


การวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน

COMPARISON ANALYSIS OF PERFORMANCE RATIO BETWEEN
THIN FILM PV POWER PLANT AND POLY CRYSTALLINE SILICON
PV POWER PLANT

ฤทธิ์ชัย ราชแป้น

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ปีการศึกษา 2562
ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

การวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน



ฤทธิชัย ราชแป้น

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์


มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

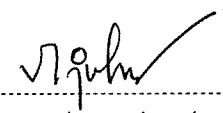
ปีการศึกษา 2562


ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

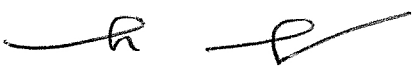
หัวข้อวิทยานิพนธ์ การวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน
Comparative Analysis of Performance Ratio between Thin Film
PV Power Plant and Polycrystalline Silicon PV Power Plant
ชื่อ - นามสกุล นายฤทธิชัย ราชแบน
สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา รองศาสตราจารย์บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.-Ing.
ปีการศึกษา 2562

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

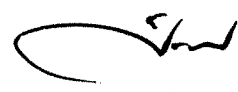

..... ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ฉัตรชัย ศิริสัมพันธ์วงศ์, Ph.D.)


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


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


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

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี อนุมัติวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็น
ส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต


..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ศิวกร อ่างทอง, Ph.D.)
วันที่ 28 เดือน ตุลาคม พ.ศ. 2562

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน
ชื่อ – นามสกุล	นายฤทธิชัย ราชแป้น
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา	รองศาสตราจารย์บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.-Ing.
ปีการศึกษา	2562

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอการวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน ด้วยโปรแกรมจำลอง PVsyst และผลจากการติดตั้งจริง ขนาด 6 เมกะวัตต์ เพื่อแสดงผลสมรรถนะของโรงไฟฟ้าและเป็นข้อมูลประกอบการพิจารณาด้านการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในการเลือกใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์

การวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ด้วยโปรแกรมจำลอง PVsyst และผลจากการติดตั้งจริง ปี 2559, 2560 และ 2561 ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน ตั้งอยู่ที่ ตำบลหัวหว้า อำเภอศรีมหาโพธิ จังหวัดปราจีนบุรี ซึ่งค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ จะถูกจัดเก็บเข้าสู่ระบบคอมพิวเตอร์ และเป็นข้อมูลครบถ้วนที่จำเป็นในการวิเคราะห์เปรียบเทียบ ค่าสมรรถนะ (PR) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) และระยะเวลาคืนทุน (PB)

ผลการศึกษาพบว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง จากผลการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst มีค่า PR ร้อยละ 84.50 และผลจากการติดตั้งจริง มีค่า PR ร้อยละ 83.67, 83.37, 82.36 ตามลำดับ NPV 172.88 ล้านบาท และระยะเวลาคืนทุน 5 ปี 6 เดือน ขณะที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน จากผลการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst มีค่า PR ร้อยละ 82.10 และผลจากการติดตั้งจริง มีค่า PR ร้อยละ 78.24, 76.81, 76.24 ตามลำดับ NPV 170.88 ล้านบาท และระยะเวลาคืนทุน 5 ปี 8 เดือน ดังนั้นจากการศึกษาจึงมีความสำคัญต่อการพิจารณาชนิดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่จะนำมาใช้งาน ซึ่งจากการติดตั้งจริงนั้น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางมีสมรรถนะสูงกว่าและระยะเวลาคืนทุนสั้นกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน ขณะที่ผลจากการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst เป็นไปในแนวทางเดียวกัน

คำสำคัญ : เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน สมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

Thesis Title	Comparative Analysis of Performance Ratio between Thin Film PV Power Plant and Poly Crystalline Silicon PV Power Plant
Name - Surname	Mr.Ritthichai Ratchapan
Program	Electrical Engineering
Thesis Advisor	Associate Professor Boonyang Plangklang, Dr.-Ing.
Academic Year	2019

ABSTRACT

This thesis presents a comparative analysis of the performance ratio between the PV thin film and the PV poly crystalline silicon power plants with the simulation program and real monitored data of 6 MW PV power plant. The performance would be useful for investment consideration in selecting the type of PV modules.

The PVSyst simulation program and the results of real monitored data in 2016, 2017, and 2018 of PV thin film power plant and PV poly crystalline silicon power plant were implemented and collected at Hua Wa subdistrict, Si Maha Phot district, Prachinburi province, Thailand. All important parameters were collected through computer system for the comparative analysis of performance (PR), net present value (NPV), and payback period (PB).

It was found that the simulation result of the PV thin film power plant gave 84.50% of PR and that of the real monitored data was 83.67%, 83.37%, and 82.36%, respectively; NPV was 172.88 MTHB, and payback period was 5 years and 6 months; while the simulation result of the PV poly crystalline silicon power plant yielded 82.10% of PR and that of the real monitored data was 78.24%, 76.81%, and 76.24%, respectively; NPV was 170.88 MTHB, and payback period was 5 years and 8 months. In conclusion, the PV thin film power plant had higher performance ratio and shorter payback period than the PV poly crystalline silicon power plant in the analysis of both real monitored data and PVSyst simulation program. Hence, the results of this study would be of great help in considering the type of PV modules for installation of PV power plant.

Keywords: PV thin film, PV poly crystalline silicon, performance of PV power plants

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงตามวัตถุประสงค์ได้ด้วยความอนุเคราะห์ของรองศาสตราจารย์ ดร.บุญยัง ปลั่งกลาง ที่เสียสละเวลาให้คำปรึกษา แนะนำและชี้แนะแนวทางในการปรับปรุงข้อบกพร่องจนสำเร็จลุล่วงด้วยดี ผู้วิจัยขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูง

ขอขอบพระคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ฉัตรชัย ศิริสัมพันธ์วงศ์ ผู้ทรงคุณวุฒิจากมหาวิทยาลัยนเรศวร ซึ่งเป็นประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ และขอขอบพระคุณกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ประกอบด้วย รองศาสตราจารย์ ดร.กฤษณ์ชนม์ ภูมิกิตติพิชญ์ และผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณัฐภัทร พันธุ์คง ที่ให้คำแนะนำในการแก้ไขข้อบกพร่องของวิทยานิพนธ์และเสียสละเวลาเป็นกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ และขอขอบพระคุณ คุณสาธิต เปล่งสุริยะรัศมี ผู้บริหารบริษัท เนาวรัตน์พัฒนาการ จำกัด (มหาชน) ซึ่งได้ให้การสนับสนุนการศึกษาในครั้งนี้

ขอขอบพระคุณบิดา มารดา ครอบครัว ญาติพี่น้อง เพื่อนพ้องและคณะครู-อาจารย์ที่เป็นกำลังใจและให้การสนับสนุน รวมทั้งประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้แก่ผู้วิจัย

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยหวังเป็นอย่างยิ่งว่าวิทยานิพนธ์นี้จะเป็นประโยชน์สำหรับผู้ที่สนใจ หากมีข้อบกพร่องประการใด ผู้วิจัยต้องขออภัยมา ณ โอกาสนี้ด้วย

ฤทธิชัย ราชแป้น



สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	(3)
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	(4)
กิตติกรรมประกาศ.....	(5)
สารบัญ.....	(6)
สารบัญตาราง.....	(8)
สารบัญรูป.....	(9)
บทที่ 1 บทนำ.....	13
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	13
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	13
1.3 สมมุติฐานของการวิจัย.....	14
1.4 ขอบเขตของการวิจัย.....	14
1.5 ขั้นตอนการวิจัย.....	14
1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	14
บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	16
2.1 บทนำ.....	16
2.2 เซลล์แสงอาทิตย์.....	16
2.3 แผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	24
2.4 กระบวนการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์.....	32
2.5 ประสิทธิภาพและสมรรถนะ.....	34
2.6 การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์.....	37
2.7 ส่วนประกอบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	39
2.8 การใช้งานโปรแกรม PVsyst.....	42
2.9 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	45
บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย.....	49
3.1 บทนำ.....	49
3.2 ขั้นตอนดำเนินการวิจัย.....	49
3.3 ข้อมูลโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ในการวิจัย.....	50

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.4 การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ด้วยโปรแกรม PVsyst.....	55
3.5 การออกแบบระบบไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	67
บทที่ 4 ผลการวิจัย.....	85
4.1 บทนำ.....	85
4.2 การวิเคราะห์สมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึก รวมซิลิคอน ด้วยโปรแกรม PVsyst.....	85
4.3 การวิเคราะห์สมรรถนะของตัวอย่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบน พื้นดิน ขนาด 6 เมกะวัตต์ ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน.....	91
4.4 การเปรียบเทียบด้านสมรรถนะและด้านเศรษฐศาสตร์ของผลจากโปรแกรม PVsyst กับผลจากการติดตั้งจริงจากโรงไฟฟ้าตัวอย่าง.....	95
4.5 บทสรุป.....	105
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	106
5.1 บทนำ.....	106
5.2 สรุปผลการวิจัย.....	106
5.3 ข้อเสนอแนะ.....	107
บรรณานุกรม.....	108
ภาคผนวก.....	112
ภาคผนวก ก รายละเอียดอุปกรณ์.....	113
ภาคผนวก ข ผลงานตีพิมพ์เผยแพร่.....	121
ประวัติผู้เขียน.....	151

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 2.1 พื้นที่ของแผงเซลล์โดยประมาณสำหรับผลิตไฟฟ้า 1 kWp.....	40
ตารางที่ 3.1 คุณลักษณะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง ยี่ห้อ SHARP.....	53
ตารางที่ 3.2 คุณลักษณะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง ยี่ห้อ JASOLAR.....	53
ตารางที่ 3.3 คุณลักษณะของอินเวอร์เตอร์.....	54
ตารางที่ 4.1 พลังงานไฟฟ้าและสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ปี 2559.....	91
ตารางที่ 4.2 พลังงานไฟฟ้าและสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ปี 2560.....	92
ตารางที่ 4.3 พลังงานไฟฟ้าและสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ปี 2560.....	93
ตารางที่ 4.4 สมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	95
ตารางที่ 4.5 ค่าใช้จ่ายในการลงทุนครั้งแรก.....	96
ตารางที่ 4.6 ค่าใช้จ่ายประจำปี.....	96
ตารางที่ 4.7 รายได้ปีแรกของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองชนิด.....	97
ตารางที่ 4.8 รายได้จากการผลิตตลอดระยะเวลา 25 ปี.....	98
ตารางที่ 4.9 มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง.....	100
ตารางที่ 4.10 มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน....	101
ตารางที่ 4.11 ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง.....	102
ตารางที่ 4.12 ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน.....	103

สารบัญรูป

	หน้า
รูปที่ 2.1	การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์..... 16
รูปที่ 2.2	สภาวะไม่มีแสงแดด..... 17
รูปที่ 2.3	สภาวะมีแสงแดด..... 17
รูปที่ 2.4	สภาวะการเกิดกระแสไฟฟ้า..... 18
รูปที่ 2.5	ไดอะแกรมเทคโนโลยีการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์..... 18
รูปที่ 2.6	ตัวอย่างเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้งานในประเทศไทย..... 19
รูปที่ 2.7	ตัวอย่างเซลล์แสงอาทิตย์กลุ่มที่พัฒนาขึ้นมา..... 20
รูปที่ 2.8	เซลล์แสงอาทิตย์ประเภทผลึกซิลิคอนกับการตอบสนองต่อสเปกตรัม..... 21
รูปที่ 2.9	การตอบสนองต่อสเปกตรัมแสงอาทิตย์ของเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิด..... 21
รูปที่ 2.10	วงจรสมมูลย์ของเซลล์แสงอาทิตย์..... 22
รูปที่ 2.11	ลักษณะกระแสและแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์..... 23
รูปที่ 2.12	ผลของอุณหภูมิต่อแรงดันวงจรเปิดและกระแสลัดวงจร..... 23
รูปที่ 2.13	ผลของความต้านทานอนุกรมต่อลักษณะกระแสและแรงดัน..... 24
รูปที่ 2.14	ผลของความต้านทาน Shunt ต่อลักษณะกระแสและแรงดัน..... 24
รูปที่ 2.15	ลักษณะของเซลล์แสงอาทิตย์ที่นำมาประกอบเป็นแผงเซลล์..... 24
รูปที่ 2.16	การต่อเซลล์แบบต่างๆ..... 25
รูปที่ 2.17	ส่วนประกอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกซิลิคอน..... 26
รูปที่ 2.18	ส่วนประกอบของเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอน แบบกระจก..... 27
รูปที่ 2.19	ส่วนประกอบของเซลล์ ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอน แบบ Glass – Glass..... 27
รูปที่ 2.20	กราฟกระแสกับแรงดันของแผงเซลล์อาทิตย์ (I-V Curve)..... 28
รูปที่ 2.21	ไดอะแกรมการทดสอบวัดคุณลักษณะกระแสและแรงดันไฟฟ้า (I-V Curve)..... 29
รูปที่ 2.22	วงจรสมมูลย์ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์..... 29
รูปที่ 2.23	กราฟกระแสและแรงดันไฟฟ้าที่อุณหภูมิและความเข้มแสงค่าต่างๆ..... 30
รูปที่ 2.24	ปัจจัยการลดทอนกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์..... 30
รูปที่ 2.25	ลักษณะผิวหน้าของเซลล์ที่ผ่านการทำ Surface texturing..... 31
รูปที่ 2.26	การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อมีการบังเงา..... 32

สารบัญรูป (ต่อ)

		หน้า
รูปที่ 2.27	ลักษณะการติดตั้ง Bypass Diode.....	32
รูปที่ 2.28	กระบวนการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน.....	33
รูปที่ 2.29	กระบวนการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน.....	33
รูปที่ 2.30	ค่าตัวชี้วัดประสิทธิภาพและสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์.....	37
รูปที่ 2.31	ส่วนประกอบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	39
รูปที่ 2.32	เมนูของโปรแกรม PVsyst.....	42
รูปที่ 2.33	กำหนดค่าพารามิเตอร์.....	43
รูปที่ 2.34	การเลือกตำแหน่งที่ตั้งโครงการ.....	43
รูปที่ 2.35	กำหนด Orientation ของแผงเซลล์อาทิตย์.....	44
รูปที่ 2.36	กำหนดรุ่นอุปกรณ์หลักของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	44
รูปที่ 2.37	ตัวอย่างการ Simulation.....	45
รูปที่ 3.1	ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย.....	49
รูปที่ 3.2	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง.....	50
รูปที่ 3.3	ลักษณะการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง.....	51
รูปที่ 3.4	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน.....	51
รูปที่ 3.5	ลักษณะการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน.....	52
รูปที่ 3.6	ไดอะแกรมของอินเวอร์เตอร์.....	54
รูปที่ 3.7	การติดตั้งอินเวอร์เตอร์.....	55
รูปที่ 3.8	หน้าตาการออกแบบ.....	56
รูปที่ 3.9	หน้าตาการออกแบบ.....	56
รูปที่ 3.10	Sun Path ในแต่ละช่วงฤดูกาลในระบบพิกัดฉากที่กำหนดใน Data Base.....	57
รูปที่ 3.11	Monthly meteo.....	57
รูปที่ 3.12	หน้าตาการออกแบบ.....	58
รูปที่ 3.13	หน้าตาการออกแบบ.....	58
รูปที่ 3.14	ผลการ Simulation ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง.....	59
รูปที่ 3.15	ผลการ Simulation ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง.....	60
รูปที่ 3.16	ผลการ Simulation ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง.....	61

สารบัญรูป (ต่อ)

		หน้า
รูปที่ 3.17	ผลการ Simulation ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง.....	62
รูปที่ 3.18	ผลการ Simulation ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกกรวมซิลิคอน.....	63
รูปที่ 3.19	ผลการ Simulation ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกกรวมซิลิคอน.....	64
รูปที่ 3.20	ผลการ Simulation ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกกรวมซิลิคอน.....	65
รูปที่ 3.21	ผลการ Simulation ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกกรวมซิลิคอน.....	66
รูปที่ 3.22	แบบ Single Line Diagram ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง.....	79
รูปที่ 3.23	แบบ Single Line Diagram ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง.....	80
รูปที่ 3.24	แบบ Single Line Diagram ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง.....	81
รูปที่ 3.25	แบบ Single Line Diagram ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง.....	82
รูปที่ 3.26	แบบ Single Line Diagram ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง.....	83
รูปที่ 3.27	แบบ Single Line Diagram ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง.....	84
รูปที่ 4.1	ค่าพารามิเตอร์ ฐานข้อมูล Meteonorm 7.2.....	86
รูปที่ 4.2	ค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง.....	86
รูปที่ 4.3	ค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกกรวมซิลิคอน.....	87
รูปที่ 4.4	ค่าการผลิตพลังงานรายวันของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง.....	87
รูปที่ 4.5	ค่าการผลิตพลังงานรายวันของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกกรวมซิลิคอน	88
รูปที่ 4.6	ค่าพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้ต่อค่าพลังงานสูญเสียรวมของโรงไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง.....	88
รูปที่ 4.7	ค่าพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้ต่อค่าพลังงานสูญเสียรวมของโรงไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกกรวมซิลิคอน.....	89
รูปที่ 4.8	ค่าพลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบแผงเซลล์อาทิตย์ตามมุมเอียงและอะ ซิมุท.....	89
รูปที่ 4.9	ไดอะแกรมกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง	90
รูปที่ 4.10	ไดอะแกรมกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกกรวม ซิลิคอน.....	90
รูปที่ 4.11	ผลการติดตั้ง ปี 2559.....	92
รูปที่ 4.12	ผลการติดตั้ง ปี 2560.....	93

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.13 ผลการติดตั้ง ปี 2561.....	94
รูปที่ 4.14 ค่าเสื่อมถอยประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	98



บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

สถานการณ์พลังงาน เดือน ม.ค.-เม.ย. ปี 2561 ของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน ข้อมูลวันที่ 26 มิถุนายน 2561 พบว่าการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากภาคอุตสาหกรรมและภาคธุรกิจ ตามการขยายตัวทางเศรษฐกิจและการท่องเที่ยวของประเทศ ขณะที่การผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 0.7% พบว่ามีการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นทุกประเภท เช่น น้ำมันเตา ดีเซล เป็นต้น ในขณะที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในปริมาณใกล้เคียงกัน ดังนั้นระบบไฟฟ้าจึงมีความจำเป็นที่ต้องผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และช่วยลดการใช้เชื้อเพลิงธรรมชาติ

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ก็เป็นอีกทางเลือกของพลังงานทดแทน ซึ่งแบ่งประเภทตามลักษณะการติดตั้ง ประกอบด้วย แบบติดตั้งบนพื้นดินและแบบติดตั้งบนหลังคา โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในประเทศไทย มีการใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์หลากหลายชนิด ซึ่งมีคุณสมบัติประสิทธิภาพ พื้นที่การติดตั้ง รวมถึงน้ำหนักของแผงที่ต่างกัน จากปัจจัยเหล่านี้มีผลโดยตรงต่อลักษณะการติดตั้ง สมรรถนะและเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงศึกษาและวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน แบบติดตั้งบนพื้นดิน ด้วยโปรแกรม PVsyst และผลการติดตั้งจริง ขนาด 6 เมกะวัตต์

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1.2.1 เพื่อศึกษาการออกแบบ ติดตั้ง และสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน

1.2.2 เพื่อวิเคราะห์สมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดิน ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน ด้วยโปรแกรมจำลอง

1.2.3 เพื่อวิเคราะห์ผลเปรียบเทียบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองชนิด ด้วยโปรแกรมจำลองและข้อมูลจริงจากโรงไฟฟ้าตัวอย่าง

1.2.4 เพื่อวิเคราะห์ผลเปรียบเทียบด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองชนิด

1.3 สมมติฐานการวิจัย

งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาและวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดิน ขนาด 6 เมกะวัตต์ ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน ซึ่งติดตั้งอยู่บริเวณเดียวกัน สมมติฐานโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางมีสมรรถนะสูงกว่าชนิดผลึกรวมซิลิคอน

1.4 ขอบเขตของการวิจัย

1.4.1 รวบรวมข้อมูลเพื่อวิเคราะห์สมรรถนะของตัวอย่างโรงไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดินขนาด 6 เมกะวัตต์ ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน

1.4.2 วิเคราะห์สมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน ด้วยโปรแกรมจำลอง PVsyst

1.4.3 วิเคราะห์เปรียบเทียบผลการจำลองและข้อมูลจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอนทั้งด้านสมรรถนะและด้านเศรษฐศาสตร์

1.5 ขั้นตอนการวิจัย

1.5.1 ศึกษา ค้นคว้าทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

1.5.2 ศึกษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดิน

1.5.3 รวบรวมและจัดเก็บข้อมูลจากสถานที่จริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดิน ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน

1.5.4 จำลองโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดิน ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน ด้วยโปรแกรม PVsyst

1.5.5 วิเคราะห์เปรียบเทียบผลการจำลองและข้อมูลจริงด้านสมรรถนะและเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดิน ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน

1.5.6 สรุปและอภิปรายผลการทดลอง

1.5.7 จัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับสมบูรณ์

1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.6.1 ทำให้ทราบข้อมูลที่ใช้ในการจำลองโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดิน ด้วยโปรแกรม PVsyst

1.6.2 ทำให้ทราบสมรรถนะและเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดิน ชนิดฟิล์มบางและผลึกรวมซิลิคอน

1.6.3 เป็นข้อมูลอ้างอิงในการพิจารณาเลือกชนิดแผงเซลล์อาทิตย์ สำหรับโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในอนาคต



บทที่ 2

ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 บทนำ

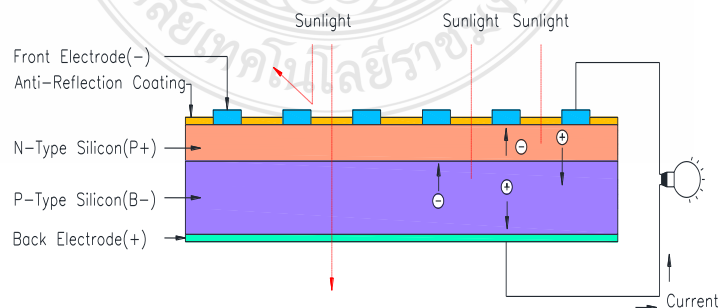
จากการศึกษาทฤษฎีและวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน ซึ่งมีทฤษฎีและวรรณกรรมต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัยดังต่อไปนี้

2.2 เซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์ เป็นสิ่งประดิษฐ์ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำ สามารถเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง เมื่อได้รับแสงอาทิตย์โดยตรงก็จะเปลี่ยนเป็นพาหะนำไฟฟ้า ซึ่งจะถูกแยกเป็นประจุไฟฟ้าบวกและประจุไฟฟ้าลบด้วยโครงสร้างรอยต่อพีเอ็นของสารกึ่งตัวนำเพื่อให้เกิดแรงดันไฟฟ้าระหว่างขั้วทั้งสองของเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อต่อวงจรเข้ากับขั้วทั้งสองก็จะเกิดการไหลของไฟฟ้า ซึ่งมีรายละเอียดต่างๆ ดังต่อไปนี้

2.2.1 หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์

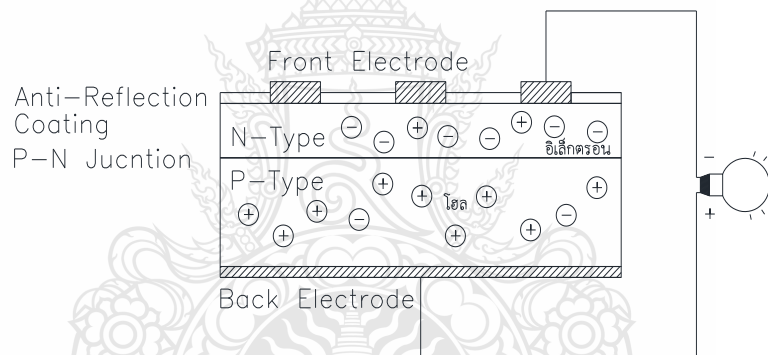
เมื่อเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับแสงอาทิตย์ สารกึ่งตัวนำในเซลล์แสงอาทิตย์จะดูดกลืนคลื่นพลังงานแสงอาทิตย์ อนุภาคโฟตอนในแสงอาทิตย์จะทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนขึ้นที่ชั้นผลึกซิลิคอนชนิดเอ็น และการเคลื่อนที่ไหลของโฮลขึ้นที่ชั้นผลึกซิลิคอนชนิดพี เมื่อพลังงานที่ได้รับมีปริมาณมากพอทั้งอิเล็กตรอนและโฮลจะวิ่งเข้าหาจับคู่กัน แต่ไม่ผ่านทางรอยต่อพีเอ็น ซึ่งจะผ่านทางวงจรไฟฟ้าที่ต่อกับขั้วไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ การเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนข้างต้นนั้นจะทำให้เกิดไฟฟ้ากระแสตรงขึ้น[1] ดังแสดงตามรูปที่ 2.1



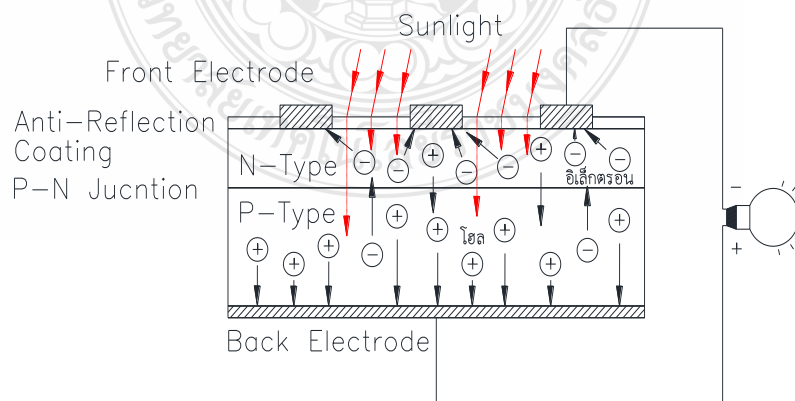
รูปที่ 2.1 การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ [2]

จากรูปที่ 2.1 ด้านหน้าของเซลล์แสงอาทิตย์เป็นสารกึ่งตัวนำผลึกซิลิคอนชนิดเอ็น ที่ได้จากการโด๊ปด้วยฟอสฟอรัส ซึ่งมีคุณสมบัติเป็นตัวให้อิเล็กตรอนเมื่อได้รับพลังงานจากแสงอาทิตย์ ด้านหลังของเซลล์แสงอาทิตย์เป็นสารกึ่งตัวนำผลึกซิลิคอนชนิดพี ที่ได้จากการโด๊ปด้วยโบรอน ซึ่งมีคุณสมบัติทำให้โครงสร้างของอะตอมสูญเสียอิเล็กตรอน (โฮล) เมื่อได้รับพลังงานจากเซลล์แสงอาทิตย์ จะทำหน้าที่เป็นตัวรับอิเล็กตรอน เมื่อนำซิลิคอนทั้ง 2 ชนิด มาประกบต่อกันด้วย P-N Junction จะทำให้เกิดเป็นเซลล์แสงอาทิตย์

สถานะที่ไม่มีแสงแดด ผลึกซิลิคอนชนิดเอ็นที่อยู่ด้านหน้าของเซลล์ โครงสร้างส่วนใหญ่พร้อมจะให้อิเล็กตรอน ซึ่งมีโฮลปะปนอยู่บ้างเล็กน้อย และด้านหน้าของผลึกซิลิคอนชนิดเอ็นจะมีแถบโลหะเรียกว่า Front Electrode ทำหน้าที่เป็นตัวรับอิเล็กตรอน ส่วนผลึกซิลิคอนชนิดพีที่อยู่ด้านหลังของเซลล์แสงอาทิตย์นั้น โครงสร้างส่วนใหญ่ประกอบด้วยโฮล ซึ่งอิเล็กตรอนปะปนอยู่บ้างเช่นเดียวกัน และด้านหลังของผลึกซิลิคอนชนิดพีนี้จะมีแถบโลหะเรียกว่า Back Electrode ทำหน้าที่เป็นตัวรวบรวมโฮล ดังแสดงตามรูปที่ 2.2



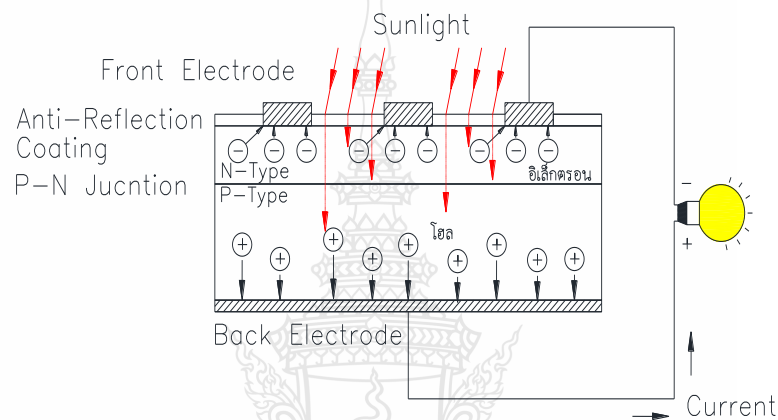
รูปที่ 2.2 สถานะไม่มีแสงแดด [2]



รูปที่ 2.3 สถานะมีแสงแดด [2]

สภาวะที่มีแสงแดดเมื่อมีแสงมาตกกระทบ แสงอาทิตย์จะถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอนและโฮล ทำให้เกิดการเคลื่อนที่ เมื่อพลังงานสูงเพียงพออิเล็กตรอนและโฮลจะวิ่งเข้าหาเพื่อจับคู่กัน ซึ่งอิเล็กตรอนจะวิ่งไปยังชั้นผลึกซิลิคอนชนิดเอ็นและโฮลจะวิ่งไปยังชั้นผลึกซิลิคอนชนิดพี ดังแสดงตามรูปที่ 2.3

สภาวะการเกิดกระแสไฟฟ้า เมื่ออิเล็กตรอนเคลื่อนที่ไปรวมกันที่ Front Electrode และโฮลเคลื่อนที่ไปรวมกันที่ Back Electrode เมื่อต่อวงจรไฟฟ้าจาก Front Electrode ไปยัง Back Electrode ครบวงจรก็จะเกิดกระแสไฟฟ้าขึ้น ดังแสดงตามรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 สภาวะการเกิดกระแสไฟฟ้า [2]

2.2.2 ชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์

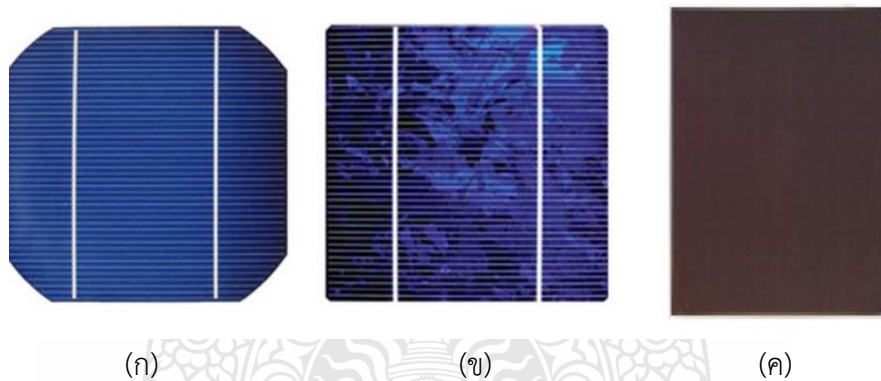
เทคโนโลยีของเซลล์แสงอาทิตย์มีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง เพื่อลดต้นทุนด้านวัสดุของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งจะทำให้เซลล์แสงอาทิตย์มีราคาลดลงและขณะเดียวกันทำให้ประสิทธิภาพสูงขึ้น ดังนั้นสามารถแบ่งชนิดตามเทคโนโลยีการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ ได้เป็น 3 กลุ่ม[3-4] ดังแสดงตามรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 ไดอะแกรมเทคโนโลยีการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึก (Crystalline Solar Cells) มีความแตกต่างกันตามชนิดของสารกึ่งตัวนำ ดั้งเดิม (Semiconductor Material) เช่น ซิลิกอน (Si) และแกเลียม อาร์เซไนด์ (GaAs) เป็นต้น เซลล์แสงอาทิตย์ผลึกซิลิกอนมีกรรมวิธีในการผลิตหลายวิธี จึงมีให้เลือกใช้งานตามความเหมาะสม ขึ้นกับราคาและวัตถุประสงค์การใช้งาน ได้แก่ แบบผลึกเดี่ยว (Monocrystalline silicon cells) แบบแผ่นฟิล์มบาง (Silicon ribbon cells) แบบหลายผลึก (Polycrystalline silicon cells) แบบแผ่นบางหลายผลึก (Polycrystalline thin film silicon cells) เป็นต้น เซลล์แสงอาทิตย์ในกลุ่มนี้ได้รับการยอมรับในเชิงพาณิชย์และมีประสิทธิภาพ 10-15 เปอร์เซ็นต์ แต่ต้นทุนของวัสดุค่อนข้างสูง

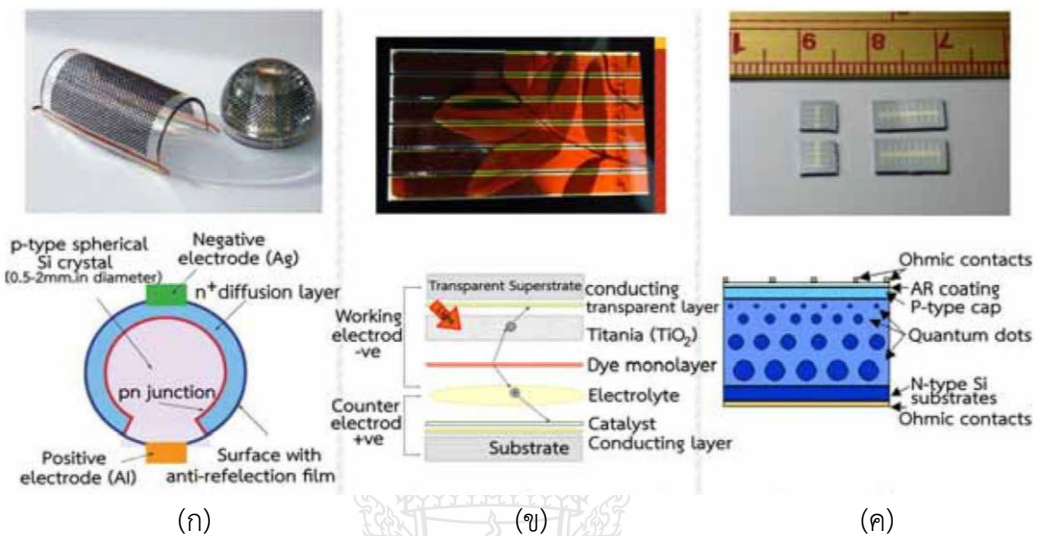
เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง (Thin film Solar cells) ประกอบด้วย เซลล์ที่ผลิตจากอะมอर्फัส ซิลิกอน เซลล์ที่ผลิตจากแคดเมียมเทลลูไรด์ (CdTe) และเซลล์ที่ผลิตจากคอปเปอร์อินเดียมไดเซเลเนียม (CIGS) มีการใช้งานในเชิงพาณิชย์และประสิทธิภาพที่ 6 - 10 เปอร์เซ็นต์ ถึงแม้ว่าประสิทธิภาพจะน้อยกว่าเซลล์ชนิดผลึก แต่มีข้อดีของราคาถูกกว่า ส่วนการติดตั้งใช้งานในสภาวะจริงอายุการใช้งานและการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์ในระยะยาวยังอยู่ระหว่างการศึกษาวิจัย



รูปที่ 2.6 ตัวอย่างเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้งานในประเทศไทย [5] (ก) ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิกอน (ข) ชนิดผลึกรวมซิลิกอน (ค) ชนิดฟิล์มบาง

เซลล์แสงอาทิตย์กลุ่มที่พัฒนาขึ้นมาจากชนิดผลึกและชนิดฟิล์มบางเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพลดการสร้างมลพิษและเพิ่มอายุการใช้งาน แบ่งตามการพัฒนาเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ได้เป็น 3 แบบ ได้แก่ ทรงกลม (Spherical Micro Solar Cells) ดายเซนซีไทซ์ (Dye-sensitized Solar Cells) และควอนตัมดอต (Quantum Dot Solar Cells) ดังรูปที่ 2.7 เซลล์แสงอาทิตย์ทรงกลมจะสามารถรับแสงได้สามมิติ จึงเพิ่มประสิทธิภาพในการรับแสงและมีน้ำหนักเบากว่าแบบแผ่นราบ เมื่อประกอบเป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์จึงลดต้นทุนลงได้ มีใช้งานเชิงพาณิชย์แต่ยังไม่แพร่หลาย ดายเซนซีไทซ์มีจุดเด่นในความเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม โดยการออกแบบเซลล์ใช้แนวคิดเดียวกับกระบวนการสังเคราะห์แสงของพืช กล่าวคือ การเคลื่อนผิววัสดุกึ่งตัวนำด้วยไทเทเนียมออกไซด์ให้คล้ายกับคลอโรฟิลล์ใน

กระบวนการสังเคราะห์แสงของพืช ปัจจุบันมีผลิตขายในเชิงพาณิชย์และมีประสิทธิภาพ 3-5 เปอร์เซ็นต์ ควอนตัมดอต (Quantum Dot Solar Cells: QD) ถูกพัฒนาขึ้นเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการเปลี่ยนพลังงานเทอร์โมไดนามิกส์ของโฟตอนให้มีค่ามากที่สุด เป็นการพัฒนาจากข้อจำกัดของเซลล์ชนิดผลึก โดยเพิ่มประสิทธิภาพของวัสดุสารกึ่งตัวนำจาก 31-33 % เป็น 66 % และยังไม่มีการใช้งานเชิงพาณิชย์

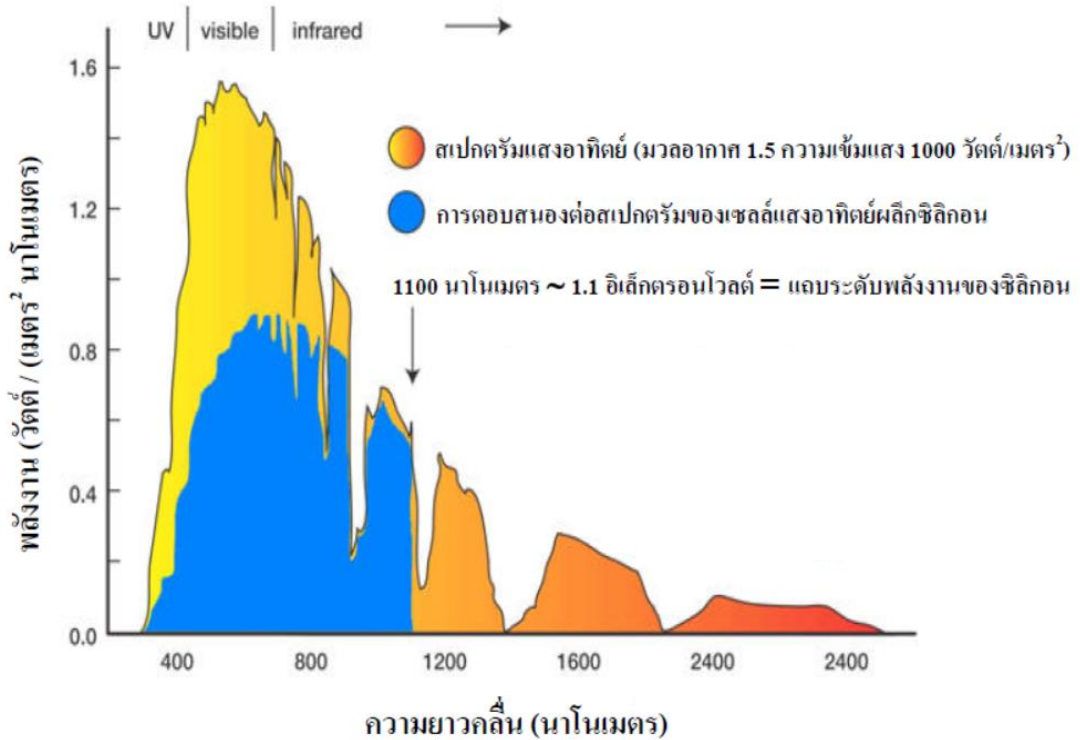


รูปที่ 2.7 ตัวอย่างเซลล์แสงอาทิตย์กลุ่มที่พัฒนาขึ้นมา [3-4] (ก) ทรงกลม (ข) ดายเซนซีไทซ์ (ค) ควอนตัมดอต

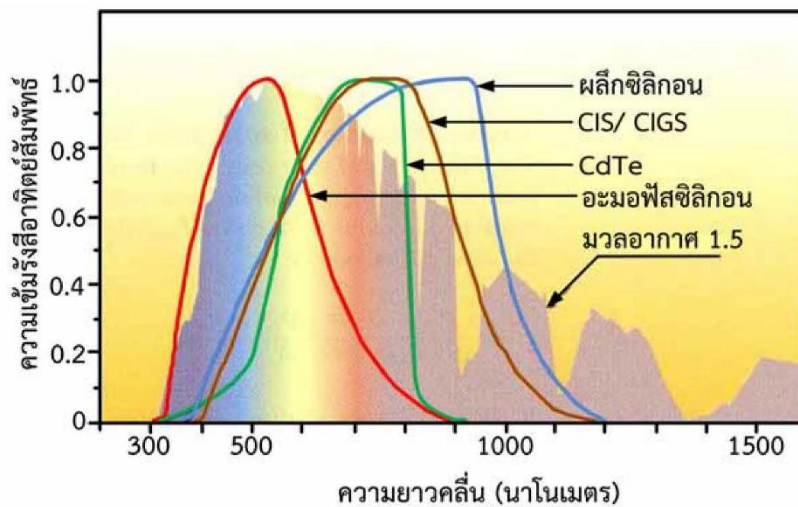
2.2.3 การตอบสนองต่อสเปกตรัมแสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์ทำงานโดยผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงซึ่งทั้งการใช้งานรวมถึงการออกแบบระบบจึงจำเป็นต้องทราบความสัมพันธ์ระหว่างสเปกตรัมแสงอาทิตย์กับเซลล์แสงอาทิตย์ แต่ละชนิดจะช่วยให้ความเข้าใจในความแตกต่างของประสิทธิภาพของระบบ และสามารถนำไปใช้ประกอบการเลือกออกแบบระบบและการบำรุงรักษาระบบได้ ทั้งนี้การอธิบายโดยใช้รูปภาพประกอบทำให้เข้าใจในเรื่องนี้ได้ง่ายขึ้น[3-4] จากรูปที่ 2.8 แสดงสเปกตรัมของรังสีอาทิตย์ที่มวลอากาศ 1.5 และรูปที่ 2.9 แสดงการตอบสนองต่อสเปกตรัมแสงอาทิตย์ของเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทผลึกซิลิกอน อะมัลฟัสซิลิกอน CdTe และ CIS หรือ CIGS เป็นที่ทราบกันว่า รังสีอาทิตย์ประกอบด้วยแสงอัลตราไวโอเล็ต แสงที่มองเห็นด้วยตาเปล่า และแสงอินฟราเรด หากพิจารณาประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ต้องคำนึงถึงสเปกตรัมแสงและการตอบสนองต่อสเปกตรัมประกอบกัน ในรูปที่ 2.8 บริเวณพื้นที่ซึ่งกราฟซ้อนทับกันจะแสดงถึงประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทนั้นเซลล์แสงอาทิตย์ผลึกซิลิกอนจะสามารถทำงานได้ในช่วงแสงที่มองเห็นด้วยตาเปล่าและอินฟราเรดคลื่นสั้น ถึงแม้ว่า สเปกตรัมของรังสีอาทิตย์ช่วงค่อนข้างกว้างตั้งแต่ 380-1100 นาโนเมตร แต่ด้วยข้อจำกัดของการตอบสนองต่อ

สเปกตรัมของเซลล์แสงอาทิตย์ผลึกซิลิกอนส่วนใหญ่เป็นแสงที่มองเห็นด้วยตาเปล่าและแสงอินฟราเรด ดังนั้นช่วงเซลล์แสงอาทิตย์ผลึกซิลิกอนจึงทำงานจริงในช่วงความยาวคลื่นที่แคบลงและในรูปที่ 2.9 แสดงเปรียบเทียบประสิทธิภาพที่แตกต่างกันของเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทต่างๆ กล่าวคือเซลล์แสงอาทิตย์อะมัลฟัสซิลิกอนมีประสิทธิภาพน้อยกว่าผลึกซิลิกอนเนื่องจากมีช่วง



รูปที่ 2.8 เซลล์แสงอาทิตย์ประเภทผลึกซิลิกอนกับการตอบสนองต่อสเปกตรัม [4]

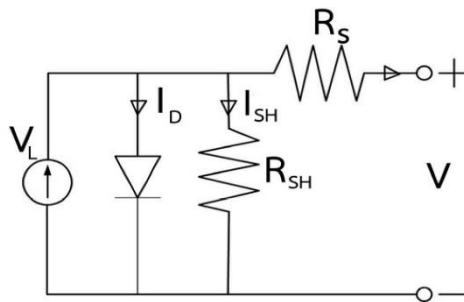


รูปที่ 2.9 การตอบสนองต่อสเปกตรัมแสงอาทิตย์ของเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิด [3]

การตอบสนองต่อสเปกตรัมที่ความยาวคลื่นเพียงช่วงต้นของแสงที่มองเห็นด้วยตาเปล่า ประมาณ 350-650 นาโนเมตร การพัฒนากระบวนการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์เป็นเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบางที่มีประสิทธิภาพสูงกว่าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเดิม อาทิ CdTe และ CIS หรือ CIGS จะมีช่วงการตอบสนองต่อสเปกตรัมแสงที่มองเห็นด้วยตาเปล่าได้มากกว่าเซลล์แสงอาทิตย์ผลึกซิลิกอน ช่วงสูงสุดของกราฟเป็นแถบที่กว้างขึ้นและทิศทางการพัฒนาด้ว การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์เป้าหมายเพื่อให้ได้เซลล์แสงอาทิตย์ที่มีช่วงการตอบสนองต่อแสงได้ตลอดช่วงสเปกตรัมแสงอาทิตย์

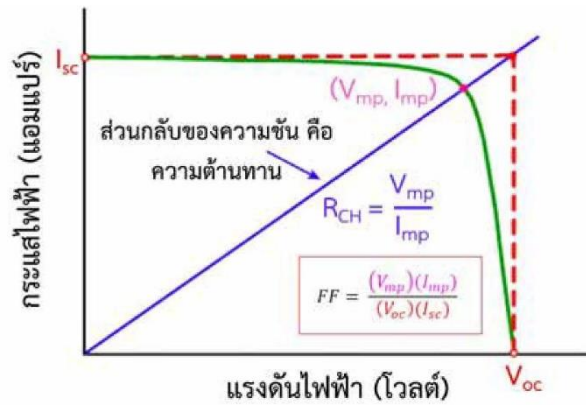
2.2.4 คุณลักษณะกระแสและแรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์

สมบัติทางไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าได้ดังแสดงรูปที่ 2.10 ซึ่งเป็นการต่อขนานระหว่างแหล่งกำเนิดแสง ไดโอด ความต้านทานขนานซึ่งต่ออนุกรมกับความต้านทานอนุกรม ตามลำดับ ซึ่งกระแสที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์เกิดมาจากพลังงานแสงลดด้วยกระแสที่ไหลผ่านไดโอดและผ่านความต้านทานขนาน ขณะกระแสไฟฟ้าไหลผ่านทำให้เกิดค่าแรงดันไฟฟ้าในแต่ละจุดขึ้น



รูปที่ 2.10 วงจรสมมูลของเซลล์แสงอาทิตย์ [3]

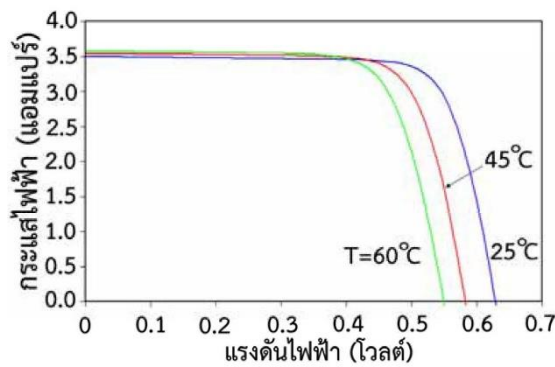
ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ ประกอบด้วยพารามิเตอร์ ได้แก่ กระแสลัดวงจร (I_{SC}) ซึ่งเป็นกระแสไฟฟ้าสูงสุดขณะที่แรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าเป็นศูนย์ แรงดันวงจรเปิด (V_{OC}) เป็นค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดขณะที่ไม่มีกระแส และฟิลด์แฟกเตอร์ (FF) ซึ่งเป็นสัดส่วนระหว่างผลคูณแรงดันกับกระแสที่จุดทำงานสูงสุดและผลคูณของกระแสลัดวงจรกับแรงดันวงจรเปิดซึ่งมีค่าน้อยกว่าหนึ่ง แสดงดังรูปที่ 2.11 นอกจากนี้ยังมีพารามิเตอร์เกี่ยวกับความต้านทานในเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งเป็นประโยชน์ต่อการติดตามพฤติกรรมและการพัฒนาเซลล์แสงอาทิตย์ โดยคิดจากสัดส่วนระหว่างค่าแรงดันสูงสุดต่อกระแสสูงสุดหรืออาจใช้สัดส่วนระหว่างค่าแรงดันวงจรเปิดต่อกระแสลัดวงจร



รูปที่ 2.11 ลักษณะกระแสและแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ [3]

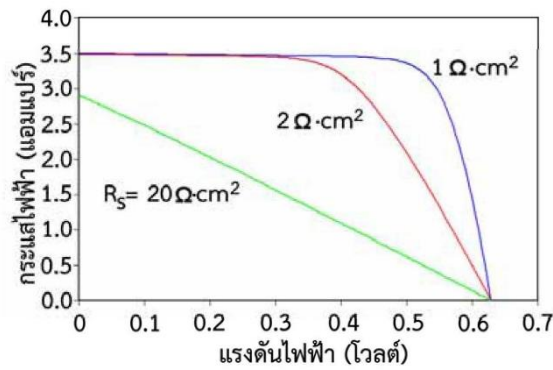
2.1.5 ปัจจัยลดทอนประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์

ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นอยู่กับปัจจัยภายนอกและสมบัติของเซลล์ ประกอบด้วย อุณหภูมิ ความเข้มรังสีอาทิตย์ ความต้านทานขนานและความต้านทานอนุกรม ซึ่งประสิทธิภาพจะลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น มีผลให้แรงดันด้านออกลดลงแต่กระแสลัดวงจรเปลี่ยนแปลงเล็กน้อย แสดงดังรูปที่ 2.12 ขณะที่กระแสลัดวงจรหรือกระแสสูงสุดจะลดลงเมื่อความเข้มรังสีอาทิตย์ลดลงเนื่องจากท้องฟ้ามีดคริม มีเมฆมากหรือเกิดการบังเงา เป็นต้น

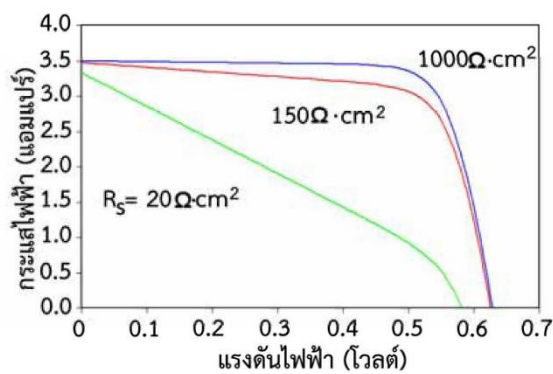


รูปที่ 2.12 ผลของอุณหภูมิต่อแรงดันวงจรเปิดและกระแสลัดวงจร [3]

การเพิ่มขึ้นของความต้านทานอนุกรมมีผลให้แรงดันไฟฟ้าด้านออกลดลงแต่ไม่มีผลต่อแรงดันวงจรเปิด นั่นคือความต้านทานอนุกรมทำให้ค่าฟิลด์แฟกเตอร์ลดลง และหากค่ามาก ๆ จะทำให้กระแสลัดวงจรลดลงและ IV-curve เป็นเส้นตรงดังรูปที่ 2.13 ค่าความต้านทานขนาดลดลงมากจะเป็นผลทำให้แรงดันวงจรเปิดและกระแสลัดวงจรมีค่าลดลงดังรูปที่ 2.14 ซึ่งฟิลด์แฟกเตอร์จะลดลงเช่นเดียวกับกรณีของความต้านทานอนุกรม



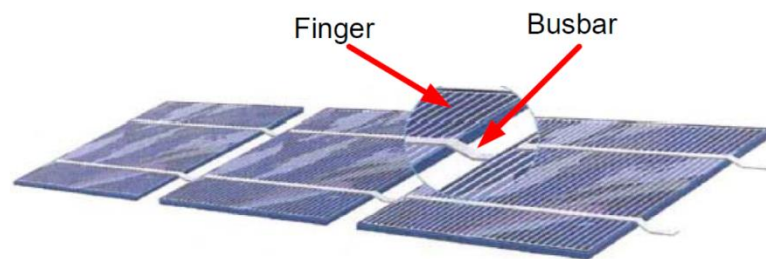
รูปที่ 2.13 ผลของความต้านทานอนุกรมต่อลักษณะกระแสและแรงดัน [3]



รูปที่ 2.14 ผลของความต้านทานขนานต่อลักษณะกระแสและแรงดัน [3]

2.3 แผงเซลล์แสงอาทิตย์

การนำเซลล์แสงอาทิตย์มาใช้งานนั้นจะต้องประกอบเป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Module) หากต้องการเพิ่มกำลังไฟฟ้าก็สามารถนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาเชื่อมต่อกันทางไฟฟ้าเป็นแบบสตริง (String) หรือแบบอะเรย์ (Array)



รูปที่ 2.15 ลักษณะของเซลล์แสงอาทิตย์ที่นำมาประกอบเป็นแผงเซลล์ [4]

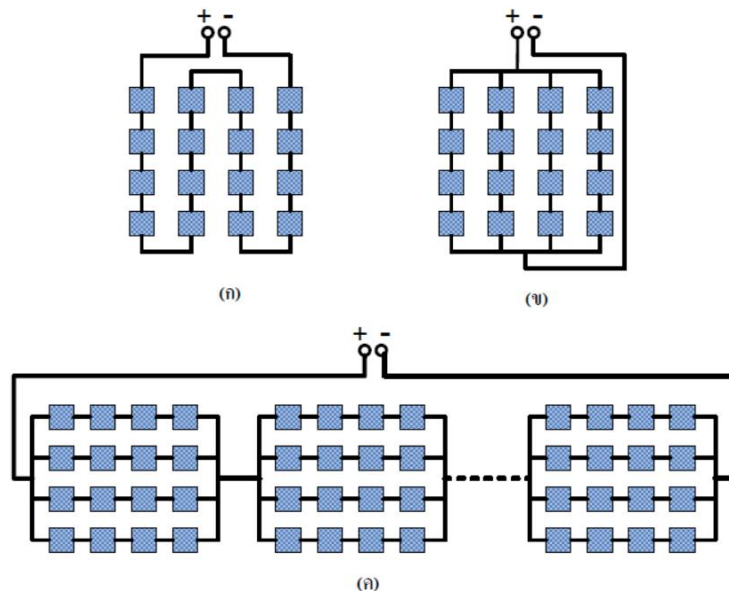
ลักษณะการเชื่อมต่อระหว่างเซลล์ แสดงได้ดังรูปที่ 2.15 ซึ่งกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จะผ่านตัวนำไฟฟ้าที่ด้านหน้าและด้านหลังของเซลล์ ด้านหน้าของเซลล์มีฟิงเกอร์ (Fingers) เป็นตัวนำทำหน้าที่นำกระแสไปยังบัสบาร์ (bus bar) และผ่านไปยังเซลล์อื่นๆ ที่เชื่อมต่อถึงกัน สำหรับฟิงเกอร์และบัสบาร์จะต้องออกแบบให้บังเซลล์น้อยที่สุดและสามารถนำกระแสไฟฟ้าได้สูงสุดเพื่อให้เซลล์รับแสงและผลิตไฟฟ้าได้มากที่สุด ซึ่งด้านรับแสงนั้นเซลล์จะเคลือบด้วยวัสดุไดอิเล็กทริกเป็นชั้นบาง เรียกว่า ARC (the antireflection coating) ทำหน้าที่ลดการสะท้อนแสงของผิวหน้าของเซลล์ ส่วนตัวนำไฟฟ้าด้านหลังเซลล์จะมีลักษณะสัมผัสเต็มแผ่นเซลล์เพราะด้านหลังเซลล์ไม่ต้องรับแสง

กล่องต่อสายไฟและบายพาสไดโอด ทำหน้าที่เชื่อมต่อทางไฟฟ้าระหว่างแผงเซลล์และป้องกันการเกิดโหนดที่ตัวเซลล์ ลักษณะทางไฟฟ้าของแผงเซลล์จะมีลักษณะเหมือนกับเซลล์แตกต่างกันที่ขนาดแรงดันและกระแสไฟฟ้า

2.3.1 ลักษณะของแผงเซลล์ชนิดผลึกซิลิคอน

2.3.1.1 ลักษณะการเชื่อมต่อเซลล์ เพื่อทำเป็นแผงเซลล์ชนิดผลึกซิลิคอน จะมีอยู่ 3 แบบ ประกอบด้วยดังนี้

1) แบบอนุกรม จะนำเซลล์มาต่ออนุกรมเป็น 1 แถว หรือ 1 สตริง ใน 1 แผง จะแสดงได้ดังรูปที่ 2.16 (ก) เพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้า หากแต่ละเซลล์มีแรงดันวงจรเปิด (V_{oc}) เท่ากับ 0.6 โวลต์เท่ากันทุกเซลล์และกระแสเท่ากัน ดังนั้นแผงเซลล์จะมีแรงดัน V_{oc} เท่ากับแรงดัน V_{oc} ของเซลล์ที่ต่ออนุกรมรวมกันและกระแสที่ไหลผ่านจะเท่ากับกระแสของ 1 เซลล์



รูปที่ 2.16 การต่อเซลล์แบบต่างๆ [4] (ก) แบบอนุกรม (ข) แบบอนุกรม-ขนาน

(ค) แบบอนุกรม-ขนาน-อนุกรม

2) แบบอนุกรม-ขนาน นำแต่ละสตริงที่มีเซลล์ต่ออนุกรมกันเพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้ามาต่อขนานกันเพื่อเพิ่มกระแสไฟฟ้า ดังรูปที่ 2.16 (ข) แรงดันไฟฟ้าจะเท่ากับแรงดันของสตริงที่เกิดจากการต่ออนุกรมของเซลล์ ขณะที่กระแสไฟฟ้าจะเท่ากับกระแสของแต่ละสตริงรวมกัน

3) แบบอนุกรม-ขนาน-อนุกรม นำแต่ละกลุ่มที่เชื่อมต่อกันตามแบบอนุกรม-ขนานมาต่ออนุกรม ดังรูปที่ 2.16 (ค) เพื่อเพิ่มแรงดันและกระแสไฟฟ้า

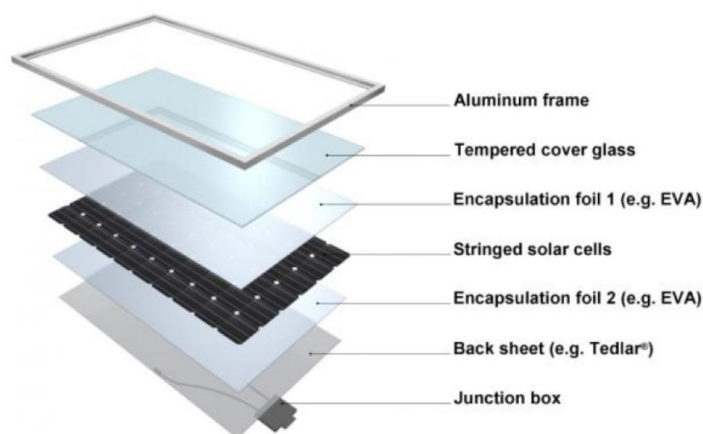
2.3.1.2 ส่วนประกอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกซิลิคอน มี 4 ส่วน ซึ่งมีลักษณะดังรูปที่ 2.17 ประกอบด้วยส่วนต่างๆ ดังนี้

1) วัสดุประกบผิวหน้า ทำหน้าที่กันน้ำ ใส ไอ้ น้ำ ฝุ่นละอองและสิ่งสกปรก และป้องกันแรงกระแทก ซึ่งวัสดุมีคุณสมบัติแสงสามารถส่องผ่านได้ดี ป้องกันแสงอัลตราไวโอเล็ต (UV) และระบายความร้อนได้ดี ซึ่งวัสดุที่ใช้เป็นผิวหน้าจะเป็นกระจกชนิด tempered low-iron จะมีราคาไม่สูง

2) วัสดุห่อหุ้มเซลล์ (encapsulant) ส่วนใหญ่ทำมาจากวัสดุโพลีเมอร์ ได้แก่ Ethyl vinyl acetate (EVA) ทำหน้าที่ช่วยในการจับยึดกันระหว่างวัสดุผิวหน้า ตัวเซลล์และวัสดุประกบแผ่นหลังของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งทนทานต่ออุณหภูมิและรังสีอัลตราไวโอเล็ต รวมทั้งให้แสงส่องผ่านได้ดีและระบายความร้อนได้ดี

3) วัสดุประกบแผ่นหลัง (back sheet) ส่วนใหญ่ทำมาจากโพลีเมอร์แผ่นบาง ได้แก่ Tedlar ทำหน้าที่เป็นแผ่นหลังของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งระบายความร้อน ป้องกันน้ำและไอ้ น้ำได้ดี

4) เฟรม (frame) ทำมาจากอลูมิเนียม ทำหน้าที่เป็นโครงสร้างของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งจะเพิ่มความแข็งแรงให้กับแผงเซลล์และป้องกันแรงกระแทก

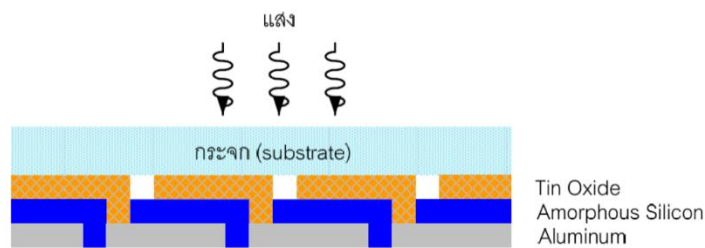


รูปที่ 2.17 ส่วนประกอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกซิลิคอน [5]

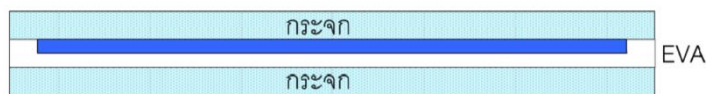
2.3.2 ลักษณะของแผงเซลล์ชนิดฟิล์มบาง

แผงเซลล์ชนิดฟิล์มบาง สามารถแบ่งออกได้ 2 แบบ ประกอบด้วย แบบโครงสร้างแข็ง และแบบอ่อนตัว

2.3.2.1 แผงเซลล์แบบโครงสร้างแข็ง [3] เซลล์ถูกสร้างลงบนกระจกโดยตรง จากนั้นทำการเชื่อมต่อทางไฟฟ้าแล้วจึงนำไปลามิเนตด้วยวัสดุหุ้มทั้งด้านหน้าและด้านหลัง รูปที่ 2.18 แสดงส่วนประกอบของเซลล์ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิกอน (a-Si) ซึ่งกระจกทำหน้าที่เป็นซับสเตรท เทคโนโลยีของเซลล์ที่ใช้กระบวนการผลิตแบบนี้ คือ CdTe, a-Si, เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางซิลิกอน แบบเซลล์ซ้อนระหว่างอะมอร์ฟัสซิลิกอน/อะมอร์ฟัสซิลิกอน หรือ อะมอร์ฟัสซิลิกอน/ไมโครคริสตัลไลน์ซิลิกอน หรือเรียกว่า Tandem และ CIGS เป็นต้น รูปที่ 2.19 แสดงการประกอบแผงเซลล์ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิกอน (a-Si) แบบ Glass- Glass โดยที่ EVA หุ้มเฉพาะด้านหลัง



รูปที่ 2.18 ส่วนประกอบของเซลล์ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิกอน (a-Si) แบบกระจก [4]



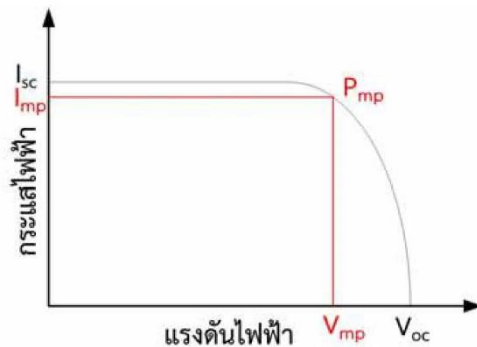
รูปที่ 2.19 ส่วนประกอบของเซลล์ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิกอน (a-Si) แบบ Glass - Glass [4]

2.3.2.2 แผงเซลล์แบบอ่อนตัว มีลักษณะของการเกาะติด (deposit) บนซับสเตรทที่อ่อนตัว ส่วนการเชื่อมต่อทางไฟฟ้าขึ้นกับชนิดของซับสเตรท ถ้าวัสดุจำพวกฉนวนไฟฟ้า เช่น polyester หรือ polyimide สามารถใช้วิธีเดียวกับซับสเตรทที่เป็นกระจก แต่วัสดุจำพวกตัวนำไฟฟ้า ต้องใช้วิธีการอื่น จากนั้นก็จะถูกนำไปลามิเนตด้วยวัสดุพอลิเมอร์ที่ไม่มีสีและยอมให้แสงผ่านได้ เช่น ETFE หรือ FEP

2.2.3 สมบัติทางไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

สมบัติทางไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ประกอบด้วย กระแสและแรงดันไฟฟ้า ผลกระทบจากความเข้มรังสีอาทิตย์และอุณหภูมิ ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

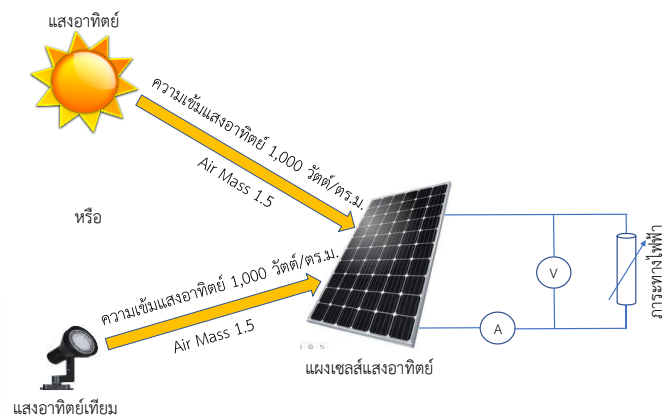
2.2.3.1 ลักษณะของกระแสและแรงดันไฟฟ้าที่ผลิตจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะเป็น กระแสตรง ซึ่งขึ้นอยู่กับความเข้มรังสีอาทิตย์และอุณหภูมิแผงเซลล์ จากรูปที่ 2.20 ที่สภาวะลัดวงจร แรงดันเป็นศูนย์จะได้ค่ากระแสลัดวงจร (Short circuit current: I_{SC}) และขณะสภาวะเปิดวงจรที่กระแสเป็นศูนย์จะได้ค่าแรงดันเปิดวงจร (Open circuit voltage: V_{OC}) ซึ่งค่ากำลังไฟฟ้าได้จากการนำ ค่ากระแสคูณกับแรงดันไฟฟ้า และจะมีค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดเพียงจุดเดียว เรียกว่า กำลังไฟฟ้าสูงสุด (Power at maximum point: P_{MP}) ซึ่งจะได้กระแสที่จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Current at maximum power point: I_{MP}) และแรงดันที่จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Voltage at maximum power point: V_{MP}) ตามลำดับ



รูปที่ 2.20 กราฟกระแสกับแรงดันของแผงเซลล์อาทิตย์ (I-V Curve) [3]

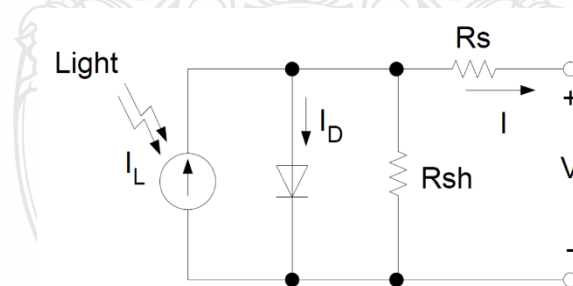
ค่าสมรรถนะทางไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้จากการทดสอบวัดกระแสและแรงดันไฟฟ้า (I-V curve) โดยต่อโหลดทางไฟฟ้าที่สามารถแปรค่าได้เข้ากับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตั้งแต่สภาวะเปิดวงจรไปจนถึงสภาวะลัดวงจร แล้วให้แสงแก่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ดังรูปที่ 2.21 โดยควบคุมสภาพแวดล้อมที่เป็นสภาวะมาตรฐาน (Standard Test Condition, STC) ได้แก่ ความเข้มรังสีอาทิตย์ 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร สเปกตรัมของแสงที่ Air Mass (AM) 1.5 และอุณหภูมิด้านหลังแผงเท่ากับ 25 องศาเซลเซียส

มาตรฐานหลักที่ใช้ในการรับรองคุณภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ได้แก่ IEC 61215 สำหรับแผงเซลล์ชนิดผลึก และ IEC 61646 สำหรับชนิดฟิล์มบาง และมาตรฐานทางด้านความปลอดภัย ได้แก่ IEC 61730 สำหรับแผงทั้งสองชนิด TÜV Safety Class II และ UL 1703



รูปที่ 2.21 ไดอะแกรมการทดสอบวัดคุณลักษณะกระแสและแรงดันไฟฟ้า (I-V Curve) [4]

แผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแทนด้วยวงจรสมมูล (Equivalent circuit) ดังรูปที่ 2.22 ซึ่งประกอบด้วย แหล่งจ่ายกระแสไฟฟ้าต่อขนานกับไดโอด (รอยต่อพี-เอ็น) โดยกำหนดให้แหล่งจ่ายกระแสเป็นแบบกระแสคงที่ซึ่งแปรผันตามความเข้มแสงที่ตกกระทบบนเซลล์ และค่าความต้านทานอนุกรม (Series resistance: R_s) เป็นค่าความต้านทานที่เกิดขึ้นจากจุดเชื่อมต่อ (wiring contact) ระหว่างตัวนำไฟฟ้ากับเซลล์แสงอาทิตย์ ส่วนความต้านทานขนาน (Shunt resistance) เกิดขึ้นเมื่อให้แรงดันไฟฟ้าในลักษณะไบอัสย้อนกลับให้กับไดโอด

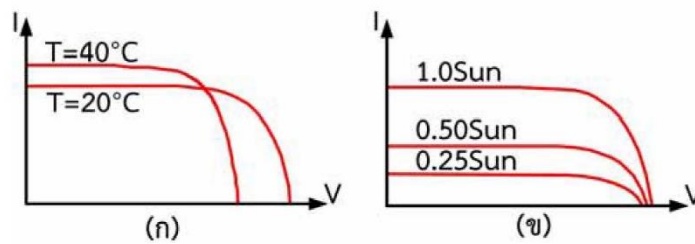


รูปที่ 2.22 วงจรสมมูลของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [4]

ทางอุดมคติจะไม่มีกระแสไฟฟ้าไหลย้อนกลับ แต่ในความเป็นจริงจะมีกระแสไหลย้อนกลับในระดับต่ำ ซึ่งแสดงให้เห็นว่ามีเส้นทางที่กระแสไฟฟ้าสามารถไหลผ่านได้ ซึ่งแทนด้วยความต้านทานขนานซึ่งมีค่าสูงกว่าความต้านทานอนุกรมมาก จากแบบจำลองดังรูปที่ 2.22 จะได้สมการทางสถิติของเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งมีพื้นฐานมาจากทฤษฎีโซลิดสเตทฟิสิกส์ (Solid-state physics theory) ดังสมการที่ 2.1

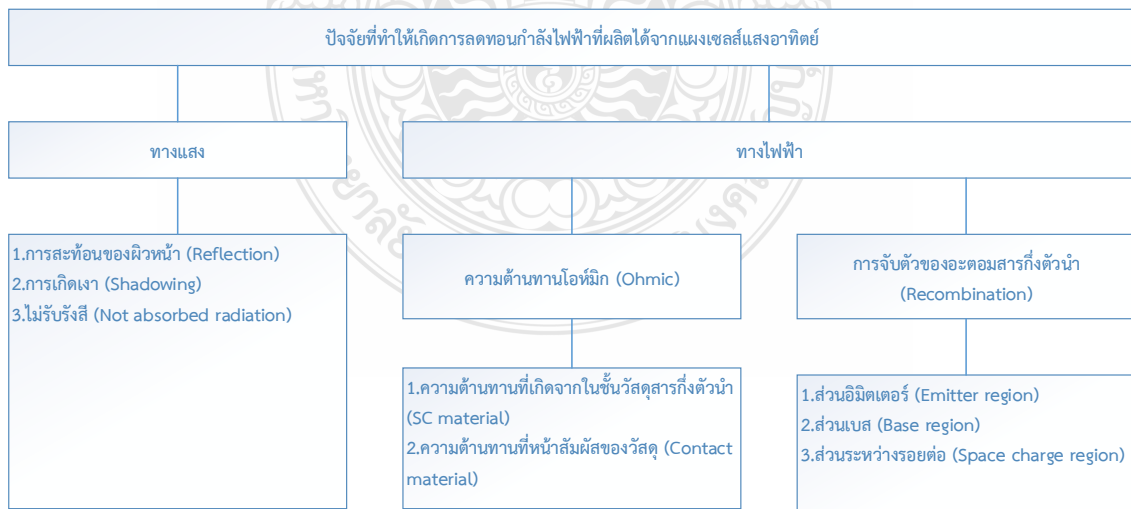
$$I = I_L - I_o \left\{ \exp \left[\frac{e(V - IR_s)}{AkT} \right] - 1 \right\} - \frac{V}{R_{SH}} \quad (2.1)$$

2.2.3.2 ผลกระทบจากความเข้มรังสีอาทิตย์และอุณหภูมิ ซึ่งสามารถอธิบายได้ตามกราฟ I-V Curve ซึ่งแสดงการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ที่สภาพแวดล้อมต่างๆ กัน จากรูปที่ 2.23 (ก) กรณีความเข้มรังสีอาทิตย์คงที่แต่อุณหภูมิเพิ่มขึ้น มีผลทำให้แรงดันของเซลล์แสงอาทิตย์ลดลง แต่กระแสไฟฟ้าลัดวงจรจะมีค่าสูงขึ้น และจากรูปที่ 2.23 (ข) กรณีความเข้มแสงเพิ่มขึ้นแต่อุณหภูมิคงที่ จะทำให้กระแสลัดวงจรเพิ่มขึ้น ขณะที่แรงดันเปิดวงจรสูงขึ้นเล็กน้อย



รูปที่ 2.23 กราฟกระแสและแรงดันไฟฟ้าที่อุณหภูมิและความเข้มแสงค่าต่างๆ [3]

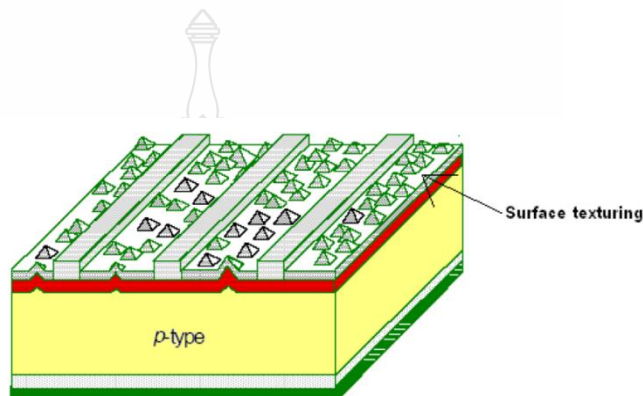
2.2.3.3 ปัจจัยลดทอนกำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ประกอบด้วย ทางแสง และทางไฟฟ้า ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.24



รูปที่ 2.24 ปัจจัยการลดทอนกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์

การลดทอนทางแสงสามารถป้องกันได้ด้วยการเคลือบสารป้องกันการสะท้อน (antireflection coating) ลงบนผิวหน้าของเซลล์และการทำ Surface texturing ตามรูปที่ 2.25 และป้องกันด้วยการพิจารณาทิศทางแสงและการบังเงาในการติดตั้ง

การลดทอนทางไฟฟ้า เกิดจากการออกแบบและการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งประกอบด้วย โอร้มิกซึ่งเกิดขึ้นจากตัววัสดุสารกึ่งตัวนำและความต้านทานที่หน้าสัมผัสของวัสดุบริเวณรอยต่อของ โลหะตัวนำกับสารกึ่งตัวนำ ขณะที่การจับตัวของอะตอมสารกึ่งตัวนำเกิดขึ้นในชั้นอิมิตเตอร์ เบสและ รอยต่อของสารกึ่งตัวนำ



รูปที่ 2.25 ลักษณะผิวหน้าของเซลล์ที่ผ่านการทำ Surface texturing [4]

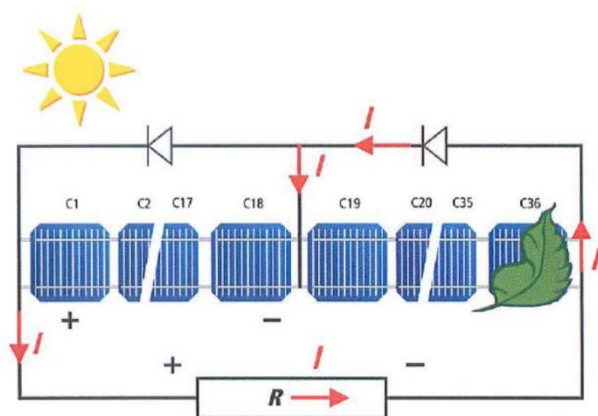
2.2.4 Junction Box, Bypass Diode และ Blocking Diode

ส่วนประกอบของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ นอกจากจะมีเซลล์แสงอาทิตย์หลายๆ เซลล์ นำมาเชื่อมต่อกันแล้ว ยังมีส่วนประกอบอื่นๆ ซึ่งมีดังนี้

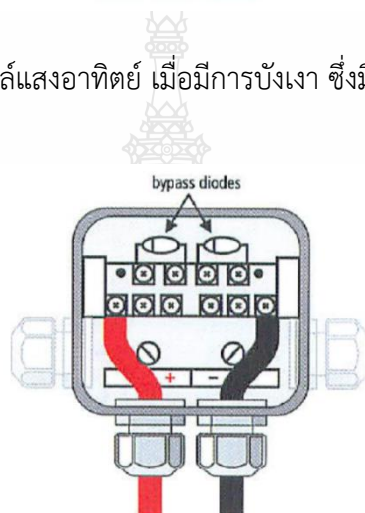
2.2.4.1 Junction Box ทำหน้าที่เป็นกล่องรวมสาย หลังจากต่อเซลล์เป็นแผงเซลล์ จะรวมสายไฟฟ้าเข้าด้วยกันโดยแยกขั้วบวกและขั้วลบ

2.2.4.2 Bypass Diode ทำหน้าที่ให้กระแสไฟฟ้าไหลผ่านช่วงขณะในกรณีที่เกิดบังเงา หรือกรณีที่เซลล์เสียหาย แสดงได้ดังรูปที่ 2.26 และมีลักษณะการติดตั้ง Bypass Diode ไว้ใน Junction Box ซึ่งแสดงได้ดังรูปที่ 2.27

2.2.4.3 Blocking Diode ทำหน้าที่ป้องกันกระแสไฟฟ้าไหลย้อนเข้าสู่ตรึงและ ป้องกันความเสียหายเนื่องจากภาวะกระแสไหลย้อน เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าของแต่ละสตริงไม่เท่ากัน แต่ทั้งนี้การติดตั้ง Blocking Diode จะมีการสูญเสียแรงดันตกคร่อมไดโอดและระบบลดทอนบางส่วน ซึ่งตำแหน่งการติดตั้งของ Blocking Diode จะติดตั้งบริเวณปลายสายของทุกสตริง ซึ่งจะนิยมติดตั้งใน Array Box



รูปที่ 2.26 การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อมีการบังเงา ซึ่งมี Bypass Diode [4]



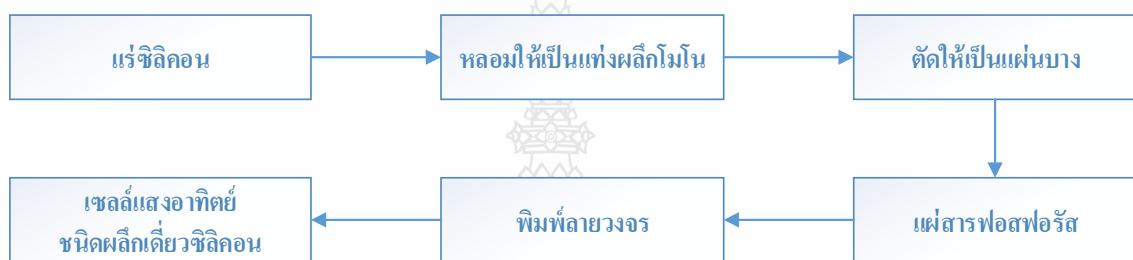
รูปที่ 2.27 ลักษณะการติดตั้ง Bypass Diode [4]

2.4 กระบวนการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์ที่นิยมใช้งานกันอย่างแพร่หลาย ประกอบด้วย ผลึกเดี่ยวซิลิคอน ผลึกรวมซิลิคอนและชนิดฟิล์มบาง ซึ่งเซลล์แต่ละชนิดจะมีกระบวนการผลิตที่แตกต่างกันไป ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

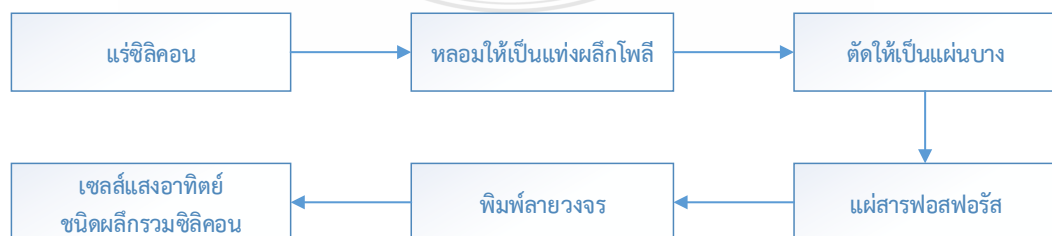
2.4.1 การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน (Mono Crystalline Silicon) [2] เริ่มต้นจากนำสารซิลิคอนซึ่งผ่านการทำให้เป็นก้อนที่มีความบริสุทธิ์ ร้อยละ 99.999 มาหลอมละลายในเตา Induction Furnace ที่อุณหภูมิสูงถึง 1,500 องศาเซลเซียส เพื่อสร้างแท่งผลึกเดี่ยวขนาดใหญ่ ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6-8 นิ้ว พร้อมใส่สาร Boron เจือปนเพื่อทำให้เกิด P-type แล้วทำให้เกิดการเย็นตัวจับตัวกันเป็นผลึกด้วย Seed ซึ่งจะตกผลึกมีขนาดหน้าตัดใหญ่ แล้วค่อยๆ ดึงแท่งผลึกนี้ขึ้นจากเตาหลอมด้วยเทคโนโลยีการดึงผลึก จะได้แท่งผลึกยาวเป็นรูปทรงกระบอก คุณสมบัติของเซลล์

แสงอาทิตย์จะขึ้นอยู่กับคุณภาพของผลึกเดี่ยว จากนั้นนำแท่งผลึกมาตัดให้เป็นแผ่นบางๆ ด้วย ลวดตัดเพชร (Wire Cut) เรียกว่า เวเฟอร์ ซึ่งจะได้แผ่นผลึกมีความหนาประมาณ 300 ไมโครเมตร และขจัดความเครียดของผิว จากนั้นก็จะนำไปเจือสารที่จำเป็นในการทำให้เกิดเป็น p-n junction ขึ้นบน แผ่นเวเฟอร์ ด้วยวิธีการ Diffusion ที่อุณหภูมิระดับ 1,000 องศาเซลเซียส จากนั้นนำไปทำขั้วไฟฟ้า ประกอบด้วย บริเวณผิวบนจะเป็นขั้วลบ บริเวณผิวล่างเป็นขั้วบวก หลังจากนั้นจะทำการเคลือบฟิล์ม ผิวหน้าเพื่อป้องกันการสะท้อนแสง และนำไปประกอบเข้าเป็นแผงโดยมีกระจกป้องกันแผ่นเซลล์ ป้องกันความชื้นด้วยซิลิโคนและอีวีเอ (Ethelele Vinyl Acetate)



รูปที่ 2.28 กระบวนการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน (Mono Crystalline Silicon)

2.4.2 การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน (Poly Crystalline Silicon) จะมี ค่าใช้จ่ายที่ถูกกว่าการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน การผลิตเริ่มต้นด้วยวิธีการหลอมสาร ซิลิคอนให้ละลายพร้อมกับใส่สาร Boron เจือปนเพื่อทำให้เกิด P-type แล้วเทลงในแบบพิมพ์ เมื่อ สารละลายซิลิคอนแข็งตัวก็จะได้เป็นแท่งซิลิคอน ชนิดผลึกรวมซึ่งตกผลึกไม่พร้อมกัน จากนั้นนำไปตัด เป็นแผ่นเช่นเดียวกับแบบผลึกเดี่ยวซิลิคอน ส่วนกรรมวิธีการผลิตเซลล์ที่เหลือจะเหมือนกันกับ กระบวนการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึก รวมซิลิคอน (Poly Crystalline) จะให้ประสิทธิภาพต่ำกว่าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน ประมาณ 2-3 % ข้อยเสียในการผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ทั้ง 2 ชนิด จะแตกหักง่ายเหมือนกัน



รูปที่ 2.29 กระบวนการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน (Poly Crystalline Silicon)

2.4.3 การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง มีขั้นตอนต่างๆ ประกอบด้วย การนำก๊าซที่มีซิลิคอนผสมอยู่ เช่น ก๊าซซิลิโคน (Silane Gas) มาผ่านท่อสุญญากาศและกระตุ้นโดยใช้เครื่อง Plasma CVD (Chemical Vapor Deposition) เพื่อทำให้ซิลิคอนแยกตัวจากก๊าซ เข้าไปจับตัวกันบนฐานรองซึ่งอาจจะเป็นแก้ว สแตนเลสหรือพลาสติกที่ทำการเคลือบชั้นตัวนำโปร่งแสงไว้แล้ว โดยใช้อุณหภูมิบนฐานรองประมาณ 200-300 องศาเซลเซียส ซึ่งซิลิคอนจะเกิดการสะสมเป็นอะมอร์ฟัสซิลิคอน หากเติมก๊าซที่มีสารโบรอนในขั้นตอนนี้จะได้อะมอร์ฟัสซิลิคอน ชนิดพี และหากใส่ก๊าซที่มีสารฟอสเฟตจะได้อะมอร์ฟัส ชนิดเอ็น ด้วยวิธีการนี้สามารถควบคุมการไหลของก๊าซเพื่อสร้างให้เกิดชั้น pin ซึ่งเป็นโครงสร้างของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง ขนาดไม่เกิน 1 ไมครอน

2.5 ประสิทธิภาพและสมรรถนะ

ตัวชี้วัดที่ใช้แสดงประสิทธิภาพและสมรรถนะของระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ตามมาตรฐาน IEC 61724 [7] การวิเคราะห์สมรรถนะทางเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ จะกล่าวถึงการใช้วิธีการวิเคราะห์ทางด้านเทคนิคโดยอ้างอิงจาก IEA PVPS Task2 (International Energy Agency Photovoltaic Power System TASK 2 – Performance, Reliability and Analysis of Photovoltaic Systems) ซึ่งได้กำหนดให้มีการวิเคราะห์ตัวแปรต่างๆ ดังต่อไปนี้

2.5.1 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Array Yield) หาได้จากสมการ

$$Y_A = \frac{E_a}{P_o} \quad (2.2)$$

Y_A คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ต่อกำลังติดตั้ง (kWh/kWp)

P_o คือ กำลังไฟฟ้าติดตั้งสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Wp)

E_a คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (kWh)

2.5.2 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในทางทฤษฎี (Reference Yield) หาได้จากสมการ

$$Y_r = \frac{H_i}{G_{STC}} \quad (2.3)$$

Y_r คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ได้รับต่อกำลังติดตั้งในทางทฤษฎี (kWh/kWp)

H_i คือ พลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นผิวเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/m²)

G_{STC} คือ ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่ STC=1 kW/m²

2.5.3 พลังงานไฟฟ้าที่ใช้งานจริงที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Final Yield) หาได้จากสมการ

$$Y_f = \frac{E_{tot}}{P_o} \quad (2.4)$$

Y_f คือ พลังงานไฟฟ้าที่ใช้งานจริงที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/kWp)

E_{tot} คือ พลังงานจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกใช้โดยภาระทางไฟฟ้า (kWh)

P_o คือ กำลังไฟฟ้าติดตั้งสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Wp)

2.5.4 พลังงานสูญเสียบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Capture Losses) หาได้จากสมการ

$$L_C = Y_r - Y_A \quad (2.5)$$

L_C คือ พลังงานที่สูญเสียบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/kWp)

Y_r คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ได้รับต่อกำลังติดตั้งในทางทฤษฎี (kWh/kWp)

Y_A คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ต่อกำลังติดตั้ง (kWh/kWp)

2.5.5 พลังงานสูญเสียในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (System Losses) หาได้จากสมการ

$$L_S = Y_A - Y_f \quad (2.6)$$

L_S คือ พลังงานที่สูญเสียในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/kWp)

Y_A คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ต่อกำลังติดตั้ง (kWh/kWp)

Y_f คือ พลังงานไฟฟ้าที่ใช้งานจริงที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/kWp)

2.5.6 สมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (Performance Ratio, PR) หาได้จากสมการ

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (2.7)$$

PR คือ ค่าสมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ : Performance Ratio (%)

Y_f คือ พลังงานไฟฟ้าที่ใช้งานจริงที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/kWp)

Y_r คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ได้รับต่อกำลังติดตั้งในทางทฤษฎี (kWh/kWp)

2.5.7 ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Array Efficiency) หาได้จากสมการ

$$\eta_a = \frac{E_a}{H_i A_A} \quad (2.8)$$

η_a คือ ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

E_a คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (kWh)

H_i คือ พลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นผิวเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/m²)

A_A คือ พื้นที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (m²)

2.5.8 ประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (Total Efficiency) หาได้จากสมการ

$$\eta_{tot} = \frac{E_{tot}}{H_i A_A} \quad (2.9)$$

η_{tot} คือ ประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์

E_{tot} คือ พลังงานจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกใช้โดยภาระทางไฟฟ้า (kWh)

H_i คือ พลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นผิวเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/m²)

A_A คือ พื้นที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (m²)

2.5.9 พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ หาได้จากสมการ

$$E_a = V_{dc} \times I_{dc} \times Time \quad (2.10)$$

E_a คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ (kWh)

V_{dc} คือ แรงดันไฟฟ้าที่ขั้วของ PV array

I_{dc} คือ กระแสไฟฟ้าที่จ่ายจาก PV array

$Time$ คือ ระยะเวลาที่ PV array จ่าย V_{dc} และ I_{dc}

2.5.10 พลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นผิวเซลล์แสงอาทิตย์

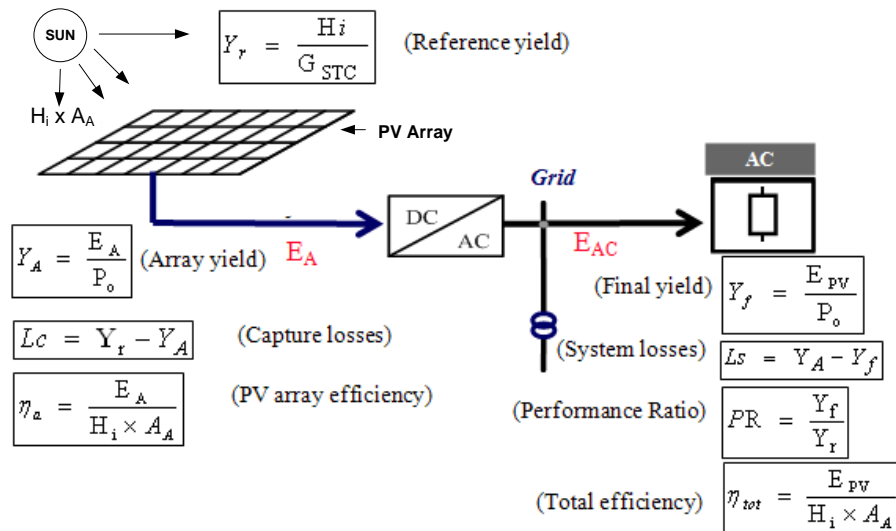
$$H_i = G_i \times Time \quad (2.11)$$

H_i คือ พลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นผิวเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/m²)

G_i คือ ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่ PV array ได้รับจริง (kW/m²)

$Time$ คือ ระยะเวลาที่ PV array ได้รับความเข้มรังสีดวงอาทิตย์จริง

จากสมการต่างๆ ตามข้างต้น เพื่อให้เข้าใจพารามิเตอร์ต่างๆ ได้ชัดเจนจนค่าตัวชี้วัดประสิทธิภาพและสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในรูปที่ 2.30



รูปที่ 2.30 ค่าตัวชี้วัดประสิทธิภาพและสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ [8]

2.6 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์

การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้า [8-11] ประกอบด้วยดังนี้

2.6.1 ขั้นตอนในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

2.6.1.1 การทำนายปริมาณพลังไฟฟ้า (kWh) ที่ระบบผลิตไฟฟ้าได้ต่อปี (E_{tot})

2.6.1.2 การหาค่าสมมูลรายปีของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ตลอดช่วงอายุของ

การใช้งาน

2.6.1.3 การประมาณราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย

2.6.2 การประมาณราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย ซึ่งพิจารณาจากการลงทุนของระบบต่างๆ แต่ละ

ช่วงเวลา

2.6.2.1 การลงทุนเริ่มแรก ประกอบด้วย ที่ดิน รั้ว ถนน ระบบระบายน้ำ โครงสร้าง

รองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ สายไฟฟ้า ท่อร้อยสายไฟฟ้า อินเวอร์เตอร์ กล่องรวมสายไฟฟ้า หม้อแปลงไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า ระบบน้ำดี ระบบป้องกันฟ้าผ่า ระบบกล่องโทรศัพท์สวิตช์จอร์ปิด ระบบวัดบันทึกและแสดงผล ค่าติดตั้งหรือค่าก่อสร้าง เป็นต้น

2.6.2.2 การลงทุนประจำปี ประกอบด้วย ค่าแรงงานพนักงานปฏิบัติงานในโรงไฟฟ้า

เพื่อดูแลรักษา ซ่อมบำรุงและค่าอะไหล่

2.6.3 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ จะใช้สมการในการคำนวณดังนี้

2.6.3.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value , NPV) คือ มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด ซึ่งคำนวณได้จากการทำส่วนลดกระแสผลตอบแทนสุทธิตลอดอายุโครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน การวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิ คือ การหาค่าปัจจุบันสุทธินี้มากกว่าหรือเท่ากับศูนย์ เพื่อแสดงว่าโครงการมีความเหมาะสมในการลงทุนเนื่องจากผลตอบแทน เมื่อเปรียบเทียบกับปัจจุบันมากกว่าค่าใช้จ่าย ในทางตรงกันข้ามกันหากมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าน้อยกว่าศูนย์นั้นหมายถึงเป็นโครงการที่ไม่เหมาะสมกับการลงทุนเนื่องจากมีผลตอบแทนน้อยกว่าค่าใช้จ่าย ซึ่งหาได้จากสมการ

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} \quad (2.12)$$

- NPV* คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ
B_t คือ มูลค่าผลตอบแทนในปีที่ 1, 2 n
C_t คือ มูลค่าต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายในปีที่ 1, 2 n
i คือ อัตราดอกเบี้ย
t คือ ปีของโครงการ คือ 1, 2 n
n คือ อายุของโครงการ

2.6.3.2 อัตราผลตอบแทนของโครงการ (Internal Rate of Return , IRR) คือ อัตราดอกเบี้ยของเงินกู้ที่ทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ ซึ่งหากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของสถานการณ์ปัจจุบันสูงกว่าอัตราดอกเบี้ยตอบแทนของโครงการที่คำนวณได้ก็ไม่เหมาะสมที่จะลงทุนในโครงการดังกล่าว แต่หากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ปัจจุบันมีต่ำกว่าอัตราดอกเบี้ยผลตอบแทนโครงการที่คำนวณได้แสดงว่าเป็นโครงการที่เหมาะสมกับการลงทุนเนื่องจากมีผลตอบแทนที่ดี ซึ่งคำนวณได้จากสมการ

$$\sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (2.13)$$

- B_t* คือ มูลค่าผลตอบแทนในปีที่ 1, 2 n
C_t คือ มูลค่าต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายในปีที่ 1, 2 n
r คือ อัตราคิดลด
t คือ ปีของโครงการ คือ 1, 2 n
n คือ อายุของโครงการ

2.6.3.3 ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \text{เงินลงทุนเบื้องต้น} / \text{ผลตอบแทนรายปี} \quad (2.14)$$

เงินลงทุนเบื้องต้น คือ เงินลงทุนรายปี

ผลตอบแทนรายปี คือ ราคาขายไฟฟ้าต่อ kWh × จำนวน kWh ต่อวัน × 365

2.6.3.4 Annuity Method คือ วิธีคิดเงินรายได้เป็นรายปีโดยจะคิดเป็นรูปแบบอนุกรมของการชำระหนี้ ซึ่งจะมีค่าตรงกับการไหลเวียนของเงินสดเฉลี่ยประจำปี ซึ่งคำนวณได้จากสมการ

$$a = NPV \cdot \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2.15)$$

a คือ จำนวนเงินที่จะต้องชำระต่อปี (Annuity)

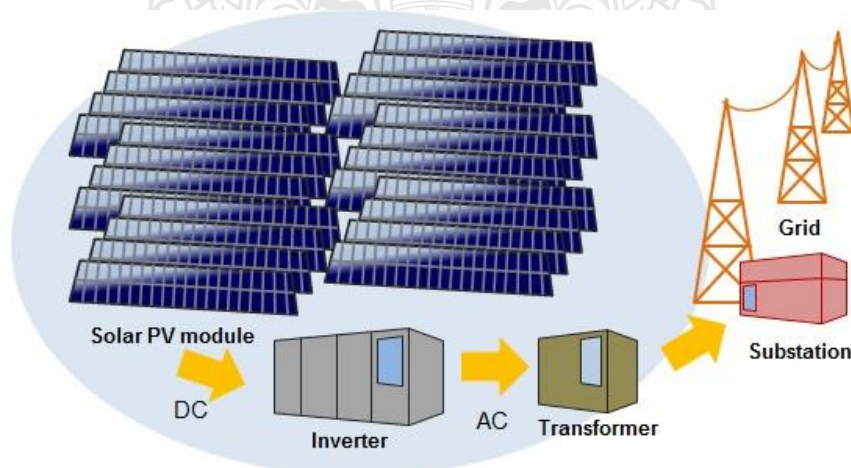
NPV คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิของเงินลงทุน (Net Present Value)

i คือ อัตราดอกเบี้ย

n คือ อายุของโครงการ

2.7 ส่วนประกอบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ส่วนประกอบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประกอบด้วยส่วนต่างๆ ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.31



รูปที่ 2.31 ส่วนประกอบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [12]

2.7.1 สถานที่ติดตั้ง การติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ให้ได้ประสิทธิภาพสูงสุดนั้นต้องคำนึงถึงทิศทางและการมุมยกของแผงเซลล์อาทิตย์ สำหรับประเทศไทยตำแหน่งที่ตั้งอยู่ระหว่างเส้นรุ้งที่ 7 ถึง 20 องศาเหนือ ดังนั้นมุมยกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ควรจะอยู่ระหว่าง 7 ถึง 20 องศา แต่เนื่องจากมุมยกของแผงน้อยเกินไปจะทำให้ฝนไม่สามารถชะล้างทำความสะอาดฝุ่นละอองที่ติดบนแผงได้ ซึ่งจะทำให้ประสิทธิภาพแผงลดลงหรือต้องทำความสะอาดแผงบ่อยขึ้น หากต้องการลดผลกระทบดังกล่าว การติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับประเทศไทยจึงควรติดตั้งแผงทำมุมยกช่วงระหว่าง 15 องศา ถึง 20 องศา และติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้หันด้านหน้าไปทางทิศใต้ และการติดตั้งต้องไม่มีเงามาบังระหว่างวัน

2.7.2 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ แต่ละชนิดจะมีประสิทธิภาพต่อพื้นที่ต่างกัน ดังนั้นการเลือกชนิดแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะมีผลต่อขนาดของสถานที่ติดตั้ง ซึ่งทั่วไปนิยมใช้กันอย่างแพร่หลายในประเทศไทยมีอยู่ด้วยกัน 3 ชนิดประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน ชนิดผลึกรวมซิลิคอนและชนิดฟิล์มบาง มีประสิทธิภาพดังแสดงในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 พื้นที่ของแผงเซลล์โดยประมาณสำหรับผลิตไฟฟ้า 1 kWp [3]

ลำดับ	ชนิดเซลล์แสงอาทิตย์	พื้นที่เซลล์แสงอาทิตย์สำหรับผลิตไฟฟ้า 1 kWp (ตร.ม.)
1	ผลึกเดี่ยวซิลิคอน (Mono Crystalline Silicon)	7-9
2	ผลึกรวมซิลิคอน (Poly Crystalline Silicon)	7.5-10
3	ฟิล์มบาง (Thin film)	14-20

2.7.3 สายไฟฟ้า การเลือกชนิดสายขึ้นอยู่กับลักษณะการเดินสาย การเลือกขนาดสายขึ้นอยู่กับกระแสที่ไหลผ่านสูงสุด ขณะเดียวกันการเลือกพิกัดแรงดันของสายขึ้นอยู่กับแรงดันใช้งาน โดยทั่วไปทางด้านขาเข้าอินเวอร์เตอร์จะเลือกสายไฟฟ้าที่มีพิกัดแรงดัน 1,000 โวลต์ เนื่องจากแรงดันเกิดจากการต่ออนุกรมของแผงเซลล์แสงอาทิตย์กันหลายแผงเพื่อให้ได้แรงดันสูงเพื่อลดแรงดันตกในสายไฟฟ้า และให้ได้แรงดันทำงานของอินเวอร์เตอร์ สำหรับสายไฟฟ้าทางด้านขาออกของอินเวอร์เตอร์เป็นไฟฟ้ากระแสสลับต้องเลือกชนิดสาย ขนาดสายและพิกัดแรงดันให้เหมาะสมกับการใช้งานเช่นเดียวกัน

2.7.4 Array Box / Combiner Box เป็นตู้รวบรวมแผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละสตริง เพื่อส่งต่อไปยังอินเวอร์เตอร์

2.7.5 อินเวอร์เตอร์ [4] สามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภท ประกอบด้วย อินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อบนระบบจำหน่าย (Grid-connected or Grid tied inverter) และอินเวอร์เตอร์แบบอิสระ (Stand-alone inverter) จากงานวิจัยเกี่ยวกับอินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อบนระบบจำหน่าย จะเห็นว่าวงจรและเทคนิคการควบคุม จากความก้าวหน้าด้านโซลิตสเทททำให้มีการสร้างเอซีโมดูลที่กะทัดรัด ประสิทธิภาพสูง มีความเชื่อถือได้และราคาถูก ซึ่งอินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อบนระบบจำหน่ายมีหน้าที่ดังนี้

2.7.5.1 แปลงพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นไฟฟ้ากระแสสลับเข้าสู่ระบบจำหน่าย

2.7.5.2 ปรับการทำงานของอินเวอร์เตอร์ให้ทำงานที่จุดกำลังสูงสุดของพีวีอะเรย์

2.7.5.3 สามารถบันทึกข้อมูลการทำงานของอินเวอร์เตอร์ได้

2.7.5.4 มีฟังก์ชันป้องกันทั้งด้านไฟฟ้ากระแสตรงและไฟฟ้ากระแสสลับ

2.7.6 หม้อแปลงไฟฟ้า ทำหน้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้าจากแรงดันต่ำเป็นแรงดันปานกลาง เนื่องจากแรงดันไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์และผ่านการแปลงแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับโดยอินเวอร์เตอร์นั้นจะเป็นแรงดันต่ำ จึงต้องทำการแปลงแรงดันให้สูงขึ้นเท่ากับแรงดันระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค คือ 22 kV และ 33 kV หรือการไฟฟ้านครหลวง คือ 24 kV เพื่อเชื่อมต่อระบบจำหน่าย โดยทั่วไปหม้อแปลงไฟฟ้าที่นำมาใช้งานกับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ควรเลือกใช้หม้อแปลงที่ทนฮาร์โมนิกได้สูง

2.7.7 ระบบจำหน่าย เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ต้องใช้พื้นที่ในการติดตั้งมาก ทำให้ต้องมีระบบจำหน่ายไฟฟ้าภายในพื้นที่โครงการเพื่อรับและส่งกระแสไฟฟ้าด้วยแรงดันปานกลางเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรือการไฟฟ้านครหลวง

2.7.8 ระบบป้องกันฟ้าผ่า พื้นที่ตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะมีพื้นที่ที่กว้างและโล่งแจ้งเพื่อมิให้มีการบังเงาจึงมีความเสี่ยงที่จะเกิดฟ้าผ่า ซึ่งจะทำให้เกิดแรงดันสูงเกินพิกัดที่อุปกรณ์ไฟฟ้าจะรับได้และจะส่งผลให้อุปกรณ์เสียหาย รวมทั้งป้องกันอันตรายที่จะเกิดกับคนที่อยู่บริเวณพื้นที่ความเสี่ยง ซึ่งสามารถป้องกันได้ด้วยการติดตั้งระบบป้องกันฟ้าผ่า การติดตั้งระบบป้องกันฟ้าผ่าต้องพิจารณาปัจจัยดังต่อไปนี้ประกอบด้วย

2.7.8.1 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ต้องไม่เพิ่มความเสี่ยงในการถูกฟ้าผ่าให้กับสิ่งปลูกสร้างใกล้เคียง

2.7.8.2 ถ้ามีการติดตั้งระบบป้องกันฟ้าผ่าของอาคารอยู่ก่อนแล้วให้ต่อระบบป้องกันฟ้าผ่าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เข้ากับระบบป้องกันฟ้าผ่าเดิม

2.7.8.3 ถ้าอาคารไม่มีระบบป้องกันฟ้าผ่าอยู่ก่อน แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องต่อลงดินและมีการประสานศักย์เท่ากัน

2.7.8.4 ต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันกระแสฟ้าผ่า (Surge arrester) ที่จุดเชื่อมต่อสาย (Junction Box) ทางด้านไฟฟ้ากระแสตรง

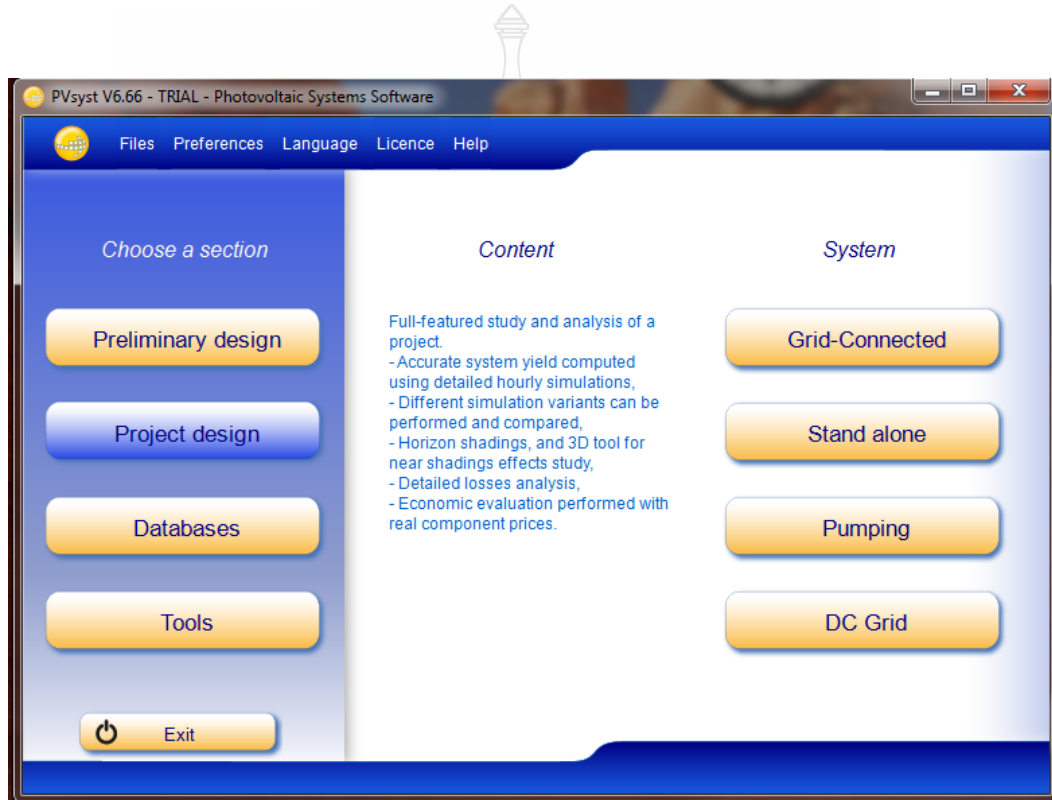
2.7.8.5 ต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันการเกิดแรงดันเกินทางด้านไฟฟ้ากระแสสลับ

2.7.9 มิเตอร์ สำหรับวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ที่เชื่อมต่อเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

2.8 การใช้งานโปรแกรม PVsyst

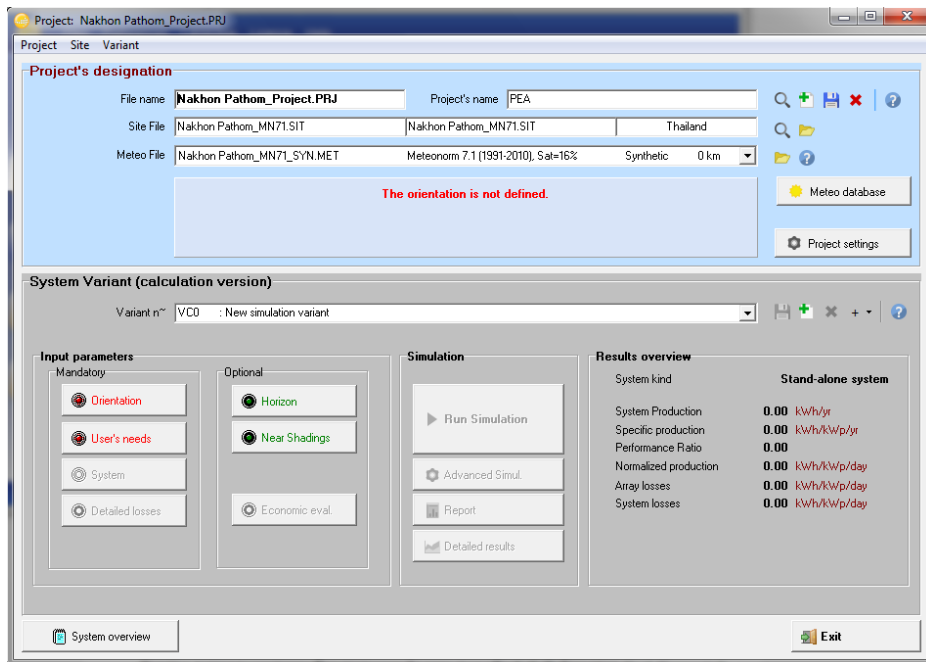
โปรแกรม PVsyst คือ โปรแกรมสำหรับออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งมีฟังก์ชันในการเลือกใช้งานต่าง ๆ ซึ่งมีวิธีการใช้งาน [13] ดังนี้

2.8.1 การออกแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยโปรแกรม PVsyst เริ่มต้นด้วยการเข้าไปที่การออกแบบระบบพลังงานแสงอาทิตย์ Project design และเลือกระบบที่ต้องการออกแบบตามรูปที่ 2.32

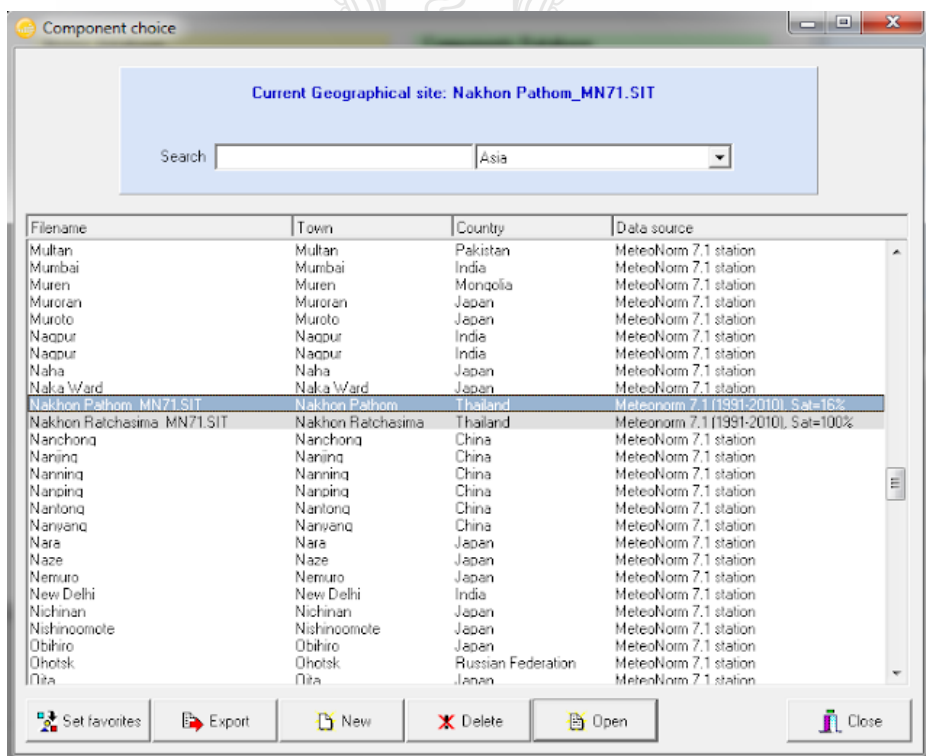


รูปที่ 2.32 เมนูของโปรแกรม PVsyst [13]

2.8.2 เลือกการออกแบบระบบเชื่อมต่อบริษัทผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้ากับโครงข่าย Grid-Connected ต่อจากนั้นเลือก Meteo database เลือกพื้นที่ที่ต้องการติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์ตามรูปที่ 2.33 และรูปที่ 2.34

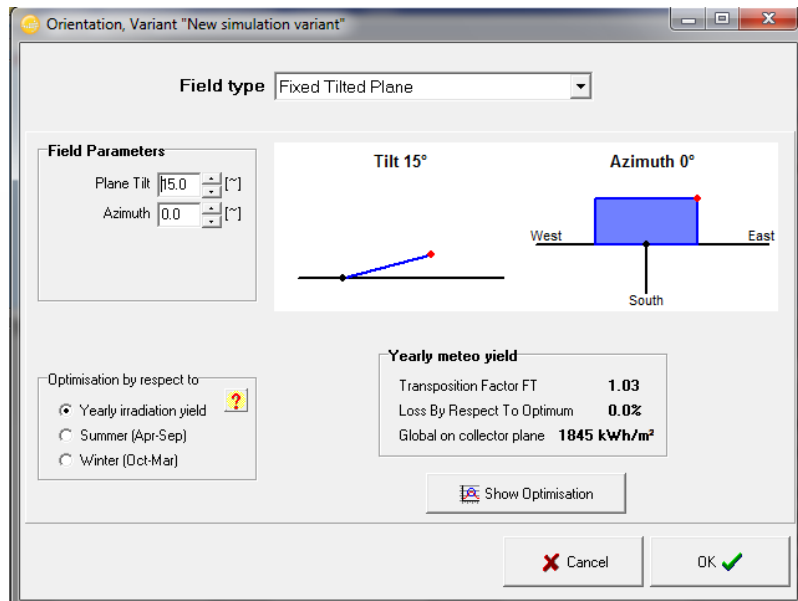


รูปที่ 2.33 กำหนดค่าพารามิเตอร์ [13]

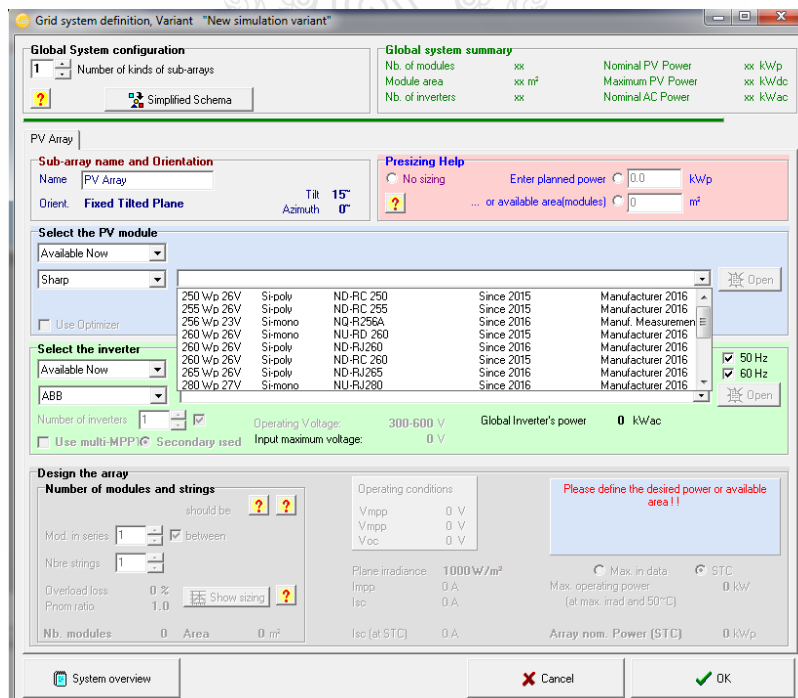


รูปที่ 2.34 การเลือกตำแหน่งที่ตั้งของโครงการ [13]

2.8.3 ปรับมุมมองความเอียงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Plane Tilt) ตามรูปที่ 2.35



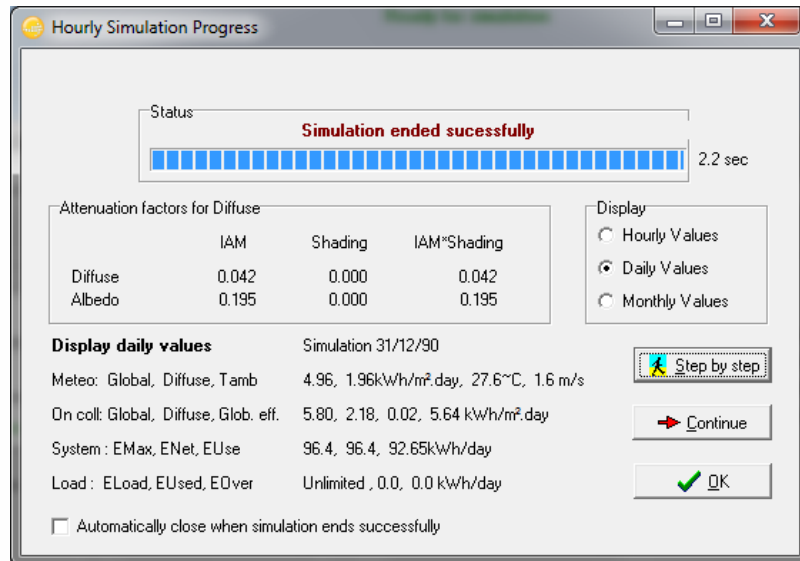
รูปที่ 2.35 กำหนด Orientation ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [13]



รูปที่ 2.36 กำหนดรุ่นอุปกรณ์หลักของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [13]

2.8.4 เลือกระบบ (System) และใส่ขนาดพื้นที่เพื่อคำนวณกำลังผลิตของแผงเซลล์แสงอาทิตย์หรือใส่พิกัดกำลังผลิตของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWp) จากนั้นเลือกผลิตภัณฑ์ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์และอินเวอร์เตอร์ โดยอินเวอร์เตอร์ต้องมีพิกัดกำลังมากกว่ากำลังผลิตของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ประมาณ 25-30 % ตามรูปที่ 2.36

2.8.5 กด Run Simulation ตามรูปที่ 2.37



รูปที่ 2.37 ตัวอย่างการ Simulation

2.9 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มีงานวิจัยที่เกี่ยวข้องประกอบด้วยดังต่อไปนี้

อนุชา โปวัน และคณะ [12] ทำการวิเคราะห์สมรรถนะของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิคอนและฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิคอนที่ติดตั้งในประเทศไทยด้วยการใช้โปรแกรมจำลอง พบว่าค่าความเข้มแสงและอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ส่งผลโดยตรงต่อค่ากำลังไฟฟ้า ซึ่งผลการวิเคราะห์สมรรถนะของเซลล์แสงอาทิตย์พบว่า PR ของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน มีค่าเฉลี่ยร้อยละ 92.54 และเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิคอน มีค่าเฉลี่ยร้อยละ 103.86 เมื่อเปรียบเทียบข้อมูลทางอุณหภูมิตามโปรแกรมจำลอง พบว่า Global irradiance ของเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งสองชนิดที่ได้จากโปรแกรมจำลอง สูงกว่าค่าที่วัดได้จริงจากสถาบันพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์ (SOLARTEC) ในช่วงเดือนพฤษภาคมถึงเดือนกรกฎาคม และอุณหภูมิบรรยากาศมีค่าใกล้เคียงกัน ค่า

กำลังไฟฟ้าที่ได้จากการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst สำหรับเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิคอนมีค่าใกล้เคียงกับค่าที่วัดได้จริงจาก SOLARTEC โดยมีค่าความคลาดเคลื่อนเฉลี่ยร้อยละ 4.22 และมีค่าความคลาดเคลื่อนเฉลี่ยร้อยละ 17.54 สำหรับเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิคอน เมื่อทำการปรับ Correction factor โดยพิจารณาจากความสัมพันธ์ของค่า Performance ratio (PR) แล้วพบว่ามีความคลาดเคลื่อนเฉลี่ย ร้อยละ 10.60

Chin Kim Gan และคณะ [13] ทำการเปรียบเทียบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิคอนกับชนิดฟิล์มบาง ภายใต้เงื่อนไขการติดตั้งที่แตกต่างกัน โดยทำการศึกษาโรงไฟฟ้าแบบติดตั้งบนพื้นดินและแบบติดตั้งบนหลังคาของเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิด ซึ่งทำการเปรียบเทียบด้านกำลังไฟฟ้า Energy yield และ LCOE จากการศึกษาพบว่าโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน ชนิดฟิล์มบางจะได้ Energy Yield สูงสุดภายใต้สัมประสิทธิ์อุณหภูมิต่ำและการถ่ายเทอากาศที่ดี แต่อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาด้านเศรษฐศาสตร์ภายใต้รูปแบบ FIT ในประเทศมาเลเซีย นั้น โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ชนิดฟิล์มบางจะให้ผลตอบแทนที่ดีกว่า

วรารณณ์ แห้วเพ็ชร์ และคณะ [14] ทำการศึกษาความเป็นไปได้ของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง คอปเปอร์ อินเดียม แกลเลียม ไดซิลิไซด์ (CIGS) สำหรับอาคารชุดพักอาศัยในประเทศไทย โดยทำการประเมินการใช้พลังงานและความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนติดตั้ง CIGS เพื่ออนุรักษ์พลังงานในอาคารชุด จากการจำลองพบว่าเมื่อติดตั้ง CIGS ขนาด 110 วัตต์ต่อตารางเมตร บริเวณพื้นที่หน้าต่างของห้องชุดขนาดเล็ก ขนาดกลางและขนาดใหญ่ ซึ่งจะได้พลังงานร้อยละ 40 ของพลังงานที่ต้องการใช้ทั้งหมด และมีระยะเวลาคืนทุนประมาณ 8 ปี

พีระวุฒิ ชินวรรังสี และคณะ [15] ทำการประเมินสมรรถนะและความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบหลายเทคโนโลยีที่ติดตั้งบนหลังคาในประเทศไทย โดยติดตั้งและเก็บบันทึกข้อมูลของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่างๆ จำนวน 6 ชนิด เป็นระยะเวลา 1 ปี ประกอบด้วย เซลล์แสงอาทิตย์ ชนิด Amorphous Silicon Single-Junction (a-Si:H) ชนิด Amorphous /Microcrystalline Silicon Double-Junction (a-Si:H/ μ c-Si:H) ชนิด Copper Indium Gallium Selenide (CIGS) ชนิด Mono Crystalline Silicon (mono c-Si) ชนิด Poly Crystalline Silicon (poly c-Si) และชนิด Hetero-Junction with Intrinsic Thin Film (HIT) จากการทดลองพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิด a-Si:H มีค่าสมรรถนะ ร้อยละ 82.2 ซึ่งสูงที่สุด และชนิด mono c-Si มีค่าสมรรถนะต่ำที่สุด ร้อยละ 68.9 และยังพบว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิด poly-Si มีความเหมาะสมและคุ้มค่าที่สุดสำหรับใช้งานในระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคา เนื่องจากผลผลิตต่อพื้นที่การติดตั้งสูงเป็นอันดับสองรองจาก HIT ขณะที่ต้นทุนในการลงทุน poly-Si ต่ำสุดและ HIT ต้นทุนสูงที่สุด

ศักดิ์นรินทร์ ศรีบุญเรือง และคณะ [16] ทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบประเมินผลระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคา ชนิด 3 เฟส และ 1 เฟส โดยทำการเก็บบันทึกผลจากการติดตั้งจริงขนาด 10 kWp ในจังหวัดสมุทรปราการ เป็นระยะเวลา 1 เดือน ช่วงเดือนเมษายน พ.ศ. 2558 นำผลมาวิเคราะห์ เปรียบเทียบการออกแบบกับการจำลองผลด้วยโปรแกรมโฮมเมอร์ รวมทั้งประเมินผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ พบว่าผลจากการออกแบบและติดตั้งจริง ค่าเฉลี่ย 40.88 kWh/day และ 43.37 kWh/day ตามลำดับ ในขณะที่ผลจากการจำลองด้วยโปรแกรมโฮมเมอร์ 33.87 kWh/day และ 37.23 kWh/day หากวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ จากการติดตั้งจริงจะมีระยะเวลาคืนทุนที่ 7.69 ปี และ 7.16 ปี ตามลำดับ ในขณะที่ผลจากการจำลองด้วยโปรแกรมโฮมเมอร์นั้นมีระยะเวลาคืนทุนที่ 9.72 ปี และ 8.63 ปี

Mustafa E. Basoglu และคณะ [17] ทำการวิเคราะห์สมรรถนะของเซลล์แสงอาทิตย์ต่างชนิดภายใต้ฤดูฝนของพื้นที่ Izmit ในประเทศตุรกี ซึ่งได้วิเคราะห์ผลจากการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์รวม 3 ชนิด ประกอบด้วย ชนิด crystalline (c-Si) ชนิด multi crystalline (mc-Si) และชนิด cadmium-telluride (Cd-Te) ซึ่งติดตั้งบนหลังคาของคณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัย Kocaeli ซึ่งจัดเก็บบันทึกตั้งแต่เดือนตุลาคม 2013 จนถึงเดือนธันวาคม 2014 ซึ่งพบว่า mean array efficiencies (MAEs) ของ Cd-Te สูงที่สุด ในขณะที่ค่า PR ของ c-Si และ mc-Si ต่ำกว่า Cd-Te ค่า PR ร้อยละ 83.8, 82.05 และ 89.76 ตามลำดับ และ Cd-Te มี capacity factors (CFs) สูงที่สุดในแต่ละเดือน ซึ่ง Cd-Te จะมีความน่าเชื่อถือที่สุดในพื้นที่ Izmit

Md Faysal Nayam และคณะ [18] ทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ผลึกซิลิคอนชนิดต่างๆ โดยพิจารณาพารามิเตอร์ที่มีผลมาจากสภาพแวดล้อม ด้วยโปรแกรม Matlab ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน ชนิดผลึกรวมซิลิคอนและชนิดฟิล์มบาง เมื่อพิจารณาทางด้านความเข้มแสง ช่วง 200-1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร พบว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอนจะมีประสิทธิภาพสูงสุด ขณะที่ชนิดผลึกรวมซิลิคอนจะมีประสิทธิภาพต่ำสุด เมื่อพิจารณาทางด้านอุณหภูมิ ช่วง 0-40 องศาเซลเซียส พบว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางจะมีประสิทธิภาพสูงสุด ขณะที่ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอนจะมีประสิทธิภาพต่ำสุด และเมื่อพิจารณาทางด้านอุณหภูมิ ช่วง 40-80 องศาเซลเซียส พบว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอนจะมีประสิทธิภาพสูงสุด ขณะที่ ชนิดผลึกรวมซิลิคอนจะมีประสิทธิภาพต่ำสุด

Valeriu Bostan และคณะ [19] ทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง (CIS) กับชนิดผลึกรวมซิลิคอน ซึ่งพิจารณาด้านอุณหภูมิ ความเข้มแสงและการบังเงา พบว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง (CIS) จะตอบสนองและผลิตพลังงานได้ดีกว่าผลึกรวมซิลิคอนกรณีที่มีความเข้มแสงน้อยและอุณหภูมิสูง ขณะเดียวกันกรณีเกิดการบังเงา แผงเซลล์

แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอนจะผลิตพลังงานได้ประมาณ ร้อยละ 50 ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง (CIS)

Eadem Elibol และคณะ [20] ทำการวิเคราะห์สมรรถนะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดต่างๆ ประกอบด้วย ชนิด Amorphous silicon ขนาด 2.40 kW ชนิด Poly Crystalline ขนาด 2.64 kW และชนิด Mono Crystalline ขนาด 2.35 kW โดยติดตั้งบนหลังคาของมหาวิทยาลัยในประเทศตุรกีและเก็บบันทึกผล ระยะเวลา 1 ปี พบว่ามีค่า PR ร้อยละ 73, 81 และ 91 ตามลำดับ และประสิทธิภาพคำนวณได้ ร้อยละ 4.79, 11.36 และ 13.26 ขณะที่อุณหภูมิสูงขึ้น 1 องศาเซลเซียส จะทำให้มีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น ร้อยละ 0.029 และ 0.033 สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิด Amorphous silicon และชนิด Poly Crystalline ร้อยละ 0.033 ในขณะที่ชนิด Mono Crystalline มีประสิทธิภาพลดลง ร้อยละ 0.084

Fatma Ahamadi และคณะ [21] ทำการวิเคราะห์สมรรถนะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ชนิด ประกอบด้วย ชนิด Poly Crystalline ขนาด 1.47 kW และชนิด Amorphous ขนาด 1.24 kW ซึ่งติดตั้งบนหลังคาทางภาคตะวันออกเฉียงใต้ของประเทศตูนิเซีย ซึ่งทำการวัดและบันทึกผลระยะเวลา 2 ปี พบว่า แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิด Amorphous มีค่า PR สูงกว่า ร้อยละ 80 ตลอดทั้งปี ในขณะที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิด Poly Crystalline มีค่า PR อยู่ระหว่าง ร้อยละ 76 - 80

สุรกิจ ทองสุก และคณะ [22] ทำการเปรียบเทียบพลังงานไฟฟ้าและเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาของอาคารตัวอย่าง ขนาด 20 kW โดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง อะมอร์ฟัสซิลิคอน เปรียบเทียบกับโปรแกรม พบว่าค่าพลังงานที่ผลิตได้ใกล้เคียงกัน ขณะที่ระยะเวลาคืนทุน กำหนดอัตรารับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากภาครัฐ 7 บาท/หน่วย พบว่าระยะเวลาคืนทุนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง 5 ปี 3 เดือน ขณะที่ระยะเวลาคืนทุนของพลังงานที่ได้จากโปรแกรม PVsyst มีระยะเวลาคืนทุน 5 ปี 5 เดือน

Madhuchandrika Chattopadhyay และคณะ [23] ทำการศึกษาเปรียบเทียบสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับกริดที่ติดตั้งในเขตเมือง ชนบทและพื้นที่ชายฝั่งของอินเดีย ขนาด 10 kW โดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน วิเคราะห์ด้วยโปรแกรม PVsyst มุมเงยของแผง 27 องศา 29 องศา และ 14 องศา ตามลำดับ พบว่าแต่ละพื้นที่มีสมรรถนะ ร้อยละ 78.3, 81.9 และ 79.5 ตามลำดับ

บทที่ 3

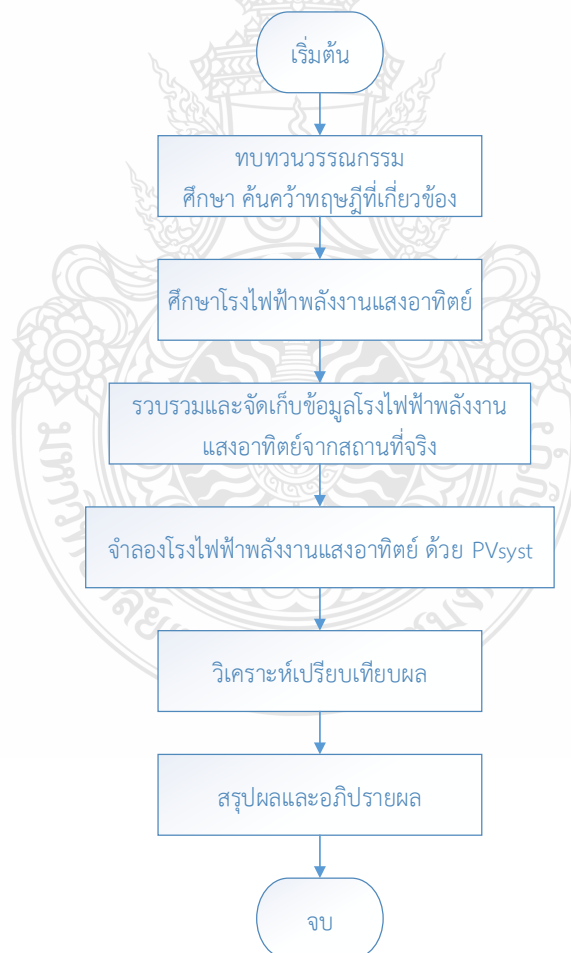
วิธีดำเนินการวิจัย

3.1 บทนำ

งานวิจัยนี้เป็นนำเสนอการวิเคราะห์สมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน แบบติดตั้งบนพื้นดิน ด้วยโปรแกรม PVsyst และผลการติดตั้งจริง ขนาด 6 เมกะวัตต์ ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

3.2 ขั้นตอนดำเนินการวิจัย

ภาพรวมของการดำเนินงานวิจัย สามารถสรุปเป็นขั้นตอนต่างๆ ได้ตามแผนภูมิแสดงขั้นตอน (Flow Chart) ซึ่งแสดงรายละเอียดได้ดังรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย

3.3 ข้อมูลของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ในการวิจัย

3.3.1 สถานที่ตั้ง

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ในงานวิจัยนี้มีจำนวน 2 โรง ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

3.3.1.1 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง สถานที่ตั้งเลขที่ 233 หมู่ 5 ตำบลหัวหว้า อำเภอศรีมหาโพธิ จังหวัดปราจีนบุรี พิกัดที่ตั้ง ละติจูด 13.9 องศาเหนือ ลองจิจูด 101.5 องศาตะวันออก ติดตั้งอยู่บนพื้นที่ 100 ไร่ ดังแสดงตามรูปที่ 3.2 และรูปที่ 3.3

3.3.1.2 โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน สถานที่ตั้งเลขที่ 234 หมู่ 5 ตำบลหัวหว้า อำเภอศรีมหาโพธิ จังหวัดปราจีนบุรี พิกัดที่ตั้ง ละติจูด 13.9 องศาเหนือ ลองจิจูด 101.5 องศาตะวันออก ติดตั้งอยู่บนพื้นที่ 62 ไร่ ดังแสดงตามรูปที่ 3.4 และรูปที่ 3.5

โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ ตามข้างต้นมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเพื่อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ และมีสถานที่ตั้งห่างกันโดยประมาณ 2 กิโลเมตร ซึ่งเสมือนอยู่ในบริเวณเดียวกันและมีสภาพแวดล้อมภายนอกที่เหมือนกัน



รูปที่ 3.2 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง



รูปที่ 3.3 ลักษณะการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง



รูปที่ 3.4 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน



รูปที่ 3.5 ลักษณะการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน

3.3.2 แผงเซลล์แสงอาทิตย์

3.3.2.1 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ยี่ห้อ SHARP จำนวน 2 รุ่น ประกอบด้วย รุ่น NA-E125L5 ขนาด 125 วัตต์ จำนวน 24,000 แผ่น และรุ่น NA-E130L5 ขนาด 130 วัตต์ จำนวน 23,088 แผ่น ซึ่งใช้พื้นที่เฉพาะติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 66,083 ตารางเมตร โดยไม่รวมพื้นที่ช่องว่างระหว่างแผงและงานสาธารณูปโภคอื่นๆ ภายในโครงการ โดยมีรายละเอียดคุณลักษณะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ตามตารางที่ 3.1

3.3.2.2 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ยี่ห้อ JASOLAR รุ่น JAP6 72-310/3BB ขนาด 310 วัตต์ จำนวน 19,341 แผ่น ซึ่งใช้พื้นที่เฉพาะติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 37,491 ตารางเมตร โดยไม่รวมพื้นที่ช่องว่างระหว่างแผงและงานสาธารณูปโภคอื่นๆ ภายในโครงการ โดยมีรายละเอียดคุณลักษณะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ตามตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.1 คุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง ยี่ห้อ SHARP[28]

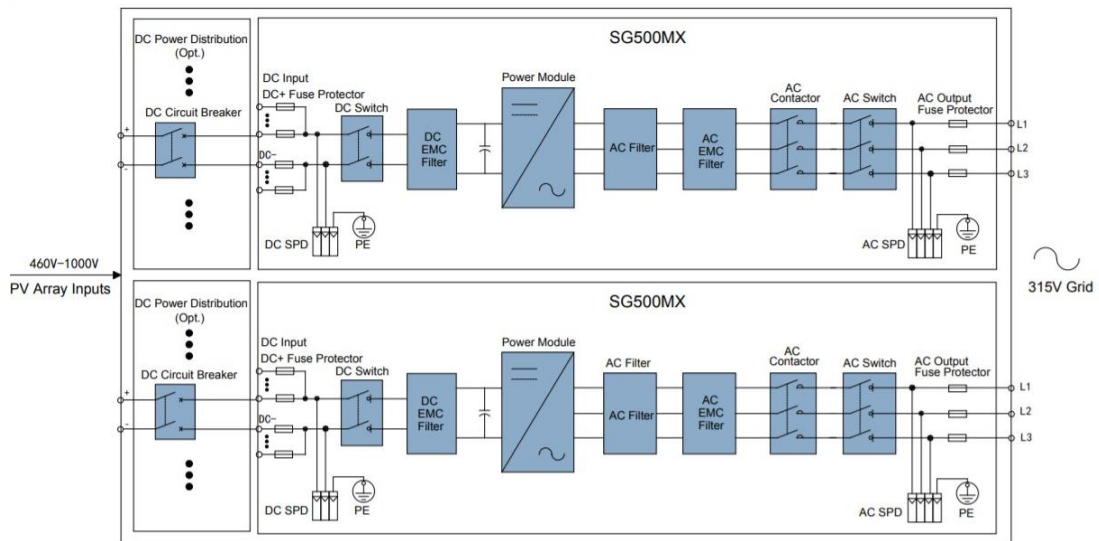
รายการ	หน่วย	รุ่น NA-E125L5	รุ่น NA-E130L5
กำลังไฟฟ้าสูงสุด (P_{max})	W	125	130
แรงดันไฟฟ้าวงจรเปิด (V_{oc})	V	59.70	60.40
แรงดันไฟฟ้าสูงสุด (V_{mp})	V	45.50	46.10
กระแสไฟฟ้าลัดวงจร (I_{sc})	A	3.37	3.41
กระแสไฟฟ้าสูงสุด (I_{mp})	A	2.75	2.82
ประสิทธิภาพของแผง (η_m)	%	8.90	9.30
ผลกระทบอุณหภูมิต่อกำลังไฟฟ้า (γP_{mp})	% / °C	-0.24	-0.24
ขนาดแผง (L x W x D)	mm.	1402x1001x6.7	1402x1001x6.7
น้ำหนักแผง	kg	24.00	24.00

ตารางที่ 3.2 คุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน ยี่ห้อ JASOLAR[29]

รายการ	หน่วย	รุ่น JAP6 72-310/3BB
กำลังไฟฟ้าสูงสุด (P_{max})	W	310
แรงดันไฟฟ้าวงจรเปิด (V_{oc})	V	45.45
แรงดันไฟฟ้าสูงสุด (V_{mp})	V	37.040
กระแสไฟฟ้าลัดวงจร (I_{sc})	A	8.85
กระแสไฟฟ้าสูงสุด (I_{mp})	A	8.38
ประสิทธิภาพของแผง (η_m)	%	15.99
ผลกระทบอุณหภูมิต่อกำลังไฟฟ้า (γP_{mp})	% / °C	-0.41
ขนาดแผง (L x W x D)	mm.	1956x991x45
น้ำหนักแผง	kg	26.00

3.3.3 อินเวอร์เตอร์

อินเวอร์เตอร์ [30] เป็นชนิดศูนย์รวม (Central Inverter) ที่ใช้ในการเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยใช้อินเวอร์เตอร์ของผลิตภัณฑ์ SUNGROW รุ่น SG1000TS ขนาดพิกัด 1000 kW จำนวน 6 ชุด/โรง ซึ่งอินเวอร์เตอร์รุ่นนี้ประกอบมาจากอินเวอร์เตอร์รุ่น SG500MX จำนวน 2 เครื่องไว้ด้วยกัน ดังแสดงตามรูปที่ 3.4 ซึ่งมีคุณลักษณะของอินเวอร์เตอร์ ดังแสดงตามตารางที่ 3.3



รูปที่ 3.6 ไตอะแกรมของอินเวอร์เตอร์

ตารางที่ 3.3 คุณสมบัติของอินเวอร์เตอร์

Input Side Data(DC)	SG1000TS
Max. DC power (@ $\cos \phi = 1$)	1120kW
Max. input voltage	1000V
Start voltage	500V
Min. working voltage	460V
Max. input current	2240A
MPPT voltage range	460~850V
Number of DC inputs	16/32
Output Side Data(AC)	SG1000TS
Rated power	1000kW
Max. output AC power	1100kVA
Max. output current	2016A
Max. THD	<3% (at nominal power)
Rated grid voltage	315V
Grid voltage range	252~362V
Rated grid frequency	50Hz/60Hz
Grid frequency range	47~52Hz/57~62Hz
Power factor at rated power	>0.99
DC current injection	<0.5% of rated inverter output current



(ก)



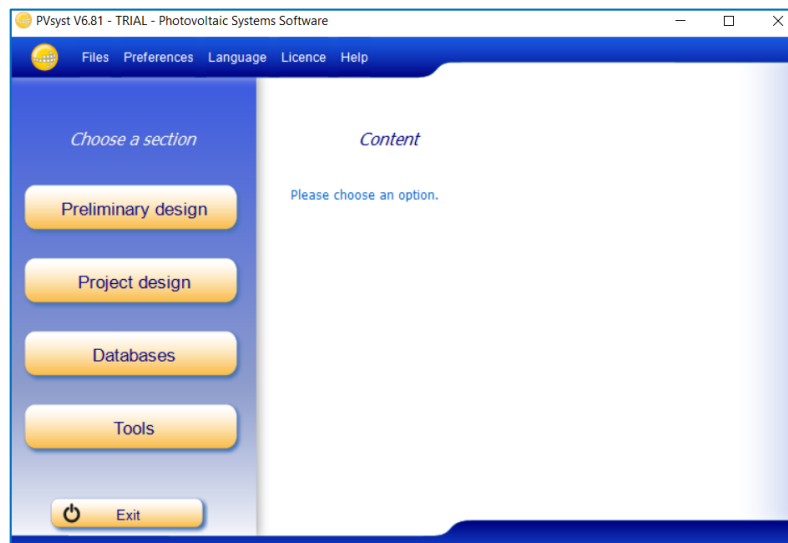
(ข)

รูปที่ 3.7 การติดตั้งอินเวอร์เตอร์ (ก) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง (ข) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง

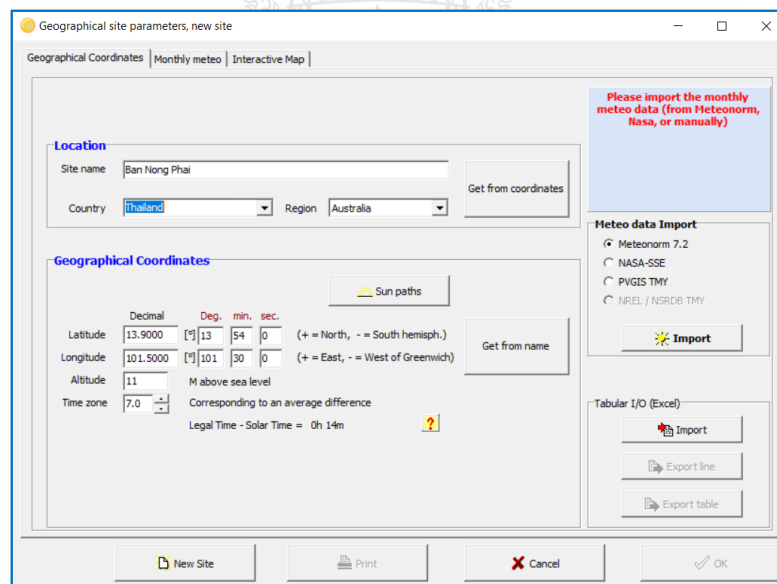
3.4 การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ด้วยโปรแกรม PVsyst

การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้น ต้องทำการศึกษารายละเอียดต่างๆ หลายส่วน เพื่อประกอบการตัดสินใจก่อนดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และการจำลองการออกแบบด้วยโปรแกรม PVsyst ก็เป็นอีกขั้นตอนที่สำคัญ ซึ่งมีขั้นตอนนี้

ขั้นตอนที่ 1 ทำการเปิดโปรแกรม PVsyst แล้วจะปรากฏหน้าต่างตามภาพ

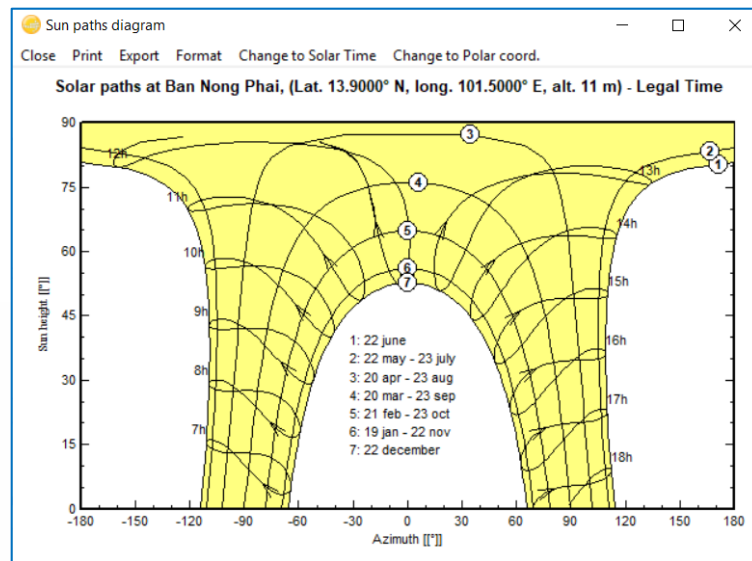


รูปที่ 3.8 หน้าต่างการออกแบบ



รูปที่ 3.9 หน้าต่างการออกแบบ

ขั้นตอนที่ 2 เลือก Databases ถัดมาเลือก Geographical sites ต่อมาเลือก New ตามลำดับและทำการปรับตั้ง Locality โดยป้อนค่าละติจูดและลองจิจูดของที่ตั้งโครงการหลังจากนั้นกด ค้นหาและตามด้วยเลือก Import ตามลำดับ ซึ่งจะปรากฏหน้าต่างตามภาพ



รูปที่ 3.10 Sun Path ในแต่ละช่วงฤดูกาลในระบบพิกัดฉากที่กำหนดใน Data Bases

ขั้นตอนที่ 3 เลือก Meteornorm 7.2 และทำการ Import ตามลำดับ ซึ่งจะปรากฏหน้าต่างตามภาพ

	Horizontal global irradiation kWh/m ² .day	Horizontal diffuse irradiation kWh/m ² .day	Temperature °C	Wind Velocity m/s	Linke Turbidity [.]	Relative Humidity %
January	4.83	1.98	25.8	1.10	3.725	67.3
February	5.00	2.40	27.6	0.70	4.052	69.2
March	5.50	2.64	29.6	0.79	4.701	69.2
April	5.69	2.94	30.4	0.70	4.377	71.9
May	5.34	2.73	30.1	0.68	4.214	75.5
June	5.17	2.83	29.3	0.58	4.458	78.9
July	5.05	2.82	29.0	0.59	4.944	78.9
August	4.60	2.78	28.6	0.59	4.134	80.5
September	4.45	2.56	27.4	0.60	3.932	84.9
October	4.49	2.47	27.8	1.10	4.134	78.4
November	4.63	1.97	26.6	0.70	3.556	68.3
December	4.70	1.70	25.9	0.60	3.435	65.2
Year	4.95	2.49	28.2	0.7	4.138	74.0

Horizontal global irradiation year-to-year variability 5.9%

รูปที่ 3.11 Monthly meteo

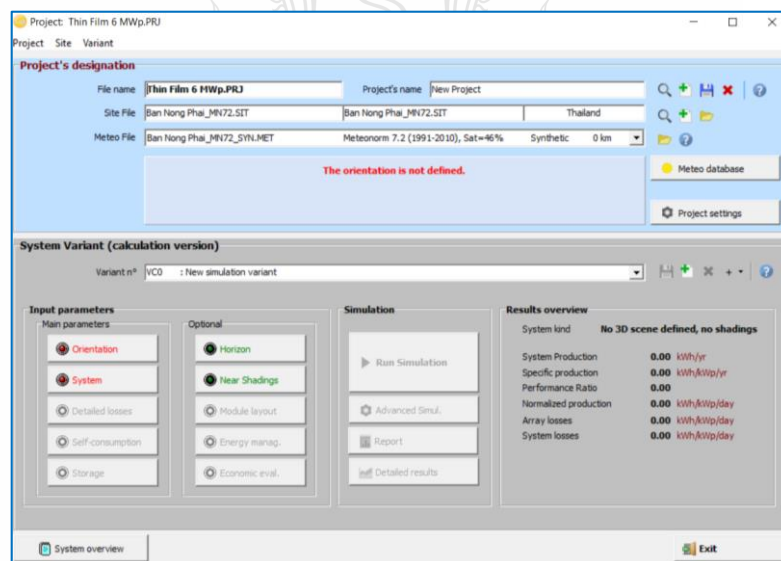
ขั้นตอนที่ 4 กดตกลงและทำการบันทึกพร้อมออกจากหน้าต่าง Databases

ขั้นตอนที่ 5 เลือก Project design แล้วจะปรากฏหน้าต่างตามภาพ



รูปที่ 3.12 หน้าต่างการออกแบบ

ขั้นตอนที่ 6 เลือก Grid-Connected แล้วทำการตั้งชื่อโครงการ พร้อมโหลด Geographical จาก Meteo database และกดบันทึก



รูปที่ 3.13 หน้าต่างการออกแบบ

ขั้นตอนที่ 7 ปรับตั้งค่าพารามิเตอร์ ต่างๆ ใน Input parameters
ขั้นตอนที่ 8 Run Simulation

PVSYST V6.81		18/06/19	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :	Thin Film 6 MWp		
Geographical Site	Ban Nong Phai	Country	Thailand
Situation	Latitude	13.90° N	Longitude 101.50° E
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+7	Altitude 11 m
	Albedo	0.20	
Meteo data:	Ban Nong Phai	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=46% - Synthetic	
Simulation variant :	New simulation variant		
	Simulation date	17/06/19 00h24	
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings	
Collector Plane Orientation	Tilt	17°	Azimuth 0°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
User's needs :	Unlimited load (grid)		
PV Arrays Characteristics (6 kinds of array defined)			
Sub-array "Sub-array #1"	uCSI-aSi:H	Model	NA-E125L5
Original PVsyst database	Manufacturer	Sharp Corporation	
Number of PV modules	In series	16 modules	In parallel 500 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	8000	Unit Nom. Power 125 Wp
Array global power	Nominal (STC)	1000 kWp	At operating cond. 938 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	682 V	I mpp 1375 A
Sub-array "Sub-array #2"	uCSI-aSi:H	Model	NA-E125L5
Original PVsyst database	Manufacturer	Sharp Corporation	
Number of PV modules	In series	16 modules	In parallel 500 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	8000	Unit Nom. Power 125 Wp
Array global power	Nominal (STC)	1000 kWp	At operating cond. 938 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	682 V	I mpp 1375 A
Sub-array "Sub-array #3"	uCSI-aSi:H	Model	NA-E125L5
Original PVsyst database	Manufacturer	Sharp Corporation	
Number of PV modules	In series	16 modules	In parallel 500 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	8000	Unit Nom. Power 125 Wp
Array global power	Nominal (STC)	1000 kWp	At operating cond. 938 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	682 V	I mpp 1375 A
Sub-array "Sub-array #4"	uCSI-aSi:H	Model	NA-E130L5
Original PVsyst database	Manufacturer	Sharp Corporation	
Number of PV modules	In series	16 modules	In parallel 481 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	7696	Unit Nom. Power 130 Wp
Array global power	Nominal (STC)	1000 kWp	At operating cond. 939 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	695 V	I mpp 1352 A
Sub-array "Sub-array #5"	uCSI-aSi:H	Model	NA-E130L5
Original PVsyst database	Manufacturer	Sharp Corporation	
Number of PV modules	In series	16 modules	In parallel 481 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	7696	Unit Nom. Power 130 Wp
Array global power	Nominal (STC)	1000 kWp	At operating cond. 939 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	695 V	I mpp 1352 A

PVsyst Evaluation mode

รูปที่ 3.14 ผลการ Simulation ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง

PVSYST V6.81		18/06/19		Page 2/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Sub-array "Sub-array #6"	uCSI-aSi:H	Model	NA-E130L5		
Original PVsyst database		Manufacturer	Sharp Corporation		
Number of PV modules		In series	16 modules	In parallel	481 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	7696	Unit Nom. Power	130 Wp
Array global power		Nominal (STC)	1000 kWp	At operating cond.	939 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	695 V	I mpp	1352 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	6001 kWp	Total	47088 modules
		Module area	66083 m²		
Inverter		Model	SG500MX		
Original PVsyst database		Manufacturer	Sungrow		
Characteristics		Operating Voltage	460-850 V	Unit Nom. Power	500 kWac
Sub-array "Sub-array #1"		Nb. of inverters	2 units	Total Power	1000 kWac
				Pnom ratio	1.00
Sub-array "Sub-array #2"		Nb. of inverters	2 units	Total Power	1000 kWac
				Pnom ratio	1.00
Sub-array "Sub-array #3"		Nb. of inverters	2 units	Total Power	1000 kWac
				Pnom ratio	1.00
Sub-array "Sub-array #4"		Nb. of inverters	2 units	Total Power	1000 kWac
				Pnom ratio	1.00
Sub-array "Sub-array #5"		Nb. of inverters	2 units	Total Power	1000 kWac
				Pnom ratio	1.00
Sub-array "Sub-array #6"		Nb. of inverters	2 units	Total Power	1000 kWac
				Pnom ratio	1.00
Total		Nb. of inverters	12	Total Power	6000 kWac
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind)	0.0 W/m ² K / m/s	
Wiring Ohmic Loss	Array#1	8.5 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
	Array#2	8.5 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
	Array#3	8.5 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
	Array#4	8.7 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
	Array#5	8.7 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
	Array#6	8.7 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
	Global		Loss Fraction	1.5 % at STC	
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.3 %	
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	0.8 % at MPP	
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %	
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05	

PVsyst Evaluation mode

รูปที่ 3.15 ผลการ Simulation ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง

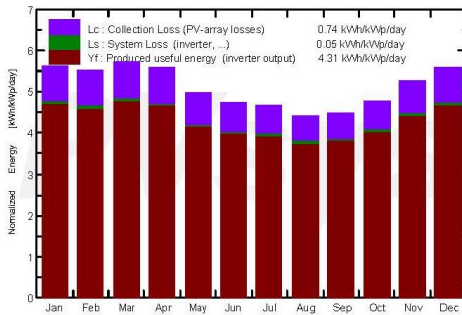
Grid-Connected System: Main results

Project : Thin Film 6 MWp
Simulation variant : New simulation variant

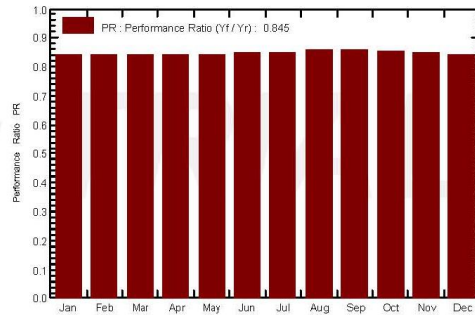
Main system parameters		System type	No 3D scene defined, no shadings		
PV Field Orientation		tilt	17°	azimuth	0°
PV modules		Model	NA-E125L5	Pnom	125 Wp
PV modules		Model	NA-E130L5	Pnom	130 Wp
PV Array		Nb. of modules	47088	Pnom total	6001 kWp
Inverter		Model	SG500MX	Pnom	500 kW ac
Inverter pack		Nb. of units	12.0	Pnom total	6000 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)			

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 9442 MWh/year** Specific prod. 1573 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **84.52 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 6001 kWp



Performance Ratio PR



**New simulation variant
Balances and main results**

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	149.7	61.40	25.78	174.0	169.1	889.7	879.2	0.842
February	140.1	67.10	27.57	153.6	149.1	785.3	776.1	0.842
March	170.5	81.80	29.63	177.2	172.0	903.3	892.7	0.839
April	170.6	88.30	30.37	166.9	161.5	850.7	840.3	0.839
May	165.7	84.70	30.09	153.6	147.9	786.6	777.0	0.843
June	155.2	84.80	29.26	142.0	136.7	731.6	722.4	0.848
July	156.5	87.50	28.98	144.5	139.3	745.7	735.9	0.849
August	142.6	86.10	28.55	136.9	132.1	711.3	701.9	0.854
September	133.6	76.90	27.39	134.6	130.1	699.6	690.5	0.855
October	139.1	76.60	27.78	147.7	143.3	763.5	753.5	0.850
November	138.9	59.20	26.61	157.9	153.6	810.2	799.9	0.844
December	145.6	52.70	25.86	172.6	168.0	882.8	872.2	0.842
Year	1808.1	907.10	28.16	1861.5	1802.6	9560.0	9441.7	0.845

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation GlobEff 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
 GlobInc Global incident in coll. plane PR Performance Ratio

PV Syst Evaluation mode

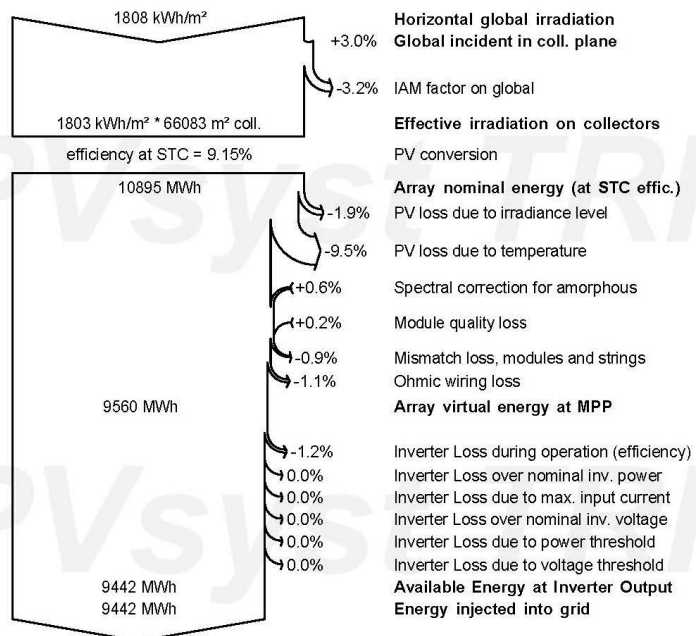
รูปที่ 3.16 ผลการ Simulation ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Thin Film 6 MWp
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	tilt	17°	azimuth 0°
PV modules	Model	NA-E125L5	Pnom 125 Wp
PV modules	Model	NA-E130L5	Pnom 130 Wp
PV Array	Nb. of modules	47088	Pnom total 6001 kWp
Inverter	Model	SG500MX	Pnom 500 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	12.0	Pnom total 6000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



PVsys Evaluation mode

รูปที่ 3.17 ผลการ Simulation ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง

PVSYST V6.81		18/06/19	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project : Poly Crystalline 6 MWp			
Geographical Site	Ban Nong Phai	Country	Thailand
Situation	Latitude	13.90° N	Longitude 101.50° E
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+7	Altitude 11 m
	Albedo	0.20	
Meteo data:	Ban Nong Phai	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=46% - Synthetic	
Simulation variant : New simulation variant			
	Simulation date	18/06/19 22h13	
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings	
Collector Plane Orientation	Tilt	17°	Azimuth 0°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
User's needs :	Unlimited load (grid)		
PV Arrays Characteristics (6 kinds of array defined)			
PV module	Si-poly	Model	JAP6-72-310/3BB
Original PVsyst database	Manufacturer	JA Solar	
Sub-array "Sub-array #1"			
Number of PV modules	In series	21 modules	In parallel 154 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	3234	Unit Nom. Power 310 Wp
Array global power	Nominal (STC)	1003 kWp	At operating cond. 900 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	696 V	I mpp 1294 A
Sub-array "Sub-array #2"			
Number of PV modules	In series	21 modules	In parallel 154 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	3234	Unit Nom. Power 310 Wp
Array global power	Nominal (STC)	1003 kWp	At operating cond. 900 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	696 V	I mpp 1294 A
Sub-array "Sub-array #3"			
Number of PV modules	In series	21 modules	In parallel 154 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	3234	Unit Nom. Power 310 Wp
Array global power	Nominal (STC)	1003 kWp	At operating cond. 900 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	696 V	I mpp 1294 A
Sub-array "Sub-array #4"			
Number of PV modules	In series	21 modules	In parallel 153 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	3213	Unit Nom. Power 310 Wp
Array global power	Nominal (STC)	996 kWp	At operating cond. 894 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	696 V	I mpp 1285 A
Sub-array "Sub-array #5"			
Number of PV modules	In series	21 modules	In parallel 153 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	3213	Unit Nom. Power 310 Wp
Array global power	Nominal (STC)	996 kWp	At operating cond. 894 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	696 V	I mpp 1285 A
Sub-array "Sub-array #6"			
Number of PV modules	In series	21 modules	In parallel 153 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	3213	Unit Nom. Power 310 Wp
Array global power	Nominal (STC)	996 kWp	At operating cond. 894 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	696 V	I mpp 1285 A

PVsyst Evaluation mode

รูปที่ 3.18 ผลการ Simulation ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน

PVSYST V6.81		18/06/19		Page 2/4	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	5996 kWp	Total	19341 modules
		Module area	37491 m²	Cell area	33889 m ²
Inverter		Model	SG500MX		
	Original PVsyst database	Manufacturer	Sungrow		
	Characteristics	Operating Voltage	460-850 V	Unit Nom. Power	500 kWac
Sub-array "Sub-array #1"	Nb. of inverters	2 units	Total Power	1000 kWac	Pnom ratio 1.00
Sub-array "Sub-array #2"	Nb. of inverters	2 units	Total Power	1000 kWac	Pnom ratio 1.00
Sub-array "Sub-array #3"	Nb. of inverters	2 units	Total Power	1000 kWac	Pnom ratio 1.00
Sub-array "Sub-array #4"	Nb. of inverters	2 units	Total Power	1000 kWac	Pnom ratio 1.00
Sub-array "Sub-array #5"	Nb. of inverters	2 units	Total Power	1000 kWac	Pnom ratio 1.00
Sub-array "Sub-array #6"	Nb. of inverters	2 units	Total Power	1000 kWac	Pnom ratio 1.00
Total	Nb. of inverters	12	Total Power	6000 kWac	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (wind)	0.0 W/m ² K / m/s	
Wiring Ohmic Loss	Array#1	9.1 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
	Array#2	9.1 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
	Array#3	9.1 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
	Array#4	9.2 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
	Array#5	9.2 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
	Array#6	9.2 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC	
	Global		Loss Fraction	1.5 % at STC	
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.8 %	
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP	
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %	
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05	

PVsyst Evaluation mode

รูปที่ 3.19 ผลการ Simulation ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน

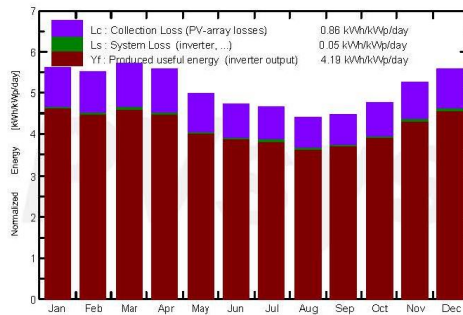
Grid-Connected System: Main results

Project : Poly Crystalline 6 MWp
Simulation variant : New simulation variant

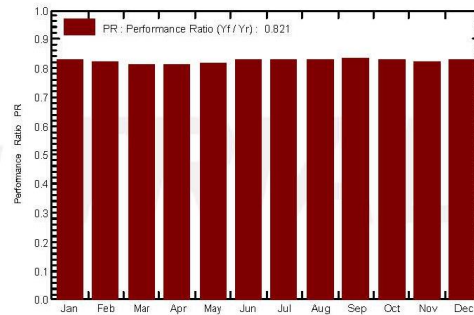
Main system parameters		System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	tilt	17°	azimuth	0°
PV modules	Model	JAP6-72-310/3BB	Pnom	310 Wp
PV Array	Nb. of modules	19341	Pnom total	5996 kWp
Inverter	Model	SG500MX	Pnom	500 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	12.0	Pnom total	6000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results
 System Production **Produced Energy 9163 MWh/year** Specific prod. 1528 kWh/kWp/year
 Performance Ratio PR **82.10 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 5996 kWp



Performance Ratio PR



**New simulation variant
Balances and main results**

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	149.7	61.43	25.78	174.1	169.1	872.9	862.8	0.827
February	140.1	67.11	27.57	153.6	149.1	763.2	754.3	0.819
March	170.5	81.84	29.63	177.2	171.9	870.0	859.9	0.809
April	170.6	88.27	30.37	166.9	161.5	818.7	808.9	0.809
May	165.7	84.68	30.09	153.5	147.9	760.3	751.1	0.816
June	155.2	84.76	29.26	142.0	136.7	710.5	701.7	0.824
July	156.5	87.49	28.98	144.5	139.3	724.6	715.1	0.825
August	142.6	86.14	28.55	136.9	132.1	687.4	678.3	0.826
September	133.6	76.94	27.39	134.6	130.1	677.6	668.8	0.829
October	139.1	76.61	27.78	147.7	143.3	739.0	729.4	0.824
November	138.9	59.20	26.61	157.9	153.6	788.7	778.6	0.822
December	145.6	52.66	25.86	172.6	168.0	864.5	854.1	0.825
Year	1808.2	907.13	28.16	1861.5	1802.7	9277.4	9163.2	0.821

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation GlobEff 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
 GlobInc Global incident in coll. plane PR Performance Ratio

PV Syst Evaluation mode

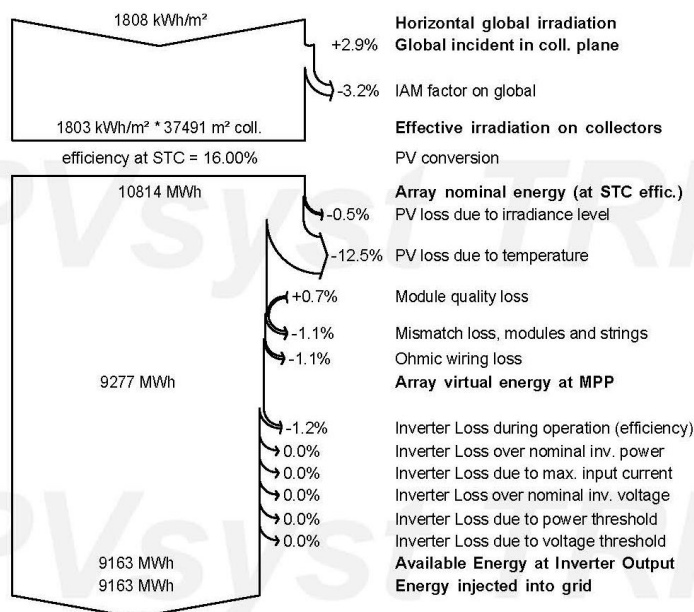
รูปที่ 3.20 ผลการ Simulation ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน

Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Poly Crystalline 6 MWp
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	tilt	17°	azimuth 0°
PV modules	Model	JAP6-72-310/3BB	Pnom 310 Wp
PV Array	Nb. of modules	19341	Pnom total 5996 kWp
Inverter	Model	SG500MX	Pnom 500 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	12.0	Pnom total 6000 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year



PVsyst Evaluation mode

รูปที่ 3.21 ผลการ Simulation ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน

3.5 การออกแบบระบบไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของงานวิจัยนี้ ประกอบด้วย การออกแบบระบบเซลล์แสงอาทิตย์ โดยใช้โปรแกรม PVsyst และการออกแบบระบบไฟฟ้า โดยการคำนวณตามมาตรฐาน วสท. และ IEC ซึ่งการออกแบบระบบไฟฟ้าจะประกอบด้วยดังนี้

3.5.1 การออกแบบระบบไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง

3.5.1.1 สายไฟฟ้า สามารถคำนวณได้ตามมาตรฐาน วสท.[24-25] ซึ่งต้องคำนึงถึง ระยะทางและแรงดันตกในสาย[26] สามารถหาได้ดังนี้

- 1) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่าง PV String – Junction Box สามารถคำนวณได้จากสมการ

$$I_{n1} = 1.25 I_{SC1}$$

กรณี แผงเซลล์แสงอาทิตย์ รุ่น NA-E125L5

การเดินสายแบบเดินลอยเกาะโครงสร้างแผง

แผงเซลล์	16	แผงต่อสตริง
ระยะทางสูงสุด	50	เมตร
แรงดันเปิดวงจร (V_{OC2})	955.2	โวลต์ (ดีซี)
กระแสลัดวงจร (I_{SC1})	3.37	แอมแปร์
ร้อยละแรงดันตก (V_{D1})	0.25	
กระแสพิกัดสาย (I_{n1})	4.21	แอมแปร์

เลือกสายไฟฟ้า :

ชนิด CV 0.6/1 กิโลโวลต์ ขนาดสายไฟฟ้า 4 ตารางมิลลิเมตร

กรณี แผงเซลล์แสงอาทิตย์ รุ่น NA-E130L5

การเดินสายแบบเดินลอยเกาะโครงสร้างแผง

แผงเซลล์	16	แผงต่อสตริง
ระยะทางสูงสุด	50	เมตร
แรงดันเปิดวงจร (V_{OC2})	966.4	โวลต์ (ดีซี)
กระแสลัดวงจร (I_{SC1})	3.41	แอมแปร์
ร้อยละแรงดันตก (V_{D1})	0.25	
กระแสพิกัดสาย (I_{n1})	4.26	แอมแปร์

เลือกสายไฟฟ้า :

ชนิด CV 0.6/1 กิโลโวลต์ ขนาดสายไฟฟ้า 4 ตารางมิลลิเมตร

2) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่าง Junction Box – Array Box

$$I_{n2} = 1.25I_{SC2}$$

กรณี แผงเซลล์แสงอาทิตย์ รุ่น NA-E125L5

การเดินสายแบบร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

PV String	3	ชุดต่อกล่องสาย
ระยะทางสูงสุด	250	เมตร
แรงดันเปิดวงจร (V_{OC2})	955.2	โวลต์ (ดีซี)
กระแสลัดวงจร (I_{SC2})	10.11	แอมแปร์
ร้อยละแรงดันตก (V_{D2})	1.25	
กระแสพิกัดสาย (I_{n2})	12.64	แอมแปร์

เลือกสายไฟฟ้า :

ชนิด CV 0.6/1 กิโลโวลต์ ขนาดสายไฟฟ้า 10 ตารางมิลลิเมตร

กรณี แผงเซลล์แสงอาทิตย์ รุ่น NA-E130L5

การเดินสายแบบร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

PV String	3	ชุดต่อกล่องต่อสาย
ระยะทางสูงสุด	250	เมตร
แรงดันเปิดวงจร (V_{OC2})	966.4	โวลต์ (ดีซี)
กระแสลัดวงจร (I_{SC2})	10.23	แอมแปร์
ร้อยละแรงดันตก (V_{D2})	1.25	
กระแสพิกัดสาย (I_{n2})	12.79	แอมแปร์

เลือกสายไฟฟ้า :

ชนิด CV 0.6/1 กิโลโวลต์ ขนาดสายไฟฟ้า 10 ตารางมิลลิเมตร

3) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่าง Array Box – Inverter

$$I_{n3} = 1.25I_{SC3}$$

กรณี แผงเซลล์แสงอาทิตย์ รุ่น NA-E125L5

การเดินสายแบบร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

Junction Box	12	ชุดต่ออะเรย์
ระยะทางสูงสุด	300	เมตร

แรงดันเปิดวงจร (V_{OC2})	955.2	โวลต์ (ดีซี)
กระแสลัดวงจร (I_{SC3})	121.32	แอมแปร์
ร้อยละแรงดันตก (V_{D3})	2.00	
กระแสพิกัดสาย (I_{n3})	151.65	แอมแปร์

เลือกสายไฟฟ้า :

ชนิด CV 0.6/1 กิโลโวลต์ ขนาดสายไฟฟ้า 95 ตารางมิลลิเมตร

กรณี แผงเซลล์แสงอาทิตย์ รุ่น NA-E130L5

การเดินสายแบบร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

Junction Box	12	ชุดต่ออะเรย์
ระยะทางสูงสุด	300	เมตร
แรงดันเปิดวงจร (V_{OC2})	966.4	โวลต์ (ดีซี)
กระแสลัดวงจร (I_{SC3})	122.76	แอมแปร์
ร้อยละแรงดันตก (V_{D3})	2.00	
กระแสพิกัดสาย (I_{n3})	153.45	แอมแปร์

เลือกสายไฟฟ้า :

ชนิด CV 0.6/1 กิโลโวลต์ ขนาดสายไฟฟ้า 95 ตารางมิลลิเมตร

4) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่าง Inverter – Transformer

$$I_{n4} = 1.25 I_{O_INV}$$

กรณี แผงเซลล์แสงอาทิตย์ รุ่น NA-E125L5

การเดินสายแบบร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

Array Box	7	ชุดต่ออินเวอร์เตอร์
ระยะทางสูงสุด	30	เมตร
แรงดันขาออก (V_{O_INV})	315	โวลต์ (เอซี)
กระแสลัดวงจร (I_{O_INV})	1,008	แอมแปร์
ร้อยละแรงดันตก (V_{D4})	1.50	
กระแสพิกัดสาย (I_{n4})	1,260	แอมแปร์

เลือกสายไฟฟ้า :

ชนิด CV 0.6/1 kV ขนาด 1x300 ตารางมิลลิเมตรต่อเฟส

ดังนั้นจะได้สาย CV ขนาด 3x300 ตารางมิลลิเมตร

กรณี แผงเซลล์แสงอาทิตย์ รุ่น NA-E130L5

การเดินสายแบบร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

Array Box	7	ชุดต่ออินเวอร์เตอร์
ระยะทางสูงสุด	30	เมตร
แรงดันขาออก (V_{O_INV})	315	โวลต์ (เอซี)
กระแสลัดวงจร (I_{O_INV})	1,008	แอมแปร์
ร้อยละแรงดันตก (V_{D4})	1.50	
กระแสฟิวส์ (I_{n4})	1,260	แอมแปร์

เลือกสายไฟฟ้า :

ชนิด CV 0.6/1 kV ขนาด 1x300 ตารางมิลลิเมตรต่อเฟส
ดังนั้นจะได้สาย CV ขนาด 3x300 ตารางมิลลิเมตร

5) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่าง Transformer – Drop Out Fuse

$$I_{n5} = 1.25I_{sec}$$

ขนาดหม้อแปลง	1,250	กิโลโวลต์แอมป์
แรงดันขาเข้า	315	โวลต์ (เอซี)
แรงดันขาออก	22	กิโลโวลต์
กระแสขาออก (I_{sec})	32.80	แอมแปร์
กระแสฟิวส์ (I_{n5})	41.00	แอมแปร์

การเดินสายแบบร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

เลือกสายไฟฟ้า :

ชนิด XLPE ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตรต่อเฟส
ดังนั้นจะได้สาย XLPE ขนาด 3x35 ตารางมิลลิเมตร

6) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่าง Drop Out Fuse – สายป้อน 24 กิโลโวลต์

สายอากาศ (OHGW) :

ชนิดสาย SAC ขนาด 3x35 ตารางมิลลิเมตร

7) ขนาดสายไฟฟ้า ของสายป้อน 24 กิโลโวลต์

หม้อแปลง ขนาด 1,250 กิโลโวลต์แอมป์ จำนวน 6 เครื่อง
สายอากาศ (OHGW) :

ชนิดสาย SAC ขนาด 3x95 ตารางมิลลิเมตร

8) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่าง สายป้อน 22 กิโลโวลต์ – DS1

สายอากาศ (OHGW) :

ชนิดสาย SAC ขนาด 3x95 ตารางมิลลิเมตร

9) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่าง สายบ้อย DS1 – RMU

การเดินสายแบบร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

สาย XLPE ขนาด 3x95 ตารางมิลลิเมตร

10) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่าง สายบ้อย RMU – DS2

การเดินสายแบบร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

สาย XLPE ขนาด 3x95 ตารางมิลลิเมตร

11) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่าง DS2 – SF6

การเดินสายแบบร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

สาย XLPE ขนาด 3x95 ตารางมิลลิเมตร

3.5.1.2 อุปกรณ์ป้องกัน

1) การป้องกันกระแสเกินด้านขาเข้า Array Box ซึ่งมาจาก Junction Box ซึ่งขนาดอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน สามารถหาได้จากสมการ ดังนี้

$$I_{n6} = 1.5I_{SC2}$$

กรณี แผงเซลล์แสงอาทิตย์ รุ่น NA-E125L5

กระแสฟัดอุปกรณ์ป้องกัน (I_{n6}) 15.17 แอมแปร์

เลือกอุปกรณ์ป้องกัน ขนาด 15 แอมแปร์

กรณี แผงเซลล์แสงอาทิตย์ รุ่น NA-E130L5

กระแสฟัดอุปกรณ์ป้องกัน (I_{n6}) 15.35 แอมแปร์

เลือกอุปกรณ์ป้องกัน ขนาด 15 แอมแปร์

2) การป้องกันกระแสเกินด้านขาออก Array Box มาจากกระแสด้านขาเข้า ที่มาจาก Junc Box ขนานกับ 12 ชุด ซึ่งขนาดอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน สามารถหาได้จากสมการดังนี้

$$I_{n7} = 1.5I_{SC3}$$

กรณี แผงเซลล์แสงอาทิตย์ รุ่น NA-E125L5

กระแสลัดวงจร (I_{SC3}) 121.32 แอมแปร์

กระแสฟัดอุปกรณ์ป้องกัน (I_{n7}) 181.98 แอมแปร์

เลือกอุปกรณ์ป้องกัน ขนาด 200 แอมแปร์

กรณี แผงเซลล์แสงอาทิตย์ รุ่น NA-E130L5

กระแสลัดวงจร (I_{SC3}) 122.76 แอมแปร์

กระแสฟัดอุปกรณ์ป้องกัน (I_{n7}) 184.14 แอมแปร์

เลือกอุปกรณ์ป้องกัน ขนาด 200 แอมแปร์

3) อินเวอร์เตอร์ จะมีอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินอยู่ในตัวเครื่องทั้งด้าน ขาเข้า และด้านขาออก

4) หม้อแปลงไฟฟ้า จะมี Drop Out Fuse เป็นอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งมีขนาด ดังนี้

$$I_8 = 1.25 I_{rr} = 41 \text{ แอมแปร์}$$

เลือกใช้ Fuse Link ขนาด 40 แอมแปร์

5) RMU คำนวณหาได้จากกระแสรวมของหม้อแปลงทั้ง 6 เครื่อง

$$I_9 = I_8 + 5 I_{rr} = 205 \text{ แอมแปร์}$$

เลือกใช้ RMU ขนาด 200 แอมแปร์

6) DS คำนวณได้จากกระแสรวมของหม้อแปลงทั้ง 6 เครื่อง

$$DS = RMU = 205 \text{ แอมแปร์}$$

เลือกใช้ DS ขนาด 200 แอมแปร์

7) SF6 คำนวณได้จากกระแสรวมของหม้อแปลงทั้ง 6 เครื่อง

$$SF6 = DS = RMU = 205 \text{ แอมแปร์}$$

เลือกใช้ SF6 ขนาด 200 แอมแปร์

3.5.1.3 หม้อแปลงไฟฟ้า สามารถคำนวณหาขนาดหม้อแปลงได้ดังนี้

$$\text{ขนาดหม้อแปลง} = 1.25 \times \text{กำลังติดตั้งสูงสุด}$$

$$= 1.25 \times 1,000$$

$$= 1,250 \text{ กิโลวัตต์แอมป์}$$

3.5.1.4 ระบบป้องกันฟ้าผ่า สามารถคำนวณมาตรฐาน วสท.[27] ได้ดังนี้

$$\text{ชั้นของระบบป้องกันฟ้าผ่า} = \text{เลือกชั้น 4}$$

$$\text{วิธีป้องกัน} = \text{รัศมีของทรงกลมกลิ้ง}$$

$$\text{รัศมี} = 60 \text{ เมตร}$$

3.5.1.5 สายดิน ประกอบด้วย สายดินของระบบไฟฟ้าและสายดินของบริเวณที่ไฟฟ้า

ซึ่งสามารถคำนวณตามมาตรฐาน วสท.[24-26] ได้ดังต่อไปนี้

1) สายดินของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เลือกสาย THW ขนาด 6 ตาราง มิลลิเมตร

- 2) สายดินของโครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เลือกสาย THW ขนาด 16 ตารางมิลลิเมตร
- 3) สายดินของ Combiner Box เลือกใช้สาย THW ขนาด 16 ตารางมิลลิเมตร
- 4) สายดินของ Array Box เลือกใช้สาย THW ขนาด 16 ตารางมิลลิเมตร
- 5) สายดินของ Inverter
สายดิน THW ขนาด 95 ตารางมิลลิเมตร
สายต่อหลักดิน THW ขนาด 95 ตารางมิลลิเมตร
หลักดิน 5/8" ยาว 2.4 เมตร
- 6) สายดินของหม้อแปลงไฟฟ้า, Drop Out Fuse และ Terminator Kit
สายดิน Bare Copper ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร
สายต่อหลักดิน Bare Copper ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร
หลักดิน 5/8" ยาว 2.4 เมตร
- 7) สายดินของ RMU, DS และ Terminator Kit
สายดิน Bare Copper ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร
สายต่อหลักดิน Bare Copper ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร
หลักดิน 5/8" ยาว 2.4 เมตร
- 8) สายดินของระบบป้องกันฟ้าผ่า
สายดิน Bare Copper ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร
สายต่อหลักดิน Bare Copper ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร
หลักดิน 5/8" ยาว 2.4 เมตร
- 9) รากสายดิน Bare Copper ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร

3.5.1.6 หม้อแปลงบริการ

- 1) ขนาด 50 กิโลวัตต์แอมป์
- 2) Fuse Link 3 แอมแปร์ (Drop Out Fuse)
- 3) สายดินของหม้อแปลงไฟฟ้า และ Drop Out Fuse
สายดิน Bare Copper ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร
สายต่อหลักดิน Bare Copper ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร
หลักดิน 5/8" ยาว 2.4 เมตร

4) สายดินของระบบไฟฟ้า

สายต่อหลักดิน THW ขนาด 10 ตารางมิลลิเมตร
หลักดิน 5/8” ยาว 2.4 เมตร

3.5.2 การออกแบบระบบไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน

3.5.2.1 สายไฟฟ้า สามารถคำนวณได้ตามมาตรฐาน วสท.[24-25] ซึ่งต้องคำนึงถึงระยะทางและแรงดันตกในสาย[26] สามารถหาได้ดังนี้

- 1) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่าง PV String – Array Box สามารถคำนวณได้จากสมการ

$$I_{n1} = 1.25 I_{SC1}$$

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ รุ่น JAP6 72-310/3BB

การเดินสายแบบเดินลอยเกาะโครงสร้างแผง

แผงเซลล์ 21 แผงต่อสตริง

ระยะทางสูงสุด 300 เมตร

แรงดันเปิดวงจร (V_{OC2}) 954.45 โวลต์ (ดีซี)

กระแสลัดวงจร (I_{SC1}) 8.85 แอมแปร์

ร้อยละแรงดันตก (V_{D1}) 1.30

กระแสพิกัดสาย (I_{n1}) 11.06 แอมแปร์

เลือกสายไฟฟ้า :

ชนิด CV 0.6/1 กิโลโวลต์ ขนาด 10 ตารางมิลลิเมตร

- 2) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่าง Array Box – Inverter

$$I_{n3} = 1.25 I_{SC3}$$

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ รุ่น JAP6 72-310/3BB

การเดินสายแบบร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

PV String 11 ชุดต่ออะเรย์

ระยะทางสูงสุด 300 เมตร

แรงดันเปิดวงจร (V_{OC2}) 954.45 โวลต์ (ดีซี)

กระแสลัดวงจร (I_{SC3}) 97.35 แอมแปร์

ร้อยละแรงดันตก (V_{D3}) 1.50

กระแสพิกัดสาย (I_{n3}) 121.69 แอมแปร์

เลือกสายไฟฟ้า :

ชนิด CV 0.6/1 กิโลโวลต์ ขนาด 95 ตารางมิลลิเมตร

3) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่าง Inverter – Transformer

$$I_{n4} = 1.25I_{O_INV}$$

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ รุ่น JAP6 72-310/3BB

การเดินสายแบบร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

Array Box	7	ชุดต่ออินเวอร์เตอร์
ระยะทางสูงสุด	30	เมตร
แรงดันขาออก (V_{O_INV})	315	โวลต์ (เอซี)
กระแสลัดวงจร (I_{O_INV})	1,008	แอมแปร์
ร้อยละแรงดันตก (V_{D4})	1.50	
กระแสพิกัดสาย (I_{n4})	1,260	แอมแปร์

เลือกสายไฟฟ้า :

ชนิด CV 0.6/1 กิโลโวลต์ ขนาด 1 x 300 ตารางมิลลิเมตรต่อเฟส

ดังนั้นจะได้สาย CV ขนาด 3x300 ตารางมิลลิเมตร

4) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่าง Transformer – Drop Out Fuse

$$I_{n5} = 1.25I_{sec}$$

ขนาดหม้อแปลง 1,250	กิโลโวลต์แอมป์	
แรงดันขาเข้า	315	โวลต์
แรงดันขาออก	22	กิโลโวลต์
กระแสขาออก (I_{sec})	32.80	แอมแปร์
กระแสพิกัดสาย (I_{n5})	41.00	แอมแปร์

การเดินสายแบบร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

เลือกสายไฟฟ้า :

XLPE ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตรต่อเฟส

ดังนั้นจะได้สาย XLPE ขนาด 3x35 ตารางมิลลิเมตร

5) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่าง Drop Out Fuse – สายป้อน 24 กิโลโวลต์

การเดินสายอากาศ (OHGW) : สาย SAC ขนาด 3x35 Sq.mm.

6) ขนาดสายไฟฟ้า ของสายป้อน 24 กิโลโวลต์

หม้อแปลง ขนาด 1,250 กิโลโวลต์แอมป์ จำนวน 6 เครื่อง

การเดินสายอากาศ (OHGW) :

สาย SAC ขนาด 3x95 ตารางมิลลิเมตร

7) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่าง สายบ่อน 22 กิโลโวลต์- DS1

การเดินสายอากาศ (OHGW) :

สาย SAC ขนาด 3x95 ตารางมิลลิเมตร

8) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่าง สายบ้อย DS1 – RMU

การเดินสายแบบร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

สาย XLPE ขนาด 3x95 ตารางมิลลิเมตร

9) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่าง สายบ้อย RMU – DS2

การเดินสายแบบร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

สาย XLPE ขนาด 3x95 ตารางมิลลิเมตร

10) ขนาดสายไฟฟ้า ช่วงระหว่าง DS2 – SF6

การเดินสายแบบร้อยท่อ HDPE ฝังดิน

สาย XLPE ขนาด 3x95 ตารางมิลลิเมตร

3.5.2.2 อุปกรณ์ป้องกัน

1) การป้องกันกระแสเกินด้านขาเข้า Array Box ซึ่งมาจาก PV String ซึ่งขนาดอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$I_{n6} = 1.5I_{SC1}$$

กระแสฟัดอุปกรณ์ป้องกัน (I_{n6}) 13.27 แอมแปร์

เลือกอุปกรณ์ป้องกัน ขนาด 15 แอมแปร์

2) การป้องกันกระแสเกินด้านขาออก Array Box มาจากกระแสด้านขาเข้า ที่มาจาก PV String ขนานกัน 11 ชุด ซึ่งขนาดอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน สามารถหาได้จากสมการดังนี้

$$I_{n7} = 1.5I_{SC3}$$

กระแสลัดวงจร (I_{SC3}) 97.35 แอมแปร์

กระแสฟัดอุปกรณ์ป้องกัน (I_{n7}) 146.03 แอมแปร์

เลือกอุปกรณ์ป้องกัน ขนาด 150 แอมแปร์

3) อินเวอร์เตอร์ จะมีอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินอยู่ในตัวเครื่องทั้งด้าน ขาเข้า และด้านขาออก

4) หม้อแปลงไฟฟ้า จะมี Drop Out Fuse เป็นอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งมีขนาดดังนี้

$$I_8 = 1.25 I_{rr} = 41 \text{ แอมแปร์}$$

เลือกใช้ Fuse Link ขนาด 40 แอมแปร์

5) RMU คำนวณหาได้จากกระแสรวมของหม้อแปลงทั้ง 6 เครื่อง

$$I_9 = I_8 + 5 I_{rr} = 205 \text{ แอมแปร์}$$

เลือกใช้ RMU ขนาด 200 แอมแปร์

6) DS คำนวณได้จากกระแสรวมของหม้อแปลงทั้ง 6 เครื่อง

$$DS = RMU = 205 \text{ แอมแปร์}$$

เลือกใช้ DS ขนาด 200 แอมแปร์

7) SF6 คำนวณได้จากกระแสรวมของหม้อแปลงทั้ง 6 เครื่อง

$$SF6 = DS = RMU = 205 \text{ แอมแปร์}$$

เลือกใช้ SF6 ขนาด 200 แอมแปร์

3.5.2.3 หม้อแปลงไฟฟ้า สามารถคำนวณหาขนาดหม้อแปลงได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \text{ขนาดหม้อแปลง} &= 1.25 \times \text{กำลังติดตั้งสูงสุด} \\ &= 1.25 \times 1,000 \\ &= 1,250 \text{ กิโลวัตต์แอมป์} \end{aligned}$$

3.5.2.4 ระบบป้องกันฟ้าผ่า สามารถคำนวณมาตรฐาน วสท.[27] ได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \text{ชั้นของระบบป้องกันฟ้าผ่า} &= \text{เลือกชั้น 4} \\ \text{วิธีป้องกัน} &= \text{รัศมีของทรงกลมกลิ้ง} \\ \text{รัศมี} &= 60 \text{ เมตร} \end{aligned}$$

3.5.2.5 สายดิน ประกอบด้วย สายดินของระบบไฟฟ้าและสายดินของบริเวณที่ไฟฟ้า ซึ่งสามารถคำนวณตามมาตรฐาน วสท.[24-26] ได้ดังต่อไปนี้

- 1) สายดินของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เลือกสาย THW ขนาด 6 ตารางมิลลิเมตร
- 2) สายดินของโครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เลือกสาย THW ขนาด 16 ตารางมิลลิเมตร
- 3) สายดินของ Array Box เลือกใช้สาย THW ขนาด 16 ตารางมิลลิเมตร
- 4) สายดินของ Inverter

สายดิน THW ขนาด 95 ตารางมิลลิเมตร

สายต่อหลักดิน THW ขนาด 95 ตารางมิลลิเมตร

หลักดิน 5/8” ยาว 2.4 เมตร

5) สายดินของหม้อแปลงไฟฟ้า, Drop Out Fuse และ Terminator Kit

สายดิน Bare Copper ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร

สายต่อหลักดิน Bare Copper ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร

หลักดิน 5/8” ยาว 2.4 เมตร

6) สายดินของ RMU, DS และ Terminator Kit

สายดิน Bare Copper ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร

สายต่อหลักดิน Bare Copper ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร

หลักดิน 5/8” ยาว 2.4 เมตร

7) สายดินของระบบป้องกันฟ้าผ่า

สายดิน Bare Copper ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร

สายต่อหลักดิน Bare Copper ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร

หลักดิน 5/8” ยาว 2.4 เมตร

8) รากสายดิน Bare Copper ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร

3.5.2.6 หม้อแปลงบริการ

1) ขนาด 50 กิโลโวลต์แอมป์

2) Fuse Link 3 แอมแปร์ (Drop Out Fuse)

3) สายดินของหม้อแปลงไฟฟ้า และ Drop Out Fuse

สายดิน Bare Copper ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร

สายต่อหลักดิน Bare Copper ขนาด 35 ตารางมิลลิเมตร

หลักดิน 5/8” ยาว 2.4 เมตร

4) สายดินของระบบไฟฟ้า

สายต่อหลักดิน THW ขนาด 10 ตารางมิลลิเมตร

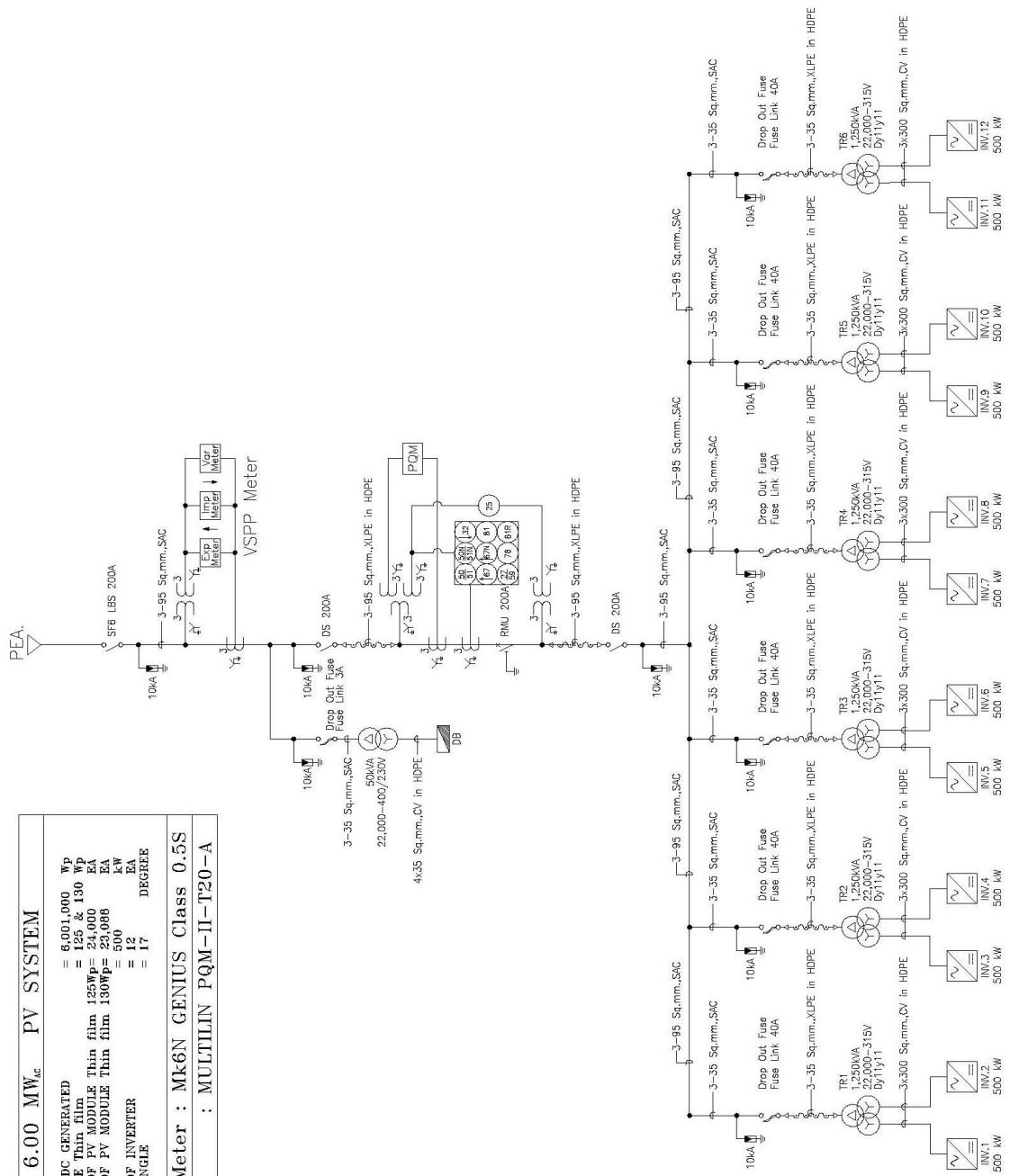
หลักดิน 5/8” ยาว 2.4 เมตร

3.5.3 แบบไดอะแกรมเส้นเดียว

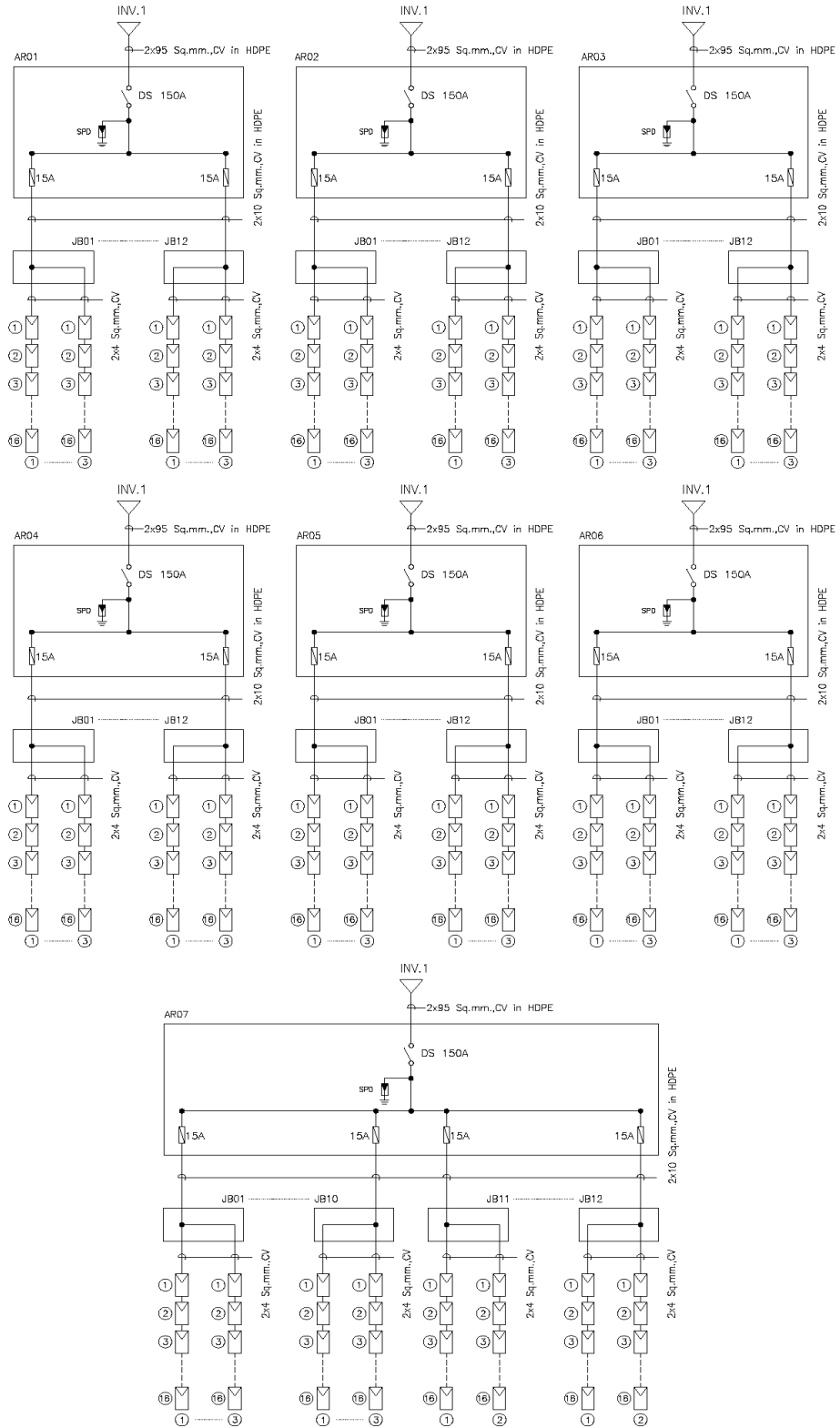
3.5.3.1 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง สามารถแสดง Single Line Diagram ได้ดังรูปที่ 3.22 – รูปที่ 3.24

3.5.3.2 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน สามารถแสดง Single Line Diagram ได้ดังรูปที่ 3.25 – รูปที่ 3.27

TOTAL 6.00 MW_{dc} PV SYSTEM	
MAXIMUM DC GENERATED	= 6,001,000 Wp
PV MODULE Thin film	= 125 & 130 Wp
NUMBER OF PV MODULE Thin film 125Wp	= 24,000 EA
NUMBER OF PV MODULE Thin film 130Wp	= 23,066 EA
NUMBER OF PV MODULE Thin film 125Wp	= 20 EA
NUMBER OF INVERTER	= 17 EA
MODULE ANGLE	= 17 DEGREE
VSPM Meter : M&E N GENIUS Class 0.5S	
PQM : MULTILIN PQM-II-T20-A	

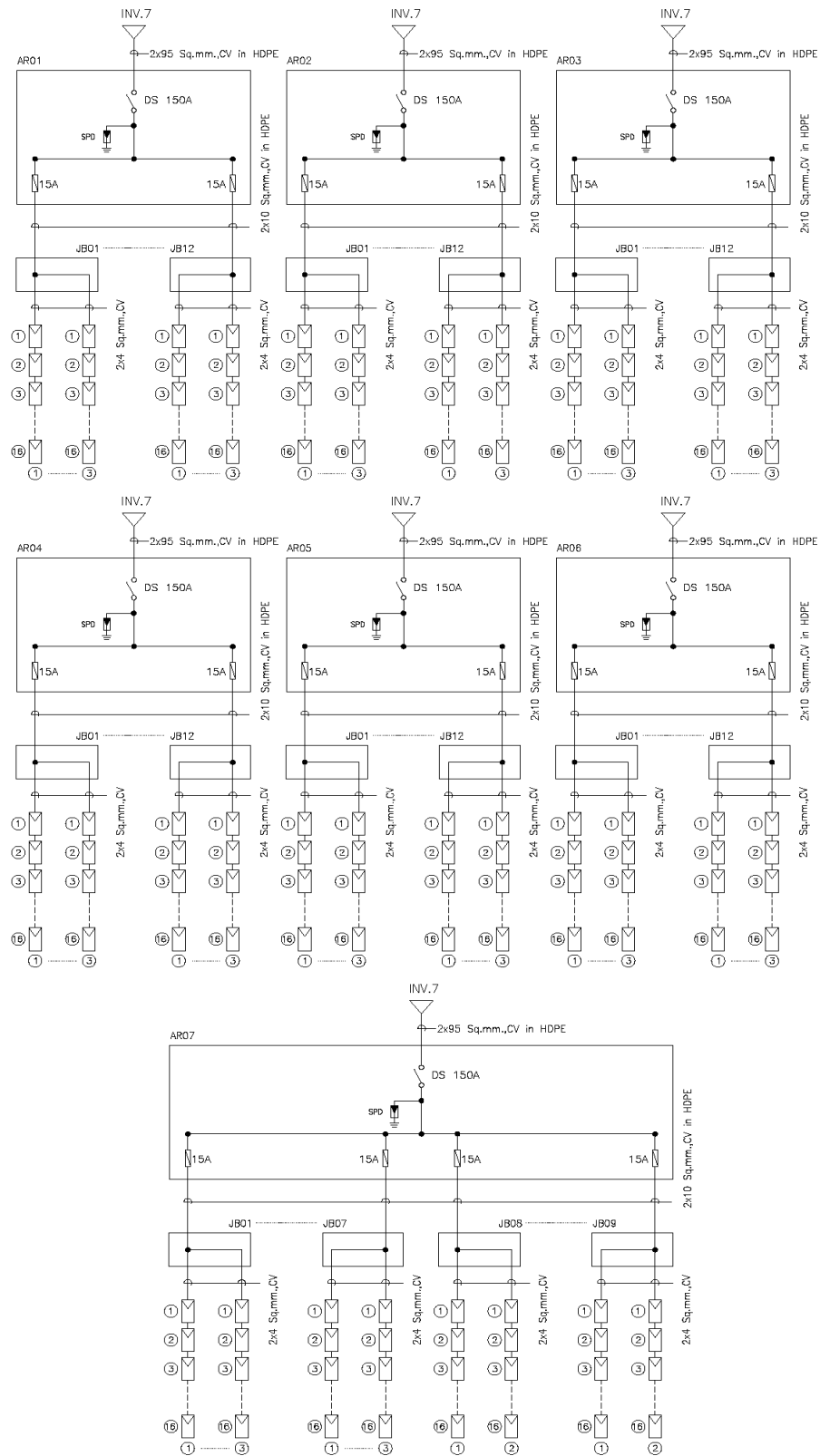


รูปที่ 3.22 แบบ Single Line Diagram ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง



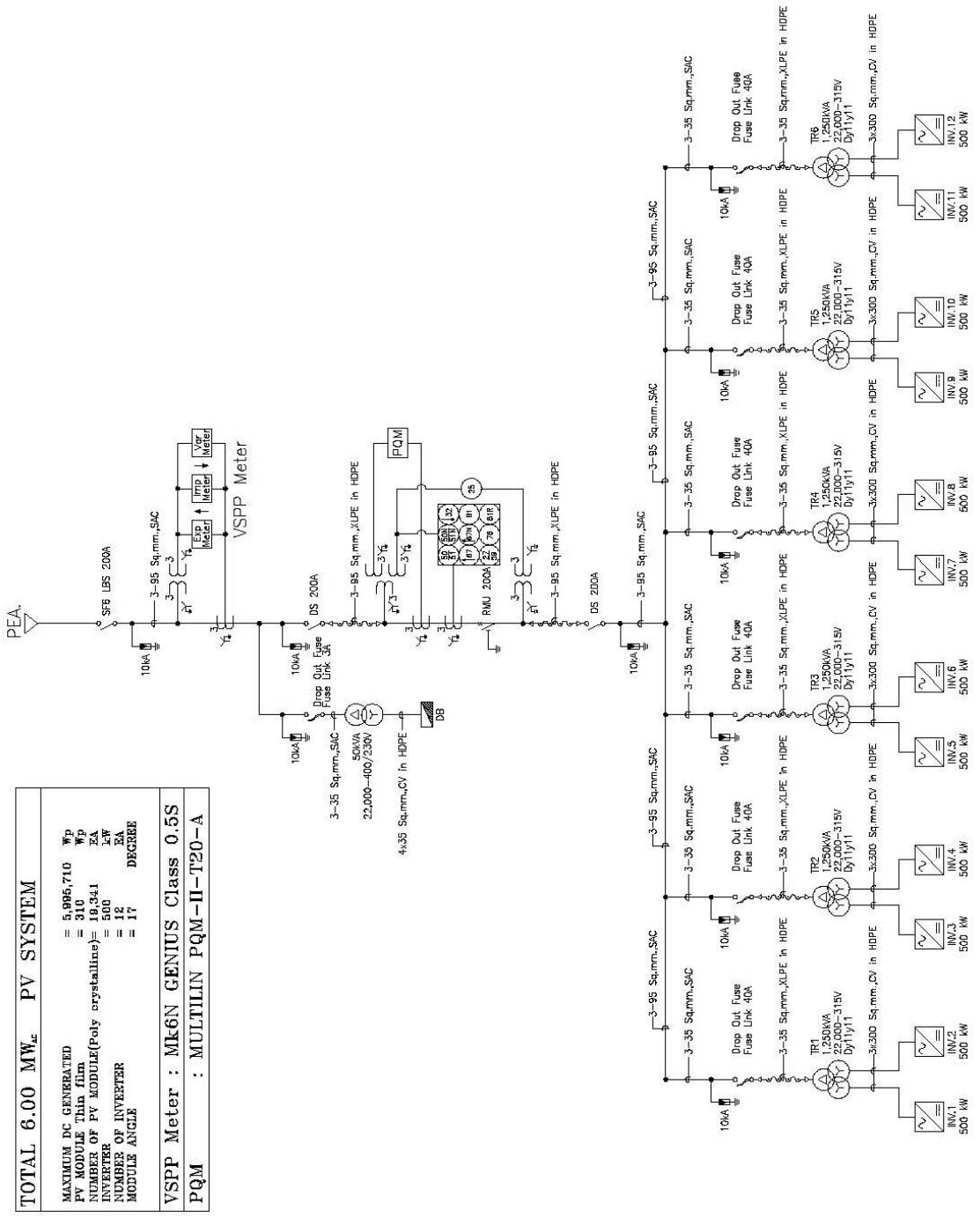
REMARK : INV.2-6 same as INV.1

รูปที่ 3.23 แบบ Single Line Diagram ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง

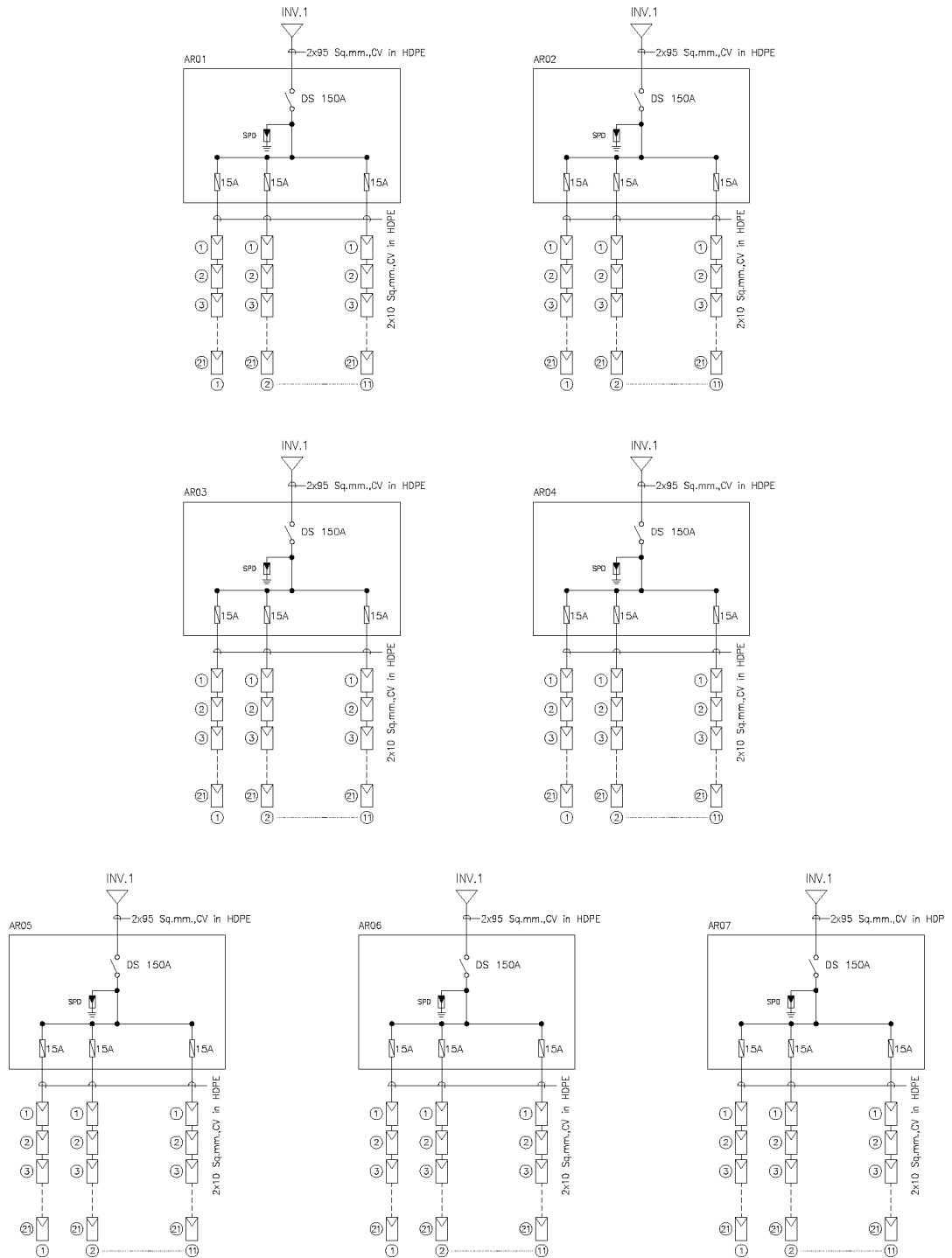


REMARK : INV.8-12 same as INV.7

รูปที่ 3.24 แบบ Single Line Diagram ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง

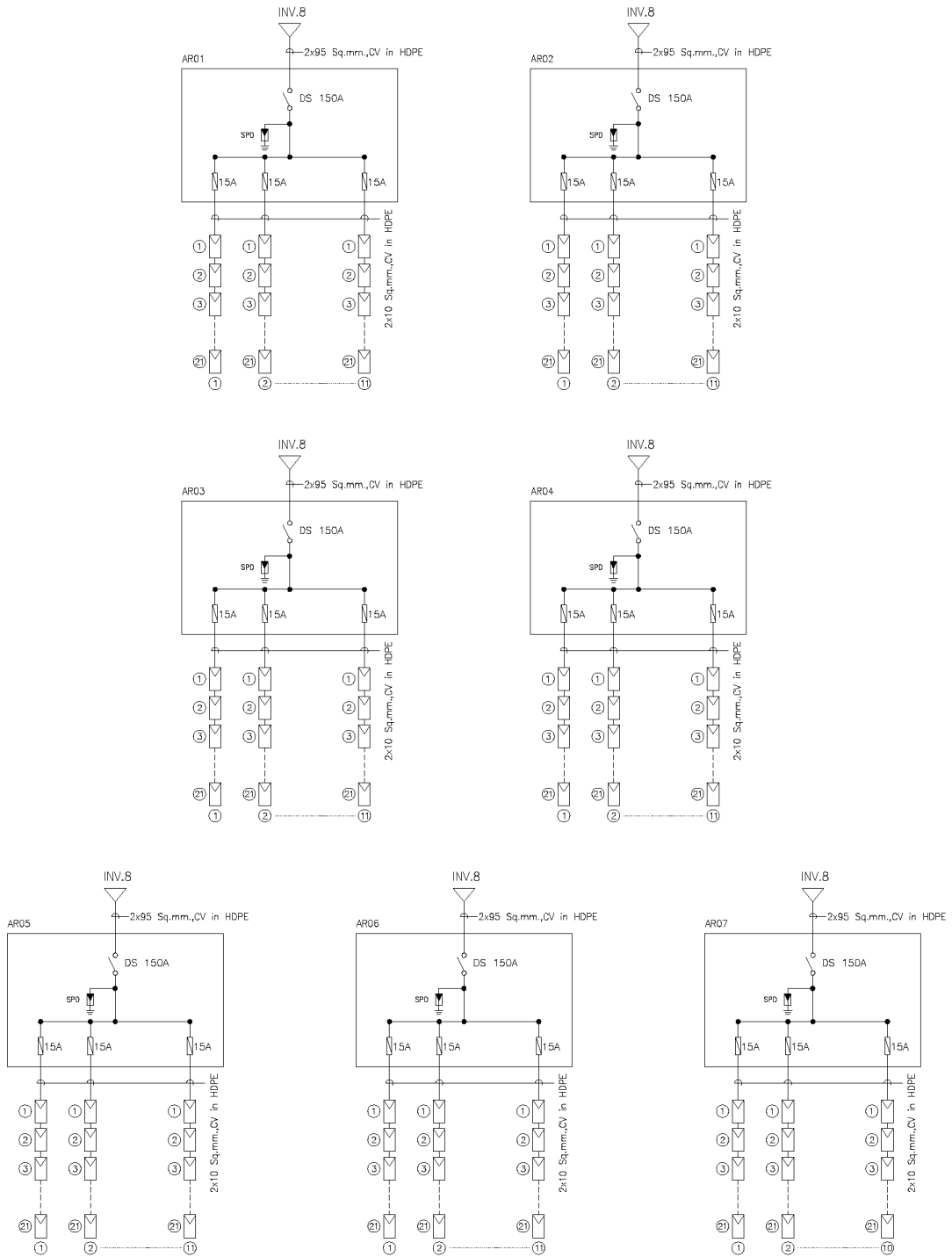


รูปที่ 3.25 แบบ Single Line Diagram ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลิกรวมซิลิคอน



REMARK INV.2-6 , INV.7 , INV.9 , INV.11 same as INV.1

รูปที่ 3.26 แบบ Single Line Diagram ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน



REMARK : INV.10 , INV.12 same as INV.8

รูปที่ 3.27 แบบ Single Line Diagram ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน

บทที่ 4

ผลการวิจัยและการวิเคราะห์

4.1 บทนำ

การวิเคราะห์สมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางและผลึกรวมซิลิคอน ด้วยโปรแกรมจำลองและผลการติดตั้งจริง ขนาด 6 เมกะวัตต์ นั้น จะประกอบด้วย การวิเคราะห์สมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน ด้วยโปรแกรมจำลอง PVsyst การวิเคราะห์สมรรถนะของตัวอย่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดิน ขนาด 6 เมกะวัตต์ ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน พร้อมทั้งเปรียบเทียบด้านสมรรถนะและด้านเศรษฐศาสตร์ของผลจากโปรแกรมจำลอง PVsyst กับผลจากการติดตั้งจริงจากโรงไฟฟ้าตัวอย่าง ซึ่งสามารถนำเสนอได้ดังนี้

4.2 การวิเคราะห์สมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน ด้วยโปรแกรม PVsyst

ข้อมูลจากโปรแกรมจำลอง PVsyst ที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง และแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน ซึ่งค่าที่ใช้ในการวิเคราะห์สมรรถนะ ได้แก่

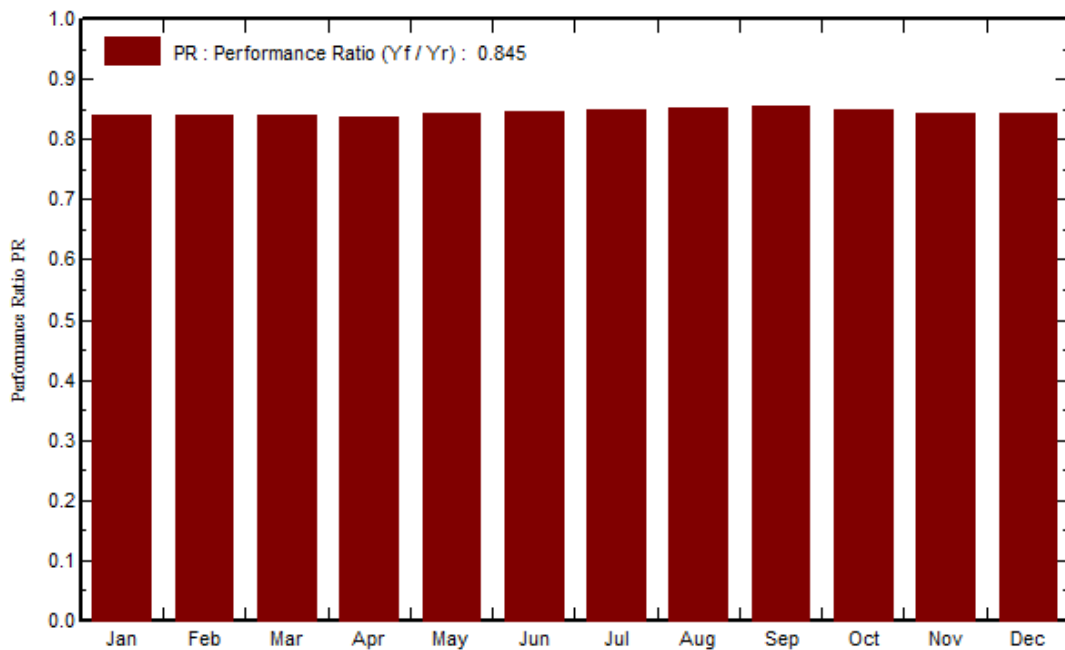
4.2.1 ฐานข้อมูล Meteonorm 7.2 คือ ฐานข้อมูลที่นำมาใช้ประกอบการวิเคราะห์ ซึ่งเป็นข้อมูลระหว่างปี 1991 – 2010 มีค่าพารามิเตอร์ 6 ค่า ประกอบด้วย Horizontal global irradiation ,Horizontal diffuse irradiation ,Temperature ,Wind Velocity ,Linke Turbidity และ Relative Humidity รายละเอียดแสดงได้ดังรูปที่ 4.1

4.2.1 Performance Ratio (PR) คือ ค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งได้นำเสนอตามรูปที่ 4.2 แสดงค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง มีค่า PR เท่ากับ 84.5 ขณะที่ค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน ตามรูปที่ 4.3 มีค่า PR เท่ากับ 82.1 ซึ่งพบว่าค่า PR ที่แตกต่างกันมีผลมาจากชนิดแผงที่ใช้ในการติดตั้ง ซึ่งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางจะมีความไวต่อแสงมากกว่าชนิดผลึกรวมซิลิคอน

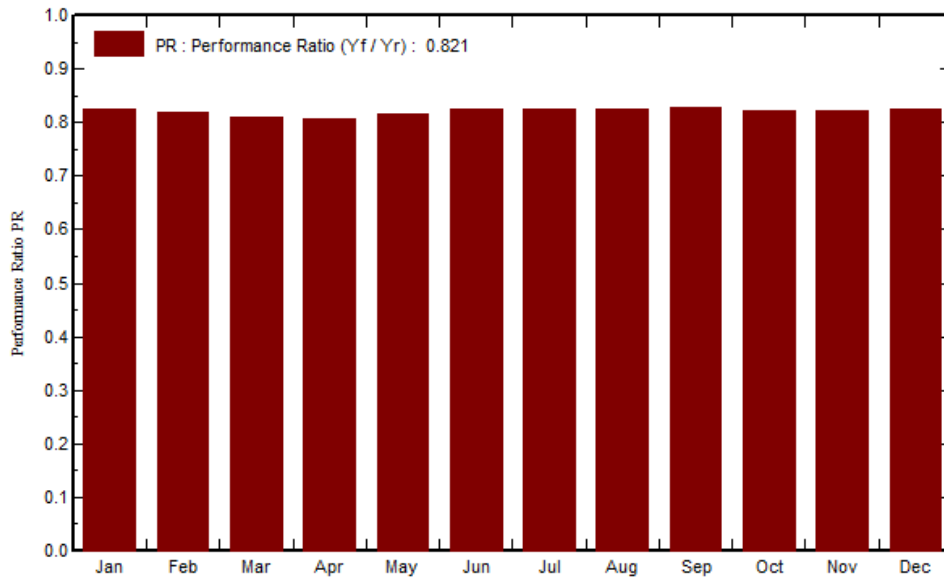
Site Ban Nong Phai (Thailand)						
Data source	Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=46%					
	Horizontal global irradiation	Horizontal diffuse irradiation	Temperature	Wind Velocity	Linke Turbidity	Relative Humidity
	kWh/m ² .day	kWh/m ² .day	°C	m/s	[-]	%
January	4.83	1.98	25.8	1.10	3.725	67.3
February	5.00	2.40	27.6	0.70	4.052	69.2
March	5.50	2.64	29.6	0.79	4.701	69.2
April	5.69	2.94	30.4	0.70	4.377	71.9
May	5.35	2.73	30.1	0.68	4.214	75.5
June	5.17	2.83	29.3	0.58	4.458	78.9
July	5.05	2.82	29.0	0.59	4.944	78.9
August	4.60	2.78	28.6	0.59	4.134	80.5
September	4.45	2.56	27.4	0.60	3.932	84.9
October	4.49	2.47	27.8	1.10	4.134	78.4
November	4.63	1.97	26.6	0.70	3.556	68.3
December	4.70	1.70	25.9	0.60	3.435	65.2
Year	4.95	2.49	28.2	0.7	4.138	74.0

Horizontal global irradiation year-to-year variability 5.9%

รูปที่ 4.1 ค่าพารามิเตอร์ ฐานข้อมูล Meteonorm 7.2

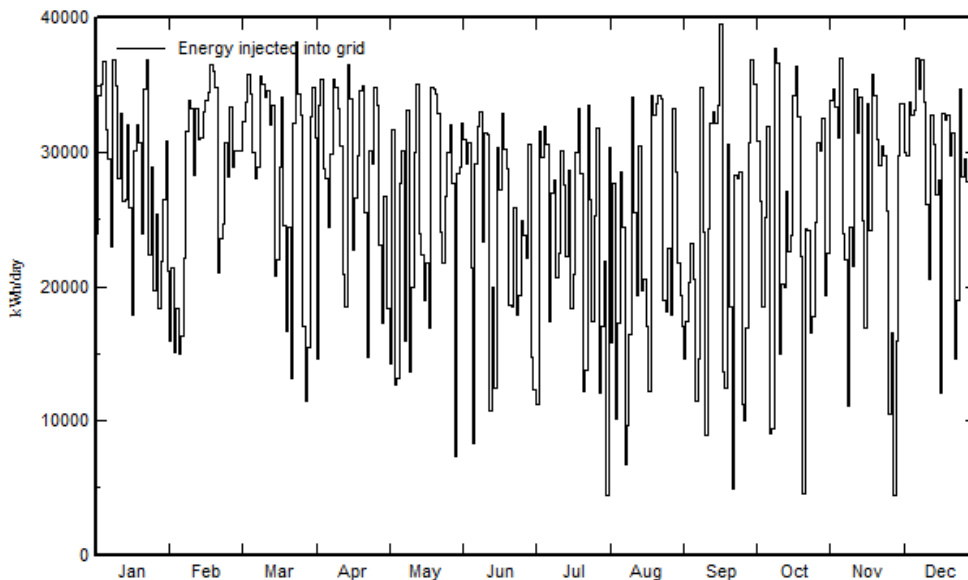


รูปที่ 4.2 ค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง

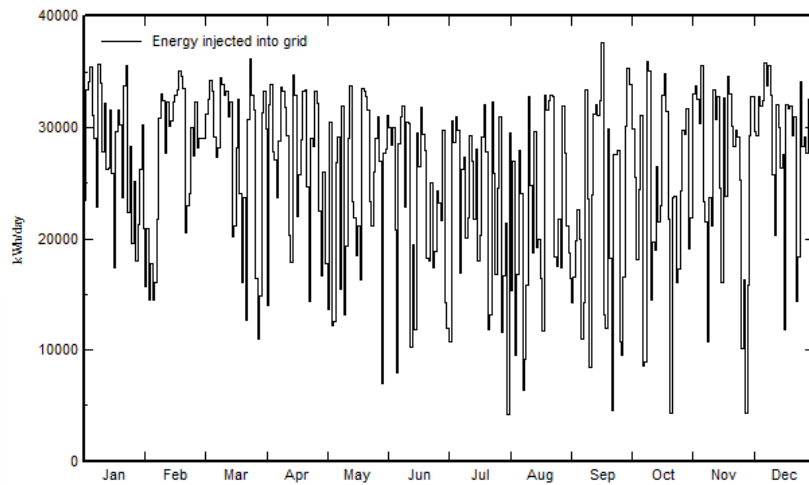


รูปที่ 4.3 ค่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน

4.2.2 Daily System Output Energy คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละวันตลอดทั้งปี ซึ่งสามารถนำเสนอได้รูปที่ 4.4 และรูปที่ 4.5 ซึ่งพบว่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละวันนั้นจะมีค่าไม่สม่ำเสมอตลอดทั้งปี เนื่องจากมีปัจจัยหลายอย่าง เช่น ปริมาณเมฆ ปริมาณฝนตก เป็นต้น

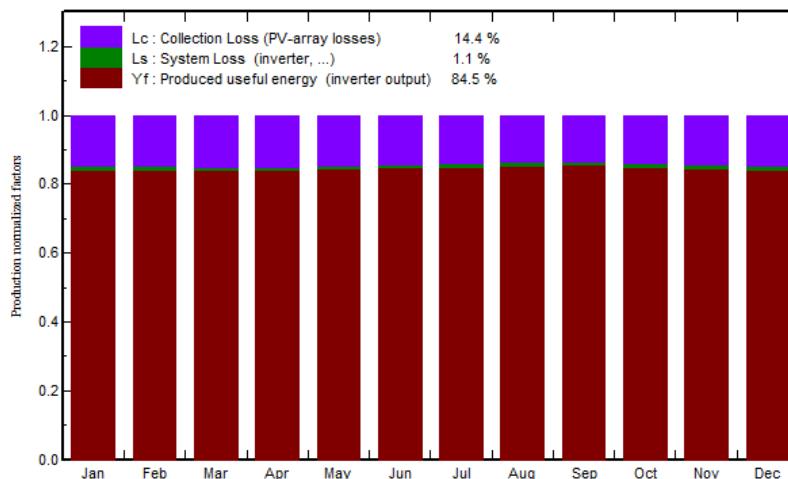


รูปที่ 4.4 ค่าการผลิตพลังงานรายวันของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง

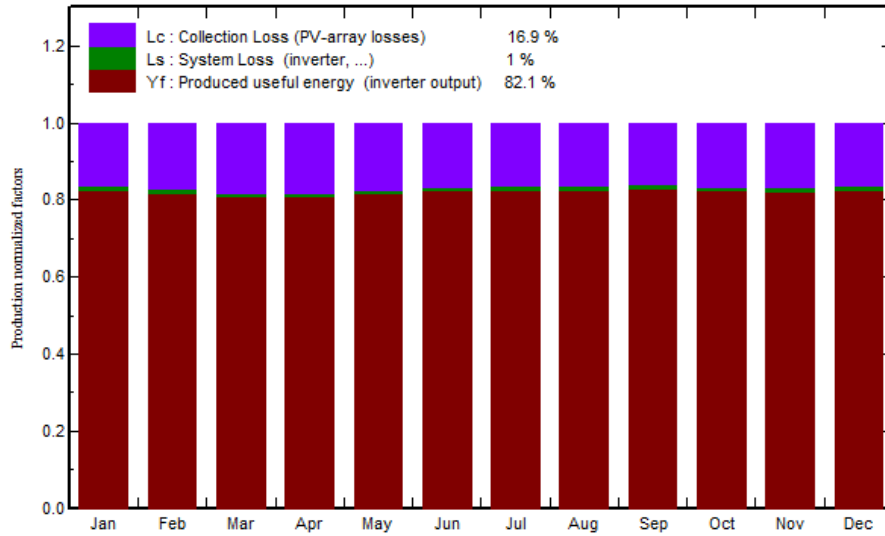


รูปที่ 4.5 ค่าการผลิตพลังงานรายวันของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน

4.2.3 Production and Loss Factor คือ ค่าพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้ต่อค่าพลังงานที่สูญเสียทั้งหมด ซึ่งค่าพลังงานสูญเสีย ประกอบด้วย ค่าสูญเสียบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์และค่าสูญเสียในระบบไฟฟ้า ซึ่งนำเสนอได้ตามรูปที่ 4.6 และรูปที่ 4.7 จากผลการจำลองพบว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง มีค่าสูญเสียบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ร้อยละ 14.4 และสูญเสียในระบบไฟฟ้า ร้อยละ 1.1 ขณะที่ผลการจำลองของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดซิลิคอน มีค่าสูญเสียบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ร้อยละ 16.9 และสูญเสียในระบบไฟฟ้า ร้อยละ 1.0

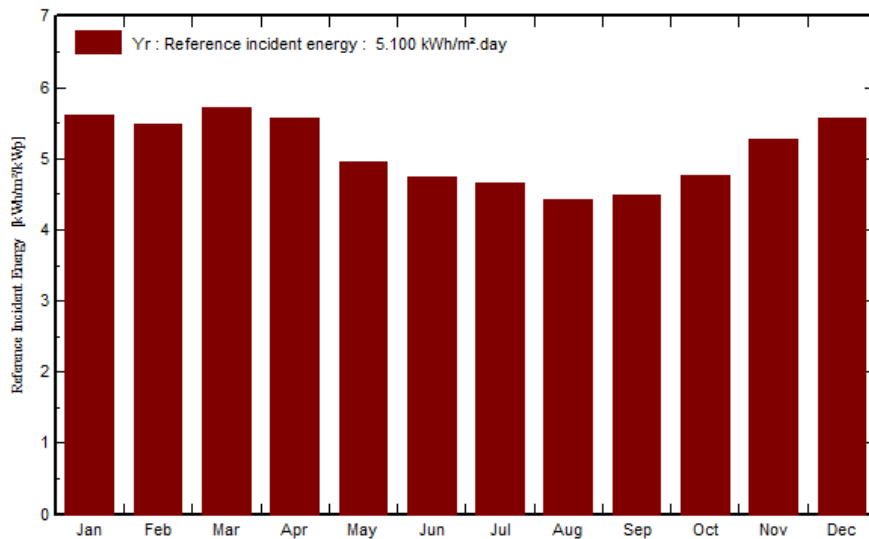


รูปที่ 4.6 ค่าพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้ต่อค่าพลังงานสูญเสียรวมของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง



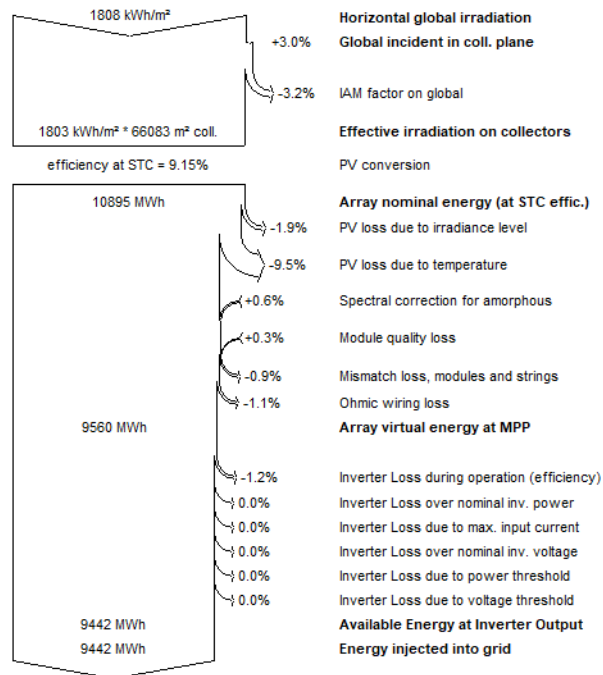
รูปที่ 4.7 ค่าพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้ต่อค่าพลังงานสูญเสียรวมของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน

4.2.4 Reference Incident Energy คือ ค่าพลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ตามมุมเอียงและอะซิมุทติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองชนิด ซึ่งนำเสนอได้ตามรูปที่ 4.8 ซึ่งจะมีค่าแตกต่างกันในแต่ละเดือนและมีผลโดยตรงต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า

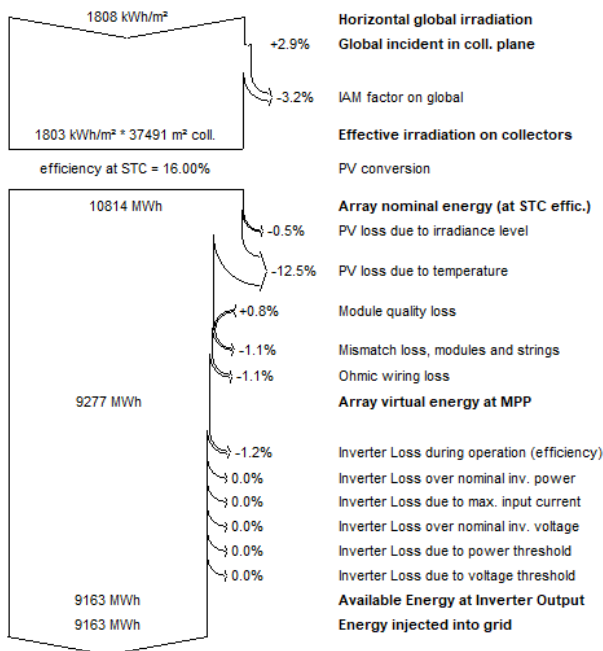


รูปที่ 4.8 ค่าพลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามมุมเอียงและอะซิมุท

4.2.5 Loss Diagram คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของระบบ ซึ่งนำเสนอได้ตามภาพที่ 4.9 และรูปที่ 4.10 พบว่าพลังงานสูญเสียส่วนใหญ่นั้นสูญเสียที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งแผงชนิดฟิล์มบาง สูญเสีย ร้อยละ 11.4 ขณะที่แผงชนิดผลึกรวมซิลิคอน ร้อยละ 13.0



รูปที่ 4.9 ไดอะแกรมกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง



รูปที่ 4.10 ไดอะแกรมกำลังไฟฟ้าสูญเสียรวมของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน

4.3 การวิเคราะห์สมรรถนะของตัวอย่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดิน ขนาด 6 เมกะวัตต์ ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน

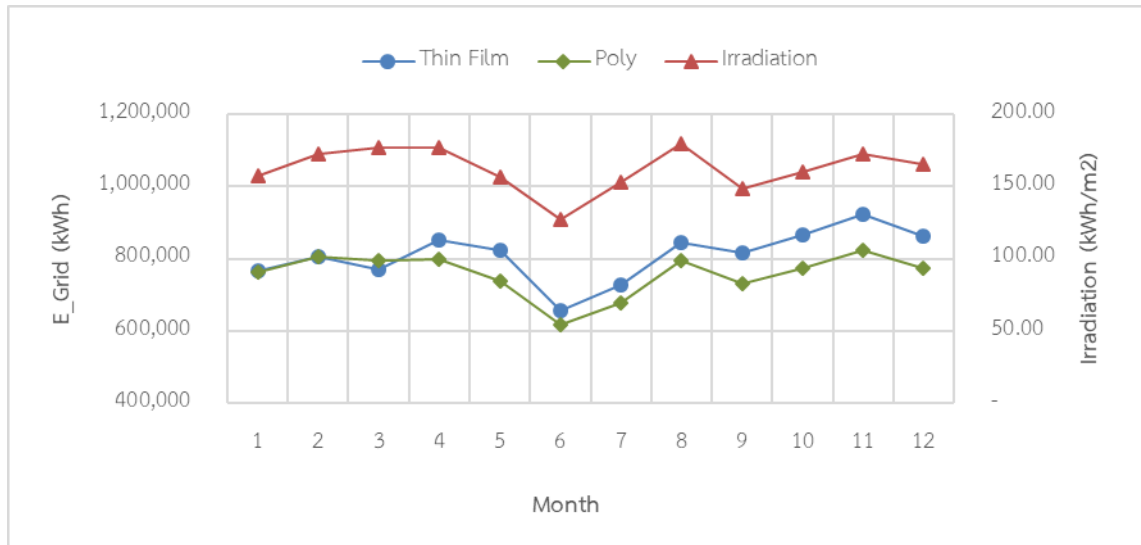
ข้อมูลจากการตรวจวัดจากตัวอย่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดิน ขนาด 6 เมกะวัตต์ ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน ปี 2559 ปี2560 และปี 2561 นำเสนอได้ดังนี้

ตารางที่ 4.1 พลังงานไฟฟ้าและสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ปี 2559

เดือน	Irradiation (kWh/m^2)	ชนิดฟิล์มบาง		ชนิดผลึกรวมซิลิคอน	
		kWh	PR (%)	kWh	PR (%)
มกราคม	157.79	766,782	80.98	762,603	80.60
กุมภาพันธ์	172.26	805,803	80.73	803,828	80.60
มีนาคม	177.32	769,559	72.32	794,557	74.73
เมษายน	176.70	851,497	80.30	799,753	75.48
พฤษภาคม	156.86	824,547	87.60	738,902	78.56
มิถุนายน	126.90	656,403	86.20	615,954	80.95
กรกฎาคม	153.14	729,039	79.33	677,212	73.75
สิงหาคม	179.18	843,753	78.47	794,946	73.99
กันยายน	148.80	816,500	91.44	731,911	82.03
ตุลาคม	160.27	866,831	90.13	772,287	80.36
พฤศจิกายน	172.20	924,072	89.42	823,473	79.75
ธันวาคม	165.23	863,541	87.09	773,308	78.06
รวม	1,946.65	9,718,327	83.67	9,088,734	78.24

จากตารางที่ 4.1 พบว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางมีค่าพลังงานไฟฟ้าและค่าสมรรถนะสูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน

จากรูปที่ 4.11 พบว่าค่าพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง ช่วงเดือนมกราคม – มีนาคม ลักษณะกราฟจะไม่สอดคล้องกับค่าพลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ และมีค่าพลังงานที่ได้ใกล้เคียงกับค่าพลังงานที่ได้จากโรงไฟฟ้าฯ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน เนื่องจากสาเหตุ Down Time ในช่วงเดือนมกราคม เป็นเวลานาน จำนวน 2 วัน ขณะที่เดือนกุมภาพันธ์ Down Time เป็นเวลานาน จำนวน 2 วัน และ Down Time ตลอดทั้งวัน จำนวน 2 วัน ในเดือนมีนาคม มี Down Time ช่วงสั้นๆ จำนวน 7 วัน และ Down Time เป็นเวลานาน จำนวน 1 วัน สำหรับช่วงเดือนเมษายน – ธันวาคม ค่าพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าฯ ทั้งสองโรงนั้นแปรผันตามค่าพลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ และค่าพลังงานจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางได้สูงกว่าชนิดผลึกรวมซิลิคอน

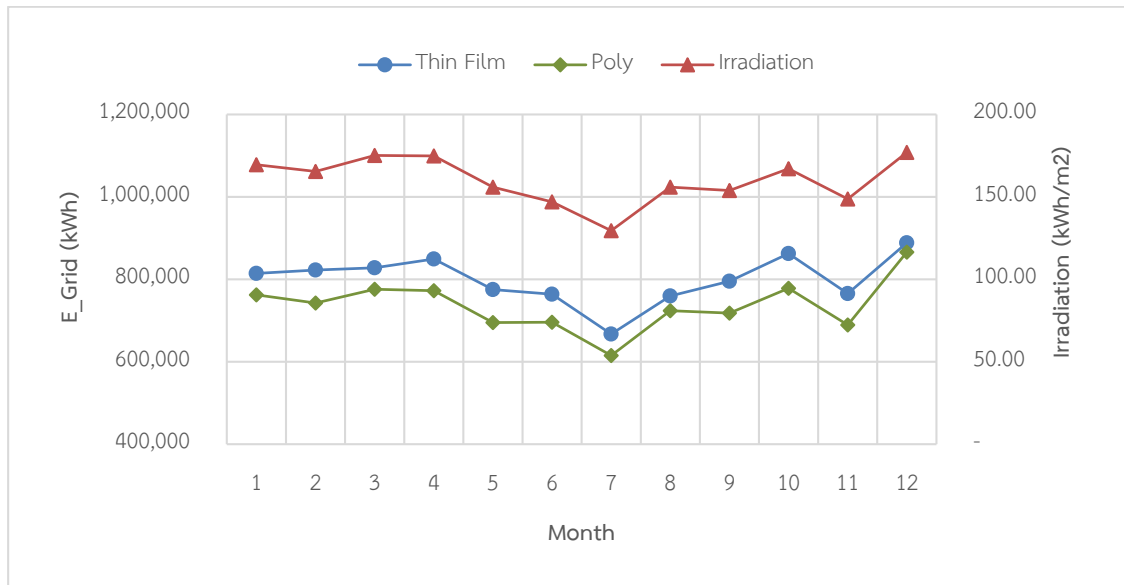


รูปที่ 4.11 ผลจากการติดตั้ง ปี 2559

ตารางที่ 4.2 พลังงานไฟฟ้าและสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ปี 2560

เดือน	Irradiation (kWh/m^2)	ชนิดฟิล์มบาง		ชนิดผลึกรวมซิลิคอน	
		kWh	PR (%)	kWh	PR (%)
มกราคม	169.57	814,319	80.02	762,505	74.99
กุมภาพันธ์	165.48	822,462	82.82	742,505	74.83
มีนาคม	175.15	828,137	78.79	776,105	73.90
เมษายน	174.90	849,325	80.92	772,548	73.67
พฤษภาคม	155.93	775,064	82.83	695,323	74.37
มิถุนายน	147.00	763,817	86.59	696,012	78.97
กรกฎาคม	129.58	667,112	85.79	615,418	79.21
สิงหาคม	155.93	759,652	81.18	724,060	77.44
กันยายน	153.90	795,313	86.11	718,007	77.81
ตุลาคม	167.09	862,473	86.01	778,363	77.69
พฤศจิกายน	148.80	765,590	85.74	689,514	77.28
ธันวาคม	177.01	888,850	83.68	866,215	81.61
รวม	1,920.34	9,592,114	83.37	8,836,575	76.81

จากตารางที่ 4.2 พบว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางมีค่าพลังงานไฟฟ้าและค่าสมรรถนะสูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอนตลอดทั้งปี และสอดคล้องกับค่าพลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์



รูปที่ 4.12 ผลจากการติดตั้ง ปี 2560

จากรูปที่ 4.12 พบว่าเดือนธันวาคม จะมี Down Time ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง ซึ่งทำให้ได้ค่าพลังงานใกล้เคียงกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน

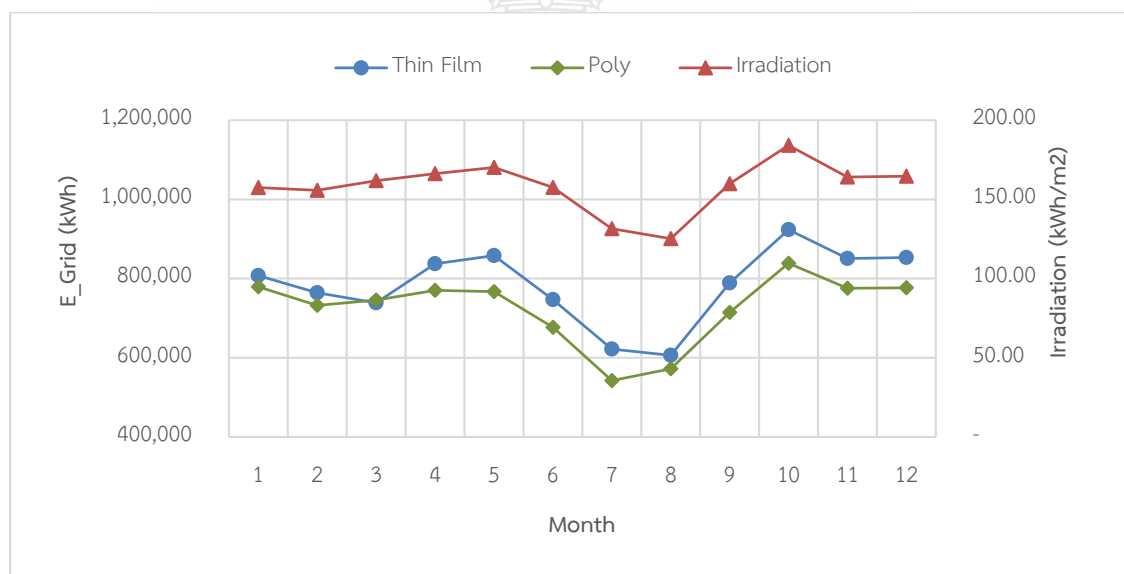
ตารางที่ 4.3 พลังงานไฟฟ้าและสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ปี 2561

เดือน	Irradiation (kWh/m ²)	ชนิดฟิล์มบาง		ชนิดผลึกรวมซิลิคอน	
		kWh	PR (%)	kWh	PR (%)
มกราคม	157.48	807,518	85.45	778,968	82.50
กุมภาพันธ์	155.68	764,050	81.78	732,230	78.44
มีนาคม	161.82	738,648	76.06	745,584	76.84
เมษายน	166.20	837,206	83.94	770,392	77.31
พฤษภาคม	170.19	858,177	84.03	766,928	75.16
มิถุนายน	157.50	746,684	79.00	676,850	71.67
กรกฎาคม	131.44	621,744	78.82	542,324	68.81
สิงหาคม	125.24	606,052	80.64	572,074	76.18

ตารางที่ 4.3 พลังงานไฟฟ้าและสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ปี 2561 (ต่อ)

เดือน	Irradiation (kWh/m^2)	ชนิดฟิล์มบาง		ชนิดผลึกรวมซิลิคอน	
		kWh	PR (%)	kWh	PR (%)
กันยายน	159.90	789,029	82.23	714,282	74.50
ตุลาคม	184.14	923,527	83.58	838,565	75.95
พฤศจิกายน	164.10	850,867	86.40	775,688	78.83
ธันวาคม	164.61	853,295	86.38	776,642	78.69
รวม	1,898.30	9,396,797	82.36	8,690,527	76.24

จากตารางที่ 4.3 พบว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางมีค่าพลังงานไฟฟ้าและค่าสมรรถนะสูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอนตลอดทั้งปี และสอดคล้องกับค่าพลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์



รูปที่ 4.13 ผลจากการติดตั้ง ปี 2561

จากรูปที่ 4.13 พบว่าค่าพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอนจะสอดคล้องกับค่าพลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ ขณะที่ช่วงเดือนมีนาคม ทางกริดไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้มีการซ่อมบำรุงระบบจำหน่าย Feeder ที่รองรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง จำนวน 3 วัน ทำให้ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าเข้ากริดได้

4.4 การเปรียบเทียบด้านสมรรถนะและด้านเศรษฐศาสตร์ของผลจากโปรแกรม PVsyst กับผลจากการติดตั้งจริงจากโรงไฟฟ้าตัวอย่าง

4.4.1 การเปรียบเทียบด้านสมรรถนะ สามารถนำค่าสมรรถนะจากโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งจริง เปรียบเทียบกับสมรรถนะที่ได้จากการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst ซึ่งนำเสนอได้ดังตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.4 สมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

เดือน	ชนิดฟิล์มบาง (%)				ชนิดผลึกรวมซิลิคอน (%)			
	PVsyst	2559	2560	2561	PVsyst	2559	2560	2561
มกราคม	84.20	80.98	80.02	85.45	82.74	80.60	74.99	82.50
กุมภาพันธ์	84.13	80.73	82.82	81.78	81.84	80.60	74.83	78.44
มีนาคม	83.89	72.32	78.79	76.06	80.88	74.73	73.90	76.84
เมษายน	83.95	80.30	80.92	83.94	80.88	75.48	73.67	77.31
พฤษภาคม	84.38	87.60	82.83	84.03	81.63	78.56	74.37	75.16
มิถุนายน	84.84	86.20	86.59	79.00	82.47	80.95	78.97	71.67
กรกฎาคม	84.89	79.33	85.79	78.82	82.56	73.75	79.21	68.81
สิงหาคม	85.36	78.47	81.18	80.64	82.56	73.99	77.44	76.18
กันยายน	85.42	91.44	86.11	82.23	82.81	82.03	77.81	74.50
ตุลาคม	85.09	90.13	86.01	83.58	82.44	80.36	77.69	75.95
พฤศจิกายน	84.47	89.42	85.74	86.40	82.29	79.75	77.28	78.83
ธันวาคม	84.18	87.09	83.68	86.38	82.50	78.06	81.61	78.69
รวม	84.50	83.67	83.37	82.36	82.10	78.24	76.81	76.24

จากตารางที่ 4.4 พบว่าสมรรถนะจากผลการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางมีสมรรถนะสูงกว่าผลการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน และเปรียบเทียบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าทั้งสองชนิดในปีเดียวกันจากผลการติดตั้งจริงยังพบว่าสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางสูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน เนื่องจากแผงชนิดฟิล์มบางมีความไวต่อแสง สามารถผลิตพลังงานได้แม้จะมีเมฆมากและปริมาณแสงน้อย

4.4.2 การเปรียบเทียบด้านเศรษฐศาสตร์

4.4.2.1 การลงทุนเริ่มแรก ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายต่างๆ เช่น ค่าที่ดิน ถนน รั้ว ระบบระบายน้ำ โครงสร้างรองรับแผง แผงเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นต้น สามารถนำเสนอได้ตามตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 ค่าใช้จ่ายในการลงทุนครั้งแรก

ลำดับ	รายการ	แผงฟิล์มบาง (ล้านบาท)	แผงผลึกรวมซิลิคอน (ล้านบาท)	อายุการใช้งาน (ปี)
1	ที่ดิน	20.00	12.40	25
2	รั้ว	5.40	3.60	25
3	ถนน	7.92	4.56	25
4	ระบบระบายน้ำ	4.83	2.81	25
5	ท่อร้อยสายไฟฟ้าและสายไฟฟ้า	15.00	12.00	25
6	โครงสร้างรองรับแผง	15.00	10.80	25
7	แผงเซลล์แสงอาทิตย์	99.00	142.56	25
8	กล่องรวมสายไฟฟ้า	4.80	3.00	10
9	อินเวอร์เตอร์	15.00	15.00	10
10	หม้อแปลงและระบบจำหน่ายไฟฟ้า	6.00	6.00	10
11	ระบบป้องกันฟ้าผ่า	1.05	0.75	25
12	ระบบน้ำดี	1.20	0.90	10
13	ระบบกล้องโทรทัศน์วงจรปิด	2.80	2.00	5
14	ระบบวัด บันทึกและแสดงผล	0.90	0.90	5
15	ค่าก่อสร้างและดำเนินการ	30.00	24.00	25
รวมค่าลงทุนครั้งแรก (ล้านบาท)		228.90	241.28	

จากตารางที่ 4.5 แสดงการการลงทุนในโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอนสูงกว่าโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง โดยเฉพาะค่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่สูงกว่ากันมากในขณะที่โรงไฟฟ้า ชนิดฟิล์มบาง มีการลงทุนในที่ดินสูงกว่า เนื่องจากต้องใช้พื้นที่ในการติดตั้งมากกว่าโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน

4.4.3.2 การลงทุนประจำปี ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติงานในโรงไฟฟ้า เช่น ค่าแรงคน ค่าล้างแผง ค่าตัดหญ้า ค่ารักษาความปลอดภัย ค่าบำรุงรักษา รวมถึงค่าอะไหล่ที่จำเป็นต้องใช้ในการเปลี่ยน เช่น หลอดไฟฟ้า แผงที่ชำรุดจากอุบัติเหตุภายนอก เป็นต้น

ตารางที่ 4.6 ค่าใช้จ่ายประจำปี

ลำดับ	รายการ	แผงฟิล์มบาง (ล้านบาท)	แผงผลึกรวมซิลิคอน (ล้านบาท)	อายุการใช้งาน (ปี)
1	Operating & Maintenance	7.20	6.00	1
2	Spare Part	0.5	0.4	1
รวมค่าใช้จ่ายประจำปี (ล้านบาท)		7.70	6.40	

จากตารางที่ 4.6 ค่า Operating & Maintenance ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางจะมีค่าใช้จ่ายสูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน เนื่องจากพื้นที่การติดตั้งมากกว่า ขณะที่ค่า Spare Part ก็จะมีค่าใช้จ่ายที่สูงกว่าเช่นเดียวกันเนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง มีปริมาณแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาก ดังนั้นจึงมีความเสี่ยงในการเสียหายสูงกว่า

4.4.3.3 รายได้ปีแรก สามารถคำนวณมาจากการขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในอัตรา 5.66 บาท/หน่วย ซึ่งแสดงรายได้เป็นรายเดือนตลอด ปี 2559 ได้ดังตารางที่ 4.7

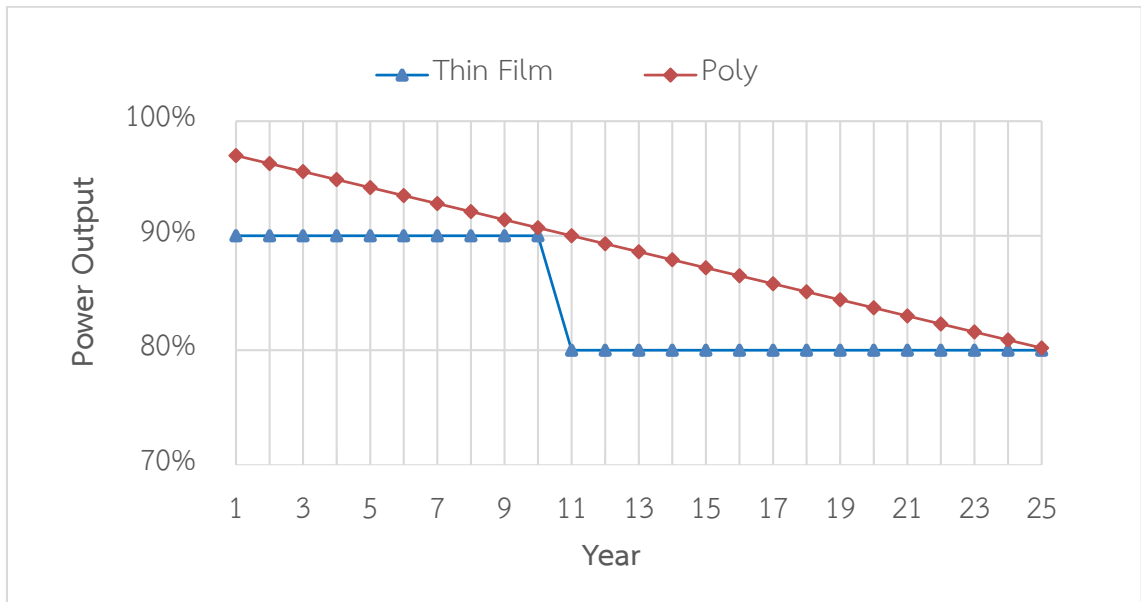
ตารางที่ 4.7 รายได้ปีแรกของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองชนิด

เดือน	แผงฟิล์มบาง		แผงผลึกรวมซิลิคอน	
	PVsyst (บาท)	Actual (บาท)	PVsyst (บาท)	Actual (บาท)
มกราคม	4,976,397	4,339,986	4,883,363	4,316,333
กุมภาพันธ์	4,392,692	4,560,845	4,269,542	4,549,666
มีนาคม	5,052,801	4,355,704	4,867,272	4,497,193
เมษายน	4,756,206	4,819,473	4,578,606	4,526,602
พฤษภาคม	4,397,775	4,666,936	4,251,028	4,182,185
มิถุนายน	4,088,909	3,715,241	3,971,350	3,486,300
กรกฎาคม	4,165,217	4,126,361	4,047,721	3,833,020
สิงหาคม	3,972,709	4,775,642	3,839,325	4,499,394
กันยายน	3,908,072	4,621,390	3,785,578	4,142,616
ตุลาคม	4,264,680	4,906,263	4,128,478	4,371,144
พฤศจิกายน	4,527,649	5,230,248	4,406,712	4,660,857
ธันวาคม	4,936,777	4,887,642	4,834,472	4,376,923
รวม	53,439,881	55,005,731	51,863,446	51,442,234

จากตารางที่ 4.7 แสดงรายได้จากการขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองชนิด ซึ่งรายได้ที่คำนวณจากผลการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางจะสูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน ขณะที่รายได้ที่คำนวณจากผลการติดตั้งจริงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางมีรายได้สูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอนเช่นเดียวกัน

4.4.3.4 การประมาณรายได้ ตลอดระยะเวลา 25 ปี ปัจจัยที่นำมาใช้ในการคำนวณโดยหลักเสียไม่ได้ ประกอบด้วย การเสื่อมถอยประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ได้มาจากผู้ผลิต

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งแสดงดังรูปที่ 4.14 ซึ่งสามารถนำเสนอการประมาณรายได้ รายละเอียดดังแสดงได้ตามตารางที่ 4.8



รูปที่ 4.14 ค่าเสื่อมถอยประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [24-25]

จากรูปที่ 4.14 แผงฟิล์มบางมีประสิทธิภาพ ร้อยละ 90 สำหรับ 10 ปีแรก และจะมีการเสื่อมถอยประสิทธิภาพคงเหลือ ร้อยละ 80 สำหรับปีถัดไปจนครบอายุการใช้งาน 25 ปี ขณะที่แผงผลึกรวมซิลิคอน มีการเสื่อมถอยประสิทธิภาพเป็นเชิงเส้น ซึ่งปีแรก มีประสิทธิภาพ ร้อยละ 97 และคงเหลือ ร้อยละ 90 ในปีที่ 10 และจะมีการเสื่อมถอยประสิทธิภาพคงเหลือ ร้อยละ 80 ในปีที่ 25

ตารางที่ 4.8 รายได้จากการประมาณการ ตลอดระยะเวลา 25 ปี

ปีที่	แผงฟิล์มบาง			แผงผลึกรวมซิลิคอน		
	ประสิทธิภาพ (%)	PVsyst (บาท)	Install. (บาท)	ประสิทธิภาพ (%)	PVsyst (บาท)	Install. (บาท)
1	90	48,095,892	49,505,158	97.00	50,307,548	49,898,967
2	90	48,095,892	49,505,158	96.29	49,939,318	49,533,728
3	90	48,095,892	49,505,158	95.58	49,571,087	49,168,488
4	90	48,095,892	49,505,158	94.88	49,208,043	48,808,392
5	90	48,095,892	49,505,158	94.17	48,839,812	48,443,152

ตารางที่ 4.8 รายได้จากการประมาณการ ตลอดระยะเวลา 25 ปี (ต่อ)

ปีที่	แผงฟิล์มบาง			แผงผลึกรวมซิลิคอน		
	ประสิทธิภาพ (%)	PVsyst (บาท)	Install. (บาท)	ประสิทธิภาพ (%)	PVsyst (บาท)	Install. (บาท)
6	90	48,095,892	49,505,158	93.46	48,471,582	48,077,912
7	90	48,095,892	49,505,158	92.75	48,103,351	47,712,672
8	90	48,095,892	49,505,158	92.04	47,735,121	47,347,433
9	90	48,095,892	49,505,158	91.33	47,366,890	46,982,193
10	90	48,095,892	49,505,158	90.63	46,848,256	46,467,770
11	80	42,751,904	44,004,585	89.92	46,635,616	46,256,857
12	80	42,751,904	44,004,585	89.21	46,267,385	45,891,617
13	80	42,751,904	44,004,585	88.50	45,899,155	45,526,377
14	80	42,751,904	44,004,585	87.79	45,530,924	45,161,138
15	80	42,751,904	44,004,585	87.08	45,162,694	44,795,898
16	80	42,751,904	44,004,585	86.38	44,799,650	44,435,802
17	80	42,751,904	44,004,585	85.67	44,431,419	44,070,562
18	80	42,751,904	44,004,585	84.96	44,063,189	43,705,322
19	80	42,751,904	44,004,585	84.25	43,694,958	43,340,083
20	80	42,751,904	44,004,585	83.54	43,326,728	42,974,843
21	80	42,751,904	44,004,585	82.83	42,958,497	42,609,603
22	80	42,751,904	44,004,585	82.13	42,595,453	42,249,507
23	80	42,751,904	44,004,585	81.42	42,227,222	41,884,267
24	80	42,751,904	44,004,585	80.71	41,858,992	41,519,027
25	80	42,751,904	44,004,585	80.00	41,490,761	41,153,788
รวม		1,122,237,491	1,155,120,347		1,147,333,650	1,138,015,399

จากตารางที่ 4.8 รายได้ประมาณการจากผลการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst และรายได้ประมาณการจากผลการติดตั้งจริงได้มาจากการนำค่าพลังงานที่ผลิตได้ในปีแรกตลอดทั้งปีมาใช้ในการคำนวณพยากรณ์ตลอดเวลา 25 ปี โดยอ้างอิงประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามและผู้ผลิตระบุรับประกัน ซึ่งพบว่ารายได้ประมาณการจากผลการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางต่ำกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน เนื่องจากประสิทธิภาพของแผงตามผู้ผลิตรับประกันในแต่ละปีต่างกัน ขณะที่รายได้ประมาณการจากการติดตั้งจริงพยากรณ์ 25 ปี พบว่ารายได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางมีรายได้รวมสูงกว่า

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน เนื่องจากคุณสมบัติเฉพาะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางตอบสนองต่อปริมาณแสงน้อย เมฆมาก แสงสะท้อนได้ดี ทั้งยังตอบสนองต่ออุณหภูมิสูงๆ ได้ดีกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน

4.4.3.5 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV) สามารถคำนวณได้จาก สมการที่ 2.12 โดยมีระยะเวลาโครงการ 25 ปี และกำหนดอัตราดอกเบี้ย ร้อยละ 8 ซึ่งสามารถ นำเสนอได้ดังตารางที่ 4.9 และตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.9 มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง

ปีที่	กระแสเงินสดรับ (B_t)		กระแสเงินสดจ่าย (C_t)	$(1+i)^t$ $i = 8\%$	NPV	
	PVsyst (บาท)	Install.(บาท)			PVsyst (บาท)	Install.(บาท)
0	0	0	228,900,000	1.0000	-228,900,000	-228,900,000
1	48,095,892	49,505,158	7,700,000	1.0800	37,403,604	38,708,479
2	48,095,892	49,505,158	7,700,000	1.1664	34,632,967	35,841,185
3	48,095,892	49,505,158	7,700,000	1.2597	32,067,867	33,186,598
4	48,095,892	49,505,158	7,700,000	1.3605	29,691,946	30,727,790
5	48,095,892	49,505,158	7,700,000	1.4693	27,493,291	28,452,432
6	48,095,892	49,505,158	11,400,000	1.5869	23,124,263	24,012,324
7	48,095,892	49,505,158	7,700,000	1.7138	23,570,949	24,393,253
8	48,095,892	49,505,158	7,700,000	1.8509	21,825,000	22,586,395
9	48,095,892	49,505,158	7,700,000	1.9990	20,208,050	20,913,035
10	48,095,892	49,505,158	7,700,000	2.1589	18,711,331	19,364,101
11	42,751,904	44,004,585	38,400,000	2.3316	1,866,488	2,403,750
12	42,751,904	44,004,585	7,700,000	2.5182	13,919,428	14,416,879
13	42,751,904	44,004,585	7,700,000	2.7196	12,888,625	13,349,237
14	42,751,904	44,004,585	7,700,000	2.9372	11,933,782	12,360,270
15	42,751,904	44,004,585	7,700,000	3.1722	11,049,715	11,444,608
16	42,751,904	44,004,585	11,400,000	3.4259	9,151,436	9,517,086
17	42,751,904	44,004,585	7,700,000	3.7000	9,473,488	9,812,050
18	42,751,904	44,004,585	7,700,000	3.9960	8,771,748	9,085,231
19	42,751,904	44,004,585	7,700,000	4.3157	8,121,951	8,412,212
20	42,751,904	44,004,585	7,700,000	4.6610	7,520,254	7,789,012
21	42,751,904	44,004,585	38,400,000	5.0338	864,537	1,113,390
22	42,751,904	44,004,585	7,700,000	5.4365	6,447,513	6,677,933

ตารางที่ 4.9 มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง (ต่อ)

ปีที่	กระแสเงินสดรับ (B_t)		กระแสเงินสดจ่าย (C_t)	$(1+i)^t$ $i = 8\%$	NPV	
	PVsyst (บาท)	Install.(บาท)			PVsyst (บาท)	Install.(บาท)
23	42,751,904	44,004,585	7,700,000	5.8715	5,969,838	6,183,187
24	42,751,904	44,004,585	7,700,000	6.3412	5,527,645	5,725,192
25	42,751,904	44,004,585	7,700,000	6.8485	5,118,187	5,301,100
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)					158,453,903	172,876,731

จากตารางที่ 4.9 พบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง จากการติดตั้งจริงมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) สูงกว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ที่ได้จากการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst เนื่องจากค่าพลังงานที่ผลิตได้ในปีแรกซึ่งเป็นค่าพลังงานฐานสูงกว่าค่าพลังงานที่คำนวณได้จากการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst

ตารางที่ 4.10 มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน

ปีที่	กระแสเงินสดรับ (B_t)		กระแสเงินสดจ่าย (C_t)	$(1+i)^t$ $i = 8\%$	NPV	
	PVsyst(บาท)	Install.(บาท)			PVsyst(บาท)	Install.(บาท)
0	0	0	241,280,000	1.0000	-241,280,000	-241,280,000
1	50,307,548	49,898,967	6,400,000	1.0800	40,655,137	40,276,822
2	49,939,318	49,533,728	6,400,000	1.1664	37,327,947	36,980,219
3	49,571,087	49,168,488	6,400,000	1.2597	34,270,927	33,951,328
4	49,208,043	48,808,392	6,400,000	1.3605	31,464,934	31,171,181
5	48,839,812	48,443,152	6,400,000	1.4693	28,884,375	28,614,410
6	48,471,582	48,077,912	9,300,000	1.5869	24,684,342	24,436,267
7	48,103,351	47,712,672	6,400,000	1.7138	24,333,850	24,105,889
8	47,735,121	47,347,433	6,400,000	1.8509	22,332,444	22,122,985
9	47,366,890	46,982,193	6,400,000	1.9990	20,493,692	20,301,247
10	46,848,256	46,467,770	6,400,000	2.1589	18,735,586	18,559,345
11	46,635,616	46,256,857	34,200,000	2.3316	5,333,512	5,171,066
12	46,267,385	45,891,617	6,400,000	2.5182	15,831,699	15,682,478
13	45,899,155	45,526,377	6,400,000	2.7196	14,523,884	14,386,813
14	45,530,924	45,161,138	6,400,000	2.9372	13,322,526	13,196,629
15	45,162,694	44,795,898	6,400,000	3.1722	12,219,499	12,103,870
16	44,799,650	44,435,802	9,300,000	3.4259	10,362,138	10,255,933

ตารางที่ 4.10 มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน (ต่อ)

ปีที่	กระแสเงินสดรับ (B_t)		กระแสเงินสดจ่าย (C_t)	$(1+i)^t$ $i = 8\%$	NPV	
	PVsyst(บาท)	Install.(บาท)			PVsyst(บาท)	Install.(บาท)
17	44,431,419	44,070,562	6,400,000	3.7000	10,278,762	10,181,233
18	44,063,189	43,705,322	6,400,000	3.9960	9,425,222	9,335,666
19	43,694,958	43,340,083	6,400,000	4.3157	8,641,694	8,559,465
20	43,326,728	42,974,843	6,400,000	4.6610	7,922,490	7,846,995
21	42,958,497	42,609,603	34,200,000	5.0338	1,739,937	1,670,627
22	42,595,453	42,249,507	6,400,000	5.4365	6,657,859	6,594,226
23	42,227,222	41,884,267	6,400,000	5.8715	6,101,886	6,043,476
24	41,858,992	41,519,027	6,400,000	6.3412	5,591,843	5,538,231
25	41,490,761	41,153,788	6,400,000	6.8485	5,123,861	5,074,657
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)					174,980,047	170,881,057

จากตารางที่ 4.10 พบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน จากการติดตั้งจริงมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) สูงกว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ที่ได้จากการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst เนื่องจากค่าพลังงานที่ผลิตได้ในปีแรกซึ่งเป็นค่าพลังงานฐานสูงกว่าค่าพลังงานที่คำนวณได้จากการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst

4.4.3.6 ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period, PB) คือ ระยะเวลาที่มีรายได้สะสมเท่ากับค่าใช้จ่ายที่ลงทุนไปทั้งหมด ซึ่งสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.11 และตารางที่ 4.12

ตารางที่ 4.11 ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง

ปีที่	กระแสเงินสดสุทธิ		กระแสเงินสดสุทธิสะสม	
	PVsyst (บาท)	Install. (บาท)	PVsyst (บาท)	Install. (บาท)
0	-228,900,000	-228,900,000	-228,900,000	-228,900,000
1	40,395,892	41,805,158	-188,504,108	-187,094,842
2	40,395,892	41,805,158	-148,108,215	-145,289,685
3	40,395,892	41,805,158	-107,712,323	-103,484,527
4	40,395,892	41,805,158	-67,316,430	-61,679,369
5	40,395,892	41,805,158	-26,920,538	-19,874,211
6	36,695,892	38,105,158	9,775,355	18,230,946
7	40,395,892	41,805,158	50,171,247	60,036,104
8	40,395,892	41,805,158	90,567,140	101,841,262

ตารางที่ 4.11 ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง (ต่อ)

ปีที่	กระแสเงินสดสุทธิ		กระแสเงินสดสุทธิสะสม	
	PVsyst (บาท)	Install. (บาท)	PVsyst (บาท)	Install. (บาท)
9	40,395,892	41,805,158	130,963,032	143,646,420
10	40,395,892	41,805,158	171,358,925	185,451,577
11	4,351,904	5,604,585	175,710,829	191,056,162
12	35,051,904	36,304,585	210,762,733	227,360,747
12	35,051,904	36,304,585	245,814,638	263,665,331
14	35,051,904	36,304,585	280,866,542	299,969,916
15	35,051,904	36,304,585	315,918,447	336,274,501
16	31,351,904	32,604,585	347,270,351	368,879,085
17	35,051,904	36,304,585	382,322,255	405,183,670
18	35,051,904	36,304,585	417,374,160	441,488,255
19	35,051,904	36,304,585	452,426,064	477,792,839
20	35,051,904	36,304,585	487,477,969	514,097,424
21	4,351,904	5,604,585	491,829,873	519,702,009
22	35,051,904	36,304,585	526,881,777	556,006,593
23	35,051,904	36,304,585	561,933,682	592,311,178
24	35,051,904	36,304,585	596,985,586	628,615,763
25	35,051,904	36,304,585	632,037,491	664,920,347
	ระยะเวลาคืนทุน		5 ปี 9 เดือน	5 ปี 6 เดือน

จากตารางที่ 4.11 พบว่าระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง การคำนวณจากผลการติดตั้งจริงจะมีระยะเวลาคืนทุนที่สั้นกว่าการคำนวณจากผลการจำลองค่าพลังงาน ด้วยโปรแกรม PVsyst

ตารางที่ 4.12 ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน

ปีที่	กระแสเงินสดสุทธิ		กระแสเงินสดสุทธิสะสม	
	PVsyst (บาท)	Install. (บาท)	PVsyst (บาท)	Install. (บาท)
0	-241,280,000	-241,280,000	-241,280,000	-241,280,000
1	43,907,548	43,498,967	-197,372,452	-197,781,033
2	43,539,318	43,133,728	-153,833,134	-154,647,305
3	43,171,087	42,768,488	-110,662,047	-111,878,817

ตารางที่ 4.12 ระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน (ต่อ)

ปีที่	กระแสเงินสดสุทธิ		กระแสเงินสดสุทธิสะสม	
	PVsyst (บาท)	Install. (บาท)	PVsyst (บาท)	Install. (บาท)
4	42,808,043	42,408,392	-67,854,004	-69,470,425
5	42,439,812	42,043,152	-25,414,192	-27,427,273
6	39,171,582	38,777,912	13,757,390	11,350,639
7	41,703,351	41,312,672	55,460,741	52,663,312
8	41,335,121	40,947,433	96,795,862	93,610,744
9	40,966,890	40,582,193	137,762,753	134,192,937
10	40,448,256	40,067,770	178,211,009	174,260,707
11	12,435,616	12,056,857	190,646,624	186,317,564
12	39,867,385	39,491,617	230,514,009	225,809,182
12	39,499,155	39,126,377	270,013,164	264,935,559
14	39,130,924	38,761,138	309,144,088	303,696,697
15	38,762,694	38,395,898	347,906,782	342,092,595
16	35,499,650	35,135,802	383,406,432	377,228,397
17	38,031,419	37,670,562	421,437,851	414,898,959
18	37,663,189	37,305,322	459,101,039	452,204,281
19	37,294,958	36,940,083	496,395,997	489,144,364
20	36,926,728	36,574,843	533,322,725	525,719,207
21	8,758,497	8,409,603	542,081,222	534,128,809
22	36,195,453	35,849,507	578,276,674	569,978,316
23	35,827,222	35,484,267	614,103,897	605,462,584
24	35,458,992	35,119,027	649,562,889	640,581,611
25	35,090,761	34,753,788	684,653,650	675,335,399
	ระยะเวลาคืนทุน		5 ปี 8 เดือน	5 ปี 8 เดือน

จากตารางที่ 4.12 พบว่าระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน การคำนวณจากผลการติดตั้งจริงจะมีระยะเวลาคืนทุนที่เท่ากันกับการคำนวณจากผลการจำลองค่าพลังงานด้วยโปรแกรม PVsyst

4.5 บทสรุป

การวิเคราะห์สมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางและผลึกรวมซิลิคอน ขนาด 6 เมกะวัตต์ ด้วยโปรแกรมจำลอง PVsyst เปรียบเทียบกับผลการติดตั้งจริงในปี 2559, 2560 และ 2561 ทั้งด้านของการผลิตพลังงานไฟฟ้า สมรรถนะของโรงไฟฟ้าและด้านเศรษฐศาสตร์ของ โรงไฟฟ้าที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งสองชนิด สามารถนำเสนอบทสรุปในหัวข้อถัดไป



บทที่ 5

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

5.1 บทนำ

วิทยานิพนธ์นี้ได้ศึกษาและวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางและผลึกรวมซิลิคอน โดยทำการเปรียบเทียบระหว่างผลจากโปรแกรมจำลอง PVsyst กับ ผลการติดตั้งจริง ปี 2559, 2560 และ 2561 ของโรงไฟฟ้าตัวอย่าง ขนาด 6 เมกะวัตต์ ซึ่งสามารถ นำเสนอผลของการทำวิทยานิพนธ์ได้ดังนี้

5.2 สรุปผลการวิจัย

การศึกษาและวิเคราะห์สมรรถนะของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนพื้นดิน ของแผงชนิดฟิล์มบางและแผงชนิดผลึกรวมซิลิคอน ขนาด 6 เมกะวัตต์ ที่ติดตั้งในบริเวณพื้นที่เดียวกัน โดยนำผลจากการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst เปรียบเทียบกับผลจากการติดตั้งจริง ปี 2559, 2560 และ 2561 พบว่าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง จากผลการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst มีค่า PR ร้อยละ 84.50 NPV 158.45 ล้านบาท ระยะเวลาคืนทุน 5 ปี 9 เดือน และผลจากโรงไฟฟ้าที่ ติดตั้งจริง มีค่า PR ร้อยละ 83.67, 83.37, 82.36 ตามลำดับ NPV 172.88 ล้านบาท และระยะเวลาคืน ทุน 5 ปี 6 เดือน ขณะที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน จากผลการจำลองด้วย โปรแกรม PVsyst มีค่า PR ร้อยละ 82.10 NPV 174.98 ล้านบาท ระยะเวลาคืนทุน 5 ปี 8 เดือน และ ผลจากโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งจริง มีค่า PR ร้อยละ 78.24, 76.81, 76.24 ตามลำดับ NPV 170.88 ล้านบาท และระยะเวลาคืนทุน 5 ปี 8 เดือน และจากการศึกษาสามารถสรุปได้ดังนี้

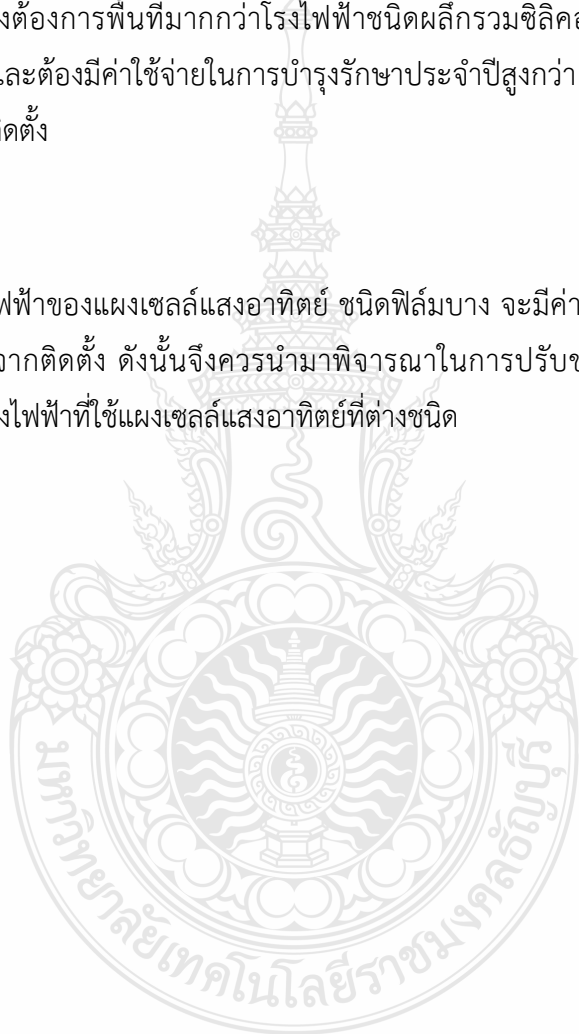
- 1) สมรรถนะ (PR) ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ผลการคำนวณจากการจำลองด้วย โปรแกรม PVsyst ค่า PR ของโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งแผงชนิดฟิล์มบางสูงกว่าแผงผลึกรวม ซิลิคอน ร้อยละ 2.40 ขณะที่ผลจากการติดตั้งจริง ค่า PR ของโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งแผงชนิด ฟิล์มบางสูงกว่าแผงผลึกรวมซิลิคอน ปี 2559 ร้อยละ 5.43 ปี 2560 ร้อยละ 6.56 และปี 2561 ร้อยละ 6.12
- 2) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ผลการคำนวณจากการ จำลองด้วยโปรแกรม PVsyst ค่า NPV ของโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งแผงชนิดฟิล์มบางน้อยกว่า แผงผลึกรวมซิลิคอน 16.53 ล้านบาท ขณะที่ผลจากการติดตั้งจริง ค่า NPV ของ โรงไฟฟ้าที่ติดตั้งแผงชนิดฟิล์มบางสูงกว่าแผงผลึกรวมซิลิคอน 2.00 ล้านบาท

- 3) ระยะเวลาคืนทุน (PB) ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ผลการคำนวณจากการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst ค่า PB ของโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งแผงชนิดฟิล์มบางมีระยะเวลาคืนทุนต่ำกว่าแผงผลึกรวมซิลิคอน 1 เดือน ขณะที่ผลจากการติดตั้งจริง ค่า PB ของโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งแผงชนิดฟิล์มบางมีระยะเวลาคืนทุนเร็วกว่าแผงผลึกรวมซิลิคอน 2 เดือน

จากการวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะและเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองชนิดตามข้างต้น พบว่าระยะเวลาคืนทุนต่างกันไม่มีนัยสำคัญ ขณะที่โรงไฟฟ้าชนิดฟิล์มบางต้องพิจารณาพื้นที่ติดตั้งซึ่งต้องการพื้นที่มากกว่าโรงไฟฟ้าชนิดผลึกรวมซิลิคอน เนื่องจากแผงเซลล์ที่มีประสิทธิภาพต่ำกว่า และต้องมีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาประจำปีสูงกว่า ซึ่งแปรผันตามปริมาณของอุปกรณ์และพื้นที่การติดตั้ง

5.3 ข้อเสนอแนะ

ค่าแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง จะมีค่าเริ่มต้น สูงร้อยละ 10 – 15 ในช่วงเดือนแรกหลังจากติดตั้ง ดังนั้นจึงควรนำมาพิจารณาในการปรับขนาดของระบบและในการเปรียบเทียบระหว่างโรงไฟฟ้าที่ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่างชนิด



บรรณานุกรม

- [1] บริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน), โครงการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ อำเภอบางประอิน จังหวัดพระนครศรีอยุธยา
- [2] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, เทคโนโลยีแสงอาทิตย์ (Online), Available: [http://www3.egat.co.th/re/solarcell/solar cell.htm](http://www3.egat.co.th/re/solarcell/solar%20cell.htm)
- [3] มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, เทคนิคการประยุกต์ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ สำหรับผู้ออกแบบระบบ, 2552
- [4] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์
- [5] บริษัท พรเจริญ เซฟตี้กลาส จำกัด, โซลาร์เซลล์ (Online), Available: <http://www.pornjaroen.com/product/index.php?m=11>
- [6] ชาญชนก หงส์ทอง, ประหยัดพลังงานเพื่อโลก (Online), Available: <https://thanchaging.wordpress.com/>
- [7] International Electrotechnical Commission, “Photovoltaic system performance monitoring Guidelines for measurement, data exchange and analysis IEC61724”, IEC standard, 1998.
- [8] บุญยัง ปลั่งกลาง, ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี, 2558
- [9] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, คู่มือพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานทดแทน ชุดที่ 2 พลังงานแสงอาทิตย์, 36-38.
- [10] สมชัย หิรัญวโรดม และองอาจ แสดใหม่ “การศึกษาและออกแบบระบบโฟโตโวลตาอิกชนิดเชื่อมต่อกับกริดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ขนาด 5 kWp กรณีศึกษาสำหรับพื้นที่บริการนักศึกษาและประชาชนทั่วไป” โครงการวิจัย, คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี, 2553.
- [11] นิรมล ณะผล “การศึกษาสมรรถนะระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาเพื่อการเกษตร” คณะพลังงานสิ่งแวดล้อมและวัสดุ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 2560
- [12] ส่วนประกอบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Online), Available: http://sec.jp/jcm/projects/15pro_ban_03/

บรรณานุกรม (ต่อ)

- [13] การออกแบบการติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยโปรแกรม PVsyst (Online), Available:<http://www.sokulsolar.com/2017/12/pvsyst.html>
- [14] อนุชา โปวัน ปฐมาภรณ์ ศรีผดุงธรรม อมรรัตน์ ลีम्मณี และเอกชาติ หัตถา “การวิเคราะห์สมรรถนะของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกโพลีซิลิกอนและฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิกอนที่ติดตั้งในประเทศไทยด้วยการใช้โปรแกรมจำลอง” การประชุมวิชาการ มหาวิทยาลัยขอนแก่น ประจำปี 2554, 27-29 มกราคม 2554.
- [15] Chin Kim Gan and Pi Hua Tan, System Performance Comparison Between Crystalline and Thin- Film Technologies under Different Installation Condition, IEEE Conference on Clean Technology (CEAT), 2013, 362-367
- [16] วราภรณ์ แห้วเพ็ชร์ พระระพีพัฒน์ ภาสบุตร และวรวรัตน์ ปัตตประกร “การศึกษาความเป็นไปได้ของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง คอปเปอร์ อินเดียมแกลเลียม ไดซิลไนด์(CIGS) สำหรับอาคารชุดพักอาศัยในประเทศไทย” การประชุมวิชาการระดับชาติ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล ครั้งที่ 5
- [17] พิระวุฒิ ชินวรรังสี ศศิวิมล ทรงไตร ญัฐกานต์ อุดมเดชาณัต ทรงเกียรติ กิตติสนธิรักษ อัครวิน หงษ์สิงห์ทอง ทวีวัฒน์ กระจ่างสังข์ จรรย์ ศรีธรราริคุณและกอบศักดิ์ ศรีประภา “การประเมินสมรรถนะ และความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบหลายเทคโนโลยีที่ติดตั้งบนหลังคาในประเทศไทย” วิศวกรรมลาดกระบัง ปี ที่ 32 ฉบับที่ 2 มิถุนายน 2558.
- [18] ศักดิ์นรินทร์ ศรีบุญเรือง และบุญยัง ปลั่งกลาง “การวิเคราะห์เปรียบเทียบประเมินผลระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคา ชนิด 3 เฟส และ 1 เฟส” การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 38 (EECON-38), 2558, 285-288.
- [19] Mustafa E. Basoglu, Abdulvehhap Kazdaloglu, Tarik Earik Erfidan, Mehmet Z. Bilgin and Bekir Cakir, Performance analyzes of different photovoltaic module technologies under İzmit, Kocaeli climatic conditions, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol.52, 2015, 357-365
- [20] Md Faysal Nayan, S.M.Safayet Ullah and S.N.Saif, Comparative Analysis of PV Module Efficiency for Different Types of Silicon Materials Considering the Effects of Environmental Parameters, 3rd International Conference on Electrical Engineering and Information Communication Technology (ICEEICT),

บรรณานุกรม (ต่อ)

- 2016 Efficiency for Different Types of Silicon Materials Considering the Effects of Environmental Parameters, 3rd International Conference on Electrical Engineering and Information Communication Technology (ICEEICT), 2016
- [21] Valeriu Bostan, Ana Ruxandra Toma, Tiberiu Tudorache, Sanda Victorinne Paturca, Ana-Maria and Ionel Bostan, Performance Analysis of Polycrystalline and CIS Thin-Film PV Panels in Real Operation Conditions, 5 th International Symposium on Electrical and Electronics Engineering (ISEEE), 2017
- [22] Erdem Elibol, Ozge Tuzun Ozmen, Nedim Tutkun and Oguz Koysal, Outdoor performance analysis of different PV panel types, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol.67, 2017, 651-661
- [23] Fatma Ahmadi, Nabil Khalifa, Tahar Khir, and Ammar Ben Brahim, Performance analysis of two gridconnected PV technologies in climatic operating Conditions of South West of Tunisia, International Conference on Green Energy Conversion Systems (GECS), 2017
- [24] สุรกิจ ทองสุก และอรุณพล เง่าพิทักษ์กุล “การศึกษาประสิทธิภาพและความคุ้มค่าทุนของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา” วารสารมหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ (สาขาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี) ปี ที่ 10 ฉบับที่ 19 มกราคม - มิถุนายน 2561.
- [25] Madhuchandrika 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., Proceedings of the Second International Conference on Inventive Systems and Control (ICISC 2018), 2018
- [26] วิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย ในพระบรมราชูปถัมภ์ “ระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา” พิมพ์ครั้งที่ 1 พ.ศ.2559.
- [27] วิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย ในพระบรมราชูปถัมภ์ “มาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้า สำหรับประเทศไทย พ.ศ.2556” พิมพ์ครั้งที่ 1 พ.ศ.2556.
- [28] ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์ “การออกแบบระบบไฟฟ้า” ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 4 พ.ศ.2556.
- [29] วิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย ในพระบรมราชูปถัมภ์ “มาตรฐานป้องกันฟ้าผ่า ภาคที่ 3 ความเสียหายทางกายภาพต่อสิ่งปลูกสร้าง และอันตรายต่อชีวิต” พิมพ์ครั้งที่ 1 พ.ศ.2553.

บรรณานุกรม (ต่อ)

- [30] Sharp (Online), Available: <http://www.multiwatt.de/pdfs/Solar modul Sharp-NA-ExxxL5-glassglass-frameless-EN.pdf>.
- [31] JASolar (Online), Available: <https://d1819pwkf4ncw.cloudfront.netfiles/docments/jasolarjap72-95740.pdf>.
- [32] SUNGROW (Online), Available: https://en.sungrowpower.com/product_view?_id=26



ภาคผนวก



ภาคผนวก ก
รายละเอียดอุปกรณ์



SHARP

NA-ExxxL5
xxx = 140|135|130|125 W
Frameless thin film modules

Sharp is a pioneer in photovoltaics /This is Why Sharp solar modules have set standards for over 50 years.



Innovations from a photovoltaic pioneer

As a solar specialist with more than 50 years' experience in photovoltaics (PV), Sharp makes significant contributions to groundbreaking progress in solar technology. The NAE series of thin-film photovoltaic modules consists of an amorphous and a microcrystalline silicon layer. This microamorphous tandem structure not only absorbs visible light but also the invisible portion of the solar spectrum. This makes especially efficient use of solar energy. All module types of the Sharp NA Series offer optimum system integration, in terms of both technology and economy, and are suitable for installations in grid-connected PV systems.



Product features

- Tandem structure with an amorphous and a microcrystalline silicon layer offering a stabilised module efficiency of up to 10%
- Two glass layers laminated with a high-performance vapour barrier encapsulant
- Attractive design allowing wide range of applications
- Low temperature coefficients enabling higher energy yields per watt at high temperatures
- Less dirt accumulation due to frameless design
- Installation in landscape or portrait mode
- One bypass diode integrated in the junction box
- No Cadmium – RoHS compliant
- Made in Italy

Product warranty and performance guarantee

Each product has been carefully manufactured and subjected to operating tests during final inspection. Each product is backed up with a:

- 5-year product guarantee
- 10-year performance guarantee on 90% of the minimum power output
- Up to 25-year performance guarantee on 80% of the minimum power output

For more detailed information, please refer to the terms and condition of the guarantee. End users are required to register their modules in order for the product and power output guarantee to be valid.

Certificates and approvals

- All modules are tested and certified according to
- IEC/EN 61646 and IEC/EN 61730, Application class A
 - Safety class II / CE, Class E in accordance with EN13501-1
 - IEC61701 ed2.0 severity 6 salt mist corrosion testing
- The manufacturing facility is certified based on
- ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 and OHSAS18001:2007

As at: May 2014

ELECTRICAL DATA (AT STC)

		Nominal values				Initial values				
		NA-E140L5	NA-E135L5	NA-E130L5	NA-E125L5	NA-E140L5	NA-E135L5	NA-E130L5	NA-E125L5	
Maximum power	P_{max}	140	135	130	125	160.9	155.2	149.5	143.7	W_p
Open-circuit voltage	V_{oc}	61.8	61.3	60.4	59.7	62.5	61.8	61.1	60.4	V
Short-circuit current	I_{sc}	3.45	3.41	3.41	3.37	3.53	3.51	3.47	3.43	A
Voltage at point of maximum power	V_{mpp}	48.5	47.0	46.1	45.5	50.8	49.3	48.7	48.3	V
Current at point of maximum power	I_{mpp}	2.89	2.88	2.82	2.75	3.17	3.15	3.07	2.98	A
Module efficiency	η_m	10.0	9.6	9.3	8.9					%

STC = Standard Test Conditions: irradiance 1,000 W/m²; AM 1.5, cell temperature 25 °C. Rated electrical characteristics of I_{sc} and V_{oc} are within $\pm 10\%$ of the indicated values and -7% to -2% of P_{max} . The initial values are approx. 15% higher than the nominal (stabilised) values and will decline within the first weeks of operation. Afterwards the power output will stabilize around the nominal value according to the seasonal changes.

ELECTRICAL DATA (AT NOCT)

		NA-E140L5	NA-E135L5	NA-E130L5	NA-E125L5	
Maximum power	P_{max}	106.7	102.4	98.6	94.8	W_p
Open-circuit voltage	V_{oc}	57.2	56.8	55.9	55.3	V
Short-circuit current	I_{sc}	2.84	2.76	2.76	2.73	A
Voltage at point of maximum power	V_{mpp}	46.0	44.0	43.2	42.6	V
Current at point of maximum power	I_{mpp}	2.32	2.33	2.29	2.23	A
Nominal operating cell temperature	NOCT	46	46	46	46	°C

NOCT: Module operating temperature at 800 W/m² irradiance, air temperature of 20 °C, wind speed of 1 m/s.

LIMIT VALUES

Maximum system voltage	1,000 V DC
Over-current protection	6 A
Temperature range	-40 to +90 °C
Maximum mechanical load	2,400 N/m ²

MECHANICAL DATA

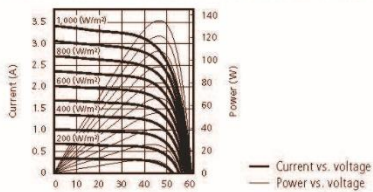
Length	1,402 mm
Width	1,001 mm
Depth (including junction box = 23.3 mm)	6.7 mm
Weight	24 kg

TEMPERATURE COEFFICIENT

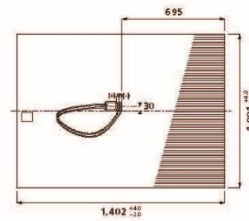
P_{max}	-0.24 % / °C
V_{oc}	-0.30 % / °C
I_{sc}	+0.07 % / °C

CHARACTERISTIC CURVES NA-E135L5

Characteristic curves: current/power vs. voltage (cell temperature: 25 °C)



REAR VIEW



GENERAL DATA

Cells	Tandem cell of amorphous (α -Si) and microcrystalline (μ c-Si) silicon
Front glass rear glass	low iron non tempered glass tempered glass
Connection box	PPE/PP0 resin, IP65 rating, 1 bypass diode included
Cable	2.5 mm ² , length 950 mm
Connector	SMK (Type CC19901-2352F/2452F), IP67 rating To extend the module connection leads, only use SMK connector under the same series or MultiContactAG MC4 connector (PV-K5TK8T4)
Modules per palette	40 pcs

NOTE

The content of this document is a short product description and does not contain all important information for the user. Please refer to the full specification for each module, follow the instructions on using thin-film PV modules to avoid white spots and follow all instructions in the installation manual (e.g. minus pole grounding, protection with blocking diodes/fuses). Before installing the photovoltaic modules, please make sure you have received all documents.

Sharp Energy Solutions Europe - a division of Sharp Electronics (Europe) Ltd. - Sonninstrasse 3, 20097 Hamburg, Germany - Tel. +49(0)40/2376-0 - Fax: +49(0)40/2376-2193

www.sharp.eu/solar

SHARP

Local responsibility:
 Benelux: SolarInfo seb@sharp.eu
 France: SolarInfo.fr@sharp.eu
 Germany: SolarInfo.de@sharp.eu
 Spain & Portugal: SolarInfo.es@sharp.eu
 United Kingdom: SolarInfo.uk@sharp.eu
 Other countries: SolarInfo.Europe@sharp.eu

The reference image on the front page shows a 340 Wp system in Eastern Germany. Note: Technical data is subject to change without prior notice. Before using Sharp products, please request the latest data sheets from Sharp. Sharp accepts no responsibility for damage to devices which have been equipped with Sharp products on the basis of unverified information. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed. This module should not be directly connected to a load.

SolarNAE_L_E_E0514



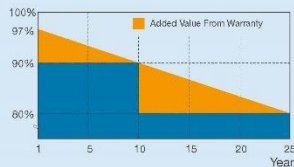
JA Solar Holdings Co., Ltd.

JA Solar Holdings Co., Ltd. is a world-leading manufacturer of high-performance photovoltaic products that convert sunlight into electricity for residential, commercial, and utility-scale power generation. The company was founded on May 18, 2005, and was publicly listed on NASDAQ on February 7, 2007. JA Solar is one of the world's largest producers of solar cells and modules. Its standard and high-efficiency product offerings are among the most powerful and cost-effective in the industry.

A d d : NO.36, Jiang Chang San Road, Zhabei, Shanghai 200436, China
 T e l : +86 21 6095 5888 / +86 21 6095 5999
 F a x : +86 21 6095 5858 / +86 21 6095 5959
 Email: sales@jasolar.com market@jasolar.com

Superior Warranty

- 10-year product warranty
- 25-year linear power output warranty



www.jasolar.com

JA SOLAR

JAP6

72/280-310/3BB

MONOCRYSTALLINE SILICON MODULE

Key Features



Multicrystalline modules designed for commercial and solar farm grid-tied applications



High output, 15.48% highest conversion efficiency



Designed for UL 600V or ETL 1000V, IEC1000V applications



Anti-reflective and self-cleaning surface reduces power loss from dirt and dust



Outstanding performance in low-light irradiance environments



Excellent mechanical load resistance: Certified to withstand high wind loads (2400Pa) and snow loads (5400Pa)



High salt and ammonia resistance certified by TÜV NORD

Reliable Quality

- Positive Power Tolerance: 0~+5W
- 100% EL double-inspection ensures modules are defects free
- Elaborated module current rating to improve system performance
- Potential-induced Degradation (PID) free

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL1703, CEC Listed, MCS and CE
- ISO 9001: 2008: Quality management system
- ISO 14001: 2004: Standards for environmental management system
- BS OHSAS 18001: 2007 International standards for occupational health and safety
- Environmental policy: The first solar company in China to complete Intertek's carbon footprint evaluation program and receive green leaf mark verification for our products

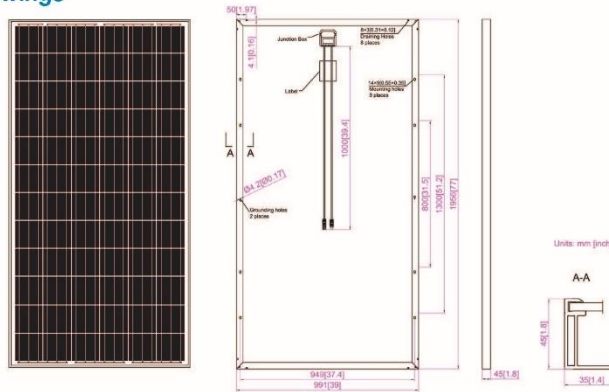


Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.

JAP6 72/280-310/3BB



Engineering Drawings



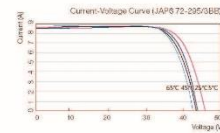
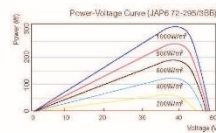
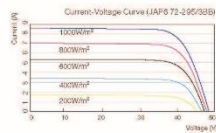
MECHANICAL PARAMETERS

Cell (mm)	Poly 156x156
Weight (kg)	22.5 (approx)
Dimensions (LxWxH) (mm)	1956x991x45
Cable Cross Section Size (mm ²)	4
No. of Cells and Connections	72 (6x12)
No. of Diodes	3 or 6 (2 in parallel)
Junction Box Connector	MC4 Compatible
Packaging Configuration	22 Per Pallet

WORKING CONDITIONS

Maximum System Voltage	DC 1000V (TUV) / 600V (UL) / 1000V (ETL)
Operating Temp.	-40°C ~ +85°C
Maximum Series Fuse	15A
Max. static Load, Front (e.g., snow and wind)	5400Pa (112 lb/ft ²)
Max. static Load, Back (e.g., wind)	2400Pa (50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Application Class	Class A

I-V CURVE



ELECTRICAL PARAMETERS

TYPE	JAP6 72-280/3BB	JAP6 72-285/3BB	JAP6 72-290/3BB	JAP6 72-295/3BB	JAP6 72-300/3BB	JAP6 72-305/3BB	JAP6 72-310/3BB
Rated Maximum Power at STC (W)	280	285	290	295	300	305	310
Open Circuit Voltage (Voc/V)	45.36	45.41	45.72	45.9	46.08	46.20	46.20
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	35.99	36.08	36.39	36.60	36.82	36.97	37.04
Short Circuit Current (Isc/A)	8.29	8.38	8.42	8.48	8.53	8.60	8.69
Maximum Power Current (Imp/A)	7.78	7.90	7.97	8.06	8.15	8.25	8.37
Module Efficiency [%]	14.44	14.70	14.96	15.22	15.48	15.73	15.99
Power Tolerance (W)				-0 ~ +5W			
Temperature Coefficient of Isc (dIsc)				+0.062%/°C			
Temperature Coefficient of Voc (dVoc)				-0.330%/°C			
Temperature Coefficient of Pmax (dPmp)				-0.450%/°C			
STC	Irradiance 1000W/m ² , Module Temperature 25°C, Air Mass 1.5						

Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

JA Solar 08.2012



**SG1000TS
Container Based Inverter Station
User Manual**

SG1000TS - UEN-Ver11-2014012

Station System Parameter

Input data (DC side)

Parameter	Specification
Max. DC voltage	1000Vdc
Startup voltage	500V
MPPT voltage range under full load	460V~850V
Min. DC voltage	460V
Max. DC power	1120kW
Max. input current	2440A

Output data (Grid side)

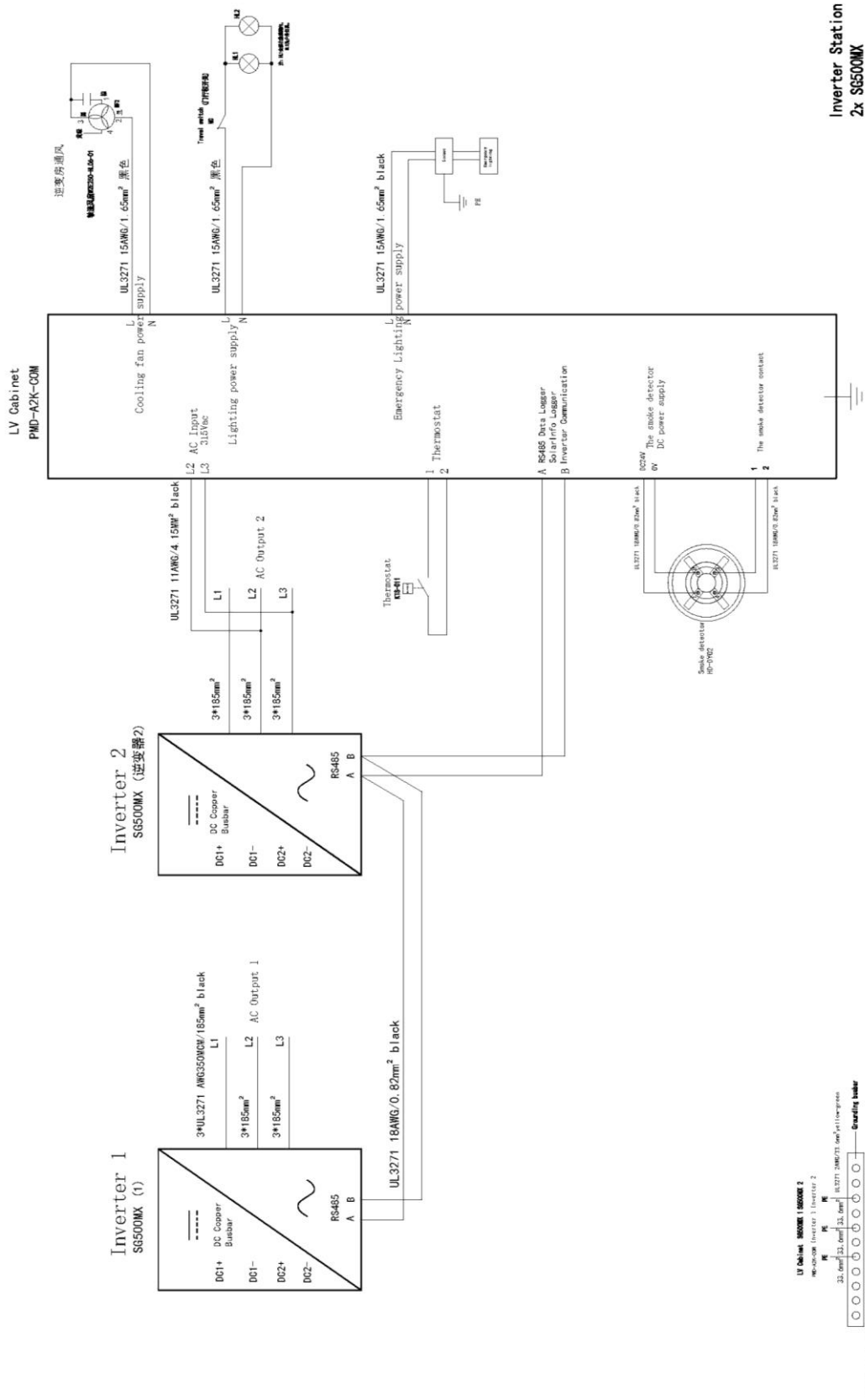
Parameter	Specification
Nominal output power	1000kW
Max. output power	1100kW
Max. AC output current	2016A
Nominal grid voltage	315Vac
Grid voltage range (3-phase)	252Vac~362Vac
Nominal grid frequency	50Hz/60Hz
Grid frequency	47~52Hz/57~62Hz
THD	<3% at nominal power
DC current injection	<0.5% at nominal output current
Power factor	0.9 (lagging)~0.9 (leading)

Mechanical parameters


Parameter	Specification
Dimensions(W×H×D)	2991mmx2591mmx2438mm
Weight	5,500kg

System data

Parameter	Specification
Max. efficiency	98.7% (without transformer)
Euro efficiency	98.5% (without transformer)
Protection degree	IP54 (outdoor)
Power consumption at night	<40W
Operating temperature	-35°C~ + 50°C (without power derating at 50°C)
Cooling method	Controlled force-air cooling
Relative humidity	0 ~ 95% (non-condensing)
Max. working altitude	6000m (operation with derating above 3000m)
Communication port/protocol	RS232/RS485, Ethernet/Modbus, IEC61850, DNP3.0, 101, 103, 104 etc.; optional external GPRS/CDMA communication module



Inverter Station
2x S6500MX



ภาคผนวก ข

ผลงานตีพิมพ์และเผยแพร่

1. ฤทธิชัย ราชแป้น และคณะ, การวิเคราะห์เปรียบเทียบด้านเศรษฐศาสตร์และสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ 6 MW ชนิดฟิล์มบางและผลึกรวมซิลิคอน
2. ฤทธิชัย ราชแป้น และคณะ, การศึกษาความคุ้มค่าของโซลาร์รูฟเสรีของสำนักงานสนามเพื่อทดแทนการซื้อพลังงานไฟฟ้าชั่วคราวจากการไฟฟ้านครหลวงของโครงการก่อสร้างขนาดใหญ่





SPU
SRIPATUM
UNIVERSITY



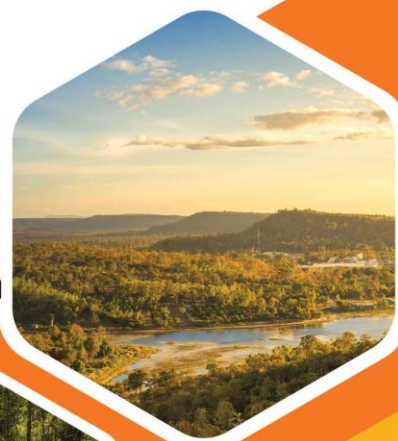
การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ ๔๑ The 41st Electrical Engineering Conference (EECON-41)

วันที่ ๒๑ - ๒๓ พฤศจิกายน ๒๕๖๑

โรงแรมสุณีย์ แกรนด์ โฮเทล แอนด์ คอนเวนชั่น เซ็นเตอร์ จังหวัดอุบลราชธานี
เจ้าภาพจัดงาน มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี และ มหาวิทยาลัยศรีปทุม

Volume 2

**ไฟฟ้าสื่อสาร
อิเล็กทรอนิกส์
คอมพิวเตอร์และเทคโนโลยีสารสนเทศ
วิศวกรรมชีวการแพทย์
งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิศวกรรมไฟฟ้า**



สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

PW	ศ.ดร.อิสระชัย งามหฺร
PE	รศ.ดร.วีระเชษฐ์ ชื่นเงิน
CM	ศ.ดร.พรชัย ทรัพย์นิจิ
CT	ศ.ดร.วินชัย ธีวรุจา
EL	ศ.ดร.อภิวัฒน์ ธนชยานนท์
CP	ผศ.ดร.สุรินทร์ กิตติธรรกุล
DS	รศ.ดร.สุรพันธ์ เอื้อโพบูลย์
PH	รศ.ดร.สุริภณ สมศรพานิษฐ์
BE	รศ.ดร.ชูชาติ ปิ่นทวิรุจน์
GN	ผศ.ดร.เขาว์ ชมภูอินโหว

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

PW	ผศ.ดร.สมบุญณ์ แสงวงศ์วานิชย์
PE	รศ.เจ็ดกุล ไสภวานิชย์
CM	ศ.ดร.วาทีต เบญจพลกุล
CT	ผศ.ดร.สุชิน อรุณสวัสดิ์วงศ์
EL	รศ.ดร.สมชัย รัตนธรรมพันธ์
CP	รศ.ดร.เขาว์ดิศ อัครกุล
DS	ผศ.ดร.สุภาวดี อ่วมวิทัย
PH	รศ.ดร.ดวงฤดี วรสุชีพ
BE	ผศ.ดร.อาภรณ์ อีรมงคลรัมย์
GN	รศ.ดร.มานะ ศรียุทธศักดิ์

มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

PW	รศ.ดร.ตฤณ แสงสุวรรณ
PE	ผศ.ดร.ศิริโรจน์ ศิริสุขประเสริฐ
CM	รศ.ดร.ศรีจิตรา เจริญลาภนพรัตน์
CT	ผศ.ดร.เขาว์ลิต มีตรสันติสุข
EL	ผศ.ดร.ขุนเกียรติ การะเกตุ
CP	รศ.ดร.มงคล รักษาพัชรวงศ์
DS	รศ.ดร.วุฒิพงศ์ อารีกุล
PH	อ.ดร.พิสุทธิ์ รัชศักดิ์
BE	ผศ.ดร.ดุสิต ธนเพทาย
GN	ผศ.ดร.วชิระ จงบุรี

มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

PW	รศ.ดร.สมบุญณ์ นุชประยูร
PE	รศ.ดร.สิทธิชัย เปรมฤดีปริชาชาญ
CM	ผศ.ดร.นิภาภรณ์ ศิริพล
CT	ผศ.ดร.บุญศรี แก้วคำอ้าย

EL	รศ.ดร.เสริมศักดิ์ เอื้อตรงจิตต์
CP	รศ.ดร.คันสนีย์ เอื้อพันธ์วิริยะกุล
DS	รศ.ดร.นิพนธ์ อีรอำพน
PH	รศ.ดร.อุกฤษฏ์ มั่นคง
BE	รศ.ดร.นิพนธ์ อีรอำพน
GN	รศ.ดร.ยุทธนา ข้าสุวรรณ

มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

PW	ผศ.ดร.กุสุมาลย์ เฉลิมยานนท์
PE	ดร.วฤทธิ์ วิชกุล
CM	ผศ.ดร.วิกรม อีรภาพจรเดช
CT	รศ.คณิตถ เจษฎ์พัฒนานนท์
EL	รศ.ดร.ภาณุมาศ คำสัตย์
CP	ดร.กิตติคุณ ทองพูล
DS	ดร.รักกฤตว์ ดวงสร้อยทอง
BE	รศ.ดร. พรชัย พงษ์ภัทรานนท์
GN	อ.ดร.เกียรติศักดิ์ วงษ์โสพานกุล

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

PW	ดร.เชิดชัย ประภาณวรรณ์
PE	ดร.เอกชัย มุจจลินทิมิต
CM	ผศ.ดร.พินิจ กำหมอม
CT	ผศ.ดร.วันจักรี เสนวารี
EL	ผศ.ดร.กมล จีระเสรีมรกุล
CP	ผศ.ดร.วีรพล จีระจิต
DS	อ.ดร.สันติ นุราช
PH	อ.ดร.ปิยสวัสดิ์ นวรัตน์ ณ อยุธยา
BE	ผศ.ดร. บุญเสริม แก้วกำเหน็ดพงษ์
GN	ศ.ดร.โกสินทร์ จำนงไทย

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ

PW	รศ.ดร.สมพร สิริสำราญกุล
PE	รศ.ดร.พิสิษฐ์ ลิ่วธนกกุล
CM	รศ.ดร.ชาติรี มหัทธอนจากุภัทร
CT	ผศ.ดร.นที ทองอุ่น
EL	ผศ.ดร.ภุชงค์ อ่างแก้ว
CP	ผศ.ดร.วรัญญา วงษ์เสรี
DS	รศ.ดร.วิไลพร แซ่ลี
PH	ผศ.ดร.อมรินทร์ รัตนวิศ
BE	ผศ.ดร.ไกรสร ไชยขาววงศ์
GN	รศ.ดร.สุรพันธ์ ยิ้มมัน

มหาวิทยาลัยขอนแก่น

PW รศ.อำนาจ สุขศรี
PE มศ.ดร.ปานหทัย บัวศรี
CM มศ.ดร.นราวัฒน์ เรืองชัยจตุพร
CT มศ.ดร.อาภาภ มีสมบูรณ์
EL มศ.ดร.กิตติพิชญ์ มีสาวาสดี
DS รศ.ดร.วิระสิทธิ์ อิมถวิล
PH มศ.ดร.อาคม แก้วระวัง
BE มศ.ดร.บุญยั้ง เจริญ
GN ดร.ศราวุธ ชัยมูล

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

PW รศ.ดร.กฤษณ์ชนม์ ภูมิภักติพิชญ์
PE มศ.ดร.ณัฐภัทร พันธุ์คง
CM มศ.ดร.ไพฑูรย์ รักเหลือ
CT ดร.ฉัตรชัย สุภพิทักษ์สกุล
EL มศ.ดร.อำนาจ เรืองวารี
CP มศ.ดร.อิฐอรรักษ์ ปิติมงคล
DS มศ.ดร.จักรี ศรีนนท์ฉัตร
PH มศ.ดร.นรเศรษฐ์ วิชัยพาณิชย์
BE ดร.กิตติวัฒน์ นิเมเกิดผล
GN รศ.ดร.บุญยั้ง ปลั่งกลาง

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร

PW ดร.ไชยพร ท่อทองคำ
PE อ.นรงค์ฤทธิ์ เสนาจิตร
CM มศ.ดร.สาวิตรี บุญยเวช
CT มศ.ดร.วิระชัย กล้วยเวช
EL มศ.ดร.ประจวบ ปวรางกูร
CP มศ.ดร.ธันวา ศรีประโม่ง
DS รศ.ดร.พีระพล ยุกฤษิตานนท์
PH อ.ดร.สมมาตร แสงเงิน
GN รศ.ดร.อัครม ฤกษ์บุตร

มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

PW มศ.ดร.ณัฐพงศ์ ตันพานิช
PE รศ.ดร.ไพบูลย์ นาคมหาขลาสสินธุ์
CM มศ.ดร.คามพ์เมฆ บุญยเวช
CT มศ.ดร.สุภชัย วรพจน์พิศุทธิ์
CP อ.ดร.ศุภกิจ พดุษอรุณ
DS รศ.ดร.สมชาติ โชคชัยธรรม
PH รศ.ดร.วันชัย ไพจิตรโรจนา

BE รศ.ดร.นงคัล อุชายภิกษาติ
GN มศ.ดร.ยศวีร์ วีระกำแหง

มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ

PW รศ.ดร.เวทิน ปิยรัตน์
PE รศ.ดร.วุฒิพล ธาราธิรเศรษฐ์
CM มศ.ดร.กำพล วรดิษฐ์
EL มศ.ศิริพงษ์ ฉายสินธ์
CP มศ.ดร.สมภาพ รอดอัมพร
DS อาจารย์ ดร.บำรุง พ้าศรีสกุล
BE รศ.ดร.ทัฬหพันธ์ เจริญพงษ์
GN มศ.ดร.คณิศร์ มาตรา

มหาวิทยาลัยศรีปทุม

PW มศ.ดร.สำเร็จ อินทหาไม้
PE มศ.วันชัย จันไกรมล
CM รศ.ดร.ณรงค์ อยู่ถนอม
CT มศ.ดร.นิมิต บุญภิรมย์
EL มศ.สุรพล จันทร
CP มศ.เดิมนงษ์ ศรีเทศ
DS มศ.เอกชัย ศิตรี
PH มศ.เพชร นันทวัฒน์
BE ดร.วานิชย์ แสนเงิน
GN มศ.พศวีร์ ศรีโหมด

มหาวิทยาลัยมหิดล

PW มศ.ดร.ธรรมภฤทธิ์ สิงห์ลัย
PE มศ.ดร.ชัชวาลย์ เจริญบุตร
CM รศ.ดร.พงศธร เศรษฐีธร
CT อ.ดร.พัฒนาศ พัทธนะศรี
EL มศ.ดร.สุรโชค ธนพิทักษ์
CP อ.ดร.ก่อพร พันธุ์อิม
DS อ.ดร.พรชัย ชื่นยากร
PH รศ.ดร.ภูมินทร์ กิระวานิช
BE มศ.ดร.เชง เลิศมโนรัตน์
GN มศ.ดร.กฤษฎา อัครสกุลเกียรติ

มหาวิทยาลัยสยาม

PW มศ.ดร.อาทิตย์ โสทรโยม
PE มศ.ดร.ยงยุทธ นาราชภูรี
CM พล.ท.ดร.สมพงษ์ ตุ่มสวัสดิ์
EL มศ.วิภาวัลย์ นาคทรัพย์

CP มศ. พกจิ สุวัฒน์
DS มศ.ดร. ทศนัย พลอยสุวรรณ
GN มศ. ไวยพจน์ ศุภวารเสถียร

มหาวิทยาลัยกรุงเทพ

PW มศ.ดร. นันทิยา ชัยบุตร
CM อ.ดร.ปกรณย์ ยุกตโกศล
CP อ.ดร.จักรพงษ์ สุธาภุชกุล
DS มศ.ดร.วิศาล พัฒน์ชู
PH รศ.ดร.ภูมิพัฒน์ แสงอุดมเลิศ
BE มศ.ดร.สุพจน์ สุขไพธารมณ

ศูนย์เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์และคอมพิวเตอร์แห่งชาติ

PW ดร.เจษฎา ชัดทองงาม
PE นายสุทัศน์ ปฐมบุหงศ์
CM ดร.กิตติ วงศ์ถาวรวัฒน์
CT ดร.สุธี ผู้เจริญขณะชัย
EL ดร.ราชพร เขียนประสิทธิ์
CP ดร.ชาลี วรกุลพิพัฒน์
DS ดร.อภิชาติ อินทรพานิชย์
PH ดร.ศรัณย์ สัมฤทธิ์เดชขจร
BE ดร.พศิน อิศรเสนา ณ อยุธยา
GN ดร.วุฒิภัทร คอวนิช

มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี

PW มศ.ดร.คมสันต์ ดาโรจน์
PE ดร.ประชา คำภักดิ์
CM มศ.ดร.ประสิทธิ์ นครราช
CT ดร.ธรรมรศ รักธรรม
EL มศ.ดร.ชนิษฐา แก้วแดง
CP มศ.อารยา ฟลอเรนซ์
DS มศ.ดร.วรการ วงศ์สายเชื้อ
PH รศ.ดร.สุชิน ไตรรงค์จิตเมฆมา
BE มศ.ดร.ศุภฤกษ์ จันทร์จรัสจิตต์
GN มศ.ดร.อติพงษ์ สุริยา

มหาวิทยาลัยหอการค้าไทย

PW อ.ดร.วรภัทร ก่อแก้ว
PE มศ.ดร.เกษม อุทัยไพ้า
CM มศ.ดร.สันต์ชัย รัตนนนท์
CT มศ.ดร.ศุภเชษฐ์ อินทร์เนตร
EL มศ.ศุภนันท์ ต้นวารณรัตน์

CP มศ.ณัฐชา พุฒิกานนท์
DS มศ.ดร.วรินทร์ วงษ์มณี
PH มศ.ณัฐพร ฤทธิ์นุ่ม
BE มศ.ดร.ศุภฤกษ์ ภาณุพรสุทธิ์
GN มศ.ดร.วันชัย ฉิมฉวี

มหาวิทยาลัยเอเชียอาคเนย์

PW รศ.ดร.บุญเลิศ สือเอย
PE มศ.ชูเกียรติ พงษ์พานิช
CM รศ.ดร.อดิศักดิ์ มนต์ประภัสสร
CT รศ.ดร.เดชา พวงดาวเรือง
EL รศ.ดร.อิทธิพงษ์ ชัยสายวัฒน์
CP มศ.น.อ.ไชโย ธรรมรัตน์ ร.น.
DS มศ.สมศักดิ์ สิริไปราณานนท์
PH รศ.สิริวิษ ทัตสวน
BE มศ.ดร.สมเกียรติ เพ็ญพรานทอง
GN มศ.วิชัย แซ่ลี

มหาวิทยาลัยเกษมบัณฑิต

PW อ.ดร.ชาติ ฤทธิ์ธีรชัย
PE มศ.อนุชิต เจริญ
CT มศ.ณธรรม เกิดสำอางค์
EL อ.ธีรยุทธ จันทร์แจ่ม
CP อ.ดร.ประภาส ม่องสนาม
DS รศ.ดร.พิศษฎุ โภคาวัฒน์กุล
GN มศ.วิญญู แสงวงสินกสิกิจ

มหาวิทยาลัยรังสิต

PW ดร.สุพัฒนา นริศชนาภรณ์
PE มศ.ดร.วันชัย ทรัพย์สิงห์
CM ดร.ไพศาล งามจรจรยาภรณ์
CT รศ.ดร.อดิรักษ์ กาญจนหฤทัย
EL รศ.มณูญ พ่วงพูล
CP รศ.ดร.ดวงอาทิตย์ ศรีมูล
DS รศ.ดร.โอภาส จุฑาทพ
PH ดร.สีอิจิตต์ เพ็ชรประสาน
BE รศ.ดร.มนัส สังวรศิลป์
GN ดร.สมบูรณ์ สุขสาทร

มหาวิทยาลัยเนครว

PW มศ.ดร.นิพัทธ์ จันทรมินทร์
CT มศ.ดร.มูจิตา สงษ์จันทร์

EL มศ.ดร.สุวิทย์ ภิระวิทยา
CP อ.ดร.สุรเดช จิตประไพกุลศาส
DS มศ.ดร.อัศวินธ์ วงศ์กั้งแห
PH มศ.ดร.สุรเชษฐ์ กานต์ประษา
GN มศ.ดร.พนัส นัตฤทธิ

มหาวิทยาลัยสุรศักดิ์มนตรี
PW รศ.ดร.นิศย์ เพ็ชรวิทย์
PE อ.ดร.ยุทธนา จงเจริญ
CM มศ.ดร.ปราโมทย์ จางอัสระกุล
CT มศ.ดร.ณรงค์เดช กิรติพรานนท์
CP มศ.ดร.เนืองวงศ์ ทวยเจริญ
GN อ.ดร.รัฐศิลป์ รานอกภานุวัชร

มหาวิทยาลัยอีสเทิร์นเอเซีย
PW มศ.ธนากร น้ำหอมจันทร์
PE อ. ณัฐพงษ์ เมืองจันทร์
CM อ. กิตติเชษฐ์ นนทะสุด
CP อ. ชัยกร อ่อนบุญเอื้อ
GN มศ.ปฏิภาณ เกิดลาภ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
PW รศ.ดร.นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ
PE มศ.ดร.สาคร วุฒิพัฒน์พันธุ์
CM อ.ดร.พลกฤษณ์ จรรย์ตันติเวทย์
CT มศ.ดร.ณัฐพงษ์ พันธุ์นะ
EL อ.ดร.ฉัตรแก้ว จรรย์ตันติเวทย์
CP มศ.ดร.วรินทร์ สุตคนิง
GN มศ.ดร.มนัส บุญเที่ยรทอง

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
PW มศ.ดร.วิวัฒน์ ทิพจร
PE มศ.ดร.อุเทน คำน่าน
CM อ.ดร.ศุภกิจ แก้วดวงตา
CT รศ.ดร.โกศล ไหวหารไพโรจน์
EL มศ.ดร.กฤษดา อึ้งขยัน
CP อ.ดร.ขวัญชัย เอื้อวิริยานุกุล
DS อ.ดร.นภดล มณีไชยร
GN อ.ดร.ยุพดี ทัดสิน

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลกรุงเทพ
PW รศ.ชัยณรงค์ วิเศษศักดิ์วิชัย
PE มศ.ดร.สายชล ชุคเจื้อจิ้น

CM มศ.นิพนธ์ ทางทอง
EL มศ.สุภณ พลสิงห์
CP มศ.ปราโมทย์ อนันต์วราพงษ์
GN มศ.ดร. วุฒิวัฒน์ คงรัตน์ประเสริฐ

มหาวิทยาลัยพะเยา
PW มศ.ดร.จงศักดิ์ พาทะษา
PE ดร.ดำรงค์ อมรเคชาพล
CT มศ.ดร.สิทธิเดช วชิราศรีศิริกุล
DS อ.ดร.ธนาทิพย์ จันทร์คง
GN รศ.ดร.เขาศักดิ์ รักเป็นไทย

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอีสาน
PW รศ.ดร.กานต์ เกิดชื่น
PE มศ.ดร.พิณิจ ศรีธร
CM มศ.ดร.วรรณรีย์ วงศ์ไตรรัตน์
CT มศ.ดร.ศักดิ์ระวี ระวีกุล
EL มศ.ดร.สมชาย ศรีสกุลเดียว
CP มศ.ดร.ถนอมศักดิ์ โสภณ
DS อ.ดร.ประจวบ อินรวงศ์
PH อ.ดร.นิธิโรจน์ พงสุวรรณเจริญ
BE อ.ดร.ประจวบ อินรวงศ์
GN มศ.ดร.กฤติเดช ปวีใหญ่

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
PW มศ.ดร.บุญเรือง มะรังศรี
PE รศ.ดร.กองพล อารีรักษ์
CM รศ.ดร.พีระพงษ์ อุซารสกุล
CT รศ.ดร.ก้องพัน อารีรักษ์
EL รศ.ดร.อาทิตย์ ศรีแก้ว
CP รศ.ดร.นิตยา เกิดประสพ
DS รศ.ดร.กิตติ อัดถกัจจงกล
PH มศ.ดร.ทิพย์วรรณ พิงสุวรรณรักษ์
BE มศ.ดร.ประเมศวร์ ท่อแก้ว
GN มศ.ดร.อนันท์ อุ่นศิริไธย์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลสุวรรณภูมิ
PW มศ.ดร.ประมุข อุณหเลขกะ
PE มศ.ดร.ยุทธนา กันทะพะยา
CM มศ.ดร.ภัควัฒน์ จันทร์ตรี
CT รศ.ดร.ปรีชา สาณะรังค์
EL มศ.ดร.ไพบุลย์ เกียรติสุขคนาธ
DS รศ.ดร.สมเกียรติ อุดมทรรษากุล

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

PW	รศ.สุที บรรจงจิต
PE	มศ.ดร.ประสพโชค ใ้ททองคำ
CM	อ.ดร.เอกสิทธิ์ นกุลเจริญลาภ
CT	อ. อติศักดิ์ แซ่จิวกิจ
EL	อ.ดร.ปรัชญา มงคลไวย
CP	อ.ดร.ชัยพร ปานอินดี
DS	รศ.ดร.ฟูศักดิ์ ชิวสุวิทย์
PH	อ. ศิษพล ฉ่ำเฌียวกุล
GN	อ. สุธี รุกขพันธุ์

Reviewer

Akekachai Deesiri
Amarin Ratanavis
Amnoi Ruengwaree
Amorn Jirasereeamornkun
Anon Namin
Anuree Lorsawatsiri
Aphibal Pruksanubal
Aphirak Jansang
Apichai Bhatranand
Apinan Aurasopon
Apiwat Lekuthai
Araya Florence
Arporn Teeramongkonrasmee
Arthit Sodeyome
Arthit Srikaew
Atipong Suriya
Atipong Suriya
Bhichate Chiewthanakul
Bongkoj Sookananta
Boonchai Boonchu
Boonchai Techaumnat
Boonchuay Supmonchai
Boonlert Suechoey
Boonruang Marungsri
Boonsong Sutaporn
Boonsri Kaewkhamai
Boonyang Plangklang
Budhapon Sawetsakulanond
Cattareeya Suwanasri
Chai Chompoonwai
Chainarin Ekkaravardome
Chainarong Wisassakwichai
Chaiwut Chatuthai
Chaiyachet Saivichit
Chaiyan Jettanasen
Chaiyaporn Lothongkam

Organization

Sripatum University
King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Mahanakorn University of Technology
Rajamangala University of Technology Lanna
Mahanakorn University of Technology
King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Kasetsart University
King Mongkut's University of Technology Thonburi
Mahasarakham University
Chulalongkorn University
Ubon Ratchathani University
Chulalongkorn University
Siam University
Suranaree University of Technology
Ubonratchathani University
Ubon Ratchathani University
Khonkhan University
Ubon Ratchathani University
Mahanakorn University of Technology
Chulalongkorn University
Chulalongkorn University
Southeast Asia University
Suranaree University of Technology
Suranaree University of Technology
Chiang Mai University
Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Mahanakorn University of Technology
King Mongkut's University of Technology North Bangkok
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Rajamangala University of Technology Krungthep
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Chulalongkorn University
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Mahanakorn University of Technology

Reviewer

Chaiyo Thammarat
Chaiyut Sumpavakup
Chalee Vorakulpipat
Chanchai Dechthummarong
Chanchai Thongsopa
Chanchana Tangwongsan
Chanin Wissawinthanon
Channarong Banmongkol
Chantana Chantrapomchai
Chanwit Kaewkasi
Chaowan Jamroen
Charnyut Karnjanapiboon
Chatchai Suppitaksakul
Chawasak Rakpenthai
Chirawat Kotchasam
Chirdpong Deelertpaiboon
Chokchai Sangdao
Chonlatee Photong
Chowarit Mitsantisuk
Chutham Sawigun
Chutham Sawigun
Chuttchaval Jeraputra
Chuwong Phongcharoenpanich
Danucha Prasertsom
Daranee Hormdee
David Banjerdpongchai
Decha Wilairat
Denchai Worasawate
Doldet Tantraviwat
Don Isarakorn
Duangarthit Srimoon
Dulpichet Rerkpreedapong
Dusit Thanapatay
Jakkree Srinonchat
Jantana Panyavaraporn
Jasada Kudtongngam

Organization

South East Asia University
Suranaree University of Technology
National Electronics and Computer Technology Center
Rajamangala University of Technology Lanna Chiangmai
Suranaree University of Technology
Chulalongkorn univerisy
Chulalongkorn univerisy
Chulalongkorn University
Kasetsart University
Suranaree University of Technology
King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Rajamangala University of Technology Lanna
Rajamangala University of Technology Thanyaburi
University of Phayao
Rajamangala University of Technology Thanyaburi
King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Mahanakom University of Technology
Mahasarakham University
Kasetsart University
Mahanakom University of Technology
Mahanakom University of Technology
Mahidol University
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Khonkhan University
Chulalongkorn University
Mahidol University
Kasetsart University
Chiang Mai Univeristy
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Rangsit University
Kasetsart University
Kasetsart University
Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Burapha University
National Electronics and Computer Technology Center.

Reviewer

Jedsada Arunruerk
Jirapat Sangthong
Jirasak Chanwutitum
Jirawadee Polprasert
Jukkrit Kluabwang
Jukkrit Tagapanij
Kampol Woradit
Kanokphan Lertriphonphan
Karn Patanukhom
Khanit Matra
Khanittha Kaewdang
Kiattisin Kanjanawanishkul
Kittaya Somsai
Kittisak Kerdprasop
Kittisak Tripipatpornchai
Kittiwann Nimkerdphol
Komsan Hongesombut
Komson Daroj
Kornchawal Chaipah
Kraisorn Chaisaowong
Krek Piromsopa
Krischonme Bhumkittipich
Mana Sriyudthsak
Mongkol Konghirun
Monthon Nawong
Nachirat Rachburee
Nalin Sidahao
Nararat Ruangchaijapun
Narong Yoothanom
Narongrit Sanajit
Natee Thongun
Nathabhat Phankong
Nattachai Watcharapinchai
Nattachote Rugthaicharoencheep
Nattapong Phanthuna
Nattha Jindapetch

Organization

Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Mahanakorn University of Technology
King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Narasauen University
Rajamangala University of Technology Lanna Tak
Mahanakorn University of Technology
Srinakharinwirot University
KDDI Research
Chiang Mai University
Srinakharinwirot University
Ubon Ratchathani University
Mahasarakham University
Rajamangala University of Technology Isan Sakon Nakhon
Suranaree University of Technology
Rangsit University
Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Kasetsart University
Ubonratchathani University
Khon Kaen University
King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Chulalongkorn University
Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Chulalongkorn University
King Mongkut University's Technology Thonburi
Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Mahanakorn University of Technology
Khon Kaen University
Sripatum University
Mahanakorn University of Technology
King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Rajamangala University of Technology Thanyaburi
National Electronics and Computer Technology Center
Rajamangala University of Technology Phra Nakhon
Rajamangala University of Technology Phra Nakhon
Prince of Songkla University

Reviewer

Natthawuth Somakettarin
Nimit Boonpirom
Nirudh Jirasuwankul
Nisachon Tangsangiumvisai
Nisai Fuengwarodsakul
Nit Petcharaks
Nithiphat Teerakawanich
Nitikarn Nirmsuk
Nitipong Panklang
Nopporn Patcharaprakiti
Norasage Pattanadech
Noraset Wichaipanich
Nuttaporn Ritnoom
Nuttaphong Tanthanuch
Ongart Sadmai
Pakit Suwat
Pakpum Somboon
Panich Intra
Panjai Tantatsanawong
Panuwat Janpugdee
Parachai Juanuwattanakul
Parnjit Damrongkulkamjorn
Pasawee Sriemode
Pasist Suwanapingkarl
Patamaporn Sripadungtham
Pattarawit Polpinit
Pauline Kongsuwan
Peerapol Yuvapoositanon
Petch Nantivatana
Phakkawat Jantree
Phayung Desyoo
Phichai Youplao
Phisan Kaewprapha
Pichai Aree
Pichaya Chaipanya
Pinit Jitjing

Organization

Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Sripatum University
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Chulalongkorn University
King Mongkut 's University of Technology North Bangkok
Dhurakij Pundit University
Kasetsart University
Thammasat University
Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Rajamangala University of Technology Lanna
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Rajamangala university of Technology Thanyaburi
University of the Thai Chamber of Commerce
Thammasat University
Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Siam University
Chulalongkorn University
Rajamangala University of Technology Lanna
Silpakorn University
Chulalongkorn University
Sripatum University
Kasetsart University
Sripatum University
Rajamangala University of Technology Phra Nakhon
Kasetsart University
Khon Kaen University
Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Mahanakorn University of Technology
Sripatum University
Rajamangala University of Technology Suvarnabhumi
King Mongkuts University of Technology North Bangkok
Rajamangala University of Technology Isan Sakon Nakhon
Thammasat University
Thammasat University
Srinakharinwirot University
Rajamangala University of Technology Thanyaburi

Reviewer	Organization
Pinit Nuanpirom	Rajamangala University of Technology Lanna Chiang Mai
Pinit Thepsatorn	Srinakharinwirot University
Pipat Prommee	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Pisut Raphisak	Kasetsart University
Pitkhate Sooraksa	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Pokkrong Vongkoon	King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Poompat Saengudomlert	Bangkok University
Poonlap Lamsrichan	Kasetsart University
Poonsri Wannakarn	Rajamangala University of Technology Phra Nakhon
Pornrapeepat Bhasaputra	Thammasat University
Pracha Khampakdi	Ubon Ratchathani University
Prajab Pawarangkoon	Mahanakorn University of Technology
Prasit Nakhonrat	Ubon Ratchathani University
Prasopchok Hothongkham	Rajamangala University of Technology Rattanakosin
Prattana Kaewpet	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Prayoth Kumsawat	Suranaree university of technology
Promsak Apiratikul	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Pruet Boonma	Chiang Mai University
Punyaphat Phumiphak	Mahanakorn University of Technology
Rachu Punchalard	Mahanakorn University of Technology
Rangsan Wongsan	Suranaree University of Technology
Rathdharshagorn Suriyakulnaayudhya	Kasetsart University
Rawid Banchuin	Siam University
Rungsimant Sitdhikorn	Mahanakorn University of Technology
Sakhon Woothipatanapan	Rajamangala University of Technology Phra Nakhon
Salitip Sinthusonthisat	Mahanakorn University of Technology
Samroeng Hintamai	Sripatum University
Sanchai Dechanupaprittha	Kasetsart University
Sangsuree Vasupongayya	Prince of Songkla University
Sansanee Auephanwiryakul	Chiangmai University
Sernsak Uatrongjit	Chiang Mai University
Settawit Poochaya	Suranaree University of Technology
Sipat Triukose	Chulalongkorn University
Sirichai Dangeam	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Sirichai Triamlumlert	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Siriroj Sirisukprasert	Kasetsart University

Reviewer

Sirivat Poonvasin
Sitthidet Vachirasricirikul
Somboon Sooksatra
Somchat Jirivibhakorn
Sompnop Rodamporn
Sompob Polmai
Somying Thainimit
Songphol Kanjanachuchai
Suchin Tirongjitmoah
Sudarat Khwanon
Sunisa Kunarak
Supachai Vorapojpisut
Supachate Innet
Supakit Kawdungta
Suparek Janjarajitt
Suparek Manitpornsut
Supat Kittiratsatcha
Supattana Nirukkanaporn
Suphattra Phetnil
Surachai Chaitusaney
Surachoke Thanapitak
Suradej Tretriluxana
Surapong Suwankawin
Suree Pumrin
Surin Kittitornkun
Surin Ngaemngam
Suwannee Adsavakulchai
Suwat Pattaramalai
Suwit Kiravittaya
Tatpong Katanyukul
Teeraphon Phophongviwat
Teerasak Somsak
Teratam Bunyagul
Thanakorn Khongdeach
Thanakorn Namhornchan
Thanapat Promwatthanapakdee

Organization

Kasetsart University
University of Phayao
Rangsit University
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Srinakharinwirot University
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Kasetsart University
Chulalongkorn University
Ubon Ratchatani University
Suranaree University of Technology
Srinakharinwirot University
Thammasat University
University of the Thai Chamber Commerce
Rajamangala university of Technology Lanna Chiang Mai
Ubon Ratchathani University
University of the Thai Chamber Commerce
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Rangsit University
Mahanakorn University of Technology
Chulalongkorn University
Mahidol University
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Chulalongkorn University
Chulalongkorn University
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Rajamangala University of Technology Thanyaburi
University of the Thai Chamber Commerce
King Mongkut's University of Technology Thonburi
Naresuan University,
Khonkhan University
King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Rajamankala University of Technology Lanna
King Mongkut's University of Technology North Bangkok
Kasetsart University
Eastern Asia University
Sripatum University

Reviewer

Thanaset Thosdeekoraphat
 Thanatchai Kulworawanichpong
 Theerawut Chaiyatham
 Theerayod Wiangtong
 Thummaros Rugthum
 Thumrongrat Amornraksa
 Toempong Phetchakul
 Tosaporn Narongrit
 Touchai Angchuan
 Ukrit Mankong
 Upady Hatthasin
 Usana Tuntolavest
 Uthen Kamnarn
 Uthen Leeton
 Vara Varavithya
 Varakorn Kasemsuwan
 Vichakorn Hengsrirawat
 Vijit Kinnares
 Vinai Silaruam
 Virote Pirajnanchai
 Vorapoj Patanavijit
 Vuttipon Tarateeraseth
 Wachira Chongburee
 Wanayuth Sarngoen
 Wanchai Chankaipol
 Wanchai Chimchavee
 Wanchai Khamseen
 Wanchai Subsingha
 Wanchak Lenwari
 Wanchalerm Pora
 Wannarat Suntiamorntut
 Wannaree Wongtrairat
 Warin Sootkaneung
 Watanyu Meesrisuk
 Watcharee Veerakachen
 Wattana Puntumjeak

Organization

Suranaree University of Technology
 Suranaree University of Technology
 Ubon Ratchathani University
 King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
 Ubon Ratchathani University
 King Mongkut's University of Technology Thonburi
 King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
 Suranaree University of Technology
 Prince of Songkla University
 Chiang Mai University
 Rajamangala University of Technology Lanna Chiangmai
 Kasetsart University
 Rajamangala University of Technology Lanna
 Suranaree University of Technology
 King Mongkut's University of Technology North Bangkok
 King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
 Sripatum University
 King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
 Mahanakorn University of Technology
 Rajamangala University Technology Thanyaburi
 Assumption University
 Srinakharinwirot University
 Kasetsart University
 Sripatum University
 Sripatum University
 University of the Thai Chamber Commerce
 Rajamangala University of Technology Lanna Lampang
 Rangsit University
 King Mongkut's University of Technology Thonburi
 Chulalongkorn University
 Prince of songkla university
 Rajamangala University of Technology Isan
 Rajamangala University of Technology Phra Nakorn
 Nakhon Pathom Rajabhat University
 Kasetsart University
 Rajamangala University of Technology Thanyaburi

Reviewer	Organization
Wekin Piyarat	Srinakharinwirot University
Werachet Khanngern	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Wichian Ooppakaew	Rajamangala University of Technology Thanyaburi
Wijittra Petchakit	Walailak University
Wipavan Narksarp	Siam University
Wiroonsak Santipach	Kasetsart University
Wirotpong Ponglangka	Rajamangala University of Technology Lanna Chiang Rai
Wirote Sangtungtong	Suranaree University of Technology
Worakarn Wongsachua	Ubon Ratchathani University
Worapong Tangsrirat	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Worawat Nakawiro	King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Worawat Sangiamvibool	Maharakham University
Wuthiporn Loedwassana	Mahanakorn university of technology
Wuttipong Kumwilaisak	King Mongkut's University of Technology Thonburi
Wuttiwat Kongrattanaprasert	Rajamangala University of Technology Krungthep
Yongyuth Naras	Siam University
Yutana Chongjarearn	Dhurakij Pundit University
Yuthapong Somchit	Chiang Mai University
Yuttana Kumsuwan	Chiang Mai university
Yuttapong Jiraksopakun	King Mongkut's University of Technology Thonburi
Yutthana Kanthaphayao	Rajamangala University of Technology Suvarnabhumi
ทัศนัย พลอยสุวรรณ	Siam University
นิพนธ์ ทางทอง	Rajamangala University of Technology Krungthep
ประเมศวร์ ท่อแก้ว	Suranaree University of Technology
ปราโมทย์ อนันต์วราพงษ์	Rajamangala University of Technology Krungthep
ไวยพจน์ ศุภบวรเสถียร	Siam University
สายชล ชุตเจื้อจิ้น	Rajamangala University of Technology Krungthep
สุภณ พลสิงห์	Rajamangala University of Technology Krungthep

รหัส	ชื่อบทความ	หน้า
GN13	เทคนิคการพิจารณาเพื่อการเชื่อมต่อระบบโซลาร์เซลล์ในโรงงานขนาดใหญ่	249
GN14	การวิเคราะห์สมรรถนะกำลังการผลิตไฟฟ้าด้วยโปรแกรม PVSYST และผลการติดตั้งจริงของสองโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 6 เมกกะวัตต์ พื้นที่ติดตั้งในจังหวัดปราจีนบุรี	253
GN15	ระบบสมองกลฝังตัวสำหรับการจ่ายน้ำแบบรีเวอร์สออสโมซิสแบบพกพาที่สามารถจัดการกำลังไฟฟ้าสามแหล่งจ่าย	257
GN16	การจำแนกลักษณะเมฆเพื่อใช้ในการทำนายความเข้มแสงอาทิตย์ โดยใช้การประมวลผลภาพและโครงข่ายประสาทเทียม	261
GN17	เครื่องฝึกฝนการบริหารปอด	266
GN18	การระบุตำแหน่งบนพื้นท้องโดยการสื่อสารด้วยแสงที่สามารถมองเห็นได้	270
GN19	การวิเคราะห์เปรียบเทียบด้านเศรษฐศาสตร์และสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางและผลึกรวมซิลิคอน	274
GN20	การค้นหาทรานเซอร์ฟังก์ชันอัตโนมัติโดยใช้เจเนติกอัลกอริทึม	278
GN21	การเขียนโปรแกรมเชิงสัญลักษณ์ที่ใช้หาคำตอบของระบบสมการไม่เชิงเส้นที่มี 8 สมการและ 8 ตัวแปร	282
GN22	การศึกษาและออกแบบระบบพอกอากาศโดยใช้ก๊าซไอโซน	286
GN23	ปฏิพัฒนาการเพื่อหาขอบเขตบนและล่างของแบบจำลองการสูญเสียในเส้นทางการแพร่กระจายคลื่น	290
GN24	การวิเคราะห์ ผลกระทบจากการติดตั้งต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคาขนาดใหญ่ พิกัด 1 เมกกะวัตต์ ตำบลแม่กลอง จังหวัดสมุทรสงคราม	294
GN25	ระบบยืมคืนเครื่องมือห้องปฏิบัติการสำหรับสถาบันการศึกษาผ่านระบบออนไลน์	298
GN26	อุปกรณ์แสดงปริมาณการใช้และประเมินค่าใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าด้วยเวลาจริงผ่านระบบออนไลน์	302
GN27	การวิเคราะห์เปรียบเทียบสมรรถนะกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ระหว่างแบบติดตั้งบนหลังคา และแบบติดตั้งบนพื้นดิน พิกัด 1 เมกกะวัตต์	306
GN28	ชุดจำลองเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยวงจรทอระดับแรงดันแบบควบคุมกระแส	310
GN29	จิกซอ วอลล์เทรอนิกส์	314
GN30	เตียงป้องกันแมลงกัดหีบแบบพลิกตะแคงอัตโนมัติ	318
GN31	การตรวจหาความถี่อ่อนของทุเรียนแบบไม่ทำลายโดยใช้เสียงเคาะ	322
GN32	การออกแบบเครื่องกรองความถี่แบบดีพาสแบบปรับตัวได้	326

การวิเคราะห์เปรียบเทียบด้านเศรษฐศาสตร์และสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ 6 MW ชนิดฟิล์มบางและผลึกรวมซิลิคอน

Comparison Analysis of Economics and Performance Ratio between a 6 MW Thin Film PV Power Plant and a 6 MW Poly Crystalline PV Power Plant

จตุรชัย ราชเย็น¹, นิรุติ นิลแก้ว¹, บุญยัง ปลั่งกลาง² และ รุ่งเพชร ก่องนอก²

¹ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

²สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์และสถาปัตยกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

Email: rithichai_r@mail.rmutt.ac.th, boonyang.p@cn.rmutt.ac.th

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอการวิเคราะห์สมรรถนะและเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสองแบบ สถานที่ตั้ง จังหวัดปราจีนบุรี โดยทำการเปรียบเทียบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง และระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน ซึ่งแต่ละสถานีนี้นับขนาดกำลังการผลิตขนาด 6 เมกะวัตต์ ติดตั้งอยู่ในพื้นที่บริเวณเดียวกัน โดยใช้ข้อมูลที่เก็บบันทึกปี 2559 มาเปรียบเทียบกับค่าจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst และวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง มีค่าสมรรถนะสูงกว่าชนิดผลึกรวมซิลิคอน 4.60 % โดยสอดคล้องกับค่ากำลังการผลิตที่ติดตั้งจริง ซึ่งชนิดฟิล์มบางมีค่าสมรรถนะสูงกว่าชนิดชนิดผลึกรวมซิลิคอน 7.92% และเมื่อทำการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ พบว่าระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง มีระยะเวลาคืนทุนที่สั้นกว่าชนิดผลึกรวมซิลิคอน เป็นระยะเวลาประมาณ 1 ปี

คำสำคัญ: ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ แผงโซลาร์เซลล์ชนิดฟิล์มบาง แผงโซลาร์เซลล์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน การวิเคราะห์สมรรถนะและเศรษฐศาสตร์

Abstract

This paper presents the performance and economic analysis of two PV power plants based on ground installation method that located in Prachinburi province. The power generations of the PV power plant were compared between Thin film type and Poly Crystalline type of the PV panels with similar capacity 6 MW and the same location. The data in 2016 from energy generate were used to compare by PVsyst simulation program as well as economic analysis. The simulation results showed that the Thin film type had more efficiency than the Poly Crystalline type and difference remain was about 4.6 %. Therefore, the data analysis from a real power generation of the PV power plant were

related in the same direction that difference remain was about 7.92 %. Meanwhile, the net present value (NPV) analysis of the power generation revealed the Thin Film type can be made short time the investment return cost within 1 year less than the Poly Crystalline type.

Keywords: PV power plant, Thin Film, Poly Crystalline, performance ratio, economic analysis.

1. บทนำ

สถานการณ์พลังงาน เดือน ม.ค.-เม.ย. ปี 2561 [1] พบว่าการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากภาคอุตสาหกรรมและภาคธุรกิจ การขยายตัวของเศรษฐกิจ และการท่องเที่ยวของประเทศ ขณะที่มีการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 0.7% พบว่ามีการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นทุกประเภท เช่น น้ำมันเตา คีเซล เป็นต้น ในขณะที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในปริมาณใกล้เคียงกัน ดังนั้นระบบไฟฟ้าจึงมีความจำเป็นต้องผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และช่วยลดการใช้เชื้อเพลิงธรรมชาติ

ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เป็นอีกทางเลือกของพลังงานทดแทน แต่เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในประเทศไทย มีการใช้เซลล์แสงอาทิตย์หลากหลายชนิด ซึ่งมีประสิทธิภาพ พื้นที่การใช้งาน รวมถึงน้ำหนักของแผงที่ต่างกัน จากปัจจัยข้างต้นนี้ผลต่อสมรรถนะและด้านเศรษฐศาสตร์ ดังนั้นจึงมีความจำเป็นต้องศึกษาและวิเคราะห์รายละเอียดของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน จากสถานที่ติดตั้งจริงเปรียบเทียบเพื่อประกอบการตัดสินใจในการลงทุนในอนาคต

2. ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 สมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

การวิเคราะห์สมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์อ้างอิงตามมาตรฐาน IEC 61724 [2-5] สามารถแสดงสมการที่ใช้ในการคำนวณค่าสมการที่ (1) ถึง (4) ได้ดังนี้

$$Y_A = E_a / P_o \quad (1)$$

$$Y_r = H_i / G_{STC} \quad (2)$$

$$Y_f = E_{tot} / P_o \quad (3)$$

$$PR = Y_f / Y_r \quad (4)$$

โดยที่

Y_A คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ต่อกำลังติดตั้ง คำนวณ

DC: Array Yield (kWh/kWp)

Y_r คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ต่อกำลังติดตั้งทาง

ทฤษฎี Reference Yield (kWh/kWp)

Y_f คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ต่อกำลังติดตั้ง คำนวณ

AC: Final Yield (kWh/kWp)

PR คือ ค่าสมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์: Performance Ratio (%)

E_a คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ คำนวณ DC (kWh)

E_{tot} คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ คำนวณ AC (kWh)

P_o คือ กำลังไฟฟ้าติดตั้งสูงสุดของเซลล์แสงอาทิตย์ (kWp)

H_i คือ ค่าพลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นผิวเซลล์

แสงอาทิตย์ (kWh/m²)

G_{STC} คือ ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่ STC (1 kW/m²)

2.2 หลักการ Annuity Method

การคำนวณพื้นฐานเกี่ยวกับการไหลเวียนของเงินในโครงการต่างๆ (Cash Flow) วิธีการที่นิยมกันนั้นมีอยู่ 2 วิธีคือวิธี Static และวิธี Dynamic โดยวิธีการทั้งสองทำให้มองเห็นการไหลเวียนเงินสดที่ผ่านบัญชีต่างๆ ได้ดีกว่าโดยใช้หลักการ Annuity Method [3] มาใช้ในการพิจารณาเศรษฐกิจของระบบไฟฟ้า เป็นวิธีคิดเงินรายได้เป็นรายปี โดยคิดในรูปแบบอนุกรมของการชำระหนี้ ซึ่งจะมีค่าตรงกับการไหลเวียนของเงินสดเฉลี่ยประจำปี มีวิธีการคำนวณสามารถนำเสนอได้ดังสมการที่ (5) ดังนี้

$$a = NPV \cdot \frac{[i \cdot (1+i)^n]}{[(1+i)^n - 1]} \quad (5)$$

โดยที่

a คือ Annuity (จำนวนเงินที่ต้องชำระต่อปี)

NPV คือ Net Present Value (เงินลงทุนปัจจุบันสุทธิ)

i คือ ดอกเบี้ย

n คือ จำนวนปีในการวางแผน (ปี)

3. วิธีการดำเนินการวิจัย

ในการวิจัยนี้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้ทำการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง ยี่ห้อ A รุ่น AA และติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน ยี่ห้อ B รุ่น BB โดยมีคุณสมบัติดังแสดงในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 คุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางและชนิดผลึกรวมซิลิคอน [6-7]

รายการ	หน่วย	ชนิดแผงเซลล์แสงอาทิตย์	
		ฟิล์มบาง	ผลึกรวมซิลิคอน
กำลังไฟสูงสุด (P)	W	125 / 130	310
แรงดันไฟวงจรมืด (V _{oc})	V	59.70 / 60.40	45.45
แรงดันไฟสูงสุด (V _{mp})	V	45.50 / 46.10	37.00
กระแสไฟลัดวงจร (I _{sc})	A	3.37 / 3.41	8.85
กระแสไฟสูงสุด (I _{mp})	A	2.75 / 2.82	8.38
ประสิทธิภาพ (η)	%	8.90 / 9.30	15.99
ผลกระทบด้านกำลังไฟฟ้าเทียบกับอุณหภูมิ (γ _{P_{mp}})	%/°C	-0.24	-0.41
ขนาดแผง (L x W x H)	mm	1402×1001×6.7	1956×991×4.5
น้ำหนักแผง	kg	24.00	26.00

3.1 ลักษณะการติดตั้ง

ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ของทั้งสองสถานะนั้น ได้ทำการออกแบบและติดตั้งโดยใช้วัสดุและอุปกรณ์ที่มีคุณสมบัติเหมือนกัน รวมทั้งสถานที่ติดตั้งอยู่ในบริเวณเดียวกันมีค่าเฉลี่ยรังสีจากดวงอาทิตย์ประมาณ 17.83 MJ/m² ซึ่งแต่ละสถานีจะความแตกต่างกันเฉพาะชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เท่านั้น ซึ่งการติดตั้งสามารถนำเสนอรายละเอียดดังนี้

ละติจูด	13.9°N
ลองจิจูด	101.5°E
มุมเอียงของการติดตั้งแผง	17°
อะซิมูท	0°
ระดับความสูงจากน้ำทะเลปานกลาง	7 ม.
ค่าการสะท้อน	0.20

3.2 แบบวงจรเส้นเดียว (Single line Diagram)

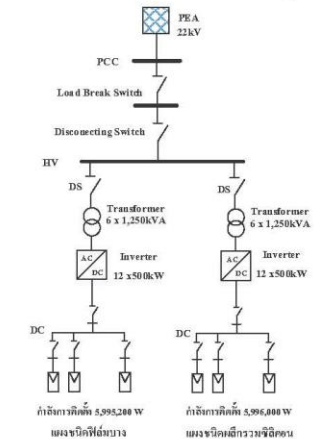
ระบบไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งสองชนิดที่ทำการวิเคราะห์นั้น ได้ทำการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าที่จุดจำหน่าย (Point of common Coupling, PCC) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สามารถแสดงรูปแบบการเชื่อมต่อเบื้องต้นได้ดังแสดงตามรูปที่ 1

3.3 รายละเอียดการติดตั้ง

ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง ประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 125 วัตต์ จำนวน 24,000 แผ่น และขนาด 130

GN19

วัดค่า จำนวน 23,040 แผ่น กำลังไฟฟ้าติดตั้งรวม 5,995,200 วัตต์ ใช้พื้นที่ติดตั้ง 66,083 ตร.ม. ดังแสดงภาพรูปที่ 2 (ก) ในขณะที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน ประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 310 วัตต์ จำนวน 19,341 แผง กำลังไฟฟ้าติดตั้ง 5,996,000 วัตต์ ใช้พื้นที่ติดตั้ง 34,491 ตร.ม.ดังแสดงภาพรูปที่ 2 (ข)



รูปที่ 1 วงจรเริ่มต้นของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 2 การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (ก) ชนิดฟิล์มบาง (ข) ชนิดผลึกรวมซิลิคอน

4. ผลการวิเคราะห์

ข้อมูลค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ค่าใช้จ่ายในการดูแลรักษา รวมทั้งระบบเก็บบันทึกข้อมูลของการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งสองชนิด ถูกนำมาใช้ประกอบการวิเคราะห์ เพื่อประเมินสมรรถนะและด้านเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ดังนี้

4.1 ด้านค่าใช้จ่าย

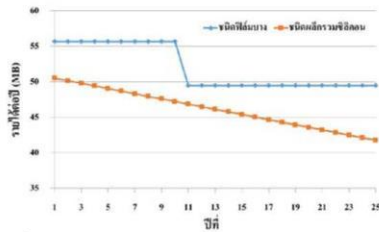
ข้อมูลค่าใช้จ่ายของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายเริ่มต้นของระบบหรือเงินลงทุน ค่าใช้จ่ายในการเดินระบบ ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาของอุปกรณ์สามารถแสดงในตารางที่ 2 ดังนี้

ตารางที่ 2 ค่าใช้จ่ายของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

รายการ	ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์(บาท)		อายุการใช้งาน (ปี)
	ชนิดฟิล์มบาง	ชนิดผลึกรวมซิลิคอน	
ที่ดิน	20,000,000	12,400,000	25
รั้ว ถนนและระบบ	18,145,000	10,972,500	25
สายไฟฟ้าและตู้ร้อยสายไฟฟ้า	15,000,000	12,000,000	25
โครงสร้างรองรับแผงและแผงเซลล์แสงอาทิตย์	114,000,000	153,360,000	25
อินเวอร์เตอร์และกล่องรวมสาย	19,800,000	18,000,000	10
หม้อแปลงไฟฟ้าและระบบจำหน่าย	6,000,000	6,000,000	10
ระบบน้ำดื่ม	12,000,000	9,000,000	10
ระบบป้องกันฟ้าผ่า	1,050,000	750,000	25
ระบบสื่อสารวงจรปิด	2,800,000	2,000,000	3
ระบบวัด บันทึกและแสดงผล	900,000	900,000	3
ค่าติดตั้ง ก่อสร้าง	30,000,000	24,000,000	25
ค่า O & M	7,200,000	6,000,000	1
ค่า Spare Part	500,000	400,000	1
รวม	236,595,000	246,872,500	

4.2 ด้านเศรษฐศาสตร์

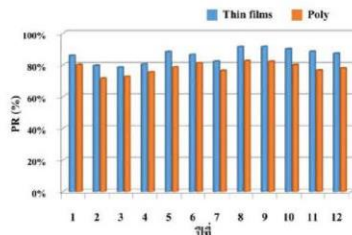
จากการเก็บข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากสถานที่จริง ทั้งสองสถานีในปี 2559 ตลอดทั้งปี ซึ่งเป็นกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ในปีแรกหลังจากการติดตั้งและขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งขายไฟฟ้าในอัตรา 5.66 บาท/หน่วย โดยระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง ผลิตกำลังไฟฟ้าได้ 9,837,617 kWh เป็นเงิน 55,680,912 บาท และชนิดผลึกรวมซิลิคอน ผลิตกำลังไฟฟ้าได้ 8,925,295 kWh เป็นเงิน 50,517,170 บาท จากคุณสมบัติแผงจะมีการเสื่อมถอยประสิทธิภาพซึ่งจะขึ้นอยู่กับผู้ผลิตแต่ละราย สำหรับแผงชนิดฟิล์มบาง[๘] ยี่ห้อ A มีประสิทธิภาพ 90% สำหรับ 10 ปีแรกและ 80% สำหรับปีถัดไปจนถึงปีที่ 25 ขณะที่แผงชนิดผลึกรวมซิลิคอน[7] ยี่ห้อ B มีประสิทธิภาพ 97% ในปีแรก 90% ปีที่ 5 และ 80% ปีที่ 25 ซึ่งจะมีประสิทธิภาพลดลงเป็นเชิงเส้น ดังนั้นสามารถคำนวณการผลิตไฟฟ้าและรายได้ในปีถัดไปหลังจากติดตั้งได้ตามรูปที่ 3 ซึ่งแสดงรายได้แต่ละปีของแผงแต่ละชนิด โดยจะเห็นว่ารายได้จะแปรผันตรงกับการเสื่อมถอยประสิทธิภาพของแผง



รูปที่ 3 รายได้ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ของแผงแต่ละชนิด

5. วิจารณ์ผลการวิจัย

จากการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง มีค่าสมรรถนะ 85.30% และชนิดผลึกรวมซิลิคอน 80.70% ขณะที่ผลการคิดต้นทุนจริงพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง มีค่าสมรรถนะ 85.84 % และชนิดผลึกรวมซิลิคอน 77.91% ตามลำดับ จากรูปที่ 4 แสดงการเปรียบเทียบแต่ละเดือนตลอดปี 2559 ระหว่างผลจากการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst กับผลจากการคิดต้นทุนจริง พบว่าชนิดฟิล์มบางมีค่าสมรรถนะมากกว่าชนิดผลึกรวมซิลิคอน ซึ่งมีค่าสมรรถนะและนิเวศน์ไปในทิศทางเดียวกัน

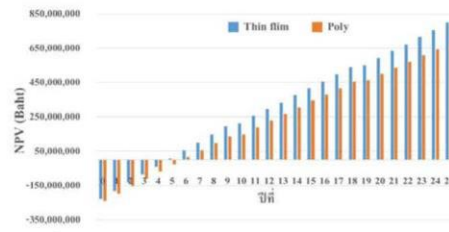


รูปที่ 4 การเปรียบเทียบค่าสมรรถนะ ชนิดฟิล์มบางและผลึกรวมซิลิคอน

ในการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ของการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งสองชนิด ซึ่งพิจารณาราคาขายไฟฟ้าในอัตรา 5.66 บาท/หน่วย สถานที่ติดตั้ง อ.ศรีมหาโพธิ จ.ปราจีนบุรี สามารถคำนวณได้โดยใช้ข้อมูลจากรายที่ 2 ซึ่งกำหนดให้อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 8 ระยะเวลาโครงการ 25 ปี สามารถนำเสนอมูลค่าโครงการ ณ ปีที่ 25 หรือค่า NPV ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง 458,323,669 บาท และชนิดผลึกรวมซิลิคอน 411,626,176 บาท จากรูปที่ 5 แสดงค่า NPV ของแต่ละปีตลอดระยะเวลา 25 ปี ซึ่งพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง มีระยะเวลาคืนทุนประมาณ 4 ปี ในขณะที่ชนิดผลึกรวมซิลิคอน มีระยะเวลาคืนทุนประมาณ 5 ปี

6. สรุปผล

จากการวิเคราะห์การเปรียบเทียบสมรรถนะและเศรษฐศาสตร์ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางและผลึกรวมซิลิคอน โดยการนำข้อมูลการติดตั้งและผลึกกำลังไฟฟ้าจริงมาเปรียบเทียบกับผลการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst นั้นผลจากการจำลองพบว่าค่า PR ที่ได้



รูปที่ 5 กราฟเปรียบเทียบค่า NPV ระหว่างชนิดฟิล์มบางและผลึกรวมซิลิคอน

เป็นไปในทิศทางที่สอดคล้องกัน โดยพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบางนั้นมีค่าแตกต่างจากค่าจริง 0.54 % ในขณะที่ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอนมีค่าแตกต่างจากค่าจริง 2.79 % และในกรณีที่ทำการวิเคราะห์หาค่า NPV นั้นจะพบว่าชนิดฟิล์มบางมีค่าสูงกว่าชนิดผลึกรวมซิลิคอน 46,697,493 บาท ทำให้มีระยะเวลาคืนทุนเร็วกว่าประมาณ 1 ปี ดังนั้นในการพิจารณาเลือกแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนพื้นดินในอนาคตนั้น ควรพิจารณาเลือกชนิดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดฟิล์มบาง แต่มีข้อจำกัดด้านการใช้พื้นที่ในการติดตั้งมากกว่าชนิดผลึกรวมซิลิคอน และควรใช้ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากหลาย ๆ ปี ของการติดตั้งจริงประกอบการตัดสินใจเพิ่มเติม

เอกสารอ้างอิง

- [1] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, สถานการณ์พลังงาน ไทย เดือน น.ค. – เม.ย. ปี 2561.
- [2] International Electrotechnical Commission, "Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis IEC61724", IEC standard, 1998.
- [3] บุญยัง ปลั่งกลาง, ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, หน้า 198-207, 2558.
- [4] ศักดิ์รินทร์ ศรีบุญเรือง และบุญยัง ปลั่งกลาง "การวิเคราะห์เปรียบเทียบประเมินผลระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคา ชนิด 3 เฟส และ 1 เฟส" การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 38 (EECON-38), 2558, 285-288.
- [5] พีระวุฒิ ชินวรรังสี ศศิวิมล ทรงไทร ณิชฎกานต์ อุดมเดชาฉัตก ทรงเกียรติ กิตติสนธิวัฑฒน์ อัครวิมล หงษ์สิงห์ทอง ทวีวัฒน์ กระจ่างสังข์ จรัญ ศรีธราธิคุณและกอบศักดิ์ ศรีประภา "การประเมินสมรรถนะและความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบหลายเทคโนโลยีที่ติดตั้งบนหลังคาในประเทศไทย" วิศวกรรมลาดกระบัง ปี ที่ 32 ฉบับที่ 2 มิถุนายน 2558.
- [6] Sharp สืบค้นเมื่อ พ.ศ.2560, <http://www.mutiwatt.de/pdfs/Solarmodul-Sharp-NA-ExxxL5-glassglass-frameless-EN.pdf>.
- [7] JASolar สืบค้นเมื่อ พ.ศ.2560, <https://d1819pwk4new.cloudfront.net/files/documents/jasolarjap72-95740.pdf>.



**ELECTRICAL
ENGINEERING
NETWORK 2019**

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 11

The 11th Conference of Electrical Engineering Network 2019

วันที่ 15-17 พฤษภาคม พ.ศ. 2562

ณ โรงแรมกรุงศรีริเวอร์ อำเภอ พระนครศรีอยุธยา

จังหวัด พระนครศรีอยุธยา



Conference Topics

- 1.ไฟฟ้ากำลัง (Electrical Power : PW)
- 2.อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (Power Electronics : PE)
- 3.พลังงานและการอนุรักษ์พลังงาน (Energy and Energy Saving : ES)
- 4.ระบบควบคุมและมาตรวัด (Control Systems and Instrumentation ; CT)



- 5.คอมพิวเตอร์และเทคโนโลยีสารสนเทศ (Computer and Information Technology : CP)
- 6.วงจรอิเล็กทรอนิกส์และการสื่อสาร (Electronics Circuit and Communication : EC)
- 7.นวัตกรรมและสิ่งประดิษฐ์ (Innovation and Invention : IN)
- 8.งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิศวกรรมไฟฟ้า (General Electrical Engineering : GN)
- 9.หัวข้อพิเศษในด้านวิศวกรรมไฟฟ้า (Special Session on Electrical Engineering : SS)



รายนามผู้ทรงคุณวุฒิพิจารณาบทความ

อาจารย์ ดร.มงคล มีลุน	กรมสอบสวนคดีพิเศษ (DSI)
อาจารย์ ดร.อรุณ พยอมหอม	การไฟฟ้านครหลวง
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วิทยากร อัศววิเศษ	จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
อาจารย์ ดร.ยุทธพงศ์ ทัพผดุง	บริษัท ทีอีเอ เอ็นคอม อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อุมารินทร์ แสงพานิช	มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ศุภชัยพิเชษฐ์ ฤกษ์ปรีดาพงศ์	มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.นงนุช คล้ายเรือง	มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
ผู้ช่วยศาสตราจารย์อนุชิต เจริญ	มหาวิทยาลัยเกษมบัณฑิต
รองศาสตราจารย์ ดร.ศราวุธ ชัยมูล	มหาวิทยาลัยขอนแก่น
รองศาสตราจารย์สุรชัย สุขสกุลชัย	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วีรพล จิรจรีต	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.พิสิทธิ์ วิสุทธิเมธีกร	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อภิบาล พลภักษานูบาล	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
อาจารย์ ดร.ตฤษา ประเสริฐสม	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วุฒิพร เลิศवासนา	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร
รองศาสตราจารย์สัมพันธ์ พรหมพิชัย	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร
รองศาสตราจารย์ราชู พันธุ์ฉลาด	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร
อาจารย์ ดร.พุทธพร เสวตสกุลานนท์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วุฒิวัฒน์ คงรัตน์ประเสริฐ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชภัฏนครราชสีมา
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ประหยัด กองสุข	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลตะวันออก วิทยาเขตจันทบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์นชิรัตน์ ราชบุรี	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณัฐภัทร พันธุ์คง	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์สมหมาย มีวสอาด	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ศิริชัย แดงแอม	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์พินิจ จิตจริง	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
อาจารย์ ดร.กิตติวัฒน์ นิมเกิดผล	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
อาจารย์ ดร.ฉัตรชัย ศุภพิทักษ์สกุล	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
รองศาสตราจารย์ ดร.กฤษณ์ชนม์ ภูมิภิตติพิชญ์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์สุรินทร์ แหงมงาม	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ปกรณ์เกียรติ์ เสวตเมธิกุล	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์องอาจ แสดใหม่	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
อาจารย์ ดร.วิเชียร อุบแก้ว	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
รองศาสตราจารย์ ดร.บุญยัง ปลั่งกลาง	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.นิธวัฒน์ ชูสกุล	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
รองศาสตราจารย์ ดร.จิรวัฒน์ ศุภสาร	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

รายนามผู้ทรงคุณวุฒิพิจารณาบทความ (ต่อ)

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.มนทล นาวงษ์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วรินทร์ สุดคนึง	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
รองศาสตราจารย์ทง ลานธารทอง	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สาคร วุฒิพัฒน์พันธุ์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.พนุศรี วรรณการ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
รองศาสตราจารย์ ดร.นัฐโชติ รักไทยเจริญชีพ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.มนัส บุญเที่ยงทอง	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ศุภกวี เนตรโพธิ์แก้ว	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลพระนคร
อาจารย์ ดร.เอกสิทธิ์ บุญเจริญลาภ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กัณฑ์พงษ์ ศรีลลิตย์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
อาจารย์ ดร.ปรัชญา มงคลไฉย	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
ผู้ช่วยศาสตราจารย์อดิศักดิ์ แข็งสารกิจ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
รองศาสตราจารย์พิชิต กิตติสุวรรณ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
ผู้ช่วยศาสตราจารย์สิทธิ์ชัย บุญเปียทัศน์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
ดร.ทพพล ทิพย์โพธิ์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.โกรกฤษ์ เขยชื้น	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ประสพโชค ไททองคำ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
อาจารย์ ดร.นิติกรณ์ ศิบบัศรีวานิชย์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
อาจารย์ ดร.คมกฤษ บุญยิ่ง	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
อาจารย์ ดร.บัญชา เหลือแสง	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.เจษฎาพร สถานทรัพย์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์
อาจารย์ ดร.อนนท์ นำอิน	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา
รองศาสตราจารย์ ดร.พานิช อินต๊ะ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา
ผู้ช่วยศาสตราจารย์วรรณพร ทีแก้ง	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา
ผู้ช่วยศาสตราจารย์วิเชษฐ ทิพย์ประเสริฐ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา
ผู้ช่วยศาสตราจารย์วิฑูรย์ พรหมมี	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา
อาจารย์ ดร.พลกฤษณ์ ทูนคำ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วิโรจน์ ปงลังกา	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา
อาจารย์ ดร.ธีระศักดิ์ สมศักดิ์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สิทธิบูรณ์ ศิริพรอักษรชัย	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา
ผู้ช่วยศาสตราจารย์นิติพงษ์ สมไชยวงศ์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ศุภกิต แก้วดวงตา	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา เชียงใหม่
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชาญชัย เชาชมรรงค์	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา เชียงใหม่
อาจารย์ ดร.นพทล มณีเชียร	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา เชียงใหม่
รองศาสตราจารย์ ดร.วันไชย คำแสน	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา ลำปาง

รายนามผู้ทรงคุณวุฒิพิจารณาบทความ (ต่อ)

ผู้ช่วยศาสตราจารย์โชคศักดิ์ ธรรมบุษดี	มหาวิทยาลัยมหิดล
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ธนัสณี เพ็ชรตระกูล	มหาวิทยาลัยมหิดล
รองศาสตราจารย์ ดร.นัฐพร ไชยญาติ	มหาวิทยาลัยแม่โจ้
อาจารย์ ดร.สุลักษณ์ มงคล	มหาวิทยาลัยแม่โจ้
รองศาสตราจารย์ ดร.ศุภวัฒน์ ลาวรัมย์วิสุทธิ	มหาวิทยาลัยราชภัฏเทพสตรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณัฐทิ ธิงสุข	มหาวิทยาลัยราชภัฏธนบุรี
รองศาสตราจารย์ ดร.ปิยะ โควิทท์วิวัฒน์	มหาวิทยาลัยราชภัฏนครปฐม
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.พงษ์เทพ รักภักดิ์	มหาวิทยาลัยราชภัฏพิบูลสงคราม
อาจารย์ ดร.สุธาสินี คุปตะบุตร	มหาวิทยาลัยราชภัฏสกลนคร
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ระวี พรหมหลวงศรี	มหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรธานี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ยอด สุขะมงคล	มหาวิทยาลัยรามคำแหง
รองศาสตราจารย์ ดร.เวทิน ปิยรัตน์	มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สำเริง อินทาม้	มหาวิทยาลัยศรีปทุม
อาจารย์ ดร.วฤทธิ์ วิชกุล	มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์
ผู้ช่วยศาสตราจารย์วิภาวัลย์ นาคทรัพย์	มหาวิทยาลัยสยาม
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ยงยุทธ นารายณ์	มหาวิทยาลัยสยาม
ผู้ช่วยศาสตราจารย์พิกิจ สุวัคค์	มหาวิทยาลัยสยาม
รองศาสตราจารย์ ดร.บุญเลิศ สือเฉย	มหาวิทยาลัยเอเชียอาคเนย์
รองศาสตราจารย์ ดร.บุญเรือง วัชศิลป์	สถาบันเทคโนโลยีปทุมวัน
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ประสิทธิ์ นางทิน	สถาบันเทคโนโลยีปทุมวัน
ศาสตราจารย์ ดร.วรพงศ์ ตั้งศรีรัตน์	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
รองศาสตราจารย์ ดร.วินัย ใจกล้า	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
รองศาสตราจารย์ ดร.วิทยา ทิพย์สุวรรณพร	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
รองศาสตราจารย์ ดร.อนุวัฒน์ จางวนิชเลิศ	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
รองศาสตราจารย์ ดร.วิจิตร กิณเรศ	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

บทความสาขาลงงานและการอนุรักษ์พลังงาน (ES)		หน้า
ES-01	การศึกษาเปรียบเทียบอัตราประสิทธิภาพไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในการปลูกดอกเบญจมาศ จำรอง วงศ์สา ศาตน์นที อุปเสน และ นิคม ธรรมปัญญา มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา	161
ES-02	การศึกษาผลของพลังงานแสงจันทร์ต่อสถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ชนิดฟิล์มบาง นิรุฒดี นิลแก้ว ฤทธิชัย ราชบัณฑิต รุ่งเพชร ก่องนอก และ บุญยงค์ ปลั่งกลาง มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี	165
ES-03	การศึกษาและการประเมินพลังงานไฟฟ้าจากข้อมูลผ่านบอร์ด dSPACE DS1104 พิมพ์ภา ยอติดี เสถียร ธีบุญศรีรัตน์ วชิราภรณ์ เพิ่มพูนสินทรัพย์ และสันติ หวังนิพนานโต สถาบันเทคโนโลยีปทุมวัน	169
ES-04	การศึกษาความคุ้มค่าของโซลาร์รูฟเสรีของสำนักงานสนามเพื่อทดแทนการซื้อพลังงานไฟฟ้าชั่วคราว จากการไฟฟ้านครหลวงของโครงการก่อสร้างขนาดใหญ่ ฤทธิชัย ราชบัณฑิต นิรุฒดี นิลแก้ว ยุทธนา คงจีน รุ่งเพชร ก่องนอก และ บุญยงค์ ปลั่งกลาง มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี	173
ES-05	การศึกษามาตรการการอนุรักษ์พลังงานระบบปรับอากาศและระบบไฟฟ้าแสงสว่างสำหรับอาคาร ควบคุมภาครัฐ กิตติกร ชั้นแก้ว ชัยณรงค์ มาระพงศ์ และ สถาพร อินทร์รัตน์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลศรีวิชัย	177
ES-06	การออกแบบมาตรการตอบสนองด้านโหลดที่เหมาะสมสำหรับอุตสาหกรรมโรงสีข้าวขนาดใหญ่ ชยพันธ์ุ จันทน์น้อย กรณ์ย์ ศิริจันทร์ชิน และ ประมุข อุณหเลขกะ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลสุวรรณภูมิ	181
ES-07	การควบคุมพลังงานไฟฟ้าภายในบ้านด้วยเลขหมายไอพีบนเครือข่าย WIFI สัญญา มาสุข มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลศรีวิชัย	185
ES-08	ระบบควบคุมแสงสว่างอัตโนมัติเพื่อการประหยัดพลังงานภายในห้องเรียน เอกวิทย์ หายี่วงษ์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอีสาน วิทยาเขตสกลนคร	189
ES-09	การออกแบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมบนคานาฟ้าของอาคารภาครัฐ เอกพัชร ชิวัดโสภณ เกียรติศักดิ์ รุ่งพระแสง และ ทวีพล ชื้อสัตย์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง	193
ES-10	การศึกษาความเร็วลมบนเกาะกลางถนนสายหลักในเขตพื้นที่จังหวัดสกลนคร เพื่อออกแบบมุม Pitch ที่เหมาะสมของกังหันลม สำหรับระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยพลังงานลม กฤษฎา พรหมพิณี และ รุ่งเพชร ก่องนอก มหาวิทยาลัยราชภัฏสกลนคร มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลอีสาน	197
ES-11	การวิเคราะห์ดัชนีการใช้พลังงานจำเพาะของกระบวนการผลิตในโรงงานอุตสาหกรรมยานยนต์ กรณีศึกษา: สายการผลิตเพลาหลังรถกระบะ ปริฉัตร บุญกว้าง และ ฐิติศักดิ์ บุญปราโมทย์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	201
ES-12	เปรียบเทียบประสิทธิภาพและประเมินจุดคุ้มทุน ระบบผลิตน้ำร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ ระหว่าง แบบ แผ่นเรียบและแบบหลอดแก้วสุญญากาศ อภิวัฒน์ สุขภิรมย์ และ ฐิติศักดิ์ บุญปราโมทย์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	207

การศึกษาความคุ้มค่าของโซลาร์รูฟเสรีของสำนักงานสนาม
เพื่อทดแทนการซื้อพลังงานไฟฟ้าชั่วคราวจากการไฟฟ้านครหลวงของโครงการก่อสร้างขนาดใหญ่
The Study of the Value of Free Solar Rooftop Installed in the Field Office
for Compensating the Purchase of Electrical Energy from MEA of Mega Project Construction

ฤทธิชัย ราชเป็นัน¹ นิรุติ นิลแก้ว¹ ยุทธนา คงอิน² รุ่งเพชร ก่องนอก² และบุญยัง ปลั่งกลาง³

¹ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

²ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์และสถาปัตยกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี นครราชสีมา

Email: ritthichai_r@mail.rmutt.ac.th, ³boonyang.p@cn.rmutt.ac.th

บทคัดย่อ

บทความนี้นำเสนอการศึกษาความคุ้มค่าของโซลาร์รูฟเสรีติดตั้งบนหลังคาของสำนักงานสนาม สำหรับโครงการก่อสร้างขนาดใหญ่ทดแทนการซื้อพลังงานไฟฟ้าในอัตราไฟฟ้าชั่วคราวจากการไฟฟ้านครหลวง ซึ่งสำนักงานสนามมีการใช้พลังงานไฟฟ้า 164,311 kWh/yr โดยมีค่าใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าจากกริดในอัตราไฟฟ้าชั่วคราว 6.8025 บาท/หน่วย จากการศึกษาการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาสำนักงานสนาม ขนาด 40 kWp นั้นสามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าจากกริดได้ปีละ 57,090 kWh ในขณะที่การลงทุนพบว่าค่า NPV มีค่า 1,468,255 บาท มีค่า IRR 22.85% มีระยะเวลาคืนทุน 3 ปี 11 เดือน หลังจากคืนทุนแล้วจะประหยัดค่าพลังงานไฟฟ้าได้ปีละ 388,355 บาท/ปี

คำสำคัญ: โซลาร์รูฟ, ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์, ระยะเวลาคืนทุน

Abstract

This paper presents a study of the value of free solar rooftop installed in the field office of Mega project construction for compensating the purchase of electrical energy at temporary electricity rates from the Metropolitan Electricity Authority (MEA). The field office has 164,311 kWh / yr of electrical power consumed, with the electricity charge from the grid at a temporary electricity rate of 6.8025 baht / unit. According to the study of installing a solar rooftop on the field office of a 40 kWp, it can reduce electricity consumption from the grid by 57,090 kWh per year. While the investment showed that the NPV value was 1,468,255 baht with an IRR of 22.85% with a payback period of 3 years and 11 months. After returning the capital, it will save 388,355 baht per year of electricity / year.

Keywords: solar rooftop, pv power plant, payback

1. บทนำ

งานก่อสร้างของภาครัฐที่มีผู้เข้าร่วมประกวดราคาจำนวนมาก และมีการแข่งขันกันค่อนข้างสูง ทำให้ต้องแข่งขันกันหลายด้าน ทั้งด้าน ความพร้อมของบุคลากร เครื่องจักร ประสิทธิภาพการทำงาน และด้าน ราคา หากพิจารณาต้นทุนหรือต้นทุนก่อสร้าง จะประกอบด้วย ต้นทุนทางตรงและต้นทุนทางอ้อม ขณะที่ต้นทุนทางอ้อม ประกอบด้วย ค่าบริหารโครงการ ค่าสำนักงาน ค่าน้ำ ค่าไฟฟ้า เป็นต้น สำหรับโครงการก่อสร้างขนาดใหญ่ จะมีการก่อสร้างสำนักงานสนามสำหรับบริหารโครงการ[1] โดยค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าก็เป็นปัจจัยหนึ่งที่ต้องนำมาพิจารณา ซึ่งลักษณะการใช้ไฟฟ้าเป็นอัตราที่ 8 ไฟฟ้าชั่วคราว ค่าพลังงานไฟฟ้า หน่วยละ 6.8025 บาท[2] ซึ่งยังไม่รวมการลดค่าของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่การไฟฟ้าไม่สามารถควบคุมได้ (FC) จากนโยบายภาครัฐส่งเสริมให้มีการติดตั้งระบบโซลาร์รูฟอย่างเสรี[3-4] เพื่อผลิตไฟฟ้าใช้งานในบ้านหรืออาคารของตนเอง ขณะที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีการพัฒนาเทคโนโลยีและมีการแข่งขันทางด้านราคา ส่งผลให้ราคาค่าวัสดุและอุปกรณ์จะถูกกลงกว่าในอดีตมาก ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงมุ่งศึกษาความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาของสำนักงานสนาม สำหรับโครงการก่อสร้างขนาดใหญ่ โดยโหลไฟฟ้าของสำนักงานสนามจริงในการวิเคราะห์และจำลองการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยโปรแกรม Homer เพื่อสนับสนุนและประกอบการตัดสินใจลงทุนเพื่อลดต้นทุนทางอ้อมในการก่อสร้างขนาด และเพื่อเป็นโอกาสในการแข่งขันของผู้รับจ้างก่อสร้างโครงการก่อสร้างขนาดใหญ่

2. ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

การศึกษาความคุ้มค่าของโซลาร์รูฟเสรีติดตั้งบนหลังคาของสำนักงานสนามนั้น ตามสมมุติฐานการวิจัยนี้มีความจำเป็นที่จะต้องศึกษาในรายละเอียดแต่ละหัวข้อที่เกี่ยวข้องโดยสามารถนำเสนอได้ดังนี้

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 11

11th Conference of Electrical Engineering Network 2019 (EENET2019)

2.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ คือ มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสามารถหาได้จากสมการดังนี้[5]

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} \quad (1)$$

โดยที่ NPV คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ, B_t คือ มูลค่าผลตอบแทนในปีที่ (t) C_t คือ มูลค่าต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายในปีที่ t , i คืออัตราดอกเบี้ยหรืออัตราคิดลด, t คือปีของโครงการ และ n คืออายุของโครงการ

2.2 อัตราผลตอบแทนของโครงการ

อัตราผลตอบแทนของโครงการ คือ อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ สามารถหาได้จากสมการดังนี้[5]

$$\sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (2)$$

โดยที่ B_t คือมูลค่าผลตอบแทนในปีที่ t , C_t คือ มูลค่าต้นทุน หรือ ค่าใช้จ่ายในปีที่ t , i คืออัตราดอกเบี้ย หรือ IRR, t คือปีของโครงการ และ n คืออายุของโครงการ

2.3 การวิเคราะห์พลังงานที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์

พลังงานที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีความเกี่ยวข้องกับค่าพารามิเตอร์ในหลายๆค่าเช่น ค่าความเข้มแสง ตำแหน่ง ทิศทางการติดตั้งและอื่นๆโดยนำเสนอได้ดังนี้[6]

$$E_{sol,pv,out} = \frac{E_{sol,incl} \times P_{pk} \times F_{per}}{I_{ref}} \quad (3)$$

$$E_{sol,incl} = E_{sol,hor} \times F_{tilt} \quad (4)$$

$$P_{pk} = K_{pk} \times A \quad (5)$$

โดยที่ $E_{sol,pv,out}$ คือพลังงานไฟฟ้าจากแผง PV(kWh), $E_{sol,incl}$ คือความเข้มของพลังงานแสงอาทิตย์(kWh/m^2), P_{pk} คือค่าสูงสุดของพลังงาน(kWp), F_{per} คือค่าประสิทธิภาพ, I_{ref} คือ ค่าความเข้มของพลังงานแสงอาทิตย์อ้างอิง(kWh/m^2), F_{tilt} คือมุมตกกระทบแสงของแผง, K_{pk} คือค่าองค์ประกอบกำลังไฟฟ้าสูงสุด(kW_p/m^2), A คือพื้นที่ติดตั้งแผง(m^2) และ $E_{sol,hor}$ คือค่าการแผ่รังสี Horizontal(kWh/m^2)

2.4 ระยะเวลาคืนทุน

ระยะเวลาคืนทุน คือ ระยะเวลาที่รายได้หลังจากหักค่าใช้จ่ายแล้วและนำไปชำระเงินที่ลงทุนเริ่มแรกได้ครบถ้วน สามารถหาได้จากสมการดังนี้[4]

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \text{เงินลงทุนเริ่มแรก/ผลตอบแทนรายปี} \quad (3)$$

3. วิธีดำเนินการ

งานวิจัยนี้ได้ศึกษาวิเคราะห์ลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าของสำนักงานสนาม สำหรับโครงการก่อสร้างขนาดใหญ่ซึ่งตั้งอยู่ที่ถนนประเสริฐมนูกิจ กรุงเทพมหานคร ละติจูด 13.48° N และลองจิจูด 100.39° E มีรายละเอียดดังแสดงตามตารางที่ 1

3.1 โหลดไฟฟ้า

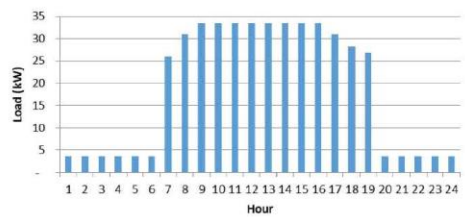
จากการสำรวจและเก็บข้อมูลโหลดไฟฟ้าของสำนักงานสนาม สำหรับโครงการก่อสร้างขนาดใหญ่ ซึ่งตั้งอยู่ที่ถนนประเสริฐมนูกิจ กรุงเทพมหานคร ละติจูด 13.48° N และลองจิจูด 100.39° E มีรายละเอียดดังแสดงตามตารางที่ 1

ตารางที่ 1 โหลดสำนักงานสนาม

รายการ	ปริมาณ	หน่วย
เครื่องปรับอากาศ 18,000 BTU	11	เครื่อง
เครื่องปรับอากาศ 12,000 BTU	6	เครื่อง
คอมพิวเตอร์สแตนดี 1 x 36 W	72	ชุด
คอมพิวเตอร์สแตนดี 1 x 18 W	3	ชุด
คอมพิวเตอร์ไทม์ 1,000 W	4	ชุด
คอมพิวเตอร์	46	เครื่อง
เครื่องถ่ายเอกสารปริ้นเตอร์	1	เครื่อง
ผู้ยื่น	2	เครื่อง
กระติกน้ำร้อน	2	เครื่อง

3.2 ลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้า

เนื่องจากงานก่อสร้างภาครัฐของโครงการขนาดใหญ่มักจะมีปัญหาอุปสรรคในการก่อสร้าง ดังนั้นทางผู้รับจ้างก่อสร้างจะเร่งงานโดยเพิ่มเวลาทำงานเป็น 7 วัน/สัปดาห์ ตั้งแต่ 07.00 – 19.00 น. รวมเวลาทำงาน 12 ชม./วัน ซึ่งลักษณะการใช้ไฟฟ้าจึงแสดงตามรูปที่ 1

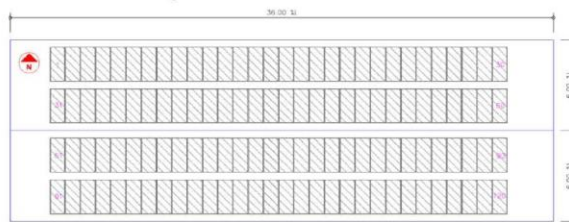


รูปที่ 1 Load Profiles

โดยที่โหลดของระบบที่เกิดจากอุปกรณ์สำนักงานต่างๆนั้นจะกำหนดค่าเปลี่ยนแปลง (Random Variability) 10% และ Time Step 10% โดยมีโหลดรายวันเฉลี่ย 450.17 kWh/d ซึ่งถูกนำมาใช้เป็นค่าโหลดฐานในการคำนวณของแต่ละเดือนประกอบการวิเคราะห์ในระยะเวลา 1ปี



รูปที่ 3 ลักษณะหลังคาสำนักงานสนาม



รูปที่ 4 แปลนการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ บนหลังคาสำนักงานสนาม

3.3 แบบวงจาสั้นเดี่ยว

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำการวิจัยนี้เป็นระบบโซลาร์รูฟท็อป ผลิตไฟฟ้าใช้ภายในอาคารสำนักงานสนาม หลังงานไฟฟ้าส่วนที่เหลือนั้นตามข้อกำหนดไม่สามารถขายให้กรไฟฟ้าได้ ซึ่งรูปแบบการเชื่อมต่อต้องสอดคล้องกับระเบียบและข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโซลาร์ไฟฟ้า[7] ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2

3.4 รายละเอียดการติดตั้ง

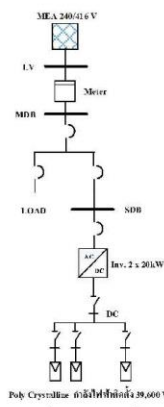
ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคาสำนักงานสนามของโครงการก่อสร้างขนาดใหญ่ นั้น ประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน ขนาด 330 วัตต์ จำนวน 60 แผ่น ต่อเข้ากับอินเวอร์เตอร์ ขนาด 20 kW จำนวน 2 เครื่อง ทำส่งไฟฟ้าผลิตกระแสรวม 39,600 วัตต์ โดยทำการติดตั้งบนหลังคาสำนักงานสนาม มีขนาดกว้าง 12 ม. ยาว 36 ม. ลักษณะหลังคาสำนักงานตามรูปที่ 3 ซึ่งมุมเอียงของแผง 24.5 องศา อนุกรม 0 และ 180 องศา โดยสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4

4. การวิเคราะห์

การวิเคราะห์ของงานวิจัยนี้ ประกอบด้วย การวิเคราะห์ด้านค่าใช้จ่ายการลงทุน การจำลองพลังงานไฟฟ้า และความสามารถในการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าจากกริด ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

4.1 ด้านค่าใช้จ่ายในการลงทุน

ค่าใช้จ่าย หมายถึง การลงทุนเริ่มแรกและค่าใช้จ่ายรายปี สำหรับค่าวัสดุและอุปกรณ์ที่นำไปใช้ในการประมาณราคาของงานวิจัยนี้จะมีราคาที่ย่อมเยากว่างานติดตั้งที่มีขนาดใหญ่ที่สามารถจัดหาวัสดุและอุปกรณ์ในปริมาณมากทำให้ได้เปรียบในการต่อรองราคา ซึ่งรายละเอียดแสดงในตารางที่ 2



รูปที่ 2 วงจรสั้นเดี่ยว

ตารางที่ 2 ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

รายการ	ค่าใช้จ่าย(บาท)	อายุ(ปี)
PV Module & Mounting	600,000	25
Inverter & MDB	300,000	10
Cable & Race Way	100,000	25
EPC Cost	200,000	25
O & M	40,000	1
Spare Part	5,000	1

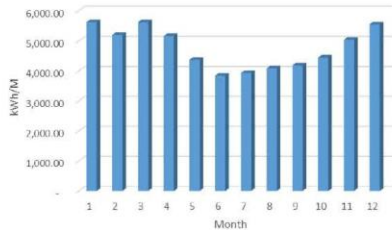
บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 11

11th Conference of Electrical Engineering Network 2019 (EENET2019)

4.2 พลังงานไฟฟ้าจากโปรแกรมจำลอง Homer

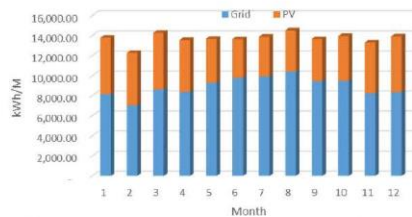
พลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการคำนวณ โดยโปรแกรมจำลอง Homer เป็นโปรแกรมฟรีแวร์ คำนวณการใช้ค่าพารามิเตอร์การติดตั้งในข้อ 3.1 และ 3.2 โดยสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 57,090 kWh/yr ซึ่งแสดงรายละเอียดของแต่ละเดือนดังแสดงตามรูปที่ 4



รูปที่ 4 ข้อมูลพลังงานไฟฟ้าจากโปรแกรมจำลอง Homer

4.3 การลดการใช้พลังงานไฟฟ้าจากกริด

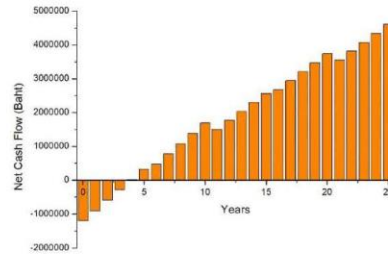
จากการจำลองพลังงานไฟฟ้าด้วยโปรแกรม พบว่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า 164,311 kWh/yr และหากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ขนาด 40 kWp สามารถลดการใช้พลังงานจากกริดได้ 57,090 kWh/yr ซึ่งแสดงรายละเอียดของแต่ละเดือนดังแสดงตามรูปที่ 5



รูปที่ 5 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากกริดหลังจากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

5. วิเคราะห์และสรุปผล

การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ของงานวิจัยนี้กำหนดค่าพลังงานไฟฟ้าแบบอัตราไฟฟ้าชั่วคราว 6.8025 บาท/หน่วย อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 8 ระยะเวลาโครงการ 25 ปี โดยที่กำหนดเวลาใช้งานสำนักงานสนาม 5 ปี ตั้งแต่เริ่มขึ้นจนถึงสิ้นสุดระยะเวลาโครงการก่อสร้าง ซึ่งจะมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ใหม่ทุกๆ 5 ปี โดยใช้วัสดุและอุปกรณ์หลักของเดิม การเสื่อมถอยประสิทธิภาพของแผง 90% สำหรับ 10 ปีแรกและ 80% สำหรับปีถัดไปจนถึงปีที่ 25 ซึ่งสามารถนำเสนอได้ดังแสดงตามรูปที่ 6 โดยแสดงค่า Net Cash Flow ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งหลังบนคาของสำนักงานสนาม ซึ่งมีค่า NPV 1,468,255 บาท IRR 22.85% และมีระยะเวลาคืนทุน 3 ปี 11 เดือน



รูปที่ 6 Net Cash Flow

จากการศึกษาความคุ้มค่าของโซลาร์รูฟเฟิร์ดติดตั้งบนหลังคาของสำนักงานสนาม สำหรับโครงการก่อสร้างขนาดใหญ่ทดแทนการซื้อพลังงานไฟฟ้าในอัตราไฟฟ้าชั่วคราวจากภาครัฐ พบว่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าของสำนักงานสนาม 164,311 kWh/yr ขณะที่หลังคาของสำนักงานสนาม มีพื้นที่ 432 ตร.ม. ซึ่งสามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ได้ขนาด 40 kWp จากการจำลองพลังงานไฟฟ้าด้วยโปรแกรม Homer จะสามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบกริดจำนวน 57,090 kWh/yr และหลังจากระยะเวลาคืนทุนจะสามารถประหยัดค่าพลังงานไฟฟ้าจากระบบกริดได้ ปีละ 388,355 บาท ซึ่งโครงการที่ศึกษานี้มีประโยชน์และสามารถนำไปประกอบการพิจารณาเสนอขออนุมัติงบประมาณในการติดตั้งได้เป็นอย่างดี

เอกสารอ้างอิง

- [1] United States Society on Dams, "Guidelines for Construction Cost Estimating for Dam Engineers and Owners", May 2012, pp.24.
- [2] อัตราค่าไฟฟ้า ของการไฟฟ้านครหลวง สืบค้นเมื่อ 2562 <https://www.mea.or.th/profile/109/261>
- [3] กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, เอกสารประกอบการสัมมนาเชิงวิชาการ เรื่อง ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar Rooftop) และลอยน้ำ (Floating) วันที่ 21 มกราคม 2562
- [4] ประกาศสำนักนายกรัฐมนตรี เรื่อง การประกาศแผนการปฏิรูปประเทศ, ราชกิจจานุเบกษา, เล่ม 135 ตอนที่ 24ก, เล่มที่ 6
- [5] บุญยัง ปลั่งกลาง, ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี, 2558, หน้า 177-178
- [6] A.A. Babatunde, S. Abbasoglu, M. Senol, "Analysis of the impact of dust, tilt angle and orientation on performance of PV Plants", Renewable and Sustainable Energy Reviews 90 (2018) 1017–1026.
- [7] ระเบียบการไฟฟ้านครหลวง, ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า, 2558.

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ	นายฤทธิชัย ราชแป้น
วัน เดือน ปีเกิด	28 มีนาคม 2520
ที่อยู่	437/186 ถนนรัตนานิเบศร์ ตำบลบางกระสอ อำเภอเมืองนนทบุรี จังหวัดนนทบุรี 11000
การศึกษา	ปริญญาตรี คณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี ปริญญาตรี คณะบริหารธุรกิจ สาขาการจัดการงานก่อสร้าง มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมมาธิราช
ประสบการณ์การทำงาน	ผู้จัดการโครงการ บริษัท เนวรัตน์พัฒนาการ จำกัด (มหาชน) พ.ศ.2548 ถึง ปัจจุบัน
วิชาชีพ	วุฒิวิศวกร สาขาไฟฟ้ากำลัง (วฟก.1206)
เบอร์โทรศัพท์	08-9978-2878
อีเมล	Ritthichai.r@gmail.com

