



การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW

Design of 1 MW Solar Photovoltaic Power Plant

นายเจตริน อางปัฐ

นายณัฐพล มาเจริญ

โครงการวิศวกรรมนี้ เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร

วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต

แขนงวิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ

ปีการศึกษา 2556

การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW

Design of 1 MW Solar Photovoltaic Power Plant



นายเจตริน อจปัฐ
นายณัฐพล มาเจริญ

โครงการวิศวกรรมนี้ เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร

วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต

แขนงวิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ

ปีการศึกษา 2556

หัวข้อโครงการวิศวกรรมไฟฟ้า

เรื่อง การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW

โดย

นายเจตริน อางปรู

นายณัฐพล มาเจริญ

ภาควิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษา

อาจารย์ ดร.คมกฤษ ประเสริฐวงษ์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ อนุมัติให้นับ โครงการวิศวกรรมไฟฟ้า เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา ตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(รองศาสตราจารย์ ดร.เวทิน ปิยรัตน์)

คณะกรรมการสอบโครงการวิศวกรรม

..... ประธานกรรมการ

(อาจารย์ ดร. ธนาธิป สุ่มอิม)

..... กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ปฐมทัศน์ จิระเดชะ)

..... กรรมการ

(อาจารย์ ดร. คมกฤษ ประเสริฐวงษ์)

การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW

ปีการศึกษา 2556

โดย

นายเจตริน อางปรู

นายณัฐพล มาเจริญ

อาจารย์ที่ปรึกษา

อาจารย์ ดร. คมกฤษ ประเสริฐวงษ์

บทคัดย่อ

โครงการนี้นำเสนอการออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 MW ซึ่งมุ่งเน้นการออกแบบและการเลือกใช้อุปกรณ์ให้เหมาะสมกับลักษณะภูมิประเทศของประเทศไทย โดยจะนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิดมาทำการทดลอง ประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphus Silicon , Mono Crystalline Silicon และ Poly Crystalline Silicon ด้วยการใช้โปรแกรม PVsyst 5.73 จำลองการทำงาน ซึ่งผลการทดลองได้แสดงให้เห็นว่า แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly Crystalline Silicon มีความเหมาะสมทางด้านเทคนิคและสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ถูกต้องตามหลักการออกแบบทางวิศวกรรม และจากการวิเคราะห์ตามหลักเศรษฐศาสตร์โดยใช้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนต่อค่าใช้จ่าย อัตราผลตอบแทนของโครงการ ระยะเวลาคืนทุน พบว่าโครงการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 MW ใช้เงินลงทุนประมาณ 80 ล้านบาท มีเฉลี่ยรายได้ปีละ 14 ล้านบาท มีระยะเวลาคืนทุนประมาณ 5 ปี 7 เดือน

คำสำคัญ : โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ / โซลาร์เซลล์ / เชื่อมต่อระบบจำหน่าย

Design of 1 MW Solar Photovoltaic Power Plant**ACADEMIC YEAR 2013****By**

Mr Jettarin Ardpru

Mr Nattapon Majaroen

Advisor

Dr. Komkrit Prasertwong

ABSTRACT

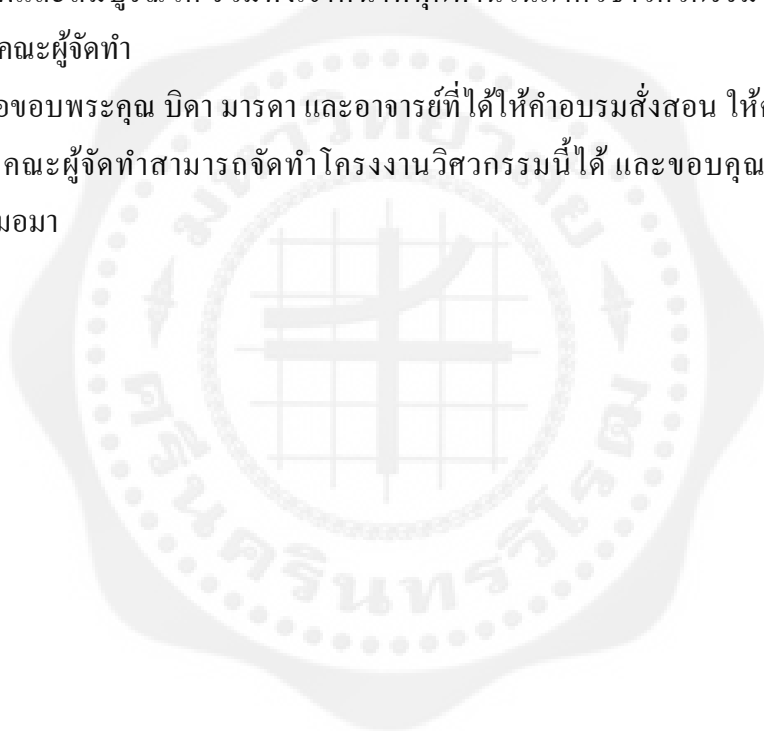
In this thesis, design and selecting the equipment that will suit with Thailand geography. The project uses solar cells Amorphus Silicon , Mono Crystalline Silicon and Poly Crystalline Silicon for the experiment by simulating with Pvsyst 5.73. The results of the experiment showed that Poly Crystalline Silicon is suitable with the engineer technical term and it could generate power energy correctly according to the principles of engineering design. From the economic analysis by calculating from net present value, benefit-cost ratio, internal rate of return and payback period, found that the solar power plant size 1 MW used 80 millions of capital, had 14 millions of the average revenue and the payback period is about 5 year 7 months.

Key word : Solar Photovoltaic Power Plant / Solar Cell / Grid - connected

กิตติกรรมประกาศ

โครงการวิศวกรรมศาสตร์นี้สำเร็จลงได้คณะผู้จัดทำขอขอบพระคุณอาจารย์ ดร. คมกฤษ ประเสริฐวงษ์ ซึ่งเป็นอาจารย์ที่ปรึกษาโครงการวิศวกรรมที่ให้คำปรึกษาและคำแนะนำต่างๆจนทำให้โครงการวิศวกรรมสำเร็จลุล่วงไปด้วยดีและขอบพระคุณอาจารย์ประจำภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒทุกท่านที่ได้ให้ความรู้และข้อเสนอแนะรวมทั้งเป็นกรรมการในการตรวจสอบและตัดสินในโครงการวิศวกรรมนี้ทำให้โครงการวิศวกรรมนี้มีคุณภาพและสมบูรณ์ได้ รวมทั้งเจ้าหน้าที่ทุกท่านในภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าที่ได้ให้ความสะดวกแก่คณะผู้จัดทำ

ขอขอบพระคุณ บิดา มารดา และอาจารย์ที่ได้ให้คำอบรมสั่งสอน ให้ความรู้ตลอดจนการสนับสนุนคณะผู้จัดทำสามารถจัดทำโครงการวิศวกรรมนี้ได้ และขอบคุณเพื่อนๆทุกคนที่ให้กำลังใจเสมอมา



สารบัญ

| | หน้าที่ |
|--|---------|
| บทคัดย่อภาษาไทย | ก |
| บทคัดย่อภาษาอังกฤษ | ข |
| กิตติกรรมประกาศ | ค |
| สารบัญ | ง |
| สารบัญตาราง | ฉ |
| สารบัญรูป | ช |
| คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ | ญ |
| | |
| บทที่ 1 บทนำ | 1 |
| 1.1 ความเป็นมาของโครงการ | 1 |
| 1.2 วัตถุประสงค์ | 2 |
| 1.3 ขอบเขตของโครงการ | 2 |
| 1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ | 2 |
| 1.5 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน | 3 |
| 1.6 ระยะเวลาการดำเนินงาน | 4 |
| บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง | 5 |
| 2.1 พลังงานแสงอาทิตย์ | 5 |
| 2.2 การผลิตไฟฟ้าในเซลล์แสงอาทิตย์ | 9 |
| 2.3 เซลล์แสงอาทิตย์ | 12 |
| 2.4 อินเวอร์เตอร์ | 34 |
| 2.5 ทฤษฎีการวิเคราะห์ความเป็นไปได้และความคุ้มค่าในการลงทุนทางเศรษฐศาสตร์ | 40 |
| บทที่ 3 ขั้นตอนการดำเนินงาน | 48 |
| 3.1 แผนการดำเนินงาน | 48 |
| 3.2 การออกแบบทางหลักวิศวกรรม | 60 |
| 3.3 งานศึกษาความเหมาะสมความเป็นไปได้และความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ | 60 |

สารบัญ (ต่อ)

| | หน้าที่ |
|---|---------|
| บทที่ 4 ผลการวิจัยและอภิปราย | 62 |
| 4.1 ข้อมูลเชิงพื้นที่ของ อำเภอชัยบาดาล จังหวัดลพบุรี | 62 |
| 4.2 ประเมินศักยภาพพลังงานหมุนเวียนและประสิทธิภาพพลังงาน | 63 |
| 4.3 ศึกษาความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรมและเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้า | 69 |
| 4.4 การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW | 80 |
| 4.5 การประเมินสมรรถนะทางด้านเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ | 84 |
| 4.6 ผลการประเมินทางด้านเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ | 86 |
| 4.7 สรุปผลการประเมินทางด้านเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ | 90 |
| 4.8 การออกแบบโดยใช้หลักทางวิศวกรรม | 94 |
| 4.9 การประเมินโครงการก่อสร้างโดยใช้หลักเศรษฐศาสตร์วิศวกรรม | 97 |
| บทที่ 5 สรุปผลการศึกษา | 105 |
| 5.1 สรุปผล | 105 |
| 5.2 ปัญหาและอุปสรรคข้อเสนอแนะที่ได้จากงานวิจัย | 106 |
| 5.3 ข้อเสนอแนะ | 106 |
| เอกสารอ้างอิง | 107 |
| ภาคผนวก ก การใช้โปรแกรม PVsyst | 109 |
| ภาคผนวก ข Datasheet Canadian Solar MaxPower CS6X | 132 |
| ภาคผนวก ค Datasheet SUNNY CENTRAL 500CP-US | 134 |
| ภาคผนวก ง การคำนวณทางด้านหลักเศรษฐศาสตร์ | 138 |
| ประวัติผู้เขียน | 141 |

สารบัญตาราง

| ตารางที่ | หน้า |
|---|------|
| 1.1 ขั้นตอนการค้นคว้างานวิจัย | 4 |
| 4.1 ข้อมูลค่ารังสีอาทิตย์เฉลี่ยรายเดือนของพื้นที่ตกกระทบ ณ อ.ชัยบาดาล จ.ลพบุรี | 64 |
| 4.2 อุณหภูมิแวดล้อมเฉลี่ยรายเดือน ณ อ.ชัยบาดาล จ.ลพบุรี | 66 |
| 4.3 ข้อมูลศักยภาพของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่างๆ | 68 |
| 4.4 ผลการประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิด Amorphous Silicon | 72 |
| 4.5 ผลการประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิด Mono Crystalline Silicon | 74 |
| 4.6 ผลการประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิด Poly Crystalline Silicon | 76 |
| 4.7 สมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW | 88 |
| 4.8 พื้นที่ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW | 93 |
| 4.9 ตารางแสดงต้นทุนการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 MW | 98 |
| 4.10 ตารางแสดงรายรับรายจ่ายโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 MW | 99 |

สารบัญรูป

| รูปที่ | หน้า |
|---|------|
| 2.1. ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในแบบต่างๆ | 6 |
| 2.2 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับประเทศไทย | 8 |
| 2.3 การเกิดไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ | 9 |
| 2.4 การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย (Grid – Connected) | 10 |
| 2.5 โครงสร้างรอยต่อพี-เอ็นของสารกึ่งตัวนำซิลิกอน | 12 |
| 2.6 การเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนและโฮลของสารกึ่งตัวนำซิลิกอน | 14 |
| 2.7 ไดอะแกรมเทคโนโลยีการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ | 15 |
| 2.8 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยว (Mono crystalline silicon cells) | 16 |
| 2.9 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกผสม (Poly crystalline silicon cells) | 17 |
| 2.10 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง (Thin film Solar cells) | 18 |
| 2.11 ตัวอย่างเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่างๆ และโครงสร้างภายใน | 19 |
| 2.12 ผลของอุณหภูมิต่อแรงดันวงจรเปิดและกระแสลัดวงจร | 20 |
| 2.13 ผลของความต้านทานอนุกรมต่อลักษณะกระแสและแรงดัน | 21 |
| 2.14 ลักษณะทั่วไปของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกนำมาประกอบเป็นแผงเซลล์ | 22 |
| 2.15 การเชื่อมต่อเซลล์แบบอนุกรม | 23 |
| 2.16 การเชื่อมต่อเซลล์แบบอนุกรม – ขนาน | 24 |
| 2.17 การเชื่อมต่อเซลล์แบบ อนุกรม – ขนาน – อนุกรม | 25 |
| 2.18 โครงสร้างเซลล์บนกระจก | 26 |
| 2.19 ส่วนประกอบแผงเซลล์แบบ Glass – Glass | 26 |
| 2.20 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบอ่อนตัว | 27 |
| 2.21. กราฟกระแสกับแรงดันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (I-V Curve) | 28 |
| 2.22 ไดอะแกรมการทดสอบวัดกระแสและแรงดันไฟฟ้า | 29 |
| 2.23 กราฟกระแสและแรงดันที่อุณหภูมิและความเข้มแสงค่าต่างๆ | 30 |
| 2.24 ปัจจัยการลดทอนกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ | 31 |
| 2.25 ลักษณะของผิวหน้าของเซลล์ซึ่งผ่านการทำ surface texturing | 32 |
| 2.26 แผนภาพการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อไม่มีเงาบังที่เซลล์ | 33 |

สารบัญรูป (ต่อ)

| รูปที่ | หน้า |
|---|------|
| 2.27 แผนภาพการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อมีใบไม้บัง | 34 |
| 2.28 ไดอะแกรมวงจรสมมูลของอินเวอร์เตอร์ | 35 |
| 2.29 การเชื่อมต่อระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับระบบจำหน่าย | 36 |
| 2.30 หลักการของอินเวอร์เตอร์แบบ grid-controlled | 38 |
| 2.31 หลักการของอินเวอร์เตอร์แบบ self-commutated inverter | 40 |
| 2.32 กราฟความสัมพันธ์ของอัตราผลตอบแทนของโครงการและมูลค่าปัจจุบันสุทธิ | 45 |
| 3.1 สภาพแวดล้อมของโรงไฟฟ้า | 49 |
| 3.2 โครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ | 50 |
| 3.3 ระยะห่างของแผงแต่ละ Table | 51 |
| 3.4 แผงโซลาร์เซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly - Crystal line Silicon | 52 |
| 3.5 อาคารอินเวอร์เตอร์ | 53 |
| 3.6 อินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย | 54 |
| 3.7 หม้อแปลงแบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย | 55 |
| 3.8 การใช้โปรแกรม PVsyst | 57 |
| 3.9 การออกแบบ System ของโปรแกรม PVsyst | 58 |
| 3.10 ผลที่ได้จากการ Simulation ด้วยโปรแกรม PVsyst | 59 |
| 4.1 แผนที่ อ.ชัยบาดาล จ.ลพบุรี | 62 |
| 4.2 ตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ | 63 |
| 4.3 ค่ารังสีอาทิตย์เฉลี่ยบนพื้นที่ อ.ชัยบาดาล จ.ลพบุรี | 65 |
| 4.4 ค่าอุณหภูมิแวดล้อมเฉลี่ย ณ อ.ชัยบาดาล จ.ลพบุรี | 67 |
| 4.5 โปรแกรม PVsyst Version 5.73 | 69 |
| 4.6 ผลการประเมินศักยภาพของระบบผลิตด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous Silicon ขนาด 100 kW | 71 |
| 4.7 ผลการประเมินศักยภาพของระบบผลิตด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิด Mono Crystalline Silicon ขนาด 100 kW | 73 |
| 4.8 ผลการประเมินศักยภาพของระบบผลิตด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิด Poly Crystalline Silicon ขนาด 100 kW | 75 |

สารบัญรูป (ต่อ)

| รูปที่ | หน้า |
|---|------|
| 4.9 จำนวนการผลิตไฟฟ้าของแผงแต่ละชนิด | 77 |
| 4.10 ค่าสมรรถนะของระบบ (PR) ของแผงชนิดต่างๆ | 78 |
| 4.11 ขนาดพื้นที่ ที่ใช้ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่างๆ | 79 |
| 4.12 หลักการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW | 81 |
| 4.13 การจำลองการเกิดเงาด้วย PVsyst | 83 |
| 4.14 ผลจากการจำลองการเกิดเงาด้วย PVsyst | 83 |
| 4.15 โปรแกรม PVsyst 5.73 | 84 |
| 4.16 ผลการ Simulation โดยใช้โปรแกรม PVsyst 5.73 | 85 |
| 4.17 สมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW | 87 |
| 4.18 การสูญเสียพลังงานในรูปแบบต่างๆของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW | 89 |
| 4.19 กำลังไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ตลอดทั้งปี | 90 |
| 4.20 กำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ | 91 |
| 4.21 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้ากับความเข้มรังสีอาทิตย์ | 92 |
| 4.22 การออกแบบพื้นที่ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW ด้วยโปรแกรม AutoCAD | 95 |
| 4.23 Single Line Diagram ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 MW | 96 |

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

| สัญลักษณ์ | ความหมาย | หน่วย |
|-----------|------------------------------|---------------|
| V | แรงดัน | Volt |
| I | กระแส | Ampere |
| Hz | ความถี่ | Hertz |
| DC | ไฟฟ้ากระแสตรง | Volt |
| AC | ไฟฟ้ากระแสสลับ | Volt |
| P | กำลังไฟฟ้า | Watt |
| E | พลังงานไฟฟ้า | Kilowatt-hour |
| T | อุณหภูมิ | C |
| V_{oc} | แรงดันวงจรเปิด | Volt |
| PMP | กำลังไฟฟ้าที่จุดสูงสุด | Watt |
| IMP | กระแสที่จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด | Ampere |
| VMP | แรงดันที่จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด | Volt |

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญ

ในปัจจุบันประเทศไทยต้องพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศเป็นหลัก จากข้อมูลในปี 2554 ที่ผ่านมามีการนำเข้ากว่าร้อยละ 60 ของความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์ขึ้นต้นมาจากการนำเข้าโดยมีสัดส่วนการนำเข้าน้ำมันสูงถึงร้อยละ 80 ของปริมาณการใช้พลังงานทั้งหมดภายในประเทศและยังมีแนวโน้มจะสูงขึ้นอีกเพราะไม่สามารถเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในประเทศได้ทันกับความต้องการใช้งาน การพัฒนาพลังงานทดแทนอย่างจริงจังจะช่วยลดการพึ่งพาและการนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิงและพลังงานชนิดอื่น และยังช่วยกระจายความเสี่ยงในการจัดหาเชื้อเพลิงเพื่อการผลิตไฟฟ้าของประเทศซึ่งเดิมต้องพึ่งพาก๊าซธรรมชาติเป็นหลักมากกว่าร้อยละ 70 โดยพลังงานทดแทนถือเป็นหนึ่งในเชื้อเพลิงเป้าหมายที่คาดว่าจะสามารถนำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าทดแทนก๊าซธรรมชาติได้อย่างมีนัยสำคัญ โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์

สำหรับอุตสาหกรรมพลังงานทดแทนในประเทศไทยที่กำลังมาแรงอยู่ในปัจจุบันปฏิเสธไม่ได้ว่าเป็นอุตสาหกรรมเกี่ยวกับพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ถูกนำมาแปรรูปเป็นพลังงานไฟฟ้าโดยผ่านทางกระบวนการผลิตโดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์หรือโซลาร์เซลล์ (Solar cell) ก่อให้เกิดอุตสาหกรรมทางการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบโซลาร์ฟาร์ม (Solar farm) ที่มีการลงทุนกันอย่างกว้างขวางในประเทศของเราทั้งในภาคส่วนของรัฐและเอกชน ทั้งนี้อาจเป็นเพราะว่ารัฐบาลมีการส่งเสริมและสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อกระตุ้นให้เกิดการลงทุนด้านพลังงาน จากการมีนโยบายชัดเจนในการสนับสนุนการใช้พลังงานทางเลือกโดยให้การไฟฟ้ามีการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตลอดโครงการในราคาวัตต์ละประมาณ 8 บาท รวมทั้งอุปกรณ์ชุดโซลาร์เซลล์และแบตเตอรี่ที่ใช้กักเก็บพลังงานแสงอาทิตย์ปัจจุบันมีราคาถูกลงและมีประสิทธิภาพสูงจนสามารถนำมาผลิตไฟฟ้าได้อย่างคุ้มค่าด้วย

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานทางเลือกที่มีความเหมาะสมกับประเทศไทยมากที่สุดในช่วงนี้ เนื่องจากประเทศไทยอยู่ใกล้เส้นศูนย์สูตร เป็นประเทศในเขตร้อนชื้น โดยบนพื้นที่ 1 ตารางเมตรรับพลังงานแสงอาทิตย์ได้ประมาณ 1,000 W หรือเฉลี่ย 4-5 กิโลวัตต์ต่อชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อวัน (kWh/m²/day) ซึ่งวันๆหนึ่ง บนพื้นที่ 1 ตารางเมตรนั้น เราได้รับพลังงานแสงอาทิตย์ 1 kW เป็นเวลานานถึง 4-5 ชั่วโมงนั่นเองถ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานเท่ากับ

15 % ก็แสดงว่า เซลล์แสงอาทิตย์ที่มีพื้นที่ 1 ตารางเมตรจะสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 150 W หรือเฉลี่ย 600-750 kWh/m²/day

ในเชิงเปรียบเทียบ ในวันหนึ่งๆประเทศไทยเรามีความต้องการพลังงานไฟฟ้าประมาณ 250 ล้านkWh/day ดังนั้นถ้าเรามีพื้นที่ประมาณ 1,500 ตารางกิโลเมตร (0.3% ของประเทศไทย) เราก็จะสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้เพียงพอกับความต้องการทั้งประเทศ

1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการ

1.2.1 เพื่อศึกษาออกแบบโครงสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW

1.2.2 เพื่อศึกษาต้นทุนการผลิต ผลตอบแทน การลงทุนและระยะเวลาในการคืนทุนของการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW

1.2.3 เพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนในประเทศไทย

1.3 ขอบเขตโครงการวิศวกรรม

1.3.1 ออกแบบสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW

1.3.2 คำนวณต้นทุนในการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์และประเมินระยะเวลาคืนทุน

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.4.1 สามารถนำความรู้ที่ได้จากการศึกษาออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ไปใช้ในการทำงานหรือประกอบการลงทุนเองในอนาคตได้

1.4.2 ได้ความรู้เกี่ยวกับออกแบบระบบการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW

1.4.3 ได้ส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนในประเทศไทย

1.5 ขั้นตอนการค้นคว้างานวิจัย

1.5.1 กำหนดหัวข้อการวิจัย

1.5.2 พบอาจารย์ที่ปรึกษา

1.5.3 ทำการศึกษางานวิจัยและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

1.5.4 นำเสนอโครงการขึ้นเริ่มต้น

1.5.5 ทำการศึกษารออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW ศึกษาข้อมูลเพิ่มเติมและศึกษาคูงาน

1.5.6 พบอาจารย์ที่ปรึกษาปรับปรุงแก้ไขโครงการ ทำการศึกษาค้นคว้าข้อมูลทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อใช้ในการประเมินการลงทุนความคุ้มค่าของการลงทุนและจุดคุ้มทุนของระบบ

1.5.7 ทำรูปเล่มปริญญานิพนธ์ นำเสนอโครงการ



1.6 ระยะเวลาการดำเนินงาน

ตารางที่ 1.1 ขั้นตอนการค้นคว้างานวิจัย

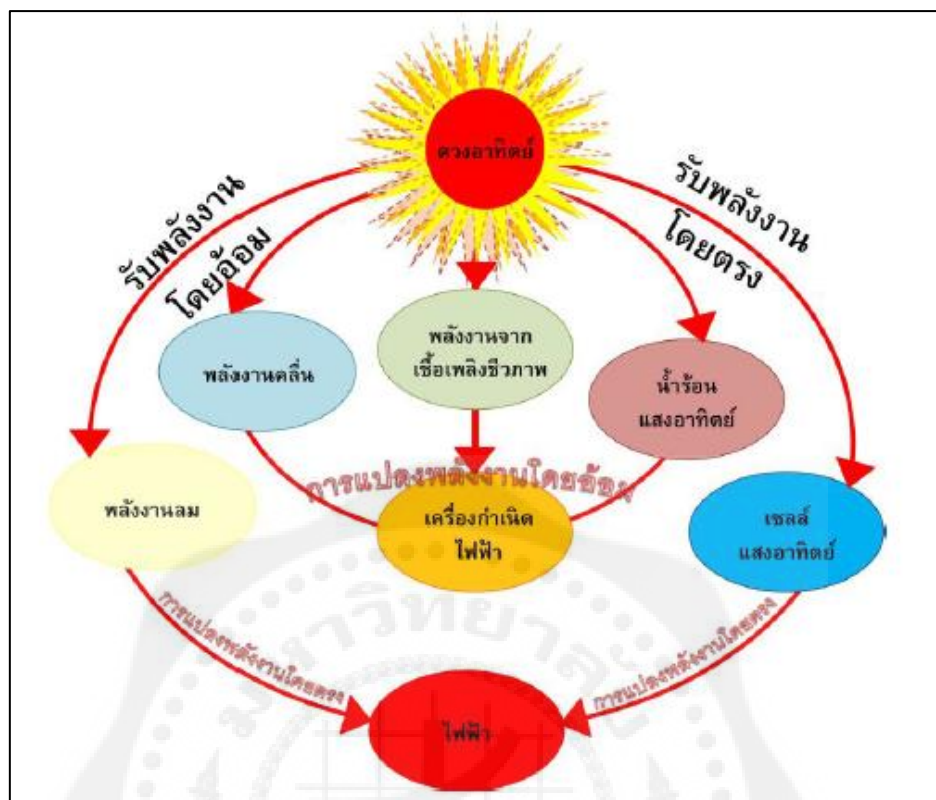
| ขั้นตอน | ระยะเวลา (เดือน) | | | | | | | | | | |
|--|------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|--|
| | มี.ย. | ก.ค. | ส.ค. | ก.ย. | ต.ค. | พ.ย. | ธ.ค. | ม.ค. | ก.พ. | มี.ค. | |
| กำหนดหัวข้อการวิจัย | | | | | | | | | | | |
| พบอาจารย์ที่ปรึกษา | | | | | | | | | | | |
| ศึกษางานวิจัยและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง | | | | | | | | | | | |
| นำเสนอโครงงานขั้นเริ่มต้น | | | | | | | | | | | |
| ศึกษาข้อมูลเพิ่มเติมและศึกษาดูงาน | | | | | | | | | | | |
| พบอาจารย์ที่ปรึกษาปรับปรุงแก้ไขโครงงาน | | | | | | | | | | | |
| ทำรูปเล่มปริญญานิพนธ์ | | | | | | | | | | | |
| นำเสนอโครงงาน | | | | | | | | | | | |

บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 พลังงานแสงอาทิตย์

แสงอาทิตย์เป็นพลังงานที่ได้ฟรีจากดวงอาทิตย์และมีการนำมาใช้ประโยชน์มาแต่สมัยโบราณ เช่นการตาก หรือ อบสินค้าเกษตร การทำให้น้ำอุ่น เป็นต้น ได้พยายามนำพลังงานแสงอาทิตย์มาทำให้เกิดกระแสไฟฟ้า แสงอาทิตย์ตกกระทบพื้นโลกเฉลี่ยประมาณ 4-5 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ต่อตารางเมตรต่อวัน ถ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานร้อยละ 15 แสดงว่าเซลล์แสงอาทิตย์ 1 ตารางเมตรสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ประมาณ 650 -750 วัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อวัน ประเทศไทยมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าประมาณ 250 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อวัน โดยเราสามารถใช้พื้นที่ประมาณ 1,500 ตารางกิโลเมตร ซึ่งคิดเป็นร้อยละ 0.3 ของพื้นที่ประเทศไทยก็จะผลิตไฟฟ้าได้ตามที่ต้องการ (กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงานคณะวิทยาศาสตร์. 2542)

2.1.1 ไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ ไฟฟ้าโดยเซลล์แสงอาทิตย์เป็นการเปลี่ยนพลังงานแสงจากดวงอาทิตย์เป็นไฟฟ้ากระแสตรงขึ้นตอนเดียวโดยไม่มีส่วนเคลื่อนไหวกวใดๆ ไฟฟ้าดังกล่าวใช้ประโยชน์ได้เช่นเดียวกับไฟฟ้าจากแหล่งผลิตอื่นๆ สามารถใช้กับเครื่องใช้ไฟฟ้ากระแสตรงได้โดยตรง เช่นระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในรถยนต์ และใช้กับเครื่องใช้กระแสสลับโดยผ่านเครื่องแปลงเป็นกระแสสลับที่เรียกว่าอินเวอร์เตอร์นอกจากนี้ไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนอื่นๆ อาทิ พลังงานความร้อน พลังงานลม และพลังงานคลื่นในมหาสมุทร พลังงานที่กล่าวมาล้วนมีแสงจากดวงอาทิตย์เป็นพลังงานต้นทางเนื่องจากแสงอาทิตย์เฉพาะเวลากลางวัน จึงจำเป็นต้องเก็บสำรองไฟฟ้าโดยแบตเตอรี่ เพื่อใช้ในเวลากลางคืน และประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าโดยแสงอาทิตย์ขึ้นตรงต่อความเข้มของแสงอาทิตย์รวมถึงอุณหภูมิซึ่งจะเพิ่มขึ้นจากการตากแดด ทำให้ประสิทธิภาพลดต่ำลง ดังนั้นการติดตั้งใช้งานควรอยู่กลางแจ้งหันหน้าเข้าหาดวงอาทิตย์และเว้นช่องว่างเพื่อช่วยระบายความร้อนด้านหลัง (หากอยู่ในซีกโลกเหนือเช่นประเทศไทย ก็เอียงไปทางทิศใต้) จะได้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยมากที่สุด



รูปที่ 2.1 ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในแบบต่างๆ

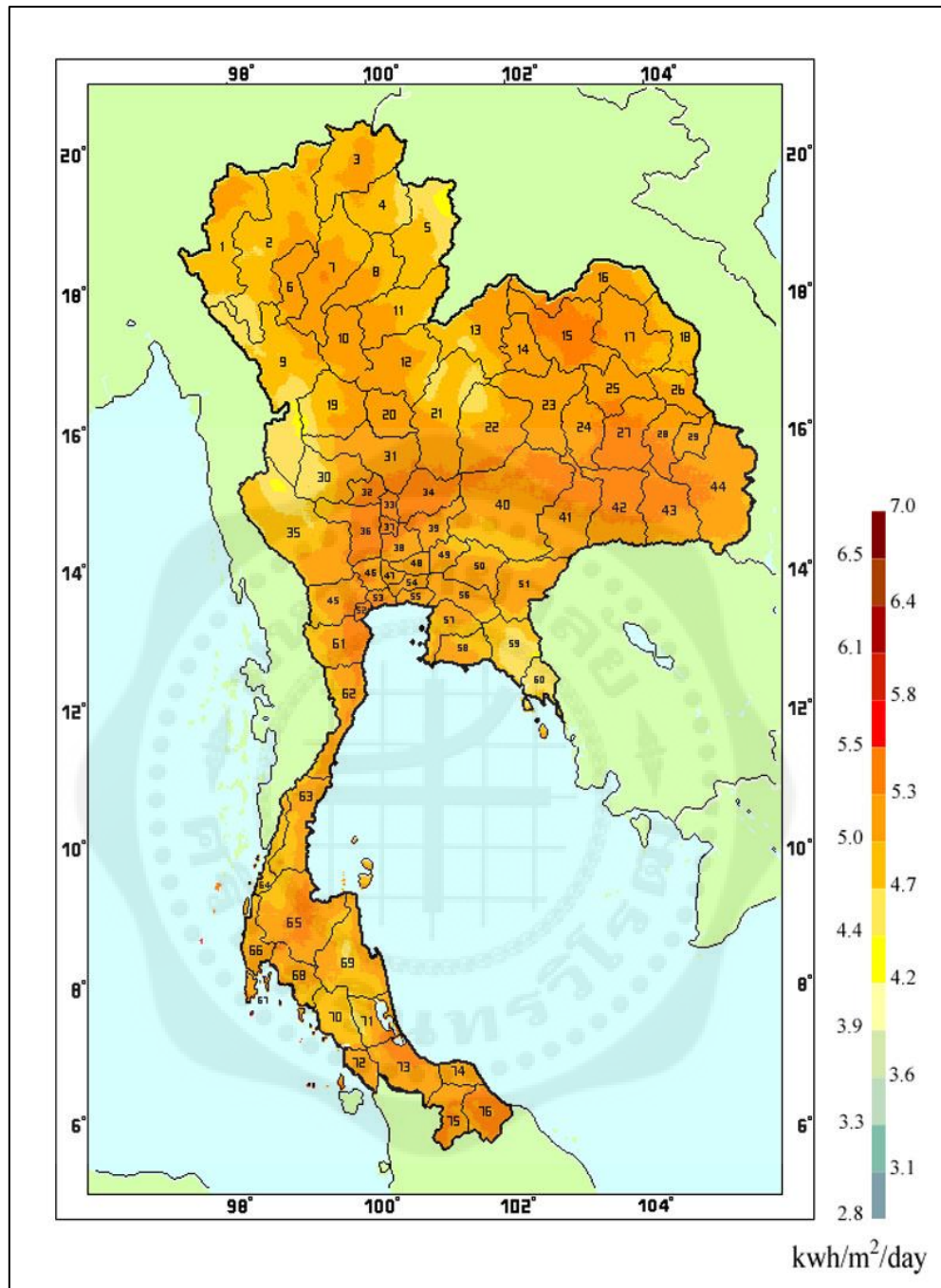
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน,มปป.

2.1.2 ปริมาณรังสีอาทิตย์ในประเทศไทย โดยทั่วไปศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของพื้นที่แห่งหนึ่งจะสูงหรือต่ำขึ้นอยู่กับรังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบในพื้นที่นั้น การศึกษาเพื่อทราบปริมาณรังสีอาทิตย์บนพื้นโลกซึ่งจะใช้เป็นแนวทางการส่งเสริมการใช้ประโยชน์จากพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งนำเสนอในรูปแบบที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ สำหรับประเทศไทยมีแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน) จัดทำขึ้นในปี พ.ศ. 2542 โดย มหาวิทยาลัยศิลปากร รูปที่ 2.2 แสดงศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายปี ในแต่ละเดือนนั้นการกระจายของความเข้มรังสีอาทิตย์ตามบริเวณต่างๆ ของประเทศได้รับอิทธิพลสำคัญจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ และพื้นที่

ส่วนใหญ่ของประเทศได้รับรังสีอาทิตย์สูงสุดระหว่างเดือนเมษายน และพฤษภาคม โดยมีค่าอยู่ในช่วง 5.54 ถึง 6.65 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร-วัน

บริเวณที่รับรังสีอาทิตย์สูงสุดเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือโดยครอบคลุมบางส่วนของจังหวัดนครราชสีมา บุรีรัมย์ สุรินทร์ ศรีสะเกษ ร้อยเอ็ด ยโสธร อุบลราชธานี และอุดรธานี และบางส่วนของภาคกลางที่จังหวัดสุพรรณบุรี ชัยนาท อัญญา และลพบุรี โดยได้รับรังสีอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปี 5.26 ถึง 5.54 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร-วัน พื้นที่ดังกล่าวคิดเป็น 14.3 % ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ นอกจากนี้ยังพบว่า 50.2 % ของพื้นที่ทั้งหมดรับรังสีอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีเท่ากับ 4.99 ถึง 5.26 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร-วัน จากการคำนวณรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศ มีค่าเท่ากับ 5.04 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร-วัน แสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง

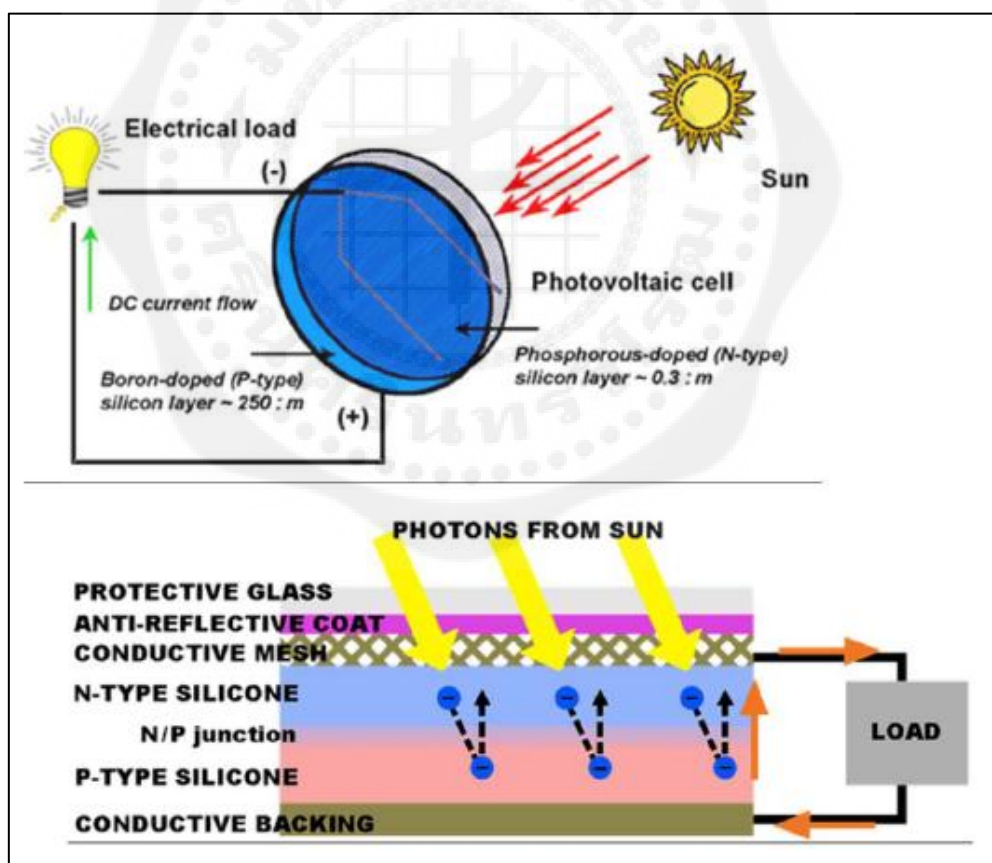
ปี พ.ศ. 2543 ได้มีการพัฒนาเครือข่ายสถานีวัดความเข้มรังสีอาทิตย์ มีทั้งหมด 37 สถานีทั่วประเทศ เพื่อให้ประเทศไทยมีข้อมูลความเข้มรังสีที่ละเอียดและถูกต้อง สามารถนำไปใช้เพื่อประโยชน์ด้านการวิจัย พัฒนาและการประยุกต์ใช้พลังงานแสงอาทิตย์อย่างมีประสิทธิภาพ ปัจจุบันสามารถทราบข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งข้อมูลจากการตรวจวัดจากสถานีระหว่างปี พ.ศ. 2545-2553 และข้อมูลดาวเทียมเป็นข้อมูลเฉลี่ยรายเดือนของจังหวัดและอำเภอระหว่างปี พ.ศ. 2536-2541 จากการคำนวณรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศพบว่ามีค่าเท่ากับ $18.2\text{MJ}/\text{m}^2\text{-day}$ จากผลที่ได้นี้แสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง



รูปที่ 2.2 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับประเทศไทย จัดทำในปี พ.ศ. 2542
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน,มปป.

2.2 การผลิตไฟฟ้าในเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์เป็นสารกึ่งตัวนำ ชนิดหนึ่ง เมื่อแสงอาทิตย์ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์จะทำให้เกิดอิเล็กตรอนอิสระและความต่างศักย์ที่ผิวทั้งสองของเซลล์แสงอาทิตย์ ดังนั้นเมื่อมีการเชื่อมต่อระหว่างผิวทั้งสองของเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะเกิดการไหลของอิเล็กตรอน เพื่อให้เกิดสมดุลระหว่างผิวทั้งสองด้านของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งการไหลของอิเล็กตรอนทำให้เกิดพลังงานไฟฟ้า จะเห็นได้ว่าเป็นวิธีเปลี่ยนรูปพลังงานแสงให้เป็นไฟฟ้าโดยตรงที่สุด ง่ายที่สุด ไม่มีการเคลื่อนไหวของชิ้นส่วนใดๆ ไม่มีการสึกหรอใดๆ ดังแสดงในรูปที่ 2.3 ดังนั้นทราบเท่าที่เซลล์แสงอาทิตย์ยังคงสภาพสารกึ่งตัวนำและแสงอาทิตย์ตกกระทบสู่ผิวเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะผลิตไฟฟ้าออกมาให้ตลอดไป (ในทางปฏิบัติผู้ผลิตเซลล์แสงอาทิตย์รับประกันอายุการใช้งานของเซลล์แสงอาทิตย์กว่ายี่สิบปีขึ้นไป) (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน)

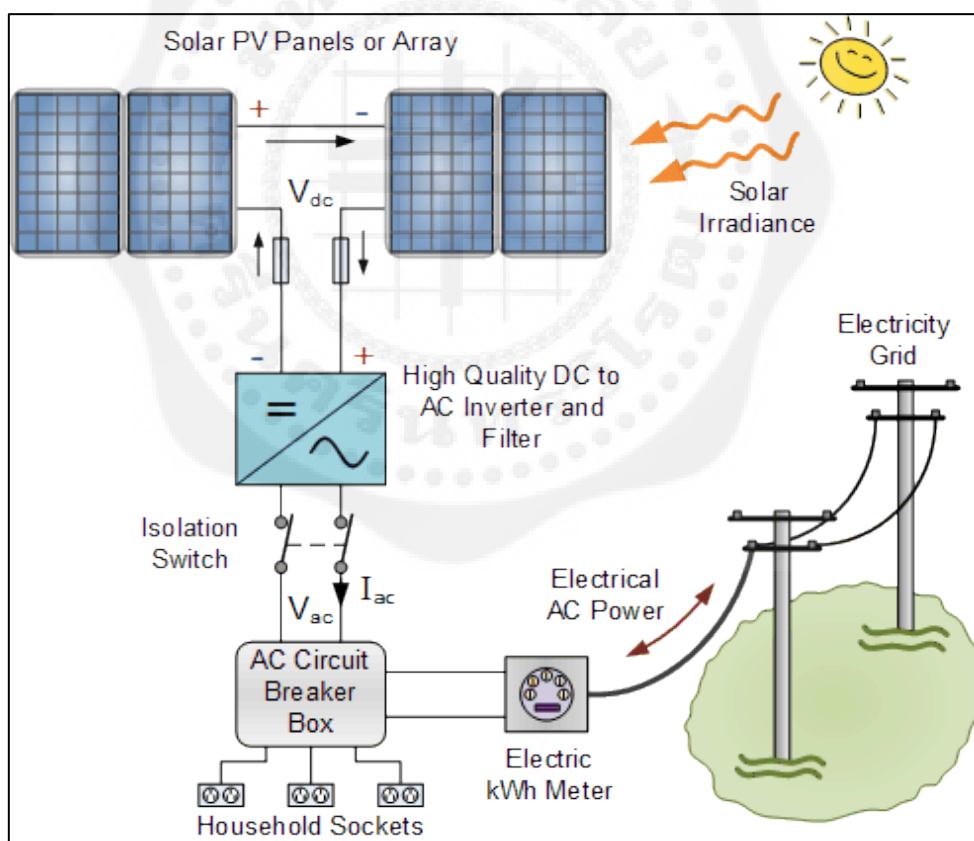


รูปที่ 2.3 การเกิดไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, มปป.

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับความเข้มแสงอาทิตย์ที่เพิ่มขึ้นหรือลดลง ตัวอย่างเช่นหากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าได้ 100 วัตต์ เมื่อมีความเข้มแสง 1,000 วัตต์/ตารางเมตร นั่นคือที่ความเข้มแสงอาทิตย์ 500 วัตต์/ตารางเมตร ก็จะผลิตไฟฟ้าได้ 50 วัตต์ เป็นต้น โดยทั่วไปประสิทธิภาพการแปลงพลังงานของเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ระหว่างร้อยละ 7-19 ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีของเซลล์แบบต่างๆ

กรณีระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าไม่จำเป็นต้องมีแบตเตอรี่สำหรับเก็บสำรองพลังงานอย่างกรณีของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระเพราะสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับระบบจำหน่ายโดยตรง และมีข้อดีเพราะจะไปช่วยเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ในช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้ามามากตามสำนักงาน โรงงาน ฯลฯ ภาพรวมขององค์ประกอบระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ดังแสดงในรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย(Grid-Connected)

ที่มา : <http://www.thaitechno.net/t1/home.php?uid=39764>

2.2.1 ข้อดีของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์

- แสงอาทิตย์เป็นแหล่งพลังงานที่มีใช้อย่างไม่จำกัดแหล่งพลังงานอื่นๆ ที่เราใช้งานอยู่ ทั้ง น้ำมัน ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ เป็นต้น ล้วนแต่เป็นทรัพยากรที่มีจำกัด ต่างจากดวงอาทิตย์ที่จะยังคงอยู่ในจักรวาล โดยค่าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนพื้นที่ประเทศไทยมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 5 KWh/m²-day

- เป็นแหล่งพลังงานสะอาด ไฟฟ้าผลิตได้จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์นั้นเกิดจากการเปลี่ยนรูปพลังงานจากพลังงาน แสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง โดยไม่มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและมลภาวะทางเสียงเนื่องจากไม่มีการเคลื่อนที่ของอุปกรณ์ซึ่งแตกต่างจากการผลิตไฟฟ้า ด้วยพลังงานอื่นๆ เช่น การผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน หรือก๊าซธรรมชาติที่ต้องเปลี่ยนรูปพลังงานจากเคมีเป็นพลังงานความร้อนด้วยกระบวนการเผาไหม้ซึ่งกระบวนการดังกล่าวจะมีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกซึ่งส่งผลต่อสภาวะโลกร้อน

- สามารถออกแบบระบบทุกขนาดเซลล์แสงอาทิตย์สามารถออกแบบเพื่อใช้งานได้ตั้งแต่ขนาดเล็กๆ เช่น เพื่องานใช้กับเครื่องคิดเลขจนถึงโรงงานไฟฟ้าขนาดใหญ่ระดับ เมกกะวัตต์ ไม่ว่าจะขนาดเล็กหรือขนาดใหญ่

- สามารถติดตั้งใช้งานได้ทุกพื้นที่ (ใกล้กับจุดใช้งาน) ระบบผลิตไฟฟ้าแบบต่างๆ ไป เช่น โรงไฟฟ้าจากถ่านหิน เขื่อนผลิตกระแสไฟฟ้า โดยปกตินั้นสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้ากับจุดใช้งานมักอยู่ค่อนข้างห่างกัน จึงจำเป็นต้องมีระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งทำให้เกิดการสูญเสียในระบบสายส่ง แต่สำหรับระบบเซลล์สามารถออกแบบและติดตั้งในบริเวณที่ใช้งานหรือจะติดตั้งหลังคาบ้านเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าใช้เองได้เลย

- ค่าบำรุงรักษาต่ำ เนื่องจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์เป็นระบบที่ติดตั้งอยู่กับที่และไม่มีอุปกรณ์ใดๆ เคลื่อนไหว ส่วนใหญ่เป็นระบบอิเล็กทรอนิกส์จึงต้องการการบำรุงรักษาค่อนข้างน้อย

2.2.2 ข้อจำกัดของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์

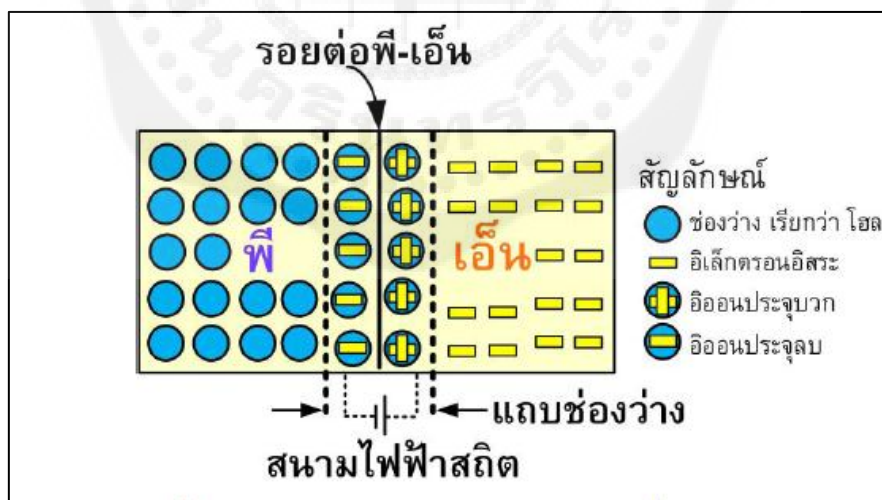
- ประสิทธิภาพในการเปลี่ยนรูปต่ำจึงจำเป็นต้องมีการใช้พื้นที่ในการติดตั้งค่อนข้างมาก โดยระบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW จะต้องใช้พื้นที่ในการติดตั้งประมาณ 10 ไร่ ในกรณีที่ เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึก (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน)

- ราคาระบบเซลล์แสงอาทิตย์มีราคาค่อนข้างสูง (ประมาณ 100 ล้านบาทต่อ 1 MW) หากคิดถึงเรื่องต้นทุนในการผลิตกระแสไฟฟ้าต่อหน่วยจะอยู่ที่ประมาณ 7 – 9 บาทต่อ kWh ในกรณีแบบเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่ายซึ่งเป็นราคาที่ค่อนข้างสูงเมื่อเทียบกับค่าไฟฟ้าภายในประเทศ แต่ในกรณีที่ไม่มีสายไฟฟ้าเข้าถึงก็ถือเป็นทางเลือกหนึ่งเนื่องจากศักยภาพของประเทศไทยมีค่อนข้างสูง

2.3 เซลล์แสงอาทิตย์

2.3.1 ลักษณะของเซลล์แสงอาทิตย์ เซลล์แสงอาทิตย์เป็นอุปกรณ์ทางไฟฟ้าทำจากสารกึ่งตัวนำ ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงเป็นไฟฟ้าโดยตรง อาศัยกระบวนการโฟโตโวลตาอิก (Photovoltaic Effect) ซึ่งเกิดจากความต่างศักย์ไฟฟ้าภายในสารกึ่งตัวนำมีค่าแตกต่างกัน เมื่อได้รับแสงที่มีพลังงานมากพอ ทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนอิสระ โครงสร้างที่สำคัญของเซลล์แสงอาทิตย์มีลักษณะเหมือนกับไดโอดทั่วไป ประกอบด้วยรอยต่อระหว่างวัสดุสารกึ่งตัวนำต่างชนิดกันสองชั้น ได้แก่ สารกึ่งตัวนำชนิดพีเป็นขั้วบวก และสารกึ่งตัวนำชนิดเอ็นเป็นขั้วลบ สารกึ่งตัวนำที่นำมาใช้งานในลักษณะดังกล่าวส่วนมากเป็นซิลิกอน และเพื่อให้เข้าใจได้ง่าย โดยส่วนใหญ่ จะใช้การอธิบายสารกึ่งตัวนำที่ทำจากซิลิกอน แม้ว่าปัจจุบันจะมีสารกึ่งตัวนำที่ทำจากวัสดุชนิดอื่นก็ตาม (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน)

เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิกอน ประกอบด้วยสารกึ่งตัวนำชนิดพีผลิตขึ้นจากผลึกของซิลิกอนใช้สารเจือปน คือ โบรอน เพื่อทำให้เป็นวัสดุขาดอิเล็กตรอนอิสระ ทั้งนี้การขาดอิเล็กตรอนทำให้เกิดช่องว่างเรียกว่า โฮล (Hole) และการขาดอิเล็กตรอนที่เป็นประจุลบ ทำให้ส่วนนี้เทียบได้กับอนุภาคประจุบวก ส่วนสารกึ่งตัวนำชนิดเอ็นผ่านการเติมสารเจือปน คือ ฟอสฟอรัส เพื่อทำให้เกิดอิเล็กตรอนส่วนเกิน ซึ่งจุดเชื่อมต่อเรียกว่า รอยต่อพี-เอ็น ดังแสดงในรูปที่ 2.5

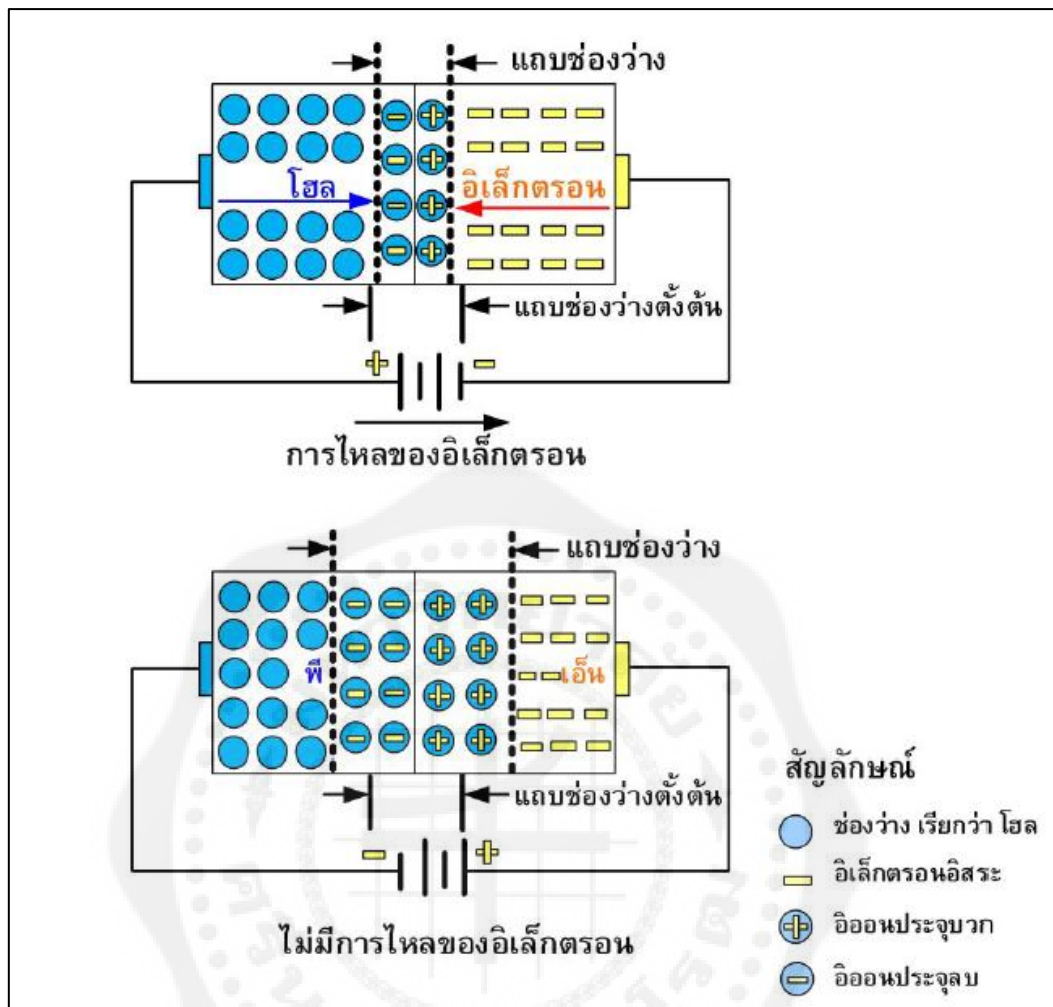


รูปที่ 2.5 โครงสร้างรอยต่อพี-เอ็นของสารกึ่งตัวนำซิลิกอน
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, มปป.

การเชื่อมต่อกันของสารกึ่งตัวนำที่มีคุณสมบัติต่างกันจะทำให้เกิดสนามไฟฟ้า (Electrical field) ในบริเวณรอยต่อ โดยสนามไฟฟ้านี้มีลักษณะเหมือนกับสนามไฟฟ้าสถิตย์ อันจะทำให้เกิดอนุภาคของประจุเคลื่อนที่ไปในทิศทางใดทิศทางหนึ่ง และอนุภาคของประจุววกที่เคลื่อนที่ไปในทิศทางที่ตรงข้าม ตัวอย่างเช่น การใช้ทวีเปรงกับเล็ออนสัตว์ เป็นต้น

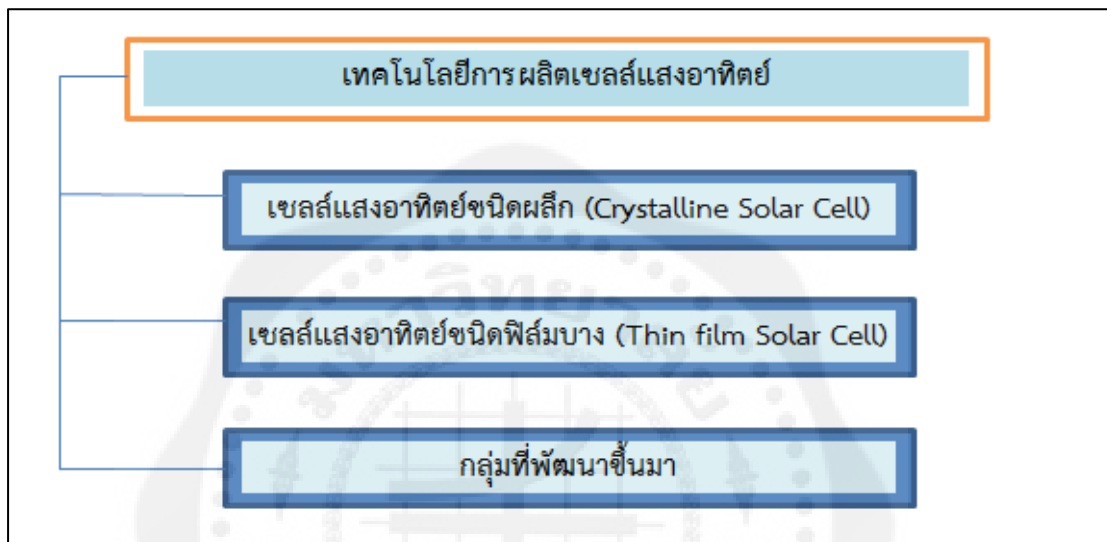
การเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนไปยังบริเวณผลึกชนิดอื่นทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าได้ดังในรูปที่ 2.6 เมื่อต่อเข้ากับวงจรภายนอกจะทำให้เกิดการไหลของกระแสไฟฟ้าผ่านตลอดวงจร การเคลื่อนที่ไปยังวงจรถวายนอกของอิเล็กตรอนในกรณีของสารกึ่งตัวนำโดยผ่านวัสดุตัวนำที่ติดอยู่กับผิวด้านหน้าของเซลล์ ในเวลาเดียวกัน โพล จะเคลื่อนที่ไปในทิศทางตรงข้ามผ่านเนื้อเซลล์จนไปถึงวัสดุตัวนำอีกส่วนหนึ่งที่ยึดติดอยู่กับด้านล่างของเซลล์ ทำให้ครบวงจร โดยร่วมกับอิเล็กตรอนที่อยู่อีกด้านหนึ่งของวงจรถวายนอก แต่ในทางตรงข้าม การไหลของอิเล็กตรอนไม่เกิดขึ้นหากไม่สามารถทำให้ครบวงจร

กำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ต้องอาศัยทั้งแรงดันและกระแสไฟฟ้า โดยที่กระแสไฟฟ้าเกิดขึ้นเมื่อมีการไหลของอิเล็กตรอน และแรงดันไฟฟ้าเป็นผลมาจากสนามไฟฟ้าภายในบริเวณรอยต่อพี-เอ็น โดยทั่วไปเซลล์แสงอาทิตย์ซิลิกอนแบบผลึกเดี่ยวจะออกแบบให้มีแรงดันไฟฟ้าประมาณ 0.5 โวลต์ ที่กระแสไฟฟ้าประมาณ 2.5 แอมแปร์ ดังนั้นจะเกิดกำลังไฟฟ้าสูงสุดประมาณ 1.25 วัตต์ (ขึ้นอยู่กับรายละเอียดในการออกแบบ ซึ่งเซลล์แสงอาทิตย์แบบอื่นๆ อาจมีแรงดันหรือกระแสไฟฟ้าสูงหรือต่ำกว่านี้)



รูปที่ 2.6 การเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนและโฮลของสารกึ่งตัวนำซิลิกอน
 ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน,มปป.

2.3.2 ประเภทของเซลล์แสงอาทิตย์เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์มีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง เพื่อลดต้นทุนด้านวัสดุของเซลล์แสงอาทิตย์จะทำให้ราคาเซลล์แสงอาทิตย์ลดลง และมีประสิทธิภาพสูงขึ้น การแบ่งประเภทเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ตามการผลิตแบ่งได้เป็น 3 กลุ่ม ดังแสดงในรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 ใอะแกรมเทคโนโลยีการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์

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



รูปที่ 2.8 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยว (Mono crystalline silicon cells)

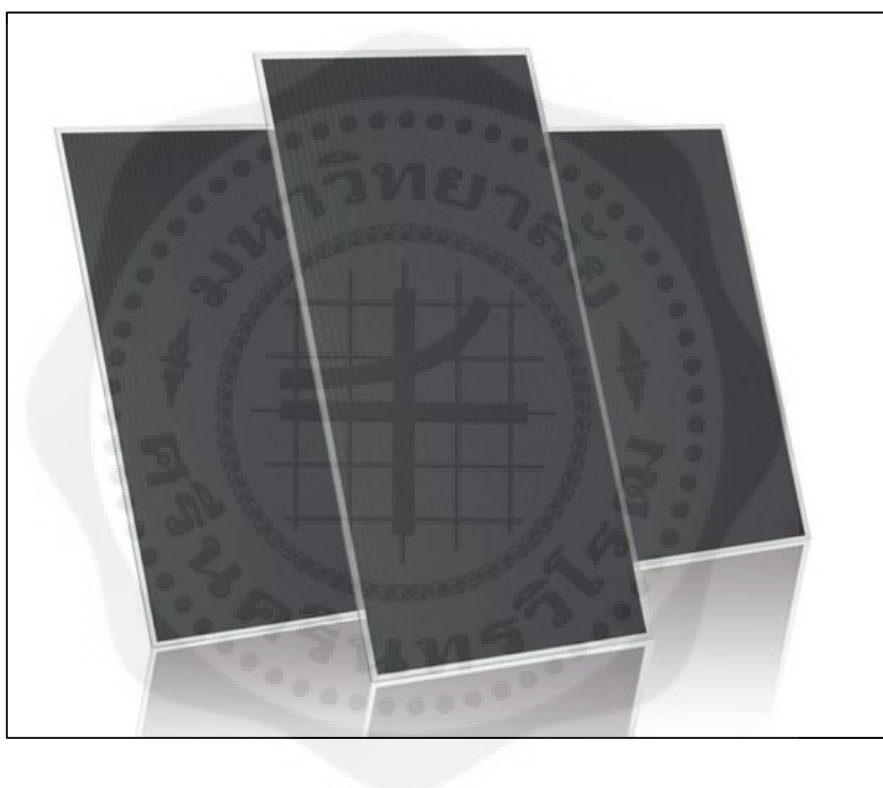
ที่มา : <http://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-power/grid-connected-pv-system.html>



รูปที่ 2.9 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกผสม (Poly crystalline silicon cells)

ที่มา : http://solar-cell-system.tarad.com/product.detail_0_th_5599818

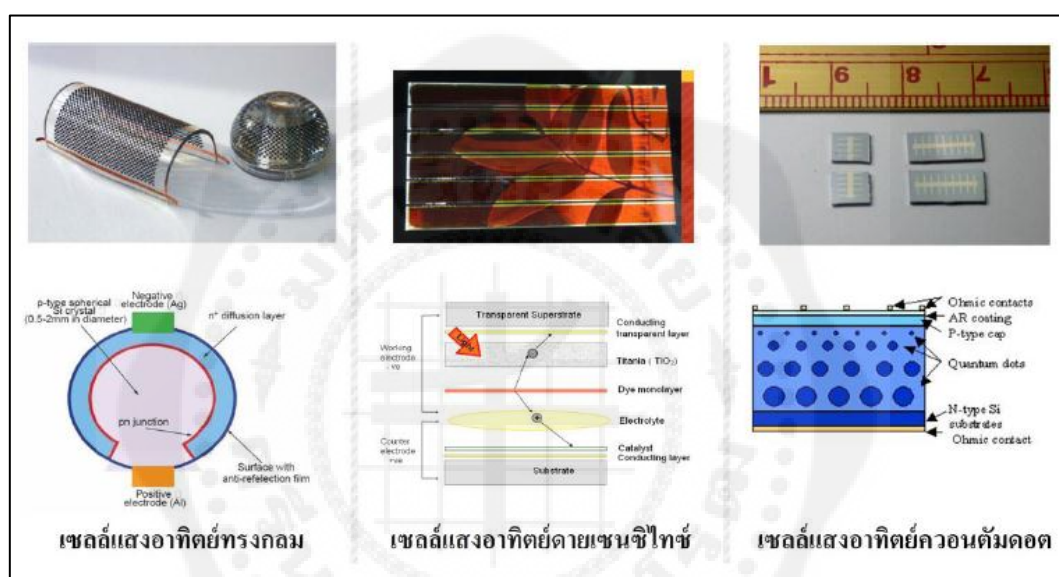
2.3.2.2 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง (Thin film Solar cells) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง (Thin film Solar cells) ประกอบด้วย เซลล์ที่ผลิตจากอะมอร์ฟิซิลิกอน เซลล์ที่ผลิตจากแคดเมียมเทลลูไรด์ (CdTe) และ เซลล์ที่ผลิตจากคอปเปอร์อินเดียมไดเซเลเนียม (CIGS) มีการใช้งานในเชิงพาณิชย์และประสิทธิภาพที่ 6 - 10 เปอร์เซ็นต์ ถึงแม้ว่าประสิทธิภาพจะน้อยกว่าเซลล์ชนิดผลึก แต่มีข้อดีของราคาถูกลงกว่า ส่วนการติดตั้งใช้งานในสภาวะจริง อายุการใช้งานและการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์ในระยะยาวยังอยู่ระหว่างการศึกษาวิจัย



รูปที่ 2.10 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง (Thin film Solar cells)

ที่มา : <http://www.panachai.com/product-jp-725577-4047421-a+Si+thinfilm.html>

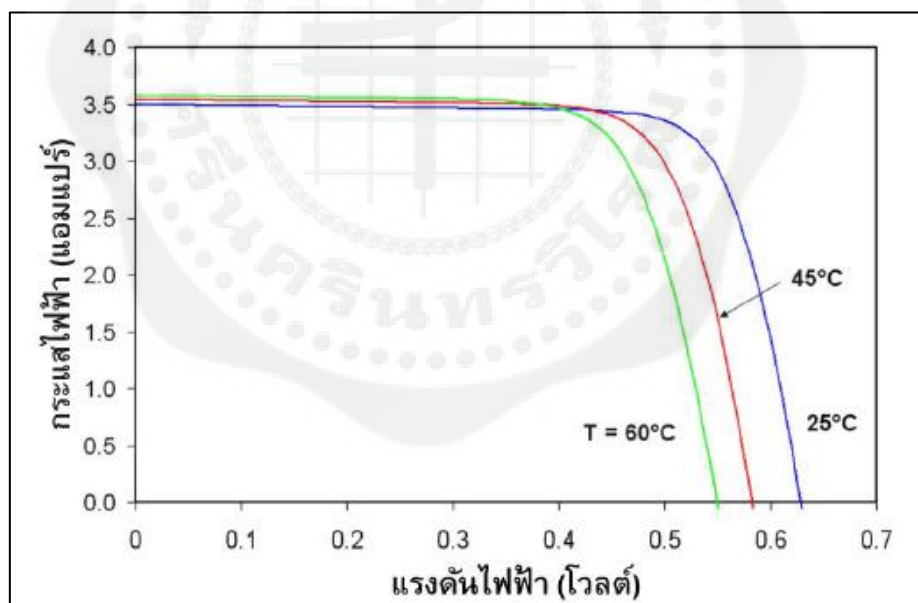
เซลล์แสงอาทิตย์ที่พัฒนาจากชนิดผลึกและชนิดฟิล์มบางเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ ลดการ
 สร้างมลพิษและเพิ่มอายุการใช้งาน แบ่งตามการพัฒนาเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ได้เป็น 3 แบบ
 ได้แก่ ทรงกลม (Spherical Micro Solar Cells) ดายเซนซิไทซ์ (Dye-sensitized Solar Cells) และ
 ควอนตัมดอต (Quantum Dot Solar Cells) ดังรูปที่ 2.11 เซลล์แสงอาทิตย์ทรงกลมจะสามารถรับ
 แสงได้สามมิติ จึงเพิ่มประสิทธิภาพในการรับแสง และมีน้ำหนักเบากว่าแบบแผ่นราบ เมื่อประกอบ
 เป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จึงลดต้นทุนลงได้ มีใช้งานเชิงพาณิชย์แต่ยังไม่แพร่หลาย



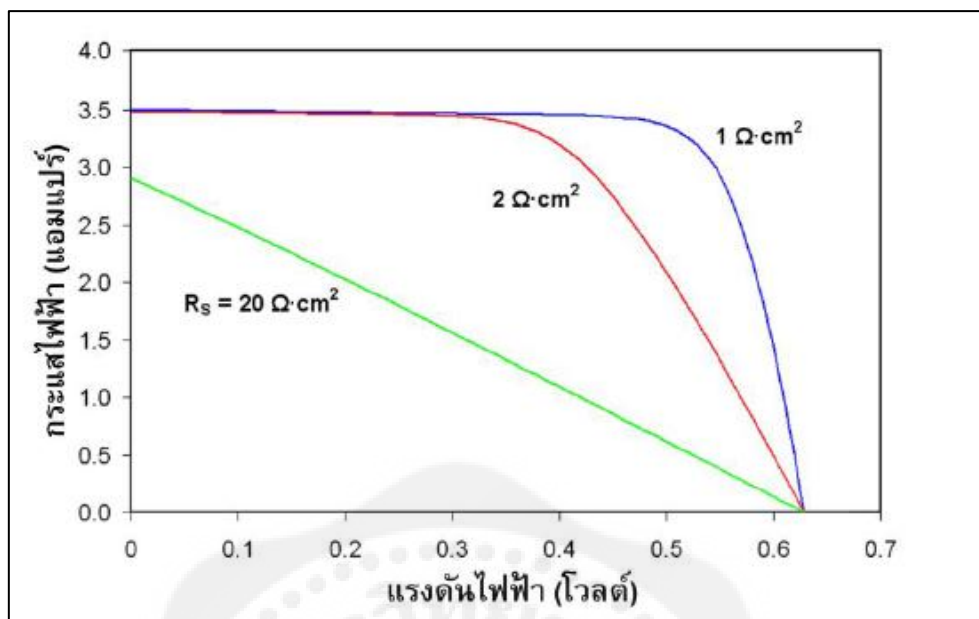
รูปที่ 2.11 ตัวอย่างเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่างๆ และ โครงสร้างภายใน
 ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, มปป.

2.3.2.3 ปัจจัยที่ลดทอนประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นกับทั้งปัจจัยภายนอกและสมบัติของเซลล์ ได้แก่ อุณหภูมิ ความเข้มรังสีอาทิตย์ ความต้านทาน Shunt และความต้านทานอนุกรม เป็นต้น โดยที่ประสิทธิภาพลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น นั่นคือ สภาวะที่อุณหภูมิสูงระยะห่างของแถบพลังงานจะลดลงเป็นผลให้แรงดันขาออกของเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าน้อยลงแต่ไม่ทำให้กระแสลัดวงจรเปลี่ยนแปลงนัก (รูปที่ 2.12) ทั้งนี้ กระแสลัดวงจรหรือกระแสสูงสุดจะลดลงเมื่อความเข้มรังสีอาทิตย์มีค่าน้อย เช่น ในวันที่ท้องฟ้ามีเมฆครึ้ม มีเมฆบดบัง การบังเงาเนื่องจากเงาต้นไม้ เป็นต้น

ความต้านทานอนุกรมเพิ่มขึ้นจะทำให้แรงดันขาออกมีค่าลดลงแต่ไม่มีต่อค่าแรงดันวงจรเปิด หรือกล่าวได้ว่า ความต้านทานอนุกรมทำให้ค่าฟิลต์แฟกเตอร์ลดลง หากค่านี้มีมากๆ จะทำให้กระแสลัดวงจรลดลงและ IV-curve เป็นเส้นตรงดังรูปที่ 2.12 ค่าความต้านทาน Shunt ลดลงมากจะเป็นผลทำให้แรงดันวงจรเปิดและกระแสลัดวงจรมีค่าลดลงดังรูปที่ 2.13 และค่าฟิลต์แฟกเตอร์ลดลงเช่นเดียวกับกรณีของความต้านทานอนุกรม



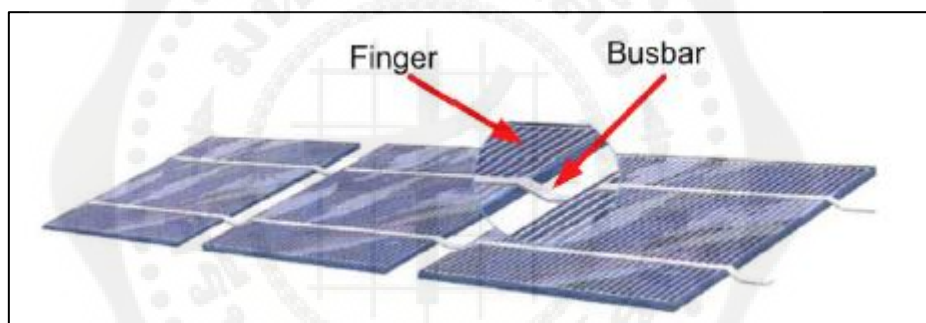
รูปที่ 2.12 ผลของอุณหภูมิต่อแรงดันวงจรเปิดและกระแสลัดวงจร
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, มปป.



รูปที่ 2.13 ผลของความต้านทานอนุกรมต่อลักษณะกระแสและแรงดัน
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน,มปป.

2.3.3 ลักษณะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เซลล์แสงอาทิตย์นำไปใช้งานในรูปแบบของแผงเซลล์ (Module) การเพิ่มกำลังไฟฟ้าให้สูงขึ้นโดยนำแผงเซลล์มาเชื่อมต่อกันในรูปแบบของสตริง (String) หรืออะเรย์ (Array) รูปที่ 2.14 แสดงลักษณะทั่วไปของการเชื่อมต่อเซลล์ชนิดผลึก กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกดึงไปที่ตัวนำไฟฟ้าด้านหน้าและหลังของเซลล์ โดยด้านหน้ามีตัวนำเรียกว่า ฟิงเกอร์ (Fingers) ทำหน้าที่นำกระแสส่งต่อไปบัสบาร์ (Busbar) และไหลผ่านไปยังเซลล์ที่เชื่อมถึงกัน ฟิงเกอร์และบัสบาร์จะต้องบังเซลล์น้อยที่สุดและรับกระแสไฟฟ้าได้สูง เพื่อให้เซลล์รับแสงได้มากที่สุด และด้านรับแสงของเซลล์จะต้องเคลือบสารลดการสะท้อนแสง

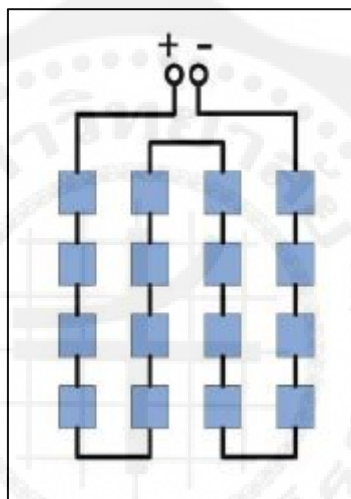
ส่วนของกล่องต่อสายไฟ และบายพาสไดโอด ทำหน้าที่เชื่อมต่อทางไฟฟ้าระหว่างแผงเซลล์ และป้องกันการเกิดโหนดที่ตัวเซลล์ ลักษณะทางไฟฟ้าของแผงเซลล์จะเปลี่ยนแปลงตามแสงแดดและอุณหภูมิ มีลักษณะเดียวกันกับเซลล์แตกต่างกันที่ขนาดแรงดันและกระแสไฟฟ้า



รูปที่ 2.14 ลักษณะทั่วไปของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกนำมาประกอบเป็นแผงเซลล์
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, มปป.

2.3.3.1 ลักษณะของแผงเซลล์ชนิดผลึกซิลิกอน รูปแบบการเชื่อมต่อเซลล์ เพื่อทำเป็นแผงเซลล์มีอยู่ 3 แบบ คือ

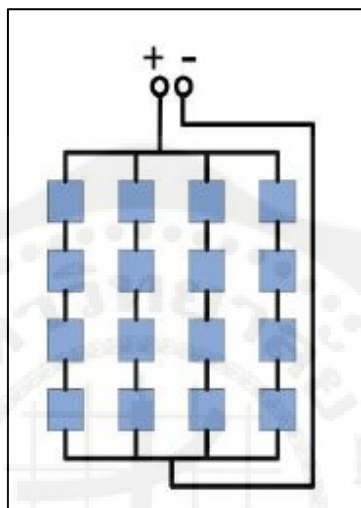
- แบบอนุกรม คือนำแต่ละเซลล์ มาต่ออนุกรมเป็น 1 แถว หรือ 1 สตริงใน 1 แผงดังรูปที่ 2.15 เพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้า หากแต่ละเซลล์มีแรงดันวงจรเปิด (V_{oc}) ประมาณ 0.6 โวลต์ เท่ากันทุกเซลล์และกระแสเท่ากันแผงเซลล์จะมีแรงดัน V_{oc} เท่ากับจำนวนเซลล์ที่ต่ออนุกรมคูณกับแรงดัน V_{oc} ของเซลล์ กรณีนี้เท่ากับ 9.6 โวลต์ ส่วนกระแสที่ไหลผ่านจะไหลเท่ากับ กระแสของหนึ่งเซลล์เท่านั้น



รูปที่ 2.15 การเชื่อมต่อเซลล์แบบอนุกรม

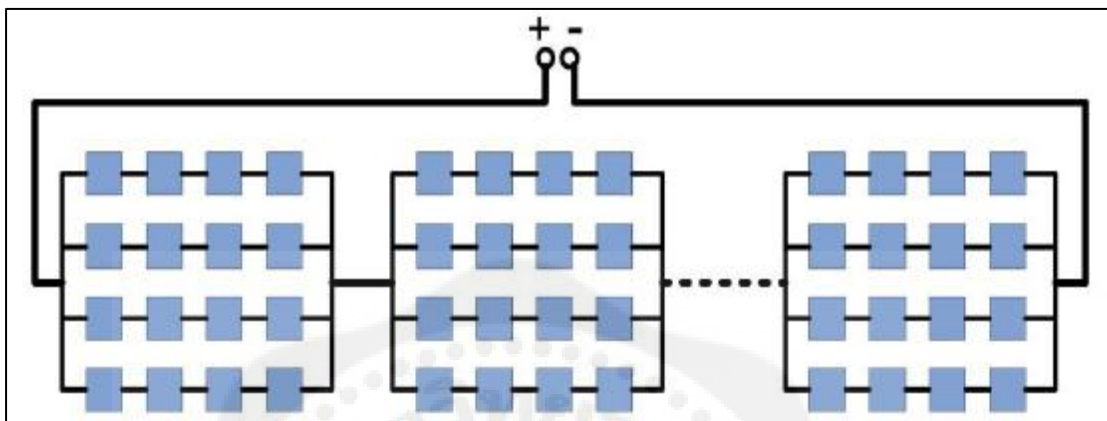
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, มปป.

- แบบอนุกรม-ขนาน คือนำแต่ละสตริงที่เซลล์ต่ออนุกรม เพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้า แล้วนำมาต่อขนานเพื่อเพิ่มกระแสไฟฟ้า ดังรูปที่ 2.16 แต่ละสตริงมีเซลล์ต่ออนุกรม 4 เซลล์ ซึ่งทำให้มีแรงดันที่แต่ละสตริงเท่ากับ 2.4 โวลต์ สมมติให้กระแสแต่ละสตริงเท่ากับ 5 แอมป์ ทำให้กระแสที่ได้จากแผงนี้มีค่าเท่ากับผลรวมค่ากระแสของทุกสตริงที่ต่อขนานกัน ในที่นี้เท่ากับ 20 แอมป์



รูปที่ 2.16 การเชื่อมต่อเซลล์แบบอนุกรม-ขนาน
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน,มปป.

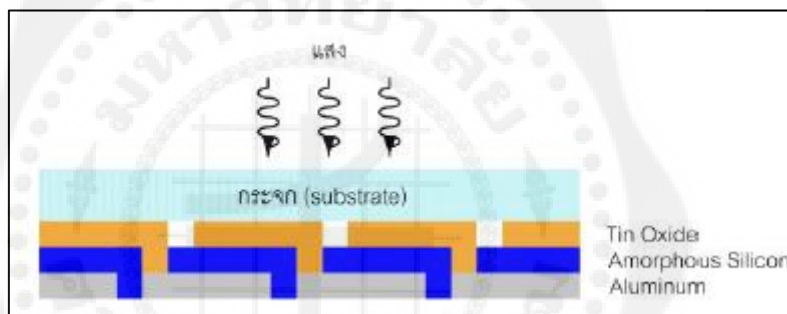
- แบบอนุกรม-ขนาน-อนุกรม คือนำแต่ละกลุ่มที่เชื่อมต่อกันตามแบบที่ 2 มาต่ออนุกรม ดังรูปที่ 2.17 เพื่อเพิ่มทั้งแรงดันและกระแสไฟฟ้า



รูปที่ 2.17 การเชื่อมต่อเซลล์แบบ อนุกรม – ขนาน – อนุกรม
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน,มปป.

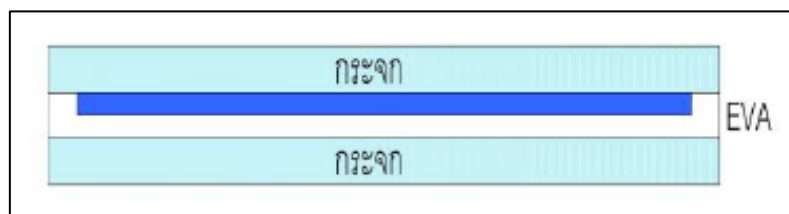
2.3.3.2 ลักษณะของแผงเซลล์ชนิดฟิล์มบาง แผงเซลล์ชนิดฟิล์มบางแบ่งได้ 2 แบบ คือ โครงสร้างแข็ง และ แบบอ่อนตัว

- แผงเซลล์แบบโครงสร้างแข็ง เซลล์ถูกสร้างลงบนกระจกโดยตรง จากนั้นทำการเชื่อมต่อทางไฟฟ้า แล้วจึงนำไปลามิเนตด้วยวัสดุห่อหุ้มทั้งด้านหน้าและด้านหลัง รูปที่ 2.18 แสดงส่วนประกอบของเซลล์ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิกอน (a-Si) ซึ่งกระจกทำหน้าที่เป็นชั้นสเตรทเทค โนโลยีของเซลล์ที่ใช้กระบวนการผลิตแบบนี้คือ 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 โครงสร้างเซลล์บนกระจก

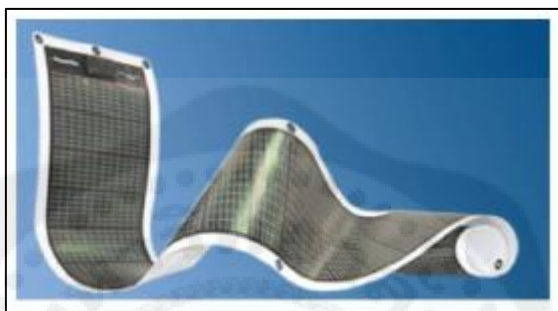
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน,มปป.



รูปที่ 2.19 ส่วนประกอบแผงเซลล์แบบ Glass – Glass

ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน,มปป.

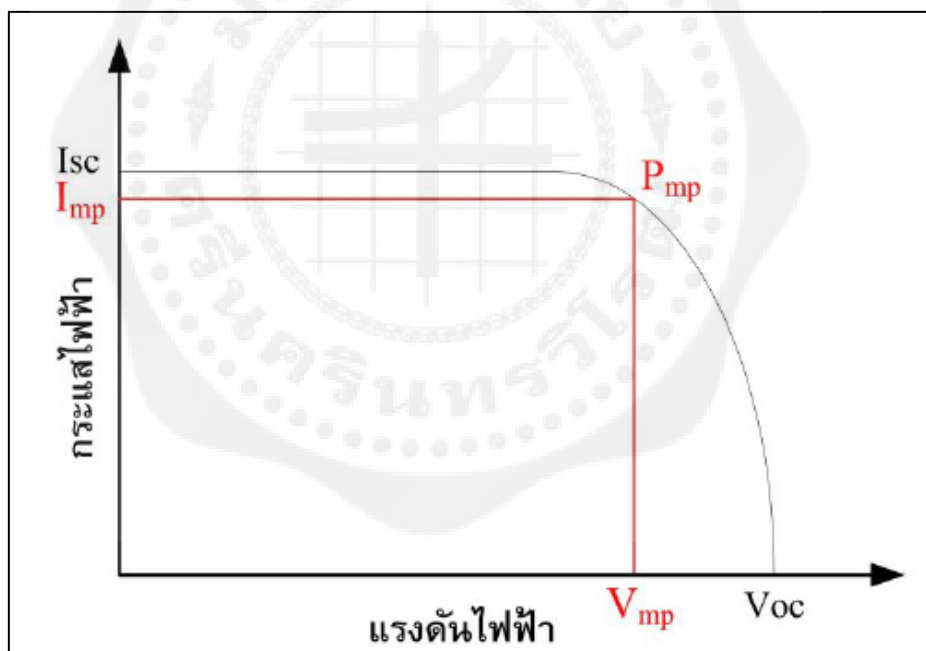
- แผงเซลล์แบบอ่อนตัว มีลักษณะของการเกาะติด (deposit) บนชั้นสเตรทที่อ่อนตัว ส่วนการเชื่อมต่อทางไฟฟ้าขึ้นกับชนิดของชั้นสเตรท ถ้าวัสดุจำพวกฉนวนไฟฟ้า เช่น polyester หรือ polyimide สามารถใช้วิธีเดียวกับชั้นสเตรทที่เป็นกระจก แต่วัสดุจำพวกตัวนำไฟฟ้าต้องใช้วิธีการอื่น จากนั้นก็จะถูกนำไปลามิเนตด้วยวัสดุพอลิเมอร์ที่ไม่มีสีและยอมให้แสงผ่านได้ เช่น ETFE หรือ FEP



รูปที่ 2.20 แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบอ่อนตัว

ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน,มปป.

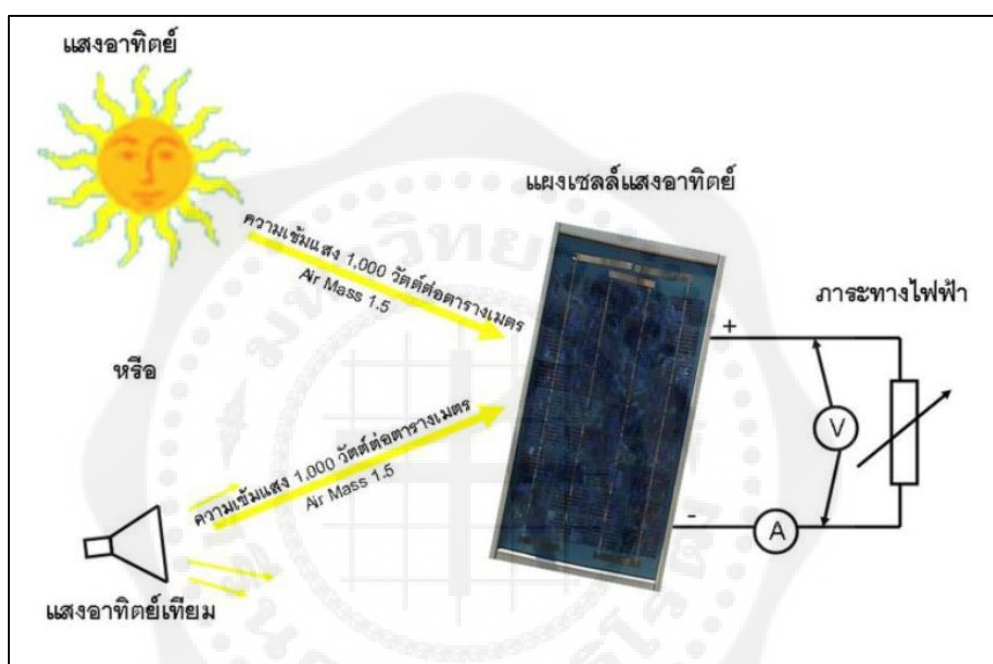
2.3.4 สมบัติทางไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ กระแสและแรงดันไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าเป็นกระแสตรง โดยที่แรงดันและกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ขึ้นกับความเข้มรังสีอาทิตย์และอุณหภูมิแผงเซลล์ รูปที่ 2.21 แสดงกราฟกระแสกับแรงดันไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อเทียบกับโหลดที่แปรค่าตั้งแต่สภาวะวงจรถัด (Short circuit) ถึงสภาวะวงจรถัดเปิด (Open circuit) โดยตัดแกนตั้งที่แรงดันเป็นศูนย์ จะได้ค่ากระแสที่สภาวะวงจรถัด (Short circuit current: ISC) ส่วนจุดตัดแกนนอนที่กระแสเท่ากับศูนย์จะได้ค่าแรงดันขณะวงจรถัดเปิด (Open circuit voltage: V_{oc}) เมื่อนำค่ากระแสคูณกับแรงดันก็จะได้กำลังของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งต้องมีจุดเดียวเป็นค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด เรียกว่า กำลังไฟฟ้าที่จุดสูงสุด (Power at maximum point: PMP) ส่วนกระแสกับแรงดันที่จุดนี้เรียกว่า กระแสที่จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Current at maximum power point: IMP) กับแรงดันที่จุดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Voltage at maximum power point: VMP) ตามลำดับ



รูปที่ 2.21 กราฟกระแสกับแรงดันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (I-V Curve)

ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, มปป.

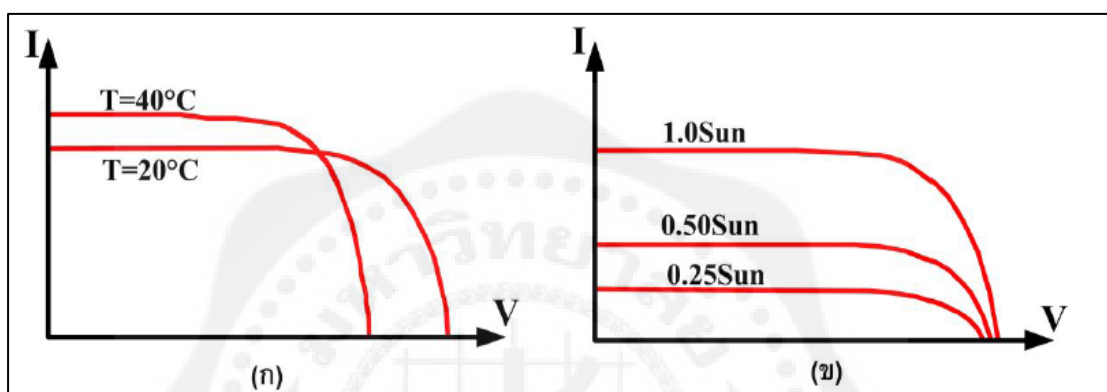
การระบุค่าสมรรถนะทางไฟฟ้าของแผงเซลล์ได้จากการทดสอบวัดกระแสและแรงดันไฟฟ้า (I-V curve) โดยต่อภาระทางไฟฟ้าที่สามารถแปรค่าได้ตั้งแต่สภาวะวงจรเปิดไปจนถึงสภาวะวงจรลัด เข้ากับแผงเซลล์แล้วให้แสงแก่แผงเซลล์ดังรูปที่ 2.22 โดยควบคุมสภาพแวดล้อมที่สภาวะมาตรฐาน (Standard Test Condition, STC) คือ ความเข้มรังสีอาทิตย์ 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร สเปกตรัมของแสงที่ Air Mass (AM) 1.5 และอุณหภูมิด้านหลังแผงเท่ากับ 25 องศาเซลเซียส



รูปที่ 2.22 โดอะแกรมการทดสอบวัดกระแสและแรงดันไฟฟ้า
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, มปป.

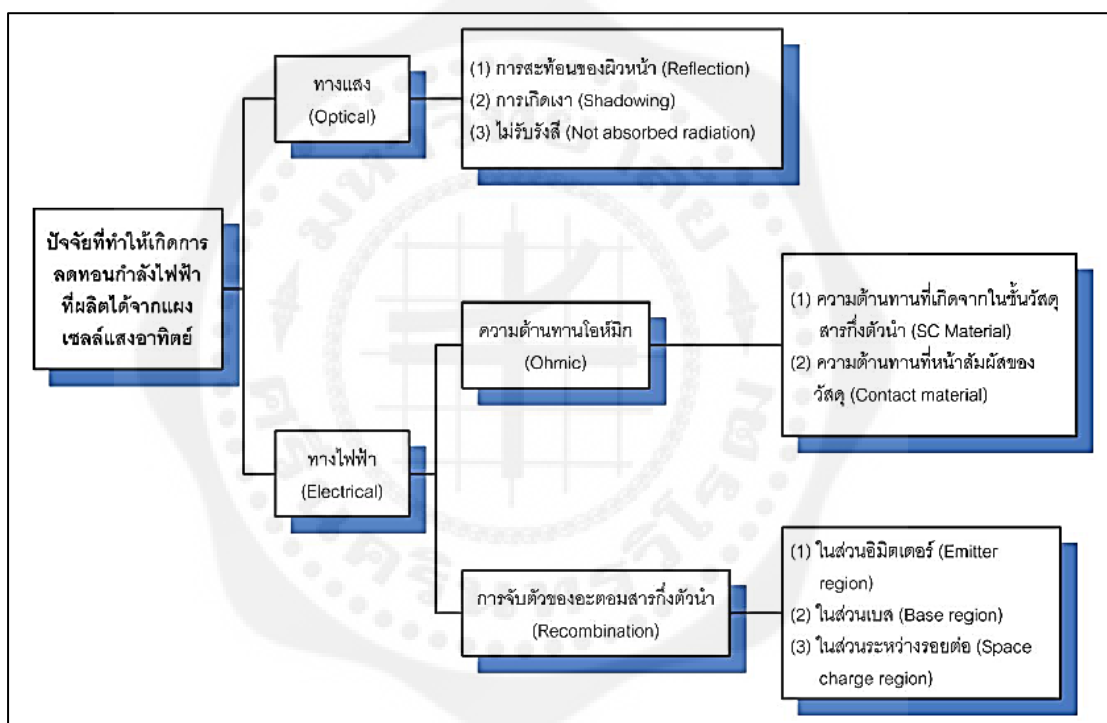
นอกจากนั้นการแสดงเครื่องหมายรับรองคุณภาพจากหน่วยงานต่างๆ และการอ้างอิงมาตรฐานการทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ มาตรฐานหลักที่ใช้ในการรับรองคุณภาพคือ IEC 61215 สำหรับแผงเซลล์ชนิดผลึก IEC 61646 สำหรับชนิดฟิล์มบาง ยังมีมาตรฐานทางด้านความปลอดภัย เช่น IEC 61730 สำหรับแผงทั้งสองชนิด TÜV Safety Class II และ UL 1703 เป็นต้น

2.3.5 ผลกระทบจากความเข้มรังสีอาทิตย์และอุณหภูมิ เซลล์แสงอาทิตย์ทำงานที่สภาวะแวดล้อมต่างๆ จะได้กราฟ I-V Curve ที่ระดับต่างๆ ดังแสดง รูปที่ 2.23 โดยที่ (ก) เป็นกรณีที่มีความเข้มรังสีอาทิตย์คงที่แต่อุณหภูมิเพิ่มขึ้น มีผลทำให้แรงดันของ เซลล์แสงอาทิตย์ลดลง แต่กระแสไฟฟ้าวงจรลัดกลับมีค่าสูงขึ้น แต่กรณีจากรูปที่ 2.23 (ข) เมื่อความเข้มแสงเพิ่มขึ้นโดยที่อุณหภูมิไม่เปลี่ยนแปลงจะทำให้กระแสวงจลัดเพิ่มขึ้น และแรงดันวงจรเปิดมีค่าสูงขึ้นเล็กน้อย

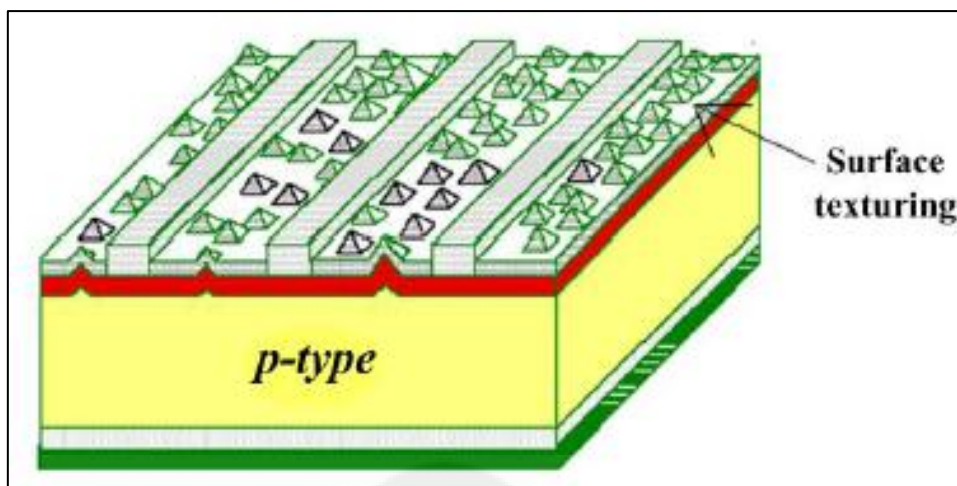


รูปที่ 2.23 กราฟกระแสและแรงดันที่อุณหภูมิและความเข้มแสงค่าต่างๆ
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, มปป.

2.3.6 ปัจจัยลดทอนกำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ การลดทอนกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของแผงเซลล์มาจากสาเหตุหลัก 2 ประการคือ ทางแสง (optical) และทางไฟฟ้า (electrical) สำหรับทางแสง ปัจจัยที่มีผลต่อการรับแสง ได้แก่การสะท้อน (reflection) การบังเงา (shadowing) และไม่รับรังสี (not absorbed radiation) ซึ่งการลดการสะท้อน แสงนั้นทำโดยการเคลือบสารป้องกันการสะท้อน (antireflection coating) และการทำ เซอร์เฟซเทคเซอร์ริง (surface texturing) ดังรูปที่ 2.24 ส่วนการบังเงา ให้พิจารณาทิศทางของแสงและเงาในการติดตั้งระบบ เพื่อป้องกันการเงาบังแผงเซลล์



รูปที่ 2.24 ปัจจัยการลดทอนกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, มปป.

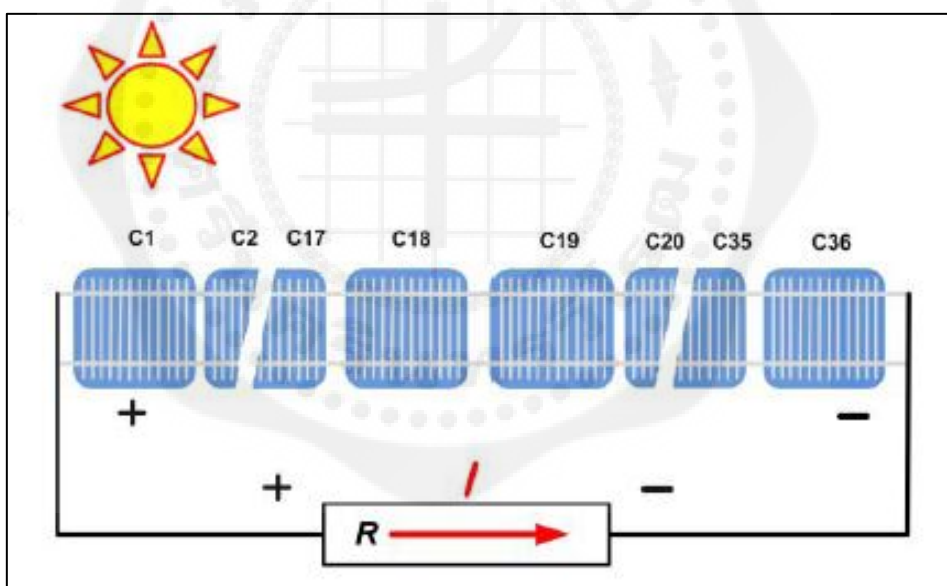


รูปที่ 2.25 ลักษณะของผิวหน้าของเซลล์ซึ่งผ่านการทำ surface texturing
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, มปป.

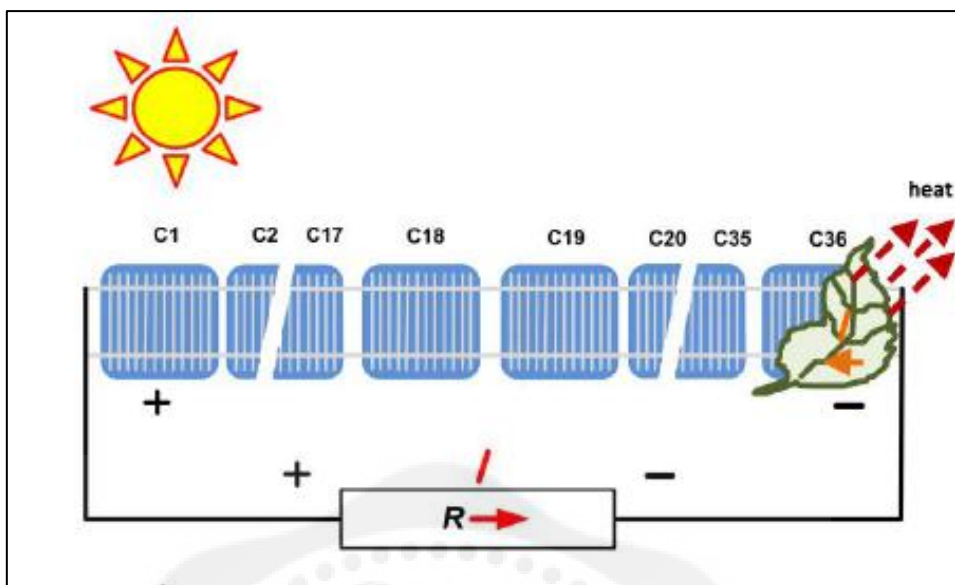
ทางไฟฟ้าแบ่งการสูญเสียเป็น 2 ส่วนคือ โห้หม่มิก (ohmic losses) และการจับตัวของอะตอมสารกึ่งตัวนำ (recombination) ซึ่งการสูญเสียอันเนื่องจากการออกแบบและกระบวนการผลิตเซลล์โดยที่ โห้หม่มิก เป็นผลที่เกิดขึ้นจากตัววัสดุสารกึ่งตัวนำ และความต้านทานที่หน้าสัมผัสของวัสดุ ได้แก่ รอยต่อระหว่างโลหะตัวนำกับสารกึ่งตัวนำ ส่วนการสูญเสียจากการจับตัวของอะตอมสารกึ่งตัวนำเกิดได้ทั้งในชั้นอิมิตเตอร์ (Emitter layer) ส่วนเบส และระหว่างรอยต่อของสารกึ่งตัวนำ

2.3.7 Junction Box, Bypass Diode และ Blocking Diode การต่อเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อให้ได้ค่าแรงดันไฟฟ้าที่เหมาะสม สำหรับเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกซิลิคอนจะมีค่าแรงดันวงจรเปิดหรือความต่างศักย์แต่ละเซลล์ประมาณ 0.6 โวลต์และสำหรับเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางซิลิคอนประมาณ 0.6 - 0.9 โวลต์ และค่ากระแสไฟฟ้า (ขึ้นอยู่กับพื้นที่เซลล์) หลังการต่อเซลล์เป็นแผงเซลล์จะรวมสายไฟฟ้าเข้าด้วยกัน โดยแยกเป็นขั้วบวกและขั้วลบไปยังกล่องรวมสายที่เรียกว่า Junction Box เพื่อนำไฟฟ้าไปใช้งานต่อไป

การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในสภาวะไม่มีเงาบังแสงได้ดังรูปที่ 2.26 แต่ถ้าเงาบังจากกรณีต่างๆ เช่น ใบไม้ และสิ่งปลูกสร้าง เป็นต้น จะทำให้แผงเซลล์มีค่ากระแสไฟฟ้าลดลงดังแสดงในรูปที่ 2.27 เป็นผลทำให้กำลังไฟฟ้าโดยรวมของแผงเซลล์ลดลงอย่างมาก นอกจากนี้แล้วเมื่อเกิดเงาบังกับแผงเซลล์ ทำให้เกิดความร้อนที่ตัวเซลล์ขึ้น เนื่องจากเซลล์ที่ถูกบังจะทำหน้าที่เป็นภาระทางไฟฟ้าแทนที่จะเป็นแหล่งจ่ายพลังงาน



รูปที่ 2.26 แผนภาพการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อไม่มีเงาบังที่เซลล์
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, มปป.

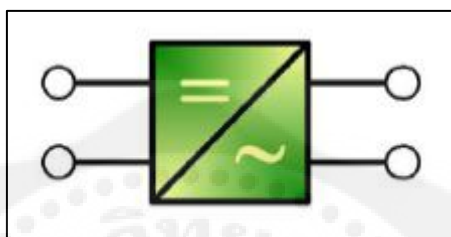


รูปที่ 2.27 แผนภาพการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อมีใบไม้บัง
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, มปป.

2.4 อินเวอร์เตอร์

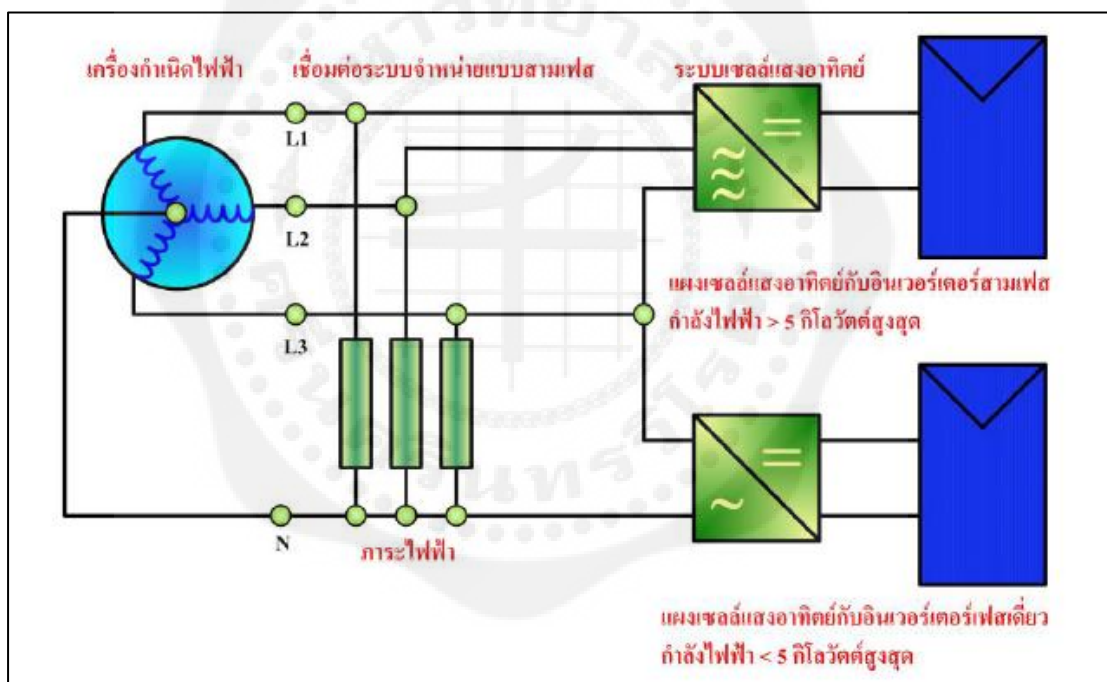
อินเวอร์เตอร์ในระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแบ่งได้ 2 ประเภทคือ อินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อบรรณจําหนาย (Grid-connected or Grid tied inverter) และอินเวอร์เตอร์แบบอิสระ (Stand-alone inverter) ในชวงประมาณ 20 ปีที่ผานงานวิจัยเกี่ยวกับอินเวอร์เตอร์สำหรับการผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบรรณจําหนาย (Grid-connected PV inverters) ส่วนหนึ่งเน้นไปที่วงจรหรือเทคนิคการควบคุมใหม่ๆ ซึ่งเมื่ออาศัยความก้าวหน้าด้านโซลิตสเตรท ทำให้มีความเป็นไปได้ที่จะสร้างเอซีโมดูลที่กะทัดรัด ประสิทธิภาพสูง มีความไว้วางใจได้และมีราคาถูก [5]

2.4.1 สัญลักษณ์และหลักการทำงานของอินเวอร์เตอร์ อินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อบระบบจำหน่ายในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ทำหน้าที่เชื่อมต่อโยงระหว่างระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV array) ระบบจำหน่าย (Grid) และภาระไฟฟ้า (AC loads) โดยรับไฟฟ้ากระแสตรง (DC) จากระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์และแปลงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) ซึ่งมีความถี่และแรงดันเดียวกับระบบจำหน่าย โดยสัญลักษณ์ในไดอะแกรมวงจรสมมูลดังรูปที่ 2.28



รูปที่ 2.28 ไดอะแกรมวงจรสมมูลของอินเวอร์เตอร์
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, มปป.

การเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายสามารถเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายหลักโดยตรงหรือระบบจำหน่ายของอาคารมีความแตกต่างคือ การเชื่อมต่อโดยตรงกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกป้อนเข้าสู่ระบบจำหน่ายโดยตรง แต่หากเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของอาคาร กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกนำไปใช้กับภาระของอาคารก่อน ส่วนที่เหลือเกินจึงจะถูกป้อนเข้าสู่ระบบจำหน่ายหลัก ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบนี้ สามารถใช้ได้กับทั้งระบบ 1 เฟสและ 3 เฟส ดังรูปที่ 2.29 เพื่อให้ป้อนกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายได้สูงสุดเสมอ อินเวอร์เตอร์ประเภทนี้จึงต้องทำงานที่จุดกำลังสูงสุด (MPP) ของพีวีอะเรย์ซึ่งเปลี่ยนแปลงไปตามสภาพอากาศ ดังนั้นตัวติดตามจุดกำลังสูงสุด (MPP Tracker) ภายในอินเวอร์เตอร์จึงต้องปรับจุดกำลังสูงสุดให้เหมาะสมกับค่าแรงดันและกระแสของพีวีอะเรย์ วงจรอิเล็กทรอนิกส์ซึ่งทำหน้าที่เป็น MPP Tracker จึงมีความจำเป็นต่ออินเวอร์เตอร์



รูปที่ 2.29 การเชื่อมต่อระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับระบบจำหน่าย
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, มปป.

ในปัจจุบัน อินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อบรรยากาศสามารถใช้งานตามหน้าที่ดังนี้

- แปลงพลังงานไฟตรงที่ผลิตได้จากระบบแผงเซลล์หรือฟิวเออร์รี่เป็นพลังงานไฟสลับเข้าสู่ระบบจำหน่าย

- ปรับการทำงานของอินเวอร์เตอร์ให้ทำงานที่จุดกำลังสูงสุดของฟิวเออร์รี่

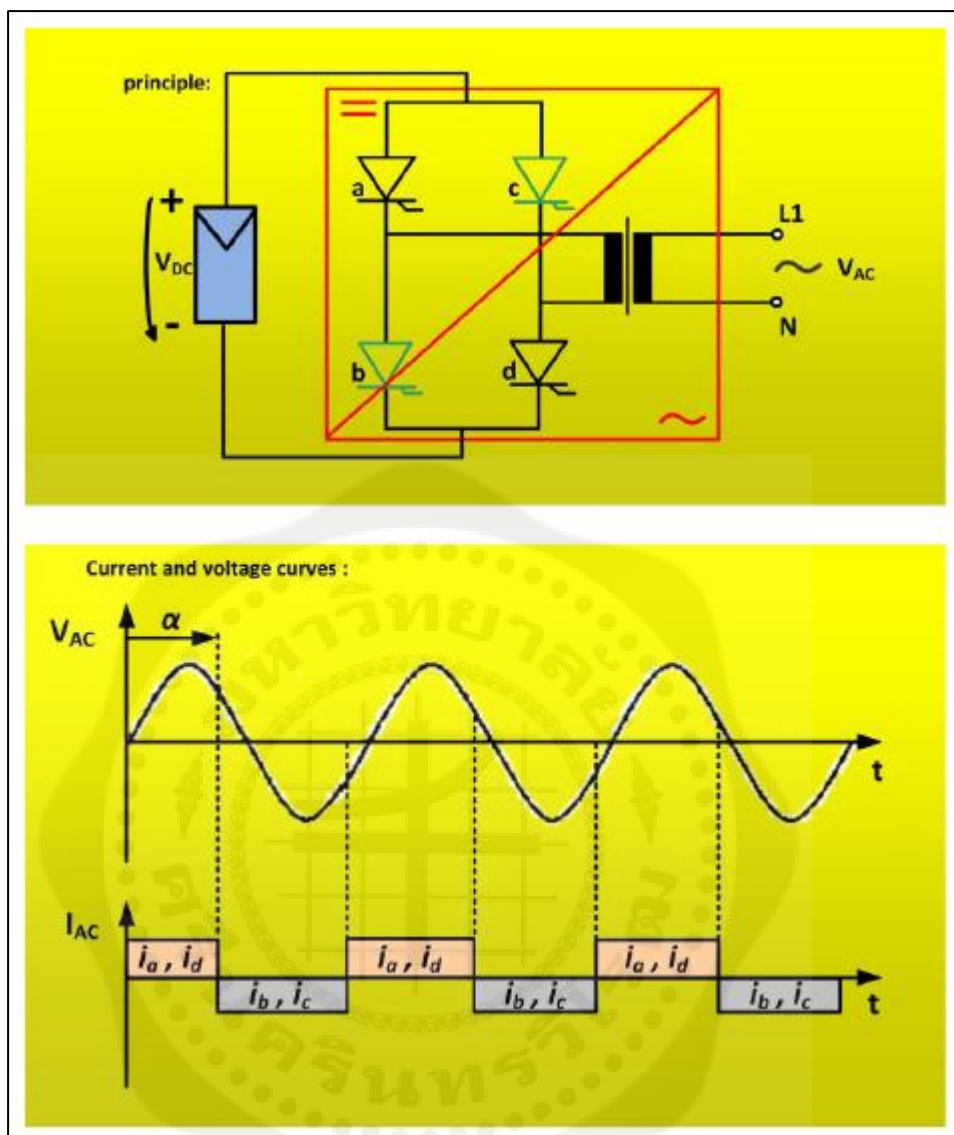
- สามารถบันทึกข้อมูลการทำงานของอินเวอร์เตอร์ได้

- มีฟังก์ชันป้องกันทั้งด้านไฟฟ้ากระแสตรง และไฟฟ้ากระแสสลับ

ในปัจจุบันอินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อบรรยากาศมีผู้ผลิตในหลายประเทศ ทั้งพิกัดเล็กไม่เกิน 10 กิโลวัตต์ และพิกัดขนาดใหญ่มากกว่า 10 กิโลวัตต์ หลักการทำงานแบ่งออกได้เป็น 2 ลักษณะ คือ grid-controlled และ self-commutated inverter

2.4.2 อินเวอร์เตอร์แบบ Grid-controlled ส่วนประกอบพื้นฐานของอินเวอร์เตอร์ลักษณะนี้คือ วงจรบริดจ์ของอุปกรณ์สวิตซ์ ซึ่งเช่นเดียวกับอินเวอร์เตอร์ทั่วไป ดังรูปที่ 2.30 อุปกรณ์สวิตซ์ที่นิยมในปัจจุบัน ได้แก่ Thyristor และ IGBT อินเวอร์เตอร์แบบนี้จะใช้แรงดันของระบบจำหน่ายในการควบคุมการสวิตซ์เปิดและปิดของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังแต่ละคู่ของอุปกรณ์สวิตซ์ในวงจรบริดจ์ โดยทำงานที่ความถี่ 50 เฮิร์ต ดังนั้นจึงเรียกอินเวอร์เตอร์ลักษณะนี้ว่า grid-controlled

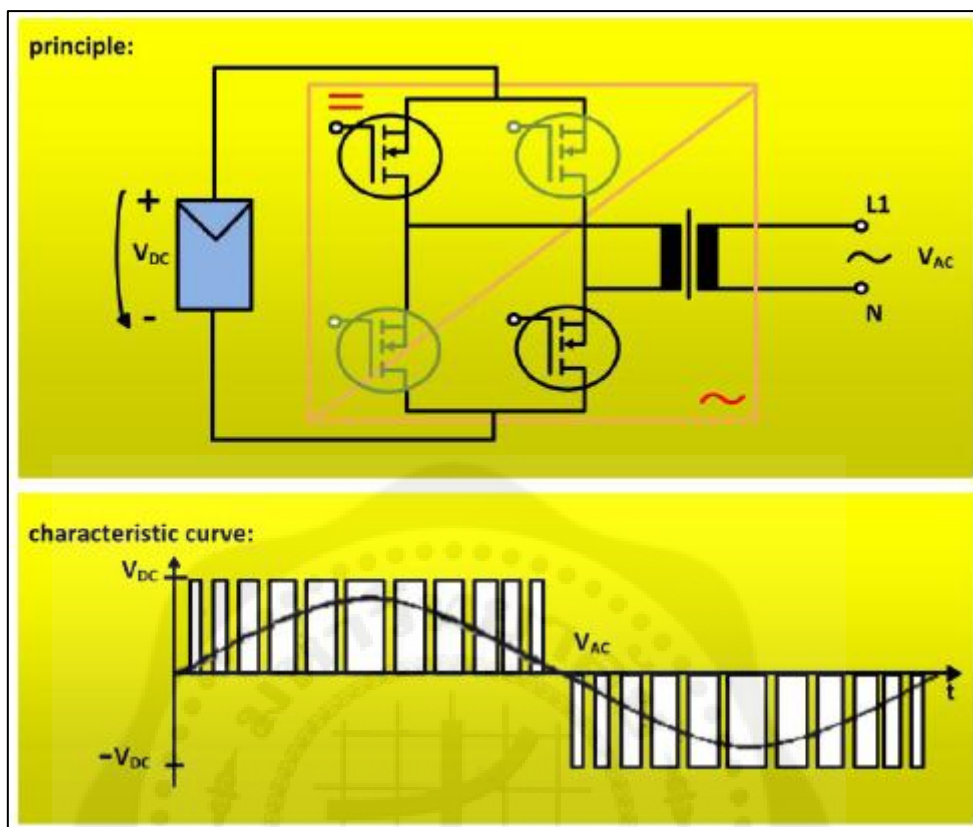
หากระบบจำหน่ายไม่มีแรงดัน อินเวอร์เตอร์จะหยุดทำงานและเป็นเหตุผลที่อินเวอร์เตอร์แบบอิสระจึงไม่สามารถใช้งานแทนอินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อบรรยากาศได้ บางครั้งอาจจะเรียกอินเวอร์เตอร์ลักษณะนี้ว่า square-wave inverter เนื่องจากกระแสเอาต์พุตมีลักษณะเป็นคลื่นรูปสี่เหลี่ยม (square wave) ซึ่งทำให้เกิดองค์ประกอบฮาร์โมนิกที่ค่อนข้างสูงและต้องรับกำลังรีแอกทีฟจากระบบจำหน่ายปริมาณมากด้วย นอกจากนี้ยังต้องใช้หม้อแปลง 50 เฮิร์ต เพื่อแยกโคด (isolate) ออกจากระบบจำหน่าย การควบคุมการสวิตซ์ในปัจจุบันจะใช้ผ่านอุปกรณ์ microprocessor เพื่อหน่วงมุม (delay angle control) สัญญาณการสวิตซ์สำหรับการใช้งาน MPP Tracking



รูปที่ 2.30 หลักการของอินเวอร์เตอร์แบบ grid-controlled
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, มปป.

2.4.3 อินเวอร์เตอร์แบบ Self-commutated ส่วนประกอบพื้นฐานเป็นวงจรถิศจ์ เช่นเดียวกัน ดังรูปที่ 2.31 แต่อุปกรณ์สวิตช์ซึ่งในวงจรถิศจ์เลือกใช้ขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพของระบบ และระดับแรงดันระบบด้านไฟฟ้ากระแสตรง ซึ่งสามารถเลือกใช้อุปกรณ์ได้แก่ MOSFETs Bipolar transistor GTO และ IGBT อุปกรณ์เหล่านี้ใช้หลักการควบคุมแบบ pulse width modulation ซึ่งทำให้ได้สัญญาณรูปคลื่นไซน์ที่ดีกว่าการสวิตช์ที่ความถี่สูงประมาณ 10 - 100 กิโลเฮิร์ต ทำให้ช่วงการสวิตช์ (duration) และรูปของสัญญาณใกล้เคียงรูปคลื่นไซน์ เมื่อผ่านวงจรถิศจ์ low pass filter แล้ว ทำให้กำลังไฟฟ้ากระแสสลับที่ป้อนเข้าสู่ระบบมีลักษณะเช่นเดียวกับระบบจำหน่าย

ดังนั้นองค์ประกอบฮาร์โมนิกจะปรากฏเพียงอันดับต่ำเท่านั้น และกำลังรีแอกทีฟสำหรับ commutation ก็ยังต่ำด้วย อย่างไรก็ตาม การสวิตช์ด้วยความถี่สูงจะทำให้เกิด high-frequency interference หรือรู้จักดีว่าเป็นปัญหาของ electromagnetic compatibility (EMC) ซึ่งต้องการอุปกรณ์ป้องกันวงจรถิศจ์ที่เหมาะสม โดยทั่วไปแล้วอินเวอร์เตอร์แบบนี้เหมาะสำหรับเป็นอินเวอร์เตอร์แบบอิสระ หากนำมาใช้กับอินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อบรรณำจำหน่าย ต้องคำนึงถึงความถี่ของกำลังไฟฟ้าที่ป้อนเข้าสู่ระบบจำหน่ายจะต้องซิงโครไนซ์กับความถี่ของระบบจำหน่าย (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน)



รูปที่ 2.31 หลักการของอินเวอร์เตอร์แบบ self-commutated inverter
ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, มปป.

2.5 ทฤษฎีการวิเคราะห์ความเป็นไปได้และความคุ้มค่าในการลงทุนทางเศรษฐศาสตร์

เครื่องมือหรือเกณฑ์ที่เหมาะสมที่จะนำมาใช้วิเคราะห์โครงการ เพื่อที่จะเลือกลงทุนในโครงการที่ให้ผลตอบแทนที่ดีที่สุดในการวิเคราะห์ความเป็นไปได้และความคุ้มค่าในการลงทุนทางเศรษฐศาสตร์ที่มีวิธีดังนี้คือ (เอกลักษณ์ ทรัพย์มูล, 2552)

2.5.1 การวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) ของโครงการ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ คือ มูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนสุทธิหรือกระแสเงินสดของโครงการ ซึ่งคำนวณได้ด้วยการทำส่วนลดกระแสผลตอบแทนสุทธิตลอดชั่วอายุของโครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน หรืออาจคำนวณหาค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิจากความแตกต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนรวม และมูลค่าปัจจุบันของกระแสต้นทุนรวม โดยการที่ต้องมีการปรับลดค่าเงินในอนาคต เนื่องจากเงินจำนวนเดียวกันจะมีค่าที่ต่างกันสำหรับระยะเวลาที่ต่างกัน โดยเงินใน

อนาคตจะมีค่าที่ลดลง อันเนื่องมาจากอำนาจซื้อของเงินลดลง ด้วยเหตุแห่งราคาสินค้าที่สูงขึ้น ซึ่งประเด็นของราคาสินค้า จะมีความเกี่ยวข้องกับอัตราดอกเบี้ย หรือต้นทุนค่าเสียโอกาสของเงิน ซึ่งสามารถเขียนสูตรการคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิได้ดังสมการที่ (2.1) และ สมการที่ (2.2)

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} \quad (2.1)$$

หรือ

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} \quad (2.2)$$

เมื่อ

B_t = ผลตอบแทนในปีที่

C_t = ต้นทุนในปีที่ t

i = อัตราดอกเบี้ยตลาด

$1/(1+i)^t$ = ตัวปรับลด (Discount Factor: DF)

n = จำนวนปีทั้งสิ้นของโครงการ

โดยที่มูลค่าปัจจุบันสุทธิก็คือมูลค่าปัจจุบันของกระแสรายได้ที่เกิดจากการลงทุน และในทางเศรษฐศาสตร์ก็อาจใช้ในความหมายว่าเป็นมูลค่าปัจจุบันของรายได้ประชาชาติ ส่วนเพิ่มที่เกิดจากการลงทุน ดังนั้นกฎการตัดสินใจก็คือ ควรรับหรืออนุมัติโครงการเมื่อ $NPV \geq 0$ แต่ถ้า NPV ของโครงการติดลบหรือมีค่าต่ำกว่าศูนย์ ก็ไม่ควรรับหรืออนุมัติโครงการ เพราะในกรณีเช่นนี้ รายได้ที่ได้รับจะไม่คุ้มกับการลงทุน ควรนำเงินไปลงทุนในโครงการอื่นที่ให้ผลตอบแทนคุ้มกับการลงทุนจะดีกว่า

2.5.2 การวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนต่อค่าใช้จ่าย (Benefit-Cost Ratio: B/C Ratio) คือ อัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนต่อมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการ ค่าใช้จ่ายในที่นี้คือ ค่าใช้จ่ายทางด้านทุน (Capital) ถ้าอัตราผลตอบแทนต่อค่าใช้จ่าย มีค่ามากกว่า 1 แสดงว่าผลตอบแทนที่ได้จากโครงการมีค่ามากกว่าค่าใช้จ่ายที่เสียไป แสดงถึงการลงทุนตามโครงการนั้นคุ้มค่า แต่ถ้าอัตราผลตอบแทนต่อค่าใช้จ่าย มีค่าน้อยกว่า 1 แสดงว่ามีค่าใช้จ่ายที่เสียไปในโครงการมากกว่าผลตอบแทนที่ได้ แสดงถึงการลงทุนตามโครงการไม่คุ้มค่า โดยใช้สูตรการคำนวณต่อไปนี้

$$B / C \text{ Ratio} = \sum_{t=1}^n \frac{\frac{B_t}{(1+i)^t}}{\frac{C_t}{(1+i)^t}} \quad (2.3)$$

โดยที่

- B_t = ผลตอบแทนของโครงการในปีที่ t
- C_t = ค่าใช้จ่ายของโครงการในปีที่ t
- i = อัตราดอกเบี้ยตลาด
- t = ปีของโครงการ ซึ่งมีค่าตั้งแต่ 0,1,2,3,...,n
- n = อายุของโครงการ

เกณฑ์ที่ใช้ในการตัดสินใจว่ามีความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์และความเหมาะสมภายในโครงการเพื่อการลงทุนคือ

$B/C \text{ Ratio} < 1$ แสดงว่าผลตอบแทนที่ได้จากโครงการมีค่าน้อยกว่าค่าใช้จ่ายที่เสียไป หรือหมายถึงโครงการขาดทุน

$B/C \text{ Ratio} = 1$ แสดงว่าผลตอบแทนที่ได้จากโครงการมีค่าเท่ากับค่าใช้จ่ายที่เสียไปพอดี หรือหมายถึงโครงการคุ้มทุน

$B/C \text{ Ratio} > 1$ แสดงว่าผลตอบแทนที่ได้จากโครงการมีค่ามากกว่าค่าใช้จ่ายที่เสียไป หรือหมายถึงโครงการมีกำไร

B/C Ratio สามารถนำมาใช้เพื่อวัดความคุ้มค่าได้ แต่ไม่สามารถนำมาใช้เพื่อคัดเลือกหรือจัดลำดับความสำคัญของโครงการได้ เนื่องจาก B/C Ratio เป็นการวัดความคุ้มค่าในรูปของอัตราส่วน (ว่าการลงทุน 1 หน่วยจะได้ผลตอบแทนกลับมาเท่าใด) โดยที่ขนาดของโครงการไม่มีผลต่อค่าของอัตราส่วนแต่อย่างใด กล่าวคือโครงการขนาดเล็กซึ่งมีผลประโยชน์มากกว่าต้นทุนเป็นอย่างมาก ก็จะมีค่า B/C Ratio ที่สูงกว่าโครงการขนาดใหญ่ ซึ่งมีผลประโยชน์มากกว่าต้นทุนเพียงเล็กน้อย แต่ NPV ของโครงการขนาดใหญ่อาจจะมีค่ามากกว่าของโครงการขนาดเล็ก เช่น โครงการ A เป็นโครงการขนาดใหญ่ที่มีผลตอบแทนสูง และต้นทุนสูง ค่า B/C Ratio อาจจะมีค่ามากกว่า 1 เล็กน้อย ในขณะที่โครงการ B เป็นโครงการขนาดเล็กที่มีค่า B/C Ratio สูงกว่าโครงการ A ทั้งๆ ที่โครงการ A อาจก่อให้เกิดรายได้สุทธิสูงกว่าโครงการ B ในกรณีเช่นนี้ จำเป็นต้องมีวัตถุประสงค์บางประการเพิ่มเข้าไปกับตัวชี้วัดทั้ง 2 นี้ เพื่อใช้เป็นเกณฑ์ในกระบวนการคัดเลือกโครงการต่อไปนั้น

อย่างไรก็ตามหากมีการเพิ่มวัตถุประสงค์บางประการ เช่น เพื่อเป็นการเพิ่มรายได้และการจ้างงานประชาชาติเข้าไปเป็นเกณฑ์คัดเลือกด้วยแล้ว โครงการขนาดใหญ่ก็จะได้รับการคัดเลือก ถึงแม้จะมีค่าอัตราผลตอบแทนต่อค่าใช้จ่ายน้อยกว่าก็ตาม

จากสองเกณฑ์ที่ได้กล่าวมาแล้ว จะสามารถแสดงความสัมพันธ์ระหว่างมูลค่าปัจจุบันสุทธิต่ออัตราผลตอบแทนต่อค่าใช้จ่าย ดังนี้

ถ้า $NPV = 0$ จะได้ $B/C \text{ Ratio} = 1$

ถ้า $NPV > 0$ จะได้ $B/C \text{ Ratio} > 1$

ถ้า $NPV < 0$ จะได้ $B/C \text{ Ratio} < 1$

ข้อเสียของวิธีอัตราผลตอบแทนต่อค่าใช้จ่ายมี 2 ประการ ประการแรกคือ ค่าของอัตราผลตอบแทนต่อค่าใช้จ่ายนั้นขึ้นอยู่กับทางเลือกอัตราคิดลดเป็นสำคัญ กล่าวคือถ้าหากเลือกอัตราคิดลดมากขึ้นไปเท่าไร จะทำให้ค่าอัตราผลตอบแทนต่อค่าใช้จ่ายลดต่ำลงมากเท่านั้นด้วย ประการที่สองนั้นคือ การเปรียบเทียบจัดลำดับโครงการตั้งแต่ 2 โครงการขึ้นไปที่มีเงินลงทุนต่างกันและประโยชน์จากโครงการต่างกันจะทำให้ได้ลำดับที่ไม่ถูกต้อง

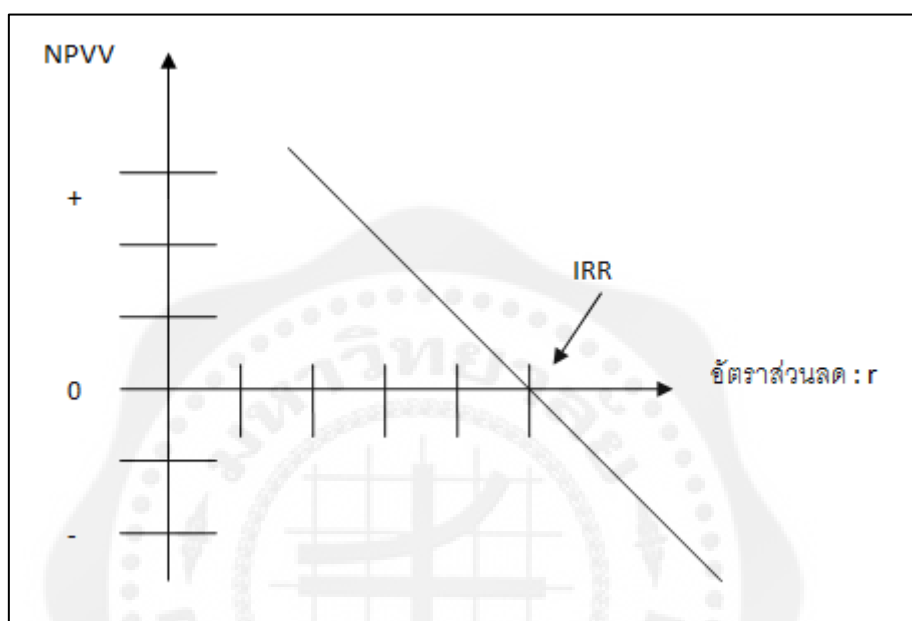
2.5.3 การวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนของโครงการ (Internal Rate of Return: IRR) อัตราผลตอบแทนของโครงการเป็นหลักเกณฑ์การประเมินความคุ้มค่าของโครงการที่ได้รับความนิยมมากที่สุด ทั้งนี้เนื่องจากแนวคิดของอัตราผลตอบแทนของโครงการมีความสอดคล้องกับอัตราผลกำไรของโครงการ ดังนั้นจึงทำให้เข้าใจง่าย อีกทั้งไม่ต้องมีการกำหนดอัตราส่วนลดไว้ก่อน ดังเช่นค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ

โดยอัตราผลตอบแทนของโครงการอาจนิยามได้ว่า คืออัตราส่วนลดที่ทำให้ค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าเท่ากับศูนย์ ดังนั้น ค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการจึงได้แก่ อัตราส่วนลด หรือ r ที่ทำให้

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (2.4)$$

โดยที่ ค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการ คืออัตราส่วนลดภายในของโครงการ การคำนวณหาค่า ค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการจึงไม่ขึ้นอยู่กับทางเลือกอัตราส่วนลดไว้ก่อน หากแต่เป็นการหาค่าอัตราส่วนลดที่ทำให้โครงการมีความคุ้มทุน นั่นคือจะเป็นอัตราดอกเบี้ยสูงสุดที่โครงการสามารถจ่ายให้กับทรัพยากรที่ใช้ไป เช่น ถ้าค่า $IRR = 18\%$ ซึ่งหมายถึงค่า $NPV = 0$ และโครงการจะถึงจุดคุ้มทุน (Break-Even) นั่นคือ นอกจากโครงการจะมีรายได้คุ้มกับค่าลงทุนและค่าดำเนินงานทั้งหมดแล้ว ยังมีรายได้อีก 18% ที่สามารถนำไปจ่ายเป็นค่าใช้ทุนอีกด้วย ดังนั้น ค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการจึงเป็นอัตราผลตอบแทนของทุนที่ลงไปโครงการนั่นเองหลักในการตัดสินใจว่าโครงการมีความคุ้มค่าน่าลงทุนทางด้านเศรษฐกิจ ก็คือเมื่อ IRR มีค่าสูงและต้องสูงกว่า อัตราคิดลด หรือค่าเสียโอกาสของทุน

การที่อัตราผลตอบแทนของโครงการเป็นค่าอัตราส่วนลดภายในโครงการที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าเท่ากับศูนย์ ดังนั้นสามารถสร้างความสัมพันธ์ของอัตราผลตอบแทนของโครงการ และมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ ได้ดังรูปที่ 2.34



รูปที่ 2.32 กราฟความสัมพันธ์ของอัตราผลตอบแทนของโครงการและมูลค่าปัจจุบันสุทธิ
ที่มา : การวางแผนและการวิเคราะห์โครงการ, 2542

IRR เป็นวิธีการประเมินที่ได้รับความนิยมจากนักวิชาการบางกลุ่ม เพราะมีความสอดคล้องกับอัตราผลกำไรของโครงการ ดังนั้นจึงทำให้เข้าใจได้ง่ายและเหมือนกับการวัดอัตราผลตอบแทนของนักธุรกิจ ทั้งยังสามารถนำมาเปรียบเทียบระหว่างโครงการ ถึงการใช้ทุนที่มีประสิทธิภาพสูงสุดได้อีกด้วย และนอกจากนี้ IRR ก็ใช้ได้กับสถานการณ์ที่มีความไม่แน่นอนอยู่ด้วย ว่าควรจะใช้อัตราคิดลดตัวที่ถูกต้องตัวใด เนื่องจากในการคิด IRR ไม่ต้องมีการกำหนดอัตราส่วนลดไว้ก่อนดังเช่น NPV และ B/C Ratio การคำนวณ IRR ไม่ขึ้นกับการเลือกอัตราส่วนลด หากแต่เป็นอัตราส่วนลดที่ทำให้โครงการมีความคุ้มทุน

สำหรับข้อเสนอแนะต่างๆ ไปแล้ว ควรคำนวณหาค่าทั้ง IRR และ NPV ทั้งนี้เพื่อที่นักวิเคราะห์โครงการจะสามารถอธิบายว่าจะใช้ทุนอย่างมีประสิทธิภาพได้อย่างไร และขนาดของผลตอบแทนสุทธิมีปริมาณมากน้อยเพียงใด ในกรณีที่โครงการมีวัตถุประสงค์เพื่อที่จะผลิตผลผลิตหรือประหยัดต้นทุนแล้ว ข้อมูลโครงการด้านผลประโยชน์ หรือต้นทุนสามารถนำไปใช้ในการคำนวณหาตัวชี้วัดความคุ้มค่าได้ตามลำดับ และความเหมาะสมของโครงการจะขึ้นอยู่กับตัวชี้วัดเหล่านี้ แต่สำหรับกรณีที่โครงการมีวัตถุประสงค์ที่จะประหยัดเงินตราต่างประเทศ ความเหมาะสมของโครงการจะขึ้นอยู่กับว่าจะต้องใช้ทรัพยากรภายใน (Domestic resources) มากน้อยเท่าไร เพื่อก่อให้เกิดการประหยัดเงินตราต่างประเทศดังกล่าวได้จริง

2.5.4 ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) เป็นการคำนวณหาระยะที่ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน มีค่าเท่ากับค่าใช้จ่ายในการลงทุน พิจารณาถึงจำนวนปีที่จะได้รับผลตอบแทนคุ้มกับเงินลงทุน ถ้ามีระยะเวลานั้นก็จะดี เพราะหมายถึงความเสี่ยงน้อย และผู้ลงทุนสามารถนำเงินที่ถอนทุนได้ไปลงทุนในกิจการอื่นๆต่อไป มีแบบการคำนวณดังนี้

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \frac{\text{ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรก}}{\text{ผลประโยชน์สุทธิเฉลี่ยต่อปี}}$$

2.5.5 การวิเคราะห์อัตราคิดลด (ปรกรณ์พรรณ ณะค่าปา. 2552) เนื่องจากมูลค่าของเงินตราเปลี่ยนแปลงไปตามเวลาในการที่จะรวมต้นทุนผลตอบแทนที่เกิดขึ้นปีต่างๆ ในอนาคตเข้าด้วยกัน และสามารถนำมาเปรียบเทียบกันได้นั้นต้องมีการปรับลดต้นทุนและผลประโยชน์ในอนาคตให้ตั้งอยู่บนฐานเวลาเดียวกันในปัจจุบันคือเป็นมูลค่าในปัจจุบันโดยปัจจัยที่นำมาทำส่วนลดเรียกว่า อัตราส่วนลด การเลือกอัตราคิดลด (Choosing the Discount Rate) เพื่อใช้ในการคำนวณหามูลค่าปัจจุบัน (Present Worth) สามารถแยกออกได้เป็น 3 อัตรา ได้แก่

1. อัตราตัดขาด (Cut-off Rate) ใช้สำหรับคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน หรืออัตราที่ต่ำกว่านี้จะไม่เป็นที่ยอมรับสำหรับอัตราผลตอบแทนภายในลดลง สำหรับการวิเคราะห์ทางการเงิน Cut-off Rate โดยปกติคือต้นทุนหน่วยสุดท้ายของเงินตรา (Marginal Cost of Money) ที่มีต่อกิจการ หรืออัตราที่วิสาหกิจจะสามารถกู้ยืมเงินได้ส่วนการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐกิจ Cut-off Rate ที่ใช้คือ ค่าเสียโอกาสของทุน (Opportunity Cost of Capital) ซึ่งเป็นอัตราที่สะท้อนถึงการเลือกของสังคมโดยส่วนรวมระหว่างผลตอบแทนในปัจจุบันและอนาคต ไม่มีใครเลยที่จะทราบว่าค่าเสียโอกาสของทุนที่แท้จริงเป็นเท่าใด ค่าเสียโอกาสของทุน

ในประเทศกำลังพัฒนาส่วนใหญ่จะมีค่าในรูปที่แท้จริง (In Real Terms) อยู่ระหว่างร้อยละ 8 ถึง 15 ต่อปี ดังนั้น อัตราที่เลือกใช้กัน โดยทั่วไปตาม The Rule of Thumb คือร้อยละ 12 ต่อปี

2. อัตรากู้ยืม (Borrowing Rate) อัตราคิดลดที่เลือกใช้สำหรับการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐกิจแบบที่สองคือ อัตรากู้ยืม (Borrowing Rate) ที่ประเทศต้องจ่าย เพื่อที่จะใช้กับโครงการเมื่อประเทศคาดว่าจะต้องมีการกู้ยืมเงินจากต่างประเทศมาเพื่อการลงทุน โครงการ

3. อัตราความชอบตามเวลาทางสังคม (Social Time Preference Rate) โดยทั่วไปอัตราคิดลดที่ใช้กับผลตอบแทนอนาคตต่อสังคม โดยส่วนรวมจะมีค่าต่ำกว่าอัตราคิดลดต่อบุคคล เพราะสังคมมีช่วงเวลา (Time Horizon) ที่ยาวนานกว่า ของบุคคลนั่นเอง ซึ่งหมายความว่าอัตราคิดลดที่ใช้กับโครงการสาธารณะ (Public Projects) จะต่ำกว่า ที่ใช้กับโครงการเอกชน (Private Projects) อัตราความชอบตามเวลาทางสังคมนี้จะแตกต่างไปจากค่าเสียโอกาสของทุนตรงที่ว่าค่าเสียโอกาสของทุนมาจากกิจกรรมการลงทุนทั้งภาครัฐและเอกชน และยังให้น้ำหนักที่เหมือนกันต่อผลตอบแทนอนาคตจากกิจกรรมทั้ง 2 ชนิด

บทที่ 3

ขั้นตอนการดำเนินงาน

3.1 แผนการดำเนินงาน

แผนการดำเนินงาน โครงการศึกษาความเป็นไปได้และความเหมาะสมของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1MW ซึ่งจะดำเนินงานศึกษาศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ งานวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ งานศึกษาความเหมาะสม ความเป็นไปได้ทางวิศวกรรม และความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของพื้นที่ที่คัดเลือก 1 แห่ง และงานออกแบบ เพื่อให้การศึกษาบรรลุตามเป้าหมายที่กำหนดไว้ โดยจะดำเนินงานศึกษาในประเด็นต่างๆ 4 ด้าน คือ

- งานสำรวจ ศึกษาดูงานนอกสถานที่
- งานศึกษาศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์
- งานวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์และการออกแบบ
- งานศึกษาความเหมาะสมและความเป็นไปได้ทางวิศวกรรมและความคุ้มค่าทาง

เศรษฐศาสตร์

3.1.1 งานสำรวจ ศึกษาดูงานนอกสถานที่ สถานที่ที่ไปสำรวจ ศึกษาดูงานเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 24 MW ตั้งอยู่ที่ตำบลคานหาม อำเภออุทัย จังหวัดพระนครศรีอยุธยา โดยได้มีการไปสำรวจสถานที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ โครงสร้างของแผง โซลาร์เซลล์ แผง โซลาร์เซลล์ อินเวอร์เตอร์ หม้อแปลงไฟฟ้า และอื่นๆ เพื่อนำมาใช้ประกอบการทำโครงการ ออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW

สภาพแวดล้อมโดยทั่วไปของโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ตำบลคานหาม อำเภอดุสิต จังหวัดพระนครศรีอยุธยา บริเวณรอบๆเป็นทุ่งนา เนื่องจากที่ดินที่นำมาก่อสร้างเป็นทุ่งนามาก่อน เพราะขนาดที่ดินที่นำมาใช้สร้างโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ต้องใช้พื้นที่มาก จึงต้องจัดหาที่ดินในการก่อสร้างที่มีราคาถูก สภาพแวดล้อมของโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงแสดงดังรูปที่

3.1



รูปที่ 3.1 สภาพแวดล้อมของโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์

โครงสร้างระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ จะต้องมีการตอกเสาเข็มเพื่อป้องกันการทรุดตัวที่จะเกิดขึ้นในอนาคต สำหรับส่วนของโครงสร้างรับแผงรับแสงของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจะใช้เป็นโครงสร้างเหล็กชุกกาวาไนท์ อีกทั้งน็อตที่ใช้ยึดโครงสร้างก็ต้องใช้น็อตสแตนเลสเพื่อป้องกันการเกิดสนิม โดยความสูงของเสาโครงสร้างมีความยาวเท่ากับ 2.5 เมตร สาเหตุที่ใช้เสาโครงสร้างที่มีความยาวมากเนื่องจากปี 2554 บริเวณที่ใช้ในการก่อสร้างเกิดน้ำท่วม จึงมีการยกระดับความสูงโครงสร้างของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อป้องกันความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับระบบและอุปกรณ์ โครงสร้างระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ แสดงดังรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 โครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ระยะห่างของ Table เมื่อได้ขนาดและรูปแบบของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แล้ว ต้องมีกำหนดระยะห่างระหว่างแผงเพื่อป้องกันการเกิดเงามาบดบังแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งการที่มีเงามาบดบังแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะมีผลทำให้การผลิตไฟฟ้าของระบบทำได้ไม่เต็มที่ และอาจเกิดความเสียหายเมื่อมีเงามาบดบังเป็นระยะเวลานาน โรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ที่ ตำบลคานหาม อำเภออุทัย จังหวัดพระนครศรีอยุธยา กำหนดระยะห่างของแต่ละ Table เท่ากับ 2.5 เมตร แสดงดังรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 ระยะห่างของแผงแต่ละ Table

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์เป็นแผงเซลล์ชนิด Poly Crystalline Silicon ยี่ห้อ Canadian Solar Inc. รุ่น CS6X – 290P โดยแต่ละ String จะประกอบด้วยจำนวนแผงทั้งหมด 21 แผงนำมาต่ออนุกรมกันเพื่อเพิ่มขนาดแรงดันไฟฟ้าโดย 1 Table จะมีทั้งหมด 4 String แสดงดังรูปที่ 3.4



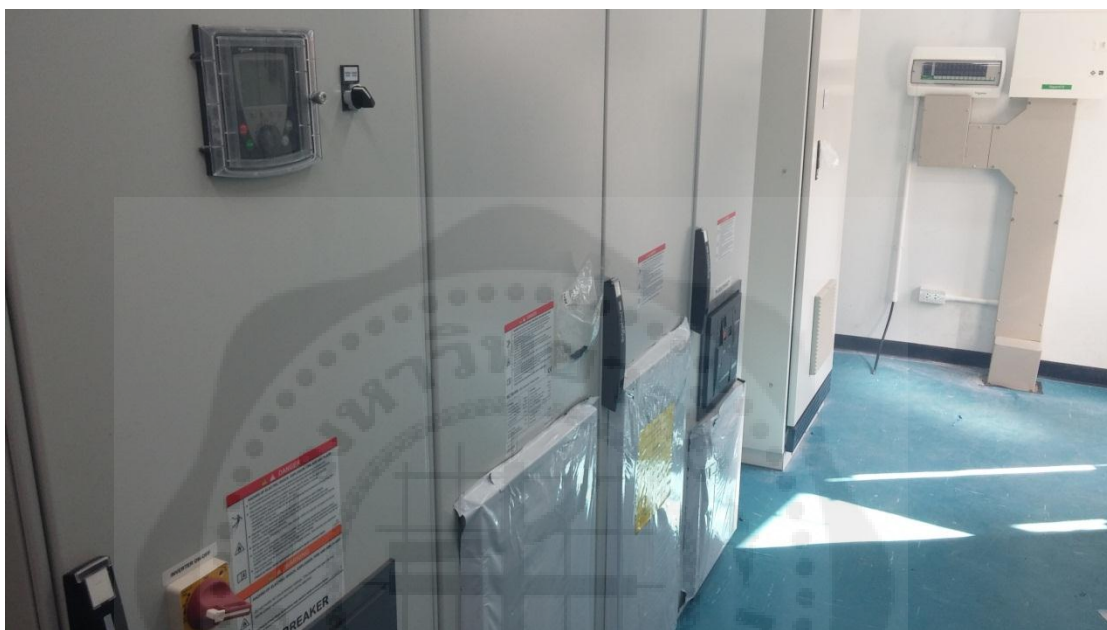
รูปที่ 3.4 แผงโซลาร์เซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly - Crystal line Silicon

อาคารอินเวอร์เตอร์มีขนาดความกว้าง 4 เมตร ความยาว 5 เมตร เพื่อให้มีขนาดรองรับอินเวอร์เตอร์จำนวน 4 ตัว โดยอาคารอินเวอร์เตอร์มีความสูงยกจากพื้นดินเท่ากับ 2.5 เมตร เพื่อป้องกันปัญหาที่จะเกิดจากน้ำท่วมในอนาคต อาคารอินเวอร์เตอร์แสดงดังรูปที่ 3.5



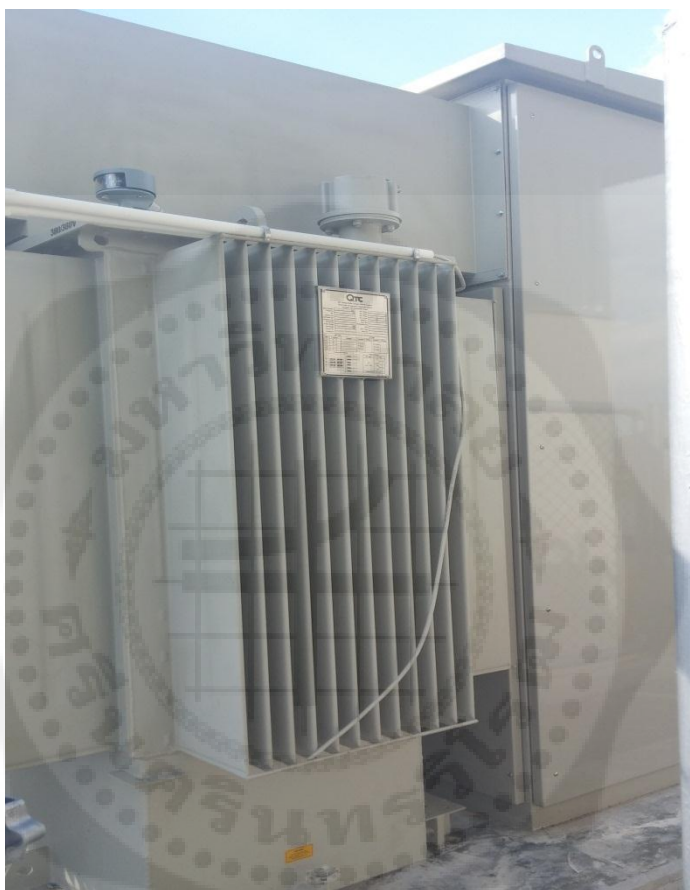
รูปที่ 3.5 อาคารอินเวอร์เตอร์

อินเวอร์เตอร์ที่ใช้เป็นอินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายขนาด 540 kW ยี่ห้อ Schneider Electric รุ่น Conext Core XC-540-NA จำนวน 4 ตัวต่ออาคารอินเวอร์เตอร์ 1 หลัง แสดงดังรูปที่ 3.6



รูปที่ 3.6 อินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย

หม้อแปลงไฟฟ้าที่ใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นหม้อแปลงไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 22 kV ยี่ห้อ QTC โดยอาคารอินเวอร์เตอร์แต่ละหลังจะประกอบด้วยหม้อแปลงจำหน่าย 1 ตัวแสดงดังรูปที่ 3.7



รูปที่ 3.7 หม้อแปลงแบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย

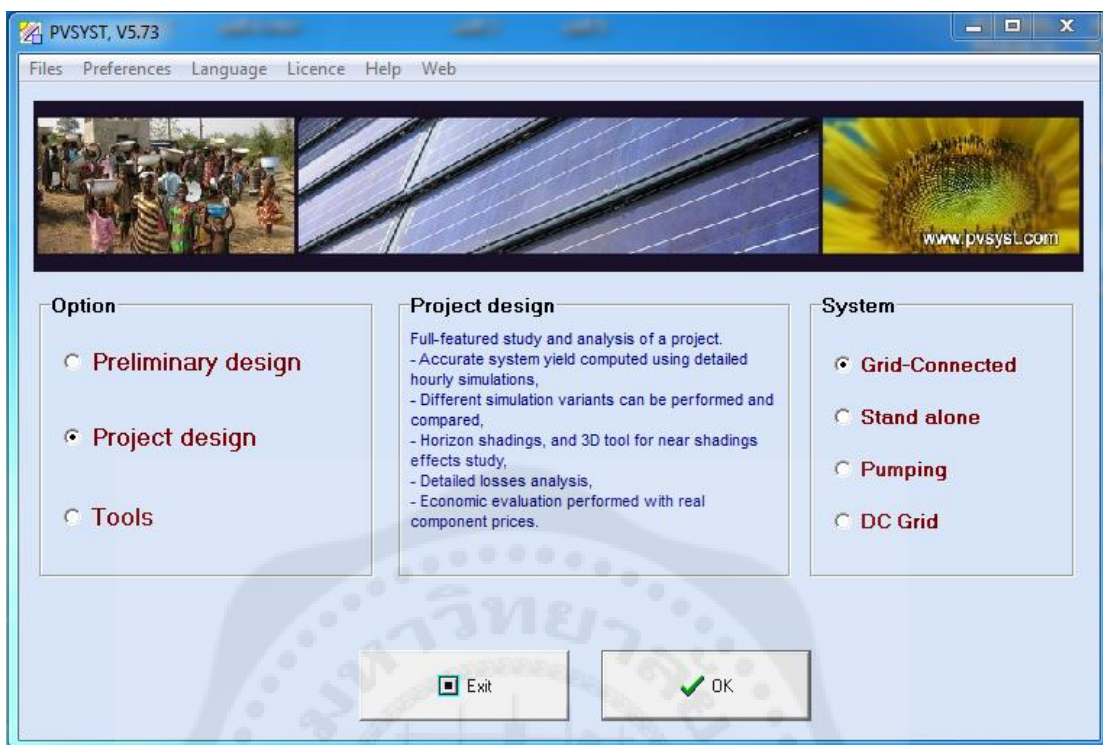
3.1.2 งานศึกษาศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์บนพื้นที่ที่มีความเหมาะสมในการออกแบบการเลือกพื้นที่ในการออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW โดยศึกษาข้อมูลจากกระทรวงพลังงานว่ามีความเหมาะสมในการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์หรือไม่ โดยคัดเลือกพื้นที่ที่มีศักยภาพความเข้มแสงอาทิตย์ที่สูง เมื่อเลือกพื้นที่แล้วก็จะทำการศึกษารวบรวมข้อมูลอุณหภูมิจากกรมอุตุนิยมวิทยาและความเข้มแสงอาทิตย์จากข้อมูลพลังงานของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน เพื่อใช้ในการประเมินศักยภาพของระบบต่อไป

3.1.3 งานวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์และการออกแบบ นำข้อมูลต่างๆ ที่ได้จากการรวบรวมในหัวข้อที่ 3.1.2 มาทำการศึกษาวิเคราะห์ศักยภาพโดยอาศัยเครื่องมือที่สามารถใช้สำหรับการประเมินศักยภาพและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรมดังนี้

- PVsyst Version 5.73 ซึ่งใช้ในการประเมินระบบด้านพลังงานแสงอาทิตย์
- AutoCAD Version 2013 ซึ่งใช้ในการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์

3.1.3.1 การใช้โปรแกรม PVsyst โปรแกรม PVsyst ที่นำมาใช้ในการประเมินระบบด้านพลังงานแสงอาทิตย์ เป็น Version 5.73 โดยขั้นตอนการใช้โปรแกรมมีดังนี้

- เปิดโปรแกรม PVsyst จากนั้นทำการเลือก Project Design เลือกระบบแบบ Grid - Connected แล้วกด OK



รูปที่ 3.8 การใช้โปรแกรม PVsyst

- เลือกที่ Project จากนั้นทำการตั้งชื่อ Project ที่เราต้องการและทำการเลือกพื้นที่ที่ต้องการออกแบบ โดยการใส่ค่าพิกัด Latitude , Longitude
- ทำการออกแบบระบบโดยเข้าไปที่ System จากนั้นทำการกำหนดขนาดติดตั้งของระบบ โดยเลือกแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และอินเวอร์เตอร์ที่ต้องการ

Grid system definition , Variant "New simulation variant"

Global System configuration

1 Number of kinds of sub-fields

Simplified Schema

Global system summary

| | | | |
|------------------|---------------------|------------------|-----------|
| Nb. of modules | 3780 | Nominal PV Power | 1096 kWp |
| Module area | 7253 m ² | Maximum PV Power | 1066 kWdc |
| Nb. of inverters | 4 | Nominal AC Power | 1000 kWac |

Homogeneous System

Presizing Help

No Sizing Enter planned power kWp, ... or available area m²

Select the PV module

Sort modules: Power Technology Manufacturer Available Now

| | | | | | |
|------------|---------|-------------|---------------------|----------------|--|
| 290 Wp 30V | Si-poly | CS6X - 290P | Canadian Solar Inc. | Black & Veatch | |
|------------|---------|-------------|---------------------|----------------|--|

Sizing voltages : V_{mpp} (45oC) **32.4 V**
V_{oc} (15oC) **46.0 V**

Select the inverter

Sort inverters by: Power Voltage (max) Manufacturer Available Now

| | | | | | |
|--------|-------------|----------|----------------------|-----|--|
| 250 kW | 450 - 820 V | 50/60 Hz | Sunny Central 250 HE | SMA | |
|--------|-------------|----------|----------------------|-----|--|

Nb. of inverters Operating Voltage: **450-820 V** Global Inverter's power **1000 kWac**
Input maximum voltage: **880 V**

50 Hz
 60 Hz

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series **should be between 14 and 19**

Nbre strings

Overload loss **0.0 %** Show sizing

Phom ratio **1.10**

Nb. modules 3780 Area 7253 m²

Operating conditions

| | |
|-------------------------|-------|
| V _{mpp} (45oC) | 486 V |
| V _{mpp} (15oC) | 561 V |
| V _{oc} (15oC) | 690 V |

Plane irradiance **1000 W/m²** Max. in data STC

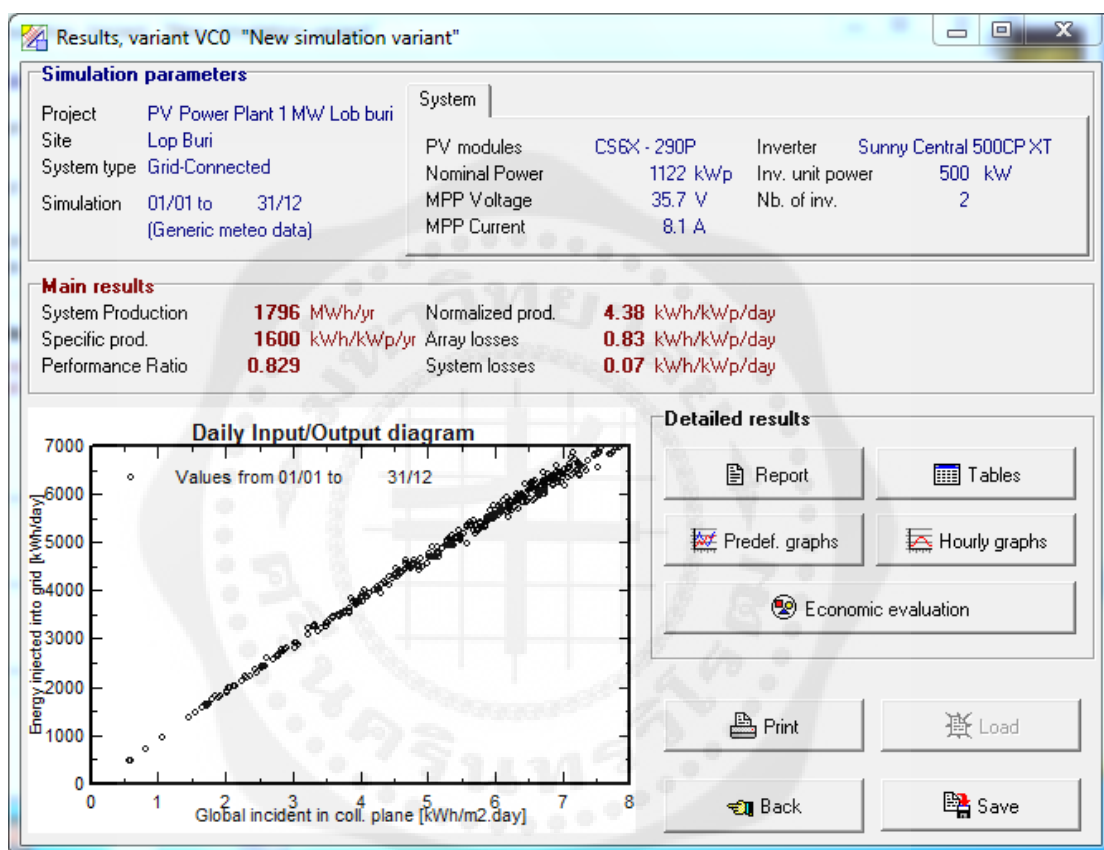
Imp (STC) 2057 A Max. operating power **1000 kW**
Isc (STC) 2205 A at 1000 W/m² and 50sC

Isc (at STC) 2177 A **Array nom. Power (STC) 1096 kWp**

User's needs
Detailed losses
 Cancel
 OK

รูปที่ 3.9 การออกแบบSystem ของโปรแกรม PVsyst

- เมื่อทำการออกแบบระบบเสร็จแล้ว จากนั้นจะทำการ Simulation โดยเลือกที่ Simulation โปรแกรมจะแสดงผลจากการที่เราทำการออกแบบระบบ ได้แก่พลังงานไฟฟ้าที่ระบบผลิตได้ ค่าประสิทธิภาพของระบบ เป็นต้น ถ้าต้องการดูข้อมูลที่ได้จากการ Simulation ทั้งหมดให้เลือกที่ Report ดังรูปที่ 3.10



รูปที่ 3.10 ผลที่ได้จากการ Simulation ด้วยโปรแกรม PVsyst

เครื่องมือที่ได้กล่าวมาข้างต้นเป็นเครื่องมือที่ได้รับการยอมรับในทางวิชาการว่ามีความแม่นยำสูง สามารถใช้ประเมินศักยภาพและต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และสามารถใช้ศึกษาความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน ตามขอบเขตของการศึกษาได้ จากนั้นทำการคัดเลือกพื้นที่ที่มีความเหมาะสมและมีความพร้อม หลังจากทำการวิเคราะห์ข้อมูลแล้วเสร็จ ก็จะนำมาทำการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW

3.2 การออกแบบทางหลักวิศวกรรม

นำข้อมูลที่ได้จากการศึกษา วิเคราะห์ และประเมินศักยภาพมาออกแบบ โดยใช้หลักทางวิศวกรรม ให้ระบบมีความสมบูรณ์และมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น เมื่อระบบมีความสมบูรณ์แล้วก็จะนำข้อมูลที่ได้ มาออกแบบโดยใช้โปรแกรม AutoCAD Version 2013

3.3 งานศึกษาความเหมาะสมและความเป็นไปได้ทางวิศวกรรมและความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

ความรู้เกี่ยวกับเศรษฐศาสตร์วิศวกรรมเป็นสิ่งหนึ่งที่มีความสำคัญต่อการนำไปใช้เพื่อการบริหารทรัพยากรสิ่งของต่างๆ ภายในองค์กรให้สามารถนำมาใช้ให้เกิดประสิทธิภาพและประสิทธิผลสูงสุด เนื่องจากความรู้ภายในส่วนนี้เป็นการผสมผสานความรู้เกี่ยวกับศาสตร์ทางด้านต่างๆ ไม่ว่าจะเป็นพื้นฐานทางด้านเศรษฐศาสตร์ การบัญชี การเงิน ภาษี หรือต้นทุน เพื่อให้วิศวกรซึ่งเป็นผู้ที่มีส่วนเกี่ยวข้องโดยตรงกับการใช้ทรัพยากรภายในองค์กร เนื่องจากเป็นผู้ที่ทำหน้าที่ในส่วนของงานทางด้านการผลิตได้เข้าใจถึงปัจจัยทางด้านธุรกิจที่จะต้องตระหนักถึงทำให้มีการวางแผนงาน การบริหารจัดการทรัพยากรต่างๆ ในการผลิตได้เหมาะสมสอดคล้องกับเป้าหมายในการดำเนินงานของแต่ละองค์กร รวมถึงได้ทราบถึงข้อจำกัดต่างๆ ที่มีส่วนเกี่ยวข้องกับการจัดการทรัพยากรเหล่านั้น

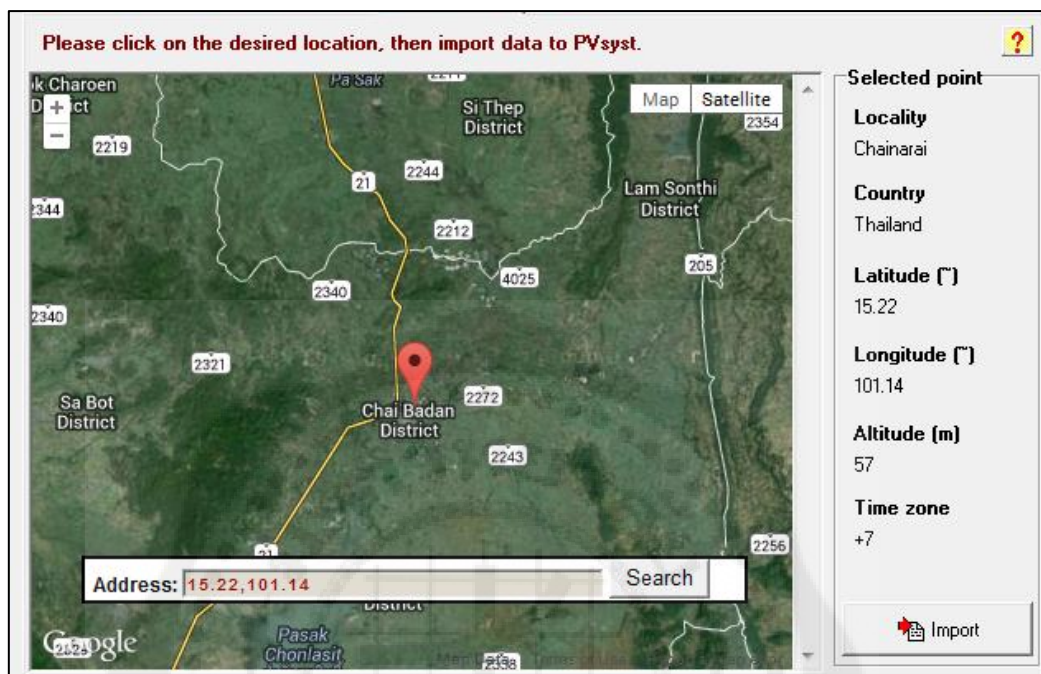
3.3.1 ขั้นตอนการศึกษาด้านเศรษฐศาสตร์

- ศึกษาค้นคว้าความรู้ด้านเศรษฐศาสตร์ วิชาเศรษฐศาสตร์วิศวกรรม
- ประมาณค่าและสืบค้นราคาการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW
 - ราคาประเมินที่ดิน
 - ราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์
 - ราคาเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter)
 - โครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์
 - สายไฟ หม้อแปลงไฟฟ้า และอุปกรณ์อื่นๆ
 - อาคารควบคุม
 - งานสำรวจ งานก่อสร้าง
 - ค่าแรงก่อสร้าง

- การคำนวณเศรษฐศาสตร์ตามทฤษฎี
 - มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV)
 - อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit – Cost Ratio : BCR)
 - อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR)
 - การวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)
 - สรุปความเหมาะสมทางด้านเศรษฐศาสตร์



4.1.1 ตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW แสดงดังรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 ตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์

4.2 ประเมินศักยภาพพลังงานหมุนเวียนและประสิทธิภาพพลังงาน

การรวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับศักยภาพพลังงานหมุนเวียนบนพื้นที่ อ.ชัยบาดาล จ.ลพบุรี นั้น ได้ทำการสำรวจข้อมูลทางด้านพลังงานหมุนเวียน ได้แก่ อุณหภูมิแวดล้อม และค่ารังสีอาทิตย์ ซึ่งได้สำรวจข้อมูลมาจากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน , NASA และกรมอุตุนิยมวิทยา

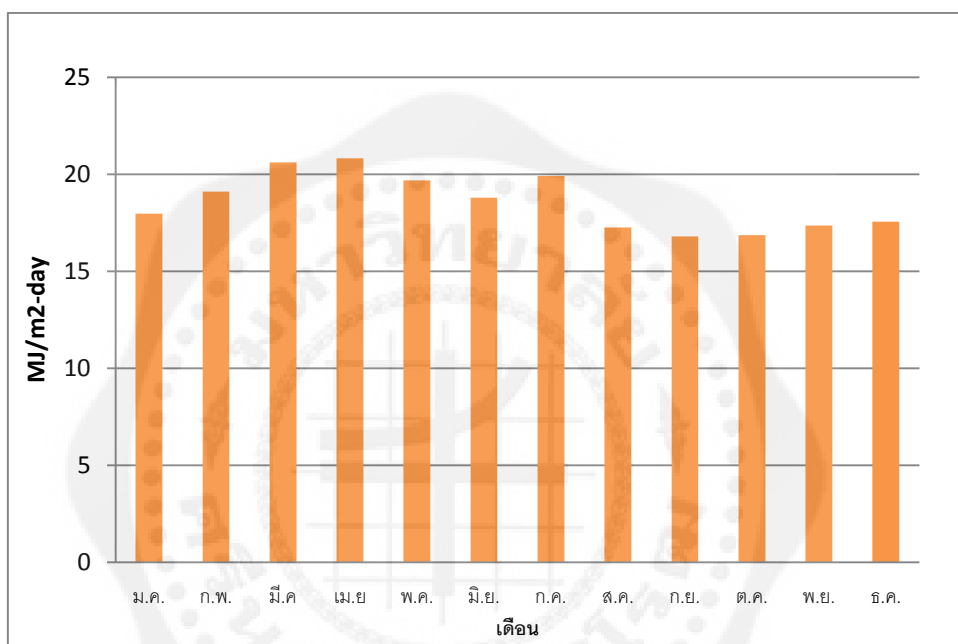
4.2.1 ศักยภาพพลังงานงานแสงอาทิตย์ จากการศึกษาพบว่า บริเวณที่ได้รับพลังงานแสงอาทิตย์สูงกว่าที่อื่นคือภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เช่น จังหวัดนครราชสีมา บุรีรัมย์ สุรินทร์ ศรีสะเกษ อุบลราชธานี ชัยภูมิ ร้อยเอ็ด ยโสธร อุดรธานี ฯลฯ และภาคกลาง เช่น จังหวัดสุพรรณบุรี ชัยนาท ลพบุรี พระนครศรีอยุธยา ฯลฯ พื้นที่เหล่านี้คิดเป็นร้อยละ 15 ของประเทศ โดยในพื้นที่ 1 ตารางเมตร จะได้รับพลังงานแสงอาทิตย์ เฉลี่ยวันละประมาณ 5 kWh (กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงานและคณะวิทยาศาสตร์. 2542)

ข้อมูลความเข้มรังสีอาทิตย์มีความสำคัญมากในการประเมินศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งข้อมูลค่ารังสีอาทิตย์ที่ใช้ในการประเมินครั้งนี้อ้างอิงมาจากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานกระทรวงพลังงาน ที่มีการตรวจวัดและรวบรวมข้อมูลไว้หลายปี ประกอบด้วยค่ารังสีอาทิตย์ปี 2549-2553 นอกจากนั้นยังอ้างอิงข้อมูล รังสีอาทิตย์จาก NASA เพื่อให้การประเมินศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์มีความแม่นยำ มากยิ่งขึ้นซึ่งข้อมูลค่ารังสีอาทิตย์แสดงดังตารางที่ 4.1 (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2557)

ตารางที่ 4.1 ข้อมูลค่ารังสีอาทิตย์เฉลี่ยรายเดือนของพื้นที่ตกระทอบ ณ อ.ชัยบาดาล จ.ลพบุรี

| ข้อมูลค่ารังสีอาทิตย์ (MJ/m ² .d) | | | |
|--|----------------|-------|-------------------|
| เดือน | พ.ศ. 2549-2553 | NASA | ค่าเฉลี่ยรายเดือน |
| มกราคม | 17.62 | 18.29 | 17.96 |
| กุมภาพันธ์ | 18.30 | 19.91 | 19.11 |
| มีนาคม | 20.18 | 21.02 | 20.60 |
| เมษายน | 20.32 | 21.31 | 20.82 |
| พฤษภาคม | 19.80 | 19.55 | 19.68 |
| มิถุนายน | 19.50 | 18.07 | 18.79 |
| กรกฎาคม | 18.31 | 17.50 | 17.91 |
| สิงหาคม | 17.69 | 16.81 | 17.25 |
| กันยายน | 16.89 | 16.70 | 16.80 |
| ตุลาคม | 16.97 | 16.74 | 16.86 |
| พฤศจิกายน | 17.36 | 17.35 | 17.36 |
| ธันวาคม | 17.54 | 17.57 | 17.56 |
| ค่าเฉลี่ยรายปี | 18.52 | 18.40 | 18.39 |

จากข้อมูลค่าเฉลี่ยของรังสีอาทิตย์ในปี พ.ศ. 2549 - 2553 ซึ่งอ้างอิงจากข้อมูลของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน และข้อมูลรังสีอาทิตย์ของ NASA ที่ตกกระทบบริเวณพื้นที่ อ.ชัยบาดาล จ.ลพบุรี มีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 18.39 MJ/m²-day ซึ่งถือว่ามีค่าสูงใกล้เคียงกับค่าเฉลี่ยของรังสีอาทิตย์ในประเทศไทยซึ่งมีค่าเฉลี่ยประมาณ 18 MJ/m²-day การเปลี่ยนแปลงค่ารังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบบนพื้นที่ อ.ชัยบาดาล จ.ลพบุรี แสดงดังรูปที่ 4.3

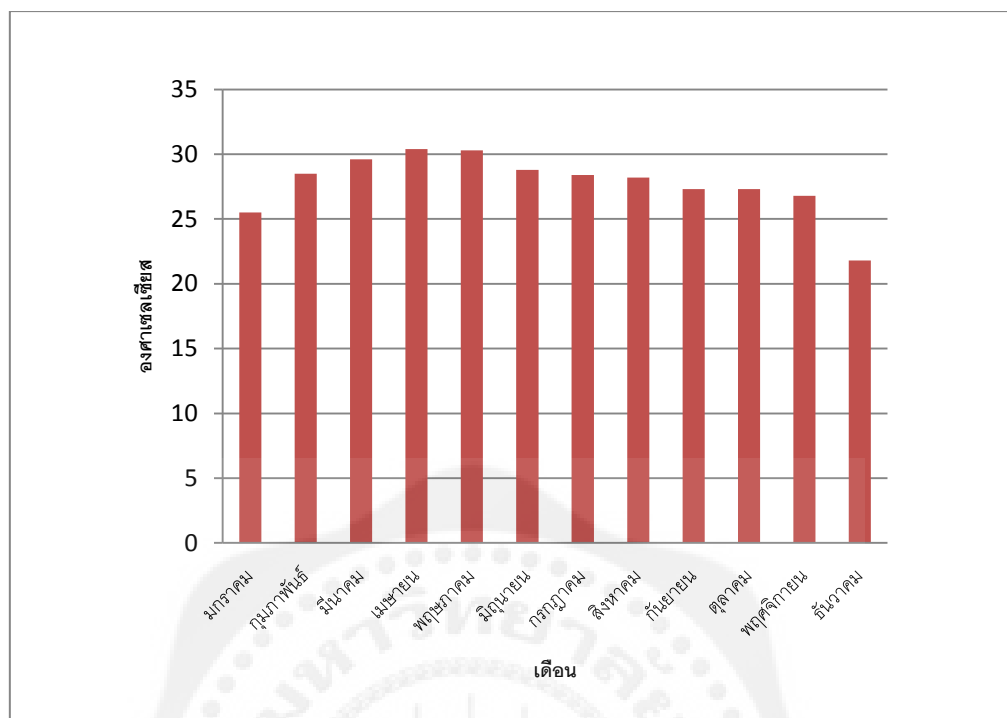


รูปที่ 4.3 ค่ารังสีอาทิตย์เฉลี่ยบนพื้นที่ อ.ชัยบาดาล จ.ลพบุรี

4.2.2 อุณหภูมิแวดล้อม ทั้งนี้ในการวิเคราะห์หาค่าศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้านั้นนอกจากค่ารังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบแล้วยังพบว่าตัวแปรอีกตัวหนึ่งที่มีความสำคัญต่อสมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์คืออุณหภูมิแวดล้อมบริเวณติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ เนื่องจากอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมจะส่งผลโดยตรงต่อประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ทั้งนี้ถ้าพื้นที่ ดังกล่าวมีอุณหภูมิแวดล้อมสูงก็จะทำให้ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่ำลง ซึ่งจากข้อมูลอุณหภูมิแวดล้อมที่ทำการรวบรวมโดยกรมอุตุนิยมวิทยา ได้ทำการรวบรวมข้อมูลอุณหภูมิแวดล้อมเฉลี่ยรายเดือนเฉลี่ยตั้งแต่ พ.ศ.2551-2556 อ.ชัยบาดาล จ.ลพบุรี ดังแสดงในตารางที่4.2 (กรมอุตุนิยมวิทยา, 2557)

ตารางที่ 4.2 อุณหภูมิแวดล้อมเฉลี่ยรายเดือน ณ อ.ชัยบาดาล จ.ลพบุรี

| อุณหภูมิแวดล้อม (C) | | | | | | | |
|-----------------------|------|------|------|------|------|------|--------|
| เดือน | 2551 | 2552 | 2553 | 2554 | 2555 | 2556 | เฉลี่ย |
| มกราคม | 25 | 22.7 | 25.8 | 23.8 | 26.4 | 25.5 | 24.9 |
| กุมภาพันธ์ | 25.8 | 28 | 29.9 | 27 | 27.9 | 28.5 | 28.9 |
| มีนาคม | 29.2 | 28.8 | 31.5 | 26.9 | 29.4 | 29.6 | 29.23 |
| เมษายน | 29.5 | 29.8 | 31.9 | 29.3 | 29.8 | 30.4 | 30.12 |
| พฤษภาคม | 28.5 | 28.6 | 31.1 | 28.8 | 29.4 | 30.3 | 29.45 |
| มิถุนายน | 28.7 | 29.1 | 30.4 | 28.9 | 28.6 | 28.8 | 29.08 |
| กรกฎาคม | 28.4 | 28.4 | 28.9 | 28.3 | 28.5 | 28.4 | 28.48 |
| สิงหาคม | 28.1 | 28.8 | 27.9 | 27.9 | 28.1 | 28.2 | 28.17 |
| กันยายน | 27.4 | 27.9 | 28.1 | 27.8 | 27.7 | 27.3 | 27.7 |
| ตุลาคม | 27.7 | 27.8 | 27.3 | 27.6 | 28 | 27.3 | 27.62 |
| พฤศจิกายน | 25.2 | 25.8 | 26 | 26.7 | 28 | 26.8 | 26.42 |
| ธันวาคม | 22.9 | 25.1 | 25.4 | 24 | 27 | 21.8 | 24.37 |



รูปที่ 4.4 ค่าอุณหภูมิแวดล้อมเฉลี่ย ณ อ.ชัยบาดาล จ.ลพบุรี

4.2.3 สักยภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ การผลิตไฟฟ้าของเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่างๆ มีผลต่อขนาดพื้นที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิดจะมีประสิทธิภาพที่แตกต่างกันส่งผลให้ ขนาดพื้นที่ใช้ในการติดตั้งแตกต่างกันไปตามแต่ละเทคโนโลยี โดยเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์นำมาใช้ในการศึกษาประกอบด้วย 3 เทคโนโลยีคือ

- แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphus Silicon
- แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Mono Crystalline Silicon
- แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly Crystalline Silicon

เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ดังกล่าวเป็นเทคโนโลยีที่มีการใช้กันอยู่ในปัจจุบัน และแต่ละเทคโนโลยีก็มีข้อดีข้อเสียแตกต่างกันไป ซึ่งเมื่อทำการเปรียบเทียบเทคโนโลยีของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่างๆ โดยติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 kW เท่ากัน 3 แบบได้แก่ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphus Silicon แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Mono Crystalline Silicon และแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly Crystalline Silicon พบว่าเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละเทคโนโลยีจะประสิทธิภาพของระบบที่แตกต่างกันไป

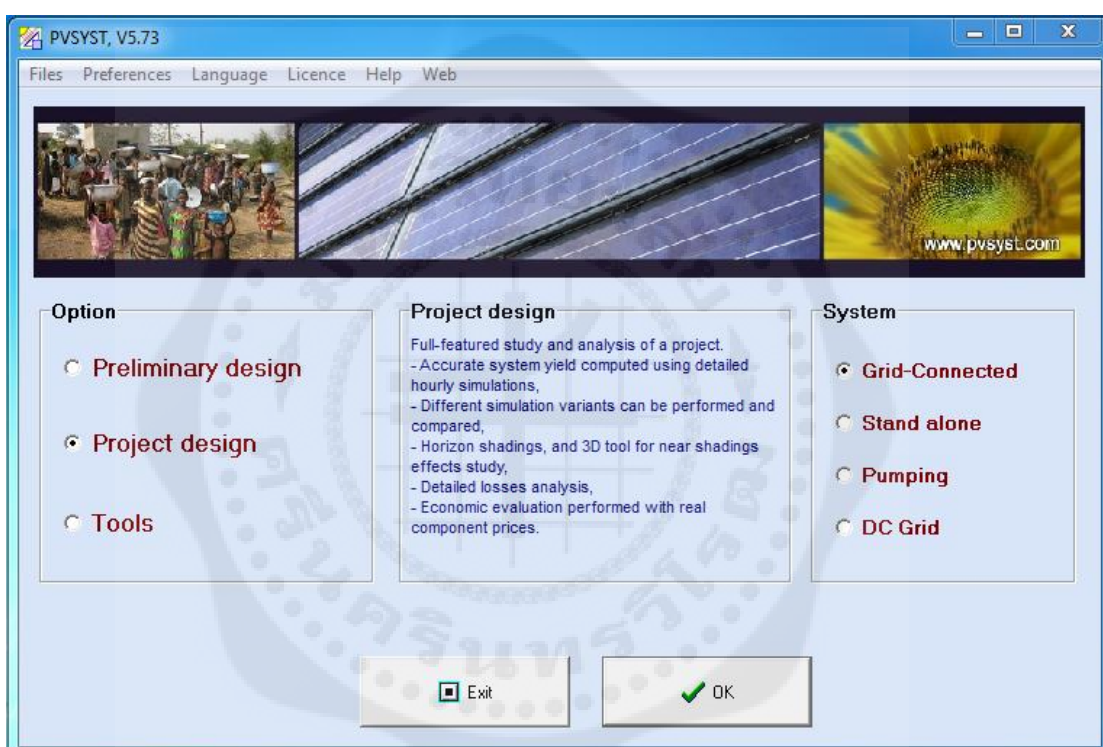
เมื่อทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่กำลังผลิตขนาด 1 kW เท่ากัน แผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดเดียวกันคือขนาด 100 W อินเวอร์เตอร์ตัวเดียวกัน พบว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิดจะใช้พื้นที่ในการติดตั้งระบบแตกต่างกัน โดยขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิดที่นำมาใช้ ซึ่งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด a-Si จะใช้พื้นที่มากที่สุดเท่ากับ 15.8 ตารางเมตร รองลงมาคือ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Si-poly ใช้พื้นที่ในการติดตั้ง 10.8 ตารางเมตร และแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้พื้นที่ติดตั้งน้อยที่สุดคือ Si-mono ซึ่งใช้พื้นที่ในการติดตั้งใกล้เคียงกันคือ 10.4 ตารางเมตร ดังตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 ข้อมูลศักยภาพของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่างๆ

| ชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ | สัญลักษณ์ | ขนาดติดตั้ง (kW) | Module Efficiency (%) | PV Modules Area (m ²) |
|--|-----------|---------------------|-----------------------------|---|
| แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphus Silicon | a-si | 1 | 6.35 | 15.8 |
| แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Mono Crystalline Silicon | Si-mono | 1 | 11.60 | 10.4 |
| แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly Crystalline Silicon | Si-poly | 1 | 11.20 | 10.8 |

4.3 ศึกษาความเหมาะสมทางด้านวิศวกรรมและเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้า

ในการศึกษาเพื่อเปรียบเทียบเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์นั้น จะใช้โปรแกรม PVsyst ในการ Simulation พลังงานไฟฟ้าที่ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิดผลิตได้ และค่าตัวแปรต่างๆ ที่บ่งชี้ถึงศักยภาพระบบเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละเทคโนโลยี โดยโปรแกรม PVsyst ที่ใช้เป็นเวอร์ชัน 5.73



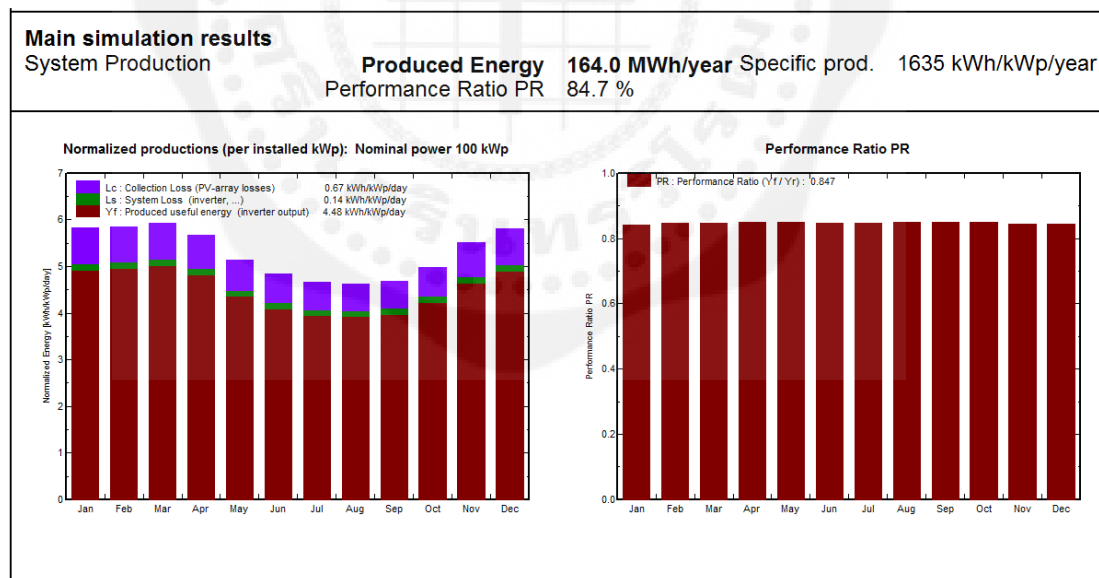
รูปที่ 4.5 โปรแกรม PVsyst Version 5.73

จากการ Simulation ศึกษาการผลิตไฟฟ้าของเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิด โดยใช้โปรแกรม PVsyst ได้กำหนดให้ระบบมีขนาดติดตั้งประมาณ 100 kW ต่อระบบ ซึ่งตัวแปรที่บ่งชี้ถึงศักยภาพของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ประกอบด้วยพลังงานไฟฟ้าที่ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้รายเดือนและรายปี (Final Yield, Yf) สมรรถนะของระบบ (Performance Ratio, PR) ประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (System Efficiency, η_{sys}) พื้นที่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Area) เป็นต้น ซึ่งเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิดก็จะมีจุดเด่นและจุดด้อยที่แตกต่างกัน



4.3.1 ผลการประเมินศักยภาพรายเดือนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous Silicon ผลการประเมินศักยภาพรายเดือนของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous Silicon (a-Si) โดยใช้โปรแกรม PVsyst 5.73 ผลที่ได้จากการ Simulation แสดงในรูปที่ 4.6 และตารางที่ 4.4

| Simulation parameters | | | |
|--|-------------------|----------------|------------------------------------|
| Collector Plane Orientation | Tilt | 15 deg | Azimuth 0 deg |
| Horizon | Free Horizon | | |
| Near Shadings | No Shadings | | |
| PV Array Characteristics | | | |
| PV module | a-Si:H single | Model | NH-100AT_4A |
| | | Manufacturer | NexPower |
| Number of PV modules | In series | 17 modules | In parallel 59 strings |
| Total number of PV modules | Nb. modules | 1003 | Unit Nom. Power 100 Wp |
| Array global power | Nominal (STC) | 100 kWp | At operating cond. 96.6 kWp (45oC) |
| Array operating characteristics (50oC) | U mpp | 595 V | I mpp 162 A |
| Total area | Module area | 1580 m2 | Cell area 1443 m2 |
| Inverter | | | |
| | | Model | PVS800-57-0100kW-A |
| | | Manufacturer | ABB |
| Characteristics | Operating Voltage | 450-825 V | Unit Nom. Power 100 kW AC |

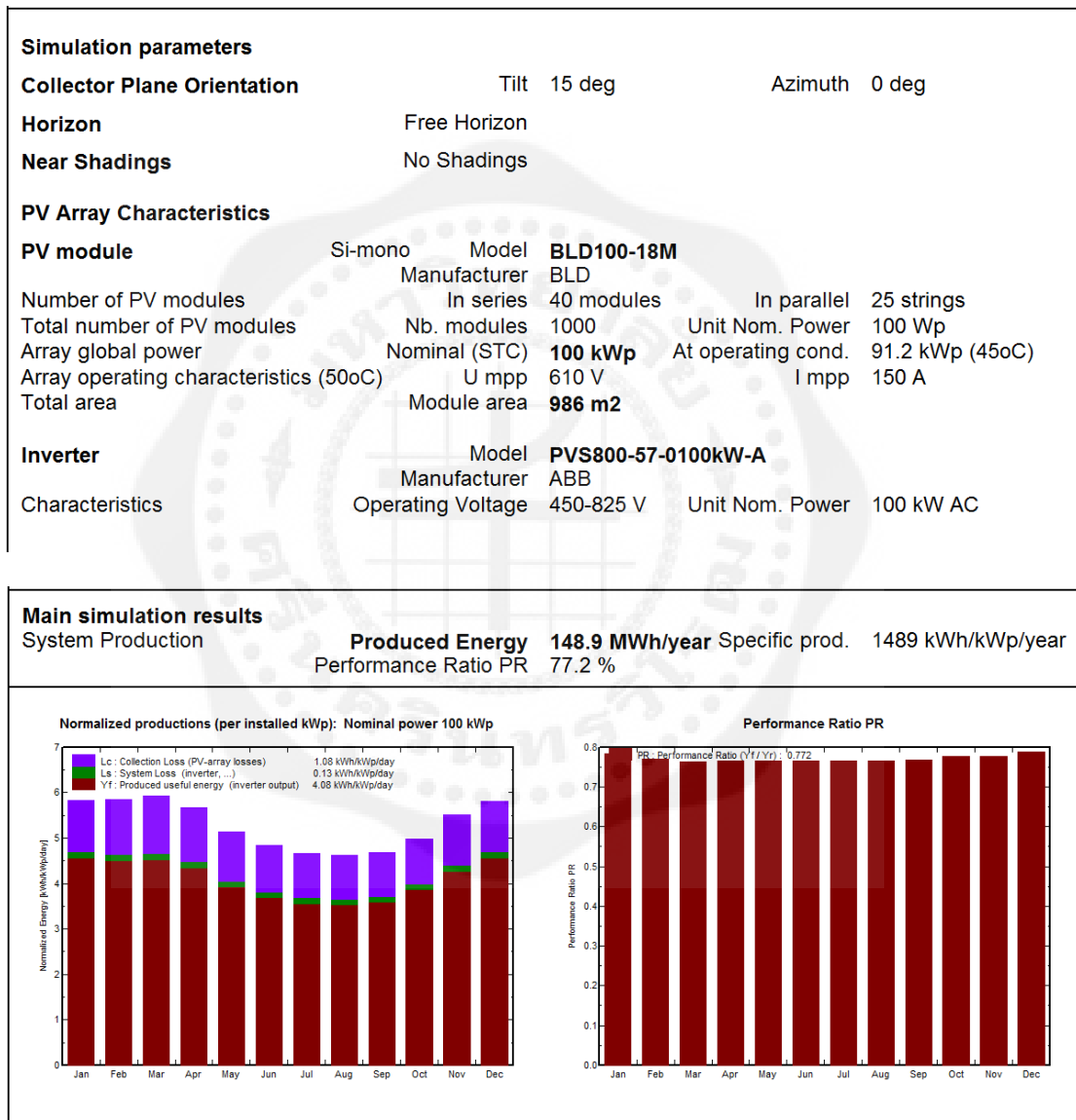


รูปที่ 4.6 ผลการประเมินศักยภาพของระบบผลิตด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous Silicon ขนาด 100 kW

ตารางที่ 4.4 ผลการประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous Silicon ขนาด 100 kW

| Month | GolbHor kWh/m ² | T Amb C | GlobInc kWh/m ² | GlobEff kWh/m ² | EArray MWh | E_Grid MWh | EffArrR % | EffSysR % |
|-----------|-------------------------------|------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|
| January | 157.4 | 24.90 | 180.9 | 175.6 | 15.74 | 15.28 | 5.51 | 5.35 |
| February | 148.6 | 28.90 | 164.0 | 159.6 | 14.32 | 13.91 | 5.53 | 5.37 |
| March | 177.4 | 29.20 | 183.5 | 178.4 | 16.06 | 15.60 | 5.54 | 5.38 |
| April | 173.5 | 30.10 | 170.3 | 165.1 | 14.94 | 14.51 | 5.55 | 5.39 |
| May | 169.5 | 29.50 | 159.2 | 153.6 | 13.97 | 13.56 | 5.55 | 5.39 |
| June | 156.6 | 29.10 | 144.9 | 139.7 | 12.72 | 12.33 | 5.55 | 5.39 |
| July | 154.2 | 28.50 | 144.4 | 139.4 | 12.67 | 12.28 | 5.55 | 5.38 |
| August | 148.5 | 28.20 | 143.3 | 138.4 | 12.61 | 12.22 | 5.57 | 5.40 |
| September | 140.0 | 27.70 | 140.4 | 136.0 | 12.35 | 11.97 | 5.57 | 5.40 |
| October | 145.2 | 27.60 | 154.4 | 149.7 | 13.58 | 13.17 | 5.57 | 5.40 |
| November | 144.7 | 26.40 | 165.1 | 160.4 | 14.40 | 13.97 | 5.52 | 5.36 |
| December | 151.2 | 24.40 | 179.9 | 174.7 | 15.66 | 15.21 | 5.51 | 5.35 |
| Year | 1864.1 | 27.86 | 1930.2 | 1870.6 | 169.01 | 164.02 | 5.54 | 5.38 |

4.3.2 ผลการประเมินศักยภาพรายเดือนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Mono Crystalline Silicon ผลการประเมินศักยภาพรายเดือนของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Mono Crystalline Silicon (Si-mono) โดยใช้โปรแกรม PVsyst 5.73 ผลที่ได้จากการ Simulation แสดงดังรูปที่ 4.7 และตารางที่ 4.5



รูปที่ 4.7 ผลการประเมินศักยภาพของระบบผลิตด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Mono Crystalline Silicon ขนาด 100 kW

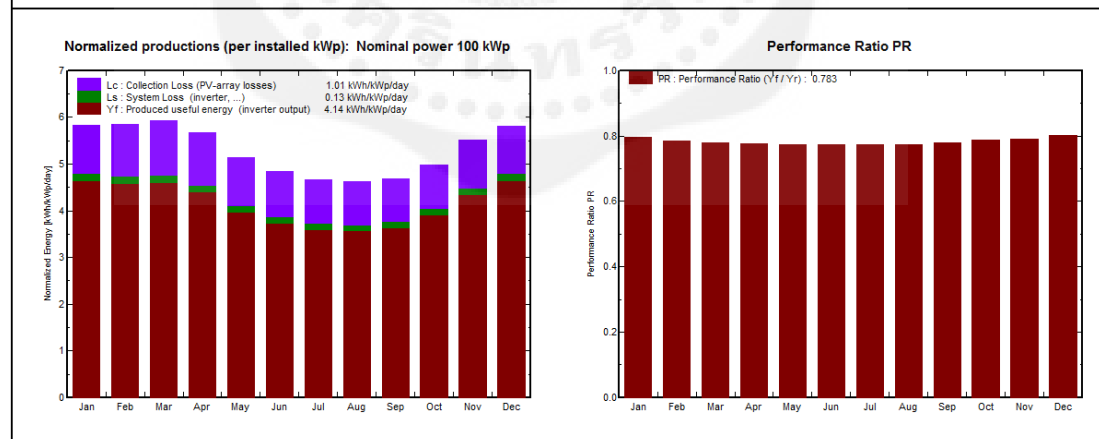
ตารางที่ 4.5 ผลการประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Mono Crystalline Silicon ขนาด 100 kW

| Month | GolbHor kWh/m ² | T Amb C | GlobInc kWh/m ² | GlobEff kWh/m ² | EArray MWh | E_Grid MWh | EffArrR % | EffSysR % |
|-----------|-------------------------------|------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|
| January | 154.7 | 24.90 | 180.9 | 175.6 | 14.61 | 14.17 | 8.19 | 7.94 |
| February | 148.6 | 28.90 | 164.0 | 159.6 | 13.02 | 12.46 | 8.05 | 7.82 |
| March | 177.4 | 29.20 | 183.5 | 178.4 | 14.44 | 14.02 | 7.98 | 7.75 |
| April | 173.5 | 30.10 | 170.3 | 165.1 | 13.43 | 13.03 | 8.00 | 7.76 |
| May | 169.5 | 29.50 | 159.2 | 153.6 | 12.57 | 12.19 | 8.01 | 7.77 |
| June | 156.6 | 29.10 | 144.9 | 139.7 | 11.46 | 11.09 | 8.02 | 7.76 |
| July | 154.2 | 28.50 | 144.4 | 139.4 | 11.42 | 11.05 | 8.02 | 7.75 |
| August | 148.5 | 28.20 | 143.3 | 138.4 | 11.33 | 10.96 | 8.02 | 7.76 |
| September | 140.0 | 27.70 | 140.4 | 136.0 | 11.14 | 10.78 | 8.05 | 7.79 |
| October | 145.2 | 27.60 | 154.4 | 149.7 | 12.38 | 11.99 | 8.13 | 7.88 |
| November | 144.7 | 26.40 | 165.1 | 160.4 | 13.23 | 12.82 | 8.12 | 7.87 |
| December | 151.2 | 24.40 | 179.9 | 174.7 | 14.61 | 14.17 | 8.24 | 7.99 |
| Year | 1864.1 | 27.86 | 1930.2 | 1870.6 | 153.63 | 148.92 | 8.07 | 7.89 |

4.3.3 ผลการประเมินศักยภาพรายเดือนของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly Crystalline Silicon ผลการประเมินศักยภาพรายเดือนของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly Crystalline Silicon (Si-poly) โดยใช้โปรแกรม PVsyst 5.73 แผงที่ใช้ขนาด ผลที่ได้จากการ Simulation แสดงดังรูปที่ 4.8 และตารางที่ 4.6

| Simulation parameters | | | |
|--|-------------------|---------------------------|------------------------------------|
| Collector Plane Orientation | Tilt | 15 deg | Azimuth 0 deg |
| Horizon | Free Horizon | | |
| Near Shadings | No Shadings | | |
| PV Array Characteristics | | | |
| PV module | Si-poly | Model | GW-100A |
| | Manufacturer | Greenway | |
| Number of PV modules | In series | 40 modules | In parallel 25 strings |
| Total number of PV modules | Nb. modules | 1000 | Unit Nom. Power 100 Wp |
| Array global power | Nominal (STC) | 100 kWp | At operating cond. 94.1 kWp (45oC) |
| Array operating characteristics (50oC) | U mpp | 649 V | I mpp 145 A |
| Total area | Module area | 941 m2 | |
| Inverter | Model | PVS800-57-0100kW-A | |
| | Manufacturer | ABB | |
| Characteristics | Operating Voltage | 450-825 V | Unit Nom. Power 100 kW AC |

| Main simulation results | | | |
|-------------------------|------------------------|-----------------------|----------------------------------|
| System Production | Produced Energy | 151.1 MWh/year | Specific prod. 1511 kWh/kWp/year |
| | Performance Ratio PR | 78.3 % | |

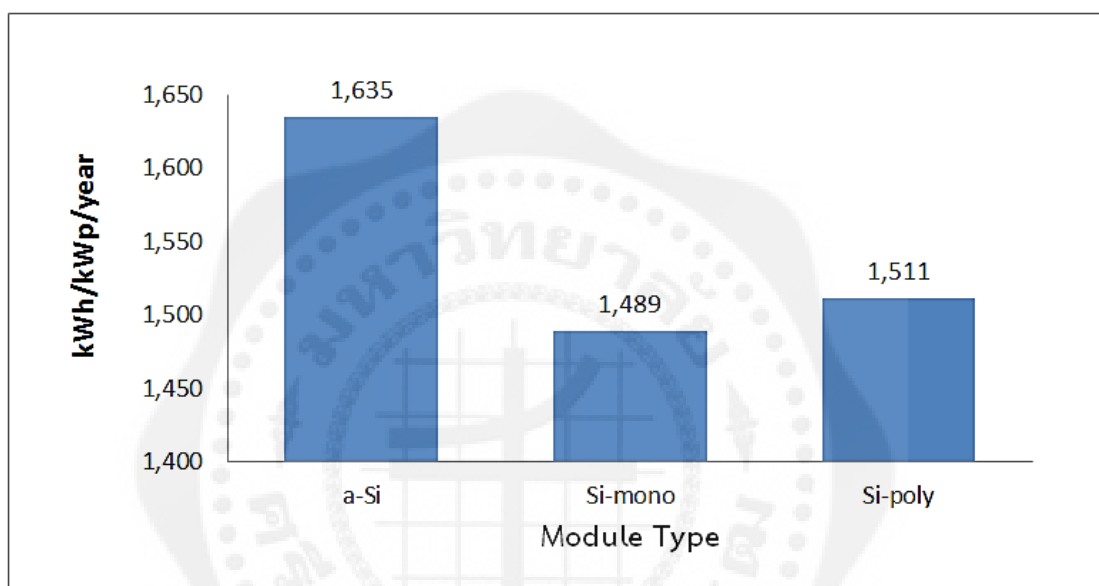


รูปที่ 4.8 ผลการประเมินศักยภาพของระบบผลิตด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly Crystalline Silicon ขนาด 100 kW

ตารางที่ 4.6 ผลการประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly Crystalline Silicon ขนาด 100 kW

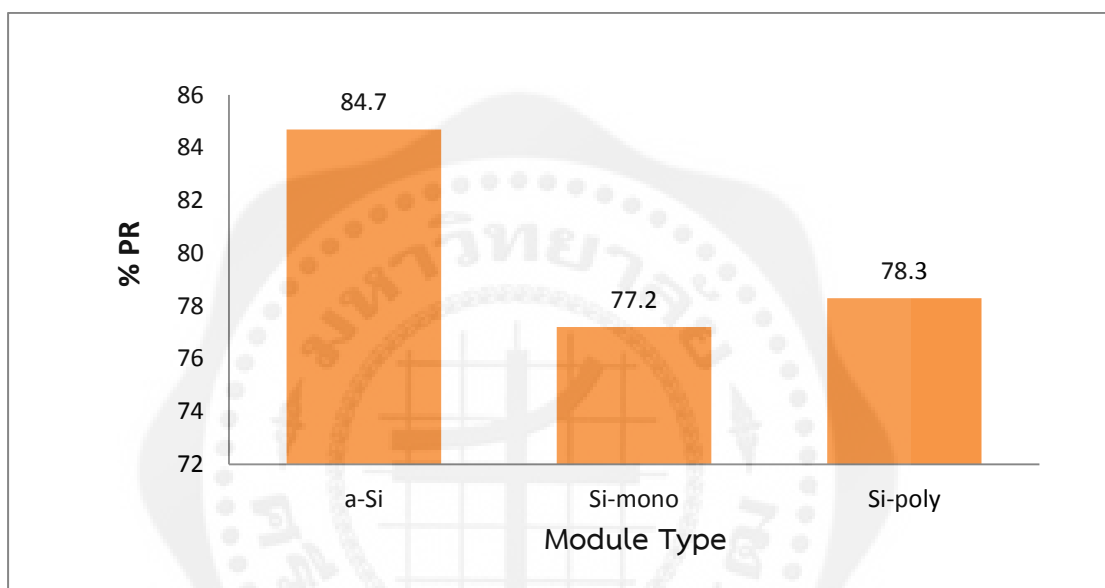
| Month | GolbHor kWh/m ² | T Amb C | GlobInc kWh/m ² | GlobEff kWh/m ² | EArray MWh | E_Grid MWh | EffArrR % | EffSysR % |
|-----------|-------------------------------|------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|
| January | 154.7 | 24.90 | 180.9 | 175.6 | 14.87 | 14.41 | 8.74 | 8.47 |
| February | 148.6 | 28.90 | 164.0 | 159.6 | 13.26 | 12.86 | 8.59 | 8.34 |
| March | 177.4 | 29.20 | 183.5 | 178.4 | 14.74 | 14.29 | 8.54 | 8.28 |
| April | 173.5 | 30.10 | 170.3 | 165.1 | 13.64 | 13.23 | 8.52 | 8.26 |
| May | 169.5 | 29.50 | 159.2 | 153.6 | 12.73 | 12.33 | 8.50 | 8.23 |
| June | 156.6 | 29.10 | 144.9 | 139.7 | 11.59 | 11.21 | 8.50 | 8.22 |
| July | 154.2 | 28.50 | 144.4 | 139.4 | 11.56 | 11.17 | 8.51 | 8.22 |
| August | 148.5 | 28.20 | 143.3 | 138.4 | 11.48 | 11.10 | 8.52 | 8.23 |
| September | 140.0 | 27.70 | 140.4 | 136.0 | 11.31 | 10.93 | 8.56 | 8.28 |
| October | 145.2 | 27.60 | 154.4 | 149.7 | 12.54 | 12.14 | 8.64 | 8.36 |
| November | 144.7 | 26.40 | 165.1 | 160.4 | 13.47 | 13.04 | 8.67 | 8.40 |
| December | 151.2 | 24.40 | 179.9 | 174.7 | 14.87 | 14.41 | 8.79 | 8.52 |
| Year | 1864.1 | 27.86 | 1930.2 | 1870.6 | 156.06 | 151.14 | 8.59 | 8.32 |

เมื่อทำการเปรียบเทียบพลังงานไฟฟ้าที่ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิดผลิตได้ พบว่า เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิดสามารถผลิตไฟฟ้าได้สูงต่อกำลังการติดตั้งที่มีขนาดเท่ากัน โดย เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด คือเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous Silicon รองลงมาคือ เซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly Crystalline Silicon, และเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Mono Crystalline Silicon แสดงดังรูปที่ 4.9



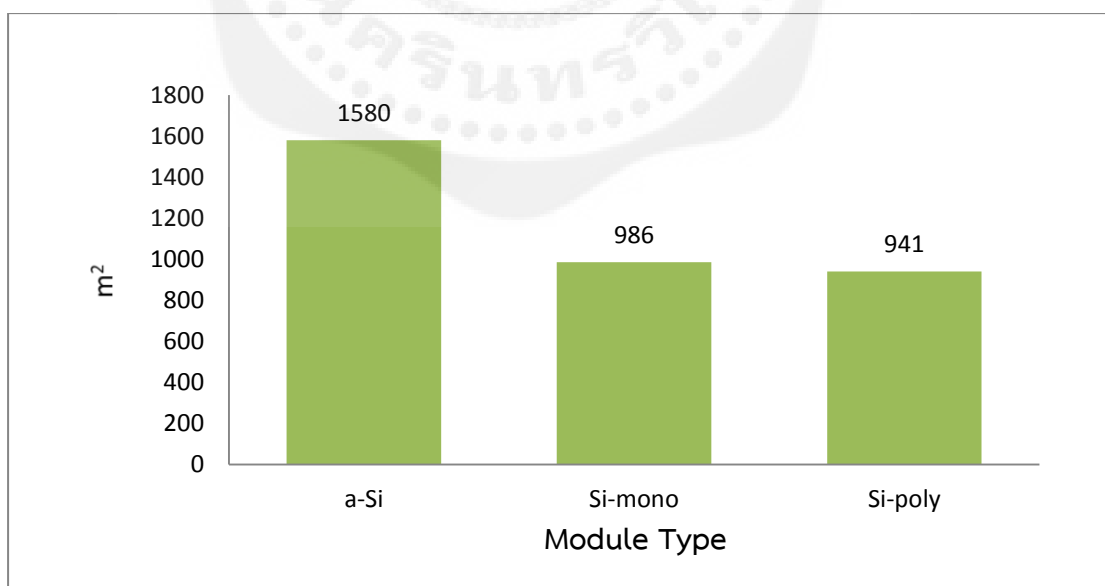
รูปที่ 4.9 จำนวนการผลิตไฟฟ้าของแผงแต่ละชนิด

นอกจากค่าพลังงานไฟฟ้าที่ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ ตัวแปรที่มีความสำคัญเช่นกันคือ สมรรถนะของระบบ (PR) และประสิทธิภาพของระบบ (η_{sys}) ซึ่งสมรรถนะของระบบจะบ่งบอกถึง ความสามารถในการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่ง สมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิดมีสมรรถนะแตกต่างกัน ดังแสดงในรูปที่ 4.10



รูปที่ 4.10 ค่าสมรรถนะของระบบ (PR) ของแผงชนิดต่างๆ

จากรูปที่ 4.10 พบว่าระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด a-Si มีสมรรถนะของระบบสูงกว่าเทคโนโลยีอื่นๆ เท่ากับ 84.7% ลำดับต่อมาคือระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Si-poly ซึ่งมีสมรรถนะของระบบ 78.3% ลำดับต่อมาคือระบบเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Si-mono เท่ากับ 77.2% ซึ่งนอกจากความสัมพันธ์ของประสิทธิภาพและสมรรถนะระบบเซลล์แสงอาทิตย์ พื้นที่ติดตั้งระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ยังเป็นตัวแปรอีกตัวหนึ่ง ซึ่งประสิทธิภาพของเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์จะแปรผกผันกับพื้นที่ติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ กล่าวคือ ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีประสิทธิภาพสูงจะใช้พื้นที่ในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์น้อย แต่ในกรณีกลับกันถ้าระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีประสิทธิภาพต่ำจะต้องใช้พื้นที่ในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์สูงเช่นกัน ซึ่งเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีประสิทธิภาพต่ำจะเป็นกลุ่มเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดที่มีขนาดของเซลล์บางมากๆ ซึ่งเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชนิดที่มีขนาดกำลังการติดตั้งประมาณ 100 kW เท่ากัน ที่ STC (Standard Test Conditions) ดังแสดงในรูปที่ 4.11 พบว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด a-Si จะใช้พื้นที่มากที่สุดเท่ากับ 1,580 ตารางเมตร รองลงมาคือแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Si-mono ใช้พื้นที่ในการติดตั้ง 986 ตารางเมตร และแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้พื้นที่ติดตั้งน้อยที่สุดคือ Si-poly ซึ่งใช้พื้นที่ในการติดตั้ง 941 ตารางเมตร ซึ่งต่างกับระบบขนาด 1 kW ที่แผงเซลล์ชนิด Si-mono จะใช้พื้นที่น้อยที่สุดอาจเป็นผลเนื่องมาจากการเปลี่ยนแปลงยี่ห้อของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และขนาดของแผงเซลล์จาก 100 kWp เป็น 200 kWp



รูปที่ 4.11 ขนาดพื้นที่ที่ใช้ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่างๆขนาด 100 kW

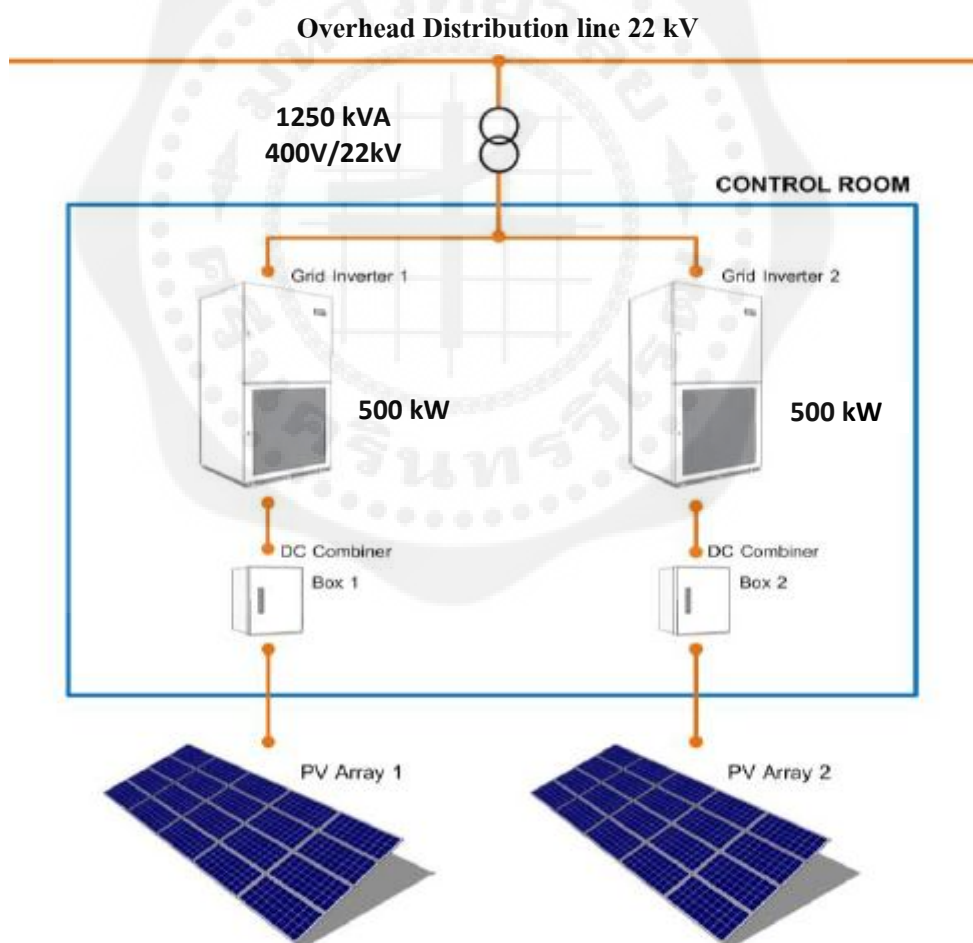
4.4 การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW บนพื้นที่ อ.ชัยบาดาล จ.ลพบุรี

เมื่อทำการวิเคราะห์ศักยภาพทางด้านแสงอาทิตย์ อุณหภูมิแวดล้อม เซลล์แสงอาทิตย์และเทคนิคทางวิศวกรรมแล้วก็จะมาทำการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์จะทำการออกแบบเป็นระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่าย (Grid Connect) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ระดับแรงดัน 22 kV เพื่อเป็นการผลิตไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าพื้นที่ซึ่งจะไม่มีเก็บไฟฟ้าในแบตเตอรี่ โดยการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่ายมีขั้นตอนในการดำเนินการดังนี้

- กำหนดขนาดระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ โดยขนาดที่ต้องการผลิตคือ 1 MW
- ออกแบบระบบไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์
- ประเมินระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้ออกแบบทั้งทางด้านเทคนิคและทางเศรษฐศาสตร์
- สรุปผลการออกแบบและสรุปผลการประเมินทางด้านเทคนิคและทางเศรษฐศาสตร์

4.4.1 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ (PV System) ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าบนพื้นที่ อ.ชัยบาดาล จ.ลพบุรี นั้นมีส่วนประกอบหลักของระบบประกอบไปด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า ชุดอุปกรณ์ควบคุม และอุปกรณ์ร่วมอื่นๆ การออกแบบระบบ โดยระบบจะมีขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 1 MW

4.4.2 หลักการทำงานของระบบ หลักการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าคือ เมื่อแสงอาทิตย์ตกกระทบบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Panel) จะทำให้เกิดการผลิตไฟฟ้าออกจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยไฟฟ้าที่ออกมาเป็นไฟฟ้ากระแสตรงแรงดันไฟฟ้าต่ำ ซึ่งไฟฟ้ากระแสตรงดังกล่าวจะถูกส่งผ่านเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) และจะเกิดการแปลงกระแสไฟฟ้าจากไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับซึ่งไฟฟ้ากระแสสลับดังกล่าวจะถูกส่งผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้าเป็นแรงดันไฟฟ้าสูงเพื่อให้สามารถส่งผ่านระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าภายในพื้นที่ อ.ชัยบาดาล จ.ลพบุรี ให้กับภาระทางไฟฟ้าต่อไป โดยหลักการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่ายขนาด 1 MW จะแสดงดังรูปที่ 4.12

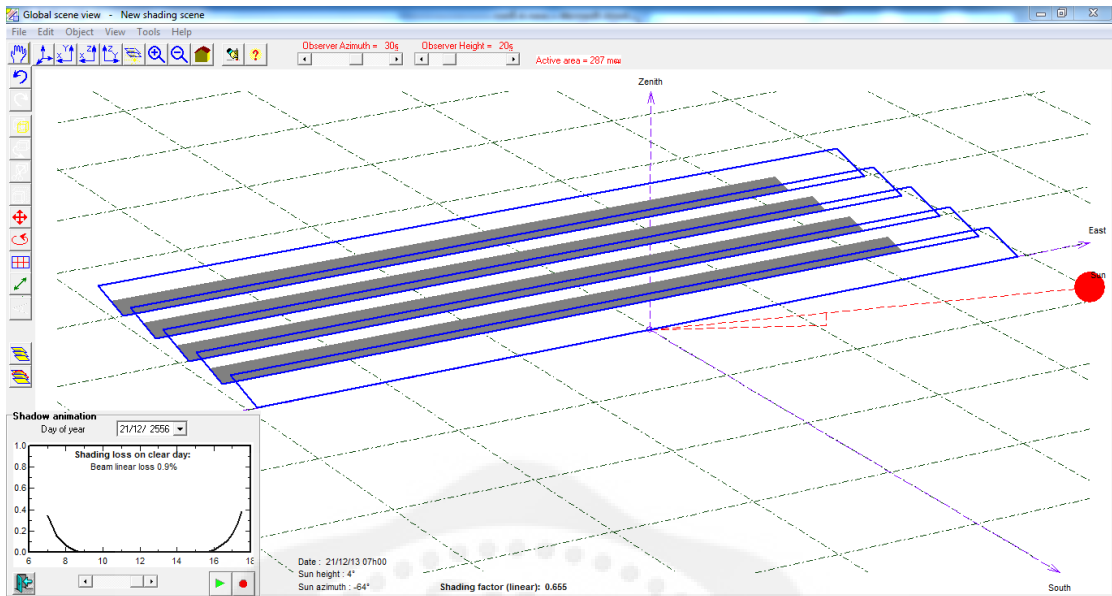


รูปที่ 4.12 หลักการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW

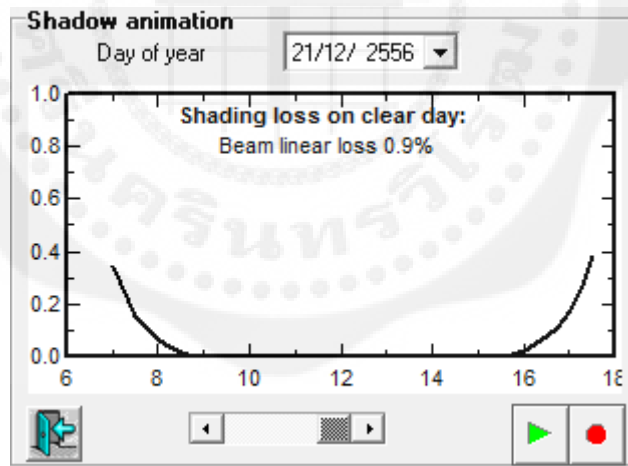
การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่ายขนาด 1 MW บนพื้นที่ อ.ชัยบาดาล จ.ลพบุรี ในที่นี้จะใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดชนิดผลึกผสม (Poly Crystalline Silicon) ขนาด 290 วัตต์ โดยทำการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทำมุมเอียงประมาณ 15 องศา หันหน้าไปทางทิศใต้ และการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องติดตั้งให้ห่างจากต้นไม้และอาคารต่างๆ ที่จะทำให้เกิดเงาบังแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้

4.4.3 โครงสร้างของระบบ โครงสร้างของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์นั้น ประกอบไปด้วยโครงสร้าง 2 ส่วนหลัก คือ ฐานรากคอนกรีตเสริมเหล็กซึ่งฐานรากแต่ละต้นจะต้องมีการตอกเสาเข็มเพื่อป้องกันการทรุดตัวที่จะเกิดขึ้นในอนาคต สำหรับส่วนของโครงสร้างรับแผงรับแสงของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจะใช้เป็นโครงสร้างเหล็กชุบกาวาไนท์อีกทั้งน๊อตที่ใช้ยึดโครงสร้างก็ต้องใช้น๊อตสแตนเลสเพื่อป้องกันการเกิดสนิม ซึ่งโครงสร้างของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องมีความแข็งแรงเพียงพอในการรับแรงต่างๆ ที่มากระทำกับระบบได้โดยไม่เกิดความเสียหาย ทั้งแรงที่เกิดจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์หรือแรงลมที่เกิดขึ้นในพื้นที่ที่จะติดตั้งระบบ

4.4.4 การกำหนดระยะห่างของ Table เมื่อได้ขนาดและรูปแบบของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แล้ว ต้องมีกำหนดระยะห่างระหว่างแผงเพื่อป้องกันการเกิดเงาบังแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งการที่มีเงาบังแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะมีผลทำให้การผลิตไฟฟ้าของระบบทำได้ไม่เต็มที่ และอาจเกิดความเสียหายเมื่อมีเงาบังเป็นระยะเวลานาน ซึ่งระยะห่างระหว่างแผงที่ใช้กันจะต้องมีความเหมาะสม ซึ่งเมื่อระยะห่างระหว่างแผงน้อยเกินไปจะทำให้เกิดเงาบังที่แผงหรือเป็นผลทำให้ทำงานลำบากมากขึ้นเมื่อก่อสร้างหรือดูแลรักษา อีกทั้งการกำหนดระยะห่างที่มากเกินไปก็จะทำให้ใช้พื้นที่ในการติดตั้งระบบเพิ่มมากขึ้น ซึ่งในการคำนวณเงาเพื่อหาระยะห่างระหว่างแผงที่มีความเหมาะสมนั้นจะใช้การจำลองการเกิดเงาโดยใช้โปรแกรม PVsyst โดยจะกำหนดให้ระยะห่างระหว่าง Table เท่ากับ 2.5 เมตร พบว่าจะเกิดเงาบังระหว่างแผงช่วงเวลา 7.00 น. - 8.00 น. และช่วง 16.00 น. - 17.00 น. ซึ่งถือว่าเหมาะสม ซึ่งระบบสามารถผลิตกระแสได้อย่างเต็มที่ เป็นเวลาอย่างน้อย 8 ชั่วโมงต่อวัน แสดงดังรูปที่ 4.13 และรูปที่ 4.14



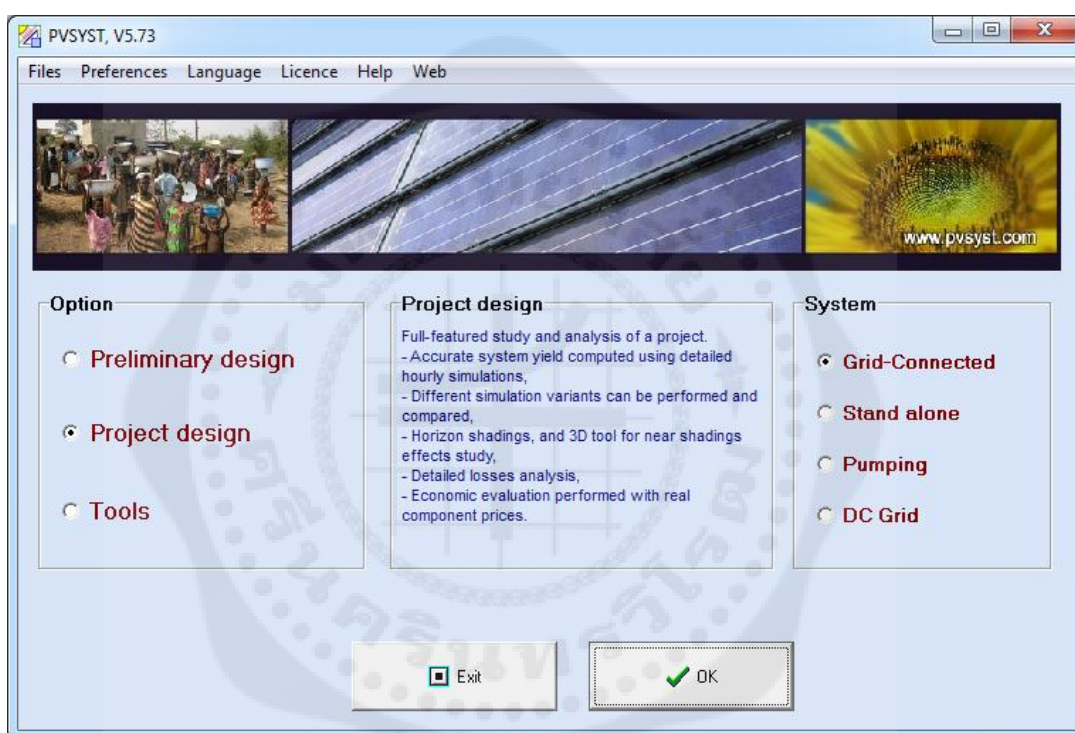
รูปที่ 4.13 การจำลองการเกิดเงาด้วย PVsyst



รูปที่ 4.14 ผลจากการจำลองการเกิดเงาด้วย PVsyst

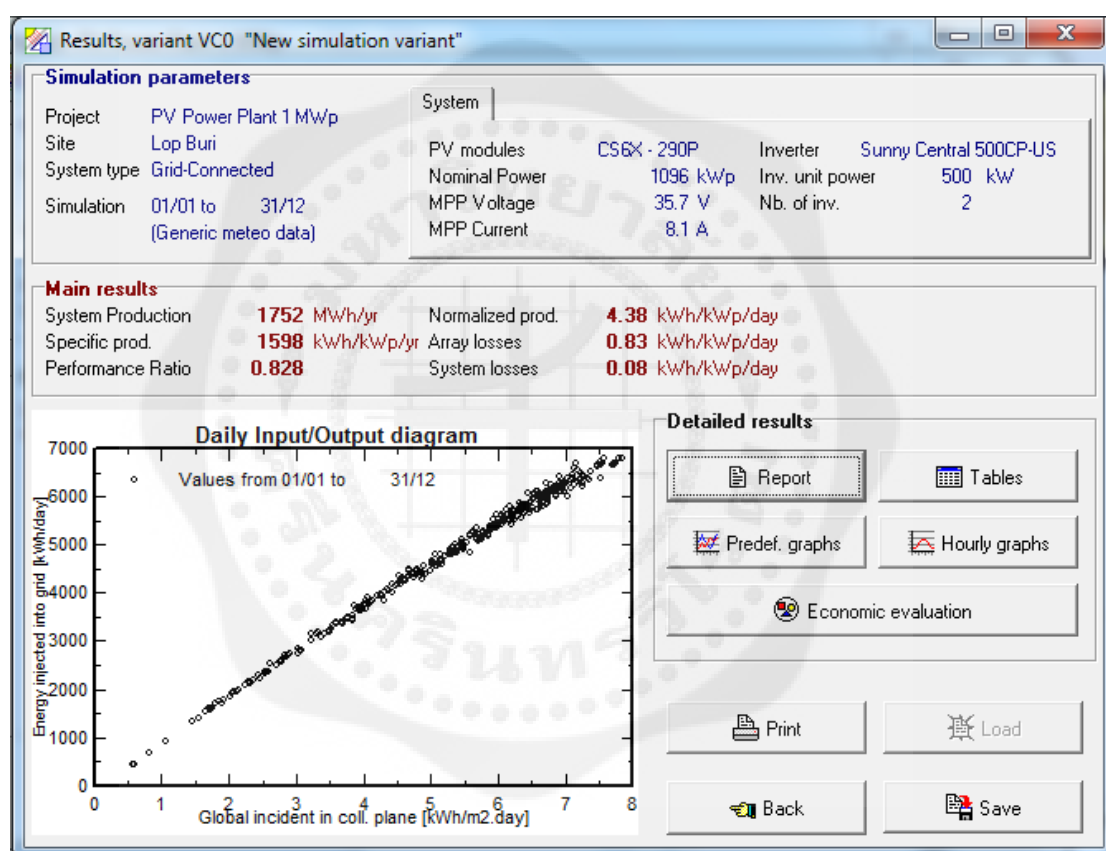
4.5 การประเมินสมรรถนะทางด้านเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์

เมื่อทำการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์แล้วเสร็จ ลำดับต่อไปเป็นการประเมินสมรรถนะทางด้านเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ที่ออกแบบ โดยใช้โปรแกรม PVsyst ในการ Simulation พลังงานไฟฟ้าที่ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้และค่าตัวแปรต่างๆ ที่บ่งชี้ถึงศักยภาพระบบโดยโปรแกรม PVsyst ที่ใช้เป็นเวอร์ชัน 5.73 ดังแสดงในรูปที่ 4.15



รูปที่ 4.15 โปรแกรม PVsyst 5.73

การประเมินศักยภาพทางด้านเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์โดยใช้โปรแกรม PVsyst 5.73 ต้องมีการป้อนข้อมูลให้กับโปรแกรมซึ่งจะประกอบด้วย ข้อมูลค่ารังสีอาทิตย์ ข้อมูลอุณหภูมิแวดล้อม ข้อมูลคุณสมบัติทางไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ ซึ่งผลจาก Simulation จะมีความแม่นยำมากน้อยเพียงใดนั้นก็ขึ้นอยู่กับข้อมูลพื้นฐานที่ป้อนเข้าไปในโปรแกรมได้แก่ค่ารังสีแสงอาทิตย์ อุณหภูมิแวดล้อม ขนาดติดตั้งของระบบ ชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และอินเวอร์เตอร์ ผลที่ได้จากการ Simulation แสดงดังรูปที่ 4.16

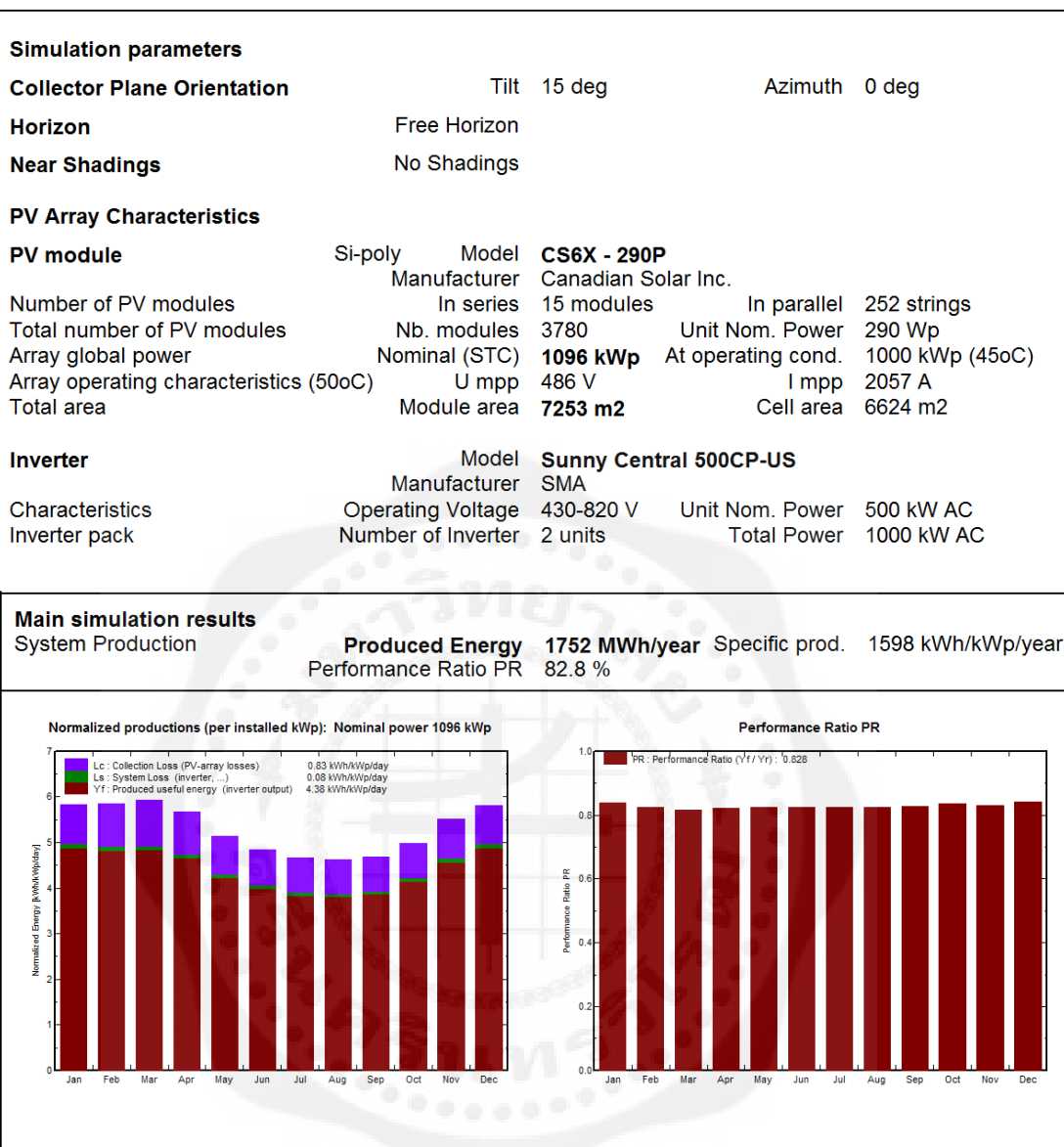


รูปที่ 4.16 ผลการ Simulation โดยใช้โปรแกรม PVsyst 5.73

4.6 ผลการประเมินทางด้านเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ผลจากการประเมินระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW โดยจะติดตั้ง ซึ่งประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly Crystalline Silicon ขนาด 290 Wp 30 V ยี่ห้อ Canadian Solar Inc. รุ่น CS6X – 290P จำนวน 3,780 แผง โดยต่ออนุกรมกัน 15 แผงจำนวน 252 string เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่าย ขนาด 500 kW ยี่ห้อ SMA รุ่น Sunny Central 500CP-US , 430 – 820 V , 50/60Hz จำนวน 2 ตัว สามารถผลิตไฟฟ้าได้เท่ากับ 1,598 kWh/kWp/year และระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้เท่ากับ 1,752 MWh/year โดยมีค่าสมรรถนะของระบบเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 82.8% ใช้ขนาดพื้นที่การติดตั้งเท่ากับ 7,253 ตารางเมตร ซึ่งรายละเอียดของการ Simulation แสดงดังรูปที่ 4.17



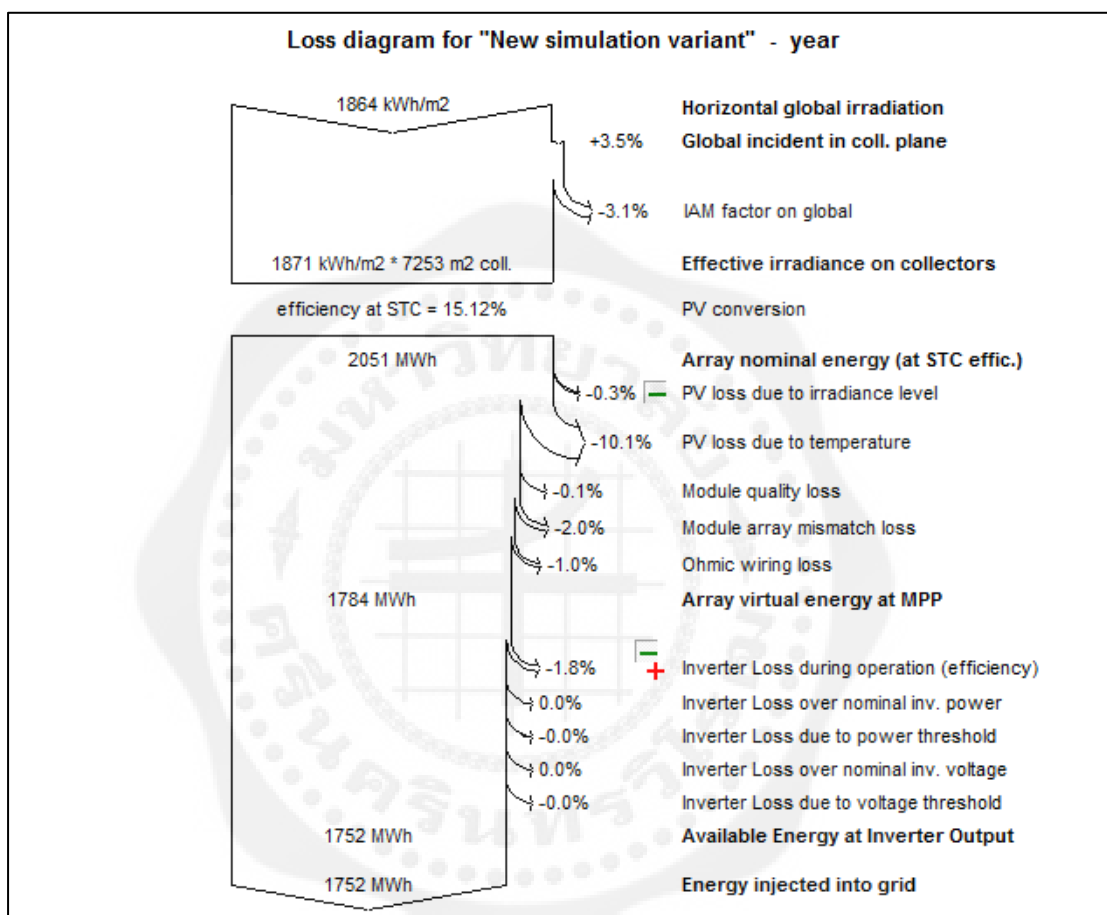


รูปที่ 4.17 สมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW

ตารางที่ 4.7 สมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW

| Month | GolbHor kWh/m ² | T Amb C | GlobInc kWh/m ² | GlobEff kWh/m ² | EArray MWh | E_Grid MWh | EffArrR % | EffSysR % |
|-----------|-------------------------------|------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|--------------|--------------|
| January | 154.7 | 24.90 | 180.9 | 175.6 | 169.0 | 166.1 | 12.88 | 12.66 |
| February | 148.6 | 28.90 | 164.0 | 159.6 | 150.8 | 148.2 | 12.68 | 12.47 |
| March | 177.4 | 29.20 | 183.5 | 178.4 | 167.2 | 164.3 | 12.57 | 12.35 |
| April | 173.5 | 30.10 | 170.3 | 165.1 | 156.0 | 153.2 | 12.63 | 12.41 |
| May | 169.5 | 29.50 | 159.2 | 153.6 | 146.4 | 143.9 | 12.68 | 12.46 |
| June | 156.6 | 29.10 | 144.9 | 139.7 | 133.5 | 131.1 | 12.70 | 12.47 |
| July | 154.2 | 28.50 | 144.4 | 139.4 | 133.1 | 130.5 | 12.70 | 12.46 |
| August | 148.5 | 28.20 | 143.3 | 138.4 | 131.9 | 129.4 | 12.69 | 12.45 |
| September | 140.0 | 27.70 | 140.4 | 136.0 | 129.5 | 127.1 | 12.72 | 12.48 |
| October | 145.2 | 27.60 | 154.4 | 149.7 | 143.9 | 141.3 | 12.85 | 12.61 |
| November | 144.7 | 26.40 | 165.1 | 160.4 | 153.2 | 150.4 | 12.79 | 12.55 |
| December | 151.2 | 24.40 | 179.9 | 174.7 | 169.0 | 166.1 | 12.95 | 12.73 |
| Year | 1864.1 | 27.86 | 1930.2 | 1870.6 | 1783.4 | 1751.5 | 12.74 | 12.51 |

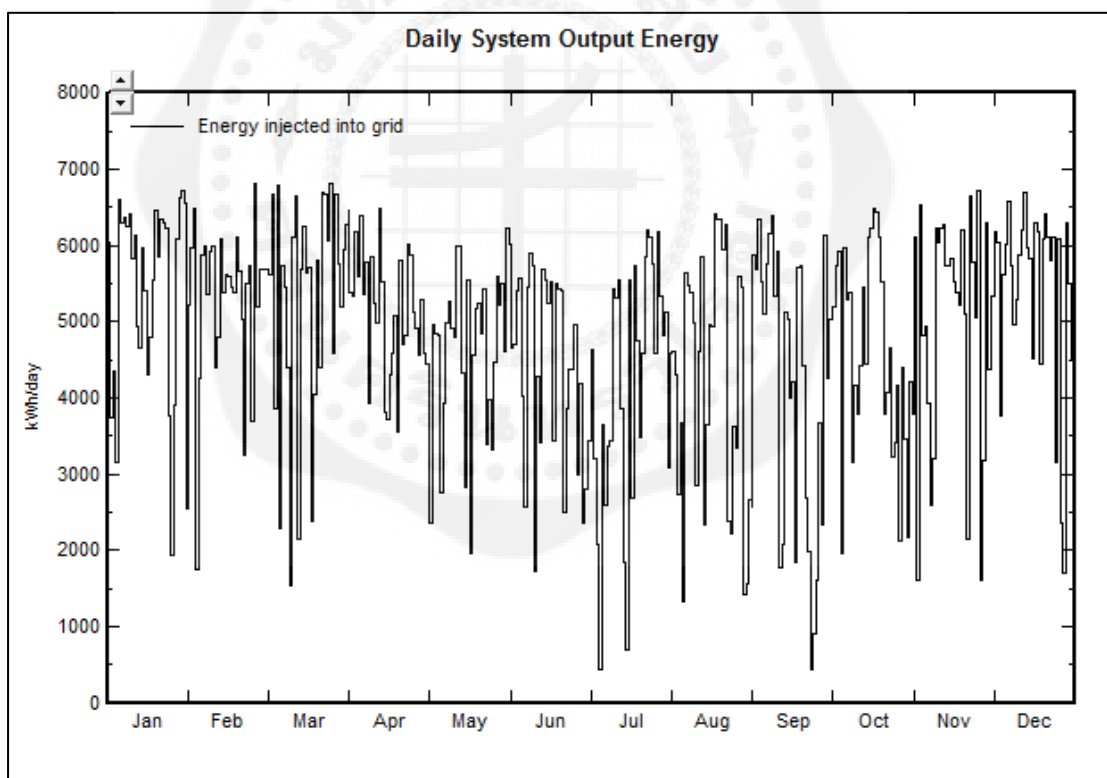
เนื่องจากการส่งพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดไปยังระบบนั้น ต้องผ่านสายตัวนำและอุปกรณ์กำลังไฟฟ้า ทำให้เกิดพลังงานสูญเสียต่าง ๆ ขึ้น และการถ่ายส่งพลังงานนั้นเป็นไปอย่างไม่เต็มประสิทธิภาพ โดยพลังงานสูญเสียที่เกิดขึ้นในรูปแบบต่าง ๆ นั้นแสดงดังรูปที่ 4.18



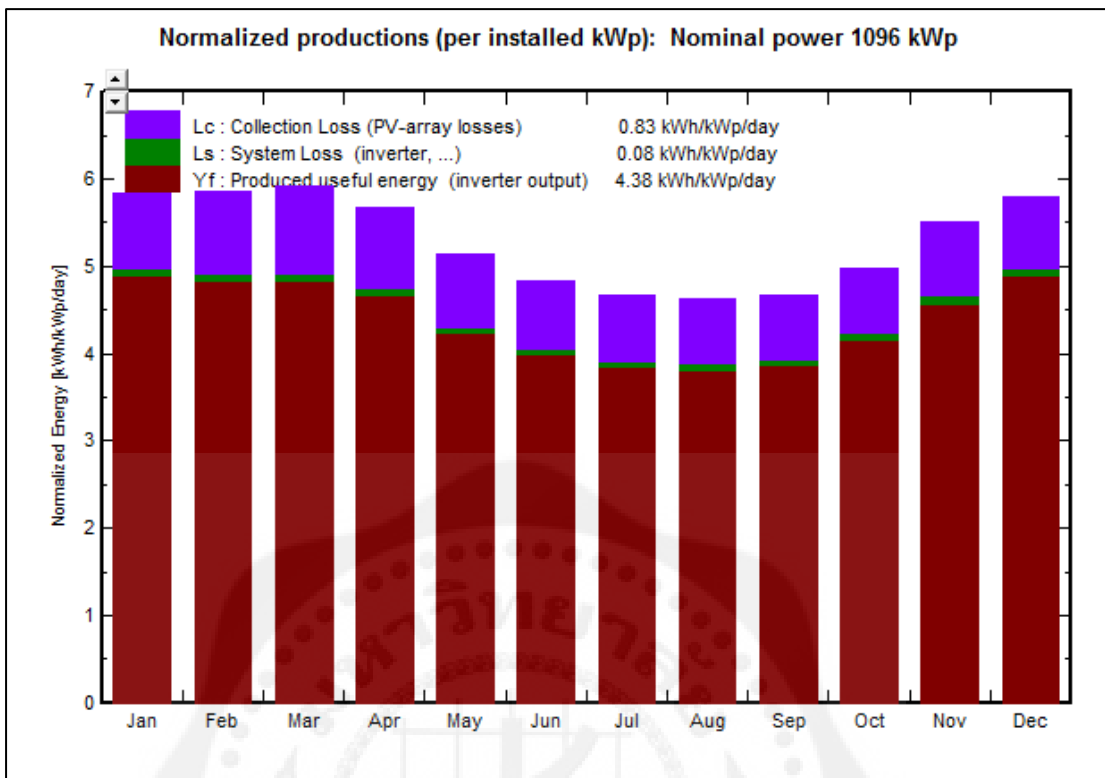
รูปที่ 4.18 การสูญเสียพลังงานในรูปแบบต่างๆ ของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW

4.7 สรุปผลการประเมินทางด้านเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์

จากผลการประเมินทางด้านเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อเข้าระบบจำหน่าย ที่จะทำการติดตั้งบนพื้นที่ อ.ชัยบาดาล จ.ลพบุรี โดยใช้โปรแกรม PVsyst ในการวิเคราะห์ ซึ่งตัวแปรที่บ่งชี้ถึงศักยภาพของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ นั้น ประกอบด้วย พลังงานไฟฟ้าที่ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้รายเดือนและรายปี (Final yield, Yf) สมรรถนะของระบบ (Performance Ratio, PR) ประสิทธิภาพของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (System efficiency, η_{sys}) พื้นที่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ (PV area) เป็นต้น ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ติดตั้งบนพื้นที่ อ.ชัยบาดาล จ.ลพบุรี สามารถผลิตไฟฟ้าได้เท่ากับ 1,598 kWh/kWp/year โดยที่ค่าสมรรถนะของระบบ เซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 82.8% ซึ่งกำลังไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ตลอดทั้งปีแสดงดังรูปที่ 4.19

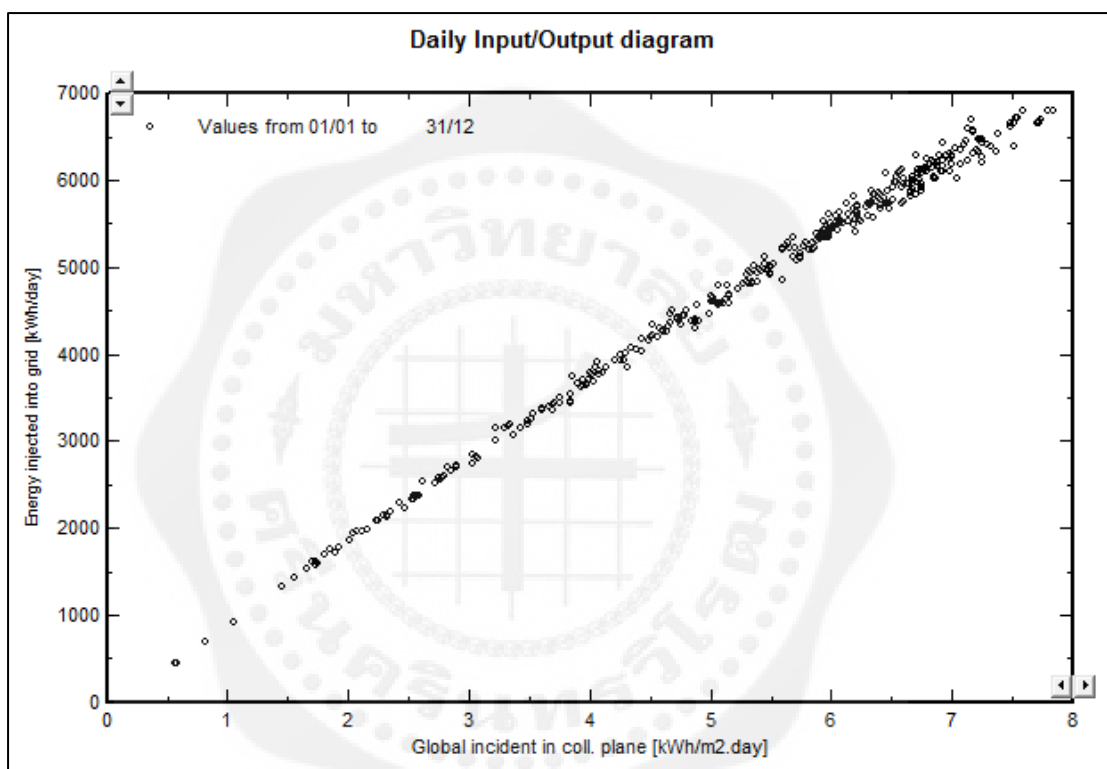


รูปที่ 4.19 กำลังไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ตลอดทั้งปี



รูปที่ 4.20 กำลังไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้

จากรูปที่ 4.19 และรูปที่ 4.20 พบว่าในช่วงเดือน พฤษภาคม - สิงหาคม ไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์จะมีค่าน้อยเนื่องจากเป็นฤดูฝน ทำให้มีเมฆมากส่งผลให้ค่า รังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบยังพื้นที่เป้าหมายมีค่าน้อย ส่วนในช่วงเวลาอื่นที่มีการผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้น นั้นเป็นเพราะมีค่ารังสีอาทิตย์ที่สูงเนื่องจากท้องฟ้าแจ่มใส ซึ่งไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์ แสงอาทิตย์ผลิตได้จะแปรผันตรงกับค่ารังสีอาทิตย์ดังแสดงในรูปที่ 4.21



รูปที่ 4.21 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้ากับความเข้มรังสีอาทิตย์

จากผลการประเมินทางด้านเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW ที่ติดตั้งบนพื้นที่ อ.ชัยบาดาล จ.ลพบุรี โดยใช้โปรแกรม PVsyst ในการวิเคราะห์การทำงานของระบบพบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้เท่ากับ 1,752 MWh/year ใช้พื้นที่ในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ประมาณ 7,253 ตารางเมตร ซึ่งในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นนอกจากพื้นที่ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แล้ว จะต้องการเนื้อพื้นที่สำหรับการก่อสร้างอาคารควบคุม ติดตั้งระบบและใช้ในการขนส่งวัสดุ อุปกรณ์ต่างๆ ดังนั้นพื้นที่ที่ใช้ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์จริงจะต้องใช้ขนาดพื้นที่เพิ่มขึ้น

จากข้อมูลดังกล่าวพบว่าพื้นที่ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW จะใช้พื้นที่ในการติดตั้งโดยรวมเท่ากับ 11,605 ตารางเมตร (ประมาณ 7.3 ไร่) ซึ่งจากข้อมูลดังกล่าวพบว่าพื้นที่ที่เป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้นคิดเป็น 60% ของพื้นที่ทั้งหมด สำหรับพื้นที่ถนนนั้นคิดเป็น 5% ของพื้นที่ทั้งหมดและพื้นที่ส่วนที่เหลือจะเป็นส่วนของพื้นที่เซอร์วิสระบบและพื้นที่ที่ใช้ในการก่อสร้างอาคารควบคุม ซึ่งคิดเป็น 35% ของพื้นที่ทั้งหมด โดยสามารถสรุปสัดส่วนพื้นที่ที่ใช้ในการติดตั้งระบบได้ดังตารางที่ 4.8

ตารางที่ 4.8 พื้นที่ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW

| ระบบผลิตไฟฟ้า ด้วยเซลล์ แสงอาทิตย์ (kW) | PV module area (m ²) | Service area (m ²) | Road area (m ²) | Total area (m ²) |
|--|--|--------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|
| 1,000 | 7,253 | 3,372 | 580 | 11,605 |

4.8 การออกแบบโดยใช้หลักทางวิศวกรรม

จากตารางที่ 4.8 เป็นการออกแบบโดยคำนวณพื้นที่แบบคร่าวๆ ซึ่งตามหลักความเป็นจริงขนาดถนน ขนาดอาคาร ขึ้นอยู่กับการออกแบบโดยคำนึงถึงต้นทุนและขนาดพื้นที่ โดยได้ทำการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW โดยใช้หลักทางวิศวกรรมในการออกแบบ

4.8.1 การออกแบบระบบทางด้านไฟฟ้า

- การออกแบบระบบทางไฟฟ้าจากผลที่ได้จากการ Simulation จะใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly Crystalline Silicon ยี่ห้อ Canadian Solar Inc. รุ่น CS6X – 290P จำนวน 3,780 แผง โดยจะแบ่งแผงเป็น Table ได้เท่ากับ 126 Table โดย 1 Table จะประกอบด้วยจำนวน String เท่ากับ 4 String และ 1 String จะมีแผงทั้งหมด 60 แผง

- อินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในการออกแบบจะใช้เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าแบบต่อเข้ากับระบบจำหน่าย ยี่ห้อ Sunny Central 500CP-US , 430 – 820 V , 50/60Hz ขนาด 500kW จำนวน 2 ตัว

- หม้อแปลงไฟฟ้าจะใช้หม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย โดยใช้หม้อแปลงขนาดพิกัด 1,250 kVA ยี่ห้อ QTC 22kV / 400 V

- ขนาดสายส่ง 10 กิโลเมตร

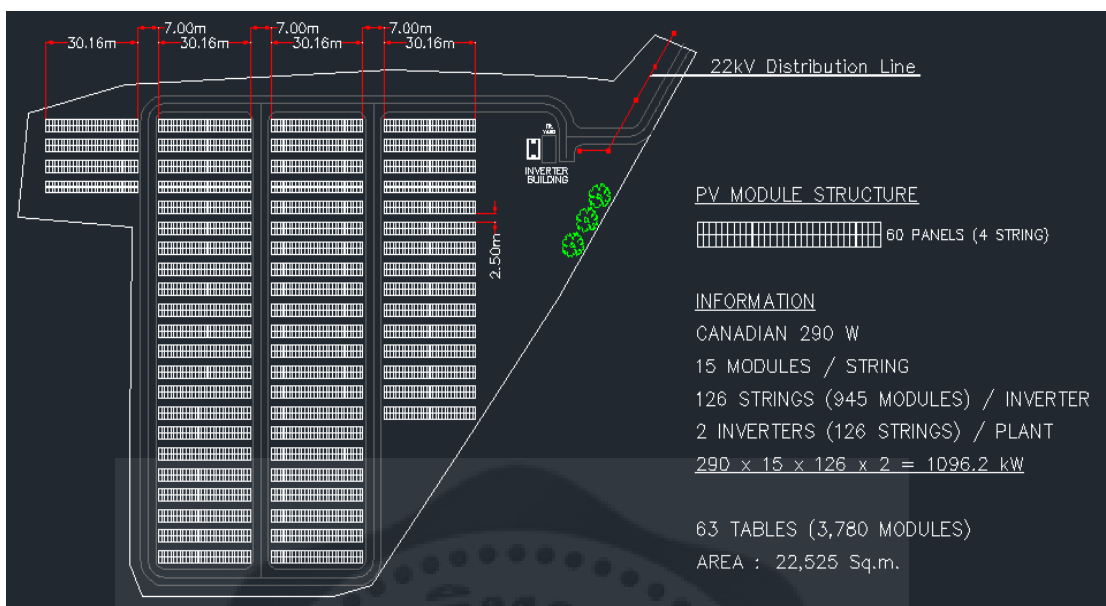
4.8.2 การออกแบบระบบทางการก่อสร้าง

- พื้นที่ที่ใช้ในการออกแบบ โดยคำนวณจากโปรแกรม PVsyst และ AutoCAD จะใช้พื้นที่ทั้งหมดเท่ากับ 22,525 ตารางเมตร หรือประมาณ 14.1 ไร่ ซึ่งจากตารางที่ 4.8 เป็นการออกแบบโดยคิดค่าพื้นที่เป็นเปอร์เซ็นต์ ทำให้ขนาดพื้นที่เวลาทำการก่อสร้างจริงอาจไม่เพียงพอ โดยขนาดพื้นที่ที่ใช้ในการก่อสร้าง ขึ้นอยู่กับการออกแบบตามความเหมาะสมของผู้ประกอบการ

- ตัวอาคารเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าจะออกแบบให้มีขนาดความกว้างขนาด 3 เมตร ความยาวขนาด 5 เมตร เพื่อให้เหมาะกับจำนวนเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าขนาด 500kW จำนวน 2 ตัว

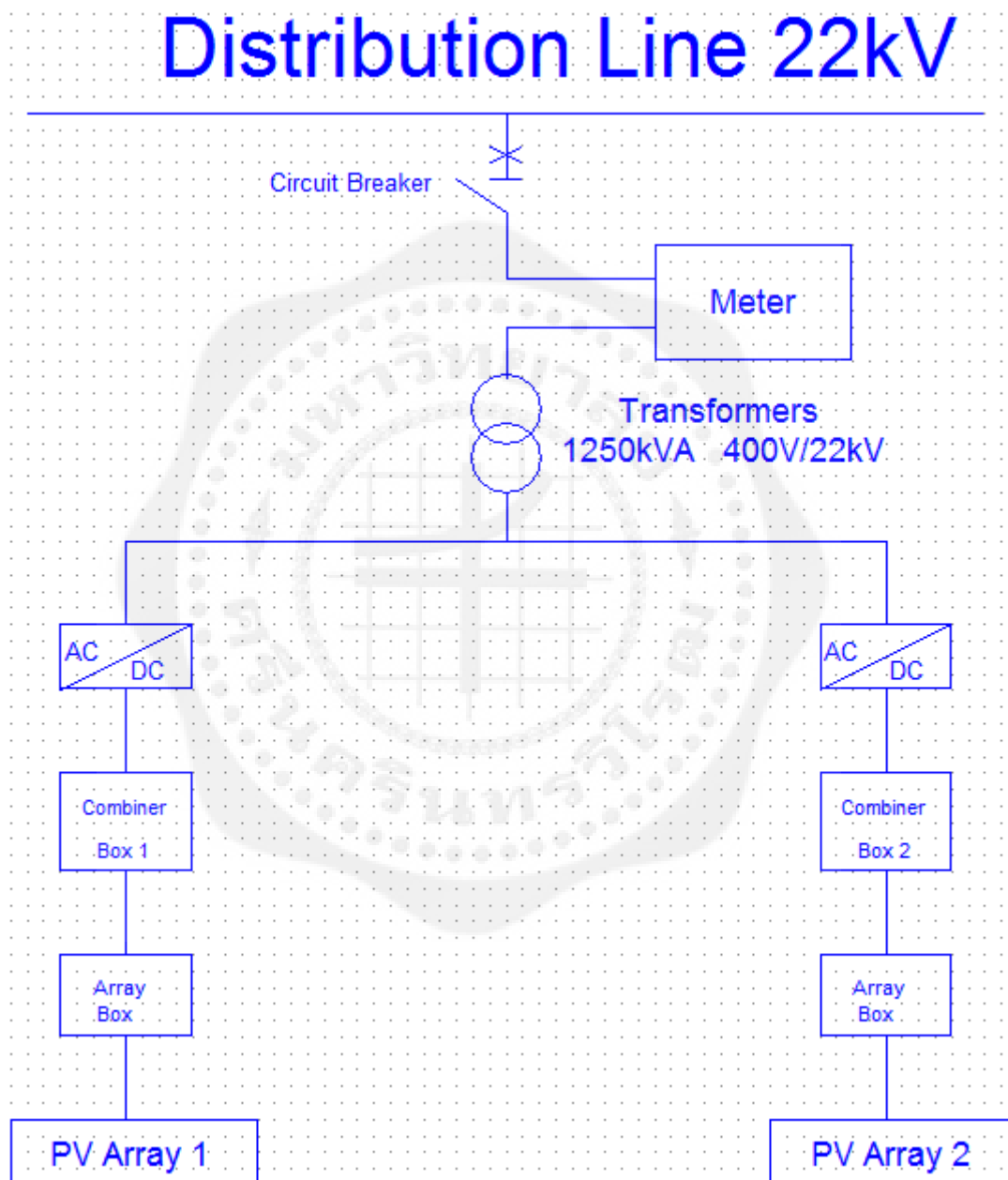
- ขนาดถนนจะใช้ถนนขนาดความกว้าง 7 เมตร

จากข้อมูลการออกแบบทางด้านไฟฟ้าและการก่อสร้าง แสดงได้ดังรูปที่ 4.22



รูปที่ 4.22 การออกแบบพื้นที่ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW ด้วยโปรแกรม AutoCAD

4.8.3 Single line Diagram ของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW ที่ได้จากการออกแบบตามหลักทางวิศวกรรม



รูปที่ 4.23 Single Line Diagram ของโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW

4.9 การประเมินโครงการก่อสร้างโดยใช้หลักเศรษฐศาสตร์วิศวกรรม

เป็นการวิเคราะห์โดยใช้เครื่องมือทั้งทางบริหารและทางเศรษฐศาสตร์ (เอกลักษณ์ ทรัพย์มุล. 2552) จะต้องมีการตั้งสมมติฐานของการวิเคราะห์ เช่น การประมาณการณ์ยอดขาย และต้นทุนการผลิตตลอดอายุโครงการ โรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งมีตัวแปรทางด้านเศรษฐศาสตร์ที่ใช้ในการประเมินประกอบด้วย ดังนี้

- การวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) ของโครงการ
- การวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนต่อค่าใช้จ่าย (Benefit-Cost Ratio: B/C Ratio)
- การวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนของโครงการ (Internal Rate of Return: IRR)
- ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)
- ต้นทุนตลอดโครงการ (Cost)

การประเมินทางด้านเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ จะประเมินภายใต้เงื่อนไขและสมมติฐานที่ใช้ในการประเมินทางด้านเศรษฐศาสตร์ดังนี้

- ต้นทุนการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW เท่ากับ 79,220,000 บาท
- พลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly Crystalline Silicon สามารถผลิตไฟฟ้าได้เท่ากับ 1,752 MWh/year
- อัตราค่าใช้จ่ายระหว่างจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า 1,200,000 ต่อปี
- อัตราการลดประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ 0.8% ต่อปี
- อัตราคิดลดร้อยละ 8 ต่อปี ซึ่งเป็นอัตราคิดลดที่อยู่ในช่วงประเทศกำลังพัฒนา
- กำหนดอายุของโครงการคือ 10 ปี

4.9.1 ราคาประเมินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW ราคาประเมินโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งแบ่งเป็น แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar cell) เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) โครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ สายไฟ หม้อแปลงไฟฟ้า และอุปกรณ์อื่นๆ ที่ดิน จ.ลพบุรี (ราคาประมาณ) อาคารควบคุม งานสำรวจ งานก่อสร้าง ค่าแรง ซึ่งรายละเอียดแสดงดังตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.9 ต้นทุนการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW

| รายการ | อุปกรณ์ | จำนวน (หน่วย) | ราคาต่อหน่วย (บาท) | ราคา (บาท) |
|---------------|-------------------------------------|------------------|-----------------------|---------------|
| 1 | แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar cell) | 3,780 | 9,000 | 34,020,000 |
| 2 | เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) | 2 | 3,000,000 | 6,000,000 |
| 3 | โครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ | เหมา | 20,000,000 | 20,000,000 |
| 4 | สายไฟ หม้อแปลงไฟฟ้า และอุปกรณ์อื่นๆ | เหมา | 1,500,000 | 1,500,000 |
| 5 | ที่ดิน จ.ลพบุรี (ราคาประมาณ) | 14 (ไร่) | 300,000 | 4,200,000 |
| 6 | อาคารควบคุม | 1 | 1,000,000 | 1,000,000 |
| 7 | งานสำรวจ งานก่อสร้าง | เหมา | 10,000,000 | 10,000,000 |
| 8 | ค่าแรง | เหมา | 2,500,000 | 2,500,000 |
| รวมค่าใช้จ่าย | | | | 79,220,000 |

4.9.2 ผลการประเมินทางด้านเศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW ต้นทุนในระยะเวลาดำเนินโครงการ ขณะที่มีการจำหน่ายกำลังไฟฟ้าไปยังการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เช่น การบำรุงรักษาอุปกรณ์ การว่าจ้างวิศวกรควบคุมดูแลภายในโรงไฟฟ้า ซึ่งกำหนดเบื้องต้นโครงการใช้ระยะเวลาดำเนินการ 10 ปี อัตราค่าใช้จ่ายภายในประมาณ 1,200,000 บาทต่อปี อัตราคิดลด 8% ของผลประโยชน์โครงการ จากการทำการทดลองใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly Crystalline Silicon สามารถผลิตไฟฟ้าได้เท่ากับ 1,752 MWh/year พลังงานไฟฟ้าที่ได้ในแต่ละปีจะลดลงปีละ 0.8% เนื่องจากประสิทธิภาพที่ลดลงของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งทางการไฟฟ้าส่วน

ภูมิภาคได้มีการรับซื้อกำลังไฟฟ้าโดยกำหนด Adder เท่ากับ 6.50 บาท เป็นระยะเวลา 10 ปี และค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาครับซื้อประมาณ 2-3 บาท แล้วแต่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะประกาศในแต่ละเดือน ซึ่งจะรับซื้อรวมแล้วเฉลี่ยประมาณ 9 บาทต่อหน่วย ฉะนั้นจะมีรายรับเฉลี่ยประมาณปีละ 14,012,293 บาท ตลอดระยะเวลา 10 ปี ดังแสดงในตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.10 ตารางแสดงรายรับรายจ่ายโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW

| ปี | ต้นทุน (Cost)(บาท) | ผลประโยชน์ (Benefit)(บาท) | Discount Factor (8%) | มูลค่าปัจจุบัน ของโครงการ (PV)(บาท) |
|---------------------------------------|-----------------------|------------------------------|-------------------------|---|
| - | -79,220,000 | - | 1 | -79,220,000 |
| 1 | 1,200,000 | 15,768,000 | 0.9259 | 13,488,511 |
| 2 | 1,200,000 | 15,641,856 | 0.8573 | 12,381,003 |
| 3 | 1,200,000 | 15,516,721 | 0.7938 | 11,364,613 |
| 4 | 1,200,000 | 15,392,587 | 0.7350 | 10,431,551 |
| 5 | 1,200,000 | 15,269,447 | 0.6806 | 9,575,666 |
| 6 | 1,200,000 | 15,147,291 | 0.6301 | 8,788,188 |
| 7 | 1,200,000 | 15,026,113 | 0.5834 | 8,066,154 |
| 8 | 1,200,000 | 14,905,904 | 0.5402 | 7,403,929 |
| 9 | 1,200,000 | 14,786,657 | 0.5002 | 6,796,046 |
| 10 | 1,200,000 | 14,668,363 | 0.4631 | 6,237,199 |
| มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) | | | | 15,312,861 |
| อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) | | | | 1.18 |
| อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR)(%) | | | | 12.74% |

4.9.3 การคำนวณตามหลักเศรษฐศาสตร์วิศวกรรม (เอกลักษณ์ ทรัพย์มูล. 2552)

- การวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) ของโครงการ โดยกำหนดอัตราคิดลดร้อยละ 8 ต่อปี (Discount Factor 8%)

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

$$\begin{aligned} NPV &= -79,220,000 + [(15,768,000-1,200,000)0.9259] + [(15,641,856-1,200,000)0.8573] + \\ & [(15,516,721-1,200,000)0.7938] + [(15,392,587-1,200,000)0.7350] + [(15,269,447- \\ & 1,200,000)0.6806] + [(15,147,291-1,200,000) 0.6301] + [(15,026,113-1,200,000)0.5834] \\ & + [(14,905,904-1,200,000)0.5402] + [(14,786,657-1,200,000)0.5002] + [(14,668,363- \\ & 1,200,000)0.4631] \\ & = 15,312,861 \end{aligned}$$

- การวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนต่อค่าใช้จ่าย (Benefit-Cost Ratio: B/C Ratio)

$$Benefit - Cost Ratio = \sum_{t=1}^n \frac{\frac{B_t}{(1+i)^t}}{\frac{C_t}{(1+i)^t}}$$

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+i)^t} &= 15,768,000(0.9259) + 15,641,856(0.8573) + 15,516,721(0.7938) + \\ & 15,392,587(0.7350) + 15,269,447(0.6806) + 15,147,291(0.6301) + \\ & 15,026,113(0.5834) + 14,905,904(0.5402) + 14,786,657(0.5002) + \\ & 14,668,363(0.4631) \\ & = 102,584,381 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} &= 79,220,000 + 1,200,000(0.9259) + 1,200,000(0.8573) + 1,200,000(0.7938) + \\ & 1,200,000(0.7350) + 1,200,000(0.6806) + 1,200,000(0.6301) + 1,200,000(0.5834) + \\ & 1,200,000(0.5402) + 1,200,000(0.5002) + 1,200,000(0.4631) \\ &= 87,271,520 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Benefit} - \text{Cost Ratio} &= \sum_{t=1}^n \frac{\frac{B_t}{(1+i)^t}}{\frac{C_t}{(1+i)^t}} \\ &= \frac{102,584,381}{87,271,520} \\ &= 1.18 \end{aligned}$$

- การวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนของโครงการ (Internal Rate of Return: IRR)

$$NPV = \sum_{n=0}^N F_n(1+i)^n = 0$$

จากการประเมินโครงการเบื้องต้นคาดว่า IRR จะอยู่ระหว่าง 10% - 20%

แทนค่า i ที่ 10% จะได้

$$\begin{aligned} NPV = & -79,220,000 + [(15,768,000-1,200,000)0.9091] + [(15,641,856-1,200,000)0.8264] + \\ & [(15,516,721-1,200,000)0.7513] + [(15,392,587-1,200,000)0.6830] + [(15,269,447- \\ & 1,200,000)0.6209] + [(15,147,291-1,200,000) 0.5645] + [(15,026,113-1,200,000)0.5132] \\ & + [(14,905,904-1,200,000)0.4665] + [(14,786,657-1,200,000)0.4241] + [(14,668,363- \\ & 1,200,000)0.3855] \end{aligned}$$

$$NPV = 7,460,694$$

แทนค่า i ที่ 20% จะได้

$$\begin{aligned} NPV = & -79,220,000 + [(15,768,000-1,200,000)0.8333] + [(15,641,856-1,200,000)0.6944] + \\ & [(15,516,721-1,200,000)0.5787] + [(15,392,587-1,200,000)0.4823] + [(15,269,447- \\ & 1,200,000)0.4019] + [(15,147,291-1,200,000)0.3349] + [(15,026,113-1,200,000)0.2791] \\ & + [(14,905,904-1,200,000)0.2326] + [(14,786,657-1,200,000)0.1938] + [(14,668,363- \\ & 1,200,000)0.1615] \end{aligned}$$

$$NPV = -19,741,335$$

อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR)

$$i = 10 + \left(\frac{20 - 10}{7,460,694 + 19,741,335} \right) \times 7,460,694 = 12.74\%$$

- การวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุน

$$\begin{aligned} \text{ระยะเวลาคืนทุน} &= \frac{\text{ต้นทุนการสร้างโครงการ}}{\text{ผลประโยชน์เฉลี่ยที่ได้รับต่อปี}} \\ &= \frac{79,220,000}{14,012,294} \\ &= 5.65 \text{ ปี} \end{aligned}$$

4.9.4 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการตามหลังเศรษฐศาสตร์วิศวกรรม จากการวิเคราะห์โดยใช้ตัวชี้วัดความคุ้มค่าของโครงการ 3 ตัว คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit – Cost Ratio : BCR) และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return : IRR) ตามสมการที่กำหนดไว้พบว่าโครงการมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ คือ โครงการมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 15,312,861 บาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.18 และ อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) เท่ากับ 12.74% ดังที่แสดงไว้ในตารางที่ 4.10 โดยสามารถสรุปการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการ จากตัวชี้วัดแต่ละตัว ได้ดังนี้

4.9.4.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) ของโครงการมีมูลค่าเท่ากับ 15,312,861 บาท หมายความว่า การลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อสิ้นสุดโครงการแล้วจะมีมูลค่าในปัจจุบันของผลตอบแทนที่หักลบกับต้นทุนแล้ว มีมูลค่าเท่ากับ 15,312,861 บาทตลอดระยะเวลา 10 ปี ซึ่งแสดงว่าโครงการนี้สมควรที่จะลงทุน

4.9.4.2 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit – Cost Ratio : BCR) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit – Cost Ratio : BCR) ของโครงการมีค่าเท่ากับ 1.18 หมายความว่า การลงทุนในโครงการ เมื่อสิ้นสุดโครงการแล้วจะมีอัตราส่วนของผลตอบแทนที่สูงกว่าต้นทุนที่ปรับให้เป็นมูลค่าในปัจจุบันแล้ว 1.18 เท่า ซึ่งแสดงว่าโครงการนี้สมควรที่จะลงทุนเพราะเป็นโครงการที่มีค่า BCR สูงกว่า 1 ซึ่งแสดงให้เห็นว่าผลประโยชน์ของโครงการมากกว่าต้นทุนการสร้างโครงการ

4.9.4.3 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) มีค่าเท่ากับ 12.74% ซึ่งแสดงว่าโครงการนี้สมควรที่จะลงทุนเพราะเป็นโครงการที่มีค่า IRR สูงกว่า 1 อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับ 12.74 % ซึ่งหมายถึงค่า NPV = 0 และโครงการจะถึงจุดคุ้มทุน (Break-Even) นั่นคือ นอกจากโครงการจะมีรายได้คุ้มกับค่าลงทุนและค่าดำเนินงานทั้งหมดแล้ว ยังมีรายได้อีก 12.74% ที่สามารถนำไปจ่ายเป็นค่าใช้ทุนอีกด้วย ดังนั้น ค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการจึงเป็นอัตราผลตอบแทนของทุนที่ลงไปโครงการนั่นเอง

4.9.4.4 การวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุน จากข้อมูลการลงทุน ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน พบว่า ผลตอบแทนจากการดำเนินงาน จะคืนทุนเท่ากับเงินลงทุนเริ่มต้นเมื่อดำเนินการผลิตผ่านไป 5 ปี 7 เดือน



บทที่ 5

สรุปผลและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผล

โครงการนี้ได้ทำการศึกษารูปแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 MW เพื่อศึกษาระบบการทำงาน การเลือกใช้วัสดุอุปกรณ์ต่างๆ ในการก่อสร้าง และคำนวณต้นทุนระยะเวลาคืนทุนของการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 MW

จากการทดลองพบว่า การออกแบบสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์นั้นต้องคำนึงต้นทุนในการก่อสร้าง เพราะงบลงทุนมีผลต่อการเลือกใช้วัสดุอุปกรณ์ รวมถึงที่ดินที่นำมาใช้ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ โดยประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์จะมากขึ้นหรือเพียงใดขึ้นอยู่กับศักยภาพความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิแวดล้อมของพื้นที่ การเลือกใช้แผงโซลาร์เซลล์ และการเลือกใช้อินเวอร์เตอร์ ยิ่งใช้วัสดุอุปกรณ์ที่ดีมีศักยภาพสูงก็จะทำให้ระบบมีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น แต่จะส่งผลทำให้งบลงทุนมากขึ้นตามไปด้วย

การเลือกพื้นที่ที่ใช้ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ควรเลือกพื้นที่ที่มีศักยภาพความเข้มแสงอาทิตย์สูง เพราะยิ่งความเข้มแสงอาทิตย์สูงจะส่งผลทำให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้อย่างเต็มที่ ควรอยู่ใกล้กับสถานีไฟฟ้าเพื่อที่จะได้ใช้สายส่งที่มีความยาวน้อยลง และที่สำคัญราคาที่ดินควรมีราคาถูกเนื่องจากการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต้องใช้พื้นที่ในการก่อสร้างจำนวนมาก ยิ่งราคาที่ดินถูกจะยิ่งทำให้งบลงทุนน้อยลงส่งผลให้ระยะเวลาคืนทุนเร็วขึ้น

การเลือกใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ควรเลือกแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีประสิทธิภาพสูงเหมาะสมกับสภาพแวดล้อมของพื้นที่ที่จะทำการติดตั้ง มีการรับประกันที่ยาวนานเกิน 10 ปีขึ้นไป เพราะแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะมีการเสื่อมสภาพลงทุกปี ยิ่งใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีประสิทธิภาพสูงจะทำให้พื้นที่ในการติดตั้งน้อยลงตามไปด้วย

ผลการทดลองใช้โปรแกรม PVsyst 5.73 จำลองการทำงาน ซึ่งผลการทดลองได้แสดงให้เห็นว่า แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly Crystalline Silicon มีความเหมาะสมทางด้านเทคนิคและสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ถูกต้องตามหลักการออกแบบทางวิศวกรรม และจากการวิเคราะห์ตามหลักเศรษฐศาสตร์ พบว่าใช้เงินลงทุนประมาณ 80 ล้านบาท มีรายได้เฉลี่ยปีละ 14 ล้านบาท มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) = 15,312,861 อัตราผลตอบแทนต่อค่าใช้จ่าย (BCR) = 1.18 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) = 12.74% และระยะเวลาคืนทุน 5 ปี 7 เดือน

5.2 ปัญหาและอุปสรรค

- แผงเซลล์แสงอาทิตย์และอินเวอร์เตอร์แต่ละประเภทมีมากมายหลายยี่ห้อ ซึ่งแต่ละยี่ห้อมีประสิทธิภาพแตกต่างกัน ทำให้การเลือกใช้วัสดุอุปกรณ์มาออกแบบในระบบอาจมีประสิทธิภาพไม่ดีเท่าที่ควร และอาจจะทำให้ต้นทุนในการออกแบบสูงขึ้น

- ราคาของอุปกรณ์และที่ดินที่ใช้ในการคำนวณทางด้านเศรษฐศาสตร์เป็นราคาประเมินโดยคร่าวๆ จากการค้นคว้าทางอินเทอร์เน็ต และสอบถามจากบริษัทผู้รับเหมา ซึ่งบริษัทไม่สามารถเปิดเผยข้อมูลได้ทำให้ตัวเลขต้นทุนที่นำมาใช้ในการคำนวณทางด้านเศรษฐศาสตร์อาจมีค่ามากกว่าหรือน้อยกว่าราคาที่ใช้ในการลงทุนจริง

5.3 ข้อเสนอแนะ

- ควรมีทักษะในการใช้โปรแกรมอื่นๆที่เกี่ยวข้องเช่น โปรแกรม HOMER , Solar Design Studio , PVS ซึ่งเป็นโปรแกรมที่ใช้สำหรับประเมินและออกแบบการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

- การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานเซลล์แสงอาทิตย์ควรเลือกใช้วัสดุอุปกรณ์ที่มีความทันสมัยมีประสิทธิภาพสูงและราคาถูกลง เพราะอุปกรณ์ที่มีความทันสมัยจะทำให้สมรรถนะของระบบมีค่าสูงขึ้นและจะทำให้ต้นทุนในการก่อสร้างมีค่าน้อยลง

เอกสารอ้างอิง

ปกรศัพรณ์ ณะคำปา. 2552. อิทธิพลของต้นทุนภายนอกต่ออัตราการใช้ไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีว
มวลขนาดเล็ก. บัณฑิตวิทยาลัย, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เอกลักษณ์ ทรัพย์มูล. 2552. การศึกษาความเป็นไปได้ของการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าด้วย พลังงาน
แสงอาทิตย์ ในวิสาหกิจขนาดกลางและขนาดย่อม SMEs. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท,
มหาวิทยาลัยรามคำแหง

ศูนย์วิจัยพลังงานและสิ่งแวดล้อม. 2556. โครงการสนับสนุนเพื่อการศึกษาความเป็นไปได้ของ
โครงการสถานีผลิตพลังงานสีเขียว. มหาวิทยาลัยทักษิณ.

กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงานและคณะวิทยาศาสตร์. 2542. ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของ
ประเทศไทย. มหาวิทยาลัยศิลปากร

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. มปป. ระบบเซลล์แสงอาทิตย์. กระทรวง
พลังงาน

กรมอุตุนิยมวิทยา. 2557. สถิติข้อมูลสภาพอากาศ. (ออนไลน์). แหล่งที่มา :
<http://www.lopburi.tmd.go.th/>. 25 กุมภาพันธ์ 2557

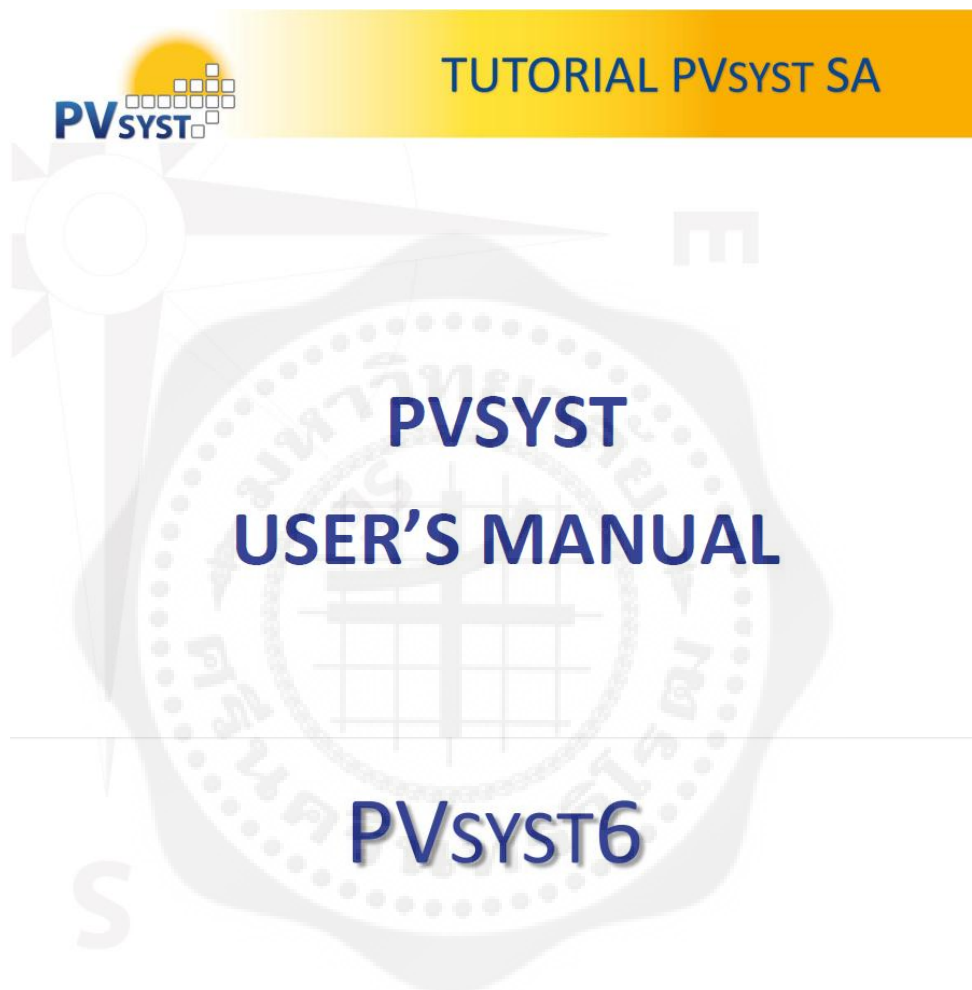
กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. 2557. พลังงานแสงอาทิตย์จากการตรวจวัด.
(ออนไลน์). แหล่งที่มา : [http://www.dede.go.th/dede/index.php?option=com_content
&view=article&id=81:2010-05-03-10-29-08&catid=52&Itemid=68](http://www.dede.go.th/dede/index.php?option=com_content&view=article&id=81:2010-05-03-10-29-08&catid=52&Itemid=68). 24 กุมภาพันธ์ 2557

วิกิพีเดียสารานุกรมเสรี. 2557. อัมเภอชัยบาดาล. (ออนไลน์). แหล่งที่มา :
[http://th.wikipedia.org/wiki/%E0%B8%AD%E0%B8%B3%E0%B9%80%E0%B8%A0
%E0%B8%AD%E0%B8%8A%E0%B8%B1%E0%B8%A2%E0%B8%9A%E0%B8%B2
%E0%B8%94%E0%B8%B2%E0%B8%A5](http://th.wikipedia.org/wiki/%E0%B8%AD%E0%B8%B3%E0%B9%80%E0%B8%A0%E0%B8%AD%E0%B8%8A%E0%B8%B1%E0%B8%A2%E0%B8%9A%E0%B8%B2%E0%B8%94%E0%B8%B2%E0%B8%A5). 24 กุมภาพันธ์ 2557



ภาคผนวก

ภาคผนวก ก
การใช้โปรแกรม PVsyst Version 5.73



Authors: André Mermoud and Bruno Wittmer

Date: January 2014



Part 1: BASIC APPROACH: MY FIRST PROJECT

1- First contact with PVsyst

When opening PVsyst you get to the main page:



This gives access to the four main parts of the program:

“Preliminary design” provides a quick evaluation of the potentials and possible constraints of a project in a given situation. This is very useful for the pre-sizing of Stand-alone and Pumping systems. For grid-connected systems, it is just an instrument for architects to get a quick evaluation of the PV potential of a building. The accuracy of this tool is limited and not intended to be used in reports for your customers.

“Project design” is the main part of the software and is used for the complete study of a project. It involves the choice of meteorological data, system design, shading studies, losses determination, and economic evaluation. The simulation is performed over a full year in hourly steps and provides a complete report and many additional results.

“Databases” includes the climatic data management which consists of monthly and hourly data, synthetic generation of hourly values and importing external data. The databases contain also the definitions of all the components involved in the PV installations like modules, inverters, batteries, etc.

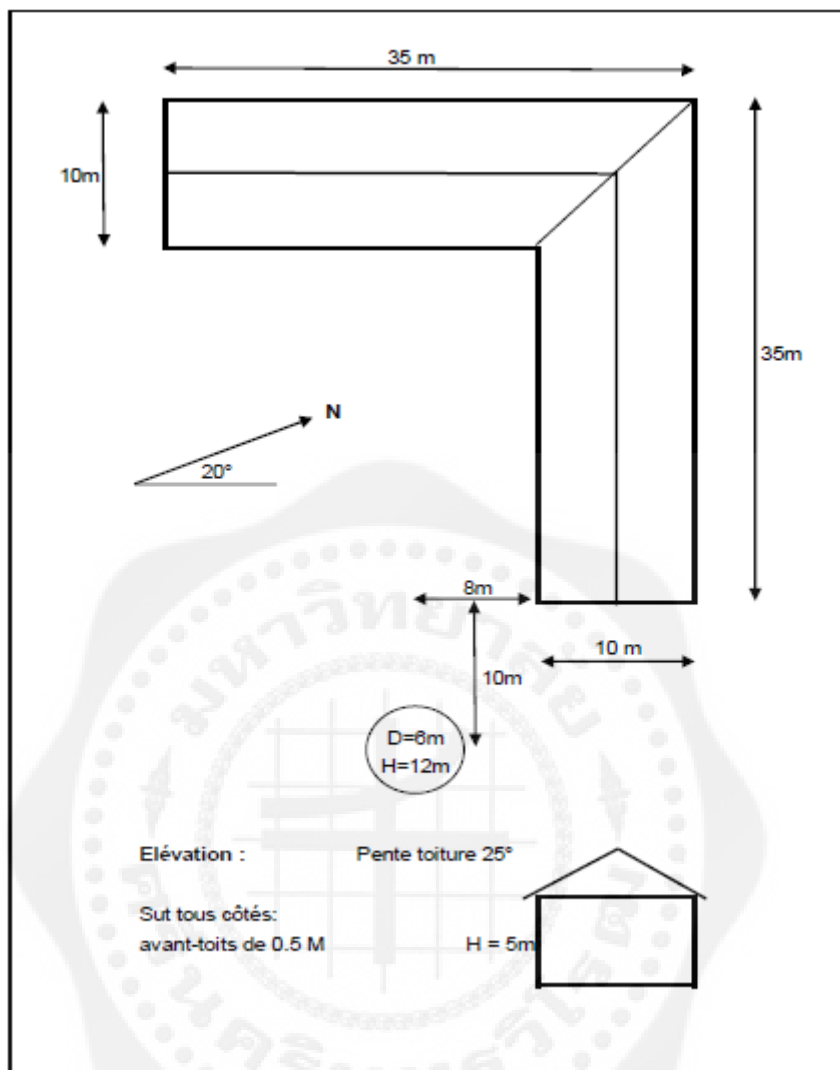
“Tools” provides some additional tools to quickly estimate and visualize the behavior of a solar installation. It also contains a dedicated set of tools that allows measured data of existing solar installations to be imported for a close comparison to the simulation.

2- Full study of a sample project

Project specifications and general procedure

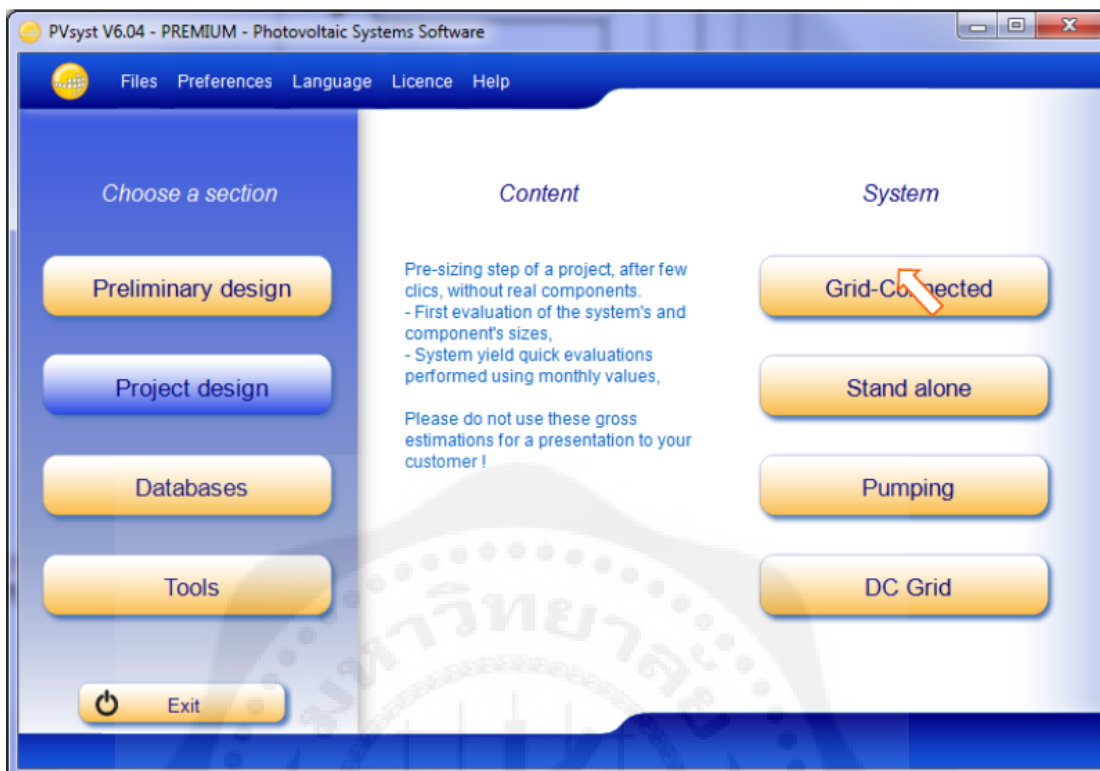
For an introduction to the development of a project design in PVsyst, we will walk through a full project step-by-step. As an example we will consider a farm located in France close to Marseille.

The building in question is shown on the following sketch:

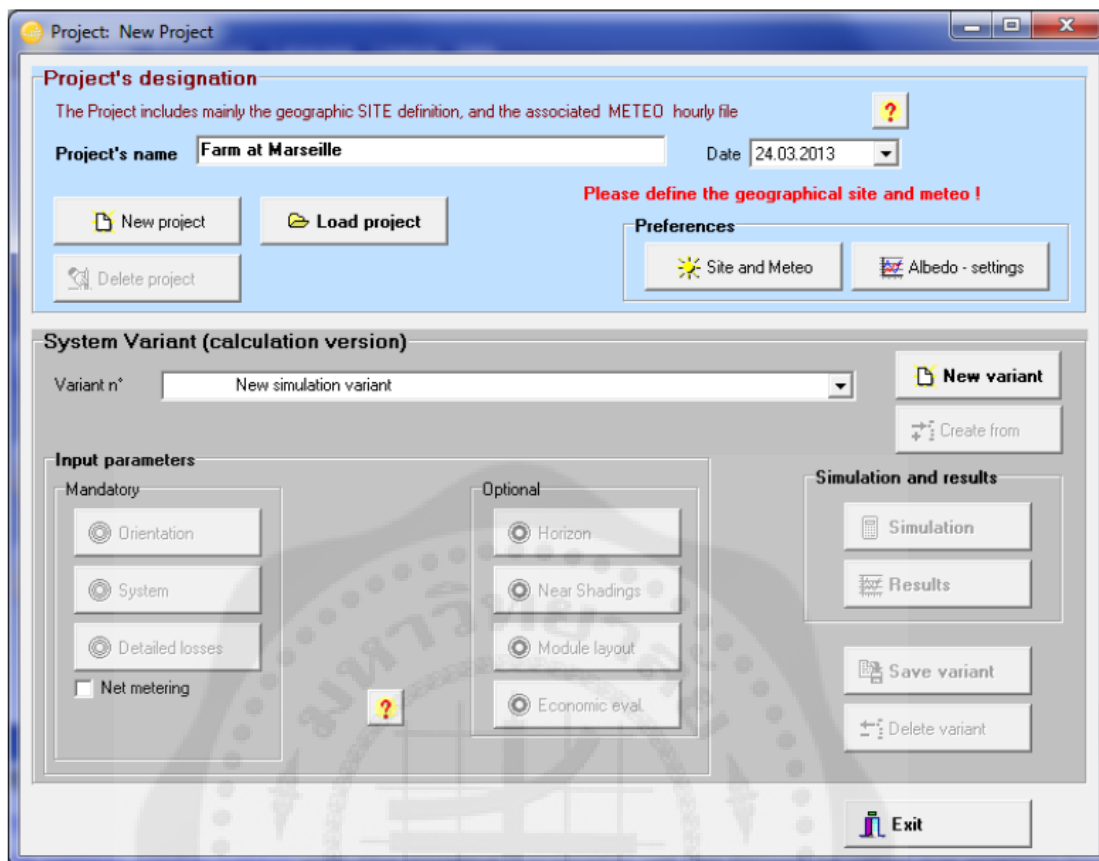


The roof of the farm is facing south and we intend to cover it on an area of about $5\text{ m} \times 25\text{ m} = 125\text{ m}^2$ with mono-crystalline PV modules.

As explained before, we will not use the “Preliminary Design” for a grid-connected project, but rather start the complete “Project design”.



When you choose "Grid connected" project, you will get the following dashboard for the management of a project:



The dashboard has two parts: the Project basic definitions and the System variant management. What we call 'Project' in PVsyst, is just the central object for which you will construct different variants (or system configurations, calculation variants) of your system. The Project contains the geographical site of your system, the reference to a file with the meteorological data, and some general parameters like the Albedo definition, some sizing conditions and parameters specific to this project. In the database it will get a filename with the extension *.PRJ.

Each System Variant contains all the detailed definitions of your system, which will result in a simulation calculation. These definitions include the choice of solar panels and inverters, the number of panels and inverters, geometrical layout and possible shadings, electrical connections, different economic scenarios, etc. In the database, the files with the Variants of a project will have the Project's file name, with extensions VC0, VC1, VCA, etc. You can define up to 36 Variants per project.

Steps in the development of a project

When developing a project in PVsyst, you are advised to proceed in small steps:

- Create a project by specifying the geographical location and the meteorological data.
- Define a basic system variant, including only the orientation of the PV modules, the required power or available area and the type of PV modules and inverters that you would like to use. PVsyst will propose a basic configuration for this choice and set reasonable default values for all parameters that are required for a first calculation. Then you can simulate this variant and save it. It will be the first rough approximation that will be refined in successive iterations.
- Define successive variants by progressively adding perturbations to this first system, e.g., far shadings, near shadings, specific loss parameters, economic evaluation, etc. You should simulate and save each variant so that you can compare them and understand the impact of all the details you are adding to the simulation.

Tips - Help

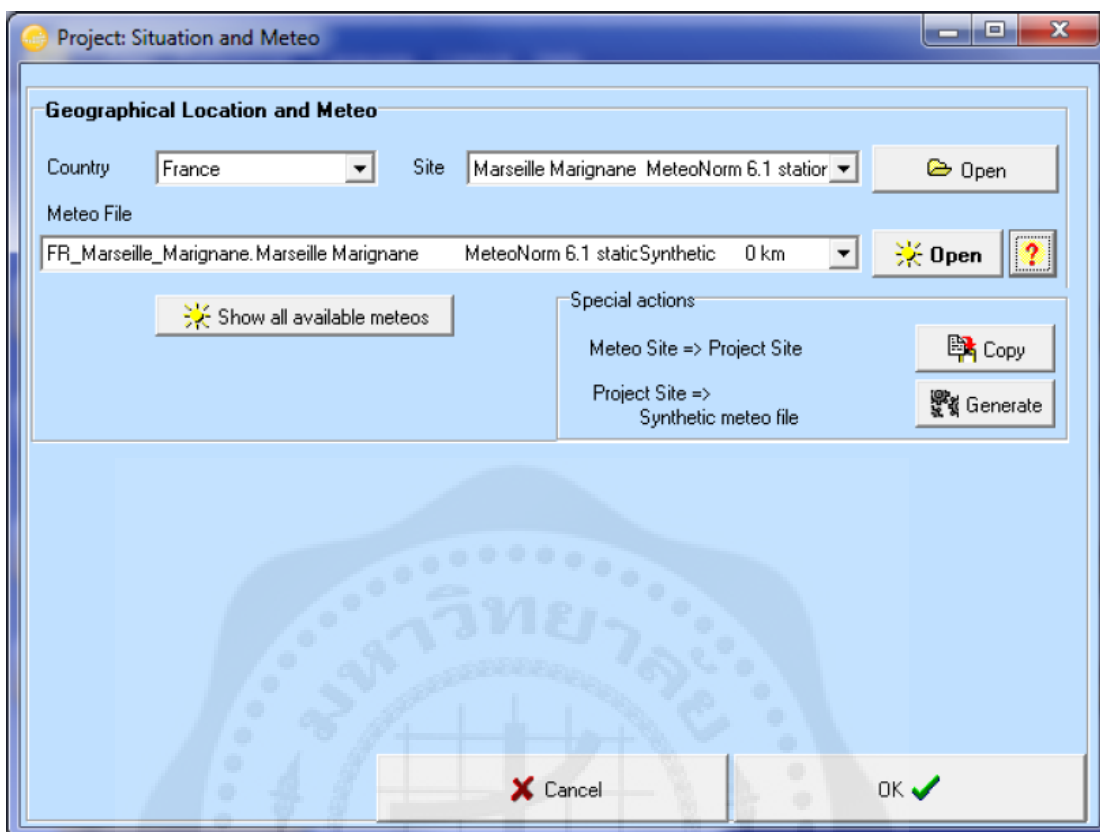
In PVsyst, you can always get to the context Help by pressing F1. Sometimes you will also see little orange question mark buttons . Clicking on them will lead to more detailed information on the topic in the Help section.

When PVsyst displays messages in red, you are advised to carefully read them! They may be either warnings or error messages, or they can be procedures that should be followed to get a correct result.

Defining the Project

In the project dashboard click on «New project» and define the project's name.

Then click on “Site and Meteo”.



You can either choose a site from the built-in database, which holds around 1,200 sites from Meteonorm, or you can define a new site that can be located anywhere on the globe. Please refer to the tutorial “Meteorological Data management” if you want to create or import a site other than those available in the database.

The project’s site defines the coordinates (Latitude, Longitude, Altitude and Time zone), and contains monthly meteorological data.

The simulation will be based on a Meteo file with hourly data. If a near meteo file exists in the vicinity (less than 20 km), it will be proposed. Otherwise PVsyst will create a synthetic hourly data set based on the monthly meteo values of your site. However, you can always choose another Meteo file in the database. A warning will be issued if it is too far from your site.

NB: If you begin by choosing a meteo file, you have the opportunity of copying the site associated with this file to the Project's site.

In the project dashboard you can click on the button "Albedo - Settings" which will give you access to the common project parameters, namely the albedo values, the design conditions and design limitations.

Project's parameter: Albedo for the project's situation

Albedo | Design conditions | Other limitations

Albedo values ?

Monthly values

| | | | |
|------|------|------|------|
| Jan. | 0.20 | July | 0.20 |
| Feb. | 0.20 | Aug. | 0.20 |
| Mar. | 0.20 | Sep. | 0.20 |
| Apr. | 0.20 | Oct. | 0.20 |
| May | 0.20 | Nov. | 0.20 |
| June | 0.20 | Dec. | 0.20 |

Set a common value

Common value

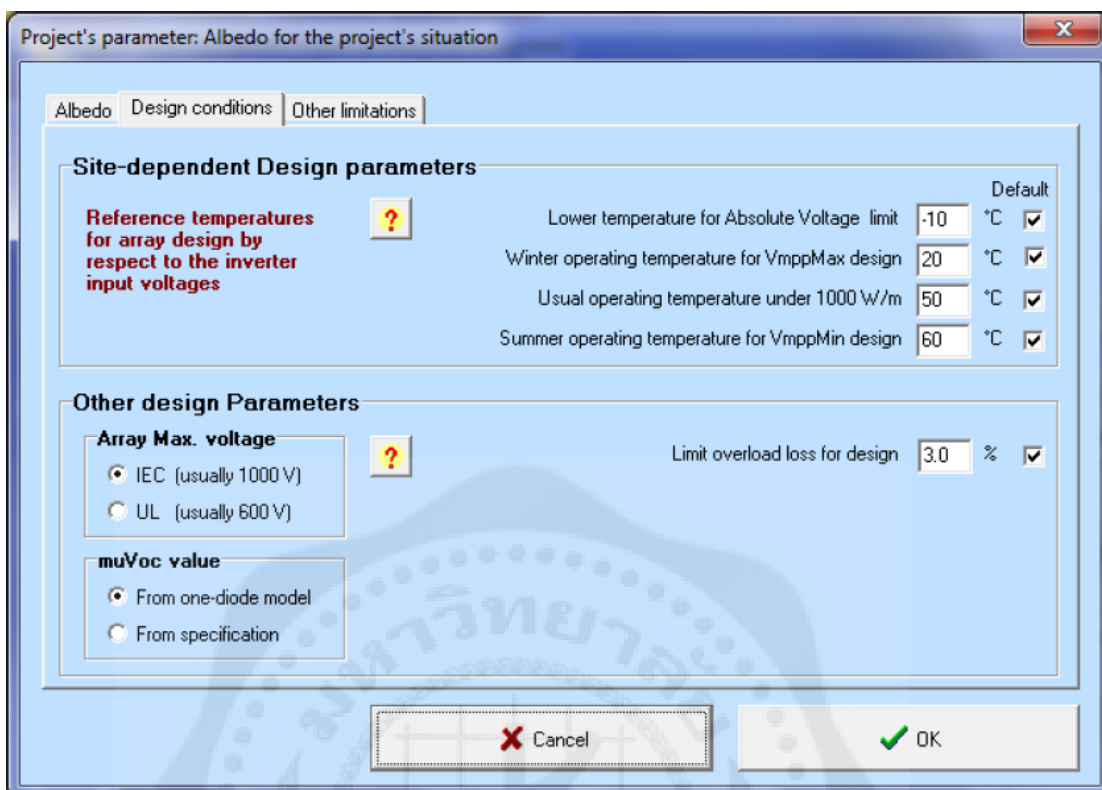
(Default: albedo = 0.2)

Usual values for albedo

| | |
|-----------------------------|-------------|
| Urban situation | 0.14 - 0.22 |
| Grass | 0.15 - 0.25 |
| Fresh Grass | 0.26 |
| Fresh snow | 0.82 |
| Wet snow | 0.55 - 0.75 |
| Dry asphalt | 0.09 - 0.15 |
| Wet asphalt | 0.18 |
| Concrete | 0.25 - 0.35 |
| Red tiles | 0.33 |
| Aluminium | 0.85 |
| New galvanised steel | 0.35 |
| Very dirty galvanised steel | 0.08 |

Usually you will never modify the albedo factor. The value of 0.2 is a standard adopted by most people. Nevertheless, if for example your site is located in the mountains, you can define in this table a higher albedo factor like 0.8 for the months where there is persistent snow.

The second tab in the project parameters dialog contains the "Design Conditions" page.

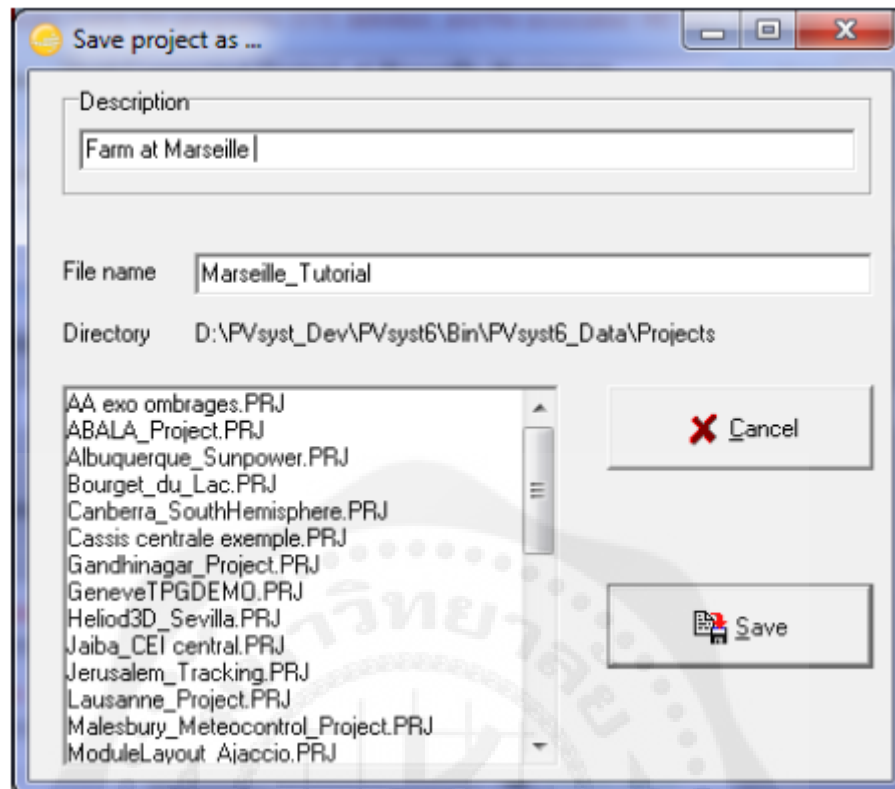


This page defines sizing temperatures, which may be site-dependent. These are only used during the sizing of your system; they are not involved in the simulation.

The "Lower temperature for Absolute Voltage Limit" is an important site-dependent value, as it is related to the safety of your system (it determines the maximum array voltage in any conditions). Ideally, it should be the minimum temperature ever measured during daylight at this location. In Central Europe the common practice is to choose -10°C (lower in mountain climates).

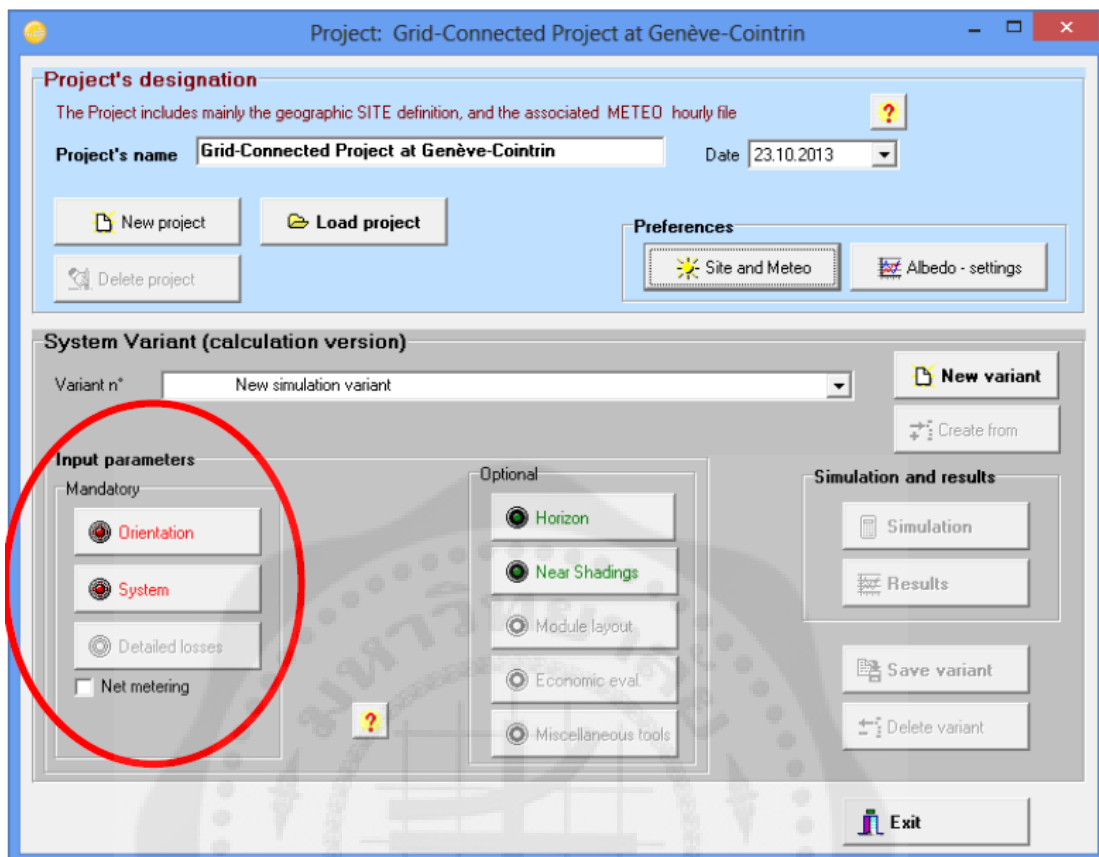
3- Saving the Project

When you are finished (i.e. you have gone to the Variant choices), you will be prompted to save the definitions of your project. The dialog that comes up allows you to rename the project. We recommend that you use a simple filename, since it will be used as a label for all the Variants.

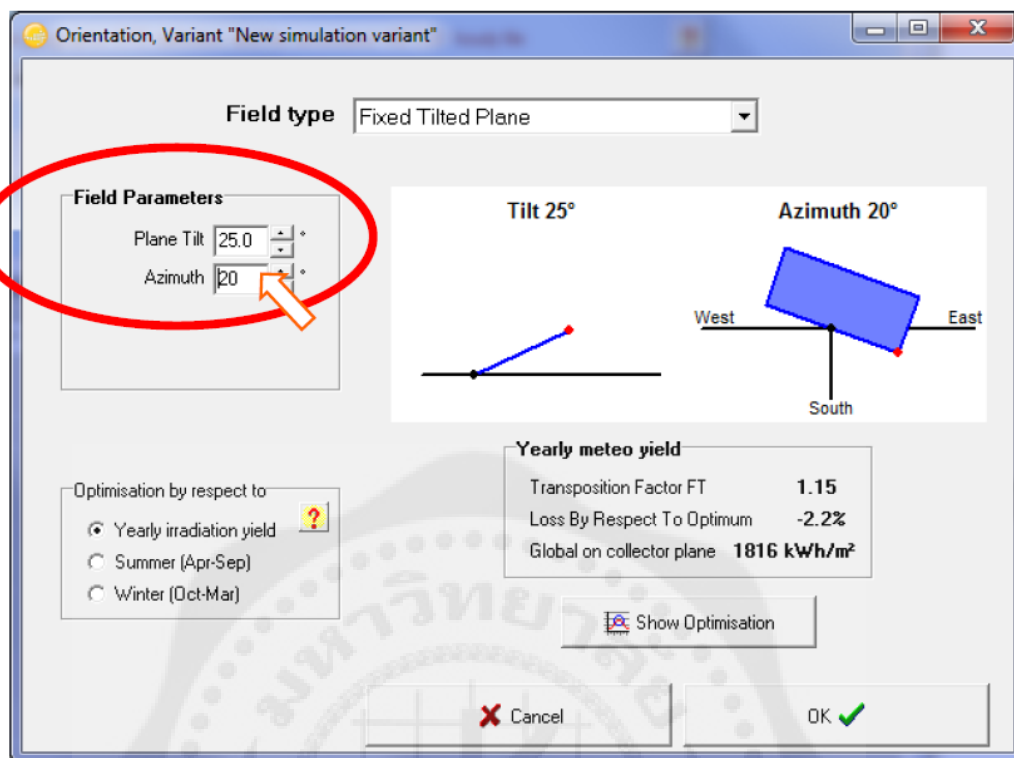


Creating the first (basic) variant for this project

After having defined the site and the meteorological input of the project, you can proceed to create the first Variant. You will notice, that in the beginning there are 2 buttons marked in red: “Orientation” and “System”. The red color means that this variant of the project is not yet ready for the simulation, additional input is required. The basic parameters that have to be defined for any of the variants, and that we have not specified yet, are the orientation of the solar panels, the type and number of PV modules and the type and number of inverters that will be used.



First, click on "Orientation". You will get the orientation dialog where you have to supply values for the type of field for the solar installation and tilt and azimuth angles.



The solar panels in our example will be installed on a fixed tilted plane. From the project's drawing (page 5) we get the Plane Tilt and Azimuth angles (25° and 20° west respectively). The azimuth is defined as the angle between the South direction and the direction where the panels are facing. Angles to the west are counted positive, while angles to the east are counted negative.

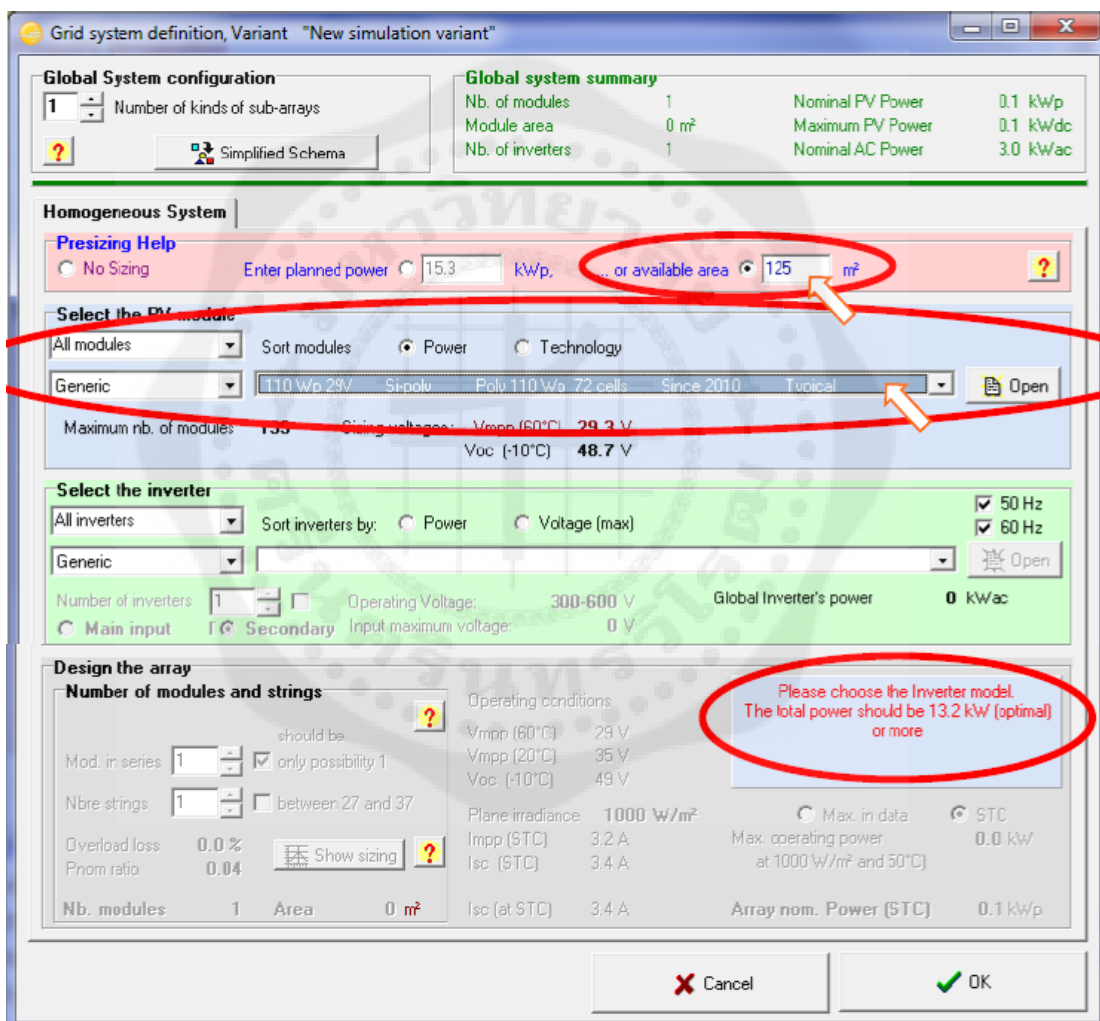
After setting the correct values for tilt and azimuth, you click on "OK" and the "Orientation" button will turn green. Next click on "System".

Presizing Help

From the system description, we remember that we have an available area of around 125 m^2 . It is not mandatory to define a value here, but doing so will simplify our first approach as it will allow PVsyst to propose a suitable configuration.

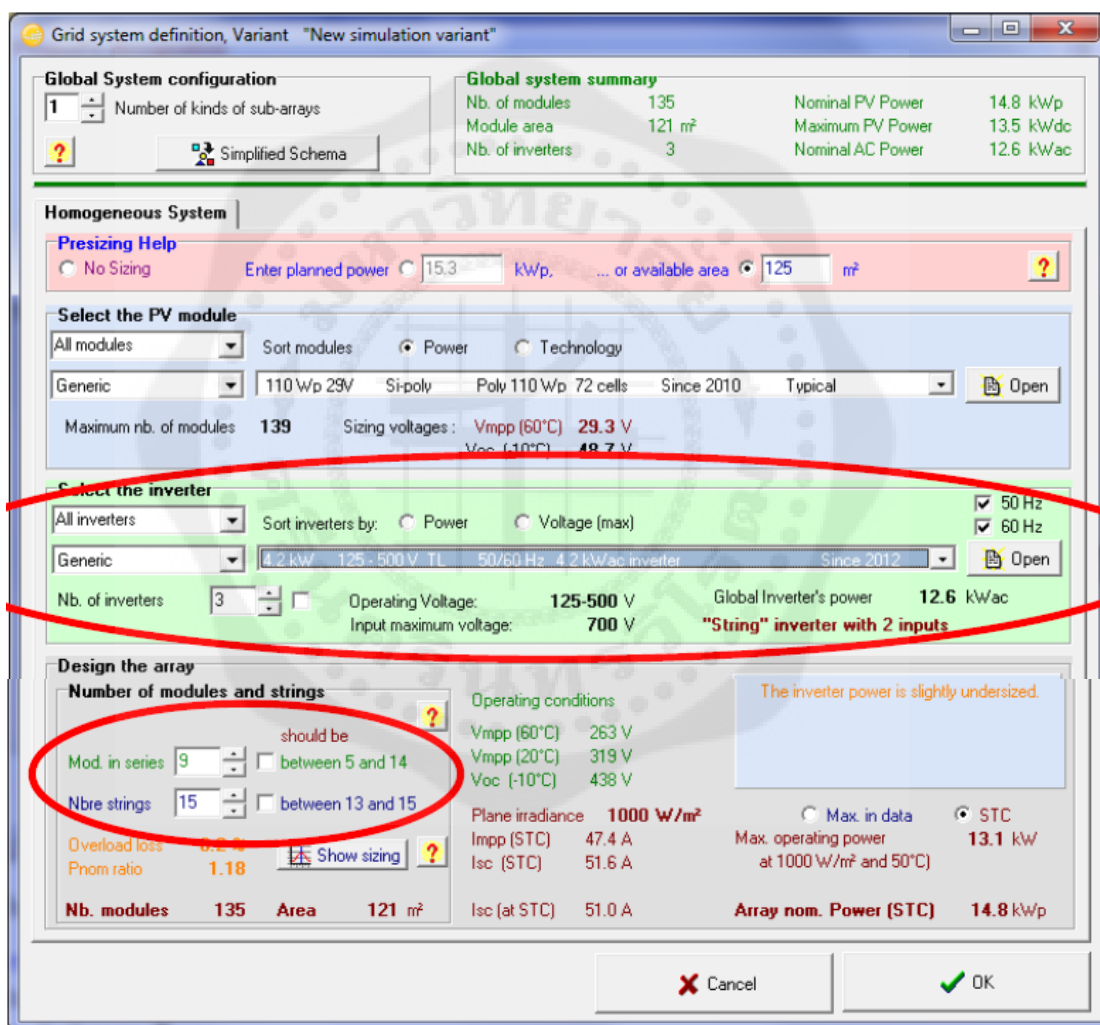
Select a PV module

Choose a PV module in the database. Among "All modules", select "Generic" as manufacturer and select the 110 W model. In the bottom right part of the dialog PVsyst will display a hint for choosing the inverter: "Please choose the Inverter model, the total power should be 13.2 kW or more."



Select the Inverter

For the installation in our example we could choose either a Triphased inverter of around 13 kW, or 3 Monophased inverters of 4.2 kW to be connected on the 3 phases. We choose the Generic 4.2 kW and PVsyst proposes a complete configuration for the system: 3 inverters, 15 strings of 9 modules in series.



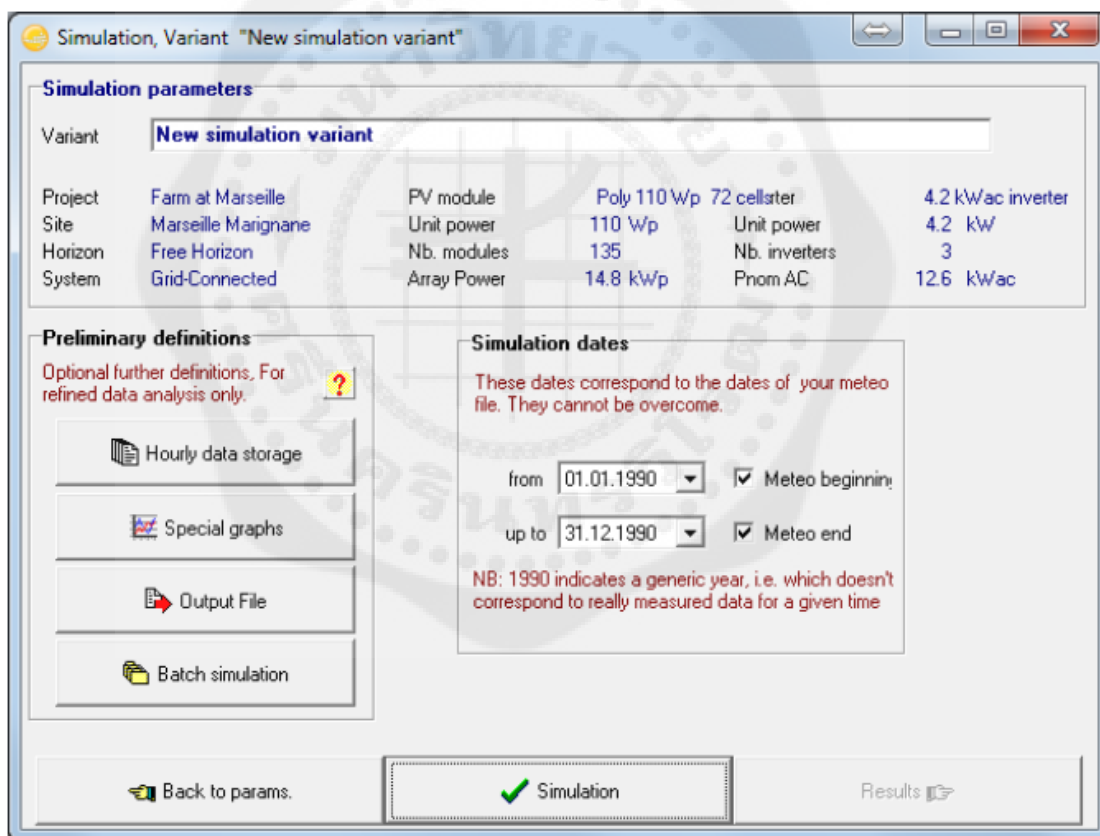
After the module type, the inverter and the design of the array have been defined, the blue panel in the bottom right part of the dialog should be either empty or orange. If you get a red error message, check all choices you made and correct them to the values described above (it may take a few seconds for the message to adapt to the changes you make).

We have now defined all compulsory elements that are needed for a first simulation. We will go through more details of this very important dialog later in this tutorial. For now, you can click on "OK" to validate the choices. You will get a message box with the warning: "The inverter power is slightly undersized". For the time being we will ignore it and just acknowledge with the OK button.

4- Executing the first simulation

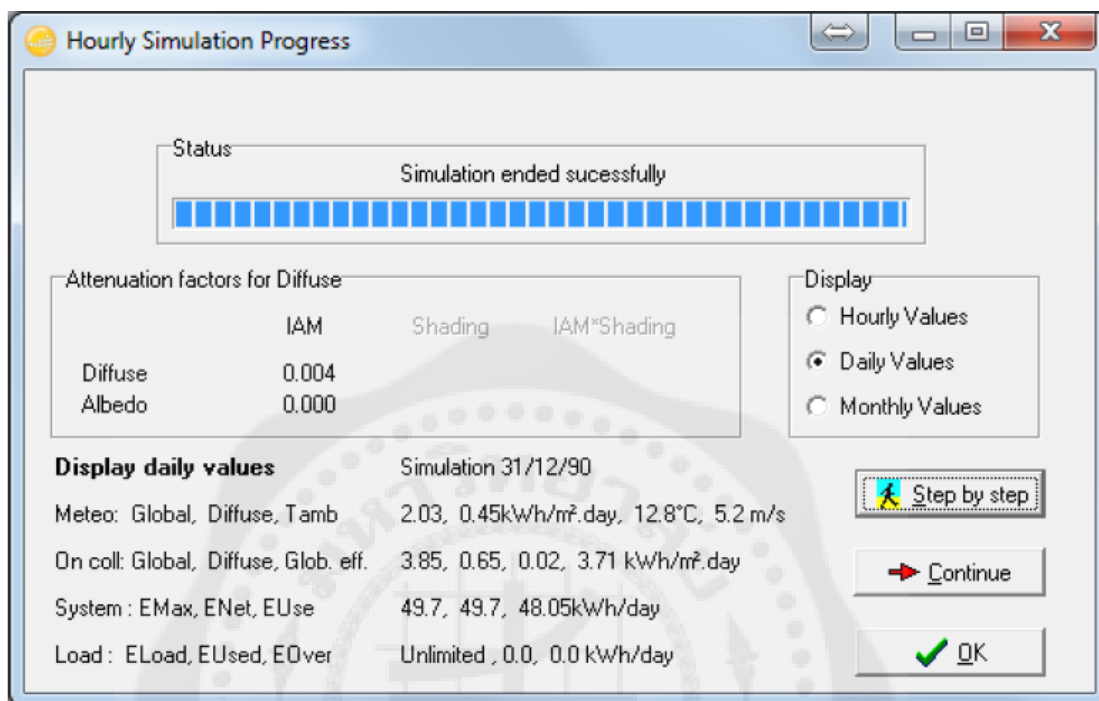
On the Project's dashboard, all buttons are now green (eventually orange) or Off.

The "Simulation" button is activated, and we can click on it.



The simulation dates are those of the underlying meteo data file. Don't modify them (you cannot perform a simulation outside of the available meteo data).

The preliminary definitions are additional features which may be defined for advanced purposes. We will skip them for now, and click right away on “Simulation”.



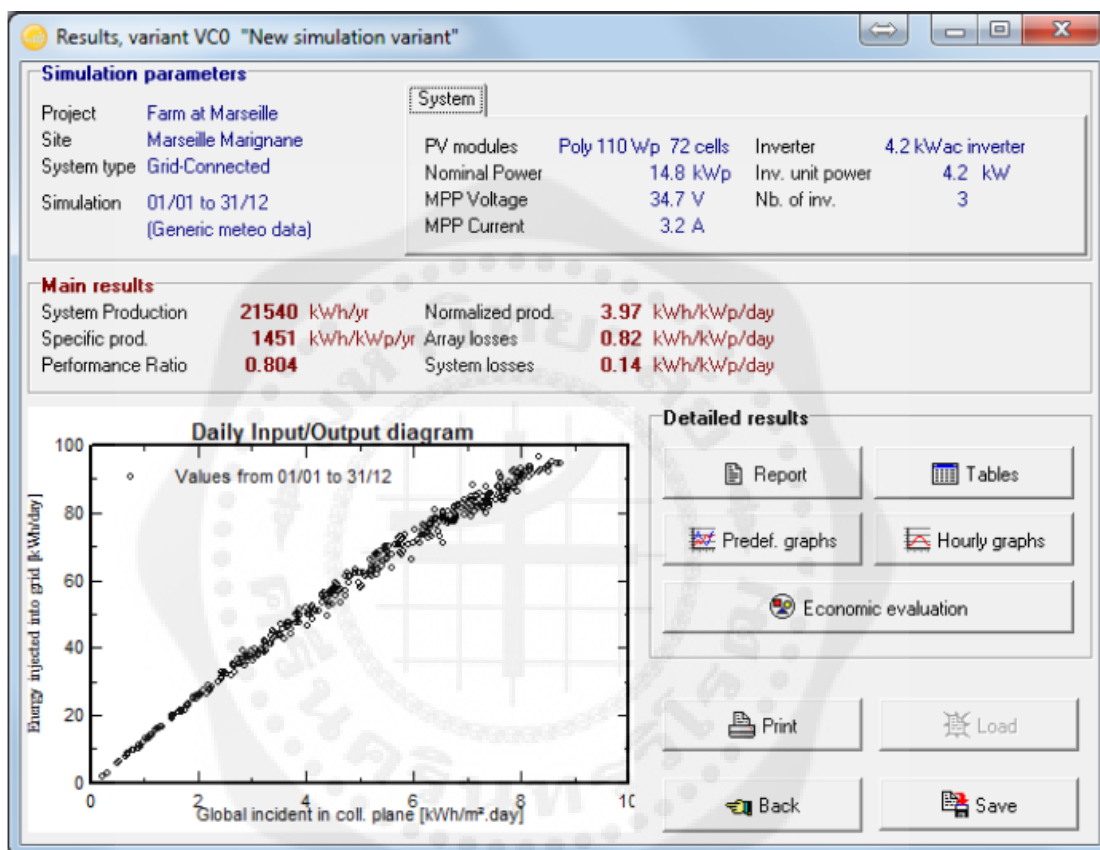
progress bar will appear, indicating how much of the simulation is still to be performed. Upon completion, the "OK" button will get active. When you click on it, you will get directly to the "Results" dialog.

Analyzing the results

This dialog shows on the top a small summary of the simulation parameters that you should quickly check to make sure that you made no obvious mistake in the input parameters. Below is a frame with six values that summarize at one glance the main results of the simulation. They only give a very coarse picture of the results and are there to quickly spot obvious mistakes or to get a first impression of a change or a comparison between variants of the project.

In the bottom left part of the dialog you will see the "Input/Output" diagram, which gives you already more detailed information about the general behavior of the system. It displays for every day that was simulated, the energy that was injected to the grid as a function of the global incident irradiation in the collector plane. For a well dimensioned grid-connected system, this should be

roughly a straight line that slightly saturates for large irradiation values. This slight curvature is a temperature effect. If some points (days) deviate at high irradiances, this is an indication of overload conditions. For stand-alone systems, a plateau indicates overload (full battery) operation.



The main information of the simulation results is gathered in the report. The other buttons give access to complementary tables and graphs for a deeper analysis of the simulation results. For now we will ignore them. When you click on **Report** you will get the complete report, which for this first simple variant consists of only three pages (for simulations with more detail you can get up to 9 pages of report). In this report you will find:

First page: All the parameters underlying this simulation: Geographic situation and Meteo data used, plane orientation, general information about shadings (horizon and near shadings), components used and array configuration, loss parameters, etc.

Second page: A reminder of the main parameters, and the main results of the simulation, with a monthly table and graphs of normalized values.

Third page: The PVsyst arrow loss diagram, showing an energetic balance and all losses along the system. This is a powerful indicator of the quality of your system, and will immediately indicate the sizing errors, if they exist.

Analyzing the report

Second page: main results

For our first system: three relevant quantities are now defined:

Produced Energy: The basic result of our simulation.

Specific production: The produced energy divided by the Nominal power of the array (P_{nom} at STC). This is an indicator of the potential of the system, taking into account irradiance conditions (orientation, site location, meteorological conditions).

Performance ratio: An indicator of the quality of the system itself, independently of the incoming irradiance. We will give its definition below.

| | | | |
|--------------------------------|------------------------|-----------------------|----------------------------------|
| Main simulation results | | | |
| System Production | Produced Energy | 21.54 MWh/year | Specific prod. 1451 kWh/kWp/year |
| | Performance Ratio PR | 80.4 % | |

The bottom of the second page contains a table with the main variables, given as monthly values and the overall yearly value. The yearly value can be an average like the temperature, or a sum, like the irradiation or energies. The meaning of the different variables is the following:

GlobHor: Global irradiation in the horizontal plane. This is our meteo input value.

T amb: Ambient (dry-bulb) average temperature. This is also our meteo input value.

GlobInc: Global irradiation in the collector plane, after transposition, but without any optical corrections (often named POA for Plane of Array).

GlobEff: "Effective" global irradiation on the collectors, i.e. after optical losses (far and near shadings, IAM, soiling losses).

EArray: Energy produced by the PV array (input of the inverters).

E_Grid: Energy injected into the grid, after inverter and AC wiring losses.

EffArrR: PV array efficiency EArray related to the irradiance on the Collector's total area.

EffSysR: System efficiency E_Grid related to the irradiance on the Collector's total area.

**New simulation variant
Balances and main results**

| | GlobHor kWh/m ² | T Amb °C | GlobInc kWh/m ² | GlobEff kWh/m ² | EArray MWh | E_Grid MWh | EffArrR % | EffSysR % |
|------------------|--------------------------------------|--------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|----------------------|----------------------|---------------------|---------------------|
| January | 53.5 | 6.29 | 83.0 | 80.1 | 1.104 | 1.063 | 10.96 | 10.56 |
| February | 79.2 | 6.99 | 112.0 | 108.4 | 1.481 | 1.430 | 10.90 | 10.53 |
| March | 133.9 | 11.20 | 167.4 | 162.6 | 2.135 | 2.062 | 10.52 | 10.16 |
| April | 153.4 | 14.37 | 165.6 | 160.3 | 2.077 | 2.005 | 10.34 | 9.98 |
| May | 199.4 | 19.14 | 198.7 | 192.5 | 2.424 | 2.339 | 10.06 | 9.70 |
| June | 217.8 | 23.44 | 210.9 | 204.4 | 2.496 | 2.408 | 9.76 | 9.42 |
| July | 220.9 | 24.90 | 217.1 | 210.3 | 2.556 | 2.467 | 9.71 | 9.37 |
| August | 188.2 | 24.67 | 200.9 | 194.9 | 2.366 | 2.284 | 9.71 | 9.38 |
| September | 138.9 | 19.74 | 161.5 | 156.6 | 1.977 | 1.909 | 10.09 | 9.74 |
| October | 93.0 | 16.05 | 125.0 | 120.9 | 1.573 | 1.518 | 10.38 | 10.01 |
| November | 58.3 | 9.96 | 87.1 | 84.2 | 1.139 | 1.099 | 10.78 | 10.39 |
| December | 46.1 | 6.50 | 74.2 | 71.5 | 0.993 | 0.957 | 11.03 | 10.62 |
| Year | 1582.5 | 15.32 | 1803.3 | 1746.7 | 22.323 | 21.540 | 10.21 | 9.85 |

The monthly graphs on the second page of the report are given in units called «Normalized Performance Index». These variables have been specified by the "Joint Research Center" JRC (Ispra) for a standardized report of PV system performance, and they are now defined in the international IEC61836 norm. The PVsyst online help contains a full explanation of these values (you can directly access this section of the online help by pressing F1 when you are on this page of the report). In these units the values are expressed in [kW/kWp/day] and contain the following information:

Y_r = Reference Yield Energy production if the system were always running at "nominal" efficiency, as defined by the array P_{nom} (nameplate value) at STC.

This is numerically equivalent to the G_{lobInc} value expressed in $[kWh/m^2/day]$.

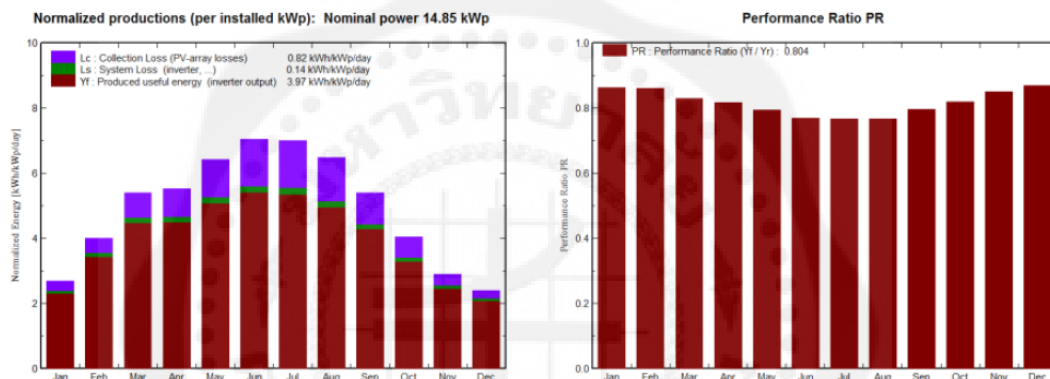
Y_a = Array yield Energy production of the array

Y_f = Final System yield Energy to the grid

$L_c = Y_r - Y_a$ Array capture losses

$L_s = Y_a - Y_f$ System losses

$PR = Y_f / Y_r$ Performance Ratio = $E_{Grid} / (G_{lobInc} P_{nom}(\text{nameplate}))$



Third page: arrow loss diagram

This is the PVsyst way of reporting the system's behavior, with all detailed losses. This diagram is very useful for the analysis of the design choices, and should be used when comparing systems or variants of the same project.

G_{lobHor} = Horizontal irradiation (meteo value): starting point.

G_{lobInc} = After transposition (reference for the calculation of PR, which includes the optical losses).

IAM = The optical losses. When adding further details to a variant, there will be additional arrows for far and near shadings, soiling, etc.

$G_{lobEff} \cdot \text{Coll. Area}$ = Energy on the collectors.

E_{ArrNom} = Array nominal energy at STC (= $G_{lobEff} \text{ Effic. nom}$).

Array losses = Collection losses (irradiance, temperature, mismatch, module quality, wiring, etc.).

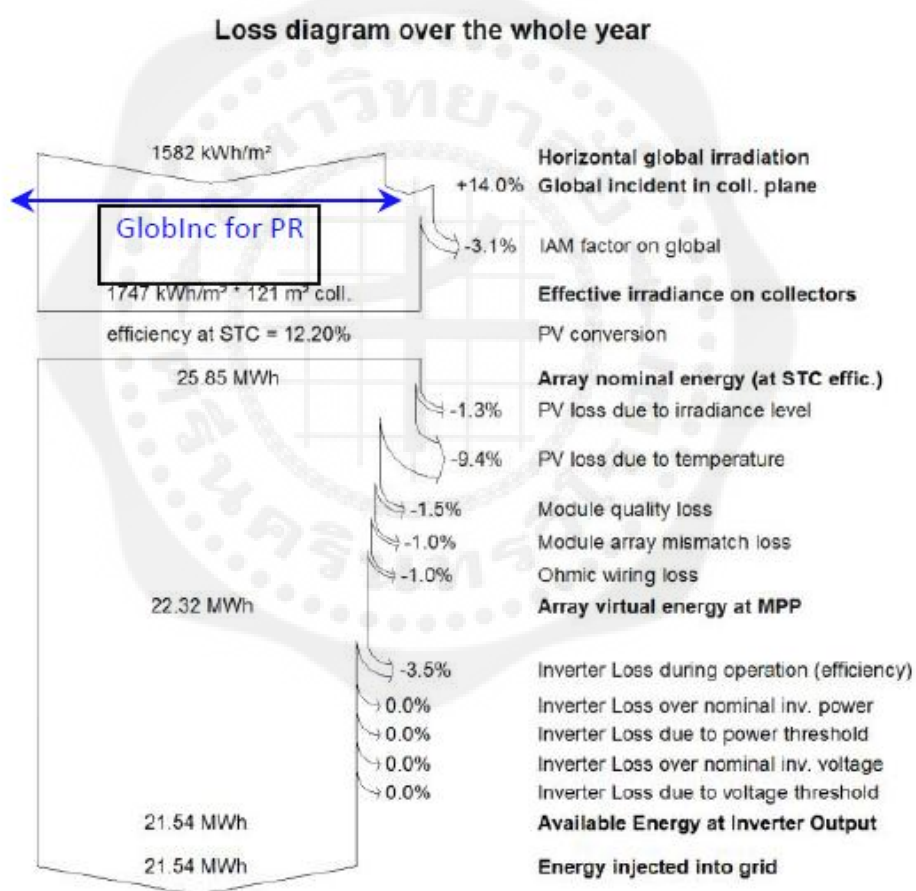
E_{ArrMPP} = Array available energy at MPP.

Inverter losses = Efficiency and eventual overload loss (all others are usually null).

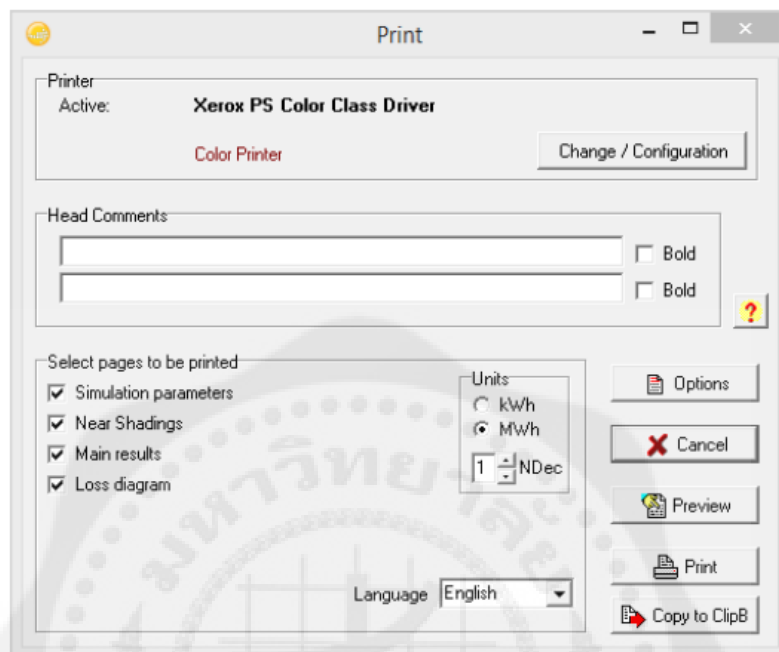
EOutInv = Available energy at the output of the inverter.

AC losses = Eventual wiring, transformer losses between inverter and injection point, unavailability.

EGrid = Energy injected into the grid.



The report can be sent to a printer or copied to the clipboard. These options are accessible through the Print button . When pressing it you will get the “Print” dialog:



Here you can select which parts of the report should be printed or copied and define comments that will show up in the header of the report. With the “Options” button you can customize even more details for the header comments and the clipboard copy resolution.


Saving your simulation


Take the habit to "Save" your different variants for further comparisons. Be careful to define a significant title in order to easily identify your variant in the future. This title will be mentioned on the report (it can also be defined in an earlier step, for example at the time of the simulation).

The first variant will be saved in the file "Marseille_Tutorial.VC0". Later Variants will get the file endings VC1, VC2, etc. If you want to create a new Variant, make sure that you use "Save As" to avoid overwriting your previous variants. For opening previous simulations of the you can click the button "Load" which is situated just above the "Save" button

ภาคผนวก ข

Datasheet Canadian Solar MaxPower CS6X 280/285/290/295/300P





MaxPower CS6X

280/285/290/295/300P

MaxPower CS6X is a robust solar module with 72 solar cells. These modules can be used for on-grid solar applications. Our meticulous design and production techniques ensure a high-yield, long-term performance for every module produced. Our rigorous quality control and in-house testing facilities guarantee Canadian Solar's modules meet the highest quality standards possible.

Key Features

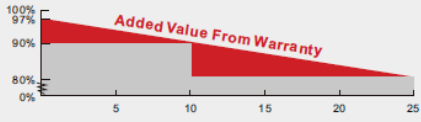
- High module efficiency up to 15.63%

Best Quality

- 235 quality control points in module production
- EL screening to eliminate product defects
- Current binning to improve system performance
- Accredited Salt mist resistant

- Positive power tolerance: 0 ~ +5W
- Robust frame to up to 5400 Pa load
- Anti-reflective and self-cleaning surface
- Outstanding performance at low irradiance
- High energy yield at Low NOCT

Backed By Our New 10/25 Linear Power Warranty Plus our added 25 year insurance coverage




- 10 year product warranty on materials and workmanship
- 25 year linear power output warranty

Best Warranty Insurance

- 25 years worldwide coverage
- 100% warranty term coverage
- Providing third party bankruptcy rights
- Non-cancellable
- Immediate coverage
- Insured by 3 world top insurance companies

Comprehensive Certificates

- IEC 61215 / IEC 61730, UL 1703, IEC61701 ED2, KEMCO, CEC Listed, CE, MCS
- ISO9001: 2008: Quality Management System
- ISO/TS16949:2009: The automotive quality management system
- ISO14001:2004: Standards for Environmental management system
- QC080000 HSPM: The Certification for Hazardous Substances Regulations
- OHSAS 18001:2007 International standards for occupational health and safety
- Reach Compliance



www.canadiansolar.com

CS6X-280/285/290/295/300P MaxPower

Electrical Data

| STC | CS6X-280P | CS6X-285P | CS6X-290P | CS6X-295P | CS6X-300P |
|---------------------------------|------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Nominal Maximum Power (Pmax) | 280W | 285W | 290W | 295W | 300W |
| Optimum Operating Voltage (Vmp) | 35.6V | 35.8V | 35.9V | 36.0V | 36.1V |
| Optimum Operating Current (Imp) | 7.86A | 7.96A | 8.08A | 8.19A | 8.30A |
| Open Circuit Voltage (Voc) | 44.2V | 44.3V | 44.4V | 44.5V | 44.6V |
| Short Circuit Current (Isc) | 8.42A | 8.53A | 8.64A | 8.76A | 8.87A |
| Module Efficiency | 14.59% | 14.85% | 15.11% | 15.37% | 15.63% |
| Operating Temperature | -40°C~+85°C | | | | |
| Maximum System Voltage | 1000V (IEC) /600V (UL) | | | | |
| Maximum Series Fuse Rating | 15A | | | | |
| Application Classification | Class A | | | | |
| Power Tolerance | 0 ~ +5W | | | | |

Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C

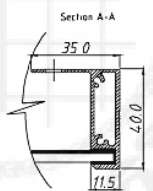
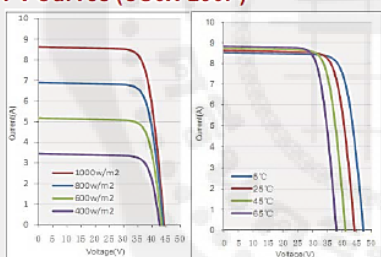
| NOCT | CS6X-280P | CS6X-285P | CS6X-290P | CS6X-295P | CS6X-300P |
|---------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Nominal Maximum Power (Pmax) | 203W | 207W | 210W | 214W | 218W |
| Optimum Operating Voltage (Vmp) | 32.5V | 32.7V | 32.7V | 32.8V | 32.9V |
| Optimum Operating Current (Imp) | 6.25A | 6.33A | 6.42A | 6.51A | 6.61A |
| Open Circuit Voltage (Voc) | 40.6V | 40.7V | 40.8V | 40.9V | 41.0V |
| Short Circuit Current (Isc) | 6.82A | 6.91A | 7.00A | 7.10A | 7.19A |

Under Normal Operating Cell Temperature, Irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s

Mechanical Data

| | |
|---|--|
| Cell Type | Poly-crystalline 156 x 156mm, 2 or 3 Busbars |
| Cell Arrangement | 72 (6 x 12) |
| Dimensions | 1954 x 982 x 40mm (76.93 x 38.7 x 1.57in) |
| Weight | 23kg (50.7 lbs) |
| Front Cover | 3.2mm Tempered glass |
| Frame Material | Anodized aluminium alloy |
| J-BOX | IP65, 3 diodes |
| Cable | 4mm ² (IEC)/12AWG(UL), 1150mm |
| Connectors | MC4 or MC4 Comparable |
| Standard Packaging (Modules per Pallet) | 24pcs |
| Module Pieces per container (40' ft. Container) | 528pcs (40'HQ) |

I-V Curves (CS6X-290P)



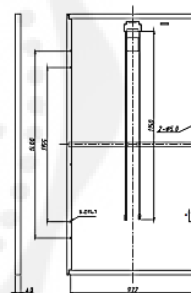
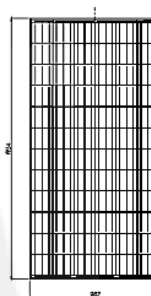
Temperature Characteristics

| | | |
|-----------------------------------|--------|-----------|
| Temperature Coefficient | Pmax | -0.43%/°C |
| | Voc | -0.34%/°C |
| | Isc | 0.065%/°C |
| Normal Operating Cell Temperature | 45±2°C | |

Performance at Low Irradiance

Industry leading performance at low irradiation environment, +95.5% module efficiency from an irradiance of 1000w/m² to 200w/m² (AM 1.5, 25 °C)

Engineering Drawings



*Specifications included in this datasheet are subject to change without prior notice.

About Canadian Solar

Canadian Solar Inc. is one of the world's largest solar companies. As a leading vertically-integrated manufacturer of ingots, wafers, cells, solar modules and solar systems, Canadian Solar delivers solar power products of uncompromising quality to worldwide customers. Canadian Solar's world class team of professionals works closely with our customers to provide them with solutions for all their solar needs.

Canadian Solar was founded in Canada in 2001 and was successfully listed on NASDAQ Exchange (symbol: CSIQ) in November 2006. Canadian Solar has module manufacturing capacity of 2.05GW and cell manufacturing capacity of 1.3GW.

Headquarters | 545 Speedvale Avenue West
Guelph | Ontario N1K 1E6 | Canada
Tel: +1 519 837 1881
Fax: +1 519 837 2550
Inquire.ca@canadiansolar.com
www.canadiansolar.com

EN-Rev 3.50 Copyright © 2012 Canadian Solar Inc.

ภาคผนวก ค

Datasheet SUNNY CENTRAL 500CP-US / 630CP-US / 720CP-US / 750CP-US / 850CP-US

SUNNY CENTRAL
500CP-US / 630CP-US / 720CP-US / 750CP-US / 800CP-US
**Economical**

- Savings in balance of system costs due to 1,000 V operating voltage
- Outdoor enclosure allows for direct field deployment
- Small footprint and light weight for easy shipping and installation

Efficient

- Highest efficiency in its power class
- Full nominal power at ambient temperatures up to 50 °C
- 10% additional power for continuous operation at ambient temperatures up to 25 °C

Flexible

- Configurable DC voltage range
- Integrated AC disconnect for NEC 2011 compliance
- Optional DC disconnects

Reliable

- Easy and safe installation and with large, separate connection area
- Powerful grid management functions (incl. LVRT and Frequency Ride Through)
- Full UL1741 and IEC 61741 compliance

SUNNY CENTRAL
500CP-US / 630CP-US / 720CP-US / 750CP-US / 800CP-US

UL listed for commercial and utility-scale projects

The Sunny Central CP-US series delivers outstanding performance. In combination with an external transformer, the Sunny Central CP-US can be connected to any utility grid or three-phase commercial service while directly providing grid management functions. The CP-US family is UL listed at 1,000 V DC and features an integrated AC disconnect in accordance with NEC 2011 requirements. Both the outdoor enclosure with the OptiCool™ cooling concept and the separate connection area ensures simple installation while maximizing returns. With a peak efficiency of 98.7 percent, it outperforms all other inverters in its class. The Sunny Central CP-US can also be integrated with the Power Plant Controller as well as the Medium-voltage Power Platform for utility-scale applications.

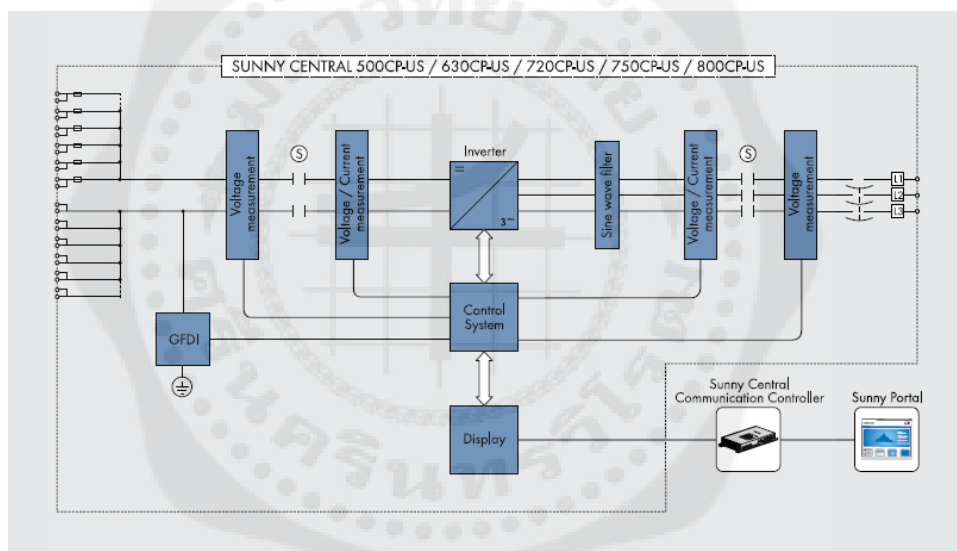
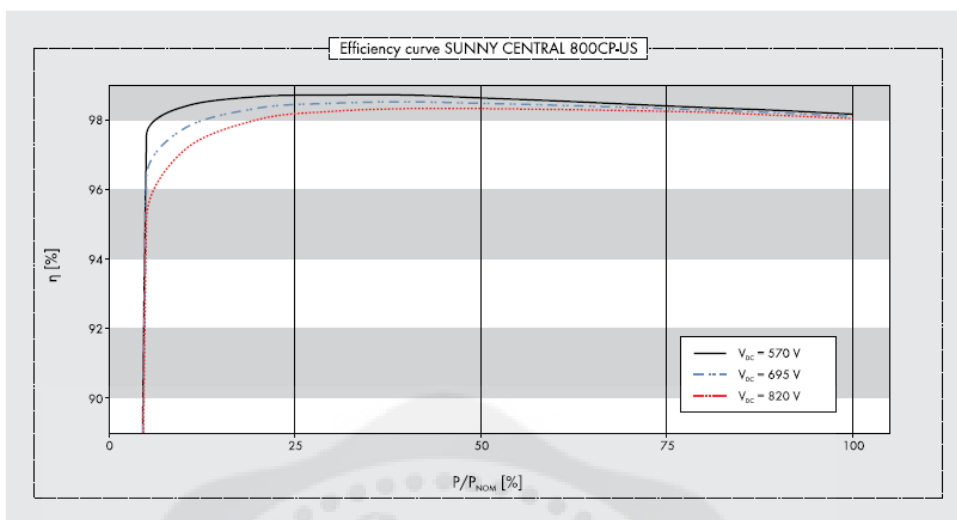
| Technical data | Sunny Central 500CP-US | Sunny Central 630CP-US |
|---|--|--|
| Input (DC) | | |
| Max. DC power (@ $\cos \varphi = 1$) | 560 kW | 713 kW |
| Max. input voltage ¹ | 1000 V | 1000 V |
| MPP voltage range (@ 25 °C / @ 50 °C at 60 Hz) | 430 V – 820 V / 430 V – 820 V ^{1,2} | 500 V – 820 V / 500 V – 820 V ^{1,2} |
| Rated input voltage | 480 V | 550 V |
| Max. input current | 1250 A | 1350 A |
| Min. input voltage / $V_{MPP, min}$ at $I_{MPP} < I_{DC, max}$ | 429 V | 498 V |
| Number of independent MPP inputs | 1 | 1 |
| Number of DC inputs | 1; 6 – 9 | 1; 6 – 9 |
| Output (AC) | | |
| Rated power (@ 25 °C) / nominal AC power (@ 50 °C) | 550 kVA / 500 kVA | 700 kVA / 630 kVA |
| Rated grid voltage / nominal AC voltage range | 270 V / 243 V – 297 V | 315 V / 284 V – 347 V |
| AC power frequency / range | 50 Hz, 60 Hz / 47 Hz ... 63 Hz | 50 Hz, 60 Hz / 47 Hz ... 63 Hz |
| Rated power frequency / rated grid voltage | 50 Hz, 60 Hz / 270 V | 50 Hz, 60 Hz / 315 V |
| Max. output current | 1176 A | 1283 A |
| Max. total harmonic factor | < 3 % | < 3 % |
| Power factor at rated power / displacement power factor adjustable | 1 / 0.8 leading – 0.8 lagging | |
| Feed-in phases / connection phases | 3 / 3 | 3 / 3 |
| Efficiency³ | | |
| Max. efficiency / European weighted efficiency / CEC efficiency | 98.5 % / 98.3 % / 98.0 % | 98.5 % / 98.3 % / 98.0 % |
| Protective devices | | |
| DC disconnect device | DC contactor | |
| AC disconnect device | AC circuit breaker | |
| DC overvoltage protection | Surge Arrester Type II | |
| Grid monitoring | ● | ● |
| Ground-fault monitoring | ○ | ○ |
| Ungrounded PV array ⁴ | ○ | ○ |
| Lightning protection | Lightning protection level III | Lightning protection level III |
| Insulation monitoring | ○ | ○ |
| Surge arresters for auxiliary power supply | ● | ● |
| Protection class / overvoltage category | I / IV | I / IV |
| General data | | |
| Dimensions (W / H / D) | 2562 / 2279 / 956 mm (101 / 90 / 38 inches) | |
| Weight | 1800 kg / 4000 lb | 1800 kg / 4000 lb |
| Operating temperature range | -25 °C ... +50 °C / -13 °F ... +122 °F | -25 °C ... +50 °C / -13 °F ... +122 °F |
| Noise emission ⁵ | 60 db(A) | 60 db(A) |
| Max. self-consumption (in operation) / self-consumption (at night) ⁶ | 1700 W / < 100 W | 1700 W / < 100 W |
| External auxiliary supply voltage | 230 / 400 V (3/N/PE) | 230 / 400 V (3/N/PE) |
| Cooling concept | OptiCool | OptiCool |
| Degree of protection: electronics / connection area | NEMA 3R / NEMA 3R | NEMA 3R / NEMA 3R |
| Degree of protection | 4C2, 4S2 | 4C2, 4S2 |
| Application | In unprotected outdoor environments | In unprotected outdoor environments |
| Max. permissible value for relative humidity (non-condensing) | 15 % ... 95 % | 15 % ... 95 % |
| Max. operating altitude above mean sea level | 2000 m | 2000 m |
| Fresh-air consumption (inverter) | 3000 m ³ /h | 3000 m ³ /h |
| Features | | |
| DC connection | Ring terminal lug / cage clamp | Ring terminal lug / cage clamp |
| AC connection | Ring terminal lug / cage clamp | Ring terminal lug / cage clamp |
| Display | ○ | ○ |
| Communication / protocols | Ethernet (optical fiber optional), Modbus | Ethernet (optical fiber optional), Modbus |
| Communication with Sunny String-Monitor | RS485 | RS485 |
| Transformer for auxiliary power supply | ○ | ○ |
| SC-COM | ● | ● |
| Color of enclosure, door, base, roof | RAL 9016 / 9016 / 7005 / 7004 | |
| Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years | ● / ○ / ○ / ○ / ○ | ● / ○ / ○ / ○ / ○ |
| Certificates and approvals (more available on request) | EMC conformity according to FCC, Part 15, Class A, UL 1741, UL 1998, IEEE 1547 | |
| ● Standard equipment ○ Optional features – Not available | | |
| Type designation | SC 500CP-US-10 | SC 630CP-US-10 |

| Sunny Central 720CP-US | Sunny Central 750CP-US | Sunny Central 800CP-US |
|--|--|--|
| 808 kW | 853 kW | 898 kW |
| 1000 V | 1000 V | 1000 V |
| 525 V – 820 V / 525 V – 820 V ^{1,2} | 545 V – 820 V / 545 V – 820 V ^{1,2} | 570 V – 820 V / 570 V – 820 V ^{1,2} |
| 565 V | 595 V | 620 V |
| 1600 A | 1600 A | 1600 A |
| 515 V | 545 V | 568 V |
| 1 | 1 | 1 |
| 1; 6 – 9 | 1; 6 – 9 | 1; 6 – 9 |
| 792 kVA / 720 kVA | 825 kVA / 750 kVA | 880 kVA / 800 kVA |
| 324 V / 292 V – 356 V | 342 V / 308 V – 376 V | 360 V / 324 V – 396 V |
| 50 Hz, 60 Hz / 47 Hz ... 63 Hz | 50 Hz, 60 Hz / 47 Hz ... 63 Hz | 50 Hz, 60 Hz / 47 Hz ... 63 Hz |
| 50 Hz, 60 Hz / 324 V | 50 Hz, 60 Hz / 342 V | 50 Hz, 60 Hz / 360 V |
| 1411 A | 1411 A | 1411 A |
| < 3 % | < 3 % | < 3 % |
| | 1 / 0.8 leading – 0.8 lagging | |
| 3 / 3 | 3 / 3 | 3 / 3 |
| 98.6 % / 98.4 % / 98.0 % | 98.6 % / 98.4 % / 98.0 % | 98.7 % / 98.4 % / 98.5 % |

| DC contactor AC circuit breaker Surge Arrester Type II | | |
|--|--------------------------------|--------------------------------|
| ● | ● | ● |
| ○ | ○ | ○ |
| ○ | ○ | ○ |
| Lightning protection level III | Lightning protection level III | Lightning protection level III |
| ○ | ○ | ○ |
| ● | ● | ● |
| I / IV | I / IV | I / IV |

| 2562 / 2279 / 956 mm (101 / 90 / 38 inches) | | |
|---|--|---|
| 1800 kg / 4000 lb | 1800 kg / 4000 lb | 1800 kg / 4000 lb |
| -25 °C ... +50 °C / -13 °F ... +122 °F | -25 °C ... +50 °C / -13 °F ... +122 °F | -25 °C ... +50 °C / -13 °F ... +122 °F |
| 60 db(A) | 60 db(A) | 61 db(A) |
| 1700 W / 100 W | 1700 W / < 100 W | 1700 W / < 100 W |
| 230 / 400 V (3/N/PE) | 230 / 400 V (3/N/PE) | 230 / 400 V (3/N/PE) |
| OptiCool | OptiCool | OptiCool |
| NEMA 3R / NEMA 3R | NEMA 3R / NEMA 3R | NEMA 3R / NEMA 3R |
| 4C2, 4S2 | 4C2, 4S2 | 4C2, 4S2 |
| In unprotected outdoor environments | In unprotected outdoor environments | In unprotected outdoor environments |
| 15 % ... 95 % | 15 % ... 95 % | 15 % ... 95 % |
| 2000 m | 2000 m | 2000 m |
| 3000 m ³ /h | 3000 m ³ /h | 3000 m ³ /h |
| Ring terminal lug / cage clamp | Ring terminal lug / cage clamp | Ring terminal lug / cage clamp |
| Ring terminal lug / cage clamp | Ring terminal lug / cage clamp | Ring terminal lug / cage clamp |
| ○ | ○ | ○ |
| Ethernet (optical fiber optional), Modbus | Ethernet (optical fiber optional), Modbus | Ethernet (optical fiber optional), Modbus |
| RS485 | RS485 | RS485 |
| ○ | ○ | ○ |
| ● | ● | ● |
| ● / ○ / ○ / ○ / ○ | ● / ○ / ○ / ○ / ○ | ● / ○ / ○ / ○ / ○ |
| | RAL 9016 / 9016 / 7005 / 7004 | |
| | EMC conformity according to FCC, Part 15, Class A, UL 1741, UL 1998, IEC 1547 | |
| SC 720CP-US-10 | SC 750CP-US-10 | SC 800CP-US-10 |

¹ At 1.00 U_{dc,max} and cos φ = 1
² The inverter will track MPP to 850V before self-protecting
³ Measured efficiency includes all auxiliary power
⁴ Included in the inverter's UL listing
⁵ Sound pressure level at a distance of 10 m
⁶ Self-consumption at rated operation



117 SMA and Sunny Central are registered trademarks of SMA Solar Technology AG. Test conditions conform to technical conditions. Technical specifications are subject to change without notice. Validity for printing areas. Please see disclaimer paper.

ที่ ๗ : http://www.sma-america.com/en_US/products/grid-tied-inverters/sunny-central/sunny-central-500cp-us-630cp-us-720cp-us-750cp-us-800cp-us-850cp-us-900-cp-us.html

ภาคผนวก ง

Discrete cash flow: compound interest factors 8 % / 10% / 20%

| 8% Table 13 Discrete cash flow: compound interest factors 8% | | | | | | | | |
|--|-----------------|---------------|-------------------------|-----------------|------------------|---------------|------------------|-----------------|
| | Single Payments | | Uniform-Series Payments | | | | Uniform Gradient | |
| | Compound Amount | Present Worth | Sinking Fund | Compound Amount | Capital Recovery | Present Worth | Gradient Present | Gradient Annual |
| | F/P | P/F | A/F | F/A | A/P | P/A | Worth P/G | Series A/G |
| 1 | 1.0800 | 0.9259 | 1.00000 | 1.00000 | 1.08000 | 0.9259 | | |
| 2 | 1.1664 | 0.8573 | 0.48077 | 2.08000 | 0.56077 | 1.7833 | 0.8573 | 0.4808 |
| 3 | 1.2597 | 0.7938 | 0.30803 | 3.24640 | 0.38803 | 2.5771 | 2.4450 | 0.9487 |
| 4 | 1.3605 | 0.7350 | 0.22192 | 4.50611 | 0.30192 | 3.3121 | 4.6501 | 1.4040 |
| 5 | 1.4693 | 0.6806 | 0.17046 | 5.86660 | 0.25046 | 3.9927 | 7.3724 | 1.8465 |
| 6 | 1.5869 | 0.6302 | 0.13632 | 7.33593 | 0.21632 | 4.6229 | 10.5233 | 2.2763 |
| 7 | 1.7138 | 0.5835 | 0.11207 | 8.92280 | 0.19207 | 5.2064 | 14.0242 | 2.6937 |
| 8 | 1.8509 | 0.5403 | 0.09401 | 10.63663 | 0.17401 | 5.7466 | 17.8061 | 3.0985 |
| 9 | 1.9990 | 0.5002 | 0.08008 | 12.48756 | 0.16008 | 6.2469 | 21.8081 | 3.4910 |
| 10 | 2.1589 | 0.4632 | 0.06903 | 14.48656 | 0.14903 | 6.7101 | 26.9768 | 3.8713 |
| 11 | 2.3316 | 0.4289 | 0.06008 | 16.64549 | 0.14008 | 7.1390 | 30.2657 | 4.2395 |
| 12 | 2.5182 | 0.3971 | 0.05270 | 18.97713 | 0.13270 | 7.5361 | 34.6339 | 4.5957 |
| 13 | 2.7196 | 0.3677 | 0.04652 | 21.49530 | 0.12652 | 7.9038 | 39.0463 | 4.9402 |
| 14 | 2.9372 | 0.3405 | 0.04130 | 24.21492 | 0.12130 | 8.2442 | 43.4723 | 5.2731 |
| 15 | 3.1722 | 0.3152 | 0.03683 | 27.15211 | 0.11683 | 8.5595 | 47.8857 | 5.5945 |
| 16 | 3.4259 | 0.2919 | 0.03298 | 30.32428 | 0.11298 | 8.8514 | 52.2640 | 5.9046 |
| 17 | 3.7000 | 0.2703 | 0.02963 | 33.75023 | 0.10963 | 9.1216 | 56.5883 | 6.2037 |
| 18 | 3.9960 | 0.2502 | 0.02670 | 37.45024 | 0.10670 | 9.3719 | 60.8426 | 6.4920 |
| 19 | 4.3157 | 0.2317 | 0.02413 | 41.44626 | 0.10413 | 9.6036 | 65.0134 | 6.7697 |
| 20 | 4.6610 | 0.2145 | 0.02185 | 45.76196 | 0.10185 | 9.8181 | 69.0898 | 7.0369 |
| 21 | 5.0338 | 0.1987 | 0.01983 | 50.42292 | 0.09983 | 10.0168 | 73.0629 | 7.2940 |
| 22 | 5.4365 | 0.1839 | 0.01803 | 55.45676 | 0.09803 | 10.2007 | 76.9257 | 7.5412 |
| 23 | 5.8715 | 0.1703 | 0.01642 | 60.89330 | 0.09642 | 10.3711 | 80.6726 | 7.7786 |
| 24 | 6.3412 | 0.1577 | 0.01498 | 66.76476 | 0.09498 | 10.5288 | 84.2997 | 8.0066 |
| 25 | 6.8485 | 0.1460 | 0.01368 | 73.10594 | 0.09368 | 10.6748 | 87.8041 | 8.2254 |
| 26 | 7.3964 | 0.1352 | 0.01251 | 79.95442 | 0.09251 | 10.8100 | 91.1842 | 8.4352 |
| 27 | 7.9881 | 0.1252 | 0.01145 | 87.35077 | 0.09145 | 10.9352 | 94.4390 | 8.6363 |
| 28 | 8.6271 | 0.1159 | 0.01049 | 95.33883 | 0.09049 | 11.0511 | 97.5687 | 8.8289 |
| 29 | 9.3173 | 0.1073 | 0.00962 | 103.96694 | 0.08962 | 11.1584 | 100.5738 | 9.0133 |
| 30 | 10.0627 | 0.0994 | 0.00883 | 113.28321 | 0.08883 | 11.2578 | 103.4558 | 9.1897 |
| 31 | 10.8677 | 0.0920 | 0.00811 | 123.34587 | 0.08811 | 11.3498 | 106.2163 | 9.3584 |
| 32 | 11.7371 | 0.0852 | 0.00745 | 134.21354 | 0.08745 | 11.4350 | 108.8575 | 9.5197 |
| 33 | 12.6760 | 0.0789 | 0.00685 | 145.95062 | 0.08685 | 11.5139 | 111.3819 | 9.6737 |
| 34 | 13.6901 | 0.0730 | 0.00630 | 158.62667 | 0.08630 | 11.5869 | 113.7924 | 9.8208 |
| 35 | 14.7853 | 0.0676 | 0.00580 | 172.31680 | 0.08580 | 11.6546 | 116.0920 | 9.9611 |
| 40 | 21.7245 | 0.0460 | 0.00386 | 259.05652 | 0.08386 | 11.9246 | 126.0422 | 10.5699 |
| 45 | 31.9204 | 0.0313 | 0.00259 | 386.50562 | 0.08259 | 12.1084 | 133.7331 | 11.0447 |
| 50 | 46.9016 | 0.0213 | 0.00174 | 573.77016 | 0.08174 | 12.2335 | 139.5928 | 11.4107 |
| 55 | 68.9139 | 0.0145 | 0.00118 | 848.92320 | 0.08118 | 12.3186 | 144.0065 | 11.6902 |
| 60 | 101.2571 | 0.0099 | 0.00080 | 1253.21330 | 0.08080 | 12.3766 | 147.3000 | 11.9015 |
| 65 | 148.7798 | 0.0067 | 0.00054 | 1847.24808 | 0.08054 | 12.4160 | 149.7387 | 12.0602 |
| 70 | 218.6064 | 0.0046 | 0.00037 | 2720.08007 | 0.08037 | 12.4428 | 151.5326 | 12.1783 |
| 75 | 321.2045 | 0.0031 | 0.00025 | 4002.55662 | 0.08025 | 12.4611 | 152.8448 | 12.2658 |
| 80 | 471.9548 | 0.0021 | 0.00017 | 5886.93543 | 0.08017 | 12.4735 | 153.8001 | 12.3301 |
| 85 | 693.4565 | 0.0014 | 0.00012 | 8655.70611 | 0.08012 | 12.4820 | 154.4925 | 12.3772 |
| 90 | 1018.9151 | 0.0010 | 0.00008 | 12723.93862 | 0.08008 | 12.4877 | 154.9925 | 12.4116 |

| 10% | | Table 15 Discrete cash flow: compound interest factors | | | | | | 10% | |
|-----|-----------------|--|-------------------------|-----------------|------------------|---------------|------------------|-----------------|--|
| | Single Payments | | Uniform-Series Payments | | | | Uniform Gradient | | |
| | Compound Amount | Present Worth | Sinking Fund | Compound Amount | Capital Recovery | Present Worth | Gradient Present | Gradient Annual | |
| | F/P | P/F | A/F | F/A | A/P | P/A | Worth P/G | Series A/G | |
| 1 | 1.1000 | 0.9091 | 1.00000 | 1.00000 | 1.10000 | 0.9091 | | | |
| 2 | 1.2100 | 0.8264 | 0.47619 | 2.10000 | 0.57619 | 1.7355 | 0.8264 | 0.4762 | |
| 3 | 1.3310 | 0.7513 | 0.30211 | 3.31000 | 0.40211 | 2.4869 | 2.3291 | 0.9366 | |
| 4 | 1.4641 | 0.6830 | 0.21547 | 4.64100 | 0.31547 | 3.1699 | 4.3781 | 1.3812 | |
| 5 | 1.6105 | 0.6209 | 0.16380 | 6.10510 | 0.26380 | 3.7908 | 6.8618 | 1.8101 | |
| 6 | 1.7716 | 0.5645 | 0.12961 | 7.71561 | 0.22961 | 4.3553 | 9.6842 | 2.2236 | |
| 7 | 1.9487 | 0.5132 | 0.10541 | 9.48717 | 0.20541 | 4.8684 | 12.7631 | 2.6216 | |
| 8 | 2.1436 | 0.4665 | 0.08744 | 11.43589 | 0.18744 | 5.3349 | 16.0287 | 3.0045 | |
| 9 | 2.3579 | 0.4241 | 0.07364 | 13.57948 | 0.17364 | 5.7590 | 19.4215 | 3.3724 | |
| 10 | 2.5937 | 0.3855 | 0.06275 | 15.93742 | 0.16275 | 6.1446 | 22.8913 | 3.7255 | |
| 11 | 2.8531 | 0.3505 | 0.05396 | 18.53117 | 0.15396 | 6.4951 | 26.3963 | 4.0641 | |
| 12 | 3.1384 | 0.3186 | 0.04676 | 21.38428 | 0.14676 | 6.8137 | 29.9012 | 4.3884 | |
| 13 | 3.4523 | 0.2897 | 0.04078 | 24.52271 | 0.14078 | 7.1034 | 33.3772 | 4.6988 | |
| 14 | 3.7975 | 0.2633 | 0.03575 | 27.97498 | 0.13575 | 7.3667 | 36.8005 | 4.9955 | |
| 15 | 4.1772 | 0.2394 | 0.03147 | 31.77248 | 0.13147 | 7.6061 | 40.1520 | 5.2789 | |
| 16 | 4.5950 | 0.2176 | 0.02782 | 35.94973 | 0.12782 | 7.8237 | 43.4164 | 5.5493 | |
| 17 | 5.0545 | 0.1978 | 0.02466 | 40.54470 | 0.12466 | 8.0216 | 46.5819 | 5.8071 | |
| 18 | 5.5599 | 0.1799 | 0.02193 | 45.59917 | 0.12193 | 8.2014 | 49.6395 | 6.0526 | |
| 19 | 6.1159 | 0.1635 | 0.01955 | 51.15909 | 0.11955 | 8.3649 | 52.5827 | 6.2861 | |
| 20 | 6.7275 | 0.1486 | 0.01746 | 57.27500 | 0.11746 | 8.5136 | 55.4069 | 6.5081 | |
| 21 | 7.4002 | 0.1351 | 0.01562 | 64.00250 | 0.11562 | 8.6487 | 58.1095 | 6.7189 | |
| 22 | 8.1403 | 0.1228 | 0.01401 | 71.40275 | 0.11401 | 8.7715 | 60.6893 | 6.9189 | |
| 23 | 8.9543 | 0.1117 | 0.01257 | 79.54302 | 0.11257 | 8.8832 | 63.1462 | 7.1085 | |
| 24 | 9.8497 | 0.1015 | 0.01130 | 88.49733 | 0.11130 | 8.9847 | 65.4813 | 7.2881 | |
| 25 | 10.8347 | 0.0923 | 0.01017 | 98.34706 | 0.11017 | 9.0770 | 67.6964 | 7.4580 | |
| 26 | 11.9182 | 0.0839 | 0.00916 | 109.18177 | 0.10916 | 9.1609 | 69.7940 | 7.6186 | |
| 27 | 13.1100 | 0.0763 | 0.00826 | 121.09994 | 0.10826 | 9.2372 | 71.7773 | 7.7704 | |
| 28 | 14.4210 | 0.0693 | 0.00745 | 134.20994 | 0.10745 | 9.3066 | 73.6495 | 7.9137 | |
| 29 | 15.8631 | 0.0630 | 0.00673 | 148.63093 | 0.10673 | 9.3696 | 75.4146 | 8.0489 | |
| 30 | 17.4494 | 0.0573 | 0.00608 | 164.49402 | 0.10608 | 9.4269 | 77.0766 | 8.1762 | |
| 31 | 19.1943 | 0.0521 | 0.00550 | 181.94342 | 0.10550 | 9.4790 | 78.6395 | 8.2962 | |
| 32 | 21.1138 | 0.0474 | 0.00497 | 201.13777 | 0.10497 | 9.5264 | 80.1078 | 8.4091 | |
| 33 | 23.2252 | 0.0431 | 0.00450 | 222.25154 | 0.10450 | 9.5694 | 81.4856 | 8.5152 | |
| 34 | 25.5477 | 0.0391 | 0.00407 | 245.47670 | 0.10407 | 9.6086 | 82.7773 | 8.6149 | |
| 35 | 28.1024 | 0.0356 | 0.00369 | 271.02437 | 0.10369 | 9.6442 | 83.9872 | 8.7086 | |
| 40 | 45.2593 | 0.0221 | 0.00226 | 442.59256 | 0.10226 | 9.7791 | 88.9525 | 9.0962 | |
| 45 | 72.8905 | 0.0137 | 0.00139 | 718.90484 | 0.10139 | 9.8628 | 92.4544 | 9.3740 | |
| 50 | 117.3909 | 0.0085 | 0.00086 | 1163.90853 | 0.10086 | 9.9148 | 94.8889 | 9.5704 | |
| 55 | 189.0591 | 0.0053 | 0.00053 | 1880.59142 | 0.10053 | 9.9471 | 96.5619 | 9.7075 | |
| 60 | 304.4816 | 0.0033 | 0.00033 | 3034.81640 | 0.10033 | 9.9672 | 97.7010 | 9.8023 | |
| 65 | 490.3707 | 0.0020 | 0.00020 | 4893.70725 | 0.10020 | 9.9796 | 98.4705 | 9.8672 | |
| 70 | 789.7470 | 0.0013 | 0.00013 | 7887.46957 | 0.10013 | 9.9873 | 98.9870 | 9.9113 | |
| 75 | 1271.8954 | 0.0008 | 0.00008 | 12708.95371 | 0.10008 | 9.9921 | 99.3317 | 9.9410 | |
| 80 | 2048.4002 | 0.0005 | 0.00005 | 20474.00215 | 0.10005 | 9.9951 | 99.5606 | 9.9609 | |
| 85 | 3298.9690 | 0.0003 | 0.00003 | 32979.69030 | 0.10003 | 9.9970 | 99.7120 | 9.9742 | |
| 90 | 5313.0226 | 0.0002 | 0.00002 | 53120.22612 | 0.10002 | 9.9981 | 99.8118 | 9.9831 | |

| 20% | | Table 22 Discrete cash flow: compound interest factors | | | | | | 20% | |
|-----|-----------------|--|-------------------------|-----------------|------------------|---------------|------------------|-----------------|--|
| | Single Payments | | Uniform-Series Payments | | | | Uniform Gradient | | |
| | Compound Amount | Present Worth | Sinking Fund | Compound Amount | Capital Recovery | Present Worth | Gradient Present | Gradient Annual | |
| | F/P | P/F | A/F | F/A | A/P | P/A | Worth P/G | Series A/G | |
| 1 | 1.2000 | 0.8333 | 1.00000 | 1.00000 | 1.20000 | 0.8333 | | | |
| 2 | 1.4400 | 0.6944 | 0.45455 | 2.20000 | 0.65455 | 1.5278 | 0.6944 | 0.4545 | |
| 3 | 1.7280 | 0.5787 | 0.27473 | 3.64000 | 0.47473 | 2.1065 | 1.8519 | 0.8791 | |
| 4 | 2.0736 | 0.4823 | 0.18629 | 5.36800 | 0.38629 | 2.5887 | 3.2986 | 1.2742 | |
| 5 | 2.4883 | 0.4019 | 0.13438 | 7.44160 | 0.33438 | 2.9906 | 4.9061 | 1.6405 | |
| 6 | 2.9860 | 0.3349 | 0.10071 | 9.92992 | 0.30071 | 3.3255 | 6.5806 | 1.9788 | |
| 7 | 3.5832 | 0.2791 | 0.07742 | 12.91590 | 0.27742 | 3.6046 | 8.2551 | 2.2902 | |
| 8 | 4.2998 | 0.2326 | 0.06061 | 16.49908 | 0.26061 | 3.8372 | 9.8831 | 2.5756 | |
| 9 | 5.1598 | 0.1938 | 0.04808 | 20.79890 | 0.24808 | 4.0310 | 11.4335 | 2.8364 | |
| 10 | 6.1917 | 0.1615 | 0.03852 | 25.95868 | 0.23852 | 4.1925 | 12.8871 | 3.0739 | |
| 11 | 7.4301 | 0.1346 | 0.03110 | 32.15042 | 0.23110 | 4.3271 | 14.2330 | 3.2893 | |
| 12 | 8.9161 | 0.1122 | 0.02526 | 39.58050 | 0.22526 | 4.4392 | 15.4667 | 3.4841 | |
| 13 | 10.6993 | 0.0935 | 0.02062 | 48.49660 | 0.22062 | 4.5327 | 16.5883 | 3.6597 | |
| 14 | 12.8392 | 0.0779 | 0.01689 | 59.19592 | 0.21689 | 4.6106 | 17.6008 | 3.8175 | |
| 15 | 15.4070 | 0.0649 | 0.01388 | 72.03511 | 0.21388 | 4.6755 | 18.5095 | 3.9588 | |
| 16 | 18.4884 | 0.0541 | 0.01144 | 87.44213 | 0.21144 | 4.7296 | 19.3208 | 4.0851 | |
| 17 | 22.1861 | 0.0451 | 0.00944 | 105.93056 | 0.20944 | 4.7746 | 20.0419 | 4.1976 | |
| 18 | 26.6233 | 0.0376 | 0.00781 | 128.11667 | 0.20781 | 4.8122 | 20.6805 | 4.2975 | |
| 19 | 31.9480 | 0.0313 | 0.00646 | 154.74000 | 0.20646 | 4.8435 | 21.2439 | 4.3861 | |
| 20 | 38.3376 | 0.0261 | 0.00536 | 186.88800 | 0.20536 | 4.8696 | 21.7395 | 4.4643 | |
| 21 | 46.0051 | 0.0217 | 0.00444 | 226.02560 | 0.20444 | 4.8913 | 22.1742 | 4.5334 | |
| 22 | 55.2061 | 0.0181 | 0.00369 | 271.03072 | 0.20369 | 4.9094 | 22.5546 | 4.5941 | |
| 23 | 66.2474 | 0.0151 | 0.00307 | 326.23686 | 0.20307 | 4.9245 | 22.8867 | 4.6475 | |
| 24 | 79.4968 | 0.0126 | 0.00255 | 392.48424 | 0.20255 | 4.9371 | 23.1760 | 4.6943 | |
| 25 | 95.3962 | 0.0105 | 0.00212 | 471.98108 | 0.20212 | 4.9476 | 23.4276 | 4.7352 | |
| 26 | 114.4755 | 0.0087 | 0.00176 | 567.37730 | 0.20176 | 4.9563 | 23.6460 | 4.7709 | |
| 27 | 137.3706 | 0.0073 | 0.00147 | 681.85276 | 0.20147 | 4.9636 | 23.8353 | 4.8020 | |
| 28 | 164.8447 | 0.0061 | 0.00122 | 819.22331 | 0.20122 | 4.9697 | 23.9991 | 4.8291 | |
| 29 | 197.8136 | 0.0051 | 0.00102 | 984.06797 | 0.20102 | 4.9747 | 24.1406 | 4.8527 | |
| 30 | 237.3763 | 0.0042 | 0.00085 | 1181.88157 | 0.20085 | 4.9789 | 24.2628 | 4.8731 | |
| 31 | 284.8516 | 0.0035 | 0.00070 | 1419.25788 | 0.20070 | 4.9824 | 24.3681 | 4.8908 | |
| 32 | 341.8219 | 0.0029 | 0.00059 | 1704.10946 | 0.20059 | 4.9854 | 24.4588 | 4.9061 | |
| 33 | 410.1863 | 0.0024 | 0.00049 | 2045.93135 | 0.20049 | 4.9878 | 24.5368 | 4.9194 | |
| 34 | 492.2235 | 0.0020 | 0.00041 | 2456.11762 | 0.20041 | 4.9898 | 24.6038 | 4.9308 | |
| 35 | 590.6682 | 0.0017 | 0.00034 | 2948.34115 | 0.20034 | 4.9915 | 24.6614 | 4.9406 | |
| 40 | 1469.7716 | 0.0007 | 0.00014 | 7343.85784 | 0.20014 | 4.9966 | 24.8469 | 4.9728 | |
| 45 | 3657.2620 | 0.0003 | 0.00005 | 18281.30994 | 0.20005 | 4.9986 | 24.9316 | 4.9877 | |
| 50 | 9100.4382 | 0.0001 | 0.00002 | 45497.19075 | 0.20002 | 4.9995 | 24.9698 | 4.9945 | |
| 55 | 22644.8023 | 0.0000 | 0.00001 | 113219.01129 | 0.20001 | 4.9998 | 24.9868 | 4.9976 | |
| 60 | 56347.5144 | 0.0000 | 0.00000 | 281732.57177 | 0.20000 | 4.9999 | 24.9942 | 4.9989 | |

ที่มา : http://www.widbase.net/resource/reference.php?expand=vbafn&ref_grp_sub=vbafnfn

ประวัติย่อ นิสิตผู้ทำโครงการ

ชื่อ-นามสกุล นายเจตริน อางปัฐ
 วัน เดือน ปีเกิด 1 พฤศจิกายน 2534
 สถานที่เกิด จังหวัดกรุงเทพมหานคร
 ที่อยู่ปัจจุบัน 200 ถนนคูบอน
 ตำบลบางชัน อำเภอคลองสามวา
 จังหวัดกรุงเทพมหานคร 10510
 โทรศัพท์ 084-1352323
 E-mail address jettarin@hotmail.com



ประวัติการศึกษา

พ.ศ. 2549 มัธยมต้น โรงเรียนเศรษฐบุตรบำเพ็ญ
 พ.ศ. 2552 มัธยมปลาย โรงเรียนเศรษฐบุตรบำเพ็ญ
 พ.ศ. 2556 กำลังศึกษาระดับปริญญาตรี คณะวิศวกรรมศาสตร์
 มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ

ประวัติย่อประวัติผู้ทำโครงการ

ชื่อ-นามสกุล นายณัฐพล มาเจริญ
วัน เดือน ปีเกิด 16 กันยายน 2534
สถานที่เกิด จังหวัดกรุงเทพมหานคร
ที่อยู่ปัจจุบัน 33/41 หมู่ 8 ซ.แจ้งวัฒนะ 40
 ถนนแจ้งวัฒนะ ตำบลบางตลาด
 อำเภอปากเกร็ด จังหวัดนนทบุรี 11120
โทรศัพท์ 080-2786275
E-mail address keng_torres73@hotmail.com



ประวัติการศึกษา

พ.ศ. 2549 มัธยมต้น โรงเรียนคอนเมืองทหารอากาศบำรุง
 พ.ศ. 2552 มัธยมปลาย โรงเรียนคอนเมืองทหารอากาศบำรุง
 พ.ศ. 2556 กำลังศึกษาระดับปริญญาตรี คณะวิศวกรรมศาสตร์
 มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ