



# การประเมินสมรรถนะและความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ของระบบติดตามดวงอาทิตย์สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้าน

## Evaluation of the Performance and Economics of Solar Tracking System for Bifacial Solar Panel

จिरายู แบ่งทิต<sup>1</sup> และสราวุธ พลวงษ์ศรี<sup>2</sup> \*

<sup>1</sup> วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยแม่โจ้

<sup>2</sup> หน่วยวิจัยด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อมอัจฉริยะ วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยแม่โจ้ เชียงใหม่

63 หมู่ 4 ตำบลหนองหาร อำเภอสันทราย จังหวัดเชียงใหม่ 50290

Jirayu Baengthit<sup>1</sup> and Sarawut Polvongsri<sup>2</sup> \*

<sup>1</sup> School of Renewable Energy, Maejo University, Chiang Mai

<sup>2</sup> Smart Energy and Environmental Research Unit, School of Renewable Energy, Maejo University, Chiang Mai

63 No. 4, Nong Han, San Sai, Chiang Mai, Thailand, 50290

\*Corresponding Author E-mail Address: sarawut-energy@hotmail.com เบอร์มือถือ 09-0330-2479

Received: 3 October 2023, Revised: 30 April 2024, Accepted: 30 April 2024

### บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้ได้ทำการประเมินสมรรถนะและความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ของระบบติดตามดวงอาทิตย์สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้าน โดยใช้แผงขนาด 430 Wp ทำการออกแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์โดยใช้การทำงานแบบวนซ้ำ เพื่อให้มอเตอร์หมุนปรับมุมเอียงของแผงตามเงื่อนไข ทำการทดสอบสมรรถนะของระบบติดตามดวงอาทิตย์สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้าน และสร้างสมการเพื่อใช้ในการทำนายกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ จากการศึกษาพบว่าระบบติดตามดวงอาทิตย์ที่ออกแบบและติดตั้งใช้งานมีความผิดพลาด 2.31% โดยแผงที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด 364.20 W ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า 13.01% สูงกว่าแผงที่ไม่ได้ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ที่ผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด 360.42 W ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า 12.05% และเมื่อนำสมการทำนายกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ไปทำนายกรณีติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้านทั้ง 2 ระบบ ขนาด 1 MW พบว่าระบบติดตามดวงอาทิตย์จะสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้า 1,758.78 เมกะวัตต์ชั่วโมงต่อปี สูงกว่ากรณีไม่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ที่ผลิตพลังงานไฟฟ้า 1,579.41 เมกะวัตต์ชั่วโมงต่อปี เมื่อพิจารณาความคุ้มค่าด้านเศรษฐศาสตร์พบว่าระบบติดตามดวงอาทิตย์มีระยะเวลาคืนทุน 7.01 ปี นานกว่าระบบที่ไม่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ที่มีระยะเวลาคืนทุน 6.38 ปี ในขณะที่มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ 11,910,512.54 บาท และ 14,692,713.81 บาท ค่าอัตราผลตอบแทนภายใน 10.80% และ 12.80% ตามลำดับ

**คำสำคัญ** แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้าน ระบบติดตามดวงอาทิตย์ สมรรถนะ ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์

### Abstract

This research assessed the performance and economic viability of a bifacial solar tracking system for a 430 Wp solar panel. The system was designed and tested using an iterative process to adjust the panel tilt angle based on specified conditions. The performance evaluation of the solar tracking system for the bifacial solar panel



revealed a 2.31% error in the designed and installed systems. The tracked system achieved a maximum power output of 364.20 W with a power generation efficiency of 13.01%, compared to the non-tracked system that produced a maximum power of 360.42 W with an efficiency of 12.05%. The capacity of electric generation from the 1 MW two-side solar cell system was determined the established equations. From the result, the solar tracking system produced 1,758.78 MWh/year, higher than the without-tracking system with 1,579.41 MWh/year. In terms of economic viability, the solar tracking system provided a payback period of 7.01 years, longer than the without-tracking system with a payback period of 6.38 years. The net present values were 11,910,512.54 Baht and 14,692,713.81 Baht for the tracking and without-tracking systems, respectively, with internal rates of return of 10.80% and 12.80%, respectively.

**Keywords:** Bifacial Solar Panel, Solar Tracking System, Performance, Economic

### 1. บทนำ

ปัจจุบันเทคโนโลยีการผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic, PV) มีการพัฒนาและก้าวหน้ามาก ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ถูกลงอย่างต่อเนื่อง ในอดีตและปัจจุบันยังนิยมผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบด้านเดียว (Mono-facial, mPV) ที่มีประสิทธิภาพ 10% – 20% ใช้หลักการรับแสงอาทิตย์โดยตรงด้านเดียว แต่ปัจจุบันได้พัฒนาเทคโนโลยีการผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้มีประสิทธิภาพ โดยการใช้เทคโนโลยี Passivated Emitter Rear Contact (PERC) ถูกนำมาผลิตโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้าน (Bifacial, bPV) ที่มีประสิทธิภาพ 18% – 21% ใช้หลักการรับแสงโดยตรงและการสะท้อนกลับ [1] มีการศึกษาแนวโน้มการใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้านได้จำลองการผลิตพลังงานต่อปี (AEY) พบว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้านผลิตพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 30% เปรียบเทียบกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ด้านเดียวที่หันหน้าไปทางทิศใต้ [2] แต่ปัจจัยบางอย่างส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้าน เช่น อัตราการสะท้อนแสงของพื้นผิว (Albedo) ความสูงพื้นผิว และมุมเอียง มหาวิทยาลัยเพอร์ดู (อเมริกา) มีการศึกษาปัจจัยที่มีผลต่อประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ณ เส้นละติจูด 30°N (เมืองโคโร ประเทศอียิปต์และเมืองเซียงไฮ้ ประเทศจีน) โดยใช้ข้อมูลจาก NASA โดยเฉลี่ย 22 ปี พบว่าอัลเบโด 0.5 ระดับความสูง 1 เมตร และมุมเอียง 15° มีประสิทธิภาพมากที่สุด [3] ต่อมามีการศึกษา

ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ด้านเดียวเทียบกับสองด้าน ณ ที่ตั้งเมืองโทโจว โดยใช้โปรแกรม MATLAB พบว่ามุมติดตั้งของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้านแนะนำติดตั้งระยะห่างระหว่างแผงที่ 0.7 เมตร เพื่อลดการเกิดเงาบริเวณใต้แผง เนื่องจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้านสามารถรับแสงได้ทั้งด้านหน้าและด้านหลัง การติดตั้งที่ชิดเหมือนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ด้านเดียวจะเกิดเงาบริเวณใต้แผงปริมาณมาก [4] ยังมีการประเมินสมรรถนะและความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้านบนหลังคาอาคาร ศูนย์กีฬาภาณุจนาภิเษกัษการที่ 9 มหาวิทยาลัยแม่โจ้ โดยทำการทดสอบที่พื้นผิวคอนกรีตสีขาว ความสูงของแผงจากพื้นระดับ 0.5 เมตร 1 เมตร และ 1.5 เมตร และปรับมุม 15° 18° และ 21° พบว่าความสูงแผง 1.5 เมตร และมุมเอียง 15° แผงสามารถผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด มีประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า 21.82% และสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 130,476.36 เมกะวัตต์ชั่วโมงต่อปี มีค่าเฉลี่ยของสมรรถนะของระบบ 1.15 ระยะเวลาคืนทุน 3.95 ปี มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) 1,601,144.48 บาท และอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR) อยู่ที่ 16.26% [5]

ส่วนระบบติดตามดวงอาทิตย์ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้านมีการศึกษาถึงผลที่มีต่อประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า พบว่าในกรณีแบบมุมติดตั้งคงที่ แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้านสามารถผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นประมาณ 10% [6] และพบว่าในกรณีที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้านมี



ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นประมาณ 15% เนื่องจากการติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ทำให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ตั้งฉากกับดวงอาทิตย์เกือบตลอดเวลา ทำให้ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้านสูงกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบด้านเดียว [7] ยังมีการศึกษาประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งระบบติดตามแสงอาทิตย์สองแกนเปรียบเทียบกับไม่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ พบว่าประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น 40.92% ขณะที่ติดตั้งระบบติดตามสองแกนเปรียบเทียบกับแกนเดียวเพิ่มขึ้น 4.07% โดยระบบติดตามแสงอาทิตย์แบบแกนเดียวยังมีความคุ้มค่าด้านการบำรุงรักษาและประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้ามากกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับแบบคงที่และแบบสองแกน [8],[9] และมีการศึกษาประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้านที่ติดตั้งและไม่ติดตั้งระบบติดตามแสงอาทิตย์ โดยทำการทดสอบภายใต้สภาวะเดียวกันคอนกรีตสีขาว ความสูงจากระดับพื้นผิว 1 เมตร และมุมเอียงทิศได้ 18° พบว่ากำลังไฟฟ้าของแผงที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์เพิ่มขึ้น 22.22% พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 19.09% และประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น 11.89% [10]

ในประเทศไทยมีการศึกษาและการใช้ระบบติดตามดวงอาทิตย์สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้านยังมีน้อยสาเหตุเกิดจากข้อมูลด้านสมรรถนะและความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ยังมีน้อย ทำให้ยังไม่เกิดความเชื่อมั่นในการใช้งานและการลงทุน ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงต้องการพัฒนาระบบติดตามดวงอาทิตย์และความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้าน โดยใช้การทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้านที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ ทำการประเมินสมรรถนะและความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์

## 2. ทฤษฎีและวิธีการดำเนินการวิจัย

ในงานวิจัยนี้แบ่งออกเป็น 3 ส่วน ได้แก่

2.1 การออกแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้าน โดยมีเงื่อนไขการทำงานของระบบติดตามดวงอาทิตย์ ปรับมุมเพื่อให้ได้

ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์รวมสูงที่สุดในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในการคำนวณมุมตั้งแสดงในสมการที่ (1) และ (2) โดยสมการที่ (2) จะหาได้จากการค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ด้านหน้าและด้านหลังจากสมการที่ (3) และ (4) ตามลำดับ [11] และทำการคำนวณค่าความผิดพลาดระหว่างการจำลองและทดลองโดยใช้สมการที่ (5)

$$\omega = 15(12 - ST) \quad (1)$$

$$I_T = I_F + I_R \quad (2)$$

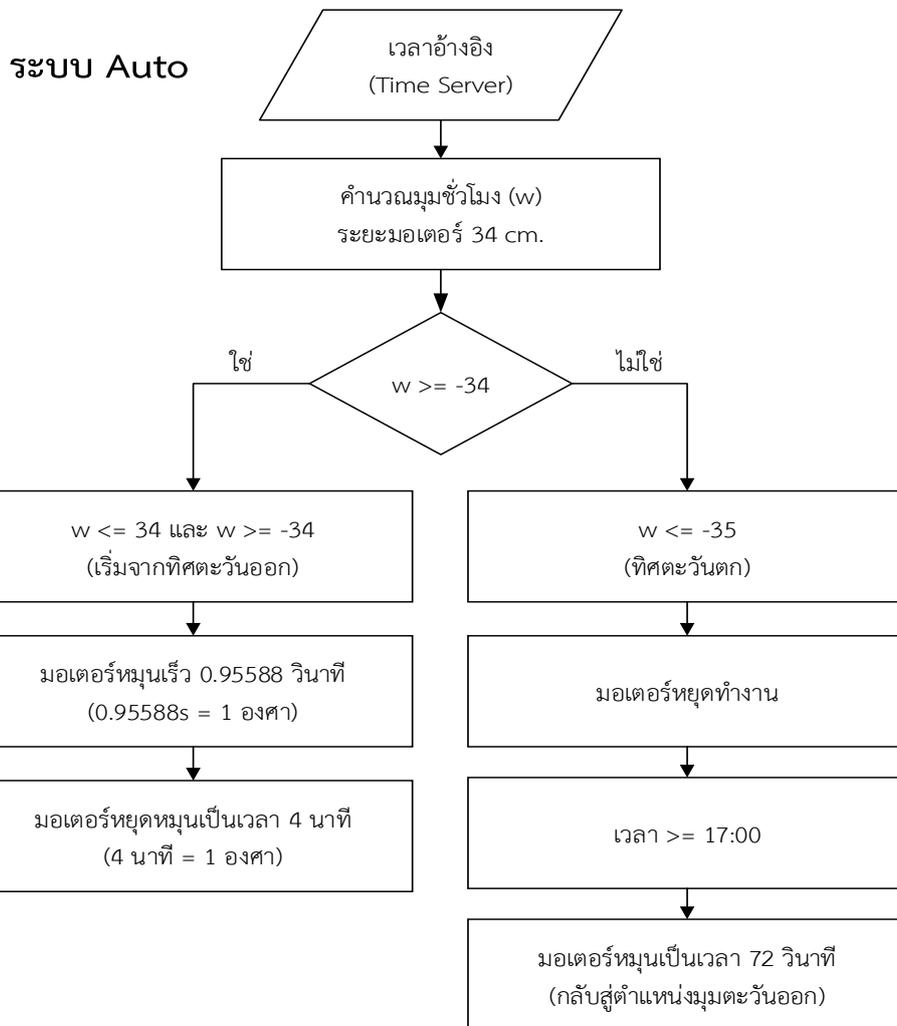
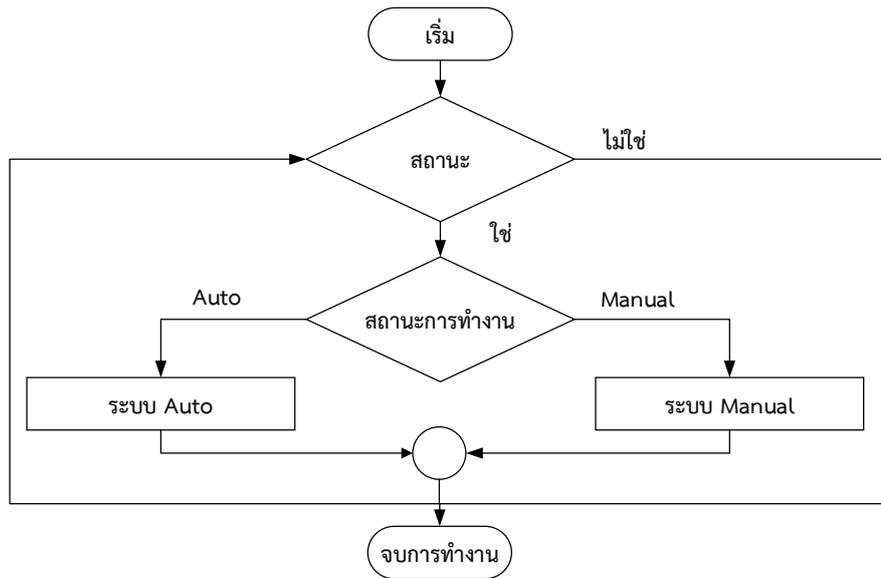
$$I_F = I_b R_{b,F} + I_d \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho I_b + I_d \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (3)$$

$$I_R = I_b R_{b,R} + I_d \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) + \rho f(h) (I_b + I_d) \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (4)$$

$$\text{Error} = \left| \frac{X_{\text{mea}} - X_t}{X_t} \right| \times 100 \quad (5)$$

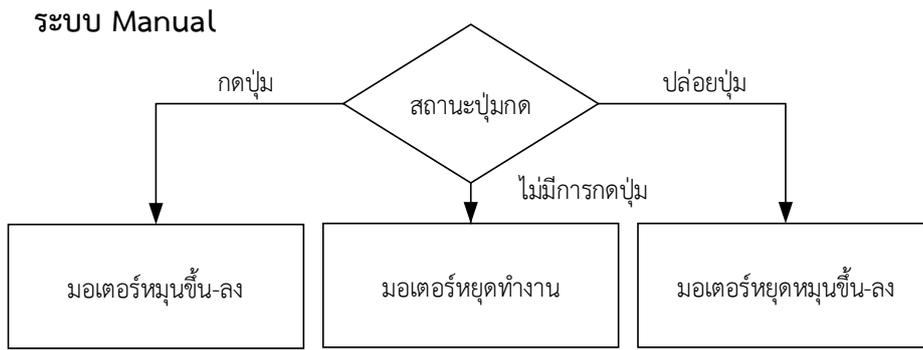
เมื่อ  $\omega$  คือ มุมชั่วโมงของดวงอาทิตย์ ( $^\circ$ ) [9]  $ST$  คือ เวลาดวงอาทิตย์ (hr)  $I_T$   $I_F$   $I_R$   $I_b$  และ  $I_d$  คือ ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์รวม ด้านหน้า ด้านหลัง ค่ารังสีตรงรายชั่วโมงในแนวระดับ และค่ารังสีกระจายในแนวระดับ ( $W/m^2$ ) ตามลำดับ  $R_{b,F}$  และ  $R_{b,B}$  คือ อัตราส่วนการฉายรังสีรายชั่วโมงบนพื้นผิวเอียงกับพื้นผิวระนาบด้านหน้า ด้านหลัง ตามลำดับ  $\beta$  คือ มุมเอียงทำมุมกับแนวระดับ  $\rho$  คือ ตัวประกอบการสะท้อนของรังสีอาทิตย์  $f(h)$  คือ ฟังก์ชันการกระจายระดับความสูง [12]  $X_{\text{mea}}$  คือ ค่าจริง และ  $X_t$  คือ ค่าที่ได้จากการวัด [13]

ระบบติดตามดวงอาทิตย์ที่ศึกษาได้ออกแบบโดยใช้การทำงานแบบวนซ้ำหรือแบบจำลองวงจรแบบปิด (Closed Loop) โดยมีหลักการทำงานตัวไมโครคอนโทรลเลอร์ (ESP32) เชื่อมต่อกับฐานข้อมูลเพื่อนำข้อมูลที่ได้มาคำนวณและเปรียบเทียบสมการตำแหน่งดวงอาทิตย์ สั่งงานมอเตอร์ให้มอเตอร์ (Linear Motor) หมุนตามเงื่อนไข ดังแสดงในรูปที่ 1



ก. ขั้นตอนการทำงานในส่วนระบบอัตโนมัติ

รูปที่ 1 ขั้นตอนการทำงานของระบบติดตามดวงอาทิตย์

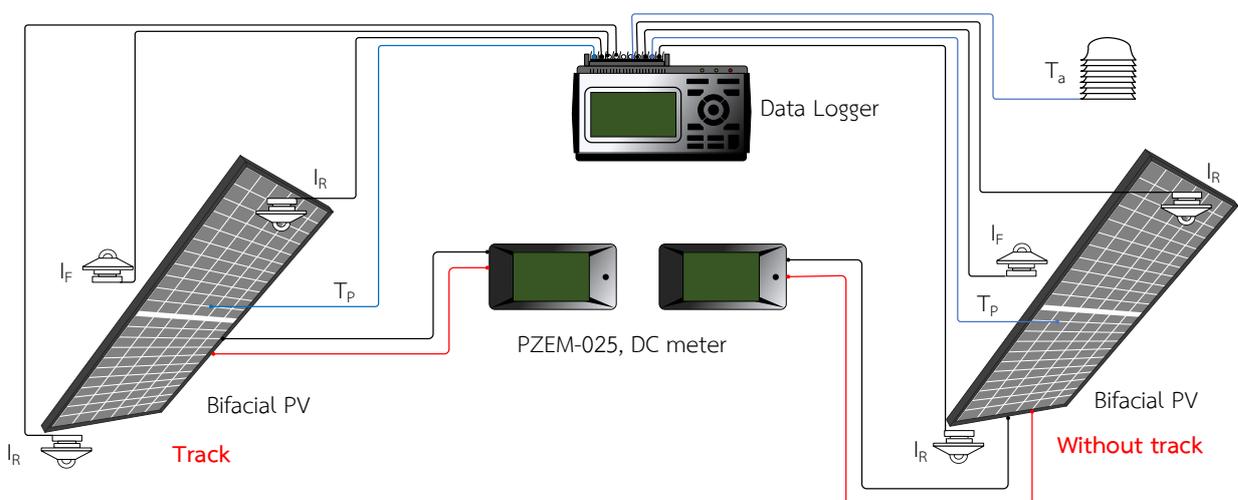


ข. ขั้นตอนการทำงานในส่วนระบบควบคุมตามผู้ใช้งาน

รูปที่ 1 ขั้นตอนการทำงานของระบบติดตามดวงอาทิตย์ (ต่อ)

2.2 เป็นการทดสอบสมรรถนะของระบบติดตามดวงอาทิตย์ โดยเมื่อออกแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์เรียบร้อยแล้ว จะทำการติดตั้งระบบเข้ากับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้านขนาด 430 Wp จำนวน 1 แผง ดังรูปที่ 2 (Track) และทำการทดลองเปรียบเทียบกับแผงที่ไม่ติดตั้งระบบติดตามแสงอาทิตย์ (Fixed-Tilt) ดังรูปที่ 2 (Without Track) โดยทั้งสองแผงจะติดตั้งบนพื้นคอนกรีตทาสีขาว (Albedo 0.8) ด้านล่างแผงสูงจากพื้น 1 เมตร แผงเอียงหันหน้าไปทางทิศใต้เอียงทำมุม 18° ในการทดสอบทำการวัดค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ในแต่ละแผง 3 จุด ได้แก่ ด้านบนแผงเอียงตามแนวเอียงของแผง ( $I_F$ ) ด้านล่างแผงตรงบริเวณส่วนล่างแผง ( $I_R$ ) และด้านล่างแผงตรงบริเวณส่วนบนแผง ( $I_B$ ) ด้วยเครื่องวัดค่า

ความเข้มรังสีอาทิตย์ (Pyranometer SP-110-SS, ความคลาดเคลื่อน  $\pm 1\%$ ) วัดอุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ( $T_p$ ) และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม ( $T_a$ ) โดยใช้สายเทอร์โมคัปเปิลชนิด K (Thermocouple Type K, ความคลาดเคลื่อน  $\pm 2^\circ\text{C}$ ) ต่อเข้ากับเครื่องบันทึกข้อมูล โดยทั้งค่าความเข้มรังสีอาทิตย์และอุณหภูมิต่อเข้ากับเครื่องบันทึกข้อมูล (GRAPHTEC midi LOGGER GL240) วัดกำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยใช้เครื่องวัดกำลังไฟฟ้า Peacefair PZEM-025 (ความคลาดเคลื่อน  $\pm 1\%$ ) รายละเอียดแสดงในรูปที่ 2 การคำนวณประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้าน [14] คำนวณได้จากสมการต่อไปนี้



รูปที่ 2 แผนผังจุดการตรวจวัดระบบติดตามดวงอาทิตย์



$$\eta_{PV} = \frac{(I_{max} \times V_{max})}{(I_F + I_R) \times A} \times 100 \quad (6)$$

เมื่อ  $\eta_{PV}$  คือ ประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์, %

$V_{max}$  คือ แรงดันไฟฟ้าสูงสุด, V

$I_{max}$  คือ กระแสไฟฟ้าสูงสุด, A

$I_F$  คือ ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ด้านหน้า,  $W/m^2$

$I_R$  คือ ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ด้านหลัง,  $W/m^2$

A คือ พื้นที่รับแสงของเซลล์แสงอาทิตย์,  $m^2$

2.3 การประเมินสมรรถนะของระบบใช้ข้อมูลสมรรถนะของการผลิตไฟฟ้าจากหัวข้อที่ 2.1 และ 2.2 มาใช้ในการประเมินพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้กรณีศึกษาการจำลองการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้านพร้อมระบบติดตามดวงอาทิตย์ขนาดกำลังผลิต 1 MW ในพื้นที่จังหวัดเชียงใหม่ และประเมินความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ตามสมการที่ (7) (8) และ (9)

การวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period, PB) เป็นการพิจารณามูลค่าการลงทุนเบื้องต้นทั้งหมดเปรียบเทียบกับมูลค่าผลตอบแทนที่ได้จากการลงทุนต่อปี [15] สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (7)

$$PB = \frac{Inv}{B} \quad (7)$$

เมื่อมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV) และอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return, IRR) [16] สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (8) และสมการที่ (9) ตามลำดับ

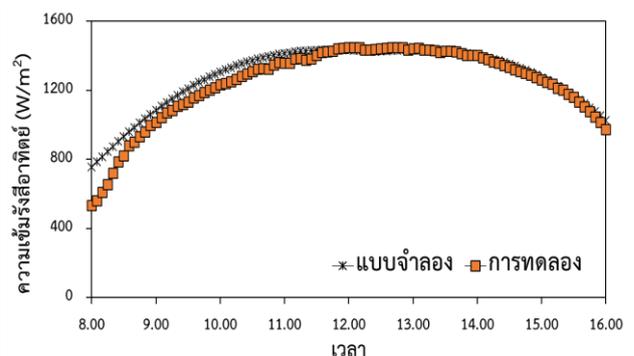
$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{(B_t - C_t)}{(1+r)^t} \quad (8)$$

$$\sum_{t=0}^n \frac{(B_t - C_t)}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (9)$$

เมื่อ PB คือ ระยะเวลาคืนทุน (year) Inv คือ ค่าใช้จ่ายการลงทุนติดตั้งของโครงการ (Baht) B คือ มูลค่าผลตอบแทนต่อปี (Baht/year) NPV คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ  $B_t$  คือ ผลตอบแทนของโครงการในปีที่ t (Baht)  $C_t$  คือ ต้นทุนของโครงการในปี t (Baht) r คือ อัตราคิดลด (Discount Rate) (%) n คือ อายุโครงการ (year) และ t คือ ปีของโครงการ (year)

### 3. ผลการวิจัยและอภิปราย

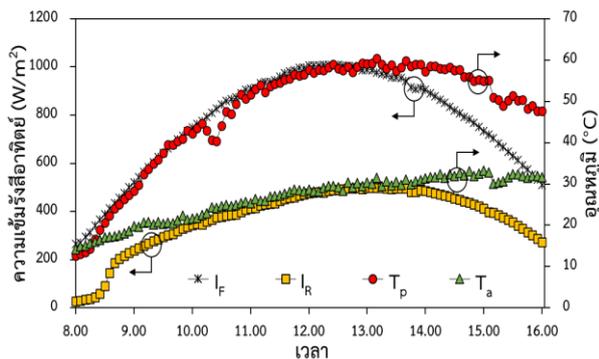
3.1 เป็นการออกแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้าน เมื่อทำการออกแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์แล้วได้ทำการทดสอบความแม่นยำของระบบติดตามดวงอาทิตย์โดยการติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์เข้ากับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้านและทำการวัดค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ เมื่อระบบติดตามดวงอาทิตย์ทำงานในแต่ละช่วงเวลาตั้งแต่เวลา 8:00 – 16:00 น. เพื่อเปรียบเทียบค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ที่ได้จากการทดลองกับค่าที่ได้จากการคำนวณด้วยสมการ ผลการเปรียบเทียบดังรูปที่ 3 พบว่า ค่าที่ได้จากการทดลองมีค่าใกล้เคียงกับค่าที่ได้จากสมการทางคณิตศาสตร์ แต่ในช่วงเวลาประมาณ 8:00 – 8:40 น. ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ที่วัดได้มีค่าต่ำกว่าสมการทางคณิตศาสตร์พอสมควรเนื่องจากช่วงเวลาดังกล่าวมีเงาจากเสาข้างหลังที่ติดตั้งบริเวณทดสอบทำให้เกิดเงาสะท้อนบริเวณหลังแผง โดยจากการทดลองพบว่าระบบติดตามดวงอาทิตย์ทำงานได้ดีส่งผลทำให้ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์มีค่าทั้งวันสูงเกิน  $800 W/m^2$  ทุกช่วงเวลา โดยมีค่าสูงสุด  $1,449 W/m^2$  ในเวลาประมาณ 12:00 น. ค่าต่ำสุด  $532 W/m^2$  ที่เวลา 8:00 น. ซึ่งใกล้เคียงกับค่าที่ได้จากสมการทางคณิตศาสตร์ที่มีสูงสุด  $1,434 W/m^2$  ที่เวลา 11:45 น. และค่าต่ำสุด  $754 W/m^2$  ที่เวลา 8:00 น. ซึ่งคิดเป็นค่าความผิดพลาดสูงสุด 6.84% ที่เวลา 10:10 น. และต่ำสุด 0.02% ที่ช่วงเวลา 10:45 น. โดยมีค่าความผิดพลาดเฉลี่ย 2.31% ซึ่งสามารถยอมรับได้



รูปที่ 3 ความสัมพันธ์ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์จากการทดลองและจากแบบจำลอง

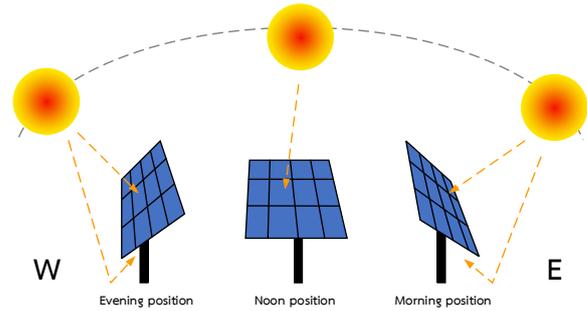
3.2 เป็นการทดสอบสมรรถนะของระบบติดตามดวงอาทิตย์ จากรูปที่ 4 เป็นผลการทดลองแผงเซลล์แสงอาทิตย์

แบบสองด้านที่ไม่ได้ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ ทำการทดสอบในวันที่ 23 มกราคม พ.ศ.2566 เวลา 8:00 – 16:00 น. จากการทดสอบพบว่าค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ด้านหน้าและด้านหลังแผง จะมีค่าเพิ่มขึ้นในช่วงเช้าไปจนช่วงเวลาประมาณ 12:45 น. เหมือนกัน แต่ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ด้านหลังแผง ในช่วงเวลา 8:00 – 8:35 น. มีเงาจากกังหันลมทำให้เกิดเงาสะท้อนบริเวณหลังแผง จึงทำให้มีค่าน้อย โดยค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ด้านหลังมีค่าสูงสุด 489 W/m<sup>2</sup> เมื่อเวลา 13:05 น. และมีค่าเฉลี่ย 374 W/m<sup>2</sup> ในขณะที่ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ด้านหน้ามีค่าสูงสุด 1,008 W/m<sup>2</sup> ที่เวลา 12:15 น. และมีค่าเฉลี่ย 771 W/m<sup>2</sup> และเมื่อรวมค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ที่ด้านหน้าและด้านหลัง ทำให้มีค่าความเข้มรังสีอาทิตย์รวมสูงสุด 1,500 W/m<sup>2</sup> เฉลี่ย 1,149 W/m<sup>2</sup> โดยค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ที่เพิ่มขึ้นจะส่งผลทำให้อุณหภูมิแผงเพิ่มขึ้นตาม โดยมีค่าสูงสุด 60.2 °C เวลา 13.10 น. เฉลี่ย 46.7 °C ในขณะที่อุณหภูมิแวดล้อมสูงสุด 33.2 °C เฉลี่ย 25.3 °C



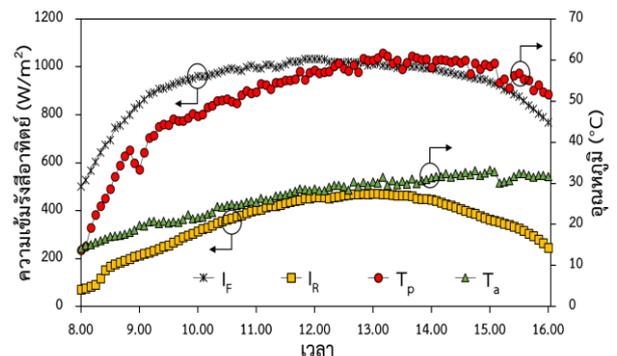
รูปที่ 4 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าความเข้มรังสีอาทิตย์และอุณหภูมิที่ไม่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์

เมื่อพิจารณาผลการทดลองในวันและเวลาเดียวกันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้านที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์พบว่าลักษณะแนวโน้มค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ด้านหลังมีค่าใกล้เคียงกับกรณีที่ไม่ได้ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ เนื่องจากระยะความสูงและค่าอัตราการสะท้อนแสงของพื้นผิวคังที่ การสะท้อนของค่าความเข้มรังสีอาทิตย์เข้าด้านหลังแผงมีค่าใกล้เคียงกัน แต่กรณีค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ด้านหน้าแผงที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์จะมีค่าสูงกว่าแผงที่ไม่ได้ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์อย่างชัดเจน เนื่องจากระบบติดตามดวงอาทิตย์ทำให้แผงตั้งฉากกับดวงอาทิตย์เกือบตลอดเวลา ดังแสดงในรูปที่ 5



รูปที่ 5 ตำแหน่งแผงของแต่ละช่วงเวลา

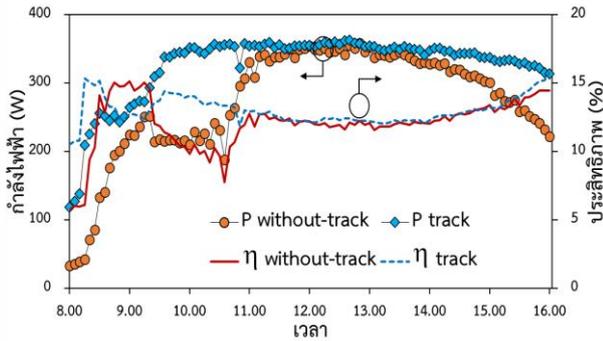
โดยค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ด้านหน้ามีค่าสูงสุด 1,033 W/m<sup>2</sup> ที่เวลา 12:00 น. และมีค่าเฉลี่ย 930 W/m<sup>2</sup> ในขณะที่อุณหภูมิแผงก็มีค่าใกล้เคียงกับแผงที่ไม่ได้ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ โดยมีอุณหภูมิแผงสูงสุด 61.7 °C และเฉลี่ย 50.9 °C ดังแสดงในรูปที่ 6



รูปที่ 6 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าความเข้มรังสีอาทิตย์และอุณหภูมิที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์

เมื่อพิจารณาค่ากำลังไฟฟ้าและประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของแผงทั้งสองระบบ จากรูปที่ 7 พบว่าแผงที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์มีกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงกว่าแผงที่ไม่ได้ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ตลอดเวลา จะมีแค่ช่วงเวลาประมาณ 11:55 – 12:40 น. ที่ทั้งสองแผงผลิตกำลังไฟฟ้าได้ใกล้เคียงกัน เนื่องจากเป็นช่วงที่แผงที่ไม่ได้ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ตั้งฉากกับดวงอาทิตย์มากที่สุด โดยกำลังไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ของแผงที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์มีค่าสูงสุด 364.20 W ที่เวลา 12:40 น. (เฉลี่ย 325.82 W) สูงกว่าแผงที่ไม่ได้ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด 360.42 W ที่เวลา 12:50 น. (เฉลี่ย 272.95 W) และเมื่อพิจารณาทั้งวันพบว่า แผงที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 2.62

kWh/day ซึ่งสูงกว่าแผงที่ไม่ได้ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ที่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เพียง 2.20 kWh/day ในขณะที่เมื่อพิจารณาประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของแผงทั้งสอง พบว่าประสิทธิภาพของแผงที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์มีค่าสูงสุด 15.78% เฉลี่ย 13.01% สูงกว่าแผงที่ไม่ได้ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ที่มีค่าสูงสุดที่ 15.13% เฉลี่ย 12.05%



รูปที่ 7 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้และประสิทธิภาพของแผงที่ไม่ติดตั้งและติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์

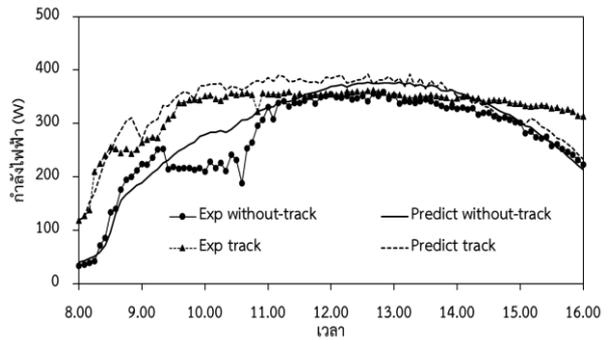
จากข้อมูลการทดลองสามารถนำมาสร้างสมการทำนายค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของทั้งสองระบบได้ดังสมการที่ (10) และ (11)

$$P_{\text{Without-track}} = 1.4321 \times I_F^{0.2258} \times I_R^{0.58201} \times T_a^{-0.21519} \times T_p^{0.27735} \quad (10)$$

$$P_{\text{Track}} = 25.701 \times I_F^{0.07403} \times I_R^{0.50123} \times T_a^{-1.0235} \times T_p^{0.63117} \quad (11)$$

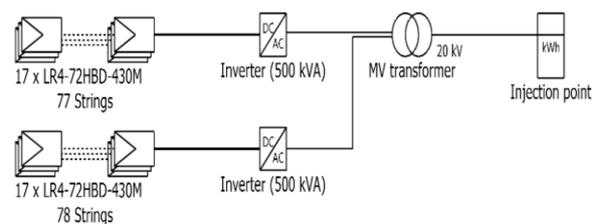
เมื่อ  $P_{\text{Without-track}}$ ,  $P_{\text{Track}}$  คือ กำลังไฟฟ้าของแผงที่ไม่ได้ติดตั้งและติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ ตามลำดับ  $I_F, I_R$  คือ ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ด้านหน้าและด้านหลัง ( $W/m^2$ ) ตามลำดับ  $T_a, T_p$  คือ อุณหภูมิแวดล้อมและอุณหภูมิแผง ( $^{\circ}C$ ) ตามลำดับ

โดยเมื่อทำการเปรียบเทียบผลที่ได้จากสมการทำนายและผลที่ได้จากการทดลองจริง พบว่า กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยใช้สมการทำนายเปรียบเทียบกับผลการทดสอบจริงของแผงที่ติดตั้งและไม่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์มีค่าใกล้เคียงกันโดยมีค่าความคลาดเคลื่อนเฉลี่ย 0.02% และ 0.06% ตามลำดับ ใช้สมการที่ (5) ในการคำนวณ ดังแสดงในรูปที่ 8

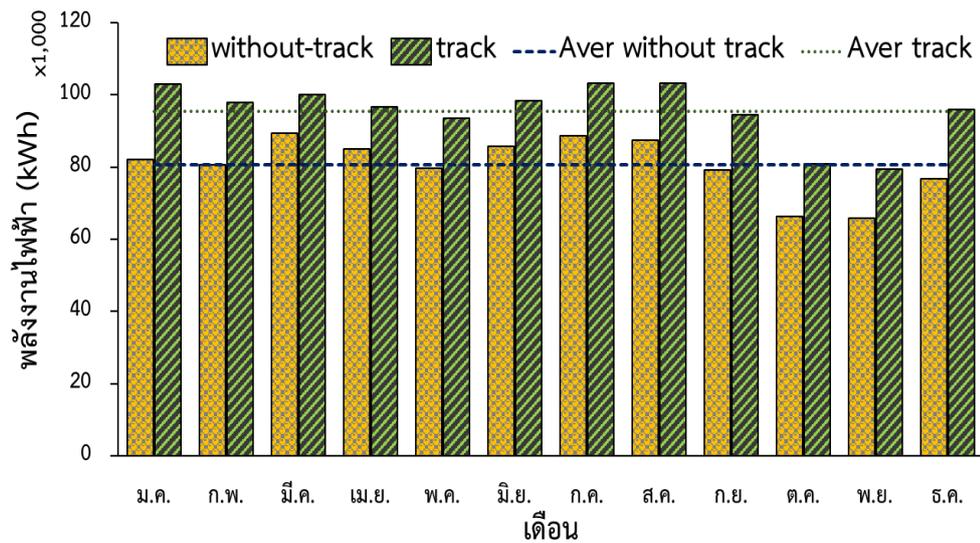


รูปที่ 8 กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ระหว่างการทดลองและการใช้สมการทำนายของแผงที่ไม่ติดตั้งและติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์

ส่วนที่ 3 เป็นการประเมินสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบสองด้านทั้งที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์และไม่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ โดยใช้สมการทำนายที่ได้จากงานส่วนที่ 2 โดยจำลองกรณีศึกษาติดตั้งใช้งานในพื้นที่มหาวิทยาลัยแม่โจ้ จังหวัดเชียงใหม่ โดยนำไปติดตั้งบนพื้นคอนกรีตทาสีขาว ความสูงโครงสร้าง 1 เมตร ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1 MW ใกล้เคียงมหาวิทยาลัยแม่โจ้ (ละติจูดที่ 18.925 ลองจิจูดที่ 99.025) จำลองแผงขนาดและชนิดของอุปกรณ์ในระบบโดยใช้โปรแกรม PVsyst มีแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้าน (LONGI LR4-72HBD-430M) ขนาด 430 W จำนวน 2,635 แผง อินเวอร์เตอร์ (ABB PVS800-57-0500kW-A) ขนาด 500 kW 2 ตัว โดยอินเวอร์เตอร์ 1 ตัว ต่อแผงขนาน 77 สตริง นำมาอนุกรม 17 แผง และอินเวอร์เตอร์อีก 1 ตัว ต่อแผงขนาน 78 สตริง นำมาอนุกรม 17 แผง โดยวงจรไฟฟ้าขนาด 1 MW มีรูปแบบที่เหมือนกันทั้งระบบของแผงที่ไม่ได้ติดตั้งและติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ ดังแสดงในรูปที่ 9



รูปที่ 9 วงจรไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 1 MW



รูปที่ 10 พลังงานไฟฟ้าจากการทำนายทางคณิตศาสตร์ขนาดกำลังการติดตั้ง 1 MW

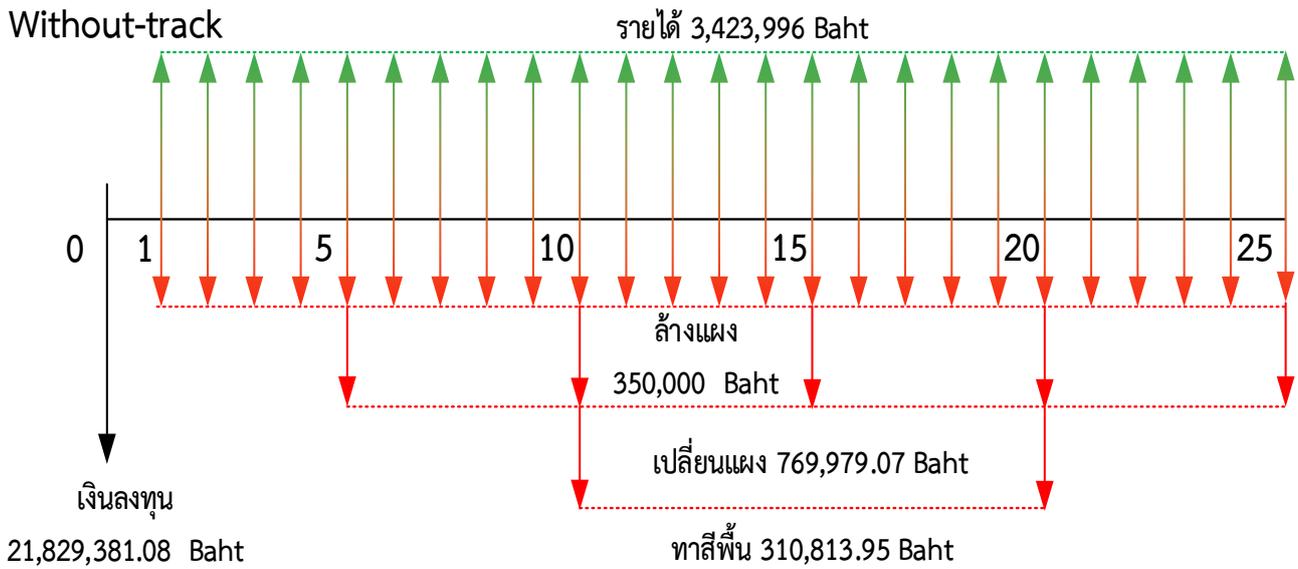
เมื่อพิจารณาค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ตลอดทั้งปี ใช้สมการที่ (10) และสมการที่ (11) ในการคำนวณ เนื่องจากเป็นสมการที่ได้จากเก็บข้อมูล ณ สถานที่ทดลองจริงจึงมีความเหมาะสมกว่าใช้ข้อมูลจากโปรแกรมอื่น ๆ พบว่า พลังงานไฟฟ้าตลอดทั้งปีจากแผงที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์อยู่ที่ 1,758.78 เมกะวัตต์ชั่วโมงต่อปี สูงกว่าแผงที่ไม่ได้ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ 1,579.41 เมกะวัตต์ชั่วโมงต่อปี เมื่อคิดเป็นผลต่างพลังงานไฟฟ้าของแผงที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์เพิ่มขึ้นถึง 179.37 เมกะวัตต์ชั่วโมงต่อปี หรือเพิ่มขึ้น 11.35% ดังแสดงในรูปที่ 10

ในกรณีทำการขายไฟฟ้าจะใช้ในสัญญาแบบ Feed-in Tariff (FiT) ที่รับซื้อไฟฟ้าในราคาหน่วยละ 2.1679 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมงและใช้อัตราดอกเบี้ย 6.22% [5] พบว่าในระยะเวลา 1 ปี รายได้จากการขายไฟฟ้าของแผงที่ไม่ได้ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ 3,423,996 บาทต่อปี แผงที่ได้ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ 3,790,415 บาทต่อปี ซึ่งเมื่อติดระบบติดตามดวงอาทิตย์ทำให้มีรายรับเพิ่มขึ้น 366,419 บาทต่อปี ในขณะที่ระบบที่ไม่ได้ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์มีเงินลงทุน 21,829,381.08 บาท ต่ำกว่าระบบที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ที่มีเงินลงทุนเพิ่มจากค่าที่ดินเนื่องจากต้องใช้

พื้นที่เยอะขึ้นและโครงสร้างรองรับแผงและระบบติดตามดวงอาทิตย์ ที่มีเงินลงทุน 26,559,208.64 บาท ซึ่งแต่ละระบบมีค่าใช้จ่ายด้านการบำรุงรักษาที่อย่างน้อยแตกต่างกันไปโดยระบบที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์จะมีค่าใช้จ่ายเพิ่มในส่วนชุดควบคุมระบบติดตามดวงอาทิตย์ มีฝั่งกระแสเงินระบบที่ไม่ติดตั้ง (Without-Track) และติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ (Track) ดังแสดงในรูปที่ 11 เมื่อพิจารณาความคุ้มค่าในการลงทุนจะพบว่า ระบบที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์มีระยะเวลาคืนทุน 7.01 ปี นานกว่าระบบที่ไม่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ที่มีระยะเวลาคืนทุน 6.38 ปี เนื่องจากระบบที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ทำมุมตั้งฉากกับดวงอาทิตย์ทำให้เกิดเงาบริเวณโครงสร้างของแถวถัดไป จึงต้องมีการเว้นระยะห่างของโครงสร้างการติดตั้งทำให้ใช้พื้นที่ติดตั้งที่มากกว่า ในส่วนของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ระบบที่ไม่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ 14,692,713.81 บาท สูงกว่าระบบที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ที่มีค่า (NPV) 11,910,512.54 บาท ในขณะที่อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ของระบบที่ไม่ติดตั้งและติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์มีค่า 12.80% และ 10.80% ตามลำดับ ซึ่งมีค่ามากกว่าอัตราดอกเบี้ยที่กำหนดไว้ 6.22% ดังนั้นทั้งสองระบบจึงคุ้มค่าต่อการลงทุน รายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 1

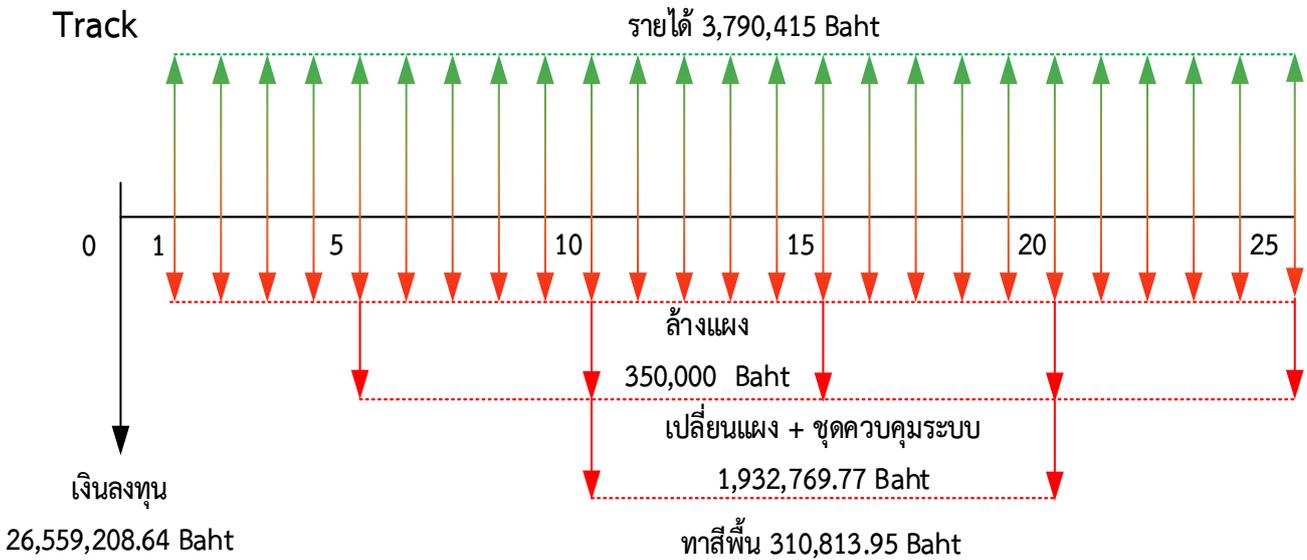


### Without-track



ก. ผังกระแสเงินสดระบบที่ไม่ได้ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์

### Track



ข. ผังกระแสเงินสดระบบที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์

รูปที่ 11 ผังกระแสเงินสด



ตารางที่ 1 การวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ขนาดกำลังการผลิต 1 MW ในระยะเวลา 1 ปี

รายละเอียด	Without track	Track
พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (kWh/year)	1,579,407	1,748,427
พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ (kWh/year)	-	10,354.91
รายได้จากการขายไฟฟ้า (Baht)	3,423,996	3,790,415
เงินลงทุน (Baht)	21,829,381.08	26,559,208.64
- ที่ดิน (Baht)	6,717,613.64	6,796,278.41
- แผงเซลล์แสงอาทิตย์สองด้าน (Baht)	7,699,790.70	7,699,790.70
- ล้างแผง (Baht)	350,000	350,000
- ทาสีพื้น (Baht)	310,813.95	310,813.95
- อินเวอร์เตอร์ (Baht)	2,100,000.00	2,100,000.00
- โครงสร้าง (Baht)	4,651,162.79	9,302,325.58
ระยะเวลาคืนทุน (year)	6.83	7.01
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) (Baht)	14,692,713.81	11,910,512.54
อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) (%)	12.80	10.80

หมายเหตุ: สัญญาแบบ Feed-in Tariff (FIT) สำหรับปี 2565-2573 แสงอาทิตย์ (Solar Farm) แบบติดตั้งบนพื้นดิน 2.1679 Baht/kWh ระยะเวลา 25 ปี, ใช้อัตราดอกเบี้ย 6.22% [5], ราคาที่ดินเปล่าใกล้มหาวิทยาลัยแม่โจ้ 2.75 ไร่ ราคา 1,500,000 บาท (ไม่ติดตั้งระบบ 12.32 ไร่, ติดตั้งระบบ 12.46 ไร่) [17], แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้าน 430 W ราคา 3,311 บาท อินเวอร์เตอร์ (ABB PVS800-57-0500kW-A) 2 ตัว ราคา 2,100,000 บาท [18]

#### 4. บทสรุป

งานวิจัยนี้ทำการประเมินสมรรถนะและความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ของระบบติดตามดวงอาทิตย์สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบสองด้าน โดยทำการทดลอง 3 ส่วน ส่วนแรกทำการออกแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ พบว่าการจำลองค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ของระบบติดตามดวงอาทิตย์ มีความผิดพลาดอยู่ที่ 2.31% เมื่อได้ผลการทำนายของระบบติดตามดวงอาทิตย์ที่ยอมรับได้แล้ว จากนั้นในส่วนที่ 2 จึงทำการทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไม่ติดตั้งและติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ พบว่ากำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์เฉลี่ยอยู่ที่ 325.82 W ซึ่งมีค่ามากกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไม่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ที่มีค่า

กำลังไฟฟ้าเฉลี่ย 272.95 W หรือเพิ่มขึ้นถึง 18.26% และพบว่าประสิทธิภาพของแผงที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์เฉลี่ย 13.01% สูงกว่าแผงที่ไม่ได้ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์เฉลี่ย 12.05% เมื่อทำการทดสอบในส่วนที่ 2 จึงได้นำข้อมูลที่ได้มาทำนายพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ตลอดทั้งปีจากแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในส่วนที่ 3 พบว่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของแผงที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ขนาดกำลังไฟฟ้าติดตั้ง 1 MW มีค่า 1,758.78 เมกะวัตต์ชั่วโมงต่อปี ซึ่งมีค่ามากกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไม่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์อยู่ที่ 1,579.41 เมกะวัตต์ชั่วโมงต่อปี เมื่อคิดกรณีขายไฟฟ้าที่ผลิตได้ในสัญญาแบบ Feed-in Tariff (FIT) พบว่าในระยะเวลา 1 ปี รายได้จากการขายไฟฟ้าของแผงที่ไม่ได้ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ 3,423,996 บาทต่อปี น้อยกว่าแผงที่ได้ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ 3,790,415 บาทต่อปี ผลต่างรายได้อยู่ที่ 366,419 บาทต่อปี ในขณะที่ความคุ้มค่าในการลงทุนพบว่า ระบบที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์มีระยะเวลาคืนทุน 7.01 ปี นานกว่าระบบที่ไม่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ที่มีระยะเวลาคืนทุน 6.83 ปี ในส่วนของมูลค่าปัจจุบันสุทธิระบบที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ 14,692,713.81 บาท สูงกว่าระบบที่ติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์ที่มีค่า (NPV) 11,910,512.54 บาท ในขณะที่อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ของระบบที่ไม่ติดตั้งและติดตั้งระบบติดตามดวงอาทิตย์มีค่า 12.80% และ 10.80% ตามลำดับ

#### 5. กิตติกรรมประกาศ

คณะผู้วิจัยขอขอบคุณโครงการผลิตและพัฒนา ศักยภาพบัณฑิตทางด้านพลังงานทดแทนในกลุ่มประเทศอาเซียนสำหรับนักศึกษาระดับบัณฑิตศึกษาของวิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยแม่โจ้ ในการสนับสนุนทุนการศึกษา รวมทั้งขอขอบคุณหน่วยวิจัยด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อมอัจฉริยะ (SEEU) ที่ให้คำปรึกษา และให้ความช่วยเหลือเครื่องมืออุปกรณ์ในการวิจัยมา ณ ที่นี้



## 6. เอกสารอ้างอิง

- [1] Wallapa T. Division of electrical engineering department of electrical engineering, auxiliary systems. Available from: <http://goc.egat.co.th/images/qcc-event/2560/articles/15-article.pdf>. [Accessed 18th July 2021].
- [2] Yusufoglu UA, Lee TH, Pletzer TM, Halm A, Koduvelikulathu LJ, Comparotto C, Kopecek R, Kurz H. Simulation of energy production by bifacial modules with revision of ground reflection. *Energy Procedia*. 2014; 55:389-95.
- [3] Sun X, Khan MR, Deline C, Alam MA. Optimization and performance of bifacial solar modules: A global perspective. *Applied energy*. 2018; 212:1601-10.
- [4] Tao Y, Bai J, Pachauri RK, Wang Y, Li J, Attaher HK. Parameterizing mismatch loss in bifacial photovoltaic modules with global deployment: A comprehensive study. *Applied Energy*. 2021; 303:117636.
- [5] Kantha N, Mongkon S, Polvongsri S. Performance and economic evaluation of bifacial solar panel installation on the roof of Kanchanaphisek King Rama 9th Sports Center Building (Maejo University). *RMUTL J Sci Technol*. 2023; 2023:51-61.
- [6] Patel MT, Ahmed MS, Imran H, Butt NZ, Khan MR, Alam MA. Global analysis of next-generation utility-scale PV: Tracking bifacial solar farms. *Appl Energy*. 2021; 290:116478.
- [7] Kilci O, Koklu M. Bifacial and monofacial photovoltaic modul with tracker system analysis. *J Amasya Univ Inst Sci Technol*. 2020;1(2):98-112.
- [8] Rao RR, Swetha HR, Srinivasan J, Ramasesha SK. Comparison of performance of solar photovoltaics on dual axis tracker with fixed axis at 13 N latitude. *Curr Sci*. 2015; 2087-94.
- [9] Bazyari S. A study on the effects of solar tracking systems on the performance of photovoltaic power plants. *J Power Energy Eng*. 201; 2(04):718.
- [10] Baengthit J, Polvongsri S. Performance study of bifacial solar panel with and without solar tracking system. *International Conference on Informatics, Agriculture, Engineering, Sciences and Technology (IAMBEST 2023)*; 2023 May 24-26; King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang Prince of Chumphon Campus. 2023; 34-39.
- [11] Durusoy B, Ozden T, Akinoglu BG. Solar irradiation on the rear surface of bifacial solar modules: a modeling approach. *Sci Rep*. 2020; 10(1):13300.
- [12] Janjai S. *Solar Radiation*. Nakhon Pathom: Phetkasem Printing Group; 2017.
- [13] Nunak N, Suesut T. Measurement and Instrumentation. Available from: <http://foodnetworksolution.com/wiki/word/7240/error>, [Accessed 18th July 2021].
- [14] Chaiyat N. *Thermal Renewable Energy Technology*. Chiang Mai: Office of Academic Administration and Development, Maejo University; 2019.
- [15] Choowan T. A study of the economic value of the paperless system in the company P.C. Takashima (Thailand) Co., Ltd. Independent Study. National Institute of Development Administration, Bangkok; 2020; 102.
- [16] 9ASSET. Chiang Mai real estate. Available from: <https://www.9asset.com> [Accessed 18th July 2021].
- [17] Pimmeelai C. The comparing analysis of PV power plants performance between central inverters and string inverters. *Electrical Engineering*. Available from: <http://www.repository.mutt.ac.th/xmlui/bitstream/123456789/3334/1/RMUTT-158686.pdf>, [Accessed 18th July 2021].