

การประเมินสมรรถนะและความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ของการติดตั้ง
แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้านบนหลังคาอาคารศูนย์กีฬา
กาญจนาภิเษกรัชกาลที่ 9 มหาวิทยาลัยแม่โจ้

Performance and Economics Evaluation of Bifacial Solar Panel Installation on the Roof of Kanchanaphisek King Rama 9th Sports Center Building, Maejo University

นเรนทร์ฤทธิ์ กันทะ¹ สุลักษณา มงคล¹ และสรารุท พลวงษ์ศรี^{1*}

Narenrit Kantha¹ Sulaksana Mongkon¹ and Sarawut Polvongsri^{1*}

Received: November 26, 2022; Revised: March 27, 2023; Accepted: March 28, 2023

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาสมรรถนะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) และประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์กรณีเมื่อนำไปติดตั้งบนหลังคาของอาคารตัวอย่าง โดยแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) ที่ใช้ในการศึกษาเป็นแบบผลึกเดี่ยว ชนิด Half Cut Cell มีขนาดพิกกกำลังไฟฟ้า 430 W ต่อแผง ในการทดสอบทำการติดตั้งบนพื้นผิวคอนกรีตทาสีขาว และทำการปรับความสูงของแผงจากพื้นราบที่ระดับ 0.50 1.00 และ 1.50 m และปรับมุมในการติดตั้ง 15 18 และ 21 ° ตามลำดับ จากการศึกษาพบว่า ที่ความสูงของแผง 1.50 m และมุมเอียง 15 ° แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) ผลิตกำลังไฟฟ้าสูงสุด 424.88 W มีประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า 21.82 % และสามารถหาสมการสหสัมพันธ์ทำนายกำลังไฟฟ้าที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้จากการทดลอง เมื่อใช้สมการสหสัมพันธ์เพื่อทำนายพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ตลอดทั้งปี กรณีนำระบบไปติดตั้งบนหลังคาของอาคารศูนย์กีฬากาญจนาภิเษกรัชกาลที่ 9 มหาวิทยาลัยแม่โจ้พบว่า สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) ได้จำนวน 124 แผง และสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 130,479.36 kWh/year มีเฉลี่ยของสมรรถนะของระบบ (Performance Ratio) เท่ากับ 1.15 โดยใช้เงินลงทุนทั้งสิ้น 1,890,699.50 บาท มีระยะคืนทุน 3.95 ปี คิดเป็นมูลค่าปัจจุบันสุทธิ

¹ วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยแม่โจ้ เชียงใหม่

¹ School of Renewable Energy, Maejo University, Chiang Mai

* Corresponding Author, Tel. 08 1162 5645, E - mail: sarawut-energy@hotmail.com

(Net Present Value) เท่ากับ 1,601,144.48 บาท และมีค่าอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return) เท่ากับ 16.26 %

คำสำคัญ : แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน; ความสูงของแผง; มุมเอียง; สมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์; ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์

Abstract

The research aimed to investigate the performance and economics of using bifacial PV modules on a model building's roof. The bifacial PV modules used in the study were monocrystalline, half-cut cell type, with a power rating of 430 W per panel. The study was conducted on a white painted concrete surface, and the panel's height was adjusted to 0.50, 1.00, and 1.50 m, while the installation angle was adjusted to 15, 18, and 21°, respectively. The study found that at a panel height of 1.50 m and an installation angle of 15°, a bifacial PV module produced a maximum power of 424.88 W with a power generation efficiency of 21.82 %. Additionally, the study derived a predictive power correlation equation to forecast the electric power production throughout the year based on experimental data. The study further investigated the case of installing 124 bifacial PV panels on the roof of Zone A of Kanchanaphisek King Rama 9th Sports Center Building Center, Maejo University, using the correlation equation to predict the electricity production. The system was found to produce 130,479.36 kWh/year of electricity with an average system performance (performance ratio) of 1.15. The total investment required for the installation was 1,890,699.50 baht, and the payback period was 3.95 years, with a net present value of 1,601,144.48 baht and an internal rate of return of 16.26 %.

Keywords: Bifacial Solar Panel; Height of Solar Panel; Tilt Angle; Performance Ratio; Economics Value

บทนำ

ปัจจุบันการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับความนิยมอย่างแพร่หลาย และเทคโนโลยีการผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ได้พัฒนาขึ้นอย่างรวดเร็ว เพื่อลดข้อจำกัดต่าง ๆ ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์รุ่นเก่าทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าต่อแผงสูงมากยิ่งขึ้นในขณะที่ราคาถูกลง รวมถึงอุปกรณ์ประกอบของระบบต่าง ๆ ที่ปัจจุบันมีให้เลือกมากมายแตกต่างกันไป โดยส่วนใหญ่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้อยู่เป็นแบบรับแสงด้านหน้าเพียงด้านเดียวนำมาติดตั้งในพื้นที่แตกต่างกันไป ตั้งแต่ผลิตใช้เองในบ้านอยู่อาศัย ติดตั้งบนหลังคา รวมถึงการผลิตในพื้นที่ขนาดใหญ่ที่เรียกว่า โซลาร์ฟาร์ม (Solar Farm) หรือนำไปติดตั้งลอยบนพื้นผิวน้ำที่เรียกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบลอยน้ำ (Solar Floating) ซึ่งนอกจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่รับแสงด้านเดียวแล้วปัจจุบันได้มีการผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) ซึ่งเป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่นอกจากจะผลิตไฟฟ้าได้จากด้านหน้าแล้ว ด้านหลังของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดนี้ยังอาศัยการสะท้อนแสงของพื้นผิวเพื่อผลิตไฟฟ้าได้ โดยมีปัจจัยหลายอย่างที่มีผลต่อประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของแผง Bifacial PV เช่น ระดับความสูงของแผง มุมเอียงแผง สถานที่ติดตั้ง ค่าอัตราส่วนสะท้อน (Albedo) ซึ่งคำนวณได้จาก [1] อัตราส่วนระหว่างรังสี

ดวงอาทิตย์ที่แผ่ลงมากับรังสีสะท้อนกลับออกไป เป็นต้น โดยในต่างประเทศได้มีการศึกษาปัจจัยต่าง ๆ เช่น [2] ได้ศึกษาสมการทางคณิตศาสตร์และทดสอบในพื้นที่โล่งของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) เพื่อหาค่าพลังงานไฟฟ้า (Y_B) โดยนำไปเปรียบเทียบกับค่าพลังงานไฟฟ้าของแผง Monofacial (Y_M) ภายใต้เงื่อนไขเดียวกัน โดยค่าพลังงานที่เพิ่มขึ้น มีค่าเท่ากับ $(Y_B - Y_M)/Y_M$ โดยสมการแบบจำลองนี้จะถูกนำไปใช้เป็นตัวเลือกในการศึกษาพารามิเตอร์ต่าง ๆ ของระบบที่เกี่ยวข้องได้ ได้แก่ ค่า Albedo ที่ตั้งทางภูมิศาสตร์ ระดับความสูง มุมเอียงของแผง และค่าการฉายรังสีกระจาย ซึ่งจะถูกนำไปใช้กำหนดวิธีการติดตั้งที่เหมาะสม สำหรับขนาดที่ต้องการ จากการศึกษาพบว่า ค่า Albedo เท่ากับ 0.50 ระดับความสูง 1.50 m การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) ให้ผลผลิตทางพลังงานเท่ากับ 33.85 % ที่มุมเอียงของแผง 25° [3] ได้ศึกษาการผลิตพลังงานด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) โดยศึกษาในประเทศ Norway และ Egypt ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) 60 เซลล์ต่อแผง ติดตั้งหันไปทางทิศใต้ ระดับความสูงตั้งแต่ 0.00 0.05 1.00 1.50 และ 2.00 m ปรับมุมเอียงและใช้ค่า Albedo ที่ 0.20 0.35 และ 0.50 จากการศึกษาพบว่าความสูงที่เหมาะสมในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) ที่สามารถให้พลังงานสูงสุดคือตั้งแต่ 1.00 m ขึ้นไป สำหรับค่า Albedo ที่ให้พลังงานสูงสุดเท่ากับ 0.50 ในขณะที่มุมเอียงในการติดตั้งแผงที่เหมาะสมในภูมิประเทศ Norway คือ 54° ที่ค่า Albedo 0.20 และ 56° ที่ค่า Albedo 0.50 และในภูมิประเทศ Egypt คือ 31° ที่ค่า Albedo 0.20 และ 32° ที่ค่า Albedo 0.50 ซึ่งสามารถสรุปได้ว่า มุมเอียงของแผง ระดับความสูง และค่า Albedo มากกว่า 0.50 ที่เหมาะสมของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Bifacial สามารถให้ผลผลิตทางพลังงานมากกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Monofacial ถึง 30 % ซึ่งจากบทความจะสังเกตเห็นได้ว่า ในแต่ละประเทศจะมีลักษณะทางกายภาพแตกต่างกันไปส่งผลให้ ไม่ว่าจะเป็นมุมในการติดตั้ง ทิศทาง ก็จะต้องแตกต่างกันไปตามภูมิประเทศนั้น ๆ [4] ได้ศึกษาประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) ทดสอบที่ภาคตะวันตกของซาอุดีอาระเบีย โดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) ขนาด 245 W นำไปเปรียบเทียบกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบทั่วไป (Monofacial) ขนาด 240 W ในการทดสอบหันหน้าแผงไปทางทิศใต้ ระดับความสูงจากพื้นผิว 20 cm พื้นผิวเป็นกรวดสีเทาที่มุมเอียง 25° และ 45° จากการศึกษาพบว่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Bifacial มีค่าเพิ่มขึ้น 10 % ที่มุมเอียง 25° และ 15 % ที่มุมเอียง 45° เมื่อเทียบกับแผงโซลาร์เซลล์แบบทั่วไป (Monofacial) [5] ได้ศึกษาการเพิ่มประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) โดยใช้สมการสหสัมพันธ์ ซึ่งมีตัวแปรคือ ความสูง (E) มุมอาซิมุท (ψ) และมุมเอียง (β) ในการวิเคราะห์ จากการศึกษาแสดงให้เห็นว่า Bifacial Gain แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินทั่วโลกนั้นรับแสงได้น้อยกว่า 10 % ที่ค่า Albedo 0.25 แต่หากเพิ่มค่า Albedo เป็น 0.50 และยกระดับแผงเซลล์แสงอาทิตย์สูงขึ้น 1.00 m จากพื้นสามารถรับแสงเพิ่มขึ้นถึง 30 % และสำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) ที่ติดตั้งบนพื้นดินในแนวตั้ง การติดตั้งหันหน้าไปทางทิศตะวันออก - ตะวันตก จะมีประสิทธิภาพสูงกว่าหันหน้าไปทางทิศใต้และทิศเหนือ สำหรับมุมเอียงที่เหมาะสมของพื้นที่ต่ำกว่า Latitude 30° อยู่ที่ 15 % จากเส้น Latitude โดยค่า Albedo ที่เหมาะสม คือ 0.50 ซึ่งจะใช้เป็นแนวทางพื้นฐานสำหรับการประเมินประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) ทั่วโลก

จากงานวิจัยที่ผ่านมาพบว่า ปัจจัยในการติดตั้ง เช่น พื้นผิวสะท้อน ความสูงของแผง ค่าอัตราส่วนสะท้อน (Albedo) มุมในการติดตั้ง ที่เปลี่ยนไปตามตำแหน่งละติจูดและสถานที่ตั้งล้วนมีผลต่อสมรรถนะของแผงในการผลิตไฟฟ้า ในประเทศไทยนั้น การศึกษาปัจจัยดังกล่าวยังมีค่อนข้างน้อย ทำให้ข้อมูลที่จะนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้านมาใช้งานจริงยังมีข้อมูลไม่เพียงพอรวมทั้งข้อมูลความคุ้มค่าทางด้านการเศรษฐศาสตร์ด้วย ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงทำการศึกษาปัจจัยต่าง ๆ ที่มีผลต่อสมรรถนะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองและประเมินความคุ้มค่าทางด้านการเศรษฐศาสตร์ของการนำแผง Bifacial PV ไปติดตั้งด้านบนหลังคาของอาคารในพื้นที่ มหาวิทยาลัยแม่โจ้ จังหวัดเชียงใหม่

วิธีการดำเนินการวิจัย

งานวิจัยนี้แบ่งออกเป็น 2 ส่วน ดังนี้

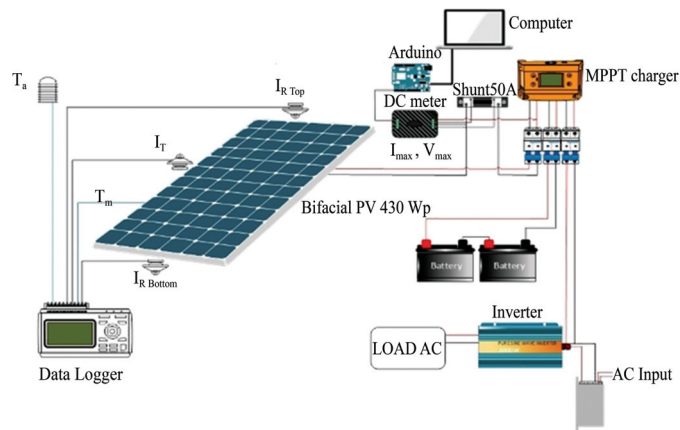
ส่วนที่ 1 เป็นการทดสอบตัวแปรที่มีผลต่อประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) และสร้างสมการเพื่อใช้ในการทำนายกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ โดยในการทดสอบใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) ชนิด Monocrystalline Silicon แบบ Haft Cut Cell ยี่ห้อ LONGi พิกัดกำลังไฟฟ้า 430 W ขนาด $2.094 \times 1.038 \times 0.035$ m น้ำหนักแผง 27.5 kg ติดตั้งบนโครงสร้างเหล็กแบบปรับระดับได้ ดังรูปที่ 1 บนพื้นผิวคอนกรีตทาสีขาว โดยความสูงของขอบแผงด้านล่างสูงจากพื้นผิว 0.50 1.00 และ 1.50 m มุมเอียงในการติดตั้งอยู่ที่ 15° 18° และ 21° ตามลำดับ โดยทำการเก็บข้อมูลในช่วงเดือนมกราคม - กุมภาพันธ์ 2565 เวลา 09.00 - 16.00 น. ณ วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยแม่โจ้ ($18^\circ 55' 30'' N$ $99^\circ 01' 28'' E$) ตำบลป่าไผ่ อำเภอสันทราย จังหวัดเชียงใหม่ โดยเริ่มต้นความสูงจากพื้นผิว 0.50 m ที่มุม 15° และเปลี่ยนเป็นมุม 18° และ 21° ทำการเปลี่ยนระดับความสูงจากพื้นผิวถึงขอบแผงด้านล่างเป็น 1.00 และ 1.50 m



(ก) การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ด้านหน้า (ข) การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ด้านหลัง
รูปที่ 1 การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV)

จากรูปที่ 2 แสดงจุดติดตั้งเพื่อเก็บค่าตัวแปรที่เก็บข้อมูล ได้แก่ ค่ารังสีอาทิตย์ อัตราการสะท้อนแสงของพื้นผิว อุณหภูมิแวดล้อม อุณหภูมิแผง ซึ่งการวัดค่ารังสีอาทิตย์ และรังสีสะท้อนของพื้นผิวใช้เครื่องมือวัดรังสีอาทิตย์รวม ยี่ห้อ Apogee จำนวน 3 ตัว ในการตรวจวัด โดยตัวที่ 1 ติดตั้งบริเวณตรงกลางด้านข้างแผง ขนานในระนาบเดียวกับองศาของแผง เพื่อตรวจวัดค่ารังสีอาทิตย์ (I_T) ตัวที่ 2 ติดด้านหลังแผงบริเวณด้านล่างกึ่งกลางแผง ($I_{R \text{ Bottom}}$) และตัวที่ 3 ติดด้านหลังแผงบริเวณด้านบนกึ่งกลางแผง ($I_{R \text{ Top}}$) เพื่อตรวจวัดค่ารังสีสะท้อนของพื้นผิว พร้อมทั้งตรวจวัดอุณหภูมิแวดล้อม (T_a) และอุณหภูมิแผง (T_m) โดยใช้สาย Thermocouple Type k ติดบริเวณด้านหลังตรงกลางแผงในส่วนที่ไม่มีเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อเก็บค่าอุณหภูมิแผง ผ่าน Data Logger ยี่ห้อ Graphtech

กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ใช้แผงวงจร Arduino รุ่น D1 ร่วมกับเซ็นเซอร์ตรวจวัดกระแสไฟฟ้าตรง รุ่น Pzem-017 RS485 ทำการตรวจวัด กระแสไฟฟ้า (I_{max}) และแรงดันไฟฟ้า (V_{max}) ส่งผ่านข้อมูลการตรวจวัดไปยังคอมพิวเตอร์ ซึ่งการใช้โหนดจะเชื่อมต่อกับระบบ MPPT Charger ยี่ห้อ SUOER ขนาด 30A และใช้ Inverter ยี่ห้อ SUOER ขนาด 1,000 W โดย Inverter เชื่อมต่อกับระบบ Switching Power Supply ที่ใช้ในการแปลงกระแสไฟฟ้า AC เป็น DC เพื่อให้สามารถใช้โหนดคงที่ได้ต่อเนื่อง กรณีที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตพลังงานไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อการใช้โหนด และมีระบบแบตเตอรี่แบบ Deep Cycle ชนิดน้ำ ขนาด 123 A 12 V ขนานกันจำนวน 2 ลูก เพื่อเก็บพลังงานไฟฟ้า ซึ่งโหนดที่ใช้งานเป็นปั๊มน้ำ AC พิกัดกำลัง 0.5 HP (370 Wp) และพัดลมตั้งพื้น 22 นิ้ว ขนาด 550 mm พิกัดกำลัง 195 W การต่ออุปกรณ์ตรวจวัดและระบบการใช้งานโหนด



รูปที่ 2 แผนผังการติดตั้งอุปกรณ์ตรวจวัดและการเชื่อมต่อบนระบบโวลต์

เมื่อทำการทดสอบแล้วจึงนำข้อมูลที่ได้มาวิเคราะห์ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) จากสมการที่ (1) และทำการสร้างสมการเพื่อใช้ในการทำนายกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้

$$\eta_{bPV} = \frac{P_{max,bPV}}{A_{bPV} I_T} \quad (1)$$

เมื่อ

$$\begin{aligned} P_{max,bPV} &= \text{กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ (W)} \\ A_{bPV} &= \text{พื้นที่รับแสง (m}^2\text{)} \\ I_T &= \text{ค่ารังสีอาทิตย์ (W/m}^2\text{)} \end{aligned}$$

ส่วนที่ 2 เป็นการใช้สมการทำนายกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากส่วนที่ 1 มาใช้ในการทำแบบจำลองกรณีนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) ไปติดตั้งบนหลังคาอาคารศูนย์กีฬาทางน้ำและกรีฑาที่ 9 โซน A มหาวิทยาลัยแม่โจ้ พื้นที่หลังคาทั้งสิ้น 534 m² โดยทาพื้นด้วยสีขาว และใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) ขนาด 430 W/panel ติดตั้งด้วยระยะห่างระหว่างแถว 2 m [6] สามารถติดตั้งได้ทั้งสิ้น 124 แผง รวมทั้งสิ้น 53,320 W (53.32 kW) ตามรูปที่ 3 และใช้สมการที่ (2) - (4) เพื่อประเมินสมรรถนะของระบบ [7] และทำการประเมินกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งปี รวมทั้งการหาความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ ระยะเวลาคืนทุน (PB) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) และผลตอบแทนภายใน (IRR) ตามสมการที่ (5) - (7)



รูปที่ 3 การจำลองการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) บนหลังคาอาคารศูนย์กีฬาทางน้ำและกรีฑาที่ 9 โซน A มหาวิทยาลัยแม่โจ้

สมรรถนะของระบบ (Performance Ratio: PR) (สมการที่ (2))

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \times 100 \quad (2)$$

เมื่อ

Y_F คือ พลังงานไฟฟ้าที่ใช้งานจริงที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ Final Yield (kWh)
 Y_R คือ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทางทฤษฎี Reference Yield (kWh)

พลังงานไฟฟ้าที่ใช้งานจริงที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Final Yield) (สมการที่ (3))

$$Y_F = \frac{E_{Ac}}{P_O} \quad (3)$$

เมื่อ

Y_F คือ พลังงานไฟฟ้าที่ใช้งานจริงที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh)
 E_{Ac} คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ถูกใช้โดยทางภาระโหลด (kWh)
 P_O คือ กำลังไฟฟ้าติดตั้งสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (W)

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในทางทฤษฎี (Reference Yield) (สมการที่ (4))

$$Y_R = \frac{H_i}{G_{STC}} \quad (4)$$

เมื่อ

Y_R คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ต่อกำลังติดตั้งในทางทฤษฎี (kWh)
 H_i คือ พลังงานจากรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นผิวแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/m²)
 G_{STC} คือ ค่าความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ที่สภาวะมาตรฐานการทดสอบเซลล์แสงอาทิตย์
STC = 1 kW/m²

และคำนวณค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ (สมการที่ (5))

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน (PB)} = \frac{\text{เงินลงทุน}}{\text{ผลตอบแทนสุทธิรายปี}} \quad (5)$$

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)

$$NPV = \sum_{n=1}^N \frac{R_n - C_n}{(1+i)^n} - TIC \quad (6)$$

โดยที่

R_n = รายรับในปีที่ n (Baht)
 C_n = รายจ่ายในปีที่ n (Baht)
TIC = ค่าลงทุนในปีปัจจุบันหรือต้นทุนเริ่มแรก (Baht)

- i = อัตราดอกเบี้ย (หรืออัตราส่วนลด) (%)
n = ปีของอายุโครงการ (y)
N = อายุของโครงการ (y)

อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return: IRR)

อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) คืออัตราผลตอบแทนการลงทุนซึ่งเป็นอัตราคิดลด (Discount Rate) ทำให้มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์เท่ากับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุน สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (7)

$$\sum_{n=1}^N \frac{R_n - C_n}{(1 + IRR)^n} - TIC = 0 \quad (7)$$

ผลการทดลอง

จากตารางที่ 1 แสดงค่ารังสีอาทิตย์ อุณหภูมิแวดล้อม และอุณหภูมิแผงที่ติดตั้งบนพื้นคอนกรีตสีขาว (Albedo = 0.53) [8] มุมเอียงติดตั้ง 15 18 และ 21° ทิศหน้าไปทางทิศใต้ที่มีความสูงแตกต่างกันคือ 0.50 1.00 และ 1.50 m ซึ่งทั้ง 3 การทดสอบทั้งค่ารังสีอาทิตย์ (I_T) อุณหภูมิแวดล้อม (T_a) และอุณหภูมิแผง (T_m) มีค่าใกล้เคียงกัน ค่ารังสีอาทิตย์มีค่าเฉลี่ยอยู่ระหว่าง 723.79 - 831.05 W/m^2 อุณหภูมิแวดล้อมมีค่าเฉลี่ยอยู่ระหว่าง 26.97 - 29.1 °C และอุณหภูมิแผงมีค่าเฉลี่ยอยู่ระหว่าง 47.00 - 50.35 °C ซึ่งจะเห็นได้ว่าเมื่อค่ารังสีอาทิตย์เพิ่มสูงขึ้น อุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะสูงขึ้นตาม และอุณหภูมิแวดล้อมก็มีผลต่ออุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ด้วยเช่นกัน

ตารางที่ 1 ค่ารังสีอาทิตย์ด้านหน้า อุณหภูมิแผง อุณหภูมิแวดล้อม

มุมเอียง	ความสูงจากพื้นผิว 0.50 m			ความสูงจากพื้นผิว 1.00 m			ความสูงจากพื้นผิว 1.50 m		
	I_T	T_a	T_m	I_T	T_a	T_m	I_T	T_a	T_m
	(W/m^2)	(°C)	(°C)	(W/m^2)	(°C)	(°C)	(W/m^2)	(°C)	(°C)
15°	723.79	29.15	48.74	767.20	28.49	48.17	761.78	29.74	47.00
18°	757.57	28.74	47.68	772.48	26.97	47.51	785.18	28.47	48.08
21°	794.40	28.97	49.08	810.61	28.20	48.79	831.05	28.42	50.35

จากตารางที่ 2 เมื่อพิจารณาค่ารังสีสะท้อน (I_R) และค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ ($P_{max,bPV}$) เมื่อความสูงเปลี่ยนแปลง พบว่าที่ความสูง 0.50 m มีค่ารังสีสะท้อนต่ำกว่าค่ารังสีอาทิตย์ด้านหน้า (I_T) โดยมุม 15° มีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 388.28 W/m^2 ค่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ย 329.16 W มุม 18° ค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 383.74 W/m^2 ค่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ย 327.10 W มุม 21° ค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 387.71 W/m^2 ค่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ย 335.20 W ความสูง 1.00 m โดยมุม 15° มีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 452.39 W/m^2 ค่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ย 354.00 W มุม 18° ค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 424.89 W/m^2 ค่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ย 350.11 W มุม 21° ค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 438.59 W/m^2 ค่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ย 354.00 W ความสูง 1.50 m โดยมุม 15° มีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 498.65 W/m^2 ค่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ย 361.29 W มุม 18° ค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 488.02 W/m^2 ค่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ย 365.19 W มุม 21° ค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 492.00 W/m^2 ค่ากำลังไฟฟ้าเฉลี่ย 376.92 W ซึ่งเมื่อพิจารณาแล้วความสูงที่เพิ่มขึ้นจะส่งผลให้ค่ารังสีสะท้อน I_R สูงขึ้นตาม และทำให้ผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้น เนื่องจากมีรังสีตกกระทบพื้นผิวคอนกรีตสีขาวได้แผง สะท้อนเข้าบริเวณด้านหลังแผงได้มากขึ้นทำให้สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้มากขึ้น แต่อย่างไรก็ตามในช่วงเวลาที่ดวงอาทิตย์ทำมุมตั้งฉากกับ

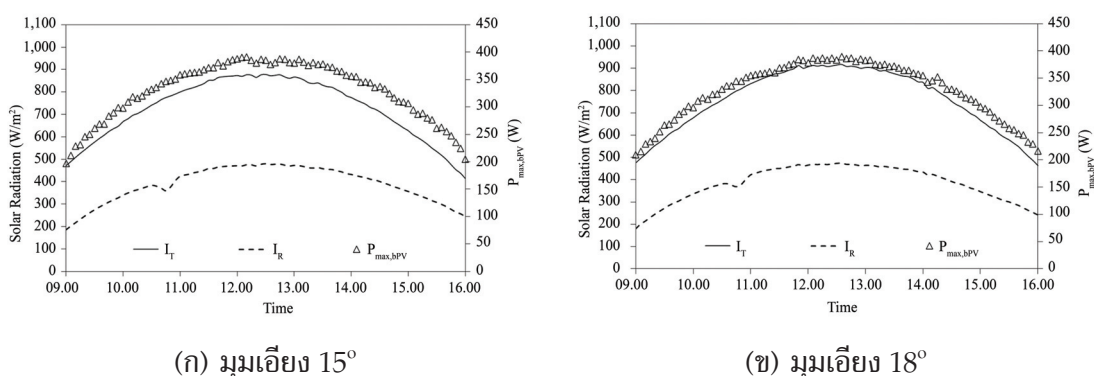
แผงเซลล์แสงอาทิตย์ จะเกิดเงาภายใต้แผงทำให้อัตราการสะท้อนแสงลดลง ซึ่งส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้าด้วย ทำให้เมื่อพิจารณาผลการทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์และที่มุม 21° มีค่ารังสีอาทิตย์ (I_T) ค่ารังสีสะท้อน (I_R) และค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ ($P_{max,bPV}$) สูง แต่เมื่อเทียบเป็นอัตราส่วนแล้วน้อยกว่ามุม 15° แสดงให้เห็นว่าที่มุม 15° สามารถสะท้อนค่ารังสีเข้าด้านหลังได้มากกว่า ซึ่งเมื่อคำนวณประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าตามสมการที่ (1) ที่มุม 15° ความสูง 1.50 m ได้ประสิทธิภาพที่ 21.40 % รองลงมาเป็นที่ความสูง 1.00 และ 0.50 m โดยมีค่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าที่ 20.85 และ 19.86 %

ตารางที่ 2 ค่ารังสีสะท้อนและกำลังไฟฟ้า

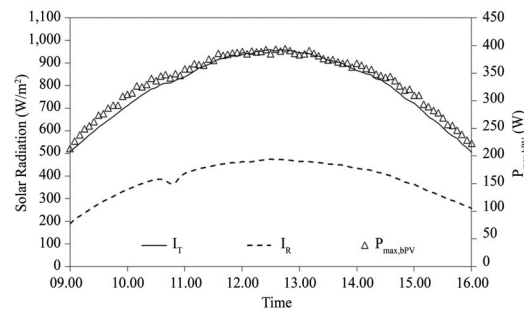
มุมเอียง	ความสูงจากพื้นผิว 0.50 m		ความสูงจากพื้นผิว 1.00 m		ความสูงจากพื้นผิว 1.50 m	
	I_R	$P_{max,bPV}$	I_R	$P_{max,bPV}$	I_R	$P_{max,bPV}$
	(W/m ²)	(W)	(W/m ²)	(W)	(W/m ²)	(W)
15°	388.28	329.16	452.39	354.00	498.65	361.29
18°	383.74	327.10	424.89	350.11	488.02	365.19
21°	387.71	335.20	438.59	354.00	492.00	376.92

จากรูปที่ 4 กราฟแสดงให้เห็นว่าที่ความสูงจากพื้นผิวถึงขอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 0.50 m ที่มุมเอียง 15° มีกำลังไฟฟ้าต่ำสุดที่ผลิตได้ 197.14 W ในช่วงเวลา 09.00 น. ที่อุณหภูมิแผง 30.20°C และกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ 391.18 W ในช่วงเวลา 12.10 น. ที่อุณหภูมิแผง 52.60°C มุมเอียง 18° มีกำลังไฟฟ้าต่ำสุดที่ผลิตได้ 209.55 W ในช่วงเวลา 09.00 น. ที่อุณหภูมิแผง 29.60°C และกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ 389.80 W ในช่วงเวลา 12.35 น. ที่อุณหภูมิแผง 51.70°C มุมเอียง 21° มีกำลังไฟฟ้าต่ำสุดที่ผลิตได้ 213.30 W ในช่วงเวลา 09.00 น. ที่อุณหภูมิแผง 30.30°C และกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ 394.57 Wp ในช่วงเวลา 12.45 น. ที่อุณหภูมิแผง 54.80°C โดยอุณหภูมิของแผง ณ กำลังไฟฟ้าสูงสุดอยู่ระหว่าง $51 - 54^\circ\text{C}$

ในช่วงเวลา 12.10 - 12.45 น. โดยจะสังเกตได้ว่าในช่วงเวลาที่ดวงอาทิตย์ยังไม่มุดตั้งฉากกับแผง จะทำให้เกิดเงาในบริเวณใกล้กับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) ประกอบกับความสูงจากพื้นที่ต่ำ (บริเวณขอบด้านล่างของแผง) ทำให้การสะท้อนแสงเข้าบริเวณด้านหลังแผงจึงทำได้น้อย

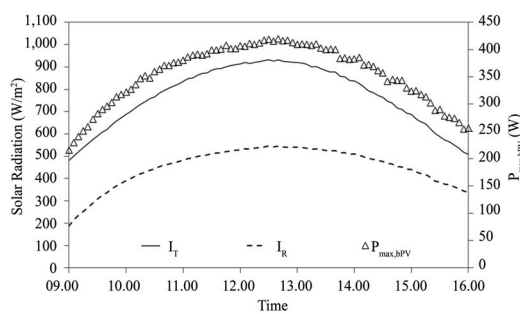


รูปที่ 4 กำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ความสูงจากพื้นผิว 0.50 m

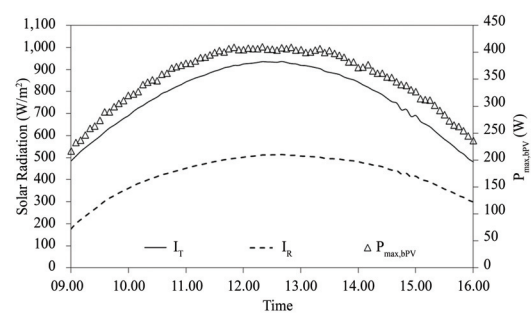


(ค) มุมเอียง 21°

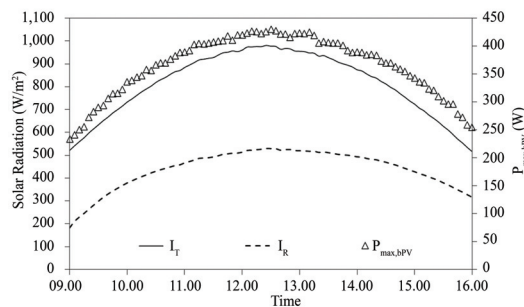
รูปที่ 4 กำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ความสูงจากพื้นผิว 0.50 m (ต่อ)



(ก) มุมเอียง 15°



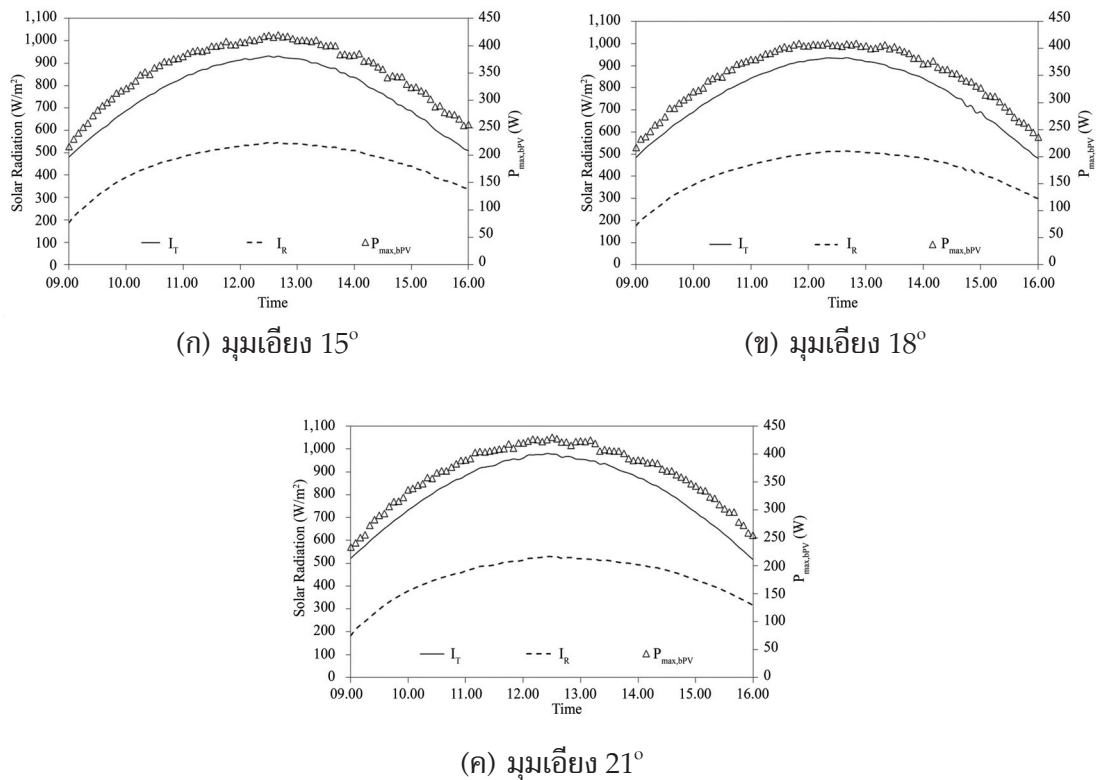
(ข) มุมเอียง 18°



(ค) มุมเอียง 21°

รูปที่ 5 กำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ความสูงจากพื้นผิว 1.00 m

จากรูปที่ 5 กราฟแสดงให้เห็นว่าที่ความสูงจากพื้นผิวถึงขอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 1.00 m ที่มุมเอียง 15° มีกำลังไฟฟ้าต่ำสุดที่ผลิตได้ 216.21 W ในช่วงเวลา 09.00 น. ที่อุณหภูมิแผง 24.60 °C และกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ 419.85 W ในช่วงเวลา 12.40 น. ที่อุณหภูมิแผง 53 °C มุมเอียง 18° มีกำลังไฟฟ้าต่ำสุดที่ผลิตได้ 216.52 W ในช่วงเวลา 09.00 น. ที่อุณหภูมิแผง 24 °C และกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ 410.32 W ในช่วงเวลา 12.20 น. ที่อุณหภูมิแผง 53.90 °C มุมเอียง 21° มีกำลังไฟฟ้าต่ำสุดที่ผลิตได้ 233.85 W ในช่วงเวลา 09.00 น. ที่อุณหภูมิแผง 26.60 °C และกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ 430.30 W ในช่วงเวลา 12.30 น. ที่อุณหภูมิแผง 52.50 °C โดยอุณหภูมิของแผง ณ กำลังไฟฟ้าสูงสุดอยู่ระหว่าง 52 - 53 °C ในช่วงเวลา 12.20 - 12.40 น. สังเกตได้ว่าเมื่อความสูงเพิ่มขึ้นเป็น 1.00 m แผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถรับแสงได้ดีขึ้นเนื่องจากความสูงเพิ่มมากขึ้นทำให้การสะท้อนของรังสีอาทิตย์เข้าสู่บริเวณด้านหลังแผงในปริมาณที่มากขึ้น

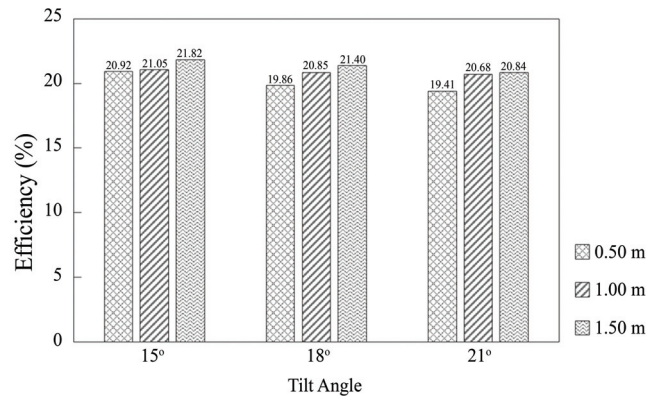


รูปที่ 6 กำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ความสูงจากพื้นผิว 1.50 m

จากรูปที่ 6 กราฟแสดงให้เห็นว่าที่ความสูงจากพื้นผิวถึงขอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 1.50 m ที่มุมเอียง 15° มีกำลังไฟฟ้าต่ำสุดที่ผลิตได้ 208.01 Wp ในช่วงเวลา 09.00 น. ที่อุณหภูมิแผง 25.70 °C และกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ 424.88 W ในช่วงเวลา 12.45 น. ที่อุณหภูมิแผง 51.70 °C มุมเอียง 18° มีกำลังไฟฟ้าต่ำสุดที่ผลิตได้ 229.96 W ในช่วงเวลา 09.00 น. ที่อุณหภูมิแผง 28.70 °C และกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ 433.19 W ในช่วงเวลา 12.15 น. ที่อุณหภูมิแผง 52.4 °C มุมเอียง 21° มีกำลังไฟฟ้าต่ำสุดที่ผลิตได้ 249.43 W ในช่วงเวลา 09.00 น. ที่อุณหภูมิแผง 27.50 °C และกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ 434.75 W ในช่วงเวลา 13.05 น. ที่อุณหภูมิแผง 56.70 °C โดยอุณหภูมิของแผง ณ กำลังไฟฟ้าสูงสุดอยู่ระหว่าง 51 - 56 °C ในช่วงเวลา 12.15 - 13.05 น. จะเห็นได้ว่าค่ากำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากความสูง 1.00 m ไม่มาก ซึ่งแสดงว่าหากเพิ่มความสูงมากเกินไป การกระจายรังสีจะมากขึ้น จึงทำให้ปริมาณรังสีที่สะท้อนเข้าบริเวณด้านหลังแผงน้อยลง

ซึ่งเมื่อพิจารณาประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) จากผลการทดลองข้างต้นและสรุปได้ตามรูปที่ 7 พบว่าความสูงและมุมที่ให้ประสิทธิภาพสูงที่สุดคือ ความสูงจากพื้นผิว 1.50 m ที่มุมเอียง 15° โดยมีค่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของแผง 21.82 %

เมื่อนำผลการทดสอบที่ได้มาเปรียบเทียบกับงานวิจัยที่เกี่ยวข้องตามตารางที่ 3 พบว่า ค่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขึ้นอยู่กับลักษณะที่ตั้งของแต่ละประเทศ latitude และภูมิอากาศซึ่งจะมีปัจจัยหลาย ๆ อย่างที่เกี่ยวข้อง เช่น อุณหภูมิแวดล้อมของแต่ละพื้นที่ มุมเอียงและความสูง ขึ้นอยู่กับพิกัดของแต่ละพื้นที่นั้น และค่า Albedo ที่เป็นอัตราส่วนการสะท้อนแสงของพื้นผิวเข้าสู่บริเวณด้านหลังแผงซึ่งยังมีค่าสูงก็จะทำให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) ผลิตกำลังไฟฟ้าได้มากขึ้น



รูปที่ 7 ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของแผง Bifacial PV ในแต่ละความสูงจากพื้นผิวและแต่ละมุมเอียง

ตารางที่ 3 การเปรียบเทียบงานวิจัยอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง

งานวิจัย	Latitude	Surface	Albedo	Tilt Angle	Height	Efficiency
งานวิจัยนี้	18°55'30"N	Concrete white paint	0.53	15°	1.50 m	21.82 %
		Concrete white paint	0.53	18°	1.50 m	21.40 %
		Concrete white paint	0.53	21°	1.50 m	20.84 %
		Concrete white paint	0.53	15°	0.50 m	20.92 %
		Concrete white paint	0.53	18°	0.50 m	19.86 %
		Concrete white paint	0.53	21°	0.50 m	19.41 %
		Concrete	0.22	18°	1.00 m	18.12 %
[2]	51°03'53"N	Soil	0.26	18°	1.00 m	18.35 %
		Grass	0.30	18°	1.00 m	18.75 %
		-	0.50	25°	1.50 m	33.85 %
[3]	Norway	-	0.50	54°	1.00 m	30 %
[4]	22°30'N	Gray gravel	0.50	31°	1.00 m	30 %
			0.20	25°	0.20 m	10 %
			0.20	45°	0.20 m	15 %

ซึ่งจากปัจจัยดังกล่าวข้างต้นที่มีผลต่อการผลิตไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) จึงนำผลการทดสอบมาพิจารณาความสัมพันธ์ของค่ารังสีอาทิตย์ อุณหภูมิแวดล้อม และอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อทำการสร้างสมการสหสัมพันธ์เพื่อทำนายค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งปี โดยพิจารณาความสัมพันธ์จากรูปที่ 8

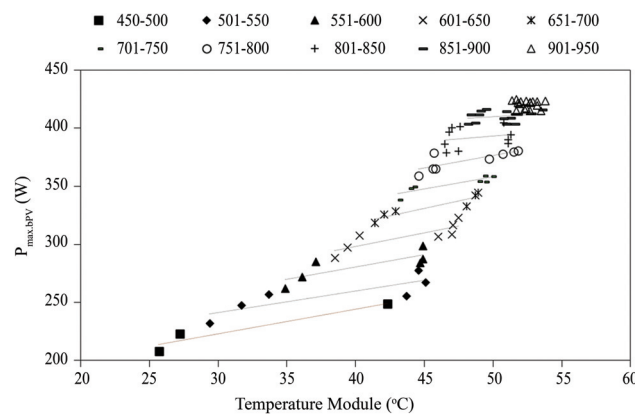
เมื่อค่ารังสีอาทิตย์เพิ่มขึ้นทำให้สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้มากขึ้น แต่เนื่องจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) อาศัยการสะท้อนของรังสีอาทิตย์จากพื้นผิวเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าจากด้านหลังของแผง ปริมาณที่สะท้อนก็มีผลทำให้การผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ต่างกัน ขึ้นอยู่กับปริมาณที่สะท้อนเข้าสู่ด้านหลังแผงและเงาที่อยูได้แผง แม้ว่าค่ารังสีอาทิตย์ที่มีค่าใกล้เคียงกันแต่อาจผลิตไฟฟ้าได้ต่างกัน อีกปัจจัยหนึ่งที่ส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้านั้นคือ อุณหภูมิแผง โดยสามารถสร้างสมการสหสัมพันธ์ทำนายกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ที่ความสูง 1.50 m มุม 15° พื้นผิวเป็นคอนกรีตทาสีขาว (Albedo = 0.53) ได้ดังสมการที่ (8) - (9)

$$P_{PV,Sim} = 1.0152 \times (I_T^{0.7781}) \times (T_a^{0.0333}) \times (T_m^{0.1559}) \quad (8)$$

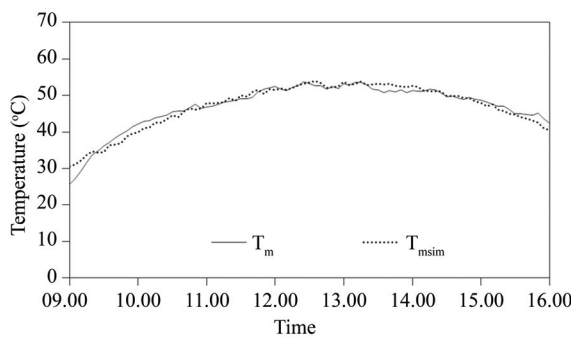
เมื่อ

$$T_{m,Sim} = 0.2122 \times (I_T^{0.5132}) \times (T_a^{0.5996}) \quad (9)$$

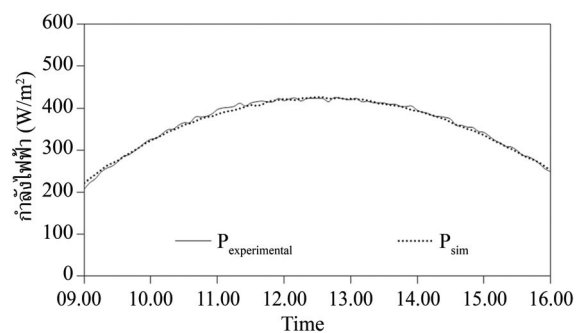
เมื่อนำสมการที่ (8) - (9) มาคำนวณเปรียบเทียบกับผลการทดลองพบว่า เป็นไปทิศทางเดียวกันและมีค่าใกล้เคียงกัน จากรูปที่ 9(ก) การทำนายอุณหภูมิแผงตามสมการที่ (9) มีความคลื่อน 2.49 % และจากรูปที่ 9(ข) ผลการทำนายกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) ตามสมการที่ (8) มีความคลาดเคลื่อน 1.12 %



รูปที่ 8 กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้กับอุณหภูมิแผงในแต่ละช่วงของค่ารังสีอาทิตย์ที่ความสูงจากพื้นผิว 1.50 m ที่มุม 15° ค่า Albedo 0.53



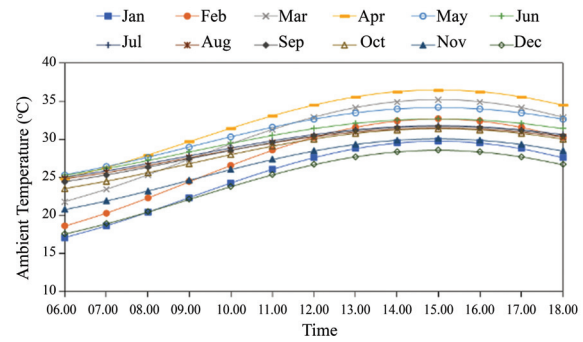
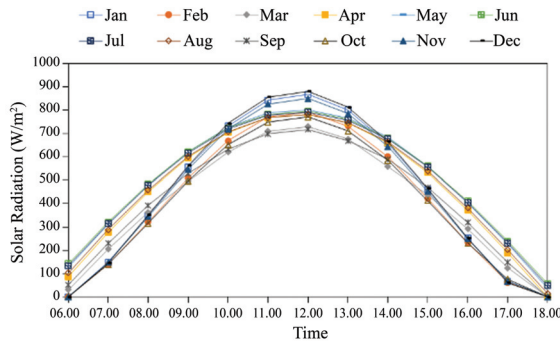
(ก) อุณหภูมิแผงจากการทดสอบ
และจากสมการทำนาย



(ข) กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการทดสอบ
และจากสมการทำนาย

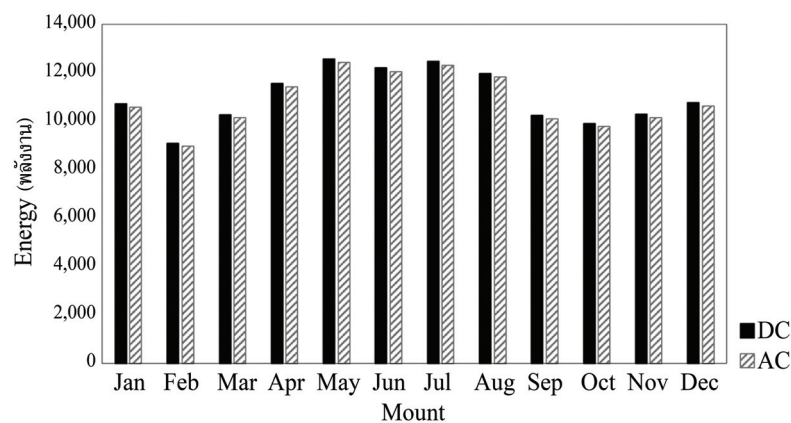
รูปที่ 9 อุณหภูมิแผงและกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากผลการทดลองเปรียบเทียบกับสมการสหสัมพันธ์ที่ความสูง 1.50 m มุมเอียง 15°

ในส่วนที่ 2 เป็นการใช้สมการทำนายกำลังไฟฟ้าจากส่วนที่ 1 มาประเมินผลผลิตที่ได้จากการจำลองทางคณิตศาสตร์ โดยติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) บนหลังคาอาคารศูนย์กีฬา กาญจนเกษรรัชกาลที่ 9 โซน A โดยใช้ข้อมูลค่ารังสีอาทิตย์ และอุณหภูมิแวดล้อมของจังหวัดเชียงใหม่ ดังรูปที่ 10



(ก) ค่ารังสีอาทิตย์ของจังหวัดเชียงใหม่ (ข) ค่าอุณหภูมิแวดล้อมของจังหวัดเชียงใหม่
รูปที่ 10 ค่ารังสีอาทิตย์ของจังหวัดเชียงใหม่ [9] และอุณหภูมิแวดล้อมของจังหวัดเชียงใหม่ [10] - [11]

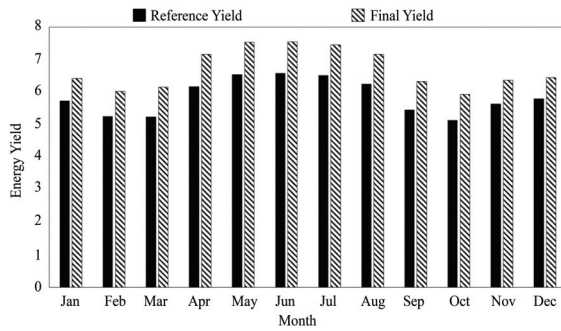
เมื่อใช้สมการสหสัมพันธ์คำนวณได้ค่ากำลังไฟฟ้าด้าน DC มีค่าเฉลี่ยรายเดือนประมาณ 11,016.49 kWh คิดเป็น 132,197.90 kWh/year และค่ากำลังไฟฟ้าด้าน AC มีค่าเฉลี่ยรายเดือนประมาณ 10,895.31 kWh คิดเป็น 130,743.80 kWh/year ที่ประสิทธิภาพ Inverter 98.8 % [12] ดังรูปที่ 11



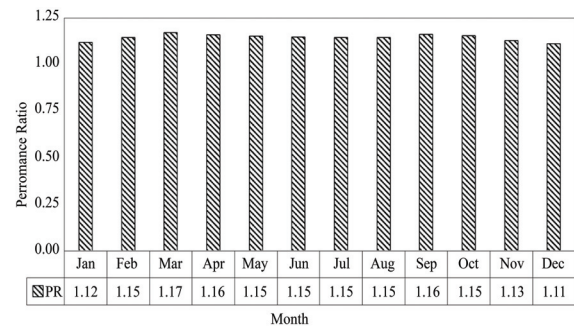
รูปที่ 11 การทำนายค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เป็นตลอดทั้งปี

จากการประเมินด้วยสมการสหสัมพันธ์พบว่า ค่า Y_R คือ พลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ต่อกำลังติดตั้งในทางทฤษฎีนั้น กำลังไฟฟ้าติดตั้งของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) ที่ระบุตาม nameplate ไม่ได้รวมกำลังไฟฟ้าที่ได้จากด้านหลังของแผงทำให้ค่า Y_R มีค่าต่ำกว่า Y_F ดังรูปที่ 12(ก) ซึ่งทำให้ค่าสมรรถนะของระบบมีค่าอยู่ระหว่าง 1.11 - 1.17 คิดเป็นค่าเฉลี่ยรายปี 1.15 ดังรูปที่ 12(ข)

จากการประเมินเบื้องต้นจะใช้เงินลงทุนทั้งสิ้น 1,890,699.50 บาท และสามารถคิดผลประโยชน์จากการผลิตพลังงานไฟฟ้า 477,554.45 บาท/ปี ทำให้มีระยะเวลาคืนทุนอยู่ที่ 3.95 ปี มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) 1,601,144.48 บาท และอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR) อยู่ที่ 16.26 % ดังตารางที่ 4



(ก) Energy Yield



(ข) Performance Ratio

รูปที่ 12 Energy Yield (Reference Yield (Y_R), Final Yield (Y_F)) และสมรรถนะของระบบ Performance Ratio (PR)

ตารางที่ 4 รายละเอียดการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน

รายละเอียด		หน่วย	ราคา
พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	130,479.36	kWh/year	
ค่าไฟฟ้าต่อหน่วย	3.66	Baht/kWh	
ค่าไฟฟ้าที่ประหยัด	477,554.45	Baht/kWh	
เงินลงทุน รวม	1,890,699.50	Baht	
งานโครงสร้างรับแผงโซลาร์เซลล์	56,935	Baht	
งานติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์	1,792,112.50	Baht	
- Bifacial PV	124	แผง	494,760
- Inverter 36 kW 3 phase	2	เครื่อง	354,200
- งานเดินสายไฟฟ้าและระบบ ไฟฟ้า	1	งาน	943,152.50
การทาสีพื้นผิว	1	งาน	41,652 [13]
ระยะคืนทุน	3.95	year	
NPV	1,601,144.48	Baht	
IRR	16.26	%	

หมายเหตุ ดอกเบี้ย = 6.22% [14], อายุโครงการ = 20 ปี, ค่าไฟฟ้า = 3.66 Baht/kWh [15]

สรุปผลการศึกษา

จากผลการทดสอบติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบรับแสงสองด้าน (Bifacial PV) ที่ความสูง 0.50 1.00 และ 1.50 m มุมติดตั้งที่ 15 18 และ 21° บนพื้นผิวคอนกรีตสีขาว (Albedo = 0.53) โดยการทดสอบภายใต้สภาพแวดล้อมที่ใกล้เคียงกันพบว่า ที่ความสูง 0.50 m ค่าประสิทธิภาพ 20.92 % ที่มุมเอียง 15° ที่ความสูง 1.00 m ค่าประสิทธิภาพ 21.24 % ที่มุมเอียง 15° ที่ความสูง 1.50 m ค่าประสิทธิภาพ 21.82 % ที่มุมเอียง 15° ทั้งนี้จึงใช้ข้อมูลมุมเอียง 15° และความสูงจากพื้นผิวที่ 1.50 m นำมาสร้างสมการสหสัมพันธ์ทำนายค่าพลังงานไฟฟ้า โดยค่าพลังงานไฟฟ้าคำนวณได้จาก $P_{PV,Sim} = 1.0152 \times (I_T^{0.7781}) \times (T_a^{0.0333}) \times (T_m^{0.1559})$ และ อุณหภูมิแผงคำนวณได้จาก $T_{m,Sim} = 0.2122 \times (I_T^{0.5132}) \times (T_a^{0.5996})$ เพื่อนำไปใช้ในการทำนายค่าพลังงานรายปีต่อไป

เมื่อได้สมการข้างต้นสามารถทำนายค่าพลังงานไฟฟ้าด้าน DC ที่มีค่าเฉลี่ยรายเดือนประมาณ 11,016.49 kWh คิดเป็น 132,197.90 kWh/year และค่ากำลังไฟฟ้าด้าน AC มีค่าเฉลี่ยรายเดือนประมาณ 10,873.28 kWh คิดเป็น 130,479.36 kWh/year ที่ประสิทธิภาพ Inverter 98.8 % โดยใช้เงินลงทุนทั้งสิ้น 1,890,699.50 Baht และสามารถคิดผลประโยชน์จากการผลิตพลังงานไฟฟ้า 477,554.45 Baht/year โดยคิดค่าไฟฟ้าที่ 3.66 Baht/kWh ทำให้มีระยะเวลาคืนทุนอยู่ที่ 3.95 year มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) 1,601,144.48 Baht และอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR) อยู่ที่ 16.26 %

กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณ ทุนสนับสนุนโครงการผลิตและพัฒนาศักยภาพบัณฑิตทางด้านพลังงานทดแทนในกลุ่มประเทศอาเซียน สำหรับนักศึกษาในระดับบัณฑิตศึกษา วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยแม่โจ้ ประจำปีการศึกษา 2562 รวมถึงขอขอบคุณหน่วยวิจัยด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อมอัจฉริยะที่สนับสนุนเครื่องมือ อุปกรณ์ สถานที่ สำหรับการทําวิจัย และขอขอบคุณสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ที่ให้การสนับสนุนทุนการศึกษาต่อระดับปริญญาโทในครั้งนี้

References

- [1] Nopakun, D. (1993). **Climatology**. Chulalongkorn University Bangkok. (in Thai)
- [2] Shoukry, I., Libal, J., Kopecek, R., Wefringhaus, E., and Jürgen, W. (2016). Modelling of Bifacial Gain for Stand-Alone and In-Field Installed Bifacial PV Modules. **Energy Procedia**. Vol. 92, pp. 600-608. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.07.025
- [3] Yusufoglu, U. A., Lee, T. H., Pletzer, T. M., Halm, A., Koduvelikulathu, L. J., Comparotto, C., Kopecek, R., and Heinrich, K. (2014). Simulation of Energy Production by Bifacial Modules with Revision of Ground Reflection. **Energy Procedia**. Vol. 55, pp. 389-395. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.08.111
- [4] Katsaounis, Th., Kotsovos, K., Gereige, I., Basaheeh, A., Abdullah, M., Khayat, A., Alhabshi, E., Al-Saggaf, A., and Tzavaras, A. E. (2019). Performance Assessment of Bifacial c-Si PV Modules Through Device Simulations and Outdoor Measurements. **Renewable Energy**. Vol. 143, pp. 1285-1298. DOI: 10.1016/j.renene.2019.05.057
- [5] Sun, X., Mohammad, K., Deline, C., and Mohammad, A. (2018). Optimization and Performance of Bifacial Solar Modules: A Global Perspective. **Applied Energy**. Vol. 212, pp. 1601-1610. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.12.041
- [6] LG Electronics Inc. (2017). Bifacial Design Guide. **Brochure**. Seoul. Korea: Author
- [7] Wetchaka, K. (2017). **Performance Analysis of 50 kWp Floating PV System**. M.Eng. Electrical Engineering. Faculty of Engineering. Rajamangala University of Technology Thanyaburi. (in Thai)
- [8] Kanta, N., Polvongsri, S., Intaniwet, A., and Mongkon, S. (2021). The Effect of Reflective Surface on Bifacial Photovoltaic Efficiency. In **14th Thailand Renewable Energy for Community Conference (TREC-14)**. Chiangmai: Maejo University. pp. 518-524 (in Thai)
- [9] Chaiyat, N. (2019). **Thermal Renewable Energy Technology**. Renewable Energy School. Maejo University Chiangmai (in Thai)

- [10] Chaichana, C., Kiatsiriroat, T., and Nuntaphan, A. (2010). Comparison of Conventional Flat-Plate Solar Collector and Solar Boosted Heat Pump Using Unglazed Collector for Hot Water Production in Small Slaughterhouse. **Heat Transfer Engineering**. Vol. 31, Issue 5, pp. 419-429. DOI: 10.1080/01457630903375475
- [11] Thai Meteorological Department. (2022). **Climate**. Access (31 March 2022). Available. (https://www.tmd.go.th/province_weather_stat.php?StationNumber=48327)
- [12] HUAWEI. (2019). **SUN2000-36KTL-M3**. Access (23 September 2022). Available (<https://www.solar.huaweic.com>)
- [13] Design and Construction, Office of the Basic Education Commission. Ministry of Education. (2022). **2 Architecture, 2.10 Painting**. Construction Materials and Labor Cost for the year 2022. pp. 47-49 (in Thai)
- [14] Krungthai Bank. (2021). **Loan Interest Rates**. Access (30 September 2022). Available (<https://krungthai.com/th/rates/viewdetail/4>)
- [15] Mae Jo University's Average Electricity Cost 115 kV. (2020). **Annual Report (2020)**. Chiangmai: Maejo University (in Thai)