษัทจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนเอกชนเป็นเอกสารที่ส่งงานไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อนำไปใช้ประโยชน์ด้านการศึกษาไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภูมิภาคในสภาวะคงตัวนั้น ผู้วิจัยต้องการศึกษาผลกระทบในสภาวะความเข้มแสงแปรปรวนไม่คงที่ หรือการลดกำลังการผลิตจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าชีวมวล ในช่วงปริมาณของโหลดสภาวะต่างๆ และรูปแบบการควบคุมการทำงานของแหล่งผลิตไฟฟ้าทั้งสองในรูปแบบต่างๆ ซึ่งในส่วนของการศึกษา ประกอบด้วย ลักษณะการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow), ระดับแรงดันไฟฟ้า (Voltage), การเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้าในวงจรที่ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล และการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อมีความผิดปกติในระบบไฟฟ้าที่วงจรระบบจำหน่ายข้างเคียง

4.2 ผลการจำลองติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และระบบไฟฟ้าพลังงานจากชีวมวลเข้ากับระบบ 22kV ของ กฟภ.

จากการศึกษาการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเข้ากับระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั้งก่อนและหลังการเชื่อมต่อ ด้วยการจำลองระบบจำหน่ายของสถานีไฟฟ้าอ่างทอง1 เชื่อมต่อเข้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากพลังงานแสงอาทิตย์ (PV) VSPP1 และพลังงานจากชีวมวล (Biomass) VSPP2 ตามเงื่อนไขต่างๆ โดยพิจารณาจาก 3 บัส และ 2 โหนด หลัก ตามรูปที่ 4.5 ได้แก่ บัส ATA F5 คือ บัสที่สถานีไฟฟ้าอ่างทอง1 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งถือว่าเป็นบัสต้นทาง , บัส VSPP1 (PV) คือ บัสจุดซื้อขายของผู้พลังงานไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1.125 MW , บัส VSPP2 (Biomass) คือ บัสจุดซื้อขายของผู้พลังงานไฟฟ้าพลังงานจากชีวมวลขนาด 0.8 MW โหนด 601_980091 คือ โหนดในตำแหน่งกึ่งกลางสายระบบจำหน่าย 22 kV วงจรที่ 5 ของสถานีไฟฟ้าอ่างทอง1 และโหนด 601_956306 คือ โหนดในตำแหน่งปลายสายในระบบจำหน่าย 22 kV ของสถานีไฟฟ้าอ่างทอง1 เพื่อใช้วิเคราะห์ผลกระทบต่างๆ ในระบบไฟฟ้า โดยมีผลจากการศึกษา เป็นดังนี้



รูปที่ 4.5 ตำแหน่งบัสและโหนดต่างๆที่พิจารณา

4.2.1 ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้า [22]

ผลการจำลองเมื่อกำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ VSPP1 และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล VSPP2 มีค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 1.00 Unity และโหลดในระบบมีค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 0.85 lagging แรงดันไฟฟ้าที่บัส ATA F5 มีค่า 1.05 pu ซึ่งใกล้เคียงกับสถานะความเป็นจริงในปัจจุบันที่ VSPP เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของ กฟภ. พบว่าก่อนการเชื่อมต่อ VSPP ทั้งสอง เข้ากับระบบจำหน่าย 22 kV ของ กฟภ. ขนาดของแรงดันทุกบัสและโหนดที่พิจารณา มีค่าตามเกณฑ์ข้อกำหนดของ กฟภ. (ช่วง 0.95-1.05 pu.)

เมื่อทำการเชื่อมต่อ VSPP PV เข้ากับระบบจำหน่าย 22 kV ของ กฟภ. ที่บัส VSPP1 พบว่าแรงดันในทุกบัสและโหนดที่พิจารณา ยังมีค่าตามเกณฑ์ข้อกำหนดของ กฟภ. อยู่ แต่หลังจากเชื่อมต่อ VSPP PV และ VSPP Biomass เข้ากับระบบจำหน่าย 22 kV ของ กฟภ. ที่บัส VSPP1 และบัส VSPP2 ตามลำดับ พบว่า ในสถานะที่โหลดของวงจรมีปริมาณน้อย ความเข้มแสงอาทิตย์และกำลังการผลิตของชีวมวลมีค่าสูงสุด ส่งผลให้ขนาดแรงดันไฟฟ้า ที่จุดซื้อ-ขาย (บัส VSPP2) และขนาดของแรงดันที่โหนดในตำแหน่งกลางสายจำหน่ายมีค่าสูงเกินเกณฑ์ข้อกำหนด ดังตารางที่ 4.4 สำหรับในสถานะอื่นๆ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าในทุกบัสโหนดที่พิจารณามีค่าปกติ

ตารางที่ 4.4 ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu) ก่อนการเชื่อมต่อ VSPP ที่สภาวะต่างๆ

กรณีศึกษา		แรงดันไฟฟ้าที่บัส/โหนดก่อนการเชื่อมต่อ VSPP				
ปริมาณโหลด	กำลังการผลิต	ATA F5	VSPP 1	VSPP 2	601_980091	601_956306
มาก	มาก	1.05	1.04	1.02	1.02	1.01
	ปานกลาง	1.05	1.04	1.02	1.02	1.01
	น้อย	1.05	1.04	1.02	1.02	1.01
ปานกลาง	มาก	1.05	1.04	1.04	1.04	1.03
	ปานกลาง	1.05	1.04	1.04	1.04	1.03
	น้อย	1.05	1.04	1.04	1.04	1.03
น้อย	มาก	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
	ปานกลาง	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
	น้อย	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05

หมายเหตุ เงื่อนไขการจำลองแรงดันที่บัส ATA F5 มีค่า 1.05 pu.

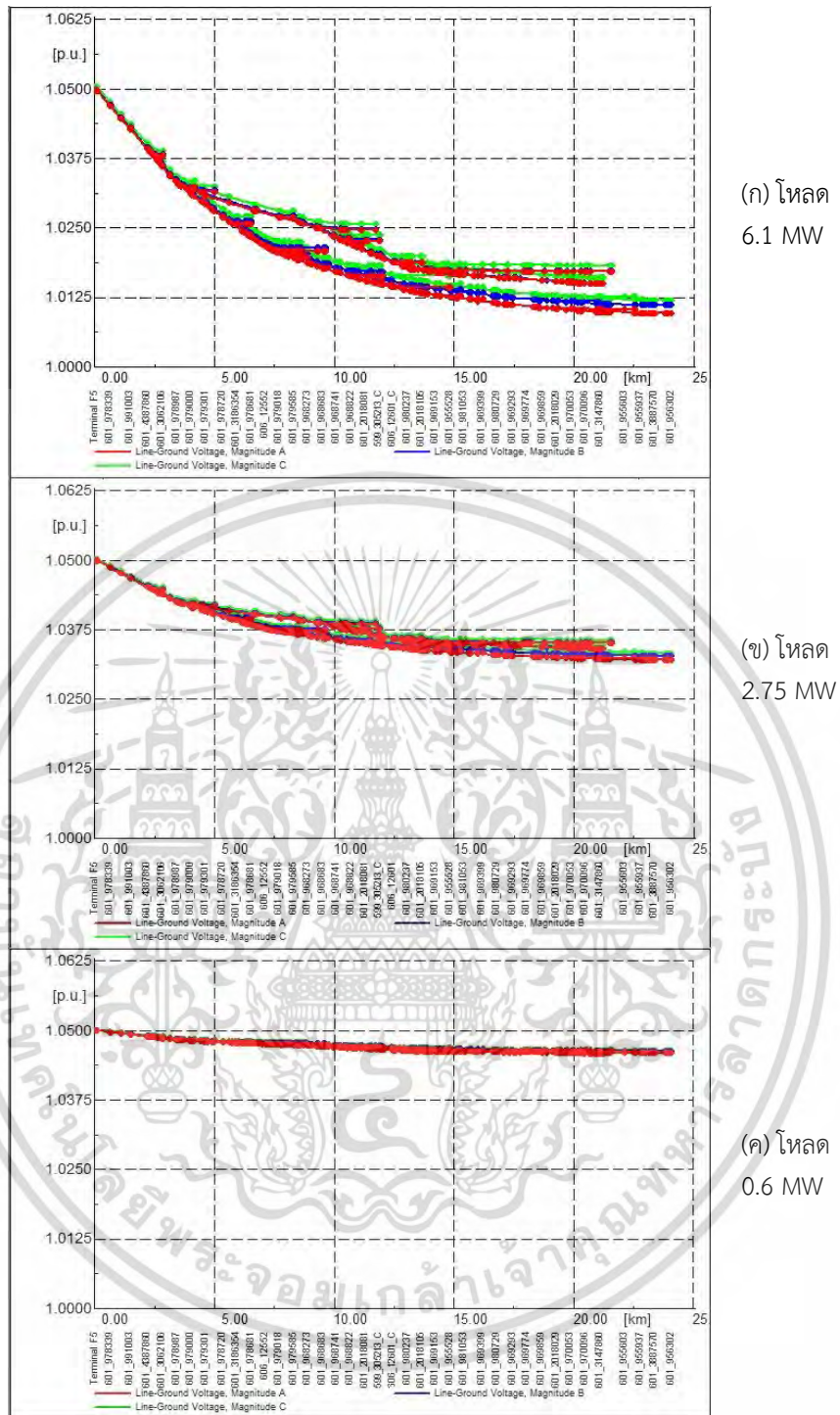
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.5 ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu) หลังการเชื่อมต่อ VSPP ที่สภาวะต่างๆ

กรณีศึกษา		แรงดันไฟฟ้าที่บัส/โหนดหลังการเชื่อมต่อ VSPP 1 (PV)				
ปริมาณโหลด	กำลังการผลิต	ATA F5	VSPP1	VSPP2	601_980091	601_956306
มาก	มาก	1.05	1.05	1.04	1.02	1.02
	ปานกลาง	1.05	1.05	1.04	1.02	1.02
	น้อย	1.05	1.05	1.04	1.02	1.02
ปานกลาง	มาก	1.05	1.05	1.05	1.04	1.04
	ปานกลาง	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04
	น้อย	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04
น้อย	มาก	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
	ปานกลาง	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
	น้อย	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
กรณีศึกษา		แรงดันไฟฟ้าที่บัส/โหนดหลังการเชื่อมต่อ VSPP 1 (PV) และ VSPP 2 (Biomass)				
ปริมาณโหลด	กำลังการผลิต	ATA F5	VSPP1	VSPP2	601_980091	601_956306
มาก	มาก	1.05	1.04	1.03	1.03	1.02
	ปานกลาง	1.05	1.04	1.03	1.03	1.01
	น้อย	1.05	1.04	1.02	1.02	1.01
ปานกลาง	มาก	1.05	1.05	1.05	1.05	1.04
	ปานกลาง	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04
	น้อย	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04
น้อย	มาก	1.05	1.05	1.06	1.06	1.05
	ปานกลาง	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
	น้อย	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05

หมายเหตุ เงื่อนไขการจำลอง VSPP1 และ VSPP 2 ควบคุมแบบ PF Control 1.0 Unity และแรงดันที่บัส ATA F5 มีค่า 1.05 pu.

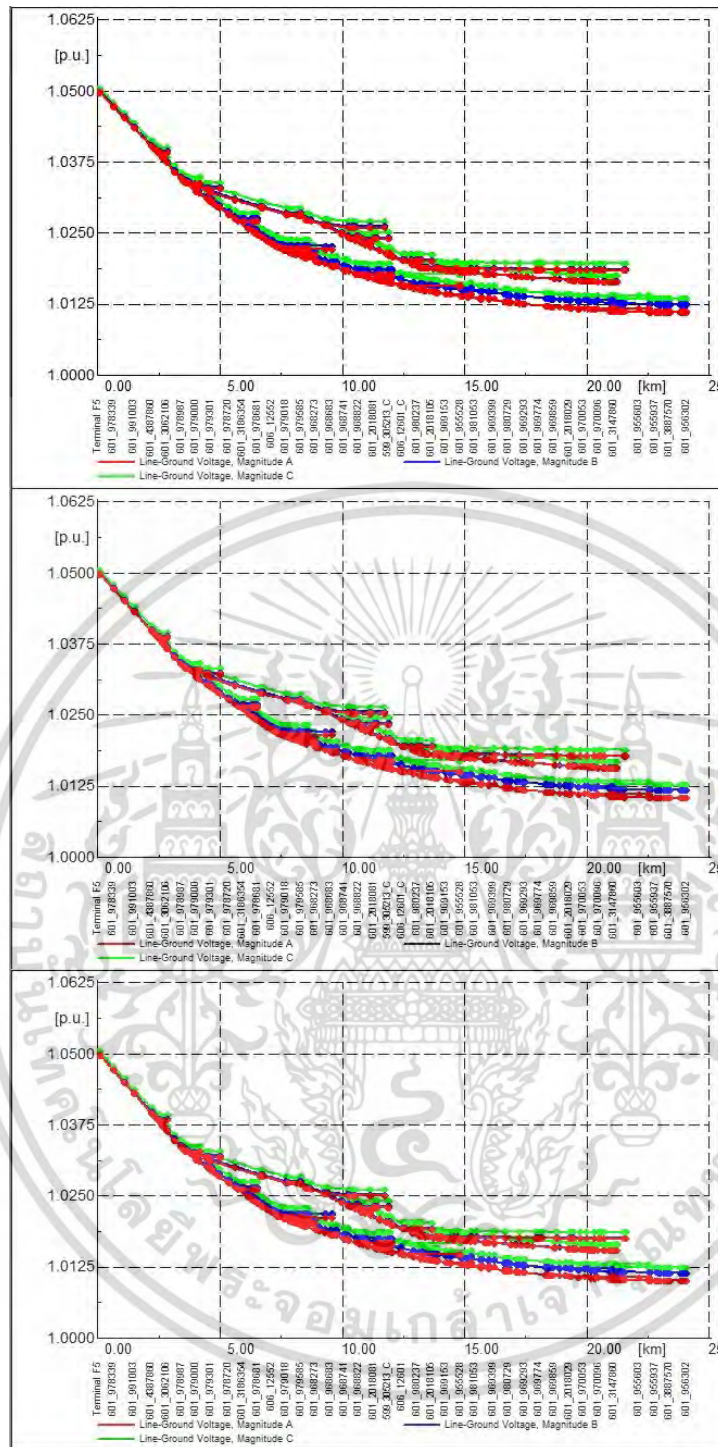
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.6 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV ก่อนเชื่อมต่อ VSPP ทั้ง 2 ราย

จากรูปที่ 4.6 (ก), (ข) และ (ค) แสดงขนาดของแรงดันไฟฟ้าทุกบัสและโหนด (Voltage Profile) ในวงจรที่ 5 ของสถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1 ก่อนการเชื่อมต่อ VSPP ทั้ง 2 ภายใต้สถานะเงื่อนไข ปริมาณโหลด 6.1 MW , 2.75 MW และ 0.6 MW ตามลำดับ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ก) กำลัง
การผลิต
1.125 MW

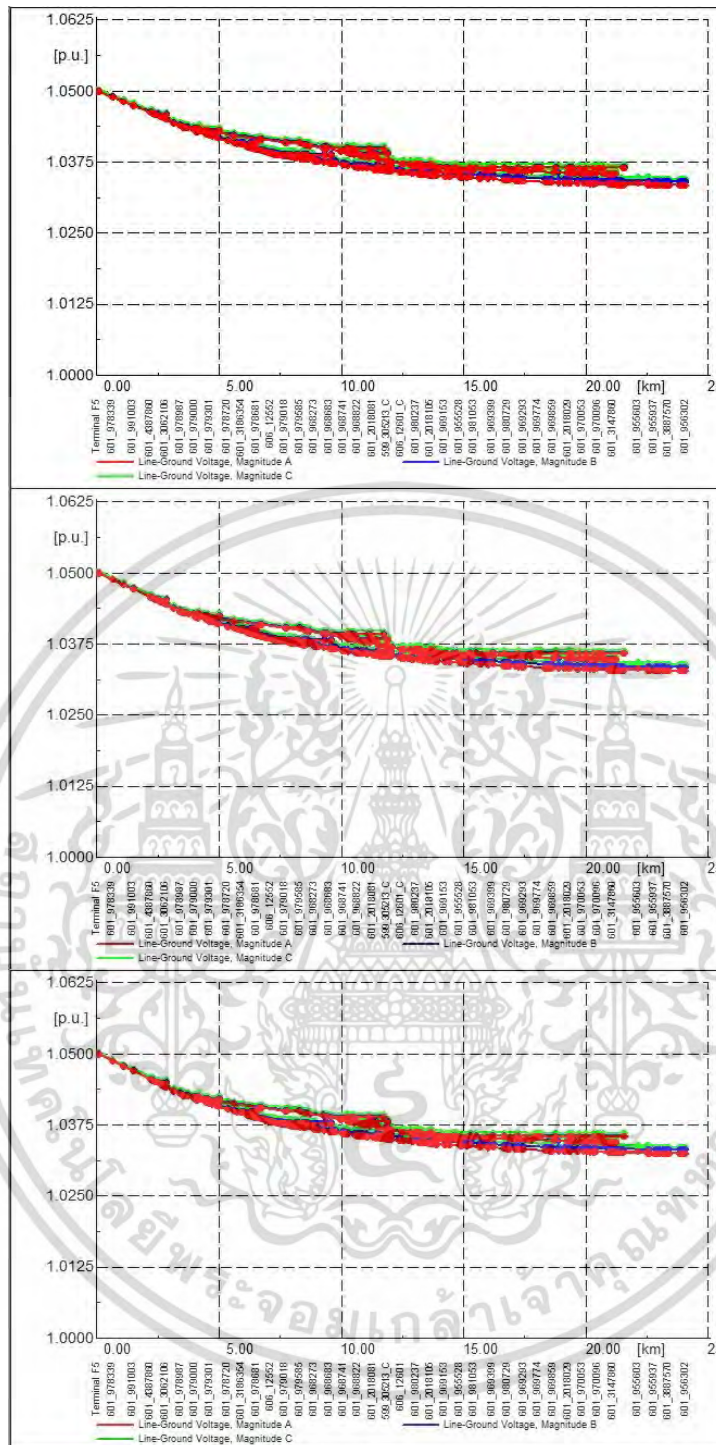
(ข) กำลัง
การผลิต
0.563 MW

(ค) กำลัง
การผลิต
0.281 MW

รูปที่ 4.7 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV หลังเชื่อมต่อ VSPP PV ที่ปริมาณโหลด 6.1 MW

จากรูปที่ 4.7 (ก), (ข) และ (ค) แสดงขนาดของแรงดันไฟฟ้าทุกบัสและโหนด (Voltage Profile) ในวงจรที่ 5 ของสถานีไฟฟ้าอ่างทอง1 หลังการเชื่อมต่อ VSPP PV ภายใต้สภาวะเงื่อนไข ปริมาณโหลด 6.1 MW ในขณะที่กำลังการผลิต 1.125 MW , 0.563 MW และ 0.281 MW ตามลำดับ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ก) กำลัง
การผลิต
1.125 MW

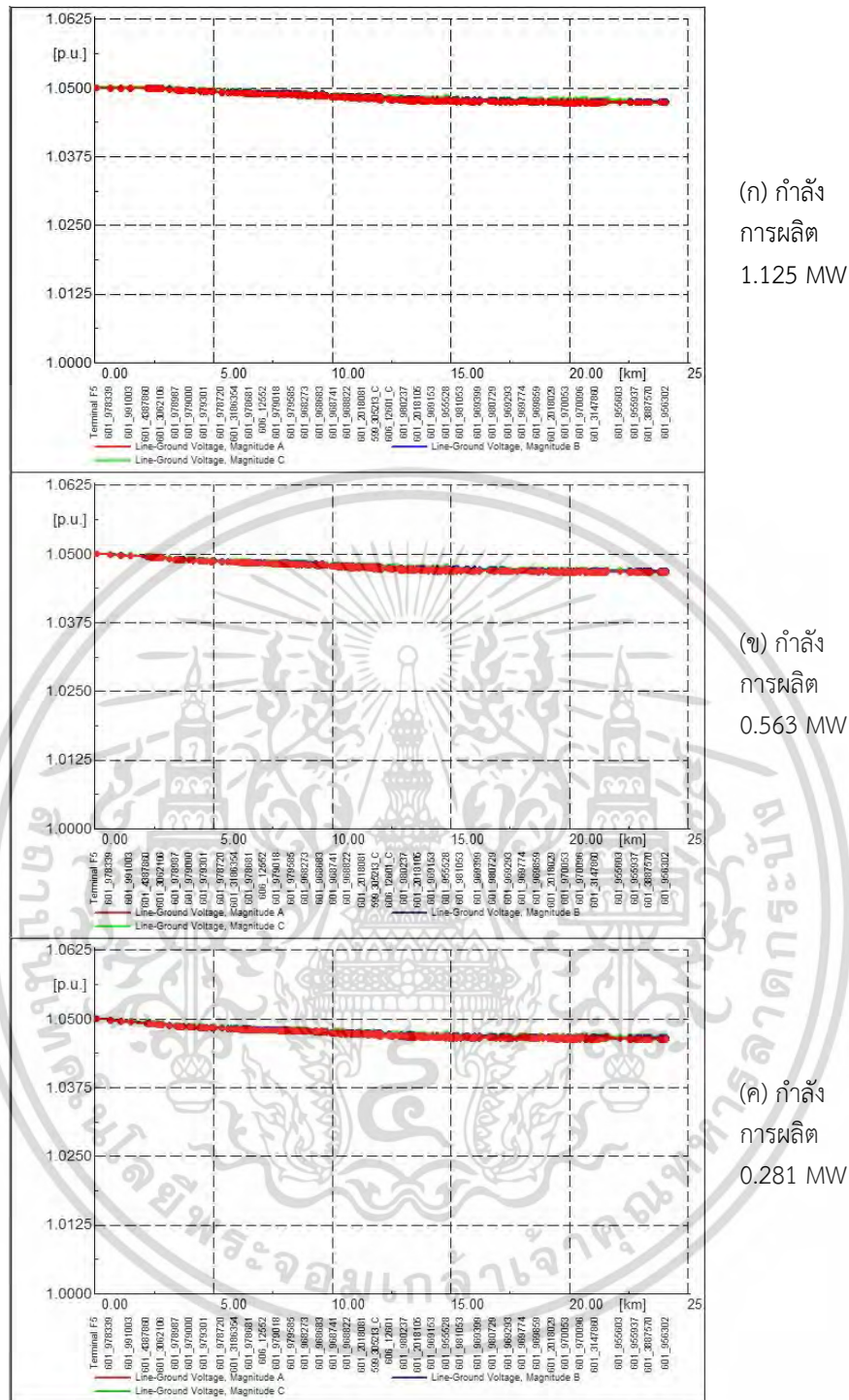
(ข) กำลัง
การผลิต
0.563 MW

(ค) กำลัง
การผลิต
0.281 MW

รูปที่ 4.8 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV หลังเชื่อมต่อ VSPP PV ที่ปริมาณโหลด 2.75 MW

จากรูปที่ 4.8 (ก), (ข) และ (ค) แสดงขนาดของแรงดันไฟฟ้าทุกบัสและโหนด (Voltage Profile) ในวงจรที่ 5 ของสถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1 หลังการเชื่อมต่อ VSPP PV ภายใต้สถานะเงื่อนไข ปริมาณโหลด 2.75 MW ในขณะที่กำลังการผลิต 1.125 MW , 0.563 MW และ 0.281 MW ตามลำดับ

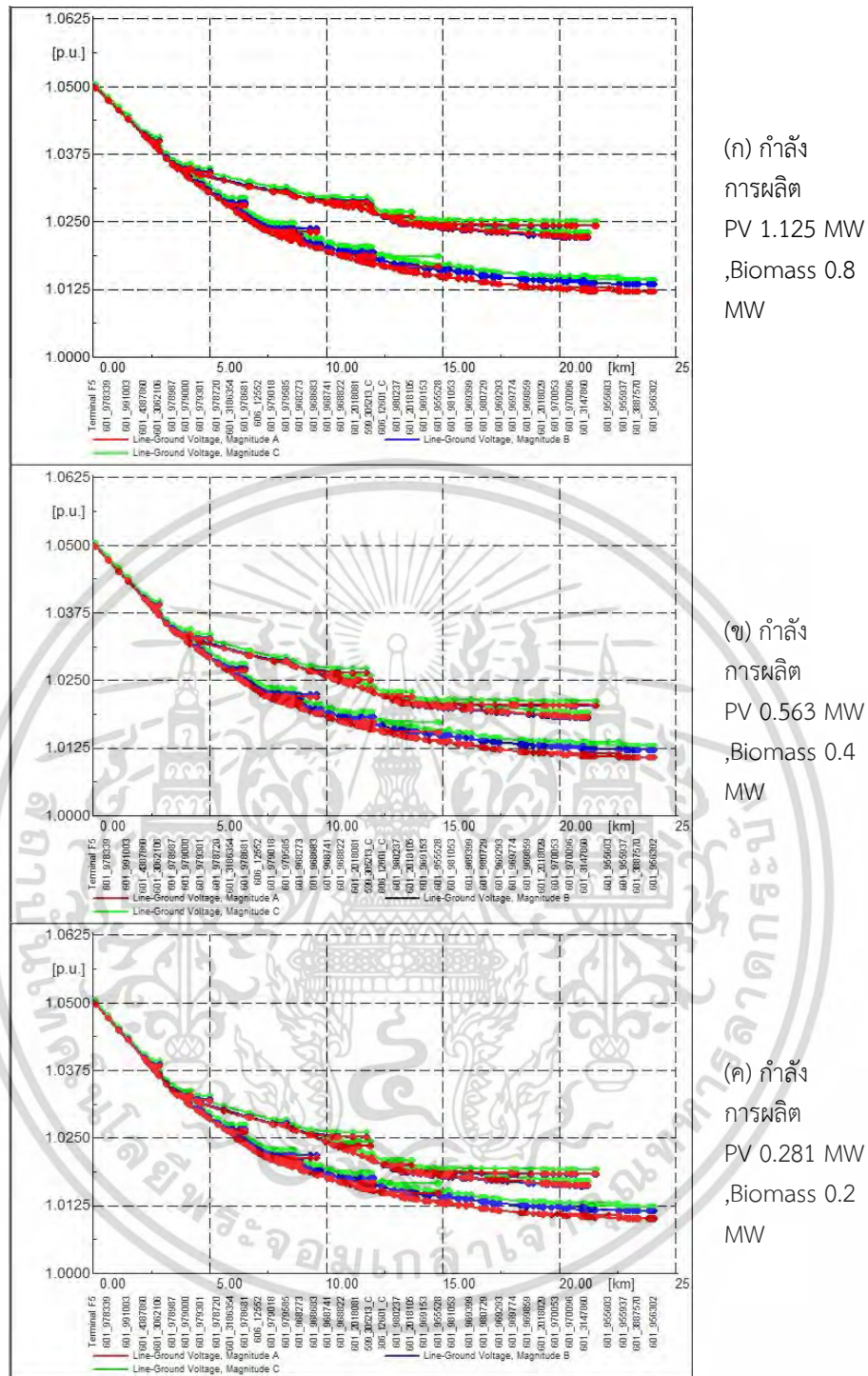
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.9 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV หลังเชื่อมต่อ VSPP PV ที่ปริมาณโหลด 0.6 MW

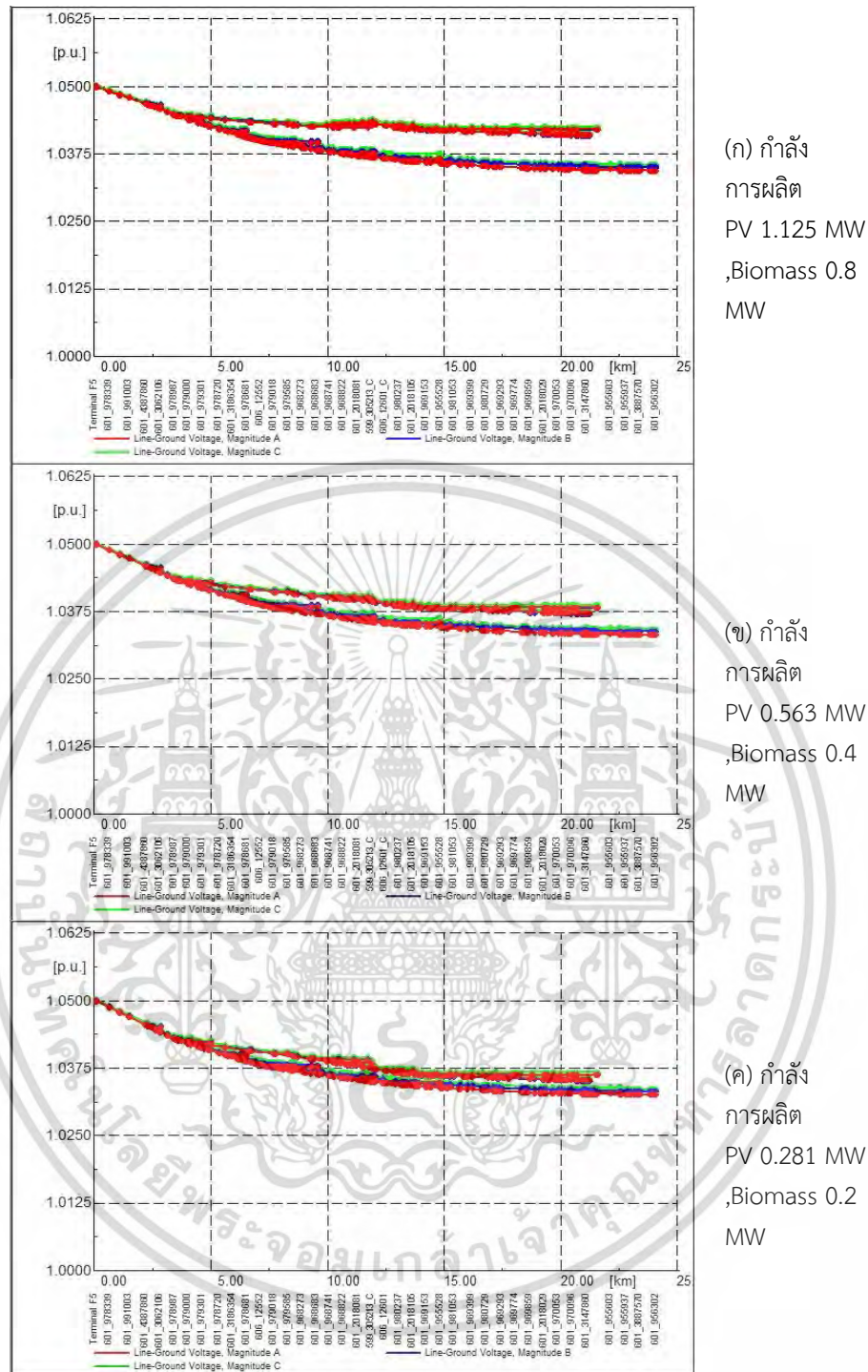
จากรูปที่ 4.9 (ก), (ข) และ (ค) แสดงขนาดของแรงดันไฟฟ้าทุกบัสและโหนด (Voltage Profile) ในวงจรที่ 5 ของสถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1 หลังการเชื่อมต่อ VSPP PV ภายใต้สถานะเงื่อนไข ปริมาณโหลด 0.6 MW ในขณะที่ค่ากำลังการผลิต 1.125 MW , 0.563 MW และ 0.281 MW ตามลำดับ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.10 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV หลังเชื่อมต่อ VSPP PV และ VSPP Biomass ที่ปริมาณโหลด 6.1 MW

จากรูปที่ 4.10 (ก), (ข) และ (ค) แสดงขนาดของแรงดันไฟฟ้าทุกบัสและโหนด (Voltage Profile) ในวงจรที่ 5 ของสถานีไฟฟ้าอ่างทอง1 หลังการเชื่อมต่อ VSPP PV และ VSPP Biomass ภายใต้สถานะเงื่อนไขปริมาณโหลด 6.1 MW ในขณะที่กำลังการผลิต PV 1.125 MW/Biomass 0.8 MW , PV 0.563 MW/Biomass 0.4 MW และ PV 0.281 MW/Biomass 0.2 MW ตามลำดับ เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นำไปเผยแพร่โดยไม่ขออนุญาตจากเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

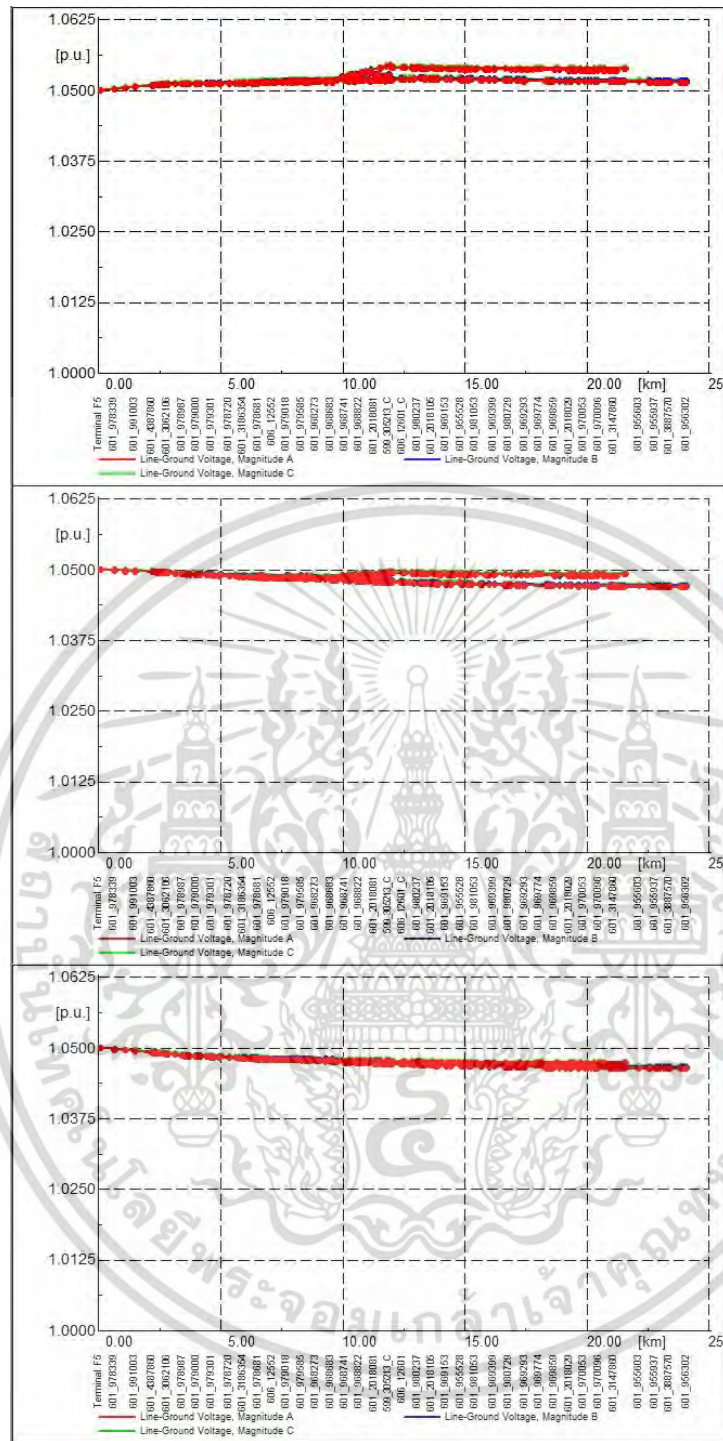


รูปที่ 4.11 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV หลังเชื่อมต่อ VSPP PV และ VSPP Biomass ที่ปริมาณโหลด 0.275 MW

จากรูปที่ 4.11 (ก), (ข) และ (ค) แสดงขนาดของแรงดันไฟฟ้าทุกบัสและโหนด (Voltage Profile) ในวงจรที่ 5 ของสถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1 หลังการเชื่อมต่อ VSPP PV และ VSPP Biomass ภายใต้สภาวะเงื่อนไขปริมาณโหลด 2.75 MW ในขณะที่กำลังการผลิต PV 1.125 MW/Biomass 0.8 MW , PV

0.563 MW/Biomass 0.4 MW และ PV 0.281 MW/Biomass 0.2 MW ตามลำดับ

เอกสารนี้เป็นเอกสารทบทวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาค้นคว้าเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.12 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV หลังเชื่อมต่อ VSPP PV และ VSPP Biomass ที่ปริมาณโหลด 0.6 MW

จากรูปที่ 4.12 (ก), (ข) และ (ค) แสดงขนาดของแรงดันไฟฟ้าทุกบัสและโหนด (Voltage Profile) ในวงจรที่ 5 ของสถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1 หลังการเชื่อมต่อ VSPP PV และ VSPP Biomass ภายใต้สภาวะเงื่อนไขปริมาณโหลด 0.6 MW ในขณะที่กำลังการผลิต PV 1.125 MW/Biomass 0.8 MW , PV 0.563 MW/Biomass 0.4 MW และ PV 0.281 MW/Biomass 0.2 MW ตามลำดับ เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.6 ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu) ที่บัส VSPP PV 1.125 MW จากการควบคุม VSPP ในรูปแบบต่างๆ ณ ที่สภาวะโหลดน้อย

แรงดันไฟฟ้าที่บัส VSPP PV กรณี VSPP Biomass Vol. Control 1.05 pu					
กำลังการผลิต	VSPP PV Vol. Control 1.05 pu		VSPP PV P.F. Control		
	Vol	P.F.	0.9 Lagging	1.0 Unity	0.9 Leading
มาก 100%	1.05	0.984 lagging	1.05	1.05	1.05
ปานกลาง 50%	1.05	0.836 lagging	1.05	1.05	1.05
น้อย 25%	1.05	0.532 lagging	1.05	1.05	1.05

แรงดันไฟฟ้าที่บัส VSPP PV กรณี VSPP Biomass PF Control 1.0 Unity					
กำลังการผลิต	VSPP PV Vol. Control 1.05 pu		VSPP PV P.F. Control		
	Vol	P.F.	0.9 Lagging	1.0 Unity	0.9 Leading
มาก 100%	1.05	0.934 leading	1.05	1.05	1.05
ปานกลาง 50%	1.05	0.931 lagging	1.05	1.05	1.05
น้อย 25%	1.05	0.467 lagging	1.05	1.05	1.05

แรงดันไฟฟ้าที่บัส VSPP PV กรณี VSPP Biomass PF Control 0.9 Lagging					
กำลังการผลิต	VSPP PV Vol. Control 1.05 pu		VSPP PV P.F. Control		
	Vol	P.F.	0.9 Lagging	1.0 Unity	0.9 Leading
มาก 100%	1.05	0.809 leading	1.05	1.05	1.05
ปานกลาง 50%	1.05	0.999 lagging	1.05	1.05	1.05
น้อย 25%	1.05	0.542 lagging	1.05	1.05	1.05

แรงดันไฟฟ้าที่บัส VSPP PV กรณี VSPP Biomass PF Control 0.9 Leading					
กำลังการผลิต	VSPP PV Vol. Control 1.05 pu		VSPP PV P.F. Control		
	Vol	P.F.	0.9 Lagging	1.0 Unity	0.9 Leading
มาก 100%	1.05	0.999 leading	1.05	1.05	1.05
ปานกลาง 50%	1.05	0.805 lagging	1.05	1.05	1.05
น้อย 25%	1.05	0.408 lagging	1.05	1.05	1.05

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.7 ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu) ที่บัส VSPP Biomass 0.8 MW จากการควบคุม VSPP ในรูปแบบต่างๆ ณ ที่สภาวะโหลดน้อย

แรงดันไฟฟ้าที่บัส VSPP Biomass กรณี VSPP Biomass Vol. Control 1.05 pu				
กำลังการผลิต	VSPP PV Vol. Control 1.05 pu	VSPP PV P.F. Control		
		0.9 Lagging	1.0 Unity	0.9 Leading
มาก 100%	0.786 leading	0.747 leading	0.809 leading	0.871 leading
ปานกลาง 50%	0.937 leading	0.954 leading	0.989 leading	0.999 lagging
น้อย 25%	0.919 lagging	0.779 lagging	0.718 lagging	0.662 lagging

แรงดันไฟฟ้าที่บัส VSPP Biomass กรณี VSPP Biomass PF Control 1.0 Unity				
กำลังการผลิต	VSPP PV Vol. Control 1.05 pu	VSPP PV P.F. Control		
		0.9 Lagging	1.0 Unity	0.9 Leading
มาก 100%	1.06	1.06	1.06	1.05
ปานกลาง 50%	1.05	1.05	1.05	1.05
น้อย 25%	1.05	1.05	1.05	1.05

แรงดันไฟฟ้าที่บัส VSPP Biomass กรณี VSPP Biomass PF Control 0.9 Lagging				
กำลังการผลิต	VSPP PV Vol. Control 1.05 pu	VSPP PV P.F. Control		
		0.9 Lagging	1.0 Unity	0.9 Leading
มาก 100%	1.06	1.06	1.06	1.06
ปานกลาง 50%	1.50	1.05	1.05	1.05
น้อย 25%	1.05	1.05	1.05	1.05

แรงดันไฟฟ้าที่บัส VSPP Biomass กรณี VSPP Biomass PF Control 0.9 Leading				
กำลังการผลิต	VSPP PV Vol. Control 1.05 pu	VSPP PV P.F. Control		
		0.9 Lagging	1.0 Unity	0.9 Leading
มาก 100%	1.05	1.05	1.05	1.05
ปานกลาง 50%	1.05	1.05	1.05	1.05
น้อย 25%	1.05	1.05	1.05	1.05

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.8 ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu) ที่โหนด 601_980091 (กึ่งกลาง) จากการควบคุม VSPP ในรูปแบบต่างๆ ณ ที่สภาวะโหลดน้อย

แรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_980091 (กึ่งกลาง) กรณี VSPP Biomass Vol. Control 1.05 pu				
กำลังการผลิต	VSPP PV Vol. Control 1.05 pu	VSPP PV P.F. Control		
		0.9 Lagging	1.0 Unity	0.9 Leading
มาก 100%	1.05	1.05	1.05	1.05
ปานกลาง 50%	1.05	1.05	1.05	1.05
น้อย 25%	1.05	1.05	1.05	1.05

แรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_980091 (กึ่งกลาง) กรณี VSPP Biomass PF Control 1.0 Unity				
กำลังการผลิต	VSPP PV Vol. Control 1.05 pu	VSPP PV P.F. Control		
		0.9 Lagging	1.0 Unity	0.9 Leading
มาก 100%	1.05	1.06	1.06	1.05
ปานกลาง 50%	1.05	1.05	1.05	1.05
น้อย 25%	1.05	1.05	1.05	1.05

แรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_980091 (กึ่งกลาง) กรณี VSPP Biomass PF Control 0.9 Lagging				
กำลังการผลิต	VSPP PV Vol. Control 1.05 pu	VSPP PV P.F. Control		
		0.9 Lagging	1.0 Unity	0.9 Leading
มาก 100%	1.06	1.06	1.06	1.06
ปานกลาง 50%	1.50	1.05	1.05	1.05
น้อย 25%	1.50	1.05	1.05	1.05

แรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_980091 (กึ่งกลาง) กรณี VSPP Biomass PF Control 0.9 Leading				
กำลังการผลิต	VSPP PV Vol. Control 1.05 pu	VSPP PV P.F. Control		
		0.9 Lagging	1.0 Unity	0.9 Leading
มาก 100%	1.05	1.05	1.05	1.05
ปานกลาง 50%	1.05	1.05	1.05	1.05
น้อย 25%	1.05	1.05	1.05	1.05

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.9 ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu) ที่โหนด 601_956306 (ปลาย) จากการควบคุม VSPP ในรูปแบบต่างๆ ณ ที่สภาวะโหลดน้อย

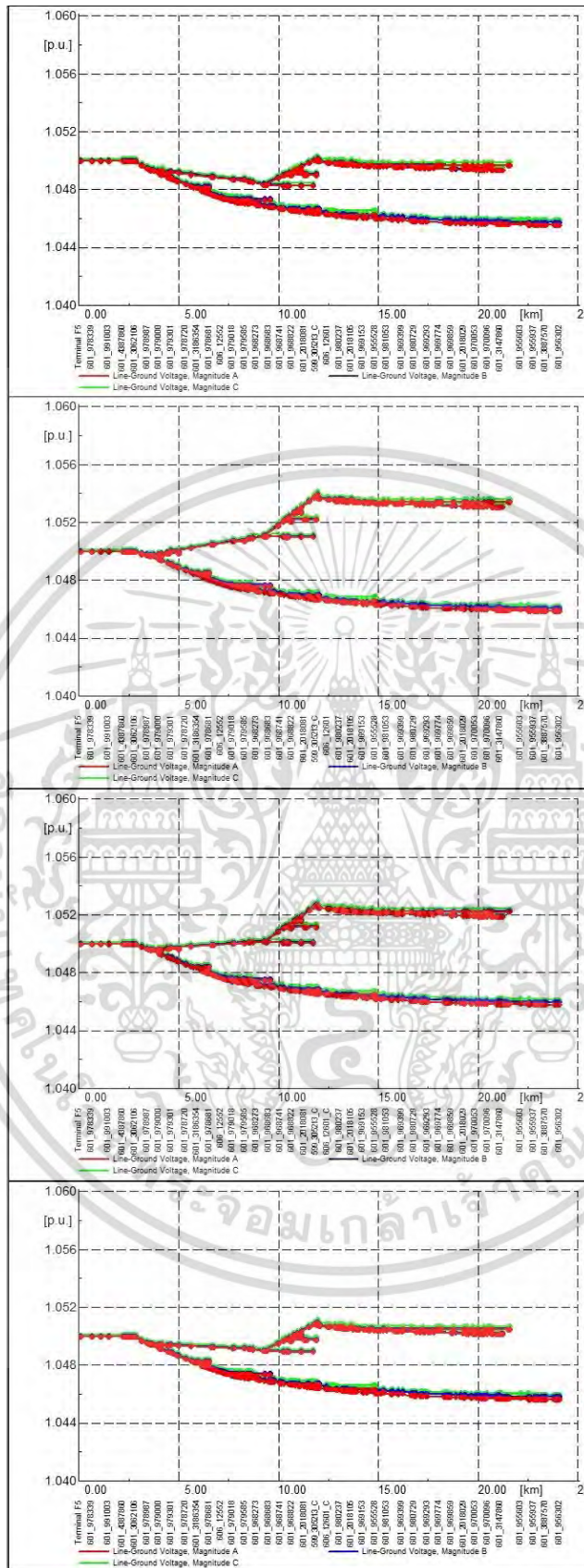
แรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_956306 (ปลาย) กรณี VSPP Biomass Vol. Control 1.05 pu				
กำลังการผลิต	VSPP PV Vol. Control 1.05 pu	VSPP PV P.F. Control		
		0.9 Lagging	1.0 Unity	0.9 Leading
มาก 100%	1.05	1.05	1.05	1.05
ปานกลาง 50%	1.05	1.05	1.05	1.05
น้อย 25%	1.05	1.05	1.05	1.05

แรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_956306 (ปลาย) กรณี VSPP Biomass PF Control 1.0 Unity				
กำลังการผลิต	VSPP PV Vol. Control 1.05 pu	VSPP PV P.F. Control		
		0.9 Lagging	1.0 Unity	0.9 Leading
มาก 100%	1.05	1.05	1.05	1.05
ปานกลาง 50%	1.05	1.05	1.05	1.05
น้อย 25%	1.05	1.05	1.05	1.05

แรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_956306 (ปลาย) กรณี VSPP Biomass PF Control 0.9 Lagging				
กำลังการผลิต	VSPP PV Vol. Control 1.05 pu	VSPP PV P.F. Control		
		0.9 Lagging	1.0 Unity	0.9 Leading
มาก 100%	1.05	1.05	1.05	1.05
ปานกลาง 50%	1.05	1.05	1.05	1.05
น้อย 25%	1.05	1.05	1.05	1.05

แรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_956306 (ปลาย) กรณี VSPP Biomass PF Control 0.9 Leading				
กำลังการผลิต	VSPP PV Vol. Control 1.05 pu	VSPP PV P.F. Control		
		0.9 Lagging	1.0 Unity	0.9 Leading
มาก 100%	1.05	1.05	1.05	1.05
ปานกลาง 50%	1.05	1.05	1.05	1.05
น้อย 25%	1.05	1.05	1.05	1.05

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ก) Biomass
Vol. Ctrl
1.05 pu

(ข) Biomass
P.F.Ctrl
0.9 Lagging

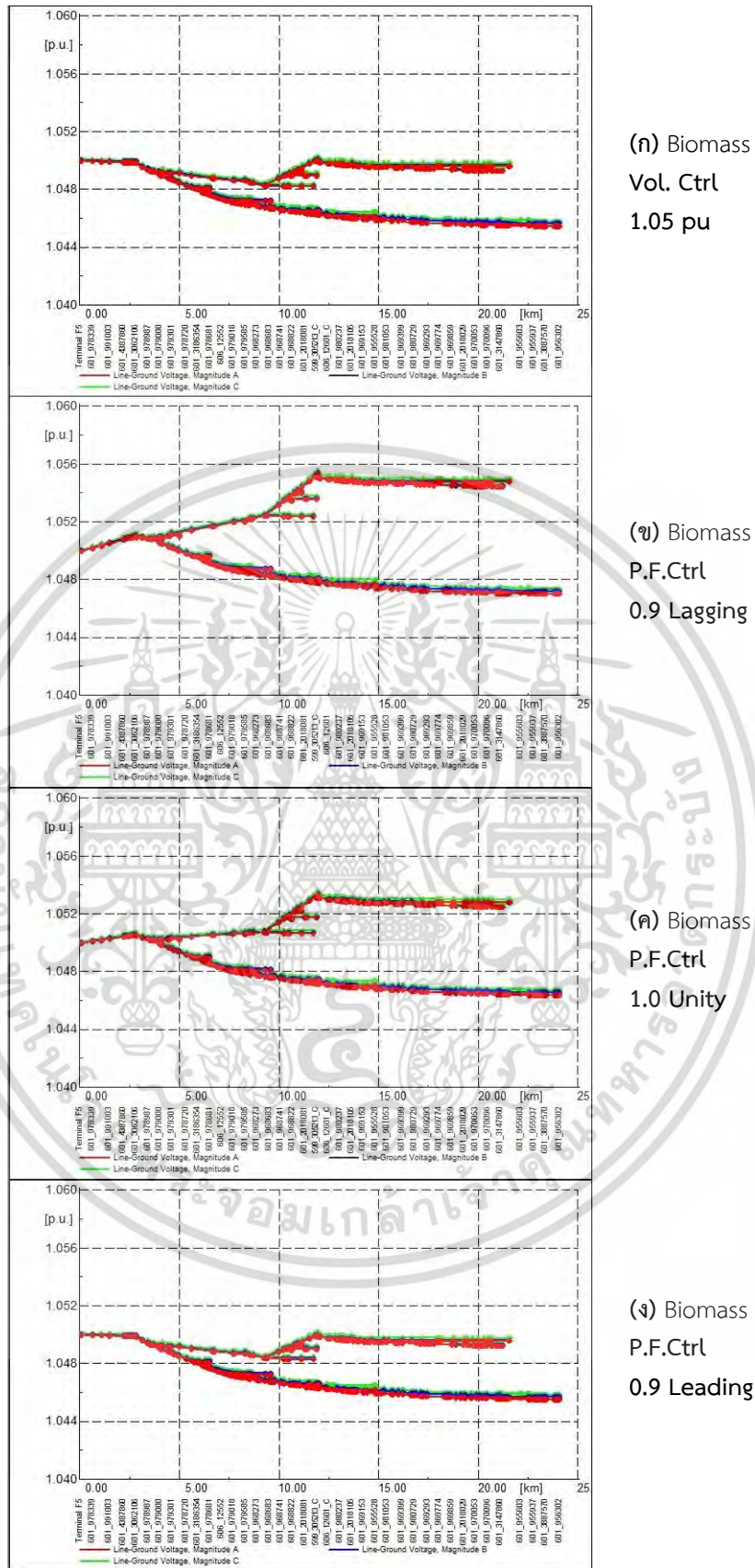
(ค) Biomass
P.F.Ctrl
1.0 Unity

(ง) Biomass
P.F.Ctrl
0.9 Leading

รูปที่ 4.13 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV เมื่อควบคุม VSPP PV Voltage Control 1.05

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่ผลิตขึ้นเพื่อใช้ในการศึกษาวิจัยเท่านั้น ไม่สามารถนำข้อมูลไปใช้ในการค้า

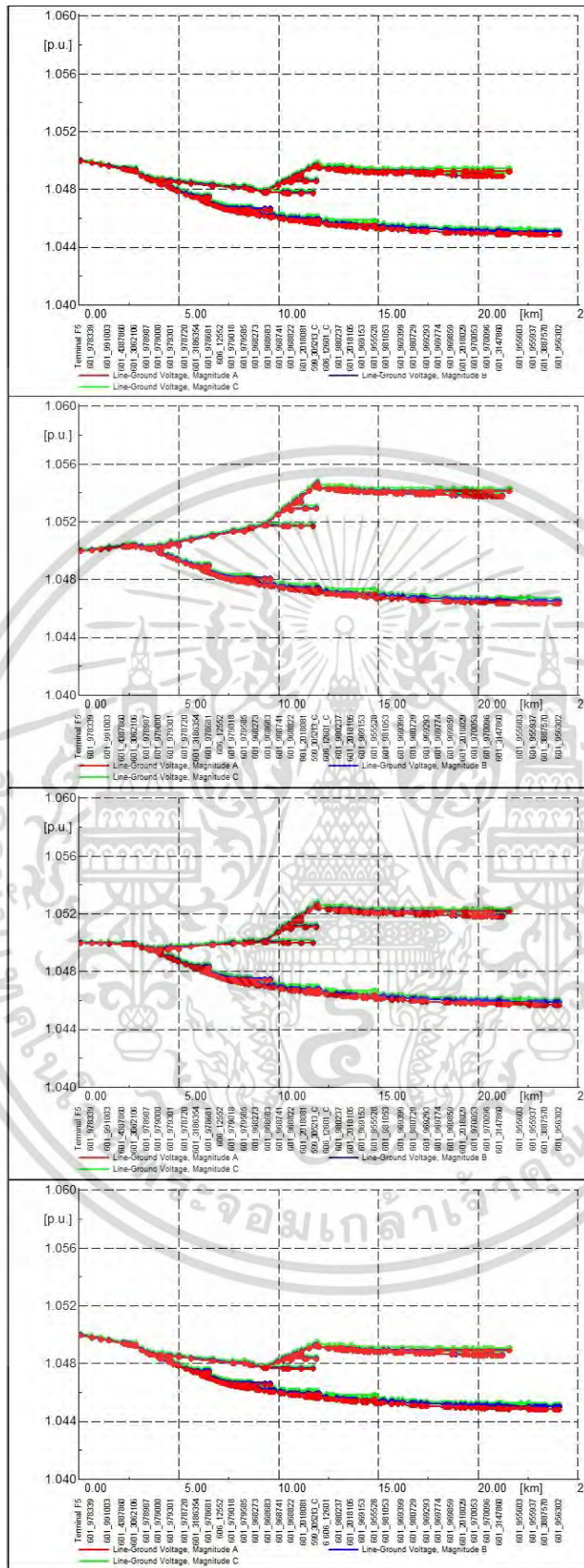
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.14 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV เมื่อควบคุม VSPP PV PF Control 0.9

เอกสารนี้ใช้ Lagging ที่สภาวะโหลด 0.6 MW กำลังการผลิต VSPP PV 1.125 MW, VSPP Biomass 0.8 MW

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ก) Biomass
Vol. Ctrl
1.05 pu

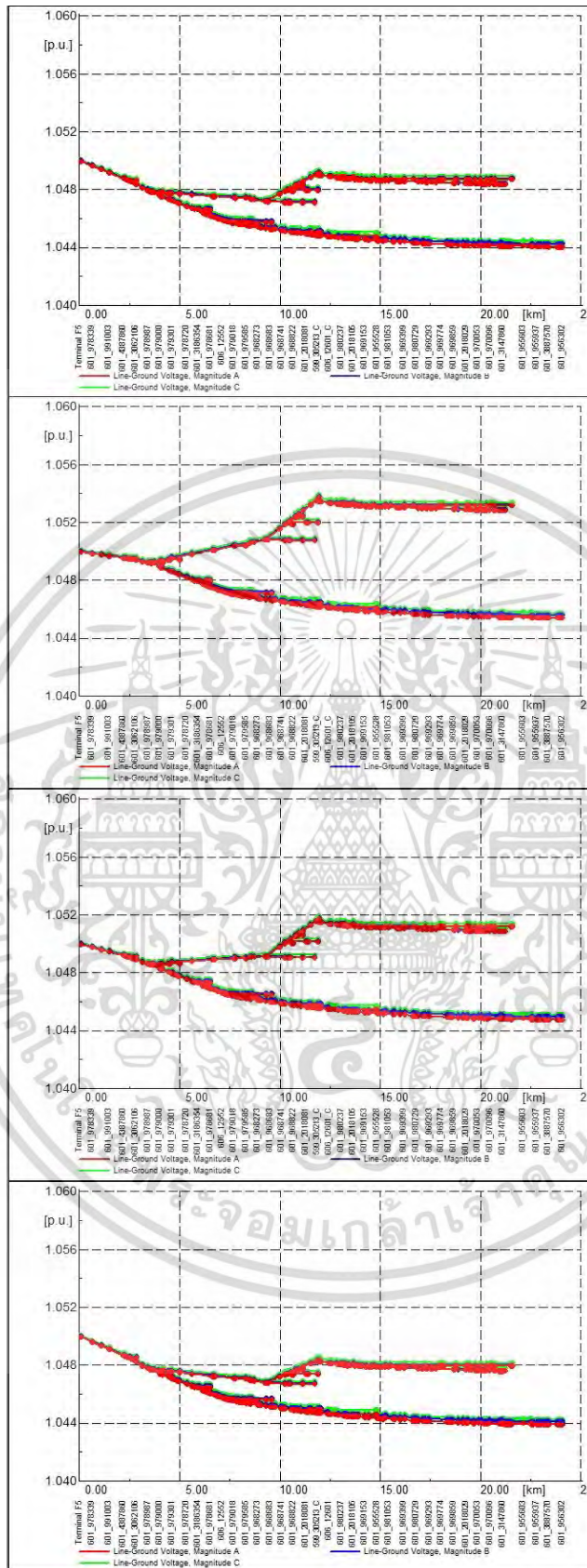
(ข) Biomass
P.F.Ctrl
0.9 Lagging

(ค) Biomass
P.F.Ctrl
1.0 Unity

(ง) Biomass
P.F.Ctrl
0.9 Leading

รูปที่ 4.15 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV เมื่อควบคุม VSPP PV PF Control 1.0 Unity ที่สถานะโหลด 0.6 MW กำลังการผลิต VSPP PV 1.125 MW ; VSPP Biomass 0.8 MW

เอกสารนี้เป็นเอกสารลิขสิทธิ์ของ บริษัท การช่าง วิศวกรรม จำกัด เมื่อผู้ยูตเห็นขอขบระเข่งนด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



(ก) Biomass
Vol. Ctrl
1.05 pu

(ข) Biomass
P.F.Ctrl
0.9 Lagging

(ค) Biomass
P.F.Ctrl
1.0 Unity

(ง) Biomass
P.F.Ctrl
0.9 Leading

รูปที่ 4.16 Voltage Profile ทุกบัสในระบบ 22 kV เมื่อควบคุม VSPP PV PF Control 0.9

Leading ที่สภาวะโหลด 0.6 MW กำลังการผลิต VSPP PV 1.125 MW , VSPP Biomass 0.8 MW เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สวนวโสภาสำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นับญาติหน้าไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ผลการจำลองเมื่อใช้รูปแบบการควบคุมองค์ประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor Control) และขนาดแรงดันไฟฟ้า (Voltage Control) ของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่สภาวะต่างๆ ตามตารางที่ 4.6 – 4.9 พบว่า

1. กรณีที่ VSPP Biomass ใช้รูปแบบ Power Factor Control ให้มีค่า 0.9 lagging ไม่ว่า VSPP PV จะใช้รูปแบบควบคุมแบบใดก็ตาม จะเกิดแรงดันเกินในระบบ เมื่อปริมาณโหลด 0.6 MW และกำลังการผลิตของ VSPP ทั้ง 2 มีค่าสูงสุด

2. กรณีที่ VSPP Biomass ใช้รูปแบบ Power Factor Control ให้มีค่า 1.0 Unity และ VSPP PV ใช้รูปแบบ Voltage Control ให้มีค่า 1.05 pu หรือ Power Factor Control ให้มีค่า 0.9 lagging หรือ 1.0 Unity จะเกิดแรงดันเกินในระบบ เมื่อปริมาณโหลด 0.6 MW และกำลังการผลิตของ VSPP ทั้ง 2 มีค่าสูงสุด

4.2.2 ค่าความสูญเสียทางกำลังไฟฟ้า

เมื่อเปรียบเทียบค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบพบว่า

- ที่ปริมาณโหลด 6.1 MW หลังการเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเข้าสู่ระบบจำหน่าย 22 kV ส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบมีแนวโน้มลดลง และมีค่าต่ำสุด (0.14 MW) เมื่อกำลังการผลิตสูงสุด

- ที่ปริมาณโหลด 2.75 MW ทั้งก่อนหลังการเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบมีค่าเท่ากัน (0.06 MW) ในทุกค่ากำลังการผลิต แต่หลังเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบมีค่าเพิ่มขึ้น (0.07 MW) ในทุกค่ากำลังการผลิต

- ที่ปริมาณโหลด 0.6 MW ทั้งก่อนหลังการเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบมีค่าเท่ากัน (0.04 MW) ในทุกค่ากำลังการผลิต แต่หลังเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบมีค่าเพิ่มขึ้น และมีค่าสูงสุด (0.06 MW) เมื่อกำลังการผลิตสูงสุด

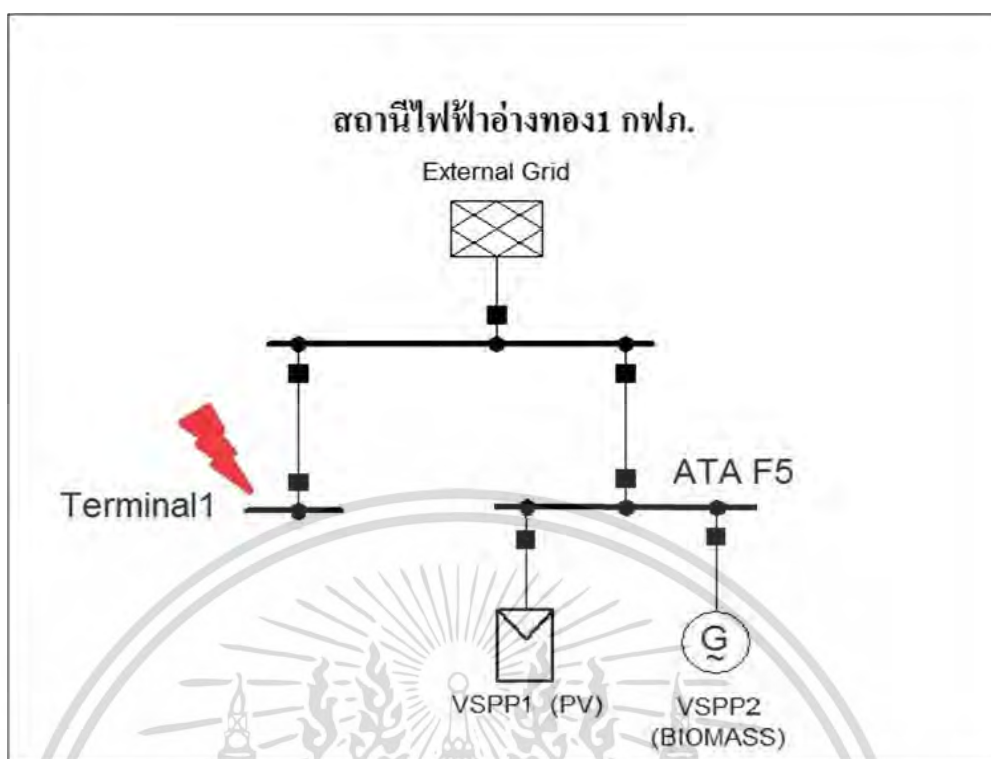
ตารางที่ 4.10 ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ จากการจำลองที่สภาวะคงตัวตามเงื่อนไขต่างๆ ทั้งก่อนและหลังการเชื่อมต่อ VSPP

ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ (MW)			
กรณีศึกษา	ก่อนเชื่อมต่อ VSPP	หลังเชื่อมต่อ VSPP PV	หลังเชื่อมต่อ VSPP PV และ VSPP Biomass
โหลดมาก , กำลังการผลิตมาก	0.16	0.15	0.14
โหลดมาก , กำลังการผลิตปานกลาง	0.16	0.15	0.16
โหลดมาก , กำลังการผลิตน้อย	0.16	0.16	0.16
โหลดปานกลาง , กำลังการผลิตมาก	0.06	0.06	0.07
โหลดปานกลาง , กำลังการผลิตปานกลาง	0.06	0.06	0.07
โหลดปานกลาง , กำลังการผลิตน้อย	0.06	0.06	0.07
โหลดน้อย , กำลังการผลิตมาก	0.04	0.04	0.06
โหลดน้อย , กำลังการผลิตปานกลาง	0.04	0.04	0.05
โหลดน้อย , กำลังการผลิตน้อย	0.04	0.04	0.05

หมายเหตุ เงื่อนไขการจำลอง VSPP PV และ VSPP Biomass ใช้รูปแบบควบคุม P.F. Control 1.0 Unity และแรงดันที่บัส ATA F5 มีค่า 1.05 pu

4.2.3 ผลกระทบด้านแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag)

เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้าจุดที่เกิดความผิดปกตินั้นจะมีแรงดันตกจนเหลือ 0 V แต่บริเวณอื่นๆอาจจะมีแรงดันคงเหลืออยู่บ้าง ขึ้นอยู่กับระยะทางและตำแหน่ง เรียกปรากฏการณ์นี้ว่า เหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag) ทางผู้วิจัยได้ศึกษาผลกระทบของเหตุการณ์ดังกล่าว ทั้งก่อนและหลังการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าทั้ง 2 โดยพิจารณาที่โหลดสูงสุดและรูปแบบการควบคุมของ VSPP เป็น PF Control 1.0 Unity ซึ่งจะพิจารณาเฉพาะกรณีเกิดความผิดปกติแบบสามเฟสสมดุล (Three Phase Fault) ในระบบ 22 kV ระยะทางห่างจากสถานีต้นทางประมาณ 5 km เกิดขึ้นบริเวณวงจรข้างเคียงกับวงจรที่ 5 สถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำหรับการศึกษาเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะ โดยจะพิจารณาเฉพาะขนาดของแรงดันไฟฟ้าคงเหลือ (Magnitude of Voltage) โดยกำหนดให้ระยะเวลาการเกิดเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะเป็น 0.5 วินาที แล้วจึงกลับมาเป็นแรงดันปกติ ซึ่งผลการจำลองดังแสดงในตารางที่ 4.11



รูปที่ 4.17 ตำแหน่งการเกิดความผิดปกติที่วงจรข้างเคียงวงจรที่ 5 สถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1

ตารางที่ 4.11 ขนาดของแรงดันไฟฟ้าคงเหลือที่กรณีศึกษาต่างๆ

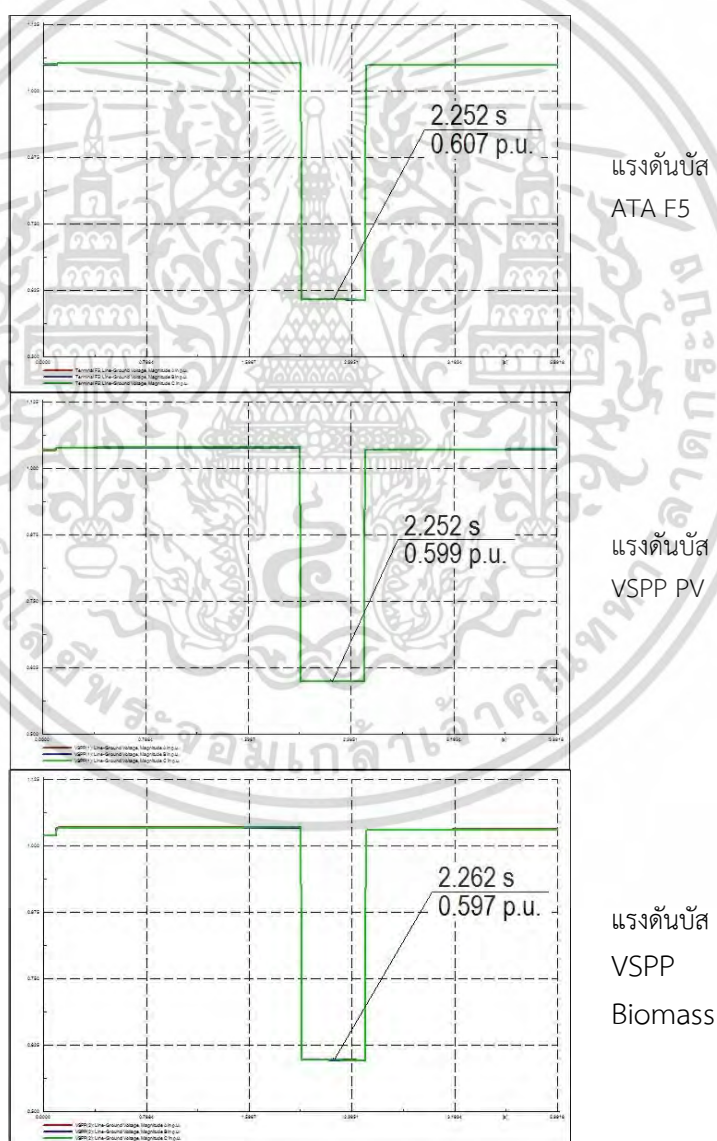
กรณีศึกษา		แรงดันไฟฟ้าที่บัสก่อนการเชื่อมต่อ VSPP (pu)			แรงดันไฟฟ้าที่บัสหลังการเชื่อมต่อ VSPP PV (pu)			แรงดันไฟฟ้าที่บัสหลังการเชื่อมต่อ VSPP PV และ VSPP Biomass (pu)		
		ATA F5	VSPP PV	VSPP Biomass	ATA F5	VSPP PV	VSPP Biomass	ATA F5	VSPP PV	VSPP Biomass
ปริมาณโหลด 6.1 MW	มาก	0.607	0.599	0.597	0.608	0.601	0.598	0.610	0.607	0.620
	ปานกลาง	0.607	0.599	0.597	0.607	0.600	0.597	0.610	0.606	0.614
	น้อย	0.607	0.599	0.597	0.607	0.600	0.597	0.610	0.605	0.610
2.75 MW	มาก	0.604	0.600	0.596	0.605	0.602	0.598	0.607	0.608	0.620
	ปานกลาง	0.604	0.600	0.596	0.604	0.601	0.597	0.607	0.606	0.614
	น้อย	0.604	0.600	0.596	0.604	0.601	0.597	0.607	0.606	0.611
0.6 MW	มาก	0.603	0.602	0.601	0.604	0.604	0.603	0.606	0.610	0.625
	ปานกลาง	0.603	0.602	0.601	0.603	0.603	0.602	0.606	0.609	0.619
	น้อย	0.603	0.602	0.601	0.603	0.603	0.602	0.606	0.608	0.615

หมายเหตุ รูปแบบการเกิดความผิดปกติทางไฟฟ้าแบบสามเฟสสมมูล (Three Phase Fault) เมื่อ VSPP PV และ VSPP Biomass ควบคุมแบบ 1.0 Unity Power Factor

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

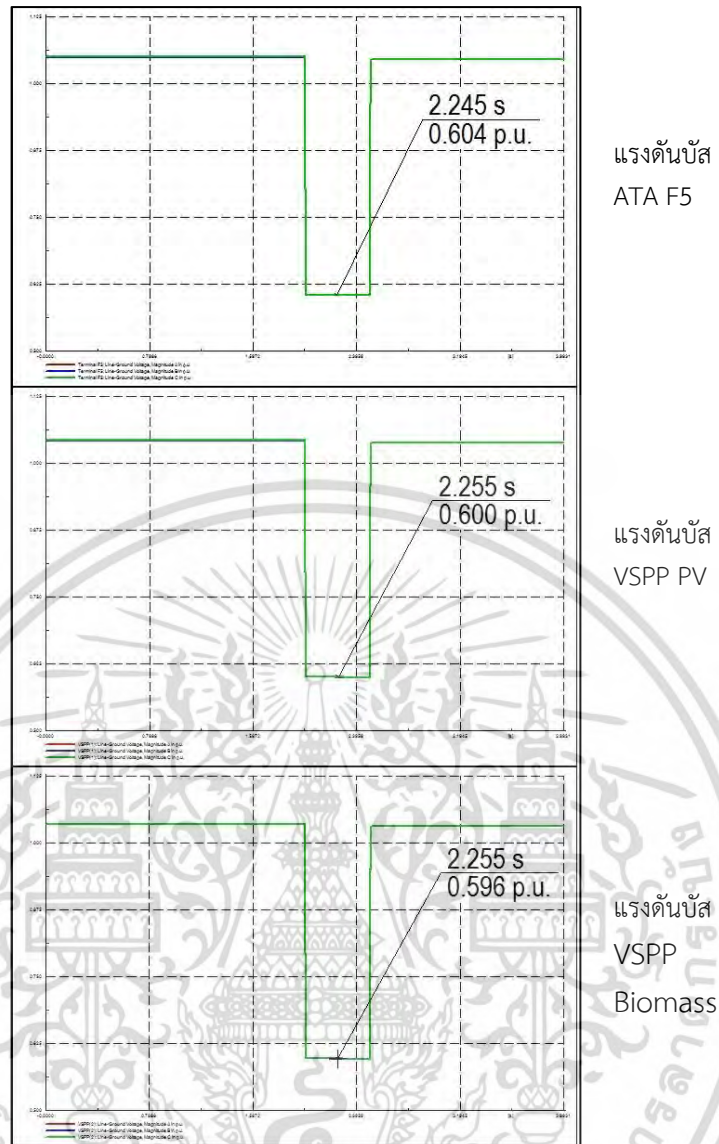
ผลการจำลองกรณีก่อนการเชื่อมต่อ VSPP ทั้ง 2 เข้าระบบพบว่า เมื่อเกิดความผิดปกติแบบสามเฟสสมมูล (Three Phase Fault) ในบริเวณวงจรข้างเคียงที่รับไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายเดียวกัน (หม้อแปลงลูกเดียวกัน) จะเกิดเหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag) ขึ้น โดยระยะเวลาของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะจะเท่ากันทุกบัสในวงจรเดียวกัน ซึ่งลักษณะของแรงดันคงเหลือที่บัสต่างๆ เป็นตามรูปที่ 4.18 - 4.26

ผลการจำลองตารางที่ 4.11 แสดงค่าแรงดันคงเหลือเมื่อเกิดความผิดปกติในวงจรข้างเคียง โดยจะพิจารณาแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag) ที่บัส ATA F5, บัส VSPP PV 1.125 MW และบัส VSPP Biomass 0.8 MW พบว่าหลังการเชื่อมต่อ VSPP เข้ากับระบบจำหน่ายจะช่วยยกระดับแรงดันคงเหลือให้สูงขึ้น และมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นตามกำลังการผลิต ทั้งนี้แรงดันคงเหลือหลังการเชื่อมต่อ VSPP จะเพิ่มขึ้นจากก่อนการเชื่อมต่อ VSPP สูงสุดในกรณีที่เชื่อมต่อ VSPP ทั้ง 2 เมื่อปริมาณโหลดในระบบมีค่า 0.6 MW และกำลังการผลิตสูงสุด



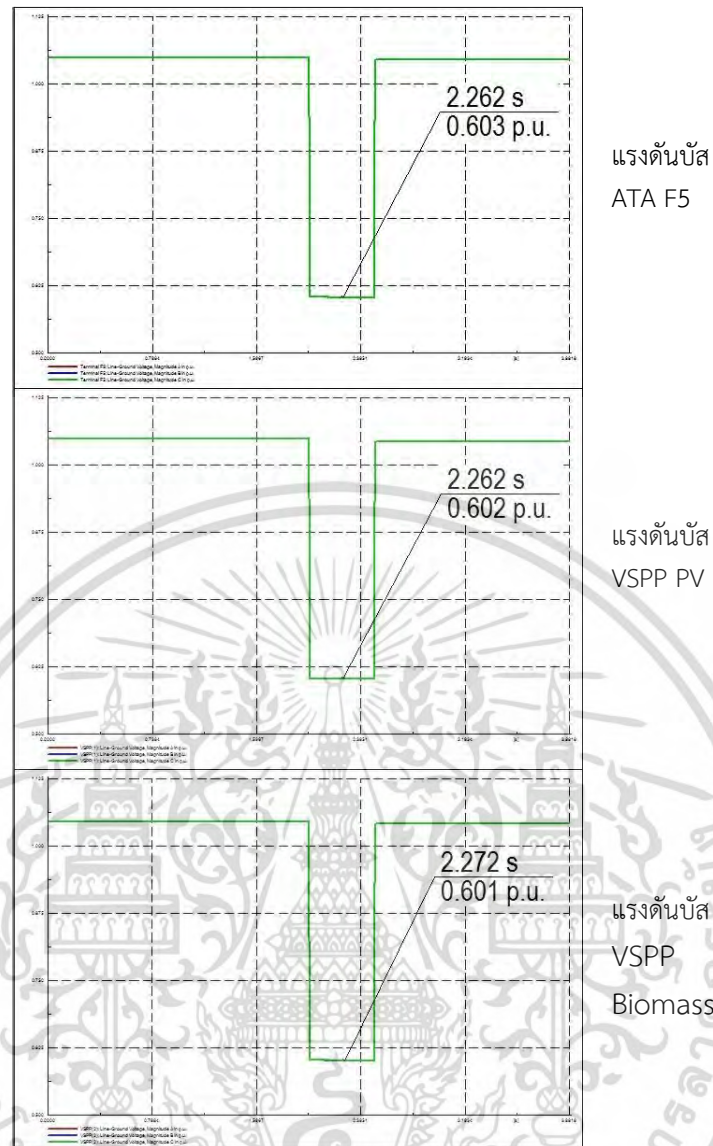
รูปที่ 4.18 ขนาดแรงดันคงเหลือ (pu) ที่บัส ATA F5 , บัส VSPP PV และบัส VSPP Biomass ก่อนการเชื่อมต่อ VSPP สภาวะโหลด 6.1 MW

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่ลงนามในชื่อของโรงเรียนเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



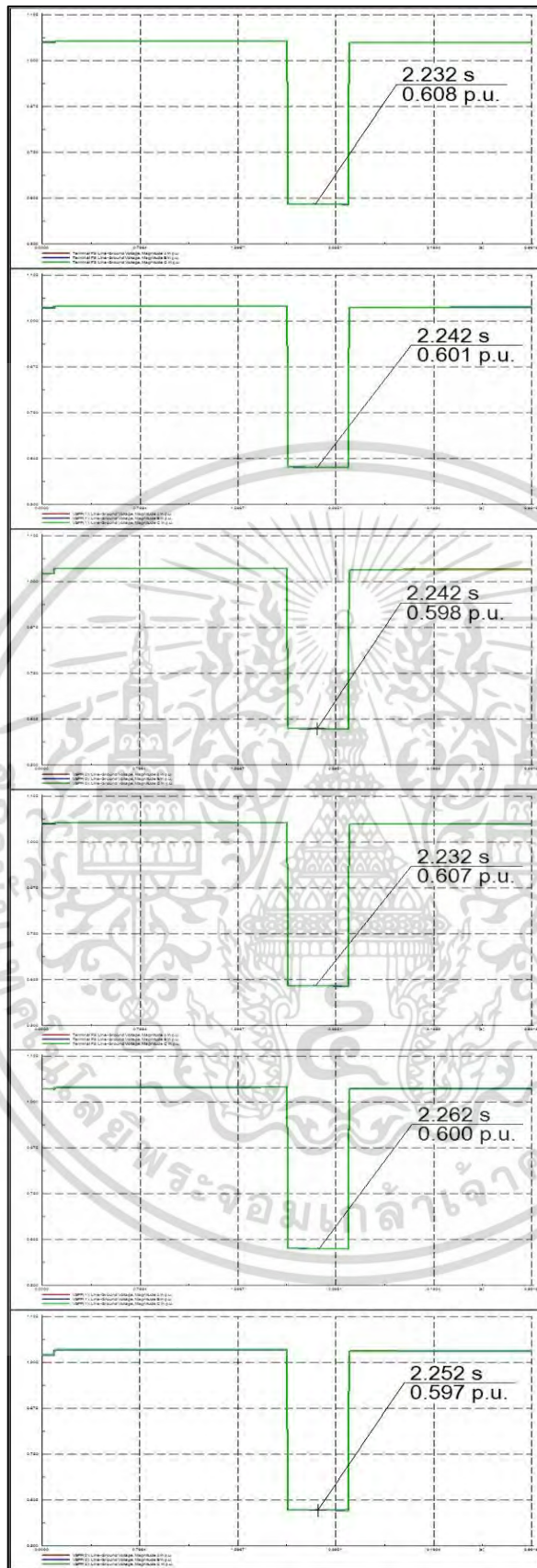
รูปที่ 4.19 ขนาดแรงดันคงเหลือ (pu) ที่บัส ATA F5 , บัส VSPP PV และบัส VSPP Biomass ก่อนการเชื่อมต่อ VSPP สภาวะโหลด 2.75 MW

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.20 ขนาดแรงดันคงเหลือ (pu) ที่บัส ATA F5 , บัส VSPP PV และบัส VSPP Biomass ก่อนการเชื่อมต่อ VSPP สภาวะโหลด 0.6 MW

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



แรงดันบัส ATA F5
เมื่อ PV มีกำลังการ
ผลิต 1.125 MW

แรงดันบัส VSPP PV
เมื่อ PV มีกำลังการ
ผลิต 1.125 MW

แรงดันบัส VSPP
Biomass เมื่อ PV มี
กำลังการผลิต 1.125
MW

แรงดันบัส ATA F5
เมื่อ PV มีกำลังการ
ผลิต 0.281 MW

แรงดันบัส VSPP PV
เมื่อ PV มีกำลังการ
ผลิต 0.281 MW

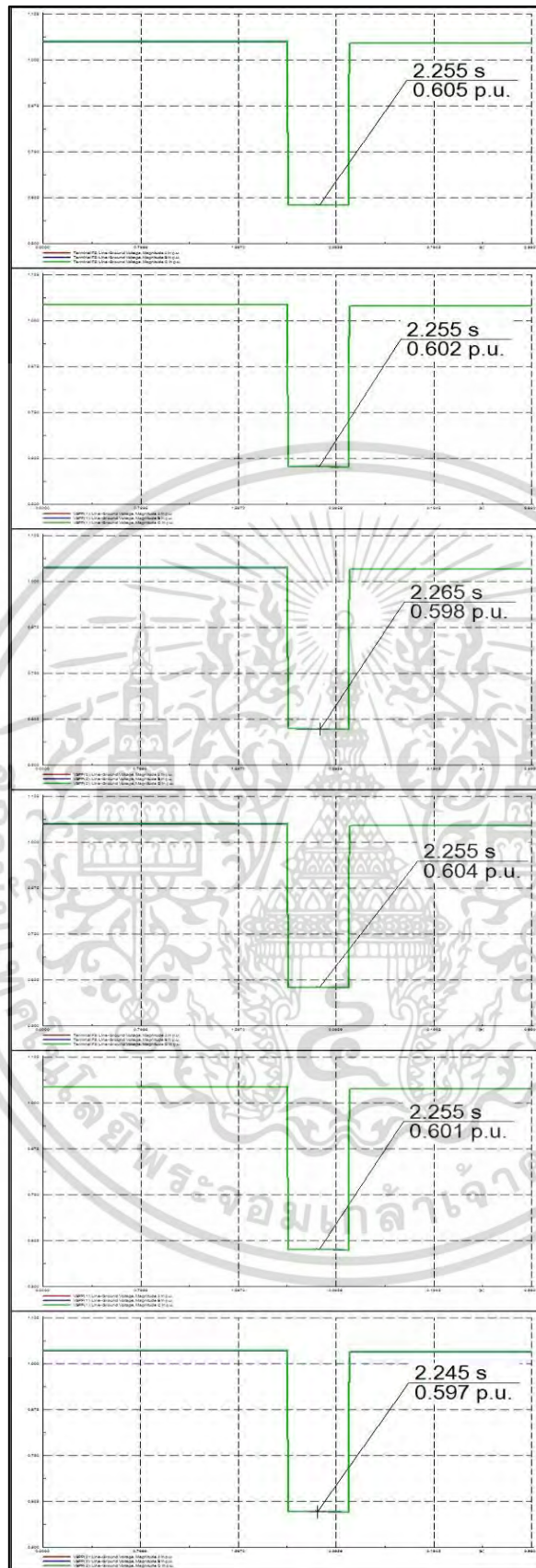
แรงดันบัส VSPP
Biomass เมื่อ PV มี
กำลังการผลิต 0.281
MW

รูปที่ 4.21 ขนาดแรงดันคงเหลือ (pu) ที่บัส ATA F5 , บัส VSPP PV และบัส VSPP Biomass หลัง

การเชื่อมต่อ VSPP PV ที่สภาวะโหลด 6.1 MW

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ไว้เพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



แรงดันบัส ATA F5
เมื่อ PV มีกำลังการ
ผลิต 1.125 MW

แรงดันบัส VSPP PV
เมื่อ PV มีกำลังการ
ผลิต 1.125 MW

แรงดันบัส VSPP
Biomass เมื่อ PV มี
กำลังการผลิต 1.125
MW

แรงดันบัส ATA F5
เมื่อ PV มีกำลังการ
ผลิต 0.281 MW

แรงดันบัส VSPP PV
เมื่อ PV มีกำลังการ
ผลิต 0.281 MW

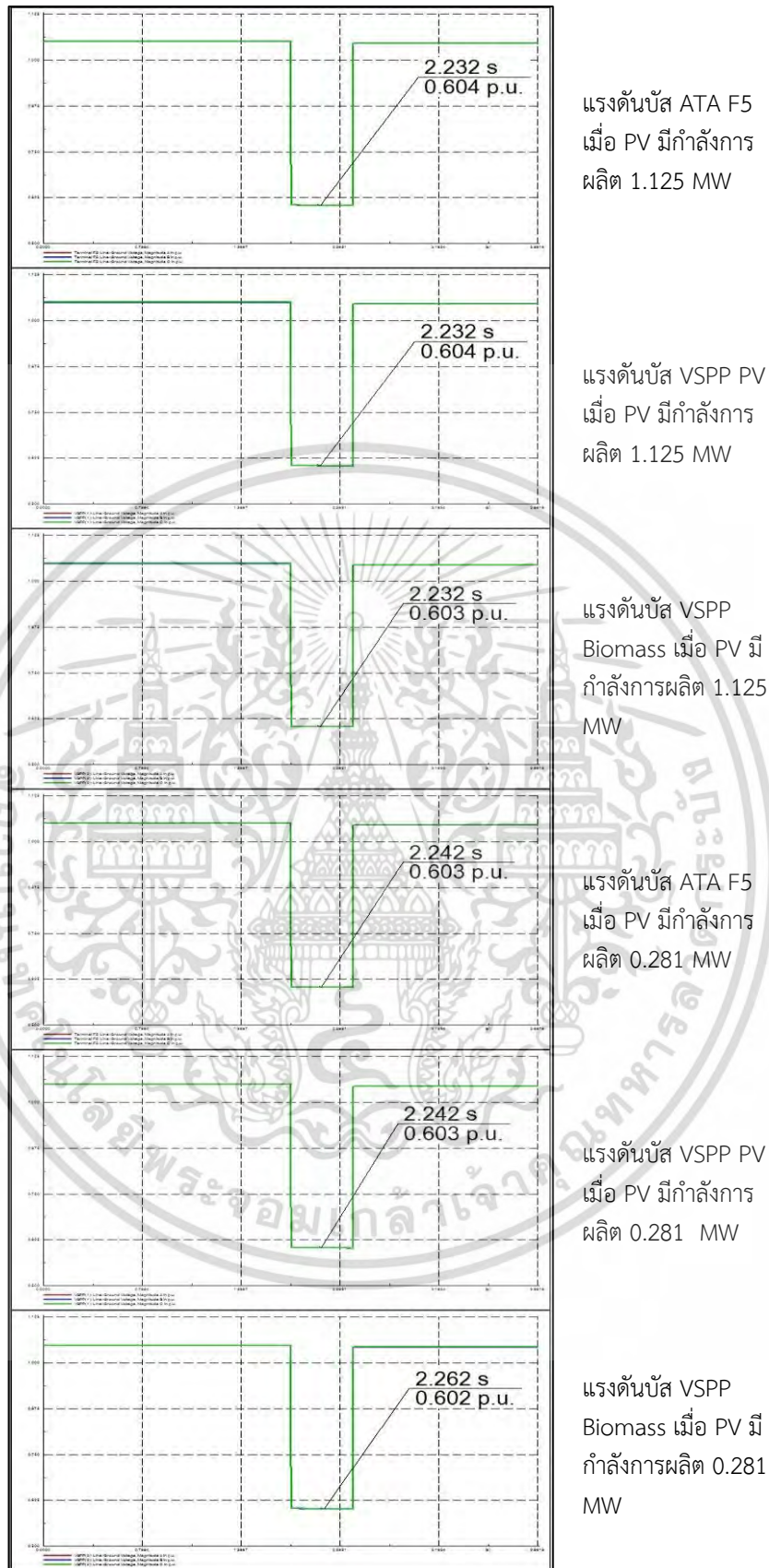
แรงดันบัส VSPP
Biomass เมื่อ PV มี
กำลังการผลิต 0.281
MW

รูปที่ 4.22 ขนาดแรงดันคงเหลือ (pu) ที่บัส ATA F5 , บัส VSPP PV และบัส VSPP Biomass หลัง

การเชื่อมต่อ VSPP PV ที่สภาวะโหลด 2.75 MW

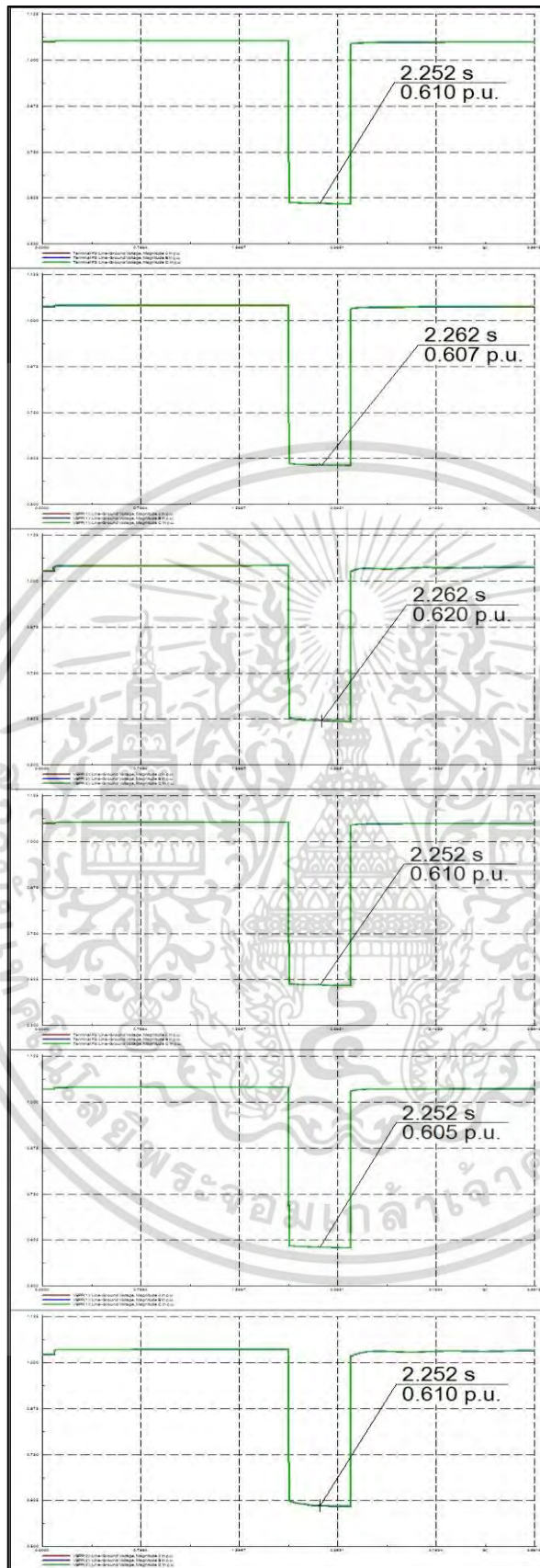
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่ลงนามในชื่อของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.23 ขนาดแรงดันคงเหลือ (pu) ที่บัส ATA F5 , บัส VSPP PV และบัส VSPP Biomass หลังการเชื่อมต่อ VSPP PV ที่สภาวะโหลด 0.6 MW

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



แรงดันบัส ATA F5
เมื่อ PV มีกำลังการผลิต 1.125 MW
และ Biomass มีกำลังการผลิต 0.8 MW

แรงดันบัส VSPP PV
เมื่อ PV มีกำลังการผลิต 1.125 MW
และ Biomass มีกำลังการผลิต 0.8 MW

แรงดันบัส VSPP Biomass เมื่อ PV มีกำลังการผลิต 1.125 MW และ Biomass มีกำลังการผลิต 0.8 MW

แรงดันบัส ATA F5
เมื่อ PV มีกำลังการผลิต 0.281 MW
และ Biomass มีกำลังการผลิต 0.2 MW

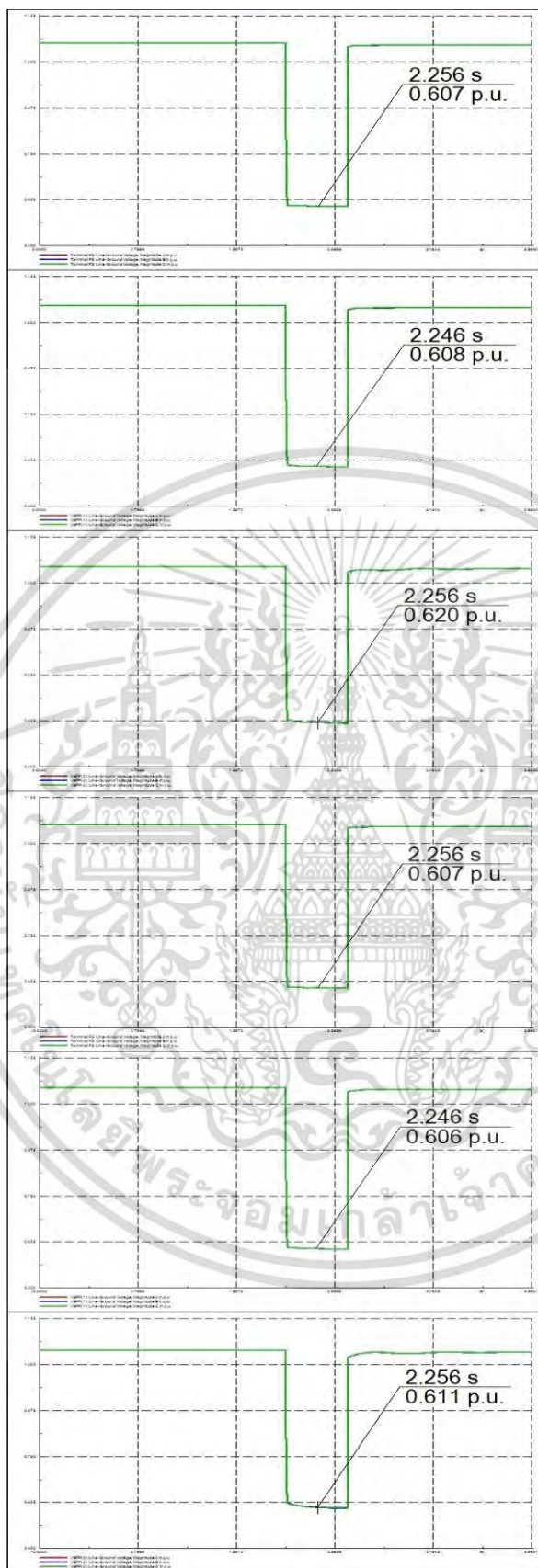
แรงดันบัส VSPP PV
เมื่อ PV มีกำลังการผลิต 0.281 MW
และ Biomass มีกำลังการผลิต 0.2 MW

แรงดันบัส VSPP Biomass เมื่อ PV มีกำลังการผลิต 0.281 MW และ Biomass มีกำลังการผลิต 0.2 MW

รูปที่ 4.24 ขนาดแรงดันคงเหลือ (pu) ที่บัส ATA F5 , บัส VSPP PV และบัส VSPP Biomass หลัง

การเชื่อมต่อ VSPP PV และ VSPP Biomass ที่สภาวะโหลด 6.1 MW

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่ลงนามโดยอธิการบดีมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



แรงดันบัส ATA F5
เมื่อ PV มีกำลังการผลิต 1.125 MW
และ Biomass มีกำลังการผลิต 0.8 MW

แรงดันบัส VSPP PV
เมื่อ PV มีกำลังการผลิต 1.125 MW
และ Biomass มีกำลังการผลิต 0.8 MW

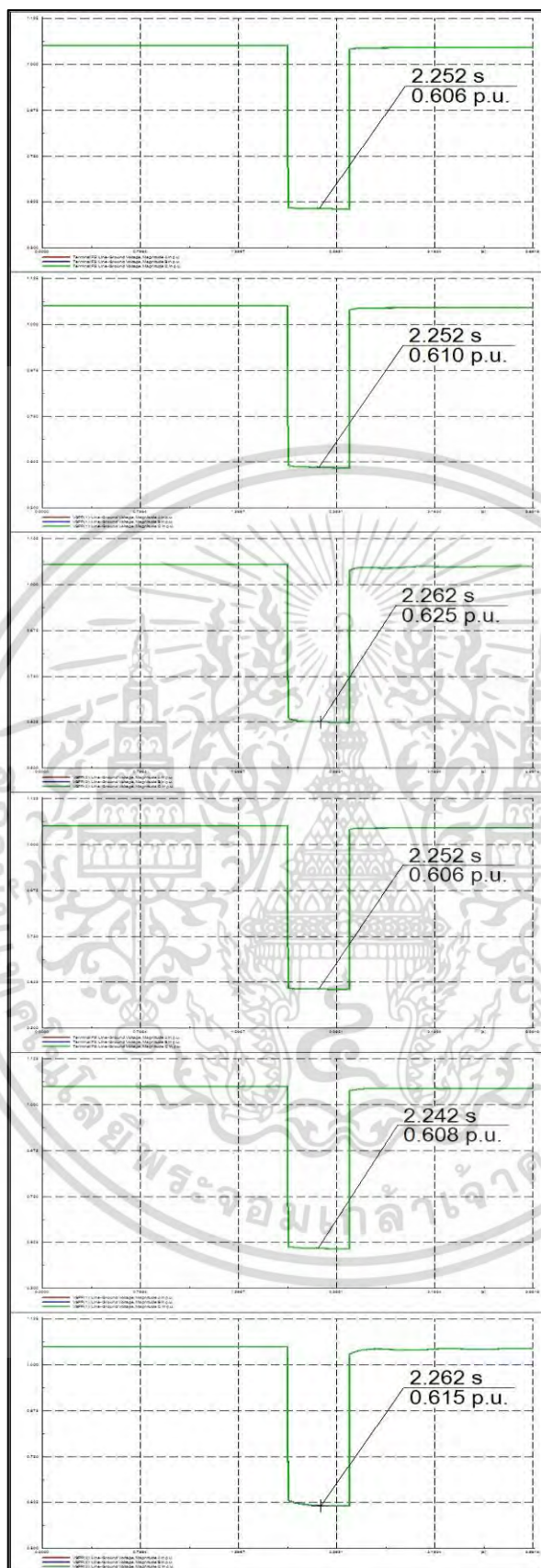
แรงดันบัส VSPP Biomass เมื่อ PV มีกำลังการผลิต 1.125 MW และ Biomass มีกำลังการผลิต 0.8 MW

แรงดันบัส ATA F5
เมื่อ PV มีกำลังการผลิต 0.281 MW
และ Biomass มีกำลังการผลิต 0.2 MW

แรงดันบัส VSPP PV
เมื่อ PV มีกำลังการผลิต 0.281 MW
และ Biomass มีกำลังการผลิต 0.2 MW

แรงดันบัส VSPP Biomass เมื่อ PV มีกำลังการผลิต 0.281 MW และ Biomass มีกำลังการผลิต 0.2 MW

รูปที่ 4.25 ขนาดแรงดันคงเหลือ (pu) ที่บัส ATA F5 , บัส VSPP PV และบัส VSPP Biomass หลังการเชื่อมต่อ VSPP PV และ VSPP Biomass ที่สภาวะโหลด 2.75 MW เอกสารนี้เป็นเอกสารทบทวนวิชาสำหรับการเรียนเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



แรงดันบัส ATA F5
เมื่อ PV มีกำลังการผลิต 1.125 MW
และ Biomass มีกำลังการผลิต 0.8 MW

แรงดันบัส VSPP PV
เมื่อ PV มีกำลังการผลิต 1.125 MW
และ Biomass มีกำลังการผลิต 0.8 MW

แรงดันบัส VSPP Biomass เมื่อ PV มีกำลังการผลิต 1.125 MW
และ Biomass มีกำลังการผลิต 0.8 MW

แรงดันบัส ATA F5
เมื่อ PV มีกำลังการผลิต 0.281 MW
และ Biomass มีกำลังการผลิต 0.2 MW

แรงดันบัส VSPP PV
เมื่อ PV มีกำลังการผลิต 0.281 MW
และ Biomass มีกำลังการผลิต 0.2 MW

แรงดันบัส VSPP Biomass เมื่อ PV มีกำลังการผลิต 0.281 MW
และ Biomass มีกำลังการผลิต 0.2 MW

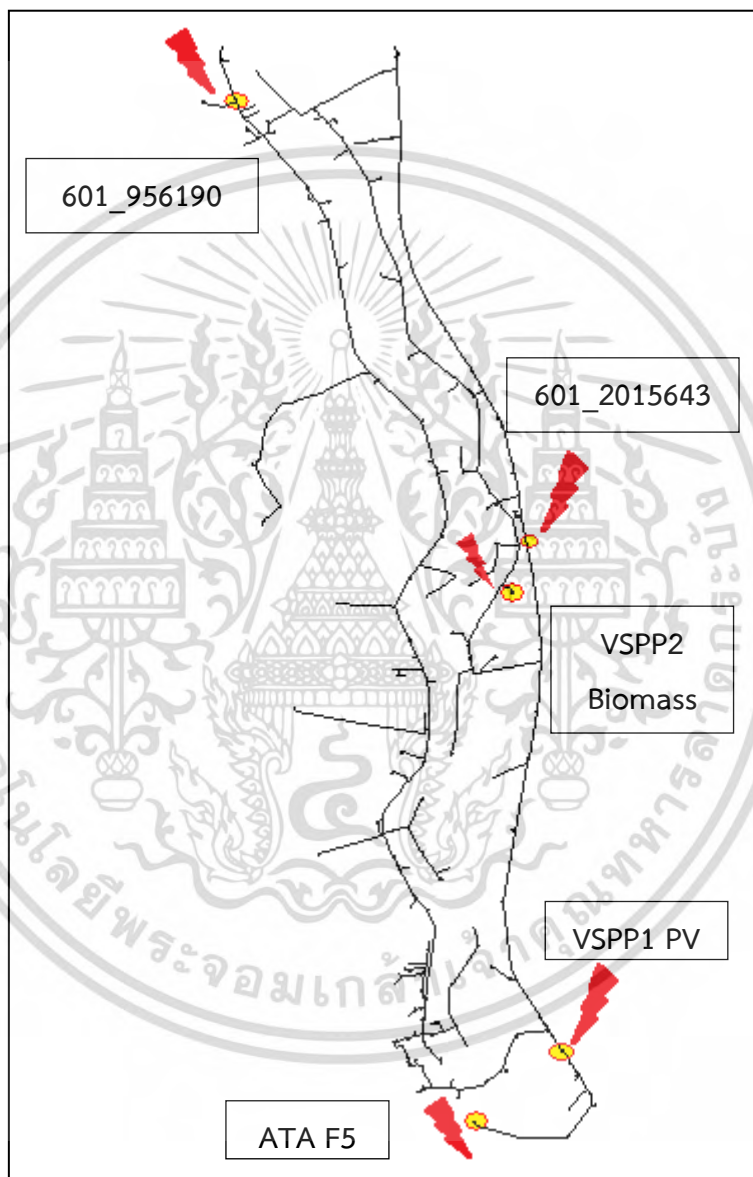
รูปที่ 4.26 ขนาดแรงดันคงเหลือ (pu) ที่บัส ATA F5 , บัส VSPP PV และบัส VSPP Biomass หลัง

การเชื่อมต่อ VSPP PV และ VSPP Biomass ที่สภาวะโหลด 0.6 MW

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ผู้ใช้ควรปฏิบัติตามเงื่อนไขการใช้งานที่ปรากฏในเอกสารฉบับนี้
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2.4 ขนาดของกระแสขณะเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า

ผู้วิจัยทำการศึกษขนาดของกระแสขณะเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้าทั้งก่อนและหลังการเชื่อมต่อ VSPP ภายใต้สภาวะเงื่อนไขกำลังการผลิตสูงสุด ที่ปริมาณโหลด 0.6 MW โดยจำลองให้เกิดความผิดปกติแบบสามเฟสสมมูล (Three Phase Fault) ในระบบ 22 kV จำนวน 4 จุด ดังรูปที่ 4.27 ได้แก่ ตำแหน่งบัส ATA F5, VSPP PV , VSPP Biomass , โหนดกลางสาย 601_2015643 และโหนดปลายสาย 601_956190



รูปที่ 4.27 ตำแหน่งการเกิดความผิดปกติในระบบ 22 kV

จากผลการจำลองในตารางที่ 4.12 - 4.14 พบว่าเมื่อเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า ในตำแหน่งที่โหนดปลายสาย 601_956190 และโหนดกลางสาย 601_2015643 ภายหลังจากเชื่อมต่อ VSPP ค่ากระแสลัดวงจรในจุดที่เกิดความผิดปกติมีค่าสูงขึ้น แต่กระแสลัดวงจรที่จ่ายมาจากสถานีไฟฟ้าต้นทางบัส ATA F5 มีค่าลดลง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 4.12 ขนาดกระแสลัดวงจรที่บัสต่างๆ ก่อนการเชื่อมต่อ VSPP

ก่อนการเชื่อมต่อ VSPP				
ตำแหน่งการลัดวงจร	ขนาดการแสลัดวงจร Ikss (kA)			ตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจร
	ATA F5	VSPP PV	VSPP Biomass	
ATA F5	8.26	0.00	0.00	8.26
VSPP PV	5.10	0.00	0.00	5.10
VSPP Biomass	1.98	0.00	0.00	1.98
601_2015643	2.39	0.00	0.00	2.39
601_956190	1.19	0.00	0.00	1.19

ตารางที่ 4.13 ขนาดกระแสลัดวงจรที่บัสต่างๆ หลังการเชื่อมต่อ VSPP PV

หลังการเชื่อมต่อ VSPP PV				
ตำแหน่งการลัดวงจร	ขนาดการแสลัดวงจร Ikss (kA)			ตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจร
	ATA F5	VSPP PV	VSPP Biomass	
ATA F5	8.26	0.10	0	8.35
VSPP PV	5.10	0.10	0	5.20
VSPP Biomass	1.96	0.04	0	2.00
601_2015643	2.37	0.05	0	2.41
601_956190	1.18	0.02	0	1.20

ตารางที่ 4.14 ขนาดกระแสลัดวงจรที่บัสต่างๆ หลังการเชื่อมต่อ VSPP PV และ VSPP Biomass

หลังการเชื่อมต่อ VSPP1 (PV) และ VSPP2 (Biomass)				
ตำแหน่งการลัดวงจร	ขนาดการแสลัดวงจร Ikss (kA)			ตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจร
	ATA F5	VSPP PV	VSPP Biomass	
ATA F5	8.26	0.10	0.13	8.48
VSPP PV	5.10	0.10	0.13	5.32
VSPP Biomass	1.96	0.04	0.13	2.11
601_2015643	2.35	0.05	0.11	2.50
601_956190	1.16	0.02	0.03	1.21

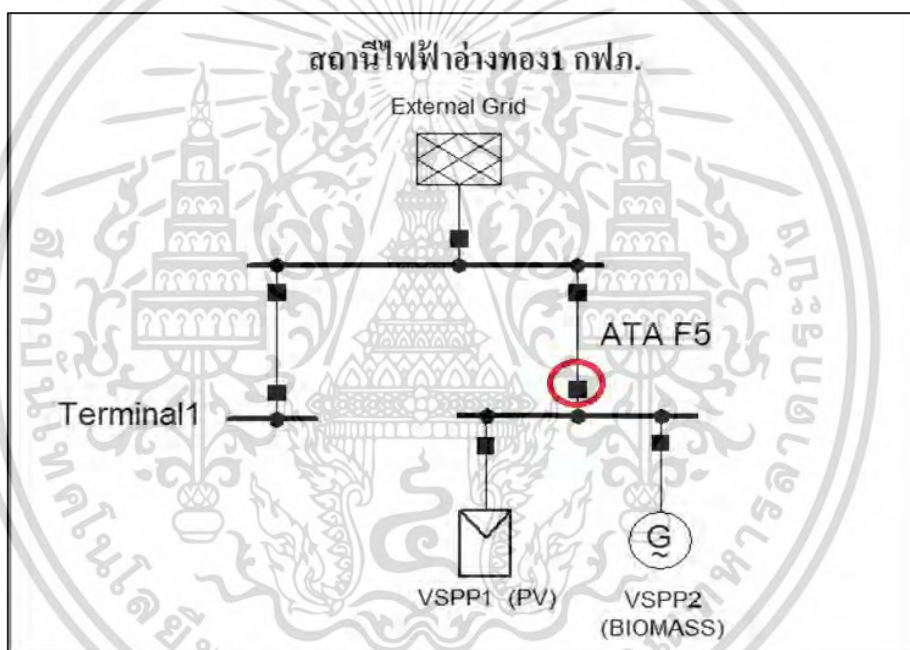
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2.5 ผลกระทบต่อระบบป้องกัน

การศึกษาผลกระทบที่มีต่อระบบป้องกันภายหลังการเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่าย 22 kV วงจรที่ 5 สถานีไฟฟ้าอ่างทอง1 ผู้วิจัยทำการติดตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกินที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ ของวงจรที่ 5 สถานีไฟฟ้าอ่างทอง1 ตามรูปที่ 4.28 เพื่อจำลองเหตุการณ์เมื่อเกิดการลัดวงจรแบบสามเฟสสมมูล เมื่อมีกำลังการผลิตสูงสุด และโหลดในวงจรมีค่าน้อย ที่ตำแหน่งบัส ATA F5, VSPP PV, VSPP Biomass, โหนดกลางสาย 601_2015643 และโหนดปลายสาย 601_956190 ตามรูปที่ 4.27 เพื่อศึกษาผลกระทบที่มีต่อระบบป้องกัน(รีเลย์ป้องกันกระแสเกิน) ทั้งก่อนและหลังการเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้าทั้ง 2 ราย

ตารางที่ 4.15 ค่าเซ็ทติ้งของรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน

Phase	$I_p = 1.0 * I_n$	$T_{Dial} = 0.07 \text{ s}$	Curve=NI (IEC)	$I_{p>>} = 10.7 \text{ A}$	$T_{p>>} = 0.05 \text{ s}$
Ground	$I_e = 0.3 * I_n$	$T_{Dial} = 0.20 \text{ s}$	Curve=VI (IEC)	$I_{e>>} = -$	$T_{e>>} = -$



รูปที่ 4.28 ตำแหน่งติดตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกิน

ตารางที่ 4.16 การทำงานของรีเลย์ป้องกันกระแสเกินที่สถานีไฟฟ้า

ตำแหน่งการลัดวงจร	ก่อนการเชื่อมต่อ VSPP	หลังการเชื่อมต่อ VSPP PV	หลังการเชื่อมต่อ VSPP PV และ VSPP Biomass
ATA F5	0.070 s *	0.070 s *	0.070 s *
VSPP1 PV	0.224 s	0.224 s	0.224 s
VSPP2 Biomass	0.405 s	0.409 s	0.409 s
601 2015643	0.350 s	0.352 s	0.354 s
601 956190	0.707 s	0.722 s	0.743 s

หมายเหตุ * รีเลย์ป้องกันกระแสเกินทำงานแบบทันทีทันใด

เอกสารนี้เป็นเอกสารทบทวนวิสัยทัศน์สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากผลการศึกษาผลกระทบเมื่อเกิดความผิดพลาดแบบสามเฟสสมดุล ในระบบจำหน่าย 22 kV วงจรที่ 5 สถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพบว่า

1 กรณีเกิดความผิดพลาดที่สถานีไฟฟ้าต้นทาง (บัส ATA F5) หรือที่บัสผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (VSPP PV) รีเลย์ป้องกันกระแสเกินที่สถานีไฟฟ้าจะทำงานต่างกันเพียงเล็กน้อย ทั้งก่อนและหลังการเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้า VSPP PV หรือ VSPP PV ร่วมกับ VSPP Biomass เข้าสู่ระบบ กล่าวคือหากเกิดความผิดพลาดที่บัส ATA F5 รีเลย์ป้องกันกระแสเกินจะทำงานแบบทันทีทันใด ที่เวลา 0.07 วินาที และหากเกิดความผิดพลาดที่บัส VSPP PV รีเลย์ป้องกันกระแสเกินจะทำงานที่เวลา 0.224 วินาที

2 กรณีเกิดความผิดพลาดที่บัสผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานจากชีวมวล (บัส VSPP Biomass) กรณีหลังการเชื่อมต่อ VSPP PV หรือเชื่อมต่อ VSPP PV และ VSPP Biomass รีเลย์ป้องกันกระแสเกินที่สถานีไฟฟ้าจะทำงานที่เวลา 0.409 วินาที ซึ่งใช้เวลามากกว่ากรณีก่อนการเชื่อมต่อ VSPP กระแสเกินที่สถานีไฟฟ้าจะทำงานช้าลง เพราะผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานจากชีวมวลมีการจ่ายกระแสลัดวงจรร่วมกับสถานีไฟฟ้าต้นทาง ทำให้กระแสไฟฟ้าลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าจ่ายมีค่าลดลง แต่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นอินเวอร์เตอร์ในการแปลงไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ โดยทั่วไปอินเวอร์เตอร์จะจ่ายกระแสขณะเกิดลัดวงจรในระบบไฟฟ้าไม่เกิน 120% ของกระแสปกติเมื่อเทียบกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอื่นๆ ถือว่าอินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสลัดวงจรในปริมาณต่ำ ส่วนผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่ใช้เครื่องจักรกลไฟฟ้าแบบหมุนในการผลิตไฟฟ้าจะจ่ายกระแสไฟฟ้าลัดวงจรมากกว่าอินเวอร์เตอร์ก็ตาม แต่กำลังการผลิตติดตั้งมีค่าน้อย (0.8 MW) จึงส่งผลต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันน้อยมากเช่นเดียวกัน

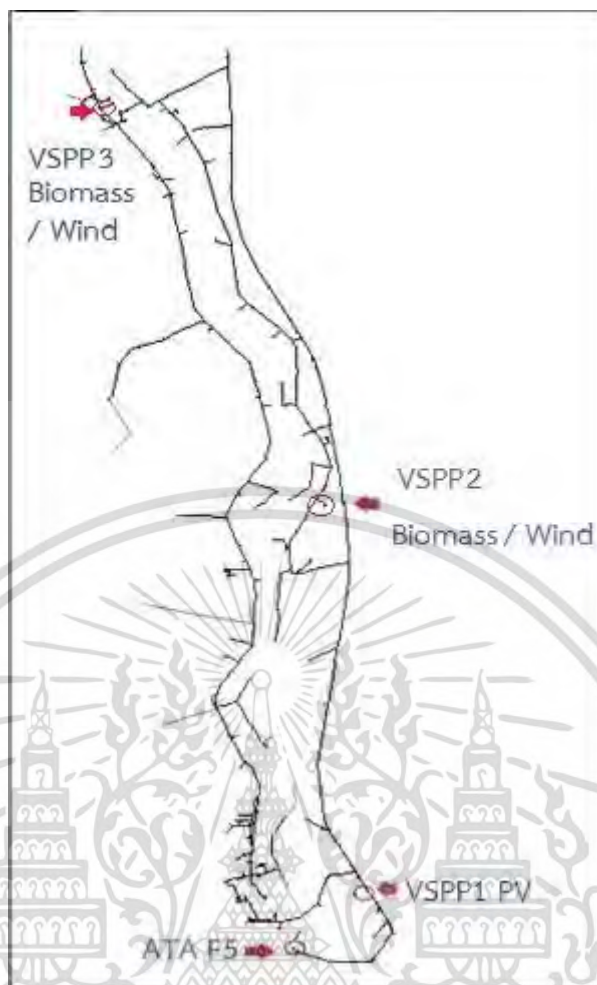
การเกิดเหตุการณ์ที่สถานีต้นทางจ่ายกระแสลัดวงจรลดลง กรณีที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอื่นๆ เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า (Distribution Generator) เนื่องจากการเปลี่ยนแปลง Configuration ของ Network ที่มีจุดที่จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบหลายจุด (Multiple In-feed Points or Multiple Voltage Levels) ทำให้มีหม้อแปลงของแหล่งจ่ายหลายลูกทำงานร่วมกันและแบ่งกันจ่ายโหลด [13]

4.2.6 กรณีศึกษาเมื่อเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานลม , ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ร่วมกับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

เนื่องจาก กฟภ. มีโครงการเปิดรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาของสิ่งปลูกสร้าง (Solar Rooftop) จึงมีประชาชนทั่วไปและผู้ประกอบกิจการประเภทอุตสาหกรรมให้ความสนใจเป็นจำนวนมาก จึงจำลองเหตุการณ์ในระบบ 22 KV วงจรที่ 5 สถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1 มีผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 4 MW เชื่อมต่อในบัส VSPP PV ส่งผลให้กำลังการผลิตคงเหลือที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากรายอื่นเชื่อมต่อได้อีก 4 MW ผู้เขียนกำหนดให้มีผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานลม Wind และชีวมวล Biomass มาเชื่อมต่อเพิ่มเติม ในขณะที่โหลดในวงจรมีค่าสูงสุด (6.1 MW) โดยกำหนดกรณีศึกษาเพื่อเป็นแนวทางในการเลือกประเภทของผู้ผลิตไฟฟ้า ดังนี้

- 1) PV 4 MW จุดติดตั้งบัส VSPP1
- 2) PV 4 MW จุดติดตั้งบัส VSPP1 และ Biomass 3.88 MW จุดติดตั้งบัส VSPP A
- 3) PV 4 MW จุดติดตั้งบัส VSPP1 และ Wind 4 MW จุดติดตั้งบัส VSPP A
- 4) PV 4 MW จุดติดตั้งบัส VSPP1 และ Biomass 3.88 MW จุดติดตั้งบัส VSPP B
- 5) PV 4 MW จุดติดตั้งบัส VSPP1 และ Wind 4 MW จุดติดตั้งบัส VSPP B

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



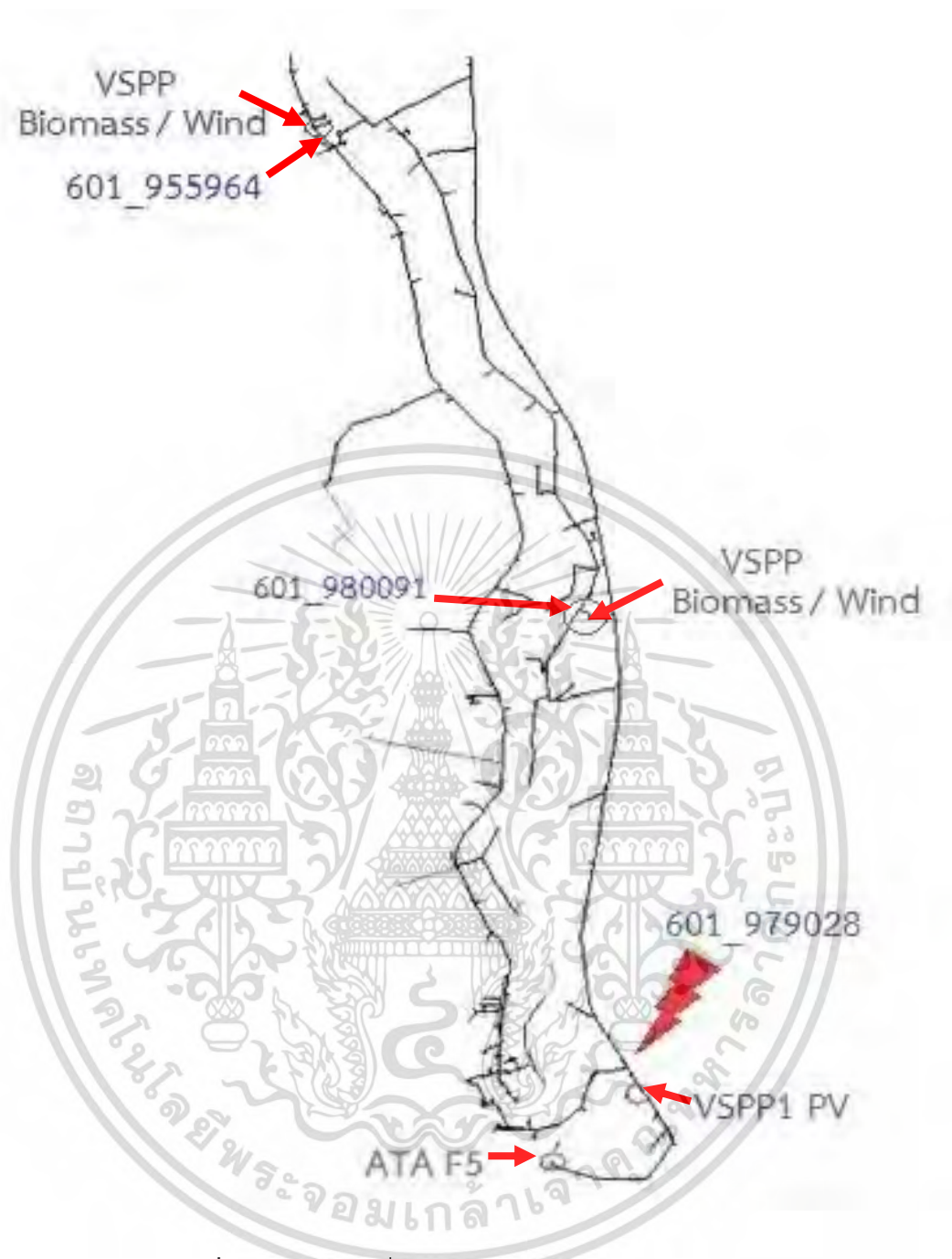
รูปที่ 4.29 ตำแหน่งของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานชีวมวล

4.2.6.1 การศึกษาเสถียรภาพของระบบเมื่อเกิดการลัดวงจร

ในที่นี้การศึกษาเสถียรภาพของแรงดันและกำลังไฟฟ้าจะพิจารณาเฉพาะระยะเวลาตั้งแต่สภาวะชั่วคราวหลังจากที่แก้ไขจุดบกพร่องได้แล้วจนถึงการเข้าสู่สภาวะคงตัวเท่านั้น ผลการจำลองเหตุการณ์ความผิดปกติพ่วงแบบ 3 เฟสสมมูลที่โหนด 601_979028 เป็นเวลา 0.1 วินาที หรือ 5 ไซเคิล ดังรูปที่ 4.30 เพื่อดูเสถียรภาพแรงดัน และ กำลังไฟฟ้า ของระบบเมื่อมี VSPP เชื่อมต่อในรูปแบบต่างๆ โดยมีรายละเอียดการควบคุม ดังนี้

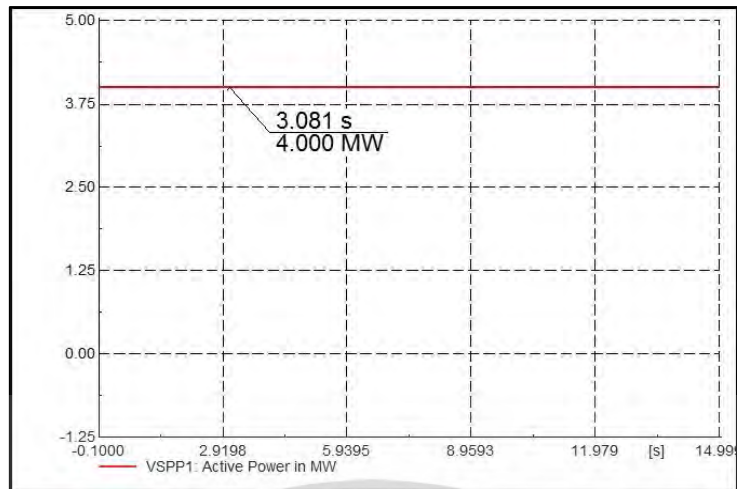
- VSPP PV ขนาด 4 MW ควบคุม Inverter รูปแบบ PF Control 1.00 Unity
- VSPP Biomass ขนาด 4 MW ควบคุมการทำงานโดยใช้ Governor : TGOV1 ควบคุมด้านกำลังไฟฟ้า และ AVR : EXAC1 ควบคุมกระแส Excitator
- VSPP Wind ขนาด 4 MW ควบคุม Converter รูปแบบ Voltage Control ในช่วง 0.95-1.05 pu.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

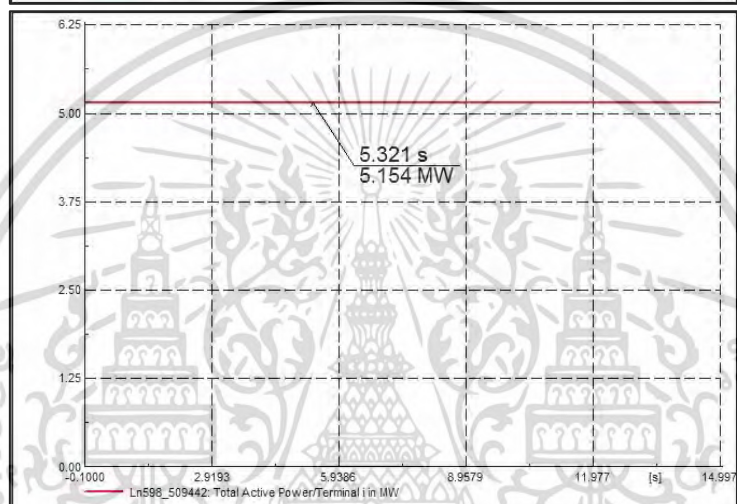


รูปที่ 4.30 ตำแหน่งที่เกิดความผิดพลาดแบบสามเฟสสมดุล

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



ก)



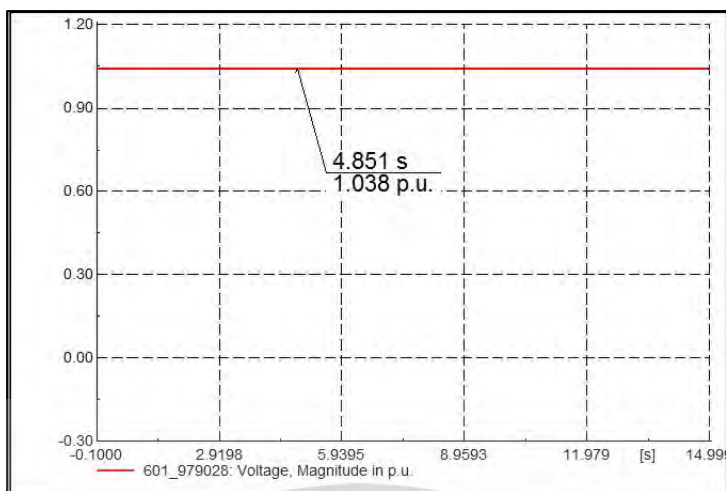
ข)

รูปที่ 4.31 กำลังไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1

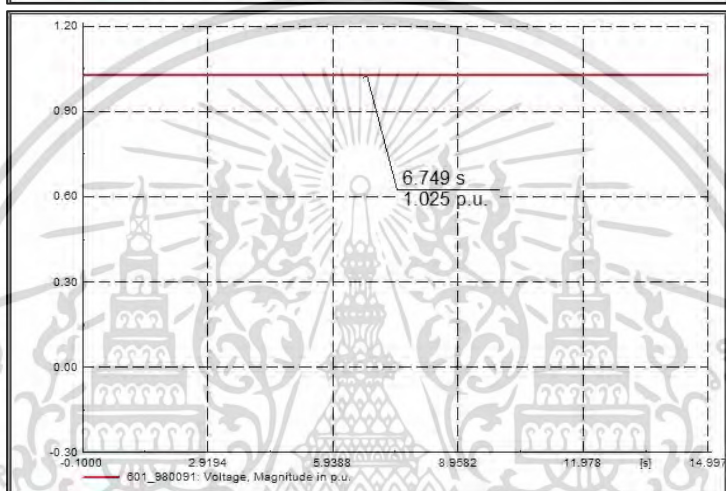
ก) กำลังไฟฟ้าของ VSPP PV

ข) กำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสาย Ln598_509442

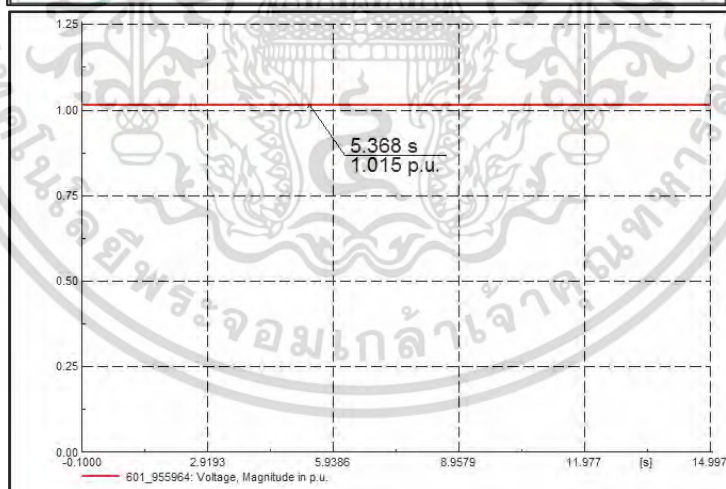
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



ก)



ข)



ค)

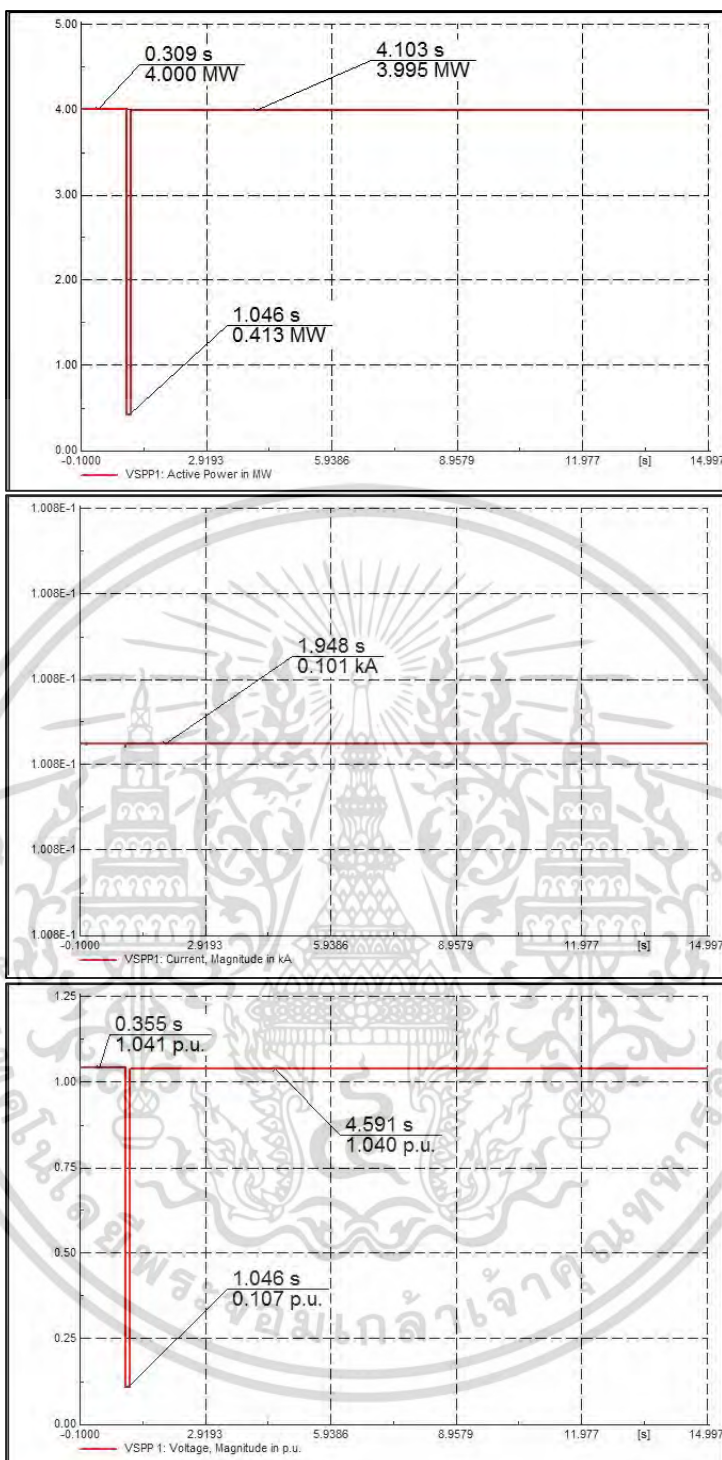
รูปที่ 4.32 แรงดันไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1

ก) แรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_979028 ,

ข) แรงดันไฟฟ้าที่ โหนด 601_980091 (บริเวณกึ่งกลางสาย)

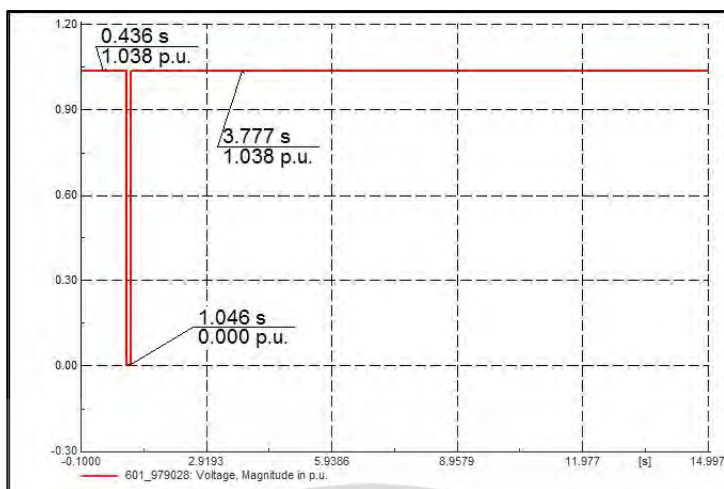
ค) แรงดันไฟฟ้าที่ โหนด 601_955964 (บริเวณปลายสาย)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

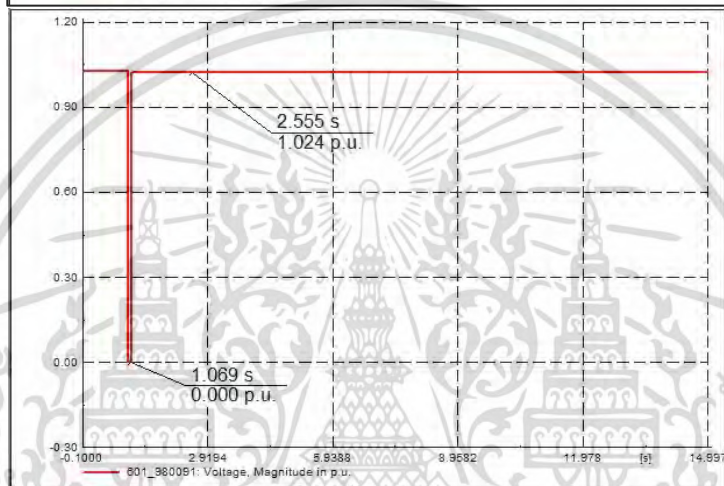


- รูปที่ 4.33 กำลังไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1 ขณะเกิดความผิดปกติ
แบบ 3 เฟสสมดูล ระยะเวลา 0.1 s
- ก) กำลังไฟฟ้าของ VSPP PV
 - ข) กระแสไฟฟ้าของ VSPP PV
 - ค) แรงดันไฟฟ้าของ VSPP PV

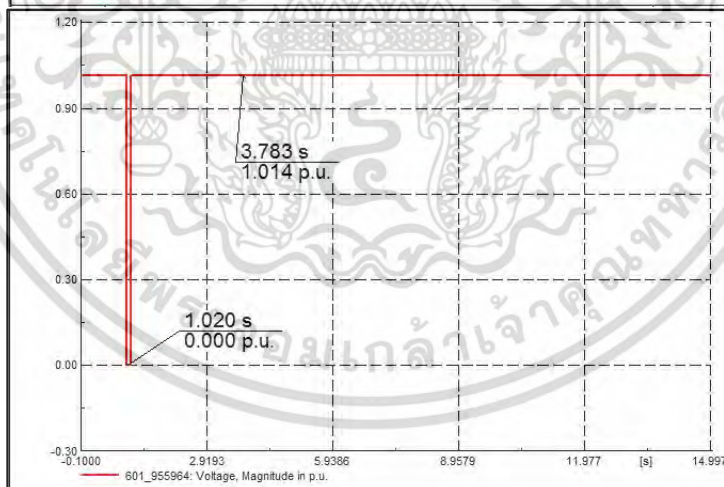
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



ก)



ข)



ค)

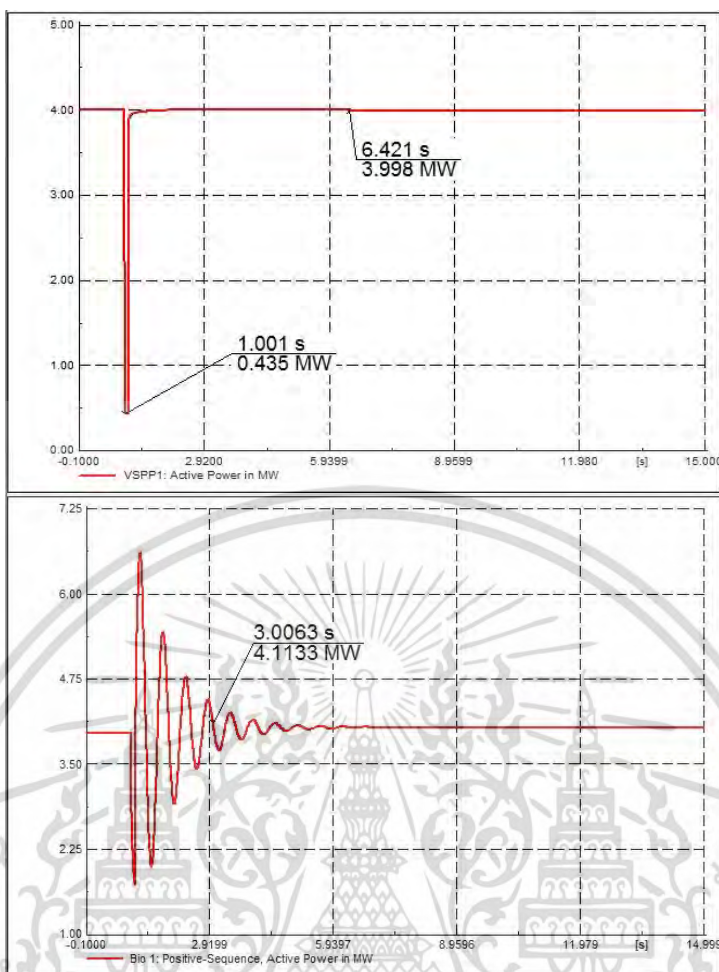
รูปที่ 4.34 แรงดันไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1 ขณะเกิดความผิดปกติของแบบ 3 เฟสสมดุล ระยะเวลา 0.1 s

ก) แรงดันไฟฟ้าที่โหนดที่เกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดุล

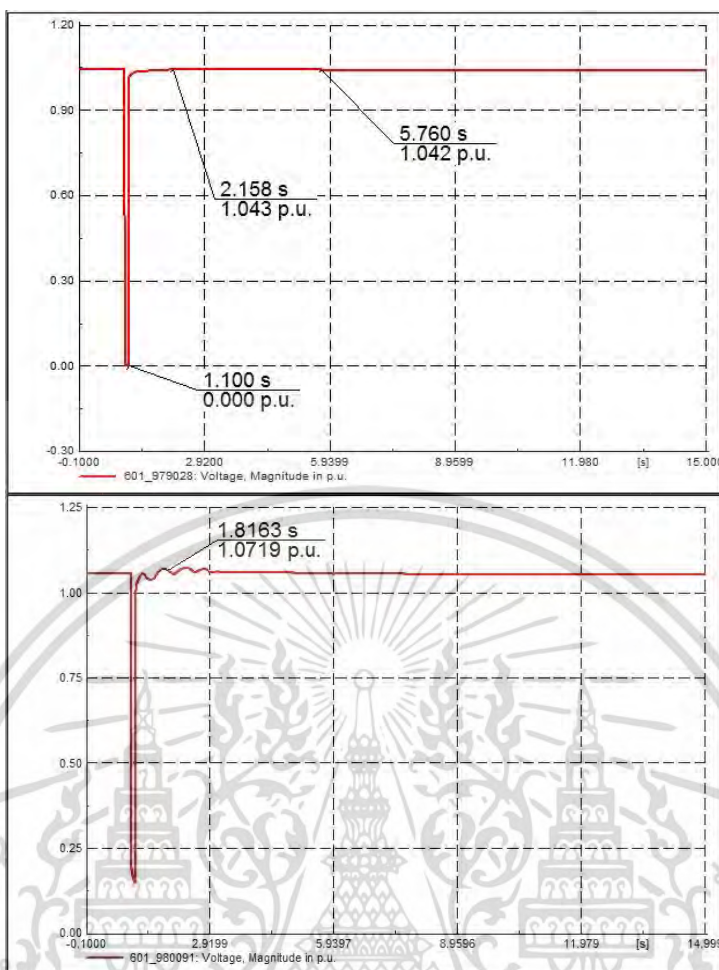
ข) แรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_980091 (บริเวณกึ่งกลางสาย)

ค) แรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_955964 (บริเวณปลายสาย)

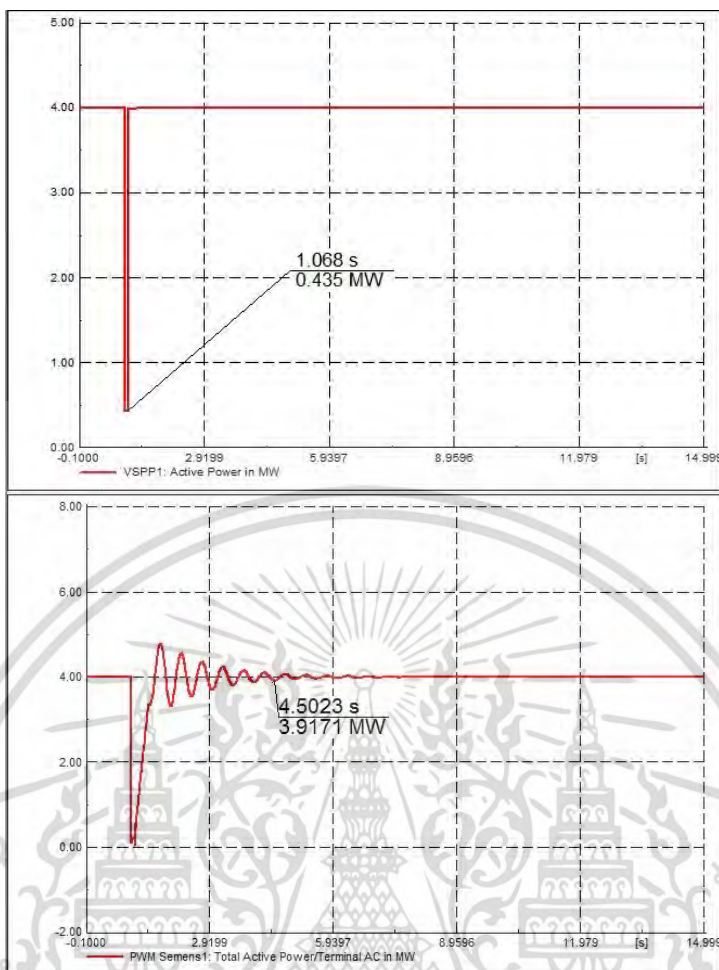
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.35 กำลังไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Biomass ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP2 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดูล ระยะเวลา 0.1 s
 ก) กำลังไฟฟ้าของ VSPP PV
 ข) กำลังไฟฟ้าของ VSPP Biomass

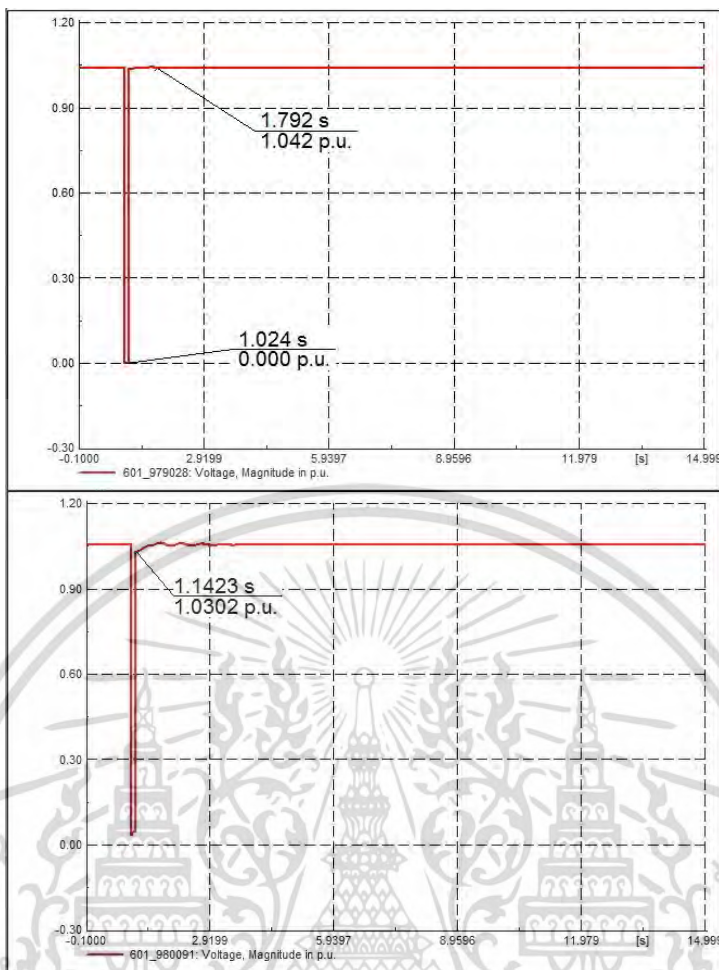


รูปที่ 4.36 แรงดันไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Biomass ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP2 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดุล ระยะเวลา 0.1 s
 ก) แรงดันไฟฟ้าที่โหนดที่เกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดุล
 ข) แรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_980091 (บริเวณกึ่งกลางสาย)



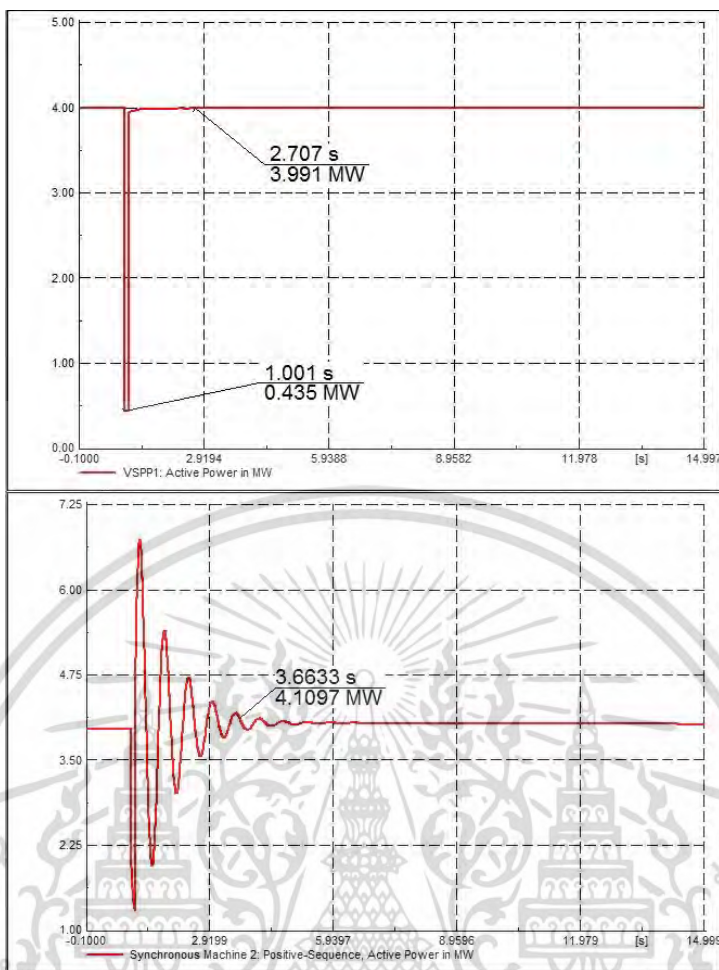
รูปที่ 4.37 กำลังไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Wind ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP2 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดูล ระยะเวลา 0.1 s
 ก) กำลังไฟฟ้าของ VSPP PV
 ข) กำลังไฟฟ้าของ VSPP Wind

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



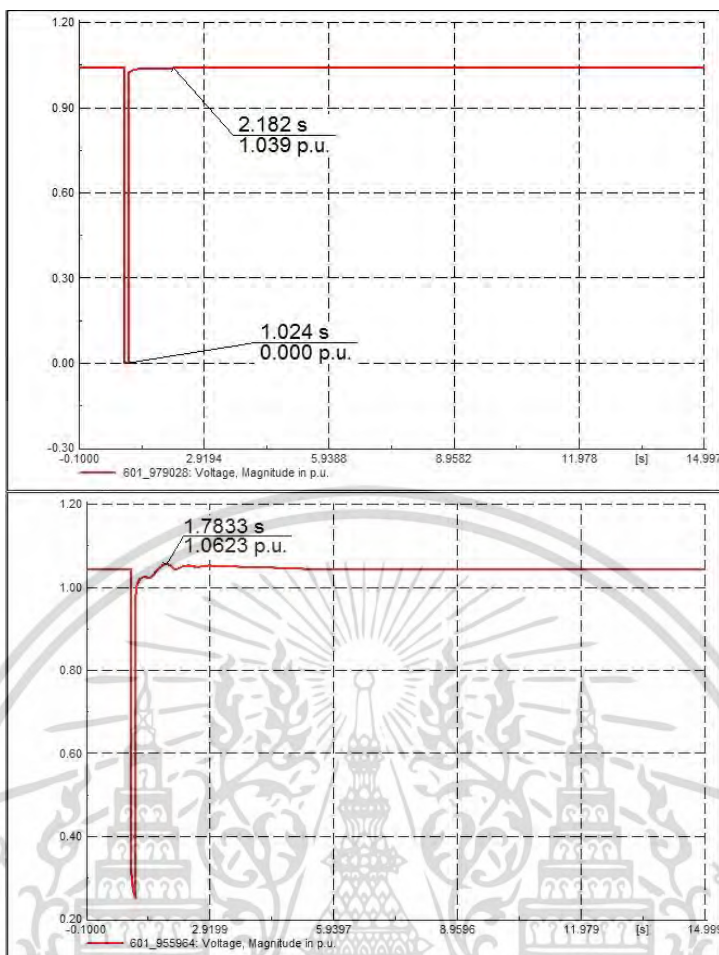
รูปที่ 4.38 แรงดันไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Wind ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP2 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมมูล ระยะเวลา 0.1 s
 ก) แรงดันไฟฟ้าที่โหนดที่เกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมมูล
 ข) แรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_980091 (บริเวณกึ่งกลางสาย)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.39 กำลังไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Biomass ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP3 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดูล ระยะเวลา 0.1 s
 ก) กำลังไฟฟ้าของ VSPP PV
 ข) กำลังไฟฟ้าของ VSPP Biomass

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

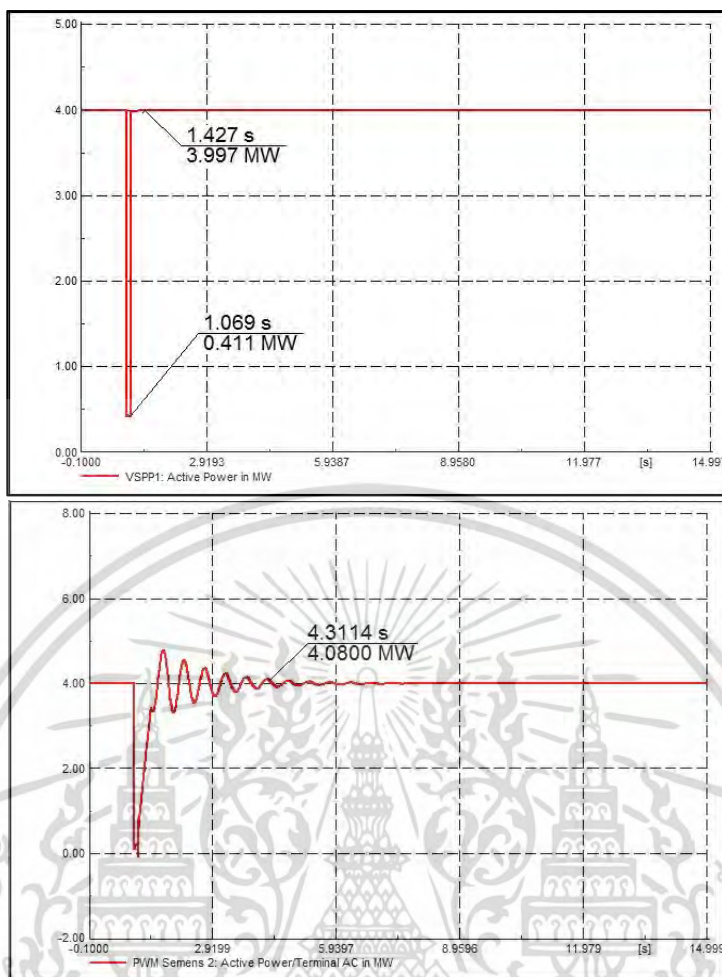


ก)

ข)

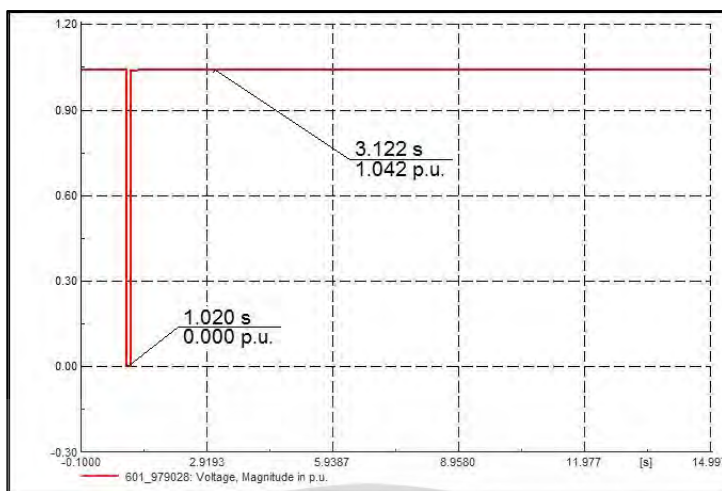
รูปที่ 4.40 แรงดันไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Biomass ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP3 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดุล ระยะเวลา 0.1 s
 ก) แรงดันไฟฟ้าที่โหนดที่เกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดุล
 ข) แรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_955964 (บริเวณปลายสาย)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

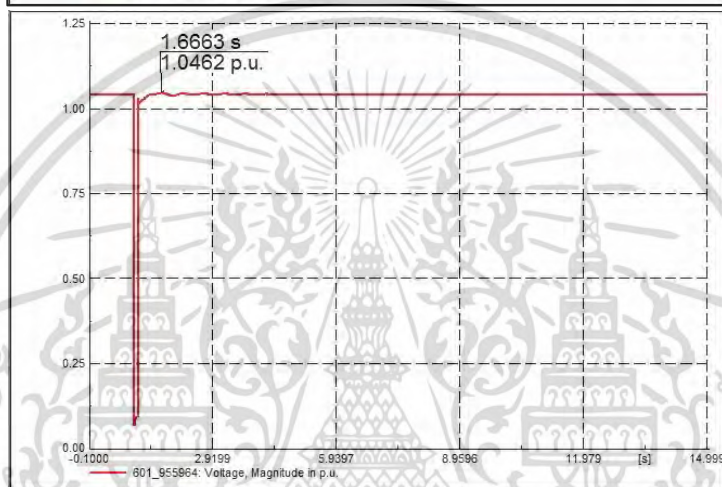


รูปที่ 4.41 กำลังไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Wind ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP3 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดูล ระยะเวลา 0.1 s
 ก) กำลังไฟฟ้าของ VSPP PV
 ข) กำลังไฟฟ้าของ VSPP Wind

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



ก)



ข)

รูปที่ 4.42 แรงดันไฟฟ้าเมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Wind ขนาด 4 MW ที่บัส VSPP3 ขณะเกิดความผิดพลาดแบบ 3 เฟสสมดูล ระยะเวลา 0.1 s

ก) แรงดันไฟฟ้าที่โหนดที่เกิดความผิดพลาดแบบ 3 เฟสสมดูล

ข) แรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_955964 (บริเวณปลายสาย)

ค) แรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_955964 (บริเวณปลายสาย) แบบขยายภาพ

จากรูปที่ 4.31 - 4.42 เมื่อเกิดเหตุการณ์ความผิดพลาดแบบ 3 เฟสสมดูลที่โหนด 601_979028 ที่เวลา 1.0 - 1.1 s (เป็นระยะเวลา 5 ไมโครวินาที) โดยพิจารณาสถานะชั่วคราวจนถึงการเข้าสู่เงื่อนไขสถานะคงตัว (Steady State Error 2%) [21] จากกรณีศึกษาที่ 1-5 พบว่า

1) เมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV เพียงโรงเดียว ขณะเกิดความผิดพลาดแบบ 3 เฟสสมดูล กำลังไฟฟ้าของ VSPP PV 4 MW ลดลง แรงดันที่แรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_980087 (บริเวณกึ่งกลางสาย) และแรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_955964 (บริเวณปลายสาย) มีค่า 0 pu.

2) เมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ที่บัส VSPP1 และ VSPP Biomass ที่บัส VSPP2 ขณะเกิดความผิดพลาดแบบ 3 เฟสสมดูล กำลังไฟฟ้าของ VSPP PV ลดลง และกำลังไฟฟ้าของ VSPP Biomass ลดลงแล้วกลับมาเข้าสู่สถานะคงตัวที่เวลา 3.006 s ส่วนแรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_980087 (บริเวณกึ่งกลางสาย) มีค่าลดลงแล้วกลับมาเข้าสู่สถานะคงตัวที่เวลา 1.816 s

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3) เมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ที่บัส VSPP1 และ VSPP Wind ที่บัส VSPP2 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดูล กำลังไฟฟ้าของ VSPP PV ลงลง และกำลังไฟฟ้าของ VSPP Wind ลดลงแล้วกลับมาเข้าสู่สภาวะคงตัวที่เวลา 4.502 s ส่วนแรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_980087 (บริเวณกึ่งกลางสาย) มีค่าลดลงแล้วกลับมาเข้าสู่สภาวะคงตัวที่เวลา 1.142 s

4) เมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ที่บัส VSPP1 และ VSPP Biomass ที่บัส VSPP3 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดูล กำลังไฟฟ้าของ VSPP PV ลงลง และกำลังไฟฟ้าของ VSPP Biomass ลดลงแล้วกลับมาเข้าสู่สภาวะคงตัวที่เวลา 3.663 s ส่วนแรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_955964 (บริเวณปลายสาย) มีค่าลดลง แล้วกลับมาเข้าสู่สภาวะคงตัวที่เวลา 1.783 s

5) เมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV ที่บัส VSPP1 และ VSPP Wind ที่บัส VSPP3 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดูล กำลังไฟฟ้าของ VSPP PV ลงลง และกำลังไฟฟ้าของ VSPP Wind ลดลงแล้วกลับมาเข้าสู่สภาวะคงตัวที่เวลา 4.311 s ส่วนแรงดันไฟฟ้าที่โหนด 601_955964 (บริเวณปลายสาย) มีค่าลดลงแล้วกลับมาเข้าสู่สภาวะคงตัวที่เวลา 1.666 s

จากผลการทดลองสังเกตได้ว่า กรณีที่ 1 เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้าแบบ 3 เฟสสมดูลที่โหนด 601_979028 เป็นเวลา 0.1 วินาที กำลังไฟฟ้าของ VSPP PV จะมีค่าลดลง และหลังจากที่เคลียร์ความผิดปกติไปแล้วกำลังไฟฟ้าของ VSPP PV จึงเพิ่มขึ้นเป็นปกติแบบทันทีทันใด เนื่องจากใช้ Inverter ในการผลิตไฟฟ้ากระแสสลับ โดยปกติ Inverter จะจ่ายกระแสไฟฟ้าในกรณีเกิดความผิดปกติในระบบไม่เกิน 120% พิกัด (ในการทดลองนี้ Inverter จ่ายกระแสไฟฟ้า 100% ของพิกัด) ดังนั้นกำลังไฟฟ้าของ VSPP PV จึงเปลี่ยนแปลงตามแรงดันที่บัส VSPP1 นั่นเอง ส่วนกรณีที่ 2-5 สังเกตได้ว่า เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้าแบบ 3 เฟสสมดูลที่โหนด 601_979028 เป็นเวลา 0.1 วินาที กำลังไฟฟ้าของ VSPP Biomass / Wind จะมีค่าลดลง และหลังจากที่เคลียร์ความผิดปกติไปแล้วกำลังไฟฟ้าของ VSPP Biomass / Wind จะมีค่าเพิ่มขึ้นแบบแกว่งจนมีค่าเป็นปกติเนื่องจากใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบหมุนซึ่งมีความความเฉื่อยของโรเตอร์เข้ามาเกี่ยวข้อง

ทางด้านเสถียรภาพกำลังไฟฟ้าของ VSPP Biomass มีมากกว่า VSPP Wind สังเกตได้จากระยะเวลาการลู่เข้าจากสภาวะชั่วคราวไปสู่สภาวะคงตัว VSPP Biomass ใช้เวลาน้อยกว่า VSPP Wind

ส่วนเสถียรภาพทางด้านแรงดัน VSPP Wind จะมีเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้ามากกว่า VSPP Biomass ถึงแม้ว่ากำลังไฟฟ้า VSPP Wind ลู่เข้าสู่สภาวะคงตัวได้ช้ากว่า VSPP Biomass แต่ในขณะที่เกิดฟอลท์ VSPP Wind ซึ่งเชื่อมต่อจ่ายกำลังไฟฟ้าให้ระบบผ่านอุปกรณ์ Power Electronic คุณสมบัติ Converter โดยทั่วไปจะมี Fault Contributoin ไม่สูงเท่าเครื่องจักรกลไฟฟ้าแบบหมุน จึงส่งผลให้แรงดันที่บัสเปลี่ยนแปลงน้อยกว่า

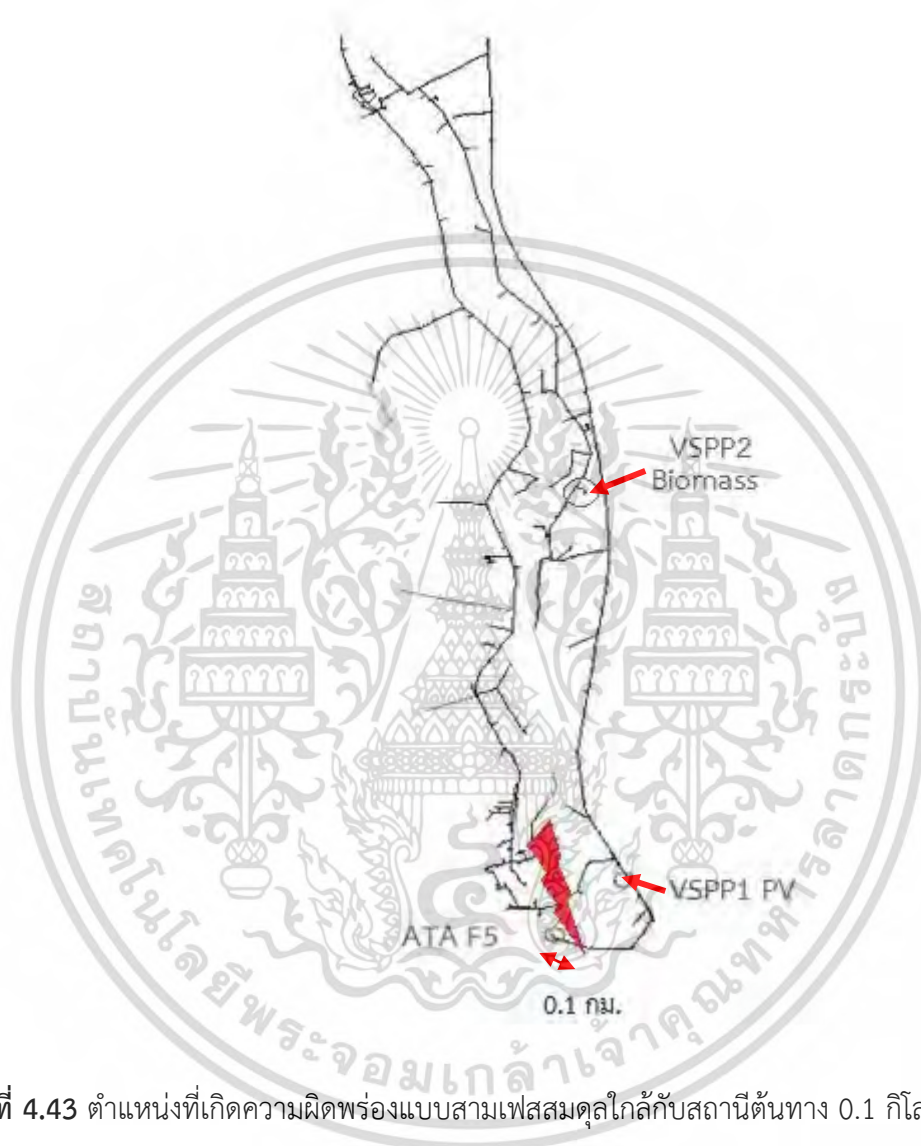
4.2.6.2 การศึกษาเสถียรภาพของระบบเมื่อเกิดการลัดวงจรอย่างรุนแรง

เป็นการศึกษาผลกระทบของสัดส่วนกำลังการผลิตของ VSPP PV และ VSPP Biomass ที่เชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้า ในปริมาณรวมสูงสุด 8 MW โดยทำการทดลองเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดูล บริเวณห่างจากสถานีไฟฟ้าต้นทางประมาณ 0.1 เพื่อหาเวลาในการกำจัดเหตุผิดปกติในระบบไฟฟ้าที่มากที่สุดที่ระบบสามารถทนได้ (Critical Clear Time , CCT) ในขณะที่โหลดและกำลังการผลิตของ VSPP มีค่าสูงสุด โดยควบคุมรูปแบบ P.F. Control 1.0 Unity เพื่อดูเสถียรภาพกำลังไฟฟ้าของระบบเมื่อมี VSPP เชื่อมต่อในรูปแบบต่างๆ โดยมีรายละเอียด ดังนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาค้นคว้าเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่โดยไม่ได้รับอนุญาต

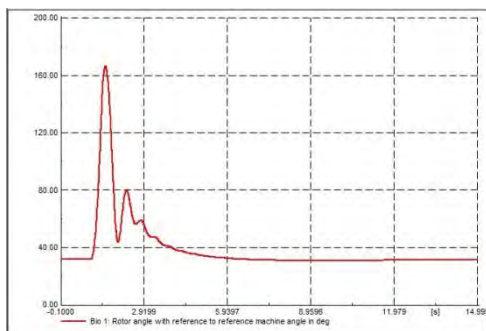
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- 1) PV 7 MW จุดติดตั้งบัส VSPP1 และ Biomass 1 MW จุดติดตั้งบัส VSPP2
- 2) PV 6 MW จุดติดตั้งบัส VSPP1 และ Biomass 2 MW จุดติดตั้งบัส VSPP2
- 3) PV 5 MW จุดติดตั้งบัส VSPP1 และ Biomass 3 MW จุดติดตั้งบัส VSPP2
- 4) PV 4 MW จุดติดตั้งบัส VSPP1 และ Biomass 4 MW จุดติดตั้งบัส VSPP2

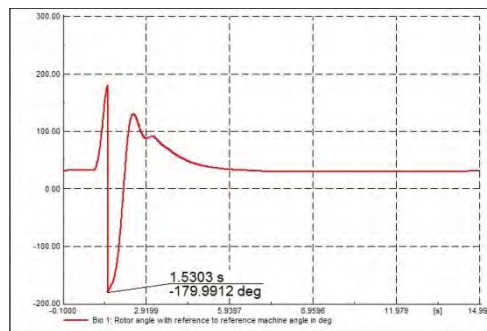


รูปที่ 4.43 ตำแหน่งที่เกิดความผิดพลาดแบบสามเฟสสมดุลใกล้กับสถานีต้นทาง 0.1 กิโลเมตร

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

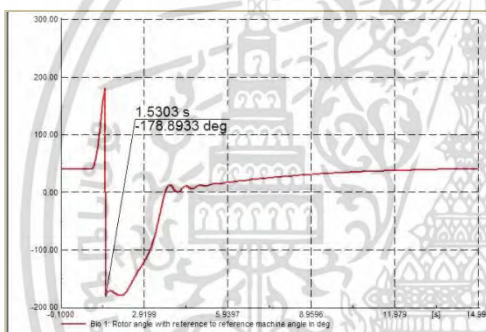


ก)

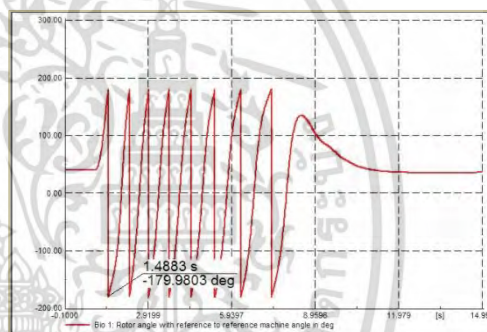


ข)

รูปที่ 4.44 Rotor Angle เมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV 7 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Biomass 1 MW ที่บัส VSPP 2 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดูล บริเวณห่างจากสถานีไฟฟ้า 0.1 กิโลเมตร
 ก) Rotor Angle ของ VSPP Biomass ที่ CCT 0.38 s
 ข) Rotor Angle ของ VSPP Biomass ที่ CCT 0.39 s เกิด Generator Out Step (Pole Slip)



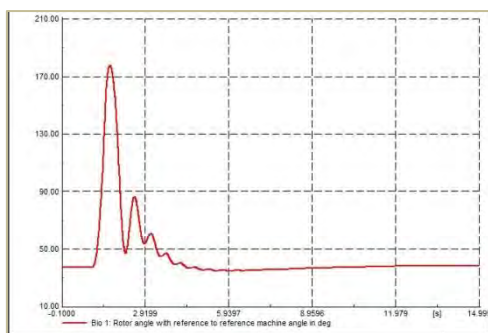
ก)



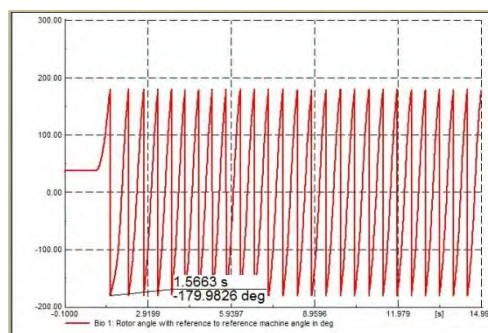
ข)

รูปที่ 4.45 Rotor Angle เมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV 6 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Biomass 2 MW ที่บัส VSPP 2 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมดูล บริเวณห่างจากสถานีไฟฟ้า 0.1 กิโลเมตร
 ก) Rotor Angle ของ VSPP Biomass ที่ CCT 0.40 s
 ข) Rotor Angle ของ VSPP Biomass ที่ CCT 0.41 s เกิด Generator Out Step (Pole Slip)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



ก)

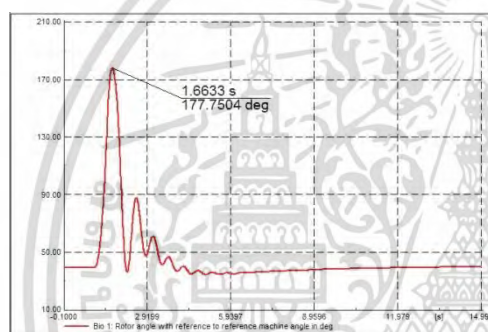


ข)

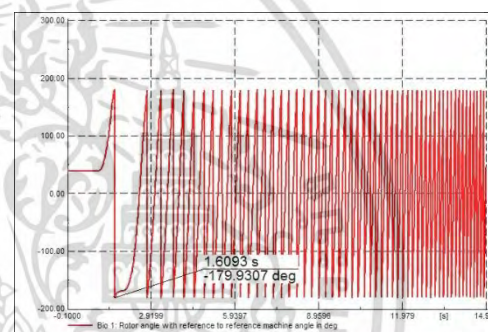
รูปที่ 4.46 Rotor Angle เมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV 5 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Biomass 3 MW ที่บัส VSPP 2 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมมูล บริเวณห่างจากสถานีไฟฟ้า 0.1 กิโลเมตร

ก) Rotor Angle ของ VSPP ที่ CCT 0.47 s

ข) Rotor Angle ของ VSPP Biomass ที่ CCT 0.48 s เกิด Generator Out Step (Pole Slip)



ก)



ข)

รูปที่ 4.47 Rotor Angle เมื่อเชื่อมต่อ VSPP PV 4 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Biomass 4 MW ที่บัส VSPP 2 ขณะเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมมูล บริเวณห่างจากสถานีไฟฟ้า 0.1 กิโลเมตร

ก) Rotor Angle ของ VSPP ที่ CCT 0.49 s

ข) Rotor Angle ของ VSPP Biomass ที่ CCT 0.50 s เกิด Generator Out Step (Pole Slip)

จากรูปที่ 4.44 - 4.47 การหาเวลาในการกำจัดเหตุผิดปกติในระบบไฟฟ้าที่มากที่สุดที่ระบบสามารถทนได้ (Critical Clear Time) เมื่อเกิดเหตุการณ์ความผิดปกติแบบ 3 เฟสสมมูล บริเวณห่างจากสถานีต้นทางประมาณ 0.1 กิโลเมตร พบว่า กรณีศึกษาเมื่อ เชื่อมต่อ VSPP PV 4 MW ที่บัส VSPP1 และ VSPP Biomass 4 MW ที่บัส VSPP 2 มีค่า Critical Clear Time มากที่สุดคือ 0.49 s แต่หลังจากเกิดเหตุการณ์ Out of Step (Pole Slip) ปรากฏว่า Rotor Angle เกิดการแกว่งจนหลุดจากสมดุล

ซึ่งในสถานการณ์จริงระบบป้องกันในระบบไฟฟ้า 22 kV จะมี Overcurrent Relay เป็นอุปกรณ์หลักในการตัดตอนเมื่อเกิดเหตุการณ์ความผิดปกติในระบบไฟฟ้า โดยถ้าพิจารณา ค่า Grading Margin ในการตั้งค่าการทำงานของระบบป้องกันของ กฟผ. [15] สำหรับ Circuit Breaker และ Relay รุ่นใหม่ จะมีค่าอยู่ที่ 0.4 s (Worst Case) โดยค่า Grading Margin คิดจาก เวลาในการตัดวงจรของ Circuit Breaker + เวลา Overshoot หรือ Overtravel + ค่าปัจจัย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ผิดพลาดของ Relay , CT + ค่าเผื่อเวลา (Safty margin) และเวลาที่ Relay สั่งการแบบทันทีทันใด คือ 0.07 s

ถ้าพิจารณาจากกรณี Worst Case ดังที่ได้กล่าวไปแล้วพบว่า มีเพียง Synchronous Generator ขนาด 3 MW และ 4 MW เท่านั้น ที่มี Critical Clearing Time มากกว่า ค่าเวลา Grading Margin + ค่าเวลาที่รีเลย์สั่งการแบบทันทีทันใด

การเกิด Out of Step (Pole Slip) [19] คือ เหตุการณ์ที่มุมโรเตอร์เทียบกับ จุดอ้างอิง มีขนาด 180° หรือกล่าวได้ว่าโรเตอร์เริ่มสูญเสียการซิงโครไนซ์ เป็นสาเหตุของการเกิดความเครียดแบบบิตในระบบทางกล และทำให้เกิดความเครียดทางแม่เหล็กไฟฟ้าใน Generator Circuit breaker สาเหตุที่ทำให้เกิด Out of Step (Pole Slip) มีดังนี้ การเกิดความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า , การตัดจ่ายไฟฟ้าโดยเปลี่ยนไลน์ , การหลุดออกของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และการหลุดออกของ โหลดขนาดใหญ่ หรือกล่าวในทางตรงกันข้าม การจ่ายกำลังทางกลให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ามักจะไม่เปลี่ยนแปลงได้ทันทีทันใด แต่การสูญเสียสมดุลระหว่างกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้กับความต้องการ กำลังไฟฟ้าแบบทันทีทันใด จะทำให้เกิดการเร่งของโรเตอร์ในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส ซึ่งอาจจะทำให้ระบบนี้สามารถอยู่ในสภาวะคงตัวใหม่ หรืออาจจะทำให้ระบบนี้สูญเสียเสถียรภาพไปเลยก็ได้ ขึ้นอยู่กับความรุนแรงของสิ่งรบกวนและระบบควบคุมกำลังไฟฟ้า

ผลเสียที่ตามมาจากการเกิด Out of Step (Pole Slip)

1. เกิดความผันผวนของแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบหมุน
2. รีเลย์บางชนิดจะทำงานผิดพลาด
3. แกนหมุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสความเครียดแบบบิตและอาจทำให้เกิดความเสียหายได้

บทที่ 5

บทสรุป

5.1 บทสรุป

1. จากการศึกษาผลตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ระดับแรงดัน 380 V ซึ่งเป็นวงจรที่เชื่อมต่อ ผ่านเกณฑ์มาตรฐานที่ กฟภ. กำหนด แต่อย่างไรก็ตามในทางปฏิบัติต้องคำนึงถึง Background Harmonics ด้วย

2. ช่วงเวลาตั้งแต่ 11:00 – 13:00 น. ปริมาณกำลังการผลิตที่ได้จากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าสูงสุด โดยมีค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 755.09 KW

3. แรงดันไฟฟ้าในระบบ 22 kV หลังการเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล เข้าสู่ระบบจำหน่าย 22 kV พบว่า กรณีปริมาณโหลดในวงจรมีปริมาณน้อย แต่กำลังการผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งสองมีค่ามากส่งผลให้ขนาดแรงดันไฟฟ้า ที่จุดซื้อ-ขายของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล บริเวณกึ่งกลางสายจำหน่ายมีค่าเกินเกณฑ์ข้อกำหนด แต่บริเวณผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในพื้นที่ใกล้เคียงไม่ได้รับผลกระทบนี้

4. ภายหลังจากเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบจำหน่าย 22 kV ส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบมีค่าลดลงที่สภาวะโหลดในระบบมีค่าสูงสุด แต่หลังจากเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเข้าสู่ระบบจำหน่าย 22 kV ส่งผลให้กำลังสูญเสียรวมเพิ่มขึ้นที่สภาวะโหลดปานกลางและน้อย

5. เหตุการณ์แรงดันตกชั่วขณะที่เกิดจากความผิดปกติในระบบ 22 kV วงจรข้างเคียงและวงจรที่มีการเชื่อมต่อกับผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งสอง พบว่าหลังการเชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งสอง เข้ากับระบบจำหน่ายจะช่วยยกระดับแรงดันคงเหลือ (Voltage Sag) ให้สูงขึ้น และมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นตามกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้น และปริมาณโหลดที่ลดลง

6. หลังจากมีผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งสองเชื่อมต่อกับระบบทำให้ค่ากระแสฟอลท์ที่จุดเกิดฟอลท์(วงจรที่มี VSPP) มีค่าสูงขึ้น แต่กระแสฟอลท์ที่จ่ายมาจากบัสต้นทางมีค่าลดลง ส่งผลให้รีเลย์กระแสเกินทำงานช้าลงเล็กน้อยไม่ส่งผลกระทบต่อระบบป้องกันมากนัก (Grading Margin ของการทำ Line-Coordination ของ กฟภ. มีค่าประมาณ 0.4s)

7. การศึกษาสภาวะชั่วคราวเมื่อเกิดฟอลท์ระยะเวลา 0.1 s ในระบบไฟฟ้า เพื่อดูเสถียรภาพแรงดันและกำลังไฟฟ้า ในกรณีมีผู้ผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 ชนิดเข้ามาเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า พบว่า VSPP PV 4 MW ในช่วงที่เกิดฟอลท์จะจ่ายกระแสไฟฟ้าคงที่ตามพิกัด ดังนั้นกำลังไฟฟ้าที่จ่ายจะขึ้นอยู่กับขนาดของแรงดันคงเหลือที่บัสของ VSPP PV VSPP Biomass 4 MW จะมีเสถียรภาพด้านกำลังไฟฟ้ามากกว่า VSPP Wind 4 MW เพราะกำลังไฟฟ้าเข้าสู่สภาวะคงตัวได้เร็วกว่า VSPP Wind 4 MW จะมีเสถียรภาพด้านแรงดันไฟฟ้ามากกว่า VSPP Biomass 4 MW ถึงแม้ว่ากำลังไฟฟ้าเข้าสู่สภาวะคงตัวได้ช้ากว่า VSPP Biomass 4 MW แต่ในขณะที่เกิดฟอลท์ VSPP Wind ซึ่งเชื่อมต่อจ่ายกำลังไฟฟ้าให้ระบบผ่านอุปกรณ์ Power Electronic คุณสมบัติ Converter โดยทั่วไปจะมี Fault Contribution ไม่สูงเท่าเครื่องจักรกลไฟฟ้าแบบหมุน จึงส่งผลให้แรงดันที่บัสเปลี่ยนแปลงน้อยกว่า

8. การศึกษาสภาวะชั่วคราวเมื่อเกิดฟอลท์ชนิดรุนแรงใกล้กับสถานีต้นทางระยะทาง 0.1 กม. เพื่อศึกษาผลกระทบของสัดส่วนกำลังการผลิตในกรณีมีผู้ผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 ชนิดเข้ามาเชื่อมต่อกับเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการศึกษาไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ระบบไฟฟ้า รวม 8 MW พบว่า VSPP PV ขนาด 4-7 MW ในช่วงที่เกิดฟลลท์จะไม่จ่ายกำลังไฟฟ้าออกมา เพราะแรงดันที่บัสคงเหลือต่ำกว่า 0.1 pu. อุปกรณ์ Inverter จะหยุดทำงาน VSPP Biomass ขนาด 1-4 MW เมื่อเกิดฟลลท์รุนแรงใกล้เคียงกับบัสต้นทาง จะมีเสถียรภาพทางด้านกำลังไฟฟ้าต่างกัน ซึ่งขนาดกำลังการผลิต 4 MW จะมีเสถียรภาพด้านกำลังไฟฟ้ามากที่สุด โดยพิจารณาจาก Critical Clearing Time ที่มากที่สุด ที่จะไม่ทำให้เกิดเหตุการณ์ Out of Step (Pole Slip)



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เอกสารอ้างอิง

- [1] ระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค “ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า” พ.ศ. 2551
- [2] ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-01/1998) ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.), การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)
- [3] ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระแสเฟืองเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998) ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.), การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)
- [4] P. Kundur. “Power System Stability and Control” Powertech Labs Inc. Surrey, British Columbia. McGraw-Hill 1994
- [5] R. J. Nelson. Short-Circuit Contributions of Full-Converter Wind Turbines. IEEE 2011
- [6] ผศ.ดร.ไกรพัฒน์ จินขจร. พลังงานหมุนเวียน. กรุงเทพฯ : สำนักพิมพ์ ส.ส.ท. 2551.
- [7] Soteris A. Kalogirou. Solar energy engineering processes and systems. Oxford : Elsevier. 2009.
- [8] กรมพัฒนาพลังงานทดแทน และอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. “แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2542).”[Online]. Available : <http://www.dede.go.th/dede/>
- [9] ศูนย์ส่งเสริมพลังงานชีวมวล. มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม. ชีวมวล. กรุงเทพฯ : บริษัท คิว พรินท์ เมเนจเม้นท์ จำกัด. 2549
- [10] ศูนย์อนุรักษ์พลังงานแห่งประเทศไทย. “รายงานฉบับสมบูรณ์ การศึกษาจัดทำแผนแม่บทการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง เล่มที่ 2 การวิเคราะห์ศักยภาพในการใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง” ธันวาคม ปี 2542
- [11] รศ.ดร.ตฤณ แสงสุวรรณ. “คุณภาพไฟฟ้า Power Quality” ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า, คณะวิศวกรรมศาสตร์, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.
- [12] IEEE std. 1159, IEEE recommended. Monitoring Electric Power Quality. 1995.
- [13] ไชยยะ แซ่มซ้อย. คู่มือคุณภาพไฟฟ้า. พิมพ์ครั้งที่ 1. กรุงเทพฯ : โรงพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. 2554.
- [14] EN 50160. Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks. 1994.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- [15] สัญญา พ่วงอำไพ, “การตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าและปริมาณพลังงานแหล่งจ่ายไฟฟ้าทดแทน SOLAR CELL SYSTEM ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ที่เชื่อมโยงในระบบจำหน่าย การจ่ายไฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กรณีศึกษา ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ขนาด 1.125 MW ในพื้นที่จังหวัดอ่างทอง” มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี 2552
- [16] ศุภชัย ทัดชนะ, “ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของ กฟภ.” สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง 2557
- [17] กองแผนงานระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า. “ค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้าของ กฟภ.” การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2557
- [18] Thekla N. Boutsika , Stavros A. Papathanassiou. “Short-circuit calculations in network with distributed Generation” Elsevier B.V. 2007).”[Online]. Available : <http://www.sciencedirect.com>
- [19] Alessandro Manunza. “Out of step condition and torsional stress of synchronous generators”
- [20] กองอุปกรณ์ป้องกันและรีเลย์ ฝ่ายบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าและระบบไฟฟ้า “คู่มือการกำหนดค่าการทำงานของรีเลย์ป้องกัน” การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2558
- [21] K. Ogata, *Modern control engineering*, Third edition, Prentice-Hall, Upper-Saddle River, NJ 07458, 1997.
- [22] ธิติ ไชยเทพ, และคณะ. “การศึกษาระดับคุณภาพไฟฟ้าจากผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่เชื่อมโยงเข้ากับระบบจำหน่ายของ กฟภ. กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบโซลาร์เซลล์ และพลังงานจากชีวมวล” การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 38 (EECON38), ปีที่ 38, ฉบับที่ 1, พฤศจิกายน 2558. หน้า 181-184



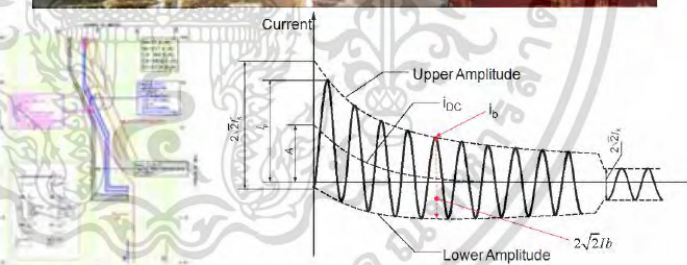
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ภาคผนวก ก
ค่ากระแสลัดวงจรของสถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1



รายงาน

ค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ปี 2557 (2014)



ทองแดงงานระบบไฟฟ้า
ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

มิถุนายน 2553

(ก)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา 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 หรือการส่ง การจ่ายไฟ รวมทั้งเป็นข้อมูลที่จะให้หน่วยงานด้านวิศวกรรมป้องกันระบบนำไปใช้ในการกำหนดพิกัด อุปกรณ์ป้องกัน, Coordination และตั้งค่า อุปกรณ์ป้องกัน ค่ากระแสลัดวงจรนี้จะแม่นยำมากน้อยเพียงใด นั้น ขึ้นอยู่กับข้อมูลที่ใช้ในการจำลองระบบไฟฟ้าในโปรแกรม DigSILENT เช่น ระยะทางสายส่ง, ชนิด สายส่ง และพารามิเตอร์ของหม้อแปลง ดังนั้นหากผู้ใช้งานเห็นว่า ค่าดังกล่าวมีความผิดพลาด โปรดแจ้งให้ ผู้จัดทำตามพื้นที่รับผิดชอบทราบด้วย จักเป็นพระคุณยิ่ง

คณะผู้จัดทำหวังเป็นอย่างยิ่งว่ารายงานฉบับนี้จะเป็นประโยชน์กับผู้ใช้งาน โดยเฉพาะอย่างยิ่ง วิศวกรด้านระบบจำหน่ายที่มีข้อมูลเพื่อใช้ในการวิเคราะห์ค่ากระแสลัดวงจรในระบบจำหน่าย ต่อไป

ผู้จัดทำ

1. นางธิดารัตน์ มัทราช ชผ.вр.2, ผвр.2
2. น.ส.ณฐา อุดมวงศ์ไพบลูย์ ชผ.вр.1, ผвр.1
3. น.ส.รัตติยา ยุทธวิชยานนท์ ชผ.พจ, ผพจ.
3. นายภูมิพัฒน์ มหาสุวีระชัย วศก.6, ผвр.1
4. นายเผด็จ ไชยมงคล วศก.6, ผвр.2

พื้นที่รับผิดชอบ

- กฟภ.1, กฟต.2
 กฟน.1, กฟน.2, กฟน.3
 กฟภ.3, กฟต.1
 กฟล.1, กฟล.2, กฟล.3
 กฟภ.2, กฟต.3

กองแผนงานระบบไฟฟ้า (กผฟ.), ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า (ผวร.), โทร. 02-5905384, 02-5905386 โทรสาร 02-5905299

(ข)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

รายชื่อ สถานี ไฟฟ้า	Bus kV	หม้อ แปลง MVA	3 P Fault kA	SLG Fault kA	R1 pu.	X1 pu.	R2 pu.	X2 pu.	R0 pu.	X0 pu.
อ่างทอง1	115		20.693	12.199	0.00487	0.02377	0.00481	0.02379	0.02119	0.07199
	22 TP1	50	8.256	8.491	0.01176	0.31764	0.01169	0.31767	0.00639	0.29144
	22 TP2	50	8.231	8.464	0.01176	0.31863	0.01169	0.31865	0.00639	0.29242

(ค)

รูปที่ 1 ค่ากระแสลัดวงจรของสถานีไฟฟ้าอ่างทอง 1



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การศึกษาระดับคุณภาพไฟฟ้าจากผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่เชื่อมโยงเข้ากับระบบจำหน่ายของ กฟภ. กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบโซลาร์เซลล์และพลังงานจากชีวมวล

A Study of Power Quality of Very Small Power Producer Connected to Provincial Electricity Authority's Power Distribution System; Case Study Solar Photovoltaic System and Biomass

ฉัตร โยธาท ศุภชัย ทัศนะ และ ช่าง ชนภูอินทร์

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ถนนฉลองกรุง แขวงลาดกระบัง เขตลาดกระบัง กรุงเทพมหานคร 10520 โทรศัพท์ 0-2329-8330 Email : shi90389@hotmail.com

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอการวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าจากระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (PV) และพลังงานจากชีวมวล (Biomass) ของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) จำนวน 2 ราย ได้แก่ รายที่เชื่อมโยงกับระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) แล้ว (PV) และรายที่อยู่ในระหว่างดำเนินการเชื่อมโยงเข้ากับระบบจำหน่าย 22 kV ของ กฟภ. (Biomass) โดยศึกษาจากโปรแกรมจำลองและการจำลองระบบด้วยโปรแกรม DigSILENT Power Factory ในวงจรที่ 5 ของสถานีไฟฟ้าแรงสูง จากผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าพบว่า พลังงานไฟฟ้าที่เข้ามาจาก VSPP รายที่เชื่อมโยงแล้ว มีระดับคุณภาพไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่ กฟภ. กำหนดจากปรากฏการณ์เพียงการจ่ายของหม้อแปลงดินเหนียวแต่ละจุด ขณะที่ VSPP ทั้ง 2 ราย มีกำลังการผลิตสูงสุด ในขณะที่โหลดในวงจรที่เชื่อมโยงมีปริมาณต่ำสุด พร้อมทั้งแนะนำวิธีการแก้ไขปัญหาดังกล่าวไว้ในบทความนี้ด้วย

คำสำคัญ: ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก, คุณภาพไฟฟ้า, การจำลอง

Abstract

This paper presents the analysis of power quality and power energy of electricity produced from Photovoltaics (PV) and biomass by two Very Small Power Producers (VSPP): VSPP (PV) which was already connected to 22 kV of Provincial Electricity Authority (PEA) and VSPP (Biomass) which is waiting for connecting to 22 kV of PEA. The analysis was performed by real measurement and simulation in DigSILENT Power Factory Program of Ang Thong Station 1's feeder number 5. The results showed that the power quality from VSPP, which is connected to 22kV of PEA, was in PEA standard in every situation. However, the simulation suggested that there was overvoltage issue when two VSPPs had the maximum capacity with the lowest load in the system. Solutions are also provided in this paper.

Key words: Very Small Power Producer, power quality, simulation

1. ข้อมูลทั่วไป

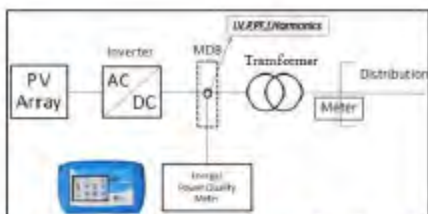
จากสถานการณ์การใช้พลังงานภายในประเทศ พบว่ามีอัตราการบริโภคพลังงานเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ซึ่งหากสถานการณ์ยังเป็นเช่นนี้ต่อไปในอนาคตอันใกล้ การผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล จำพวกถ่านหิน น้ำมัน และ ก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นพลังงานสิ้นเปลือง (Nonrenewable energy) ไม่น่าไว้วางใจเพียงพอต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าภายในประเทศ จึงจำเป็นต้องหาพลังงานทดแทนชนิดอื่น เช่น พลังงานลม, พลังงานแสงอาทิตย์, พลังงานน้ำ, พลังงานความร้อนใต้พิภพ และพลังงานจากชีวมวล เป็นต้น ซึ่งจัดอยู่ในกลุ่มพลังงานหมุนเวียน (Renewable energy) เพื่อทดแทนพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานจากชีวมวล ปัจจุบันมีแนวโน้มการขยายตัวของผู้ผลิตไฟฟ้ามากขึ้น

บทความนี้กล่าวถึงสถานีผลิตพลังงานจากแสงอาทิตย์ มาใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าเชื่อมโยงกับระบบจำหน่ายของ กฟภ. และวิเคราะห์ถึงคุณภาพไฟฟ้าที่ผลิตได้ โดยระบบไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของ กฟภ. (Grid connected system) เป็นระบบที่ถูกออกแบบให้ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ผ่านตัวแปลงอินเวอร์เตอร์ (Inverter) และจ่ายเข้าสู่ระบบจำหน่ายของ กฟภ. และการนำพลังงานจากชีวมวลให้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยพบว่า มีปัญหาค่าที่ส่งผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า อาทิ ปริมาณโหลด และกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้า

2. ระบบที่ใช้ศึกษา

ระบบที่ใช้ในการศึกษาเป็นระบบจำหน่าย 22 kV สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งมีการเชื่อมโยงระบบจำหน่ายกับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ขนาด 1.125 MW โดยทำการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (PV Power Plant) แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (PV Grid connected system)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

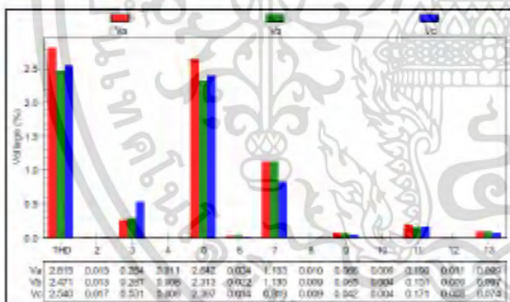


รูปที่ 1 การเชื่อมระบบไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กกับระบบจำหน่ายของ กฟภ. และจุดติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า

3. ขั้นตอนการศึกษา

พหุระบบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคคว่าด้วยชื่อ กำหนดการเชื่อมต่อระบบจำหน่าย ไฟฟ้า (1) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่จะเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. จะต้องมีความรู้เกี่ยวกับข้อกำหนดต่างๆ ได้แก่ แรงดันไฟฟ้า (Voltage), ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor), ความถี่ไฟฟ้า (Frequency), แรงแผ่นคลื่นพ้อง (Voltage Fluctuation) และ สหัมมอดินอ์ (Harmonics) ด้วย อย่างเช่น มาตราฐาน ระดับแรงดัน สูงสุดและต่ำสุด ของ 4 กฟภ. ดังตารางที่ 1 ซึ่งมีขั้นตอนการทดสอบและเก็บข้อมูล (2) สังเกตว่ามีผลิตภัณฑ์หรือวัดคุณภาพไฟฟ้า (Dranze-BMI รุ่น PV440) ณ จุดติดตั้งตามรูปที่ 1 ระบบแรงต่ำ ระบบ 3 เฟส 4 สาย แรงดัน 380 V ของผู้ผลิตไฟฟ้า(PV) จำนวน 31 วัน

ติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Dranze-BMI รุ่น PX5) ณ สถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค-ผู้ผลิตไฟฟ้า (PV) เชื่อมต่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแรงดัน 22 kV จำนวน 31 วัน



รูปที่ 2 ค่าแรงดันสามชนิดในระยะเวลา 22 kV

ตารางที่ 1 มาตราฐานระดับแรงดันสูงสุดของค่าของ กฟภ. (1)

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	Min	Max	Min	Max
22 kV	23.1	20.9	24.2	19.8
380 V	418	342	418	342
220 V	240	200	240	200

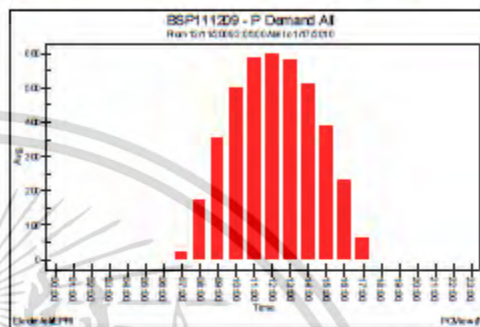
3.1 การประเมินคุณภาพไฟฟ้า

ผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า นำข้อมูลที่ตรวจวัดได้มาประเมินตามมาตรฐาน EN 51060 (3) ซึ่งจะใช้ค่าแรงดันที่ 95 % มาประเมิน พบว่า

ค่าเกณฑ์มาตรฐานตามระเบียบว่าด้วยการเชื่อมโยต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ กฟภ. กำหนด ตัวอย่างรูปที่ 2 ค่า%THDv ระดับแรงดัน 22 kV

3.2 การประเมินระดับพลังงาน

ผลการตรวจวัดค่าพลังงานสูงสุดประมาณ 7.55 kW และพลังงานสูงสุดเฉลี่ยต่อวันประมาณ 600 kW ที่ช่วงเวลา 11:20 น. ตามรูปที่ 3



รูปที่ 3 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าไร้สาย

4. การจำลองการศึกษาผลกระทบของคุณภาพไฟฟ้า

ในบทนี้เป็นการศึกษาผลกระทบจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1.125 MW ที่ได้เชื่อมโยกับระบบไฟฟ้า 22 kV ของ กฟภ. แล้ว และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานจากชีวมวลขนาด 0.8 MW ที่อยู่ระยะทางดำเนินการเชื่อมโยกับระบบจำหน่าย 22 kV ของ กฟภ. โดยทำการจำลองระบบด้วยโปรแกรม DIGSILENT PowerFactory ในวงจรที่ 5 ของสถานีไฟฟ้าดังกล่าว (ได้รับข้อมูลจากระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (GIS) ของ กฟภ.) ซึ่งเป็นวงจรที่เชื่อมต่อกับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานจากชีวมวล ตามรูปที่ 4 โดยทำการศึกษาที่สภาวะคงตัว (Steady state) โดยใช้รูปแบบ PF Control 1.0 เพื่อจำลองของระดับแรงดันไฟฟ้า ทั้งก่อนและหลังการเชื่อมต่อ VSPP1 (PV) และ VSPP2 (Biomass) เข้าสู่ระบบจำหน่าย 22 kV ของ กฟภ. ข้อมูลทั่วไปของระบบที่ใช้ในการจำลองมีดังนี้



รูปที่ 4 ระบบจำหน่าย 22 kV วงจรที่ 5 สถานีไฟฟ้าดังกล่าว

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.1 แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้า

แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้า ใช้ External Grid โดยเลือกูปแบบของ Bus Type เป็นชนิด Slack Bus และค่าแรงดันเป็น 1.05 pu.

4.2 สายจำหน่ายในระบบ

ความยาวของสายจำหน่ายจากบริเวณสถานีไฟฟ้า จนถึงจุดปลายสาย มีความยาวประมาณ 24.06 กิโลเมตร ในส่วนตำแหน่งของของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแยกต่าง VSPP1 จากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ถักถักผลิต 1.125 MW ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 22 kV นั้น มีระยะทางห่างจากสถานีไฟฟ้าประมาณ 3.14 กิโลเมตร และ ตำแหน่งของ VSPP2 พลังงานชีวมวล ถักถักการผลิต 0.8 MW ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 22 kV มีระยะทางห่างจากสถานีไฟฟ้าประมาณ 11.96 กิโลเมตร

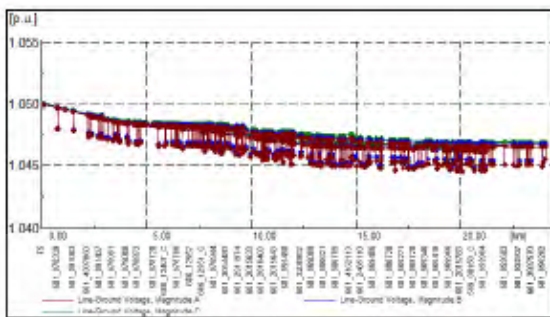
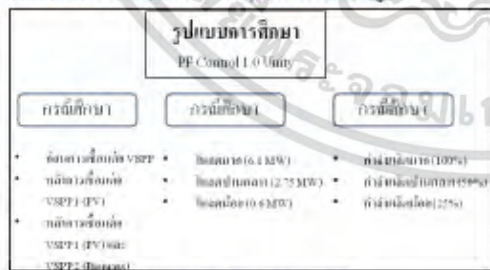
4.3 โหลดในวงจรที่ศึกษา

ในวงจรที่ 5 สถานีไฟฟ้าจ่ายแรง มีขนาด โหลดสูงสุด 6.1 MW, 3.780 MVar และ โหลดต่ำสุด 0.6 MW, 0.372 MVar

5. ผลการจำลองเสถียรภาพไฟฟ้าหลังรวมแสงอาทิตย์และพลังงานจากชีวมวล เข้ากับระบบ 22kV ของ กฟภ.

จากการศึกษาวิเคราะห์การเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานจากชีวมวลเข้ากับระบบจำหน่าย 22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั้งก่อนและหลังการเชื่อมต่อ โดยทำการจำลองระบบด้วยเงื่อนไขต่างๆ ดังรูปที่ 5 ซึ่งพิจารณาจาก 3 บัสและ 2 โหลดตามรูปที่ 4 ได้แก่ บัส ATA F5 คือ บัสที่สถานีไฟฟ้าหลักของ วงจรที่ 5 ของ กฟภ. ซึ่งถือเป็นบัสต้นทาง, บัส VSPP1 คือ บัสของผู้ผลิตพลังงาน ไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1.125 MW บัส VSPP2 คือ บัสของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากชีวมวลขนาด 0.8 MW และเป็นจุดเชื่อมต่อระหว่าง กฟภ. กับ VSPP, โหลด 601_980091 คือ โหลดในตำแหน่งกิ่งกลางระบบจำหน่าย 22 kV ของสถานีไฟฟ้าของของ วงจรที่ 5 และ โหลด 601_986306 คือ โหลดในตำแหน่งปลายสายในระบบจำหน่าย 22 kV ของสถานีไฟฟ้าของของ วงจรที่ 5

ผลการทดลองพบว่าก่อนการเชื่อมต่อ VSPP1 เข้ากับระบบจำหน่าย 22 kV ของ กฟภ. ขนาดของแรงดันในทุกๆ บัสที่พิจารณา มีค่าตามเกณฑ์ข้อกำหนดของ กฟภ. (ช่วง 0.95-1.05 pu) ดังตัวอย่าง ดังรูปที่ 6



รูปที่ 5 ขนาดของแรงดันไฟฟ้าทุกโหนดและ โหลด (Voltage Profile) ในวงจรที่ 5 ของสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. ก่อนการเชื่อมต่อ VSPP1 ภาวะโหลดน้อย

หลังการเชื่อมต่อ VSPP1 (PV) ขนาด 1.125 MW เข้ากับระบบจำหน่าย 22 kV ของ กฟภ. ขนาดของแรงดันในทุกๆ บัสที่พิจารณา มีค่าตามเกณฑ์ข้อกำหนดของ กฟภ. (ช่วง 0.95-1.05 pu) ดังตารางที่ 2

หลังการเชื่อมต่อ VSPP1 (PV) ขนาด 1.125 MW และ VSPP2 (Biomass) ขนาด 0.8 MW เข้ากับระบบจำหน่าย 22 kV ของ กฟภ. พบว่า ในวงจรปริมาณ โหลดของวงจรที่มีปริมาณน้อย และจะพิจารณาปริมาณ ความเข้มแสงอาทิตย์ และ ถักถักผลิตจากชีวมวลมีค่ามาก ส่งผลให้ขนาดแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (บัส VSPP2) และ โหลดตำแหน่งกิ่งกลางระบบจำหน่าย 22 kV มีค่าสูงเกินเกณฑ์ที่กำหนด ดังตารางที่ 3 สำหรับในสถานะอื่นๆ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าในทุกๆ บัส และ โหลดที่พิจารณา มีค่าปกติ

ตารางที่ 2 ขนาดแรงดันไฟฟ้า (p.u.) จาก บัสที่เชื่อมต่อระบบแล้วด้วยเงื่อนไขวงจร หลังการเชื่อมต่อ VSPP 1

กรณีศึกษา	ขนาดบัสไฟฟ้าที่บัสหลังการเชื่อมต่อ VSPP1					
	บัสต้นทาง	บัส VSPP	บัส VSPP	โหนดกิ่งกลาง	โหนดปลายสาย	
กรณีศึกษา	1.05	1.04	1.02	1.02	1.02	
กรณีศึกษา	1.05	1.04	1.02	1.02	1.01	
กรณีศึกษา	1.05	1.04	1.02	1.02	1.01	
กรณีศึกษา	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04	
กรณีศึกษา	1.05	1.04	1.04	1.04	1.04	
กรณีศึกษา	1.05	1.04	1.04	1.04	1.04	
กรณีศึกษา	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	
กรณีศึกษา	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	
กรณีศึกษา	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางที่ 3 ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu) จากการจำลองที่สถานะควมเค้นโหลดต่างๆ
ของภาระเชื่อมต่อกับ VSPP1 และ VSPP2

ปริมาณโหลด	กำลังการผลิต	แรงดันไฟฟ้าที่บัสการเชื่อมต่อ VSPP1 และ VSPP2				
		ATA	VSPP 1	VSPP 2	โหนดกลาง	โหนดปลายทาง
มาก	มาก	1.05	1.04	1.03	1.03	1.02
	ปานกลาง	1.05	1.04	1.03	1.03	1.01
	น้อย	1.05	1.04	1.02	1.02	1.01
ปานกลาง	มาก	1.05	1.05	1.05	1.05	1.04
	ปานกลาง	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04
	น้อย	1.05	1.05	1.04	1.04	1.04
น้อย	มาก	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
	ปานกลาง	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
	น้อย	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05

5.1 แนวทางการแก้ไขปัญหาลำดับแรงดันกัน

จากการทดลองในตารางที่ 3 ในสถานะที่เค้นแรงดันกัน ผู้เขียนได้ทดลองเพื่อแก้ไขปัญหาลำดับแรงดันกัน โดยเปลี่ยนรูปแบบการควบคุม VSPP ทั้ง 2 วัฏ เป็นแบบ P.F. Control 0.9 (Absorb Q), Voltage Control และลดกำลังการผลิตลง 0.05 MW โดยมีกำหนดควมผิดพลาดตาม รูปที่ 7 ผลการทดลองที่ได้ในตารางที่ 4-5



รูปที่ 7 แผนผังการเชื่อมต่อระบบที่สถานะควมเค้นโหลดแก้ไขปัญหาลำดับแรงดันกัน

ตารางที่ 4 ขนาดแรงดันไฟฟ้า (pu) จากการจำลองสถานะควมเค้นโหลดต่างๆ (รูปที่ 7)

ปริมาณโหลด	กำลังการผลิต	แรงดันไฟฟ้า				
		ATA	VSPP 1	VSPP 2	โหนดกลาง	โหนดปลายทาง
น้อย	มาก	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05

ตารางที่ 5 ปริมาณกำลังไฟฟ้าสัมพันธ์ Q(kvar) ที่บัส VSPP1 และ VSPP2

จากการจำลองที่สถานะควมเค้นโหลดต่างๆ (รูปที่ 7)

กรณีศึกษา ปริมาณโหลดน้อย, กำลังการผลิตมาก	Q (kvar)	
	VSPP1	VSPP2
VSPP1 PF Control 0.9 และ VSPP2 Vol. Control	-544.80	-547.62*
VSPP1 Vol. Control และ VSPP2 PF Control 0.9	-328.96	-387.40
VSPP1 PF Control 0.9 และ VSPP2 PF Control 0.9	-544.80	-387.40
VSPP1 Vol. Control และ VSPP2 Vol. Control	-55.976	-657.63*
VSPP1 PF Control 0.9 และ VSPP2 ลดกำลังผลิต 0.05 MW	-544.80	0
VSPP1 ลดกำลังผลิต 0.05 MW และ VSPP2 PF Control 0.9	0	-387.40

หมายเหตุ * คือ ค่า Q(kvar) ที่ทำให้ PF ค่าที่บัสบัสที่ กฟภ. กำหนด (L0-0.9)

6. บทสรุปและข้อเสนอแนะ

ผลการวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่จังหวัดชัยภูมิ ระดับแรงดัน 22 kV และที่ระดับแรงดัน 220 V ผ่านเกณฑ์มาตรฐานที่ กฟภ. กำหนด การวิเคราะห์พลังงานพบว่าผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะมีกำลังการผลิตสูงสุดช่วง 11:00 – 13:00 น.

ผลการจำลองระบบไฟฟ้าแรงดัน 22 kV ด้วยโปรแกรม DigSILENT Power Factory ในวงจรที่ 5 ของสถานีไฟฟ้าชัยภูมิ โดยใช้อุปกรณ์จากระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (GIS) ของ กฟภ. มาวิเคราะห์คุณภาพไฟฟ้าในสถานะคงตัว (Steady state) ด้านแรงดันพบว่าสถานะก่อนและหลัง VSPP1 (PV) เชื่อมโยงกับระบบ โดยใช้รูปแบบ PF Control 1.0 แรงดันทุกบัสมีค่าตามมาตรฐาน กฟภ. (±5%) และสถานะหลังจากที่มี VSPP1 (PV) และ VSPP2 (Biomass) มาเชื่อมโยงกับระบบโดยใช้รูปแบบ PF Control 1.0 พบแรงดันเกินที่บัส VSPP 2 และโหนดที่ตำแหน่งที่กลางสาย จึงได้ทำการทดลองแก้ไขปัญหามา โดยเปลี่ยนไปใช้รูปแบบ PF Control 0.9 Lagging, Voltage Control และลดกำลังการผลิตลง 0.05 MW ตามรูปที่ 6 พบว่าช่วยแก้ไขปัญหาลำดับแรงดันได้ทุกรณี จากการทดลองลดขนาดรูปที่ 5 รูปแบบการควบคุมการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ผู้เขียนแนะนำ ได้แก่ แบบแรก VSPP1 PF Control 0.9 (Absorb Q) และ VSPP2 PF Control 0.9 (Absorb Q) และแบบที่ 2 VSPP1 PF Vol. Control และ VSPP2 Control 0.9 (Absorb Q) ซึ่งมีข้อดีคือ ผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าทั้ง 2 ไม่จำเป็นต้องลดกำลังการผลิต และมีค่า PF ผ่านเกณฑ์มาตรฐานที่ กฟภ. กำหนดอีกด้วย

เอกสารอ้างอิง

- [1] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค "ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า" กรุงเทพฯ: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2549
- [2] สันติยา พรมย์ใจ, "การตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าและปริมาณพลังงานแหล่งจ่ายไฟฟ้าทดแทน SOLAR CELL SYSTEM ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ที่เชื่อมโยงในระบบจำหน่ายจ่ายไฟของภาคไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กรณีศึกษา ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP) ขนาด 1.125 MW ในพื้นที่จังหวัดชัยภูมิ" มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี 2552
- [3] EN 50160-1994, Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Systems

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

AvK		Technical Data Sheet for AvK-Alternators		FM 7.3-5					
Date:	30/09/13	Customer:	GENERIC DATASHEET only						
Project No.:		AvK Reference:	DSG86L1 8 50 400						
Object data:									
Site:		Prime Mover:							
Application:	Stationary Power Plant	Manufacturer:							
Generator data:									
Generator:	DSG 86 L1/8	Poles:	8	Standards: IEC 60034					
Rated power:	1350 kVA	1080 kWe	1136 kWm						
Power factor:	0.80								
Power at pf 1.0	1096 kVA	1096 kWe	1136 kWm						
Rated voltage:	0.4 kV								
Speed:	750 1/min								
Frequency:	50 Hz	Voltage range / frequency range:							
Rated current:	1948.6 A	Zone A according IEC 60034-1 (dU = +/-5%, df = +/-2%)							
Winding pitch:	ca. 5/6								
Insulation class:	Stator: Class H	Rotor: Class H	Temperature rise:	H					
Ambient temperature:	40 °C	Environment:	Standard environment						
Site altitude:	1000 m	Filter:							
Enclosure:	IP23	Filter:							
Cooling:	IC 01 - Open-circuit ventilation	Temperature	40 °C	Temperature Air inlet	40 °C				
Coolant:	Ambient Air	Coolant:		generator:					
		Cooling air vol.:	1.7 m³/s	Cooling water quantity:	n/a				
Moment of inertia (I):	108 kgm²	Weight:	5000 Kg	Losses (environment):	56 KW				
				Losses (cooling):	n/a				
Wires:	4 terminals, starpoint connected in terminal box								
Operation mode:	Single mode								
Regulators:									
Voltage regulator:	DECS 100								
Electrical data: (acc. IEC)									
Efficiencies:	110%	100%	75%	50%	25%				
Power factor 0.8	94,85	95,1	95,3	95,1	93,4				
Power factor 0.9	95,59	95,8	95,9	95,6	93,7				
Power factor 1.0	96,33	96,5	96,5	96,1	94				
Reactances and time constants									
	unsaturated	saturated	unsaturated	saturated					
X_d	1.85	1.67 p.u.	X_q	0.93	0.91 p.u.	T_{d0}^*	1.9 s	T_{d0}^{**}	0.02292 s
X_d'	0.268	0.268 p.u.	X_q'	0.93	0.91 p.u.	T_d'	0.28 s	T_{q0}'	0.26 s
X_d''	0.167	0.152 p.u.	X_q''	0.167	0.167 p.u.	T_d''	0.013 s	T_{q0}''	0.14479 s
X_2	0.176	0.160 p.u.	X_0	0.051	0.046 p.u.	T_a	0.036 s	T_q'	0.26 s
X_{1s}	n.a.	0.091 p.u.						T_q''	0.026 s
Short circuit ratio saturated:	0.6		Z_n	0.119 Ohm					
Short circuit data:									
Initial short circuit current (3-phase):	I_k^*	12819 A							
Max. peak current (3-phase):	I_S	32632 A							
Sustained short circuit current:	I_k	5846 A		Minimum 3 x rated current for max. 10 s					
Initial short circuit torque:	M_{k2}	147.0 kNm							
	M_{k3}	88.2 kNm							
Max. faulty synchron moment:	M_f	316.1 kNm							
Rated kVA torque:	M_{SN}	17.19 kNm							
Rated torque	M_N	13.75 kNm							
Shaft torque	M_{Sh}	14.46 kNm							
Load application:									
max. load application: 756 kVA (corresponds to 55,97 % from 1350 kVA) for Power factor 0.4				Power: 1350 kVA					
15% transient voltage drop				Power factor: 0.8					
				transient voltage drop: -21.1 %					
Remarks:									

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

AvK®		Technical Data Sheet for AvK-Alternators		FM 7.3-5					
Date:	02/10/13	Customer:	GENERIC DATASHEET only						
Project No.:	GENERIC DATASHEET only	AvK Reference:	DSG099K1_6_50_400						
Object data:									
Site:				Prime Mover:					
Application:	Stationary Power Plant			Manufacturer:					
Generator data:									
Generator:	DSG 99 K1/6	Poles:	6	Standards: IEC 60034					
Rated power:	2560 kVA	2048 kWe	2140 kWm						
Power factor:	0.80								
Power at pf 1,0	2073 kVA	2073 kWe	2140 kWm						
Rated voltage:	0.4 kV								
Speed:	1000 1/min								
Frequency:	50 Hz								
Rated current:	3695.0 A								
Winding pitch:	ca. 5/6								
Insulation class:	Stator: Class H	Rotor: Class H	Temperature rise: H						
Ambient temperature:	40 °C		Environment:	Standard environment					
Site altitude:	1000 m								
Enclosure:	IP23								
Cooling:	IC 01 - Open-circuit ventilation								
Coolant:	Ambient Air	Temperature	40 °C	Temperature Air inlet	40 °C				
		Coolant:		generator:					
		Cooling air vol.:	2.5 m³/s	Cooling water quantity:	n/a				
Moment of inertia (I):	151 kgm²	Weight:	6800 Kg	Losses (environment):	92 KW				
				Losses (cooling):	n/a				
Wires:	4 terminals, starpoint connected in terminal box								
Operation mode:	Single mode								
Regulators:									
Voltage regulator:	DECS 100								
Electrical data: (acc. IEC)									
Efficiencies:	110%	100%	75%	50%	25%				
Power factor 0.8	95,49	95,7	96	96	94,7				
Power factor 0.9	96,1	96,28	96,5	96,33	94,84				
Power factor 1.0	96,7	96,86	97	96,65	94,97				
Reactances and time constants									
	unsaturated	saturated	unsaturated	saturated					
X _d	2.40	2.16 p.u.	X _q	1.20	1.18 p.u.	T _{d0'}	2.4 s	T _{d0''}	0.02563 s
X _{d'}	0.328	0.328 p.u.	X _{q'}	1.20	1.18 p.u.	T _{d'}	0.33 s	T _{q0'}	0.3 s
X _{d''}	0.211	0.192 p.u.	X _{q''}	0.211	0.211 p.u.	T _{d''}	0.015 s	T _{q0''}	0.17062 s
X ₂	0.222	0.202 p.u.	X ₀	0.064	0.058 p.u.	T _a	0.045 s	T _{q'}	0.3 s
X _{1s}	n.a.	0.115 p.u.						T _{q''}	0.03 s
Short circuit ratio saturated:	0.46		Z _n	0.063 Ohm					
Short circuit data:									
Initial short circuit current (3-phase):	k _r	19245 A							
Max. peak current (3-phase):	I _s	48990 A							
Sustained short circuit current:	k	11085 A							
		Minimum 3 x rated current for max.10 s							
Initial short circuit torque:	M ₂	165.5 kNm							
	M ₃	99.3 kNm							
Max. faulty synchron moment:	M _f	355.8 kNm							
Rated kVA torque:	M _{SN}	24.45 kNm							
Rated torque	M _N	19.56 kNm							
Shaft torque	M _{Sh}	20.44 kNm							
Load application:									
max. load application: 1171 kVA (corresponds to 45,73 % from 2560 kVA)			Power: 2560 kVA						
for Power factor 0.4			Power factor: 0.8						
15% transient voltage drop			transient voltage drop: -24.7 %						
Remarks:									

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

AvK		Technical Data Sheet for AvK-Alternators		FM 7.3-5					
Date:	03/10/13	Customer:	GENERIC DATASHEET only						
Project No.:		AvK Reference:	DSG114M1_6_50_400						
Object data:									
Site:		Prime Mover:							
Application:	Stationary Power Plant	Manufacturer:							
Generator data:									
Generator:	DSG 114 M1/6	Poles:	6	Standards: IEC 60034					
Rated power:	4030 kVA	3224 kWe	3334 kWm						
Power factor:	0.80								
Power at pf 1,0	3256 kVA	3256 kWe	3334 kWm						
Rated voltage:	0.4 kV								
Speed:	1000 1/min								
Frequency:	50 Hz	Voltage range / frequency range:							
Rated current:	5816.8 A	Zone A according IEC 60034-1 (dU = +/-5%, df = +/-2%)							
Winding pitch:	ca. 5/6								
Insulation class:	Stator: Class H	Rotor: Class H	Temperature rise:	H					
Ambient temperature:	40 °C	Environment:	Standard environment						
Site altitude:	1000 m	Filter:							
Enclosure:	IP23	Filter:							
Cooling:	IC 01 - Open-circuit ventilation	Temperature	40 °C	Temperature Air inlet	40 °C				
Coolant:	Ambient Air	Coolant:		generator:					
		Cooling air vol.:	3.0 m³/s	Cooling water quantity:	n/a				
Moment of inertia (I):	312 kgm²	Weight:	11000 Kg	Losses (environment):	110 KW				
				Losses (cooling):	n/a				
Wires:	4 terminals, starpoint connected in terminal box								
Operation mode:	Single mode								
Regulators:									
Voltage regulator:	DECS 100								
Electrical data: (acc. IEC)									
Efficiencies:	110%	100%	75%	50%	25%				
Power factor 0.8	96,54	96,7	96,8	96,6	95,2				
Power factor 0.9	97,04	97,18	97,2	96,9	95,35				
Power factor 1.0	97,53	97,65	97,6	97,2	95,5				
Reactances and time constants									
	unsaturated	saturated	unsaturated	saturated					
X _d	2.20	1.98 p.u.	x _q	1.10	1.08 p.u.	T _{d0'}	3.3 s	T _{d0''}	0.03423 s
X _{d'}	0.267	0.267 p.u.	x _{q'}	1.10	1.08 p.u.	T _{d'}	0.40 s	T _{d0''}	0.4 s
X _{d''}	0.172	0.156 p.u.	x _{q''}	0.172	0.172 p.u.	T _{d''}	0.02 s	T _{d0''}	0.25581 s
X ₂	0.180	0.164 p.u.	x ₀	0.052	0.047 p.u.	T _a	0.06 s	T _{q'}	0.4 s
X _{1s}	n.a.	0.094 p.u.						T _{q''}	0.04 s
Short circuit ratio saturated:	0.51		Z _n	0.040 Ohm					
Short circuit data:									
Initial short circuit current (3-phase):	k _r	37287 A							
Max. peak current (3-phase):	I _s	94917 A							
Sustained short circuit current:	k	17450 A		Minimum 3 x rated current for max.10 s					
Initial short circuit torque:	M ₂	320.7 kNm							
	M ₃	192.4 kNm							
Max. faulty synchron moment:	M _f	689.5 kNm							
Rated kVA torque:	M _{SN}	38.49 kNm							
Rated torque	M _N	30.79 kNm							
Shaft torque	M _{Sh}	31.84 kNm							
Load application:									
max. load application: 2264 kVA (corresponds to 56,18 % from 4030 kVA)			Power: 4030 kVA						
for Power factor 0.4			Power factor: 0.8						
15% transient voltage drop			transient voltage drop: -21.1 %						
Remarks:									

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

AvK		Technical Data Sheet for AvK-Alternators		FM 7.3-5					
Date:	03/10/13	Customer:	GENERIC DATASHEET only						
Project No.:		AvK Reference:	DSG114M2_6_50_400						
Object data:									
Site:		Prime Mover:							
Application:	Stationary Power Plant	Manufacturer:							
Generator data:									
Generator:	DSG 114 M2/6	Poles:	6	Standards: IEC 60034					
Rated power:	4950 kVA	3960 kWe	4091 kWm						
Power factor:	0.80								
Power at pf 1.0	3997 kVA	3997 kWe	4091 kWm						
Rated voltage:	0.4 kV								
Speed:	1000 1/min								
Frequency:	50 Hz	Voltage range / frequency range:							
Rated current:	7144.7 A	Zone A according IEC 60034-1 (dU = +/-5%, df = +/-2%)							
Winding pitch:	ca. 5/6								
Insulation class:	Stator: Class H	Rotor: Class H	Temperature rise:	H					
Ambient temperature:	40 °C	Environment:	Standard environment						
Site altitude:	1000 m	Filter:							
Enclosure:	IP23	Filter:							
Cooling:	IC 01 - Open-circuit ventilation								
Coolant:	Ambient Air	Temperature	40 °C	Temperature Air inlet	40 °C				
		Coolant:		generator:					
		Cooling air vol.:	3.0 m³/s	Cooling water quantity:	n/a				
Moment of inertia (I):	400 kgm²	Weight:	12600 Kg	Losses (environment):	131 KW				
				Losses (cooling):	n/a				
Wires:	4 terminals, starpoint connected in terminal box.								
Operation mode:	Single mode								
Regulators:									
Voltage regulator:	DECS 100								
Electrical data: (acc. IEC)									
Efficiencies:	110%	100%	75%	50%	25%				
Power factor 0.8	96,64	96,8	96,9	96,7	95,3				
Power factor 0.9	97,12	97,25	97,25	96,95	95,45				
Power factor 1.0	97,59	97,7	97,6	97,2	95,6				
Reactances and time constants									
	unsaturated	saturated	unsaturated	saturated					
X_d	2.20	1.98 p.u.	X_q	1.10	1.08 p.u.	$T_{d0'}$	3.5 s	$T_{d0''}$	0.03419 s
$X_{d'}$	0.253	0.253 p.u.	$X_{q'}$	1.10	1.08 p.u.	$T_{d'}$	0.40 s	$T_{q0'}$	0.4 s
$X_{d''}$	0.163	0.148 p.u.	$X_{q''}$	0.163	0.163 p.u.	$T_{d''}$	0.02 s	$T_{q0''}$	0.26994 s
X_2	0.171	0.155 p.u.	X_0	0.048	0.044 p.u.	T_a	0.06 s	$T_{q1'}$	0.4 s
X_{1s}	n.a.	0.089 p.u.						$T_{q1''}$	0.04 s
Short circuit ratio saturated:	0.51		Z_n	0.032 Ohm					
Short circuit data:									
Initial short circuit current (3-phase):	I_k'	48275 A							
Max. peak current (3-phase):	I_s	122888 A							
Sustained short circuit current:	I_k	21434 A		Minimum 3 x rated current for max.10 s					
Initial short circuit torque:	M_{k2}	415.2 kNm							
	M_{k3}	249.1 kNm							
Max. faulty synchron moment:	M_f	892.7 kNm							
Rated kVA torque:	M_{SN}	47.27 kNm							
Rated torque	M_N	37.82 kNm							
Shaft torque	M_{Sh}	39.07 kNm							
Load application:									
max. load application: 2935 kVA (corresponds to 59,29 % from 4950 kVA)			Power: 4950 kVA						
for Power factor 0.4			Power factor: 0.8						
15% transient voltage drop			transient voltage drop: -20.2 %						
Remarks:									

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



ภาคผนวก ง

ผลิตภัณฑ์เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลม

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

SIEMENS

User Information for DlgSILENT Simulation Package
 Document ID: PG-R3-60-0000-0171-3.20
 Vladislav Akhmatov / 08.04.2008
 Conveyed confidentially as trade secret

DlgSILENT Model SWT 2M3 93 v. 3.20

User Information for DlgSILENT Simulation Package for Siemens
 Wind Power SWT-2.3-93 50/60 Hz Wind Turbine



Please note that the model information is confidential and may be used for no other purpose than the evaluation of grid connection of Siemens Wind Power wind turbines pursuant to our associated dialogue. The information shall be held strictly confidential and shall not be divulged to any third party without prior written consent of Siemens Wind Power. The information shall remain the property of Siemens.

Siemens Wind Power A/S
 © All Rights Reserved 2008

DlgSILENT_UserInformation_SWT-2M3-93_ver32_08042008.doc

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
 ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1 Introduction

Siemens Wind Power A/S has in cooperation with TNEI Services developed a dynamic Matlab/Simulink simulation model of the Siemens Wind Power SWT-2.3-93 2.3 MW Variable Speed wind turbine¹. This Simulink model is the basis for the DigSILENT model. The enclosed simulation package provides a simulation model of the wind turbine which allows customers to perform power stability investigations. The simulation model is implemented in the commercially available DigSILENT PowerFactory network simulation program and developed with the object to perform dynamic simulation analysis of the wind turbine impact on the power system stability.

The released simulation model is a reduced order model of the turbine controls where the wind turbine pitch and power control system as well as the aerodynamics of the turbine are represented by a generic model. This model is suited for dynamic stability investigations where the more detailed and complex internal machine representation is not required.

The principal outline of Siemens Variable Speed wind turbine is illustrated in figure 1.

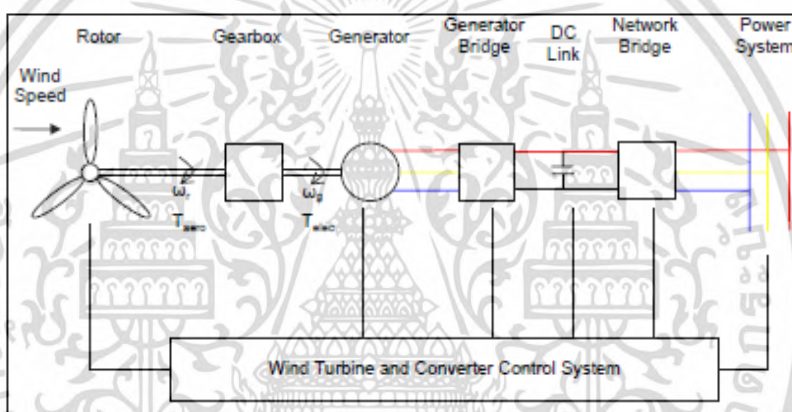


Fig. 1 Basic outline of Siemens Variable Speed wind turbine

The wind turbine's mechanical components comprise the blades and rotor, rotor shaft, gearbox, generator shaft and generator. The turbine rotor shaft speed and torque are determined by the wind speed and blade pitch. The gearbox provides a speed increase to the generator shaft speed.

The electrical system comprises the induction generator, generator bridge, DC link, network bridge and protection relays. The generator output power is converted to DC via the machine bridge. The DC link provides a DC connection between the generator and the network bridge, effectively decoupling the generator dynamics from the system. The network bridge inverts the DC to AC and exports the generated power to the power system. The machine bridge is a PWM rectifier which feeds power into the DC link charging a capacitor. The network bridge is a PWM inverter which converts the DC from

¹ Please note that for reasons relating to intellectual property rights certain regulation features may not be available on all markets. Please consult Siemens Wind Power for market-specific instructions in relation to enabling and disabling of the various regulation model elements.

SIEMENS

User Information for DigSILENT Simulation Package

Document ID: PG-R3-60-0000-0171-3.20
Vladislav Akhmatov / 08.04.2008
Conveyed confidentially as trade secret

the DC link back into the three phase AC power and exports it to the power system. The protection relay system orders and trips the wind turbines when the relay settings are exceeded.

The DigSILENT version simulation model includes all the relevant SWT-2.3-93 wind turbine components including:

DLL file.

Pitch, Speed and Power control
Back-to-back converter controls
Grid fault ride through control and reactive support
WTG voltage control capability

DSL language.

Two mass drive train (Blades, shaft, gearbox, and generator)
Quasi stationary Cp-Lambda-Beta aerodynamics representation
Protection relay system (Relay settings and disconnection sequences)

DPL language.

Automatic model set-up
Check and adjust of the reactive power limits
Automatic model uninstall

The DigSILENT simulation package comprises the following files:

The WTG model DLL file "digexdyn.dll"
The WTG model code file "SetUp_SWT2M3_93_v32.dz"
The WTG model uninstall file "Remove_SWT_v32.dz"

The DigSILENT WTG model is only prepared for balanced short-circuit faults.

The WTG model file is prepared to run in Windows XP Professional Version 2002 and with DigSILENT Power Factory version 13.2 (b.338).

Siemens Wind Power A/S
© All Rights Reserved 2008

DigSILENT_UserInformation_SWT-2M3-93_ver32_08042008.doc

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล	นายธิตี ไชยเทพ
วัน เดือน ปี เกิด	7 พฤศจิกายน 2529
ที่อยู่	146/2 ม.4 ต.ไผ่ลิง อ.พระนครศรีอยุธยา จ.พระนครศรีอยุธยา 13000
ประวัติการศึกษา	สำเร็จการศึกษา วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าลาดกระบัง ปีการศึกษา 2551
ตำแหน่ง	วิศวกรระดับ 5
สถานที่ทำงาน	แผนกแผนธุรกิจ กองบริการลูกค้า ฝ่ายวิศวกรรมและบริการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 ภาคกลาง 46 ม. 6 ถนนสายเอเชีย ต.หันตรา อ.พระนครศรีอยุธยา จ.พระนครศรีอยุธยา 13000
ผลงานทางวิชาการ	<ol style="list-style-type: none"> 1. ธิตี ไชยเทพ, และคณะ. “การศึกษาระดับคุณภาพไฟฟ้าจากผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่เชื่อมโยงเข้ากับระบบจำหน่ายของ กฟภ. กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบโซลาร์เซลล์ และพลังงานจากชีวมวล” การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 38 (EECON38), ปีที่ 38, ฉบับที่ 1, พฤศจิกายน 2558. หน้า 181-184

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้