

การประเมินสมรรถนะระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อวิเคราะห์
ผลกระทบเชิงเทคนิคต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า

PERFORMANCE EVALUATION OF PV POWER GENERATION FOR ANALYZING
TECHNICAL IMPACT ON DISTRIBUTION SYSTEMS



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาค้นคว้าระดับปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ท.ศ. 2559

KMITL-2016-EN-M-020-117

การประเมินสมรรถนะระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อวิเคราะห์
ผลกระทบเชิงเทคนิคต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า

PERFORMANCE EVALUATION OF PV POWER GENERATION FOR ANALYZING
TECHNICAL IMPACT ON DISTRIBUTION SYSTEMS



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
พ.ศ.2559

KMITL-2016-KMITL-EN-M-020-117

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

PERFORMANCE EVALUATION OF PV POWER GENERATION FOR ANALYZING
TECHNICAL IMPACT ON DISTRIBUTION SYSTEMS



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-KMITL-EN-M-020-117

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



COPYRIGHT 2016

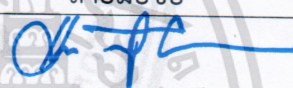
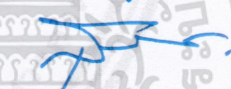
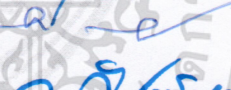
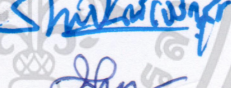

FACULTY OF ENGINEERING

KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ใบรับรองวิทยานิพนธ์

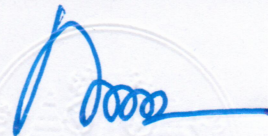
หัวข้อวิทยานิพนธ์ การประเมินสมรรถนะระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อวิเคราะห์ผลกระทบเชิงเทคนิคต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า
Thesis Title Performance Evaluation of PV Power Generation for Analyzing Technical Impact on Distribution Systems
นักศึกษา นายปฏิภาณ รูปแพ
รหัสประจำตัว 56601076
ปริญญา วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ รศ.ดร.วิจิตร กิณเรศ
หมายเลขวิทยานิพนธ์ KMITL-2016-EN-M-020-117

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์		ลายมือชื่อ
ผศ.ดร.ชาย	ชมภูอินไหว	
รศ.ดร.สุรินทร์	คำผอย	
ผศ.ดร.บุญยัง	ปลั่งกลาง	
ดร.ภพ	จันทร์เจริญสุข	
รศ.ดร.วิจิตร	กิณเรศ	

วัน / เดือน / ปี ที่สอบ วันอังคารที่ 12 กรกฎาคม พ.ศ. 2559 เวลา 16.00-18.00 น.
สถานที่สอบ ณ อาคาร A ชั้น 5 ห้องประชุม 1

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
KING MONGKUT'S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG

คณะวิศวกรรมศาสตร์ รับรองแล้ว



(รองศาสตราจารย์ ดร. คมสัน มาลีสี)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้
วันที่ 12 กรกฎาคม พ.ศ. 2559

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การประเมินสมรรถนะระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อวิเคราะห์ผลกระทบเชิงเทคนิคต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า
นักศึกษา	นายปฏิภาณ รูปแพ
รหัสประจำตัว	56601076
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
พ.ศ.	2559
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์	รศ.ดร.วิจิตร กิณเรศ

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ นำเสนอการประเมินสมรรถนะระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยใช้ฐานข้อมูลแผนที่ทางภูมิศาสตร์ (Geographic Information Systems: GIS) ร่วมกับแผนผังระดับความเข้มรังสีอาทิตย์ของประเทศไทย เพื่อประเมินสมรรถนะการผลิตกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในเขตพื้นที่ใช้เป็นกรณีศึกษาที่จะสามารถผลิตได้ โดยใช้ข้อมูลในช่วงเดือนพฤษภาคม ซึ่งมีระดับความเข้มรังสีอาทิตย์สูงสุด ประเมินในพื้นที่ อำเภอโคกสำโรง จังหวัดลพบุรี ซึ่งเป็นพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง และเป็นบริเวณปลอดภัย เพื่อประเมินผลกระทบด้านเทคนิค ได้แก่ กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวม ระดับแรงดันไฟฟ้ายกตัว ภาระโหลดของหม้อแปลง และภาระของสายส่ง ก่อนและหลังการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยพิจารณาร่วมกับข้อมูลการไฟฟ้ารายวันจริงของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท และข้อมูลลักษณะกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

Thesis	Performance Evaluation of PV Power Generation System For Analyzing Technical Impact on Distribution Systems
Student	Mr.Patiphan Thupphae
Student ID.	56601076
Degree	Master of Engineering
Program	Electrical Engineering
Year	2016
Thesis Advisor	Assoc.Prof.Dr.Vijit Kinnares

ABSTRACT

This thesis proposes performance evaluation of a PV power generation system using the database of geographic information systems: GIS with geographic in conjunction with solar irradiation time in Thailand for evaluating the maximum power generation by the PV power generation system in a case study area. Database in May is used in Kok- Samrong district Lop-Buri province because this area has a high solar irradiation in this month and low pollution. The technical impact such as total power distribution loss, voltage profile and transformer loading is determined for both before and after Connection from PV penetrate power generation to high voltage power distribution is determined. Considering with daily load of all type of consumers of in Provincial Electricity Authority and real PV power generation data is given.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดีด้วยความกรุณาจาก รศ.ดร.วิจิตร กิณเรศ ซึ่งเป็นอาจารย์ผู้ควบคุมวิทยานิพนธ์ ผู้ให้คำแนะนำ และให้คำปรึกษาตลอดมา และขอขอบคุณคณาจารย์ สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบังทุกท่านที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาให้แก่ข้าพเจ้า

ขอขอบคุณเพื่อนๆ พี่ๆ น้องๆ ในห้องวิจัย PMC (ห้อง ECC 405) ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ที่คอยให้คำแนะนำและหยิบยื่นความช่วยเหลือให้ตลอดเวลาที่อยู่ที่ห้องวิจัยนี้

สุดท้ายนี้การศึกษาระดับปริญญาโทจะสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดีไม่ได้หากขาดการสนับสนุนจาก นางลักษณา รูปแพ (มารดา) และนายวินัย รูปแพ (บิดา) ของข้าพเจ้า ที่ให้การสนับสนุนจนวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

สำหรับคุณงามความดีอันใดที่เกิดจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ข้าพเจ้าขอมอบให้กับบิดามารดา ซึ่งเป็นที่รักและเคารพยิ่ง ตลอดจนครูอาจารย์ที่เคารพทุกท่านที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้ และถ่ายทอดประสบการณ์ที่ดีให้แก่ข้าพเจ้า

ปฐิภาณ รูปแพ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และแจ้งอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	II
กิตติกรรมประกาศ.....	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญตาราง.....	VIII
สารบัญรูป.....	IX
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา	2
1.3 ระเบียบวิธีการวิจัย	3
1.4 ขอบเขตการวิจัย	3
บทที่ 2 ทฤษฎีและหลักการ	4
2.1 ตรวจสอบเอกสาร	4
2.2 แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว.....	8
2.2.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส (Synchronous Generator).....	8
2.2.2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบอะซิงโครนัส (Asynchronous Generator)	8
2.2.3 เพาเวอร์อิเล็กทรอนิกส์อินเวอร์เตอร์(Power Electronic Inverters).....	8
2.3 ระบบผลิตกำลังไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	8
2.3.1 เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์.....	9
2.3.2 หลักการพื้นฐานของเซลล์แสงอาทิตย์.....	12
2.3.3 รูปแบบการเชื่อมต่อของเซลล์แสงอาทิตย์.....	14

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และ IV อ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ(ต่อ)

หน้า

2.4	ปัจจัยที่มีผลต่อสมรรถนะการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	15
2.4.1	ผลของความเข้มแสงต่อสมรรถนะการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์.....	15
2.4.2	ผลของอุณหภูมิต่อสมรรถนะการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์.....	15
2.4.3	ผลของค่าความต้านทานต่อสมรรถนะการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์.....	16
2.5	ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย.....	17
2.6	ผลกระทบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า.....	21
2.6.1	ผลกระทบต่อการยกตัวของระดับแรงดันไฟฟ้า.....	21
2.6.2	ผลกระทบต่อการตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย.....	24
2.6.3	ผลกระทบจากสภาวะการทำงานแบบแยกตัว.....	26
2.7	ผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า.....	27
บทที่ 3	หลักการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า.....	30
3.1	บทนำ.....	30
3.2	ทฤษฎีพื้นฐานของการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้า.....	30
3.2.1	ชนิดของบัส.....	32
3.3	ระเบียบวิธีการเกาส์เซอเดล (Gauss-Seidel method).....	33
3.4	ระเบียบวิธีการนิวตัน-ราฟสัน (Newton-Raphson method).....	34
3.5	การลดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า.....	38
3.5.1	การจัดเรียงสายป้อนในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	38
3.6	มาตรฐานและหลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	40
3.6.1	เกณฑ์ด้านแรงดัน (Voltage Criteria).....	40

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และ Vong อัจฉริยะเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ(ต่อ)

	หน้า
3.6.2 เกณฑ์ด้านคุณภาพในการจ่ายไฟ (Quality of Supply Criteria).....	40
บทที่ 4 ขั้นตอนและการออกแบบการทดลอง.....	41
4.1 บทนำ.....	41
4.2 การประเมินสมรรถนะกำลังการผลิตสูงสุดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	41
4.2.1 ข้อมูลระบบสารสนเทศทางภูมิศาสตร์.....	41
4.2.2 การวิเคราะห์ข้อมูลจากระบบสารสนเทศทางภูมิศาสตร์.....	49
4.2.3 ผลประยุกต์ใช้งานระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ไฟฟ้าใน การประเมินศักยภาพกำลังการผลิตสูงสุดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์.....	50
4.2.4 เขตพื้นที่ที่ทำการศึกษา.....	52
4.3 การประเมินผลกระทบด้านเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อระบบ จำหน่ายไฟฟ้า.....	53
4.3.1 แบบจำลองระบบจำหน่ายที่ทำการศึกษา.....	53
4.3.2 ข้อมูลความต้องการการใช้พลังงานไฟฟ้า.....	53
4.3.3 ข้อมูลกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	54
4.3.4 กรณีศึกษา.....	55
4.3.5 กระบวนการทดสอบ.....	55
บทที่ 5 ผลการจำลองและการทดสอบ.....	61
5.1 บทนำ.....	61
5.2 ผลการประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	61
5.3 ผลการประเมินกระทบด้านเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	62
5.3.1 ผลกระทบต่อระดับแรงดันไฟฟ้า.....	62
5.3.2 ผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบจำหน่าย.....	79

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และVI ึ่งอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญ(ต่อ)

	หน้า
5.3.3 ผลกระทบต่อภาวะโหดของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง.....	81
บทที่ 6 สรุปผลงานวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	88
6.1 สรุปผลการทดลอง.....	88
6.1.1 ผลกระทบด้านแรงดัน.....	88
6.1.2 กำลังไฟฟ้าสูญเสีย.....	88
6.1.3 ผลกระทบต่อภาวะโหดหม้อแปลง.....	89
6.2 ข้อเสนอแนะ.....	89
เอกสารอ้างอิง.....	90
ภาคผนวก ก.....	92
ภาคผนวก ข.....	115
ภาคผนวก ค.....	119

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และ VII อ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
3.1 พารามิเตอร์ที่ทราบค่าและไม่ทราบค่าของบัสชนิดต่างๆ.....	32
3.2 ระดับเกณฑ์ด้านแรงดันไฟฟ้า (โวลท์).....	40



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และ VII แจ้งอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1 แบบจำลองระบบจำหน่ายเมื่อไม่มีการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว	4
2.2 แบบจำลองระบบจำหน่ายเมื่อมีการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว	4
2.3 ระบบ IEEE 34 node	6
2.4 เปรียบเทียบความสูญเสียพลังงานไฟฟ้ารวมต่อปีของเทคโนโลยี DG ต่างๆ	7
2.5 เปรียบเทียบความสูญเสียพลังงานไฟฟ้ารวมต่อปีในกรณีไม่สามารถปรับค่า และสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังได้.....	7
2.6 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอนผลึกเดี่ยวและชนิดซิลิคอนหลายผลึก	12
2.7 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดรอยต่อเฮเทอโร	12
2.8 โครงสร้างและการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์.....	13
2.9 ส่วนของ N - Type และ P - Type ในเซลล์แสงอาทิตย์.....	13
2.10 เซลล์แสงอาทิตย์เมื่อได้รับแสงอาทิตย์อิเล็กทรอนิกส์และโพลีการเคลื่อนที่.....	14
2.11 การเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนและโพลีการเคลื่อนที่ก่อให้เกิดกระแสไฟฟ้า.....	14
2.12 การต่อเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่างๆ (ก) ต่อแบบอนุกรม (ข) ต่ออนุกรม-ขนาน (ค) ต่อแบบอนุกรม -ขนาน-อนุกรม.....	15
2.13 ผลของอุณหภูมิต่อกระแสและแรงดัน.....	16
2.14 ผลของความต้านทานอนุกรมต่อกระแสและแรงดัน.....	16
2.15 ผลของความต้านทานขนานต่อกระแสและแรงดัน.....	17
2.16 ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย.....	18
2.17 เปอร์เซนต์ของพื้นที่ที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์ที่ระดับต่าง ๆ.....	19
2.18 แสดงการเปรียบเทียบความเข้มรังสีดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีที่ประเทศต่างๆ ได้รับ.....	19
2.19 ศักยภาพพลังงานความเข้มรังสีตรงของประเทศไทย.....	20
2.20 การแจกแจงของรังสีตรงตามพื้นที่.....	21

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และ IX อ่างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญญรูป(ต่อ)

รูปที่	หน้า
2.21 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าบนสายป้อนแรงดันต่ำระหว่างโหลดน้อย โหลดปานกลางและ สูงสุดในกรณีมีการเชื่อมต่อและไม่มี การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	22
2.22 ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อโหลด.....	23
2.23 ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อแรงดัน.....	23
2.24 การทำงานของอุปกรณ์ชดเชยแรงดันในโหมด Forward.....	24
2.25 การทำงานของอุปกรณ์ชดเชยแรงดันในโหมด Reversed.....	24
2.26 ผลของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายต่อการทำงานของ ของอุปกรณ์ชดเชยแรงดันในระบบที่มี Tie line.....	25
2.27 การทำงานที่ผิดพลาดของระบบป้องกันเนื่องจากการเชื่อมต่อ PV.....	26
2.28 การช่วยจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ.....	27
3.1 กำลังไฟฟ้าจริงที่บัส i ใดๆ.....	31
3.2 กำลังไฟฟ้าเสมือนที่บัส i ใดๆ.....	31
3.3 แผนผังการจ่ายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	39
4.1 การแสดงผลข้อมูลเชิงพื้นที่ของชั้นข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าที่มาตราส่วน 1:11,000.....	43
4.2 การแสดงผลข้อมูลเชิงพื้นที่ของชั้นข้อมูลอุปกรณ์ป้องกัน และตัดตอนที่มาตราส่วน 1:11,000.....	44
4.3 การแสดงผลข้อมูลเชิงพื้นที่ของชั้นข้อมูลกับดักฟ้าผ่าที่มาตราส่วน 1:11,000.....	44
4.4 การแสดงผลข้อมูลเชิงพื้นที่ของชั้นข้อมูลสายไฟฟ้าที่มาตราส่วน 1:11,000.....	45
4.5 การแสดงผลข้อมูลเชิงพื้นที่ของชั้นข้อมูลถนนที่มาตราส่วน 1:11,000.....	45
4.6 การแสดงผลข้อมูลเชิงพื้นที่ของชั้นข้อมูลอาคารสถานที่ที่มาตราส่วน 1:11,000.....	46
4.7 การแสดงผลข้อมูลเชิงพื้นที่ทุกชั้นข้อมูลพร้อมกันที่มาตราส่วน 1:11,000.....	46
4.8 การแสดงผลข้อมูลเชิงพื้นที่ทุกชั้นข้อมูลพร้อมกันที่มาตราส่วน 1: 1,500.....	47
4.9 ตัวอย่างการแสดงผลข้อมูลเชิงบรรยายในรูปแบบตารางของชั้นข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้า.....	47
4.10 ตัวอย่างการแสดงผลข้อมูลเชิงบรรยายในรูปแบบตาราง ของชั้นข้อมูลอุปกรณ์ป้องกันและตัดตอน	48
4.11 การแสดงผลข้อมูลเชิงบรรยายในรูปแบบตารางของชั้นข้อมูลกับดักฟ้าผ่า.....	48

สารบัญรูป(ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.12 การแสดงผลข้อมูลเชิงบรรยายในรูปแบบตารางของชั้นข้อมูลสายไฟฟ้า.....	49
4.13 การวิเคราะห์ทางสถิติของข้อมูลขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า.....	49
4.14 ระดับรังสีอาทิตย์เฉลี่ยของประเทศไทย.....	51
4.15 ระดับรังสีอาทิตย์เฉลี่ยในแต่ละเดือน ของประเทศไทย.....	51
4.16 (ก) เขตพื้นที่อำเภอโคกสำโรง จังหวัดลพบุรี.....	52
4.16 (ข) บริเวณที่สามารถติดตั้งระบบจำหน่ายพลังงานแสงอาทิตย์ได้ ในพื้นที่อำเภอโคกสำโรง จังหวัดลพบุรี.....	52
4.17 แบบจำลองระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าที่ทำการศึกษา ในพื้นที่อำเภอโคกสำโรง จังหวัดลพบุรี.....	53
4.18 ความต้องการการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบ AMR.....	54
4.19 ข้อมูลกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่สถานีไฟฟ้าบางปะหัน.....	55
4.20 ขั้นตอนการทำงานหลักเพื่อการวิเคราะห์ผลกระทบ การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	58
4.21 ลำดับการคำนวณของฟังก์ชัน Time Sweep.....	59
4.22 ขั้นตอนการทำงานของฟังก์ชันย่อยเพื่อกำหนด ขนาดติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	60
5.1 กราฟแรงดันเฟส AB เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A1 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ.....	62
5.2 กราฟแรงดันเฟส BC เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A1 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ.....	63
5.3 กราฟแรงดันเฟส CA เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A1 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ.....	63
5.4 กราฟแรงดันเฟส AB เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A2 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ.....	64
5.5 กราฟแรงดันเฟส BC เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A2 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ.....	64
5.6 กราฟแรงดันเฟส CA เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A2 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ.....	65
5.7 กราฟแรงดันเฟส AB เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A3 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ.....	66
5.8 กราฟแรงดันเฟส BC เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A3 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ.....	66
5.9 กราฟแรงดันเฟส CA เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A3 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ.....	67
5.10 กราฟแรงดันเฟส AB เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A4 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ.....	67
5.11 กราฟแรงดันเฟส BC เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A4 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ.....	68
5.12 กราฟแรงดันเฟส CA เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A4 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ.....	68
5.13 กราฟแรงดันเฟส AB เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B4 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ.....	69
5.14 กราฟแรงดันเฟส BC เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B4 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ.....	69
5.15 กราฟแรงดันเฟส CA เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B4 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ.....	70
5.16 กราฟแรงดันเฟส AB เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B5 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ.....	70

สารบัญรูป(ต่อ)

รูปที่

หน้า

5.17 กราฟแรงดันเฟส BC เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B5 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ...71	71
5.18 กราฟแรงดันเฟส CA เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B5 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ...71	71
5.19 กราฟแรงดันเฟส AB เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส C2 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ...72	72
5.20 กราฟแรงดันเฟส BC เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส C2 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ...72	72
5.21 กราฟแรงดันเฟส CA เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส C2 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ...73	73
5.22 กราฟแรงดันเฟส AB เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B1 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ...73	73
5.23 กราฟแรงดันเฟส BC เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B1 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ...74	74
5.24 กราฟแรงดันเฟส CA เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B1 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ...74	74
5.25 กราฟแรงดันเฟส AB เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B2 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ...75	75
5.26 กราฟแรงดันเฟส BC เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B2 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ...75	75
5.27 กราฟแรงดันเฟส CA เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B2 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ...76	76
5.28 กราฟแรงดันเฟส AB เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B3 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ...76	76
5.29 กราฟแรงดันเฟส BC เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B3 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ...77	77
5.30 กราฟแรงดันเฟส CA เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B3 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ...77	77
5.31 กราฟแรงดันเฟส AB เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส C1 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ...78	78
5.32 กราฟแรงดันเฟส BC เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส C1 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ...78	78
5.33 กราฟแรงดันเฟส CA เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส C1 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ...79	79
5.34 กราฟแสดงค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียระยะทาง 0-30% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSA1, BUSA2.....80	80
5.35 กราฟแสดงค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียระยะทาง 31-60% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSA3, BUSA4, BUSB4, BUSB5, BUSC2.....80	80
5.36 กราฟแสดงค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียระยะทาง 61-100% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSB1, BUSB2, BUSB3, BUSC1.....81	81
5.37 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 0-30% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSA1.....82	82
5.38 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 0-30% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSA2.....82	82
5.39 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 31-60% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSA3.....83	83
5.40 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 31-60% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSA4.....83	83
5.41 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 31-60% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSB4.....84	84

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และXIIอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สารบัญรูป(ต่อ)

รูปที่	หน้า
5.42 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 31-60% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSB5.....	84
5.43 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 31-60% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSC2.....	85
5.44 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 61-100% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSB1.....	86
5.45 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 61-100% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSB2.....	86
5.46 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 61-100% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSB3.....	87
5.47 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 61-100% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSC1.....	87

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

เมื่อความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้น และผู้ใช้ไฟอยู่ห่างไกลจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้า ทำให้ต้องมีการปรับปรุงและพัฒนาาระบบไฟฟ้ากำลัง เพื่อให้ระบบสามารถผลิตและส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้เพียงพอต่อความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในปัจจุบัน และรองรับกับการขยายตัวของการใช้พลังงานไฟฟ้าในอนาคต แต่การดำเนินการดังกล่าวมีข้อจำกัดหลายประการ เช่น เงินลงทุนและพื้นที่ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่มีอยู่อย่างจำกัด รวมถึงปัญหาการขยายระบบส่งจ่ายและจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง ด้วยเหตุนี้จึงมีการวางแผนนำเทคโนโลยีหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation, DG) เข้ามาช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าในระบบ เนื่องจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีข้อดีที่สำคัญคือ ใช้เงินลงทุนในการก่อสร้างน้อย ไม่ต้องสร้างระบบส่งกำลังไฟฟ้าใหม่ และสามารถติดตั้งได้ใกล้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้ ทำให้สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบส่งจ่ายและจำหน่ายไฟฟ้า แต่การติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้าไปในระบบไฟฟ้าเดิมนั้น จะทำให้ระบบไฟฟ้ามีความซับซ้อนมากขึ้น การควบคุมและการปฏิบัติงานก็มีความซับซ้อนเพิ่มขึ้น นอกจากนี้การติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในตำแหน่งและขนาดที่ไม่เหมาะสมอาจทำให้เกิดปัญหาตามมา เช่น กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบเพิ่มขึ้น ระดับแรงดันไฟฟ้าหรือขนาดกระแสลัดวงจรในระบบเปลี่ยนแปลงไปจากค่าที่กำหนด [1] – [3] ดังนั้นจึงควรมีการวางแผนติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีความเหมาะสมและสอดคล้องกับข้อมูลของระบบไฟฟ้าในปัจจุบัน

ในปัจจุบันได้มีการติดตั้งและใช้งานหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวหลายชนิด ในระบบไฟฟ้าจริงอย่างแพร่หลายทั้งในและต่างประเทศ ผลจากการศึกษาและวิจัยที่ผ่านมา พบว่าหน่วยผลิตแบบกระจายตัวช่วยเพิ่มความสามารถในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า รักษาระดับแรงดันไฟฟ้าและลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียโดยรวมของระบบได้ [4] – [5] ถึงแม้ว่าหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะมีประโยชน์ทางด้านเทคนิคค่อนข้างมาก แต่การประยุกต์ใช้งานในระบบไฟฟ้ากำลังจริงจะต้องคำนึงถึงผลกระทบที่มีต่อระบบไฟฟ้าเดิม และนอกจากนี้จำเป็นต้องคำนึงถึงเงินลงทุนสำหรับการติดตั้ง การควบคุมการทำงาน และการบำรุงรักษาอีกด้วย ดังนั้นการเลือกใช้ระบบผลิตแบบกระจายตัวที่มีความเหมาะสมเพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดและตรงตามวัตถุประสงค์ที่ต้องการ จำเป็นต้องพิจารณาผลกระทบทางด้านเทคนิคเพื่อหาค่าเหมาะสมที่สุดในการเชื่อมต่อด้วย

หากพิจารณาแหล่งพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) ซึ่งเป็นแหล่งพลังงานทางเลือกที่สะอาด ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ไม่สูญหายหรือหมดไป และปราศจากค่าต้นทุน จึงถูกนำมาใช้เพื่อเป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน และเชื่อมต่อสู่ระบบในรูปแบบของระบบกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generation) ซึ่งสอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี(พ.ศ.2555-2564) ของภาครัฐ ที่มีเป้าหมายในการใช้พลังงานทดแทน 25% ของการใช้พลังงานทั้งหมดภายในปี 2564 โดยที่สัดส่วนของการใช้พลังงานแสงอาทิตย์มีสูงถึง 3,000 เมกะวัตต์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นผู้ให้บริการจัดหา และจำหน่ายพลังงานที่มีคุณภาพ เพื่อรองรับความต้องการของภาคประชาชน ครอบคลุมพื้นที่ 74 จังหวัดทั่วประเทศไทย มีโครงการที่จะจัดทำระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ซึ่งเป็นโครงข่ายไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีสารสนเทศ และสื่อสารมาบริหารจัดการ ควบคุมการผลิต ส่งจ่าย และจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า แบ่งระยะเวลาของการดำเนินงานเป็น 3 ระยะ กล่าวคือระยะที่ 1 ระยะดำเนินการระหว่างปี 2555-2559 ที่มุ่งเน้นด้านโครงการนำร่องโครงข่ายไฟฟ้าชุมชน (Micro Grid) ระยะที่ 2 ระยะดำเนินการระหว่างปี 2560-2564 มีเป้าหมายในพัฒนาพลังงานทดแทนและแหล่งกักเก็บพลังงานชุมชน ระยะที่ 3 ระยะดำเนินการระหว่างปี 2565-2569 มีเป้าหมายในการปรับปรุงโครงข่ายไฟฟ้าชุมชนอัจฉริยะร่วมกับแหล่งพลังงานทดแทนขนาดใหญ่ ผ่านระบบจำหน่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ) ซึ่งสอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ.2555-2564 ของประเทศไทย ที่มีเป้าหมายในการใช้พลังงานทดแทน 25% ของการใช้พลังงานทั้งหมดของประเทศภายในปี พ.ศ. 2564 โดยที่สัดส่วนของการใช้พลังงานแสงอาทิตย์มีสูงถึง 3,000 เมกะวัตต์ และประกอบกับค่าความเข้มแสงเฉลี่ยของประเทศไทยที่อยู่ในเกณฑ์ที่ค่อนข้างสูง (18.2 MJ/m² ต่อวัน) เป็นส่วนสนับสนุนให้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นที่สนใจและมีความเหมาะสมเป็นอย่างยิ่งที่จะนำมาปรับใช้กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าในปัจจุบันของประเทศไทย [4]

แต่เนื่องจากการติดตั้งและเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า เป็นสาเหตุหนึ่งซึ่งส่งผลกระทบต่อด้านลบต่อระบบไฟฟ้า เช่น กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบส่งจ่ายที่เพิ่มขึ้น ผลต่อระดับของแรงดันไฟฟ้า และระดับของกระแสลัดวงจรที่สูงขึ้น เป็นต้น ดังนั้นการประเมินสมรรถนะสูงสุดที่จะสามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ รวมถึงการประเมินผลกระทบจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จำนวนมากจึงมีความสำคัญเป็นอย่างยิ่งต่อการหาแนวทางแก้ไขปัญหที่อาจเกิดขึ้นในด้านเสถียรภาพ และความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า

จากประเด็นปัญหาดังกล่าว งานวิจัยนี้จึงถูกนำเสนอขึ้นเพื่อศึกษาการประเมิน สมรรถนะและกำลังการผลิตสูงสุดจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยวิเคราะห์ตามสภาพปัจจุบันของพื้นที่ดำเนินการ และประเมินผลกระทบที่เกิดจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กับเงื่อนไขที่สอดคล้องกับระบบไฟฟ้าจริง และใช้การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Load Flow Analysis) ใช้แหล่งข้อมูลอ้างอิงจากแผนที่ทางภูมิศาสตร์ร่วมกับโปรแกรม ArcGIS 10 และประเมินผลกระทบที่เกิดจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยใช้การจำลองผลการทำงานด้วยโปรแกรม DiGSILENT อ้างอิงฐานข้อมูลแผนที่ทางภูมิศาสตร์ (GIS) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยมุ่งเป้าไปที่การประเมินกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ ภาระโหลดของหม้อแปลงไฟฟ้าระดับแรงดันไฟฟ้ายกตัว และภาระของสายส่ง

1.2 ความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา

วิทยานิพนธ์นี้มีความมุ่งหมายและวัตถุประสงค์ของการศึกษา ดังนี้

1. ศึกษาการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจาย โดยมุ่งเน้นไปที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

2. ศึกษาและนำเสนอวิธีประเมินศักยภาพ สำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยอ้างอิงจากข้อมูลแผนที่ทางภูมิศาสตร์ และแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ประเทศไทย

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาค้นคว้า ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. วิเคราะห์ผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในประเด็นกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบส่งจ่าย พิกัดกำลัง ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง และผลกระทบต่อระดับแรงดันไฟฟ้า

1.3 ระเบียบวิธีการวิจัย

1. ศึกษาทฤษฎีและบทความทางด้านวิชาการที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัย
2. ศึกษาผลกระทบจากการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว และประเมินสมรรถนะระบบ ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
3. ศึกษาการใช้งานโปรแกรม DigSILENT PowerFactory
4. ออกแบบและพัฒนาโปรแกรม การประเมินผลกระทบด้านเทคนิค และผลกระทบต่ออุปกรณ์ ไฟฟ้ากำลังไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยใช้ DPL script ในโปรแกรม DigSILENT PowerFactory
5. ทดสอบและวิเคราะห์เครื่องมือที่พัฒนาขึ้นกับระบบต่าง ๆ ดังต่อไปนี้
 - ระบบจำหน่ายของพื้นที่อำเภอโคกสำโรง จังหวัดลพบุรี
6. วิเคราะห์ผลจากผลกระทบด้านเทคนิคที่เกิดขึ้น
7. จัดทำบทความวิชาการและประชุมเผยแพร่ผลงานทางวิชาการ
8. วิจารณ์ สรุปผลการวิจัย และจัดทำวิทยานิพนธ์

1.4 ขอบเขตการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เริ่มศึกษาจากทฤษฎีพื้นฐานของการประเมินสมรรถนะจาก แผนผังความเข้ม รังสีอาทิตย์ และปริมาณความหนาแน่นของภาวะมลพิษ ซึ่งมีผลต่อประสิทธิภาพการผลิตกำลังไฟฟ้า ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และลักษณะจำเพาะของเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทต่างๆ รวมถึงหลักการ แปลงผันพลังงาน เพื่อนำมาวิเคราะห์หาสมรรถนะสูงสุดของการผลิตกำลังไฟฟ้าที่สามารถเป็นไปได้ใน เขตพื้นที่ที่ต้องการศึกษา และศึกษาผลกระทบด้านเทคนิคที่จะเกิดจากการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์ โดยสร้างโมเดลจำลองของระบบไฟฟ้าที่ต้องการศึกษา เพื่อพิจารณาผลกระทบ ด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ผลกระทบการยกตัวของระดับแรงดันไฟฟ้า ผลกระทบต่อภาระโหลดของหม้อแปลงไฟฟ้า และผลกระทบต่อภาระโหลดของสายส่ง ที่ระดับและ ระยะทางต่างๆ ของการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อวิเคราะห์ ความสัมพันธ์ระหว่างระยะทาง และระดับการเข้ามาจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์ต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าจริง

บทที่ 2

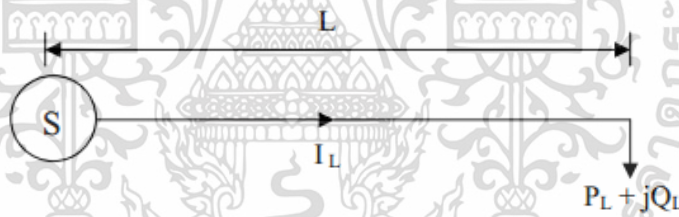
ทฤษฎีและหลักการ

2.1 ตรวจสอบเอกสาร

ในการประเมินศักยภาพ กำลังการผลิตสูงสุด และผลกระทบต่อความสูญเสียทางไฟฟ้าจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบต่อของระบบจำหน่ายไฟฟ้า นี้ผู้วิจัยได้ทำการทบทวนวรรณกรรมสารเทศที่เกี่ยวข้อง ถึงทฤษฎี หลักการ และระเบียบวิธีวิจัยของนักวิจัยที่ผ่านมา เพื่อให้เกิดความเข้าใจและเป็นแนวทางในการศึกษาปรับปรุงงานวิจัย ดังนี้

Guo *et al.* (2011) ได้ดำเนินการวิจัยในการศึกษาผลกระทบต่อความสูญเสียทางไฟฟ้าของระบบไฟฟ้ากำลังเมื่อมีการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generators) พบว่าความสูญเสียทางไฟฟ้าขึ้นอยู่กับทิศทางกระแสของกำลังไฟฟ้า กล่าวคือ หากมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าย้อนกลับมาในสายส่ง เนื่องจากกำลังการผลิตจากแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีค่าสูงกว่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระบบ ในขณะที่ความสูญเสียทางไฟฟ้าจะลดลง เมื่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวช่วยจ่ายกระแสไฟฟ้าเนื่องจากความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระบบสูงกว่ากำลังการผลิต

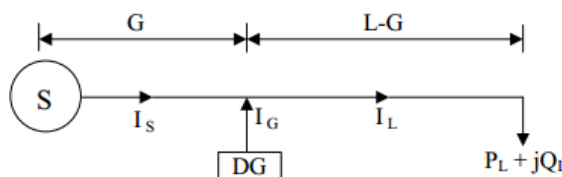
โดยสามารถคำนวณความสูญเสียทางไฟฟ้าจากการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวได้ดังรูปที่ 2.1 และ รูปที่ 2.2



รูปที่ 2.1 แบบจำลองระบบจำหน่ายเมื่อไม่มีการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

จากรูปที่ 2.1 คำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งได้ดังสมการที่ (2.1)

$$Loss_l = \frac{rL(P_L^2 + Q_L^2)}{3U^2} \quad (2.1)$$



รูปที่ 2.2 แบบจำลองระบบจำหน่ายเมื่อมีการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

เอกสารนี้เป็นเอกสารทบทวนเนื้อหาสำหรับการเรียนการสอนเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากรูปที่ 2.2 คำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งได้ตั้งสมการที่ (2.2) และ (2.3)

$$Loss_{II} = \frac{rL}{3U^2} (P_L^2 + Q_L^2 + P_G^2 + Q_G^2 - 2P_L P_G - 2Q_L Q_G) \quad (2.2)$$

จากสมการที่ (2.1) และ (2.2) จะได้

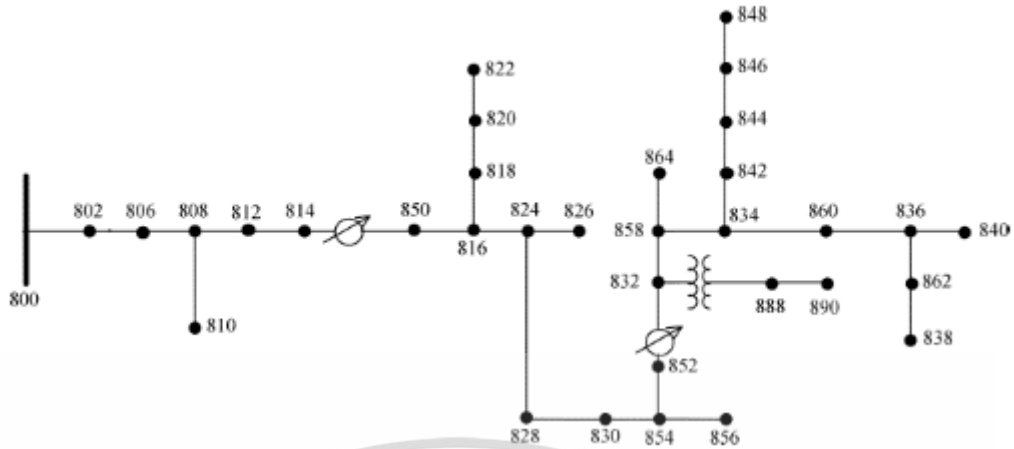
$$\Delta Loss_{rate} = \frac{Loss_{II} - Loss_I}{Loss_I} \quad (2.3)$$

$$\Delta Loss_{rate} = \frac{P_G^2 + Q_G^2 - 2P_L P_G - 2Q_L Q_G}{P_L^2 + Q_L^2} \quad (2.4)$$

เมื่อ	$Loss_I$	คือ	กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบก่อนมีการเชื่อมต่อ DG
	$Loss_{II}$	คือ	กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบหลังการเชื่อมต่อ DG
	$\Delta Loss_{rate}$	คือ	กำลังไฟฟ้าสูญเสียเนื่องจาก DG
	r	คือ	ค่าความต้านทานของสาย (โอห์ม/กิโลเมตร)
	L	คือ	ความยาวสาย (กิโลเมตร)
	U	คือ	ระดับแรงดันของระบบ
	P_G	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงเนื่องจาก DG
	Q_G	คือ	กำลังไฟฟ้าเสมือนเนื่องจาก DG
	P_L	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงเนื่องจากโหลดของระบบ
	Q_L	คือ	กำลังไฟฟ้าเสมือนเนื่องจากโหลดของระบบ

Victor *et al.* (2006) ศึกษาผลกระทบความสูญเสียพลังงานไฟฟ้ารวมต่อปีของระบบจำหน่ายทดสอบ IEEE34-node ดังรูปที่ 2.3 เมื่อมีการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบจำหน่าย โดยพิจารณาจากเทคโนโลยีของ DG แต่ละประเภทดังนี้

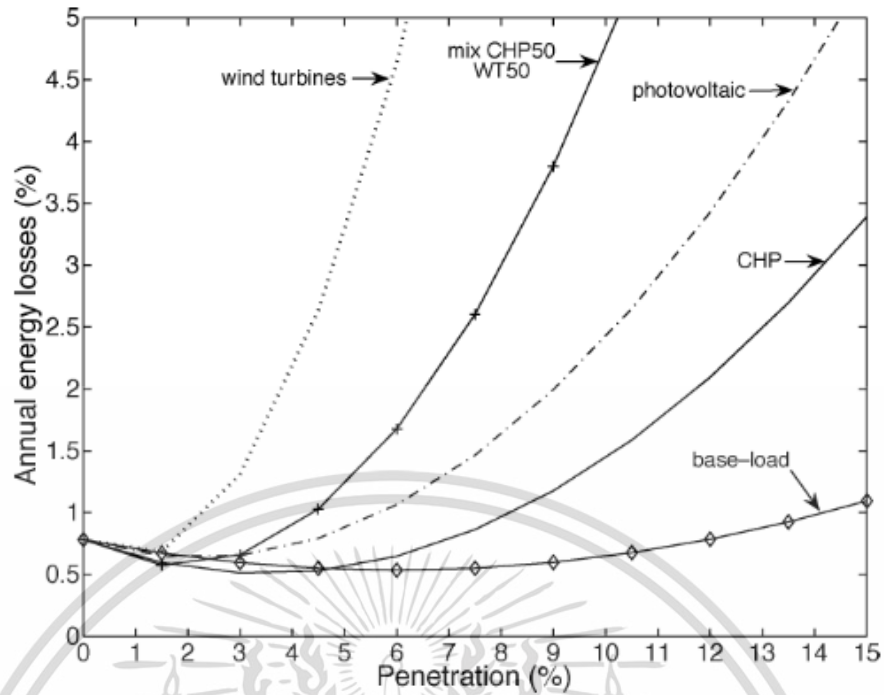
1. แหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Photovoltaic; PV)
2. แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานลม (Wind Turbine)
3. ระบบผลิตพลังงานความร้อนร่วม (Combined Heat and Power; CHP)
4. ระบบผลิตพลังงานร่วมและพลังงานลม (Mix CHP and Wind Turbine)



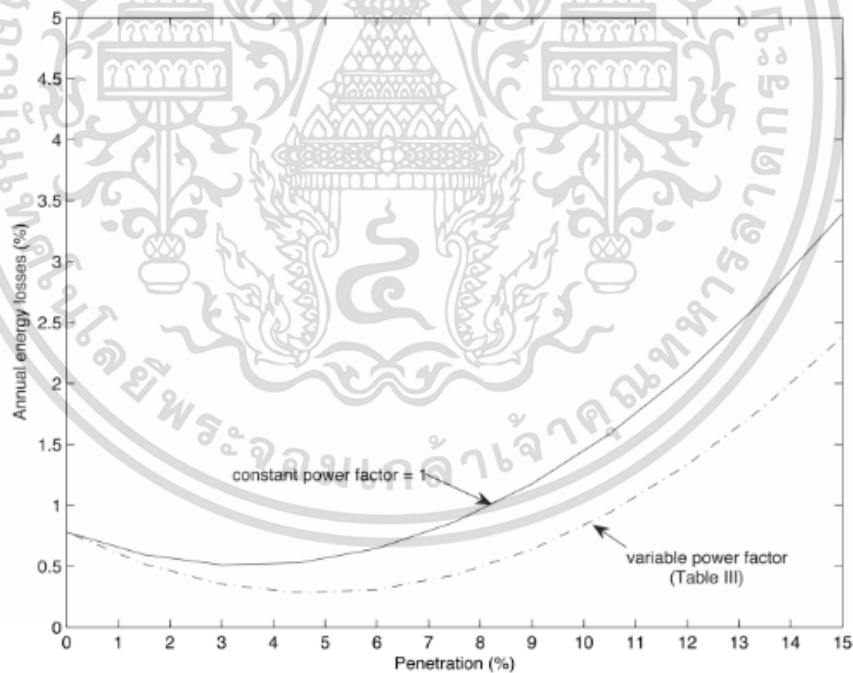
รูปที่ 2.3 ระบบ IEEE 34 node

ซึ่งได้ทำการเปรียบเทียบตามสัดส่วนการแทนที่ DG (DG Penetration) ในหลายระดับ ตั้งแต่ 0% ถึง 15% เมื่อเปรียบเทียบกับความจุของสายส่ง ได้ผลการทดสอบดังนี้

1. ความสูญเสียรวมของระบบจะมีค่าต่ำสุดค่าหนึ่งเท่านั้น โดยรูปกราฟที่ได้จากการทดสอบจะเป็นรูปตัวยู (U-Shape) ดังรูปที่ 2.4
2. ค่าความสูญเสียรวมจะต่ำที่สุดที่ระดับ DG Penetration ไม่สูงนัก
3. ที่ DG Penetration ที่สูงขึ้น อาจทำให้เกิดความสูญเสียรวมในระบบที่มากกว่าในกรณีของระบบที่ไม่มีการเชื่อมต่อ DG ได้
4. ถ้าสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลัง (Power Factor) ของ DG เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive Power) ได้จะสามารถช่วยลดค่าความสูญเสียรวมของระบบลงได้ ดังรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.4 เปรียบเทียบความสูญเสียพลังงานไฟฟ้ารวมต่อปีของเทคโนโลยี DG ต่างๆ



รูปที่ 2.5 เปรียบเทียบความสูญเสียพลังงานไฟฟ้ารวมต่อปีในกรณีไม่สามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังได้

Ali *et al.* (2011) ทำการศึกษาการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (Rooftop PV) เข้าสู่เขตพื้นที่อยู่อาศัย ซึ่งประกอบด้วยบ้านพักอาศัยและกิจการพาณิชย์ในเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

พื้นที่ บริเวณประเทศออสเตรเลียฝั่งตะวันออก ซึ่งประกอบด้วยโนด 97 โนด ที่ระดับแรงดัน 415 โวลต์ โดยระบบจำหน่ายเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ ผ่านหม้อแปลงจำหน่าย 100 kVA โดยใช้ข้อมูลความต้องการพลังงานไหลจากฐานข้อมูลของผู้ใช้ไฟฟ้าจริง โดยทำการเชื่อมต่อ Rooftop PV ที่สัดส่วนการแทนที่ในหลายระดับ ตั้งแต่ 10% 20% 30% และ 50% พบว่า มีความไม่สอดคล้องกันระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก Rooftop PV กับความต้องการพลังงานไฟฟ้าของโหลด ซึ่งโหลดสูงสุดจะอยู่ในช่วงเวลา 18:00 น. ซึ่ง Rooftop PV ไม่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ จึงอาจต้องมีการศึกษากระบวนการการแก้ไขต่อไป

จากการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องดังกล่าวแล้ว สำหรับในงานวิจัยในครั้งนี้ผู้วิจัยได้ศึกษาถึง ทฤษฎีต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องเพิ่มเติมซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

2.2 แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generators) หมายถึง เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อเพิ่มกำลังการผลิตภายในระบบ โดยทำการเชื่อมต่อกับระบบที่สถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อเพิ่มกำลังการผลิตให้เพียงพอต่อความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า และเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เทคโนโลยีของหน่วยผลิตแบบกระจายตัวสามารถได้เป็น 3 ประเภทหลักคือ

2.2.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส (Synchronous Generator)

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส คือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่หมุนด้วยความเร็วคงที่ ซึ่งเท่ากับหรือเป็นจังหวะเดียว (Synchronize) กับความเร็วของสนามแม่เหล็กหมุนหรือขั้วแม่เหล็กที่เกิดจากขดลวดที่สเตเตอร์ (Stator) กับขั้วแม่เหล็กของโรเตอร์ (Rotor) ภายในเครื่องกำเนิดที่ประกบติดกันแล้วหมุนพร้อมกัน

2.2.2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบอะซิงโครนัส (Asynchronous Generator)

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบอะซิงโครนัส หรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเหนี่ยวนำ (Induction Generator) ซึ่งที่เรียกว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเหนี่ยวนำเนื่องจาก กระแสไฟฟ้าที่เกิดขึ้นนั้นเกิดจากการเหนี่ยวนำของสนามแม่เหล็กหมุนที่ของขดลวดที่โรเตอร์กระทำต่อขดลวดที่สเตเตอร์ โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดนี้จะมีความเร็วของสนามแม่เหล็กหมุนไม่เท่ากับความเร็วซิงโครนัส

2.2.3 เพาเวอร์อิเล็กทรอนิกส์อินเวอร์เตอร์ (Power Electronic Inverters)

เพาเวอร์อิเล็กทรอนิกส์อินเวอร์เตอร์ เป็นหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ต้องเชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ เนื่องจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวดังกล่าวไม่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าสลับได้ เช่น เทคโนโลยีของ แหล่งผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic) จึงต้องมีการแปลงกระแสไฟฟ้าตรงให้เป็นกระแสไฟฟ้าสลับก่อนที่จะทำการเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

2.3 ระบบผลิตกำลังไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในปัจจุบันซึ่งมีสาเหตุหลักมาจากการขยายตัวทางเศรษฐกิจของโลก ส่งผลต่อการเพิ่มปริมาณกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้า จากการใช้แหล่งพลังงานจากเชื้อเพลิงแบบสิ้นเปลือง ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงที่ไม่สามารถผลิตทดแทนได้ในระยะเวลาอันสั้น ประกอบกับเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ผลกระทบที่มีต่อสิ่งแวดล้อมจากการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงดังกล่าว และเมื่อพิจารณาโครงข่ายของระบบผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน ที่เป็นระบบไฟฟ้าแบบเชิงรับ (Passive Distribution Networks) มีการผลิตไฟฟ้าแบบรวมศูนย์ (Centralize Power Generation) กล่าวคือ มีทิศทางไหลของกำลังไฟฟ้าแบบทิศทางเดียวจากแหล่งผลิตกำลังไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟรายย่อย ทำให้ราคาค่าไฟฟ้าขึ้นอยู่กับราคาของเชื้อเพลิงเป็นหลัก ซึ่งหากพิจารณาจากสถานะขาดแคลนเชื้อเพลิงในปัจจุบัน ส่งผลให้ราคาเชื้อเพลิงมีแนวโน้มที่สูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง แหล่งพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) ซึ่งเป็นแหล่งพลังงานทางเลือกที่สะอาดและไม่มีต้นทุนพลังงาน จึงถูกนำมาใช้เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น โดยมีการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าในรูปแบบของระบบกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ซึ่งสอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2555-2564 ของประเทศไทย ที่มีเป้าหมายในการใช้พลังงานทดแทน 25% ของการใช้พลังงานทั้งหมดของประเทศไทย ภายในปี พ.ศ. 2564 โดยที่สัดส่วนของการใช้พลังงานแสงอาทิตย์มีสูงถึง 3,000 เมกะวัตต์ และประกอบกับค่าความเข้มแสงเฉลี่ยของประเทศไทยที่อยู่ในเกณฑ์ที่ค่อนข้างสูง (18.2 MJ/m² ต่อวัน) เป็นส่วนสนับสนุนให้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นที่สนใจและมีความเหมาะสมเป็นอย่างยิ่งที่จะนำมาปรับใช้กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าในปัจจุบันของประเทศไทย โดยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า แบ่งเป็น 2 ประเภทตามหลักการการจ่ายพลังงานไฟฟ้า กลับคืนเข้าสู่ระบบ คือ

1. พลังงานที่ผลิตได้ทั้งหมดถูกจ่ายเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยตรง
2. พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ส่งจ่ายผ่านโหลดสำหรับใช้งาน และหากยังมีพลังงานไฟฟ้าคงเหลือ จึงจะถูกจ่ายเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า [4]

2.3.1 เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์

หากพิจารณาแสงอาทิตย์ เป็นแหล่งพลังงานธรรมชาติที่มีขนาดใหญ่ที่สุด อีกทั้งยังเป็นพลังงานสะอาดและมีอยู่ทั่วไป แต่การนำมาใช้ประโยชน์อาจยังมีข้อจำกัดอยู่บ้าง เนื่องจากแสงอาทิตย์มีเฉพาะในตอนกลางวัน ตลอดจนมีความเข้มของแสงที่ไม่แน่นอน เพราะขึ้นอยู่กับสภาพอากาศและฤดูกาลที่เปลี่ยนไป แสงอาทิตย์เกิดจากปฏิกิริยาเทอร์โมนิวเคลียร์ในดวงอาทิตย์ เมื่อแสงอาทิตย์เดินทางมาถึงนอกชั้นบรรยากาศของโลก จะมีความเข้มของแสงโดยเฉลี่ยประมาณ 1,350 วัตต์/ตารางเมตร แต่ พลังงานบางส่วนต้องสูญเสียไปเมื่อผ่านชั้นบรรยากาศต่างๆ ก่อนจะมาถึงโลก ทำให้ความเข้มของแสงลดลงเหลือประมาณ 1,000 วัตต์/ตารางเมตร (หรือประมาณร้อยละ 70) ปริมาณแสงอาทิตย์ที่ได้รับบนพื้นที่ใดพื้นที่หนึ่ง จะมีปริมาณสูงสุดเมื่อพื้นที่นั้นทำมุมตั้งฉากกับแสงอาทิตย์ นอกจากนั้น จากการศึกษาที่โลกเอียง ทำให้ซีกโลกเหนือหันหน้าเข้าหาดวงอาทิตย์ในฤดูร้อน และเอียงซีกโลกใต้หันหน้าเข้าหาดวงอาทิตย์ในฤดูหนาว ดังนั้นจึงต้องปรับมุมพื้นที่รับแสงนั้นๆ ในแนวเหนือใต้ (มุมก้มและมุมเงย) ให้สอดคล้องตามฤดูกาล เพื่อให้พื้นที่นั้นๆ รับแสงอาทิตย์ได้มากที่สุดตลอดทั้งปี และเนื่องจากประเทศไทยตั้งอยู่ระหว่างเส้นขนานที่ 6-10 องศาเหนือ ทำให้ประเทศไทยได้รับแสงอาทิตย์เฉลี่ยตลอดทั้งปี ประมาณ 4-5 กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ตารางเมตร/วัน

เซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic) เป็นสิ่งประดิษฐ์ทางอิเล็กทรอนิกส์ที่สามารถแปลงผันพลังงานจากพลังงานแสงอาทิตย์ ไปเป็นพลังงานไฟฟ้าได้ โดยอาศัยหลักการของการดูดกลืนแสงของสารกึ่งตัวนำ ที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นผิวเป็นพาหะนำไฟฟ้าและถูกแยกเป็นประจุ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ไฟฟ้า บวก และ ลบ ซึ่งส่งผลให้เกิดแรงดันไฟฟ้าขึ้นที่ขั้วของเซลล์ ถูกสร้างขึ้นมาครั้งแรกในปี ค.ศ. 1954 (พ.ศ. 2497) โดย แชปปีน (Chapin) ฟูลเลอร์ (Fuller) และเพียร์สัน (Pearson) ให้องค์ปฏิบัติการของ Bell Telephone ได้ค้นพบเทคโนโลยีการสร้างรอยต่อ พี-เอ็น (P-N Junction) แบบใหม่ โดยวิธีการแพร่สารเข้าไปในผลึกของซิลิกอน จนได้เป็นผลึกเซลล์แสงอาทิตย์ ที่มีประสิทธิภาพ 6% ซึ่งปัจจุบันนี้เซลล์แสงอาทิตย์ได้ถูกพัฒนาขึ้นจนมีประสิทธิภาพสูงขึ้น ซึ่งในระยะแรกเซลล์แสงอาทิตย์ถูกพัฒนาขึ้นเพื่อใช้กับโครงการด้านอวกาศ ดาวเทียมหรือยานอวกาศเท่านั้น โดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นแหล่งกำเนิดพลังงานไฟฟ้า ก่อนที่จะมีการพัฒนานำมาใช้งานในการใช้งานที่หลากหลายมากขึ้น ดังเช่นปัจจุบัน

ประเภทของเซลล์แสงอาทิตย์ ปัจจุบันพบว่ามีการใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์หลากหลายประเภท ซึ่งสามารถแบ่งเป็น 3 ประเภทหลัก คือเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึก (Crystalline Silicon) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง (Thin Film) และเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอื่นๆ โดยมีรายละเอียดของเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละประเภทดังนี้

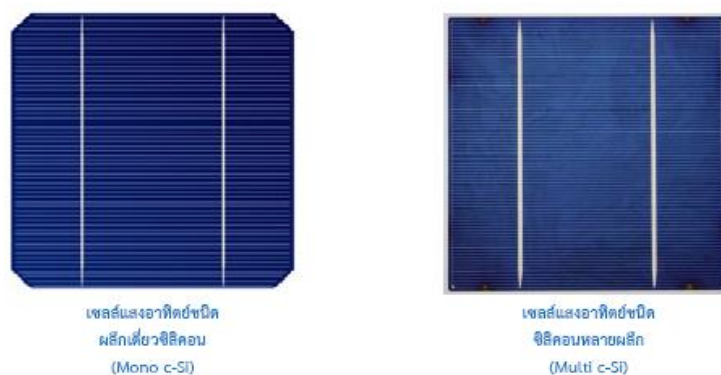
2.3.1.1 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึก (Crystalline Silicon) เป็นกลุ่มของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำประเภท ซิลิคอน แบ่งตามลักษณะของผลึกที่เกิดขึ้นเป็น 4 ชนิด ดังนี้

ก. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอนผลึกเดี่ยว (Single Crystalline Silicon) ซิลิคอนผลึกเดี่ยวทำจากผลึกซิลิคอนที่มีความบริสุทธิ์ของซิลิคอนสูง เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่ได้รับการพัฒนาจากยุคแรก โดยผลิตจากแผ่นเวเฟอร์ชนิดซิลิคอนผลึกเดี่ยว (Continuous Crystal Lattice) แผ่นเซลล์มีหลายรูปร่างและขนาดที่แตกต่างกัน ความหนาของเซลล์ประมาณ 0.2-0.3 มิลลิเมตร มีประสิทธิภาพการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าประมาณ 14-18% ซึ่งถือว่ามีประสิทธิภาพโดยเฉลี่ยค่อนข้างสูง แต่จากกระบวนการการผลิตที่มีความซับซ้อนมากทำให้เซลล์ประเภทนี้มีราคาค่อนข้างสูง

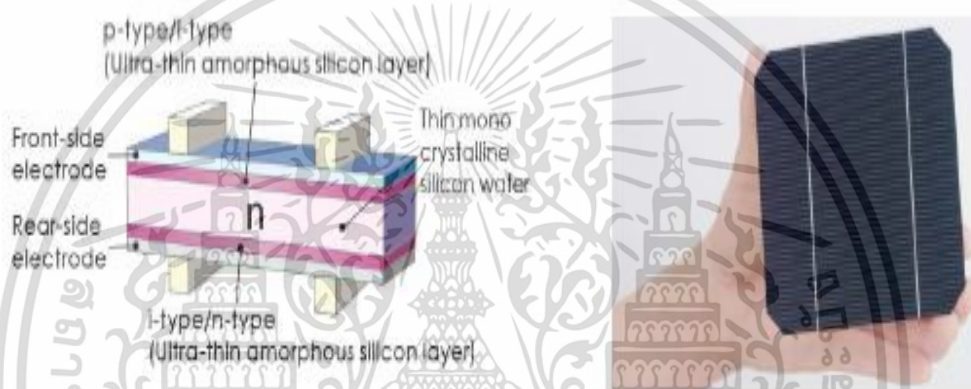
ข. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอนหลายผลึก (Multi Crystalline Silicon) ซิลิคอนหลายผลึกเป็นชนิดที่มีการใช้งานมากที่สุดในปัจจุบัน เนื่องจากมีราคาปานกลาง ผลิตจากผลึกซิลิคอนที่มีความบริสุทธิ์น้อยกว่าแบบผลึกเดี่ยว โดยใช้แผ่นเวเฟอร์ซิลิคอนชนิดหลายผลึกหรือผลึกรวมทำให้ประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าต่ำกว่า เฉลี่ยอยู่ที่ 12-15% แต่ต่อมาได้มีการพัฒนาเทคโนโลยีเซลล์แบบรังผึ้ง (Honeycomb Texture Cell) ขึ้น ทำให้ประสิทธิภาพเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 18-19% พิจารณาเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอนผลึกเดี่ยว และ ชนิดซิลิคอนหลายผลึก ดังรูปที่ 2.6

ค. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดริบบอนซิลิคอน (Ribbon Silicon; Ribbon c-Si) เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกผลิตขึ้นด้วยเทคโนโลยีแคสทริบบอน (Cast-Ribbon) สามารถดึงแผ่นผลึกโพลีซิลิคอนที่มีความกว้าง 200 mm หนา 0.3 mm ได้ด้วย ความเร็ว 400 cm²/min ส่งผลให้เซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตด้วยผลึกวิธีแคสทริบบอนมีประสิทธิภาพสูงกว่า 13%

ง. ชนิดรอยต่อเฮเทอโร (Heterojunction with Intrinsic Thin layer) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดรอยต่อเฮเทอโร ใช้เทคโนโลยีผสมผสานคือ ประกอบด้วยชั้นของผลึกและชั้นบางๆ ของซิลิคอนแบบไม่เป็นผลึก และจากการผลิตด้วยเทคนิคนี้ทำให้เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดนี้มีประสิทธิภาพสูงขึ้นเป็น 19-20% แสดงดังรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.6 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอนผลึกเดี่ยวและชนิดซิลิคอนหลายผลึก



รูปที่ 2.7 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดรอยต่อเฮเทอโรของ
กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

2.3.1.2 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง (Thin Film) พบว่ามีการใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางในปัจจุบัน 4 ชนิด โดยพบว่าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอนแบบไม่เป็นผลึก และชนิดฟิล์มบางของสารประกอบตระกูลคอปเปอร์อินเดียมแกลเลียมไดเซเลไนด์ มีการใช้งานอย่างแพร่หลาย กว่าชนิดตระกูลแคดเมียมเทลลูไรด์ และชนิดแกลเลียมอาร์เซไนด์ โดยแต่ละชนิดมีรายละเอียด ดังนี้

ก. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอนแบบไม่เป็นผลึก (Amorphous Silicon Solar Cell; a-Si) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดนี้ใช้การสร้างแผ่นฟิล์มบาง ลงบนวัสดุรองรับ เช่น แผ่นกระจก หรือแผ่นพลาสติก มีลักษณะเป็นฟิล์มบางหนาประมาณ 0.5-1.0 ไมครอน สีของเซลล์เป็นสีแดงเข้ม น้ำตาล หรือน้ำเงินอมม่วง มีน้ำหนักเบา สามารถผลิตให้เป็นพื้นที่เล็กหรือใหญ่ตามต้องการได้ ตัวกรอบไม่จำเป็นต้องใช้กระจกทำให้มีความยืดหยุ่นสูง ประสิทธิภาพค่อนข้างต่ำที่ประมาณ 7-10% เทคโนโลยีแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดนี้ได้มีการพัฒนามาเป็นรูปแบบของ Amorphous Triple Junction ซึ่งเป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดใหม่ที่ดึงข้อดีของซิลิคอนแบบผลึกและไม่เป็นผลึกไว้ด้วยกัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ข. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางของสารประกอบตระกูลคอปเปอร์อินเดียม แกลเลียมไดเซเลไนด์ (CIGS) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางคอปเปอร์อินเดียมแกลเลียมไดเซเลไนด์ เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่อยู่ในรูปของฟิล์มบางในรูปของชั้นบางผลึกรวม (Polycrystalline Thin Film) ส่งผลให้มีประสิทธิภาพสูงที่ 20% โดยเทคโนโลยีประเภทนี้มีความเป็นไปได้ที่จะถูกพัฒนาเพื่อนำมาทดแทนเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดเซลล์ซิลิคอน เนื่องจากการที่วัสดุในการผลิตที่น้อยกว่าทำให้มีราคาที่ถูกกว่าในต้นทุนวัตถุดิบที่เท่ากัน

ค. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดตระกูลแคดเมียมเทลลูไรด์ (CdTe) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดนี้มีค่าช่องว่างของแถบพลังงาน (Band Gap Energy) ใกล้เคียงอุดมคติสูงสุด คือ ประมาณ 1.45 อิเล็กตรอนโวลต์ ด้วยความสามารถที่ดูดกลืนรังสีอาทิตย์ที่ดี ประสิทธิภาพในขนาดเล็กมากกว่า 15% ในขนาดเล็กและมากกว่า 9% ในขนาดใหญ่ แต่ด้วยความเป็นพิษในตัววัสดุทำให้เทคโนโลยีในการผลิตยุ่งยาก

ง. ชนิดแกลเลียมอาร์เซไนด์ (Gallium Arsenide)

2.3.1.3 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอื่นๆ พบว่าในปัจจุบันมีการวิจัยและพัฒนาวัสดุและโครงสร้างชนิดต่างๆ อีกหลากหลายชนิดเพื่อนำมาทำเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ เช่น

ก. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโพลีเมอร์

ข. เซลล์สีย้อมไวแสงหรือตายเซนซีไทซ์

(Polymer Dye-Sensitised Solar Cell)

ค. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดแกลเลียมอาร์เซไนด์ชนิดหลายรอยต่อ

(Multi-junction III-V)

ง. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดเซลล์อินทรีย์ (Organic Cell)

แต่อย่างไรก็ตามเนื่องจากข้อจำกัดในกระบวนการการผลิตที่ซับซ้อน อีกทั้งวัตถุดิบยังมีราคาแพง จึงทำให้เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดนี้ยังคงมีการผลิตอยู่ในระดับปฏิบัติการเท่านั้น ยังไม่มีการผลิตในเชิงพาณิชย์แต่อย่างใด

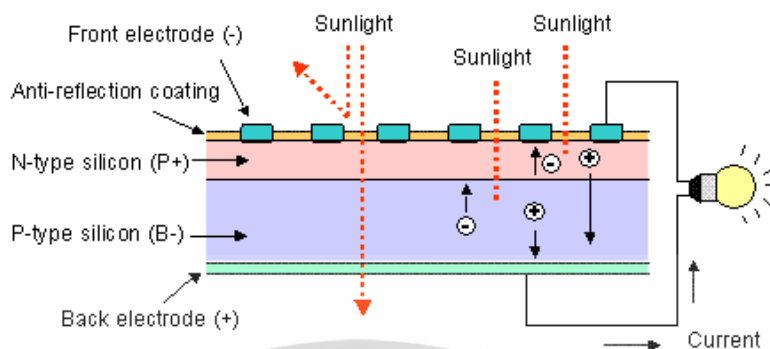
2.3.2 หลักการพื้นฐานของเซลล์แสงอาทิตย์

หลักการพื้นฐานของเซลล์แสงอาทิตย์ จะพิจารณาทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์เป็นกระบวนการเปลี่ยนแปลงพลังงานแสงเป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง โดยเมื่อรังสีอาทิตย์ซึ่งเป็นคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าตกกระทบกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นสารกึ่งตัวนำจะทำให้เกิดการถ่ายเทพลังงานระหว่างกัน ส่งผลให้อิเล็กตรอนในสารกึ่งตัวนำนั้นๆ เกิดการเคลื่อนที่ จึงทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าขึ้น ดังรูปที่ 2.8

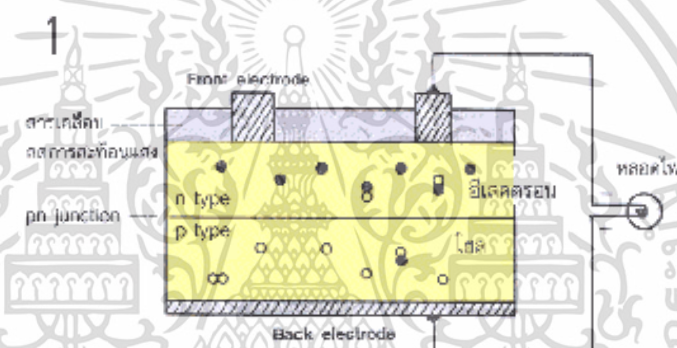
เมื่อซิลิคอนประเภท N (N-Type) ซึ่งอยู่ด้านหน้าของเซลล์ คือ สารกึ่งตัวนำที่ถูกโด๊ป (Doping) ด้วยสารฟอสฟอรัส (P) มีคุณสมบัติเป็นตัวให้อิเล็กตรอนเมื่อได้รับพลังงานจากแสงอาทิตย์และซิลิคอนประเภท P (P-Type) คือสารกึ่งตัวนำที่ถูกโด๊ปด้วยสารโบรอน (B) ทำให้โครงสร้างของอะตอมสูญเสียอิเล็กตรอน (Hole) มีคุณสมบัติเป็นตัวรับอิเล็กตรอนเมื่อได้รับพลังงานจากแสงอาทิตย์ เมื่อนำซิลิคอนทั้ง 2 ชนิดมาประกบต่อกันด้วย จึงทำให้เกิดเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ ในสภาวะที่ยังไม่มีแสงแดด N-Type ส่วนประกอบส่วนใหญ่พร้อมจะให้อิเล็กตรอน แต่ก็ยังมีโฮล ปะปนอยู่บ้างเล็กน้อย ด้านหน้าของ N-Type จะมีแถบโลหะเรียกว่า Front Electrode ทำหน้าที่เป็นตัวรับอิเล็กตรอน ส่วน P-Type ซิลิคอนซึ่งอยู่ด้านหลังของเซลล์ โครงสร้างส่วนใหญ่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เป็นโพล แต่ยังคงมีอิเล็กตรอนปะปนบ้างเล็กน้อย ส่วนด้านหลังจะมีแถบโลหะเรียกว่า Back Electrode ทำหน้าที่เป็นตัวรวบรวมโพล พิจารณาดังรูปที่ 2.9

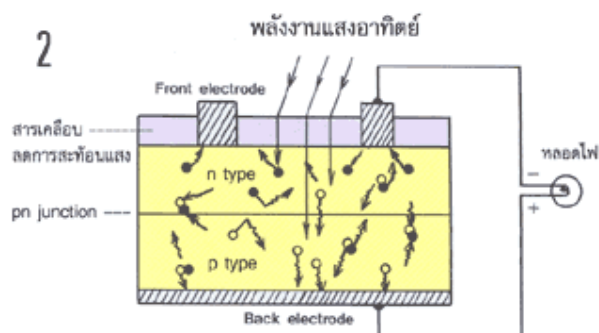


รูปที่ 2.8 โครงสร้างและการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิต [กฟผ.] ปี 2543

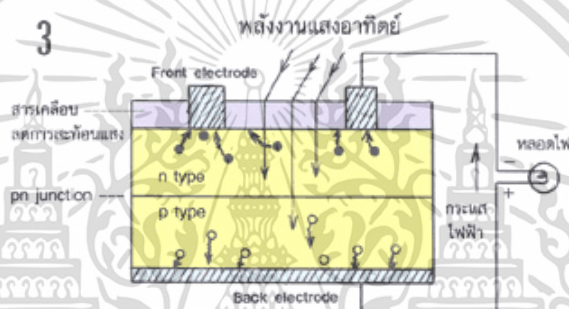


รูปที่ 2.9 ส่วนของ N - Type และ P - Type ในเซลล์แสงอาทิตย์ โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิต [กฟผ.] ปี 2543

เมื่อมีแสงอาทิตย์ตกกระทบ แสงอาทิตย์จะถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอนและโพล ทำให้เกิดการเคลื่อนไหว เมื่อพลังสูงพอทั้งอิเล็กตรอนและโพลจะวิ่งเข้าหาเพื่อจับคู่กัน อิเล็กตรอนจะวิ่งไปยังชั้น N - Type และโพลจะวิ่งไปยังชั้น P - Type ดังรูปที่ 2.10 และ อิเล็กตรอนจะวิ่งไปรวมกันที่ Front Electrode และโพลวิ่งไปรวมกันที่ Back Electrode และเมื่อมีการต่อวงจรไฟฟ้าจาก Front Electrode และ Back Electrode ให้ครบวงจร ทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าขึ้น อันเป็นผลสืบเนื่องมาจากทั้งอิเล็กตรอนและโพลวิ่งเพื่อจับคู่กัน ดังรูปที่ 2.11



รูปที่ 2.10 เซลล์แสงอาทิตย์เมื่อได้รับแสงอาทิตย์อิเล็กตรอนและโฮลเกิดการเคลื่อนที่โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิต [กฟผ.] ปี 2543

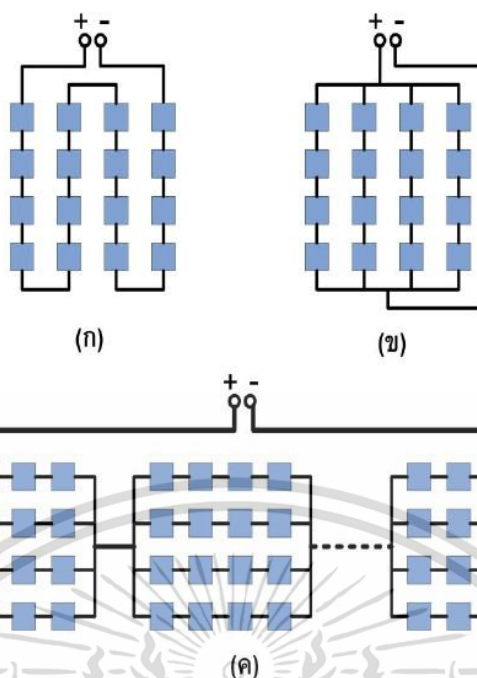


รูปที่ 2.11 การเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนและโฮลเคลื่อนที่ก่อให้เกิดกระแสไฟฟ้าโดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิต [กฟผ.] ปี 2543

2.3.3 รูปแบบการเชื่อมต่อของเซลล์แสงอาทิตย์

การเชื่อมต่อเซลล์แสงอาทิตย์สามารถทำได้ 2 วิธีหลัก คือ การเชื่อมต่อเซลล์แสงอาทิตย์แบบอนุกรม และการเชื่อมต่อเซลล์แสงอาทิตย์แบบขนาน ซึ่งในแต่ละวิธีมีรูปแบบการเชื่อมต่อพิจารณาได้ดังนี้

2.3.3.1 การเชื่อมต่อแบบอนุกรม คือ การนำเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละเซลล์มาต่ออนุกรมกัน เพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้า แรงดันทั้งหมดจะได้เท่ากับจำนวนเซลล์คูณกับแรงดันแผงเซลล์ และปริมาณกระแสไฟฟ้าจะได้เท่ากับหนึ่งเซลล์ดั้งเดิม โดยรูปแบบการต่อดังรูปที่ 2.12 (ก)



รูปที่ 2.12 การต่อเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่างๆ (ก) ต่อแบบอนุกรม (ข) ต่ออนุกรม-ขนาน (ค) ต่อแบบอนุกรม-ขนาน-อนุกรม โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิต [กฟผ.] ปี 2543

2.3.3.2 การเชื่อมต่อแบบขนาน คือ การนำเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละเซลล์มาต่อขนานกัน เพื่อเพิ่มกระแสไฟฟ้า กระแสทั้งหมดจะได้เท่ากับจำนวนเซลล์คูณกับกระแสแผงเซลล์ ส่วนแรงดันจะได้เท่ากับหนึ่งเซลล์ดั้งเดิม โดยรูปแบบการต่อดังรูปที่ 2.12 (ข)

2.4 ปัจจัยที่มีผลต่อสมรรถนะการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

สมรรถนะของเซลล์แสงอาทิตย์ คือ ผลลัพธ์กำลังไฟฟ้าที่วัดได้ต่อหนึ่งหน่วยพื้นที่หน้าตัด ทั้งนี้ประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์ที่ได้จะมีตัวแปรอยู่หลายตัวด้วยกัน ซึ่งสภาพแวดล้อมที่เหมาะสมจะส่งผลให้เซลล์แสงอาทิตย์ทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น โดยปัจจัยภายนอกที่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ มีดังนี้

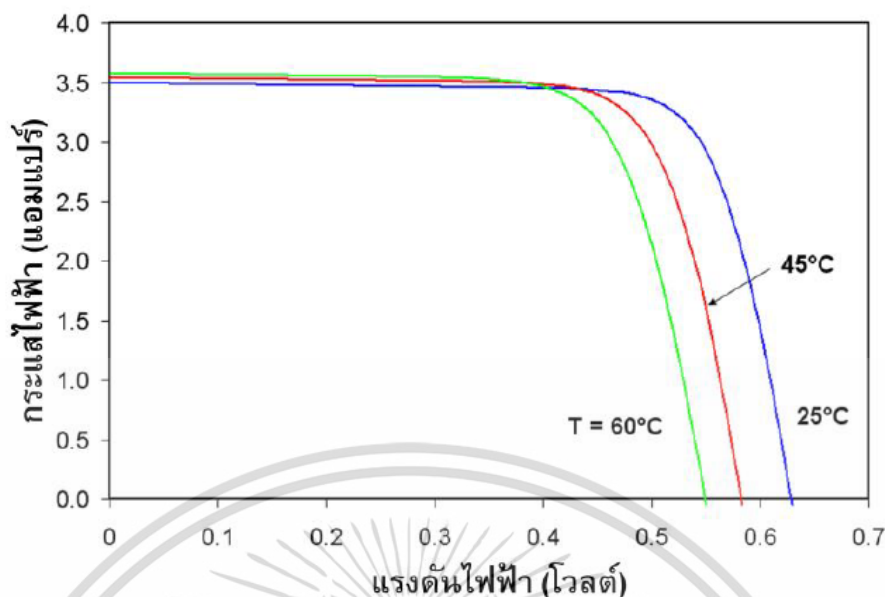
2.4.1 ผลของความเข้มแสงต่อสมรรถนะการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์จะสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพก็ต่อเมื่อได้รับรังสีอาทิตย์ที่มีความเข้มแสงสูง กล่าวคือรังสีอาทิตย์อยู่ในแนวตั้งฉากกับตัวแผง ซึ่งจะส่งผลให้เซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้สูงขึ้น ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ยังคงเท่าเดิม

2.4.2 ผลของอุณหภูมิต่อสมรรถนะการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์

โดยที่เซลล์แสงอาทิตย์จะสามารถทำงานได้ดีที่สุดที่อุณหภูมิสูงสุดได้ไม่เกินค่าหนึ่งเท่านั้นซึ่งขึ้นอยู่กับชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละชนิด กล่าวคือ เมื่ออุณหภูมิที่ตัวแผงยิ่งสูงขึ้น แรงดันไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากตัวแผงยิ่งลดลง (Ensof (n.d.)) พิจารณาได้ดังรูปที่ 2.13

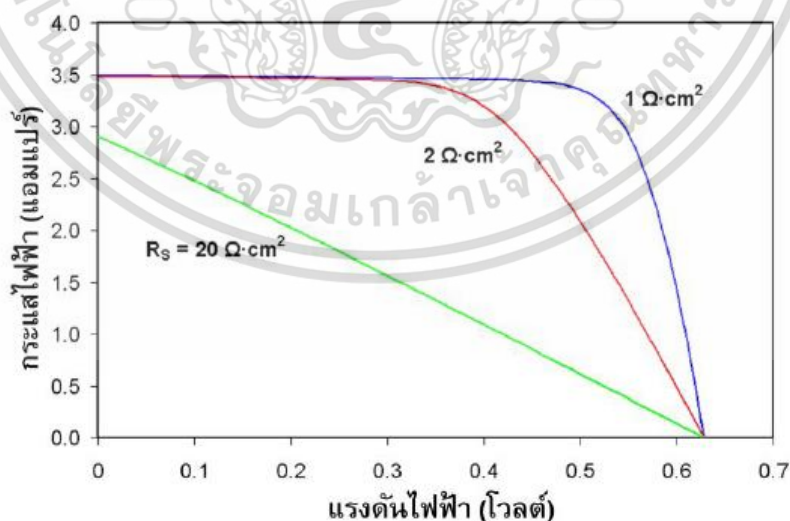
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.13 ผลของอุณหภูมิต่อกระแสและแรงดัน

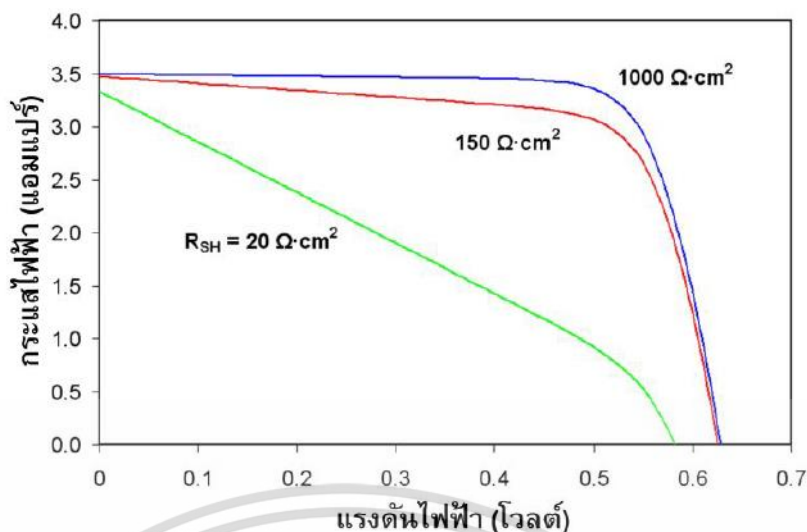
2.4.3 ผลของค่าความต้านทานต่อสมรรถนะการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์

โดยที่ค่าความต้านทานอนุกรมที่เพิ่มขึ้นจะส่งผลให้แรงดันขาออกจากเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าลดลง แต่ไม่ส่งผลกระทบต่อค่าแรงดันเปิดวงจร กล่าวคือ ค่าความต้านทานอนุกรมที่เพิ่มขึ้นส่งผลให้ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่จุดทำงานลดลง พิจารณาได้ดังรูปที่ 2.14 แต่ค่าความต้านทานขนานลดลงกลับทำให้กำลังไฟฟ้าที่จุดทำงานสูงสุด (Enso (n.d.)) ดังพิจารณาจากรูปที่ 2.15



รูปที่ 2.14 ผลของความต้านทานอนุกรมต่อกระแสและแรงดัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

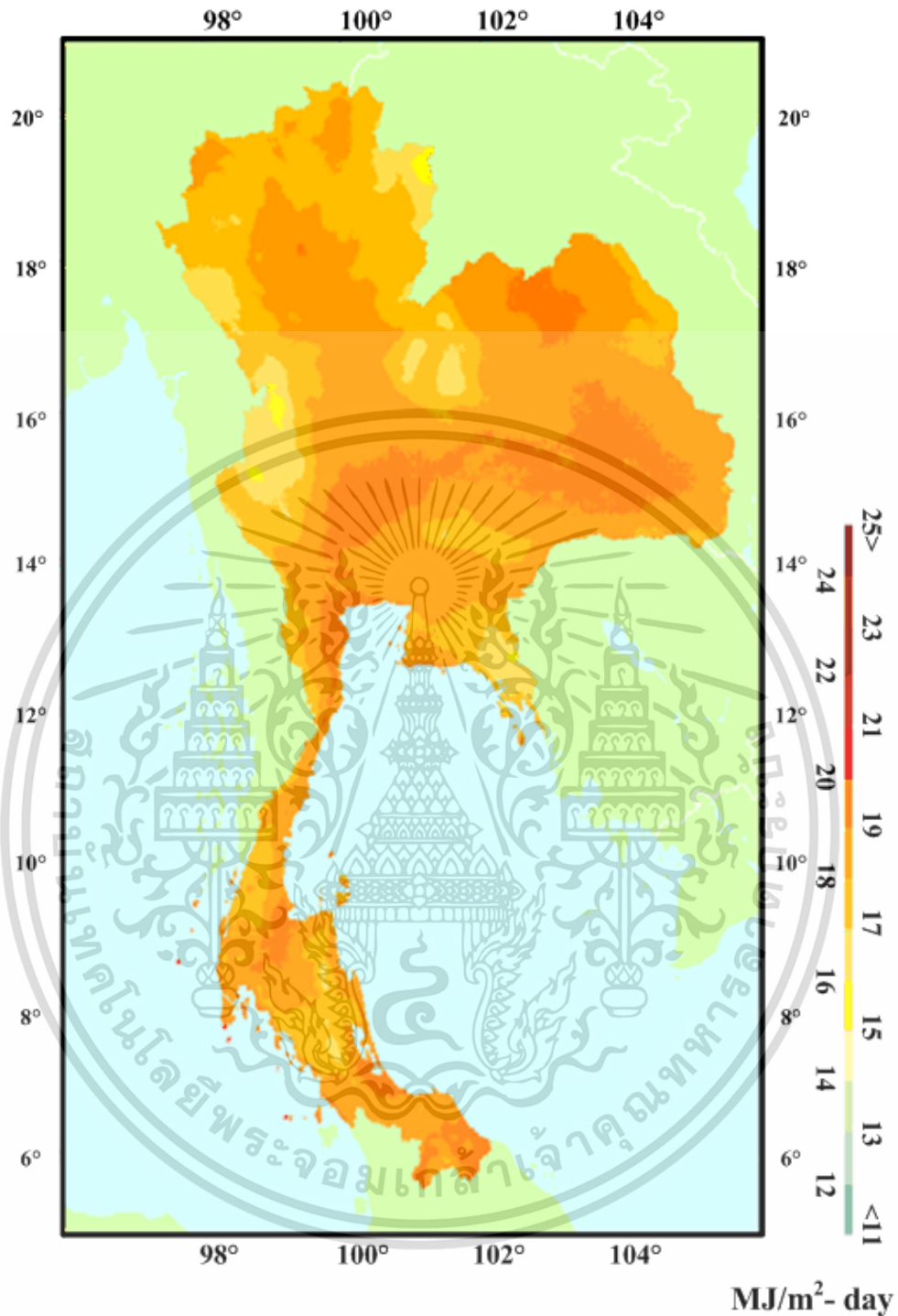


รูปที่ 2.15 ผลของความต้านทานขนานต่อกระแสและแรงดัน

2.5 ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย

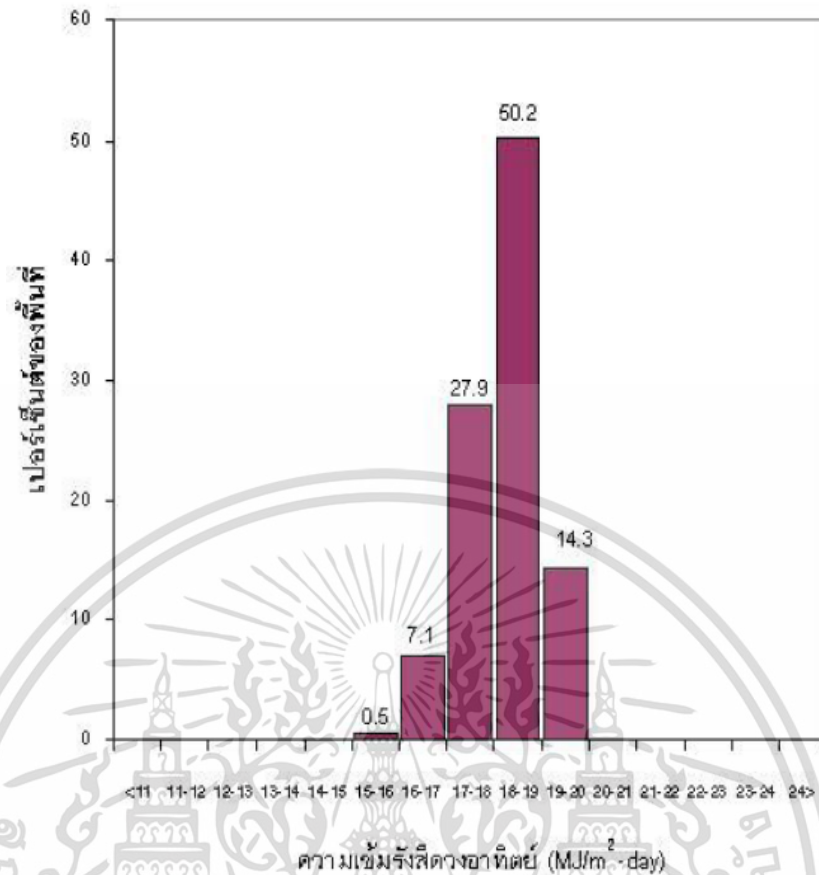
โดยทั่วไปศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของพื้นที่แห่งหนึ่งจะสูงหรือต่ำขึ้นกับปริมาณรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นที่นั้น โดยบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์มากก็จะมีศักยภาพในการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้สูง สำหรับการนำพลังงานแสงอาทิตย์ที่ต้องใช้อุปกรณ์รวมแสงจำเป็น ต้องทราบศักยภาพรังสีของดวงอาทิตย์ด้วยในกรณีของประเทศไทยศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ในบริเวณต่างๆ โดยเฉลี่ยทั้งปีสามารถแสดงได้ด้วยแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีดังรูปที่ 2.16 จากภาพจะเห็นว่าบริเวณที่มีศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์สูงแม้เป็นบริเวณกว้างทางตอนล่างของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และตอนบนของภาคตะวันออกเฉียงเหนือที่จังหวัดอุดรธานีรวมทั้งบางส่วนของภาคกลางสำหรับส่วนที่เหลือจะมีศักยภาพลดหลั่นกันตามที่แสดงในแผนที่เมื่อทำการจำแนกเปอร์เซ็นต์ของพื้นที่ตามความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่ได้รับจะได้ผลดังรูปที่ 2.17

จากรูปที่ 2.17 จะเห็นว่า 14.3 เปอร์เซ็นต์ ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์สูง คือได้รับรังสีดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีในช่วง 19-20 เมกกะจูลต่อตารางเมตรต่อวัน ($\text{MJ}/\text{m}^2\text{-day}$) และ 50.0 เปอร์เซ็นต์ ของพื้นที่ทั้งหมดได้รับรังสีดวงอาทิตย์ในช่วง 18-19 $\text{MJ}/\text{m}^2\text{-day}$ ซึ่งถือว่ามีความศักยภาพแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง ส่วนบริเวณที่มีศักยภาพค่อนข้างต่ำมี 0.5 เปอร์เซ็นต์ ของพื้นที่ทั้งหมด เมื่อทำการเฉลี่ยความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ทั่วประเทศจากทุกพื้นที่เป็นค่ารายวันเฉลี่ยต่อปีจะได้เท่ากับ 18.2 $\text{MJ}/\text{m}^2\text{-day}$ จากการนำค่าดังกล่าวมาเปรียบเทียบกับข้อมูลจากประเทศอื่น ๆ ดังรูปที่ 18 จะเห็นว่าประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง

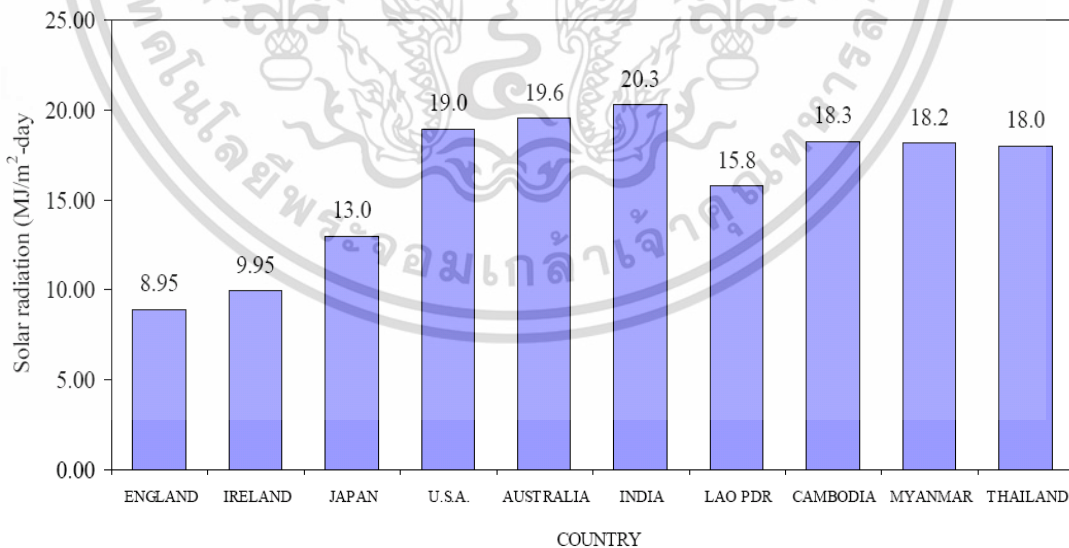


รูปที่ 2.16 ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย
(ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยรายวันต่อปี)
ของกระทรวงพลังงาน (2555)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



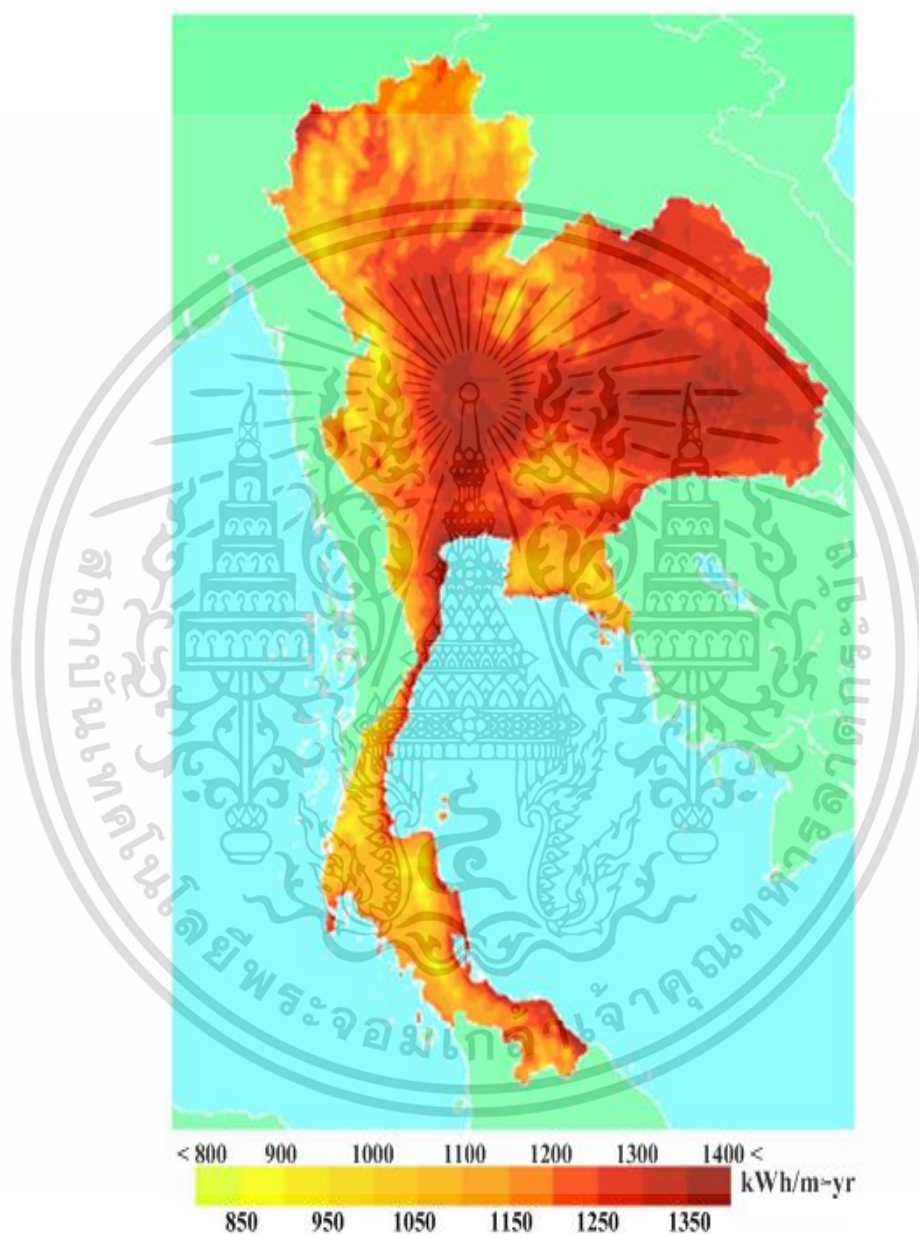
รูปที่ 2.17 เปอร์เซ็นต์ของพื้นที่ที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์ที่ระดับต่าง ๆ ของกระทรวงพลังงาน (2555)



รูปที่ 2.18 แสดงการเปรียบเทียบความเข้มรังสีดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีที่ประเทศต่างๆ ได้รับของกระทรวงพลังงาน (2555)

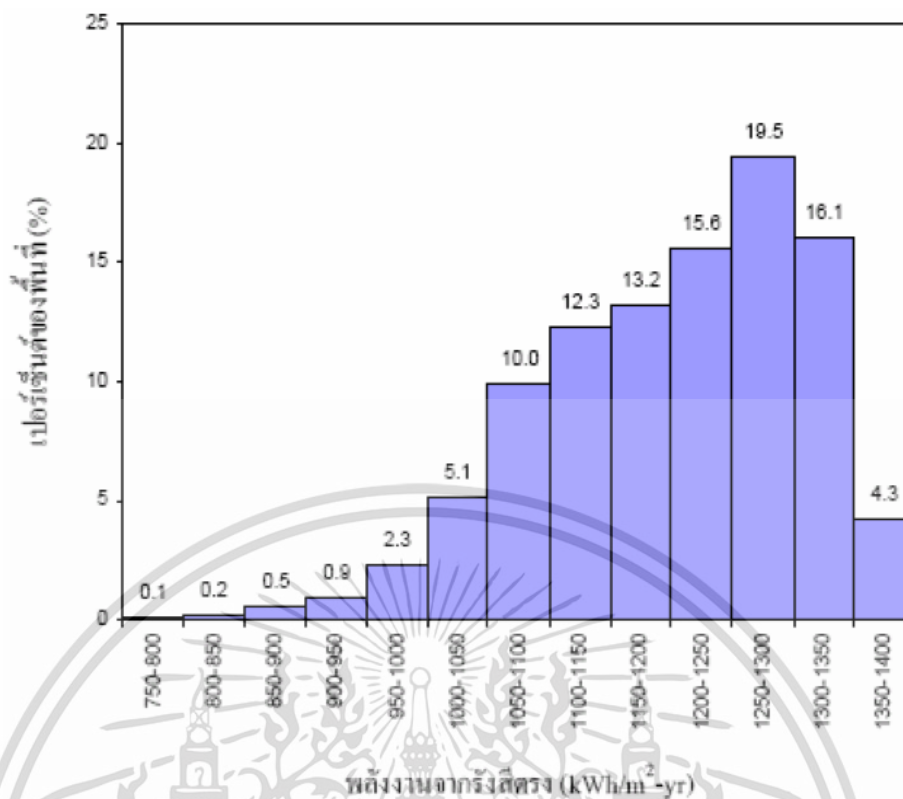
เมื่อพิจารณาพลังงานรังสีตรงที่ได้รับรวมทั้งปีดังรูปที่ 2.19 จะเห็นว่าบริเวณที่ได้รับรังสีตรงสูงสุดจะอยู่ในภาคกลางและภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนล่างในพื้นที่บางส่วน โดยพื้นที่ดังกล่าวเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ได้รับรังสีตรงต่อไปในช่วง 1,350-1,400 kWh/m²-yr จากการแจกแจงระดับของรังสีตรงในช่วงต่างๆ โดยหาว่ารังสีตรงในระดับนั้นๆ ครอบคลุมพื้นที่กี่เปอร์เซ็นต์ของพื้นที่ทั้งหมดดังรูปที่ 20 พบว่าการแจกแจงดังกล่าวมีลักษณะไม่สมมาตร โดยเบ้ไปทางค่ารังสีตรงที่มีค่ามากและบริเวณที่มีความเข้มรังสีตรงสูงสุด (1,350-1,400 kWh/m²-yr) ครอบคลุมพื้นที่ 4.3 เปอร์เซ็นต์ ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ ซึ่งส่วนใหญ่อยู่ที่บางส่วนของภาคกลาง และภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนล่าง



รูปที่ 2.19 ศักยภาพพลังงานความเข้มรังสีตรงของประเทศไทย
ของกระทรวงพลังงาน (2555)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.20 การแจกแจงของรังสีตรงตามพื้นที่ของกระทรวงพลังงาน (2555)

2.6 ผลกระทบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า

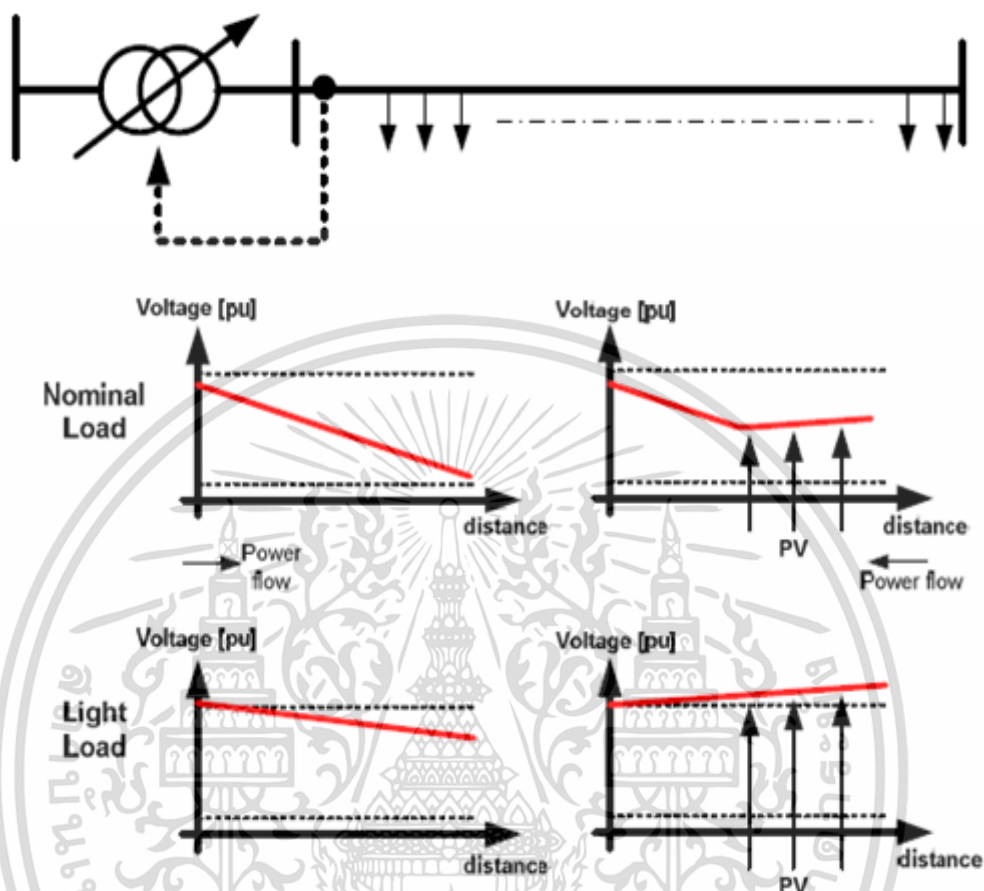
ในปัจจุบันเมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบจำหน่ายที่เพิ่มขึ้นย่อมส่งผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบดั้งเดิม กล่าวคือเป็นระบบการจ่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล กระแสไฟฟ้าไหลจากแหล่งจ่ายไฟไปยังโหลดในทิศทางเดียว แต่เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV และมีการจ่ายไฟขนานเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทำให้การไหลของกระแสไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงไปทั้งขนาดและทิศทาง ซึ่งการเปลี่ยนแปลงการไหลของกระแสไฟฟ้างานี้ ส่งผลกระทบต่อทางเทคนิคต่างๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในวงกว้าง เช่น กำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Power Loss) ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) ระดับแรงดันไฟฟ้ายกตัว ระดับกระแสลัดวงจร (Fault Level) ผลกระทบต่อการตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน ผลต่อการทำงานของอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน ผลกระทบที่มีต่อเสถียรภาพของระบบและความมั่นคงของระบบ ตลอดจนการทำงานของระบบเทคโนโลยีสารสนเทศที่มีความซับซ้อนมากขึ้น (Pratheep et al., 2003) ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

2.6.1 ผลกระทบต่อการยกตัวของระดับแรงดันไฟฟ้า

เมื่อมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พบว่าสามารถช่วยยกระดับแรงดันไฟฟ้าของโหลดให้มีค่าสูงขึ้นได้ โดยเฉพาะเมื่อติดตั้งใกล้โหลดที่มีขนาดใหญ่และอยู่ห่างไกลจากสถานีไฟฟ้า

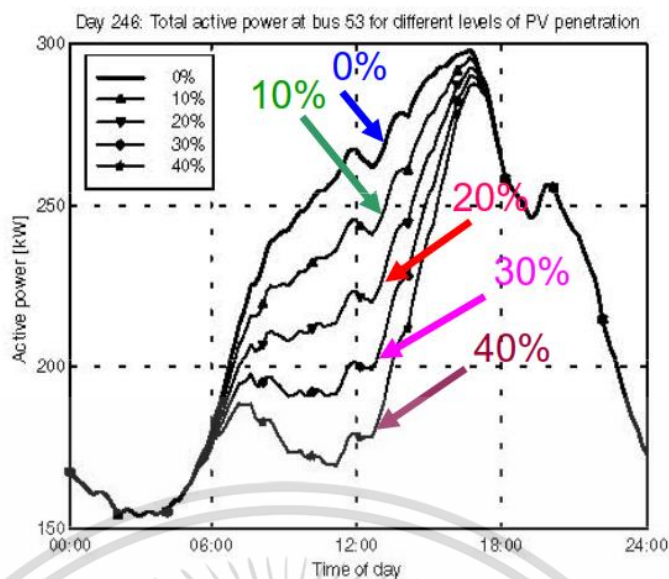
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กล่าวคือมีผลต่อระดับแรงดันไฟฟ้ายกตัวในกรณีมีการเชื่อมต่อโหลดที่น้อย และอาจใช้เป็นการแก้ไข ปัญหาแรงดันตกในกรณีโหลดปานกลาง (Demirok et al., 2009) พิจารณาได้ ดังรูปที่ 2.21



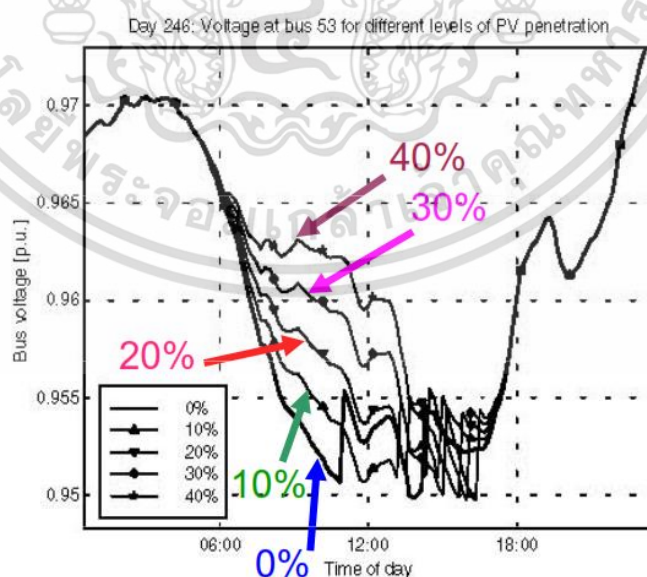
รูปที่ 2.21 ลักษณะแรงดันไฟฟ้าบนสายป้อนแรงดันต่ำระหว่างโหลดน้อย โหลดปานกลางและ สูงสุดในกรณีมีการเชื่อมต่อและไม่มีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

แต่อย่างไรก็ตามยังคงพบความไม่สัมพันธ์กันระหว่างช่วงเวลาในการทำงานของแหล่งผลิตไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์กับปริมาณความต้องการการใช้ไฟฟ้าของโหลด กล่าวคือแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์ช่วยจ่ายโหลดได้ในช่วงเวลากลางวันซึ่งมีปริมาณรังสีอาทิตย์มาก ในขณะที่มีความต้องการ การใช้พลังงานไฟฟ้าสูงในช่วงเวลาเย็น ซึ่งเซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถทำงานได้แล้ว เพราะฉะนั้นจะ เกิดการยกระดับแรงดันดังที่กล่าวมีข้างต้นในช่วงเวลากลางวันเท่านั้น (Miroslav (2007)) พิจารณาดัง รูปที่ 2.22 และรูปที่ 2.23 โดยในช่วงเวลาที่เซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถทำงานได้ยังคงต้องใช้ตัวเก็บ ประจุ (Capacitor) เพื่อชดเชยดังเดิม ซึ่งการเพิ่มระบบกักเก็บพลังงานเข้ามาเชื่อมต่อ สามารถ แก้ปัญหาความไม่สอดคล้องกันของช่วงเวลาดังกล่าวข้างต้นได้



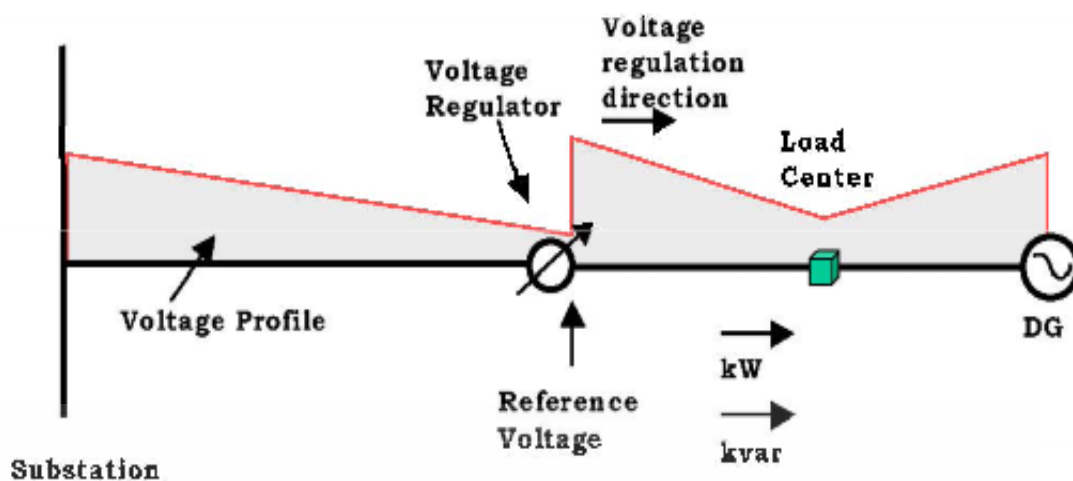
รูปที่ 2.22 ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อโหลด

สืบเนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีผลต่อการยกระดับแรงดันไฟฟ้า ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงขนาดกำลังไฟฟ้าและทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายป้อน จึงทำให้ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน พิจารณาดังรูปที่ 2.24 รูปที่ 2.25 และรูปที่ 2.26 โดยกรณีที่มีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ทางด้านหุติยภูมิของหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีปริมาณโหลดไม่มากนัก จะทำให้ค่าแรงดันเกิน อันส่งผลต่อโหลดในระบบ เพราะฉะนั้นเมื่อมีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้ามาในระบบจำหน่ายจึงจำเป็นต้องมีการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ชดเชยแรงดันใหม่ให้เหมาะสมและสอดคล้องกับการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป

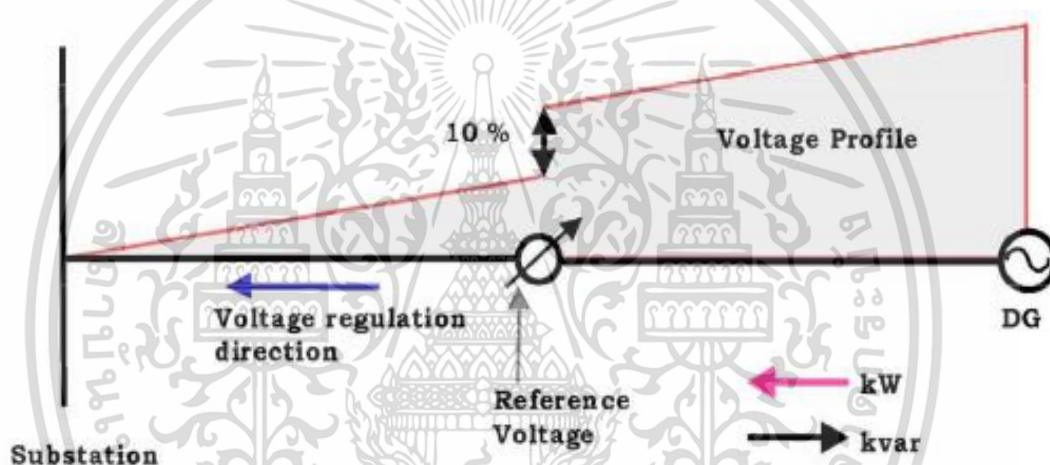


รูปที่ 2.23 ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อแรงดัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 2.24 การทำงานของอุปกรณ์ชดเชยแรงดันในโหมด Forward (Ensop (n.d.))



รูปที่ 2.25 การทำงานของอุปกรณ์ชดเชยแรงดันในโหมด Reversed (Ensop (n.d.))

2.6.2 ผลกระทบต่อการตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย

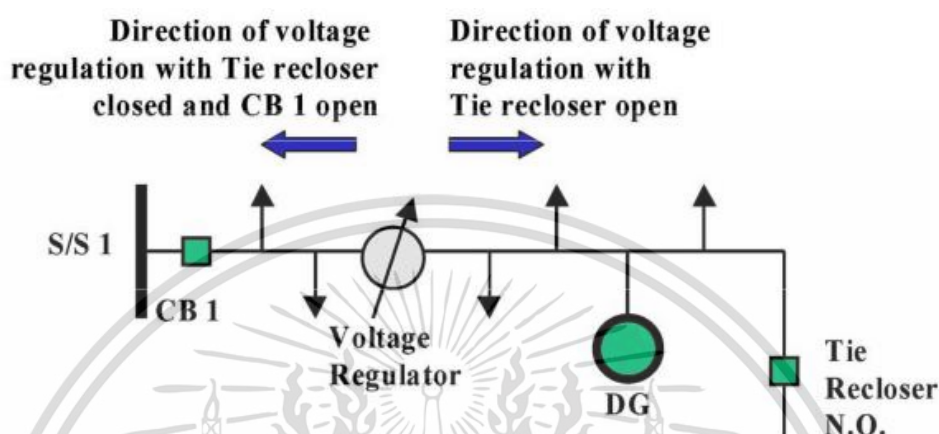
ผลกระทบต่อการตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน จากการเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า อาจส่งผลกระทบต่อระบบป้องกันโดยทำให้อุปกรณ์ระบบป้องกัน เช่น รีโคลสเซอร์ (Recloser) ทำงานผิดพลาดได้ พิจารณาดังรูปที่ 2.30 เนื่องจากส่งผลให้เกิดความเปลี่ยนแปลงต่อพิกัด และความสัมพันธ์ในการทำงานของอุปกรณ์ระบบป้องกันทั้งในส่วนจาหน่ายไฟฟ้า และในส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนี้

2.6.2.1 ทำให้กระแสลัดวงจรมีค่าสูงกว่าปกติ เมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่อเข้ามาในระบบจำหน่าย จะทำให้กระแสลัดวงจรมีค่าสูงขึ้น และอาจก่อให้เกิดความเสียหายต่อตัวอุปกรณ์ป้องกันทั้งในส่วนจาหน่ายไฟฟ้า และในส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้า

2.6.2.2 ทำให้ทำการปรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์ยากยิ่งขึ้น เนื่องจากความซับซ้อนที่มากขึ้นจาหน่ายไฟฟ้า

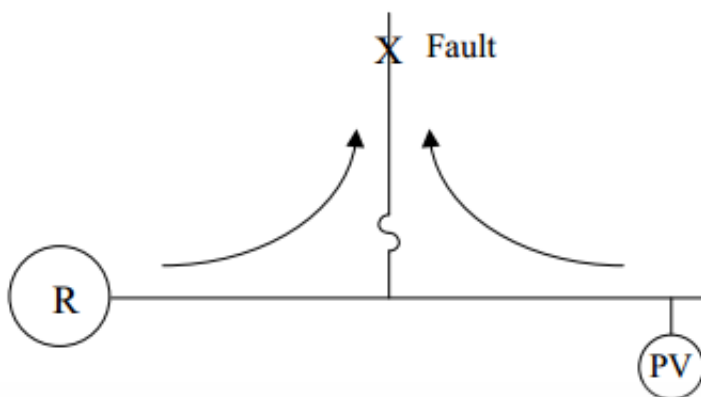
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2.6.2.3 อาจก่อให้เกิดการตัดระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ออกจากระบบจำหน่าย เนื่องจากปกติเมื่อมีเหตุการณ์ผิดปกติในระบบไฟฟ้า แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะต้องทำการปลดตัวเองออกจากระบบ แต่อย่างไรก็ตามก็ยังสามารถพบได้ว่าเมื่อเกิดความผิดปกติของระบบไฟฟ้าขึ้นในบริเวณข้างเคียง แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ก็ยังมีการปลดตัวเองออกจากระบบ แม้ไม่มีความจำเป็นก็ตาม



รูปที่ 2.26 ผลของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายต่อการทำงานของอุปกรณ์ชดเชยแรงดันในระบบที่มี Tie line (Ensop (n.d.))

2.6.2.4 เกิดปัญหาในการทำงานของรีโคลสเซอร์ กล่าวคืออาจทำให้รีโคลสเซอร์ทำงานผิดพลาดได้ พิจารณาดังรูปที่ 30 ซึ่งแสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เชื่อมต่ออยู่ที่ระบบจำหน่าย โดยที่จากเดิมกำหนดให้รีโคลสเซอร์ทำงานก่อนฟิวส์ (Fuse) เมื่อมีความผิดปกติของระบบไฟฟ้าขึ้นในส่วนของไลน์แยก ตามหลักการของการประหยัดฟิวส์ (Fuse Saving scheme) แต่เมื่อมีการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้ามาสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า อาจส่งผลกระทบต่อกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นมีขนาดมากกว่าเดิม ทำให้เกิดความเสียหายขึ้นที่ฟิวส์ต่อที่รีโคลสเซอร์จะทำงาน



รูปที่ 2.27 การทำงานที่ผิดพลาดของระบบป้องกันเนื่องจากการเชื่อมต่อ PV

2.6.3 ผลกระทบจากสถานะการทำงานแบบแยกตัว (Islanding)

สถานะการทำงานแบบแยกตัวคือการที่วงจรในส่วนหนึ่งของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เชื่อมต่ออยู่ และยังคงได้รับไฟฟ้าจากระบบนี้ ในขณะที่อุปกรณ์ป้องกันของระบบจำหน่ายทำการตัดวงจรในส่วนนั้นออกจากระบบไฟฟ้าหลักแล้ว โดยที่ตัวของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ควรตรวจจับเหตุการณ์นี้ได้ และทำการปลดตัวเองออกจากระบบไฟฟ้าหลักเช่นกัน ทำให้ส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าหลัก ดังนี้

2.6.3.1 อาจก่อให้เกิดอันตรายต่อผู้ปฏิบัติงานที่ออกปฏิบัติงานแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง หรือบำรุงรักษา เนื่องจากระบบไฟฟ้ายังคงมีการรับไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในขณะที่มีการตัดวงจรออกจากสถานีไฟฟ้าย่อยแล้ว

2.6.3.2 การเกิดความผิดพลาดในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในส่วนที่เหลือของวงจร

2.6.3.3 แรงดันและความถี่ของระบบไฟฟ้าในส่วนที่มีการเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ อาจเกิดการเปลี่ยนแปลง โดยที่หน่วยงานการไฟฟ้าไม่สามารถทำการควบคุมได้ ซึ่งก่อให้เกิดผลเสียโดยตรงกับผู้ใช้ไฟฟ้า

2.6.3.4 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ไม่สามารถปรับกำลังไฟฟ้าที่จ่ายอยู่ได้ ทำให้ไม่สามารถรองรับโหลดที่เหลืออยู่ โดยปราศจากการช่วยจากไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าย่อย

2.6.3.5 เกิดปัญหาเมื่อมีการต่อกลับ (Reclose) ส่วนของสถานะการทำงานแบบแยกตัวเข้ากับระบบไฟฟ้าหลักพิจารณาตามรูปที่ 2.27

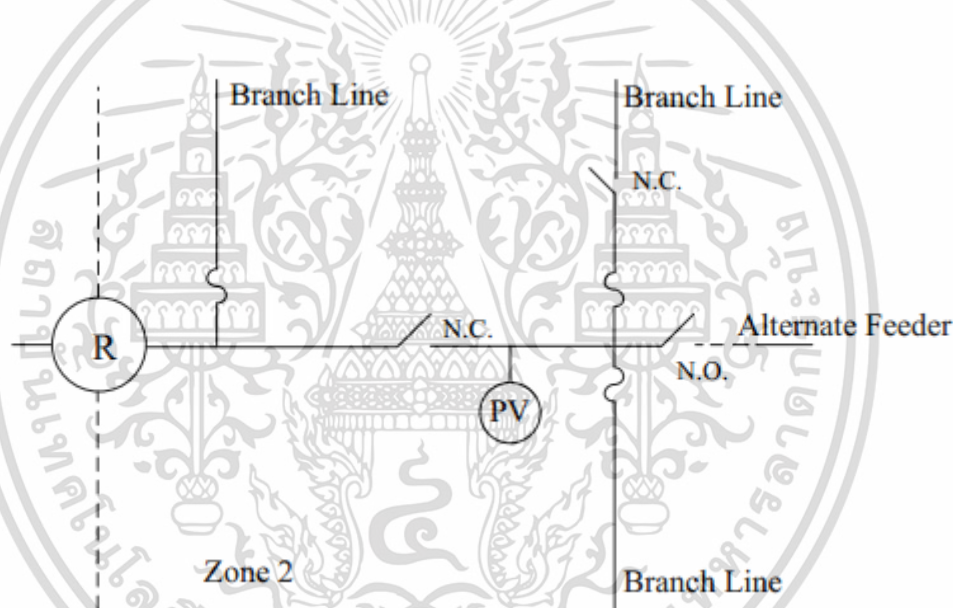
ซึ่งหากการเกิดสถานะการทำงานแบบแยกตัว โดยปราศจากการวางแผนล่วงหน้า อาจทำให้เกิดปัญหาดังกล่าวข้างต้น ส่งผลให้ระบบไฟฟ้าหลักขาดเสถียรภาพ และเกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า แต่อย่างไรก็ตามหากมีการวางแผนในการทำงานแบบ Islanding ไว้ล่วงหน้าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จะช่วยเพิ่มระดับเสถียรภาพและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (System Reliability) โดยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถช่วยลดระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าไม่มีไฟฟ้าใช้ (Interruption duration) หรือช่วยลดค่าดัชนี SAIDI (System Average Interruption Duration Index) ซึ่งเป็นค่าดัชนีแสดงระยะเวลาไฟดับเฉลี่ยที่กระทบต่อผู้ใช้ไฟ 1 ราย ในช่วงระยะเวลา 1 ปี ดังคำนวณได้ดังสมการที่ (7) แต่อย่างไรก็ตามการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่ช่วยแก้ปัญหาการเกิดไฟฟ้าดับชั่วคราว (Momentary Interruptions) แต่จะช่วยจ่ายโหลดในบางส่วน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ในกรณีเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับถาวร (Sustained Interruption) พิจารณาตั้งรูปที่ 2.28 แสดงการเกิดการทำงานแบบแยกตัว เมื่อเกิดความผิดปกติของระบบไฟฟ้าขึ้น โดยที่ในสภาวะปกติสวิตช์ปกติปิด (Normally Close; N.C.) ทั้ง 2 ตัวนั้นจะอยู่ในสถานะปกติปิด แต่ในสภาวะการทำงานแบบแยกตัว อิศระ N.C. จะทำการเปิดวงจรเพื่อให้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สามารถทำการจ่ายโหลดให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในกลุ่มที่เหลืออยู่ได้ ซึ่งส่งผลให้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้น

$$SAIDI = \frac{\sum(N_i \times r_i)}{N_T} \quad (2.7)$$

เมื่อ N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบในแต่ละครั้งที่ไฟดับ (ราย)
 N_T คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (ราย)
 r_i คือ ช่วงเวลาไฟดับในแต่ละครั้ง (นาท)



รูปที่ 2.28 การช่วยจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ

2.7 ผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง (Active Power; P) เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าที่จ่ายมาจากสถานีไฟฟ้าย่อยมีขนาดลดลง และลดขนาดกระแสที่ไหลในสายป้อน ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งลดลงได้ ซึ่งหากพลังงานไฟฟ้าที่ได้รับจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มีค่าใกล้เคียงกับขนาดของโหลดและเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายในตำแหน่งที่ใกล้เคียงกับโหลด จะช่วยให้ค่าความสูญเสียในระบบไฟฟ้าลดลงอย่างเห็นได้ชัด แต่อย่างไรก็ตามหากพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่มีตำแหน่งติดตั้งอยู่ห่างไกลจากสถานีไฟฟ้าย่อยมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าในทิศทางย้อนกลับไปที่สถานีไฟฟ้าย่อยหรือจ่ายกำลังไฟฟ้าย้อนกลับ เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ไปสู่ระบบส่งจ่าย จะส่งผลกระทบต่อความสูญเสียในระบบส่งจ่ายลดลง แต่กลับเพิ่มความสูญเสียในระบบจำหน่ายให้มากขึ้น กล่าวคือภาระที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะช่วยลดหรือเพิ่มกำลังไฟฟ้าสูญเสียขึ้นขึ้นอยู่กับขนาดกำลังการผลิตและตำแหน่งที่ตั้งที่เหมาะสม โดยการที่มีสัดส่วนของกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มากขึ้นไป อาจส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มมากขึ้น พิจารณาได้ดังสมการกำลังไฟฟ้าปรากฏที่บัส i ใดๆ

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i I_i^* \quad (2.8)$$

จะได้

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (2.9)$$

$$Q_i = -\sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (2.10)$$

เมื่อ V_i, V_j คือ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่บัสใดๆ

Y_{ij} คือ ขนาดของบัสแอดมิตแตนซ์

δ_i, δ_j คือ มุมของแรงดันไฟฟ้าที่บัสใดๆ

θ_{ij} คือ มุมของบัสแอดมิตแตนซ์

จากสมการที่ (2.8) ถึง (2.10) ทำให้สามารถคำนวณแรงดันไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าที่ป้อนเข้าสู่บัสของระบบได้ ผลรวมของกำลังไฟฟ้าที่ป้อนเข้าสู่บัสของระบบ จึงมีค่าเท่ากับ กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ ดัง (2.11)

$$P_L + jQ_L = \sum_{i=1}^n V_i I_i^* \quad (2.11)$$

โดยแรงดันที่บัสสามารถเขียนในรูปของของกระแสที่ถูกป้อนเข้าสู่บัสได้ดังนี้

$$V_{bus} = Z_{bus} I_{bus} \quad (2.12)$$

เมื่อ Z_{bus} คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์

I_{bus} คือ เมตริกซ์ของกระแสที่บัส

แทนค่า V_{bus} จาก (2.12) ในสมการที่ (2.11) จะได้

$$P_L + jQ_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n Z_{ij} I_j I_i^* \quad (2.13)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$Z_{ij} = R_{ij} + jX_{ij} \quad (2.14)$$

$$I_k = I_{pk} + jX_{qk} \quad (2.15)$$

แทนค่า Z_{ij} และ I_k ในสมการที่ (2.13) จะได้ สมการกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายส่ง
ในรูปของกระแสพิจารณาได้ดังนี้

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n R_{ij} (I_{pi} I_{pj} + I_{qi} I_{qj}) \quad (2.16)$$

$$Q_L = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n X_{ij} (I_{pi} I_{pj} - I_{qi} I_{qj}) \quad (2.17)$$



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 3

หลักการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า

3.1 บทนำ

การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า (Load flow analysis) ถือเป็นสิ่งสำคัญเพื่อการวางแผน ออกแบบเพื่อรองรับการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว หรือการขยายระบบส่งจ่าย กำลังไฟฟ้าในอนาคต ตลอดจนเป็นการเสริมสร้างประสิทธิภาพการใช้งานของระบบส่งจ่ายและระบบ จำหน่ายไฟฟ้าในปัจจุบันให้ดียิ่งขึ้น ซึ่งการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าจะทำให้ทราบถึงขนาด และมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัส และกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ไหลในสายส่ง โดยวิธีการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าสามารถทำได้หลายวิธี ซึ่งในแต่ละวิธีจะให้ผลลัพธ์ในการ วิเคราะห์ที่เหมือนกันทั้งสิ้น โดยในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าจะพิจารณาการส่งจ่าย กำลังไฟฟ้าในรูปของเมตริกซ์แอดมิแตนซ์ Y_{bus} ซึ่งมีองค์ประกอบเป็น Y_{ij} Grainger *et al.* (1994)

3.2 ทฤษฎีพื้นฐานของการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้า

พิจารณาดังสมการ

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j |Y_{ij}| \sin \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (3.1)$$

ซึ่งการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าจะเป็นการคำนวณเพื่อหาค่าขนาดของแรงดันที่บัสหรือ กำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านบัสต่างๆมา โดยต้องทราบค่าอิมพีแดนซ์ (Z_{bus}) พิกัดของหม้อแปลง พิกัดของ ชั้น์คาปาซิเตอร์ (Shunt Capacitor) และการตั้งแทปของหม้อแปลงไฟฟ้าด้วย

กำหนดค่าแรงดันไฟฟ้าที่บัส i ใดๆ ในระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า เขียนแทนด้วยสมการในรูปแบบ โพลาร์ ได้ดังนี้

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| (\cos \delta_i + j \sin \delta_i) \quad (3.2)$$

กำหนดแรงดันไฟฟ้าที่บัส j ใดๆ แทนตัวอักษร i ด้วย j และแทนค่ากระแสที่ไหลเข้าบัส i ใดๆ ให้อยู่ในรูปของผลรวมในเทอมขององค์ประกอบ Y_{ij} ของเมตริกซ์ Y_{bus} ดังสมการ

$$I_j = Y_{j1}V_1 + Y_{j2}V_2 + \dots + Y_{jN}V_N = \sum_{n=1}^N Y_{jn}V_n \quad (3.3)$$

เมื่อกำหนดให้ P_i และ Q_i แทนกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่บัส i ใดๆ จะสามารถ เขียนกำลังไฟฟ้าที่บัส i ใดๆ ในรูปของการคอนจูเกต (Conjugate) ดังสมการ

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (3.4)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากสมการที่ (3.1) (3.2) และ (3.4) จะได้

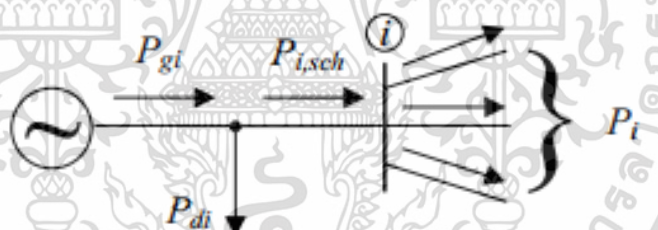
$$P_i - jQ_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_N| \angle \theta_{in} + \delta_n - \delta_i \quad (3.5)$$

และเมื่อแยกพิจารณากำลังไฟฟ้าออกเป็นส่วนจริงและส่วนจินตภาพ จะได้สมการการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power flow equation) ดังนี้

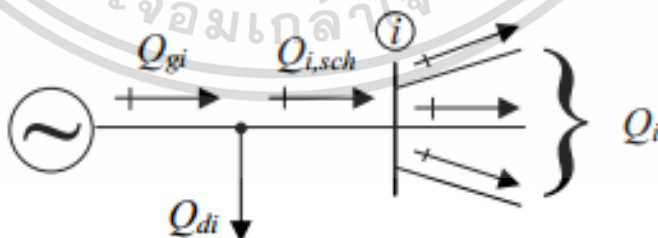
$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_N| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.6)$$

$$Q_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_N| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3.7)$$

แทนกำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายเข้าสู่บัส i ใดๆ ด้วย P_{gi} แทนกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลต่อกับบัส i นั้นๆ ดึงไปใช้งานด้วย P_{di} จะได้ $P_{i,sch} = P_{gi} - P_{di}$ และแทนกำลังไฟฟ้าเสมือนที่บัส i ใดๆ ด้วย $Q_{i,sch} = Q_{gi} - Q_{di}$ โดยสามารถแยกพิจารณาใน ทั้งส่วนของกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือน ได้ดังรูปที่ 3.1 และ 3.2 ตามลำดับ



รูปที่ 3.1 กำลังไฟฟ้าจริงที่บัส i ใดๆ



รูปที่ 3.2 กำลังไฟฟ้าเสมือนที่บัส i ใดๆ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.2.1 ชนิดของบัส

ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าจะแบ่งชนิดของบัสออกเป็น 3 ชนิด เพื่อทราบถึงข้อกำหนดและค่าพารามิเตอร์ของแต่ละบัส และต้องทำการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อคำนวณค่าพารามิเตอร์ใด โดยในแต่ละบัสจะประกอบด้วยค่าพารามิเตอร์ P_i , Q_i , $|V|$ และ $\angle\delta_i$ ซึ่งในแต่ละบัสจะทราบค่าพารามิเตอร์อย่างน้อย 2 ค่า เพื่อทำการคำนวณพารามิเตอร์ที่ไม่ทราบค่าพิจารณารายละเอียดของบัสชนิดต่างๆ ได้ดังนี้

1. แสลคบัส (Slack bus) หรือบัสอ้างอิง (Reference bus) หรือบัสอนันต์ (Infinite bus) หรือโพลตึงบัส (Floating bus) บัสชนิดนี้จะกำหนดขนาดและมุมของแรงดันไฟฟ้าให้มีค่าคงที่ ซึ่งโดยทั่วไปจะถูกกำหนดให้เป็นมุมศูนย์ เพื่อใช้เป็นมุมอ้างอิงของบัสอื่นๆ ทั้งระบบ หรืออาจพิจารณาเป็นเครื่องกำเนิดแหล่งกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนได้ตามที่ต้องการโดยที่ขนาดและมุมของแรงดันไฟฟ้าจะไม่มีการเปลี่ยนแปลง ซึ่งจะกำหนดให้ $|V| = 1$ และ $\angle\delta_i = 0^\circ$

2. บัสเครื่องกำเนิด (Generator bus) บัสชนิดนี้เป็นบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่โดยสามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงและแรงดันไฟฟ้าให้มีค่าคงที่ได้ ซึ่งบัสชนิดนี้สามารถกำหนดขนาดของแรงดันไฟฟ้า ($|V|$) และกำลังไฟฟ้าจริง (P_i) ให้คงที่ได้ เรียกว่า บัสควบคุมแรงดัน (Voltage-Controlled bus; PV bus) โดยสามารถหาค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟและมุมของแรงดันไฟฟ้าได้จากการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า

3. บัสโหลด (Load bus) บัสชนิดนี้เป็นบัสที่มีโหลดเชื่อมต่ออยู่ ซึ่งทราบค่าของกำลังไฟฟ้าในรูปของจำนวนเชิงซ้อน ($S = P + jQ$) มักเรียกบัสนี้ว่าบัสพีคิว (PQ bus) ซึ่งในบัสนี้จะทราบค่ากำลังไฟฟ้า (P_i) และค่ากำลังไฟฟ้าเสมือน (Q_i) โดยจำเป็นต้องทำการคำนวณขนาดและมุมของแรงดันไฟฟ้าจากการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า พิจารณาความสัมพันธ์ของค่าพารามิเตอร์ต่างๆ กับชนิดของบัสได้ดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 พารามิเตอร์ที่ทราบค่าและไม่ทราบค่าของบัสชนิดต่างๆ

ชนิดของบัส	พารามิเตอร์ที่ทราบค่า	พารามิเตอร์ที่ไม่ทราบค่า
	ขนาดและมุม	กำลังไฟฟ้าจริง
แสลคบัส	ของแรงดันไฟฟ้า $(V , \angle\delta_i)$	กำลังไฟฟ้าเสมือน (P_i, Q_i)
	ขนาดของแรงดัน	กำลังไฟฟ้าเสมือน
บัสเครื่องกำเนิด	กำลังไฟฟ้า (V , P_i)	มุมของแรงดันไฟฟ้า $(Q_i, \angle\delta_i)$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

	กำลังไฟฟ้าจริง	ขนาดและมุมของแรงดันไฟฟ้า
บัสโหลด	กำลังไฟฟ้าเสมือน (P_i, Q_i)	($ V , \angle \delta_i$)

โดยวิธีการคำนวณตามหลักการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า มีดังต่อไปนี้

3.3 ระเบียบวิธีการเกาส์ไซเดิล (Gauss-Seidel method)

ในระเบียบวิธีการนี้จะใช้การสมมติค่าเริ่มต้นให้กับแรงดันที่บัสใดๆ ที่ไม่ทราบค่าและคำนวณค่าแรงดันแต่ละบัสใหม่ แล้วทำการคำนวณค่าซ้ำไปเรื่อยๆ จนกระทั่งค่าความผิดพลาด (error) จะอยู่ในค่าที่ยอมรับได้ โดยสามารถนำค่าของตัวแปรที่ได้จากการคำนวณไปใช้แทนค่าในสมการได้เลย แม้ยังไม่ครบรอบของการคำนวณ พิจารณาตั้งสมการที่ (3.7) กำหนดระบบที่พิจารณามีบัสจำนวน 4 บัส โดยให้บัสที่ 1 เป็นสแลคบัส และเริ่มทำการคำนวณที่บัสที่ 2 จะได้

$$\frac{P_{2,sch} - jQ_{2,sch}}{V_2^*} = Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 + Y_{23}V_3 + Y_{24}V_4 \quad (3.8)$$

สามารถย้ายข้างสมการเพื่อหาค่า V_2 ได้ดังนี้

$$V_2 = \frac{1}{Y_{22}} \left[\frac{P_{2,sch} - jQ_{2,sch}}{V_2^*} - (Y_{21}V_1 + Y_{23}V_3 + Y_{24}V_4) \right] \quad (3.9)$$

กำหนดบัสที่ 3 และบัสที่ 4 เป็นบัสโหลด ซึ่งทราบค่า P และ Q ที่บัสนั้นๆ จะสามารถหาแรงดันที่บัสได้ดังนี้

$$V_3 = \frac{1}{Y_{33}} \left[\frac{P_{3,sch} - jQ_{3,sch}}{V_3^*} - (Y_{31}V_1 + Y_{32}V_2 + Y_{34}V_4) \right] \quad (3.10)$$

ทำการกำหนดบัสที่ 1 เป็นสแลคบัส จะได้ $V_1 = |V_1| \angle \delta_1$ จากนั้นให้ทำการกำหนดค่าเริ่มต้นของแรงดันที่บัสอื่นๆ ที่ไม่ทราบค่าเป็น $V_2^{(0)}$, $V_3^{(1)}$ และ $V_4^{(0)}$ แล้วเริ่มทำการคำนวณหาค่าแรงดันที่บัสแต่ละบัสใหม่ เพื่อให้ทราบวิธีการคำนวณที่ชัดเจนยิ่งขึ้น ดังนี้

$$V_2^{(1)} = \frac{1}{Y_{22}} \left[\frac{P_{2,sch} - jQ_{2,sch}}{V_2^{(0)*}} - (Y_{21}V_1 + Y_{23}V_3^{(0)} + Y_{24}V_4^{(0)}) \right] \quad (3.11)$$

นำค่าแรงดันที่บัส 2 ใหม่ที่ได้คำนวณจากสมการ (28) ไปคำนวณค่าแรงดันที่บัส 3 ใหม่ ($V_3^{(1)}$)

เอกสารนี้จะได้เอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$V_3^{(1)} = \frac{1}{Y_{33}} \left[\frac{P_{3,sch} - jQ_{3,sch}}{V_3^{(0)*}} - (Y_{31}V_1 + Y_{32}V_2^{(1)} + Y_{34}V_4^{(0)}) \right] \quad (3.12)$$

และให้ทำการคำนวณตามหลักการคำนวณดังกล่าวข้างต้นซ้ำไปเรื่อยๆ จนค่าผิดพลาดที่ได้อยู่ในช่วงที่สามารถยอมรับได้ (Gauss-Seidel iterative method) ซึ่งเขียนจะได้สมการที่ใช้ในการคำนวณแรงดันไฟฟ้าที่บัส i ใดๆ ดังนี้

$$V_i^{(k)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_{i,sch} - jQ_{i,sch}}{V_i^{(k-1)*}} - \sum_j^{i-1} Y_{ij}V_j^{(k)} - \sum_{j=i+1}^N Y_{ij}V_j^{(k-1)} \right] \quad (3.13)$$

ซึ่งหากต้องการให้การคำนวณเข้าสู่คำตอบได้เร็วขึ้นนั้นทำได้โดยการคูณค่า Acceleration factor (α) ได้สมการแรงดันที่บัส i ใดๆ ดังนี้

$$V_{i,acc}^{(k)} = (1-\alpha)V_{i,acc}^{(k-1)} + \alpha V_i^k = V_{i,acc}^{(k-1)} + \alpha(V_i^k - V_{i,acc}^{(k-1)}) \quad (3.14)$$

เมื่อ $\alpha \cong 1.3-1.6$

3.4 ระเบียบวิธีการนิวตัน-ราฟสัน (Newton-Raphson method)

ในระเบียบวิธีการนิวตัน-ราฟสัน เป็นการใช้อนุกรมเทย์เลอร์ (Taylor series) เพื่อแก้ปัญหสมการที่มีตัวแปรตั้งแต่ 2 ตัวขึ้นไป พิจารณาการแก้สมการทางคณิตศาสตร์เพื่อวิเคราะห์การแก้ปัญหสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า ได้ดังนี้

$$y = f(x) = f(x_0) + \frac{df(x_0)}{dx} \cdot \Delta x^1 + \frac{d^2 f(x_0)}{d^2 x} \cdot (\Delta x)^2 + \dots \quad (3.15)$$

$$y = f(x) = f(x_0) + \frac{df(x_0)}{dx} \cdot (\Delta x^1) \quad (3.16)$$

จากสมการที่ (3.15) เมื่อให้ y เป็นฟังก์ชันของตัวแปร x โดยที่ Δx^1 คือค่า error และในกรณีทีฟังก์ชัน y มีตัวแปรมากกว่า 1 ตัว จะสามารถแทนฟังก์ชัน y ได้ด้วย $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$ จะได้

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n) = f(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) + \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_1} \Big|_{(0)} \cdot \Delta x_1^{(0)} + \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_2} \Big|_{(0)} \cdot \Delta x_2^{(0)} + \dots + \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_n} \Big|_{(0)} \cdot \Delta x_n^{(0)} \quad (3.17)$$

$$\Delta y = y - f(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) = \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_1} \Big|_{(0)} \cdot \Delta x_1^{(0)}$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้ไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$+ \left. \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_2} \right|_{(0)} \cdot \Delta x_2^{(0)} + \dots + \left. \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_n} \right|_{(0)} \cdot \Delta x_n^{(0)} \quad (3.18)$$

เมื่อ $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$ เป็นค่าประมาณเริ่มต้น และการอนุพันธ์บางส่วน (Partial Differential) คือ $\left. \frac{\partial f(x_1, x_2, \dots, x_n)}{\partial x_n} \right|_{(0)}$ แล้วแทนค่าด้วย $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}$ จะสามารถเขียนสมการให้อยู่ในรูปเมตริกซ์ได้ ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta y_1 \\ \Delta y_2 \\ \vdots \\ \Delta y_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

$$\text{จะได้} \quad [\Delta y] = [J][\Delta x] \quad (3.20)$$

เมื่อ $[J]$ แทนเมตริกซ์จาโคเบียน (Jacobian matrix) ซึ่งประกอบด้วยอนุพันธ์บางส่วน โดยการนำ Newton-Raphson method เพื่อใช้ในการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าทำได้โดยการหาค่า mismatch ของกำลังไฟฟ้าที่บัส i ใดๆ เมื่อ

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (3.21)$$

$$V_i = a_u + jb_i \quad (3.22)$$

คำนวณค่ากำลังไฟฟ้าที่บัส i ใดๆ โดยพิจารณาจากสมการที่ (3.21) จะได้สมการดังต่อไปนี้

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n = (a_i + jb_i) \sum_{n=1}^N (G_{in} - jB_{in})(a_n + jb_n) \quad (3.23)$$

$$\begin{aligned} P_{i,calc} &= \text{Re} \left[(a_i + jb_i) \sum_{n=1}^N (G_{in} - jB_{in})(a_n + jb_n) \right] \\ &= \sum_{n=1}^N [a_i(a_n G_{in} + b_n B_{in}) + b_i(b_n G_{in} - a_n B_{in})] \end{aligned} \quad (3.24)$$

$$\begin{aligned} Q_{i,calc} &= \text{Im} \left[(a_i + jb_i) \sum_{n=1}^N (G_{in} - jB_{in})(a_n + jb_n) \right] \\ &= \sum_{n=1}^N [b_i(a_n G_{in} + b_n B_{in}) + a_i(b_n G_{in} - a_n B_{in})] \end{aligned} \quad (3.25)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เพราะฉะนั้นทำการคำนวณค่า mismatch ของกำลังไฟฟ้าที่บัส i ใดๆ พิจารณาได้ดังสมการต่อไปนี

$$\Delta P_i = P_{i,sch} - P_{i,calc} \quad (3.26)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,sch} - Q_{i,calc} \quad (3.27)$$

$$\Delta |V_i|^2 = |V_{i,sch}|^2 - |V_{i,calc}|^2 \quad (3.28)$$

โดยต้องทำการคำนวณ $[J]$ เป็นอันดับแรก เพื่อหาค่า mismatch ของแรงดันไฟฟ้าที่บัสใดๆ โดยจะทราบค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของบัสแต่ละชนิดและนำค่าพารามิเตอร์นั้นมาสร้างเป็นฟังก์ชัน แล้วทำการเขียนสมการเป็นสมการเมตริกซ์ในระบบที่มีบัสจำนวน 3 บัสเพื่อถ่ายทอดคามเข้าใจ โดยกำหนดให้บัสที่ 1 เป็นบัสแอสลค บัสที่ 2 เป็นบัสเครื่องกำเนิด และบัสที่ 3 เป็นบัสโหลด จะได้

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta |V_2|^2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta Q_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial a_2} & \frac{\partial P_2}{\partial b_2} & \frac{\partial P_2}{\partial a_3} & \frac{\partial P_2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial |V_2|^2}{\partial a_2} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial b_2} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial a_3} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial a_2} & \frac{\partial P_3}{\partial b_2} & \frac{\partial P_3}{\partial a_3} & \frac{\partial P_3}{\partial b_3} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial a_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial b_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial a_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial b_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta a_2 \\ \Delta b_2 \\ \Delta a_3 \\ \Delta b_3 \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

เมื่อพิจารณาจาโคเบียนเมตริกซ์ (Jacobian matrix) ดังนี้

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial a_2} & \frac{\partial P_2}{\partial b_2} & \frac{\partial P_2}{\partial a_3} & \frac{\partial P_2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial |V_2|^2}{\partial a_2} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial b_2} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial a_3} & \frac{\partial |V_2|^2}{\partial b_3} \\ \frac{\partial P_3}{\partial a_2} & \frac{\partial P_3}{\partial b_2} & \frac{\partial P_3}{\partial a_3} & \frac{\partial P_3}{\partial b_3} \\ \frac{\partial Q_3}{\partial a_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial b_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial a_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial b_3} \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

ทำการหาค่าประกอบใน $[J]$ โดยพิจารณาจากสมการที่ (3.29) และ (3.30) ดังนี้

$$\frac{\partial P_i}{\partial a_n} = a_i G_{in} - b_i B_{in} \quad (3.31)$$

เมื่อ $n \neq i$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$\frac{\partial P_i}{\partial a_i} = 2a_i G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N (a_n G_{in} + b_n B_{in}) \quad (3.32)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial b_n} = a_i B_{in} - b_i G_{in} \quad (3.33)$$

เมื่อ $n \neq i$

$$\frac{\partial P_i}{\partial b_i} = 2b_i G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N (b_n B_{in} - a_n G_{in}) \quad (3.34)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial a_i} = 2a_i B_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N (b_n G_{in} - a_n B_{in}) \quad (3.35)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial a_n} = a_i B_{in} - b_i G_{in} \quad (3.36)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial b_i} = 2b_i B_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N (a_n G_{in} - b_n G_{in}) \quad (3.37)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial b_n} = -a_i G_{in} + b_i B_{in} \quad (3.38)$$

เมื่อ $n \neq i$

$$\frac{\partial |V_i|^2}{\partial a_i} = 2a_i \quad (3.39)$$

$$\frac{\partial |V_i|^2}{\partial a_n} = 0 \quad \text{เมื่อ } n \neq i \quad (3.40)$$

$$\frac{\partial |V_i|^2}{\partial b_i} = 2b_i \quad (3.41)$$

$$\frac{\partial |V_i|^2}{\partial b_n} = 0 \quad \text{เมื่อ } n \neq i \quad (3.42)$$

แล้วจึงทำการคำนวณหาค่า mismatch ของกำลังไฟฟ้าที่บัสด้วยการสมมติค่าเริ่มต้นของแรงดันที่บัสต่างๆ และแทนค่า mismatch ของกำลังไฟฟ้าที่บัสนั้นๆ เพื่อหาค่า Δa_i , Δb_i ออกมา แล้วจะสามารถคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าในรอบการคำนวณ k ใดๆ ได้ดังสมการ

$$V_i^{(k)} = V_i^{(k-1)} + \Delta a_i^{(k)} + j\Delta b_i^{(k)} \quad (3.43)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากนั้นทำการคำนวณซ้ำตามขั้นตอนดังกล่าวข้างต้นจนกระทั่งค่า ΔP_i , ΔQ_i และ $\Delta |V_i|^2$ เข้าใกล้ศูนย์ จะได้ค่าขนาดและมุมของแรงดันไฟฟ้าของแต่ละบัสเป็นผลลัพธ์ท้ายสุดของการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าตามระเบียบวิธีการนิวตัน-ราฟสัน

3.5 การลดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นระบบที่มีความซับซ้อนและครอบคลุมพื้นที่ให้บริการเป็นบริเวณกว้าง ทำให้เกิดปัญหาด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียมากที่สุดในระบบไฟฟ้ากำลัง และมีความสำคัญเป็นอย่างมาก เนื่องจากเป็นระบบเชื่อมต่อระหว่างระบบส่งจ่ายของการไฟฟ้ากับผู้บริโภค การดำเนินการเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าถือเป็นวิธีการหนึ่งที่ทำให้ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีประสิทธิภาพดีขึ้น ย่อมหมายถึงประโยชน์ที่จะเกิดขึ้นกับผู้ไฟฟ้าที่จะได้รับพลังงานที่เพียงพอและมีคุณภาพที่ดี ระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีประสิทธิภาพดีได้นั้น ต้องเริ่มต้นตั้งแต่ขั้นตอนการวางแผนก่อสร้างหรือขยายระบบจำหน่าย การวางแผนในการถ่ายเทโหลด การควบคุมแรงดันไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้า การเชื่อมต่อโหลดเข้ามาในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และการลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งวิธีการโดยทั่วไปที่สามารถลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้มีหลายวิธี ได้แก่ การติดตั้งคาปาซิเตอร์ การเปลี่ยนสายส่งให้มีขนาดใหญ่ขึ้น การปรับใช้ระดับแรงดันที่สูงขึ้น การจัดโหลดให้สมดุล และการจัดเรียงสายป้อนหรือการเปลี่ยนรูปแบบโครงสร้างการจ่ายไฟ

การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีแนวทางที่นิยมและให้ผลที่มีประสิทธิภาพสามารถใช้ได้ทั้งงานในด้านปฏิบัติการควบคุมการจ่ายไฟและงานด้านการวางแผนการตัดจ่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าคือ การจัดเรียงสายป้อนในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้เหมาะสม ซึ่งประกอบกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้นำระบบบริหารจัดการระบบจำหน่าย และระบบควบคุมการจ่ายไฟฟ้าแบบอัตโนมัติเข้ามาใช้งานและกำลังพัฒนาปรับปรุงระบบให้ใช้งานได้ดียิ่งขึ้น เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพให้กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ฟังก์ชันประยุกต์ที่สำคัญในระบบดังกล่าวที่สามารถช่วยแก้ปัญหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายได้คือ การจัดเรียงสายป้อนหรือการเปลี่ยนรูปแบบโครงสร้างการจ่ายไฟ (Feeder Reconfiguration Function)

3.5.1 การจัดเรียงสายป้อนในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

การจัดเรียงสายป้อนหรือการเปลี่ยนรูปแบบโครงสร้างการจ่ายไฟ คือ การจัดสถานะการปิดหรือเปิดสวิตช์ที่อยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้อยู่ตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุด โดยพิจารณาตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ต้องแก้ปัญหาต่างๆในระบบจำหน่ายไฟฟ้า งานวิจัยฉบับนี้พิจารณาวัตถุประสงค์หลักคือ การลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งโดยทั่วไปสวิตช์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบ่งออกเป็น 2 ประเภทตามสถานะการทำงานคือ สวิตช์ที่มีสถานะปิดเรียกว่าสวิตช์ตัดตอน (Sectionalizing Switch) และสวิตช์ที่มีสถานะเปิดเรียกว่าสวิตช์ถ่ายโอน (Tie Switch) ซึ่งการเปลี่ยนสถานะของสวิตช์ในระบบมีผลทำให้โครงสร้างการจ่ายไฟของระบบมีการเปลี่ยนแปลงไป และส่งผลถึงการเปลี่ยนแปลงของค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วย นอกจากการจัดเรียงสายป้อนเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียแล้ว ในการเปลี่ยนแปลงรูปแบบโครงสร้างการจ่ายไฟในระบบจำหน่ายไฟฟ้าอาจทำเพื่อจุดประสงค์อื่นๆเช่น เพื่อแยกความผิดปกติที่เกิดขึ้นออกจากระบบ

เอกสารนี้เป็นเอกสารลิขสิทธิ์สงวนสำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น มิใช่เผยแพร่ให้ผู้อื่นโดยไม่ได้รับอนุญาต

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3.6 มาตรฐานและหลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ในงานวิจัยนี้มีการศึกษาการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อปรับปรุง คุณภาพไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อในระบบจำหน่ายของ กฟภ. ดังนั้นจึงได้ทำการศึกษารายละเอียดเกี่ยวกับมาตรฐานและหลักเกณฑ์ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้เห็นผลการประยุกต์ใช้งานวิธีการที่นำเสนอสำหรับการจัดเรียงสายบ่อนที่เหมาะสมของระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ให้สอดคล้องเป็นไปตามมาตรฐานและหลักเกณฑ์ที่กำหนด โดยมีรายละเอียดดังนี้

3.6.1 เกณฑ์ด้านแรงดัน (Voltage Criteria)

โดยการวางแผนระบบไฟฟ้าของ กฟภ. มีเกณฑ์ด้านแรงดันแสดงดังตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 ระดับเกณฑ์ด้านแรงดันไฟฟ้า (โวลท์) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2553)

แรงดันพิกัด	กรณีปกติ		กรณีฉุกเฉิน	
	ต่ำสุด	สูงสุด	ต่ำสุด	สูงสุด
230,000	218,500	241,500	207,000	253,000
115,000	109,200	120,700	103,500	126,500
33,000	31,300	34,700	29,700	36,300
22,000	20,900	23,100	19,800	24,200
380	342	418	342	418
220	200	240	200	240

โดยตามหลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ว่าด้วยการรองรับการเชื่อมโยงของแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กกับระบบจำหน่าย 22 และ 33 เควี ของ กฟภ. การรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ด้านแรงดันของระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ไม่มีผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าอย่างรุนแรง ไม่ทำให้ความมั่นคงของระบบไฟฟ้าลดลงจนวิกฤติ ระบบไฟฟ้ายังมีเสถียรภาพกำหนดให้ค่าของแรงดันต้องเปลี่ยนแปลงไม่เกิน $\pm 5\%$ ของแรงดันพิกัด

3.6.2 เกณฑ์ด้านคุณภาพในการจ่ายไฟ (Quality of Supply Criteria)

สำหรับเกณฑ์ด้านคุณภาพการจ่ายไฟของ กฟภ. สรุปได้ดังนี้

- การเปลี่ยนแปลงแรงดันอย่างรวดเร็ว (Rapid Voltage Change) โดยการเปลี่ยนแปลงแรงดันของระบบจำหน่ายแรงต่ำต้องไม่เกิน 5 เปอร์เซ็นต์
- ความผิดเพี้ยนของแรงดันเนื่องจากฮาร์โมนิกส์ (Harmonic Voltage Distortion) โดยฮาร์โมนิกส์ที่สามของระบบต้องไม่เกิน 8 เปอร์เซ็นต์
- แรงดันไม่สมดุล (Voltage Unbalance) ในสภาวะปกติระบบจำหน่ายแรงสูง และแรงต่ำ ระดับแรงดันไม่สมดุลต้องไม่เกิน 2 เปอร์เซ็นต์
- ความถี่ของระบบ (System Frequency) โดยความถี่ของระบบจะต้องอยู่ในช่วง 50 ± 0.5 Hz

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่นิยมนำไปเผยแพร่ในวงกว้าง

ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 4

ขั้นตอนและการออกแบบการทดลอง

4.1 บทนำ

ในการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าในแต่ละเขตพื้นที่นั้นมีสมรรถนะไม่เท่ากัน อันจะส่งผลต่อผลกระทบอันจะเกิดขึ้นกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่แตกต่างกันไป งานวิจัยนี้จึงมีขั้นตอนในการออกแบบการทดลองเพื่อประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และผลกระทบด้านเทคนิคที่เกิดจากการเชื่อมต่อนั้น ดังนี้

1. เก็บข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตและส่งจ่ายจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าในเขตพื้นที่ที่ต้องการศึกษา
2. ศึกษาการประเมินศักยภาพการติดตั้งสูงสุดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ด้วยข้อมูลลักษณะเฉพาะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ในประเภทที่เลือกใช้ โดยใช้ข้อมูลจากฐานข้อมูลแผนที่ทางภูมิศาสตร์ และแผนผังระดับความเข้มรังสีอาทิตย์ในประเทศไทย
3. ศึกษาเงื่อนไขการทำงานของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ค่าพารามิเตอร์ที่ส่งผลกระทบต่อระบบ และปริมาณกำลังไฟฟ้าในช่วงเวลาต่างๆ
4. ศึกษาปัญหาและหลักการประเมินผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ก่อนและหลังการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
5. วิเคราะห์และออกแบบระบบที่ทำการศึกษา โดยใช้ฐานข้อมูลแผนที่ทางภูมิศาสตร์ (GIS)
6. สร้างแบบจำลองของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในเขตพื้นที่ที่สนใจโดยเพิ่มการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เข้าสู่ระบบจำหน่าย เพื่อประเมินผลกระทบ
7. บันทึกผลและเปรียบเทียบผลของกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ขนาดพิกัดต่างๆ
8. หาค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมของการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อลดผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า
9. วิเคราะห์ผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า เนื่องจากการเชื่อมต่อและส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่พิกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ขนาดต่างๆ ต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ด้วยแบบจำลองระบบไฟฟ้า พร้อมเปรียบเทียบ สรุปผล และนำเสนอแนวทางแก้ปัญหา

4.2 การประเมินสมรรถนะกำลังการผลิตสูงสุดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

4.2.1 ข้อมูลระบบสารสนเทศทางภูมิศาสตร์

เนื่องระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์สามารถประยุกต์ใช้งานได้หลากหลาย ซึ่งในการประยุกต์ใช้งานแต่ละครั้งก็มักจะมีขอบเขตหรือเงื่อนไขการใช้งานที่แตกต่างกัน ดังนั้นจึงไม่สามารถที่จะกำหนดขั้นตอนในการสร้าง หรือกำหนดวิธีการจัดการข้อมูลให้อยู่ในรูปแบบเดียวได้ ด้วยเหตุผลดังกล่าวในการศึกษานี้จึงเป็นเพียงการนำเสนอตัวอย่างการสร้างและออกแบบฐานข้อมูล ภายใต้ขอบเขตของการวิเคราะห์ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ไฟฟ้า เพื่อใช้ประโยชน์ในการประเมินศักยภาพกำลังผลิตสูงสุด เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่ออยู่กับระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยเปรียบเทียบกับแผนผังศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย และเก็บรวบรวมข้อมูลของระบบจำหน่ายเพื่อการวิเคราะห์สร้างแบบจำลองระบบจำหน่าย เพื่อใช้ศึกษาผลกระทบเชิงเทคนิคของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พิจารณารายละเอียดดังต่อไปนี้

4.2.1.1 จำนวนอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของเขตพื้นที่ที่ทำการศึกษา

- หม้อแปลงไฟฟ้าจำนวน 96 อุปกรณ์ ซึ่งพิจารณาเป็นโหนดของระบบจำหน่าย โดยแบ่งตามขนาดของหม้อแปลงไฟฟ้า ได้ดังนี้
 - ขนาด 50 kVA จำนวน 2 อุปกรณ์
 - ขนาด 100 kVA จำนวน 14 อุปกรณ์
 - ขนาด 160 kVA จำนวน 8 อุปกรณ์
 - ขนาด 200 kVA จำนวน 2 อุปกรณ์
 - ขนาด 250 kVA จำนวน 21 อุปกรณ์
 - ขนาด 315 kVA จำนวน 14 อุปกรณ์
 - ขนาด 400 kVA จำนวน 2 อุปกรณ์
 - ขนาด 500 kVA จำนวน 18 อุปกรณ์
 - ขนาด 630 kVA จำนวน 1 อุปกรณ์
 - ขนาด 750 kVA จำนวน 1 อุปกรณ์
 - ขนาด 800 kVA จำนวน 4 อุปกรณ์
 - ขนาด 1,000 kVA จำนวน 5 อุปกรณ์
 - ขนาด 1,250 kVA จำนวน 2 อุปกรณ์
 - ขนาด 1,600 kVA จำนวน 2 อุปกรณ์
- อุปกรณ์ป้องกันและตัดตอนจำนวน 37 อุปกรณ์ โดยแบ่งตามชนิดได้ดังนี้
 - Air Break Switch จำนวน 5 อุปกรณ์
 - Disconnecting Switch จำนวน 2 อุปกรณ์
 - Drop Out Fuse จำนวน 20 อุปกรณ์
 - SF₆ Load Breaker จำนวน 10 อุปกรณ์
- กักดับฟ้าผ่าจำนวน 72 อุปกรณ์
- สายไฟฟ้าความยาวรวม 24.93 กิโลเมตร

4.2.1.2 ข้อมูลเชิงพื้นที่

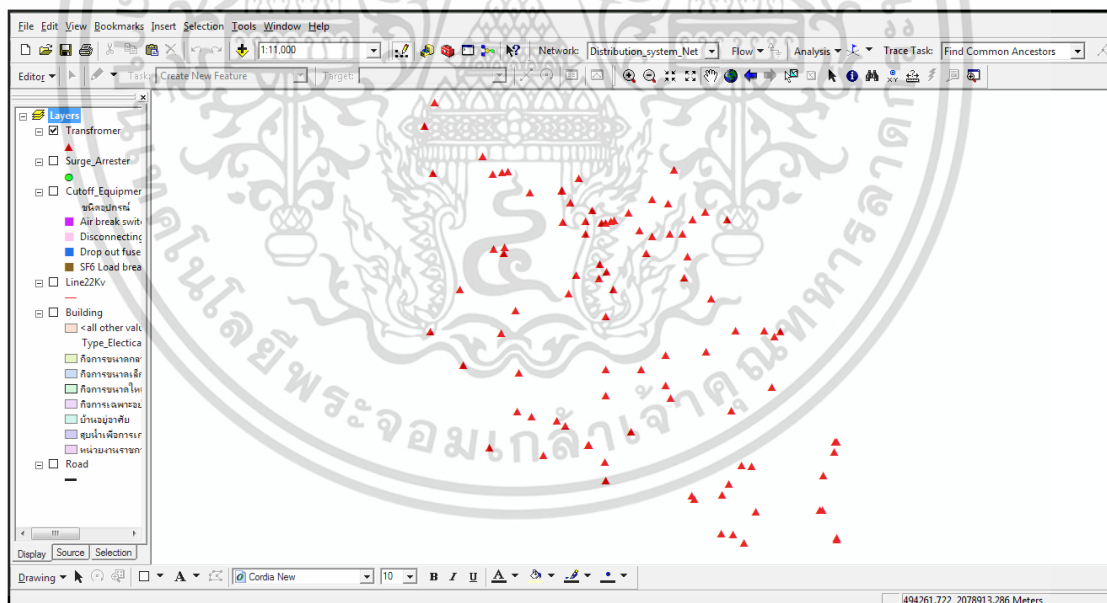
- ข้อมูลพิกัดตำแหน่งทางภูมิศาสตร์ของอุปกรณ์ไฟฟ้า
- ข้อมูลพิกัดตำแหน่งทางภูมิศาสตร์ของอาคารและสถานที่ในเขตพื้นที่ที่ต้องการทำการศึกษา
- ข้อมูลพิกัดตำแหน่งทางภูมิศาสตร์ของถนนภายในเขตพื้นที่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2.1.3 ข้อมูลเชิงบรรยายจะแสดงรายละเอียดตามกลุ่มข้อมูลดังนี้

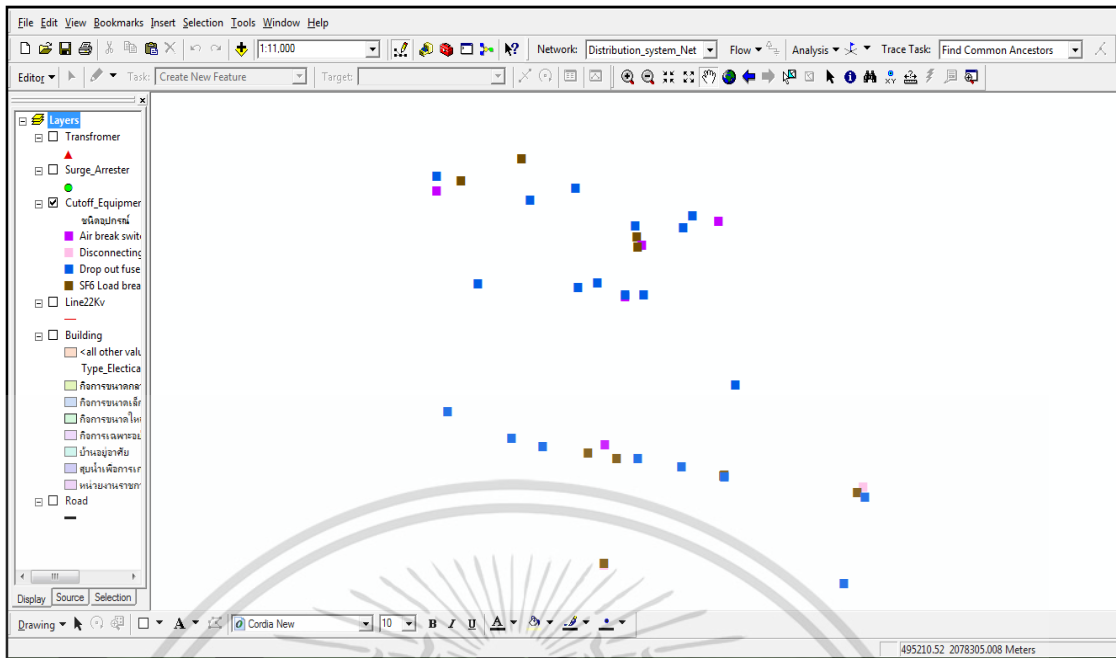
- กลุ่มข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้า สามารถเก็บข้อมูล พิกัดขนาดหม้อแปลง ชนิดหม้อแปลง ภาระการจ่ายโหลด การเชื่อมต่อทางด้านแรงดันสูง และแรงดันต่ำ และประวัติการใช้งาน
- กลุ่มข้อมูลอุปกรณ์ป้องกันและตัดตอน จะเก็บข้อมูล สถานะของการปลดสับ ชนิดอุปกรณ์ และประวัติการใช้งาน
- กลุ่มข้อมูลกักดับฟ้าผ่า จะเก็บข้อมูล ชนิดกักดับฟ้าผ่า และประวัติการใช้งาน
- กลุ่มข้อมูลสายไฟฟ้า จะเก็บข้อมูล ชนิดสายไฟฟ้า และประวัติการใช้งาน
- กลุ่มข้อมูลถนน จะเก็บข้อมูล ชื่อถนน ประเภทถนน
- กลุ่มข้อมูลอาคารสถานที่ จะเก็บข้อมูล ชื่ออาคารสถานที่ ที่อยู่ตามไปรษณีย์ ประเภทการใช้ไฟ และการเชื่อมต่อทางไฟฟ้า

โดยแสดงผลในส่วนของคุณสมบัติของข้อมูลเชิงพื้นที่ โดยใช้รูปแบบการแสดงผลแบบแผนที่ ที่มีระบบการอ้างอิงพิกัดตำแหน่งทางภูมิศาสตร์แบบ Indian_1975_UTM_Zone_47N ได้ตั้งรูปที่ 4.1ถึงรูปที่ 4.8

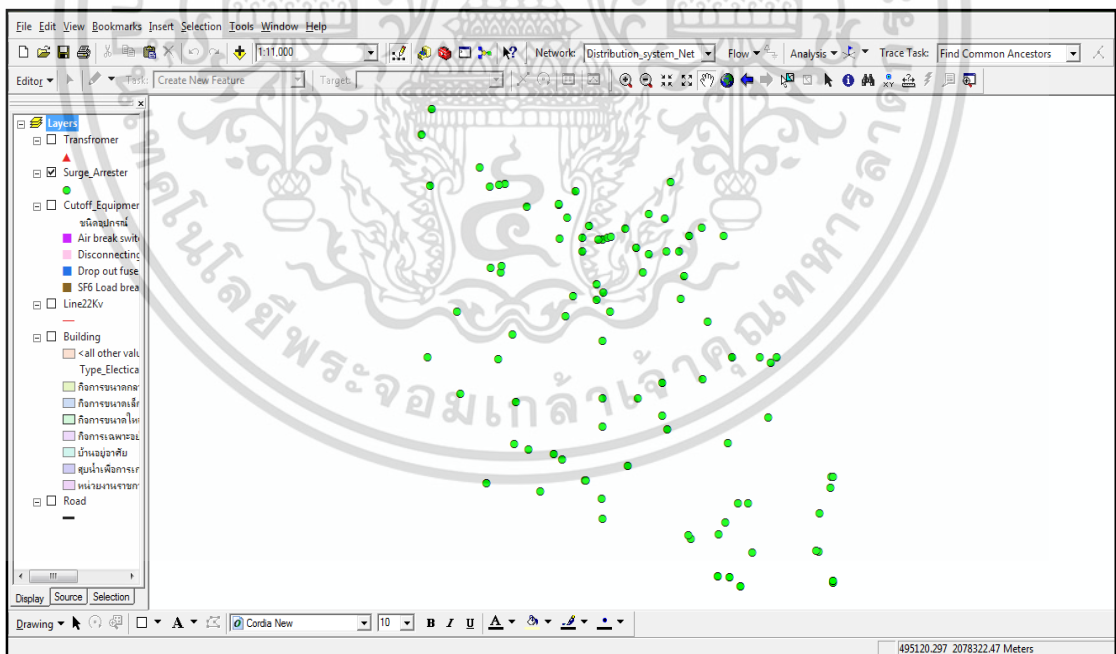


รูปที่ 4.1 การแสดงผลข้อมูลเชิงพื้นที่ของชั้นข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้าที่มาตราส่วน 1:11,000

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

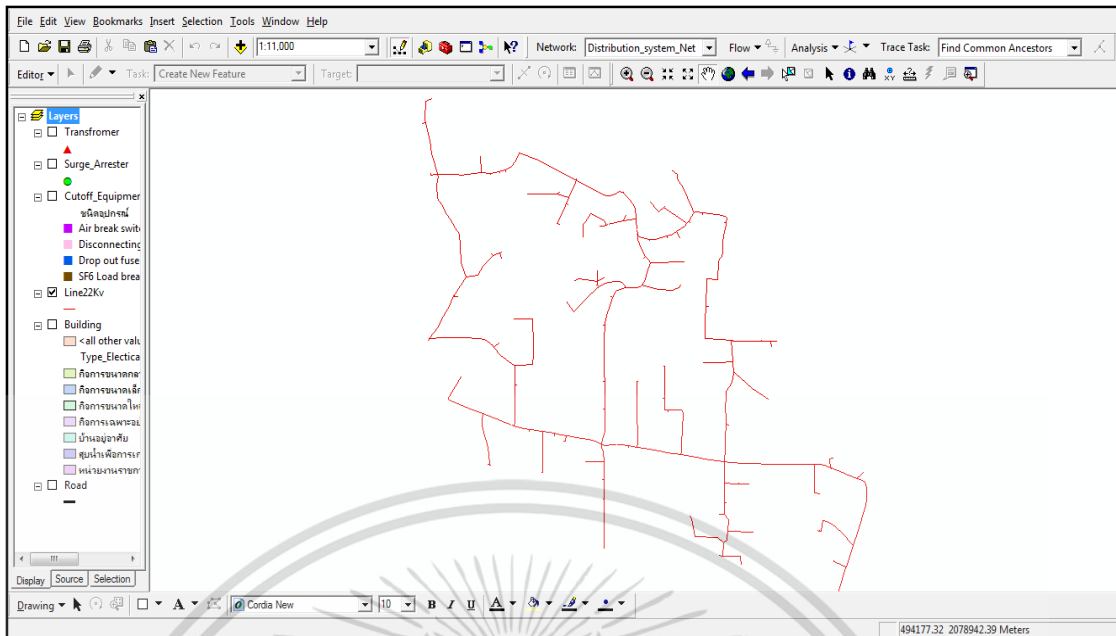


รูปที่ 4.2 การแสดงผลข้อมูลเชิงพื้นที่ของชั้นข้อมูลอุปกรณ์ป้องกัน และตัดตอนที่มาตราส่วน 1:11,000

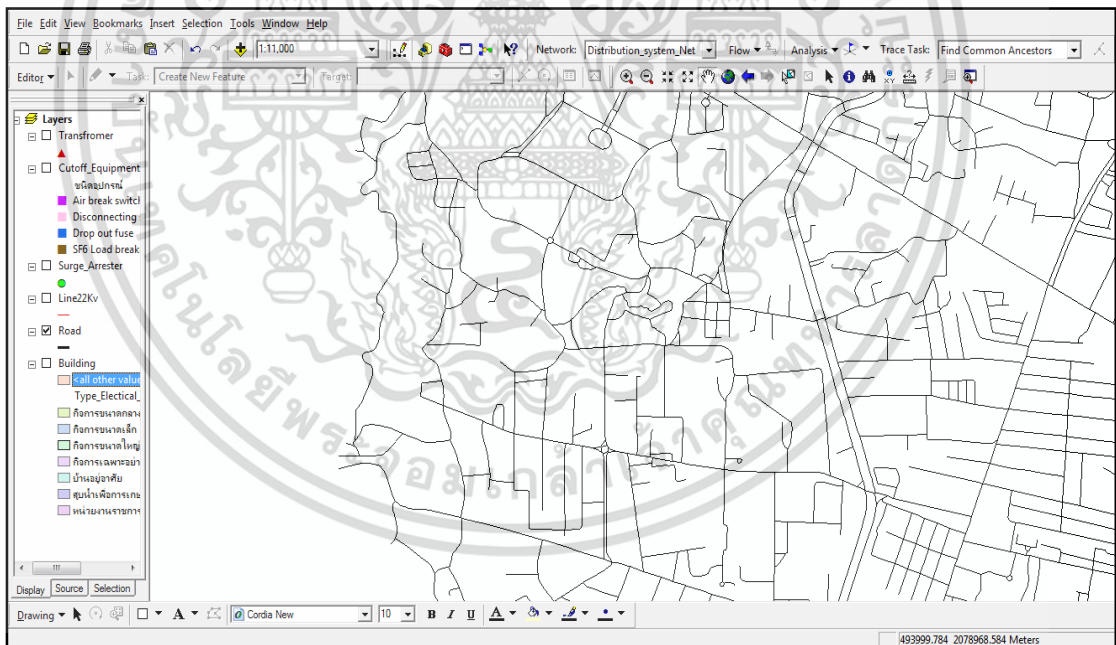


รูปที่ 4.3 การแสดงผลข้อมูลเชิงพื้นที่ของชั้นข้อมูลกับดักฟ้าผ่าที่มาตราส่วน 1:11,000

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

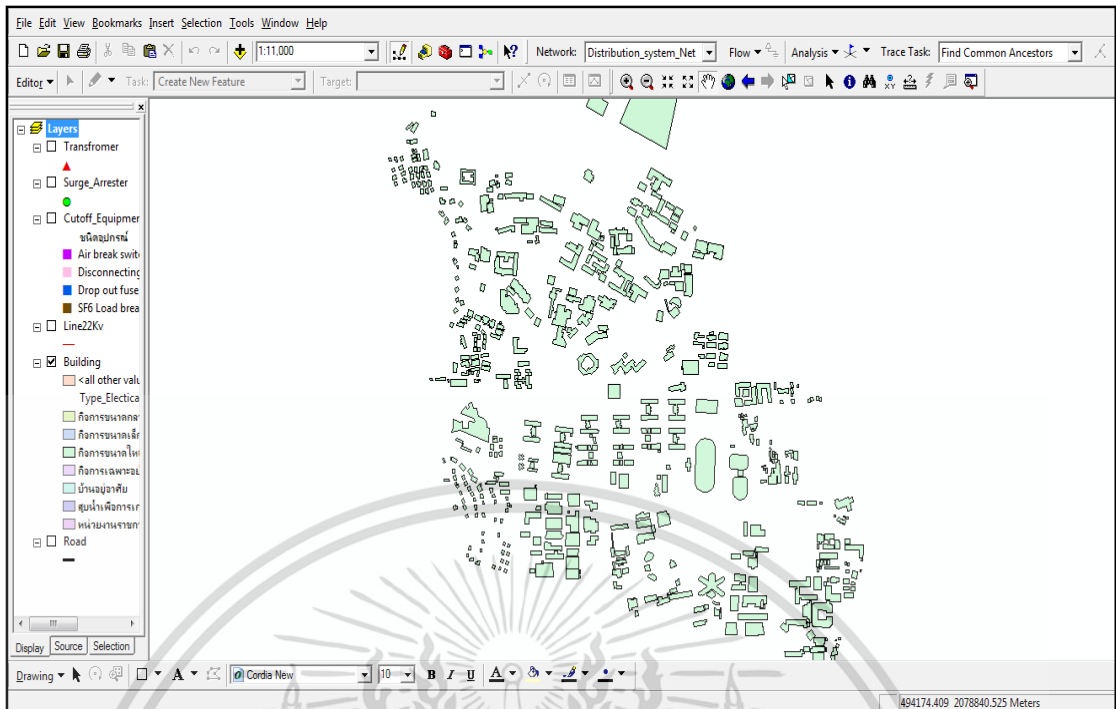


รูปที่ 4.4 การแสดงผลข้อมูลเชิงพื้นที่ของชั้นข้อมูลสายไฟฟ้าที่มาตราส่วน 1:11,000

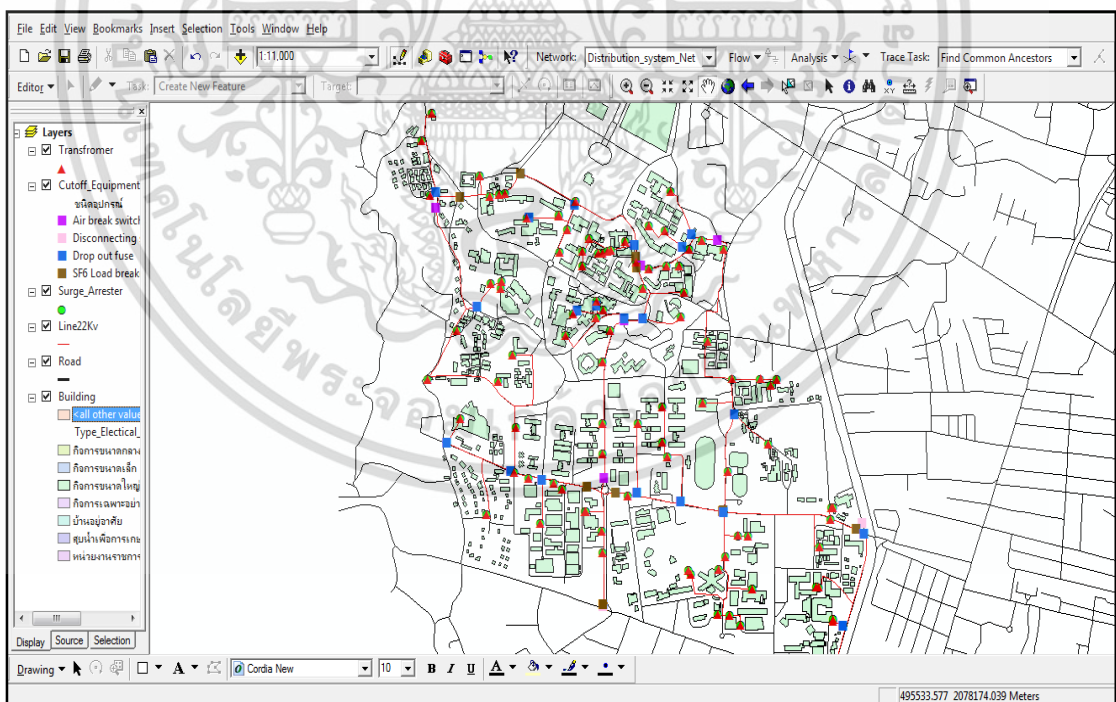


รูปที่ 4.5 การแสดงผลข้อมูลเชิงพื้นที่ของชั้นข้อมูลถนนที่มาตราส่วน 1:11,000

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

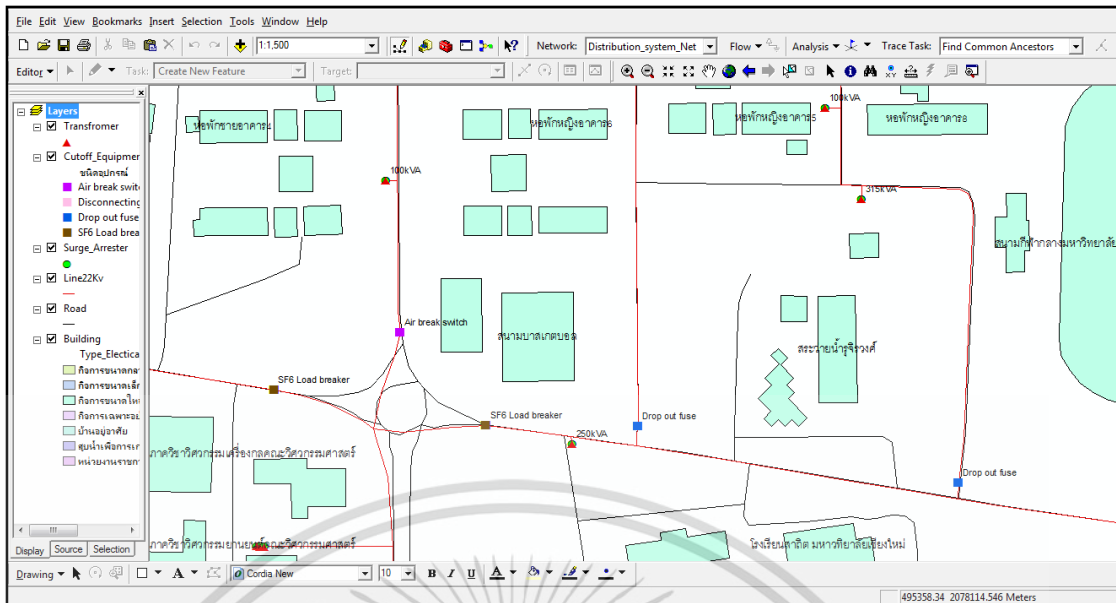


รูปที่ 4.6 การแสดงผลข้อมูลเชิงพื้นที่ของชั้นข้อมูลอาคารสถานที่ที่มาตราส่วน 1:11,000



รูปที่ 4.7 การแสดงผลข้อมูลเชิงพื้นที่ที่ทุกชั้นข้อมูลพร้อมกันที่มาตราส่วน 1:11,000

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.8 การแสดงผลข้อมูลเชิงพื้นที่ทุกชั้นข้อมูลพร้อมกันที่มาตราส่วน 1: 1,500

จากรูปที่ 4.1 ถึงรูปที่ 4.8 จะเป็นการแสดงผลข้อมูลเชิงพื้นที่ที่มาตราส่วน 1:11,000 ซึ่งแยกการแสดงผลตามกลุ่มของชั้นข้อมูล ส่วนรูปที่ 4.7 และ 4.8 จะเป็นการแสดงผลข้อมูลเชิงพื้นที่ที่มาตราส่วน 1:11,000 และ 1:1,500 ตามลำดับ โดยเป็นการแสดงผลทุกชั้นข้อมูลพร้อมกัน โดยการแสดงผลข้อมูลเชิงบรรยายที่มีการจัดเก็บข้อมูลอยู่ในรูปแบบของตาราง สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.9 ถึง 4.12

ลำดับประจำตัวหม้อแปลง	พิกัดแกน_X(km)	พิกัดแกน_Y(km)	ขนาดหม้อแปลง(kVA)	สถานะการเชื่อมต่อ	ชนิดเฟส
1	495.6408	2078.899	500	Connected	3 เฟส
2	495.5643	2078.7977	500	Connected	3 เฟส
3	495.7048	2078.7278	100	Connected	3 เฟส
4	495.3588	2078.7591	750	Connected	3 เฟส
5	495.2825	2078.7865	160	Connected	3 เฟส
6	495.3036	2078.5354	1000	Connected	3 เฟส
7	495.2769	2078.4705	1000	Connected	3 เฟส
8	495.3837	2078.5232	315	Connected	3 เฟส

รูปที่ 4.9 ตัวอย่างการแสดงผลข้อมูลเชิงบรรยายในรูปแบบตารางของชั้นข้อมูลหม้อแปลงไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ลำดับประจำตัวอุปกรณ์	พิกัดแกน_X(km)	พิกัดแกน_Y(km)	ชนิดอุปกรณ์	สถานะการเชื่อมต่อ
1	496.3042	2077.9121	Disconnecting switch	Connected
2	496.2847	2077.8932	SF6 Load breaker	Connected
3	496.3115	2077.8808	Drop out fuse	Connected
4	496.2367	2077.6056	Drop out fuse	Connected
5	495.8258	2077.9509	SF6 Load breaker	Connected
6	495.8208	2077.9471	SF6 Load breaker	Disconnected
7	495.8255	2077.9447	Drop out fuse	Connected
8	495.6748	2077.9764	Drop out fuse	Connected

รูปที่ 4.10 ตัวอย่างการแสดงผลข้อมูลเชิงบรรยายในรูปแบบตารางของชั้นข้อมูลอุปกรณ์ป้องกันและตัดตอน

ลำดับประจำตัวอุปกรณ์	พิกัดแกน_X(km)	พิกัดแกน_Y(km)	สถานะการเชื่อมต่อ	ชนิด
1	494.9138	2078.2241	Disconnected	ZnO
2	495.0039	2077.9371	Disconnected	ZnO
3	495.0997	2078.0648	Connected	ZnO
4	495.1049	2078.1967	Connected	ZnO
5	495.1498	2078.0455	Connected	ZnO
6	495.1902	2077.9126	Connected	ZnO
7	495.2368	2078.0325	Connected	ZnO
8	495.2658	2078.0142	Disconnected	ZnO

รูปที่ 4.11 การแสดงผลข้อมูลเชิงบรรยายในรูปแบบตารางของชั้นข้อมูลกับดักฟ้าผ่า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ลำดับประจำตัวสายไฟฟ้า	ความยาวสาย(เมตร)	ชนิดสาย	สถานะการเชื่อมต่อ
292	327.67	SAC 22kV 185 sq.mm	Connected
170	315.98	SAC 22kV 185 sq.mm	Connected
21	311.18	SAC 22kV 185 sq.mm	Connected
268	278.7	SAC 22kV 185 sq.mm	Connected
118	274.97	SAC 22kV 185 sq.mm	Connected
126	234.37	SAC 22kV 185 sq.mm	Connected
26	213.99	SAC 22kV 185 sq.mm	Connected
65	208.72	SAC 22kV 185 sq.mm	Connected

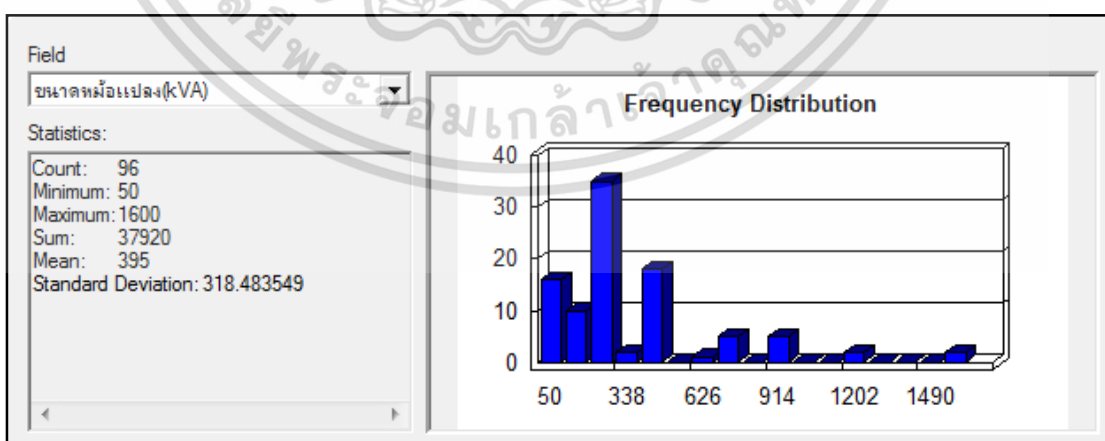
รูปที่ 4.12 การแสดงผลข้อมูลเชิงบรรยายในรูปแบบตารางของชั้นข้อมูลสายไฟฟ้า

4.2.2 การวิเคราะห์ข้อมูลจากระบบสารสนเทศทางภูมิศาสตร์

จากผลการทดสอบการวิเคราะห์ข้อมูลในระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ไฟฟ้า ทำให้สามารถ แบ่งการวิเคราะห์ออกได้สองรูปแบบตามชนิดข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ดังนี้

4.2.2.1 การวิเคราะห์ข้อมูลเชิงบรรยาย

การวิเคราะห์ข้อมูลเชิงบรรยายจะอยู่ในรูปแบบของการสอบถามข้อมูลอย่างมีเงื่อนไข และการหาค่าทางสถิติของข้อมูล โดยสามารถแสดงตัวอย่างการวิเคราะห์ทางสถิติของขนาดอุปกรณ์ไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ดังรูปที่ 4.13



รูปที่ 4.13 การวิเคราะห์ทางสถิติของข้อมูลขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

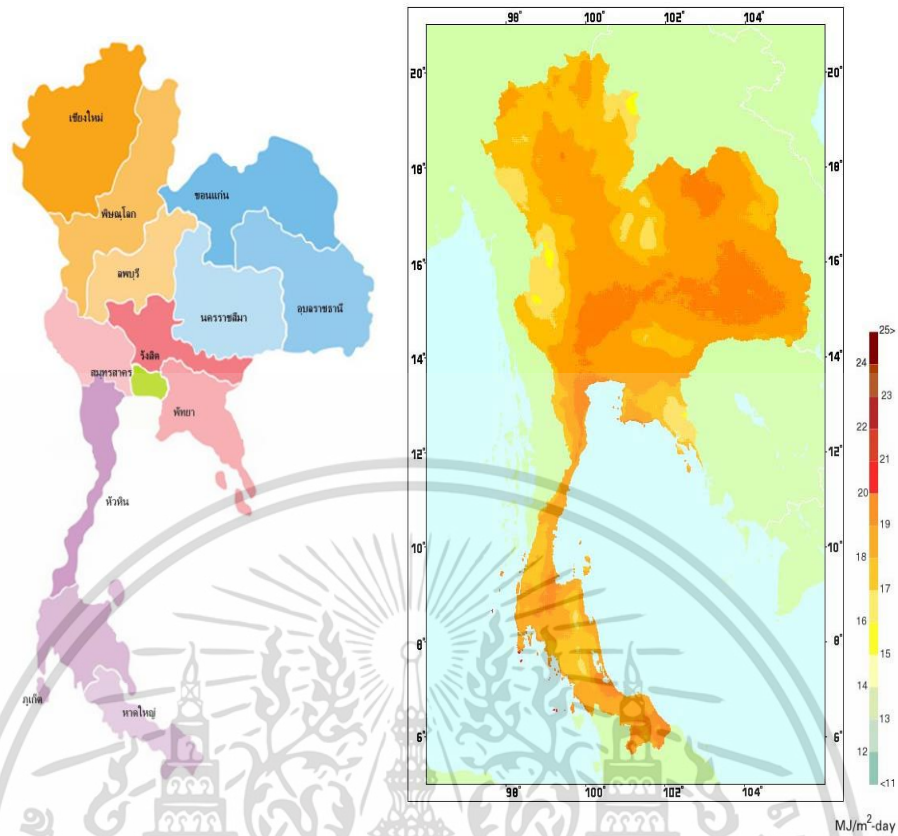
จากรูปที่ 4.13 จะเห็นว่าผลที่ได้จากการวิเคราะห์ทางสถิติของข้อมูลขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าคือ จำนวนของข้อมูล (Count) ค่าน้อยที่สุด (Minimum) ค่าที่มากที่สุด (Maximum) ผลรวม (Sum) ค่าเฉลี่ย (Mean) และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard Deviation)

4.2.2.2 การวิเคราะห์ข้อมูลเชิงพื้นที่

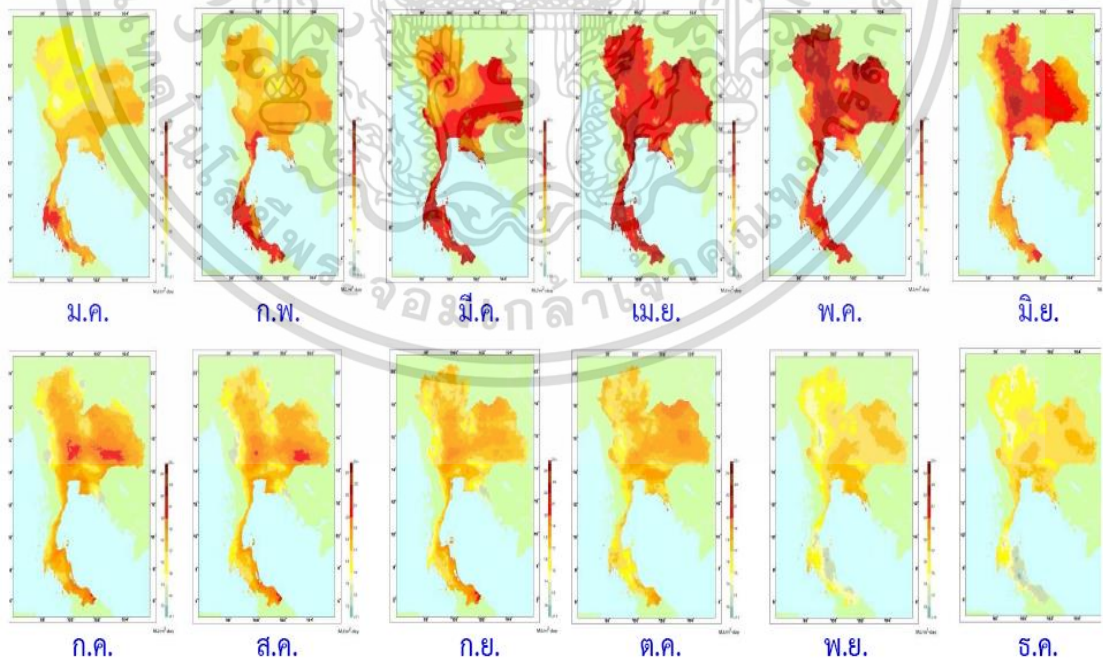
การวิเคราะห์ข้อมูลเชิงพื้นที่ส่วนใหญ่จะอยู่ในรูปแบบของการหาความสัมพันธ์ด้านภูมิศาสตร์ของข้อมูล ตัวอย่างเช่น การหาเส้นทางของไหลของพลังงานไฟฟ้า หรือการหาเส้นทางจากจุดหนึ่งไปยังอีกจุดหนึ่ง เป็นต้น ซึ่งการวิเคราะห์ดังกล่าวจะพิจารณาจากลักษณะการเชื่อมโยงกันทางภูมิศาสตร์ของข้อมูล โดยในการศึกษานี้จะใช้หลักการ การวิเคราะห์ข้อมูลเชิงพื้นที่ของระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ไฟฟ้า เพื่อวิเคราะห์ศักยภาพกำลังการผลิตสูงสุดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตามแผนผังศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย ตามตำแหน่งที่มีการติดตั้ง เพื่อหา กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่จะสามารถผลิตได้ ณ ตำแหน่งนั้น ที่อัตราความเข้มแสงมากที่สุด โดยอาศัยการประยุกต์ใช้หลักการวิเคราะห์แบบโครงข่าย ร่วมกับการสร้างเงื่อนไขความสัมพันธ์ระหว่างข้อมูล ทำให้ทราบถึงบริเวณพื้นที่ที่ต้องการศึกษา โดยสามารถวิเคราะห์ศักยภาพกำลังการผลิตสูงสุดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้

4.2.3 ผลประยุกต์ใช้งานระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ไฟฟ้าในการประเมินศักยภาพกำลังการผลิตสูงสุดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ในกรณีของประเทศไทย ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ในบริเวณต่าง ๆ โดยเฉลี่ยทั้งปีสามารถแสดงได้ด้วยแผนที่รังสีอาทิตย์สำหรับประเทศไทยพิจารณาได้ดังรูปที่ 4.14 โดยบริเวณที่ได้รับปริมาณรังสีอาทิตย์สูงสุดมีค่าประมาณ 19-20 MJ/m² ต่อวันหรือประมาณ 5.28-5.56 kWh/m² ต่อวัน จะอยู่ในบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย และอำเภอโคกสำโรง จังหวัดลพบุรี ซึ่งเป็นเขตพื้นที่ที่จะทำการศึกษา โดยมีค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ทุกพื้นที่ตลอดทั้งปีประมาณ 18.2 MJ/m²-day ซึ่งถือได้ว่าอยู่ในระดับที่สามารถนำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าได้ โดยพิจารณาจากภาพจะเห็นว่าบริเวณที่มีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์สูงแผ่เป็นบริเวณกว้างทางตอนล่างของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และตอนบนของภาคตะวันออกเฉียงเหนือที่จังหวัดอุดรธานี รวมทั้งบางส่วนของภาคกลาง ซึ่งจากศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละเดือนดังรูปที่ 4.15 พบว่าประเทศไทยมีช่วงเวลาที่ระดับรังสีอาทิตย์ค่อนข้างสูงในช่วงเวลาที่ค่อนข้างยาวนาน



รูปที่ 4.14 ระดับรังสีอาทิตย์เฉลี่ยของประเทศไทย

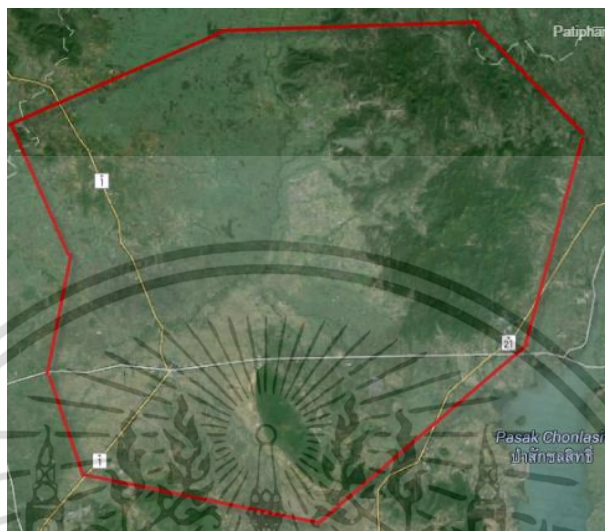


รูปที่ 4.15 ระดับรังสีอาทิตย์เฉลี่ยในแต่ละเดือน ของประเทศไทย

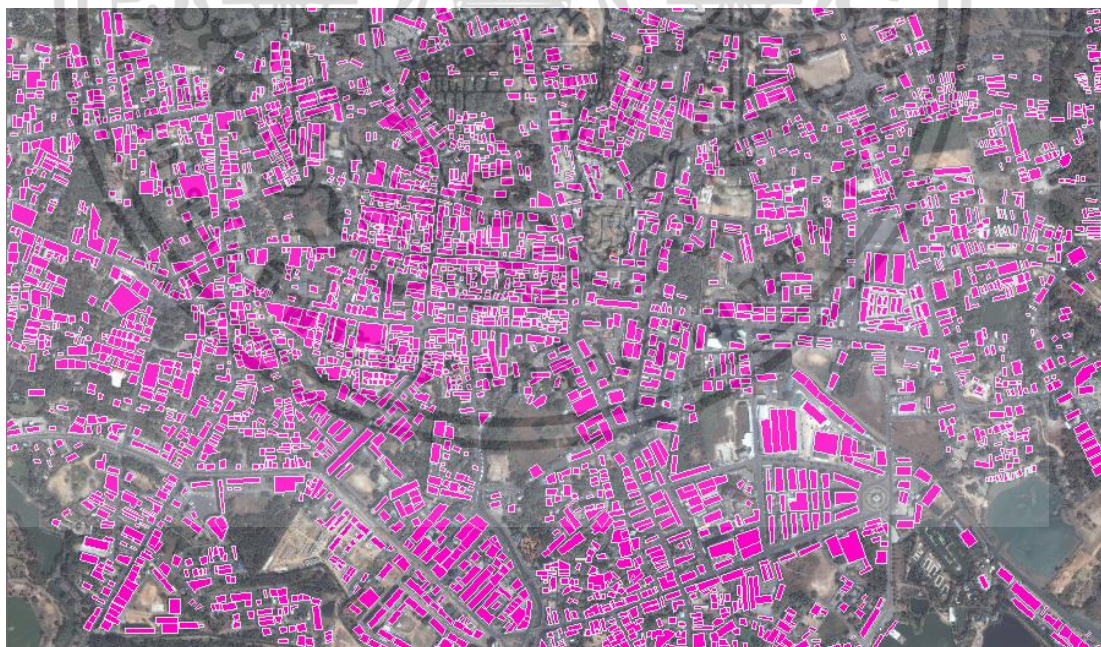
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.2.4 เขตพื้นที่ที่ทำการศึกษา

งานวิจัยนี้พิจารณาเลือกเขตพื้นที่ที่ทำการศึกษาจากการประเมินความเข้มรังสีอาทิตย์จากแผนผังศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย โดยพบว่าในบริเวณอำเภอโคกสำโรง จังหวัดลพบุรี มีปริมาณความเข้มรังสีอาทิตย์เฉลี่ยค่อนข้างสูง ตลอดทั้งปี พิจารณาได้ดังรูปที่ 4.16 (ก)



รูปที่ 4.16 (ก) เขตพื้นที่อำเภอโคกสำโรง จังหวัดลพบุรี



รูปที่ 4.16 (ข) บริเวณที่สามารถติดตั้งระบบจำหน่ายพลังงานแสงอาทิตย์ได้
ในพื้นที่อำเภอโคกสำโรง จังหวัดลพบุรี

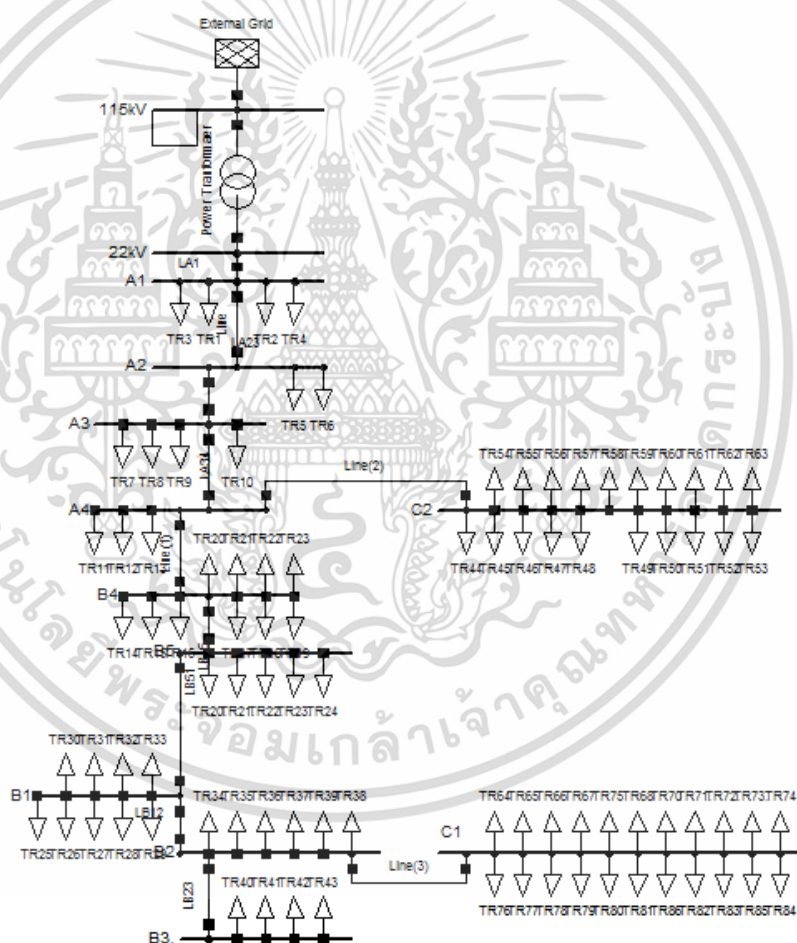
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.3 การประเมินผลกระทบด้านเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า

งานวิจัยนี้ทำการประเมินผลกระทบจากการเชื่อมต่อระบบผลิตกำลังไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อระบบจำหน่าย ต่อเนื่องจากการประเมินสมรรถนะกำลังการผลิตสูงสุด 3 ด้าน คือ ผลกระทบต่อการยกตัวของระดับแรงดันไฟฟ้า ผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ และผลกระทบต่อภาระโหลดของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

4.3.1 แบบจำลองระบบจำหน่ายที่ทำการศึกษา

ในการประเมินผลกระทบด้านเทคนิคจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ใช้ข้อมูลจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อสร้างแบบจำลองระบบจำหน่ายที่ใช้ในการศึกษา พิจารณาดังรูปที่ 4.17

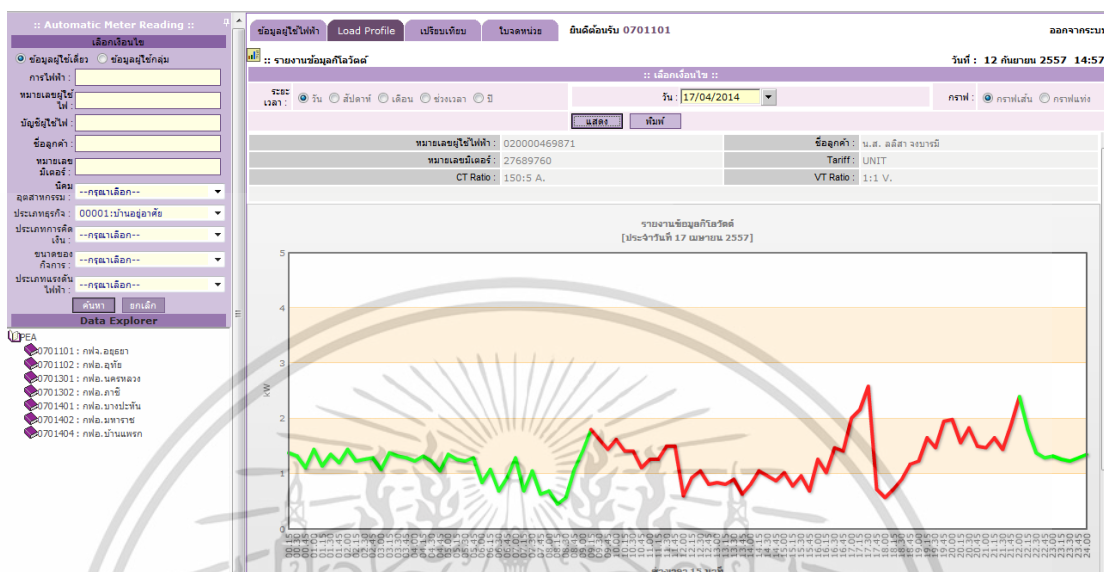


รูปที่ 4.17 แบบจำลองระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ทำการศึกษา
ในพื้นที่อำเภอโคกสำโรง จังหวัดลพบุรี

4.3.2 ข้อมูลความต้องการการใช้พลังงานไฟฟ้า

ในงานวิจัยนี้ใช้ข้อมูลการความต้องการพลังงานไฟฟ้าจริงของผู้ใช้ไฟซึ่งอ่านและเก็บค่าได้จากฐานข้อมูลของระบบมิเตอร์อ่านหน่วยอัตโนมัติ (Automatic Meter Reading :AMR) โดยข้อมูลนี้เอกสารนี้เป็นเอกสารทสวงนโวสําหรับการเชิงงานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปเผยแพร่บนสื่อใดๆ ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

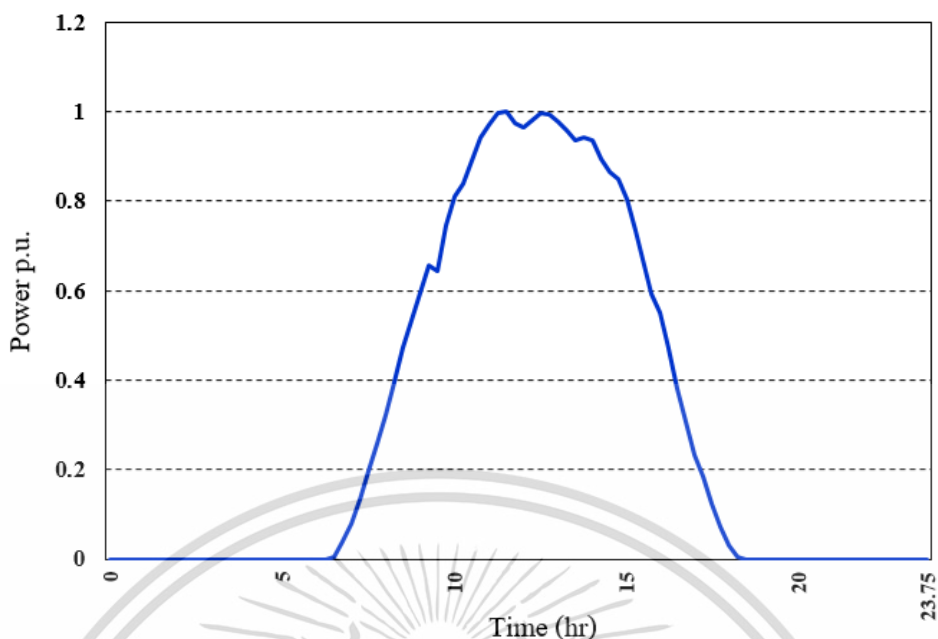
นำมาใช้ในการวิเคราะห์ได้แก่ ข้อมูลความต้องการการใช้พลังงานไฟฟ้ารายวัน ซึ่งระบบ AMR จะทำการอ่านและบันทึกข้อมูลในทุก 15 นาที แสดงดังรูปที่ 4.18 โดยความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงจะอยู่ที่ช่วงเวลา 06.00 – 09.00 น. ก่อนจะกลับมาสูงสุดอีกครั้งในช่วงเวลา 16.00 – 22.00 น.



รูปที่ 4.18 ความต้องการการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบ AMR

4.3.3 ข้อมูลกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในงานวิจัยนี้ใช้ข้อมูลการตรวจวัดกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และส่งจ่ายสู่ระบบจำหน่ายของ กฟภ. ที่ สถานีไฟฟ้าบางปะหัน วงจรที่ 9 โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีพิกัดกำลังการผลิตที่ 8 เมกะวัตต์ และนำมาทำการเปรียบเทียบเพื่อให้ได้กำลังการผลิตที่ต้องการศึกษา แสดงดังรูปที่ 4.19 ซึ่งจากข้อมูลจะเห็นว่า PV จะสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้ในช่วงเวลา 07.00 – 18.00 น. โดยอัตราการผลิตจะสูงในช่วง 10:00 – 15:00 น.



รูปที่ 4.19 ข้อมูลกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่สถานีไฟฟ้าบางปะหัน

4.3.4 กรณีศึกษา

จากระบบทดสอบดังรูปที่ 4.17 ข้างต้นทำการจำลองระบบในโปรแกรม DIgSILENT Power factory เพื่อศึกษาผลกระทบต่อการยกตัวของระดับแรงดันไฟฟ้า ผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ และผลกระทบต่อการไหลของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง และแบ่งการศึกษาเพื่อวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างผลกระทบในด้านต่างๆ กับตำแหน่งที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็น 3 กรณี โดยการศึกษาผลกระทบในแต่ละกรณีมีขั้นตอนการทำงานดังรูปที่ 4.20, 4.21 และ 4.22

1. กรณีที่ 1 ติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ระยะทางในช่วง 0 – 30 เปอร์เซ็นต์ของระบบจำหน่าย (ระยะทางต้นสาย)
2. กรณีที่ 2 ติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ระยะทางในช่วง 31 – 60 เปอร์เซ็นต์ของระบบจำหน่าย (ระยะทางกลางสาย)
3. กรณีที่ 3 ติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ระยะทางในช่วง 61 – 100 เปอร์เซ็นต์ของระบบจำหน่าย (ระยะทางปลายสาย)

4.3.5 กระบวนการทดสอบ

4.3.5.1 การศึกษาผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้า ในกรณีศึกษานี้จะทำการศึกษาผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าเมื่อมีการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยเปรียบเทียบความสัมพันธ์ระหว่างคุณลักษณะแรงดันไฟฟ้ากับขนาดและตำแหน่งติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พิจารณาขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ตามสัดส่วนการจ่ายเทียบกับโหลดของระบบ เพื่อเป็นการง่ายในการเปรียบเทียบได้ดังสมการที่ 49

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$\%PVpenetration = \frac{Power_{PV}}{Power_{load}} \quad (4.1)$$

จากสมมติฐานที่ว่าหากมี %PV Penetration ที่มากกว่าความต้องการของโหลดรวมในระบบมีผลให้ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงขึ้น โดยความรุนแรงจะมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับขนาดของกำลังไฟฟ้าที่ระบบได้รับ จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และพิกัดการติดตั้ง

โดยวิธีการทดสอบมีกระบวนการดังนี้

1. ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในตามตำแหน่งติดตั้งกรณีศึกษาที่ 1
2. กำหนดให้ตัวต้นคือ %PV Penetration ที่เข้ามาเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า โดยเริ่มต้นที่ 0% PV Penetration และทำการเพิ่มค่าขึ้นครั้งละ 10% จนกระทั่งถึงศักยภาพสูงสุดในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เป็นไปได้
3. วิเคราะห์ผลตอบสนองของแรงดันที่เกิดขึ้นที่ส่วนของ External Infeed แล้วทำการบันทึกผลการจำลอง
4. กลับไปทำซ้ำในกระบวนการที่ 1 โดยเปลี่ยนตำแหน่งการติดตั้ง ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นกรณีศึกษาที่ 2 และ 3 ตามลำดับ

4.3.5.2 ผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ในกรณีศึกษานี้จะทำการศึกษาผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียเมื่อมีการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยเปรียบเทียบความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบจำหน่ายแรงกับขนาดและตำแหน่งติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

จากสมมติฐานที่ว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจะมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับขนาดและตำแหน่งการติดตั้งของ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยหากกำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตได้มีค่าใกล้เคียงกับผลรวมของโหลดทั้งหมดในระบบ จะส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมน้อยลง แต่หากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่ามากกว่าผลรวมของโหลดทั้งระบบ จะทำให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมเพิ่มขึ้น และเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในตำแหน่งต้นสายดังกรณีที่ 1 จะทำให้ได้กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมน้อยกว่ากรณีติดตั้งที่ปลายสายดังในกรณีที่ 3 โดยวิธีการทดสอบมีกระบวนการดังนี้

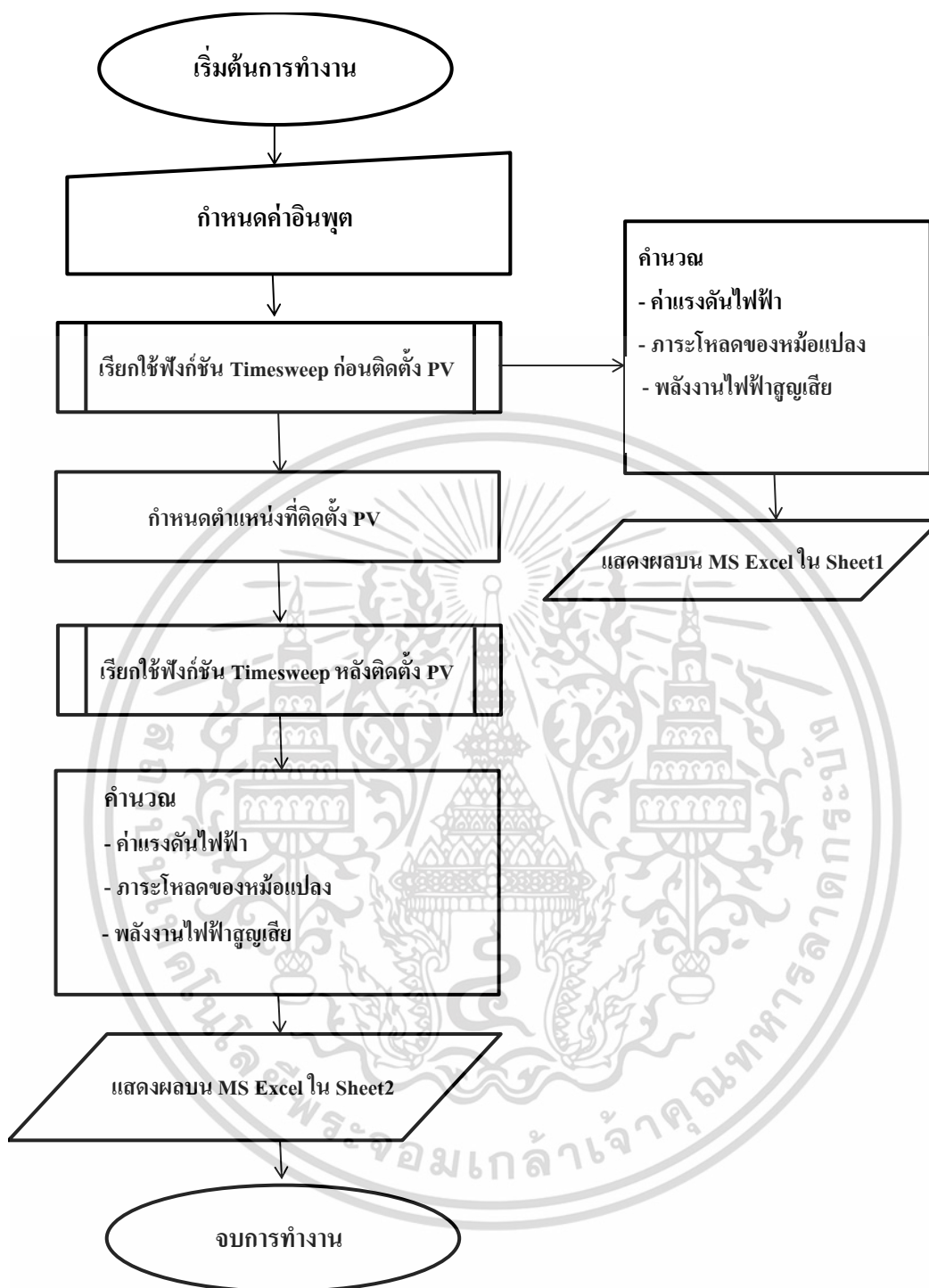
1. ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในตำแหน่งการติดตั้งตามกรณีศึกษาที่ 1 ในระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า
2. กำหนดให้ตัวต้นคือ %PV Penetration ที่เข้ามาเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า โดยเริ่มต้นที่ 0% PV Penetration และทำการเพิ่มค่าขึ้นครั้งละ 10% จนกระทั่งถึงศักยภาพสูงสุดในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เป็นไปได้
3. วิเคราะห์ผลกระทบกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นทั้งระบบ แล้วทำการบันทึกผลการจำลองระบบ
4. กลับไปทำซ้ำในกระบวนการที่ 1 โดยเปลี่ยนตำแหน่งการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นกรณีศึกษาที่ 2 และ 3 ตามลำดับ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

4.3.5.3 ผลกระทบภาระการจ่ายโหลดของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ในกรณีศึกษานี้จะทำการศึกษาผลกระทบต่อภาระการจ่ายโหลดของหม้อแปลงไฟฟ้าเมื่อมีการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยเปรียบเทียบความสัมพันธ์ระหว่างภาระการจ่ายโหลดหม้อแปลงกับขนาดและตำแหน่งติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อประเมินผลกระทบจากความไม่สัมพันธ์กันระหว่างความต้องการพลังงานไฟฟ้าของโหลดกับความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยวิธีการทดสอบมีกระบวนการดังนี้

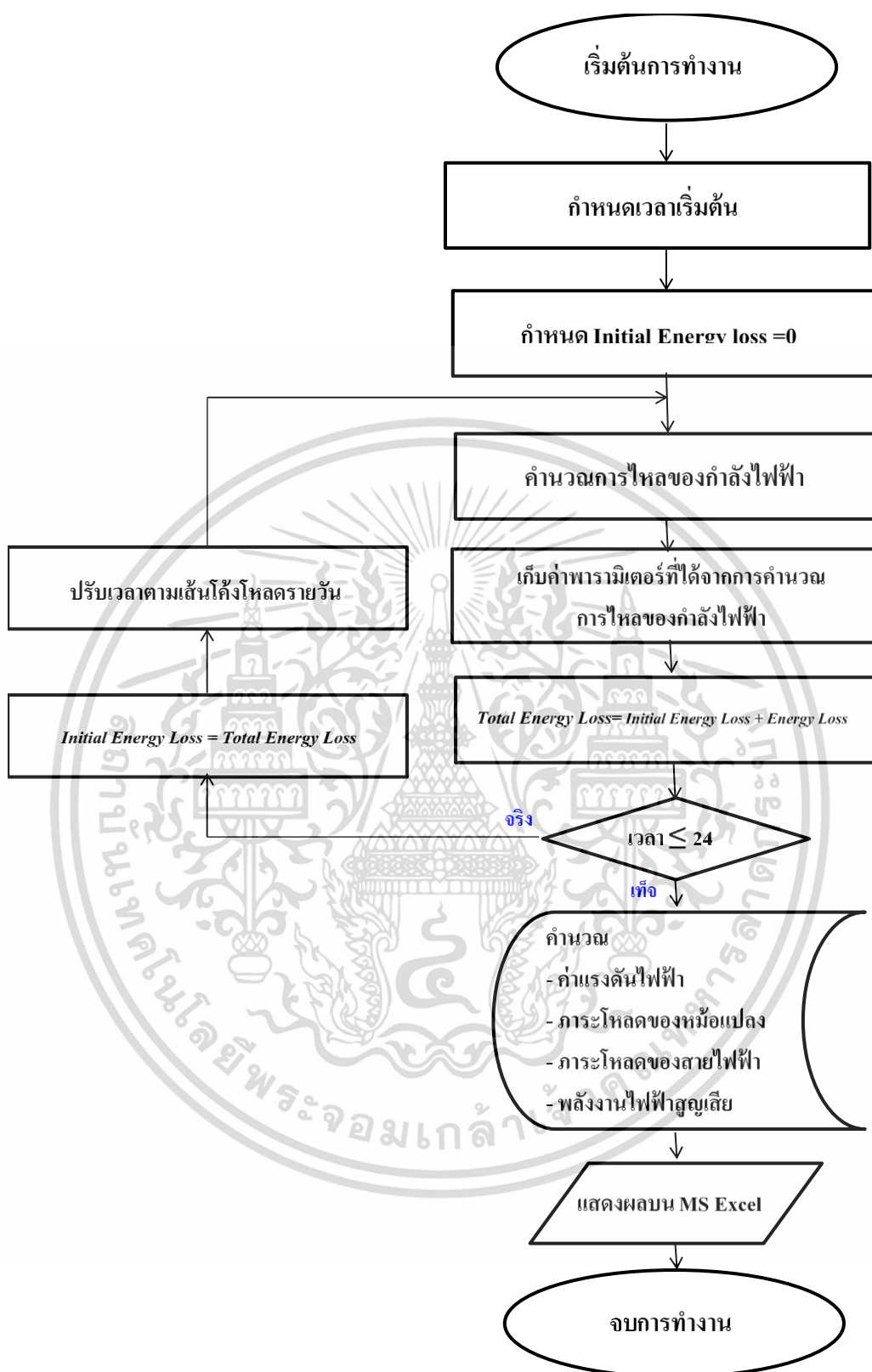
1. ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในตำแหน่งการติดตั้งในกรณีศึกษาที่ 1
2. กำหนดให้ตัวต้นคือ %PV Penetration ที่เข้ามาเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า โดยเริ่มต้นที่ 0% PV Penetration และทำการเพิ่มค่าขึ้นครั้งละ 10% จนกระทั่งถึงศักยภาพสูงสุดในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เป็นไปได้
3. วิเคราะห์ผลกระทบภาระโหลดของหม้อแปลงไฟฟ้า แล้วทำการบันทึกผลการที่ได้จากจำลองสถานการณ์
4. กลับไปทำซ้ำในกระบวนการที่ 1 โดยเปลี่ยนตำแหน่งการติดตั้ง เป็นกรณีศึกษาที่ 2 และ 3 ตามลำดับ

โดยสามารถพิจารณาลำดับขั้นตอนของการประเมินผลกระทบด้านเทคนิคของการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อวิเคราะห์ผลกระทบนั้นๆ ได้ดังรูปที่ 4.20 และ 4.21 และฟังก์ชันย่อยแสดงการทำงานของโปรแกรมพิจารณาดังรูปที่ 4.22



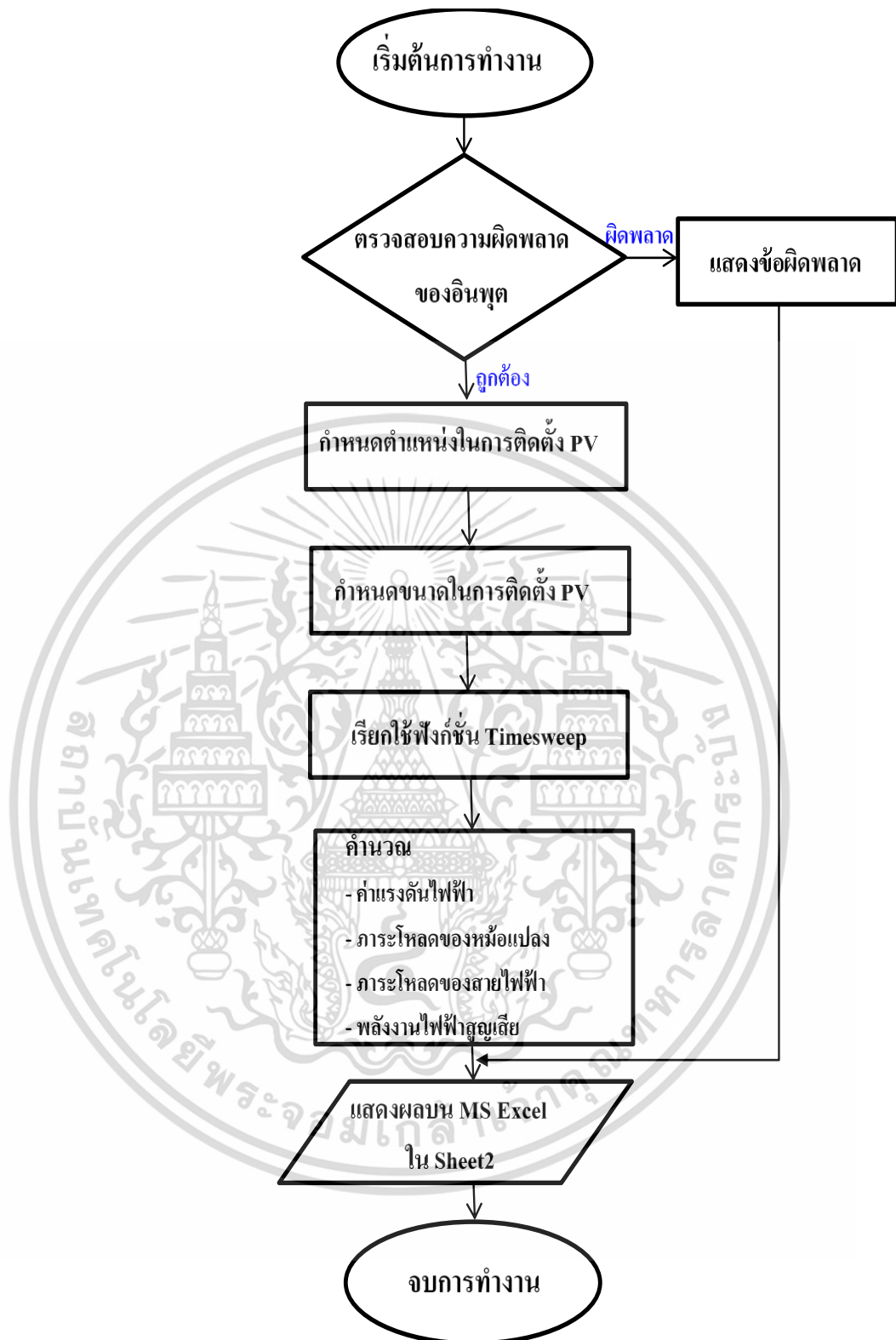
รูปที่ 4.20 ขั้นตอนการทำงานหลักเพื่อการวิเคราะห์ผลกระทบ
การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.21 ลำดับการคำนวณของฟังก์ชัน Time Sweep

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4.22 ขั้นตอนการทำงานของฟังก์ชันย่อยเพื่อกำหนดขนาดติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

บทที่ 5

ผลการจำลองและการทดสอบ

5.1 บทนำ

ในบทนี้กล่าวถึงผลการทดสอบจากเขตพื้นที่ในกรณีศึกษา ซึ่งในงานวิจัยนี้ใช้เขตพื้นที่ อำเภอโคกสำโรง จังหวัดลพบุรี ในการศึกษาหลักการประเมินสมรรถนะกำลังการผลิตสูงสุดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และทำการประเมินผลกระทบต่อด้านเทคนิค 3 ประการ คือ ผลกระทบต่อการยกตัวของระดับแรงดันไฟฟ้า ผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง และผลกระทบต่อภาระโหลดของหม้อแปลงไฟฟ้า ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

5.2 ผลการประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พิจารณาจากแผงผังความเข้มรังสีอาทิตย์ ในแต่ละพื้นที่ที่สามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ โดยพิจารณาในบริเวณที่มีความเข้มรังสีอาทิตย์สูง ในช่วงเดือนพฤษภาคม เพื่อให้ได้ประสิทธิภาพสูงสุด จึงทำการละลายพื้นที่บางส่วนออกไป และพิจารณาเฉพาะพื้นที่ที่มีระบบจำหน่ายผ่าน พิจารณาดังรูปที่ 4.16 (ข) ได้พื้นที่ที่นำมาพิจารณาทั้งหมด รวมพื้นที่ที่มีศักยภาพค่อนข้างสูงในการผลิตกำลังไฟฟ้าทั้งหมด 1,165,172.034188 ตารางเมตรหรือคิดเป็น 82.46 เปอร์เซ็นต์ของพื้นที่ทั้งหมด โดยพื้นที่รับแสงหากติดตั้งบนพื้นที่ที่ได้พิจารณา ตามลักษณะการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะมีพื้นที่รับแสง 82% ของพื้นที่ทั้งหมดเพราะฉะนั้นได้พื้นที่แผงเซลล์ที่รับแสงอาทิตย์คำนวณได้จาก

$$1,165,172.034188 \times 82\% = 955,441.0680 \quad \text{ตารางเมตร}$$

โดยเลือกชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ที่นำมาติดตั้งเพื่อประเมินศักยภาพกำลังการผลิตสูงสุดในเขตพื้นที่ที่ต้องการศึกษาเป็นเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกผสมซึ่งมีประสิทธิภาพประมาณ 16 เปอร์เซ็นต์ หรือ 160 วัตต์/ตารางเมตร/ชั่วโมง คำนวณตามหลักการการแปลงผันพลังงานได้พลังงานไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในอำเภอโคกสำโรงผลิตได้สูงสุดตามพื้นที่ที่คัดเลือกตามความเหมาะสมดังนี้

$$955,441.0680 \times 160 \times 0.7 = 107,009,399.62 \quad \text{วัตต์}$$

$$\text{หรือประมาณ} \quad 107.094 \quad \text{เมกะวัตต์}$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5.3 ผลการประเมินกระทบด้านเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

5.3.1 ผลกระทบต่อระดับแรงดันไฟฟ้า

โดยการศึกษาแบ่งเป็น 3 กรณี ตามระยะทางการติดตั้ง ดังนี้.

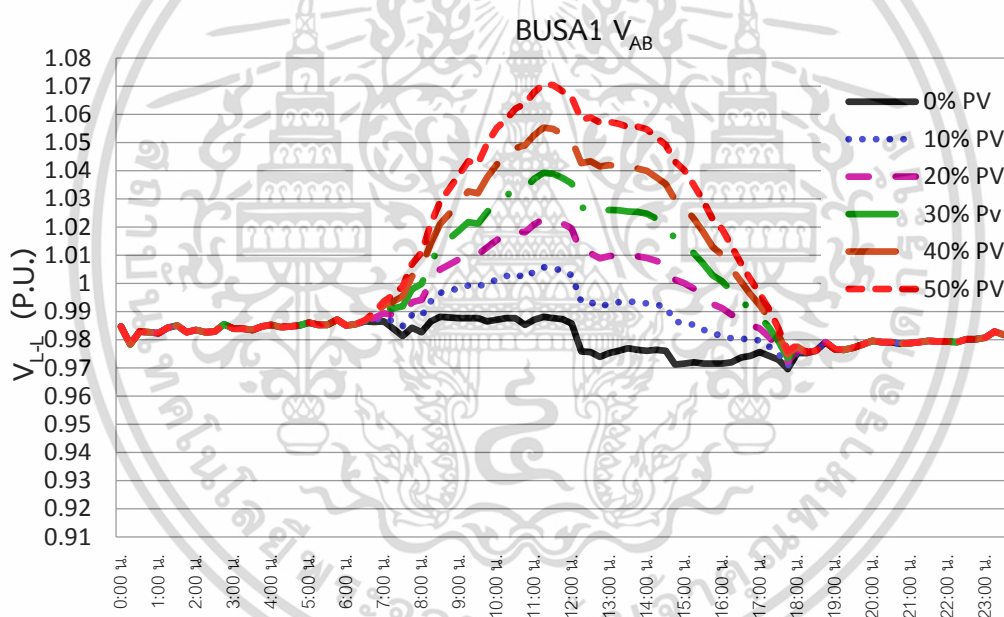
กรณีที่ 1 ระยะทาง 0-30% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSA1, BUSA2

กรณีที่ 2 ระยะทาง 31-60% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSA3, BUSA4, BUSB4, BUSB5, BUSC2

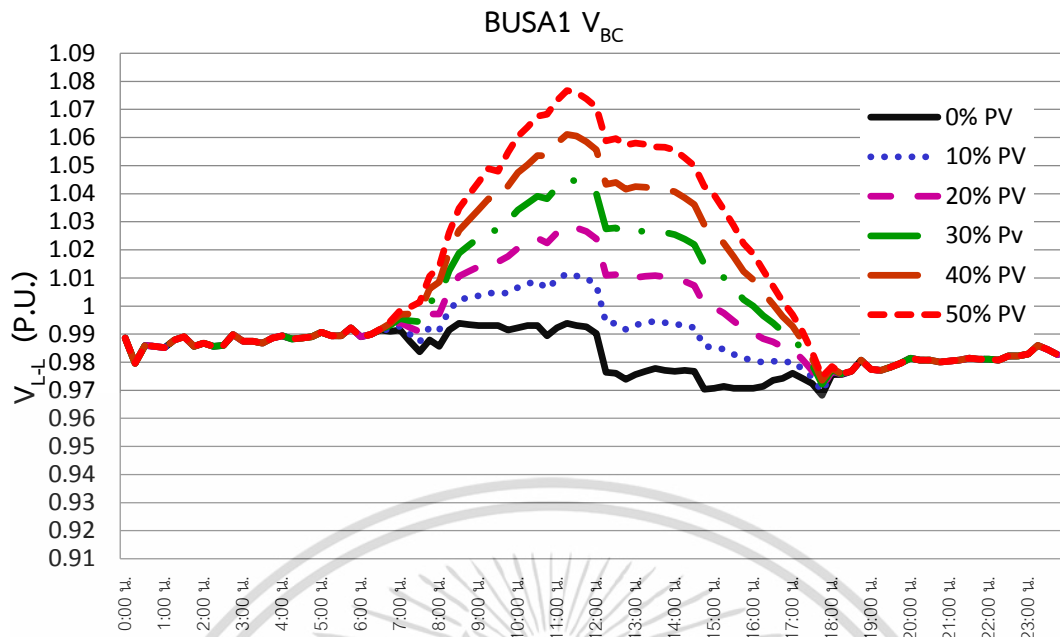
กรณีที่ 3 ระยะทาง 61-100% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSB1, BUSB2, BUSB3 , BUSC1

จากนั้นทำการเพิ่มอัตราส่วนจ่ายพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เทียบกับ ความต้องการโหลดที่แท้จริงที่ทำการศึกษา (%PV penetation) โดยทำการเพิ่มครั้งละ 10% ที่ทุกๆบัสที่มีในระบบที่ทำการศึกษาเพื่อสังเกตผลกระทบด้านเทคนิค และสามารถสรุปผลการศึกษาได้ดังนี้

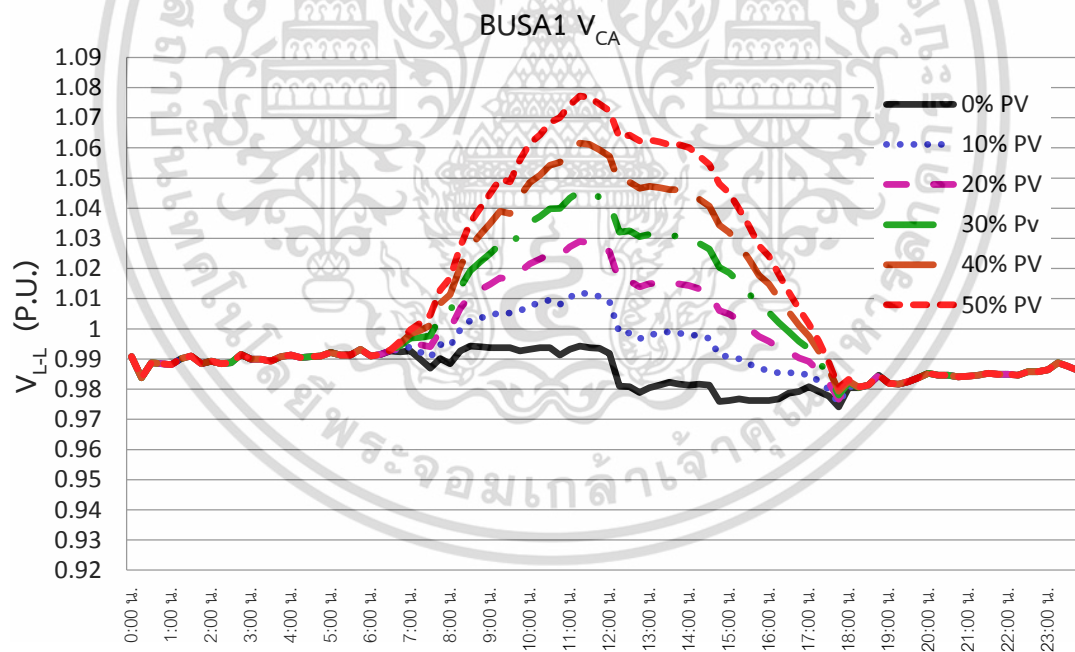
1. ระยะทาง 0-30% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSA1, BUSA2



รูปที่ 5.1 กราฟแรงดันเฟส AB เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A1 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ

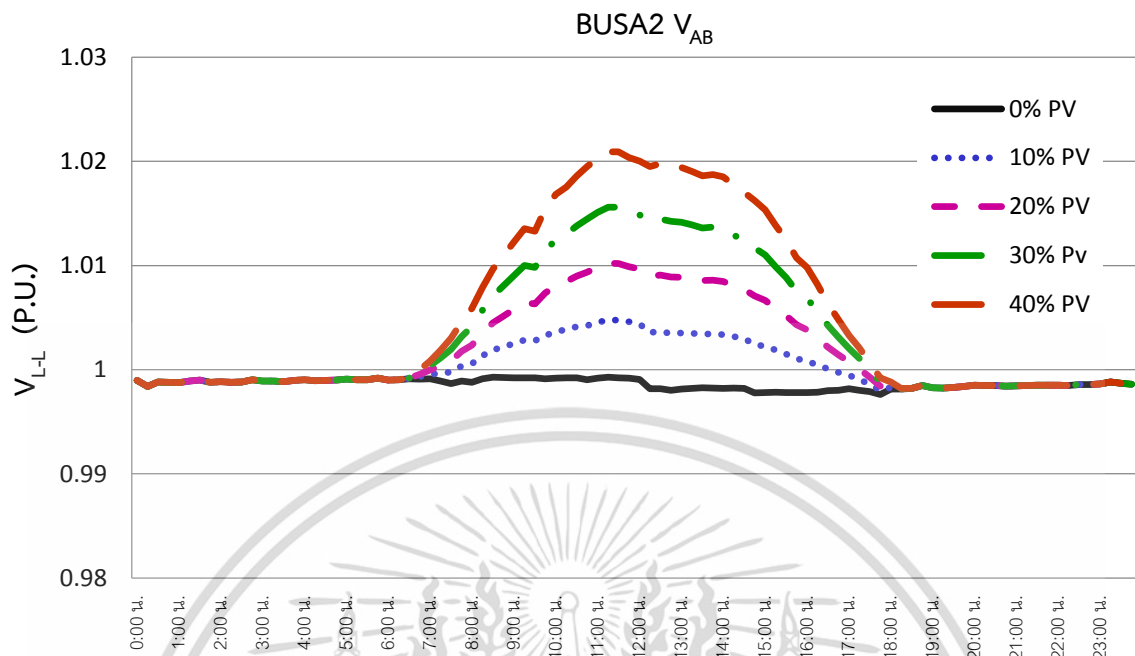


รูปที่ 5.2 กราฟแรงดันเฟส BC เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A1 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ

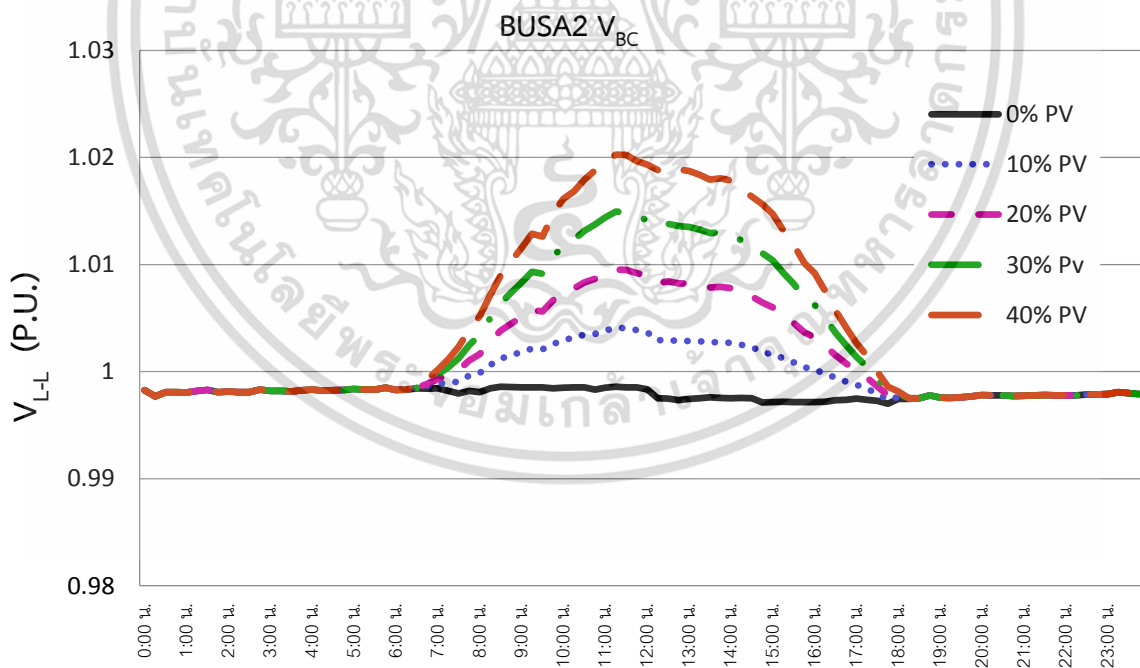


รูปที่ 5.3 กราฟแรงดันเฟส CA เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A1 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

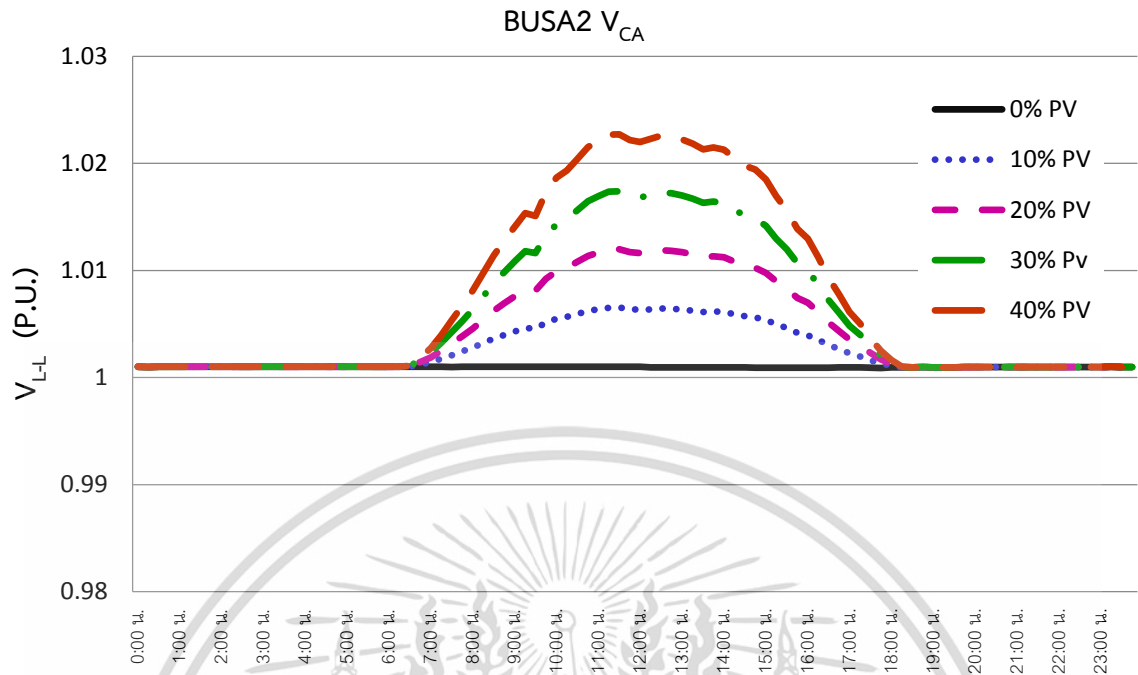


รูปที่ 5.4 กราฟแรงดันเฟส AB เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A2 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ



รูปที่ 5.5 กราฟแรงดันเฟส BC เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A2 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ

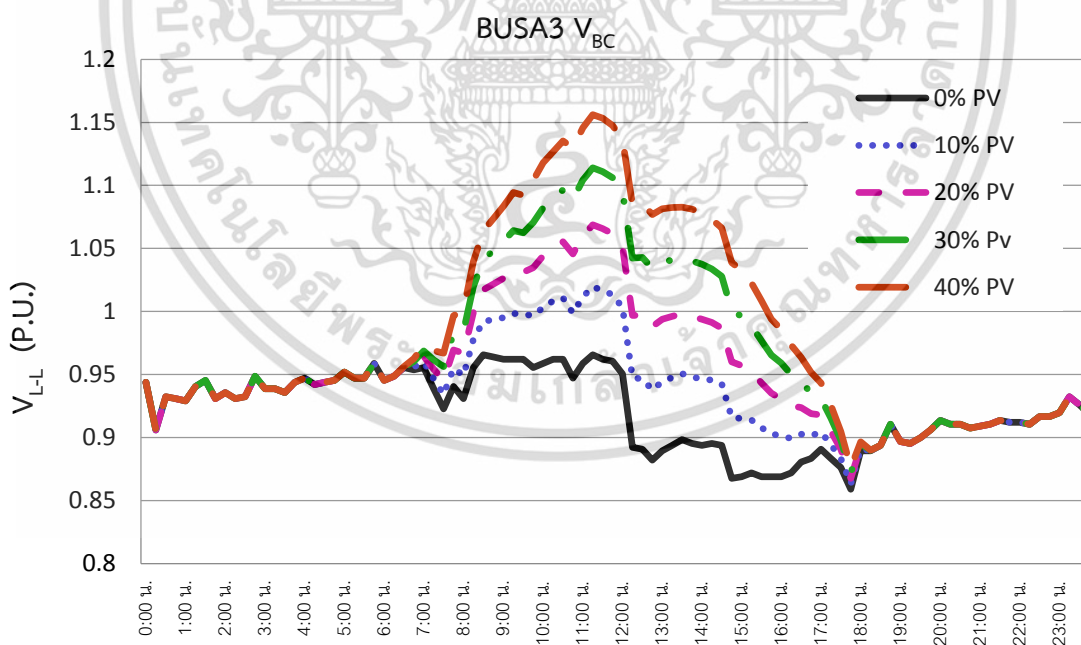
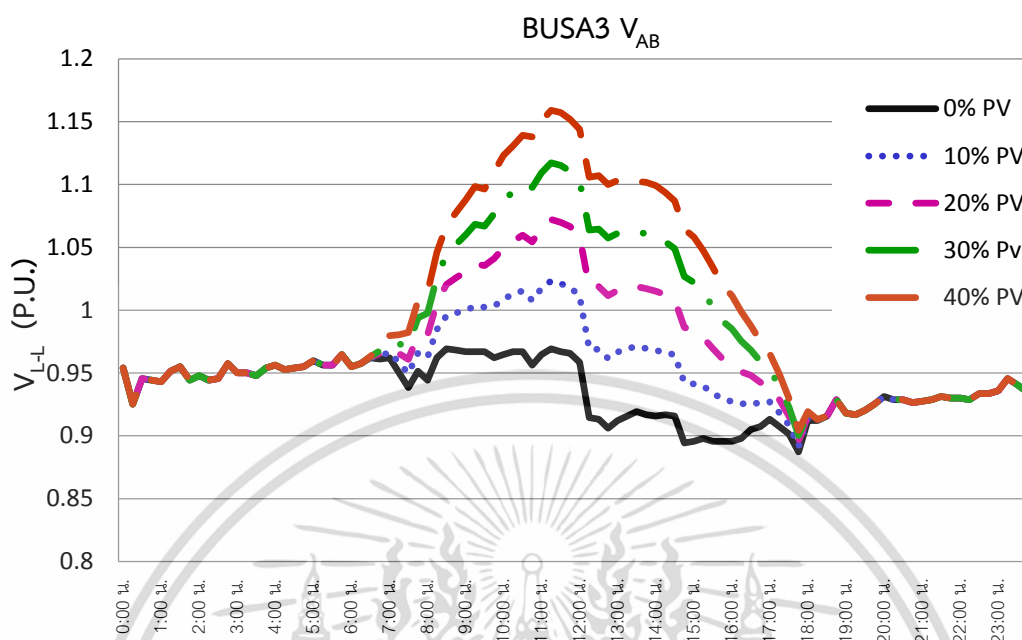
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



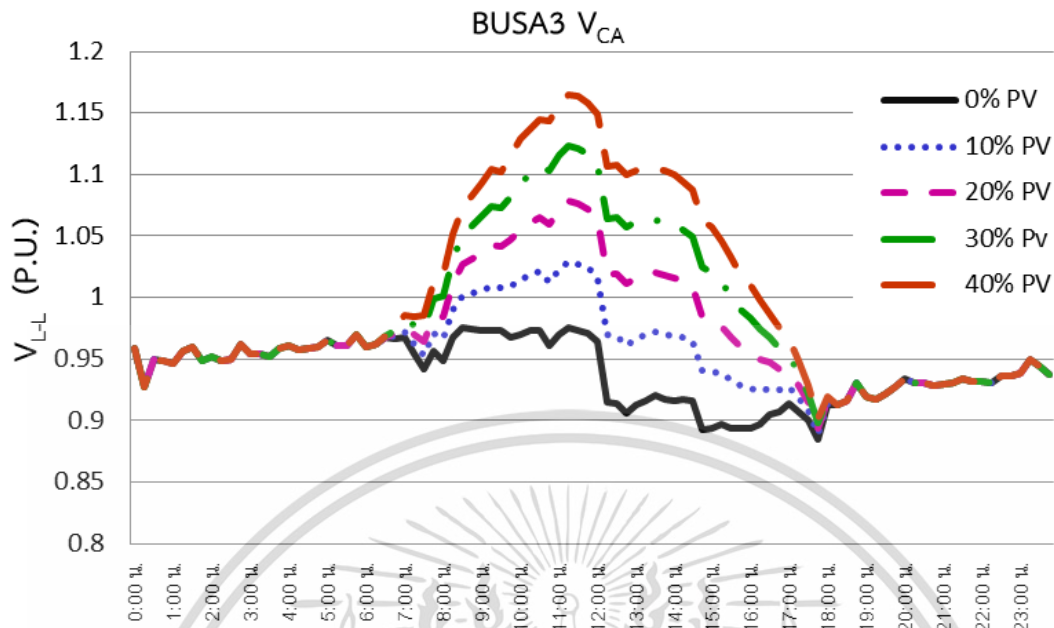
รูปที่ 5.6 กราฟแรงดันเฟส CA เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A2 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

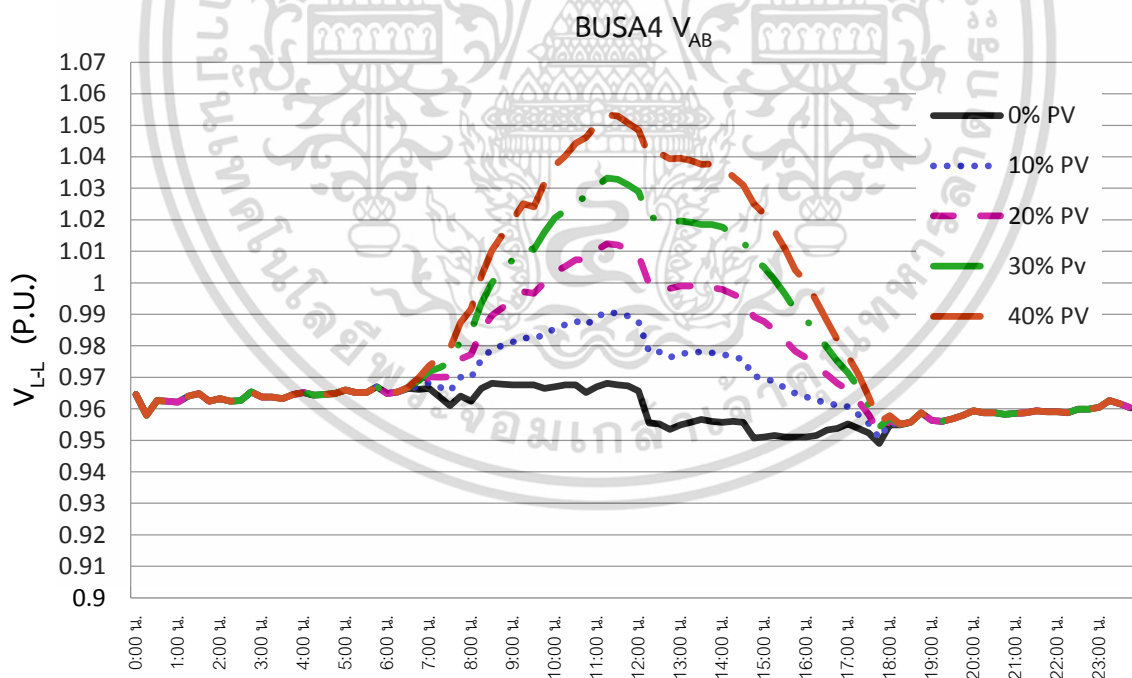
2. ระยะทาง 31-60% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSA3, BUSA4, BUSB4, BUSB5, BUSC2



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

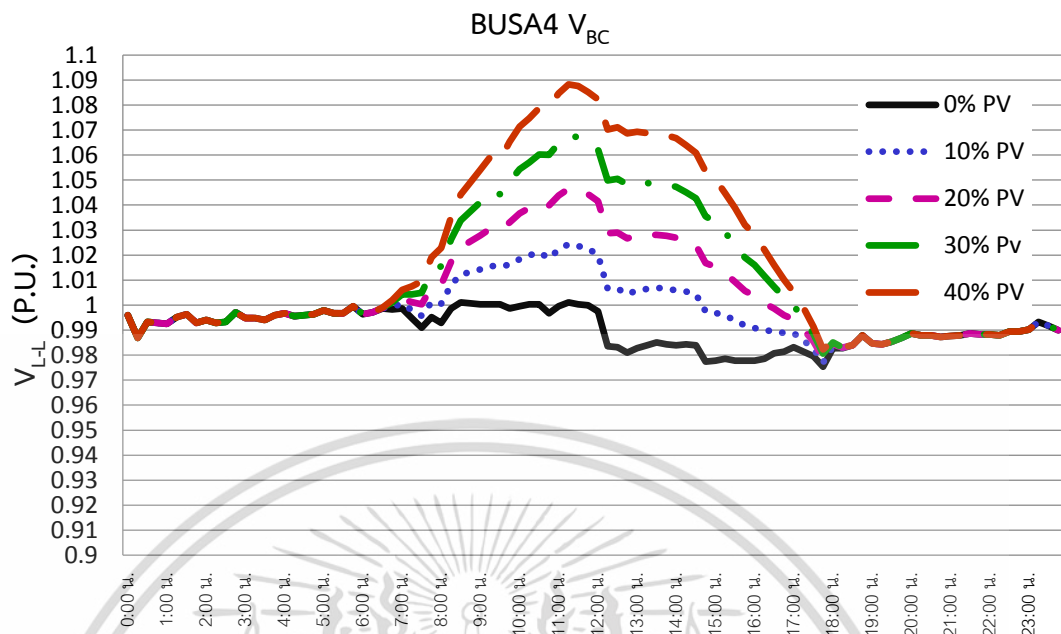


รูปที่ 5.9 กราฟแรงดันเฟส CA เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A3 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ

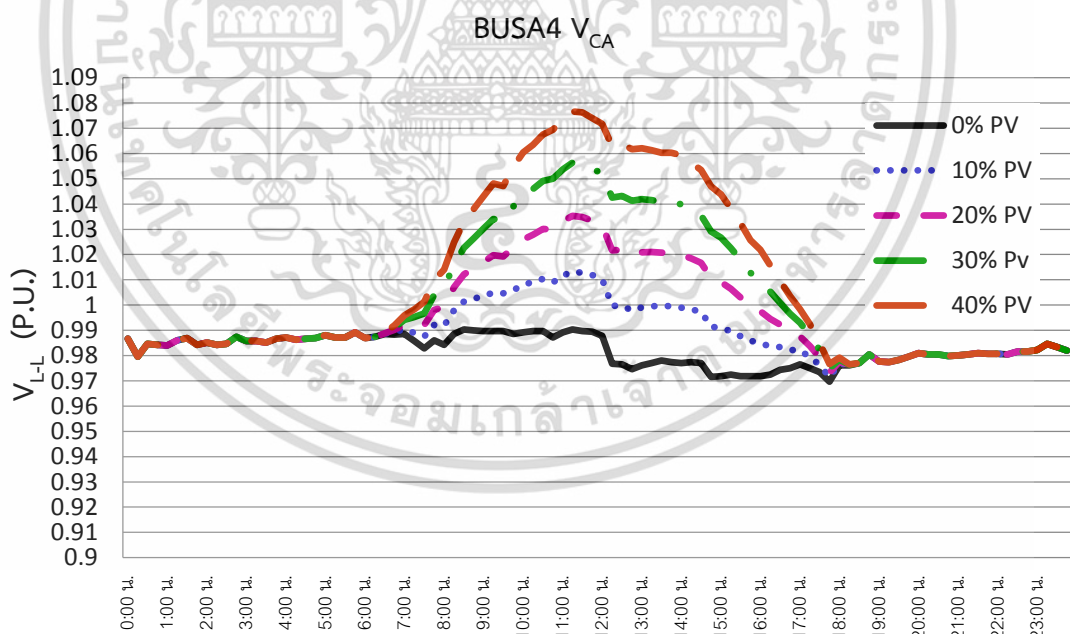


รูปที่ 5.10 กราฟแรงดันเฟส AB เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A4 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

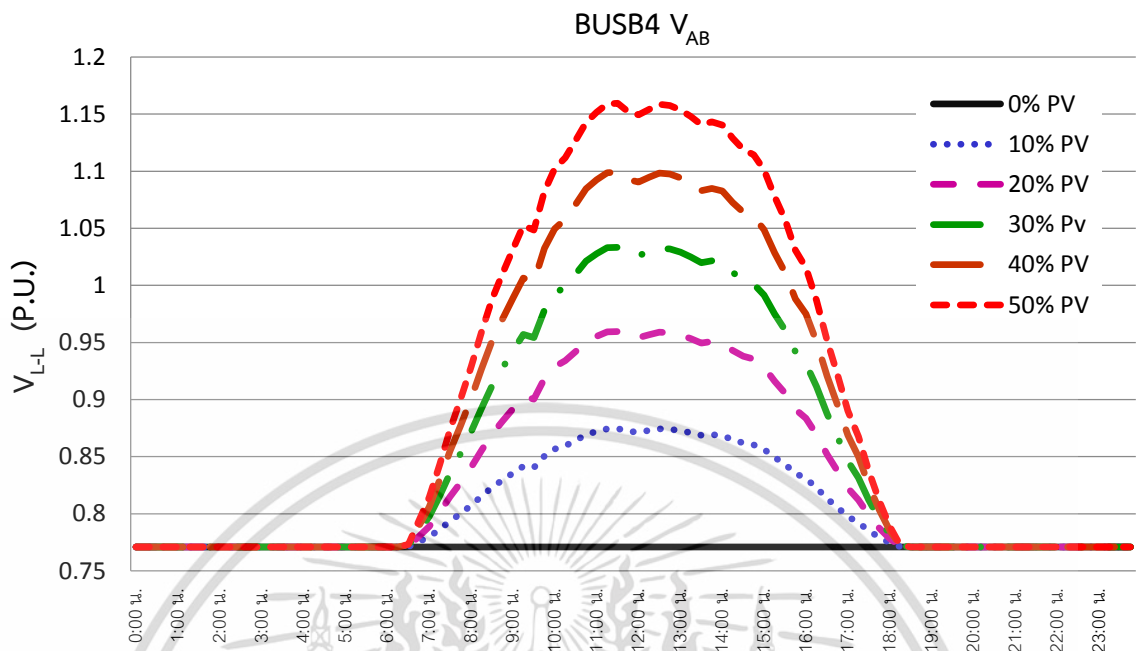


รูปที่ 5.11 กราฟแรงดันเฟส BC เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A4 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ

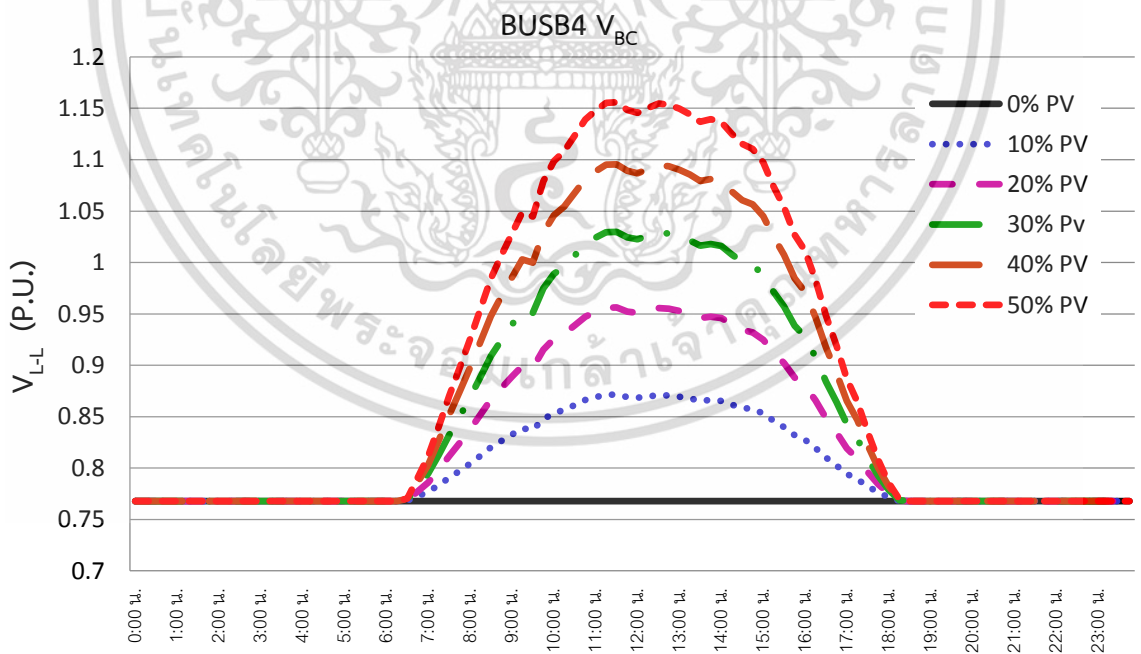


รูปที่ 5.12 กราฟแรงดันเฟส CA เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส A4 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

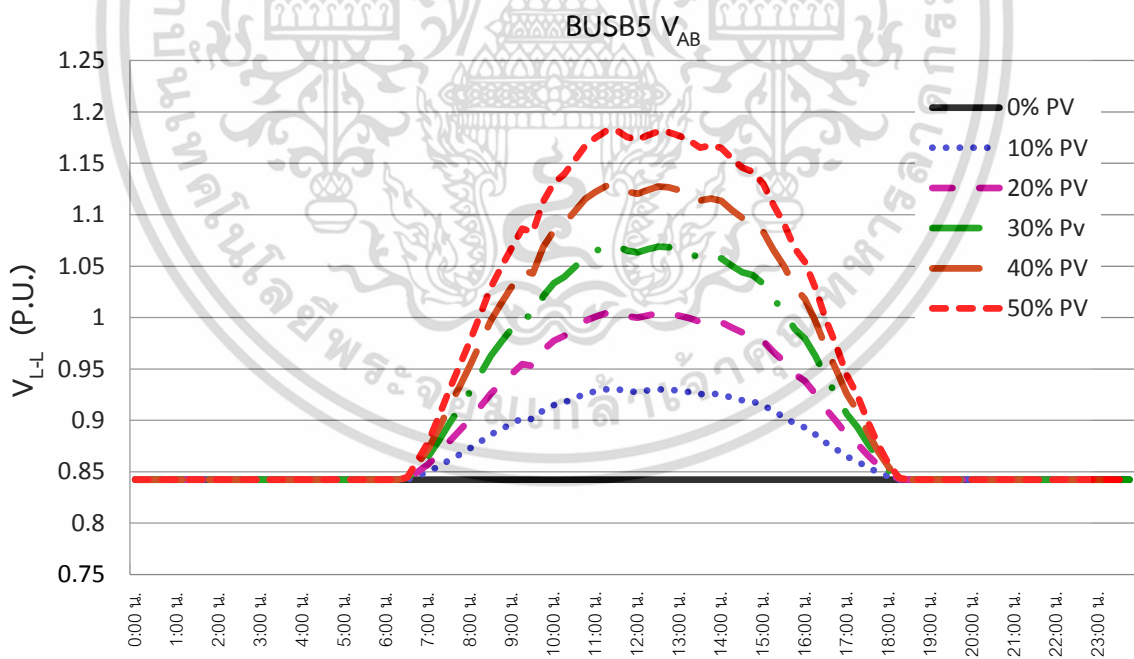
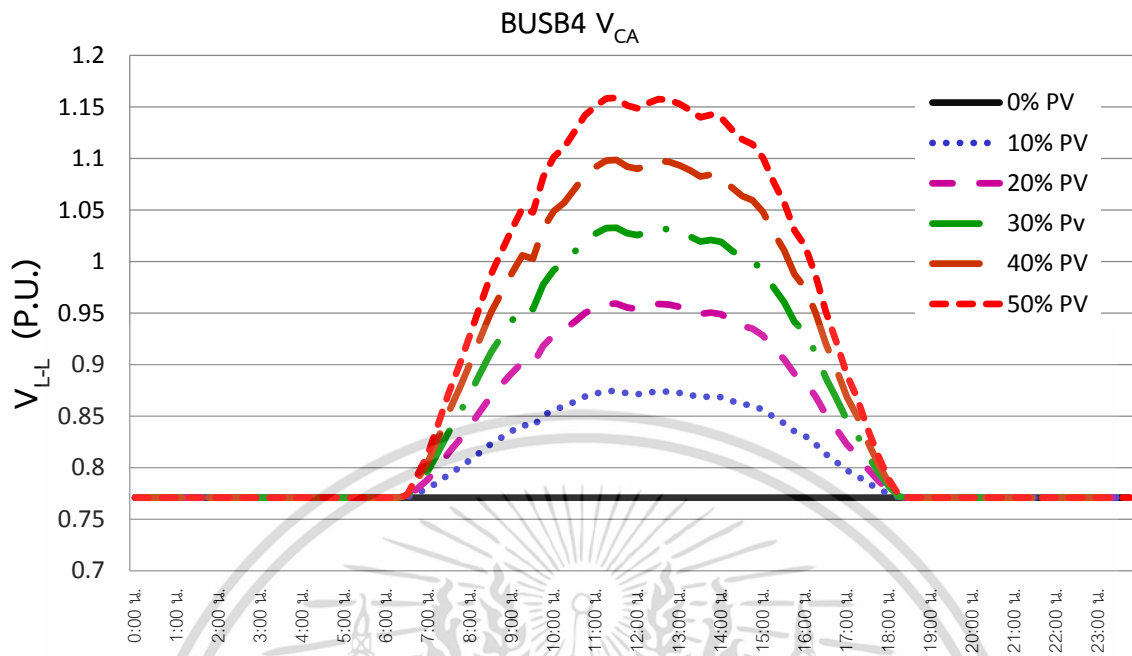


รูปที่ 5.13 กราฟแรงดันเฟส AB เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B4 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ

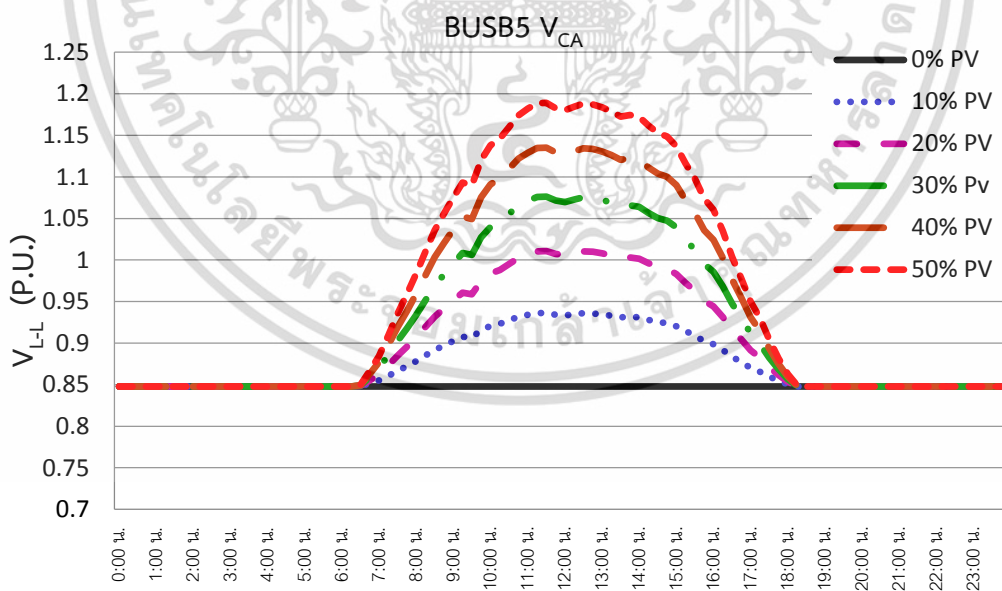
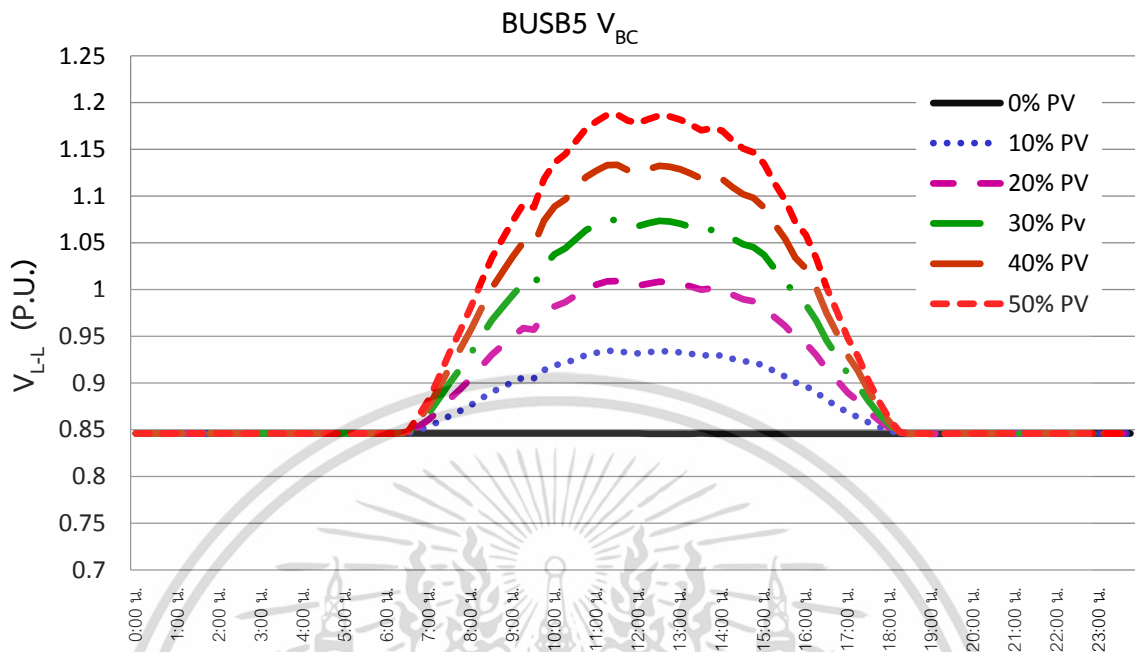


รูปที่ 5.14 กราฟแรงดันเฟส BC เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B4 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ

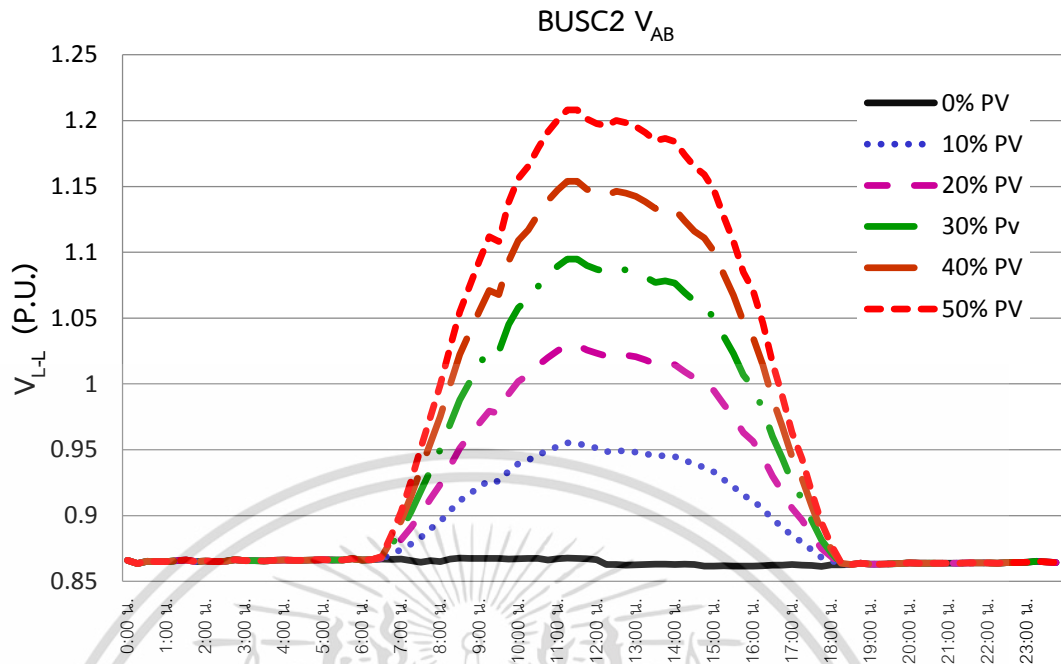
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



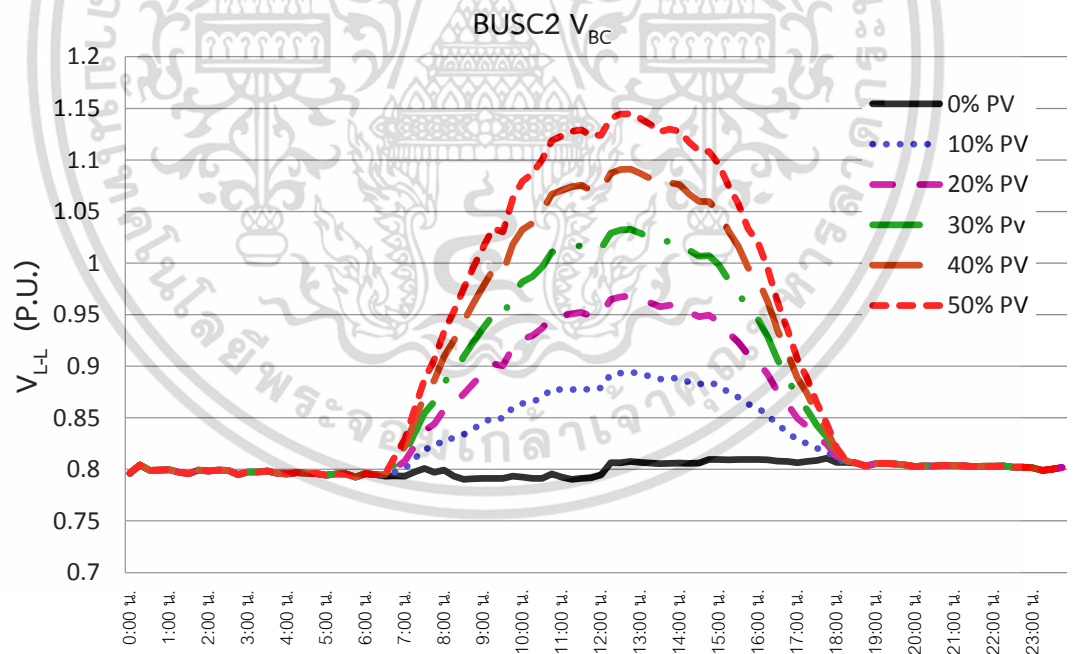
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

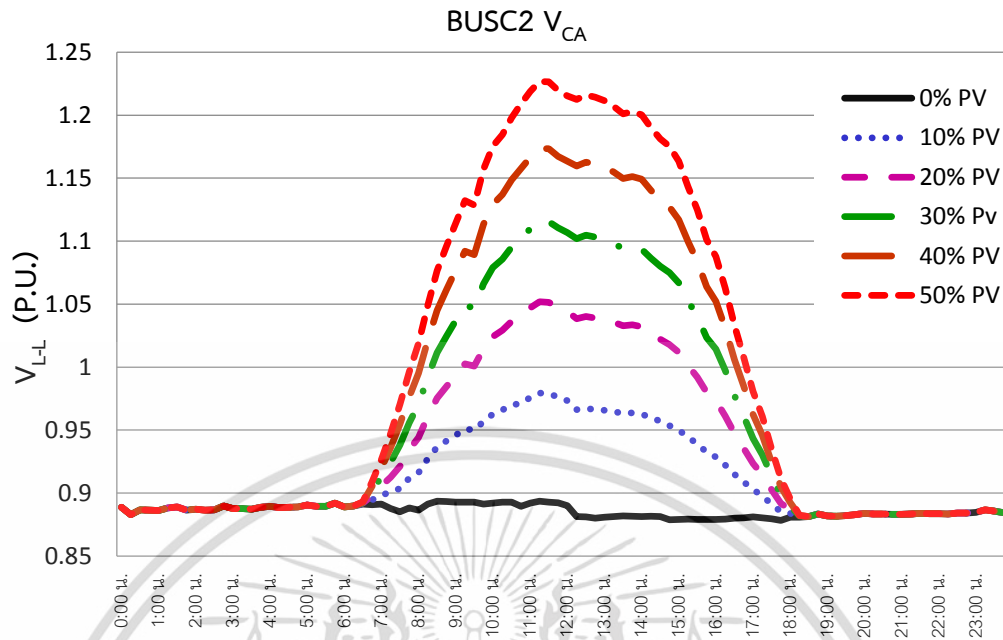


รูปที่ 5.19 กราฟแรงดันเฟส AB เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส C2 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ



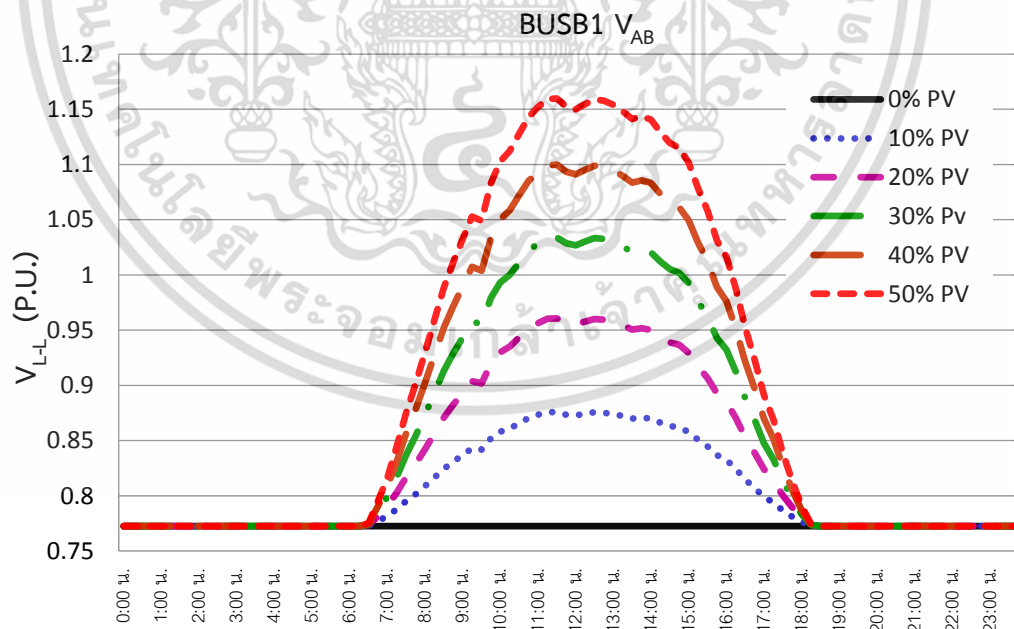
รูปที่ 5.20 กราฟแรงดันเฟส BC เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส C2 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



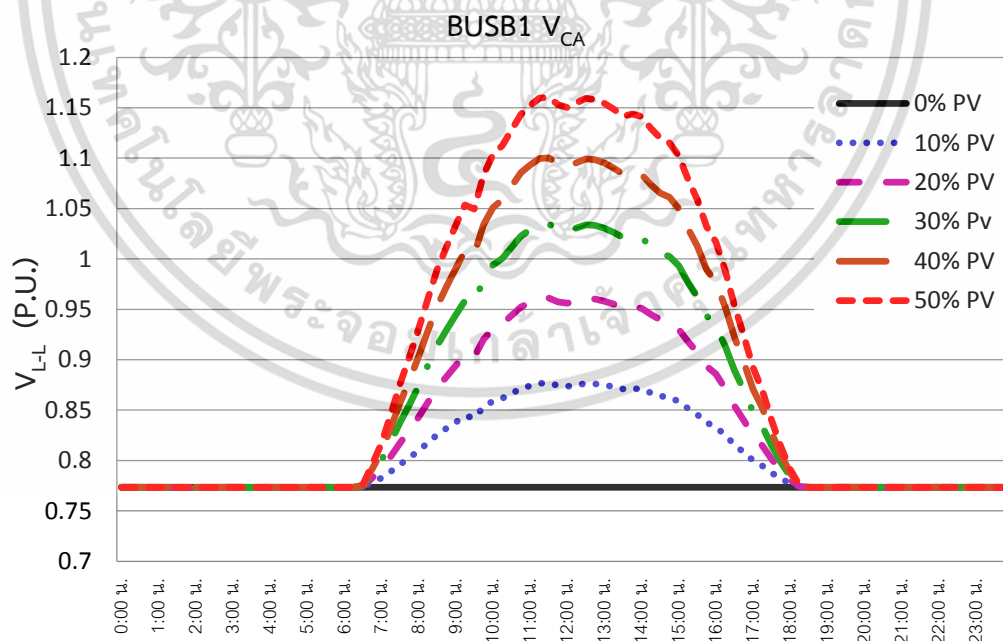
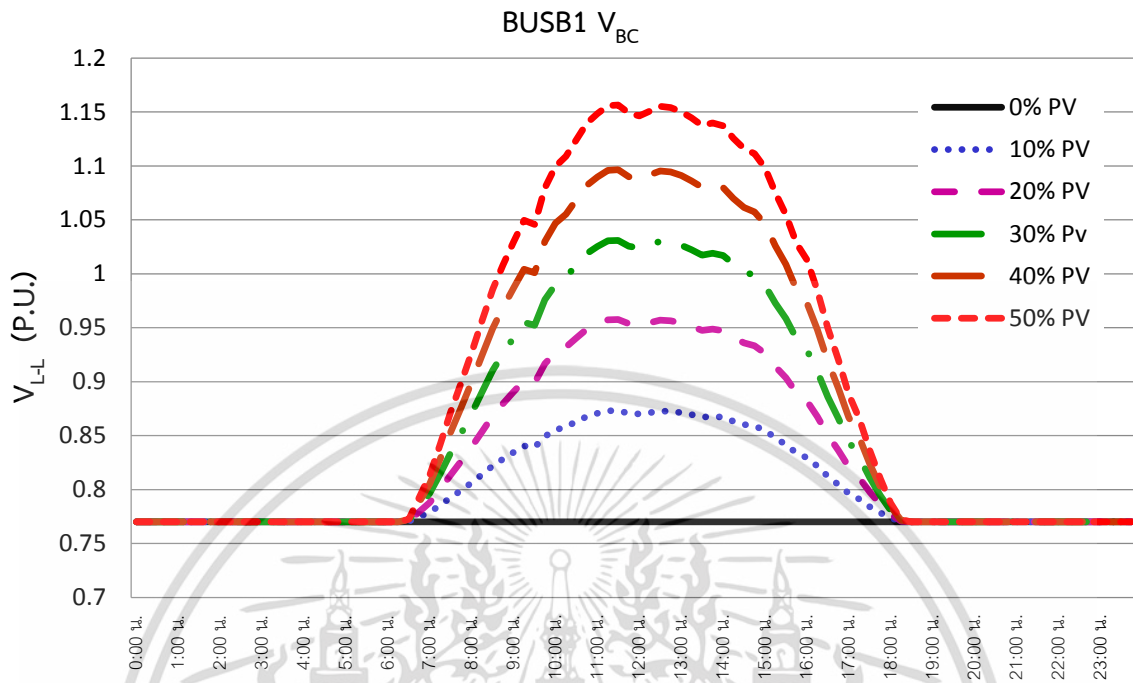
รูปที่ 5.21 กราฟแรงดันเฟส CA เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส C2 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ

3. ระยะทาง 61-100% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSB1, BUSB2, BUSB3, BUSC1

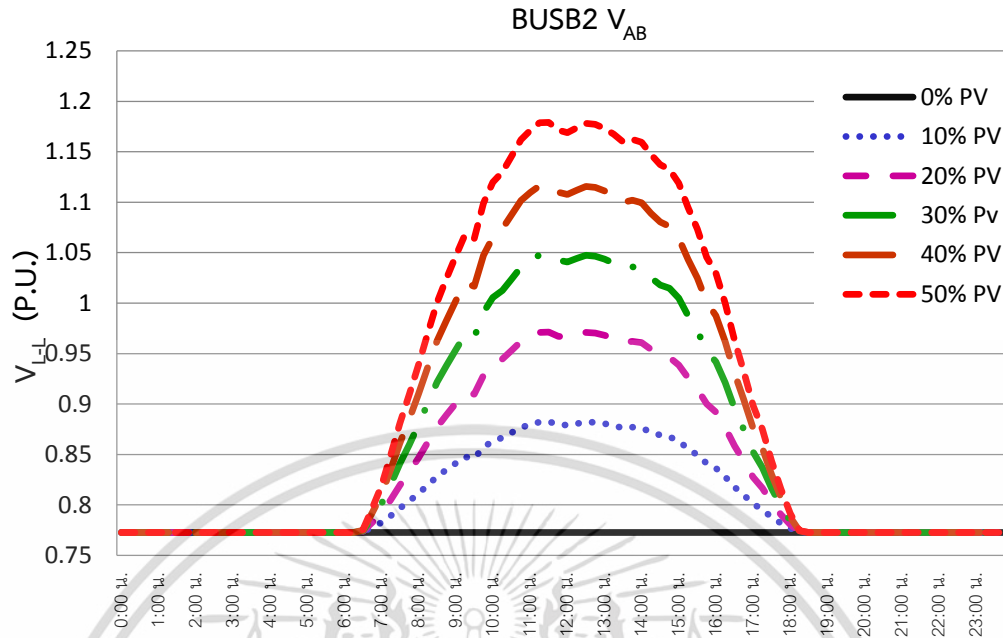


รูปที่ 5.22 กราฟแรงดันเฟส AB เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B1 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ

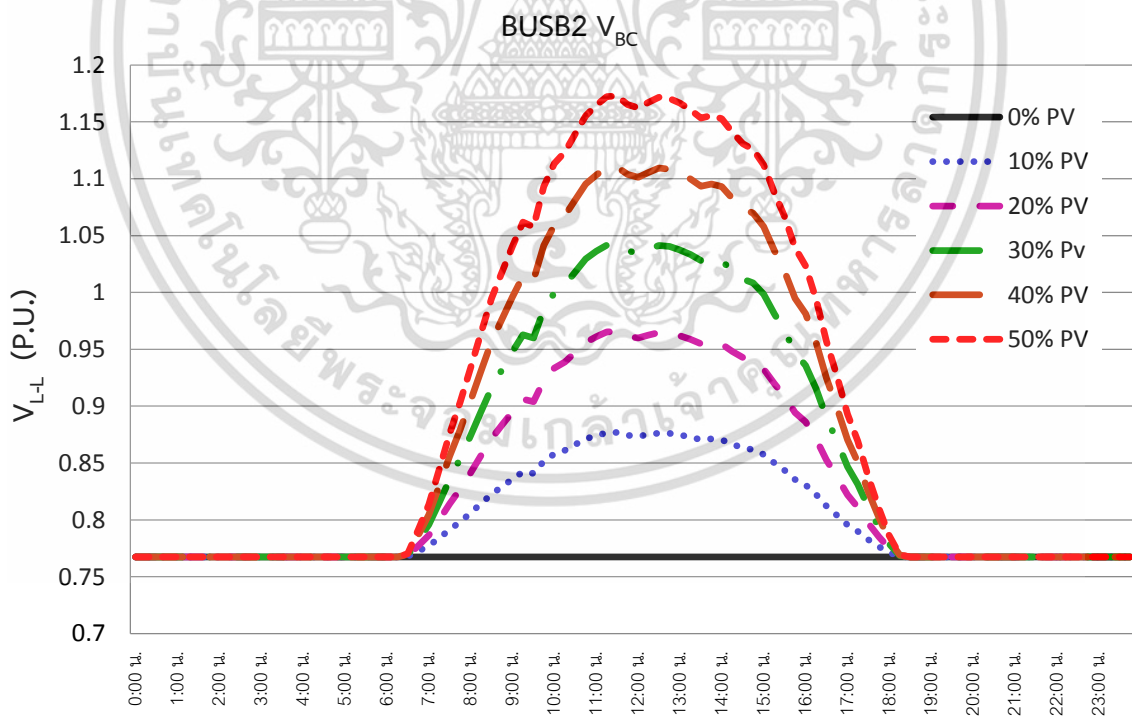
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

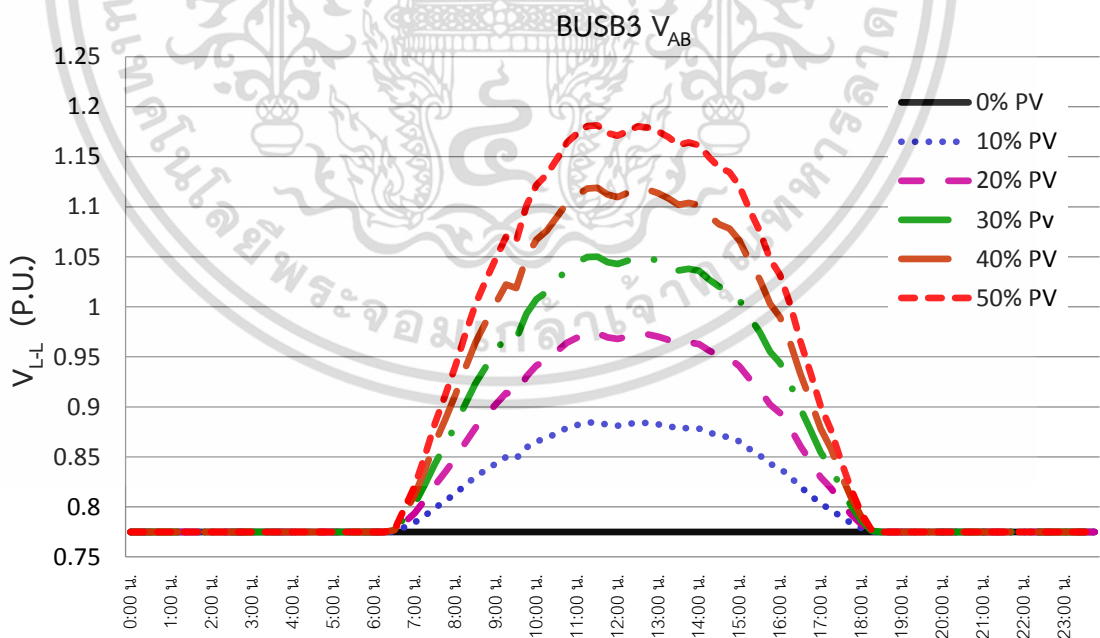
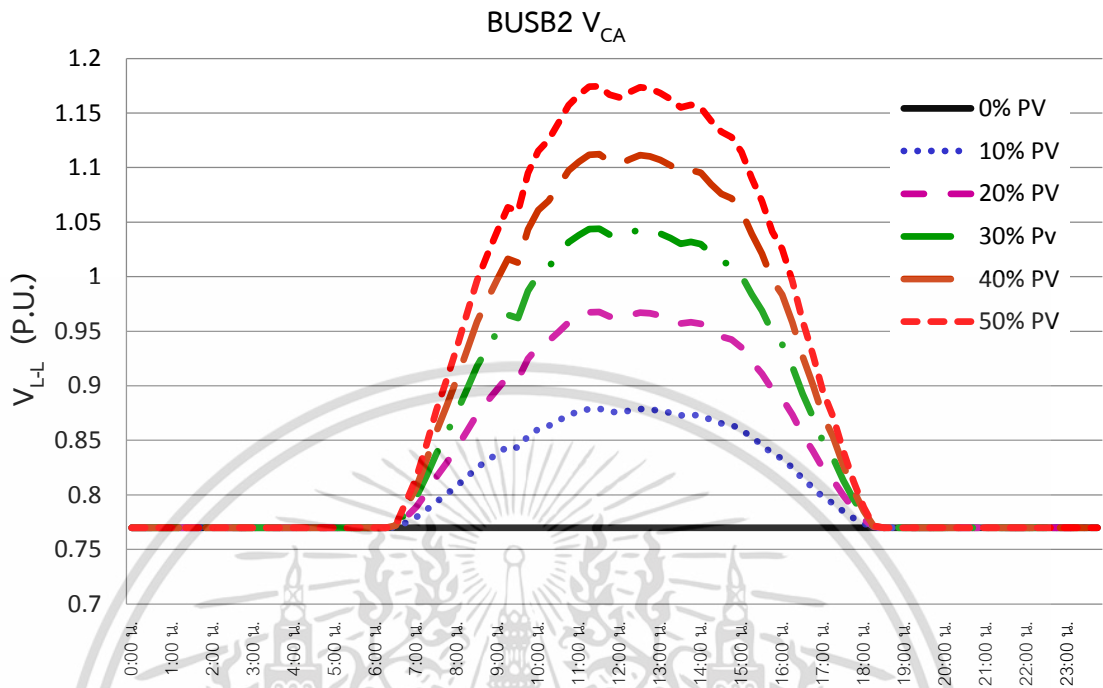


รูปที่ 5.25 กราฟแรงดันเฟส AB เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B2 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ

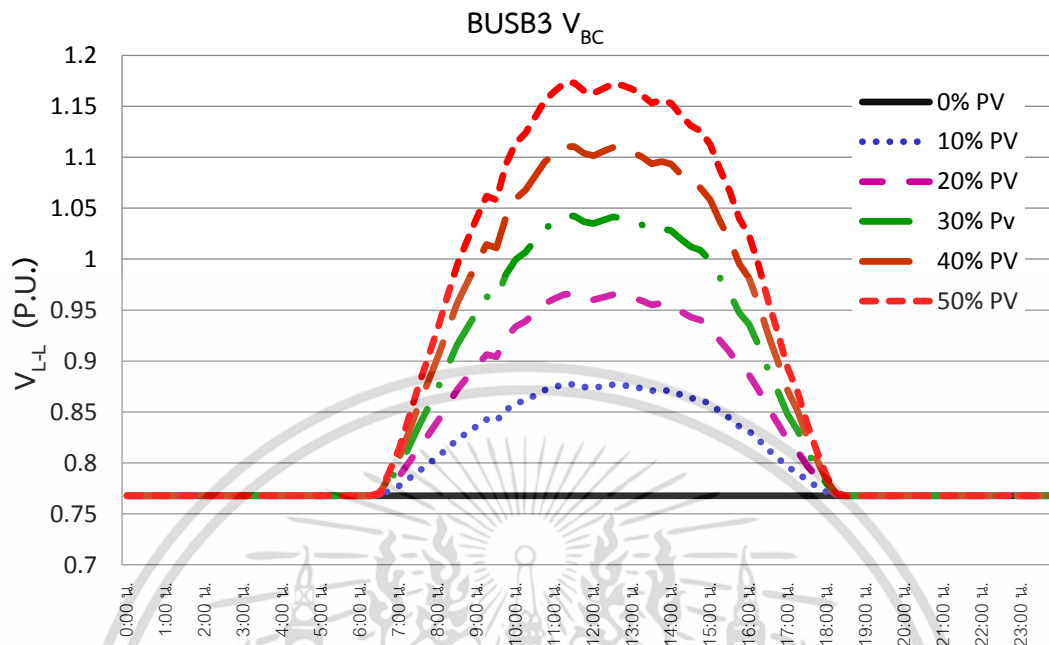


รูปที่ 5.26 กราฟแรงดันเฟส BC เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B2 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ

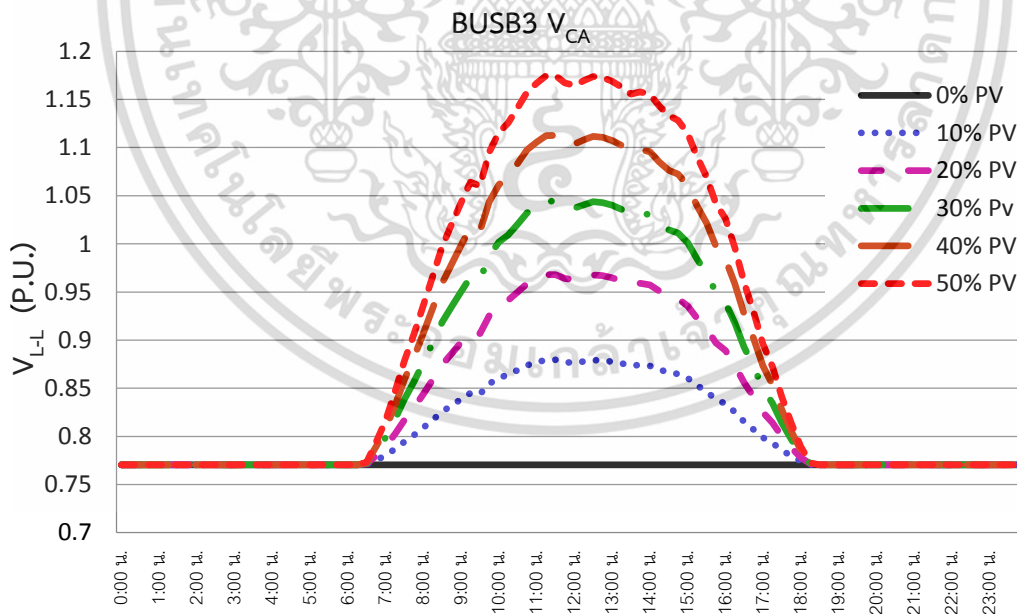
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

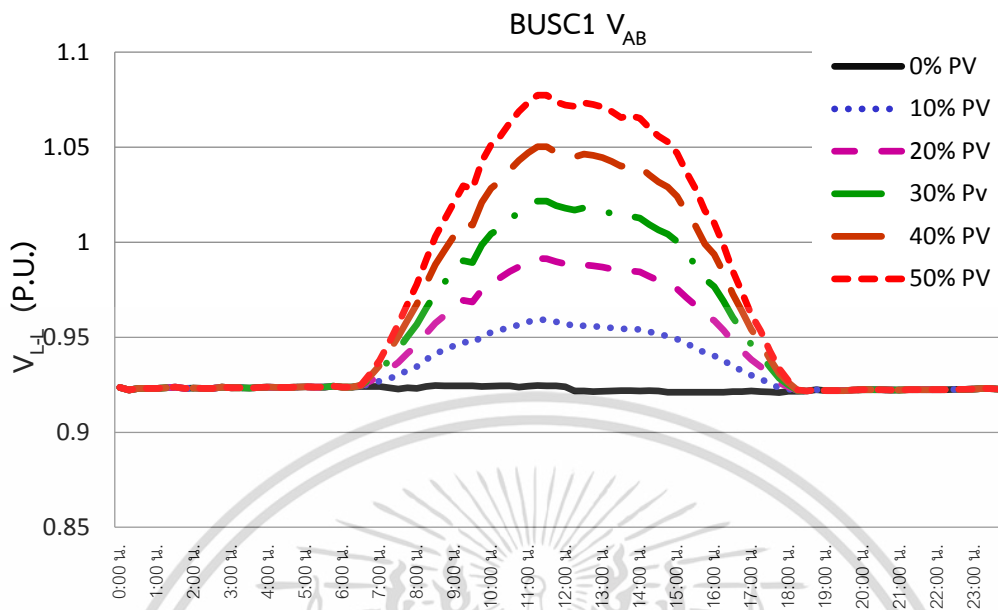


รูปที่ 5.29 กราฟแรงดันเฟส BC เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B3 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ

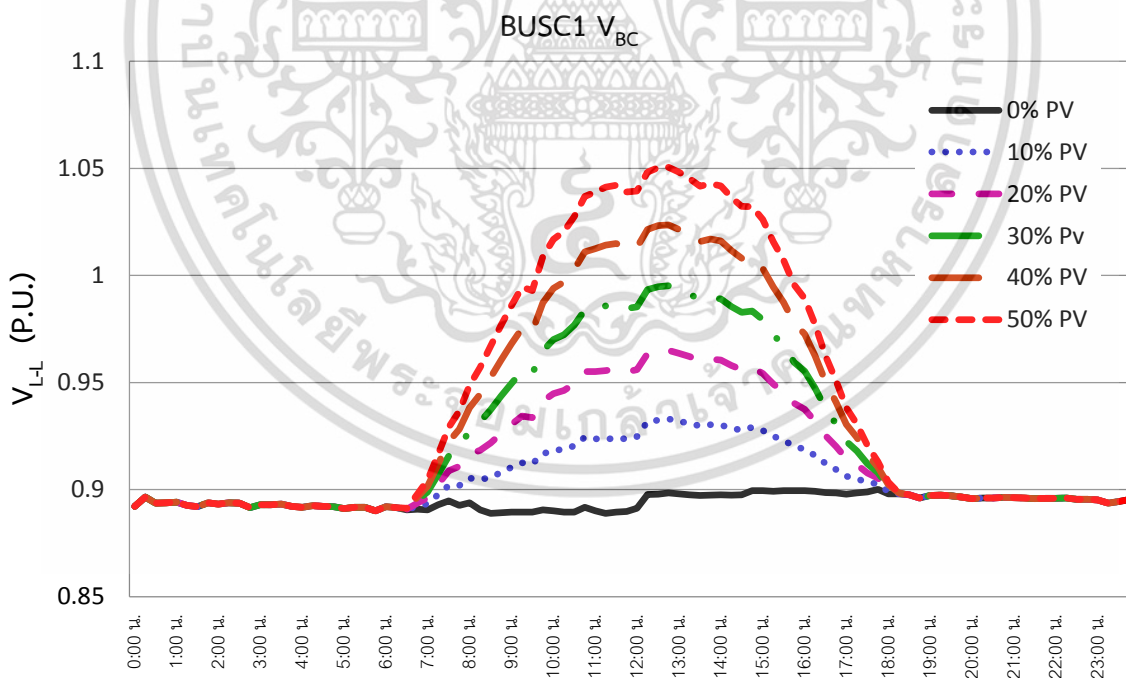


รูปที่ 5.30 กราฟแรงดันเฟส CA เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส B3 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

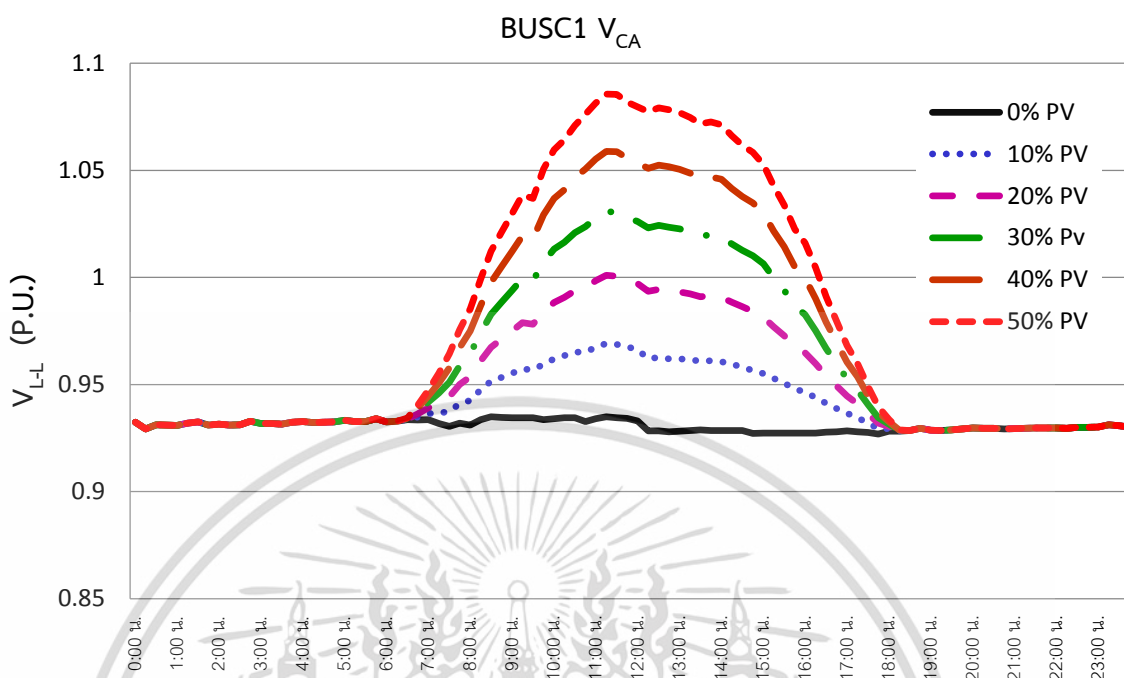


รูปที่ 5.31 กราฟแรงดันเฟส AB เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส C1 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ



รูปที่ 5.32 กราฟแรงดันเฟส BC เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส C1 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.33 กราฟแรงดันเฟส CA เมื่อมีการเชื่อมต่อ PV เข้ามาในระบบที่บัส C1 ตามระดับการเชื่อมต่อต่างๆ

5.3.2 ผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบจำหน่าย

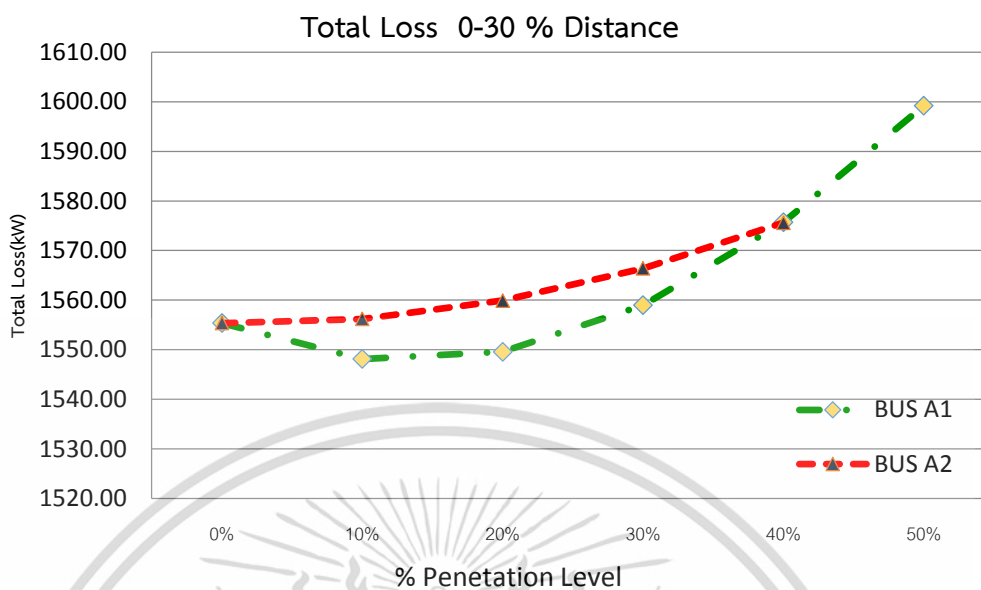
ผลกระทบด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมคำนวณจาก ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบจำหน่าย โดยการศึกษาแบ่งเป็น 3 กรณี ตามระยะทางการติดตั้ง ดังนี้.

กรณีที่ 1 ระยะทาง 0-30% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSA1, BUSA2

กรณีที่ 2 ระยะทาง 31-60% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSA3, BUSA4, BUSB4, BUSB5, BUSC2

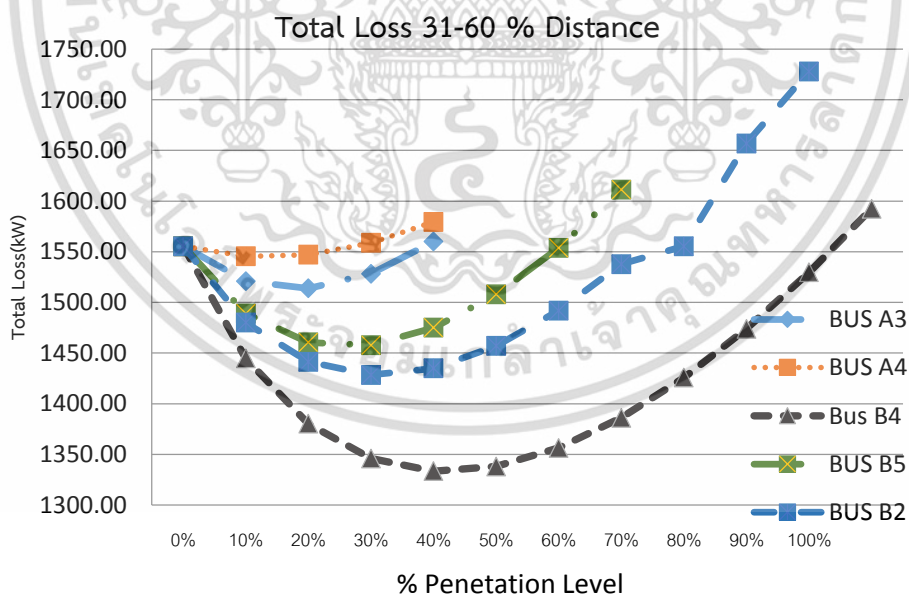
กรณีที่ 3 ระยะทาง 61-100% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSB1, BUSB2, BUSB3 , BUSC1

1. ระยะทาง 0-30% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSA1, BUSA2



รูปที่ 5.34 กราฟแสดงค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียระยะทาง 0-30% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSA1, BUSA2

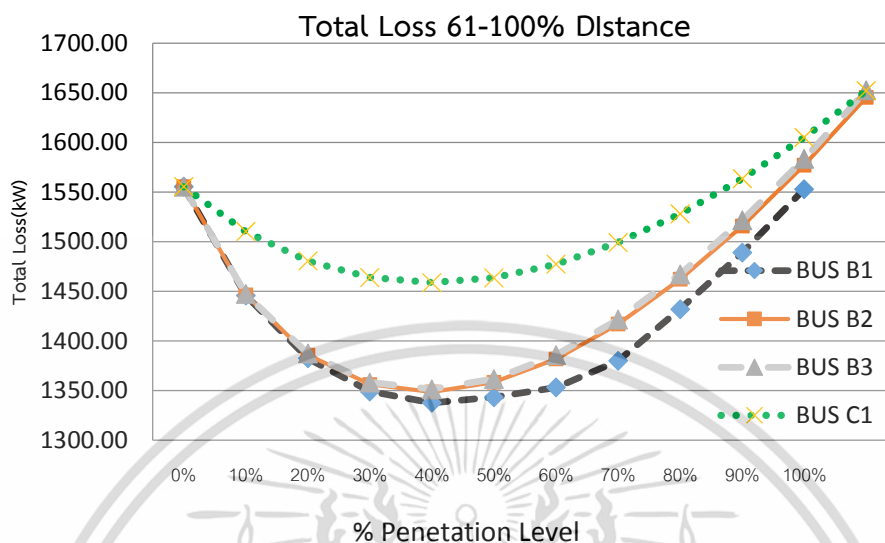
2. ระยะทาง 31-60% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSA3, BUSA4, BUSB4, BUSB5, BUSC2



รูปที่ 5.35 กราฟแสดงค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียระยะทาง 31-60% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSA3, BUSA4, BUSB4, BUSB5, BUSC2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. ระยะทาง 61-100% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSB1, BUSB2, BUSB3, BUSC1



รูปที่ 5.36 กราฟแสดงค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียระยะทาง 61-100% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSB1, BUSB2, BUSB3, BUSC1

5.3.3 ผลกระทบต่อภาระโหลดของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

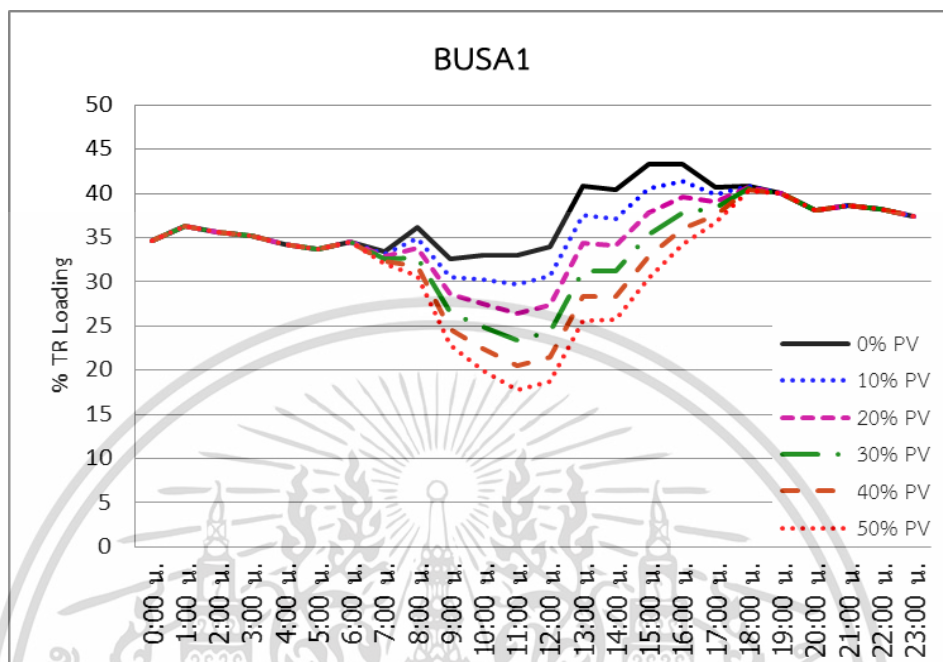
ผลกระทบต่อการะโหลดของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง โดยการศึกษาแบ่งเป็น 3 กรณีตามระยะทางการติดตั้ง ดังนี้

กรณีที่ 1 ระยะทาง 0-30% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSA1, BUSA2

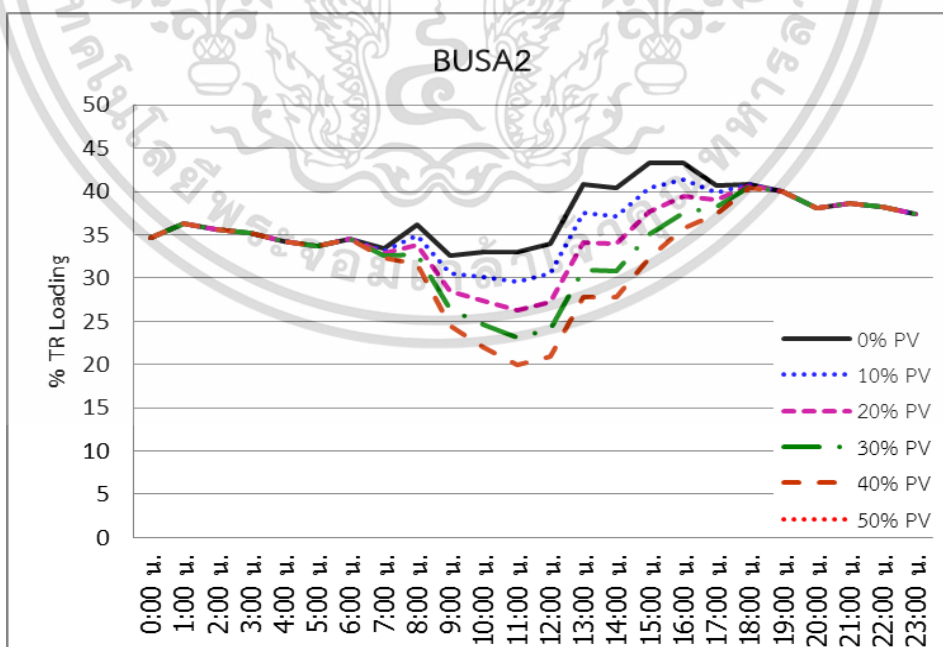
กรณีที่ 2 ระยะทาง 31-60% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSA3, BUSA4, BUSB4, BUSB5, BUSC2

กรณีที่ 3 ระยะทาง 61-100% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSB1, BUSB2, BUSB3, BUSC1

1. ระยะทาง 0-30% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSA1, BUSA2



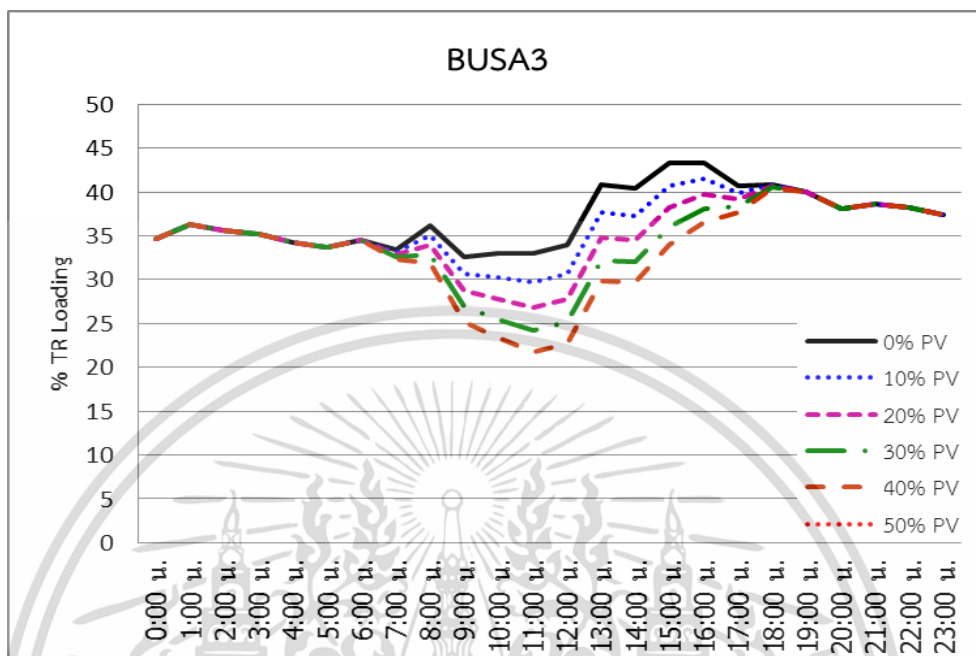
รูปที่ 5.37 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 0-30% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSA1



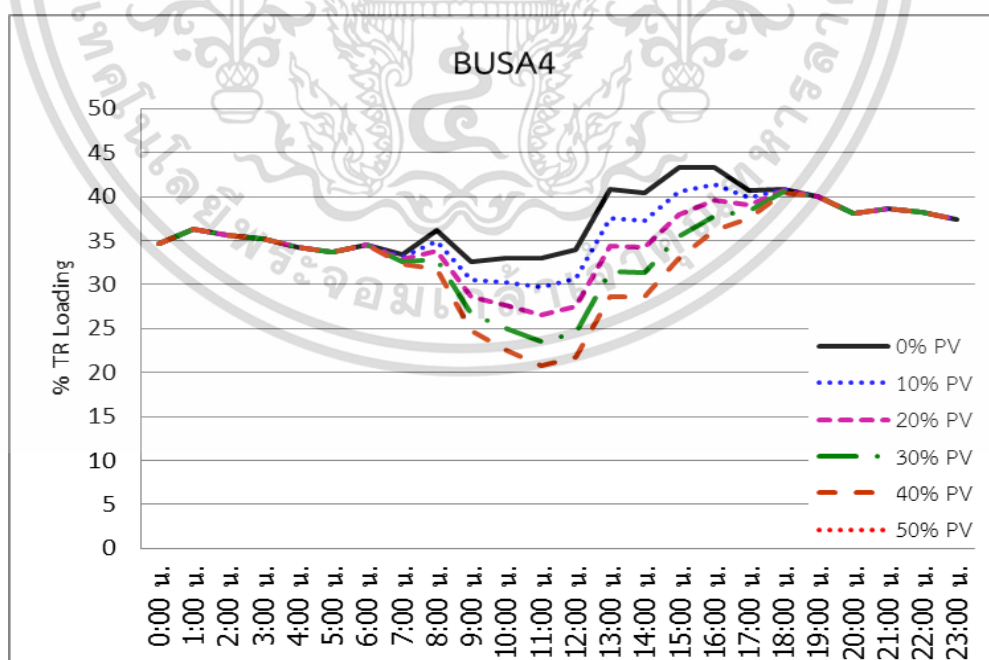
รูปที่ 5.38 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 0-30% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSA2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่อนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

2. ระยะทาง 31-60% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSA3, BUSA4, BUSB4, BUSB5, BUSC2

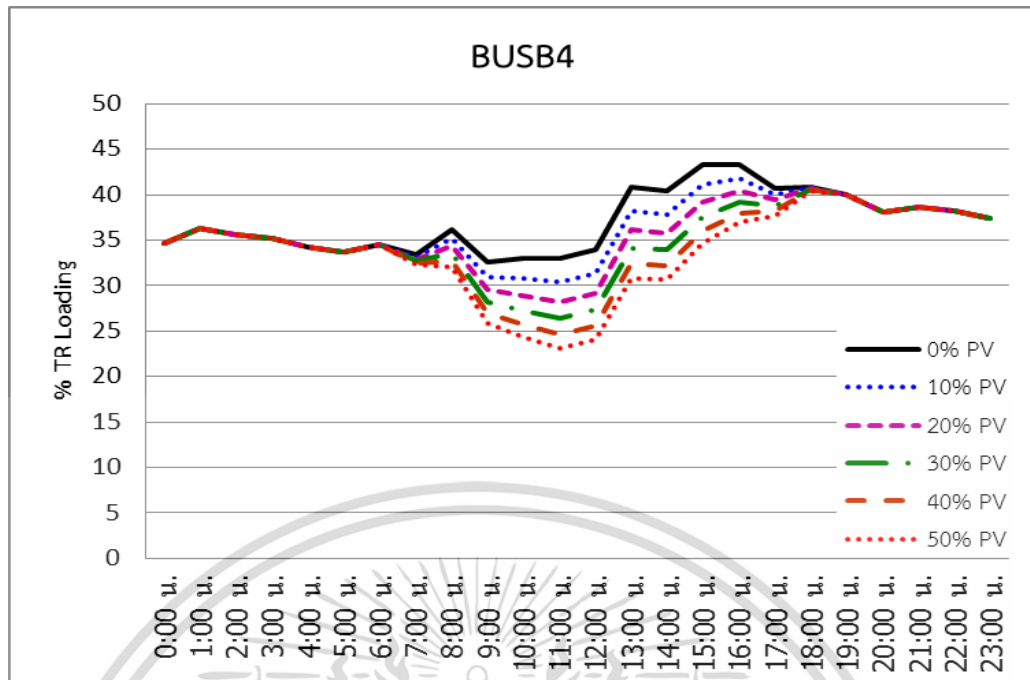


รูปที่ 5.39 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 31-60% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSA3

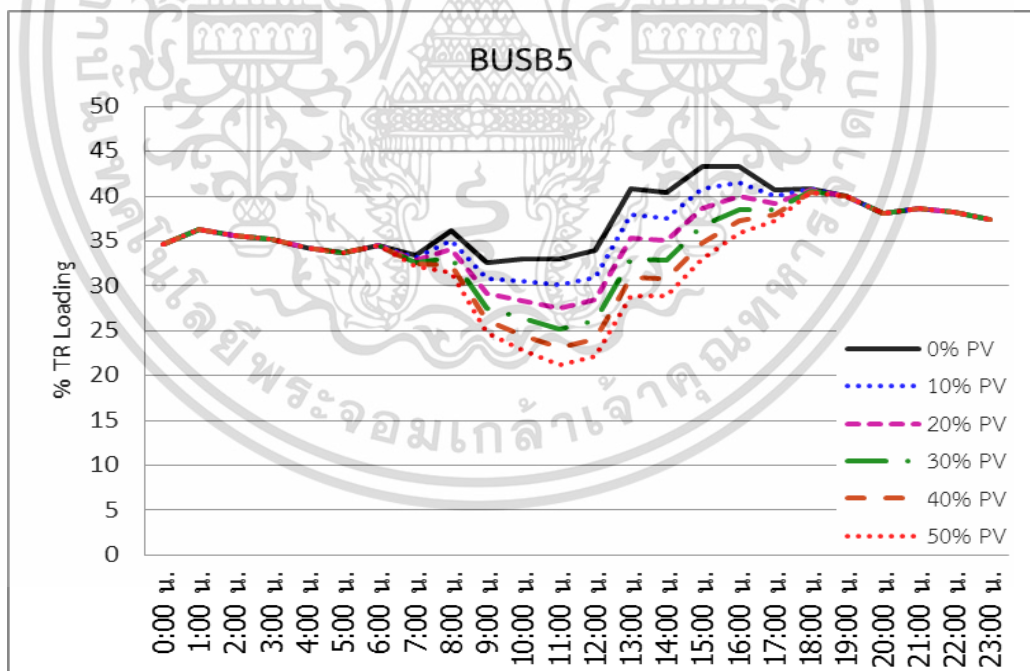


รูปที่ 5.40 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 31-60% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSA4

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

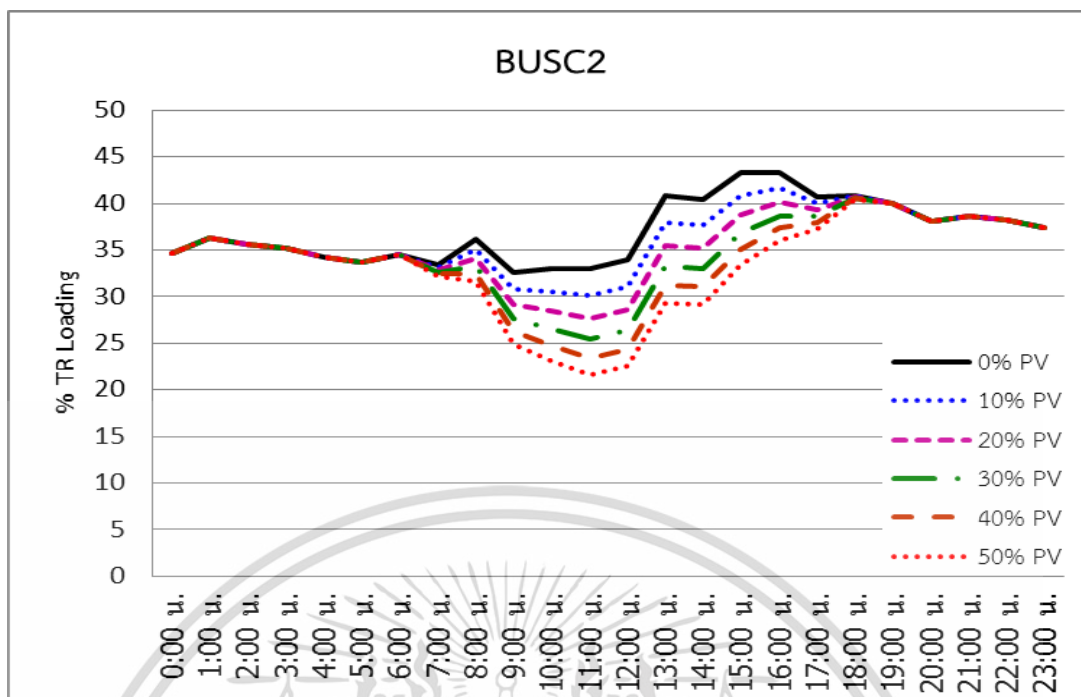


รูปที่ 5.41 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 31-60% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSB4



รูปที่ 5.42 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 31-60% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSB5

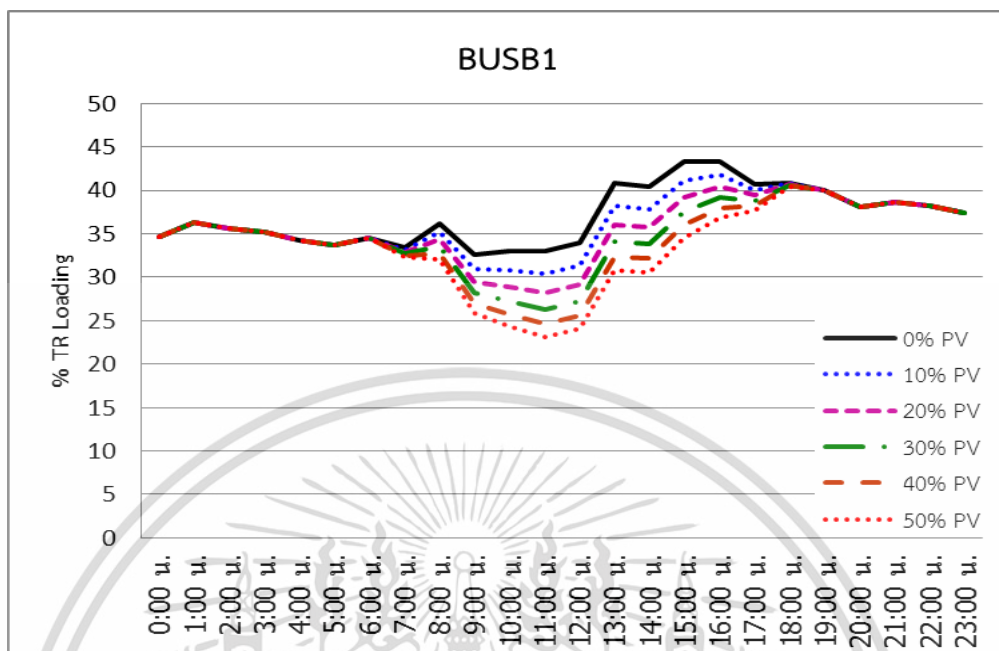
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



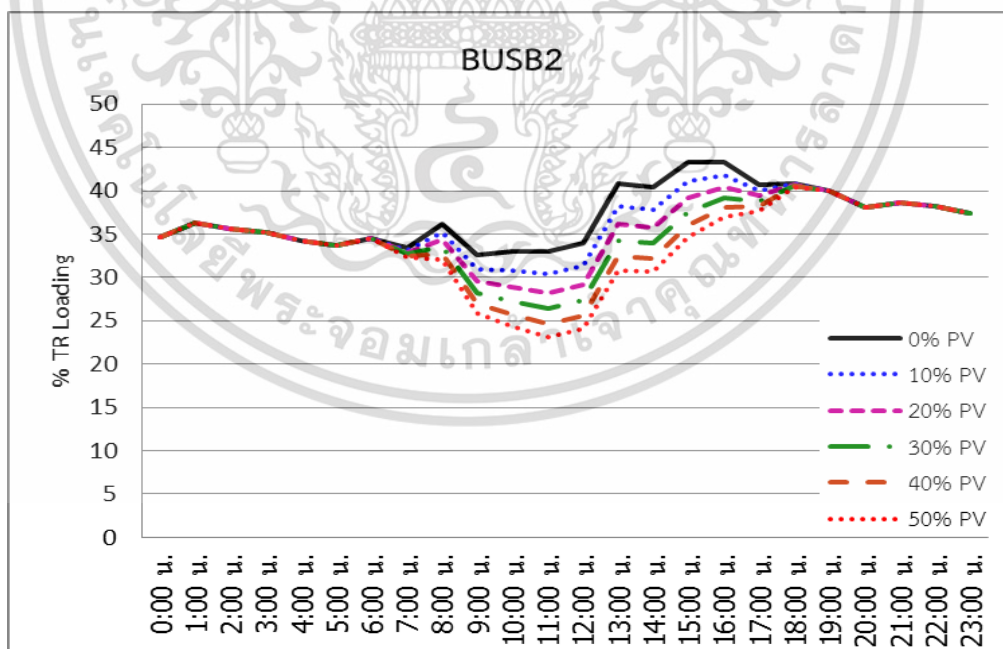
รูปที่ 5.43 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 31-60% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSC2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. ระยะทาง 61-100% จากหม้อแปลง ได้แก่ BUSB1, BUSB2, BUSB3 , BUSC1

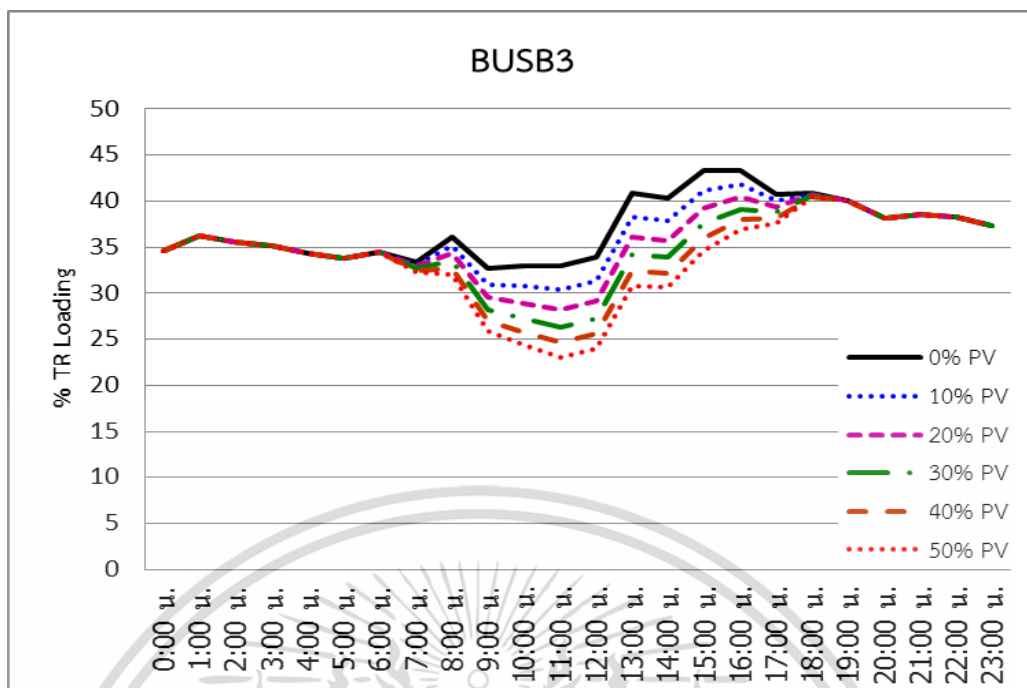


รูปที่ 5.44 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 61-100% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSB1

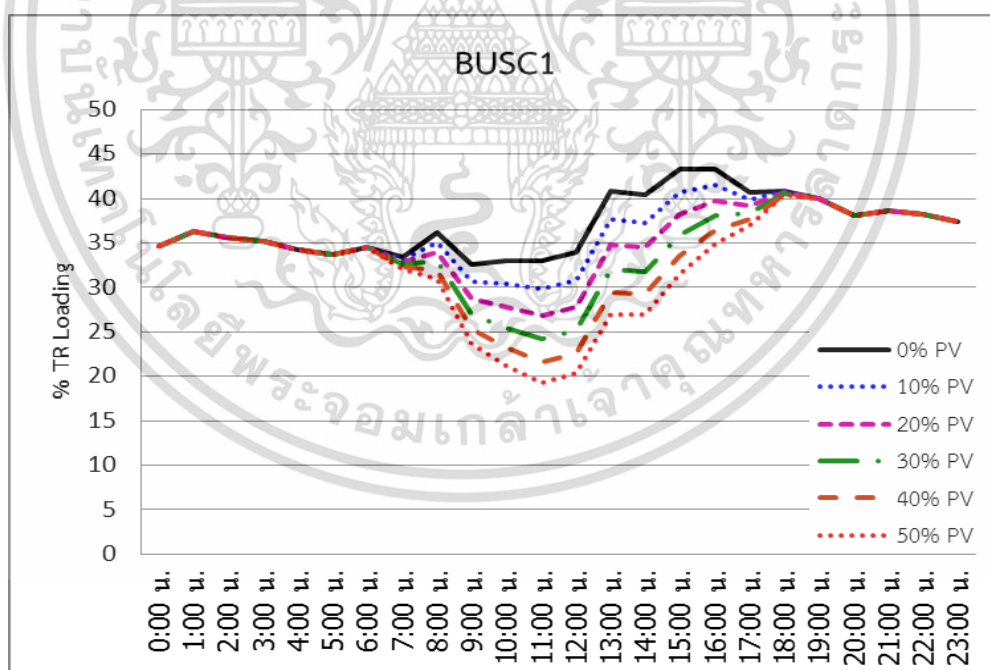


รูปที่ 5.45 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 61-100% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSB2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 5.46 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 61-100% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSB3



รูปที่ 5.47 กราฟแสดงภาระโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าที่ระยะทาง 61-100% จากหม้อแปลงตาม %PV penetration ที่ BUSC1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

สรุปผลงานวิจัยและข้อเสนอแนะ

6.1 สรุปผลการทดลอง

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอการประเมินสมรรถนะระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อวิเคราะห์ผลกระทบเชิงเทคนิค ต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยทำการประเมินทั้งสมรรถนะการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อคำนวณหากำลังการผลิตสูงสุดของพื้นที่ที่ทำการศึกษา โดยใช้พื้นที่ อ.โคกสำโรง จ.ลพบุรี

ในส่วนของการวิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้นหลังจากมีการเชื่อมต่อเข้ามาของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แล้วนั้น ได้มีการประเมินโดยใช้ระยะทางทั้งหมดของระบบที่ศึกษาแบ่งเป็นกรณีศึกษาต่างๆ 3 กรณี กรณีศึกษาที่ 1 เป็นระยะทางจากหม้อแปลง ที่ระยะ 0-30% ของระยะทางทั้งหมดของระบบจำหน่ายที่ทำการศึกษา กรณีศึกษาที่ 2 เป็นระยะทางจากหม้อแปลง ที่ระยะ 31-60% ของระยะทางทั้งหมดของระบบจำหน่ายที่ทำการศึกษา กรณีศึกษาที่ 3 เป็นระยะทางจากหม้อแปลง ที่ระยะ 61-100% ของระยะทางทั้งหมดของระบบจำหน่ายที่ทำการศึกษา จากนั้นได้ทำการเพิ่มเปอร์เซ็นต์การเข้ามาของ PV โดยคิดเป็นเปอร์เซ็นต์การแทรกทอดเข้ามา (% Penetration) ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ได้ทำการคำนวณและเก็บค่าแรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นที่บัสที่มีของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายเข้ามาในทุกๆบัสที่ได้ทำการศึกษาหมด 11 บัส เก็บค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ และค่าภาระโหลดหม้อแปลงที่สถานีไฟฟ้า ในทุกๆการแทรกทอดเข้ามา (% Penetration) ที่เพิ่มขึ้นครั้งละ 10% เพื่อสังเกตพฤติกรรมของผลกระทบทางเทคนิคที่อาจเกิดขึ้นกับระบบจำหน่าย หลังจากเริ่มทำการทดสอบพบผลกระทบทางเทคนิคดังนี้

6.1.1 ผลกระทบด้านแรงดัน

พบว่า ณ บัสที่มีการแทรกทอดเข้ามาของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะส่งผลให้แรงดันที่บัสนั้นๆ เพิ่มขึ้น ตามเปอร์เซ็นต์ของการแทรกทอดเข้ามา ในบางบัส พบว่าสามารถช่วยเพิ่มแรงดันให้กับบัสที่มีแรงดันต่ำจนถึงมาตรฐานได้ แต่ในทางกลับกันพบว่าสำหรับบางบัสที่ระดับแรงดันอยู่ในมาตรฐานอยู่แล้ว กลับเพิ่มแรงดันที่บัสนั้น จนเกินมาตรฐานการจ่ายไฟ ซึ่งผลที่ตามมาอาจส่งผลให้ผู้ใช้ไฟที่อยู่ในวงจรเดียวกันอุปกรณ์ไฟฟ้าเสียหายได้

6.1.2 กำลังไฟฟ้าสูญเสีย

พบว่า การเข้ามาของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สามารถช่วยลดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบได้ แต่สามารถช่วยลดได้จนถึงค่าหนึ่งเท่านั้น หลังจากนั้นค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียก็เพิ่มขึ้น มีความสัมพันธ์เป็นกราฟรูปตัว U (U-shape) ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียจะมีค่าต่ำสุด ก็ต่อเมื่อขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มีค่าใกล้เคียงกับโหลดที่ติดตั้ง ณ บริเวณนั้นๆ

6.1.3 ผลกระทบต่อภาระโหลดหม้อแปลง

พบว่าสามารถช่วยลดภาระการจ่ายโหลดของหม้อแปลงลงได้ โดยเฉพาะอย่างยิ่ง เมื่อเปอร์เซ็นต์การแทรกสอดเข้ามาของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มมากขึ้น

6.2 ข้อเสนอแนะ

ในการพิจารณาการเข้ามาของพลังงานไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบจำหน่าย ควรมีข้อกำหนดรองรับเพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุด ดังนี้

6.2.1 วงจร (ระบบไฟฟ้า 22 เควี) ที่สามารถรองรับพลังงานไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้ามาได้นั้น ต้องเป็นวงจรที่มีปริมาณโหลดสูง เพื่อช่วยหม้อแปลงในสถานีไฟฟ้าจ่ายโหลดให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า

6.2.2 มีการกำหนดมาตรฐานเรื่องแรงดัน ในการเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย

ทั้งนี้ต้องมีการศึกษาเพิ่มเติม ในเรื่องของผลกระทบด้านอื่นๆ เพิ่มเติมเช่น การเพิ่มขึ้นของกระแสลัดวงจร หรือผลกระทบกับวงจรที่อยู่ในบัสเดียวกันด้วย



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เอกสารอ้างอิง

- [1] กระทรวงพลังงาน. 2555. **แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ.2555-2564)**. กระทรวงพลังงาน, กรุงเทพฯ.
- [2] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. 2556. **โครงการศึกษาความเหมาะสมการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Micro Grid) ที่ อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน**. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, กรุงเทพฯ.
- [3] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. 2553. **หลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้า (Power System Planning Criteria: PSPC)**. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, กรุงเทพฯ.
- [4] ปณยา สุดตา, 2557. “การประเมินศักยภาพและผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อระบบจำหน่ายในเมืองใหญ่.” วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า บัณฑิตวิทยาลัย, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.
- [5] Borbely, A.M. and J.F. Kreider. 2001. **Distributed Generation the Power Paradigm for the New Millennium**. 1st ed. CRC Press Book Co, USA.
- [6] Chidi ,M., O.Ipinnimo and S.P.Chowdhury. 2012. Investigation of Impact of Integrating On- Grid Home Based Solar Power Systems on Voltage Rise in Utility Network. **IEEE Power and Energy Society**. San Diego, California, USA .
- [7] Dugan, R.C., T.E. Mc Dermott and G.J. Ball. 2001. Planning for distributed generation. **IEEE Industry Applications Magazine** 2001 (7): 80-88.
- [8] Lina, Li. and L.I. Yang. 2012. A chance - constrained programming based energy storage system sizing model considering uncertainty of wind power. **IEEE SUPERGEN 2012**: 1-6
- [9] Mentzer, J.T. 1988. Forecasting with Adaptive Extended Exponential Smoothing, pp. 62-70. *In Journal of the Academy of Marketing science*, Virginia Polytechnic Institute and State University, USA.
- [10] Sheikh, M.R.I., M.A. Motin, M.A. Hossain and M. Shahed. 2012. Reference Power Selection for Smoothing Wind Power Fluctuation with Reduced Energy Capacity, pp. 746-749. *In IEEE ICECE Conference*. Dec 2012.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาค้นคว้าเท่านั้น เมื่อนำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- [11] Thomson, M. and D.G. Infield. 2007. Impact of widespread photovoltaics generation on distribution systems. . *In IET Renew. Power Gener.* 2007.
- [12] Watjanatepin, N. 2005. Design Installation and testing of 1.6 kWp GPV System. *In Proceeding of 2nd ECTI.* 2005.
- [13] Zangeneh, A., S. Jadid and A. Rahimi-Kian. 2009. Promotion strategy of clean technologies in distributed generation expansion planning, pp. 2765-2773. *In Renewable Energy* 34 (issue 7).
- [14] ชัยวัฒน์ งามสมโสด, 2557. “วิธีการลดขนาดพิกัดระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่ใช้ร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์.” วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า บัณฑิตวิทยาลัย, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โค้ดที่ใช้ในการวิเคราะห์ผลกระทบด้านเทคนิค จากการเชื่อมต่อ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน
แสงอาทิตย์ต่อระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า

PV TEST

```

set SBasbar_SC ;
object oBasbar_SC ;
int iCountBusbar, iCount,col_SC, row_SC, r_SC ;
int xx, yy, nStep,ierr;
double step_PV,Pmax ;
int iExcel ;
double Vchange_PV ;
    iExcel = 1 ;
    Vchange_PV= 1 ;
    Vchange.Resize(xx,yy);
    step_PV =1 ;
    Pmax = 1 ;
    Input.Resize(xx,yy) ;
    Input.Init(5,1) ;
    Input.Set(1,1,iExcel) ;
    Input.Set(2,1,Vchange_PV) ;
    Input.Set(3,1,step_PV) ;
    Input.Set(4,1,Pmax) ;
    Input.Set(5,1,PF) ;
    Input.Set(6,1,Power) ;
EnergyLoss.Init(1,1) ;
iCountBusbar = 0 ;
SBasbar_SC = AllRelevant(*.ElmTerm) ;
for(oBasbar_SC =SBasbar_SC.First() ;oBasbar_SC;oBasbar_SC =SBasbar_SC.Next()){
if(oBasbar_SC.outserv = 0) {
{
iCount = oBasbar_SC.IsNode() ;
if(iCount=1){
iCountBusbar = iCountBusbar+iCount ;
}
}
}
TimeSweepBefore.Execute(iCountBusbar) ;
AddPV1.Execute() ;

```

Time Sweep Before

```

int i, sweep, i_err;
int Balanced, inotop;
int year, leap_year;
int originalStudyTime, studyTime;
double max_hours, stop_hoy;
double TotLossLast, TotGenLast, TotInfeedLast, TotLoadLast;

```

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

string sStudyTime;
object com, tset;
object SumGrid;
double start, step, stop ;
double T_VC, in_vc ;
string s1,s2 ;
int err,x,y,ierr,a ;
set allBars ;
int r_VSC, row_VSC ;
set s;
object node;
int j, first, debug, restore ;
double uA,uB,uC ;
set sL ;
object oL ;
double c ;
set sTr ;
object oTr ;
int b,aa,bb,cc ;
ResetCalculation();
debug = 0;
restore = 0;
start = 0 ;
step =0.25 ;
stop = 24 ;
in_vc = (stop/step)+2 ;
V_change.Init(in_vc,2) ;
V_change.ColLbl('Before',1);
V_change.ColLbl('Affter',2);
HeaderWOPV.Execute() ;
    TotEnLoss = 0 ;
    TotEnGen = 0 ;
    TotEnInfeed = 0 ;
    TotEnLoad = 0 ;
    a=7 ;
    b= 5 ;
    cc = 7 ;
    aa =6 ;
SumGrid = SummaryGrid();
if (SumGrid=NULL) {
    printf('No Summary Grid found. '); exit();
}
com = GetCaseCommand("ComLdf");

```

เอกสารนี้เป็นเอกสารลิขสิทธิ์สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

printf('No loadflow command available'); exit();
}
inotopo = com:iopt_notopo;
if (com:iopt_net=0) Balanced = 1; else Balanced = 0;
tset = GetCaseObject('SetTime');
if (tset=NULL) {
    Error('No time settings available');
    exit();
}
originalStudyTime = tset:datetime;
EchoOff();
ierr = ddeOpen("", 'Excel', 'System');
if (.not.ierr) {
    ddeClose();
    ierr = ddeOpen('System', 'Excel', 'Sheet1');
    if (ierr) {
        Info('No Sheet1 yet, creating one...');
        ierr = ddeOpen("", 'Excel', 'System');
        if (ierr) {
            printf('Cannot open DDE to Excel');
        } else {
            ddeExe('[New(1)]');
            ddeClose();
            ierr = ddeOpen("", 'Excel', 'Sheet1');
        }
    }
}
sL = AllRelevant();
oL = sL.Firstmatch('ElmLne');
while (oL) {
    c = oL.HasRoutesOrSec();
    if (c=0.and.oL.outserv=0) {
        b = b+1 ;
        s2 = sprintf('%s',oL.loc_name) ;
        s1 = sprintf('R%dC%d',7,b);
        ddePoke(s1,s2);
    }
    oL = sL.Nextmatch();
}
if (start >= stop){
    Warn('Start time is later than stop time! Execution of time sweep not possible!');
    exit();
}

```

เอกสารนี้ year = tset:year; อนุญาตให้ใช้ประโยชน์ในการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

leap_year = tset:isleapyear;
if (leap_year) {
    max_hours = 8784;
}
else {
    max_hours = 8760
}
hour_of_year = start;
stop_hoy = stop;
time = start;
tset:min = 0.0;
tset:sec = 0.0;
i = 0;
sweep = 1;
while (sweep) {
    if (time > stop) {
        hour_of_year = stop_hoy;
        time = stop;
        sweep = 0;
    }
    while (hour_of_year >= max_hours) {
        tset:year = year + 1;
        hour_of_year = hour_of_year - (max_hours);
        stop_hoy = stop_hoy - (max_hours);
        tset.SetTime(hour_of_year);
        leap_year = tset:isleapyear;
        if (leap_year) {
            max_hours = 8784;
        }
        else {
            max_hours = 8760;
        }
    }
    tset.SetTime(hour_of_year);
    if (i=0) {
        com:iopt_notopo = 0;
        studyTime = tset:datetime;
        sStudyTime = FormatDateLT('%Y-%m-%d, %H:%M:%S', studyTime);
    }
    else {
        com:iopt_notopo = 1;
    }
    i_err = com.Execute();
    com:iopt_notopo = iopt_notopo;
}

```

เอกสารนี้เป็นทรัพย์สินของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

if (i_err) { Error('Loadflow execution not successful'); exit();}
TotGen  = SumGrid:c:GenP;
TotLoad = SumGrid:c:LoadP + SumGrid:c:MotP;
TotInfeed = SumGrid:c:NetP;
TotLoss  = SumGrid:c:LossP;
bb = 5;
sL = AllRelevant();
oL = sL.Firstmatch('ElmLne');
while (oL) {
c = oL.HasRoutesOrSec();
if (c=0.and.oL.outserv=0) {
bb = bb+1 ;
if(time=0) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',8,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=0.25) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading)
s1 = sprintf('R%dC%d',9,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=0.5) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',10,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=0.75) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',11,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=1) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',12,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=1.25) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',13,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=1.5) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;

```

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่ลิขสิทธิ์สงวนไว้เพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

s1 = sprintf('R%dC%d',14,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=1.75) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',15,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=2) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',16,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=2.25) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',17,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=2.50) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',18,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=2.75) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',19,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=3) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',20,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=3.25) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',21,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=3.5) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',22,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=3.75) {

```

เอกสารนี้เป็นเอกสารลิขสิทธิ์สงวนสำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',23,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=4) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',24,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=4.25) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',25,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=4.5) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',26,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=4.75) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',27,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=5) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',28,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=5.25) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',29,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=5.5) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',30,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=5.75) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',31,bb);
ddePoke(s1,s2);
}

```

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

if(time=6.0) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',32,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=6.25) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',33,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=6.5) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',34,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=6.75) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',35,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=7) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',36,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=7.25) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',37,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=7.5) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',38,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=7.75) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',39,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=8) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',40,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}

```

เอกสารนี้เป็นเอกสารลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยราชภัฏวไลยอลงกรณ์ฯ ที่ได้รับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

}
if(time=8.25) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',41,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=8.5) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',42,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=8.75) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',43,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=9) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',44,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=9.25) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',45,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=9.5) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',46,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=9.75) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',47,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=10.00) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',48,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=10.25) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',49,bb);

```

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่... เพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=10.5) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',50,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=10.75) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',51,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=11) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',52,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=11.25) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',53,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=11.5) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',54,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=11.75) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',55,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=12) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',56,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=12.25) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',57,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=12.5) {

```

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่ลิขสิทธิ์สงวนไว้เพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

s1 = sprintf('R%dC%d',58,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=12.75) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',59,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=13) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',60,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=13.25) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',61,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=13.50) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',62,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=13.75) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',63,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=14.0) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',64,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=14.25) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',65,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=14.50) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',66,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=14.75) {

```

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',67,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=15) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',68,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=15.25) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',69,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=15.50) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',70,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=15.75) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',71,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=16.00) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',72,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=16.25) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',73,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=16.50) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',74,bb);
ddePoke(s1,s2);
}
if(time=16.75) {
s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',75,bb);
ddePoke(s1,s2);
}

```

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

if(time=17.00) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading);
    s1 = sprintf('R%dC%d',76,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=17.25) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',77,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=17.5) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',78,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=17.75) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',79,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=18.00) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',80,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=18.25) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',81,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=18.5) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',82,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=18.75) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',83,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=19.00) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',84,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}

```

เอกสารนี้เป็นเอกสารลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยราชภัฏวไลยอลงกรณ์ฯ ที่ให้บริการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

}
if(time=19.25) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',85,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=19.5) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',86,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=19.75) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',87,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=20.00) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',88,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=20.25) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',89,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=20.5) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',90,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=20.75) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',91,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=21.00) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',92,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=21.25) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',93,bb);

```

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่ลิขสิทธิ์สงวนไว้เพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=21.75) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',94,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=22.00) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',95,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=22.25) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',96,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=22.5) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',97,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=22.75) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',98,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=23.00) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',99,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=23.00) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',100,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=23.25) {
    s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',101,bb);
    ddePoke(s1,s2);
}
if(time=23.5) {

```

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง เพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

        s1 = sprintf('R%dC%d',102,bb);
        ddePoke(s1,s2);
    }
    if(time=23.75) {
        s2 = sprintf('%f',oL:c:loading) ;
        s1 = sprintf('R%dC%d',103,bb);
        ddePoke(s1,s2);
    }
}

oL = sL.Nextmatch();
}
sTr = AllRelevant();
oTr = sTr.Firstmatch('ElmTr2');
while (oTr) {
    if (oTr.outserv=0) {
        if(time<24) {
            cc = cc+1 ;
            s2 = sprintf('%f',oTr:c:loading) ;
            s1 = sprintf('R%dC%d',cc,5);
            ddePoke(s1,s2);
        }
    }
    oTr = sTr.Nextmatch();
}
s = SEL.AllBars();
j = s.Count();
if (j=0) {
    Info('No busbars or terminals selected : nothing to do');
    exit();
}
node = s.First();
first = 1;
while (node) {
    EchoOff() ;
    j = com.Execute();
    if (j=0) {
        uA = node:m:u:A;
        uB = node:m:u:B;
        uC = node:m:u:C;
    } if(time<24) {
        a = a+1 ;
        s2 = sprintf('%f',time) ;
        s1 = sprintf('R%dC%d',a,1);
        ddePoke(s1,s2);
    }
}

```

เอกสารนี้เป็นเอกสารลิขสิทธิ์ที่ให้บริการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

s2 = sprintf("%.5f,uA) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',a,2);
ddePoke(s1,s2);
s2 = sprintf("%.5f,uB) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',a,3);
ddePoke(s1,s2);
s2 = sprintf("%.5f,uC) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',a,4);
ddePoke(s1,s2);
}
node = s.Next();
first = 0;
}
if (i>0){ TotEnLoss += step/2*(TotLossLast + TotLoss);
TotEnGen += step/2*(TotGenLast + TotGen);
TotEnInfeed += step/2*(TotInfeedLast + TotInfeed);
TotEnLoad += step/2*(TotLoadLast + TotLoad);
}
TotLossLast = TotLoss;
TotGenLast = TotGen;
TotInfeedLast = TotInfeed;
TotLoadLast = TotLoad;
i += 1;
time = start + i*step
hour_of_year = hour_of_year + step;
}
studyTime = tset.datetime;
sStudyTime = FormatDateLT('%Y-%m-%d, %H:%M:%S', studyTime);
printf('Total Losses = %9.3f kWh', TotEnLoss);
s2 = sprintf('%9.3f',TotEnLoss) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',4,2);
ddePoke(s1,s2);
EnBe.Set(1,1,TotEnLoss) ;
tset.SetTimeUTC(originalStudyTime);
EchoOn();
AddPV2
set s,cubs, sConts, sConnectConts, sThisConts;
object Ldf, oPar, oFoldC, oCub, oDpl, oCubInNod,SumGrid;
object oPV ,node, cub, gen, branch, net;
int i, first, row, col, debug, restore ,j;
string label;
double u,Q,Pold;
int ierr ;
double nloc;

```

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

double Nsite ,nStep,x ;
double step_PV, Pmax, PF;
int sweep, i_err;
int Balanced, inotopo;
int year, leap_year;
int originalStudyTime, studyTime;
double max_hours, stop_hoy;
double TotLossLast, TotGenLast, TotInfeedLast, TotLoadLast;
string sStudyTime;
object com, tset;
double start, step,stop ;
double T_VC, in_vc ;
string s1,s2 ;
int err,y ;
set allBars ;
int r_VSC, row_VSC ;
set sc;
double uA,uB,uC ;
object SC, oBasbar_SC ;
set SBasbar_SC ;
double volt ,a ;
int iCountBusbar,iCount,col_SC,row_SC,r_SC,iRerow ;
string nodename_SC ;
double SC_before, SC_after,PR_SC,PE_SC1, PE_SCold1, FR_SC,PE_SCold2,PE_SC2, PE_SC ;
set sL;
object oL;
int iL, nnew,nold;
int c, b ;
double xxx,yyy ;
ResetCalculation();
restore= 0 ;
debug = 0;
b = 5 ;
step_PV= InputPV.Get(3,1);
Pmax = InputPV.Get(4,1);
PF = InputPV.Get(5,1);
Nsite = Pmax/step_PV ;
SC = GetCaseObject("ComShc");
EchoOff() ;
SC:iopt_shc = '3psc' ;
SC:iopt_mde= 1 ;
SC:iopt_allbus = 0 ;
sL = AllRelevant();
oL = sL.Firstmatch('ElmLine');

```

เอกสารนี้เป็นเอกสารลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง ใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

while (oL) {
    iL = oL.IsCable();
    if (iL){
        nnew=nold+iL ;
        nold = nnew ;
    }
    oL = sL.Nextmatch();
}
nnew= nnew+5 ;
ierr = ddeOpen("", 'Excel', 'System');
if (.not.ierr) {
    ddeClose();
    ierr = ddeOpen('System', 'Excel', 'Sheet2');
    if (ierr) {
        Info('No Sheet2 yet, creating one...');
        ierr = ddeOpen("", 'Excel', 'System');
        if (ierr) {
            printf('Cannot open DDE to Excel');
        } else {
            ddeExe(['New(1)']);
            ddeClose();
            ierr = ddeOpen("", 'Excel', 'Sheet2');
        }
    }
}
if (ierr) { Error('Could not open DDE connection');
    exit();
}
yyy=0 ;
for(xxx = 0 ; xxx <Pmax; xxx= xxx+step_PV ) {
    if (xxx>0){yyy = xxx*nnew;}
    printf('%f',yyy) ;
    s2='Result with PV' ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',1,yyy+1);
    ddePoke(s1,s2);
    s2='PV Size' ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',3,yyy+1);
    ddePoke(s1,s2);
    s2='MW' ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',3,yyy+3);
    ddePoke(s1,s2);
    s2='Total Lossed' ;
    s1 = sprintf('R%dC%d',4,yyy+1);
    ddePoke(s1,s2);
}

```

เอกสารนี้เป็นเอกสารลิขสิทธิ์ส่วนตัวสำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

s2='kW' ;
s1 = sprintf('R%dC%d',4,yyy+3);
ddePoke(s1,s2);
s2='3 Phase Short Circuit' ;
s1 = sprintf('R%dC%d',5,yyy+1);
ddePoke(s1,s2);
s2='kA' ;
s1 = sprintf('R%dC%d',5,yyy+3);
ddePoke(s1,s2);
s2='Hour' ;
s1 = sprintf('R%dC%d',7,yyy+1);
ddePoke(s1,s2);
s2='Voltage without PV' ;
s1 = sprintf('R%dC%d',6,yyy+1);
ddePoke(s1,s2);
s2='Phase A' ;
s1 = sprintf('R%dC%d',7,yyy+2);
ddePoke(s1,s2);
s2='Phase B' ;
s1 = sprintf('R%dC%d',7,yyy+3);
ddePoke(s1,s2);
s2='Phase C' ;
s1 = sprintf('R%dC%d',7,yyy+4);
ddePoke(s1,s2);
s2='Transformer Loading (%)' ;
s1 = sprintf('R%dC%d',6,yyy+5);
ddePoke(s1,s2);
s2='Line Loading (%)' ;
s1 = sprintf('R%dC%d',6,yyy+6);
ddePoke(s1,s2);
sL = AllRelevant(xxx);
oL = sL.Firstmatch('ElmLne');
while (oL) {
c = oL.HasRoutesOrSec();
if (c=0.and.oL.outserv=0) {
if (xxx = 0 ) {
b = b+1 ;
s2 = sprintf('%s',oL:loc_name) ;
s1 = sprintf('R%dC%d',7,b);
ddePoke(s1,s2);
}
if(xxx > 0 ) {
b = b+1 ;
s2 = sprintf('%s',oL:loc_name) ;

```

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่ลิขสิทธิ์สงวนไว้เพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

s1 = sprintf('R%dC%d',7,b+5);
ddePoke(s1,s2);
}
}
oL = sL.Nextmatch();
}
}
exit() ;
sConts = Fold.GetContents();
oPV = sConts.FirstFilt('SG');
if (oPV = NULL .and. restore = 0){
printf('Generator with name "SG" must exist in folder "Fold"); exit();
}
sThisConts = this.GetContents();
oDpl = sThisConts.FirstFilt('Connect');
if (oDpl){
sConnectConts = oDpl.GetContents();
oFoldC = sConnectConts.FirstFilt('Fold');
if (oFoldC){
sConts.Clear();
sConts = oFoldC.GetContents();
oCub = sConts.Firstmatch('StaCubic');
if (oCub = NULL .and. restore = 0){
printf('Cubicle in Connect\Fold missing'); exit();
}
}
else{ printf('Folder in Dpl-Subscript Connect() missing'); exit();
}
}
else{ printf('Dpl-Subscript Connect() missing'); exit();
}
if (restore) {
Connect.Execute(NULL, NULL);
Info('Please check if temporary generator and cubicle have been removed from the network
and create new ones in the "Fold" directories if necessary);
exit();
}
Ldf = GetCaseObject('ComLdf');
if (Ldf=NULL) {
Warn('Cannot find load flow command. Please activate a calculation case. ');
exit();
}
oPV:cosgini = PF ;
s = SEL.AllBars();

```

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

```

i = s.Count();
if (i=0) {
    Info('No busbars or terminals selected : nothing to do');
    exit();
}
nloc = i ;
nStep = nloc*Nsite ;
node = s.First();
first = 1;
while (node) {
    EchoOff() ;
    i = Ldf.Execute();
    if (i=0) {
        node.ShowFullName() ;
        SumGrid = SummaryGrid();
        u = node:m:u:B;
        i = Connect.Execute(node, oPV);
    }
    if (i=0) {
        for(x=step_PV ; x<=Pmax; x= x+step_PV){
            oPV:pgini=x ;
            SC.Execute() ;
            SBasbar_SC = AllRelevant('*ElmTerm') ;
            for(oBasbar_SC =SBasbar_SC.First() ;oBasbar_SC;oBasbar_SC =SBasbar_SC.Next()){
                if(oBasbar_SC:outserv = 0) {
                    r_SC = oBasbar_SC.IsNode() ;
                    if(r_SC){ if(oBasbar_SC:m:lb>0){
                        s2 = sprintf('%f',oBasbar_SC:m:lb)
                        s1 = sprintf('R%dC%d',5,2);
                        ddePoke(s1,s2);
                    }
                }
            }
        }
    }
}
i = Connect.Execute(NULL, NULL);
oPar = oPV.GetParent();
if (oPar<>Fold){
    oCubInNod = oPV.GetCubicle(0);
    if (oCubInNod){
        oFoldC.Move(oCubInNod);
    }
}
Fold.Move(oPV);

```

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนลิขสิทธิ์สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ค่าพารามิเตอร์ขององค์ประกอบในแบบจำลอง

จากแบบจำลองระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ทั้ง 2 สภาวะคือก่อนและหลังการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ใช้ศึกษาโดยใช้โปรแกรม Digsilent กำหนดพารามิเตอร์ภายในของอุปกรณ์ต่างๆ ในแบบจำลองสามารถแสดงรายละเอียดดังนี้

1. แบบจำลองระบบไฟฟ้าจากภายนอก (External Grid) โดยข้อมูลของพารามิเตอร์ที่ต้องกำหนดให้แบบจำลองระบบไฟฟ้าจากภายนอกในระบบจำลอง แสดงได้ดัง

รูปผนวกที่ ข.1

	DIGSILENT PowerFactory 14.1.3	Project: Date: 3/20/2014
Grid:Grid	Syst.Stage:Grid	Annex: / 1
Hot_Sub	External Grid	1 /1
Bus Type	SL	
Input Mode	P, Q	
Setpoint	local	
Operation Point		
Angle		0.0000 deg
Voltage Setpoint		1.0000 p.u.
Reference Busbar		
Use for calculation	Max. Values	
Max. Values		
Short-Circuit Power Sk''max		131.1578 MVA
Short-Circuit Current Ik''max		3.4420 kA
c-Factor (max.)		1.1000
X/R Ratio (max.)		6.5789
Impedance Ratio		
Z2/Z1 max.		1.0000
X0/X1 max.		0.5910
R0/X0 max.		0.0392

รูปผนวกที่ ข.1 ข้อมูลค่าพารามิเตอร์สำหรับแบบจำลองระบบไฟฟ้าจากภายนอก

2. แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยข้อมูลของพารามิเตอร์ที่ต้องกำหนดให้แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำลองดังรูปผนวกที่ ข.2

	DigSILENT PowerFactory 14.1.3	Project:
		Date: 3/20/2014
Grid:MicrogridMSR_Ca Syst.Stage:MicrogridMSR_Ca		Annex: / 1
FV_sys1	Static Generator	1 /1
Category	Photovoltaic	
Number of parallel Machines	1	
Ratings		
Nominal Apparent Power	5.0000	MVA
Power Factor	0.8000	
Corresponding Bus Type	PQ	
Local Voltage Controller	Power Factor	
External Station Controller		
Dispatch		
Input Mode	Default	
Active Power	0.0000	MW
Reactive Power	0.0000	Mvar
Voltage	1.0000	p.u.
Prim. Frequency Bias	0.0000	MW/Hz
Reactive Power Limits		
Capability Curve		
Min.	0.0000	p.u.
Max.	1.0000	p.u.
Minimum	0.0000	Mvar
Maximum	5.0000	Mvar
Scaling Factor (min.)	100.0000	%
Scaling Factor (max.)	100.0000	%
Active Power		
Min.	0.0000	MW
Max.	4.0000	MW

รูปผนวกที่ ข.2 ข้อมูลค่าพารามิเตอร์สำหรับแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

	DigSILENT PowerFactory 14.1.3	Project:
		Date: 3/21/2014
Grid:MicrogridMSR_Ca Syst.Stage:MicrogridMSR_Ca		Annex: / 1
Shunt/Filter	Shunt/Filter	1 /1
System Type	AC	
Technology	3PH-'Y'	
Nominal Voltage	22.0000	kV
Shunt Type	C	
Input Mode	Default	
Controller		
Max. No. of Steps	1	
Act.No. of Step	1	
Design Parameter (per Step)		
Rated Reactive Power, C	1.0000	Mvar
Loss Factor, tan(delta)	0.0000	

รูปผนวกที่ ข.3 ข้อมูลค่าพารามิเตอร์สำหรับตัวเก็บประจุ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้าไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

3. แบบจำลองสายส่งไฟฟ้า (Conductor) โดยข้อมูลของพารามิเตอร์ที่ต้องกำหนดให้แบบจำลองสายส่งไฟฟ้าในระบบจำลองแสดงดังรูปผนวกที่ ข.4

	DIGSILENT PowerFactory 14.1.3	Project: Date: 3/21/2014
Grid:	Syst.Stage:	Annex: / 1
185A_22kV/3	Line Type	1 /1
Rated Voltage		22.0000 kV
Rated Current		1.0000 kA
Nominal Frequency		50.0000 Hz
Cable / OHL	Overhead Line	
System Type	AC	
Phases		3
No. of Neutrals		0
Parameters per Length 1,2-Sequence		
Resistance R'		0.0516 Ohm/km
Reactance X'		0.2999 Ohm/km
Parameters per Length Zero Sequence		
Resistance R0'		0.1962 Ohm/km
Reactance X0'		1.5305 Ohm/km

รูปผนวกที่ ข.4 ข้อมูลค่าพารามิเตอร์สำหรับสายส่งไฟฟ้า

4. แบบจำลองโหลด (Load) โดยข้อมูลของพารามิเตอร์ที่ต้องกำหนดให้แบบจำลองโหลดทั้งระบบจำลองสามารถใช้ชนิดเดียวกัน แต่มีข้อแตกต่างในส่วนของพิกัดกำลังไฟฟ้าจริง (Active Power) ของโหลดแต่ละวงจรที่มีการเปลี่ยนแปลงในแต่ละช่วงเวลาการทำงานของระบบจำลองตามค่าจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์ (AMR Meter)

	DIGSILENT PowerFactory 14.1.3	Project: Date: 3/20/2014
Grid:MicrogridMSR_Ca	Syst.Stage:MicrogridMSR_Ca	Annex: / 1
LoadF1	General Load	1 /5
Type	...	Library\Equipment Type Library\Lod-1
Balanced/Unbalanced		Balanced
Operating Point		
Active Power		1.0027 MW
Power Factor		0.8800
Power Factor		ind.
Voltage		1.0000 p.u.
Scaling Factor		1.0000
Adjusted by Load Scaling	No	
System Type	AC	
Technology	3PH PH-E	

รูปผนวกที่ ข.5 ข้อมูลค่าพารามิเตอร์สำหรับโหลด

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

โพรไฟล์กำลังไฟฟ้าก่อนการจำลองการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ในการจำลองสถานการณ์การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อประเมินผลกระทบด้านเทคนิคทั้ง 3 ด้าน คือ ผลกระทบต่อระดับแรงดันไฟฟ้า ผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ และผลกระทบต่อภาระโหลดของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ใช้โพรไฟล์กำลังไฟฟ้าที่โหลดใช้งานจริง ซึ่งเก็บค่าจากมิเตอร์เอเอ็มอาร์ มีความละเอียดของการวัดทุกๆ 1 นาที เพื่อพิจารณาผลกระทบและความเปลี่ยนแปลงจากการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตลอด 24 ชั่วโมง ซึ่งพบว่ามีความแตกต่างกันของลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท เช่น กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจอุตสาหกรรม กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์ กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทไฟฟ้าเชิงเกษตร และกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทชั่วคราว

โดยพิจารณาโพรไฟล์กำลังไฟฟ้าได้ดังตารางผนวกที่ ค.1

ตารางผนวกที่ ค.1 โพรไฟล์กำลังไฟฟ้าของระบบก่อนการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อประเมินผลกระทบด้านเทคนิค [14]

ลำดับ ที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับ ที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับ ที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับ ที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)
1	0.0000	16	0.0000	31	0.0000	46	0.0814
2	0.0000	17	0.0000	32	0.0000	47	0.1154
3	0.0000	18	0.0000	33	0.0000	48	0.1475
4	0.0000	19	0.0000	34	0.0000	49	0.1759
5	0.0000	20	0.0000	35	0.0000	50	0.2025
6	0.0000	21	0.0000	36	0.0000	51	0.2281
7	0.0000	22	0.0000	37	0.0000	52	0.2505
8	0.0000	23	0.0000	38	0.0000	53	0.2670
9	0.0000	24	0.0000	39	0.0000	54	0.2826
10	0.0000	25	0.0000	40	0.0000	55	0.2979
11	0.0000	26	0.0000	41	0.0000	56	0.3133
12	0.0000	27	0.0000	42	0.0000	57	0.3287
13	0.0000	28	0.0000	43	0.0110	58	0.3443
14	0.0000	29	0.0000	44	0.0296	59	0.3603
15	0.0000	30	0.0000	45	0.0534	60	0.3772

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางผนวกที่ ค.1 โพรไฟล์กำลังไฟฟ้าของระบบก่อนการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อประเมินผลกระทบด้านเทคนิค (ต่อ)

ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)
61	0.3947	90	1.1000	119	1.9789	148	3.0593
62	0.4133	91	1.1233	120	2.0197	149	3.0454
63	0.4327	92	1.1479	121	2.0709	150	3.0480
64	0.4522	93	1.1751	122	2.1233	151	3.0574
65	0.4713	94	1.2049	123	2.1696	152	3.0728
66	0.4901	95	1.2364	124	2.2071	153	3.0948
67	0.5089	96	1.2680	125	2.2435	154	3.0448
68	0.5284	97	1.3015	126	2.2775	155	2.9450
69	0.5503	98	1.3329	127	2.3004	156	2.8521
70	0.5737	99	1.3625	128	2.3212	157	2.7535
71	0.5983	100	1.3915	129	2.3423	158	2.7026
72	0.6241	101	1.4175	130	2.3766	159	2.8050
73	0.6494	102	1.4419	131	2.4041	160	3.0042
74	0.6726	103	1.4654	132	2.4417	161	3.2077
75	0.6948	104	1.4900	133	2.4781	162	3.4262
76	0.7162	105	1.5179	134	2.5319	163	3.6296
77	0.7365	106	1.5537	135	2.5780	164	3.7420
78	0.7581	107	1.5955	136	2.6247	165	3.7819
79	0.7820	108	1.6409	137	2.6709	166	3.8219
80	0.8076	109	1.6893	138	2.7241	167	3.8674
81	0.8349	110	1.7325	139	2.7582	168	3.8876
82	0.8640	111	1.7645	140	2.7836	169	3.9312
83	0.8942	112	1.7888	141	2.8150	170	3.9944
84	0.9270	113	1.8123	142	2.8529	171	4.0516
85	0.9615	114	1.8329	143	2.8905	172	4.1108
86	0.9944	115	1.8562	144	2.9270	173	4.1838
87	1.0247	116	1.8822	145	2.9618	174	4.2465
88	1.0538	117	1.9119	146	2.9987	175	4.3074
89	1.0785	118	1.9412	147	3.0239	176	4.3598

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางผนวกที่ ค.1 โพรไฟล์กำลังไฟฟ้าของระบบก่อนการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อประเมินผลกระทบด้านเทคนิค (ต่อ)

ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)
177	4.4136	206	4.5948	235	4.8566	264	6.4003
178	4.4663	207	4.7827	236	4.1424	265	6.4480
179	4.5183	208	4.8412	237	3.9761	266	6.5651
180	4.5592	209	4.5473	238	3.4004	267	6.2099
181	4.6046	210	4.4506	239	3.2447	268	5.4318
182	4.6479	211	4.6650	240	3.4997	269	4.6676
183	4.6394	212	4.5685	241	4.2760	270	4.6497
184	4.6451	213	4.7106	242	5.0612	271	4.9329
185	4.6757	214	4.7519	243	5.8553	272	5.6331
186	4.6955	215	4.9818	244	6.5258	273	6.4857
187	4.6853	216	4.8668	245	6.7750	274	7.2027
188	4.7258	217	4.8414	246	6.1290	275	7.1386
189	4.7450	218	4.7483	247	5.9546	276	7.0786
190	4.8090	219	4.9159	248	6.0347	277	7.1766
191	4.8510	220	4.7662	249	6.0189	278	7.3339
192	4.9652	221	4.5938	250	6.3301	279	7.5378
193	5.0485	222	4.8400	251	2.3501	280	7.7592
194	5.0664	223	5.1536	252	7.2579	281	7.8269
195	4.9883	224	5.2969	253	7.1879	282	7.8103
196	4.8283	225	5.6425	254	6.8328	283	7.6739
197	4.6255	226	6.0023	255	6.3876	284	7.6030
198	4.5904	227	5.9143	256	5.6028	285	7.3850
199	4.5123	228	5.8935	257	5.1227	286	6.9244
200	4.2477	229	6.2080	258	4.8635	287	6.5151
201	4.1493	230	6.2714	259	5.0745	288	6.4794
202	4.2600	231	6.3028	260	5.4076	289	6.1753
203	4.1183	232	5.9178	261	5.8034	290	5.5506
204	4.1731	233	5.8993	262	6.0893	291	5.1057
205	4.3937	234	5.5076	263	6.2403	292	4.7524

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางผนวกที่ ค.1 โพรไฟล์กำลังไฟฟ้าของระบบก่อนการเชื่อมต่อบรรณผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อประเมินผลกระทบด้านเทคนิค (ต่อ)

ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)
293	4.5131	322	7.8375	351	8.2739	380	7.1810
294	4.5308	323	7.7534	352	8.3176	381	7.1503
295	5.4404	324	7.5781	353	8.3253	382	7.1252
296	6.4018	325	7.5637	354	8.3504	383	7.0946
297	7.1477	326	7.5128	355	8.3891	384	7.0673
298	7.4392	327	7.5964	356	8.4691	385	7.0849
299	7.7799	328	7.7819	357	8.5127	386	7.1035
300	7.7425	329	7.9325	358	8.5370	387	7.1200
301	7.6109	330	1.2286	359	8.5154	388	7.1145
302	7.6216	331	7.9207	360	8.4830	389	7.0962
303	7.7592	332	7.9155	361	8.4703	390	7.0672
304	7.7604	333	7.9518	362	8.4274	391	7.0521
305	7.7901	334	8.0092	363	8.3805	392	7.0311
306	7.9198	335	8.0617	364	8.4199	393	7.0280
307	7.8800	336	8.1328	365	8.4720	394	7.0314
308	7.7342	337	8.1294	366	8.4620	395	7.0392
309	7.7007	338	8.0759	367	8.4729	396	7.0187
310	7.7033	339	7.9687	368	8.5008	397	6.9936
311	7.7400	340	7.8786	369	8.5063	398	6.9930
312	7.7994	341	7.8565	370	8.5087	399	7.0110
313	7.7228	342	7.9071	371	8.5588	400	7.0176
314	7.6550	343	7.9910	372	8.6200	401	7.0514
315	7.6139	344	8.0593	373	8.6754	402	7.0864
316	7.5342	345	8.0804	374	8.5250	403	7.1026
317	7.4158	346	8.0523	375	7.9117	404	7.0949
318	7.5152	347	8.0308	376	7.6052	405	7.1052
319	7.6257	348	8.0549	377	7.3024	406	7.1100
320	7.6947	349	8.1345	378	7.1846	407	7.1156
321	7.7646	350	8.2271	379	7.2019	408	7.1176

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางผนวกที่ ค.1 โพรไฟล์กำลังไฟฟ้าของระบบก่อนการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อประเมินผลกระทบด้านเทคนิค (ต่อ)

ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)
409	7.1157	438	6.9489	467	7.7362	496	6.9397
410	7.0817	439	6.9251	468	7.7421	497	6.8756
411	7.0271	440	6.8745	469	7.7335	498	6.8045
412	6.9971	441	6.8266	470	7.7025	499	6.7491
413	6.9911	442	6.8050	471	7.6703	500	6.7409
414	6.9965	443	6.7631	472	7.6359	501	6.7508
415	6.9884	444	6.7230	473	7.5987	502	6.7863
416	6.9802	445	6.7217	474	7.5791	503	6.8645
417	6.9583	446	6.7270	475	7.5943	504	6.9333
418	6.9323	447	6.7158	476	7.5960	505	6.9241
419	6.9328	448	6.7230	477	7.5854	506	6.8869
420	6.9647	449	6.7364	478	7.5883	507	6.8585
421	6.9831	450	6.7344	479	7.5720	508	6.8151
422	6.9888	451	6.7329	480	7.5032	509	6.7534
423	6.9776	452	6.7266	481	7.4433	510	6.7036
424	6.9335	453	6.7016	482	7.4045	511	6.6602
425	6.8920	454	6.6623	483	7.3750	512	6.6135
426	6.8846	455	6.7216	484	7.3549	513	6.5719
427	6.8863	456	6.9317	485	7.3525	514	6.5553
428	6.8908	457	7.1502	486	7.3291	515	6.5633
429	6.9036	458	7.3837	487	7.2891	516	6.5783
430	6.9236	459	7.6302	488	7.2369	517	6.5725
431	6.9404	460	7.7309	489	7.1579	518	6.5600
432	6.9651	461	7.6721	490	7.0918	519	6.5369
433	6.9784	462	7.6351	491	7.0746	520	6.5079
434	6.9860	463	7.6253	492	7.0562	521	6.4853
435	6.9984	464	7.6175	493	7.0132	522	6.4903
436	6.9986	465	7.6587	494	6.9960	523	6.5005
437	6.9731	466	7.7060	495	6.9815	524	6.4958

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางผนวกที่ ค.1 โพรไฟล์กำลังไฟฟ้าของระบบก่อนการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อประเมินผลกระทบด้านเทคนิค (ต่อ)

ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)
525	6.4767	554	5.7217	583	4.7645	612	3.6032
526	6.4595	555	5.6829	584	4.7134	613	3.5641
527	6.4657	556	5.6597	585	4.6654	614	3.5226
528	6.4705	557	5.6440	586	4.6147	615	3.4799
529	6.4820	558	5.6465	587	4.5754	616	3.4480
530	6.4823	559	5.6717	588	4.5381	617	3.4168
531	6.4633	560	5.6888	589	4.5027	618	3.3737
532	6.3961	561	5.6792	590	4.4677	619	3.3225
533	6.3218	562	5.6391	591	4.4254	620	3.2708
534	6.2521	563	5.5613	592	4.3706	621	3.2157
535	6.1974	564	5.4532	593	4.3153	622	3.1606
536	6.1482	565	5.3430	594	4.2646	623	3.1158
537	6.1140	566	5.2633	595	4.1721	624	3.0834
538	6.0855	567	5.2049	596	4.1417	625	3.0532
539	6.0586	568	5.1632	597	4.1156	626	3.0215
540	6.0443	569	5.1322	598	4.0876	627	2.9836
541	6.0407	570	5.1020	599	4.0566	628	2.9440
542	6.0367	571	5.0747	600	4.0270	629	2.9021
543	6.0304	572	5.0504	601	4.0016	630	2.8623
544	6.0295	573	5.0186	602	3.9750	631	2.8213
545	6.0317	574	4.9832	603	3.9494	632	2.7837
546	6.0372	575	4.9548	604	3.9189	633	2.7518
547	6.0400	576	4.9333	605	3.8832	634	2.7195
548	6.0547	577	4.9209	606	3.8446	635	2.6856
549	6.0576	578	4.9070	607	3.8011	636	2.6526
550	6.0142	579	4.8960	608	3.7578	637	2.6164
551	5.9403	580	4.8845	609	3.7204	638	2.5716
552	5.8708	581	4.8625	610	3.6859	639	2.5244
553	5.7964	582	4.8131	611	3.6442	640	2.4770

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางผนวกที่ ค.1 โพรไฟล์กำลังไฟฟ้าของระบบก่อนการเชื่อมต่อบรรณผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อประเมินผลกระทบด้านเทคนิค (ต่อ)

ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)
641	2.4343	670	1.5661	699	0.7793	728	0.1653
642	2.3992	671	1.5346	700	0.7545	729	0.1492
643	2.3725	672	1.5031	701	0.7295	730	0.1328
644	2.3504	673	1.4735	702	0.7046	731	0.1165
645	2.3312	674	1.4458	703	0.6812	732	0.0973
646	2.3103	675	1.4191	704	0.6601	733	0.0713
647	2.2912	676	1.3924	705	0.6397	734	0.0475
648	2.2666	677	1.3630	706	0.6200	735	0.0277
649	2.2395	678	1.3306	707	0.6000	736	0.0112
650	2.2088	679	1.2954	708	0.5789	737	0.0007
651	2.1757	680	1.2583	709	0.5562	738	0.0000
652	2.1388	681	1.2201	710	0.5324	739	0.0000
653	2.1014	682	1.1868	711	0.5085	740	0.0000
654	2.0620	683	1.1571	712	0.4849	741	0.0000
655	2.0229	684	1.1311	713	0.4611	742	0.0000
656	1.9866	685	1.1115	714	0.4386	743	0.0000
657	1.9518	686	1.0969	715	0.4174	744	0.0000
658	1.9178	687	1.0813	716	0.3969	745	0.0000
659	1.8855	688	1.0640	717	0.3759	746	0.0000
660	1.8564	689	1.0441	718	0.3545	747	0.0000
661	1.8260	690	1.0209	719	0.3327	748	0.0000
662	1.7950	691	0.9951	720	0.3110	749	0.0000
663	1.7666	692	0.9673	721	0.2897	750	0.0000
664	1.7418	693	0.9383	722	0.2701	751	0.0000
665	1.7145	694	0.9098	723	0.2519	752	0.0000
666	1.6861	695	0.8816	724	0.2346	753	0.0000
667	1.6582	696	0.8548	725	0.2170	754	0.0000
668	1.6294	697	0.8294	726	0.1995	755	0.0000
669	1.5979	698	0.8047	727	0.1821	756	0.0000

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ตารางผนวกที่ ค.1 โพรไฟล์กำลังไฟฟ้าของระบบก่อนการเชื่อมต่อบรรณผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อประเมินผลกระทบด้านเทคนิค (ต่อ)

ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)	ลำดับที่	กำลังไฟฟ้า (เมกกะวัตต์)
757	0.0000	763	0.0000	769	0.0000	775	0.0000
758	0.0000	764	0.0000	770	0.0000	776	0.0000
759	0.0000	765	0.0000	771	0.0000	777	0.0000
760	0.0000	766	0.0000	772	0.0000	778	0.0000
761	0.0000	767	0.0000	773	0.0000	779	0.0000
762	0.0000	768	0.0000	774	0.0000	780	0.0000



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า
ไม่ว่ากรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้