

2021

การประเมินกำลังผลิตติดตั้งของระบบโซลาร์เซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาที่เหมาะสมสำหรับโรงงาน : กรณีศึกษา

ชญาวัฒน์ คัจจสุวรรณมณี  
บัณฑิตวิทยาลัย

Follow this and additional works at: <https://digital.car.chula.ac.th/chulaetd>

---

**Recommended Citation**

คัจจสุวรรณมณี, ชญาวัฒน์, "การประเมินกำลังผลิตติดตั้งของระบบโซลาร์เซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาที่เหมาะสมสำหรับโรงงาน : กรณีศึกษา" (2021). *Chulalongkorn University Theses and Dissertations (Chula ETD)*. 7754.  
<https://digital.car.chula.ac.th/chulaetd/7754>

This Independent Study is brought to you for free and open access by Chula Digital Collections. It has been accepted for inclusion in Chulalongkorn University Theses and Dissertations (Chula ETD) by an authorized administrator of Chula Digital Collections. For more information, please contact [ChulaDC@car.chula.ac.th](mailto:ChulaDC@car.chula.ac.th).

การประเมินกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาที่เหมาะสม  
สำหรับโรงงาน : กรณีศึกษา



สารนิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต  
สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน (สหสาขาวิชา) สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัด  
การพลังงาน  
บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
ปีการศึกษา 2564  
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

THE INSTALLED CAPACITY EVALUATION OF SOLAR PV ROOFTOP SYSTEM FOR  
FACTORY: CASE STUDY



Mr. Chayaphat Katchasuwanmanee

An Independent Study Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements  
for the Degree of Master of Science in Energy Technology and Management

Inter-Department of Energy Technology and Management

GRADUATE SCHOOL

Chulalongkorn University

Academic Year 2021

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อสารนิพนธ์	การประเมินกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาที่เหมาะสมสำหรับโรงงาน : กรณีศึกษา
โดย	นายชญพัฒน์ คัจฉสุวรรณมณี
สาขาวิชา	เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน (สหสาขาวิชา)
อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ฐิติศักดิ์ บุญปราโมทย์

---

บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับสารนิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต

คณะกรรมการสอบสารนิพนธ์

.....	ประธานกรรมการ
(ศาสตราจารย์ ดร.วิบูลย์ ศรีเจริญชัยกุล)	
.....	อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ฐิติศักดิ์ บุญปราโมทย์)	
.....	กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.ประพันธ์ คูชดารา)	

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ชญาพัฒน์ คัจฉสุวรรณมณี : การประเมินกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าเซลล์  
แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาที่เหมาะสมสำหรับโรงงาน : กรณีศึกษา. ( THE  
INSTALLED CAPACITY EVALUATION OF SOLAR PV ROOFTOP SYSTEM  
FOR FACTORY: CASE STUDY) อ.ที่ปรึกษาหลัก : ผศ. ดร.จิตติศักดิ์ บุญปราโมทย์

งานวิจัยนี้เป็นการประเมินกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ  
ติดตั้งบนหลังคา (ระบบโซลาร์เซลล์) ที่เหมาะสมสำหรับโรงงาน กรณีศึกษา เพื่อประเมินหากำลัง  
ผลิตติดตั้งที่เหมาะสมและคุ้มค่าที่สุด ซึ่งโรงงานที่นำมาศึกษาวิจัยในครั้งนี้มีการใช้ไฟฟ้าในช่วง  
On-Peak สูงกว่า Off-Peak จึงเหมาะสมกับการติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์ และด้วยวิธีการออกแบบ  
โดยทั่วไป จะมีองค์ประกอบหลักในการพิจารณาจะมีอยู่ 2 ส่วน ที่ คือ  
1.) พฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้าเดิมของโรงงาน 2.) พื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้ง ซึ่งทั้ง 2 ซึ่ง  
สำหรับงานวิจัยนี้จะพิจารณาจากพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าเดิมของโรงงานเพียงอย่างเดียวโดยไม่นำ  
ปัจจัยด้านข้อจำกัดของพื้นที่มาเกี่ยวข้อง และด้วยระบบโซลาร์เซลล์จะมีข้อจำกัดในการผลิตไฟฟ้า  
เฉพาะในช่วงกลางวันที่มีแสงอาทิตย์ จึงนำระบบกักเก็บพลังงานมาร่วมศึกษาด้วยโดยกำหนดไว้  
3 แนวทาง คือ (1) กำหนดให้กำลังติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์ มากกว่า ความต้องการใช้ไฟฟ้าของ  
โรงงาน (2) กำหนดให้กำลังติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์ น้อยกว่า ความต้องการใช้ไฟฟ้าของโรงงาน  
และ (3) กำหนดให้กำลังติดตั้งความต้องการใช้ไฟฟ้าของโรงงาน มากกว่า และเสริมระบบกัก  
เก็บพลังงานเพื่อสำรองไฟฟ้าส่วนที่ไม่ได้ใช้ (Unused) มาใช้ในช่วงอื่นที่มีความต้องการ โดยมี  
ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์คืออัตราผลตอบแทนภายใน (Internal rate of return: IRR) มูลค่า  
ปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB) และการ  
วิเคราะห์ความอ่อนไหวของการศึกษา (Sensitivity Analysis) โดยสรุปผลการวิเคราะห์แสดงให้เห็น  
เห็นว่าแนวทาง (2) มีอัตราผลตอบแทนที่คุ้มค่าที่สุด และมีระยะเวลาคืนทุนสั้นที่สุดและหาก  
มูลค่าของระบบกักเก็บพลังงานในอนาคตลดลง แนวทาง (3) ก็เป็นอีกวิธีที่หนึ่งที่น่าสนใจ

สาขาวิชา เทคโนโลยีและการจัด  
การพลังงาน (สหสาขาวิชา)

ลายมือชื่อนิสิต .....

ปีการศึกษา 2564

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

# # 6187514420 : MAJOR ENERGY TECHNOLOGY AND MANAGEMENT

KEYWORD: Solar PV rooftop, Installed capacity, Energy Storage System

Chayaphat Katchasuwanmanee : THE INSTALLED CAPACITY EVALUATION  
OF SOLAR PV ROOFTOP SYSTEM FOR FACTORY: CASE STUDY. Advisor:  
Assoc. Prof. THITISAK BOONPRAMOTE, Ph.D.

The purpose of this study is to identify the appropriate level of installed capacity for a solar PV rooftop system for a selected factory as a case study to assess the most suitable and cost-effective installed capacity. The factory in this research study has usage of electricity during On-Peak higher than on Off-Peak, so it is suitable installation a solar cell system to replace the demand for electricity during on-Peak. And with the design method, there are generally two main components to consider 1st The behavior of the original electricity uses of the factory and 2nd the area suitable for installation, both of which this research will consider based on the behavior of the demand of electricity only without taking into account the limitations of the area involved and with the solar cell system, there will be a limitation in generating electricity only during the day when there is sunlight. Therefore, the energy storage system was also included in the study by defining 3 scenarios. Firstly scenario (1) Installation of solar rooftop with installed capacity above the factory's electricity demand, scenario (2) Installation of solar rooftop with installed capacity below the factory's electricity demand, and scenario (3) Installation of solar rooftop with an energy storage system for electricity backup during off-peak. The economic indicators are Internal rate of return (IRR), Net Present Value (NPV), Payback Period (PB), and Sensitivity Analysis. In conclusion, the result of the analysis shows that scenario (2) way has the most cost-effective rate of return. And has the shortest payback period and if the value in the future of the energy storage system is reduced scenario

Field of Study: Energy Technology and  
Management

Student's Signature .....

Academic Year: 2021

Advisor's Signature .....

## กิตติกรรมประกาศ

สารนิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยดี ผู้วิจัยขอขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.จิตติศักดิ์ บุญปราโมทย์ อาจารย์ที่ปรึกษาสารนิพนธ์หลัก ที่ให้คำปรึกษา คำแนะนำ และแนวทางในการจัดทำ สารนิพนธ์ฉบับนี้อย่างดียิ่ง จนสำเร็จลุล่วงตามวัตถุประสงค์ที่ตั้งไว้

ขอขอบพระคุณ คณาจารย์ประจำหลักสูตรเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน บัณฑิต วิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้ให้องค์ความรู้ ทฤษฎี แนวคิด ประสบการณ์ตรงจากการทำงาน พร้อมทั้งให้คำปรึกษา คำแนะนำ สามารถนำไปประยุกต์ใช้ในการประกอบวิชาชีพได้ ตลอดจน เจ้าหน้าที่ประจำหลักสูตร เจ้าหน้าที่จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยที่เกี่ยวข้อง และเพื่อนนิสิต ที่ให้การ สนับสนุนและความช่วยเหลืออย่างดียิ่งมาโดยตลอด

ขอขอบคุณ บริษัท กันกุลเอ็นจิเนียริง จำกัด (มหาชน) ฝ่ายพัฒนาธุรกิจพลังงานทดแทน บริษัทผู้ออกแบบ ก่อสร้าง และดูแลระบบ ที่ให้ความอนุเคราะห์ข้อมูลในการทำงานวิจัยทำให้งาน เสร็จสมบูรณ์ได้

สุดท้ายนี้ ขอขอบพระคุณ บิดา มารดา ญาติพี่น้อง และบุคคลท่านอื่น ๆ ที่มีได้กล่าวถึงใน ที่นี้ ที่ให้คำปรึกษา คำแนะนำ สนับสนุน และความช่วยเหลือจนทำให้งานวิจัยนี้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

ผู้วิจัยหวังเป็นอย่างยิ่งว่า สารนิพนธ์ฉบับนี้จะเป็นประโยชน์สำหรับผู้สนใจ ศึกษาและ ค้นคว้าเกี่ยวกับเรื่องดังกล่าว หากมีข้อบกพร่องประการใด ผู้วิจัยขออภัยมา ณ ที่นี้ด้วย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ชญาพัฒน์ คัจฉสุวรรณมณี

## สารบัญ

### หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย .....	ก
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ .....	ข
กิตติกรรมประกาศ.....	ค
สารบัญ .....	ง
สารบัญตาราง .....	ช
สารบัญภาพ .....	ซ
บทที่ 1 บทนำ .....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา .....	1
1.2 วัตถุประสงค์ในการวิจัย.....	3
1.3 ขอบเขตการวิจัย.....	3
1.4 วิธีการดำเนินการวิจัย.....	4
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	4
บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง .....	5
2.1 ระบบไฟฟ้าของโรงงานแต่ละประเภท.....	5
2.2 ประเภทการใช้ไฟฟ้าในปัจจุบัน .....	7
2.3 ข้อมูลเบื้องต้นของเทคโนโลยี.....	8
2.4 การผลิตแรงแพลังงานแสงอาทิตย์.....	8
2.5 โครงสร้างแผงเซลล์แสงอาทิตย์.....	9
2.6 ขั้นตอนการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	10
2.7 อุปกรณ์หลักที่ใช้ในการศึกษา .....	12
2.8 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการ .....	15



บทที่ 3 วิธีการดำเนินการวิจัย .....	17
3.1 ศึกษาและวิเคราะห์พฤติกรรมใช้ไฟฟ้าของโรงงาน .....	17
3.2 การวิเคราะห์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จาก PVsyst.....	18
3.3 ต้นทุนค่าใช้จ่ายในการลงทุน .....	20
3.4 ผลของสมมติฐานการผลิตไฟฟ้าทั้ง 3 แนวทาง .....	22
3.5 ประเมินและเปรียบเทียบความคุ้มค่าของการลงทุน .....	24
3.6 งบกระแสเงินสด (Cash Flow).....	24
3.7 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV).....	24
3.8 อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR).....	26
3.9 ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB).....	27
บทที่ 4 ผลการวิจัย .....	28
4.1 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ .....	28
4.2 ผลวิเคราะห์ความอ่อนไหวทางเศรษฐศาสตร์ .....	29
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ .....	31
5.1 สรุปผลการวิจัย.....	31
5.2 ข้อเสนอแนะ .....	31
ภาคผนวก ก.....	32
คุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ .....	33
คุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (ต่อ) .....	34
ภาคผนวก ข.....	35
คุณสมบัติของอินเวอร์เตอร์ .....	36
คุณสมบัติของอินเวอร์เตอร์ (ต่อ).....	37
คุณสมบัติของไฮบริดอินเวอร์เตอร์ .....	38
คุณสมบัติของไฮบริดอินเวอร์เตอร์ (ต่อ) .....	39

ภาคผนวก ก .....	40
คุณสมบัติของระบบเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage).....	41
คุณสมบัติของระบบเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) (ต่อ) .....	42
ภาคผนวก ง .....	43
ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด (Discounted Cash Flow Model).....	43
ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp.....	44
ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด (ต่อ) ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp .....	45
ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 356.4kWp.....	46
ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด (ต่อ) ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 356.4kWp .....	47
ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp เสริมระบบ เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) .....	48
ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด (ต่อ) ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp เสริมระบบ เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) .....	49
ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp เสริมระบบ เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) แบบปรับลดมูลค่าอุปกรณ์กักเก็บพลังงาน (Energy Storage) ลง 6.8%.....	50
ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด (ต่อ) ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp เสริมระบบ เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) แบบปรับลดมูลค่าอุปกรณ์กักเก็บพลังงาน (Energy Storage) ลง 6.8%.....	51
บรรณานุกรม .....	52
ประวัติผู้เขียน .....	53

## สารบัญตาราง

ตารางที่ 1 แสดงอัตราตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day Rate : TOD) โรงงานประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ .....	7
ตารางที่ 2 รายละเอียดกำหนดกำลังติดตั้งทั้ง 3 แนวทาง.....	18
ตารางที่ 3 องค์ประกอบความสูญเสีย (Loss factor).....	18
ตารางที่ 4 พลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้ (kWh) จากการจำลองของโปรแกรม PVsyst .....	19
ตารางที่ 5 ราคาเฉลี่ยชุดติดตั้งระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาอาคารโรงงาน....	20
ตารางที่ 6 ค่าใช้ในการลงทุนติดตั้งระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาอาคารโรงงาน .....	20
ตารางที่ 7 เปรียบเทียบผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบ ...	28
ตารางที่ 8 ราคาเฉลี่ยใหม่เฉพาะชุดติดตั้งเฉพาะของกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp.....	29
ตารางที่ 9 ค่าใช้จ่ายในการลงทุนใหม่รวมแต่ละแนวทาง .....	29
ตารางที่ 10 เปรียบเทียบผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาโรงงาน แนวทางที่ 3 ปรับลดมูลค่าอุปกรณ์ระบบเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน Energy storage.....	30

## สารบัญภาพ

รูปที่ 1 แสดงค่าพลังงานที่ผลิตได้จากระบบ Solar PV น้อยกว่า Load demand.....	1
รูปที่ 2 แสดงค่าพลังงานไฟฟ้าส่วนเกิน (Unused) จากระบบ Solar PV .....	2
รูปที่ 3 แสดงการนำไฟฟ้าที่สำรองใน Energy Storage system เพื่อใช้สำรองไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ ต้องการ .....	2
รูปที่ 4 แสดงอัตราค่าไฟฟ้า TOD ตามช่วงเวลาระหว่างวันจันทร์ถึงวันศุกร์ .....	7
รูปที่ 5 แสดงอัตราค่าไฟฟ้า TOD ตามช่วงเวลาระหว่างวันเสาร์ถึงวันอาทิตย์ .....	8
รูปที่ 6 หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์ .....	8
รูปที่ 7 ขั้นตอนการสร้างแผงพลังงานแสงอาทิตย์ .....	9
รูปที่ 8 โครงสร้างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ .....	9
รูปที่ 9 ตัวอย่างระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบออนกริด .....	10
รูปที่ 10 ตัวอย่างระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน .....	11
รูปที่ 11 ตัวอย่างระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบออฟกริด .....	11
รูปที่ 12 แสดงข้อมูล Load Profile จาก Automatic Meter Reading (AMR) ปี 2558 .....	17
รูปที่ 13 ข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารายวันของวันที่ 13 มีนาคม พ.ศ. 2558 .....	17
รูปที่ 14 แสดงกราฟการจำลองผลที่ได้จากโปรแกรม PVsyst ที่กำลังผลิตติดตั้ง 601.04 kWp เปรียบเทียบการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย 300 kWp ของโรงงาน .....	22
รูปที่ 15 แสดงกราฟการจำลองผลที่ได้จากโปรแกรม PVsyst ที่กำลังผลิตติดตั้ง 356.4kWp เปรียบเทียบการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย 300 kWp ของโรงงาน .....	22
รูปที่ 16 แสดงกราฟการจำลองกำลังติดตั้ง 601.04 kWp แบบเสริมระบบกักเก็บพลังงาน(Energy Storage) เพื่อเก็บไฟฟ้าส่วนเกิน .....	23

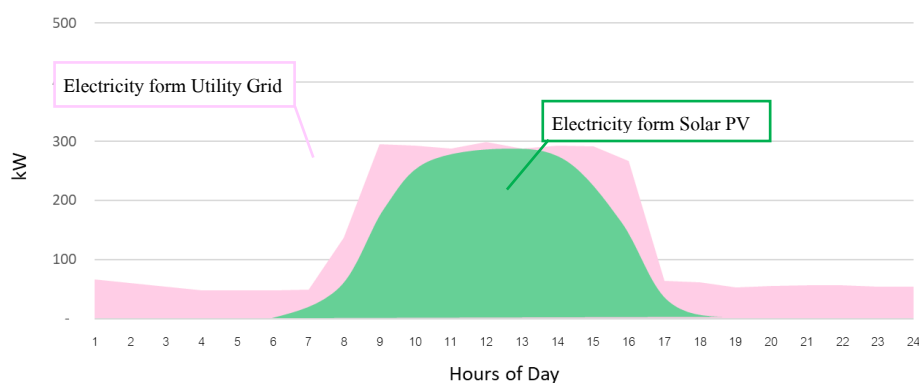
## บทที่ 1 บทนำ

### 1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

พลังงานทดแทนจากแสงอาทิตย์ (Solar PV) เป็นที่นิยมมากในปัจจุบัน ด้วยประเทศไทยมีศักยภาพของค่าความเข้มแสงอาทิตย์อยู่ในระดับสูงและไม่มีวันหมด จึงเหมาะที่จะนำแสงอาทิตย์มาเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้าได้ และด้วยเทคโนโลยีในปัจจุบันมีความล้ำหน้าไปมาก ไม่ว่าจะเป็นในด้านประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้า อายุการใช้งาน และความปลอดภัย ทำให้ Solar PV สามารถติดตั้งบนหลังคาอาคารของกลุ่มบ้านเรือนทั่วไป กลุ่มบริษัทห้างร้าน และกลุ่มโรงงานอุตสาหกรรม โดยในการวิจัยครั้งนี้จะมุ่งเน้นไปยังกลุ่มโรงงานอุตสาหกรรม ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงในช่วงกลางวัน (On-Peak) และประกอบกับมีพื้นที่หลังคาอาคารจำนวนมากที่ไม่มีการใช้กิจกรรมใดๆ จึงมีความเหมาะสมที่จะนำพื้นที่ส่วนนั้นมาใช้ให้เกิดประโยชน์ ทำให้การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) เป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่จะช่วยลดการใช้ไฟฟ้าจากสายส่ง และช่วยลดปริมาณการผลิตก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO2) จากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิล (Fossil Fuels)

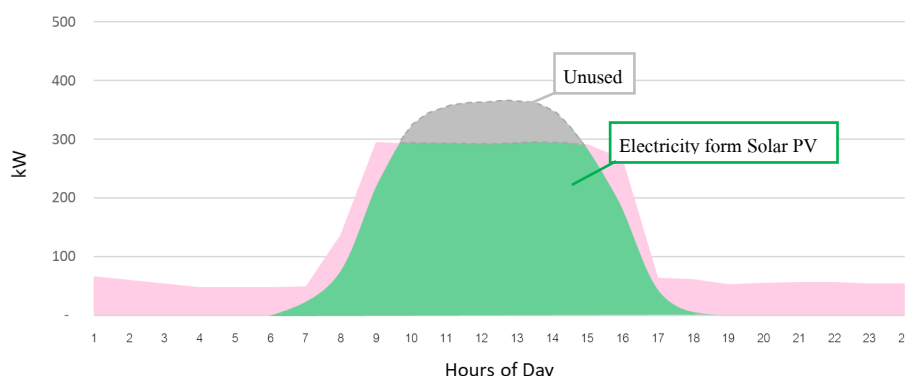
ทั้งนี้การที่จะติดตั้งระบบ Solar PV Rooftop มีปัจจัยหลักในการออกแบบระบบ [1] ให้สอดคล้องกับการลงทุนอยู่หลักๆ 2 ประการ คือ 1.) การกำหนดกำลังผลิตติดตั้ง (Installed capacity) ให้เหมาะสมกับการใช้งาน 2.) ขนาดของพื้นที่ในการติดตั้ง (Area) เป็นต้น จากการศึกษาการกำหนดกำลังผลิตติดตั้ง (Installed capacity) มีความเป็นไปได้ที่ผู้ออกแบบจะกำหนดได้ 2 แนวคิด

แนวคิดที่ 1 ออกแบบให้ระบบ Solar PV Rooftop มี Installed capacity ต่ำกว่าหรือเท่ากับกำลังการใช้ไฟฟ้าเดิมของโรงงาน (Load demand) เพื่อที่จะทดแทนการซื้อไฟฟ้าจากสายส่งการไฟฟ้า (Utility Grid) ได้เกือบทั้งหมด ดังรูปที่ 1



รูปที่ 1 แสดงกำลังงานที่ผลิตได้จากระบบ Solar PV น้อยกว่า Load demand

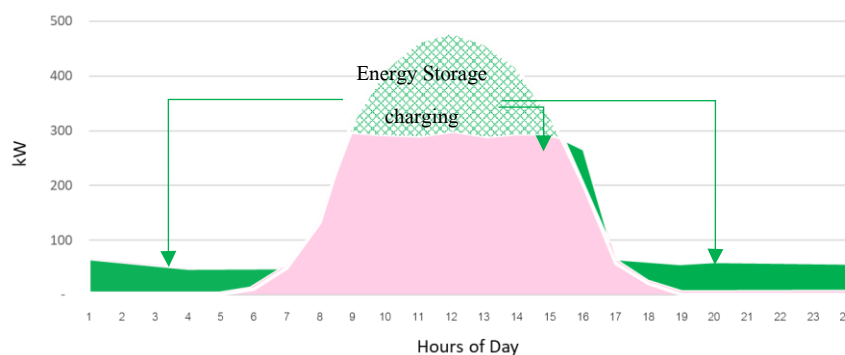
และหากออกแบบให้ติดตั้งมากเกินไปจะทำให้ไฟฟ้าส่วนเกิน (Unused) ดังรูปที่ 2



รูปที่ 2 แสดงค่าพลังงานไฟฟ้าส่วนเกิน (Unused) จากระบบ Solar PV

ไหลย้อนกลับ Transmission line ของการไฟฟ้าได้ ซึ่งก็จะมีข้อกำหนดการขอเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า Grid Code ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) [2] และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) [3]) ว่าด้วยการติดตั้งระบบป้องกันไฟย้อนเข้าระบบจำหน่าย (Relay Protection) ซึ่งหากมีการผลิตไฟฟ้าเกินกว่าความต้องการใช้จะมีกระแสไหลย้อนเข้าระบบจำหน่าย ซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะทำการตัดระบบ Solar PV Rooftop ทันที แต่ด้วยปัจจุบันมีเทคโนโลยีช่วยในควบคุมการผลิตที่เรียกว่าฟังก์ชันป้องกันไฟฟ้าไหลย้อน (Zero Export) เป็นฟังก์ชันที่มีชุดควบคุม (Controller) สั่งงานไปยังอุปกรณ์แปลงกระแสไฟฟ้าจากกระแสตรงเป็นกระแสสลับที่เรียกว่า อินเวอร์เตอร์ (Inverter) ให้ผลิตไฟฟ้าตาม Load demand ที่ใช้ภายในโรงงาน ทำให้ไม่เกิดเหตุการณ์จ่ายกระแสไฟฟ้าย้อนเข้าระบบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

แนวคิดที่ 2 ออกแบบให้ระบบ Solar PV Rooftop มี Installed capacityมากกว่าการใช้ไฟฟ้าเดิมของโรงงาน (Load demand) เพื่อที่จะทดแทนการซื้อไฟฟ้าจากสายส่ง (Transmission line) ได้ทั้งหมดรวมถึงนำไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบ Solar PV Rooftop ไปเก็บไว้ยังระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage system) [4] เพื่อใช้สำรองไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ต้องการ ดังรูปที่ 3



รูปที่ 3 แสดงการนำไฟฟ้าที่สำรองใน Energy Storage system เพื่อใช้สำรองไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ต้องการ

ดังนั้นจึงเป็นที่มาของความสำคัญของปัญหาในการวิจัยนี้สำหรับการประเมินกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาที่เหมาะสมสำหรับโรงงานว่า แนวคิดไหนจึงมีความเหมาะสมและคุ้มค่ากับการลงทุนที่สุด [5]

## 1.2 วัตถุประสงค์ในการวิจัย

การวิจัยครั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อแนวทางในการกำหนดกำลังติดตั้งที่เหมาะสมของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar PV Rooftop) แบบติดตั้งบนหลังคาสำหรับโรงงานเป็นกรณีศึกษา ด้วยโรงงานตัวอย่างของการวิจัยครั้งนี้มีการใช้ไฟฟ้าในช่วง On-Peak (ตั้งแต่วันจันทร์-วันศุกร์ เวลา 09.00-22.00 น.) มากกว่าช่วง Off-peak (ตั้งแต่ช่วงเวลา 22.00 - 09.00 น. ของวันจันทร์ - ศุกร์ และวันเสาร์ วันอาทิตย์ วันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย) ทั้งวัน) และด้วยอัตราค่าไฟฟ้าเป็นประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ ที่ระดับแรงดัน 22 – 33 กิโลโวลต์ อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Tariff : TOU Tariff) ซึ่งมีอัตราค่าไฟฟ้าช่วง On-Peak ราคา 4.1839 บาทต่อหน่วย และช่วง Off-Peak ราคา 2.6037 บาทต่อหน่วย ซึ่งการติดตั้งระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar PV Rooftop) แบบติดตั้งบนหลังคาจะช่วยลดค่าไฟฟ้าในช่วง On-Peak ที่มีราคาสูงกว่า Off-Peak ได้เกือบทั้งหมด จึงเป็นวัตถุประสงค์เพื่อแนวทางในการกำหนดกำลังติดตั้งที่เหมาะสมและคุ้มค่าที่สุด ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับข้อมูลจากการวิเคราะห์จาก Load Profile ราย 15 นาที ย้อนหลังตลอดทั้งปี เพื่อศึกษารูปแบบและพฤติกรรมเพื่อให้ออกแบบระบบ Solar PV Rooftop ได้สอดคล้องกัน โดยข้อสมมติฐานที่ว่าหากติดตั้ง Solar PV Rooftop ให้มากกว่า หรือ น้อยกว่า ความต้องการไฟฟ้าของโรงงานจะมีผลการศึกษาอย่างไร รวมถึงศึกษาเทคโนโลยีใหม่ๆ ประกอบไปด้วย อาทิเช่น ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage system) ที่มีราคาสูงกว่าคุ้มค่าหรือไม่ และสามารถช่วยให้ผลการศึกษาความน่าสนใจมากขึ้นหรือไม่อย่างไร ตลอดจนการประเมินความคุ้มค่าของการลงทุนติดตั้งระบบ Solar PV Rooftop ในปัจจุบัน

## 1.3 ขอบเขตการวิจัย

เพื่อศึกษาหาแนวทางสำหรับการกำหนดกำลังติดตั้งของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar PV Rooftop) แบบติดตั้งบนหลังคาสำหรับโรงงาน โดยปกติการพิจารณาจะมีองค์ประกอบหลักอยู่ 2 ส่วนที่ใช้กำหนดกำลังผลิตติดตั้ง คือ 1.) พฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้าเดิมของโรงงานสามารถวิเคราะห์ได้จาก Load Profile ราย 15 นาที โดยใช้ข้อมูลย้อนหลัง 1 ปี เพื่อให้เห็นพฤติกรรมตลอดทั้งปี 2.) พื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้ง โดยจะพิจารณาทั้งโครงสร้างหลังคาว่าสามารถรองรับน้ำหนักของระบบ Solar PV Rooftop ได้ตลอดอายุการใช้งานหรือไม่ หลังคามีความพร้อมในการติดตั้งหรือไม่ ลักษณะของหลังคาเป็นประเภทใด แต่การศึกษานี้จะพิจารณาเฉพาะพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าเดิมของโรงงานเท่านั้น จึงกำหนดให้พื้นที่ที่จะติดตั้งไม่จำกัด และไม่มีข้อกำหนดใน

การขออนุญาตไฟฟ้าของการไฟฟ้ามาเกี่ยวข้อง ให้พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของโรงงานจากข้อมูล Load Profile ให้สอดคล้องกับพฤติกรรมการผลิตไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop ในช่วงเวลากลางวัน โดยใช้ข้อมูล Load Profile ย้อนหลัง 1 ปี รวมถึงประเมินความคุ้มค่าของการลงทุนและสรุปผลออกเป็น 3 แนวทางดังนี้

แนวทางที่ 1 กำหนดให้กำลังผลิตติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์ มากกว่า กำลังการไฟฟ้าของโรงงาน

แนวทางที่ 2 กำหนดให้กำลังผลิตติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์ น้อยกว่า กำลังการไฟฟ้าของโรงงาน

แนวทางที่ 3 กำหนดให้กำลังผลิตติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์ มากกว่า กำลังการไฟฟ้าของโรงงาน และเสริมระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) เพื่อสำรองไฟฟ้าส่วนที่ไม่ได้ใช้ (Unused)

#### 1.4 วิธีการดำเนินการวิจัย

1.4.1 ศึกษาและค้นคว้าหาข้อมูลงานวิจัยต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง

1.4.2 รวบรวมข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารายวันของโรงงานย้อนหลัง 1 ปี และวิเคราะห์ผล

1.4.3 กำหนดสมมติฐานกำลังผลิตติดตั้งของระบบโซลาร์เซลล์เป็น 3 แนวทาง

1.4.4 คำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้ของระบบโซลาร์เซลล์จากสมมติฐานทั้ง 3 แนวทาง ด้วยซอฟต์แวร์ประยุกต์ PVsyst [6]

1.4.5 วิเคราะห์และเปรียบเทียบผลค่าพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้ของระบบโซลาร์เซลล์จากสมมติฐานทั้ง 3 กับค่าพลังงานรายวันของโรงงานย้อนหลัง 1 ปี

1.4.6 วิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ โดยใช้แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด (Discounted Cash Flow Model) ในการพิจารณาเกณฑ์การลงทุน ได้แก่ NPV, IRR, MIRR และ PB [7] ด้วยโปรแกรม Microsoft Excel

1.4.7 รวบรวมข้อมูลและสรุปผล

#### 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.5.1 เพื่อนำไปใช้ในการกำหนดกำลังติดตั้งที่เหมาะสมและคุ้มค่าที่สุดให้กับโรงงานได้

1.5.2 เพื่อนำข้อมูลที่ได้จากการวิจัยไปช่วยในการตัดสินใจการลงทุนได้ดี



## บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

### 2.1 ระบบไฟฟ้าของโรงงานแต่ละประเภท

โรงงานอุตสาหกรรมแต่ละประเภทจะมีการออกแบบระบบไฟฟ้าแตกต่างกันไป แม้แต่โรงงานประเภทเดียวกันก็ไม่จำเป็นที่จะต้องมีการใช้ระบบไฟฟ้าเหมือนกัน แต่อย่างไรก็ตามการออกแบบระบบไฟฟ้าของโรงงานโดยทั่ว ๆ ไปจะมีปัจจัยที่ควรต้องนำมาพิจารณาดังนี้

#### 2.1.1 ขนาดของโรงงาน, กำลังไฟฟ้าที่ต้องใช้

การไฟฟ้าทั้งสามคือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.), การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ได้นิยามขนาดของโรงงานอุตสาหกรรมและธุรกิจพาณิชย์กรรมตามปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ขอใช้ดังนี้

- โรงงาน / ธุรกิจขนาดเล็ก - ความต้องการพลังไฟฟ้าไม่เกิน 30 KVA.
- โรงงาน / ธุรกิจขนาดกลาง- ความต้องการพลังไฟฟ้า สูงสุด 30-1999 KVA.
- โรงงาน / ธุรกิจขนาดใหญ่- ความต้องการพลังไฟฟ้าตั้งแต่ 2 MVA.

ขนาดของโรงงานและกำลังไฟฟ้าที่ใช้ มีผลกระทบต่อการเลือกระดับแรงดันของระบบไฟฟ้าในโรงงานซึ่งจะส่งผลกระทบต่อยังการลงทุนในอุปกรณ์ และอัตราค่าไฟฟ้า ตลอดจนมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ ใช้ควบคุมการใช้ไฟของโรงงาน

2.1.2 ลักษณะหรือกระบวนการผลิตของอุตสาหกรรม กระบวนการผลิตของอุตสาหกรรมบางประเภทมีกระบวนการผลิตที่ต่อเนื่อง (Continuous flow) เช่น อุตสาหกรรมสิ่งทอ อุตสาหกรรม Petro chem เป็นต้น คุณภาพของไฟฟ้ามีผลกระทบต่อผลผลิตของโรงงานสูง การออกแบบระบบไฟฟ้าของโรงงานต้องคำนึงถึงความน่าเชื่อถือ (Reliability) อย่างมาก และบางอุตสาหกรรมการใช้ไฟฟ้ามีลักษณะไม่ต่อเนื่องกัน ซึ่งจะมีการใช้เป็นช่วง ๆ เช่น อุตสาหกรรมเหล็ก โรงผลิตวัสดุขึ้นรูป โรงโม่หิน โรงงานเชื่อมเหล็ก การออกแบบระบบไฟฟ้าต้องคำนึงถึงผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าต้นทาง และผู้ใช้ไฟใกล้เคียง ๆ กัน กระบวนการผลิตของอุตสาหกรรมเป็นปัจจัยชี้้นำในการลงทุนเพื่อคุณภาพของระบบไฟฟ้าของโรงงานเราแบ่งประเภทของกระบวนการผลิตออกเป็น

2.1.2.1 กระบวนการผลิตแบบต่อเนื่อง (Continuous Production) เช่น อุตสาหกรรมเคมี โรงกลั่น เป็นต้น ระบบไฟฟ้าขัดข้องอาจทำให้สินค้าที่อยู่ในกระบวนการผลิตทั้งหมดเสียหาย ต้องนำไปทำลาย ค่าเสียหายจากการที่ระบบไฟฟ้าขัดข้องจึงสูง การลงทุนให้ระบบไฟฟ้าภายในโรงงานมั่นคงจึงคุ้มค่า

2.1.2.2 กระบวนการผลิตแบบกลุ่ม (Batch Production) เช่น โรงงานทอผ้า อุตสาหกรรมอาหารแปรรูปบางประเภท โรงถลุงเหล็ก เป็นต้น การขัดข้องของระบบไฟฟ้าอาจทำให้

สินค้าลืมนั้นคุณภาพไม่ได้มาตรฐานต้องทำลายทิ้ง หรือจำหน่ายเป็นสินค้าเกรดต่ำ หรือต้องเริ่มต้นกระบวนการผลิตของลืมนั้นใหม่ การตัดสินใจลงทุนเพื่อคุณภาพของระบบไฟฟ้าของโรงงานจึงขึ้นกับระดับความ เสี่ยงที่จะเกิดจากระบบไฟฟ้าขัดข้องเฉลี่ยต่อครั้ง

2.1.2.3 กระบวนการผลิตที่ไม่ต่อเนื่อง (Intermittent Production) การหยุดการผลิตไม่ได้ทำให้สินค้าหรือวัตถุดิบที่อยู่ใน Production line เสียหาย เช่น อุตสาหกรรมประกอบรถยนต์ โรงงานผลิตชิ้นส่วน อะไหล่ โรงโมหิน เป็นต้น

2.1.3 ประเภทของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในโรงงาน ซึ่งอุปกรณ์ที่ใช้ไฟฟ้าเป็นต้นกำลังจะมีความต้องการคุณภาพของแหล่งจ่ายไฟในระดับที่แตกต่างกัน ทั้งนี้จะขึ้นอยู่กับประเภทของอุปกรณ์ไฟฟ้านั้น และลักษณะการใช้งาน เช่น อุปกรณ์มอเตอร์ไฟฟ้าใช้กับไฟ 3 เฟสอุตสาหกรรมอาจแบ่งประเภทของอุปกรณ์ไฟฟ้าได้พอสังเขปดังนี้

- ระบบไฟแสงสว่างในโรงงาน/ สำนักงาน
- อุปกรณ์ระบบปรับอากาศในโรงงาน/ สำนักงาน
- ตู้แช่แข็ง ห้องเย็น
- อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์และคอมพิวเตอร์
- ระบบควบคุม และป้องกัน

ระบบไฟฟ้าของโรงงานจะต้องออกแบบให้เป็นต้นกำลังที่เหมาะสมและปลอดภัยเพียงพอกับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่จะต้องใช้ในโรงงาน ซึ่งการวางระบบที่เหมาะสมจะสามารถเลือกใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าได้หลากหลายสนองความต้องการในกระบวนการผลิตของโรงงานอย่างมีประสิทธิภาพ

2.1.4 แหล่งจ่ายไฟ โดยปกติโรงงานอุตสาหกรรมที่ตั้งอยู่ในบริเวณที่ระบบไฟฟ้าของ กฟภ. และ กฟน. มีความมั่นคงสูงนั้นได้มีการลงทุนให้ระดับความมั่นคงของระบบส่งและระบบจ่ายไฟฟ้าเป็น N-1 นั่นก็คือมีแหล่งจ่ายไฟสำรองให้สามารถรองรับกรณีฉุกเฉินได้ 1 วงจรจ่ายไฟ ในกรณีเช่นนี้ทางโรงงานสามารถลดต้นทุนในการติดตั้งระบบไฟฟ้าสำรอง ในขณะที่เดียวกันก็จะมีโรงงานอุตสาหกรรมที่ตั้งอยู่ห่างไกลที่ระบบจำหน่ายของ กฟภ. ไปไม่ถึงหรือไปถึงแต่มีคุณภาพไฟฟ้าต่ำมากและจะเกิดลักษณะการตัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์อัตโนมัติ (Trip) บ่อย ก็จะต้องประเมินระดับการลงทุนในระบบไฟฟ้าของโรงงานที่เหมาะสม หรือใช้พลังงานอื่นเป็นพลังงานป้อนกระบวนการผลิตแทน เช่น ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทนจากเชื้อเพลิงถ่านหิน แสงอาทิตย์ ลม น้ำ และก๊าซธรรมชาติ เป็นต้น

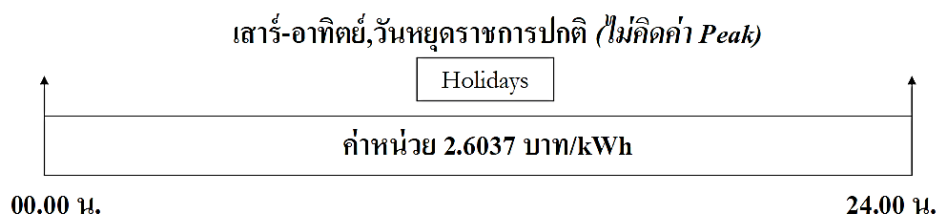
## 2.2 ประเภทการใช้ไฟฟ้าในปัจจุบัน

การใช้ไฟฟ้าในปัจจุบันมีแยกออกเป็น 8 ประเภทตามอัตราเรียกเก็บค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้า ทั้งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ดังนี้ ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก ประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ ประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่าง ประเภทที่ 6 ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหากำไรประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตร ประเภทที่ 8 ไฟฟ้าชั่วคราว เป็นต้น ซึ่งโรงงานในการวิจัยครั้งนี้จัดอยู่ใน โรงงานประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ ซึ่งจะเป็นอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ 4.2 (Time of Use Tariff : TOU Tariff) [8] โดยแบ่งตามระดับแรงดันตามตารางที่ 1

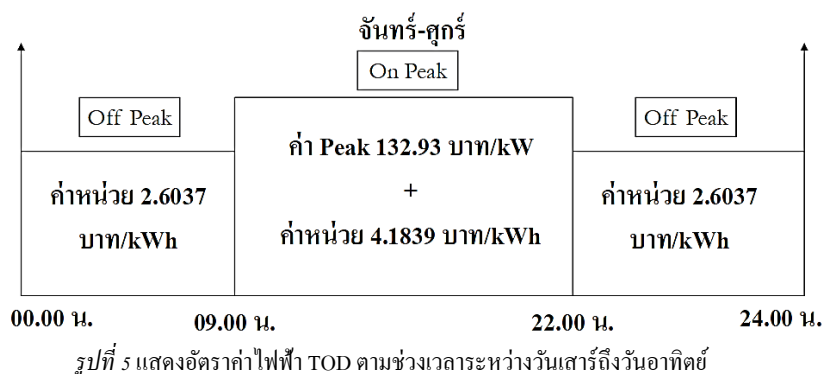
ตารางที่ 1 แสดงอัตราตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day Rate : TOD) โรงงานประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่

ประเภทแรงดัน	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)		ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	On Peak	Off Peak	Peak	Off Peak	
4.2.1 แรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	74.14	0	4.1025	2.5849	312.24
4.2.2 แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์	132.93	0	4.1839	2.6037	312.24
4.2.3 แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์	210.00	0	4.3297	2.6369	312.24
On Peak: เวลา 09.00 - 22.00 น. วันจันทร์ - วันศุกร์ Off Peak: เวลา 22.00 - 09.00 น. วันจันทร์ - วันศุกร์ : เวลา 00.00 - 24.00 น. วันเสาร์ - วันอาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติ วันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันพืชมงคลและวันหยุดชดเชย)					

ที่มา: ตามประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558 โดยประเภทอัตรา Time of Use Tariff : TOU Tariff จะแบ่งตามช่วงเวลาดังรูปที่ 4 และ 5

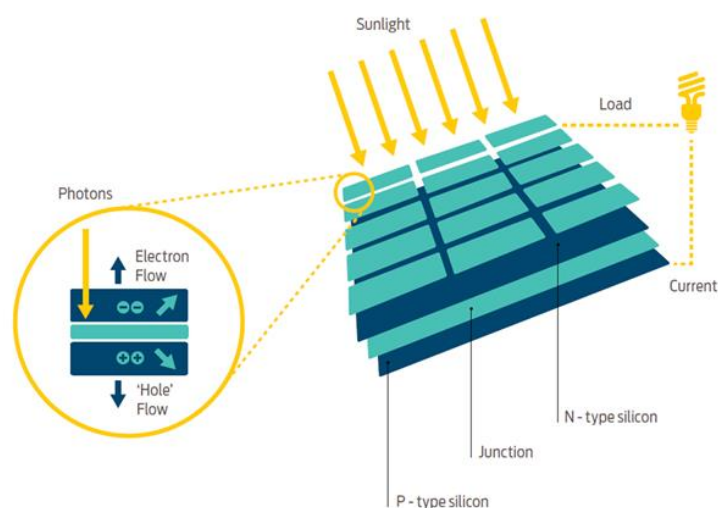


รูปที่ 4 แสดงอัตราค่าไฟฟ้า TOD ตามช่วงเวลาระหว่างวันจันทร์ถึงวันศุกร์



## 2.3 ข้อมูลเบื้องต้นของเทคโนโลยี

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar PV Module) เป็นอุปกรณ์ที่รับพลังงานที่อยู่ในแสงแดดมาทำให้อิเล็กตรอน ภายในเซลล์แสงอาทิตย์เกิดการเคลื่อนที่ ซึ่งการเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนนี้ก็คือการเกิดกระแสไฟฟ้าดังรูปที่ 6 โดยทิศทางการเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนจะเป็นไปในทิศทางเดียว ดังนั้นกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จะเป็นไฟฟ้ากระแสตรง

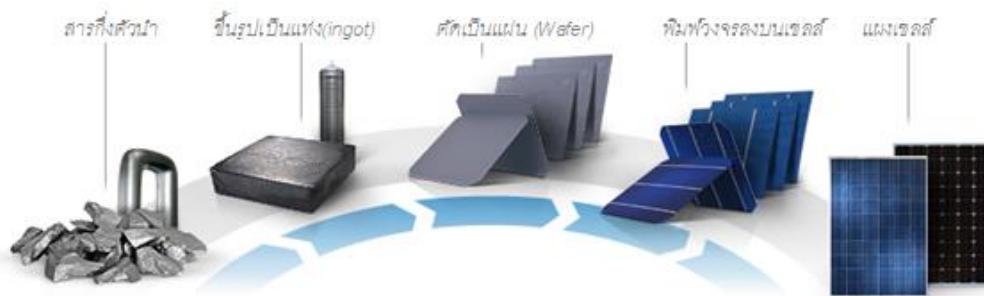


ที่มา: เว็บไซต์ <https://www.goodenergy.co.uk/>

รูปที่ 6 หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์

## 2.4 การผลิตแผงพลังงานแสงอาทิตย์

- นำเอาสารกึ่งตัวนำ (โดยทั่วไป: ซิลิกอน) มาทำให้บริสุทธิ์
- นำสารกึ่งตัวนำมาหลอมละลายปล่อยให้เย็นเป็นแท่ง (Ingot)
- ทำให้เย็นลงแล้วตัดเป็นแผ่นบาง (เวเฟอร์)
- นำสารประกอบชนิดอื่น (โดยทั่วไป: โบรอน และ โพรแตสเซียม) มาผสมเพื่อให้เกิดชั้นของเซลล์ที่ทำหน้าที่เป็นขั้วบวกและขั้วลบในทางไฟฟ้า
- พิมพ์วงจรลงบนแผ่นเซลล์ และนำแผ่นเซลล์ไปต่อวงจร ประกอบเป็นแผงพลังงานแสงอาทิตย์ ดังรูปที่ 7



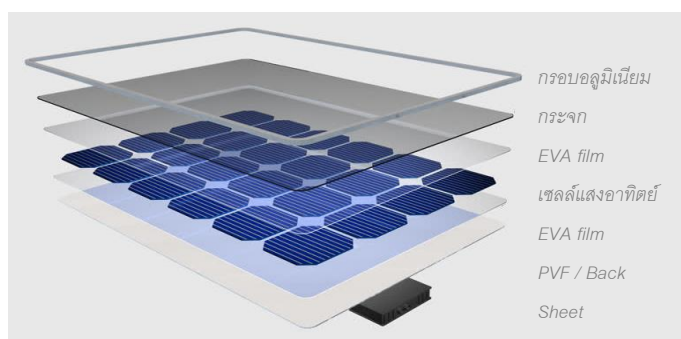
ที่มา: NREL เรื่อง Expanding the Photovoltaic Supply Chain in the United States: Opportunities and Challenges

รูปที่ 7 ขั้นตอนการสร้างแผงพลังงานแสงอาทิตย์

## 2.5 โครงสร้างแผงเซลล์แสงอาทิตย์

ชั้นของวัสดุที่นำมาประกอบเป็นแผงพลังงานแสงอาทิตย์นั้นจะแตกต่างกันไปตามเทคโนโลยีของแต่ละผู้ผลิตดังรูปที่ 8 โดยหลักจะประกอบด้วย

- 2.5.1 กรอบอลูมิเนียมเซลล์แสงอาทิตย์และกระจกให้ติดกัน เพื่อให้ง่ายต่อการติดตั้ง
- 2.5.2 กระจกใสอยู่ชั้นบนสุด ใสไว้เพื่อป้องกันเศษวัตถุขนาดเล็ก เช่น เศษหิน กรวด ลูกเห็บ เป็นต้น
- 2.5.3 EVA (Ethylene Vinyl Acetate) Film เป็นชั้นที่มีลักษณะเป็นฟิล์มบาง ๆ แต่มีความยืดหยุ่นสูง ทำหน้าที่เพิ่มความแข็งแรงและป้องกันความชื้นไม่ให้เข้าสู่ตัวเซลล์
- 2.5.4 เซลล์แสงอาทิตย์ เป็นชั้นที่ประกอบด้วยเซลล์หลาย ๆ เซลล์ ต่อกันแบบอนุกรม
- 2.5.5 EVA (Ethylene Vinyl Acetate) Film เป็นชั้นที่ทำหน้าที่เช่นเดียวกับชั้นที่ 2 รองใต้เซลล์แสงอาทิตย์อีกชั้น
- 2.5.6 PVF or Other Back Sheet เป็นชั้นที่ทำหน้าที่ป้องกันชั้น EVA ชั้นล่างสุด และเสริมความแข็งแรงให้กับตัวแผง



ที่มา: เว็บไซต์ <http://www.evanergy.com.tr/detay/425-solar-panel>

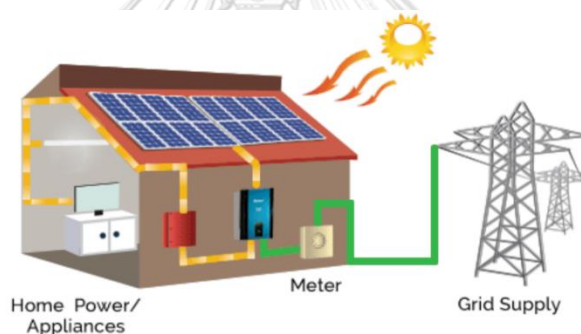
รูปที่ 8 โครงสร้างแผงเซลล์แสงอาทิตย์

## 2.6 ขั้นตอนการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ในปัจจุบันมีรูปแบบการติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งหมด 3 รูปแบบ

### 2.6.1 ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบบนอนกริด (PV On Grid System)

เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ถูกรออกแบบสำหรับผลิตไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Inverter) ที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (On Grid) เพื่อใช้งานภายในบ้านอยู่อาศัย สำนักงาน โรงงาน หรือจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า กล่าวคือต้องเป็นพื้นที่ที่มีระบบไฟฟ้าเข้าถึง อุปกรณ์ของระบบที่สำคัญประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับชนิดต่อกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยผลิตภัณฑ์ Inverter ต้องผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายก่อน ถึงจะสามารถนำไปใช้งานและติดตั้งได้ ซึ่งแสดงตัวอย่างการต่อของระบบ ดังรูปที่ 9



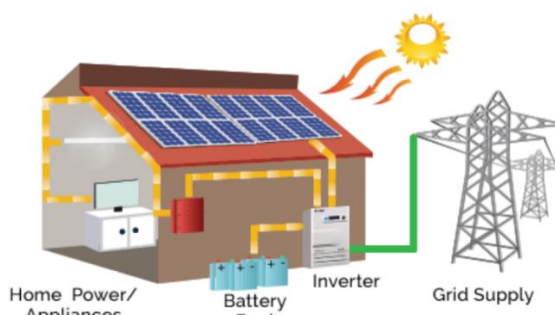
ที่มา: เว็บไซต์ <https://www.macspower.net/solar-solutions>

รูปที่ 9 ตัวอย่างระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบบนอนกริด

### 2.6.2 ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid System)

เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ถูกรออกแบบสำหรับการทำงานร่วมกับอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าระบบอื่น ๆ เช่น ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลม เครื่องยนต์ดีเซล แบตเตอรี่ (Energy storage) หรือระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังน้ำ เป็นต้น โดยรูปแบบของระบบจะขึ้นอยู่กับศักยภาพของพื้นที่ หรือออกแบบตามวัตถุประสงค์ของโครงการ อุปกรณ์ของระบบที่สำคัญประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับชนิดต่อกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Inverter) อาจใช้งานร่วมกับกังหันลมผลิตไฟฟ้า เครื่องยนต์ดีเซล แบตเตอรี่ (Energy storage) ทั้งนี้ หากมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ผลิตภัณฑ์ Inverter ต้องผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายก่อน ถึงจะสามารถนำไปใช้งานและติดตั้งได้ โดยใช้

แบตเตอรี่ เป็นอุปกรณ์สำรองพลังงาน ใช้งานในเวลาที่ไม่มีแสงอาทิตย์ และสำหรับกรณีที่เมื่อมีแสงอาทิตย์แล้วผลิตกระแสไฟฟ้าได้หากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้มีมากกว่าที่นำมาใช้งาน ระบบก็นำกระแสไฟฟ้านั้นชาร์จเข้าแบตเตอรี่ เพื่อนำมาใช้งานได้ต่อไป พอถึงเวลากลางคืนที่ผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ไม่ได้ ระบบก็จะไปนำเอากระแสไฟฟ้าจากแบตเตอรี่มาใช้ก่อน หากยังไม่เพียงพอ ระบบก็จะไปดึงไฟฟ้ามาจากระบบจำหน่ายมาชดเชยอีกทีหนึ่ง ซึ่งแสดงตัวอย่างการต่อของระบบ ดังรูปที่ 10

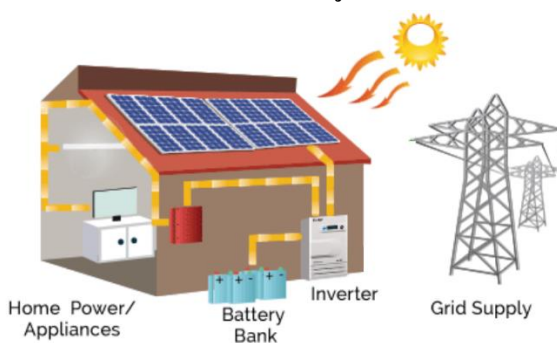


ที่มา: เว็บไซต์ <https://www.macspower.net/solar-solutions>

รูปที่ 10 ตัวอย่างระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน

### 2.6.3 ระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบออฟกริด (PV Off Grid System)

เป็นแบบที่เชื่อมกับแบตเตอรี่สำรอง เป็นระบบที่ไม่เชื่อมต่อกับสายของการไฟฟ้า โดยเมื่อโซลาร์เซลล์ผลิตกระแสไฟฟ้าแล้ว โดยกระแสไฟฟ้าจะไหลผ่านตัว ชาร์จเจอร์เพื่อเก็บกระแสไฟฟ้าไว้ในช่วงกลางวันที่มีแสงอาทิตย์เพียงพอ กระแสไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์จะสามารถผลิตกระแสไฟฟ้ากระแสตรงและอินเวอร์เตอร์ แปลงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ ในแบบต่างๆมีดังนี้ใช้กับโหลดกระแสตรง แต่ในเวลากลางวันใช้กระแสไฟฟ้าที่เก็บไว้ในแบตเตอรี่ จากนั้นจึงต่อเข้ากับเครื่องใช้ไฟฟ้าเหมาะสมสำหรับพื้นที่ที่ไฟฟ้าเข้าไม่ถึงหรือต้องการไฟฟ้าสำรองสำหรับตอนไฟฟ้าดับดังรูปที่ 11



ที่มา: เว็บไซต์ <https://www.macspower.net/solar-solutions>

รูปที่ 11 ตัวอย่างระบบผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบออฟกริด



โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นโครงการที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมมากที่สุดประเภทหนึ่ง โดยทั้งในกระบวนการก่อสร้างและกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้านั้น ไม่มีการปล่อยของเสียรวมทั้งมลพิษไม่ว่าจะทางสายตา ทางกลิ่น หรือว่าทางเสียง จึงเป็นโครงการที่สามารถตั้งอยู่ในชุมชนได้อย่างปลอดภัย

## 2.7 อุปกรณ์หลักที่ใช้ในการศึกษา ประกอบไปด้วยอุปกรณ์ต่างๆดังนี้

- แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 440 Wp
- เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) ขนาด 60 kW
- เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าแบบผสมผสาน (Hybrid Inverter) ขนาด 10 kW
- ระบบเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) ขนาดความจุ 1096 kWh
- โครงสร้างรองรับแผง
- อุปกรณ์ไฟฟ้าอื่นๆ

กรุณาดูรายละเอียดการเลือกเทคโนโลยีและอุปกรณ์หลักใน ภาคผนวก ก คุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ภาคผนวก ข คุณสมบัติของอินเวอร์เตอร์ และภาคผนวก ค คุณสมบัติของระบบเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage)

### 2.7.1 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar PV Module)

แผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นอุปกรณ์ที่สำคัญที่สุดในระบบพลังงานแสงอาทิตย์ โดยทำหน้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงโดยใช้พลังงานจากแสงอาทิตย์ ซึ่งเทคโนโลยีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นอุปกรณ์ทางไฟฟ้าทำจากสารกึ่งตัวนำ ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงหรือโฟตอนให้เป็นกระแสไฟฟ้าได้โดยตรง โดยอาศัยกระบวนการโฟโตวอลติก (Photovoltaic Effect) ซึ่งเกิดจากความต่างศักย์ไฟฟ้าภายในสารกึ่งตัวนำมีค่าแตกต่างกัน เมื่อแสงซึ่งเป็นคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าและมีพลังงานกระทบกับสารกึ่งตัวนำ จะเกิดการถ่ายทอดพลังงานระหว่างกัน พลังงานจากแสงจะทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของกระแสไฟฟ้า (อิเล็กตรอน) ขึ้นในสารกึ่งตัวนำ จึงสามารถต่อกระแสไฟฟ้าดังกล่าวไปใช้งานได้ แสงอาทิตย์นั้นมีหลายแบบด้วยกัน โดยมีข้อดีแตกต่างตามความต้องการในการใช้งาน และมีมาตรฐานในระดับสากล โดยมาตรฐานที่แผงพลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้รับเช่น IEC61646, IEC61730, CE, UL เป็นต้น และการเลือกใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ในการศึกษานี้เลือกใช้แผงขนาด 440 วัตต์ ประเภทโมโนคริสตัลไลน์ (monocrystalline silicon solar cells) ของยี่ห้อ Jinko Solar ใช้พื้นที่ในการติดตั้งที่ประมาณ 2 ตารางเมตร ซึ่งการเลือกใช้แผงที่มีขนาดวัตต์สูงก็จะมีผลต่อพื้นที่ติดตั้ง แต่จะราคาก็จะสูงขึ้นด้วยเช่นกัน เช่น กรณีพื้นที่จะใช้ติดตั้งมีขนาดจำกัดจึงต้องการใช้



แผงที่มีขนาดวัตต์สูงเพื่อชดเชยพื้นที่ติดตั้ง แต่สำหรับการศึกษานี้เลือกใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 440 วัตต์ เนื่องจากกำหนดขอบเขตการศึกษาโดยติดตั้งบนพื้นที่ที่ไม่จำกัด จึงพิจารณาในส่วน of ราคาที่เหมาะสมเป็นหลัก

## 2.7.2 เครื่องแปลงไฟฟ้าจากกระแสตรงเป็นกระแสสลับ (Inverter)

อุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในการแปลงไฟฟ้ากระแสตรง (DC) จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) สำหรับใช้งานกับเครื่องใช้ไฟฟ้าทั่วไป โดยมีระดับแรงดัน 380/220 โวลต์ (V) ความถี่ 50 เฮิร์ตซ์ (Hz) และไฮบริดอินเวอร์เตอร์ (Hybrid Inverter) เป็นอินเวอร์เตอร์แบบออนกริด (On Grid) และออฟกริด (Off Grid) มารวมกัน โดยสามารถใช้งานแบบเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย หรือไม่เชื่อมต่อก็ได้ โดยส่วนมากผู้ใช้งานที่เลือกใช้ระบบไฮบริดอินเวอร์เตอร์จะมีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในปริมาณที่เพียงพอต่อการไหลที่ใช้งาน โดยในสภาวะปกติจะใช้ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นหลัก และหากมีพลังงานส่วนที่เหลือจะติดตั้งร่วมกับแบตเตอรี่ เพื่อเก็บสะสมพลังงานส่วนที่เหลือ เพื่อใช้งานในช่วงที่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้ และหากพลังงานไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อการไหลที่ใช้งานจะใช้ไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทั้งนี้ หากมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ผลกระทบอินเวอร์เตอร์ที่เลือกใช้จะต้องผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และการเลือกใช้อินเวอร์เตอร์ ประเภทสตริงอินเวอร์เตอร์ในการศึกษานี้เลือกใช้ขนาด 60 วัตต์ ซึ่งมีความสามารถในการผลิตไฟฟ้าที่ 98% และสามารถผลิตไฟฟ้าได้แม้มีแรงดันน้อย มีช่วงแรงดันทำงานอยู่ที่ 200-1000V ทำให้ช่วงเช้าเมื่อเริ่มมีแสงอาทิตย์ก็สามารถผลิตไฟฟ้าได้

## 2.7.3 ระบบเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) ปัจจุบันมีหลากหลายรูปแบบและเทคโนโลยี ดังนี้

2.7.3.1 แบตเตอรี่ที่สามารถอัดประจุซ้ำได้ (Rechargeable Battery) ตัวจัดเก็บพลังงานที่เป็นที่รู้จักกันอย่างแพร่หลาย มีการนำมาใช้ในอุปกรณ์ ไฟฟ้าหลายชนิด อาทิ โทรศัพท์มือถือ คอมพิวเตอร์แบบพกพา และไฟสำรองในรถยนต์ เป็นต้น อายุการใช้งาน และประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ แตกต่างกันไปตามราคาและการใช้งาน

2.7.3.2 ลีดแอซิดแบตเตอรี่ (Lead-Acid Battery) นิยมใช้ในระบบไฟสำรองด้านการคมนาคม แต่

มีอัตราส่วนค่าความจุพลังงานน้อยเมื่อเทียบกับน้ำหนักของแบตเตอรี่ ต้องอาศัยนวัตกรรม การผลิตแบตเตอรี่ เพื่อความสะดวกในการใช้สอยด้านการคมนาคม

2.7.3.3 แบตเตอรี่ลิเทียมไอออน (Lithium Ion Battery; LIB) นิยมใช้ในโทรศัพท์มือถือ คอมพิวเตอร์พกพา จุพลังงานได้มากเมื่อเทียบกับน้ำหนักแบตเตอรี่ มีการสูญเสียพลังงาน น้อย แต่มีอัตราเสื่อมสภาพเร็ว ในกรณีชาร์ตไฟ ไม่เต็มหรือชาร์ตบ่อยครั้ง [6]

2.7.3.4 แบตเตอรี่ลิเทียม-พอลิเมอร์ (Lithium Polymer Battery) อนาคตนวัตกรรมเพื่อ อุตสาหกรรมยานยนต์ มีคุณสมบัติเช่นเดียวกับแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนแต่มีความยืดหยุ่น สามารถนำไปทำเป็นแผ่นบางที่มีความทนทานต่อการแตกหัก การสูญเสียพลังงานในตัวเอง ต่ำกว่า 1% ต่อเดือน แต่ยังมีราคาสูง และยังต้องปรับปรุงให้เหมาะสมต่อการนำไปใช้ใน รถยนต์

2.7.3.5 แบตเตอรี่นิกเกิล-เมทัล ไฮไดรด์ (Nickel Metal Hydride Battery) พัฒนามาจาก แบตเตอรี่นิกเกิล-แคดเมียม แต่มีความจุไฟฟ้ามากกว่าประมาณ 2-3 เท่า สามารถใช้งานได้ หลากหลาย แต่ความต้านทานภายในต่ำจึงไม่สามารถนำไปใช้กับเครื่องไฟฟ้าไร้สายได้

2.7.3.6 แบตเตอรี่ชิบร้า (Zebra Battery; Na-NiCl<sub>2</sub>) มีประสิทธิภาพด้านกำลังไฟฟ้าน้อย แต่ มีอายุการใช้งานยาวนาน ยังไม่เป็นที่แพร่หลายเท่าที่ควรมีข้อจำกัดด้านสภาวะการใช้งาน

#### 2.7.4 โครงยึดแผงพลังงานแสงอาทิตย์

โครงสร้างสำหรับการยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในโครงการจะถูก ออกแบบโดยบริษัท ผู้ออกแบบที่น่าเชื่อถือและรับรองโดยวิศวกรที่มีใบอนุญาตประกอบวิชาชีพจากสภาวิศวกร แห่งประเทศไทย โดยมีการออกแบบให้มีความเหมาะสมสำหรับการติดตั้งในบนหลังคา ซึ่ง มีการคัดเลือกวัสดุที่มีความทนทาน อายุการใช้งานยาวนาน โดยโครงสร้างในส่วนบนที่ยึด ติดกับแผงและตัว Clip Lock ทำจาก High Class Aluminum alloy Al6005-T5 และ Stainless steel 304 ซึ่งสามารถทนต่อสภาพความกัดกร่อนได้เป็นอย่างดี โครงสร้างสำหรับการ ยึดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ถูกออกแบบให้สามารถรองรับความเร็วลมได้สูงถึง 30 เมตร/ วินาที และมีมุมเอียงเท่ากับองศาของหลังคาเพื่อให้สะดวกต่อการติดตั้งที่สุด [5]

#### 2.7.5 อุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบ (Balance Of System)

อุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในโครงการจะถูกออกแบบให้ใช้งานร่วมกันได้โดยเกิดการสูญเสียใน ระบบน้อยที่สุด และมีเสถียรภาพสูงที่สุด ซึ่งอุปกรณ์ตัดต่อวงจรและอุปกรณ์ตรวจสอบ สถานะของระบบทั้งหมดจะมาจากบริษัทชั้นนำ ซึ่งเป็นผู้ผลิตและจำหน่ายอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ มีคุณภาพและน่าเชื่อถือ โดยอุปกรณ์ทั้งหมดจะต้องผ่านการรับรองจากการไฟฟ้าส่วน

## ภูมิภาคและมีวิศวกรที่มีใบประกอบวิชาชีพจากสภาวิศวกรแห่งประเทศไทยรับรองการออกแบบ

จากที่กล่าวมาในส่วนของอุปกรณ์นั้น การออกแบบก็สำคัญให้ได้ประสิทธิภาพสูงสุด ซึ่งการประเมินพื้นที่เบื้องต้น เช่น ตำแหน่งการติดตั้งแผงพลังงานแสงอาทิตย์ โดยทั่วไปตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับติดตั้งควรเป็นบริเวณที่โล่ง ปราศจากเงาของต้นไม้หรือเงาของวัตถุใด ๆ ก็ตามที่สามารถบังแสงอาทิตย์ได้ ซึ่งการบังแสงแดดจะส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของระบบลดลง โดยคำแนะนำทั่วไปสำหรับพื้นที่ที่จะติดตั้งแผงนี้ควรเป็นบริเวณที่โล่งแจ้งสามารถรับแสงอาทิตย์ได้โดยไม่มีการบดบังแสงในช่วงเวลา 9 โมงเช้าถึงบ่าย 3 โมงในแต่ละวัน และอีกส่วนหนึ่งคือทิศทางในการติดตั้งแผงพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศไทยซึ่งตั้งอยู่ซีกโลกเหนือนั้น ควรหันหน้าของแผงไปทางทิศใต้ โดยดวงอาทิตย์จะเคลื่อนที่จากทิศตะวันออกไปทางทิศตะวันตกโดยเคลื่อนที่อ้อมทิศใต้ นอกจากนี้ความลาดเอียงของแผงควรมีความลาดชันประมาณ 15- 20 องศากับพื้นดินเพื่อให้แสงอาทิตย์กระทบตั้งฉากกับแผงพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วงเที่ยงให้มากที่สุดเท่าที่เป็นไปได้ และนอกจากนั้นพื้นที่สำหรับติดตั้งแผงพลังงานแสงอาทิตย์ โดยการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้านี้มีการใช้เนื้อที่ในการติดตั้งแผงพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างมาก โดยเนื้อที่ที่ต้องการติดตั้งนี้ขึ้นอยู่กับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ต้องการและประสิทธิภาพของแผงพลังงานแสงอาทิตย์ สำหรับอาคารโรงงานที่มีพื้นที่จำกัดนั้น ถ้าต้องการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ให้ได้ประสิทธิภาพที่ดีควรเผื่อพื้นที่ว่างไว้ในพื้นที่ที่ติดตั้งแผงพลังงานแสงอาทิตย์ประมาณ 20 %ของพื้นที่ที่จะติดตั้ง ในกรณีที่มีการติดตั้งบนหลังคานั้นหากเจ้าของอาคารมีแผนที่จะการปรับปรุงหรือรื้อหลังคาเพื่อปรับปรุงในระยะเวลา 5 – 10 ปี ควรติดตั้งแผงพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วงเวลาที่มีการปรับปรุงหลังคานั้นเพื่อลดต้นทุนในการรื้อและติดตั้งแผงพลังงานแสงอาทิตย์ใหม่

## 2.8 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการ

การตัดสินใจเลือกลงทุนในแต่ละโครงการขึ้นอยู่กับความคุ้มค่าของโครงการ ซึ่งวัดได้จากการเปรียบเทียบกับระหว่างผลประโยชน์กับต้นทุนโครงการ โดยนำมาคำนวณ หาตัวชี้วัดความคุ้มค่าของโครงการตามการวิเคราะห์แบบปรับค่าเวลา ซึ่งการประเมินความคุ้มค่าของการลงทุนติดตั้งมีสมมติฐานมีองค์ประกอบ 6 ส่วนคือ

### 2.8.1 อายุของโครงการ ให้มีระยะเวลา 25 ปี เพื่อให้สอดคล้องกับการรับประกันประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์

- 2.8.2 ต้นทุนและค่าใช้จ่ายของโครงการ ซึ่งประกอบไปด้วยอุปกรณ์หลัก แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Panel) อินเวอร์เตอร์ (Inverter) ไฮบริดอินเวอร์เตอร์ (Hybrid Inverter) ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) อุปกรณ์ โครงสร้าง (Mounting structure) อุปกรณ์ ระบบไฟฟ้าและระบบแสดงผล และค่าใช้จ่ายในการออกแบบและการก่อสร้าง (Electrical & Monitoring System) เป็นต้น
- 2.8.3 สิทธิประโยชน์ทางภาษีนำเข้า เช่น ได้รับยกเว้นภาษีตามบัตร BOI 8 ปี ร้อยละ 20 เป็นต้น
- 2.8.4 อัตราค่าไฟฟ้าที่โรงงานใช้อยู่ในประเภทขนาดกลางสำหรับช่วง On-Peak ที่อัตรา 4.2 บาท/หน่วย และช่วง Off-Peak 2.6 บาท/หน่วย (คิดอัตราเงินเพื่อเพิ่มขึ้นที่ 1% ต่อปี) ข้อมูลจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตามประกาศหลักเกณฑ์อัตราค่าไฟฟ้าปี 2558
- 2.8.5 ค่าบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ 150,000 บาทต่อเมกะวัตต์ต่อปี โดยมีอัตราเงินเพื่อเพิ่มขึ้นที่ 3% ทุกๆ 5 ปี
- 2.8.6 เจ้าอากรโรงงาน เป็นผู้ลงทุนระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยใช้เงินส่วนของเจ้าของ 100% และมีอัตราที่ใช้คำนวณในการนำมูลค่าอนาคตย้อนกลับมาเป็นมูลค่า ปัจจุบัน (Discount Rate) ที่ 4% ต่อปี

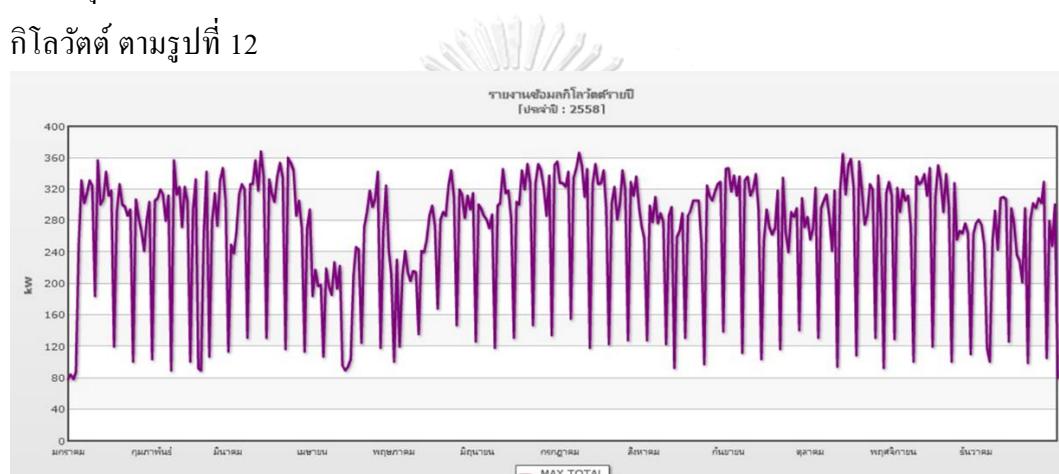
โดยใช้หลักเกณฑ์ประกอบการตัดสินใจ 3 หลักเกณฑ์เช่น มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV), อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) และระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) เป็นต้น [7] ซึ่งตัวชี้วัดความคุ้มค่าของโครงการเหล่านี้มีความสำคัญอย่างมากที่บ่งบอกว่าโครงการมีความคุ้มค่าต่อการลงทุนหรือไม่ [8]

### บทที่ 3 วิธีการดำเนินการวิจัย

#### 3.1 ศึกษาและวิเคราะห์พฤติกรรมใช้ไฟฟ้าของโรงงาน

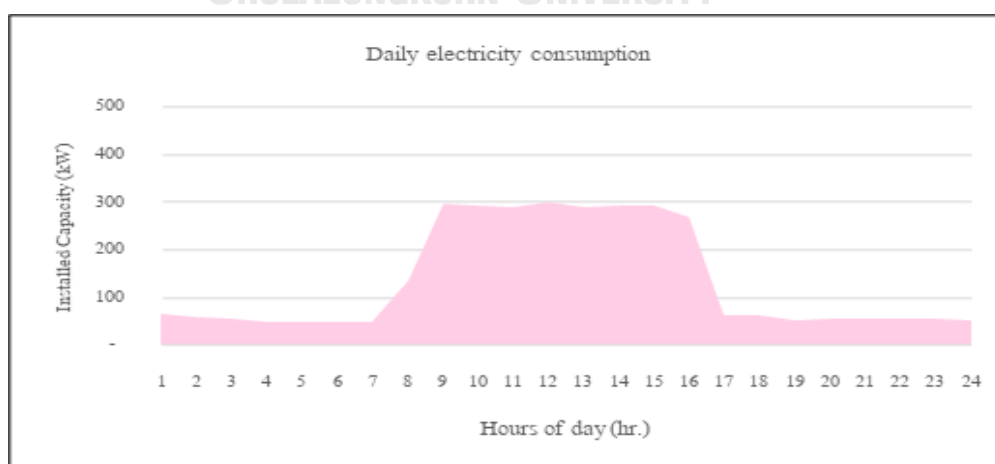
จากการรวบรวมข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารายวันของโรงงานย้อนหลัง 1 ปี และวิเคราะห์ผล โดยนำข้อมูลจากระบบ (Auto meter reading: AMR) ที่สามารถดึง Load Profile รายวัน ที่ความละเอียดในการบันทึกการใช้ไฟฟ้าทุกๆ 15 นาที ย้อนหลัง 1 ปี

ข้อมูลพื้นที่ของโรงงานมีจำนวนวันทำงาน 284 วันต่อปี เวลาการทำงาน 9.5 ชั่วโมงต่อวัน โดยผู้วิจัยจะใช้ข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารายวันของปี พ.ศ 2558 เนื่องจากข้อมูลมีความครบถ้วนมากที่สุด และจากกราฟแสดงให้เห็นว่าจะมีค่าเฉลี่ยการใช้พลังงานไฟฟ้ารายปีที่ประมาณ 300 กิโลวัตต์ ตามรูปที่ 12



รูปที่ 12 แสดงข้อมูล Load Profile จาก Automatic Meter Reading (AMR) ปี 2558

และจากข้อมูลรายปี ได้ทำเลือกข้อมูลรายวันเพื่อนำมาวิเคราะห์และเปรียบเทียบ จึงเลือกใช้ข้อมูลในวันที่ 13 มีนาคม 2558 ที่มีการใช้กำลังไฟฟ้าประมาณ 300 กิโลวัตต์ ดังรูปที่ 13 ในพื้นที่สีชมพูอ่อน คือความต้องการใช้ไฟฟ้าของโรงงานมากในช่วงกลางวัน



รูปที่ 13 ข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารายวันของวันที่ 13 มีนาคม พ.ศ. 2558

จากการวิเคราะห์ข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารายวันย้อนหลัง ผู้วิจัยจึงกำหนดกำลังติดตั้งออกเป็น  
แนวทาง ดังตารางที่ 2

ตารางที่ 2 รายละเอียดกำหนดกำลังติดตั้งทั้ง 3 แนวทาง

แนวทางที่	1	2	3
ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง	601.04 kWp	356.4 kWp	601.04 kWp
แผงเซลล์แสงอาทิตย์	440 Wp	440 Wp	440 Wp
• การรับประกันอุปกรณ์	10ปี	10ปี	10ปี
• การรับประกันประสิทธิภาพ	25ปี	25ปี	25ปี
อินเวอร์เตอร์	60,000 Wp	60,000 Wp	10,000 Wp
• การรับประกันอุปกรณ์	10ปี	10ปี	10ปี
อุปกรณ์โครงสร้าง	/	/	/
• การรับประกันอุปกรณ์	10ปี	10ปี	10ปี
อุปกรณ์อื่นๆ	-	-	Energy Storage
• การรับประกันอุปกรณ์			10ปี

### 3.2 การวิเคราะห์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จาก PVsyst

ทำการประเมินพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด  
กำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp, 356.4 kWp และ 601.04 kWp เสริมระบบกักเก็บพลังงาน  
(Energy Storage) โดยจำลอง (Simulation) ด้วยซอฟต์แวร์ประยุกต์ (Application Software)  
ทางด้านระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ด้วยโปรแกรม PVsyst โดยมีศักยภาพการผลิตไฟฟ้ารายเดือน ซึ่ง  
มีการใส่ข้อมูลตัวแปร (Factor) ที่มีผลต่อความสามารถในการผลิตไฟฟ้า เช่น กำหนดทิศทางการ  
ติดตั้งแผง ค่ามุมองศา และองค์ประกอบความสูญเสีย (Loss factor) ดังตารางที่ 3

ตารางที่ 3 องค์ประกอบความสูญเสีย (Loss factor)

รายการ	ร้อยละของค่าความสูญเสีย (%)
ค่าความเสื่อมสภาพของแผง	ปีที่ 1 ไม่เกินร้อยละ 2.5 และปีที่ 2 ถึงปีที่ 25 ร้อยละ 0.5
ค่า AC Loss	ไม่เกินร้อยละ 1.5
ค่า DC Loss	ไม่เกินร้อยละ 1.5
ค่า Solid Loss	ไม่เกินร้อยละ 3.0
ค่า Mismatch Loss	ไม่เกินร้อยละ 1.0

ดังแสดงในตารางที่ 4 พลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้มีหน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมง (kWh) จากการจำลองของโปรแกรม PVsyst จะเห็นได้ว่า ในช่วงเดือน มีนาคม - เมษายน ระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากกว่าเดือนอื่นๆ ในรอบปี เนื่องจากเป็นช่วงฤดูร้อนและเป็นช่วงเวลาที่พื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุด

ตารางที่ 4 พลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้ (kWh) จากการจำลองของโปรแกรม PVsyst

	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 356.4 kWp
เดือน	ค่าพลังงานที่คาดว่าจะผลิตได้ (kWh)	
มกราคม	71,087	37,940
กุมภาพันธ์	69,452	33,870
มีนาคม	82,922	44,070
เมษายน	82,767	44,290
พฤษภาคม	77,394	49,900
มิถุนายน	72,723	47,400
กรกฎาคม	71,243	50,540
สิงหาคม	66,338	43,480
กันยายน	62,601.04	37,680
ตุลาคม	66,805	35,200
พฤศจิกายน	68,284	34,440
ธันวาคม	69,530	35,730
ผลรวมค่าพลังงาน	861,147	494,540

ในงานวิจัยนี้ ทำการประเมินต้นทุนค่าใช้จ่ายในการลงทุน ประเมินพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตได้โดยการจำลองด้วยโปรแกรม PVsyst และประเมินความคุ้มค่าของการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [9] กรณีศึกษา สำหรับโรงงาน โดยใช้แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด (Discounted Cash Flow Model) ในการพิจารณาเกณฑ์การลงทุน มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV), อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR), ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB) [10] โดยทำการเปรียบเทียบลักษณะการผลิตและการใช้ไฟฟ้า โดยผู้วิจัยจะวิเคราะห์และสรุปผลเป็น 3 แนวทาง ดังนี้แนวทางที่ 1 กำหนดให้กำลังติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์ มากกว่า กำลังการไฟฟ้าของโรงงาน แนวทางที่ 2 กำหนดให้กำลังติดตั้งระบบ

โซล่าเซลล์ น้อยกว่า กำลังการไฟฟ้าของโรงงาน แนวทางที่ 3 กำหนดให้กำลังติดตั้งระบบโซล่าเซลล์ มากกว่า กำลังการไฟฟ้าของโรงงาน โดยเสริมระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) เพื่อไฟฟ้าส่วนเกิน

### 3.3 ต้นทุนค่าใช้จ่ายในการลงทุน

ต้นทุนค่าใช้จ่ายในการลงทุนโครงการประกอบด้วย ต้นทุนค่าใช้จ่ายในการติดตั้งและบำรุงรักษาระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยมีรายละเอียดดังนี้

#### 3.3.1 ต้นทุนค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง

โดยผู้วิจัยได้ศึกษาค้นคว้าข้อมูลราคาชุดติดตั้งระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาอาคารโรงงาน ของผู้ประกอบการธุรกิจเกี่ยวกับระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาดใหญ่ และมีบริการหลังการขายและรับประกันแผงเซลล์แสงอาทิตย์และอินเวอร์เตอร์ตามเงื่อนไขที่บริษัทกำหนด จากข้อมูลราคาที่แสดงบนเว็บไซต์ เป็นราคาจ้างเหมารวมค่าอุปกรณ์ ค่าติดตั้ง และค่าทดสอบระบบ ตามขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งไม่ได้แสดงรายละเอียดราคาของแต่ละอุปกรณ์หรือแต่ละงาน ดังนั้น ผู้วิจัยจึงนำราคาของผู้ประกอบการมาเฉลี่ย เพื่อหาค่าใช้จ่ายในการติดตั้งบาท/kWp ดังตารางที่ 4-2 เพื่อนำไปใช้ในการคำนวณหาต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp, 356.4 kWp และ 601.04 kWp แบบเสริมระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) ดังตารางที่ 4 และ 5

ตารางที่ 5 ราคาเฉลี่ยชุดติดตั้งระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาอาคาร โรงงาน

แนวทางที่	รายละเอียด	ราคา* (บาท/kWp)
1	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp	25,000
2	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 356.4 kWp	25,700
3	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp เสริมระบบกักเก็บพลังงาน(Energy Storage)	32,500

หมายเหตุ : \* ราคาเฉลี่ยจากผู้ประกอบการธุรกิจเกี่ยวกับระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ จำนวน 3 ราย (ข้อมูล ณ ปี พ.ศ. 2562-2563)

ตารางที่ 6 ค่าใช้ในการลงทุนติดตั้งระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาอาคาร โรงงาน

แนวทางที่	รายละเอียด	(บาท)
1	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp	15,025,969
2	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 356.4 kWp	9,154,340



3	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp เสริมระบบกักเก็บพลังงาน(Energy Storage)	19,533,759
---	---	------------

### 3.3.2 ต้นทุนค่าใช้จ่ายในการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า

ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า การตรวจสอบระบบอุปกรณ์และค่าใช้จ่ายอื่นที่เกี่ยวข้อง เป็นไปตามข้อกำหนดการขอเชื่อมระบบไฟฟ้ากับการไฟฟ้า

### 3.3.3 ต้นทุนค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา ประกอบไปด้วย

3.3.3.1 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยทั่วไปจะรับประกันแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 10 ปี และประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า 25 ปี โดยประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าปีที่ 25 ลดลงไม่เกิน 80%

3.3.3.2 อินเวอร์เตอร์ (Inverter) โดยทั่วไปรับประกันอายุการใช้งาน 10 ปี

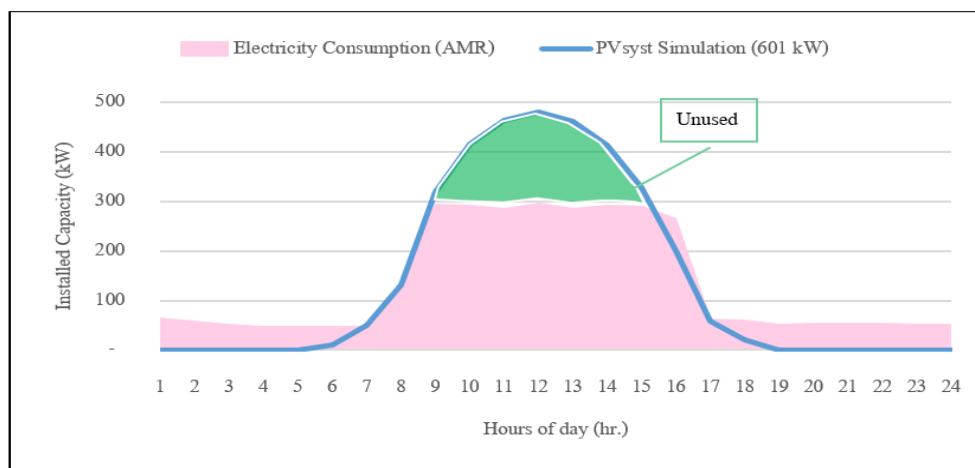
3.3.3.3 ค่าบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ประกอบด้วย

- ✓ ค่าบำรุงรักษาแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เช่น การทำความสะอาดแผง, การตรวจเช็คสภาพแผง (รอยร้าว รอยแตก), การตรวจเช็คข้อต่อของอุปกรณ์
- ✓ ค่าบำรุงรักษาอินเวอร์เตอร์ (Inverter) เช่น ตรวจสอบความผิดปกติของอุปกรณ์ และประสิทธิภาพของอุปกรณ์
- ✓ ค่าบำรุงรักษาระบบสายไฟและการเชื่อมต่อต่างๆ เช่น การตรวจสอบสายไฟฟ้าและสายคอนโทรล (รอยร้าว รอยแตก ฉนวนเสื่อมสภาพ), การต่อลงดิน, การตรวจสอบโครงสร้างและอุปกรณ์จับยึดแผง, การตรวจสอบอุปกรณ์ไฟฟ้าภายในอาคารโรงงาน, การตรวจสอบจุดร้อน ด้วยกล้องตรวจจับความร้อน

ในงานวิจัยนี้กำหนดสมมติฐานอายุโครงการ 25 ปี ดังนั้น จึงไม่มีการเปลี่ยนอุปกรณ์แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ยกเว้นกรณีอุปกรณ์ชำรุด/เสียหาย จนเป็นเหตุทำให้ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ ขึ้นอยู่กับอายุการใช้งานของอุปกรณ์ สภาพแวดล้อมการใช้งาน ทั้งนี้ อุปกรณ์อินเวอร์เตอร์ (Inverter) สามารถขยายระยะเวลารับประกันได้ และในส่วนของการบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ควรหมั่นตรวจสอบเป็นประจำอย่างน้อยปีละครั้ง เพื่อให้เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ และเพื่อความปลอดภัยผู้ใช้ไฟฟ้าด้วย ดังนั้น ในงานศึกษาวิจัยนี้ จึงไม่นำค่าใช้จ่ายในส่วนของการเปลี่ยนอุปกรณ์แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) และอุปกรณ์อินเวอร์เตอร์ (Inverter) มาพิจารณาในการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ

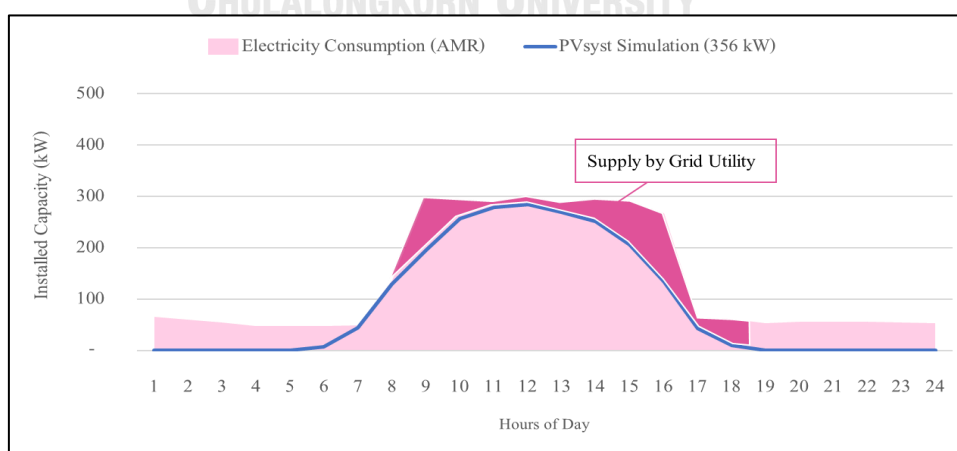
### 3.4 ผลของสมมติฐานการผลิตไฟฟ้าทั้ง 3 แนวทาง เพื่อใช้ในการวิเคราะห์ มีรายละเอียดดังนี้

**แนวทางที่ 1** กำหนดกำลังผลิตติดตั้ง 601.04 kWp เพื่อผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในอาคารโรงงาน โดยให้ **พื้นที่สีเขียว** คือไฟฟ้าส่วนที่ผลิตเกินกว่าที่โรงงานต้องการใช้คิดเป็นการผลิตที่ไม่ได้ใช้ (Unused) ประมาณ 20% ต่อวัน และตามพื้นที่ได้กราฟของเส้นสีน้ำเงินของกำลังผลิตติดตั้ง 601.04 kW สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 3,354 kWh ต่อวันดังรูปที่ 14



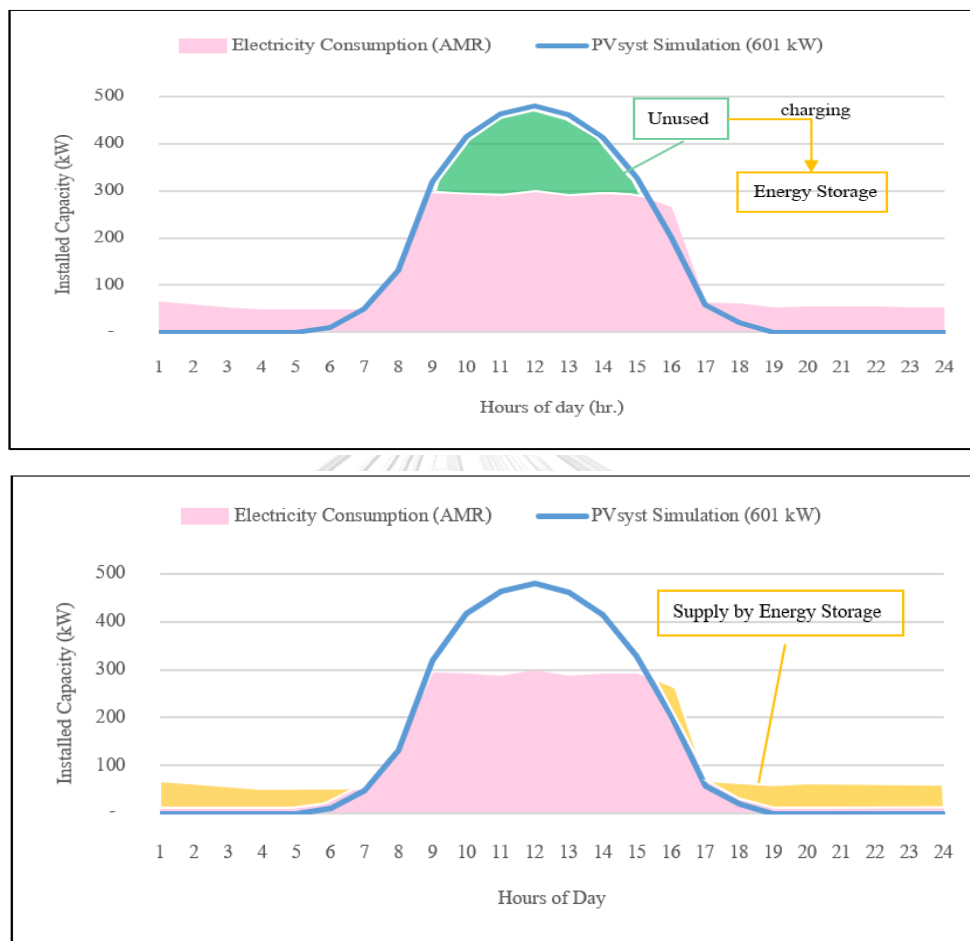
รูปที่ 14 แสดงกราฟการจำลองผลที่ได้จากโปรแกรม PVsyst ที่กำลังผลิตติดตั้ง 601.04 kWp  
เปรียบเทียบการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย 300 kWp ของโรงงาน

**แนวทางที่ 2** กำหนดกำลังผลิตติดตั้ง 356.4 kWp เพื่อผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในอาคารโรงงาน โดยให้ **พื้นที่สีชมพูอ่อน** คือไฟฟ้าส่วนที่โรงงานต้องการใช้คิดเป็นความต้องการใช้อีกประมาณ 7% ต่อวัน และตามพื้นที่ได้กราฟของเส้นสีน้ำเงินของกำลังผลิตติดตั้ง 356.4 kW สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 2,110 kWh ต่อวัน ดังรูปที่ 15



รูปที่ 15 แสดงกราฟการจำลองผลที่ได้จากโปรแกรม PVsyst ที่กำลังผลิตติดตั้ง 356.4kWp  
เปรียบเทียบการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย 300 kWp ของโรงงาน

**แนวทางที่ 3** ติดตั้ง 601.04 kWp แบบเสริมระบบกักเก็บพลังงาน(Energy Storage) เพื่อเก็บไฟฟ้าส่วนเกินของช่วงเวลาที่โรงงานไม่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าและนำไฟฟ้าจาก Energy Storage ไปใช้ในชั่วโมงอื่นที่ต้องการ ดังรูปที่ 16



รูปที่ 16 แสดงกราฟการจำลองกำลังติดตั้ง 601.04 kWp แบบเสริมระบบกักเก็บพลังงาน(Energy Storage) เพื่อเก็บไฟฟ้าส่วนเกิน

จากรูปที่ 16 พื้นที่สีเขียว คือไฟฟ้าส่วนที่ผลิตเกินกว่าที่โรงงานต้องการใช้คิดเป็นการผลิตที่ไม่ได้ใช้ (Unused) ประมาณ 20% ต่อวัน โดยนำพลังงานส่วนนี้เก็บเข้า Energy Storage และนำไปทดแทนในชั่วโมงอื่นคือ พื้นที่สีเหลือง ซึ่งจะช่วยนำไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดไปใช้ได้อย่างคุ้มค่า และยังช่วยทดแทนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทั้งนี้ตามพื้นที่สีเขียวสามารถทดแทนพื้นที่สีเหลืองได้ประมาณ 18% ต่อวัน

### 3.5 ประเมินและเปรียบเทียบความคุ้มค่าของการลงทุน

- 3.5.1 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ โดยใช้แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด (Discounted Cash Flow Model) ในการพิจารณาเกณฑ์การลงทุนโครงการ ประกอบด้วย มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV), อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR), Modified internal rate of return (MIRR) และระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB) โดยทำการเปรียบเทียบความคุ้มค่าโครงการ
- 3.5.2 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของการศึกษา ที่มีผลต่อการตัดสินใจลงทุน เช่น ราคาของระบบเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) นั้นมีผลทำให้แนวทางที่ 3 คุ้มค่าหรือไม่

### 3.6 งบกระแสเงินสด (Cash Flow)

กระแสเงินสด (Cash Flow) คือ รายจ่ายและรายรับที่เกิดขึ้นในแต่ละปีตลอดอายุโครงการ โดยจัดทำขึ้นเพื่อให้ผู้ลงทุนโครงการทราบถึงรายจ่าย-รายรับของโครงการ และทราบถึงปัญหาพร้อมทั้งหาแนวทางแก้ไขล่วงหน้า

- 3.6.1 รายจ่าย (Cost) ประกอบด้วย ต้นทุนการลงทุน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ โดยต้นทุนการลงทุน ได้แก่ ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์หลัก เช่น แผงเซลล์แสงอาทิตย์, อินเวอร์เตอร์, ระบบการกักเก็บพลังงาน, อุปกรณ์ประกอบทางไฟฟ้า, ค่าก่อสร้างงานโยธา, ยานพาหนะ, เครื่องจักร และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ ได้แก่ ค่าวัสดุสิ้นเปลือง, ค่าจ้างงาน, ค่าบำรุงรักษา (Maintenance), ค่าภาษี, ค่าเสื่อมราคา นอกจากนั้น ต้นทุนเหล่านี้จะต้องระบุแหล่งที่มาและสัดส่วนเงินที่ได้มา ว่ามาจากผู้ประกอบการหรือสถาบันการเงิน เนื่องจากมีผลต่อค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับดอกเบี้ย
- 3.6.2 ประโยชน์หรือรายรับ (Benefit) สำหรับโครงการพลังงานทดแทน การใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ทดแทนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าในอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [12]

### 3.7 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)

มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ คือ มูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนสุทธิหรือกระแสเงินสดของโครงการซึ่งสามารถคำนวณได้โดยการแปลงกระแสผลตอบแทนสุทธิตลอดอายุโครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน หรือคำนวณ NPV จากผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ของโครงการตลอดอายุโครงการกับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนของโครงการซึ่งสามารถคำนวณได้ดังนี้

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} - C_0$$

โดยที่	$B_t$	=	มูลค่าผลตอบแทนของโครงการ ในปีที่ 1, 2, ..., n
	$C_t$	=	ค่าใช้จ่ายของโครงการ ในปีที่ 1, 2, ..., n
	$C_0$	=	ต้นทุนโครงการในปีแรก (ปีที่ 0)
	$i$	=	อัตราดอกเบี้ยหรือค่าเสียโอกาสของทุน (อัตราคิดลด : Discount Rate)
	$t$	=	ปีของโครงการ คือ ปีที่ 1, 2, ..., n
	$n$	=	อายุโครงการ

#### เกณฑ์การตัดสินใจ

$NPV < 0$  : ไม่ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนตลอดอายุโครงการ มีค่าน้อยกว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการ

$NPV = 0$  : ตัดสินใจลงทุนหรือไม่ลงทุนก็ได้ เนื่องจากมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนตลอดอายุโครงการเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการ

$NPV > 0$  : ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากโครงการสร้างผลประโยชน์สุทธิเป็นมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับมากกว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการ

### 3.8 อัตราผลตอบแทนภายในที่ปรับปรุง (Modified internal rate of return: MIRR)

ผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการปรับอัตราคิดลด (Modified Internal Rate of Return) คือ ผลตอบแทนต่อปี ที่โครงการสร้างให้เมื่อลงทุน โดยพิจารณาจากกระแสเงินสดสุทธิทั้งหมดของโครงการคล้ายกับการคำนวณผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการ (Internal Rate of Return) ซึ่งที่ผ่านมา แสดงให้เห็นว่า การคำนวณ IRR นั้นมีข้อสมมุติฐานในการลงทุนซ้ำที่ต่างจากเทคนิค NPV ฉะนั้นเทคนิค Modified Internal Rate of Return (MIRR) จึงปรับข้อสมมุติฐานในการลงทุนซ้ำในการคำนวณ IRR เพื่อให้สอดคล้องกับการคำนวณ NPV ผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการปรับอัตราคิดลด (Modified Internal Rate of Return) คือ ผลตอบแทนที่ทำมูลค่าปัจจุบันของ FV (กระแสเงินสดรับ หรือ Terminal Value) = PV (กระแสเงินสดจ่าย)

$$\sum_{t=0}^n \frac{COF_t}{(1+i)^t} = \frac{\sum_{t=0}^n CIF_t (1+i)^{n-t}}{(1+MIRR)^n}$$

$$PV(\text{costs}) = \frac{\text{Terminal Value}}{(1+MIRR)^n}$$

กำหนดให้

$COFi$  = คือกระแสเงินสดจ่ายของโครงการในปี ที่  $i$

$CIFi$  = คือกระแสเงินสดรับของโครงการในปี ที่  $i$

การตัดสินใจจ่ายลงทุนด้วยเทคนิคผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการปรับอัตราคิดลด (Modified Internal Rate of Return)

### 3.8 อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR)

ใช้ในการประเมินการลงทุนโครงการว่าโครงการให้อัตราผลตอบแทนเท่าไร โดยอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ คือ อัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ กล่าวคือ มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดที่คาดว่าจะต้องจ่ายในการลงทุนตลอดอายุโครงการ เท่ากับมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดที่คาดว่าจะได้รับจากการดำเนินการโครงการตลอดอายุโครงการ โดยการคำนวณ IRR มีสมมติฐานว่า กระแสเงินสดรับจากการดำเนินการโครงการในแต่ละปีนั้นนำไปลงทุนต่อทุกปีจนถึงปีสุดท้ายของโครงการ โดยได้รับอัตราผลตอบแทนเท่ากับอัตรา IRR ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังนี้

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} - C_0$$

โดยที่  $B_t$  = มูลค่าผลตอบแทนของโครงการ ในปีที่ 1, 2, ..., n

$C_t$  = ค่าใช้จ่ายของโครงการ ในปีที่ 1, 2, ..., n

$C_0$  = ต้นทุนโครงการในปีแรก (ปีที่ 0)

IRR = อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR)

$t$  = ปีของโครงการ คือ ปีที่ 1, 2, ..., n

$n$  = อายุโครงการ

เกณฑ์การตัดสินใจ

เปรียบเทียบค่า IRR ที่คำนวณได้กับต้นทุนเงินทุนหรืออัตราคิดลด (Discount Rate) ซึ่งอาจใช้อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำของธุรกิจที่ยอมรับได้ในการลงทุน หรืออัตราดอกเบี้ยของสถาบันการเงินในการอ้างอิง โดยมีรายละเอียดดังนี้

IRR < ต้นทุนของเงินทุน : ไม่ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากให้อัตราผลตอบแทนน้อยกว่าต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด (Discount Rate)

IRR = ต้นทุนของเงินทุน : ตัดสินใจลงทุนหรือไม่ลงทุนก็ได้ เนื่องจากให้อัตราผลตอบแทนเท่ากับต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด (Discount Rate)

IRR > ต้นทุนของเงินทุน : ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากให้อัตราผลตอบแทนมากกว่า ต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด (Discount Rate) และมีความคุ้มค่าในการลงทุน

### 3.9 ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB)

ระยะเวลาคืนทุนเป็นการหาระยะเวลาที่คุ้มทุนของการลงทุนโครงการ คือระยะเวลาที่ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงานมีค่าเท่ากับเงินลงทุนของโครงการ โดยวิธีนี้ไม่คำนึงถึงค่าของเงินตามเวลา โดยมีวิธีคำนวณดังนี้

กรณี กระแสเงินสดรับสุทธิเท่ากันทุกปี

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน (PB)} = \frac{\text{กระแสเงินสดจ่ายในการลงทุนเริ่มต้นโครงการ}}{\text{กระแสเงินสดรับสุทธิรายปี (Annual Cash Inflow)}}$$

กรณี กระแสเงินสดรับสุทธิในแต่ละปีไม่เท่ากัน

วิธีนี้ต้องคำนวณกระแสเงินสดสะสม (Cumulative Cash Flows) ก่อนการคำนวณ

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน (PB)} = \text{จำนวนปีก่อนที่จะได้คืนทุน} + \frac{\text{เงินส่วนที่ยังไม่ได้คืนทุน}}{\text{กระแสเงินสดรับสุทธิในปีที่คืนทุน (Cash Inflow)}}$$

เกณฑ์การตัดสินใจ

มีระยะเวลาคืนทุนที่สั้นที่สุด โดยโครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนสั้นจะเป็นโครงการที่ดีกว่าโครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนยาว และระยะเวลาคืนทุนจะต้องไม่นานกว่าอายุการใช้งานของโครงการ

## บทที่ 4 ผลการวิจัย

### 4.1 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

จากข้อมูลที่ใช้ทำการวิเคราะห์เพื่อประเมินความคุ้มค่าการลงทุนตามสมมติฐานทางการเงิน มีรายละเอียดดังตารางที่ 7 แสดงให้เห็นว่าแนวทางที่ 2 การที่กำหนดให้กำลังผลิตติดตั้งน้อยกว่า เป็นผลสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าจาก Solar ต่อปีสูงถึง 93% ซึ่งครอบคลุมเกือบทั้งหมด ประกอบกับมูลค่าการลงทุนที่ต่ำที่สุด ส่งผลให้อัตราผลตอบแทนภายในที่ปรับปรุง (MIRR) 7.61% และระยะเวลาคืนทุน 5 ปี คุ้มค่าที่สุด

ตารางที่ 7 เปรียบเทียบผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบ ติดตั้งบนหลังคา

ดัชนีทางเศรษฐศาสตร์	แนวทางที่ 1	แนวทางที่ 2	แนวทางที่ 3
กำลังผลิตติดตั้ง Installed Capacity	601.04 kWp	356.4kWp	601.04 kWp เสริมระบบ Energy Storage
มูลค่าการลงทุน Project Cost	15.02 ล้านบาท	9.15 ล้านบาท	19.53 ล้านบาท
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ Net Present Value (NPV)	16.39 ล้านบาท	12.34 ล้านบาท	20.12 ล้านบาท
อัตราผลตอบแทนภายใน Internal Rate of Return (IRR)	13.71%	15.82%	13.19%
อัตราผลตอบแทนภายในที่ปรับปรุง Modified internal rate of return (MIRR)	7.11%	7.61%	6.99%
ระยะเวลาคืนทุน Payback Period (PB)	6 ปี	5 ปี	6 ปี
สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าจาก Solar ต่อปี (Solar electricity usage ratio)	80%	93%	98%



#### 4.2 ผลวิเคราะห์ความอ่อนไหวทางเศรษฐศาสตร์

ผู้วิจัยได้ทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของการศึกษาที่มีผลต่อการตัดสินใจลงทุน โดยปรับลดมูลค่าอุปกรณ์เสริมระบบกักเก็บพลังงาน (Energy storage) จากเดิมร้อยละ 30 ของมูลค่าการลงทุน ลดลงเหลือร้อยละ 6.8 ของมูลค่าการลงทุน เป็นผลให้ราคาเฉลี่ยของมูลค่าชุดติดตั้งลดลงตามตารางตารางที่ 8 และมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนใหม่รวมแต่ละแนวทาง ดังตารางที่ 9

ตารางที่ 8 ราคาเฉลี่ยใหม่เฉพาะชุดติดตั้งเฉพาะของกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp

แนวทางที่	รายละเอียด	ราคา* (บาท/kWp)
1	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp	25,000
2	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 356.4 kWp	25,700
3	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp เสริมระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage)	<u>26,700</u>

ตารางที่ 9 ค่าใช้จ่ายในการลงทุนใหม่รวมแต่ละแนวทาง

แนวทางที่	รายละเอียด	(บาท)
1	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp	15,025,969
2	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 356.4kWp	9,154,340
3	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp เสริมระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage)	<u>16,047,768</u>

จากผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของการศึกษา ดังตารางที่ 9 บ่งชี้จากมูลค่า Energy storage ที่ลดลงเหลือร้อยละ 6.8 ของมูลค่าการลงทุน เป็นปัจจัยหลักที่ส่งผลให้ราคาเฉลี่ยชุดติดตั้งลดลง ทำให้โครงการขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp เสริมระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) มีอัตราผลตอบแทนภายใน มีอัตราผลตอบแทนภายในที่ปรับปรุง (MIRR) 7.81% และระยะเวลาคืนทุน 5 ปี และประกอบกับมีสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าจาก Solar ต่อปีที่สูงถึง 98% จึงคุ้มค่าที่สุด

ตารางที่ 10 เปรียบเทียบผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบ  
ติดตั้งบนหลังคาโรงงาน แนวทางที่ 3 ปรับลดมูลค่าอุปกรณ์ระบบเทคโนโลยีการกัก  
เก็บพลังงาน Energy storage

ดัชนีทางเศรษฐศาสตร์	แนวทางที่ 1	แนวทางที่ 2	แนวทางที่ 3
กำลังผลิตติดตั้ง Installed Capacity	601.04 kWp	356.4kWp	601.04 kWp เสริมระบบ Energy Storage
มูลค่าการลงทุน Project Cost	15.02 ล้านบาท	9.15 ล้านบาท	16.04 ล้านบาท
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ Net Present Value (NPV)	16.39 ล้านบาท	12.34 ล้านบาท	23.39 ล้านบาท
อัตราผลตอบแทนภายใน Internal Rate of Return (IRR)	13.71%	15.82%	16.71%
อัตราผลตอบแทนภายในที่ปรับปรุง Modified internal rate of return (MIRR)	7.11%	7.61%	7.81%
ระยะเวลาคืนทุน Payback Period (PB)	6 ปี	5 ปี	5 ปี
สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าจาก Solar ต่อปี (Solar electricity usage ratio)	80%	93%	98%

## บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

### 5.1 สรุปผลการวิจัย

จากผลการวิเคราะห์ต้นทุนค่าใช้จ่ายในการลงทุนและความเป็นไปได้ของการลงทุนติดตั้งระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นหลังคาโรงงาน กรณีศึกษา แสดงให้เห็นว่าการกำหนดให้กำลังติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์ น้อยกว่า กำลังการไฟฟ้าของโรงงาน สำหรับแนวทางที่ 2 นั้นมีอัตราผลตอบแทน (IRR) สูง, อัตราผลตอบแทนปรับปรุง (MIRR) สูง และระยะเวลาคืนทุน (PB) ต่ำ จึงคุ้มค่าที่สุด

### 5.2 ข้อเสนอแนะ

สำหรับแนวทางที่ 3 การกำหนดให้กำลังติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์ มากกว่า กำลังการไฟฟ้าของโรงงาน โดยเสริมระบบเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) เพื่อสำรองไฟฟ้าส่วนเกินในกรณีนี้ให้อัตราผลตอบแทน (IRR) ต่ำสุด, อัตราผลตอบแทนปรับปรุง (MIRR) และระยะเวลาคืนทุน (PB) มากกว่าแนวทางที่ 2 อันเนื่องมาจากมีมูลค่าการลงทุน (Project Cost) สูง มาจากราคาของอุปกรณ์ Energy Storage ยังมีราคาสูงในปัจจุบัน ซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญอย่างหนึ่งที่มีผลโดยตรง และหากวิเคราะห์ความอ่อนไหวทางเศรษฐศาสตร์ โดยปรับลดมูลค่าอุปกรณ์ Energy Storage ลดเหลือ 6.8% ของมูลค่าการลงทุน ทำให้แนวทางที่ 3 มีอัตราผลตอบแทน (IRR) สูง, อัตราผลตอบแทนปรับปรุง (MIRR) สูง และระยะเวลาคืนทุน (PB) ต่ำ จึงเป็นตัวเลือกที่เหมาะสม และคุ้มค่าที่สุด และยังมีปัจจัยอื่นๆที่ทำให้แนวทางที่ 3 เป็นตัวเลือกที่น่าสนใจ เช่น ปัจจัยของพฤติกรรมความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางคืนสูงกว่าหรือเท่ากับช่วงกลางวัน, ปัจจัยของอัตราค่าไฟฟ้าในช่วง Off-Peak มีค่าเท่ากับหรือสูงกว่า On-Peak เป็นต้น เป็นผลให้การลงทุนในการติดตั้งอุปกรณ์ Energy Storage ที่มีต้นทุนต่ำกว่าราคาค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้า จึงส่งผลให้ต้นทุนไวขึ้น และคุ้มค่ามากขึ้นตามไปด้วย



## คุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

www.jinkosolar.com

**JinKO Solar**  
Building Your Trust in Solar

### Cheetah Plus HC 78M

## 425-445 Watt

MONO PERC HALF CELL MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

- Half Cell
- Mono PERC 78 Cell

**PERC**

**Cheetah**



### KEY FEATURES

- 5 Busbar Solar Cell**  
5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- High Efficiency**  
Higher module conversion efficiency (up to 20.58%) benefit from half cell structure (low resistance characteristic).
- PID Resistance**  
Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.
- Low-light Performance**  
Advanced glass and cell surface textured design ensure excellent performance in low-light environment.
- Severe Weather Resilience**  
Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- Durability Against Extreme Environmental Conditions**  
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty

ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018 certified factory

IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product

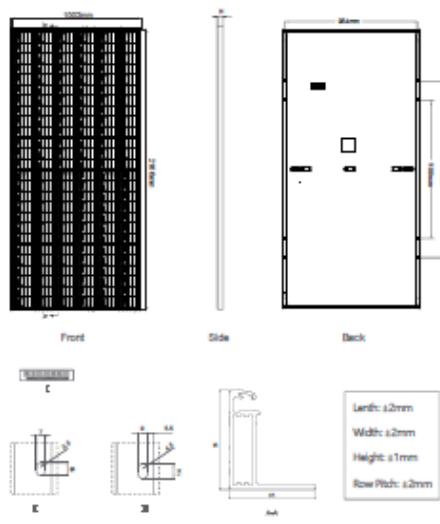
Nomenclature:  
JKMxxxM-86/78H-V

Code	Cell	Code	Certification
full	Full	full	1000V
H	Half	V	1500V



## คุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (ต่อ)

### Engineering Drawings



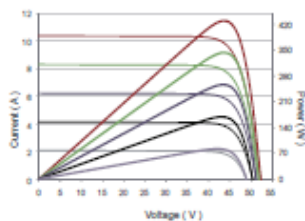
### Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

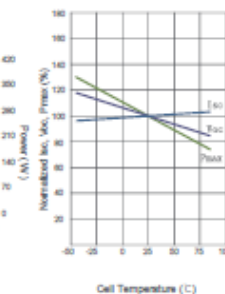
31pos/pallet, 62pos/stack, 620pos/40' HQ Container

### Electrical Performance & Temperature Dependence

Current-Voltage & Power-Voltage Curves(430W)



Temperature Dependence of  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $P_{max}$



### Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono PERC 158.75×158.75mm
No. of cells	156 (6×26)
Dimensions	2166×1002×35mm (85.28×39.45×1.38 inch)
Weight	24 kg (52.91 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 250mm, (-): 150mm or Customized Length

### SPECIFICATIONS

Module Type	JKM425M-78H		JKM430M-78H		JKM435M-78H		JKM440M-78H		JKM445M-78H	
	JKM425M-78H-V		JKM430M-78H-V		JKM435M-78H-V		JKM440M-78H-V		JKM445M-78H-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	425Wp	316Wp	430Wp	320Wp	435Wp	324Wp	440Wp	327Wp	445Wp	331Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.23V	39.87V	43.49V	40.04V	43.55V	40.15V	43.65V	40.36V	43.72V	40.52V
Maximum Power Current (Imp)	9.83A	7.93A	9.89A	7.99A	9.99A	8.06A	10.08A	8.11A	10.18A	8.17A
Open-circuit Voltage (Voc)	51.43V	48.44V	51.52V	48.53V	51.61V	48.61V	51.70V	48.70V	52.04V	49.02V
Short-circuit Current (Isc)	10.48A	8.46A	10.57A	8.54A	10.67A	8.62A	10.77A	8.70A	10.84A	8.76A
Module Efficiency STC (%)	19.58%		19.81%		20.04%		20.27%		20.50%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

\*STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%



คุณสมบัติของอินเวอร์เตอร์

## Smart String Inverter

SUN2000-60KTL-M0



### Smart

- 12 strings intelligent monitoring and fast trouble-shooting
- Power Line Communication (PLC) supported
- Smart I-V Curve Diagnosis supported

### Efficient

- Max. efficiency 98.9%, European efficiency 98.7% (@480 V)
- Max. efficiency 98.7%, European efficiency 98.5% (@380 V / 400 V)
- 6 MPPT per unit, effectively reducing string mismatch

### Safe

- DC switch integrated, safe and convenient for maintenance
- Residual Current Monitoring Unit (RCMU) integrated
- Fuse free design

### Reliable

- Natural cooling technology
- Protection degree of IP65
- Type II surge arresters for both DC and AC

Always Available for Highest Yields

[solar.huawei.com/eu/](http://solar.huawei.com/eu/)

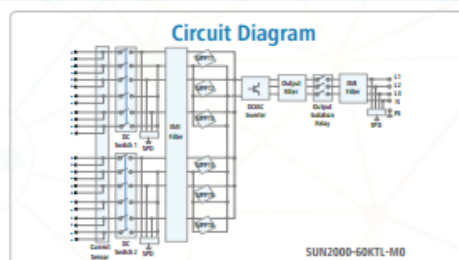
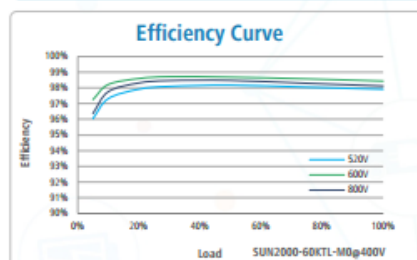


## คุณสมบัติของอินเวอร์เตอร์ (ต่อ)

## Smart String Inverter (SUN2000-60KTL-M0)



Technical Specifications	SUN2000-60KTL-M0
	<b>Efficiency</b>
Max. Efficiency	98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V
European Efficiency	98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V
	<b>Input</b>
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Number of Inputs	12
Number of MPPT Trackers	6
	<b>Output</b>
Rated AC Active Power	60,000 W
Max. AC Apparent Power	66,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	66,000 W
Rated Output Voltage	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings; 277 V / 480 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V
Max. Output Current	100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
	<b>Protection</b>
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-Islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-Polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
	<b>Communication</b>
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
USB	Yes
Power Line Communication (PLC)	Yes
	<b>General</b>
Dimensions (W x H x D)	1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 inch)
Weight (with mounting plate)	74 kg (163.1 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + Terminal Clamp
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
	<b>Standard Compliance <i>(always available upon request)</i></b>
Certificate	EN 62109-1A-2, IEC 62109-1A-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, VDE 4120, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.D. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11



The text and figures reflect the current technical data at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions excepted. Huawei assumes no liability for mistakes or printing errors. For more information, please visit [solarchina.com](http://solarchina.com), version HUA01-1-0210017.

Always Available for Highest Yields

[solar.huawei.com/eu/](http://solar.huawei.com/eu/)

## คุณสมบัติของไฮบริดอินเวอร์เตอร์

### Smart Energy Center



#### Higher Revenue

Max. efficiency 98.6%



#### Simple & Easy

17 kg



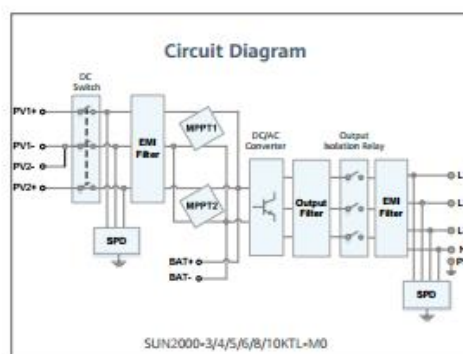
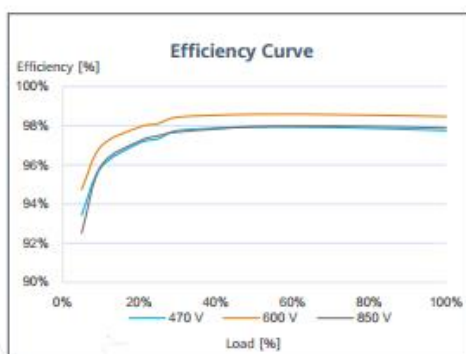
#### Battery Ready

Plug & Play battery interface



#### Safe & Reliable

Arc fault protection



## คุณสมบัติของไฮบริดอินเวอร์เตอร์ (ต่อ)

SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0  
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000 -3KTL-M0	SUN2000 -4KTL-M0	SUN2000 -5KTL-M0	SUN2000 -6KTL-M0	SUN2000 -8KTL-M0	SUN2000 -10KTL-M0
Efficiency						
Max. efficiency	98.2%	98.3%	98.4%	98.6%	98.6%	98.6%
European weighted efficiency	96.7%	97.1%	97.5%	97.7%	98.0%	98.1%
Input						
Recommended max. PV power	6,000 Wp	8,000 Wp	10,000 Wp	12,000 Wp	14,880 Wp	14,880 Wp
Max. input voltage <sup>1</sup>	1,100 V					
Operating voltage range <sup>2</sup>	140 V ~ 980 V					
Start-up voltage	200 V					
Full power MPPT voltage range	140 V ~ 850 V	190 V ~ 850 V	240 V ~ 850 V	285 V ~ 850 V	380 V ~ 850 V	470 V ~ 850 V
Rated input voltage	600 V					
Max. input current per MPPT	11 A					
Max. short-circuit current	15 A					
Number of MPP trackers	2					
Max. number of inputs	2					
Output						
Grid connection	Three-phase					
Rated output power	3,000 W	4,000 W	5,000 W	6,000 W	8,000 W	10,000 W
Max. apparent power	3,300 VA	4,400 VA	5,500 VA	6,600 VA	8,800 VA	11,000 VA <sup>3</sup>
Rated output voltage	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W / N+PE					
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz					
Max. output current	5.1 A	6.8 A	8.5 A	10.1 A	13.5 A	16.9 A
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging					
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %					
Features & Protections						
Input-side disconnection device	Yes					
Anti-islanding protection	Yes					
DC reverse polarity protection	Yes					
Insulation monitoring	Yes					
DC surge protection	Yes, compatible TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11					
AC surge protection	Yes, compatible TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11					
Residual current monitoring	Yes					
AC overcurrent protection	Yes					
AC short-circuit protection	Yes					
AC overvoltage protection	Yes					
Arc fault protection	Yes					
Ripple receiver control	Yes					
DC MBUS to optimizer	No					
General Data						
Operating temperature range	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F) (Derating above 45 °C @ Rated output power)					
Relative operating humidity	0 %RH ~ 100 %RH					
Operating altitude	0 ~ 4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 3000 m)					
Cooling	Natural convection					
Display	LED Indicators; Integrated WLAN + FusionSolar App					
Communication	RS485; RS485; WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE; 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)					
Weight (incl. mounting bracket)	17 kg (37.5 lb)					
Dimension (incl. mounting bracket)	525 x 470 x 166 mm (20.7 x 18.5 x 6.5 inch)					
Degree of protection	IP65					
Nighttime Power Consumption	< 5.5 W					
Standard Compliance (more available upon request)						
Certificate	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2					
Grid connection standards	G98, G99, EN 50438, EN50549-1, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, IEC61727, IEC62116, DEWA					

<sup>1</sup> The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

<sup>2</sup> Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

<sup>3</sup> C10 / 11: 10,000 VA



Version No.:03-(20200409)

SOLAR.HUAWEI.COM/EU/



## คุณสมบัติของระบบเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage)

### ST548KWH-250 Storage System

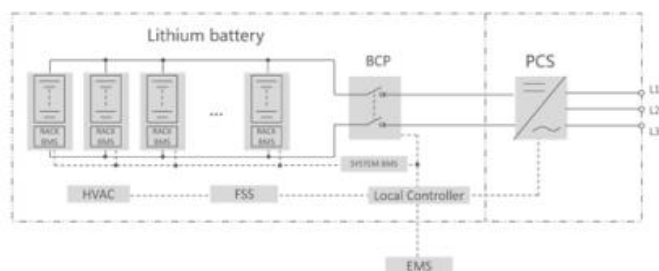
SUNGROW | SAMSUNG | SAMSUNG SDI



#### SYSTEM FEATURES

- Side-by-side design for flexible system arrangement on site
- Unilateral design allows maintenance from one side
- Integrated with local controller, HVAC and FSS to enable unified communication, ensure system safety and maximize system efficiency

#### CIRCUIT DIAGRAM



## คุณสมบัติของระบบเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) (ต่อ)

ST548KWH-250 / ST1096KWH-250

System Type	ST548KWH-250	ST1096KWH-250
<b>DC Data</b>		
Cell type	Samsung SDI Mega E2, 3.68V/94Ah	Samsung SDI Mega E2, 3.68V/94Ah
Configuration of system	198S8P	2 x 198S8P
Battery capacity (BOL)	548 kWh	1096 kWh
Battery voltage range	633 ~ 822 V	633 ~ 822 V
BMS communication interfaces	RS485, Ethernet	RS485, Ethernet
BMS communication protocols	Modbus RTU, Modbus TCP	Modbus RTU, Modbus TCP
<b>AC Data</b>		
Nominal AC power	250 kVA	250 kVA
Max. AC power	258 kVA	258 kVA
Max.THDr of current	< 3 % (at nominal power)	< 3 % (at nominal power)
DC component	< 0.5 % (at nominal power)	< 0.5 % (at nominal power)
Nominal grid voltage	480 V	480 V
Grid voltage range	424 ~ 508 V	424 ~ 508 V
Power factor	> 0.99 (at nominal power)	> 0.99 (at nominal power)
Power factor range at nominal power	1 leading ~ 1 lagging	1 leading ~ 1 lagging
Nominal grid frequency	60 Hz	60 Hz
Grid frequency range	59.3 ~ 60.5Hz	59.3 ~ 60.5Hz
Isolation method	Transformer	Transformer
Nominal output voltage of off grid	480 V	480 V
Max.THDr of off grid output voltage	< 3 % (linear load)	< 3 % (linear load)
<b>General Data</b>		
Dimensions of PCS unit (W * H * D)	1,200 * 2,440 * 1,100 mm / 47.2" * 96.1" * 43.3"	1,200 * 2,440 * 1,100 mm / 47.2" * 96.1" * 43.3"
Dimensions of battery unit (W * H * D)	5,380 * 2,440 * 1,182 mm / 211.8" * 96.1" * 46.5"	2" (5,380 * 2,440 * 1,182 mm / 211.8" * 96.1" * 46.5")
Weight of PCS unit	2.4 T / 5,291 lbs	2.4 T / 5,291 lbs
Weight of battery unit (with / without battery)	7.5 T / 3.8 T 16,535 lbs / 8,378 lbs	2" (7.5 T / 3.8 T 16,535 lbs / 8,378 lbs)
Degree of protection	IP54 / NEMA 3R	IP54 / NEMA 3R
Operating temperature range	-30 to 50 °C / -22 to 122 °F	-30 to 50 °C / -22 to 122 °F
Relative humidity	0 ~ 95 % (non-condensing)	0 ~ 95 % (non-condensing)
Max. working altitude	3,000 m / 9,842 ft	3,000 m / 9,842 ft
Cooling concept of battery chamber	Heating, Ventilation and Air Conditioning	Heating, Ventilation and Air Conditioning
Cooling concept of PCS chamber	Temperature controlled forced air cooling	Temperature controlled forced air cooling
Fire suppression system of battery unit	FM-200 extinguishment system	FM-200 extinguishment system
Communication interfaces	RS485, Ethernet,	RS485, Ethernet,
Communication protocols	Modbus RTU, Modbus TCP	Modbus RTU, Modbus TCP
Certificates	UL9540	UL9540

ภาคผนวก ง

ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด (Discounted Cash Flow Model)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
CHULALONGKORN UNIVERSITY

## ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp

Company Name: Name plate Facotry

**601** kWp Solar Power Plant

Project financial model with BOI

Investment			
Land space		0	Rai
Land cost (Included)		0	THB
Total land cost (include all expenses to transfer)		0	THB
Contingency & Bank fee	0.0%	0	THB
Transmission line (Included)		0	THB
IDC		0	THB
Premium fee		0	THB
Success fee		0	THB
EPC costs		15,026,000	THB
Total project investment		15,026,000	THB
Cost per kw (exclude VAT)		25,000	THB

Capital Structure			
Debts	0%	0	THB
Equities	100%	15,026,000	THB
		15,026,000	THB

Long Term Loan			
Installment		0	Years
Interest Rate		0.0%	Per Year
Interest Paid for the end project		0	THB

Forecasted yield			
Estimate Output		673,933	kWh / Year
1st - 5th power drop (Annual Degradation)		see attached	
6th - 25th power drop (Annual Degradation)		see attached	
Inflation		3%	Per Year

Revenue			
on-peak	Electrical Price - FIT	Fixed	4.2000 THB / kWh
off-peak	Electrical Price - FIT	Fixed	2.6000 THB / kWh
	Electrical Price - FT	0.0%	0.0000 THB / kWh
	Adder		0.00 THB / kWh
	CDM		0.00 Annual
	Tariff Escalation		0% p.a.

Yearly Operating Expenses			
Fixed Assets & Depreciation			
Turnkey Project Assets		15,026,000	THB
Residual	0%	0	THB
Depreciation - Straight Line		25	Years
Taxation for project			
BOI Privilege (50% of project cost)		No	
BOI Privilege (No tax for 8 Years)		Yes	
Year 1 - 8	Tax rate	0	%
Year 9 - 13	Tax rate	20	%
Year 14 up	Tax rate	20	%
Taxation paid for project		5,011,477	THB
Manpower and Maintenance Expenses			
O&M cost	Free	0.0	Years
Increasing Cost annual		5.0	Years
General Maintenance		1.0	5.0
Quaterly Maintenance		90,156	THB / Year
		3%	
		0	THB / Year
		0	THB / Year
Other Operating Expenses			
Land lease		0	THB / Year
Year 1 - 4		0	THB / Year
Year 5 - 8		0	THB / Year
Year 9 - 12		0	THB / Year
Year 13 - 16		0	THB / Year
Year 17 - 20		0	THB / Year
Year 21 - 24		0	THB / Year
Year 25 - 26		0	THB / Year
Insurance Premium		0.10%	from net asset
Utility	escalation	0.0%	per year
Operating cost contingency		3.00%	

Equity			
NPV Discount rate (%)		4.00%	
NPV (THB)		16,394,369	
EIRR 25 Years		13.71%	
Payback (Years)		6.0	

Project			
Project Return			
NPV (THB)		12,449,649	
IRR 25 Years		13.71%	
Payback (Years)		6.5	

Summary			
Project Cost		15,026,000	100.00
Land Cost		0	0.00
EPC per MW		0	0.00
IDC		0	0.00
Transmission line		0	0.00
Contingency+bank fee		0	0.00
Premium fee		0	0.00

Return on Asset (ROA)	4.02%
Return on Equity (ROE)	4.02%
D/E Ratio	2.33%



[illegible]

## Income Statement

## ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 356.4kWp

Company Name: Nameplate Factory

**356** kWp Solar Power Plant

Project financial model with BOI

Investment			
Land space		0	Rai
Land cost (Included)		0	THB
Total land cost (include all expenses to transfer)		0	THB
Contingency & Bank fee	0.0%	0	THB
Transmission line (Included)		0	THB
IDC		0	THB
Premium fee		0	THB
Success fee		0	THB
EPC costs		0	THB
Total project investment		9,154,340	THB
Cost per kw (exclude VAT)		25,700	THB

Capital Structure			
Debts	0%	0	THB
Equities	100%	9,154,340	THB
		9,154,340	THB

Long Term Loan			
Installment		0	Years
Interest Rate		0.0%	Per Year
Interest Paid for the end project		0	THB

Forecasted yield			
Estimate Output		459,922	kWh / Year
1st - 5th power drop (Annual Degradation)		see attached	
6th - 25th power drop (Annual Degradation)		see attached	
Inflation		3%	Per Year

Revenue			
on-peak	Electrical Price - FIT	Fixed	4.2000 THB / kWh
off-peak	Electrical Price - FIT	Fixed	2.6000 THB / kWh
	Electrical Price - FT	0.0%	0.0000 THB / kWh
	Adder		0.00 THB / kWh
	CDM		0.00 Annual
	Tariff Escalation		0% p.a.

Yearly Operating Expenses			
Fixed Assets & Depreciation			
Turnkey Project Assets		9,154,340	THB
Residual		0	THB
Depreciation - Straight Line	0%	25	Years
Taxation for project			
BOI Privilege (50% of project cost)		No	
BOI Privilege (No tax for 8 Years)		Yes	
Year 1 - 8	Tax rate	0	%
Year 9 - 13	Tax rate	20	%
Year 14 up	Tax rate	20	%
Taxation paid for project		3,601,839	THB
Manpower and Maintenance Expenses			
O&M cost	Free	0.0	Years
Increasing Cost annual		5.0	Years
General Maintenance		1.0	5.0
Quaterly Maintenance		53,430	THB / Year
		3%	
		0	THB / Year
		0	THB / Year
Other Operating Expenses			
Land lease		0	THB / Year
Year 1 - 4		0	THB / Year
Year 5 - 8		0	THB / Year
Year 9 - 12		0	THB / Year
Year 13 - 16		0	THB / Year
Year 17 - 20		0	THB / Year
Year 21 - 24		0	THB / Year
Year 25 - 26		0	THB / Year
Insurance Premium		0.10%	from net asset
Utility	escalation	0.0%	per year
Operating cost contingency		3.00%	

Equity	
NPV Discount rate (%)	4.00%
NPV (THB)	12,340,687
EIRR 25 Years	15.82%
Payback (Years)	5.0

Project	
NPV (THB)	9,606,613
IRR 25 Years	15.82%
Payback (Years)	5.5

Summary		
Project Cost	9,154,340	100.00
Land Cost	0	0.00
EPC per MW	0	0.00
IDC	0	0.00
Transmission line	0	0.00
Contingency+bank fee	0	0.00
Premium fee	0	0.00

Return on Asset (ROA)	4.32%
Return on Equity (ROE)	4.32%
D/E Ratio	2.33%



## ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp เสริมระบบ เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage)

Company Name: Nameplate Factory

**601** kWp Solar Power Plant

Project financial model with BOI

Investment	
Land space	0 Rai
Land cost (Included)	0 THB
Total land cost (include all expenses to transfer)	0 THB
Contingency & Bank fee	0 THB
Transmission line (Included)	0 THB
IDC	0 THB
Premium fee	0 THB
Success fee	0 THB
EPC costs	0 THB
Total project investment	19,533,800 THB
Cost per kw (exclude VAT)	32,500 THB

Capital Structure	
Debts	0 THB
Equities	19,533,800 THB
	19,533,800 THB

Long Term Loan	
Instalment	0 Years
Interest Rate	0.0% Per Year
Interest Paid for the end project	0 THB

Forecasted yield	
Estimate Output	842,416 kWh / Year
1st - 5th power drop (Annual Degradation)	see attached
6th - 25th power drop (Annual Degradation)	see attached
Inflation	3% Per Year

Revenue	
on-peak Electrical Price - FIT	Fixed 4.2000 THB / kWh
off-peak Electrical Price - FIT	Fixed 2.6000 THB / kWh
Electrical Price - FT	0.0% 0.0000 THB / kWh
Adder	0.00 THB / kWh
CDM	0.00 Annual
Tariff Escalation	0% p.a.

Yearly Operating Expenses	
<b>Fixed Assets &amp; Depreciation</b>	
Turnkey Project Assets	19,533,800 THB
Residual	0 THB
Depreciation - Straight Line	25 Years
<b>Taxation for project</b>	
BOI Privilege (50% of project cost)	No
BOI Privilege (No tax for 8 Years)	Yes
Year 1 - 8 Tax rate	0 %
Year 9 - 13 Tax rate	20 %
Year 14 up Tax rate	20 %
Taxation paid for project	6,246,913 THB
<b>Manpower and Maintenance Expenses</b>	
O&M cost	Free 0.0 Years 1.0 5.0 5.0 90,156 THB / Year
Increasing Cost annual	3%
General Maintenance	0 THB / Year
Quaterly Maintenance	0 THB / Year
<b>Other Operating Expenses</b>	
Land lease	0 THB / Year
Year 1 - 4	0 THB / Year
Year 5 - 8	0 THB / Year
Year 9 - 12	0 THB / Year
Year 13 - 16	0 THB / Year
Year 17 - 20	0 THB / Year
Year 21 - 24	0 THB / Year
Year 25 - 26	0 THB / Year
Insurance Premium	0.10% from net asset
Utility	0 THB / Year
Operating cost contingencie	3.00%

Equity	
NPV Discount rate (%)	4.00%
NPV (THB)	20,124,526
EIRR 25 Years	13.19%
Payback (Years)	6.0

Project	
NPV (THB)	15,155,367
IRR 25 Years	13.19%
Payback (Years)	6.5

Summary	THB	%
<b>Project Cost</b>	<b>19,533,800</b>	<b>100.00</b>
Land Cost	0	0.00
EPC per MW	0	0.00
IDC	0	0.00
Transmission line	0	0.00
Contingency+bank fee	0	0.00
Premium fee	0	0.00

Return on Asset (ROA)	3.95%
Return on Equity (ROE)	3.95%
D/E Ratio	2.33%



ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp เสริมระบบ  
เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) แบบปรับลดมูลค่าอุปกรณ์กักเก็บพลังงาน  
(Energy Storage) ลง 6.8%

Company Name: Nameplate Factory

**601** kWp Solar Power Plant

Project financial model with BOI

Investment		
Land space	0	Rai
Land cost (Included)	0	THB
Total land cost (include all expenses to transfer)	0	THB
Contingency & Bank fee	0.0%	0 THB
Transmission line (Included)		0 THB
IDC		0 THB
Premium fee		0 THB
Success fee		0 THB
EPC costs		0 THB
Total project investment		16,047,768 THB
Cost per kw (exclude VAT)		26,700 THB

Capital Structure		
Debts	0%	0 THB
Equities	100%	16,047,768 THB
		16,047,768 THB

Long Term Loan		
Installment		0 Years
Interest Rate		0.0% Per Year
Interest Paid for the end project		0 THB

Forecasted yield		
Estimate Output	842,416	kWh / Year
1st - 5th power drop (Annual Degradation)		see attached
6th - 25th power drop (Annual Degradation)		see attached
Inflation	3%	Per Year

Revenue		
on-peak Electrical Price - FIT	Fixed	4.2000 THB / kWh
off-peak Electrical Price - FIT	Fixed	2.6000 THB / kWh
Electrical Price - FT	0.0%	0.0000 THB / kWh
Adder		0.00 THB / kWh
CDM		0.00 Annual
Tariff Escalation		0% p.a.

Yearly Operating Expenses		
Fixed Assets & Depreciation		
Turnkey Project Assets		16,047,768 THB
Residual		0 THB
Depreciation - Straight Line	0%	25 Years

Taxation for project		
BOI Privilege (50% of project cost)		No
BOI Privilege (No tax for 8 Years)		Yes
Year 1 - 8 Tax rate		0 %
Year 9 - 13 Tax rate		20 %
Year 14 up Tax rate		20 %
Taxation paid for project		6,725,408 THB

Manpower and Maintenance Expenses		
O&M cost	Free	0.0 Years
Increasing Cost annual		5.0 Years
General Maintenance		1.0 5.0
Quaterly Maintenance		90,156 THB / Year
		3%
		0 THB / Year
		0 THB / Year

Other Operating Expenses		
Land lease		0 THB / Year
Year 1 - 4		0 THB / Year
Year 5 - 8		0 THB / Year
Year 9 - 12		0 THB / Year
Year 13 - 16		0 THB / Year
Year 17 - 20		0 THB / Year
Year 21 - 24		0 THB / Year
Year 25 - 26		0 THB / Year
Insurance Premium		0.10% from net asset
Utility		0 THB / Year
Operating cost contingency	escalation 0.00% per year	3.00%

Equity		
NPV Discount rate (%)		4.00%
NPV (THB)		23,393,785
EIRR 25 Years		16.71%
Payback (Years)		5.0

Project		
Project Return		
NPV (THB)		18,352,678
IRR 25 Years		16.71%
Payback (Years)		5.5

Summary		
Project Cost		
	THB	%
	16,047,768	100.00
Land Cost	0	0.00
EPC per MW	0	0.00
IDC	0	0.00
Transmission line	0	0.00
Contingency+bank fee	0	0.00
Premium fee	0	0.00

Return on Asset (ROA)	4.43%
Return on Equity (ROE)	4.43%
D/E Ratio	2.33%

ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด (ต่อ) ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 601.04 kWp เสร็จระบบ  
เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) แบบปรับลดมูลค่าอุปกรณ์กักเก็บพลังงาน  
(Energy Storage) ลง 6.8%

Income Statement																													
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	
Revenue	Barista (Cash & 100% Rev)	842,416	838,336	833,330	827,272	813,223	812,795	806,272	800,793	796,031	791,983	787,935	783,887	779,839	775,791	771,742	767,694	763,646	759,598	755,550	751,502	747,454	743,406	739,358	735,310	731,262	727,214	723,166	
	Barista Rev. Frfr (100% Rev)	4,210	4,200	4,190	4,180	4,170	4,160	4,150	4,140	4,130	4,120	4,110	4,100	4,090	4,080	4,070	4,060	4,050	4,040	4,030	4,020	4,010	4,000	3,990	3,980	3,970	3,960	3,950	
	Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	2,800	
	Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	
	Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	
	Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
	Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
	Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
	Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
	Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
Barista Rev. Frfr (100% Rev) OpEx	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134			



### บรรณานุกรม

1. โชติช่วง, ค.เ.บ.แ., การศึกษากระบวนการจัดตั้งและออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์. ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและอิเล็กทรอนิกส์ประยุกต์ คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรีปทุม ปี การศึกษา. 2558.
2. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, ตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรือ กฟภ. (*Provincial Electricity Authority* ด้วยย่อ *PEA*). พ.ศ. 2559.
3. MEA), ก.ห.ก.เ.า.ค., ตามระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วยข้อกำหนดการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า. พ.ศ. 2551
4. ดำรงกุลกัจจ, ค.เ.ค., ระบบกักเก็บพลังงานโดยใช้แบตเตอรี่ที่เหมาะสมสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ สำหรับผู้ใช้ไฟที่มีการติดอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาการใช้งาน วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า บัณฑิตวิทยาลัยมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.
5. ทองสุก, ค., การศึกษาประสิทธิภาพและความคุ้มทุนของระบบผลิตไฟฟ้า ด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง.
6. โปรแกรม *PVsyst* เป็นโปรแกรมสำหรับการออกแบบพลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้รับความนิยม มีเนื้อหาที่ครอบคลุมครบถ้วนและยังเป็นโปรแกรมที่มีความซับซ้อนมากเป็นที่ยอมรับในวงการพลังงานแสงอาทิตย์มากที่สุด โปรแกรม *PVsyst* เป็นซอฟต์แวร์การศึกษาเพื่อคำนวณการออกแบบ ผลิตและการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์. Available from: <https://www.PVsyst.com/>
7. *Financial Ratio 6: Payback Period (PB)* นานเท่าไร กับการลงทุนครั้งนี้จะคืนทุน.
8. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, อัตราค่าไฟฟ้า ตามช่วงเวลาของการใช้ (*Time of Use Tariff: TOU Tariff*) ประเภทกิจการขนาดใหญ่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ตามมติคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เมื่อวันที่ 5 กันยายน. 2561.



## ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	ชญาพัฒน์ คัจฉสุวรรณมณี
วัน เดือน ปี เกิด	1 เมษายน 2531
สถานที่เกิด	นครสวรรค์
วุฒิการศึกษา	วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
ที่อยู่ปัจจุบัน	596/64 หมู่บ้านอารี ถนนลาดปลาเค้า ซอยลาดปลาเค้า เขตลาดพร้าว แขวง จระเข้บัว กทม.10230

