

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา  
ขนาด 8 กิโลวัตต์และความเป็นไปได้ของการขยายระบบ  
8 kWp Rooftop PV System and Feasibility of System Expansion

กัณฑ์ ปานประยูร<sup>1\*</sup>

Gunn Panprayun<sup>1\*</sup>

**บทคัดย่อ**

บทความนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อแสดงให้เห็นถึงพลังงานที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาขนาด 8 กิโลวัตต์ ของคณะสิ่งแวดล้อมและทรัพยากรศาสตร์ มหาวิทยาลัยมหิดล และความเป็นไปได้ของการขยายระบบในอนาคต จากการศึกษาพบว่าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 4.46 กิโลวัตต์ ชั่วโมงต่อวัน ระบบผลิตพลังงานได้เฉลี่ย 978.64 กิโลวัตต์ ชั่วโมงต่อเดือน ค่าพลังงานจำเพาะที่ระบบผลิตได้เท่ากับ 1,467.95 กิโลวัตต์ ชั่วโมง/กิโลวัตต์ สูงสุด มีพื้นที่หลังคาสำหรับการขยายระบบเป็น 0.5 เมกะวัตต์ อายุโครงการ 25 ปี จะผลิตไฟฟ้าได้ 16,837,549 กิโลวัตต์ ชั่วโมง กำหนดเงื่อนไขให้เอกชนลงทุนให้ทั้งหมด 20.53 ล้านบาท สัดส่วนเงินกู้/ต่อเงินลงทุน 70/30 ดอกเบี้ยคงที่ร้อยละ 6.025 ต่อปี ชำระคืนภายใน 10 ปี อัตราส่วนลดร้อยละ 6 โดยค่าไฟเฉลี่ย เท่ากับ 4 บาทต่อหน่วย หากชำระค่าไฟฟ้าให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าในอัตรา 3.5 3.0 และ 2.5 บาทต่อหน่วย โครงการจะมีความคุ้มค่าประมาณ 12 17 และ 24 ปี ตามลำดับ หากใช้งานระบบจนครบ 25 ปี ผลประหยัดที่เกิดขึ้นเท่ากับ 35.49 31.25 และ 36.78 ล้านบาท ตามลำดับ และจะสามารถลดปริมาณการปลดปล่อยคาร์บอนได้ 9,531.73 ตัน

**คำสำคัญ:** การผลิตกระแสไฟฟ้า/ พลังงานแสงอาทิตย์/ ความเป็นไปได้ในการขยายระบบ

**Abstract**

This article is intended to illustrate the opportunity and benefit of the rooftop PV system for self-consumption in the Faculty of Environment and Resource Studies, Mahidol University. The data from the 8 kWp system of the Faculty has been studied and analyzed as the reference site. Term of investment and return throughout the life of the project also have been studied. The result showed average insolation is 4.64 kWh per day. The average energy output of the system is 978.64 kWh per month. The specific yield of PV is 1,467.95 kWh/kWp. The system can be expanded to 0.5 MW. If private sector invests whole project which cost up to 20.53 million baht, debt/equity is 70/30, Fixed interest 6.025% per year, repayment within 10 years, discount rate 6%, project life 25 years, average electricity cost is 4 baht per unit. Then the faculty pay the electricity cost to the investor at the rate of 3.5, 3.0, and 2.5 Bath, the contract length should be 12 years, 17 years and 24 years, respectively. The saving was 35.49 million baht, 31.25 million baht and 26.78 million baht, respectively, and the project could reduce carbon emission to 9,531.73 tons.

**Keywords:** Electricity Generation/ Solar Power/ Feasibility of System Expansion

<sup>1</sup> คณะสิ่งแวดล้อมและทรัพยากรศาสตร์ มหาวิทยาลัยมหิดล

<sup>1</sup> Faculty of Environment and Resource Studies, Mahidol University

\* Corresponding author: gunn.pan@mahidol.ac.th

## 1. บทนำ

พลังงานไฟฟ้าเป็นรากฐานที่สำคัญสำหรับการพัฒนาเศรษฐกิจ และสังคมของประเทศ โดยมีแนวโน้มของการขยายกำลังการผลิตเพิ่มขึ้นทุกปีตามความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งจากรายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย 2559 [1] ความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2558 สูงถึง 192,189 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.3 จากปีก่อน โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าสูงถึงร้อยละ 67 หากในอนาคตเกิดการขาดแคลนก๊าซธรรมชาติย่อมส่งผลกระทบต่อความมั่นคงทางพลังงาน นอกจากนี้ก๊าซธรรมชาติยังเป็นเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีผลต่อปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งในหลายรัฐบาลที่ผ่านมาได้ตระหนักถึงปัญหา และเป็นที่มาของแผนพัฒนาพลังงานทดแทน (REDP) พ.ศ. 2551 - 2565 มีระยะเวลา 15 ปี โดยมีเป้าหมายในการเพิ่มส่วนแบ่งของพลังงานทดแทนในการผลิตพลังงานไฟฟ้ารวมถึงร้อยละ 20 [2] ต่อมาได้ประเมินผลการดำเนินงานแล้วซึ่งปรับเป้าหมายให้มีความเหมาะสมมากขึ้นแล้วจึงประกาศแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 - 2564) โดยปรับเป้าหมายการใช้พลังงานทดแทนจากเดิมร้อยละ 20 ภายใน พ.ศ. 2565 เป็นร้อยละ 25 ภายใน พ.ศ. 2564 [3] ต่อมาใน พ.ศ. 2558 กระทรวงพลังงานได้ประกาศใช้แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579 (AEDP2015) [4] เป็นฉบับที่ 3 และเป็นส่วนหนึ่งในแผนบูรณาการพลังงานแห่งชาติในปัจจุบัน

สาระสำคัญของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนคือการเพิ่มเป้าหมายจาก 5,608 เมกกะวัตต์ เป็น 9,201 และ 19,684.4 เมกกะวัตต์ ตามลำดับ โดยแต่ละแผนได้กำหนดเป้าหมายให้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ไว้เป็นหลัก โดยมีสัดส่วน 500, 2,000 และ 6,000 เมกกะวัตต์ ตามลำดับ อย่างไรก็ตามกลไกในแผนแรกเป็นการกำหนดผลตอบแทนโครงการในรูปแบบการใช้อัตราส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้า (Adder) เพื่อสร้างแรงจูงใจแก่ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้พลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็ก (SPP) และขนาดเล็กมาก (VSPP) โดยอัตราส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้าคือมาตรการจูงใจด้านราคาในการรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน เป็นส่วนเพิ่มจากราคาปกติที่ผู้ผลิตไฟฟ้าได้รับเมื่อขายกระแสไฟฟ้าให้กับระบบไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ได้รับการสนับสนุน อัตราส่วนเพิ่มราคาซื้อขาย

ไฟฟ้าแตกต่างกันไปตามแต่ละประเภทของเทคโนโลยีความสามารถในการติดตั้งและภูมิภาค [5] ปัจจุบันปรับเข้ามาสู่การใช้ Feed in Tariff (FiT) ซึ่งจะอยู่ในรูปแบบอัตราซื้อไฟฟ้าคงที่ตลอดอายุโครงการ โดยอัตราจะไม่เปลี่ยนแปลงไปตามค่าไฟฐานและค่าไฟฟ้าผันแปร (Fi) ซึ่งเป็นกลไกที่สะท้อนต้นทุนได้ดีกว่าประชาชนไม่ต้องแบกรับภาระค่าไฟฟ้าผันแปร ซึ่งในแผน AEDP2015 เอง เน้นการมีส่วนร่วมของทุกภาคส่วน ได้แก่ 1) สนับสนุนให้ภาคประชาชนซื้อขายไฟฟ้าผ่านระบบ Net metering 2) สนับสนุนระบบผลิตไฟฟ้าในชุมชน หรือ หน่วยงานภาครัฐอื่น ๆ ในพื้นที่ห่างไกล 3) สนับสนุนการจัดตั้ง วิสาหกิจชุมชนสีเขียวให้ผลิตไฟฟ้าโดยใช้ วัตถุประสงค์ที่มีอยู่ในพื้นที่ 4) ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าใช้เองในหน่วยงานภาครัฐ อาคารธุรกิจ หรือบ้านพักอาศัย 5) พัฒนาระบบผลิตไฟฟ้า แบบผสมผสานที่ เหมาะสมกับสภาพ พื้นที่ เช่น พลังงานลม มาใช้ร่วมกับพลังงาน แสงอาทิตย์ เป็นต้น [4]

คณะสิ่งแวดล้อมและทรัพยากรศาสตร์เป็นหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับการรักษาล้อมแถมโดยตรงจึงตอบสนองต่อนโยบายของประเทศด้วยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อบริษัทจำหน่าย (Grid connected PV system) โดยติดตั้งบนหลังคาของอาคารอาจารย์จรัสศักดิ์ พูนผล มีขนาด 8 กิโลวัตต์สูงสุดในรูปแบบการผลิตไฟฟ้าเอง (Self-consumption) เนื่องจากการจำหน่ายไฟฟ้าโดยหน่วยงานภาครัฐยังมีข้อจำกัดบางประการ เช่น โครงการ Solar rooftop เสรี เป็นโครงการสำหรับภาคครัวเรือน และธุรกิจเท่านั้น [6] ส่วนโครงการโซลาร์ฟาร์มสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร พ.ศ. 2560 แม้ว่าจะเปิดช่องให้หน่วยงานราชการเข้าร่วมได้ แต่สำนักงานกำกับกิจการพลังงานระบุคุณสมบัติของหน่วยงานที่จะเข้าร่วมนั้นต้องมีวัตถุประสงค์ของการจัดตั้งหน่วยงานเพื่อผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าในเชิงพาณิชย์ด้วย [7]

### วัตถุประสงค์

บทความนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษา 1) พลังงานที่ผลิตได้จากระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 8 กิโลวัตต์ของคณะสิ่งแวดล้อมและทรัพยากรศาสตร์ มหาวิทยาลัยมหิดล ในช่วงปี พ.ศ. 2559 และ 2) ความเป็นไปได้ของการขยายระบบเพื่อการใช้งานในอนาคต โดยพิจารณาความเป็นไปได้จากศักยภาพของ

พื้นที่ งบประมาณค่านทุนของโครงการ ผลประหยัด และ การลดการปลดปล่อยคาร์บอนได้ออกไซด์ที่จะได้รับ

## 2. วัสดุและวิธีการ

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 8 กิโลวัตต์ คณะสิ่งแวดล้อมและทรัพยากรศาสตร์ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนส่วน หลังคาของอาคาร 2 คณะสิ่งแวดล้อมและทรัพยากร ศาสตร์ มหาวิทยาลัยมหิดล พิกัด 13.794935, 100.322471 ตำแหน่งที่ติดตั้งมีมุมเอียงเท่ากับ 15 องศา และมีมุมชันเท่ากับ 15 องศา ดังรูปที่ 1

### ส่วนประกอบของระบบ

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อสายส่ง เป็นระบบที่มีองค์ประกอบหลัก 2 ส่วน คือ แผงเซลล์ แสงอาทิตย์ และ เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าแบบ เชื่อมต่อสายส่ง (Grid connected inverter) นอกจากนี้ยังมีส่วนประกอบอื่นๆ ตามมาตรฐาน ไฟฟ้า ได้แก่ อุปกรณ์จับยึดแผง ระบบป้องกันฟ้าผ่า ตู้ รวมสาย สายส่งไฟฟ้า เบรกเกอร์ เป็นต้น

1. แผงเซลล์แสงอาทิตย์ เทคโนโลยีเซลล์ แสงอาทิตย์ที่ใช้ในโครงการ ได้แก่ เซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดผลึกรวมซิลิคอน (Poly Crystalline Silicon Solar Cell) โดยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar module) เกิดขึ้นจากเซลล์ที่นำมาต่อกันในจำนวนและขนาดที่

เหมาะสมเพื่อเพิ่มค่าแรงเคลื่อนไฟฟ้าให้สูงขึ้นแล้วทำ ให้เป็นแผงเพื่อความสะดวกในการนำไปใช้งาน โดย ด้านหน้าของแผงเซลล์ ประกอบด้วย แผ่นกระจกที่มี ส่วนผสมของเหล็กต่ำ ซึ่งมีคุณสมบัติในการยอมให้แสง ผ่านได้ดี และยังเป็นเกราะป้องกันแผ่นเซลล์อีกด้วย แผงเซลล์ต้องมีการป้องกันความชื้นที่ดีมาก เพราะ จะต้องอยู่กลางแจ้งกลางฝนเป็นเวลายาวนาน ในการ ประกอบจะต้องใช้วัสดุที่มีความคงทนและป้องกัน ความชื้นที่ดี เช่น ซิลิโคน และอีวีเอ (Ethelele Vinyl Acetate) เป็นต้น มีกรอบเพื่อป้องกันแผ่นกระจก โดย แผงเซลล์ที่เลือกใช้ในโครงการเป็นแผงที่ผ่านการ รับรองมาตรฐาน IEC 61730 และ IEC 61215 โดย ผู้ผลิตอยู่ใน tier 1

2. เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อสาย ส่ง เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าในระบบผลิตไฟฟ้าพลัง แสงอาทิตย์ที่ดีจะต้องมีคุณสมบัติในการสร้างไฟฟ้า กระแสสลับที่มีลักษณะรูปคลื่นที่ออกมาแบบ sine wave เพื่อให้ใช้ได้กับอุปกรณ์ไฟฟ้ากระแสสลับทุกชนิด ใช้เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อบางหน่วย สามเฟส (Grid-connected or Grid tied inverter) ทำ หน้าที่เชื่อมโยงระหว่างระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV array) ระบบจำหน่าย (grid) และภาระไฟฟ้า (AC loads) โดยรับไฟฟ้ากระแสตรง (DC) จากระบบ

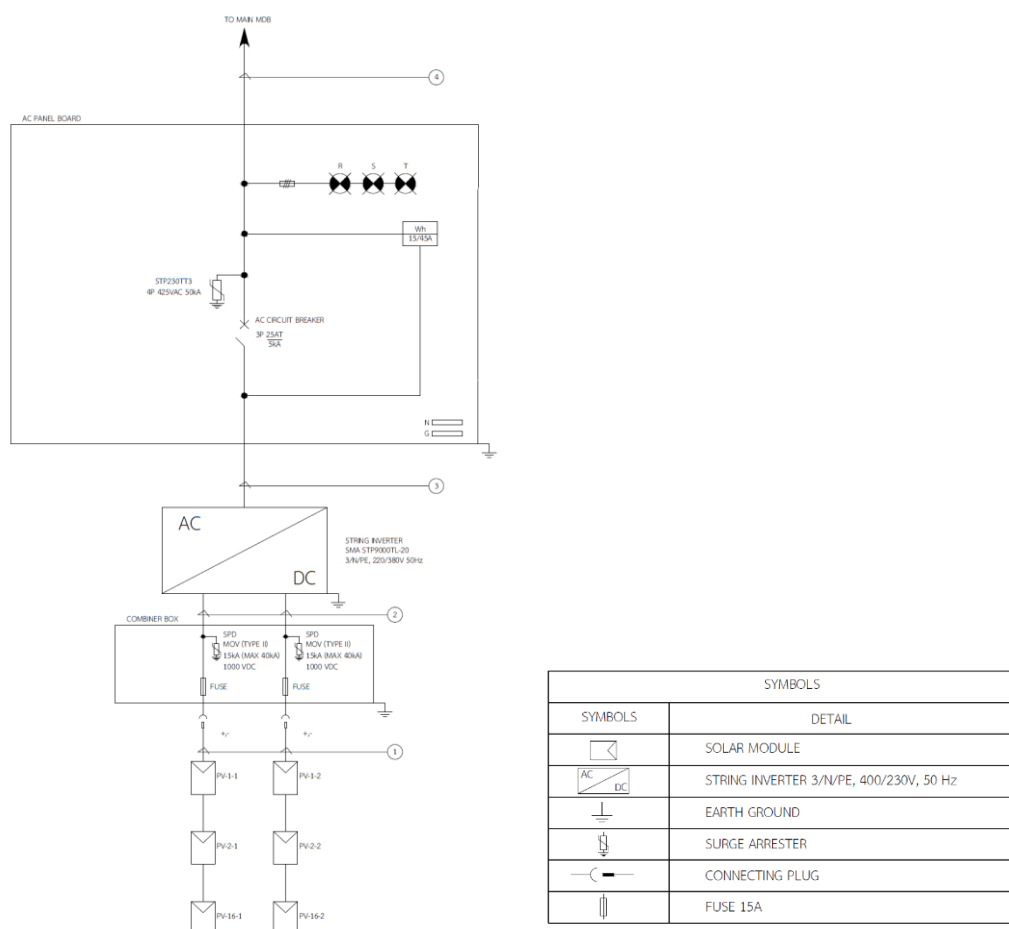


ภาพที่ 1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 8 กิโลวัตต์ คณะสิ่งแวดล้อมและทรัพยากรศาสตร์ มหาวิทยาลัยมหิดล

แผงเซลล์แสงอาทิตย์และแปลงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) ซึ่งมีความถี่และแรงดันเดียวกับระบบจำหน่าย การเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายสามารถเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายหลักโดยตรงหรือระบบจำหน่ายของอาคารมีความแตกต่างคือ การเชื่อมต่อโดยตรงกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกป้อนเข้าสู่ระบบจำหน่ายโดยตรง แต่ในกรณีนี้เป็นการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของอาคาร กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกนำไปใช้กับภาระของอาคารก่อน ส่วนที่เหลือเกินจึงจะถูกป้อนเข้าสู่ระบบจำหน่ายหลัก ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบนี้ ใช้ได้กับระบบ 3 เฟส เพื่อให้ป้อนกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายได้สูงสุดเสมอ โดยอินเวอร์เตอร์แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย สามารถทำงานตามหน้าที่ ดังนี้ 1) แปลงพลังงานไฟกระแสตรงที่ผลิตได้จากระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟสลับเข้าสู่ระบบจำหน่าย 2) ปรับการทำงานของอินเวอร์เตอร์ให้ทำงานที่จุดสูงสุดของระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Maximum Power Point Tracking, MPPT) 3) สามารถบันทึก

ข้อมูลการทำงานของอินเวอร์เตอร์ได้ 4) มีฟังก์ชันป้องกันทั้งด้านไฟฟ้ากระแสตรง และไฟฟ้ากระแสสลับ [8] โดยเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าที่ใช้ในโครงการได้ผ่านการพิจารณาตามข้อกำหนดสำหรับอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าประเภทเชื่อมต่อกับโครงข่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

3. การเชื่อมต่อนระบบ ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ของคณะสิ่งแวดล้อมและทรัพยากรศาสตร์ ประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวม 32 โมดูล แต่ละโมดูลมีขนาด 1,665 x 991 มิลลิเมตร กำลังการผลิตไฟฟ้า 250 วัตต์ต่อโมดูล ประสิทธิภาพร้อยละ 15.1 ติดตั้งแยกเป็น 3 แผง โดยแบ่งเป็น 2 สตริง สตริงละ 16 แผง มีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 8 กิโลวัตต์ ส่วนเครื่องแปลงกระแส มีขนาด 9 กิโลวัตต์ แรงดันไฟฟ้า 220/380 โวลต์ 3 เฟส ประสิทธิภาพร้อยละ 98 พร้อมอุปกรณ์ป้องกัน ทำการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของอาคาร ดังภาพที่ 2



ภาพที่ 2 Single line diagram ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 8 กิโลวัตต์ คณะสิ่งแวดล้อมและทรัพยากรศาสตร์ มหาวิทยาลัยมหิดล

**วิธีการศึกษา**

1. ศึกษาการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ขนาด 8 กิโลวัตต์ โดยพิจารณาข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบ (Insolation) จากไพรานอมิเตอร์ (Thermoelectric Sensor Type) ที่ติดตั้งร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบ (Total yield) จาก SMA sunny web box แล้วหาค่า Specific Yield ของระบบฯ จากพลังงานไฟฟ้าที่ระบบจ่ายเข้าสู่ระบบจำหน่ายหารด้วยขนาดติดตั้ง มีหน่วยเป็น กิโลวัตต์ชั่วโมง/กิโลวัตต์สูงสุด

2. ประเมินศักยภาพของพื้นที่อาคารคณะสิ่งแวดล้อม โดยสำรวจ และประเมินขนาดพื้นที่ว่างส่วนที่เป็นหลังคา หรือดาดฟ้าที่สามารถติดตั้ง Solar rooftop PV เพิ่มได้ ของคณะสิ่งแวดล้อมและทรัพยากรศาสตร์ มหาวิทยาลัยมหิดล จากภาพถ่ายดาวเทียม

3. ศึกษาความเป็นไปได้ของการขยายระบบ โดยกำหนดเงื่อนไขทางเทคนิค และเศรษฐศาสตร์ เพื่อคำนวณหาผลตอบแทนโดยการจำลองกระแสเงินสด (Free Cash Flow to Equity, FCFE) เพื่อหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV) และระยะเวลาคืนทุน (Payback period, PB) ของโครงการ เพื่อเป็นข้อมูลสำหรับการพัฒนาโครงการได้อย่างเหมาะสม โดย

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{FCFE_t}{\left(1 + \frac{r}{100}\right)^t} \quad ..(1)$$

เมื่อ n = อายุโครงการ (ปี)

t = ดัชนีชี้เลขปีในช่วงเวลาของโครงการ (ปี)

โดย t = 1, 2, 3, ...,n

NPV = มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (บาท)

FCFE<sub>t</sub> = กระแสเงินสดสุทธิหลังหักหนี้สินที่ได้รับในปีที่ t (บาท/ปี)

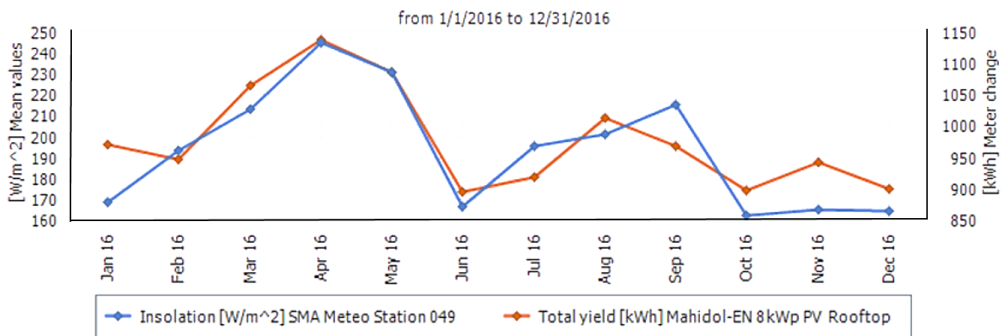
r = อัตราคิดลด (% discount rate) เท่ากับ อัตราผลตอบแทนที่ต้องการหรือต้นทุนเงินทุนของผู้ผลิตไฟฟ้า [9] สำหรับระยะเวลาคืนทุนใช้วิธี Dynamic method ซึ่ง งวดเวลาคืนทุนเท่ากับจำนวนปีที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าเท่ากับหรือมากกว่าศูนย์

**3. ผลการวิจัยและอภิปรายผล**

1. การทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ขนาด 8 กิโลวัตต์

หลังจากการเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายครั้งแรกเมื่อวันที่ 20 สิงหาคม พ.ศ. 2558 ได้ทำการเก็บบันทึกข้อมูลพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้และข้อมูลรังสีอาทิตย์ ตลอดทั้งปี พ.ศ. 2559 พบว่าความเข้มรังสีอาทิตย์ เริ่มเพิ่มขึ้นจากเดือนมกราคมไปจนสูงสุดที่ 245.03 วัตต์ต่อตารางเมตร ที่เดือนเมษายน เริ่มตกลงมาต่ำถึง 166.56 วัตต์ต่อตารางเมตร ที่เดือนมิถุนายน แล้วเพิ่มขึ้นมาถึง 215.36 วัตต์ต่อตารางเมตร ที่เดือนกันยายน จากนั้นรังสีอาทิตย์ตกลงมาถึงจุดต่ำสุดที่ 161.97 วัตต์ต่อตารางเมตร ที่เดือนตุลาคม และยังคงอยู่ในระดับต่ำใกล้เคียงกันไปจนถึงเดือนธันวาคม โดยมีค่าเฉลี่ยตลอดทั้งปีเท่ากับ 193.50 วัตต์ต่อตารางเมตร หรือ 4.644 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อวัน

ส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ระบบผลิตได้ต่อเดือน เริ่มเพิ่มขึ้นจากเดือนมกราคมไปจนสูงสุดที่ 1,138.83 กิโลวัตต์ชั่วโมง ที่เดือนเมษายน เริ่มตกลงมาต่ำที่สุด 895.68 กิโลวัตต์ชั่วโมง ที่เดือนมิถุนายน แล้วเพิ่มขึ้นมาถึง 1,012.22 กิโลวัตต์ชั่วโมงที่เดือนสิงหาคม จากนั้นรังสีอาทิตย์ตกลงมาถึง 897.90 กิโลวัตต์ชั่วโมง ที่เดือนตุลาคม และยังคงอยู่ในระดับต่ำใกล้เคียงกันไปจนถึงเดือนธันวาคม ดังภาพที่ 3 โดยมีค่าเฉลี่ยตลอดทั้งปีเท่ากับ 978.64 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อเดือน



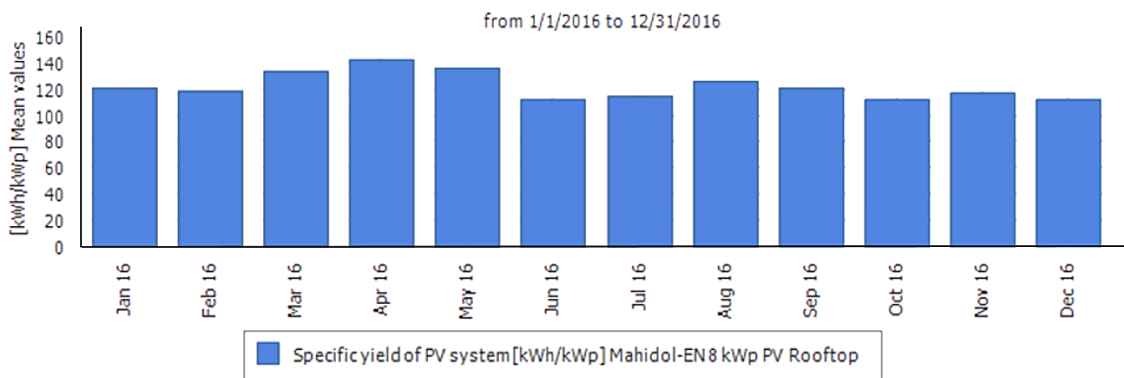
ภาพที่ 3 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างรังสีอาทิตย์เฉลี่ยและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้

ส่วนของค่าพลังงานจำเพาะที่ระบบผลิตได้เฉลี่ยทั้งปีเท่ากับ 1,467.95 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อกิโลวัตต์สูงสุด ซึ่งค่านี้สามารถใช้อ้างอิงในการขยายระบบให้มีขนาดใหญ่ขึ้นได้ ส่วนรายละเอียดรายเดือนได้แสดงดังภาพที่ 4

2. ศักยภาพของพื้นที่สำหรับการขยายระบบ

ปัจจุบันราคาเซลล์แสงอาทิตย์มีราคาถูกลงอย่างมากต้นทุนนำเข้าแผงเซลล์แสงอาทิตย์อย่างดีที่ผู้ผลิตอยู่ใน tier 1 สามารถหาได้ในราคา 25-35 บาทต่อวัตต์ รวมอุปกรณ์แล้วอาจมีราคาเพียง 40 - 50 บาทต่อวัตต์ จึงเริ่มมีเอกชนเข้ามาเสนอการลงทุนเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าให้แล้วเก็บค่าไฟฟ้าจากหน่วยงานในราคาที่ต่ำกว่าราคาจากการไฟฟ้า ในช่วงเวลาตามที่ตกลงซึ่งเมื่อสิ้นสุดสัญญาจะยกระบบให้เป็นทรัพย์สินของ

หน่วยงานต่อไป ซึ่งในการเจรจาสัญญาในลักษณะนี้ทางหน่วยงานจำเป็นต้องทราบจุดคุ้มทุนของโครงการ เพื่อใช้ในการต่อรองกับทางเอกชนโดยหากสัญญาามีระยะเวลายาวเกินไปจะทำให้หน่วยงานเสียโอกาสในส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ปราศจากค่าใช้จ่ายหลังสิ้นสุดสัญญา หากหน่วยงานเรียกร้องสัญญาที่มีระยะเวลานั้นเกินไป เอกชนก็จะไม่สามารถลงทุนได้ ซึ่งในบทความนี้จะแสดงให้เห็นถึงระยะเวลาที่เหมาะสมสำหรับพัฒนาโครงการในส่วนพื้นที่หลังคา และดาดฟ้าที่ยังว่างของคณะสิ่งแวดล้อมและทรัพยากรศาสตร์ ซึ่งจากภาพถ่ายทางอากาศสามารถแบ่งหลังคาเป็นส่วนต่าง ๆ ดังภาพที่ 5 และทำการสำรวจสภาพหลังคา และคำนวณหาพื้นที่ไว้ในตารางที่ 1

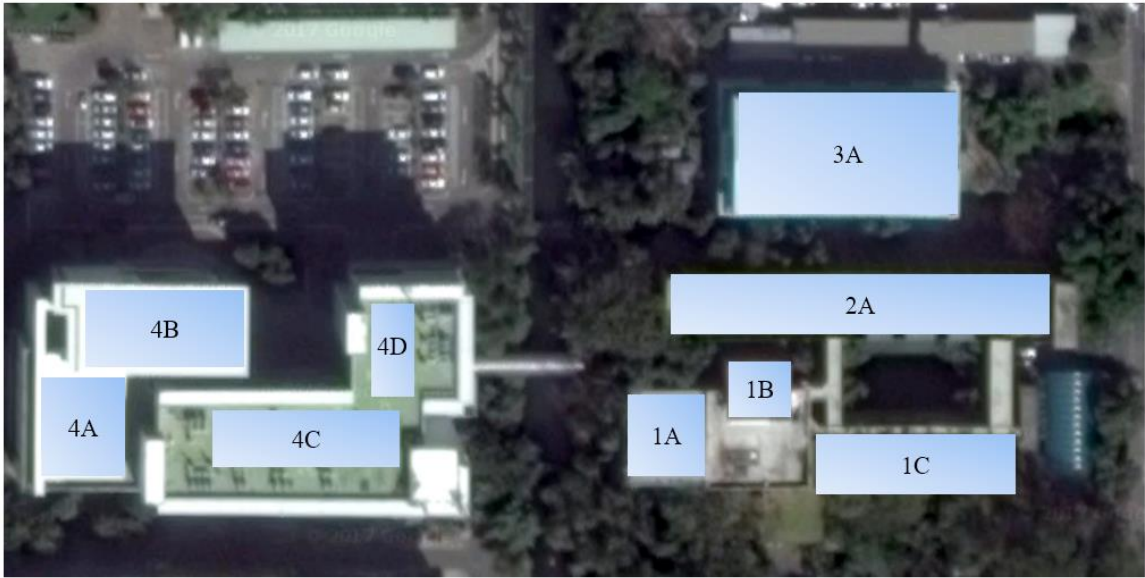


ภาพที่ 4 ค่าพลังงานจำเพาะที่ระบบผลิตได้

ตารางที่ 1 พื้นที่ส่วนหลังคาและดาดฟ้าที่สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้

ส่วน	ลักษณะ	ยาว (ม.)	กว้าง (ม.)	พื้นที่ (ตร.ม.)
อาคาร 1 ส่วน A	หลังคาเมทัลชีท	16	12	192
อาคาร 1 ส่วน B	ดาดฟ้าคอนกรีต	10	10	100
อาคาร 1 ส่วน C	กระเบื้องลอนคู่	40	10	400
อาคาร 2 ส่วน A	กระเบื้องลอนคู่	70	10	700
อาคาร 3 ส่วน A	หลังคาเมทัลชีท	40	20	800
อาคาร 4 ส่วน A	หลังคาเมทัลชีท	16	16	256
อาคาร 4 ส่วน B	หลังคาเมทัลชีท	30	16	480
อาคาร 4 ส่วน C	ดาดฟ้าคอนกรีต	35	8	280
อาคาร 4 ส่วน D	ดาดฟ้าคอนกรีต	18	10	180
<b>รวม</b>				<b>3,388</b>

ที่มา: ผู้แต่ง



ภาพที่ 5 พื้นที่หลังคาและดาดฟ้าที่สามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้

3. ความเป็นไปได้ของการขยายระบบ

เงื่อนไขทางเทคนิค : ใช้แผงเซลล์แบบผลึกรวม กำลังไฟฟ้า 250 วัตต์ ขนาด 1.65 ตารางเมตร โดยติดตั้งเต็มพื้นที่เป็นจำนวน 2,053 แผ่น มีกำลังการผลิตสูงสุดเท่ากับ 513.25 กิโลวัตต์

เงื่อนไขการลงทุน : กำหนดให้ต้นทุนของระบบเท่ากับ 40 บาทต่อวัตต์ โดยเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ขนาด 0.5 เมกกะวัตต์ มูลค่า 2,100,000 บาท ในปีที่ 15

ฉะนั้นเงินลงทุนจะเท่ากับ 20,530,000 บาท ในการคำนวณกำหนดอัตราส่วนดอกเบี้ยต่อเงินลงทุน (Dept/Equity) 70/30 หมายถึงโครงการลงทุนเอง ร้อยละ 30 หรือเท่ากับ 6,159,000 บาท และกู้ยืมธนาคารร้อยละ 70 หรือเท่ากับ 14,371,000 บาท โดยมีอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 6.025 (MLR ไทยพาณิชย์, เดือนมิถุนายน 2560) คงที่ตลอดสัญญา 10 ปี ค่า CRF เท่ากับ 0.13603 รวมต้องผ่อนชำระทั้งสิ้น 19,548,718 บาท และอัตราลดค่าร้อยละ 6

การผลิตไฟฟ้า : ในปีแรกระบบจะผลิตพลังงานได้ 753,425.33 กิโลวัตต์ชั่วโมง (จากค่าเฉลี่ยพลังงานจำเพาะรายปี 1,467.95 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อกิโลวัตต์สูงสุด) หากกำหนดให้อัตราการเสื่อมของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับร้อยละ 3 ในปี

แรก ร้อยละ 10 ต่อปีจนถึงสิ้นสุดโครงการที่อายุ 25 ปี มีค่าเฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 0.764 ต่อปี ซึ่งอยู่ในช่วงของอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แบบซิลิกอนโดยเฉลี่ย 0.7 - 0.8 ต่อปี [10] และคำนวณความยืดหยุ่นของค่าไฟฟ้าที่เอกชนเรียกเก็บต่อหน่วยที่ 3.5 3.0 และ 2.5 บาท เปรียบเทียบผลประโยชน์กับค่าไฟเฉลี่ยของคณะสิ่งแวดล้อมประมาณ 4 บาท จะได้ผลดังตารางที่ 2

งวดเวลาคืนทุน (Payback Period, PB) : คือระยะเวลาที่กระแสเงินสดรับจากโครงการสามารถชดเชยกระแสเงินสดจ่าย ลงทุนสุทธิตอนเริ่มโครงการพอดี การหางวดเวลาคืนทุนของบทความนี้จะใช้วิธีแบบ dynamic คือจำนวนปีที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันมีค่าเท่ากับหรือมากกว่าศูนย์ ซึ่งในส่วนของเส้นกราฟที่อยู่ใต้เงินลงทุนหมายถึง NPV ของโครงการยังมีค่าเป็นลบ ผลตอบแทนต่ำกว่าที่คาดหวังมีความเป็นไปได้ในการพัฒนาโครงการต่ำ ส่วนที่อยู่เหนือจุดตัดระหว่างเส้นเงินลงทุนกับเวลาหมายถึงหลังจากช่วง ปีที่ 12 ปีที่ 17 และ ปีที่ 24 สำหรับอัตราค่าไฟฟ้าที่ 3.5 บาทต่อหน่วย 3.0 บาทต่อหน่วย และ 2.5 บาทต่อหน่วย ตามลำดับโครงการมีผลกำไรคืนให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าไปแล้วไม่น้อยกว่าร้อยละ 6 สูงกว่าค่าที่คาดหวังมีความเป็นไปได้ในการพัฒนาโครงการ ดังที่แสดงให้เห็นในภาพที่ 6

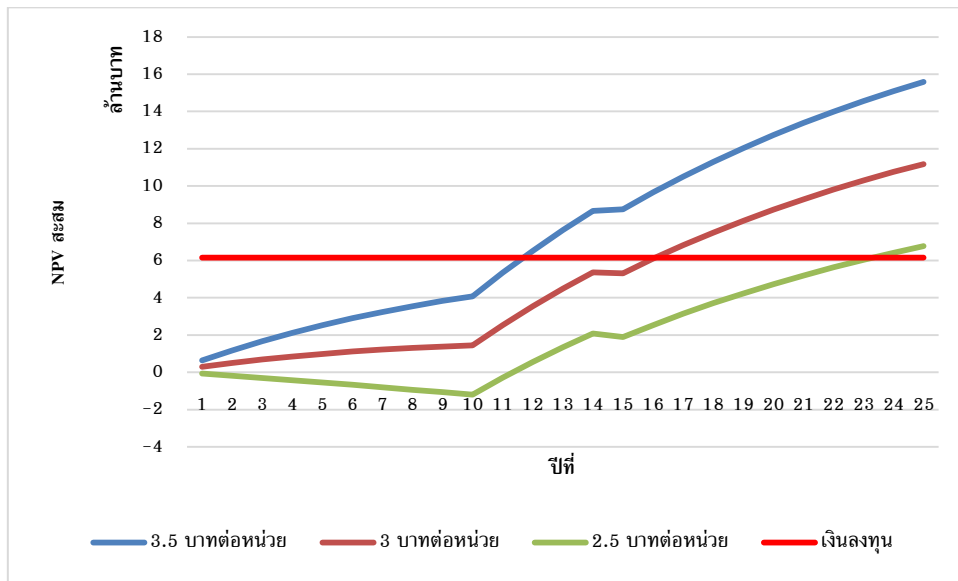
ตารางที่ 2 กระแสเงินสดของโครงการ

ปีที่	ประสิทธิ ภาพแผน	หน่วยไฟฟ้า (kWh)	ผลตอบแทนจากค่าไฟฟ้าที่อัตราต่างๆ			ค่าใช้จ่าย	อัตรา 3.5 บาทต่อหน่วย		อัตรา 3.0 บาทต่อหน่วย		อัตรา 2.5 บาทต่อหน่วย	
			3.5 บาท	3 บาท	2.5 บาท		Net income	NPV	Net income	NPV	Net income	NPV
0							6,159,000		6,159,000		6,159,000	
1	100%	753,425	2,636,989	2,260,276	1,883,563	1,954,872	682,117	643,507	305,404	288,117	-71,308	-67,272
2	97.00%	730,823	2,557,879	2,192,468	1,827,056	1,954,872	603,007	536,674	237,596	211,460	-127,815	-113,755
3	96.30%	725,549	2,539,420	2,176,646	1,813,871	1,954,872	584,548	490,798	221,774	186,206	-141,000	-118,387
4	95.60%	720,275	2,520,961	2,160,824	1,800,687	1,954,872	566,089	448,396	205,952	163,133	-154,185	-122,129
5	94.90%	715,001	2,502,502	2,145,002	1,787,502	1,954,872	547,630	409,221	190,130	142,076	-167,370	-125,069
6	94.20%	709,727	2,484,043	2,129,180	1,774,317	1,954,872	529,172	373,045	174,308	122,880	-180,555	-127,284
7	93.50%	704,453	2,465,584	2,113,358	1,761,132	1,954,872	510,713	339,653	158,486	105,402	-193,740	-128,848
8	92.80%	699,179	2,447,125	2,097,536	1,747,947	1,954,872	492,254	308,846	142,664	89,509	-206,925	-129,827
9	92.10%	693,905	2,428,667	2,081,714	1,734,762	1,954,872	473,795	280,438	126,842	75,078	-220,110	-130,283
10	91.40%	688,631	2,410,208	2,065,892	1,721,577	1,954,872	455,336	254,257	111,020	61,993	-233,295	-130,271
11	90.70%	683,357	2,391,749	2,050,070	1,708,392		2,391,749	1,259,943	2,050,070	1,079,951	1,708,392	899,960
12	90.00%	678,083	2,373,290	2,034,248	1,695,207		2,373,290	1,179,452	2,034,248	1,010,959	1,695,207	842,466
13	89.30%	672,809	2,354,831	2,018,426	1,682,022		2,354,831	1,104,037	2,018,426	946,317	1,682,022	788,598
14	88.60%	667,535	2,336,372	2,002,605	1,668,837		2,336,372	1,033,380	2,002,605	885,754	1,668,837	738,128
15	87.90%	662,261	2,317,913	1,986,783	1,655,652	2,100,000	2,317,913	967,184	1,986,783	829,015	1,655,652	690,846
16	87.20%	656,987	2,299,454	1,970,961	1,642,467		2,299,454	905,172	1,970,961	775,861	1,642,467	646,551
17	86.50%	651,713	2,280,995	1,955,139	1,629,282		2,280,995	847,080	1,955,139	726,069	1,629,282	605,057
18	85.80%	646,439	2,262,536	1,939,317	1,616,097		2,262,536	792,666	1,939,317	679,428	1,616,097	566,190
19	85.10%	641,165	2,244,077	1,923,495	1,602,912		2,244,077	741,697	1,923,495	635,740	1,602,912	529,783



ปีที่	ประสิทธิ ภาพแผง	หน่วยไฟฟ้า (kWh)	ผลตอบแทนจากค่าไฟฟ้าที่อัตราต่างๆ			ค่าใช้จ่าย	อัตรา 3.5 บาทต่อหน่วย		อัตรา 3.0 บาทต่อหน่วย		อัตรา 2.5 บาทต่อหน่วย	
			3.5 บาท	3 บาท	2.5 บาท		Net income	NPV	Net income	NPV	Net income	NPV
20	84.40%	635,891	2,225,618	1,907,673	1,589,727	2,225,618	693,958	1,907,673	594,821	1,589,727	495,685	
21	83.70%	630,617	2,207,160	1,891,851	1,576,543	2,207,160	649,248	1,891,851	556,498	1,576,543	463,748	
22	83.00%	625,343	2,188,701	1,876,029	1,563,358	2,188,701	607,376	1,876,029	520,608	1,563,358	433,840	
23	82.30%	620,069	2,170,242	1,860,207	1,550,173	2,170,242	568,163	1,860,207	486,997	1,550,173	405,831	
24	81.60%	614,795	2,151,783	1,844,385	1,536,988	2,151,783	531,444	1,844,385	455,524	1,536,988	379,603	
25	80.90%	609,521	2,133,324	1,828,563	1,523,803	2,133,324	497,062	1,828,563	426,053	1,523,803	355,044	
<b>รวม</b>		16,837,549	58,931,422	50,512,648	42,093,873	21,648,718	37,282,705	15,586,440	28,863,930	11,179,194	20,445,156	6,771,948

ที่มา: จากการคำนวณ



ภาพที่ 6 งวดเวลาคืนทุนของโครงการ

เมื่อพิจารณาภาพที่ 6 ร่วมกับตารางที่ 2 จะทำให้ทราบว่ากรณี

1. อัตราค่าไฟฟ้า 3.5 บาท หากสัญญาสิ้นสุดปีที่ 12 ใช้ไฟฟ้าระหว่างสัญญาไป 8,502,405 หน่วย โดยมีส่วนต่าง 0.5 บาท ผลประหยัดที่เกิดขึ้นเท่ากับ 4,251,202 บาท เมื่อสิ้นสุดสัญญายังสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าไปจนถึงสิ้นโครงการได้อีก 8,335,144 หน่วย เป็นมูลค่า 33,340,578 บาท อย่างไรก็ตามในปีที่ 15 หากต้องเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ทางหน่วยงานต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายเอง 2,100,000 บาท ในส่วนนี้จึงเหลือผลประหยัดเพียง 31,240,578 บาท รวมผลการประหยัดที่เกิดขึ้นตลอดโครงการเท่ากับ 35,491,780 บาท

2. อัตราค่าไฟฟ้า 3.0 บาท หากสัญญาสิ้นสุดปีที่ 17 ใช้ไฟฟ้าระหว่างสัญญาไป 11,813,709 หน่วย โดยมีส่วนต่าง 1.0 บาท ผลประหยัดที่เกิดขึ้นเท่ากับ 11,813,709 บาท เมื่อสิ้นสุดสัญญายังสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าไปจนถึงสิ้นโครงการได้อีก 5,023,840 หน่วย เป็นมูลค่า 20,095,360 บาท รวมผลการประหยัดที่เกิดขึ้นตลอดโครงการเท่ากับ 31,254,720 บาท

3. อัตราค่าไฟฟ้า 2.5 บาท หากสัญญาสิ้นสุดปีที่ 24 ใช้ไฟฟ้าระหว่างสัญญาไป 16,228,028 หน่วย โดยมีส่วนต่าง 1.5 บาท ผลประหยัดที่เกิดขึ้นเท่ากับ 24,342,042 บาท เมื่อสิ้นสุดสัญญายังสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าไปจนถึงสิ้นโครงการได้อีก 609,521

หน่วย เป็นมูลค่า 2,438,084 บาท รวมผลการประหยัดที่เกิดขึ้นตลอดโครงการเท่ากับ 26,780,127 บาท

#### สรุปผล

สืบเนื่องจากปัญหาด้านความมั่นคงทางพลังงาน และสิ่งแวดล้อมของประเทศ รัฐบาลประกาศใช้แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579 (AEDP2015) เพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าเป็น 19,684.40 เมกกะวัตต์ โดยผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ 6,000 เมกกะวัตต์ ซึ่งมีกลยุทธ์หนึ่งที่เกี่ยวข้องกับหน่วยงานภาครัฐ คือ การผลิตไฟฟ้าใช้เอง (Self-consumption) ซึ่งเป็นระบบที่คณะสิ่งแวดล้อมและทรัพยากรศาสตร์ มหาวิทยาลัยมหิดล ได้ตอบสนองโดยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 8 กิโลวัตต์สูงสุด ซึ่งหากขยายระบบขึ้นโดยให้เอกชนเข้ามาลงทุนทั้งหมด โดยคณะฯ ไม่ต้องลงทุนแต่จ่ายค่าไฟฟ้ากลับคืนให้เอกชนในราคาที่ต่ำกว่าการไฟฟ้า ซึ่งจากการวิเคราะห์พบว่า

พื้นที่ว่างบนหลังคาของคณะฯ สามารถขยายขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ถึง 0.5 เมกกะวัตต์ หากต้องการผลตอบแทนสูงสุด 37,591,780 บาท ให้เลือกจ่ายค่าไฟฟ้าที่อัตรา 3.5 บาท เป็นระยะเวลา 12 ปี หากต้องการประหยัดงบประมาณรายจ่ายประจำปี หรือจ่ายแบบคงที่

สม่าเสมอให้เลือกจ่ายค่าไฟฟ้าที่อัตรา 2.5 บาท เป็นระยะเวลา 22 ปี โดยมีผลตอบแทนเท่ากับ 29,867,287 บาทหากต้องการความสมดุลระหว่างผลตอบแทนและงบประมาณรายจ่ายประจำปีให้เลือกอัตรา 3.0 บาท เป็นระยะเวลา 17 ปี โดยมีผลตอบแทนเท่ากับ 35,835,169 บาท ตลอด 25 ปี ระบบผลิตไฟฟ้าได้ 16,837,549 หน่วย สามารถลดปริมาณการปลดปล่อยคาร์บอนได้ 9,531.73 ตัน (EFgrid,CM = 0.5661 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อล้านเมกะวัตต์ชั่วโมง) [11]

#### 4. เอกสารอ้างอิงและบรรณานุกรม

1. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย 2559. กรุงเทพฯ: กระทรวงพลังงาน; 2560.
2. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. แผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (พ.ศ. 2551-2565. 2551). กรุงเทพฯ: กระทรวงพลังงาน; 2551.
3. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ.2555 - 2564). กรุงเทพฯ : กระทรวงพลังงาน; 2555.
4. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579. กรุงเทพฯ:กระทรวงพลังงาน; 2558.
5. Tongsopit S, Greacen C. An assessment of Thailand's feed-in tariff program. *Renewable Energy*. 2013; 60: 439-445.
6. คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. โครงการนำร่อง (Pilot Project) การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอย่างเสรี พ.ศ.2559. กรุงเทพฯ: คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน; 2559.
7. คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. การจัดหาไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร พ.ศ. 2560. กรุงเทพฯ: คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน; 2560.
8. ศูนย์พัฒนามาตรฐานและทดสอบระบบเซลล์แสงอาทิตย์. หลักสูตรการประยุกต์ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ สำหรับวิศวกรออกแบบระบบ [อินเทอร์เน็ต]. มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี. [เข้าถึงเมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2560]. เข้าถึงได้จาก: <http://www.cssekmutt.in.th/cssc/>.
9. ธนาพล ตันตีสัตยกุล. การประเมินมาตรการสนับสนุนทางการเงินสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่พักอาศัยในประเทศไทย. *วารสารวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี*. 2558; 23:4:605-621.
10. Jordan CD, Kurtz RS. Photovoltaic Degradation Rates - An Analytical Review. *Photovoltaics Research and Applications*. 2013; 21:1
11. องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก. รายงานสรุปผลการศึกษาค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ประจำปี 2557. กรุงเทพฯ: องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก; 2558.