Research Article
Journal of Advanced Development in Engineering and Science
Vol.16 ● No.46 • May – August 2026

ประสิทธิภาพเชิงเทคนิคและผลตอบแทนการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 5 kWp บนหลังคาโฮมออฟฟิศ

Technical Performance and Investment Returns of a 5 kWp Rooftop Solar System for Home Offices

จารุณี เข็มพิลา[1] ภูมินทร์ คงโต[2*] และ กลยุทธ ดีจริง[1]
Jarunee Khempila[1], Pumin Kongto[2*] and Konlayut Deejing[1]

Received: 19 May 2025
Revised: 20 April 2026
Accepted: 24 August 2026

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินสมรรถนะทางเทคนิคและผลตอบแทนการลงทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาขนาด 5 kWp สำหรับโฮมออฟฟิศในประเทศไทย โดยใช้การจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst ร่วมกับการเก็บข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจริงตลอดระยะเวลา 1 ปี วิเคราะห์ความคุ้มค่าการลงทุนด้วยตัวชี้วัด Net Present Value (NPV) Internal Rate of Return (IRR) และระยะเวลาคืนทุน พร้อมทั้งวิเคราะห์ความอ่อนไหวแบบ One-at-a-Time (OAT) และสองตัวแปรต่อปัจจัยสำคัญ ได้แก่ อัตราค่าไฟฟ้า ความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ อัตราเสื่อมสภาพของแผง และอัตราคิดลด รวมถึงประเมินศักยภาพการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ผลการวิจัยพบว่าระบบมีค่า Performance Ratio เฉลี่ย 0.839 (83.90%) และให้พลังงานไฟฟ้าสุทธิเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า 7,032 kWh ต่อปี มีความแตกต่างกับค่าที่ได้จากการวัดเพียง 0.59% ซึ่งยืนยันความน่าเชื่อถือของแบบจำลอง โดยที่เงินลงทุนเริ่มต้น 195,000 บาท โครงการให้ NPV เท่ากับ 190,751 บาท IRR 15.38% ซึ่งสูงกว่าอัตราคิดลด 6.82% มากกว่า 2 เท่าและมีระยะเวลาคืนทุน 6.49 ปี ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวแบบสองตัวแปรพบว่า IRR อยู่ในช่วง 11.84–19.04% ซึ่งสูงกว่าอัตราคิดลดในทุกกรณี การติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับโฮมออฟฟิศมีข้อได้เปรียบจากพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าช่วงเวลากลางวัน

[1]สาขาวิชาฟิสิกส์ คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยราชภัฏมหาสารคาม มหาสารคาม ประเทศไทย 44000
[1]Physics Program, Faculty of Science and Technology, Rajabhat Maha Sarakham University, Mahasarakham, Thailand 44000
[2]ศูนย์วิจัยพลังงานและสิ่งแวดล้อมเพื่อความยั่งยืน หลักสูตรเทคโนโลยีพลังงาน ภาควิชาวิศวกรรมสหวิทยาการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ สงขลา ประเทศไทย 90110
[2]Research Center for Energy and Environmental Sustainability (RCEES), Energy Technology Program, Department of Interdisciplinary Engineering, Faculty of Engineering, Prince of Songkla University, Songkhla, Thailand 90110
[*]ผู้นิพนธ์ประสานงาน (Corresponding author) e-mail: pumin.k@hotmail.com

สอดคล้องกับช่วงการผลิตไฟฟ้าทำให้ประหยัดค่าไฟฟ้าในอัตราเต็ม 4.2 THB/kWh และช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์รวม 84,888 kgCO_2e ตลอดอายุโครงการ 25 ปี สรุปได้ว่าการติดตั้งระบบดังกล่าวสำหรับโฮมออฟฟิศเป็นการลงทุนที่คุ้มค่า มีความเสี่ยงต่ำ และสอดคล้องกับเป้าหมายการพัฒนาที่ยั่งยืน

คำสำคัญ: ระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา สมรรถนะของระบบ การวิเคราะห์ความอ่อนไหว โฮมออฟฟิศ

ABSTRACT

This study aims to evaluate the technical performance and investment returns of a 5 kWp rooftop solar photovoltaic (PV) system for a home office in Thailand. The analysis integrates simulation using PVsyst with actual electricity generation data collected over a one-year period. The economic feasibility is assessed using Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and Payback Period (PP). In addition, sensitivity analyses are conducted using both One-at-a-Time (OAT) and two-variable approaches to examine the effects of key parameters, including electricity tariff, solar irradiance, panel degradation rate, and discount rate. The potential for greenhouse gas emission reduction is also evaluated.The results indicate that the system achieves an average Performance Ratio of 0.839 (83.90%) and delivers a net annual electricity output of 7,032 kWh to the grid. The deviation between simulated and measured data is only 0.59%, confirming the reliability of the model. With an initial investment cost of THB 195,000, the project yields an NPV of THB 190,751 and an IRR of 15.38%, which is more than twice the discount rate of 6.82%, along with a payback period of 6.49 years. The two-variable sensitivity analysis shows that the IRR ranges from 11.84% to 19.04%, remaining higher than the discount rate under all scenarios.The installation of a rooftop PV system for a home office offers a significant advantage due to the alignment between daytime electricity consumption and solar generation, enabling full savings at the retail electricity tariff of 4.2 THB/kWh. Over a 25-year project lifetime, the system can reduce cumulative carbon dioxide emissions by 84,888 kgCO_2e. In conclusion, the proposed system represents a cost-effective, low-risk investment that supports sustainable development goals.

Keywords: Rooftop Solar PV System; Performance Ratio; Sensitivity Analysis; Home Office

บทนำ

ปัจจุบันความต้องการพลังงานหมุนเวียนและพลังงานทดแทนมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในระดับโลกรวมถึงประเทศไทย เนื่องจากผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมที่เกิดจากการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลและการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ พลังงานแสงอาทิตย์ถือเป็นแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่มีศักยภาพประเทศไทยมีปริมาณพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ย 17–18 MJ/m²/day [1] หรือประมาณ 5,000 Wh/m²/day โดยเฉพาะในบริบทของประเทศไทยซึ่งมีภูมิอากาศร้อนและได้รับแสงอาทิตย์เกือบตลอดทั้งปี การผลิตไฟฟ้า

จากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยเฉพาะการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาสิ่งปลูกสร้าง หรือที่เรียกว่า โซลาร์รูฟท็อป (Solar rooftop) จึงเป็นทางเลือกที่น่าสนใจ การใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้าไม่เพียงช่วยลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานเท่านั้น หากยังเป็นการช่วยลดการพึ่งพาพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล ลดปัญหาการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และส่งเสริมการใช้พลังงานที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

รัฐบาลได้ออกนโยบายสนับสนุนที่หลากหลายต่อการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา อาทิ การให้เงินอุดหนุน การลดหย่อนภาษี และการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้ารับซื้อพิเศษ (Feed-in Tariff, FiT) สำหรับ ผู้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ซึ่งช่วยให้ผู้ที่ติดตั้งระบบดังกล่าวสามารถคืนทุนได้รวดเร็วยิ่งขึ้น โดยกระทรวงพลังงานเป็นหน่วยงานหลักที่ขับเคลื่อนนโยบายส่งเสริมการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้ ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียน ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และบรรเทาภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงานของประชาชนและหน่วยงานภาครัฐ นอกจากนี้ยังมีความร่วมมือระหว่างกระทรวงที่เกี่ยวข้องคือ กระทรวงการคลังและกระทรวงอุตสาหกรรม ในการแก้ไขกฎหมายและมาตรการภาษีเพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานสะอาด อาทิ การแก้ไขกฎกระทรวงให้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ไม่ต้องขอใบอนุญาตประกอบกิจการโรงงาน และการเตรียมมาตรการลดหย่อนภาษีสำหรับการติดตั้งระบบในครัวเรือน การไฟฟ้านครหลวง (MEA) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) มีบทบาทสำคัญในการให้คำปรึกษาเกี่ยวกับการติดตั้งและการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า เพื่อให้มั่นใจว่าการติดตั้งเป็นไปอย่างมีมาตรฐานและปลอดภัย นโยบายเหล่านี้สะท้อนให้เห็นถึงความมุ่งมั่นของภาครัฐในการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนและการพัฒนาอย่างยั่งยืน โดยมีเป้าหมายเพื่อลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสร้างความมั่นคงทางพลังงานให้กับประเทศ

ปัจจุบันความนิยมในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับผลิตไฟฟ้าบนหลังคาเพิ่มสูงขึ้นอย่างมากในหลากหลายสถานที่ ทั้งบ้านพักอาศัย อาคารสำนักงานและอาคารพาณิชย์ขนาดใหญ่ โรงงานอุตสาหกรรมและคลังสินค้า ห้างสรรพสินค้าและศูนย์การค้า รวมถึงสถาบันการศึกษา โรงพยาบาล และหน่วยงานรัฐ ทั้งนี้ปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อความคุ้มค่าในการลงทุนมากที่สุดแต่กลับไม่ได้รับความสนใจเท่าที่ควรคือ ความสอดคล้องระหว่างช่วงเวลาการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้ากับช่วงเวลาการใช้ไฟฟ้า เนื่องจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าได้เฉพาะช่วงกลางวันหรือเฉพาะช่วงที่มีแสงอาทิตย์ หากต้องการเก็บพลังงานไฟฟ้าไว้ใช้ในช่วงกลางคืนหรือช่วงที่ความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ไม่เพียงพอ จำเป็นต้องเพิ่มแบตเตอรี่ซึ่งจะส่งผลให้ต้นทุนเพิ่มขึ้นและระยะเวลาคืนทุนยาวนานขึ้น ดังนั้นสถานประกอบการที่มีกิจกรรมในช่วงกลางวัน เช่น โรงงานอุตสาหกรรม สถาบันการศึกษา ศูนย์การค้า และหน่วยงานรัฐ จึงมีความเหมาะสมอย่างยิ่งที่จะติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อผลิตไฟฟ้า เนื่องจากสามารถใช้ประโยชน์จากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยตรงและทันทีในอัตราค่าไฟเต็ม (อัตราค่าไฟฟ้าที่ผู้ใช้ต้องจ่ายให้การไฟฟ้าเมื่อซื้อไฟฟ้าผ่านระบบจำหน่าย) ในทางตรงกันข้าม ที่พักอาศัยทั่วไปมีข้อจำกัดด้านประสิทธิภาพการใช้งาน เนื่องจากช่วงเวลากลางวันเป็นช่วงที่ระบบผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด ขณะที่ผู้อยู่อาศัยส่วนใหญ่มักไม่อยู่ภายในที่พักอาศัยทำให้พลังงานส่วนเกินถูกส่งเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้าในอัตรารับซื้อที่ต่ำกว่าอัตราซื้อไฟฟ้าเกือบสองเท่าระหว่างสองรูปแบบการใช้งานที่กล่าวมานี้ มีกลุ่มผู้ใช้งานประเภทหนึ่งซึ่งมีลักษณะผสมผสาน คือ โฮมออฟฟิศ (home office) ที่ใช้ที่พักอาศัยเป็นสถานประกอบการ ซึ่งมีรูปแบบการใช้พลังงานในช่วงกลางวัน ทำให้เกิดการใช้ประโยชน์จากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้อย่างเต็มประสิทธิภาพและมีระยะเวลาคืนทุนที่เร็วขึ้น แต่กลุ่มผู้ใช้งานนี้ยังไม่ได้รับการศึกษาเชิงวิชาการอย่างเจาะจงมากนัก

โฮมออฟฟิศเป็นรูปแบบการทำงานที่ได้รับความนิยมสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะหลังวิกฤตโควิด-19 เนื่องจากปัจจัยหลายประการ ทั้งความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีการสื่อสารที่ทำให้การทำงานที่บ้านมีประสิทธิภาพมากขึ้น การที่ผู้ประกอบการต่างๆ เล็งเห็นประโยชน์ในการลดค่าใช้จ่ายในสำนักงานและเพิ่มความยืดหยุ่นให้

พนักงาน การเปลี่ยนแปลงทัศนคติของคนทำงานที่ให้ความสำคัญกับสมดุลชีวิตและการทำงานมากขึ้น การเติบโตของเศรษฐกิจดิจิทัลและธุรกิจออนไลน์ที่ไม่จำเป็นต้องมีสำนักงาน รวมถึงความสะดวกสำหรับผู้ประกอบการรายย่อยที่ต้องการประหยัดต้นทุน ดังนั้นอาคารสำนักงานประเภทนี้จึงมีลักษณะการใช้ไฟฟ้ามากในช่วงกลางวันจากเครื่องปรับอากาศ คอมพิวเตอร์ และอุปกรณ์สำนักงาน ทำให้การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถใช้ประโยชน์จากพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ ประกอบกับอายุการใช้งานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ยาวนานประมาณ 25 ปี และค่าไฟฟ้าที่มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นในอนาคต ทำให้การลงทุนนี้มีความคุ้มค่าในระยะยาว นอกจากนี้ยังเป็นการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและสร้างภาพลักษณ์ที่ดีให้กับธุรกิจอีกด้วย ดังนั้นการศึกษาประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับโฮมออฟฟิศจึงเป็นกรณีศึกษาที่น่าสนใจอย่างยิ่งในแง่ของรูปแบบการใช้พลังงานที่สอดคล้องกับช่วงเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าได้

จากการทบทวนงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาในประเทศไทย พบว่ามีการใช้โปรแกรม PVsyst จำลองระบบในหลายแง่มุม ได้แก่ (1) การเปรียบเทียบสมรรถนะการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 3.0 kWp ที่ติดตั้งบนหลังคามัสยิดตลาดใต้กับผลการจำลองจาก PVsyst โดยใช้ข้อมูลความเข้มรังสีแสงอาทิตย์จากฐานข้อมูล NASA [2] ซึ่งพบว่าสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 5,215 kWh ต่อปี เพียงพอต่อการใช้งานระบบแสงสว่างภายในมัสยิด (2) การประเมินประสิทธิภาพโดยเปรียบเทียบข้อมูลจากการตรวจวัดจริงกับผลการจำลอง [3] ซึ่งพบว่าระบบสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ใกล้เคียงกับผลการจำลองและช่วยปรับปรุงค่าการใช้พลังงานไฟฟ้ารวมของอาคาร (3) การศึกษาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 2.24 และ 3.72 kWp ในจังหวัดลพบุรี โดยพบว่าขนาด 3.72 kWp มีค่า NPV เท่ากับ 31,095 บาท และ IRR 5.20% [4] และ (4) การศึกษาประสิทธิภาพระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 3 kWp ในจังหวัดพัทลุง ซึ่งสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 4.855 MWh ต่อปี มีค่า PR เฉลี่ย 81.1% โดยพบว่าการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly-crystalline ทางทิศตะวันออกเฉียงใต้โดยมีมุมเอียง 20° ให้ประสิทธิภาพสูงสุด [5]

เมื่อพิจารณางานวิจัยที่ผ่านมาเปรียบเทียบกับการศึกษาความเป็นไปได้เชิงพาณิชย์ที่ดำเนินการโดยบริษัทผู้ติดตั้งหรือที่ปรึกษาเอกชนพบว่า งานวิจัยก่อนหน้าในประเทศไทย [2-5] ส่วนใหญ่เน้นระบบขนาดต่ำกว่า 4kWp สำหรับบ้านพักอาศัยทั่วไปหรืออาคารสาธารณะ เช่น มัสยิด ซึ่งมีรูปแบบการใช้พลังงานที่แตกต่างจากโฮมออฟฟิศอย่างชัดเจน ยังไม่พบการศึกษาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 5 kWp ที่สอดคล้องกับภาระโหลดและข้อจำกัดด้านพื้นที่หลังคาของโฮมออฟฟิศในประเทศไทย การศึกษาด้านเศรษฐศาสตร์ที่ผ่านมา [4] รายงานตัวชี้วัดความคุ้มค่าเพียงค่ากรณีฐานเท่านั้น โดยไม่ได้วิเคราะห์ความแข็งแกร่งของโครงการต่อความไม่แน่นอนของปัจจัยภายนอกผ่านการวิเคราะห์ความอ่อนไหวแบบสองตัวแปรพร้อมกัน ซึ่งเป็นข้อมูลสำคัญในการประเมินความเสี่ยงของการลงทุน นอกจากนี้ยังขาดการประเมินเชิงปริมาณของประโยชน์ที่เกิดจากความสอดคล้องระหว่างภาระโหลดและการผลิตไฟฟ้า (load–generation matching) กล่าวคือไม่ได้เปรียบเทียบให้เห็นอย่างชัดเจนระหว่างการประหยัดจากการใช้ไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยตรง (ในอัตราซื้อเต็ม 4.2 THB/kWh) กับรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าคืนเข้าระบบ (ในอัตราเพียง 2.2 THB/kWh) ซึ่งเป็นตัวแปรที่ทำให้ผลตอบแทนของโฮมออฟฟิศแตกต่างจากบ้านพักอาศัยทั่วไปอย่างมีนัยสำคัญ จากช่องว่างทางวิชาการข้างต้น งานวิจัยนี้จึงมุ่งเติมเต็มองค์ความรู้ใน 3 มิติที่แตกต่างจากการศึกษาที่ผ่านมา ได้แก่ (1) มิติระเบียบวิธีวิจัยแบบบูรณาการที่ผสมผสานการจำลองด้วย PVsyst กับการตรวจสอบยืนยันด้วยข้อมูลที่ได้จากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ระยะเวลา 1 ปี และเสริมด้วยการวิเคราะห์ความอ่อนไหวทั้งแบบ OAT และสองตัวแปร

ครอบคลุม 25 สถานการณ์ ซึ่งเป็นการวิเคราะห์ที่ครบถ้วนกว่าทั้งการศึกษาเชิงพาณิชย์ทั่วไปและงานวิจัยก่อนหน้า (2) มิติบริบทการใช้งานที่เจาะจงศึกษาระบบขนาด 5 kWp สำหรับโฮมออฟฟิศ ซึ่งเป็นกลุ่มผู้ใช้งานที่เติบโตเร็วในยุคเศรษฐกิจดิจิทัลหลังโควิด-19 แต่ยังไม่มีการศึกษาเฉพาะ และ (3) มิติการสร้างองค์ความรู้ใหม่ด้านการหาค่าเชิงปริมาณที่เกิดจากความสอดคล้องระหว่างช่วงการใช้ไฟฟ้ากับช่วงการผลิตไฟฟ้า รวมถึงศักยภาพการลดก๊าซเรือนกระจกของกลุ่มผู้ใช้งานนี้ ซึ่งยังไม่ปรากฏในงานวิจัยก่อนหน้า

ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงมีวัตถุประสงค์เพื่อ (1) ประเมินสมรรถนะทางเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาขนาด 5 kWp ที่ติดตั้งในโฮมออฟฟิศ โดยเปรียบเทียบผลการจำลองจากโปรแกรม PVsyst กับข้อมูลจริงจากการวัดซึ่งได้จากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (2) วิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนและประเมินความแข็งแกร่งของโครงการต่อความไม่แน่นอนของปัจจัยภายนอกผ่านการวิเคราะห์ความอ่อนไหวแบบสองตัวแปร และ (3) ประเมินข้อได้เปรียบเชิงเปรียบเทียบของการติดตั้งในโฮมออฟฟิศเทียบกับบ้านพักอาศัยทั่วไป พร้อมทั้งศักยภาพการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก เพื่อเป็นแนวทางประกอบการตัดสินใจสำหรับผู้ที่สนใจติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา และเป็นข้อมูลสนับสนุนการกำหนดนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนในกลุ่มผู้ประกอบการทำงานจากที่พักอาศัย อันจะนำไปสู่การพัฒนาองค์ความรู้และแนวทางในการส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนให้เกิดประสิทธิภาพและความยั่งยืนในภาคที่อยู่อาศัยต่อไป

วิธีดำเนินการวิจัย

1.ลักษณะของพื้นที่ติดตั้งและการเก็บข้อมูลการผลิตไฟฟ้า

โฮมออฟฟิศที่ใช้เป็นกรณีศึกษาในงานวิจัยนี้ เป็นบ้านเดี่ยว 2 ชั้น ที่ใช้พื้นที่ชั้น 1 เป็นสำนักงานซึ่งตั้งอยู่ในพื้นที่เขตทวีวัฒนา กรุงเทพมหานคร บ้านหลังดังกล่าวเลือกติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด MonoPERC ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่พัฒนาต่อยอดจากเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Monocrystalline โดยมีการเพิ่มชั้นสะท้อนแสงด้านหลังเซลล์ด้วยเทคโนโลยี Passivated emitter and rear cell (PERC) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการดูดซับพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทะลุผ่านเซลล์ในชั้นแรก ส่งผลให้สามารถผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้สูงขึ้น ทั้งนี้ประสิทธิภาพของเทคโนโลยี Monocrystalline ส่งผลให้สามารถลดพื้นที่การติดตั้งต่อหน่วยกำลังการผลิตไฟฟ้า โดยระบบประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 500 W จำนวน 10 แผง รวมกำลังการผลิตติดตั้ง 5 kWp ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 20.8% ขนาดแผง (กว้างxยาวxสูง) 1,102×2,220×35 mm โดยติดตั้งบนหลังคาบ้านเดี่ยวที่มีองศาความลาดเอียง 30° (ติดตั้งตามความลาดเอียงของหลังคา) เก็บข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาโดยอุปกรณ์บันทึกข้อมูล (data logger) และแสดงข้อมูลแบบ real time ผ่านแอปพลิเคชัน Soliscloud และเว็บไซต์ Soliscloud.net ซึ่งบันทึกข้อมูลการผลิตไฟฟ้าเป็นรายวัน รายเดือน และรายปี คุณลักษณะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์และรูปการติดตั้งแสดงในตารางที่ 1 และภาพที่ 1 ตามลำดับ

Table 1 Photovoltaic module characteristics

Electrical data (STC)	
Model Number	RSM150-8-505M (MONO PERC Module)
Rated Power in Watts-Pmax (Wp)	505
Open Circuit Voltage-Voc (V)	51.23
Short circuit current-Isc (A)	12.53
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	43.10
Maximum Power Current-Impp (A)	11.74
Module Efficiency	20.6

*SCT: Irradiance 1000 W/m^2, Cell temperature 25 °C, and Air mass 1.5 m/s



Figure 1 Installation of a 5 kWp rooftop solar system for home office

2.การใช้โปรแกรม PVsyst จำลองการทำงาน

การจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ใช้โปรแกรม PVsyst รุ่นทดลอง 7.4.8 โดยเริ่มจากการกำหนดค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญ อาทิ ขนาดและประเภทของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ มุมเอียงและทิศทางการติดตั้งของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จากนั้นจำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 5 kWp เพื่อประเมินปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้า พลังงานที่สูญเสียในระบบตลอดจนประสิทธิภาพการทำงานของระบบ โดยบันทึกผลการจำลองการทำงานในแต่ละช่วงเวลาตลอดทั้งปี เพื่อนำไปวิเคราะห์การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่อไป

ในการจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยโปรแกรม PVsyst ได้กำหนดค่าพารามิเตอร์หลักในการจำลอง ประกอบด้วย พิกัดภูมิศาสตร์ที่ละติจูด 13.7553 องศาเหนือ ลองจิจูด 100.3492 องศาตะวันออก และความสูงจากระดับน้ำทะเล 9 m โดยอยู่ในเขตเวลา UTC+7 การจำลองได้เลือกระบบที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตติดตั้งรวม 5.00 kWp โดยมีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบยึดติดอยู่

กับที่ที่มุมเอียง 30° จากแนวระนาบ และมุมกวาด 0° (หันไปทางทิศใต้) ในสภาพแวดล้อมที่ปราศจากการบดบังเงาจากสิ่งกีดขวางโดยรอบ ระบบประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 10 แผง รวมกำลังการผลิตติดตั้ง 5.00 kWp สำหรับแบบจำลองที่ใช้คำนวณการแปลงค่ารังสีแสงอาทิตย์และคำนวณรังสีกระจาย ได้เลือกใช้แบบจำลอง Perez ร่วมกับการใช้ข้อมูลสภาพภูมิอากาศจากฐานข้อมูล Meteonorm เวอร์ชัน 8.1 ซึ่งเป็นค่าสังเคราะห์จากข้อมูลการตรวจวัดในช่วงปี พ.ศ. 2539-2558 (ค.ศ. 1996-2015) ประกอบด้วยข้อมูลรายชั่วโมงของตัวแปรทางอุตุนิยมวิทยาที่สำคัญ อาทิ ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ อุณหภูมิแวดล้อม ความชื้นสัมพัทธ์ ความเร็วลมและทิศทางลม ซึ่งข้อมูลใน Meteonorm นั้นมาจากสถานีตรวจวัดอากาศมากกว่า 8,300 สถานีทั่วโลก จึงมีความน่าเชื่อถือสูงและเป็นที่ยอมรับในการออกแบบและจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ อีกทั้งสามารถส่งออกข้อมูลในรูปแบบที่เข้ากันได้กับโปรแกรมจำลองการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่างๆ เช่น PVsyst, TRNSYS, EnergyPlus

3.การศึกษาผลตอบแทนการลงทุนและการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก

การประเมินผลตอบแทนการลงทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาพิจารณาจากต้นทุนของระบบ ค่าบำรุงรักษาระบบ และผลประโยชน์จากการดำเนินโครงการ พิจารณาจากการประหยัดค่าใช้จ่ายในการซื้อไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ ตัวชี้วัดความคุ้มค่าของผลตอบแทนการลงทุนที่ใช้ในงานวิจัยนี้ คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV) อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return, IRR) และระยะเวลาคืนทุน (payback period, PP) โดย simple payback period ถูกใช้เป็นตัวชี้วัดเพื่อประเมิน ระยะเวลาคืนทุนของการลงทุนอย่างเข้าใจง่าย ขณะที่ IRR และ NPV ถูกนำมาใช้เพื่อประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์โดยรวม โดยคำนึงถึงมูลค่าเงินตามเวลาสมมติฐานในการวิเคราะห์แสดงในตารางที่ 2 ซึ่งการกำหนดค่าพารามิเตอร์สำหรับการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนเป็นขั้นตอนสำคัญที่ต้องอาศัยข้อมูลอ้างอิง ที่น่าเชื่อถือ สอดคล้องกับบริบทการใช้งานจริง และสะท้อนสภาพตลาดและนโยบายของประเทศไทย ณ ช่วงเวลา ที่ทำการศึกษา ที่มาและเหตุผลในการเลือกค่าแต่ละพารามิเตอร์สามารถอธิบายได้ดังนี้

3.1 อายุโครงการ (Project lifetime)

การกำหนดอายุโครงการ 25 ปี เป็นค่ามาตรฐานสากลที่ใช้ในการประเมินความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [6] ซึ่งสอดคล้องกับระยะเวลาการรับประกันสมรรถนะของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด crystalline silicon ที่ผู้ผลิตส่วนใหญ่รับประกันว่าจะมีกำลังผลิตไม่ต่ำกว่า 80–85% ของกำลังผลิตเริ่มต้น ณ ปีที่ 25 นอกจากนี้ยังเป็นระยะเวลามาตรฐานที่ใช้ในงานวิจัยระดับสากลและเอกสารมาตรฐาน IEC 61215 เพื่อให้สามารถเปรียบเทียบผลการศึกษากับงานวิจัยอื่นได้

3.2 เงินลงทุนเริ่มต้น (Initial investment cost)

ค่าลงทุนเริ่มต้นที่ 195,000 บาท สำหรับระบบขนาด 5 kWp คิดเป็นต้นทุนต่อหน่วยเท่ากับ 39,000 บาท/kWp ซึ่งสอดคล้องกับราคาตลาดเฉลี่ยของระบบโซลาร์รูฟท็อปแบบ On-Grid สำหรับที่พักอาศัยในประเทศไทย ณ ช่วงปี พ.ศ. 2567–2568 ที่อยู่ในช่วง 35,000–45,000 บาท/kWp [7] โดยราคาดังกล่าวครอบคลุมค่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ อุปกรณ์ประกอบการติดตั้ง สายไฟ ระบบป้องกันไฟฟ้า ค่าแรงติดตั้ง และค่าดำเนินการขออนุญาตเชื่อมต่อระบบกับการไฟฟ้า (MEA หรือ PEA)

3.3 ค่าทดแทนอินเวอร์เตอร์ (Inverter replacement cost)

อินเวอร์เตอร์เป็นอุปกรณ์ที่มีอายุการใช้งานสั้นกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์อย่างมีนัยสำคัญ โดยทั่วไปมีอายุใช้งานประมาณ 10–12 ปี ต่างจากแผงเซลล์ที่มีอายุใช้งาน 25 ปี การกำหนดให้มีการทดแทนอินเวอร์เตอร์ในปีที่ 10 และปีที่ 20 จึงเป็นสมมติฐานที่สมจริงและเป็นแนวปฏิบัติมาตรฐานในการวิเคราะห์ Life Cycle

Cost ของระบบ PV ส่วนมูลค่า 25,970 บาท คิดเป็นประมาณ 13.3% ของเงินลงทุนเริ่มต้น สอดคล้องกับสัดส่วนต้นทุนของอินเวอร์เตอร์ในระบบโซลาร์รูฟท็อปที่มักอยู่ในช่วง 10–15% ของเงินลงทุนรวม [8]

3.4 ค่าบำรุงรักษา (Maintenance cost)

การกำหนดค่าบำรุงรักษารายปีที่ 1% ของเงินลงทุนเริ่มต้น เป็นค่าที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในงานวิจัยและเอกสารมาตรฐานของ International Renewable Energy Agency (IRENA) และ National Renewable Energy Laboratory (NREL) สำหรับระบบโซลาร์รูฟท็อปขนาดเล็กโดยครอบคลุมค่าทำความสะอาดแผง (2–4 ครั้ง/ปี) ค่าตรวจสอบระบบไฟฟ้าประจำปี การตรวจสอบการทำงานของอินเวอร์เตอร์ และค่าซ่อมแซมอุปกรณ์อื่นๆ สำหรับระบบขนาด 5 kWp จำนวน 1,950 บาท/ปี ถือเป็นค่าที่เหมาะสมและสะท้อนภาระค่าใช้จ่ายจริง

3.5 อัตราค่าไฟฟ้า (Electricity tariff)

อัตราค่าไฟฟ้า 4.2 บาท/หน่วย อ้างอิงจากโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) สำหรับผู้ใช้ประเภทบ้านที่อยู่อาศัย (Type 1.2) ที่มีการใช้ไฟฟ้ามากกว่า 150 หน่วย/เดือน ซึ่งเป็นระดับที่เหมาะสมกับโฮมออฟฟิศที่มีการใช้ไฟฟ้าต่อเนื่อง ทั้งนี้ค่า 4.2 บาท/หน่วย เป็นค่าเฉลี่ยที่รวมค่าไฟฟ้าฐาน ค่า Ft (Fuel Adjustment Charge) และภาษีมูลค่าเพิ่ม ซึ่งเป็นราคาที่ผู้ใช้ไฟต้องจ่ายจริงในช่วงปี พ.ศ. 2567–2568 การใช้อัตรานี้เป็นฐานในการคำนวณการประหยัดจึงสะท้อนมูลค่าจริงที่ผู้ลงทุนสามารถหลีกเลี่ยงได้จากการผลิตไฟฟ้าใช้เอง

3.6 อัตราเสื่อมสภาพของแผง (Solar panel degradation rate)

อัตราเสื่อมสภาพ 0.5% ต่อปี เป็นค่ามาตรฐานที่ผู้ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด monocrystalline silicon รุ่นใหม่รับประกัน โดยมีการรับประกันสมรรถนะเชิงเส้นให้กำลังผลิตคงเหลือไม่ต่ำกว่า 87.5% ในปีที่ 25 [9]

3.7 อัตราเงินเฟ้อ (Inflation rate)

อัตราเงินเฟ้อ 3% ต่อปี อ้างอิงจากค่าเฉลี่ยระยะยาวของอัตราเงินเฟ้อทั่วไปของประเทศไทยในช่วง 20 ปีที่ผ่านมา [10] ภายใต้กรอบเป้าหมายเงินเฟ้อร้อยละ 1–3 ที่กำหนดโดยธนาคารแห่งประเทศไทย การเลือกใช้ค่าขอบบนสะท้อนสมมติฐานเชิงอนุรักษ์ในการประเมินต้นทุน โดยเฉพาะค่าไฟฟ้าที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากราคาเชื้อเพลิงฟอสซิลและความผันผวนของค่า Ft

3.8 อัตราคิดลด (Discount rate)

อัตราคิดลด 6.82% ต่อปี อ้างอิงจากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ลูกค้ารายใหญ่ชั้นดี (Minimum Lending Rate, MLR) ของธนาคารพาณิชย์ขนาดใหญ่ 3 แห่งในประเทศไทย ได้แก่ ธนาคารกรุงเทพ ธนาคารกรุงไทย และธนาคารไทยพาณิชย์ ณ เดือนเมษายน พ.ศ. 2568 การเลือกใช้ MLR เป็นอัตราคิดลดสะท้อนแนวคิด opportunity cost of capital (OCC) กล่าวคือหากผู้ลงทุนไม่นำเงินไปลงทุนในระบบ PV ก็สามารถนำเงินไปชำระหนี้เงินกู้เพื่อประหยัดดอกเบี้ยในอัตรานี้ได้ อัตราดังกล่าวจึงเป็นอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่ยอมรับได้ (Minimum Acceptable Rate of Return, MARR) สำหรับการลงทุนในโครงการ

3.9 ปริมาณการผลิตไฟฟ้า (Electricity Ggneration)

ปริมาณการผลิตไฟฟ้า 6,991 kWh/ปี ไม่ได้เป็นทั้งค่าสมมติฐานค่าประมาณการจากผู้ผลิตหรือค่าเฉลี่ยจากเอกสารอ้างอิง หากเป็นค่าที่ได้จากการวัดของระบบที่ติดตั้งใช้งานจริงตลอดระยะเวลา 1 ปี (พ.ศ. 2567) ค่านี้คิดเป็น specific yield เท่ากับ 1,398 kWh/kWp/ปี ซึ่งอยู่ในเกณฑ์ที่ดีสำหรับบริบทภูมิอากาศของประเทศไทย

3.10 ค่า Emission Ffctor

ค่า emission factor เท่ากับ 0.4857 kgCO_2e/kWh โดยอ้างอิงจากค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานของโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนที่ทดแทนการซื้อไฟฟ้าจากระบบสายส่งประจำปี พ.ศ. 2566 [11] ซึ่งเผยแพร่โดยองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) (Thailand Greenhouse Gas Management Organization: TGO) โดยค่าดังกล่าวสะท้อนโครงสร้างเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ซึ่งยังคงพึ่งพาก๊าซธรรมชาติและถ่านหินเป็นหลัก

Table 2 Input parameters for feasibility analysis

Parameter	Value	Unit
Project lifetime	25	Years
Initial investment cost (year 0)	195,000	THB
Inverter replacement cost	25,970 per replacement)years 10 and 20)	THB
Maintenance cost	1% ofinitial investment (195,000) = 1,950	THB/year
Electricity tariff	4.2	THB/kWh
Solar panel degradation rate	0.5	%/year
Inflation rate	3	%/year
Discount rate	6.82	%/year
Electricity generation	6991	kWh/year

การคำนวณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) เป็นขั้นตอนสำคัญในการประเมินผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ข้อมูลที่ได้สามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์เพื่อกำหนดแนวทางหรือมาตรการในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (CO_2e) ได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยใช้ค่า emission factor เฉลี่ยเท่ากับ 0.4857 kgCO_2e/kWh ซึ่งอ้างอิงจากค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐาน (baseline emission) สำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนที่ทดแทนการซื้อไฟฟ้าจากระบบสายส่งประจำปี พ.ศ. 2566 ทั้งนี้การคำนวณสามารถดำเนินการได้ตามสมการที่ 1

$$CO_2 \text{ emissions (kg}CO_2\text{e/year)} = ER \times 0.4857 \text{ (kg}CO_2\text{e/kWh)} \quad (1)$$

โดยที่ CO_2 emission reduction คือ ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (kgCO_2e/year)
ER คือ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ต่อปี (kWh/year)

ผลการวิจัย

1.ผลการจำลองปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา

ปัจจัยที่มีอิทธิลต่อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ได้แก่ รังสีแสงอาทิตย์รวมบนระนาบแนวราบ (global horizontal irradiation, GHI) รังสีแสงอาทิตย์แบบกระจายบนระนาบแนวราบ (diffuse horizontal irradiation: DHI) อุณหภูมิแวดล้อม (ambient temperature) และรังสีแสงอาทิตย์รวมที่ตกกระทบบนพื้นผิวรับรังสี (global irradiance on the plane of array, POA irradiance) พลังงานรังสีแสงอาทิตย์สุทธิที่ตกกระทบบนพื้นผิวรับรังสีหลังหักผลกระทบจากการสะท้อนและเงาบัง (effective plane-of-array irradiance) พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (energy produced by the PV array) พลังงานไฟฟ้าสุทธิที่จ่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า (energy injected into the grid) และสมรรถนะของระบบ (performance ratio, PR) ปัจจัยเหล่านี้มีความสัมพันธ์เชิงลำดับโดยค่ารังสีแสงอาทิตย์ในแนวราบ ได้แก่ GHI และ DHI ทำหน้าที่เป็นตัวแปรต้นที่กำหนดปริมาณพลังงานรังสีที่ระบบได้รับ จากนั้นอุณหภูมิแวดล้อมมีผลต่อการลดลงของประสิทธิภาพการแปลงพลังงานของเซลล์แสงอาทิตย์ และท้ายที่สุดการสูญเสียภายในระบบ เช่น อินเวอร์เตอร์ สายไฟ และโมดูล จะกำหนดปริมาณพลังงานไฟฟ้าสุทธิที่สามารถจ่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้าได้จริง ปฏิสัมพันธ์ของปัจจัยเหล่านี้ส่งผลโดยตรงต่อการประเมินสมรรถนะที่แท้จริงของระบบ

ผลการจำลองค่า GHI และ HDI แสดงดังภาพที่ 2 พบว่าค่า GHI ซึ่งแสดงถึงปริมาณพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบในแนวราบ มีค่าสูงสุดในเดือนเมษายน (166.00 kWh/m^2/month) เฉลี่ยรายวัน 5.53 kWh/m^2/day และมีค่าต่ำสุดในเดือนกันยายน (127.70 kWh/m^2/month) เฉลี่ยรายวัน 4.26 kWh/m^2/day อัตราส่วนระหว่างเดือนที่มี GHI สูงสุดต่อเดือนที่มี GHI ต่ำสุดเท่ากับ 1.30 เท่า (166.00/127.70) ค่านี้บ่งชี้ว่าปริมาณรังสีของพื้นที่ศึกษามีความผันผวนตามฤดูกาลในระดับปานกลาง ซึ่งถือเป็นข้อได้เปรียบของพื้นที่เขตร้อนใกล้เส้นศูนย์สูตร เมื่อเทียบกับประเทศในเขตอบอุ่นที่อาจมีอัตราส่วนสูงถึง 3–5 เท่า ส่งผลให้ระบบ PV ที่ติดตั้งในประเทศไทยสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ค่อนข้างสม่ำเสมอตลอดทั้งปี ค่าพลังงานดังกล่าวสะท้อนถึงความแปรผันของศักยภาพรังสีแสงอาทิตย์ตามฤดูกาล ซึ่งมีค่าใกล้เคียงกับค่า GHI ของประเทศเวียดนามที่อยู่ในช่วงประมาณ 4–5 kWh/m^2/day [12] ส่วนค่า HDI ซึ่งแสดงค่ารังสีกระจายที่สัมพันธ์กับปริมาณเมฆ ในช่วงฤดูหนาวเดือนพฤศจิกายนถึงกุมภาพันธ์โดยทั่วไปประเทศไทยมีสภาพท้องฟ้าโปร่งและมีปริมาณเมฆปกคลุมน้อยในช่วงเวลาดังกล่าว ส่งผลให้ค่ารังสีกระจายอยู่ในระดับต่ำ โดยมีค่าอยู่ในช่วง 62.90–70.40 kWh/m²/month ในช่วงต้นฤดูร้อนตั้งแต่เดือนมีนาคมเป็นต้นไปถึงพฤษภาคม รังสีกระจายมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเนื่องจากเมฆที่ปกคลุมส่วนใหญ่เป็นเมฆชั้นสูงรวมถึงเมฆก่อตัวในแนวตั้ง เช่น เมฆคิวมูลัส หรือเมฆคิวมูโลนิมบัส ซึ่งเอื้อต่อการเกิดฝนฟ้าคะนอง เมื่อเข้าสู่ฤดูฝนระหว่างกลางเดือนพฤษภาคมถึงกลางเดือนตุลาคม ท้องฟ้ามักมีเมฆปกคลุมหนาแน่นหรือปกคลุมเต็มท้องฟ้า ส่งผลให้รังสีกระจายมีค่าอยู่ในช่วง 75.00–91.50 kWh/m^2/month ยกเว้นกรณีที่ฝนทิ้งช่วงประมาณปลายเดือนมิถุนายนถึงเดือนกรกฎาคมอาจมีโอกาสที่จะมีท้องฟ้าโปร่ง ส่งผลให้รังสีกระจายมีค่าลดลงอยู่ในช่วง 77.50–82.00 kWh/m^2/month ข้อสังเกตที่น่าสนใจคือสัดส่วนของรังสีกระจายต่อรังสีรวมในแนวราบ (diffuse fraction; DHI/GHI) มีค่าแตกต่างกันอย่างชัดเจนในแต่ละฤดูกาล กล่าวคือในฤดูหนาวมีค่าอยู่ในช่วงประมาณ 41–49% ซึ่งสอดคล้องกับค่ารังสีกระจาย 62.90–70.40 kWh/m²/month เมื่อเทียบกับค่า GHI ประมาณ 145–155 kWh/m²/month ขณะที่ในฤดูฝน ค่า diffuse fraction เพิ่มขึ้นเป็นประมาณ 55–65% ซึ่งสอดคล้องกับค่ารังสีกระจาย 75.00–91.50 kWh/m²/month เมื่อเทียบกับค่า GHI ที่ลดลง ปรากฏการณ์ดังกล่าวมีนัยสำคัญต่อการออกแบบระบบ เนื่องจากรังสีกระจายมีทิศทางการตกกระทบที่ไม่แน่นอน ส่งผลให้ประสิทธิภาพการรับรังสีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงเมื่อเทียบกับกรณีที่รังสีตรงเป็น

องค์ประกอบหลัก ดังนั้นประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าในฤดูฝนจึงลดลงมากกว่าที่พิจารณาจากการลดลงของค่า GHI เพียงอย่างเดียว

อีกปัจจัยหนึ่งที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์คืออุณหภูมิแวดล้อม จากผลการจำลองดังแสดงในรูปที่ 2 พบว่าอุณหภูมิแวดล้อมมีค่าสูงสุดในเดือนเมษายน (30.35 °C) ซึ่งสอดคล้องกับช่วงฤดูร้อน ขณะที่เดือนมกราคมและธันวาคมมีอุณหภูมิต่ำกว่าเล็กน้อย (27.24–27.44 °C) โดยช่วงอุณหภูมิแวดล้อมตลอดทั้งปี (27.24–30.35 °C) มีความแตกต่างเพียง 3.11 °C อย่างไรก็ตามค่าอุณหภูมิดังกล่าวสูงกว่าค่า STC (25 °C) ซึ่งเป็นเงื่อนไขอ้างอิงในการทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ประมาณ 2.24–5.35 °C ตลอดทั้งปี ทั้งนี้อุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยทั่วไปสูงกว่าอุณหภูมิแวดล้อมประมาณ 20–30 °C ภายใต้สภาวะการแผ่รังสีสูง ซึ่งสามารถอธิบายได้โดยใช้ความสัมพันธ์เชิงประจักษ์ตามแนวคิด Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) โดยที่อุณหภูมิการทำงานของเซลล์มักอยู่ในช่วงประมาณ 45–47°C [13] (ขึ้นอยู่กับความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ ความเร็วลม และลักษณะการติดตั้ง) และทำให้แผงทำงานภายใต้สภาวะที่มีอุณหภูมิสูงกว่า STC อย่างต่อเนื่อง ปรากฏการณ์ดังกล่าวสะท้อนถึงข้อจำกัดเชิงโครงสร้างของภูมิอากาศเขตร้อนที่ไม่อาจหลีกเลี่ยงได้ และเป็นปัจจัยหลักที่ทำให้ค่า PR ของระบบในประเทศไทยมีค่าต่ำกว่า 1 อย่างเป็นระบบ อุณหภูมิแวดล้อมที่สูงส่งผลให้ประสิทธิภาพการแปลงพลังงานไฟฟ้าขาออกของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ลดลง ดังเช่นผลการศึกษาของ Maka และ O'Donovan ที่พบว่าการเพิ่มอุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์จาก 25°C เป็น 125°C ส่งผลให้ประสิทธิภาพการผลิตลดลงประมาณ 17% เนื่องจากความสัมพันธ์แบบผกผันระหว่างอุณหภูมิกับสมบัติทางไฟฟ้าของวัสดุเซมิคอนดักเตอร์[14] อีกทั้ง Hassan และคณะได้ศึกษาความสัมพันธ์ระหว่างอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นกับประสิทธิภาพของเซลล์ซิลิคอน พบว่าแรงดันไฟฟ้าตอนวงจรเปิด (Open circuit voltage, V_{oc}) กำลังไฟฟ้าสูงสุด ประสิทธิภาพการแปลงสูงสุดของเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าลดลงเมื่ออุณหภูมิแวดล้อมสูงขึ้นเช่นกัน โดยประสิทธิภาพลดลงจาก 10.1% เหลือ 9.7% [15] นอกจากนี้ผลการศึกษาของ Bamisile และคณะพบว่าอุณหภูมิที่สูงขึ้นส่งผลให้ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าลดลงประมาณ 0.4–0.5%/°C [16] เมื่อนำค่าสัมประสิทธิ์อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ (−0.4 ถึง −0.5%/°C) มาประยุกต์กับข้อมูลในงานวิจัยนี้ พบว่าในเดือนเมษายนซึ่งมีอุณหภูมิแวดล้อมสูงสุด (30.35 °C) หากประมาณอุณหภูมิเซลล์อยู่ในช่วง 55–60 °C (สูงกว่า STC ประมาณ 30–35 °C) จะส่งผลให้กำลังไฟฟ้าลดลงประมาณ 12–17.5% จากผลของอุณหภูมิ อย่างไรก็ตามการลดลงของค่า PR จาก 0.85 ในเดือนธันวาคมเป็น 0.83 ในเดือนเมษายน ไม่ได้เกิดจากอุณหภูมิเพียงปัจจัยเดียว แต่ยังรวมถึงการสูญเสียในระบบและลักษณะของรังสีแสงอาทิตย์ที่เปลี่ยนแปลงไปด้วย ดังนั้นแม้เดือนเมษายนจะมีความเข้มรังสีแสงอาทิตย์สูง แต่ประสิทธิภาพของระบบเมื่อพิจารณาจากค่า PR อาจไม่สูงที่สุด เนื่องจากผลกระทบของอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นและปัจจัยการสูญเสียอื่น ๆ ในระบบ

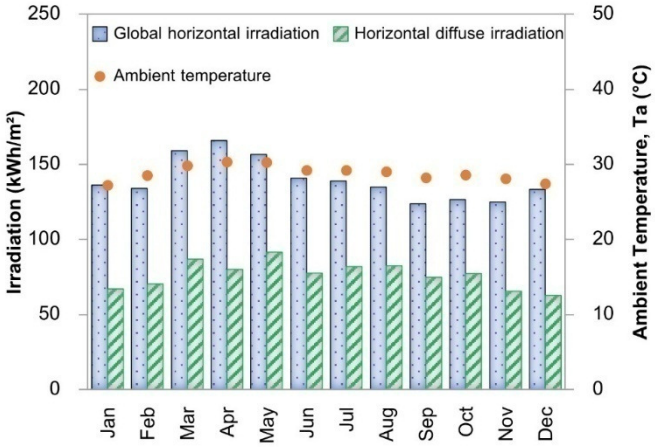


Figure 2 Simulation results of global horizontal irradiation, horizontal diffuse irradiation on horizontal surfaces, and ambient temperature for 2024

ผลการจำลองรังสีแสงอาทิตย์รวมที่ตกกระทบบนระนาบแผง (plane-of-array (POA) global irradiation) และรังสีแสงอาทิตย์ที่มีประสิทธิผล (effective irradiance) ดังแสดงในรูปที่ 3 พบว่าค่ารังสีแสงอาทิตย์ทั้งสองมีค่าใกล้เคียงกัน โดยรังสีที่มีประสิทธิผลมีค่าต่ำกว่าเล็กน้อยในแต่ละเดือน อันเนื่องมาจากการสูญเสียเชิงแสง เช่น ผลของมุมตกกระทบของรังสี (incident angle modifier, IAM) และเงาบังเป็นหลัก ส่วนต่างระหว่าง POA และ effective irradiance อยู่ในช่วงประมาณ 2–3% อย่างสม่ำเสมอในทุกเดือน ซึ่งบ่งชี้ว่าตำแหน่งและมุมติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีความเหมาะสม และไม่มีผลกระทบจากเงาบังอย่างมีนัยสำคัญจากสิ่งกีดขวางโดยรอบ การเพิ่มขึ้นของรังสีแสงอาทิตย์รวมที่ตกกระทบบนระนาบแผงส่งผลโดยตรงต่อการเพิ่มขึ้นของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยเฉพาะในช่วงเดือนมีนาคมถึงเมษายน ซึ่งเป็นช่วงที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้สูงสุด โดยอยู่ในช่วงประมาณ 647.90–689.00 kWh/month ซึ่งสอดคล้องกับช่วงเดือนที่มีค่ารังสีแสงอาทิตย์รวมในแนวระนาบ (GHI) สูงที่สุด โดยมีค่าอยู่ที่ประมาณ 166.00 kWh/m²/month และมีรังสีกระจายต่ำ (80.10 kWh/m^2/month) ข้อสังเกตที่สำคัญคือเดือนมีนาคมผลิตพลังงานไฟฟ้าได้สูงกว่าเดือนเมษายน (689.00 เทียบกับ 647.90 kWh/month หรือมากกว่า 6.3%) ขณะที่เดือนเมษายนมี GHI สูงกว่า ปรากฏการณ์นี้เป็นหลักฐานเชิงประจักษ์ที่ยืนยันข้อจำกัดเชิงโครงสร้างของภูมิอากาศเขตร้อนดังที่วิเคราะห์ไว้ก่อนหน้า กล่าวคืออุณหภูมิสูงในเดือนเมษายน (30.35 °C) ลดทอนประสิทธิภาพจนทำให้พลังงานที่ผลิตได้จริงต่ำกว่าเดือนมีนาคม (29.20 °C) ที่มี GHI ใกล้เคียงแต่อุณหภูมิต่ำกว่า ผลนี้ชี้ให้เห็นว่าในภูมิอากาศเขตร้อน เดือนที่เหมาะสมที่สุดสำหรับการผลิตไฟฟ้าไม่ใช่เดือนที่มี GHI สูงสุด แต่คือเดือนที่มี GHI สูงในขณะที่อุณหภูมิยังไม่สูงจนเกินไปดังเช่นเดือนมีนาคม

อย่างไรก็ตามพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีแนวโน้มลดลงเล็กน้อยจากพลังงานที่ผลิตได้ เช่น พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในเดือนมีนาคมมีค่า 689.00 kWh/month เมื่อส่งเข้าสู่ระบบสายส่งไฟฟ้าพบว่ามีค่าลดลงเป็น 672.80 kWh/month คิดเป็นการสูญเสียจากระบบประมาณ 2.35% ซึ่งเป็นการสูญเสียที่เกิดหลังจากแผงเซลล์ผลิตไฟฟ้ากระแสตรงแล้ว โดยมีสาเหตุจาก 2 ปัจจัยหลัก คือ การสูญเสียในสายไฟและ

จุดเชื่อมต่อ รวมถึงการสูญเสียจากการแปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นกระแสสลับผ่านอินเวอร์เตอร์สอดคล้องกับผลการศึกษาของ Idbouhouch และคณะ ที่ได้ศึกษาการเสื่อมประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ในสภาพแวดล้อมจริง พบว่าประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์มีแนวโน้มลดลงเมื่อทำงานภายใต้สภาวะอุณหภูมิที่สูง ซึ่งส่งผลให้การสูญเสียในกระบวนการแปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นกระแสสลับเพิ่มขึ้น [17] อีกทั้ง Ganege และคณะ ยังได้ศึกษาประสิทธิภาพการเชื่อมต่อระบบสายส่งไฟฟ้าโดยพิจารณาการสูญเสียพลังงานระหว่างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ แบตเตอรี่ และจุดเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งบ่งชี้ว่าพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบสายส่งไฟฟ้ามีค่าลดลงจากปัจจัยดังกล่าว [18] ข้อสังเกตในเชิงปฏิบัติคือค่าการสูญเสียในระบบ (system losses) ที่ 2.35% ถือว่าอยู่ในเกณฑ์ที่ดีสำหรับระบบขนาดเล็ก 5 kWp เนื่องจากระบบมีระยะสายไฟสั้นและเลือกใช้อินเวอร์เตอร์ที่มีขนาดเหมาะสมกับกำลังผลิตของแผง ส่งผลให้การสูญเสียในระบบอยู่ในระดับต่ำ ทั้งนี้ลักษณะดังกล่าวถือเป็นข้อได้เปรียบของระบบขนาดเล็กที่ติดตั้งใกล้จุดใช้งาน เมื่อเทียบกับระบบขนาดใหญ่ซึ่งมักมีการสูญเสียในระบบสูงกว่าอันเนื่องมาจากความยาวของสายไฟที่มากขึ้น

ผลการจำลองค่าสมรรถนะของระบบไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (performance ratio, PR) ดังภาพที่ 3 พบว่ามีค่าเฉลี่ยเป็น 0.839 ค่า PR เป็นตัวชี้วัดสมรรถนะโดยรวมของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยเปรียบเทียบพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงกับพลังงานไฟฟ้าที่คาดการณ์จากความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ แสดงให้เห็นถึงศักยภาพของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ แนวโน้มของค่า PR มีความเสถียรค่อนข้างสูงและคงที่ในทุกเดือน โดยมีค่าใกล้เคียงกันในช่วง 0.80–0.85 บ่งชี้ว่าระบบมีประสิทธิภาพที่สม่ำเสมอและไม่มีการเปลี่ยนแปลงมากนักในแต่ละเดือน แม้ว่าจะมีการเปลี่ยนแปลงของฤดูกาลและสภาพอากาศ แต่ยังอาจมีผลกระทบจากปัจจัยอื่นๆ เช่น การบดบังแสงในบางช่วง หรือสภาพอากาศที่มีผลต่อระดับการแผ่รังสี ทำให้ PR มีค่าลดลงเล็กน้อย เช่น เดือนเมษายนมีค่า PR ต่ำสุดคือ 0.83 ค่า PR ที่สูง (ใกล้เคียง 1) บ่งบอกถึงระบบที่มีประสิทธิภาพสูง เช่น ค่า PR สูงสุดอยู่ในเดือนธันวาคม (0.85) หากค่า PR ต่ำกว่าค่านี้อาจเกิดจากการสูญเสีย เช่น การสูญเสียพลังงานในสายไฟ การสูญเสียจากอุณหภูมิการทำงานที่สูง และประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ที่ต่ำกว่ามาตรฐาน ซึ่งล้วนส่งผลกระทบต่อสมรรถนะโดยรวมของระบบเมื่อวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างค่า PR กับอุณหภูมิแวดล้อมเชิงปริมาณ พบว่าค่า PR ต่ำสุด (0.83 ในเดือนเมษายน) ตรงกับเดือนที่มีอุณหภูมิแวดล้อมสูงสุด (30.35 °C) และค่า PR สูงสุด (0.85 ในเดือนธันวาคม) ตรงกับเดือนที่อุณหภูมิแวดล้อมต่ำ (27.44 °C) ส่วนต่างของ PR ระหว่างเดือนร้อนที่สุดและเย็นที่สุดเท่ากับ 0.02 หรือ 2.4% ของค่า PR สูงสุด เมื่อเทียบกับส่วนต่างอุณหภูมิแวดล้อม 2.91 °C จะได้อัตราการลดลงของ PR ประมาณ 0.82%/°C ของอุณหภูมิแวดล้อม ค่านี้สอดคล้องกับค่าสัมประสิทธิ์อุณหภูมิของ Bamisile และคณะ [16] ซึ่งชี้ให้เห็นว่าอุณหภูมิเป็นปัจจัยสำคัญที่มีบทบาทในการอธิบายความผันผวนของค่า PR

ค่า PR เฉลี่ยในงานวิจัยนี้มีค่า 0.839 หรือ 83.90% ถือว่าอยู่ในเกณฑ์ที่ดีมีความเสถียรในการแปลงพลังงานและการผลิตพลังงานไฟฟ้าสม่ำเสมอตลอดปี โดยมีค่าใกล้เคียงกับผลการศึกษาของ Khamharnphol และคณะ ที่ประเมินทางเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาขนาด 100 kWp สำหรับโรงพยาบาล 5 แห่งในพื้นที่ภาคกลางตอนใต้ของประเทศไทยและพบว่าค่า PR มีค่าประมาณ 85% [19] ข้อสังเกตที่น่าสนใจคือระบบ 5 kWp ในงานวิจัยนี้ (PR 83.90%) มีสมรรถนะใกล้เคียงกับระบบ 100 kWp ของ Khamharnphol และคณะ (PR ≈ 85%) โดยมีส่วนต่างเพียง 1.1 percentage points ผลนี้แสดงว่าระบบขนาดเล็กที่ออกแบบและติดตั้งอย่างเหมาะสมสามารถสร้างสมรรถนะทางเทคนิคเทียบเคียงกับระบบขนาดใหญ่ที่มีความได้เปรียบด้าน economies of scale ได้ ส่วนต่าง PR ที่มีเพียงเล็กน้อยอาจมีสาเหตุมา

จากความแตกต่างของอุณหภูมิเฉลี่ยในพื้นที่ศึกษาของทั้งสองงานวิจัย รวมถึงปัจจัยด้านสภาพแวดล้อมและการสูญเสียในระบบอื่นๆ

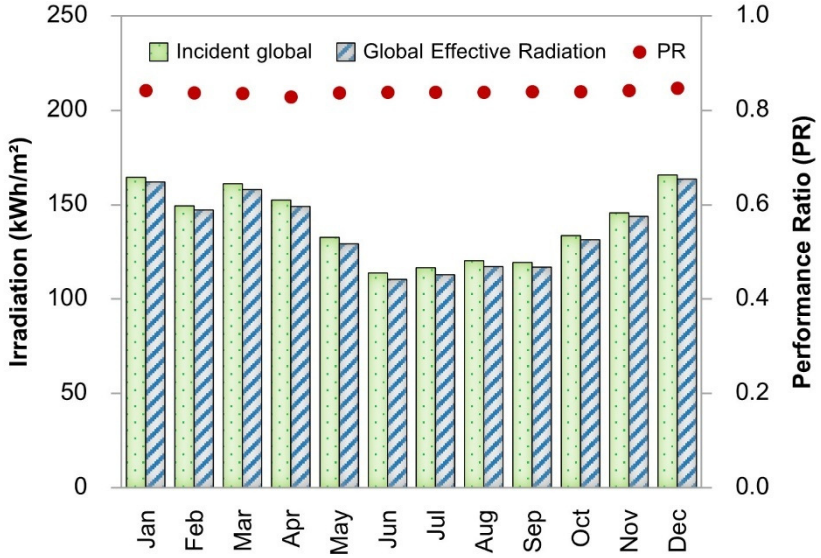


Figure 3 Comparative results of incident global radiation and global effective radiation, and the performance ratio of the solar cell system

2.ผลการจำลองการสูญเสียพลังงานในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา

จากการจำลองรายปีพบว่าการสูญเสียพลังงานในระบบผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้งบนหลังคาแสดงดังภาพที่ 4 ซึ่งเป็นภาพ loss diagram จากโปรแกรม PVsyst แสดงให้เห็นการสูญเสียพลังงานตลอดกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อย่างละเอียด โดยเริ่มจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบในแนวราบ 1,676 kWh/m² ซึ่งเมื่อคำนวณมุมตกกระทบบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์แล้วจะมีค่าลดลงเป็น 1642 kWh/m² โดยมีการสูญเสีย 2% จากปัจจัยค่าความสูญเสียพลังงานจากมุมตกกระทบ จากนั้นเมื่อคำนวณพื้นที่รับแสง 24 m^2 ที่ประสิทธิภาพภายใต้สภาวะทดสอบมาตรฐาน (standard test conditions, STC) 21.10% จะได้พลังงานไฟฟ้า 8,226 kWh ในระหว่างกระบวนการแปลงพลังงานระบบมีการสูญเสียอันเนื่องมาจากระดับความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ และความสูญเสียจากคุณภาพของโมดูล รวมเป็น 11.05% ส่งผลให้พลังงานภายใต้สภาวะ STC มีค่าเท่ากับ 7,208 kWh นอกจากนี้ยังมีการสูญเสียจากความไม่สอดคล้องกันของโมดูลและสายไฟ รวมถึงการสูญเสียจากประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ซึ่งคิดเป็น 3.14% และ 2.31% ตามลำดับ ส่งผลให้พลังงานไฟฟ้าสุทธิที่สามารถจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 7,032 kWh

เมื่อวิเคราะห์การสูญเสียพลังงานทั้งระบบในเชิงปริมาณสามารถจำแนกสัดส่วนได้ดังนี้ จากพลังงานที่ตกกระทบสูงสุดที่แผงสามารถรับได้ตามค่า STC (8,226 kWh) ไปจนถึงพลังงานสุทธิที่จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า (7,032 kWh) มีการสูญเสียรวมทั้งสิ้น 1,194 kWh หรือ 14.52% ของพลังงานเริ่มต้น

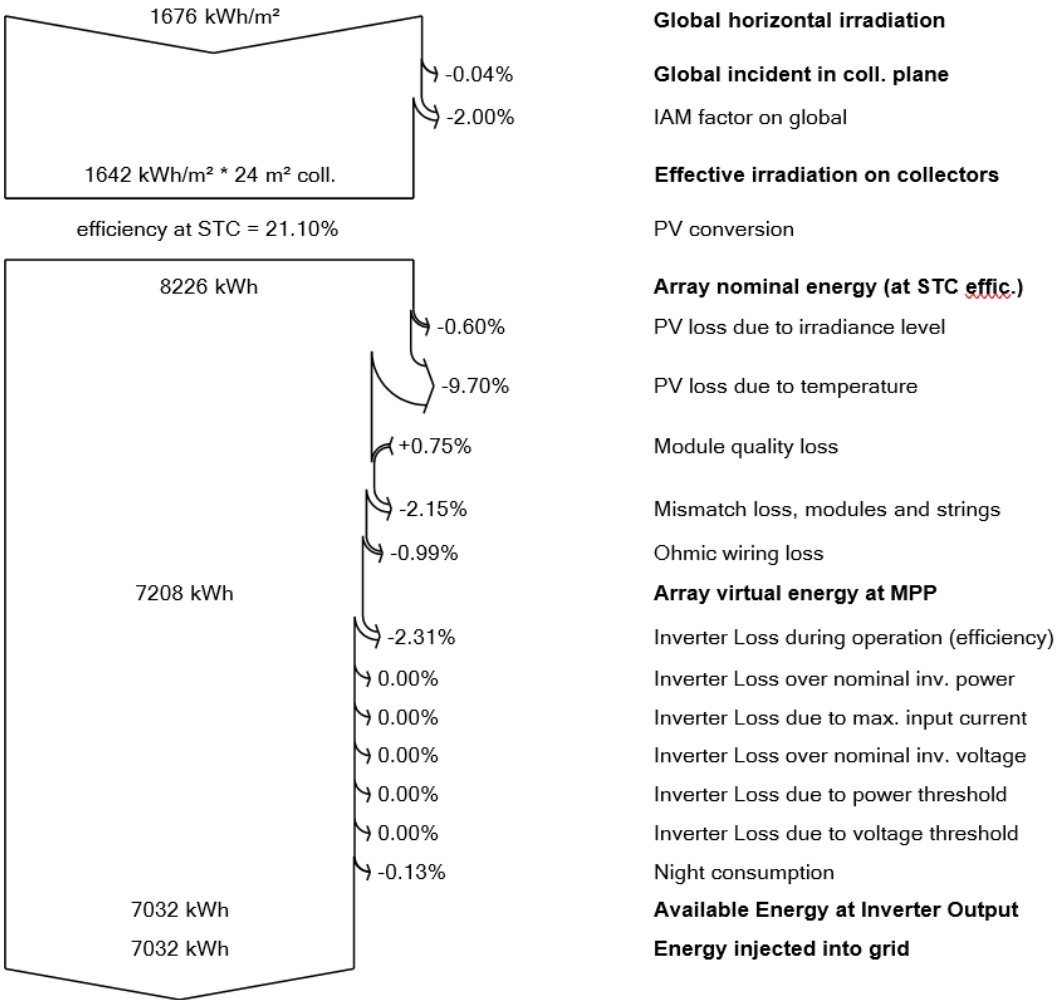


Figure 4 Loss diagram from PVsyst simulation

โดยแบ่งเป็น 3 กลุ่มหลัก ดังนี้ (1) กลุ่มความสูญเสียที่ควบคุมไม่ได้ (uncontrollable loss) ได้แก่ การสูญเสียจากอุณหภูมิและความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ซึ่งคิดเป็น 11.05% และเป็นสัดส่วนที่สูงที่สุดถึง 76% ของการสูญเสียรวม การสูญเสียกลุ่มนี้เกิดจากปัจจัยสภาพภูมิอากาศที่ไม่สามารถควบคุมได้ โดยเฉพาะอุณหภูมิเซลล์ที่สูงกว่า STC ตลอดทั้งปีดังที่วิเคราะห์ไว้ก่อนหน้า (2) กลุ่มความสูญเสียที่ควบคุมได้บางส่วน (partially controllable loss) ได้แก่ การสูญเสียจากความไม่สอดคล้องของโมดูลและสายไฟ 3.14% การสูญเสียกลุ่มนี้สามารถควบคุมได้ด้วยการเลือกใช้โมดูลจากชุดการผลิต (lot) เดียวกันซึ่งช่วยลดความไม่สอดคล้องของคุณลักษณะ

ทางไฟฟ้าระหว่างโมดูล เช่น การใช้สายไฟขนาดเหมาะสมและการลดระยะสายไฟ (3) กลุ่มความสูญเสียจากอุปกรณ์แปลงพลังงาน ได้แก่ การสูญเสียจากอินเวอร์เตอร์ 2.31% ซึ่งอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของอินเวอร์เตอร์ที่มีประสิทธิภาพ 97–98% การจำแนกสัดส่วนการสูญเสียเช่นนี้มีประโยชน์อย่างยิ่งต่อผู้ลงทุนเนื่องจากบ่งชี้ให้เห็นปัจจัยที่ควบคุมได้ ซึ่งมิใช่อุณหภูมิแต่คือคุณภาพสายไฟ อินเวอร์เตอร์ และการบำรุงรักษา ซึ่งรวมกันคิดเป็น 5.45% ของการสูญเสีย ข้อมูลเหล่านี้แสดงให้เห็นว่าแต่ละขั้นตอนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ล้วนมีการสูญเสียพลังงานที่ต้องคำนวณเพื่อประเมินประสิทธิภาพจริงของระบบ ซึ่งเมื่อคิดค่าการสูญเสียจากแผงและระบบพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละเดือนเปรียบเทียบกับพลังงานที่จ่ายเข้าสู่ระบบแสดงในภาพที่ 5

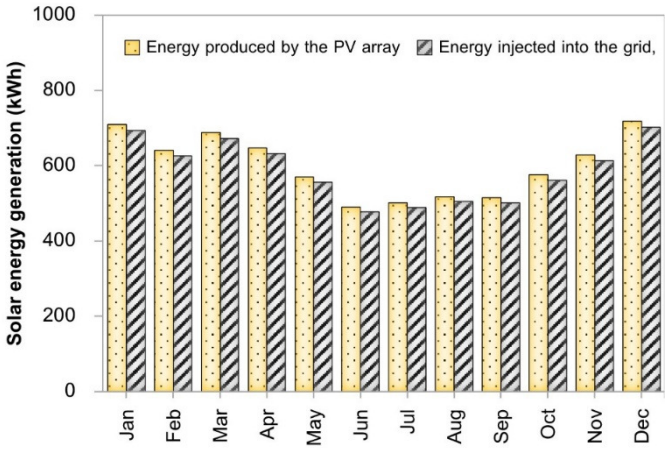


Figure 5 Simulation comparison of energy produced by the PV array and energy injected into the grid

3.ผลการเปรียบเทียบพลังงานไฟฟ้า

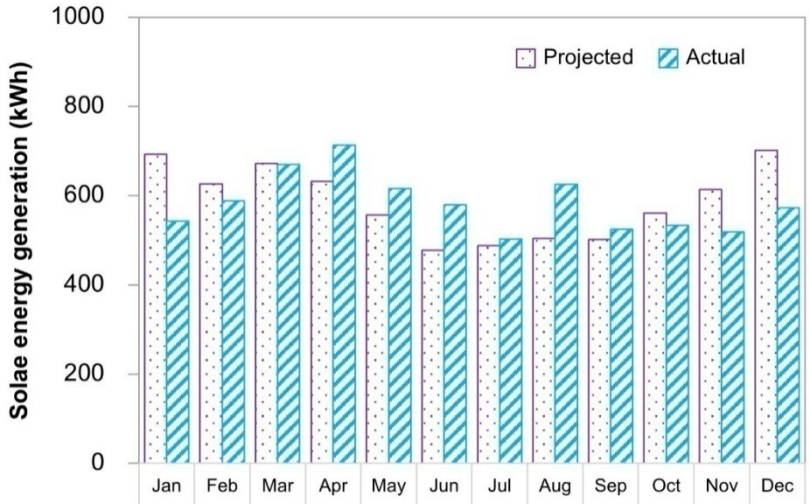
ผลการจำลองพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโปรแกรม PVsyst ดังแสดงในรูปที่ 6 เมื่อเปรียบเทียบพลังงานไฟฟ้าระหว่างผลการจำลองและค่าที่วัดได้จริงจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาของกรณีศึกษา พบว่าในภาพรวมตลอดระยะเวลา 1 ปี ค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้ารายเดือนจากการจำลอง (586.0 kWh/month) และค่าที่วัดได้จริง (582.6 kWh/month) มีค่าใกล้เคียงกันโดยมีความแตกต่างเพียงร้อยละ 0.58 ทั้งนี้ผลรวมพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ตลอดปีจากการจำลอง (7,032.1 kWh) มีค่าสูงกว่าค่าที่วัดได้จริง (6,991.0 kWh) ประมาณ 0.59% ค่าความคลาดเคลื่อนรายปีที่ 0.59% ถือว่าอยู่ในเกณฑ์ที่ดีเมื่อเทียบกับงานวิจัยอื่นที่ใช้ PVsyst ซึ่งรายงานความคลาดเคลื่อนรายปีในช่วง 2–8% นอกจากนี้การที่ค่าจำลองสูงกว่าค่าจริงเพียงเล็กน้อย (+0.59%) ซึ่งเป็นลักษณะปกติของ PVsyst ที่มักประเมินค่าสูงกว่าความเป็นจริงเล็กน้อยเนื่องจากไม่ได้คำนวณปัจจัยบางอย่างในสภาพจริง เช่น ฝุ่นสะสม มลภาวะเฉพาะพื้นที่ หรือเงาบังชั่วคราว

จากการวิเคราะห์ข้อมูลรายเดือน พบว่าเดือนมีนาคมมีค่าความแตกต่างระหว่างการจำลองและค่าที่วัดได้จริงน้อยที่สุด กล่าวคือค่าพลังงานไฟฟ้าจากการจำลองเท่ากับ 672.8 kWh/month ในขณะที่ค่าที่ได้จากการวัดเท่ากับ 670.0 kWh/month คิดเป็นความแตกต่างเพียง 0.42% เนื่องจากสภาพอากาศในเดือนมีนาคมมักมีการเปลี่ยนแปลงน้อยโดยเฉพาะในแง่ของความเข้มรังสีอาทิตย์ซึ่งฐานข้อมูลสภาพอากาศ (Meteonorm

หรือ NASA-SSE) ที่ PVsyst ใช้ในการจำลองมีความแม่นยำสูง อีกทั้งเดือนมีนาคมเป็นช่วงฤดูร้อนสำหรับประเทศไทย มีท้องฟ้าโปร่ง มีเมฆน้อย และมีปริมาณความเข้มรังสีอาทิตย์สูง ทำให้การคาดการณ์ของแบบจำลองมีความแม่นยำมากกว่าช่วงที่มีสภาพอากาศแปรปรวน หากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งใช้งานในช่วงไม่เกิน 2 ปี แผงเซลล์แสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพใกล้เคียงค่าที่ผู้ผลิตระบุซึ่งเป็นค่าที่ใช้ในการคำนวณของ PVsyst การกำหนดค่าพารามิเตอร์ในโปรแกรม PVsyst ให้สอดคล้องกับสภาพการติดตั้งจริง เช่น มุมเอียง ทิศทาง และค่าการสูญเสียของระบบ ส่งผลให้ผลการจำลองมีความสอดคล้องกับค่าที่วัดได้จริงมากขึ้น

ขณะที่เดือนสิงหาคมมีความแตกต่างของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้มากที่สุด โดยค่าที่วัดได้จริง (625.0 kWh/month) สูงกว่าค่าจากการจำลอง (504.8 kWh/month) ถึง 23.81% ข้อสังเกตสำคัญคือทิศทางของความคลาดเคลื่อนในเดือนสิงหาคมมีความผกผันจากรูปแบบทั่วไป กล่าวคือค่าที่ได้จากการวัดสูงกว่าค่าจากการจำลอง (+23.81%) ซึ่งผิดปกติจากแนวโน้มที่ PVsyst มักประเมินค่าสูงกว่าค่าจริง ปรากฏการณ์นี้บ่งชี้ว่าสภาพอากาศจริงในเดือนสิงหาคมของปีที่ศึกษา (พ.ศ. 2567) อาจมีปริมาณแสงอาทิตย์มากกว่าค่าเฉลี่ยที่ PVsyst ใช้เป็นฐานข้อมูลเนื่องจากสภาพอากาศจริงในเดือนสิงหาคมของปีนั้นๆ อาจแตกต่างออกไป โดยเฉพาะอย่างยิ่งปริมาณเมฆที่มากกว่าปกติ ฝนตกหนักหรือตกบ่อยกว่าค่าเฉลี่ย หมอกควันหรือมลพิษทางอากาศ เช่น PM2.5 PM10 ที่ส่งผลต่อความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ [20] หลายพื้นที่ในเดือนสิงหาคมของไทยมีอุณหภูมิสูงและความชื้นสูง ส่งผลให้ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น โดยอุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่สูงเกิน 25 °C จะลดอัตราการแปลงพลังงานลง 0.4 ถึง 0.65%/°C [21] ซึ่งมลภาวะทางอากาศส่งผลต่อประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าดังผลการศึกษาของ Kazem และคณะ ที่ศึกษาเปรียบเทียบพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไม่ได้ทำความสะอาดและแผงที่ทำความสะอาด พบว่าผ่านไป 60 วัน สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 38.18% และ 60% ตามลำดับ [22] ผลการศึกษาของ Kazem ดังกล่าวมีนัยสำคัญต่อบริบทของโฮมออฟฟิศเป็นอย่างยิ่ง เนื่องจากชี้ให้เห็นว่าหากไม่ทำความสะอาดแผงเป็นเวลา 60 วัน ประสิทธิภาพจะลดลงถึง 57% เมื่อเทียบกับแผงที่ทำความสะอาด (38.18% เทียบกับ 60%) ข้อมูลนี้เน้นย้ำความสำคัญของการบำรุงรักษาเชิงป้องกันที่ควรดำเนินการอย่างน้อยทุก 1–2 เดือน โดยเฉพาะในช่วงฤดูแล้งที่มีฝุ่นละอองสูง

การวิเคราะห์แนวโน้มตามฤดูกาลแสดงให้เห็นว่าในช่วงฤดูร้อน (เมษายน-มิถุนายน) ค่าที่วัดได้จากการวัดมีแนวโน้มสูงกว่าค่าจากการจำลอง โดยเฉพาะในเดือนเมษายนที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 714.0 kWh/month เมื่อเทียบกับค่าจากการจำลองที่ได้ 632.1 kWh/month ในทางกลับกันช่วงฤดูหนาว (พฤศจิกายน-มกราคม) ค่าจากการจำลองมีแนวโน้มสูงกว่าค่าที่ได้จาการวัด โดยเฉพาะในเดือนธันวาคมที่ค่าจากการจำลองสูงถึง 702.0 kWh/month ในขณะที่ค่าที่ได้จากการวัด 573.0 kWh/month ในฤดูร้อนการจำลองด้วย PVsyst ประเมินค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่ำกว่าค่าที่ได้จากการวัดโดยเฉพาะเดือนเมษายนซึ่งค่าที่ได้จากการวัดสูงกว่าค่าจำลองประมาณ 13% ในทางกลับกันในฤดูหนาวการจำลองด้วย PVsyst ประเมินค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการจำลองสูงกว่าค่าที่ได้จากการวัด โดยเฉพาะเดือนธันวาคมที่ค่าจากการจำลองสูงกว่าค่าที่ได้จากการวัดประมาณ 23% ปรากฏการณ์นี้สามารถอธิบายได้จากข้อจำกัดของฐานข้อมูล Meteonorm ที่ PVsyst ใช้ซึ่งอาศัยค่าเฉลี่ยระยะยาวที่ไม่สามารถสะท้อนความผันผวนของสภาพอากาศเฉพาะปีได้ ข้อค้นพบนี้มีนัยสำคัญทางปฏิบัติ กล่าวคือผู้ลงทุนไม่ควรใช้ผลการจำลองรายเดือนเป็นเกณฑ์ตัดสินใจ แต่ควรพิจารณาจากค่ารวมรายปีเป็นหลัก ซึ่งมีความแม่นยำสูงกว่ามาก (คลาดเคลื่อนเพียง 0.59%) เนื่องจากความคลาดเคลื่อนรายเดือนมีลักษณะหักล้างกันระหว่างเดือนที่ประเมินสูงและต่ำมากเกินไป



	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Projected	693.3	626.3	672.8	632.1	556.6	478.2	488.7	504.8	502.0	561.6	613.7	702.0
Actual	543.0	589.0	670.0	714.0	616.0	580.0	503.0	625.0	525.0	534.0	519.0	573.0

Figure 6 Comparison between simulated and measured electrical power

ข้อสังเกตที่สำคัญคือโปรแกรม PVsyst สามารถให้ผลการจำลองที่มีความแม่นยำในภาพรวม แม้ว่าอาจมีความคลาดเคลื่อนในบางเดือน ซึ่งความคลาดเคลื่อนดังกล่าวเกิดจากปัจจัยภายนอก อาทิ สภาพภูมิอากาศและปริมาณฝุ่นละอองในอากาศ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละวันมีความผันผวนสูง โดยเฉพาะในช่วงฤดูฝน ปริมาณความเข้มรังสีที่ลดลงเนื่องจากเมฆฝนส่งผลต่อพลังงานไฟฟ้าที่ระบบผลิตได้ [16] ทำให้มีวันที่ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าได้น้อยและไม่สม่ำเสมอ ในบางวันระบบสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้สูงถึงประมาณ 30 kWh/day ขณะที่ในบางวันพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ลดลงถึงต่ำกว่า 5 kWh/day ดังภาพที่ 7 ซึ่งเกิดจากสภาพอากาศส่งผลให้ปริมาณความเข้มรังสีอาทิตย์ลดลง เช่น วันที่มีฝนตกหนักหรือมีเมฆมากค่าความผันผวนรายวันที่สูง (อัตราส่วนระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ได้สูงสุดต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่ำสุดเท่ากับ 30/5 = 6 เท่า) ซึ่งมีนัยสำคัญต่อบริบทของโฮมออฟฟิศ เนื่องจากโฮมออฟฟิศมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าค่อนข้างคงที่ในช่วงกลางวัน (จากเครื่องปรับอากาศและคอมพิวเตอร์ที่ทำงานต่อเนื่อง) ดังนั้นในวันที่ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เพียง 5 kWh/day โฮมออฟฟิศจะต้องซื้อไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นหลัก ในขณะที่วันที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 30 kWh/day อาจมีพลังงานไฟฟ้าเหลือขายคืนระบบโครงข่ายไฟฟ้า ลักษณะดังกล่าวสะท้อนว่าแม้ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะมีสมรรถนะที่ดีในภาพรวม แต่ในระดับรายวันผู้ใช้ยังคงต้องพึ่งพาระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากการไฟฟ้าเป็นแหล่งพลังงานสำรอง ซึ่งเป็นเหตุผลที่โฮมออฟฟิศควรใช้ระบบ On-Grid แทนระบบ Off-Grid เพื่อรักษาความเสถียรของแหล่งจ่ายไฟฟ้า

ค่าเฉลี่ยรังสีอาทิตย์รวมบนระนาบของแผงตลอดปีอยู่ที่ 4.591 kWh/m²/day ซึ่งเป็นข้อมูลสำคัญในการประเมินสมรรถนะของระบบ PV และการออกแบบระบบให้เหมาะสมกับศักยภาพพลังงานในพื้นที่ เมื่อแปลงค่า 4.591 kWh/m²/day เป็นค่าชั่วโมงแดดเทียบเท่าจะได้ค่าเท่ากับ 4.591 ชั่วโมงต่อวัน ค่านี้เป็น

พารามิเตอร์สำคัญในเชิงปฏิบัติสำหรับการประมาณผลผลิตพลังงาน โดยระบบขนาด 5 kWp จะสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยได้ประมาณ 19.26 kWh/day เมื่อพิจารณาร่วมกับค่า performance ratio ของระบบ ซึ่งสามารถครอบคลุมปริมาณการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางวันของโฮมออฟฟิศขนาดเล็กที่มีการใช้ไฟฟ้าประมาณ 15–25 kWh/day ได้เป็นส่วนใหญ่ ข้อมูลนี้ยืนยันว่าการเลือกขนาดระบบ 5 kWp มีความเหมาะสมกับขนาดและพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของโฮมออฟฟิศ

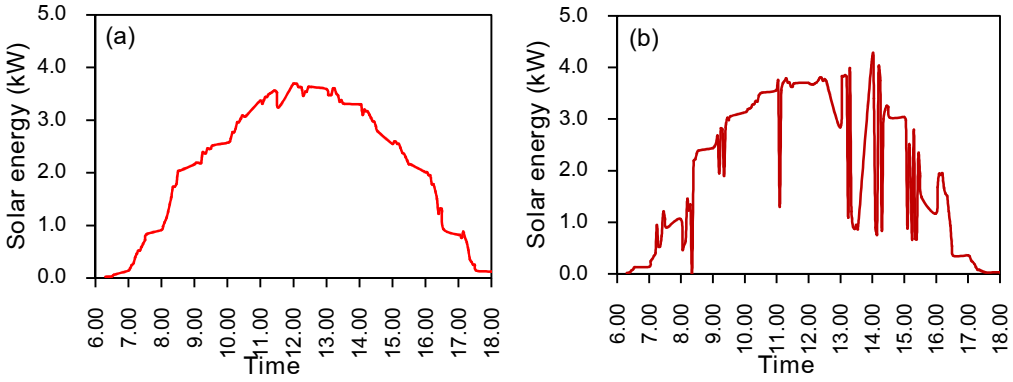


Figure 7 Hourly electricity power output comparison graphs for (a) March 15, 2024 and (b) August 15, 2024

4.การวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุนและความอ่อนไหว (Sensitivity analysis)

4.1 ผลการคำนวณกรณีฐาน (Base case)

จากพารามิเตอร์ที่กำหนดในตารางที่ 2 ซึ่งประกอบด้วยเงินลงทุนเริ่มต้น 195,000 บาท ปริมาณการผลิตไฟฟ้าปีแรก 6,991 kWh/year อัตราค่าไฟฟ้า 4.2 บาท/หน่วย อัตราเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 0.5% ต่อปีอัตราเงินเฟ้อ 3% ต่อปี และอัตราคิดลด 6.82% ต่อปี เมื่อคำนวณกระแสเงินสดสุทธิตลอดอายุโครงการ 25 ปี และตัวชี้วัดความคุ้มค่าการลงทุนของกรณีฐานพบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 190,751 บาท แสดงว่าโครงการสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับผู้ลงทุนเมื่อคิดเป็นมูลค่าปัจจุบันอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เท่ากับ 15.38% ซึ่งสูงกว่าอัตราคิดลด 6.82% มากกว่า 2 เท่า บ่งชี้ว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุนอย่างชัดเจน ระยะเวลาคืนทุนเท่ากับ 6.49 ปีจากอายุโครงการ 25 ปี แสดงให้เห็นว่าผู้ลงทุนสามารถผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยไม่มีต้นทุนอีกประมาณ 18.5 ปี นอกจากนี้ตลอดอายุโครงการ 25 ปีระบบสามารถลดปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์รวม 79,585 $kgCO_2e$ หรือเฉลี่ย 3,183 $kgCO_2e$ ต่อปี

4.2 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวแบบ One-at-a-Time (OAT)

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวในงานวิจัยนี้ดำเนินการโดยใช้วิธี one-at-a-time (OAT) ซึ่งเป็นการเปลี่ยนแปลงตัวแปรทีละตัวในขณะที่ตรึงตัวแปรอื่นๆไว้ที่ค่ากรณีฐาน ตัวแปรที่ศึกษาประกอบด้วย 4 ตัวแปร ได้แก่ ปริมาณความเข้มรังสีอาทิตย์ (สะท้อนผ่านปริมาณการผลิตไฟฟ้า ±10%) อัตราเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (0.3%–1.0% ต่อปี) อัตราค่าไฟฟ้า (±10%) และอัตราคิดลด (5.0%–9.0%) ผลการวิเคราะห์แสดงในตารางที่ 3

Table 3 One-at-a-Time (OAT) sensitivity analysis results

Scenario	Value	IRR (%)	NPV (THB)	PP (yr)	ΔIRR (pp)
Base case	Based	15.38	190,751	6.49	—
Generation −10%	6,292 kWh	13.55	145,975	7.20	−1.83
Generation +10%	7,690 kWh	17.15	235,526	5.90	+1.77
Degradation 0.3%/yr	0.3%/yr	15.65	200,689	6.44	+0.27
Degradation 1.0%/yr	1.0%/yr	14.69	167,126	6.62	−0.69
Tariff −10%	3.78THB	13.55	145,975	7.20	−1.83
Tariff +10%	4.62THB	17.15	235,526	5.90	+1.77
Discount rate 5.0%	5.0%	15.38	271,400	6.49	0.00
Discount rate 9.0%	9.0%	15.38	119,485	6.49	0.00

* ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของตัวแปรการผลิตไฟฟ้าและอัตราค่าไฟฟ้าให้ค่าที่เท่ากัน เนื่องจากรายได้มีความสัมพันธ์เชิงเส้นกับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้และอัตราค่าไฟฟ้า

จากตารางที่ 3 พบว่าตัวแปรที่มีผลกระทบต่อ IRR มากที่สุดคือปริมาณความเข้มรังสีอาทิตย์ (ปริมาณการผลิตไฟฟ้า) และอัตราค่าไฟฟ้าโดยทั้งสองตัวแปรส่งผลให้ IRR เปลี่ยนแปลงในช่วง 13.55%–17.15% คิดเป็นส่วนต่างจากกรณีฐานประมาณ ±1.8 percentage points เหตุผลที่ทั้งสองตัวแปรมีผลกระทบเท่ากันเนื่องจากรายรับของโครงการเป็นผลคูณโดยตรงระหว่างปริมาณการผลิตไฟฟ้ากับอัตราค่าไฟฟ้า (Revenue = Generation × Tariff) ดังนั้นการเปลี่ยนแปลง ±10% ของตัวแปรใดตัวหนึ่งจึงส่งผลต่อกระแสเงินสดในสัดส่วนที่เท่ากัน ส่วนอัตราเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ส่งผลกระทบในระดับปานกลางโดย IRR อยู่ในช่วง 14.69%–15.65% (spread 0.96 percentage points) ทั้งนี้เนื่องจากอัตราเสื่อมสภาพมีผลสะสมตลอดอายุโครงการ 25 ปี อย่างไรก็ตามช่วงที่ทดสอบ (0.3%–1.0% ต่อปี) มีความแตกต่างไม่สูงมากในแต่ละปีผลกระทบจึงอยู่ในระดับปานกลาง สำหรับอัตราคิดลดพบว่าไม่ส่งผลกระทบต่อ IRR (IRR คงที่ 15.38% ในทุกระดับอัตราคิดลด) เนื่องจากโดยนิยามทางการเงิน IRR คืออัตราคิดลดที่ทำให้ NPV เท่ากับศูนย์จึงเป็นอิสระจากอัตราคิดลดที่กำหนด แต่อัตราคิดลดส่งผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญต่อ NPV โดยเมื่ออัตราคิดลดลดลงเหลือ 5.0% NPV เพิ่มขึ้นเป็น 271,400 บาท และเมื่ออัตราคิดลดเพิ่มเป็น 9.0% NPV ลดลงเหลือ 119,485 บาท ข้อสังเกตที่สำคัญคือในทุกสถานการณ์ที่ทดสอบค่า IRR ต่ำสุดเท่ากับ 13.55% ซึ่งยังคงสูงกว่าอัตราคิดลด 6.82% อย่างมีนัยสำคัญและค่า NPV ยังคงเป็นบวกในทุกกรณี แสดงว่าโครงการมีความแข็งแกร่งต่อความไม่แน่นอนของตัวแปรเหล่านี้ในช่วงที่ศึกษา

ผลกระทบของแต่ละตัวแปรต่อ IRR โดยเรียงลำดับจากตัวแปรที่มีผลกระทบมากที่สุดไว้บนสุด ผลสรุปแสดงในตารางที่ 4 ซึ่งสามารถจัดอันดับผลกระทบของตัวแปรต่อ IRR ได้ดังนี้ อันดับ 1 อัตราค่าไฟฟ้า (spread 3.59 pp) อันดับ 2 ความเข้มรังสีแสงอาทิตย์อาทิตย์ (spread 3.59 pp) อันดับ 3 อัตราเสื่อมสภาพ (spread 0.96 pp) และอันดับ 4 อัตราคิดลด (spread 0.00 pp ไม่มีผลต่อ IRR) ชี้ให้เห็นว่าปัจจัยด้านรายรับ (ราคาขายพลังงานไฟฟ้าและความเข้มรังสีแสงอาทิตย์) เป็นตัวขับเคลื่อนความคุ้มค่า การลงทุน ที่สำคัญที่สุดนโยบายค่าไฟฟ้าของภาครัฐจึงมีบทบาทสำคัญอย่างยิ่งต่อการตัดสินใจลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา ในขณะที่สภาพภูมิอากาศและความเข้มรังสีแสงอาทิตย์เป็นปัจจัยที่ควบคุมไม่ได้แต่ต้องนำมาประเมินความเสี่ยงในการลงทุน

Table 4 One-way sensitivity analysis of IRR by key variables

Variable	IRR Low (%)	IRR High (%)	Spread (pp)	Rank
Electricity tariff (±10%)	13.55	17.15	3.59	1
Solar irradiance (±10%)	13.55	17.15	3.59	2
Degradation rate (0.3%–1.0%/yr)	14.69	15.65	0.96	3
Discount rate (5.0%–9.0%)	15.38	15.38	0.00	4

4.3 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวแบบสองตัวแปร (Two-Way Sensitivity Analysis)

จากผลกระทบของแต่ละตัวแปรต่อ IRR ดังตารางที่ 4 ได้เลือกตัวแปร 2 ตัวที่มีผลกระทบสูงสุดคือ ปริมาณการผลิตไฟฟ้า (±10% จากค่าฐาน 6,991 kWh) และอัตราค่าไฟฟ้า (±10% จากค่าฐาน 4.2 บาท/kWh) มาวิเคราะห์แบบสองตัวแปรพร้อมกันโดยแบ่งเป็น 5 ระดับสำหรับแต่ละตัวแปร (−10%, −5%, ค่าฐาน, +5%, +10%) รวมทั้งสิ้น 25 สถานการณ์ ผลการวิเคราะห์แสดงในตารางที่ 5 พบว่าภายใต้สถานการณ์เชิงลบเมื่อปริมาณการผลิตไฟฟ้าลดลง 10% พร้อมกับค่าไฟฟ้าลดลง 10% IRR มีค่า 11.84% ซึ่งยังคงสูงกว่าอัตราคิดลด 6.82% อย่างมีนัยสำคัญ ในทางกลับกันภายใต้สถานการณ์เชิงบวกเมื่อทั้งสองตัวแปรเพิ่มขึ้น 10% IRR สูงถึง 19.04% ช่วงของ IRR ทั้ง 25 สถานการณ์อยู่ระหว่าง 11.84%–19.04% ซึ่งทุกค่าสูงกว่าอัตราคิดลด 6.82% แสดงว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุนในทุกสถานการณ์จำลองที่ศึกษา แม้ในกรณีที่ปัจจัยภายนอกทั้งสองตัวเปลี่ยนแปลงในทิศทางที่ไม่พึงประสงค์พร้อมกัน

Table 5 Two-way sensitivity analysis — IRR (%) under simultaneous changes in energy production and electricity tariff

Gen (kWh) \ Tariff	3.78 THB	3.99 THB	4.20 THB	4.41 THB	4.62 THB
6,292	11.84	12.71	13.55	14.38	15.20
6,641	12.71	13.60	14.47	15.34	16.18
6,991	13.55	14.47	15.38	16.27	17.15
7,341	14.38	15.34	16.27	17.19	18.10
7,690	15.20	16.18	17.15	18.10	19.04

อภิปรายผลการวิจัย

ผลการวิจัยการประเมินสมรรถนะทางเทคนิคและผลตอบแทนการลงทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคากำลังการผลิตติดตั้ง 5 kWp สำหรับโฮมออฟฟิศ สามารถอภิปรายผลได้ใน 5 ประเด็นหลักดังนี้

ประเด็นที่ 1 ปัจจัยด้านสภาพแวดล้อมที่มีอิทธิพลต่อการผลิตไฟฟ้า ผลการจำลองแสดงให้เห็นว่าค่าความเข้มรังสีแสงอาทิตย์รวมบนระนาบแนวราบ (GHI) และอุณหภูมิแวดล้อมมีการเปลี่ยนแปลงตามฤดูกาลอย่างชัดเจน โดย GHI มีค่าสูงสุดในเดือนเมษายน (166.00 kWh/m²) และต่ำสุดในเดือนกันยายน (127.70 kWh/m²) สอดคล้องกับลักษณะภูมิอากาศเขตร้อนของประเทศไทย อย่างไรก็ตามข้อค้นพบที่น่าสนใจคือเดือนเมษายนซึ่งมี GHI สูงสุดกลับเป็นเดือนที่ค่า Performance Ratio (PR) ต่ำที่สุด (0.83) ขณะที่เดือนธันวาคมซึ่งมีอุณหภูมิแวดล้อมต่ำ (27.44 °C) กลับมีค่า PR สูงสุด (0.85) ปรากฏการณ์นี้สะท้อนถึงความสัมพันธ์แบบ

ผกผันระหว่างอุณหภูมิกับประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งสอดคล้องกับงานวิจัยของ Bamisile และคณะที่พบว่าอุณหภูมิที่สูงขึ้นส่งผลให้ประสิทธิภาพแผงของเซลล์ลดลง 0.4–0.5% ต่อองศาเซลเซียส [16] ชี้ให้เห็นว่าแม้ความเข้มรังสีแสงอาทิตย์จะสูงในฤดูร้อน แต่อุณหภูมิที่สูงขึ้นจะเป็นตัวลดทอนประสิทธิภาพการแปลงพลังงานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ประเด็นที่ 2 สมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และความแม่นยำของแบบจำลองจากการพิจารณาค่า PR เฉลี่ยของระบบที่ 0.839 (83.90%) พบว่าอยู่ในเกณฑ์ที่ดีและมีความเสถียรตลอดทั้งปี โดยมีค่าใกล้เคียงกับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาขนาด 100 kWp ของโรงพยาบาลในพื้นที่ภาคกลางตอนใต้ของไทยในงานวิจัยของ Khamharnphol และคณะที่ได้ค่า PR ประมาณ 85% [19] แสดงให้เห็นว่าระบบขนาดเล็กสำหรับโฮมออฟฟิศสามารถสร้างสมรรถนะทางเทคนิคเทียบเคียงกับระบบขนาดใหญ่ได้ เมื่อเปรียบเทียบผลการจำลองจากโปรแกรม PVsyst กับค่าที่ได้จากการวัดในภาพรวมทั้งปี พบว่ามีความแตกต่างเพียง 0.59% (จำลอง 7,032.1 kWh/yea rเทียบกับจริง 6,991.0 kWh/year) ยืนยันความน่าเชื่อถือของแบบจำลองในระดับภาพรวม อย่างไรก็ตามพบความคลาดเคลื่อนเมื่อวิเคราะห์รายเดือน โดยเดือนมีนาคมมีความคลาดเคลื่อนต่ำสุดเพียง 0.42% เนื่องจากสภาพอากาศคงที่และท้องฟ้าโปร่ง ในขณะที่เดือนสิงหาคมมีความคลาดเคลื่อนสูงถึง 23.81% โดยค่าที่ได้จากการวัด (625.0 kWh) สูงกว่าค่าจำลอง (504.8 kWh) ซึ่งอาจเกิดจากการที่ฐานข้อมูลสภาพอากาศของ Meteonorm หรือ NASA-SSE ที่ใช้อ้างอิงในการจำลองไม่สามารถสะท้อนความแปรปรวนของสภาพอากาศในปีที่ศึกษาได้ครบถ้วน โดยเฉพาะปริมาณเมฆและฝุ่นละอองในอากาศซึ่งเป็นปัจจัยที่ไม่สามารถควบคุมได้

ประเด็นที่ 3 ความคุ้มค่าในการลงทุนและข้อได้เปรียบของโฮมออฟฟิศ ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์แสดงถึงความคุ้มค่าอย่างชัดเจนด้วยเงินลงทุนเริ่มต้น 195,000 บาท โครงการให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 190,751–197,128 บาท อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ที่ 15.38–15.45% ซึ่งสูงกว่าอัตราคิดลด 6.82% ถึงกว่า 2 เท่า และระยะเวลาคืนทุน 6.49–8.83 ปี ขึ้นอยู่กับวิธีคิดลด และที่สำคัญคือการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับโฮมออฟฟิศมีข้อได้เปรียบเมื่อเทียบกับบ้านพักอาศัยทั่วไปอย่างมีนัยสำคัญ เนื่องจากรูปแบบการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางวันสอดคล้องกับช่วงเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด ทำให้สามารถประหยัดค่าไฟฟ้าในอัตราเต็มที่ 4.2 บาท/kWh แทนที่จะต้องขายคืนในอัตราเพียง 2.2 บาท/kWh ส่งผลให้ระยะเวลาคืนทุนของโฮมออฟฟิศสั้นกว่าบ้านพักอาศัยทั่วไปซึ่งอาจยาวนานถึง 15 ปีหรือมากกว่า ประเด็นนี้สะท้อนให้เห็นความสอดคล้องระหว่างพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้ากับช่วงเวลาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นปัจจัยที่มีผลต่อความคุ้มค่าของการลงทุนมากกว่าสมรรถนะทางเทคนิคของระบบ

ประเด็นที่ 4 ความแข็งแกร่งของโครงการจากการวิเคราะห์ความอ่อนไหว การวิเคราะห์ความอ่อนไหวแบบ One-at-a-Time (OAT) ชี้ให้เห็นว่าอัตราค่าไฟฟ้าและความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ (ซึ่งสะท้อนผ่านปริมาณการผลิตไฟฟ้า) เป็นตัวแปรที่มีผลกระทบต่อ IRR มากที่สุดด้วยค่า spread เท่ากันที่ 3.59 percentage points เนื่องจากรายรับของโครงการเป็นผลคูณโดยตรงระหว่างปริมาณการผลิตไฟฟ้ากับอัตราค่าไฟฟ้า ในขณะที่อัตราเสื่อมสภาพของแผงมีผลกระทบในระดับปานกลาง (spread 0.96 pp) และอัตราคิดลดไม่ส่งผลต่อ IRR แต่ส่งผลอย่างมากต่อ NPV (แตกต่างกันถึง 151,915 บาท ระหว่างอัตราคิดลด 5.0% และ 9.0%) ข้อค้นพบที่สำคัญที่สุดคือในการวิเคราะห์แบบสองตัวแปรทั้ง 25 สถานการณ์ พบว่าค่า IRR ต่ำสุดภายใต้สถานการณ์เชิงลบ (ทั้งปริมาณการผลิตไฟฟ้าและค่าไฟฟ้าลดลงพร้อมกัน 10%) ยังอยู่ที่ 11.84% ซึ่งสูงกว่าอัตราคิดลด 6.82% ถึง 5.02 percentage points และ NPV ยังคงเป็นบวกในทุกกรณี แสดงให้เห็น

ถึงส่วนเผื่อความปลอดภัยที่เพียงพอและยืนยันว่าโครงการมีความแข็งแกร่งต่อความไม่แน่นอนของปัจจัยภายนอก

ประเด็นที่ 5 ประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อมและนัยเชิงนโยบาย นอกจากผลตอบแทนทางการเงินแล้ว โครงการยังช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ 3,395.53 $kgCO_2e$ ต่อปี หรือประมาณ 84,888 $kgCO_2e$ ตลอดอายุโครงการ 25 ปี สอดคล้องกับเป้าหมายการพัฒนาที่ยั่งยืน (SDGs) และนโยบาย Carbon Neutrality ของประเทศไทย จากผลการวิจัยทั้งหมดมีข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย 3 ประการ คือ (1) ภาครัฐควรรักษาเสถียรภาพของโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า เนื่องจากเป็นปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อความเชื่อมั่นของนักลงทุนมากที่สุด (2) ควรส่งเสริมการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาในกลุ่มโฮมออฟฟิศและธุรกิจขนาดเล็กที่มีพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าช่วงกลางวันเป็นหลัก เพราะให้ผลตอบแทนการลงทุนสูงและคืนทุนเร็ว และ (3) ผู้ลงทุนควรเลือกแผงเซลล์แสงอาทิตย์คุณภาพสูงที่มีอัตราเสื่อมสภาพต่ำ ควบคู่กับการบำรุงรักษาเชิงป้องกันอย่างสม่ำเสมอ เพื่อรักษาประสิทธิภาพของระบบตลอดอายุการใช้งาน

สรุปผลการวิจัย

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินสมรรถนะทางเทคนิคและผลตอบแทนการลงทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาขนาด 5 kWp สำหรับโฮมออฟฟิศในประเทศไทย โดยใช้การจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst ร่วมกับการเก็บข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจริงตลอดระยะเวลา 1 ปี (ปี พ.ศ. 2567) และการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์ ผลการวิจัยสามารถสรุปได้ว่าระบบมีค่า Performance Ratio เฉลี่ยเท่ากับ 0.839 (83.90%) ซึ่งอยู่ในเกณฑ์ที่ดี มีความเสถียรตลอดทั้งปี (อยู่ในช่วง 0.80–0.85) และเทียบเคียงได้กับระบบขนาดใหญ่ที่ติดตั้งในพื้นที่อื่นของประเทศ การสูญเสียพลังงานในระบบเกิดจากมุมตกกระทบ (2%) ความเข้มรังสีแสงอาทิตย์/อุณหภูมิ/คุณภาพโมดูล (11.05%) ความไม่สอดคล้องของโมดูลและสายไฟ (3.14%) และประสิทธิภาพอินเวอร์เตอร์ (2.31%) ส่งผลให้พลังงานไฟฟ้าสุทธิที่จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเท่ากับ 7,032 kWh ต่อปี ผลการเปรียบเทียบพลังงานไฟฟ้าจากการจำลอง (7,032.1 kWh/year) กับค่าที่วัดได้จริง (6,991.0 kWh/year) มีความแตกต่างเพียง 0.59% ในภาพรวมทั้งปี ยืนยันว่าโปรแกรม PVsyst สามารถใช้เป็นเครื่องมือคาดการณ์ที่น่าเชื่อถือได้ แต่อาจมีความคลาดเคลื่อนรายเดือนจากปัจจัยสภาพอากาศและมลภาวะในอากาศด้วยเงินลงทุนเริ่มต้น 195,000 บาท โครงการให้ NPV ประมาณ 190,751–197,128 บาท IRR 15.38 –15.45% และระยะเวลาคืนทุน 6.49 ปี (กรณีฐาน) โดยการติดตั้งในโฮมออฟฟิศมีความคุ้มค่าสูงกว่าบ้านพักอาศัยทั่วไปอย่างมีนัยสำคัญ เนื่องจากพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางวันสอดคล้องกับช่วงการผลิตไฟฟ้าของระบบ ทำให้สามารถประหยัดค่าไฟในอัตราเต็ม 4.2 บาท/kWh ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวแบบสองตัวแปรทั้ง 25 สถานการณ์ พบว่า IRR อยู่ในช่วง 11.84–19.04% ซึ่งสูงกว่าอัตราคิดลด 6.82% ในทุกกรณี และ NPV เป็นบวกทุกสถานการณ์ ยืนยันว่าโครงการมีส่วนเผื่อความปลอดภัยเพียงพอรองรับความไม่แน่นอนของอัตราค่าไฟฟ้าและความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ ระบบสามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ 3,395.53 $kgCO_2e$ ต่อปี หรือรวม 84,888.22 $kgCO_2e$ ตลอดอายุโครงการ 25 ปี ดังนั้นการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาขนาด 5 kWp สำหรับโฮมออฟฟิศในประเทศไทยเป็นการลงทุนที่มีสมรรถนะทางเทคนิคสูง ให้ผลตอบแทนทางการเงินที่คุ้มค่า มีความเสี่ยงต่ำ และช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้อย่างมีนัยสำคัญ จึงเป็นทางเลือกการลงทุนที่เหมาะสมสำหรับผู้ประกอบการโฮมออฟฟิศและสอดคล้องกับนโยบายพลังงานสะอาดของประเทศ

กิตติกรรมประกาศ

ผู้วิจัยขอแสดงความขอบคุณอย่างสูงต่อบริษัท พูลแชมป์เปียน จำกัด สำหรับความอนุเคราะห์ในการให้ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากระบบ Solar Roof ซึ่งนับเป็นประโยชน์อย่างยิ่งในการศึกษาวิเคราะห์ กรณีศึกษาการประยุกต์ใช้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาสำหรับอาคารสำนักงานในที่พักอาศัย

References

[1] Peerapong, P., & Limmeechokchai, B. (2017). Optimal Electricity Development by Increasing Solar Resources in Diesel-Based Micro Grid of Island Society in Thailand. *Energy Reports*, *3*, 1–13.

[2] Makhampom, P., et al. (2018). The 3 kWp Hybrid Solar Grid Connected and Energy Storage Power System: Study Case Installed on the Taladtai Mosque Roof. *Journal of Renewable Energy for Community*, *1*(3), 9–15. (in Thai)

[3] Thongsuk, S., & Ngaopitakkul, A. (2018). Performance and Economic Analysis on Rooftop PV System. *Srinakharinwirot University Journal of Sciences and Technology*, *10*(19), 157–169. (in Thai)

[4] Punantapong, I., & Boonpramote, T. (2020). Feasibility Study on Solar PV Rooftop Based on Supporting Policy for Residential Sector. *Journal of Renewable Energy for Community*, *3*(1), 58–64. (in Thai)

[5] Pholnak, C., et al. (2017). Efficiency Evaluation of 3 kW Photovoltaic Rooftop and Grid Connected System by Using PVsyst Programmed Modeling Simulation. *Thaksin University Journal*, *20*(3), 261–268. (in Thai)

[6] Iakovleva, E., et al. (2022). Technical and Economic Analysis of Modernization of Solar Power Plant: A Case Study from the Republic of Cuba. *Sustainability*, *14*(2), 822.

[7] Kaewwong, S., et al. (2022). Design and Analysis of Net-Zero Energy Buildings with Hybrid Energy Sources. In *2022 International Electrical Engineering Congress (iEECON)* (p. 1–4). 9-11 March, 2022, Khon Kaen, Thailand.

[8] International Renewable Energy Agency. (2012). *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series – Solar Photovoltaics*. IREA

[9] Rahman, T., et al. (2023). Investigation of Degradation of Solar Photovoltaics: A Review of Aging Factors, Impacts, and Future Directions Toward Sustainable Energy Management. *Energies*, *16*(9), 3706.

[10] Jiranyakul, K. (2017). *Estimating the Threshold Level of Inflation for Thailand*. *Journal of Economics Bibliography*, *4*(2), 150-155.

[11] Carbon Credit Certification Office. (2023). *Greenhouse Gas Emission Factors for Electricity Generation/Consumption for Greenhouse Gas Reduction Projects and Activities*. Thailand Greenhouse Gas Management Organization (Public Organization). (in Thai)

[12] Thanh, T. N., et al. (2021). Study on Performance of Rooftop Solar Power Generation Combined with Battery Storage at Office Building in Northeast Region, Vietnam. *Sustainability*, *13*(19), 11093.

[13] Zainuddin, H., et al. (2024). Cell Temperature Determination Based on IEC61215: Solar Photovoltaic Experimental Study of Tropical Malaysia. *Journal of Renewable Energy and Smart Grid Technology*, *19*(2), 1–6.

[14] Maka, A. O. M., & O'Donovan, T. S. (2022). Effect of Thermal Load on Performance Parameters of Solar Concentrating Photovoltaic: High-Efficiency Solar Cells. *Energy and Built Environment*, *3*(2), 201–209.

[15] Hassan, S. M., et al. (2025). Determining the Efficiency of Solar Cells at Different Temperatures. *Journal of Power and Energy Engineering*, *13*(4), 23–32.

[16] Bamisile, O., et al. (2025). The Environmental Factors Affecting Solar Photovoltaic Output. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *208*, 115073.

[17] Idbouhouch, O., et al. (2024). Assessing PV Inverter Efficiency Degradation Under Semi-Arid Conditions: A Case Study in Morocco. *Heliyon*, *10*(17), e36906.

[18] Ganege, H. C., et al. (2025). Optimization of Grid-Connected Solar PV Systems with Hybrid Energy Storage System: A Case Study of the Sri Lankan Power System. *Journal of Energy Storage*, *114*, 115634.

[19] Khamharnphol, R., et al. (2023). Techno-Economic Assessment of a 100 kWp Solar Rooftop PV System for Five Hospitals in Central Southern Thailand. *International Journal of Renewable Energy Development*, *12*(1), 77–86.

[20] Kim, M. J. (2024). Air Pollution and Solar Photovoltaic Power Generation: Evidence from South Korea. *Energy Economics*, *139*, 107924.

[21] Sheik, M. A., et al. (2022). Investigation on the Thermal Management of Solar Photovoltaic Cells Cooled by Phase Change Material. *Journal of Energy Storage*, *52*, 104914.

[22] Kazem, H. A., et al. (2022). Dust Impact on Photovoltaic/Thermal System in Harsh Weather Conditions. *Solar Energy*, *245*, 308–321.