

การประเมินผลประโยชน์ทางพลังงาน สิ่งแวดล้อม และเศรษฐศาสตร์
สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอาคาร
ภายในมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต
Energy, Environmental and Economic Assessment of
Solar Rooftop Systems on Buildings of
Thammasat University, Rangsit Centre

ธนาพล ตันติสัตยกุล*, พีรพล รัชมีธรรมโชติ และเมทาพร อ๋วยสกุล

สาขาเทคโนโลยีเพื่อการพัฒนาที่ยั่งยืน คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี

มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต ตำบลคลองหนึ่ง อำเภอคลองหลวง จังหวัดปทุมธานี 12120

Thanapol Tantisattayakul*, Peerapol Rassameethammachote, and Maytapon Auisakul

Department of Sustainable Development Technology, Faculty of Science and Technology,

Thammasat University, Rangsit Centre, Khlong Nueng, Khlong Luang, Pathum Thani 12120

บทคัดย่อ

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นเทคโนโลยีที่สะอาดและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ซึ่งเป็นส่วนสนับสนุนการพัฒนาสู่ความยั่งยืน ประเทศไทยมีการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ในทุกภาคส่วนตามนโยบายการส่งเสริมของรัฐบาล งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาประเมินผลประโยชน์ทางพลังงาน ผลประโยชน์ทางสิ่งแวดล้อมในรูปของการลดก๊าซเรือนกระจก และความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์จากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนดาดฟ้าอาคารเรียน จำนวน 17 อาคาร ภายในมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต ผลการศึกษาสรุปได้ว่าดาดฟ้าอาคารเรียนมีพื้นที่สามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ประมาณ 2.14 MWp ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้ทั้งหมดประมาณ 2.77 GWh/ปี หรือ 5.8 % ของปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ของอาคารเรียนทั้งหมด และสามารถช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ประมาณ 1,570 tCO₂/ปี เมื่อพิจารณาผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์พบว่าอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ของโครงการมีค่าระหว่าง 8.50 ถึง 8.69 % และมีระยะเวลาคืนทุนประมาณ 10 ปี นอกจากนี้งานวิจัยได้วิเคราะห์ความอ่อนไหว (sensitivity analysis) และวิเคราะห์สถานการณ์ (scenario analysis) ของผลตอบแทนโครงการต่อปัจจัยเสี่ยงที่สำคัญ ได้แก่ (1) อายุการใช้งานของระบบ (2) อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า และ (3) ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา เพื่อเป็นข้อมูลประกอบการวางแผนบริหารจัดการโครงการ

คำสำคัญ : ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา; ผลประโยชน์ทางพลังงาน; ผลประโยชน์ทางสิ่งแวดล้อม; ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

Abstract

Electricity generation from solar energy is considered a clean technology that supports sustainable development. It has been implemented in many sectors, including industries, residential in Thailand according to the Thai government's policy. The objectives of this research are to assess the energy benefit, environmental benefit in terms of greenhouse gas (GHG) reduction, and economic feasibility of implementing solar rooftop systems on the buildings of Thammasat University, Rangsit centre. The summarized results show that the rooftops of the buildings can be installed solar rooftop systems with the total capacity at approximately 2,140.2 kWp, which can generate 2.77 GWh of electricity per year or 5.8 % of the total annual electricity consumption of all buildings in this study. It contributes to approximately 1,570 tCO_{2e} of greenhouse gas (GHG) reduction per year by displacing electricity that would be provided to the grid by more-GHG-intensive means. The economic feasibility analysis demonstrates that the project is economically feasible with the IRR of 8.50-8.69 % and the payback period of approximately 10 years. Moreover, the sensitivity analysis and scenario analysis were carried out to assess the effect of risk factors, including (1) the system lifetime, (2) the electricity escalation rate, and (3) the operating and maintenance cost, on project's return. The results give the useful information for project management under uncertainty.

Keywords: solar rooftop system; energy benefit; environmental benefit; economic feasibility

1. บทนำ

การใช้พลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องตามการพัฒนาของประเทศและการเติบโตของเศรษฐกิจ แหล่งพลังงานที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบันมีสัดส่วนเชื้อเพลิงฟอสซิลประมาณ 87 % [1] การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นแหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจกที่สำคัญซึ่งเป็นสาเหตุของการเกิดภาวะโลกร้อน (global warming) ในปี พ.ศ. 2557 ประเทศไทยมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าและการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 180,945 GWh และ 99,242,000 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (tCO_{2e}) [1] แนวทางการลดก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าที่สำคัญ ได้แก่

การผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ ลม ชีวมวล เป็นต้น ประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในระดับสูง โดยพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศไทยได้รับรังสีอาทิตย์มากกว่า 17 MJ/m²-day [2] เหมาะสมต่อการผลิตไฟฟ้า รัฐบาลมีนโยบายผลักดันและส่งเสริมการใช้พลังงานแสงอาทิตย์อย่างต่อเนื่อง โดยมีมาตรการส่งเสริมทางการเงินอย่างต่อเนื่อง [3] ส่งผลให้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้นเป็น 1.3 GW โดยประมาณในปี พ.ศ. 2557 [4] ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีทั้งแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่และระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (solar rooftop

system) ซึ่งสามารถติดตั้งบนหลังคาบ้าน อาคาร ต่าง ๆ ได้ ส่งผลให้การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาขยายตัวไปในทุกภาคส่วน ภาครัฐยังส่งเสริมและสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อย่างต่อเนื่อง โดยกำหนดได้ กำหนดเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าพลังงานจากแสงอาทิตย์ไว้ที่ 6GW ภายใน พ.ศ. 2479 ไว้ในแผนพัฒนาผลิตกำลังไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP2015) และ แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (AEDP2015) [5]

มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2558 เท่ากับ 45.2 GWh ลักษณะการใช้งานของอาคารเรียนมีความเหมาะสมต่อการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา เนื่องจากมีการใช้ไฟฟ้ามากในช่วงเวลากลางวัน งานวิจัยนี้ได้ประเมินผลประโยชน์ทางพลังงานในรูปของการประหยัดพลังงาน ผลประโยชน์ทางสิ่งแวดล้อม ในรูปของการลดก๊าซเรือนกระจก และความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์สำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา บนพื้นที่ดาดฟ้าของอาคารเรียนภายในมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต จำนวน 17 อาคาร ดังแสดงในตารางที่ 1 และรูปที่ 1 โดยพิจารณาเฉพาะพื้นที่ดาดฟ้า เนื่องจากสามารถควบคุมมุมเอียง (slope) และทิศทาง (azimuth) ของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

2. วิธีการวิจัย

งานวิจัยนี้ได้แบ่งขั้นตอนการศึกษาออกเป็น 3 ขั้นตอน คือ (1) การประเมินศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ (2) การประเมินศักยภาพการผลิตก๊าซเรือนกระจกของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา และ (3) การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางที่ 1 อาคารเรียนในการศึกษา

No.	อาคาร
1	อาคาร บร. 5 คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี
2	อาคาร บร. 4 คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี
3	อาคาร บร. 3 คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี
4	อาคารเรียนรวมสังคมศาสตร์
5	คณะศิลปศาสตร์
6	สถาบันภาษา
7	คณะสังคมวิทยา และมานุษยวิทยา
8	คณะสังคมสงเคราะห์ศาสตร์
9	คณะนิติศาสตร์
10	คณะรัฐศาสตร์
11	คณะพาณิชยศาสตร์และการบัญชี
12	คณะวารสารศาสตร์และสื่อสารมวลชน
13	คณะวิศวกรรมศาสตร์
14	คณะสถาปัตยกรรมศาสตร์
15	คณะแพทยศาสตร์
16	คณะสหเวชศาสตร์
17	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร (SIIT)

2.1 การประเมินศักยภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์

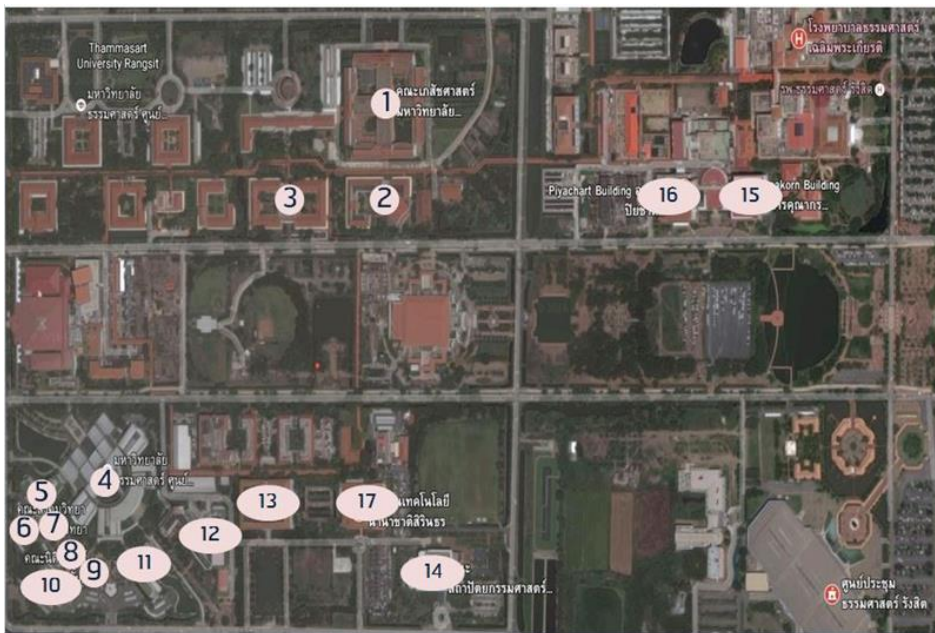
2.1.1 สำรวจพื้นที่จริงของดาดฟ้าแต่ละอาคาร เพื่อประเมินสถานการณ์ปัจจุบันของแต่ละอาคาร

2.1.2 ประเมินพื้นที่ดาดฟ้าของแต่ละอาคารด้วยโปรแกรม Google map

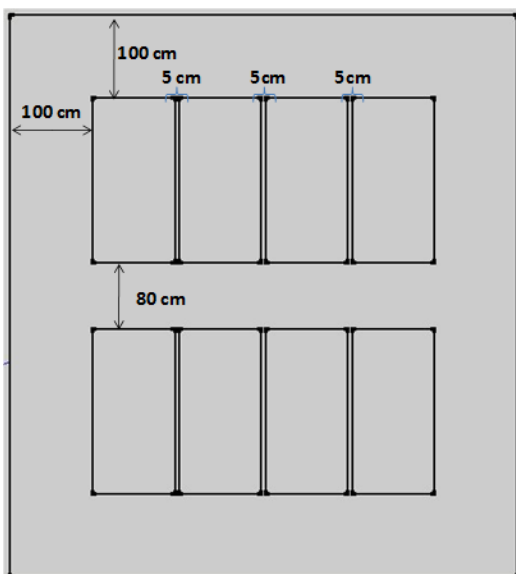
2.1.3 ประเมินจำนวนแผงสูงสุดที่สามารถติดตั้งได้โดยโปรแกรม SketchUp Make 2016 โดยตัดพื้นที่ดาดฟ้าที่ไม่สามารถติดตั้งได้ออก ได้แก่ พื้นที่มีเงาอาคารบดบัง พื้นที่ติดขอบอาคาร พื้นที่ใช้งานในลักษณะอื่น เป็นต้น ในงานวิจัยนี้ การวางแผนเซลล์

แสงอาทิตย์ กำหนดให้วางแผงห่างจากขอบอาคารแต่
ละด้านด้านละ 1 เมตร ระยะห่างระหว่างแผงเท่ากับ 5

เซนติเมตร และระยะห่างระหว่างแถวเท่ากับ 80
เซนติเมตร ดังรูปที่ 2



รูปที่ 1 อาคารเรียนภายในมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต



รูปที่ 2 สมมติฐานการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์
(หน่วย : เมตร)

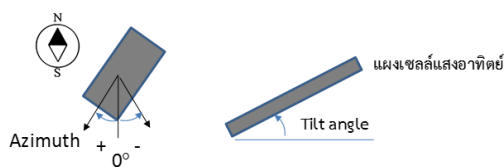
2.1.4 ประเมินกำลังการผลิตติดตั้งของ
ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบนพื้นที่
ของแต่ละอาคารจาก กำลังการผลิตติดตั้ง = จำนวน
แผง $\times$ พิกัดกำลังของแผง ข้อมูลแผงเซลล์แสงอาทิตย์
ในงานวิจัยนี้ แสดงอยู่ในตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ข้อมูลของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์	100 x 200 cm
ชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์	Polycrystalline
พิกัดกำลัง	300 W/แผง

2.1.5 วิเคราะห์ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก
ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาของ
อาคารเรียนแต่ละอาคารด้วยโปรแกรม RETScreen

โปรแกรม RETScreen เป็นโปรแกรมที่สามารถวิเคราะห์พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนรูปแบบต่าง ๆ รวมทั้งพลังงานแสงอาทิตย์ [6-8] พารามิเตอร์สำคัญที่จำเป็นสำหรับการคำนวณ ได้แก่ ที่ตั้ง ค่ารังสีแสงอาทิตย์ ประสิทธิภาพของระบบ ทิศทางของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นต้น ค่าพารามิเตอร์ต่างๆแสดงอยู่ในตารางที่ 3 การวัดมุมเอียงของแผง (tilt angle) และทิศการวางแผง (azimuth) กำหนดดังแสดงในรูปที่ 3 รูปแบบการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (solar tracking mode) ในงานวิจัยนี้กำหนดให้เป็นการติดตั้งแบบอยู่กับที่ (fixed mode) ซึ่งมุมเอียงของแผงที่เหมาะสมที่สุดในกรณีของการติดตั้งแบบอยู่กับที่ คือ เอียงเท่ากับ ละติจูดของตำแหน่งที่ตั้ง [9,10] โดยให้ทิศของแผงหันไปทางทิศใต้เนื่องจากประเทศไทยอยู่เหนือเส้นศูนย์สูตร สำหรับค่ารังสีแสงอาทิตย์ใช้ข้อมูลค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 9 ปี (พ.ศ. 2545 ถึง พ.ศ. 2553) จากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) [11] และเนื่องจากไม่มีข้อมูลค่ารังสีแสงอาทิตย์ของพื้นที่จังหวัดปทุมธานี ผู้วิจัยจึงเลือกใช้ข้อมูลของพื้นที่จังหวัดกรุงเทพมหานคร ซึ่งเป็นพื้นที่ที่ใกล้เคียงกับพื้นที่ตั้งของงานวิจัยนี้มากที่สุด ค่ารังสีแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายเดือนแสดงอยู่ในรูปที่ 4



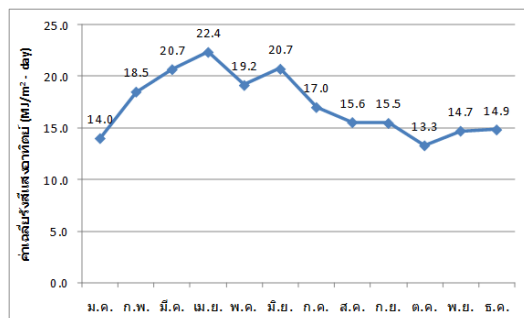
รูปที่ 3 การวัดมุมเอียงของแผง (tilt angle) และทิศการวางแผง (azimuth)

เมื่อใส่ค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ แล้ว ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาจะถูกคำนวณโดยโปรแกรม

ออกมาเป็นรายเดือน ซึ่งสามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์ต่อไป

ตารางที่ 3 สมมติฐานการคำนวณข้อมูลประกอบการคำนวณ

รายการ	ค่าที่ใช้
ตำแหน่งที่ตั้ง	ละติจูด 14.069 ลองจิจูด 100.603 (พิกัดที่ตั้ง มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต)
Solar tracking mode	Fixed
ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์	14 %
ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์	90 %
ทิศการวางแผง (azimuth)	กำหนดให้แผงหันตามแนวการวางตัวของอาคารโดยให้มุ่งไปทางทิศใต้ (azimuth อยู่ในช่วง -90° ถึง 90°)
มุมเอียงของแผง (tilt angle)	14° (พิกัดละติจูดของตำแหน่งที่ตั้ง)



รูปที่ 4 ค่าเฉลี่ยรังสีแสงอาทิตย์

2.2 การประเมินศักยภาพการผลิตก๊าซเรือนกระจก

ผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อมที่พิจารณาในงานวิจัยนี้ คือ ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่สามารถลดได้ในรูปของปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (CO_2e) ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการต่อไปนี้

$$\text{ER}_y = \text{BE}_y - \text{PE}_y \quad (1)$$

โดย ER_y คือ ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลง (greenhouse gas emission reduction) จากการดำเนินโครงการในปี y ($\text{tCO}_2\text{e}/\text{ปี}$); BE_y คือ ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานหรือปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่จะเกิดขึ้นถ้าไม่มีการดำเนินโครงการ (baseline emission) ในปี y ($\text{tCO}_2\text{e}/\text{ปี}$); PE_y คือ ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ในกรณีที่ดำเนินโครงการ (project emission) ในปี y ($\text{tCO}_2\text{e}/\text{ปี}$)

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีฐานและกรณีที่ดำเนินโครงการในสมการที่ 1 สามารถคำนวณอ้างอิงจากวิธีการคำนวณที่กำหนดไว้ในโครงการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทย (Thailand voluntary emission reduction program, T-VER) การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในงานวิจัยนี้เป็นกิจกรรมที่เข้าข่ายการคำนวณตามระเบียบวิธีการการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งหรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่ง (on-grid renewable electricity generation) [12] ซึ่งพัฒนามาจากกลไกการพัฒนาที่สะอาด (clean development mechanism, CDM) [13,14] ซึ่งมีรายละเอียดการคำนวณดังสมการต่อไปนี้

$$\text{BE}_y = \text{BE}_{\text{EG},y} = (\text{EG}_{\text{PJ},y} \times 10^{-3}) \times \text{EF}_{\text{grid}} \quad (2)$$

โดยที่ $\text{BE}_{\text{EG},y}$ คือ ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า (grid) ในปี y ($\text{tCO}_2\text{e}/\text{ปี}$); $\text{EG}_{\text{PJ},y}$ คือ ปริมาณไฟฟ้าที่

ผลิตได้จากการระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ในปี y ($\text{kWh}/\text{ปี}$); EF_{grid} คือ ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ($\text{tCO}_2\text{e}/\text{MWh}$)

$\text{EG}_{\text{PJ},y}$ คำนวณจากการจำลองสถานการณ์ด้วยโปรแกรม RETScreen ในหัวข้อ 2.1 EF_{grid} สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าเท่ากับ 0.5661 ($\text{tCO}_2\text{e}/\text{MWh}$) (อ้างอิงจากค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศ ไทย พ.ศ. 2557) [15] และสมมติให้มีค่าคงที่ตลอดระยะเวลาที่พิจารณา ในงานวิจัยนี้ PE มีค่าเท่ากับ 0 เนื่องจากไม่มีการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและพลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการ ปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจกในแต่ละปีตลอดอายุโครงการสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (1) - (2)

2.3 การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

2.3.1 วิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยในงานวิจัยนี้ใช้ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยปรับเฉลี่ย (Levelized cost of electricity, LCOE) ซึ่งคำนวณดังสมการต่อไปนี้

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r/100)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r/100)^t}} \quad (3)$$

เมื่อ LCOE = ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ (บาท/kWh); I_t = เงินลงทุนในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาในปีที่ t (บาท); M_t = ค่าใช้จ่ายสำหรับดำเนินการและบำรุงรักษาในปีที่ t (บาท/ปี); E_t = ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีในปีที่ t ($\text{kWh}/\text{ปี}$); r = อัตราคิดลด (discount

rate) เท่ากับ อัตราผลตอบแทนที่ต้องการหรือต้นทุนเงินทุนของผู้ผลิตไฟฟ้า (%)

LCOE เป็นต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยที่คิดเฉลี่ยตลอดอายุโครงการโดยคำนึงถึงมูลค่าของเงินตามเวลาและช่วงเวลาที่ผลิตไฟฟ้าได้ให้สอดคล้องกับเวลาที่จ่ายเงินออกไป เป็นตัวชี้วัดที่นิยมใช้ในการเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าระหว่าง เทคโนโลยีการผลิตต่าง ๆ [16]

2.3.2 ประเมินผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนดาดฟ้าอาคารเรียนพิจารณาจาก ต้นทุนของระบบ ค่าบำรุงรักษาระบบ และผลประโยชน์จากการดำเนินโครงการ ซึ่งพิจารณาจากการประหยัดค่าใช้จ่ายในการซื้อไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ ตัวชี้วัดความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ที่ใช้ในงานวิจัยนี้ คือ อัตราผลตอบแทนภายใน (internal rate of return, IRR) และระยะเวลาคืนทุน (payback period, PP) ซึ่งมีรายละเอียด ดังต่อไปนี้

(1) อัตราผลตอบแทนภายใน (internal rate of return, IRR) หมายถึง อัตราผลตอบแทนที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิที่ได้รับตลอดอายุโครงการมีค่าเท่ากับศูนย์ IRR แสดงอัตราผลตอบแทนเฉลี่ยของโครงการในรูปร้อยละ ทำให้สามารถเปรียบเทียบกับผลตอบแทนจากการลงทุนรูปแบบอื่นได้ง่าย สามารถคำนวณได้จากสมการต่อไปนี้

$$0 = \sum_{y=1}^n \frac{CF_y}{(1 + IRR/100)^y} \quad (4)$$

เมื่อ n = อายุของโครงการ (ปี); y = ดัชนีชี้เลขปีในช่วงเวลาของโครงการ (ปี) $y = 1, 2, 3, \dots, n$; CF_y = กระแสเงินสดสุทธิที่ได้รับจากโครงการในปีที่ y (บาท/ปี); IRR = อัตราผลตอบแทนภายใน (%)

(2) ระยะเวลาคืนทุน (simple payback

period, PB) หมายถึง ระยะเวลาที่กระแสเงินสดรับสะสมเท่ากับเงินที่ลงทุนไป เป็นตัวชี้วัดที่ใช้บอกสภาพความเสี่ยงของโครงการได้ โครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนสั้นจะมีความเสี่ยงต่ำกว่าโครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนยาว

กระแสเงินสดสุทธิที่ได้รับจากโครงการในสมการที่ (4) สามารถคำนวณ ดังสมการต่อไปนี้

$$CF_y = S_y - OM_y - Inv_y \quad (5)$$

เมื่อ y = ดัชนีชี้เลขปีในช่วงเวลาของโครงการ (ปี) $y = 1, 2, 3, \dots, n$; CF_y = กระแสเงินสดสุทธิที่เจ้าของได้รับในปีที่ t (บาท/ปี); S_y = ผลประหยัดค่าไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการ ในปีที่ y (บาท/ปี); OM_y = ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาในปีที่ y (บาท/ปี); Inv_y = เงินลงทุนในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาในปีที่ y (บาท/ปี)

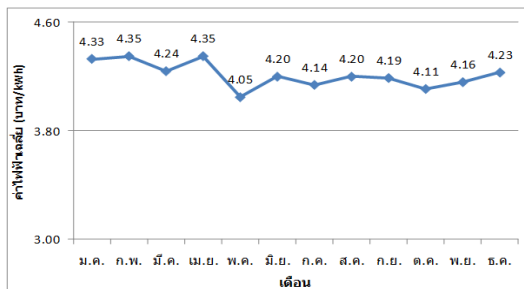
ผลประหยัดค่าไฟฟ้า (S_y) จากการผลิตไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบ solar rooftop สามารถคำนวณจากสมการต่อไปนี้

$$S_y = \sum_{m=1}^{12} Rate_{Elec,m,y} \times EG_{PJ,m,y} \quad (6)$$

เมื่อ y = ดัชนีชี้เลขปีในช่วงเวลาของโครงการ (ปี) $y = 1, 2, 3, \dots, n$; m = ดัชนีชี้เลขเดือน $m = 1, 2, 3, \dots, 12$ โดยแทน เดือนมกราคม ถึง ธันวาคม ตามลำดับ; $Rate_{Elec,m,y}$ = อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในเดือน m ปีที่ y (บาท/kWh); $EG_{PJ,m,y}$ คือ ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ในเดือน m ปี y (kWh/ปี)

มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (time of use, TOU) ซึ่ง โครงสร้างของอัตรามีส่วนประกอบหลักคือ ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/kWh) และค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/kW) ส่งผลให้อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในแต่ละเดือนแตกต่างกันขึ้นกับลักษณะการใช้ไฟฟ้าหรือตัวประกอบโหลด (load factor) ในเดือน

นั้น ๆ ซึ่งแตกต่างกันตามฤดูกาลและช่วงเวลาการเปิดปิดภาคการศึกษา ในงานวิจัยนี้ใช้อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยรายเดือนของปี พ.ศ. 2558 ดังแสดงในรูปที่ 5 เป็นอัตราค่าไฟฟ้าในการคำนวณ



รูปที่ 5 อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต ในปี พ.ศ. 2558

ประมาณการกระแสเงินสดที่เกิดขึ้นตลอดระยะเวลาโครงการด้วยโปรแกรม Microsoft Excel และคำนวณตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ โดยมีสมมติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ดังสรุปในตารางที่ 4

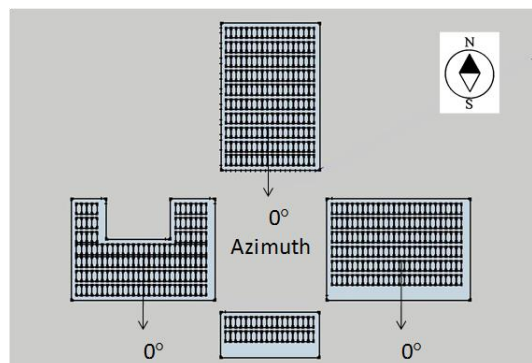
2.3.3 วิเคราะห์ความเสี่ยงของโครงการ

งานวิจัยนี้ใช้การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (sensitivity analysis) และการวิเคราะห์สถานการณ์ (scenario analysis) เพื่อวิเคราะห์ความเสี่ยงของโครงการ การวิเคราะห์ความอ่อนไหวเป็นการวิเคราะห์ผลของปัจจัยที่ละปัจจัย ส่วนการวิเคราะห์สถานการณ์เป็นการวิเคราะห์ผลของปัจจัยมากกว่าหนึ่งปัจจัยที่ส่งผลต่อผลตอบแทนของโครงการพร้อมกัน ปัจจัยที่พิจารณาในงานวิจัยนี้ คือ (1) อายุการใช้งานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (2) อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า และ (3) ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบ

3. ผลการวิจัยและอภิปราย

3.1 ผลการประเมินศักยภาพการผลิตไฟฟ้าและการลดก๊าซเรือนกระจก

การสำรวจพื้นที่จริงและประมาณพื้นที่ดาดฟ้าที่สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ของแต่ละอาคารทำให้สามารถประมาณจำนวนแผงที่สามารถติดตั้งได้ รูปที่ 6 แสดงตัวอย่างการจำลองการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนดาดฟ้าอาคารของอาคาร บร. 5 คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ในกรณีนี้ จำนวนแผงที่สามารถติดตั้งได้เท่ากับ 619 แผง คิดเป็นกำลังการผลิตติดตั้ง 185.7 kWp และแผงหันไปทางทิศใต้ (azimuth = 0) จากกำลังการผลิตติดตั้ง และการวางตัวของแผงประกอบกับข้อมูลสมมติฐานต่าง ๆ ในหัวข้อ 2.1 และ 2.2 จะสามารถประเมินปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ และปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่สามารถลดลงได้จากการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ของแต่ละอาคารได้ ผลการวิเคราะห์และประเมินของแต่ละอาคาร สรุปอยู่ในตารางที่ 5



รูปที่ 6 ตัวอย่างการจำลองการวางแผงของอาคาร สังคมศาสตร์ด้วยโปรแกรม Sketch up Make 2016

จากตารางที่ 5 พบว่าในภาพรวมกำลังการผลิตติดตั้งบนพื้นที่ดาดฟ้าอาคารเรียนทั้งหมดเท่ากับ 2,140.2 kWp คิดเป็นปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดประมาณ 2,772,630 kWh/ปี หรือ 5.8 % ของปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ของอาคารเรียนทั้งหมด เมื่อพิจารณาอาคาร พบว่ากำลังการผลิตติดตั้งนั้นแปรผันตรงกับ

ตารางที่ 4 สมมติฐานในการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

รายการ	ค่าที่ใช้	คำอธิบาย
อายุโครงการ	25 ปี	อายุการใช้งานของเซลล์แสงอาทิตย์ [17]
ราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์	30 บาท/W	ข้อมูลจากผู้ติดตั้งระบบ
ค่าติดตั้งระบบ รวมอินเวอร์เตอร์	25,000 บาท/kW	ข้อมูลจากผู้ติดตั้งระบบ โดยราคาอินเวอร์เตอร์มีสัดส่วนประมาณ 20 % ของต้นทุนทั้งหมด นอกจากนี้ราคาของอินเวอร์เตอร์มีแนวโน้มลดลงในอนาคตตามปริมาณการผลิตที่เพิ่มขึ้นด้วยอัตราเฉลี่ยประมาณ 2 % ต่อปี [18,19] แต่เพื่อประมาณการอย่างระมัดระวัง (conservative approach) ในการศึกษานี้จะสมมติให้ราคาอินเวอร์เตอร์ในอนาคตเท่ากับราคาในปัจจุบัน
อายุการใช้งานของ อินเวอร์เตอร์	11 ปี	อายุการใช้งานทางเทคนิค (technical life time) เฉลี่ยประมาณ 11 ปี [20] ในงานวิจัยนี้สมมติให้มีการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ทุก ๆ 11 ปี
อัตราการเสื่อมสภาพของแผง เซลล์แสงอาทิตย์ (degradation)	0.5 % ต่อปี	เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโพลีคริสเตอไลน์จะมีค่าอยู่ในช่วงประมาณ 0-1 % โดยมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 0.5 % ต่อปี [21-23]
ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา	1 % ของ ต้นทุน ระบบต่อปี	การบำรุงรักษาระบบ solar rooftop โดยปกติค่าใช้จ่ายนี้ประมาณ 0.5-2 % [17,24] ของต้นทุนระบบในการศึกษานี้เลือกใช้ค่า 1 % ของต้นทุนระบบต่อปี และกำหนดให้เพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อ
อัตราค่าไฟฟ้า	รูปที่ 5	กำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อ
อัตราเงินเฟ้อ	3 % ต่อปี	อัตราเงินเฟ้อเฉลี่ยย้อนหลัง 10 ปี [25]
อัตราผลตอบแทนที่ต้องการ	6.25 % ต่อ ปี	ในการศึกษานี้ให้อัตราผลตอบแทนที่ต้องการ = อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของธนาคารพาณิชย์ (minimum loan rate, MLR) ณ กันยายน พ.ศ. 2559 ซึ่งมีค่าต่ำสุดเท่ากับ 6.25 % [26]

พื้นที่ติดตั้งซึ่งมีความแตกต่างกันตามขนาดอาคารและลักษณะของพื้นที่ดาดฟ้า ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้แต่ละอาคารแปรผันตามกำลังการผลิตติดตั้ง และขึ้นกับทิศการวางตัวของอาคารนั้น ๆ เมื่อพิจารณาค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า (capacity factor) [ตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า (capacity factor) คือ อัตราส่วนของกำลังการผลิตเฉลี่ยต่อกำลังการผลิตติดตั้ง คำนวณจาก ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งปี (kWh) ÷ [8,760 (h) × กำลังการผลิตติดตั้ง (kW)] ของระบบ

ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาของแต่ละอาคาร พบว่ามีค่าอยู่ระหว่าง 14.70 ถึง 14.90 % อาคารที่มีค่าค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้าสูงสุด เป็นอาคารที่มีการวางตัวตามแนวเหนือ-ใต้ ทำให้สามารถวางแผงหันไปทางทิศใต้ (azimuth = 0°) ได้ ส่วนอาคารที่มีการวางตัวตามแนวอื่นจะมีค่าค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้าต่ำลงมา อย่างไรก็ตาม ความแตกต่างดังกล่าวมีค่าไม่เกิน 1.34 %

ตารางที่ 5 ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าและการลดก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์บน
ดาดฟ้าอาคารเรียน

อาคาร	พื้นที่ ติดตั้ง (ตร.ม.)	จำนวน แผง (แผง)	กำลังการ ผลิตติดตั้ง (kWp)	ไฟฟ้าที่ผลิต ได้ (kWh/ปี)	Capacity factor (%)	การลดก๊าซ เรือนกระจก (tCO _{2e} /ปี)
อาคาร บร. 5 คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี	2,210	619	185.7	242,383	14.90	137.213
อาคาร บร. 4 คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี	780	173	51.9	67,742	14.90	38.348
อาคาร บร. 3 คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี	748	212	63.6	83,013	14.90	46.990
อาคารเรียนรวมสังคมศาสตร์	6,912	2,787	836.1	1,076,386	14.70	609.304
คณะศิลปศาสตร์	960	284	85.2	109,714	14.70	62.109
สถาบันภาษา	413	102	30.6	39,404	14.70	22.307
คณะสังคมวิทยา และมานุษยวิทยา	570	194	58.2	74,945	14.70	42.426
คณะสังคมสงเคราะห์ศาสตร์	538	137	41.1	52,925	14.70	29.961
คณะนิติศาสตร์	615	156	46.8	61,085	14.90	34.580
คณะรัฐศาสตร์	695	176	52.8	68,378	14.78	38.708
คณะพาณิชยศาสตร์และการบัญชี	1,127	281	84.3	109,119	14.78	61.771
คณะวารสารศาสตร์และสื่อสารมวลชน	2,207	720	216	280,840	14.84	158.989
คณะวิศวกรรมศาสตร์	1,616	396	118.8	155,063	14.90	87.781
คณะสถาปัตยกรรมศาสตร์	1,317	372	111.6	145,665	14.90	82.460
คณะแพทยศาสตร์	736	188	56.4	73,616	14.90	41.673
คณะสหเวชศาสตร์	952	222	66.6	86,929	14.90	49.210
สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร (SIIT)	552	116	34.8	45,422	14.90	25.713

สำหรับปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจก
การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของอาคาร
ทั้งหมดสามารถช่วยลดก๊าซเรือนกระจกได้เท่ากับ
1,569.586 tCO_{2e}/ปี โดยปริมาณการลดของแต่ละ
อาคารมีค่าระหว่าง 22.307 tCO_{2e}/ปี ถึง 609.304
tCO_{2e}/ปี แปรผันตรงกับปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก
อาคารนั้น

3.2 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐ- ศาสตร์

3.2.1 ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของ โครงการ

ผลการวิเคราะห์ LCOE และความ
คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการติดตั้งระบบผลิต
ไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาของแต่ละอาคาร

แสดงอยู่ในตารางที่ 6 ใน จากตารางจะพบว่า LCOE ของแต่ละอาคารมีค่าอยู่ระหว่าง 4.66 ถึง 4.73 บาท/kWh ซึ่งสูงกว่าอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ศูนย์รังสิตในปัจจุบัน เมื่อพิจารณาผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์จะพบว่าอัตราผลตอบแทนเฉลี่ย หรือ IRR มีค่าระหว่าง 8.50 ถึง 8.69 % และมี PB ประมาณ 10 ปี โดยอาคารที่มีค่า IRR สูงจะมี PB ต่ำ และทำนองเดียวกันในทางตรงกันข้าม เนื่องจากค่า IRR ที่ได้สูงกว่าเกณฑ์ที่ใช้ในงานวิจัยนี้ (6.25 %) ดังนั้นสามารถสรุปได้ว่าโครงการมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ถึงแม้ว่า LCOE จะสูงกว่าอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในปัจจุบัน แต่เมื่อพิจารณาในระยะยาว การเพิ่มขึ้นของอัตราค่าไฟฟ้าส่งผลให้ผลประโยชน์ของโครงการมีค่าเพิ่มขึ้นและมีความคุ้มค่าในที่สุด

ความแตกต่างของ IRR ของแต่ละอาคารมีสาเหตุมาจากทิศทางการวางแผงเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งขึ้นกับแนวทางการวางตัวของอาคาร อาคารที่มีค่า capacity factor สูงกว่าสามารถผลิตไฟฟ้าได้มากกว่า ส่งผลให้มีค่า IRR สูงกว่า อย่างไรก็ตาม เมื่อเปรียบเทียบความแตกต่าง พบว่า IRR มีความแตกต่างกันไม่เกิน 0.19 % เมื่อพิจารณา PB จะพบว่าระยะเวลา 10 ปี น้อยกว่าอายุการใช้งานเฉลี่ยของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [17] ดังนั้นโครงการจึงมีความเสี่ยงต่ำ นอกจากนี้ยังสามารถแบ่งอาคารต่าง ๆ ออกเป็น 4 กลุ่ม (A,B,C และ D) ตามผลตอบแทนที่ได้ โดยอาคารที่อยู่ในกลุ่มเดียวกันมีการวางตัวอาคารในลักษณะเดียวกัน ส่งผลให้ผลตอบแทนเท่ากัน กลุ่มอาคารที่แบ่งนี้จะใช้สำหรับอภิปรายผลการวิเคราะห์ความเสี่ยงในหัวข้อถัดไป

ตารางที่ 6 ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์บนดาดฟ้าอาคารเรียน

อาคาร	LCOE (บาท/kWh)	ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์		กลุ่ม
		IRR (%)	PB (ปี)	
อาคาร บร. 5 คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี	4.66	8.69	9.95	A
อาคาร บร. 4 คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี	4.66	8.69	9.95	A
อาคาร บร. 3 คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี	4.66	8.69	9.95	A
อาคารเรียนรวมสังคมศาสตร์	4.73	8.50	10.08	B
คณะศิลปศาสตร์	4.73	8.50	10.08	B
สถาบันภาษา	4.73	8.50	10.08	B
คณะสังคมวิทยาและมานุษยวิทยา	4.73	8.50	10.08	B
คณะสังคมสงเคราะห์ศาสตร์	4.73	8.50	10.08	B
คณะนิติศาสตร์	4.66	8.69	9.95	A
คณะรัฐศาสตร์	4.70	8.58	10.03	C
คณะพาณิชยศาสตร์และการบัญชี	4.70	8.58	10.03	C
คณะวารสารศาสตร์และสื่อสารมวลชน	4.68	8.63	9.99	D
คณะวิศวกรรมศาสตร์	4.66	8.69	9.95	A
คณะสถาปัตยกรรมศาสตร์	4.66	8.69	9.95	A
คณะแพทยศาสตร์	4.66	8.69	9.95	A
คณะสหเวชศาสตร์	4.66	8.69	9.95	A
สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร (SIIT)	4.66	8.69	9.95	A

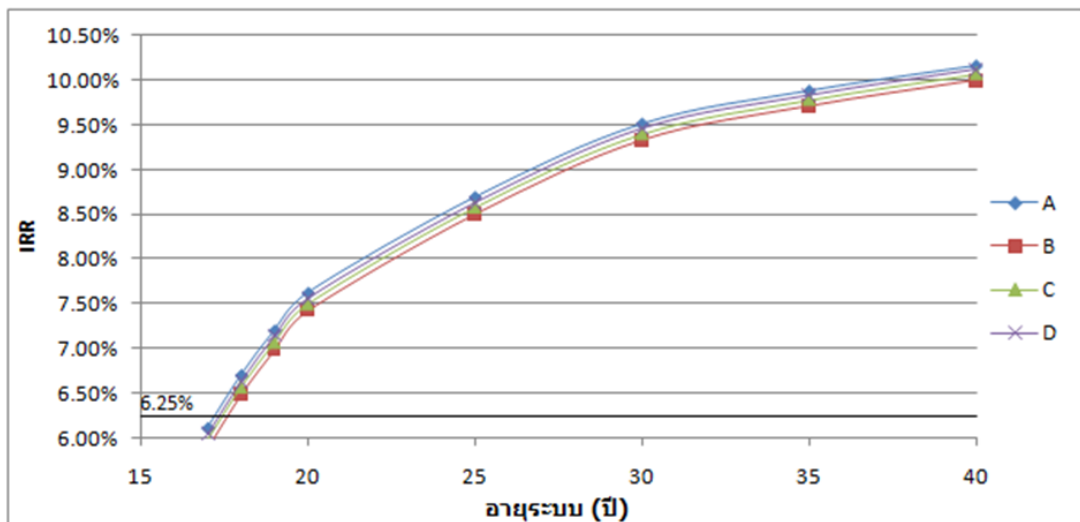
3.2.2 ผลการวิเคราะห์ความเสี่ยงของโครงการ

3.2.2.1 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (sensitivity anlysis)

ผลการวิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงแต่ละปัจจัยเป็นดังต่อไปนี้

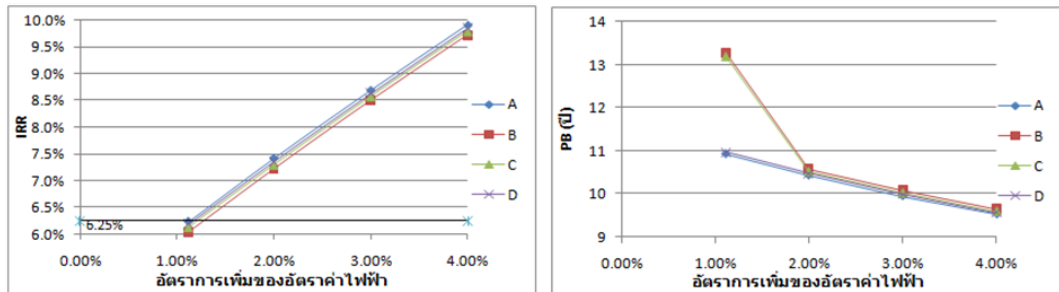
(1) อายุการใช้งานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา รูปที่ 7 แสดงผลตอบแทนโครงการเมื่ออายุการใช้งานของระบบเปลี่ยนแปลงในช่วง 17 ปี ถึง 40 ปี ของแต่ละกลุ่มอาคาร จากรูปพบว่าถ้าระบบสามารถใช้งานได้นานกว่าที่คาดการณ์ไว้ที่ 25 ปี ผลประหยัดค่าไฟฟ้าตลอดโครงการจะเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ IRR ของโครงการเพิ่มขึ้น

โดยเพิ่มขึ้นถึงประมาณ 10 % ถ้าสามารถใช้งานได้ถึง 40 ปี และในทางกลับกัน IRR จะลดลงถ้าอายุการใช้งานต่ำกว่า 25 ปี จนกระทั่งที่อายุการใช้งาน 17 ปี ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์จะต่ำกว่าเกณฑ์ที่ตั้งไว้ ($IRR < 6.25\%$) สำหรับทุกกลุ่มอาคาร ดังนั้นในการลงทุนจึงควรเลือกเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีคุณภาพ น่าเชื่อถือและมีระยะเวลารับประกันมากกว่า 17 ปี เพื่อบริหารจัดการความเสี่ยงด้านนี้ อย่างไรก็ตาม อายุการรับประกันเซลล์แสงอาทิตย์ในปัจจุบันจะอยู่ที่ประมาณ 20-25 ปี ซึ่งตรงตามความต้องการ นอกจากนี้การเปลี่ยนแปลงของอายุการใช้งานระบบจะไม่ส่งผลกระทบต่อค่า PB เนื่องจาก PB ต่ำกว่าอายุการใช้งานของระบบ



กลุ่มอาคาร	IRR							
	อายุการใช้งานของระบบ (ปี)							
	17 ปี	18 ปี	19 ปี	20 ปี	25 ปี	30 ปี	35 ปี	40 ปี
A	6.11%	6.70%	7.20%	7.62%	8.69%	9.51%	9.88%	10.16%
B	5.88%	6.48%	6.98%	7.41%	8.49%	9.33%	9.71%	10.00%
C	5.98%	6.57%	7.07%	7.50%	8.58%	9.40%	9.78%	10.07%
D	6.04%	6.63%	7.14%	7.56%	8.63%	9.46%	9.83%	10.12%

รูปที่ 7 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหว กรณีอายุการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ต่างไปจากที่คาดการณ์ไว้



กลุ่มอาคาร	IRR				PB (ปี)			
	การเพิ่มขึ้นของอัตราค่าไฟฟ้า							
	1.12%	2%	3%	4%	1.12%	2%	3%	4%
A	6.24%	7.42%	8.69%	9.91%	10.9	10.4	10.0	9.5
B	6.04%	7.22%	8.50%	9.72%	13.3	10.6	10.1	9.7
C	6.13%	7.30%	8.58%	9.80%	13.2	10.5	10.0	9.6
D	6.19%	7.36%	8.63%	9.85%	11.0	10.5	10.0	9.6

รูปที่ 8 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหว กรณี อัตราการเพิ่มขึ้นของอัตราค่าไฟฟ้าต่างไปจากที่คาดการณ์ไว้

(2) อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า รูปที่ 8 แสดงผลตอบแทนของโครงการเมื่ออัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าต่างไปจากที่คาดการณ์ไว้ของแต่ละกลุ่มอาคาร จากรูปพบว่าถ้าอัตราการเพิ่มขึ้นของอัตราค่าไฟฟ้ามากกว่าที่คาดการณ์ไว้ที่ 3 % ต่อปี ผลประหยัดค่าไฟฟ้าตลอดโครงการจะเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ IRR ของโครงการเพิ่มขึ้น และ PB ลดลง และในทางกลับกัน ถ้าอัตราการเพิ่มขึ้นของอัตราค่าไฟฟ้าต่ำกว่า 3 % ต่อปี IRR จะลดลง และ PB จะเพิ่มขึ้น เมื่อทดสอบที่อัตราต่าง ๆ พบว่าถ้าอัตราการเพิ่มขึ้นของอัตราค่าไฟฟ้าไม่เกิน 1.12 % ต่อปี ค่า IRR จะต่ำกว่าเกณฑ์ที่ตั้งไว้ ($IRR < 6.25\%$) สำหรับทุกอาคาร ในกรณีนี้ PB จะเพิ่มขึ้น เป็น 13 ปี สำหรับกลุ่มอาคาร B และ C เนื่องจาก ในปีที่ 11 มีการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์อาคารที่ยังไม่คืนทุนภายใน 11 ปี จะมีเงินลงทุนจากส่วนนี้เพิ่มขึ้น ส่งผลให้ PB นานขึ้นออกไปอีกประมาณ 2 ปี การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าไฟฟ้าขึ้นกับปัจจัยหลายอย่าง ซึ่งเปลี่ยนแปลงตามสภาพเศรษฐกิจ เช่น ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า และการส่งผ่านค่าใช้จ่ายตามนโยบายที่รัฐ

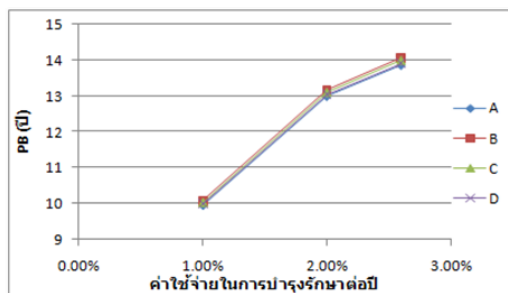
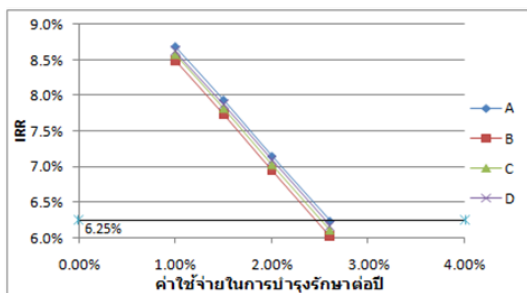
กำหนด เช่น การอุดหนุน (subsidy) พลังงานหมุนเวียน ซึ่งเป็นปัจจัยภายนอกที่ยอยู่นอกเหนือการควบคุม

(3) ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบ รูปที่ 9 แสดงผลตอบแทนของโครงการเมื่อค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบของแต่ละกลุ่มอาคารต่างไปจากที่คาดการณ์ไว้ จากรูปพบว่าถ้าค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบต่อปีมากกว่าที่คาดการณ์ไว้ที่ 1 % ของต้นทุนระบบ จะส่งผลให้ IRR ของโครงการลดลง และ PB เพิ่มขึ้น โดยที่ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบต่อปีตั้งแต่ 2.6 % ของต้นทุนระบบขึ้นไป ค่า IRR จะต่ำกว่าเกณฑ์ที่ตั้งไว้ ($IRR < 6.25\%$) สำหรับทุกอาคาร ในกรณีนี้ PB จะเพิ่มขึ้นเป็น 13.86-14.09 ปี ปัจจัยเสี่ยงนี้สามารถลดหรือหลีกเลี่ยงได้ด้วยการทำสัญญาบำรุงรักษาระบบระยะยาวกับผู้รับผิดชอบ

3.2.2.2 ผลการวิเคราะห์สถานการณ์ (scenario analysis)

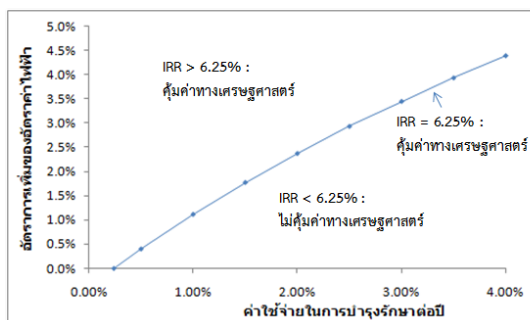
ผลการวิเคราะห์ในหัวข้อนี้ ใช้กลุ่มอาคาร A เป็นตัวแทน เนื่องจากกลุ่มอาคาร A เป็นกลุ่มอาคารที่มีผลตอบแทนสูงสุด สถานการณ์ที่ทำให้กลุ่มอาคาร A มีผลตอบแทนไม่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

ยอมทำให้กลุ่มอาคารอื่นไม่คุ้มค่าเช่นกัน



กลุ่มอาคาร	IRR				PB (ปี)			
	ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาต่อปี (% ของเงินลงทุน)							
	1.00%	1.50%	2.00%	2.60%	1.00%	1.00%	2.00%	2.60%
A	8.69%	7.94%	7.15%	6.24%	10.0	10.0	13.0	13.9
B	8.50%	7.74%	6.95%	6.02%	10.1	10.1	13.2	14.1
C	8.58%	7.82%	7.03%	6.11%	10.0	10.0	13.1	14.0
D	8.63%	7.88%	7.10%	6.17%	10.0	10.0	13.0	13.9

รูปที่ 9 ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหว กรณี ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาต่างไปจากที่คาดการณ์ไว้



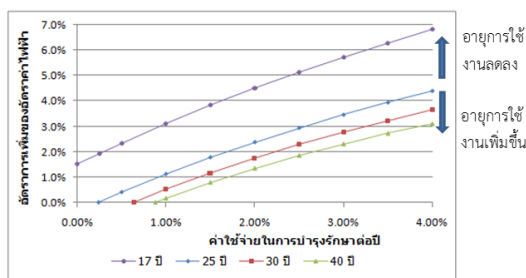
รูปที่ 10 ผลการวิเคราะห์สถานการณ์ : ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา และอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า (กลุ่มอาคาร A)

รูปที่ 10 แสดงผลการวิเคราะห์สถานการณ์กรณีที่ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาและอัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงพร้อมกัน สำหรับกรณีอายุโครงการเท่ากับ 25 ปี จุดบนเส้นโค้งในรูปเป็นสถานการณ์ที่ IRR ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา มีค่าเท่ากับ 6.25 % เส้นโค้งนี้แบ่งบริเวณกราฟออกเป็น 2 ส่วน บริเวณเหนือ

เส้นคือบริเวณที่มี IRR มากกว่า 6.25 % และบริเวณใต้เส้นคือบริเวณที่มี IRR < 6.25 % สถานการณ์ที่จะทำให้โครงการไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์คือ บริเวณใต้เส้นโค้ง จากรูปพบว่าถ้าค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาเพิ่มขึ้น โครงการจะคุ้มค่าต่อเมื่ออัตราการเพิ่มขึ้นของอัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ จุดตัดแกน x คือ ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาต่อปีเท่ากับ 0.24% ของต้นทุนระบบ หากค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาต่ำกว่านี้ โครงการจะมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ถึงแม้ว่าอัตราค่าไฟฟ้าจะไม่เพิ่มขึ้นเลยก็ตาม

รูปที่ 11 แสดงผลการวิเคราะห์สถานการณ์สำหรับกรณีอายุการใช้งานของระบบต่าง ๆ เส้นโค้งแต่ละเส้นแสดงสถานการณ์ที่โครงการมี IRR = 6.25 % ของแต่ละอายุการใช้งานระบบ จากรูปพบว่าถ้าอายุการใช้งานระบบเพิ่มขึ้น เส้นจะเคลื่อนลง ส่งผลให้สถานการณ์ที่โครงการจะไม่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ (พื้นที่ใต้เส้น) ลดลง ในทางกลับกัน ถ้า

อายุการใช้งานระบบลดลง เส้นจะเคลื่อนขึ้นและสถานการณ์ที่โครงการจะไม่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์จะเพิ่มขึ้น จุดตัดแกน x ของกรณีอายุโครงการ 30 ปี และ 40 ปี เท่ากับ 0.65 และ 0.88 % ตามลำดับซึ่งสูงกว่ากรณีอายุการใช้งาน 25 ปี กรณีอายุการใช้งานระบบเท่ากับ 17 ปี เส้นจะตัดแกน y ที่อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้าเท่ากับ 1.53 % หมายความว่าถึงแม้จะไม่มีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบเลย ระบบจะมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ก็ต่อเมื่ออัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างน้อย 1.53 % ต่อปี กราฟรูปที่ 11 สามารถใช้ประกอบการตัดสินใจลงทุนภายใต้สถานการณ์ต่าง ๆ ได้



รูปที่ 11 ผลการวิเคราะห์สถานการณ์ กรณี 3 ปัจจัย เปลี่ยนแปลง (กลุ่มอาคาร A)

4. สรุป

งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาเพื่อประเมินผลประโยชน์ทางพลังงาน สิ่งแวดล้อม และเศรษฐศาสตร์จากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนดาดฟ้าอาคารเรียนภายในมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต จากผลการศึกษาสรุปได้ว่าดาดฟ้าอาคารเรียนมีพื้นที่สามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ประมาณ 2,140.2 kWp ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 2,772,630 kWh/ปี หรือ 5.8 % ของปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ของอาคารเรียนทั้งหมด และสามารถช่วยลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในรูปของการ

ลดก๊าซเรือนกระจกได้เท่ากับ 1,569.586 tCO₂/ปี เมื่อพิจารณาผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์พบว่าโครงการมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ โดยมีอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ระหว่าง 8.50 ถึง 8.69 % ซึ่งสูงกว่าเกณฑ์ที่กำหนดในงานวิจัยนี้ (6.25 %) และมีระยะเวลาคืนทุนประมาณ 10 ปี ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (sensitivity analysis) เพื่อประเมินปัจจัยเสี่ยงที่ละปัจจัย ได้แก่ (1) อายุการใช้งานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (2) อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า และ (3) ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา สรุปได้ว่าโครงการมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์เมื่ออายุการใช้งานระบบมากกว่า 17 ปี อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้ามากกว่า 1.12 % ต่อปี ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบต่อปีต่ำกว่า 2.6 % ของต้นทุนระบบ ตามลำดับ ความเสี่ยงเหล่านี้สามารถบริหารจัดการเพื่อลดหรือจำกัดได้ด้วยการเลือกอุปกรณ์ที่มีคุณภาพและน่าเชื่อถือ มีระยะเวลาประกันที่ครอบคลุม ประกอบกับการด้วยการทำสัญญาบำรุงรักษาระบบระยะยาวกับผู้รับผิดชอบระบบ นอกจากนี้ ได้แสดงผลวิเคราะห์สถานการณ์ (scenario analysis) เมื่อปัจจัยเสี่ยงเปลี่ยนแปลงพร้อมกันในรูปแบบกราฟเพื่อช่วยประเมินและตัดสินใจภายใต้สถานการณ์ต่าง ๆ

5. รายการอ้างอิง

- [1] สานักนโยบายและแผนพลังงาน, 2558, รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย 2015, กระทรวงพลังงาน, กรุงเทพฯ, 316 น.
- [2] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2554, รายงานฉบับสมบูรณ์โครงการปรับปรุงแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์จากภาพถ่ายดาวเทียมสำหรับประเทศไทย, กระทรวงพลังงาน, กรุงเทพฯ.

- [3] ธนาพล ตันติสัตยกุล, 2558, การประเมินมาตรการสนับสนุนทางการเงินสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่พักอาศัยในประเทศไทย, ว.วิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี 23: 606-621.
- [4] กระทรวงพลังงาน, 2558, แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2558-2579 (PDP 2015), กระทรวงพลังงาน, แหล่งที่มา : http://www.egat.co.th/en/images/about-egat/PDP2015_Eng.pdf, 21 กันยายน 2559
- [5] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.), 2558, แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (AEDP2015), กระทรวงพลังงาน, แหล่งที่มา : http://www.dede.go.th/download/files/AEDP2015_Final_version.pdf, 21 กันยายน 2559.
- [6] Mirzahosseini, A.H. and Taheri, T., 2012, Environmental, technical and financial feasibility study of solar power plants by RETScreen, according to the targeting of energy subsidies in Iran, Renew Sust. Energ. Rev. 16: 2806-2811.
- [7] Peerapong, P. and Limmeechockchai, B., 2014, Investment incentive of grid connected solar photovoltaic power plant under proposed feed-in tariffs framework in Thailand, Energ. Procedia 52 179-189.
- [8] Sundaram, S. and Badu, J.S.C., 2015, Performance evaluation and validation of 5 MWp grid connected solar photovoltaic plant in South India, Energ. Convers Manage. 100: 429-439.
- [9] Benghane, M., 2011, Optimization of tilt angle for solar panel: Case study for Madinah, Saudi Arabia Appl. Energ. 88: 1427-1433.
- [10] Zang, H., Guo, M., Wei, Z. and Sun, G., 2016, Determination of the optimal tilt angle of solar collectors for different climates of China, Sustainability 8: 654.
- [11] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, Historical Solar radiation data, แหล่งที่มา : http://www4.dede.go.th/dede/index.php?option=com_content&view=article&id=81%3A2010-05-03-10-29-08&catid=52&Itemid=68&lang=th, 2 ธันวาคม 2558.
- [12] องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก, 2559, ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจสำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งหรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่ง (T-VER-METH-AE-01), องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน), 9 น.
- [13] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), 2016, ACM0002 Grid-Connected Electricity Generation from Renewable Sources Version 17.0, Available Source : <http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/8W400U6E7LFHHYH2C4JR1RJWWO4PVN>, June 15, 2016.
- [14] Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), 2014, AMS-

- I.D.: Grid Connected Renewable Electricity Generation, Available Source : <https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/AW3TINZ7KKWCK7L8WTFQQOFQQH4SBK>, June 15, 2016
- [15] สำนักวิเคราะห์และติดตามประเมินผล, 2557, การศึกษาค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2557, องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน), 19 น.
- [16] International Renewable Energy Agency (IREA), 2015, Renewable Power Generation Costs in 2014, p. 164.
- [17] Luxemburg: European Commission, 2005, A Vision for Photovoltaic Technology, 48 p.
- [18] Navigant Consulting, 2006, A Review of PV Inverter Technology Cost and Performance Projections, NREL/SR-620-38771, 100 p.
- [19] Borenstein, S., 2007, Electricity rate structures and the economics of solar PV: Could Mandatory Time-of-use Rates Undermine California's Solar Photovoltaic Subsidies? Center for the Study of Energy Markets, University of California Energy Institute, U.C. Berkeley, 24 p.
- [20] Solarpraxis, A.G., 2011, Inverter and PV System Technology Industry Guide 2011, 98 p.
- [21] Limmanee, A., Udomdachanut, N., Songtra, S., Kaewniyompanit, A., Sato, Y., Nakaishi, M., Kittisontirak, S., Sriprapha, K. and Sakamoto, Y., 2016, Field performance and degradation rates of different types of photovoltaic modules: A case study in Thailand, Renew Energ. 89: 12-17.
- [22] Jordan, D.C., Smith, R.M., Osterwald, C.R., Gelak, E. and Kurtz, S.R., 2011, Outdoor PV Degradation Comparison, NREL/CP-5200-47704, 7 p.
- [23] Jordan, D.C. and Kurtz, S.R., 2012, Photovoltaic Degradation Rates: An Analytical Review, NREL/JA-5200-51664, 30 p.
- [24] Koner, P.K., Dutta, V. and Chopra, K.L., 2000, A comparative life cycle energy cost analysis of photovoltaic and fuel generator for load shedding application, Solar Energ. Mater. Solar Cells 60: 309-322.
- [25] ธนาคารแห่งประเทศไทย, แหล่งที่มา : <http://www2.bot.or.th/statistics/ReportPage.aspx?reportID=409>, 1 พฤศจิกายน 2559.
- [26] สำนักข่าวอีไฟแนนซ์ไทย, Loan rate, แหล่งที่มา : <http://www.efinancethai.com/otherfin/loan.aspx>, 1 พฤศจิกายน 2559.