

การประเมินสมรรถนะระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์
8 เมกกะวัตต์ แบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์
และแบบมูรับแสงคงที่ในประเทศไทย



บดินทร์ เสนานนท์

ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมพลังงานทดแทน
มหาวิทยาลัยแม่โจ้

พ.ศ. 2563

การประเมินสมรรถนะระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์
8 เมกกะวัตต์ แบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์
และแบบมูรับแสงคงที่ในประเทศไทย



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของความสมบูรณ์ของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมพลังงานทดแทน
สำนักบริหารและพัฒนาวิชาการ มหาวิทยาลัยแม่โจ้
พ.ศ. 2563

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยแม่โจ้

การประเมินสมรรถนะระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

8 เมกกะวัตต์ แบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์

และแบบมูรับแสงคงที่ในประเทศไทย

บดินทร์ เสนานนท์

วิทยานิพนธ์นี้ได้รับการพิจารณาอนุมัติให้เป็นส่วนหนึ่งของความสมบูรณ์ของการศึกษา

ตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมพลังงานทดแทน

พิจารณาเห็นชอบโดย

อาจารย์ที่ปรึกษา

อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ยิ่งรักษ์ อรรถเวชกุล)

วันที่.....เดือน.....พ.ศ.

อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กมล จิรเสวีอมรกุล)

วันที่.....เดือน.....พ.ศ.

อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม

(รองศาสตราจารย์ ดร.วันจักรี เล่นวารี)

วันที่.....เดือน.....พ.ศ.

ประธานอาจารย์ผู้รับผิดชอบหลักสูตร

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ธเนศ ไชยชนะ)

วันที่.....เดือน.....พ.ศ.

สำนักบริหารและพัฒนาวิชาการรับรองแล้ว

(รองศาสตราจารย์ ดร.ญาณิน โอภาสพัฒนกิจ)

รักษาการแทนรองอธิการบดี ปฏิบัติการแทน

อธิการบดีมหาวิทยาลัยแม่โจ้

วันที่.....เดือน.....พ.ศ.

| | |
|----------------------|---|
| ชื่อเรื่อง | การประเมินสมรรถนะระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 8 เมกกะวัตต์ แบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์ และแบบมุมรับแสงคงที่ในประเทศไทย |
| ชื่อผู้เขียน | นายบดินทร์ เสนานนท์ |
| ชื่อปริญญา | วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมพลังงานทดแทน |
| อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก | ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ยิ่งรัชช์ อรรถเวชกุล |

บทคัดย่อ

จากลักษณะภูมิประเทศไทยที่ใกล้บริเวณเส้นศูนย์สูตร ส่งผลให้ประเทศไทยมีค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปี เท่ากับ $17.6 \text{ MJ/m}^2\text{-day}$ ซึ่งมีศักยภาพสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ สอดคล้องกับนโยบายการพัฒนาพลังงานทดแทนโดยรัฐบาลมีการสนับสนุนให้มีการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เช่น แสงอาทิตย์ ลม น้ำ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ จากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 25.79% จากการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งหมด ได้รับความนิยมนองจากพลังงานชีวมวลและพลังงานน้ำขนาดใหญ่ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีเทคโนโลยีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ประเภท คือ การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบระบบคงที่ (Fixed) กับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ (Tracking) ซึ่งแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์จะผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าแบบระบบคงที่ คิดเป็น 2.51% ส่วนการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ เมื่อพิจารณาจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ที่อัตราคิดลด 3% พบว่า มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่เป็นบวก มีความคุ้มค่าที่จะลงทุน และอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C ratio) กับอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) พบว่า แบบระบบคงที่มีความคุ้มค่าในการลงทุนมากกว่าแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์เล็กน้อย โดยมีอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุนเท่ากับ 5.63 และ 5.58 อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับ 31.77% และ 31.39% ตามลำดับ ส่วนการวิเคราะห์ความอ่อนไหวทั้งกรณีต้นทุน การลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าแบบระบบคงที่ ยังคงมีความคุ้มค่าในการลงทุนมากกว่า

คำสำคัญ : โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์, ติดตั้งแผงแบบระบบคงที่, ติดตั้งแผงแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์, การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

| | |
|---------------------------------------|--|
| Title | THE PERFORMANCE EVALUATION OF A 8 MW SOLAR POWER GENERATION SYSTEM ON SOLAR TRACKING AND FIXED SYSTEMS IN THAILAND |
| Author | Mr. Bordin Senanon |
| Degree | Master of Engineering in Renewable Energy Engineering |
| Advisory Committee Chairperson | Assistant Professor Dr. Yingrak Auttawaitkul |

ABSTRACT

Since Thailand is located near the equator so it has an effect on average daily solar radiation intensity per year (17.6 MJ/ m²-day). This has potential in electricity generating from solar energy. It is consistent with the policy on the development of renewable energy supported by the Thai government in terms of the purchase of renewable energy such as sunlight, wind, water, biomass, biogas, and garbage from private electricity producers. In addition, the solar power plant can generate electricity for 25.79 percent of the whole renewable energy electricity generating. The popularity of this electricity type is second to biomass and hydro energy. In fact, there are two types of solar cell panel installation technology: fixed and trace systems. The latter can generate more electricity than the former for 2.51 percent. According to economic analysis of both types based on NPV at 3% discount rate, it is found that net present value (NPV) is worthwhile for the investment. For the rate of returns (B/C ratio) and internal rate of returns (IRR), it is found that the fixed system insignificant more worthwhile than the tracking one in terms of the investment (B/C ratio = 5.63 and 5.58, IRR = 31.77 and 31.39%, respectively). For a sensitivity analysis on the basis of costs and investment of electrical plant construction, the fixed system is still more worthwhile.

Keywords : solar power plant, fixed system, tracking system, economic analysis

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี โดยได้รับคำชี้แนะที่มีคุณค่าเป็นอย่างยิ่งจากคณาจารย์หลายท่าน และการสนับสนุนเงินทุนในการทำงานวิจัยจากหลายหน่วยงาน

ขอขอบพระคุณวิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยแม่โจ้ ที่มอบทุนอุดหนุนการศึกษาผ่าน “โครงการผลิตและพัฒนาศัทยภาพทางด้านพลังงานทดแทนในกลุ่มประเทศอาเซียน สำหรับนักศึกษา ระดับบัณฑิตศึกษา ประจำปีการศึกษา 2559”

ขอขอบพระคุณความอนุเคราะห์ คำแนะนำและความช่วยเหลือจากบุคคลหลายฝ่าย โดยเฉพาะอย่างยิ่ง รองศาสตราจารย์ ดร.จอมภพ แววศักดิ์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยทักษิณ ที่ให้เกียรติเป็นประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

ขอขอบพระคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ยิ่งรัช อรรถเวชกุล ที่กรุณาให้เกียรติเป็นอาจารย์ที่ปรึกษาหลัก ช่วยตรวจสอบความเหมาะสม ความเรียบร้อยของเนื้อหางานวิจัย ให้คำปรึกษาและช่วยแก้ไขข้อบกพร่องและปัญหาต่างๆ ในวิทยานิพนธ์เล่มนี้

ขอขอบพระคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กมล จิรเสรีอมรกุล ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วันจักรี เล่นวารี ภาควิชาวิศวกรรมระบบควบคุมและเครื่องมือวัด คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ที่กรุณาให้เกียรติเป็นอาจารย์ที่ปรึกษาร่วม จนวิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี ผู้วิจัยขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูง

ขอขอบพระคุณศูนย์บริการวิชาการที่ 7 (จังหวัดเชียงใหม่) กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน ที่เอื้อเฟื้อสถานที่สำหรับใช้ในการศึกษา

ขอขอบพระคุณคณาจารย์หลายท่านที่ได้กล่าวชื่อในครั้งนี้ เจ้าหน้าที่วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยแม่โจ้ทุกท่านที่ให้ความสะดวกตลอดการดำเนินงานวิจัย รวมถึงเพื่อน และญาติมิตรทุกท่านที่ไม่สามารถจะกล่าวไว้ในนี้ได้หมด สำหรับความช่วยเหลือและกำลังใจเสมอมา คุณประโยชน์อันใดที่เกิดจากงานวิจัยนี้ย่อมเป็นผลมาจากความกรุณาของท่านดังกล่าวข้างต้น ผู้วิจัยซาบซึ้งเป็นอย่างยิ่ง จึงใคร่ขอขอบพระคุณมา ณ โอกาสนี้

บดินทร์ เสนานนท์

สารบัญ

| | หน้า |
|--|------|
| บทคัดย่อภาษาไทย..... | ค |
| บทคัดย่อภาษาอังกฤษ..... | ง |
| กิตติกรรมประกาศ..... | จ |
| สารบัญ..... | ฉ |
| สารบัญตาราง..... | ฉ |
| สารบัญภาพ..... | ญ |
| บทที่ 1 บทนำ..... | 1 |
| 1.1 ความสำคัญและที่มาของงานวิจัย..... | 1 |
| 1.2 วัตถุประสงค์..... | 4 |
| 1.3 ขอบเขตการศึกษา..... | 4 |
| 1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ..... | 5 |
| บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง..... | 6 |
| 2.1 การแบ่งประเทศตามภูมิอากาศและเส้นละติจูด..... | 6 |
| 2.2 ภูมิอากาศของประเทศไทย..... | 7 |
| 2.2.1 พิกัดที่ตั้งทางภูมิศาสตร์..... | 7 |
| 2.2.2 โครงสร้างและลักษณะภูมิประเทศ..... | 7 |
| 2.2.3 ลักษณะภูมิประเทศ..... | 8 |
| 2.2.4 ลักษณะภูมิอากาศ..... | 9 |
| 2.3 พลังงานแสงอาทิตย์..... | 10 |
| 2.3.1 สเปกตรัมรังสีแสงอาทิตย์ (Solar radiation)..... | 10 |
| 2.3.2 รังสีแสงอาทิตย์บนพื้นผิวโลก..... | 11 |

| | | |
|---------|--|----|
| 2.3.3 | แสงอาทิตย์แหล่งกำเนิดพลังงานมหาศาล..... | 12 |
| 2.4 | ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย | 13 |
| 2.5 | สารกึ่งตัวนำ..... | 18 |
| 2.5.1 | สารกึ่งตัวนำบริสุทธิ์..... | 19 |
| 2.5.2 | สารกึ่งตัวนำไม่บริสุทธิ์..... | 19 |
| 2.6 | ปรากฏการณ์ โฟโตโวลเทอิก (Photovoltaic Effect)..... | 22 |
| 2.7 | เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar cell), เซลล์โฟโตโวลเทอิก (Photovoltaic (PV) cell) | 23 |
| 2.7.1 | เซลล์แสงอาทิตย์ซิลิคอน (Silicon-based solar cell)..... | 24 |
| 2.7.2 | เซลล์แสงอาทิตย์ฟิล์มบาง (Thin-film solar cell)..... | 25 |
| 2.8 | ประเภทของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ | 26 |
| 2.8.1 | ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Standalone system)..... | 26 |
| 2.8.2 | ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย (PV Grid connected system) | 27 |
| 2.9 | เทคโนโลยีในการติดตั้งแผงเซลล์อาทิตย์ | 28 |
| 2.9.1 | โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบคงที่..... | 28 |
| 2.9.2 | โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ระบบติดตามดวงอาทิตย์..... | 29 |
| 2.10 | ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์..... | 31 |
| 2.11 | ความคุ้มค่าในการลงทุน | 33 |
| 2.12 | งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง..... | 35 |
| บทที่ 3 | วิธีดำเนินงานวิจัย..... | 40 |
| 3.1 | การเปรียบเทียบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในเขตภูมิอากาศที่แตกต่างกัน | 40 |
| 3.2 | การเปรียบเทียบข้อมูลการผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย..... | 43 |
| บทที่ 4 | ผลการวิจัยและการอภิปรายผล | 48 |

| | |
|---|-----|
| 4.1 เขตภูมิอากาศที่ส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์..... | 48 |
| 4.2 การผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมูรับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย..... | 53 |
| 4.3 ความคุ้มค่าในการลงทุนด้านเศรษฐศาสตร์ระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมูรับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์..... | 59 |
| 4.3.1 การวิเคราะห์ด้านการเงินของการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กรณีหลัก..... | 60 |
| 4.3.2 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการด้านการเงินของการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์..... | 67 |
| บทที่ 5 สรุปผลการทดลองและข้อเสนอแนะ..... | 70 |
| 5.1 สรุปผลการทดลอง..... | 70 |
| 5.2 ข้อเสนอแนะ..... | 71 |
| บรรณานุกรม..... | 72 |
| ภาคผนวก..... | 77 |
| ภาคผนวก ก การเผยแพร่งานวิจัย..... | 78 |
| ประวัติผู้วิจัย..... | 110 |



สารบัญตาราง

| ตารางที่ | หน้า |
|----------|---|
| 1 | ความเข้มรังสีอาทิตย์..... 18 |
| 2 | ประสิทธิภาพการแปลงพลังงานของเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ต่างๆ..... 26 |
| 3 | ฤดูกาลของแต่ละประเทศ 49 |
| 4 | ข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 49 |
| 5 | ข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายวันของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบมุมรับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์..... 54 |
| 6 | ข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายสัปดาห์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบมุมรับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์..... 57 |
| 7 | ข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบมุมรับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์..... 58 |
| 8 | ค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบระบบติดตามดวงอาทิตย์..... 63 |
| 9 | ค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบระบบคงที่ 65 |
| 10 | มูลค่าปัจจุบันสุทธิเมื่อต้นทุนมีการเปลี่ยนแปลงทั้งลดลงและเพิ่มขึ้น 67 |
| 11 | อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายใน เมื่อต้นทุนมีการเปลี่ยนแปลงทั้ง ลดลงและเพิ่มขึ้น 68 |

สารบัญภาพ

| ภาพที่ | หน้า |
|---|------|
| 1 การใช้พลังงานรูปแบบต่างๆ ในประเทศไทย | 1 |
| 2 สัดส่วนการใช้พลังงานทดแทน..... | 2 |
| 3 กำลังการผลิตติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย | 3 |
| 4 การแบ่งประเทศตามภูมิอากาศและเส้นละติจูด | 6 |
| 5 ความยาวคลื่นของแสงอาทิตย์ | 11 |
| 6 การส่งผ่าน การดูดกลืน การสะท้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกลงบนผิวโลก..... | 13 |
| 7 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยในเดือนต่างๆ | 15 |
| 8 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยตลอดปี | 17 |
| 9 ภาพซิลิกอน (Si) ที่เจือปนด้วยแอนติโมนี (Sb) ทำให้เกิดอิเล็กตรอนอิสระเกินมา 1 ตัว เป็นสารกึ่งตัวนำชนิด N-Type..... | 20 |
| 10 ภาพซิลิกอน (Si) ที่เจือปนด้วยโบรอน (B) ทำให้ขาดอิเล็กตรอน 1 ตัว เป็นสารกึ่งตัวนำชนิด P-Type..... | 21 |
| 11 หัวต่อ PN ที่เป็นรอยต่อระหว่างผลึกสารกึ่งตัวนำชนิด P และผลึกสารกึ่งตัวนำชนิด N..... | 21 |
| 12 การทำงานของไดโอด โดยสัญลักษณ์ A แทนขาแอนโนด และ K แทนขาแคโทด..... | 22 |
| 13 ไดอะแกรมชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์..... | 23 |
| 14 เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ทั่วไป (ก) ผลึกเดี่ยว (ข) ผลึกรวม (ค) อะมอร์ฟัส และ (ง) CIGS.. | 24 |
| 15 โครงสร้างของเซลล์แสงอาทิตย์ซิลิคอน | 24 |
| 16 โครงสร้างของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟลอมบางของธาตุซิลิคอนอสัณฐานและโลหะผสม CIGS .. | 25 |
| 17 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (ก) จ่ายไฟฟ้าโดยตรงไม่มีการจัดเก็บพลังงาน และ (ข) จ่ายไฟฟ้าให้โหลด DC และ AC และมีแบตเตอรี่สำรองไฟ..... | 27 |
| 18 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย..... | 28 |
| 19 การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบระบบคงที่..... | 29 |

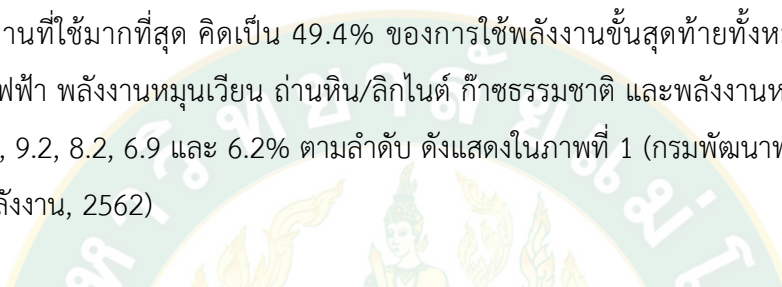
| | | |
|----|--|----|
| 20 | การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ระบบติดตามดวงอาทิตย์..... | 30 |
| 21 | การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของระบบคงที่และระบบติดตามดวงอาทิตย์..... | 30 |
| 22 | (ก) การต่อวงจรเพื่อวัด I-V Curve และ (ข) กราฟ I-V Curve ของเซลล์แสงอาทิตย์แบบที่ 1 | 31 |
| 23 | (ก) การต่อวงจรเพื่อวัด I-V Curve และ (ข) กราฟ I-V Curve ของเซลล์แสงอาทิตย์แบบที่ 2 | 32 |
| 24 | ตำแหน่งสถานที่ที่ใช้ในการเปรียบเทียบการผลิตไฟฟ้า..... | 41 |
| 25 | โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รัฐมินนิโซตา ประเทศสหรัฐอเมริกา..... | 41 |
| 26 | โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กรุงพริทอเรีย ประเทศแอฟริกาใต้..... | 42 |
| 27 | โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รัฐแอซฮาร์ ประเทศปากีสถาน..... | 42 |
| 28 | โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จังหวัดสระบุรี ประเทศไทย..... | 43 |
| 29 | แผนที่โครงการ | 44 |
| 30 | โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ ลพบุรี | 45 |
| 31 | โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตามดวงอาทิตย์ สระบุรี | 46 |
| 32 | ระยะทางระหว่างโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำการศึกษา | 47 |
| 33 | กำลังการผลิตไฟฟ้ารายปีของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศสหรัฐอเมริกา | 51 |
| 34 | กำลังการผลิตไฟฟ้ารายปีของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศแอฟริกาใต้ | 51 |
| 35 | กำลังการผลิตไฟฟ้ารายปีของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศปากีสถาน | 52 |
| 36 | กำลังการผลิตไฟฟ้ารายปีของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศไทย | 52 |
| 37 | ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตไฟฟ้าและค่ารังสีอาทิตย์เทียบกับเวลาของโรงไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์ลพบุรี..... | 56 |
| 38 | ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตไฟฟ้าและค่ารังสีอาทิตย์เทียบกับเวลาของโรงไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์สระบุรี..... | 56 |
| 39 | กำลังการผลิตไฟฟ้ารายสัปดาห์ของโรงไฟฟ้าทั้ง 2 แบบ..... | 57 |
| 40 | กำลังการผลิตไฟฟ้ารายปีของโรงไฟฟ้าทั้ง 2 แบบ..... | 59 |

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความสำคัญและที่มาของงานวิจัย

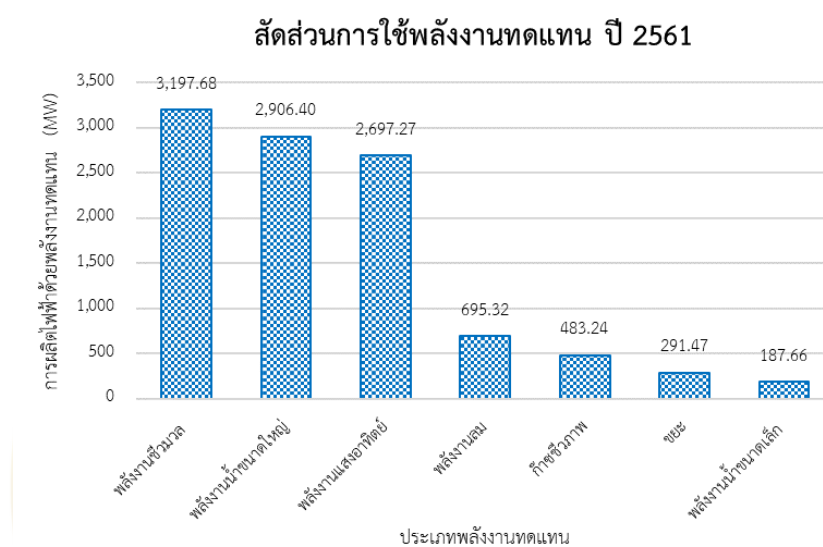
อัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศไทย (GDP) 9 เดือนแรกของปี 2561 ขยายตัว 4.3% ส่งผลต่อภาพรวมการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายเพิ่มขึ้น 3.6% คิดเป็นมูลค่ากว่า 1,397,306 ล้านบาท ซึ่งการใช้พลังงานยังคงเพิ่มขึ้นตามการเติบโตทางเศรษฐกิจ โดยน้ำมันสำเร็จรูปเป็นพลังงานที่ใช้มากที่สุด คิดเป็น 49.4% ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายทั้งหมด รองลงมาได้แก่ พลังงานไฟฟ้า พลังงานหมุนเวียน ถ่านหิน/ลิกไนต์ ก๊าซธรรมชาติ และพลังงานหมุนเวียนดั้งเดิม คิดเป็น 20.1, 9.2, 8.2, 6.9 และ 6.2% ตามลำดับ ดังแสดงในภาพที่ 1 (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2562)



ภาพที่ 1 การใช้พลังงานรูปแบบต่าง ๆ ในประเทศไทย

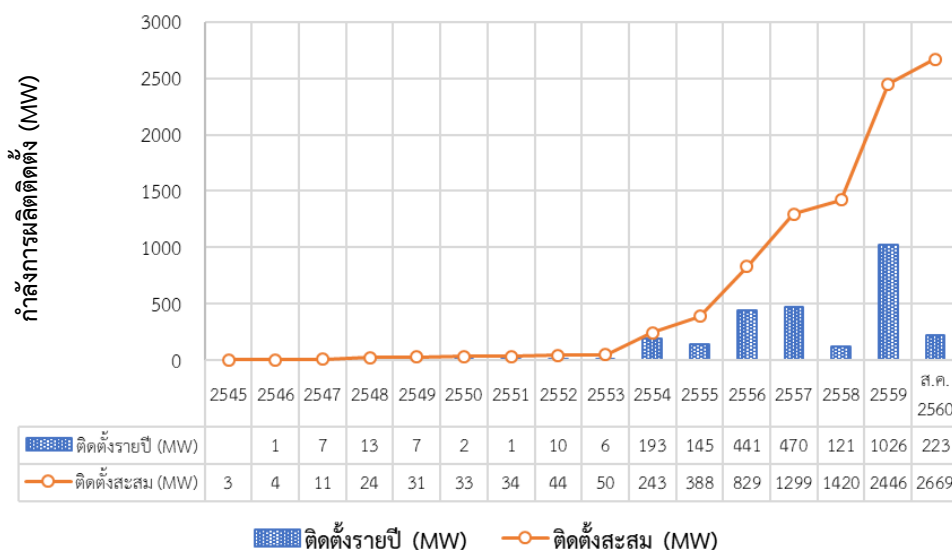
จากการที่รัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานทดแทนในประเทศเพิ่มมากขึ้น พบว่าในช่วงปี 2561 ประเทศไทยมีการใช้พลังงานเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.8 โดยการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล มีปริมาณมากเป็นอันดับหนึ่งจากการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทน เท่ากับ 3,197.68 MW รองลงมาได้แก่พลังงานน้ำขนาดใหญ่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม ก๊าซชีวภาพ ชยะ และพลังงานน้ำขนาดเล็ก เท่ากับ 2,906.40 2,697.27 695.32 483.24 291.47 และ 187.66 MW ตามลำดับ ดัง

แสดงในภาพที่ 2 (กระทรวงพลังงาน, 2561) โดยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น ด้วยราคาเทคโนโลยีและค่าติดตั้งที่มีราคาถูกลงกว่าเดิมมาก อีกทั้งประเทศไทยยังมีศักยภาพเพียงพอสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจากตั้งอยู่บริเวณภูมิอากาศร้อนชื้นแถบศูนย์สูตร (Tropical moist climate) และในปี 2560 ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยรายวันต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศเท่ากับ $17.6 \text{ MJ/m}^2\text{-day}$



ภาพที่ 2 สัดส่วนการใช้พลังงานทดแทน

นอกจากนี้ยังมีการสนับสนุนด้านพลังงานทดแทน จากภาครัฐในแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกปี 2558-2579 (AEDP 2015) ที่มีนโยบายส่งเสริมการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน เพื่อให้ปี พ.ศ. 2579 มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ที่ 6,000 MW (บดีรินทร์ และคณะ, 2562)



ภาพที่ 3 กำลังการผลิตติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย

ความสามารถในการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากภาพที่ 3 พบว่ามีโรงไฟฟ้าที่เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date, COD) เท่ากับ 223 MW (ข้อมูล ณ เดือนสิงหาคม 2560) มีค่าต่ำกว่ากำลังการผลิตในปี 2559 ที่มีการจ่ายไฟ 1,026 MW ซึ่งถือว่าเป็นสถิติสูงสุด เนื่องจากจากกระทรวงพลังงานมีกำหนดการยกเลิกโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ยังไม่ได้สร้างทั้งหมดภายในปี 2559

อย่างไรก็ตาม ปี 2560 เป็นปีแห่งการเปลี่ยนแปลงโครงการนำร่องการส่งเสริมการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาที่ประกาศเมื่อกลางปี 2559 แสดงให้เห็นถึงความตั้งใจของผู้กำหนดนโยบายที่จะเปลี่ยนแปลงการจ่ายเงินแบบ Feed-in tariff (FIT) โดยการวัดพลังงานสุทธิ (Net Metering) เพื่อส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าใช้เองด้วยพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา แต่ยังคงมีรายละเอียดและระเบียบข้อบังคับ ประกาศการใช้งานอย่างละเอียด ซึ่งคาดว่าโครงการนี้สามารถกระตุ้นการลงทุนในตลาดการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาให้เติบโตขึ้นได้ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2018)

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในปัจจุบันมีเทคโนโลยีระบบการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์สองแบบ คือระบบคงที่ (Fixed system) และระบบติดตามดวงอาทิตย์ (Tracking system) การออกแบบระบบติดตั้งแตกต่างกันไป สำหรับประเทศไทยระบบคงที่จะออกแบบให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์หันหน้าไปทางทิศใต้ เนื่องจากประเทศไทยอยู่ในเขตซีกโลกเหนือ ดวงอาทิตย์จะเคลื่อนที่จากทิศตะวันออกไปทางทิศตะวันตกโดยเคลื่อนที่อ้อมทิศใต้ จึงต้องหันหน้าของแผงไปทางทิศใต้ และ

ความลาดเอียงของแผงควรมีความชันประมาณ 10-20 องศากับพื้นดิน ขึ้นกับละติจูดสถานที่ติดตั้ง เพื่อให้แผงรับแสงอาทิตย์ที่มากก่กระทบและผลิตพลังงานได้สูงสุด

สำหรับระบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่

1. ระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบแกนเดียว แกนจะปรับหมุนตามดวงอาทิตย์ในทิศตะวันออกไปตะวันตก

2. ระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบสองแกน แกนแรกจะปรับหมุนตามดวงอาทิตย์ในทิศตะวันออกไปตะวันตก ส่วนแกนที่สองจะปรับหมุนในแนวทิศเหนือ-ใต้ เนื่องจากในแต่ละเดือนมุมของดวงอาทิตย์จะมีองศาที่แตกต่างกัน

จากความแตกต่างของความสามารถในการผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่แตกต่างกันทั้ง 2 แบบ ทำให้ผู้วิจัยสนใจที่จะศึกษาสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โรงไฟฟ้าจริง ขนาด 8 MW ทั้งแบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์และแบบมุมรับแสงคงที่ในประเทศไทย งานวิจัยนี้ศึกษาด้านการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 8 MW ระหว่างการติดตั้งแบบระบบคงที่กับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย ผลของความแตกต่างในด้านของประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้ากับมูลค่าการลงทุนที่แตกต่างกัน ระบบใดมีความคุ้มค่าในการลงทุน ผู้ที่สนใจจึงสามารถใช้ข้อมูลนี้เป็นแหล่งอ้างอิงในการตัดสินใจลงทุนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยและเลือกระบบที่เหมาะสมได้

1.2 วัตถุประสงค์

1. เพื่อการประเมินสมรรถนะการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์และแบบมุมรับแสงคงที่ในประเทศไทย
2. เพื่อหาความคุ้มค่าในการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์และแบบมุมรับแสงคงที่ในประเทศไทย

1.3 ขอบเขตการศึกษา

1. ศึกษาเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ของระบบติดตามดวงอาทิตย์และแบบมุมรับแสงคงที่ในประเทศไทย
2. ศึกษาโรงงานผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์ของโครงการ SPP2 SARABURI
3. ศึกษาการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ วังเพลิง

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ทราบความเหมาะสมของเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย
2. ทราบความคุ้มค่าในการลงทุนของเทคโนโลยี ในแต่ละระบบของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์



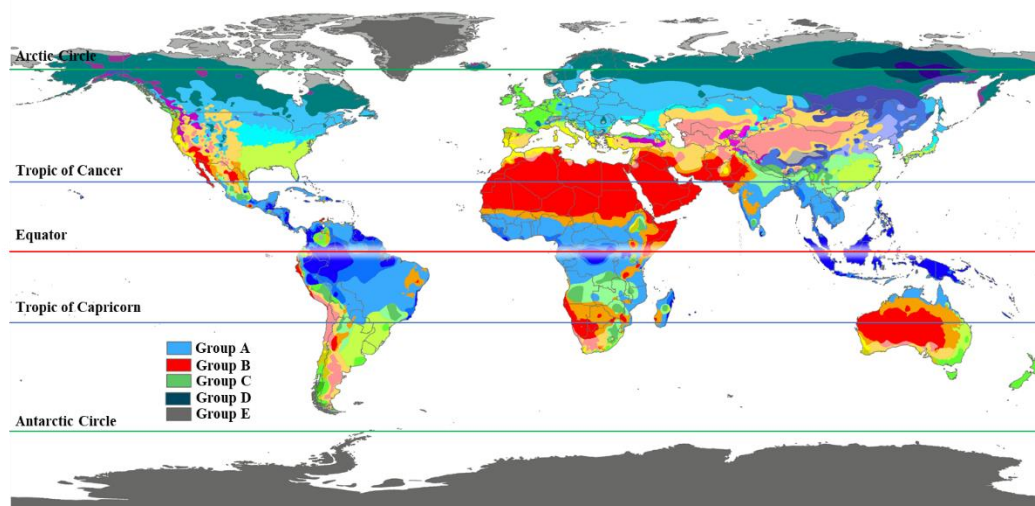
บทที่ 2

ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

สำหรับการประเมินสมรรถนะระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์และแบบมุมรับแสงคงที่ในประเทศไทยนี้ ผู้วิจัยได้ทำการศึกษาข้อมูลที่เกี่ยวข้อง เริ่มจากข้อมูลสำหรับการหาความเหมาะสมของสถานที่ติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ เทคโนโลยีในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับแต่ละพื้นที่ รวมถึงการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อให้คุ้มค่าต่อการลงทุน โดยมีรายละเอียดของข้อมูลที่เกี่ยวข้องในการศึกษา ดังรายละเอียดต่อไปนี้

2.1 การแบ่งประเทศตามภูมิอากาศและเส้นละติจูด

โลก หากแบ่งตามเขตภูมิอากาศโดยใช้เกณฑ์อุณหภูมิเฉลี่ยรายเดือนและปริมาณหยาดน้ำฟ้า สามารถแบ่งเป็นกลุ่มใหญ่ 5 กลุ่ม (Learning center for Earth Science and Astronomy, no date) ดังแสดงในภาพที่ 4



ภาพที่ 4 การแบ่งประเทศตามภูมิอากาศและเส้นละติจูด

ที่มา: Wikipedia (2018: Online)

สัญลักษณ์ที่ใช้แบ่งเขตภูมิอากาศ จะใช้เป็นตัวอักษรภาษาอังกฤษ ได้แก่

A ภูมิอากาศร้อนชื้นแถบศูนย์สูตร (Tropical moist climate) สีสฟ้าอ่อน ทุกเดือนมีอุณหภูมิเฉลี่ยสูงกว่า 18°C ไม่มีฤดูหนาว ประกอบด้วย ภูมิอากาศแบบป่าดิบชื้น (Rainforests) มรสุมเขตร้อน (Monsoon) และทุ่งหญ้าสะวันนา (Tropical savanna)

B ภูมิอากาศแห้ง (Dry Climate) สีแดง อัตราการระเหยของน้ำมากกว่าหยาดน้ำฟ้าที่ตกลงมา กลางวันมีอุณหภูมิสูงกว่า 38°C (50°C ในช่วงฤดูร้อน) กลางคืนอาจจะมีอุณหภูมิต่ำกว่าจุดเยือกแข็ง (-15°C ในช่วงฤดูหนาว) กลางวันและกลางคืนมีอุณหภูมิต่างกันมาก ประกอบด้วย ภูมิอากาศแบบทะเลทรายและแบบกึ่งทะเลทราย

C ภูมิอากาศอบอุ่นชื้นแถบละติจูดกลาง (Moist subtropical mid-latitude climate) สีเขียว ฤดูร้อนอากาศอบอุ่น ฤดูหนาวไม่หนาวมาก อุณหภูมิเฉลี่ยของเดือนที่หนาวที่สุดต่ำกว่า 18°C และสูงกว่า -3°C ประกอบด้วย ภูมิอากาศแถบเมดิเตอร์เรเนียน (Mediterranean climate) และ ภูมิอากาศแถบอบอุ่น (Temperate climate)

D ภูมิอากาศชื้นภาคพื้นทวีป (Humid continental climate) สีน้ำเงิน ฤดูร้อนอากาศเย็น ฤดูหนาวหนาวเย็น อุณหภูมิเฉลี่ยของเดือนที่อบอุ่นที่สุดไม่ต่ำกว่า 10°C อุณหภูมิเฉลี่ยของเดือนที่หนาวที่สุดต่ำกว่า -3°C

E ภูมิอากาศขั้วโลก (Polar Climate) สีเทา อุณหภูมิเฉลี่ยของเดือนที่อบอุ่นที่สุดต่ำกว่า 10°C มีฤดูหนาวที่ยาวนาน และมีอุณหภูมิต่ำกว่าจุดเยือกแข็ง

2.2 ภูมิอากาศของประเทศไทย

2.2.1 พิกัดที่ตั้งทางภูมิศาสตร์

ประเทศไทยตั้งอยู่ระหว่าง ละติจูด $5^{\circ} 37' - 20^{\circ} 27' \text{N}$ ลองจิจูด $97^{\circ} 22' - 105^{\circ} 37' \text{E}$ ทิศเหนือ ติดกับประเทศพม่าและลาว ทิศตะวันออก ติดต่อกับลาวและกัมพูชา ทิศใต้ ติดประเทศมาเลเซีย ทิศตะวันตก ติดต่อกับประเทศพม่า

2.2.2 โครงสร้างและลักษณะภูมิประเทศ

โครงสร้างและลักษณะภูมิประเทศของไทยเกี่ยวข้องกับแนวเทือกเขาตอนกลางที่ต่อเนื่องลงมาเป็นเทือกเขาทางเหนือ และทางตะวันตก ต่อเนื่องลงไปในคาบสมุทรภาคใต้ของประเทศ ดร.โรเบิร์ต เพนเดิลตัน (Dr.Robert L.Pendleton) ได้แบ่งโครงสร้างและลักษณะภูมิประเทศของประเทศไทยเป็น 5 เขตใหญ่ ดังต่อไปนี้

1. ที่ราบลุ่มตอนกลาง (Central valley)
 - ที่ราบลุ่มตอนกลาง (Lower plain)
 - ที่ราบลุ่มตอนบน (Upper plain)
 - ที่ราบลุ่มบริเวณชายขอบ (Marginal plain)
2. ชายฝั่งตะวันออกเฉียงใต้ของอ่าวไทย (Southeast coast)
3. ที่สูงภาคพื้นทวีป (Continental highlands)
 - ทิวเขาและหุบเขาทางเหนือ (Northern hills and valleys)
 - ทิวเขาทางตะวันตก (Western mountains)
4. คาบสมุทรภาคใต้ (Peninsula)
 - ชายฝั่งตะวันตก (West coast)
 - ชายฝั่งตะวันออก (East coast)
5. ที่ราบสูงโคราช (Korat plain or Korat plateau)

2.2.3 ลักษณะภูมิประเทศ

ภูมิประเทศของประเทศไทย ประเทศไทยมีอาณาเขตส่วนยาวจากเหนือมาใต้ประมาณ 1,620 km. ส่วนกว้างจากตะวันออกไปยังตะวันตกประมาณ 780 km. และแบ่งออกเป็น 4 ภาค คือ ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลาง และภาคใต้

ภาคเหนือ อยู่เหนือละติจูด 18°N ขึ้นไปจนสุดพรมแดนทางเหนือของประเทศ มีทิวเขาที่ต่อเนื่องมาจากแนวกลางของเทือกเขาที่ทอดจาก Yunan Knot กินบริเวณตั้งแต่จังหวัดแม่ฮ่องสอนทางตะวันตกเฉียงเหนือมาจนถึงตะวันออกเฉียงเหนือ ประกอบด้วยพื้นที่ภาคเหนือ 9 จังหวัด บริเวณที่สูงทางภาคเหนือมีลักษณะเป็นภูเขาสลับหุบเขาเป็นแนวยาวจากเหนือมาใต้ มีความสูงเฉลี่ย 1,600 m ดอยอินทนนท์ หรือดอยอ่างขาง เป็นเขาที่สูงที่สุดในประเทศไทย อยู่ที่อำเภอจอมทองจังหวัดเชียงใหม่ สูงถึง 2,876 m (8,450 ft) มีแม่น้ำสายสำคัญ คือ แม่น้ำปิง วัง ยม และน่าน ส่วนทางเหนือสุดบางส่วนมีแม่น้ำสาละวิน และแม่น้ำโขง ทิวเขาทางด้านตะวันตกของภาคเป็นส่วนหนึ่งของทิวเขาแนวกลางของภูมิภาคของเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีทิวเขาถนนธงชัยทอดตัวยาวจากเหนือลงมาใต้ไปจนตลอดแหลมมลายู

ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ บริเวณแถบนี้เดิมเรียกว่าที่ราบสูงโคราช เป็นลักษณะที่ราบสูงแบบรูปจานคว่ำ บริเวณที่ราบสูงโคราชนี้ถูกยกตัวดันสูงขึ้นทางด้านตะวันตกและทางด้านใต้ที่ติดกับ ลุ่มน้ำเจ้าพระยา คือแนวเทือกเขาเพชรบูรณ์ และดงพญาเย็น ทางตะวันตกเฉียงเหนือมีภูกระดึงซึ่งเป็นภูเขา ยอดตัดสูง 800 - 1,300 m ส่วนทางด้านใต้ คือ แนวเทือกเขาสนกำแพง และแนวเทือกเขาดงรักสูง

ประมาณ 500 m เป็นลักษณะชะง่อนผายื่นล้ำเข้าไปในที่ราบต่ำเขมร ความสูงของที่ราบสูงภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ประมาณ 200 m มีแอ่งกว้าง 2 แห่ง คือ แอ่งโคราช และแอ่งสกลนคร

ภาคกลาง บริเวณที่ราบต่ำตอนกลาง และตอนล่างของกลุ่มแม่น้ำทั้งหมด ลักษณะภูมิประเทศเป็นที่ราบต่ำ ระดับพื้นที่ลาดมาตั้งแต่ละติจูด 18°N จาก 45 m ลงมา 25 m ที่นครสวรรค์ 18 m ที่ชัยนาท 4 m ที่อยุธยา และไม่ถึง 2 m ที่กรุงเทพฯ ทางด้านตะวันตกของภาคมีทิวเขาตะนาวศรี (ต่อจากทิวเขาถนนธงชัย) อันสลับซับซ้อนไปด้วยป่าดง ยอดเขาสูง 2,000 m ที่ตำบลเจดีย์สามองค์

บริเวณชายฝั่งตะวันออกเฉียงใต้ของอ่าวไทย มีลักษณะภูมิศาสตร์หลายอย่างต่างจากที่ราบลุ่มภาคกลาง คือ รวมเอาเขตจังหวัดตราด จันทบุรี ระยอง และตอนใต้ของชลบุรีเข้าไว้ทิศเหนือติดกับที่ราบสูงโคราชโดยมีเทือกเขาขนานกับแม่น้ำบางปะกง ซึ่งอยู่ทางใต้ของจังหวัดปราจีนบุรี ทางตะวันตกและทางใต้จรดอ่าวไทย มีแนวทิวเขาจันทบุรี และทิวเขาบรรทัด (กั้นพรมแดนไทยเขมร) ทอดตัวจากตะวันออกเฉียงใต้ไปทางตะวันตกเฉียงเหนือ มียอดเขาสำคัญคือ ยอดเขาเขียวสูง 800 m เขาสอยดาวสูง 1,639 m เขาสระบาปสูง 933 m

ภาคใต้ ภูมิประเทศเป็นแนวที่ต่อเนื่องจากเทือกเขาตะวันตก (ถนนธงชัย) เพราะเกิดยุคเดียวกัน แต่แยกออกมาอีกภาคหนึ่งเพราะแนวภูเขาต่อลงมาเป็นแกนกลางของคาบสมุทรยาวแคบยื่นล้ำไปในมหาสมุทรอินเดีย และอ่าวไทย ตั้งแต่ละติจูด $12^{\circ} 50' \text{N}$ ลงมาจนสุดพรมแดนมีความยาวจากเหนือมาใต้ประมาณ 750 km กว้าง 200-250 km ทิวเขาที่สำคัญที่ต่อจากทิวเขาตะนาวศรี คือ ทิวเขาภูเก็ต ซึ่งอยู่ชิด มาทางด้านตะวันตก และอีกแนวหนึ่งคือ ทิวเขานครศรีธรรมราช ต่อเลยไปทางใต้จนจดทิวเขาสันกาลาศรีซึ่งกั้นพรมแดนไทย-มาเลเซีย ทิวเขาส่วนใหญ่มีความสูงเฉลี่ย 1,000 m และมีเขาหลวงในจังหวัดนครศรีธรรมราช สูง 1,784 m

2.2.4 ลักษณะภูมิอากาศ

ประเทศไทยตั้งอยู่ในภูมิภาคเขตร้อน ดังจะเห็นว่าเดือนที่หนาวที่สุดของประเทศไทยไม่มีเดือนใดที่มีอุณหภูมิเฉลี่ยต่ำกว่า 18°C เมื่อนำหลักเกณฑ์การแบ่งเขตภูมิอากาศแบบคอปเฟินซึ่งถือเอาปริมาณน้ำฝนและอุณหภูมิของอากาศเป็นหลักในการพิจารณา ดังนั้น ภูมิอากาศของประเทศไทย จึงจัดอยู่ในเขตภูมิอากาศแบบ A แต่เนื่องจากการกระจายของปริมาณน้ำฝนที่ปรากฏอยู่ในภาคต่าง ๆ ของประเทศไทยจะแตกต่างกันออกไป จึงสามารถแบ่งเขตภูมิอากาศแยกย่อยออกได้ 3 เขต ซึ่งภูมิอากาศทั้ง 3 เขตนี้จะอยู่ในเขตอากาศแบบ A ทั้งสิ้น คือ

1. เขตภูมิอากาศแบบป่าชื้นเขตร้อน (Tropical Rain Forest = Af)

เขตภูมิอากาศแบบนี้ไม่มีเดือนใดเลยที่มีปริมาณน้ำฝนที่ตกต่ำกว่า 2.4 inc ดังนั้นสภาพภูมิอากาศจึง ชุ่มชื้นและมีฝนตกตลอดปี ซึ่งจะพบอยู่ทางชายฝั่งตะวันออกของคาบสมุทรภาคใต้ที่

ได้รับอิทธิพลของลมมรสุมทั้ง 2 ฤดู ได้แก่ จังหวัดนครศรีธรรมราช สงขลา ปัตตานี นราธิวาส และ ยะลา

2. เขตภูมิอากาศแบบมรสุมเมืองร้อน (Tropical monsoon = Am)

ลักษณะทั่วไปของเขตภูมิอากาศแบบนี้จะมีฤดูแล้งสั้นๆ แทรกอยู่อย่างน้อย 1 เดือนที่มีปริมาณน้ำฝนที่ตกน้อยกว่า 2.4 inc เป็นลักษณะภูมิอากาศซึ่งจะพบอยู่แถบบริเวณชายฝั่งตะวันตกของคาบสมุทรภาคใต้ และทางชายฝั่งตะวันออกของอ่าวไทยบริเวณเขตภูเขาที่ตั้งรับลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ที่พัดมาปะทะได้แก่บริเวณจังหวัดจันทบุรี และตราด เขตนี้จะมีปริมาณน้ำฝนมากกว่าในเขตภูมิอากาศแบบ Af แต่จะมีช่วงแล้งแทรกอยู่ส่วนใหญ่จะปรากฏในช่วงที่อยู่ใต้อิทธิพลของลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ นอกจากนั้นยังเป็นเขตที่มีปริมาณน้ำฝนตกมากที่สุดของประเทศอยู่ที่อำเภอคลองใหญ่ จังหวัดตราดมีปริมาณน้ำฝนตกตลอดปีถึง 4,709.9 mm รองลงมาที่จังหวัดระนองมีปริมาณน้ำฝน 4,183.7 mm (จากสถิติอากาศประจำถิ่นของกรมอุตุนิยมวิทยาในช่วง 20 ปีระหว่าง พ.ศ. 2504-2533)

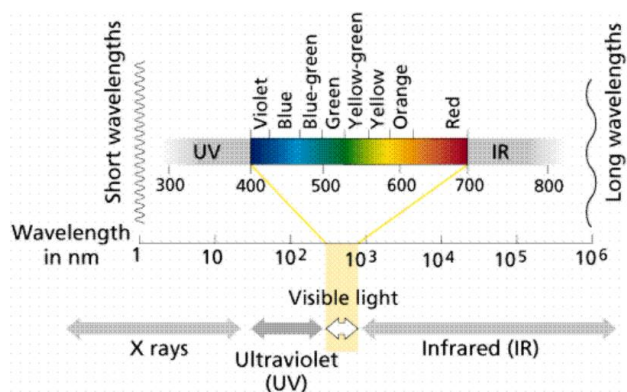
3. เขตภูมิอากาศแบบทุ่งหญ้าเขตร้อน (Tropical savana climate = Aw)

ได้แก่บริเวณตั้งแต่หัวหินขึ้นมาจนถึงภาคกลาง ภาคเหนือ และภาคตะวันออกเฉียงเหนือ บริเวณดังกล่าวมีฤดูฝนสลับกับฤดูแล้ง กล่าวคือในช่วงที่ลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้พัดผ่านจะมีความชุ่มชื้น ส่วนในช่วงที่ลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือพัดผ่านจะแห้งแล้ง ตัวอย่างเช่น ทุ่งกุลาร้องไห้ จัดได้ว่าเป็นทุ่งหญ้าสะวันนาชนิดหนึ่งที่อยู่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ บริเวณพื้นที่นี้ในช่วงฤดูแล้งขาดแคลนน้ำ แต่ในช่วงฤดูฝนน้ำจะแช่ขัง เป็นต้น (ฝ่ายข่าวอากาศ แผนกสนับสนุนการบิน กองบิน ๒, ม.ป.ป.)

2.3 พลังงานแสงอาทิตย์

2.3.1 สเปกตรัมรังสีแสงอาทิตย์ (Solar radiation)

พลังงานแสงอาทิตย์ (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2559) ที่เดินทางมายังโลกนั้น ต้องผ่านบริเวณสุญญากาศ ทำให้การถ่ายเทความร้อนจากดวงอาทิตย์มายังโลกทำได้ด้วยการแผ่รังสีเท่านั้น (การถ่ายเทความร้อนแบบไม่มีตัวกลาง) ด้วยเหตุนี้พลังงานที่โลกได้รับจากดวงอาทิตย์จึงอยู่ในรูปรังสี โดยมีขนาดคลื่นต่างกัน ดังแสดงในภาพที่ 5 รังสีจากดวงอาทิตย์แบ่งตามความยาวคลื่นออกเป็น 3 กลุ่มด้วยกัน ได้แก่



ภาพที่ 5 ความยาวคลื่นของแสงอาทิตย์

ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (2559: ระบบออนไลน์)

1. รังสีอัลตราไวโอเล็ต เป็นรังสีคลื่นสั้นมากที่มีความยาวคลื่นต่ำกว่าช่วงคลื่นสีม่วง คือ อยู่ในช่วงคลื่น ตั้งแต่ 0.1 ถึง 0.4 μm ประมาณ 9% ของพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งหมดที่บรรยากาศของโลกได้รับจะตกอยู่ในช่วงคลื่นนี้
2. แสง เป็นรังสีคลื่นสั้นที่มองเห็นได้ด้วยตาเปล่าอยู่ในช่วงคลื่นตั้งแต่ 0.4 ถึง 0.7 μm ประมาณ 41% ของพลังงานจากดวงอาทิตย์ ทั้งหมดที่บรรยากาศของโลกได้รับจะตกอยู่ในช่วงคลื่นนี้ แบ่งออกได้เป็นแถบสีม่วง (0.4-0.42) คราม (0.42-0.44) น้ำเงิน (0.44-0.49) เขียว (0.49-0.57) เหลือง (0.57-0.59) แสด (0.59-0.61) และแดง (0.61-0.7) หรือก็คือแถบของสีรุ้ง
3. รังสีอินฟราเรด เป็นรังสีคลื่นสั้นที่อยู่ในช่วงคลื่นตั้งแต่ 0.7 ถึง 4.0 μm ประมาณ 50% ของพลังงานจากดวงอาทิตย์ทั้งหมดที่บรรยากาศของโลกได้รับจะตกอยู่ในช่วงคลื่นนี้ รังสีจากดวงอาทิตย์ทั้งหมดดังกล่าวล้วนเป็นรังสีคลื่นสั้น นอกจากแสงแล้ว รังสีช่วงอื่นไม่สามารถมองเห็นได้ด้วยตาเปล่า

2.3.2 รังสีแสงอาทิตย์บนพื้นผิวโลก

รังสีอาทิตย์บนพื้นโลกที่ได้ผ่านกระบวนการดูดกลืนและการแผ่รังสีอาทิตย์โดยก๊าซในบรรยากาศของโลกเป็นผลให้สเปกตรัมแสงอาทิตย์เปลี่ยนไป โมเลกุลของก๊าซ ฝุ่นละอองและเมฆ ทำให้รังสีอาทิตย์กระจัดกระจาย (Scatter) และสะท้อน (Reflect) ในชั้นบรรยากาศและบนพื้นผิวของโลก สามารถแบ่งประเภทของรังสีแสงอาทิตย์ตามทิศทางของแสงที่อยู่บนพื้นโลกได้ดังนี้

1. รังสีตรง (Beam or Direct radiation) เป็นรังสีที่มาจากดวงอาทิตย์โดยตรงและตกบนผิวรับแสงบนพื้นโลกด้วยทิศทางที่แน่นอน ณ เวลาหนึ่งเวลาใด ซึ่งทิศของรังสีตรงอยู่ในแนวลำแสงที่ขีด

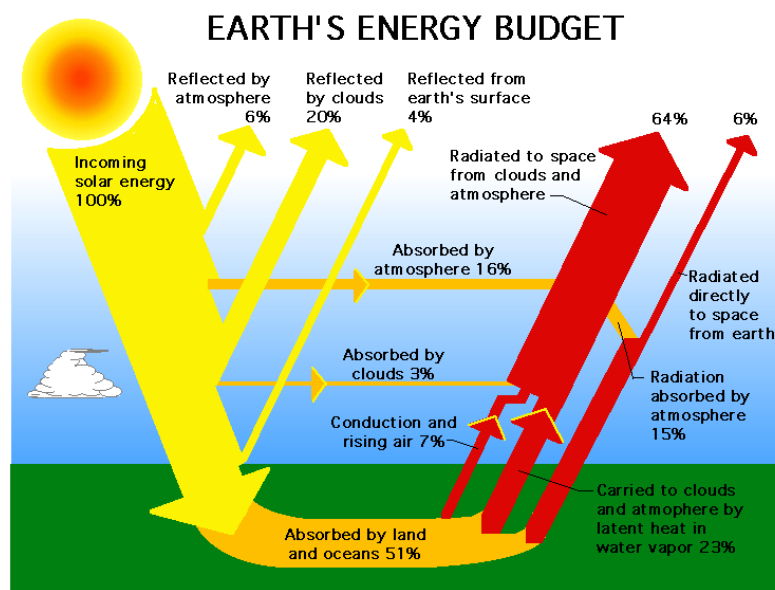
เส้นตรงจากดวงอาทิตย์ รังสีตรงมีทิศทางแน่นอนและมีลำแสงขนาน สามารถรวมแสงหรือโฟกัสรังสีตรงได้

2. รังสีกระจาย (Diffuse radiation) เป็นรังสีอาทิตย์ส่วนที่ถูกสะท้อนและกระจาย โดยก๊าซและ ฝุ่นละอองรวมถึงวัตถุต่าง ๆ ที่อยู่ในทางเดินของแสงก่อนตกกระทบผิวรับแสง รังสีกระจายนี้ มาจากทุกทิศทางในท้องฟ้าจึงไม่สามารถรวมแสงหรือโฟกัสรังสีกระจายได้

3. รังสีรวม (Total หรือ Global radiation) เป็นผลรวมของรังสีตรงและรังสีกระจายซึ่งจำกัดเฉพาะคลื่นสั้น (ไม่เกิน $4 \mu\text{m}$) ไม่รวมพลังงานคลื่นยาวจากการแผ่รังสีของพื้นโลกและบรรยากาศ โดยกรณีผิวรับแสงเป็นพื้นเอียง (Incline plane) รังสีรวมจะประกอบด้วยรังสีตรงจากท้องฟ้า รังสีกระจายจากท้องฟ้าและรังสีกระจายจากพื้นโลก อาคารบ้านเรือน ซึ่งเกิดจากส่วนที่สะท้อนกลับจากพื้นโลก ในกรณีนี้ เรียกว่า Total radiation แต่กรณีผิวรับแสงเป็นพื้นแนวราบ (Horizontal plane) รังสีรวมบนพื้นราบประกอบด้วยรังสีตรงและรังสีกระจายที่มาจากครึ่งทรงกลมท้องฟ้า ไม่มีรังสีกระจายที่มาจากพื้นโลก เรียกรังสีรวมบนพื้นแนวราบว่า Global radiation

2.3.3 แสงอาทิตย์แหล่งกำเนิดพลังงานมหาศาล

ดวงอาทิตย์เป็นแหล่งกำเนิดพลังงานมหาศาลของระบบสุริยะจักรวาล มีองค์ประกอบส่วนใหญ่ คือ ก๊าซไฮโดรเจน ใจกลางดวงอาทิตย์จะมีอุณหภูมิและแรงดันสูงมาก จนทำให้ก๊าซไฮโดรเจนหลอมรวมเป็นของเหลวและกำเนิดเป็นพลังงานออกมาอย่างมหาศาล เรียกปฏิกิริยานี้ว่า “ปฏิกิริยานิวเคลียร์ฟิวชัน” พลังงานที่ถูกส่งมายังโลกจะเป็นแสงสว่างและความร้อน ซึ่งส่งผลต่อสิ่งมีชีวิตบนโลก และยังเป็นแหล่งพลังงานทดแทนที่สำคัญและเป็นพลังงานสะอาดที่มนุษย์สามารถนำมาใช้ได้ไม่มีวันหมด



ภาพที่ 6 การส่งผ่าน การดูดกลืน การสะท้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกลงบนผิวโลก

ที่มา: Richard Melson. (2006: Online)

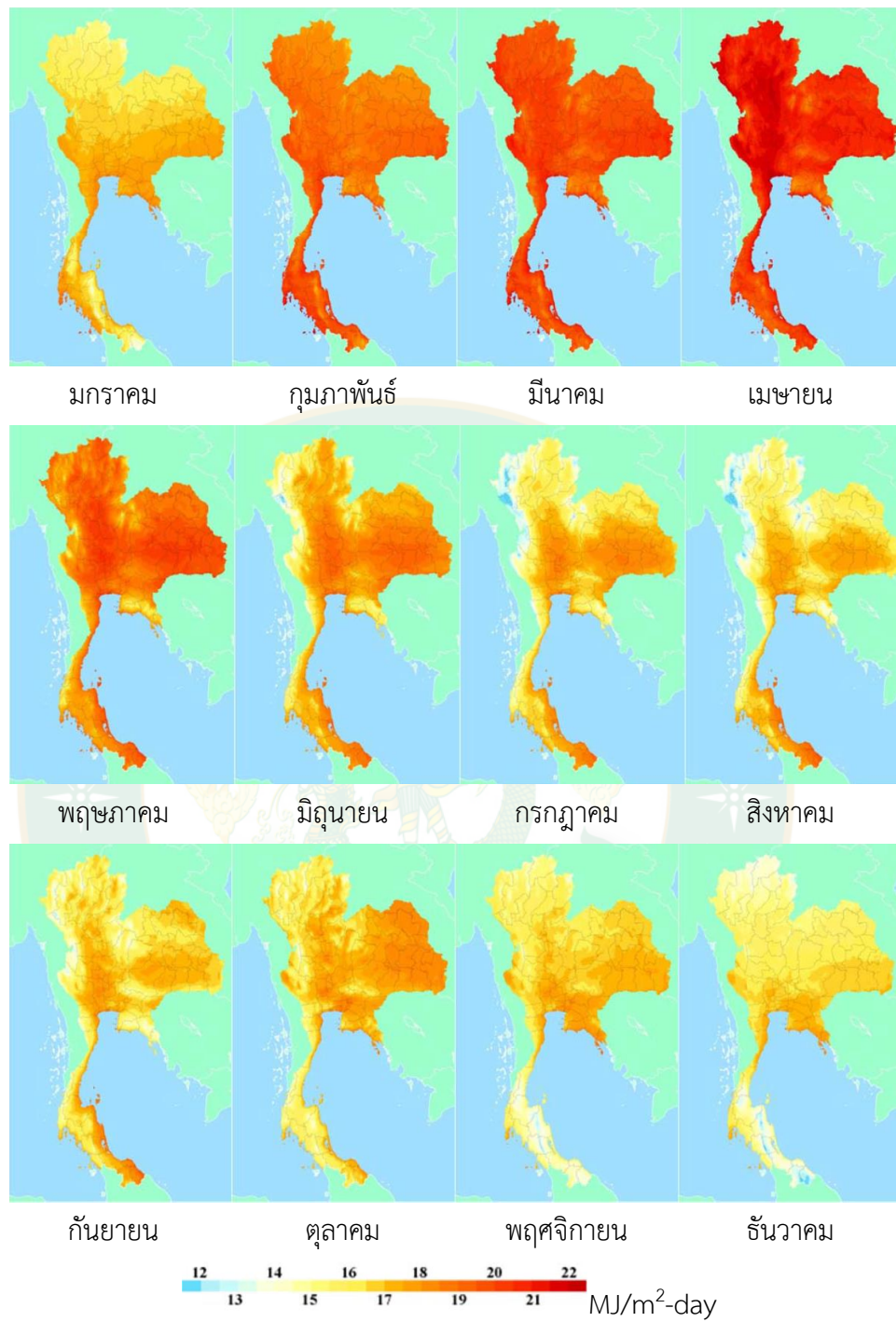
พลังงานที่ดวงอาทิตย์ส่งออกมามีจำนวนมหาศาล ถ้าคิดหน่วยเป็นวัตต์ มีค่าเป็น 174×10^{15} W ซึ่งพลังงานเหล่านี้ มาถึงโลก 89×10^{15} W หรือคิดเป็น 51% เนื่องจากการสูญเสียระหว่างทาง ทั้งที่เกิดจากการสะท้อนกลับโดยเฉพาะจากการสะท้อนของเมฆ (Reflected by cloud) ที่สามารถสะท้อนได้ถึง 20% นอกจากนี้บางส่วนถูกดูดกลืนโดยชั้นบรรยากาศและเมฆ โดยเฉพาะชั้นบรรยากาศสามารถดูดกลืน (Absorbed by atmosphere) ได้ถึง 16% จากพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งหมด ดังแสดงในภาพที่ 6 แสดงภาพการส่งผ่าน การดูดกลืน การสะท้อนพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกลงบนผิวโลก

2.4 ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย

สำหรับประเทศไทย ในการพัฒนาแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ได้ทำการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์สำหรับคำนวณค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์จากข้อมูลภาพถ่ายดาวเทียม (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2560a) แบบจำลองดังกล่าวคำนึงถึงการดูดกลืนรังสีอาทิตย์ของโอโซน ไอน้ำ และการลดทอนของฝุ่นละอองข้อมูลดาวเทียมที่ใช้เป็นข้อมูลจากดาวเทียม GMS5 GOES9 และ MTSAT1R รวมระยะเวลา 15 ปี (ค.ศ. 2001-2015) ข้อมูลภาพถ่ายดาวเทียมดังกล่าวครอบคลุมพื้นที่ทั้งหมดของประเทศไทย

โดยมีความละเอียดเชิงพื้นที่ $3 \times 3 \text{ km}^2$ แปลงภาพถ่ายดาวเทียมดังกล่าวให้อยู่ในรูปแบบ Cylindrical projection และทำการหาพิกัดของตำแหน่งต่าง ๆ ในภาพถ่ายดาวเทียม ใช้แนวชายฝั่งเป็นเส้นอ้างอิง จากนั้นได้ทำการแปลงค่า Gray level ของภาพถ่ายดาวเทียมให้เป็นค่าสัมประสิทธิ์การสะท้อนของบรรยากาศและพื้นผิวโลก โดยใช้ตารางสอบเทียบ เพื่อนำผลที่ได้ไปใช้ในแบบจำลอง การดูดกลืนรังสีดวงอาทิตย์ของไอน้ำจะคำนวณจากปริมาณไอน้ำในบรรยากาศซึ่งคำนวณจากข้อมูลอุณหภูมิและความชื้นสัมพัทธ์ สำหรับการดูดกลืนของโอโซนจะคำนวณจากปริมาณโอโซนที่ได้จากดาวเทียม AURA/OMI ในด้านการลดลงของรังสีดวงอาทิตย์เนื่องจากฝุ่นละอองจะทำการคำนวณจากข้อมูลทัศนวิสัย หลังจากการคำนวณสัมประสิทธิ์สำหรับแบบจำลองแล้วทำการทดสอบสมรรถนะของแบบจำลอง โดยนำแบบจำลองดังกล่าวไปคำนวณค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่สถานีวัดรังสีดวงอาทิตย์ 38 แห่ง และนำค่ามาเปรียบเทียบกับ ผลที่ได้พบว่าค่าจากการคำนวณส่วนใหญ่สอดคล้องกับค่าที่ได้จากการวัด โดยมีความแตกต่างในรูปของ Root mean square difference เท่ากับ 8.4%

เมื่อคำนวณรังสีดวงอาทิตย์ทั่วประเทศและนำผลที่ได้ไปจัดแสดงในรูปแบบที่รายเดือน ดังแสดงในภาพที่ 7 และรายปีดังแสดงในภาพที่ 8 จากแผนที่รายเดือน พบว่า การกระจายตามพื้นที่ของรังสีดวงอาทิตย์ในแต่ละเดือนได้รับอิทธิพลของลมมรสุมและลักษณะทางภูมิศาสตร์ของพื้นที่โดยเดือนเมษายนเป็นช่วงเวลาที่พื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุด สำหรับการกระจายตามพื้นที่รังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยต่อปี พบว่าบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุด ($18\text{-}20 \text{ MJ/m}^2\text{-day}$) จะอยู่ในบริเวณภาคกลางและภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศซึ่งเป็นพื้นที่ส่วนใหญ่ของจังหวัดสิงห์บุรี ลพบุรี อ่างทอง สุรินทร์ อุบลราชธานี ศรีสะเกษ บุรีรัมย์ และร้อยเอ็ด เมื่อทำการเฉลี่ย ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปี ของพื้นที่ทั่วประเทศ พบว่ามีค่าเท่ากับ $17.6 \text{ MJ/m}^2\text{-day}$ ค่าดังกล่าวลดลงจากแผนที่ฉบับเดิม ($18.0 \text{ MJ/m}^2\text{-day}$) ทั้งนี้อาจเป็นผลจากการเปลี่ยนแปลงของสภาพบรรยากาศในประเทศไทย

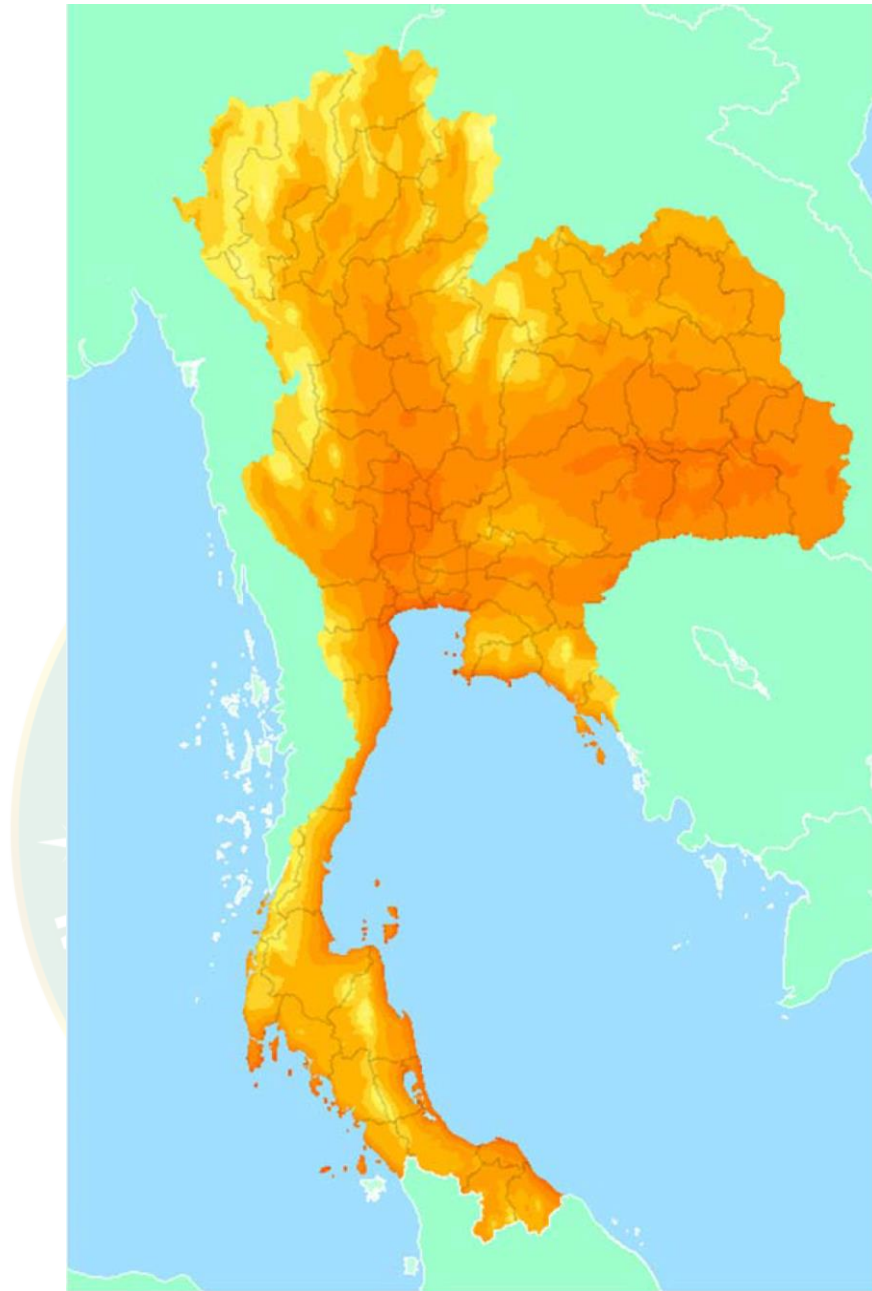


ภาพที่ 7 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยในเดือนต่าง ๆ

ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (2560a: ระบบออนไลน์)

สำหรับการกระจายของรังสีอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปี ซึ่งแสดงในรูปแบบที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยตลอดปี จะเห็นว่าการกระจายของความเข้มรังสีอาทิตย์ของทุกภาคทั่วประเทศไทยมีลักษณะคล้ายคลึงกัน กล่าวคือค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ส่วนใหญ่กระจายอยู่ในช่วง 17-20 MJ/m²-day โดยบริเวณภาคกลางและภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยมีพื้นที่ซึ่งมีค่าความเข้มรังสีอาทิตย์สูง อยู่ในช่วง 20-22 MJ/m²-day ปรากฏอยู่เป็นบริเวณกว้างครอบคลุมพื้นที่จังหวัดสิงห์บุรี ลพบุรี อ่างทอง สุรินทร์ อุบลราชธานี ศรีสะเกษ บุรีรัมย์ ร้อยเอ็ด และบริเวณใกล้เคียง จากการคำนวณค่าความเข้มรังสีอาทิตย์เฉลี่ยตลอดทั้งปี ของประเทศไทยพบว่ามีความเท่ากับ 17.6 MJ/m²-day

ที่ผ่านมาในโครงการวิจัยที่ได้ดำเนินการจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับประเทศไทยในปี พ.ศ. 2542 พบว่าความเข้มรังสีอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อเดือนของประเทศไทย มีค่า 18.2 MJ/m²-day และในปี พ.ศ.2553 พบว่าความเข้มรังสีอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อเดือนของประเทศไทย มีค่า 18.0 MJ/m²-day สำหรับความเข้มรังสีอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อเดือนของประเทศไทยในรายงานวิจัยนี้มีค่า 17.6 MJ/m²-day จะเห็นว่าค่าศักยภาพความเข้มรังสีอาทิตย์ของประเทศไทยมีค่าลดลงทั้งนี้เนื่องจากส่วนหนึ่งมาจากค่าของปริมาณฝุ่นละอองในบรรยากาศที่มีค่าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง จากกิจกรรมของมนุษย์ หรือมีสาเหตุมาจากภาวะโลกร้อนที่ส่งผลให้สภาวะอากาศโลกมีแนวโน้มอุณหภูมิสูงขึ้นทำให้อากาศแห้งสามารถรับปริมาณความชื้นได้เพิ่มขึ้นส่งผลให้ปริมาณไอน้ำในบรรยากาศมีค่าเพิ่มขึ้นทำให้ลดทอนแสงอาทิตย์ที่เข้ามาถึงยังพื้นโลก อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาความเข้มรังสีอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อเดือนสำหรับประเทศไทยจะเห็นว่ามีค่าสูงเหมาะสมแก่การใช้งานเป็นพลังงานทางเลือก



ภาพที่ 8 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยตลอดปี

ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (2560a: ระบบออนไลน์)

ตารางที่ 1 ความเข้มรังสีอาทิตย์

| เดือน | ความเข้มรังสีอาทิตย์ (MJ/m ² -day) | |
|------------------|--|--|
| | วังม่วง สระบุรี (พิกัด 14.87° N, 101.16° E) | โคกสำโรง ลพบุรี (พิกัด 15.08° N, 100.72° E) |
| มกราคม | 17.050 | 17.050 |
| กุมภาพันธ์ | 19.000 | 18.950 |
| มีนาคม | 19.800 | 20.070 |
| เมษายน | 20.580 | 21.120 |
| พฤษภาคม | 19.320 | 20.080 |
| มิถุนายน | 18.740 | 19.290 |
| กรกฎาคม | 17.990 | 18.430 |
| สิงหาคม | 17.040 | 17.590 |
| กันยายน | 16.830 | 17.380 |
| ตุลาคม | 17.380 | 17.710 |
| พฤศจิกายน | 16.750 | 16.900 |
| ธันวาคม | 16.280 | 16.260 |
| ค่าเฉลี่ย | 18.060 | 18.400 |

ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (2560b: ระบบออนไลน์)

2.5 สารกึ่งตัวนำ

สารกึ่งตัวนำ (Semiconductor) (นราภรณ์, 2560) คือ วัสดุที่มีสมบัติของการนำไฟฟ้าอยู่ระหว่างตัวนำและฉนวน ส่วนมากจะมีส่วนประกอบของธาตุเจอร์เมเนียม (Germanium) ซิลิคอน (Silicon) ซึ่งเป็นธาตุกึ่งโลหะ และซีลีเนียม (Selenium) โดยความสามารถในการนำไฟฟ้าของสารกึ่งตัวนำจะขึ้นอยู่กับอุณหภูมิ นั่นคือ ที่อุณหภูมิเข้าใกล้ศูนย์เคลวิน สารกึ่งตัวนำจะไม่สามารถนำไฟฟ้าได้ เนื่องจาก เนื้อวัสดุกึ่งตัวนำจะเป็นผลึกโคเวเลนต์ อิเล็กตรอนทั้งหมดที่อยู่ในเนื้อวัสดุจะถูกตรึงอยู่ในพันธะโคเวเลนต์ ซึ่งเป็นพันธะที่ทำให้อะตอมสามารถยึดเหนี่ยวอยู่ด้วยกันได้ ทำให้ไม่มีอิเล็กตรอนที่เป็นอิสระอยู่ในผลึก เมื่อไม่มีอิเล็กตรอนที่สามารถเคลื่อนที่ได้ จึงทำให้สารกึ่งตัวนำไม่สามารถนำ

ไฟฟ้าได้ แต่ในอุณหภูมิสูงกว่าปกติ อิเล็กตรอนบางส่วนจะได้รับพลังงานจากความร้อนเพียงพอที่จะทำให้หลุดออกจากพันธะ กลายเป็นอิเล็กตรอนที่อิสระและสามารถเคลื่อนที่ได้ สารกึ่งตัวนำจึงสามารถนำไฟฟ้าได้

การนำไฟฟ้าของสารกึ่งตัวนำซึ่งขึ้นอยู่กับอุณหภูมิจะมีสมบัติตรงข้ามกับโลหะ เนื่องจากโลหะจะมีอิเล็กตรอนอิสระ (Free electron) และเคลื่อนที่ได้ง่ายอิสระทำให้นำไฟฟ้าได้ดี แต่เมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น ไอออนบวกที่อยู่ตรงกลางจะเกิดการสั่นด้วยความถี่สูง อิเล็กตรอนอิสระที่เคยเคลื่อนที่ได้ง่ายอิสระจะเคลื่อนที่ได้ยากขึ้น ดังนั้นเมื่อมีอุณหภูมิสูงขึ้น การนำไฟฟ้าของโลหะจึงลดลง

นอกจากการนำไฟฟ้าของสารกึ่งตัวนำจะขึ้นอยู่กับอุณหภูมิแล้ว ยังขึ้นอยู่กับสิ่งไม่บริสุทธิ์ที่เจือปนอยู่ในเนื้อสารด้วย สามารถแบ่งประเภทสารกึ่งตัวนำได้เป็น 2 ประเภท คือ สารกึ่งตัวนำบริสุทธิ์ และสารกึ่งตัวนำไม่บริสุทธิ์

2.5.1 สารกึ่งตัวนำบริสุทธิ์

ที่อุณหภูมิเข้าใกล้ศูนย์เคลวิน หรือ ศูนย์องศาสัมบูรณ์ จะไม่มีอิเล็กตรอนอิสระที่สามารถเคลื่อนที่ได้ อยู่ในโครงสร้างของวัสดุที่เป็นสารกึ่งตัวนำบริสุทธิ์ ทำให้สารกึ่งตัวนำไม่สามารถนำไฟฟ้าได้ การนำไฟฟ้าของสารกึ่งตัวนำบริสุทธิ์จะเกิดขึ้นได้ก็ต่อเมื่อมีอุณหภูมิสูงกว่าศูนย์องศาสัมบูรณ์ หรือมีการผ่านสนามไฟฟ้าที่มีความเข้มของสนามมากพอ วิธีการนี้จะทำให้อิเล็กตรอนบางส่วนหลุดออกจากพันธะ เมื่ออิเล็กตรอนหลุดจะทำให้เกิดช่องว่างขึ้น เรียกช่องว่างนี้ว่า โฮล (Hole) จะมีอิเล็กตรอนตัวอื่นเคลื่อนที่เข้ามาแทนในตำแหน่งโฮลถัดๆ กัน การเคลื่อนที่เข้าแทนที่ของอิเล็กตรอนเป็นเส้นตรง ทำให้มองได้ว่าโฮลมีการเคลื่อนที่เป็นเส้นตรงในทิศตรงข้ามกับทิศที่อิเล็กตรอนเคลื่อนที่ด้วยเช่นกัน ทั้งที่จริงแล้วโฮลนั้นอยู่กับที่ ถ้าใส่สนามไฟฟ้าให้สารกึ่งตัวนำบริสุทธิ์ อิเล็กตรอนอิสระจะเคลื่อนที่ตรงข้ามกับทิศของสนามไฟฟ้า ส่วนโฮลจะเคลื่อนที่ทิศเดียวกับทิศของสนามไฟฟ้า การนำไฟฟ้าจึงเกิดขึ้นได้จากการเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนอิสระและโฮล

2.5.2 สารกึ่งตัวนำไม่บริสุทธิ์

การนำไฟฟ้าของสารกึ่งตัวนำบริสุทธิ์นั้นเกิดได้บางสถานะเท่านั้น และเนื่องจากสารกึ่งตัวนำบริสุทธิ์มีจำนวนอิเล็กตรอนอิสระน้อย จึงทำให้การนำไฟฟ้าเป็นไปได้ไม่ดี เพื่อเป็นการปรับปรุงสารกึ่งตัวนำบริสุทธิ์ให้มีประสิทธิภาพในการนำไฟฟ้าที่ดีขึ้น จึงมีการผสมสารเจือปนบางอย่างให้กับสารกึ่งตัวนำบริสุทธิ์ เรียกสารกึ่งตัวนำที่ได้จากการใส่สารเจือปนว่า สารกึ่งตัวนำไม่บริสุทธิ์ แบ่งได้เป็น 2 ชนิด คือ สารกึ่งตัวนำชนิด N และสารกึ่งตัวนำชนิด P

สารกึ่งตัวนำชนิด N (N-Type)

ทำได้โดยการผสมสารเจือปนโดเนออร์ (Donor) ในสารกึ่งตัวนำบริสุทธิ์ ในอัตราส่วนที่พอเหมาะ ซึ่งสารเจือปนโดเนออร์จะทำหน้าที่ให้อิเล็กตรอนอิสระ เป็นธาตุหมู่ V ได้แก่ ฟอสฟอรัส (P) อาร์เซนิก (As) และแอนติโมนี (Sb) ซึ่งหลังจากการเจือปนโดเนออร์ ที่เป็นธาตุหมู่ V ไปในสารกึ่งตัวนำบริสุทธิ์ที่เป็นธาตุในหมู่ IV ซึ่งมีอิเล็กตรอนในวงนอกสุดเพียง 4 ตัว จึงทำให้มีอิเล็กตรอนอิสระเกินมาในสารกึ่งตัวนำ 1 ตัว โดยอิเล็กตรอนอิสระที่เกินมานั้น สามารถเคลื่อนที่ได้อย่างอิสระในผลึกของสารกึ่งตัวนำชนิดนี้ ทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าไหลผ่านได้ และเนื่องจากในผลึกมีอิเล็กตรอนเกินมา ทำให้มีประจุลบมากกว่าประจุบวก ดังนั้น สารกึ่งตัวนำชนิด N จึงมีประจุเป็นลบ ดังแสดงในภาพที่ 9

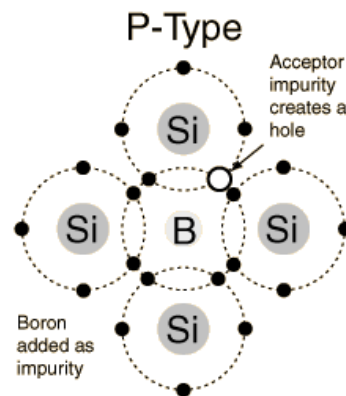


ภาพที่ 9 ภาพซิลิกอน (Si) ที่เจือปนด้วยแอนติโมนี (Sb) ทำให้เกิดอิเล็กตรอนอิสระเกินมา 1 ตัว เป็นสารกึ่งตัวนำชนิด N-Type

ที่มา: นราภรณ์ ตั้งหทัยทิพย์ (2560: ระบบออนไลน์)

สารกึ่งตัวนำชนิด P (P-Type)

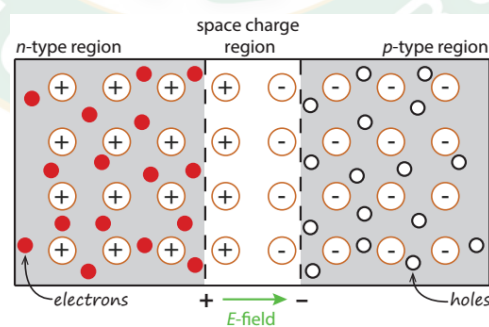
ทำได้โดยการผสมสารเจือปนแอกเซ็ปเตอร์ (Acceptor) ในสารกึ่งตัวนำบริสุทธิ์ ในอัตราส่วนที่พอเหมาะ สารเจือปนแอกเซ็ปเตอร์จะทำหน้าที่รับอิเล็กตรอนอิสระ เป็นธาตุหมู่ III ได้แก่ โบรอน (B) แกลเลียม (Ga) อลูมิเนียม (Al) และอินเดียม (In) ซึ่งหลังจากการเจือปนแอกเซ็ปเตอร์ ที่เป็นธาตุหมู่ III ไปในสารกึ่งตัวนำบริสุทธิ์ที่เป็นธาตุในหมู่ IV ซึ่งมีอิเล็กตรอนในวงนอกสุด 4 ตัว จะทำให้อิเล็กตรอนในสารกึ่งตัวนำหายไป 1 ตัว ทำให้เกิดช่องว่าง หรือ โฮล ขึ้นในสารกึ่งตัวนำชนิดนี้ และเนื่องจากมีอิเล็กตรอนในผลึกหายไป ทำให้ประจุลบน้อยกว่าประจุบวก ดังนั้น สารกึ่งตัวนำชนิด P จึงมีประจุเป็นบวก ดังแสดงในภาพที่ 10



ภาพที่ 10 ภาพซิลิกอน (Si) ที่เจือปนด้วยโบรอน (B) ทำให้ขาดอิเล็กตรอน 1 ตัว เป็นสารกึ่งตัวนำชนิด P-Type

ที่มา: นราภรณ์ ตั้งหทัยทิพย์ (2560: ระบบออนไลน์)

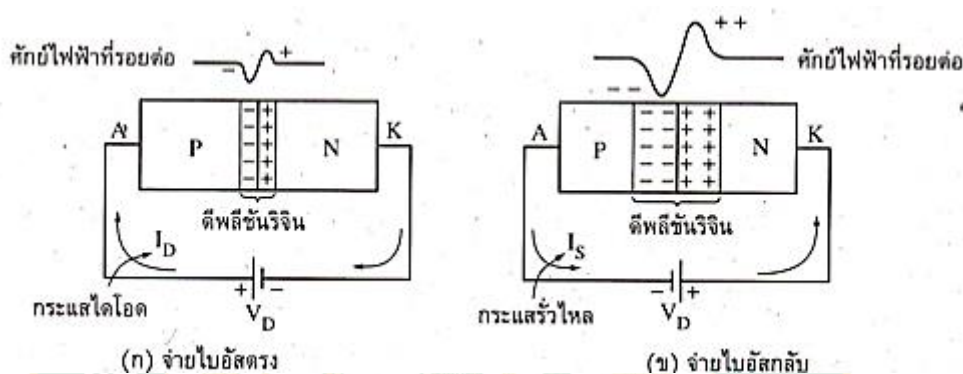
ด้วยคุณสมบัติของสารกึ่งตัวนำไม่บริสุทธิ์นี้ ทำให้สามารถควบคุมการนำไฟฟ้าของสารกึ่งตัวนำได้ เมื่อนำสารกึ่งตัวนำมาเป็นส่วนประกอบของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ จะสามารถควบคุมการนำไฟฟ้าของอุปกรณ์ได้เช่นกัน เช่น ไดโอด เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่เกิดจากการนำสารกึ่งตัวนำชนิด P-Type มาต่อกับสารกึ่งตัวนำชนิด N-Type กลายเป็นหัวต่อ PN บริเวณที่เป็นหัวต่อ PN จะเป็นรอยต่อระหว่างผลึกสารกึ่งตัวนำชนิด P และผลึกสารกึ่งตัวนำชนิด N ดังแสดงในภาพที่ 11



ภาพที่ 11 หัวต่อ PN ที่เป็นรอยต่อระหว่างผลึกสารกึ่งตัวนำชนิด P และผลึกสารกึ่งตัวนำชนิด N

ที่มา: Klaus Jäger et al. (2014)

โดยบริเวณรอยต่อจะมีเขตปลอดพาหะ (Depletion region) เมื่อจ่ายแรงดันไฟถูกขั้วให้ ไดโอด หรือจ่ายแรงดันไฟบวกให้ด้านที่เป็น P บริเวณเขตปลอดพาหะจะแคบ ไดโอดจะมีความต้านทานต่ำและยอมให้กระแสไฟฟ้าไหลผ่านได้ เรียกภาวะนี้ว่า ไบอัสตรง (Forward bias) แต่ถ้าจ่ายแรงดันไฟกลับขั้วให้กับไดโอด หรือจ่ายแรงดันไฟบวกให้ด้านที่เป็น N บริเวณเขตปลอดพาหะจะกว้างขึ้น ไดโอดจะมีความต้านทานสูงและไม่ยอมให้กระแสไฟฟ้าไหลผ่านได้ เรียกภาวะนี้ว่า ไบอัสกลับ (Reverse bias) ดังแสดงในภาพที่ 12



ภาพที่ 12 การทำงานของไดโอด โดยสัญลักษณ์ A แทนคาแอโนด และ K แทนคาแคโทด

ที่มา: นรารณ ตั้งหทัยทิพย์ (2560: ระบบออนไลน์)

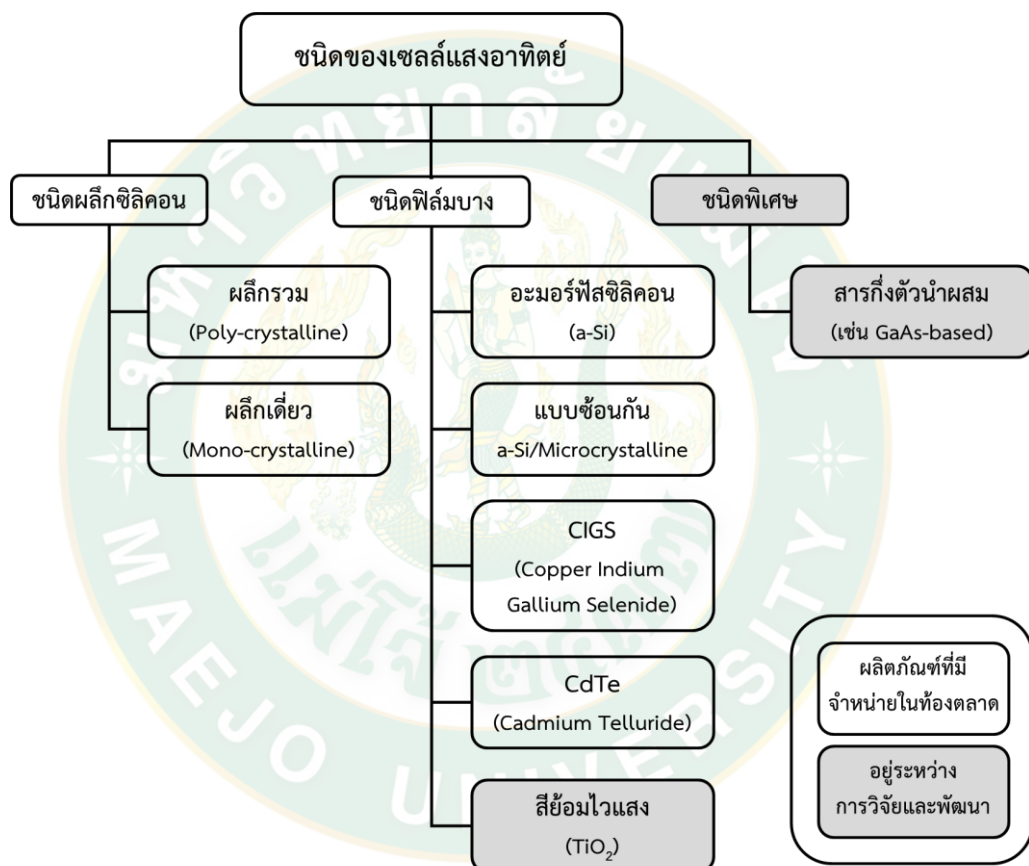
2.6 ปรากฏการณ์ โฟโตโวลเทอิก (Photovoltaic Effect)

ปรากฏการณ์ โฟโตโวลเทอิก (iEnergyGuru, ม.ม.ป.) คือ ปรากฏการณ์ที่คลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าในช่วงความยาวคลื่นแสงตกกระทบลงบนสารกึ่งตัวนำ ที่ดูดกลืนแสงในช่วงความยาวคลื่นเดียวกัน กระตุ้นให้อิเล็กตรอนในแถบวาเลนซ์ (Valence band) มีพลังงานสูงขึ้น และหลุดจากโครงสร้างอะตอมข้ามช่องว่างระหว่างแถบพลังงานขึ้นไปอยู่ในแถบนำไฟฟ้า (Conduction band) อิเล็กตรอนที่เคลื่อนที่ได้อย่างอิสระในแถบนำไฟฟ้าทำให้สารกึ่งตัวนำมีคุณสมบัติเป็นไฟฟ้าได้

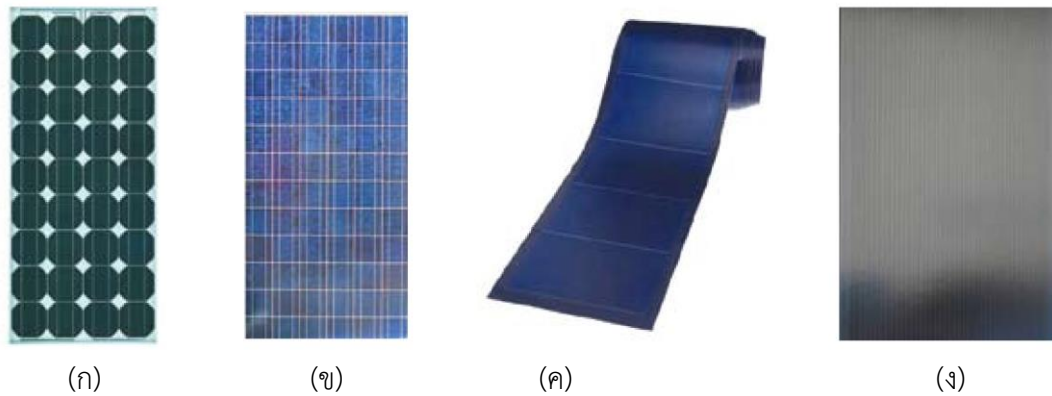
โฟโตโวลเทอิกเป็นวิธีผลิตกระแสไฟฟ้าโดยตรงจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยการกระตุ้นสารกึ่งตัวนำ ด้วยคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าในช่วงความยาวคลื่นแสงโดยอาศัยปรากฏการณ์โฟโตโวลเทอิก เป็นทางเลือกหนึ่งที่มีบทบาทสำคัญในการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นไฟฟ้าซึ่งจะทดแทนการผลิตกระแสไฟฟ้าจากถ่านหิน ปิโตรเลียม และแก๊สธรรมชาติ เนื่องจากเป็นเทคโนโลยีที่สะอาด เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และใช้ได้ไม่มีวันหมด

2.7 เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar cell), เซลล์โฟโตโวลเทอิก (Photovoltaic (PV) cell)

เซลล์แสงอาทิตย์และเซลล์โฟโตโวลเทอิก (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2557) เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าโดยอาศัยปรากฏการณ์โฟโตโวลเทอิก มักเรียกแบบย่อว่า “แผงพี-วีเซลล์” หรือ “Solar PV cell” ที่เซลล์แสงอาทิตย์ใช้แสงจากแหล่งอื่นนอกเหนือจากแสงอาทิตย์ เช่น หลอดไฟหรือแสงเทียมเรียกว่าเซลล์โฟโตโวลเทอิก เซลล์แสงอาทิตย์มีหลายชนิด ดังแสดงในภาพที่ 13 และ 14



ภาพที่ 13 ไดอะแกรมชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์

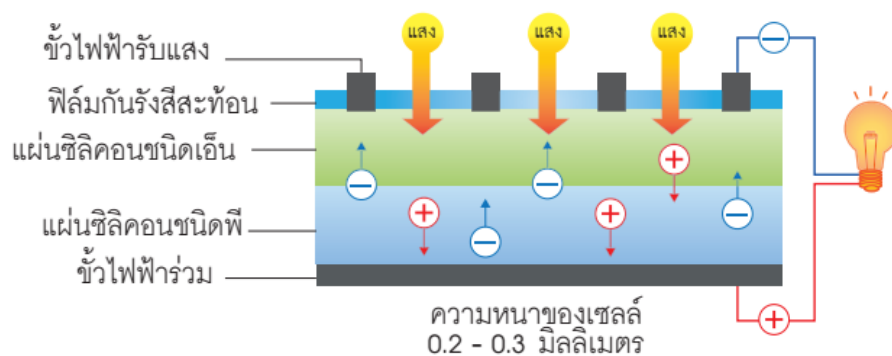


ภาพที่ 14 เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ทั่วไป (ก) ผลึกเดี่ยว (ข) ผลึกรวม (ค) อะมอร์ฟัส และ (ง) CIGS

ที่มา: Building and Construction Authority (BCA) and Energy Market Authority (EMA).
2011

2.7.1 เซลล์แสงอาทิตย์ซิลิคอน (Silicon-based solar cell)

เซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตขึ้นโดยการสร้างรอยต่อพีเอ็นของแผ่นซิลิคอนบริสุทธิ์ที่เจือด้วยธาตุฟอสฟอรัส (P) และโบรอน (B) เกิดเป็นสารกึ่งตัวนำชนิดเอ็น และชนิดพี ตามลำดับ แผ่นซิลิคอนความหนาประมาณ 0.2-0.3 mm สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ได้โดยอาศัยปรากฏการณ์โฟโตโวลเทอิก ดังแสดงในภาพที่ 15



ภาพที่ 15 โครงสร้างของเซลล์แสงอาทิตย์ซิลิคอน

ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (2557)

ระยะแรกเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตโดยใช้แผ่นซิลิคอนที่ประกอบด้วยผลึกรูปทรงเดี่ยว (Monocrystalline) ซึ่งมีต้นทุนการผลิตสูงแต่ประสิทธิภาพต่ำ ต่อมาได้รับการพัฒนามาเป็นผลึกหลายรูปทรง (Polycrystalline) ทำให้ต้นทุนการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ด้ารงปัจจุบันเซลล์แสงอาทิตย์ซิลิคอนให้ประสิทธิภาพสูงที่สุด และมีการผลิตใช้ในเชิงพาณิชย์มากที่สุดในบรรดาเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมด เซลล์แสงอาทิตย์ซิลิคอนจัดเป็นเซลล์แสงอาทิตย์รุ่นแรก (First generation)

2.7.2 เซลล์แสงอาทิตย์ฟิล์มบาง (Thin-film solar cell)

เซลล์แสงอาทิตย์ที่ประกอบขึ้นโดยการปลูกฟิล์มบางของซิลิคอนอสัณฐาน (Amorphous silicon) ความหนาในระดับไมโครเมตรที่เจือด้วยธาตุฟอสฟอรัส (P) และโบรอน (B) เกิดเป็นสารกึ่งตัวนำชนิด n และชนิด P ตามลำดับ ลงบนแผ่นรองรับทำจากโลหะ กระจก หรือพอลิเมอร์น้ำหนักเบา และบดงอได้ทำให้ต้นทุนการผลิตต่ำลง และใช้งานได้หลากหลายกว่าเซลล์แสงอาทิตย์ซิลิคอน เช่น ผลิตเป็นเซลล์แสงอาทิตย์บนแผ่นโค้งงอหรือประกอบเข้ากับโครงสร้างของอาคารบ้านเรือน เป็นต้น นอกจากนี้ยังสามารถใช้สารกึ่งตัวนำชนิด n เช่น สังกะสีออกไซด์ (ZnO) ปลูกซ้อนทับลงไปบนชั้นของสารกึ่งตัวนำชนิด P เช่น โลหะผสมของแคดเมียมเทลลูไรด์ (CdTe) หรือทองแดง-อินเดียม-แกเลียม-เซเลไนด์ (CIGS) เป็นต้น โดยมีชั้นของแคดเมียมซัลไฟด์ (CdS) คั่นอยู่ระหว่างกลางชั้นของโลหะผสมทำหน้าที่เป็นตัวดูดกลืนพลังงานจากแสงอาทิตย์ (Absorber) และเหนี่ยวนำให้เกิดการถ่ายเทของอิเล็กตรอนเกิดเป็นกระแสไฟฟ้าขึ้นได้เซลล์แสงอาทิตย์ฟิล์มบางนับเป็นเซลล์แสงอาทิตย์รุ่นที่สอง (Second generation)



ภาพที่ 16 โครงสร้างของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางของธาตุซิลิคอนอสัณฐานและโลหะผสม CIGS

ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (2557)

ตารางที่ 2 ประสิทธิภาพการแปลงพลังงานของเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ต่าง ๆ

| เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ | ประสิทธิภาพ |
|--------------------------|-------------|
| ซิลิคอนผลึกเดี่ยว | 12.5-15% |
| ซิลิคอนผลึกรวม | 11-14% |
| CIGS | 10-13% |
| CdTe | 9-12% |
| อะมอร์ฟัสซิลิคอน | 5-7% |

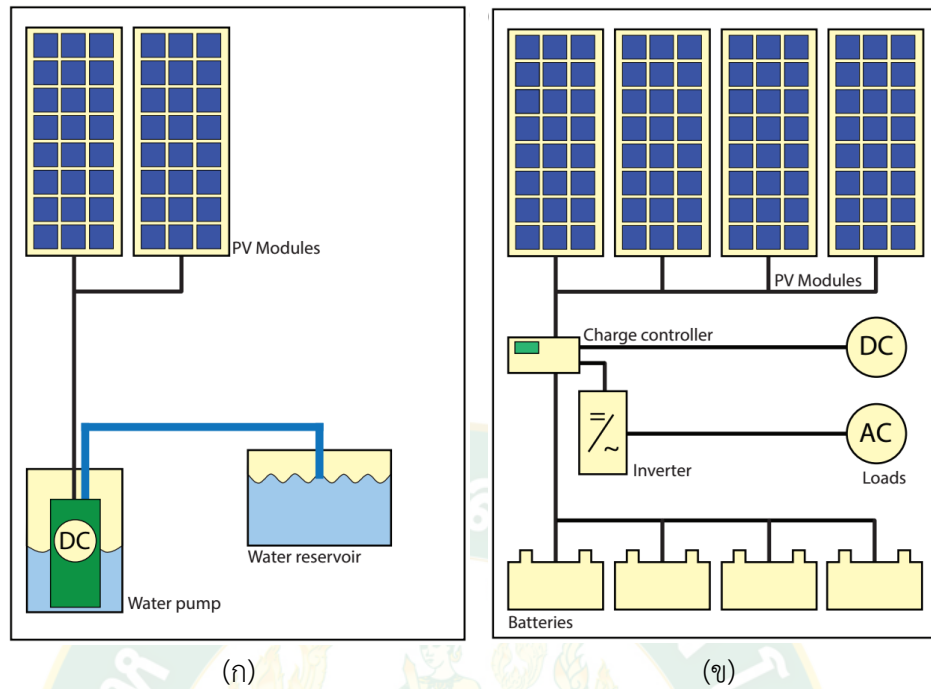
ที่มา: Klaus Jäger et al. (2014)

2.8 ประเภทของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ความเหมาะสมในการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แต่ละประเภท ขึ้นอยู่กับความต้องการใช้และวัตถุประสงค์ของผู้ต้องการติดตั้งเพื่อใช้เองหรือจำหน่าย อีกทั้งยังขึ้นกับพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้า ศักยภาพความเข้มรังสีรวม ระยะห่างของสายส่ง ปริมาณไฟฟ้าที่สายส่งรับได้ โดยไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์จะเป็นไฟฟ้ากระแสตรงและสามารถผลิตได้ในช่วงเวลากลางวัน หากต้องการจ่ายไฟฟ้าให้กับอุปกรณ์ไฟฟ้ากระแสสลับจะต้องมีอุปกรณ์แปลงไฟฟ้าจากกระแสตรงเป็นกระแสสลับ (อินเวอร์เตอร์) และหากต้องการจ่ายกระแสไฟฟ้าในช่วงเวลากลางคืน จำเป็นต้องใช้แบตเตอรี่เก็บสะสมไฟฟ้า โดยประเภทของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถแบ่งได้ ดังต่อไปนี้

2.8.1 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Standalone system)

เป็นระบบไฟฟ้าที่ได้รับการออกแบบสำหรับใช้งานในพื้นที่ชนบทที่ไม่มีระบบสายส่งไฟฟ้า มีทั้งแบบจ่ายไฟให้กับอุปกรณ์ไฟฟ้ากระแสตรงโดยตรง และแบบมีการจัดเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ อุปกรณ์ระบบที่สำคัญ ประกอบด้วย แผงเซลล์แสงอาทิตย์ อุปกรณ์ควบคุมการประจุแบตเตอรี่ แบตเตอรี่ และอุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับเป็นอิสระ ดังแสดงในภาพที่ 17

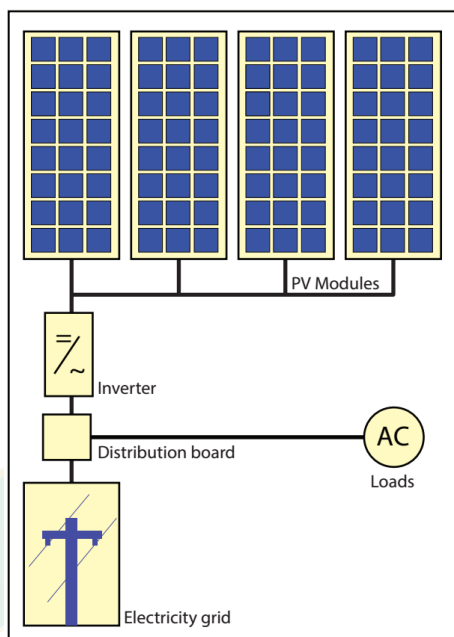


ภาพที่ 17 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (ก) จ่ายไฟฟ้าโดยตรงไม่มีการจัดเก็บพลังงาน และ (ข) จ่ายไฟฟ้าให้โหลด DC และ AC และมีแบตเตอรี่สำรองไฟ

ที่มา: Klaus Jäger et al. (2014)

2.8.2 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย (PV Grid connected system)

เป็นระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์โดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์เป็นอุปกรณ์ในการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้า และจ่ายไฟฟ้าที่ได้เชื่อมโยงเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ดังแสดงในภาพที่ 18



ภาพที่ 18 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย

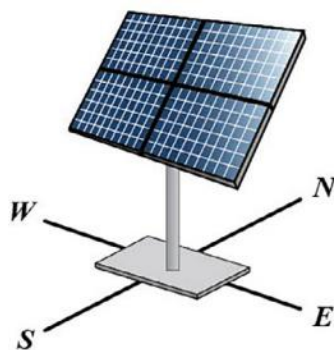
ที่มา: Klaus Jäger et al. (2014)

2.9 เทคโนโลยีในการติดตั้งแผงเซลล์อาทิตย์

เทคโนโลยีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยทั่วไปมี 2 ประเภท คือ การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบระบบคงที่ (Fixed) กับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ (Tracking)

2.9.1 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบคงที่

การออกแบบระบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบคงที่สำหรับประเทศไทย จะออกแบบให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์หันหน้าไปทางทิศใต้ เนื่องจากประเทศไทยอยู่ในเขตซีกโลกเหนือ ดวงอาทิตย์จะเคลื่อนที่จากทิศตะวันออกไปทางทิศตะวันตกโดยเคลื่อนที่อ้อมทิศใต้ จึงต้องหันหน้าของแผงไปทางทิศใต้ และความลาดเอียงของแผงควรมีความชันประมาณ 10-20 องศากับพื้นดิน ขึ้นกับละติจูดสถานที่ติดตั้ง เพื่อให้แผงรับแสงอาทิตย์ที่มากที่สุดและผลิตพลังงานได้สูงสุด



ภาพที่ 19 การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบระบบคงที่

ที่มา: Hyuna Kang et al. (2019)

ภาพที่ 19 แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะยึดติดกับโครงสร้าง ไม่มีการหมุนเปลี่ยนทิศตามการเปลี่ยนตำแหน่งของดวงอาทิตย์ในแต่ละช่วงเวลา การเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้านี้มีการใช้เนื้อที่ในการติดตั้งแผงพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างมาก โดยเนื้อที่ที่ต้องการติดตั้งนี้ขึ้นอยู่กับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ต้องการและประสิทธิภาพของแผงพลังงานแสงอาทิตย์

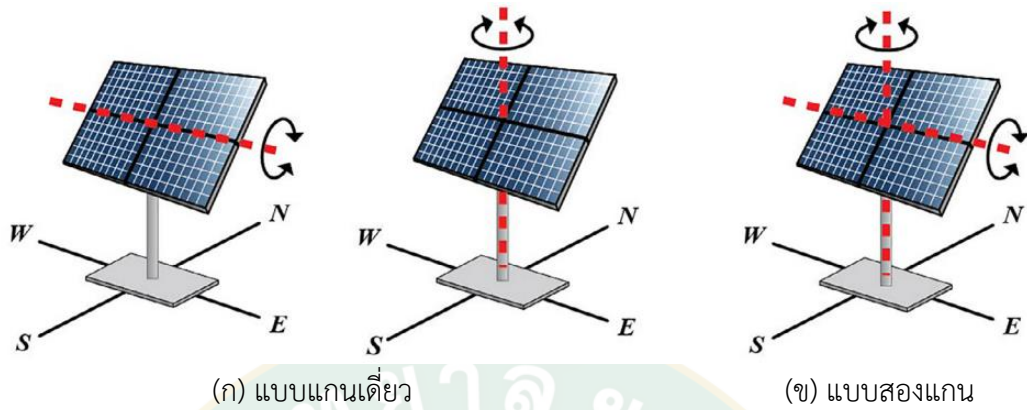
2.9.2 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ระบบติดตามดวงอาทิตย์

แผงจะมีการเปลี่ยนตำแหน่งหน้าแผงเพื่อรับแสงอาทิตย์ตามช่วงเวลาที่ดวงอาทิตย์เปลี่ยนตำแหน่งในแต่ละครั้ง สามารถแบ่งได้อีก 2 ประเภท ดังนี้

1. ระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบแกนเดียว (Single axis tracking system) สามารถหมุนปรับตามตำแหน่งดวงอาทิตย์ได้เพียงแกนเดียว (ทิศเหนือ-ใต้ หรือทิศตะวันออก-ตะวันตก) ซึ่งจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าแบบคงที่ แต่การลงทุนในการติดตั้งจะมีราคาสูงกว่าเนื่องจากต้องใช้อุปกรณ์ในการติดตั้ง ระบบควบคุมที่มากกว่า อีกทั้งค่าใช้จ่ายและบำรุงรักษาสูงกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับแบบคงที่

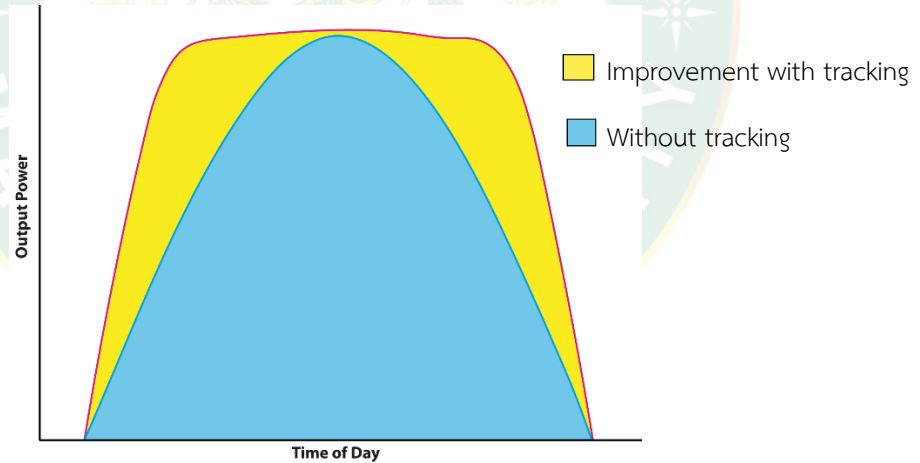
2. ระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบสองแกน (Double-axis tracking system) สามารถติดตามดวงอาทิตย์จากทิศตะวันออกสู่ทิศตะวันตก และแนวเหนือ-ใต้ การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทนี้จะผลิตไฟฟ้าได้มากที่สุดในการติดตั้งทั้งสามแบบและยังเป็นแบบที่มีค่าใช้จ่ายในการติดตั้งและค่าบำรุงรักษาสูงสุดด้วย (Hyuna Kang et al., 2019)

โดยการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทต่างๆ แสดงในภาพที่ 20



ภาพที่ 20 การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ระบบติดตามดวงอาทิตย์

ที่มา: Hyuna Kang et al. (2019)



ภาพที่ 21 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของระบบคงที่และระบบติดตามดวงอาทิตย์

ที่มา : International Finance Corporation. (2015)

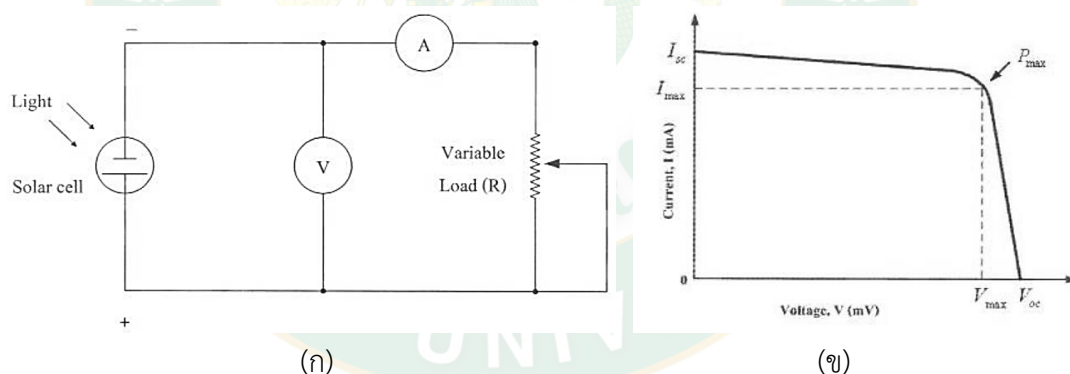
ลักษณะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ระหว่างการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบระบบคงที่ (Fixed) กับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ (Tracking) โดยในวันที่อากาศสดใส ท้องฟ้าโปร่ง โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการติดตั้งแบบระบบคงที่และแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์

จะมีลักษณะการผลิตไฟฟ้าแสดงในภาพที่ 21 จากกราฟ แกน x เป็นแกนเวลาของการรับแสงอาทิตย์ ทั้งวัน แกน y เป็นความสามารถในการผลิตไฟฟ้า พบว่าระบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าระบบคงที่ พิจารณาจากพื้นที่ใต้กราฟที่ระบบติดตามดวงอาทิตย์มากกว่าระบบคงที่ และในช่วงเวลาเที่ยง ทั้ง 2 ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะผลิตพลังงานได้มากที่สุดของวัน

2.10 ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การทดสอบและหาประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ (ทิพวรรณ สายพิน, 2552) จะใช้ I-V Characteristic หรือ I-V Curve เพื่อนำค่าที่วัดได้ไปคำนวณหาค่าฟิลล์แฟกเตอร์ (Fill Factor; FF) และประสิทธิภาพการแปลงพลังงาน (Energy conversion efficiency, η) ของเซลล์แสงอาทิตย์ การต่อวงจรเพื่อวัด I-V Curve มี 2 แบบ ดังนี้

แบบที่ 1 การต่อวงจรเพื่อวัด I-V Curve ดังแสดงในภาพที่ 22 (ก) ประกอบด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำการวัด แอมมิเตอร์ โวลต์มิเตอร์ และตัวต้านทานปรับค่าได้ เมื่อต่อวงจรสมบูรณ์จะสามารถวัดค่ากระแสไฟฟ้า (Current, I) และความต่างศักย์ไฟฟ้า (Voltage, V) ของเซลล์แสงอาทิตย์ได้ เมื่อนำค่ากระแสไฟฟ้าและความต่างศักย์เขียนกราฟจะได้ I-V Curve ดังแสดงในภาพที่ 22 (ข)



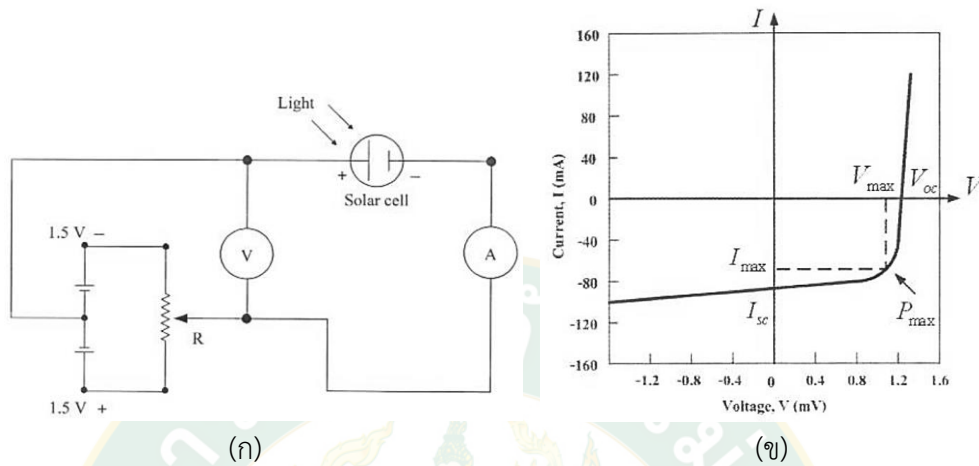
ภาพที่ 22 (ก) การต่อวงจรเพื่อวัด I-V Curve

และ (ข) กราฟ I-V Curve ของเซลล์แสงอาทิตย์แบบที่ 1

ที่มา: ทิพวรรณ สายพิน (2552)

แบบที่ 2 การต่อวงจรเพื่อวัด I-V Curve ดังแสดงในภาพที่ 23 (ก) เป็นวงจรที่ใช้ Bias เซลล์เกินกว่ากำลังที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ เป็นวงจรที่มีอยู่ในเครื่องมือที่ใช้ทดสอบและหาประสิทธิภาพ

ของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ได้มาตรฐาน ได้ เมื่อนำค่ากระแสไฟฟ้าและความต่างศักย์เขียนกราฟจะได้ I-V Curve ดังแสดงในภาพที่ 23 (ข)



ภาพที่ 23 (ก) การต่อวงจรเพื่อวัด I-V Curve และ (ข) กราฟ I-V Curve ของเซลล์แสงอาทิตย์แบบที่ 2

ที่มา: ทิพวรรณ สายพิน (2552)

จากภาพที่ 22 และ ภาพที่ 23 จุดที่กราฟตัดแกนแรงดันไฟฟ้า คือ แรงดันไฟฟ้าวงจรถัดเป็นแรงดันไฟฟ้าเมื่อความต้านทานของวงจรสูงสุดและกระแสไฟฟ้ามักค่าเท่ากับศูนย์ จุดที่กราฟตัดแกนกระแสไฟฟ้าคือกระแสไฟฟ้าลัดวงจร (Short circuit current, I_{sc}) เป็นกระแสไฟฟ้าเมื่อความต้านทานของวงจรต่ำสุดหรือเท่ากับศูนย์และแรงดันไฟฟ้ามักค่าเท่ากับศูนย์ ในการใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์กำลังไฟฟ้าสูงสุด (Maximum power, P_{max}) ที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์จะเท่ากับพื้นที่สี่เหลี่ยมผืนผ้าที่ใหญ่ที่สุดในกราฟ สามารถเขียนสมการที่ 1 ได้ดังนี้

$$P_{max} = (V \times I)_{max}$$

สมการที่ 1

ถ้าฟิลล์แฟกเตอร์เป็นอัตราส่วนของ $(V \times I)_{max}$ ต่อพื้นที่ของ $V_{oc} \times I_{sc}$ สามารถเขียนสมการที่ 2 ได้ดังนี้

$$FF = \frac{P_{\max}}{V_{OC} \times I_{SC}} = \frac{(V \times I)_{\max}}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad \text{สมการที่ 2}$$

ดังนั้น ประสิทธิภาพการแปลงพลังงาน สามารถคำนวณจากอัตราส่วนของกำลังไฟฟ้าสูงสุดของเซลล์แสงอาทิตย์ต่อกำลังของแสงที่ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ ดังแสดงในสมการที่ 3

$$\eta = \frac{P_{\max}}{P_{\text{light}}} \times 100\% = \frac{(V \times I)_{\max}}{P_{\text{light}}} \times 100\%$$

$$\eta = \frac{V_{OC} \times I_{SC} \times FF}{P_{\text{light}}} \times 100\% \quad \text{สมการที่ 3}$$

เมื่อ P_{light} คือ กำลังของแสงที่ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ มีหน่วย วัตต์ (W)

2.11 ความคุ้มค่าในการลงทุน

การวิเคราะห์ความเหมาะสมของโครงการด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 8 MW ในการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ คือ แบบระบบคงที่กับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ จะแบ่งผลการวิเคราะห์ออกเป็นสองส่วน ส่วนแรกเป็นการวิเคราะห์กรณีหลักหรือกรณีที่เป็นสถานการณ์การลงทุนที่เกิดขึ้นจริง และส่วนที่สองจะเป็นการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของกรณีหลักในกรณีที่ต้นทุนในการก่อสร้างและค่าดูแลรักษามีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นและลดลง โดยจะคำนวณในรูปแบบดัชนีหลักทางเศรษฐกิจ คือ

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value: NPV) เป็นการเปรียบเทียบมูลค่าการลงทุนกับผลประโยชน์ด้านเศรษฐกิจที่คาดว่าจะเกิดขึ้นตลอดช่วงระยะเวลาการดำเนินโครงการ โดยใช้อัตราส่วนลด (Discount rate) เป็นมูลค่าปัจจุบัน (Abol Ardalán, 2000)

วิธีนี้จะคำนวณหาผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนที่คาดว่าจะได้รับในอนาคตตามอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่ต้องการหรือต้นทุนเงินทุนกับต้นทุนเงินทุนเริ่มแรก สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 4

$$NPV = \left(\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \right) - I \quad \text{สมการที่ 4}$$

| | | |
|-------|-------|--|
| เมื่อ | NPV | = มูลค่าปัจจุบันสุทธิ |
| | I | = เงินจ่ายลงทุนครั้งแรก |
| | C_t | = กระแสเงินสดได้รับสุทธิในแต่ละงวด |
| | t | = ปีที่ 1 ถึงปีที่ n |
| | n | = จำนวนงวดดอกเบี้ย/จำนวนปี |
| | r | = อัตราดอกเบี้ย/อัตราผลตอบแทน (อนุรักษ์, ม.ป.ป.) |

อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit-cost ratio: B/C ratio) แสดงให้เห็นถึงอัตราส่วนของมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์กับมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนโครงการ โดยหากมีค่ามากกว่าหนึ่ง แสดงว่าโครงการจะให้ผลตอบแทนที่คุ้มค่าที่จะลงทุน สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 5

$$B/C = \frac{\text{มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิ}}{\text{มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน}}$$

$$\text{หรือ } B/C = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}}$$

สมการที่ 5

| | | |
|-------|-------|--|
| เมื่อ | B_t | = ผลประโยชน์สุทธิที่ได้รับจากการลงทุนในปีที่ t |
| | C_t | = ต้นทุนในการลงทุนในปีที่ t |
| | i | = อัตราผลตอบแทนหรืออัตราคิดลด |
| | t | = ปีของโครงการ 0, 1, 2, ..., n |
| | n | = จำนวนปีที่ทำการศึกษา |

เกณฑ์การตัดสินใจตัดสินใจ

$B/C \geq 1$ ตัดสินใจลงทุน ถ้าโครงการนี้ให้อัตราส่วนของผลตอบแทนและต้นทุนเท่ากับหรือมากกว่าหนึ่ง

$B/C \leq 1$ ไม่ลงทุน ถ้าโครงการนี้ให้อัตราส่วนของผลตอบแทนและต้นทุนน้อยกว่าหนึ่ง (ดาร์ตัน, 2549)

อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal rate of return: IRR) คือ อัตราส่วนลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการมีค่าเท่ากับศูนย์ และอัตราส่วนนี้แสดงให้เห็นถึงผลตอบแทนที่จะได้รับการลงทุนว่ามีผลตอบแทนเป็นร้อยละเท่าใด สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 6

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

$$\text{หรือ } IRR = \sum_{t=0}^n \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} = 0 \quad \text{สมการที่ 6}$$

เมื่อ r = อัตราผลตอบแทนหรืออัตราคิดลด (ดาร์ตัน, 2549)

ตัวช่วยในการตัดสินใจในการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบคงที่กับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ในงานวิจัยนี้ สามารถใช้ผลการวิเคราะห์จากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ เพื่อหาความคุ้มค่าที่จะลงทุนหรือไม่ หากมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่ามากกว่าศูนย์แสดงว่าการลงทุนนั้นมีกำไรและในทางกลับกันหากมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าน้อยกว่าศูนย์แสดงว่าการลงทุนขาดทุน (ญาณยุท และคณะ, 2557) และนอกจากนี้ผลการวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนภายในของการลงทุนจะแสดงให้เห็นว่าอัตราผลตอบแทนจากการลงทุนมีกำไรคิดเป็นร้อยละเท่าใดของเงินลงทุนทั้งหมด หากมีทางเลือกในการลงทุนหลายโครงการ ผู้ลงทุนก็จะตัดสินใจเลือกโครงการที่มีอัตราผลตอบแทนภายในสูงที่สุด

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการด้านการเงินของการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวหรือความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการทั้งในด้านต้นทุนและผลตอบแทนเพื่อใช้ประกอบการพิจารณาว่าหากมีการเปลี่ยนแปลงต้นทุนหรือผลตอบแทน หรือทั้งต้นทุนและผลตอบแทน โครงการยังจะมีความคุ้มค่าที่จะลงทุนอยู่หรือไม่ โดยพิจารณาจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายในที่เปลี่ยนแปลงไป (Abol Ardalan, 2000)

2.12 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การประเมินสมรรถนะระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 8 MW แบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์และแบบมุมรับแสงคงที่ในประเทศไทย มีการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องแบ่งออกเป็น 3 หัวข้อได้แก่

1. การศึกษาความเหมาะสมของประเภทโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตามเขตภูมิอากาศ
2. การเปรียบเทียบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากลักษณะการติดตั้ง แบ่งออกเป็น 2 แบบ ได้แก่ แบบระบบมัมรับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์
3. การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์สำหรับความคุ้มค่าในการลงทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบมัมรับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์ โดยมีรายละเอียด ดังต่อไปนี้

ความเหมาะสมของประเภทโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตามเขตภูมิอากาศ

เนื่องจากโลกมีพื้นที่ขนาดใหญ่ อุณหภูมิ สภาพแวดล้อมในแต่ละสถานที่ของโลกจะมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แตกต่างกัน การศึกษาความเหมาะสมของสถานที่ติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จึงเป็นสิ่งจำเป็น เมื่อสถานที่ที่ติดตั้งมีความเหมาะสม พื้นที่ติดตั้งมีศักยภาพเพียงพอ จะส่งผลให้โรงไฟฟ้าสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

จากรายงานของ St. Johns Abbey. (2009). โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 181.72 kW_{DC} ในรัฐมินนิโซตา ตั้งอยู่ตอนเหนือของสหรัฐอเมริกา พิกัดทางภูมิศาสตร์ 43.05 °N, 89.48 °W เริ่มดำเนินการผลิตไฟฟ้าในปี 2552 งานวิจัยนี้ทำการเปรียบเทียบกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในมิดเวสต์ โดยเปรียบเทียบการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ระบบติดตามดวงอาทิตย์ พบว่าระบบติดตามจะผลิตพลังงานมากกว่าระบบคงที่ 13.9%

Imran Ali Shah และคณะ (2017) อธิบายว่าประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ต้องคำนึงถึงมุมระหว่างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV) กับดวงอาทิตย์ แสงจากดวงอาทิตย์ที่กระทบบนโมดูล PV โดยตรง นำไปสู่ความสามารถในการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ดังนั้นแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบระบบติดตามดวงอาทิตย์จึงถูกนำมาใช้เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ งานวิจัยนี้ศึกษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตั้งอยู่ในแอททาร์ ตั้งอยู่ทางทิศใต้ของปากีสถาน ที่ 33.8503 ° N 72.8522 ° E จากการจำลองประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากระบบกับการผลิตไฟฟ้าจริงที่ระบบผลิตได้มีความแตกต่าง 4%-5% และการผลิตไฟฟ้าของระบบติดตามดวงอาทิตย์นั้นมากกว่าระบบมัมคงที่ 7% อย่างไรก็ตามในด้านต้นทุนของระบบติดตามดวงอาทิตย์ที่ใช้อยู่ยังมีต้นทุนที่สูง

SN Simelane และ M Basappa Ayanna. (2017). ทำการวิเคราะห์ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แห่งแรกที่จะดำเนินการในพริทอเรีย แอฟริกาใต้ พิกัดทางภูมิศาสตร์ 25.7333° S 28.1833° E กำลังการผลิตติดตั้ง 558 kW_p ประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 1,800 แผง, อินเวอร์เตอร์ 8 ตัว และ DC Combiner 8 กล่อง จำนวนสตริงทั้งหมด 90 สตริง แต่ละสตริงมี

20 แผง โดย CSIR ประสบความสำเร็จในการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบติดตามดวงอาทิตย์แกนเดียว ซึ่งระบบนี้มีค่า PR ของ 94.3%

บดินทร์ เสนานนท์ และคณะ (2560) พลังงานไฟฟ้าที่ได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ ขึ้นอยู่กับตำแหน่งที่ติดตั้งและขึ้นกับแสงที่ตกกระทบบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ยิ่งสถานที่ติดตั้งห่างจากเส้นศูนย์สูตรมากเท่าใด พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปีจะน้อยลงตามลำดับ ฤดูกาลที่เปลี่ยนแปลงมีผลต่อการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า เนื่องจากแสงที่แผงจะได้รับนั้นขึ้นกับสิ่งแวดล้อม เช่น เมฆ ต้นไม้ อุณหภูมิ ลม เป็นต้น ในทางกลับกันจึงสามารถพิจารณาเลือกสถานที่สำหรับก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้จากภาพรวมของสิ่งแวดล้อม เพราะสภาพภูมิอากาศของแต่ละพื้นที่ส่งผลต่อสิ่งแวดล้อมนั้นๆ

การเปรียบเทียบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตามลักษณะการติดตั้ง

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในปัจจุบัน มีลักษณะการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่แตกต่างกัน ได้แก่ การติดตั้งแผงแบบระบบมุมรับแสงคงที่และแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ ซึ่งทั้งสองแบบนี้มีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ดังต่อไปนี้

Giorgio Belluardo และคณะ (2012) ทำการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบ FTS แบบ STS ชนิด 1 แกนหมุน และระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบ STS ชนิด 2 แกนหมุน ที่ประเทศอิตาลี เพื่อเปรียบเทียบประสิทธิภาพของระบบแต่ละแบบ พบว่าในช่วงฤดูหนาวระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบ STS ชนิด 2 แกนหมุนเป็นระบบที่ใช้งานได้ดีที่สุด รองมาเป็นแบบ STS ชนิด 1 แกนหมุน และแบบ FTS ตามลำดับ

Mostafa mehrtash และคณะ (2012) ทำการจำลองระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบ FTS ตามแนวราบ และทำมุมเอียง แบบ STS ชนิด 1 แกนหมุนและ 2 แกนหมุน ด้วยโปรแกรม PVSOLO Pro โดยใช้ข้อมูลสิ่งแวดล้อมของเมืองมอนทรีล ประเทศแคนาดา พบว่าในวันที่ท้องฟ้าสดใส ไม่มีเมฆ ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบ STS ชนิด 2 แกนหมุน มีความสามารถในการรับค่ารังสีอาทิตย์ได้มากที่สุด แต่ในวันที่มีเมฆมาก ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ทุกแบบให้รับค่ารังสีอาทิตย์ได้ใกล้เคียงกัน

ศศิวิมล ทรงไตร และคณะ (2559) ทำการประเมินสมรรถนะการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งระบบแบบติดตามดวงอาทิตย์ และแบบมุมรับแสงคงที่ ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดรอยต่อแบบเฮเทอโรโรบนฐานรองผลึกเดี่ยวซิลิคอน เก็บข้อมูลภายใต้สภาวะการใช้งานจริงในประเทศไทย ระยะเวลา 1 ปี พบว่าระบบที่มีการติดตั้งแบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถรับค่าพลังงานแสงอาทิตย์ได้มากกว่าแบบมุมรับแสงคงที่ 12.68% และมีค่าผลผลิตทางไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 15.39% ทำให้ค่าสมรรถนะของระบบแบบติดตามดวงอาทิตย์มีค่ามากกว่าแบบมุมรับแสงคงที่ 1.87%

บดินทร์ เสนานนท์ และคณะ (2561) ศึกษาข้อมูลโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ มุมรับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์สระบุรี เก็บข้อมูลการขายไฟรายรายปี ตั้งแต่เดือน มกราคม-ธันวาคม พ.ศ. 2560 พบว่าแบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้ดีกว่าแบบมุมรับ แสงคงที่ คิดเป็น 2.51%

การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

นอกจากการคำนึงถึงสถานที่ติดตั้งและเทคโนโลยีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แล้ว สิ่ง สำคัญที่ผู้ลงทุนต้องคำนึงถึงในการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้นคือความคุ้มค่าในการลงทุน ในหัวข้อนี้ ผู้วิจัยได้ทำการศึกษาศึกษาการวิเคราะห์ความคุ้มค่าด้านเศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์ โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ญาณยุทธ์ พลชูสกุลวง และคณะ (2557) ทำการศึกษาความเป็นไปได้ในการสร้างโรงไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์ โดยมีดัชนีชี้วัดความเหมาะสมด้านเศรษฐศาสตร์ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) พบว่าโครงการมีค่า NPV เป็นบวก และค่า IRR มากกว่า อัตราส่วนลดจึงมีความเหมาะสมแก่การลงทุน

สุรกิจ ทองสุก และ อรรถพล เก่งพิทักษ์กุล (2561) ศึกษาประสิทธิภาพและความคุ้มค่าของ ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา กำลังการผลิต 20 kW มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้า 60,000-70,000 Baht/kW ค่าติดตั้งรวมทั้งระบบ 1,121,500 Baht พบว่าระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์ แสงอาทิตย์ในงานวิจัยนี้มีระยะเวลาคืนทุน 5 ปี 3 เดือน อัตราผลตอบแทนภายใน เท่ากับ 17.73% เหมาะสมสำหรับการลงทุน

Onur Ozcan และ Filiz Ersoz (2019) ทำการประเมินโครงการและต้นทุนตาม ประสิทธิภาพพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศตุรกีที่เมือง อิสตันบูล อิชเมียร์ และอังการา พบว่า โครงการมีระยะเวลาคืนทุน (Payback period) เท่ากับ 7.03 6.07 และ 13.6 ปี ตามลำดับ และ หากคิดผลตอบแทนตลอดระยะเวลาโครงการ 25 ปี พบว่า เมืองอิสตันบูล มีผลตอบแทนการลงทุน เท่ากับ 153% เมืองอิชเมียร์ 161% และเมืองอังการา 61%

D.L. Talavera และคณะ (2019) ทำการศึกษาด้านทุนและกำไรสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์ ชนิดละ 5 โรงไฟฟ้า ที่ ติดตั้งในประเทศสเปน จากข้อมูลทางการเงินและเศรษฐกิจพบว่าความแตกต่างของต้นทุนการผลิต ไฟฟ้า (ตั้งแต่ค่าติดตั้งระบบ ค่าเช่าที่ดิน ตลอดจนค่าดูแลรักษาโรงไฟฟ้า) ของแบบคงที่มีความ แตกต่างกัน 15% ส่วนแบบติดตามดวงอาทิตย์มีความแตกต่าง 19.5% อีกทั้งต้นทุนการลงทุนเริ่มต้น ต่อ kWp ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบคงที่มีค่า 1,388 US/kWp ในขณะที่แบบติดตามดวง อาทิตย์มีค่า 1,794 US/kWp คิดเป็นความต่างของต้นทุนการลงทุน เท่ากับ 29.25%

บดินทร์ เสนานนท์ และคณะ (2562) ทำการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมูร์รับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์ พิจารณาจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่อัตราคิดลด 3% ทั้งสองแบบมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่เป็นบวก มีความคุ้มค่าที่จะลงทุน ด้านอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุนกับอัตราผลตอบแทนภายใน พบว่า แบบระบบคงที่เทียบกับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์มีความคุ้มค่าในการลงทุนมากกว่าเล็กน้อย โดยมีอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุนเท่ากับ 5.63 และ 5.58 อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับ 31.77% และ 31.39% ตามลำดับ ส่วนการวิเคราะห์ความอ่อนไหวทั้งกรณีต้นทุน การลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าแบบระบบคงที่ ยังคงมีความคุ้มค่าในการลงทุนมากกว่า



บทที่ 3

วิธีดำเนินงานวิจัย

วิทยานิพนธ์ เรื่อง การประเมินสมรรถนะระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 8 MW แบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์และแบบมุมรับแสงคงที่ในประเทศไทยนี้ ผู้มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์ข้อมูลของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ตั้งแต่ความเหมาะสมของสถานที่สำหรับติดตั้ง เทคโนโลยีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ รวมถึงผลการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในโครงการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จากเทคโนโลยีการติดตั้งแผงแบบระบบมุมรับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์ โดยมีขั้นตอนและวิธีการดำเนินการของงานวิจัยแสดงดังรายละเอียดต่อไปนี้

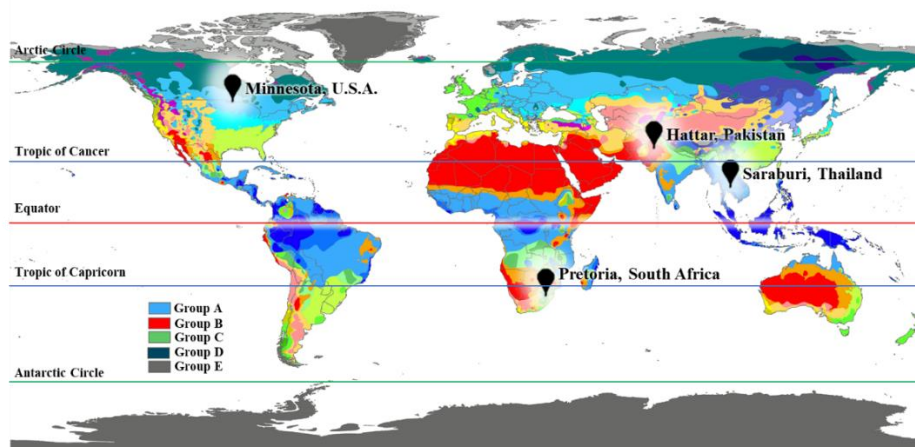
1. ศึกษาข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์จากทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง
2. ศึกษาข้อมูลประเภทของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เหมาะสมกับประเทศไทยจากงานวิจัยต่าง ๆ
3. เก็บข้อมูลการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ลพบุรี และแบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สระบุรี
4. เปรียบเทียบประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่และแบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์
5. วิเคราะห์ความคุ้มค่าด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่และแบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์ที่ศึกษา

3.1 การเปรียบเทียบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในเขตภูมิอากาศที่แตกต่างกัน

เขตภูมิอากาศโลกถือเป็นพื้นฐานอย่างหนึ่งในการเลือกสถานที่และเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ข้อมูลอุณหภูมิ ภูมิประเทศ และแสงแดดของแต่ละสถานที่เป็นตัวบอกในขั้นต้นได้ ประเทศที่อยู่ในเขตภูมิอากาศที่ต่างกัน ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าก็แตกต่างกัน หากเลือกใช้เทคโนโลยีการติดตั้งแผงที่แตกต่างกันประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ก็แตกต่างกันด้วย

การเปรียบเทียบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในเขตภูมิอากาศที่แตกต่างกัน เพื่อแสดงให้เห็นว่าเขตภูมิอากาศของแต่ละสถานที่ติดตั้งนั้น ส่งผลต่อประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า โดยใช้ข้อมูลการ

ผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในสถานที่แตกต่างกัน 4 สถานที่ 3 ทวีป กระจายตัวกันอยู่ทั่วโลก โดยตำแหน่งของแต่ละสถานที่ที่มีการกระจายตัวกันทั่วโลก ดังแสดงในภาพที่ 24



ภาพที่ 24 ตำแหน่งสถานที่ที่ใช้ในการเปรียบเทียบการผลิตไฟฟ้า

1. โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในรัฐมินนิโซตา ประเทศสหรัฐอเมริกา ทวีปอเมริกาเหนือ พิกัด $43^{\circ} 30' N$ $89^{\circ} 29' W$ ลักษณะภูมิอากาศเป็นแบบร้อนชื้นแถบศูนย์สูตร ในหน้าหนาวมีหิมะปกคลุม



ภาพที่ 25 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รัฐมินนิโซตา ประเทศสหรัฐอเมริกา

ที่มา: St. Johns Abbey. (2015)

2. โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในกรุงพริทอเรีย ประเทศแอฟริกาใต้ ทวีปแอฟริกา พิกัด $25^{\circ} 45' S 28^{\circ} 11' E$ ลักษณะภูมิอากาศแบบอบอุ่นชื้นแถบละติจูดกลาง



ภาพที่ 26 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ กรุงพริทอเรีย ประเทศแอฟริกาใต้

ที่มา: Juwi. (2015)

3. รัฐแอททาร์ ประเทศปากีสถาน ทวีปเอเชีย พิกัด $33^{\circ}51' N 72^{\circ}51' E$ ลักษณะภูมิอากาศแบบแห้ง



ภาพที่ 27 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รัฐแอททาร์ ประเทศปากีสถาน

ที่มา: Imran Ali Shah et al. (2017)

4. จังหวัดสระบุรี ประเทศไทย ทวีปเอเชีย พิกัด $14^{\circ} 82' N$ $100^{\circ} 99' E$ ลักษณะภูมิอากาศแบบร้อนชื้นแถบศูนย์สูตร



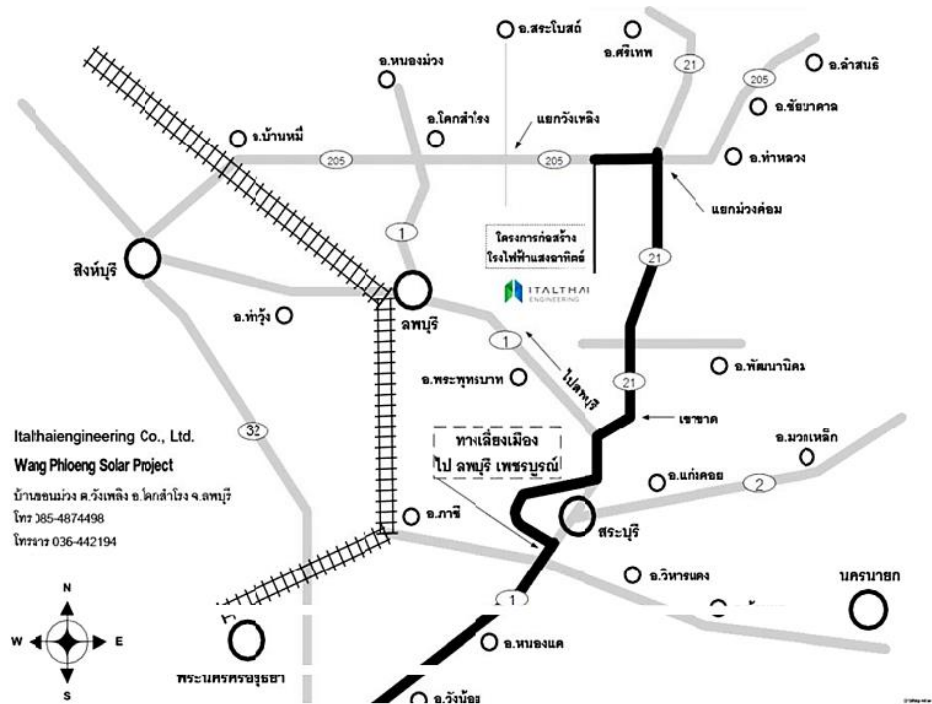
ภาพที่ 28 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จังหวัดสระบุรี ประเทศไทย

3.2 การเปรียบเทียบข้อมูลการผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย

การเก็บข้อมูลเพื่อหาค่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 8 MW ที่มีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่แตกต่างกัน ได้แก่ แบบมุมรับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์ นำผลของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและจำหน่ายได้ต่อปี มาเปรียบเทียบหาความคุ้มค่าสำหรับการลงทุนเพื่อเป็นประโยชน์แก่ผู้ที่ต้องการลงทุนและผู้สนใจต่อไปในอนาคต โดยคำนึงถึงด้านเศรษฐศาสตร์ร่วมด้วย ซึ่งโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในงานวิจัยนี้ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ลพบุรี

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ลพบุรี เป็นระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ โรงไฟฟ้าประเภทขนาดเล็กมาก (Very Small Power Plant, VSPP) ตั้งอยู่เลขที่ 188 ม.3 บ้านขอมม่วง ต.วังเพลิง อ.โคกสำโรง จ.ลพบุรี ดังแสดงในภาพที่ 29



ภาพที่ 29 แผนที่โครงการ

อุปกรณ์หลักสำหรับผลิตไฟฟ้าในโครงการนี้ ได้แก่

- 1) Fixed Tilt Systems
- 2) Thin film PV modules 135 W.
- 3) Inverter 1663 KW 5 Sets
- 4) Inverter Transformer 2,000 KVA 5 Sets

โดยโครงการได้ก่อสร้างแล้วเสร็จและสามารถจำหน่ายผ่านระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเชิงพาณิชย์ กำลังการผลิต 8 MW เมื่อวันที่ 2 พฤษภาคม พ.ศ. 2556 ดังแสดงในภาพที่ 30



ภาพที่ 30 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ ลพบุรี

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สระบุรี

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตามดวงอาทิตย์สระบุรี เป็นโครงการของ บจก.เอสพีพี ทู อ.วิ้งม่วง จ.สระบุรี กำลังการผลิต 8 MW ดังแสดงในภาพที่ 31

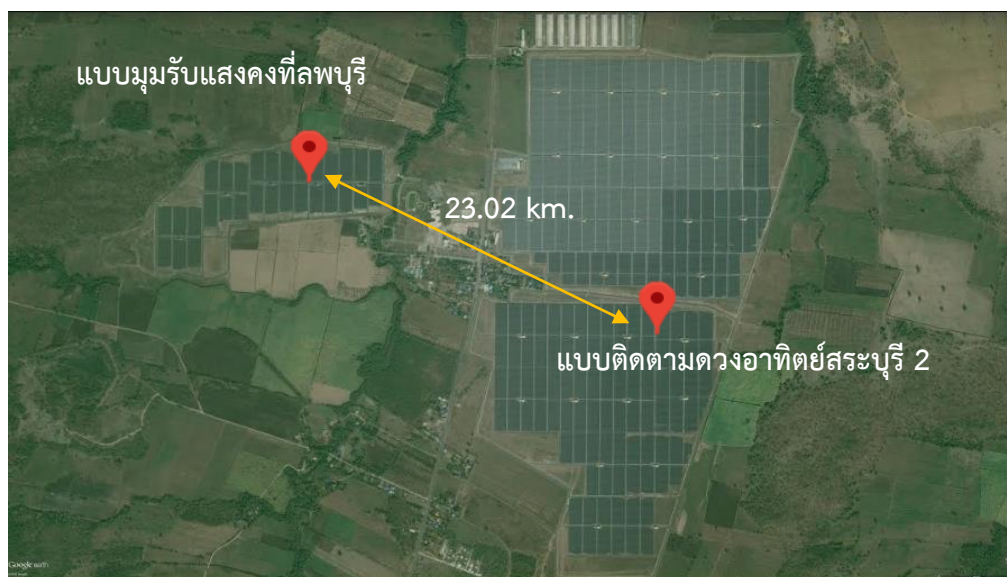
อุปกรณ์หลักสำหรับผลิตไฟฟ้าในโครงการนี้ ได้แก่

- 1) 1-axis Sun Tracking System
- 2) Poly crystalline PV modules 280 W
- 3) Inverter 500 KW 16 sets
- 4) Inverter Transformer 1,000 KVA 8 Sets



ภาพที่ 31 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตามดวงอาทิตย์ สระบุรี

จากข้อมูลสถานที่ติดตั้งโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในวิทยานิพนธ์เล่มนี้ ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ลพบุรี พิกัดติดตั้ง 15.05296°N $100.88876^{\circ}\text{E}$ และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตามดวงอาทิตย์สระบุรี 2 พิกัด 14.81771°N $100.99942^{\circ}\text{E}$ พื้นที่โครงการ 120 ไร่ มีระยะห่างระหว่างสองโครงการ 23.02 km. ดังแสดงในภาพที่ 32 ทั้งสองโรงไฟฟ้าติดตั้งบริเวณพิกัดใกล้เคียงกัน ในการคำนวณ ผู้วิจัยถือว่าได้รับแสงอาทิตย์เท่ากัน



ภาพที่ 32 ระยะทางระหว่างโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำการศึกษา

ทำการเทียบ 3 ชุดข้อมูล ได้แก่

1. ข้อมูลการขายไฟรายวัน วันที่ 8 พฤษภาคม พ.ศ.2560 ตั้งแต่เวลา 00.00-23.59 น. เพื่อวิเคราะห์ลักษณะการผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่และแบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์
2. ข้อมูลการขายไฟรายสัปดาห์ ตั้งแต่วันที่ 7-13 พฤษภาคม พ.ศ.2560 (วันจันทร์-วันอาทิตย์) เนื่องจากเป็นช่วงวันที่มีการผลิตไฟฟ้าได้มากที่สุดของปี พ.ศ. 2560
3. ข้อมูลการขายไฟรายปี ตั้งแต่เดือนมกราคม-ธันวาคม พ.ศ. 2560 เพื่อวิเคราะห์ลักษณะการผลิตไฟฟ้าและเปรียบเทียบความคุ้มค่าด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่และแบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์ พร้อมทั้งสรุปความเหมาะสมด้านการลงทุน

บทที่ 4

ผลการวิจัยและการอภิปรายผล

วิทยานิพนธ์การประเมินสมรรถนะระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 8 MW แบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์และแบบมุมรับแสงคงที่ในประเทศไทยนี้ ทำการศึกษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 2 แบบ ได้แก่ 1) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ลพบุรี ที่มีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ และ 2) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สระบุรี ที่มีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์

ผลการวิจัยแบ่งออกเป็น 3 หัวข้อ ได้แก่

1. เขตภูมิอากาศที่ส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อวิเคราะห์ความเหมาะสมสำหรับลงทุนในระบบติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์
 2. การผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย
 3. ความคุ้มค่าในการลงทุนด้านเศรษฐศาสตร์ระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์
- โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

4.1 เขตภูมิอากาศที่ส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ข้อมูลโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ในการเปรียบเทียบ แต่ละโรงไฟฟ้าติดตั้งในสถานที่ที่แตกต่างกัน 4 สถานที่ ได้แก่ รัฐมินนิโซตา ประเทศสหรัฐอเมริกา ทวีปอเมริกาเหนือ กรุงพริทอเรีย ประเทศแอฟริกาใต้ ทวีปแอฟริกา รัฐแฮททาร์ ประเทศปากีสถานและจังหวัดสระบุรี ประเทศไทย ทวีปเอเชีย พิกัดทางภูมิศาสตร์ของสถานที่คือ $43^{\circ} 30' N 89^{\circ} 29' W$, $25^{\circ} 45' S 28^{\circ} 11' E$, $33^{\circ} 51' N 72^{\circ} 51' E$ และ $14^{\circ} 82' N 100^{\circ} 99' E$ ตามลำดับ

จากความแตกต่างทางด้านภูมิศาสตร์นี้ ส่งผลให้ฤดูกาลของแต่ละเมืองที่ใช้ในการเปรียบเทียบนี้แตกต่างกัน ซึ่งฤดูกาลในแต่ละช่วงเวลายังส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วย เนื่องจากแต่ละฤดูกาลจะมีความแตกต่างของอุณหภูมิและปริมาณแสงอาทิตย์ต่อวันแตกต่างกัน โดยในแต่ละเดือนตลอดระยะเวลา 1 ปี ของแต่ละประเทศจะมีบางช่วงเวลาที่มีฤดูกาลใกล้เคียงกัน และบางช่วงเวลาฤดูกาลแตกต่างกันมากดังแสดงในตารางที่ 3 ซึ่งการ

เปลี่ยนแปลงของฤดูกาลและระยะเวลาของแต่ละฤดูกาลใน 1 ปีนี้ ส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ตารางที่ 3 ฤดูกาลของแต่ละประเทศ

| ประเทศ | ม.ค. | ก.พ. | มี.ค. | เม.ย. | พ.ค. | มิ.ย. | ก.ค. | ส.ค. | ก.ย. | ต.ค. | พ.ย. | ธ.ค. |
|--------------|---------|------|--------------|---------|------|---------|------|-------|--------------|------|------|---------|
| สหรัฐอเมริกา | | | ฤดูใบไม้ผลิ | | | | | | ฤดูใบไม้ร่วง | | | |
| ปากีสถาน | ฤดูหนาว | | | ฤดูร้อน | | | | ฤดูฝน | | | | ฤดูหนาว |
| ไทย | | | | | | | | | | | | |
| แอฟริกาใต้ | ฤดูร้อน | | ฤดูใบไม้ร่วง | | | ฤดูหนาว | | | ฤดูใบไม้ผลิ | | | |

จากตารางที่ 3 ประเทศสหรัฐอเมริกาและแอฟริกาใต้มีภูมิอากาศ 4 ฤดูกาล ได้แก่ ฤดูหนาว ฤดูใบไม้ผลิ ฤดูร้อน และฤดูใบไม้ร่วง ประเทศปากีสถานและประเทศไทยมี 3 ฤดูกาล ได้แก่ ฤดูหนาว ฤดูร้อนและฤดูฝน จากตารางแต่ละคอลัมน์แสดงข้อมูลเดือนในหนึ่งปี ตั้งแต่เดือนมกราคม-ธันวาคม แต่ละแถวเป็นประเทศติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้เปรียบเทียบทั้ง 4 จุด ฤดูกาลของแต่ละเดือนในแต่ละประเทศแสดงในตารางเป็นแถบสีและอักษรกำกับ

การเก็บข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ เก็บข้อมูลตลอดทั้งปี ตั้งแต่เดือนมกราคม - เดือนธันวาคม โดยข้อมูลจากรัฐมินนิโซตา ประเทศสหรัฐอเมริกา เก็บข้อมูลในปี 2557 ข้อมูลจากกรุงพริทอเรีย ประเทศแอฟริกาใต้, รัฐแอททาร์ ประเทศปากีสถานและจังหวัดสระบุรี ประเทศไทย เก็บข้อมูลในปี 2560 รายละเอียดแสดงในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 ข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

| เดือน | พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (MW _{dc}) | | | |
|------------|--|----------|----------|------------|
| | สหรัฐอเมริกา | ปากีสถาน | ไทย | แอฟริกาใต้ |
| มกราคม | 421.61 | 921.95 | 1,200.02 | 1,508.78 |
| กุมภาพันธ์ | 676.28 | 1,030.00 | 1,358.26 | 1,449.93 |
| มีนาคม | 1,080.71 | 1,200.91 | 1,526.17 | 1,311.17 |
| เมษายน | 1,286.18 | 1,122.03 | 1,490.14 | 1,193.34 |
| พฤษภาคม | 1,304.18 | 1,132.30 | 1,475.22 | 981.28 |

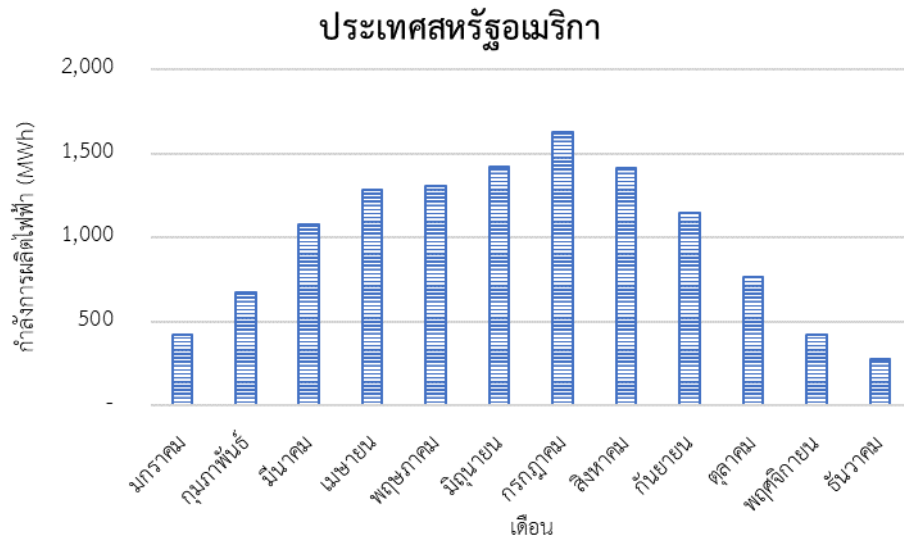
ตารางที่ 4 (ต่อ)

| เดือน | พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (MWh) | | | |
|-----------|------------------------------|-----------|-----------|------------|
| | สหรัฐอเมริกา | ปากีสถาน | ไทย | แอฟริกาใต้ |
| มิถุนายน | 1,424.50 | 1,099.85 | 1,354.34 | 763.92 |
| กรกฎาคม | 1,624.82 | 1,010.69 | 1,350.39 | 1,067.94 |
| สิงหาคม | 1,411.84 | 1,096.97 | 1,361.70 | 1,182.78 |
| กันยายน | 1,144.42 | 1,177.09 | 1,308.38 | 1,285.68 |
| ตุลาคม | 763.50 | 1,071.09 | 1,289.83 | 1,520.48 |
| พฤศจิกายน | 423.19 | 942.49 | 1,241.36 | 1,704.35 |
| ธันวาคม | 276.73 | 906.34 | 1,320.76 | 1,605.91 |
| รวม | 11,837.96 | 12,711.70 | 16,276.56 | 15,575.56 |

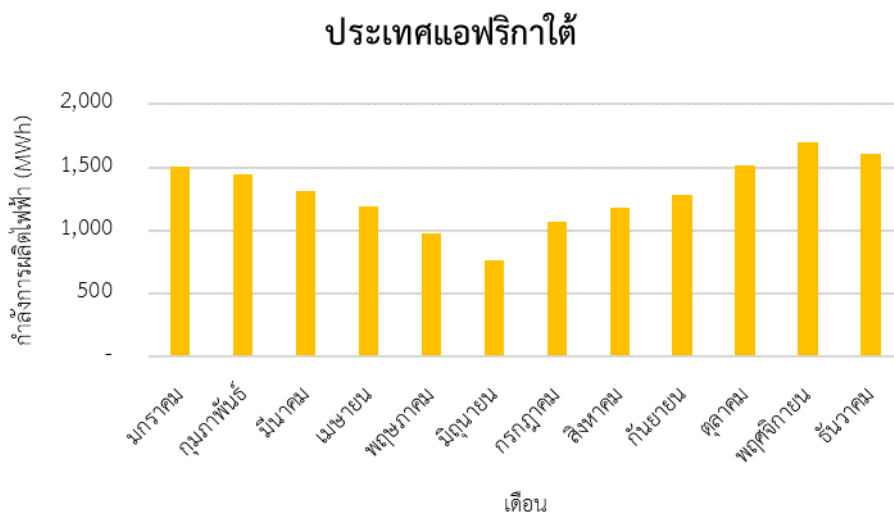
ตารางที่ 4 แสดงผลรวมการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ต่อปี เรียงลำดับจากมากไปหาน้อยได้แก่ ไทย แอฟริกาใต้ ปากีสถาน และสหรัฐอเมริกา มีพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ เท่ากับ 16,276.56, 15,575.56, 12,711.70 และ 11,837.96 MWh ตามลำดับ

ในฤดูร้อน ประเทศไทยผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยได้สูงสุด คือ 1,526.17 MWh รองลงมาได้แก่ แอฟริกาใต้ สหรัฐอเมริกา และปากีสถาน คือ 1,521.54 MWh, 1,487.05 MWh และ 1,138.77 MWh ตามลำดับ ในฤดูหนาว ประเทศไทยผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยสูงสุด คือ 1,320.76 MWh รองลงมาได้แก่ แอฟริกาใต้ ปากีสถาน และสหรัฐอเมริกา คือ 1,182.78 MWh, 1,030.00 MWh และ 676.28 MWh ตามลำดับ

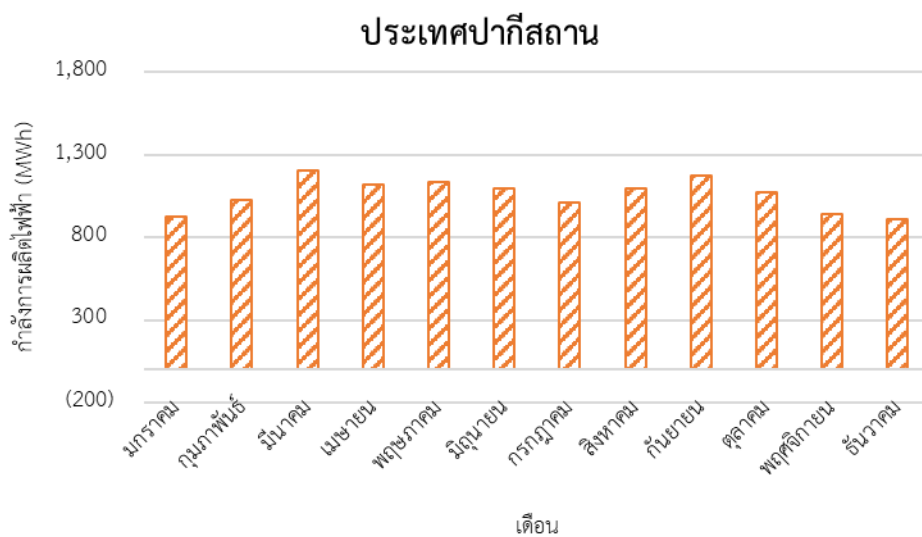
เมื่อนำพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าทั้ง 4 จุด ตั้งแต่เดือนมกราคม-เดือนธันวาคม สร้างกราฟความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตไฟฟ้ากับระยะเวลา ผลลัพธ์แสดงดังภาพที่ 33 ถึง ภาพที่ 36



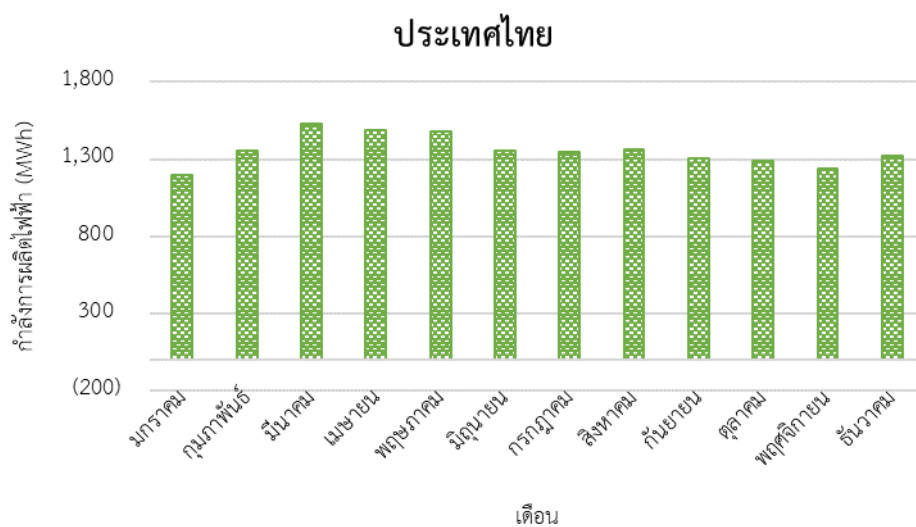
ภาพที่ 33 กำลังการผลิตไฟฟ้ารายปี 2014 ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศสหรัฐอเมริกา



ภาพที่ 34 กำลังการผลิตไฟฟ้ารายปี 2015 ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศแอฟริกาใต้



ภาพที่ 35 กำลังการผลิตไฟฟ้ารายปี 2014 ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศปากีสถาน



ภาพที่ 36 กำลังการผลิตไฟฟ้ารายปี 2017 ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศไทย

ภาพที่ 33 แสดงกำลังการผลิตไฟฟ้ารายปีของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศสหรัฐอเมริกา ลักษณะกราฟความสัมพันธ์ของกราฟจะคล้ายระฆังคว่ำ ส่วนภาพที่ 34 แสดงกำลังการผลิตไฟฟ้ารายปีของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประเทศแอฟริกาใต้ ลักษณะกราฟความสัมพันธ์

ของกราฟจะคล้ายระฆังหงาย เป็นความสัมพันธ์ที่ตรงข้ามกัน จากการศึกษาข้อมูลในตารางที่ 3 พบว่าประเทศสหรัฐอเมริกาและประเทศแอฟริกาได้มีฤดูที่อุณหภูมิตรงข้ามกันตลอดทั้งปี คือ

- เดือนธันวาคม-เดือนกุมภาพันธ์

ประเทศสหรัฐอเมริกาอยู่ในช่วงฤดูหนาว ประเทศแอฟริกาได้อยู่ในช่วงฤดูร้อน

- เดือนมีนาคม-เดือนพฤษภาคม

ประเทศสหรัฐอเมริกาอยู่ในช่วงฤดูใบไม้ผลิ ประเทศแอฟริกาได้อยู่ในช่วงฤดูใบไม้ร่วง

- เดือนมิถุนายน-เดือนสิงหาคม

ประเทศสหรัฐอเมริกาอยู่ในช่วงฤดูร้อน ประเทศแอฟริกาได้อยู่ในช่วงฤดูหนาว

- เดือนกันยายน-เดือนพฤศจิกายน

ประเทศสหรัฐอเมริกาอยู่ในช่วงฤดูใบไม้ร่วง ประเทศแอฟริกาได้อยู่ในช่วงฤดูใบไม้ผลิ

ส่งผลให้กราฟกำลังการผลิตไฟฟ้ารายปีของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแห่งมีลักษณะข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ตรงข้ามกันตามช่วงเวลาของฤดูกาล

ภาพที่ 35 และภาพที่ 36 แสดงกำลังการผลิตไฟฟ้ารายปีของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประเทศปากีสถานและประเทศไทย ทั้งสองประเทศมีฤดูกาลที่ใกล้เคียงกันในแต่ละช่วงเดือน ส่งผลให้ลักษณะข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าของทั้งสองประเทศคล้ายคลึงกันในแต่ละเดือน

การติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ ยิงสถานที่ติดตั้งห่างจากเส้นศูนย์สูตรมากเท่าใด พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อปีจะน้อยลงตามลำดับ ซึ่งในแต่ละฤดูกาล ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จะไม่เท่ากัน ขึ้นกับสิ่งแวดล้อมของสถานที่ติดตั้ง ตัวอย่างที่ยกมา เช่น ในฤดูร้อน ประเทศแอฟริกาได้จะให้กำลังการผลิตเฉลี่ยสูงสุดในเดือนธันวาคม คือ 1,605.91 MWh และในฤดูหนาว ประเทศสหรัฐอเมริกาจะให้กำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุดในเดือนกุมภาพันธ์ คือ 676.28 MWh

4.2 การผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย

ข้อมูลการขายไฟรายวัน

ข้อมูลการขายไฟรายวันของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ลพบุรีและแบบติดตามดวงอาทิตย์สระบุรี ดังแสดงในตารางที่ 5 เก็บข้อมูลในวันที่ 8 พฤษภาคม พ.ศ.2560 ตั้งแต่เวลา 00.00-23.59 น. เพื่อวิเคราะห์ลักษณะการผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงาน

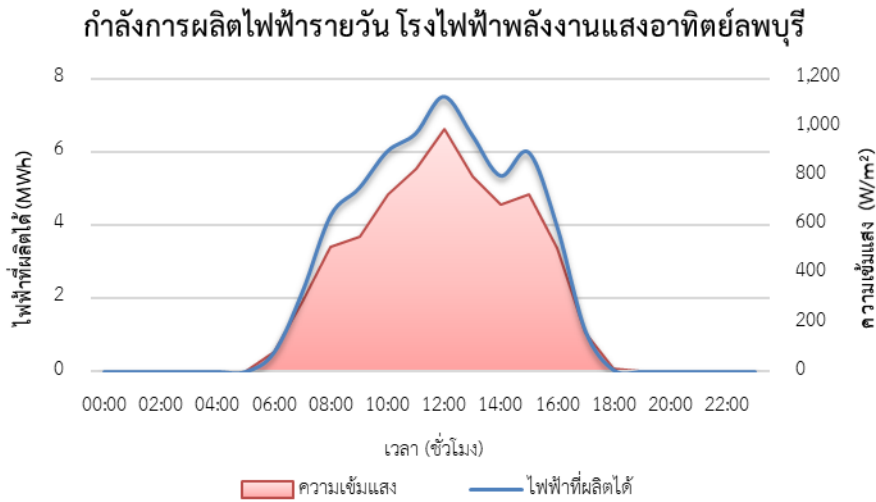
ตารางที่ 5 ข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายวันของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสง
คงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์

| เวลา | แบบมุมรับแสงคงที่ | | แบบติดตามดวงอาทิตย์ | |
|-------|------------------------------------|--------------------------|------------------------------------|--------------------------|
| | ความเข้มแสง (W/m ²) | ไฟฟ้าที่ผลิตได้ (MWh) | ความเข้มแสง (W/m ²) | ไฟฟ้าที่ผลิตได้ (MWh) |
| 0:00 | -1.05 | -0.03 | 0.00 | -0.02 |
| 1:00 | -0.52 | -0.03 | 0.00 | -0.02 |
| 2:00 | -0.82 | -0.03 | 0.00 | -0.02 |
| 3:00 | -0.61 | -0.03 | 0.00 | -0.02 |
| 4:00 | -0.46 | -0.03 | 0.00 | -0.02 |
| 5:00 | 1.11 | -0.03 | 1.12 | -0.02 |
| 6:00 | 120.79 | 0.49 | 81.12 | 0.51 |
| 7:00 | 386.71 | 2.26 | 286.21 | 2.17 |
| 8:00 | 782.05 | 5.26 | 511.68 | 4.26 |
| 9:00 | 885.95 | 6.27 | 555.28 | 5.00 |
| 10:00 | 735.22 | 5.43 | 725.39 | 6.01 |
| 11:00 | 720.82 | 5.08 | 833.30 | 6.50 |
| 12:00 | 527.75 | 4.03 | 998.32 | 7.51 |
| 13:00 | 702.61 | 5.60 | 802.82 | 6.45 |
| 14:00 | 321.31 | 2.65 | 684.90 | 5.35 |
| 15:00 | 421.07 | 3.27 | 729.86 | 5.98 |
| 16:00 | 725.15 | 5.90 | 505.38 | 3.96 |
| 17:00 | 228.75 | 2.50 | 160.09 | 1.10 |
| 18:00 | 8.91 | 0.19 | 10.15 | 0.03 |
| 19:00 | -1.02 | -0.03 | 0.00 | -0.02 |

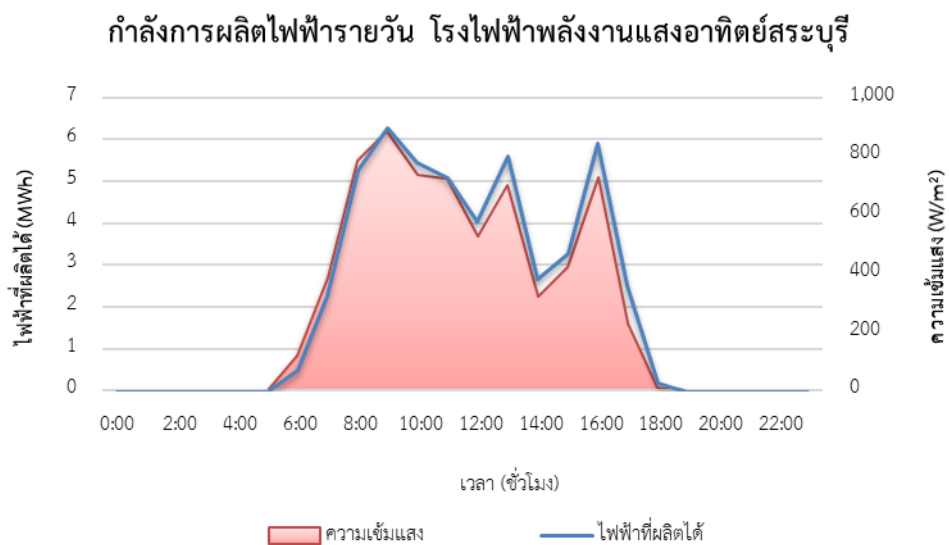
ตารางที่ 5 (ต่อ)

| เวลา | แบบมุมรับแสงคงที่ | | แบบติดตามดวงอาทิตย์ | |
|-------|------------------------------------|--------------------------|------------------------------------|--------------------------|
| | ความเข้มแสง (W/m ²) | ไฟฟ้าที่ผลิตได้ (MWh) | ความเข้มแสง (W/m ²) | ไฟฟ้าที่ผลิตได้ (MWh) |
| 20:00 | -0.43 | -0.03 | 0.00 | -0.02 |
| 21:00 | -0.05 | -0.03 | 0.00 | -0.02 |
| 22:00 | -0.05 | -0.03 | 0.00 | -0.02 |
| 23:00 | -0.16 | -0.03 | 0.00 | -0.02 |
| รวม | - | 48.61 | - | 54.61 |

เมื่อนำข้อมูลในวันที่ 8 พฤษภาคม พ.ศ. 2560 ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ลพบุรี และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตามดวงอาทิตย์สระบุรี 2 มาสร้างกราฟความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตไฟฟ้าและค่ารังสีอาทิตย์กับเวลา โดยที่แกน x คือเวลาตั้งแต่ 00.00-23.59 น. แกน y ซ้ายมือคือกำลังการผลิตไฟฟ้า และแกน y ขวามือคือค่ารังสีอาทิตย์ พบว่าระบบจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้เมื่อมีค่ารังสีอาทิตย์ คือตั้งแต่เวลา 06.00 น. เป็นต้นไป และระบบหยุดผลิตไฟฟ้าที่เวลา 18.00 น. เนื่องจากไม่มีแสงแดดแล้ว กราฟค่ารังสีอาทิตย์ที่สูงส่งผลให้กำลังการผลิตไฟฟ้าสูงตามไปด้วย ดังนั้นเส้นกราฟกำลังการผลิตไฟฟ้าจึงมีลักษณะสูง-ต่ำตามค่าของกราฟรังสีอาทิตย์ ดังแสดงในภาพที่ 37 และภาพที่ 38 พื้นที่ใต้กราฟของรูปทั้งสอง แสดงให้เห็นว่าระบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าระบบมุมรับแสงคงที่



ภาพที่ 37 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตไฟฟ้าและค่ารังสีอาทิตย์เทียบกับเวลาของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ลพบุรี



ภาพที่ 38 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตไฟฟ้าและค่ารังสีอาทิตย์เทียบกับเวลาของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สระบุรี

ข้อมูลการขายไฟรายสัปดาห์

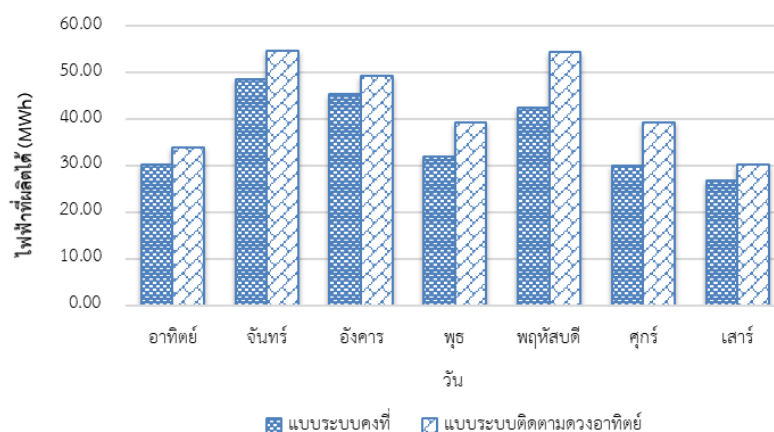
ข้อมูลการขายไฟรายสัปดาห์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ลพบุรีและแบบติดตามดวงอาทิตย์สระบุรี เก็บข้อมูลตั้งแต่วันที่ 7-13 พฤษภาคม พ.ศ.2560 (วันอาทิตย์-วัน

เสาร์) เป็นเวลา 1 สัปดาห์ ผู้วิจัยเลือกใช้ช่วงเวลานี้เนื่องจากเป็นช่วงวันที่มีการผลิตไฟฟ้าได้มากที่สุดของปี พ.ศ. 2560 ดังแสดงในตารางที่ 6

ตารางที่ 6 ข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายสัปดาห์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมูร์รับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์

| วัน | ไฟฟ้าที่ผลิตได้ (MWh) | |
|----------|-----------------------|---------------------|
| | แบบระบบคงที่ | แบบติดตามดวงอาทิตย์ |
| อาทิตย์ | 30.31 | 33.89 |
| จันทร์ | 48.61 | 54.61 |
| อังคาร | 45.34 | 49.41 |
| พุธ | 31.86 | 39.26 |
| พฤหัสบดี | 42.48 | 54.55 |
| ศุกร์ | 29.97 | 39.26 |
| เสาร์ | 26.72 | 30.25 |
| รวม | 255.30 | 301.23 |

กำลังการผลิตไฟฟ้ายรายสัปดาห์



ภาพที่ 39 กำลังการผลิตไฟฟ้ายรายสัปดาห์ของโรงไฟฟ้าทั้ง 2 แบบ

เมื่อนำข้อมูลรายสัปดาห์ตั้งแต่วันที่ 7-13 พฤษภาคม พ.ศ.2560 (วันอาทิตย์-วันเสาร์) ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ลพบุรี และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตามดวงอาทิตย์สระบุรี 2 มาสร้างกราฟเปรียบเทียบไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละวัน แสดงดังภาพที่ 39 โดยที่แกน x คือวันที่ ตั้งแต่ วันอาทิตย์-วันเสาร์ แกน y คือกำลังการผลิต ลักษณะของกราฟจะสูง-ต่ำตามความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของแต่ละวัน พบว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแบบติดตามดวงอาทิตย์จะมีความมากกว่าโรงไฟฟ้าแบบมุมรับแสงคงที่

ข้อมูลการขายไฟรายปี

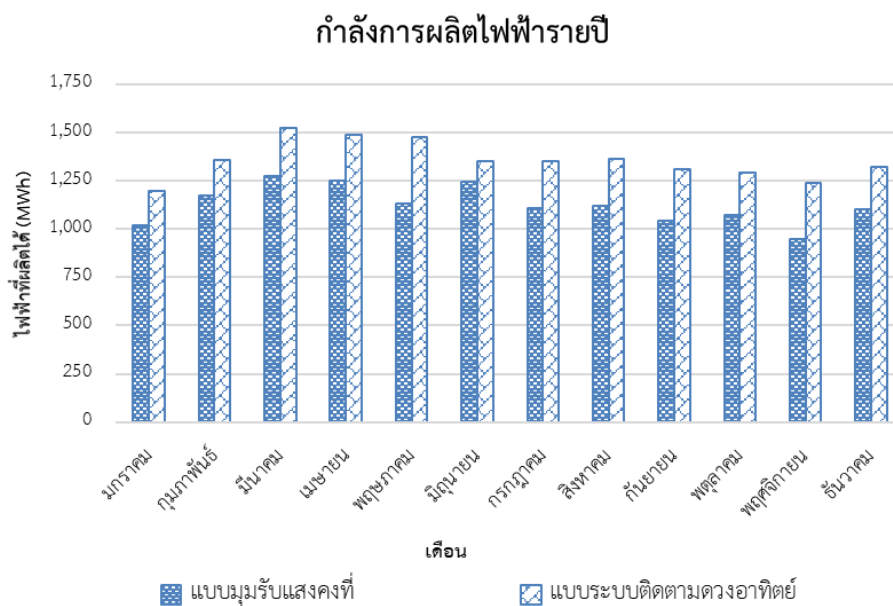
ข้อมูลการขายไฟรายปีของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ลพบุรีและแบบติดตามดวงอาทิตย์สระบุรี เก็บข้อมูลตลอดปี ตั้งแต่เดือนมกราคม-เดือนธันวาคม พ.ศ. 2560 ดังแสดงในตารางที่ 7

ตารางที่ 7 ข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์

| เดือน | ไฟฟ้าที่ผลิตได้ (MWh) | |
|------------|-----------------------|-------------------------|
| | แบบระบบคงที่ | แบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ |
| มกราคม | 1,019.86 | 1,200.02 |
| กุมภาพันธ์ | 1,172.85 | 1,358.26 |
| มีนาคม | 1,273.26 | 1,526.17 |
| เมษายน | 1,250.24 | 1,490.14 |
| พฤษภาคม | 1,132.40 | 1,475.22 |
| มิถุนายน | 1,245.05 | 1,354.34 |
| กรกฎาคม | 1,106.36 | 1,350.39 |
| สิงหาคม | 1,120.58 | 1,361.70 |
| กันยายน | 1,045.27 | 1,308.38 |
| ตุลาคม | 1,074.21 | 1,289.83 |
| พฤศจิกายน | 945.90 | 1,241.36 |
| ธันวาคม | 1,099.93 | 1,320.76 |

รวม 13,485.91 16,276.56

จากนั้นนำมาสร้างกราฟความสัมพันธ์ระหว่างไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละเดือนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบคงที่และแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ ดังแสดงในภาพที่ 40



ภาพที่ 40 กำลังการผลิตไฟฟ้ารายปีของโรงไฟฟ้าทั้ง 2 แบบ

จากกราฟความสัมพันธ์ระหว่างไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบคงที่และแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ โดยที่แกน x คือเดือนที่ทำการเก็บข้อมูล ตั้งแต่เดือนมกราคม-เดือนธันวาคม พ.ศ. 2560 แกน y คือกำลังการผลิต พบว่าแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้ดีกว่าแบบมุมรับแสงคงที่ในทุกเดือน คิดเป็นไฟฟ้าที่ผลิตได้ที่มากกว่า เท่ากับ 2,790.66 MWh คิดเป็น 2.51% ของไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี

4.3 ความคุ้มค่าในการลงทุนด้านเศรษฐศาสตร์ระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์

จากผลการผลิตไฟฟ้ารายปีของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ที่มากกว่าแบบระบบมุมรับแสงคงที่ ส่งผลแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์มีความเหมาะสมในการติดตั้งมากกว่า เนื่องจากสามารถผลิตไฟฟ้าจำหน่ายแก่ระบบสายส่งได้มากกว่า แต่เนื่องจากโรงไฟฟ้าแบบ

ระบบติดตามดวงอาทิตย์มีการลงทุนสูง ผู้วิจัยจึงได้ทำการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนระหว่างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์โดยใช้ผลการวิเคราะห์สองส่วน ได้แก่

1. การวิเคราะห์กรณีหลักหรือกรณีที่เป็นสถานการณ์การลงทุนที่เกิดขึ้นจริง ได้แก่ การวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value: NPV) อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit-cost ratio: B/C ratio) และอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal rate of return: IRR)
2. การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการด้านการเงินของการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยจะกล่าวในหัวข้อถัด

4.3.1 การวิเคราะห์ด้านการเงินของการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กรณีหลัก

ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิและอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบซึ่งมีระยะเวลาในการดำเนินโครงการ 25 ปี ประกอบด้วย ส่วนของค่าใช้จ่ายหรือต้นทุน และผลตอบแทนจากโครงการ

ค่าใช้จ่ายโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ค่าใช้จ่ายของโครงการโรงไฟฟ้าแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ ดังแสดงในตารางที่ 8 และโครงการโรงไฟฟ้าแบบระบบคงที่ ดังแสดงในตารางที่ 9 ประกอบด้วย ค่าก่อสร้าง ค่าดูแลรักษา ค่าเช่าที่ดิน และค่าใช้จ่ายเงินกู้ธนาคาร ซึ่งมีรายละเอียด คือ ค่าก่อสร้างหรือเงินลงทุนเริ่มแรกซึ่งมาจากการกู้ธนาคารทั้งหมด โดยโรงไฟฟ้าแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์มีค่าก่อสร้าง 371,665,000 Baht ส่วนแบบระบบคงที่มีค่าก่อสร้าง 326,805,000 Baht ค่าดูแลรักษาและค่าเช่าที่ดินของโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบมีค่าเท่ากัน คือ ค่าดูแลรักษา เท่ากับ 3,570,000 Baht/y และเพิ่มขึ้นร้อยละ 3 ในทุก ๆ สองปี และค่าใช้จ่ายในการเช่าที่ดิน เท่ากับ 4,800,000 Baht/y ส่วนค่าใช้จ่ายเงินกู้ธนาคาร (อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 3 ต่อปี) เป็นระยะเวลา 10 ปี ของโรงไฟฟ้าแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ เท่ากับ 43,570,476 Baht/y และแบบระบบคงที่ เท่ากับ 38,311,516 Baht/y

ผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ผลประโยชน์ที่ได้รับ คือรายได้จากการขายไฟฟ้า โดยโรงไฟฟ้าแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์จะผลิตไฟฟ้าได้เริ่มต้นที่ 15,601,440 kWh/y และแบบระบบคงที่ผลิตไฟฟ้าได้เริ่มต้นที่ 13,915,384 kWh/y และกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบจะลดลงร้อยละ 1.5 ต่อปี ซึ่งโรงไฟฟ้าทั้ง

สองแบบขายไฟฟ้าในราคา 11.15 Baht/kWh ทำให้โรงงานไฟฟ้าแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์มีรายได้เริ่มต้น เท่ากับ 173,956,056 Baht/y และแบบระบบคงที่ เท่ากับ 155,156,526 Baht/y

ผลการวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิกรณีหลัก ใช้อัตราคิดลดร้อยละ 3 เท่ากับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของธนาคาร โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบติดตามดวงอาทิตย์มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ เท่ากับ 1,700,984,186 Baht อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน เท่ากับ 5.58 และอัตราผลตอบแทนภายใน เท่ากับ ร้อยละ 31.39 ส่วนแบบระบบคงที่มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ เท่ากับ 1,513,132,114 Baht อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน เท่ากับ 5.63 และอัตราผลตอบแทนภายใน เท่ากับ ร้อยละ 31.77 ซึ่งเมื่อพิจารณาจากผลการวิเคราะห์ดังกล่าว โรงไฟฟ้าทั้งสองแบบให้ผลตอบแทนที่คุ้มค่าต่อการลงทุนและโรงไฟฟ้าแบบระบบคงที่ให้ผลตอบแทนที่คุ้มค่ากว่า

การวิเคราะห์จุดคุ้มทุน

โครงการไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบคงที่มีเงินลงทุนเริ่มแรก เท่ากับ 326,805,000 Baht มีต้นทุนผันแปรรวมตลอดระยะเวลาโครงการ เท่ากับ 604,468,545.14 Baht และสามารถผลิตไฟฟ้าได้ทั้งหมด 291,908,103.55 kWh โดยขายพลังงานไฟฟ้าในราคาหน่วยละ 11.15 Baht จำนวนหน่วยของพลังงานไฟฟ้า ณ จุดคุ้มทุน (N^*) สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$N^* = \frac{326,805,000}{11.15 - \left(\frac{604,468,545.14}{291,908,103.55} \right)}$$

$$= 35,994,711.04$$

ส่วนโครงการไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบติดตามดวงอาทิตย์มีเงินลงทุนเริ่มแรก เท่ากับ 371,665,000 Baht มีต้นทุนผันแปรรวมตลอดระยะเวลาโครงการ เท่ากับ 662,125,819.81 Baht และสามารถผลิตไฟฟ้าได้ทั้งหมด 327,277,128.97 kWh โดยขายพลังงานไฟฟ้าในราคาหน่วยละ 11.15 Baht จำนวนหน่วยของพลังงานไฟฟ้า ณ จุดคุ้มทุน (N^*) สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$N^* = \frac{371,665,000}{11.15 - \left(\frac{662,125,819.81}{327,277,128.97} \right)}$$

$$= 40,722,088.11$$

จากผลการคำนวณจุดคุ้มทุน โครงการไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบคงที่และระบบติดตามดวงอาทิตย์มีจำนวนหน่วยของพลังงานไฟฟ้าที่ต้องผลิต ณ จุดคุ้มทุน เท่ากับ 35,994,711.04 kWh และ 40,722,088.11 kWh ตามลำดับ



ตารางที่ 8 ค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบ
ติดตามดวงอาทิตย์

| ปีที่ | ค่าใช้จ่าย (Baht) | | | | | ผลประโยชน์ที่ได้รับ | | |
|-------|-------------------|--------------|---------------|------------------|-------------|-----------------------------|-----------------------------|------------------------|
| | ค่าก่อสร้าง | ค่าดูแลรักษา | ค่าเช่าที่ดิน | ใช้เงินกู้ธนาคาร | รวม | พลังงานไฟฟ้าที่ได้รับ (kWh) | รายได้จากการขายไฟฟ้า (Baht) | ผลประโยชน์สุทธิ (Baht) |
| - | 371,665,000 | - | - | - | 371,665,000 | - | - | 371,665,000 |
| 1 | 3,570,000 | 4,800,000 | 4,800,000 | 43,570,476 | 51,940,476 | 15,601,440 | 173,956,056 | 122,015,580 |
| 2 | 3,570,000 | 4,800,000 | 4,800,000 | 43,570,476 | 51,940,476 | 15,367,418 | 171,346,715 | 119,406,239 |
| 3 | 3,677,100 | 4,800,000 | 4,800,000 | 43,570,476 | 52,047,576 | 15,136,907 | 168,776,514 | 116,728,938 |
| 4 | 3,677,100 | 4,800,000 | 4,800,000 | 43,570,476 | 52,047,576 | 14,909,854 | 166,244,867 | 114,197,290 |
| 5 | 3,787,413 | 4,800,000 | 4,800,000 | 43,570,476 | 52,157,889 | 14,686,206 | 163,751,194 | 111,593,304 |
| 6 | 3,787,413 | 4,800,000 | 4,800,000 | 43,570,476 | 52,157,889 | 14,465,913 | 161,294,926 | 109,137,037 |
| 7 | 3,901,035 | 4,800,000 | 4,800,000 | 43,570,476 | 52,271,512 | 14,248,924 | 158,875,502 | 106,603,990 |
| 8 | 3,901,035 | 4,800,000 | 4,800,000 | 43,570,476 | 52,271,512 | 14,035,190 | 156,492,369 | 104,220,858 |
| 9 | 4,018,066 | 4,800,000 | 4,800,000 | 43,570,476 | 52,388,543 | 13,824,662 | 154,144,984 | 101,756,441 |
| 10 | 4,018,066 | 4,800,000 | 4,800,000 | 43,570,476 | 52,388,543 | 13,617,292 | 151,832,809 | 99,444,266 |
| 11 | 4,138,608 | 4,800,000 | 4,800,000 | - | 8,938,608 | 13,413,033 | 149,555,317 | 140,616,709 |
| 12 | 4,138,608 | 4,800,000 | 4,800,000 | - | 8,938,608 | 13,211,837 | 147,311,987 | 138,373,379 |
| 13 | 4,262,767 | 4,800,000 | 4,800,000 | - | 9,062,767 | 13,013,660 | 145,102,307 | 136,039,541 |
| 14 | 4,262,767 | 4,800,000 | 4,800,000 | - | 9,062,767 | 12,818,455 | 142,925,773 | 133,863,006 |
| 15 | 4,390,650 | 4,800,000 | 4,800,000 | - | 9,190,650 | 12,626,178 | 140,781,886 | 131,591,236 |
| 16 | 4,390,650 | 4,800,000 | 4,800,000 | - | 9,190,650 | 12,436,785 | 138,670,158 | 129,479,508 |

ตารางที่ 9 ค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบ
คงที่

| ปีที่ | ค่าใช้จ่าย (Baht) | | | ใช้เงินกู้ | | รวม | พลังงานไฟฟ้าที่ ได้รับ (kWh) | ผลประโยชน์ที่ได้รับ | |
|-------|-------------------|--------------|---------------|------------|---------|-------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------|
| | ค่าก่อสร้าง | ค่าดูแลรักษา | ค่าเช่าที่ดิน | ธนาคาร | เงินกู้ | | | รายได้จากการขาย ไฟฟ้า (Baht) | ผลประโยชน์สุทธิ (Baht) |
| 0 | 326,805,000 | - | - | - | - | 326,805,000 | - | - | -326,805,000 |
| 1 | | 3,400,000 | 4,800,000 | 38,311,516 | - | 46,511,516 | 13,915,384 | 155,156,526 | 108,645,010 |
| 2 | | 3,400,000 | 4,800,000 | 38,311,516 | - | 46,511,516 | 13,706,653 | 152,829,178 | 106,317,663 |
| 3 | | 3,502,000 | 4,800,000 | 38,311,516 | - | 46,613,516 | 13,501,053 | 150,536,741 | 103,923,225 |
| 4 | | 3,502,000 | 4,800,000 | 38,311,516 | - | 46,613,516 | 13,298,537 | 148,278,689 | 101,665,174 |
| 5 | | 3,607,060 | 4,800,000 | 38,311,516 | - | 46,718,576 | 13,099,059 | 146,054,509 | 99,335,933 |
| 6 | | 3,607,060 | 4,800,000 | 38,311,516 | - | 46,718,576 | 12,902,573 | 143,863,691 | 97,145,116 |
| 7 | | 3,715,272 | 4,800,000 | 38,311,516 | - | 46,826,788 | 12,709,035 | 141,705,736 | 94,878,949 |
| 8 | | 3,715,272 | 4,800,000 | 38,311,516 | - | 46,826,788 | 12,518,399 | 139,580,150 | 92,753,363 |
| 9 | | 3,826,730 | 4,800,000 | 38,311,516 | - | 46,938,246 | 12,330,623 | 137,486,448 | 90,548,202 |
| 10 | | 3,826,730 | 4,800,000 | 38,311,516 | - | 46,938,246 | 12,145,664 | 135,424,151 | 88,485,905 |
| 11 | | 3,941,532 | 4,800,000 | 38,311,516 | - | 46,938,246 | 11,963,479 | 133,392,789 | 86,422,257 |
| 12 | | 3,941,532 | 4,800,000 | 38,311,516 | - | 46,938,246 | 11,784,027 | 131,391,897 | 84,450,365 |
| 13 | | 4,059,778 | 4,800,000 | 38,311,516 | - | 46,938,246 | 11,607,266 | 129,421,019 | 82,561,241 |
| 14 | | 4,059,778 | 4,800,000 | 38,311,516 | - | 46,938,246 | 11,433,157 | 127,479,703 | 80,728,925 |
| 15 | | 4,181,571 | 4,800,000 | 38,311,516 | - | 46,938,246 | 11,261,660 | 125,567,508 | 78,957,937 |
| 16 | | 4,181,571 | 4,800,000 | 38,311,516 | - | 46,938,246 | 11,092,735 | 123,683,995 | 77,272,424 |

ตารางที่ 9 (ต่อ)

| ปีที่ | ค่าใช้จ่าย (Baht) | | | | รวม | ใช้คืนเงินกู้ | | ผลประโยชน์ที่ได้รับ | |
|-------|-------------------|--------------|---------------|-------------|-------------|-----------------------------|---------------------------------------|------------------------|--|
| | ค่าก่อสร้าง | ค่าดูแลรักษา | ค่าเช่าที่ดิน | ธนาคาร | | พลังงานไฟฟ้าที่ได้รับ (kWh) | รายได้จากการขายไฟฟ้า (Baht) | ผลประโยชน์สุทธิ (Baht) | |
| 17 | 4,307,018 | 4,307,018 | 4,800,000 | - | 9,107,018 | 10,926,344 | 121,828,735 | 112,721,717 | |
| 18 | 4,307,018 | 4,307,018 | 4,800,000 | - | 9,107,018 | 10,762,449 | 120,001,304 | 110,894,286 | |
| 19 | 4,436,229 | 4,436,229 | 4,800,000 | - | 9,236,229 | 10,601,012 | 118,201,285 | 108,965,056 | |
| 20 | 4,436,229 | 4,436,229 | 4,800,000 | - | 9,236,229 | 10,441,997 | 116,428,265 | 107,192,036 | |
| 21 | 4,569,316 | 4,569,316 | 4,800,000 | - | 9,369,316 | 10,285,367 | 114,681,841 | 105,312,526 | |
| 22 | 4,569,316 | 4,569,316 | 4,800,000 | - | 9,369,316 | 10,131,086 | 112,961,614 | 103,592,298 | |
| 23 | 4,706,395 | 4,706,395 | 4,800,000 | - | 9,506,395 | 9,979,120 | 111,267,189 | 101,760,794 | |
| 24 | 4,706,395 | 4,706,395 | 4,800,000 | - | 9,506,395 | 9,829,433 | 109,598,182 | 100,091,786 | |
| 25 | 4,847,587 | 4,847,587 | 4,800,000 | - | 9,647,587 | 9,681,992 | 107,954,209 | 98,306,622 | |
| รวม | 326,805,000 | 101,353,388 | 120,000,000 | 383,115,157 | 931,273,545 | 291,908,104 | 3,254,775,355 | 2,323,501,809 | |
| | | | | | | | มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) | 1,513,132,114 | |
| | | | | | | | อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/Cratio) | 5.63 | |
| | | | | | | | อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) | 31.77% | |

4.3.2 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการด้านการเงินของการสร้างโรงไฟฟ้า

พลังงานแสงอาทิตย์

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการสร้างโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบเป็นการวิเคราะห์ความอ่อนไหวด้านต้นทุน โดยสมมติให้มีการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนแบ่งออกเป็น 3 กรณี คือ ต้นทุนค่าก่อสร้างมีการเปลี่ยนแปลง ต้นทุนค่าดูแลรักษามีการเปลี่ยนแปลง และกรณีต้นทุนค่าก่อสร้างและค่าดูแลรักษามีการเปลี่ยนแปลง โดยในการวิเคราะห์ความอ่อนไหวแต่ละกรณีจะสมมติให้มีการเปลี่ยนแปลงลดลงและเพิ่มขึ้น 3%, 5% และ 7% ตามลำดับ

ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวทั้ง 3 กรณี พบว่า เมื่อสมมติให้ต้นทุนมีการเปลี่ยนแปลงทั้งลดลงและเพิ่มขึ้น มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายใน ของทั้งสองโครงการนั้นยังคงคุ้มค่ากับการลงทุนและแบบระบบคงที่ยังคงให้อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายในที่สูงกว่าแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ ดังแสดงในตารางที่ 10 และตารางที่ 11

ตารางที่ 10 มูลค่าปัจจุบันสุทธิเมื่อต้นทุนมีการเปลี่ยนแปลงทั้งลดลงและเพิ่มขึ้น

| รายการวิเคราะห์ความอ่อนไหว | มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) | |
|---------------------------------------|---------------------------|------------------|
| | แบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ | แบบระบบคงที่ |
| กรณีต้นทุนค่าก่อสร้างมีการเปลี่ยนแปลง | | |
| - ลดลง 3% | 1,723,284,086.46 | 1,532,740,414.04 |
| - ลดลง 5% | 1,738,150,686.46 | 1,545,812,614.04 |
| - ลดลง 7% | 1,753,017,286.46 | 1,558,884,814.04 |
| - เพิ่มขึ้น 3% | 1,678,684,286.46 | 1,493,523,814.04 |
| - เพิ่มขึ้น 5% | 1,663,817,686.46 | 1,480,451,614.04 |
| - เพิ่มขึ้น 7% | 1,648,951,086.46 | 1,467,379,414.04 |
| กรณีค่าดูแลรักษามีการเปลี่ยนแปลง | | |
| - ลดลง 3% | 1,703,158,213.31 | 1,515,202,615.80 |
| - ลดลง 5% | 1,704,607,564.55 | 1,516,582,950.31 |
| - ลดลง 7% | 1,706,056,915.78 | 1,517,963,284.82 |
| - เพิ่มขึ้น 3% | 1,698,810,159.61 | 1,511,061,612.28 |
| - เพิ่มขึ้น 5% | 1,697,360,808.38 | 1,509,681,277.77 |
| - เพิ่มขึ้น 7% | 1,695,911,457.15 | 1,508,300,943.26 |

ตารางที่ 10 (ต่อ)

| รายการวิเคราะห์ความอ่อนไหว | มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) | |
|--|---------------------------|------------------|
| | แบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ | แบบระบบคงที่ |
| กรณีค่าก่อสร้างและค่าดูแลรักษามีการเปลี่ยนแปลง | | |
| - ลดลง 3% | 1,725,458,113.31 | 1,534,810,915.80 |
| - ลดลง 5% | 1,741,774,064.55 | 1,549,263,450.31 |
| - ลดลง 7% | 1,758,090,015.78 | 1,563,715,984.82 |
| - เพิ่มขึ้น 3% | 1,676,510,259.61 | 1,491,453,312.28 |
| - เพิ่มขึ้น 5% | 1,660,194,308.38 | 1,477,000,777.77 |
| - เพิ่มขึ้น 7% | 1,643,878,357.15 | 1,462,548,243.26 |

ตารางที่ 11 อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายใน เมื่อต้นทุนมีการเปลี่ยนแปลงทั้งลดลงและเพิ่มขึ้น

| รายการวิเคราะห์ความอ่อนไหว | อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C ratio) | | อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) | |
|----------------------------|--|--------------|--------------------------|--------------|
| | แบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ | แบบระบบคงที่ | แบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ | แบบระบบคงที่ |
| | กรณีต้นทุนค่าก่อสร้างมีการเปลี่ยนแปลง | | | |
| - ลดลง 3% | 5.78 | 5.84 | 32.72% | 33.12% |
| - ลดลง 5% | 5.92 | 5.98 | 33.66% | 34.07% |
| - ลดลง 7% | 6.07 | 6.13 | 34.64% | 35.06% |
| - เพิ่มขึ้น 3% | 5.39 | 5.44 | 30.14% | 30.51% |
| - เพิ่มขึ้น 5% | 5.26 | 5.31 | 29.35% | 29.71% |
| - เพิ่มขึ้น 7% | 5.15 | 5.20 | 28.59% | 28.95% |

ตารางที่ 11 (ต่อ)

| รายการวิเคราะห์ความ อ่อนไหว | อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C ratio) | | อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) | |
|--|---|------------------|-----------------------------|------------------|
| | แบบระบบติดตาม ดวงอาทิตย์ | แบบระบบ คงที่ | แบบระบบติดตาม ดวงอาทิตย์ | แบบระบบ คงที่ |
| | | | | |
| กรณีค่าดูแลรักษามีการเปลี่ยนแปลง | | | | |
| - ลดลง 3% | 5.58 | 5.64 | 31.42% | 31.81% |
| - ลดลง 5% | 5.59 | 5.64 | 31.44% | 31.83% |
| - ลดลง 7% | 5.59 | 5.64 | 31.46% | 31.85% |
| - เพิ่มขึ้น 3% | 5.57 | 5.62 | 31.36% | 31.74% |
| - เพิ่มขึ้น 5% | 5.57 | 5.62 | 31.34% | 31.72% |
| - เพิ่มขึ้น 7% | 5.56 | 5.62 | 31.32% | 31.70% |
| กรณีค่าก่อสร้างและค่าดูแลรักษามีการเปลี่ยนแปลง | | | | |
| - ลดลง 3% | 5.79 | 5.84 | 32.75% | 33.15% |
| - ลดลง 5% | 5.93 | 5.99 | 33.71% | 34.12% |
| - ลดลง 7% | 6.09 | 6.15 | 34.71% | 35.14% |
| - เพิ่มขึ้น 3% | 5.38 | 5.43 | 30.11% | 30.48% |
| - เพิ่มขึ้น 5% | 5.25 | 5.30 | 29.30% | 29.66% |
| - เพิ่มขึ้น 7% | 5.13 | 5.18 | 28.52% | 28.88% |

บทที่ 5

สรุปผลการทดลองและข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์เรื่องการประเมินสมรรถนะระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 8 MW แบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์และแบบมุมรับแสงคงที่ในประเทศไทยนี้ ได้ทำการศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูลของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยให้ความสำคัญตั้งแต่สถานที่ในการติดตั้ง ภูมิอากาศในแต่ละสถานที่ติดตั้งที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า ตลอดจนเทคโนโลยีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อให้สามารถรับแสงแดดจากดวงอาทิตย์ ที่เป็นแหล่งพลังงานหลักของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นี้ รวมถึงมูลค่าการลงทุนในโครงการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เมื่อคำนึงถึงปัจจัยต่าง ๆ เหล่านี้ส่งผลให้ได้ข้อสรุปสำหรับความเหมาะสมของสถานที่ติดตั้งและประเภทโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่คุ้มค่าต่อการลงทุน

5.1 สรุปผลการทดลอง

การศึกษาคความเหมาะสมของสถานที่ติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยใช้ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในสถานที่แตกต่างกัน 4 สถานที่ 3 ทวีป กระจายตัวกันอยู่ทั่วโลก ได้แก่ รัฐมินนิโซตา ประเทศสหรัฐอเมริกา, กรุงพริทอเรีย ประเทศแอฟริกาใต้, รัฐเซททาร์ ประเทศปากีสถาน และจังหวัดสระบุรี ประเทศไทย พบว่าประเทศไทย มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ต่อปีมากที่สุด รองลงมาได้แก่ แอฟริกาใต้ ปากีสถาน และสหรัฐอเมริกา เนื่องจากประเทศไทยตั้งอยู่บริเวณเส้นศูนย์สูตรจึงได้รับแสงแดดในปริมาณมาก

การศึกษาคข้อมูลโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ลพบุรี (WSP) และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตามดวงอาทิตย์สระบุรี 2 (SPP2) เก็บข้อมูลการขายไฟรายรายปี ตั้งแต่เดือนมกราคม-ธันวาคม พ.ศ. 2560 พบว่าแบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้ดีกว่าแบบมุมรับแสงคงที่ คิดเป็น 2.51% ข้อมูลที่ได้เป็นประโยชน์ต่อผู้สนใจลงทุนในธุรกิจด้านโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจากโรงไฟฟ้าทั้ง 2 ระบบมีค่าก่อสร้างและบำรุงรักษาไม่เท่ากัน จึงสามารถใช้เป็นข้อมูลนี้อ้างอิงการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยและเลือกระบบที่เหมาะสมได้

ความเหมาะสมของโครงการด้านเศรษฐศาสตร์ การวิเคราะห์กรณีหลัก พิจารณาจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายใน พบว่า โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบคงที่จะมีความคุ้มค่าในการลงทุนกว่าโรงไฟฟ้าแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ ส่วนการวิเคราะห์ความอ่อนไหวนั้น ต้นทุนที่เพิ่มขึ้นทำให้ผลตอบแทนจากโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบลดลง

แต่ยังคงมีความคุ้มค่าในการลงทุนอยู่ และทั้งกรณีต้นทุนเพิ่มและลด การลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าแบบระบบคงที่ยังคงมีความคุ้มค่าในการลงทุนมากกว่า

5.2 ข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอการวิเคราะห์ข้อมูลของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ตั้งแต่ความเหมาะสมของสถานที่สำหรับติดตั้ง เทคโนโลยีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ รวมถึงผลการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในโครงการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จากเทคโนโลยีการติดตั้งแผงระบบมุมรับแสงคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์ ผลการผลิตไฟฟ้าในแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าแบบมุมรับแสงคงที่ ซึ่งเป็นไปตามทฤษฎีของการผลิตไฟฟ้าที่หมุนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไปรับแสงแบบตั้งฉากกับแสงอาทิตย์ตลอดเวลา แต่เมื่อนำผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์มาเปรียบเทียบ ปรากฏว่าแบบระบบคงที่ให้ผลตอบแทนที่ดีกว่า แสดงว่าในการวิเคราะห์ระบบการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เทคโนโลยีมีประสิทธิภาพสูง จะต้องคำนึงถึงการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ร่วมด้วย แนวทางวิจัยนี้จึงสามารถเป็นแนวทางของการลงทุนในโครงการอื่น ๆ ที่มีลักษณะเดียวกันได้

นางสาว...

นาย...



บรรณานุกรม

- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. (2557). สารานุกรมพลังงานทดแทน Alternative Energy Encyclopedia. โรงพิมพ์ตะวันออก จำกัด (มหาชน): กรุงเทพฯ. 352 หน้า.
- _____. (2559). คู่มือฝึกอบรมภาคปฏิบัติด้านพลังงานทดแทน พลังงานแสงอาทิตย์ (ส่วนทฤษฎี). [ระบบออนไลน์] แหล่งที่มา <http://e-lib.dede.go.th/mm-data/BibA11106คู่มือแสงอาทิตย์59.pdf> (19 สิงหาคม 2562).
- _____. (2560a). โครงการปรับปรุงแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์จากภาพถ่ายดาวเทียมสำหรับประเทศไทย ปี 2560. [ระบบออนไลน์] แหล่งที่มา http://www.dede.go.th/ewt_news.php?nid=47941&filename=solar_energy (19 สิงหาคม 2562).
- _____. (2560b). ฐานข้อมูลความเข้มรังสีอาทิตย์ ระดับตำบล ปี 2560. [ระบบออนไลน์] แหล่งที่มา http://www.dede.go.th/article_attach/solar_radiation_database60.xlsx (19 สิงหาคม 2562).
- _____. (2562). สถานการณ์พลังงานของประเทศไทย เดือนมกราคม – ธันวาคม 2561. [ระบบออนไลน์]. แหล่งที่มา http://www.dede.go.th/download/stat62/sit_2_61_dec.pdf (18 พฤษภาคม 2562).
- กระทรวงพลังงาน. (2561). สัดส่วนการใช้พลังงานทดแทน (Percentage of Alternative Energy Consumption). [ระบบออนไลน์]. แหล่งที่มา http://www.dede.go.th/download/state_61/1_Energy_Consumption_Jan-May_2561.pdf, (18 พฤษภาคม 2562).
- ญาณยุทธ พลชูสกุลวง, ศักดิ์ชาย รักการ, ปพน สีหอมชัย และอนัญญา จินดาวัฒน์. (2557). การศึกษาความเป็นไปได้ในการสร้างโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีศึกษา : อำเภอกุตุรง จังหวัดมหาสารคาม. วารสารวิชาการ วิศวกรรมสารเกษมบัณฑิต, 4 (1): หน้า 41-57.
- ดาร์ตัน บุญมะ. (2549). การวิเคราะห์การลงทุนในการพัฒนาและการจัดการทรัพยากรมนุษย์ในองค์กร กรณีศึกษา : องค์กร Clinical Research Organization. วิทยาศาสตร์มหาบัณฑิต วิทยาลัยน

วัตรมอดมศึกษา มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์.

ทิพวรรณ สายพิน. (2552). ประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์สีย้อมไวแสงที่อยู่บนพื้นฐานของท่อนาโนคาร์บอนและผลึกนาโนไททาเนีย. ปรินญาปรัชญาดุขภูิบัณฑิต สาขาวิชาฟิสิกส์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยอุบลราชธานี.

นราภรณ์ ตั้งหทัยทิพย์. (2560). สารกึ่งตัวนำ หนึ่งในส่วนประกอบสำคัญของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ในวงจรคอมพิวเตอร์. [ระบบออนไลน์] แหล่งที่มา <https://medium.com/vcharkarn-dotcom/สารกึ่งตัวนำ-หนึ่งในส่วนประกอบสำคัญของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ในวงจรคอมพิวเตอร์-3cb6ddb5cb26> (28 สิงหาคม 2562).

บดินทร์ เสนานนท์, กัญญานัฐ ทองเทพ, กมล จิรเสรีอมรกุล, วันจักรี เล่นวาริ, เสริมสุข บัวเจริญ และ ยิ่งรักษ์ อรรถเวชกุล. (2561). การเปรียบเทียบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 8 เมกกะวัตต์ ที่ติดตั้งแบบระบบคงที่และระบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย. ใน การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 14, 1,117-1,121.

_____. (2562). การวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 8 เมกกะวัตต์ ระหว่างการติดตั้งแบบระบบคงที่กับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย. วารสารวิชาการมหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์.

ฝ่ายข่าวอากาศ แผนกสนับสนุนการบิน กองบิน ๒. (ม.ป.ป.). ภูมิอากาศโลก,เอเชียตะวันออกเฉียงใต้. [ระบบออนไลน์] แหล่งที่มา <http://www.wing2rtaf.net/department/weather/images/commander/2.1%20%202.2%20%202.3%20.pdf> (28 สิงหาคม 2562).

ศศิวิมล ทรงไตร, พีระวุฒิ ชินวรรังสี, อัศวิน หงษ์สิงห์ทอง, ญัฐกานต์ อุดมเดชาณัติ, ทรงเกียรติ กิตติสนธิรักษ์, ทวีวัฒน์ กระจำงสังข์, จริญญา ศรีธาราธิคุณ และกอบศักดิ์ ศรีประภา. (2559). การประเมินสมรรถนะ และความคุ้มค่าในการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์และแบบมุมรับแสงคงที่ในประเทศไทย. วิศวกรรมลาดกระบัง, 33(1): 48-53.

สุรกิจ ทองสุก และอรรถพล เง่าพิทักษ์กุล. (2561). การศึกษาประสิทธิภาพและความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา. วารสารมหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ (สาขาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี), ปีที่ 10 ฉบับที่ 19: 157-169.

อนรรักษ์ ทองสุโขวงศ์. (ม.ป.ป.). การตัดสินใจเพื่อการลงทุน. [ระบบออนไลน์]. แหล่งที่มา

https://home.kku.ac.th/anuton/3526301/Doc_04.pdf (16 กุมภาพันธ์ 2562).

Abol Ardalan. (2000). Economic and Financial Analysis for Engineering and Project Management. Boca Raton: CRC Press.

Bordin Senanon, Kunyanat Thongtep, Kamon Jirasereeamornkul, Wanchak Lenwari, Sermasuk Buochareon and Yingrak Auttawaitkul. (2018). Performance Evaluation of Sun Tracking Photovoltaic Systems in Thailand. The 7th International Conference on Sustainable Energy and Green Architecture Smart City and Urban Resiliency. 48-52.

Building and Construction Authority (BCA) and Energy Market Authority (EMA). (2011). Handbook for Solar Photovoltaic (PV) Systems. Energy Market Authority, Singapore, 64 pages.

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. (2018). Thailand Solar PV Policy Paper 1/2018. [Online]. Available: http://www.thai-german-cooperation.info/userfiles/011018_PDP_PV%20Policy%20Paper_EN.pdf (19 August 2019).

D.L. Talavera, Emilio Munoz-Ceron, J.P. Ferrer-Rodríguez and Pedro J. Perez-Higuera. (2019). Assessment of cost-competitiveness and profitability of fixed and tracking photovoltaic systems: The case of five specific sites. Renewable Energy, 134(2019): 902-913.

Giorgio Belluardo, David Moser and Miglena Nikolaeva-Dimitrova. (2012). 1-Year Performance of Crystalline Technologies on Different Tracking Systems. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 3,359 – 3,362.

Hyuna Kang, Taehoon Hong, Seunghoon Jung and Minhyun Lee. (2019). Techno-economic performance analysis of the smart solar photovoltaic blinds considering the photovoltaic panel type and the solar tracking method. Energy & Buildings, 193(2019): 1–14.

iEnergyGuru. (ม.ม.ป.). แสงอาทิตย์ใช้ผลิตไฟฟ้าได้อย่างไร? : ปรากฏการณ์ โฟโตโวลเทอิก

Photovoltaic Effect). [ระบบออนไลน์] แหล่งที่มา <https://ienergyguru.com/2015/06/photovoltaic-effect/> (28 สิงหาคม 2562).

Imran Ali Shah, Waqas Khalid, Tallal Ahmed, Qurat-ul-Ain Mehfooz, and Narmeen Irshad. (2017). Energy Yield and Economic Analysis of Tracker Controlled and Fixed Angle Photovoltaic Solar Power System. *Universal Journal of Electrical and Electronic Engineering*, 5(3): 56-66.

International Finance Corporation. (2015). *Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants In partnership with a project Developer's Guide*. 2121 Pennsylvania Avenue, N.W. Washington, D.C.

Juwi. (2015). CSIR SOLAR PLANT. [Online]. Available: <https://www.juwi.co.za/projects/detail/artikelansicht/csir-solar-plant/> (28 August 2019).

Klaus Jäger, Olindo Isabella, Arno H.M. Smets, René A.C.M.M. van Swaaij and Miro Zeman. (2014). *Solar Energy*. Delft University of Technology, Netherlands.

Learning center for Earth Science and Astronomy. (no date). *Climate*. [Online]. Available: <http://www.lesa.biz/earth/atmosphere/climate>. (10 May 2018).

Mostafa mehrtash, Guillermo quesada, Yvan dutil and Daniel rousse. (2012). Performance Evaluation of Sun Tracking Photovoltaic Systems in Canada. 20th Annual International Conference on Mechanical Engineering, 1-4.

Onur Ozcan and Filiz Ersoz. (2019). Project and cost-based evaluation of solar energy performance in three different geographical regions of Turkey: Investment analysis application. *Engineering Science and Technology*, 1-9.

SN Simelane and M Basappa Ayanna. (2017). CSIR's Single Axis Tracking Solar PV Plant Performance Analysis. *IEEE PES-IAS PowerAfrica*, Accra, Ghana.

St. Johns Abbey Solar Addition. (2015). *FINAL REPORT Minnesota 6th*. Minnesota, USA.

Wikipedia. (2018). Köppen climate classification. [Online]. Available:

<https://th.wikipedia.org/wiki/koppenclimateclassification>. (10 May 2018).





ภาคผนวก



ภาคผนวก ก
การเผยแพร่งานวิจัย

Bordin Senanon, Kunyanat Thongtep, Kamon Jirasereeamornkul, Wanchak Lenwari, Sermsuk Buochareon and Yingrak Auttawaitkul. (2018). PERFORMANCE EVALUATION OF SUN TRACKING PHOTOVOLTAIC SYSTEM IN THAILAND. *The 7th International Conference on Sustainable Energy and Green Architecture*. Bangkok, Thailand.



SEGA 07
The 7th International Conference on Sustainable Energy and Green Architecture
Smart City and Urban Resiliency
Bangkok, May 21-22, 2018

PERFORMANCE EVALUATION OF SUN TRACKING PHOTOVOLTAIC SYSTEM IN THAILAND

Bordin Senanon^{*1}, Kunyanat Thongtep¹, Kamon Jirasereeamornkul², Wanchak Lenwari², Sermsuk Buochareon¹ and Yingrak Auttawaitkul¹

¹ School of Renewable Energy, Maejo University, Chiang Mai, 50290, Thailand

² Faculty of Engineering, King Mongkut's University of Technology Thonburi, Bangkok, 10140, Thailand

* Corresponding Author E-mail: bordin@italthaiengineering.com

ABSTRACT

The current PV power plant in Thailand has solar cell panel installation technology of 2 types: fixed system and tracking system. The former receives sunlight for some time or about 5-6 hours per day. This is because the sun always moves which results in decreased potential in electricity generating. The latter aims to make the solar cell panel automatically moves following the sun in order to fully receive the sunlight. Tracking system is a 2 types: horizontal/vertical single axis tracking and dual axis tracking. The sunlight intensity striking against the solar panel will alter in accordance with the earth latitude. Hence, countries in the tropical zone will get more solar energy than those in the temperate zone and frigid zone. Consequently, the appropriate technology on solar cell panel installation in each country is different depending on the climate zone in each hemisphere. The solar cell panel design and installation needs to perceive the climate zone and latitude of the installation area in order to obtain an appropriate location for the construction of the PV power plant. Thus, this research proposes the capacity of the electricity generating vertical single axis tracking system (location 14.8177194 °N, 100.9994219 °E - Tropical zone), generating power (8 MW) during January-December, 2017. The electricity generating power is compared with that of other countries in the different latitude for comparing the efficiency in electricity generating of the PV power plant using the same installation technology.

Key words: vertical tracking, Photovoltaic systems, PV power plant, Performance, Tropical zone

INTRODUCTION

Solar energy is renewable energy occurring by nature. It is clean without pollution and high potential which is beneficial to organism in terms of heat, light, building life of plants and animals, etc. It can be

found every where and every day. Regions of the world can be classified into 5 groups based on average monthly temperature and an amount of precipitation as shown in Figure 1: (A) is tropical moist climate - an average monthly temperature is higher than 18 °C and there is no winter season comprising rainforests, monsoon and tropical savannas; (B) is dry climate - the evaporation rate is more than the falling precipitation and the temperature in day and night time is higher than 38 °C (50 °C in summer) and lower than freezing point (-15 °C in winter), respectively, it comprises desert and semi-desert; (C) is moist subtropical mid-latitude climate - it is warm in summer and not so cold in winter with an average temperature of the coldest month at lower than 18 °C and higher than -3 °C, it comprises Mediterranean climate and temperate climate; (D) is humid continental climate - it is cold in summer and an average temperature of the warmest month is not lower than 10 °C and that of the coldest month is lower than -3 °C; and (E) is polar climate - an average temperature of the warmest month is lower than 10 °C and winter is long which the temperature is lower than freezing point [1], [2].

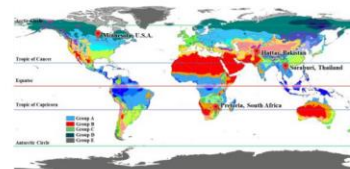


Figure 1 Classification of regions based on climate and latitude [2]

According to the afore mention, it implies that Thailand is included in group (A) which can be classified based on climate and topographic condition as follows:



The 7th International Conference on Sustainable Energy and Green Architecture
SEGA 07
Smart City and Urban Resiliency
 Bangkok, May 21-22, 2018

Northern region – mountainous area and it is cool in cold season and hot in summer with moderate rainfall.

Northeastern region - plateau area, discontinual rainfall, cool in cold season, hot and arid in summer.

Central plain region - not so cold in cold season and not so hot in summer since it is near the sea.

Eastern region - flat plain and some mountains with many islands, heavy rain in rainy season, not so cold in cold season and not so hot in summer.

Southern region - it is a peninsular with many islands, most of the area are forest and mountains, and heavy rainfall [3].

Radiation on the earth surface is divided into 2 directions: beam or direct radiation – it is direct from the sun which is perpendicular with light acceptance angle on the earth surface: high concentration of radiation appropriate with various kinds of concentrator and diffuse radiation - arised from reflection and diffusion from gas on dust in the air as well as various objects and earth surface; the concentration of this kind of radiation is much less than beam or direct radiation; appropriate with equipment which do not require high concentration such as solar cell panel; proportion of beam or direct radiation and diffuse radiation in each day and area is uncertain, depending on climate condition of each day and area; aggregation of the radiation of both direction is called “global radiation” [4], [5].

Solar cell panel is an equipment transforming solar energy into electricity. To design a solar energy plant, an engineer needs to investigate data on radiation value and location latitude so as to be data for the selection of an appropriate area. Aside from efficiency in electricity generating from solar energy of each place, solar cell panel installation technology is one factor effecting efficiency in electricity generating. This technology consists of two types: 1) fixed system - gets radiation in some periods of time (5-6 hours/day) and 2) tracking system - aimed to make solar cell panels automatically move to the same direction of the sun to fully get radiation; this system has two types: horizontal/vertical single axis tracking and dual axis tracking.

Therefore, knowledge about climate regions of the world is a basis for the selection of a place and appropriate technology. Data on temperature topographic condition, and sunlight of each place are initial indicators that countries in different climate regions have different efficiency in electricity generating by using solar energy. This study reviews the past researches related to the technology on solar cell panel installation with the same type but different in location for a comparison as follows:

FINAL REPORT Project St. Johns Abbey Solar Addition. (2009). [6] the existing 181.72 kW_{dc} St. John's Solar Farm in Collegeville, Minnesota is a northern region of the United States, at 43.05 °N, 89.48 °W that was commissioned in 2009. It incorporates an on-site side-by-side comparison of competing solar technologies in the Midwest; linear axis tracker technology currently in place. Based on a PV Watts simulation, along with weather experience at the existing site, we have found that the tracking system will produce approximately 13.9% more energy on a calendar basis than the fixed rack that was designed for maximum annual production.

Imran Ali Shah et al. (2017) [7] The efficiency of the solar system is affected by the angle between a photovoltaic (PV) panel and sun. More direct sun light on PV modules leads to enhanced energy yield. Therefore, tracking systems are implemented to improve the performance of PV system by tracking sun trajectory. The actual site of systems installation is located in Hattar. Hattar is one of the 44 union councils, administrative subdivisions, of Haripur District in the Khyber Pakhtunkhwa province of Pakistan. It is located south of the district capital, Haripur, at 33.8503 °N 72.8522 °E and borders Taxila Tehsil of Punjab province, Pakistan. In this study there is 4% to 5% difference between simulated and practical energy generations, however actual results for are considered for further analysis and concluded that the energy generation of tracker controlled system was 7% greater than the fixed angle system however, the cost of tracker based system is high.

SN Simelane and M Basappa Ayanna. (2017). [8] This paper focuses on performance analysis of the first solar PV plant to be implemented on Pretoria, South Africa, at 25.7333 °S 28.1833 °E. The capacity of the plant is 558 kWp. The plant consists of 1800 modules, 8 inverters and 8 DC combiner boxes. It has a total of 90 strings and each has 20 modules. The CSIR successfully implemented 558 kWp ground mounted single axis tracker PV system. This system achieved a PR of 94.3%.

This research presents the performance of a vertical single axis tracking system in the central part of Thailand (14.8177 °N, 100.9994 °E, Tropical zone). It has 8 MW electricity generating (January-December, 2017). Comparison electricity generating with other countries in different place and the efficiency of solar power plants with the same installation technology.



RELATED THEORIES

Single axis trackers have one independent angle for rotation and it can be divided into two forms as follows: [9]

1. Horizontal single axis tracker (HSAT)

It has a rotation axis is placed horizontal to the ground. This tracker has a solar cell panels attached platform which is attached by bearings. The rotation axis is placed in the direction of north to south to be able to rotate solar cell panels from east to west (Figure 1 (a)).

2. Vertical single axis tracker (VSAT)

It has a rotation axis which is perpendicular to the ground. This tracker can turn from west to east throughout the day. It has more efficiency than horizontal single axis tracker because it has a wider light acceptance angle. Vertical single axis tracker has solar cell panels which turn to the sun and it is attached by an axis. Another form of solar cell panel installation is that solar cell panels are installed which is the same as that of horizontal single axis tracker but its base can be rotated (Figure 2 (b)).



Figure 2 Type single-axis trackers (a) Horizontal and (b) Vertical [9]

EXPERIMENTAL METHOD

This study investigated data on a solar cell electricity plant having tracking system of vertical single axis tracking system type. The project on solar cell electricity plant having tracking system was located in Wangmuang district, Saraburi province, Thailand. It has 8 MW electricity generating (8.217 MW_{dc} Installation) (14.8177 °N, 100.9994 °E) and was located in tropical zone (Figure 3).

A comparison of electricity generating of the solar cell electricity plant having tracking system and those of other regions i.e. USA, Pakistan, and South Africa.



Figure 3 The solar cell electricity plant having tracking system located in Wangmuang district, Saraburi province

RESULTS OF THE EXPERIMENT

Data on the installation of electricity generating power and generated energy of each month of the solar cell electricity plants having single axis tracking system in 4 different climate regions as shown in Table 1.

Table 1 Data on the installation and generated electricity

| Month | USA. | Pakistan | Thailand | South Africa |
|---|----------------------------------|----------|----------|--------------|
| | Installation (MW _{dc}) | | | |
| | 0.18172 | 0.002 | 8.217 | 0.558 |
| Generated electricity (MW _{ac}) | | | | |
| January | 9.32 | 0.22 | 1,179.84 | 102.46 |
| February | 14.96 | 0.25 | 1,356.84 | 98.46 |
| March | 23.90 | 0.29 | 1,473.00 | 89.04 |
| April | 28.44 | 0.27 | 1,446.36 | 81.04 |
| May | 28.84 | 0.28 | 1,310.04 | 66.64 |
| June | 31.50 | 0.27 | 1,440.36 | 51.88 |
| July | 35.93 | 0.25 | 1,279.92 | 72.52 |
| August | 31.22 | 0.27 | 1,296.36 | 80.32 |
| September | 25.31 | 0.29 | 1,209.24 | 87.31 |
| October | 16.89 | 0.26 | 1242.72 | 103.25 |
| November | 9.36 | 0.23 | 1094.28 | 115.74 |
| December | 6.12 | 0.22 | 1272.48 | 109.05 |

Since data of each solar cell electricity plant is different in size, the energy computation of each plant must be equal to that of the solar cell electricity



The 7th International Conference on Sustainable Energy and Green Architecture
SEGA 07
Smart City and Urban Resiliency
 Bangkok, May 21-22, 2018

plant in Saraburi province (8.217 MW_{ac}) as shown in Table 2.

Table 2 Electrical energy after the computation

| Month | Exp Meter (MWh) | | | |
|--------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | USA | Pakistan | Thailand | South Africa |
| Jan | 421.61 | 921.95 | 1,179.84 | 1,508.78 |
| Feb | 676.28 | 1,030.00 | 1,356.84 | 1,449.93 |
| Mar | 1,080.71 | 1,200.91 | 1,473.00 | 1,311.17 |
| Apr | 1,286.18 | 1,122.03 | 1,446.36 | 1,193.34 |
| May | 1,304.18 | 1,132.30 | 1,310.04 | 981.28 |
| Jun | 1,424.50 | 1,099.85 | 1,440.36 | 763.92 |
| Jul | 1,624.82 | 1,010.69 | 1,279.92 | 1,067.94 |
| Aug | 1,411.84 | 1,096.97 | 1,296.36 | 1,182.78 |
| Sep | 1,144.42 | 1,177.09 | 1,209.24 | 1,285.68 |
| Oct | 763.50 | 1,071.09 | 1,242.72 | 1,520.48 |
| Nov | 423.19 | 942.49 | 1,094.28 | 1,704.35 |
| Dec | 276.73 | 906.34 | 1,272.48 | 1,605.91 |
| Total | 11,837.96 | 12,711.70 | 15,601.44 | 15,575.56 |

According to data in the table, it can be seen that the electrical energy yield throughout the year, Thailand can generate the electrical energy most (15,601.44 MWh), followed by South Africa (15,575.56 MWh). Meanwhile, USA can generate electricity most in July.

Table 3 Seasons of each country

| Month | USA | Pakistan | Thailand | South Africa |
|-------|--------|----------|----------|--------------|
| Jan | Winter | Cool | Cool | Summer |
| Feb | Winter | Cool | Cool | Summer |
| Mar | Spring | Hot | Hot | Autumn |
| Apr | | | | |
| May | Summer | Rainy | Rainy | Winter |
| Jun | | | | |
| Jul | Summer | Rainy | Rainy | Winter |
| Aug | Summer | Rainy | Rainy | Winter |
| Sep | Autumn | Cool | Cool | Spring |
| Oct | | | | |
| Nov | Winter | Cool | Cool | Summer |
| Dec | | | | |

According to Table 3, USA and South Africa have 4 Seasons: winter, spring, summer, and autumn

whereas Thailand and Pakistan have 3 seasons: cold hot, and rainy. Column 1 shows data of months in one year. - from January to December. The top row present name of the four countries having vertical single axis tracking system and the rest present seasons of each country.

The aggregation of electricity generating by using solar energy per year from most to least is Thailand, South Africa, Pakistan, and USA, respectively. In hot season or summer, South Africa produces electricity most (1,521.54. MWh). This is followed by USA (1,487.05 MWh), Thailand (1,409.80 MWh), and Pakistan (1,138.77 MWh), respectively. In cool season or winter, Thailand produces electricity most (1,225.86 MWh). This is followed by South Africa (1,004.88 MWh), Pakistan (950.59 MWh), and USA (458.21 MWh), respectively. Obtained electricity energy of the 4 countries (January–December) is used for making a graph showing relationships between electricity generating power and time span as shown in Figure 4.

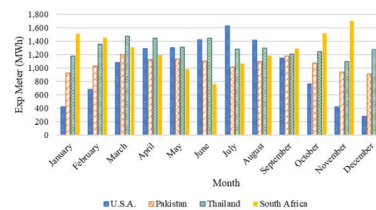


Figure 4 Electrical power produced by the 4 countries

According to Figure 4, it can be seen that there is unequal electricity since the weather in each country at the same day is different as shown in Table 3.

The installation of a solar cell electricity plant having tracking system far from the equator generates less electricity than that of near the equator. An amount of electricity generating in each season is unequal depending on environment around the location of the installation. For example, South Africa produces electricity most in hot season or summer (December) (1,605.91 MWh) and USA produces electricity most in winter (February) (676.28 MWh).

CONCLUSION

Electrical power obtained from the solar cell electricity plant having tracking system depends on location and sunlight on solar cell panel. Besides, seasons have an effect on electricity generating of the plant because an amount of sunlight which the solar

บดินทร์ เสนานนท์, กัญญาณัฐ ทองเทพ, กมล จิรเสรีอมรกุล, วันจักรี เล่นวารีย์, เสริมสุข บัวเจริญ และ **ยิ่งรักษ์ อรรถเวชกุล**. (2561). การเปรียบเทียบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 8 เมกกะวัตต์ที่ติดตั้งแบบระบบคงที่และระบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย. *การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 14*. (หน้า 1,117-1,121). ระยอง, ประเทศไทย.

การเปรียบเทียบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 8 เมกกะวัตต์ที่ติดตั้งแบบระบบคงที่และระบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย
A Comparison 8 MW Solar Power Plants of Fixed System and Tracking System Types in Thailand

บดินทร์ เสนานนท์¹, กัญญาณัฐ ทองเทพ¹, กมล จิรเสรีอมรกุล², วันจักรี เล่นวารีย์², เสริมสุข บัวเจริญ¹ และ ยิ่งรักษ์ อรรถเวชกุล¹

¹วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยแม่โจ้

² คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

*ผู้ติดต่อ: bording@talhaiengineering.com, เบอร์โทรศัพท์, 053333194 เบอร์โทรสาร, 053333194

บทคัดย่อ

SEC-03-181

จากนโยบายการพัฒนาพลังงานทดแทนที่มีเป้าหมายให้ใช้พลังงานทดแทนเพิ่มขึ้นในทุกภาคส่วนของสังคม ส่งผลให้ประเทศไทยมีการใช้พลังงานทดแทนอย่างต่อเนื่อง พลังงานทดแทนจากแสงอาทิตย์ถือเป็นอีกทางเลือกหนึ่งสำหรับพลังงานทดแทนในประเทศไทย ด้วยภูมิประเทศที่อยู่ในเส้นศูนย์สูตรทำให้ประเทศไทยได้รับพลังงานแสงอาทิตย์โดยเฉลี่ยทั้งปีสูง มีความเข้มรังสีแสงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีประมาณ 18.2 MJ/m² [1] ซึ่งถือเป็นศักยภาพด้านพลังงานแสงอาทิตย์ที่เหมาะสมสำหรับผลิตไฟฟ้า โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในปัจจุบันมีเทคโนโลยีระบบการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์สองแบบ คือระบบคงที่ (Fixed system) และระบบติดตามดวงอาทิตย์ (Tracking system) การออกแบบระบบติดตั้งที่แตกต่างกันไป ระบบคงที่จะออกแบบให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์หันหน้าไปทางทิศใต้และเอียง 10-20 องศากับพื้นดิน [2] ขึ้นกับละติจูดสถานที่ติดตั้ง เพื่อให้แผงรับแสงอาทิตย์ที่มากที่สุดและผลิตพลังงานได้สูงสุด ส่วนระบบติดตามดวงอาทิตย์มีทั้งแบบแกนเดียวและสองแกน ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบคงที่ จากความแตกต่างของความสามารถในการผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่แตกต่างกันทั้ง 2 แบบ ผู้วิจัยนำเสนอการศึกษาสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าจริง กำลังการผลิต 8 MW การเปรียบเทียบระหว่างระบบติดตามดวงอาทิตย์กับระบบคงที่ในประเทศไทย พบว่าระบบติดตามดวงอาทิตย์มีประสิทธิภาพกำลังการผลิตไฟฟ้ามากกว่าระบบคงที่ ร้อยละ 2.51 คิดเป็นกำลังการผลิตเพิ่มขึ้น 2790.66 MWh ต่อปี เพื่อเป็นประโยชน์แก่ผู้ที่ต้องการลงทุนและผู้สนใจต่อไปในอนาคต

คำหลัก: โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์, ระบบคงที่, ระบบติดตามดวงอาทิตย์, แผงเซลล์แสงอาทิตย์

Abstract

The policy on renewable energy development which aims to increase renewable energy using of all social sectors makes Thailand uses renewable energy continually. renewable energy from sunlight is an alternative for the country since Thailand is located on the equator area where it gains a high level of solar energy - 18.2 MJ/m² on average [1] This is appropriate for electricity generating. The current solar energy plants have two types of solar panel installation: fixed system and tracking system which is different in the installation. The fixed system is designed to make the solar panels to face to the south and 10-20 degree slope to the ground [2] depending on latitude of the location area. This aims to make the solar panels receive the sunlight as much as possible for a highest efficiency in electricity generating. The tracking system has both a single axis and two axes which help increase efficiency in electricity generating which is more than that of fixed system. Due to the difference in potential electricity generating of the two systems, it makes the researcher presents a study on competency of the electricity generating of the 8 MW solar cell plant. There is a comparison of fixed system and tracking systems in Thailand. It is found that the tracking system has more efficiency than the fixed system for 2.51 percent and the generating power is 2,790.66 MWh per year. This will be beneficial to interested persons and those who want to invest in the future.

Keywords: Solar cell plant, fixed system, tracking system, solar panel

1. บทนำ

จากนโยบายการพัฒนาพลังงานทดแทนที่มีเป้าหมายให้ใช้พลังงานทดแทนเพิ่มขึ้นในทุกภาคส่วนของสังคม ส่งผลให้ประเทศไทยมีการใช้พลังงานทดแทนอย่างต่อเนื่อง พลังงานทดแทนจากแสงอาทิตย์ถือเป็นอีกทางเลือกหนึ่งสำหรับพลังงานทดแทนในประเทศไทย ด้วยภูมิประเทศที่อยู่ในเส้นศูนย์สูตรทำให้ประเทศไทยได้รับพลังงานแสงอาทิตย์โดยเฉลี่ยทั้งปีสูง ซึ่งการศึกษาจากข้อมูลดาวเทียมประกอบการตรวจวัดภาคพื้นดินของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) พบว่าประเทศไทย มีความเข้มรังสีแสงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีประมาณ 18.2 MJ/m² [1] มีความเหมาะสมสำหรับการผลิตพลังงานทดแทนจากแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในปัจจุบันมีเทคโนโลยีระบบการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์สองแบบ คือระบบคงที่ (Fixed

system) และระบบติดตามดวงอาทิตย์ (Tracking system) การออกแบบระบบติดตั้งแตกต่างกันไป สำหรับประเทศไทยระบบคงที่จะออกแบบให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์หันหน้าไปทางทิศใต้ เนื่องจากประเทศไทยอยู่ในเขตร้อนชื้นของโลกเหมือน ดวงอาทิตย์จะเคลื่อนที่จากทิศตะวันออกไปทางทิศตะวันตกโดยเคลื่อนที่อ้อมทิศใต้ จึงต้องหันหน้าของแผงไปทางทิศใต้ และความลาดเอียงของแผงควรมีความชันประมาณ 10-20 องศากับพื้นดิน [2] ขึ้นกับละติจูดสถานที่ติดตั้ง เพื่อให้แผงรับแสงอาทิตย์ที่มากที่สุดและผลิตพลังงานได้สูงสุด

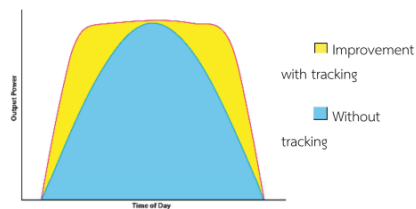
สำหรับระบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่

1) ระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบแกนเดียว แกนจะปรับหมุนตามดวงอาทิตย์ในทิศตะวันออกไปตะวันตก

2) ระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบสองแกน แกนแรกจะปรับหมุนตามดวงอาทิตย์ในทิศตะวันออกไปตะวันตก ส่วนแกนที่สองจะปรับหมุนในแนวทิศเหนือ-ใต้ เนื่องจากในแต่ละเดือนมุมของดวงอาทิตย์จะมีองศาที่ต่างกัน

ทั้งนี้ระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบแกนเดียวสามารถเพิ่มการผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อปีได้ถึง 27% และ 45% สำหรับระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบสองแกน

รูปที่ 1 เป็นกราฟแสดงลักษณะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในวันที่อากาศสดใส ท้องฟ้าโปร่ง ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการติดตั้งแผงแบบระบบคงที่และแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ จากกราฟ แกน x เป็นแกนเวลาของการรับแสงอาทิตย์ทั้งวัน แกน y เป็นความสามารถในการผลิตไฟฟ้า พบว่าระบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าระบบคงที่ที่พิจารณาจากพื้นที่ใต้กราฟที่ระบบติดตามดวงอาทิตย์มากกว่าระบบคงที่ และในช่วงเวลาเที่ยง ทั้ง 2 ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะผลิตพลังงานได้มากที่สุดของวัน



รูปที่ 1 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของระบบคงที่และระบบติดตามดวงอาทิตย์ [3]

จากการศึกษางานวิจัยในอดีตเกี่ยวกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตามดวงอาทิตย์และแบบมุมรับแสงคงที่ พบว่า G. Belluardo และคณะ (2012) [4] ทำการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบ FTS แบบ STS ชนิด 1 แกนหมุน และระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบ STS ชนิด 2 แกนหมุน ที่ประเทศอิตาลี เพื่อเปรียบเทียบประสิทธิภาพของระบบแต่ละแบบ พบว่าในช่วงฤดูหนาวระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบ STS ชนิด 2 แกนหมุนเป็นระบบที่ใช้งานได้ดีที่สุด รองมาเป็นแบบ STS ชนิด 1 แกนหมุน และแบบ FTS ตามลำดับ

M.Mehrtash และคณะ (2012) [5] ทำการจำลองระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบ FTS ตามแนวราบ และทำมุมเอียง แบบ STS ชนิด 1 แกนหมุนและ 2 แกนหมุน ด้วยโปรแกรม PV SOL Pro โดยใช้ข้อมูลสิ่งแวดล้อมของเมืองมอนทรีล ประเทศแคนาดา พบว่าในวันที่ท้องฟ้าสดใส ไม่มีเมฆ ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบ STS ชนิด 2 แกนหมุน มีความสามารถในการรับค่ารังสีอาทิตย์ได้มากที่สุด แต่ในวันที่มีเมฆมาก ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ทุกแบบให้รับค่ารังสีอาทิตย์ได้ใกล้เคียงกัน

ศศิวิมล ทรงไตร และคณะ (2559) [6] ทำการประเมินสมรรถนะการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งระบบแบบติดตามดวงอาทิตย์ และแบบมุมรับแสงคงที่ ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดรอยต่อแบบเฮเทอโรโรนฐานรองผลึกเดี่ยวซิลิคอน เก็บข้อมูลภายใต้สภาวะการใช้งานจริงในประเทศไทย ระยะเวลา 1 ปี พบว่าระบบที่มีการติดตั้งแบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถรับค่า

พลังงานแสงอาทิตย์ได้มากกว่าแบบมุมรับแสงคงที่ 12.68% และมีค่าผลผลิตทางไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 15.39% ทำให้ค่าสมรรถนะของระบบแบบติดตามดวงอาทิตย์มีค่ามากกว่าแบบมุมรับแสงคงที่ 1.87%

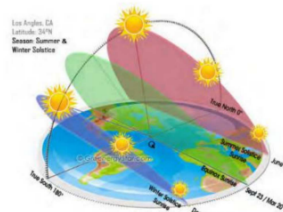
จากความแตกต่างของความสามารถในการผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่แตกต่างกันทั้ง 2 แบบนี้ ทำให้ผู้วิจัยสนใจที่จะศึกษาสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าจริง ขนาด 8 MW โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ลพบุรี (WSP) และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตามดวงอาทิตย์สระบุรี 2 (SPP2) ในประเทศไทย มีพื้นที่โครงการตั้งอยู่ในพิกัดใกล้เคียงกัน

2. ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 การเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์

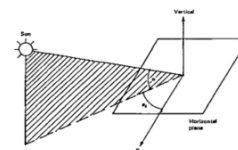
การโคจรหมุนรอบแกนหมุนของโลกเป็นมุม 23.5° ดังรูปที่ 2 โลกหมุนรอบตัวเองในลักษณะทวนเข็มนาฬิกา 1 รอบต่อวันด้วยความเร็ว 15 องศาต่อชั่วโมง ทำให้มองเห็นดวงอาทิตย์เคลื่อนที่จากทิศตะวันออกไปตะวันตก

รูปที่ 2 แสดงให้เห็นถึงการเคลื่อนที่รายวันแบบวงรอบของดวงอาทิตย์ตามการเอียงของโลก สีเขียวแสดงให้เห็นเส้นทางโคจรของดวงอาทิตย์ในช่วงฤดูใบไม้ผลิและฤดูใบไม้ร่วงฤดูใบไม้ร่วงสีแดงแสดงเส้นทางโคจรของดวงอาทิตย์ในช่วงฤดูร้อนใน และสีฟ้าแสดงเส้นทางโคจรของดวงอาทิตย์ในช่วงฤดูหนาว [7]



รูปที่ 2 เส้นทางโคจรของดวงอาทิตย์ [7]

ตำแหน่งของดวงอาทิตย์สามารถบอกได้ด้วยมุม 2 มุม คือ มุม Solar altitude (α) และมุมอะซิมุท (Azimuth; a_s) ดังแสดงในรูปที่ 3



รูปที่ 3 มุม Solar altitude และมุมอะซิมุท [8]

มุม Solar altitude วัดได้จากมุมระหว่างแนวระดับของตำแหน่งที่ตั้งกับแนวรังสีของดวงอาทิตย์

มุมอะซิมุท วัดมุมแนวระดับจากแนวทิศใต้ถึงตำแหน่งของดวงอาทิตย์ [4]

2.2 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบคงที่

เป็นการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบระบบตำแหน่งชัดเจน ติดตั้งแผงตามระนาบเอียงของละติจูดในพื้นที่นั้นๆ ก่อน

ติดตั้งต้องการสำรวจพื้นที่เพื่อเก็บข้อมูลค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ และชั่วโมงแดดในพื้นที่ พื้นที่ที่เหมาะสมต้องมีค่าความเข้มรังสีอาทิตย์สูงและชั่วโมงแดดยาวในแต่ละวัน พื้นที่ติดตั้งต้องเป็นโล่ง ไม่มีเงาบัง เพื่อให้โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์รับแสงอาทิตย์ได้อย่างมีประสิทธิภาพ แม้การติดตั้งแบบอยู่กับที่จะได้รับพลังงานแสงอาทิตย์น้อยกว่าแบบติดตามดวงอาทิตย์ แต่ข้อดีของการติดตั้งแบบนี้คือต้นทุนในการติดตั้งไม่สูงมากเมื่อเทียบกับแบบติดตามดวงอาทิตย์ และดูแลรักษาง่าย

2.3 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบติดตามดวงอาทิตย์

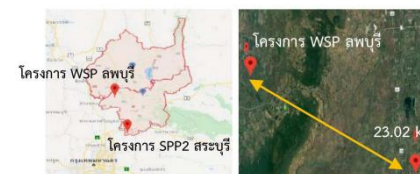
เป็นการติดตั้งเพื่อให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถเคลื่อนที่ตามดวงอาทิตย์ได้อย่างอัตโนมัติ เพื่อรับรังสีอาทิตย์ได้เต็มที่ โดยการติดตามดวงอาทิตย์จะถูกควบคุมด้วยระบบเซ็นเซอร์หรือการตั้งเวลา มี 2 แบบคือ

- ระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบแกนเดียว (Single axis tracking system) จะหันหน้าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ติดตามดวงอาทิตย์เพื่อรับแสงจากทิศตะวันออกสู่ทิศตะวันตก

- ระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบสองแกน (Dual axis tracking system) แกนที่หนึ่งของระบบจะทำงานโดยการหันหน้าแผงรับแสงติดตามดวงอาทิตย์จากทิศตะวันออกสู่ทิศตะวันตก แกนที่สองจะปรับแกนในทิศเหนือ-ใต้ เนื่องจากในแต่ละเดือน มุมของดวงอาทิตย์ที่ตั้งฉากกับพื้นที่จะมีองศาที่ต่างกัน ซึ่งการหมุนตามแกนที่สองนี้ จะทำให้หน้าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตั้งฉากกับรังสีอาทิตย์และรับพลังงานได้มากที่สุด [9]

3. อุปกรณ์และวิธีการวิจัย

งานวิจัยนี้ศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 2 แห่ง ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ลพบุรี (WSP) และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตามดวงอาทิตย์สระบุรี 2 (SPP2) มีระยะห่าง 23.02 km. ดังแสดงในรูปที่ 4 มีรายละเอียด ดังนี้



รูปที่ 4 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ศึกษา

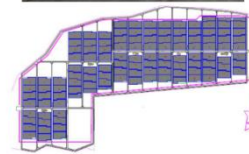
จากพิกัด 15.05296°N 100.88876°E ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ลพบุรี (WSP) และพิกัด 14.81771°N 100.99942°E ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตามดวงอาทิตย์สระบุรี 2 (SPP2) เป็นพิกัดใกล้เคียงกัน ถือว่าได้รับแสงอาทิตย์เท่ากัน

3.1 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ ลพบุรี

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ลพบุรี (WSP) ดังแสดงในรูปที่ 5 เป็นระบบแบบมุมรับแสงคงที่ โรงไฟฟ้าประเภท

ขนาดเล็กมาก (Very Small Power Plant, VSPP) ตั้งอยู่ อ.โคกสำโรง จ.ลพบุรี พิกัด 15.05296°N 100.88876°E กำลังการผลิตติดตั้ง 9.506 MW_{dc} จ่ายไฟแก่ระบบสายส่ง 8 MW_{ac} อุปกรณ์หลักสำหรับผลิตไฟฟ้าในโครงการนี้ ได้แก่

- 1) Fixed Tilt Systems
- 2) Thin film PV modules 135 W 70,415 Panels
- 3) Inverter 1663 kW 5 Sets
- 4) Inverter Transformer 2000 kVA 5 Sets



รูปที่ 5 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ วั่งเพลิง จ.ลพบุรี ขนาด 8 MW

3.2 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตามดวงอาทิตย์สระบุรี 2 (SPP2)

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สระบุรี 2 (SPP2) เป็นระบบแบบติดตามดวงอาทิตย์ ดังแสดงในรูปที่ 6 โรงไฟฟ้าประเภทขนาดเล็กมาก (Very Small Power Plant, VSPP) ตั้งอยู่ อ.วังม่วง จ.สระบุรี พิกัด 14.81771°N 100.99942°E กำลังการผลิตติดตั้ง 8.217 MW_{dc} จ่ายไฟแก่ระบบสายส่ง 8 MW_{ac} อุปกรณ์หลักสำหรับผลิตไฟฟ้าในโครงการนี้ ได้แก่

- 1) 1-axis Sun Tracking System
- 2) Poly crystalline PV modules 280 W 29,347 Panels
- 3) Inverter 500 kW 16 sets
- 4) Inverter Transformer 1000 kVA 8 Sets



รูปที่ 6 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์ วั่งม่วง จ.สระบุรี ขนาด 8 MW

3.3 ข้อมูลที่ใช้สำหรับเปรียบเทียบในงานวิจัย

การเปรียบเทียบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 8 เมกกะวัตต์ จำนวน 2 โครงการ ที่ติดตั้งแบบระบบคงที่และระบบติดตามดวงอาทิตย์ ทำการเทียบ 3 ชุดข้อมูล ได้แก่

1. ข้อมูลการขายไฟรายวัน วันที่ 8 พฤษภาคม พ.ศ.2560 ตั้งแต่เวลา 00.00-23.59 น.
2. ข้อมูลการขายไฟรายสัปดาห์ ตั้งแต่วันที่ 7-13 พฤษภาคม พ.ศ.2560 วันจันทร์-วันอาทิตย์
3. ข้อมูลรายปี ตั้งแต่เดือนมกราคม-ธันวาคม พ.ศ. 2560

4. ผลการวิจัย

เมื่อนำข้อมูลในวันที่ 8 พฤษภาคม พ.ศ. 2560 ของ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ลพบุรี (WSP) และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตามดวงอาทิตย์สระบุรี 2 (SPP2) มาสร้างกราฟความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตไฟฟ้า และค่ารังสีอาทิตย์กับเวลา โดยที่แกน x คือเวลาตั้งแต่ 00.00-23.59 น. แกน y ซ้ายมือคือกำลังการผลิตไฟฟ้า และแกน y ขวามือคือค่ารังสีอาทิตย์ พบว่าระบบจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้เมื่อมีค่ารังสีอาทิตย์ คือตั้งแต่เวลา 06.00 น. เป็นต้นไป และระบบหยุดผลิตไฟฟ้าที่เวลา 18.00 น. เนื่องจากไม่มีแสงแดดแล้ว กราฟค่ารังสีอาทิตย์ที่สูงส่งผลให้กำลังการผลิตไฟฟ้าสูงตามไปด้วย ดังนั้นเส้นกราฟกำลังการผลิตไฟฟ้าจึงมีลักษณะสูง-ต่ำตามค่าของกราฟรังสีอาทิตย์ ดังแสดงใน รูปที่ 7 และ 8 และพื้นที่ใต้กราฟของรูปทั้งสอง แสดงให้เห็นว่าระบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าระบบมุมรับแสงคงที่

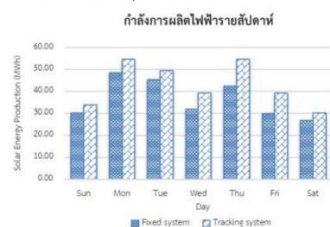


รูปที่ 7 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตไฟฟ้าและค่ารังสีอาทิตย์เทียบกับเวลา



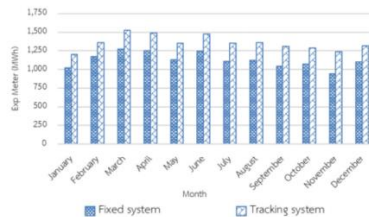
รูปที่ 8 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตไฟฟ้าและค่ารังสีอาทิตย์เทียบกับเวลา

เมื่อพิจารณาข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้ารายสัปดาห์ของโรงไฟฟ้าทั้ง 2 โครงการ แสดงดังรูปที่ 9 เป็นความสัมพันธ์ระหว่างกำลังการผลิตไฟฟ้าและค่ารังสีอาทิตย์กับวันในหนึ่งสัปดาห์ พบว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแบบติดตามดวงอาทิตย์จะมีค่ามากกว่าโรงไฟฟ้าแบบมุมรับแสงคงที่



รูปที่ 9 กำลังการผลิตไฟฟ้ารายสัปดาห์ของโรงไฟฟ้าทั้ง 2 โรง

เนื่องจากกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าทั้ง 2 โครงการไม่เท่ากัน จึงต้องทำการแปลงข้อมูลของโรงไฟฟ้า WSP จาก 9.506 MW_{dc} ให้เท่ากับโรงไฟฟ้า SPP2 คือ 8.217 MW_{dc} แล้วจึงนำมาเปรียบเทียบได้ผลของกำลังการผลิตไฟฟ้ารายปีกับเวลา ดังแสดงในรูปที่ 10 พบว่าในแต่ละเดือนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้ดีกว่าแบบมุมรับแสงคงที่เท่ากับ 2790.66 MWh คิดเป็น 2.51%



รูปที่ 10 กำลังการผลิตไฟฟ้ารายปีของโรงไฟฟ้าทั้ง 2 โรง

5. สรุปผล

การศึกษาข้อมูลโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ลพบุรี (WSP) และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตามดวงอาทิตย์สระบุรี 2 (SPP2) เก็บข้อมูลการขายไฟรายรายปี ตั้งแต่เดือนมกราคม-ธันวาคม พ.ศ. 2560 พบว่าแบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้ดีกว่าแบบมุมรับแสงคงที่ คิดเป็น 2.51% ข้อมูลที่ได้เป็นประโยชน์ต่อผู้สนใจลงทุนในธุรกิจด้านโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจากโรงไฟฟ้าทั้ง 2 ระบบมีค่าก่อสร้างและบำรุงรักษาไม่เท่ากัน จึงสามารถใช้เป็นข้อมูลอ้างอิงการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยและเลือกระบบที่เหมาะสมได้

กิตติกรรมประกาศ

คณะผู้วิจัยขอขอบคุณ วิทยาลัยพลังงานทดแทนมหาวิทยาลัยแม่โจ้ ในการสนับสนุนเงินทุนการทำวิจัย รวมทั้งขอขอบคุณศูนย์บริการวิชาการที่ 7 จังหวัดเชียงใหม่ ที่ให้อาคารและสถานที่ บริษัท อีเทลไทยวิศวกรรม จำกัด โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ลพบุรี (WSP) และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สระบุรี 2 (SPP2) ที่ให้ข้อมูลสำหรับงานวิจัยในครั้งนี้

เอกสารอ้างอิง

[1] บริษัท โรงพิมพ์ตะวันออก จำกัด (มหาชน). ม.ป.ป. พลังงานแสงอาทิตย์อีกหนึ่งทางเลือกของพลังงานทดแทน.[ระบบออนไลน์]. แหล่งที่มา <http://www.epco.co.th/departmentofenergybusiness.php>, เข้าดูเมื่อวันที่ 23 เมษายน 2561

[2] เอนเนอร์จี รีฟอร์ม โซลาร์. (2559). *ความรู้เกี่ยวกับ โซลาร์เซลล์ (Solar Cell)*. [ระบบออนไลน์], แหล่งที่มา <http://www.energyreform-solar.com/th/content/126/5610027.html>, เข้าดูเมื่อวันที่ 16 เมษายน 2561.

[3] International Finance Corporation. (2015). *Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants In partnership with a*

project Developer's Guide. 2121 Pennsylvania Avenue, N.W. Washington, D.C.

[4] Giorgio Belluardo, David Moser and Miglena Nikolaeva-Dimitrova. (2012). 1 - Year Performance of Crystalline Technologies on Different Tracking Systems. *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Pp. 3359 – 3362.

[5] Mostafa mehrtash, Guillermo quesada, Yvan dutil and Daniel rousse. (2012). Performance Evaluation of Sun Tracking Photovoltaic Systems in Canada. *20th Annual International Conference on Mechanical Engineering*, Pp. 1-4.

[6] ศศิวิมล ทรงไตร, พีระวุฒิ ชินวรรังสี, อัศวิน หงษ์สิงห์ทอง, ญัฐกานต์ อุดมเดชาเนติ, ทรงเกียรติ กิตติสนธิรักษ์, ทวีวัฒน์ กระจ่างสังข์, จริญญา ศรีธราธิคุณ และกอบศักดิ์ ศรีประภา. (2559). การประเมินสมรรถนะ และความคุ้มค่าในการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์และแบบไม่มีระบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย. *Ladkrabang Engineering Journal*, 33, 1, 48-53.

[7] Prinsloo, G.J., Dobson, R.T. (2015). *Solar Tracking*. Stellenbosch: SolarBooks. ISBN 978-0-620-61576-1, pp 1-542.

[8] อธิษฐ์ เจนวิทยา. (2537). การควบคุมแบบเหมาะสมสำหรับระบบติดตามดวงอาทิตย์. ปรินญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต, สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า, คณะวิศวกรรมศาสตร์, มหาวิทยาลัยพระจอมเกล้าธนบุรี.

[9] ดัดจ่าโซลาร์ อคาเดมี่. 2555. โซลาร์เซลล์ในThai. [ระบบออนไลน์]. แหล่งที่มา <http://www.dadjar.solar/14798315/> โซลาร์เซลล์ในThai, เข้าดูเมื่อวันที่ 26 พฤศจิกายน 2559.

บดีรินทร์ เสนานนท์, กัญญานัฐ ทองเทพ, กมล จิรเสรีอมรกุล, วันจักรี เล่นวารี, เสริมสุข บัวเจริญ และ ยิ่งรักษ์ อรรถเวชกุล. (2562). การวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 8 เมกกะวัตต์ ระหว่างการติดตั้งแบบระบบคงที่กับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย. วารสารวิชาการ มหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์ ปีที่ 14 ฉบับที่ 2 (กรกฎาคม-ธันวาคม 2562)



ที่ อว ๐๖๑๔.๘ / ๒๔๐

สถาบันวิจัยและพัฒนา
มหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์
อ.เมือง จ.อุตรดิตถ์ ๕๓๐๐๐

๒๙ ตุลาคม ๒๕๖๒

เรื่อง ตอบรับการตีพิมพ์บทความลงวารสาร

เรียน คุณบดีรินทร์ เสนานนท์

ตามที่ท่านได้ส่งบทความวิชาการ เรื่อง “การวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 8 เมกกะวัตต์ ระหว่างการติดตั้งแบบระบบคงที่กับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย” เพื่อตีพิมพ์ ในวารสารวิชาการ มหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์ปีที่ ๑๔ ฉบับที่ ๒ (กรกฎาคม - ธันวาคม ๒๕๖๒) (ISSN ๑๖๘๖ ๔๔๐๙ (Print) ISSN ๒๖๕๑ ๑๒๐๗ (Online)) นั้น

บัดนี้ ผู้ทรงคุณวุฒิได้ประเมินบทความของท่านเป็นที่เรียบร้อยแล้ว และเห็นควรรับบทความของท่านไว้เพื่อตีพิมพ์ในวารสารวิชาการฉบับดังกล่าว โดยให้แก้ไขตามข้อเสนอแนะของผู้ทรงคุณวุฒิตามเงื่อนไขของวารสาร ทั้งนี้ หากมหาวิทยาลัยฯ ดำเนินการจัดพิมพ์รูปเล่มวารสารวิชาการและเผยแพร่ลงในเว็บไซต์ <https://www.tci-thaijo.org/index.php/uruj/index> เป็นที่เรียบร้อยแล้ว จักได้จัดส่งให้ท่านต่อไป

จึงเรียนมาเพื่อทราบ

ขอแสดงความนับถือ

(รองศาสตราจารย์ ดร.จัทกรกฤษณ์ พิญาพงษ์)

บรรณาธิการวารสารวิชาการ มหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์

งานบริการวิชาการ

โทร. ๐๕๕-๔๑๖๖๐๑-๓๐ ต่อ ๑๖๔๒

โทรสาร. ๐๕๕-๔๑๖๖๐๑-๓๐ ต่อ ๑๖๔๒ อีเมล journal@uru.ac.th



มหาวิทยาลัยราชภัฏอุดรดิตถ์
UTTARADIT RAJABHAT UNIVERSITY

วารสารวิชาการ

สาขาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี (เพื่อการพัฒนาท้องถิ่น)

มหาวิทยาลัยราชภัฏอุดรดิตถ์

Academic Journal

Science and Technology (For local development)

Uttaradit Rajabhat University

ISSN 1686 4409 (Print) ISSN 2651 1027 (Online)

ปีที่ 14 ฉบับที่ 2 กรกฎาคม-ธันวาคม 2562

vol.14 No. 2 July-December 2019

วารสารวิชาการมหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์

สาขาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี (เพื่อการพัฒนาท้องถิ่น)
ISSN 1686 4409 (Print)

ปีที่ 14 ฉบับที่ 2 กรกฎาคม-ธันวาคม 2562
ISSN 2651 1207 (Online)

เจ้าของ

มหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์
27 ถนนอินจิม ตำบลท่าอิฐ อำเภอเมือง จังหวัดอุตรดิตถ์ 53000
โทรศัพท์ 0 5541 6601-20 ต่อ 1642, +66 5541 6601-20

กำหนดการพิมพ์

วารสารราย 6 เดือน (2 ฉบับ/ปี)
ฉบับที่ 1 มกราคม-มิถุนายน
ฉบับที่ 2 กรกฎาคม-ธันวาคม
ฉบับ (พิเศษ) อาจมีการตีพิมพ์เป็นกรณีพิเศษ

วัตถุประสงค์

เพื่อเผยแพร่บทความวิจัย/วิชาการ ด้านวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี และสาขาที่เกี่ยวข้องในการใช้องค์ความรู้ด้านวิทยาศาสตร์และกระบวนการทางวิทยาศาสตร์เพื่อการพัฒนาเชิงพื้นที่

ที่ปรึกษา

อธิการบดีมหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์
รองอธิการบดีมหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์

บรรณาธิการ

รองศาสตราจารย์ ดร.จักรกฤษณ์ พิญญาพงษ์ มหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์

บรรณาธิการผู้พิมพ์และโฆษณา

ผู้อำนวยการสถาบันวิจัยและพัฒนา มหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์

ผู้ช่วยบรรณาธิการ

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ศิวินท์ กมลคุณานนท์ มหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์
อาจารย์ ดร.กิตติ เมื่องตุ้ม มหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์
อาจารย์ภาวสี รังษิสูทธาภรณ์ มหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์

กองบรรณาธิการ

1. ศาสตราจารย์เกียรติคุณ ดร.อนุรักษ์ ปัญญาวัฒน์
มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
2. ศาสตราจารย์ ดร.นคร ทิพย์วงษ์
มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
3. รองศาสตราจารย์ ดร.อวรณ์ โอภาสพัฒนกิจ
มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
4. รองศาสตราจารย์ ดร.สมอ ถาน้อย
มหาวิทยาลัยนเรศวร
5. รองศาสตราจารย์ ดร.วารีรัตน์ แก้วไธโร
มหาวิทยาลัยนเรศวร
6. รองศาสตราจารย์ ดร.สุรัชย์ กังวล
มหาวิทยาลัยแม่โจ้
7. รองศาสตราจารย์ ดร.อัมพวัน จุลเสวีวงศ์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
8. รองศาสตราจารย์ ดร.ไพโรจน์ เมียมภาค
มหาวิทยาลัยราชภัฏกำแพงเพชร
9. ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.มนตรี สิงข์ทอง
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล สุวรรณภูมิ
10. ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุภาภรณ์ สุดหนองบัว
มหาวิทยาลัยนเรศวร

11. ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ภาณุวัฒน์ ภักดิ์อักษร
มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์
12. ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.นภันท์ ศุภศิริพงษ์ชัย
มหาวิทยาลัยพะเยา
13. ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.หฤทัย ไทยสุชาติ
มหาวิทยาลัยราชภัฏลำปาง
14. อาจารย์ ดร.ภคมน ปินตานา
มหาวิทยาลัยแม่โจ้
15. ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.พิชัย ใจกล้า
มหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์
16. ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุพัตรา ดันติงวิยาพันธ์
มหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์
17. ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ภาศิริ เสดปิยะพันธ์
มหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์
18. ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วชิ ปัญญาใส
มหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์
19. ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.พงษ์ศักดิ์ อ้นมอย
มหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์
20. ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ปิยวรรณ ปาลาศ
มหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์

คณะทำงาน

1. นายชลิช แม่มชื่น
2. นางสาวกรณิศ ธนกิจ (เลขาธิการ)

ผู้ทรงคุณวุฒิประเมินบทความ

1. รองศาสตราจารย์ ดร.นงลักษณ์ เทพสวัสดิ์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
2. รองศาสตราจารย์ ดร.เพ็ญประภา ศิวโรจน์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
3. รองศาสตราจารย์ ดร.บุญธรรม ริงวอน มหาวิทยาลัยราชภัฏลำปาง
4. รองศาสตราจารย์ ดร.ปาจรีย์ ผลประเสริฐ มหาวิทยาลัยราชภัฏ
กำแพงเพชร
5. รองศาสตราจารย์ ดร.ภัทรธิดา ผลงาน มหาวิทยาลัยราชภัฏเลย
6. ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กฤษดา ยิ่งขັນ
ราชชมกล้านนาเชียงใหม่
7. ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณภัทร จักรวัฒนา มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
8. ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.จวีรัตน์ สุวรรณ มหาวิทยาลัยราชภัฏลำปาง
9. ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ปริญญา มูลสิน
อุบลราชธานี
10. ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สมศักดิ์ อมรสิริพงศ์ มหาวิทยาลัยมหิดล
11. ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.มนูญ มาคินิยม มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์
12. ผู้ช่วยศาสตราจารย์ พงษ์ศักดิ์ อนุรัตน์ มหาวิทยาลัยราชภัฏลำปาง
13. ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ภควดี ศิริหิลา มหาวิทยาลัยราชภัฏเลย
14. อาจารย์ ดร.วรจิตต์ เศรษฐพรรค มหาวิทยาลัยราชภัฏเชียงใหม่
15. ดร.วรรณศิริ นิลเนตร วิทยาลัยพยาบาลบรมราชชนนี
สวรรคภ์ประชารักษ์ นครสวรรค์

หมายเหตุ : ทุกบทความที่ตีพิมพ์ได้ผ่านการประเมิน
บทความจากผู้ทรงคุณวุฒิ 2 ท่าน

1

การวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 8 เมกะวัตต์
ระหว่างการจัดตั้งแบบระบบคงที่กับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย
AN ECONOMIC ANALYSIS OF EIGHT MEGAWATTS SOLAR POWER
PLANTS BETWEEN THE FIXED SYSTEM
AND THE SUN TRACKING SYSTEM IN THAILAND

วันรับ: 26 กรกฎาคม 2562
วันแก้ไข: 7 สิงหาคม 2562
วันตอบรับ: 13 พฤศจิกายน 2562

บดินทร์ เสนานนท์^{*}, กัญญานัฐ ทองเทพ¹,
กมล จิรเสรีอมรกุล², วันจักรี เล่นวาริ²,
เสริมสุข บัวเจริญ¹ และ ยิ่งรักษ์ อรรถเวชกุล¹
Bordin Senanon^{*}, Kunyanat Thongtep¹,
Kamon Jirasereeamornkul², Wanchak Lenwari²,
Sermsuk Buochareon¹ and Yingrak Auttawaitkul¹

¹วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยแม่โจ้

¹School of Renewable Energy; Maejo University

²คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

²Faculty of Engineering; King Mongkut's University
of Technology Thonburi (Bangmod)

^{*}Corresponding author e-mail: bordin@italthaiengineering.com

บทคัดย่อ

อัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศไทย (GDP) 9 เดือนแรกของปี 2561 ขยายตัว ร้อยละ 4.3 ส่งผลต่อภาพรวมการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายเพิ่มขึ้น ร้อยละ 3.6 คิดเป็นมูลค่ากว่า 1,397,306 ล้านบาท ซึ่งการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศส่งผลให้มีการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น การผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก แต่ปริมาณก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยกำลังลดลงเรื่อยๆ รัฐบาลจึงมีการสนับสนุนให้มีการรับซื้อไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เช่น แสงอาทิตย์ ลม น้ำ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ จากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน โดยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้ ร้อยละ 25.79 จากการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งหมด ได้รับความนิยมรองจากพลังงานชีวมวลและพลังงานน้ำขนาดใหญ่ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีเทคโนโลยีการจัดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ประเภท คือ การจัดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบระบบคงที่ (Fixed) กับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์

(Tracking) ซึ่งแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์จะผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าแบบระบบคงที่ คิดเป็นร้อยละ 2.51

การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ พิจารณาจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ที่อัตราคิดลดร้อยละ 3 พบว่า ทั้งสองแบบมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่เป็นบวก แสดงว่ามีความคุ้มค่าที่จะลงทุน และอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C ratio) กับอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) พบว่า โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบคงที่เทียบกับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์มีความคุ้มค่าในการลงทุนมากกว่าเล็กน้อย โดยมีอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุนเท่ากับ 5.63 และ 5.58 อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับ ร้อยละ 31.77 และ 31.39 ตามลำดับ ส่วนการวิเคราะห์ความอ่อนไหวทั้งกรณีต้นทุน การลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าแบบระบบคงที่ยังคงมีความคุ้มค่าในการลงทุนมากกว่า

คำสำคัญ: โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์, ติดตั้งแผงแบบระบบคงที่, ติดตั้งแผงแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์, การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์



Abstract

The economic growth rate of Thailand in the first 9 months in 2018 expanded for 4.3 percent. This influenced the final power use which increased to 3.6 percent or 1,397,306 million baht. This economic growth in the country results in increased use of electrical power. Electrical generating in Thailand mainly uses natural gas but an amount of natural gas in the gulf siam decreases successively. Thus, the government has to support on the purchase of renewable energy such as sunlight, wind, water biomass, and garbage from private electrical generating companies. The solar power plant can generate electricity for 25.79 percent from the whole electrical generating by renewable energy. This is popular second behind biomass and waterpower. The solar power plant has 2 systems of technology in panel installation: fixed and tracking systems. The latter can generate electricity for more than the former for 2.51 percent.

The economic analysis of both systems of the solar power plant in this study is based on net present value (NPV) which the rate decreases for 3 percent. It is found that both systems have a positive net present value. This implies that it is worthwhile for the investment. For the benefit-cost ratio (B/C ratio) and the

internal rate of returns (IRR), it is found that the fixed system is a little more worthwhile than the tracking system. That is, benefit-cost ratio are 5.63 and 5.58 and the internal rate of returns are 31.77 and 31.39 percent, respectively. Regarding the sensitivity of both costs and investment of the fixed system, it is found to be more worthwhile for the investment.

Keywords: Solar power plant, Fixed system installation, Tracking system installation, An economic analysis

บทนำ

อัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศไทย (GDP) 9 เดือนแรกของปี 2561 ขยายตัวร้อยละ 4.3 ส่งผลต่อภาพรวมการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.6 คิดเป็นมูลค่ากว่า 1,397,306 ล้านบาท ซึ่งการใช้พลังงานยังคงเพิ่มขึ้นตามการเติบโตทางเศรษฐกิจ โดยน้ำมันสำเร็จรูปเป็นพลังงานที่ใช้มากที่สุด คิดเป็นร้อยละ 49.4 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายทั้งหมด รองลงมาได้แก่ พลังงานไฟฟ้า พลังงานหมุนเวียนถ่านหิน/ลิกไนต์ ก๊าซธรรมชาติ และพลังงานหมุนเวียนดั้งเดิม คิดเป็นร้อยละ 20.1, 9.2, 8.2, 6.9 และ 6.2 ตามลำดับ จากการที่รัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานทดแทนในประเทศเพิ่มมากขึ้น พบว่าในช่วงปี 2561 ประเทศไทยมีการใช้พลังงานเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.8 (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2019) โดยการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล มีปริมาณมากเป็นอันดับหนึ่งจากการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทน เท่ากับ 3,197.68 เมกะวัตต์ รองลงมาได้แก่พลังงานน้ำขนาดใหญ่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม ก๊าซชีวภาพ ชยะ และพลังงานน้ำขนาดเล็ก เท่ากับ 2,906.40, 2,697.27, 695.32, 483.24, 291.47 และ 187.66 เมกะวัตต์ ตามลำดับ (กระทรวงพลังงาน, 2561) โดยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น ด้วยราคาเทคโนโลยีและค่าติดตั้งที่มีราคาถูกลงกว่าเดิมมาก อีกทั้งประเทศไทยยังมีศักยภาพเพียงพอสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจากตั้งอยู่บริเวณภูมิอากาศร้อนชื้นแถบศูนย์สูตร (Tropical moist climate) และในปี 2560 ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยรายวันต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศเท่ากับ 17.6 เมกะจูลต่อตารางเมตร-วัน (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2561) นอกจากนี้ยังมีการสนับสนุนด้านพลังงานทดแทน จากภาครัฐในแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกปี 2558-2579 (AEDP 2015) ที่มีนโยบายส่งเสริมการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน เพื่อให้ปี พ.ศ. 2579 มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ที่ 6,000 เมกะวัตต์

เทคโนโลยีการจัดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยทั่วไปมี 2 ประเภท คือ การจัดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบระบบคงที่ (Fixed) กับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ (Tracking) หลักการจัดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อให้สามารถผลิตไฟฟ้าได้ประสิทธิภาพสูงสุดสำหรับประเทศไทยคือ หันหน้าแผงไปทางทิศใต้ และความลาดเอียงของแผงทำมุมตามละติจูดของสถานที่จัดตั้ง

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบคงที่ แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะยึดติดกับโครงสร้าง ไม่มีการหมุนเปลี่ยนทิศตามการเปลี่ยนตำแหน่งของดวงอาทิตย์ในแต่ละช่วงเวลา ต่างกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ระบบติดตามดวงอาทิตย์ (Tracking) ที่แผงจะมีการเปลี่ยนตำแหน่งหน้าแผงเพื่อรับแสงอาทิตย์ตามช่วงเวลาที่ยังดวงอาทิตย์เปลี่ยนตำแหน่งในแต่ละครั้ง

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ระบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถแบ่งได้อีก 2 ประเภท ดังนี้

1. ระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบแกนเดียว (Single axis tracking system) สามารถหมุนปรับตามตำแหน่งดวงอาทิตย์ได้เพียงแกนเดียว (ทิศเหนือ-ใต้ หรือทิศตะวันออก-ตะวันตก) ซึ่งจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าแบบคงที่ แต่การลงทุนในการจัดตั้งจะมีราคาสูงกว่าเนื่องจากต้องใช้อุปกรณ์ในการจัดตั้งระบบควบคุมที่มากกว่า อีกทั้งค่าใช้จ่ายและบำรุงรักษาสูงกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับแบบคงที่

2. ระบบติดตามดวงอาทิตย์แบบสองแกน (Double-axis tracking system) สามารถติดตามดวงอาทิตย์จากทิศตะวันออกสู่ทิศตะวันตก และแนวเหนือ-ใต้ การจัดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ประเภทนี้จะผลิตไฟฟ้าได้มากที่สุดในบรรดการจัดตั้งทั้งสามแบบและยังเป็นแบบที่มีค่าใช้จ่ายในการจัดตั้งและค่าบำรุงรักษาสูงสุดด้วย (Hyuna Kang et al., 2019)

การลงทุนระบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองระบบมีความแตกต่างกัน เนื่องจากหลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ระบบติดตามดวงอาทิตย์มีความซับซ้อนมากกว่าระบบแบบคงที่ ราคาจึงสูงกว่า ทำให้โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบคงที่เป็นที่นิยมในประเทศไทย รวมถึงการดูแลรักษาที่ง่ายและประหยัดค่าใช้จ่ายมากกว่า แม้ในด้านการลงทุนแล้วระบบคงที่จะมีราคาที่น้อยกว่า แต่จากงานวิจัยของบดินทร์ และคณะ (2561) ได้ทำการศึกษาข้อมูลโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบหมุนรับแสงคงที่ จังหวัดลพบุรี และแบบติดตามดวงอาทิตย์ จังหวัดสระบุรี ประเทศไทย เก็บข้อมูลการขายไฟฟ้ารายปี ตั้งแต่เดือนมกราคม-ธันวาคม พ.ศ. 2560 พบว่าแบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้ดีกว่าแบบหมุนรับแสงคงที่ คิดเป็น ร้อยละ 2.51 ค่านี้เป็นค่าตัวเลขจริงที่ชี้ให้เห็นว่าระบบติดตามดวงอาทิตย์มีประสิทธิภาพในการผลิตพลังงานไฟฟ้ามากกว่าระบบคงที่ โดยญาณยุทธ พลชูสกุลวง และ

คณะ (2557) ทำการศึกษาความเป็นไปได้ในการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยมีดัชนีชี้วัดความเหมาะสมด้านเศรษฐศาสตร์ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) พบว่าโครงการมีค่า NPV เป็นบวก และค่า IRR มากกว่าอัตราส่วนลดจึงมีความเหมาะสมแก่การลงทุน ธุรกิจ ทองสุก และอรรถพล เก้าพิทักษ์กุล (2561) ศึกษาประสิทธิภาพและความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา กำลังการผลิต 20 กิโลวัตต์ มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้า 60,000-70,000 บาทต่อกิโลวัตต์ ค่าติดตั้งรวมทั้งระบบ 1,121,500 บาท พบว่าระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ในงานวิจัยนี้มีระยะเวลาคืนทุน 5 ปี 3 เดือน อัตราผลตอบแทนภายใน ร้อยละ 17.73 เหมาะสมสำหรับการลงทุน D.L. Talavera et al. (2562) ทำการศึกษาต้นทุนและกำไรสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์ ชนิดละ 5 โรงไฟฟ้า ที่ติดตั้งในประเทศสเปน จากข้อมูลทางการเงินและเศรษฐกิจพบว่าความแตกต่างของต้นทุนการผลิตไฟฟ้า (ตั้งแต่ค่าติดตั้งระบบ ค่าเช่าที่ดิน ตลอดจนค่าดูแลรักษาโรงไฟฟ้า) ของแบบคงที่ที่มีความแตกต่างกัน ร้อยละ 15 ส่วนแบบติดตามดวงอาทิตย์มีความแตกต่าง ร้อยละ 19.5 อีกทั้งต้นทุนการลงทุนเริ่มต้นต่อกิโลวัตต์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบคงที่มีค่า 1,388 ดอลลาร์ต่อกิโลวัตต์ ในขณะที่แบบติดตามดวงอาทิตย์มีค่า 1,794 ดอลลาร์ต่อกิโลวัตต์ คิดเป็นความต่างของต้นทุนการลงทุน ร้อยละ 29.25

งานวิจัยนี้ศึกษาด้านการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาดกำลังการผลิต 8 เมกะวัตต์ ระหว่างการติดตั้งแบบระบบคงที่กับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย โดยจะพิจารณาดัชนีหลักทางเศรษฐกิจ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) คือการประเมินความเป็นไปได้ของการลงทุน มีการนำค่าเงินตามเวลามาร่วมพิจารณา และคำนวณกระแสเงินสดที่เกิดขึ้นตลอดอายุโครงการด้วย อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C ratio) แสดงถึงความคุ้มค่าในการลงทุนของโครงการ อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) แสดงค่าร้อยละของอัตราผลตอบแทนจากการลงทุน นอกจากนี้ยังมีการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการกรณีต้นทุนในการก่อสร้างและกรณีค่าดูแลรักษามีการเปลี่ยนแปลงที่เพิ่มขึ้นและลดลง เพื่อใช้ประกอบการพิจารณาว่าหากมีการเปลี่ยนแปลงต้นทุนหรือผลตอบแทน หรือมีการเปลี่ยนแปลงทั้งต้นทุนและผลตอบแทน โครงการยังจะมีความคุ้มค่าที่จะลงทุนอยู่หรือไม่ จากผลของความแตกต่างการผลิตไฟฟ้ารายปีที่ผลิตได้จริงได้กับมูลค่าการลงทุนที่ต่างกันของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ เมื่อพิจารณาดัชนีหลักทางเศรษฐกิจแล้วระบบใดมีความคุ้มค่าในการลงทุน เพื่อเป็นแนวทางสำหรับผู้สนใจ สามารถใช้ข้อมูลนี้เป็นแหล่งอ้างอิงในการตัดสินใจสำหรับลงทุนโครงการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยและเลือกการติดตั้งในระบบที่เหมาะสมได้

ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

การวิเคราะห์ความเหมาะสมของโครงการด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 8 เมกะวัตต์ ในการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบ คือ แบบระบบคงที่กับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ จะพิจารณาจากมูลค่าผลประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากโครงการเปรียบเทียบกับมูลค่าการลงทุนตลอดระยะเวลาในการดำเนินโครงการ โดยจะคำนวณในรูปดัชนีหลักทางเศรษฐกิจ คือ

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) เป็นการเปรียบเทียบมูลค่าการลงทุนกับผลประโยชน์ด้านเศรษฐกิจที่คาดว่าจะเกิดขึ้นตลอดช่วงระยะเวลาการดำเนินโครงการ โดยใช้อัตราส่วนลด (Discount rate) เป็นมูลค่าปัจจุบัน (ดาร์ตัน บุญมะ, 2549) ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการ

$$NPV = -C_0 + \sum_{(i=1)}^T \frac{(B_i - C_i)}{(1+r)^i}$$

- กำหนดให้ C_0 คือ เงินลงทุนเริ่มแรก
 B คือ ผลตอบแทนที่เกิดขึ้นในแต่ละปี
 C คือ ต้นทุนที่เกิดขึ้นในแต่ละปี
 r คือ อัตราคิดลด (Discount rate)
 T คือ ระยะเวลา หรืออายุโครงการ

อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit-Cost ratio: B/C ratio) แสดงให้เห็นถึงอัตราส่วนของมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์กับมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนโครงการ โดยหากมีค่ามากกว่าหนึ่ง แสดงว่าโครงการจะให้ผลตอบแทนที่คุ้มค่าที่จะลงทุน ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการ

$$\frac{B}{C} \text{ ratio} = \frac{\sum_{(j=1)}^T \frac{B_j}{(1+r)^j}}{\sum_{(j=1)}^T \frac{C_j}{(1+r)^j}}$$

- กำหนดให้ B คือ ผลตอบแทนที่เกิดขึ้นในแต่ละปี
 C คือ ต้นทุนที่เกิดขึ้นในแต่ละปี
 r คือ อัตราคิดลด (Discount rate)
 T คือ ระยะเวลา หรืออายุโครงการ

อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) คือ อัตราส่วนลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการมีค่าเท่ากับศูนย์ และอัตราส่วนนี้แสดงให้เห็นถึงผลตอบแทนที่จะได้รับจากการลงทุนว่ามีผลตอบแทนเป็นร้อยละเท่าใด

ผลการวิเคราะห์จะแสดงให้เห็นว่าในกรณีที่การลงทุนเป็นการลงทุนระยะยาว จะมีส่วนของต้นทุนและผลประโยชน์ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต เมื่อคิดเป็นมูลค่าปัจจุบันแล้วจะมีความคุ้มค่าที่จะลงทุนหรือไม่ หากมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่ามากกว่าศูนย์แสดงว่าการลงทุนนั้นมีกำไร และในทางกลับกันหากมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าน้อยกว่าศูนย์แสดงว่าการลงทุนนั้นขาดทุน (ญาณยุทธ พลชูสกุลวง และคณะ, 2557) และนอกจากนี้ผลการวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนภายในของการลงทุนจะแสดงให้เห็นอัตราผลตอบแทนจากการลงทุน ซึ่งจะเป็นตัวช่วยในการตัดสินใจลงทุนในโครงการที่กำลังพิจารณา หรือหากมีทางเลือกในการลงทุนหลายโครงการผู้ลงทุนจะสามารถตัดสินใจเลือกโครงการที่มีอัตราผลตอบแทนภายในสูงที่สุด การวิเคราะห์โครงการด้านการเงินในครั้งนี้จะแบ่งผลการวิเคราะห์ออกเป็นสองส่วน ส่วนแรกเป็นการวิเคราะห์กรณีหลักหรือกรณีที่เป็นสถานการณ์การลงทุนที่เกิดขึ้นจริง และส่วนที่สองจะเป็นการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของกรณีหลักในกรณีที่ต้นทุนในการก่อสร้างและค่าดูแลรักษามีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นและลดลง

การวิเคราะห์จุดคุ้มทุน (Break-even point analysis) คือ การวิเคราะห์หาจำนวนหน่วยของผลผลิต ณ จุดที่รายรับเท่ากับรายจ่ายพอดี หรือ ณ จุดที่มีกำไรเท่ากับศูนย์ โดยหาได้จากสมการ

$$N^* = \frac{F}{P - V}$$

กำหนดให้ N^* คือ จำนวนหน่วยของผลผลิต ณ จุดคุ้มทุน

F คือ ต้นทุนคงที่รวม

P คือ ราคาขายต่อหน่วย

V คือ ต้นทุนผันแปรต่อหน่วย

การวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุน (Payback period) คือ การพิจารณาการลงทุนในโครงการจากเงินลงทุนที่เสียไปกับระยะเวลาที่จะได้รับประโยชน์จากเงินลงทุนนั้นคืน จำนวนได้จากสมการ

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \frac{\text{เงินลงทุนเริ่มแรก}}{\text{เงินสดเข้าสุทธิต่อปี}}$$

และในกรณีที่ผลตอบแทนจากการลงทุนไม่เท่ากันทุกปี จะคำนวณหาระยะเวลาคืนทุนจากการพิจารณาเงินลงทุนเริ่มแรกกับกระแสเงินสดเข้าสู่สุทธิสะสมรายปี

ข้อมูลโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

งานวิจัยนี้ศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 2 แห่ง ได้แก่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ลพบุรี พิกัดติดตั้ง 15.05296°N 100.88876°E และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตามดวงอาทิตย์สระบุรี 2 พิกัด 14.81771°N 100.99942°E มีระยะห่างระหว่างสองโครงการ 23.02 กิโลเมตร ดังแสดงในรูปที่ 1 ทั้งสองโรงไฟฟ้าติดตั้งบริเวณพิกัดใกล้เคียงกัน ในการคำนวณ ผู้วิจัยถือว่าได้รับแสงอาทิตย์เท่ากัน โดยค่ารังสีอาทิตย์เฉลี่ยรายปี 2560 เท่ากับ 914.13 วัตต์ต่อตารางเมตร



รูปที่ 1 ระยะทางระหว่างโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำการศึกษา

1. โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบมุมรับแสงคงที่ ลพบุรี

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ลพบุรี เป็นระบบแบบมุมรับแสงคงที่ ดังแสดงในรูปที่ 2 (ก) โรงไฟฟ้าประเภทขนาดเล็กมาก (Very Small Power Plant, VSPP) ตั้งอยู่อำเภอโคกสำโรง จังหวัดลพบุรี พิกัดตำแหน่งติดตั้ง 15.05296°N 100.88876°E กำลังการผลิตติดตั้ง 9.506 เมกะวัตต์ จ่ายไฟแก่ระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 8 เมกะวัตต์

อุปกรณ์หลักสำหรับผลิตไฟฟ้าในโครงการนี้ ได้แก่

- 1) แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง (Thin film) กำลังการผลิตต่อแผง 135 วัตต์ จำนวน 70,415 แผง
- 2) อินเวอร์เตอร์ ขนาด 1,663 กิโลวัตต์ จำนวน 5 ชุด
- 3) หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 2,000 กิโลโวลต์แอมป์ จำนวน 5 ชุด

2. โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตามดวงอาทิตย์สระบุรี 2

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สระบุรี 2 เป็นระบบแบบติดตามดวงอาทิตย์ ดังแสดงในรูปที่ 2 (ข) โรงไฟฟ้าประเภทขนาดเล็กมาก (VSPP) ตั้งอยู่ อำเภอวังม่วง จังหวัด สระบุรี พิกัดตำแหน่งติดตั้ง 14.81771°N 100.99942°E กำลังการผลิตติดตั้ง 8.217 เมกะวัตต์ จ่ายไฟแก่ระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 8 เมกะวัตต์

อุปกรณ์หลักสำหรับผลิตไฟฟ้าในโครงการนี้ ได้แก่

- 1) แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวม (Polycrystalline) กำลังการผลิตต่อแผง 280 วัตต์ จำนวน 29,347 แผง
- 2) อินเวอร์เตอร์ ขนาด 500 กิโลวัตต์ จำนวน 16 ชุด
- 3) หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 1,000 กิโลโวลต์แอมป์ จำนวน 8 ชุด

โดยมีค่าใช้จ่ายของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้ง 2 แบบ ดังแสดงใน ตารางที่ 1

ตารางที่ 1 ค่าใช้จ่ายของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

| โรงไฟฟ้า พลังงาน แสงอาทิตย์ | ค่าก่อสร้าง (บาท) | ค่าดูแลรักษา (บาทต่อปี) | ค่าเช่าที่ดิน (บาทต่อปี) | ค่าใช้จ่ายเงินกู้ ธนาคาร (บาทต่อปี) |
|-----------------------------------|----------------------|----------------------------|-----------------------------|---|
| มมรับแสงคงที่ | 326,805,000 | 3,570,000 | 4,800,000 | 38,311,516 |
| ติดตามดวงอาทิตย์ | 371,665,000 | 3,570,000 | 4,800,000 | 43,570,476 |



(ก)



(ข)

รูปที่ 2 โรงไฟฟ้า (ก) แบบมมรับแสงคงที่ และ (ข) แบบมีระบบติดตามดวงอาทิตย์

3. กำลังการผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์



รูปที่ 3 กำลังการผลิตไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบคงที่และแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ (ก) รายวัน (ข) รายสัปดาห์ และ (ค) รายปี

ลักษณะการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานที่มีการติดตั้งแผงแบบระบบคงที่และแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ พบว่าระบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าระบบคงที่ รูปที่ 3 แสดงการผลิตไฟฟ้ารายวัน รายสัปดาห์ และรายปี ของระบบคงที่และระบบติดตามดวงอาทิตย์ โดยแกน x เป็นแกนเวลาของการรับแสงอาทิตย์ แกน y เป็นความสามารถในการผลิตไฟฟ้า จากผลการเก็บข้อมูลในปี พ.ศ. 2560 ของการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานที่มีการติดตั้งแผงแบบระบบคงที่และแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์พบว่าระบบสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 13,915,384 และ 15,601,440 หน่วยต่อปี ตามลำดับ

การวิเคราะห์โครงการด้านการเงินของการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กรณีหลัก

ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิและอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองแบบซึ่งมีระยะเวลาในการดำเนินโครงการ 25 ปี ประกอบด้วยส่วนของค่าใช้จ่ายหรือต้นทุน และผลตอบแทนจากโครงการ

ค่าใช้จ่ายโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ค่าใช้จ่ายของโครงการโรงไฟฟ้าแบบระบบคงที่และโครงการโรงไฟฟ้าแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ ประกอบด้วย ค่าก่อสร้าง ค่าดูแลรักษา ค่าเช่าที่ดิน และค่าใช้จ่ายเงินกู้ธนาคาร ซึ่งมีรายละเอียดคือ ค่าก่อสร้างหรือเงินลงทุนเริ่มแรกซึ่งมาจากการกู้ธนาคารทั้งหมด โดยโรงไฟฟ้าแบบระบบคงที่มีค่าก่อสร้าง 326,805,000 บาท ส่วนแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์มีค่าก่อสร้าง 371,665,000 บาท ค่าดูแลรักษาและค่าเช่าที่ดินของโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบมีค่าเท่ากัน คือ ค่าดูแลรักษา เท่ากับ 3,570,000 บาทต่อปี และเพิ่มขึ้นร้อยละ 3 ในทุกๆสองปี และค่าใช้จ่ายในการเช่าที่ดิน เท่ากับ 4,800,000 บาทต่อปี ส่วนค่าใช้จ่ายเงินกู้ธนาคาร

(อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 3 ต่อปี) เป็นระยะเวลา 10 ปี ของโรงไฟฟ้าแบบระบบคองที่ เท่ากับ 38,311,516 บาทต่อปี และแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ เท่ากับ 43,570,476 บาทต่อปี



ผลการวิจัย

ผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ผลประโยชน์ที่ได้รับ คือรายได้จากการขายไฟฟ้า จากผลการวิเคราะห์ในตารางที่ 2 และตารางที่ 3 โรงไฟฟ้าแบบระบบคองที่ผลิตไฟฟ้าได้เริ่มต้นที่ 13,915,384 หน่วยต่อปี และแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์จะผลิตไฟฟ้าได้เริ่มต้นที่ 15,601,440 หน่วยต่อปี และกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบจะลดลงร้อยละ 1.5 ต่อปี ซึ่งโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบขายไฟฟ้าในราคา 11.15 บาทต่อหน่วย ทำให้โรงงานไฟฟ้าแบบระบบคองที่ เท่ากับ 155,156,526 บาทต่อปี และแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์มีรายได้เริ่มต้น เท่ากับ 173,956,056 บาทต่อปี

ผลการวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิกรณีหลัก ใช้อัตราคิดลดร้อยละ 3 เท่ากับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของธนาคาร โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบคองที่มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ เท่ากับ 1,513,132,114 บาท อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน เท่ากับ 5.63 และอัตราผลตอบแทนภายใน เท่ากับ ร้อยละ 31.77 ส่วนแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ เท่ากับ 1,700,984,186 บาท อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน เท่ากับ 5.58 และอัตราผลตอบแทนภายใน เท่ากับ ร้อยละ 31.39 ซึ่งเมื่อพิจารณาจากผลการวิเคราะห์ดังกล่าว โรงไฟฟ้าทั้งสองแบบให้ผลตอบแทนที่คุ้มค่าต่อการลงทุนและโรงไฟฟ้าแบบระบบคองที่ให้ผลตอบแทนที่คุ้มค่ากว่า

การวิเคราะห์จุดคุ้มทุน

โครงการไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบคองที่มีเงินลงทุนเริ่มแรก เท่ากับ 326,805,000 บาท มีต้นทุนผันแปรรวมตลอดระยะเวลาโครงการ เท่ากับ 604,468,545.14 บาท และสามารถผลิตไฟฟ้าได้ทั้งหมด 291,908,103.55 หน่วย โดยขายพลังงานไฟฟ้าในราคาหน่วยละ 11.15 บาท จำนวนหน่วยของพลังงานไฟฟ้า ณ จุดคุ้มทุน (N^*) สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$N^* = \frac{326,805,000}{11.15 - \left(\frac{604,468,545.14}{291,908,103.55} \right)}$$

$$= 35,994,711.04$$

การวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 8 เมกะวัตต์
ระหว่างการจัดตั้งระบบคองที่กับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย

บัณฑิตพร เสนานนท์ และคณะอื่นๆ

ส่วนโครงการไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบติดตามดวงอาทิตย์มีเงินลงทุนเริ่มแรก เท่ากับ 371,665,000 บาท มีต้นทุนผันแปรรวมตลอดระยะเวลาโครงการ เท่ากับ 662,125,819.81 บาท และสามารถผลิตไฟฟ้าได้ทั้งหมด 327,277,128.97 หน่วย โดยขายพลังงานไฟฟ้าในราคาหน่วยละ 11.15 บาท จำนวนหน่วยของพลังงานไฟฟ้า ณ จุดคุ้มทุน (N^*) สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$N^* = \frac{371,665,000}{11.15 - \left(\frac{662,125,819.81}{327,277,128.97} \right)}$$

$$= 40,722,088.11$$

จากผลการคำนวณจุดคุ้มทุน โครงการไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบคองที่และระบบติดตามดวงอาทิตย์มีจำนวนหน่วยของพลังงานไฟฟ้าที่ต้องผลิต ณ จุดคุ้มทุน เท่ากับ 35,994,711.04 หน่วย และ 40,722,088.11 หน่วย ตามลำดับ

ตารางที่ 2 ค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบคองที่

| ปีที่ | ค่าใช้จ่าย (บาท) | | | | ผลประโยชน์ที่ได้รับ | | | |
|-------|------------------|--------------|---------------|---------------------|---------------------|-------------------------------|----------------------------|-----------------|
| | ค่าก่อสร้าง | ค่าดูแลรักษา | ค่าเช่าที่ดิน | ใช้คืนเงินกู้ธนาคาร | รวม | พลังงานไฟฟ้าที่ได้รับ (หน่วย) | รายได้จากการขายไฟฟ้า (บาท) | ผลประโยชน์สุทธิ |
| 0 | 326,805,000 | - | - | - | 326,805,000 | - | - | -326,805,000 |
| 1 | | 3,400,000 | 4,800,000 | 38,311,516 | 46,511,516 | 13,915,384 | 155,156,526 | 108,645,010 |
| 2 | | 3,400,000 | 4,800,000 | 38,311,516 | 46,511,516 | 13,706,653 | 152,829,178 | 106,317,663 |
| 3 | | 3,502,000 | 4,800,000 | 38,311,516 | 46,613,516 | 13,501,053 | 150,536,741 | 103,923,225 |
| 4 | | 3,502,000 | 4,800,000 | 38,311,516 | 46,613,516 | 13,298,537 | 148,278,689 | 101,665,174 |
| 5 | | 3,607,060 | 4,800,000 | 38,311,516 | 46,718,576 | 13,099,059 | 146,054,509 | 99,335,933 |
| 6 | | 3,607,060 | 4,800,000 | 38,311,516 | 46,718,576 | 12,902,573 | 143,863,691 | 97,145,116 |
| 7 | | 3,715,272 | 4,800,000 | 38,311,516 | 46,826,788 | 12,709,035 | 141,705,736 | 94,878,949 |
| 8 | | 3,715,272 | 4,800,000 | 38,311,516 | 46,826,788 | 12,518,399 | 139,580,150 | 92,753,363 |
| 9 | | 3,826,730 | 4,800,000 | 38,311,516 | 46,938,246 | 12,330,623 | 137,486,448 | 90,548,202 |
| 10 | | 3,826,730 | 4,800,000 | 38,311,516 | 46,938,246 | 12,145,664 | 135,424,151 | 88,485,905 |
| 11 | | 3,941,532 | 4,800,000 | - | 8,741,532 | 11,963,479 | 133,392,789 | 124,651,257 |
| 12 | | 3,941,532 | 4,800,000 | - | 8,741,532 | 11,784,027 | 131,391,897 | 122,650,365 |
| 13 | | 4,059,778 | 4,800,000 | - | 8,859,778 | 11,607,266 | 129,421,019 | 120,561,241 |

การวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 8 เมกะวัตต์
ระหว่างการจัดตั้งแบบระบบกับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย

บัณฑิต เสนาพันธ์ และคณะอื่นๆ

| ปีที่ | ค่าใช้จ่าย (บาท) | | | | รวม | ผลประโยชน์ที่ได้รับ | | |
|-------|------------------|--------------|---------------|----------------------|-------------|--------------------------------------|--|---------------------|
| | ค่าก่อสร้าง | ค่าดูแลรักษา | ค่าเช่าที่ดิน | ใช้เงินกู้ ธนาคาร | | พลังงานไฟฟ้า ที่ได้รับ (หน่วย) | รายได้จากการ ขายไฟฟ้า (บาท) | ผลประโยชน์ สุทธิ |
| 14 | | 4,059,778 | 4,800,000 | - | 8,859,778 | 11,433,157 | 127,479,703 | 118,619,925 |
| 15 | | 4,181,571 | 4,800,000 | - | 8,981,571 | 11,261,660 | 125,567,508 | 116,585,937 |
| 16 | | 4,181,571 | 4,800,000 | - | 8,981,571 | 11,092,735 | 123,683,995 | 114,702,424 |
| 17 | | 4,307,018 | 4,800,000 | - | 9,107,018 | 10,926,344 | 121,828,735 | 112,721,717 |
| 18 | | 4,307,018 | 4,800,000 | - | 9,107,018 | 10,762,449 | 120,001,304 | 110,894,286 |
| 19 | | 4,436,229 | 4,800,000 | - | 9,236,229 | 10,601,012 | 118,201,285 | 108,965,056 |
| 20 | | 4,436,229 | 4,800,000 | - | 9,236,229 | 10,441,997 | 116,428,265 | 107,192,036 |
| 21 | | 4,569,316 | 4,800,000 | - | 9,369,316 | 10,285,367 | 114,681,841 | 105,312,526 |
| 22 | | 4,569,316 | 4,800,000 | - | 9,369,316 | 10,131,086 | 112,961,614 | 103,592,298 |
| 23 | | 4,706,395 | 4,800,000 | - | 9,506,395 | 9,979,120 | 111,267,189 | 101,760,794 |
| 24 | | 4,706,395 | 4,800,000 | - | 9,506,395 | 9,829,433 | 109,598,182 | 100,091,786 |
| 25 | | 4,847,587 | 4,800,000 | - | 9,647,587 | 9,681,992 | 107,954,209 | 98,306,622 |
| รวม | 326,805,000 | 101,353,388 | 120,000,000 | 383,115,157 | 931,273,545 | 291,908,104 | 3,254,775,355 | 2,323,501,809 |
| | | | | | | | มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) | 1,513,132,114 |
| | | | | | | | อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C-ratio) | 5.63 |
| | | | | | | | อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ร้อยละ | 31.77 |

ตารางที่ 3 ค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบ
ติดตามดวงอาทิตย์

| ปีที่ | ค่าใช้จ่าย (บาท) | | | | รวม | ผลประโยชน์ที่ได้รับ | | |
|-------|------------------|--------------|---------------|----------------------|-------------|--------------------------------------|-----------------------------------|---------------------|
| | ค่าก่อสร้าง | ค่าดูแลรักษา | ค่าเช่าที่ดิน | ใช้เงินกู้ ธนาคาร | | พลังงานไฟฟ้า ที่ได้รับ (หน่วย) | รายได้จากการ ขายไฟฟ้า (บาท) | ผลประโยชน์ สุทธิ |
| - | 371,665,000 | - | - | - | 371,665,000 | - | - | -371,665,000 |
| 1 | | 3,570,000 | 4,800,000 | 43,570,476 | 51,940,476 | 15,601,440 | 173,956,056 | 122,015,580 |
| 2 | | 3,570,000 | 4,800,000 | 43,570,476 | 51,940,476 | 15,367,418 | 171,346,715 | 119,406,239 |
| 3 | | 3,677,100 | 4,800,000 | 43,570,476 | 52,047,576 | 15,136,907 | 168,776,514 | 116,728,938 |
| 4 | | 3,677,100 | 4,800,000 | 43,570,476 | 52,047,576 | 14,909,854 | 166,244,867 | 114,197,290 |
| 5 | | 3,787,413 | 4,800,000 | 43,570,476 | 52,157,889 | 14,686,206 | 163,751,194 | 111,593,304 |
| 6 | | 3,787,413 | 4,800,000 | 43,570,476 | 52,157,889 | 14,465,913 | 161,294,926 | 109,137,037 |
| 7 | | 3,901,035 | 4,800,000 | 43,570,476 | 52,271,512 | 14,248,924 | 158,875,502 | 106,603,990 |
| 8 | | 3,901,035 | 4,800,000 | 43,570,476 | 52,271,512 | 14,035,190 | 156,492,369 | 104,220,858 |
| 9 | | 4,018,066 | 4,800,000 | 43,570,476 | 52,388,543 | 13,824,662 | 154,144,984 | 101,756,441 |
| 10 | | 4,018,066 | 4,800,000 | 43,570,476 | 52,388,543 | 13,617,292 | 151,832,809 | 99,444,266 |
| 11 | | 4,138,608 | 4,800,000 | - | 8,938,608 | 13,413,033 | 149,555,317 | 140,616,709 |
| 12 | | 4,138,608 | 4,800,000 | - | 8,938,608 | 13,211,837 | 147,311,987 | 138,373,379 |
| 13 | | 4,262,767 | 4,800,000 | - | 9,062,767 | 13,013,660 | 145,102,307 | 136,039,541 |

การวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 8 เมกะวัตต์
ระหว่างการจัดตั้งระบบคองที่กับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย

บัณฑิตพร เสนานนท์ และคนอื่นๆ

| ปีที่ | ค่าใช้จ่าย (บาท) | | | | รวม | ผลประโยชน์ที่ได้รับ | | |
|-------|------------------|--------------|---------------|----------------------|---------------|--------------------------------------|--|---------------------|
| | ค่าก่อสร้าง | ค่าดูแลรักษา | ค่าเช่าที่ดิน | ใช้เงินกู้ ธนาคาร | | พลังงานไฟฟ้า ที่ได้รับ (หน่วย) | รายได้จากการ ขายไฟฟ้า (บาท) | ผลประโยชน์ สุทธิ |
| 14 | | 4,262,767 | 4,800,000 | - | 9,062,767 | 12,818,455 | 142,925,773 | 133,863,006 |
| 15 | | 4,390,650 | 4,800,000 | - | 9,190,650 | 12,626,178 | 140,781,886 | 131,591,236 |
| 16 | | 4,390,650 | 4,800,000 | - | 9,190,650 | 12,436,785 | 138,670,158 | 129,479,508 |
| 17 | | 4,522,369 | 4,800,000 | - | 9,322,369 | 12,250,234 | 136,590,106 | 127,267,736 |
| 18 | | 4,522,369 | 4,800,000 | - | 9,322,369 | 12,066,480 | 134,541,254 | 125,218,885 |
| 19 | | 4,658,040 | 4,800,000 | - | 9,458,040 | 11,885,483 | 132,523,135 | 123,065,095 |
| 20 | | 4,658,040 | 4,800,000 | - | 9,458,040 | 11,707,201 | 130,535,288 | 121,077,248 |
| 21 | | 4,797,781 | 4,800,000 | - | 9,597,781 | 11,531,593 | 128,577,259 | 118,979,477 |
| 22 | | 4,797,781 | 4,800,000 | - | 9,597,781 | 11,358,619 | 126,648,600 | 117,050,818 |
| 23 | | 4,941,715 | 4,800,000 | - | 9,741,715 | 11,188,240 | 124,748,871 | 115,007,156 |
| 24 | | 4,941,715 | 4,800,000 | - | 9,741,715 | 11,020,416 | 122,877,638 | 113,135,923 |
| 25 | | 5,089,966 | 4,800,000 | - | 9,889,966 | 10,855,110 | 121,034,473 | 111,144,507 |
| รวม | 371,665,000 | 106,421,057 | 120,000,000 | 435,704,762 | 1,033,790,820 | 327,277,129 | 3,649,139,988 | 2,615,349,168 |
| | | | | | | | มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) | 1,700,984,186 |
| | | | | | | | อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C-ratio) | 5.58 |
| | | | | | | | อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ร้อยละ | 31.39 |

การวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุน

โครงการไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบคองที่และติดตามดวงอาทิตย์ มีเงินลงทุนเริ่มแรก เท่ากับ 326,805,000 บาท และ 371,665,000 บาท ตามลำดับ ส่วนมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด (อัตราคิดลดเท่ากับอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 3) ของทั้งสองโครงการแสดงดังตารางที่ 4 ซึ่งจากข้อมูลดังกล่าวสามารถคำนวณระยะเวลาคืนทุนได้ ดังนี้

โครงการไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบคองที่ มีระยะเวลาคืนทุน คือ

$$= 1 + \left(\frac{326,805,000 - 168,667,374.76}{161,510,712.75} \right)$$

$$= 2.23 \text{ ปี}$$

โครงการไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ มีระยะเวลาคืนทุน คือ

$$= 2 + \left(\frac{371,665,000 - 330,400,087.51}{154,454,419.48} \right)$$

$$= 2.27 \text{ ปี}$$

การวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 8 เมกะวัตต์
ระหว่างการจัดตั้งแบบระบบคงที่กับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย

บดินทร์ เสนาภนต์ และคนอื่นๆ

จากผลการวิเคราะห์ดังกล่าว พบว่า ระยะเวลาคืนทุนของทั้งสองโครงการนั้นไม่มีความแตกต่างกัน กล่าวคือ มีระยะเวลาคืนทุนประมาณ 2 ปี 3 เดือน

ตารางที่ 4 มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดเข้ารายปีและกระแสเงินสดเข้าสะสมของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

| ปีที่ | โครงการไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบระบบคงที่ | | โครงการไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ | |
|-------|---|-------------------------|--|-------------------------|
| | มูลค่าปัจจุบันของ กระแสเงินสดเข้ารายปี | กระแสเงินสด เข้าสะสม | มูลค่าปัจจุบันของ กระแสเงินสดเข้ารายปี | กระแสเงินสด เข้าสะสม |
| 1 | 150,637,404.00 | 150,637,404.00 | 168,889,374.76 | 168,889,374.76 |
| 2 | 144,056,158.19 | 294,693,562.19 | 161,510,712.75 | 330,400,087.51 |
| 3 | 137,762,442.54 | 432,456,004.73 | 154,454,419.48 | 484,854,506.99 |
| 4 | 131,743,695.05 | 564,199,699.78 | 147,706,410.86 | 632,560,917.85 |
| 5 | 125,987,902.55 | 690,187,602.33 | 141,253,218.15 | 773,814,136.00 |
| 6 | 120,483,576.71 | 810,671,179.04 | 135,081,961.05 | 908,896,097.05 |
| 7 | 115,219,731.12 | 925,890,910.16 | 129,180,321.97 | 1,038,076,419.02 |
| 8 | 110,185,859.38 | 1,036,076,769.54 | 123,536,521.50 | 1,161,612,940.52 |
| 9 | 105,371,914.06 | 1,141,448,683.60 | 118,139,294.83 | 1,279,752,235.35 |
| 10 | 100,768,286.75 | 1,242,216,970.35 | 112,977,869.33 | 1,392,730,104.68 |
| 11 | 96,365,788.79 | 1,338,582,759.14 | 108,041,943.00 | 1,500,772,047.68 |
| 12 | 92,155,632.97 | 1,430,738,392.10 | 103,321,663.94 | 1,604,093,711.62 |
| 13 | 88,129,415.99 | 1,518,867,808.09 | 98,807,610.66 | 1,702,901,322.28 |
| 14 | 84,279,101.70 | 1,603,146,909.79 | 94,490,773.30 | 1,797,392,095.57 |
| 15 | 80,597,005.02 | 1,683,743,914.82 | 90,362,535.63 | 1,887,754,631.20 |
| 16 | 77,075,776.65 | 1,760,819,691.47 | 86,414,657.86 | 1,974,169,289.06 |
| 17 | 73,708,388.35 | 1,834,528,079.82 | 82,639,260.19 | 2,056,808,549.25 |
| 18 | 70,488,118.95 | 1,905,016,198.77 | 79,028,807.07 | 2,135,837,356.32 |
| 19 | 67,408,540.94 | 1,972,424,739.71 | 75,576,092.20 | 2,211,413,448.52 |
| 20 | 64,463,507.60 | 2,036,888,247.31 | 72,274,224.09 | 2,283,687,672.62 |
| 21 | 61,647,140.76 | 2,098,535,388.08 | 69,116,612.36 | 2,352,804,284.98 |
| 22 | 58,953,819.08 | 2,157,489,207.16 | 66,096,954.54 | 2,418,901,239.52 |
| 23 | 56,378,166.79 | 2,213,867,373.95 | 63,209,223.52 | 2,482,110,463.03 |
| 24 | 53,915,043.00 | 2,267,782,416.94 | 60,447,655.50 | 2,542,558,118.53 |
| 25 | 51,559,531.41 | 2,319,341,948.35 | 57,806,738.51 | 2,600,364,857.04 |

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการด้านการเงินของการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวหรือความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการทั้งในด้านต้นทุนและผลตอบแทนเพื่อใช้ประกอบการพิจารณาว่าหากมีการเปลี่ยนแปลงต้นทุนหรือผลตอบแทน หรือทั้งต้นทุนและผลตอบแทน โครงการยังจะมีความคุ้มค่าที่จะลงทุนอยู่หรือไม่ โดยพิจารณาจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายในที่เปลี่ยนแปลงไป (Abol Ardalan, 1999) การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการสร้างโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบเป็นการวิเคราะห์ความอ่อนไหวด้านต้นทุน โดยสมมติให้มีการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนแบ่งออกเป็น 3 กรณี คือ ต้นทุนค่าก่อสร้างมีการเปลี่ยนแปลง ต้นทุนค่าดูแลรักษามีการเปลี่ยนแปลง และกรณีต้นทุนค่าก่อสร้างและค่าดูแลรักษามีการเปลี่ยนแปลง โดยในการวิเคราะห์ความอ่อนไหวแต่ละกรณีจะสมมติให้มีการเปลี่ยนแปลงลดลงและเพิ่มขึ้น ร้อยละ 3 ร้อยละ 5 และร้อยละ 7 ตามลำดับ

ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวทั้ง 3 กรณี พบว่า เมื่อสมมติให้ต้นทุนมีการเปลี่ยนแปลงทั้งลดลงและเพิ่มขึ้น มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายใน ของทั้งสองโครงการนั้นยังคงคุ้มค่ากับการลงทุนและแบบระบบคงที่ยังคงให้อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุนและอัตราผลตอบแทนภายในที่สูงกว่าแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ ดังแสดงในตารางที่ 5

ตารางที่ 5 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

| รายการวิเคราะห์ | มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) | | อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C ratio) | | อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) (ร้อยละ) | |
|--|---------------------------|------------------|--|------|-----------------------------------|-------|
| | a | b | a | b | a | b |
| กรณีต้นทุนค่าก่อสร้างมีการเปลี่ยนแปลง | | | | | | |
| ลดลง ร้อยละ 3 | 1,532,740,414.04 | 1,723,284,086.46 | 5.84 | 5.78 | 33.12 | 32.72 |
| ลดลง ร้อยละ 5 | 1,545,812,614.04 | 1,738,150,686.46 | 5.98 | 5.92 | 34.07 | 33.66 |
| ลดลง ร้อยละ 7 | 1,558,884,814.04 | 1,753,017,286.46 | 6.13 | 6.07 | 35.06 | 34.64 |
| ลดลง ร้อยละ 3 | 1,493,523,814.04 | 1,678,684,286.46 | 5.44 | 5.39 | 30.51 | 30.14 |
| ลดลง ร้อยละ 5 | 1,480,451,614.04 | 1,663,817,686.46 | 5.31 | 5.26 | 29.71 | 29.35 |
| ลดลง ร้อยละ 7 | 1,467,379,414.04 | 1,648,951,086.46 | 5.20 | 5.15 | 28.95 | 28.59 |

การวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 8 เมกะวัตต์
ระหว่างการติดตั้งแบบระบบคงที่กับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย

บดินทร์ เสนาพันธ์ และคนอื่นๆ

| รายการ วิเคราะห์ ความอ่อนไหว | มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) | | อัตราส่วน ผลตอบแทนต่อ ต้นทุน (B/C ratio) | | อัตราผลตอบแทน ภายใน (IRR) (ร้อยละ) | |
|---|------------------------------|------------------|--|------|--|-------|
| | a | b | a | b | a | b |
| กรณีค่าดูแลรักษามีการเปลี่ยนแปลง | | | | | | |
| ลดลง ร้อยละ 3 | 1,515,202,615.80 | 1,703,158,213.31 | 5.64 | 5.58 | 31.81 | 31.42 |
| ลดลง ร้อยละ 5 | 1,516,582,950.31 | 1,704,607,564.55 | 5.64 | 5.59 | 31.83 | 31.44 |
| ลดลง ร้อยละ 7 | 1,517,963,284.82 | 1,706,056,915.78 | 5.64 | 5.59 | 31.85 | 31.46 |
| ลดลง ร้อยละ 3 | 1,511,061,612.28 | 1,698,810,159.61 | 5.62 | 5.57 | 31.74 | 31.36 |
| ลดลง ร้อยละ 5 | 1,509,681,277.77 | 1,697,360,808.38 | 5.62 | 5.57 | 31.72 | 31.34 |
| ลดลง ร้อยละ 7 | 1,508,300,943.26 | 1,695,911,457.15 | 5.62 | 5.56 | 31.70 | 31.32 |
| กรณีค่าก่อสร้างและค่าดูแลรักษามีการเปลี่ยนแปลง | | | | | | |
| ลดลง ร้อยละ 3 | 1,534,810,915.80 | 1,725,458,113.31 | 5.84 | 5.79 | 33.15 | 32.75 |
| ลดลง ร้อยละ 5 | 1,549,263,450.31 | 1,741,774,064.55 | 5.99 | 5.93 | 34.12 | 33.71 |
| ลดลง ร้อยละ 7 | 1,563,715,984.82 | 1,758,090,015.78 | 6.15 | 6.09 | 35.14 | 34.71 |
| ลดลง ร้อยละ 3 | 1,491,453,312.28 | 1,676,510,259.61 | 5.43 | 5.38 | 30.48 | 30.11 |
| ลดลง ร้อยละ 5 | 1,477,000,777.77 | 1,660,194,308.38 | 5.30 | 5.25 | 29.66 | 29.30 |
| ลดลง ร้อยละ 7 | 1,462,548,243.26 | 1,643,878,357.15 | 5.18 | 5.13 | 28.88 | 28.52 |

เมื่อ a คือ โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบคงที่

b คือ โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบติดตามดวงอาทิตย์



สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

งานวิจัยนี้นำเสนอผลการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบคงที่และแบบติดตามดวงอาทิตย์ จากการพิจารณาดัชนีหลักทางเศรษฐกิจ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายใน พบว่า โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบระบบคงที่จะมีความคุ้มค่าในการลงทุนกว่าโรงไฟฟ้าแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ ส่วนการวิเคราะห์ความอ่อนไหวในด้านต้นทุนที่เพิ่มขึ้นทำให้ผลตอบแทนจากโรงไฟฟ้าทั้งสองแบบลดลงแต่ยังคงมีความคุ้มค่าในการลงทุนอยู่ และทั้งกรณีต้นทุนเพิ่มและลดการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าแบบระบบคงที่ก็ยังมีความคุ้มค่าในการลงทุนมากกว่า

จากผลผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าซึ่งเป็นไปตามทฤษฎีของการผลิตไฟฟ้าที่หมุนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไปรับแสงแบบตั้งฉากกับแสงอาทิตย์ตลอดเวลา แต่เมื่อนำผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์มาเปรียบเทียบปรากฏว่าแบบระบบคงที่ให้ผลตอบแทนที่ดีกว่า แสดงว่าในการวิเคราะห์ระบบการผลิตไฟฟ้า

จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เทคโนโลยีมีประสิทธิภาพสูง จะต้องคำนึงถึงการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ร่วมด้วย แนวทางวิจัยนี้จึงสามารถเป็นแนวทางของการลงทุนในโครงการอื่นๆ ที่มีลักษณะเดียวกันได้



กิตติกรรมประกาศ

คณะผู้วิจัยขอขอบคุณ วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยแม่โจ้ และศูนย์บริการวิชาการที่ 7 กระทรวงพลังงาน จังหวัดเชียงใหม่ ที่ให้ความอนุเคราะห์สถานที่ในการทำงานวิจัย ขอขอบคุณบริษัท อีเทลไทยวิศวกรรม จำกัด โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ลพบุรี และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สระบุรี 2 ที่สนับสนุนข้อมูลสำหรับงานวิจัยในครั้งนี้



เอกสารอ้างอิง

- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน. (2561). *โครงการปรับปรุงแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์จากภาพถ่ายดาวเทียมสำหรับประเทศไทย (ปี 2560)*. สืบค้น 28 มีนาคม 2562, จาก http://www.dede.go.th/ewt_news.php?nid=47941&filename=solar_energy,
- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน. (2562). *สถานการณ์พลังงานของประเทศไทย เดือนมกราคม-ธันวาคม 2561*. สืบค้น 18 พฤษภาคม 2562, จาก http://www.dede.go.th/download/stat62/sit_2_61_dec.pdf
- กระทรวงพลังงาน. (2561). *สัดส่วนการใช้พลังงานทดแทน (Percentage of Alternative Energy Consumption)*. สืบค้น 18 พฤษภาคม 2562, จาก http://www.dede.go.th/download/state_61/1_Energy_Consumption_Jan-May_2561.pdf
- ญาณยุทธ์ พลชูสกุลวง, ศักดิ์ชาย รักการ, ปพน สีหอมชัย และอนัญญา จินดาวัฒนะ. (2557). การศึกษาความเป็นไปได้ในการสร้างโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีศึกษา: อำเภอภูตริง จังหวัดมหาสารคาม. *วารสารวิชาการ วิศวกรรมสารเกษมบัณฑิต*. 4(1), 41-57.
- ดาร์ตัน บุญมะ. (2549). *การวิเคราะห์การลงทุนในการพัฒนาและการจัดการทรัพยากรมนุษย์ในองค์กร กรณีศึกษา: องค์กร Clinical Research Organization*. วิทยาศาสตร์มหาบัณฑิต วิทยาลัยนวัตกรรมการอุดมศึกษา. กรุงเทพฯ: มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์.

- บดินทร์ เสนานนท์, กัญญาณัฐ ทองเทพ, กมล จิรเสรีอมรกุล, วันจักรี เล่นวารีย์, เสริมสุข บัวเจริญ และยิ่งรักษ์ อรรถเวชกุล. (2561). การเปรียบเทียบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 8 เมกะวัตต์ที่ติดตั้งแบบระบบคงที่และระบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย. ใน *การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 14*. ระยอง. 1,117-1,121.
- สุรกิจ ทองสุก และอรรถพล เก่าพิทักษ์กุล. (2561). การศึกษาประสิทธิภาพและความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา. *วารสารมหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ (สาขาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี)*. 10(9), 157-169.
- Abol Ardalan. (1999). *Economic and Financial Analysis for Engineering and Project Management*. Boca Raton: CRC Press.
- D.L. Talavera, Emilio Munoz-Ceron, J.P. Ferrer-Rodríguez and Pedro J. Perez-Higueras. (2019). *Assessment of cost-competitiveness and profitability of fixed and tracking photovoltaic systems: The case of five specific sites*. *Renewable Energy*. 134(2019), 902-913.
- Hyuna Kang, Taehoon Hong, Seunghoon Jung and Minhyun Lee. (2019). *Techno-economic performance analysis of the smart solar photovoltaic blinds considering the photovoltaic panel type and the solar tracking method*. *Energy & Buildings*. 193(2019), 1-14.

ประวัติผู้วิจัย

| | |
|-----------------|---|
| ชื่อ-สกุล | นายบดีนทร์ เสนานนท์ |
| เกิดเมื่อ | 20 พฤศจิกายน 2514 |
| ประวัติการศึกษา | พ.ศ. 2539 วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาไฟฟ้ากำลัง มหาวิทยาลัยภาคตะวันออกเฉียงเหนือ พ.ศ. 2547 บริหารธุรกิจมหาบัณฑิต มหาวิทยาลัยรามคำแหง พ.ศ. 2551 บริหารธุรกิจบัณฑิต สาขาบริหารงานก่อสร้าง มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช |
| ประวัติการทำงาน | พ.ศ. 2560 – ปัจจุบัน <ul style="list-style-type: none"> • ผู้อำนวยการฝ่ายธุรกิจต่างประเทศ(เมียนมา) บริษัทอิตัลไทยวิศวกรรมจำกัด <p>พ.ศ. 2555 – 2559</p> <ul style="list-style-type: none"> • ผู้อำนวยการโครงการก่อสร้าง บริษัทอิตัลไทยวิศวกรรมจำกัด • โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ WMS & WSC 2X5 MW • โรงไฟฟ้าพลังงานลมเลียบชายฝั่งปากพนัง 10 MW • โรงไฟฟ้าพลังงานเทพนา 10 MW <p>พ.ศ. 2544 – 2554</p> <ul style="list-style-type: none"> • ผู้จัดการสนามโครงการก่อสร้าง บริษัทอิตัลไทยวิศวกรรมจำกัด • โครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ลพบุรี 55 MW(AC) • โครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า 115/22 kv 2X50 MW • โครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมพระนครเหนือ 1 700 MW • โครงการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า 115/22 kv 5 สถานี <p>พ.ศ. 2540 – 2543</p> <ul style="list-style-type: none"> • วิศวกรไฟฟ้า บริษัทอิตัลไทยวิศวกรรมจำกัด |

ผลงานวิชาการ

- Bordin Senanon, Kunyanat Thongtep, Kamon

Jirasereeamornkul, Wanchak Lenwari, Sermsuk Buochareon and Yingrak Auttawaitkul. (2018). PERFORMANCE EVALUATION OF SUN TRACKING PHOTOVOLTAIC SYSTEM IN THAILAND. The 7th International Conference on Sustainable Energy and Green Architecture. Bangkok, Thailand.

- บดินทร์ เสนานนท์, กัญญานัฐ ทองเทพ, กมล จิรเสรีอมรกุล, วันจักรี เล่นวารี, เสริมสุข บัวเจริญ และ ยิ่งรัช อรรถเวชกุล. (2561). การเปรียบเทียบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 8 เมกกะวัตต์ที่ติดตั้งแบบระบบคงที่และระบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย. การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทยครั้งที่ 14. (หน้า 1,117-1,121). ระยอง, ประเทศไทย.

- บดินทร์ เสนานนท์, กัญญานัฐ ทองเทพ, กมล จิรเสรีอมรกุล, วันจักรี เล่นวารี, เสริมสุข บัวเจริญ และ ยิ่งรัช อรรถเวชกุล. (2562). การวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 8 เมกกะวัตต์ ระหว่างการติดตั้งแบบระบบคงที่กับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย.

วารสารวิชาการ มหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์, 14(2): 1-19.