

การประเมินความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา กรณีศึกษา : บริษัท  
อุตสาหกรรมเวชภัณฑ์ยา



สารนิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต  
สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน (สหสาขาวิชา) สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัด

การพลังงาน

บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2565

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

The Feasibility of Study of Installing Rooftop PV System for Pharmaceutical Industry  
Companies



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 2022

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อสารนิพนธ์	การประเมินความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์บนหลังคา กรณีศึกษา : บริษัทอุตสาหกรรม เวชภัณฑ์ยา
โดย	น.ส.วิภา อัครโนดม
สาขาวิชา	เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน (สหสาขาวิชา)
อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก	รองศาสตราจารย์ ดร.พิชญ รัชฎาวงศ์

---

บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้รับสารนิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต

คณะกรรมการสอบสารนิพนธ์

.....	ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สันต์ สัมปัตตะวนิช)	
.....	อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก
(รองศาสตราจารย์ ดร.พิชญ รัชฎาวงศ์)	
.....	กรรมการ
(ดร.สิริภา จุลกาญจน์)	

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
CHULALONGKORN UNIVERSITY

วิภา อัครโนดม : การประเมินความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา  
 กรณีศึกษา : บริษัทอุตสาหกรรมเวชภัณฑ์ยา. ( The Feasibility of Study of Installing Rooftop  
 PV System for Pharmaceutical Industry Companies) อ.ที่ปรึกษาหลัก : รศ. ดร.พิชญ รัชฎา  
 วงศ์

สถานการณ์การใช้พลังงานไฟฟ้าภายในโรงงานกรณีศึกษา เพิ่มสูงขึ้นทุกปี การผลิตไฟฟ้าพลังงาน  
 แสงอาทิตย์บนหลังคา เป็นหนึ่งทางเลือกที่สามารถช่วยลดค่าใช้จ่ายพลังงานจากสายส่งของการไฟฟ้าได้ จึง  
 เป็นที่มาของการวิจัยนี้ โดยทำการศึกษาคู่มือค่าทางการเงินของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าของโรงงาน  
 กรณีศึกษา พื้นที่ติดตั้งทั้งหมด 2,500 ตรม.(อาคารที่1,2และ4) โดยใช้แผงโซลาร์เซลล์ต่างกันทั้งหมด 3 กรณี  
 ได้แก่ กรณีที่1 แผงMonocrystalline Full Cell , กรณีที่2 แผง Polycrystalline Full Cell และกรณีที่ 3 แผง  
 Monocrystalline Half-Perp Cell ผ่านโปรแกรม PVSystem เพื่อเปรียบเทียบค่าพลังงานที่ผลิตได้และมีความ  
 คุ้มค่าที่สุด ผลที่ได้คือ กรณีที่ 3 มีความคุ้มค่าทางการเงินและประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้ามากที่สุด คือมูลค่า  
 ปัจจุบันสุทธิ (24,624,574.60 บาท), ผลตอบแทนภายในที่สูงที่สุด(22.99%) และมีระยะเวลาคืนทุน(4.31ปี) ที่  
 สั้นที่สุด นอกจากนี้ ค่าต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ(3.53 บาท/หน่วย) ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยต้นทุน  
 เฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงที่ทางโรงงานใช้อยู่(4.18 บาท/หน่วย) รองลงมาคือกรณีที่ 1 และ  
 กรณีที่ 2 ตามลำดับ อีกทั้งหลังคาที่ติดตั้งโซลาร์เซลล์สามารถช่วยสกัดกั้นการถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคาได้  
 ดีกว่าหลังคาที่ไม่ทำการติดตั้งจากการประเมินผ่านโปรแกรม BEC คือมีค่า RTTV = 8.743 W/m<sup>2</sup> ผ่านเกณฑ์  
 ประกาศกระทรวงพลังงานซึ่งต้องไม่เกิน RTTV=10 W/m<sup>2</sup> นอกจากนี้งานวิจัยได้ทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหว  
 (Sensitivity Analysis) จากปัจจัยเสี่ยงที่อาจส่งผลกระทบต่อผลตอบแทนของโครงการ โดย อัตราค่าไฟฟ้า มีผล  
 ต่อโครงการมากที่สุด และค่าต้นทุนโครงการ CAPEX และ OPEX ตามลำดับ ซึ่งทุกกรณีเป็นไปในทางเดียวกัน  
 และยังคงมีความคุ้มค่าในการลงทุน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
 CHULALONGKORN UNIVERSITY

สาขาวิชา เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน      ลายมือชื่อนิสิต .....

(สหสาขาวิชา)

ปีการศึกษา      2565      ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

# # 6382026020 : MAJOR ENERGY TECHNOLOGY AND MANAGEMENT

KEYWORD: Feasibility Solar Electric energy consumption Discounted Cash Flow Model  
Roof Thermal Transfer Value

Vipava Ausavanodom : The Feasibility of Study of Installing Rooftop PV System for Pharmaceutical Industry Companies. Advisor: Assoc. Prof. PICHAYA RACHDAWONG, Ph.D.

Electric energy consumption of : a case study has increased every year. As rooftop solar power is an interesting option to reduce electric energy cost, this research aimed to study the cost-effectiveness of rooftop solar power system installation on top of 3 factory buildings (2,500 ). At first, the PVsyst program was used to simulate an installation with 3 different types of panels which are case1 Monocrystalline panel (Full Cell), case2 Polycrystalline panel (Full Cell) and case3 Monocrystalline Half-Perc Cell, in order to identify the most cost-effective panel type and the most electric power. Results from the study show that the third type was the best solar panel type for investment by evaluating in Discounted Cash Flow model. Net Present Value: NPV= 24,624,574.60 THB, Internal Rate Ratio: IRR = 22.99%, Payback Period: PB = 4.31 years and Levelized Cost of Energy: LCOE = 4.18 THB/Unit, followed by the first type and the second type respectively. Furthermore, the roof with solar panels was found by the BEC assessment program show that be able to protect the Roof Thermal Transfer Value better than the roof without the panels as It meet the requirements for being the energy-efficient building with excellent level (RTTV =  $8.743 \text{ W/m}^2$ ) based on the Energy and Environmental Assessment of the Ministry of Energy. Moreover, the sensitivity analysis was carried out to evaluate the effect of the risk factors ,including 1.) the electricity escalation rate, 2. the capital cost (CAPEX) and 3. the operating cost (OPEX), on project's return. The results shown that all cases are in the same direction and worth the investment which the electricity escalation rate have the greatest impact on the project's return and following with CAPEX and OPEX.

Field of Study: Energy Technology and  
Management

Student's Signature .....

Academic Year: 2022

Advisor's Signature .....

## กิตติกรรมประกาศ

งานวิจัยฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยดี จากความอนุเคราะห์ของ รองศาสตราจารย์ ดร. พิชญ รัชฎาวงศ์ อาจารย์ที่ปรึกษาสารนิพนธ์หลักของข้าพเจ้า ผู้ซึ่งให้คำปรึกษา แนะนำและชี้แนะแนวทางทุก ด้านที่เกี่ยวข้องกับวิจัยฉบับนี้

ขอขอบพระคุณผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สันต์ สัมปัตตะวนิช และดร.สิริภา จุลกาญจน์ ในฐานะ ประธานการสอบสารนิพนธ์ และกรรมการการสอบสารนิพนธ์ที่ได้ให้ข้อคิดเห็น ข้อเสนอแนะและ ชี้ให้เห็นถึงจุดบกพร่อง เพื่อแก้ไขให้วิจัยฉบับนี้สมบูรณ์และถูกต้องตามหลักการ

ขอขอบคุณบริษัท เบอร์ลินฟาร์มาซูติคอลอินดัสตรี จำกัด สำหรับข้อมูลทุกส่วนที่มีประโยชน์ และการเอื้อเฟื้อสถานที่ในการทำการวิจัย และขอขอบพระคุณ คุณชัชยา ปิ่นสุข วิศวกรประจำโรงงาน สำหรับคำแนะนำและสนับสนุนข้อมูลรวมถึงรายละเอียดของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า

ขอขอบพระคุณคณะอาจารย์และเจ้าหน้าที่ประจำหลักสูตรเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้ให้องค์ความรู้ และให้คำแนะนำที่เป็นประโยชน์

สุดท้ายนี้ขอขอบพระคุณบิดามารดา ครอบครัวของข้าพเจ้า รวมถึงกลุ่มเพื่อนและรุ่นพี่ใน ภาควิชาที่ให้อกำลังใจและสนับสนุนข้อมูลที่เป็นประโยชน์โดยเสมอมา งานวิจัยสำเร็จตามวัตถุประสงค์ ผู้วิจัยขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
CHULALONGKORN UNIVERSITY

วิภา อัสวโนดม

## สารบัญ

	หน้า
.....	ค
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ค
.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	ง
กิตติกรรมประกาศ.....	จ
สารบัญ.....	ฉ
สารบัญตาราง.....	ฐ
สารบัญรูปภาพ.....	ฒ
บทที่1 บทนำ.....	18
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	18
1.2 วัตถุประสงค์ในการวิจัย.....	20
1.2.1 เพื่อวิเคราะห์และเปรียบเทียบความคุ้มค่าทางการเงินของการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วย แผงโซลาร์เซลล์.....	20
1.2.2 เพื่อศึกษาเปรียบเทียบค่าการถ่ายเทความร้อนจากการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคา และหลังคาที่ไม่มีการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์.....	20
1.3 ขอบเขตการวิจัย.....	20
1.3.1 โปรแกรม PVsyst.....	20
1.3.2 การวิจัยนี้วิเคราะห์โครงการที่ติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์แบบพอดีความต้องการใช้.....	21
1.3.3 ค่าการถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคาอาคาร (RTTV) ผ่านโปรแกรม BEC.....	21
1.3.4 ความเป็นไปได้ทางการเงิน.....	21
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	21
1.4.1 เพิ่มทางเลือกในการลงทุนในการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์สำหรับติดตั้งบนหลังคา.....	21

1.4.2 เพื่อเป็นประโยชน์ในการตัดสินใจลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar rooftop).....	21
บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง .....	22
2.1 แนวโน้มการใช้แผงโซลาร์เซลล์ .....	22
2.2 ระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา.....	22
2.2.1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบอิสระ (Standalone).....	23
2.2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid-Connected) .....	23
2.2.2.1 ข้อกำหนดระเบียบการเชื่อมต่อนระบบโครงข่ายไฟฟ้า Grid Code ของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) .....	24
2.2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบผสมผสาน (Hybrid).....	26
2.2.4 ส่วนประกอบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา .....	26
2.2.4.1 แผงโซลาร์เซลล์ (Solar Panel).....	27
2.2.4.2 Inverter	27
2.2.4.3 ตู้ควบคุมระบบโซลาร์เซลล์ (Solar DB, Solar Box).....	27
2.2.4.4 จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้า.....	27
2.3 แผงโซลาร์เซลล์.....	28
2.3.1 หลักการทำงานของแผงโซลาร์เซลล์ .....	28
2.3.2 ส่วนประกอบของแผงโซลาร์เซลล์ .....	29
2.3.3 ชนิดของแผงโซลาร์เซลล์ .....	30
2.3.3.1 เทคโนโลยีของแผงโซลาร์เซลล์.....	31
1. โมโนคริสตัลไลน์ (Monocrystalline Silicon) .....	31
2. โพลีคริสตัลไลน์ (Polycrystalline Silicon) .....	32
3. ฟิล์มบาง (Thin Film) .....	32
2.4 ปัจจัยที่มีผลต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา .....	39



2.4.1 ผลกระทบจากความเข้มแสง .....	39
2.4.2 ผลกระทบจากอุณหภูมิ.....	41
2.4.3 ผลกระทบเมื่อเกิดเงาบัง .....	43
2.4.4 ผลกระทบจากลักษณะการยึดและการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ .....	43
2.4.5 ผลกระทบจากอายุการใช้งาน .....	43
2.4.5.1 ประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์ [11].....	43
2.4.5.2 ประสิทธิภาพการทำงานของ Inverter .....	43
2.4.6 ผลกระทบจาก PID.....	44
2.5 โปรแกรม PVsyst .....	44
2.6 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน.....	45
2.6.1 ต้นทุนเฉลี่ยของเงินลงทุนแบบถ่วงน้ำหนัก (WACC).....	45
2.6.2 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) .....	47
2.6.3 อัตราผลตอบแทนภายในที่ได้รับจากโครงการ (Internal Rate Return : IRR) .....	47
2.6.4 ระยะเวลาคืนทุน (Playback Period : PB).....	48
2.6.5 มูลค่าปัจจุบันสุทธิของต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุการใช้งาน (Levelized Cost Of Energy : LCOE) .....	49
2.7 การคำนวณค่าการถ่ายเทความร้อนรวมผ่านหลังคาอาคาร (Roof Thermal Transfer Value, RTTV) .....	50
2.8 โปรแกรม BEC (Building Energy Code).....	50
2.9 การวิเคราะห์ผลการประเมินความอ่อนไหวของโครงการ.....	52
บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย.....	53
3.1 สมมติฐานการวิจัย .....	53
3.2 การเก็บรวบรวมข้อมูลการวิจัย.....	53
3.2.1 รวบรวมข้อมูลของโรงงานกรณีศึกษาที่จะทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์บนหลังคา .....	53

3.2.2 รวบรวมข้อมูลที่จะใช้ในการประกอบการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการติดตั้งและการหาการถ่ายเทความร้อน .....	53
3.2.3 รวบรวมราคา ต้นทุนและค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคาที่จำลองโดยโปรแกรม PVSyst.....	53
3.3 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย.....	53
3.3.1 การเก็บรวบรวมข้อมูล .....	53
3.3.1.1 ข้อมูลลักษณะกายภาพของพื้นที่ .....	54
3.3.1.2 ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าของโรงงานกรณีศึกษา ย้อนหลังอย่างน้อย 2 ปี (พ.ศ. 2564-2565).....	54
3.3.1.3 ข้อมูลจำเพาะและประสิทธิภาพของแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคาและจำนวนแผงที่จะทำการติดตั้ง ทั้ง 3 กรณี.....	54
3.3.1.4 ข้อมูลต้นทุนในการติดตั้งการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาทั้งโครงการ ของ 3 กรณี กำหนดระยะเวลาของโครงการ 25 ปีตามอายุของแผงโซลาร์เซลล์ .....	54
3.3.1.5 ปริมาณไฟฟ้าที่แผงโซลาร์เซลล์ ทั้ง 3 กรณี ผลิตไฟฟ้าออกมาได้ ในแต่ละเดือนเป็นเวลา 12 เดือน.....	54
3.3.1.6 ข้อมูลค่าการถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคาอาคาร (RTTV) ที่ทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า.....	54
3.4 การวิเคราะห์ข้อมูลในทุกกรณี.....	55
3.4.1 ใช้แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด .....	55
3.4.2 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ.....	55
3.4.3 อัตราผลตอบแทนภายใน .....	55
3.4.4 ระยะเวลาคืนทุน.....	56
3.4.5 แบบเปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ .....	56
3.5 การวิเคราะห์ข้อมูลเปรียบเทียบในทุกกรณี.....	56

3.5.1 นำข้อมูลที่ได้จาก ข้อ 3.3 มาวิเคราะห์สรุปผลเพื่อนำเสนอโรงงานบริษัท อุตสาหกรรม เวชภัณฑ์ยา .....	56
3.5.2 การวิเคราะห์ผลที่ได้จากการจำลองกระแสเงินสดคิดลดของทั้ง 3 กรณี .....	56
3.5.2.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ .....	56
3.5.2.2 อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ .....	56
3.5.2.3 ระยะเวลาคืนทุน .....	57
3.5.3.4 การวิเคราะห์ผลที่ได้จากการคำนวณต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุ โครงการ .....	57
3.5.3.5 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) .....	57
บทที่ 4 ผลการวิจัย.....	59
4.1 ข้อมูลการติดตั้งแผงในระยะที่ 1.....	59
4.2 ผลการเปรียบเทียบผลการคาดการณ์จากโปรแกรม PV Syst .....	60
4.3 ผลการประเมินการเปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ .....	61
4.4 ผลการประเมินความคุ้มค่าทางการเงิน โดยใช้แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด .....	62
4.4.1 กรณีที่ 1 แผงโซลาร์เซลล์ Monocrystalline Silicon แบบ Full-Cell.....	63
4.4.1.1 ผลการประเมินต้นทุนโครงการ.....	63
4.4.1.2 การวิเคราะห์ทางการเงินด้วยแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด .....	63
4.4.2 กรณีที่ 2 แผงโซลาร์เซลล์ Polycrystalline Silicon แบบ Full-Cell .....	64
4.4.2.1 ผลการประเมินต้นทุนโครงการ.....	64
4.4.2.2 การวิเคราะห์ทางการเงินด้วยแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด .....	65
4.4.3 กรณีที่ 3 แผงโซลาร์ Monocrystalline Silicon แบบ PERC Half-Cell .....	66
4.4.3.1 ผลการประเมินต้นทุนโครงการ.....	66
4.4.3.2 การวิเคราะห์ทางการเงินด้วยแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด .....	66
4.5 ผลข้อมูลค่าการถ่ายเทความร้อนรวมบนหลังคา (Roof Thermal Transfer Value ; RTTV) .....	70

4.5.1 การถ่ายเทความร้อนที่เกิดขึ้นกรณีที่มีแผง Solar Cell ติดตั้งอยู่ด้านบนหลังคา และกรณีที่ไม่มีแผง Solar Cell ติดตั้งอยู่ด้านบนหลังคา (Solar Direct) .....	70
4.5.2 ข้อมูลจำเป็นที่ใช้ในการคำนวณด้วยโปรแกรม BEC (กระทรวงพลังงาน) ที่ได้กล่าวไปในบทที่ 2 .....	70
4.5.3 การคำนวณ RTTV โดยโปรแกรม BEC .....	70
4.5.3.1 Component of Section กำหนดวัสดุแต่ละชนิดที่ใช้ สำหรับพื้นที่โรงงาน. 70	
4.5.3.2 Section of Wall วัสดุหลังคาแต่ละชนิด ที่ได้จาก Component of Section มารวมกัน .....	71
4.5.3.3 Wall ชนิดหลังคาทั้งหมดของโรงงาน ที่ได้จาก Section of Wall .....	71
4.5.3.4 Building Zone เป็นขั้นตอนของการนำ Wall (ข้อ 4.5.3.3) ทั้งหมดของโรงงาน ใส่ขนาดพื้นที่ แยกเป็น 2 ชนิด เพื่อเปรียบเทียบค่า RTTV .....	72
4.5.3.5 กำหนดขนาดเครื่องปรับอากาศในโรงงาน.....	72
4.5.3.6 ผลการคำนวณปริมาณความร้อนจากภายนอกที่ถ่ายเทผ่านหลังคา (RTTV) 73	
รายละเอียด.....	73
กรณีหลังคาไม่มีการติดตั้ง โซล่าเซลล์ .....	73
กรณีหลังคามีการติดตั้ง โซล่าเซลล์ .....	73
RTTV (W/m <sup>2</sup> ).....	73
10.226 W/m <sup>2</sup> .....	73
8.743 W/m <sup>2</sup> .....	73
ค่าการถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคาอาคาร (Roof thermal transfer value ;RTTV).....	73
ไม่ผ่านเกณฑ์มาตรฐาน .....	73
ผ่านเกณฑ์มาตรฐาน .....	73
4.6 ผลการประเมินความอ่อนไหวของโครงการ (Sensitivity Analysis).....	75
4.6.1 ประเมินค่าความอ่อนไหวของโครงการในกรณีที่ 1.....	75

4.6.2 ประเมินค่าความอ่อนไหวของโครงการใน กรณีที่ 2 .....	76
4.6.3 ประเมินค่าความอ่อนไหวของโครงการในกรณีที่ 3.....	77
บทที่ 5 สรุปผลงานวิจัย.....	79
ภาคผนวก.....	81
บรรณานุกรม.....	2
ประวัติผู้เขียน .....	7



## สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 1 ข้อดี-ข้อเสีย แผงโซลาร์เซลล์ โมโนคริสตัลไลน์ .....	32
ตารางที่ 2 ข้อดี-ข้อเสีย แผงโซลาร์เซลล์ โพลีคริสตัลไลน์.....	32
ตารางที่ 3 ข้อดี-ข้อเสีย แผงโซลาร์เซลล์ ฟิล์มบาง .....	33
ตารางที่ 4 เปรียบเทียบคุณสมบัติชนิด Full-Cell และ Half-Cut PERC Cell.....	34
ตารางที่ 5 เปรียบเทียบคุณสมบัติของแผงโซลาร์เซลล์.....	37
ตารางที่ 6 เปรียบเทียบราคาแผงโซลาร์เซลล์.....	38
ตารางที่ 7 การแปรค่าของความเข้มรังสีดวงอาทิตย์กับเวลาในแต่ละวันแบบรายชั่วโมง มีค่าเฉลี่ย ความเข้มแสงในพื้นที่กรุงเทพมหานคร .....	41
ตารางที่ 8 อุณหภูมิสูงสุดเฉลี่ยและอุณหภูมิต่ำสุดเฉลี่ยใน กรุงเทพมหานคร พ.ศ. 2565 [19].....	42
ตารางที่ 9 แสดงอายุการใช้งานของ Inverter .....	43
ตารางที่ 10 แสดงค่าเบต้าของบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ในกลุ่มอุตสาหกรรมธุรกิจยา เวชภัณฑ์ของประเทศไทย.....	46
ตารางที่ 11 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว ต่อปัจจัยการนำเข้าด้านต่างๆ.....	57
ตารางที่ 12 ข้อมูลรูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า ของงานวิจัย.....	60
ตารางที่ 13 ค่าพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้า หรือ Solar Generation(kWh) ตามการคาดการณ์ของ โปรแกรม PVsyst.....	60
ตารางที่ 14 ค่าเฉลี่ยของสถิติหน่วยไฟที่ใช้จริงของบริษัท กรณีศึกษาฯ ระยะเวลา 12 เดือนของปี 2564 และ 2565.....	62
ตารางที่ 15 ข้อมูลสำหรับการคำนวณค่า WACC ของ กรณีที่ 1.....	64
ตารางที่ 16 ข้อมูลสำหรับการคำนวณค่า WACC ของ กรณีที่ 2.....	65
ตารางที่ 17 ข้อมูลสำหรับการคำนวณค่า WACC ของ กรณีที่ 3.....	67

ตารางที่ 18 เปรียบเทียบความคุ้มค่าการลงทุนด้วยตัวชี้วัดทางการเงินที่ใช้ในการวิเคราะห์ในทุกกรณี	67
ตารางที่ 19 เปรียบเทียบค่าปริมาณความร้อนจากภายนอกที่ถ่ายเทผ่านหลังคา (RTTV) ในการวิเคราะห์ในทุกกรณี	73
ตารางที่ 20 ค่า NPV ในกรณีที่ 1 จากการเปลี่ยนแปลงปัจจัยด้านต่าง ๆ $\pm 5\%$	76
ตารางที่ 21 ค่า NPV ในกรณีที่ 2 จากการเปลี่ยนแปลงปัจจัยด้านต่าง ๆ $\pm 5\%$	76
ตารางที่ 22 ค่า NPV ในกรณีที่ 3 จากการเปลี่ยนแปลงปัจจัยด้านต่าง ๆ $\pm 5\%$	77
ตารางที่ 23 ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ของกรณีที่ 1 แผงโซลาร์เซลล์ Monocrystalline Silicon ชนิด Full-Cell	82
ตารางที่ 24 ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ของกรณีที่ 2 แผงโซลาร์เซลล์ Polycrystalline Silicon ชนิด Full-Cell	84
ตารางที่ 25 ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ของกรณีที่ 3 แผงโซลาร์เซลล์ Monocrystalline Silicon ชนิด PERC Half-Cell	86

## สารบัญรูปภาพ

	หน้า
รูปที่ 1 วิวัฒนาการด้านราคาของ Solar PV module .....	18
รูปที่ 2 อาคารที่ทำการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคาของบริษัท อุตสาหกรรมเวชภัณฑ์ยา.....	19
รูปที่ 3 อัตราการปรับค่า Ft ทุก 4 เดือน ของประเทศไทย.....	20
รูปที่ 4 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบอิสระ (Standalone) [5].....	23
รูปที่ 5 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid-Connected) [5] .....	24
รูปที่ 6 รูปแบบที่ 2 รูปแบบการเชื่อมต่อนระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 12 และ 24 กิโลโวลต์ (กฟน.) [6].....	25
รูปที่ 7 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบผสมผสาน (Hybrid) [5] .....	26
รูปที่ 8 สัญลักษณ์แผงโซลาร์เซลล์ [7].....	27
รูปที่ 9 สัญลักษณ์ Inverter [7].....	27
รูปที่ 10 สัญลักษณ์จุดเชื่อมต่อไฟฟ้า กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) [7].....	27
รูปที่ 11 หลักการทำงานทั่วไปของแผงโซลาร์เซลล์ [8].....	28
รูปที่ 12 แสดงถึงการนำเซลล์หลายๆตัวมาต่อรวมกันในแผงโซลาร์เซลล์ [10].....	29
รูปที่ 13 ส่วนประกอบโครงสร้างแผงโซลาร์เซลล์ [11].....	30
รูปที่ 14 ส่วนแบ่งการตลาดของแผงโซลาร์เซลล์ในระบบนานาชาติ [12] .....	30
รูปที่ 15 ประสิทธิภาพจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละวัสดุที่ใช้ทำแผง [12].....	31
รูปที่ 16 เทคโนโลยีของแผงโซลาร์เซลล์ [13].....	31
รูปที่ 17 แสดงถึงผลกระทบของความเข้มแสงที่มีผลต่อกระแสไฟฟ้าของแผงโซลาร์เซลล์อย่างมากแต่ มีผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าของแผงโซลาร์เซลล์เพียงเล็กน้อย [16].....	40
รูปที่ 18 ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยรายปีย้อนหลัง [16] .....	40



รูปที่ 19 แสดงถึงผลกระทบของอุณหภูมิที่มีผลต่อแรงดันไฟฟ้าของแผงโซลาร์เซลล์อย่างมากแต่จะมีผลกระทบต่อกระแสไฟฟ้าของแผงโซลาร์เซลล์เพียงเล็กน้อยเท่านั้น [16] .....	42
รูปที่ 20 ค่าการถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคาอาคาร ผ่านเข้าสู่ด้านในของอาคารที่มีการปรับอากาศของแต่ละประเภทอาคาร [21, 30-33] .....	50
รูปที่ 21 การแสดงผลการคำนวณค่า RTTV ของโปรแกรม BEC [33, 34] .....	52
รูปที่ 22 แผนผังแสดงรูปแบบวิธีการดำเนินการวิจัย .....	59
รูปที่ 23 กราฟแสดงค่าพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าฯ ตามการคาดการณ์ของโปรแกรม PVsyst .....	61
รูปที่ 24 เปรียบเทียบค่าต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ .....	62
รูปที่ 25 ภาพจำลองตัวอย่างการวางแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคา อาคารของบริษัท อุตสาหกรรมเวชภัณฑ์ยา .....	63
รูปที่ 26 เปรียบเทียบค่า NPV ทั้ง 3 กรณี .....	68
รูปที่ 27 เปรียบเทียบค่า IRR ทั้ง 3 กรณี .....	69
รูปที่ 28 เปรียบเทียบค่า PB ทั้ง 3 กรณี .....	69
รูปที่ 29 การกำหนดวัสดุแต่ละชนิด .....	70
รูปที่ 30 วัสดุที่ใช้ในการคำนวณ RTTV .....	71
รูปที่ 31 วัสดุที่ใช้ในการในการคำนวณ RTTV .....	71
รูปที่ 32 แสดงวัสดุหลังคา .....	71
รูปที่ 33 รายการแสดงชนิดของหลังคา .....	72
รูปที่ 34 Building Zone กรณีหลังคาไม่มีการติดตั้งโซลาร์เซลล์ .....	72
รูปที่ 35 Building Zone กรณีหลังคามีการติดตั้งโซลาร์เซลล์ .....	72
รูปที่ 36 กำหนดเครื่องปรับอากาศ .....	73
รูปที่ 37 แสดงรายละเอียดค่าการถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคาอาคาร กรณีหลังคาไม่มีการติดตั้งโซลาร์เซลล์ .....	74
รูปที่ 38 แสดงรายละเอียดค่าการถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคาอาคาร กรณีหลังคามีการติดตั้งโซลาร์เซลล์ .....	74

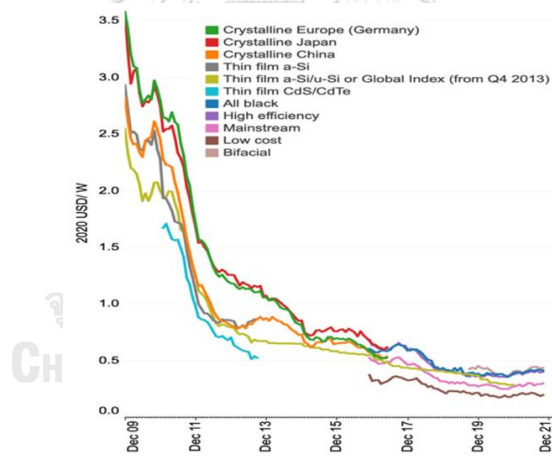
รูปที่ 39 กราฟแสดงความอ่อนไหวของโครงการใน กรณีที่ 1.....	76
รูปที่ 40 กราฟแสดงความอ่อนไหวของโครงการใน กรณี 2.....	77
รูปที่ 41 กราฟแสดงความอ่อนไหวของโครงการใน กรณีที่3.....	78



## บทที่ 1 บทนำ

### 1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบันการนำพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งเป็นพลังงานทางเลือกที่สะอาด (Clean energy) ไม่มีวันหมด (Sustainable) เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม (Eco-friendly) ได้รับความสนใจและเป็นที่นิยมมากขึ้น โดยเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์โดยแผงโซลาร์เซลล์ (Solar Photovoltaic หรือ Solar PV) แบบติดตั้งบนหลังคา โดยเทคโนโลยีแผงโซลาร์เซลล์ ณ ปัจจุบัน นับว่าก้าวหน้ามากขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ ซึ่งสอดคล้องข้อมูลของ Bloomberg ในระหว่างปี 2011 – 2021 รายงานว่าสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะการใช้ประโยชน์จากพลังงานแสงอาทิตย์ในปัจจุบันที่เพิ่มขึ้นต่อเนื่องส่งผลให้อุตสาหกรรมพลังงานแสงอาทิตย์เติบโตอย่างรวดเร็วและมีการพัฒนาโครงสร้างแผงโซลาร์เซลล์หลายรูปแบบ อาทิ ช่วยในเรื่องการเพิ่มประสิทธิภาพ ลดการเสื่อมสภาพและเพิ่มอายุการใช้งาน เป็นต้น ประกอบกับแหล่งข้อมูล จาก IRENA<sup>1</sup> Data Centre ในระหว่างปี 2010– 2021 [1] ดังข้อมูลรูปที่ 1 แสดงให้เห็นว่า Solar PV มีแนวโน้มราคาที่ลดลงอย่างต่อเนื่องเมื่อเทียบกับในอดีตที่ผ่านมา



รูปที่ 1 วิวัฒนาการด้านราคาของ Solar PV module

<sup>1</sup> International Renewable Energy Agency (IRENA) ทบวงการพลังงานหมุนเวียนระหว่างประเทศ ก่อตั้ง ในปี ค.ศ. 1980 สำนักงานใหญ่ตั้งอยู่ที่กรุงอาบูดาบี สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ วัตถุประสงค์ เพื่อดูแลและให้ความร่วมมือด้านพลังงานระหว่างประเทศ โดยเฉพาะด้านพลังงานหมุนเวียน มีหน้าที่สนับสนุนประเทศต่างๆในการเปลี่ยนแปลงไปสู่การพัฒนาพลังงานอย่างยั่งยืน พร้อมกับการอนุรักษ์พลังงาน

อนึ่ง สถานการณ์การใช้พลังงานภายใน บริษัท กรณีสึกษา<sup>2</sup> มีการใช้พลังงานไฟฟ้าต่อเดือน อยู่ในเกณฑ์สูง ซึ่งภาระโหลดการใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่มาจากเครื่องจักร (ทุกวันทำงาน 24 ชั่วโมง) และเดินเครื่อง Chiller (ทุกวัน ทำงาน 24 ชั่วโมง) เป็นต้น เพื่อหลีกเลี่ยงการเพิ่มขึ้นของต้นทุนด้านพลังงานไฟฟ้าของ กรณีสึกษาฯ ผู้วิจัยจึงสนใจศึกษาระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงโซลาร์เซลล์สำหรับติดตั้งบนหลังคา (แบบออนกริด) โดยทำการติดตั้งบนพื้นที่หลังคาทั้งหมด 3 อาคาร กำหนดระยะเวลาของโครงการ 25 ปี ตามอายุของแผงโซลาร์เซลล์ ดังข้อมูลรูปที่ 2 (รวมขนาดพื้นที่ของหลังคาทั้งหมด 2,500 ตารางเมตร) เพื่อเสริมเข้ากับระบบไฟฟ้าภายในบริษัท ถือเป็นแนวทางหนึ่งในการช่วยลดต้นทุนและค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าจากสายส่งในช่วงเวลากลางวันของบริษัทลงได้ การติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคา นอกจากจะช่วยลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าที่โครงสร้างค่าไฟฟ้าในปัจจุบันปรับค่าไฟฟ้าผันแปรอัตโนมัติหรือค่าเอฟที (Ft) [2] ดังรูปที่ 3 สูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจากผลกระทบเรื่องต้นทุนค่าเชื้อเพลิงที่สูงขึ้น และ ผลจากสงครามระหว่างรัสเซีย - ยูเครน เป็นต้น ตามการคาดการณ์ของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) อีกทั้งทางโรงงานกรณีสึกษาแห่งนี้ มีแผนขยายกำลังการผลิตในส่วนเครื่องจักรกลสำหรับหน่วยการผลิตเพื่อรองรับการเติบโตภาคอุตสาหกรรมของประเทศไทยและเพื่อต่อยอดปริมาณการขายที่เติบโตอย่างต่อเนื่องในปีที่ผ่านมา



รูปที่ 2 อาคารที่ทำการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคาของบริษัท อุตสาหกรรมเวชภัณฑ์ยา

<sup>2</sup> บริษัทผู้ผลิตและจัดจำหน่ายเวชภัณฑ์ยาสามัญชั้นนำของประเทศไทย และเป็นหนึ่งในสิบบริษัทเวชภัณฑ์ในอุตสาหกรรมยาของประเทศไทย ตั้งอยู่เขตรอบนอกของกรุงเทพมหานคร(ลาดกระบัง) และมีสำนักงานใหญ่ตั้งอยู่ในกรุงเทพมหานคร



รูปที่ 3 อัตราการปรับค่า Ft ทุก 4 เดือน ของประเทศไทย

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์โดยแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคากรณีศึกษา เป็นหนึ่งทางเลือกที่มีความน่าสนใจเลือกเข้ามาเสริมความมั่นคงของระบบผลิตไฟฟ้า เพื่อทดแทนแหล่งไฟฟ้าหลักจากการไฟฟ้านครหลวง พร้อมทั้งประเมินความคุ้มค่าทางการเงินว่ามีความคุ้มค่าในการลงทุนติดตั้งหรือไม่ รวมถึงวิเคราะห์ด้านสิ่งแวดล้อมการลดความร้อนผ่านกรอบอาคารจากการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคา เพื่อเป็นข้อมูลตัดสินใจประกอบการลงทุน ถือเป็น การสร้างภาพลักษณ์ที่ดีให้กับองค์กรและเป็นการเลือกใช้พื้นที่ว่างเปล่าบนหลังคาให้เกิดประโยชน์สูงสุด

## 1.2 วัตถุประสงค์ในการวิจัย

### 1.2.1 เพื่อวิเคราะห์และเปรียบเทียบความคุ้มค่าทางการเงินของการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยแผงโซลาร์เซลล์

โดยใช้แผงโซลาร์เซลล์ 3 ชนิดที่แตกต่างกัน Monocrystalline Silicon ชนิด Full Cell, Polycrystalline Silicon ชนิด Full-Cell และ Monocrystalline Silicon ชนิด PERC Half-Cell กำหนดระยะเวลาของโครงการ 25 ปี ตามอายุของแผงโซลาร์เซลล์

### 1.2.2 เพื่อศึกษาเปรียบเทียบค่าการถ่ายเทความร้อนจากการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคาและหลังคาที่ไม่มีการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์

เพื่อเป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจเลือกชนิดแผงโซลาร์เซลล์ที่เหมาะสม

## 1.3 ขอบเขตการวิจัย

### 1.3.1 โปรแกรม PVsyst

ในการออกแบบและคำนวณขนาดของระบบพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับติดตั้งบนหลังคา เพื่อคาดการณ์ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ โดยวิจัยนี้กำหนดระยะเวลาของโครงการ 25 ปี ตามอายุ

ของแผงโซลาร์เซลล์ ณ โรงงานอุตสาหกรรมเวชภัณฑ์ยาสามัญ กรณีศึกษา ที่มีพื้นที่หลังคา 2,500 ตารางเมตร

### 1.3.2 การวิจัยวิเคราะห์โครงการที่ติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์แบบพอดีความต้องการใช้

โดยใช้แผงโซลาร์เซลล์ 3 ชนิดที่แตกต่างกัน ได้แก่

1. Monocrystalline Silicon ชนิด Full-Cell
2. Polycrystalline Silicon ชนิด Full-Cell
3. Monocrystalline Silicon ชนิด PERC Half-Cell

รูปแบบการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ (solar tracking mode) แบบการติดตั้งอยู่กับที่ (Fixed mode) วางแผงโซลาร์เซลล์ ทำมุมตามระนาบหลังคาโรงงานโดยระดับหลังคาเดิมที่ 3 องศา

### 1.3.3 ค่าการถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคาอาคาร (RTTV) ผ่านโปรแกรม BEC

โดยเปรียบเทียบระหว่างหลังคาที่ติดตั้งด้วยแผงโซลาร์เซลล์กับหลังคาอาคารที่ไม่มีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์

### 1.3.4 ความเป็นไปได้ทางการเงิน

โดยใช้ตัวชี้วัด ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV), ระยะเวลาคืนทุน(PB), อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) , ต้นทุนต่อหน่วยพลังงาน (LCOE) และการวิเคราะห์ผลการประเมินความอ่อนไหวของโครงการ

## 1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

### 1.4.1 เพิ่มทางเลือกในการลงทุนในการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์สำหรับติดตั้งบนหลังคา

### 1.4.2 เพื่อเป็นประโยชน์ในการตัดสินใจลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar rooftop)

สำหรับโรงงานอุตสาหกรรมผลิตเวชภัณฑ์ยา ในประเทศไทย ในการช่วยลดค่าพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวง และระยะเวลาคืนทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

## บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

### 2.1 แนวโน้มการใช้แผงโซลาร์เซลล์

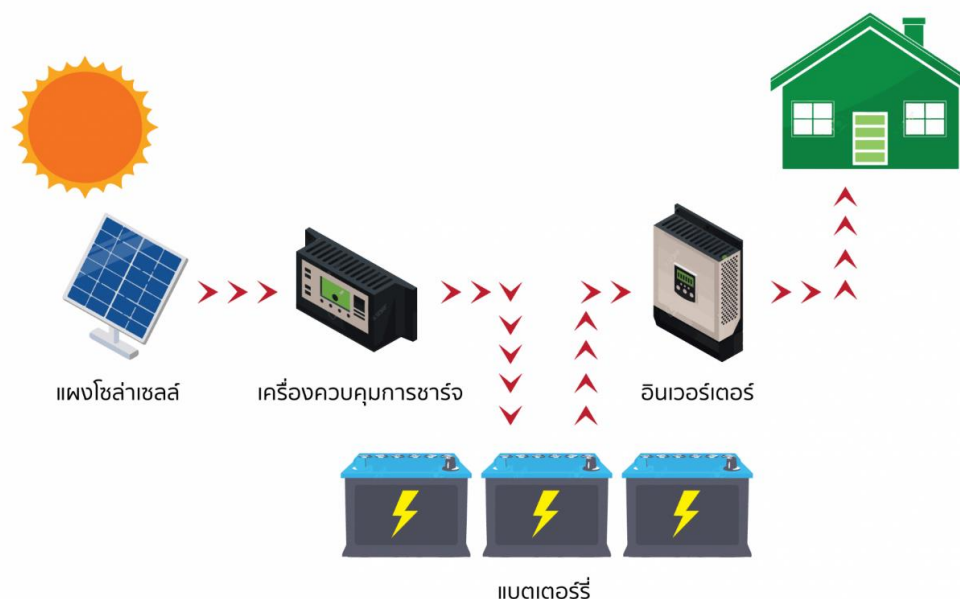
เซลล์แสงอาทิตย์ หรือ โซลาร์เซลล์ (Solar Cell) เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์หรือสารกึ่งตัวนำที่ใช้ประโยชน์จากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตพลังงานไฟฟ้าออกมา จัดเป็นพลังงานทดแทนที่มีศักยภาพสูง เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม (Eco-friendly) การผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ ได้รับความนิยมน้อยแต่แพร่หลาย และเติบโตอย่างรวดเร็ว ตามกระแส Green Economy ในหลายประเทศ โดยเฉพาะสหภาพยุโรปและสหรัฐอเมริกา ให้ความสำคัญและมุ่งเน้นสู่ NET ZERO CARBON EMISSION ตามข้อตกลงปารีส (Paris Agreement) ที่ต้องการลดปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สู่บรรยากาศให้ถึง 55% ภายในปี 2573 [3] ทั้งนี้ ประเทศไทยมีการสนับสนุนจากทางภาครัฐในเรื่องการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ อาทิ การจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ ฉบับใหม่ (PDP 2022) ระหว่างปี 2565-2580 ที่เน้นความมั่นคงทางระบบไฟฟ้าของประเทศ ผ่านพลังงานทดแทนค้ำถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมมากขึ้น ซึ่งการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์โดยเฉพาะแบบติดตั้งบนหลังคาจึงเป็นที่นิยมทั้งในครัวเรือนและภาคอุตสาหกรรม ประกอบกับความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าภายในประเทศเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องสวนทางกับโครงสร้างไฟฟ้าที่มีราคาสูงขึ้น [4] ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์จึงกลายมาเป็นตัวเลือกอันดับต้นๆมาผลิตไฟฟ้าเป็นพลังงานทดแทนของประเทศ

### 2.2 ระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

ในปัจจุบันรูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สำหรับติดตั้งบนหลังคา มีหลากหลายรูปแบบให้เลือกตามข้อจำกัดของแต่ละพื้นที่ที่จะติดตั้งระบบ ซึ่งแต่ละรูปแบบสามารถผลิตไฟฟ้าฯ ได้ปริมาณไฟฟ้าแตกต่างกันตามปัจจัยต่างๆ อาทิ อุปกรณ์ที่ใช้ พื้นที่สำหรับการติดตั้ง และรูปแบบระบบการติดตั้ง ฯลฯ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นกระแสไฟฟ้า โดยมีแผงโซลาร์เซลล์เป็นส่วนของอุปกรณ์หลักในการแปลงพลังงานเมื่อแสงอาทิตย์ตกกระทบบนแผงโซลาร์เซลล์ จะเกิดการเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าขึ้น มีหลายปัจจัยที่ส่งผลต่อปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ เช่น ความเข้มของแสงอาทิตย์ อุณหภูมิแผงโซลาร์เซลล์ อุณหภูมิสภาพแวดล้อม และช่วงเวลา อีกทั้ง รูปแบบระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคานั้น มีหลากหลายรูปแบบ สำหรับในรูปแบบทั่วไปนั้น สามารถจำแนกได้ 3 รูปแบบดังนี้

### 2.2.1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบอิสระ (Standalone)

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบอิสระ (Standalone) หรือที่นิยมเรียกกันว่า Off-grid system คือ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ไม่มีการเชื่อมต่อเข้ากับ ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) หรือการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ซึ่งระบบนี้มักใช้ในพื้นที่ที่ไม่มีไฟฟ้า เป็นระบบเล็กและไม่ซับซ้อน ด้วยความที่ระบบไม่เชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือการไฟฟ้านครหลวง จึงต้องพึ่งพาพลังงานไฟฟ้าโดยตรงจากแผงโซลาร์เซลล์ หรือแบตเตอรี่ที่ถูกชาร์จโดยแผงโซลาร์เซลล์เป็นหลัก โดยการทำงานของระบบนั้นเมื่อแสงอาทิตย์ตกกระทบบนแผงโซลาร์เซลล์ จะแปลงพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าที่อยู่ในรูปแบบกระแสตรง กระแสไฟฟ้าจะเข้าสู่ ชาร์จคอนโทรลเลอร์ (Charge Controller) ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่คอยควบคุมการจ่ายกระแสไฟฟ้าเพื่อชาร์จแบตเตอรี่ หรือดึงกระแสไฟฟ้าจากแบตเตอรี่ไปใช้ และจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ Inverter เพื่อแปลงกระแสไฟฟ้าจากกระแสตรงเป็นกระแสสลับ ให้นำไปใช้งานกับอุปกรณ์ไฟฟ้า



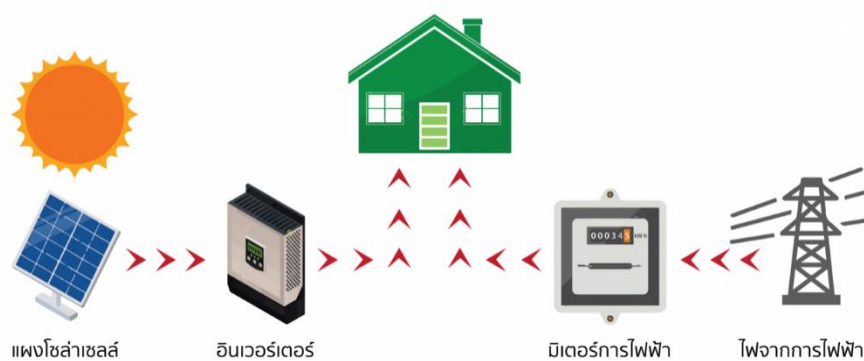
รูปที่ 4 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบอิสระ (Standalone) [5]

### 2.2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid-Connected)

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid-Connected) หรือที่นิยมเรียกกันว่า On-grid system คือ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการเชื่อมต่อเข้ากับ ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) หรือการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ซึ่งระบบนี้จะนิยม



ใช้งานในพื้นที่ที่มีระบบไฟฟ้าภายนอกอยู่แล้ว ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มเติมเพื่อลดปริมาณการใช้ไฟฟ้า โดยงานวิจัยเล่มนี้ได้ใช้ระบบ On-grid system เป็นการเชื่อมระบบไฟฟ้าจากแผงโซลาร์เซลล์ ร่วมกับระบบไฟฟ้าจากภายนอก สัดส่วนการใช้งานจะขึ้นอยู่กับช่วงเวลาใช้งานโดยช่วงกลางวันที่มีแดดจะใช้ไฟฟ้าจากแผงโซลาร์เซลล์เป็นหลัก แต่สำหรับช่วงกลางคืนจะผลัดมาใช้ไฟฟ้าจากภายนอกแทน โดยการทำงานของระบบนั้นเมื่อแสงอาทิตย์ตกกระทบบนแผงโซลาร์เซลล์ ตัวแผงจะแปลงพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าที่อยู่ในรูปแบบกระแสตรง กระแสไฟฟ้าจะเข้าสู่ Inverter เพื่อแปลงกระแสไฟฟ้าจากกระแสตรงเป็นกระแสสลับ และจ่ายไฟฟ้าเข้ากับระบบนำจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรือการไฟฟ้านครหลวง ซึ่งกระแสไฟฟ้าจะถูกจ่ายให้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าภายในอาคารก่อน สำหรับสัดส่วนที่เกินจากการใช้งานจะถูกจ่ายเข้าระบบนำจ่ายไฟฟ้า



รูปที่ 5 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid-Connected) [5]

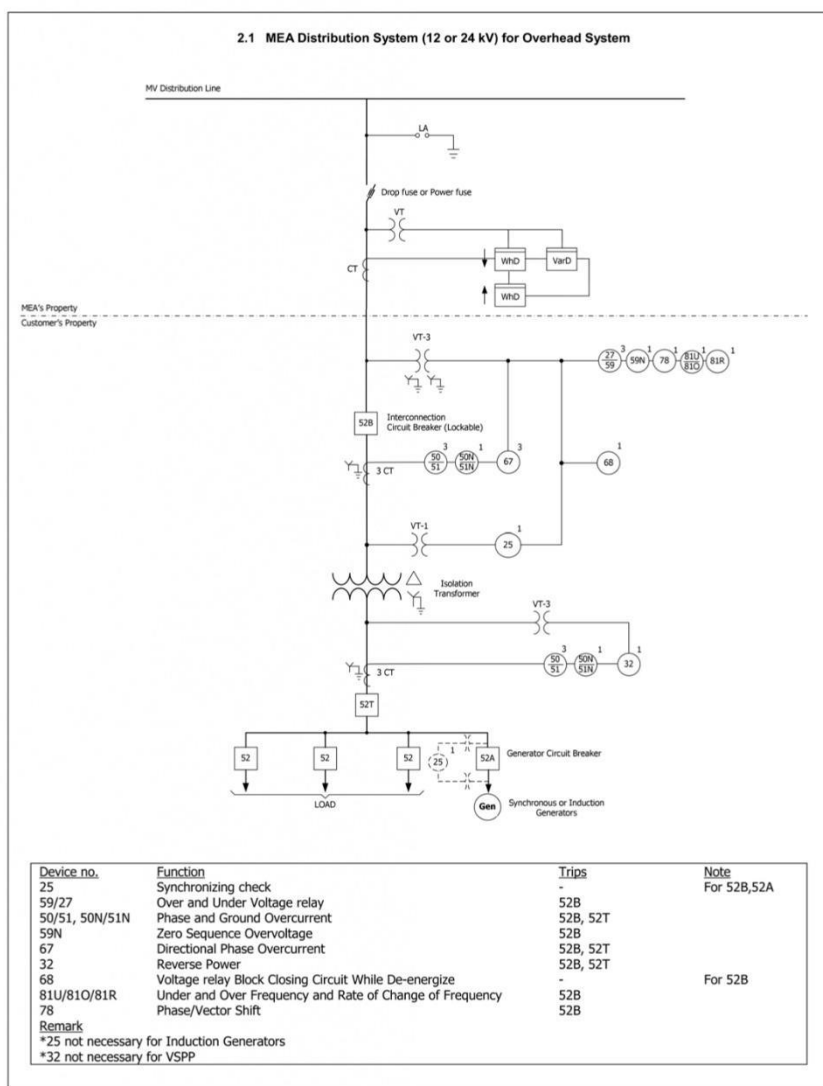
นอกจากนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) มีข้อกำหนดในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เรียกว่า Grid Code เพื่อให้มีมาตรฐานการติดตั้งไปในทิศทางเดียวกัน และเพิ่มความปลอดภัยของระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งมาตรฐานเป็นแบบตามหน่วยงานของการไฟฟ้ากำหนด โดยงานวิจัยเล่มนี้อยู่ในพื้นที่ความรับผิดชอบของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ดังนี้

2.2.2.1 ข้อกำหนดระเบียบการเชื่อมต่อบริษัทโครงข่ายไฟฟ้า Grid Code ของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

ผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในพื้นที่ความรับผิดชอบของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) จะต้องทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ ตาม Grid Code รูปแบบ 2 รูปแบบการเชื่อมต่อบริษัทโครงข่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 12 และ 24 กิโลโวลต์ [6] ดังรูป 6 โดย Inverter ที่นำมาใช้นั้นจะต้องผ่านการทดสอบและรับรองของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันต่างๆ ให้ตรงตามข้อกำหนดที่

ระบุ หากไม่ปฏิบัติตามข้อกำหนดดังกล่าวจะส่งผลให้เกิดความเสียหายต่อระบบสายส่งของการไฟฟ้า นครหลวง (กฟน.) จะต้องเสียค่าปรับตามข้อกำหนดที่ กฟน. กำหนด

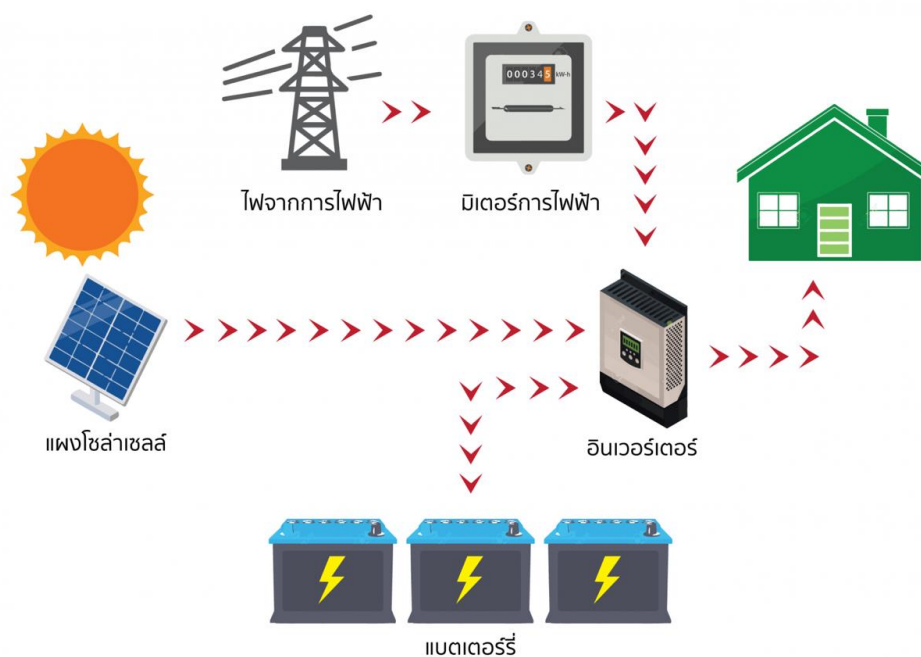
ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วย ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558



รูปที่ 6 รูปแบบที่ 2 รูปแบบการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 12 และ 24 กิโลโวลต์ (กฟน.) [6]

### 2.2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบผสมผสาน (Hybrid)

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบผสมผสาน (Hybrid) คือ การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบอิสระ (Standalone) ร่วมกับแบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid-Connected) โดยสามารถใช้ไฟฟ้าจากแบตเตอรี่ หรือไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) หรือการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น โดยการทำงานของระบบนั้นเมื่อแสงอาทิตย์ตกกระทบบนแผงโซลาร์เซลล์ ตัวแผงจะแปลงพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าที่อยู่ในรูปแบบกระแสตรง กระแสไฟฟ้าจะเข้าสู่ Inverter เพื่อแปลงกระแสไฟฟ้าจากกระแสตรงเป็นกระแสสลับ และจ่ายไฟฟ้าเข้ากับระบบนำจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรือการไฟฟ้านครหลวง ซึ่งกระแสไฟฟ้าจะถูกจ่ายให้กับอุปกรณ์ไฟฟ้า สำหรับสัดส่วนที่เกินจากการใช้งานจะถูกจ่ายเข้าระบบนำจ่ายไฟฟ้า และจะถูกนำไปชาร์จแบตเตอรี่ไว้ใช้งานในเวลาากลางคืนหรือเวลาไฟฟ้าดับ



รูปที่ 7 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบผสมผสาน (Hybrid) [5]

### 2.2.4 ส่วนประกอบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาแบบออนกริด มีส่วนประกอบหลักดังนี้

#### 2.2.4.1 แผงโซลาร์เซลล์ (Solar Panel)



รูปที่ 8 สัญลักษณ์แผงโซลาร์เซลล์ [7]

แผงโซลาร์เซลล์ (Solar Panel) คืออุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ ที่ทำจากสารกึ่งตัวนำ ชนิดพิเศษ ที่สามารถพลังงานจากแสงอาทิตย์ไปเป็นพลังงานไฟฟ้า โดยกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก Solar Cell จะเป็นไฟฟ้ากระแสตรง

#### 2.2.4.2 Inverter



รูปที่ 9 สัญลักษณ์ Inverter [7]

Inverter คือ อุปกรณ์แปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ อีกทั้งเป็นตัวควบคุมระบบการผลิตไฟฟ้า กล่าวคือ สามารถลดการทำงานการแปลงไฟฟ้าเพื่อให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้า หากสถานที่ที่นั่นมีความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อยกว่าระบบไฟฟ้าจากฝ่ายผลิต

#### 2.2.4.3 ตู้ควบคุมระบบโซลาร์เซลล์ (Solar DB, Solar Box)

ตู้ควบคุมระบบโซลาร์เซลล์ ทำหน้าที่เป็นอุปกรณ์ป้องกันทางด้านกระแสตรงและกระแสสลับ และเป็นจุดที่ใช้ควบคุมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าฯ ทำการควบคุมการจ่ายไฟฟ้าให้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าภายในพื้นที่บริษัท และทำหน้าที่เป็นจุดตัดต่อของระบบผลิตไฟฟ้ากับการไฟฟ้า

#### 2.2.4.4 จุดเชื่อมต่อการไฟฟ้า

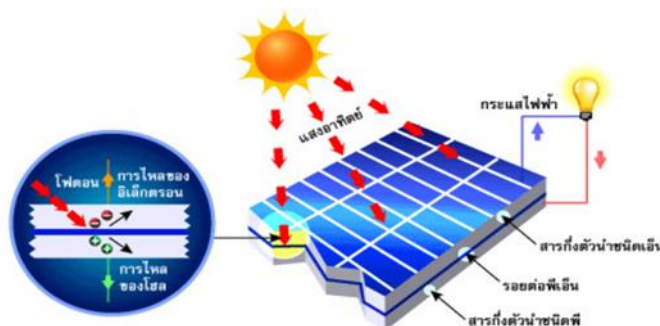


รูปที่ 10 สัญลักษณ์จุดเชื่อมต่อไฟฟ้า กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน). [7]

จุดเชื่อมต่อไฟฟ้า (Grid-tie) คือ จุดที่อุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อ เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ณ สถานที่ใช้ไฟ เอาไว้ใช้เชื่อมต่อไฟฟ้าที่ซื้อเข้ามาสำหรับอุปกรณ์ต่างๆภายในสถานที่นั้น โดยจะมีมิเตอร์ไฟฟ้าเป็นตัววัดหน่วยไฟฟ้า

## 2.3 แผงโซลาร์เซลล์

### 2.3.1 หลักการทำงานของแผงโซลาร์เซลล์

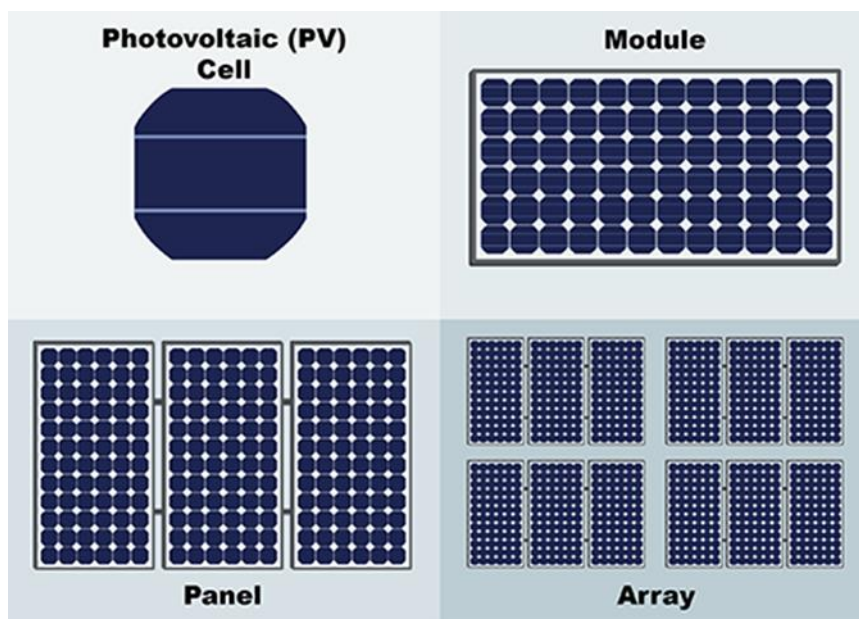


รูปที่ 11 หลักการทำงานทั่วไปของแผงโซลาร์เซลล์ [8]

แผงโซลาร์เซลล์ คือ อุปกรณ์ที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์หรือโฟตอนเป็นพลังงานไฟฟ้าโดยใช้กระบวนการโฟโตโวลตาอิก (Photovoltaic effect) ในสารกึ่งตัวนำ โดยแผงโซลาร์เซลล์จะประกอบด้วย สารกึ่งตัวนำ ชนิด P-type (ผ่านการโด๊ปปิ้งด้วยสารโบรอน เมื่อได้รับพลังงาน มีคุณสมบัติเป็นตัวรับอิเล็กตรอนที่ขั้วไฟฟ้าบวก) และสารกึ่งตัวนำ ชนิด N-type (ผ่านการโด๊ปปิ้งด้วยสารฟอสฟอรัส เมื่อได้รับพลังงาน มีคุณสมบัติเป็นตัวส่งอิเล็กตรอนที่ขั้วไฟฟ้าลบ) เมื่อแสงอาทิตย์ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์จะทำให้เกิดการถ่ายทอดพลังงานให้กับพาหะนำไฟฟ้าอย่างอิเล็กตรอนและโฮล รวมทั้งเกิดความต่างศักย์ระหว่างขั้วของเซลล์แสงอาทิตย์ หากมีการเชื่อมกันระหว่างผิวทั้งสอง จะเกิดการไหลของอิเล็กตรอนเพื่อให้เกิดสมดุล ซึ่งทำให้เกิดพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบไฟฟ้ากระแสตรง (Direct current) [9]

โดยแรงเคลื่อนไฟฟ้าเกิดจาก เซลล์ (cell) ซึ่งเป็นตัวแปลงพลังงานแสงเป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง ที่มีแรงดันไฟฟ้าต่ำประมาณ 0.6-0.7 Volt [9] หากจะนำมาใช้งานต้องนำมาต่อหลายๆเซลล์ในจำนวนและขนาดที่เหมาะสม แบ่งเป็น 2 แบบ

- แบบที่ 1. เพื่อเพิ่มแรงดันไฟฟ้าโดยนำเซลล์มาต่อแบบอนุกรม เรียกว่า พาเนล (Panel) หลายๆพาเนล มาต่ออนุกรม เรียกว่า สตริง (String)
- แบบที่ 2. เพื่อเพิ่มกระแสไฟฟ้าโดยการต่อเซลล์หลายๆตัวหรือนำสตริงหลายๆสตริงขนานกัน เรียกว่า อาร์เรย์(Array) ดังรูปที่ 12



รูปที่ 12 แสดงถึงการนำเซลล์หลายๆตัวมาต่อรวมกันในแผงโซลาร์เซลล์ [10]

### 2.3.2 ส่วนประกอบของแผงโซลาร์เซลล์

แผงโซลาร์เซลล์ประกอบไปด้วยส่วนสำคัญ ดังนี้

#### 1. กรอบโครงอลูมิเนียม (Frame)

ทำหน้าที่ เพิ่มความแข็งแรงให้กับโครงสร้างแผงโซลาร์เซลล์และป้องกันแรงกระแทกจากภายนอก

#### 2. วัสดุประกบผิวหน้า (Glass Cover)

ทำหน้าที่ป้องกันน้ำ ฝุ่นละออง และการกระแทกจากภายนอก โดยใช้กระจกพิเศษซึ่งมีคุณสมบัติคือ แสงส่องผ่านและระบายความร้อนได้ดี

#### 3. เซลล์ (Cells)

ทำหน้าที่ผลิตกระแสไฟฟ้า ที่ประกอบไปด้วยเซลล์หลายๆตัว เชื่อมต่อกันผ่านตัวนำไฟฟ้าวางบนวัสดุห่อหุ้มเซลล์

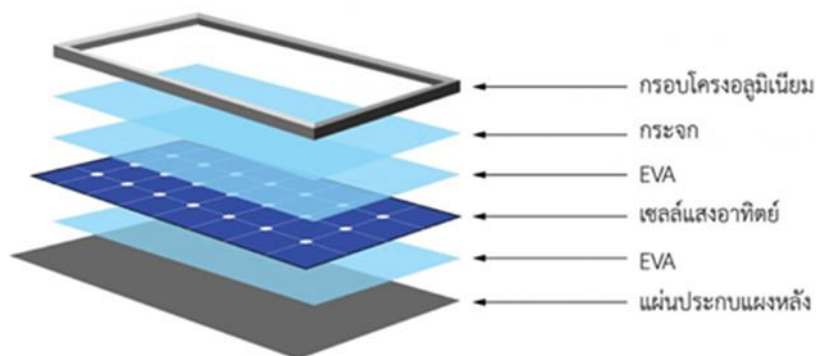
#### 4. วัสดุห่อหุ้มเซลล์ (EVA-Ethylene Vinyl Acetate)

มีลักษณะเป็นแผ่นพลาสติกฟิล์มสีขุ่น ทำหน้าที่ป้องกันไม่ให้ตัวเซลล์แสงอาทิตย์เสียหาย และป้องกันความชื้น หากแผ่น EVA เสื่อมสภาพจะส่งผลให้เซลล์แสงอาทิตย์รับพลังงานแสงได้น้อยลง

#### 5. วัสดุประกบแผ่นหลัง (Backing Material)

ทำหน้าที่ป้องกันทางด้านหลังและเป็นแผ่นหลังของแผงเซลล์แสงอาทิตย์



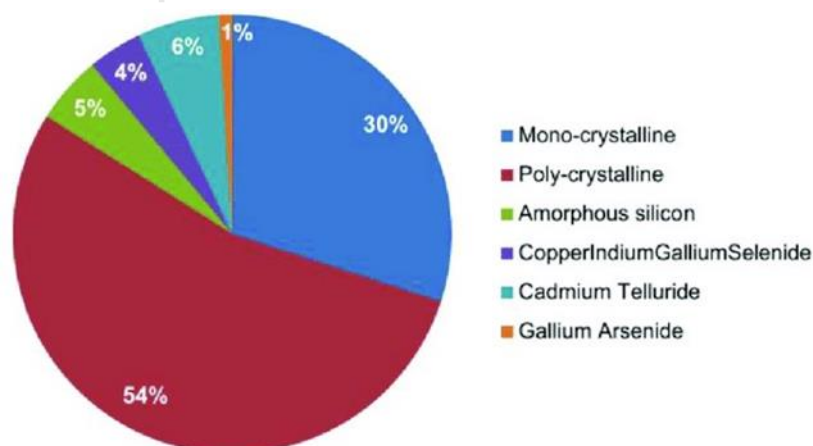


รูปที่ 13 ส่วนประกอบโครงสร้างแผงโซลาร์เซลล์ [11]

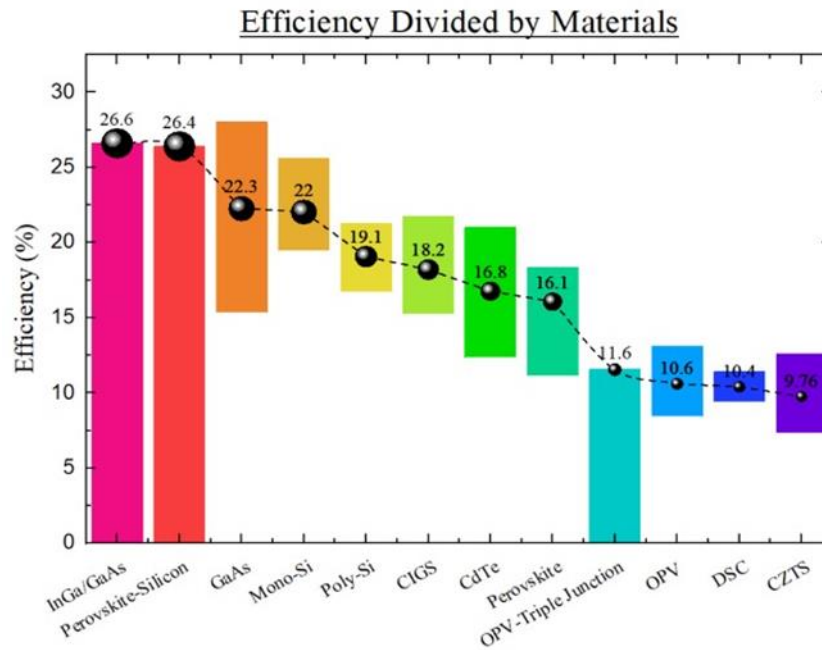
### 2.3.3 ชนิดของแผงโซลาร์เซลล์

สำหรับเทคโนโลยีของเซลล์แสงอาทิตย์หรือแผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในปัจจุบันนั้น ร้อยละ 90 [11] ทำจากสารกึ่งตัวนำซิลิกอน (Silicon) โดยเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการวางจำหน่ายอยู่ในท้องตลาดในประเทศไทยและได้รับความนิยมจากผู้ใช้งาน [11]

นอกจากนี้ ผลการสำรวจส่วนแบ่งทางการตลาด Global market share of Photovoltaic cell ตามงานวิจัย ชนิดของแผงโซลาร์เซลล์ที่ได้รับความนิยมใช้สูงสุด 5 อันดับแรกในปัจจุบัน ได้แก่ Polycrystalline, Mono-crystalline, Cadmium telluride, Amorphous silicon, Copper Indium Gallium Selenide ตามลำดับ และประเภทของแผงที่มีประสิทธิภาพสูงสุดเมื่อพิจารณาจากประสิทธิภาพของแผงแบ่งตามวัสดุที่ใช้ทำแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ ดังในรูปที่ 14 คือแผงที่ทำมาจาก Indium Gallium/Gallium Arsenide รองลงมาคือ Perovskite-silicon แม้ว่าจะงานวิจัย ของ [12] ได้กล่าวว่า Monocrystalline silicon, Polycrystalline silicon ยังเป็นที่นิยมในตลาดอยู่ถึงแม้ประสิทธิภาพจะไม่ได้ดีที่สุด แต่ถ้าในด้านต้นทุนยังถือว่าได้รับความนิยม



รูปที่ 14 ส่วนแบ่งการตลาดของแผงโซลาร์เซลล์ในระบบนานาชาติ [12]

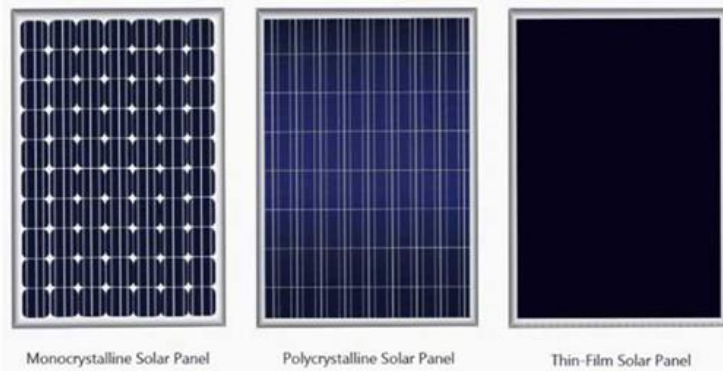


รูปที่ 15 ประสิทธิภาพจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละวัสดุที่ใช้ทำแผง [12]

งานวิจัยฉบับนี้ได้ทำการศึกษาเกี่ยวกับแผงโซลาร์เซลล์ 3 กรณี ดังต่อไปนี้

1. Monocrystalline Silicon ชนิด Full-Cell
2. Polycrystalline Silicon ชนิด Full-Cell
3. Monocrystalline Silicon ชนิด PERC Half-Cell

#### 2.3.3.1 เทคโนโลยีของแผงโซลาร์เซลล์



รูปที่ 16 เทคโนโลยีของแผงโซลาร์เซลล์ [13]

1. โมโนคริสตัลไลน์ (Monocrystalline Silicon)

ทำมาจากผลึกซิลิคอนเชิงเดี่ยว (mono-Si) แต่ละเซลล์จะมีลักษณะเป็นสี่เหลี่ยมตัดมุมทั้งสี่มุม และมีสี่เข็ม [9]



ตารางที่ 1 ข้อดี-ข้อเสีย แผงโซลาร์เซลล์ โมโนคริสตัลไลน์

ข้อดี	ข้อเสีย
แปลงแสงแดดเป็นไฟฟ้าได้ดีในสภาวะอุณหภูมิต่ำ	ประสิทธิภาพลดลงหากอุณหภูมิสูงหรือมีเงาบัง และมีคราบสกปรกเกาะแผง
ต้นทุนค่าติดตั้งและค่าบำรุงรักษาต่ำกว่าแผงชนิดโพลีคริสตัลไลน์ หากเทียบในกำลังวัตต์รวมเท่ากัน จำนวนแผงติดตั้งน้อยกว่า (ลดการใช้พื้นที่และวัสดุอุปกรณ์ลง)	ต้นทุนต่อแผงหรือวัตต์สูงกว่าแผงชนิดโพลีคริสตัลไลน์เพราะกำลังวัตต์ของแผงชนิดโมโนรุ่นใหม่ส่วนใหญ่เริ่มต้นที่ 500 วัตต์ขึ้นไป

## 2. โพลีคริสตัลไลน์ (Polycrystalline Silicon)

ทำมาจากผลึกเชิงซ้อน (multi-crystalline, mc-Si) แต่ละเซลล์เป็นรูปสี่เหลี่ยมจัตุรัส ไม่มีการตัดมุม และมีสีน้ำเงิน ไม่เข้มมาก [9]

ตารางที่ 2 ข้อดี-ข้อเสีย แผงโซลาร์เซลล์ โพลีคริสตัลไลน์

ข้อดี	ข้อเสีย
แปลงแสงแดดเป็นไฟฟ้าได้ดีในสภาวะอุณหภูมิสูงและมีเงาบังหรือคราบสกปรกเกาะแผง	กำลังการผลิตไฟฟ้าต่อแผงต่ำกว่าแบบแผงชนิดโมโนคริสตัลไลน์
ต้นทุนต่อแผงถูกกว่าแผงโมโนเพราะกำลังวัตต์ขอแผงโพลีฯนั้นต่ำกว่า 500 วัตต์ ที่เป็นมาตรฐานขั้นต่ำแบบใหม่ของแผงโซลาร์เซลล์	ต้นทุนค่าติดตั้งและค่าบำรุงรักษาสูงกว่าหากเทียบกับแผงโมโนฯในกำลังวัตต์รวมที่เท่ากัน ในการติดตั้งจะใช้แผงโพลีฯมากกว่านั้นหมายถึงกินพื้นที่ติดตั้งแผงโพลีฯเพิ่มขึ้นด้วยสิ้นเปลืองวัสดุอุปกรณ์ติดตั้ง เช่น รางและอุปกรณ์จับยึด
	จำนวนแผงโพลีฯที่เพิ่มขึ้นทำให้เสียเวลาติดตั้ง หมายถึงเวลาหมดไปกับการเซตอัพระบบและค่าเสียโอกาสในการผลิตไฟจากแดด

## 3. ฟิล์มบาง (Thin Film)

เซลล์แสงอาทิตย์แบบไม่มีรูปผลึก คือการนำเอาสารที่สามารถแปลงพลังงานจากแสงเป็นกระแสไฟฟ้า มาฉาบเป็นฟิล์มหรือชั้นบางๆ ซ้อนกันหลายๆชั้น ลักษณะแผ่นเรียบ ไม่มีช่อง ซึ่งสารฉาบมีหลายชนิดชื่อเรียกของแผงโซลาร์เซลล์นี้จึงแตกต่างกันขึ้นอยู่กับชนิดวัสดุและประสิทธิภาพก็จะ

ต่างกันด้วย เช่น อะมอร์ฟัสซิลิกอน (a-si)<sup>3</sup>, แคดเมียมเทลลูไรด์ (CdTe)<sup>4</sup> และ คอปเปอร์อินเดียมไดเซเลเนียม (CIS)<sup>5</sup> [9]

ตารางที่ 3 ข้อดี-ข้อเสีย แผงโซลาร์เซลล์ ฟิล์มบาง

ข้อดี	ข้อเสีย
แปลงแสงแดดเป็นไฟฟ้าได้ดีในสภาวะอุณหภูมิสูงและมีเงาบังหรือคราบสกปรกเกาะแผงได้ดีกว่าประเภทกลุ่มคริสตัลไลน์เพราะคุณสมบัติไวแสงและตอบสนองความถี่เกือบทุกช่วงของแสงอาทิตย์	กำลังการผลิตไฟฟ้าต่อแผงและต่อพื้นที่ต่ำกว่าแผงประเภทกลุ่มคริสตัลไลน์
ต้นทุนต่อแผงถูกกว่าประเภทกลุ่มคริสตัลไลน์เพราะกระบวนการผลิตที่ง่ายและไม่ซับซ้อนสามารถผลิตจำนวนมากได้มากกว่า	ต้นทุนค่าติดตั้งสูงกว่าหากเทียบกับแผงประเภทกลุ่มคริสตัลไลน์ในกำลังวัตต์รวมที่เท่ากันในการติดตั้งจะใช้จำนวนแผงมากกว่านั้นหมายถึงกินพื้นที่ติดตั้งเพิ่มขึ้นด้วย สิ้นเปลืองวัสดุอุปกรณ์ติดตั้ง เช่น รางและอุปกรณ์จับยึด
ด้วยน้ำหนักที่เบาและความยืดหยุ่นซึ่งช่วยลดต้นทุนค่าแรงงาน	ระยะเวลารับประกันสั้นกว่าแผงประเภทกลุ่มคริสตัลไลน์ แผงเสื่อมสภาพลง ได้ถึงร้อยละ 20 ในช่วงปีแรกๆของการติดตั้งก่อนที่จะคงตัวสู่ระดับการผลิตพลังงานที่กำหนด [14]

นอกจากที่กล่าวข้างต้นแล้ว ยังสามารถแบ่งเป็นแบบ Full Cell และ Half Cell ได้เช่นกัน โดยแบบ Half Cell นั้นจะใช้เทคโนโลยีแบบใหม่ มี 2 วงจรในแผงเดียว ทำให้มีความร้อนในแผงน้อยและมีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้ามากกว่าแบบ Full Cell

เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้ได้ประสิทธิภาพและคุณภาพที่สูงขึ้น แต่ลดต้นทุนการผลิตลง ดังเช่นเทคโนโลยี PERC (Passivated Emitter and Rear Cell) คือ การเพิ่มชั้นฟิล์มบาง SiO<sub>2</sub>(ซิลิกอนไดออกไซด์) หรือ Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>(อลูมิเนียมออกไซด์) ที่ผิว

<sup>3</sup> เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิกอน (a-si) คือสารกึ่งตัวนำซิลิกอนแบบไม่ผลึกพบเห็นทั่วไปในอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ขนาดเล็ก ข้อดีคือราคาถูกและผลิตได้ง่าย ข้อเสียคือ มีประสิทธิภาพต่ำที่สุด เฉลี่ย 6%-7%



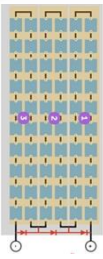
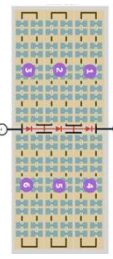
<sup>4</sup> เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดแคดเมียมเทลลูไรด์ (CdTe) เป็นสารกึ่งตัวนำที่มีค่าสัมประสิทธิ์การดูดกลืนแสงสูงมาก กล่าวคือ ที่ระดับความหนา 1 $\mu$ m สามารถดูดกลืนแสงในย่านสเปกตรัมดวงอาทิตย์ได้ถึง 90% แต่เมื่อนำมาใช้เป็นเซลล์แสงอาทิตย์กลับมีประสิทธิภาพค่อนข้างต่ำใกล้เคียงกับเซลล์แบบอะมอร์ฟัส ข้อดีคือ ราคาถูกและผลิตง่าย ข้อเสีย คือ แคดเมียมเป็นสารที่มีพิษร้ายแรงต่อมนุษย์

<sup>5</sup> เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดคอปเปอร์อินเดียมไดเซเลไนด์ (CIS) หรือ คอปเปอร์อินเดียมแกลเลียมไดเซเลไนด์ (CIGS) มีประสิทธิภาพสูงสุดในหมู่เซลล์แสงอาทิตย์แบบฟิล์มบาง เฉลี่ย 21%-23% และสารประเภทนี้ ไม่มีปัญหาด้านสารพิษ แต่ข้อเสียคือ มีขั้นตอนการผลิตค่อนข้างยุ่งยากกว่าชนิดอื่นและราคาสูงที่สุด

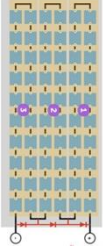
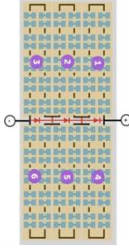
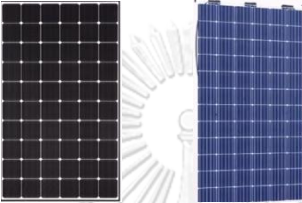

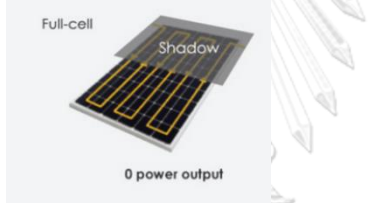
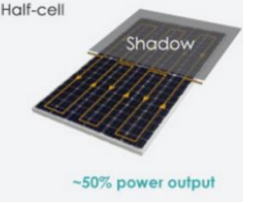
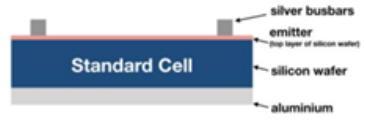
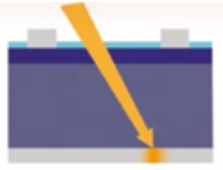
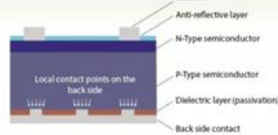
ด้านหลังของโซลาร์เซลล์ ยังคงใช้ซิลิกอนเป็นหลักเพื่อสร้างการไหลของอิเล็กตรอนเหมือนเดิม ดังตารางที่ 4 ที่แสดงคุณสมบัติเด่นของเทคโนโลยีนี้ไว้ หลักสำคัญคือช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากแบบเดิม ซึ่งกำลังเป็นที่นิยมในปัจจุบัน

สำหรับมาตรฐานการสร้างเซลล์ PERC จำเป็นต้องมีขั้นตอนการผลิตเพิ่มเติมอีก 2 ขั้นตอน คือ 1. การสร้างชั้นฟิล์มสุ่มผิวด้านหลังแผง 2. การใช้เลเซอร์ เพื่อสร้างรอยละเอียดยพิเศษบนชั้นฟิล์ม โดยขั้นตอนเหล่านี้ไม่ได้เพิ่มต้นทุนมากมาย แต่อุปสรรคคือ เพื่อปรับปรุงสายการผลิตให้มีประสิทธิภาพกว่าเก่า อาจมีต้นทุนในการซื้อเครื่องจักรตัวใหม่ [15]

ตารางที่ 4 เปรียบเทียบคุณสมบัติชนิด Full-Cell และ Half-Cut PERC Cell

ชนิดและคุณลักษณะ	Full Cell	Half-Cut PERC Cell <sup>6</sup>
ขนาดเซลล์	 <p>เซลล์เต็มชนิดโมโนฯ</p> <p>เซลล์เต็มชนิดโพลีฯ</p>	 <p>ครึ่งเซลล์เต็มชนิดโมโนฯ</p> <p>ครึ่งเซลล์เต็มชนิดโพลีฯ</p> <p>การตัดเซลล์ออกครึ่งหนึ่งช่วยลดความต้านทานในเซลล์ซึ่งหมายความว่ามีการจับและผลิตพลังงานมากขึ้น</p>
จำนวนเซลล์ (ขนาดแผงเท่ากัน)	 <p>ปกติ (60 เซลล์)</p>	 <p>สองเท่าของเซลล์เต็ม (120 เซลล์)</p> <p>การเพิ่มจำนวนเซลล์เป็นสองเท่าทำให้เกิดช่องทางมากขึ้นในการจัดเก็บเพื่อผลิตพลังงานจากแสงแดด</p>

<sup>6</sup> เทคโนโลยี Half-Cut PERC Cell คือ แผงโซลาร์เซลล์ที่ผลิตจากซิลิกอน มีทั้งแบบผลึกเดี่ยว (โมโนคริสตัลไลน์) และผลึกรวม (โพลีคริสตัลไลน์) ตัวแผงถูกตัดโดยเลเซอร์แบ่งเป็นแผงเซลล์ด้านบนและแผงเซลล์ด้านล่างทำให้จำนวนเซลล์เพิ่มมากขึ้นเป็นสองเท่าของแผงเซลล์ชนิดดั้งเดิม

ชนิดและคุณลักษณะ	Full Cell	Half-Cut PERC Cell <sup>6</sup>
จำนวนแถวที่เซลล์ ต่อถึงกัน (ขนาดแผงเท่ากัน)	 <p>ปกติ (3 แถว)</p>	 <p>สองเท่าของเซลล์เต็ม(6 แถว)</p>
การแบ่งเซลล์	 <p>รวมเป็นแผงเดียว</p>	 <p>2 ส่วน(ด้านบนและล่าง)</p>
การต่อเซลล์	 <p>ไม่สามารถผลิตกระแสไฟได้</p>	 <p>สามารถผลิตกระแสไฟได้</p>
โครงสร้างเซลล์ แสงอาทิตย์	 <p>โครงสร้างเซลล์แสงอาทิตย์แบบดั้งเดิม</p>  <p>ความยาวคลื่นของแสงที่มากกว่า 1,380 นาโนเมตรจะถูกดูดซับไปยังด้านหลังแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทำให้เกิดคลื่นความร้อนและลดทอนประสิทธิภาพการผลิตกระแสไฟฟ้า</p>	 <p>การเพิ่มขึ้นฟิล์ม Passivated Emitter and Rear contact บริเวณด้านหลังของแผงโซลาร์</p>

ชนิดและคุณลักษณะ	Full Cell	Half-Cut PERC Cell <sup>6</sup>
	<p>ลง เวลาแดดจัดๆ หรืออุณหภูมิสูง แสงอาทิตย์จะแทรกซึมผ่านชั้นผิวเซลล์ด้านหน้าแผงโซลาร์เซลล์แรงและเร็ว ทำให้เกิดกระแสอิเล็กทรอนิกส์จำนวนมากไหลจนอุดตันอยู่ในแผงวงจรส่งผลให้ระดับ</p>  <p>อุณหภูมิของแผงเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ประสิทธิภาพการทำงานช้าลงหรือการผลิตไฟได้น้อยลงตาม</p>  <p>หากสูงกว่านี้จะถูกดูดซับไปยังด้านหลังของแผงเซลล์ ทำให้เกิดคลื่นความร้อนจำนวนมาก ซึ่งฟิล์มเคลือบผิวด้านหลัง PERC จึงช่วยสะท้อนความยาวคลื่นที่สูง เพื่อลดการสะสมความร้อน และสามารถนำแสงมาผลิตกระแสไฟฟ้าได้อีกรอบ (เสมือนเซลล์สุริยะอีกชุดที่สำรองไว้) ลดการรวมตัวกันของอิเล็กทรอนิกส์ที่</p>  <p>พื้นผิวด้านหลัง</p> <p>ทำให้การถ่ายเทกระแสอิเล็กทรอนิกส์ดีขึ้นลดความร้อนและเพิ่มประสิทธิภาพการทำงาน</p>	<p>เซลล์แบบเดิมโดยปกติเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอนสามารถดูดซับแสงในช่วงความยาวคลื่นเพียง 1380 นาโนเมตร</p> <p>หากสูงกว่านี้จะถูกดูดซับไปยังด้านหลังของแผงเซลล์ ทำให้เกิดคลื่นความร้อนจำนวนมาก ซึ่งฟิล์มเคลือบผิวด้านหลัง PERC จึงช่วยสะท้อนความยาวคลื่นที่สูง เพื่อลดการสะสมความร้อน และสามารถนำแสงมาผลิตกระแสไฟฟ้าได้อีกรอบ (เสมือนเซลล์สุริยะอีกชุดที่สำรองไว้) ลดการรวมตัวกันของอิเล็กทรอนิกส์ที่</p> <p>พื้นผิวด้านหลัง</p> <p>ทำให้การถ่ายเทกระแสอิเล็กทรอนิกส์ดีขึ้นลดความร้อนและเพิ่มประสิทธิภาพการทำงาน</p>
ประสิทธิภาพการผลิตกระแสไฟฟ้าต่อพื้นที่	15-22%	25-30%

ชนิดและคุณลักษณะ	Full Cell	Half-Cut PERC Cell <sup>6</sup>
ค่าความต้านทาน ( $P_{loss} = R \times I^2$ )	สูง	ต่ำ
การถ่ายเทกระแส อิเล็กทรอนิกส์	ต่ำ	สูง
ความร้อนที่แผง (Hot Spot)	สูง	ต่ำ
อายุการใช้งาน	สั้นกว่า(20-25ปี)	ยาวนานกว่า(25-30ปี)
โครงสร้างการรองรับ แผง	น้อย	มาก
ต้นทุนการผลิตต่อ แผง	ต่ำกว่า	สูงกว่า
ต้นทุนค่าติดตั้งและ บำรุงรักษา	สูงกว่า	ต่ำกว่า

ที่มา : จัดทำโดยผู้วิจัย

ตารางที่ 5 เปรียบเทียบคุณสมบัติของแผงโซลาร์เซลล์

ชนิดเซลล์ แสงอาทิตย์	ประสิทธิภาพ(%)	ข้อดี	ข้อเสีย
Mono-Full Cell	17-22%	แปลงแสงแดดเป็นไฟฟ้าได้ดี ในภาวะอุณหภูมิต่ำได้ดีกว่า Poly Full cell แต่น้อยกว่า Half-cut Perc cell	ประสิทธิภาพลดลงหาก อุณหภูมิสูงหรือมีเงาบัง และคราบสกปรกเกาะ แผง
Poly-Full Cell	13-17%	แปลงแสงแดดเป็นไฟฟ้าได้ดี ในภาวะอุณหภูมิสูง และกรณีมีเงาบังหรือคราบ สกปรกเกาะแผงได้ดีกว่า Mono Full cell แต่น้อยกว่า Half-cut Perc cell	กำลังการผลิตไฟฟ้าต่อ แผงต่ำกว่าทุกแบบ

ชนิดเซลล์ แสงอาทิตย์	ประสิทธิภาพ(%)	ข้อดี	ข้อเสีย
Half-Cut PERC Cell	22-25%	สามารถแปลงแสงแดดเป็นไฟฟ้าได้มากขึ้นกว่าแผง Full cell ได้ทุกสภาวะเพราะตัวแผงแบ่งออกเป็นส่วนบนและส่วนล่างความร้อนสะสม (Hotspot) ที่แผงต่ำเนื่องจากเซลล์มีขนาดเล็ก โอกาสการแตกร้าวน้อยกว่าแบบ Full cell และการเพิ่มขึ้นฟิล์ม PERC ที่ด้านหลังเซลล์ที่ช่วยกระจายการถ่ายเทกระแส อิเล็กทรอนิกส์ส่วนเกินส่งผลให้อายุการใช้งานนานขึ้น	ต้นทุนการผลิตต่อแผงยังสูงกว่าเมื่อเทียบกับแผงเซลล์แบบดั้งเดิม ตัวแผงแบ่งเป็น 2 วงจร (Half cell) อาจเกิด defect ขณะใช้เลเซอร์ในการตัดแผงได้

ที่มา : จัดทำโดยผู้วิจัย

ตารางที่ 6 เปรียบเทียบราคาแผงโซลาร์เซลล์

	กรณี 1	กรณี 2	กรณี 3
ประเภทแผง โซลาร์เซลล์	Monocrystalline Silicon แบบ Full-Cell	Polycrystalline Silicon แบบ Full-Cell	Monocrystalline Silicon แบบ PERC Half-Cell
รุ่นของแผง โซลาร์เซลล์	Mono X Model LG445S2W-U6 ยี่ห้อ LG	SPR-P17-340-COM ยี่ห้อ Sunpower	LG 410N2W-V5 ยี่ห้อ Jinko
กำลังการผลิต ไฟฟ้ารวม (kWp)	465.76 kWp	473.28 kWp	498.4 kWp
จำนวนแผง	1,136 แผง	1,392 แผง	1,120 แผง



	กรณี 1	กรณี 2	กรณี 3
การรับประกัน ประสิทธิภาพ	25 ปี	25 ปี	25-30 ปี
การรับประกัน วัสดุ	10 ปี	10 ปี	10 ปี
ระบบการจ่าย ไฟฟ้า	On Grid	On Grid	On Grid
ราคาต่อแผง	9,500 บาท	5,500 บาท	9,700 บาท

ที่มา : จัดทำโดยผู้วิจัย

## 2.4 ปัจจัยที่มีผลต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

ผลผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ได้จริงจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะน้อยกว่าผลผลิตพลังงานที่ได้จากโปรแกรมจำลอง เนื่องจากระหว่างกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าจะมีการสูญเสียพลังงานไปบางส่วน (Transmission Losses) ซึ่งส่งผลกระทบต่อสมรรถนะของระบบผลิตไฟฟ้าฯ โดยทั่วไป คุณสมบัติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระบุโดยผู้ผลิตนั้นทำการทดสอบที่เงื่อนไขมาตรฐาน (Standard Test Condition : STC) นั่นคือ การทดสอบที่อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 25°C ความเข้มรังสีอาทิตย์ 1,000 W/m<sup>2</sup> และเสปกตรัมแสง AM 1.5 (Air Mass 1.5) ซึ่งมีความแตกต่างจากสภาวะการใช้งานจริง ด้วยปัจจัยของสิ่งแวดล้อมที่ไม่สามารถควบคุมได้

กระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าที่ลดลงนั้นจะส่งผลต่อกำลังไฟฟ้าของแผงโซลาร์เซลล์โดยตรง ก่อให้เกิดการสูญเสียประสิทธิภาพต่อการผลิตไฟฟ้าของโซลาร์เซลล์ เนื่องจากกำลังไฟฟ้าคือผลคูณระหว่างแรงดันไฟฟ้ากับกระแสไฟฟ้างดังสมการที่ (1)

$$P = V \times I \quad (1)$$

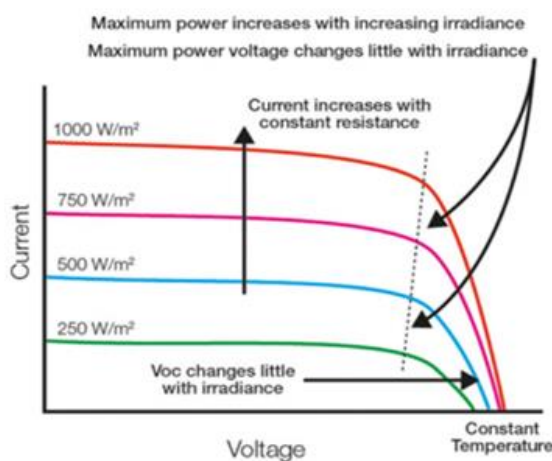
ฉะนั้นปัจจัยจากความเข้มแสงและอุณหภูมิจึงเป็นตัวแปรสำคัญของการผลิตไฟฟ้าด้วยแผงโซลาร์เซลล์ [9] ปัจจัยที่มีผลต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคามื่อดังต่อไปนี้

### 2.4.1 ผลกระทบจากความเข้มแสง

ความเข้มของแสงที่ตกกระทบบนแผงโซลาร์เซลล์จะมีผลต่อกระแสไฟฟ้าที่ผลิตออกจากแผงโซลาร์เซลล์ แต่มีผลกระทบที่น้อยมากต่อแรงดันไฟฟ้าของแผงโซลาร์เซลล์ (ในทางอุดมคติถือว่าไม่มีผลกระทบ) [16, 17] กล่าวคือถ้าความเข้มของแสงลดลงจะส่งผลต่อกระแสไฟฟ้าของโซลาร์เซลล์ให้ลดลงเช่นกัน และถ้าความเข้มของแสงมีค่ามากขึ้นก็จะส่งผลทำให้ทำให้สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้มากขึ้น โดยรูป แสดงความสัมพันธ์ระหว่างกระแสและความเข้มแสงในการทดสอบแผงโซลาร์เซลล์ที่สภาวะความเข้มแสงที่ต่างกัน



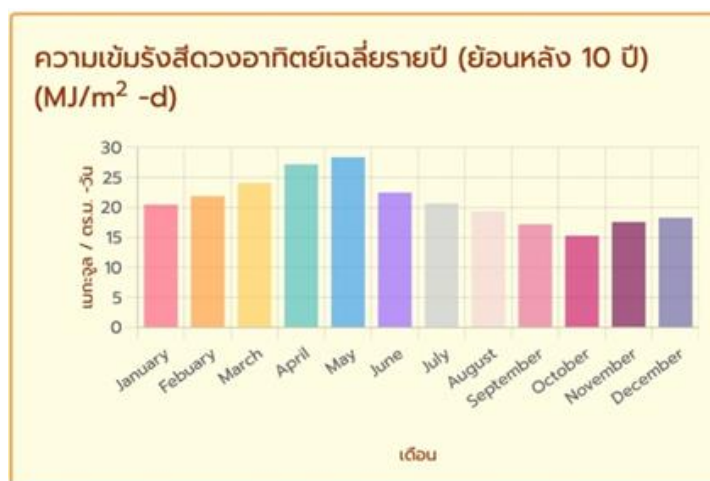
หมายเหตุ : ความเข้มแสง (Irradiance) สำหรับการทดสอบสูงสุดที่  $1000 \text{ W/m}^2$  เนื่องจากพื้นโลกนั้นจะรับค่าพลังงานแสงอาทิตย์ ประมาณ  $1000 \text{ W/m}^2$  ซึ่งใช้เป็นค่า LAB Test ในการทดสอบแผงโซลาร์เซลล์



รูปที่ 17 แสดงถึงผลกระทบของความเข้มแสงที่มีผลต่อกระแสไฟฟ้าของแผงโซลาร์เซลล์อย่างมากแต่มีผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าของแผงโซลาร์เซลล์เพียงเล็กน้อย [16]

ผลผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ มีปัจจัยด้านความเข้มแสงอาทิตย์เป็นตัวกำหนดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แต่ละเซลล์สร้างขึ้น หากมีความเข้มรังสีดวงอาทิตย์สูง เซลล์แสงอาทิตย์บนแผงก็จะผลิตไฟฟ้าได้มาก [9]

จากรายงานผลการวัดความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) พ.ศ. 2552 พบว่าค่าเฉลี่ยของค่าความเข้มแสงอาทิตย์ต่อตารางเมตรต่อวันของจังหวัดต่างๆ ในประเทศไทยสูงทุกจังหวัด โดยมีค่าระหว่าง 4.5-5.5 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อวัน (4.5-5.5 kWh/sq.m./day) หรือประมาณการต่อปี ที่ 18-19 เมกะจูล/ตารางเมตรต่อปี



รูปที่ 18 ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยรายปีย้อนหลัง [16]

ประเทศไทย มีลักษณะเป็นแบบร้อนชื้น เหมาะแก่การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งแบ่งฤดูกาลของประเทศไทย ได้ 3 ฤดู ดังนี้

1. ฤดูร้อน เริ่ม กลางเดือนกุมภาพันธ์ - กลางเดือนพฤษภาคม
2. ฤดูฝน เริ่ม กลางเดือนพฤษภาคม - กลางเดือนตุลาคม
3. ฤดูหนาว เริ่ม กลางเดือนตุลาคม - กลางเดือนกุมภาพันธ์

สำหรับงานวิจัยนี้ โรงงานกรณีศึกษาฯ ตั้งอยู่ในพื้นที่จังหวัดกรุงเทพมหานคร (ละติจูด 13.72639 และ ลองจิจูด 100.56) มีค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ต่อวัน 4-5 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อวัน และเฉลี่ยต่อปีที่ 17.7-18.5 เมกกะจูล/ตารางเมตรต่อปี [16, 18] ซึ่งขึ้นอยู่กับสภาพอากาศและฤดูกาลที่เปลี่ยนแปลงในแต่ละปี

ตารางที่ 7 การแปรค่าของความเข้มรังสีดวงอาทิตย์กับเวลาในแต่ละวันแบบรายชั่วโมง มีค่าเฉลี่ยความเข้มแสงในพื้นที่กรุงเทพมหานคร

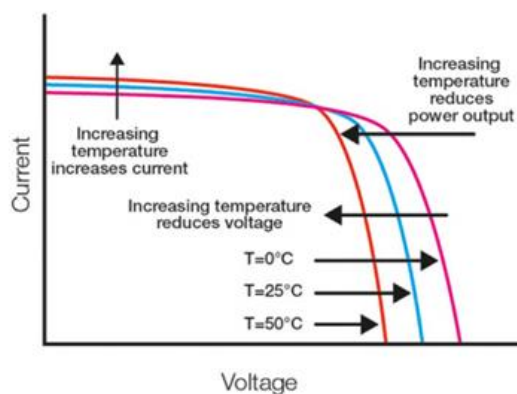
ช่วงเวลาที่มิแสงแดด	ความเข้มแสง
06.00 A.M.	50 W/m <sup>2</sup> /day หรือ 0.05 kW/m <sup>2</sup>
07.00 A.M.	200 W/m <sup>2</sup> หรือ 0.2 kW/m <sup>2</sup>
08.00 A.M.	300 W/m <sup>2</sup> /day หรือ 0.3 kW/m <sup>2</sup>
09.00 A.M.	400 W/m <sup>2</sup> /day หรือ 0.4 kW/m <sup>2</sup>
10.00 A.M.	600 W/m <sup>2</sup> /day หรือ 0.6 kW/m <sup>2</sup>
11.00 A.M.	800 W/m <sup>2</sup> /day หรือ 0.8 kW/m <sup>2</sup>
12.00 P.M.	1,000 W/m <sup>2</sup> /day หรือ 1 kW/m <sup>2</sup>
13.00 P.M.	1,100 W/m <sup>2</sup> /day หรือ 1.1 kW/m <sup>2</sup>
14.00 P.M.	800 W/m <sup>2</sup> /day หรือ 0.8 kW/m <sup>2</sup>
15.00 P.M.	500 W/m <sup>2</sup> /day หรือ 0.5 kW/m <sup>2</sup>
16.00 P.M.	300 W/m <sup>2</sup> /day หรือ 0.3 kW/m <sup>2</sup>
17.00 P.M.	100 W/m <sup>2</sup> /day หรือ 0.1kWh/m <sup>2</sup>
18.00 P.M.	50 W/m <sup>2</sup> /day หรือ 0.05 kW/m <sup>2</sup>

ที่มา : จัดทำโดยผู้วิจัย

#### 2.4.2 ผลกระทบจากอุณหภูมิ

อุณหภูมิที่เกิดขึ้นบนแผงโซลาร์เซลล์มีผลโดยตรงต่อระดับแรงดันไฟฟ้าที่ออกมาจากแผงโซลาร์เซลล์ แต่ไม่มีผลต่อกระแสไฟฟ้าที่ผลิตออกมาจากโซลาร์เซลล์ ฉะนั้นหากอุณหภูมิเพิ่มขึ้นจะ

ส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าของแผงโซลาร์เซลล์ลดลง และเมื่ออุณหภูมิลดลง จะทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าเพิ่มขึ้น โดยเฉลี่ยแล้วทุกๆ 1 องศาที่เพิ่มขึ้น ส่งผลให้แรงดันไฟฟ้าลดลง 0.4-0.5 % ซึ่งสามารถแสดงความสัมพันธ์ได้ดังรูปที่ 19



รูปที่ 19 แสดงถึงผลกระทบของอุณหภูมิที่มีผลต่อแรงดันไฟฟ้าของแผงโซลาร์เซลล์อย่างมากแต่จะมีผลกระทบต่อกระแสไฟฟ้าของแผงโซลาร์เซลล์เพียงเล็กน้อยเท่านั้น [16]

อุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นของสภาพอากาศกระทบต่อตัวแผงโซลาร์เซลล์โดยตรง ประสิทธิภาพของแผงที่ระบุโดยผู้ผลิตนั้นทำการทดสอบที่สภาวะมาตรฐาน (Standard Test Condition : STC) ณ อุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 25 °C แต่ในการใช้งานจริงอุณหภูมิประมาณ 50-60 °C เป็นผลให้ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงเฉลี่ย 0.4-0.5% ทุกๆ 1 องศาที่เพิ่มขึ้น [18, 19] ซึ่งสอดคล้องกับงานวิจัยของทรงศักดิ์ พงษ์หิรัญและคณะ [16] กล่าวว่าอัตราการเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิต่อแผงโซลาร์เซลล์ส่งผลโดยตรงต่ออัตราการลดลงของแรงดันไฟฟ้าจากแผงโซลาร์เซลล์ซึ่งมีผลทำให้กำลังไฟฟ้าสูงสุดของแผงโซลาร์เซลล์ลดลงด้วย ในส่วนของอุณหภูมิเฉลี่ยรายปีของประเทศไทยมีค่าประมาณ 33.4 °C มีค่าสูงกว่าค่าอุณหภูมิที่ใช้ในการทดสอบแผงที่สภาวะมาตรฐาน คือ 25 °C ซึ่งค่าอุณหภูมิบรรยากาศในสภาวะการใช้งานจริงที่สูงขึ้นนี้ส่งผลให้อุณหภูมิของแผงมีค่าสูงตาม ซึ่งส่งผลกระทบต่อการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ 8 อุณหภูมิสูงสุดเฉลี่ยและอุณหภูมิต่ำสุดเฉลี่ยใน กรุงเทพมหานคร พ.ศ. 2565 [19]

ฤดู ปี	ฤดูร้อน (ก.พ.-พ.ค.)			ฤดูฝน (พ.ค.-ต.ค.)			ฤดูหนาว (ต.ค.-ก.พ.)		
	Max	Mid	Min	Max	Mid	Min	Max	Mid	Min
2564	36 °C	31 °C	27 °C	33 °C	29 °C	26 °C	32 °C	27 °C	22 °C
2565	36 °C	32 °C	26 °C	33 °C	30 °C	26 °C	31 °C	26 °C	22 °C

ที่มา : จัดทำโดยผู้วิจัย

### 2.4.3 ผลกระทบเมื่อเกิดเงาบัง

หากใช้งานไปได้ช่วงระยะเวลาหนึ่ง ย่อมมีฝุ่นละอองหรือสิ่งปนเปื้อน และเงาบังที่เกิดจากต้นไม้หรือตึกบริเวณใกล้เคียง มาบดบังแสงที่จะตกกระทบแผง ซึ่งมีผลทำให้แผงได้รับแสงลดลง หรือเกิดเงาบนส่วนใดส่วนหนึ่งของแผง ส่งผลให้ประสิทธิภาพโดยรวมลดลง อย่างไรก็ตามหากหมั่นดูแลบำรุงรักษาแผงอยู่เสมอ นอกจากทำให้รักษาประสิทธิภาพของแผงได้ดีแล้ว ยังสามารถยืดอายุการใช้งานได้อีกด้วย [9]

### 2.4.4 ผลกระทบจากลักษณะการยึดและการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์

ทิศทางหันหน้ารับแสงจากดวงอาทิตย์และมุมที่ติดตั้งของแผงโซลาร์เซลล์ มีผลต่อประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า ซึ่งทิศทางที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย(ตั้งอยู่แถบเส้นศูนย์สูตร ขึ้นไปทางซีกโลกเหนือ) ทำให้ดวงอาทิตย์เคลื่อนที่จากทิศตะวันออกไปสู่ทิศตะวันตกโดยเคลื่อนตัวอ้อมได้ ดังนั้นควรหันหน้าแผงไปทางทิศใต้ ทำมุม 15-20 องศากับพื้นดิน เพื่อให้ทำมุมตั้งฉากกับแสงอาทิตย์ [9]

### 2.4.5 ผลกระทบจากอายุการใช้งาน

#### 2.4.5.1 ประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์ [11]

สำหรับผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยทั่วไปประสิทธิภาพจะลดลงร้อยละ 0.5 ทุกปี ซึ่งลดลงตามอายุการใช้งาน แต่อย่างไรก็ตามขึ้นอยู่กับประเภทของแผงโซลาร์เซลล์ด้วย

#### 2.4.5.2 ประสิทธิภาพการทำงานของ Inverter

การทำงานคือการแปลงไฟฟ้ากระแสตรง(DC) เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) ซึ่งกำลังไฟฟ้าด้านข้างของ Inverter จะมีค่าไม่คงที่ขึ้นอยู่กับกำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์ที่ผลิตได้ โดยส่วนใหญ่แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตไฟฟ้าออกมาต่ำกว่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ระบุไว้ในรายละเอียดของแผง (Maximum power) ในกระบวนการนี้จะมีการสูญเสียพลังงานเกิดขึ้น(Loss) เช่น พลังงานที่สูญเสียจากระยะทางของสายไฟระหว่างแผงโซลาร์เซลล์ถึง Inverter, ความร้อนและแรงดันที่เกิดขึ้น, อายุการใช้งานของเครื่อง เป็นต้น อาจมีการสูญเสีย(Loss) ประมาณ 1-3% ขึ้นอยู่กับยี่ห้อของอุปกรณ์ที่เลือก ตารางที่ 9 แสดงอายุการใช้งานของ Inverter

ชื่อแหล่งอ้างอิง	อายุการใช้งาน (ปี)	ประสิทธิภาพที่ลดลงของ(%)
The USAID Clean Power Asia and GIZ Thailand (2019)	10-12	0.3-0.4 ต่อปี

#### 2.4.6 ผลกระทบจาก PID

การเสื่อมสภาพที่เกิดจากความต่างศักย์ระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์ กระจก และโครง ทำให้เกิดการเคลื่อนไหวของประจุ (การดึงดูดของประจุลบและบวก ระหว่างวัสดุ) หรือ แรงดันไฟรั่วจากเซลล์ไปยังเฟรมของแผงโซลาร์เซลล์ เป็นรูปแบบหนึ่งของการเสื่อมสภาพของแผงหลังจากใช้งานไป 4 ถึง 10 ปี ส่งผลให้กำลังการผลิตไฟฟ้าของแผงลดลงประมาณ 30% (Fraunhofer CSP presents results of potential induced degradation (PID) Fraunhofer Center for Silicon Photovoltaics CSP) เนื่องจากตัวแปรสภาพแวดล้อมอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องเช่น ความร้อน ความชื้น ซึ่งเป็นตัวเร่งปฏิกิริยาที่ทำให้เกิดปัญหา อย่างไรก็ตาม ถ้าระบบฯ ที่ใช้ Inverter แบบมีหม้อแปลง สามารถแก้ปัญหาโดยการต่อกราวด์ที่ขั้วลบ แต่เทคโนโลยีโซลาร์เซลล์ปัจจุบันส่วนใหญ่ได้รับการพัฒนาที่ใช้วัสดุที่ลดปัญหา PID [17]

#### 2.5 โปรแกรม PVsyst

โปรแกรม PVsyst เป็นซอฟต์แวร์การจำลองการศึกษาเพื่อคำนวณการออกแบบและการติดตั้งระบบพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อผลิตไฟฟ้า [20] โดยคุณสมบัติของโปรแกรมมี ดังนี้

1. ออกแบบระบบและคำนวณขนาดระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ได้หลายรูปแบบ
2. มีฐานข้อมูลของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ , Inverter และข้อมูลสภาพภูมิอากาศและรังสีอาทิตย์ของประเทศไทย
3. จำลองโปรแกรมแบบ 3 มิติ เพื่อวิเคราะห์การบังเงาได้
4. วิเคราะห์ศักยภาพของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ ได้ทั้งแบบรายเดือนและรายปี
5. วิเคราะห์สมรรถภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [13]
6. ประเมินผลทางด้านเศรษฐกิจได้ [21]

โดยผู้ใช้โปรแกรมจำเป็นต้องมีการศึกษาข้อมูลและเก็บข้อมูล เพื่อนำมาเป็นฐานข้อมูลเพื่อการจำลองสำหรับโปรแกรมนี้ โดยฐานข้อมูลที่สำคัญได้แก่

1. ค่าความเข้มแสงแดดในพื้นที่การติดตั้ง
2. พื้นที่ที่เหมาะสมในการติดตั้ง
3. อุณหภูมิในพื้นที่ติดตั้ง
4. ชนิดและพิกัดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
5. ชนิดและพิกัดของ Inverter

โดยงานวิจัยนี้ใช้โปรแกรม PVsyst [20] ในการออกแบบและคำนวณขนาดของระบบพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับติดตั้งบนหลังคาของโรงงานอุตสาหกรรมเวชภัณฑ์ยาสามัญ แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่าย ของกรณีศึกษา พื้นที่การติดตั้งระบบคือจังหวัดกรุงเทพมหานคร บนพื้นที่หลังคาทั้งหมด 2,500 ตารางเมตร โดยงานวิจัยเล่มนี้ใช้ชนิดแผงโซลาร์เซลล์ที่ต่างกันดังนี้ กรณีที่ 1. Monocrystalline PV Panel , กรณีที่ 2 Polycrystalline PV Panel และ กรณีที่ 3 Monocrystalline PERC Half-cut PV Panel เพื่อคาดการณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงงาน ซึ่งผลการคำนวณของแบบจำลองนี้จะทำให้ทราบว่าชนิดแผงประเภทไหนคุ้มค่าในการติดตั้งและลงทุน และเหมาะสมกับวัตถุประสงค์ของบริษัท กรณีศึกษา

## 2.6 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน

สำหรับการประเมินความคุ้มค่าของการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคาของบริษัทอุตสาหกรรมเวชภัณฑ์ยา ได้นำโปรแกรม “PVsyst” จำลองการผลิตไฟฟ้าจากระบบพลังงานแสงอาทิตย์ โดยโปรแกรมจะคำนวณผลผลิตที่คาดว่าจะสามารถทำได้ด้วยการวิเคราะห์จากคุณสมบัติของอุปกรณ์ต่างๆที่ป้อนข้อมูลเข้าไปในระบบ โดยค่าที่ได้จากการจำลองการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคาของกรณีศึกษาในครั้งนี้คือ ค่าคาดการณ์พลังงานไฟฟ้าเสมือนจริง ที่ผลิตได้จากการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์หลังจากนั้นก็นำผลที่ได้มาหา [22-24]

### 2.6.1 ต้นทุนเฉลี่ยของเงินลงทุนแบบถ่วงน้ำหนัก (WACC)

ต้นทุนเฉลี่ยของเงินลงทุนแบบถ่วงน้ำหนัก หรือที่เรียกว่า Weighted average cost of capital (WACC) คือการคำนวณหาต้นทุนเฉลี่ยของโรงงานอุตสาหกรรมหรือกิจการขนาดใหญ่ ของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ เพื่อนำมาประเมินโครงการว่าสมควรจะลงทุนในโครงการนี้หรือไม่ควรลงทุน [22-24] สามารถคำนวณได้จากสูตรดังสมการที่ (2)

$$WACC = \frac{E}{V} \times Re + \frac{D}{V} \times Rd \times (1 - Tc) \quad (2)$$

โดยที่

WACC	=	ต้นทุนเฉลี่ยของเงินลงทุนแบบถ่วงน้ำหนัก
Re	=	ต้นทุนเงินลงทุนของผู้ถือหุ้น
Rd	=	ต้นทุนเงินลงทุนของเจ้าหนี้
E	=	มูลค่าตลาดในส่วนของผู้ถือหุ้น
D	=	มูลค่าตลาดในส่วนของหนี้สินที่มีดอกเบี้ย
Tc	=	อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล (ในประเทศไทยใช้ 20%)

จาก  $V = E + D$  จะได้ว่า

$$E/V = \text{สัดส่วนทางการเงินของ ผู้ถือหุ้น}$$

$D/V =$  สัดส่วนทางการเงินของ หนี้สินที่มีดอกเบี้ย

ขั้นตอนต่อไปนำต้นทุนเฉลี่ยจากต้นทุนเฉลี่ยของเงินทุนแบบถ่วงน้ำหนักเข้าสู่แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด (Discounted Cash Flow: DCF) เพื่อประเมินความคุ้มค่า ซึ่งประกอบด้วยมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV), ผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการ (Internal Rate of Return : IRR), ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period : PB) และ มูลค่าปัจจุบันสุทธิของต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุการใช้งาน (Levelized Cost Of Energy : LCOE)

#### หมายเหตุ

ต้นทุนของส่วนของผู้ถือหุ้น (KE) หรืออัตราผลตอบแทนที่ผู้ถือหุ้นต้องการ (RE) คำนวณได้จาก Capital Asset Pricing Model (CAPM) รายละเอียด ดังสมการที่ (3)

$$KE = RF + \beta \times (RM - RF) \quad (3)$$

โดยที่:

1. อัตราผลตอบแทนที่ไม่มีความเสี่ยงของพันธบัตรรัฐบาล (RF)

อ้างอิงจากอัตราผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาลของประเทศไทยอายุ 10 ปี มีค่าเท่ากับร้อยละ 2.48% ต่อปี (ข้อมูล ณ วันที่ 9 กรกฎาคม 2566) โดยทางผู้วิจัย ได้พิจารณาว่าพันธบัตรรัฐบาลอายุ 10 ปี เป็นพันธบัตรระยะยาวที่มีสภาพคล่องในการซื้อขายที่สูง จึงมีความเสี่ยงต่ำจากการขาดสภาพคล่อง (Liquidity Risk) และความเสี่ยงจากการลงทุนต่อ (Reinvestment Risk) ทำให้สามารถสะท้อนผลตอบแทนจากการลงทุนในสินทรัพย์ที่ไม่มีความเสี่ยงได้ดี [22, 25]

2. ค่าเบต้า

ค่าสัมประสิทธิ์การผันแปรของผลตอบแทน จากหุ้นที่สนใจเมื่อเทียบกับการผันแปร ของผลตอบแทนจากกลุ่มหลักทรัพย์ใดๆที่มีการประกอบธุรกิจที่สัมพันธ์ [26] กับ บริษัทกรณีศึกษา ดังตารางที่ 10 เทียบกับผลตอบแทนของตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปีที่ผ่านมา นับจากวันที่ 30 ธันวาคม 2564

ตารางที่ 10 แสดงค่าเบต้าของบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ในกลุ่มอุตสาหกรรมธุรกิจยาเวชภัณฑ์ของประเทศไทย

ลำดับ	ชื่อบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์	ค่า Beta
1	บริษัท เมก้า ไลฟ์ไซแอนซ์ จำกัด (มหาชน)	0.78
2	บริษัท อินเตอร์ ฟาร์มา จำกัด (มหาชน)	0.65
3	บริษัท ดีโอดี ไบโอเทค จำกัด (มหาชน)	0.82
ค่าเฉลี่ย		0.76

ข้อมูลค่าเบต้าของวันที่ 9 กรกฎาคม 2566 [26]

3. อัตราผลตอบแทนของตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (RM)

อัตราผลตอบแทนจากการลงทุนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (SET) เฉลี่ยย้อนหลัง 10 ปี ซึ่ง การคำนวณใช้วิธีเดียวกับอัตราผลตอบแทนของหลักทรัพย์ สามารถสะท้อนความเสี่ยงของตลาดหลักทรัพย์ในระยะยาวได้ดี [26, 27]

## 2.6.2 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV)

มูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนสุทธิหรือกระแสเงินสดของโครงการ [22-25, 28]

ซึ่งสามารถคำนวณได้โดยการแปลงกระแสผลตอบแทนสุทธิตลอดอายุโครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน หรือคำนวณ NPV จากผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ของโครงการตลอดอายุโครงการกับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนของ โครงการซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (3)

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} - C_0 \quad (3)$$

โดยที่

$B_t$	=	มูลค่าผลตอบแทนของโครงการ ในปีที่ 1, 2, 3, ....., n
$C_t$	=	ค่าใช้จ่ายของโครงการ ในปีที่ 1, 2, 3, ....., n
$C_0$	=	ต้นทุนโครงการในปีแรก (ปีที่ 0)
$i$	=	อัตราดอกเบี้ยหรือค่าเสียโอกาสลงทุน (อัตราคิดลด : Discount rate)
$t$	=	ปีของโครงการ คือ ที่ 1, 2, 3, ....., n
$n$	=	อายุโครงการ

โดยมีเกณฑ์การตัดสินใจ ดังนี้

1)  $NPV < 0$  : ไม่ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนตลอด อายุโครงการ มีค่าน้อยกว่ามูลค่า ปัจจุบันของต้นทุนค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการ  $NPV = 0$  : ตัดสินใจลงทุนหรือไม่ลงทุนก็ได้ เนื่องจากมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน ตลอดอายุโครงการเท่ากับมูลค่า ปัจจุบันของ ต้นทุนค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการ  $NPV > 0$  : ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากโครงการสร้างผลประโยชน์สุทธิเป็น มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับ มากกว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการ

2) หลังจากทราบค่า NPV แล้วต้องมาพิจารณาอัตราผลตอบแทนภายในที่ได้รับจากโครงการ (Internal Rate Return : IRR) [22-25, 28] เพื่อคำนวณหา IRR เพื่อประเมินการลงทุนโครงการว่าโครงการให้อัตราผลตอบแทนเท่าไร

## 2.6.3 อัตราผลตอบแทนภายในที่ได้รับจากโครงการ (Internal Rate Return : IRR)

อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ คือ อัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ กล่าวคือ มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดที่คาดว่าจะต้องจ่ายในการลงทุนตลอดอายุโครงการเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดที่คาดว่าจะได้รับการดำเนินการโครงการตลอด



อายุโครงการ โดยการ คำนวณ IRR มีสมมติฐานว่า กระแสเงินสดรับจากการ ดำเนินการโครงการใน แต่ละปีนั้นนำไปลงทุนต่อ ทุกปีจนถึงปีสุดท้ายของโครงการ โดยได้รับอัตราผลตอบแทนเท่ากับ อัตรา IRR ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (4)

$$\sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+IRR)^t} - C_0 = 0 \quad (4)$$

โดยที่	IRR	=	อัตราผลตอบแทนภายในที่ได้รับจากโครงการ
	B <sub>t</sub>	=	มูลค่าผลตอบแทนของโครงการ ในปีที่ 1, 2, 3, ....., n
	C <sub>t</sub>	=	ค่าใช้จ่ายของโครงการ ในปีที่ 1, 2, 3, ....., n
	C <sub>0</sub>	=	ต้นทุนโครงการในปีแรก (ปีที่ 0)
	IRR	=	อัตราผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการ (IRR)
	t	=	ปีของโครงการ คือ ที่ 1, 2, 3, ....., n
	n	=	อายุโครงการ

เกณฑ์การตัดสินใจ สำหรับ ค่า IRR โดยใช้อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำของธุรกิจที่ยอมรับได้ในการลงทุน หรืออัตราดอกเบี้ยของสถาบัน การเงินในการอ้างอิงมาเปรียบเทียบโดยการแทนค่าในสูตรข้างต้นโดย ผลที่สามารถอ่านค่าได้ดังนี้

IRR < ต้นทุนของเงินทุน : ไม่ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากให้อัตราผลตอบแทน น้อยกว่าต้นทุน ของเงินทุนหรืออัตราคิดลด

IRR = ต้นทุนของเงินทุน : ตัดสินใจลงทุนหรือไม่ลงทุนก็ได้ เนื่องจากให้อัตรา ผลตอบแทนเท่ากับ ต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด

IRR > ต้นทุนของเงินทุน : ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากให้อัตราผลตอบแทนมากกว่า ต้นทุนของ เงินทุนหรืออัตราคิดลด และมีความคุ้มค่าในการลงทุน และหลังจากทราบว่า โครงการมีความคุ้มค่า หรือไม่ และมีผลตอบแทนที่เท่าไร สมควรลงทุนหรือไม่ หลังจากนั้นก็มีมาคิดระยะเวลาการคืนทุนของ การลงทุน โดยหาจาก เกณฑ์ตัวต่อไปคือ ระยะเวลาคืนทุน [7, 12, 22-25, 28] โดยเกณฑ์ตัวนี้จะทำ ให้ทราบว่าเราจะต้องใช้ระยะเวลาเท่าไรที่คุ้มทุนของการลงทุนโครงการ กล่าวคือระยะเวลา ที่ ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงานมีค่าเท่ากับเงินลงทุนของโครงการ โดยวิธีนี้ไม่คำนึงถึงค่าของเงิน ตามเวลา

#### 2.6.4 ระยะเวลาคืนทุน (Playback Period : PB)

ระยะเวลาคืนทุน (Playback Period : PB) [7, 12, 22-25, 28] กล่าวคือระยะเวลา ที่ ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงานมีค่าเท่ากับเงินลงทุน ของโครงการ โดยวิธีนี้ไม่คำนึงถึงค่าของเงิน ตามเวลา โดยมีวิธีคำนวณดังสมการที่ (5) – (6)

กรณีกระแสเงินสดรับสุทธิเท่ากันทุกปี

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \frac{\text{กระแสเงินสดจ่ายในการลงทุนเริ่มต้นโครงการ}}{\text{กระแสเงินสดรับสุทธิรายปี}} \quad (5)$$

กรณีกระแสเงินสดแต่ละปีไม่เท่ากัน

วิธีนี้จะต้องคำนวณกระแสเงินสดสะสม (Cumulative cash flow) ก่อนการคำนวณดังสมการที่ (6)

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \text{จำนวนปีก่อนที่จะได้คืนทุน} + \frac{\text{เงินส่วนที่ยังไม่ได้คืนทุน}}{\text{กระแสเงินสดรับสุทธิ}} \quad (6)$$

ในปีที่คืนทุน

โดยการมีระยะเวลาคืนทุนที่สั้นที่สุด จะเป็น โครงการที่ดีกว่าโครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนที่ยาวและระยะเวลาคืนทุนจะต้องไม่นานกว่าอายุการใช้งานของโครงการและมีอีกเกณฑ์ที่มักใช้ในการประเมินความคุ้มค่า ของการติดตั้ง Solar PV Rooftop คือเกณฑ์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิของต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุการใช้งาน (Levelized Cost Of Energy : LCOE)

### 2.6.5 มูลค่าปัจจุบันสุทธิของต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุการใช้งาน (Levelized Cost Of Energy : LCOE)

มูลค่าปัจจุบัน สุทธิของต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุการใช้งาน (Levelized Cost Of Energy : LCOE) ซึ่งเป็น การวิเคราะห์ต้นทุนการไฟฟ้าต่อหน่วย จะใช้การคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย ไฟฟ้าปรับเฉลี่ย (Levelized cost of electricity, LCOE) [7, 12, 22-25, 28] โดยการคิดกระแสเงินสดจ่ายจากการลงทุนและประมาณ การค่าใช้จ่ายการบำรุงรักษา โดยคำนวณจากสมการที่ (7)

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{\left(1 + \frac{r}{100}\right)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{\left(1 + \frac{r}{100}\right)^t}} \quad (7)$$

โดยที่

LCOE = ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ (บาท/kWh)

Lt = เงินลงทุนในระบบ Solar PV Rooftop ในปีที่ t (บาท)

Mt = ค่าใช้จ่ายสำหรับดำเนินการและการบำรุงรักษาในปีที่ t (บาท/ปี)

Et = ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี ในปีที่ t (kWh/ปี)

r = อัตราคิดลด (Discount Rate)

เมื่อได้ค่า LCOE ออกมาก็จะมาเปรียบเทียบกับ ค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวง ประเภทที่ 4 (กิจการขนาดใหญ่) [29] แบบ TOU (Time of Use) ราคาเฉลี่ยต่อหน่วยของบริษัทฯที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน 4.18 บาท/kWh

## 2.7 การคำนวณค่าการถ่ายเทความร้อนรวมผ่านหลังคาอาคาร (Roof Thermal Transfer Value, RTTV)

ตามหลักเกณฑ์ ในการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงานตามที่กระทรวงพลังงาน ประกาศไว้ คือ การหาปริมาณความร้อนจากภายนอกที่ถ่ายเทผ่านหลังคาโดยการถ่ายเทความร้อนรวม หน่วยเป็น  $W/m^2$

สำหรับประกาศกระทรวงพลังงาน เรื่อง กำหนดค่ามาตรฐานการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2564 ค่าการถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคาอาคาร (Roof Thermal Transfer Value ; RTTV) [21, 30-32] ผ่านเข้าสู่ด้านในของอาคารที่มีการปรับอากาศของแต่ละประเภทอาคาร ต้องมีค่าไม่เกินดังต่อไปนี้

ประเภทอาคาร	ค่าการถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคาอาคาร (วัตต์ต่อตารางเมตร)
(๑) โรงมหรสพ	๘
(๒) โรงแรม	๖
(๓) สถานบริการ	๘
(๔) สถานพยาบาล	๖
(๕) สถานศึกษา	๑๐
(๖) สำนักงานหรือที่ทำการ	๑๐
(๗) ห้างสรรพสินค้าหรือศูนย์การค้า	๘
(๘) อาคารชุด	๖
(๙) อาคารชุมนุมคน	๘

รูปที่ 20 ค่าการถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคาอาคาร ผ่านเข้าสู่ด้านในของอาคารที่มีการปรับอากาศของแต่ละประเภทอาคาร [21, 30-33]

## 2.8 โปรแกรม BEC (Building Energy Code)

งานวิจัยนี้ คำนวณค่าการถ่ายเทความร้อนรวมผ่านหลังคา ด้วยการใช้โปรแกรม Building Energy Code (BEC) เป็นโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นเพื่อใช้ตรวจสอบความสอดคล้องของแบบอาคาร ต่อเกณฑ์มาตรฐานอนุรักษ์พลังงานในอาคาร โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน พ.ศ. 2564 โดยใช้งานผ่านระบบอินเทอร์เน็ต สามารถป้อนข้อมูลประเมินผลและจัดเก็บฐานข้อมูลผ่านระบบอินเทอร์เน็ตได้

ในงานวิจัยนี้ได้ทำการจำลองการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคาแบบพอดีความต้องการใช้พื้นที่หลังคาขนาด 2,500 ตารางเมตร ของกรณีศึกษา โดยใช้ซอฟต์แวร์ BEC เพื่อพิจารณาค่าการถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคา (RTTV) ตามหลักเกณฑ์ในการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงานตามที่กระทรวงพลังงานประกาศ โดยแบ่งเกณฑ์พิจารณา 2 กรณี คือ การถ่ายเทความร้อนที่เกิดขึ้นกรณีที่มีแผง Solar Cell ติดตั้งอยู่ด้านบนหลังคา และ กรณีที่ไม่มีแผง Solar Cell ติดตั้งอยู่

ด้านบนหลังคา (Solar Direct) โดยป้อนข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณด้วยโปรแกรม BEC [21, 30-33] ดังนี้

- พื้นที่ของชั้นหลังคา
- ความหนา Slab คอนกรีตหรือ โครงสร้างของชั้นหลังคา
- วัสดุที่ติดตั้งใต้ Slab เช่น ฝ้า, ฉนวนหลังคา และ Airgap
- พื้นที่และองศาของแผง Solar Cell ที่ติดตั้งบนหลังคา (กรณีคำนวณเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคาร)
- ทิศของหลังคา (มีผลต่อการคำนวณเนื่องจากมุมตกกระทบของรังสีดวงอาทิตย์เทียบกับองศาของหลังคา)
- การคำนวณอัตราการถ่ายเทความร้อน พิจารณาเฉพาะอัตราการถ่ายเทความร้อนเฉพาะบริเวณหลังคาเท่านั้น
- กำหนดให้พื้นที่ของชั้นหลังคามีการปรับอากาศทั้งหมด

หมายเหตุ

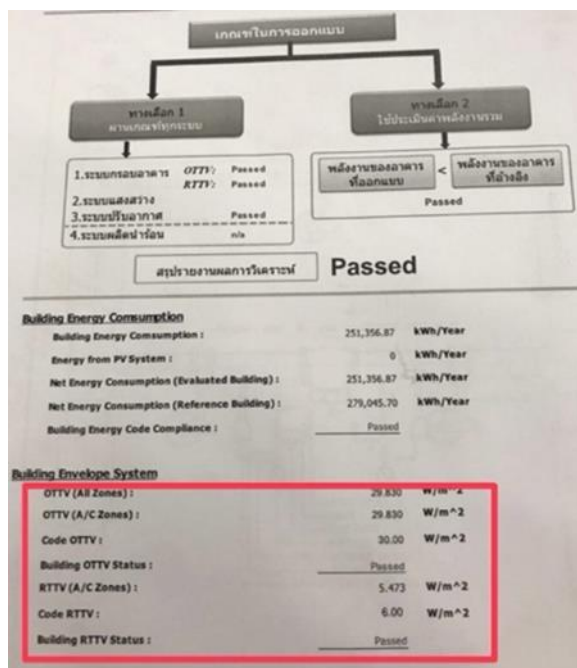
- ปัจจัยข้อแตกต่างที่ส่งผลต่อการถ่ายเทความร้อนของหลังคาแต่ละอาคารมีองค์ประกอบหลายอย่าง เช่น ค่า U (สัมประสิทธิ์การถ่ายเทความร้อน) , วัสดุของหลังคา , ฉนวนที่ช่วย Absorption รวมไปถึงความหนาวัสดุ และ Shading
- ค่า U = สัมประสิทธิ์การถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคา,  $W/m^2 \cdot ^\circ C$  หรือ  $U = 1/R$
- โดย R (resistance) = ค่าการต้านทานความร้อนของแต่ละชั้นวัสดุที่ความร้อนไหลผ่าน ,  $m^2-K/Watt$

โดย ค่า R สามารถเปิดตาราง จากหนังสือคู่มือผู้รับชอบด้านพลังงาน(อาคาร) พ.ศ. 2553 ตอนที่ 3 บทที่ 3 เรื่องกรอบอาคาร ตารางที่ 3.8 หัวข้อ ค่าสัมประสิทธิ์การนำความร้อน ความหนาแน่น และความร้อนจำเพาะของวัสดุต่างๆ

- สมมติฐานหลังการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ของอาคารพบว่าค่าการใช้พลังงานลดลงงบประมาณด้านระบบปรับอากาศลดลง อีกทั้งสามารถใช้พลังงานไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อลดค่าไฟฟ้าจากเครื่องปรับอากาศและการใช้ไฟฟ้าส่วนอื่นๆ ในเวลา On peak ซึ่งมีอัตราสูงมากกว่า Off Peak โดยข้อมูลอัตราการจัดเก็บค่าไฟฟ้าที่ขึ้นอยู่กับช่วงเวลาของการใช้ โดยแบ่งออกเป็น 2 ช่วง [6, 29] คือ

- On Peak ตั้งแต่วันจันทร์-วันศุกร์ เวลา 09.00-22.00 น.
- Off Peak ตั้งแต่วันจันทร์-วันศุกร์ เวลา 22.00-09.00 น. และวันเสาร์-อาทิตย์ วันหยุดราชการ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย) ทั้งวัน

การแสดงผลการคำนวณค่าการถ่ายเทความร้อนรวมผ่านหลังคาอาคารของโปรแกรม ผลของค่า RTTV จะคำนวณออกมา เป็นหน่วยวัตต์ต่อตารางเมตร ( $W/m^2$ ) ถ้าหากผ่านการประเมินตามกำหนดค่ามาตรฐานการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2564 ดังตารางข้างต้น จะแสดงเป็นตัวหนังสือว่า Passed ถ้าไม่ผ่านเกณฑ์จะขึ้นว่า Failed [33]



รูปที่ 21 การแสดงผลการคำนวณค่า RTTV ของโปรแกรม BEC [33, 34]

## 2.9 การวิเคราะห์ผลการประเมินความอ่อนไหวของโครงการ

การประเมินผลลัพธ์ของการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยนำเข้าที่ต้องการพิจารณา หากมีการปรับเพิ่มขึ้นหรือลดลงของปัจจัย สำหรับวิจัยเล่มนี้ปัจจัยที่กำหนดมี ต้นทุนของระบบ (CAPEX, OPEX) และอัตราการเพิ่ม-ลดของค่าไฟฟ้า จะทำให้ค่า NPV ของโครงการเปลี่ยนแปลงไปเล็กน้อยแค่ไหน โดยการสร้างกราฟเพื่อหาค่าของ NPV เมื่อปัจจัยดังกล่าวมีการเปลี่ยนไป จากนั้นพิจารณาที่ความชันของเส้นกราฟ กราฟเส้นในประเด็นใดมีความชันมากที่สุดนั่นหมายถึง โครงการนี้มีความอ่อนไหวต่อประเด็นนั้นมากที่สุด ตามลำดับความชันของเส้นกราฟ [12]

## บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย

ผู้วิจัยได้ทำการศึกษาทฤษฎี งานวิจัยและเอกสารต่างๆที่เกี่ยวข้องในการประเมินการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาสำหรับ กรณีศึกษา:บริษัท เบอร์ลินฟาร์มาชูติคอลลินด์สตรี จำกัด ในเขตพื้นที่กรุงเทพมหานคร ในวิจัยฉบับนี้ได้ทำการสรุปกรอบแนวความคิด รวมถึงขอบเขตของการวิจัย และขั้นตอนการดำเนินการเพื่อมุ่งสู่เป้าหมายที่ต้องการทราบ จากนั้นรวบรวมข้อมูลที่สำคัญเพื่อเข้าสู่กระบวนการวิเคราะห์ข้อมูลตามสมมติฐานหลักของงานวิจัย เพื่อหาความคุ้มค่าในการลงทุนที่เหมาะสม กับ โรงงานกรณีศึกษา ซึ่งจากที่กล่าวมาสามารถแบ่งเป็นขั้นตอนการดำเนินการวิจัยได้ 3 ส่วน ดังต่อไปนี้

### 3.1 สมมติฐานการวิจัย

การติดตั้งระบบผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาด้วยรูปแบบและจำนวนที่เหมาะสมของกรณีศึกษา มีความคุ้มค่าในการลงทุนติดตั้งและสามารถลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าจากสายส่งในองค์กรได้ โดยโครงการมีอายุ 25 ปี ตามอายุของแผงโซลาร์เซลล์

### 3.2 การเก็บรวบรวมข้อมูลการวิจัย

3.2.1 รวบรวมข้อมูลของโรงงานกรณีศึกษาที่จะทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

3.2.2 รวบรวมข้อมูลที่จะใช้ในการประกอบการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการติดตั้งและการหาการถ่ายเทความร้อน

3.2.3 รวบรวมราคา ต้นทุนและค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคา ที่จำลองโดยโปรแกรม PVSyst

โดยติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบเต็มหลังคา เนื่องจากพื้นที่บนหลังคามีจำกัด โดยใช้แผงโซลาร์เซลล์ 3 ชนิดที่แตกต่างกัน (Monocrystalline Silicon ชนิด PERC Half-Cell, Polycrystalline Silicon ชนิด Full-Cell และ Monocrystalline Silicon ชนิด PERC Half-Cell)

### 3.3 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย

การวิจัยการประเมินความคุ้มค่าของระบบผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคากรณีศึกษา มีขั้นตอนการดำเนินการวิจัยดังนี้

#### 3.3.1 การเก็บรวบรวมข้อมูล

การดำเนินการในการเก็บข้อมูลของการวิจัยฉบับนี้จะแบ่งออกเป็น 6 ส่วน คือ

### 3.3.1.1 ข้อมูลลักษณะกายภาพของพื้นที่

ข้อมูลอ้างอิงตามเอกสาร As-build drawing ของโรงงานกรณีศึกษา ซึ่งเป็นพื้นที่หลังคาของโรงงานประกอบด้วย อาคาร ที่ 1 ,2 และ 4 รวมพื้นที่หลังคาทั้งหมด 2,500 ตารางเมตร โดยลักษณะหลังคาทั้ง 3 อาคาร มุงด้วยเมทัลชีท (Metal Sheet) ลักษณะลาดเอียงไปทางทิศเดียวกัน มีองศาหลังคาที่ 3 องศา

### 3.3.1.2 ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าของโรงงานกรณีศึกษา ย้อนหลังอย่างน้อย 2 ปี (พ.ศ. 2564-2565)

จากข้อมูลการใช้ไฟฟ้าและรายจ่ายค่าไฟฟ้าที่จ่ายให้การไฟฟ้านครหลวงจากใบแจ้งหนี้

### 3.3.1.3 ข้อมูลจำเพาะและประสิทธิภาพของแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคาและจำนวนแผงที่จะทำการติดตั้ง ทั้ง 3 กรณี

กรณีที่ 1 แผงโซลาร์เซลล์ Monocrystalline Silicon ชนิด Full-Cell

กรณีที่ 2 แผงโซลาร์เซลล์ Polycrystalline Silicon ชนิด Full-Cell

กรณีที่ 3 แผงโซลาร์เซลล์ Monocrystalline Silicon ชนิด PERC Half-Cell

### 3.3.1.4 ข้อมูลต้นทุนในการติดตั้งการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาทั้งโครงการ ของ 3 กรณี กำหนดระยะเวลาของโครงการ 25 ปี ตามอายุของแผงโซลาร์เซลล์

กรณีที่ 1 แผงโซลาร์เซลล์ Monocrystalline Silicon ชนิด Full-Cell

กรณีที่ 2 แผงโซลาร์เซลล์ Polycrystalline Silicon ชนิด Full-Cell

กรณีที่ 3 แผงโซลาร์เซลล์ Monocrystalline Silicon ชนิด PERC Half-Cell

### 3.3.1.5 ปริมาณไฟฟ้าที่แผงโซลาร์เซลล์ ทั้ง 3 กรณี ผลิตไฟฟ้าออกมาได้ ในแต่ละเดือนเป็นเวลา 12 เดือน

โดยเป็นข้อมูลจากโปรแกรม PVsyst ในการจำลองการติดตั้งระบบผลิตบนหลังคา ณ พิกัดโรงงานกรณีศึกษา โดยเลือกประเภท ยี่ห้อ จำนวน ของแต่ละชนิดแผงตามคำแนะนำของผู้เชี่ยวชาญที่ได้ทำการออกแบบให้

### 3.3.1.6 ข้อมูลค่าการถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคาอาคาร (RTTV) ที่ทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า

โดยทำการคำนวณผ่านโปรแกรม BEC แบ่งพิจารณา 2 กรณี คือ ค่าการถ่ายเทความร้อนที่เกิดขึ้นกรณีที่มีแผง Solar Cell ติดตั้งอยู่ด้านบนหลังคา และกรณีที่ไม่มีแผง Solar Cell ติดตั้งอยู่ด้านบนหลังคา (Solar Direct) เพื่อใช้ประกอบการตัดสินใจลงทุนของประเภทแผงฯ ทั้ง 3 ชนิด

### 3.4 การวิเคราะห์ข้อมูลในทุกกรณี

ในงานวิจัยฉบับนี้ได้แบ่งออกตามชนิดแผงโซลาร์เซลล์ที่จะทำการติดตั้ง ได้แก่ กรณีที่ 1 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงชนิด Monocrystalline PV Panel กรณีที่ 2 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงชนิด Polycrystalline PV Panel และกรณีที่ 3 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงชนิด Monocrystalline PERC Half-cut PV Panel รวมถึงนำข้อมูลการวิเคราะห์ค่าการถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคาอาคาร (RTTV) กรณีศึกษาฯ ด้วยโปรแกรม BEC ตามเกณฑ์กำหนดตามประกาศกระทรวงพลังงาน เรื่อง กำหนดค่ามาตรฐานการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2564 แบ่งพิจารณา 2 กรณี คือ การถ่ายเทความร้อนที่เกิดขึ้นกรณีที่มีแผง Solar Cell ติดตั้งอยู่ด้านบนบนหลังคา และกรณีที่ไม่มีแผง Solar Cell ติดตั้งอยู่ด้านบนบนหลังคา (Solar Direct) เพื่อใช้ประกอบการตัดสินใจลงทุนการติดตั้งระบบฯในแต่ละกรณีของแผงโซลาร์เซลล์ที่กล่าวไปข้างต้น แล้วเข้าสู่การวิเคราะห์ข้อมูลในลำดับต่อไป

#### 3.4.1 ใช้แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด

การใช้กระบวนการสร้างแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลดเข้ามาประเมินตามหลักการคำนวณบทที่ 2 ซึ่งผู้วิจัยได้ยกตัวอย่างงานวิจัยก่อนหน้าที่เกี่ยวข้องกับการประเมินความคุ้มค่าทางการเงิน ไม่ว่าจะเป็นประเด็นด้านการลงทุนพลังงาน หรือไม่ใช่ประเด็นลงทุนด้านพลังงาน การทดสอบความคุ้มค่าด้วยแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด (DCF Model) เป็นกระบวนการทางวิชาการที่ได้รับการยอมรับ โดยกำหนดระยะเวลาของโครงการ 25 ปี ตามอายุของแผงโซลาร์เซลล์

#### 3.4.2 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

มูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นค่าที่หาได้ตามสูตรคำนวณในบทที่ 2 และสามารถหาได้ผ่านการใช้โปรแกรม Microsoft Excel ซึ่งสามารถบอกถึงเงินลงทุนที่ทางโรงงานกรณีศึกษาจะทำการจ่ายไปในปีที่ 0 หรือปีอื่น ๆ หลังจากนั้นเป็นสำหรับต้นทุนการดำเนินงาน มูลค่าในการลงทุนทั้งหมดเหล่านี้จะถูกแปลงเป็นมูลค่าปัจจุบันสุทธิ เพื่อที่จะทำให้ทั้ง 3 กรณีนำมาเปรียบเทียบกันได้สำหรับเงินลงทุนที่ลงทุนไปในเวลาที่ต่างกัน

#### 3.4.3 อัตราผลตอบแทนภายใน

อัตราส่วนที่จะนำมาวิเคราะห์เปรียบเทียบใน 3 กรณี ซึ่งถึงผลตอบแทนที่ผู้ลงทุนจะได้กลับมาเป็นรูปแบบอัตรา หรือเปอร์เซ็นต์ตอบแทนภายในของโครงการนี้ เช่นเดียวกับการคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่มีสูตรในการคำนวณ แต่เพื่อความสะดวกรวดเร็วทางผู้วิจัยก็ได้ใช้โปรแกรม Microsoft Excel ในการช่วยคำนวณเช่นเดียวกัน หลังจากทราบอัตราผลตอบแทนภายในของทุกฉากทัศน์แล้วก็จะนำผลจากการวิเคราะห์นี้ไปสู่การวิเคราะห์ในอันดับถัดไป



### 3.4.4 ระยะเวลาคืนทุน

เป็นอีก 1 ตัวชี้วัดที่ทางผู้วิจัยต้องทำการวิเคราะห์ออกมาในทุกกรณี เนื่องจากเป็นตัวชี้วัดที่มองเห็นภาพชัดเจนที่สุด ว่าโครงการนี้จะคืนทุนให้ผู้ลงทุนภายในกี่ปี ตามหลักการทางวิชาการก็จะมีสูตรคำนวณเพื่อให้ได้ผลลัพธ์ ออกมาเป็นปีที่บ่งบอกว่าจะคืนทุนในกี่ปี ซึ่งเป็นอีกหนึ่งตัวชี้วัดที่โปรแกรม Microsoft Excel ก็สามารถคำนวณให้ได้ จึงใช้โปรแกรม Microsoft excel เข้าช่วยในการวิเคราะห์ค่านี้ออกมา เพื่อเข้าสู่กระบวนการวิเคราะห์ต่อไป

### 3.4.5 แบบเปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ

ขั้นตอนการวิเคราะห์ในตัวชี้วัดนี้จะแสดงให้เห็นภาพอีกมิติที่นำไปเปรียบเทียบกับราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยจากการไฟฟ้านครหลวงหรือในบางงานวิจัยก็เป็นการนำไปเปรียบเทียบกับอัตราค่าไฟฟ้าต่อหน่วยกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นต้น ขั้นตอนการวิเคราะห์จะได้ค่าต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ (LCOE) ของทุกกรณีนำมาเปรียบเทียบและวิเคราะห์

## 3.5 การวิเคราะห์ข้อมูลเปรียบเทียบในทุกกรณี

### 3.5.1 นำข้อมูลที่ได้จาก ข้อ 3.3 มาวิเคราะห์สรุปผลเพื่อนำเสนอโรงงานบริษัท อุตสาหกรรมเวชภัณฑ์ยา

กรณีศึกษา ในการตัดสินใจลงทุนทั้ง 3 กรณี กรณีที่ 1 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงชนิด Monocrystalline PV Panel กรณีที่ 2 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงชนิด Polycrystalline PV Panel และกรณีที่ 3 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแผงชนิด Monocrystalline PERC Half-cut PV Panel เพื่อหากรณีที่เหมาะสมในการลงทุนกับโรงงานกรณีศึกษามากที่สุด

### 3.5.2 การวิเคราะห์ผลที่ได้จากการจำลองกระแสเงินสดคิดลดของทั้ง 3 กรณี

การประเมินเรื่องของต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการเพื่อนำไปวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุน ด้วยวิธีใช้แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด โดยใช้หลักเกณฑ์การตัดสินใจการลงทุนที่มีการปรับค่าของเวลา ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ, อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ และระยะเวลาคืนทุน โดยมีหลักเกณฑ์ในการตัดสินใจการลงทุนทางการเงินของโครงการ ดังต่อไปนี้

#### 3.5.2.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

NPV > 0 หมายถึง การลงทุนในโครงการมีความคุ้มค่า

NPV < 0 หมายถึง ไม่ควรลงทุนในโครงการเนื่องจากไม่มีความคุ้มค่า

NPV = 0 หมายถึง โครงการมีความเป็นไปได้ทั้งคู่ที่อาจขาดทุนหรือคุ้มทุน

#### 3.5.2.2 อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ

IRR > ต้นทุนของเงินทุน : ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากให้อัตราผลตอบแทนมากกว่าต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด และมีความคุ้มค่าในการลงทุน

$IRR <$  ต้นทุนของเงินทุน : ไม่ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากให้อัตราผลตอบแทน น้อยกว่า ต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด

$IRR =$  ต้นทุนของเงินทุน : ตัดสินใจลงทุนหรือไม่ลงทุนก็ได้ เนื่องจากให้อัตรา ผลตอบแทน เท่ากับต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด

### 3.5.2.3 ระยะเวลาคืนทุน

$PB >$  อายุโครงการ หมายถึง ตลอดระยะเวลาโครงการจะไม่ได้เงินทุนคืน นั่นก็คือไม่คุ้มค่า ต่อการลงทุนในโครงการ

$PB <$  อายุโครงการ หมายถึง จะได้เงินทุนคืนก่อนสิ้นสุดโครงการนั่นก็คือยังมีค่า  $PB$  น้อย เท่าใดก็จะยิ่งคุ้มค่าต่อการลงทุนเท่านั้น

### 3.5.3.4 การวิเคราะห์ผลที่ได้จากการคำนวณต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ

แนวทางการวิเคราะห์ จะนำค่าที่ได้จากการคำนวณจากสูตรในบทที่ 2 มาเปรียบเทียบกับ อัตราค่าไฟฟ้าต่อหน่วยของการไฟฟ้าของภาครัฐ หากค่าที่ได้จากการคำนวณมีค่าน้อยกว่า นั้น หมายถึงการลงทุนในโครงการ สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ในต้นทุนต่อหน่วยที่ต่ำกว่าการซื้อไฟฟ้า จากภาครัฐ นั่นหมายถึงมีความคุ้มค่าในการลงทุน

### 3.5.3.5 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis)

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ เพื่อพิจารณาปัจจัยสำคัญบางตัวหากมีการ เปลี่ยนแปลงไปจากค่าที่คาดการณ์ไว้ จะส่งผลกระทบต่อความคุ้มค่าของโครงการมากน้อยเพียงใด ขึ้น ผ่านโปรแกรม Microsoft Excel เนื่องจากวิจัยเล่มนี้เป็นการจำลองการติดตั้งระบบฯเสมือนจริง ค่าการคำนวณจากรายการต่างๆยังไม่เป็นที่แน่นอนอย่างแท้จริง จึงได้กำหนดปัจจัยที่อาจส่งผล กระทบต่อโครงการ จากนั้นทำการวิเคราะห์ตัวแปรดังกล่าวที่ละตัวแปร สมมติฐานว่าเป็นข้อมูลที่มี ความเป็นไปได้ที่จะเกิดขึ้นกับโครงการมากที่สุด ดังตารางที่ 11 นำผลการเปลี่ยนแปลงแต่ละปัจจัย มาวิเคราะห์ความอ่อนไหวเปรียบเทียบการเปลี่ยนแปลงกับค่า NPV ก่อนหน้า เพื่อพิจารณาว่าตัวแปร ไหนมีความอ่อนไหวต่อโครงการมากที่สุด เพื่อให้ทราบว่าโครงการยังมีความคุ้มค่าในการลงทุนหรือไม่ ตารางที่ 11 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว ต่อปัจจัยการนำเข้าด้านต่างๆ

รายการ	คำอธิบาย
1) ปัจจัยด้านต้นทุนการลงทุนของโครงการ CAPEX และ OPEX	การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) ต่อปัจจัย นำเข้าด้าน ต้นทุนของโครงการ ค่า CAPEX และค่า OPEX ที่มีการเปลี่ยนแปลงไปจากค่าที่คาดการณ์ไว้เพื่อ ต้องการทราบผลกระทบต่อค่าความคุ้มค่าใน

	<p>การลงทุน โดยกำหนด การเพิ่มขึ้น 5% และการลดลง 5% ของต้นทุนรวมสุทธิของโครงการ โดยกำหนดอายุโครงการ 25 ปี</p>
<p>2) ปัจจัยด้านอัตราการผลิต - ลด ของค่าไฟฟ้า</p>	<p>การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) ต่อปัจจัย นำเข้าด้านอัตราการผลิต - ลด ของค่าไฟฟ้า ที่มีการเปลี่ยนแปลงไปจากค่าที่คาดการณ์ไว้เพื่อต้องการทราบผลกระทบต่อค่าความคุ้มค่าในการลงทุน โดยกำหนด การเพิ่มขึ้น 5% และการลดลง 5%</p> <p>หมายเหตุ : การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าไฟฟ้าจากปัจจัยดังนี้ ราคาก๊าซธรรมชาติผันผวน , ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า</p> <p>สถานการณ์ภาวะเศรษฐกิจ, อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราผันผวน เป็นต้น</p>

**หมายเหตุ :**

เหตุปัจจัยที่เลือก ค่าเพิ่ม-ลด 5% เนื่องจากวิจัยเล่มนี้เป็นการจำลองการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนหลังคาเสมือนจริงด้วยโปรแกรม PVSyst ค่าการคำนวณจากรายการต่างๆไม่เป็นที่แน่นอนอย่างแท้จริง จึงได้กำหนดปัจจัยที่อาจส่งผลกระทบต่อโครงการ สมมติฐานว่าเป็นข้อมูลที่มีความเป็นไปได้ที่จะเกิดขึ้นกับโครงการมากที่สุด อาทิ ปัจจัยด้านอัตราการผลิตของค่าไฟฟ้า มาจากหลายปัจจัยตามสถานการณ์เศรษฐกิจและความไม่แน่นอนของสถานการณ์พลังงานโลก ซึ่งจากข้อมูลที่ได้ศึกษามาส่วนใหญ่ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยขึ้นลงที่ 4-5% ต่อปีอย่างมีนัยยะสำคัญ [35]

## บทที่ 4 ผลการวิจัย

จากการศึกษาและดำเนินการวิจัยตามขั้นตอนที่กล่าวไว้ในบทที่ 3 อย่างสมบูรณ์แล้ว สามารถแสดงรูปแบบการวิจัยตามขั้นตอนดังรูปที่ 22



รูปที่ 22 แผนผังแสดงรูปแบบวิธีการดำเนินการวิจัย

### 4.1 ข้อมูลการติดตั้งแผงในระยษะที่ 1

ในปัจจุบันโรงงานนี้ มีทั้งหมด 5 อาคาร โดยอาคารที่ 1 ได้ทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า (ระยะที่ 1) ไปแล้ว ในปี 2562 เป็นจำนวน 288 แผง โซลาร์เซลล์ชนิดโมโนคริสตัลไลน์ (LG Mono Neon) 400 Wp ยี่ห้อ LG กำลังการติดตั้งทั้งหมด 489.6 kWp ครอบคลุมพื้นที่ 600 m<sup>2</sup> ซึ่งสามารถช่วยลดค่าไฟฟ้าจากสายส่งได้ แต่อย่างไรก็ดี ได้มีการขยายกิจการทำให้มีการใช้ไฟฟ้าภายในโรงงานเพิ่มขึ้น จึงมีโครงการจะติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า ระยะที่ 2 ขึ้นบนหลังคาของอาคาร ที่ 1 ,2 และ 4 รวมพื้นที่ทั้งหมดที่ทำการติดตั้ง 2,500 ตารางเมตร ดังรูปที่ 2

งานวิจัยนี้ จะทำการจำลองการติดตั้งสำหรับระยะที่ 2 โดยใช้โปรแกรม PVsyst โดยแบ่งเป็น 3 ชนิดแผงโซลาร์เซลล์ จำนวนของแผงแต่ละชนิดติดตั้งเพิ่มเติมหลังคาตามเงื่อนไขของสถานการณ์ตามตารางที่ 12 โดยกำหนดระยะเวลาของโครงการ 25 ปี ตามอายุของแผงโซลาร์เซลล์ ลักษณะหลังคาทั้ง 3 อาคาร มุงด้วยเมทัลชีท (Metal Sheet) ลักษณะลาดเอียงไปทางทิศเดียวกัน มีองศาหลังคาที่ 3 องศา ตามคำแนะนำของผู้เชี่ยวชาญเนื่องจากพื้นที่บนหลังคามีจำกัด

#### หมายเหตุ

1. อาคารที่ทำการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ อาคาร 1 สำหรับผลิตยา, อาคาร 2 คลังวัตถุดิบ และอาคาร 4 คลังสินค้าสำเร็จรูป

2. อาคารที่ไม่ทำการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ คือ อาคาร 3 เนื่องจากมีผนังเหนือหลังคาทางทิศ ตะวันออก หลังคาเอียงไปทางทิศตะวันตก และบนหลังคามีการฉีดยนวนโฟมไว้ และอาคาร 5 ที่ยังไม่ หมดเงื่อนไขด้านสิทธิประโยชน์ BOI

ตารางที่ 12 ข้อมูลรูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ ของงานวิจัย

ลำดับ	รายละเอียด	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
1	ราคาระบบผลิตไฟฟ้าติดตั้งทั้งหมด (บาท)	13,200,000.00	15,000,000.00	12,200,000
2	จำนวนแผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้ (แผง)	1,136	1,392	1,120
3	กำลังการผลิตติดตั้ง (kW)	465.76	473.28	495.6
4	พื้นที่บนหลังคาที่ใช้ในการติดตั้ง ( $m^2$ )	2,500	2,500	2,500

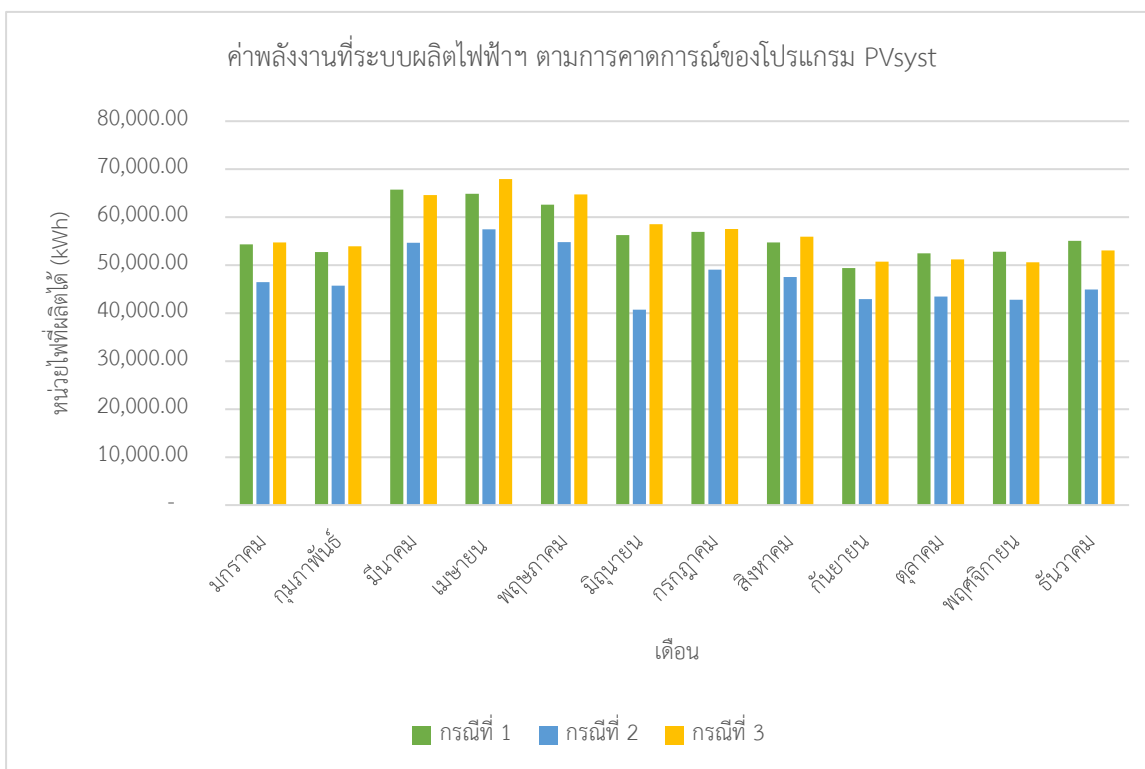
#### 4.2 ผลการเปรียบเทียบผลการคาดการณ์จากโปรแกรม PVsyst

การจำลองในเครื่องมือโปรแกรม PVsyst จะเห็นได้ว่า การคาดการณ์ค่าพลังงานที่ผลิตได้ ค่า พลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าฯ ในกรณีที่ 1 แผงโซลาร์เซลล์ Monocrystalline Silicon ชนิด Full-Cell กรณีที่ 2 แผงโซลาร์เซลล์ Polycrystalline Silicon ชนิด Full-Cell และ กรณีที่ 3 แผงโซลาร์ เซลล์ Monocrystalline Silicon ชนิด PERC Half-Cell จะมีค่าพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าฯ สามารถ ผลิตได้ดังแสดงตามตารางที่ 13 และรูปที่ 22

ตารางที่ 13 ค่าพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าฯ หรือ Solar Generation(kWh) ตามการคาดการณ์ของ โปรแกรม PVsyst

เดือน	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
มกราคม	54,335.00 kWh	46,437.00 kWh	54,730.00 kWh
กุมภาพันธ์	52,754.00 kWh	45,702.00 kWh	53,924.00 kWh
มีนาคม	65,767.00 kWh	54,653.00 kWh	64,595.00 kWh
เมษายน	64,903.00 kWh	57,482.00 kWh	67,962.00 kWh
พฤษภาคม	62,624.00 kWh	54,797.00 kWh	64,713.00 kWh
มิถุนายน	56,238.00 kWh	40,748.00 kWh	58,533.00 kWh
กรกฎาคม	56,959.00 kWh	49,039.00 kWh	57,551.00 kWh
สิงหาคม	54,762.00 kWh	47,521.00 kWh	55,929.00 kWh
กันยายน	49,424.00 kWh	42,902.00 kWh	50,737.00 kWh

เดือน	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
ตุลาคม	52,473.00 kWh	43,435.00 kWh	51,226.00 kWh
พฤศจิกายน	52,832.00 kWh	42,819.00 kWh	50,589.00 kWh
ธันวาคม	55,078.00 kWh	44,911.00 kWh	53,044.00 kWh



รูปที่ 23 กราฟแสดงค่าพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้า ตามการคาดการณ์ของโปรแกรม PVsyst

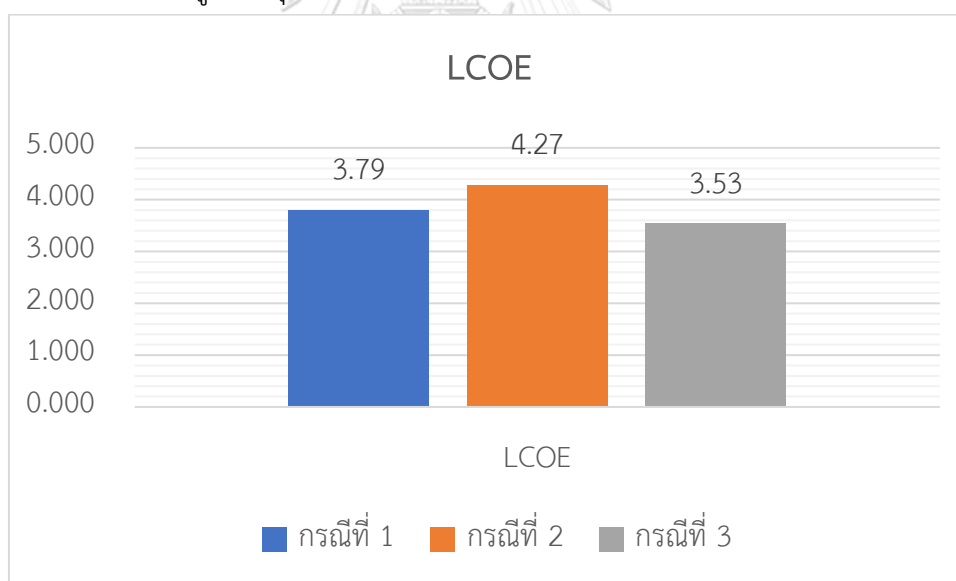
#### 4.3 ผลการประเมินการเปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ

ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของโรงงานกรณีศึกษา: บริษัท อุตสาหกรรมเวชภัณฑ์ยา 2 ปี คือ 2564-2565 จากใบแจ้งหนี้การไฟฟ้านครหลวง จะเห็นได้ว่าโดยส่วนใหญ่จะมีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากปี 2564 ส่วนหนึ่ง เนื่องจากการลงทุนขยายตัวของอุตสาหกรรมของลูกค้าและมีการเพิ่มเครื่องจักร จึงส่งผลให้มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ดังแสดงให้เห็นถึงแนวโน้มปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของโรงงานกรณีศึกษาในปี 2564 – 2565 ในตารางที่ 14

ตารางที่ 14 ค่าเฉลี่ยของสถิติหน่วยไฟฟ้าที่แท้จริงของบริษัท วิทยาลัยฯ ระยะเวลา 12 เดือนของปี 2564 และ 2565

	พลังงานไฟฟ้าจริงของโรงงานวิทยาลัยฯ* (kWh)	
	ปี 2564	ปี 2565
รวม	11,032,296.00	11,033,000.00

เมื่อทำการเฉลี่ยต้นทุนค่าไฟฟ้าจากการเก็บรวบรวมข้อมูลทั้งสองปีจะได้ ค่าไฟฟ้าของวิทยาลัยฯ นี้ มีค่าเฉลี่ย ไฟฟ้าต่อหน่วย อยู่ที่ 3.8 บาท/หน่วย และเมื่อประเมินการเปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ จากการคำนวณค่า LCOE ตามทฤษฎีในบทที่ 2 ในแต่ละกรณีจะได้ค่าที่แสดงในตารางที่ 13 และในรูปที่ 27 ที่แสดงถึงแนวโน้มของราคาที่จะสอดคล้องกับการลดลงของค่ากำลังการผลิตที่ลดลงและเงินลงทุนโครงการที่ลดลงด้วยซึ่งค่า LCOE ของทั้ง 3 กรณีจะมีค่าที่ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้านครหลวงประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ แบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU Tariff) ในข้อ 4.2.2 แรงดัน 12-24 กิโลโวลต์ 4.18 บาท/หน่วย[27]ที่โรงงานวิทยาลัยฯ ใช้อยู่ในปัจจุบัน



รูปที่ 24 เปรียบเทียบค่าต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ

#### 4.4 ผลการประเมินความคุ้มค่าทางการเงิน โดยใช้แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด

ผู้วิจัยได้ทำการศึกษาข้อมูลจากใบเสนอราคาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ ที่ผู้เชี่ยวชาญได้เสนอมา ทั้ง 3 กรณี ได้แก่ กรณีที่ 1 ชนิด Monocrystalline (Full Cell), กรณีที่ 2 ชนิด Polycrystalline (Full Cell) และ กรณีที่ 3 ชนิด Monocrystalline PERC Half-Cell ตามที่ผู้เชี่ยวชาญได้เสนอ ซึ่งใช้พื้นที่ของอาคาร ที่ 1 ,2 และ 4 ทั้งหมด 2,500 ตารางเมตร



รูปที่ 25 ภาพจำลองตัวอย่างการวางแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคา อาคารของบริษัท อุตสาหกรรมเวชภัณฑ์ยา

หลังจากนั้นนำข้อมูลทั้งหมดทำการแบ่งการวิเคราะห์ตามกรณีที่ได้แจกแจงไปข้างต้น ผ่านแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลดเพื่อประเมินความคุ้มค่า ซึ่งประกอบด้วยเกณฑ์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ, ระยะเวลาคืนทุน, ผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการ โดยเงินทุนที่เป็นกระแสเงินสดจะคำนวณผ่านต้นทุนเฉลี่ยของเงินทุนแบบถ่วงน้ำหนัก ตามสูตรในการคำนวณจากบทที่ 2 แบ่งการวิเคราะห์ในแต่ละกรณี และเนื่องจากโรงงานเล็งเห็นความสำคัญทางด้านกรอนุรักษ์พลังงาน จึงได้จัดสรรงบประมาณสำหรับลงทุนด้านนี้โดยเฉพาะโดยใช้สินทรัพย์ของทางโรงงานเองมิได้กู้ยืมจากแหล่งเงินทุนภายนอกดังต่อไปนี้

#### 4.4.1 กรณีที่ 1 แผงโซลาร์เซลล์ Monocrystalline Silicon แบบ Full-Cell

##### 4.4.1.1 ผลการประเมินต้นทุนโครงการ

ต้นทุนของโครงการแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วน คือต้นทุนการลงทุน (CAPEX) และต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)

##### 1. ต้นทุนการลงทุน (CAPEX)

มีค่า 13,300,320.00 บาท ในปีที่ 0 เป็นค่าลงทุนติดตั้งระบบ และในปีที่ 12 จะมีการลงทุนซื้อ Inverter อีกครั้งในราคา 410,666.40 บาท รวมต้นทุนการลงทุนตลอดอายุโครงการทั้งหมด 13,710,986.40 บาท

##### 2. ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)

แบ่งเป็น 2 ส่วนคือค่าทำความสะอาดแผง ประมาณ 2 ครั้ง/ปี ในราคา 150 บาทต่อครั้งและมีค่าเงินสำรองในการเปลี่ยนอะไหล่ต่าง ๆ ที่อาจเกิดการชำรุดเสียหายบางชิ้น ราคา 30,000 บาท/ปี ซึ่งใน 2 ปีแรกผู้รับติดตั้งจะเป็นผู้รับผิดชอบให้ ต้นทุนการดำเนินงานทั้ง 2 ตัวนี้รวมกันตลอดระยะเวลาโครงการ 25 ปี รวมกันทั้งหมด 2,316,491.11 บาท

##### 4.4.1.2 การวิเคราะห์ทางการเงินด้วยแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด

มีรายละเอียดของข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ ดังนี้

1. ต้นทุนการลงทุนรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 13,710,986.40 บาท



2. ต้นทุนการดำเนินงานรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 2,316,491.11 บาท
3. รายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้าจากข้อมูลราคาต่อหน่วยเฉลี่ยการใช้ไฟฟ้าจากตารางที่ 12 คูณกับหน่วยไฟฟ้าที่สามารถประหยัดได้จากการจำลองของโปรแกรม PV Syst จะสามารถเกิดรายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้าตลอดอายุโครงการเท่ากับ 73,067,383.65 บาท
4. ระยะเวลาในการดำเนินโครงการ 25 ปี
5. การคำนวณอัตราคิดลดที่ใช้มาจากต้นทุนทางการเงิน โดยจะใช้วิธีต้นทุนทางการเงินเฉลี่ย (Weighted Average Cost of Capital : WACC) เท่ากับ 8.20% โดยคำนวณตาม สูตรคำนวณในบทที่ 2 ซึ่งมาจากข้อมูลในตารางที่ 15

ตารางที่ 15 ข้อมูลสำหรับการคำนวณค่า WACC ของ กรณีที่ 1

ส่วนของเจ้าของ (Equity) (บาท)	13,710,986.40
สินทรัพย์ทั้งหมด (Value) ผล (บาท)	13,710,986.40
ต้นทุนของส่วนเจ้าของ (Re) =	0.0820
(ประมาณจากผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาล) Risk Free $\approx$	0.0248
(ประมาณการจากผลตอบแทนจากหุ้นในตลาดหลักทรัพย์) Risk Market $\approx$	0.1000
(อ้างอิงหุ้นอุตสาหกรรมเวชภัณฑ์ยาของประเทศไทย) $\beta$ (เท่า)	0.7600

6. ค่าเสื่อมราคา 5% ต่อปี โดยคิดจากเงินลงทุนค้างงานติดตั้งระบบ ค่าอุปกรณ์ต่างๆ ตลอดอายุโครงการ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 13,587,786.48 บาท/ปี

ขั้นตอนต่อไปนำข้อมูลที่ได้รับรวบรวมมา ตั้งเป็นสมมติฐานและตัวแปรในการคำนวณหาดัชนีชี้วัดต่างๆ เพื่อไปวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงิน ผ่านการจำลองกระแสเงินสดคิดลด โดยใช้โปรแกรม Microsoft Excel ผลลัพธ์จะแสดงตาม ตารางที่ 23 ในภาคผนวก

หมายเหตุ ตามประมวลรัษฎากรว่าด้วยหักค่าสึกหรอ และค่าเสื่อมราคาของทรัพย์สิน (ฉบับที่ 145) พ.ศ. 2527 กำหนดไว้ว่า อัตราค่าเสื่อมราคาสำหรับอาคารถาวรสูงสุดอยู่ที่ 5% ต่อปีของมูลค่าทรัพย์สิน ระยะเวลา 20 ปี

#### 4.4.2 กรณีที่ 2 แผงโซลาร์เซลล์ Polycrystalline Silicon แบบ Full-Cell

##### 4.4.2.1 ผลการประเมินต้นทุนโครงการ

ต้นทุนของโครงการแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วน คือต้นทุนการลงทุน (CAPEX) และต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)

##### 1. ต้นทุนการลงทุน (CAPEX)

มีค่าเท่ากับ 15,114,000 บาท ในปีที่ 0 เป็นค่าลงทุนติดตั้งระบบ และในปีที่ 12 จะมีการลงทุนซื้อ Inverter อีกครั้งในราคา 410,666.40 บาท รวมต้นทุนการลงทุนตลอดอายุโครงการทั้งหมด 15,524,666.40 บาท

#### 2. ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)

แบ่งเป็น 2 ส่วนคือค่าทำความสะอาดแผง ประมาณ 2 ครั้ง/ปี ในราคา 150 บาทต่อครั้งและมีค่าเงินสำรองในการเปลี่ยนอะไหล่ต่าง ๆ ที่อาจเกิดการชำรุดเสียหายบางชิ้นราคา 30,000 บาท/ปี ซึ่งใน 2 ปีแรกผู้รับติดตั้งจะเป็นผู้รับผิดชอบให้ ต้นทุนการดำเนินงานทั้ง 2 ตัวนี้รวมกันตลอดระยะเวลาโครงการ 25 ปี รวมกันทั้งหมด 2,342,656.72 บาท

#### 4.4.2.2 การวิเคราะห์ทางการเงินด้วยแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด

มีรายละเอียดของข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ ดังนี้

1. ต้นทุนการลงทุนรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 15,524,666.40 บาท
2. ต้นทุนการดำเนินงานรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 2,342,656.72 บาท
3. รายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้าจากข้อมูลราคาต่อหน่วยเฉลี่ยการใช้ไฟฟ้าจากรางที่ 12 คูณกับหน่วยไฟฟ้าที่สามารถประหยัดได้จากการจำลองของโปรแกรม PVSyst จะสามารถเกิดรายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้าตลอดอายุโครงการเท่ากับ 61,462,889.04 บาท
4. ระยะเวลาในการดำเนินโครงการ 25 ปี
5. การคำนวณอัตราคิดลดที่ใช้ มาจากต้นทุนทางการเงิน โดยจะใช้วิธีต้นทุนทางการเงินเฉลี่ย (Weighted Average Cost of Capital : WACC) เท่ากับ 8.20% โดยคำนวณตาม สูตรคำนวณในบทที่ 2 ซึ่งมาจากข้อมูลในตารางที่ 16

ตารางที่ 16 ข้อมูลสำหรับการคำนวณค่า WACC ของ กรณีที่ 2

ส่วนของเจ้าของ (Equity) (บาท)	15,524,666.40
สินทรัพย์ทั้งหมด (Value) ผล (บาท)	15,524,666.40
ต้นทุนของส่วนเจ้าของ (Re) =	0.0820
(ประมาณจากผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาล) Risk Free $\approx$	0.0248
(ประมาณการจากผลตอบแทนจากหุ้นในตลาดหลักทรัพย์) Risk Market $\approx$	0.1000
(อ้างอิงหุ้นอุตสาหกรรมเวชภัณฑ์ยาของประเทศไทย) $\beta$ (เท่า)	0.7600

6. ค่าเสื่อมราคา 5% ต่อปี โดยคิดจากเงินลงทุนค่างานติดตั้งระบบ ค่าอุปกรณ์ต่างๆ ตลอดอายุโครงการ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 15,401,466.48 บาท/ปี

ขั้นตอนต่อไปนำข้อมูลที่ได้รวบรวมมา ตั้งเป็นสมมติฐานและตัวแปรในการคำนวณหาดัชนีชี้วัดต่างๆเพื่อไปวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงิน ผ่านการจำลองกระแสเงินสดคิดลด โดยใช้โปรแกรม Microsoft Excel ผลลัพธ์จะแสดงตาม ตารางที่ 24 ในภาคผนวก

หมายเหตุ ตามประมวลรัษฎากรว่าด้วยหักค่าสึกหรอ และค่าเสื่อมราคาของทรัพย์สิน (ฉบับที่ 145) พ.ศ. 2527 กำหนดไว้ว่า อัตราค่าเสื่อมราคาสำหรับอาคารถาวรสูงสุดอยู่ที่ 5% ต่อปีของมูลค่าทรัพย์สิน ระยะเวลา 20 ปี

#### 4.4.3 กรณีที่ 3 แผงโซลาร์ Monocrystalline Silicon แบบ PERC Half-Cell

##### 4.4.3.1 ผลการประเมินต้นทุนโครงการ

ต้นทุนของโครงการแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วน คือต้นทุนการลงทุน (CAPEX) และต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)

##### 1. ต้นทุนการลงทุน (CAPEX)

มีค่าเท่ากับ 12,200,000 บาท ในปีที่ 0 เป็นค่าลงทุนติดตั้งระบบ และในปีที่ 12 จะมีการลงทุนซื้อ Inverter อีกครั้งในราคา 410,666.40 บาท รวมต้นทุนการลงทุนตลอดอายุโครงการทั้งหมด 12,703,386.40 บาท

##### 2. ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)

แบ่งเป็น 2 ส่วนคือค่าทำความสะอาดแผง ประมาณ 2 ครั้ง/ปี ในราคา 150 บาทต่อครั้งและมีค่าเงินสำรองในการเปลี่ยนอะไหล่ต่าง ๆ ที่อาจเกิดการชำรุดเสียหายบางชิ้นราคา 30,000 บาท/ปี ซึ่งใน 2 ปีแรกผู้รับติดตั้งจะเป็นผู้รับผิดชอบให้ ต้นทุนการดำเนินงานทั้ง 2 ตัวนี้รวมกันตลอดระยะเวลาโครงการ 25 ปี รวมกันทั้งหมด 2,420,318.46 บาท

##### 4.4.3.2 การวิเคราะห์ทางการเงินด้วยแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด

มีรายละเอียดของข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ ดังนี้

1. ต้นทุนการลงทุนรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 12,703,386.40 บาท
2. ต้นทุนการดำเนินงานรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 2,420,318.46 บาท
3. รายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้าจากข้อมูลราคาต่อหน่วยเฉลี่ยการใช้ไฟฟ้าจากตารางที่ 12 คูณกับหน่วยไฟฟ้าที่สามารถประหยัดได้จากการจำลองของโปรแกรม PVSyst จะสามารถเกิดรายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้าตลอดอายุโครงการเท่ากับ 59,549,082.02 บาท
4. ระยะเวลาในการดำเนินโครงการ 25 ปี
5. การคำนวณอัตราคิดลดที่ใช้มาจากต้นทุนทางการเงิน โดยจะใช้วิธีต้นทุนทางการเงินเฉลี่ย (Weighted Average Cost of Capital : WACC) เท่ากับ 8.20% โดยคำนวณตาม สูตรคำนวณในบทที่ 2 ซึ่งมาจากข้อมูลในตารางที่ 17

ตารางที่ 17 ข้อมูลสำหรับการคำนวณค่า WACC ของ กรณีที่ 3

ส่วนของเจ้าของ (Equity) (บาท)	12,703,386.40
สินทรัพย์ทั้งหมด (Value) ผล (บาท)	12,703,386.40
ต้นทุนของส่วนเจ้าของ (Re) =	0.0820
(ประมาณจากผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาล) Risk Free $\approx$	0.0248
(ประมาณการจากผลตอบแทนจากหุ้นในตลาดหลักทรัพย์) Risk Market $\approx$	0.1000
(อ้างอิงหุ้นอุตสาหกรรมเวชภัณฑ์ยาของประเทศไทย) $\beta$ (เท่า)	0.7600

6. ค่าเสื่อมราคา 5% ต่อปี โดยคิดจากเงินลงทุนค่างานติดตั้งระบบ ค่าอุปกรณ์ต่างๆ ตลอดอายุโครงการ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 12,580,186.40 บาท/ปี

ขั้นตอนต่อไปนำข้อมูลที่ได้รวบรวมมา ตั้งเป็นสมมติฐานและตัวแปรในการคำนวณหาดัชนีชี้วัดต่างๆ เพื่อไปวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงิน ผ่านการจำลองกระแสเงินสดคิดลด โดยใช้โปรแกรม Microsoft Excel ผลลัพธ์จะแสดงตาม ตารางที่ 25 ในภาคผนวก

หมายเหตุ ตามประมวลรัษฎากรว่าด้วยหักค่าสึกหรอ และค่าเสื่อมราคาของทรัพย์สิน (ฉบับที่ 145) พ.ศ. 2527 กำหนดไว้ว่า อัตราค่าเสื่อมราคาสำหรับอาคารถาวรสูงสุดอยู่ที่ 5% ต่อปีของมูลค่าทรัพย์สิน ระยะเวลา 20 ปี

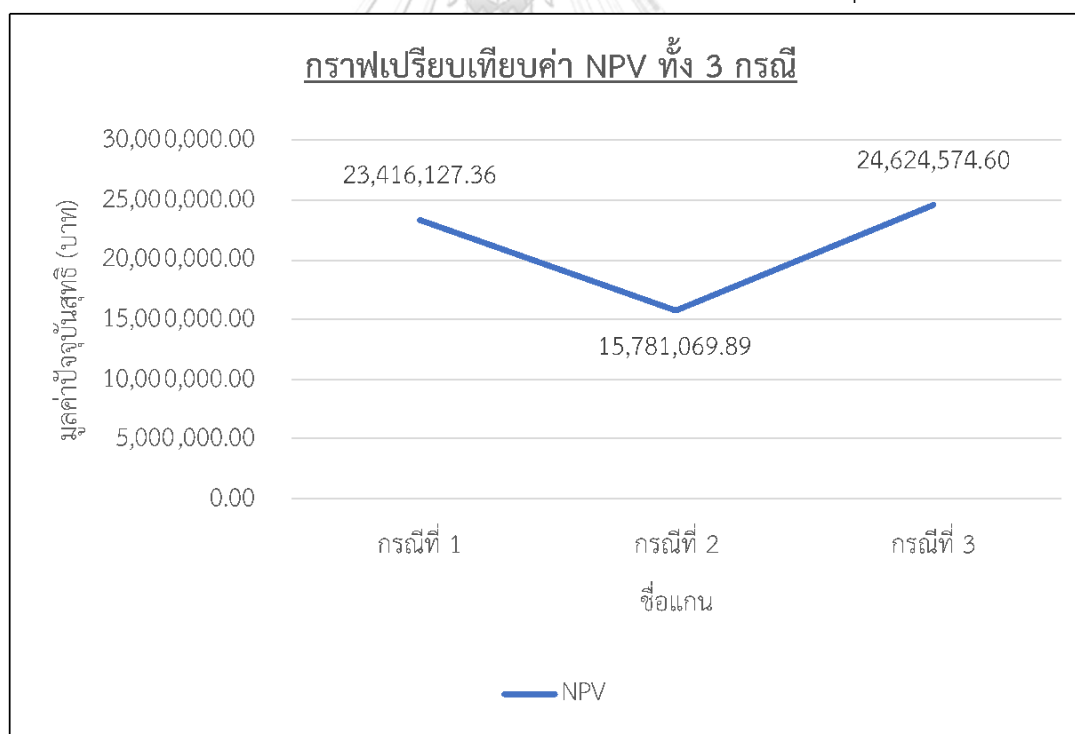
จากการแจกแจงรายละเอียดของทั้ง 3 กรณี ในข้างต้น ผู้วิจัยได้นำโปรแกรม Microsoft Excel เพื่อทำการวิเคราะห์และสรุปผลออกมาเป็น มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV), ผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการ (IRR), ระยะเวลาคืนทุน (PB) และต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ (LCOE) รวมถึงมูลค่าการลงทุนและกำลังการผลิตที่ติดตั้ง ได้ตามตารางที่ 17

ตารางที่ 18 เปรียบเทียบความคุ้มค่าการลงทุนด้วยตัวชี้วัดทางการเงินที่ใช้ในการวิเคราะห์ในทุกกรณี

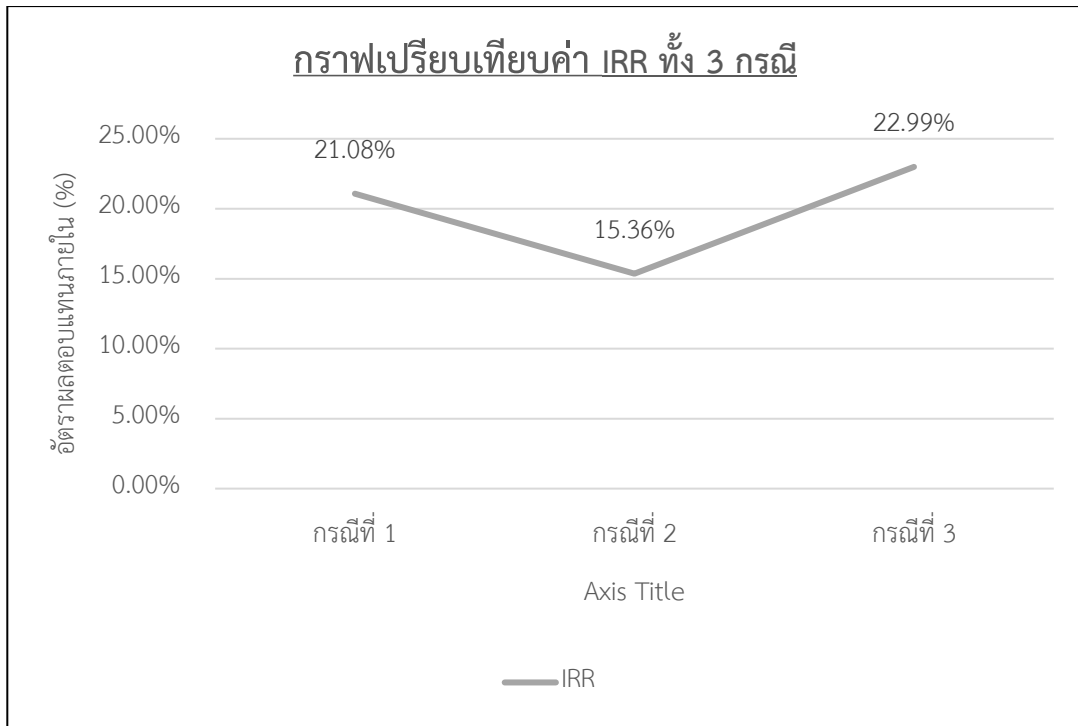
ดัชนีชี้วัดทางการเงิน	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (บาท)	23,416,127.36	15,781,069.89	24,624,574.60
ระยะเวลาคืนทุน (ปี)	4.7	6.39	4.31
อัตราผลตอบแทนภายใน(%)	21.08%	15.36%	22.99%
กำลังการผลิตที่ติดตั้ง (kWp)	465.76	473.28	498.4
จำนวนแผง	1,136	1,392	1,120
ต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ (บาท/หน่วย)	3.79	4.27	3.53

ดัชนีชี้วัดทางการเงิน	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
อายุโครงการ	25 ปี	25 ปี	25 ปี

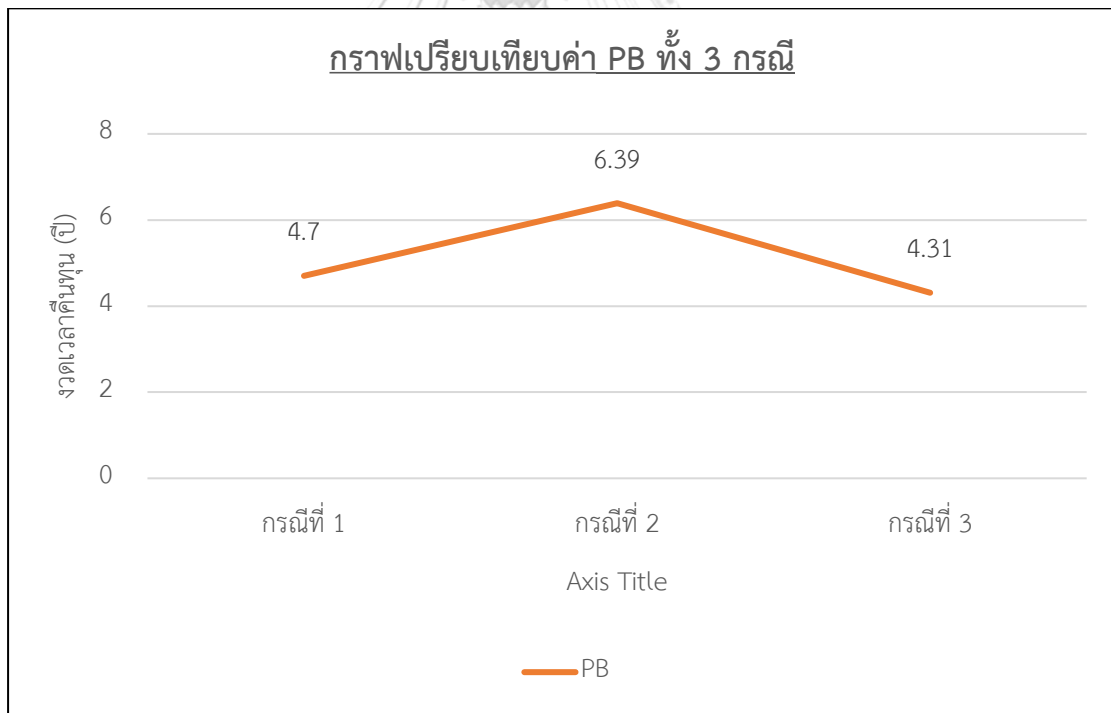
จากตารางที่ 18 ข้างต้นเมื่อนำมาแสดงผลในรูปแบบแผนภูมิ ซึ่งจะจำแนกตามประเภทของค่าตัวชี้วัด NPV, IRR, PB ดังรูปที่ 25 เป็นการแสดงค่า NPV เปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันสุทธิในแต่ละกรณี ซึ่งค่า NPV ของโครงการที่มีความน่าสนใจในการลงทุนตามทฤษฎีในบทที่ 2 นั้นจะต้องมีค่ามากกว่า 0 และจะเพิ่มความน่าสนใจมากขึ้นหากมีค่าที่เพิ่มสูงขึ้น และจากรูปแนวโน้มค่า NPV จะมีค่าลดลงสอดคล้องตามกำลังการผลิตที่ติดตั้ง ถัดมาในส่วนรูปที่ 26 เป็นการแสดงค่า IRR ซึ่งแสดงการเปรียบเทียบอัตราผลตอบแทนภายใน ในแต่ละฉากทัศน์ ซึ่งตามทฤษฎีในบทที่ 2 ยังมีค่าร้อยละที่สูงก็ จะมีความน่าสนใจในการลงทุน และจากรูปก็มีแนวโน้มไปในทางเดียวกันกับค่า NPV คือมีค่าลดลงสอดคล้องตามกำลังการผลิตที่ติดตั้ง สุดท้ายรูปที่ 27 จะเป็นการเปรียบเทียบค่า PB ซึ่งพิจารณาจากปีที่คืนทุนเร็วที่สุด จะเป็นโครงการที่น่าสนใจลงทุน จากรูปจะเห็นว่าแนวโน้มผกผันกับค่า NPV และ IRR กล่าวคือยังมีกำลังการผลิตที่ติดตั้งลดลง ก็จะทำให้ระยะเวลาการคืนทุนเพิ่มขึ้น



รูปที่ 26 เปรียบเทียบค่า NPV ทั้ง 3 กรณี



รูปที่ 27 เปรียบเทียบค่า IRR ทั้ง 3 กรณี



รูปที่ 28 เปรียบเทียบค่า PB ทั้ง 3 กรณี

## 4.5 ผลข้อมูลค่าการถ่ายเทความร้อนรวมบนหลังคา (Roof Thermal Transfer Value ; RTTV)

การคำนวณอัตราการถ่ายเทความร้อนบนหลังคาของโรงงานกรณีศึกษาฯ แบ่งพิจารณา 2 กรณี คือ

4.5.1 การถ่ายเทความร้อนที่เกิดขึ้นกรณีที่มีแผง Solar Cell ติดตั้งอยู่ด้านบนหลังคา และ กรณีที่ไม่มีแผง Solar Cell ติดตั้งอยู่ด้านบนหลังคา (Solar Direct)

4.5.2 ข้อมูลจำเป็นที่ใช้ในการคำนวณด้วยโปรแกรม BEC (กระทรวงพลังงาน) ที่ได้กล่าวไปในบทที่ 2

ดังนี้

1. พื้นที่ของชั้นหลังคา (อาคาร 1,2,4) = 4,459.4 ตารางเมตร (กรณีหลังคาไม่มีการติดตั้งโซล่าเซลล์)
2. พื้นที่ของชั้นหลังคา (อาคาร 1,2,4) = 4,459.4 ตารางเมตร และพื้นที่ติดตั้งโซล่าเซลล์(อาคาร 1,2,4) = 2,500 ตารางเมตร (กรณีหลังคามีการติดตั้งโซล่าเซลล์)
3. ความหนา Slab คอนกรีต = 0.3 m.
4. วัสดุที่ติดตั้งใต้ Slab คือ ฝ้าหลังคาอิพซั่มบอร์ด 0.1 เมตร และ Air gap หลังคา = 0.2 เมตร
5. การคำนวณอัตราการถ่ายเทความร้อน พิจารณาเฉพาะอัตราการถ่ายเทความร้อนเฉพาะบริเวณหลังคาเท่านั้น
6. สมมติฐานกำหนดให้อาคารของโรงงานมีการติดตั้งเครื่องปรับอากาศทั้งหมด

### 4.5.3 การคำนวณ RTTV โดยโปรแกรม BEC

กรณี 1 การคำนวณ RTTV กรณีพื้นที่โรงงานไม่มีการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์

กรณี 2 การคำนวณ RTTV กรณีพื้นที่โรงงานมีการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์

4.5.3.1 Component of Section กำหนดวัสดุแต่ละชนิดที่ใช้ สำหรับพื้นที่โรงงาน

**Component of Section**

Table: List of Component of Section

New Data Save Data Delete Data Duplicate Data

Opaque Component Transparent Component

	Edit	Component Name	Wall/Roof	Outer Surface Color	Inner Surface Type	Description
▶ 1	Edit	Slab	Roof	Surface of pale color	แม่จิ้งสีต่ำ	คอนกรีต+ฝ้า
2	Edit	Slab ติดตั้งโซล่าเซลล์	Roof	Surface of pale color	แม่จิ้งสีต่ำ	คอนกรีต+ฝ้า+Air Gap+โซล่าเซลล์

รูปที่ 29 การกำหนดวัสดุแต่ละชนิด

การคำนวณ RTTV กรณีพื้นที่โรงงานไม่มีการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ ประกอบไปด้วยวัสดุตามรูปที่ 30

Table: Component Details

New Data Save Data Delete Data Duplicate Data

	Material Name	Thickness (m)
▶ 1	คอนกรีต	0.3
2	แผ่นอิปซีมบอร์ด	0.1

รูปที่ 30 วัสดุที่ใช้ในการคำนวณ RTTV

การคำนวณ RTTV กรณีพื้นที่โรงงานมีการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ ประกอบไปด้วยวัสดุตามรูปที่ 31

Table: Component Details

New Data Save Data Delete Data Duplicate Data

	Material Name	Thickness (m)
▶ 1	คอนกรีต	0.3
2	แผ่นอิปซีมบอร์ด	0.1
3	Air gab หลังคา	0.2
4	แผ่นอลูมิเนียม	0.04

รูปที่ 31 วัสดุที่ใช้ในการคำนวณ RTTV

4.5.3.2 Section of Wall วัสดุหลังคาแต่ละชนิด ที่ได้จาก Component of Section มารวมกัน

Section of Wall

Table: List of Section

New Data Save Data Delete Data Duplicate Data

	Edit	Section Name	Wall/Roof	Description
▶ 1	Edit	หลังคา	Roof	
2	Edit	หลังคาโซลาร์เซลล์	Roof	

รูปที่ 32 แสดงวัสดุหลังคา

4.5.3.3 Wall ชนิดหลังคาทั้งหมดของโรงงาน ที่ได้จาก Section of Wall

ที่มีการรวมวัสดุและความหนา รวมไปถึงลักษณะของมุมองศาของหลังคา ซึ่งมีขนาด 180 องศา

Wall

Table: List of Wall

New Data Save Data Delete Data Duplicate Data

	Edit	Wall Name	Wall/Roof	Plane Azimuth	Inclination
▶ 1	Edit	หลังคาปกติ	Roof	180	0
2	Edit	หลังคาโซลาร์เซลล์	Roof	180	0



รูปที่ 33 รายการแสดงชนิดของหลังคา

4.5.3.4 Building Zone เป็นขั้นตอนของการนำ Wall (ข้อ 4.5.3.3) ทั้งหมดของโรงงาน ใส่ขนาดพื้นที่ แยกเป็น 2 ชนิด เพื่อเปรียบเทียบค่า RTTV

- พื้นที่ของชั้นหลังคา = 4,459.4 ตารางเมตร กรณีหลังคาไม่มีการติดตั้งโซล่าเซลล์ (รูปที่ 34)
- พื้นที่ของชั้นหลังคา = 4,459.4 ตารางเมตร และพื้นที่ติดตั้งโซล่าเซลล์ = 2,500 ตารางเมตร กรณีหลังคามีการติดตั้งโซล่าเซลล์ (รูปที่ 35)

Table: List of Building Zone

New Data Save Data Delete Data Duplicate Data

Edt	Zone Name	Zone Floor	Zone Area (m <sup>2</sup> )	Description
▶ 1	Edt หลังคาโรงงาน		4459.4	

Table: Components in Building Zone

Zone Name: หลังคาโรงงาน

New Data Save Data Delete Data Duplicate Data

Exterior Wall Lighting Equipment DX A/C Unit Central A/C Equipment Other Equipment

Wall Name	Section Name	Area (m <sup>2</sup> )
▶ 1	หลังคาปกติ	4459.4

รูปที่ 34 Building Zone กรณีหลังคาไม่มีการติดตั้งโซล่าเซลล์

Table: List of Building Zone

New Data Save Data Delete Data Duplicate Data

Edt	Zone Name	Zone Floor	Zone Area (m <sup>2</sup> )	Description
▶ 1	Edt หลังคาโรงงาน		4459.4	

Table: Components in Building Zone

Zone Name: หลังคาโรงงาน

New Data Save Data Delete Data Duplicate Data

Exterior Wall Lighting Equipment DX A/C Unit Central A/C Equipment Other Equipment

Wall Name	Section Name	Area (m <sup>2</sup> )
▶ 1	หลังคาปกติ	2159.4
▶ 2	หลังคาโซล่าเซลล์	2290

รูปที่ 35 Building Zone กรณีหลังคามีการติดตั้งโซล่าเซลล์

4.5.3.5 กำหนดขนาดเครื่องปรับอากาศในโรงงาน

สมมติฐานกำหนดขนาดเครื่องปรับอากาศจากพื้นที่ทั้งหมดภายในโรงงานกรณีศึกษาฯ = 4,459.4 ตารางเมตร ปกติโหลดปรับอากาศ 1 tons จะครอบคลุมพื้นที่ขนาดห้องประมาณการ 20 ตารางเมตร โดย 1 ชั่วโมง เครื่องปรับอากาศจะสะสมโหลดความร้อนสัมผัสและความร้อนแฝงไปได้

12,000 BTU สมมติฐานงานวิจัยนี้กำหนดให้โหลดทำความเย็นภายในอาคาร ประเมินจากพื้นที่ จะใช้ โหลดขนาด  $(4459.4 \div 20) = 223 \text{ Tons}$  [28] เพื่อประเมินการใช้พลังงานของอาคาร จากคำแนะนำของผู้เชี่ยวชาญ ดังรูปที่ 36

รูปที่ 36 กำหนดเครื่องปรับอากาศ

#### 4.5.3.6 ผลการคำนวณปริมาณความร้อนจากภายนอกที่ถ่ายเทผ่านหลังคา (RTTV)

ตารางที่ 19 เปรียบเทียบค่าปริมาณความร้อนจากภายนอกที่ถ่ายเทผ่านหลังคา (RTTV) ในการวิเคราะห์ในทุกกรณี

รายละเอียด	กรณี หลังคาไม่มีการติดตั้งโซล่าเซลล์	กรณี หลังคา มีการติดตั้งโซล่าเซลล์
RTTV (W/m <sup>2</sup> )	10.226 W/m <sup>2</sup>	8.743 W/m <sup>2</sup>
ค่าการถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคาอาคาร (Roof thermal transfer value ;RTTV)	ไม่ผ่านเกณฑ์มาตรฐาน	ผ่านเกณฑ์มาตรฐาน

หมายเหตุ เกณฑ์กำหนดตามประกาศกระทรวงพลังงาน เรื่อง กำหนดค่ามาตรฐานการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2564 ค่าการถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคาอาคาร (roof thermal transfer value;RTTV) [29]ผ่านเข้าสู่ด้านในของอาคารที่มีการปรับอากาศของแต่ละประเภทอาคาร หากเป็นอาคารสำนักงานหรือที่ทำการ จะเข้าเกณฑ์หัวข้อที่ (๖) มีค่าไม่เกิน 10 วัตต์ต่อตารางเมตร



รูปที่ 37 แสดงรายละเอียดค่าการถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคาอาคาร กรณีหลังคาไม่มีการติดตั้งโซลาร์เซลล์



รูปที่ 38 แสดงแสดงรายละเอียดค่าการถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคาอาคาร กรณีหลังคามีการติดตั้งโซลาร์เซลล์

สำหรับประกาศกระทรวงพลังงาน เรื่อง กำหนดค่ามาตรฐานการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2564 ค่าการถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคาอาคาร (roof thermal transfer value;RTTV) ผ่านเข้าสู่ด้านในของอาคารที่มีการปรับอากาศของแต่ละประเภทอาคาร ต้องมีค่าไม่เกินดังต่อไปนี้

ประเภทอาคาร	ค่าการถ่ายเทความร้อนรวมของหลังคาอาคาร (วัตต์ต่อตารางเมตร)
(๑) โรงมหรสพ	๘
(๒) โรงแรม	๖
(๓) สถานบริการ	๘
(๔) สถานพยาบาล	๖
(๕) สถานศึกษา	๑๐
(๖) สำนักงานหรือที่ทำการ	๑๐
(๗) ห้างสรรพสินค้าหรือศูนย์การค้า	๘
(๘) อาคารชุด	๖
(๙) อาคารชุมนุมคน	๘

วิธีการข้างต้นทำการคำนวณเพื่อสอบเทียบหาค่าการถ่ายเทความร้อนผ่านหลังคาของโรงงานกรณีศึกษาฯ เป็นการคำนวณระหว่างหลังคาปกติ และหลังคาที่มีแผงโซลาร์เซลล์ติดตั้งอยู่ จะเห็นได้ว่าเมื่อนำแผงโซลาร์เซลล์นำมาติดตั้ง พื้นที่ 2,500 ตารางเมตร (พื้นที่รวมทั้งอาคารที่1,2,4) หรือคิดเป็น 50% ของพื้นที่หลังคาทั้งหมด(4,459.6 ตารางเมตร) จะช่วยบดบังความร้อนที่เข้าสู่อาคารได้อย่างมาก จากเดิม 10.226 W/m<sup>2</sup> ลดลงเหลือ 8.743 W/m<sup>2</sup> ถือเป็น การช่วยลดพลังงานและภาระของเครื่องปรับอากาศได้อย่างดีเยี่ยม นอกจากนี้ข้อมูลดังกล่าวถือว่าเป็นตัวช่วยในการตัดสินใจในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาได้

#### 4.6 ผลการประเมินความอ่อนไหวของโครงการ (Sensitivity Analysis)

ผลการประเมินความอ่อนไหวของโครงการ ที่มีต่อปัจจัยที่ผู้วิจัยกำหนดขึ้น ผ่านโปรแกรม Microsoft Excel ได้แก่ ปัจจัยด้านต้นทุนการลงทุนของโครงการ และ ปัจจัยด้านอัตราการเพิ่ม - ลด ของค่าไฟฟ้า หากมีการเปลี่ยนแปลงไปจากค่าที่คาดการณ์ไว้ จะส่งผลกระทบต่อความคุ้มค่าของโครงการมากน้อยเพียงใดเพื่อเปรียบเทียบค่า NPV ที่หามา โดยกำหนดการเปลี่ยนแปลงที่เพิ่มขึ้น 5% และการลดลง 5% เนื่องจากวิจัยเล่มนี้เป็นการจำลองการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งบนหลังคาเสมือนจริงด้วยโปรแกรม PVsyst ค่าการคำนวณจากรายการต่างๆยังไม่เป็นที่แน่นอนอย่างแท้จริง จึงได้กำหนดปัจจัยที่อาจส่งผลกระทบต่อโครงการ สมมติฐานว่าเป็นข้อมูลที่มีความเป็นไปได้ที่จะเกิดขึ้นกับโครงการมากที่สุด

##### 4.6.1 ประเมินค่าความอ่อนไหวของโครงการในกรณีที่ 1

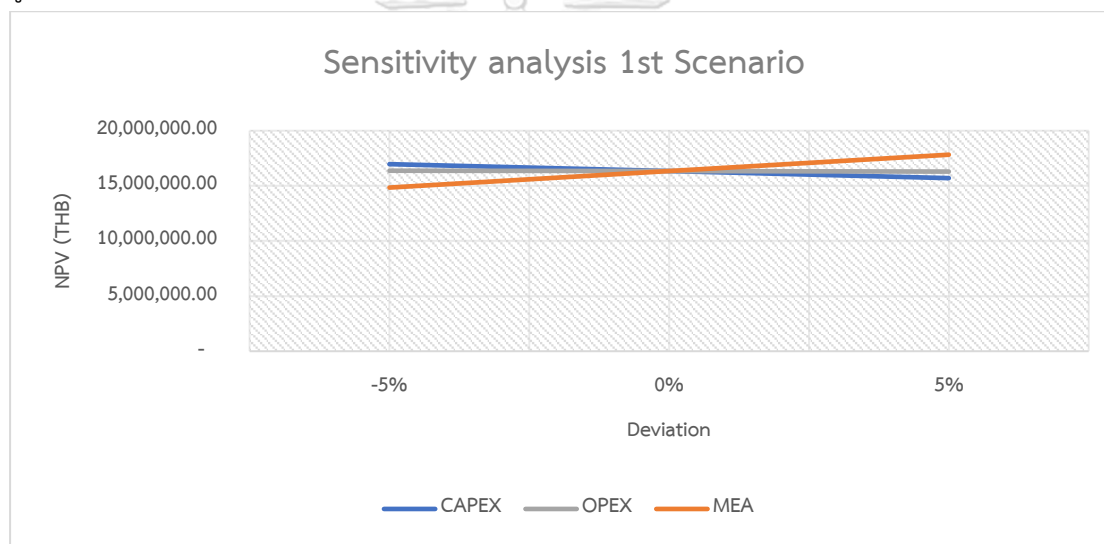
ดังแสดงในตารางที่ 20

ตารางที่ 20 ค่า NPV ในกรณีที่ 1 จากการเปลี่ยนแปลงปัจจัยด้านต่าง ๆ  $\pm 5\%$

ตัวแปรที่เปลี่ยน	CAPEX	OPEX	MEA
-5%	16,967,342.72	16,371,950.46	14,843,230.73
0	16,333,058.95	16,333,058.95	16,333,058.95
+5%	15,698,775.18	16,294,167.45	17,822,887.17

หมายเหตุ กำหนดให้ ค่าที่ตำแหน่ง 0% แทนค่า NPV ดั้งเดิมที่คำนวณจาก DCF Model ในบทที่ 4 หัวข้อ 4.4 ของแต่ละกรณี

จากนั้นนำค่าในตารางที่ 20 มาสร้างกราฟจะได้กราฟแสดงค่า NPV ในแต่ละปัจจัยต่าง ๆ สัมพันธ์กับการเพิ่มขึ้นและลดลงของปัจจัยที่เกี่ยวข้อง  $\pm 5\%$  เพื่อพิจารณาความชันของเส้นกราฟ ดังรูปที่ 39 แสดงด้านล่าง



รูปที่ 39 กราฟแสดงความอ่อนไหวของโครงการใน กรณีที่ 1

#### 4.6.2 ประเมินค่าความอ่อนไหวของโครงการใน กรณีที่ 2

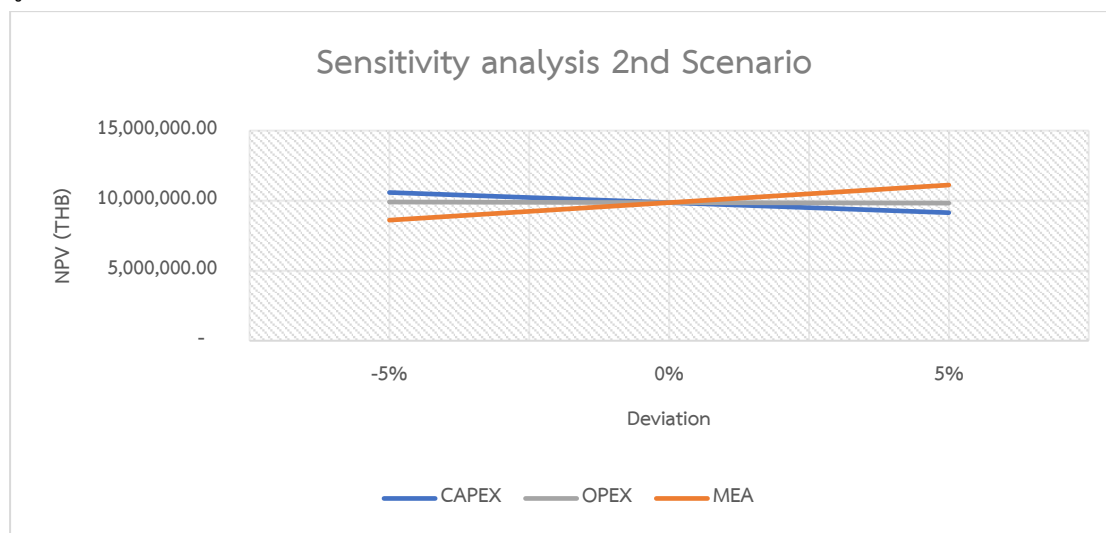
ดังแสดงในตารางที่ 21

ตารางที่ 21 ค่า NPV ในกรณีที่ 2 จากการเปลี่ยนแปลงปัจจัยด้านต่าง ๆ  $\pm 5\%$

ตัวแปรที่เปลี่ยน	CAPEX	OPEX	MEA
-5%	10,582,922.33	9,901,476.12	8,608,930.25
0	9,862,145.32	9,862,145.32	9,862,145.32
+5%	9,141,368.31	9,822,814.52	11,115,360.4

หมายเหตุ กำหนดให้ ค่าที่ตำแหน่ง 0% แทนค่า NPV ดั้งเดิมที่คำนวณจาก DCF Model ในบทที่ 4 หัวข้อ 4.4 ของแต่ละกรณี

จากนั้นนำค่าในตารางที่ 21 มาสร้างกราฟจะได้กราฟแสดงค่า NPV ในแต่ละปัจจัยต่าง ๆ สัมพันธ์กับการเพิ่มขึ้นและลดลงของปัจจัยที่เกี่ยวข้อง  $\pm 5\%$  เพื่อพิจารณาความชันของเส้นกราฟ ดังรูปที่ 40 แสดงด้านล่าง



รูปที่ 40 กราฟแสดงความอ่อนไหวของโครงการใน กรณี 2

#### 4.6.3 ประเมินค่าความอ่อนไหวของโครงการในกรณีที่ 3

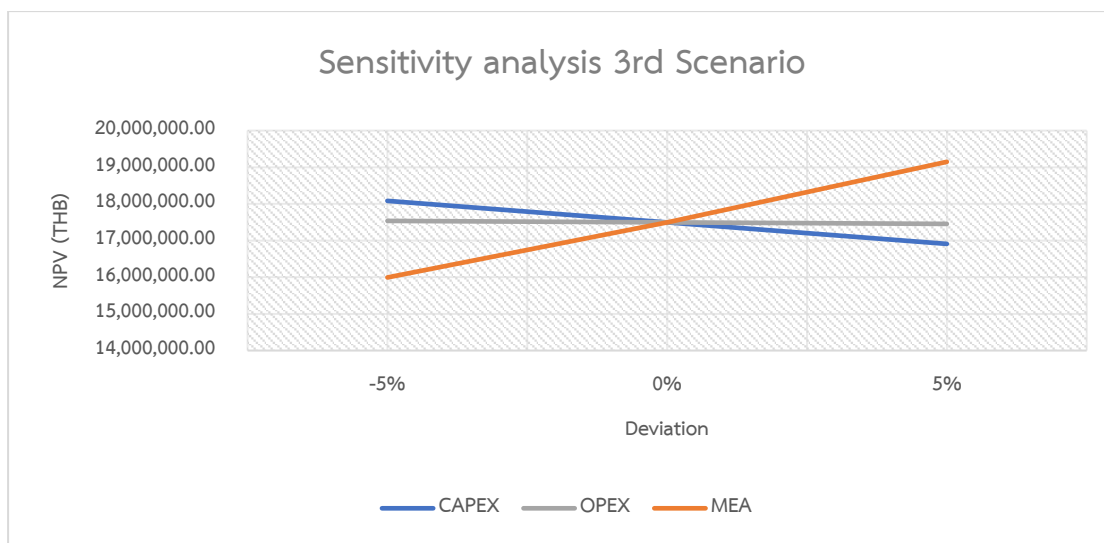
ดังแสดงในตารางที่ 22

ตารางที่ 22 ค่า NPV ในกรณีที่ 3 จากการเปลี่ยนแปลงปัจจัยด้านต่าง ๆ  $\pm 5\%$

ตัวแปรที่เปลี่ยน	CAPEX	OPEX	MEA
-5%	18,082,026.46	17,536,429.15	15,994,094.75
0	17,495,794.49	17,495,794.49	17,495,794.49
+5%	16,909,562.52	17,455,159.83	19,147,568.29

หมายเหตุ กำหนดให้ ค่าที่ตำแหน่ง 0% แทนค่า NPV ดั้งเดิมที่คำนวณจาก DCF Model ในบทที่ 4 หัวข้อ 4.4 ของแต่ละกรณี

จากนั้นนำค่าในตารางที่ 22 มาสร้างกราฟจะได้กราฟแสดงค่า NPV ในแต่ละปัจจัยต่าง ๆ สัมพันธ์กับการเพิ่มขึ้นและลดลงของปัจจัยที่เกี่ยวข้อง  $\pm 5\%$  เพื่อพิจารณาความชันของเส้นกราฟ ดังรูปที่ 41 แสดงด้านล่าง



รูปที่ 41 กราฟแสดงความอ่อนไหวของโครงการใน กรณีที่3

จากกราฟและตารางที่แสดงดังกล่าว นำมาหาค่าความชันเพื่อเปรียบเทียบในแต่ละปัจจัยในทุกกรณี ความชันของปัจจัยใดมาก จะหมายถึงตัวแปรนั้นเข้ามามีผลต่อ NPV มีความอ่อนไหวต่ออัตรา การเพิ่มลดจากมากไปน้อย ของ อัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง และต้นทุนโครงการในส่วน CAPEX และ OPEX ตามลำดับ ซึ่งในทุกกรณีนั้นเป็นไปในทางเดียวกันทั้งหมด

## บทที่ 5 สรุปผลงานวิจัย

จากข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าภายในโรงงานกรณีศึกษาแห่งนี้ เพิ่มขึ้นในทุกๆปี เนื่องจากยอดขายที่เพิ่มขึ้นจากลูกค้าทำให้มีการขยายขนาดกิจการ มีการต่อเติมอาคารและการเพิ่มเครื่องจักร ทำให้ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น ผู้วิจัยจึงสนใจนำระบบผลิตกระแสไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์มาติดตั้งบนพื้นที่หลังคาของกรณีศึกษา อาคารที่ 1, 2 และ 4 ที่กล่าวในบทที่ 1 เพื่อลดค่าใช้จ่ายการผลิตไฟฟ้าจากสายส่งของโรงงาน เนื่องจากทางโรงงานกรณีศึกษาเล็งเห็นความสำคัญทางด้านการอนุรักษ์พลังงาน จึงได้จัดสรรงบประมาณสำหรับลงทุนด้านนี้โดยเฉพาะโดยใช้สินทรัพย์ของทางโรงงานเองมิได้กู้ยืมจากแหล่งเงินทุนภายนอก และทำการศึกษาค่าการถ่ายเทความร้อนรวมผ่านหลังคาอาคารกรณีมีการติดตั้งระบบฯ เพื่อสนับสนุนและช่วยบดบังแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบหลังคา ช่วยลดความร้อนภายในอาคาร สรุปได้ว่า

1. การลงทุนโครงการการติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาของโรงงานกรณีศึกษาแห่งนี้ พบว่า กรณีที่ 3 (Monocrystalline Half-Per Cell) มีความคุ้มค่าทางการเงินมากที่สุด มูลค่าปัจจุบันสุทธิ(24,624,574.60 บาท), ผลตอบแทนภายในที่สูงที่สุด(22.99%) อีกทั้งยังมีระยะเวลาคืนทุน(4.31ปี) ที่สั้นที่สุด นอกจากนี้ ค่าต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ(3.53 บาท/หน่วย) ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าของการไฟฟ้าานครหลวงที่ทางโรงงานใช้อยู่ (4.18 บาท/หน่วย) รองลงมาคือกรณีที่ 1 (Monocrystalline Full Cell และ กรณีที่ 2 (Polycrystalline Full Cell) ตามลำดับ

2. ในด้านประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้ากรณีที่ 3 ถือเป็นตัวเลือกที่น่าสนใจที่สุด เนื่องจากประสิทธิภาพของแผง และ กำลังการผลิตต่อแผง (498.4 kWp) ที่มากกว่า อีกทั้งเป็นเทคโนโลยีที่ทันสมัยที่สุดในงานวิจัยนี้ หากในอนาคตประสิทธิภาพของอุปกรณ์ลดลงต่ำกว่าเกณฑ์มาตรฐานของบริษัทที่ยอมรับได้ การหาอะไหล่เปลี่ยนจะสะดวกกว่าเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีเก่าที่ต่อไปค่าอะไหล่จะสูงขึ้นและหายากขึ้น ส่วนกรณีที่ 1 จะสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าเป็นอันดับที่ 2 และกรณีที่ 2 จะผลิตพลังงานไฟฟ้าเป็นลำดับสุดท้าย

3. การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของทุกกรณี จากปัจจัยด้านต้นทุนการลงทุน(CAPEX,OPEX) และด้านการเพิ่ม-ลดของอัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้า โดยปัจจัยนำเข้าที่มีผลต่อ NPV จากมากไปน้อยคืออัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง และต้นทุนโครงการในส่วน CAPEX และ OPEX ตามลำดับ ซึ่งในทุกกรณีนั้นเป็นไปในทางเดียวกันทั้งหมด แต่อย่างไรก็ดีสามารถดำเนินกิจการต่อไปได้ ถึงแม้ปัจจัยดังกล่าวจะมีการเพิ่มหรือลดลงร้อยละ 5% เนื่องจากมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิ (Net Present Value : NPV) มีค่ามากกว่า ศูนย์



4. ค่าการถ่ายเทความร้อนรวมผ่านหลังคา(RTTV) ของกรณีศึกษา ด้วยโปรแกรม BEC ผลที่ได้คือ หลังคาที่ทำการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ มีค่า RTTV= 8.743 W/m<sup>2</sup> ผ่านเกณฑ์ประกาศกระทรวงพลังงาน เรื่อง กำหนดค่ามาตรฐานการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2564 ซึ่งต้องไม่เกิน RTTV=10 W/m<sup>2</sup> ส่วนหลังคาที่ไม่มีการติดตั้งแผงฯ ค่า RTTV =10.226 W/m<sup>2</sup> เกินค่ากำหนด ดังนั้น การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังของกรณีศึกษานี้ สามารถช่วยลดบังความร้อน (RTTV) เข้าสู่หลังคาอาคาร



ภาคผนวก



ตารางที่ 23 ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ของกรณีที่ 1 แผงโซลาร์เซลล์ Monocrystalline Silicon ชนิด Full-Cell

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า		ค่าเสื่อม	รายได้หลังหัก Opex	กระแสเงินสด	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของ กระแสเงินสด
	เงินลงทุนหลัก (CAPEX)	ต้นทุนการ ดำเนินงาน (OPEX)	รายได้จากการ ประหยัดค่าไฟฟ้า	รายได้จากการ					
0	13,300,320.00						(13,300,320.00)	(13,300,320.00)	0.00
1		-	2,664,885.49	665,016.00	2,664,885.49	3,329,901.49	(9,970,418.51)	(9,970,418.51)	(9,215,213.35)
2		-	2,685,138.62	665,016.00	2,020,122.62	2,685,138.62	(7,285,279.89)	(7,285,279.89)	(12,956,895.79)
3		-	2,705,545.67	665,016.00	2,040,529.67	2,705,545.67	(4,579,734.22)	(4,579,734.22)	(11,760,972.36)
4		-	2,726,107.82	665,016.00	2,061,091.82	2,726,107.82	(1,853,626.40)	(1,853,626.40)	(6,112,864.50)
5		102,158.25	2,746,826.24	665,016.00	1,979,651.99	2,644,667.99	791,041.59	791,041.59	3,142,217.06
6		102,934.65	2,767,702.12	665,016.00	1,999,751.47	2,664,767.47	3,455,809.06	3,455,809.06	15,881,624.84
7		103,716.95	2,788,736.65	665,016.00	2,020,003.70	2,685,019.70	6,140,828.76	6,140,828.76	31,759,093.40
8		104,505.20	2,809,931.05	665,016.00	2,040,409.85	2,705,425.85	8,846,254.61	8,846,254.61	50,461,803.94
9		105,299.44	2,831,286.53	665,016.00	2,060,971.09	2,725,987.09	11,572,241.70	11,572,241.70	71,707,366.71
10		106,099.72	2,852,804.31	665,016.00	2,081,688.59	2,746,704.59	14,318,946.28	14,318,946.28	95,241,065.33
11		106,906.08	2,874,485.62	665,016.00	2,102,563.54	2,767,579.54	17,086,525.83	17,086,525.83	120,833,340.81
12	410,666.40	107,718.56	2,896,331.71	685,549.32	2,103,063.83	2,788,613.15	19,875,138.98	19,875,138.98	148,277,495.27
13		108,537.22	2,918,343.83	685,549.32	2,124,257.29	2,809,806.61	22,684,945.58	22,684,945.58	177,387,596.34
14		109,362.11	2,940,523.24	685,549.32	2,145,611.82	2,831,161.14	25,516,106.72	25,516,106.72	207,996,565.56

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า		ค่าเสื่อม	รายได้หลังหัก Opex	กระแสเงินสด	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของ กระแสเงินสด
	เงินลงทุนหลัก (CAPEX)	ต้นทุนการ ดำเนินงาน (OPEX)	รายได้จากการ ประหยัคค่าไฟฟ้า	กระแสเงินสดเข้า					
15		110,193.26	2,962,871.22	685,549.32	2,167,128.64	2,852,677.96	28,368,784.69	239,954,434.83	
16		111,030.73	2,985,389.04	685,549.32	2,188,809.00	2,874,358.32	31,243,143.00	273,126,756.76	
17		111,874.56	3,008,078.00	685,549.32	2,210,654.12	2,896,203.44	34,139,346.44	307,393,155.67	
18		112,724.81	3,030,939.39	685,549.32	2,232,665.26	2,918,214.58	37,057,561.02	342,646,007.25	
19		113,581.52	3,053,974.53	685,549.32	2,254,843.70	2,940,393.02	39,997,954.04	378,789,235.79	
20		114,444.73	3,077,184.74	685,549.32	2,277,190.68	2,962,740.00	42,960,694.04	415,737,218.93	
21		115,314.51	3,100,571.34	20,533.32	2,964,723.51	2,985,256.83	45,945,950.87	453,413,790.56	
22		116,190.90	3,124,135.68	20,533.32	2,987,411.46	3,007,944.78	48,953,895.65	491,751,333.52	
23		117,073.96	3,147,879.11	20,533.32	3,010,271.84	3,030,805.16	51,984,700.81	530,689,954.19	
24		117,963.72	3,171,803.00	20,533.32	3,033,305.96	3,053,839.28	55,038,540.08	570,176,731.98	
25		118,860.24	3,195,908.70	20,533.32	3,056,515.14	3,077,048.46	58,115,588.54	610,165,037.08	
<b>รวม</b>	<b>13,710,986.40</b>	<b>2,316,491.11</b>	<b>73,067,383.65</b>	<b>13,587,786.48</b>	<b>57,828,122.06</b>	<b>58,115,588.54</b>		<b>5,496,485,879.82</b>	

ตารางที่ 24 ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ของกรณีที่ 2 แผงโซลาร์เซลล์ Polycrystalline Silicon ชนิด Full-Cell

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า		ค่าเสื่อม	รายได้หลังหัก Opex	กระแสเงินสด	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของ กระแสเงินสด
	เงินลงทุนหลัก (CAPEX)	ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)	รายได้จากการประหยัคค่าไฟฟ้า						
0	15,114,000.00						(15,114,000.00)	(15,114,000.00)	0.00
1		-	2,241,650.83	755,700.00	2,241,650.83	2,997,350.83	2,997,350.83	(12,116,649.17)	(11,198,878.67)
2		-	2,258,687.37	755,700.00	1,502,987.37	2,258,687.37	2,258,687.37	(9,857,961.80)	(17,532,419.57)
3		-	2,275,853.40	755,700.00	1,520,153.40	2,275,853.40	2,275,853.40	(7,582,108.40)	(19,471,210.12)
4		-	2,293,149.88	755,700.00	1,537,449.88	2,293,149.88	2,293,149.88	(5,288,958.51)	(\$17,441,857.06)
5		103,312.16	2,310,577.82	755,700.00	1,451,565.66	2,207,265.66	2,207,265.66	(3,081,692.85)	(12,241,262.61)
6		104,097.33	2,328,138.22	755,700.00	1,468,340.88	2,224,040.88	2,224,040.88	(857,651.97)	(3,941,452.38)
7		104,888.47	2,345,832.07	755,700.00	1,485,243.59	2,240,943.59	2,240,943.59	1,383,291.62	7,154,097.52
8		105,685.63	2,363,660.39	755,700.00	1,502,274.76	2,257,974.76	2,257,974.76	3,641,266.38	20,770,922.66
9		106,488.84	2,381,624.21	755,700.00	1,519,435.37	2,275,135.37	2,275,135.37	5,916,401.75	36,660,968.67
10		107,298.15	2,399,724.55	755,700.00	1,536,726.40	2,292,426.40	2,292,426.40	8,208,828.15	54,600,214.50
11		108,113.62	2,417,962.46	755,700.00	1,554,148.84	2,309,848.84	2,309,848.84	10,518,676.99	74,386,501.68
12	410,666.40	108,935.28	2,436,338.97	776,233.32	1,551,170.37	2,327,403.69	2,327,403.69	12,846,080.69	95,837,552.15
13		109,763.19	2,454,855.15	776,233.32	1,568,858.64	2,345,091.96	2,345,091.96	15,191,172.65	118,789,158.71

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า		ค่าเสื่อม	รายได้หลังหัก Opex	กระแสเงินสด	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของ กระแสเงินสด
	เงินลงทุน หลัก (CAPEX)	ต้นทุนการ ดำเนินงาน (OPEX)	รายได้จากการ ประหยัดค่าไฟฟ้า	รายได้จากการ ประหยัดค่าไฟฟ้า					
14		110,597.39	2,473,512.05	776,233.32	1,586,681.34	2,362,914.66	17,554,087.30	143,093,533.46	
15		111,437.93	2,492,310.74	776,233.32	1,604,639.49	2,380,872.81	19,934,960.12	168,617,800.90	
16		112,284.86	2,511,252.30	776,233.32	1,622,734.12	2,398,967.44	22,333,927.56	195,242,623.30	
17		113,138.22	2,530,337.82	776,233.32	1,640,966.28	2,417,199.60	24,751,127.15	222,860,947.14	
18		113,998.07	2,549,568.39	776,233.32	1,659,336.99	2,435,570.31	27,186,697.47	251,376,860.21	
19		114,864.46	2,568,945.11	776,233.32	1,677,847.33	2,454,080.65	29,640,778.11	280,704,550.01	
20		115,737.43	2,588,469.09	776,233.32	1,696,498.34	2,472,731.66	32,113,509.77	310,767,354.70	
21		116,617.03	2,608,141.45	20,533.32	2,470,991.10	2,491,524.42	34,605,034.20	341,496,898.65	
22		117,503.32	2,627,963.33	20,533.32	2,489,926.69	2,510,460.01	37,115,494.20	372,832,305.31	
23		118,396.35	2,647,935.85	20,533.32	2,509,006.18	2,529,539.50	39,645,033.70	404,719,480.81	
24		119,296.16	2,668,060.16	20,533.32	2,528,230.68	2,548,764.00	42,193,797.71	437,110,462.04	
25		120,202.81	2,688,337.42	20,533.32	2,547,601.29	2,568,134.61	44,761,932.32	469,962,823.70	
รวม	15,524,666.40	2,342,656.72	61,462,889.04	15,401,466.48	44,474,465.83	44,761,932.32		3,925,157,975.71	

ตารางที่ 25 ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ของกรณีที่ 3 แผงโซลาร์เซลล์ Monocrystalline Silicon ชนิด PERC Half-Cell

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า	ค่าเสื่อม	รายได้หลังหัก Opex	กระแสเงินสด	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของ กระแสเงินสด
	เงินลงทุนหลัก (CAPEX)	ต้นทุนการ ดำเนินงาน (OPEX)						
0	12,292,720.00					(12,292,720.00)	(12,292,720.00)	0.00
1		-	2,686,042.70	614,636.00	2,686,042.70	3,300,678.70	(8,992,041.30)	(8,310,942.90)
2		-	2,706,456.63	614,636.00	2,091,820.63	2,706,456.63	(6,285,584.67)	(11,178,934.34)
3		-	2,727,025.70	614,636.00	2,112,389.70	2,727,025.70	(3,558,558.97)	(9,138,546.41)
4		-	2,747,751.09	614,636.00	2,133,115.09	2,747,751.09	(810,807.88)	(\$2,673,871.44)
5		106,737.08	2,768,634.00	614,636.00	2,047,260.92	2,661,896.92	1,851,089.04	7,352,993.37
6		107,548.28	2,789,675.62	614,636.00	2,067,491.34	2,682,127.34	4,533,216.38	20,832,991.85
7		108,365.65	2,810,877.15	614,636.00	2,087,875.51	2,702,511.51	7,235,727.89	37,421,684.76
8		109,189.23	2,832,239.82	614,636.00	2,108,414.60	2,723,050.60	9,958,778.49	56,807,988.21
9		110,019.06	2,853,764.84	614,636.00	2,129,109.78	2,743,745.78	12,702,524.27	78,711,159.84
10		110,855.21	2,875,453.46	614,636.00	2,149,962.25	2,764,598.25	15,467,122.52	102,878,046.79
11		111,697.71	2,897,306.90	614,636.00	2,170,973.19	2,785,609.19	18,252,731.71	129,080,573.41
12	410,666.40	112,546.61	2,919,326.44	635,169.32	2,171,610.50	2,806,779.82	21,059,511.53	157,113,448.39
13		113,401.96	2,941,513.32	635,169.32	2,192,942.03	2,828,111.35	23,887,622.89	186,792,072.75

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า		ค่าเสื่อม	รายได้หลังหัก Opex	กระแสเงินสด	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของ กระแสเงินสด
	เงินลงทุนหลัก (CAPEX)	ต้นทุนการ ดำเนินงาน (OPEX)	รายได้จากการ ประหยัค่าไฟฟ้า						
14		114,263.82	2,963,868.82	635,169.32	2,214,435.68	2,849,605.00	26,737,227.88	217,950,631.45	
15		115,132.22	2,986,394.22	635,169.32	2,236,092.68	2,871,262.00	29,608,489.88	250,440,353.15	
16		116,007.23	3,009,090.82	635,169.32	2,257,914.27	2,893,083.59	32,501,573.46	284,127,923.68	
17		116,888.88	3,031,959.91	635,169.32	2,279,901.70	2,915,071.02	35,416,644.49	318,894,040.08	
18		117,777.24	3,055,002.80	635,169.32	2,302,056.24	2,937,225.56	38,353,870.05	354,632,093.18	
19		118,672.35	3,078,220.82	635,169.32	2,324,379.16	2,959,548.48	41,313,418.52	391,246,967.65	
20		119,574.26	3,101,615.30	635,169.32	2,346,871.72	2,982,041.04	44,295,459.57	428,653,949.44	
21		120,483.02	3,125,187.58	20,533.32	2,984,171.24	3,004,704.56	47,300,164.12	466,777,731.31	
22		121,398.69	3,148,939.00	20,533.32	3,007,006.99	3,027,540.31	50,327,704.44	505,551,508.04	
23		122,321.32	3,172,870.94	20,533.32	3,030,016.30	3,050,549.62	53,378,254.05	544,916,153.38	
24		123,250.96	3,196,984.76	20,533.32	3,053,200.47	3,073,733.79	56,451,987.85	584,819,471.86	
25		124,187.67	3,221,281.84	20,533.32	3,076,560.85	3,097,094.17	59,549,082.02	625,215,518.75	
รวม	12,703,386.40	2,420,318.46	73,647,484.48	12,580,186.48	59,261,615.54	59,549,082.02		5,718,915,006.26	





จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
**CHULALONGKORN UNIVERSITY**

## บรรณานุกรม

1. IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2021*. 2021.
2. THECITIZEN.PLUS. เจาะลึกประเด็น “ค่าไฟแพง” จากวงฟุ้งเสียงประเทศไทย ใครคือผู้ได้ประโยชน์ และใครคือผู้ที่ต้องแบกรับภาระ . 2022; Available from: <https://thecitizen.plus/node/65283>.
3. Media, T. เป้าหมาย *Net Zero* ขององค์กร ที่ไม่ใช่ใครก็ทำได้ ! 2023; Available from: <https://techsauce.co/news/net-zero-global-climate-change-action>.
4. คมชัดลึก. กกพ. ชี้แจงโครงสร้าง ‘ค่าไฟไทย’ ทำไมถึงแพง? 2023; Available from: <https://www.komchadluek.net/quality-life/well-structured/547087>.
5. จำกั ด , บ . ม . ด . รูป แบบ บ ของ ระ บ บ *Solar Cell*. 2022; Available from: <https://www.maktronic.com/content/24662/%E0%B8%A3%E0%B8%B9%E0%B8%9B%E0%B9%81%E0%B8%9A%E0%B8%9A%E0%B8%82%E0%B8%AD%E0%B8%87%E0%B8%A3%E0%B8%B0%E0%B8%9A%E0%B8%9A-solar-cell>.
6. การไฟฟ้านครหลวง(กฟน.), ระเบียบที่เกี่ยวข้อง. 2015.
7. วาปีท่า, อ., การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการป้องกันอัคคีภัยกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา 2022.
8. บัวเขียว, ช.ช., “การผลิตไฟฟ้าโดยแสงอาทิตย์,”
9. น.ริมพล, คู่มือการออกแบบระบบไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์เบื้องต้น. 2019.
10. Florida, F.s.P.E.R.C.a.t.U.o.C. *Cells, Modules, Panels and Arrays*. Available from: <https://energyresearch.ucf.edu/consumer/solar-technologies/solar-electricity-basics/cells-modules-panels-and-arrays/>.
11. จำกั ด , บ . พ . ไ . ประ เภ ท ของ แฉ ง โซ ล่า เซ ล ล์ . 2021; Available from: [https://www.premierlighting.co.th/TH/news/news\\_6.html](https://www.premierlighting.co.th/TH/news/news_6.html).
12. เตชะพิเชฐวงศ์, ป., ความคุ้มค่าทางการเงินของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับโรงงานผลิตปื้มน้ำอุตสาหกรรม : กรณีศึกษา. 2021.
13. สถาบันไฟฟ้าและอิเล็กทรอนิกส์, แ. ภาพรวมอุตสาหกรรมโซลาร์เซลล์ของไทย. 2023; Available from: <https://www.mreport.co.th/experts/business-and-management/347-Solar-cell-Thailand-Overview>.

14. Smile, S. ประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์. 2016; Available from: <https://solarsmileknowledge.com/solar-cell/%E0%B8%9B%E0%B8%A3%E0%B8%B0%E0%B8%AA%E0%B8%B4%E0%B8%97%E0%B8%98%E0%B8%B4%E0%B8%A0%E0%B8%B2%E0%B8%9E%E0%B8%82%E0%B8%AD%E0%B8%87%E0%B9%81%E0%B8%9C%E0%B8%87%E0%B9%82%E0%B8%8B%E0%B8%A5%E0%B9%88%E0%B8%B2/>.
15. Co.Ltd, Z.D.N.E., เซลล์แสงอาทิตย์ซิลิคอนพร้อมเทคโนโลยี PERC. 2019.
16. ทรงศักดิ์ พงษ์หิรัญ, ส.ส., โกวิท ผดุงกิจ,ปริญญา เจาะล้าลึก และ ชีรพงศ์ บุญล้อม, ผลของอุณหภูมิบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีต่อกำลังการผลิตไฟฟ้าในระบบรวมแสง. 2017.
17. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, ฐานข้อมูลความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ประเทศไทย. 2021, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน.
18. Reform, E. อุณหภูมิของแผงโซลาร์เซลล์ มีผลต่อประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าหรือไม่? 2019; Available from: <https://energyreform-solar.com/2019/08/14/%E0%B8%AD%E0%B8%B8%E0%B8%93%E0%B8%AB%E0%B8%A0%E0%B8%B9%E0%B8%A1%E0%B8%B4%E0%B8%82%E0%B8%AD%E0%B8%87%E0%B9%81%E0%B8%9C%E0%B8%87%E0%B9%82%E0%B8%8B%E0%B8%A5%E0%B8%B2%E0%B8%A3%E0%B9%8C%E0%B9%80%E0%B8%8B/>.
19. Spark, W. ภูมิอากาศและสภาพอากาศเฉลี่ยตลอดปีใน กรุงเทพมหานคร. Available from: <https://th.weatherspark.com/y/113416/%E0%B8%AA%E0%B8%A0%E0%B8%B2%E0%B8%9E%E0%B8%AD%E0%B8%B2%E0%B8%81%E0%B8%B2%E0%B8%A8%E0%B9%82%E0%B8%94%E0%B8%A2%E0%B9%80%E0%B8%89%E0%B8%A5%E0%B8%B5%E0%B9%88%E0%B8%A2-%E0%B9%83%E0%B8%99-%E0%B8%81%E0%B8%A3%E0%B8%B8%E0%B8%87%E0%B9%80%E0%B8%97%E0%B8%9E%E0%B8%A1%E0%B8%AB%E0%B8%B2%E0%B8%99%E0%B8%84%E0%B8%A3-%E0%B9%84%E0%B8%97%E0%B8%A2-%E0%B8%95%E0%B8%A5%E0%B8%AD%E0%B8%94%E0%B8%9B%E0%B8%B5>.
20. ต้องตรงทรัพย์, อ., การใช้งานโปรแกรม PVsyst เบื้องต้น, คณะวิศวกรรมศาสตร์และเทคโนโลยีอุตสาหกรรม, Editor. 2021: มหาวิทยาลัยราชภัฏบ้านสมเด็จเจ้าพระยา.
21. และคณะ, น.เ., การประเมินทางด้านเทคนิคและทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบ ติดตั้งอยู่กับที่และแบบเคลื่อนที่ตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย. วิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยมหาสารคาม, 2015: p. 598-605.

22. ต้นดีสัตยกุล, ธ., การวิเคราะห์เปรียบเทียบความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ระหว่างการเป็นเจ้าของกับการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากเอกชน กรณีศึกษา มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต. 2019.
23. ต้นดีสัตยกุล, ธ., การประเมินมาตรการสนับสนุนทางการเงินสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่พักอาศัยในประเทศไทย. 2015.
24. ภู่นันทพงษ์, อ., การศึกษาความเป็นไปได้ของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้า สำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย. 2019.
25. Koowattanianchai, N., *Cost of Capital*. 2013.
26. ตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย.
27. อุทธารัตน์, ท.อ.แ.ว., การเปรียบเทียบแบบจำลอง CAPM และแบบจำลอง 3 ปัจจัย ในการวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนหลักทรัพย์. 2015.
28. และคณะ, ว.ค., การศึกษาอัตราคิดลด (*Discount Rate*) สำหรับการประเมินราคา อาคารสำนักงาน ในย่านศูนย์กลางธุรกิจ กรุงเทพมหานคร.
29. การไฟฟ้านครหลวง(กฟน.), ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่, in อัตราค่าไฟฟ้าประเภทต่างๆ. 2023.
30. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, โครงการพัฒนาโปรแกรมตรวจประเมินค่าการอนุรักษ์พลังงานเพื่อรองรับการประเมินแบบอาคารอนุรักษ์พลังงานตามกฎหมายกระทรวง in คู่มือการใช้งาน (*Manual*) โปรแกรม *BEC Web-based*. 2018.
31. กระทรวงพลังงาน, “หลักเกณฑ์วิธีการคำนวณและการรับรองผลการตรวจประเมินในการออกแบบอาคาร เพื่อการอนุรักษ์พลังงานแต่ละระบบ การใช้พลังงานโดยรวมของอาคาร และ การใช้พลังงานหมุนเวียน ในระบบต่าง ๆ ของอาคาร พ.ศ. ๒๕๖๔”. 2021: p. 31.
32. .
33. กระทรวงพลังงาน, กำหนดค่ามาตรฐานการออกแบบอาคารเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. ๒๕๖๔. 2021: p. 4.
34. กระทรวงพลังงาน, กฎกระทรวง กำหนดประเภทหรือขนาดของอาคาร และมาตรฐานหลักเกณฑ์และวิธีการในการออกแบบอาคารเพื่อ การอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2552. 2009.
35. Thailand, G. ค ่า ใ พ ษ ึ ้น เ พ ร าะ ะ อ ะ ไร ?! 2022; Available from: <https://www.greenpeace.org/thailand/story/24437/climate-renewable-energy-why-electricity-bill-is-rising/>.



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
**CHULALONGKORN UNIVERSITY**



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
**CHULALONGKORN UNIVERSITY**

## ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	วิภาว อัสวโนดม
วัน เดือน ปี เกิด	22 ธันวาคม 2536
สถานที่เกิด	พระนครศรีอยุธยา
วุฒิการศึกษา	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
ที่อยู่ปัจจุบัน	73 หมู่ 6 ถนนพหลโยธิน ตำบลเชียงรากน้อย อำเภอบางปะอิน จังหวัด พระนครศรีอยุธยา 13180



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
CHULALONGKORN UNIVERSITY