

การประเมินศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าและโอกาสในการขยายระบบโซลาร์รูฟในมหาวิทยาลัย กรณีศึกษาคณะแพทยศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

Assessment of the potential and opportunities for expanding solar roof systems in universities: A case study of the Faculty of Medicine, Prince of Songkla University

ชัยยศ ชิตวัฒน์^{1*}

¹กองกายภาพและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ chaiyotchitawat@gmail.com

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าและโอกาสในการขยายระบบโซลาร์รูฟภายในมหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ โดยใช้กรณีศึกษาการติดตั้งระบบโซลาร์รูฟขนาด 620 kWp ที่คณะแพทยศาสตร์เป็นต้นแบบ ข้อมูลที่ใช้ประกอบด้วยผลการผลิตไฟฟ้าจริงในช่วงปี 2565–2567 ข้อมูลสภาพอากาศรายเดือน และการคำนวณค่าความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจริง (LCOE) และระยะเวลาคืนทุน (PB) ผลการศึกษาพบว่าระบบสามารถผลิตไฟฟ้าเฉลี่ย 609,680 kWh ต่อปี ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ 260 ตัน CO₂ ต่อปี และมีค่า LCOE เท่ากับ 3.94 บาทต่อหน่วย โดยมีระยะเวลาคืนทุน 11.31 ปี หากขยายระบบไปยังอาคารอื่น ๆ ที่มีศักยภาพ คาดว่าจะผลิตไฟฟ้าได้รวม 1.38 ล้าน kWh ต่อปี และลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้มากกว่า 641 ตัน CO₂ ต่อปี จะช่วยลดการพึ่งพาไฟฟ้าจากระบบสายส่งและสนับสนุนเป้าหมายด้านพลังงานสะอาดตามแนวทาง SDGs

คำสำคัญ: ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โซลาร์รูฟ ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ การวิเคราะห์ศักยภาพเชิงพื้นที่ การลดคาร์บอนไดออกไซด์

Abstract

This research aims to assess the potential for electricity generation and the expansion opportunity of solar rooftop systems within Prince of Songkla University, using the existing 620 kWp solar rooftop installation at the Faculty of Medicine as a case study. The study incorporates actual electricity generation data from 2022 to 2024, monthly climatic data, and economic feasibility indicators including the Levelized Cost of Electricity (LCOE) and Payback Period (PB). The results show that the system produces an average of 609,680 kWh/year, reduces greenhouse gas emissions by approximately 260 tCO₂/year, and achieves an LCOE of 3.94 THB/kWh with a payback period of 11.31 years. If the system is expanded to other suitable buildings, it is estimated that the total annual electricity generation could reach 1.38 million kWh, with over 641 tCO₂/year of emissions reduction. This would significantly reduce the university's dependency on grid electricity and support clean energy goals in alignment with the Sustainable Development Goals (SDGs).

Keywords: Photovoltaic electricity generation system, Solar rooftop, Economic feasibility, Spatial potential analysis, Carbon dioxide reduction

1. บทนำ

มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ วิทยาเขตหาดใหญ่ เป็นสถาบันการศึกษาในภาคใต้ที่มีพื้นที่รวม 791 ไร่ ครอบคลุมพื้นที่การศึกษา พื้นที่ที่พนักงานศึกษา และโรงพยาบาลสงขลานครินทร์ ภายในมหาวิทยาลัยมีอาคารต่าง ๆ จำนวน 230 หลัง รองรับพันธกิจด้านการเรียนการสอน การวิจัย และบริการวิชาการแก่สังคม ในปี พ.ศ. 2565 - 2567 มหาวิทยาลัยมีการใช้พลังงานไฟฟ้ารวมทั้งสิ้น 72,443,600 79,021,680 และ 83,863,600 kWh ตามลำดับ สะท้อนถึงความต้องการใช้พลังงานในระดับสูงอย่างต่อเนื่อง

ภายใต้แนวคิดการพัฒนาอย่างยั่งยืน (Sustainable Development Goals: SDGs) โดยเฉพาะเป้าหมายที่ 7 และ 13 มหาวิทยาลัยในฐานะองค์กรต้นแบบด้านพลังงานสะอาด มีบทบาทสำคัญในการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน เพื่อลดการพึ่งพาพลังงานฟอสซิลและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารจึงเป็นทางเลือกสำคัญที่ตอบโจทย์ด้านสิ่งแวดล้อมและเศรษฐกิจในระยะยาว [1] [2] และลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก แต่ด้วยงบประมาณการลงทุนที่สูงสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาของอาคารในแต่ละครั้ง จึงจำเป็นต้องใช้ข้อมูลที่เหมาะสม นอกเหนือจากการเปรียบเทียบผลผลิตไฟฟ้าจากโปรแกรมจำลอง เพื่อขยายระบบให้ครอบคลุมพื้นที่มหาวิทยาลัย โดยเฉพาะบริเวณจังหวัดสงขลา มีสภาพภูมิอากาศแบบร้อนชื้นตลอดปีซึ่งส่งผลทั้งในทางบวกและลบต่อประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากแผงโซลาร์เซลล์ โดยมีปัจจัยสำคัญ เช่น ความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์ (Solar Irradiance) อุณหภูมิอากาศ ความชื้นสัมพัทธ์ และฝุ่นละอองขนาดเล็ก (PM2.5) [3] ซึ่งมีผลโดยตรงต่อประสิทธิภาพการแปลงพลังงานของระบบ โดยเฉพาะอุณหภูมิที่สูงและความชื้นสะสมจากฝนตกบดบังอาจลดประสิทธิภาพการทำงานของแผงได้

ด้วยเหตุนี้ การประเมินศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากระบบโซลาร์รูฟในพื้นที่มหาวิทยาลัยจึงควรพิจารณาทั้งข้อมูลจริงจากระบบที่ติดตั้งแล้ว และผลการจำลองจากโปรแกรมเฉพาะทาง เพื่อนำไปสู่การประเมินเชิงพื้นที่ที่เหมาะสม โดยใช้ข้อมูลของคณะแพทยศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ซึ่งได้รับการสนับสนุนจากกองทุนอนุรักษ์พลังงาน ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาใน 6 กลุ่มอาคาร ประกอบด้วย อาคาร 100 ปี อาคารสุตติกรรม อาคารกุมภเวฬุ อาคารเรียนรวม อาคารรังสิวิทยา และ อาคารพยาธิวิทยา รวมเป็น 620 kWp ซึ่งติดตั้งแล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2563 เป็นข้อมูลอ้างอิงสำหรับกำหนดแผนขยายการติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์ในมหาวิทยาลัยอย่างมีประสิทธิภาพ

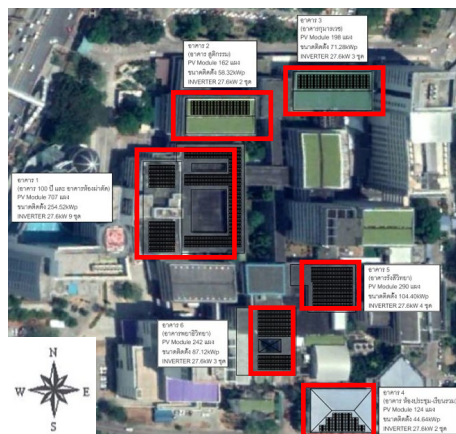
2. วิธีการดำเนินการ

2.1 พื้นที่ศึกษา

ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาของกลุ่มอาคาร คณะแพทยศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ตั้งอยู่ในพิกัดตำแหน่ง ภูมิศาสตร์ 774772.95 เหนือ 665100.47 ตะวันออก ภายใน มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ มีขนาดการติดตั้งตามตารางที่ 1 ตารางที่ 1 ขนาดการติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์บนหลังคา

อาคาร	ขนาดติดตั้ง kWp	พื้นที่หลังคา ตร.ม	พื้นที่ติดตั้ง ตร.ม	แผงโซลาร์เซลล์ แผ่น
อาคาร 100 ปี	255	3,713	3,010	684
อาคารสุติกรรม	54	540	234	162
อาคารกุมเวช	73	550	286	198
อาคารเรียนรวม	45	410	248	124
อาคารรังสิวิทยา	105	1,085	594	297
อาคารพยาธิวิทยา	88	1,560	516	258
รวม	620	7,858	4,888	1,723

ทำการติดตั้งบนดาดฟ้าและหลังคาของอาคาร ซึ่งอยู่ในตำแหน่งสูงจากพื้นดินประมาณ 21 เมตร ไม่มีสิ่งกีดขวางที่ส่งผลต่อการรับแสงแดดตามรูปที่ 1

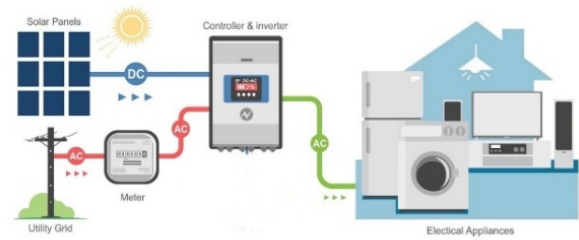


รูปที่ 1 ตำแหน่งการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคา

2.2 รายละเอียดการติดตั้ง

2.2.1 รูปแบบการติดตั้ง

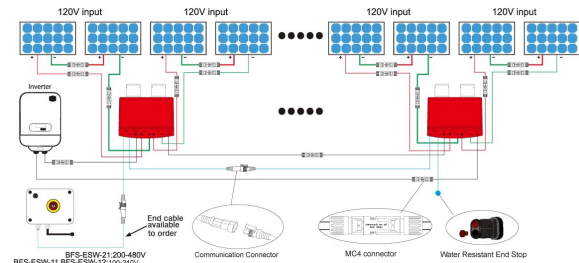
คณะแพทยศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ได้รับการสนับสนุนงบประมาณจากกองทุนอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน ประจำปีงบประมาณ 2562 จำนวนเงิน 56,856,500 ในโครงการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานอาคารโรงพยาบาลสงขลานครินทร์ ซึ่งมีการปรับปรุงเรื่องปรับอากาศ และติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าบนหลังคาขนาด 620 kWp โดยติดตั้งในกลุ่มอาคาร จำนวน 6 อาคาร การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าบนหลังคาเป็นแบบผสมผสาน (PV Hybrid System) ตามรูปที่ 2 ซึ่งผลิตไฟฟ้าในช่วงกลางวันเท่านั้นและจ่ายเข้าระบบสายเมนของอาคารผ่านระบบ inverter ซึ่งเชื่อมกับสายเมนไฟฟ้าของมหาวิทยาลัย และสามารถป้องกันกระแสไฟฟ้าไหลย้อนเข้าระบบ



รูปที่ 2 การติดตั้งเป็นแบบผสมผสาน

2.2.2 รายละเอียดอุปกรณ์

เลือกใช้แผงโซลาร์เซลล์ ชนิด Mono-Crystalline ขนาด 360Wp, 46V จำนวน 1,723 แผง อุปกรณ์ Inverter ขนาด 27.6 kW 3 เฟส DC 750-1000v, AC 400/230V จำนวน 23 ชุด โดยต่อแผงโซลาร์เซลล์แบบอนุกรมเข้ากับ Inverter ตามรูปที่ 3



รูปที่ 3 การต่อผ่านแผงโซลาร์เซลล์กับ Inverter การวิเคราะห์ค่า Performance Ratio (PR) ของแผงโซลาร์เซลล์ คำนวณตามสมการ 1

$$\text{Performance Ratio (PR)} = \frac{E_{AC}}{P_o \times H_{POA}} \quad (1)$$

กำหนดให้

E_{AC} คือ พลังงานไฟฟ้ากระแสสลับที่จ่ายใช้งาน (kWh)

P_o คือ กำลังติดตั้ง (kWp)

H_{POA} คือ ปริมาณรังสีรวมบนระนาบแผง (kWh/m²)

2.3 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการโซลาร์รูฟสามารถใช้วิธีวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB) LCOE (Levelized Cost of Electricity) ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจริง (บาทต่อหน่วย) และ NPV (Net Present Value) ตามสมการ 2 – 4 เพื่อช่วยในการตัดสินใจ

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน (PB)} = \frac{\text{เงินลงทุน}}{\text{ค่าประหยัดไฟฟ้า} - \text{ค่าบำรุงรักษา}} \quad (2)$$

$$\text{ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจริง (LCOE)} = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{O_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (3)$$

กำหนดให้

I = เงินลงทุนเริ่มต้น (บาท)

Q_t = ค่าบำรุงรักษาปีที่ t (บาท)

E_t = พลังงานที่ผลิตได้ในปีที่ t (kWh)

r = อัตราคิดลด

n = อายุโครงการ

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad \dots\dots\dots(4)$$

เมื่อ

NPV คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (บาท)

CF_t คือ กระแสเงินสดสุทธิ (Net Cash Flow) ในปี t (บาท)

t คือ ปีที่ t (ตั้งแต่ 1 จนถึงอายุโครงการ n)

r คือ อัตราคิดลด (Discount rate) ต่อปี

I_0 คือ เงินลงทุนเริ่มต้น

2.4 การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการติดตั้ง solar rooftop ซึ่งเป็นการลดการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล จำพวกก๊าซธรรมชาติ และ ถ่านหิน [4] สามารถคำนวณตามสมการที่ 5

ปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจก = Emission factor x พลังงานไฟฟ้าที่ผลิต (5)

เมื่อ

ปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจก หน่วย $kgCO_2 eq$

Emission factor = 0.0004266 $tCO_2 eq / kWh$

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิต หน่วย kWh

2.5 ผลการศึกษา

การศึกษาปัจจัยภายนอกที่มีผลต่อการผลิตไฟฟ้าจากแผงโซลาร์เซลล์ ของพื้นที่อำเภอหาดใหญ่ จังหวัดสงขลา ประกอบด้วย อุณหภูมิอากาศ ความชื้นสัมพัทธ์ และความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์ (Solar Irradiance) พบว่าค่าเฉลี่ยของอุณหภูมิอากาศตั้งแต่ปี พ.ศ. 2565 - 2567 [5] โดยมี ค่าเฉลี่ยของอุณหภูมิอยู่ระหว่าง 26.85 – 29.38 °C ตามตารางที่ 2 ส่วนค่าเฉลี่ยความชื้นสัมพัทธ์มีค่าร้อยละ 81.04 80.24 และ 79.46 ตามลำดับ ตามตารางที่ 3

ตารางที่ 2 อุณหภูมิเฉลี่ยของจังหวัดสงขลา ระหว่างปี พ.ศ. 2565-2567

เดือน	อุณหภูมิ °C			อุณหภูมิเฉลี่ย °C
	ปี 65	ปี 66	ปี 67	
ม.ค.	27.37	26.48	27.83	27.23
ก.พ.	27.47	27.42	28.39	27.76
มี.ค.	27.47	27.42	28.39	28.46
เม.ย.	28.13	27.95	29.30	29.38
พ.ค.	28.39	29.31	30.42	29.09
มิ.ย.	28.22	29.24	29.83	28.58
ก.ค.	28.05	28.64	29.04	28.67
ส.ค.	28.37	28.81	28.82	28.27
ก.ย.	28.11	28.34	28.36	27.82
ต.ค.	27.75	27.75	27.97	27.60
พ.ย.	27.12	27.93	27.76	26.85
ธ.ค.	26.97	26.65	26.93	26.86

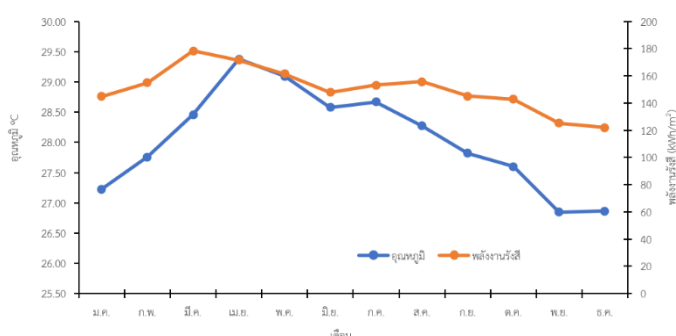
ตารางที่ 3 ความชื้นสัมพัทธ์ของจังหวัดสงขลา ระหว่างปี พ.ศ. 2565-2567

เดือน	ร้อยละความชื้นสัมพัทธ์			ร้อยละความชื้นสัมพัทธ์เฉลี่ย
	ปี 65	ปี 66	ปี 67	
ม.ค.	77.40	83.84	79.51	78.10
ก.พ.	80.14	77.73	76.42	76.39
มี.ค.	79.94	75.59	73.64	75.84
เม.ย.	79.66	75.48	72.37	78.89
พ.ค.	81.22	77.53	77.93	79.27
มิ.ย.	80.88	79.24	77.71	79.05
ก.ค.	80.32	77.64	79.20	80.02
ส.ค.	79.73	79.21	81.12	81.05
ก.ย.	80.03	81.75	81.38	82.77
ต.ค.	83.26	82.35	82.70	86.52
พ.ย.	84.54	88.77	86.25	84.80
ธ.ค.	85.34	83.71	85.35	80.25

ความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ย [6] (Solar Irradiance) มีค่าแปรผันไปตามฤดูกาล ตามตารางที่ 4 ซึ่งมีค่าน้อยสุดในเดือนธันวาคมซึ่งเป็นช่วงฤดูฝน และพบค่าพลังงานรังสีรายเดือนมีความสัมพันธ์ตรงกับอุณหภูมิ ตามรูปที่ 4

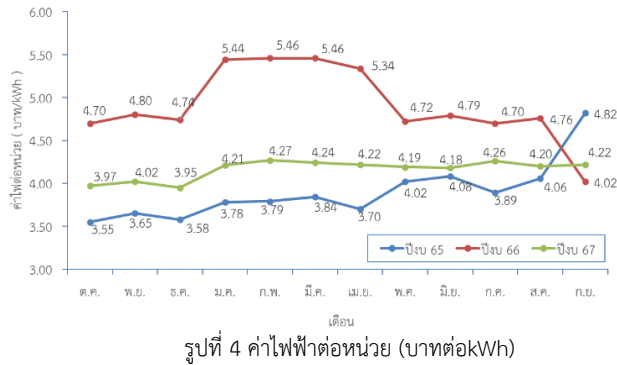
ตารางที่ 4 ค่าความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์ (Solar Irradiance)

เดือน	ความเข้มรังสีรายวัน MJ/m^2	พลังงานรังสีรายเดือน kWh/m^2
ม.ค.	16.83	144.95
ก.พ.	19.9	154.75
มี.ค.	20.72	178.43
เม.ย.	20.58	171.51
พ.ค.	18.76	161.53
มิ.ย.	17.74	147.79
ก.ค.	17.79	153.18
ส.ค.	18.09	155.77
ก.ย.	17.42	145.2
ต.ค.	16.59	142.82
พ.ย.	15.04	125.32
ธ.ค.	14.17	122.01
ค่าเฉลี่ย	17.80	150.27



รูปที่ 3 ความสัมพันธ์พลังงานรังสีรายเดือนกับอุณหภูมิ

การใช้พลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยของมหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ แปรผันไปตามกิจกรรมของมหาวิทยาลัย และคำนวณไปตามอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff) ส่งผลต่อของค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บโดยมีค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยในปี 2565 – 2567 เท่ากับ 3.90 4.91 และ 4.16 บาทต่อkWh ตามรูปที่ 4

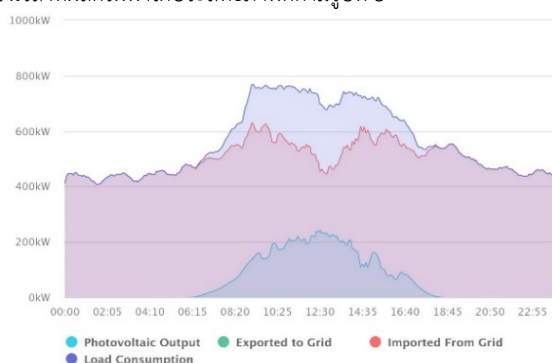


การติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังอาคารตั้งแต่ปีพ.ศ. 2565 – 2567 ผลิตไฟฟ้าได้ 1,829,040 kWh หรือผลิตไฟฟ้าได้เฉลี่ย 50,806 kWh ต่อเดือน ตามตารางที่ 5

ตารางที่ 5 การผลิตไฟฟ้าจากแผงโซลาร์เซลล์บนหลังอาคาร

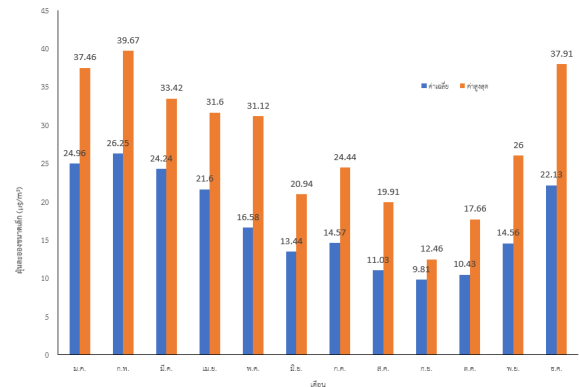
เดือน	การผลิตไฟฟ้า (kWh)		
	ปี 65	ปี 66	ปี 67
ม.ค.	64,140	52,440	57,090
ก.พ.	47,900	57,470	67,450
มี.ค.	54,850	69,450	71,520
เม.ย.	49,350	66,650	66,000
พ.ค.	39,190	47,670	52,560
มิ.ย.	46,670	56,790	50,040
ก.ค.	44,170	52,440	44,630
ส.ค.	38,120	46,010	53,300
ก.ย.	37,180	48,200	44,290
ต.ค.	44,830	62,890	50,960
พ.ย.	48,990	36,470	35,050
ธ.ค.	42,890	44,990	36,400
รวม	558,280	641,470	629,290

การวิเคราะห์ค่า Performance Ratio (PR) สำหรับการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์มีค่า 0.54 ซึ่งน้อยกว่าเกณฑ์ที่กำหนดไว้ 0.7 – 0.85 ส่วนช่วงเวลาที่ มีรังสีที่ส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้า พบว่าช่วงเวลา 9.00 น. - 15.00 น. เป็นช่วงเวลาที่ผลิตไฟฟ้าได้ประสิทธิภาพดีตามรูปที่ 5



รูปที่ 5 กราฟการผลิตไฟฟ้าแยกตามช่วงเวลาในวัน

การตรวจวัดค่าฝุ่นละอองขนาดเล็ก (PM2.5) ในพื้นที่ตำบลคองหงส์ อำเภอหาดใหญ่ ได้รับผลกระทบจากสภาพภูมิอากาศภายนอกที่โหมลมมรสุมประจำปีในระยะสั้นๆ พบค่า PM2.5 มีค่าน้อยในช่วงที่มีฝนตกหนัก และช่วงเดือนสิงหาคม ถึง พฤศจิกายน ตามรูปที่ 6 ซึ่งเป็นช่วงฤดูฝนในพื้นที่



รูปที่ 6 ค่าฝุ่นละอองขนาดเล็ก (PM2.5)

3. อภิปราย

ข้อมูลเชิงพื้นที่ที่ชมมหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ วิทยาเขตหาดใหญ่ สรุปว่าคณะแพทย์ได้ทำการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังอาคาร ขนาด 620 kWp ปัจจุบันภายนอกที่มีผลกระทบต่อการผลิตกระแสไฟฟ้า ประกอบด้วย อุณหภูมิที่มีค่าเฉลี่ยอยู่ในช่วง 26.85 – 29.38 °C ความชื้นสัมพัทธ์เฉลี่ย ร้อยละ 80.25 พลังงานรังสีรายเดือนเฉลี่ย 150.27 kWh / m² - เดือน [7] และระยะเวลาที่รับแสงได้ดีที่สุดในช่วง 9.00 น. - 15.00 น. หรือประมาณ 6 ชั่วโมง ค่าการสูญเสียของระบบ (Performance Ratio) เท่ากับร้อยละ 0.54 ซึ่งต่ำกว่าค่ามาตรฐาน (0.70–0.85) สาเหตุหลักเกิดจากหลายปัจจัยสรุปได้ตามตารางที่ 6 ซึ่งหากมีการปรับปรุงตามแนวทางการซ่อมบำรุงรักษาคาดว่าค่า PR สามารถเพิ่มขึ้นได้ถึง 0.65–0.70

ตารางที่ 6 ปัจจัยที่ส่งผลต่อการสูญเสียของระบบ

สาเหตุการสูญเสีย	การสูญเสีย %
Soiling / ฝุ่น คราบ (soiling)	3 - 12
Shading (partial shading)	0 - 8
Temperature-related	3 - 8
Inverter & conversion	2 - 5
DC cabling & connection	1 - 3
Mismatch & soiling non-uniformity	0.5 - 2
Availability / downtime	0.5 - 2
System design	0 - 3

ปัจจุบันอัตราการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้ไม่เพียงพอต่อความต้องการการใช้ไฟฟ้าของอาคาร จึงไม่มีความจำเป็นจะต้องเก็บสะสมในแบตเตอรี่ Battery Energy Storage System (BESS) การติดตั้งในระยะสั้นอาจไม่ก่อให้เกิดความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ เนื่องจากต้องลงทุนสูง แต่พลังงานที่ผลิตได้นำมาช่วยลด peak load และเพิ่มการกระจายโหลดช่วงกลางวัน ส่วนค่าใช้จ่ายในการติดตั้งและดูแลระบบสรุปได้ตามตารางที่ 7

ตารางที่ 7 รายละเอียดการติดตั้ง

รายการ	รายละเอียด
1.งบประมาณลงทุน	28,500,000 บาท
2.ค่าตรวจสอบและซ่อมบำรุง	10,000 บาทต่อปี
3.ดอกเบี้ย MLR	6.75%
4.อายุโครงการ	25 ปี

คำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจริง (LCOE) เท่ากับ 3.94 บาทต่อหน่วย ซึ่งน้อยกว่าการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเท่ากับ 4.15 บาทต่อหน่วย และระยะเวลาการคืนทุน (PB) ของโครงการ เท่ากับ 11.31 ปี ซึ่งเมื่อเทียบกับมหาวิทยาลัยอื่นสรุปได้ตามตารางที่ 8 ตารางที่ 8 เปรียบเทียบผลลัพธ์จากงานวิจัยนี้กับโครงการโซลาร์รูฟในสถาบันการศึกษาอื่น

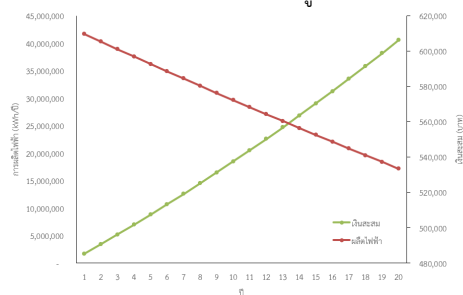
มหาวิทยาลัย	ขนาดระบบ kWp	ผลิตไฟฟ้า kWh/ปี	PR	LCOE (บาท/kWh)	ระยะคืนทุน (ปี)
ม.สงขลานครินทร์ คณะแพทยศาสตร์	620	609,680	0.54	3.94	11.7
ม.ธรรมศาสตร์ [8]	1,000	1,050,00	0.74	2.8	8.5
ม.เชียงใหม่ [9]	500	480,000	0.70	3.2	10
Universiti Malaya (MY) [10]	600	620,00	0.75	3.1	9

การสร้างแบบจำลองระยะยาวเพื่อการตัดสินใจสำหรับการลงทุนในอนาคต โดยใช้ข้อมูลเดิมโดยเพิ่มเงื่อนไขตามตารางที่ 9

ตารางที่ 9 เงื่อนไขการทำแผนจำลองระยะยาว

รายการ	รายละเอียด
1.ค่าเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ ณ ปีที่ 12	1,000,000 บาท
2.ค่าไฟเริ่มต้น (Tariff ₀)	4.00 บาท/kWh
3.อัตราค่าไฟฟ้า	2.5% / ปี
4.ประสิทธิภาพลดลง	0.7% / ปี

การวิเคราะห์เพื่อการลงทุนในอนาคตที่ระยะ 20 ปี พิจารณาจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าและเงินสะสมที่ประหยัดได้ตามรูปที่ 7



รูปที่ 7 ความสัมพันธ์การผลิตไฟฟ้าและเงินสะสมที่ประหยัดได้รายปี

ผลการคาดการณ์ระยะยาวของระบบโซลาร์รูฟขนาด 620 kWp แสดงให้เห็นว่าปริมาณการผลิตไฟฟ้าจะลดลงเล็กน้อยจาก 609,680 kWhต่อปี ในปีแรก เหลือประมาณ 532,000 kWhต่อปี ในปีที่ 20 เนื่องจากผลของการเสื่อมสภาพ (degradation rate 0.7%ต่อปี) ขณะที่มูลค่าการประหยัดไฟฟ้ากลับเพิ่มขึ้นต่อเนื่องจากอัตราค่าไฟฟ้าที่คาดว่าจะสูงขึ้นราว 2.5% ต่อปี เมื่อคำนวณที่สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าเอง 70% พบว่าระยะเวลา 10 ปีแรกสามารถประหยัดค่าไฟฟ้าได้สะสมกว่า 120 ล้านบาท และหากดำเนินการต่อเนื่องครบ 20 ปี จะมีการประหยัดสะสมมากกว่า 280 ล้านบาท แม้ว่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจะลดลงตามเวลา ผลิตที่ลดลงพร้อมกับการประหยัดสะสมที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง สอดคล้องกับแนวทางการลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียนระยะยาว

การวิเคราะห์เพื่อการตัดสินใจสำหรับการลงทุนในอนาคตพิจารณางบประมาณที่ลงทุนรวมในโครงการภายใต้สมมติฐานปัจจุบัน พบว่าโครงการมีค่า NPV เท่ากับ -7,973,108 ล้านบาท หรือคิดเป็นงบประมาณสำหรับการติดตั้งมีค่า 45,968 บาทต่อkWp หากทำการปรับค่า NPV ให้มีค่ามากกว่า 0 จะใช้งบประมาณสำหรับการลงทุนรวม 20,530,000 บาท

หรืองบประมาณสำหรับการติดตั้งไม่เกิน 33,120 บาทต่อkWp ตามตารางที่ 10

ตารางที่ 10 เปรียบเทียบงบประมาณเพื่อการตัดสินใจที่ระยะ 20 ปี

ปีที่ทำการติดตั้ง	งบลงทุนรวม ล้านบาท	การติดตั้ง บาท/kWp	NPV ล้านบาท
2568	28.50	45,968	-7.97
2588	20.53	33,120	>0

สำหรับแผนการขยายการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าบนหลังคาไปสู่อาคารอื่น ๆ ในพื้นที่มหาวิทยาลัยที่มีพื้นที่หลังคาที่มีความเหมาะสมโดยอ้างอิงการติดตั้งจากข้อมูลของคณะแพทยศาสตร์ สรุปได้ตามตารางที่ 11

ตารางที่ 11 ประเมินการการผลิตไฟฟ้าบนหลังคาอาคารภายในมหาวิทยาลัย

ลำดับ	อาคาร	ขนาดการติดตั้ง kWp	ผลิตไฟฟ้า (kWh/ปี)
1	คณะเภสัชศาสตร์อาคาร 1	119.04	118,061.73
2	คณะพยาบาล อาคาร 2	228.18	226,304.82
3.	คณะทันตแพทยศาสตร์ อาคาร 1	59.52	59,030.86
4.	อาคารวิทยาศาสตร์เทคโนโลยี	148.8	147,577.16
5.	อาคารปฏิบัติการใหม่	99.2	98,384.77
6	อาคารคณิตศาสตร์และสถิติ	163.68	162,334.88
7	อาคารเรียนและปฏิบัติการพื้นฐาน	86.8	86,086.68
8	อาคารวิศวกรรมเคมี	225.08	223,230.29
9	อาคารวิศวกรรมประยุกต์สีรินธร	109.12	108,223.25
10	อาคารเทคโนโลยีอาหาร	39.68	39,353.91
11	คณะทรัพยากรธรรมชาติอาคาร 1	119.04	118,061.73
	รวม	1,398.1	1,386,650.08

มหาวิทยาลัยจะผลิตไฟฟ้าได้ 1,386,650.08 kWh ต่อปี ประหยัดค่าไฟฟ้าของมหาวิทยาลัยได้ 5,754,597.83 บาทต่อปี และการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ 641 ตัน CO₂ ต่อปี ส่วนเงินลงทุนให้พิจารณาจากค่า NPV ก่อนจะตัดสินใจลงทุนซึ่งจำเป็นต้องมีค่าเป็นบวก โดยใช้หลักการตลาดเปิดให้มีการแข่งขันตามราคาท้องตลาด พร้อมเพิ่มเงื่อนไขของการเพิ่มค่า PR เช่น เพิ่มความถี่ในการดูแลรักษา การเพิ่มระบบลดความร้อนที่ผิวกระจก การเลือกใช้ Inverter ประสิทธิภาพสูง การเลือกใช้ DC cabling และการออกแบบระบบให้มีความเหมาะสมกับสถานที่ เป็นต้น

4. สรุป

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าบนหลังคาของพื้นที่ภายในมหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ วิทยาเขตหาดใหญ่ ซึ่งอยู่ในพื้นที่ภาคใต้ของประเทศไทยที่มีสภาพภูมิอากาศเป็นร้อนชื้นซึ่งส่งผลต่อประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า จากกรณีศึกษาของการติดตั้งของคณะแพทยศาสตร์ พบว่าในปี 2565 – 2567 สามารถลดค่าไฟฟ้าได้ 7,590,516 บาท ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ 780 ตัน CO₂ หรือ ประมาณ 641 ตัน CO₂ ต่อปี เทียบเท่ากับการปลูกต้นไม้ในระยะ 10 ปี เท่ากับ 108,371 ต้น [11] ส่วนค่าการสูญเสียของระบบ (Performance Ratio) ของแผงโซลาร์เซลล์มีค่าร้อยละ 0.54 สาเหตุจากอุณหภูมิของหลังคาในช่วงกลางวันร้อนเกิน 45 °C [9] จากสะสมความร้อนและไม่มีระบบระบายความร้อน เช่น สปริงน้ำเพื่อระบายความร้อนที่ผิวแผงโซลาร์เซลล์ นอกจากนั้นยังมีผลกระทบจากฝุ่นละอองขนาดเล็ก (PM2.5) ซึ่งเป็นปัจจัยภายนอกที่ส่งผลต่อระบบผลิตไฟฟ้า ดังนั้นหากทำการขยายการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าบนหลังคาในพื้นที่มหาวิทยาลัยฯ ควรคำนึงถึงการระบายความร้อนเพื่อลดการสูญเสียของระบบให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้นในช่วงร้อยละ 0.75 – 0.80 และ คำนวณ

ค่า NPV และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจริง (LCOE) ให้อยู่ในช่วง 2.00 – 3.50 บาทต่อหน่วย [12]

5. กิตติกรรมประกาศ

ผู้วิจัยขอขอบพระคุณ งานวิศวกรรมซ่อมบำรุง คณะแพทยศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ที่ให้ความอนุเคราะห์ข้อมูลและเก็บข้อมูลในการทำงานวิจัยครั้งนี้จนสำเร็จลงไปด้วยความเรียบร้อย ขอขอบพระคุณ รองอธิการบดีวิทยาเขตหาดใหญ่ ผู้อำนวยการกองกายภาพและสิ่งแวดล้อม วิทยาเขตหาดใหญ่ ที่อนุญาตและให้ความอนุเคราะห์การใช้พื้นที่ วัสดุอุปกรณ์ เครื่องมือ ในการทำวิจัยครั้งนี้

6. เอกสารอ้างอิง

- [1] Chareonwongsak, K., & Meesuk, P. (2023). *PV-as-a-Service Model: Opportunity and risks of solar rooftop expansion in Thailand's urban commercial sector*. International Journal of Energy Economics and Policy, 13(2), 120–128. <https://econjournals.com/index.php/ijee/article/view/15505>
- [2] Kaewpuang, R., & Chokepun, T. (2019). Performance and economic evaluation of solar rooftop systems in different regions of Thailand. *Sustainability*, 11(23), 6647. <https://doi.org/10.3390/su11236647>
- [3] Griffith, E. M., Vasel, J., & Iakovidis, G. (2017). *Effect of various parameters on the performance of solar PV power plant: a review and the experimental study*. Sustainable Energy Research. <https://doi.org/10.1186/s40807-023-00076-x>
- [4] องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน). (2566). *ค่าความเข้มข้นการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า (Emission Factor) ปี พ.ศ. 2566*. สืบค้นจาก <https://www.tgo.or.th>
- [5] กรมอุตุนิยมวิทยา. (2568). *รายงานข้อมูลอุณหภูมิละเอียด ของสถานีตรวจอากาศเกษตรศาสตร์ 2564–2567*. กรุงเทพมหานคร: กรมอุตุนิยมวิทยา.
- [6] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (2563). *ฐานข้อมูลความเข้มข้นรังสีอาทิตย์สำหรับประเทศไทย*. สืบค้นจาก <http://weben.dede.go.th>
- [7] Hossain, M. M., & Boonkanit, P. (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(2), 325–336. <https://doi.org/10.14710/ijred.2023.49506>
- [8] ธนาพล ตันติสตัยกุล. (2563). *การวิเคราะห์เปรียบเทียบความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ระหว่างการเป็นเจ้าของระบบกับการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากเอกชน: กรณีศึกษา มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต*. วารสารวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 28(8), 1502–1513.
- [9] Leeabai, N., Limmeechokchai, B., & Chungpaibulpatana, S. (2024). *Techno-economic and environmental assessment of solar rooftop systems for universities in ASEAN: Case*

studies of Thailand and Malaysia. *Renewable Energy*, 222, 120093. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120093>

- [10] Jittrapirom, P., & Limmeechokchai, B. (2022). *Renewable energy development in university campuses in Thailand: Opportunities and challenges*. Energy Reports, 8, 242–253. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.01.017>
- [11] Chavalit, R., Narkwatchara, P., & Chandrachai, A. (2020). *Effects of particulate matters and climate condition on photovoltaic system efficiency in tropical climate region*. Energy Reports, 6, 2577–2586. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.09.016>
- [12] Ruengsri, C., & Phromket, K. (2022). *Economic analysis of rooftop solar PV systems at dormitories in Thammasat University, Rangsit Campus*. Thammasat Journal of Science and Technology, 30(3), 231–243. <https://li01.tci-thaijo.org/index.php/rmutsvrj/article/view/262672>

ประวัติผู้เขียนบทความ



นายชัยยศ ชิตวัฒน์

จบการศึกษา มหาวิทยาลัยเอเชียอาคเนย์

ปริญญาตรี คณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า

สถานที่ทำงาน กองกายภาพและสิ่งแวดล้อมวิทยาเขต

หาดใหญ่ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ วิทยาเขตหาดใหญ่

งานวิจัยที่สนใจ เป็นการจัดการพลังงานภายในอาคารและ

การอนุรักษ์พลังงาน รวมถึงนโยบายสนับสนุน Carbon Neutrality