

การวิเคราะห์ค่าความสูญเสียในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่

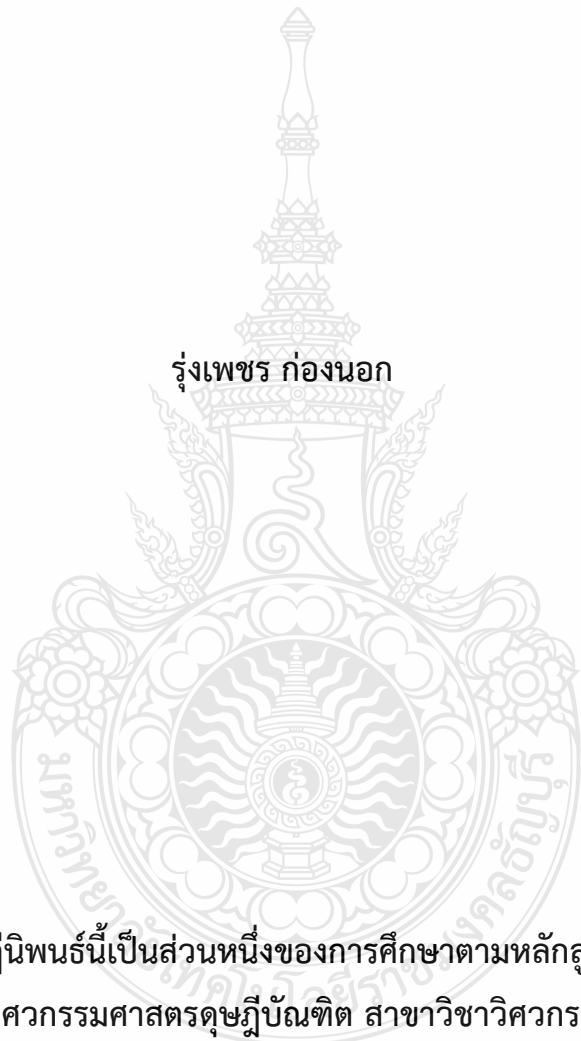
ANALYSIS OF POWER LOSS IN A LARGE SCALE PV POWER PLANT



รุ่งเพชร ก่องนอก

ดุษฎีนิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร  
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า  
คณะวิศวกรรมศาสตร์  
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี  
ปีการศึกษา 2564  
ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

# การวิเคราะห์ค่าความสูญเสียในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่



ดุขฎีนิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร  
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุขฎีบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมกคลธัญบุรี

ปีการศึกษา 2564

ลิกสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมกคลธัญบุรี

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นงานวิจัยที่เกิดจากการค้นคว้าและวิจัย ขณะที่ข้าพเจ้าศึกษาอยู่ในคณะ  
วิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี ดังนั้นงานวิจัยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ถือเป็น  
ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี และข้อความต่าง ๆ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ข้าพเจ้า  
ขอรับรองว่าไม่มีการคัดลอกหรือนำงานวิจัยของผู้อื่นมานำเสนอในชื่อของข้าพเจ้า

This thesis consists of research materials conducted at the Faculty of  
Engineering, Rajamangala University of Technology Thanyaburi and hence the copyright  
owner. I hereby certify that the thesis does not contain any forms of plagiarism.



.....  
(นายรุ่งเพชร ก่องนอก)

หัวข้อวิทยานิพนธ์ การวิเคราะห์ค่าความสูญเสียในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่  
Analysis of Power Losses in a Large-Scale PV Power Plant  
ชื่อ - นามสกุล นายรุ่งเพชร ก่องนอก  
สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า  
อาจารย์ที่ปรึกษา รองศาสตราจารย์บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.-Ing.  
ปีการศึกษา 2564

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

  
..... ประธานกรรมการ  
(รองศาสตราจารย์เวทิน ปิยรัตน์, วศ.ด.)

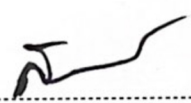
  
..... กรรมการ  
(รองศาสตราจารย์กฤษณ์ชนม์ ภูมิภิตติพิชญ์, Ph.D.)

  
..... กรรมการ  
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ณัฐภัทร พันธุ์คง, Ph.D.)

  
..... กรรมการ  
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์สุรินทร์ แห่งมงาม, Ph.D.)

  
..... กรรมการ  
(รองศาสตราจารย์บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.-Ing.)

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี อนุมัติวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็น  
ส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาตรีบัณฑิต

  
..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์  
(รองศาสตราจารย์สรพงษ์ ภาสุปรีย์, Ph.D.)  
วันที่ 24 เดือน มกราคม พ.ศ. 2565

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์ค่าความสูญเสียในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่
ชื่อ - นามสกุล	นายรุ่งเพชร ก่องนอก
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา	รองศาสตราจารย์ บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.-Ing.
ปีการศึกษา	2564

## บทคัดย่อ

ดุขภูนิพนธ์นี้้นำเสนอการวิเคราะห์และการประเมินหาค่าความสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ สมการทางคณิตศาสตร์นี้ได้รับการพัฒนาขึ้นเพื่อนำมาใช้ประกอบการประเมินค่าอัตราส่วนสมรรถนะของระบบการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยใช้พื้นที่ศึกษาตำบลหัวหว้า อำเภอศรีมหาโพธิ์ จังหวัดปราจีนบุรี เป็นพื้นที่ในการศึกษา

การศึกษานี้ใช้ข้อมูลจากการตรวจประเมินค่ากำลังการผลิตตามสภาพการทำงานที่แท้จริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยเริ่มจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์มายังจุดขายไฟฟ้าของการไฟฟ้า เพื่อหาส่วนประกอบที่มีผลกระทบต่อค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในตำแหน่งการติดตั้งของระบบ ผลจากการศึกษาพบว่าค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษานี้ประกอบด้วย ค่าความสูญเสียที่เกิดจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ค่าความสูญเสียที่เกิดจากกระยะของสายส่งไปยังจุดต่อสายรวมค่าความสูญเสียจากอินเวอร์เตอร์ ค่าความสูญเสียจากหม้อแปลงไฟฟ้า ค่าความสูญเสียที่เกิดจากสวิตช์เกียร์ และค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบส่งจ่ายแรงดันสูง ซึ่งค่าความสูญเสียเหล่านี้สามารถพัฒนาเป็นสมการทางคณิตศาสตร์ สำหรับกำลังไฟฟ้าสูญเสียคือ  $0.0597X + 3.4908$  โดยมีค่าความแปรปรวนที่ค่า 0.9463 ตามลำดับ

จากผลการวิเคราะห์ ค่าสมการที่ได้จากการศึกษานี้สามารถนำไปประยุกต์ใช้ในการประเมินกำลังไฟฟ้าสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ นำไปพิจารณาตามสภาพการใช้งานจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในอนาคตได้

**คำสำคัญ :** การประเมินสมรรถนะ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบ

**Dissertation Title** Analysis of power loss in a large scale PV power plant  
**Name – Surname** Mr. Rungphet Kongnok  
**Program** Electrical Engineering  
**Dissertation Advisor** Associate Professor Boonyang Plangklang, Dr.-Ing.  
**Academic Year** 2021

## ABSTRACT

This dissertation presents the analysis and assessment of power losses of a large-scale PV power plant. A mathematical equation was developed for estimating the performance ratio of the PV power plant. The selected PV power plant was located in Hua-Wa subdistrict, Si Maha Phot district, Prachin Buri, Thailand.

This study used the data from the assessment of the actual working condition of the PV power plant, starting from the PV panels to the point of common coupling (PCC) for sale of the electricity to the utilities in order to find the components that affected power losses in different installation positions of the system. The study results showed that the losses incurred from the PV power plant consisted of the losses caused by the PV panels, distances of the system cables to the combiner boxes, inverters, transformers, switchgear, and high-voltage transmission system. The losses of the PV power plant can be used to develop a mathematical equation as  $0.0597X + 3.4908$ , with the variance ( $R^2$ ) of 0.9463.

From the analysis results, the equation obtained can be applied for the assessment of power losses of the PV power plant according to its actual operating condition in the future.

**Keywords:** performance analysis, PV power plant, power losses of the system

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงตามวัตถุประสงค์ไปได้ด้วยดี เพราะได้รับความอนุเคราะห์ ให้ คำแนะนำและความช่วยเหลือแก้ไขข้อบกพร่อง จากท่านอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ คือ รอง ศาสตราจารย์ ดร. บุญยง ปลั่งกลาง ที่กรุณาเสียสละเวลาอันมีค่า เพื่อให้คำปรึกษาแนะนำ ตลอดจนถึง แนวทางในการทำวิทยานิพนธ์ให้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ผู้วิจัยจึงขอกราบขอบพระคุณท่านอาจารย์เป็น อย่างสูง และกราบขอบพระคุณ รองศาสตราจารย์ ดร. เวศิน ปิยรัตน์ ผู้ทรงคุณวุฒิจากภายนอก ให้ เกียรติเป็นประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ รวมถึงคณาจารย์ที่ร่วมเป็นกรรมการควบคุมการสอบ คุุณนิพนธ์ทุกท่าน ประกอบด้วย รองศาสตราจารย์ ดร.กฤษณ์ชนม์ ภูมิภิตติพิชญ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ สุรินทร์ แห่งงาม และผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณัฐภัทร พันธุ์คง ที่กรุณาให้คำแนะนำและแก้ไข วิทยานิพนธ์ให้สมบูรณ์ยิ่งขึ้น

ขอขอบคุณประธาน บริษัทเอ็นอาร์ที เซลล์แอนด์เซอร์วิส จำกัด และเจ้าหน้าที่ที่ช่วย อนุเคราะห์ข้อมูล ในการศึกษาวิจัย ที่อำนวยความสะดวกให้เข้าไปศึกษาและเก็บข้อมูลสำหรับทำงาน วิจัย ทั้งสองโครงการ และขอขอบคุณเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้องทุกท่าน ที่ให้ข้อมูลค่าพารามิเตอร์ต่างๆจาก การบันทึกค่าจริงเพื่อใช้สำหรับงานวิจัย ขอขอบคุณผู้วิจัยทุกท่านที่ให้ความอนุเคราะห์บทความและ งานวิจัยที่ใช้อ้างอิงในงานวิจัยนี้ ขอขอบคุณ ครอบครัววิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล อีสาน ประกอบด้วย ท่านอาจารย์ชวลิต ดำรงรัตน์ ผู้ล่วงลับ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ย้งศักดิ์ พุทธิรักษา รอง ศาสตราจารย์ธนัท ชัยยุทธ พร้อมทั้งคณาจารย์และเจ้าหน้าที่ทุกท่าน และที่ขาดไม่ได้ที่จะกล่าวถึง คือ ครอบครัวคงจิ้น โดย ดร.ยุทธนา คงจิ้น ตลอดจนภรรยา คุณพ่อ และคุณแม่ที่คอยให้กำลังใจเป็นอย่างดี และอีกหลายท่านที่ไม่ได้เอ่ยนาม ณ ที่นี้

สุดท้ายขอกราบขอบพระคุณนายน้อย ก่องนอก ผู้เป็นบิดา และนางลำพิ่ง ก่องนอก มารดาผู้ ล่วงลับ ตลอดจนครอบครัว ตลอดจนญาติพี่น้องทุกคนที่เป็นกำลังใจและให้การสนับสนุนแก่ผู้ทำวิจัยมา โดยตลอดจนสำเร็จการศึกษา ขอขอบคุณเพื่อนร่วมชั้นเรียนที่ให้คำปรึกษา ช่วยเหลือให้ข้าพเจ้ามีความ พยายาม มุมานะและเป็นแรงผลักดันให้ถึงเป้าหมาย และขอขอบคุณห้องวิจัยคณะวิศวกรรมศาสตร์ ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี ที่ให้ใช้สถานที่ ในการศึกษาค้นคว้าตลอดระยะเวลาเวลาศึกษาที่ผ่านมา คุณค่าและประโยชน์อันพึงมีจากวิทยานิพนธ์ ฉบับนี้ขอมอบแด่ผู้มีพระคุณทุกท่าน

รุ่งเพชร ก่องนอก

## สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย .....	(3)
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ .....	(4)
กิตติกรรมประกาศ .....	(5)
สารบัญ.....	(6)
สารบัญตาราง.....	(8)
สารบัญรูป .....	(10)
บทที่ 1 บทนำ .....	14
1.1 ที่มาความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	14
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	16
1.3 สมมติฐานของการวิจัย .....	16
1.4 ขอบเขตของการวิจัย .....	18
1.5 ขั้นตอนการวิจัย .....	18
1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ .....	18
บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	20
2.1 รังสีดวงอาทิตย์.....	20
2.2 คุณสมบัติโซลาร์เซลล์ .....	24
2.3 เสถียรภาพการผลิตไฟฟ้าของระบบโซลาร์เซลล์.....	31
2.4 ข้อกำหนดตามมาตรฐานวิศวกรรมของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ .....	32
2.5 การหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ.....	40
2.6 ระบบป้องกันฟ้าผ่าในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	41
2.7 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง .....	42
2.8 สรุป .....	47
บทที่ 3 ขั้นตอนการดำเนินการศึกษาวิจัย .....	48
3.1 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย.....	48
3.2 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา .....	49
3.3 อินเวอร์เตอร์.....	52
3.4 การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ .....	54



## สารบัญ (ต่อ)

3.5 การศึกษาค่าความสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	61
3.6 วิธีการตรวจวัดค่าพลังงานไฟฟ้า และเก็บข้อมูล.....	62
3.7 กระบวนการวิเคราะห์ค่าความสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	67
3.8 ผลกระทบด้านค่าใช้จ่ายจากการใช้งานระบบล่อฟ้า.....	
ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	68
3.9 สรุปผลการดำเนินงาน .....	73
บทที่ 4 การวิเคราะห์ผลการศึกษา.....	74
4.1 การวิเคราะห์ค่าความสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	75
4.2 การศึกษาข้อมูลและวิเคราะห์ผลโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หัวหว่า 1.....	75
4.3 การศึกษาข้อมูลและวิเคราะห์ผลโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หัวหว่า 2.....	88
4.4 การวิเคราะห์ค่าความสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	100
4.5 ผลการศึกษาผลกระทบการติดตั้งระบบล่อฟ้าแบบ ESE .....	
ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ .....	102
4.6 สรุปผลการดำเนินงาน.....	103
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ .....	105
5.1 สรุปผลการทำวิทยานิพนธ์.....	105
5.2 ข้อเสนอแนะ.....	106
บรรณานุกรม.....	107
ภาคผนวก ก ผลงานตีพิมพ์เผยแพร่.....	114
ประวัติผู้เขียน.....	159

## สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 2.1 ลักษณะกระแสของอุปกรณ์ที่ใช้งาน และกระแสของอุปกรณ์การป้องกัน หัวหว่า 1....	36
ตารางที่ 2.2 ขนาดของสายดิน และชนิดที่ใช้งาน หัวหว่า 1 .....	37
ตารางที่ 2.3 ลักษณะกระแสของอุปกรณ์ที่ใช้งาน และกระแสของอุปกรณ์การป้องกัน หัวหว่า 2 ...	39
ตารางที่ 2.4 ขนาดของสายดิน และชนิดที่ใช้งาน หัวหว่า 2 .....	40
ตารางที่ 2.5 รัศมีการป้องกันของหัวล่อฟ้า ตามมาตรฐาน NFC 17-102 .....	42
ตารางที่ 3.1 ข้อมูลของแผงโซลาร์เซลล์ ยี่ห้อ Sharp ชนิดฟิล์มบาง.....	
รุ่น NA-E125L5 และ NA-E130L5.....	51
ตารางที่ 3.2 ข้อมูลของแผงโซลาร์เซลล์ ยี่ห้อ JA Solar รุ่น JAP6-72-310/3B .....	51
ตารางที่ 3.3 ข้อมูลอินเวอร์เตอร์ที่ใช้งาน .....	53
ตารางที่ 3.4 รายละเอียดของสายไฟฟ้าที่ใช้ระหว่าง แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV String) .....	
ถึง กล่องต่อสายรวม (Combiner box) .....	55
ตารางที่ 3.5 สายไฟฟ้าที่ใช้จาก กล่องต่อสายรวม (Combiner box) ถึงอะเรย์บ็อก (Array box)....	55
ตารางที่ 3.6 สายไฟฟ้าที่ใช้จาก อะเรย์บ็อก (Array box) ถึงอินเวอร์เตอร์ .....	56
ตารางที่ 3.7 สายไฟฟ้าที่ใช้จาก อินเวอร์เตอร์ ถึงหม้อแปลงไฟฟ้า .....	56
ตารางที่ 3.8 สายไฟฟ้าที่ใช้จาก หม้อแปลงไฟฟ้า ถึงตู้รีโอแพร์ทิวส์ .....	57
ตารางที่ 3.9 การเลือกใช้อุปกรณ์ป้องกัน จาก Combiner box to Array box .....	58
ตารางที่ 3.10 การเลือกใช้อุปกรณ์ป้องกัน จาก อะเรย์บ็อก ถึง จังชันบ็อก .....	58
ตารางที่ 3.11 การเลือกใช้อุปกรณ์ของระบบไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา .....	60
ตารางที่ 3.12 การเลือกใช้อุปกรณ์ของหม้อแปลงบริการของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา ....	61
ตารางที่ 3.13 ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบล่อฟ้าทั้ง 2 ชนิด ในโรงไฟฟ้าพลังงาน .....	
ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	70
ตารางที่ 4.1 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน มกราคม พ.ศ.2562 ...	75
ตารางที่ 4.2 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน กุมภาพันธ์ พ.ศ.2562..	76
ตารางที่ 4.3 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน มีนาคม พ.ศ.2562 .....	77
ตารางที่ 4.4 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน เมษายน พ.ศ.2562 ...	78
ตารางที่ 4.5 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน พฤษภาคม พ.ศ.2562..	79
ตารางที่ 4.6 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน มิถุนายน พ.ศ.2562 ...	80
ตารางที่ 4.7 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน กรกฎาคม พ.ศ.2562..	81

## สารบัญตาราง (ต่อ)

	หน้า
ตารางที่ 4.8 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 1 ประจำเดือน สิงหาคม พ.ศ.2562.....	82
ตารางที่ 4.9 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 1 ประจำเดือน กันยายน พ.ศ.2562....	83
ตารางที่ 4.10 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 1 ประจำเดือน ตุลาคม พ.ศ.2562....	84
ตารางที่ 4.11 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 1.....	
ประจำเดือน พฤศจิกายน พ.ศ.2562.....	85
ตารางที่ 4.12 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 1 ประจำเดือน ธันวาคม พ.ศ.2562..	86
ตารางที่ 4.13 ค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้าสูญเสียจากการเก็บวัดผล หัวหว้า 1 ประจำปี พ.ศ.2562.....	87
ตารางที่ 4.14 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2 ประจำเดือน มกราคม พ.ศ.2562..	88
ตารางที่ 4.15 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2.....	
ประจำเดือน กุมภาพันธ์ พ.ศ.2562.....	89
ตารางที่ 4.16 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2 ประจำเดือน มีนาคม พ.ศ.2562....	90
ตารางที่ 4.17 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2 ประจำเดือน เมษายน พ.ศ.2562	91
ตารางที่ 4.18 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2.....	
ประจำเดือน พฤษภาคม พ.ศ.2562.....	92
ตารางที่ 4.19 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2 ประจำเดือน มิถุนายน พ.ศ.2562..	93
ตารางที่ 4.20 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2.....	
ประจำเดือน กรกฎาคม พ.ศ.2562.....	94
ตารางที่ 4.21 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2 ประจำเดือน สิงหาคม พ.ศ.2562..	95
ตารางที่ 4.22 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2 ประจำเดือน กันยายน พ.ศ.2562..	96
ตารางที่ 4.23 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2 ประจำเดือน ตุลาคม พ.ศ.2562....	97
ตารางที่ 4.24 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2.....	
ประจำเดือน พฤศจิกายน พ.ศ.2562.....	98
ตารางที่ 4.25 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2 ประจำเดือน ธันวาคม พ.ศ.2562... 99	
ตารางที่ 4.26 ค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้าสูญเสียจากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2 ปี พ.ศ.2562.....	100
ตารางที่ 4.27 ค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้าสูญเสียจากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2 ปี พ.ศ.2562.....	103
ตารางที่ 4.28 การเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้าสูญเสียจากการเก็บวัดผล หัวหว้า 1 .....	
และหัวหว้า 2 ปี พ.ศ. 2562.....	104
ตารางที่ 5.1 ค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา.....	105

## สารบัญรูป

	หน้า
รูปที่ 1.1 โซลาร์ฟาร์ม ที่ อ.ภินทรบุรี จ.ปราจีนบุรี..... ผลิตไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ กำลังผลิต 8 เมกะวัตต์ .....	15
รูปที่ 1.2 ท่งกั้นหันลมผลิตไฟฟ้า อ.ด่านขุนทด จ.นครราชสีมา.....	15
รูปที่ 1.3 กรอบแนวความคิดของการวิจัย.....	17
รูปที่ 2.1 การหมุนของโลกรอบดวงอาทิตย์ในรอบปี.....	21
รูปที่ 2.2 การระบุตำแหน่งดวงอาทิตย์ที่กีดแบบ อะซิมูท - อัลติจูด .....	22
รูปที่ 2.3 การบอกพิกัดแบบศูนย์สูตร.....	23
รูปที่ 2.4 วงจรสมมูลของโซลาร์เซลล์เชื่อมต่อกับโหลด.....	24
รูปที่ 2.5 ลักษณะของแรงดัน - กระแสโซลาร์เซลล์ .....	25
รูปที่ 2.6 วงจรเทียบเคียงเปิดวงจรของโซลาร์เซลล์ .....	26
รูปที่ 2.7 เส้นโค้งคุณลักษณะกำลังไฟฟ้า และจุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (MPP) .....	26
รูปที่ 2.8 วงจรเทียบเคียงโซลาร์เซลล์ ที่ใช้งานจริง .....	28
รูปที่ 2.9 ลักษณะเส้นโค้ง I-V ค่าแสงสว่างแตกต่างกัน .....	30
รูปที่ 2.10 กราฟ I-V ที่อุณหภูมิต่างๆ .....	30
รูปที่ 2.11 หัวล่อฟ้าแบบ ESE.....	41
รูปที่ 3.1 ผังขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย .....	48
รูปที่ 3.2 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา.....	49
รูปที่ 3.3 สภาพของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา .....	50
รูปที่ 3.4 ไดอะแกรมอินเวอร์เตอร์ ขนาดพิกัดกำลังของอินเวอร์เตอร์ 1000 กิโลวัตต์ .....	52
รูปที่ 3.5 การติดตั้งอินเวอร์เตอร์ที่ใช้งานในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา .....	53
รูปที่ 3.6 ชุดดับเพลิงที่ใช้งานในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	54
รูปที่ 3.7 ไดอะแกรมของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา .....	61
รูปที่ 3.8 จอแสดงค่าพลังงานของเครื่องตรวจวัด แสดงผลในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์..... ที่ศึกษา.....	62
รูปที่ 3.9 ค่าพลังงานจากเครื่องตรวจวัดและแสดงผลในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา.....	63
รูปที่ 3.10 ไดอะแกรมจากเครื่องตรวจวัดและแสดงผลในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา..... ขนาด 6 เมกะวัตต์.....	63

## สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 3.11 ไดอะแกรมจากเครื่องตรวจวัดและแสดงผลในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา..... ขนาด 1 เมกะวัตต์.....	64
รูปที่ 3.12 ไดอะแกรมของระบบสกราด้าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา.....	64
รูปที่ 3.13 ตำแหน่งระบุแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา..... ขนาด 1 เมกะวัตต์.....	65
รูปที่ 3.14 กราฟการผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา ขนาด 1 เมกะวัตต์.....	65
รูปที่ 3.15 การตรวจเช็คสภาพการทำงานของแผง และสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ศึกษา ....	66
รูปที่ 3.16 การตรวจเช็คสภาพการทำงานของแผง และสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ศึกษา ....	66
รูปที่ 3.17 เครื่องมือวัดค่าพลังงานงานของแผง และสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ศึกษา .....	67
รูปที่ 3.18 ผังการศึกษาความสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ .....	68
รูปที่ 3.19 พื้นที่การป้องกันฟ้าผ่าแบบพาราเดย์ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	69
รูปที่ 3.20 ผังการจำลองการป้องกันฟ้าผ่าแบบพาราเดย์ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	71
รูปที่ 3.21 ผังการจำลองการป้องกันฟ้าผ่าแบบ ESE ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	71
รูปที่ 3.22 ตำแหน่งเสาต่อฟ้าแบบ ESE ที่ติดตั้งในโรงไฟฟ้า.....	72
รูปที่ 4.1 ไดอะแกรมของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา.....	74
รูปที่ 4.2 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1..... ประจำเดือน มกราคม พ.ศ.2562.....	76
รูปที่ 4.3 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1..... ประจำเดือน กุมภาพันธ์ พ.ศ.2562.....	77
รูปที่ 4.4 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1..... ประจำเดือน มีนาคม พ.ศ.2562.....	78
รูปที่ 4.5 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1..... ประจำเดือน เมษายน พ.ศ.2562.....	79
รูปที่ 4.6 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1..... ประจำเดือน พฤษภาคม พ.ศ.2562.....	80
รูปที่ 4.7 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1..... ประจำเดือน มิถุนายน พ.ศ.2562.....	81

## สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.8 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 1.....	
ประจำเดือน กรกฎาคม พ.ศ.2562.....	82
รูปที่ 4.9 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 1.....	
ประจำเดือน สิงหาคม พ.ศ.2562.....	83
รูปที่ 4.10 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 1.....	
ประจำเดือน กันยายน พ.ศ.2562.....	84
รูปที่ 4.11 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 1.....	
ประจำเดือน ตุลาคม พ.ศ.2562.....	85
รูปที่ 4.12 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 1.....	
ประจำเดือน พฤศจิกายน พ.ศ.2562.....	86
รูปที่ 4.13 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 1.....	
ประจำเดือน ธันวาคม พ.ศ.2562.....	87
รูปที่ 4.14 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2.....	
ประจำเดือน มกราคม พ.ศ.2562.....	88
รูปที่ 4.15 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2.....	
ประจำเดือน กุมภาพันธ์ พ.ศ.2562.....	89
รูปที่ 4.16 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2.....	
ประจำเดือน มีนาคม พ.ศ.2562.....	90
รูปที่ 4.17 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2.....	
ประจำเดือน เมษายน พ.ศ.2562.....	91
รูปที่ 4.18 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2.....	
ประจำเดือน พฤษภาคม พ.ศ.2562.....	92
รูปที่ 4.19 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2.....	
ประจำเดือน มิถุนายน พ.ศ.2562.....	93
รูปที่ 4.20 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2.....	
ประจำเดือน กรกฎาคม พ.ศ.2562.....	94
รูปที่ 4.21 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว้า 2.....	
ประจำเดือน สิงหาคม พ.ศ.2562.....	95

## สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.22 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2.....	
ประจำเดือน กันยายน พ.ศ.2562.....	96
รูปที่ 4.23 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2.....	
ประจำเดือน ตุลาคม พ.ศ.2562.....	97
รูปที่ 4.24 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2.....	
ประจำเดือน พฤศจิกายน พ.ศ.2562.....	98
รูปที่ 4.25 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2.....	
ประจำเดือน ธันวาคม พ.ศ.2562.....	99
รูปที่ 4.26 การติดตั้งเสา ระบบล่อฟ้าแบบ ESE ให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	102



# บทที่ 1

## บทนำ

### 1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ระบบพลังงานทดแทนในประเทศไทย ถูกนำมาใช้อย่างแพร่หลายในปัจจุบัน ไม่ว่าจะเป็นการผลิตพลังงานเพื่อใช้งาน เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งอย่างแพร่หลายทั่วประเทศ หรือ การติดตั้งชนิดบนหลังคาเพื่อลดการใช้พลังงานในช่วงกลางวัน โรงไฟฟ้าชีวมวล การผลิตไฟฟ้าจากขยะ หรือแม้กระทั่งการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม ที่ติดตั้งในบริเวณพื้นที่จังหวัดนครราชสีมา เป็นต้น จากแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าที่กล่าวมานั้น สอดคล้องกับข้อมูลของทางกระทรวงพลังงาน ซึ่งมีข้อมูลที่เกี่ยวข้องดังต่อไปนี้

กระทรวงพลังงานคาดการณ์ถึงความต้องการใช้พลังงานของไทยปี 2564 อาจมีความต้องการถึง 99,838 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ (toe) จากในปีปัจจุบัน 71,728 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ในขณะที่แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าหรือพีดีพี 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (2555-2573) ได้มีการกำหนดสัดส่วนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนต่าง ๆ เอาไว้ถึง 9,481 เมกะวัตต์ เมื่อสิ้นปี 2573 ในส่วนของการการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ได้มีการตั้งเป้าหมายไว้ที่ 2,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2564 โดยได้ทำการผลิตและเชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้าไปแล้วกว่า 336 เมกะวัตต์

ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ประเทศไทยค่อนข้างสูง ด้วยภูมิประเทศที่อยู่ในเส้นศูนย์สูตร ทำให้ได้รับพลังงานแสงอาทิตย์โดยเฉลี่ยทั้งปีสูงกว่าเขตอื่น ๆ ของโลก ซึ่งการศึกษาจากข้อมูลดาวเทียมประกอบการตรวจวัดภาคพื้นดินของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) พบว่าพื้นที่ที่มีศักยภาพด้านพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย ซึ่งมีความเข้มรังสีแสงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีประมาณ 18.2 เมกะจูลต่อตารางเมตร ส่วนใหญ่อยู่ทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เช่น ร้อยเอ็ด ศรีสะเกษ อุบลราชธานี และอุดรธานี และบางส่วนอยู่ในพื้นที่ภาคกลางตอนล่าง เช่น สระบุรี ลพบุรีและพระนครศรีอยุธยา เป็นต้น ซึ่งส่งผลให้ประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้ถึง 10,000 เมกะวัตต์

จากศักยภาพดังกล่าว ทางภาครัฐจึงได้พยายามส่งเสริมให้ภาคเอกชนสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ด้วยการสนับสนุนทางด้านต่าง ๆ ไม่ว่าจะเป็นมาตรการด้านภาษีและการให้สิทธิประโยชน์ต่าง ๆ เพื่อสร้างแรงจูงใจในการลงทุน เช่น การสนับสนุนข้อมูลทางวิชาการ การยกเว้นภาษีนำเข้าวัตถุดิบผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ การสนับสนุนการกู้ยืมเงินทุนและเงินหมุนเวียนผ่านสถาบันการเงิน เป็นต้น ส่งผลให้ช่วงที่ผ่านมา มีเอกชนให้ความสนใจยื่นเสนอขายไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ถึง 3,393 เมกะวัตต์ อย่างไรก็ตาม จากที่มีผู้สนใจลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นจำนวนมาก เกิน



กว่าเป้าหมายที่รับซื้อ 2,000 เมกะวัตต์ กระทรวงพลังงานจึงได้หยุดการรับซื้อไฟฟ้าที่ให้ Adder 8 บาทต่อหน่วย ตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2553 เป็นต้นมา และปรับลด Adder ลงมาเหลือเพียง 6.50 บาทต่อหน่วย เป็นระยะเวลา 10 ปีแทน เนื่องจากต้นทุนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ปรับตัวลดลง



รูปที่ 1.1 โซลาร์ฟาร์ม ที่ อ.กบินทร์บุรี จ.ปราจีนบุรี ผลิตไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ กำลังผลิต 8 เมกะวัตต์



(ก)

(ข)

รูปที่ 1.2 พุงักหันลมผลิตไฟฟ้า อ.ด่านขุนทด จ.นครราชสีมา

จากข้อมูลด้านพลังงานทดแทนที่กล่าวมาแล้วข้างต้น การวิจัยครั้งนี้ ผู้วิจัยสนใจที่จะศึกษาเกี่ยวกับการสูญเสียพลังงานไฟฟ้า จากการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อค้นหาสาเหตุและแนวทางการแก้ปัญหาค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้า อีกทั้งยังจะเป็นแนวทางในการวางแผนหรือปรับปรุงระบบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เมื่อมีการบำรุงรักษาระบบ ให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น ซึ่งจะส่งผลที่ดีต่อการพัฒนาศักยภาพการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในอนาคตต่อไป

## 1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

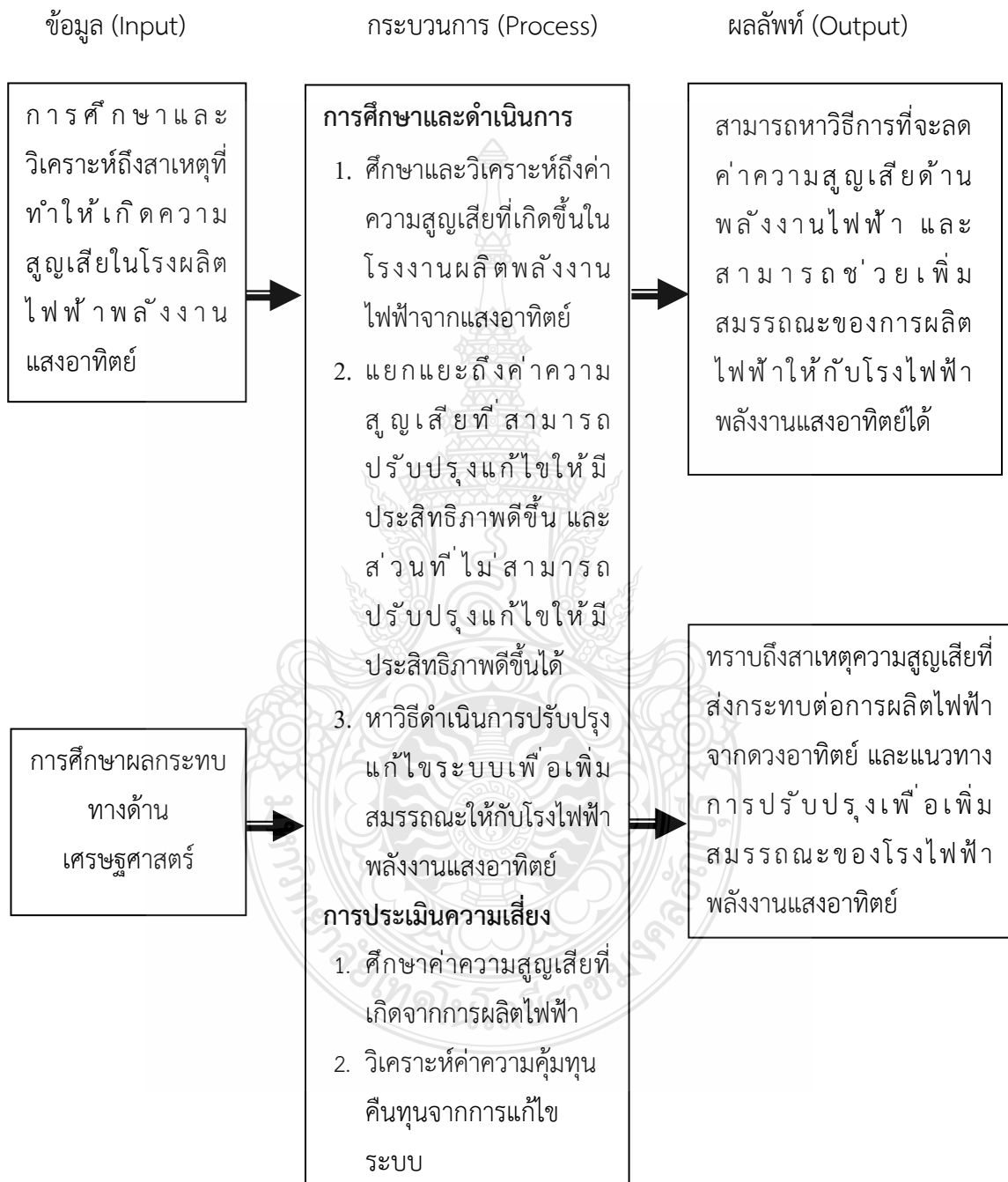
- 1.2.1 เพื่อศึกษาหาต้นเหตุค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- 1.2.2 เพื่อศึกษาออกแบบจำลองความสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์
- 1.2.3 เพื่อศึกษาวิเคราะห์ความสูญเสียจากตัวอย่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พิกัดไม่ต่ำกว่า 1 MW เปรียบเทียบกับข้อมูลในแบบจำลอง วิเคราะห์สาเหตุและสมการความสูญเสียในแต่ละแบบที่เกิดขึ้น
- 1.2.4 เพื่อวิเคราะห์แนวทางการแก้ปัญหาเพื่อการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

## 1.3 สมมติฐานการวิจัย

- 1.3.1 ศึกษาถึงอุปกรณ์ที่ใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รวมถึงอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับระบบต่าง ๆ ที่อาจก่อให้เกิดผลกระทบในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้
- 1.3.2 วิเคราะห์ถึงค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้น แล้วจำแนกปัจจัยที่จะสามารถปรับปรุงกระบวนการทำงาน หรือแก้ไขให้ประสิทธิภาพสูงขึ้นได้
- 1.3.3 หลังจากจำแนกปัจจัยที่สามารถปรับปรุงกระบวนการทำงานให้มีประสิทธิภาพดีขึ้นได้แล้ว ขั้นตอนนี้จึงดำเนินการหาวิธีที่จะเพิ่มประสิทธิภาพ หรือหาแนวทางเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ให้สูงขึ้น ต่อไป

จากสมมติฐานของการวิจัย ซึ่งมีเป้าหมายเพื่อหาจุดที่ก่อให้เกิดความสูญเสียของการผลิตไฟฟ้า และเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ นั้น ผู้วิจัยดำเนินการศึกษาถึงองค์ประกอบที่อาจก่อให้เกิดค่าความสูญเสียด้านการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้ โดยจะแยกการศึกษาออกเป็น ส่วนที่สามารถดำเนินการปรับปรุง หรือแก้ไขเปลี่ยนแปลงให้ประสิทธิภาพ การ

ผลิตไฟฟ้าของโรงงานไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สูงขึ้น และส่วนที่ไม่สามารถปรับปรุงให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้นได้ โดยมีผังของการดำเนินงานดังรูปที่ 1.3



รูปที่ 1.3 กรอบแนวความคิดของการวิจัย

## 1.4 ขอบเขตของการวิจัย

- 1.4.1 ศึกษาความสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- 1.4.2 วิเคราะห์ความสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
- 1.4.3 วิเคราะห์ความสูญเสียจากโรงไฟฟ้าตัวอย่างพิกัดไม่ต่ำกว่า 1MW วิเคราะห์สาเหตุและสมการความสูญเสียในแต่ละแบบที่เกิดขึ้น
- 1.4.4 วิเคราะห์แนวทางการแก้ปัญหาเพื่อการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

## 1.5 ขั้นตอนการวิจัย

ขั้นตอนในการดำเนินงานวิจัยนี้ได้เริ่มต้นเป็นการศึกษาพร้อมทั้งวิเคราะห์ค่าความสูญเสียพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ โดยทำการศึกษาถึงในส่วนของ การติดตั้งโรงไฟฟ้า พร้อมทั้งหาค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ว่ามีค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นมากน้อยจากกระบวนการใด หรือส่วนใดของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แล้วจึงแยกแยะถึงปัจจัยใดบ้างที่สามารถปรับปรุง หรือเปลี่ยนแปลง เพื่อช่วยเพิ่มประสิทธิภาพให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ และวิธีการปรับปรุงเพื่อให้สามารถเพิ่มประสิทธิภาพที่เพิ่มขึ้นได้ ซึ่งมีขั้นตอนของการดำเนินการวิจัย ดังนี้

- 1.5.1 ศึกษาและรวบรวมข้อมูลการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการวิจัย
- 1.5.2 วิเคราะห์พร้อมทั้งแยกแยะข้อมูลที่ได้จากการศึกษาเพื่อหาแนวทางเพิ่มประสิทธิภาพให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้
- 1.5.3 เลือกเอาแนวทางที่สามารถเพิ่มประสิทธิภาพให้กับพลังงานให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ทดสอบหาวิธีที่ทำให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด
- 1.5.4 ดำเนินการทดสอบวิธีการที่เลือกในข้อที่ผ่านมา เพื่อหาค่าพลังงานที่สามารถช่วยเพิ่มประสิทธิภาพให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้
- 1.5.5 วิเคราะห์ และสรุปผลกระทบจากการดำเนินงานในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

## 1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

ในการศึกษาหาค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่นี้ ทางผู้วิจัยคาดหวังถึงประโยชน์ที่จะได้รับจากการวิจัยนี้ จะสามารถใช้เป็นตัวช่วยหาแนวทางการเพิ่ม

สมรรถนะให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่มีอยู่ อีกทั้งยังเป็นแนวทางการเพิ่มประสิทธิภาพให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อื่น ได้ต่อไป ซึ่งสามารถสรุปออกมาได้ดังนี้

- 1.6.1 ทราบถึงต้นเหตุค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้
- 1.6.2 ค้นพบแนวทางในการเพิ่มประสิทธิภาพให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้
- 1.6.3 สามารถบอกถึงแนวทางในการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้
- 1.6.4 ใช้เป็นต้นแบบด้านการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้



## บทที่ 2

### ทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

พลังงานทดแทนถูกนำมาใช้อย่างแพร่หลายในปัจจุบันนี้ ทั้งการใช้พลังงานที่ได้จากลม แก๊ส ชีวมวล หรือการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น พลังงานที่ได้นี้ถือว่าเป็นพลังงานสะอาด ซึ่งเทียบเท่ากับพลังงานจากฟอสซิลนั้น การใช้พลังงานทดแทนจะทำให้เกิดมลภาวะที่น้อยกว่า ส่วนพลังงานแสงอาทิตย์ที่สนใจนั้น มีค่าใช้จ่ายด้านราคาค่าวัสดุ การติดตั้งอุปกรณ์ประกอบมีค่าที่ต่ำลงด้วย ทำให้มีการนำมาใช้ในปัจจุบันอย่างแพร่หลาย ทั้งยังภาครัฐบาลให้การส่งเสริมด้วยการออกนโยบาย เพื่อกระตุ้นให้มีการใช้พลังงานแสงอาทิตย์อย่างต่อเนื่องส่งผลให้พลังงานแสงอาทิตย์ถูกใช้แพร่หลาย ทั้งยังงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับพลังงานแสงอาทิตย์อีกมากมาย ทำให้เกิดความเชื่อมั่น และช่วยเป็นตัวสนับสนุนในการตัดสินใจให้ใช้งานระบบพลังงานแสงอาทิตย์มากขึ้น ระบบพลังงานแสงอาทิตย์มีข้อจำกัด คือ การใช้งานได้ในเวลาที่ไม่ยาวนาน ผลิตไฟฟ้าได้ไม่เต็มประสิทธิภาพอันเนื่องจากสาเหตุทางด้านการเมฆมาบดบังแสง ความไม่แน่นอนของอุณหภูมิสภาพอากาศในแต่ละวัน ความร้อนของอุณหภูมิก็ยังส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้า ฝุ่นที่เกาะแผงโซลาร์เซลล์ หรือค่าความต้านทานของสายไฟฟ้าก็เป็นตัวทำให้เกิดค่าความสูญเสียของพลังงานที่ผลิตได้ ซึ่งปัจจัยที่กล่าวมานี้ ล้วนส่งผลกระทบต่อการผลิตพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

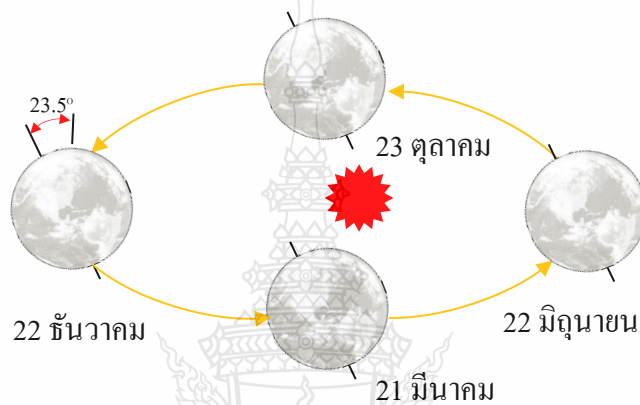
งานวิจัยนี้ มุ่งเน้นศึกษาค่าความสูญเสียพลังงานหลังจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อเป็นตัวช่วยสำหรับลดค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และเป็นข้อมูลต้นแบบสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในรูปแบบเดียวกัน หรือติดตั้งในรูปแบบอื่นได้

#### 2.1 รังสีดวงอาทิตย์

โลกเป็นบริวารหนึ่งของดวงอาทิตย์ในระบบสุริยะจักรวาล ซึ่งโคจรรอบดวงอาทิตย์ในหนึ่งรอบเท่ากับเวลาหนึ่งปี ขณะที่เคลื่อนตัวรอบดวงอาทิตย์ โลกก็จะหมุนรอบตัวเองด้วยไปพร้อมกันด้วย น้ำหนักของดวงอาทิตย์โดยประมาณมีน้ำหนัก  $1.989 \times 10^{30}$  กิโลกรัม ซึ่งมีขนาดโตกว่าโลกประมาณ 3 แสนเท่า การยึดติดของมวลขนาดมหึมานี้ทำโดยอาศัยการกดทับของแรงโน้มถ่วงของดวงอาทิตย์ ก่อให้เกิดอุณหภูมิ และความดันที่สูง จากอุณหภูมิและความดันที่สูงดังกล่าวนี้ จึงทำให้เกิดปฏิกิริยาเทอร์โมนิวเคลียร์ขึ้น ซึ่งประกอบด้วย ส่วนประกอบของไฮโดรเจนหลอมรวมกันเป็นฮีเลียม โดยที่มีส่วนประกอบของไฮโดรเจนเป็นส่วนใหญ่ ทำให้ส่งพลังงานออกมาจากดวงอาทิตย์เองในรูปของคลื่น

แม่เหล็กไฟฟ้า ส่งขึ้นอวกาศ คลื่นแม่เหล็กตามกำลังที่มี ส่งมายังบริวารของดวงอาทิตย์และดาวเคราะห์อื่นที่สามารถรับพลังงานได้

การโคจรของโลกรอบดวงอาทิตย์มีลักษณะเป็นวงรี ระยะห่างของโลก และดวงอาทิตย์โดยประมาณ  $1.496 \times 10^8$  กิโลเมตร ซึ่งเรียกอีกอย่างว่า 1 หน่วยดาราศาสตร์ (Astronomical unit, AU) ระยะห่างของโลก และดวงอาทิตย์ มีระยะห่างใกล้ดวงอาทิตย์ที่สุดในวันที่ 3 มกราคม ของทุกปี โดยมีความห่างใกล้สุดประมาณ 0.983 AU และระยะห่างไกลสุดในวันที่ 4 กรกฎาคม ระยะห่าง 1.017 AU ซึ่งจากระยะห่างดังกล่าวส่งผลให้ค่าพลังงานที่ส่งมาถึงโลกมนุษย์ มีค่าแตกต่างกัน



รูปที่ 2.1 การหมุนของโลกรอบดวงอาทิตย์ในรอบปี

การหมุนรอบดวงอาทิตย์ของโลก ในรอบปี ใช้เวลา 365 วัน โดยวิถีของการหมุนอยู่บนระนาบสุริยวิถี (Ecliptic plane) ทำมุม 23.5 องศา โดยที่แกนหมุนของโลกทำมุม 90 องศา กับระนาบสุริยวิถี ส่งผลให้ระยะห่างของโลกระหว่างขั้วโลกเหนือ และใต้แตกต่างกัน ทั้งยังมีการหันเข้าหาดวงอาทิตย์ของซีกเหนือเข้าหาดวงอาทิตย์ระยะใกล้ที่สุด วันที่ 21 หรือ 22 มิถุนายน ส่งผลให้เวลากลางวันของขั้วโลกเหนือยาวนานสุด ส่วนวันที่ 21 หรือ 22 ธันวาคม ระยะห่างของขั้วโลกใต้จะใกล้ดวงอาทิตย์มากที่สุด ซึ่งจะทำให้ระยะเวลากลางวันของขั้วโลกใต้นานยาวนานที่สุด

### 2.1.2 ลักษณะของรังสีดวงอาทิตย์นอกชั้นบรรยากาศโลก

ดวงอาทิตย์ในชั้นบรรยากาศนอกโลก มีค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ เป็นค่าคงที่ซึ่งเรียกว่า ค่าคงที่สุริยะ (Solar constant) เป็นค่าพลังงานของแสงอาทิตย์ทุกความยาวคลื่นที่ตกกระทบตั้งฉากบนพื้นที่ของชั้นบรรยากาศโลก 1 หน่วยต่อ 1 หน่วยเวลา ซึ่งระยะห่างของโลกกับดวงอาทิตย์มีค่าเท่ากับ 1 AU ซึ่งเป็นการวัดภาคพื้นดิน วัดโดยอาศัยบอลลูน และเครื่องบินในระดับสูง จากการวัดพบว่ามีค่าค่าคงที่สุริยะที่  $1367 \text{ W/m}^2$  ถูกรับรองโดยองค์การอุตุนิยมวิทยาโลก

การหาค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่กระทำบนระนาบตั้งฉากกับรังสีนอกชั้นบรรยากาศของโลกที่เวลาใดๆ สามารถคำนวณได้โดยใช้สมการที่ 2.1

$$G_{on} = G_s [1 + 0.033 \cos(360D/365)] \quad (2.1)$$

โดยที่

$G_{on}$  คือ ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์บนระนาบตั้งฉากกับรังสี ( $W/m^2$ )

$G_s$  คือ ค่าคงที่สุริยะมีค่า  $1367 W/m^2$

$D$  คือ จำนวนวันในรอบปี (โดยคิดจาก 1 มกราคม ถึง 31 ธันวาคม = 1-365 วัน)

### 2.1.3 การระบุตำแหน่งในแต่ละวันของดวงอาทิตย์

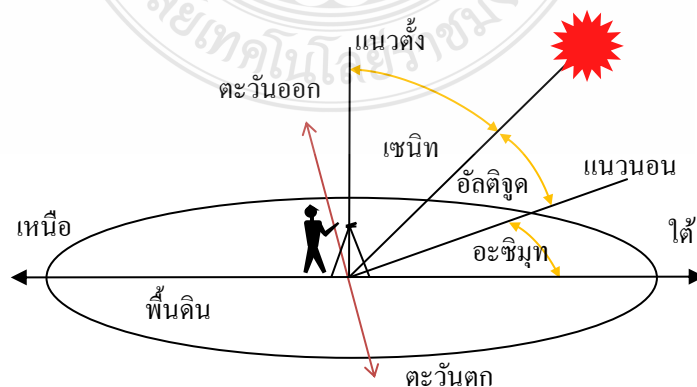
ตำแหน่งบนท้องฟ้าของดวงอาทิตย์ประกอบด้วย 2 ระบบ คือ ระบบอาซิมุท – อัลติจูด และ ศูนย์สูตร ซึ่งแต่ละระบบมีข้อดี ข้อเสียที่แตกต่างกัน ซึ่งแต่ละระบบมีรายละเอียดของ ประกอบด้วย

1) ระบบอาซิมุท – อัลติจูด (azimuth – altitude system) เป็นมุมที่ใช้ระบุตำแหน่งของดวงอาทิตย์ไว้ 2 มุม คือ มุมอาซิมุท และมุมอัลติจูด

ก. มุมอาซิมุท (Azimuth,  $\psi$ ) เป็นการวัดมุมจากทิศใต้ไปยังเงา (projection) ตรงเส้นระนาบขอบฟ้า ซึ่งเชื่อมจากตัวผู้วัดกับดวงอาทิตย์ โดยที่ให้เงาที่กล่าวมานี้อยู่ด้านตะวันออกมุมอาซิมุทกำหนดให้มีค่าเป็นบวก ส่วนมุมด้านทิศทางตะวันตกให้เป็นลบ โดยเริ่มจาก  $-180 < \psi < 180$  องศา

ข. มุมอัลติจูด (Altitude,  $\alpha$ ) หมายถึง มุมเงยระหว่างผู้สังเกตกับดวงอาทิตย์ โดยที่ค่าของมุมเริ่มต้นจาก  $0 < \alpha < 90$  องศา

นอกเหนือจากมุมทั้งสองที่กล่าวมานั้น เส้นตรงซึ่งเชื่อมระหว่างดวงอาทิตย์ กับผู้วัด ในระนาบของเส้นตรงที่ระนาบผู้วัด มีชื่อว่า มุมเซนิต (Zenith,  $\theta_z$ ) ใช้บอกตำแหน่งของดวงอาทิตย์ได้โดยมีค่า  $\theta_z = 90 - \alpha$



รูปที่ 2.2 การระบุตำแหน่งดวงอาทิตย์พิกัดแบบ อะซิมุท – อัลติจูด

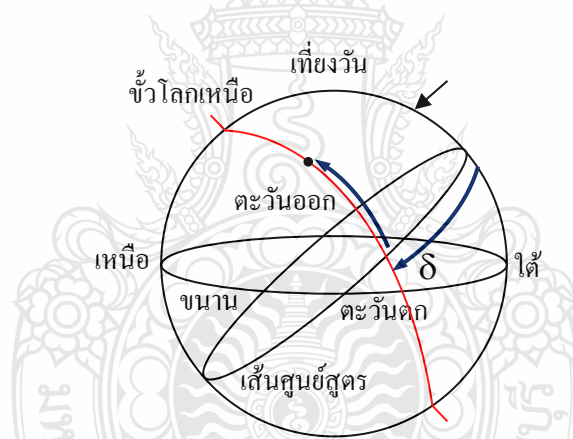


ข้อดี ข้อเสียของระบบอะซิมุท - อัลติจูด ข้อดี คือ เข้าใจได้ง่าย และข้อเสีย คือ เกิดการเปลี่ยนแปลงของมุมตลอดวัน ทั้งในรอบวันเอง และในรอบปีอีกด้วย

2) ระบบศูนย์สูตร (Equatorial system) เป็นการบอกตำแหน่งของดวงอาทิตย์โดยใช้มุม โค้งทรงกลมของท้องฟ้า ในการบอกตำแหน่ง ซึ่งแสดงไว้ในภาพ 2.3 มีรายละเอียดประกอบด้วย มุม เดคลิเนชัน และมุมชั่วโมง ซึ่งมีรายละเอียด ดังนี้

ก. มุมเดคลิเนชัน (Declination angle,  $\delta$ ) มุมนี้ใช้วัดการโคจรของดวงอาทิตย์กับเส้นศูนย์สูตร มีค่าโดยประมาณที่ -23.5 องศา ถึง 23.5 องศา ซึ่งการโคจรของดวงอาทิตย์แต่นั้นจะมีค่าคงที่ แต่ทั้งนี้เส้นทางการโคจรนี้จะเปลี่ยนแปลงตามวันในแต่ละรอบปี มุมเดคลิเนชันนี้สามารถคำนวณหาได้จากสมการ 2.2

$$\delta = 23.45 \sin\left(\frac{360}{365}(284 + D)\right) \quad (2.2)$$



รูปที่ 2.3 การบอกพิกัดแบบศูนย์สูตร

ข. มุมชั่วโมง (Hour angle,  $\omega$ ) มุมนี้ใช้ในการระบุตำแหน่งดวงอาทิตย์นั้น จะถูกนำมาอ้างอิงกับเวลาหนึ่งวัน โดยที่ จะกำหนดให้มีค่าเป็น 0 เมื่อดวงอาทิตย์เคลื่อนที่อยู่จุดสูงสุดที่สุด และเช่นเดียวกันเมื่อขณะที่ดวงอาทิตย์ขึ้นให้มีค่าเท่ากับ 90 องศา และขณะที่ดวงอาทิตย์ตกให้มีค่าเป็น -90 องศา นั่นเอง

ค่าความสัมพันธ์มุมในการบอกพิกัดตำแหน่งดวงอาทิตย์ทั้งสองระบบคำนวณได้จากสมการ 2.3 และสมการที่ 2.4 ดังนี้

$$\sin \alpha = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega \quad (2.3)$$

$$\cos \psi = \frac{\sin \alpha \sin \phi - \sin \delta}{\cos \alpha \cos \phi} \quad (2.4)$$

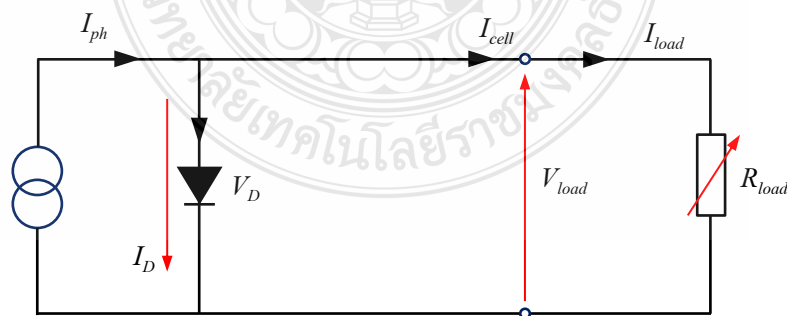
โดยที่	$\alpha$	คือ มุมอัลติจูด
	$\psi$	คือ มุมอาซิมุต
	$\omega$	คือ มุมชั่วโมง
	$\phi$	คือ ละติจูด
	$\delta$	คือ เดคลิเนชัน

## 2.2 คุณสมบัติโซลาร์เซลล์

### 2.2.1 โซลาร์เซลล์

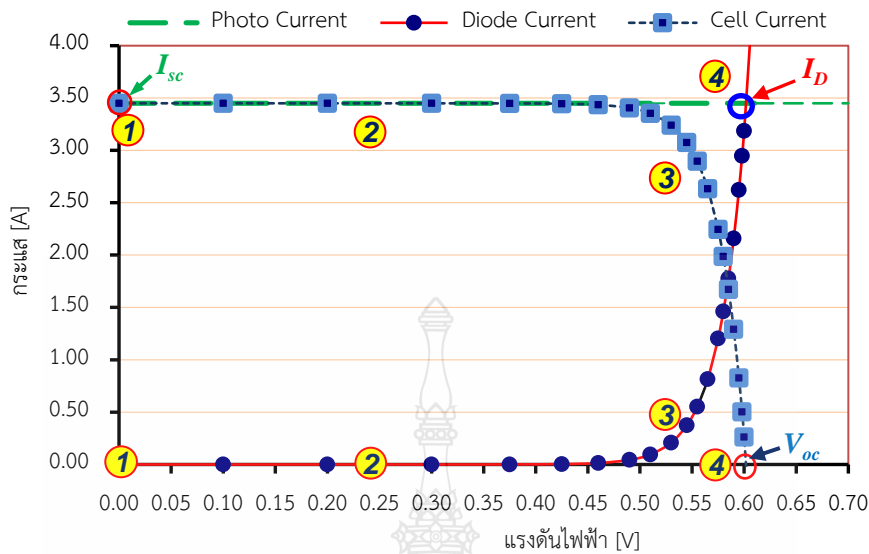
โซลาร์เซลล์จะทำงานเมื่อมีแสงสว่างตกกระทบบที่ตัวโซลาร์เซลล์ โดยจะสร้างประจุพาหะอิสระให้ไหลผ่านโหลดที่มีอยู่ ความเข้มของแสงที่ตกกระทบบจะเป็นสัดส่วนกับจำนวนของประจุพาหะ ซึ่งจะทำให้เกิดกระแสไฟไหล ( $I_{ph}$ ) ภายในโซลาร์เซลล์ ดังนั้นสามารถเขียนวงจรในอุดมคติของโซลาร์เซลล์แทนด้วยรูปที่ 2.4 โดยที่รอยต่อ P-N junction แทนด้วยไดโอด และแหล่งจ่ายกระแสขึ้นอยู่กับความเข้มของแสงตกกระทบบ และความต้านทานปรับค่าแทนด้วยโหลด สามารถเขียนสมการ ดังนี้

$$I_{cell} = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_0 \cdot \left( e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \quad (2.5)$$



### รูปที่ 2.4 วงจรสมมูลของโซลาร์เซลล์เชื่อมต่อกับโหลด

จากรูปที่ 2.4 เมื่อทำการทดสอบ จะได้คุณลักษณะเส้นโค้งของกระแสและแรงดันไฟฟ้า (I-V Curve) โดยที่แสงตกกระทบบคงที่ จะได้กราฟดังกล่าวแสดงในรูปที่ 2.5



### รูปที่ 2.5 ลักษณะของแรงดัน - กระแสโซลาร์เซลล์

จากรูปที่ 2.5 หากค่าความต้านทานมีค่าน้อยมากจนเกิดสภาวะเป็นศูนย์ หรือเกิดการลัดวงจรที่ปลายขั้วต่อโหนด ส่งผลให้แรงดันขาออก และแรงดันคร่อมไดโอดมีค่าเท่ากับศูนย์ ดังแสดงในสมการที่ (2.5) แรงดัน และในรูปที่ 2.7 เมื่อแรงดันมีค่าเป็นศูนย์ ส่งผลให้กระแสไหลไปที่เข้าที่พุดทำให้กระแสที่ไหลนั้นมีค่าสูง เรียกสภาวะนี้ว่า การเกิดกระแสลัดวงจร (Short circuit current,  $I_{sc}$ )

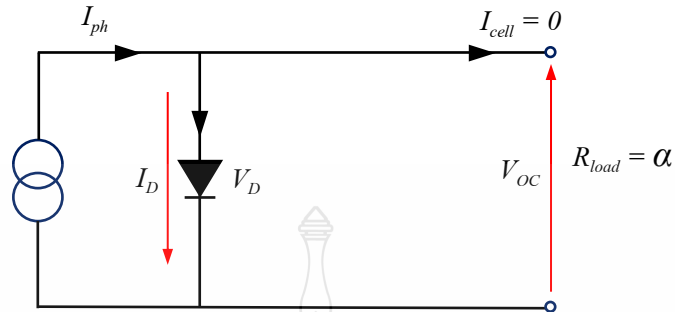
$$I_{sc} = I_{cell} = I_{ph} \quad (2.6)$$

จากจุดที่ 2 ในรูปที่ 2.5 หากทำการปรับค่าความต้านทานของโหนดขึ้นต่อเนื่อง ส่งผลให้แรงดันโซลาร์เซลล์เพิ่มสูงขึ้น ส่วนค่ากระแสจะมีค่าเท่าเดิม

การเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วของ กระแสโฟโต เกิดจากแรงดันที่เพิ่มขึ้นของไดโอดโดยที่เมื่อค่าความต้านทานที่เพิ่มขึ้นของโหนด ไดโอดก็จะนำกระแส ทำให้กระแสไหลผ่านไดโอดอย่างรวดเร็ว ส่งผลให้มีค่าสูญเสียเกิดขึ้นในไดโอดเอง ความสัมพันธ์ของเส้นโค้งกระแสโฟโต และเส้นโค้งกระแสเซลล์ เกิดจากผลรวมของกระแสไหล และกระแสไดโอดนั้น ค่าที่ได้จะมีค่าเท่ากับค่าคงที่ของกระแสโฟโต ทำให้กระแสด้านออกมีค่าลดลง ตามรูปที่ 2.5 จุดที่ 3

ถ้าความต้านทานโหนดมีค่ามากจนเกิดลักษณะของการเปิดวงจร (Open circuit) ในรูปที่ 2.8 ส่งผลให้กระแสด้านออกของโซลาร์เซลล์มีค่าเป็นศูนย์ ( $I_{cell} = 0$ ) ซึ่งจะส่งผลให้ผลรวมที่กระแสโฟโตที่ไหลผ่านไดโอดภายใน แสดงในรูปที่ 2.7 จุดที่ 4 จนเรียกการเกิดนี้ว่าการเปิดวงจร (Open circuit voltage,  $V_{oc}$ ) ซึ่งมีค่าดังสมการที่ (2.7)

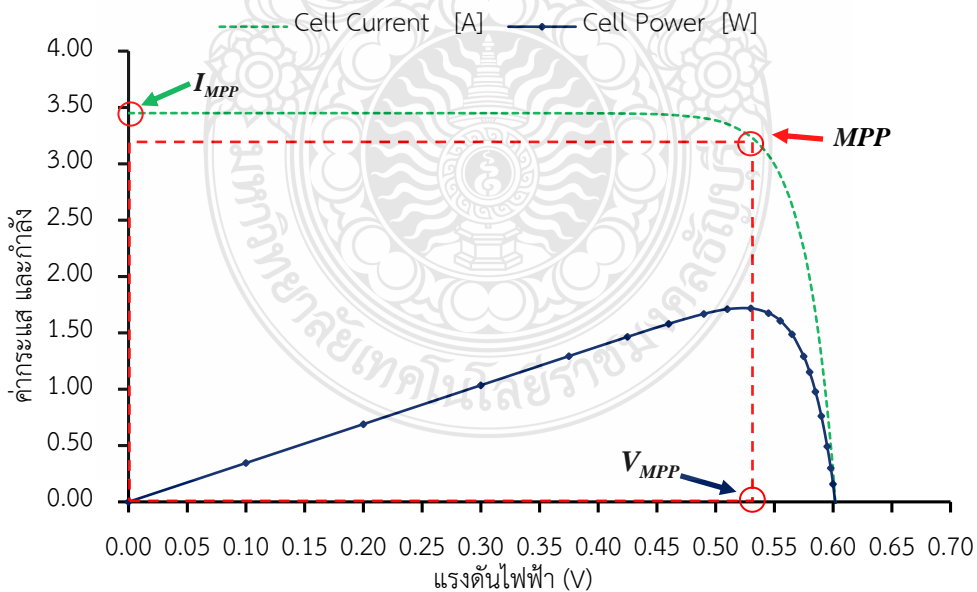
$$V_{oc} = \frac{kT}{q} \cdot \ln \left( \frac{I_{ph}}{I_o} + 1 \right) \quad (2.7)$$



รูปที่ 2.6 วงจรเทียบเคียงเปิดวงจรของโซลาร์เซลล์

โซลาร์เซลล์ขณะที่ไม่ต่อโหลด หรือเรียกว่าเปิดวงจรมัน จะมีแรงดันตกคร่อมเกิดขึ้นที่ตัวเอง ซึ่งลักษณะของการเกิดแรงดันตกคร่อมนี้ เกิดขึ้นจากคุณลักษณะของไดโอดนั่นเอง โดยที่โซลาร์เซลล์ที่ผลิตจากซิลิกอน 0.5 – 0.6 โวลต์ ส่วนอะมอร์ฟัสจะมีค่า 0.6 – 0.9 โวลต์ ซึ่งจากผลทดสอบโซลาร์เซลล์จะได้เส้นโค้งคุณลักษณะคล้ายกันกับคุณสมบัติไดโอดแต่จะมีทิศทางการเกิดตรงข้ามกัน

กำลังไฟฟ้าของโซลาร์เซลล์ที่จ่ายได้นั้นจะแปรผันตามแสงอาทิตย์ที่ได้รับ ดังแสดงในรูปที่ 2.7 ซึ่งเป็นกราฟคุณสมบัติของกระแส และแรงดันที่ตรงข้ามไดโอด ซึ่งจุดที่เกิดพลังงานสูงสุดเรียกว่า Maximum Power Point (MPP)



รูปที่ 2.7 เส้นโค้งคุณลักษณะกำลังไฟฟ้า และจุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (MPP)

ค่ากระแสลัดวงจรแม้จะเป็นค่าสูงที่สุด แต่หากแรงดันมีค่าเท่ากับศูนย์ จะส่งผลให้กำลังไฟฟ้ามีค่าเป็นศูนย์ด้วย และในทางตรงข้าม จุดเปิดวงจร จะทำให้กำลังไฟฟ้ามีค่าเป็นศูนย์ด้วย ส่วนผลรวมของกระแส และแรงดันจะทำให้ค่ากำลังไฟฟ้าบริเวณนี้ใกล้เคียงกับค่าสูงสุด ซึ่งจุดที่เกิดพลังงานสูงสุดของโซลาร์เซลล์นี้ ถูกเรียกว่า Maximum Power Point (MPP) สามารถได้จากเส้นโค้งของกราฟแรงดัน – กระแส (I-V Curve) ซึ่งสามารถคำนวณหาค่า  $I_{MPP}$  และ  $V_{MPP}$  โดยพิจารณาจาก  $I_{sc}$  และ  $V_{oc}$  ดังนี้

$$V_{MPP} \approx (0.75-0.9)V_{oc} \quad (2.8)$$

$$I_{MPP} \approx (0.85-0.95)I_{sc} \quad (2.9)$$

ส่วนวิธีการหาค่าคุณสมบัติโซลาร์เซลล์ ที่เรียกว่า “ค่าฟิลด์แฟคเตอร์” (Fill Factor, FF) ซึ่งหมายถึง ค่าบ่งชี้ถึงคุณภาพโซลาร์เซลล์ ดูได้จากกราฟคุณลักษณะพื้นที่สี่เหลี่ยมเส้นโค้งกระแส และแรงดัน (I-V) ของโซลาร์เซลล์ว่ามีค่าน้อยหรือมาก โดยคำนวณได้จากสมการที่ (2.10) ซึ่งค่าฟิลด์แฟคเตอร์ของเซลล์แบบซิลิคอน มีค่าอยู่ระหว่าง 0.7 – 0.8 และสามารถหาค่ากำลังไฟฟ้าด้านออกตามสมการที่ (2.11)

$$FF = \frac{(V_{MPP} \cdot I_{MPP})}{(V_{oc} \cdot I_{sc})} \quad (2.10)$$

$$P_{MPP} = V_{MPP} \cdot I_{MPP} = V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF \quad (2.11)$$

การหาประสิทธิภาพโซลาร์เซลล์นั้นหาได้จาก สมการที่ (2.12)

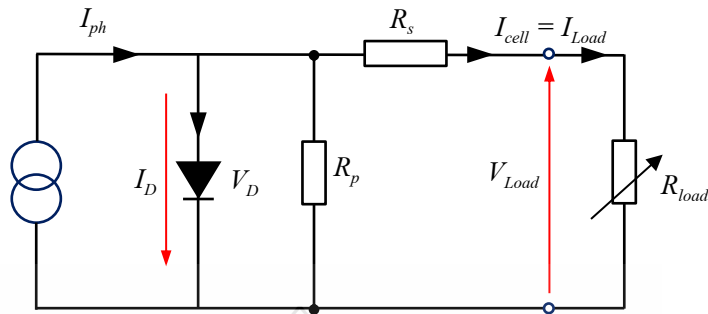
$$\eta = \frac{V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF}{P_{in}} \quad (2.12)$$

ผลของการทดสอบของโซลาร์เซลล์แบบซิลิคอน ในห้องปฏิบัติการพบว่า ประสิทธิภาพสูงสุดที่โซลาร์เซลล์ที่สามารถรับได้ 1.5 AM ที่ค่าประมาณ 24 เปอร์เซ็นต์ มีประสิทธิภาพการใช้งานที่ 10 – 14 เปอร์เซ็นต์ แต่ในทางทฤษฎีกล่าวไว้ว่าค่าประสิทธิภาพของแผงสูงถึง 26 – 27 เปอร์เซ็นต์

## 2.2.2 ลักษณะคุณสมบัติของโซลาร์เซลล์ในทางปฏิบัติ

### 2.2.2.1 การต่อโซลาร์เซลล์กับความต้านทานแบบอนุกรม และขนาน

จากผลทดสอบโซลาร์เซลล์ เพื่อหาคุณสมบัติของโซลาร์เซลล์ พบว่าในโซลาร์เซลล์ประกอบด้วยค่าความต้านทานภายในเซลล์ อีก 2 ค่าได้แก่ ค่าความต้านทานที่ต่อแบบอนุกรม ( $R_S$ ) และค่าความต้านทานที่ต่อแบบขนาน ( $R_P$ ) ดังแสดงในวงจรสมมูลที่ 2.8



รูปที่ 2.8 วงจรเทียบเคียงโซลาร์เซลล์ ที่ใช้งานจริง

จากวงจรสมมูลรูปที่ 2.8 เขียนเป็นสมการเทียบเคียงได้ดังสมการที่ (2.13)

$$I_{cell} = I_{ph} - I_D - \frac{V_{Load} + I_{cell} \cdot R_s}{R_p} \quad (2.13)$$

จากลักษณะการวางซิลิคอน ส่งผลให้เกิดลักษณะของการต่อค่าความต้านทานแบบอนุกรมขึ้น และลักษณะการต่อรวมกันภายนอกจะเกิดค่าความต้านทานที่ต่อกับขั้วโลหะที่ด้านหน้าและด้านหลังขึ้น และมีค่าความต้านทานที่เกิดจากรอยต่อที่ไม่สมบูรณ์ระหว่างรอยต่อพี เอ็น (PN junction) ซึ่งค่าความต้านทานที่เกิดขึ้นนี้ จะเป็นค่าความต้านทานแบบขนานนั่นเอง ซึ่งจะส่งผลให้มีกระแสรั่วไหลได้ หรืออาจลดวงจรในส่วนของบริเวณใกล้เคียงบางส่วนได้ ทั้งนี้ ค่าความต้านทานดังกล่าวจะส่งผลต่อค่าฟิลต์แฟคเตอร์ ซึ่งผลของค่าความต้านทานทั้งสองนี้ ทำให้กำลังไฟฟ้าด้านออกลดลงได้

#### 2.2.2.2 ความสูญเสียที่เกิดขึ้นในโซลาร์เซลล์

การใช้งานโซลาร์เซลล์ที่ใช้งานในปัจจุบัน มีหลายปัจจัยที่ส่งผลให้ประสิทธิภาพของโซลาร์เซลล์ทำงานได้ไม่เต็มที่ ประกอบด้วย ความสูญเสียจากการสะท้อนแสง ความเข้มของแสงอาทิตย์ ความบกพร่องของจุดบนแผงเซลล์เมื่อใช้งาน ค่าความต้านทานอนุกรม และขนานที่เกิดขึ้น และค่าความสูญเสียที่เกิดจากการติดตั้งต่าง ซึ่งในแต่ละค่าของความสูญเสียมีรายละเอียดที่จะกล่าวถึง โดยมีรายละเอียดของแต่ละส่วน ดังนี้

- การสูญเสียของโซลาร์เซลล์ที่เกิดขึ้นจากผลของแสงสะท้อน แสงที่ส่องผ่านอากาศไปถึงโซลาร์เซลล์ สารกึ่งตัวนำที่ได้รับแสงจะได้รับค่าแสงที่ตกกระทบไม่เท่ากัน ทั้งนี้เกิดจากการหักเหของแสงอันเกิดจากดัชนีที่ไม่เหมือนกัน การปรับโครงสร้างของผิวเซลล์ การเคลือบสารกันสะท้อนที่ผิว และการลดการสะท้อนด้านหน้าของแผงเซลล์จากโลหะที่เชื่อมต่อ สามารถลดความสูญเสียนี้ได้

- ผลของค่าความสูญเสียอันเกิดจากแสงตกกระทบที่ไม่เท่ากัน ค่าความสูญเสียนี้เกิดจากช่วงกว้างของแสงอาทิตย์ (Wide spectrum) ตกกระทบโซลาร์เซลล์ไม่เท่ากัน *ส่งผลให้ค่าโฟตอนมี*

พลังงานไม่เท่ากัน ค่าพลังงานของโฟตอนที่น้อยกว่าแบนด์แก๊ป (Band gap) นี้ จะทำให้ไม่มีพลังงานไปขับให้อิเล็กตรอนเคลื่อนที่ได้ ทำให้พันธะคู่ของโฮล กับอิเล็กตรอน ทั้งนี้หากโฟตอนมีพลังงานเท่ากันหรือมีค่ามากกว่าแบนด์แก๊ป จึงจะทำให้เกิดพลังงานที่เอาไปใช้งานได้ จากเหตุผลนี้เองที่ส่งผลให้สามารถหาค่าประสิทธิภาพของโซลาร์เซลล์ได้

- ผลกระทบที่เกิดจากแผงโซลาร์เซลล์ไม่สมบูรณ์ เกิดการรวมตัวกันไม่สมบูรณ์ของประจุซึ่งอาจเกิดจากความบริสุทธิ์ของผลึกเซลล์ที่เชื่อมต่อกัน หรือเกิดความบกพร่องขึ้นภายใน แม้กระทั่งพาหะ (Recombination) ซึ่งสาเหตุที่เกิดขึ้นสามารถแก้ไขได้โดยการใช้วัสดุที่มีความบริสุทธิ์มากมาใช้งาน การทนต่อการกระแทกหรือแรงกระทำของวัสดุภายนอก โดยที่ต้องคำนึงถึงค่า ฟิวด์แฟกเตอร์ ซึ่งค่าที่ใช้งานต้องไม่เกิน 1 ซึ่งค่าที่ใช้คำนวณในทฤษฎีสูงสุด ได้แก่ 0.85

- การลดลงของค่าฟิวด์แฟกเตอร์จากค่าความต้านทานอนุกรม และขนานที่เกิดขึ้น

- ค่าความสูญเสียที่เกิดจากการใช้อุปกรณ์ติดตั้งที่ใช้ เช่น การเลือกใช้เคเบิลไม่เหมาะสม หากใช้เคเบิลขนาดเล็กค่าความต้านทานของเคเบิลจะมีค่าสูง ซึ่งค่าพลังงานก็จะสูญเสีย ณ จุดนี้ สูงในระดับหนึ่ง ดังสมการที่ (2.14)

$$E_{Loss} = \sum_0^n P_D \times H \times Y \quad (kW-h) \quad (2.14)$$

โดยที่

$E_{Loss}$  คือ ค่าความสูญเสียของพลังงานไฟฟ้าต่อปี

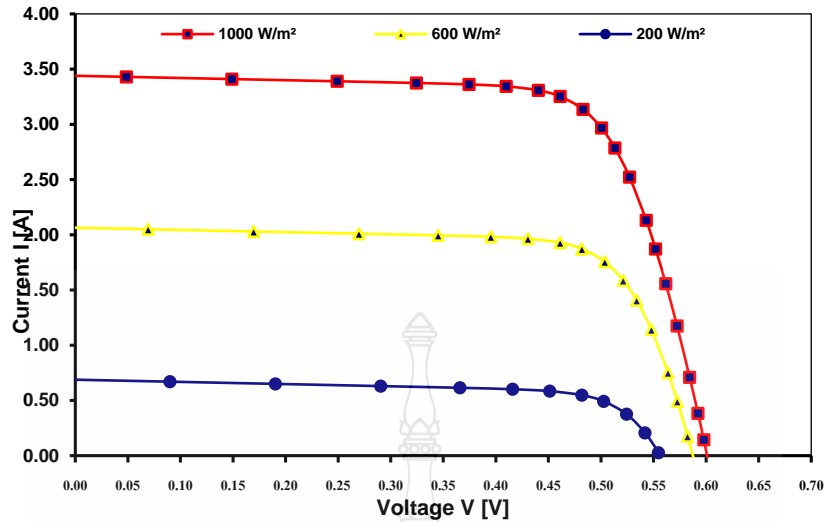
$P_D$  คือ ค่าความสูญเสียของพลังงานไฟฟ้าที่เกิดจากสายเคเบิล

$H$  คือ จำนวนชั่วโมงที่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อวัน

$Y$  คือ จำนวนวันในรอบปี ( 365 วัน)

### 2.2.3 ผลจากระดับของแสงอาทิตย์

กระแสโฟโตที่เกิดขึ้นมีส่วนที่เป็นเชิงเส้นกับแสงสว่างของดวงอาทิตย์ หากพิจารณากับวงจรเทียบเคียงของโซลาร์เซลล์ และกราฟคุณลักษณะของเส้นโค้ง จะพบว่าเส้นโค้งเกี่ยวข้องกับแรงดันที่ตกคร่อมไดโอดภายใน ซึ่งสัมพันธ์กันกับ คุณลักษณะกลับของไดโอด และเมื่อความเข้มของแสงสว่างต่ำ  $V_{oc}$  และ  $I_{sc}$  ก็ต่ำตามไปด้วย ดังรูปที่ 2.9

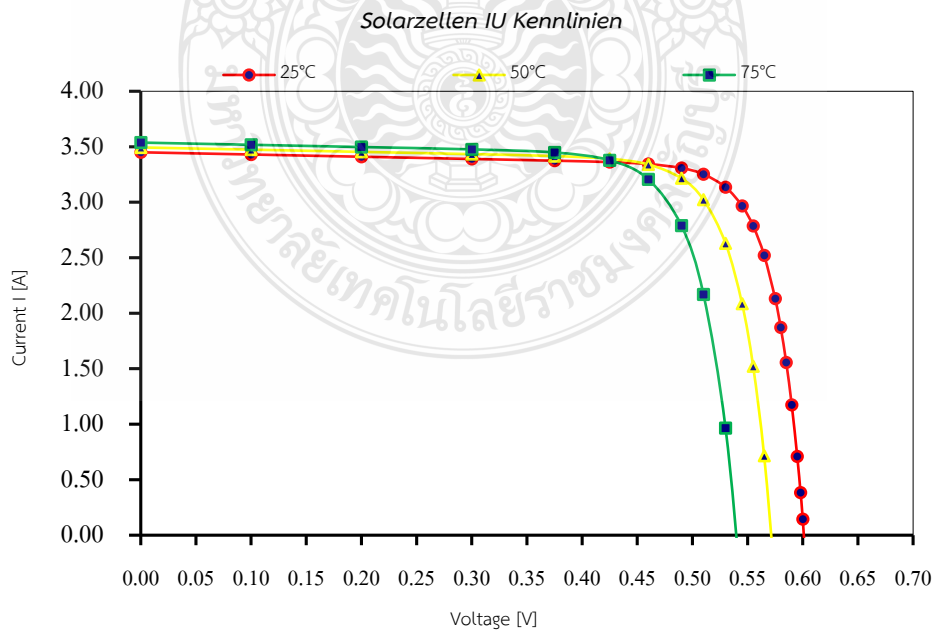


รูปที่ 2.9 ลักษณะเส้นโค้ง I-V ค่าแสงสว่างแตกต่างกัน

#### 2.2.4 ผลกระทบของอุณหภูมิ

การเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิส่งผลให้อิเล็กตรอนบริเวณรอยต่อ P-N มีพลังงานในการเคลื่อนตัว ทำให้กระแสตรงของโซลาร์เซลล์ เพิ่มขึ้นตามอุณหภูมิโดยมีค่าประมาณ  $0.07\%V_{oc}$  ซึ่งมีผลกับอุณหภูมิเช่นกัน คือ  $V_{oc}$  ลดลงประมาณ  $0.4\%/K$

ผลกระทบของอุณหภูมิ และการระบายความร้อนจะช่วยทำให้ประสิทธิภาพของเซลล์ดีขึ้น โดยที่ผลกระทบจากอุณหภูมิส่งผลให้กำลังไฟฟ้าลดลง  $0.4 - 0.5\%/K$  แสดงได้ดังรูปที่ 2.10



รูปที่ 2.10 กราฟ I-V ที่อุณหภูมิต่างๆ



ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด “Watt Peak” ( $W_p$ ) เกิดจากกรณีที่แสงมากกว่า และอุณหภูมิต่ำกว่าที่กำหนด ซึ่งในทางตรงกันข้ามจะลดลงได้ ซึ่งสามารถทดสอบโซลาร์เซลล์ที่ค่ามาตรฐานทดสอบ (Standard Test Conditions,STC) มีความเข้มแสง  $1000 \text{ W/m}^2$  อุณหภูมิ  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  และ AM 1.5

## 2.2.5 สรุปคุณสมบัติ และตัวแปรที่สำคัญของโซลาร์เซลล์

ตัวแปรที่มีส่วนทำให้ประสิทธิภาพการทำงานของโซลาร์เซลล์แต่ละพื้นที่ต่างกัน ดังนั้นการนำไปใช้ในแต่ละพื้นที่ ตลอดจนการคำนวณระบบ หรือแผงแสงอาทิตย์ที่ต้องใช้ในพื้นที่ต้องคำนึงถึงตัวแปรนี้ ซึ่งประกอบด้วย อุณหภูมิ ความเข้มของแสง มีดังนี้

- ความเข้มของแสง จะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับการผลิตไฟฟ้า ตัวอย่างเช่น เมื่อความเข้มของแสงสูงกระแสที่ได้จากโซลาร์เซลล์จะสูงขึ้น ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าหรือ V แทบจะไม่แปรไปตามความเข้มของแสงมากนัก ความเข้มของแสงที่ใช้วัดเป็นมาตรฐาน  $1000 \text{ W/m}^2$  จะใช้ค่า AM 1.5 เป็นมาตรฐานในการวัดประสิทธิภาพของแผง

- อุณหภูมิสูงขึ้นทำให้แรงดันไฟฟ้าลดลง แต่ไม่มีผลต่อการผลิตกระแสไฟ การเพิ่มขึ้นทุก 1 องศาโดยเฉลี่ย ทำให้แรงดันไฟฟ้าลดลง 0.4-0.5% อุณหภูมิมาตรฐานที่ใช้ทดสอบประสิทธิภาพของแผงแสงอาทิตย์ที่ 25 องศาเซลเซียส เช่น กำหนดให้แผงแสงอาทิตย์มีแรงดันไฟฟ้าที่วงจรมืด (Open Circuit Voltage,  $V_{oc}$ ) ที่ 21 V ที่อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส หมายถึงแรงดันไฟฟ้าขณะที่ไม่ต่อกับภาระไฟฟ้าที่อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส มีค่าเท่ากับ 21 V หากอุณหภูมิสูงกว่า 25 องศาเซลเซียส เช่น อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส จะทำให้แรงดันไฟฟ้าของแผงแสงอาทิตย์ลดลง 2.5% ( $0.5\% \times 5$  องศาเซลเซียส) นั่นคือ แรงดันของแผงแสงอาทิตย์ที่  $V_{oc}$  จะลดลง  $21 \text{ V} \times 2.5\% = 0.525 \text{ V}$  ดังนั้นแรงดันไฟฟ้าจะมีค่าเพียง  $21\text{V} - 0.525\text{V} = 20.475 \text{ V}$  สรุปได้ว่า เมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น แรงดันไฟฟ้าจะลดลง ซึ่งมีผลทำให้กำลังไฟฟ้าสูงสุดของแผงแสงอาทิตย์ลดลงด้วย

## 2.3 เสถียรภาพการผลิตไฟฟ้าของระบบโซลาร์เซลล์

จากการรวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าระบบโซลาร์เซลล์พบว่าความไม่แน่นอนดังกล่าวส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าใน 2 ประเด็นดังนี้ ประกอบด้วยคุณภาพในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และการจ่ายโหลดอย่างเหมาะสม (Optimum load) สำหรับระบบผลิตกระแสไฟฟ้าแบบผสมผสานซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

### 2.3.1 คุณภาพในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ระบบไฟฟ้าประกอบด้วยที่มาของระบบ ได้แก่ จากเกิดขึ้นของไฟฟ้า ซึ่งอาจได้มาจากปฏิกิริยาทางเคมี การเปลี่ยนแปลงโดยใช้เครื่องกำเนิด หรือแม้กระทั่งการเกิดจากปฏิกิริยานิวเคลียร์

จากนั้นจึงทำการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้ใช้งาน ที่อยู่ในพื้นที่ห่างไกลจากต้นกำเนิดของพลังงานไฟฟ้านั้น เพื่อให้การส่งผ่านพลังงานไฟฟ้ามีประสิทธิภาพ จำเป็นต้องรักษาทั้งระดับแรงดัน และความถี่มาตรฐานของระบบในประเทศ ซึ่งปัจจุบันการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้ายังใช้การส่งโดยใช้ระบบเหนื่อศีรษะ ซึ่งต้นทุนในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าต่ำกว่าระบบอื่น

### 2.3.2 การจ่ายโหลดอย่างเหมาะสม

โหลดทางไฟฟ้า หรือภาระทางไฟฟ้าหมายถึงอุปกรณ์ หรือเครื่องใช้ไฟฟ้าที่ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าให้เป็นพลังงานในรูปแบบต่าง ๆ เช่น พลังงานความร้อน แสง สี เสียง หรือในรูปแบบอื่น ในการหาพลังงานมาให้กับโหลดไฟฟ้าเหล่านี้ ต้องมีค่าพลังงานที่เหมาะสมเพียงพอต่อการจ่ายให้กับโหลด ซึ่งขึ้นอยู่กับพฤติกรรมการใช้งานของผู้ใช้โหลดทางไฟฟ้านั้นเอง

## 2.4 ข้อกำหนดตามมาตรฐานวิศวกรรมของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

พลังงานแสงอาทิตย์ ได้ถูกนำมาใช้อย่างแพร่หลายในปัจจุบัน ทั้งในรูปแบบของการติดตั้งเพื่อใช้งานเอง แบบไม่ใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้า (Stand alone) และแบบเชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้า (Grid connect) ระบบนี้เป็นระบบที่มีทั้งขนาดเล็ก ตั้งแต่ต่ำกว่า 10 กิโลวัตต์ จนถึงระบบที่มีขนาดใหญ่หลายๆ ดังนั้น การออกแบบเพื่อให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด จำเป็นต้องใช้วิศวกรไฟฟ้าที่มีความชำนาญในการออกแบบระบบเพื่อให้เกิดประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าสูงสุด

สิ่งที่ต้องคำนึงถึงในการออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในบั้นนี้จะกล่าวถึงการออกแบบติดตั้งระบบที่ใช้งานจริง ตามหลักวิศวกรรมศาสตร์ วิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย

ในโรงไฟฟ้าที่ศึกษานี้ พบว่า โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นี้ เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้โซลาร์เซลล์แบบฟิล์มบาง ซึ่งประกอบด้วย แผงโซลาร์เซลล์แบบฟิล์มบาง และแบบผลึกรวมซิลิคอน โดยมีรายละเอียดของการออกแบบที่ศึกษา ครอบคลุมด้วย

### 2.4.1 รายละเอียดการติดตั้งของเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบาง

1) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่างกลุ่มแผงโซลาร์เซลล์ ถึงกลุ่มต่อสาย (PV String – Junction Box) สามารถหาได้จากสมการที่ (2.15)

$$I_{n1} = 1.25I_{SC1} \quad (2.15)$$

แผงโซลาร์เซลล์ รุ่น NA-E125L5 จำนวนแผงสูงสุดที่ใช้ 16 แผงต่อสตริง ระยะสายยาวสุด 50 เมตร แรงดันไฟฟ้าเปิดวงจรสูงสุด ( $V_{oc}$ ) 955.2 โวลต์ (กระแสตรง) กระแสไฟฟ้าขณะลัดวงจร ( $I_{SC}$ ) 3.37 แอมแปร์ (กระแสตรง) แรงดันตก ( $V_D$ ) 0.25% พิกัดกระแสของสายไฟฟ้า ( $I_{n1}$ ) 4.21 แอมแปร์ (กระแสตรง) สายไฟฟ้าที่ใช้งานเป็น ชนิด CV 0.6/1 กิโลโวลต์ ขนาด 4 ตารางมิลลิเมตร

แผงโซลาร์เซลล์ รุ่น NA-E130L5 จำนวน 16 แผงต่อสตริง ระยะสายยาวสุด 50 เมตร แรงดันไฟฟ้าเปิดวงจรสูงสุด ( $V_{oc}$ ) 966.4 โวลต์(กระแสตรง) กระแสไฟฟ้าลัดวงจร ( $I_{SC}$ ) 3.41 แอมแปร์ (กระแสตรง) แรงดันตก ( $V_D$ ) 0.25% พิกัดกระแสของสายไฟฟ้า ( $I_{n1}$ ) 4.26 แอมแปร์ (กระแสตรง) สายไฟฟ้าที่ใช้งานเป็น ชนิด CV 0.6/1 กิโลโวลต์ ขนาด 4 ตารางมิลลิเมตร

การเดินสายบริเวณนี้ ใช้การเดินสายเป็นลักษณะของการติดตั้งแบบเกาะบนโครงสร้างของแผงโซลาร์เซลล์

2) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่างกลุ่มต่อสาย ถึงอะเรย์บ็อก (Junction Box – Array Box) สามารถหาได้จากสมการที่ (2.16)

$$I_{n2} = 1.25I_{SC2} \quad (2.16)$$

การใช้แผงโซลาร์เซลล์ รุ่น NA-E125L5 กรณีนี้การติดตั้งเดินสายเป็นแบบร้อยท่อ HDPE สายฝังดิน จำนวนกลุ่มต่อสายเชื่อมต่อ 3 ชุดต่อในหนึ่งอะเรย์บ็อก ระยะทางสูงสุดไม่เกิน 250 เมตร แรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจรสูงสุด ( $V_{OC2}$ ) 955.2 โวลต์(กระแสตรง) กระแสไฟฟ้าลัดวงจร ( $I_{SC2}$ ) 10.11 แอมแปร์ (กระแสตรง) แรงดันตก ( $V_{D2}$ ) 1.25% พิกัดกระแสของสายไฟฟ้า ( $I_{n2}$ ) 12.64 แอมแปร์ (กระแสตรง) ใช้สายไฟฟ้าชนิด CV 0.6/1 กิโลโวลต์ ขนาด 10 ตารางมิลลิเมตร

แผงโซลาร์เซลล์ รุ่น NA-E130L5 กรณีนี้การติดตั้งเดินสายเป็นแบบร้อยท่อ HDPE สายฝังดิน จำนวนกลุ่มต่อสายเชื่อมต่อ 3 ชุดต่อในหนึ่งอะเรย์บ็อก ระยะทางสูงสุดไม่เกิน 250 เมตร แรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจรสูงสุด ( $V_{OC2}$ ) 966.4 โวลต์ (กระแสตรง) กระแสไฟฟ้าลัดวงจร ( $I_{SC2}$ ) 10.23 แอมแปร์ (กระแสตรง) แรงดันตก ( $V_{D2}$ ) 1.25% พิกัดกระแสของสายไฟฟ้า ( $I_{n2}$ ) 12.79 แอมแปร์ (กระแสตรง) ใช้สายไฟฟ้าชนิด CV 0.6/1 กิโลโวลต์ ขนาด 10 ตารางมิลลิเมตร

3) การใช้สายไฟฟ้า จากอาร์เรย์บ็อก ถึงอินเวอร์เตอร์ (Array Box - Inverter) สามารถหาได้จากสมการที่ (2.17)

$$I_{n3} = 1.25I_{SC3} \quad (2.17)$$

การติดตั้งจากแผงโซลาร์เซลล์ รุ่น NA-E125L5 ใช้การติดตั้งเดินสายเป็นแบบร้อยท่อ HDPE สายฝังดิน จำนวนสตริงที่เชื่อมต่อ 12 ชุดต่ออะเรย์ ระยะทางสูงสุดไม่เกิน 300 เมตร แรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจรสูงสุด ( $V_{OC2}$ ) 955.2 โวลต์ (กระแสตรง) กระแสไฟฟ้าลัดวงจร ( $I_{SC2}$ ) 121.32 แอมแปร์ (กระแสตรง) แรงดันตก ( $V_{D2}$ ) 2.00% พิกัดกระแสของสายไฟฟ้า ( $I_{n2}$ ) 151.65 แอมแปร์ (กระแสตรง) ใช้สายไฟฟ้าชนิด CV 0.6/1 กิโลโวลต์ ขนาด 95 ตารางมิลลิเมตร

แผงโซลาร์เซลล์ รุ่น NA-E130L5 ติดตั้งเดินสายเป็นแบบร้อยท่อ HDPE สายฝังดิน จำนวนสตริงที่เชื่อมต่อ 12 ชุดต่ออะเรย์ ระยะทางสูงสุดไม่เกิน 300 เมตร แรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจร

สูงสุด ( $V_{OC2}$ ) 966.4 โวลต์ (กระแสตรง) กระแสไฟฟ้าลัดวงจร ( $I_{SC2}$ ) 122.76 แอมแปร์ (กระแสตรง) แรงดันตก ( $V_{D2}$ ) 2.00% พิกัดกระแสของสายไฟฟ้า ( $I_{n2}$ ) 153.45 แอมแปร์ (กระแสตรง) ใช้สายไฟฟ้าชนิด CV 0.6/1 กิโลโวลต์ ขนาด 95 ตารางมิลลิเมตร

4) การใช้สายไฟฟ้าจากอินเวอร์เตอร์ ถึงหม้อแปลงไฟฟ้า หาได้จากสมการที่ (2.18)

$$I_{n4} = 1.25I_{O_{inv}} \quad (2.18)$$

แผงโซลาร์เซลล์ รุ่น NA-E125L5 ติดตั้งเดินสายเป็นแบบร้อยท่อ HDPE สายฝังดิน จำนวนอะเรย์เชื่อมต่อ 7 ชุดต่ออินเวอร์เตอร์ ระยะทางไม่เกิน 30 เมตร แรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจร สูงสุด ( $V_{O_{inv}}$ ) 315 โวลต์ (กระแสสลับ) กระแสไฟฟ้าลัดวงจร ( $I_{SC_{ine}}$ ) 1,008 แอมแปร์ (กระแสสลับ) แรงดันตก ( $V_{D4}$ ) 1.50% กระแสของสายไฟฟ้า ( $I_{n4}$ ) 1,260 แอมแปร์ ใช้สายไฟฟ้าชนิด CV 0.6/1 กิโลโวลต์ ขนาด 3 x 300 ตารางมิลลิเมตร

แผงโซลาร์เซลล์ รุ่น NA-E130L5 ติดตั้งเดินสายเป็นแบบร้อยท่อ HDPE สายฝังดิน จำนวนอะเรย์เชื่อมต่อ 7 ชุดต่ออินเวอร์เตอร์ ระยะทางไม่เกิน 30 เมตร แรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจร สูงสุด ( $V_{O_{inv}}$ ) 315 โวลต์ (กระแสสลับ) กระแสไฟฟ้าลัดวงจร ( $I_{SC_{ine}}$ ) 1,008 แอมแปร์ (กระแสสลับ) แรงดันตก ( $V_{D4}$ ) 1.50% กระแสของสายไฟฟ้า ( $I_{n4}$ ) 1,260 แอมแปร์ ใช้สายไฟฟ้าชนิด CV 0.6/1 กิโลโวลต์ ขนาด 3 x 300 ตารางมิลลิเมตร

5) การใช้สายไฟฟ้าระหว่างหม้อแปลงไฟฟ้า ทร็อบเอาท์ฟิวส์ (Transformer – drop out fuse) สมการที่ใช้งาน เพื่อหาพิกัดกระแสของสาย สามารถหาได้จากสมการที่ (2.19)

$$I_{n5} = 1.25I_{SCC} \quad (2.19)$$

หม้อแปลงไฟฟ้าที่ใช้งานพิกัดกำลัง 1,250 kVA แรงดันไฟฟ้าขาเข้า 315 โวลต์ แรงดันไฟฟ้าด้านออก 22 กิโลโวลต์ กระแสไฟฟ้าขาออก ( $I_{SCC}$ ) 32.80 แอมแปร์ ขนาดกระแสของสายไฟฟ้า ( $I_{n5}$ ) 41 แอมแปร์ การติดตั้งของสายใช้สาย XLPE ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร จำนวน 3 เส้น

6) การใช้สายไฟฟ้าของช่วง ทร็อบเอาท์ฟิวส์ ถึง สายบ่อนไปยังระบบไฟฟ้า ใช้สาย SAC จำนวน 3 x 35 ตารางมิลลิเมตร เดินสายในอากาศ (OHGW)

7) ขนาดสายบ่อน 24 กิโลโวลต์ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา มีหม้อแปลงไฟฟ้าที่ใช้งาน 1,250 กิโลโวลต์แอมป์ จำนวน 6 เครื่อง สายไฟฟ้าที่ใช้เป็นแบบ SAC ขนาด 3 x 95 ตารางมิลลิเมตร เดินสายในอากาศ (OHGW)

8) สายไฟฟ้าช่วงระหว่างสายบ่อน – DS1 การเดินสายไฟฟ้าใช้สายแบบ SAC ขนาด 3 x 95 ตารางมิลลิเมตร เดินสายในอากาศ (OHGW)

9) สายไฟฟ้า จาก DS1 – รিংเมนยูนิท (RMU) สายไฟฟ้าที่ใช้ XLPE ขนาด 3 x 95 ตารางมิลลิเมตร ฝังดินร้อยท่อ HDPE

10) สายไฟฟ้า จาก รিংเมนยูนิท (RMU) – DS2 สายไฟฟ้าที่ใช้ XLPE ขนาด 3 x 95 ตารางมิลลิเมตร ฝังดินร้อยท่อ HDPE

11) สายไฟฟ้า จาก DS2-SF<sub>6</sub> สายไฟฟ้าที่ใช้ XLPE ขนาด 3 x 95 ตารางมิลลิเมตร ฝังดินร้อยท่อ HDPE

12) อุปกรณ์ป้องกันระบบไฟฟ้า

การป้องกันจากกระแสเกินด้านขาเข้า การป้องกันที่ตัวอินเวอร์เตอร์ด้านออก และด้านเข้า หม้อแปลงไฟฟ้า การเลือกใช้ รিংเมนยูนิท การเลือก DS เพื่อใช้งาน และการเลือกใช้ SF<sub>6</sub> ให้เหมาะสมนั่นเอง ส่วนของวิธีการเลือกใช้อุปกรณ์ป้องกันสำหรับแผงโซลาร์เซลล์นั้น สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (2.21)

$$I_{n6} = 1.50I_{SC1} \quad (2.20)$$

การหาอุปกรณ์ป้องกันสำหรับด้านออกอะเรย์บ็อก – ด้านเข้า Junc Box จำนวน 12 ชุด สามารถคำนวณโดยใช้จากสมการที่ (2.22)

$$I_{n7} = 1.50I_{SC3} \quad (2.21)$$

การหาอุปกรณ์ป้องกันสำหรับฟิวส์ลิ่งค์ป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้า สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (2.23)

$$I_8 = 1.25I_{tr} \quad (2.22)$$

การหาอุปกรณ์ป้องกันสำหรับ RMU กระแสไฟฟ้า ก่อนเข้า รিংเมนยูนิท(RMU) 6 เครื่อง สามารถคำนวณ ได้จากสมการที่ (2.24)

$$I_9 = I_8 + 5I_{tr} \quad (2.23)$$

13) การเลือกใช้ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ศึกษา มีการเลือกขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า โดยยึดตามหลักของสภาวิศวกร พสามารถคำนวณหาขนาดของหม้อแปลงไฟฟ้า ได้ดังสมการที่ (2.24)

$$T_r = 1.25 \times PV_{capacity} \quad (2.24)$$

14) การป้องกันระบบฟ้าผ่า ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เลือกวิธีป้องกันฟ้าผ่าแบบเลือกชั้น 4 โดยวิธีรัศมีกลมกลิ้ง มีระยะขอรศมีที่ใช้งาน 60 เมตร

15) ระบบสายดินที่ใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในส่วนนี้ประกอบด้วยสายกดินของระบบ และสายดินของบริภัณฑ์ทางไฟฟ้า อ้างอิงตามมาตรฐานวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย

16) หม้อแปลงบริการ เป็นหม้อแปลงที่มีไว้สำหรับการใช้งานบริหารงานโครงการ ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยได้ทำการออกแบบใช้งานไว้ที่ 50 กิโลโวลต์แอมป์ พิวส์ลิ่งค์ที่ใช้งานขนาด 3 แอมแปร์ สายดินของหม้อแปลงไฟฟ้า ใช้สับบาร์ทองแดง ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร หลักรดินขนาด 5/8” ยาว 2.4 เมตร สายดินของระบบที่ใช้สายไฟ THW ขนาด 10 ตารางมิลลิเมตร หลักรดินขนาด 5/8” ยาว 2.4 เมตร

จากที่กล่าวมาแสดงให้เห็นถึงการเลือกขนาดสายไฟฟ้าที่ใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบฟิล์มบางที่ศึกษา ทั้งนี้ต้องได้รับการรับรองจากวิศวกรไฟฟ้า ในระดับอย่างน้อยสามัญวิศวกร ตามข้อกำหนดของสภาวิชาชีพวิศวกรรม สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 2.1 และ ตารางที่ 2.2 ซึ่งเป็นสถานที่ที่ใช้ในการศึกษาหาค่าความสูญเสียพลังงานที่เกิดขึ้น ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หัวหว่า 1 แสดงในตารางที่ 2.1 และตารางที่ 2.2 ตามลำดับ

**ตารางที่ 2.1** ลักษณะกระแสของอุปกรณ์ที่ใช้งาน และกระแสของอุปกรณ์การป้องกัน หัวหว่า 1

ลำดับ	รายการ	สมการ	พิกัดกระแส (A)	อุปกรณ์ป้องกัน (A)
	แผงโซลาร์เซลล์	$I_{n6} = 1.25I_{SC1}$		
1	NA-E125L5		15.17	15
	NA-E130L5		15.35	15
	ด้านออกอะเรย์บล็อก – ด้านเข้า	$I_{n7} = 1.5I_{SC3}$		
2	Junc Box จำนวน 12 ชุด			
	NA-E125L5	$I_{SC3} = 121.32 \text{ A}$	181.98	200
	NA-E130L5	$I_{SC3} = 122.76 \text{ A}$	184.14	200
3	อินเวอร์เตอร์	-	-	มีที่ตัวเครื่อง
4	พิวส์ลิ่งค์ป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้า	$I_8 = 1.25I_r$	41	40
5	กระแสไฟฟ้าก่อนเข้า รังเมนยูนิต(RMU) 6 เครื่อง	$I_9 = I_8 + 5I_r$	205	200
6	กระรวมของ DS	DS = RMU	205	200
7	SF <sub>6</sub>	SF <sub>6</sub> = DS = RMU	205	200

ตารางที่ 2.2 ขนาดของสายดิน และชนิดที่ใช้ งาน หัวหัว 1

ลำดับ	ตำแหน่งติดตั้งสายดิน	ชนิดของอุปกรณ์	ขนาด (mm <sup>2</sup> )
1	แผงโซลาร์เซลล์	THW	6
2	โครงสร้างรองรับแผงโซลาร์เซลล์	THW	16
3	คอมไบเนอร์บ็อก (Combiner box)	THW	16
4	อะเรย์บ็อก (Array box)	THW	16
5	อินเวอร์เตอร์ (Inverter)	บัสบาร์ทองแดง หลักดิน	35 5/8" x 2.4 m.
6	หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer) ตรีโอปเอาท์ ฟิวส์ และ Terminator kit	บัสบาร์ทองแดง หลักดิน	35 5/8" x 2.4 m.
7	ริงเมนยูนิท DS และ Terminator kit	บัสบาร์ทองแดง หลักดิน	35 5/8" x 2.4 m.
8	ระบบป้องกันฟ้าผ่า	บัสบาร์ทองแดง หลักดิน	35 5/8" x 2.4 m.
9	รากสายดินของระบบ	บัสบาร์ทองแดง	35

#### 2.4.2 รายละเอียดการติดตั้งของเซลล์แสงอาทิตย์แบบผลึกรวมซิลิคอน

1) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่างกลุ่มแผงโซลาร์เซลล์ ถึงกลุ่มต่อสาย (PV String – Array Box) สามารถหาได้จากสมการที่ (2.15) ในการคำนวณหาค่ากระแสเช่นเดียวกัน ดังนั้น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผลึกรวมซิลิคอน ที่ใช้แผงโซลาร์เซลล์ รุ่น JAP6 72-310/3BB โดยใช้จำนวนแผงสูงสุดที่ใช้ 21 แผงต่อสตริง ระยะสายยาวสุด 300 เมตร แรงดันไฟฟ้าเปิดวงจรสูงสุด ( $V_{oc1}$ ) 954.45 โวลต์(กระแสตรง) กระแสไฟฟ้าลัดวงจร( $I_{SC1}$ ) 8.85 แอมแปร์(กระแสตรง) แรงดันตก( $V_{D1}$ ) 1.30 % กระแสของสายไฟฟ้า ( $I_{n1}$ ) 11.06 แอมแปร์(กระแสตรง) สายไฟฟ้าที่ใช้งานเป็น ชนิด CV 0.6/1 กิโลโวลต์ ขนาด 10 ตารางมิลลิเมตร

2) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่างกลุ่มต่อสาย ถึงอินเวอร์เตอร์ (Array Box – Inverter) สามารถหาได้จากสมการที่ (2.17) โดยที่แผงโซลาร์เซลล์ รุ่น JAP6 72-310/3BB จำนวน 11 สตริงต่ออะเรย์ ระยะสายยาวสุด 300 เมตร แรงดันไฟฟ้าเปิดวงจรสูงสุด ( $V_{oc3}$ ) 954.45 โวลต์(กระแสตรง) กระแสไฟฟ้าลัดวงจร( $I_{SC3}$ ) 97.35 แอมแปร์(กระแสตรง) แรงดันตก( $V_{D3}$ ) 1.50 % พิกัดกระแสของสายไฟฟ้า ( $I_{n3}$ ) 121.69 แอมแปร์(กระแสตรง) สายไฟฟ้าที่ใช้งานเป็น ชนิด CV 0.6/1 กิโลโวลต์ ขนาด 95 ตารางมิลลิเมตร

3) การใช้สายไฟฟ้า จากอาร์เลย์บ็อก ถึงอินเวอร์เตอร์ (Inverter - Transformer) สามารถหาได้จากสมการที่ (2.18) การติดตั้งจากแผงโซลาร์เซลล์ รุ่น JAP6 72-310/3BB เดินสายเป็นแบบร้อยท่อ HDPE สายฝังดิน ใช้ 7 ชุดต่ออินเวอร์เตอร์หนึ่งตัว ระยะสายไม่เกิน 30 เมตร แรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจรสูงสุดของอินเวอร์เตอร์ ( $V_{O\_inv}$ ) 315 โวลต์(กระแสสลับ) กระแสไฟฟ้าลัดวงจร( $I_{SC\_inv}$ ) 1,008 แอมแปร์ เปอร์เซนต์แรงดันตก( $V_{D4}$ ) 1.50 % พิกัดกระแสของสายไฟฟ้า ( $I_{n4}$ ) 1,260 แอมแปร์ ใช้สายไฟฟ้าชนิด CV 0.6/1 กิโลโวลต์ ขนาด 3 x 300 ตารางมิลลิเมตร

4) การใช้สายไฟฟ้าระหว่างหม้อแปลงไฟฟ้า ทรูปเอาท์ฟิวส์ (Transformer – drop out fuse) สมการที่ใช้งาน เพื่อหาพิกัดกระแสของสาย จะใช้สมการที่ (2.19) เพื่อคำนวณหา ดังนั้นที่หม้อแปลงไฟฟ้าพิกัดกำลัง 1,250 kVA แรงดันไฟฟ้าขาเข้า 315 โวลต์ แรงดันไฟฟ้าด้านออก 22 กิโลโวลต์ กระแสไฟฟ้าขาออก ( $I_{SCC}$ ) 32.80 แอมแปร์ ขนาดกระแสของสายไฟฟ้า ( $I_{n5}$ ) 41 แอมแปร์ การติดตั้งของสายใช้สาย XLPE ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร จำนวน 3 เส้น

5) การใช้สายไฟฟ้าของช่วง ทรูปเอาท์ฟิวส์ ถึง สายป้อนไปยังระบบไฟฟ้า ใช้สาย SAC จำนวน 3 x 35 ตารางมิลลิเมตร เดินสายในอากาศ (OHGW)

6) ขนาดสายป้อน 24 กิโลโวลต์ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา มีหม้อแปลงไฟฟ้าที่ใช้งาน 1,250 กิโลโวลต์แอมป์ จำนวน 6 เครื่อง สายไฟฟ้าที่ใช้เป็นแบบ SAC ขนาด 3 x 95 ตารางมิลลิเมตร เดินสายในอากาศ (OHGW)

7) สายไฟฟ้าช่วงระหว่างสายป้อน – DS1 การเดินสายไฟฟ้าใช้สายแบบ SAC ขนาด 3 x 95 ตารางมิลลิเมตร เดินสายในอากาศ (OHGW)

8) สายไฟฟ้า จาก DS1 – ริงเมนยูนิต (RMU) สายไฟฟ้าที่ใช้ XLPE ขนาด 3 x 95 ตารางมิลลิเมตร ฝังดินร้อยท่อ HDPE

9) สายไฟฟ้า จาก ริงเมนยูนิต (RMU) – DS2 สายไฟฟ้าที่ใช้ XLPE ขนาด 3 x 95 ตารางมิลลิเมตร ฝังดินร้อยท่อ HDPE

10) สายไฟฟ้า จาก DS2 – SF<sub>6</sub> สายไฟฟ้าที่ใช้ XLPE ขนาด 3 x 95 ตารางมิลลิเมตร ฝังดินร้อยท่อ HDPE

#### อุปกรณ์ป้องกันระบบไฟฟ้า

อุปกรณ์ป้องกันที่ใช้ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จะป้องกันจากกระแสเกินด้านขาเข้า พร้อมทั้งป้องกันที่ตัวอินเวอร์เตอร์ด้านออก และด้านเข้า การป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้า การเลือกใช้ริงเมนยูนิต การเลือก DS เพื่อใช้งาน และการเลือกใช้ SF<sub>6</sub> ให้เหมาะสม

12) หม้อแปลงไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ใช้ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า คำนวณหาขนาดของหม้อแปลงไฟฟ้า ได้ดังสมการที่ (2.25)

$$T_r = 1.25 \times PV_{capacity} \quad (2.25)$$



13) การป้องกันระบบฟ้าผ่า ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เลือกวิธีป้องกันฟ้าผ่าแบบเลือกชั้น 4 โดยวิธีรัศมีกลมกลิ้ง มีระยะขอร์ดรัศมีที่ใช้งาน 60 เมตร

14) ระบบสายดินที่ใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในส่วนนี้ประกอบด้วยสายดินที่ติดตั้งของระบบ และสายดินของบริภัณฑ์ทางไฟฟ้า โดยอ้างอิงตามมาตรฐานของวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย ซึ่งประกอบด้วย

16) หม้อแปลงบริการ เป็นหม้อแปลงที่มีไว้สำหรับการใช้งานบริหารงานโครงการ ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยได้ทำการออกแบบใช้งานไว้ที่ 50 กิโลโวลต์แอมป์ พิวส์ลิ่งค์ที่ใช้งานขนาด 3 แอมแปร์ สายดินของหม้อแปลงไฟฟ้า ใช้สับบาร์ทองแดง ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร หลักรูขนาด 5/8” ยาว 2.4 เมตร สายดินของระบบที่ใช้งานใช้สายไฟฟ้า THW ขนาด 10 ตารางมิลลิเมตร หลักรูขนาด 5/8” ยาว 2.4 เมตร

ส่วนของการเลือกใช้อุปกรณ์ป้องกันของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผลิตรวมซิลิกอน ก็เช่นกัน สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 2.3 และ ตารางที่ 2.4 ซึ่งเป็นสถานที่ที่ใช้ในการศึกษาหาค่าความสูญเสียพลังงานที่เกิดขึ้น ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หัวหว่า 2 ที่ศึกษานั้นเอง

สมการที่ใช้เลือกอุปกรณ์ป้องกันแผงโซลาร์เซลล์ และในแต่ละส่วนโดยใช้สมการที่เกี่ยวข้อง โดยมีรายละเอียด ดังนี้

**ตารางที่ 2.3** ลักษณะกระแสของอุปกรณ์ที่ใช้งาน และกระแสของอุปกรณ์การป้องกัน หัวหว่า 2

ลำดับ	รายการ	สมการ	พิกัดกระแส (A)	อุปกรณ์ป้องกัน (A)
1	แผงโซลาร์เซลล์ JAP6 72-310/3BB	$I_{n6} = 1.5I_{SC2}$	13.27	15
2	ด้านออกอะเรย์บ็อก – ด้านเข้า Junc Box จำนวน 12 ชุด	$I_{n7} = 1.5I_{SC3}$ $I_{SC3} = 97.35 \text{ A}$	146.03	150
3	อินเวอร์เตอร์	-	-	มีติดมาที่ตัวเครื่อง
4	พิวส์ลิ่งค์ป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้า	$I_8 = 1.25I_{rr}$	41	40
5	กระแสไฟฟ้า ก่อนเข้า รังเมนยูนิต(RMU) 6 เครื่อง	$I_9 = I_8 + 5I_{rr}$	205	200
6	กระแสรวมของ DS	DS = RMU	205	200
7	SF <sub>6</sub>	SF <sub>6</sub> = DS = RMU	205	200

หมายเหตุ ส่วนของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้งานในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้น ทางผู้ผลิตได้ติดตั้งอุปกรณ์ มาพร้อมกับตัวอินเวอร์เตอร์เอง ดังนั้น ในบทนี้ จึงไม่ได้กล่าวถึงในส่วนนี้

## ตารางที่ 2.4 ขนาดของสายดิน และชนิดที่ใช้งาน หัวหัว 2

ลำดับ	ตำแหน่งติดตั้งสายดิน	ชนิดของอุปกรณ์	ขนาด(mm <sup>2</sup> )
1	แผงโซลาร์เซลล์	THW	6
2	โครงสร้างรองรับแผงโซลาร์เซลล์	THW	16
3	คอมไบเนอร์บ็อก (Combiner box)	THW	16
4	อะเรย์บ็อก (Array box)	THW	16
5	อินเวอร์เตอร์ (Inverter)	บัสบาร์ทองแดง หลักดิน	35 5/8" x 2.4 m.
6	หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer) ตรีโอปเอ๊าท์พิวส์ และ Terminator kit	บัสบาร์ทองแดง หลักดิน	35 5/8" x 2.4 m.
7	ริงเมนยูนิท DS และ Terminator kit	บัสบาร์ทองแดง หลักดิน	35 5/8" x 2.4 m.
8	ระบบป้องกันฟ้าผ่า	บัสบาร์ทองแดง หลักดิน	35 5/8" x 2.4 m.
9	รากสายดินของระบบ	บัสบาร์ทองแดง	35

### 2.5 การหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ

การสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยมีต้นทุนของการลงทุนที่มีปัจจัยความเสี่ยงสูง หรือ จำนวนเงินที่นำมาใช้ในการลงทุนในจำนวนที่สูง เครื่องมือที่จะช่วยสนับสนุนให้นักลงทุนมีความเชื่อมั่น ตัดสินใจในการลงทุน เพื่อให้เห็นแนวทางกำไร หรือระยะเวลาของการคืนทุนมีระยะเวลามากน้อย เท่าไร นั่นคือ ค่าความคุ้มค่าของการลงทุน กระทั่งระยะเวลาของการคืนทุน สิ่งที่จะช่วยสนับสนุนหรือเป็นตัวช่วยในการตัดสินใจสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สิ่งที่จะช่วยในการตัดสินใจได้เครื่องมือที่ช่วยบ่งชี้ว่าเมื่อลงทุนไปแล้วนั้นจะมีโอกาส หรือระยะเวลาในการคืนทุนช้าหรือเร็วเพียงใด เพื่อสร้างความเชื่อมั่นให้กับผู้ลงทุน เครื่องมือที่น่าสนใจ คือ การประเมินโครงการด้วยการหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ หรือเรียกว่า ผลตอบแทนแบบสุทธินั่นเอง วิธีการนี้จะทำการอ้างอิงมูลค่าของเงินตามเวลาเข้ามาเกี่ยวข้อง ที่มาของหลักการนี้ คำนึงถึงมูลค่าของเงินที่นำมาใช้ไม่เหมือนกัน ตัวอย่างเช่น เงินในปัจจุบันมีมูลค่า 1,000,000.00 บาท กับมูลค่าของเงินจำนวนนี้ในอนาคตข้างหน้ามีมูลค่าของเงินที่ไม่เท่ากันนั่นเอง วิธีการหามูลค่าปัจจุบันสุทธินี้ ยึดเอาเงินที่ต้องชำระต่อปีเป็นหลัก โดยให้มีค่าเท่ากับจำนวนเงินลงทุน คูณกับสมการที่เกี่ยวข้องกับดอกเบี้ย ซึ่งได้แสดงไว้ในสมการที่ (2.26)

$$a = NPV \cdot \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2.26)$$

โดยที่

$a$  คือ จำนวนเงินที่ต้องชำระต่อปี

$NPV$  คือ เงินลงทุนปัจจุบันสุทธิ

$i$  คือ อัตราดอกเบี้ยเงินกู้

$n$  คือ ระยะเวลาที่ใช้ในการลงทุน (ปี)

สมการที่ (2.27) เป็นตัวช่วยตัดสินใจในการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หรือแม้กระทั่งงานอื่น ซึ่งสมการนี้จะบอกว่าจะถึงจะคุ้มทุนในการก่อสร้างนั่นเอง

## 2.6 ระบบป้องกันฟ้าผ่าในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา ตั้งอยู่ในพื้นที่โล่งแจ้งและมีพื้นที่ขนาดกว้างขวาง ดังนั้น การป้องกันฟ้าผ่า จึงเป็นเรื่องที่ต้องให้ความสำคัญ จากการศึกษาพบว่ามีการใช้งานหลักๆ ด้วยกัน 2 วิธี ประกอบด้วย วิธีของเบนจามิน แฟรงคลิน และวิธีเออร์รี่สตรีมเมอร์เอ็มมิสชัน (Early Streamer Emission, ESE) ทั้งสองวิธีนี้ จะมีข้อแตกต่างในเรื่องรัศมีของการป้องกัน โดยที่วิธีของเบนจามิน แฟรงคลิน จะมีระยะของรัศมีที่สั้นกว่า ทั้งนี้การเลือกใช้ขึ้นอยู่กับวิศวกรผู้ออกแบบในโรงไฟฟ้านั้นๆ ใน การศึกษานี้ได้ศึกษาในส่วนของ ระบบ ESE ภายใต้มาตรฐาน NFC 17-102 ประเทศฝรั่งเศส



รูปที่ 2.11 หัวล่อฟ้าแบบ ESE [1]

รัศมีการป้องกันของหัวล่อฟ้าแบบ ESE มีระดับของการป้องกันที่แตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับขนาดของระยะการติดตั้งซึ่งมีรายละเอียดแสดงไว้ในตารางที่ 2.5

ตารางที่ 2.5 รัศมีการป้องกันของหัวล่อฟ้า ตามมาตรฐาน NFC 17-102

ระดับความสูงเสา ป้องกัน (h, m)	ระดับรัศมีการป้องกัน		
	1 (D=20 m)	2 (D=45 m)	3 (D=60 m)
2	32	39	43
3	48	59	65
4	64	78	86
5	79	97	107
10	79	99	109
15	80	101	111
20	80	102	113
45	80	105	119
60	80	105	120

## 2.7 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.5.1 Julius Tanesab และคณะ [2] นำเสนอการศึกษาผลกระทบตามฤดูกาลของฝุ่นต่อการลดสมรรถนะของแผงโมดูล PV เมื่อทำการพิจารณาผลกระทบของการติดตั้งในภูมิอากาศที่แตกต่างกันในสองพื้นที่ในเขตอากาศอบอุ่น และในเขตร้อนชื้น ที่เมืองเพิร์ธประเทศออสเตรเลียและเมืองนูซาเต็งการา ติมูร์ (Nusa Tenggara Timur, NTT) ประเทศอินโดนีเซีย จากการศึกษาผลการประเมินสมรรถนะพบว่าประสิทธิภาพของ PV แตกต่างกันไปตามฤดูกาล ในเมืองเพิร์ธประสิทธิภาพของโมดูล PV จะมีค่าสูงสุดในช่วงต้นฤดูร้อนลดลงอย่างมีนัยสำคัญเมื่อสิ้นสุดฤดูกาล และลดลงในช่วงปลายฤดูใบไม้ร่วง และถึงจุดสูงสุดในช่วงปลายฤดูหนาว ในขณะที่ NTT ประสิทธิภาพของโมดูล PV มีค่าสูงสุดในช่วงต้นฤดูฝนลดลงเล็กน้อยเมื่อสิ้นสุดฤดูกาลและลดลงอย่างมากเมื่อสิ้นสุดฤดูแล้ง การเสื่อมสภาพของโมดูลทั้งหมดในสองพื้นที่ได้รับผลกระทบจากฝุ่นมากกว่าการไม่พิจารณาปัจจัยที่ไม่เกี่ยวกับฝุ่น ผลของสภาพภูมิอากาศในแต่ละสถานที่ติดตั้งนั้นส่งผลต่อปริมาณความหนาแน่นของฝุ่นที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์อย่างมากนำมาซึ่งค่าสมรรถนะที่แตกต่างกันซึ่งจากการศึกษานั้นยังมุ่งประเด็นไปที่ปัจจัยด้านสภาพภูมิอากาศเป็นหลักไม่ได้พิจารณาปัจจัยด้านระบบและอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง

2.5.2 Akash Kumar Shukla และคณะ [3] นำเสนอการจำลองระบบเพื่อตรวจสอบความเป็นไปได้ของระบบโซลาร์เซลล์ในแต่ละสถานที่เมื่อทำการพิจารณาในการติดตั้งบนชั้นดาดฟ้าโดยพิจารณาระบบแบบ เชื่อมต่อกับกริดสำหรับอาคารเพื่อประเมินความเป็นไปได้ของระบบไฟฟ้าโซลาร์เซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนชั้นดาดฟ้าในสถานที่พักอาศัยที่เมืองโกลาประเทศอินเดียโดยการใช้โปรแกรม Solargis PV Planner เป็นเครื่องมือในการวิเคราะห์ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าโซลาร์เซลล์พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาขนาด 110 kWp และเปรียบเทียบประสิทธิภาพของเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ที่แตกต่างกันโดยพิจารณาจากผลผลิตพลังงานจำลองและอัตราส่วนประสิทธิภาพซึ่งได้พิสูจน์ให้เห็นถึงเครื่องมือซอฟต์แวร์ที่ง่ายรวดเร็วแม่นยำและเชื่อถือได้สำหรับการจำลองระบบโซลาร์เซลล์แสงอาทิตย์โดยจะพบว่าเซลล์แสงอาทิตย์แบบซิลิกอนอะมอร์ฟัส (Amorphous silicon, a-Si) มีค่าอัตราส่วนประสิทธิภาพสูงสุดเมื่อทำการเปรียบเทียบกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอื่นๆ ทั้ง 4 ชนิด ที่ร้อยละ 79.5 อย่างไรก็ตามแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทุกชนิดสามารถผลิตไฟฟ้าได้ในระดับที่น่าพอใจเมื่อพิจารณาเงื่อนไขตามสภาพอากาศเขตร้อน

2.5.3 Kamal Attari และ คณะ [4] นำเสนอการวิเคราะห์และจำลองสมรรถนะระบบโซลาร์เซลล์แบบติดตั้งบนหลังคา และเชื่อมต่อเข้ากับกริดที่มีการติดตั้งในประเทศโมร็อกโก ข้อมูลที่นำมาวิเคราะห์นั้นได้จากการบันทึกใน 1 ปี ของปี 2015 ของอาคารรัฐบาล อาคารพาณิชย์และอาคารที่พักอาศัย ขนาด 5 กิโลวัตต์ แบบหนึ่งเฟส ทำการประเมินค่าอัตราส่วนประสิทธิภาพและค่าต่างๆที่เกี่ยวข้อง เช่น พิจารณาไดอะแกรมกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Diagram losses) เป็นต้นทำการพิจารณาในแต่ละส่วนที่ประกอบไปด้วยค่า ประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์ ประสิทธิภาพระบบ ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ และค่าตัวประกอบพิคัต ซึ่งจากการวิเคราะห์ได้ค่าร้อยละ 12.39 11.99 96.7 และ 14.83 ตามลำดับ ซึ่งค่าที่ได้สามารถนำไปใช้เป็นแนวทางในการประเมินสมรรถนะระบบได้แต่ก็ยังไม่สามารถที่จะแสดงในรูปแบบสมการเพื่อนำไปใช้งานได้อย่างง่าย

2.5.4 Madhuchandrika Chattopadhyay และ R Rajavel [5] นำเสนอการเปรียบเทียบคิอัตราส่วนสมรรถนะ ( Performance ratio, PR) ของเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อทำการเชื่อมต่อเข้ากับกริดของระบบไฟฟ้า ทำการติดตั้งใน 3 พื้นที่ ที่มีความแตกต่างประกอบไปด้วยในพื้นที่เมือง พื้นที่ชนบท และพื้นที่ใกล้บริเวณชายฝั่งทะเล ทำการพิจารณาขนาดติดตั้งติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ที่ขนาด 10 kWp โดยทำการเลือกเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน(Poly-Si) เมื่อพิจารณาการหันหน้าแผงไปทางทิศใต้ โดยทำมุมปรับมุมที่ 27 29 และ 14 องศาตามลำดับ จะพบว่าในแต่ละพื้นที่ให้กำลังการผลิตที่แตกต่างกันโดยที่การติดตั้งในพื้นที่ใกล้บริเวณชายฝั่งทะเลให้ค่า PR สูงในช่วงฤดูหนาว ในระหว่างเดือนธันวาคม ถึง มกราคม ในขณะที่พื้นที่การติดตั้งในเขตเมืองและชนบทให้ค่า PR สูงในช่วงหลังเดือนมีนาคมของปี และหากทำการพิจารณาในช่วงฤดูมรสุมทั้ง 3 พื้นที่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์จะให้ค่า PR ที่ต่ำ

เมื่อทำการพิจารณาโดยรวมของระบบตัวค่า PR จะพบว่าในพื้นที่การติดตั้งในเขตชนบทจะสูงกว่าที่อื่นๆ ที่ประมาณ 81.9 เปอร์เซ็นต์

2.5.5 Arjadhara Pradhan และ Bhagbat Panda [6] นำเสนอการวิเคราะห์ค่าตัวแปรภายนอกที่ส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งประกอบไปด้วย 10 ตัวแปรโดยสามารถนำเสนอตัวแปรที่เกี่ยวข้องต่อประสิทธิภาพคือ ค่าปริมาณรังสีความร้อน (Irradiance) ค่าอุณหภูมิ (Temperature) ค่ามุมหน้าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Tilt Angle) ค่าฝุ่น (Dust) การถูกการบดบัง (Shading) ค่าความเร็วลม (Wind Velocity) ค่าสเปกตรัมสี (Colour Spectrum) ลักษณะการติดตั้ง (Mounting) ขนาดสายไฟฟ้า (Cable Thickness) และความชื้น (Humidity) โดยค่าดังกล่าวนี้ยังสามารถจำแนกได้เป็นค่าคงที่และค่าที่เปลี่ยนแปลงได้ ที่สามารถส่งผลกระทบโดยตรงและโดยทางอ้อมต่อภาพรวมของประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งจากค่าปัจจัยดังกล่าวเมื่อค่าใดๆมีการเปลี่ยนแปลงหรือส่งผลกระทบต่อเซลล์แสงอาทิตย์ย่อมไปส่งผลกระทบต่ออีกค่าใน 10 ตัวแปรที่นำเสนอ ซึ่งสามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ได้ ถึงแม้ว่าการประเมินจำเป็นต้องพิจารณาข้อมูลในหลายด้านประกอบการวิเคราะห์ซึ่งก็ยุ่งยากในทางปฏิบัติ

2.5.6 Anu Singla, Kanwardeep Singh และ Vinod Kumar Yadav [7] นำเสนอผลกระทบต่อเซลล์แสงอาทิตย์จากสภาพแวดล้อมที่ทำการติดตั้งโดยทำการวิเคราะห์ด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 310 Wp ชนิดผลึกรวมซิลิคอน โดยการใช้โปรแกรม PVSyst ประเด็นสำคัญของกำลังสูญเสียในแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ดังนี้คือ การสูญเสียจากดิน (Soiling losses) การสูญเสียจากการไม่เข้ากัน (Mismatch losses) การสูญเสียจากแนวแสงตกกระทบ (Array Incidence loss) การเสื่อมอายุของแผงจากแสง (Light Induced Degradation loss) ผลของความชื้น (Effect of humidity) ผลการทำงานไม่อยู่ในจุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Maximum Power Point loss) การสูญเสียเนื่องมาจากจุดต่อหรือสายไฟฟ้า (Ohmic wiring loss) การสูญเสียจากอินเวอร์เตอร์ (Inverter loss) และหากพิจารณากรณีมีการใช้แบตเตอรี่ในการทำงานแบบผสมผสานจะมีการสูญเสียจากการแปลงไฟฟ้าเพื่อประจุ (Regulation loss) ซึ่งจะพบว่าปัจจัยด้านสภาพภูมิอากาศ สภาพแวดล้อม ส่งผลกระทบอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ที่ต้องเผชิญปัญหาดังกล่าว แต่ในเงื่อนไขการออกแบบที่ดี การเลือกชิ้นส่วนอุปกรณ์ที่เหมาะสม การติดตั้งที่ถูกต้อง การบำรุงรักษาตามรอบที่เหมาะสมก็จะเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพได้

2.5.7 Anthony Dominguez และคณะ [8] นำเสนอผลการวิเคราะห์ประโยชน์ทางอ้อมของระบบโซลาร์เซลล์บนชั้นดาดฟ้าสำหรับการสร้างฉนวนกันความร้อน ด้วยการวัดและการสร้างแบบจำลอง ในการวัดผลความร้อนตลอดโครงหลังคาบนอาคารที่มีแผงโซลาร์เซลล์แสงอาทิตย์ (PV) ปกคลุมบางส่วนได้ดำเนินการในซานดิเอโกแคลิฟอร์เนีย จากภาพอินฟราเรดความร้อนในวันที่อากาศแจ่มใสแสดงให้เห็นว่าอุณหภูมิเพดานในเวลากลางวันภายใต้อาร์เรย์ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นเย็นกว่า

ใต้หลังคาสูงถึง 2.5K ในการสร้างแบบจำลองพลั๊กความร้อนแสดงให้เห็นว่าพลั๊กความร้อนของหลังคาในเวลากลางวันลดลงอย่างมีนัยสำคัญภายใต้อาร์เรย์ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ในเวลากลางคืนสภาพจะตรงข้ามและเพดานภายใต้อาร์เรย์ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะอุ่นกว่าหลังคาแบบเปิดที่แสดงคุณสมบัติการเป็นฉนวนของ PV การจำลองพบว่าหลังคาที่มีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะลดภาระการทำความเย็นลง 5.9 กิโลวัตต์ - ชั่วโมงต่อปี (หรือ 38%) ช่วยลดความเครียดจากความร้อนบนหลังคาและนำไปสู่การประหยัดพลังงานได้ ซึ่งการวิเคราะห์ดังกล่าวนี้ไม่สนใจค่าอัตราส่วนสมรรถนะและค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละส่วนประกอบการพิจารณาในแง่ของการเกิดประสิทธิภาพสูงสุดของโครงการซึ่งหากนำมาพิจารณาขอมพิจารณาเงื่อนไขการคืนทุนที่สั้นลงได้

2.5.8 M. Chegaar และคณะ [9] นำเสนออิทธิพลของระดับความเข้มของการฉายรังสีที่มีต่อพารามิเตอร์ต่างๆ ของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน ทำการพิจารณาคุณลักษณะของกราฟ I-V ของเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยการวัดค่าที่อุณหภูมิห้องและแบบจำลองโดยใช้แบบจำลองชนิดไดโอดเดี่ยว พบว่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจรกระแสไฟฟ้าและปัจจัยอุดมคติเพิ่มขึ้นลักษณะเชิงเส้นตามความเข้มของระดับการฉายรังสีในขณะที่แรงดันไฟฟ้าและประสิทธิภาพของวงจรเปิดเพิ่มและจะเพิ่มขึ้นเล็กน้อยสำหรับความเข้มต่ำจากนั้นจะลดลงตามความเข้มของการฉายรังสีที่สูงขึ้น ในขณะที่ค่ากระแสอิ่มตัวจะมีการเพิ่มขึ้นอย่างเป็นทวีคูณ ความต้านทานแบบอนุกรมยังคงไม่เปลี่ยนแปลงและความต้านทานขนานจะลดลงในแบบค่าเชิงเส้น ซึ่งในการพิจารณาค่าสมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในทางปฏิบัติทำได้ยากและต้องทำการวิเคราะห์แยกในแต่ละแผงด้วยเครื่องมือทดสอบพิเศษเฉพาะทาง

2.5.9 Chin Kim Gan และคณะ [10] นำเสนอการเปรียบเทียบระหว่างไฟล์ประสิทธิภาพของเทคโนโลยีโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ของชนิดผลึกรวมซิลิคอนและฟิล์มบาง เมื่อพิจารณาในเงื่อนไขการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนชั้นดาดฟ้าของอาคารและบนพื้นดิน ทำการศึกษาค่าประสิทธิภาพของระบบด้วยการเปรียบเทียบในแง่ของพลังงานทั้งหมดที่ผลิตได้ ทำการวิเคราะห์ค่าต้นทุนพลังงาน (Levelized Cost of Energy, LCOE) ถึงแม้ว่าเหตุผลด้านค่าสัมประสิทธิ์ของอุณหภูมิที่ต่ำและมีการระบายอากาศที่ดีหากติดตั้งบนพื้นดินแต่การติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ภายใต้โครงการ Feed-in Tariff ในมาเลเซียนั้นการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบางบนชั้นดาดฟ้ามีประโยชน์ทางเศรษฐกิจสูงกว่าแบบชนิดผลึกรวมซิลิคอน

2.5.10 Mohammadmehdi Seyedmahmoudian และคณะ [11] นำเสนอแบบจำลองการวิเคราะห์การแรเงาบางส่วนของเซลล์แสงอาทิตย์ ตัวแปรด้านสภาพแวดล้อมโดยเฉพาะความเข้มของการฉายรังสียังคงต้องถูกนำมาพิจารณาเมื่อใดก็ตามที่กล่าวถึงประสิทธิภาพของระบบสุริยะ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องใช้วิธีการสร้างแบบจำลองที่ครอบคลุมและเชื่อถือได้ในการตรวจสอบวิธีการติดตามจุดไฟสูงสุด เหมาะสมที่สุดภายใต้เงื่อนไขที่แตกต่างกัน ตามข้อกำหนดเหล่านี้การสร้างแบบจำลองที่ตั้งโปรแกรมโดยโปรแกรม MATLAB และการจำลองระบบเซลล์แสงอาทิตย์มุ่งเน้นไปที่ผลกระทบของการ

แรงบางส่วนที่มีผลต่อเอาต์พุตของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ผลการทดสอบพิสูจน์ถึงความน่าเชื่อถือของแบบจำลองที่นำเสนอในการจำลองลักษณะเอาต์พุตข้างต้น สามารถจำลองพฤติกรรมของช่วงต่างๆของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ได้ จากโมดูลของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกแรงแบบโมดูลเดี่ยวและแบบหลายโมดูลได้ซึ่งนำไปประยุกต์ใช้กับระบบที่มีจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวนมากได้แต่ก็ยังไม่มีการที่เกี่ยวกับปัจจัยด้านกำลังสูญเสียอื่นๆที่เกี่ยวข้อง

2.5.11 Renu Sharma และ Sonali Goel [12] นำเสนอการประเมินสมรรถนะของเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้ากับกริดขนาด 11.2 kWp ที่มีการติดตั้งบนหลังคาในประเทศอินเดียทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ทำการติดตั้งทำมุมเอียง 21 องศาที่ขึ้นบนสุดของอาคารที่ความสูง 25 เมตร ทำการวิเคราะห์ข้อมูลระหว่างเดือนกันยายน ปี ค.ศ.2014 ถึงสิงหาคม ปี ค.ศ. 2015 ทำการวิเคราะห์ค่าประสิทธิภาพของโมดูล ค่ากำลังการผลิต ค่าประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์และค่าอัตราส่วนประสิทธิภาพของระบบพบว่าพลังงานทั้งหมดที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาดังกล่าวเท่ากับ 14.960 MWh และประสิทธิภาพของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ค่าประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์และค่าอัตราส่วนประสิทธิภาพ พบว่ามีค่าเท่ากับ 13.42%, 89.83% และ 0.78 ตามลำดับ โดยผลของอุณหภูมิและค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้สามารถแสดงเป็นกราฟและสร้างสมการได้ในขณะที่ค่าอื่นๆ ไม่ได้ทำการวิเคราะห์เพื่อสร้างสมการแสดงความสัมพันธ์ของค่าต่างๆ

2.5.12 N. Ketjoy และ M. Konyu [13] นำเสนอการศึกษาผลกระทบของฝุ่นต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับโรงไฟฟ้าเพื่อนำมาประยุกต์ใช้ในการพัฒนาสร้างสมการทางคณิตศาสตร์ระหว่างฝุ่นบนแผงโมดูลและการลดลงของกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ โดยทำการศึกษาเซลล์แสงอาทิตย์ประกอบด้วย 3 ประเภทคือ ซิลิคอนผลึกรวม ขนาด 40 Wp, ซิลิคอนผลึกเดี่ยว ขนาด 75 Wp และซิลิคอนหลายผลึก 125 Wp ทำการทดสอบแบ่งออกเป็นสองกลุ่ม อันดับแรกคือโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำความสะอาดแล้วและอย่างที่สองคือโมดูล เซลล์แสงอาทิตย์ยังไม่ทำความสะอาด ข้อมูลของการทดสอบจะถูกบันทึกเป็นเวลา 5 เดือน จากการวิเคราะห์และพัฒนาแบบจำลองความสัมพันธ์ทางคณิตศาสตร์ระหว่างฝุ่นในโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์และการลดลงของพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์นั้นปริมาณฝุ่นบนแผงในระดับต่างๆส่งผลต่อการลดลงของกำลังการผลิต และสามารถนำเสนอแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ได้ตามข้อมูลที่จัดเก็บตามจำนวนวันและปริมาณฝุ่นที่สะสมที่ไปลดการตกกระทบของประมาณแสงอาทิตย์จากการขัดขวางโดยฝุ่นที่หน้าแผง ซึ่งยังไม่ได้นำเสนอปัจจัยด้านอื่นที่เกี่ยวข้อง เช่น ผลของอุณหภูมิ และสภาพพื้นที่ปัจจัยการเกิดฝุ่นละอองสะสม

จากการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องนั้นพบว่า งานวิจัยส่วนใหญ่ได้ศึกษาเกี่ยวกับการวิเคราะห์ค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ที่ส่งผลต่อสมรรถนะในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ จากหลายปัจจัย อาทิเช่น ปัจจัยด้านภูมิศาสตร์ สภาพแวดล้อม ฤดูกาล ฯลฯ ทั้งยังรวมถึงการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ขึ้นเพื่อประมาณพลังงานที่ผลิตได้ หรือแม้กระทั่งการเก็บข้อมูลที่ได้จากระบบจริง และจาก



โปรแกรมจำลองต่าง ๆ โดยที่งานวิจัยที่ศึกษาที่กล่าวมานี้ ยังไม่ได้กล่าวถึง การสูญเสียที่เกิดขึ้นในแต่ละจุดของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงให้ความสนใจที่การศึกษาการประมาณค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ เพื่อทำการศึกษาและสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เปรียบเทียบสมรรถนะจากข้อมูลของโรงไฟฟ้า เพื่อนำแบบจำลองที่ได้ไปประยุกต์ใช้ในการประมาณค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ และใช้สำหรับเป็นข้อมูลประกอบการพิจารณาในการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ในอนาคตได้

## 2.8 สรุป

บทที่ 2 นี้กล่าวถึงทฤษฎีที่เกี่ยวข้องโซลาร์เซลล์ โดยเริ่มจากระบบของดวงอาทิตย์ รังสีดวงอาทิตย์ คุณสมบัติของโซลาร์เซลล์ เสถียรภาพการผลิตไฟฟ้าของระบบโซลาร์เซลล์ ข้อกำหนดมาตรฐานวิศวกรรมของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ ระบบล่อฟ้าที่ใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง จากนั้นจึงทำการหาพื้นที่ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ต้องการศึกษา โดยการศึกษาได้เลือกพื้นที่ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่อยู่ในพื้นที่ใกล้เคียงกัน ในตำบลหัวหว้า อำเภอศรีมหาโพธิ์ จังหวัดปราจีนบุรี โดยศึกษาหาค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นในแต่ละช่วง โดยทำการวัดจริงเทียบกับค่าที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ขายพลังงานให้กับการไฟฟ้า เพื่อให้การดำเนินงานวิจัยให้สมบูรณ์ยิ่งขึ้น ต่อไป

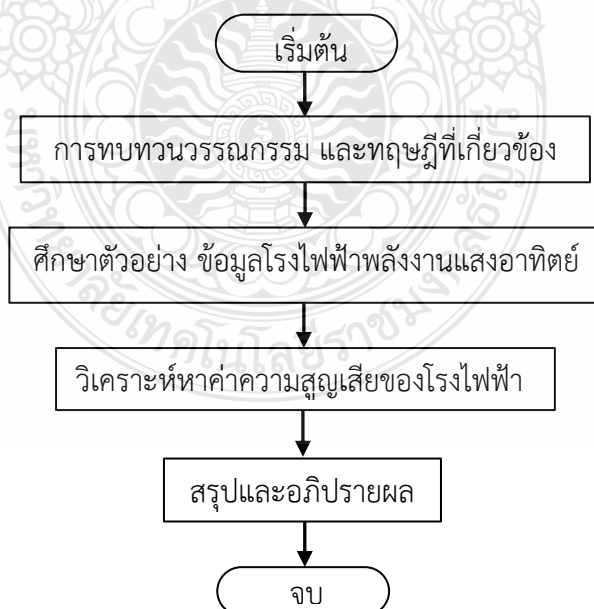
## บทที่ 3

### ขั้นตอนการดำเนินการศึกษาวิจัย

บทนี้ กล่าวถึงการศึกษาเพื่อหาค่าความสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ด้วยทำการศึกษาจากค่าจริงของโรงไฟฟ้า โดยทำการเก็บรวบรวมข้อมูลพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อวิเคราะห์หาค่าความสูญเสียที่อาจเกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เช่น อินเวอร์เตอร์ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ หม้อแปลงไฟฟ้าที่ใช้ติดตั้งในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การออกแบบใช้งานเคเบิลในโครงการ แล้วจึงทำการวิเคราะห์ค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้น เพื่อหาแนวทางข้อเสนอแนะ ช่วยในการตัดสินใจเมื่อออกแบบ หรือบำรุงรักษาระบบ เพื่อให้เกิดความสูญเสียน้อยที่สุดในการผลิตไฟฟ้า ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้น ต่อไป

#### 3.1 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย

การหาค่าความสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้น ต้องจำแนกให้เห็นถึงค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้น ว่าเกิดจากสาเหตุใดบ้าง โดยที่งานวิจัยนี้ให้สนใจที่จะศึกษาค่าความสูญเสียโดยเริ่มต้นจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้งาน จนกระทั่งถึงกระบวนการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้า โดยมีขั้นตอนการทำงาน ดังแสดงในรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 ผังขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย

รูปที่ 3.1 ผังแนวทางการศึกษาค่าความสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยศึกษาจากค่าที่วัดได้จริงที่เกิดขึ้นในระบบ ว่ามีส่วนใดบ้างที่เกิดค่าความสูญเสียบ้างในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา จากนั้นจึงนำค่าที่ได้มาทำการวิเคราะห์ เพื่อหาค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าจริงที่เกิดขึ้นในระบบ

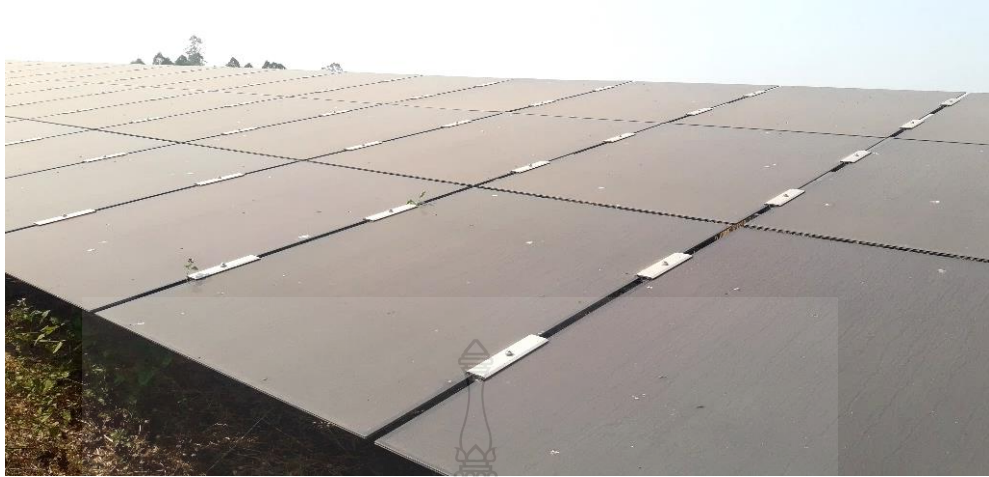
### 3.2 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา

#### 3.2.1 สถานที่ตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

3.2.1 โรงไฟฟ้าที่ศึกษานี้ เป็นแบบฟิล์มบาง และแบบผลึกซิลิกอนรวม โดยโรงไฟฟ้าที่ศึกษานี้ ตั้งอยู่บนพื้นที่ตำบลหัวหว้า อำเภอศรีมหาโพธิ จังหวัดปราจีนบุรี พิกัดติดตั้งบนละติจูด 13.95 องศาเหนือ ลองจิจูด 101.50 องศาตะวันออก มีขนาดพื้นที่ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 100 ไร่ โดยที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อทำการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าในรูปแบบของเชิงพาณิชย์



รูปที่ 3.2 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา



(ก) แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้งานในโครงการ



(ข) สภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ช่วงเวลากลางวันขณะแดดไม่แรง



(ค) สภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในโรงไฟฟ้าช่วงเช้า

รูปที่ 3.3 สภาพของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา

รูปที่ 3.3 ทั้งสามรูปนั้นแสดงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ในโซลาร์เซลล์ที่ศึกษา ซึ่งประกอบไปด้วยแผงจากจำนวน 2 รุ่น ประกอบด้วย รุ่น NA-E125L5 และ NA-E130L5 โดยมีรายละเอียดของแผงแสดงไว้ในในตารางที่ 3.1 และแผงโซลาร์เซลล์ ของ JA Solar รุ่น JAP6-72-310/3BB มีพิกัดกำลังสูงสุดต่อแผงที่ 310 วัตต์ ซึ่งแสดงไว้ในตารางที่ 3.2

**ตารางที่ 3.1** ข้อมูลของแผงโซลาร์เซลล์ ยี่ห้อ Sharp ชนิดฟิล์มบาง รุ่น NA-E125L5 และ NA-E130L5

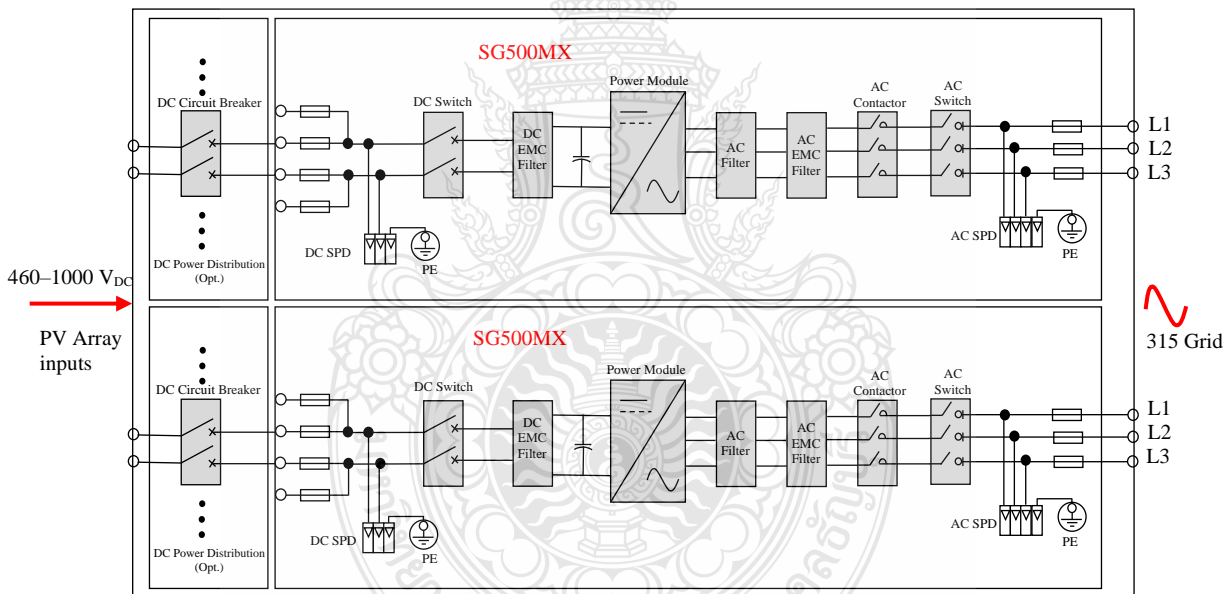
รายละเอียด	หน่วย	แผงเซลล์แสงอาทิตย์	
		NA-125L5	NA-130L5
กำลังไฟฟ้าสูงสุด ( $P_{max}$ )	W	125	130
แรงดันไฟฟ้าสูงสุดขณะเปิดวงจร ( $V_{oc}$ )	V	59.70	60.40
แรงดันไฟฟ้าสูงสุด ( $V_{max}$ )	V	45.50	46.10
กระแสไฟฟ้าขณะลัดวงจร ( $I_{sc}$ )	A	3.37	3.41
กระแสไฟฟ้าสูงสุด ( $I_{max}$ )	A	2.75	2.82
ประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์ ( $\eta$ )	%	8.90	9.30
ผลกระทบของอุณหภูมิต่อกำลังผลิตไฟฟ้า ( $\gamma_{P_m}$ )	%/°C	-0.24	-0.24
ขนาดของแผงโซลาร์เซลล์ (W x L x h)	mm	1001x1402x6.7	1001x1402x6.7
น้ำหนักของแผงโซลาร์เซลล์	kg	24.00	24.00

**ตารางที่ 3.2** ข้อมูลของแผงโซลาร์เซลล์ ยี่ห้อ JA Solar รุ่น JAP6-72-310/3B

รายละเอียด	หน่วย	เซลล์แสงอาทิตย์
		JAP6-72-310/3B
กำลังไฟฟ้าสูงสุด ( $P_{max}$ )	W	310
แรงดันไฟฟ้าสูงสุดขณะเปิดวงจร ( $V_{oc}$ )	V	45.5
แรงดันไฟฟ้าสูงสุด ( $V_{max}$ )	V	37
กระแสไฟฟ้าขณะลัดวงจร ( $I_{sc}$ )	A	8.85
กระแสไฟฟ้าสูงสุด ( $I_{max}$ )	A	8.38
ประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์ ( $\eta$ )	%	15.99
ผลกระทบของอุณหภูมิต่อกำลังผลิตไฟฟ้า ( $\gamma_{P_m}$ )	%/°C	-0.41
ขนาดของแผงโซลาร์เซลล์ (W x L x h)	mm	991x1956x45
น้ำหนักของแผงโซลาร์เซลล์	kg	26.00

### 3.3 อินเวอร์เตอร์

อินเวอร์เตอร์ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงที่ได้จากโซลาร์เซลล์ ให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ ที่ระดับแรงดันไม่เกิน 400 โวลต์ ความถี่ 50 เฮิร์ต เพื่อให้สามารถเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่มีอยู่ อินเวอร์เตอร์ที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นี้ใช้งาน เป็นอินเวอร์เตอร์ จาก บริษัท SUNGROW inverter โมเดล SG1000TS พิกัดกำลังของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้งาน มีขนาด 1000 กิโลวัตต์ โดยที่ อินเวอร์เตอร์ขนาด 1000 กิโลวัตต์ นั้นประกอบมาจาก อินเวอร์เตอร์โมเดล SG500MX ขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ มีขนาดของพิกัดกำลังที่ 500 กิโลวัตต์ จำนวน 2 ชุดประกอบ เพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้าสูงสุดของอินเวอร์เตอร์รวมกันมีค่าเท่ากับ 1000 กิโลวัตต์ โดยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา นี้ ใช้อินเวอร์เตอร์ในการเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง ให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ จำนวน 6 ชุด/โรงไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 3.4



รูปที่ 3.4 ไดอะแกรมอินเวอร์เตอร์ ขนาดพิกัดกำลังของอินเวอร์เตอร์ 1000 กิโลวัตต์

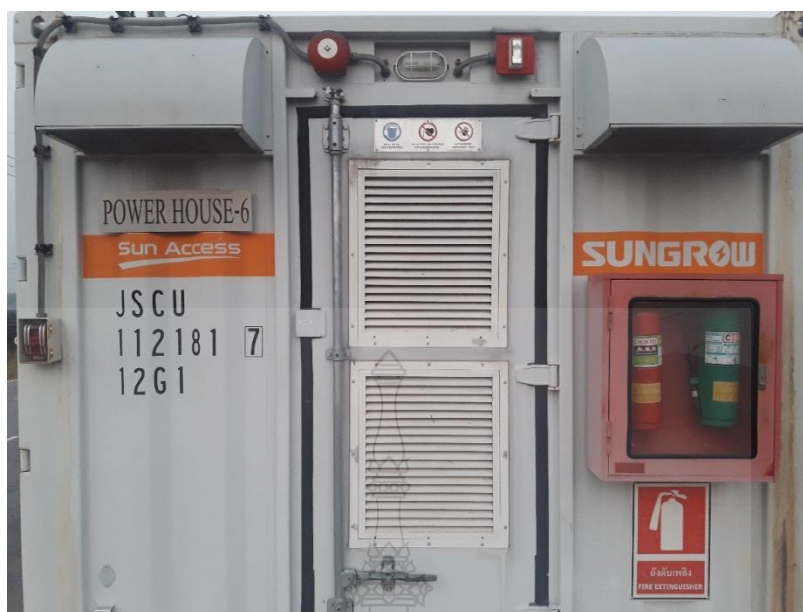
รูปที่ 3.4 เป็นผังของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา ซึ่งอินเวอร์เตอร์ที่ใช้งานในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา นี้ เป็นการนำเอาอินเวอร์เตอร์ขนาดพิกัดกำลัง 500 กิโลวัตต์ จำนวน 2 ชุด มาไว้ที่ตัวเดียวกันโดยรับไฟฟ้ากระแสตรงแรงดันที่ใช้งานอยู่ระหว่าง 460 – 1000 โวลต์

### ตารางที่ 3.3 ข้อมูลอินเวอร์เตอร์ที่ใช้งาน

รายละเอียด	หน่วย	ค่าพิกัด
ข้อมูลฝั่งขาเข้ากระแสตรง		
กำลังไฟฟ้าสูงสุด	kW	1120
แรงดันไฟฟ้าสูงสุดของโซลาร์เซลล์ ( $V_{max}$ )	V	1000
ค่าแรงดันทำงานเริ่มต้น ( $V_{min}$ )	V	460
แรงดันไฟฟ้าทำงานปกติ ( $V_{mpp}$ )	V	460 – 1000
จุดรับไฟฟ้ากระแสตรง (DC input)	PCS	16/12
กระแสไฟฟ้าสูงสุดของโซลาร์เซลล์ ( $I_{max}$ )	A	2240
ข้อมูลฝั่งขาเข้ากระแสสลับ		
พิกัดกำลังไฟฟ้า	kW	1000
กำลังไฟฟ้าสูงสุดด้านออก	kVA	1100
กระแสไฟฟ้าสูงสุดด้านออก	A	2016
ค่าผลรวมสูงสุดของฮาร์โมนิก (THD)	%	<3@Nominal power
แรงดันไฟฟ้าปกติ	V	315
ค่าแรงดันเชื่อมต่อระบบ	V	252-362
ความถี่ของอินเวอร์เตอร์	Hz	50/60
ช่วงความถี่ที่ใช้งาน	Hz	47-52/57-62
ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า		>0.99



รูปที่ 3.5 การติดตั้งอินเวอร์เตอร์ที่ใช้งานในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา



### รูปที่ 3.6 ชุดดับเพลิงที่ใช้งานในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

รูปที่ 3.6 แสดงให้เห็นถึงมาตรการด้านความปลอดภัย ซึ่งจำเป็นต้องมีไว้ สำหรับเหตุฉุกเฉิน กรณีไฟไหม้ อันเกิดจากสาเหตุที่ไม่พึงประสงค์ ที่อาจเกิดขึ้นได้ ดังนั้นชุดดับเพลิงจึงมีความจำเป็นต้องมีไว้เพื่อป้องกันเหตุดังกล่าว ที่อาจเกิดขึ้นได้

### 3.4 การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษานี้ มีการออกแบบตามมาตรฐานการคำนวณตามมาตรฐานวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย (วสท.) และมาตรฐาน IEC ซึ่งในการออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นี้ มีรายละเอียดของการออกแบบประกอบด้วย

#### 3.3.1 การออกแบบสายไฟฟ้า

สายไฟฟ้าที่ใช้งาน สามารถคำนวณตามมาตรฐานวิศวกรรม วสท.[24-25] โดยต้องคำนึงถึงเรื่องของแรงดันตกระหว่างสายด้วย ซึ่งสายไฟฟ้าที่ใช้งานในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นี้ มีวิธีการคำนวณในแต่ละช่วง ดังนี้

1. ขนาดสายไฟฟ้าจาก PV String to combiner box สามารถหาได้จาก สมการที่ (2.15) ในการคำนวณหาขนาดสายไฟฟ้าที่ใช้งานในส่วนนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษานี้ มีการใช้แผงเซลล์สองรุ่น ประกอบด้วย รุ่น NA-E125L5 และรุ่น NA-E130L5 โดยมีรายละเอียดของเซลล์แสงอาทิตย์ได้แสดงไว้ในตารางที่ 3.1 และตารางที่ 3.2 โดยมีรายละเอียดของการเลือกสายไฟฟ้าที่ใช้งานไว้ในตารางที่ 3.4



**ตารางที่ 3.4** รายละเอียดของสายไฟฟ้าที่ใช้ระหว่าง แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV String) ถึง กล่องต่อสายรวม (Combiner box)

รายละเอียด	รุ่นNA-E125L5	รุ่น NA-E130L5	หน่วย
จำนวนแผงโซลาร์เซลล์	16	16	แผง/สตริง
ระยะทางสูงสุดของการติดตั้ง	50	50	m.
แรงดันเปิดวงจรสูงสุด ( $V_{oc}$ )	955.20	966.40	$V_{DC}$
กระแสลัดวงจร ( $I_{sc}$ )	3.37	3.41	A
เปอร์เซ็นต์แรงดันตก ( $V_{D1}$ )	0.25	0.25	%
พิกัดกระแสของสายไฟฟ้า ( $I_{n1}$ )	4.21	4.26	A
สายไฟฟ้าที่ใช้	CV 0.6/1 kV wire #4	CV 0.6/1 kV wire #4	mm <sup>2</sup>

หมายเหตุ เดินเกาะลอยกับโครงสร้างที่ใช้ติดตั้งแผง

ตารางที่ 3.4 แสดงการเลือกสายไฟฟ้า ที่ใช้งานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไปยังกลุ่มต่อสายหรือคอมไบเนอร์บ็อก โดยโรงไฟฟ้าเลือกพิกัดกระแสที่ 125 % กลุ่มแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้งาน

2. สายไฟฟ้าระหว่าง Combiner box to Array box เลือกใช้สายไฟฟ้าส่วนนี้ ใช้สมการที่ (2.16) ในการคำนวณเพื่อหาพิกัดกระแสไฟฟ้า โดยที่สายไฟฟ้าที่ใช้ระหว่าง Combiner box to Array box โดยแบ่งกลุ่มของโซลาร์เซลล์ที่ใช้ออกเป็นสองรุ่น ประกอบด้วย รุ่น NA-E125L5 และรุ่น NA-E130L5 ซึ่งรายละเอียดของการเลือกใช้งานได้แสดงไว้ในตารางที่ 3.5

**ตารางที่ 3.5** สายไฟฟ้าที่ใช้จาก กล่องต่อสายรวม (Combiner box) ถึงอะเรย์บ็อก (Array box)

รายละเอียด	รุ่นNA-E125L5	รุ่น NA-E130L5	หน่วย
จำนวน PV String	3	3	สตริง
ระยะทางสูงสุดของการติดตั้ง	250	250	m.
แรงดันเปิดวงจรสูงสุด ( $V_{oc}$ )	955.20	966.40	$V_{DC}$
กระแสลัดวงจร ( $I_{sc}$ )	10.11	10.23	A
เปอร์เซ็นต์แรงดันตก ( $V_{D2}$ )	1.25	1.25	%
พิกัดกระแสของสายไฟฟ้า ( $I_{n2}$ )	12.64	12.79	A
สายไฟฟ้าที่ใช้	CV 0.6/1 kV wire #10	CV 0.6/1 kV wire #10	mm <sup>2</sup>

หมายเหตุ เดินสายร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

3. สายไฟฟ้าระหว่าง Array box to Inverter เลือกใช้สายไฟฟ้า โดยใช้สมการที่ (2.17) หา พิกัดกระแสไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในกลุ่มของโซลาร์เซลล์ ระหว่างสองรุ่น ประกอบด้วย รุ่น NA-E125L5 และรุ่น NA-E130L5 รายละเอียดของการเลือกใช้งานได้แสดงไว้ในตารางที่ 3.6

**ตารางที่ 3.6** สายไฟฟ้าที่ใช้จาก อะเรย์บ็อก (Array box) ถึงอินเวอร์เตอร์

รายละเอียด	รุ่นNA-E125L5	รุ่น NA-E130L5	หน่วย
จำนวน Array box	12	12	ชุด
ระยะทางสูงสุดของการติดตั้ง	300	300	m.
แรงดันเปิดวงจรสูงสุด ( $V_{oc}$ )	955.20	966.40	$V_{DC}$
กระแสลัดวงจร ( $I_{sc}$ )	121.32	122.76	A
เปอร์เซ็นต์แรงดันตก ( $V_{D3}$ )	2.00	2.00	%
พิกัดกระแสของสายไฟฟ้า( $I_{n3}$ )	151.65	153.45	A
สายไฟฟ้าที่ใช้	CV 0.6/1 kV wire #95	CV 0.6/1 kV wire #95	mm <sup>2</sup>

หมายเหตุ เดินสายร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

4. สายไฟฟ้าระหว่าง Inverter to Transformer เลือกใช้สายไฟฟ้า โดยใช้สมการที่ (2.18) หาพิกัดกระแสไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในกลุ่มของโซลาร์เซลล์ ระหว่างสองรุ่น ประกอบด้วย รุ่น NA-E125L5 และรุ่น NA-E130L5 รายละเอียดของการเลือกใช้งานได้แสดงไว้ในตารางที่ 3.7

**ตารางที่ 3.7** สายไฟฟ้าที่ใช้จาก อินเวอร์เตอร์ ถึงหม้อแปลงไฟฟ้า

รายละเอียด	รุ่นNA-E125L5	รุ่น NA-E130L5	หน่วย
จำนวน Array box	7	7	ชุด
ระยะทางสูงสุดของการติดตั้ง	30	30	m.
แรงดันขาออกอินเวอร์เตอร์ ( $V_{O\_inv}$ )	315	315	$V_{AC}$
กระแสลัดวงจร ( $I_{O\_inv}$ )	1008	1008	A
เปอร์เซ็นต์แรงดันตก ( $V_{D4}$ )	1.50	1.50	%
พิกัดกระแสของสายไฟฟ้า( $I_{n4}$ )	1260	1260	A
สายไฟฟ้าที่ใช้	3(CV 0.6/1 kV wire #300)	3(CV 0.6/1 kV wire #300)	mm <sup>2</sup>

หมายเหตุ เดินสายร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

5. สายไฟฟ้าระหว่าง Transformer to Drop out fuse การเลือกใช้สายไฟฟ้า โดยใช้สมการที่ (2.19) หาพิกัดกระแสไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การหาสายไฟฟ้าที่ใช้ระหว่างหม้อแปลงไฟฟ้า ไปยังดริ้อปเอาท์ฟิวส์ รายละเอียดของการเลือกใช้งานได้แสดงไว้ในตารางที่ 3.8

**ตารางที่ 3.8** สายไฟฟ้าที่ใช้จาก หม้อแปลงไฟฟ้า ถึงดริ้อปเอาท์ฟิวส์

รายละเอียด	พิกัด	หน่วย
หม้อแปลงไฟฟ้า	1250	กิโลโวลต์แอมป์
แรงดันขาเข้าหม้อแปลงไฟฟ้า ( $V_{Tr\_in}$ )	315	$V_{AC}$
แรงดันขาออกหม้อแปลงไฟฟ้า ( $V_{Tr\_out}$ )	22	$kV_{AC}$
กระแสขาออกหม้อแปลงไฟฟ้า ( $I_{sec}$ )	32.80	A
พิกัดกระแสของสายไฟฟ้า ( $I_{n5}$ )	41	A
สายไฟฟ้าที่ใช้	3(XLPE wire #35)	$mm^2$

หมายเหตุ เดินสายร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

จากตารางที่ 3.4 ถึงตารางที่ 3.8 แสดงการเลือกใช้งานค่าสายไฟฟ้า จากจุดต่อสายระหว่างจุดต่อจุด โดยที่พิกัดการเลือกขนาดของสายไฟฟ้า จะใช้พิกัดที่ 125% ของกระแสพิกัดที่ทนได้แต่ละจุดที่ทำการศึกษา

6. สายไฟฟ้าระหว่าง Drop out fuse to สายบ่อน 24 กิโลโวลต์ สายอากาศ (OHGW) ใช้สายไฟฟ้าชนิดสาย SAC size 35  $mm^2$  /เฟส ดังนั้นจึงใช้สายจำนวนทั้งสิ้น 3 x SAC 35  $mm^2$

7. ขนาดของสายบ่อน 24 กิโลโวลต์ ต้องคำนึงถึงจำนวนหม้อแปลงไฟฟ้า ที่ใช้ในโรงไฟฟ้าติดตั้งด้วย โดยโรงไฟฟ้าที่ศึกษานี้ มีจำนวนทั้งสิ้น 6 เครื่อง สายไฟฟ้าที่ใช้สายอากาศ (OHGW) ใช้สายไฟฟ้าชนิดสาย SAC size 95  $mm^2$  /เฟส ดังนั้นจึงใช้สายจำนวนทั้งสิ้น 3 x SAC 95  $mm^2$

8. ขนาดของสายไฟฟ้าจาก สายบ่อน 24 กิโลโวลต์ ถึง DS1 ใช้สายอากาศ (OHGW) ใช้สายไฟฟ้าชนิดสาย SAC size 95  $mm^2$  /เฟส ดังนั้นจึงใช้สายจำนวนทั้งสิ้น 3 x SAC 95  $mm^2$

9. ขนาดของสายไฟฟ้าจาก DS1 ถึง RMU ใช้สายไฟฟ้าชนิดสาย XLPE size 95  $mm^2$  /เฟส ดังนั้นจึงใช้สายจำนวนทั้งสิ้น 3 x XLPE 95  $mm^2$  การเดินสายไฟฟ้าใช้วิธีการร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

10. ขนาดของสายไฟฟ้าจาก RMU ถึง DS2 ใช้สายไฟฟ้าชนิดสาย 3 x XLPE 95  $mm^2$  วิธีการเดินสายไฟฟ้าใช้วิธีการร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

11. ขนาดของสายไฟฟ้าจาก DS2 ถึง SF6 ใช้สายไฟฟ้าชนิดสาย 3 x XLPE 95  $mm^2$  วิธีการเดินสายไฟฟ้าใช้วิธีการร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

### 3.2.2 อุปกรณ์ป้องกัน

อุปกรณ์ป้องกัน เป็นอุปกรณ์ทำหน้าที่ป้องกันความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นกับอุปกรณ์ที่ใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ศึกษา โดยมีการป้องกันไปเป็นลำดับ ดังนี้

1. การเลือกใช้ขนาดของอุปกรณ์ป้องกันจาก Combiner box to Array box สามารถหาได้จาก สมการที่ (2.20) ดังนั้น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษานี้ มีการใช้แผงเซลล์สองรุ่น ประกอบด้วย รุ่น NA-E125L5 และรุ่น NA-E130L5 ซึ่งค่าที่ได้แสดงดังตารางที่ 3.9

**ตารางที่ 3.9** การเลือกใช้อุปกรณ์ป้องกัน จาก Combiner box to Array box

รายละเอียด	รุ่นNA-E125L5	รุ่น NA-E130L5	หน่วย
กระแสลัดของโซลาร์เซลล์ ( $I_{n2}$ )	10.11	10.23	A
กระแสอุปกรณ์ป้องกัน ( $I_{n6}$ )	15.17	15.35	A
พิกัดของอุปกรณ์ป้องกันที่ใช้งาน	15	15	AT

2. การเลือกใช้ขนาดของอุปกรณ์ป้องกันจาก Array box to Junction box ขนานกัน 12 ชุด สามารถหาได้จาก สมการที่ (2.21) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษานี้ เลือกใช้แผงเซลล์สองรุ่น ประกอบด้วย รุ่น NA-E125L5 และรุ่น NA-E130L5 ซึ่งค่าที่ได้แสดงดังตารางที่ 3.10

**ตารางที่ 3.10** การเลือกใช้อุปกรณ์ป้องกัน จาก อะเรย์บ็อก ถึง จังก์ชันบ็อก

รายละเอียด	รุ่นNA-E125L5	รุ่น NA-E130L5	หน่วย
กระแสของวงจร ( $I_{n6}$ )	121.32	122.76	A
กระแสอุปกรณ์ป้องกัน ( $I_{n7}$ )	181.98	184.14	A
พิกัดของอุปกรณ์ป้องกันที่ใช้งาน	200	200	AT

3. การเลือกใช้ขนาดของอุปกรณ์ป้องกันที่อินเวอร์เตอร์ ในตัวอินเวอร์เตอร์เองนั้น มีอุปกรณ์ป้องกันทั้งด้านเข้า และด้านออก ดังนั้นจึงไม่จำเป็นในการหาอุปกรณ์ป้องกันมาใช้ในส่วนนี้

4. การป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้า ที่ใช้สามารถหาอุปกรณ์ป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้าทางด้านแรงดันสูงโดยหาได้จาก สมการที่ (2.22) จะได้ค่า

$$I_{n8} = 1.25 I_{rr} = 1.25(32.80) = 41 \quad A$$

ดังนั้น การป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้าเลือกใช้ฟิวส์ลิงค์ (Fuse Link) ที่มีพิกัดกระแสไม่เกิน 40 A

5. กระแสไฟฟ้ารวมที่ RMU หาได้จากกระแสรวมของหม้อแปลงไฟฟ้ารวมทั้งหมด 6 เครื่อง ดังนั้น สามารถหาพิกัดกระแสป้องกันของ RMU คือค่าของผลรวมระหว่างพิกัดกระแสของฟิวส์ลิงค์กับ พิกัดของหม้อแปลงไฟฟ้า หาได้จาก สมการที่ (2.23) จะมีค่า

$$I_{n9} = I_{n8} + 5I_{tr} = 41 + 5(32.80) = 205 \text{ A}$$

อุปกรณ์ป้องกัน RMU มีค่าพิกัดกระแสขนาด 200 A

6. DS พิกัดกระแสป้องกัน DS มีค่าเท่ากับ  $I_{RMU}$  ใช้อุปกรณ์ป้องกันที่มีค่าพิกัดกระแสเท่ากัน คือ กระแส  $I_{DS} = 200 \text{ A}$

7. SF6 ค่าพิกัดกระแสของอุปกรณ์ป้องกัน SF6 มีค่าเท่ากับ  $I_{RMU} = I_{DS} = 200 \text{ A}$

### 3.3.3 หม้อแปลงไฟฟ้า

การหาพิกัดของหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อใช้สำหรับยกระดับแรงดันไฟฟ้าจาก 400 โวลต์ ไปเป็น 22,000 โวลต์ เพื่อให้เท่ากับระบบของการไฟฟ้า เพื่อให้สามารถเชื่อมต่อกับระบบ ที่ระดับแรงดันไฟฟ้าเดียวกันได้นั้น ทางโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา ได้เลือกใช้หม้อแปลงขนาด 1,250 กิโลวัตต์ การป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้า สามารถคำนวณได้โดยใช้พิกัดของแหล่งพลังงานที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าซึ่งมีค่าเท่ากับ 1000 กิโลวัตต์ จากค่ากำลังติดตั้งของโซลาร์เซลล์ ดังนั้น การหาพิกัดหม้อแปลงใช้งาน มีค่าดังนี้

$$\begin{aligned} Tr &= 1.25 PV_{ins} \\ &= 1.25 \times 1000 \text{ kW} \\ &= 1250 \text{ kVA} \end{aligned}$$

จากค่าที่คำนวณได้ โรงไฟฟ้าที่ศึกษา จึงได้เลือกใช้หม้อแปลงไฟฟ้า ขนาด 1,250 kVA

### 3.3.4 ระบบป้องกันฟ้าผ่า

จากการศึกษา โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นี้ วิศวกรผู้ออกแบบได้อ้างอิงตามมาตรฐาน วิศวกรรมแห่งประเทศไทย โดยวิศวกรผู้ออกแบบระบบทำการเลือกวิธีการป้องกันฟ้าผ่าแบบทรงกลมกลิ้ง เลือกระดับการป้องกัน ชั้น 4 โดยมีรัศมี ของการป้องกันที่ 60 เมตร

### 3.3.5 สายดินของระบบ

การเลือกใช้สายดินของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นี้ วิศวกรไฟฟ้า ได้แบ่งสายดินของโครงการออกเป็น 2 ระบบ ประกอบด้วย สายดินของระบบไฟฟ้า และสายดินของบริเวณที่ไฟฟ้า โดยอ้างอิงตามมาตรฐานของวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย โดยแยกสายดินของแต่ละช่วง ออกเป็น ดังแสดงในตารางที่ 3.11 นี้

ตารางที่ 3.11 การเลือกใช้สายดินของระบบไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา

รายละเอียด	ชนิดของสาย	ขนาดสายไฟฟ้า
สายดินของแผงโซลาร์เซลล์	THW	6 mm <sup>2</sup>
สายดินโครงสร้างแผงโซลาร์เซลล์	THW	16 mm <sup>2</sup>
สายดิน Combiner box	THW	16 mm <sup>2</sup>
สายดิน Array box	THW	16 mm <sup>2</sup>
สายดินของอินเวอร์เตอร์		
สายดิน	THW	95 mm <sup>2</sup>
สายต่อหลักดิน	THW	95 mm <sup>2</sup>
หลักดิน	-	5/8" Length 2.4 m.
สายดินของหม้อแปลง Drop out fuse and Terminator Kit		
สายดิน	Bar copper	35 mm <sup>2</sup>
สายต่อหลักดิน	Bar copper	35 mm <sup>2</sup>
หลักดิน	-	5/8" Length 2.4 m.
สายดินของหม้อแปลง DS, RMU and Terminator Kit		
สายดิน	Bar copper	35 mm <sup>2</sup>
สายต่อหลักดิน	Bar copper	35 mm <sup>2</sup>
หลักดิน	-	5/8" Length 2.4 m.
สายดินระบบป้องกันฟ้าผ่า		
สายดิน	Bar copper	35 mm <sup>2</sup>
สายต่อหลักดิน	Bar copper	35 mm <sup>2</sup>
หลักดิน	-	5/8" Length 2.4 m.
รากสายดินของระบบ	Bar copper	35 mm <sup>2</sup>

### 3.3.6 หม้อแปลงบริการ

หม้อแปลงบริการในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นี้ มีไว้สำหรับใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อใช้สำหรับเลี้ยงระบบควบคุม ตลอด 24 ชั่วโมง ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา นี้ หม้อแปลงบริการถูกออกแบบไว้ที่ 50 กิโลโวลต์แอมป์

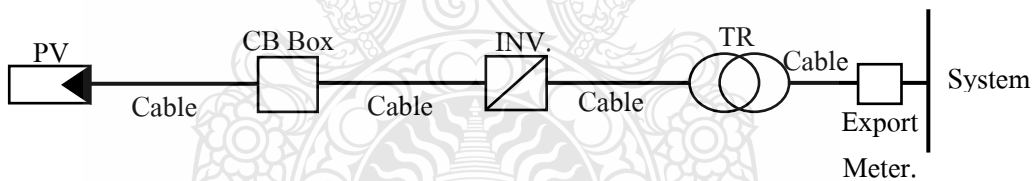
ตารางที่ 3.12 การเลือกใช้สายดินของหม้อแปลงบริการของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา

รายละเอียด	ขนาด	หน่วย
หม้อแปลงไฟฟ้า	50	kVA
Fuse Link	3	A
สายดินของหม้อแปลง		
สายดิน	Bar copper	35 mm <sup>2</sup>
สายต่อหลักดิน	Bar copper	35 mm <sup>2</sup>
หลักดิน	-	5/8" Length 2.4 m.

#### 3.4.1 ความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าที่เกิดจากวัสดุอุปกรณ์ที่ใช้งาน

ความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าที่เกิดจากอุปกรณ์ที่ใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยทำการศึกษาวิเคราะห์อุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ แผงผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้งาน สายไฟฟ้าที่ใช้ในแต่ละช่วง อินเวอร์เตอร์ที่ใช้งาน ตลอดจนหม้อแปลงไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 3.7

ตารางที่ 3.12 การเลือกใช้สายดินของหม้อแปลงบริการของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา



รูปที่ 3.7 ไดอะแกรมของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา

ไดอะแกรมของโรงไฟฟ้า ประกอบด้วย ส่วนของแผงผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ จุดเชื่อมต่ออินเวอร์เตอร์ และหม้อแปลงไฟฟ้า ซึ่งแต่ละส่วนที่ศึกษานี้ จะมีค่าความสูญเสียของตัวโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เอง ดังนั้น หากพบความสูญเสียที่ส่วนใดที่สามารถแก้ไขได้ เพื่อให้เกิดการสูญเสียน้อยที่สุดที่จะเกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษานี้ ผู้วิจัยจึงให้ความสนใจที่จะศึกษาปัญหาด้านอย่างเป็นรูปธรรม ต่อไป

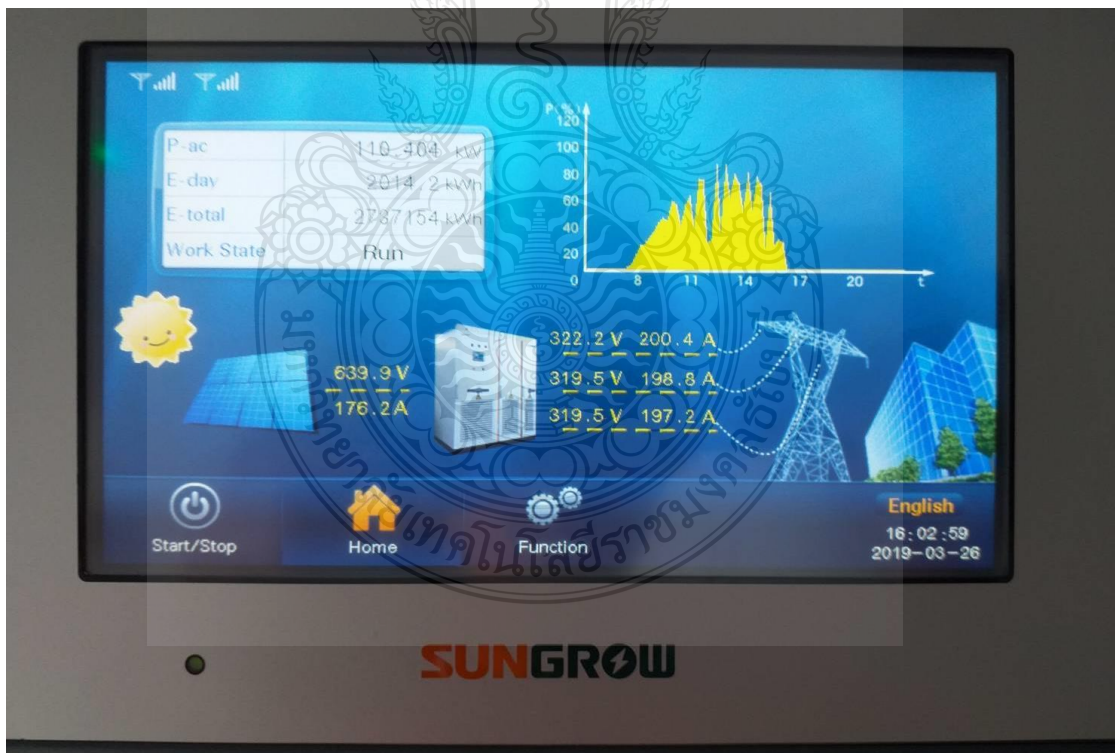
### 3.5 การศึกษาค่าความสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

จากหัวข้อที่ผ่านมาข้างต้น ไดอะแกรมในรูปที่ 3.7 พบว่าค่าความสูญเสียที่ค้นพบ ประกอบด้วย ผลกระทบจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์ ผลจากสายเคเบิลที่ใช้งานติดตั้ง หรือสายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าใน

แต่ละจุดเพื่อหาค่าที่เหมาะสมถึงตำแหน่งที่ติดตั้ง หรือขนาดของเคเบิลที่ใช้งาน ค่าความสูญเสียที่เกิดจากจุดเชื่อมต่อ(COMBINER BOX) ค่าความสูญเสียที่เกิดจากหม้อแปลงไฟฟ้า และศึกษาผลกระทบที่เกิดจากการสูงขึ้นของอุณหภูมิโดยรอบของโรงไฟฟ้า และแนวทางการแก้ปัญหา ให้กับปัจจัยเหล่านี้ ที่อาจส่งผลให้การทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มีประสิทธิภาพลดลง ซึ่งกล่าวถึงในรายละเอียด ต่อไป

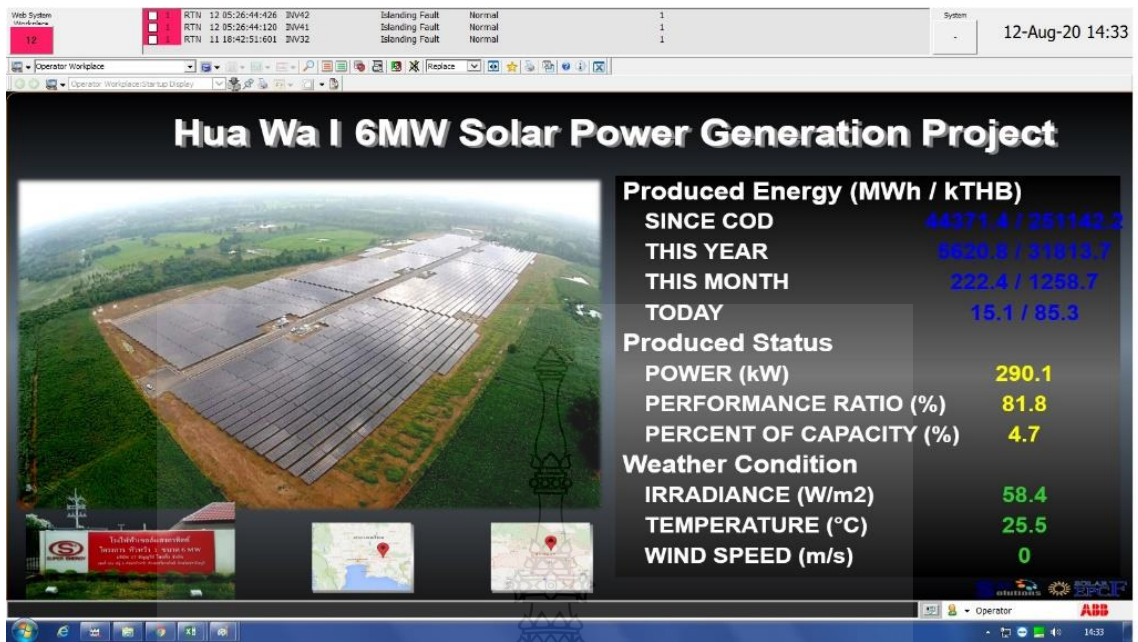
### 3.6 วิธีการตรวจวัดค่าพลังงานไฟฟ้า และการเก็บข้อมูล

หัวข้อนี้ กล่าวถึงขั้นตอนการดำเนินการตรวจวัดค่าพลังงานเพื่อนำข้อมูลที่ได้มาวิเคราะห์ค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา โดยเก็บข้อมูลจากการวัดค่าพลังงานที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งไว้แล้วส่วนหนึ่ง และทำการวัดจากส่วนที่โรงไฟฟ้า ไม่ได้ทำการติดตั้งไว้ ซึ่งได้แก่ ส่วนจาก แผงเซลล์แสงอาทิตย์ไปยังจุดต่อสาย และจากจุดต่อสายไปยังอินเวอร์เตอร์ เครื่องมือที่ใช้วัดได้แก่ เพาเวอร์มิเตอร์ ซึ่งในส่วนนี้ได้แสดงทั้งเครื่องมือวัด และวิธีการวัดเพื่อให้ได้ค่าพลังงานของแต่ละจุดที่สูญเสียนำมาใช้ในการคำนวณ หาค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นของแต่ละจุด

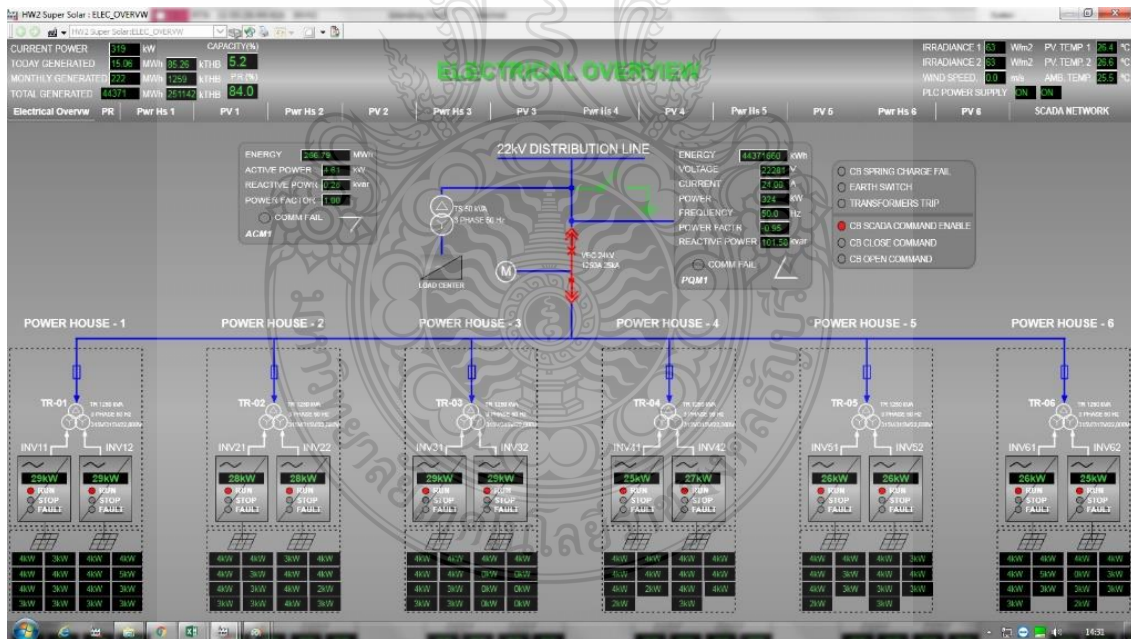


รูปที่ 3.8 จอแสดงค่าพลังงานของเครื่องตรวจวัด แสดงผลในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา

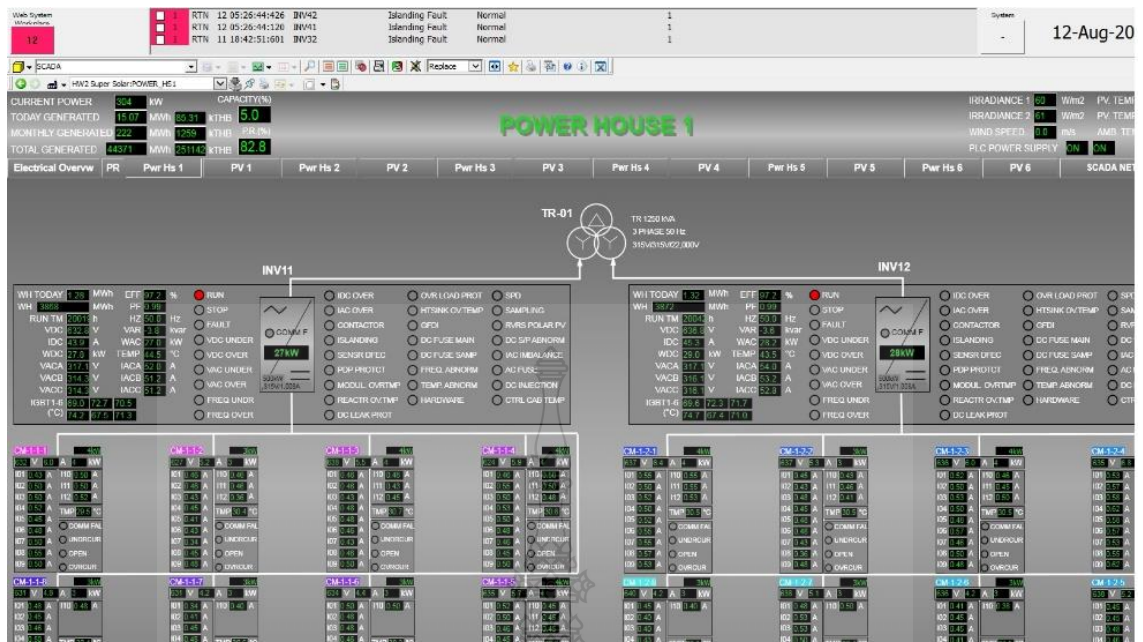




รูปที่ 3.9 ค่าพลังงานจากเครื่องตรวจวัดและแสดงผลในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา



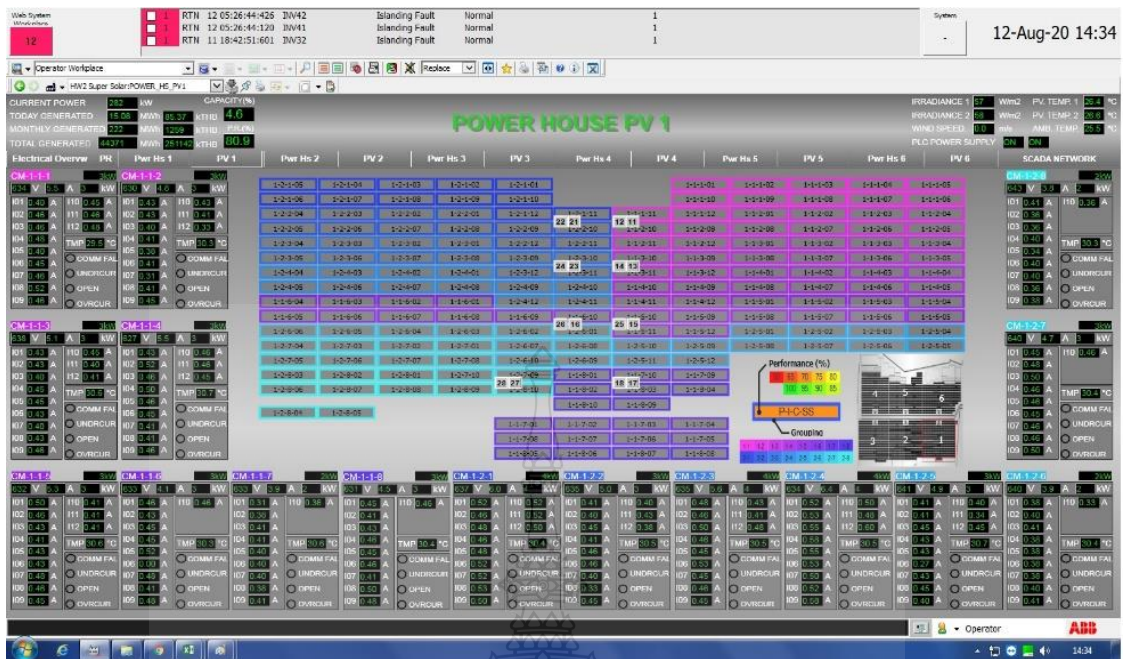
รูปที่ 3.10 ไดอะแกรมจากเครื่องตรวจวัดและแสดงผลในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา ขนาด 6 เมกะวัตต์



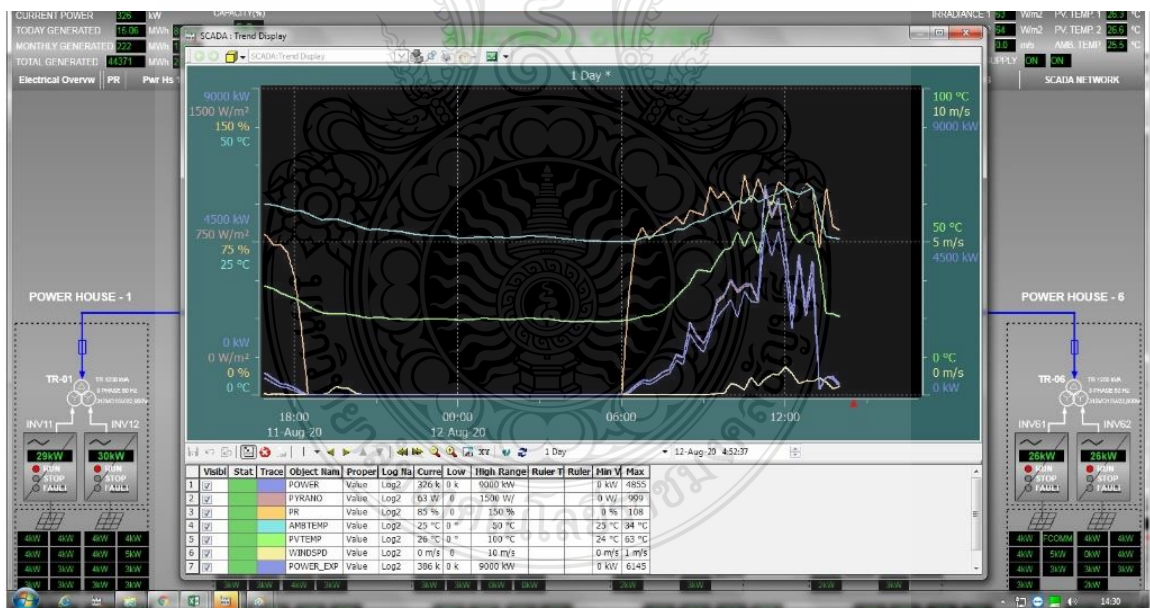
รูปที่ 3.11 ไดอะแกรมเครื่องตรวจวัดและแสดงผลในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 1 เมกะวัตต์



รูปที่ 3.12 ไดอะแกรมของระบบสกร์ดำโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา



รูปที่ 3.13 ตำแหน่งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา ขนาด 1 เมกะวัตต์

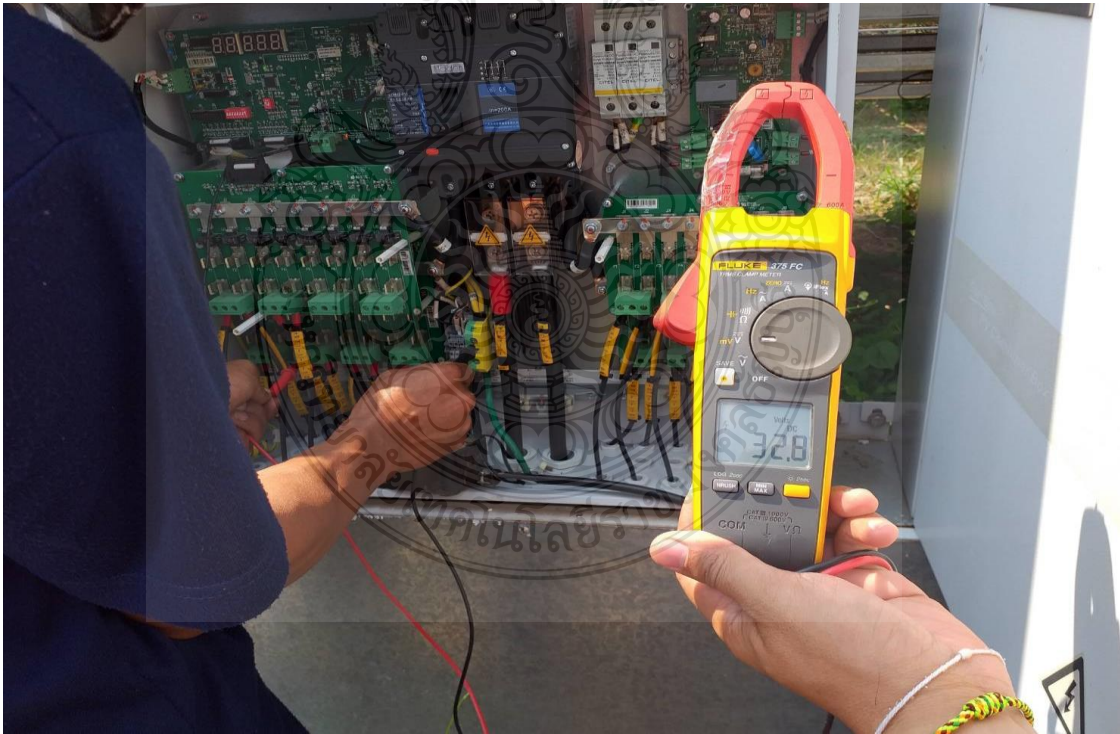


รูปที่ 3.14 กราฟการผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา ขนาด 1 เมกะวัตต์

จากรูปที่ 3.8 จนถึงรูปที่ 3.14 เป็นรูปที่เกี่ยวข้องกับการวัดค่าพลังงานในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยใช้ระบบการเก็บข้อมูล และการเชื่อมต่อข้อมูลด้วยระบบสการ์ด์



รูปที่ 3.15 การตรวจเช็คสภาพการทำงานได้แผง และสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ศึกษา



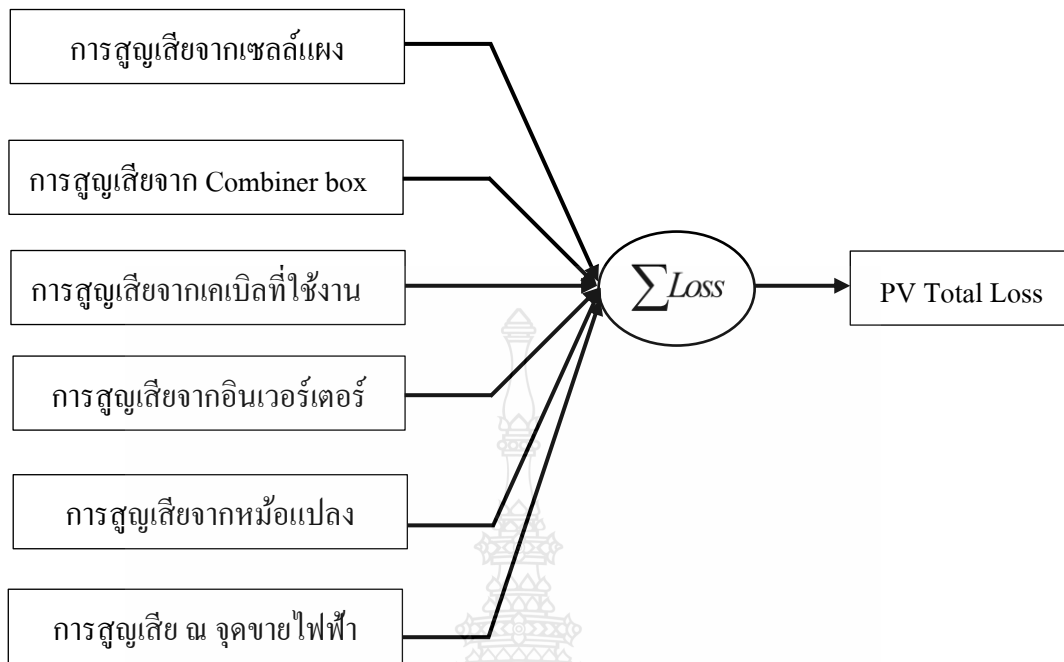
รูปที่ 3.16 การตรวจเช็คสภาพการทำงานของแผง และสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ศึกษา



รูปที่ 3.17 เครื่องมือวัดค่าพลังงานงานของแผง และสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ศึกษา

### 3.7 กระบวนการวิเคราะห์ค่าความสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

หลังจากที่ทำการศึกษาค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แล้ว ผู้วิจัยได้วิเคราะห์หาค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยทำการนำผลการศึกษาจากงานมาวิเคราะห์เพื่อหาค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละส่วน เพื่อหาค่าความเป็นไปได้เพื่อที่จะทำให้ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าสูงขึ้นโดยสนใจถึงองค์ประกอบหลักที่จะทำให้เกิดการสูญเสียที่เกิดขึ้นจากโรงไฟฟ้าได้ และส่วนที่สามารถแก้ไขให้สามารถเพิ่มประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า โดยเขียนแผนผังของการดำเนินงานได้ดังภาพที่ 3.18



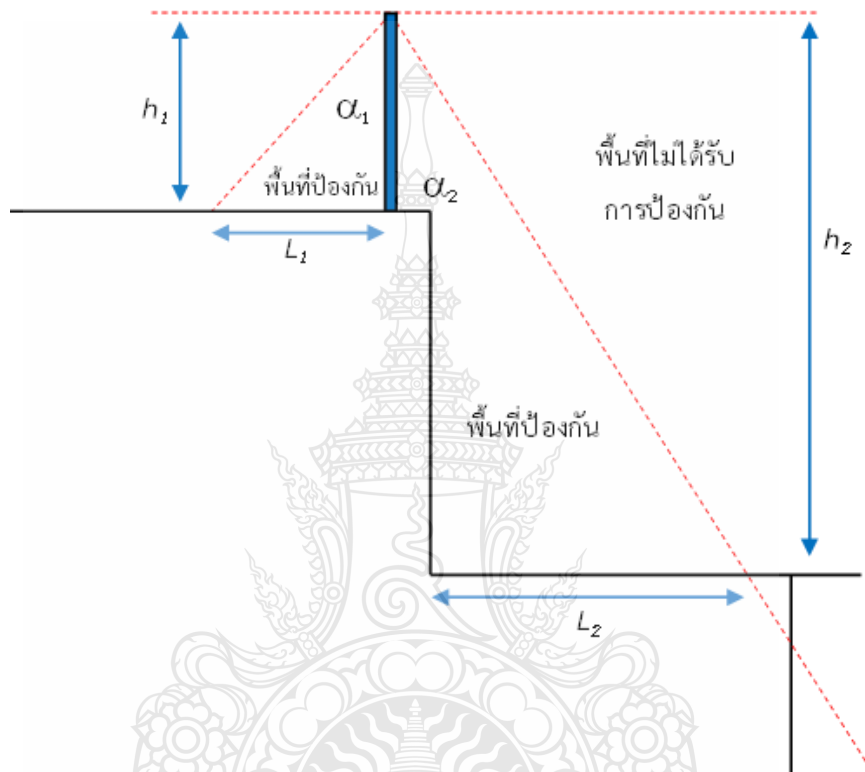
รูปที่ 3.18 ผังการศึกษาความสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

จากภาพที่ 3.18 แสดงกระบวนการการศึกษา เพื่อหาค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ทำการศึกษา ซึ่งจากการศึกษาสามารถจำแนกออกได้เป็นแนวทางสำหรับการศึกษา ประกอบด้วย ค่าความสูญเสียที่เกิดจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ การสูญเสียจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไปยังจุดต่อสายรวม ค่าความสูญเสียจากเคเบิลที่ใช้งานจากจุดต่อสายไปยังอินเวอร์เตอร์ ค่าสูญเสียจากอินเวอร์เตอร์เอง ค่าความสูญเสียของหม้อแปลงไฟฟ้า และค่าความสูญเสียจากหม้อแปลงไฟฟ้า ไปยังจุดขายไฟฟ้า ซึ่งค่าความสูญเสียด้านพลังงานที่ค้นพบนี้ จะเป็นแนวทาง หรือข้อควรระวังถึงเหตุที่อาจก่อให้เกิดค่าความสูญเสียพลังงานจากการติดตั้ง หรือการวางตำแหน่งอุปกรณ์ที่ใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ หรือนำไปปรับปรุงโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีอยู่เดิมให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้นได้อีกทาง

### 3.8 ผลกระทบด้านค่าใช้จ่ายจากการใช้งานระบบล่อฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

หัวข้อนี้ ทำการศึกษาเกี่ยวกับผลกระทบของฟ้าผ่าทั้งสองชนิด โดยการจำลองด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์เพื่อเปรียบเทียบระยะเวลาการป้องกันของระบบฟ้าผ่าทั้งสอง โดยที่ระบบล่อฟ้าแบบฟาราเดย์ ได้ โดยทำการเปรียบเทียบจากการจำลองด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ ซึ่งมีรายละเอียดของการศึกษา

ประกอบด้วย การจำลองด้วยระบบของการป้องกันฟ้าผ่าแบบฟาราเดย์ และการป้องกันฟ้าผ่าแบบ ESE ซึ่งจากการจำลองดังกล่าว ทำให้ทราบพื้นที่การป้องกันของการป้องกันฟ้าผ่าในแต่ละชนิด พบว่า การป้องกันแบบฟาราเดย์ ใช้จำนวนแห่งการป้องกันฟ้าผ่ามากกว่าการป้องกันแบบ ESE มีจำนวนแตกต่างกัน โดยมีการออกแบบเพื่อให้สามารถป้องกันฟ้าผ่าให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ดังรูปที่ 3.19



รูปที่ 3.19 พื้นที่การป้องกันฟ้าผ่าแบบฟาราเดย์ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การออกแบบระบบล่อฟ้าแบบฟาราเดย์ สำหรับป้องกันโรงไฟฟ้าพื้นที่ 95 ไร่ โดยความสูงของเสาที่ใช้ป้องกันมีความสูงของเสา 10 เมตร มุมสำหรับการป้องกันของเสาล่อฟ้าที่ 65 องศา รัศมีการป้องกันของเสาล่อฟ้าชนิดนี้มีระยะ 21.4 เมตร จำนวนเสาล่อฟ้าที่ใช้ป้องกัน 122 ต้น โดยให้ครอบคลุมสิ่งปลูกสร้างที่มีอยู่ในโรงไฟฟ้าที่ป้องกัน

ส่วนการป้องกันแบบ ESE นั้น เมื่อทำการออกแบบการป้องกันฟ้าผ่าในระยะที่ 3 ความสูง 5 เมตร รัศมีการป้องกันฟ้าผ่าของเสาชนิดนี้ 107 เมตร จะพบว่าจำนวนเสาป้องกันฟ้าผ่าที่ใช้งานมีจำนวนเพียง 11 ต้น ซึ่งจากจำนวนต้นเสาที่ใช้ป้องกันดังกล่าวนี้ ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบป้องกันล่อฟ้ามีค่าใช้จ่ายในการติดตั้งที่ต่ำลงตามมาด้วยนั่นเอง เมื่อวิศวกรทำการออกแบบ และเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายในการติดตั้งเสาล่อฟ้า ทั้งสองระบบพบว่า การติดตั้งเสาล่อฟ้าแบบ ESE มีค่าใช้จ่ายที่ต่ำกว่าตามไปด้วยนั่นเอง ซึ่งมีรายละเอียดของค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบป้องกันฟ้าผ่า แสดงในตารางที่ 3.13

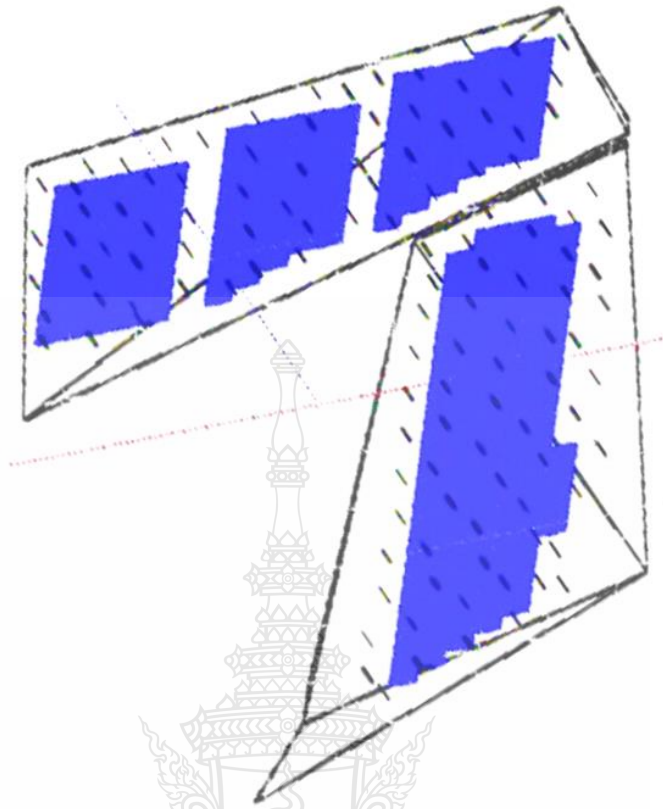
ตารางที่ 3.13 ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบล่อฟ้าทั้ง 2 ชนิด ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

รายละเอียด	ESE		ฟาราเดย์	
	จำนวน	ราคา (บาท)	จำนวน	ราคา (บาท)
ชนิดของหัวล่อฟ้าที่ศึกษา				
ชุดหัวล่อฟ้า	11 ชุด	1,210,000.00	122 ชุด	244,000.00
สายทองแดง # 95 ตารางมิลลิเมตร	11 ชุด	110,000.00	122 ชุด	1,220,000.00
อุปกรณ์นับจำนวนฟ้าผ่าพร้อมติดตั้ง	11 ชุด	27,500.00	122 ชุด	305,000.00
เสาแก้วไนซ์ 9 เมตร	11 ชุด	77,000.00	122 ชุด	854,000.00
ค่าแรงติดตั้ง	11 งาน	55,000.00	122 งาน	610,000.00
ชุดระบบรากสายดิน				
สายทองแดง # 95 ตารางมิลลิเมตร	110 เมตร	33,000.00	4,880 เมตร	1,464,000.00
แท่งทองแดง # 5/8"x10 ft	33 แท่ง	44,550.00	1,098 แท่ง	1,482,300.00
อุปกรณ์ประกอบการติดตั้ง	1 ชุด	7,755.00	1 ชุด	294,630.00
ค่าแรงที่ใช้งานติดตั้ง	1 งาน	8,531.00	1 งาน	342,093.00
ชุดเสารองรับหัวล่อฟ้า				
ราคาเสาไฟฟ้า และค่าแรงติดตั้ง	1 งาน	1,479,500.00	1 งาน	3,233,000.00
ราคาระบบกราวด์ และค่าแรงติดตั้ง	1 งาน	93,836.00	1 งาน	3,565,023.00
รวมราคาสุทธิ		3,146,672.00 บาท		13,614,046.00 บาท

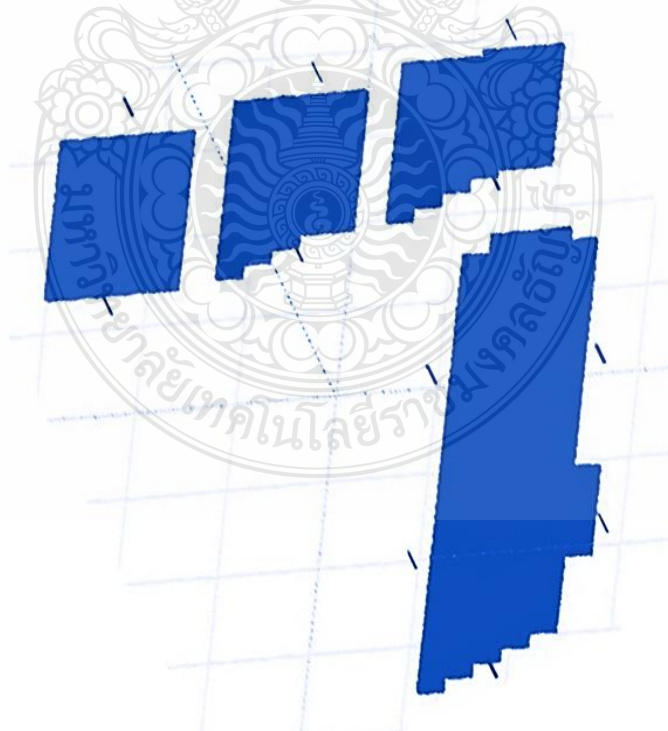
จากตารางที่ 3.13 แสดงให้เห็นว่าค่าใช้จ่ายจากการติดตั้งระบบล่อฟ้าทั้งสองระบบ มีค่าใช้จ่ายที่สูงแตกต่างกันอย่างมาก โดยที่มีค่าความแตกต่างของการลงทุนติดตั้งระบบทั้งสองสูงถึง 23.113 % ซึ่งจากการลงทุนติดตั้งที่สูงนี้ เป็นตัวช่วยในการตัดสินใจติดตั้งระบบล่อฟ้าที่มีต้นทุนต่ำ นั่นเอง

เพื่อช่วยสนับสนุนแนวความคิดการตัดสินใจเลือกใช้ระบบล่อฟ้าที่ศึกษานี้ ทางวิศวกรได้ทำการจำลองเพื่อหาผลกระทบที่เกี่ยวกับการป้องกันระบบฟ้าผ่า ซึ่งอาจเกิดขึ้นได้ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นี้ ทางทีมงานวิศวกรจึงได้ทำการจำลองระบบล่อฟ้าทั้งสองระบบ เพื่อช่วยสนับสนุนยืนยันถึงความมั่นใจในการเลือกใช้ระบบป้องกันฟ้าผ่าที่ออกแบบ





รูปที่ 3.20 ผังการจำลองการป้องกันฟ้าผ่าแบบฟาราเดย์ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์



รูปที่ 3.21 ผังการจำลองการป้องกันฟ้าผ่าแบบ ESE ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

รูปที่ 3.19 เป็นการจำลองระบบป้องกันฟ้าผ่าแบบพาราเดย์ ซึ่งสามารถป้องกันฟ้าผ่าที่อาจเกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ต้องการป้องกัน และในรูปที่ 3.20 นั้นเป็นผลการจำลองของระบบฟ้าผ่าแบบ ESE ซึ่งในผลของการจำลองระบบสามารถป้องกันการเกิดฟ้าผ่าที่จะเกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้เช่นกัน เมื่อทำการเปรียบเทียบระบบป้องกันฟ้าผ่าทั้งสองแบบ พบว่าการป้องกันฟ้าผ่าแบบ ESE ตามมาตรฐานของฝรั่งเศส นั้นใช้จำนวนหัวล่อฟ้าที่น้อยกว่าแบบพาราเดย์ โดยตำแหน่งของการติดตั้งเสาล่อฟ้าที่ความสูง 5 เมตร รัศมีการป้องกันฟ้าผ่าของการติดตั้งที่ความสูงระดับนี้ มีรัศมีการป้องกันที่ 107 เมตร ใช้หัวล่อฟ้าชนิด ESE จำนวนทั้งสิ้น 11 เสา โดยมีตำแหน่งการติดตั้งเสาล่อฟ้าแสดงในรูปที่ 3.22



รูปที่ 3.22 ตำแหน่งเสาล่อฟ้าแบบ ESE ที่ติดตั้งในโรงไฟฟ้า

### 3.9 สรุปผลการดำเนินงาน

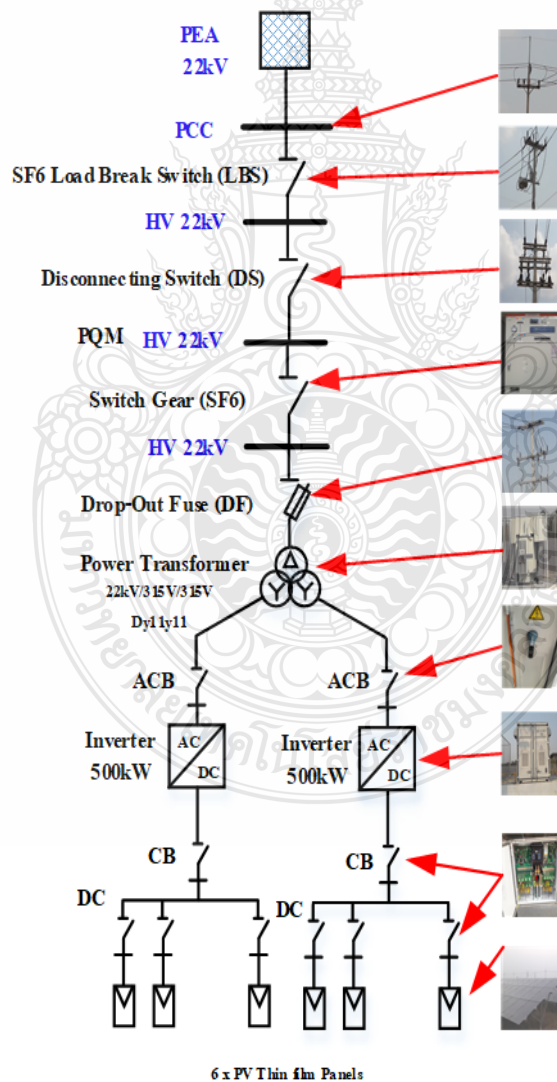
ผลของการศึกษาในบทนี้ กล่าวถึงกระบวนการศึกษาเพื่อหาค่าความสูญเสียพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยพบว่าค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นจากการเชื่อมต่อของแต่ละจุด โดยสามารถแบ่งออกเป็น ค่าความสูญเสียที่เกิดจากระยะจาก ค่าความสูญเสียที่แผงโซลาร์เซลล์เอง โซลาร์เซลล์ไปยังจุดต่อรวมสาย จุดต่อรวมสายไปยังอินเวอร์เตอร์ ค่าความสูญเสียของอินเวอร์เตอร์ ค่าความสูญเสียของหม้อแปลงไฟฟ้า ค่าจากหม้อแปลงไฟฟ้าไปยังจุดขายไฟฟ้า ทั้งการศึกษานี้ยังศึกษาการติดตั้งระบบล่อฟ้าแบบ ESE เพื่อป้องกันความเสียหายอันอาจเกิดจากฟ้าผ่าขึ้นกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ ซึ่งค่าความสูญเสีย และผลกระทบจากฟ้าผ่านี้ จะกล่าวถึงผลที่เกิดขึ้นในบทที่ 4 ต่อไป



## บทที่ 4

### การวิเคราะห์ผลการศึกษา

บทนี้ เป็นการกล่าวถึงผลการศึกษาค่าพลังงานสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยนำค่าที่ได้จากการวัดค่า มาทำการวิเคราะห์หาค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นของแต่ละส่วนในโรงไฟฟ้าที่ศึกษา เพื่อต้องการทราบค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่สนใจศึกษา โดยทำการแยกค่าที่ศึกษาของแต่ละส่วน ทั้งสิ้น 12 เดือน มาทำการวิเคราะห์ค่าความสูญเสียของแต่ละเดือน จากนั้นจึงนำค่าเฉลี่ยมาหาค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นโดยรวมทั้งปี โดยค่าที่ทำการศึกษานี้ ได้ใช้ค่าในปี 2562 เพื่อใช้ในการวิเคราะห์หาค่าพลังงานสูญเสียที่เกิดขึ้นของแต่ละช่วง ในรอบปี โดยทำการเริ่มจากการตรวจวัดค่าพลังงานในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ต้องการทราบค่าพลังงานความสูญเสียที่เกิดจาก แหล่งผลิตพลังงานไปจนกระทั่งถึง การขายไฟฟ้าออกไปยังการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



รูปที่ 4.1 โดอะแกรมของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา

#### 4.1 การวิเคราะห์ค่าความสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

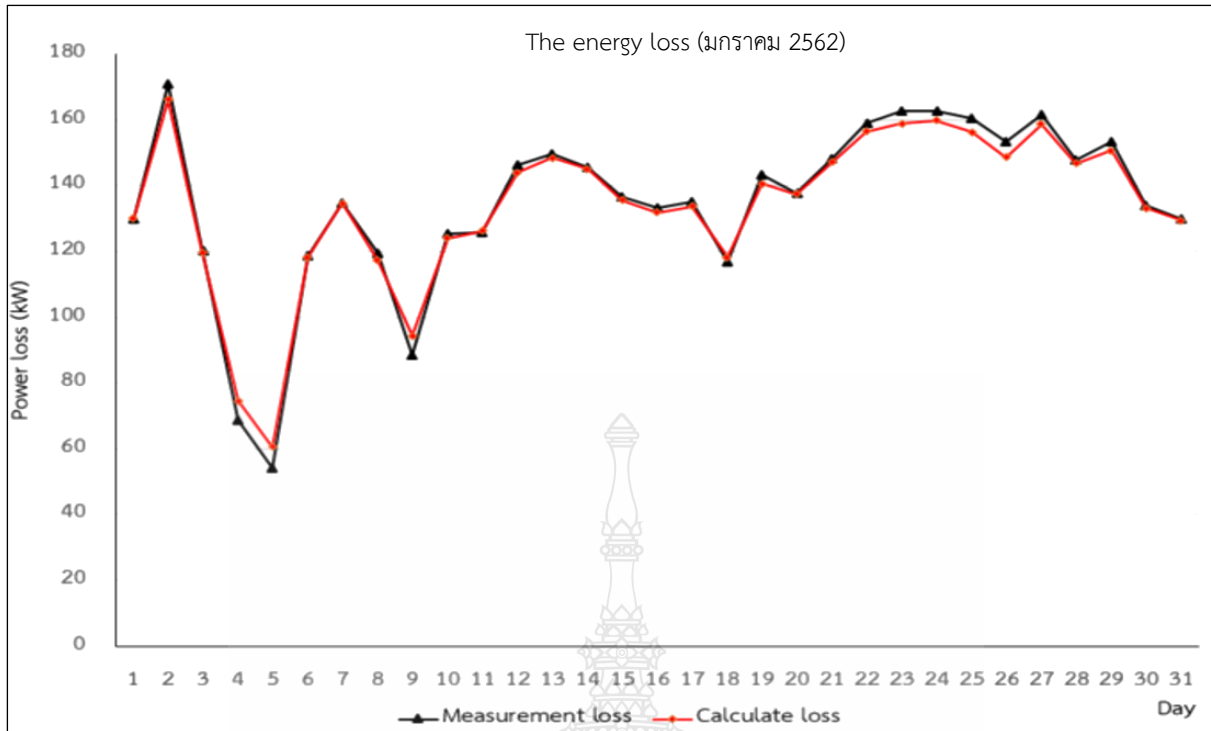
ค่าสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้นเป็นค่าที่เกิดขึ้นจากกระบวนการลำดับขั้นตอนการติดตั้งเอง หรือแม้กระทั่งค่าความสูญเสียที่เกิดจากตัววัสดุ และค่าความสูญเสียที่เกิดจากอุปกรณ์ที่ใช้งานในโรงไฟฟ้าเอง ดังนั้นในการศึกษาในส่วนของบทที่ 4 นี้ ทางผู้ศึกษาจึงได้ทำการศึกษาวิเคราะห์ค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นได้ในโรงไฟฟ้า โดยได้ทำการศึกษาเพื่อหาค่าความสูญเสียได้แยกส่วนของค่าพลังงานสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และผลสืบเนื่องคือได้ทำการหาสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยใช้กระบวนการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์เข้ามาเกี่ยวข้อง ทั้งนี้ การศึกษาทั้งสองอย่างนี้ ได้นำข้อมูลจากการตรวจวัดค่าพลังงานจริงของโรงไฟฟ้าที่ศึกษามาทำการวิเคราะห์ โดยมีรายละเอียดของการศึกษาค่าความสูญเสียของโรงไฟฟ้าตัวอย่าง ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หัวหัว 1 และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หัวหัว 2 ซึ่งมีรายละเอียดของค่าพลังงานที่ศึกษา ดังจะกล่าวในรายละเอียดต่อไป

#### 4.2 การวิเคราะห์ค่าความสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หัวหัว 1

ตารางที่ 4.1 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหัว 1 ประจำเดือน มกราคม พ.ศ.2562

มกราคม		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	67666.7358	2724.8086	958.2668	2182.7979	
	Loss	713.0228	28.6690	9.9882	23.0007	1.0537
Combiner (kW)	Power	66953.7130	2696.1396	948.2786	2159.7972	
	Loss	679.4012	27.3286	9.6201	21.9162	1.0147
Inverter (kW)	Power	66274.3118	2668.8110	938.6585	2137.8810	
	Loss	564.5120	22.6678	8.0725	18.2101	0.8518
Transformer (kW)	Power	65709.7998	2646.1432	930.5860	2119.6710	
	Loss	985.6470	39.6921	13.9588	31.7951	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	64724.1528	2606.4510	916.6272	2087.8759	
	Loss	624.2386	28.0589	3.8318	20.1367	0.9645
VSPP (kW)	Power	64099.9142	2578.3921	912.7954	2067.7392	
	Loss	609.5168	24.4981	8.6627	19.6618	0.9509
PCC (kW)	Power	63490.3974	2553.8940	904.1327	2048.0773	
Total (kW)	Loss	4176.3384	170.9146	54.1341	134.7206	
					MAPE	1.9714

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %

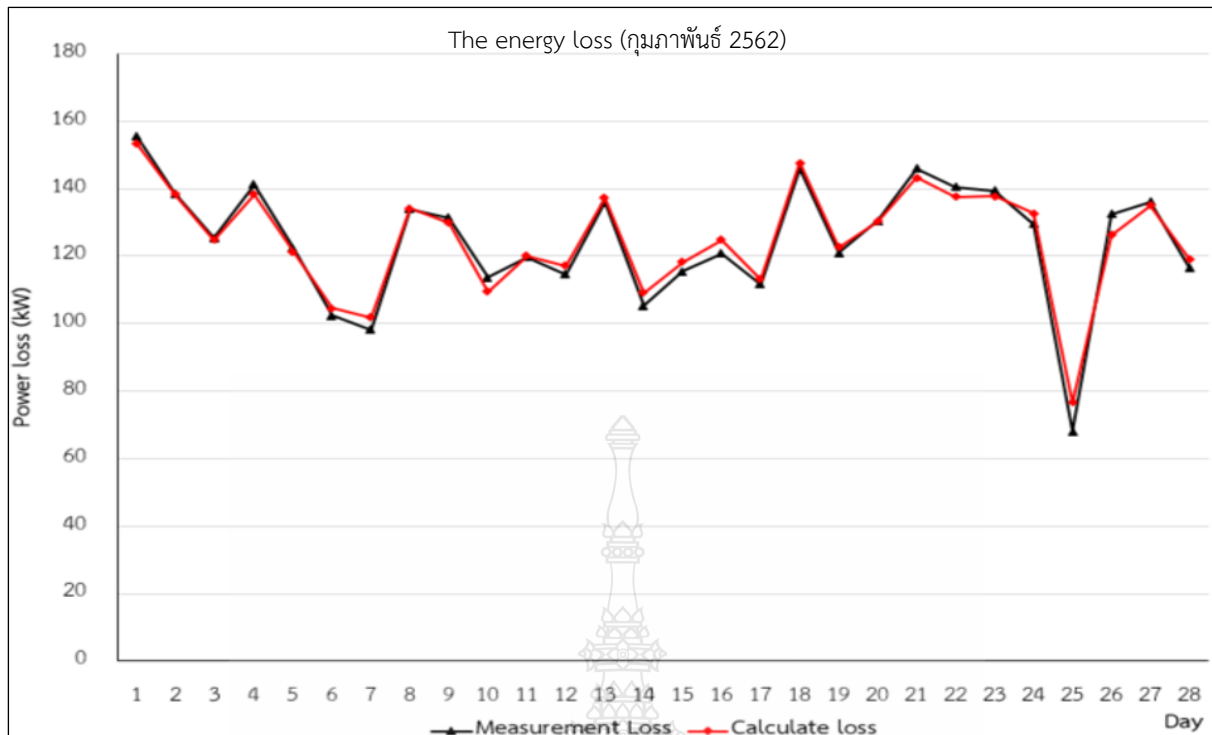


รูปที่ 4.2 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน มกราคม พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.2 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน กุมภาพันธ์ พ.ศ.2562

กุมภาพันธ์		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	57071.5783	2510.3617	1224.7001	2038.2707	
	Loss	594.5614	26.3307	12.6446	21.2343	1.0418
Combiner (kW)	Power	56477.0169	2484.0309	1212.0554	2017.0363	
	Loss	573.7041	25.1945	12.3767	20.4894	1.0158
Inverter (kW)	Power	55903.3128	2458.8365	1199.6787	1996.5469	
	Loss	475.2819	20.9331	10.1918	16.9744	0.8502
Transformer (kW)	Power	55428.0309	2437.9034	1189.4870	1979.5725	
	Loss	831.4205	36.5686	17.8423	29.6936	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	54596.6104	2401.3349	1171.6447	1949.8789	
	Loss	502.9359	24.6823	3.8561	17.9620	0.9212
VSPP (kW)	Power	54093.6745	2377.4240	1167.7886	1931.9169	
	Loss	514.6127	22.6174	11.1097	18.3790	0.9513
PCC (kW)	Power	53579.0618	2354.8066	1156.6789	1913.5379	
Total (kW)	Loss	3492.5165	156.3264	68.0212	124.7327	
					MAPE	2.1529

\*\*\* หมายถึงเหตุ IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %

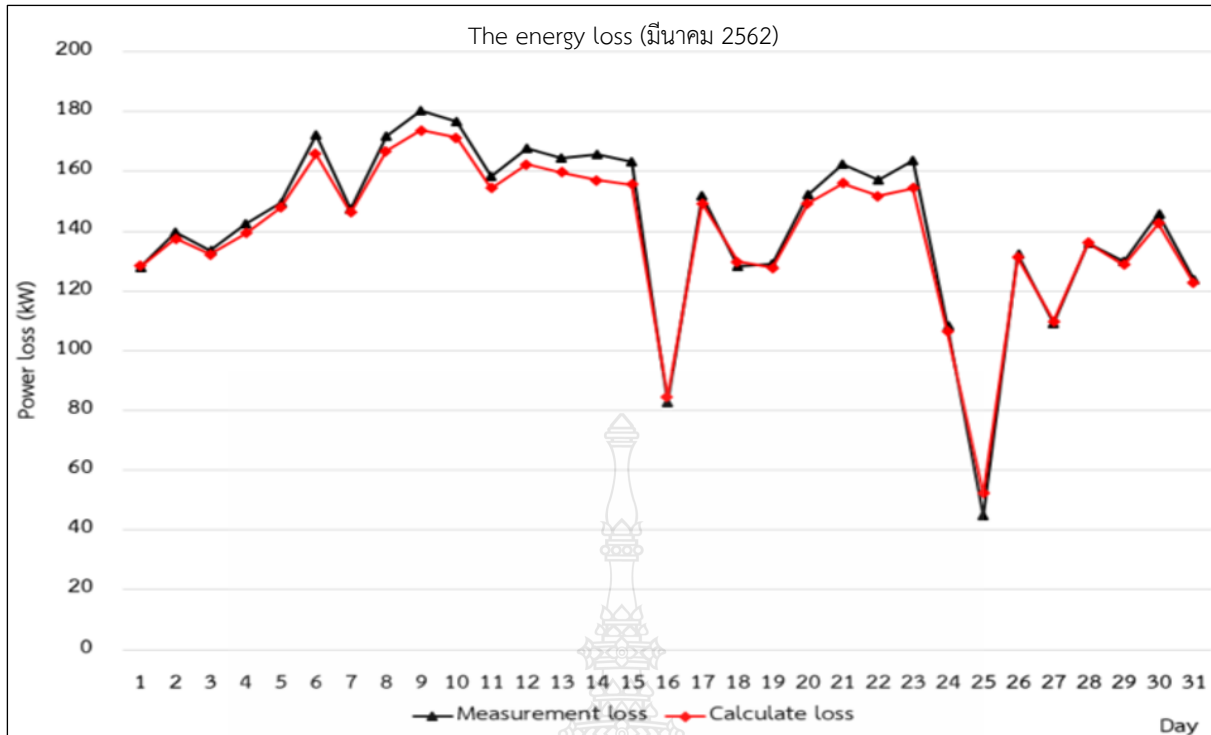


รูปที่ 4.3 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน กุมภาพันธ์ พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.3 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน มีนาคม พ.ศ.2562

มีนาคม		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	70718.6225	2852.2543	816.3284	2281.2459	
	Loss	741.8304	30.0040	8.5736	23.9300	1.0490
Combiner (kW)	Power	69976.7921	2822.2503	807.7548	2257.3159	
	Loss	711.0702	28.6374	8.1953	22.9377	1.0162
Inverter (kW)	Power	69265.7219	2793.6129	799.5595	2234.3781	
	Loss	595.6191	23.8131	6.9834	19.2135	0.8599
Transformer (kW)	Power	68670.1028	2769.7997	792.5761	2215.1646	
	Loss	1030.0515	41.5470	11.8886	33.2275	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	67640.0512	2728.2527	780.6874	2181.9371	
	Loss	695.8279	30.5802	1.7072	22.4461	1.0287
VSPP (kW)	Power	66944.2233	2697.9429	778.9802	2159.4911	
	Loss	644.1791	25.9367	7.6445	20.7800	0.9623
PCC (kW)	Power	66300.0443	2672.0062	771.3356	2138.7111	
Total (kW)	Loss	4418.5782	180.5184	44.9927	142.5348	
					MAPE	2.6854

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %



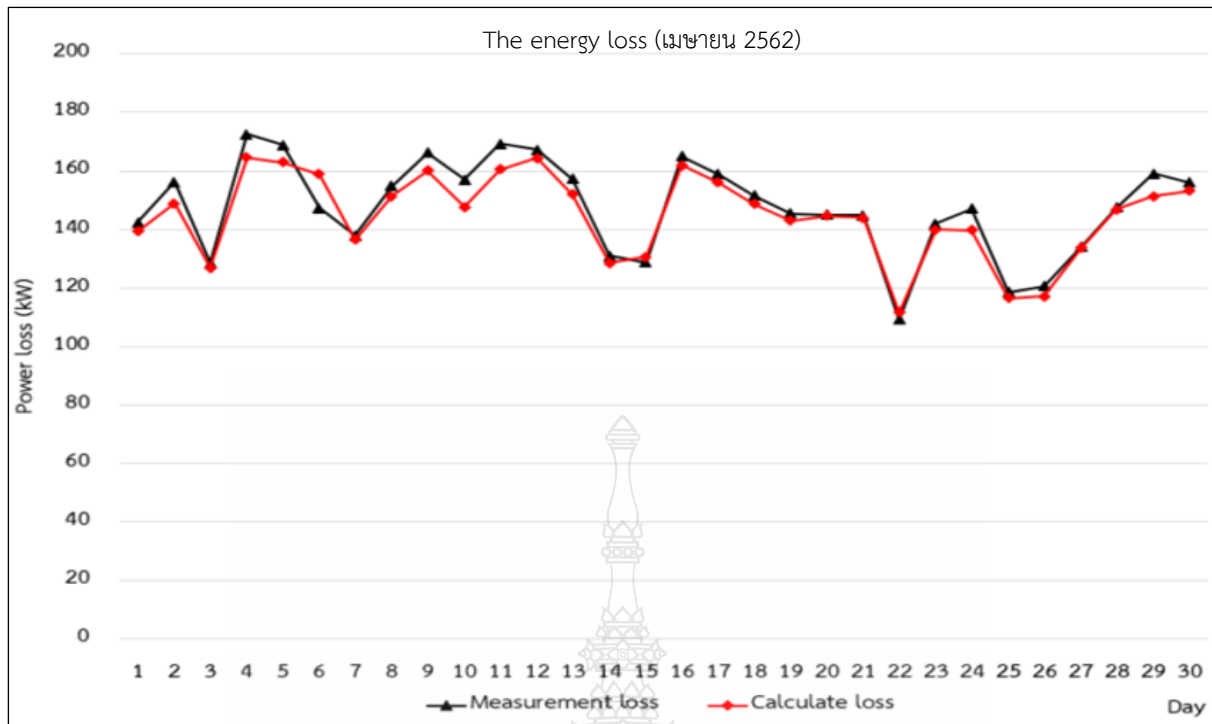
รูปที่ 4.4 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน มีนาคม พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.4 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน เมษายน พ.ศ.2562

เมษายน		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	70983.7126	2697.8002	1811.9862	2366.1238	
	Loss	758.5676	29.0826	19.5170	25.2856	1.0687
Combiner (kW)	Power	70225.1450	2668.7176	1792.4692	2340.8382	
	Loss	715.4649	27.1121	18.3032	23.8488	1.0188
Inverter (kW)	Power	69509.6801	2641.6055	1774.1660	2316.9893	
	Loss	598.1633	22.9734	15.0746	19.9388	0.8605
Transformer (kW)	Power	68911.5167	2618.6321	1759.0913	2297.0506	
	Loss	1033.6728	39.2795	26.3864	34.4558	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	67877.8440	2579.3527	1732.7050	2262.5948	
	Loss	678.0009	30.6456	9.3320	22.6000	0.9989
VSPP (kW)	Power	67199.8431	2553.2530	1719.1903	2239.9948	
	Loss	646.9012	24.5974	16.3918	21.5634	0.9627
PCC (kW)	Power	66552.9419	2528.8240	1702.7985	2218.4314	
Total (kW)	Loss	4430.7707	173.6906	105.0051	147.6924	
					MAPE	2.6390

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %



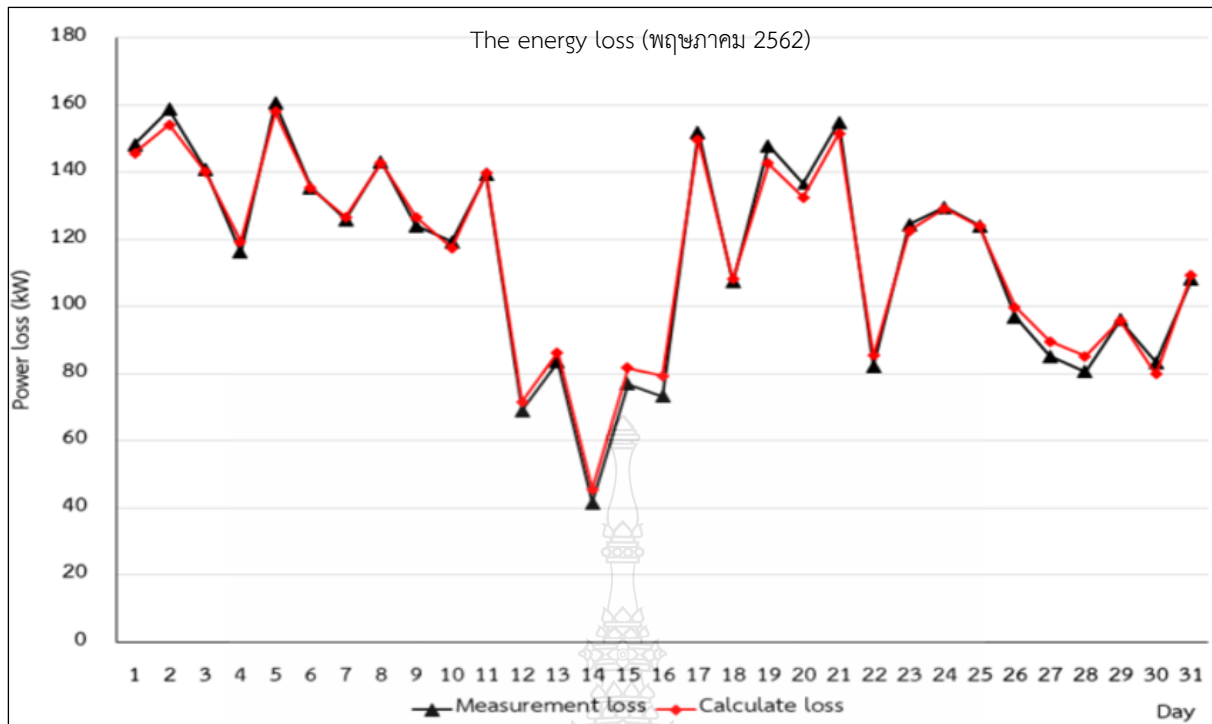


รูปที่ 4.5 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน เมษายน พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.5 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน พฤษภาคม พ.ศ.2562

พฤษภาคม		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	58043.7847	2586.2639	704.7932	1872.3802	
	Loss	616.6805	27.2659	7.5035	19.8929	1.0624
Combiner (kW)	Power	57427.1042	2558.9980	697.2897	1852.4872	
	Loss	585.0318	26.0808	7.1066	18.8720	1.0187
Inverter (kW)	Power	56842.0723	2532.9172	690.1830	1833.6152	
	Loss	484.2837	21.7831	5.8735	15.6221	0.8520
Transformer (kW)	Power	56357.7886	2511.1341	684.3096	1817.9932	
	Loss	845.3668	37.6670	10.2646	27.2699	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	55512.4218	2473.4671	674.0449	1790.7233	
	Loss	514.7788	26.5933	4.4958	16.6058	0.9273
VSPP (kW)	Power	54997.6430	2448.7049	669.5491	1774.1175	
	Loss	517.4945	22.9303	6.2947	16.6934	0.9409
PCC (kW)	Power	54480.1486	2425.7746	663.2544	1757.4241	
Total (kW)	Loss	3563.6361	162.3204	41.5388	114.9560	
					MAPE	2.6289

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %

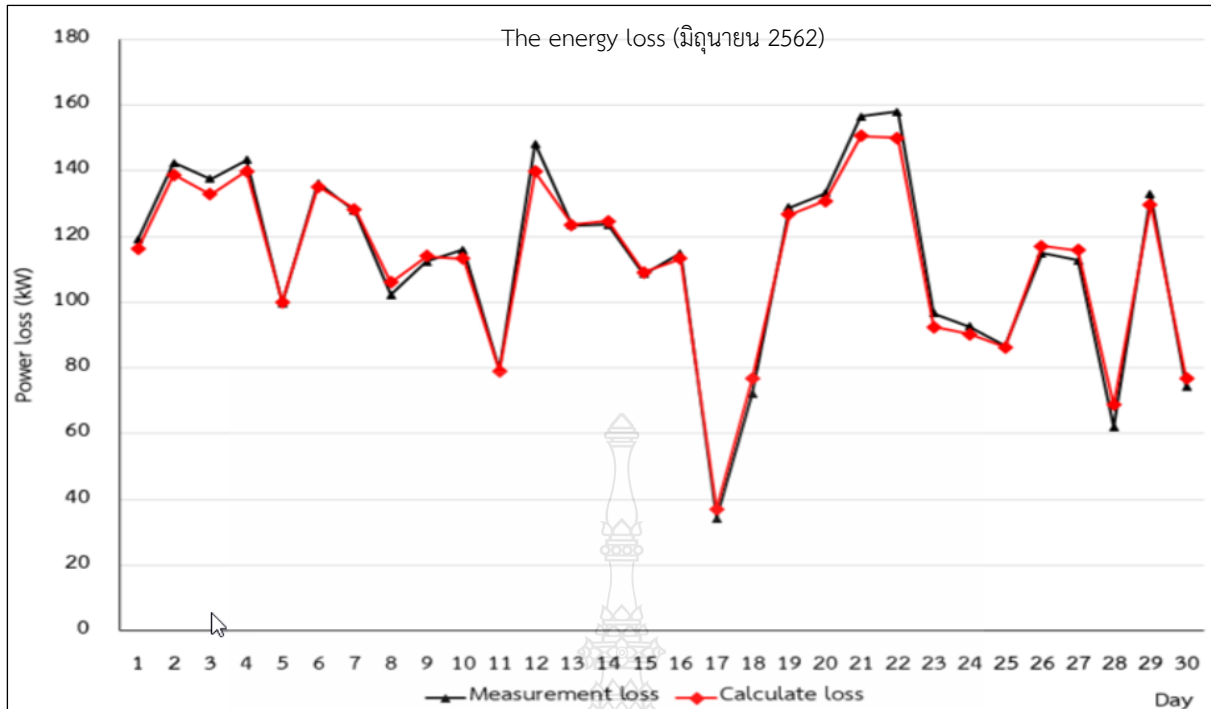


รูปที่ 4.6 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน พฤษภาคม พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.6 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน มิถุนายน พ.ศ.2562

มิถุนายน		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	54583.1561	2463.4800	564.0172	1819.4385	
	Loss	581.9815	26.1842	5.9902	19.3994	1.0662
Combiner (kW)	Power	54001.1746	2437.2958	558.0270	1800.0392	
	Loss	552.3630	24.8033	5.7510	18.4121	1.0229
Inverter (kW)	Power	53448.8116	2412.5357	552.2760	1781.6271	
	Loss	474.0872	22.0048	4.7022	15.8029	0.8870
Transformer (kW)	Power	52974.7243	2390.5309	547.5738	1765.8241	
	Loss	794.6209	35.8580	8.2136	26.4874	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	52180.1035	2354.6729	539.3602	1739.3368	
	Loss	474.0190	26.8633	3.3122	15.8006	0.9084
VSPP (kW)	Power	51706.0845	2329.3651	535.0400	1723.5361	
	Loss	513.9009	23.2585	5.2683	17.1300	0.9939
PCC (kW)	Power	51192.1835	2306.8720	529.7717	1706.4061	
Total (kW)	Loss	3390.9725	158.9720	33.2374	113.0324	
					MAPE	2.8116

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %

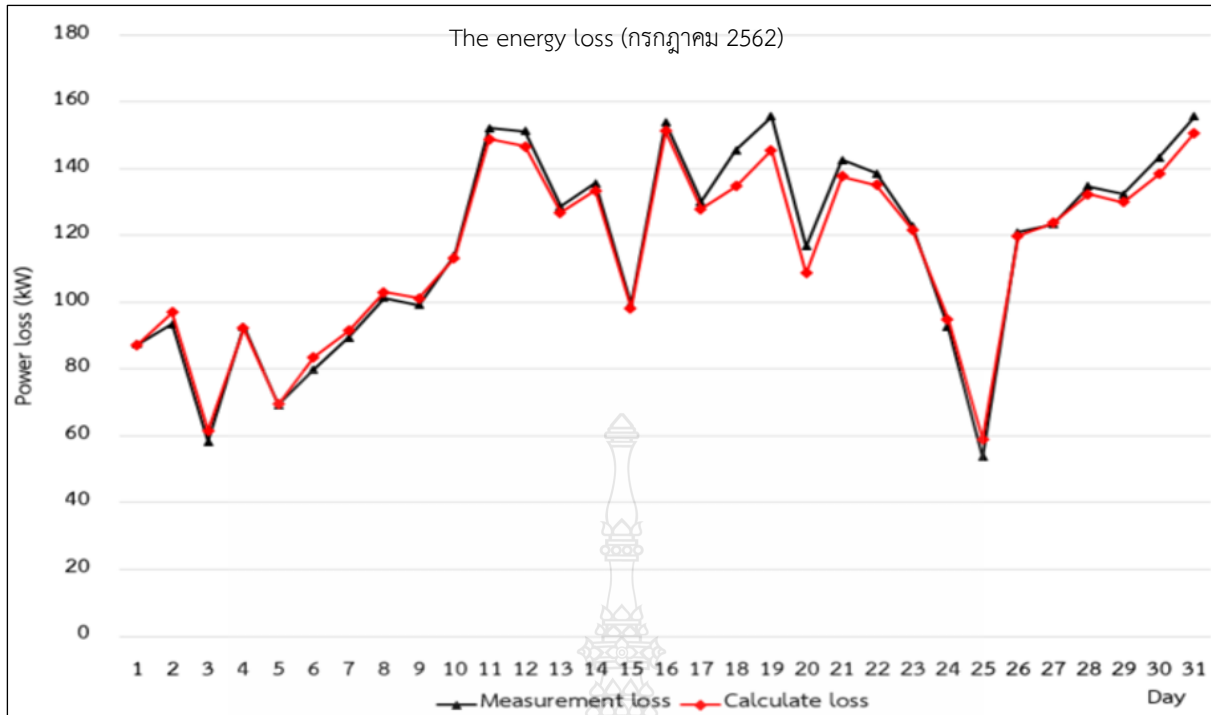


รูปที่ 4.7 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน มิถุนายน พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.7 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน กรกฎาคม พ.ศ.2562

กรกฎาคม		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	57874.6648	2472.8113	930.4381	1866.9247	
	Loss	612.4863	26.3387	9.8624	19.7576	1.0583
Combiner (kW)	Power	57262.1785	2446.4727	920.5757	1847.1670	
	Loss	584.1135	24.8188	9.3433	18.8424	1.0201
Inverter (kW)	Power	56678.0651	2421.6539	911.2324	1828.3247	
	Loss	480.5355	20.5729	7.8502	15.5011	0.8478
Transformer (kW)	Power	56197.5296	2401.0810	903.3822	1812.8235	
	Loss	842.9629	36.0162	13.5507	27.1924	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	55354.5666	2365.0648	889.8315	1785.6312	
	Loss	562.1279	30.4700	4.2440	18.1332	1.0155
VSPP (kW)	Power	54792.4387	2341.5059	885.5875	1767.4980	
	Loss	530.7433	22.4727	8.7359	17.1208	0.9686
PCC (kW)	Power	54261.6954	2319.0332	876.8516	1750.3773	
Total (kW)	Loss	3612.9694	160.6893	53.5866	116.5474	
					MAPE	2.7961

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %

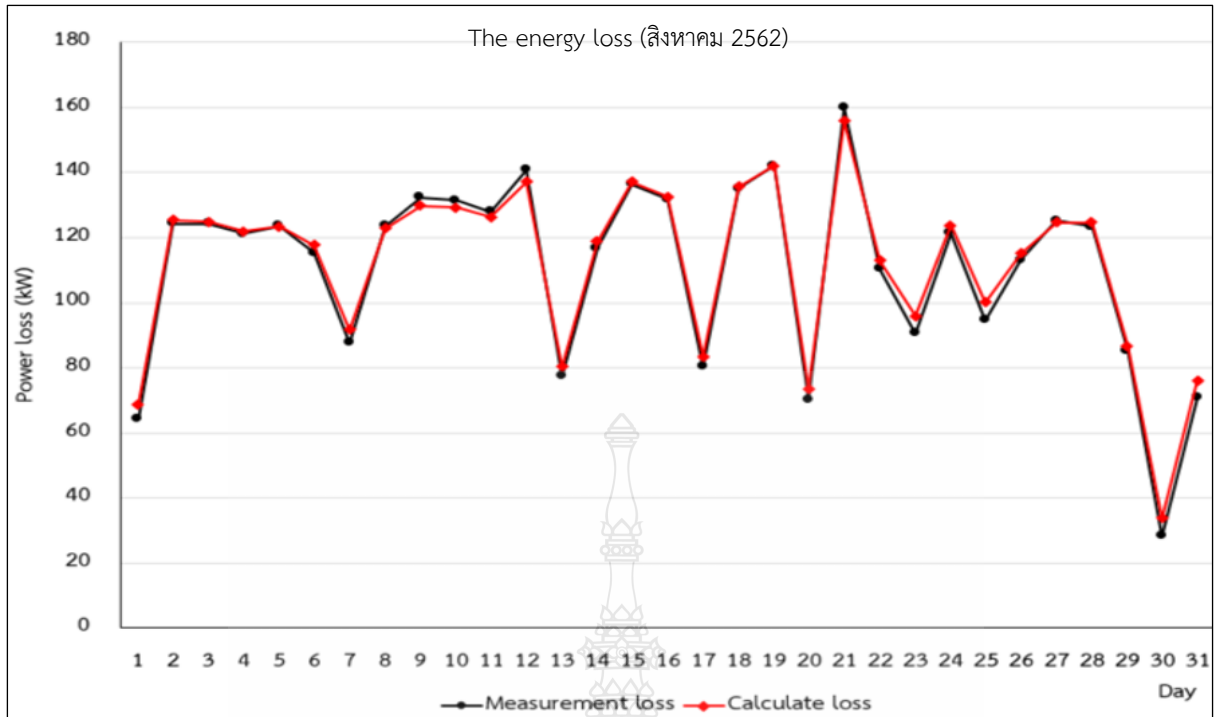


รูปที่ 4.8 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน กรกฎาคม พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.8 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน สิงหาคม พ.ศ.2562

สิงหาคม		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	56345.7270	2551.7050	505.5627	1817.6041	
	Loss	594.5600	26.9495	5.3089	19.1794	1.0552
Combiner (kW)	Power	55751.1669	2524.7555	500.2538	1798.4247	
	Loss	570.6500	25.7313	5.1322	18.4081	1.0236
Inverter (kW)	Power	55180.5169	2499.0242	495.1216	1780.0167	
	Loss	472.5270	21.4099	4.2713	15.2428	0.8563
Transformer (kW)	Power	54707.9899	2477.6143	490.8503	1764.7739	
	Loss	820.6198	37.1642	7.3628	26.4716	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	53887.3700	2440.4501	483.4876	1738.3023	
	Loss	450.2802	24.8049	1.3795	14.5252	0.8356
VSPP (kW)	Power	53437.0899	2415.6452	482.1081	1723.7771	
	Loss	521.0988	23.8537	4.7403	16.8096	0.9752
PCC (kW)	Power	52915.9911	2391.7915	477.3678	1706.9675	
Total (kW)	Loss	3429.7359	159.9135	28.1949	110.6366	
					MAPE	2.8998

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %

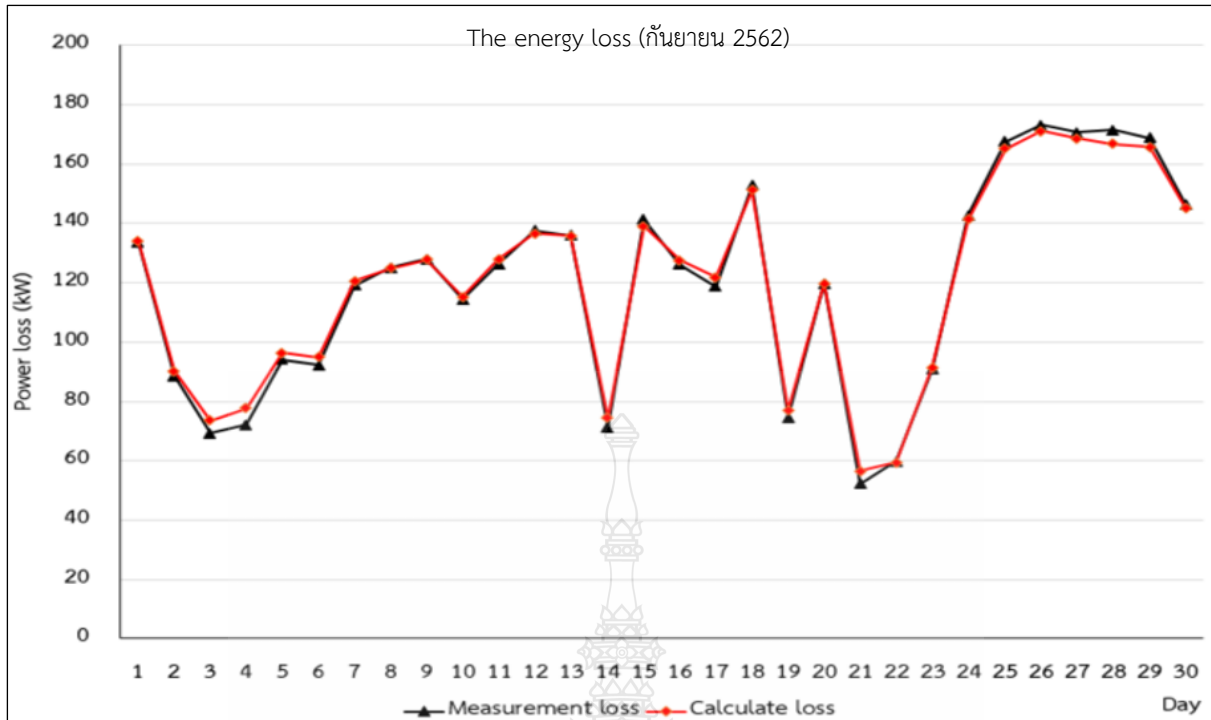


รูปที่ 4.9 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน สิงหาคม พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.9 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน กันยายน พ.ศ.2562

กันยายน		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	58512.8977	2807.3369	889.2578	1950.4299	
	Loss	608.4583	29.2567	9.1743	20.2819	1.0399
Combiner (kW)	Power	57904.4394	2778.0802	880.0835	1930.1480	
	Loss	590.5802	29.0091	8.9937	19.6860	1.0199
Inverter (kW)	Power	57313.8592	2749.0711	871.0898	1910.4620	
	Loss	491.9883	23.5485	7.4752	16.3996	0.8584
Transformer (kW)	Power	56821.8710	2725.5226	863.6146	1894.0624	
	Loss	852.3281	40.8828	12.9542	28.4109	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	55969.5429	2684.6398	850.6603	1865.6514	
	Loss	518.8642	27.9860	5.5991	17.2955	0.9270
VSPP (kW)	Power	55450.6787	2659.3289	845.0612	1848.3560	
	Loss	522.2523	25.1714	7.9699	17.4084	0.9418
PCC (kW)	Power	54928.4264	2634.1575	837.0913	1830.9475	
Total (kW)	Loss	3584.4713	175.8545	52.1665	119.4824	
					MAPE	1.9880

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %

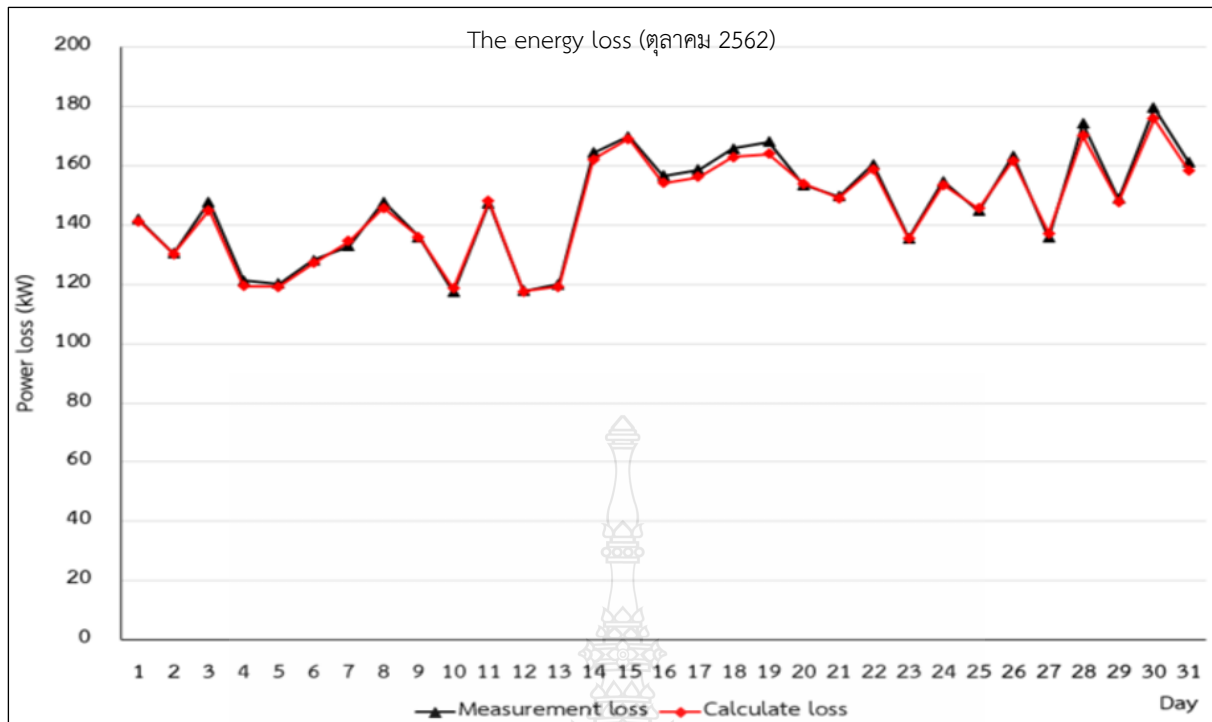


รูปที่ 4.10 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหั่ว 1 ประจำเดือน กันยายน พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.10 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหั่ว 1 ประจำเดือน ตุลาคม พ.ศ.2562

ตุลาคม		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	73882.8690	2886.5549	1911.9215	2383.3184	
	Loss	780.5310	30.5941	19.9870	25.1784	1.0564
Combiner (kW)	Power	73102.3380	2855.9607	1891.9345	2358.1399	
	Loss	747.6763	29.3109	19.3673	24.1186	1.0228
Inverter (kW)	Power	72354.6617	2826.6499	1872.5672	2334.0213	
	Loss	658.9893	27.8547	16.5954	21.2577	0.9108
Transformer (kW)	Power	71695.6724	2798.7951	1855.4657	2312.7636	
	Loss	1075.4351	41.9819	27.8320	34.6915	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	70620.2373	2756.8132	1827.6337	2278.0722	
	Loss	632.0783	25.7898	15.0914	20.3896	0.8950
VSPP (kW)	Power	69988.1589	2732.5341	1811.0924	2257.6825	
	Loss	660.3580	25.5263	16.9596	21.3019	0.9435
PCC (kW)	Power	69327.8010	2707.0077	1794.1329	2236.3807	
Total (kW)	Loss	4555.0680	181.0578	115.8326	146.9377	
					MAPE	1.0303

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %

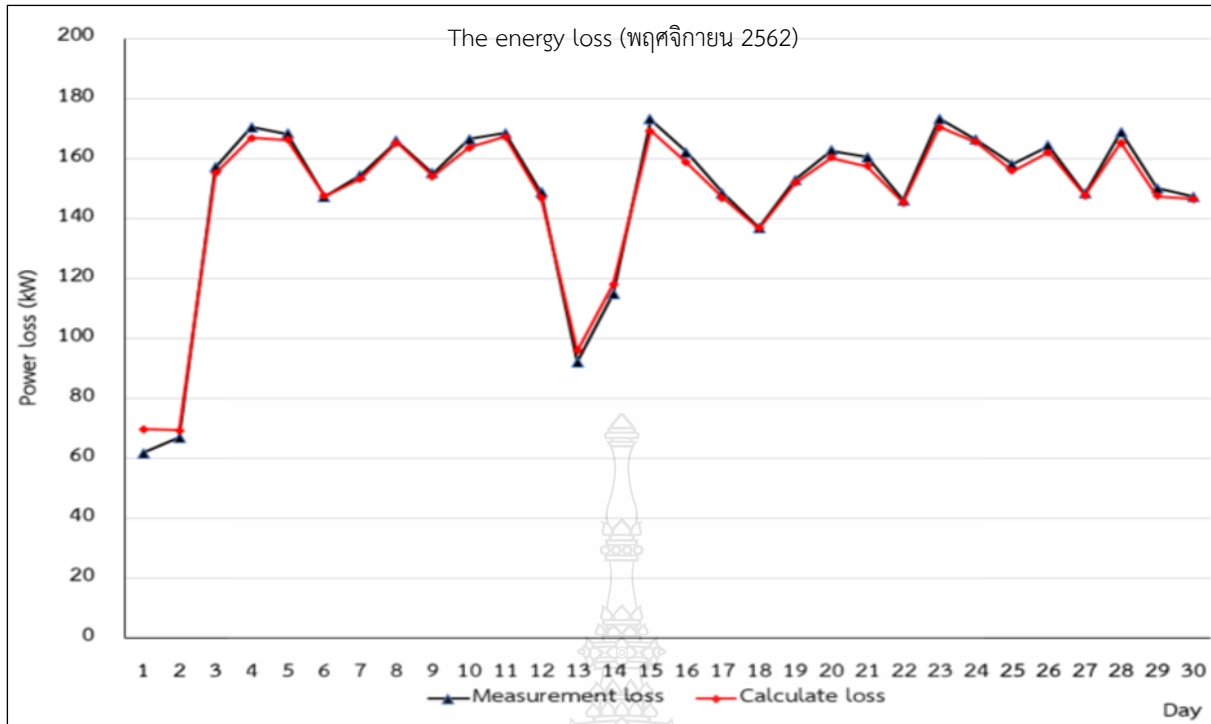


รูปที่ 4.11 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหั่ว 1 ประจำเดือน ตุลาคม พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.11 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหั่ว 1 ประจำเดือน พฤศจิกายน พ.ศ.2562

พฤศจิกายน		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	72341.2980	2794.9793	1102.7373	2411.3766	
	Loss	753.0394	29.1279	11.4373	25.1013	1.0410
Combiner (kW)	Power	71588.2586	2765.8514	1091.0888	2386.2753	
	Loss	726.7681	28.0438	11.0888	24.2256	1.0152
Inverter (kW)	Power	70861.4904	2737.8076	1080.0000	2362.0497	
	Loss	609.7727	23.9123	9.1178	20.3258	0.8605
Transformer (kW)	Power	70251.7177	2713.8953	1070.8822	2341.7239	
	Loss	1053.7758	40.7084	16.0632	35.1259	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	69197.9420	2673.1869	1054.8190	2306.5981	
	Loss	666.4313	27.6182	3.5590	22.2144	0.9631
VSPP (kW)	Power	68531.5106	2646.7416	1045.8345	2284.3837	
	Loss	643.2800	24.8276	9.8635	21.4427	0.9387
PCC (kW)	Power	67888.2307	2621.9140	1035.9710	2262.9410	
Total (kW)	Loss	4453.0674	174.2383	61.1296	148.4356	
					MAPE	1.7659

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %



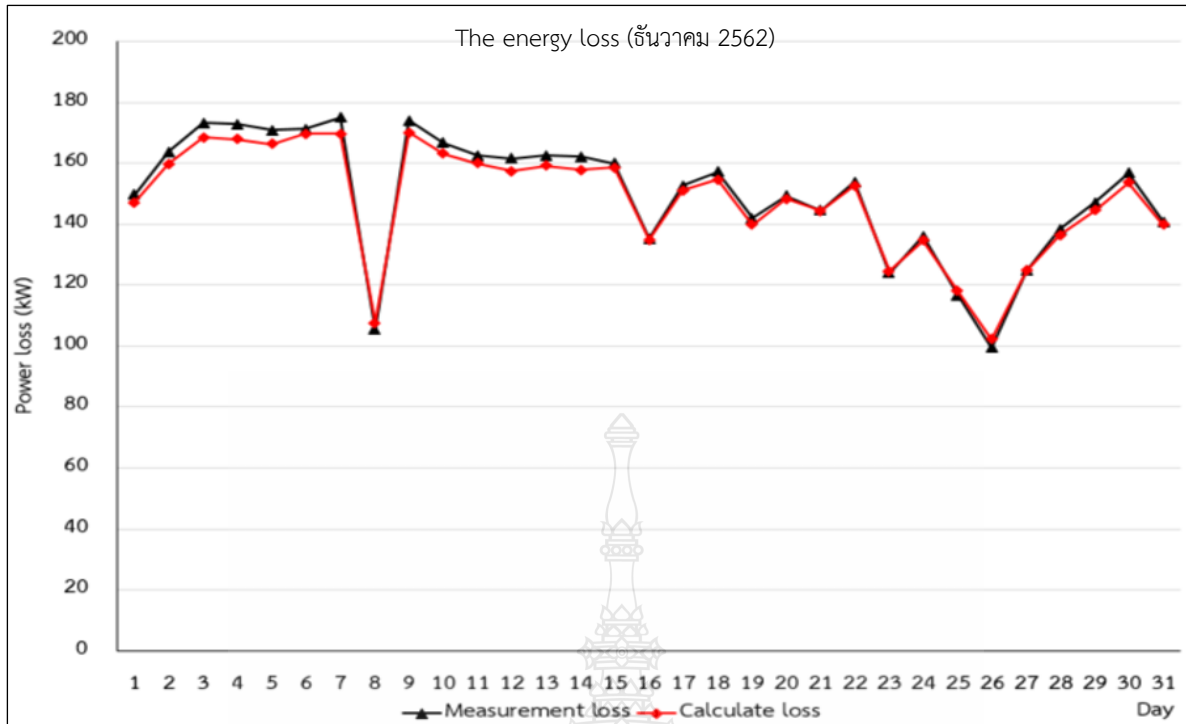
รูปที่ 4.12 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหัว 1 ประจำเดือน พฤศจิกายน พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.12 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหัว 1 ประจำเดือน ธันวาคม พ.ศ.2562

ธันวาคม		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	75024.1956	2791.1251	1655.0322	2420.1353	
	Loss	781.1433	29.3776	17.1413	25.1982	1.0412
Combiner (kW)	Power	74243.0523	2762.3076	1637.8909	2394.9372	
	Loss	757.3370	28.3443	16.8065	24.4302	1.0201
Inverter (kW)	Power	73485.7153	2733.9634	1621.0843	2370.5069	
	Loss	633.1265	23.5548	13.9667	20.4234	0.8616
Transformer (kW)	Power	72852.5888	2710.4085	1607.1177	2350.0835	
	Loss	1092.7888	40.6561	24.1068	35.2513	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	71759.7999	2669.7524	1583.0109	2314.8323	
	Loss	707.9071	28.5143	12.5691	22.8357	0.9865
VSPP (kW)	Power	71051.8928	2642.3497	1570.4418	2291.9965	
	Loss	678.4969	25.3401	14.9735	21.8870	0.9549
PCC (kW)	Power	70373.3959	2617.0682	1555.4682	2270.1095	
Total (kW)	Loss	4650.7997	175.7873	99.5640	150.0258	
					MAPE	1.6190

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %





รูปที่ 4.13 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำเดือน ธันวาคม พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.13 ค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้าสูญเสียจากการเก็บวัดผล หัวหว่า 1 ประจำปี พ.ศ.2562

ค่าความสูญเสียเฉลี่ยปี 62		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	773049.2420	2886.5549	505.5627	2117.9431	
	Loss	8136.8625	30.5941	5.3089	22.2928	1.0526
Combiner (kW)	Power	764912.3795	2855.9607	500.2538	2095.6504	
	Loss	7794.1604	29.3109	5.1322	21.3539	1.0190
Inverter (kW)	Power	757118.2191	2826.6499	495.1216	2074.2965	
	Loss	6538.8866	27.8547	4.2713	17.9148	0.8637
Transformer (kW)	Power	750579.3325	2798.7951	490.8503	2056.3817	
	Loss	11258.6900	41.9819	7.3628	30.8457	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	739320.6425	2756.8132	483.4876	2025.5360	
	Loss	7027.4902	30.6456	1.3795	19.2534	0.9505
VSPP (kW)	Power	732293.1523	2732.5341	482.1081	2006.2826	
	Loss	7002.8345	25.9367	4.7403	19.1858	0.9563
PCC (kW)	Power	725290.3178	2707.0077	477.3678	1987.0968	
Total (kW)	Loss	47758.9242	186.3240	28.1949	130.8464	
					MAPE	2.2493

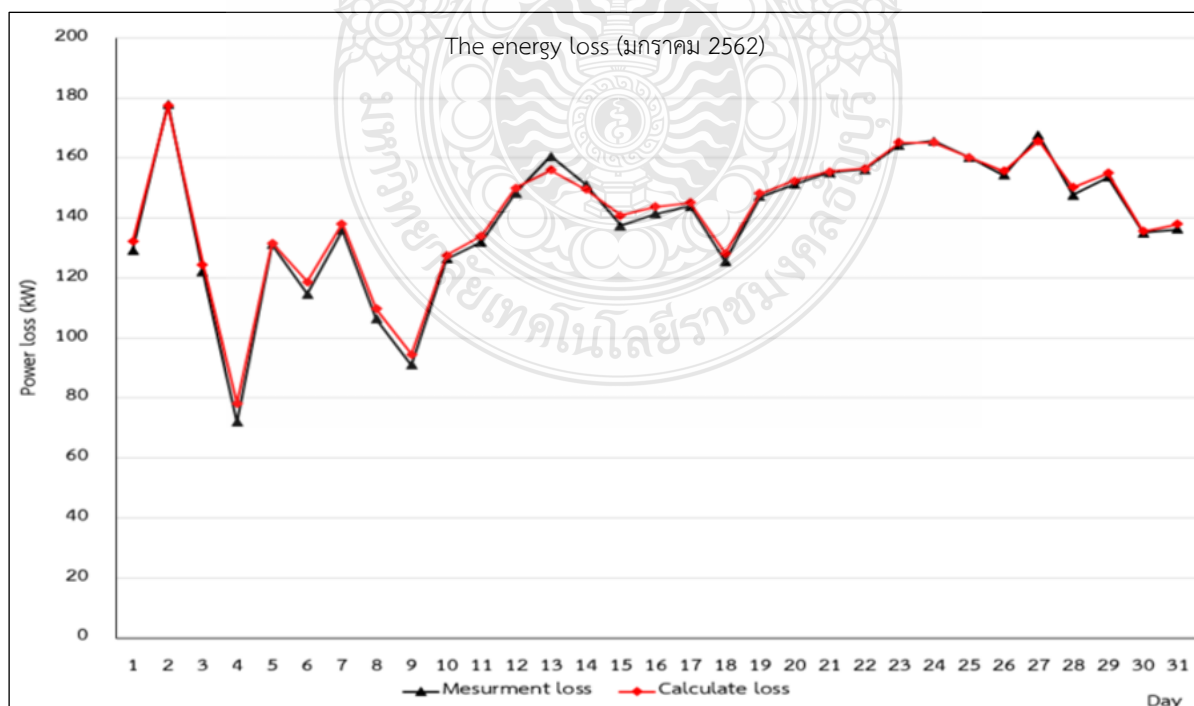
\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %

### 4.3 การวิเคราะห์ค่าความสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หัวหว่า 2

ตารางที่ 4.14 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2 ประจำเดือน มกราคม พ.ศ.2562

มกราคม		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	71593.7655	2913.8009	1250.4309	2309.4763	
	Loss	738.5667	30.1735	13.0455	23.8247	1.0316076
Combiner (kW)	Power	70855.1988	2883.6273	1237.3854	2285.6516	
	Loss	719.4465	29.2328	12.5595	23.2080	1.0153757
Inverter (kW)	Power	70135.7523	2854.3945	1224.8259	2262.4436	
	Loss	598.0584	24.0841	10.4275	19.2922	0.8527155
Transformer (kW)	Power	69537.6939	2830.3104	1214.3984	2243.1514	
	Loss	1043.0654	42.4547	18.2160	33.6473	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	68494.6285	2787.8558	1196.1824	2209.5041	
	Loss	589.6395	26.9989	6.3807	19.0206	0.8608551
VSPP (kW)	Power	67904.9890	2762.5210	1189.8017	2190.4835	
	Loss	650.6169	26.5582	11.3004	20.9876	0.9581282
PCC (kW)	Power	67254.3722	2735.9628	1178.5013	2169.4959	
Total (kW)	Loss	4339.3933	179.5022	71.9296	139.9804	
					MAPE	1.6156789

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %

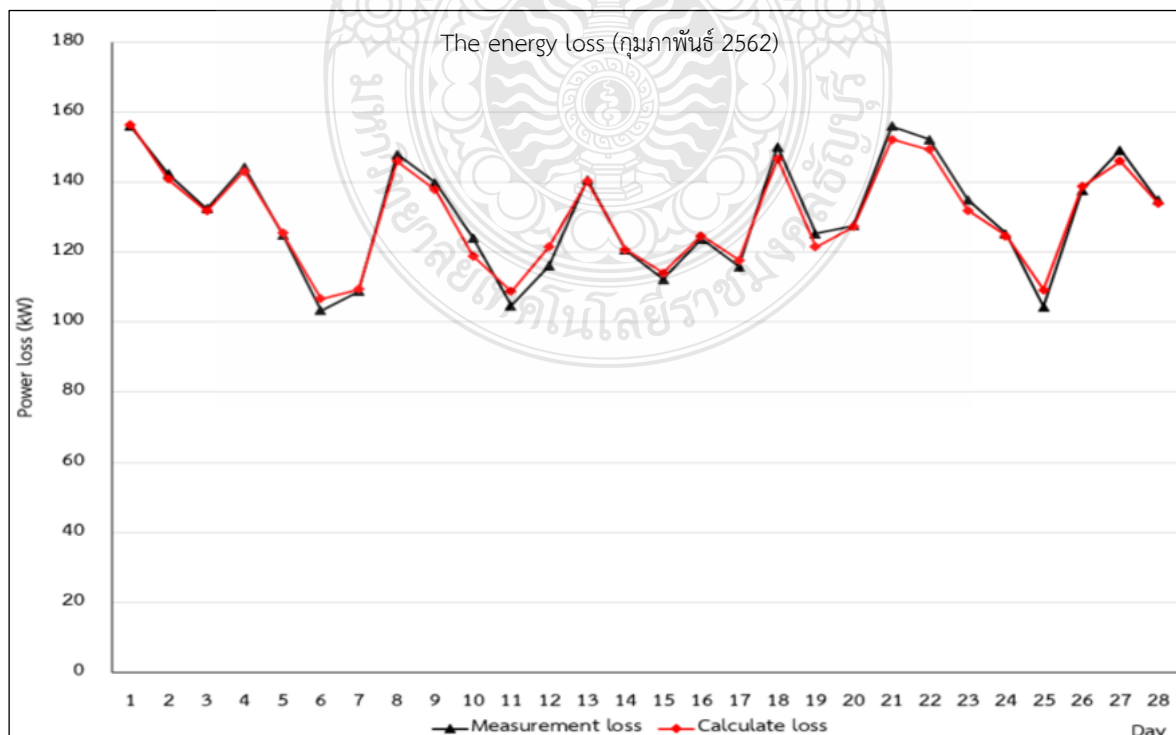


รูปที่ 4.14 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหัว 2 ประจำเดือน มกราคม พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.15 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหัว 2 ประจำเดือน กุมภาพันธ์ พ.ศ.2562

กุมภาพันธ์		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	59427.2382	2562.7556	1729.4849	2122.4014	
	Loss	617.7726	26.5439	18.1343	22.0633	1.039544
Combiner (kW)	Power	58809.4656	2536.2116	1711.3506	2100.3381	
	Loss	597.2380	25.7560	17.3824	21.3299	1.015547
Inverter (kW)	Power	58212.2276	2510.4556	1693.9683	2079.0081	
	Loss	500.3862	21.4932	14.5639	17.8709	0.85959
Transformer (kW)	Power	57711.8414	2488.9624	1679.4044	2061.1372	
	Loss	865.6776	37.3344	25.1911	30.9171	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	56846.1637	2451.6280	1654.2133	2030.2201	
	Loss	535.6964	25.0987	11.3322	19.1320	0.942362
VSPP (kW)	Power	56310.4673	2430.0000	1641.5664	2011.0881	
	Loss	538.5846	23.2489	15.4845	19.2352	0.956456
PCC (kW)	Power	55771.8827	2406.7511	1626.0819	1991.8530	
	Loss	3655.3554	159.4752	102.0882	130.5484	
					MAPE	1.688839

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %

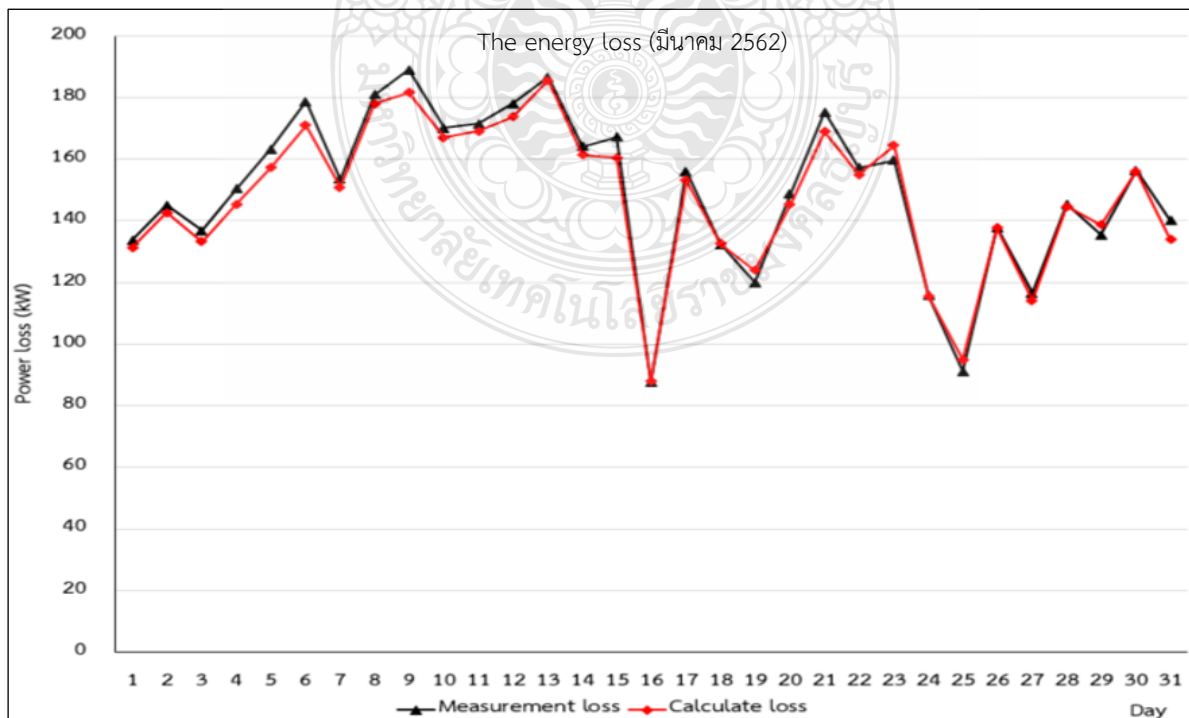


รูปที่ 4.15 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2 ประจำเดือน กุมภาพันธ์ พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.16 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2 ประจำเดือน มีนาคม พ.ศ.2562

มีนาคม		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	74804.6680	3049.4406	1416.2651	2413.0538	
	Loss	794.0150	32.1125	14.8995	25.6134	1.061451
Combiner (kW)	Power	74010.6530	3017.3281	1401.3656	2387.4404	
	Loss	753.2881	30.6655	14.2642	24.2996	1.01781
Inverter (kW)	Power	73257.3649	2986.6626	1387.1014	2363.1408	
	Loss	633.1922	25.8117	12.0877	20.4256	0.864339
Transformer (kW)	Power	72624.1726	2961.0537	1375.0137	2342.7152	
	Loss	1089.3626	44.4158	20.6252	35.1407	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	71534.8100	2916.6379	1354.3885	2307.5745	
	Loss	684.0416	30.1844	10.3176	22.0659	0.956236
VSPP (kW)	Power	70850.7684	2891.0719	1341.6828	2285.5087	
	Loss	688.9727	28.1421	12.9259	22.2249	0.972428
PCC (kW)	Power	70161.7957	2862.9299	1328.7568	2263.2837	
Total (kW)	Loss	4642.8723	191.3319	85.1202	149.7701	
						MAPE 2.139273

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %

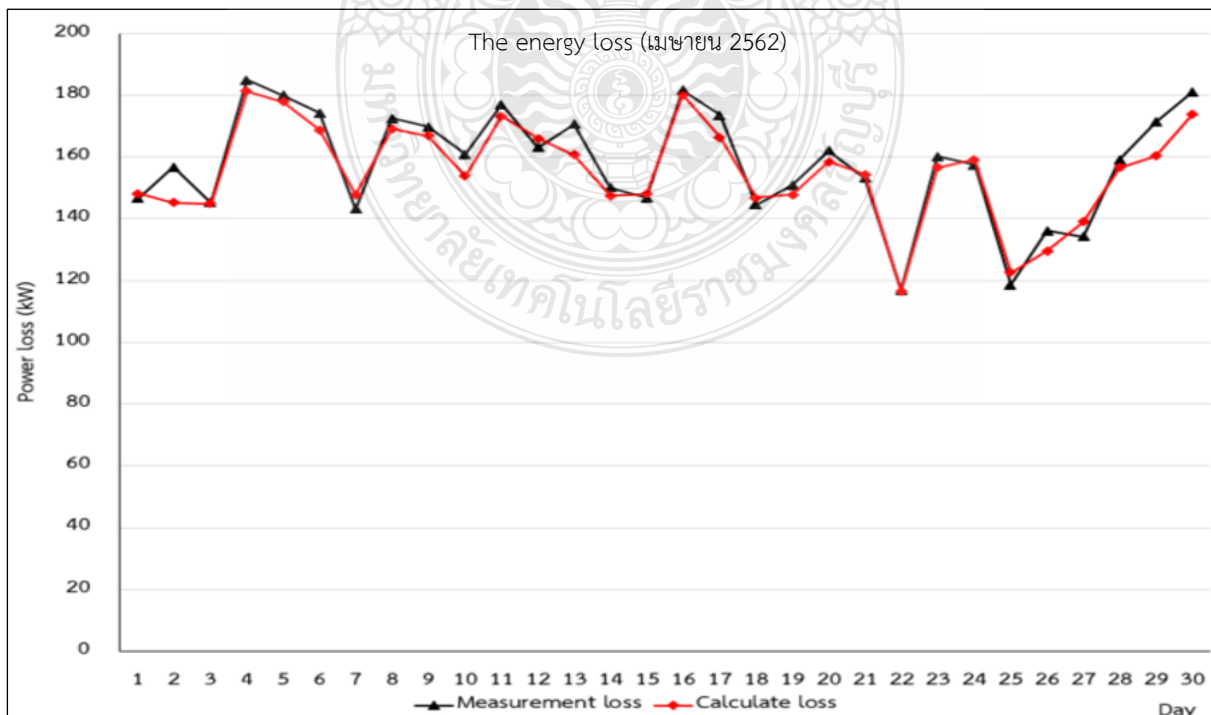


รูปที่ 4.16 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2 ประจำเดือน มีนาคม พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.17 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2 ประจำเดือน เมษายน พ.ศ.2562

เมษายน		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	76396.9894	2977.8271	1893.2588	2546.5663	
	Loss	808.5628	31.7103	20.1630	26.9521	1.05837
Combiner (kW)	Power	75588.4266	2946.1168	1873.0958	2519.6142	
	Loss	767.9422	29.9301	19.0291	25.5981	1.0159521
Inverter (kW)	Power	74820.4844	2916.1867	1854.0667	2494.0161	
	Loss	646.1038	25.1728	15.9699	21.5368	0.8635387
Transformer (kW)	Power	74174.3806	2891.0682	1838.0968	2472.4794	
	Loss	1112.6157	43.3660	27.5715	37.0872	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	73061.7649	2847.7022	1810.5253	2435.3922	
	Loss	710.1614	33.0492	13.0605	23.6720	0.9720014
VSPP (kW)	Power	72351.6035	2820.0830	1793.6927	2411.7201	
	Loss	695.6321	27.1643	17.3546	23.1877	0.9614605
PCC (kW)	Power	71655.9715	2792.9187	1776.3381	2388.5324	
Total (kW)	Loss	4741.0180	190.3927	113.1485	158.0339	
					MAPE	2.5892931

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %

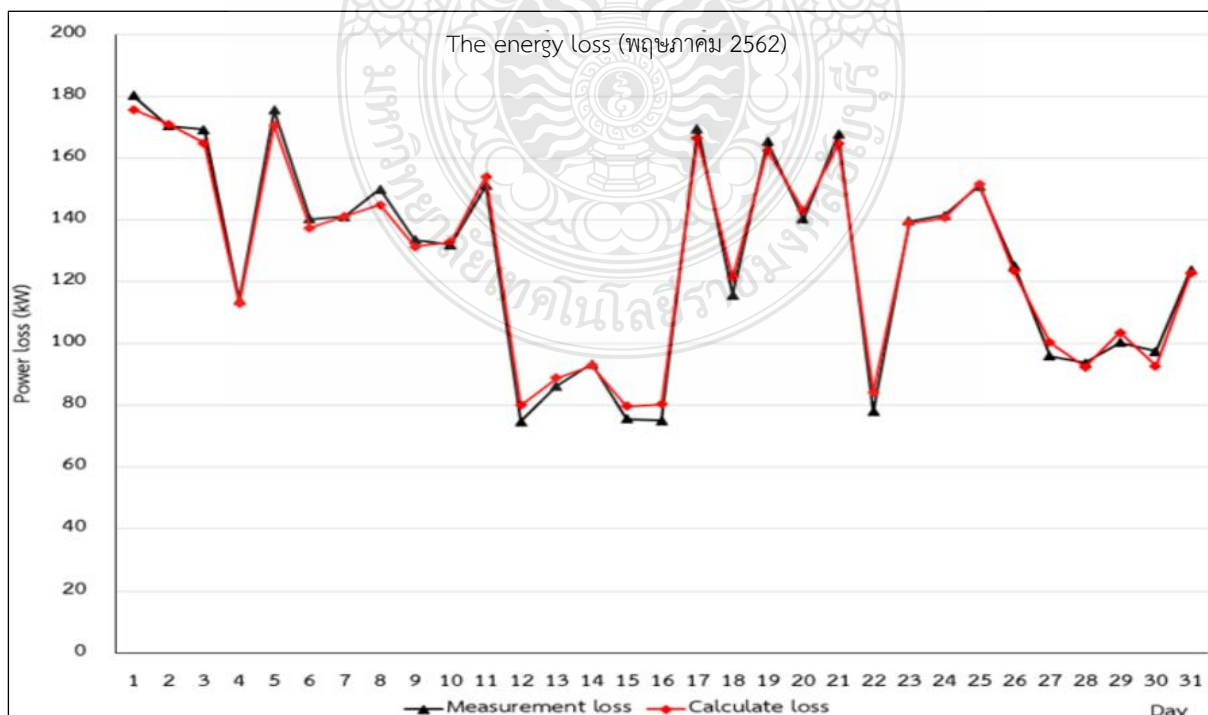


รูปที่ 4.17 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2 ประจำเดือน เมษายน พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.18 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2 ประจำเดือน พฤษภาคม พ.ศ.2562

พฤษภาคม		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	64623.2084	2883.6184	1275.1117	2084.6196	
	Loss	682.7792	30.4627	13.4939	22.0251	1.056554
Combiner (kW)	Power	63940.4292	2853.1556	1261.6178	2062.5945	
	Loss	649.3971	28.9670	12.8087	20.9483	1.015628
Inverter (kW)	Power	63291.0322	2824.1887	1248.8091	2041.6462	
	Loss	541.8208	23.8820	10.6854	17.4781	0.856078
Transformer (kW)	Power	62749.2114	2800.3066	1238.0725	2024.1681	
	Loss	941.2382	42.0046	18.5711	30.3625	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	61807.9732	2758.3020	1219.5014	1993.8056	
	Loss	569.7370	29.5108	6.4817	18.3786	0.921786
VSPP (kW)	Power	61238.2362	2729.5547	1211.0992	1975.4270	
	Loss	582.1229	26.1004	11.6103	18.7782	0.950587
PCC (kW)	Power	60656.1133	2703.4542	1199.4889	1956.6488	
Total (kW)	Loss	3967.0952	180.9276	73.6510	127.9708	
					MAPE	2.593341

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %

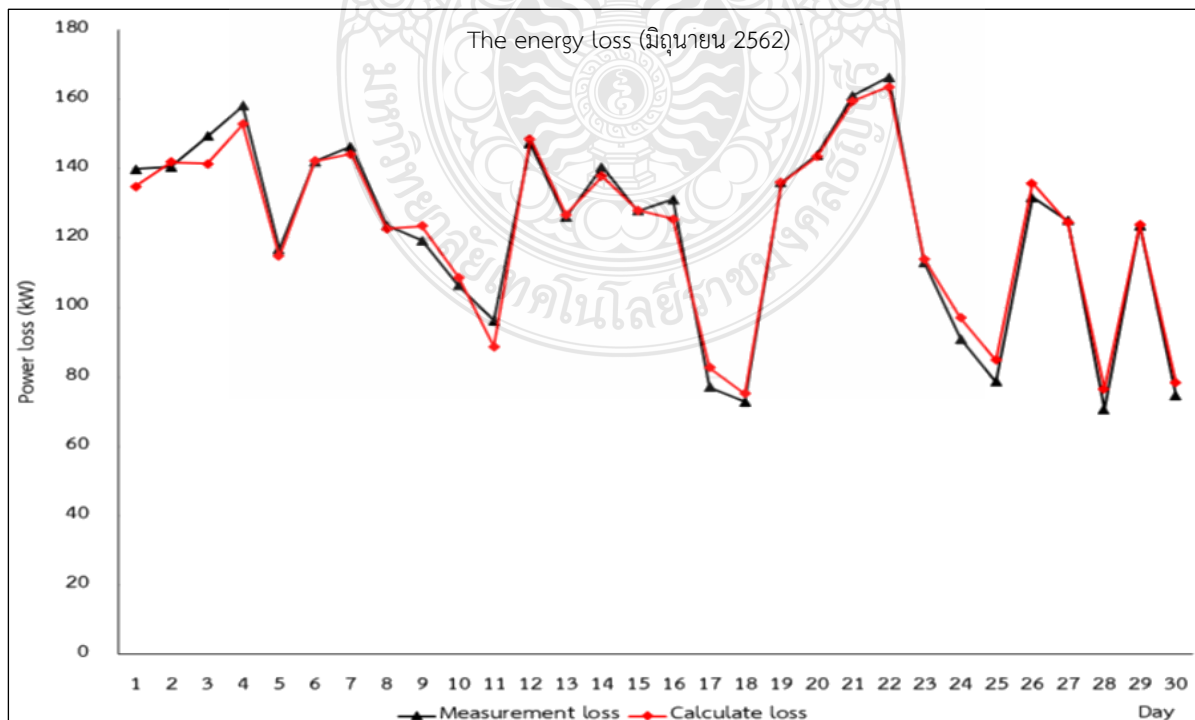


รูปที่ 4.18 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหัว 2 ประจำเดือน พฤษภาคม พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.19 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหัว 2 ประจำเดือน มิถุนายน พ.ศ.2562

มิถุนายน		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	59847.8064	2682.7257	1200.9960	1994.9269	
	Loss	634.5474	28.3628	12.7117	21.1516	1.0602685
Combiner (kW)	Power	59213.2590	2654.3630	1188.2842	1973.7753	
	Loss	605.0608	27.3006	12.0649	20.1687	1.0218334
Inverter (kW)	Power	58608.1981	2627.3960	1176.2193	1953.6066	
	Loss	506.0779	22.6304	10.1595	16.8693	0.8634934
Transformer (kW)	Power	58102.1202	2604.7656	1166.0598	1936.7373	
	Loss	871.5318	39.0715	17.4909	29.0511	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	57230.5884	2565.6941	1148.5689	1907.6863	
	Loss	514.5366	27.4752	5.8774	17.1512	0.8990587
VSPP (kW)	Power	56716.0518	2540.7059	1139.2904	1890.5351	
	Loss	545.1144	24.4245	11.0210	18.1705	0.961129
PCC (kW)	Power	56170.9374	2516.2814	1128.2694	1872.3646	
	Loss	3676.8690	169.2649	69.3255	122.5623	
					MAPE	2.8256226

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %

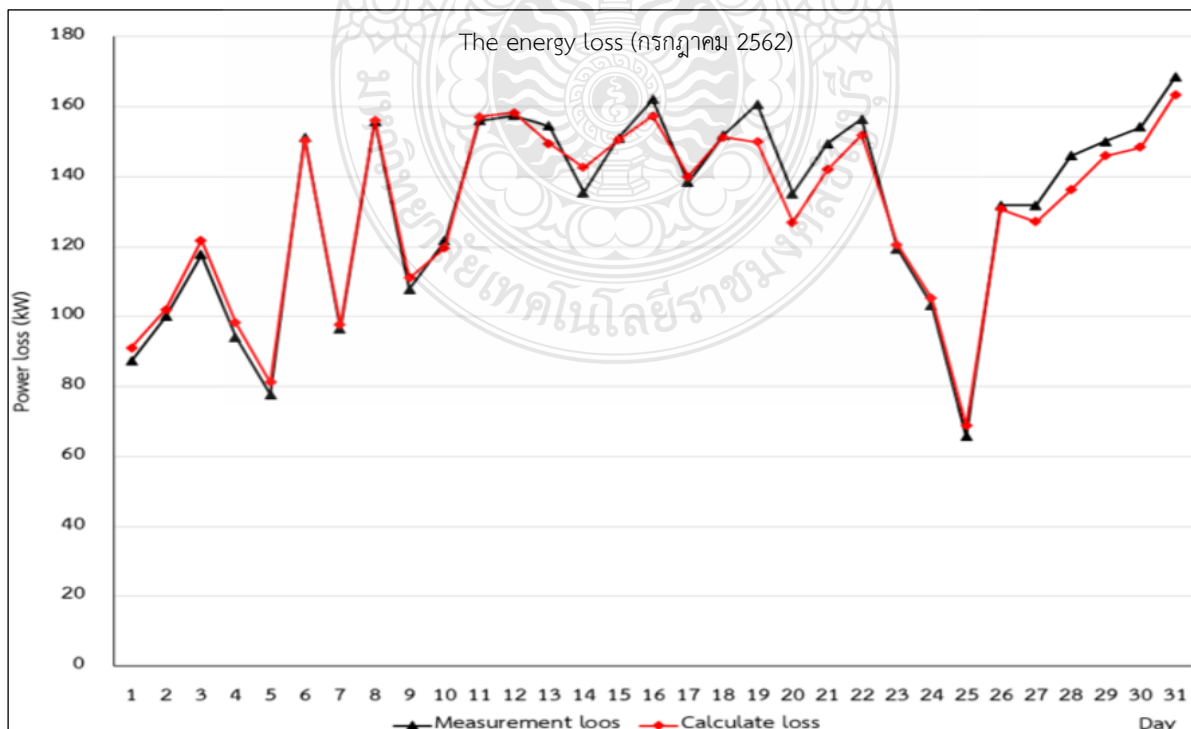


รูปที่ 4.19 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2 ประจำเดือน มิถุนายน พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.20 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2 ประจำเดือน กรกฎาคม พ.ศ.2562

กรกฎาคม		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	66070.2699	2679.7406	1091.4798	2131.2990	
	Loss	687.5595	28.0371	11.3765	22.1793	1.040649
Combiner (kW)	Power	65382.7104	2651.7035	1080.1033	2109.1197	
	Loss	664.4866	26.9451	10.9783	21.4351	1.016303
Inverter (kW)	Power	64718.2238	2624.7584	1069.1250	2087.6846	
	Loss	558.4590	22.4503	9.2558	18.0148	0.862908
Transformer (kW)	Power	64159.7648	2602.3081	1059.8693	2069.6698	
	Loss	962.3965	39.0346	15.8980	31.0450	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	63197.3683	2563.2735	1043.9712	2038.6248	
	Loss	613.4761	32.0184	8.2153	19.7896	0.97073
VSPP (kW)	Power	62583.8922	2535.6383	1035.7560	2018.8352	
	Loss	602.0194	24.4072	9.9189	19.4200	0.96194
PCC (kW)	Power	61981.8728	2511.2311	1025.8371	1999.4153	
Total (kW)	Loss	4088.3972	172.8928	65.6427	131.8838	
					MAPE	2.874211

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %



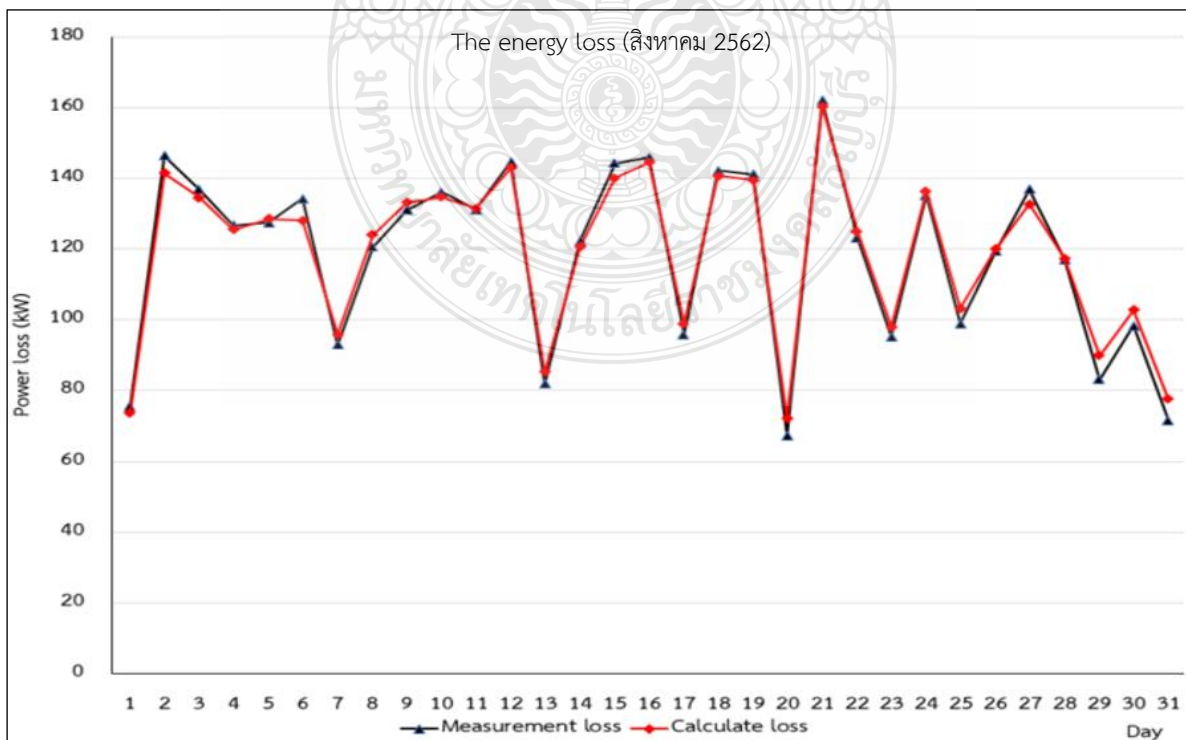


รูปที่ 4.20 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2 ประจำเดือน กรกฎาคม พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.21 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2 ประจำเดือน สิงหาคม พ.ศ.2562

สิงหาคม		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	60152.5893	2628.1627	1152.7806	1940.4061	
	Loss	631.1712	27.4054	12.1754	20.3604	1.049284
Combiner (kW)	Power	59521.4181	2600.7573	1140.6052	1920.0457	
	Loss	604.4267	26.4320	11.5765	19.4976	1.015478
Inverter (kW)	Power	58916.9914	2574.3253	1129.0287	1900.5481	
	Loss	505.4950	22.0480	9.6108	16.3063	0.857978
Transformer (kW)	Power	58411.4963	2552.2774	1119.4179	1884.2418	
	Loss	876.1724	38.2842	16.7913	28.2636	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	57535.3239	2513.9932	1102.6267	1855.9782	
	Loss	521.0945	24.9967	6.2533	16.8095	0.905695
VSPP (kW)	Power	57014.2294	2490.0804	1096.0218	1839.1687	
	Loss	547.1814	23.9378	10.5714	17.6510	0.959728
PCC (kW)	Power	56467.0480	2466.1427	1085.4504	1821.5177	
Total (kW)	Loss	3685.5412	163.1040	66.9787	118.8884	
					MAPE	2.631777

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %

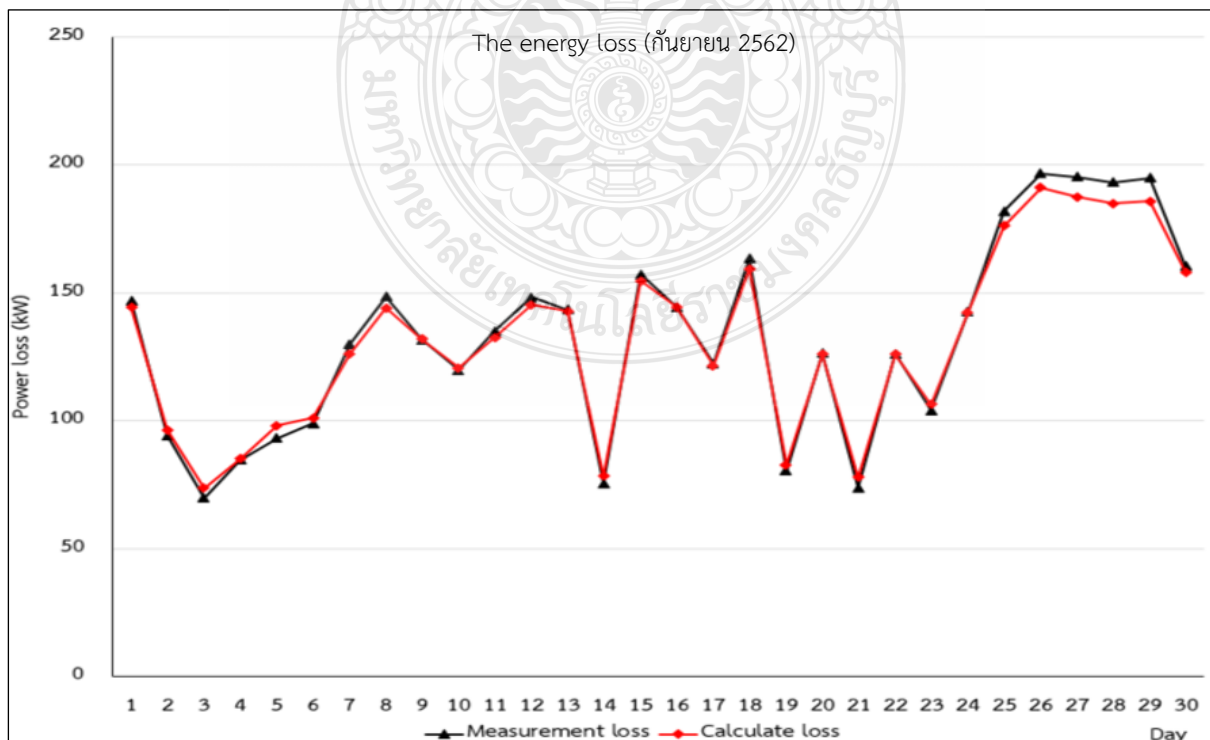


รูปที่ 4.21 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2 ประจำเดือน สิงหาคม พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.22 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2 ประจำเดือน กันยายน พ.ศ.2562

		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	64320.2143	3141.0246	1176.1375	2144.0071	
	Loss	675.0679	33.2082	12.2988	22.5023	1.0495424
Combiner (kW)	Power	63645.1464	3107.8164	1163.8387	2121.5049	
	Loss	645.7653	31.3698	11.8191	21.5255	1.014634
Inverter (kW)	Power	62999.3811	3076.4466	1152.0196	2099.9794	
	Loss	544.0844	26.6228	9.9468	18.1361	0.8636344
Transformer (kW)	Power	62455.2967	3049.8239	1142.0727	2081.8432	
	Loss	936.8295	45.7474	17.1311	31.2276	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	61518.4672	3004.0765	1124.9416	2050.6156	
	Loss	596.7376	33.8844	7.7677	19.8913	0.9700137
VSPP (kW)	Power	60921.7297	2973.1536	1117.1739	2030.7243	
	Loss	584.7203	28.7011	10.7732	19.4907	0.9597894
PCC (kW)	Power	60337.0094	2944.4525	1106.4007	2011.2336	
Total (kW)	Loss	3983.2049	199.5336	69.7368	132.7735	
					MAPE	2.3079892

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %

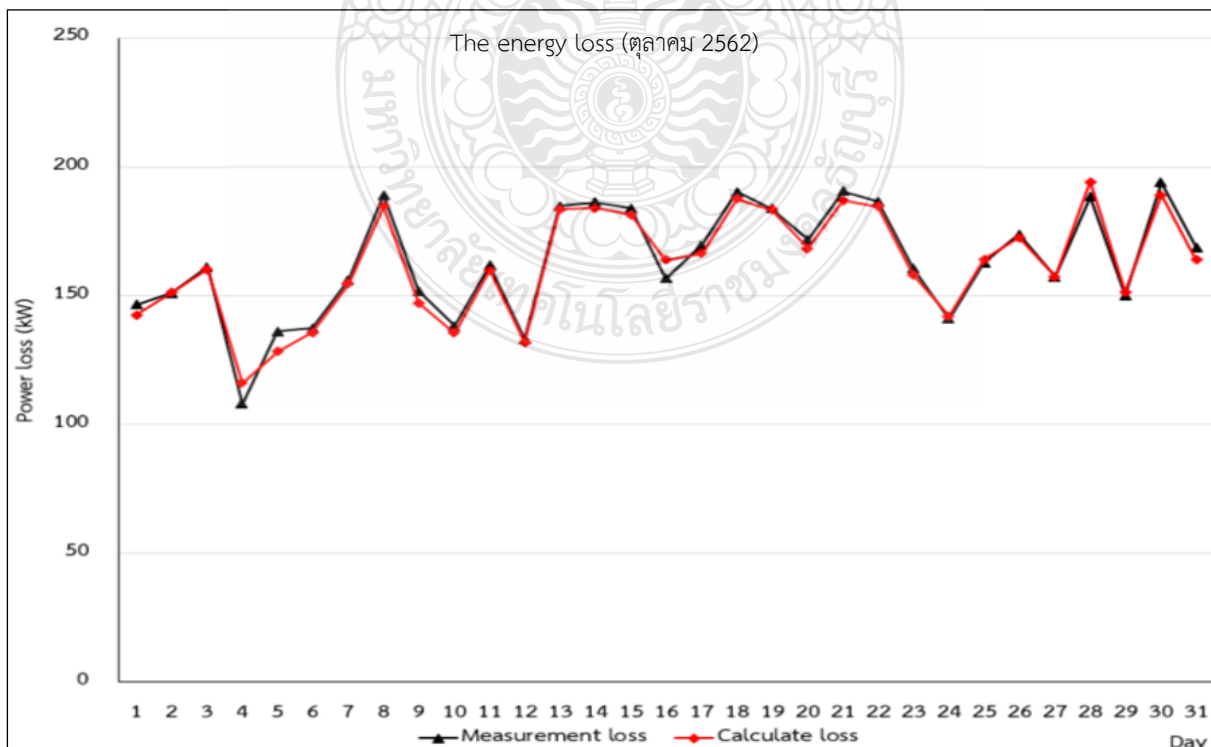


รูปที่ 4.22 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2 ประจำเดือน กันยายน พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.23 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2 ประจำเดือน ตุลาคม พ.ศ.2562

ตุลาคม		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	82409.7193	3192.9399	1885.1579	2658.3780	
	Loss	863.7131	33.5680	19.5809	27.8617	1.048072
Combiner (kW)	Power	81546.0063	3159.3719	1865.5771	2630.5163	
	Loss	834.7697	32.1586	18.9405	26.9281	1.023679
Inverter (kW)	Power	80711.2366	3127.2133	1846.6366	2603.5883	
	Loss	693.6101	26.6228	15.8333	22.3745	0.859372
Transformer (kW)	Power	80017.6264	3100.5905	1830.8033	2581.2138	
	Loss	1200.2644	46.5089	27.4620	38.7182	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	78817.3620	3054.0816	1803.3412	2542.4955	
	Loss	723.1282	29.7329	8.8697	23.3267	0.917473
VSPP (kW)	Power	78094.2338	3033.6000	1794.4715	2519.1688	
	Loss	754.0267	28.9466	17.2014	24.3234	0.965534
PCC (kW)	Power	77340.2070	3004.6534	1777.2702	2494.8454	
Total (kW)	Loss	5069.5123	197.5378	107.8878	163.5327	
					MAPE	1.880017

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %

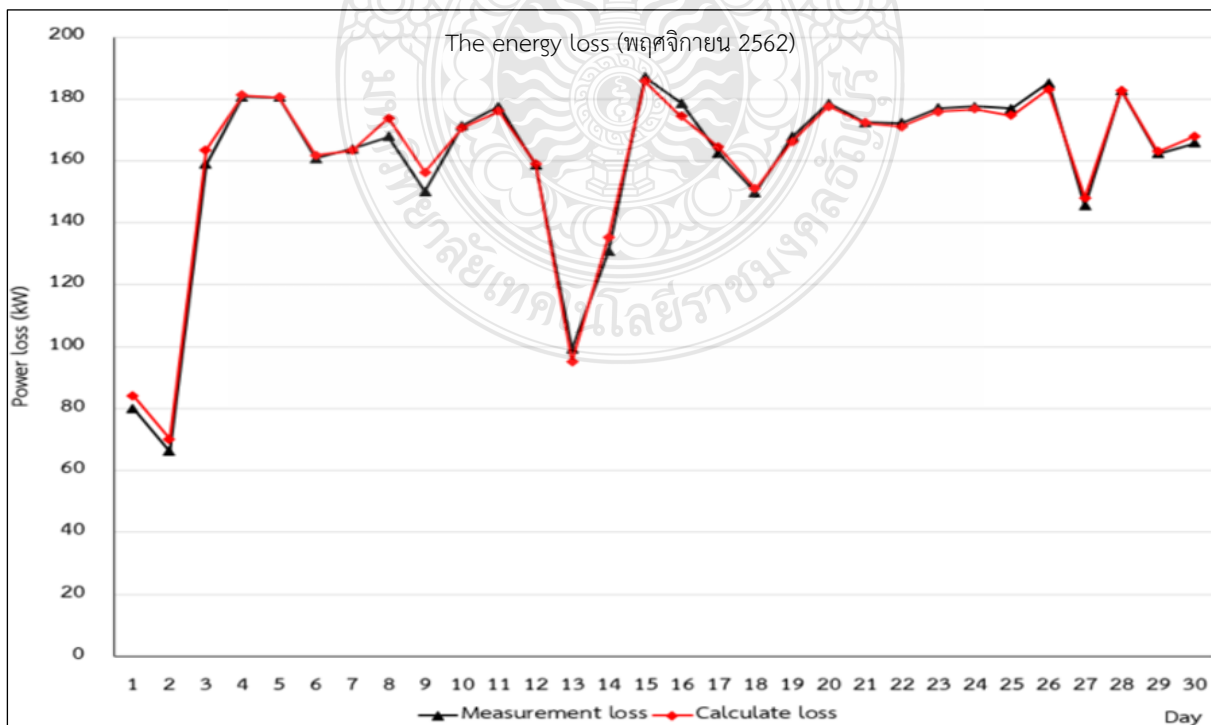


รูปที่ 4.23 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2 ประจำเดือน ตุลาคม พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.24 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2 ประจำเดือน พฤศจิกายน พ.ศ.2562

พฤศจิกายน		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	78752.2543	3051.3799	1117.1876	2625.0751	
	Loss	815.9561	31.6964	11.6428	27.1985	1.0361051
Combiner (kW)	Power	77936.2982	3019.6836	1105.5448	2597.8766	
	Loss	791.7217	30.6581	11.2209	26.3907	1.0158574
Inverter (kW)	Power	77144.5765	2989.0255	1094.3239	2571.4859	
	Loss	660.2261	25.9294	9.2982	22.0075	0.8558295
Transformer (kW)	Power	76484.3504	2963.0961	1085.0257	2549.4783	
	Loss	1147.2653	44.4464	16.2754	38.2422	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	75337.0852	2918.6497	1068.7503	2511.2362	
	Loss	658.2320	28.2389	7.6803	21.9411	0.8737158
VSP (kW)	Power	74678.8531	2892.1690	1061.0700	2489.2951	
	Loss	715.0708	27.9280	10.1522	23.8357	0.9575278
PCC (kW)	Power	73963.7824	2864.2410	1050.9178	2465.4594	
	Loss	4788.4719	188.8971	66.2698	159.6157	
					MAPE	1.5538023

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %

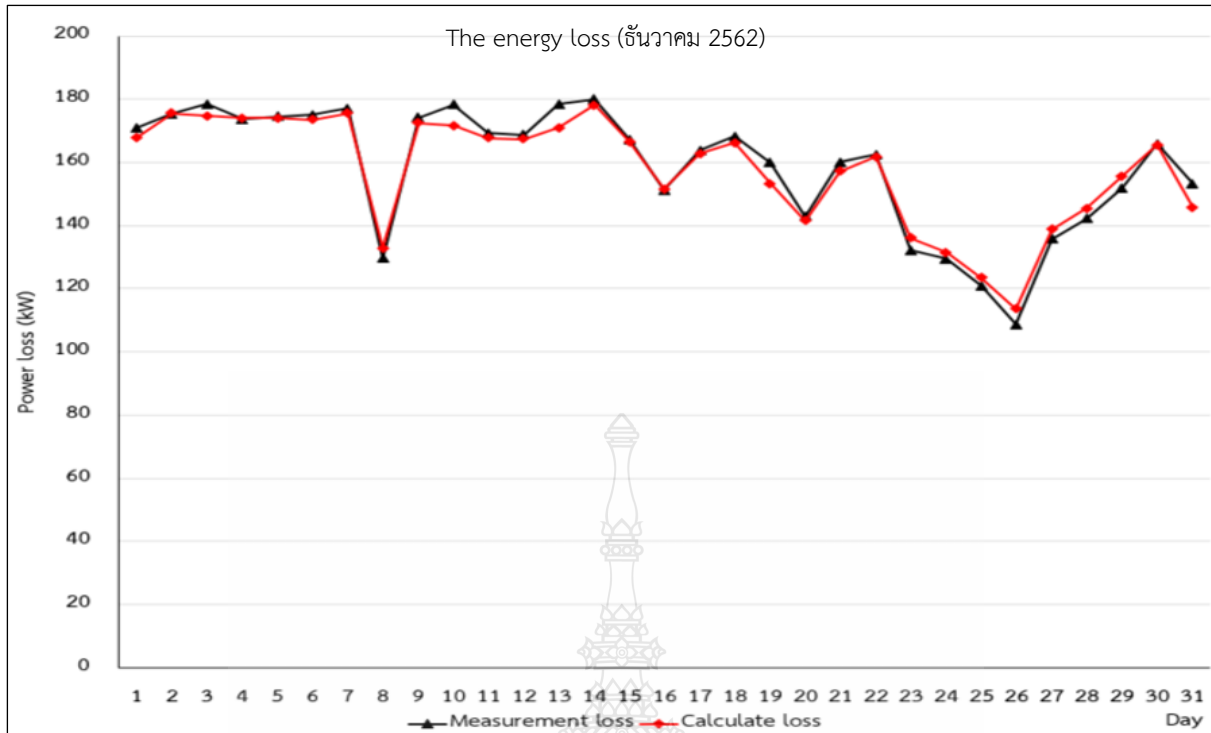


รูปที่ 4.24 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2 ประจำเดือน พฤศจิกายน พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.25 ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2 ประจำเดือน ธันวาคม พ.ศ.2562

ธันวาคม		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	80158.4855	2925.8743	1845.2951	2585.7576	
	Loss	835.5233	30.6789	18.8572	26.9524	1.042339
Combiner (kW)	Power	79322.9622	2895.1954	1826.4379	2558.8052	
	Loss	806.0086	29.4193	18.5984	26.0003	1.01611
Inverter (kW)	Power	78516.9536	2865.7761	1807.8395	2532.8050	
	Loss	676.8546	24.6413	15.6814	21.8340	0.862049
Transformer (kW)	Power	77840.0990	2841.1348	1792.1580	2510.9709	
	Loss	1167.6015	42.6170	26.8824	37.6646	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	76672.4975	2798.5178	1765.2757	2473.3064	
	Loss	700.4264	30.9794	11.8131	22.5944	0.91353
VSPP (kW)	Power	75972.0712	2772.8696	1753.4626	2450.7120	
	Loss	734.0237	26.9835	16.9274	23.6782	0.966176
PCC (kW)	Power	75238.0475	2745.8861	1736.5352	2427.0338	
Total (kW)	Loss	4920.4380	185.3194	108.7600	158.7238	
					MAPE	1.714569

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %



รูปที่ 4.25 กราฟพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2 ประจำเดือน ธันวาคม พ.ศ.2562

ตารางที่ 4.26 ค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้าสูญเสียจากการเก็บวัดผล หัวหว่า 2 ปี พ.ศ.2562

ค่าความสูญเสียเฉลี่ยปี 62		Sum	Max	Min	Mean	Percent
PV (kW)	Power	838557.2086	3192.9399	1091.4798	2297.4170	
	Loss	8785.2349	33.5680	11.3765	24.0691	1.0477
Combiner (kW)	Power	829771.9737	3159.3719	1080.1033	2273.3479	
	Loss	8439.5514	32.1586	10.9783	23.1221	1.0171
Inverter (kW)	Power	821332.4223	3127.2133	1069.1250	2250.2258	
	Loss	7064.3686	26.6228	9.2558	19.3544	0.8601
Transformer (kW)	Power	814268.0537	3100.5905	1059.8693	2230.8714	
	Loss	12214.0208	46.5089	15.8980	33.4631	1.5 ***
Switch Gear (kW)	Power	802054.0329	3054.0816	1043.9712	2197.4083	
	Loss	7416.9073	33.8844	5.8774	20.3203	0.9247
VSPP (kW)	Power	794637.1257	3033.6000	1035.7560	2177.0880	
	Loss	7638.0859	28.9466	9.9189	20.9263	0.9612
PCC (kW)	Power	786999.0398	3004.6534	1025.8371	2156.1618	
Total (kW)	Loss	51558.1688	201.6893	63.3049	141.2553	
					MAPE	2.2041

#### 4.4 การวิเคราะห์ค่าความสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

จากการศึกษาหาค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ทั้ง 2 โรงไฟฟ้า พบว่าค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้น นั้นส่งผลต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า จากการศึกษาได้จำแนกออกเป็นจุดๆ สำคัญที่ส่งต่อความสูญเสียพลังงานในโรงไฟฟ้า ประกอบด้วย ค่าความสูญเสียที่ตัวแผงเซลล์แสงอาทิตย์เอง ค่าความสูญเสียที่เกิดจาก ระยะจากสายส่งไปยังจุดต่อสาย หรือคอมไบเนอร์บ็อก ค่าความสูญเสียจากอินเวอร์เตอร์ ค่าความสูญเสียจากหม้อแปลงไฟฟ้า ค่าความสูญเสียที่เกิดจากสวิตช์เกียร์ และสุดท้ายค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นก่อนการขายไฟฟ้าไปสู่ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ค่าความสูญเสียที่ค้นพบนี้ เป็นการนำค่าพลังงานสูญเสียที่ได้จากวัด มาวิเคราะห์ค่าพลังงานสูญเสียที่เกิดขึ้นของแต่ละส่วน ซึ่งค่าความสูญเสียเหล่านี้สามารถพัฒนาเป็นสมการทางคณิตศาสตร์ ได้ดังสมการ ที่ 4.1 ถึง 4.3

$$Loss_{Total} = Loss_{PV} + Loss_{Combiner} + Loss_{Inv} + Loss_{Trans} + Loss_{SwichGear} + Loss_{VSPP} \quad (4.1)$$

$$Loss_{Total} = 0.0597x + 3.4908 \quad (4.2)$$

$$R^2 = 0.9463 \quad (4.3)$$

โดยที่

$Loss_{Total}$	คือ	ค่าความสูญเสียรวมของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
$Loss_{PV}$	คือ	ค่าความสูญเสียที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์
$Loss_{Combiner}$	คือ	ค่าความสูญเสียที่จุดต่อสายไฟฟ้า
$Loss_{Inv}$	คือ	ค่าความสูญเสียที่อินเวอร์เตอร์
$Loss_{Trans}$	คือ	ค่าความสูญเสียที่หม้อแปลงไฟฟ้า
$Loss_{SwichGear}$	คือ	ค่าความสูญเสียที่สวิตช์เกียร์
$Loss_{VSPP}$	คือ	ค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นก่อนการขายไฟฟ้า
$x$	คือ	ค่าตัวพิกัดกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ติดตั้ง
$R$	คือ	ค่าความแปรปรวนที่ได้จากการวิเคราะห์

ทั้งนี้ กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา มีค่าที่  $0.0597x + 3.4908$  โดยมีค่าความแปรปรวนที่ค่า 0.9463 ตามลำดับ สมการที่ได้นี้ สามารถใช้ในการประเมิน กำลังไฟฟ้าสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยนำไปพิจารณาตามสภาพการใช้งานจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้อย่างดี

จากสมการที่ 4.1 เป็นการจำแนกค่าพลังงานสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยมีค่าความสูญเสียของแต่ละส่วน สามารถจำแนกออกมาได้ดังนี้

$Loss_{pv}$  ค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าจากแผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้งานนี้ เป็นค่าความสูญเสียแผงของโซลาร์เซลล์ จากการวัดทางอ้อมก่อนเข้าไปที่จุดต่อสาย ดังนั้น ค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นนี้จะเกิดการค่าความสูญเสียที่ทองแดงเป็นหลัก สามารถหาได้จากตารางที่ 4.26 จะมีค่าเท่ากับ 1.0477% ของพิกัดติดตั้งโซลาร์เซลล์

$Loss_{Combiner}$  ค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าจากกล่องต่อสาย เป็นจุดรวมสายจากแผงของโซลาร์เซลล์ก่อนเข้าไปยังอินเวอร์เตอร์ ดังนั้น ค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นนี้จะเกิดการค่าความสูญเสียที่ทองแดงเป็นหลัก ซึ่งได้มาจากสมการทั่วไปของการสูญเสียพลังงาน นั่นคือ  $E = I^2R(t)$  นั่นเอง สามารถหาได้จากตารางที่ 4.26 จะมีค่าเท่ากับ 1.0171% ของพิกัดติดตั้งโซลาร์เซลล์

$Loss_{Inv}$  ค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ สามารถหาได้จากตารางที่ 4.26 จะมีค่าเท่ากับ 0.8601% ของพิกัดกำลังของอินเวอร์เตอร์ที่ติดตั้ง

$Loss_{Trans}$  ค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าของหม้อแปลงไฟฟ้า เกิดจากความสูญเสียที่เกิดจากทองแดง กระแสไหลวน ซึ่งสามารถหาได้จากตารางที่ 4.26 จะมีค่าเท่ากับ 1.5% ของพิกัดกำลังหม้อแปลงไฟฟ้าที่ติดตั้ง

$Loss_{SwitchGear}$  ค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าจากส่วนนี้ เนื่องจากสวิตช์เกียร์เป็นสะพานไฟที่ทำมาจากทองแดงดังนั้น ค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นนี้จะเกิดการค่าความสูญเสียที่ทองแดงเป็นหลัก ซึ่งได้มาจากสมการทั่วไปของการสูญเสียพลังงาน นั่นคือ  $E = I^2R(t)$  นั่นเอง ซึ่งสามารถหาได้จากตารางที่ 4.26 จะมีค่าเท่ากับ 0.9247% ของพิกัดกำลังติดตั้ง

$Loss_{VSPP}$  ค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าจาก VSPP นี้ เป็นส่วนของการเชื่อมต่อจากจุดขายพลังงานไฟฟ้าไปยังจุดรับซื้อพลังงานไฟฟ้า ซึ่งการส่งผ่านพลังงานทำมาจากทองแดงดังนั้น ค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นนี้จะเกิดการค่าความสูญเสียที่ทองแดงเป็นหลัก ซึ่งได้มาจากสมการทั่วไปของการสูญเสียพลังงาน นั่นคือ  $E = I^2R(t)$  นั่นเอง ซึ่งสามารถหาได้จากตารางที่ 4.26 จะมีค่าเท่ากับ 0.9612%

จากค่าความสูญเสียที่กล่าวมานี้ เป็นที่มาของการเกิดค่าความสูญเสียที่ส่งผลไปยังการวัดเพื่อหาค่าความสูญเสียในโรงไฟฟ้าแต่ละจุด ซึ่งได้ถูกจำแนกออกมาในสมการที่ 4.1 โดยคิดเป็นเปอร์เซ็นต์ความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าโดยวิธีการทางอ้อม เพื่อใช้เทียบค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา

#### 4.5 ผลการศึกษาผลกระทบการติดตั้งระบบล่อฟ้าแบบ ESE ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การศึกษาผลกระทบจากการติดตั้งระบบล่อฟ้าแบบ ESE ที่ติดตั้งในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยมีการติดตั้งเสา และหัวล่อฟ้าแบบ ESE แสดงในรูปแบบที่ 4.26 จากการศึกษาระบบป้องกันฟ้าผ่าแบบ ESE สามารถช่วยป้องกันอันตรายจากการเกิดฟ้าผ่าให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ศึกษาได้ โดยมีผลของการเกิดฟ้าผ่าเกิดขึ้นจำนวน 3 ครั้ง ซึ่งจากการเกิดฟ้าผ่าที่นับได้ ไม่ส่งผลเสียหายให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยมีรายละเอียดของการศึกษาแสดงดังตารางที่ 4.27





รูปที่ 4.26 การติดตั้งเสา ระบบล่อฟ้าแบบ ESE ให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ตารางที่ 4.27 การศึกษาการป้องกันฟ้าผ่าด้วยระบบป้องกันแบบ ESE ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ตำแหน่งเสาล่อฟ้า	ปีศึกษาการเกิดฟ้าผ่าในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์				
	2559	2560	2561	2562	2563
1	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-
4	-	✓	-	-	-
5	-	✓	✓	-	-
6	-	-	-	-	-
7	-	-	-	-	-
8	-	-	-	-	-
9	-	-	-	-	-
10	-	-	-	-	-
11	-	-	-	-	-

หมายเหตุ ✓ การเกิดฟ้าผ่าในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ผลการศึกษาฟ้าผ่าในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในรอบ 5 ปี พบว่าการป้องกันฟ้าผ่าด้วยระบบ ESE ที่ติดตั้งสามารถช่วยป้องกันความเสียหายให้โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ โดยที่มีการเกิดฟ้าผ่าขึ้นจำนวน 3

ครั้งในรอบ 5 ปี โดยปี พ.ศ. 2560 เกิดที่ตำแหน่งติดตั้งที่เสา 4 และเสาที่ 5 และในปี 2561 เกิดเหตุการณ์ ฟาผ่าขึ้นจำนวน 1 ครั้ง ที่เสาหล่อฟ้าที่ 5 จากเหตุการณ์ฟาผ่าที่เกิดขึ้นทั้ง 3 ครั้งนี้ไม่ส่งผลเสียหายให้กับสิ่งปลูกสร้าง แผงโซลาร์เซลล์ และอุปกรณ์อื่น ๆ ที่อยู่ในรัศมีการป้องกันของระบบหล่อฟ้าที่ติดตั้ง แบบ ESE ที่ศึกษา โดยอุปกรณ์ที่ได้รับการป้องกันระบบป้องกันฟ้าผ่านี้ ยังคงสามารถใช้งานได้ตามปกติ ซึ่งเป็นไปตามที่ศึกษาจำลองระบบ นั้นเอง

#### 4.6 สรุปผลการดำเนินงาน

จากที่ได้ศึกษาพบว่า การวิเคราะห์ค่าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้จากการตรวจวัดค่าพลังงานไฟฟ้าซึ่งเป็นค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นจริงของโรงไฟฟ้า ผู้ศึกษาได้เข้าทำการวัดตามสภาพหน้างาน ที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ตำบลหัวหว้า อำเภอศรีมหาโพธิ จังหวัดปราจีนบุรี โดยทำการศึกษารองไฟฟ้าที่มีพื้นที่ตั้งใกล้เคียงกัน กำลังไฟฟ้าติดตั้งสูงสุดของแต่ละโรงไฟฟ้าที่ขนาด 6 เมกะวัตต์ ทั้งสองโรง จากนั้นจึงนำค่าที่ได้มาวิเคราะห์หาค่าพลังงานสูญเสียที่เกิดขึ้นของโรงไฟฟ้าที่ศึกษา เพื่อใช้เป็นแนวทางในการประเมินค่าความสูญเสียพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีอยู่ หรือแม้กระทั่งหากจะทำการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โรงใหม่ในอนาคต ผลการศึกษาพบว่าค่าพลังงานสูญเสียที่เกิดขึ้นกับค่าที่ทำกรวัดจริง โดยที่แบ่งออกเป็นแต่ละส่วนประกอบด้วย โดยแยกเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หัวหว้า 1 และหัวหว้า 2 ตามลำดับ โดยแยกเป็นค่าที่ตัวโซลาร์เซลล์เองคิดเป็นค่าเฉลี่ยที่ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งแสดงไว้ในตารางที่ 4.27

**ตารางที่ 4.28** การเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้าสูญเสียจากการเก็บวัดผล หัวหว้า 1 และหัวหว้า 2 ปี พ.ศ. 2562

	ค่าความสูญเสียเฉลี่ยปี 62	หัวหว้า 1	Percent	หัวหว้า 2	Percent
PV (kW)	Loss	1.0526	%	1.0477	%
Combiner (kW)	Loss	1.0190	%	1.0171	%
Inverter (kW)	Loss	0.8637	%	0.8601	%
Transformer (kW)	Loss	1.5 ***	%	1.5 ***	%
Switch Gear (kW)	Loss	0.9505	%	0.9247	%
VSPV (kW)	Loss	0.9563	%	0.9612	%
MAPE	Loss	2.2493	%	2.2041	%

\*\*\* หมายถึง IEC Std. Transformer Loss = 1.5 %

ตารางที่ 4.27 แสดงให้เห็นว่า ค่าความสูญเสียพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งหัวหว้า 1 และหัวหว้า 2 มีค่าความสูญเสียที่ใกล้เคียงกัน ซึ่งจะช่วยยืนยันได้ว่า ข้อมูลที่นำมาศึกษานั้นเป็นที่น่าเชื่อถือได้ นั้นเอง ในส่วนของการป้องกันฟ้าผ่าที่ศึกษาพบว่าระบบที่ติดตั้งสามารถช่วยป้องกันความเสียหายที่จะเกิดจากการเกิดฟ้าผ่าให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้

## บทที่ 5

### สรุปผลการดำเนินงานวิจัย

#### 5.1 สรุปผลการดำเนินงานวิจัย

จากการศึกษา เพื่อหาค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หัวหว่า 1 และหัวหว่า 2 จังหวัดปราจีนบุรี สามารถจำแนกค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นภายในโรงไฟฟ้า และส่วนที่เกี่ยวข้องกับโรงไฟฟ้า พบว่าการสูญเสียที่เกิดขึ้นนั้นส่งผลต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า จากการศึกษาสามารถแยกออกได้ 6 จุดที่สำคัญ ซึ่งประกอบด้วย ค่าความสูญเสียที่ตัวแผงเซลล์แสงอาทิตย์เอง ค่าความสูญเสียที่เกิดจาก ระยะจากสายส่งไปยังจุดต่อสาย หรือคอมไบเนอร์บ็อก ค่าความสูญเสียจากอินเวอร์เตอร์ ค่าความสูญเสียจากหม้อแปลงไฟฟ้า ค่าความสูญเสียที่เกิดจากสวิตช์เกียร์ และสุดท้ายค่าความสูญเสียที่เกิดขึ้นก่อนการขายไฟฟ้าไปสู่ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยสรุปมาเป็นตารางและสัดส่วนของค่าความสูญเสียแต่ละส่วนดังตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 ค่าความสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา

ลำดับ	รายละเอียด	% สูญเสีย	
		หัวหว่า 1	หัวหว่า 2
1	ความสูญเสียที่ตัวแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ( $Loss_{pv}$ )	1.0526	1.031608
2	ความสูญเสียที่เกิดจาก ระยะจากสายส่งไปยังจุดต่อสาย หรือคอมไบเนอร์บ็อก ( $Loss_{Combiner}$ )	1.0190	1.015376
3	ความสูญเสียจากอินเวอร์เตอร์ ( $Loss_{Inv}$ )	0.8637	0.852715
4	ความสูญเสียจากหม้อแปลงไฟฟ้า ( $Loss_{Trans}$ )	1.5	1.5
5	ความสูญเสียที่เกิดจากสวิตช์เกียร์ ( $Loss_{SwitchGear}$ )	0.9505	0.860855
6	ความสูญเสียที่เกิดขึ้นก่อนการขายไฟฟ้า ( $Loss_{VSPP}$ )	0.9563	0.958128

ค่าความสูญเสียที่ค้นพบนี้ เป็นการนำค่าพลังงานสูญเสียที่ได้จากการเข้าไปวัดค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในแต่ละจุด แล้วจึงนำมาวิเคราะห์หาค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในแต่ละจุดของโรงไฟฟ้า โดยที่ค่าความสูญเสียนี้ ได้ถูกนำมาพัฒนาเป็นสมการทางคณิตศาสตร์ เพื่อใช้สำหรับการหาค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ได้แก่  $0.0597x + 3.4908$  โดยมีค่าความแปรปรวนที่ค่า 0.9463 ตามลำดับ

ค่าสมการที่ได้จากการศึกษานี้สามารถนำไปประยุกต์ใช้ในการประเมิน กำลังไฟฟ้าสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยสามารถนำไปเป็นตัวช่วยในการพิจารณาหาค่าความสูญเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ตามสภาพการใช้งานจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ได้อย่างดี

ระบบป้องกันฟ้าผ่าที่ใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา พบว่าการป้องกันฟ้าผ่าจากการจำลองด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์สามารถชี้ให้เห็นว่า ระบบป้องกันฟ้าผ่าแบบ ESE นั้นสามารถช่วยป้องกันฟ้าผ่าได้

เช่นเดียวกับระบบป้องกันฟ้าผ่าแบบพาราเดย์ แต่สิ่งที่ช่วยให้วิศวกรตัดสินใจเลือกระบบป้องกันฟ้าผ่าแบบ ESE มาใช้งานในการป้องกันฟ้าผ่าให้กับโรงไฟฟ้าที่ศึกษา และจากการศึกษาช่วยยืนยันได้ว่าระบบป้องกันฟ้าผ่าแบบ ESE นั้นสามารถช่วยป้องกันอันตรายจากการเกิดฟ้าผ่าให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และอุปกรณ์อื่นที่อยู่ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่ให้เกิดความเสียหาย ทั้งในชีวิต และทรัพย์สินที่อยู่ในเขตป้องกันฟ้าผ่าที่ติดตั้งได้ ทั้งยังมีต้นทุนการติดตั้งที่ต่ำกว่าอีกด้วย

## 5.2 ข้อเสนอแนะ

การศึกษานี้ สามารถใช้เป็นตัวช่วยสนับสนุนการตัดสินใจทางหนึ่ง หากทำการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในอนาคต โดยจะมีค่าพลังงานสูญเสียที่เกิดจากการติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้น โดยมีความสูญเสียที่เกิดขึ้นของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดังที่กล่าวไว้โดยประมาณในหัวข้อที่ 5.1 ซึ่งค่าที่ได้ นี้จะเป็นตัวช่วยตัดสินใจ หรือปรับปรุงการติดตั้งระบบให้ดีขึ้น อีกทาง ทั้งนี้ สภาพพื้นที่ติดตั้งจะเป็นตัวแปรอีกตัวที่ส่งผลต่อการสูญเสีย และค่าใช้จ่ายที่อาจเกิดขึ้นจากการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้



## บรรณานุกรม

- [1] หัวล่อฟ้า ESE หัวล่อฟ้าABB หัวล่อฟ้าLPI หัวล่อฟ้าCPT หัวล่อฟ้า LIVA จำหน่ายหัวล่อฟ้า
- [2] J. Tanesab, D. Parlevliet, J. Whale, and T. Urmeem, "Seasonal effect of dust on the degradation of PV modules performance deployed in different climate areas," *Renewable Energy*, vol. 111, pp. 105-115, 2017/10/01/ 2017.
- [3] A. K. Shukla, K. Sudhakar, and P. Baredar, "Simulation and performance analysis of 110 kWp grid-connected photovoltaic system for residential building in India: A comparative analysis of various PV technology," *Energy Reports*, vol. 2, pp. 82-88, 2016/11/01/ 2016.
- [4] K. Attari, A. Elyaakoubi, and A. Asselman, "Performance analysis and investigation of a grid-connected photovoltaic installation in Morocco," *Energy Reports*, vol. 2, pp. 261-266, 2016/11/01/ 2016.
- [5] M. Chattopadhyay and R. Rajavel, "A comparative study on performance of a grid connected solar PV system installed in the urban, rural and coastal region of India," in *2018 2nd International Conference on Inventive Systems and Control (ICISC)*, 2018, pp. 131-135.
- [6] A. Pradhan and B. Panda, "Analysis of ten external factors affecting the performance of PV system," in *2017 International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing (ICECDS)*, 2017, pp. 3093-3098.
- [7] A. Singla, K. Singh, and V. K. Yadav, "Environmental effects on performance of solar photovoltaic module," in *2016 Biennial International Conference on Power and Energy Systems: Towards Sustainable Energy (PESTSE)*, 2016, pp. 1-6.
- [8] A. Dominguez, J. Kleissl, and J. C. Luvall, "Effects of solar photovoltaic panels on roof heat transfer," *Solar Energy*, vol. 85, no. 9, pp. 2244-2255, 2011/09/01/ 2011.
- [9] M. Chegaar, A. Hamzaoui, A. Namoda, P. Petit, M. Aillerie, and A. Herguth, "Effect of Illumination Intensity on Solar Cells Parameters," *Energy Procedia*, vol. 36, pp. 722-729, 2013/01/01/ 2013.
- [10] C. K. Gan, P. H. Tan, and S. Khalid, "System performance comparison between crystalline and thin-film technologies under different installation conditions," in *2013 IEEE Conference on Clean Energy and Technology (CEAT)*, 2013, pp. 362-367.

## บรรณานุกรม (ต่อ)

- [11] M. Seyedmahmoudian, S. Mekhilef, R. Rahmani, R. Yusof, and T. E. Renani, "Analytical Modeling of Partially Shaded Photovoltaic Systems," *Energies*, vol. 6, no. 1, 2013.
- [12] R. Sharma and S. Goel, "Performance analysis of a 11.2 kWp roof top grid-connected PV system in Eastern India," *Energy Reports*, vol. 3, pp. 76-84, 2017/11/01/ 2017.
- [13] N. Ketjoy and M. Konyu, "Study of Dust Effect on Photovoltaic Module for Photovoltaic Power Plant," *Energy Procedia*, vol. 52, pp. 431-437, 2014/01/01/ 2014
- [14] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระเบียบข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ.2551, กรุงเทพฯ: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2551.
- [15] Harsha Ravindra, M. Omar Faruque, Karl Schoder, "Dynamic Interactions Between Distribution Network Voltage Regulators for Large and Distributed PV Plants" IEEE Student Conference on Research and Development, 2012.
- [16] N. Srisaen, A. Sangswang, "Effects of PV Grid-Connected System Location on a Distribution System," IEEE Asia Pacific Conference on Circuit and System, pp.852-855, 4-7 Dec. 2006.
- [17] R.A. Shayani, M.A.G. de Oliveira, "Photovoltaic Generation Penetration Limits in Radial Distribution Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.26, no.3, pp.1625-1631, August 2011.
- [18] สฤชดี คงทนไพศาล และ สุรชัย ชัยทัศน์ "ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบจำหน่าย," การประชุมทางวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้าครั้งที่ 33, เชียงใหม่, 2553.
- [19] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (Online), 2557, Available: [www2.dede.go.th/dede/renew/solar\\_p.htm](http://www2.dede.go.th/dede/renew/solar_p.htm), (ตุลาคม 2557)
- [20] ศูนย์การเรียนรู้วิทยาศาสตร์โลกและดาราศาสตร์, ชุดการเรียนรู้วิทยาศาสตร์โลกและดาราศาสตร์ (Online), Available: [www.portal.edu.chula.ac.th/assets/document/LESA212/Copy\\_right.html](http://www.portal.edu.chula.ac.th/assets/document/LESA212/Copy_right.html), 2558, (7 กุมภาพันธ์ 2558)
- [21] บุญยั้ง ปลั่งกลาง, เอกสารประกอบการสอนรายวิชา 04-210-440 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี, 2557.
- [22] สมชัย หิรัญโรตม, เอกสารประกอบการสอนรายวิชา 04-211-613 Photovoltaic Systems and Their Applications, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี, 2557.

## บรรณานุกรม (ต่อ)

- [23] สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, ประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา, 2556, Available: [www.erc.or.th](http://www.erc.or.th) (กันยายน 2557).
- [24] ภัทรรุช กิจวรวิฑูมิ, “ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมขนาดใหญ่ที่มีต่อคุณภาพไฟฟ้าในระบบสายส่งของ กฟภ.,” วิทยานิพนธ์วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต, สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง, 2557
- [25] J. Lian, Y. Zhang, C. Ma, Y. Yang, and E. Chaima, “A review on recent sizing methodologies of hybrid renewable energy systems,” *Energy Conversion and Management*, vol. 199, p. 112027, 2019/11/01/ 2019.
- [26] A. Kijewska and A. Bluszcz, “Analysis of greenhouse gas emissions in the European Union member states with the use of an agglomeration algorithm,” *Journal of Sustainable Mining*, vol. 15, no. 4, pp. 133-142, 2016/01/01/ 2016
- [27] D. Sato and N. Yamada, “Review of photovoltaic module cooling methods and performance evaluation of the radiative cooling method,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 104, pp. 151-166, 2019/04/01/ 2019
- [28] M. S. Ali, M. M. Haque, and P. Wolfs, “A review of topological ordering based voltage rise mitigation methods for LV distribution networks with high levels of photovoltaic penetration,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 103, pp. 463-476, 2019/04/01/ 2019
- [29] A. Pradhan and B. Panda, “Analysis of ten external factors affecting the performance of PV system,” in 2017 International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing (ICECDS), 2017, pp. 3093-3098
- [30] S. Gallardo-Saavedra and B. Karlsson, “Simulation, validation and analysis of shading effects on a PV system,” *Solar Energy*, vol. 170, pp. 828-839, 2018/08/01/ 2018
- [31] Giulia Ulpiani, “Water mist spray for outdoor cooling: A systematic review of technologies, methods and impacts,” *Applied Energy*, vol. 254, p. 113647, 2019/11/15/2019
- [32] Linus Idoko, Olimpo Anaya-Lara, and Alasdair Mcdonald, “Enhancing PV modules efficiency and power output using multi-concept cooling technique,” *Energy Reports*, vol. 4, pp. 357-369, 2018/11/01/ 2018

## บรรณานุกรม (ต่อ)

- [33] S. Nižetić, D. Čoko, A. Yadav, and F. Grubišić-Čabo, "Water spray cooling technique applied on a photovoltaic panel: The performance response," *Energy Conversion and Management*, vol. 108, pp. 287-296, 2016/01/15/ 2016
- [34] Nallapaneni Manoj Kumar, M. Rohit Kumar, P. Ruth Rejoice, and Mobi Mathew, "Performance analysis of 100 kWp grid connected Si-poly photovoltaic system using PVSyst simulation tool", *Energy Procedia*, vol. 117, pp. 180-189, 2017/06/01/ 2017
- [35] BS, "Photovoltaic system performance monitoring Guidelines for measurement, data exchange and analysis," ed, 1998
- [36] D. D. Milosavljević, T. M. Pavlović, and D. S. Piršl, "Performance analysis of A grid-connected solar PV plant in Niš, Republic of Serbia," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, pp. 423-435, 2015/04/01/ 2015
- [37] V. Sharma and S. S. Chandel, "Performance analysis of a 190 kWp grid interactive solar photovoltaic power plant in India", *Energy*, vol. 55, pp. 476-485, 2013/06/15/ 2013
- [38] Chao-Hung Wang and Li-Chang Hsu, "Using genetic algorithms grey theory to forecast high technology industrial output," *Article in Applied Mathematics and Computation* · January 2008
- [39] André Mermoud and Bruno Wittmer, "PVSYST USER'S MANUAL PVsyst6, "PVSYST SA - Route du Bois-de-Bay 107 - 1242 Satigny - Switzerland [www.pvsyst.com](http://www.pvsyst.com) date: January 2014
- [40] Specification of PV Module, [www.sharp.eu/solar](http://www.sharp.eu/solar) date : 7/6/2019
- [41] Operation Manual SG500MX PV Grid-Connected Inverter, [www.enfsolar.com/pv/inverter-datasheet/10205](http://www.enfsolar.com/pv/inverter-datasheet/10205) date : 7/6/2019
- [42] QTC Transformer, "QTC product catalog" Available: <https://qtc-energy.com/download/?lang = th>, [accessed:10/5/2019
- [43] Yazaki technical data 2<sup>nd</sup> edition book "Technical data for electric wires and cable," publication : 2<sup>nd</sup> Edition October 2018
- [44] Location of solar PV power plant study at HuaWa, Si Maha Phot District, Prachin Buri province <https://www.google.com/maps/place/> Date : October 2018.



## บรรณานุกรม (ต่อ)

- [45] Nidchabendha Chandanachulaka<sup>(1\*)</sup>, Werachet Khan-ngern<sup>(2)</sup> “Design of Zero Energy Consumption System for Small DC Residential Home Based on Off-Grid PV System”, International Review of Electrical Engineering (IREE), Vol 13, No 3 (2018)
- [46] Panya Khemmook<sup>(1\*)</sup>, Surin Khomfoi<sup>(2)</sup>, “Transient Stability Improvement Using Coordinated Control of Solar PVs and Solid State Transformers”, International Review of Electrical Engineering (IREE), Vol 13, No 6 (2018)
- [47] Panya Khemmook<sup>(1\*)</sup>, Surin Khomfoi<sup>(2)</sup>, “Solid State Transformers Using Selective Harmonic Elimination Technique for Solar Farm Applications”, International Review of Electrical Engineering (IREE), Vol 15, No 6 (2020)
- [48] Mehdi Laraki<sup>(1\*)</sup>, Aawatif Hayar<sup>(2)</sup>, “New Mathematical Model Based on OFDM Technique for Smart Lighting Systems in Smart City”, International Review of Electrical Engineering (IREE), Vol 13, No 3 (2018)
- [49] Juha Koskela<sup>(1\*)</sup>, Antti Rautiainen<sup>(2)</sup>, Kari Kallioharju<sup>(3)</sup>, Pirkko Harsia<sup>(4)</sup>, Pertti Järventausta<sup>(5)</sup>, “Effect of the Electricity Metering Interval on the Profitability of Domestic Grid-Connected PV Systems and BESSs”, International Review of Electrical Engineering (IREE), Vol 15, No 2 (2020)
- [50] A. Setiawan, Q. H, A. D. Pranadi, C. A. F, and E. A. Setiawan, "Determination of Optimal PV Locations and Capacity in Radial Distribution System To Reduce Power Losses," Energy Procedia, vol. 156, pp. 384-390, 2019/01/01/2019
- [51] S. Oliveira-Pinto and J. Stokkermans, "Assessment of the potential of different floating solar technologies – Overview and analysis of different case studies", Energy Conversion and Management, vol. 211, p. 112747, 2020/05/01/2020
- [52] N. M. Kumar, R. P. Gupta, M. Mathew, A. Jayakumar, and N. K. Singh, "Performance, energy loss, and degradation prediction of roof-integrated crystalline solar PV system installed in Northern India," Case Studies in Thermal Engineering, vol. 13, p. 100409, 2019/03/01/ 2019
- [53] S. S. Bhullar and M. Lalwani, "Performance Analysis of 25 MW Grid Connected Solar Photovoltaic Plant in Gujarat, India," in 2018 3rd International Innovative Applications of Computational Intelligence on Power, Energy and Controls with their Impact on Humanity (CIPECH), 2018, pp. 1-6

## บรรณานุกรม (ต่อ)

- [54] A. A. Merrouni, A.-i. Amrani, and A. Mezrhab, "Electricity production from large scale PV plants: Benchmarking the potential of Morocco against California, US," Energy Procedia, vol. 119, pp. 346-355, 2017/07/01/2017
- [55] H. I. Dag and M. S. Buker, "Performance evaluation and degradation assessment of crystalline silicon based photovoltaic rooftop technologies under outdoor conditions," Renewable Energy, vol. 156, pp. 1292-1300, 2020/08/01/2020
- [56] C. Hajjaj et al., "Degradation and performance analysis of a monocrystalline PV system without EVA encapsulating in semi-arid climate," Heliyon, vol. 6, no. 6, p. e04079, 2020/06/01/ 2020
- [57] A. Yalawar and S. Nayak, "Evaluation of Performance Parameters and Economic Analysis of 1MW Grid Connected Solar PV Plant," in 2018 4th International Conference for Convergence in Technology (I2CT), 2018, pp. 1-5
- [58] S.-V. Oprea and A. Bâra, "Ultra-short-term forecasting for photovoltaic power plants and real-time key performance indicators analysis with big data solutions. Two case studies - PV Agigea and PV Giurgiu located in Romania," Computers in Industry, vol. 120, p. 103230, 2020/09/01/2020
- [59] International Electrotechnical Commission, "Photovoltaic system performance monitoring - Guideline for measurement, data exchange and analysis IEC 61724", IEC standard, 1998
- [60] JA solar datasheet <http://www.solardesigntool.com/components/module-panel-solar/JA-Solar/3636/JAP6-72-310-3BB/specification-data-sheet.html>



ภาคผนวก ก

ผลงานตีพิมพ์เผยแพร่

### **บทความวิชาการ ประชุมวิชาการระดับนานาชาติ 6 ผลงาน**

1. เกียรติศักดิ์ พรรณจำปา รุ่งเพชร ก่องนอก และ บุญยัง ปลั่งกลาง “การศึกษาผลกระทบจากอุณหภูมิโดยรอบที่ส่งผลต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์” Proceedings of the 9th Conference of Electrical Engineering Network of Rajamangala University of Technology 2017 (EENET 207)
2. Rungphet Kongnok, Saknarin Sriboonruang and Boonyang Plangklang “Comparison Analysis and Assessment of Three Phase and a Single Phase PV Roof top” ECTI-CON 2016, Chiang Mai Thailand, June 28-July 1
3. Rungphet Kongnok and Boonyang Plangklang “Case Study of Power Loss in Solar Power Plant Area Nakhon Nayok Province” 13th Eco-Energy and Materials Science and Engineering Symposium, Udonthani, Thailand, Page 84-88, 1-4 December 2016
4. Tanapatt Kongthong, Rithichai Ratchapan, Rungphet Kongnok and Boonyang Plangklang “Performance Analysis of Two Different Manufactured Poly Crystalline PV Modules in 5 MW PV Power Plant” The 14th Eco-Energy and Materials Science and Engineering Symposium (EMSES2018)
5. Rungphet Kongnok and Boonyang Plangklang “Loss Analysis of TR and Inverter Position for Installation 1 MW PV Power Plant by Optimization Technique” The 14th Eco-Energy and Materials Science and Engineering Symposium (EMSES2018)
6. Banchar Ngamchuen, Taratip Sangkla, Rungphet Kongnok and Boonyang Plangklang “Performance Analysis of Large Scale 1 MW PV Rooftop in Mae Klong, Thailand” The 14th Eco-Energy and Materials Science and Engineering Symposium (EMSES2018)

### **บทความวิชาการระดับชาติ และนานาชาติ 3 ผลงาน**

1. Rungphet Kongnok and Boonyang Plangklang “An Investigation on the Total Power Loss Equation for a Large Scale PV Power Plant”, GMSARN International Journal, Volume 15, Number 1, March 2021
2. Rungphet Kongnok and Boonyang Plangklang “Comparison on Economics and Performance of Large Scale PV Power Plants: a Case Study”, International Review of Electrical Engineering (IREE), Vol 16, No.- 4 July – August 2021

3. Rungphet Kongnok and Boonyang Plangklang, “Five-Year Performance of an ESE Lightning Protection System for a Large Scale PV Power Plant in Thailand”, *Symmetry An Open Access Journal from MDPI*, Vol 13, Issue 11, November 2021

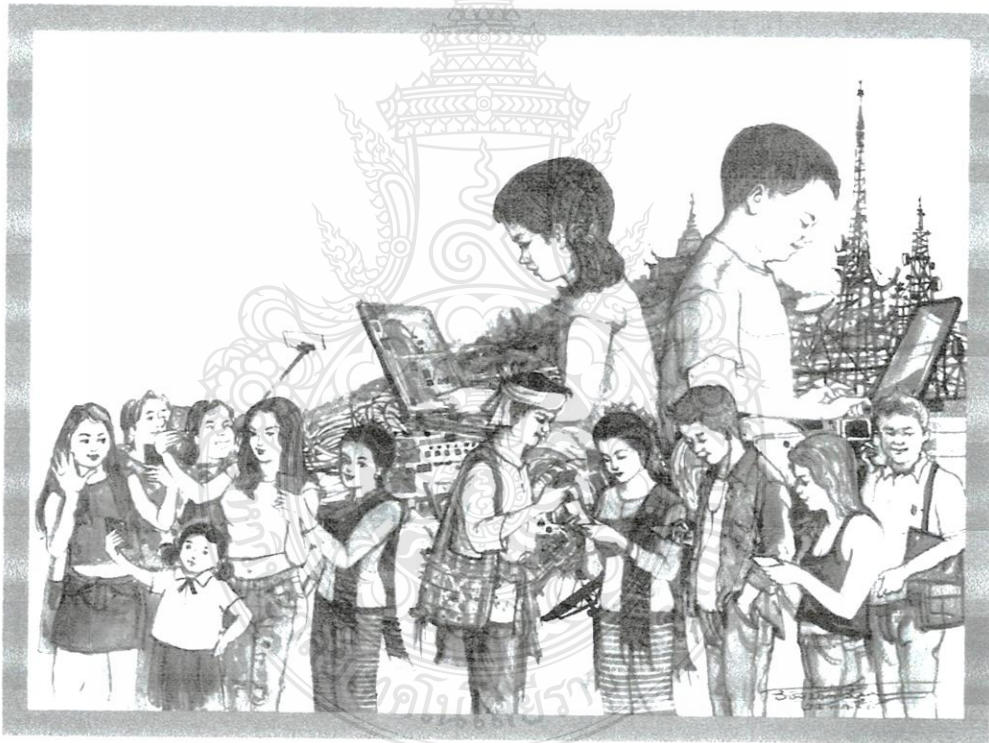


Final Program

# ECTI-CON 2016

Chiang Mai Thailand, June 28 - July 1 , 2016

13<sup>th</sup> International Conference on Electrical Engineering/Electronics  
Computer, Telecommunications and Information Technology



Illustrated by Assoc.Prof. Wichit Chomtaveewiroot

Rajamangala University of Technology Lanna  
Chiang Mai, Thailand

## Organized by



## Organizing Committee

### Advisory Committee

Monai Krairiksh (King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Thailand)

Prabhas Chongsatitwattana (Chulalongkorn University, Thailand)

Nipon Theeraumpon (Chiang Mai University, Thailand)

### Steering Committee

Tomoaki Sato (Hirosaki University, Japan)

Yoshihiro Matsui (Tokyo National College of Technology, Japan)

Kou Yamada (Gunma University, Japan)

Prayoot Akkaraekthalin (King Mongkut's University of Technology North Bangkok, Thailand)

Naruemon Wattanapongsakorn (King Mongkut's University of Technology Thonburi, Thailand)

Tuptim Angkaew (Chulalongkorn University, Thailand)

Kosin Chamnongthai (King Mongkut's University of Technology Thonburi, Thailand)

Supattana Nirukkanaporn (Rungsit University, Thailand)

David Banjerdpongchai (Chulalongkorn University, Thailand)

Chutima Prommak (Suranaree University of Technology, Thailand)

June 28<sup>th</sup> - July 1<sup>st</sup>, 2016 – RMUTL, Chiang Mai, Thailand

Paper ID 1232

## Comparison Analysis and Assessment of a Three Phase and a Single Phase PV Roof Top.

Rungphet Kongnok and Saknarin Sriboonruang  
Department of Electrical Engineering,  
Rajamangala University of Technology Thanyaburi  
Thanyaburi, Thailand  
Rungphet\_k@mail.rmUTT.ac.th, saknarin1979@gmail.com

Boonyang Plangklang  
Department of Electrical Engineering,  
Rajamangala University of Technology Thanyaburi  
Thanyaburi, Thailand  
boonyang.p@en.rmUTT.ac.th

**Abstract**—This paper presents a comparison, analysis and power assessment of PV Roof Top System, 10 kWp single phase and 10 kWp three phase. The system was installed at Samutprakarn Province, Thailand. The monitored data had been collected for a month. This data was investigated and compared with a simulation program, Homer. From the collected data which was on April 2015, the system could produce energy from 06.00AM - 18.30PM. The total energy was 1,227kWh and 1,301kWh. From Homer simulation, the system results showed that the total produced energies up 1,016 kWh and 1,117 kWh which is 8% difference from the monitored data. The performance ratio (PR) is 72% and 73%, respectively.

**Keywords**—PV Roof Top System, Photovoltaic, Homer Program







APRIL 03 (Tue.) - 06 (Fri.) 2018  
KYOTO, JAPAN

**Abstract Book**  
**14<sup>th</sup> Eco-Energy and Materials Science and  
Engineering Symposium 2018**

Environment, Energy Technology, Materials, Social Impact and  
Development Session and New Energy and Fusion



## Performance Analysis of Two Different Manufactured Poly Crystalline PV Modules in 5 MW PV Power Plant

Thanapatt Kungthong, Ritthichai Ratchapan,  
Rungphet Kongsak and Boonyang Plangklang

Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering  
Rajamangala University of Technology Thanyaburi, Pathumthani, Thailand

### Abstract

As Thailand is located in tropical area with high solar penetration, therefore there are a high number of PV power plants have been constructed in the past few years. This paper presents performance analysis of two manufactured Poly Crystalline PV modules which installed in a 5 MW PV power plant in Samut Songkhram Province, Central of Thailand. The power plant was using 320 Wp Poly Crystalline PV modules from two different manufactures with the similar system design. The selected modules were installed by 2 MW and 3 MW from two manufacturer products respectively. The module were connected to the same inverter with rated capacity of 1 MW for all 5 units. From accumulating information record for one year operation result, we found very interesting information that the first manufacture module produced 1,511,316.50 MWh and the second module was 1,466,044.67 MWh. There are several factors effecting this different energy yield such as loss in system and maintenance. This paper will investigate and reveal all aspects to analyze the performance ratio. Moreover, the comparison of all details from two manufacture PV modules will be fully discussed in this paper.

**Keywords**— Performance Analysis, Poly Crystalline PV Modules, Comparison Analysis

## Loss Analysis of TR and Inverter Position for Installation 1 MW PV Power Plant by Optimization Technique

Rungphet Kongsack<sup>1</sup> and Boonyang Plangklang

Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering  
Rajamangala University of Technology Thanyaburi, Pathumthani, Thailand

### Abstract

This paper presents the loss analysis of 1 MW PV power plant from position installation of transformer (TR) and inverter (INV). From the selected 1MW PV power plant, it has been found that the transformer and inverter are installed very closed to the road in PV power plant due to the operation and maintenance reason. The installation losses in the PV power plant can be calculated from each component of the system installation such as loss from cable resistance between the transformer and inverter including combiner boxes. Cable diameter 95 mm<sup>2</sup> had been used in this PV power plant. The calculated loss from the installation position of transformer and inverter was 18.53 kWh/year. The calculated loss by optimization technique for finding out the loss minimization for new transformer and inverter installation position in the PV power plant was 8.86 kWh/year. Using optimum technique can reduce energy losses for 52.18 %. The optimization technique can save energy and installation cost approximately 230,000THB. This study is very useful to determine the best position of TR and INV for construction the PV power plant.

**Keywords**— Loss analysis of PV power plant, position of transformer and inverter, Optimization Technique

## Performance Analysis of a large scale 1MW PV Rooftop in Mae Klong, Thailand

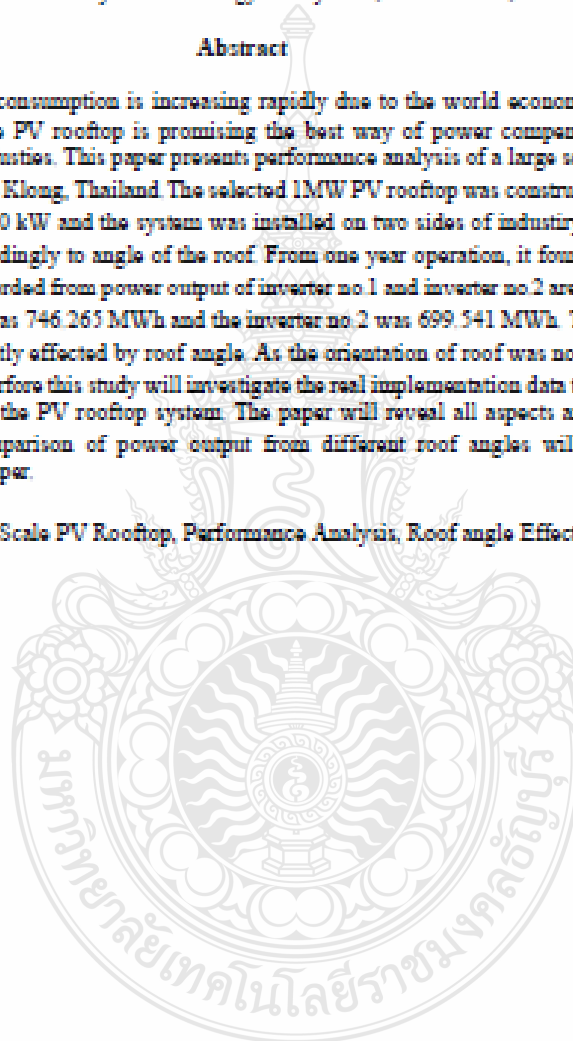
Banchar Ngarmchuan, Tharstip Sangkla, Rungphet kongnok and Boonyang Plangklang\*

Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering  
Rajamangala University of Technology Thanyaburi, Pathumthani, Thailand

### Abstract

As electric power consumption is increasing rapidly due to the world economy growth ratio, therefore, the PV rooftop is promising the best way of power compensation for households and industries. This paper presents performance analysis of a large scale 1MW PV Rooftop in Mae Klong, Thailand. The selected 1MW PV rooftop was constructed using two inverters of 500 kW and the system was installed on two sides of industry's roof in opposite side accordingly to angle of the roof. From one year operation, it found that the difference data recorded from power output of inverter no.1 and inverter no.2 are different, the inverter no. 1 was 746.265 MWh and the inverter no.2 was 699.541 MWh. The power output is significantly effected by roof angle. As the orientation of roof was not fit to the azimuth angles, therefore this study will investigate the real implementation data to analysis the performance of the PV rooftop system. The paper will reveal all aspects and details. Moreover the comparison of power output from different roof angles will be fully described in this paper.

**Keywords:**—Large Scale PV Rooftop, Performance Analysis, Roof angle Effect on PV rooftop





## Journal Vol.15 No.1

GMSARN International Journal

Volume 15, Number 1, March 2021

- Probabilistic Optimal Power Flow Considering Load and Solar Power Uncertainties Using Particle Swarm Optimization Full Paper [PDF](#)  
*(Authors: Kanatip Rojanaworahiran and Keerati Choyakulkheeree)*
  
- Developing an Optimisation Model of Solar Cell Installation on Building Facades in HighRise Buildings – A Case Study in Viet Nam Full Paper [PDF](#)  
*(Authors: Quang Trung Nguyen, Duc Long Luong, Anh Duc Pham, and Quynh Chau Truong)*
  
- An Investigation on the Total Power Loss Equation for a Large Scale PV Power Plant Full Paper [PDF](#)  
*(Authors: Rungphet Kongnok and Boonyang Plangklang)*
  
- Implementation of Single-Phase Grid-Tied Inverter with Voltage Controller for Preventing Over-voltage Problem in Distribution Networks with Solar PV Rooftops Full Paper [PDF](#)  
*(Authors: Piyadana Pachanapan, Apirak Tadthip and Sakda Somkun)*
  
- A Combination of Maximum Power Point Tracking and Water Cooling System to Improve Performance of PV Panel Full Paper [PDF](#)  
*(Authors: Le Hong Lam, Vo Quoc Huy, Tran Anh Tuan, Nguyen Huu Hieu)*
  
- Modeling of Wind Power Generation for Probabilistic Power Flow Analysis Full Paper [PDF](#)  
*(Authors: Tung Le-Duc, Dinh Duong Le, and Nhi Thi Ai Nguyen)*



## An Investigation on the Total Power Loss Equation for a Large Scale PV Power Plant

Rungphet Kongnok and Boonyang Plangklang\*

**Abstract**— This paper presents an investigation of the total power loss equation for a large scale PV power plant. The relation of the actual power loss and the generated power is determined to be used as the total power loss equation in this study. The actual measurement data were taken from a 6 MWp thin-film PV power plant. The determination of the total power loss equation of the PV power plant was derived from a linear fitting curve between the actual power loss and the generated power. The total power loss equation, i.e.  $y = 0.0597x + 3.4908$ , with a variance value of about 0.9463 was obtained. The comparison between the actual total loss and the calculated result of the total power loss by using the investigated equation was conducted to validate the total power loss equation. By the measurement data, the total power loss of the PV power plant was about 6.44% of the generated power. The total power loss taken from the investigated equation was less than the actual total power loss by 0.06%. The comparison result confirms the validation of the investigated equation. Therefore, the investigated total power loss equation can be used to verify the total power loss of a large scale PV power plant.

**Keywords**— Large scale PV power plant, Total power loss, Total power loss equation.

### 1. INTRODUCTION

Nowadays, renewable energy is being used extensively in the world. Examples of renewable energy are: PV, wind, biomass, and biogas [1]. Renewable energy is a valuable alternative energy source in the world because it can reduce the level of carbon dioxide emissions from traditional energy sources and has a low impact on the environmental effect [2].

Many researchers have investigated the optimal condition in the investment cost, energy management control, how to find a high efficiency of the PV power plant installation, and the effects of design and installation problems [3, 4]. The impact of PV power generation was delivered in many cases such as power soiling loss, mismatch loss, array incident loss, light-induced degradation loss, the effect of humidity, aging of long-term degradation, maximum power loss, inverter loss, transformer loss, ohmic wiring loss, respectively [5, 6]. Therefore, a PV power plant needs to be designed in optimal condition to reduce the loss of the system. Many methodologies for reducing the loss of PV power plants have presented using water spray on the surface of the PV panel as a cooling technique to improve the performance ratio (PR). Still, the operational costs are high [7-9]. The power loss data are a critical factor in designing and estimating the performance ratio of the PV power plant. However, conventionally, the system power loss data are evaluated by a simulation program to find and investigate the power loss equation of the PV power plant. Even in the present, there is still no actual data

from an actual PV power plant [10]. In general, the real power loss data of the PV power plants are difficult to collect or determine the mathematical equation. Therefore, this paper aims to investigate how to manage the power loss and to investigate the total loss equation for large scale PV power plant. Furthermore, actual measurement data from a large-scale PV are collected to determine the total power loss and to develop a mathematical model.

This paper is organized as follows: Section 2 proposes the PV power plant theory. The conceptual design of the PV power plant is presented in Section 3. The PV power plant installation and measurement data of the PV power plant are shown in Section 4 and 5. Results and discussion are shown in Section 5. Finally, Section 6 presents the conclusion.

### 2. PV POWER PLANT THEORY

IEC 61724:1998 standard was used as a reference to investigate characteristic parameters of the PV power plant. The characteristic parameters consist of energy efficiency, specific yield factor, and performance ratio [11]. Therefore, the equations used to analyze the characteristic parameters of the PV power plant are as follows [12].

#### 2.1 The energy efficiency of PV power plant

The energy efficiency of PV power plant is related to the electrical energy generated by the PV power plant at a certain point of time and solar energy to the position of the surface of the PV panels. If we consider a monthly energy efficiency of the PV power plant ( $\eta_M$ ) is computed by Equation (1):

R. Kongnok and B. Plangklang are with Department of Electrical engineering, Faculty of Engineering, Rajamangala University of Technology Thunyaburi, Pathumthani, Thailand.

\*Corresponding author: B. Plangklang; Phone: +66-2-549-3420; E-mail: [boonyang.p@en.rmutt.ac.th](mailto:boonyang.p@en.rmutt.ac.th)

$$\eta_M = \frac{\sum_{k=1}^n (E_D)_i}{S \times \sum_{i=1}^n (G_{opt})_i} \quad (1)$$

where  $n$  represents the days of a month.  $E_D$  represents the total of electrical energy generated from PV power plant in the day (Wh).  $G_{opt}$  represents a total of global solar energy falling during the day on a square meter of PV modules (Wh/m<sup>2</sup>).  $S$  represents the total of surface area of the PV array in PV power plant (m<sup>2</sup>).

### 2.2 PV plant-specific yield factor

The specific yield factor ( $Y_f$ ) is related to the electrical energy generated by the PV power plant and the total PV modules installed in the PV power plant. The PV power plant specific yield can be computed by Equation (2).

$$Y_f = \frac{E_{AC,out}}{P_{max,STC}} \quad (2)$$

where  $E_{AC,out}$  represents the electrical energy generated by the PV power plant and transmitted to the power grid (Wh).  $E_{max,STC}$  represents the total installed power of the PV modules (Wp).

### 2.3 The performance ratio of PV power plant

The performance ratio of PV power plant ( $PR$ ) is related to the PV power plant specific yield factor ( $Y_f$ ) of the PV plant. The reference yield ( $Y_R$ ) can be calculated with the following Equation (3). [13]

$$PR = \frac{Y_f}{Y_R} \quad (3)$$

where  $Y_f$  represents the specific yield factor.  $Y_R$  is a reference yield of the PV power plant.

Meanwhile, the PV power plant reference yield is computed by using Equation (4) as follows:

$$Y_R = \frac{G_{opt} (Wh/m^2)}{1000 (W/m^2)} \quad (4)$$

where  $G_{opt}$  represents the total global solar energy falling on PV modules per one square meter in the PV power plant.

Generally, the PV power plant is related to the system performance with total losses that result from degradation, pollution, from environmental and physicality of the system (wires, inverter, loss on conductor and loss on transformer)

### 2.4 Mean absolute percentage error (MAPE)

The MAPE is adapted to solve the difference between the investigated formula model and real measurement data. The difference in real measurement data and the investigation formula model is a problematic discussion in the proposed methodology. The MAPE needs to be minimal and close to zero so that it explains a little data change or close to the real data estimation as Equation (5) [14].

$$MAPE(\%) = \frac{1}{n} \times \sum_{t=1}^n \left| \frac{A_t - F_t}{A_t} \right| \times 100 \quad (5)$$

where,  $A_t$  represents the base case,  $F_t$  represents the data from the test case, and  $n$  represents the number of test data.

## 3. CONCEPTUAL DESIGN OF PV POWER PLANT

Design of the large-scale PV farm power plant needs to find the capacity of PV sizing installation and all components such as the PV type, the inverter type, the power rating of step-up power transformer in the PV power plant, and the location of the PV power plant. Then, the pre-designed PV power plant is selected by using the PVsyst program for simulation, as shown in Fig. 1 [15].

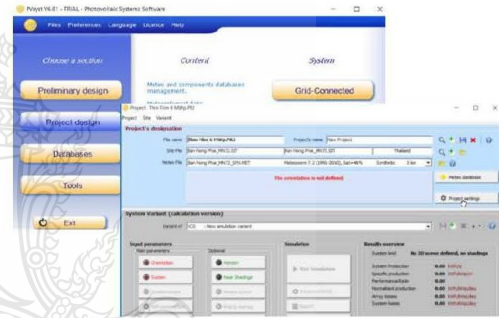


Fig. 1. The PV simulation software.

The details of the PVsyst software and the input menu for the PV power plant design are shown in Fig. 1. This project was a design of the 6 MWp PV power plant with six substations. Each substation consisted of one step-up transformer and two inverters. The rated power of each substation was approximately 1 MWp. An overhead power cable and an XLPE high voltage underground cable were used to transfer the generated power to the main substation via a control unit using medium-sized switchgear.

The simulation results via the PVsyst software are illustrated in Fig. 1. The total generated energy of 9441.7 MWh/year was obtained from the simulation result. The 892.7 MWh in March was the maximum generated energy, while the 690.5 MWh in September was the minimum generated electricity. The average yearly performance ratio of the PV power plant is 0.845. Also, the simulation results were used to investigate the equation of the generated power of the installed PV panels.

PVSYST V8.81		18/06/19		Page 1/4				
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>								
<b>Project:</b> Thin Film 6 MWp								
<b>Geographical Site</b>		<b>Ban Nong Phai</b>		<b>Country Thailand</b>				
<b>Situation</b>		Latitude 13.90° N Longitude 101.50° E		Altitude 11 m				
Time defined as		Legal Time Time zone UT+7		Azimuth 0°				
Abebedo 0.20								
<b>Meteo data:</b>		<b>Ban Nong Phai</b> Meteonorm 7.2 (1991-2018), Sat=45% - Synthetic						
<b>Simulation variant:</b> New simulation variant								
Simulation date 17.09.19 00:24								
<b>Simulation parameters</b> System type: No 3D scene defined, no shadings								
<b>Collector Plane Orientation</b>		Tilt 17°		Azimuth 0°				
<b>Models used</b>		Transposition Perez		Diffuse Perez, Meteonorm				
<b>Horizon</b> Free Horizon								
<b>Near Shadings</b> No Shadings								
<b>User's needs:</b> Unlimited load (grid)								
<b>PV Arrays Characteristics</b> (8 kinds of array defined)								
<b>Sub-array "Sub-array #1"</b> uCSI-aSiH Model NA-E125L5								
Original PVysst database Manufacturer Sharp Corporation								
Number of PV modules in series 16 modules								
Total number of PV modules in parallel 500 strings								
Nb. modules 8000 Unit Nom. Power 125 Wp								
Nominal (STC) 1000 kWp At operating cond. 838 kWp (50°C)								
Array global power U mp 692 V I mp 1375 A								
Array operating characteristics (50°C)								
<b>Sub-array "Sub-array #2"</b> uCSI-aSiH Model NA-E125L5								
Original PVysst database Manufacturer Sharp Corporation								
Number of PV modules in series 16 modules								
Total number of PV modules in parallel 500 strings								
Nb. modules 8000 Unit Nom. Power 125 Wp								
Nominal (STC) 1000 kWp At operating cond. 838 kWp (50°C)								
Array global power U mp 692 V I mp 1375 A								
Array operating characteristics (50°C)								
<b>Sub-array "Sub-array #3"</b> uCSI-aSiH Model NA-E125L5								
Original PVysst database Manufacturer Sharp Corporation								
Number of PV modules in series 16 modules								
Total number of PV modules in parallel 481 strings								
Nb. modules 7696 Unit Nom. Power 130 Wp								
Nominal (STC) 1000 kWp At operating cond. 836 kWp (50°C)								
Array global power U mp 695 V I mp 1352 A								
Array operating characteristics (50°C)								
<b>Sub-array "Sub-array #4"</b> uCSI-aSiH Model NA-E130L5								
Original PVysst database Manufacturer Sharp Corporation								
Number of PV modules in series 16 modules								
Total number of PV modules in parallel 481 strings								
Nb. modules 7696 Unit Nom. Power 130 Wp								
Nominal (STC) 1000 kWp At operating cond. 836 kWp (50°C)								
Array global power U mp 695 V I mp 1352 A								
Array operating characteristics (50°C)								
<b>Sub-array "Sub-array #5"</b> uCSI-aSiH Model NA-E130L5								
Original PVysst database Manufacturer Sharp Corporation								
Number of PV modules in series 16 modules								
Total number of PV modules in parallel 481 strings								
Nb. modules 7696 Unit Nom. Power 130 Wp								
Nominal (STC) 1000 kWp At operating cond. 836 kWp (50°C)								
Array global power U mp 695 V I mp 1352 A								
Array operating characteristics (50°C)								
<b>Sub-array "Sub-array #6"</b> uCSI-aSiH Model NA-E130L5								
Original PVysst database Manufacturer Sharp Corporation								
Number of PV modules in series 16 modules								
Total number of PV modules in parallel 481 strings								
Nb. modules 7696 Unit Nom. Power 130 Wp								
Nominal (STC) 1000 kWp At operating cond. 836 kWp (50°C)								
Array global power U mp 695 V I mp 1352 A								
Array operating characteristics (50°C)								
<b>Inverter</b> Model S9500HX								
Original PVysst database Manufacturer Sungin								
Characteristics Operating Voltage 400-550 V Unit Nom. Power 500 kWac								
<b>Sub-array "Sub-array #1"</b> Nb. of inverters 2 units Total Power 1000 kWac								
Prog. ratio 1.00 Total Power 1000 kWac								
Prog. ratio 1.00 Total Power 1000 kWac								
<b>Sub-array "Sub-array #2"</b> Nb. of inverters 2 units Total Power 1000 kWac								
Prog. ratio 1.00 Total Power 1000 kWac								
Prog. ratio 1.00 Total Power 1000 kWac								
<b>Sub-array "Sub-array #3"</b> Nb. of inverters 2 units Total Power 1000 kWac								
Prog. ratio 1.00 Total Power 1000 kWac								
Prog. ratio 1.00 Total Power 1000 kWac								
<b>Sub-array "Sub-array #4"</b> Nb. of inverters 2 units Total Power 1000 kWac								
Prog. ratio 1.00 Total Power 1000 kWac								
Prog. ratio 1.00 Total Power 1000 kWac								
<b>Sub-array "Sub-array #5"</b> Nb. of inverters 2 units Total Power 1000 kWac								
Prog. ratio 1.00 Total Power 1000 kWac								
Prog. ratio 1.00 Total Power 1000 kWac								
<b>Sub-array "Sub-array #6"</b> Nb. of inverters 2 units Total Power 1000 kWac								
Prog. ratio 1.00 Total Power 1000 kWac								
Prog. ratio 1.00 Total Power 1000 kWac								
<b>Total</b> Nb. of inverters 12 Total Power 6000 kWac								
Prog. ratio 1.00 Total Power 6000 kWac								
Prog. ratio 1.00 Total Power 6000 kWac								
<b>Balances and main results</b>								
	Global kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	Global kWh/m <sup>2</sup>	Global kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh/m <sup>2</sup>	E_Grid kWh	PR
January	149.7	61.40	25.78	174.0	199.1	899.7	879.2	0.943
February	140.1	67.16	27.57	153.6	149.1	895.3	726.1	0.812
March	170.5	81.90	29.63	177.2	172.0	903.3	802.2	0.889
April	170.6	86.30	30.37	166.9	161.5	855.7	840.3	0.989
May	165.7	84.70	30.09	153.6	147.9	785.6	777.0	0.983
June	155.2	84.80	29.25	142.0	136.7	731.6	722.4	0.988
July	156.5	87.50	28.98	144.5	139.3	745.7	735.9	0.989
August	142.5	86.50	28.55	136.9	130.1	711.7	701.9	0.984
September	133.6	76.90	27.79	124.6	120.1	699.6	696.2	0.985
October	126.1	76.60	27.78	140.7	140.3	753.5	751.5	0.999
November	138.9	59.20	26.61	157.9	152.6	812.2	796.9	0.984
December	145.5	52.70	25.85	172.6	168.0	882.8	872.2	0.982
Year	1806.1	807.28	28.55	1861.5	1802.6	9560.8	9441.7	0.985
Legends: Global Horizontal global irradiation Global Effective Global, corr. for IAM and shadings DiffHor Horizontal diffuse irradiation EArray Effective energy at the output of the array T_Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid Global Global incident in cell plane PR Performance Ratio								

Fig. 2. A data report from the PV simulation software.

#### 4. PV POWER PLANT INSTALLATION

The 6 MWp thin-film type PV farm was considered as the large-scale PV power plant in this study. The PV

power plant was located at Hua Wa, Si Maha Phot District, Prachin Buri province, Thailand. The location of the PV power plant lay between latitude 13.9 N and longitude 101.5 E with a tilt angle of 17 degrees, as shown in Fig. 3. A single line diagram of the PV power plant is illustrated in Fig. 4. Furthermore, the specifications of the thin films PV module are illustrated in Tables 1 and 2, and the specifications of the inverter are shown in Table 3.

Six of 1,250 kVA, nominal voltage 22000 - 315/315 V, oil type step-up power transformers were used in this PV power plant. The ventilating system of the power transformer is ONAN, and the vector group of the power transformer is Dy11y11, as shown in Table 4.

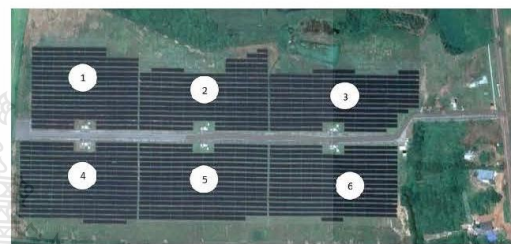


Fig. 3. Location of the PV power plant in Prachin Buri province, central Thailand [20].

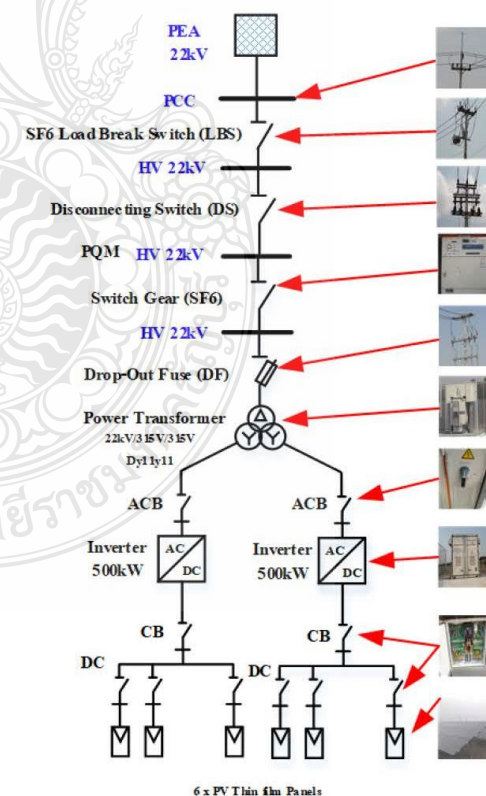


Fig.4. Single line diagram of the 6 MW<sub>P</sub> PV power plant.



Table 5. shows the rated current of XLPE cable with copper conductor, and the rated voltage at 0.6/1kV. The maximum temperature of the conductor is 90 oC, and the ambient temperature is 30 oC in the ground or direct burial.

The 6 MWp of the PV power plant was divided into six of sub-PV power plants with 1 MWp power rating. Each sub-PV power plant consisted of two inverters 500 kWp connecting to a 1250 kVA power transformer and connecting to the power distribution system of the Provincial of Electricity Authority (PEA).

**Table 1. Specifications of thin-film PV panel size 125 Wp [16]**

PV characteristics (STC)	Value
The maximum power ( $P_{max}$ ) of PV module at STC	125 Wp
Open circuit voltage ( $V_{oc}$ )	59.7 V
Short – circuit current ( $I_{sc}$ )	3.37 A
The voltage at the point of maximum power ( $V_{mpp}$ )	45.5 V
Current at point of maximum power ( $I_{mpp}$ )	2.75 A
Module efficiency	8.9 %

**Table 2. Specifications of thin-film PV panel size 130 Wp [16]**

PV characteristics (STC)	Value
The maximum power ( $P_{max}$ ) of PV module at STC	130 Wp
Open circuit voltage ( $V_{oc}$ )	60.4 V
Short – circuit current ( $I_{sc}$ )	3.41 A
The voltage at the point of maximum power ( $V_{mpp}$ )	46.1 V
Current at point of maximum power ( $I_{mpp}$ )	2.82 A
Module efficiency	93 %

**Table 3. Specifications of inverter 500MX [17]**

Inverter characteristics	Value
DC input of inverter	
Maximum voltage PV input ( $V_{max}$ )	1000
Minimum voltage PV input/Startup input voltage ( $V_{min}$ )	460 - 500
MPP voltage range for nominal power (V)	460 - 850
No. of independent for nominal power (PCS)	1
No. of DC input (PCS)	6 - 8

**Table 3. Specifications of inverter 500MX [17] (cont'd)**

Inverter characteristics	Value
Maximum PV input current (A)	1220
Maximum DC short circuit current (A)	1460
AC output of inverter	
AC output power	550 kVA @ 50 °C, 500 kVA @ 55 °C
Maximum AC output current (A)	1008
Nominal voltage (V)	315
Nominal grid frequency/Grid frequency range (Hz)	50/45-55, 60/55-65
THD (%)	<3(at nominal power)
DC current injection (%)	< 0.5
Power factor at nominal power/Adjustable power factor	>0.99/0.8leading – 0.8 lagging
Feed-in phases/Connection phases	3/3
Maximum efficiency/Euro efficiency (%)	99.0 / 98.7

**Table 4. Specifications of 1,250 kVA, Step-up Transformer [18]**

Transformer characteristics	Value
Rated power (kVA)	1250(625/625)
Frequency of transformer (Hz)	50
Primary Voltage (V)	22000 V
Secondary Voltage (V)	315/315 V
Maximum short circuit rate (kA)	38.18 kA
Phase ( $\phi$ )	3 $\phi$
Tapping	$\pm 2 \times 2.5\%$
Vector group	Dy11y11
Noise level	$\leq 59$ dB
No load loss	0.95 kW (base on 1250kVA at 75°C)
Load loss	4.75 kW (base on 625kVA at 75°C)
Transformer step	5

**Table 5. Specifications of XLPE high voltage cable [19]**

Size (mm <sup>2</sup> )	2 conductors	3 conductors
	Single or multi-core	Single or multi-core
6	54 (A)	47(A)
10	71(A)	63(A)
35	150(A)	132(A)
95	271(A)	238(A)
150	355(A)	312(A)
300	543(A)	475(A)

**5. ACTUAL DATA MEASURED EVERY 15 MINUTES ALL 4 TIME PER HOURS AT THE PV POWER PLANT**

In this study, the actual data at the PV power plant were collected by using a digital power meter and real-time monitoring of the PV power plant. The actual data were collected from the combiner boxes, the inverters, and the power quality measurement (PQM), respectively.



(a) Power meter (b) Clamp meter

**Fig. 5. The Measuring devices used at the PV power plant**



(a) Combiner box (b) Communication data set



(c) PV string combiner box (d) Common positive and negative

**Fig. 6. The measurement position at the PV power plant**

The measuring devices used to measure the actual data are shown in Fig. 5, and the measurement position to measure the actual data is shown in Fig. 6. The actual

data were measured at the combiner box under the PV panels - all combiner boxes were connected to the input of inverter by using XLPE underground cables in nonmetal conduits. The average distance between the main combiner box to the step-up power transformer in the powerhouse container was about 200 m. The wiring cable distance from the PV panels to the sub-combiner boxes was about 50 m. The length of high voltage cables to the medium voltage switchgear was about 800 m, and the distance from the medium voltage switchgear to the point of the common coupling (PCC) was about 600 m.

**6. RESULTS AND DISCUSSION**

The data collected from the power meter and real-time monitoring were analyzed in each part by computing from the sub-combiner boxes backward to the PCC. The characteristics of the generated power from the PV power plant vary with the solar radiation time. The complexity of the system and the limitation of the data collection point from the measurement process affected the accuracy rate of the proposed methodology. The single line diagram of the PV power plant, as illustrated in Fig. 2., can be used to find the indirect power loss as shown Equation (6). Six parameters related to the total power loss. Furthermore, the linear fitting curve of the total generated power at the PCC is shown in Fig.8. Thus, the total power loss equation is revealed in Equation (7). The variation value of the power loss equation is 0.94363.

$$Loss_{Total} = Loss_{PV} + Loss_{Combiner} + Loss_{Inv} + Loss_{Trans} + Loss_{SwitchGear} + Loss_{VSPP} \quad (6)$$

$$Loss_{Total} = 0.0597x + 3.4908 \quad (7)$$

$$R^2 = 0.9463 \quad (8)$$

Equation (6) represents the total power loss in a PV power plant ( $Loss_{Total}$ ) consist of PV panel loss ( $Loss_{PV}$ ), combiner box connection loss ( $Loss_{Combiner}$ ), inverter loss ( $Loss_{Inv}$ ), transformer loss ( $Loss_{Trans}$ ), switchgear loss ( $Loss_{SwitchGear}$ ) and VSPP system loss ( $Loss_{VSPP}$ ), respectively.  $R$  is the variance value.

The generated power from the PV panels was collected at the combiner box and transferred through the inverters, a step-up transformer, and a high voltage power transmission line. The actual power loss in each portion directly affected the reduction of the generated power of the PV power plant.

The generated power from the PV panels through the combiner boxes on the measurement period is shown in Fig.7. As illustrated in Fig.7, the maximum generated power of 5,432.25 kW was observed on 72<sup>th</sup> period. Meanwhile, the total system power loss of the PV power plant measure at the combiner box obtained the maximum power loss of 314.57 kW at the same measurement period of the maximum generated power. However, as shown in Fig.7, the generated power and the total system power loss show different values along at different periods. The actual system power loss increased with an increase in generated power.

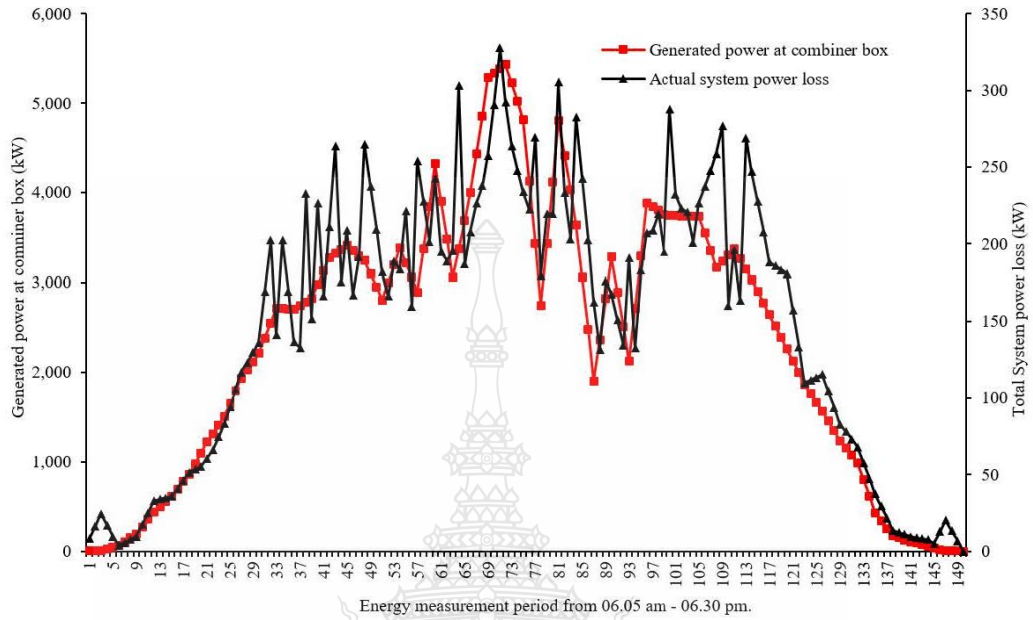


Fig.7. The Total generated power at the combiner box and the actual system loss of the plant studies.

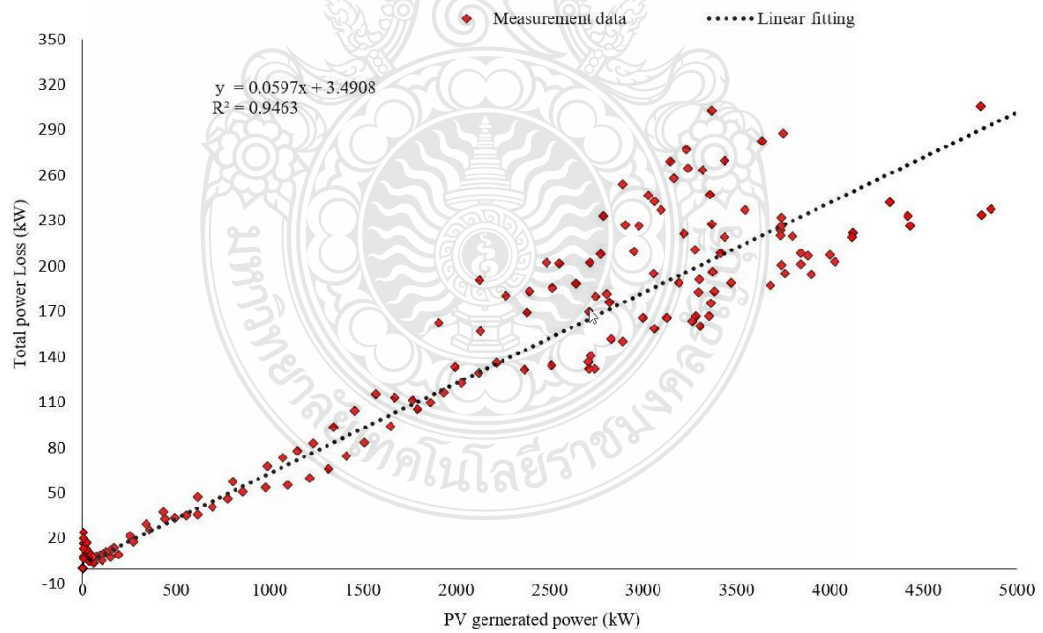


Fig.8. The linear fitting of the total generated power and the actual power loss of the PV power plant.

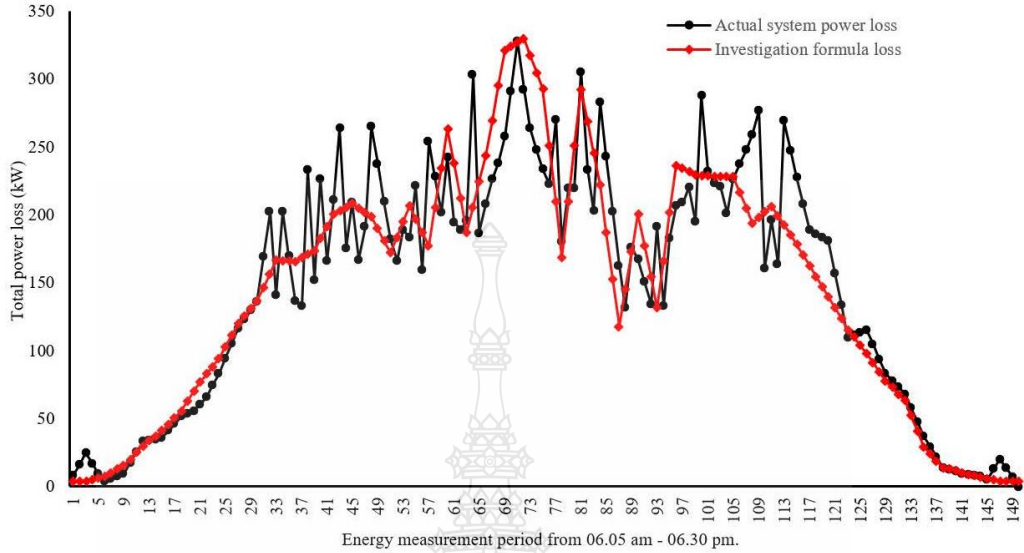


Fig. 9. A Comparison of the actual total power loss and the calculated total power loss.

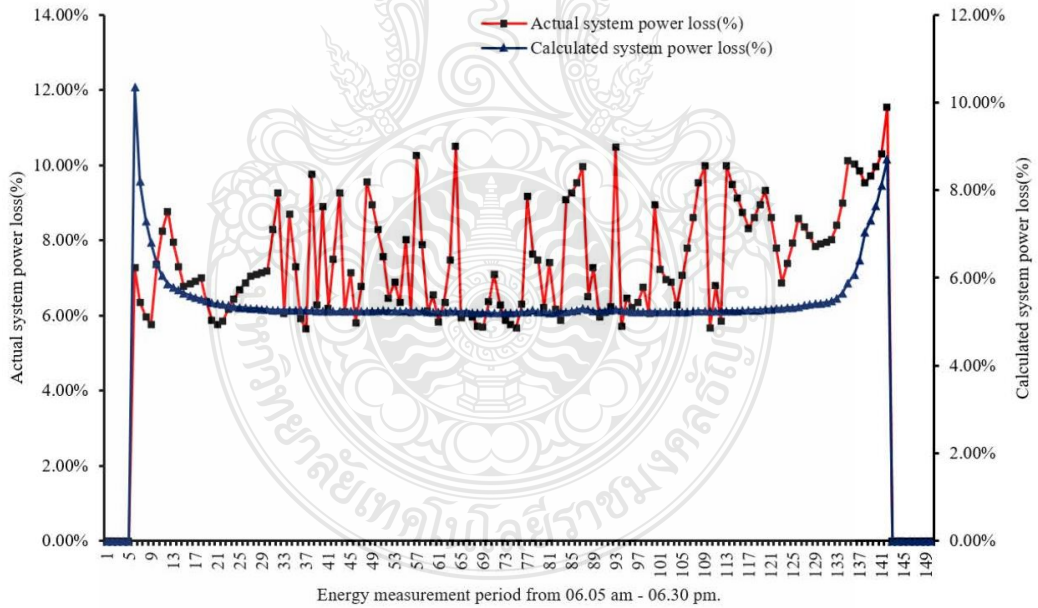


Fig. 10. A Comparison of the actual power loss and the calculated power loss in percentage based on the generated power at the combiner box

Fig.8 illustrates a linear trend of the relationship between the actual system power loss and the generated power can be observed. Direct fitting technique was applied to determine the linear equation of the total power loss and the generated power. The equation (7) with the R-square of 0.9463 is the fitting result meaning

that this equation can be accepted. Thus, this equation can be used to estimate the power loss of a PV power plant and also make it easier to find the generated power loss too.

The comparison of the total actual system power loss and the calculated power loss via the investigated

equation is shown in Fig.9. As illustrated in Fig. 9, both data seem reasonably close. Furthermore, by using MAPE, the comparison of the analysis results from the actual measurement data and the results using the mathematical models in equations (7) was made. It was found that the error was approximately 29.5559%. However, the system power loss increased with an increase in the generated power of the PV power plant, but the total system power loss per generated power remained at about 6.44%. It should be noted that the total power loss of the PV power plant calculated from the proposed methodology can apply to another case.

The comparison data between the actual power loss and the estimated power loss in percentage based on the generated power at the combiner boxes is shown in Fig.10. During the start-up and the shutdown periods of the PV power plant, the total power loss is higher than the generated power because the generated power from the PV panel is less than the total power loss of the step-up transformer. The average actual power loss is 6.44 %, while the calculated power loss is 6.38%. Therefore, the average calculated system power loss is less than the actual system power loss by 0.06%.

## 7. CONCLUSION

The results of this paper indicated a possible successful investigation of the total power loss equation in the large-scale PV power plant based on the actual measurement data. The power loss equation is a linear relationship between the generated power and the system power loss of the PV power plant. The validation of the investigated equation was done by comparing the actual power loss and the estimated power loss from the investigated equation. The investigated equation can be used to calculate the total power loss in the large-scale PV power plant. A comparison of the actual total power loss and the estimated power loss showed a similar trend with the generated power even though a difference in the data could be observed. Finally, the comparison between the actual system power loss and the calculated power loss in percentage based on generated power at the combiner boxes was made, and it was found that the average estimated power loss was less than the actual power loss by about 0.06 %.

## REFERENCES

- [1] J. Lian, Y. Zhang, C. Ma, Y. Yang, and E. Chaima, "A review on recent sizing methodologies of hybrid renewable energy systems," *Energy Conversion and Management*, vol. 199, p. 112027, 2019/11/01/ 2019.
- [2] A. Kijewska and A. Bluszcz, "Analysis of greenhouse gas emissions in the European Union member states with the use of an agglomeration algorithm," *Journal of Sustainable Mining*, vol. 15, no. 4, pp. 133-142, 2016/01/01/ 2016.
- [3] D. Sato and N. Yamada, "Review of photovoltaic module cooling methods and performance evaluation of the radiative cooling method," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 104, pp. 151-166, 2019/04/01/ 2019.
- [4] M. S. Ali, M. M. Haque, and P. Wolfs, "A review of topological ordering based voltage rise mitigation methods for LV distribution networks with high levels of photovoltaic penetration," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 103, pp. 463-476, 2019/04/01/ 2019.
- [5] A. Pradhan and B. Panda, "Analysis of ten external factors affecting the performance of PV system," in *2017 International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing (ICEEDS)*, 2017, pp. 3093-3098.
- [6] S. Gallardo-Saavedra and B. Karlsson, "Simulation, validation and analysis of shading effects on a PV system," *Solar Energy*, vol. 170, pp. 828-839, 2018/08/01/ 2018.
- [7] Giulia Ulpiani, "Water mist spray for outdoor cooling: A systematic review of technologies, methods and impacts," *Applied Energy*, vol. 254, p. 113647, 2019/11/15/ 2019.
- [8] Linus Idoko, Olimpo Anaya-Lara, and Alasdair Mcdonald, "Enhancing PV modules efficiency and power output using multi-concept cooling technique," *Energy Reports*, vol. 4, pp. 357-369, 2018/11/01/ 2018.
- [9] S. Nižetić, D. Čoko, A. Yadav, and F. Grubišić-Čabo, "Water spray cooling technique applied on a photovoltaic panel: The performance response," *Energy Conversion and Management*, vol. 108, pp. 287-296, 2016/01/15/ 2016.
- [10] Nallapaneni Manoj Kumar, M. Rohit Kumar, P. Ruth Rejoice, and Mobi Mathew, "Performance analysis of 100 kWp grid connected Si-poly photovoltaic system using PVSyst simulation tool", *Energy Procedia*, vol. 117, pp. 180-189, 2017/06/01/ 2017.
- [11] BS, "Photovoltaic system performance monitoring Guidelines for measurement, data exchange and analysis," ed, 1998.
- [12] D. D. Milosavljević, T. M. Pavlović, and D. S. Piršl, "Performance analysis of A grid-connected solar PV plant in Niš, Republic of Serbia," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, pp. 423-435, 2015/04/01/ 2015.
- [13] V. Sharma and S. S. Chandel, "Performance analysis of a 190 kWp grid interactive solar photovoltaic power plant in India", *Energy*, vol. 55, pp. 476-485, 2013/06/15/ 2013.
- [14] [Chao-Hung Wang and Li-Chang Hsu, "Using genetic algorithms grey theory to forecast high technology industrial output," Article in Applied Mathematics and Computation · January 2008.
- [15] André Mermoud and Bruno Wittmer, "PVSYSY USER'S MANUAL PVsyst6," PVsyst SA - Route du Bois-de-Bay 107 - 1242 Satigny - Switzerland www.pvsyst.com date: January 2014
- [16] Specification of PV Module, www.sharp.eu/solar date : 7/6/2019
- [17] Operation Manual SG500MX PV Grid-Connected Inverter, www.enfsolar.com/pv/inverter-datasheet/10205 date: 7/6/2019

- [18] QTC Transformer, "QTC product catalog" Available: <https://qtc-energy.com/download/?lang=th>, [accessed:10,5,2019]
- [19] Yazaki technical data 2<sup>nd</sup> edition book "Technical data for electric wires and cable," publication : 2<sup>nd</sup> Edition October 2018
- [20] Location of solar PV power plant study at HuaWa, Si Maha Phot District, Prachin Buri province <https://www.google.com/maps/place/>.





Praise Worthy Prize

## About us

[About us](#)  
[Register a profile](#)  
[Policy](#)  
[Privacy](#)



**Praise Worthy Prize** is a global Publishing House linking research and practice to the benefit of society. Its aim is to carry out publishing activity in every fields and by every means.

## Contact us

[Contacts](#)  
[Send us an e-mail](#)

## Products

[Journals](#)  
[Catalogue](#)  
[News on Journals](#)



**Praise Worthy Prize** manages a portfolio of nearly 20 journals and several books. You can order on-line our products in catalogue and submit on-line your manuscript in our journals.

## Services

[Conferences](#)  
[Print on demand](#)  
[English language editing](#)  
[News on Conferences](#)



A good book  
is a good friend  
**Praise  
Worthy  
Prize**  
your good books  
Publishing House

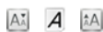


Praise Worthy Prize  
**International Review of  
Electrical Engineering  
(IREE)**

### INFORMATION

- [For Readers](#)
- [For Authors](#)
- [For Reviewers](#)

### FONT SIZE



### USER

You are logged in as...  
**krungphet**

- [My Journals](#)
- [My Profile](#)
- [Log Out](#)

[Privacy Policy](#)

<a href="#">HOME</a>	<a href="#">PRAISE WORTHY PRIZE</a>	<a href="#">ABOUT</a>	<a href="#">USER HOME</a>	<a href="#">PWP ONLINE LIBRARY</a>	<a href="#">CURRENT</a>
<a href="#">ARCHIVES</a>	<a href="#">ANNOUNCEMENTS</a>	<a href="#">OTHER JOURNALS</a>	<a href="#">DOWNLOAD ISSUES</a>	<a href="#">SUBMIT YOUR PAPER</a>	
<a href="#">SPECIAL ISSUE</a>					

[Home](#) > [User](#) > [Author](#) > [Active Submissions](#)

## Active Submissions

ACTIVE	ARCHIVE					
ID	MM-DD SUBMIT	SEC	AUTHORS	TITLE		STATUS
19857	09-28	ART	Kongnok, Plangklang	A COMPARISON CASE STUDY ON ECONOMICS AND PERFORMANCE OF...		Awaiting assignment PAY TO FASTTRACK

1 - 1 of 1 Items

## Comparison on Economics and Performance of Large Scale PV Power Plants: a Case Study

Rungphet Kongnok and Boonyang Plangklang

**Abstract** – This paper compared the energy generation of two large scale PV power plants at a rate of 6 MW. Economics and performances are two main analysis viewpoints for comparison of the system efficiency and profit of two types PV panel for a service period of twenty-five years. Thin-film and polycrystalline PV power plants were studied. The simulation results the three years actual collected data were analyses and compared. The PVsyst program was used to simulate the performance ratio (PR) and energy production. Also, the net present value (NPV) was also used to analyses the economic efficiency. The simulation results showed that in the case of thin-film PV panels, the energy production in the beginning year was higher than the actual collected data. On the other hand, in the case of polycrystalline PV panels, the energy production was less than the actual collected data. By the long term economic efficiency, the results showed that the efficiency of polycrystalline PV panels was better than that of thin-film PV panels. Therefore, the obtained results from this work may be used as a guideline for decision to invest making in the PV power plant in the future.

**Keywords:** Thin-film PV power plant, Polycrystalline PV power plant, Performance ratio (PR), Net present value

Nomenclatures		SST	Solid state transformer
$a$	Repayment cash flow per year	$T$	Inverter time connect to the grid of PEA
AESs	Alternating energy sources	TGVI	Total global energy investment
AIM	Array incidence loss	$U$	Thermal loss factor
$b_0$	Coating layer of PV panel	$U_c$	PV constant element
CUF	Cumulative unity factor	$V_{AC}$	AC voltage at inverter output
EVA	Ethylene vinyl acetate	$V_{mp}$	Voltage at maximum power point
$E_{AC}$	AC energy of PV generated	$V_{oc}$	Open circuit voltage of PV panel
$E_{DC}$	DC energy of PV produced per capacity of PV installation	$\phi$	Transformer phase
$E_{GRID}$	AC energy connected to PEA		
$E_{PV}$	Energy of PV generated		
$E_{YI}$	Energy of PV per capacity of the PV installation		
$E_{Yr}$	Energy of PV generate per reference yield capacity of PV installation		
FFANN	Feed Forward Artificial Neural Network		
$G_{STC}$	Irradiance in STC standard condition		
GDP	Gross domestic product		
$i$	Light angle on PV panel		
$n$	Number of years		
NPV	Net present value		
$P_{CR}$	Cable power loss		
$P_{max}$	PV module's maximum power		
PEA	Provincial electricity authority of Thailand		
$P_{nom}$	Nominal power loss late rate		
PCC	Point of common coupling		
PR	Performance ratio		
$R_{prop}$	Proportion of $V_{mp}/I_{mp}$ at STC		
RES	Renewable energy sources		
SAM	System Advisor Model		
$S_{irr}$	Solar irradiation on surface area of PV panel		
SPP	Solar photovoltaic plant		

### I. Introduction

The solar energy is known as a source of clean energy. PV technology is used to convert solar energy into electric energy. Subsequently, it becomes widely used worldwide. In Thailand, the government has supported the use of solar energy since 1992. There are many PV technologies that have been used, including monocrystalline silicon PV, polycrystalline PV and thin-film PV. The study focused on the performance and economy of two technologies, the polycrystalline and the thin-film PV, in 6 MW PV power plant. The study predicted the investment cost under contract with Thai government in 25 years. There are many researches, which have published and involved in evaluating the PV power plant performance in the past. Many researches consider related factors such as installed location, environment and PV technologies. There were case studies on the system design for stand-alone PV with a power size of less than 1kW/day. The study result showed that it could be used for two days on a single charge. This design was suitable for low income people and remote area that cannot reach basic electrical systems.



Therefore, the use of batteries to store energy could help the system to gain the system reliable [2]. Furthermore, the quality control of solar power using solid state transformer (SST) contributes to the stability of the electrical system [3-4]. The PV systems were also used to illuminate the roads to minimize the costs [5]. The energy storage systems were used to achieve good performance of the PV power system [6]. The location effect of the PV power plant in a radial distribution system could reduce total power loss by determining the optimal position installation of the PV power plant. The optimum position of the PV power plant was the length of 67.25% from the substation. It could decrease the optimal power loss of the grid [7]. Most of the PV power plant installed on the ground and rooftop with some PV power plants were installed above water [8-9]. The potential of the PV floating is different from the PV on-ground type [9]. The energy produced depends on the environmental of PV floating power plant. A study of performance analysis of a 25 MW PV power plant in India from 2015 to 2017 was simulated using the PVsyst program compared to the calculation with Excel. It was found that the solar power plant had a similar decrease in performance in the 74-80% range and had a cumulative utility factor (CUF) of 16 - 24%, respectively [10]. The performance comparison of thin-film PV with that of monocrystalline PV panels. It was found that performance of thin-film PV was better than monocrystalline PV panel [11]. The effect of climate and location has presented the performance of the different PV types. The degradation rate of thin-film PV panel was low with nearly -0.1%, but that of polycrystalline panel was in the range of -0.67% to -0.83% [12]. The preliminary analysis showed that the performance of the thin-film PV panels was higher than that of the polycrystalline PV. However, it takes up installation more than the monocrystalline and polycrystalline solar panels. For monotype PV panels using the ethylene-vinyl acetate (EVA) coating on cells when considered in dry climates, it found that the performance decreased by 2.22% per year. Meanwhile, the PV monotype reduced broken down by 4.57% per year. The EVA coating was better to use a solar panel with EVA for better performances in dry conditions [13]. This solar panels technology approach could make power plants more productive with capacity readiness index indicators from less damaged panels, increasing production opportunities. In this study, the proposed method was used to compare the power generating value from the real-time measurement and the prototype model from system advisor model (SAM) analysis. The results showed that the actual production value was higher than the prototype model evaluated value. From the study, it was found that the most influencing factor was the sun's radiation intensity. The use of the model is suitable for the initial estimation of the production capacity [14]. To analyze the performance of the PV power plants, it is important to know the capacity of the power plant to assess the potential of the power

plant. There was a research presented the Feed-Forward Artificial Neural Network (FFANN) with rapid forecasting method was used as the principle for the performance prediction of the PV power plant. The big data was used to analyze, whilst the result of simulations could predict the capacity of the PV power plant [15].

Previous researches have conducted most of the performance studies of the PV power plants in many conditions. They studied under different conditions such as location, environmental factors, delegation factor and PV panel technologies. The performance studies are based on the simulation production data and the power generation actual production data.

Therefore, there is still a lack of articles on investment time, break-even point and payback period for the large scale PV power plant. In this article, we interest these topics. This article studied and compared two PV power plant technologies: thin-film PV and the polycrystalline PV. The study results were described in the next section.

## II. Fundamental Theory of PV

### II.1 Performance of PV Power Plant System

The performance of PV power plant reference follows IEC standard code IEC 61724 [16]. This can be calculated by equations (1) - (4):

$$E_{DC} = \frac{E_{PV}}{E_{PV(max)}} \quad (1)$$

$$E_{PV} = \frac{S_{PV}}{G_{STC}} \quad (2)$$

$$E_{PV} = \frac{E_{AC}}{E_{PV(max)}} \quad (3)$$

$$PR = \frac{E_{DC}}{E_{PV}} \quad (4)$$

Where  $E_{DC}$  represents the DC energy of PV produced per capacity of a PV installation (kWh/kWp),  $E_{PV}$  represents the energy of PV generated (kWh),  $E_{PV(max)}$  represents the maximum capacity of a PV installation (kWp),  $E_{PV}$  represents the energy of PV generate per reference yield capacity of a PV installation (kWh/kWp),  $S_{PV}$  represents the solar irradiation on the surface area of PV panel ( $\text{kWh/m}^2$ ),  $G_{STC}$  represents the irradiance in STC standard condition (AM 1.5,  $1 \text{ kWp/m}^2$  at  $25^\circ\text{C}$ ),  $E_{AC}$  represents the energy of PV per capacity of the PV installation (kWh/kWp) and  $E_{PV}$  represents an AC energy of PV generated (kWh).

### II.2 Loss Effect in PV Power Plant

The energy generation from PV power plant is divided into two parts: natural effects and the PV system

installation. The natural effects are the position of the sun irradiation and the environment. The PV system installed consists of a PV module, inverter, transformer, cable and installation method, etc. The energy from the PV power plant was connected to the primary grid and calculated by equation (5). This energy is the benefit of the power plant.

$$E_{GRID} = V_{AC} \cdot I_{AC} \cdot T \tag{5}$$

where  $E_{GRID}$  represents the AC energy connected to the main grid (kWh),  $V_{AC}$  represents the AC voltage at inverter output (V),  $I_{AC}$  represents the AC at inverter output (A), and  $T$  represents the time of inverter connected to the main grid (hour, hr).

The PV power plant has many losses, which affect the generation of energy. They are the PV heat loss factor, ohmic loss, and the array incidence loss. The loss effects are shown in equations (6) - (8).

The PV heat loss factor is the loss of PV array thermal, as shown in equation (6).

$$U = U_c + U_p \cdot v \tag{6}$$

where  $U$  represents the thermal loss factor ( $W/m^2 \cdot k$ ),  $U_c$  represents the PV constant element, and  $v$  represents the wind speed ( $m/s$ ).

The ohmic loss factor is the loss of cable installation in the PV power plant. The ohmic loss is considered under the standard condition at  $1000 W/m^2$  and temperature  $25^\circ C$ . The proportion of the cable power loss is caused by cable resistance ( $P_{CR}$ ) with nominal power loss late rate ( $P_{nom}$ ). The loss is shown in Eq. (7) and (8).

$$P_{CR} = R_{cable} \cdot I_{sc}^2 \tag{7}$$

$$P_{nom} = R_{array} \cdot I_{sc}^2 \tag{8}$$

where  $I_{sc}$  represents the short circuit current of PV panel (A),  $R_{cable}$  represents the total resistance of cable used ( $\Omega$ ),  $V_{mp}$  represents the voltage at maximum power point of PV panel (V), and  $R_{array}$  represents the proportion of  $V_{mp}/I_{mp}$  at STC ( $\Omega$ ).

The array incidence loss (AIM) is the light effect from the sun angle in a day. AIM's effect consists of solar irradiation transferred, and reflection between two translucent materials followed a theory of Fresnel's law. The AIM can be computed by equation (9).

$$E_{aim} = 1 - b_c \left( \frac{1}{\cos(i)} - 1 \right) \tag{9}$$

where  $i$  represents the light angle on the PV panel,  $b_c$  represents the coating layer of the PV panel.

In addition to the preceding, there are other losses, such as the PV module efficiency, the PV power plant

location, season, number of days, raining and loss from the inverter, etc.

### III.3 Annuity Method Theory

The annuity method is the basis of cash flow calculations. This method commonly used two forms consist of static method and dynamic method. The dynamic annuity method can show cash flow more than the static annuity method. The electrical system is applying the annuity method for calculation annuity cost by series repayment. The result data of calculation is matched with the average of annuity cash flow.

$$a = NPV \frac{[i \cdot (1+i)^n]}{[(1+i)^n - 1]} \tag{10}$$

where  $a$  represents the repayment cash flow per year,  $NPV$  represents the net present value,  $i$  represents the interest, and  $n$  represents the number of years.

## III. Methodology

Five topics in the methodology were presented. There are PV power plant locations, the information of equipment in PV power plant, single line diagram, the detail of PV power plant and economics data of PV power plant, respectively.

### III.1 Location of PV Power Plant

The PV power plant site was located at Hua Wa subdistrict, Si Maha Phot District, Prachin Buri province, the central part of Thailand. It is located on the latitude  $13.89N$  and longitude  $101.45E$ . The thin-film PV type power plant and polycrystalline PV type power plant were used for cases studied. Both types have the same size of 6 MWp.



Fig. 1. PV power plant [17]

### III.2 Study on Equipment Installation

The main equipment used in the PV power plant consists of a cable, 125, 130, 310 Wp PV panels, inverter,

and transformer. The device has the following detail, as shown in Table II-IV. These equipment details were used for the cost estimation of the PV power plant.

TABLE I  
CHARACTERISTICS OF XLPE HIGH VOLTAGE CABLE [18]



Surface area (mm <sup>2</sup> )	The current rate of 2 conductors: single and multi-core (A)		The current rate of 3 conductors: single and multi-core (A)	
				
No. - 6	54		47	
No. - 10	71		63	
No. - 35	150		132	
No. - 95	271		238	
No. - 150	355		312	
No. - 300	543		475	

Table I shows the current rate and method used in PV power plant capacity.

TABLE II  
CHARACTERISTICS OF THIN-FILM PV PANEL OF 125 Wp (STC) [19]

Thin-film characteristics details	Value
PV module's maximum power ( $P_{max}$ )	125 Wp
Open circuit voltage of PV panel ( $V_{oc}$ )	59.7 V
Short-circuit current of PV panel ( $I_{sc}$ )	3.37 A
The voltage at maximum power point ( $V_{mp}$ )	45.5 V
Current at maximum power point ( $I_{mp}$ )	2.75
Power effect compensation with temperature (1/°C)	-0.24
The efficiency of PV panel (%)	8.90
PV panel dimension (L x W x H, mm)	1402x1001x6.7
PV panel weigh (kg)	24

TABLE III  
CHARACTERISTICS OF THIN-FILM PV PANEL OF 130 Wp (STC) [19]

Thin-film characteristics details	Value
PV module maximum power ( $P_{max}$ )	130 Wp
Open circuit voltage of PV panel ( $V_{oc}$ )	60.4 V
Short-circuit current of PV panel ( $I_{sc}$ )	3.41 A
The voltage at maximum power point ( $V_{mp}$ )	46.1 V
Current at maximum power point ( $I_{mp}$ )	2.82 A
Power effect compensation with temperature (1/°C)	-0.24
The efficiency of PV panel (%)	9.30
PV panel dimension (L x W x H, mm)	1402x1001x6.7
PV panel weigh (kg)	24

Table II shows the characteristics of 125 Wp thin-film PV panels, and Table III shows the characteristic of the 130 Wp thin-film PV panels used in the PV power plant.

TABLE IV  
CHARACTERISTICS OF POLYCRYSTALLINE PV PANEL OF 310 Wp (STC) [20]

Polycrystalline characteristics details	Value
PV module's maximum power ( $P_{max}$ )	310 Wp
Open circuit voltage of PV panel's ( $V_{oc}$ )	45.50 V
Short-circuit current of PV panel ( $I_{sc}$ )	8.85 A
The voltage at maximum power point ( $V_{mp}$ )	46.1 V
Current at maximum power point ( $I_{mp}$ )	8.38 A
Power effect compensation with temperature (1/°C)	-0.41
The efficiency of module PV (%)	15.99
PV panel dimension (L x W x H, mm)	1596x991x45
PV panel weigh (kg)	26

Table IV is the characteristic of 310 Wp polycrystalline PV panels used in the PV power plant.

TABLE V  
INVERTER CHARACTERISTICS OF 500 MX [21]

Inverter characteristics detail	Value
<b>DC input</b>	
Rated maximum voltage ( $V_{max}$ )	1000
Rate minimum operation input voltage ( $V_{min}$ )	460 - 500
MPP range of voltage operation (V)	460 - 850
Total DC input (PCS)	6 - 8
Input current maximum rate (A)	1220
Short circuit current maximum rate (A)	1460
<b>AC output</b>	
Output power	550 kVA @ 50 °C, 500 kVA @ 55 °C
Maximum current (A)	1008
Nominal voltage (V)	315
Nominal frequency/ Grid frequency ( $H_z$ )	50/45-55, 60/55-65
Total harmonic distortion (THD, %)	<3 (at nominal power)
Nominal power factor adjust table power factor	>0.99/0.8 leading - 0.8 lagging
Transformer feed-in/ Connection phases	3/3
Maximum efficiency standard /European (%)	99.0 / 98.7

TABLE VI  
CHARACTERISTICS OF STEP-UP TRANSFORMER WITH SIZE OF 1,250 KVA [22]

Transformer characteristics detail	Value
Transformer rate power (kVA)	1250 (625/625)
Transformer frequency ( $H_z$ )	50
Primary Voltage (V)	22000 V
Secondary Voltage (V)	315/315 V
Maximum short circuit rate (kA)	38.18 kA
Transformer phase ( $\phi$ )	3
Transformer tapping	$\pm 2 \times 2.5\%$
Vector group	Dy11y11
Noise level	$\leq 59$ dB
No load loss (@1250kVA, 75°C)	0.95 kW
On load loss (@ 625kVA, 75°C)	4.75 kW
Transformer step	5

Table V shows the characteristic of inverter size 500 kWp. Table VI shows the characteristic of the transformer size 1,250 kVA.

III.3 Single Line Diagram

The single line diagram shows the position of equipment installation in the PV power plant. The main equipment consists of a PV panel, inverter transformer, and other equipment. The PV power plant's energy is connected to PEA at the point of common coupling (PCC).

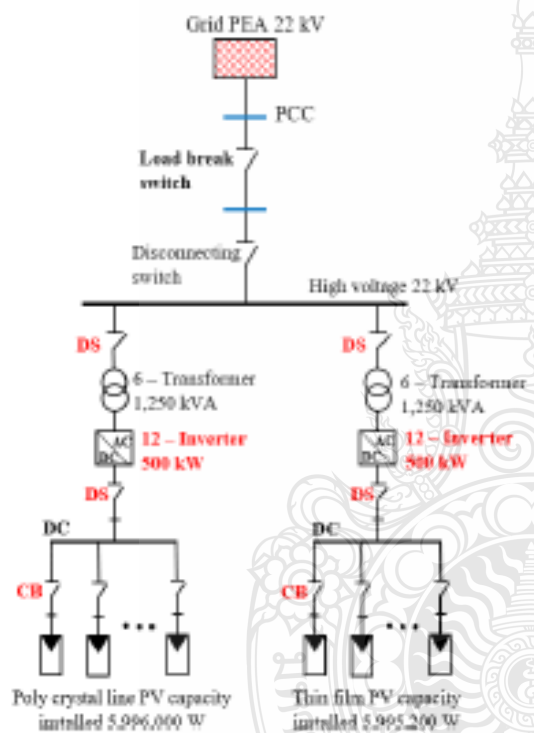


Fig. 2. Single diagram of PV power plant

Two PV power plants studied were located in the same area. The irradiation average was 17.80  $Mj/m^2$ . The thin-film power plant used was 24,000 PV panels, 125 Wp and 23,040 PV panels, and 130 Wp. The total capacity of the power plant was 5,995,200 Wp. The power plant area used 66,083  $m^2$ . The polycrystalline PV power plant used was 19,341 PV panel, 310 Wp. The total capacity of the power plant was 5,996,000 Wp. The power plant area was covered by the 34,491  $m^2$ .

III.4. Detail of PV Power Plant

The installation cost is the total cost of the PV power plant. The detail of the installation cost is shown in Table VII.

TABLE VII  
INSTALLATION COST OF PV POWER PLANT

Cost detail	PV system price (\$)		Lifetime (Y)
	Thin-film	Polycrystalline	
Land	664,960	412,275	25
Road & wall	575,190	365,063	25
Wire and tube	498,720	398,976	25
PV structure	3,324,800	4,488,480	25
Inverter and connection box	631,712	598,464	10
Transformer and accessories	199,488	199,488	10
Water	398,976	398,976	10
Lightning protection	31,586	24,936	25
CCTV system	93,094	79,795	3
Monitoring system	28,261	28,261	3
Installation cost	930,944	797,952	25
Operation & maintenance	216,112	216,112	1
Spare part	16,624	13,299	1
<b>Total cost</b>	<b>7,610,466</b>	<b>8,022,077</b>	

Table VII shows the detail of the installation cost of the PV power plant. The thin-film PV power plant has a total installation cost of 7,610,466 \$; the polycrystalline PV power plant has a total installation cost of 8,022,077 \$. The total installation cost of a thin-film PV power plant is less than that of polycrystalline PV power plant, by about 411,610 \$, on 5.131%.

III.5 The Economic Data of PV Power Plant

This study used the PV power plant data from the first year of the PV power plant operation from 2016 to 2018. The data show the performance and energy degradation of the PV power plant. The price of energy for sale to PEA is 0.188 \$ per 1 kWh, the period for sale is 25 years.

IV. Results and Discussion

The energy generation from PV power plants is shown in Table VIII from the year 2016 to 2018. The data were compared with the energy generation, which estimated using the PVsyst simulation program [23].

TABLE VIII  
ENERGY GENERATION FROM PV POWER PLANT

Since	Simulation (kWh)		Real energy (kWh)	
	Thin-film PV	Poly crystalline	Thin-film PV	Poly crystalline
2016	9,441,675	9,163,153	9,718,327	9,088,734
2017	-	-	9,592,114	8,791,575
2018	-	-	9,396,797	8,675,527

Table VIII compares the actual total energy generation results of the thin-film PV power plant and polycrystalline PV power plant with the PVsyst simulation program simulation result. The energy of the thin-film PV generation in 2016 is 9,718,327 kWh. It is more than the

energy from simulation by 2.85%. The energy generation of the ploy crystalline PV power plant is 9,088,734 kWh in 2016. It is lower than the energy from the simulation by 1.57%.

Moreover, the comparison of the energy for each type of PV power plant in 2016 to 2018 is shown in Table VIII. For the thin-film PV power plant, the energy generation decreased by 1.30% and 3.31% in 2017 and 2018,

respectively. Also, for the power generation of polycrystalline PV power plants, the energy generation decreased by 2.77% and 4.38% in 2017 and 2018, respectively.

The PV power plant installation cost was calculated by equation (5) for finding the NPV of the power plant. Where it is equal to 8% and the period is 25 years.

TABLE IX  
CASH FLOW COMPARISON OF THE THIN-FILM PV POWER PLANT BETWEEN PVSYST SIMULATION WITH INSTALLATION PREDICTION

Thin-Film PV Panel				Thin-Film PV Panel			
Year	Efficiency (%)	PVsyyst cash flow receive (\$)	Installation cash flow receive (\$)	Year	Efficiency (%)	PVsyyst cash flow receive (\$)	Installation cash flow receive (\$)
0	100%	0	0	13	80%	1,421,415	1,463,064
1	90%	1,599,092	1,645,947	14	80%	1,421,415	1,463,064
2	90%	1,599,092	1,645,947	15	80%	1,421,415	1,463,064
3	90%	1,599,092	1,645,947	16	80%	1,421,415	1,463,064
4	90%	1,599,092	1,645,947	17	80%	1,421,415	1,463,064
5	90%	1,599,092	1,645,947	18	80%	1,421,415	1,463,064
6	90%	1,599,092	1,645,947	19	80%	1,421,415	1,463,064
7	90%	1,599,092	1,645,947	20	80%	1,421,415	1,463,064
8	90%	1,599,092	1,645,947	21	80%	1,421,415	1,463,064
9	90%	1,599,092	1,645,947	22	80%	1,421,415	1,463,064
10	90%	1,599,092	1,645,947	23	80%	1,421,415	1,463,064
11	80%	1,421,415	1,463,064	24	80%	1,421,415	1,463,064
12	80%	1,421,415	1,463,064	25	80%	1,421,415	1,463,064

TABLE X  
CASH FLOW COMPARISON OF THE POLYCRYSTALLINE PV POWER PLANT BETWEEN PVSYST SIMULATION WITH INSTALLATION PREDICTION

Polycrystalline PV Panel				Polycrystalline PV Panel			
Year	Efficiency (%)	PVsyyst cash flow receive (\$)	Installation cash flow receive (\$)	Year	Efficiency (%)	PVsyyst cash flow receive (\$)	Installation cash flow receive (\$)
0	100%	0	0	13	89%	1,526,055	1,513,661
1	97%	1,672,625	1,859,041	14	88%	1,513,812	1,501,517
2	96%	1,660,382	1,846,897	15	87%	1,501,569	1,489,374
3	96%	1,648,139	1,834,754	16	86%	1,489,499	1,477,401
4	95%	1,636,069	1,822,781	17	86%	1,477,256	1,465,258
5	94%	1,623,826	1,810,638	18	85%	1,465,013	1,453,114
6	93%	1,611,583	1,598,494	19	84%	1,452,770	1,440,971
7	93%	1,599,340	1,586,351	20	84%	1,440,527	1,428,827
8	92%	1,587,097	1,574,207	21	83%	1,428,284	1,416,684
9	91%	1,574,854	1,562,064	22	82%	1,416,213	1,404,711
10	90%	1,557,611	1,544,960	23	81%	1,403,971	1,392,568
11	90%	1,550,541	1,537,948	24	81%	1,391,728	1,380,424
12	89%	1,538,298	1,525,804	25	80%	1,379,485	1,368,281

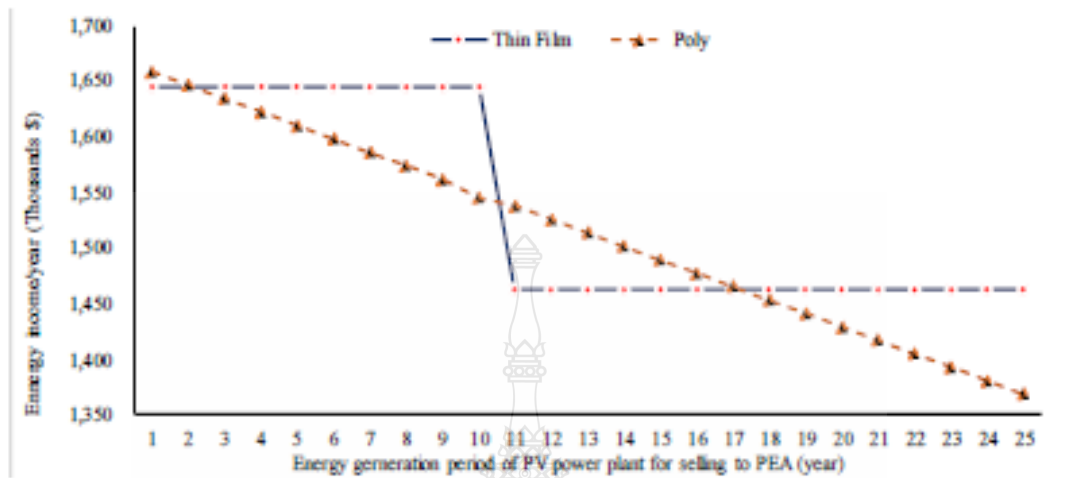


Fig. 3. Cash flow comparisons of thin-film PV and polycrystalline PV

Fig. 3. shows the cash flow received comparison of thin-film PV power plant and polycrystalline PV power plant. The thin-film PV has the maximum cash flow received of 1,645,947 \$, and the minimum cash flow received of 1,463,064 \$. The average cash flow received of 1,536,218 \$. The polycrystalline PV power plant has the maximum cash flow received of 1,659,041 \$, and the minimum cash flow received of 1,368,281 \$. The average cash flow received of 1,513,469 \$. The thin-film PV power plant has an average cash flow higher than the polycrystalline PV power plant by 1.48%.

TABLE XI  
CASH FLOW USING NPV CALCULATION OF THE PV POWER PLANT BETWEEN PVSYST SIMULATION ON 25 YEARS

Year	Thin-film		Polycrystalline		Year	Thin-film		Polycrystalline	
	PVyst NPV (\$)	Install NPV (\$)	PVyst NPV (\$)	Install NPV (\$)		PVyst NPV (\$)	Install NPV (\$)	PVyst NPV (\$)	Install NPV (\$)
0	-7,610,466	-7,610,466	-8,022,077	-8,022,077	13	428,521	443,835	482,890	478,333
1	1,243,595	1,286,979	1,351,702	1,339,124	14	396,774	410,954	442,947	438,761
2	1,151,477	1,191,648	1,241,079	1,229,518	15	367,381	380,510	406,274	402,429
3	1,066,192	1,103,388	1,139,440	1,128,814	16	304,267	316,424	344,520	340,989
4	987,198	1,021,637	1,046,146	1,036,379	17	314,974	326,231	341,748	338,506
5	914,097	945,986	960,348	951,372	18	291,643	302,066	313,370	310,392
6	768,835	798,362	820,705	812,457	19	270,039	279,689	287,319	284,585
7	783,687	811,027	809,052	801,473	20	250,033	258,969	263,407	260,897
8	725,638	750,952	742,509	735,545	21	28,744	37,018	57,849	55,545
9	671,877	695,317	681,374	674,976	22	214,367	222,028	221,360	219,245
10	622,114	643,818	622,921	617,061	23	198,485	205,579	202,875	200,933
11	62,057	79,920	177,329	171,928	24	183,783	190,351	185,918	184,135
12	462,793	479,332	526,372	521,411	25	170,169	176,251	170,358	168,722

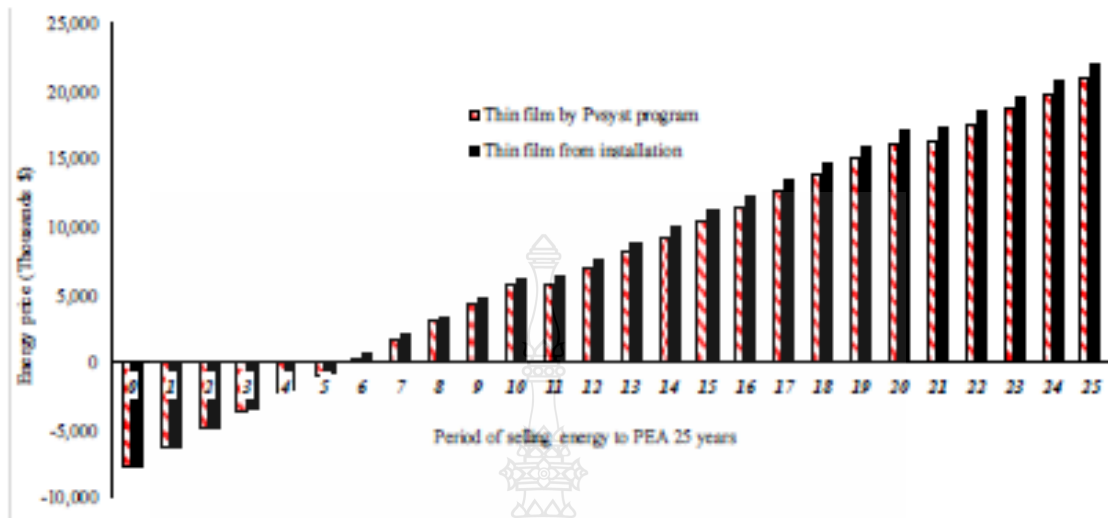


Fig. 4. Cash flow of thin-film PV power plant using NPV calculation by the PVsyst program calculation

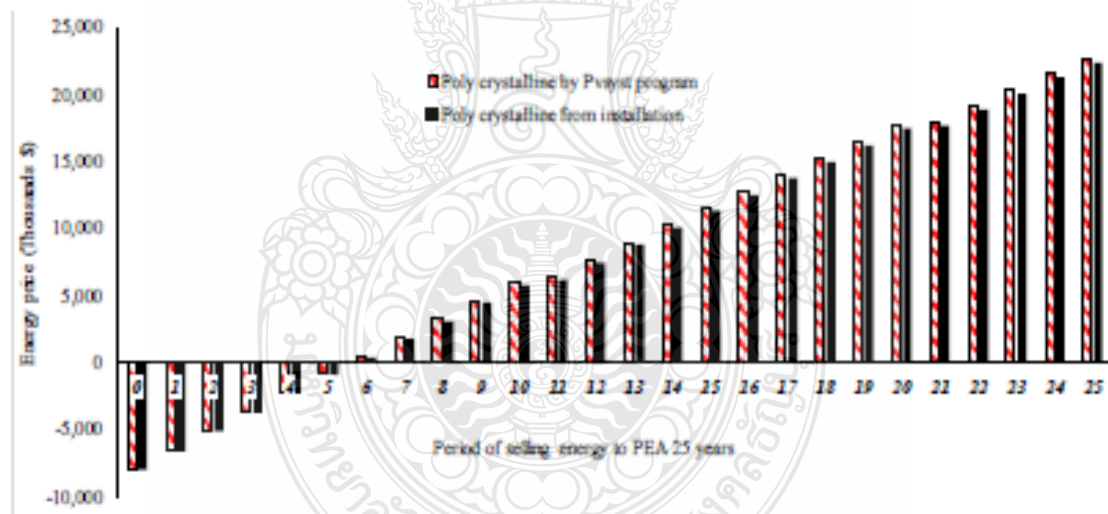


Fig. 5. The cash flow of polycrystalline PV power plant using NPV calculated by the PVsyst program calculation

Fig. 4 shows the comparison between the actual data base and the calculation by PVsyst program simulation using the NPV calculation method. The figure was shown that the energy from the program simulation is less than the base of actual data. The payback period time in Fig. 4 was started from the sixth year ext.

Fig. 5 shows the same the same result as that of the Fig. 4, but difference the polycrystalline has the cash flow of the NPV. The NPV calculation of the PVsyst program

simulation is more than the actual data base of the polycrystalline PV installation. The payback period time is shown in Fig. 5 wich was start from the sixth year are same that.

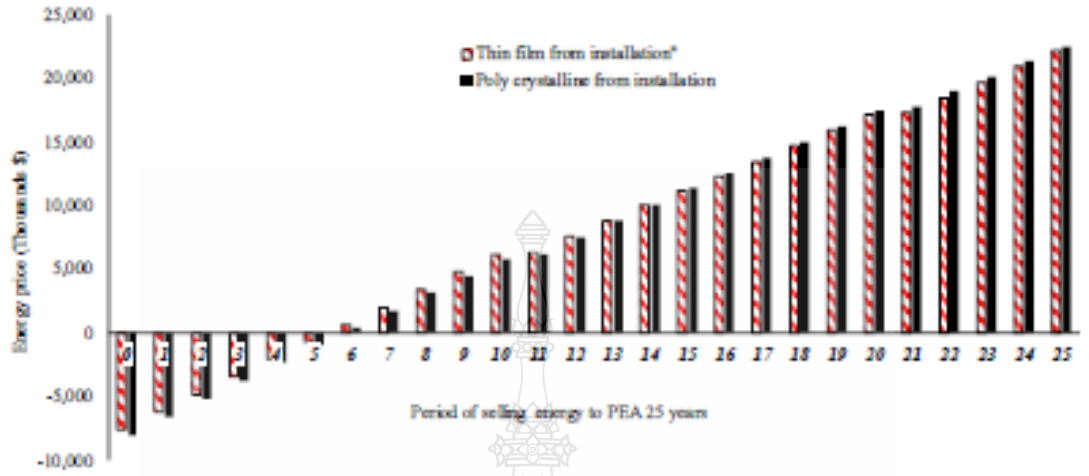


Fig. 6. The cash flow of the thin-film and polycrystalline PV power plant using NPV calculated by real data installation

Fig. 6 shows the cash flow comparison of thin-film PV power plant and polycrystalline PV power plant using NPV calculation follow equation (10). For cash flow comparison of the thin-film PV and the polycrystalline PV installation, the result shown that the polycrystalline PV cash flow is more than the thin-film PV power plant. The payback period time is in the sixth years too.

TABLE XII  
PERFORMANCE PERCENTAGE OF THIN-FILM PV AND POLYCRYSTALLINE PV POWER PLANT

year	Thin-film	Polycrystalline	year	Thin-film	Polycrystalline
0	100%	100%	13	80%	88.50%
1	90%	97%	14	80%	87.79%
2	90%	96.29%	15	80%	87.08%
3	90%	95.58%	16	80%	86.38%
4	90%	94.88%	17	80%	85.67%
5	90%	94.17%	18	80%	84.96%
6	90%	93.46%	19	80%	84.25%
7	90%	92.75%	20	80%	83.54%
8	90%	92.04%	21	80%	82.83%
9	90%	91.33%	22	80%	82.13%
10	90%	90.63%	23	80%	81.42%
11	80%	89.92%	24	80%	80.71%
12	80%	89.21%	25	80%	80.00%



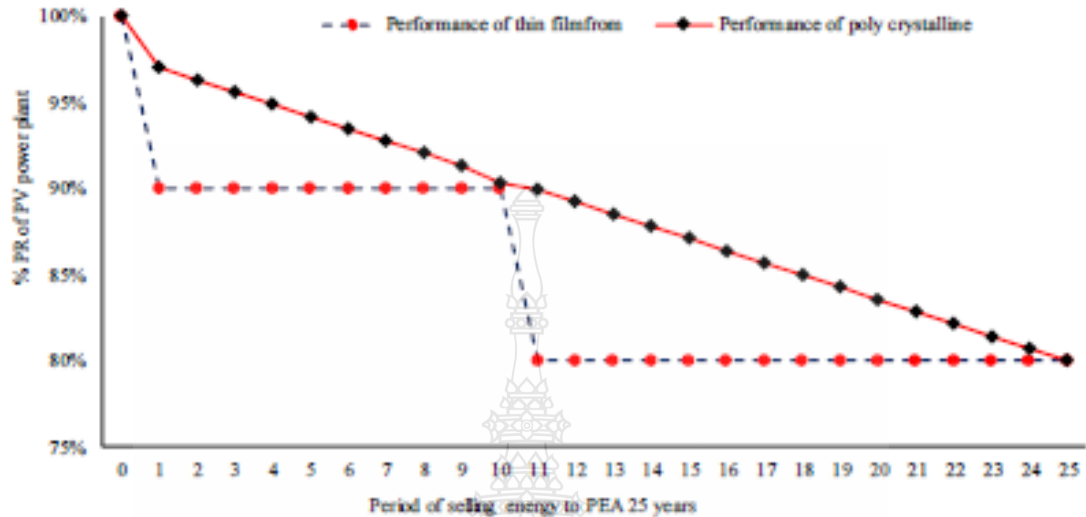


Fig. 7. PV performance of the thin-film PV power plant and the polycrystalline PV power plant

Fig. 7 shows the PV performance of the thin-film PV power plant and the polycrystalline PV power plant. The thin-film PV power plant performance begins in the first year at a constant rate of 90% through the 10<sup>th</sup> year. It decreases with a constant rate of 80% after operating the power plant for 11 years.

The polycrystalline PV power plant power plants' performance begins in the first year at 90% from year 1, with linear declines of up to 80% in the 11<sup>th</sup> year. The thin-film PV power plant's average performance is 85%, and the polycrystalline PV power plant is 89%. The polycrystalline can generate more energy than the thin-film PV power plant 4%.

## V. Conclusion

In this paper, two different PV technologies, thin-film and polycrystalline PV were chosen for the analysis of performances and economics. The two studied PV power plants installed in Prachin Buri province, the central of Thailand. The comparative study of PV power plant performances used NPV method to determine the performances of the two PV power plants based on PVsyst simulation program and the actual measured data. The thin-film simulation results and the polycrystalline PV panels in 25 years showed that the thin-film had the energy production of 207,716,850 kWh and the polycrystalline were 211,872,279 kWh. The thin-film PV power plant performances are less than the polycrystalline PV of 1.962%. The comparative analysis based on real data showed that the energy production of the thin-film PV power plant had 213,803,194 kWh and the polycrystalline PV was 210,151,525 kWh. From the results, it is evidently

the thin-film PV power plant energy production was more than the polycrystalline PV power plant of 1.708%. Therefore, from the study and comparison of two PV technologies based on the actual data revealed that the thin-film PV technology is suitable for selecting to install in the PV power plant in the future.

## Acknowledgements

The authors would like to thank the reviewers and editors for their helpful comments that significantly contribute to improving the article. The authors thank the Rajamangala University of Technology Thanyaburi, Thailand, for providing the laboratory and financial support.

## References

- [1] Nideleaberdha Chandanachulaka (\*), Wenshet Khan-ngern (\*\*), "Design of Zero Energy Consumption System for Small DC Residential Home Based on Off-Grid PV System", *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, Vol 13, No 3 (2018)
- [2] Krisada Prompinit (\*), Surin Khomfoi (\*\*), "A Battery Energy Storage System Control Technique with Ramp Rate and C-Rate Parameter Consideration for AC Microgrid Applications", *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, Vol 13, No 2 (2018)
- [3] Panya Khemruek (\*), Surin Khomfoi (\*\*), "Transient Stability Improvement Using Coordinated Control of Solar PVs and Solid State Transformers", *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, Vol 13, No 6 (2018)
- [4] Panya Khemruek (\*), Surin Khomfoi (\*\*), "Solid State Transformers Using Selective Harmonic Elimination Technique for Solar Farm Applications", *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, Vol 15, No 6 (2020)

[5] Mehdi Laraki(1\*), Aswatif Haysar(2), "New Mathematical Model Based on OFDM Technique for Smart Lighting Systems in Smart City", *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, Vol 13, No 3 (2018)

[6] Juhani Koskela(1\*), Antti Rautavaara(2), Kari Kalicheharju(3), Pirkko Harris(4), Pertti Ilvontusta(5), "Effect of the Electricity Metering Interval on the Profitability of Domestic Grid-Connected PV Systems and BESSs", *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, Vol 15, No 2 (2020)

[7] A. Setiawan, Q. H. A. D. Pranadi, C. A. F, and E. A. Setiawan, "Determination of Optimal PV Locations and Capacity in Radial Distribution System To Reduce Power Losses," *Energy Procedia*, vol. 156, pp. 384-390, 2019/01/01/ 2019.

[8] S. Oliveira-Pinto and J. Stockermans, "Assessment of the potential of different floating solar technologies – Overview and analysis of different case studies", *Energy Conversion and Management*, vol. 211, p. 112747, 2020/05/01/ 2020.

[9] N. M. Kumar, R. P. Gupta, M. Mathew, A. Jayakumar, and N. K. Singh, "Performance, energy loss, and degradation prediction of roof-integrated crystalline solar PV system installed in Northern India," *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 13, p. 100409, 2019/03/01/ 2019.

[10] S. S. Bhullar and M. Lalwani, "Performance Analysis of 25 MW Grid Connected Solar Photovoltaic Plant in Gujarat, India," in *2018 3rd International Innovative Applications of Computational Intelligence on Power, Energy and Controls with their Impact on Humanity (CIPECCH)*, 2018, pp. 1-6.

[11] A. A. Merrouzi, A.-i. Amrani, and A. Mezhab, "Electricity production from large scale PV plants: Benchmarking the potential of Morocco against California, US," *Energy Procedia*, vol. 119, pp. 346-355, 2017/07/01/ 2017.

[12] H. I. Dag and M. S. Baker, "Performance evaluation and degradation assessment of crystalline silicon based photovoltaic-roofing technologies under outdoor conditions," *Renewable Energy*, vol. 156, pp. 1292-1300, 2020/08/01/ 2020.

[13] C. Hajar et al., "Degradation and performance analysis of a monocrystalline PV system without EVA encapsulating in semi-arid climate," *Heliyon*, vol. 6, no. 6, p. e04079, 2020/06/01/ 2020.

[14] A. Yalawar and S. Nayak, "Evaluation of Performance Parameters and Economic Analysis of 1MW Grid Connected Solar PV Plant," in *2018 4th International Conference for Convergence in Technology (I2CT)*, 2018, pp. 1-5.

[15] S.-V. Opruș and A. Bănuș, "Ultra-short-term forecasting for photovoltaic power plants and real-time key performance indicators analysis with big data solutions: Two case studies - PV Agigea and PV Giurgiu located in Romania," *Computers in Industry*, vol. 120, p. 103256, 2020/09/01/ 2020.

[16] International Electrotechnical Commission, "Photovoltaic system performance monitoring - Guideline for measurement, data exchange and analysis IEC 61724", IEC standard, 1998.

[17] Location of solar PV power plant study at HuaWi, Si Maha Phot District, Prachin Buri province  
<https://www.google.com/maps/place>

[18] Yasuki technical data 2nd edition book "Technical data for electric wires and cable," publication 1, 2nd Edition October 2018

[19] Specification of PV Module, [www.sharp.com/solar\\_data](http://www.sharp.com/solar_data) : 06/2019

[20] JA solar datasheet <http://www.solarpanelgrid.com/components/module-panel-solar/JA-Solar/3636/JAP6-72-310-3BB/specification-data-sheet.html>

[21] Operation Manual SG500MX PV Grid-Connected Inverter, [www.enSolar.com/pv/inverter-datasheet/10205](http://www.enSolar.com/pv/inverter-datasheet/10205) date : 7/6/2019

[22] QTC Transformer, "QTC product catalog" Available: <https://qtc-energy.com/download/?lang=th>, [accessed:10/5,2019]

[23] André Merrouzi and Bruno Wittmer, "PVSYST USER'S MANUAL PVsyst6," PVSYST SA - Route du Bois-de-Bay 107 - 1242 Satigny - Switzerland [www.pvsyst.com](http://www.pvsyst.com) date: January 2014

## Authors' information



**Rungphet Kongsook**, a Ph.D. student in Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Rajamangala University of Technology Thanyaburi (RMUTT), Thailand, and work at Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Rajamangala University of Technology Iam (RMUTI), Thailand, the research interests are PV, Energy Management and Renewable Energy. Email: [rungphet\\_k@rmutt.ac.th](mailto:rungphet_k@rmutt.ac.th)



**Boonyang Plangklang**, Assoc. Prof. Dr.-Ing. at Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Rajamangala University of Technology Thanyaburi (RMUTT), RMUTT, Thailand, the research interests are Electrical Power System, Energy Management and Renewable Energy. E-mail: [boonyang.p@rmutt.ac.th](mailto:boonyang.p@rmutt.ac.th)

Search for Articles:

Title / Keyword

Author / Affiliation

Symmetry

All Article Types

Search

Advanced

Journals / Symmetry



Submit to Symmetry

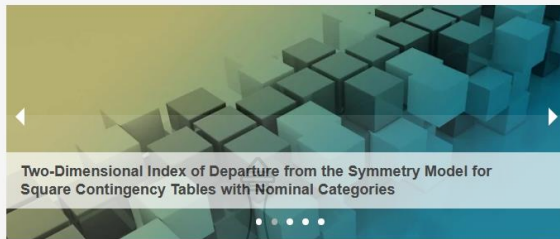
Review for Symmetry



Share

### Journal Menu

- Symmetry Home
- Aims & Scope
- Editorial Board
- Reviewer Board
- Topical Advisory Panel
- Instructions for Authors
- Special Issues
- Sections & Collections
- Article Processing Charge
- Indexing & Archiving
- Editor's Choice Articles
- Most Cited & Viewed
- Journal Statistics
- Journal History
- Journal Awards
- Editorial Office



## Two-Dimensional Index of Departure from the Symmetry Model for Square Contingency Tables with Nominal Categories

### Symmetry

Symmetry is an international, peer-reviewed, open access journal covering research on symmetry/asymmetry phenomena wherever they occur in all aspects of natural sciences. Symmetry is published monthly online by MDPI.

- **Open Access** — free for readers, with article processing charges (APC) paid by authors or their institutions.
- **High Visibility:** indexed within Scopus, SCIE (Web of Science), CAPIus / SciFinder, Inspec, and many other databases.
- **Journal Rank:** JCR - Q2 (Multidisciplinary Sciences) / CiteScore - Q1 (General Mathematics)
- **Rapid Publication:** manuscripts are peer-reviewed and a first decision provided to authors approximately 16.9 days after submission; acceptance to publication is undertaken in 5.3 days (median values for papers published in this journal in the second half of 2021).
- **Recognition of Reviewers:** reviewers who provide timely, thorough peer-review reports receive vouchers entitling them to a discount on the APC of their next publication in any MDPI



### E-Mail Alert

Add your e-mail address to receive forthcoming issues of this journal:

Enter Your E-Mail Address:

Subscribe

### News

4 January 2022

**15 Symmetry Editorial Board Members Receive "2021 Highly Cited Researchers" Distinction**

22 November 2021

**722 MDPI Editorial Board Members Receiving "2021 Highly Cited Researchers" Distinction**

16 November 2021

**Topical Advisory Panel Established to Support Editorial Board**

More News & Announcements...

Search for Articles:

Title / Keyword

Author / Affiliation

Journal

Article Type

Title / Keyword

Rungphet Kongnok

Symmetry

All Article Types

Search

Advanced



## Search Results (1)

Search Parameters:  
Authors = Rungphet Kongnok  
Journal = Symmetry

Order results

Result details

Results per page

Publication Date

Normal

50

Show export options

Open Access Article

### Five-Year Performance of an ESE Lightning Protection System for a Large Scale PV Power Plant in Thailand

by Rungphet Kongnok, Thanakorn Pummaitong and Boonyang Plangklang

Symmetry 2021, 13(11), 2106. <https://doi.org/10.3390/sym13112106> - 06 Nov 2021

Viewed by 408

**Abstract** This article presents a five-year performance review of an early streamer emission (ESE) air terminal lightning protection system for a large scale PV power plant in Thailand. The comparison effect of a Franklin lightning protection system and the ESE lightning protection system was [...] [Read more.](#)

(This article belongs to the Topic Dynamical Systems: Theory and Applications)

► [Show Figures](#)

Show export options

Displaying article 1-50 on page 1 of 1.

### Search Filter

Reset All

Years

Between: 1996 - 2022

Article Types

Select Article Types


Countries / Regions

Select Countries / Regions

Update Search

Article

# Five-Year Performance of an ESE Lightning Protection System for a Large Scale PV Power Plant in Thailand

Rungphet Kongnok, Thanakorn Pummitong and Boonyang Plangklang \* 

Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Rajamangala University of Technology Thanyaburi, 39 Moo 1, Klong 6, Klong Luang 12110, Pathum Thani, Thailand; rungphet\_k@mail.rmutt.ac.th (R.K.); thanakorn\_p@mail.rmutt.ac.th (T.P.)

\* Correspondence: boonyang.p@en.rmutt.ac.th; Tel.: +66-2-549-3420

**Abstract:** This article presents a five-year performance review of an early streamer emission (ESE) air terminal lightning protection system for a large scale PV power plant in Thailand. The comparison effect of a Franklin lightning protection system and the ESE lightning protection system was analyzed for the PV power plant. The ESE lightning protection system was selected to be implemented in the PV power plant. The capacity of the PV power plant studied was 8 MWp on an area of 150,000 square meters in the Nong Ya Plong district, Phetchaburi province, Western Thailand. A Franklin lightning rod type was also designed to be implemented in this PV power plant. The Franklin lightning rod type comprised 122 pieces but the ESE lightning rod type consisted of only 11 pieces. The conceptual design of the Franklin rod type followed the standard of the Council of Engineers, Thailand, and the ESE lightning rod type followed the NFC17102 standard of France. The estimated cost of installation was a key comparison to select the lightning protection system; the total installation cost of the Franklin lightning rod type was USD 197,363.80 and the ESE lightning rod type was USD 44,338.06. The lightning system was applied to the lightning arrester in the power plant to provide good protection, in which the balance of the pole to the mounting position is required to optimize the system performance. The result of the simulation also showed that the shading effects of the Franklin rod type were greater than the ESE rod type. The installation cost of the Franklin lightning rod type was 4.45 times more expensive than the ESE lightning rod type. Therefore, the ESE lightning protection system was selected to be implemented in the PV power plant. From the recorded data of the five-year performance of the ESE lightning protection system (2016–2020), there were three occurrences of a lightning strike on the PV power plant. The ESE lightning protection system effectively protected and prevented the lightning strike to the PV power plant. This study can help and support with the selection of a lightning system for the protection of large scale PV power plants in the future.

**Keywords:** Franklin lightning protection; ESE lightning protection; PV power plant



**Citation:** Kongnok, R.; Pummitong, T.; Plangklang, B. Five-Year Performance of an ESE Lightning Protection System for a Large Scale PV Power Plant in Thailand. *Symmetry* **2021**, *13*, 2106. <https://doi.org/10.3390/sym13112106>

Academic Editor: Mihai Postolache

Received: 14 September 2021

Accepted: 25 October 2021

Published: 6 November 2021

**Publisher's Note:** MDPI stays neutral with regard to jurisdictional claims in published maps and institutional affiliations.



**Copyright:** © 2021 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

## 1. Introduction

A solar system is a system that converts energy from sunlight and is widely used today because the cost per unit is reduced. Moreover, the technology makes the performance of the device higher. However, the blocking of light to the solar panel reduces the efficiency taken into account. Therefore, an installation design must avoid the incident light to the solar panel installed. Currently, PV applications include ground-mounted and roof-mounted installations. Building areas for solar panel installation have also been installed in the sea or large water reservoirs for maximum benefit. One thing to consider when installing a PV system is the prevention of lightning strikes on the solar panels, which cause damage to the installed solar power system. Lightning protection is required for the installed solar system of open spaces or high-rise rooves such as outdoor installations. A lightning protection system will cause lightning to come down to the protection system

instead of cutting to the installed power system. It is necessary to design a lightning protection system that is suitable for each application. Currently, the lightning protection systems consist of the Franklin air terminal lightning protection system and the streamer emission air terminal protection system. The difference between these two systems is the radius of protection at the same height, in which the ESE system uses a smaller number in the same area. Using this smaller number, the grounding system of the two systems differs accordingly, resulting in the overall installation cost of the lightning arrester. The protection level of the Franklin air terminal lightning protection system at a pole height of 10 m has a protection radius of 21.4 m. An ESE system with a height of 10 m has a protection radius of 109 m. This difference, if installed in the same area, will result in a different grounding system. Lightning is a natural phenomenon that affects people, property and the environment and causes enormous damage such as explosions, fire or death. Therefore, there are various studies to protect against lightning effects. Generally, the damage forms of the lightning strike can be divided into three parts comprising electrical, thermal and mechanical damage. Many researchers have studied the effects of lightning, from which the designs for photovoltaic (PV) power plants and property protection have been proposed [1–6]. Research has been conducted to compare the installation cost of PV power plants [7,8] where the studies included the two types of lightning protection system [9]. There have been studies on the difference between two points of the lightning effects on the PV rooftop [10]. One of the works used a vector modulation technique of equivalence circuits for analyzing the transient generated from the lightning strikes in a PV power plant [11]. There was a study on the structural effects of lightning [12] where a grid ground protection system for supporting lightning strikes was implemented but at a high cost of installation [13]. The effects of lightning have been studied on the change in soil resistivity where lightning affected the reduction of the ground resistance value [14]. The repeating impact of impulse voltage on the panel caused the panel power to decrease accordingly [15]. A study on the risks of installing a PV rooftop system was to ensure that the installation of this system was successful by assessing the risks of various structural systems related to the type of installation on the roof [16]. In [17], the impact of lightning-induced overvoltage on a hybrid solar system using Electro-Magnetic Transient Program-Restructured Version (EMTP-RV) software was presented. This software was developed by investigating the effect of lightning-induced overvoltage by using indirect lightning strikes near to the system. It was found that the induced effects on the system and on the impulse withstanding the voltage of DC and AC systems should be eliminated.

Due to the above information, this paper examines the effects of light obscuring and the initial installation cost of both data systems to determine the installation cost of the lightning protection system of the studied power plants.

## 2. Theoretical Background

Lightning is caused by transferring electric charges between clouds and the ground. They are: (1) negative from the cloud to earth; (2) positive from the cloud to earth; (3) negative from earth to the cloud; and (4) positive from earth to the cloud. The striking distance or lightning return stroke is defined by the current magnitude of the lightning strike with the rolling sphere as of Equation (1) [4] as follows:

$$i(0, t) = \frac{i_0}{\eta} \times \frac{\left(\frac{t}{t_1}\right)^n}{1 + \left(\frac{t}{t_1}\right)^n} \exp\left(\frac{-t}{t_2}\right) \quad (1)$$

where  $i_0$  is the current magnitude of the lightning strike,  $t_1$  is the front time of the lightning strike,  $t_2$  is the decay time of the lightning strike and  $n$  is the exponent value (2–10), which can be expressed by Equation (2) [18]:

$$\eta = \exp \left[ - \left( \frac{t_1}{t_2} \right) \times \left( n \times \frac{t_2}{t_1} \right)^{\frac{1}{n}} \right]. \quad (2)$$

The design concept of external lightning is defined by using two systems for a design process related to the conventional and ESE system. Therefore, the lightning protection design consists of an air termination system and separator distance. The down conductors, earth termination and lightning equipotential bonding are not focused on in this design.

(A) The conventional system is defined by using IEC/EN 32305 for a design reference related to three methods for protecting the PV power plant.

1. The protective angle method is defined by using the height level of the lightning rod and the angle under shade concept. Therefore, the height level may impact the PV power plant and needs to be defined as the separation distance clearance.
2. The rolling sphere method is a so-called electro-geometric model that is used to exemplify by a radian from Equation (3) [19] to find the air terminator rod position for installation and is applied by using the protective angle method for the PV power plant protection. It has four lightning protection classes related by the calculation of value  $r$ . Value  $r$  was also used to calculate the position of the lightning rod given in Table 1.

$$r = 10 \times I^{0.65} \quad (3)$$

where  $r$  is the rolling sphere radian and  $I$  is the current magnitude of the current strike.

**Table 1.** Calculation of the lightning radius protection.

Class of Lighting Protection Zone (LPS)	Radius of the Rolling Sphere ( $r$ )
I	20 m
II	30 m
III	45 m
IV	60 m

3. The mesh method is used to design the lightning protection on the flat and complex shape of the building or infrastructure. The mesh method is defined by the dimension of the mesh, which is related to the lightning protection level.

(B) The ESE system is defined by using the French NFC17102 standard on the ESE rods. This method is designed using the rolling sphere concept but is different from the rolling sphere radius dimension that still uses a rolling sphere plus the upward streamer. Therefore, the protection radius of the ESE is presented to the height relative to the surface or area. It is shown in Table 2 that the protective zone is computed as follows:

$$R_p(h) = \begin{cases} \sqrt{2rh - h^2} + \Delta(2r + \Delta) & ; \in h \geq 5 \text{ m.} \\ h \times R_p(5) / 5 & ; \in 2 \text{ m.} \leq h \leq 5 \text{ m} \end{cases} \quad (4)$$

where  $R_p(h)$  is the rolling sphere radian at a given height ( $h$ ),  $h$  is the height of the ESE over the protection zone,  $r$  is the radius of the rolling sphere (Table 2) and  $\Delta$  is the earlier upward streamer with a simple rod by the addition of  $\Delta T$  that equals  $\Delta = \Delta T \times 10^6$ .

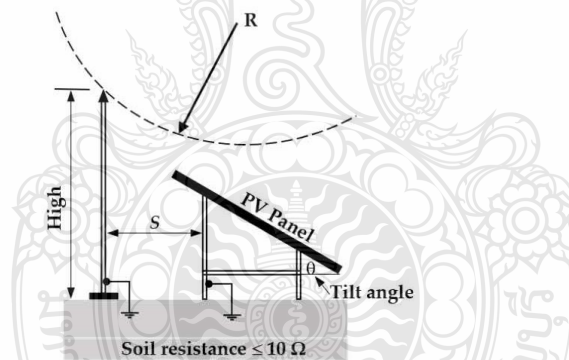
**Table 2.** IEC/EN 32305 class of the protection level.

Lightning Radius Protection			
Lightning Protection Level, h (m)	1 (D = 20 m)	2 (D = 45 m)	3 (D = 60 m)
2	32	39	43
3	48	59	65
4	64	78	86
5	79	97	107
10	79	99	109
15	80	101	111
20	80	102	113
45	80	105	119
60	80	105	120

- (C) The separation distance of the lightning protection is computed using Equation (5) [19] and is related to the distance between the lightning protection pole or rod and the PV structure as shown in Figure 1. It can be expressed as follows:

$$S = \frac{k_i \times k_c}{k_m} \times l \quad (5)$$

where  $S$  is the separation distance,  $k_i$  depends on the selected class of the lightning protection zone (LPS),  $k_c$  is the lightning current flowing through the down conductor,  $k_m$  is the material of the electrical insulation and  $l$  is the length along with the air terminal system or the down conductor from the point of the separation distance.

**Figure 1.** Separation distance of the lightning protection system [20].

- (D) The lightning strike frequency (LSF) is used to determine the LPS. The LSF is computed using the lightning flash density and the equivalent area for protection. It can be expressed as follows [9]:

$$N_d = N_g \times A_e \times C_1 \times 10^{-6} \quad (6)$$

where  $N_g$  the yearly average flash density in the region where the structure is located or positioned to protect, as shown in Figure 2, and  $A_e$  is the equivalent area of the structure. It can be computed by the sizing of the structure in a wide ( $W$ ), long ( $L$ ) and height level ( $H$ ) by using Equation (7) [9]:

$$(LW + 6H(L + W) + \pi 9H^2). \quad (7)$$

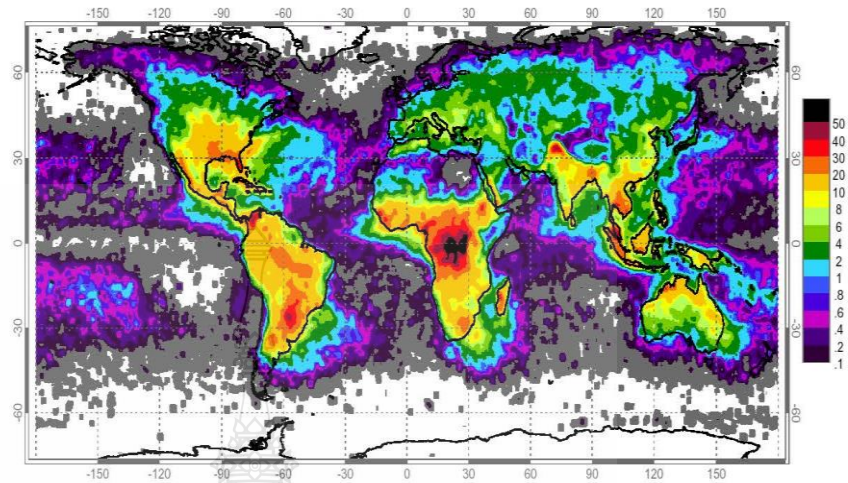


Figure 2. Yearly average flash density of the world [21].

$C_1$  is the environmental coefficient.

The occurrence of lightning in the world is recorded as a statistic as shown in Figure 2. Thailand has approximately 30 lightning strikes/square kilometer/year. Therefore, to prevent the damage to the PV power plant, it is necessary to correctly design the effective lightning protection systems.

### 3. The External Lightning Protection Design for the PV Power Plant

This paper needs to be presented by using the field installation that is related to the economic and performance ratio (PR) of the PV power plant. The impact of the LPS is related to the shading in the daytime. It is directly affected by the power generation of the PV power plant. The number of lightning rods of the conventional type and ESE is needed to be studied to evaluate the optimal conditions and capital costs. The location of the PV power plant in this study is in the Nong Ya Plong district, Phetchaburi province, Thailand. The area of the PV power plant is 150,000 square meters on a latitude of  $13.108121^\circ$  N and a longitude of  $99.700025^\circ$ , as shown in Figure 3. The PV power plant lightning design used the ESE lightning NFC17102 standard of France. The PV power plant lightning protection was designed by a polling sphere method within the PV power plant area. The properties around are 5 m tall so the highest pole of the lightning protection of the PV power plant is 9 m for the general protection of the building and surrounding properties. Figure 4 is the ESE lightning rod type. The radius of the lightning protection is 107 m, as shown in Figure 5. Therefore, the performance ratio (PR) and the shading effect used by the PVsyst program simulation were used for the analysis of the effect on power generation of the PV power plant. Figure 5 also shows the position of the ESE lightning rod type in the PV power plant. There are 11 ESE lightning rods in total for the PV power plant. Figure 6 is the Franklin lightning rod type. Figure 7 shows the position of the Franklin lightning rod type as installed in the PV power plant.





Figure 3. Location of the implementation of the PV power plant [22].

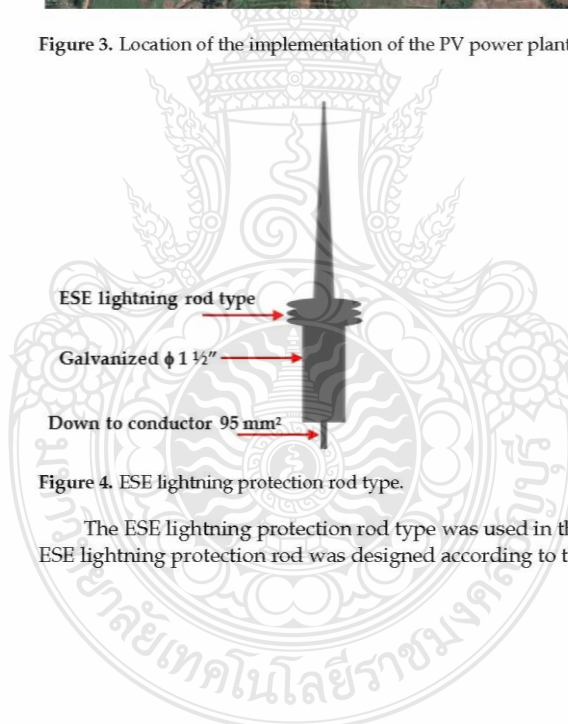


Figure 4. ESE lightning protection rod type.

The ESE lightning protection rod type was used in the selected PV power plant. The ESE lightning protection rod was designed according to the reference of the standard.

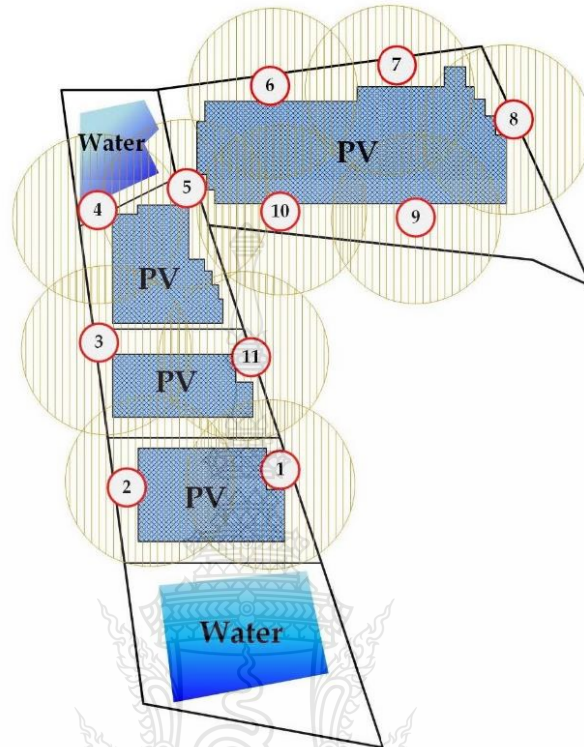


Figure 5. Design of the ESE rod system in the PV power plant.

The positioning design of the ESE lightning protection rod type was used in the PV power plant. The distance pole of the ESE lightning protection rod has a radius of lightning protection is 107 m.

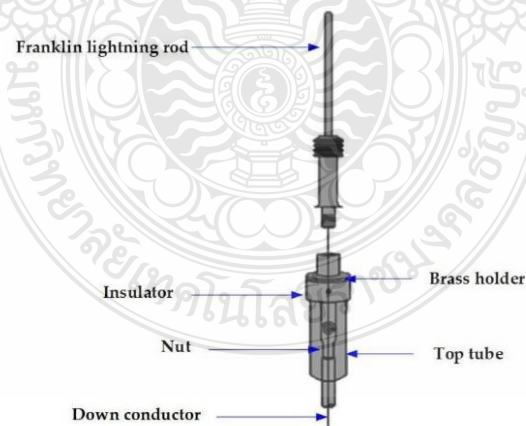


Figure 6. Franklin lightning rod type.

Figure 6 is the Franklin lightning protection rod type, which was used for the simulation in the PV power plant. The Franklin lightning protection rod was designed according to the reference of the standard.

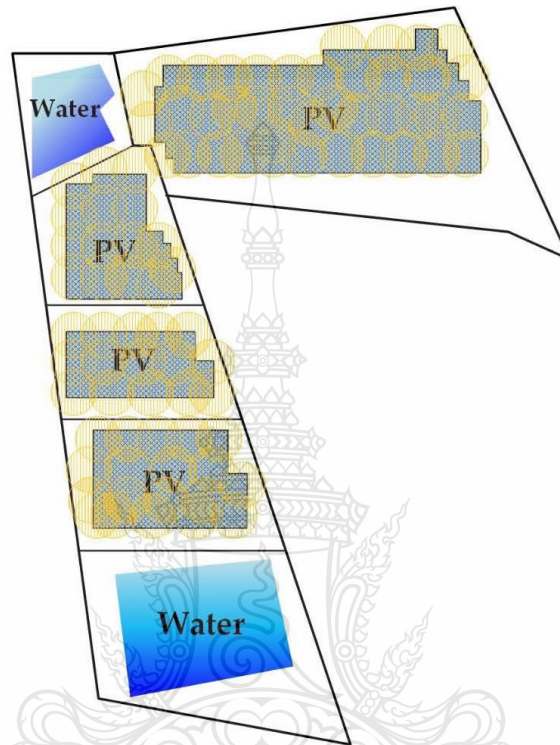


Figure 7. Design of the Franklin rod system in the PV power plant.

The positioning distance of the Franklin lightning protection rod type simulation was designed for comparison to the ESE lightning protection rod.

Figure 8 is the lightning counter for counting the lightning events at the PV power plant.

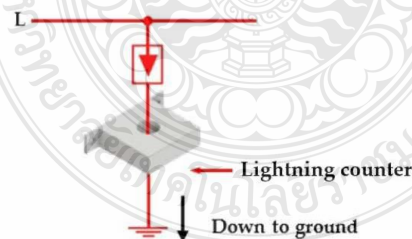


Figure 8. The lightning counter.

#### 4. Results

A computer program simulation was used to simulate the effects of shading on the PV power plants. In this study, the simulation was based on two types of lightning protection in an 8 MWp PV power plant. The simulation consisted of the ESE lightning protection

type and the Franklin lightning protection type. The ESE lightning protection simulation used 11 rods with a height of 9 m. The design was based on level 3 for protection and NFC17102 standard; the distance length of the ESE lightning type was about 107 m, as shown in Figure 9. The Franklin lightning protection simulation used 122 rods with a height of 10 m and the design was based on level 4 for protection of the standard of the Council of Engineers, Thailand. The distance length of the ESE lightning type was about 21.4 m, as shown in Figure 10. The simulation result of the PVsyst program showed that the shading of the PV power plant with the ESE lightning protection could produce energy of 13,107,000 kWh/year. Therefore, the PR of the PV power plant was 78.9% and the effect of shading on the PV power plant was 0.72%. The PV power plant with the Franklin lightning protection could produce energy of 13,096,000 kWh/year. The PR of the PV power plant was 78.8% and the effect of shading on the PV power plant was 0.80%. The installation cost was the key issue for the investment cost to allow for the best payback period. This section shows the investment cost comparison between the ESE lightning protection and the Franklin lightning system, as shown in Tables 3 and 4. Table 3 shows the installation cost, which revealed that the total cost of the ESE lightning was USD 41,500.00 and the total cost of the Franklin lightning was USD 79,363.10. The cost of the ESE lightning system was lower than the Franklin lighting system by about 2.346 times. Table 4 shows the installation cost, which found that the total cost of the ESE lightning grounding system was USD 2838.06 and the total cost of the Franklin lightning grounding system was USD 100,000.70. It was found that the ESE lightning system was lower than the Franklin lighting system by 35.24 times. Table 5 shows the installation cost, which found that the total cost of the ESE lightning was USD 44,338.06 and the total cost of the Franklin lightning was USD 179,363.80. It was found that the total costs of the ESE lightning system were lower than the Franklin lighting system by 4.451 times. The ESE lightning protection was used because of the best result of the simulation and the lower installation costs. The data record showed that there were only three occasions of a lightning strike on the PV power plant in the previous five years, as shown in Table 6. From the Table 6 result in 2017 there were two lightning strikes at poles 4 and 5 and one in 2018 with lightning strikes at pole 5. From the obtained results, the lightning strikes within the PV power plant and the ESE lightning protection could protect from the lightning strikes effectively.

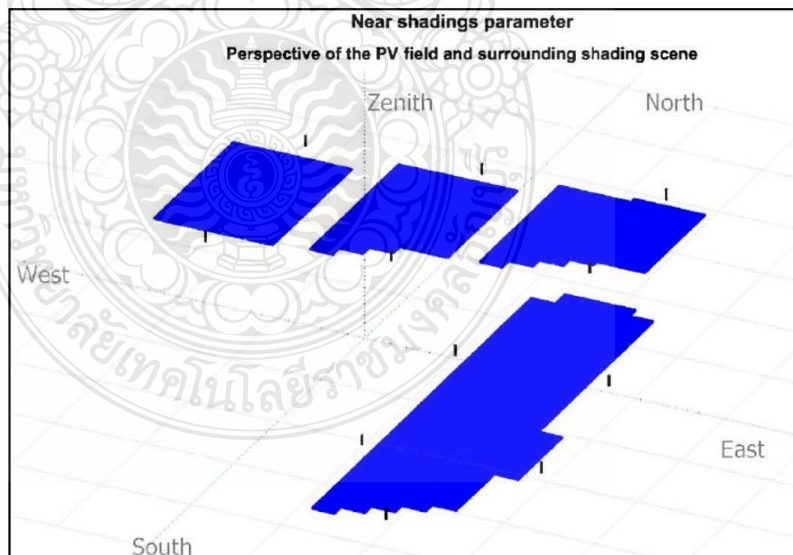


Figure 9. ESE lightning protection shading simulation [23].

Figure 9 is the lightning simulation design by the PVsyst program following the position distance of the ESE lightning poles in the PV power plant.

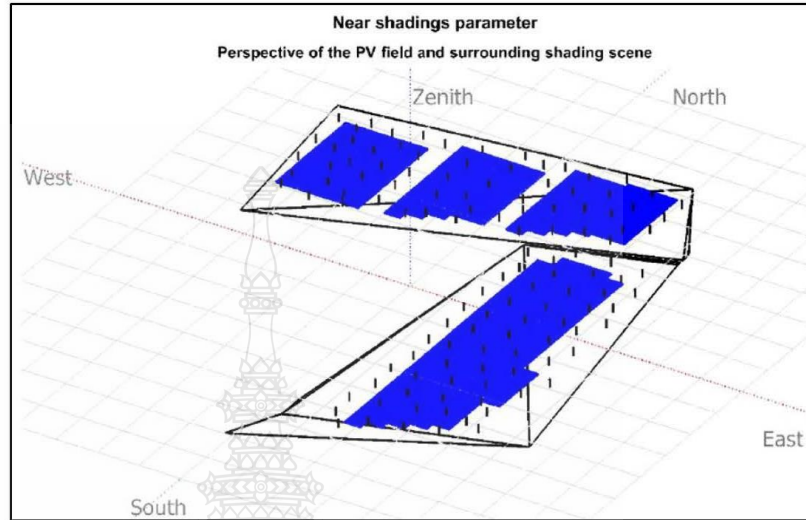


Figure 10. Franklin lightning protection shading simulation [23].

Figure 10 is the lightning simulation design by the PVsyst program following the position distance of the Franklin lightning poles in the PV power plant.

Table 3. Comparison of the investment costs of the lightning system.

Details	ESE Lightning System (USD)	Franklin Lightning System (USD)
Lightning rods	36,666.67	7393.64
Copper cable # 95 mm <sup>2</sup>	3333.33	36,363.36
Lightning counters	833.33	9242.42
Galvanized mast height 9 m	2333.33	25,878.78
Installation cost	1666.67	18,484.85
Total costs	44,833.33	78,878.20

Table 4. Comparison of the investment costs of the grounding system.

Details	Units	ESE Lightning System (USD)	Franklin Lightning System (USD)
Copper cable # 95 mm <sup>2</sup>	1 m	1000.00	44,363.64
Copper rod 5/8" × 10 ft	1 set	1350.00	44,918.18
Installation accessories	1 set	235.00	897.88
Installation cost	1 work	253.06	9821.00
Total costs		2838.06	100,000.70

Table 5. Comparison of the total investment costs of the lightning protection system.

Details	ESE Lightning System (USD)	Franklin Lightning System (USD)
Lightning rods	44,833.33	78,878.20
Ground systems	2838.06	100,000.70
Total costs	47,671.39	178,878.90

**Table 6.** Lightning event at the PV power plant.

Year	Lightning Protection Poles										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2016	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
2018	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figure 11 is the ESE lightning rod type installation at the PV power plant. The ESE lightning pole was installed as the design in the PV power plant.

**Figure 11.** ESE lightning installed at the PV power plant.

Table 6 is the 5 years record of lightning events at the monitored PV power plant. In the past 5 years, there have been 3 lightning incidents as follows: in 2017 on pole number 4, 5 and in 2018 at pole 5. The ESE lightning protection system can protect the PV power plant effectively.

### 5. Discussion and Conclusions

The article studied the comparison simulation and analysis result of the lightning effects at a PV power plant. The simulation program showed that the shade effects of the PV power generation as the simulation of the ESE lightning protection system was about 0.72% [23] and the Franklin lightning protection system was about 0.80% [23]. We designed and tested the lightning protection system to achieve the secure protection of the coverage of the solar plant area. It was a small area that did not use a lot of protective heads. The rod positions required a symmetrical installation to ensure effective lightning protection at the solar power plants. The symmetrical lightning rod positioning allowed for lightning protection across the entire solar power plant. The installation location of both the ESE lightning rods and the Franklin lightning rods required a balanced position of the lightning rod to optimize the performance of the lightning rod. However, the distance of the shielding radius must be properly overlapped to effectively protect the solar power plant. This depends on the maximum protection radius of the chosen lightning arrester. For example, the protected distance must overlap in a balance, as shown in Figures 7 and 9.

It can be seen that the radius of the two protection balance systems overlapped each other to provide the maximum protection performance of the system. The installation costs of the ESE lightning protection system were less than the Franklin lightning protection system by 4.45 times, in which the loss was lower than the shadow one. The installation costs of the PV power plant were used in the application of the ESE lightning protection system. The lightning in the study was measured over five years and found that lightning occurred at poles 4 and 5 in 2017 and pole 5 in 2018. The ISI lightning system could prevent the damage of the power plants and other electrical equipment. It can be concluded that choosing an ESE can protect the lightning system and the installation costs were reduced as well. The studies can help support a lightning arrester system chosen for property protection. The lightning protection of the 8 MWp PV power plant area was 150,000 square meters in the Nong Ya Plong district, Phetchaburi province. The lightning protection consisted of 122 pieces with the Franklin rod type and 11 pieces with the ESE rod type. These were simulated with the Franklin rod type following the Council of Engineers, Thailand, standard and the ESE lightning rod type following the NFC17102 standard of France. The estimated costs of installation were used for a comparison and found that the total costs of the installed Franklin rod type used USD 178,878.90 and the ESE rod type used USD 47,671.39. The information obtained from this study can be used by investors to make decision for choosing a low-cost lightning protection system for PV power plants in the future.

**Author Contributions:** R.K.: conceptualization, methodology, software, writing original draft preparation, formal analysis; T.P.: investigation, validation, writing review; B.P.: conceptualization, editing, visualization, supervision. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

**Funding:** This research received no external funding.

**Institutional Review Board Statement:** Not applicable.

**Informed Consent Statement:** Not applicable.

**Data Availability Statement:** Not applicable.

**Conflicts of Interest:** The authors declare no conflict of interest.

## References

- KernF, A.; Krichel, F.; Mueller, K. Lightning Protection Design of a Renewable Energy Hybrid-System Without Power Mains Connection. *Soc. Automot. Eng.* **2001**, *1*, 2932.
- Kokkinos, N.; Christofides, N.; Charalambous, C. Lightning Protection Practice for Large-Extended Photovoltaic Installations. In Proceedings of the 2012 International Conference on Lightning Protection (ICLP), Vienna, Austria, 2–7 September 2012.
- Yamamoto, K.; Takami, J.; Okabe, N. Overvoltages on DC Side of Power Conditioning System Caused by Lightning Stroke to Structure Anchoring Photovoltaic Panels. *Electr. Eng. Jpn.* **2014**, *187*, 29–41. [[CrossRef](#)]
- Zaini, N.H.; Ab-Kadir, M.Z.A.; Izadi, M.; Ahmad, N.I.; Radzi, M.A.M.; Azis, N.; Hasan, W.Z.W. On the effect of lightning on a solar photovoltaic system. In Proceedings of the 2016 33rd International Conference on Lightning Protection (ICLP), Estoril, Portugal, 25–30 September 2016; pp. 1–4.
- Zaini, N.H.; Ab-Kadir, M.Z.A.; Radzi, M.A.M.; Izadi, M.; Azis, N.; Ahmad, N.I.; Nasir, M.S.M. Lightning Surge Analysis on a Large Scale Grid-Connected Solar Photovoltaic System. *Energies* **2017**, *10*, 2149. [[CrossRef](#)]
- Karim, M.R.; Ahmed, M.R. Lightning Effect on a Large-Scale Solar Power Plant with Protection System. In Proceedings of the 2019 1st International Conference on Advances in Science, Engineering and Robotics Technology (ICASERT), Dhaka, Bangladesh, 3–5 May 2019.
- Tan, P.H.; Gan, C.K. Methods of Lightning Protection for the PV Power Plant. In Proceedings of the 2013 IEEE Student Conference on Research and Development, Putrajaya, Malaysia, 16–17 December 2013; pp. 221–226.
- Hunt, H.; Nixon, K.; Naudé, J. Using lightning location system stroke reports to evaluate the probability that an area of interest was struck by lightning. *Electr. Power Syst. Res.* **2017**, *153*, 32–37. [[CrossRef](#)]
- Lee, S.W.; Roh, M.S. Application of Early Streamer Emission (ESE) Air terminal in Lightning Systems of NPP. In Proceedings of the Transactions of the Korean Nuclear Society Autumn Meeting, Gyeongju, Korea, 24–25 October 2013.
- Nasir, M.S.M.; Ab-Kadir, M.Z.A.; Radzi, M.A.M.; Izadi, M.; Ahmad, N.I.; Zaini, N.H. Lightning performance analysis of a rooftop grid-connected solar photovoltaic without external lightning protection system. *PLoS ONE* **2019**, *14*, e0219326. [[CrossRef](#)] [[PubMed](#)]





## ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	นายรุ่งเพชร ก่องนอก
รหัสนักศึกษา	125780421003-2
สาขาวิชา/ภาควิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
วัน-เดือน-ปี เกิด	2 มกราคม 2520
สถานที่เกิด	บ้านปรางค์ หมู่ 1 ตำบลบ้านปรางค์ อำเภอกง จังหวัดนครราชสีมา
ที่อยู่ปัจจุบัน	627/79 หมู่ 6 บ้านทานตะวัน ตำบลจอหอ อำเภอเมืองนครราชสีมา จังหวัดนครราชสีมา 30310
ประวัติการศึกษา	ปริญญาตรี คณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอีสาน นครราชสีมา ปริญญาโท คณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี ปทุมธานี
ประสบการณ์การทำงาน	ปีพ.ศ.2548 - ปัจจุบัน ทำงานที่มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอีสาน นครราชสีมา ตำแหน่งอาจารย์

