กลยุทธ์ของระบบการจัดการพลังงานสำหรับโหลดอุตสาหกรรมด้วยพลังงานแสงอาทิตย์โดยใช้ซอฟต์แวร์ HOMER

นายณัฐพล ดลเจริญนนท์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมเมคคาทรอนิกส์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
ปีการศึกษา 2563

THE STRATEGY OF ENERGY MANAGEMENT SYSTEM FOR INDUSTRIAL LOAD BY SOLAR ENERGY USING HOMER SOFTWARE

Natthapon Donjaroennon

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Master of Engineering in Mechatronics Engineering

Suranaree University of Technology

Academic Year 2020

กลยุทธ์ของระบบการจัดการพลังงานสำหรับโหลดอุตสาหกรรมด้วยพลังงานแสงอาทิตย์โดยใช้ซอฟต์แวร์ HOMER

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

(รศ. ดร.จิระพล ศรีเสริฐผล)
ประธานกรรมการ

(ผศ. ดร.อุเทน ลีตน)
กรรมการ (อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์)

(รศ. ดร.กาณฑ์ เกิดชื่น)
กรรมการ

(รศ. ร.อ. ดร.กนต์ธร ชำนิประศาสน์)
รองอธิการบดีฝ่ายวิชาการและพัฒนาความเป็นสากล

(รศ. ดร.พรศิริ จงกล)
คณบดีสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ณัฐพล ดลเจริญนนท์ : กลยุทธ์ของระบบการจัดการพลังงานสำหรับโหลดอุตสาหกรรมด้วยพลังงานแสงอาทิตย์โดยใช้ซอฟต์แวร์ HOMER (THE STRATEGY OF ENERGY MANAGEMENT SYSTEM FOR INDUSTRIAL LOAD BY SOLAR ENERGY USING HOMER SOFTWARE) อาจารย์ที่ปรึกษา : ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อุเทน ลีตน, 102 หน้า.

งานวิจัยนี้แสดงให้เห็นถึงระบบการจัดการพลังงานในการบริหารจัดการของ บริษัท SNC FORMER โดยพิจารณาอาคาร SCAN-SNC ที่ได้รับเลือกให้ทดสอบนโยบายลดต้นทุนการใช้พลังงาน ซึ่งโรงงานตั้งอยู่ อ.นิคมพัฒนา จ.ระยอง อาคาร SCAN-SNC มีความต้องการโหลดเฉลี่ยประมาณ 500000 หน่วย/ปีและความต้องการไฟฟ้าสูงสุดคือ 186 กิโลวัตต์ในปี 2563 งานวิจัยนี้จึงนำเสนอกลยุทธ์การจัดการพลังงานโดยการจำลองในซอฟต์แวร์โฮเมอร์ ผลของกรณีฐานหรือเบสเคสที่ยังไม่มีการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปมีการใช้พลังงานค่าค่าบาทต่อหน่วย (Cost of Energy: COE) คือ 3.39 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยการจำลองแบ่งออกเป็น 4 วิธีการจัดการพลังงานคือ กรณีที่หนึ่งจำลองติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 100 กิโลวัตต์ ค่า COE คือ 3.05 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง กรณีที่สองจำลองติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 150 กิโลวัตต์ ค่า COE คือ 2.90 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง กรณีที่สามจำลองติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 200 กิโลวัตต์ ค่า COE คือ 2.98 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมงและกรณีสุดท้ายเป็นการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมที่สุดสำหรับโหลดปัจจุบัน ปรากฏว่าต้องติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 148 kW ค่า COE คือ 2.90 จากกลยุทธ์แรกสามารถลด COE จากกรณีฐานเหลือ 0.34 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง กลยุทธ์ที่สองสามารถลด COE จากกรณีฐานได้ 0.49 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง กลยุทธ์ที่ 3 สามารถลด COE จากกรณีฐานได้ 0.41 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง และกลยุทธ์สุดท้ายสามารถลด COE จากเคสพื้นฐานได้ 0.49 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง กลยุทธ์ที่ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปมากกว่าที่เหมาะสม ทำให้ยังคงไม่เหมาะสมกับโหลดปัจจุบันและการลงทุนยังค่อนข้างสูงแต่โนวโน้มราคาการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปก็ยังลดลงทุก ๆ ปี ดังนั้น พลังงานแสงอาทิตย์จึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งในการลดต้นทุนพลังงานหลักของการผลิตไฟฟ้าและเพิ่มเสถียรภาพและประสิทธิภาพสำหรับความต้องการในภาคอุตสาหกรรม

สาขาวิชา วิศวกรรมเมคคาทรอนิกส์ ลายมือชื่อนักศึกษา ณัฐพล ดลเจริญนนท์

ปีการศึกษา 2563 ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา

NATTHAPON DONJAROENNON : THE STRATEGY OF ENERGY MANAGEMENT SYSTEM FOR INDUSTRIAL LOAD BY SOLAR ENERGY USING HOMER SOFTWARE. THESIS ADVISOR : ASST. PROF. UTHEN LEETON, Ph.D., 102 PP.

SOLAR CELL/REDUCING ENERGY COST/ENERGY MANAGEMENT

This research demonstrated the energy management system of SNC FORMER's management by considering SCAN-SNC buildings that were selected to test the energy cost reduction policy. The factory is located in Nikhom Phatthana District, Rayong Province, SCAN-SNC building has an average load requirement of 430500 units/year and the maximum demand for electricity is 186 kilowatts in 2020. This research, therefore, presents an energy management strategy by simulation. In homer software, The result of a base case or a base case without a rooftop solar installed has energy consumption. The cost of energy per unit (Cost of Energy: COE) is 3.39 baht/kilowatt-hour. The simulation is divided into 4 methods of power management: In the first case, a 100-kilowatt solar rooftop is installed, the COE value is 3.05 baht/kilowatt-hour. In the second case, simulate a 150-kilowatt solar rooftop, the COE value is 2.90 baht/kilowatt-hour. The third case simulates a 200 kW rooftop solar installation, the COE value is 2.98 baht / kWh and the last case is the optimum solar rooftop installation for the current load. It turns out that it has to be installed. The solar rooftop of 148 kW, COE value is 2.90, from the first strategy, COE can be reduced from the base case to 0.34 baht / kW-hour. The second strategy can reduce COE from the base case by 0.49 baht / kW-hour. Strategy 3 can reduce the COE from the base case by 0.41 baht / kW-hour. And the last strategy can reduce the COE from the basic case by 0.49 baht / kW-

hour. Strategies with more rooftop solar installed This makes it still unsuitable for the current load and the investment is still quite high, but the price of the rooftop solar installation continues to decline every year. Therefore, solar power is another option to reduce the main energy cost of Power generation and increase stability and efficiency for industrial needs.

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

School of Mechatronics Engineering

Academic Year 2020

Student's Signature NATTHAPON DONJAROENNON

Advisor's Signature

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลืออย่างดียิ่ง ทั้งด้านวิชาการและด้านการดำเนินงานวิจัย จากบุคคลและกลุ่มบุคคลต่าง ๆ ได้แก่

ขอขอบคุณ ดร.สมชัย ไทยสงวนวรกุล ประธานกรรมการบริหารโรงงาน เอสเอ็นซี ฟอร์เมอร์ ที่ให้โอกาสเปิดรับนักศึกษาเข้ามาทำวิจัยในโรงงาน เพื่อปรับปรุงแนวโน้มประสิทธิภาพด้านการจัดการพลังงานในโรงงานอุตสาหกรรม

ขอขอบคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อุเทน ลีตน ซึ่งเป็นที่ปรึกษาของวิทยานิพนธ์ และนายสุรชัย ชัยณรงค์ ที่เป็นที่ปรึกษาในการวิจัยด้านพลังงาน ณ โรงงานให้แก่ผู้จัดทำ รวมทั้งสละเวลาให้คำแนะนำ และความคิดเห็นที่เป็นประโยชน์เกี่ยวกับแนวทางการทำวิจัย การปรับปรุงและนำเสนองาน ทำให้ผู้จัดทำได้ข้อมูลที่ครบถ้วนและสามารถนำมาใช้วิเคราะห์วางแผน รวมทั้งแผนงานต่าง ๆ และสรุปข้อมูลได้อย่างถูกต้อง ซึ่งเป็นประโยชน์อย่างมาก

อนึ่ง ผู้จัดทำหวังว่า วิทยานิพนธ์นี้จะมีประโยชน์อยู่ไม่น้อย จึงขอมอบส่วนดี ทั้งหมดนี้ให้แก่เหล่าคณาจารย์ จนทำให้ผลงานวิจัยเป็นประโยชน์ต่อผู้ที่เกี่ยวข้อง สำหรับข้อบกพร่องต่าง ๆ ที่อาจจะเกิดขึ้นนั้น ผู้จัดทำขอรับผิดเพียงผู้เดียวเพื่อนำไปปรับปรุงในการทำวิจัยครั้งต่อไป และยินดีที่จะรับฟังคำแนะนำจากทุกท่านที่ได้เข้ามาศึกษา เพื่อเป็นประโยชน์ในการพัฒนาต่อไป

ณัฐพล ดลเจริญนนท์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อ (ภาษาไทย) ..... ก
บทคัดย่อ (ภาษาอังกฤษ) ..... ข
กิตติกรรมประกาศ ..... ง
สารบัญ ..... จ
สารบัญตาราง ..... ช
สารบัญรูป ..... ซ
คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ ..... ฎ

บทที่

1 บทนำ 1
1.1 ความสำคัญและที่มาของปัญหา 1
1.2 วัตถุประสงค์การวิจัย 2
1.3 ขอบเขตของงานวิจัย 2
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 3
2 ปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 4
2.1 บทนำ 4
2.2 ปริการการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารที่ 12 SNC-Creativity Anthology 5
2.3 อาคารที่ 12 (SNC-Creativity Anthology: SCAN-SNC) 6
2.4 Automatic Meter Roading: AMR 7
2.5 พลังงานแสงอาทิตย์ 8
2.6 ทฤษฎีการใช้พลังงานแสงอาทิตย์จากโซลาร์เซลล์ 8
2.7 เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์ 11
2.8 กลไกและเทคโนโลยีเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์ 12
2.9 หลักการทำงานและการใช้งานทั่วไปของเซลล์แสงอาทิตย์ 14
2.10 คุณสมบัติและตัวแปรที่สำคัญของเซลล์แสงอาทิตย์ 15

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

2.11 อินเวอร์เตอร์ (Inverter) 16
2.12 ซอฟต์แวร์ HOMER 19
2.13 หลักการใช้โปรแกรมจำลองโหลดของ HOMER 20
2.14 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 22
2.15 สรุป 27
3 วิธีการดำเนินงานวิจัย 28
3.1 บทนำ 28
3.2 การวิเคราะห์ข้อมูลโหลดของโรงงาน SCAN-SNC 30
3.3 ขั้นตอนการตั้งค่าซอฟต์แวร์ HEMER 31
3.4 เครื่องมือที่ใช้ในการวิเคราะห์เปรียบเทียบความน่าเชื่อถือของ HOMER 37
3.5 โครงสร้างโมเดลแบบจำลองกลยุทธ์การจัดการพลังงาน 38
3.6 สรุป 38
4 ผลการศึกษาและการวิเคราะห์ผล 39
4.1 บทนำ 39
4.2 การวิเคราะห์พารามิเตอร์ทางด้านการลงทุน 39
4.3 ปัจจัยเพิ่มเติมที่ควรคำนึงถึงการลงทุนต่อโครงการ 41
4.4 ผลการจำลองและการวิเคราะห์โซลาร์รูฟท็อปขนาด 50 kW. 42
4.5 ผลการจำลองและการวิเคราะห์โซลาร์รูฟท็อปขนาด 100 kW. 46
4.6 ผลการจำลองและการวิเคราะห์โซลาร์รูฟท็อปขนาด 150 kW. 50
4.7 ผลการจำลองและการวิเคราะห์โซลาร์รูฟท็อปขนาด 200 kW. 55
4.8 ผลการจำลองการหาโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมและการวิเคราะห์ 59
4.9 สรุป 63
5 บทสรุป 66
รายการอ้างอิง. 68
ภาคผนวก ก. บทความที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ 70
ภาคผนวก ข. ระบบจำลองการติดตั้งโซลาร์เซลล์จากโปรแกรม HOMER 72
ภาคผนวก ค. รายชื่อบทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ 93
ประวัติผู้เขียน. 102

สารบัญตาราง

ตารางที่ **หน้า**

2.1 ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคาร SCAN-SNC 5
2.2 Time of Use Tariff: TOU Tariff 7
2.3 กลไกและเทคโนโลยีเพื่อรับปรุงประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์. 13
2.4 ผลการจำลองระบบพลังงานหมุนเวียนไฮบริดออฟกริด 23
2.5 การจำลองหาค่าที่เหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่ที่ขนาดต่าง ๆ 24
3.1 การใช้พลังงานไฟฟ้า TOU ของโรงงาน SCAN-SNC ปี พ.ศ. 2563 30
3.2 ผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่มิเตอร์แบบ TOU ..... .33
3.3 Price of Component. 35
3.4 เรทราคาการติดตั้ง Solar Rooftop 38
4.1 วิเคราะห์พารามิเตอร์เอาต์พุตการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 50 kW 43
4.2 การคำนวณ NPV, IRR ของโซลาร์รูฟท็อปขนาด 50 kW 44
4.3 วิเคราะห์พารามิเตอร์เอาต์พุตการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 100 kW 47
4.4 การคำนวณ NPV, IRR ของโซลาร์รูฟท็อปขนาด 100 kW 48
4.5 วิเคราะห์พารามิเตอร์เอาต์พุตการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 150 kW 52
4.6 การคำนวณ NPV, IRR ของโซลาร์รูฟท็อปขนาด 150 kW 53
4.7 วิเคราะห์พารามิเตอร์เอาต์พุตการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 200 kW 56
4.8 การคำนวณ NPV, IRR ของโซลาร์รูฟท็อปขนาด 200 kW 57
4.9 วิเคราะห์พารามิเตอร์เอาต์พุตการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาดที่เหมาะสม (148 kW) 60
4.10 การคำนวณ NPV, IRR ของโซลาร์รูฟท็อปขนาดที่เหมาะสม (148 kW). 61
4.11 ผลลัพธ์การเปรียบเทียบซอฟต์แวร์ HOMER และสูตรสมการ 64
5.1 สรุปข้อมูลการศึกษากลยุทธ์การจัดการพลังงานทั้ง 5 กลยุทธ์ 66

สารบัญรูป

รูปที่ **หน้า**

2.1 พื้นที่แต่ละอาคารของบริษัท SNC-Former 5
2.2 ตัวอย่างบิลค่าไฟฟ้าประเภทที่ 3 ประเภท TOU 6
2.3 SNC CREATIVITY ANTHOLOGY CO.,LTD 7
2.4 Automatic Meter Roading ในปี พ.ศ. 2563 (อาคารที่12) 8
2.5 แสดงหลักการทำงานของ PV Panel 9
2.6 JINKO Solar Cheetah Plus HC 345-465 Watt 10
2.7 คุณสมบัติของ JINKO Solar Cheetah Plus HC 345-465 Watt 10
2.8 หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ 14
2.9 a) Solar radiation resource (kWh/m^2/day) ,(b) Temperature resource (°C) 15
2.10 กราฟ I-V Curve 17
2.11 อินเวอร์เตอร์แบบ On-Grid สำหรับอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ 18
2.12 หลักการใช้ซอฟต์แวร์ HOMER 19
2.13 หลักการใช้โปรแกรม HOMER 20
2.14 แบบจำลองการวิเคราะห์ของ R.K. Dhavala (2021) 22
2.15 แบบจำลองการวิเคราะห์ของ Shuhei Miyake (2019) 23
2.16 แบบจำลองการวิเคราะห์ของ C. Nayanatara (2019) 24
2.17 พลังงานไฟฟ้าที่ลดได้ในแต่ละเดือนของ งานวิจัย C. Nayanatara (2019 ..... .25
2.18 โครงสร้างพลังงานหมุนเวียนของ Behzad Partoon (2016) 26
2.19 ปริมาณการปล่อย CO_2 ในขณะที่ซื้อพลังงานไฟฟ้า 27
3.1 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย 29
3.2 หน้าต่างซอฟต์แวร์ HOMER 31
3.3 การตั้งชื่อโปรเจคและการกำหนด Discount rate (%) ของโปรเจค 32
3.4 การกำหนดพิกัดและขอบเขตของโปรเจค 32
3.5 การกำหนดโหลดให้เป็นโหลดของโรงงานอุตสาหกรรม 32
3.6 การกำหนดราคา THB/kWh ของโครงข่ายการไฟฟ้า 33

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

3.7 พารามิเตอร์พลังงานไฟฟ้าและชั่วโมงการทำงานจากตาราง TOU 34
3.8 การใส่ข้อมูลโหลดของโรงงาน (Monthly Load Data) 35
3.9 พารามิเตอร์การกำหนดขนาดและราคาของโซลาร์รูฟท็อป 36
3.10 พารามิเตอร์การกำหนดขนาดและราคาของคอนเวอร์เตอร์ 36
3.11 Microsoft Excel ที่ใช้คำนวณการเปรียบเทียบความน่าเชื่อถือของ HOMER 37
3.12 โมเดลการจำลองกลยุทธ์การจัดการพลังงาน 38
4.1 ผลการจำลองโซลาร์รูฟท็อปขนาด 50 kW 42
4.2 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ของโซลาร์รูฟท็อปขนาด 50 k 42
4.3 กราฟแสดงระยะเวลาการคืนทุน 50 kW 45
4.4 กราฟแสดงระยะเวลาการคืนทุน 50 kW (คิดแผงเสื่อมสภาพ 0.7% ต่อปี) 46
4.5 ผลการจำลองโซลาร์รูฟท็อปขนาด 100 kW 46
4.6 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ของโซลาร์รูฟท็อปขนาด 100 kW 47
4.7 กราฟแสดงระยะเวลาการคืนทุน 100 kW ..... .49
4.8 กราฟแสดงระยะเวลาการคืนทุน 100 kW (คิดแผงเสื่อมสภาพ 0.7% ต่อปี) 50
4.9 ผลการจำลองโซลาร์รูฟท็อปขนาด 150 kW 51
4.10 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ของโซลาร์รูฟท็อปขนาด 100 kW 51
4.11 กราฟแสดงระยะเวลาการคืนทุน 150 kW ..... .54
4.12 กราฟแสดงระยะเวลาการคืนทุน 150 kW (คิดแผงเสื่อมสภาพ 0.7% ต่อปี). 55
4.13 ผลการจำลองโซลาร์รูฟท็อปขนาด 200 kW ..... .55
4.14 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ของโซลาร์รูฟท็อปขนาด 200 kW 56
4.15 กราฟแสดงระยะเวลาการคืนทุน 200 kW 58
4.16 กราฟแสดงระยะเวลาการคืนทุน 200 kW (คิดแผงเสื่อมสภาพ 0.7% ต่อปี) 59
4.17 ผลการจำลองโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสม (148 kW) 59
4.18 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ของโซลาร์รูฟท็อปขนาดที่เหมาะสม (148 kW) 60
4.19 กราฟแสดงระยะเวลาการคืนทุนขนาดโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสม (148 kW) 62

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

4.20 กราฟแสดงระยะเวลาการคืนทุนขนาดโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสม (คิดเสื่อมสภาพ 0.7% / ปี) 63
5.1 ระบบกักเก็บพลังงาน Generic Lithium Ion battery 67
6.1 ระยะเวลาการคืนทุนของการติดตั้ง Solar Rooftop 50 kW. 73
6.2 ผลการเปรียบเทียบ COE ในการติดตั้ง Solar Rooftop 50 kW-เบสเคส 73
6.3 รายจ่ายสุทธิของการลงทุนติดตั้ง Solar Rooftop 50 kW. 74
6.4 รายจ่ายสุทธิในแต่ละปี 74
6.5 ค่าทางเศรษฐศาสตร์การติดตั้ง Solar Rooftop 50 kW 75
6.6 การประเมินการลดต้นทุนพลังงานของ Solar Rooftop 50 kW 75
6.7 พลังงาน Output จากของ Solar Rooftop 50 kW 76
6.8 พลังงานไฟฟ้าจากกริดหลังการติดตั้ง 76
6.9 ระยะเวลาการคืนทุนของการติดตั้ง Solar Rooftop 100 kW. 77
6.10 ผลการเปรียบเทียบ COE ในการติดตั้ง Solar Rooftop 100 kW-เบสเคส 77
6.11 รายจ่ายสุทธิของการลงทุนติดตั้ง Solar Rooftop 100 kW 78
6.12 รายจ่ายสุทธิในแต่ละปี. 78
6.13 ค่าทางเศรษฐศาสตร์การติดตั้ง Solar Rooftop 100 kW 79
6.14 การประเมินการลดต้นทุนพลังงานของ Solar Rooftop 100 kW 79
6.15 พลังงาน Output จากของ Solar Rooftop 100 kW 80
6.16 พลังงานไฟฟ้าจากกริดหลังการติดตั้ง 80
6.17 ระยะเวลาการคืนทุนของการติดตั้ง Solar Rooftop 150 kW 81
6.18 ผลการเปรียบเทียบ COE ในการติดตั้ง Solar Rooftop 150 kW-เบสเคส 81
6.19 รายจ่ายสุทธิของการลงทุนติดตั้ง Solar Rooftop 150 kW 82
6.20 รายจ่ายสุทธิในแต่ละปี 82
6.21 ค่าทางเศรษฐศาสตร์การติดตั้ง Solar Rooftop 150 kW 83
6.22 การประเมินการลดต้นทุนพลังงานของ Solar Rooftop 150 kW 83

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

6.23 พลังงาน Output จากของ Solar Rooftop 150 Kw 84
6.24 พลังงานไฟฟ้าจากกริดหลังการติดตั้ง. 84
6.25 ระยะเวลาการคืนทุนของการติดตั้ง Solar Rooftop 200 kW 85
6.26 ผลการเปรียบเทียบ COE ในการติดตั้ง Solar Rooftop 200 kW-เบสเคส 85
6.27 รายจ่ายสุทธิของการลงทุนติดตั้ง Solar Rooftop 200 kW ..... .86
6.28 รายจ่ายสุทธิในแต่ละปี ..... .86
6.29 ค่าทางเศรษฐศาสตร์การติดตั้ง Solar Rooftop 200 kW ..... .87
6.30 การประเมินการลดต้นทุนพลังงานของ Solar Rooftop 200 kW ..... .87
6.31 พลังงาน Output จากของ Solar Rooftop 200 kW 88
6.32 พลังงานไฟฟ้าจากกริดหลังการติดตั้ง.. 88
6.33 ระยะเวลาการคืนทุนของการติดตั้งโซลาร์เซลล์ขนาดที่เหมาะสม (148 kW) 89
6.34 ผลการเปรียบเทียบ COE ในการติดตั้งโซลาร์เซลล์ขนาดที่เหมาะสม-เบสเคส..... .89
6.35 รายจ่ายสุทธิของการลงทุนติดตั้งโซลาร์เซลล์ขนาดที่เหมาะสม 90
6.36 รายจ่ายสุทธิในแต่ละปี 90
6.37 ค่าทางเศรษฐศาสตร์การติดตั้งโซลาร์เซลล์ขนาดที่เหมาะสม. 91
6.38 การประเมินการลดต้นทุนพลังงานของโซลาร์เซลล์ขนาดที่เหมาะสม ..... .91
6.39 พลังงาน Output จากของโซลาร์เซลล์ขนาดที่เหมาะสม 92
6.40 พลังงานไฟฟ้าจากกริดหลังการติดตั้ง. 92

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

IRR	=	อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return)
NPV	=	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value)
Initial Cost	=	เงินเริ่มลงทุน
O&M	=	ค่าการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operating cost and Maintenance cost)
PB	=	ระเวลาราคารคืนทุน (Payback period)
COE	=	ค่าบาทต่อหน่วย (Cost of Energy)
kW	=	หน่วยของกำลังไฟฟ้า
kWh/yr	=	จำนวนหน่วยของพลังงานไฟฟ้าใน 1 ปี
THB	=	สกุลเงิน (บาท)
MTHB	=	สกุลเงิน (ล้านบาท)
THB/Unit	=	ราคาไฟฟ้าบาทต่อหน่วย
Ft	=	การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ หรือค่าไฟฟ้าผันแปร
PV Rooftop	=	แผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar Cell)
22-33 kV	=	ช่วงของการรับซื้อไฟฟ้าขนาดแรงดันไฟฟ้าที่ 22-33 กิโลโวลต์
P	=	พลังงานไฟฟ้าหรือกำลังไฟฟ้าในช่วง On Peak
OP	=	พลังงานไฟฟ้าหรือกำลังไฟฟ้าในช่วง Off Peak
H	=	พลังงานไฟฟ้าหรือกำลังไฟฟ้าในช่วงวันหยุดสุดสัปดาห์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความสำคัญและที่มาของปัญหา

ปัจจุบันโรงงานหลายแห่งมีการใช้พลังงานไฟฟ้าที่สูงเป็นอันดับต้นของโลก ทำให้ต้นทุนการใช้พลังงานไฟฟ้ามีค่าสูงมาก นอกจากนี้พลังงานส่วนใหญ่ก่อให้เกิดภาวะโลกร้อน ไม่ว่าจะเป็นพลังงานจากถ่านหินหรือก๊าซธรรมชาติ ดังนั้นแนวคิดการใช้พลังงานหมุนเวียนจึงเป็นที่น่าสนใจในงานวิจัยเพื่อลดต้นทุนพลังงาน (Cost of Energy: COE) และลดมลพิษต่อสิ่งแวดล้อม

พลังงานหมุนเวียนประกอบไปด้วย 5 ประเภทที่ใช้อย่างแพร่หลายทั่วโลกได้แก่ 1. พลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Energy) คือการนำพลังงานจากดวงอาทิตย์หรือแสงแดดมาใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าผ่านเซลล์สุริยะ (Solar Cell) 2. พลังงานลม (Wind Energy) คือการนำกระแสลมมาใช้ประโยชน์ในการผลิตกระแสไฟฟ้าผ่านกังหันลมขนาดใหญ่ การติดตั้งกังหันลมมักติดตั้งบริเวณภูเขา หรือชายฝั่งทะเลที่มีกระแสลมแรง 3. พลังงานชีวภาพ (Bio-Energy) คือการนำเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรและอุตสาหกรรมแปรรูปการเกษตรมาใช้เป็นเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าและพลังงานความร้อน นอกจากนี้ยังมีในส่วนของพลังงานก๊าซชีวภาพ (Biogas) เป็นพลังงานที่เกิดจากการหมักย่อยสลายของสารอินทรีย์ นำมาใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าหรือความร้อนในครัวเรือน 4. พลังงานน้ำ (Hydroelectric Energy) คือการนำน้ำจากแม่น้ำในแหล่งธรรมชาติให้ไหลผ่านการควบคุมของเขื่อนขนาดใหญ่เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า และ 5. พลังงานความร้อนใต้พิภพ (Geothermal Energy) คือการนำพลังงานความร้อนที่ถูกกักเก็บอยู่ใต้พื้นโลกมาใช้เป็นแหล่งพลังงานความร้อนสำหรับบ้านเรือนรวมไปถึงการนำมาใช้สร้างไอน้ำในการผลิตกระแสไฟฟ้า

S. Rehman and L.M. Al-Hadhrami (2010) กล่าวว่า ทรัพยากรพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Resources: RERs) ได้รับความสนใจและความน่าเชื่อถือจากทั่วโลกเนื่องจากพลังงานหมุนเวียนช่วยลดภาวะโลกร้อนและลดการใช้พลังงานที่สูงขึ้น ทำให้ทรัพยากรพลังงานหมุนเวียนเป็นวิธีการที่เหมาะสำหรับการติดตั้งตามสำนักงานหรือโรงงานอุตสาหกรรมในประเทศที่พัฒนาแล้วที่มีการติดตั้งพลังงานหมุนเวียน เช่นสหรัฐอเมริกา จีน ญี่ปุ่น ทำให้นักวิจัยจำนวนมากศึกษาและพัฒนาระบบพลังงานหมุนเวียนที่สามารถลดพลังงานและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม ดังกล่าว จากการสำรวจพบว่าโรงงานหลายแห่งมีพื้นที่บนดาดฟ้าจำนวนมาก ทำให้การติดตั้งระบบ

โซลาร์เซลล์บนหลังคามีความน่าสนใจมากในการลดต้นทุนด้านพลังงานของโรงงาน ดังนั้นโซลาร์บนชั้นดาดฟ้าจึงเป็นทรัพยากรพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมที่สุดสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม

จากการศึกษาและการวิจัยพลังงานของโรงงาน SNC Former พบว่าพลังงานไฟฟ้าที่ใช้จ่ายโหลดภายในอาคารมีค่าสูง เมื่อพิจารณาจากบิลค่าไฟฟ้าใน 1 ปี เพื่อหานโยบายวิธีการจัดการพลังงานอย่างไม่สูญเปล่าในการลดต้นทุนพลังงาน ดังนั้นพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมที่สุดที่กล่าวมาก่อนหน้านี้คือพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Energy) เนื่องจากอาคารแต่ละอาคารมีพื้นที่ดาดฟ้าหรือหลังคามากพอสำหรับการติดตั้งโซลาร์เซลล์ และพื้นที่ของโรงงานยังไม่มีความเหมาะสมสำหรับการติดตั้งพลังงานหมุนเวียนส่วนอื่น เนื่องจากโรงงานไม่ได้อยู่ติดภูเขาหรือลุ่มแม่น้ำ ทำให้พลังงานหมุนเวียนนี้ยังไม่มีความพร้อมสำหรับการติดตั้งการลดต้นทุนพลังงาน

วิธีในการออกแบบระบบพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบันมีหลากหลายวิธีเช่น การใช้ PVsyst เพื่อคำนวณการออกแบบระบบการติดตั้งโซลาร์เซลล์ หรือการใช้ซอฟต์แวร์ HOMER เพื่อออกแบบระบบไมโครกริดหรือไฮบริด โดยการวิเคราะห์และติดตั้งขนาดของโซลาร์เซลล์รวมถึงวิเคราะห์ระบบทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนการติดตั้ง เพื่อพิจารณาระบบเหมาะสมกับการติดตั้งหรือไม่สำหรับการลงทุน การวิเคราะห์หาผลตอบแทนการลงทุนรวมถึงจุดคุ้มทุนในการติดตั้งระบบพลังงาน สำหรับงานวิจัยนี้จะใช้ซอฟต์แวร์ HOMER ช่วยในด้านการนำเสนอกลยุทธ์การจัดการพลังงานแสงอาทิตย์ ของ SNC FORMER โดยพิจารณาอาคาร SCAN-SNC เป็นเคสพื้นฐานในการวิเคราะห์การติดตั้งโซลาร์รูฟ ท็อป และวิเคราะห์ การหาค่าพลังงาน (Cost of Energy: COE) หรือบาทต่อหน่วยรวมถึงจุดคุ้มทุนในการติดตั้งระบบ สำหรับการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานพบว่ายังคงไม่มีความเหมาะสมกับปัจจุบันเนื่องจากราคายังค่อนข้างสูงไม่เหมาะสมกับการลงทุน ดังนั้นในการวิเคราะห์ระบบจึงพิจารณาออกแบบเฉพาะระบบโซลาร์รูฟท็อปเพียงอย่างเดียว

1.2 วัตถุประสงค์การวิจัย

1) เพื่อได้แบบประเมินด้านเศรษฐศาสตร์การลงทุนการติดตั้ง Solar Rooftop ในโรงงาน

2) เพื่อหาแนวทางการจัดการพลังงานในโรงงานอุตสาหกรรมสำหรับ SNC

1.3 ขอบเขตของงานวิจัย

1) ใช้ข้อมูลพฤติกรรมโหลดของโรงงาน SNC FORMER อาคาร (SCAN-SNC) ปี พ.ศ. 2563 เป็นฐานในการวิเคราะห์การติดตั้ง

2) ในการคิดความเข้มของแสงอาทิตย์ จะอ้างอิงข้อมูลสถิติรายปีจากโปรแกรม HOMER

3) วิธีการจัดการพลังงานของโรงงานจะเลือกวิธีการติดตั้งเฉพาะโซลาร์เซลล์ เนื่องจากแบตเตอรี่ยังมีราคาสูง ยังไม่เหมาะสมกับการติดตั้ง

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1) ได้แบบประเมินด้านเศรษฐศาสตร์การลงทุนการติดตั้ง Solar Rooftop ในโรงงาน

2) ได้หาแนวทางการจัดการพลังงานในโรงงานอุตสาหกรรมสำหรับ SNC

3) จากซอฟต์แวร์ ทำให้ทราบการวิเคราะห์การลงทุนและการคิดค่าไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรม

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บทที่ 2
ปริทัศน์วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 บทนำ

บริษัท เอส เอ็น ซี ฟอร์เมอร์ จำกัด (มหาชน) มีชื่อย่อหลักทรัพย์ในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยว่า SNC เริ่มก่อตั้งเมื่อเดือนมีนาคม 2537 และนำหุ้นเข้าจดทะเบียนเป็นหลักทรัพย์จดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยเมื่อเดือนตุลาคม 2547 บริษัทประกอบธุรกิจผลิตชิ้นส่วนอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับยานพาหนะ ผลิตชิ้นส่วนอุปกรณ์สำหรับเครื่องทำความเย็นและรับจ้างผลิตและประกอบเครื่องทำความเย็น

ลักษณะการประกอบธุรกิจ บริษัท เอส เอ็น ซี ฟอร์เมอร์ จำกัด (มหาชน) มีบริษัทในกลุ่มทั้งสิ้น 14 บริษัทประกอบด้วย บริษัทย่อยที่ SNC ถือหุ้นโดยตรงจำนวน 9 บริษัทและ บริษัทย่อยที่ SNC ถือหุ้นผ่านบริษัทย่อย จำนวน 2 บริษัท บริษัทร่วมจำนวน 2 บริษัท และ กิจการที่ควบคุมร่วมกัน จำนวน 1 บริษัท โดยในปัจจุบันกลุ่มบริษัท มีการประกอบธุรกิจโดยแบ่งออกเป็น 4 กลุ่ม ดังนี้ 1. PART: ชิ้นส่วนอุปกรณ์สำหรับเครื่องใช้ไฟฟ้าและเครื่องปรับอากาศ, 2. AUTO: ชิ้นส่วนอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับยานพาหนะ, 3. OEM: ผลิตและประกอบเครื่องใช้ไฟฟ้า, 4. OTHER การดำเนินงานอื่นๆ เช่น เครื่องมือและอุปกรณ์ที่ประกอบด้วยโลหะ เหล็ก ทังสเตน คาร์ไบด์

สำหรับงานวิจัยของโรงงานจะเน้นด้านการวิจัยเรื่องการจัดการพลังงานในส่วนของบริษัทเป็นหลัก เนื่องจากการไฟพลังงานไฟฟ้าในแต่ละอาคารค่อนข้างสูงมากกว่า 100000 หน่วย/ปี ดังนั้นบทความวิจัยนี้จะมุ่งเส้นในการศึกษาการหาขนาดการติดตั้งระบบโซลาร์รูฟท็อป โดยอาคารที่พิจารณาคืออาคารที่ 12 (SCAN-SNC) และใช้การจำลองโหลดผ่านโปรแกรม HOMER เพื่อทำนายพฤติกรรมโหลดในปี 2563 รวมถึงการคำนวณทางเศรษฐศาสตร์ด้านการลงทุน การลดต้นทุน การลดพลังงานไฟฟ้า บาท/หน่วย (Cost Of Energy: COE) การประเมินผลตอบแทนการลงทุนภายใน (Internal Rate of Return) และวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุนในการติดตั้งระบบ (Payback Period)

รูปที่ 2.1 พื้นที่แต่ละอาคารของบริษัท SNC-Former

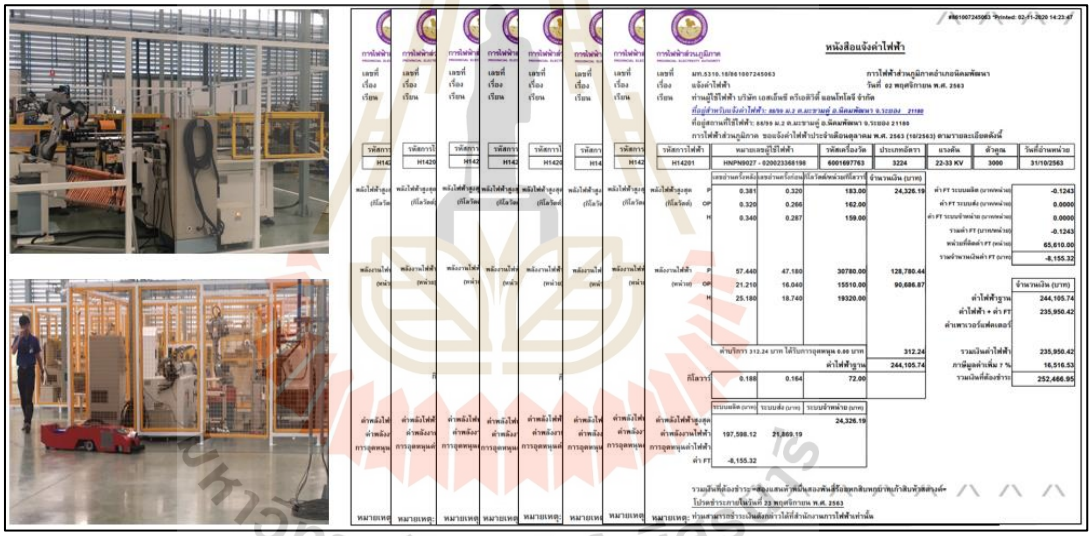
2.2 ปริการการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารที่ 12 SNC-Creativity Anthology ในปี พ.ศ. 2563

ตารางที่ 2.1 ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคาร SCAN-SNC (ปัจจุบันใช้ไฟฟ้าเพียง 30% ของพิกัดหม้อแปลง)

เดือน	พลังงานไฟฟ้าสูงสุด (kW)			พลังงานไฟฟ้า (kWh)				รวมพลัง (kWh)
	P	OP	H	P	OP	H	SUM(OP+H)	All
มกราคม	117.00	105.00	120.00	17280.31	5107.19	7312.50	12419.69	29700.00
กุมภาพันธ์	120.00	108.00	105.00	15814.58	5310.93	8214.49	13525.42	29340.00
มีนาคม	132.00	96.00	144.00	7560.00	2130.00	1980.00	4110.00	11670.00
เมษายน	117.00	105.00	120.00	17280.31	5107.19	7312.50	12419.69	29700.00
พฤษภาคม	120.00	108.00	105.00	15814.58	5310.93	8214.49	13525.42	29340.00
มิถุนายน	138.00	111.00	120.00	20618.18	5240.45	7981.37	13221.82	33840.00
กรกฎาคม	135.00	114.00	111.00	24448.70	5653.04	8508.26	14161.30	38610.00
สิงหาคม	132.00	123.00	135.00	24300.00	9240.00	11010.00	20250.00	44550.00
กันยายน	186.00	141.00	156.00	27409.09	14563.64	16197.27	30760.91	58170.00
ตุลาคม	183.00	162.00	159.00	30780.00	15510.00	19320.00	34830.00	65610.00
พฤศจิกายน	150.00	141.00	153.00	26871.43	15010.00	17758.00	32768.00	59639.43
ธันวาคม	153.00	159.00	150.00	28590.00	15030.00	15750.00	30780.00	59370.00

2.3 อาคารที่ 12 (SNC-Creativity Anthology: SCAN-SNC)

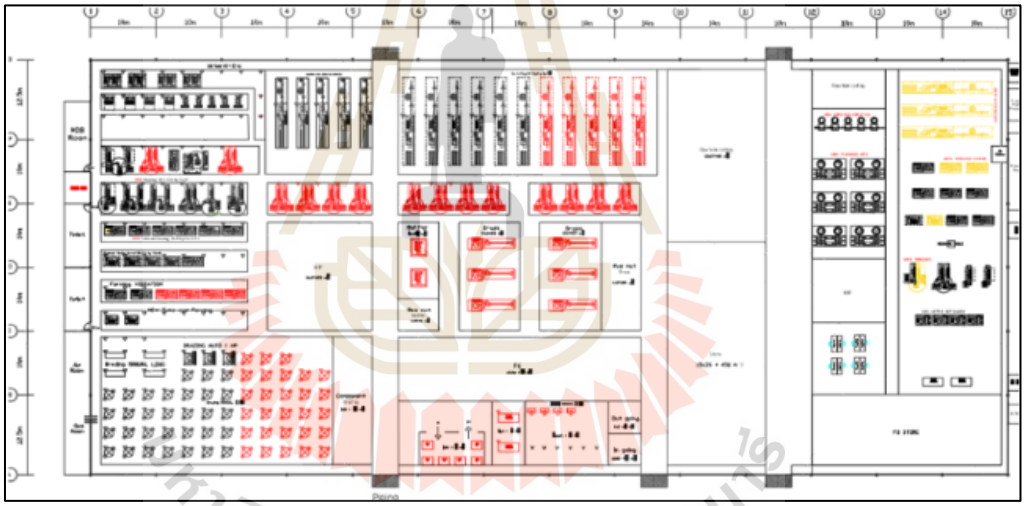
อาคารที่ 12 (SCAN-SNC) ทำหน้าที่ผลิตชิ้นส่วนเกี่ยวกับท่อ Pipe เป็นหลัก พิจารณาจากบิลค่าไฟดังรูปที่ 2.2 พบว่าผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นประเภทที่ 3 อัตราช่วงเวลาการใช้เป็นมิเตอร์ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท TOU (Time of Use Tariff: TOU Tariff) กล่าวคือลักษณะการใช้สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม หน่วยราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น หน่วยงานรัฐวิสาหกิจ สถานที่ทำการเกี่ยวกับกิจการของต่างชาติ และสถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้องซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุด ตั้งแต่ 30 ถึง 999 กิโลวัตต์ และมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนไม่เกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน โดยต่อผ่านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าเครื่องเดียว การคิดค่าไฟจะคิดตามเรท ตารางที่ 2.2



รูปที่ 2.2 ตัวอย่างบิลค่าไฟฟ้าประเภทที่ 3 ประเภท TOU

ตารางที่ 2.2 Time of Use Tariff: TOU Tariff

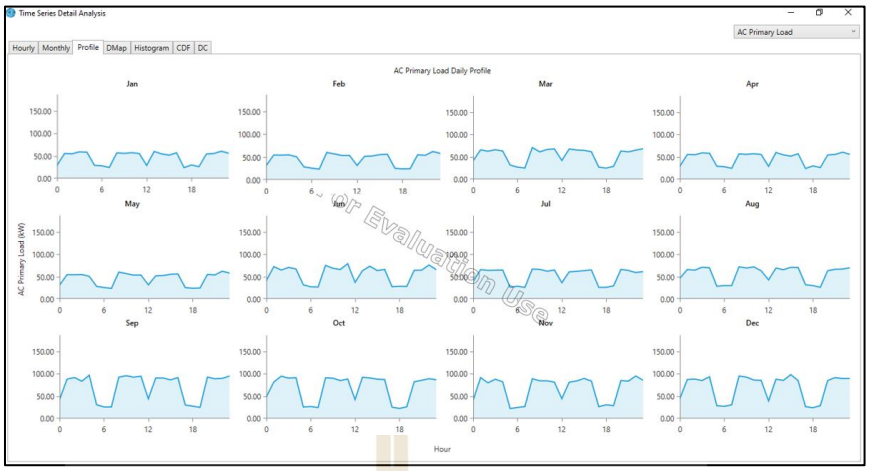
ระดับแรงดัน	ความต้องการไฟฟ้า บาท/kW (Peak)	ค่าพลังงานไฟฟ้า		ค่าบริการ
		ON-Peak	Off-Peak	
1. แรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป	74.14	4.1025	2.5849	312.24
2. แรงดัน 22-33 kV (PEA), 12-24 kV (MEA)	132.93	4.1839	2.6037	312.24
3. ต่ำกว่า 22-33 kV (PEA), 12-24 kV (MEA)	210	4.3297	2.6369	312.24



รูปที่ 2.3 SNC CREATIVITY ANTHOLOGY CO.,LTD.

2.4 Automatic Meter Roading: AMR

AMR เป็นระบบการอ่านหน่วยมิเตอร์แบบอัตโนมัติโดยผ่านระบบสื่อกลางชนิดต่างๆ และนำข้อมูลที่อ่านได้ทั้งหมดเก็บที่ AMR DATA CENTER เพื่อใช้ในการพิมพ์ใบแจ้งค่าไฟฟ้าและสามารถตรวจสอบและดาวน์โหลดข้อมูลการใช้ไฟฟ้าผ่าน AMR Website คุณสมบัติของระบบ AMR สามารถแสดงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าทุก 15 นาทีตามช่วงเวลา เช่น รายวัน, รายสัปดาห์, รายเดือน , รายปีและตามช่วงเวลาที่กำหนด สำหรับซอฟต์แวร์ HOMER จะใช้ AMR เป็นรายเดือนดังรูป 2.4



รูปที่ 2.4 Automatic Meter Roading ในปี พ.ศ. 2563 (อาคารที่12)

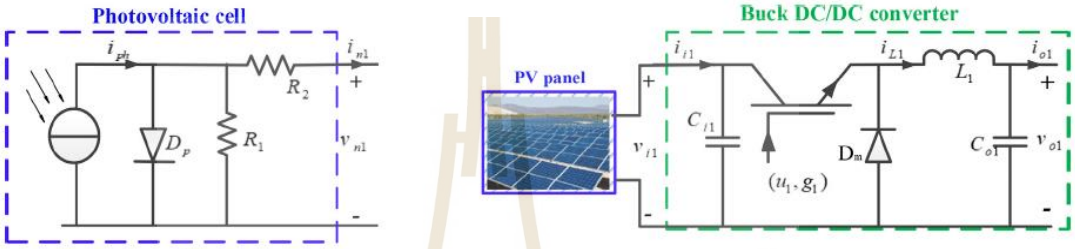
2.5 พลังงานแสงอาทิตย์

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (2541) ปัจจุบันพลังงานแสงอาทิตย์เป็นทางเลือกใหม่สำหรับการพัฒนาเทคโนโลยี ในขณะที่พลังงานเชื้อเพลิงอื่นกำลังหมดโลกและแพงขึ้นเรื่อยๆ จึงมีการสร้างเซลล์แสงอาทิตย์ หรือ Solar Cell ซึ่งเป็นสิ่งประดิษฐ์ที่สร้างขึ้นเพื่อเปลี่ยนพลังงานแสงให้เป็นพลังงานไฟฟ้า และเป็นพลังงานที่สะอาด ไม่ก่อให้เกิดมลพิษต่อสิ่งแวดล้อม การนำเอาพลังงานแสงอาทิตย์มาเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้า ต้องอาศัยแผงโซลาร์เซลล์ โดยจะนำซิลิกอนมาผ่านกระบวนการทางวิทยาศาสตร์ผลิตให้เป็นแผ่นบางบริสุทธ์ เมื่อแสงอาทิตย์ตกกระทบแผ่นเซลล์ ก็จะถ่ายทอดพลังงานระหว่างกัน พลังงานจากแสงอาทิตย์จะทำให้เกิดประจุบวกและลบขึ้นในสารกึ่งตัวนำ ประเภท N จะดึกประจุลบ ส่วนสารกึ่งตัวนำประเภท P จะดึงประจุบวก ทำให้การสะสมของประจุที่ขั้วทั้งสองขึ้น ดังนั้นเมื่อเชื่อมวงจรภายนอก เช่น หลอดไฟนำมาต่อคร่อมขั้วต่อ ก็จะทำให้เกิดพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงขึ้น สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ทันทีหรือนำไปกักเก็บพลังงานไว้ในแบตเตอรี่เพื่อใช้งานภายหลังได้

2.6 ทฤษฎีการใช้พลังงานแสงอาทิตย์จากโซลาร์เซลล์

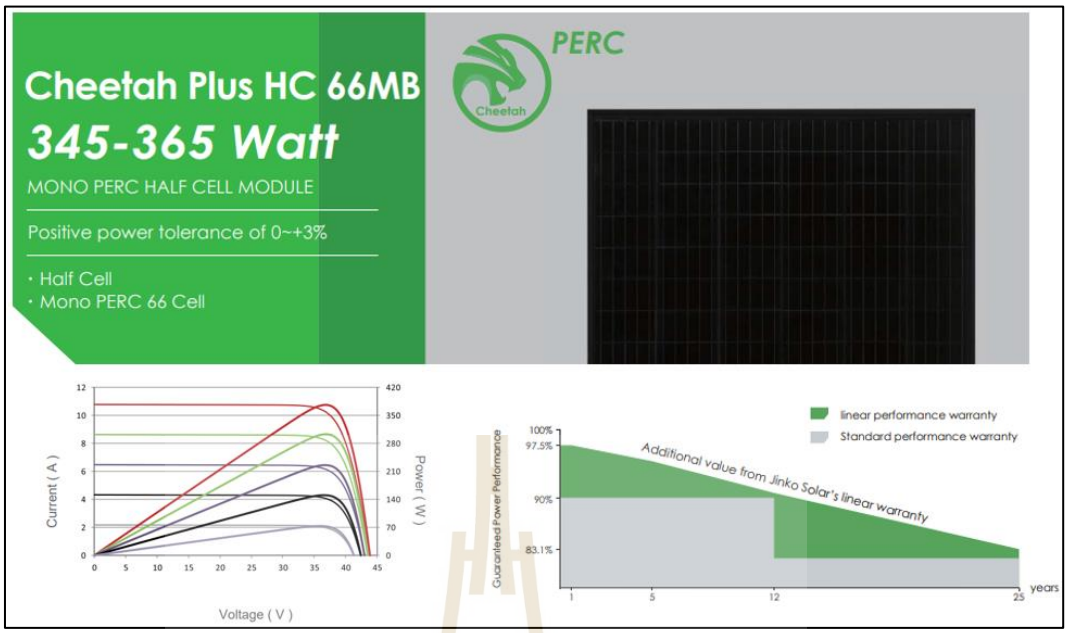
เซลล์แสงอาทิตย์ หรือ โซลาร์เซลล์ ทำมาจากสารกึ่งตัวนำซึ่งมีหลายชนิด เช่น ซิลิคอน Silicon, แกลเลี่ยมอาร์เซไนด์ Gallium Arsenide, อินเดียมฟอสไฟด์ Indium Phosphide, แคดเมียมเทลเลอไรด์ Cadmium Telluride, คอปเปอร์ อินเดียมไดเซเลไนด์ Copper Indium Di Selenide สารกึ่งตัวนำเหล่านี้มีคุณสมบัติเหมือนกันคือ เมื่อมันถูกแสงอาทิตย์มันก็จะเปลี่ยนตัวเองเป็นตัวนำไฟฟ้าโดยจะแยกเป็นประจุไฟฟ้าบวกและประจุไฟฟ้าลบ เพื่อให้เกิดแรงดันไฟฟ้าที่ขั้วไฟฟ้าทั้งสอง

ของเซลล์แสงอาทิตย์ และถ้านำขั้วไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์โซลาร์เซลล์มาต่อเข้ากับอุปกรณ์ไฟฟ้า DC หรือไฟฟ้ากระแสตรง ก็จะมีกระแสไฟฟ้าไหลเข้าสู่อุปกรณ์ไฟฟ้าทำให้อุปกรณ์ไฟฟ้าสามารถทำงานได้ ส่วนประกอบของเซลล์แสงอาทิตย์แรงเคลื่อนไฟฟ้าที่ผลิตขึ้นจากเซลล์แสงอาทิตย์เพียงเซลล์เดียวจะมีค่าต่างมาก การนำมาใช้งานจะต้องนำเซลล์หลายๆ เซลล์ มาต่อกันแบบอนุกรมเพื่อเพิ่มค่าแรงเคลื่อนไฟฟ้าให้สูงขึ้น เซลล์ที่นำมาต่อกันในจำนวนและขนาดที่เหมาะสมเรียกว่า แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Module หรือ Solar Panel) ดังรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 แสดงหลักการทำงานของ PV Panel

การทำเซลล์แสงอาทิตย์ให้เป็นแผงก็เพื่อความสะดวกในการนำไปใช้งาน ด้านหน้าของแผงเซลล์ ประกอบด้วย แผ่นกระจกที่มีส่วนผสมของเหล็กต่ำ ซึ่งมีคุณสมบัติในการยอมให้แสงผ่านได้ดี และยังเป็นเกราะป้องกันแผ่นเซลล์ แผงเซลล์จะต้องมีการป้องกันความชื้นที่ดีมาก เพราะจะต้องอยู่กลางแดดและกลางฝนเป็นเวลายาวนาน ในการประกอบจะต้องใช้วัสดุที่มีความคงทนและป้องกันความชื้นที่ดี เช่น ซิลิโคนและ อีวีเอ (Ethylene Vinyl Acetate) เป็นต้น สำหรับงานวิจัยในการเลือกรุ่นโซลาร์เซลล์จะจำลองโดยใช้ JINKO Solar ของประเทศจีนรุ่น Cheetah Plus HC 345-465 Watt ดังรูปที่ 2.6-2.7 ในการออกแบบและติดตั้งด้วยโปรแกรม HOMER เนื่องจากประสิทธิภาพการใช้งานอยู่ที่ 97.5% มีอัตราการเสื่อมสภาพลดลงต่อปี 0.7% ดังกราฟในรูปที่ 2.6



รูปที่ 2.6 JINKO Solar Cheetah Plus HC 345-465 Watt

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM345M-66HB		JKM350M-66HB		JKM355M-66HB		JKM360M-66HB		JKM365M-66HB	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	345Wp	257Wp	350Wp	260Wp	355Wp	264Wp	360Wp	268Wp	365Wp	272Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	36.63V	33.51V	36.69V	33.60V	36.76V	33.69V	36.81V	33.78V	36.87V	33.82V
Maximum Power Current (Imp)	9.42A	7.66A	9.54A	7.75A	9.66A	7.84A	9.78A	7.93A	9.90A	8.03A
Open-circuit Voltage (Voc)	43.63V	41.09V	43.65V	41.12V	43.68V	41.14V	43.70V	41.16V	43.73V	41.19V
Short-circuit Current (Isc)	10.13A	8.18A	10.25A	8.28A	10.37A	8.38A	10.49A	8.47A	10.61A	8.57A
Module Efficiency STC (%)	19.24%		19.52%		19.79%		20.08%		20.33%	
Operating Temperature(℃)	-40℃~+85℃									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/℃									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/℃									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/℃									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2℃									

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

รูปที่ 2.7 คุณสมบัติของ JINKO Solar Cheetah Plus HC 345-465 Watt

2.7 เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์

สุภชัย กวินวุฒิกุล (2551) กล่าวว่า พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานทดแทนประเภทหนึ่งที่ใช้แล้วเกิดขึ้นใหม่ได้ตามธรรมชาติ เป็นพลังงานสะอาด ปราศจากมลพิษ และเป็นพลังงานที่มีศักยภาพสูง เทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ แบ่งออกเป็น 3 ระบบคือ

2.7.1 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Stand-alone system)

ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ ได้รับการออกแบบสำหรับใช้ในพื้นที่ชนบทที่ไม่มีระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีหลักการทำงาน 2 ช่วงเวลาคือ ช่วงเวลากลางวัน เซลล์แสงอาทิตย์ได้รับแสงแดดสามารถสามารถผลิตไฟฟ้าจ่ายให้แก่โหลดพร้อมทั้งจุพลังงานไฟฟ้าส่วนเกิดไว้ในแบตเตอรี่ ส่วนช่วงเวลากลางคืน เซลล์แสงอาทิตย์จะไม่ได้รับแสงแดดจึงไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ ดังนั้น พลังงานจากแบตเตอรี่ที่เก็บประจุไว้ในช่วงกลางวันจะถูกจ่ายในตอนกลางคืนแทน จึงกล่าวได้ว่า ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าให้แก่โหลดได้ทั้งกลางวันและกลางคืน

2.7.2 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย (PV-Grid Connected)

เป็นระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ถูกออกแบบสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์เปลี่ยนระบบบ ไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า National Grid โดยตรง มีหลักการทำงาน 2 ช่วงเวลาคือ กลางวัน เซลล์แสงอาทิตย์รับแสงแดดสามารถผลิตไฟฟ้าให้แก่โหลดโดยตรง โดยผ่านอุปกรณ์ไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ หากพบว่ามีพลังงานไฟฟ้าส่วนเกิน จะถูกจ่ายเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า สังเกตได้จากมิเตอร์วัดพลังงานไฟฟ้าจะหมุนกลับทางกัน ส่วนช่วงเวลากลางคืนเซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ กระแสไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายจะจ่ายให้แก่โหลดโดยตรง สังเกตได้จากมิเตอร์จะหมุนปกติ ดังนั้น ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย มักพบใจเขตเมืองหรือพื้นที่ที่มีระบบจำหน่ายเข้าถึง

2.7.3 ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid system)

เป็นระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกออกแบบสำหรับทำงานร่วมกับอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าชนิดอื่น ๆ เช่น ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลมและเครื่องยนต์ดีเซล ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลมและไฟฟ้าพลังงานน้ำ เป็นต้น รูปแบบการผลิตจะขึ้นกับโครงการผู้ออกแบบเฉพาะ ระบบนี้มีหลักการทำงานคือ ในช่วงเวลากลางวัน เซลล์แสงอาทิตย์ได้รับแสงแดดสามารถผลิตไฟฟ้าใช้เองได้ โดยจะจ่ายกระแสไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์ไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้า

กระแสสลับชนิด Multi-function พลังงานส่วนเกินจะถูกเก็บไว้ในแบตเตอรี่เพื่อใช้เวลาถัดไป ส่วนช่วงเวลากลางคืนจะใช้ไฟฟ้าในส่วนของแบตเตอรี่จ่ายให้กับโหลด กรณีที่โหลดมีขนาดใหญ่เกินไปจะใช้ไฟฟ้าจาก National Grid ช่วยจ่ายให้แก่โหลด

หมายเหตุ โครงข่ายไฟฟ้าแห่งชาติ (National Grid) คือ ระบบสายส่งกระแสไฟฟ้าหลัก

2.8 กลไกและเทคโนโลยีเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์

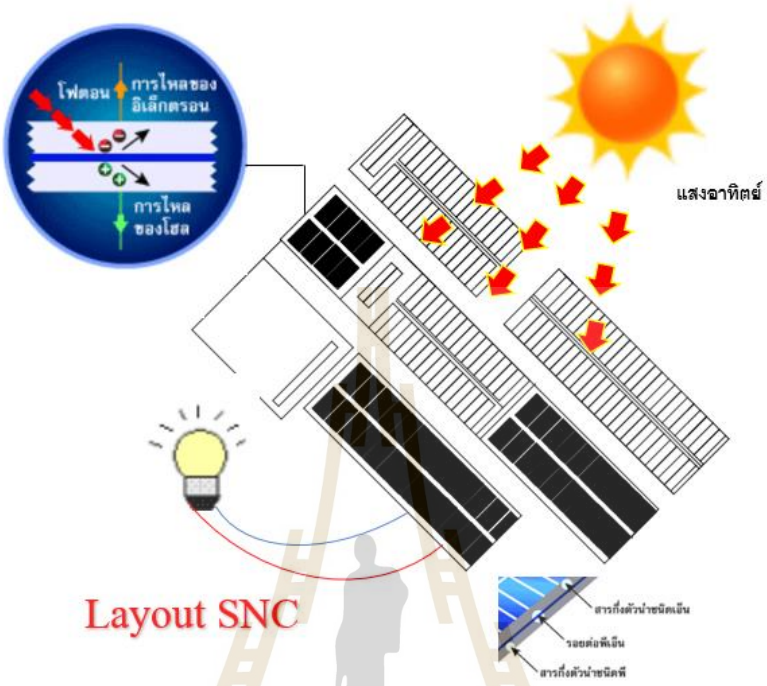
H. Rezzouk and A. Mellit (2015) กล่าวว่ากระบวนการผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ ได้มีการพัฒนานำเทคโนโลยีขั้นสูงมาใช้ในการปฏิบัติเพื่อทำให้เซลล์แสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพสูงขึ้น เทคโนโลยีที่ใช้ในการปรับปรุงประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์สรุปได้ดังตารางที่ 2.2

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 2.3 กลไกและเทคโนโลยีเพื่อรับปรุงประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์

กลไกพื้นฐานที่จำเป็น	เทคโนโลยีทางปฏิบัติ
1. ทำให้พลังงานแสงเข้าสู่สารกึ่งตัวนำให้มากสุดและขยายผลตอบสนองทางสเปกตรัมให้กว้างที่สุด	1. เคลือบวัสดุลดการสะท้อนแสงที่ผิวด้านหน้า 2. ทำให้ผิวขรุขระ เพิ่มระยะทางเดินแสงในสารกึ่งตัวนำ 3. เพิ่มการสะท้อนแสงที่ผิวด้านหลัง
2. ผลิตคู่อิเล็กตรอนและโฮลให้ได้มากที่สุด	1. เลือกสรรสารกึ่งตัวนำที่มีประสิทธิภาพการดูดกลืนแสงสูงและมีสภาพนำไฟฟ้าแสงสูง 2. ปรับปรุงคุณภาพสารกึ่งตัวนำโดยพยายามเพิ่มผลคูณของอายุพาหะและความคล่องตัว 3. ลดการรวมตัวกันของคู่อิเล็กตรอนและโฮลที่ถูกผลิตโดยการลดรอยต่อ p-n, p-I และ I-n
3. กวาดคู่อิเล็กตรอนและโฮลที่ผลิต	1. ใช้ปรากฏการณ์โฟโตวอลเทอิกแบบพัดพา (drift type) เช่นใช้รอยต่อ p-I-n, ช่องว่างพลังงานแบบ graded, การโด้ป สารเจือปนแบบ graded (back surface field) 2. ใช้ปรากฏการณ์ Minority carrier mirror 3. ใช้โครงสร้างซูเปอร์แลททิส (เช่น a-Si/poly Si)
4. ลดการสูญเสียอันเนื่องจากความต้านทานอนุกรภายในเซลล์	1. ลดความต้านทานของขั้วโปร่งแสงด้านหน้า 2. ออกแบบรูปร่างของขั้วโลหะให้เหมาะสม 3. ใช้ปรากฏการณ์ Tunneling injection
5. ลดการสูญเสียของแรงดันไฟฟ้า	1. ลดการรวมตัวของคู่อิเล็กตรอนและโฮลโดยใช้ Mirror effect ของรอยต่อแบบเฮดเดโร 2. ใช้ปรากฏการณ์โฟโตวอลเทอิกแบบพัดพา 3. ใช้ BSF
6. เพื่อผลตอบสนองทางสปกตรัมให้มีความกว้างมากที่สุด	1. ใช้เซลล์แบบ stack 4 ขั้ว 2. ใช้เซลล์แบบ stack 2 ขั้ว 3. ใช้รอยต่อแบบเฮตเตโร 4. ใช้ชั้นหน้าต่างที่มีช่องพลังงานกว้าง

2.9 หลักการทำงานและการใช้งานทั่วไปของเซลล์แสงอาทิตย์

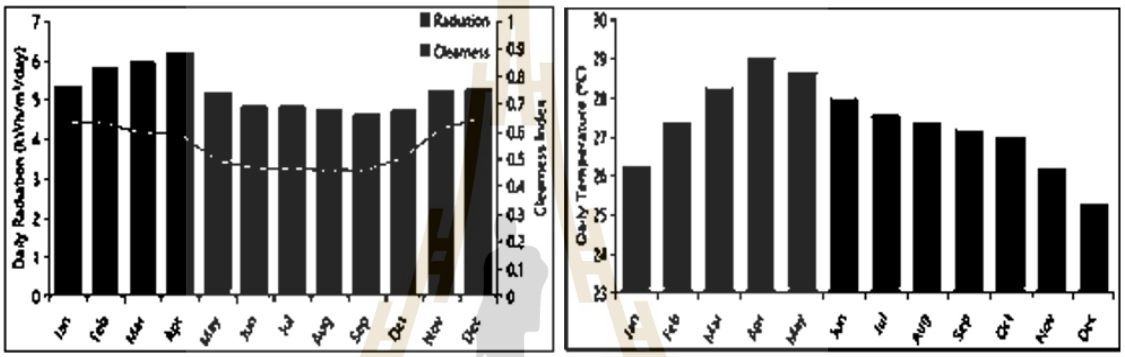


รูปที่ 2.8 หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์

การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นการเปลี่ยนพลังงานจากแสงอาทิตย์เป็นกระแสไฟฟ้าโดยตรง เมื่อแสงซึ่งเป็นคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าและมีพลังงานกระทบกับสารกึ่งตัวนำ จะเกิดการถ่ายทอดพลังงานระหว่างกัน พลังงานจากแสงจะทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของกระแสไฟฟ้า (อิเล็กตรอน) ขึ้นในสารกึ่งตัวนำ โซลาร์เซลล์ (Solar Cell) เป็นสิ่งประดิษฐ์ทางอิเล็กทรอนิกส์ ที่สร้างขึ้นเพื่อเป็นอุปกรณ์สำหรับเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยสารกึ่งตัวนำ เช่น ซิลิคอน ซึ่งมีราคาถูกที่สุดและมากที่สุดบนโลกมาผ่านกระบวนการทางวิศวกรรม เพื่อผลิตให้เป็นแผ่นบาง กรณีที่แสงมีการตกกระทบลงบนแผ่นเซลล์ รังสีของแสงที่มีอนุภาคของพลังงานที่เรียกว่า โฟตอน (Photon) จะถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอน (Electron) ในสารกึ่งตัวนำจนมีพลังงานมากพอที่ทำให้อิเล็กตรอนเคลื่อนที่ได้อย่างอิสระ ดังนั้นเมื่ออิเล็กตรอนเคลื่อนที่ครบวงจรจะทำให้เกิดไฟฟ้าหระแสตรงขึ้น

2.10 คุณสมบัติและตัวแปรที่สำคัญของเซลล์แสงอาทิตย์

ตัวแปรที่สำคัญที่มีส่วนทำให้เซลล์แสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพการทำงานในแต่ละพื้นที่ต่างกัน และมีความสำคัญในการพิจารณาการนำไปใช้ในแต่ละพื้นที่ ตลอดจนนำไปคำนวณระบบ คือ ความเข้มแสงและอุณหภูมิ สำหรับซอฟต์แวร์ HOMER สามารถดูสถิติการเก็บข้อมูลโดยวิธีการใส่ค่าพิกัดพิกัดละติจูด ลองจิจูด ของพื้นที่ที่ทำการวิจัย เพื่อดูข้อมูลสถิติความเข้มแสงและอุณหภูมิในแต่ละเดือนดังรูปที่ 2.9 โดยข้อมูลได้มาจาก Nasa Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER) database



รูปที่ 2.9 a) Solar radiation resource (kWh/m^2/day) ,(b) Temperature resource (°C)

2.10.1 ความเข้มแสง

ความเข้มแสงจะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับกระแสไฟฟ้าเมื่อกรณีที่มีค่าความเข้มแสงมาก กระแสไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะมาก ในขณะเดียวกันแรงดันไฟฟ้าแทบจะไม่มีผลต่อความเข้มแสงมากนัก ความเข้มแสงที่ใช้วัดเป็นมาตรฐานคือ ความเข้มแสงที่วัดในพื้นที่สภาพปลอดโปร่ง ไม่มีเมฆหรือหมอกและวัดที่ระดับน้ำทะเลในสภาพที่แสงอาทิตย์ตั้งฉากกับพื้นโลก ซึ่งความเข้มแสงจะมีค่า 1000 วัตต์ต่อตารางเมตร

2.10.2 อุณหภูมิ

กระแสไฟฟ้าจะไม่แปรตามอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไป แต่ในขณะที่แรงดันไฟฟ้าจะลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น ซึ่งโดยเฉลี่ยแล้ว อุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นทุกๆ 1 องศาจะทำให้แรงดันไฟฟ้าดรอปลง 0.5%

2.10.3 ความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มแสงของเซลล์แสงอาทิตย์และอุณหภูมิ

ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์จะลดลงเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น ดังนั้นการออกแบบระบบการใช้เซลล์แสงอาทิตย์จะต้องเผื่อไว้สำหรับความร้อนเมื่ออุณหภูมิสูงขึ้นจะเกิดปฏิกิริยา 2 ชนิด ขึ้นภายในตัวเซลล์แสงอาทิตย์พวกอะตอมใน Crystal Lattice จะสั่นสะเทือนแรงขึ้น เมื่อมีความร้อนสูงขึ้น ดังนั้นในการที่อิเล็กตรอนจะหลุดออกมาก็จะใช้พลังงานแสงอาทิตย์ น้อยลงได้ก็หมายความว่า ในแสงแดดที่มีความเข้มเท่ากันในอุณหภูมิสูงกว่าแต่พร้อมกันนั้น พวกอิเล็กตรอนและโฮลล์จะมีพลังงานมากขึ้นที่จะข้ามแดนและวิ่งในทางตรงข้ามซึ่งมีผลทำให้ กระแสไฟฟ้าลดลง

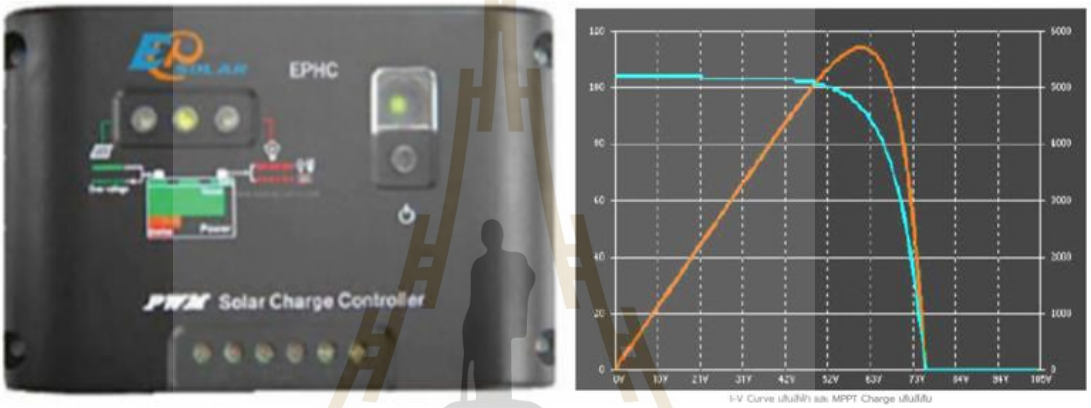
2.11 อินเวอร์เตอร์ (Inverter)

ระบบออนกริด (On Grid) เป็นระบบโซลาร์เซลล์แบบต่อเข้ากับระบบสายส่งจากการไฟฟ้า การผลิตไฟฟ้าระบบนี้จะใช้แผงโซลาร์เซลล์สำหรับการกำเนิดไฟฟ้า หลังจากนั้นจะจ่ายไฟให้กับกริดไทอินเวอร์เตอร์ (Grid Tie Inverter) หรือก็คือหม้อแปลงไฟฟ้า ซึ่งจะแปลงไฟฟ้ากระแส (DC) ตรงเป็นไฟกระแสสลับ (AC) และจะต่อเข้ากับระบบไฟกระแสสลับ เพื่อใช้งานร่วมกันต่อไป ระบบออนกริดเป็นอีกหนึ่งทางเลือกในการช่วยประหยัดพลังงาน โดยใช้แผงโซล่าเซลล์ที่ใช้รับพลังงานความร้อนจากแสงอาทิตย์ ซึ่งระบบนี้เหมาะกับการใช้งานในตอนกลางวันเท่านั้น เช่น บ้านที่มีการใช้งานในตอนกลางวัน อาคารสำนักงานหรืออุตสาหกรรมที่ทำงานตอนกลางวัน มหาวิทยาลัย หรือ ออฟฟิต เป็นต้น

อินเวอร์เตอร์ แบบออนกริด จะทำงานเมื่อมีเงื่อนไขว่า มีไฟจากแผงโซลาร์เซลล์ และมีกระแสสลับเท่านั้น เนื่องจากเป็นการป้องกันเมื่อเกิดเหตุไฟฟ้าดับแล้วเจ้าหน้าที่การไฟฟ้ามาซ่อมไฟ อาจได้รับอันตรายได้ โดยไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบโซลาร์เซลล์ จะถูกนำมาใช้งานในตอนกลางวัน แต่เมื่อมีการใช้ไฟมากเกินว่าระบบผลิตได้ ระบบจะจ่ายไฟบ้านเข้ามาเสริมอีกแรง และเมื่อตอนเย็นใกล้ค่ำโวลท์ของแผงโซลาร์จะลดลงเรื่อยๆ เมื่อต่ำถึงเกณฑ์ที่กำหนด อินเวอร์เตอร์จะปิดตัวลงอัตโนมัติและกลับไปใช้ไฟกระแสสลับตามปกติ จนกระทั่งเป็นวันใหม่เมื่อมีแสงสว่างโวลท์ของแผงโซลาร์จะค่อยๆสูงขึ้น ทำให้อินเวอร์เตอร์กลับมาทำงานอีกครั้ง

MPPT หรือ Maximum Power Point Tracking คือ อัลกอริทึมหรือรูปแบบการคำนวณอย่างหนึ่ง ที่นำมาใช้กับการทำงานของเครื่องผลิตไฟฟ้ากระแสตรง เช่น แผงโซล่าเซลล์ หรือ กังหันลม

เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพและมีเสถียรภาพมากขึ้น เพราะในความเป็นจริงพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากเครื่องผลิตกระไฟฟ้ากระแสตรงเหล่านี้ มีความไม่แน่นอน ขึ้นอยู่กับปริมาณและความเข้มของแสงอาทิตย์และความเร็วลมเป็นหลักไม่สามารถควบคุมได้ อัลกอลิธึ่มหรือรูปแบบการคำนวณแบบ MPPT จึงถูกคิดค้นขึ้นมาเพื่อเอาจุดที่ก่อให้เกิดพลังงานไฟฟ้าสูงสุดมาใช้งานไม่ว่าความเข้มของแสงอาทิตย์หรือความเร็วลมจะเปลี่ยนไป ส่วนการออกแบบในแต่ละระบบ MPPT จะเป็นจุดไหนสามารถดูได้จาก กราฟ I-V Curve ซึ่งกราฟนี้ได้มาจากการทดลองและคำนวณที่ค่าความเข้มแสงต่างๆสามารถใช้เครื่องวิเคราะห์ที่ชื่อว่า I-V Curve Simulator ดังรูปที่ 2.10



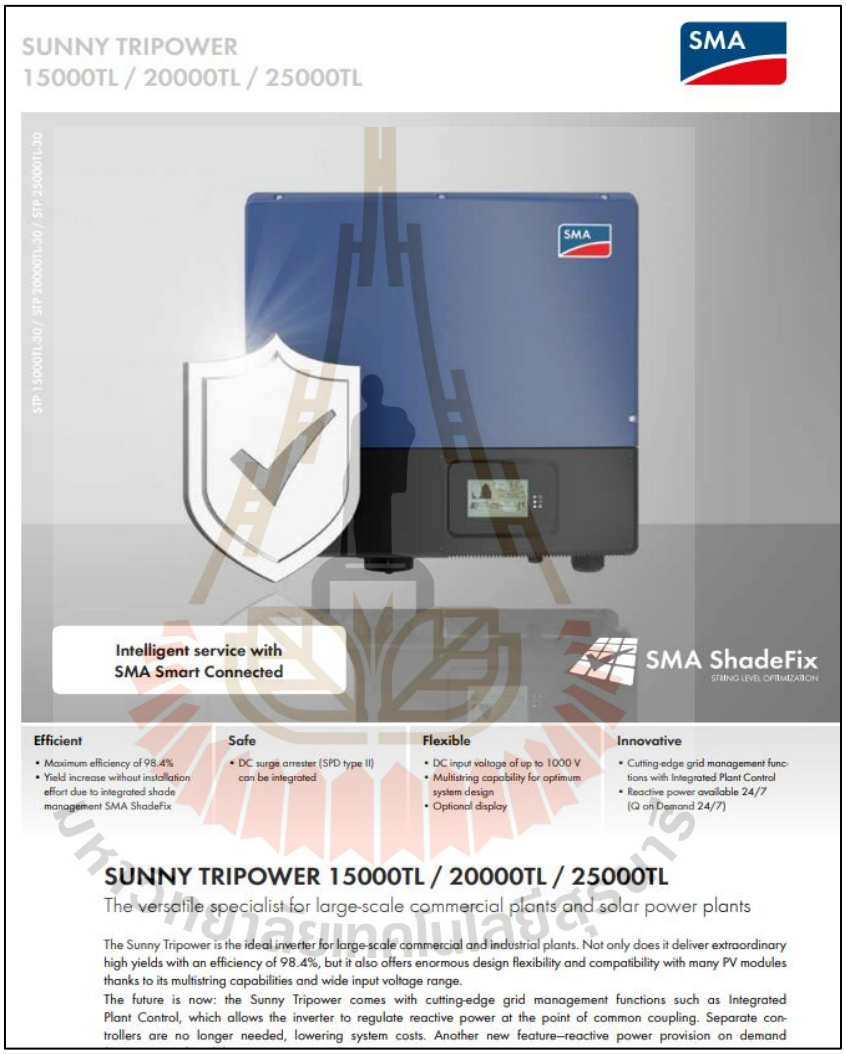
รูปที่ 2.10 MPPT-กราฟ I-V Curve เส้นสีฟ้า และ MPPT Charge เส้นสีส้ม

MPPT Solar Charge Controller หมายถึงอุปกรณ์ควบคุมการชาร์จของแผงโซล่าเซลล์ ที่ได้นำเอารูปแบบการคำนวณเพื่อหาจุดที่ได้กำลังสูงสุดโดยใช้การปรับแรงดันและควบคุมกระแส (DC to DC Converter) แล้วนำมาคำนวณให้ค่าที่เหมาะสมที่สุดในการชาร์จ หรืออาจกล่าวว่า MPPT Charge Controller เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ชาร์จประจุไฟฟ้าที่ได้รับจากแผงโซลาร์เซลล์มาประจุให้กับแบตเตอรี่ ประจุนี้จะต้องไม่ให้มีการประจุมากเกินไป (Over charge) ซึ่งจะมีผลทำให้แบตเตอรี่ร้อนและเสื่อมสภาพเร็วกว่าอายุการใช้งานที่กำหนดและเมื่อประจุเต็มก็ต้องตัดการชาร์จทันที กระแสไฟฟ้าที่ชาร์จแบตเตอรี่จะเป็นไฟฟ้ากระแสตรงที่มีสัญญาณรูปพัลล์ (Pulse) และต้องมีแรงเคลื่อนไฟฟ้ามากกว่าแบตเตอรี่ 15-20% โดยอ้างอิงจากนิยามทั่วไปคือ กระแสไฟฟ้าจะไหลจากศักย์ไฟฟ้าสูงไปศักย์ไฟฟ้าต่ำ

PWM ย่อมาจาก Pulse-Width Modulation จะเข้ามามีบทบาทกรณีที่ชาร์จแบตเตอรี่เต็ม ขณะที่กำลังชาร์จ ตัวควบคุมค่าจ่ายพลังงานแสงอาทิตย์จะช่วยให้สามารถหมุนเวียนแผงโซลาร์เซลล์ได้มากเท่าที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถสร้างเพื่อให้ได้แรงดันไฟฟ้า สำหรับขั้นตอนการ

ประจุของคอนโทรลเลอร์ เมื่อแบตเตอรี่ถึงแรงดันไฟฟ้าที่กำหนด เครื่องควบคุมจะสลับระหว่างแบตเตอรี่กับอาร์เรย์แผงควบคุม แบตเตอรี่จะถูกตัดการเชื่อมต่อ และป้องกันไม่ให้เกิดกระบวนการอัดประจุมากเกินไป

อินเวอร์เตอร์ที่แนะนำสำหรับอุตสาหกรรม



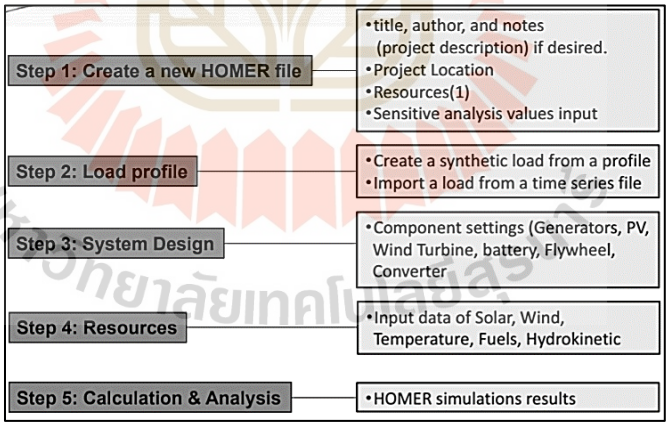
รูปที่ 2.11 อินเวอร์เตอร์แบบ On-Grid สำหรับอุตสาหกรรมขนาดใหญ่

2.12 ซอฟต์แวร์ HOMER

U. Sureshkumar (2012) HOMER ย่อมาจาก (Hybrid Optimization of Multiple Electric Renewable) กล่าวว่า HOMER เป็นซอฟต์แวร์ในการสร้างแบบจำลองการออกแบบระบบไมโครกริดที่คุ้มค่าและเชื่อถือได้ รวมถึงการออกแบบแหล่งพลังงานในการกระจายทุกภาคส่วน ตั้งแต่ไฟฟ้าในหมู่บ้านไปจนถึงสาธารณูปโภคบนเกาะ นอกจากนี้ซอฟต์แวร์ยังสามารถเพิ่มประสิทธิภาพและการจำรองระบบพลังงานแบบไฮบริดที่รวมการจัดการพลังงานแบบดั้งเดิมและพลังงานหมุนเวียนเข้าด้วยกัน ผลิตภัณฑ์ซอฟต์แวร์นี้ประกอบด้วยเครื่องมืออันทรงพลัง ช่วยให้วิศวกรรมและเศรษฐศาสตร์ทำงานร่วมกันได้ Step ในการจำลองซอฟต์แวร์เป็นดังรูปที่ 2.5

ประโยชน์ของซอฟต์แวร์ HOMER ได้แก่

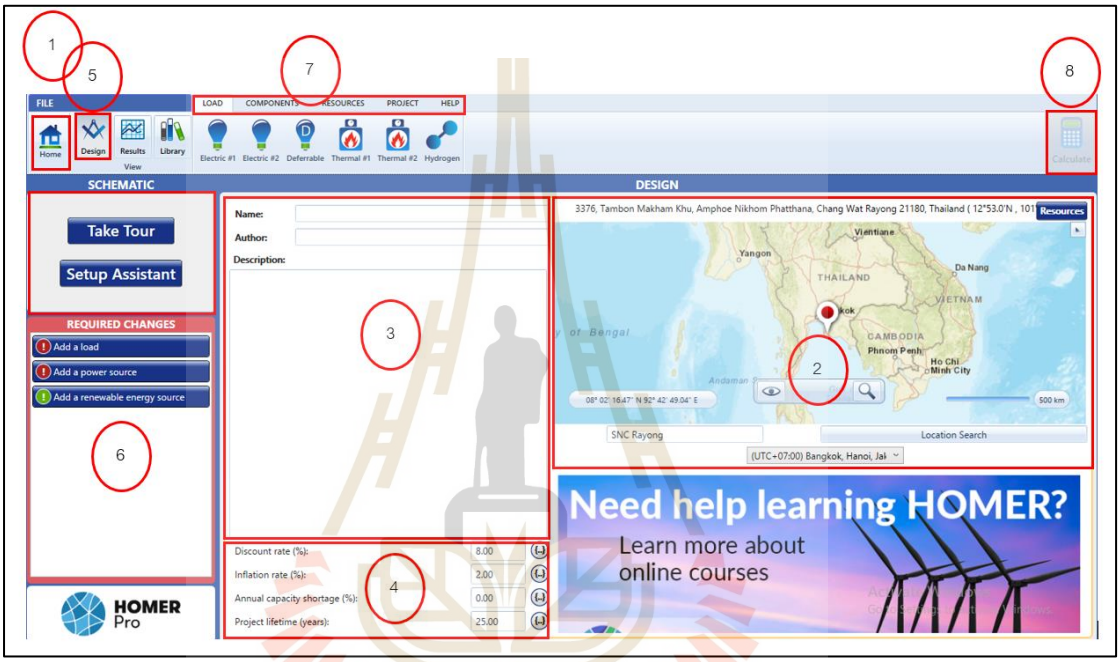
1. ประเมินการลดต้นทุนในการพัฒนาโครงการในระยะเริ่มต้น
2. จำลองโมเดลการติดตั้งระบบพลังงานหมุนเวียนต่าง ๆ เช่น พลังงานลม พลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน
3. ลดความเสี่ยงในการประเมินโครงการที่ลงทุน
4. สามารถเปรียบเทียบค่าต้นทุนพลังงานในการติดตั้งที่ขนาดแตกต่างกัน
5. สามารถหาค่าที่เหมาะสมกับการพัฒนาโหลดปัจจุบัน



รูปที่ 2.12 หลักการใช้ซอฟต์แวร์ HOMER

2.13 หลักการใช้โปรแกรมจำลองโหลดของ HOMER

การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเป็นการแก้ปัญหาฟังก์ชันแบบไม่เป็นเชิงเส้นเหมือนในวงจรไฟฟ้าทั่วไป ซึ่งจะหาคำตอบโดยวิธีตรงนั้นทำได้ยาก จึงอาศัยเทคนิคของโปรแกรมเข้าช่วยในการคำนวณหาผลเฉลยและแสดงการเปรียบเทียบข้อมูล ณ ที่นี้จะศึกษาในสภาวะปกติแต่มีการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปเพียงอย่างเดียว



รูปที่ 2.13 หลักการใช้โปรแกรม HOMER

โดย Function การใช้งานของโปรแกรมในการดำเนินงานเป็นดังนี้

หมายเลข 1 คือ หน้า HOME ของซอฟต์แวร์ HOMER

หมายเลข 2 คือ การกำหนดจุดพิกัดของโรงงาน ซึ่งโปรแกรมจะทำการเก็บสถิติความเข้มแสงและอุณหภูมิไว้ในฐานข้อมูล Nasa Prediction of Worldwide Energy Resource (Power) database

หมายเลข 3 คือ ค่ารายละเอียดข้อมูลต่างๆ ของโรงงานที่ต้องการแสดงบนรีพอร์ต

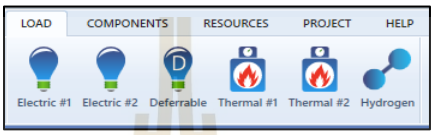
หมายเลข 4 คือ ค่ารายละเอียดของโปรเจค ประกอบด้วย Discount rate (%), Inflation rate (%), Annual capacity shortage (%) และ Project lifetime (year) ที่ได้จากโรงงานที่ทำวิจัย เพื่อเป็นตัวแปรในการวิเคราะห์ค่าทางเศรษฐศาสตร์ NPV, IRR หรือ Simple pay back

หมายเลข 5 คือ หน้าต่างการออกแบบของระบบการจัดการพลังงาน

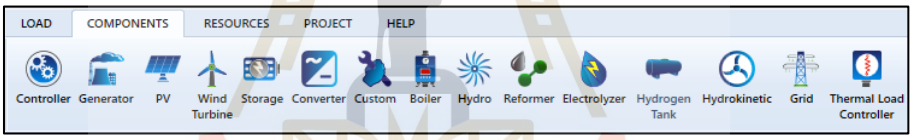
หมายเลข 6 คือ คำแนะนำการประมวลผลโปรแกรมควรมีการออกแบบและติดตั้งระบบว่าเป็นอย่างไร

หมายเลข 7 คือ อุปกรณ์เพิ่มเติมในการออกแบบระบบเช่น โหลดการติดตั้ง โซลาร์เซลล์ อินเวอร์เตอร์ แบตเตอรี่ หรือ ระบบพลังงานความร้อนและตัวแปรค่าอื่น ๆ เป็นดังนี้

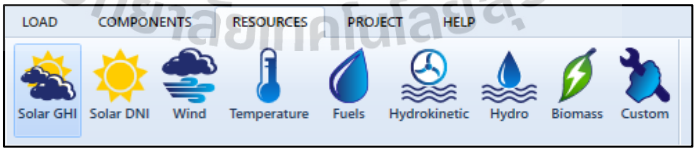
7.1 LOAD : โหลดทางไฟฟ้า และ โหลดพลังงานความร้อน



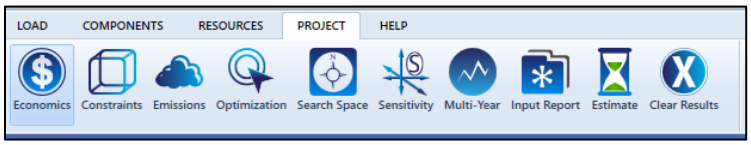
7.2 COMPONENTS คือแหล่งกำเนิดพลังงานไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ รวมถึงระบบกักเก็บพลังงาน



7.3 RESOURCES เป็นการกำหนดค่าตัวแปรทางธรรมชาติที่ส่งผลต่อระบบที่เกิดจากการเก็บสถิติซอฟต์แวร์



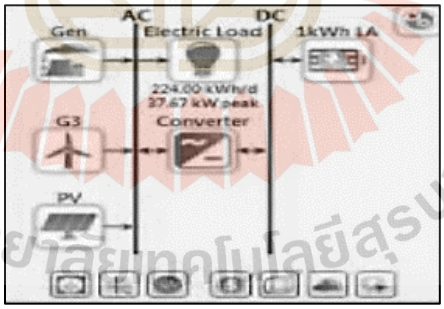
7.4 PROJECT เป็นการกำหนดค่าตัวแปรภาพรวมของงานวิจัย เช่น ตัวแปรทางเศรษฐศาสตร์ เช่น หน่วยเงิน ปริมาณการเติบโตของโหลดรายปี ปริมาณ CO_2 ที่เกิดในโรงงานอุตสาหกรรม



หมายเลข 8 คือ การประมวลผลการวิเคราะห์ที่ทำการออกแบบระบบ เพื่อให้ระบบคำนวณหาระยะเวลาคืนทุนและผลตอบแทนการลงทุนเหมาะสมหรือไม่เพื่อนำไปเปรียบเทียบกับผลการคำนวณทางทฤษฎีต่อไป

2.14 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

R.K. Dhavala (2021) กล่าวว่าระบบพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริดออฟกริดที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมกำลังกลายเป็นตัวเลือกที่มีประสิทธิภาพสำหรับการใช้พลังงานไฟฟ้าในชนบทและที่ห่างไกล ระบบพลังงานหมุนเวียนแบบผสมผสาน (The Hybrid Renewable Energy System: HRES) การศึกษานี้จะใช้แหล่งพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่ เช่น กังหันลม พลังงานแสงอาทิตย์ และแบตเตอรี่ควบคู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองด้วยเชื้อเพลิงดีเซล วิธีการจัดการพลังงานจะจำลองผ่านซอฟต์แวร์ HOMER ดังรูปที่ 2.6 ผลลัพธ์การจำลองในการลดต้นทุนพลังงาน (Cost of Energy: COE) แสดงดังตารางที่ 2.4



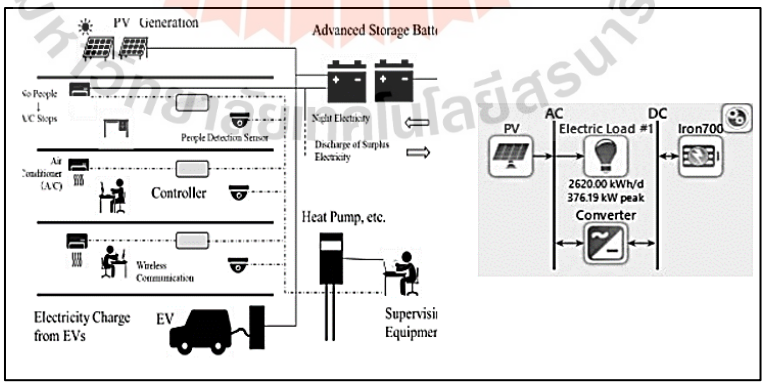
รูปที่ 2.14 แบบจำลองการวิเคราะห์ของ R.K. Dhavala (2021)

ตารางที่ 2.4 ผลการจำลองระบบพลังงานหมุนเวียนไฮบริดออฟกริด

NO.	Hybridized configurations	NPC	COE ($/kWh)
1	PV-WT-DG-BAT	229854	0.220
2	PV-DG-BAT	230984	0.221
3	PV-WT-BAT	256372	0.245
4	PV-BAT	265040	0.254

เครื่องมือจำลอง HOMER ที่ใช้สำหรับการเพิ่มประสิทธิภาพในงานปัจจุบันเป็นซอฟต์แวร์ที่พัฒนาโดย National Renewable Energy Laboratory (NREL) สหรัฐอเมริกา เครื่องมือ HOMER เป็นที่รู้จักอย่างกว้างขวางจากการใช้ในการศึกษาที่เกี่ยวข้องกับการเพิ่มประสิทธิภาพ การศึกษาความเป็นไปได้ การวิเคราะห์เทคโนเศรษฐกิจ และความไวของ HRES

Shuhei Miyake (2019) กล่าวว่าในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมา ความนิยมของไมโครกริดได้เติมโตขึ้นพร้อมกับการเติมโตอย่างรวดเร็วของทรัพยากรหมุนเวียน นอกจากนี้ ส่วนสำคัญของพลังงานที่ใช้กันทั่วโลกอาจมาจากการก่อสร้างในการใช้พลังงานขับเคลื่อน ดังนั้นเพื่อพัฒนาระบบไมโครกริดจึงต้องตรวจสอบความเหมาะสมในการออกแบบการติดตั้ง ณ ที่นี้จะทำการศึกษาการหาค่าเหมาะสมที่สุดของแบตเตอรี่ที่ขนาดต่างๆ ในการเก็บพลังงานที่เหลือจาก PV ตัวอย่างแบบจำลองเป็นดังรูป 2.7 ที่นำไปวิเคราะห์ ผลการจำลองหาค่าที่เหมาะสมแบตเตอรี่ขนาดต่าง ๆ เป็นดังตารางที่ 2.5

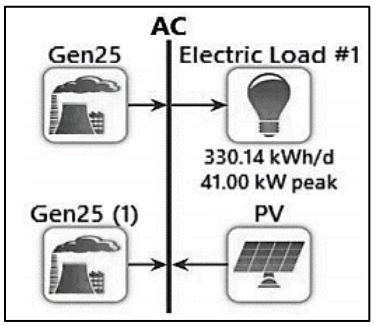


รูปที่ 2.15 แบบจำลองการวิเคราะห์ของ Shuhei Miyake (2019)

ตารางที่ 2.5 การจำลองหาค่าที่เหมาะสมของขนาดแบตเตอรี่ที่ขนาดต่างๆ

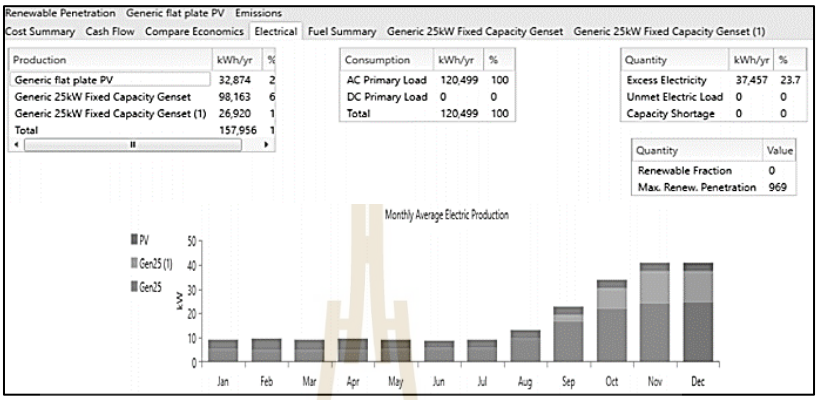
Case No.	Battery Name (Li-Ion)	Capacity (kWh)	Voltage (V)	Max. discharge power (kW)	Battery Cost ($/kW-h)
1	Ion Edison LFP 700Ah	33.6	48	9.6	29,700
2	Ion Edison LFP 1400Ah	67.2	48	19.2	57,347
3	Ion Edison LFP 2100Ah	100.8	48	28.8	86,564
4	Ion Edison LFP 2800Ah	134.4	48	28.8	115,298
5	Ion Edison LFP 3500Ah	168.0	48	48.0	164,798
6	Ion Edison LFP 4200Ah	201.6	48	48.0	230,597
7	Ion Edison LFP 4900Ah	235.2	48	96.0	268,024
8	Ion Edison LFP 5600Ah	268.8	48	96.0	306,658

C. Nayanatara (2019) กล่าวว่า ทรัพยากรพลังงานหมุนเวียนมีอยู่มากมายในประเทศของเรา ความต้องการไฟฟ้าสามารถลดลงได้โดยใช้ทรัพยากรหมุนเวียนมากกว่าการใช้ทรัพยากรแบบเดิม ดังนั้นระบบไฮบริดที่ออกแบบมาอย่างดีจึงสามารถตอบสนองทุกความต้องการของสังคมได้ การเพิ่มประสิทธิภาพของระบบพลังงานไฮบริดคือการเลือกแหล่งส่วนผสมที่ดีที่สุดสำหรับสถานที่ใกล้ Vellore เพื่อให้ได้ประสิทธิภาพที่ดีขึ้น ปัจจัยที่สำคัญที่สุดในการเพิ่มประสิทธิภาพคือการได้แหล่งข้อมูลด้วยวิธีที่ถูกที่สุด เช่น ความคุ้มค่า การใช้ซอฟต์แวร์ HOMER ใช้เพื่อประเมินค่าใช้จ่ายในการติดตั้งและใช้งานทรัพยากรตลอดอายุการใช้งาน งานวิจัยนี้นำเสนอการลดพลังงานจากโหลดเมื่อมีการติดตั้งเครื่องปั่นไฟขนาด 25 kW จำนวน 2 เครื่องและโซลาร์เซลล์ที่เหมาะสม ดังรูปที่ 2.8



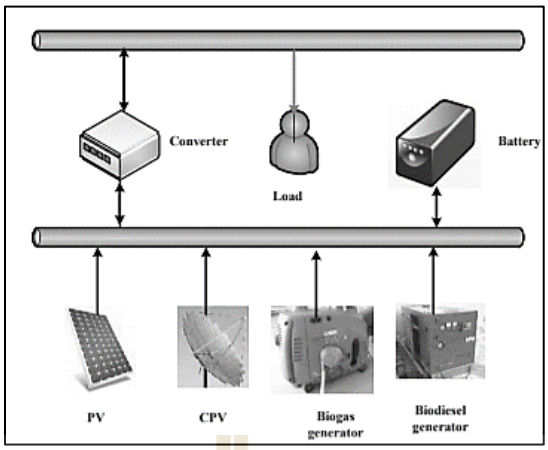
รูปที่ 2.16 แบบจำลองการวิเคราะห์ของ C. Nayanatara (2019)

ผลการจำลองพบว่า ใน 1 ปี พลังงานเอาต์พุตของเครื่องปั่นไฟและโซลาร์เซลล์ที่ผลิตได้มีขนาด 157956 หน่วยต่อปี ผลการประเมินจากซอฟต์แวร์แสดงดังรูปที่ 2.9 การใช้พลังงานในแต่ละเดือน



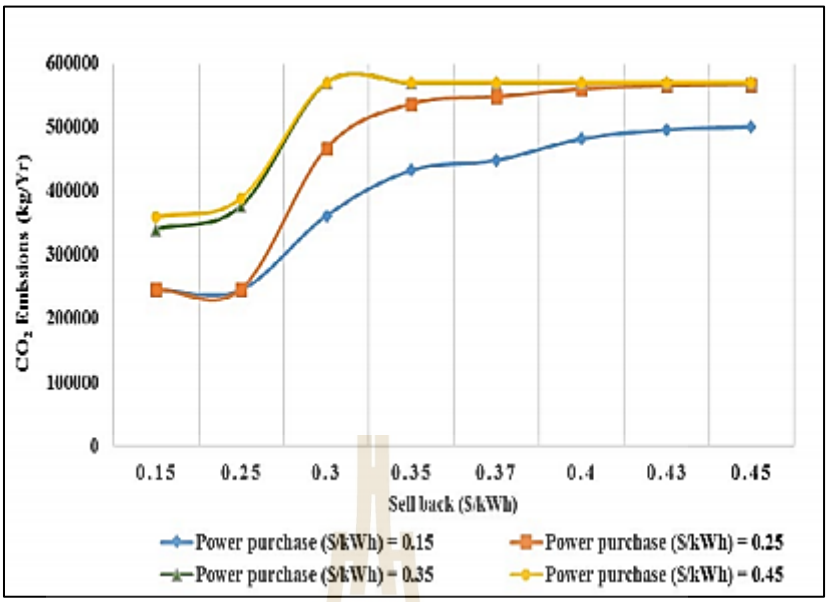
รูปที่ 2.17 พลังงานไฟฟ้าที่ลดได้ในแต่ละเดือนของ งานวิจัย C. Nayanatara (2019)

Behzad Partoon (2016) กล่าวว่าความต้องการพลังงานของโลกเพิ่มขึ้นทุกปีในขณะที่แหล่งเชื้อเพลิงฟอสซิลมีจำกัด และคาดว่าจะหมดลงในการสลายตัวในอนาคต ดังนั้น การใช้ทรัพยากรพลังงานหมุนเวียนจึงเป็นสิ่งที่หลีกเลี่ยงไม่ได้ อย่างไรก็ตาม ในการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานสำหรับระบบพลังงานทดแทนสำหรับการผลิตไฟฟ้า การประเมินทั้งทางเทคนิคและทางเศรษฐศาสตร์เป็นสิ่งจำเป็น ในบทความนี้ จะศึกษาความเป็นไปได้ของการผลิตพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด ซึ่งรวมถึงระบบสุริยะสองประเภท (PV และ CPV) เครื่องกำเนิดก๊าซชีวภาพ และเครื่องกำเนิดไบโอดีเซล พร้อมด้วยแบตเตอรี่และตัวแปลงที่จำเป็นสำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้า 5kW ดังรูป 2.10 ระบบได้รับการออกแบบสำหรับโครงการ 20 ปีและโปรแกรม HOMER ใช้สำหรับการประเมินระบบ จากการวิเคราะห์พบว่าราคาไบโอดีเซลและก๊าซชีวภาพเป็นตัวแปรหลักในการควบคุมโครงการเนื่องจาก PV และ CPV สามารถช่วยผลิตในเวลากลางวัน เท่านั้น



รูปที่ 2.18 โครงสร้างพลังงานหมุนเวียนของ Behzad Partoon (2016)

Laith M. (2017) กล่าวว่าการออกแบบระบบการจัดการพลังงานที่ดีจะต้องสามารถตรวจสอบที่มาของพารามิเตอร์ที่ส่งผลต่อประสิทธิภาพของระบบ ซอฟต์แวร์ HOMER ถูกใช้เพื่อกำหนดสถานการณ์ที่เป็นไปได้ทั้งหมดผ่านการเชื่อต่อกริด การวิเคราะห์จะถูกนำมาตรวจสอบการออกแบบ ทั้งการซื้อและการขายพลังงานไฟฟ้า การคำนวณโหลดและเปรียบเทียบผลลัพธ์การจำลองของซอฟต์แวร์ นอกจากจะออกแบบระบบให้มีประสิทธิภาพ ต้องคำนึงถึงการปล่อย CO_2 ซึ่งจะมีผลกับระบบเช่นกัน ผลการวิจัยนี้แสดงให้เห็นถึงความสำคัญของการค้นหาระบบการจัดการที่เหมาะสมในการจัดการพลังงาน จากผลการวิจัยพบว่าผลลัพธ์ของการซื้อพลังงานที่แตกต่างกันและราคาขายกลับคืนแสดงในรูปที่ 2.11 ราคาซื้อพลังงานที่สูงจะนำไปสู่การพึ่งพากริดน้อยลงเพื่อตอบสนองความต้องการโหลดและการใช้ส่วนประกอบพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น การปล่อย CO2 ในปริมาณที่น้อยลง ถูกพบ ในขณะที่การพิจารณาราคาขายคืนที่สูง ระบบจะสร้างการปล่อย CO2 ในปริมาณที่สูงขึ้น



รูปที่ 2.19 ปริมาณการปล่อย CO_2 ในขณะที่ซื้อพลังงานไฟฟ้า

2.15 สรุป

จากข้อมูลปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารที่ 12 (SCN-Creativity Anthology) และข้อมูลการวิเคราะห์ตารางค่าไฟฟ้าประเภท TOU รวมถึงตัวอย่างผลงานวิจัยที่ใช้ซอฟต์แวร์ HOMER ในการออกแบบพลังงานหมุนเวียนเพื่อลดต้นทุนพลังงาน ข้อมูลโหลดและการวิเคราะห์ตารางค่าไฟฟ้าจะถูกนำไปวิเคราะห์ออกแบบขนาดการติดตั้งที่เหมาะสมกับโหลดในบทถัดไป เพื่อหาขนาดการติดตั้ง Solar Rooftop ที่เหมาะสมที่สุดกับโหลดรวมถึงการคำนวณทางเศรษฐศาสตร์ (NPV IRR Payback Period) ในบทถัดไป

บทที่ 3
วิธีการดำเนินการวิจัย

3.1 บทนำ

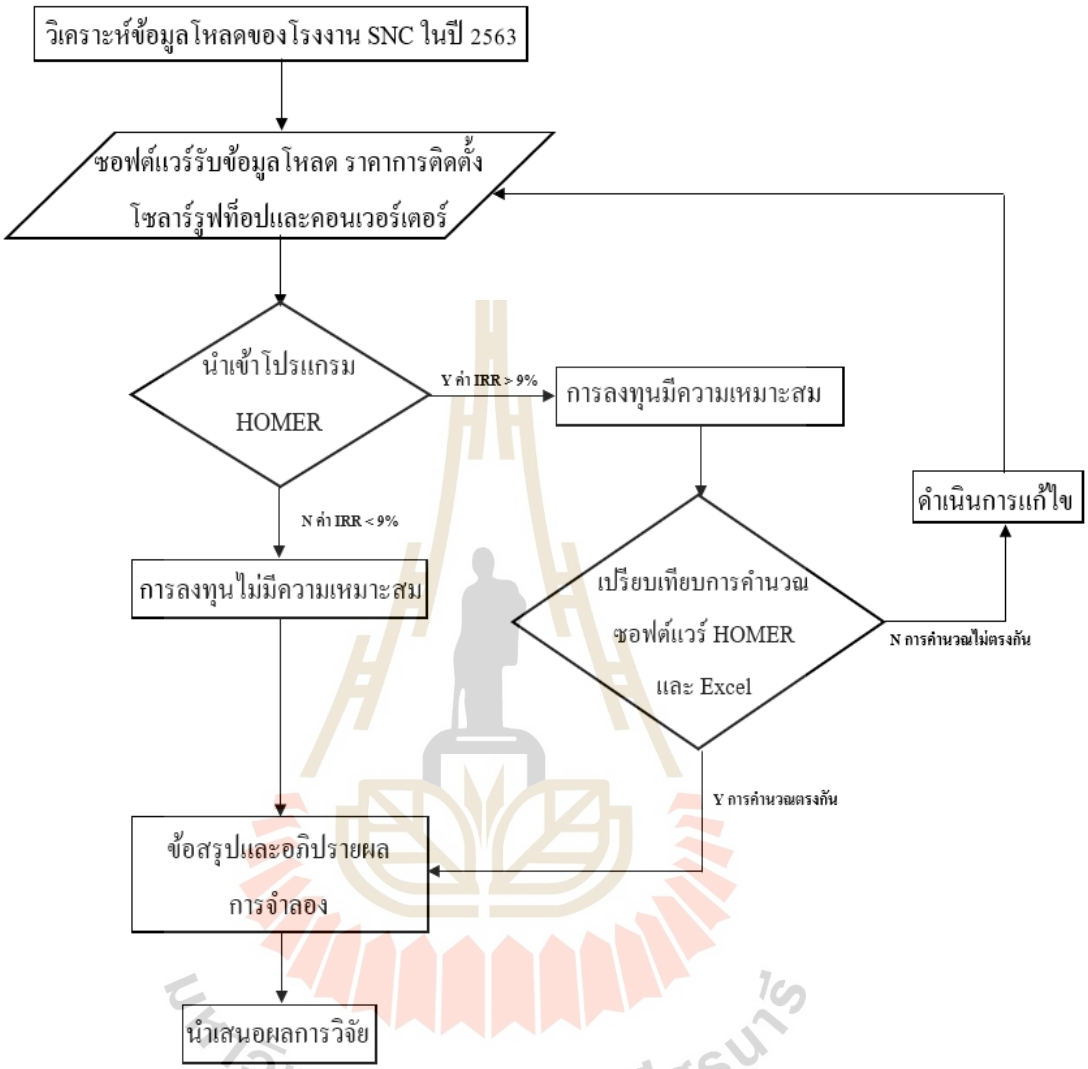
HOMER Pro® เป็นเครื่องมือระดับโลกสำหรับการเพิ่มประสิทธิภาพการออกแบบและประเมินระบบไมโครกริดในทุกภาคส่วน ตั้งแต่ อาคาร ตึกจนถึงโรงงานอุตสาหกรรม โดย HOMER ย่อมาจาก Hybrid Optimization of Multiple Electric Renewables)

H. Rezzouk and A. Mellit (2015) กล่าวว่ามีงานวิจัยมากมายที่ใช้ HOMER ในการออกแบบและประเมินการติดตั้งพลังงานที่เหมาะสม เช่น การออกแบบระบบพลังงานแบบไฮบริด เป็นต้น ดังนั้นงานวิจัยนี้จะใช้ HOMER ในการหากลยุทธ์การจัดการพลังงานเพื่อลดต้นทุนพลังงานที่เหมาะสมสำหรับฐานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ในการกระบวนการ RER (Renewable Energy Resources) ที่ใช้โซลาร์รูฟท็อปในการติดตั้งบนหลังคา โดยแผนงานวิจัยแสดงดังรูป 3.1

จากการศึกษาและวิเคราะห์โหลดการใช้ไฟฟ้าของโรงงาน SCAN-SNC พบว่าปี พ.ศ. 2563 โรงงานมีการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 500000 kWh และค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดอยู่ในช่วง 100-200 kW ดังนั้น กลยุทธ์การจัดการพลังงานไฟฟ้าของโรงงานจึงเป็นแบ่งเป็น 5 วิธีเพื่อหากลยุทธ์ที่เหมาะสมที่สุดในการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปดังนี้

1. กลยุทธ์ที่ 1 จำลองการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 50 kW
2. กลยุทธ์ที่ 2 จำลองการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 100 kW
3. กลยุทธ์ที่ 3 จำลองการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 150 kW
4. กลยุทธ์ที่ 4 จำลองการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 200 kW
5. กลยุทธ์ที่ 5 จำลองการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาดที่เหมาะสมที่สุดสำหรับโหลดปัจจุบัน

วิธีการดำเนินการวิจัย



รูปที่ 3.1 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย

จากขั้นตอนการดำเนินงานวิจัยพบว่าการลงทุนที่มีความเหมาะสมจะต้องมีค่า IRR (Internal Rate of Return) มากกว่า 9% ต่อปีถือว่าเป็นโครงการที่ สำนักกำกับและอนุรักษ์พลังงาน (สกอ.) สนับสนุนให้มีการลงทุนเกิดขึ้น

อ้างอิงจาก : http://www2.dede.go.th/webpage/ef_irr.htm

3.2 การวิเคราะห์ข้อมูลโหลดของโรงงาน SCAN-SNC

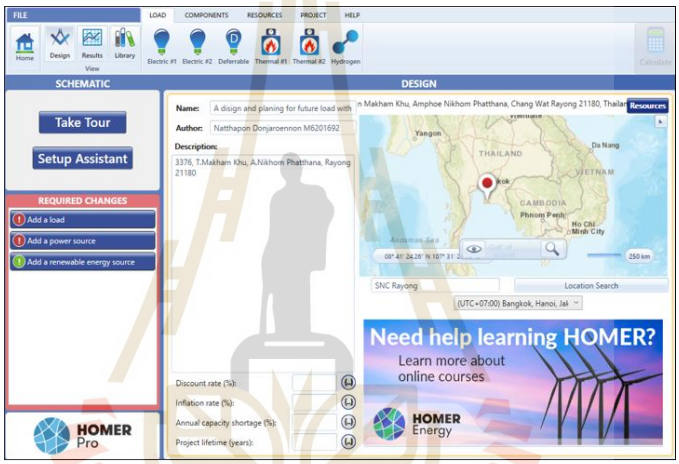
จากข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าทางโรงงาน SCAN-SNC พบว่าในปี พ.ศ. 2563 หน่วยการใช้ไฟฟ้าใน 1 ปีมีค่ามากถึง 500000 หน่วย/ปี และมีค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดถึง 186 กิโลวัตต์ ตามตาตารางที่ 3.1 เนื่องจากอาคารมีพื้นที่มากพอบนดาดฟ้าดังนั้นวิธีการจัดการพลังงานที่เหมาะสมในปัจจุบันคือการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปบนหลังคาตาม 5 กลยุทธ์ที่ออกแบบเพื่อหาขนาดที่เหมาะสมที่สุดสำหรับโหลด จากซอฟต์แวร์ HOMER ที่ใช้ในการวิเคราะห์

ตารางที่ 3.1 การใช้พลังงานไฟฟ้า TOU ของโรงงาน SCAN-SNC ปี พ.ศ. 2563

เดือน	Max Peak Load kW	หน่วยของการใช้พลังงานไฟฟ้า (kWh)			พลังงานไฟฟ้าต่อเดือน kWh
		P	OP	H	
มกราคม	117.00	17280.31	5107.19	7312.50	29700.00
กุมภาพันธ์	120.00	15814.58	5310.93	8214.49	29340.00
มีนาคม	132.00	7560.00	2130.00	1980.00	11670.00
เมษายน	117.00	17280.31	5107.19	7312.50	29700.00
พฤษภาคม	120.00	15814.58	5310.93	8214.49	29340.00
มิถุนายน	138.00	20618.18	5240.45	7981.37	33840.00
กรกฎาคม	135.00	24448.70	5653.04	8508.26	38610.00
สิงหาคม	132.00	24300.00	9240.00	11010.00	44550.00
กันยายน	186.00	27409.09	14563.64	16197.27	58170.00
ตุลาคม	183.00	30780.00	15510.00	19320.00	65610.00
พฤศจิกายน	150.00	26871.43	15010.00	17758.00	59639.43
ธันวาคม	153.00	28590.00	15030.00	15750.00	59370.00

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

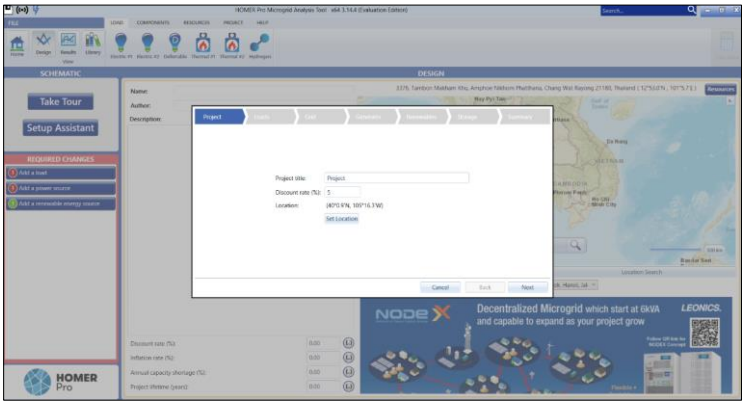
ซอต์แวร์ HOMER เป็นซอฟต์แวร์สำเร็จรูป ช่วยให้สามารถวิเคราะห์แหล่งการผลิตพลังงานโดยการสร้างแบบจำลองแหล่งพลังงาน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานคลื่น และยังมีการออกแบบอุปกรณ์ระบบกักเก็บพลังงาน เช่น แบตเตอรี่ และถังไฮโดรเจน ที่เกี่ยวข้องกับการจ่ายพลังงาน ในความเป็นจริงการออกแบบระบบเหล่านี้ต้องมีการทดสอบและปรับเปลี่ยนค่าของตัวแปรหลายพารามิเตอร์ที่มากมาย ทำให้ยากต่อการวิจัย ด้วยเหตุนี้ ซอฟต์แวร์ HOMER จึงออกแบบมาเพื่อให้ทดสอบดังกล่าว ตัวอย่างเช่น ตัวแปรความเร็วลม ตัวแปรความเข้มของแสงอาทิตย์ ปริมาณการใช้โหลดหรือเชื้อเพลิงและอื่น ๆ อีกมากมาย ที่สามารถวัดได้และเห็นผลลัพธ์ที่มีความแม่นยำสูง หน้าต่างซอฟต์แวร์ของโปรแกรมแสดงดังรูป 3.2



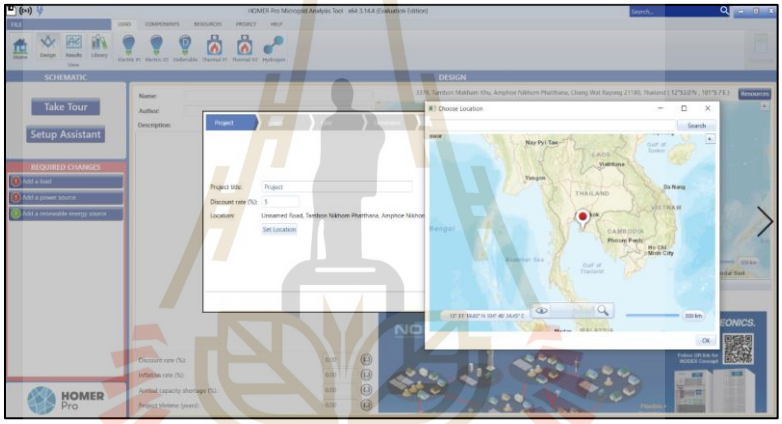
รูปที่ 3.2 หน้าต่างซอฟต์แวร์ HOMER

3.3 ขั้นตอนการตั้งค่าซอฟต์แวร์ HOMER

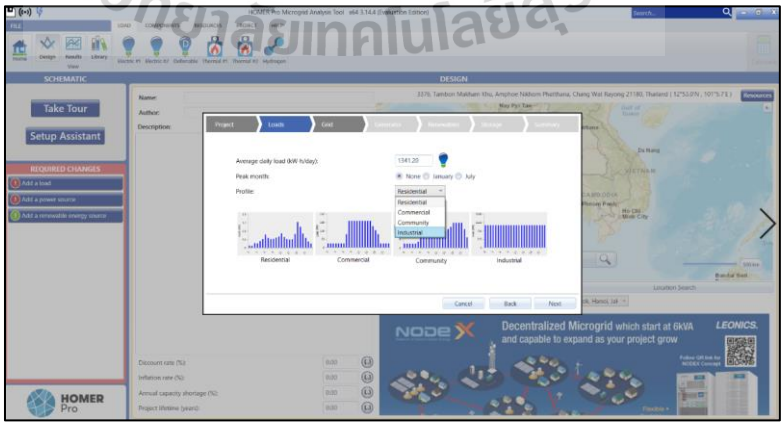
จากรูปที่ 3.2 คลิ๊กหน้าต่าง **Setup Assistant** มุมซ้ายของซอฟต์แวร์เพื่อทำการ Set up ซอฟต์แวร์ที่จะทำการออกแบบระบบ Solar Rooftop หลังจากนั้นจะพบหน้าต่างให้ทำการเซ็ตค่าดังรูปที่ 3.3 - รูปที่ 3.6 ต่อไปนี้



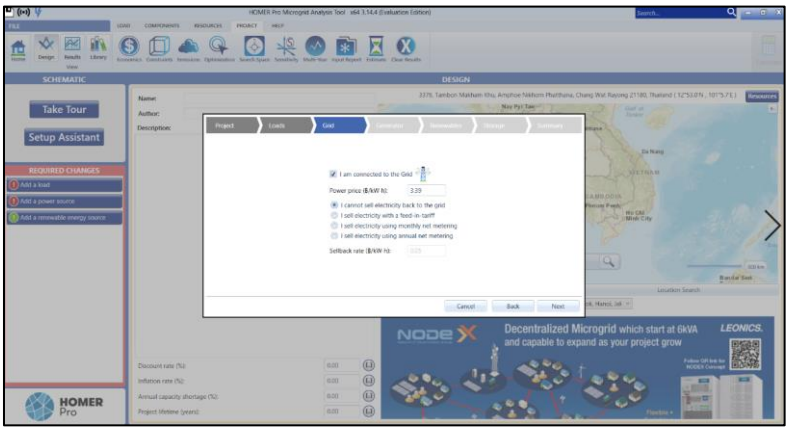
รูปที่ 3.3 การตั้งชื่อโปรเจคและการกำหนด Discount rate (%) ของโปรเจค



รูปที่ 3.4 การกำหนดพิกัดและขอบเขตของโปรเจค



รูปที่ 3.5 การกำหนดโหลดให้เป็นโหลดของโรงงานอุตสาหกรรม



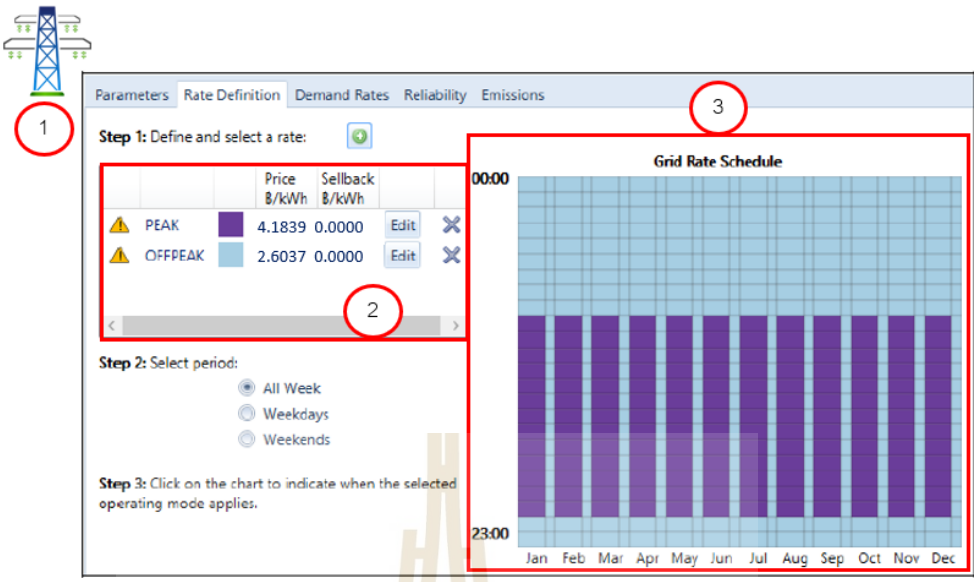
รูปที่ 3.6 การกำหนดราคา THB/kWh ของโครงข่ายการไฟฟ้า

การกำหนดราคา THB/kWh และโหลดของโครงข่ายเพิ่มเติม

โรงงาน SCAN-SNC เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 TOU โดยผู้ใช้ไฟรับซื้อไฟฟ้าที่แรงดันอยู่ในช่วง 22-33 kV ตามตารางที่ 3.2 นำค่าพลังงานไฟฟ้า บาท/หน่วย ของช่วง ON Peak, Off Peak มาป้อนลงซอฟต์แวร์ดังรูป 3.7 ตามหมายเลย 1-3 ตามลำดับ

ตารางที่ 3.2 ผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่มิเตอร์แบบ TOU

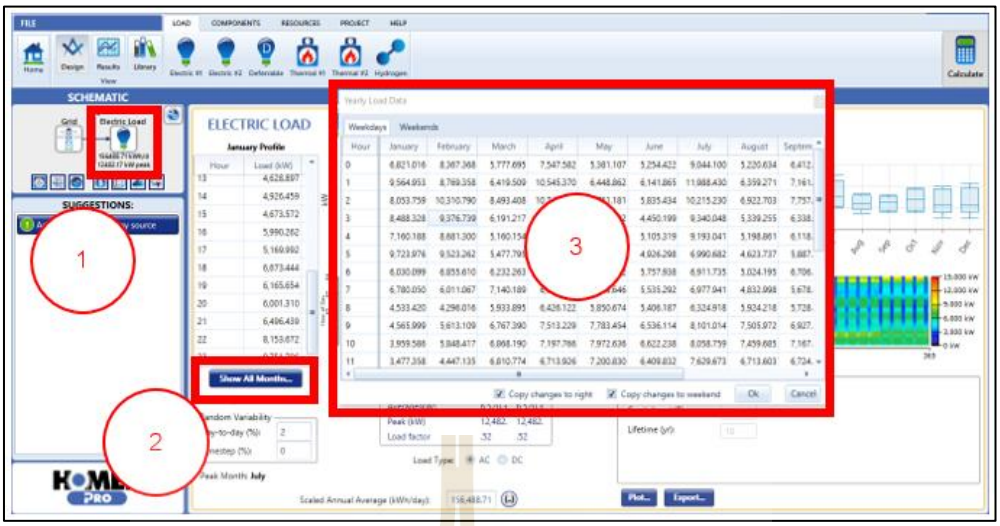
ระดับแรงดันไฟฟ้า	Peak Load	ค่าพลังงานไฟฟ้า (THB/kWh)		ค่าบริการ
	THB/kW	On Peak	Off Peak	THB
1. แรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป	74.14	4.1025	2.5849	312.24
2. แรงดันช่วง 22-33 kV (PEA)	132.93	4.1839	2.6037	312.24
3. แรงดันต่ำกว่า 22 kV (PEA)	210	4.3297	2.6369	312.24



รูปที่ 3.7 พารามิเตอร์พลังงานไฟฟ้าและชั่วโมงการทำงานจากตาราง TOU

ทำการคลิกตัวเลือกตามลับดับ 1 – 3 จากนั้น เลือกค่าช่วง ON PEAK – OFF PEAK ของระหว่างวัน กำหนดราคา บาท/หน่วย ในหมายเลข 2 และกำหนดช่วงเวลา ON PEAK – OFF PEAK ตามหมายเลข 3 โดยค่าจะเป็นไปตามตาราง TOU จากนั้น ทำการเซ็ตค่าโหลดดังรูปที่ 3.8 กำหนดค่าโหลด ตามข้อมูลการใช้โหลดของโรงงาน คลิกทำตามหมายเลข 1 – 3 จากนั้นใส่ค่าโหลดของโรงงานปี พ.ศ.2563 ที่ทำการบันทึกไว้ใน EXCEL ลงในกรอบหมายเลข 3

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



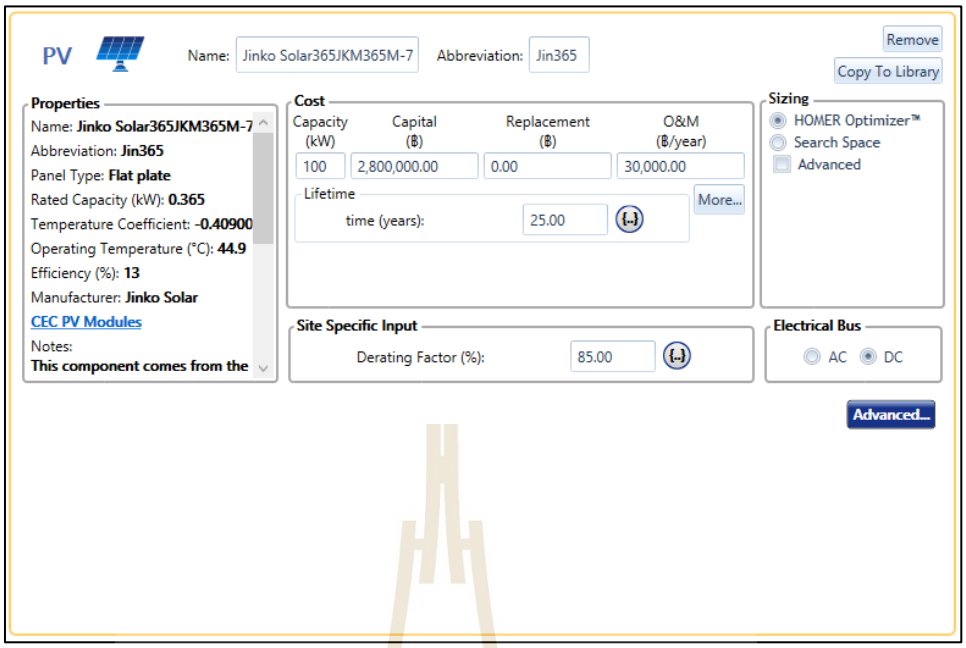
รูปที่ 3.8 การใส่ข้อมูลโหลดของโรงงาน (Monthly Load Data)

เมื่อทำการตั้งค่าโหลดของโรงงานเสร็จ วิธีการเซ็ตค่าถัดไปคือการเซ็ตค่าตัวแปรราคาของโซลาร์รูฟท็อปและคอนเวอร์เตอร์ที่ตลอดอายุการใช้งาน ซึ่งราคาและอายุการใช้งานแสดงในตารางที่ 3.3 และรูปที่ 3.9 ถึงรูปที่ 3.10

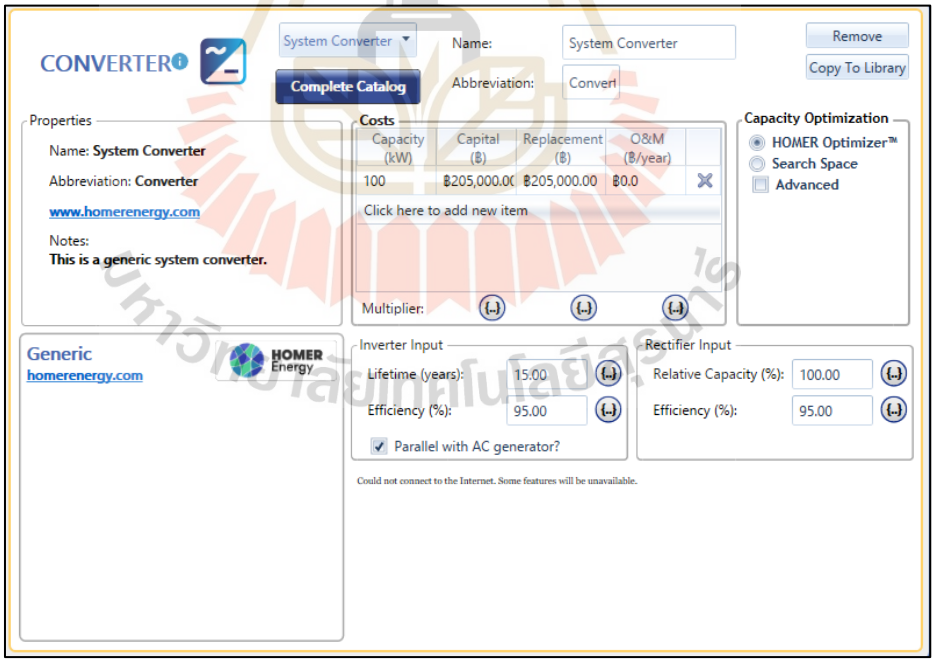
ตารางที่ 3.3 Price of Component

Component	**Initial Capital Cost (THB/100kW)**	**Operation & Maintenance Cost (THB/Year)**	**Life Time (Years)**
PV Solar roof (JINKO JKM365)	2,800,000	30,000	25
Inverter (SMA-SUNNY110)	205,000	-	15

*THB=Thai Baht



รูปที่ 3.9 พารามิเตอร์การกำหนดขนาดและราคาของโซลาร์รูฟท็อป



รูปที่ 3.10 พารามิเตอร์การกำหนดขนาดและราคาของคอนเวอร์เตอร์

จากรูปที่ 3.9 และรูปที่ 3.10 ดำเนินการใส่ข้อมูลและราคาตามขนาดการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปในแต่ละกลยุทธ์การจัดการพลังงานทั้ง 4 กลยุทธ์ คือ (1) กลยุทธ์ที่ 1 จำลองการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 100 kW (2) กลยุทธ์ที่ 2 จำลองการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 150 kW (3) กลยุทธ์ที่ 3 จำลองการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 200 kW และ (4) กลยุทธ์ที่ 4 จำลองการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาดที่เหมาะสมที่สุดสำหรับโหลดปัจจุบัน เมื่อได้ผลลัพธ์ทั้ง 4 กลยุทธ์ เพื่อเป็นการทดสอบความน่าเชื่อถือของโปรแกรมจึงต้องมีการใช้สูตรและทฤษฎีในการอ้างอิงว่าซอฟต์แวร์มีความถูกต้องอย่างไร

3.4 เครื่องมือที่ใช้ในการวิเคราะห์เปรียบเทียบความน่าเชื่อถือของ HOMER

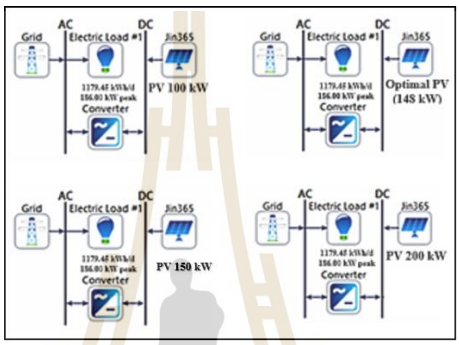
จากกลยุทธ์การจัดการพลังงานทั้ง 4 กลยุทธ์อัตราผลตอบแทนภายในและระยะเวลาในการคืนทุนที่ได้จาก HOMER เนื่องจาก HOMER เป็นซอฟต์แวร์สำเร็จรูปดังนั้นจึงต้องมีการทดสอบในด้านความน่าเชื่อถือ ดังนั้นซอฟต์แวร์ที่ใช้คือ Microsoft Excel ในการเปรียบเทียบ ซึ่งผู้วิจัยได้จัดทำซอฟต์แวร์ ไว้เปรียบเทียบดังรูปที่ 3.11

	A	B	C	D	E	F	G	H
8	Optimal (148 kW)							
9	ปี	เงินลงทุน (Initial Cost)	พลังงานที่ประหยัดได้ต่อปี (MTHB)	NPV	IRR	NPV (O&M)		Capital cost (MTHB)
10	(Period)	(MTHB)	(Saving Energy Cost/Year)	(MTHB)	(%)	(+0.03M)		4.41
11	0	-4.41	0	-4.41		-4.41		
12	1		0.491	-3.92		-3.99		Discounted Rate (%)
13	2		0.491	-3.43		-3.60		5.00
14	3		0.491	-2.94		-3.23		
15	4		0.491	-2.45		-2.87		Life Time (years)
16	5		0.491	-1.96		-2.54		25
17	6		0.491	-1.46		-2.22		
18	7		0.491	-0.97		-1.91		Save E Tariff per year (MTHB)
19	8		0.491	-0.48		-1.63		0.491
20	9		0.491	0.01	จุดคุ้มทุน	-1.36		
21	10		0.491	0.50		-1.10		Discounted rate is not included
22	11		0.491	0.99		-0.86		4.41 MTHB/0.491 = 8.98 years
23	12		0.491	1.48		-0.63		
24	13		0.491	1.97		-0.41		Saving from interuption (MTHB)
25	14		0.491	2.46		-0.20		0
26	15		0.491	2.96		-0.01		
27	16		0.491	3.45		0.18		O & M per year (MTHB)
28	17		0.491	3.94		0.35		0.03
29	18		0.491	4.43		0.52		
30	19		0.491	4.92		0.67		Price escalatiion (%)
31	20		0.491	5.41		0.82		0
32	21		0.491	5.90		0.96		
33	22		0.491	6.39		1.09		
34	23		0.491	6.88		1.21		
35	24		0.491	7.37		1.32		
36	25		0.491	7.87		1.43		

รูปที่ 3.11 Microsoft Excel ที่ใช้คำนวณการเปรียบเทียบความน่าเชื่อถือของ HOMER

3.5 โครงสร้างโมเดลแบบจำลองกลยุทธ์การจัดการพลังงาน

จากขั้นตอนการตั้งค่าซอฟต์แวร์ HOMER จะได้โมเดลแบบจองลองกลยุทธ์การจัดการพลังงานดังรูปที่ 3.12 แต่เปลี่ยนขนาดการติดตั้งตามกลยุทธ์ที่ออกแบบไว้ตามขนาดโซลาร์รูฟท็อป 50 kW, 100 kW, 150 kW, 200 kW และขนาดโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสม เพื่อให้ซอฟต์แวร์คำนวณหาพารามิเตอร์ต่างๆ รวมถึงระบบเศรษฐศาสตร์ เพื่อนำมาเปรียบเทียบกับสูตรว่าซอฟต์แวร์มีความเหมาะสมหรือไม่ สำหรับราคาการพิจารณาจะใช้ตารางที่ 3.4



รูปที่ 3.12 โมเดลการจำลองกลยุทธ์การจัดการพลังงาน

ตารางที่ 3.4 เรทราคาการติดตั้ง Solar Rooftop

อัตราราคา Solar Cell	กิโลวัตต์ละ (บาท)
ต่ำกว่า 100 kW	45000
100 kW ถึง 199 kW	35000
200 kW ถึง 499 kW	32000
500 kW ถึง 999 kW	30000
1 MW	20000

*ราคาอาจมีการเปลี่ยนแปลงขึ้นกับการตลาด

3.6 สรุป

จากบทที่ 3 เป็นวิธีการดำเนินงานวิจัย บนนี้จะกล่าวถึงการดีไซด์แบบจำลองการติดตั้ง Solar Rooftop ขนาดต่าง ๆ ของกลยุทธ์ที่ออกแบบ ผลลัพธ์จาก Simulation จะนำไปคำนวณการเปรียบเทียบระหว่างซอฟต์แวร์ HOMER และสูตรทาง Excel ว่ามีความเหมือนหรือแตกต่างกันอย่างไร ในบทถัดไป

บทที่ 4
ผลการศึกษา และการวิเคราะห์ผล

4.1 บทนำ

จากวิธีการดำเนินการวิจัย บทนี้จะนำเสนอผลลัพธ์ของการจำลองกลยุทธ์การจัดการพลังงานทั้ง 4 กลยุทธ์จากซอฟต์แวร์ HOMER คือ (1) การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 100 kW, (2) การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 150 kW, (3) การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 200 kW และ (4) การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมที่สุดสำหรับโหลดปัจจุบันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 500000 kWh/year อีกทั้งซอฟต์แวร์ HOMER เป็นซอฟต์แวร์สำเร็จรูปจึงต้องวิเคราะห์และคำนวณการเปรียบเทียบค่าพารามิเตอร์ทางด้านการลงทุนในการทดสอบความน่าเชื่อถือของซอฟต์แวร์ ว่ามีความเหมาะสมกับการนำไปใช้งานหรือไม่ มีข้อดี ข้อเสียต่างกันอย่างไร โดยผลการจำลองและการวิเคราะห์แสดงในหัวข้อถัดไป

4.2 การวิเคราะห์พารามิเตอร์ทางด้านการลงทุน

การประเมินโครงการลงทุนในมุมมองของเจ้าของโครงการ หรือ ผู้ประกอบการจะมุ่งเน้นที่ ผลตอบแทนสุทธิ หลังจากหัก ภาษีเงินได้นิติบุคคล แล้ว ดังนั้นเครื่องมือที่ใช้ในการประเมินไม่ว่าจะเป็น NPV IRR หรือ PB จะใช้กับกระแสเงินสด หลังจากหักภาษี เงินได้นิติบุคคล แล้วในขณะที่ การ ประเมินโครงการลงทุนในมุมมองของ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน โดยสำนักกำกับ และ อนุรักษ์พลังงาน (สกอ.) ซึ่งเป็น หน่วยงานของรัฐจะ แตกต่างจากในมุมมอง ของเจ้าของโครงการ เนื่องจากสกอ. จะต้องคำนึงถึง ผลประโยชน์ โดยรวมของระบบเศรษฐกิจที่จะเกิดจากการให้การสนับ สนุนการอนุรักษ์พลังงาน มิใช่ ผลตอบแทนที่ภาคเอกชนจะได้รับ การวัดผลตอบแทนโดยรวม ของระบบเศรษฐกิจ จะใช่เครื่องมือที่เรียกว่า อัตราผลตอบแทนการลงทุนทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Internal Rate of Return : EIRR) โครงการลงทุน ที่มีค่า EIRR เกินกว่าค่ามาตรฐาน ร้อยละ 9 ต่อปี หรือ NPV มีค่าเป็นบวก ถือว่าเป็นโครงการที่ สกอ. สนับสนุนให้เกิดขึ้น

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) คือผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลการประหยัดต้นทุนพลังงานจากมาตรการในรูปตัวเงินที่คาดว่าจะได้รับในแต่ละปี ตลอดอายุของโครงการ กับมูลค่าปัจจุบันของเงินที่จ่ายออกไป ภายใต้การพิจารณา ณ อัตราลดคิดลด (discount rate) หรือค่าของทุน (cost of capital) ที่กำหนดจากคำนิยามข้างต้น การคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิได้จากสูตรดังนี้

$$NPV = \sum_{i=1}^{n} \frac{ESn}{(1+i)^n} - I_0 \tag{4.1}$$

NVP (Discount rate, value1, value2, ...) + (-Initial Cost) (4.2)

Discount rate จะอ้างอิงเป็นค่าเดียวกันตลอดอายุโครงการและขึ้นอยู่กับอัตราดอกเบี้ยของตลาดที่ผู้ลงทุนเผชิญอยู่ซึ่งเป็นฐานการคิดวิเคราะห์ (base case) อย่างน้อยควรมีค่าของเงินทุนเท่ากับอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประจำที่ผู้ลงทุนได้รับ

NPV (Net Present Value) จะแสดงให้เห็นว่าโครงการที่กำลังพิจารณามีมูลค่าสุทธิของการลงทุนมีมูลค่าเท่าไรเมื่อสิ้นสุดโครงการ หลักการลงทุนคือ ถ้า NPV มีค่าเป็นบวก สามารถลงทุนได้ ในทางกลับกันถ้า NPV มีค่าเป็นลบ ส่งผลให้โครงการที่กำลังพิจารณายังไม่เหมาะสมกับการลงทุน

อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) คืออัตราคิดลด (discount rate) ที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสด (NPV) มีค่าเป็นศูนย์ สามารถคำนวณได้จากสูตรดังนี้

$$-I_0 + \sum_{i=1}^{n} \frac{ESn}{(1+IRR)^n} \tag{4.3}$$

IRR (value0, value1, …, Discount rate) (4.4)

การคำนวณหาค่า IRR ก็คือการหาค่า Discount rate ที่ทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ ถ้าค่า IRR มากกว่าหรือเท่ากับค่าของทุน Discount rate (i) ที่ผู้ลงทุนเลือกใช้เป็นจุดตัดสินใจ ก็ถือได้ว่าโครงการดังกล่าวเป็นโครงการที่น่าลงทุน โดยทั่วไปแล้ว ทั้งวิธีประเมินโครงการจากค่า IRR และ NPV จะให้ผลการตัดสินใจรับโครงการหรือปฏิเสธโครงการเป็นไปในทำนองเดียวกัน แต่ในบางกรณีที่ใช้ข้อสมมติ เช่นวิธีการหักค่าเสื่อมราคา อาจทำให้คำตอบที่ได้ทั้ง 2 วิธีขัดแย้งกัน ดังนั้นการพิจารณาโครงการลงทุนจากทั้ง 2 วิธีจึงต้องคำนึงถึง ข้อสมมติ ที่ใช้ในการคำนวณด้วยเช่นกัน

ต้นทุนพลังงาน (COE) คือต้นทุนเฉลี่ย/กิโลวัตต์ชั่วโมงของพลังงานไฟฟ้าสามารถคำนวณได้จากสมการ

$$COE = \frac{TAC}{L_{prim,AC} + L_{prim,DC}} \tag{4.5}$$

ต้นทุนรวม (TAC) คือมูลค่ารายปีของต้นทุนปัจจุบันสุทธิต่อผลรวมของโหลด AC และ DC

ระยะเวลาในการคืนทุน (Payback Period: PB) คือระยะเวลาที่กระแสเงินสดจากโครงการสามารถชดเชยกระแสเงินสดที่จ่ายลงทุนเท่ากับตอนเริ่มโครงการ คำนวณได้จากสูตรดังนี้

$$Payback_Period = \frac{TotalEnvestment}{AnnualEnergy\,Cos\,tSaveing} \tag{4.6}$$

ต้นทุนพลังงาน (COE) คือต้นทุนเฉลี่ย/กิโลวัตต์ชั่วโมงของพลังงานไฟฟ้าสามารถคำนวณได้จากสมการ

4.3 ปัจจัยเพิ่มเติมที่ควรคำนึงถึงการลงทุนต่อโครงการ

4.3.1 ปริมาณพลังงานที่ประหยัดได้จะต้องประเมินจากค่าทางเทคนิคที่มีหลักฐานอ้างอิงรวมทั้งควรมีค่าความคลาดเคลื่อนที่อาจเกิดขึ้น

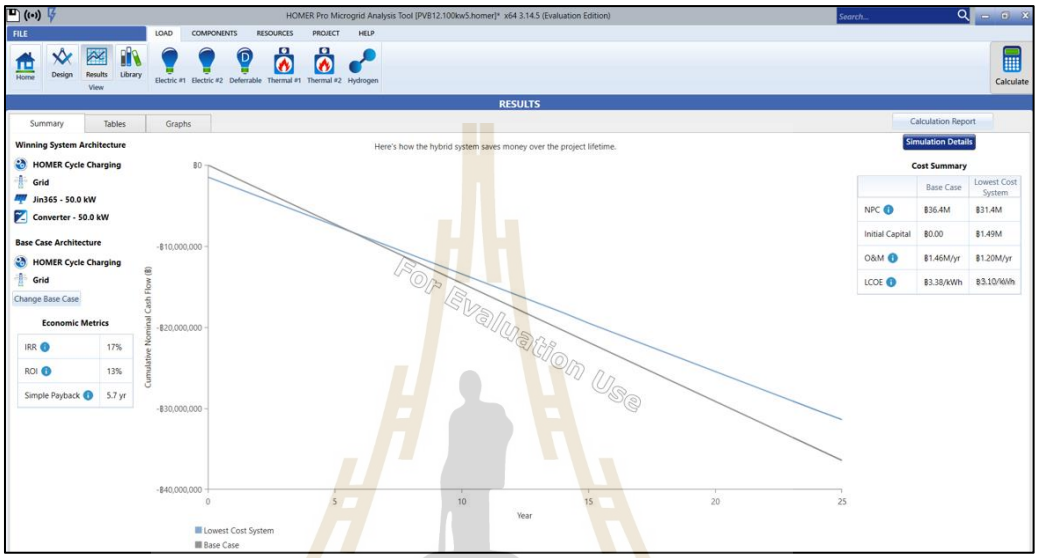
4.3.2 ราคาของวัสดุหรืออุปกรณ์อนุรักษ์พลังงานควรมาจากแหล่งที่น่าเชื่อถือและสะท้อนความเป็นจริงให้มากที่สุด

4.3.3 การกำหนดอายุของโครงการ ซึ่งจะขึ้นอยู่กับอายุการใช้งาน (Service life) ของเครื่องมือ เครื่องจักร หรือวัสดุ อุปกรณ์ที่นำมาใช้ในการติดตั้งจริง

4.3.4 การคำนวณ IRR จะไม่นำอัตราเงินเฟ้อมาคิด เนื่องจาก IRR เป็นการวัดผลตอบแทนการลงทุนในโครงการ โดยใช้มูลค่าที่แท้จริง (หรือราคาคงที่ ณ ปีฐาน) ดังนั้นจึงไม่สมควรที่จะมีการปรับตัวเลขค่าใช้จ่ายหรืออัตราค่าพลังงานตามภาวะเงินเฟ้อ

4.4 ผลการจำลองและการวิเคราะห์โซลาร์รูฟท็อปขนาด 50 kW

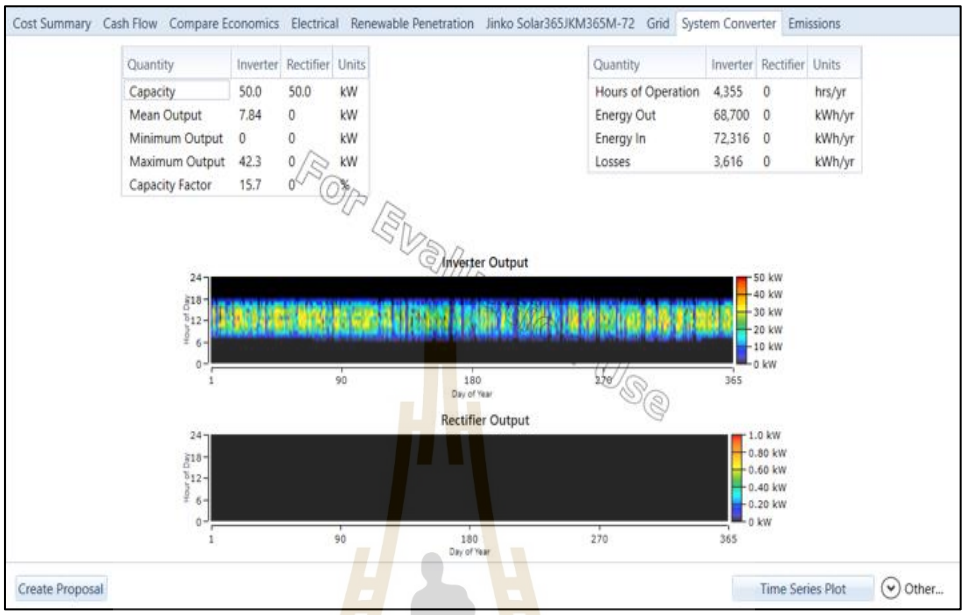
การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปจะต้องลงทุนในจำนวนเงิน 1.49 ล้านบาท ต้นทุนพลังงาน บาท/หน่วย ลดลงเหลือ 3.10 บาท/หน่วย อัตราผลตอบแทนภายใน 17% และมีระยะเวลาการคืนทุน 5.7 ปี ดังรูป 4.1



รูปที่ 4.1 ผลการจำลองโซลาร์รูฟท็อปขนาด 50 kW

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

วิเคราะห์ผลการจำลอง เปรียบเทียบผลการจำลองจากซอฟต์แวร์ HOMER และสูตรทางทฤษฎี



รูปที่ 4.2 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ของโซลาร์รูฟท็อปขนาด 50 kW

จากรูปที่ 4.2 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ของโซลาร์รูฟท็อปขนาด 50 kW พบว่า พลังงานโซลาร์เอาต์พุตที่ผลิตได้ต่อปี ที่ประสิทธิภาพ 95% คือ 68700 kWh/Year จากค่าพลังงานไฟฟ้า TOU ON Peak คือ 4.1839 บาท/หน่วย และ Off Peak คือ 2.6037 บาท/หน่วย ดังนั้นต้นทุนเฉลี่ย (Cost of Energy: COE) จะมีค่าประมาณ 3.5 THB/kWh เพื่อใช้คำนวณประหยัดค่าพลังงานไฟฟ้าใน 1 ปี การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปใช้จำนวนเงินลงทุน 1.49 ล้านบาท ค่าพารามิเตอร์แสดงดังตารางที่ 4.1 และการคำนวณ NPV, IRR จากสูตรข้างต้นแสดงในตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.1 วิเคราะห์พารามิเตอร์เอาต์พุตการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 50 kW

พลังงานที่โซลาร์เซลล์ผลิตได้ (Efficiency 95 %)	**68700 kWh/Year**
จากตาราง TOU ค่าเฉลี่ยของพังงานไฟฟ้า ON Peak, Off Peak ประมาณ 3.5 THB/kWh	
1 ปีสามารถประหยัดได้ 68700 x 3.5	240450 THB/Year
เงินลงทุน (Initial Cost)	1.49 MTHB

ตารางที่ 4.2 การคำนวณ NPV IRR ของโซลาร์รูฟท็อปขนาด 50 kW

ปี (Period)	**เงินลงทุน (MTHB)**	**Saving Energy Cost/Year (MTHB) จาก HOMER**	**NPV (MTHB)**	**IRR (%)**	**Saving Energy Cost/Year (MTHB) จาก Excel คิดแผงเสื่อมสภาพ 0.7% / ปี**	**NPV (MTHB)**
0	-1.49	0	-1.49		0	-1.49
1		0.24045	-1.25		0.2404500	-1.25
2		0.24045	-1.01		0.2344388	-1.02
3		0.24045	-0.77		0.2269367	-0.79
4		0.24045	-0.53		0.2180862	-0.57
5		0.24045	-0.29		0.2080542	-0.36
6		0.24045	-0.05	จุดคุ้มทุน	0.1970273	-0.17
7		0.24045	0.19		0.1852057 (จุดคุ้มทุน)	0.02
8		0.24045	0.43		0.1727969	0.19
9		0.24045	0.67		0.1600099	0.35
10		0.24045	0.91		0.1470491	0.50
11		0.24045	1.15		0.1341088	0.63
ปี (Period)	เงินลงทุน (MTHB)	Saving Energy Cost/Year (MTHB) จาก HOMER	NPV (MTHB)	IRR (%)	Saving Energy Cost/Year (MTHB) จาก Excel คิดแผงเสื่อมสภาพ 0.7% / ปี	NPV (MTHB)
12		0.24045	1.40		0.1213685	0.76
13		0.24045	1.64		0.1200334	0.88
14		0.24045	1.88		0.1069498	0.98
15		0.24045	2.12		0.0945436	1.08
16		0.24045	2.36		0.0838602	1.16
17		0.24045	2.60		0.0729584	1.23
18		0.24045	2.84		0.0629631	1.30
19		0.24045	3.08		0.0538964	1.35
20		0.24045	3.32		0.0457580	1.40
21		0.24045	3.56		0.0385283	1.44
22		0.24045	3.80		0.0321711	1.47
23		0.24045	4.04		0.0266377	1.49
24		0.24045	4.28		0.0218695	1.52
25		0.24045	4.52		0.0178018	1.53
			NPV= 39.4M	IRR= 14%		

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

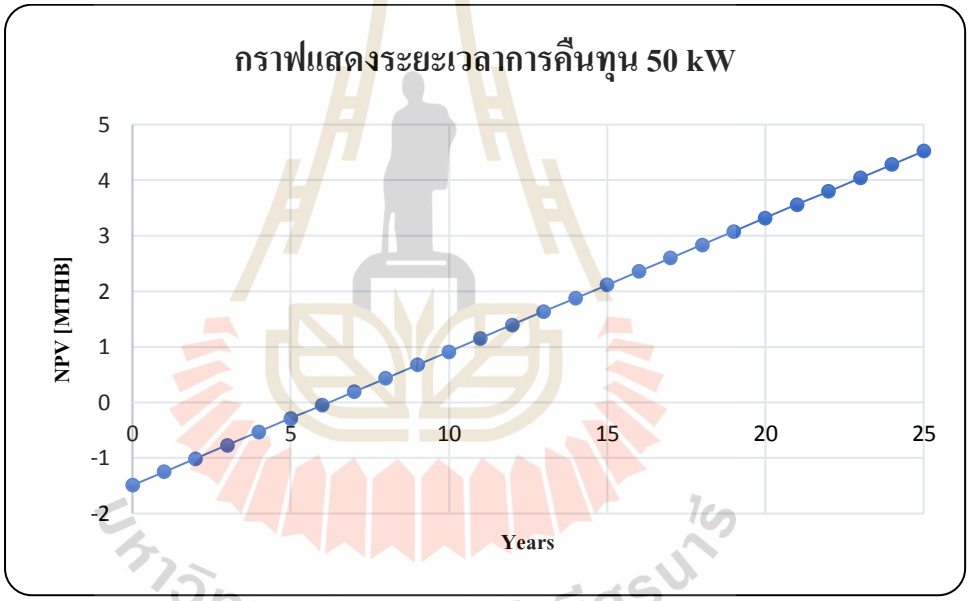
จากสมการที่ (4.5) จำนวนเงินลงทุน 2.99 ล้านบาท ใน 1 ปีสามารถลดพลังงานได้ 0.24045 ล้านบาท ระยะเวลาในการคืนทุนหาได้ดังนี้

$$Payback_Period = \frac{TotalEnvestment}{AnnualEnergy\,Cos\,tSaveing}$$

$$Payback_Period = \frac{1.49\ \text{MTHB}}{0.24045\ MTHB/Year}$$

$$Payback_Period = 6 - Years$$

กรณีคิดแผงที่มีการเสื่อมสภาพ 0.7% ต่อปีพบว่าการคืนทุนจะมีระยะเวลาขยายออกดังตารางถึงประมาณ 7 ปี



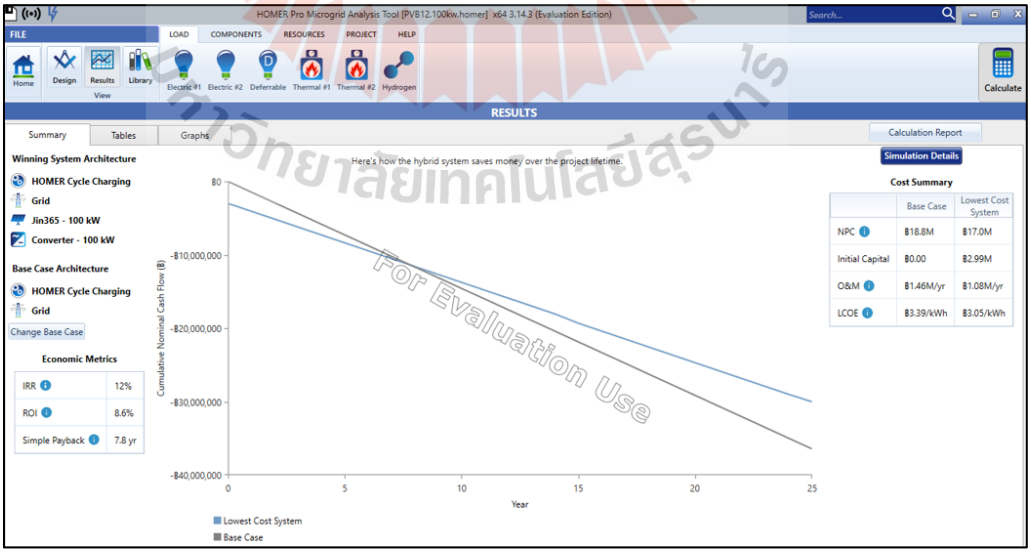
รูปที่ 4.3 กราฟแสดงระยะเวลาการคืนทุน 50 kW

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

รูปที่ 4.4 กราฟแสดงระยะเวลาการคืนทุน 50 kW (คิดแผงเสื่อมสภาพ 0.7% ต่อปี)

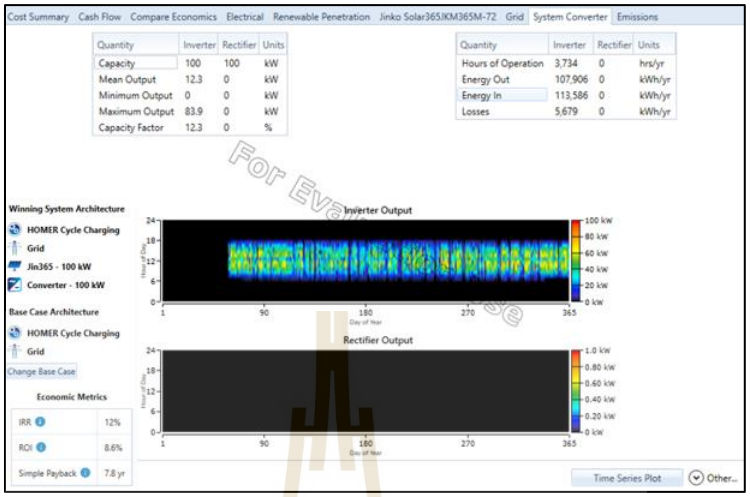
4.5 ผลการจำลองและการวิเคราะห์โซลาร์รูฟท็อปขนาด 100 kW

การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปจะต้องลงทุนในจำนวนเงิน 2.99 ล้านบาท ต้นทุนพลังงาน บาท/หน่วย ลดลงเหลือ 3.05 บาท/หน่วย อัตราผลตอบแทนภายใน 12% และมีระยะเวลาการคืนทุน 7.8 ปี ดังรูป



รูปที่ 4.5 ผลการจำลองโซลาร์รูฟท็อปขนาด 100 kW

วิเคราะห์ผลการจำลอง เปรียบเทียบผลการจำลองจากซอฟต์แวร์ HOMER และสูตรทางทฤษฎี



รูปที่ 4.6 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ของโซลาร์รูฟท็อปขนาด 100 kW

จากรูปที่ 4.6 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ของโซลาร์รูฟท็อปขนาด 100 kW พบว่า พลังงานโซลาร์เอาต์พุตที่ผลิตได้ต่อปี ที่ประสิทธิภาพ 95% คือ 107906 kW/Year จากค่าพลังงานไฟฟ้า TOU ON Peak คือ 4.1839 บาท/หน่วย และ Off Peak คือ 2.6037 บาท/หน่วย ดังนั้นต้นทุนเฉลี่ย (Cost of Energy: COE) จะมีค่าประมาณ 3.5 THB/kWh เพื่อใช้คำนวณประหยัดค่าพลังงานไฟฟ้าใน 1 ปี การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปใช้จำนวนเงินลงทุน 2.99 ล้านบาท ค่าพารามิเตอร์แสดงดังตารางที่ 4.3 และการคำนวณ NPV, IRR จากสูตรข้างต้นแสดงในตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.3 วิเคราะห์พารามิเตอร์เอาต์พุตการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 100 kW

พลังงานที่โซลาร์เซลล์ผลิตได้ (Efficiency 95 %)	**107906 kW/Year**
จากตาราง TOU ค่าเฉลี่ยของพังงานไฟฟ้า ON Peak, Off Peak ประมาณ 3.5 THB/kWh	
1 ปีสามารถประหยัดได้ 107906 x 3.5	377671 THB/Year
เงินลงทุน (Initial Cost)	2.99 MTHB

ตารางที่ 4.4 การคำนวณ NPV, IRR ของโซลาร์รูฟท็อปขนาด 100 kW

ปี (Period)	**เงินลงทุน (MTHB)**	**Saving Energy Cost/Year (MTHB) จาก HOMER**	**NPV (MTHB)**	**IRR (%)**	**Saving Energy Cost/Year (MTHB) จาก Excel คิดแผงเสื่อมสภาพ 0.7% / ปี**	**NPV (MTHB)**
0	-2.99	0	-2.99		0	-2.99
1		0.378	-2.61		0.3780000	-2.61
2		0.378	-2.23		0.3685500	-2.24
3		0.378	-1.86		0.3567564	-1.89
4		0.378	-1.48		0.3428429	-1.54
5		0.378	-1.10		0.3270721	-1.22
6		0.378	-0.72		0.3097373	-0.91
7		0.378	-0.34		0.2911531	-0.62
8		0.378	0.03	จุดคุ้มทุน	0.2716458	-0.34
9		0.378	0.41		0.2515440 (จุดคุ้มทุน)	-0.09
10		0.378	0.79		0.2311690	0.14
11		0.378	1.17		0.2108261	0.35
ปี (Period)	เงินลงทุน (MTHB)	Saving Energy Cost/Year (MTHB) จาก HOMER	NPV (MTHB)	IRR (%)	Saving Energy Cost/Year (MTHB) จาก Excel คิดแผงเสื่อมสภาพ 0.7% / ปี	NPV (MTHB)
12		0.378	1.55		0.1907976	0.54
13		0.378	1.92		0.1886988	0.73
14		0.378	2.30		0.1681307	0.90
15		0.378	2.68		0.1486275	1.05
16		0.378	3.06		0.1318326	1.18
17		0.378	3.44		0.1146944	1.29
18		0.378	3.81		0.0989812	1.39
19		0.378	4.19		0.0847279	1.48
20		0.378	4.57		0.0719340	1.55
21		0.378	4.95		0.0605684	1.61
22		0.378	5.33		0.0505746	1.66
23		0.378	5.70		0.0418758	1.70
24		0.378	6.08		0.0343800	1.74
25		0.378	6.46		0.0279854	1.76
			NPV= 10.88M	IRR= 9%		

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

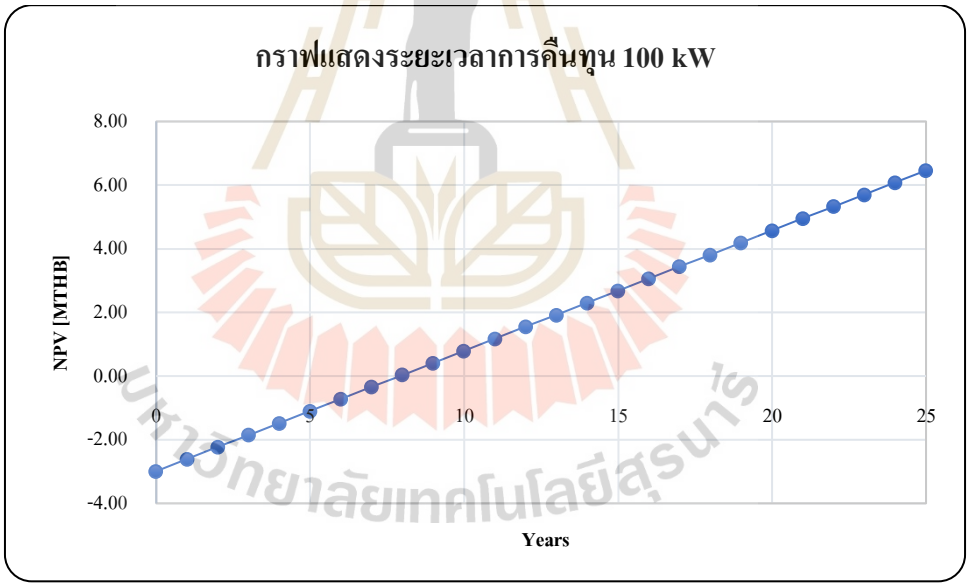
จากสมการที่ (4.5) จำนวนเงินลงทุน 2.99 ล้านบาท ใน 1 ปีสามารถลดพลังงานได้ 0.378 ล้านบาทระยะเวลาในการคืนทุนหาได้ดังนี้

$$Payback_Period = \frac{TotalEnvestment}{AnnualEnergy\,Cos\,tSaveing}$$

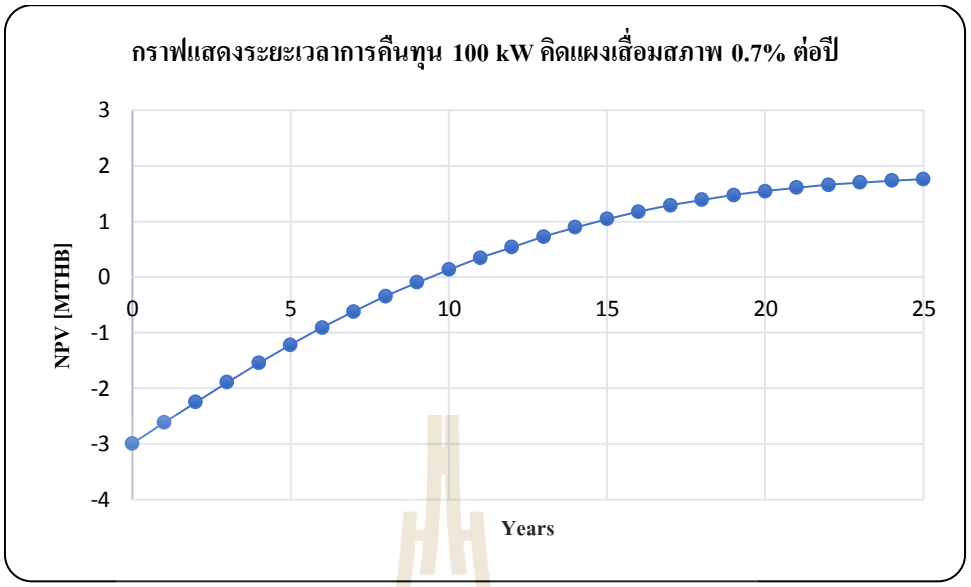
$$Payback_Period = \frac{2.99MTHB}{0.378MTHB/Years}$$

$$Payback_Period = 7.92 - Years$$

กรณีคิดแผงที่มีการเสื่อมสภาพ 0.7% ต่อปีพบว่าการคืนทุนจะมีระยะเวลาขยายออกไปประมาณ 9-10 ปี



รูปที่ 4.7 กราฟแสดงระยะเวลาการคืนทุน 100 kW

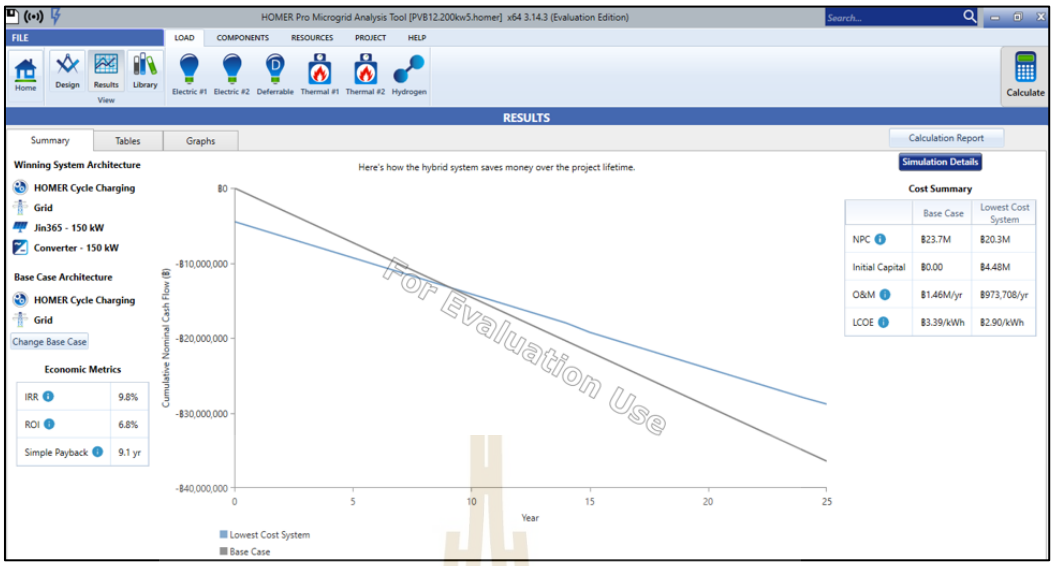


รูปที่ 4.8 กราฟแสดงระยะเวลาการคืนทุน 100 kW (คิดแผงเสื่อมสภาพ 0.7% ต่อปี)

4.6 ผลการจำลองและการวิเคราะห์โซลาร์รูฟท็อปขนาด 150 kW

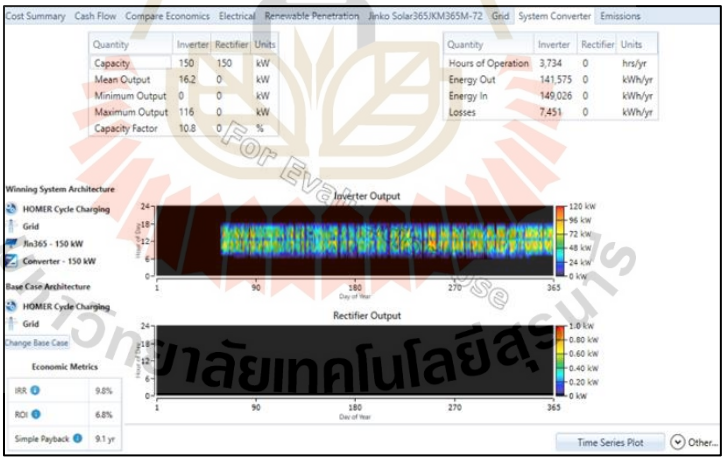
การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปจะต้องลงทุนในจำนวนเงิน 4.48 ล้านบาท ต้นทุนพลังงาน บาท/หน่วย ลดลงเหลือ 2.90 บาท/หน่วย อัตราผลตอบแทนภายใน 9.8% และมีระยะเวลาการคืนทุน 9.1 ปี ดังรูป

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 4.9 ผลการจำลองโซลาร์รูฟท็อปขนาด 150 kW

วิเคราะห์ผลการจำลอง เปรียบเทียบผลการจำลองจากซอฟต์แวร์ HOMER และสูตรทางทฤษฎี



รูปที่ 4.10 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ของโซลาร์รูฟท็อปขนาด 150 kW

จากรูปที่ 4.10 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ของโซลาร์รูฟท็อปขนาด 150 kW พบว่าพลังงานโซลาร์เอาต์พุตที่ผลิตได้ต่อปี ที่ประสิทธิภาพ 95% คือ 141575 kW/Year จากค่าพลังงานไฟฟ้า TOU ON Peak คือ 4.1839 บาท/หน่วย และ Off Peak คือ 2.6037 บาท/หน่วย ดังนั้นต้นทุนเฉลี่ย (Cost of Energy: COE) จะมีค่าประมาณ 3.5 THB/kWh เพื่อใช้คำนวณประหยัดค่าพลังงานไฟฟ้าใน 1 ปี การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปใช้จำนวนเงินลงทุน 4.48 ล้านบาท ค่าพารามิเตอร์แสดงดังตารางที่ 4.5 และการคำนวณ NPV, IRR จากสูตรข้างต้นแสดงในตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.5 วิเคราะห์พารามิเตอร์เอาต์พุตการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 150 kW

พลังงานที่โซลาร์เซลล์ผลิตได้ (Efficiency 95 %)	**141575 kW/Year**
จากตาราง TOU ค่าเฉลี่ยของพังงานไฟฟ้า ON Peak, Off Peak ประมาณ 3.5 THB/kWh	
1 ปีสามารถประหยัดได้ 141575 x 3.5	495513 THB/Year
เงินลงทุน (Initial Cost)	4.48 MTHB

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 4.6 การคำนวณ NPV, IRR ของโซลาร์รูฟท็อปขนาด 150 kW

ปี (Period)	**เงินลงทุน (MTHB)**	**Saving Energy Cost/Year (MTHB) จาก HOMER**	**NPV (MTHB)**	**IRR (%)**	**Saving Energy Cost/Year (MTHB) จาก Excel คิดแผงเสื่อมสภาพ 0.7% / ปี**	**NPV (MTHB)**
0	-4.48	0	-4.48		0	-4.48
1		0.496	-3.98		0.4960000	-3.98
2		0.496	-3.49		0.4836000	-3.50
3		0.496	-2.99		0.4681248	-3.03
4		0.496	-2.50		0.4498679	-2.58
5		0.496	-2.00		0.4291740	-2.15
6		0.496	-1.50		0.4064278	-1.75
7		0.496	-1.01		0.3820421	-1.36
8		0.496	-0.51		0.3564453	-1.01
9		0.496	-0.02	จุดคุ้มทุน	0.3300683	-0.68
10		0.496	0.48		0.3033328	-0.37
ปี (Period)	เงินลงทุน (MTHB)	Saving Energy Cost/Year (MTHB) จาก HOMER	NPV (MTHB)	IRR (%)	Saving Energy Cost/Year (MTHB) จาก Excel คิดแผงเสื่อมสภาพ 0.7% / ปี	NPV (MTHB)
11		0.496	0.98		0.2766395	-0.10
12		0.496	1.47		0.2503588(จุดคุ้มทุน)	0.15
13		0.496	1.97		0.2476048	0.40
14		0.496	2.46		0.2206159	0.62
15		0.496	2.96		0.1950245	0.82
16		0.496	3.46		0.1729867	0.99
17		0.496	3.95		0.1504984	1.14
18		0.496	4.45		0.1298801	1.27
19		0.496	4.94		0.1111774	1.38
20		0.496	5.44		0.0943896	1.47
21		0.496	5.94		0.0794761	1.55
22		0.496	6.43		0.0663625	1.62
23		0.496	6.93		0.0549482	1.68
24		0.496	7.42		0.0451124	1.72
25		0.496	7.90		0.0367215	1.76
			NPV= -0.17M	IRR= 5%		

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

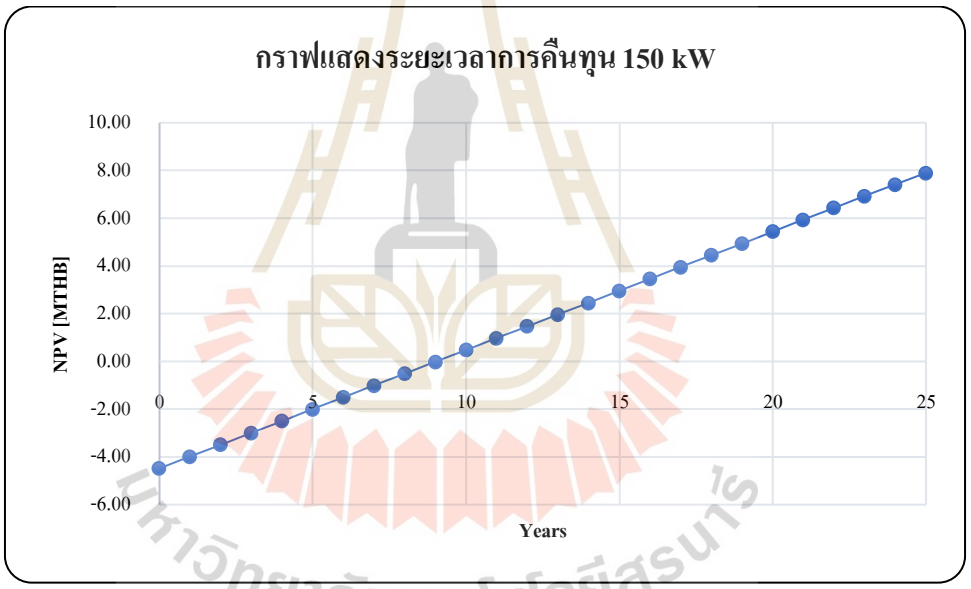
จากสมการที่ (4.5) จำนวนเงินลงทุน 4.48 ล้านบาท ใน 1 ปีสามารถลดพลังงานได้ 0.496 ล้านบาทระยะเวลาในการคืนทุนหาได้ดังนี้

$$Payback_Period = \frac{TotalEnvestment}{AnnualEnergy\,Cos\,tSaveing}$$

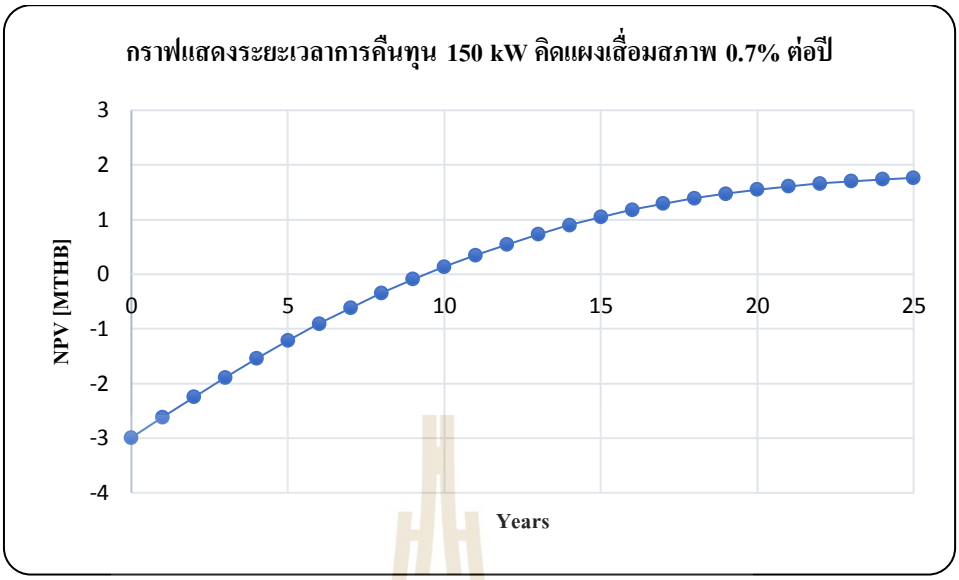
$$Payback_Period = \frac{4.48MTHB}{0.496MTHB/Years}$$

$$Payback_Period = 9.04 - Years$$

กรณีคิดแผงที่มีการเสื่อมสภาพ 0.7% ต่อปีพบว่าการคืนทุนจะมีระยะเวลาออกไปประมาณ 11-12 ปี



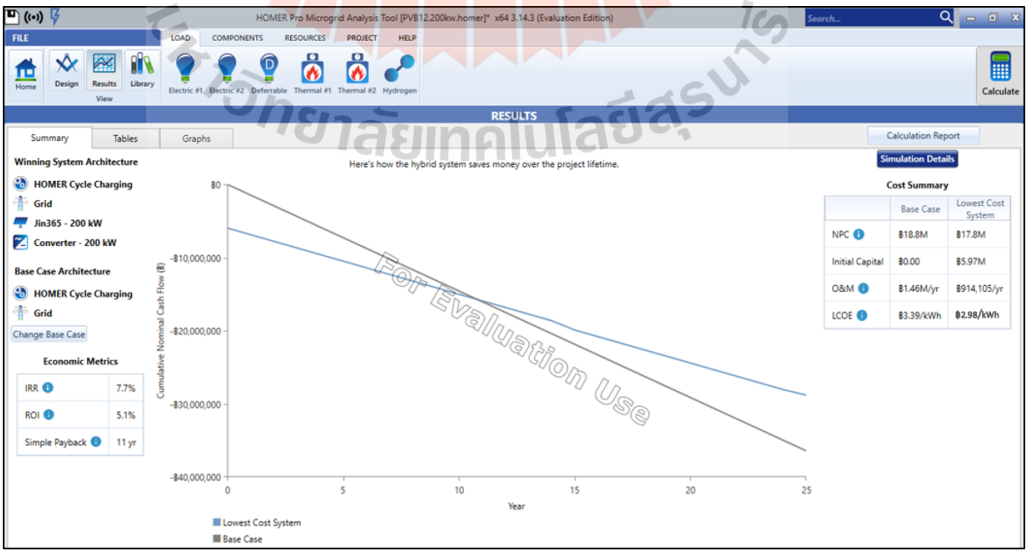
รูปที่ 4.11 กราฟแสดงระยะเวลาการคืนทุน 150 kW



รูปที่ 4.12 กราฟแสดงระยะเวลาการคืนทุน 150 kW (คิดแผงเสื่อมสภาพ 0.7% ต่อปี)

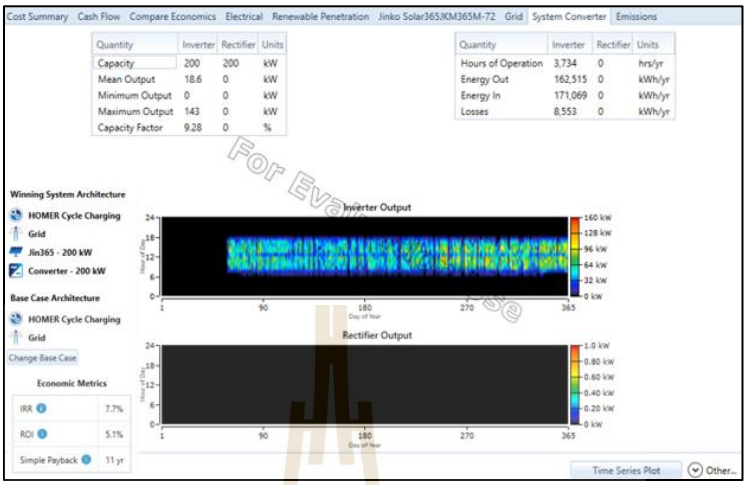
4.7 ผลการจำลองและการวิเคราะห์โซลาร์รูฟท็อปขนาด 200 kW

การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปจะต้องลงทุนในจำนวนเงิน 5.97 ล้านบาท ต้นทุนพลังงาน บาท/หน่วย ลดลงเหลือ 2.90 บาท/หน่วย อัตราผลตอบแทนภายใน 7.7% และมีระยะเวลาการคืนทุน 11 ปี ดังรูป



รูปที่ 4.13 ผลการจำลองโซลาร์รูฟท็อปขนาด 200 kW

วิเคราะห์ผลการจำลอง เปรียบเทียบผลการจำลองจากซอฟต์แวร์ HOMER และสูตรทางทฤษฎี



รูปที่ 4.14 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ของโซลาร์รูฟท็อปขนาด 200 kW

จากรูปที่ 4.14 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ของโซลาร์รูฟท็อปขนาด 200 kW พบว่าพลังงานโซลาร์เอาต์พุตที่ผลิตได้ต่อปี ที่ประสิทธิภาพ 95% คือ 162515 kW/Year จากค่าพลังงานไฟฟ้า TOU ON Peak คือ 4.1839 บาท/หน่วย และ Off Peak คือ 2.6037 บาท/หน่วย ดังนั้นต้นทุนเฉลี่ย (Cost of Energy: COE) จะมีค่าประมาณ 3.5 THB/kWh เพื่อใช้คำนวณประหยัดค่าพลังงานไฟฟ้าใน 1 ปี การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปใช้จำนวนเงินลงทุน 5.97 ล้านบาท ค่าพารามิเตอร์แสดงดังตารางที่ 4.7 และการคำนวณ NPV, IRR จากสูตรข้างต้นแสดงในตารางที่ 4.8

ตารางที่ 4.7 วิเคราะห์พารามิเตอร์เอาต์พุตการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาด 200 kW

พลังงานที่โซลาร์เซลล์ผลิตได้ (Efficiency 95 %)	**162515 kW/Year**
จากตาราง TOU ค่าเฉลี่ยของพังงานไฟฟ้า ON Peak, Off Peak ประมาณ 3.5 THB/kWh	
1 ปีสามารถประหยัดได้ 162515 x 3.5	568802.5 THB/Year
เงินลงทุน (Initial Cost)	5.97 MTHB

ตารางที่ 4.8 การคำนวณ NPV, IRR ของโซลาร์รูฟท็อปขนาด 200 kW

ปี (Period)	เงินลงทุน (MTHB)	Saving Energy Cost/Year (MTHB) จาก HOMER	NPV (MTHB)	IRR (%)	Saving Energy Cost/Year (MTHB) จาก Excel คิดแผงเสื่อมสภาพ 0.7% / ปี	NPV (MTHB)
0	-5.97	0	-5.97		0	-5.97
1		0.569	-5.40		0.5690000	-5.40
2		0.569	-4.83		0.5547750	-4.85
3		0.569	-4.26		0.5370222	-4.31
4		0.569	-3.69		0.5160783	-3.79
5		0.569	-3.13		0.4923387	-3.30
6		0.569	-2.56		0.4662448	-2.83
7		0.569	-1.99		0.4382701	-2.40
8		0.569	-1.42		0.4089060	-1.99
9		0.569	-0.85		0.3786470	-1.61
10		0.569	-0.28		0.3479765	-1.26
11		0.569	0.29	จุดคุ้มทุน	0.3173546	-0.94
12		0.569	0.86		0.2872059	-0.66
13		0.569	1.43		0.2840467	-0.37
14		0.569	2.00		0.2530856	-0.12
15		0.569	2.57		0.2237276 (จุดคุ้มทุน)	0.10
16		0.569	3.13		0.1984464	0.30
17		0.569	3.70		0.1726484	0.48
18		0.569	4.27		0.1489956	0.62
19		0.569	4.84		0.1275402	0.75
20		0.569	5.41		0.1082816	0.86
21		0.569	5.98		0.0911731	0.95
22		0.569	6.55		0.0761296	1.03
23		0.569	7.12		0.0630353	1.09
24		0.569	7.69		0.0517520	1.14
25		0.569	8.26		0.0421261	1.18
			NPV= -5.75M	IRR= 4%		

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

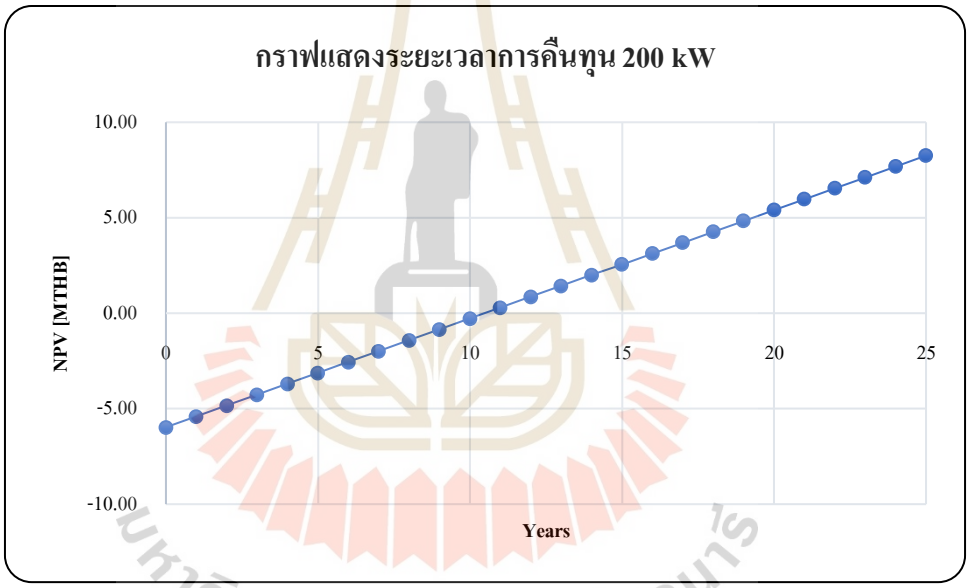
จากสมการที่ (4.5) จำนวนเงินลงทุน 5.97 ล้านบาท ใน 1 ปีสามารถลดพลังงานได้ 0.569 ล้านบาทระยะเวลาในการคืนทุนหาได้ดังนี้

$$Payback_Period = \frac{TotalEnvestment}{AnnualEnergy\,Cos\,tSaveing}$$

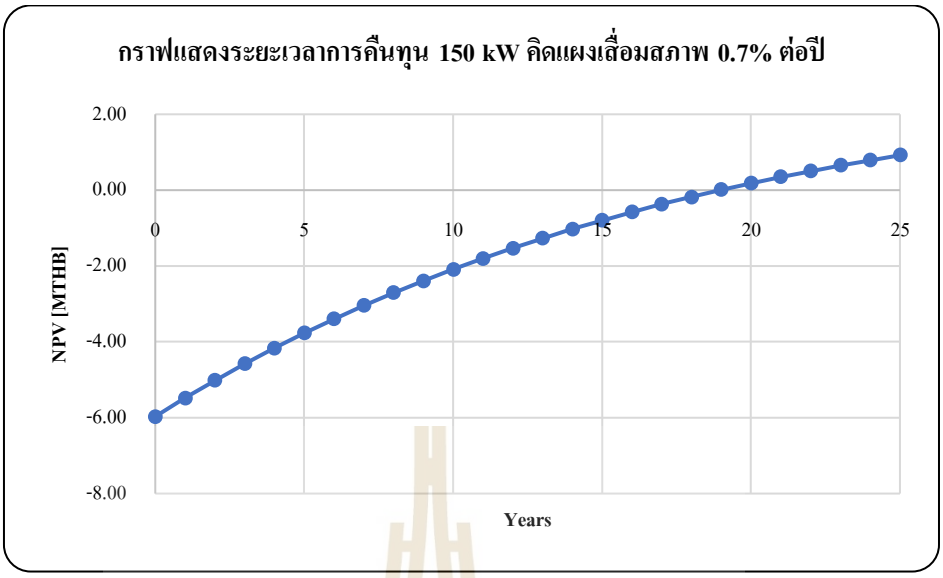
$$Payback_Period = \frac{5.97MTHB}{0.569MTHB/Years}$$

$$Payback_Period = 10.5 - Years$$

กรณีคิดแผงที่มีการเสื่อมสภาพ 0.7% ต่อปีพบว่าการคืนทุนจะมีระยะเวลาออกไปประมาณ 15 ปี



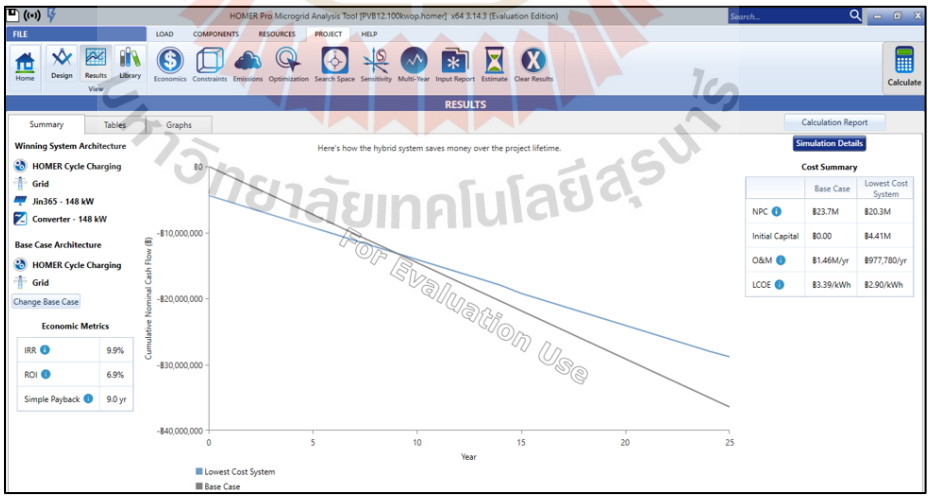
รูปที่ 4.15 กราฟแสดงระยะเวลาการคืนทุน 200 kW



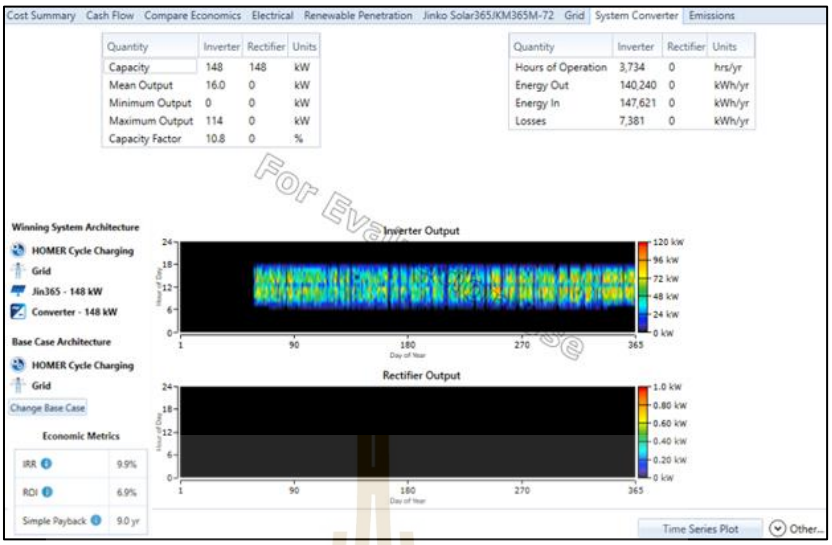
รูปที่ 4.16 กราฟแสดงระยะเวลาการคืนทุน 200 kW (คิดแผงเสื่อมสภาพ 0.7% ต่อปี)

4.8 ผลการจำลองการหาโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมและการวิเคราะห์

การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปจะต้องลงทุนในจำนวนเงิน ล้านบาท ต้นทุนพลังงาน บาท/หน่วย ลดลงเหลือ 2.90 บาท/หน่วย อัตราผลตอบแทนภายใน 9.9% และมีระยะเวลาการคืนทุน 9 ปี ดังรูป



รูปที่ 4.17 ผลการจำลองโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสม (148 kW)



รูปที่ 4.18 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ของโซลาร์รูฟท็อปขนาดที่เหมาะสม (148 kW)

จากรูปที่ 4.18 พารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ของโซลาร์รูฟท็อปขนาดที่เหมาะสมพบว่า พลังงานโซลาร์เอาต์พุตที่ผลิตได้ต่อปี ที่ประสิทธิภาพ 95% คือ 140240 kW/Year จากค่าพลังงานไฟฟ้า TOU ON Peak คือ 4.1839 บาท/หน่วย และ Off Peak คือ 2.6037 บาท/หน่วย ดังนั้น ต้นทุนเฉลี่ย (Cost of Energy: COE) จะมีค่าประมาณ 3.5 THB/kWh เพื่อใช้คำนวณประหยัดค่าพลังงานไฟฟ้าใน 1 ปี การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปใช้จำนวนเงินลงทุน 4.41 ล้านบาท ค่าพารามิเตอร์แสดงดังตารางที่ 4.9 และการคำนวณ NPV, IRR จากสูตรข้างต้นแสดงในตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.9 วิเคราะห์พารามิเตอร์เอาต์พุตการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาดที่เหมาะสม (148 kW)

พลังงานที่โซลาร์เซลล์ผลิตได้ (Efficiency 95 %)	**140240 kW/Year**
จากตาราง TOU ค่าเฉลี่ยของพังงานไฟฟ้า ON Peak, Off Peak ประมาณ 3.5 THB/kWh	
1 ปีสามารถประหยัดได้ 140240 x 3.5	490840 THB/Year
เงินลงทุน (Initial Cost)	4.41 MTHB

ตารางที่ 4.10 การคำนวณ NPV, IRR ของโซลาร์รูฟท็อปขนาดที่เหมาะสม (148 kW)

ปี (Period)	เงินลงทุน (MTHB)	Saving Energy Cost/Year (MTHB) จาก HOMER	NPV (MTHB)	IRR (%)	Saving Energy Cost/Year (MTHB) จาก Excel คิดแผงเสื่อมสภาพ 0.7% / ปี	NPV (MTHB)
0	-4.41	0	-4.41		0	-4.41
1		0.491	-3.92		0.4910000	-3.92
2		0.491	-3.43		0.4787250	-3.44
3		0.491	-2.94		0.4634058	-2.98
4		0.491	-2.45		0.4453330	-2.53
5		0.491	-1.96		0.4248477	-2.11
6		0.491	-1.46		0.4023307	-1.70
7		0.491	-0.97		0.3781909	-1.33
8		0.491	-0.48		0.3528521	-0.97
9		0.491	0.01	จุดคุ้มทุน	0.3267410	-0.65
10		0.491	0.50		0.3002750	-0.35
ปี (Period)	เงินลงทุน (MTHB)	Saving Energy Cost/Year (MTHB) จาก HOMER	NPV (MTHB)	IRR (%)	Saving Energy Cost/Year (MTHB) จาก Excel คิดแผงเสื่อมสภาพ 0.7% / ปี	NPV (MTHB)
11		0.491	0.99		0.2738508	-0.07
12		0.491	1.48		0.2478350 (จุดคุ้มทุน)	0.18
13		0.491	1.97		0.2451088	0.42
14		0.491	2.46		0.2183919	0.64
15		0.491	2.96		0.1930585	0.83
16		0.491	3.45		0.1712429	1.00
17		0.491	3.94		0.1489813	1.15
18		0.491	4.43		0.1285709	1.28
19		0.491	4.92		0.1100567	1.39
20		0.491	5.41		0.0934381	1.48
21		0.491	5.90		0.0786749	1.56
22		0.491	6.39		0.0656935	1.63
23		0.491	6.88		0.0543942	1.68
24		0.491	7.37		0.0446577	1.73
25		0.491	7.87		0.0363513	1.76
			NPV= 6.18M	IRR= 7%		

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

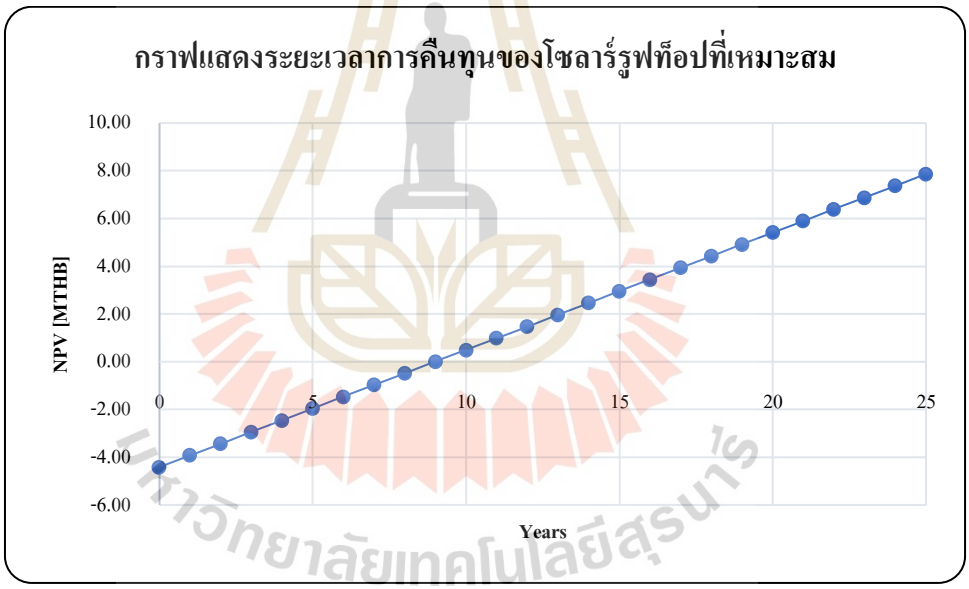
จากสมการที่ (4.5) จำนวนเงินลงทุน 4.41 ล้านบาท ใน 1 ปีสามารถลดพลังงานได้ 0.491 ล้านบาทระยะเวลาในการคืนทุนหาได้ดังนี้

$$Payback_Period = \frac{TotalEnvestment}{AnnualEnergy\,Cos\,tSaveing}$$

$$Payback_Period = \frac{4.41MTHB}{0.491MTHB/Years}$$

$$Payback_Period = 8.98 - Years$$

กรณีคิดแผงที่มีการเสื่อมสภาพ 0.7% ต่อปีพบว่าการคืนทุนจะมีระยะเวลาออกไปประมาณ 11-12 ปี



รูปที่ 4.19 กราฟแสดงระยะเวลาการคืนทุนขนาดโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสม (148 kW)

รูปที่ 4.20 กราฟแสดงระยะเวลาการคืนทุนขนาดโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสม (คิดเสื่อมสภาพ 0.7% ต่อปี)

4.9 สรุป

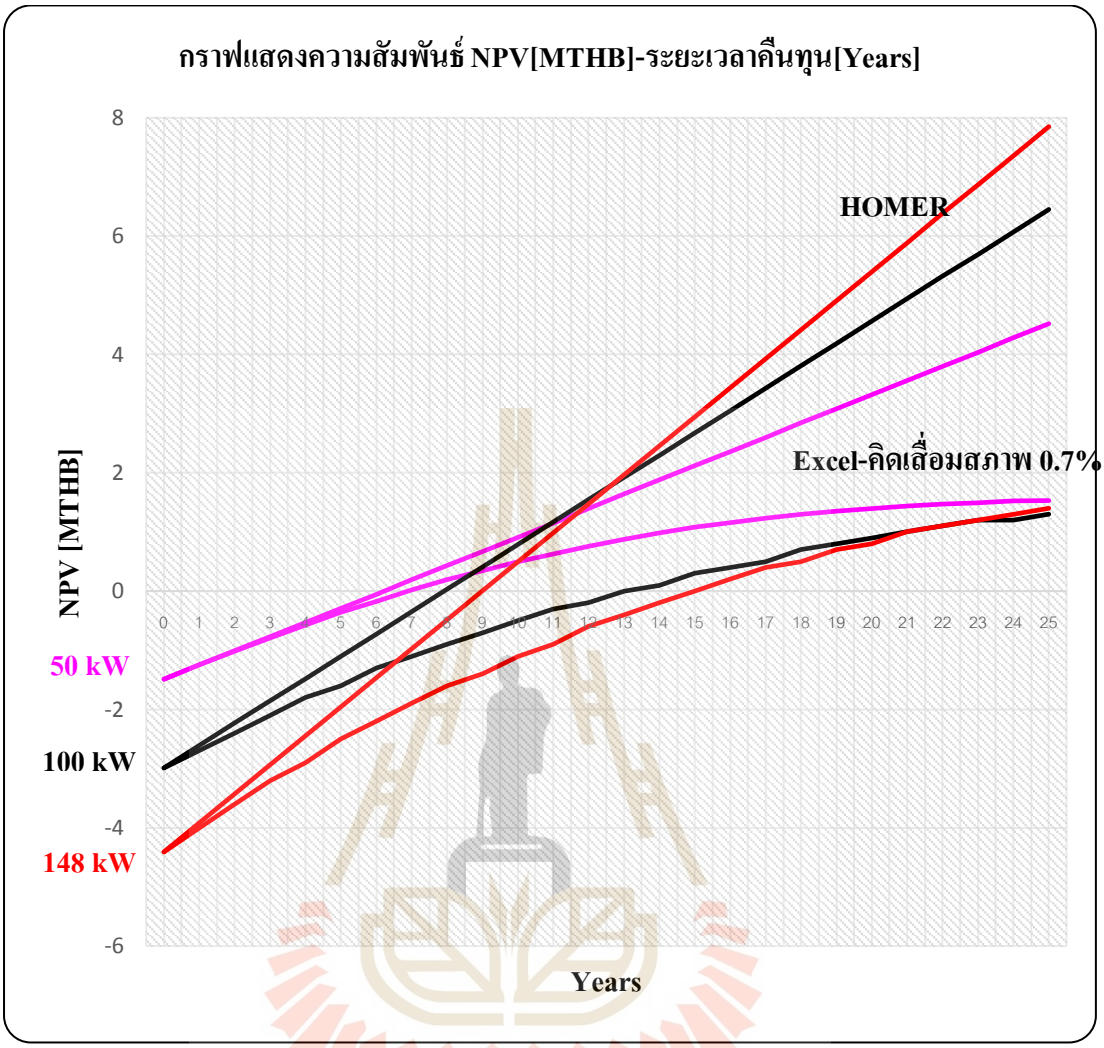
จากการจำลองซอฟต์แวร์ HOMER และสูตรทางทฤษฎี พบว่า จากสมการที่ (4.3) อัตราผลตอบแทนภายในและสมการที่ (4.5) ระยะเวลาในการคืนทุนพบว่ามีค่าใกล้เคียงกัน แต่ระยะเวลาในการคืนทุนกรณีคิด การเสื่อมสภาพของแผง 0.7% ต่อปี รวมถึงค่าการดำเนินการและบำรุงรักษารายปี จะทำให้ระยะเวลาการคืนทุนยืดจากเดิม สรุปได้ว่า ระยะการคืนทุนของซอฟต์แวร์จะคิดแบบเป็นเชิงเส้น ในขณะที่ระยะเวลาการคืนทุนที่เป็นระบบดอกเบี้ยจะเป็นแบบไม่เชิงเส้น ผลการเปรียบเทียบซอฟต์แวร์และการคำนวณ IRR และ Payback Period เป็นดังตารางที่ 4.11

ตารางที่ 4.11 ผลลัพธ์การเปรียบเทียบซอฟต์แวร์ HOMER และสูตรสมการ

ข้อมูล	ซอฟต์แวร์ HOMER		สูตรสมการ		NPV
	IRR (%)	PB (Years)	IRR (%)	PB (Years)	
50 kW	17%	6	14%	5.7	+
100 kW	12 %	7.8	9 %	7.92	+
150 kW	9.8 %	9.1	5 %	9.04	-
200 kW	7.7 %	11	4 %	10.5	-
Optimal PV	9.9 %	9	7 %	8.98	+

จากตารางที่ 4.9 พบว่า ตามหลักการทฤษฎีของ NPV ถ้า NPV มีค่าเป็นบวก โครงการที่กำลังทำวิจัยถือว่าเหมาะกับการลงทุน ถ้า NPV มีค่าเป็นศูนย์ หมายความว่า โครงการที่กำลังทำวิจัยไม่มีส่วนได้เปรียบหรือเสียเปรียบการลงทุน ในขณะที่ NPV เป็นลบแสดงว่าโครงการที่กำลังทำวิจัยยังไม่เหมาะสมกับการลงทุน ดังนั้นจากตารางที่ 4.11 ทำให้ทราบว่าค่าการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาดที่เหมาะสมที่สุดที่โปรแกรมคำนวณได้ 148 kW คือค่าที่ดีที่สุดสำหรับโหลดปัจจุบัน ในขณะที่ถ้าติดตั้งมากกว่านี้จะทำให้ NPV มีค่าติดลบดังตาราง และผลการเปรียบเทียบเป็นดังรูปที่ 4.21 Solar Rooftop ที่สามารถติดตั้งได้และไม่ทำให้ NPV ติดลบ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 4.21 Solar Rooftop ที่สามารถติดตั้งได้และไม่ทำให้ NPV ติดลบ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บทที่ 5
บทสรุป

5.1 สรุปผลงานวิจัย

จากการศึกษากลยุทธ์การจัดการพลังงานที่เหมาะสมเพื่อลดต้นทุนพลังงานไฟฟ้า (กรณีศึกษาอาคาร SNC-Creativity Anthology: SCAN-SNC ของโรงงาน เอสเอ็นซี ฟอร์เมอร์ จำกัด มหาชน) ที่มีค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) อยู่ในช่วง 100-200 kW ในปี พ.ศ. 2563 ด้วยการจำลองขนาดการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปให้เหมาะสมกับโหลดปัจจุบัน ทั้ง 4 กรณีผ่านซอฟต์แวร์ HOMER ได้ข้อสรุปดังต่อไปนี้

ตารางที่ 5.1 สรุปข้อมูลการศึกษากลยุทธ์การจัดการพลังงานทั้ง 5 กลยุทธ์

Strategy	Initial Capital Cost (บาท)	COE (บาท/หน่วย)	NPV (บาท)	IRR (%)	Payback (ปี)	Investment (Yes/No)
0. เบสเคส	-	3.39	-	-	-	-
1. ติดตั้ง PV 50 kW	1.49M	3.10	39.4M	17%	5.7	Yes
2. ติดตั้ง PV 100 kW	2.99M	3.05	10.8M	9 %	7.92	Yes
3. ติดตั้ง PV 150 kW	4.48M	2.90	-0.1M	5 %	9.04	No
4. ติดตั้ง PV 200 kW	5.97M	2.98	-5.7M	4 %	10.5	No
5. PV ที่เหมาะสม (148 kW)	4.41M	2.90	6.1M	7 %	8.98	Yes

จากตารางที่ 5.1 ผลการวิจัยพบว่า การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาดที่เหมาะสมสำหรับโหลดในปัจจุบันคือ 148 kW ต้นทุนพลังงาน (Cost of Energy) อยู่ที่ 2.90 ซึ่งลดลงจากเบสเคส 0.39 บาท/หน่วย เมื่อทำการลงทุนและติดตั้งจะสามารถคืนทุนภายในระยะเวลา 8.98 ปี ในขณะที่กลยุทธ์การจัดการพลังงานอื่นๆ ยังไม่เหมาะสม แต่การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาดที่น้อยกว่าค่าที่เหมาะสม (148 kW) ก็สามารถติดตั้งได้เช่นกันเนื่องจาก NPV มียังมีค่าเป็นบวก ในการพิจารณานั้นขึ้นกับทางโรงงานว่าต้องการติดตั้งขนาดไหน แต่สามารถติดตั้งได้มากสุด 148 kW เท่านั้น ถ้าติดโซลาร์รูฟท็

อปมากกว่านี้จะทำให้ NPV มีค่าเป็นลบ ทำให้กลยุทธ์ในการติดตั้ง 150 kW และ 200 kW ยังไม่เหมาะสมกับการลงทุนการติดตั้งกับโหลดปัจจุบัน

จากผลลัพธ์การจำลองการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปที่เหมาะสมปัจจุบัน ทำให้ซอฟต์แวร์ HOMER มีความน่าเชื่อถืออยู่มาก แต่ข้อเสียของซอฟต์แวร์คือ การคิดค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ซอต์แวร์จะคิดแบบเป็นเชิงเส้น ณ งานวิจัยนี้จะแสดงระยะเวลาในการคืนทุน เป็นต้น กรณีที่ผู้ลงทุนต้องการกู้เงินมาลงทุน ดังนั้นการลงทุนจะมีส่วนที่เกี่ยวข้องกับอัตราคิดลดมาเกี่ยวข้องทำให้ระยะเวลาการคืนทุนมีระยะเวลายืดออกจากเดิม

5.2 ข้อเสนอแนะ

1) จากสถานะการใช้โหลดในปัจจุบันเทียบกับการติดตั้ง Solar Rooftop จะพบว่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากโซลาร์เซลล์ยังไม่เพียงพอต่อโหลดทั้งหมดยังคงพึ่งพาไฟฟ้าจากกริดแต่ขนาดที่เหมาะสมที่สุดในการจำลองคือค่าเหมาะสมที่สุดในการติดตั้ง ถ้าติดตั้งมากกว่านี้จะทำให้ NPV ติดลบ แต่เนื่องจากราคาโซลาร์เซลล์มีแนวโน้มลดลงทุกๆ ปี ทำให้อนาคตสามารถติดตั้งเพิ่มได้ภายหลัง

2) สำหรับผู้ที่ต้องการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน ปัจจุบันพบว่าราคาแบตเตอรี่ยังมีค่าสูง ดังนั้นผู้วิจัยยังไม่แนะนำให้ออกแบบกลยุทธ์การจัดการพลังงานของโรงงานให้มีการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานดังกล่าวเนื่องจากโรงงานในแต่ละพื้นที่มีขนาดใหญ่ ระบบกักเก็บพลังงานก็ต้องมากเช่นกัน

รูปที่ 5.1 ระบบกักเก็บพลังงาน Generic Lithium Ion battery

3) ซอฟต์แวร์ HOMER เป็นเพียงจำลองการติดตั้งหาขนาดของ Solar Rooftop การติดตั้งจริงควรคำนึงถึงขนาดรูปร่าง การวางแผง รวมถึงคิดน้ำหนักให้พอเหมาะกับหลังคาด้วย

รายการอ้างอิง

S. Rehman and L.M. Al-Hadhrami, "**Study of a solar PV–diesel– battery hybrid power system for a remotely located population near Rafha, Saudi Arabia**," Energy, vol. 35, pp. 4986-4995, Dec 1, 2010.

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2541). **โครงการเฉลิมพระเกียรติระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารศูนย์การพัฒนาอันเนื่องมาจากพระราชดำริ**. เข้าถึงได้จาก http://www.egat.co.th/re

ศุภชัย กวินวุฒิกุล. (2551). **การประยุกต์ใช้ระบบควบคุมแผงโซล่าเซลล์ให้เคลื่อนที่ตามดวงอาทิตย์**. รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี.

H. Rezzouk and A. Mellit, "**Feasibility study and sensitivity analysis of a stand-alone photovoltaic–diesel–battery hybrid energy system in the north of Algeria**," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 43, pp. 1134–1150, 2015.

U. Sureshkumar, P. S. Manoharan, and A.P.S. Ramalakshmi, "**Economic cost analysis of hybrid renewable energy system using HOMER**," International Conference on Advances in Engineering, Science and Management, pp. 94-99, March 30-31, 2012.

R.K.Dhavala,H. N Suresh and S. Rajanna, "**Feasibility study by Demand Side Energy Management for Selected Remote Area**" 2021 7th International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES), pp.408-413, 26 March 2021.

Shuhei Miyake, Jasada Kudtongngam, Kazuaki Iwamura and Yosuke Nakanishi, "**Optimizing the Facility Planning in BEMS Using HOMER for Expandable Micro-Grids Clusters**" 2019 IEEE

Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), pp.101-116, 08 August 2019.

C. Nayanatara, J. Baskaran, S. Dharani, V. Kaviya Sri and E. Kanmani, "**Optimization of Hybrid Energy Resources using Homer Software**" 2019 International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC), pp.227-231, 30 April 2020.

Behzad Partoon, Morteza Khalaji Assadi and Mitra Saeedi, "**Study the feasibility of a hybrid renewable energy system for power generation in Seri Iskandar**" 4th IET Clean Energy and Technology Conference (CEAT 2016), pp.1-6, 19 February 2018.

Laith M. Halabi, Saad Mekhilef, Mehdi Seyedmahmoudian and Ben Horan, "**Energy management for a gird connected hybrid renewable energy system**" 2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), pp.1-5, 08 February 2018.

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ภาคผนวก ก

บทความที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

รายชื่อบทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่

Natthapon Donjaroennon, SuphatchakanNuchkum, Surachai Wongfookeat and UthenLeeton, “SUITABLE ENERGY MANAGEMENT STRATEGY FOR THE LARGE FACTORY IN THAILAND (PCS GROUP)”, Annual Conference on Engineering and Information Technology (ACEAIT2020), 24–26 มีนาคม2563, ณ เมือง Osaka ประเทศญี่ปุ่น

Natthapon Donjaroennon, Suphatchakan Nuchkum and UthenLeeton, “Mathematical model construction of DC Motor by closed-loop system Identification technique Using Matlab/Simulink”, 2021 International Electrical Engineering Congress (iEECON2021), 10-12 March 2021, Pattaya, Thailand, pp.289-292

N Donjaroennon, S Chainarong, U Leeton, 2021, Strategy of Energy Management System For Industrial Load by Solar Energy Using HOMER Software, SUT International Virtual Conference on Science and Technology, 6th August 2021, pp.17-23

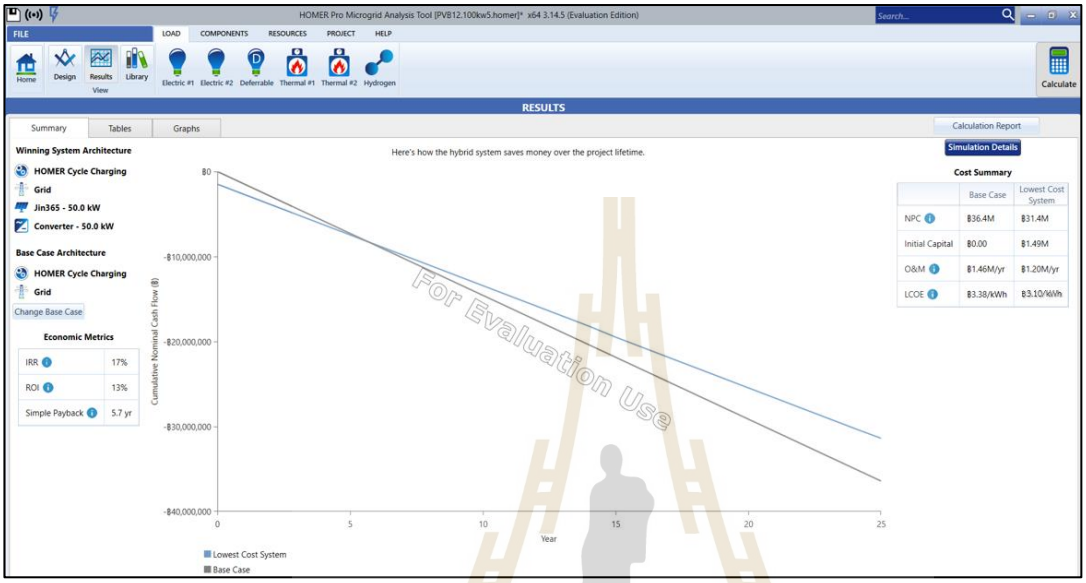
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ภาคผนวก ข

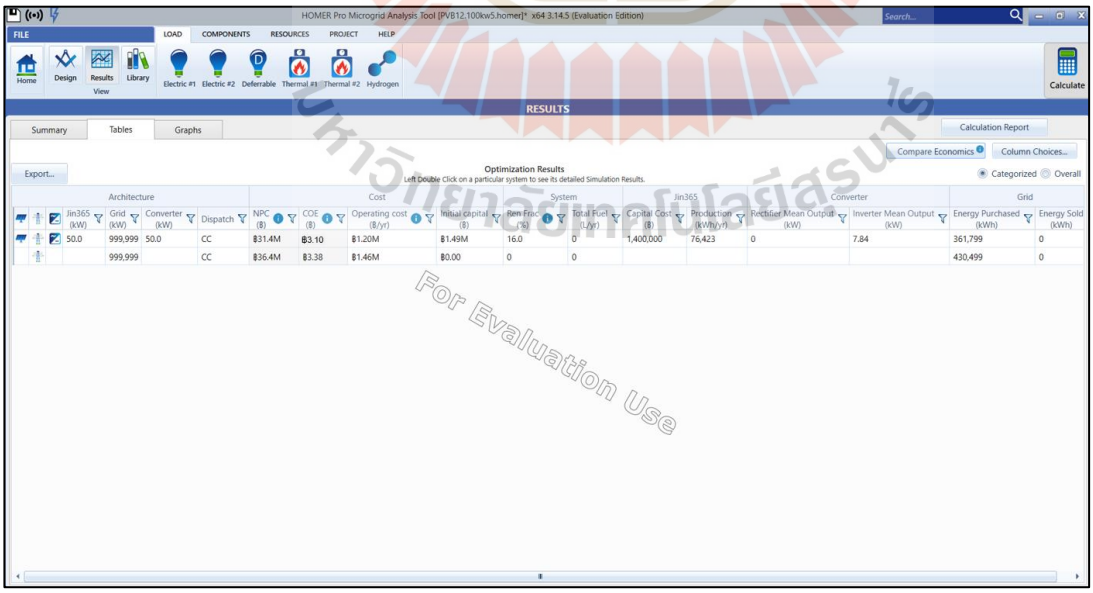
ระบบการจำลองการติดตั้งโซลาร์เซลล์จากโปรแกรม HOMER

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

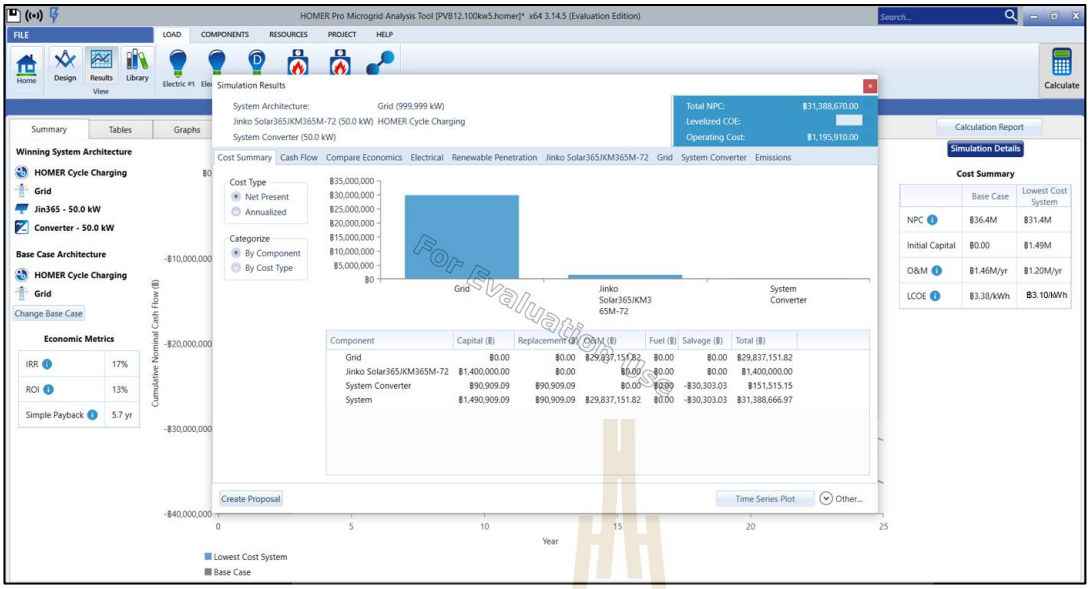
การจำลองการติดตั้งโซลาร์เซลล์ขนาด 50 kW



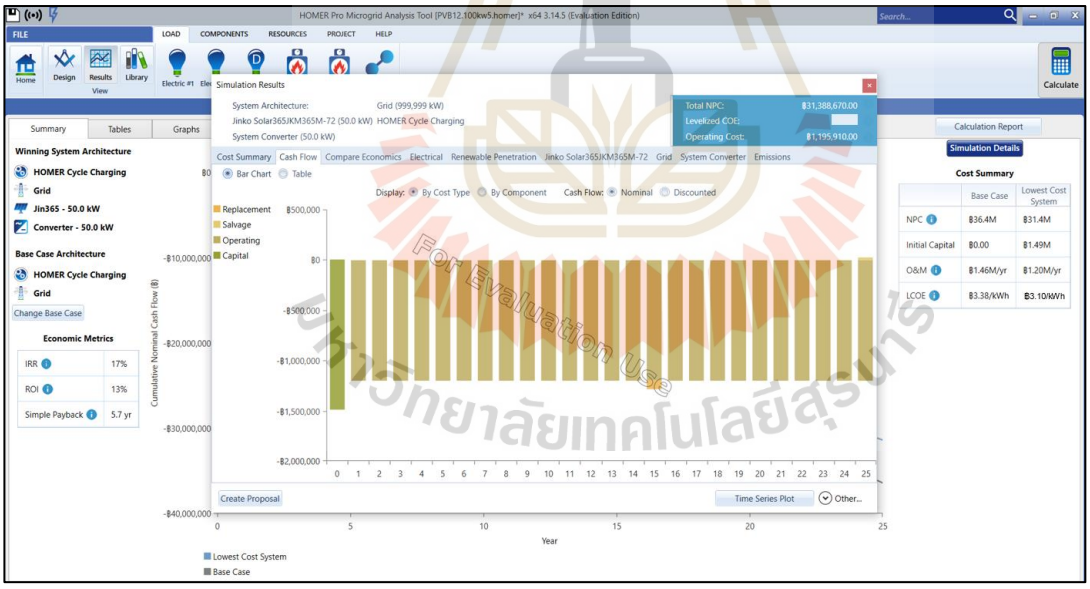
รูปที่ 6.1 ระยะเวลาการคืนทุนของการติดตั้ง Solar Rooftop 50 kW



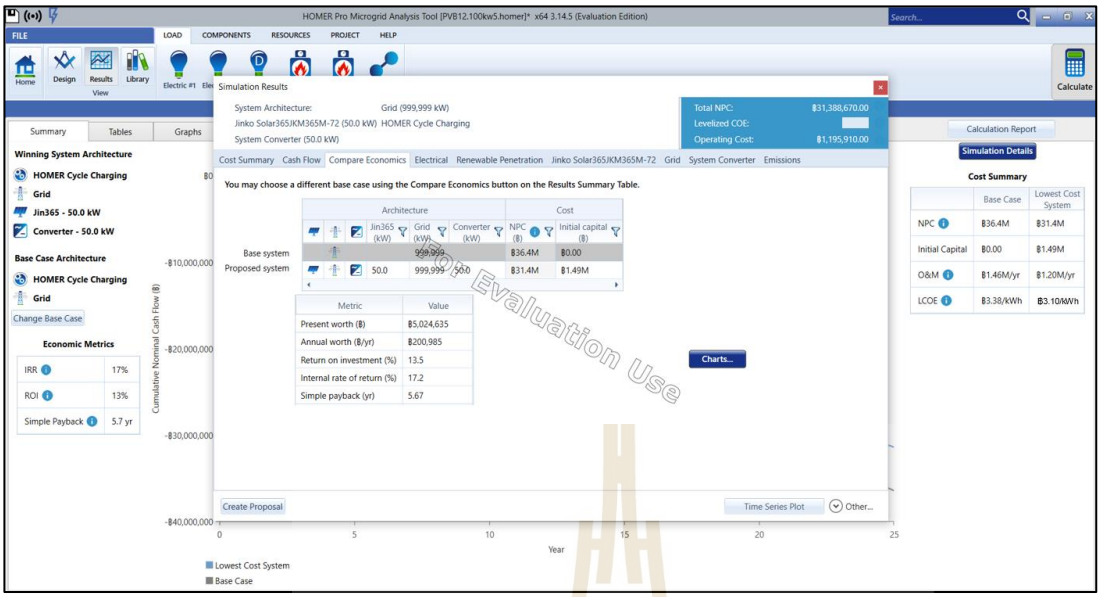
รูปที่ 6.2 ผลการเปรียบเทียบ COE ในการติดตั้ง Solar Rooftop 50 kW-เบสเคส



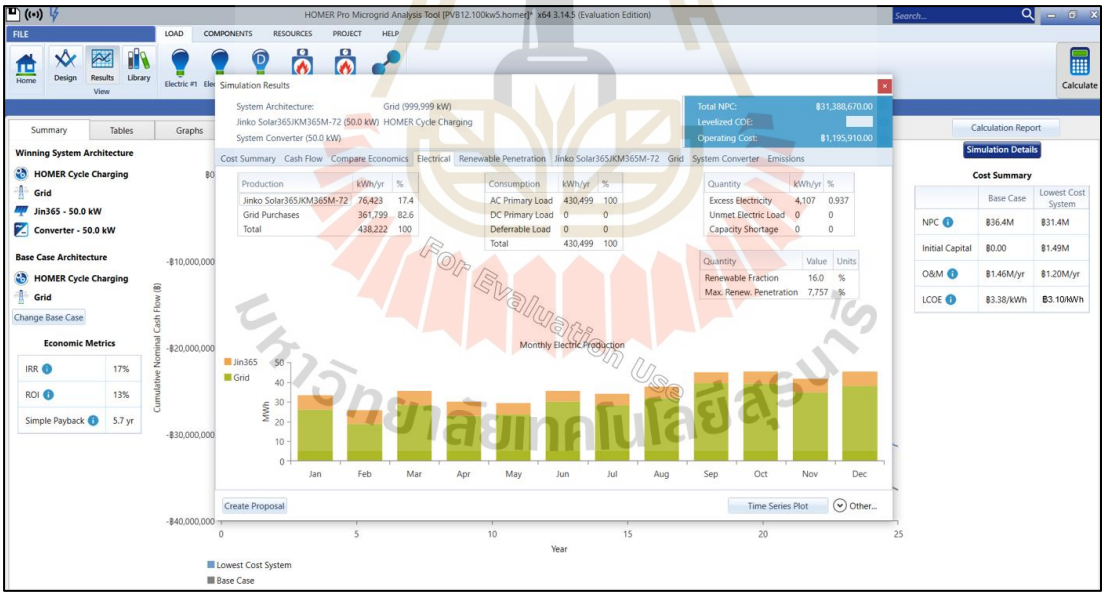
รูปที่ 6.3 รายจ่ายสุทธิของการลงทุนติดตั้ง Solar Rooftop 50 kW



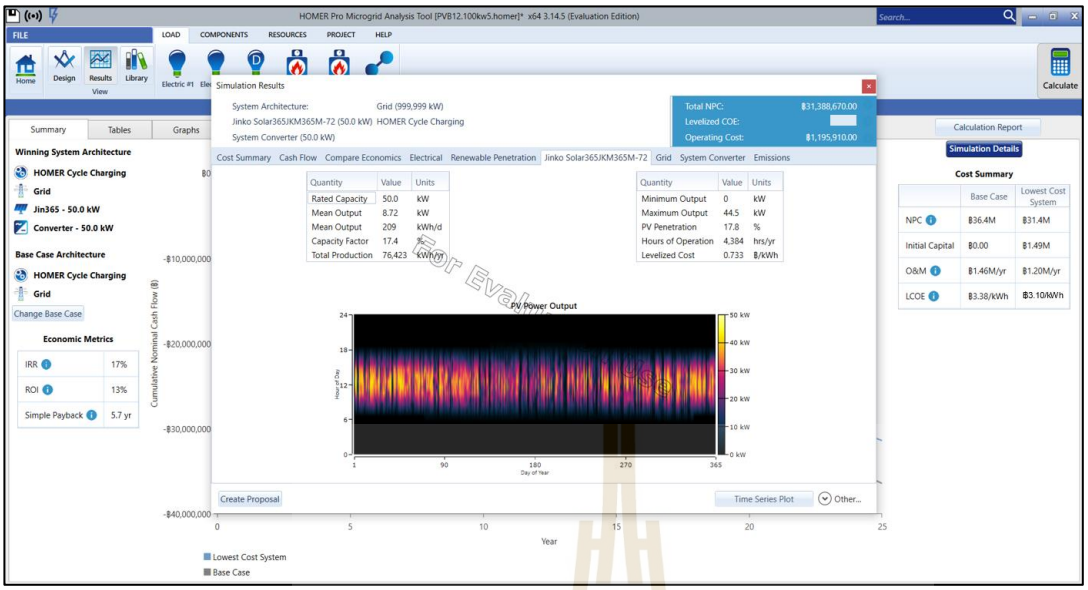
รูปที่ 6.4 รายจ่ายสุทธิในแต่ละปี



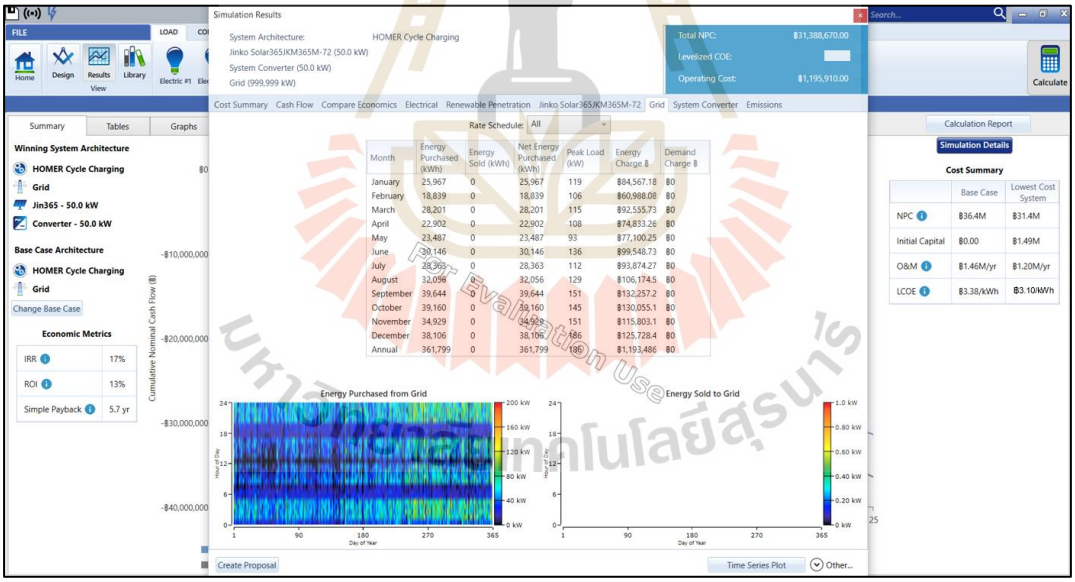
รูปที่ 6.5 ค่าทางเศรษฐศาสตร์การติดตั้ง Solar Rooftop 50 kW



รูปที่ 6.6 การประเมินการลดต้นทุนพลังงานของ Solar Rooftop 50 kW

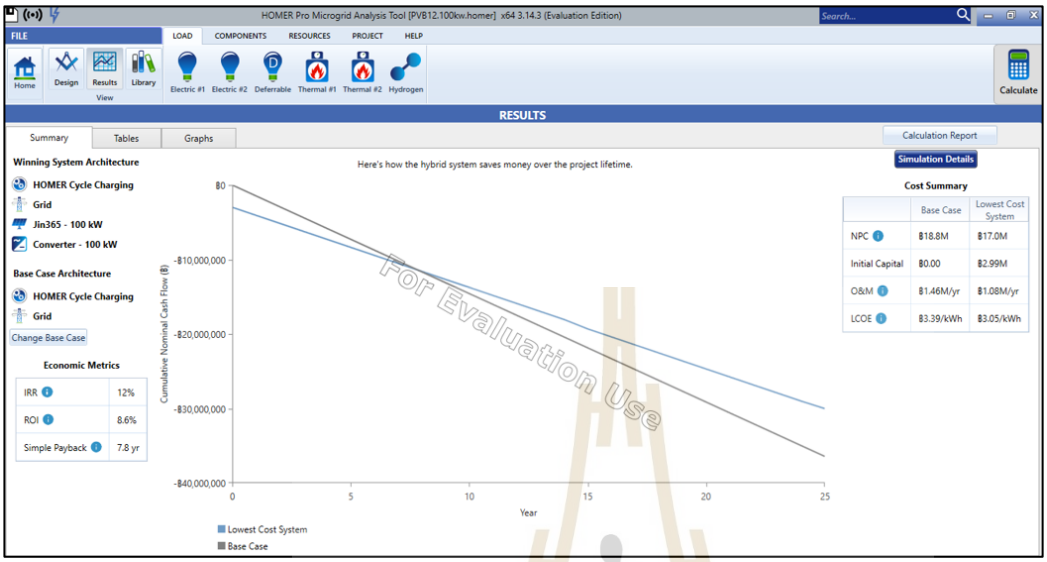


รูปที่ 6.7 พลังงาน Output จากของ Solar Rooftop 50 kW

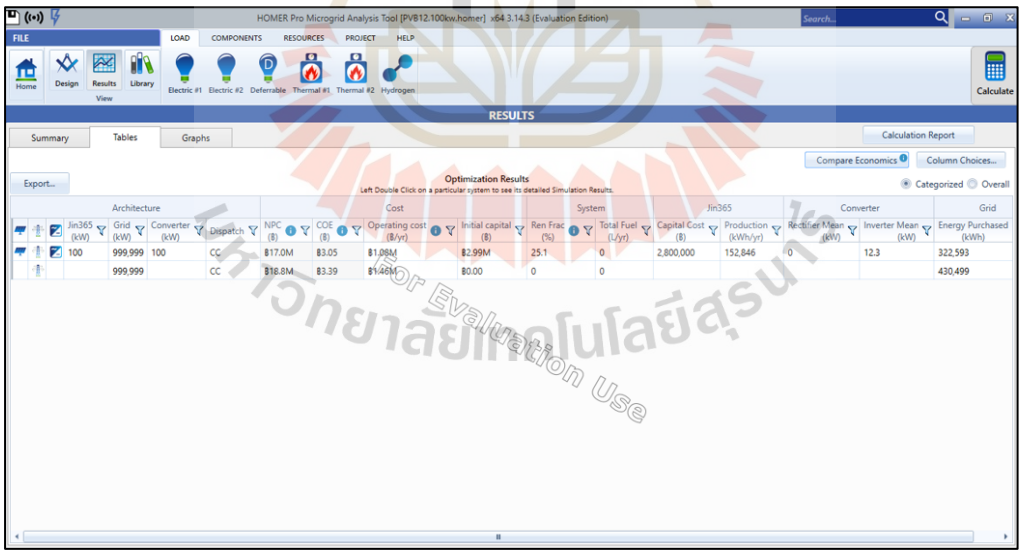


รูปที่ 6.8 พลังงานไฟฟ้าจากกริดหลังการติดตั้ง

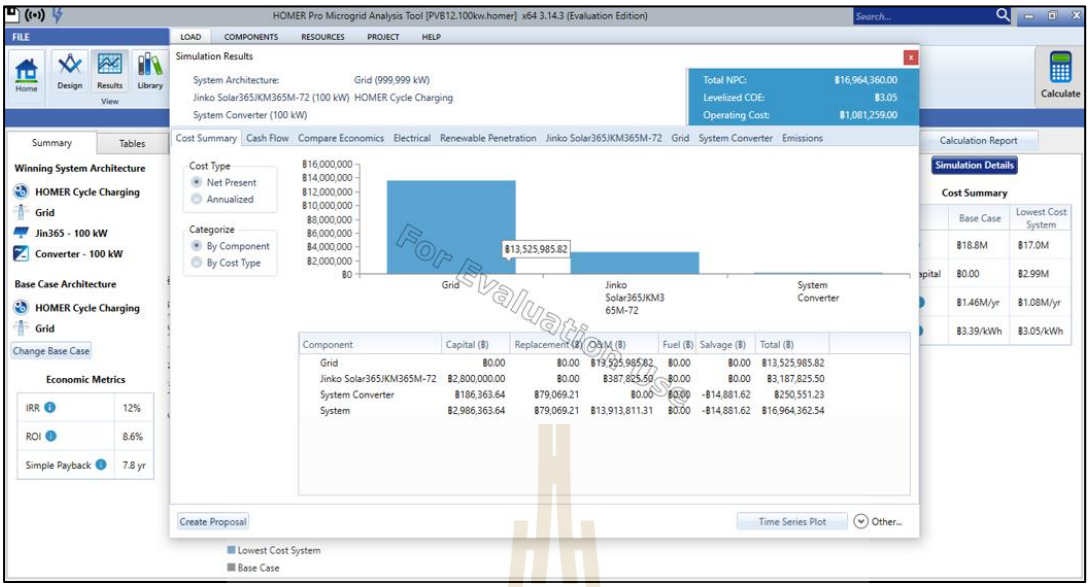
การจำลองการติดตั้งโซลาร์เซลล์ขนาด 100 kW



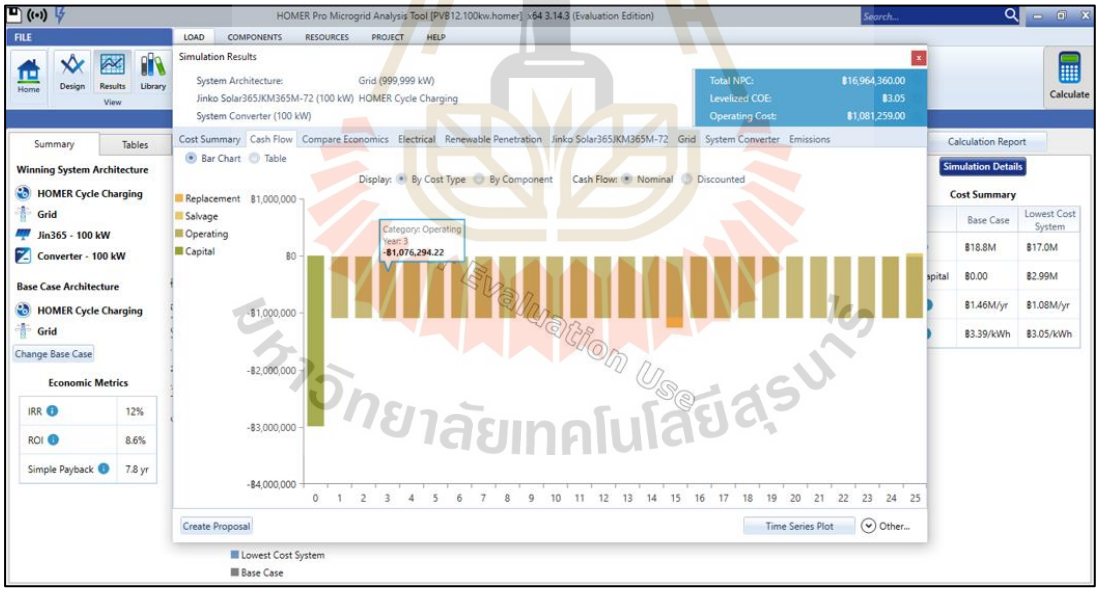
รูปที่ 6.9 ระยะเวลาการคืนทุนของการติดตั้ง Solar Rooftop 100 kW



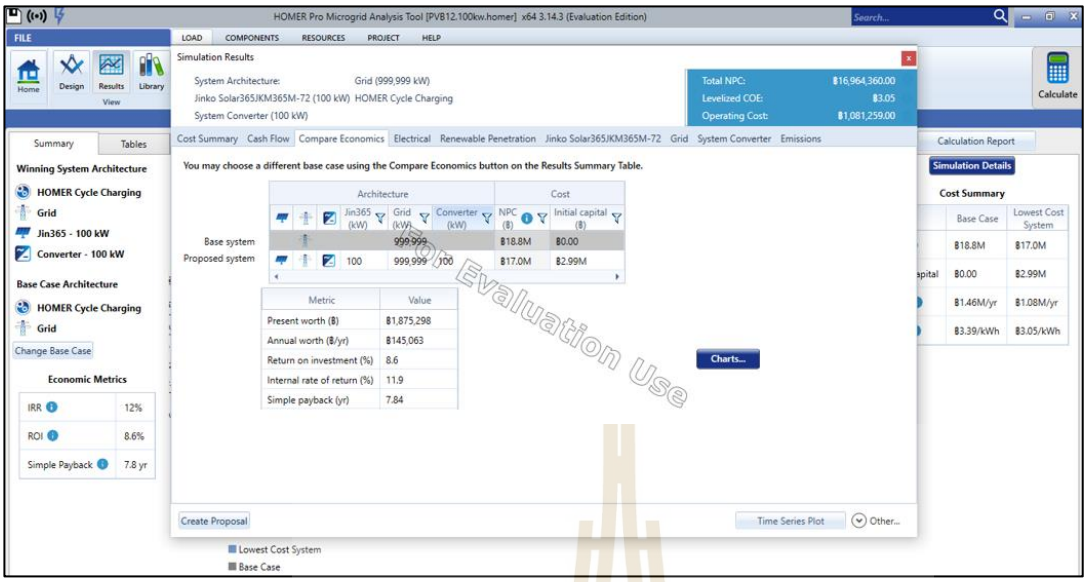
รูปที่ 6.10 ผลการเปรียบเทียบ COE ในการติดตั้ง Solar Rooftop 100 kW-เบสเคส



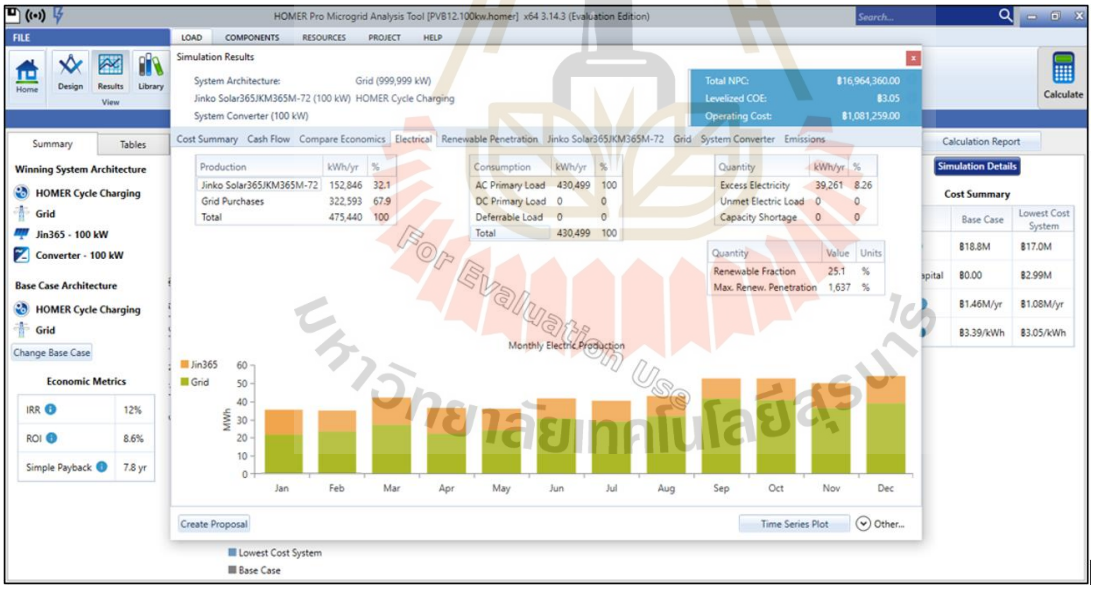
รูปที่ 6.11 รายจ่ายสุทธิของการลงทุนติดตั้ง Solar Rooftop 100 kW



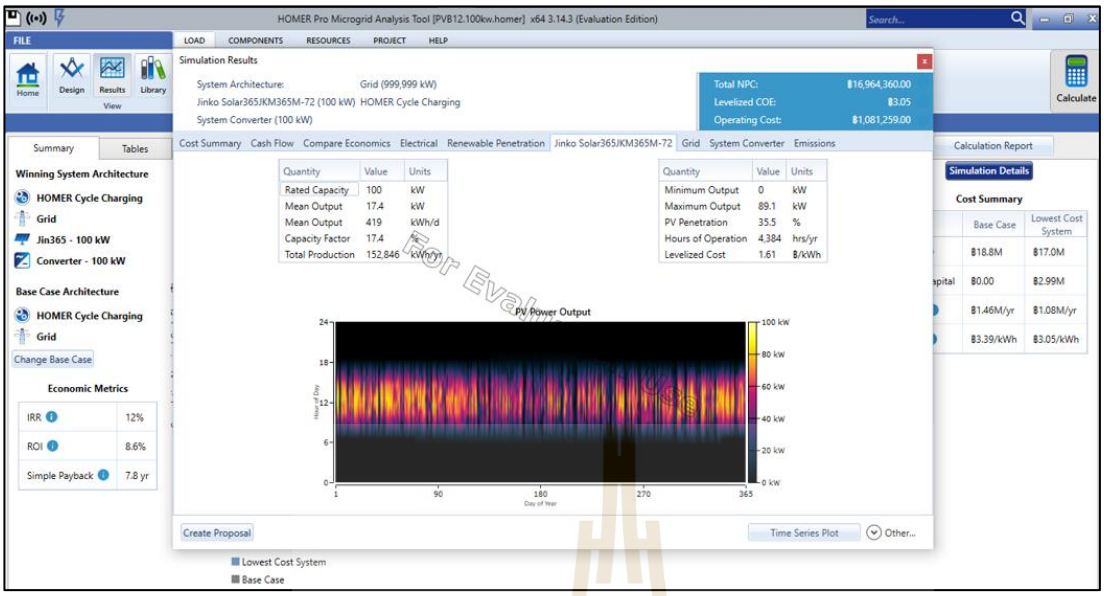
รูปที่ 6.12 รายจ่ายสุทธิในแต่ละปี



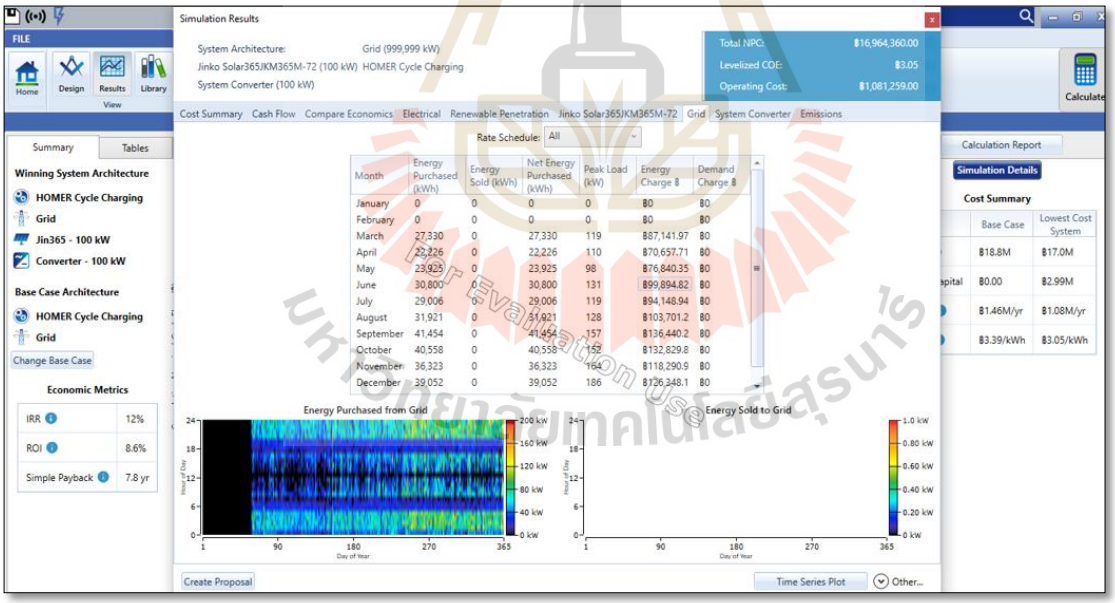
รูปที่ 6.13 ค่าทางเศรษฐศาสตร์การติดตั้ง Solar Rooftop 100 kW



รูปที่ 6.14 การประเมินการลดต้นทุนพลังงานของ Solar Rooftop 100 kW

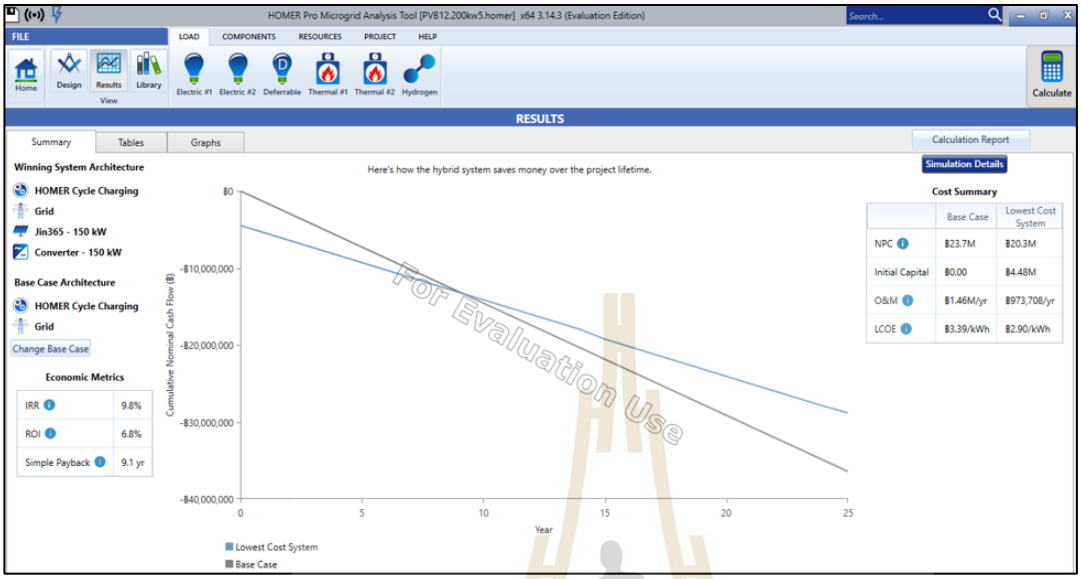


รูปที่ 6.15 พลังงาน Output จากของ Solar Rooftop 100 kW

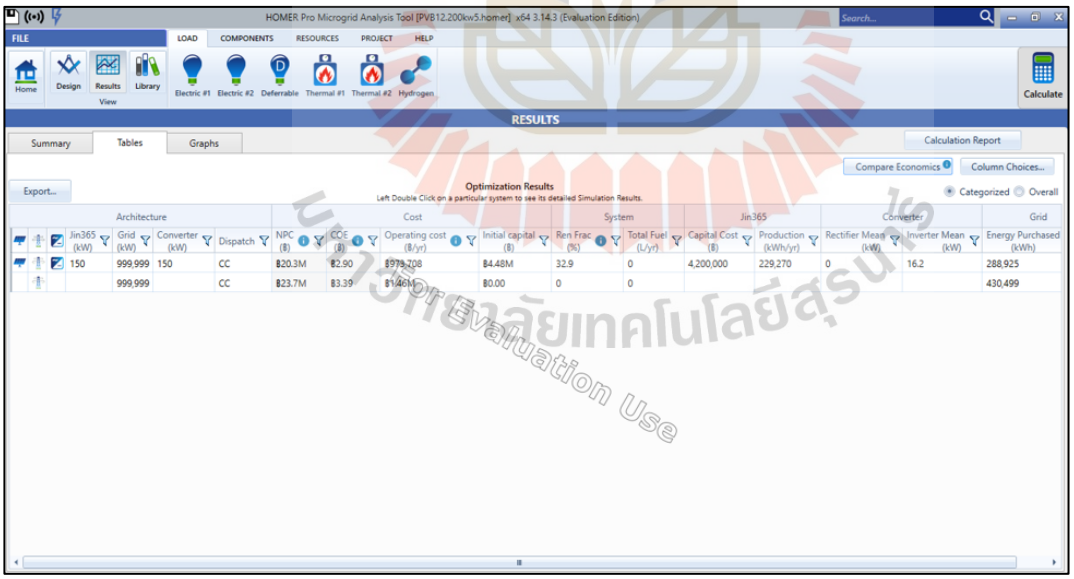


รูปที่ 6.16 พลังงานไฟฟ้าจากกริดหลังการติดตั้ง

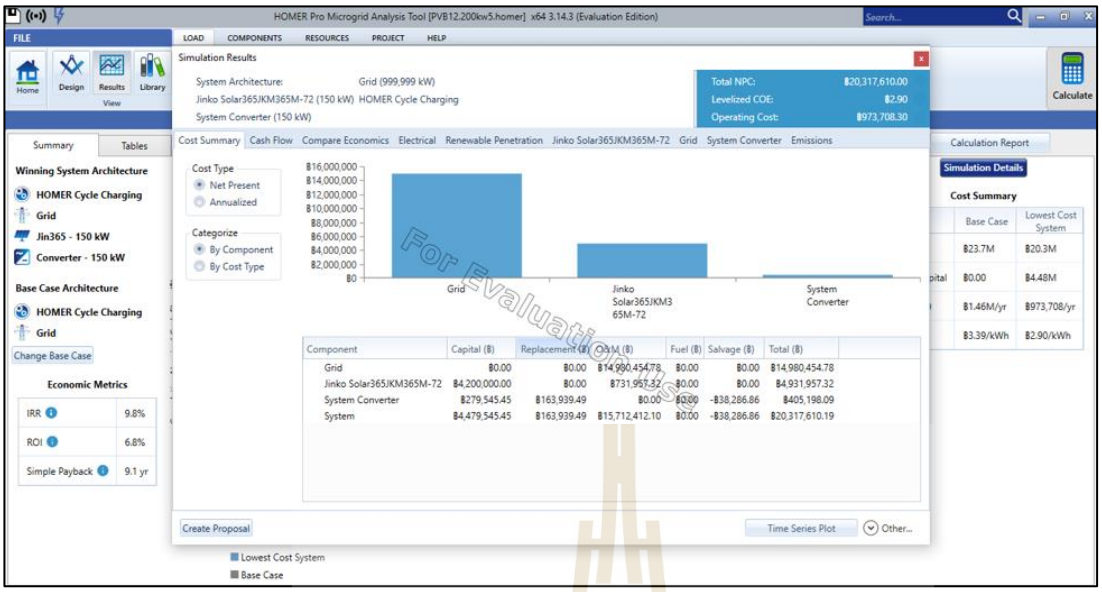
การจำลองการติดตั้งโซลาร์เซลล์ขนาด 150 kW



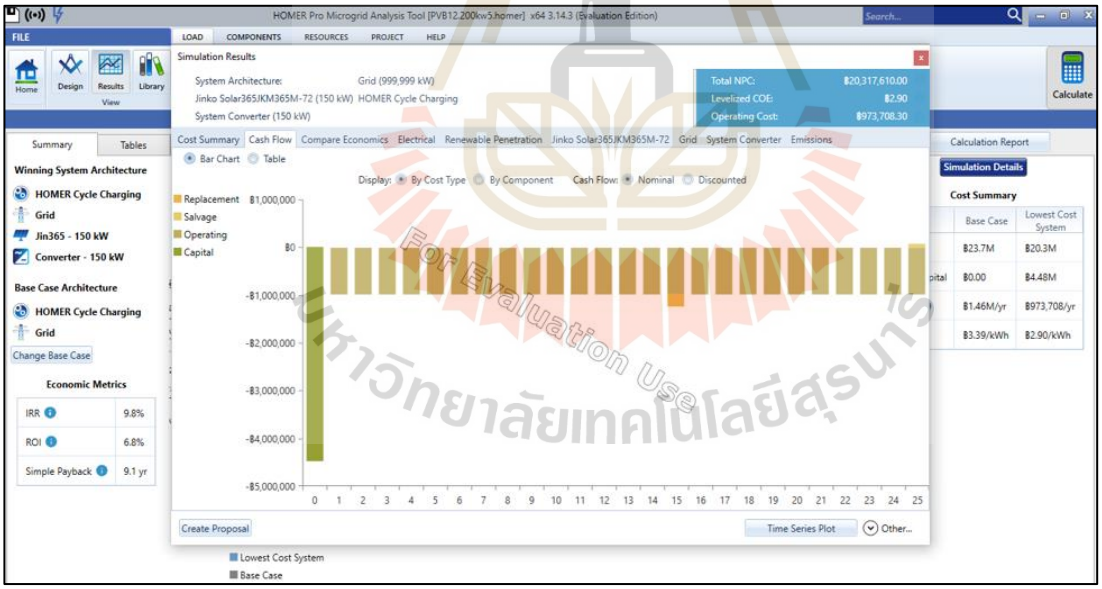
รูปที่ 6.17 ระยะเวลาการคืนทุนของการติดตั้ง Solar Rooftop 150 kW



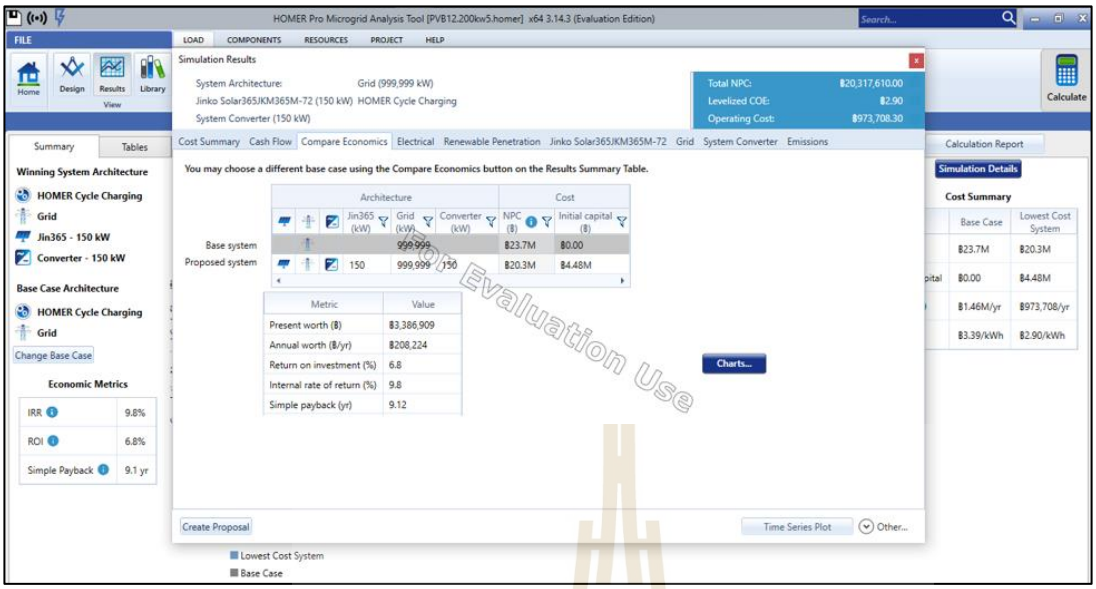
รูปที่ 6.18 ผลการเปรียบเทียบ COE ในการติดตั้ง Solar Rooftop 150 kW-เบสเคส



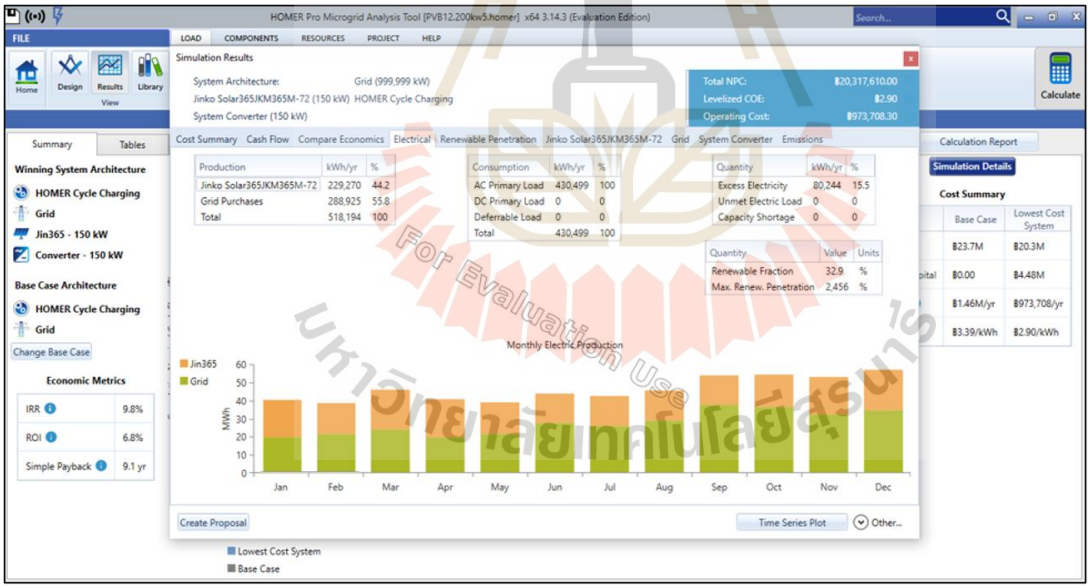
รูปที่ 6.19 รายจ่ายสุทธิของการลงทุนติดตั้ง Solar Rooftop 150 kW



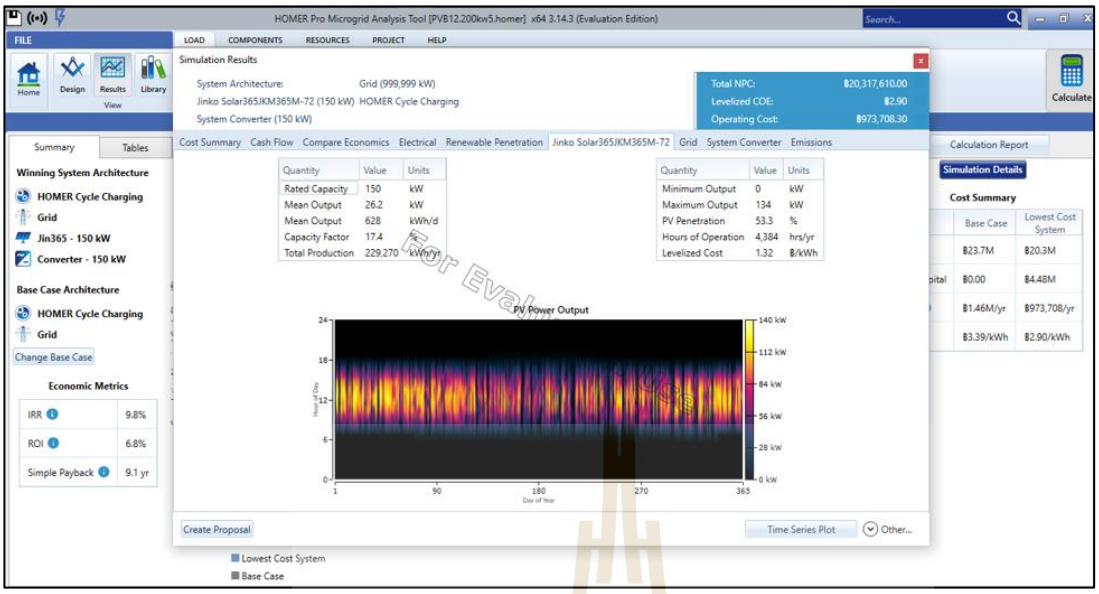
รูปที่ 6.20 รายจ่ายสุทธิในแต่ละปี



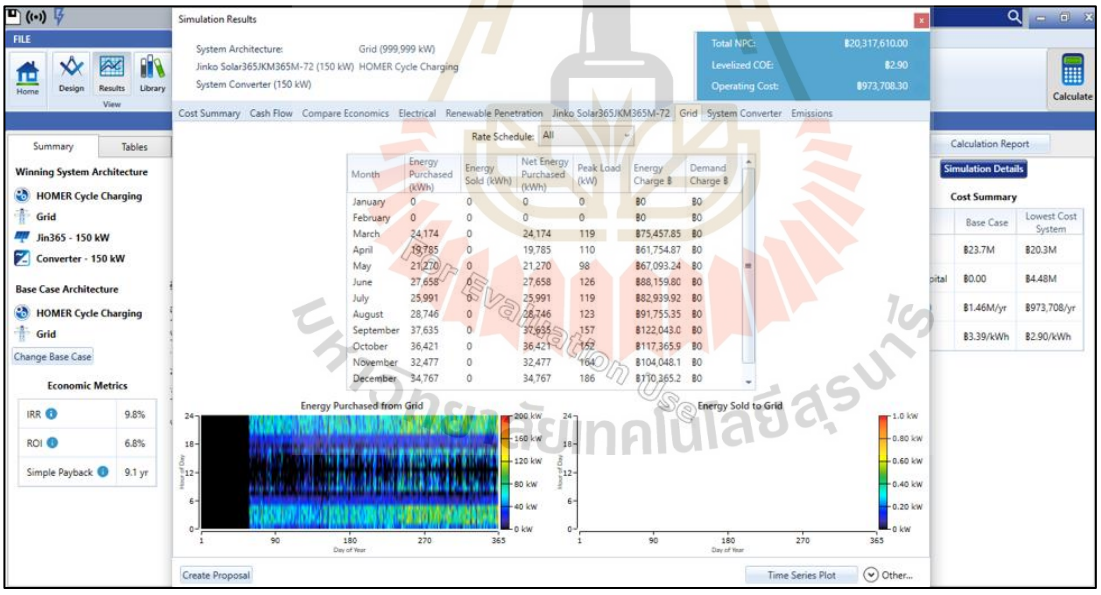
รูปที่ 6.21 ค่าทางเศรษฐศาสตร์การติดตั้ง Solar Rooftop 150 kW



รูปที่ 6.22 การประเมินการลดต้นทุนพลังงานของ Solar Rooftop 150 kW

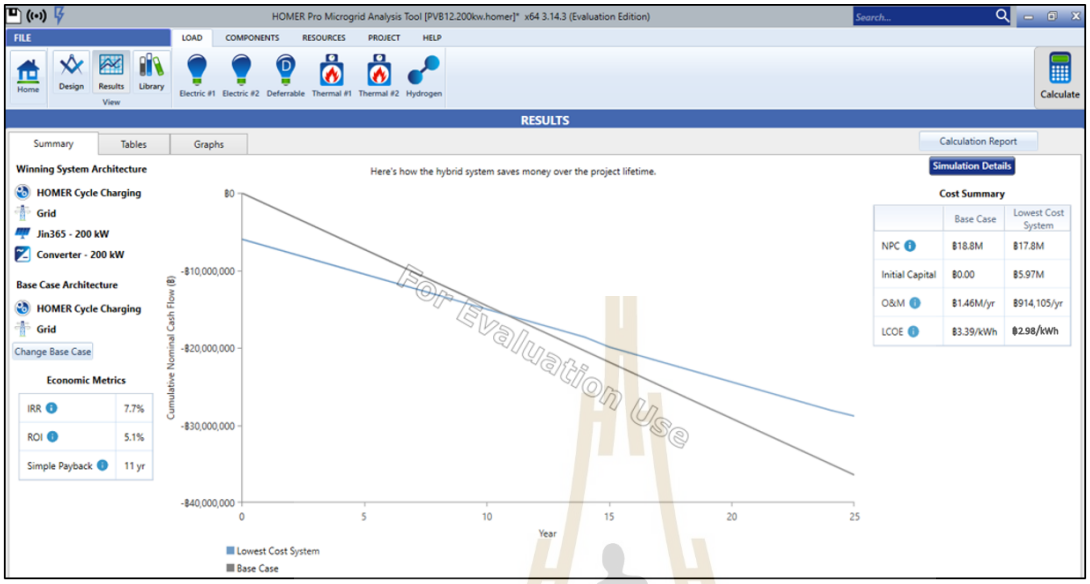


รูปที่ 6.23 พลังงาน Output จากของ Solar Rooftop 150 kW

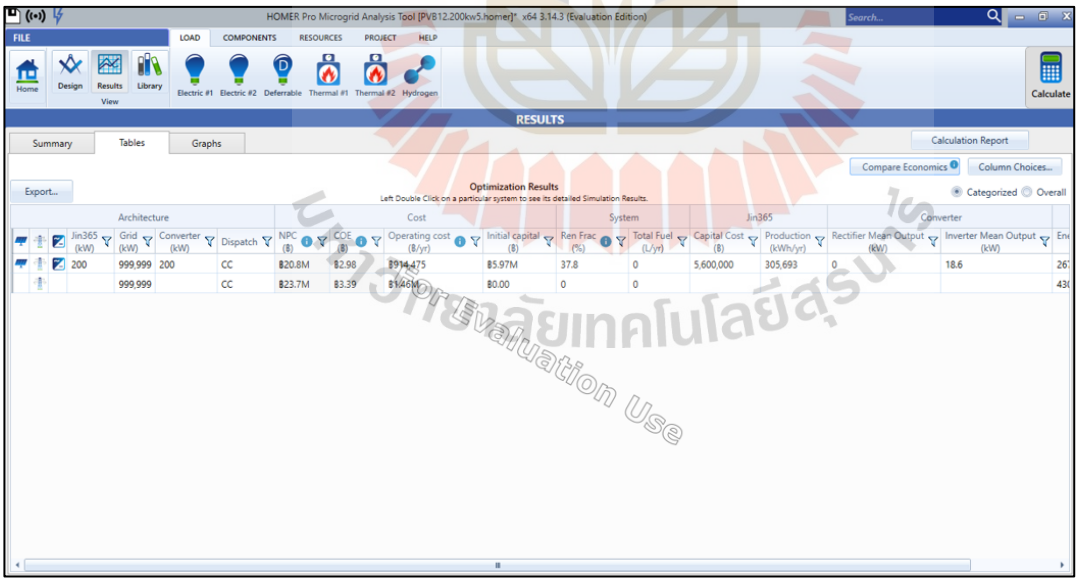


รูปที่ 6.24 พลังงานไฟฟ้าจากกริดหลังการติดตั้ง

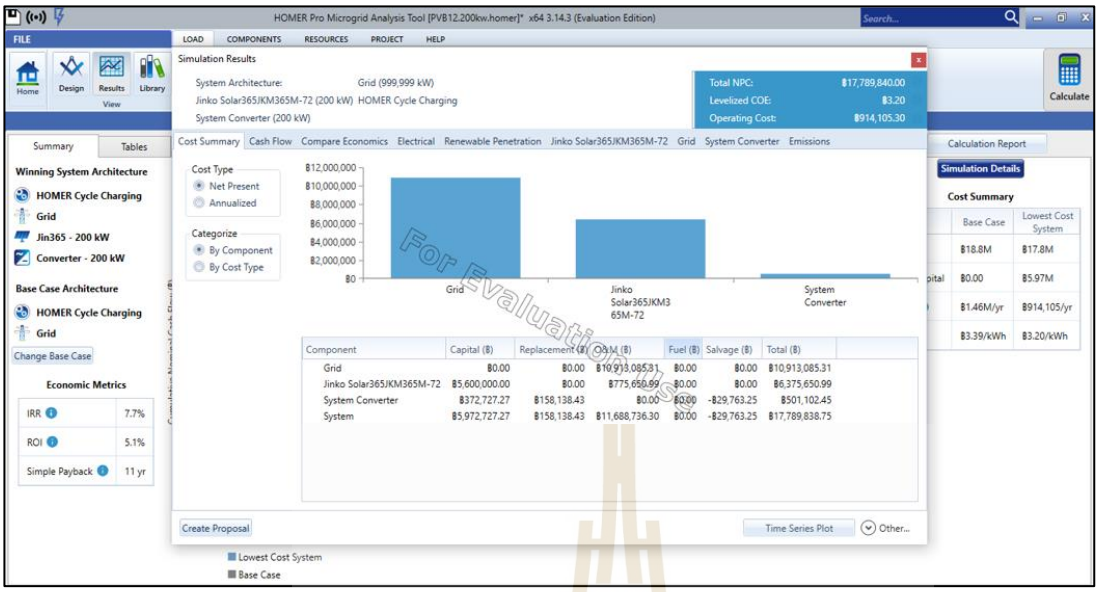
การจำลองการติดตั้งโซลาร์เซลล์ขนาด 200 kW



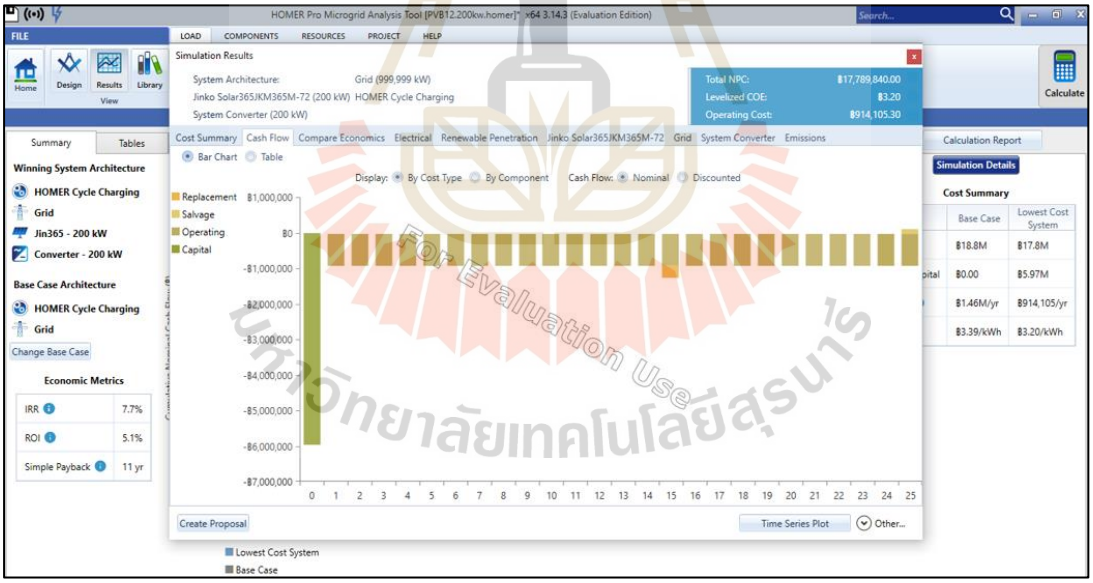
รูปที่ 6.25 ระยะเวลาการคืนทุนของการติดตั้ง Solar Rooftop 200 kW



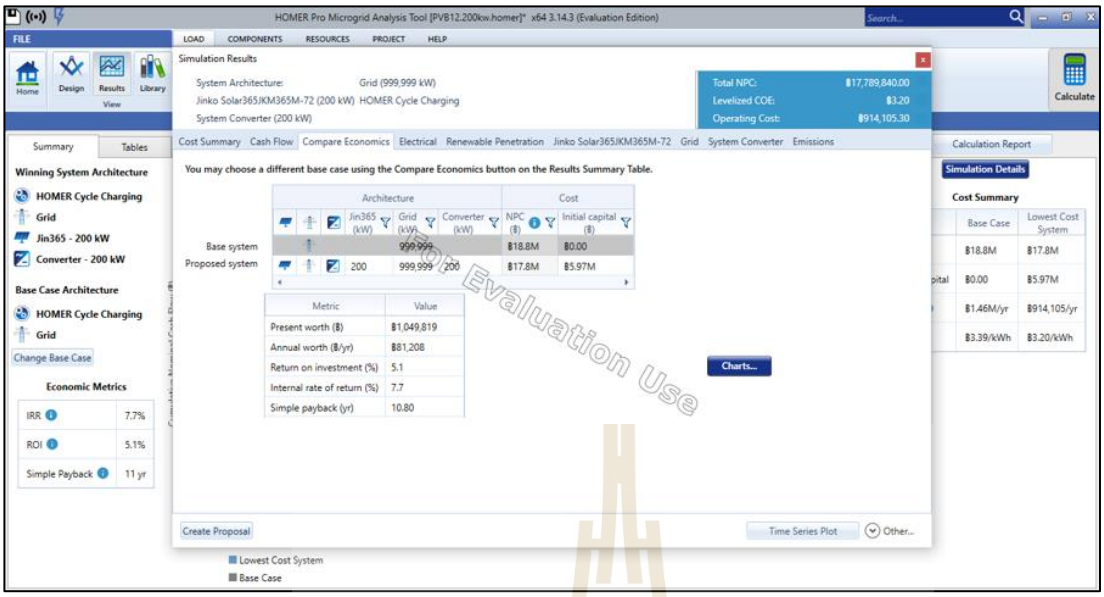
รูปที่ 6.26 ผลการเปรียบเทียบ COE ในการติดตั้ง Solar Rooftop 200 kW-เบสเคส



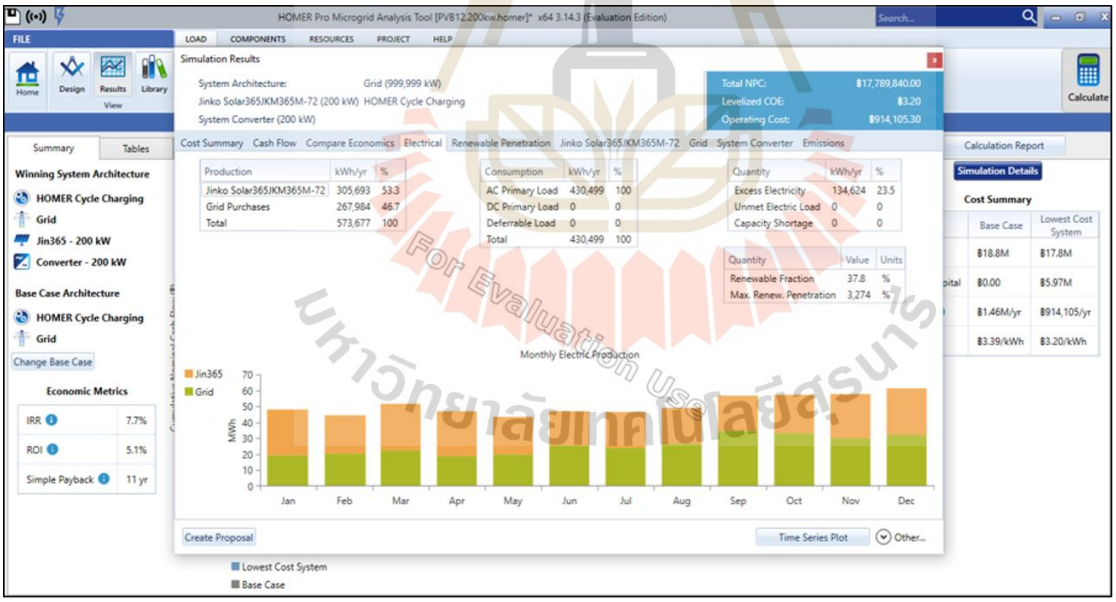
รูปที่ 6.27 รายจ่ายสุทธิของการลงทุนติดตั้ง Solar Rooftop 200 kW



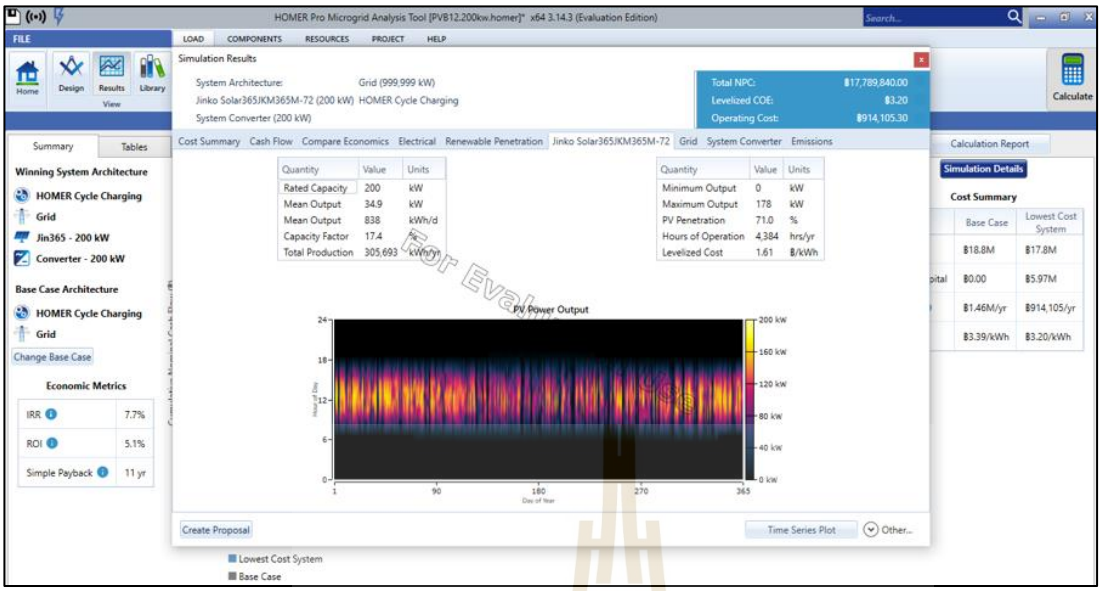
รูปที่ 6.28 รายจ่ายสุทธิในแต่ละปี



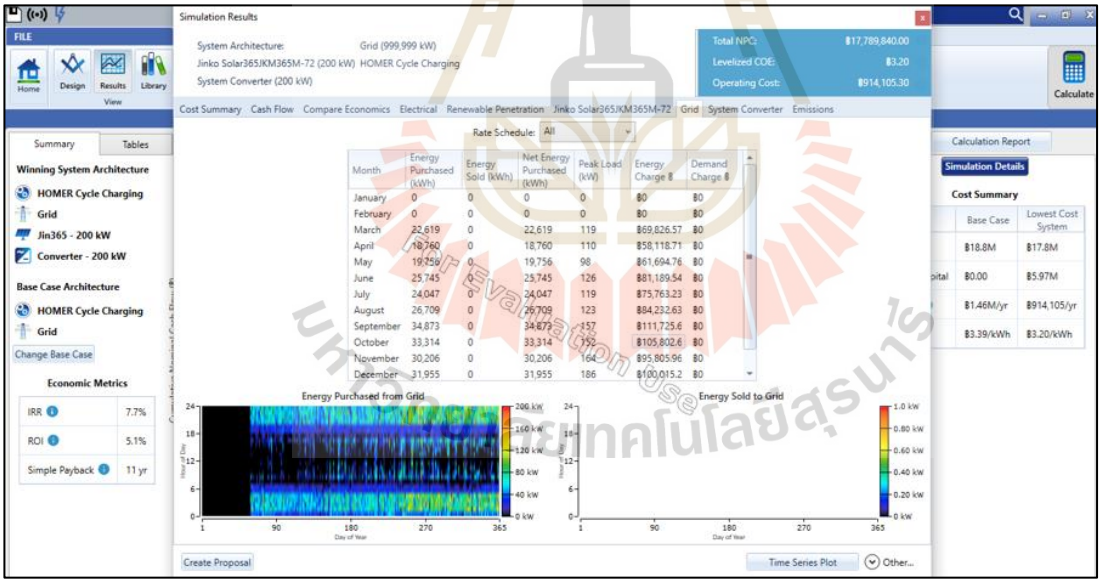
รูปที่ 6.29 ค่าทางเศรษฐศาสตร์การติดตั้ง Solar Rooftop 200 kW



รูปที่ 6.30 การประเมินการลดต้นทุนพลังงานของ Solar Rooftop 200 kW

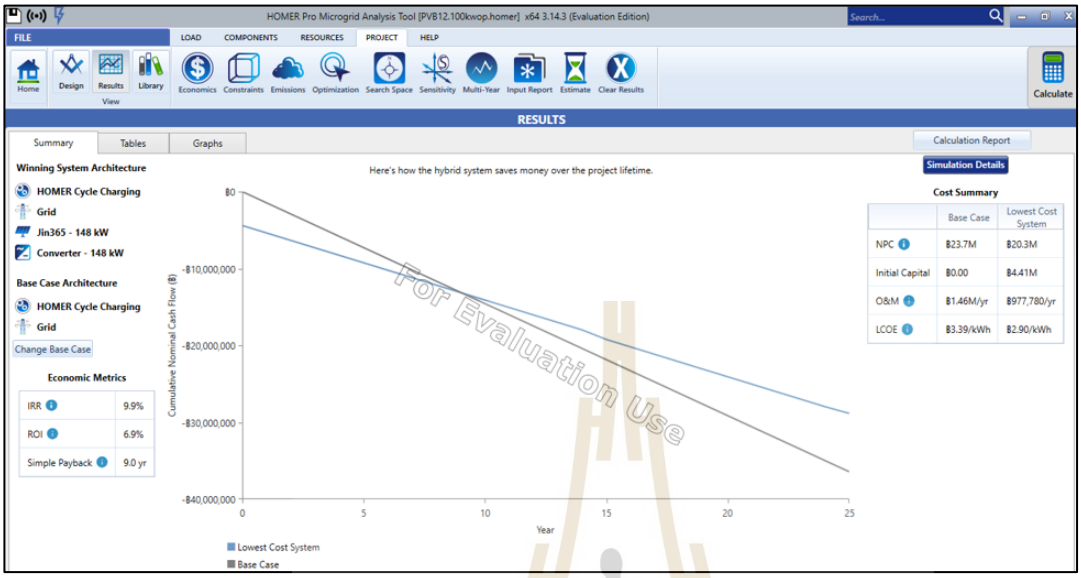


รูปที่ 6.31 พลังงาน Output จากของ Solar Rooftop 200 kW

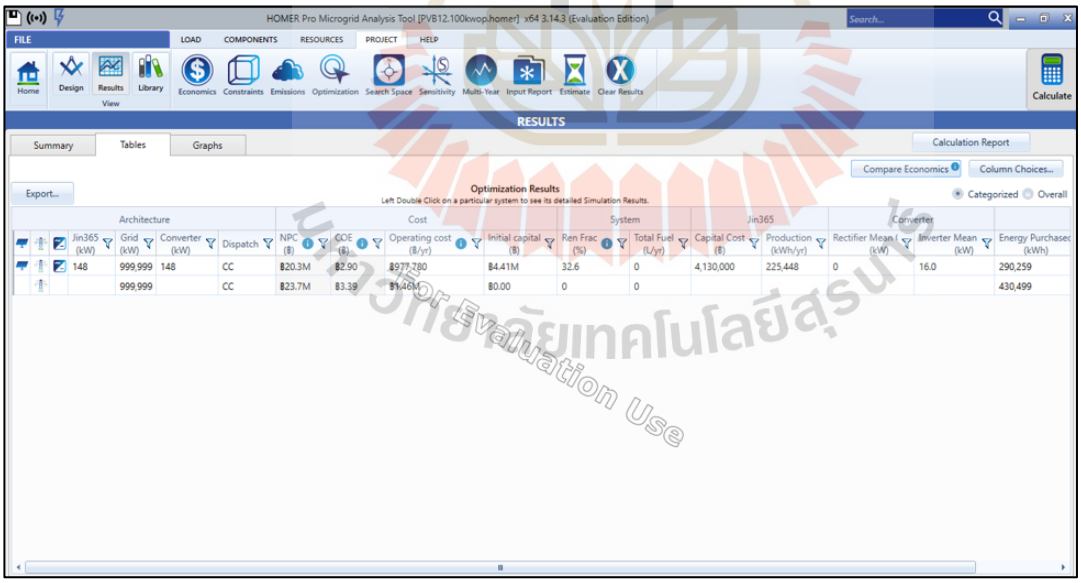


รูปที่ 6.32 พลังงานไฟฟ้าจากกริดหลังการติดตั้ง

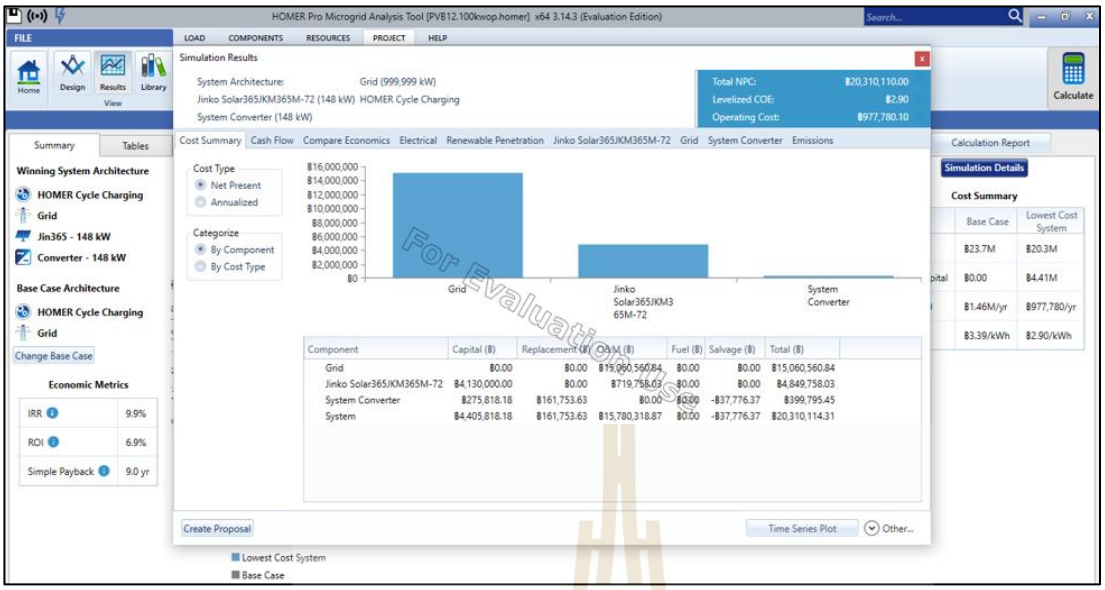
การจำลองการติดตั้งโซลาร์เซลล์ขนาดที่เหมาะสม (148 kW)



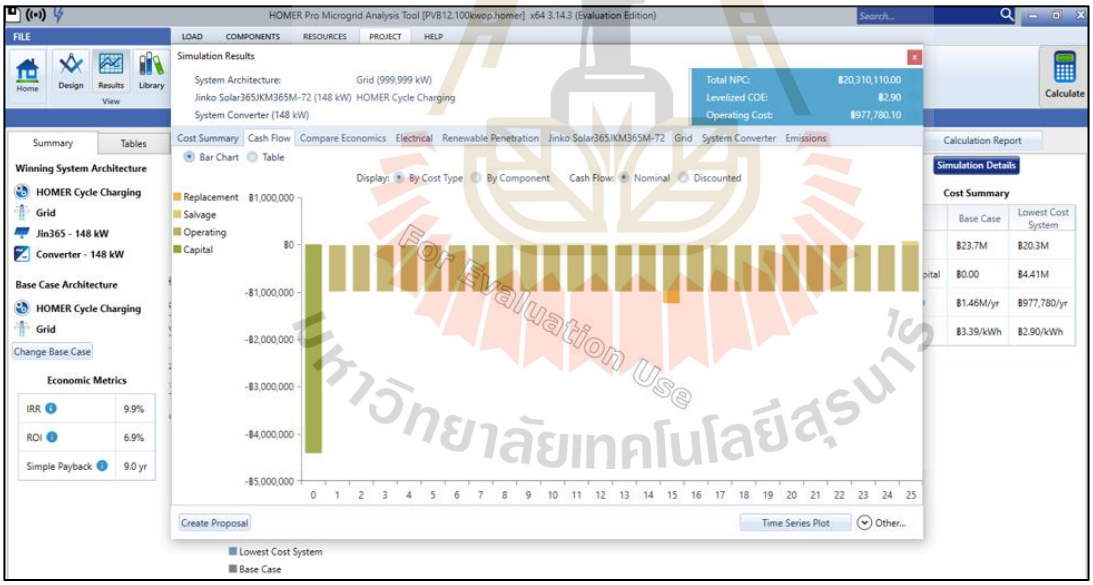
รูปที่ 6.33 ระยะเวลาการคืนทุนของการติดตั้งโซลาร์เซลล์ขนาดที่เหมาะสม (148 kW)



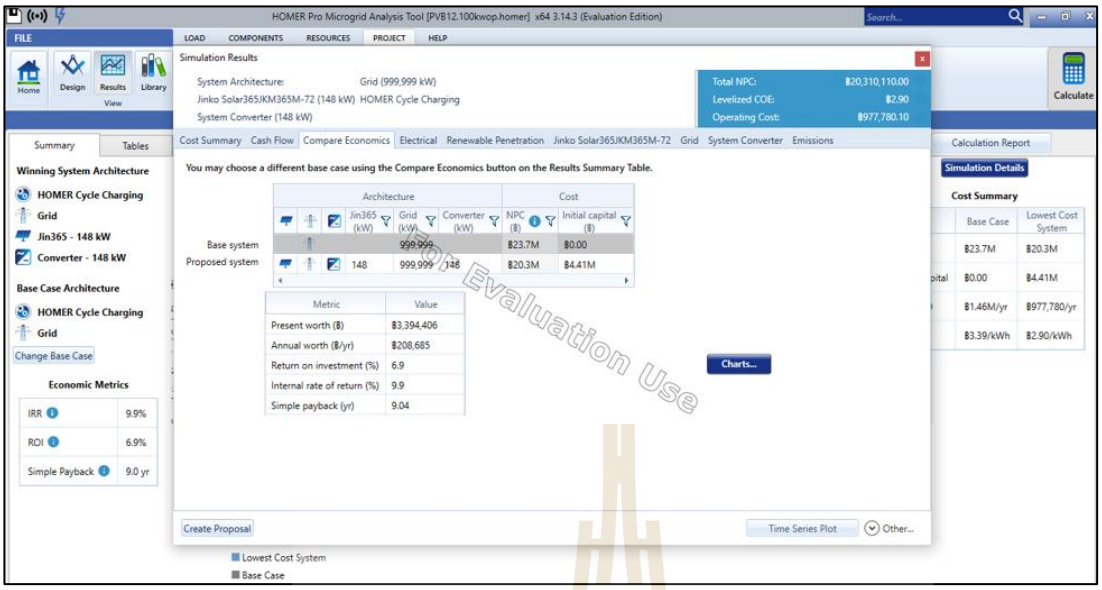
รูปที่ 6.34 ผลการเปรียบเทียบ COE ในการติดตั้งโซลาร์เซลล์ขนาดที่เหมาะสม-เบสเคส



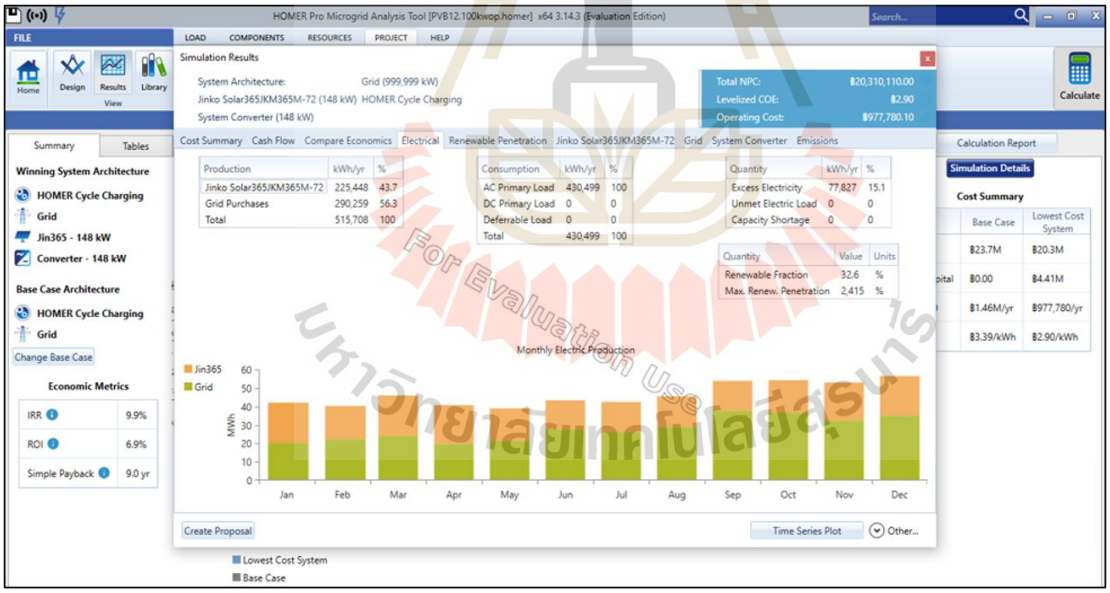
รูปที่ 6.35 รายจ่ายสุทธิของการลงทุนติดตั้งโซลาร์เซลล์ขนาดที่เหมาะสม



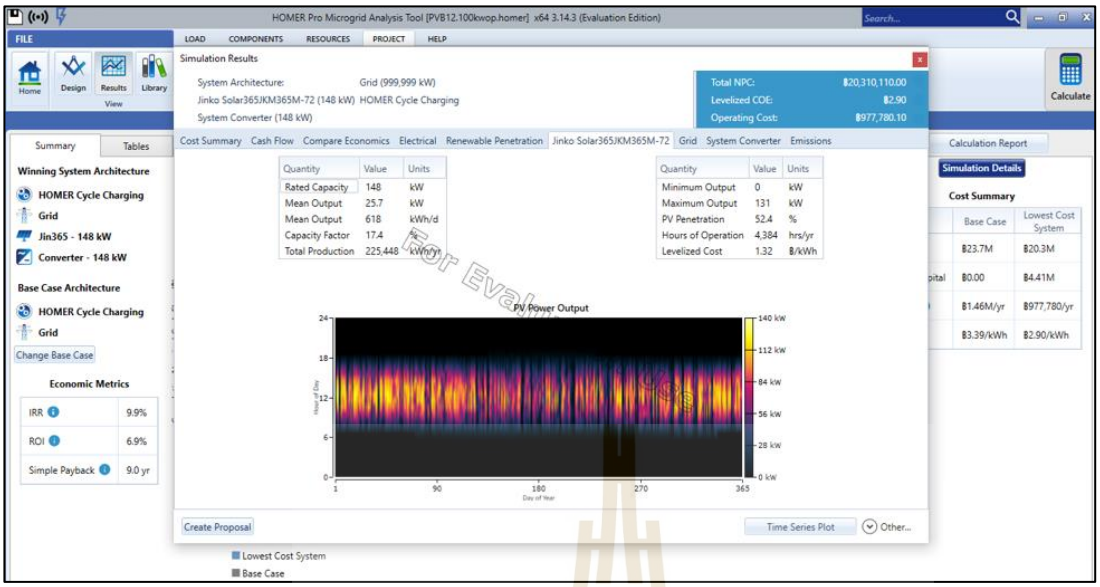
รูปที่ 6.36 รายจ่ายสุทธิในแต่ละปี



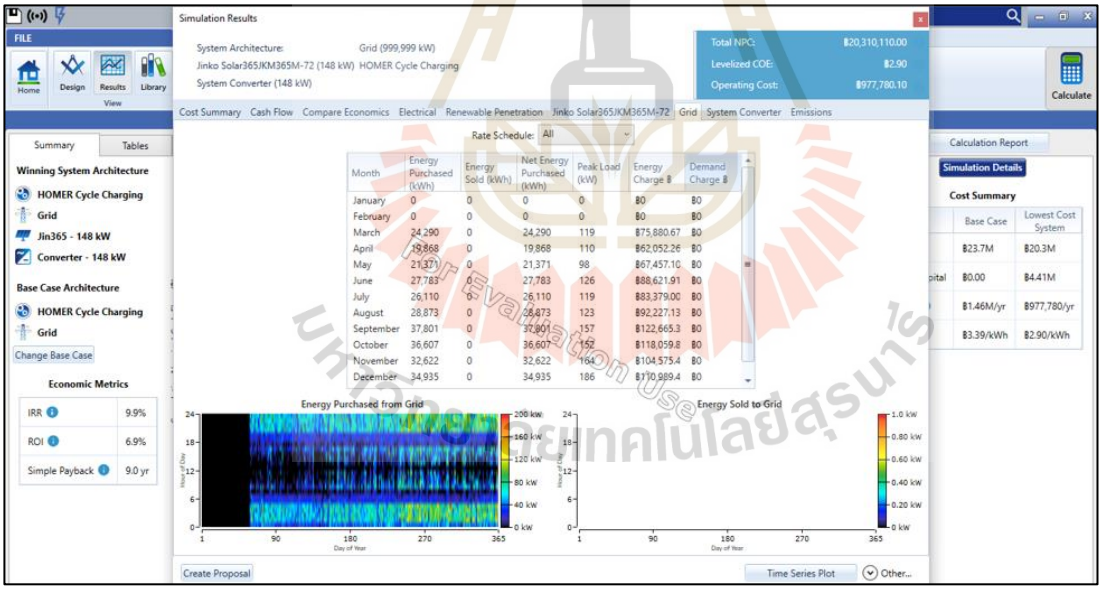
รูปที่ 6.37 ค่าทางเศรษฐศาสตร์การติดตั้งโซลาร์เซลล์ขนาดที่เหมาะสม



รูปที่ 6.38 การประเมินการลดต้นทุนพลังงานของโซลาร์เซลล์ขนาดที่เหมาะสม



รูปที่ 6.39 พลังงาน Output จากของโซลาร์เซลล์ขนาดที่เหมาะสม



รูปที่ 6.40 พลังงานไฟฟ้าจากกริดหลังการติดตั้ง

ภาคผนวก ค

รายชื่อบทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

รายชื่อบทความที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในระหว่างศึกษา

N Donjaroennon, S Chainarong, U Leeton (2021) **Strategy of Energy Management System For Industrial Load by Solar Energy Using HOMER Software**. SUT International Virtual Conference on Science and Technology Nakhon-Ratchasima, Thailand, 6th August 2021, 7 PP.

SUT International Virtual Conference on Science and Technology
Nakhon-Ratchasima, Thailand
6th August 2021

Strategy of Energy Management System For Industrial Load by Solar Energy Using HOMER Software

N Donjaroennon[1], S Chainarong[2], U Leeton[3]

[1]Department of Mechanical Engineering, Institute of Engineering Suranaree University of Technology Nakhon Ratchasima, Thailand.
[2]Department of Managing Director SNC Former Public, Rayong.
[3]School of Electrical Engineering, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, THAILAND.

* Corresponding Author: E-mail: uthen.leeton@gmail.com

Abstract. This paper illustrates a management power of the SNC Former subsidiary of SCAN-SNC. It was selected to test the system because their policy is reduction costs of energy consumption. The locate of factory is in Nikhom Phatthana District, Rayong Province. The SCAN-SNC has average load demand about 430500 kWh/year or 1179.45 kWh/day. The highest demand for electricity is 186 kW in 2020. So, this paper to present energy management strategy by simulation in Homer software. The results of base case is first case which is neglecting the solar rooftop has energy consumption is 3.39 baht/Kilowatt-hour. Second case, installed the solar rooftop is 100 kilowatts is 3.05 baht/kilowatt-hour, Third case, installed solar rooftop is 200 kilowatt is 2.98 baht/kilowatt-hour, The last case, installed the optimal size with solar is 2.90 baht/kilowatt-hour the case of installing solar energy. Result show that, first strategy is installing solar energy can reduce the COE from the base case to 0.34 baht/kWh. The second strategy, installing solar energy can reduce the COE from the base case by 0.41 baht/kWh. The third strategy, installing solar energy is optimum size of solar energy, It can reduce the COE from base case by 0.49 baht/kW. The solar energy can serve range demand for electricity about 100-180 kW and peak at 200-kW. The solar energy can still unsuitable for the current load. The solar energy is an alternative to reducing the main energy cost of electricity and increase stability and performance for industrial demand.

Keywords: Solar Energy, Reduction Energy Cost, Energy Management System.

1. INTRODUCTION

At present, many factories have high energy consumption. Energy costs is very high. In addition, most of the energy contributes to global warming which is energy from coal or natural gas. So, this paper to present the concept of using renewable energy to reduce the cost of energy (COE) and reduce pollution is interesting [*1-2*].

Renewable energy resources (RERs) have gained global attention and credibility as renewable energy reduces global warming and reduces higher energy consumption. RER is an ideal energy solution method for installation to any office or factory area in the world [3].

The developed countries install increasingly renewable energy such as the United States, China, Japan, etc. Many researchers study and develop renewable energy systems. It can reduce energy to be more environmentally friendly [4]. According to the survey, many factories have a lot of rooftop space in order to install of solar photovoltaic systems to reduce the plant's energy costs. The rooftop solar is the most suitable renewable energy resource for industrial plants [5-6].

There are many software to design renewable energy systems. For example, the PVsyst software can calculate and design of installation solar. Moreover, the HOMER software can design a microgrid or hybrid system [7-9].

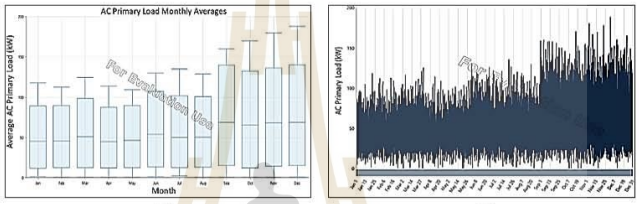
This paper illustrates the solar power is used primarily with the HOMER program. The energy sources and plant components are microgrid to serve by solar energy, wind power, energy storage systems. In addition, the system can analyze both electrical and economic parameters to determine the planning od installation.

This paper proposed a suitable strategy to reduce COE of the factories base on renewable energy system installation using HOMER program to design the optimal size of the component. The organization of this paper, section II is a system description. The methodology is introduced in section III. In Section IV is energy management strategies are introduced and simulation Conclusion remark is in section five.

2. INDUSTRIAL SYSTEM

2.1. System Load Profile

The SCAN-SNC factory was analyzed to reduce the cost of energy in this paper. Because this factory had a high electricity price. The average load of the factory is 430.5 MWh/year or 1.179 MWh/day and the peak load is 186 kW following in Figure 1.



(a) (b)

Figure 1. (a) Scale data monthly averages load (kW)
(b) Scale data load profile in this 2020 (kW)

2.2. Price of Component

The actual price of the component was used to analyze by program HOMER the following table 1.

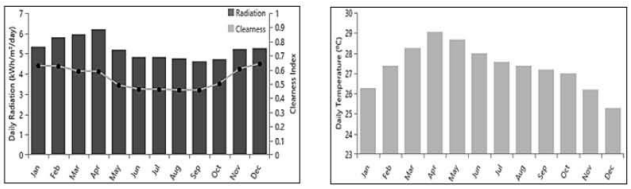
Table 1. Price of component of SCAN-SNC factory

Component	*Initial Capital Cost (THB/100kW)*	*Operation & Maintenance Cost (THB/Year)*	*Life Time (Years)*
PV Solar roof (JINKO JKM365)	2,800,000	30,000	25
Inverter (SMA-SUNNY110)	205,000	-	15

*THB=Thai Baht

2.3. Radiation and Temperature of area.

This simulation can load documents from the Nasa Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER) database. The monthly average solar irradiation is 5.23 kWh/m2/day, and the annual average temperature on the solar roof is 27.34 °C. The SCAN-SNC factory was located on latitude and longitude coordinates are 09° 15'15.73''N 91°28'59.56''E, respectively as show in Figure 2.



(a) (b)

Figure 2. (a) Solar radiation resource (kWh/m^2/day)
(b) Temperature resource (°C)

3. General Review and Metrology

3.1 About HOMER

HOMER® software can simulate for engineering and economic feasibility of micro-grid or distributed energy systems. The electric grid was designed of least-cost electrical systems and risk-mitigation strategies. The software provides insight into cost-effectively combining conventional and renewable energy, storage, grid resources (where available) and load management.

There are many articles and research on HOMER to determine microgrid installation sizes [10] and to calculate the installation budget as well as to find the payback period for the system as quickly as possible. Hence, this article will use HOMER to find suitable power management methods for large industrial bases in photovoltaic installations.

3.2 The implementation of HOMER

There are three strategies to manage the plant's energy include 1) installation of 100 kW solar energy 2) installation of 200 kW solar energy and 3) installing the optimal size solar rooftop for the current load for the solar installation.

The three strategies energy management methods are presented in this paper. The first step is to determine the scope of the research including the reduction ratio. The annual inflation and capacity shortage are shown in Figure 3. The second step is the adjustment of the AC grid bus to set the cost of energy (COE: THB/Unit) price and the ON-Peak and Off-Peak operating times as shown in Figure 4. The third is enter the 2020 load data of the industrial plant as shown in Figure 5.

Figure 3. Scope of the project. Create Discount rate, Inflation and capacity shortage

Figure 4. Electrical price following rate form PEA (TOU).

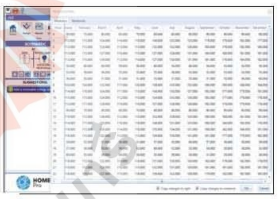


Figure 5. AC primary load profile.

The fourth step, solar power system in the DC-Bus is improved. The priced is equal to the design of the energy management method as shown in Figure 6. Step Five, the price is determined with the size inverter by converse DC to AC conversion as shown in Figure 7. The last step, the parameters is analysed all the obtained from the calculation program.

Figure 6. Price of the Solar Cell (100 kW/THB).

Figure 7. Price of the Converter (100 kW/THB).

3.3 The analytical theorem for Financial in HOMER software

The net present cost: NPC is the present value of all the costs of installing and operating. This component includes over the project lifetime. The HOMER calculates the net present cost of each component in the system [11] as shown in equation (1).

$$NPC = \frac{TAC}{CRF(i, R_{prj})} \tag{1}$$

Thus, CRF is a capital recovery factor.
i is the interest rate in percentage.
R_{prj} is project lifetime in a year.

The total annualized cost (TAC) is the annualized value of the total net present cost.

The capital recovery factor (CRF) is a ratio used to calculate the present value of an annuity (a series of equal annual cash flows). The equation for the capital recovery factor is shown in equation (2) [11].

$$CRF = \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \tag{2}$$

Thus, n is the number of years.
i is the annual real interest rate.

The nominal discount rate (i) is the expected inflation rate in the economics page under the projects. The HOMER uses the following equation to calculate the real discount rate shown in equation (3)[11].

$$i = \frac{i' - F}{i + F} \tag{3}$$

Thus, i' is nominal interest rate.
F is the annual inflation rate.

The total electrical load served (E_{served}) is the total amount of energy that went towards serving the primary and deferrable loads during the year. The amount of energy sold to the grid. HOMER calculates the total electrical load served using the following equation (4) [11].

$$E_{served} = E_{served,ACprim} + E_{served,DCprim} + E_{served,def} + E_{served,sales} \tag{4}$$

Thus, $E_{served,primAC}$ is AC primary load served.
$E_{served,primDC}$ is DC primary load served.
$E_{served,def}$ is deferrable load served.
$E_{served,sales}$ is energy sold to the grid.

Cost of energy (COE) is the average cost/kWh of useful electrical energy produced by the system [11]. COE can calculate thorgh HOMER divides the annualized cost of producing electricity (the total annualized cost minus the cost of serving the thermal load) by the total electric load served using the following equation (5).

$$COE = \frac{TAC}{L_{prim,AC} + L_{prim,DC}} \quad (5)$$

Thus, $L_{prim,AC}$ is the AC primary load

$L_{prim,\,DC}$ is the DC primary load

The proposed energy management method is focused on photovoltaic installations only by a large number of rooftop. The area of installation is still not enough space for other renewable energy installations. The current battery, it is not suitable for the factory design because the price is still higher than the energy requirements. So, therefore not suitable for inplementation in to the grid in dusttry sector.

4. Simulation Result and Discussion

HOMER is a global tool for designing and optimizing microgrid systems and simplifying the evaluation, design and installation of microgrid power systems. In this paper, three methods of power management are proposed compared to the base case without a solar installation. The result is shown in Figure 9.

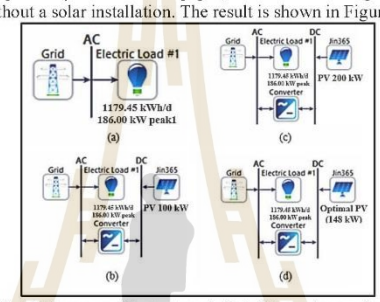


Figure 9. (a) Base case (b) strategy 1: Installing solar rooftop 100 kW
(c) strategy 2: Installing solar rooftop 200 kW (d) Finding to optimal size solar rooftop

From the simulation results through the HOMER program, there were 3 energy management methods compared with the base case. In case of no solar installation, the COE value is 3.39 THB / Unit. In the first case, when installing a 100-kW solar cell, the COE value is 3.05 THB/Unit. The second case when installing solar cells. At 200-kW, COE was 2.98 THB/Unit, and in the third case, using the solar cell optimization function, it was found that the installation was 148 kW and the COE was 2.90 THB/Unit. Therefore,3 cases found that one case can reduce the COE from the base case is 0.34 THB/Unit, payback period 7.8 years, the second case can reduce the COE from the base case is 0.41 THB/Unit, the payback period is 11 years. And if the COE can be reduced from the base case is 0.49 THB/Unit, the payback period is 9 years. Installing a solar cell that is larger than the appropriate value (148 kW) will increase the COE value. As the investment funds are too high, the payback period will also increase as the load current, the maximum demand for electricity is in the range of 100-180 kW (Peak Load 186 kW), the optimal now for a solar installation is 148 kW. All 3 cases are shown in Figure10-13.

Month	Deman (kW)			Energy (kWh)				SUM (kWh)
	P	OP	H	P	OP	H	SUMOP+H	All
Jan	120.00	96.00	132.00	7280.00	3074.00	1610.00	9684.00	11964.00
Feb	124.00	98.00	140.00	7840.00	3120.00	1680.00	4800.00	12240.00
Mar	132.00	96.00	144.00	7560.00	2130.00	1980.00	4110.00	11670.00
Apr	117.00	105.00	123.00	17280.91	5107.19	7312.00	12419.67	29755.00
May	120.00	108.00	105.00	15814.38	5810.93	8214.49	13625.42	29340.00
June	138.00	111.00	123.00	20618.13	5240.45	7981.37	13221.82	33840.00
July	135.00	114.00	111.00	24418.70	5053.04	8508.26	14161.30	38610.00
Aug	132.00	123.00	135.00	24300.00	9240.00	11010.00	20250.00	44550.00
Sep	186.00	141.00	156.00	27409.09	14563.64	16197.27	30760.91	58170.00
Oct	183.00	162.00	159.00	30780.00	15510.00	19320.00	34830.00	65610.00
Nov	188.00	160.00	167.00	33480.00	18840.00	18820.00	37660.00	71140.00
Dec	184.00	174.00	177.00	36010.00	18874.00	19580.00	38414.00	74424.00

Figure 10. Base Case (Monthly Report)

Figure 11. Installing solar rooftop 100 kW

Figure 12. Installing solar rooftop 200 kW

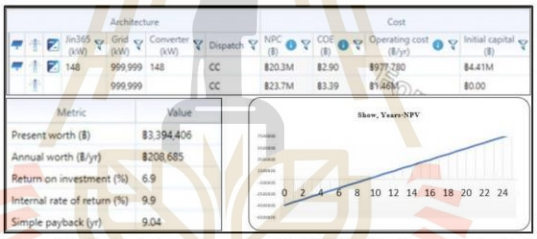


Figure 13. Optimal size solar rooftop (148 kW by function optimization)

Table 2 Simulation results of each strategy.

Strategy	Initial Capital Cost (THB)	COE (THB/kWh)	IRR (%)	Payback (Years)
Base Case	-	3.39	-	-
100 kW	2.99M	3.05	11.9	7.8
200 kW	5.97M	2.98	7.7	11
Optimal (148 kW)	4.41M	2.90	9.9	9

5. Conclusion

This paper presents the solar installation at SCAN-SNC plant is applied for case study. Result can verify the average load of 1179.45 kWh/day and the maximum demand of 186 kW. It was found that the appropriate value for the installation of the current load is 148 kW. The unit from the base case is 3.39 THB/kWh to 2.90 THB/kWh. The internal rate of return is 9.9%. Once invested, the investment can be returned within 9 years. It is the best value for finding the right solar cell size for the current load.

Acknowledgements
This work was supported by Creativity Anthology company factory (SCAN-SNC) and Suranaree University of Technology.

References

[1] Rehman S and Al-Hadhrami L M 2010 Study of a solar PV–diesel– battery hybrid power system for a remotely located population near Rafha, Saudi Arabia Energy, vol.35, pp.4986-4995

[2] Anonymous 2008 20% Wind Energy by 2030: Increasing Wind Energy's Contribution to U.S. Electricity Supply, 2008 ASI 3308-177; DOE/GO-102008-2567.

[3] Alhamad I M 2018 A feasibility study of roof-mounted grid-connected PV solar system under Abu Dhabi net metering scheme using HOMER. 2018 Advances in Science and Engineering Technology International Conferences (ASET)

[4] Lakshmi M., Prasad S and Babu C S 2012 Design of off-grid homes with Renewable energy sources. IET Chennai 3rd International Conference on Sustainable Energy and Intelligent Systems (SEISCON 2012).

[5] Sureshkumar U, Manoharan P S and Ramalakshmi A P S 2012 Economic cost analysis of hybrid renewable energy system using HOMER, International Conference on Advances in Engineering, Science And Management, pp. 94-99.

[6] Nurunnabi M and Roy N K 2015 Grid-connected hybrid power system design using HOMER.2015 International Conference on Advances in Electrical Engineering (ICAEE).

[7] Cristian H, Bizon N. and Alexandru, B. 2017 Design of hybrid power systems using HOMER simulator for different renewable energy sources. 2017 9th International Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI).

[8] Chattopadhyay D 2014 Modeling renewable energy impact on the electricity market in India. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 31, 9-22

[9] Launch of the "Renewable Energy Top Paper Award" & celebrating the winners for the 2014 Impact Factor. (2016). Renewable Energy, 85.

[10] Rezzouk H and Mellit A 2015 Feasibility study and sensitivity analysis of a stand-alone photovoltaic–diesel–battery hybrid energy system in the north of Algeria Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 43, pp. 1134–1150, 2015.

[11] Sureshkumar U, Manoharan P S and Ramalakshmi A P S 2012 Economic cost analysis of hybrid renewable energy system using HOMER, International Conference on Advances in Engineering, Science And Management, pp. 94-99, March 30-31, 2012.

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ประวัติผู้เขียน

นายณัฐพล ดลเจิญนนท์ เกิดเมื่อวันที่ 31 สิงหาคม พ.ศ. 2539 จังหวัดนครราชสีมา สำเร็จการศึกษาระดับชั้นมัธยมศึกษาจากโรงเรียนสุรธรรมพิทักษ์ อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา ในปีการศึกษา 2558 และสำเร็จการศึกษาระดับปริญญาตรีจากคณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ในปีการศึกษา 2562 หลังจากสำเร็จการศึกษาได้ทำการศึกษาต่อในระดับปริญญาโท สาขาวิชาวิศวกรรมเมคคาทรอนิกส์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ในปี พ.ศ. 2562 ในขณะที่ศึกษาอยู่ได้มีโอกาสเป็นผู้ช่วยสอนและวิจัยในสาขาวิชาวิศวกรรมเมคคาทรอนิกส์และวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จำนวน 2 รายวิชา คือ (1) ปฏิบัติการฟิสิกส์-ไฟฟ้า (2) ปฏิบัติการวงจรไฟฟ้าและอิเล็กทรอนิกส์ ซึ่งช่วยให้ผู้วิจัยได้มีความรู้และประสบการณ์เกี่ยวกับระบบไฟฟ้าพื้นฐานที่ได้จากการเป็นผู้ช่วยสอนเป็นอย่างดี

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี