

2022

การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการป้องกันอัคคีภัยกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

อัยลดา วาปีท่า
บัณฑิตวิทยาลัย

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

Recommended Citation

วาปีท่า, อัยลดา, "การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการป้องกันอัคคีภัยกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา" (2022).
Chulalongkorn University Theses and Dissertations (Chula ETD). 6106.
<https://digital.car.chula.ac.th/chulaetd/6106>

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

การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการป้องกันอัคคีภัยกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา



น.ส.อัยลดา วาปีท่า

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน (สหสาขาวิชา) สหสาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัด
การพลังงาน

บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2565

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Cost-Effective Analysis of Fire Protection for Rooftop Solar PV



A Thesis 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

หัวข้อวิทยานิพนธ์

การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการป้องกันอัคคีภัยกับระบบ
ผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

โดย

น.ส.อัยลดา วาปีท่า

สาขาวิชา

เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน (สหสาขาวิชา)

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

รองศาสตราจารย์ ดร.พิชญ รัชฎาวงศ์

บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้บัณฑิตวิทยาลัยนี้เป็นส่วนหนึ่งของ
การศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย
(รองศาสตราจารย์ ดร.ยุทธนา ฉัพพรรณรัตน์)

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.สมพงษ์ พุทธิวิสุทธิศักดิ์)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(รองศาสตราจารย์ ดร.พิชญ รัชฎาวงศ์)

..... กรรมการ
(ดร.สิริภา จุลกาญจน์)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(อาจารย์ ดร.ปรารค์ทิพย์ ฤทธิโชติ แก้วเพ็ชร)

อัยลดา วาปีท่า : การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการป้องกันอัคคีภัยกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน
แสงอาทิตย์บนหลังคา . (Cost-Effective Analysis of Fire Protection for Rooftop Solar PV)
อ.ที่ปรึกษาหลัก : รศ. ดร.พิชญ รัชฎาวงศ์

บ้านอยู่อาศัยในประเทศไทยเริ่มมีความสนใจในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มมากขึ้น ซึ่งการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ ในหลายประเทศได้เกิดปัญหาการเกิดอัคคีภัยสร้างความเสียหายทั้งทรัพย์สิน และชีวิต ในพื้นที่เกิดอัคคีภัยนั้นดับเพลิงจะมีความเสี่ยงอันตรายจากแรงดันกระแสไฟฟ้าที่สูงจึงเป็นที่มาของงานวิจัยนี้ โดยศึกษาความคุ้มค่าของการติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉินและไมโครอินเวอร์เตอร์ ขนาด 5 kWp 1 Phase ในพื้นที่ภาคกลาง โดยจำลองการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ 3 กรณี ได้แก่กรณีที่ 1 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา แบบทั่วไป กรณีที่ 2 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน และกรณีที่ 3 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งไมโครอินเวอร์เตอร์ จากนั้นทำการสำรวจข้อมูล ราคาบ้านที่ติดตั้งไม่รวมทรัพย์สินภายในบ้านและราคาที่ดิน ราคาหลังคาบ้านที่ติดตั้ง ราคาระบบที่ติดตั้ง พื้นที่บ้านที่ติดตั้ง และนำข้อมูลที่ได้มาทำการหาราคาเฉลี่ย เมื่อได้ข้อมูลเบื้องต้นแล้วนำแต่ละระบบมาเปรียบเทียบค่าพลังงานที่ผลิตได้ โดยโปรแกรม PVsyst ค่าพลังงานที่ผลิตได้ตลอดระยะเวลาโครงการ 25 ปี เท่ากับ 160,380, 165,481 และ 168,961 kWh ตามลำดับ นำข้อมูลที่ได้ทำการคำนวณทางด้านเศรษฐศาสตร์ เพื่อหาความคุ้มค่าของโครงการ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 55,434.83, 42,531.10 และ -44,171.64 ตามลำดับ อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เท่ากับ 17.96%, 16.46% และ 10.67% ตามลำดับ ระยะเวลาคืนทุนเท่ากับ 5.27, 5.79 และ 8.52 ปี ตามลำดับ ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ (LCOE) 1.53, 1.61 และ 2.03 บาทต่อหน่วย จำลองเหตุการณ์การเกิดอัคคีภัยใน 3 เหตุการณ์ ได้แก่ เหตุการณ์ที่ 1 เกิดอัคคีภัยความเสียหายเพียงแค่ระบบผลิตไฟฟ้าฯ บนหลังคา เหตุการณ์ที่ 2 เกิดอัคคีภัยความเสียหายในบริเวณหลังคาบ้านอยู่อาศัยทั้งหมด และเหตุการณ์ที่ 3 เกิดอัคคีภัยความเสียหายทั้งอาคารบ้านอยู่อาศัย สืบค้นข้อมูลการเกิดอัคคีภัยในประเทศไทยพบว่าการเกิดอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นทุกๆปี จึงทำการสอบถามกับผู้เชี่ยวชาญถึงมาตรฐานที่ใช้นิยมใช้ มาตรฐานวสท. และข้อกำหนดของการไฟฟ้า ปัจจัยเสี่ยงที่ทำให้เกิดอัคคีภัยที่พบมากที่สุดคือ อุปกรณ์เชื่อมต่อ (MC4) และอุณหภูมิแวดล้อมพื้นที่ติดตั้ง ผลการวิจัยพบว่าหากพิจารณาความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งกรณีที่ 1 มีความน่าสนใจในการลงทุนมากที่สุด ตามมาด้วยกรณีที่ 2 และ 3 ตามลำดับ แต่ถ้าหากพิจารณาทางด้านความปลอดภัยของระบบฯ และทรัพย์สินในการติดตั้งกรณีที่ 3 และ 2 มีความปลอดภัยของระบบและทรัพย์สิน มากกว่ากรณีที่ 1

สาขาวิชา เทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน ลายมือชื่อนิสิต
(สหสาขาวิชา)

ปีการศึกษา 2565

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก

6382033420 : MAJOR ENERGY TECHNOLOGY AND MANAGEMENT

KEYWORD: Micro Inverter, Rapid Shutdown, Residences, Fire solar rooftop

Irada Wapeetam : Cost-Effective Analysis of Fire Protection for Rooftop Solar PV.

Advisor: Assoc. Prof. PICHAYA RACHDAWONG, Ph.D.

Residences in Thailand become increasingly interested in home solar power systems, installation of which is a rather hazardous process that had resulted in fires, and loss of lives in various countries, in addition to risks unique to electrical fires. This study examined the cost-effectiveness of installing Rapid shutdown devices and a 5 kWp 1 Phase micro-inverter in the center region by simulating installation of the electricity generating system in three scenarios: conventional solar rooftop installation; solar rooftop installation with Rapid shutdown system, and addition of a microinverter. Then, a survey was done on the house price (excluding properties), land price, roof price, system price, area of the house to calculate the average price. Following collection of preliminary data, power generation of each system was then compared on the PVSyst program. During the 25-year project span, the generated energy for each system was 160,380, 165,481 and 168,961 kWh, respectively. the NPVs were 55,434.83, 42,531.10, and -44,171.64 correspondingly. The corresponding internal rates of return (IRR) were 17.96%, 16.46%, and 10.67%. The payback period was 5.27, 5.79, and 8.52 years. Price per unit Lifetime electricity costs (LCOE) were 1.53, 1.61, and 2.03 baht per unit. Three fire simulations were done: Fire damaging the roof power generation; Total loss of roof; and total loss of the entire house. As the number of solar panel fires in Thailand increased every year, specialists were asked about generally used standards, EIT standards, and Electricity Authority regulations. The most common fire risk factors are connecting device (MC4) and the installation area's ambient temperature. the results revealed that Case 1 was the most appealing investment, followed by Cases 2 and 3 respectively. However, Cases 3 and 2 had higher system and property safety than Case 1.

Field of Study: Energy Technology and
Management

Student's Signature

Academic Year: 2022

Advisor's Signature

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถดำเนินการจนประสบความสำเร็จลุล่วงไปด้วยดี จากความอนุเคราะห์และสนับสนุนเป็นอย่างดีจาก รองศาสตราจารย์ ดร. พิชญ รัชฎาวงศ์ อาจารย์ที่ปรึกษา ที่ได้กรุณาให้คำแนะนำและชี้แนวทางในการวิจัย และปรับปรุงแก้ไขข้อบกพร่องต่างๆ จนกระทั่งการวิจัยนี้สำเร็จลุล่วง

ขอขอบคุณ บริษัท เอช ซีเอสเต็ม แอนด์ โซลูชั่น จำกัด สำหรับข้อมูลกรณีศึกษาที่ใช้ในการวิจัย

ขอขอบคุณบริษัทที่รับผิดชอบติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา และผู้เชี่ยวชาญทุกท่านที่ให้ความร่วมมือในการทำแบบสอบถามเพื่อนำข้อมูลมาใช้ในการวิจัย

ขอขอบคุณคุณ ศรุต ศรวิสอติภา เจ้าพนักงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยชำนาญการ สถานีดับเพลิงและกู้ภัยบางชัน ที่สนับสนุนข้อมูลที่ใช้ในการวิจัย

สุดท้ายนี้ขอขอบคุณครอบครัว เพื่อนร่วมงาน รวมทั้ง พี่น้อง ร่วมหลักสูตรทุกท่านที่ให้กำลังใจ และสนับสนุนการศึกษาค้นคว้าครั้งนี้มาตลอด

ผู้วิจัยหวังว่าการวิจัยฉบับนี้จะเป็นประโยชน์ต่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้องและผู้สนใจศึกษาต่อไป หากมีข้อผิดพลาดประการใด ผู้วิจัยขออภัยมา ณ ที่นี้ด้วย

อัยลดา วาปีท่า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ค
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	ง
กิตติกรรมประกาศ.....	จ
สารบัญ.....	ฉ
สารบัญตาราง.....	ฐ
สารบัญรูปภาพ.....	ฒ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของการวิจัย.....	1
1.1.1 สถานการณ์การเกิดอัคคีภัยของอาคารที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศอเมริกา	2
1.1.2 สถานการณ์การเกิดอัคคีภัยของอาคารที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศออสเตรเลีย	4
1.1.3 สถานการณ์การเกิดอัคคีภัยของอาคารที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศเยอรมัน.....	5
1.1.4 สถานการณ์การเกิดอัคคีภัยของอาคารที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศไต้หวัน	6
1.1.5 สถานการณ์การเกิดอัคคีภัยของอาคารที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศญี่ปุ่น.....	7
1.1.6 สถานการณ์การเกิดอัคคีภัยของอาคารที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศไทย	8
1.1.7 สรุปความเป็นมาและความสำคัญของการวิจัย.....	12
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	13

1.2.1 เพื่อตรวจสอบประเมินปัจจัยเสี่ยงของการเกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ขนาด 5 kW 1 Phase ในพื้นที่ภาคกลาง.....	13
1.2.2 เพื่อประเมินความเสียหายของการเกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ขนาด 5 kW 1 Phase ในพื้นที่ภาคกลาง.....	13
1.2.3 เพื่อเปรียบเทียบความคุ้มค่าของการติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉินและไมโครอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ขนาด 5 kW 1 Phase ในพื้นที่ภาคกลาง	13
1.3 ขอบเขตของการวิจัย.....	13
1.4 วิธีการดำเนินการวิจัย	13
1.4.1 ศึกษาทฤษฎีและวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง	13
1.4.2 เก็บรวบรวมข้อมูลการวิจัย.....	13
1.4.3 วิเคราะห์ข้อมูลการวิจัย	13
1.5 ประโยชน์ที่จะได้รับของการวิจัย.....	14
1.5.1 แนวทางการแสดงความคุ้มค่าของการติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉินของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ประเภทบ้านอยู่อาศัย.....	14
1.5.2 แนวทางการแสดงความคุ้มค่าของการเปรียบเทียบการติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉินและไมโครอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา บ้านอยู่อาศัย.....	14
1.5.3 เพิ่มทางเลือกในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา.....	14
บทที่ 2 ทฤษฎีและวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง	15
2.1 อุปกรณ์ที่ใช้ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา.....	15
2.1.1 แผงโซลาร์เซลล์ (Solar Panel).....	15
2.1.2 อุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน (Rapid Shutdown).....	17
2.1.3 อุปกรณ์ป้องกันทางด้านไฟฟ้ากระแสตรง (DC Protection)	18
2.1.4 อินเวอร์เตอร์ (Inverter).....	18
2.1.4.1 สตริงอินเวอร์เตอร์ (String Inverter)	19

2.1.4.2 ไฮบริดอินเวอร์เตอร์ (Hybrid Inverter)	19
2.1.4.3 ไมโครอินเวอร์เตอร์ (Micro Inverter)	19
2.1.5 อุปกรณ์ป้องกันทางด้านกระแสสลับ (AC Protection)	20
2.1.6 ตู้คอนซูเมอร์ยูนิต (Consumer Unit)	20
2.1.7 จุดเชื่อมต่อไฟฟ้า กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) (Grid-tie)	21
2.2 ระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา	21
2.2.1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา รูปแบบทั่วไป	22
2.2.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้า แบบอิสระ (Standalone)	22
2.2.1.2 ระบบผลิตไฟฟ้า แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid-Connected)	23
2.2.1.3 ระบบผลิตไฟฟ้า แบบผสมผสาน (Hybrid)	28
2.2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา รูปแบบเพิ่มอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน (Rapid Shutdown)	29
2.2.2.1 อุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน (Rapid Shutdown) รูปแบบที่ไม่สามารถทำระบบ Monitoring ได้	30
2.2.2.2 อุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน (Rapid Shutdown) รูปแบบที่สามารถทำระบบ Monitoring ได้	30
2.2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา รูปแบบไมโครอินเวอร์เตอร์	31
2.3 มาตรฐานการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา	31
2.3.1 มาตรฐานการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ประเทศอเมริกา	32
2.3.2 มาตรฐานการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ประเทศออสเตรเลีย	33
2.3.3 มาตรฐานการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ประเทศเยอรมัน	34
2.3.4 มาตรฐานการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ประเทศไทย	34
2.4 การเกิดอัคคีภัย	37

2.4.1 การเกิดอัคคีภัย รูปแบบทั่วไป.....	37
2.4.2 การเกิดอัคคีภัย รูปแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา	39
2.5 มาตรฐานการดับอัคคีภัย	45
2.5.1 มาตรฐานการดับอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ของ ต่างประเทศ	45
2.5.1.1 มาตรฐาน NFPA70 NEC2020.....	47
2.5.1.2 มาตรฐาน ANSI/CAN/UL 3741	49
2.5.2 มาตรฐานการดับอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ของประเทศ ไทย 50	
2.5.3 วิธีการเข้าควบคุมอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา.....	50
2.6 มาตรฐานการประเมินความเสี่ยงการเกิดไฟฟ้าลัดวงจร	51
2.6.1 มาตรฐานการประเมินความเสี่ยงในการเกิดไฟฟ้าลัดวงจร	51
2.6.1.1 ขั้นตอนการประเมินความเสี่ยง	51
2.6.1.2 องค์ประกอบความเสี่ยง.....	51
2.6.1.3 การคำนวณการประเมินความเสี่ยง.....	52
2.7 โปรแกรม PVsyst.....	53
2.8 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการ	53
2.9 ต้นทุนเฉลี่ยของเงินลงทุนแบบถ่วงน้ำหนัก	53
2.10 แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด.....	54
2.11 ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา	56
2.12 ประเภหการคิดค่าไฟ.....	57
บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย	58
3.1 การเก็บรวบรวมข้อมูลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ ในเขตพื้นที่ภาคกลาง	58
3.1.1 รวบรวมข้อมูลบ้านอยู่อาศัย ที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดกำลัง การผลิตขนาด 5 kWp 1 Phase ในพื้นที่ติดตั้งภาคกลาง.....	58

3.1.2 รวบรวมข้อมูลที่จะใช้ในการประกอบการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์	58
3.1.3 รวบรวมข้อมูลมาตรฐาน ข้อกำหนด กฎหมายที่เกี่ยวข้อง ที่ใช้ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา บ้านอยู่อาศัย.....	58
3.1.4 รวบรวมราคาต้นทุนค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ ทั้ง 3 รูปแบบ.....	58
3.2 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย	58
3.2.1 เก็บรวบรวมข้อมูล.....	58
3.2.2 วิเคราะห์ข้อมูล.....	58
3.3 วิเคราะห์ข้อมูลการวิจัย	59
3.3.1 วิเคราะห์ความเสี่ยงและมูลค่าความเสียหายของการเกิดอัคคีภัย.....	59
3.3.2 วิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิ	59
3.3.3 วิเคราะห์อัตราผลตอบแทนภายใน.....	59
3.3.4 วิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุน	60
3.3.5 วิเคราะห์แบบเปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ.....	60
3.4 วิเคราะห์ข้อมูลทางด้านเศรษฐศาสตร์และเปรียบเทียบข้อมูลการวิจัย.....	60
3.4.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ.....	60
3.4.2 อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ	60
3.4.3 ระยะเวลาคืนทุน.....	61
3.4.4 การวิเคราะห์ผลที่ได้จากการคำนวณต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ...	61
3.5 เก็บรวบรวมข้อมูลสถิติการเกิดอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา	61
3.6 จัดทำแบบสอบถามผู้เชี่ยวชาญที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา.....	61
3.7 วิเคราะห์ข้อมูลจากแบบสอบถาม.....	61
บทที่ 4 ผลการวิจัย	63
4.1 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา	63
4.2 ค่าพลังงานไฟฟ้าคาดการณ์โดยโปรแกรม PVsyst.....	65

4.3 ผลการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ โดยใช้แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด.....	68
4.3.1 <u>กรณีที่ 1</u> ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไม่ติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงาน ฉุกเฉิน.....	69
4.3.1.1 ผลการประเมินต้นทุนโครงการ.....	69
4.3.1.2 การวิเคราะห์ทางการเงินด้วยแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด	69
4.3.2 <u>กรณีที่ 2</u> ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงาน ฉุกเฉิน.....	74
4.3.2.1 ผลการประเมินต้นทุนโครงการ.....	74
4.3.2.2 การวิเคราะห์ทางการเงินด้วยแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด	74
4.3.3 <u>กรณีที่ 3</u> ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบใช้ไมโครอินเวอร์เตอร์.....	79
4.3.3.1 ผลการประเมินต้นทุนโครงการ.....	79
4.3.3.2 การวิเคราะห์ทางการเงินด้วยแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด	79
4.4 ผลการประเมินการเปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้า.....	86
4.5 ผลการสืบค้นสถิติการเกิดอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา	88
4.6 ผลการทําแบบสอบถามการมาตรฐานการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา	89
4.7 ผลการวิเคราะห์ระดับความเสี่ยงของการเกิดอัคคีภัยในระบบผลิตไฟฟ้า.....	98
4.8 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลปัจจัยและสาเหตุความเสี่ยงที่เกิดอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้า	103
4.8.1 สาเหตุจากจุดเชื่อมต่อ (MC4) ของระบบผลิตไฟฟ้า.....	103
4.8.2 สาเหตุจากการสายไฟของระบบผลิตไฟฟ้า	103
4.8.3 สาเหตุจากการอาร์คของระบบผลิตไฟฟ้า	103
4.8.4 สาเหตุจากการบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้า	103
4.8.5 สาเหตุจากการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้า.....	104
4.8.6 สาเหตุจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า	104
4.8.7 สาเหตุจากภัยธรรมชาติ	104

4.9 ผลการวิเคราะห์แนวทางการแก้ไขปัจจัยและสาเหตุการเกิดอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้า.....	104
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	106
5.1 สรุปผลการวิจัย.....	106
5.1.1 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ในประเทศไทย	106
5.1.2 สาเหตุการเกิดอัคคีภัยและแนวทางการแก้ปัญหาดังต่อไปนี้	106
5.1.2.1 สาเหตุจากจุดเชื่อมต่อ (MC4)ของระบบผลิตไฟฟ้า.....	106
5.1.2.2 สาเหตุจากการสายไฟของระบบผลิตไฟฟ้า.....	106
5.1.2.3 สาเหตุจากการอาร์คของระบบผลิตไฟฟ้า.....	106
5.1.2.4 สาเหตุจากการบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้า.....	106
5.1.2.5 สาเหตุจากการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้า	106
5.1.2.6 สาเหตุจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า.....	106
5.1.2.7 สาเหตุจากภัยธรรมชาติ.....	106
5.1.3 มาตรฐานการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า.....	106
5.1.4 ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์	107
5.1.5 ข้อขัดแย้งจากผู้เชี่ยวชาญ.....	107
5.2 ข้อเสนอแนะ.....	107
ภาคผนวก ก ข้อมูลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา บ้านอยู่อาศัย ณ พื้นที่ ภาคกลาง	109
ภาคผนวก ข แบบสอบถามการเกิดอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา	116
บรรณานุกรม.....	120
ประวัติผู้เขียน.....	125

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 1 เป้าหมายกำลังการผลิตใหม่ของโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกที่จะรับซื้อไฟฟ้า [2]	1
ตารางที่ 2 แนวโน้มราคาแผงโซลาร์เซลล์ของสหรัฐอเมริกา และการเติบโตของการใช้งาน [28]	32
ตารางที่ 3 มาตรฐาน ข้อกำหนด สำหรับอุปกรณ์พลังงานแสงอาทิตย์ การติดตั้งและใบอนุญาตและการรับรอง [29].....	33
ตารางที่ 4 แนวปฏิบัติสำหรับนักดับเพลิง [40].....	45
ตารางที่ 5 ข้อมูลการประเมินราคาเฉลี่ย	63
ตารางที่ 6 เปรียบเทียบราคาก่อน หลังคา และระบบผลิตไฟฟ้าทั้ง 3 กรณี	64
ตารางที่ 7 ข้อมูลการเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายของบ้านอยู่อาศัย	65
ตารางที่ 8 ค่าพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าฯ สามารถผลิตได้ในปีที่ 1-25 โดยการจำลองโปรแกรม PVsyst.....	65
ตารางที่ 9 ค่าพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าฯ สามารถผลิตได้ในปีที่ 1 โดยการจำลองโปรแกรม PVsyst	67
ตารางที่ 10 ข้อมูลการคำนวณต้นทุนทางการเงินเฉลี่ย	70
ตารางที่ 11 ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ในกรณีที่ 1 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไม่ติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน	71
ตารางที่ 12 ข้อมูลการคำนวณต้นทุนทางการเงินเฉลี่ย.....	74
ตารางที่ 13 ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ในกรณีที่ 2 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน	76
ตารางที่ 14 ข้อมูลการคำนวณต้นทุนทางการเงินเฉลี่ย.....	79
ตารางที่ 15 ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ในกรณีที่ 3 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบใช้ไมโครอินเวอร์เตอร์	81

ตารางที่ 16	สรุปผลการคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิ, ผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการ, ระยะเวลาคืนทุน รวมถึงมูลค่าการลงทุนและกำลังการผลิตที่ติดตั้ง	84
ตารางที่ 17	ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าและค่าไฟฟ้า บ้านอยู่อาศัย ปี 2564 - 2565	86
ตารางที่ 18	ข้อมูลการเปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ	87
ตารางที่ 19	สถิติการเกิดอัคคีภัยอาคารที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในการสืบค้นออนไลน์จากแหล่งสืบค้นข้อมูล Google เท่านั้น	88
ตารางที่ 20	ตำแหน่งผู้ทำแบบสอบถาม	89
ตารางที่ 21	บริษัทผู้เชี่ยวชาญที่ทำแบบสอบถาม	90
ตารางที่ 22	รายละเอียดข้อมูลแบบสอบถาม	90
ตารางที่ 23	สรุปมาตรฐานที่ใช้ในการออกแบบ การเลือกใช้อุปกรณ์ และการควบคุมการทำงาน ของระบบผลิตไฟฟ้า	91
ตารางที่ 24	มาตรฐานที่ใช้ในการออกแบบระบบ Rooftop solar PV	91
ตารางที่ 25	มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ แผงโซลาร์เซลล์	92
ตารางที่ 26	มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ อินเวอร์เตอร์	93
ตารางที่ 27	มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ที่ใช้เชื่อมต่อ (MC4)	94
ตารางที่ 28	มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ป้องกันด้าน ไฟฟ้ากระแสตรง	95
ตารางที่ 29	มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ป้องกันด้าน ไฟฟ้ากระแสสลับ	96
ตารางที่ 30	มาตรฐานที่เลือกใช้ในการทำงานติดตั้งระบบ Rooftop solar PV	97
ตารางที่ 31	คะแนนความเสี่ยงของระบบผลิตไฟฟ้า	99
ตารางที่ 32	เปรียบเทียบมาตรฐานด้านความปลอดภัยของระบบผลิตไฟฟ้า	107
ตารางที่ 33	ข้อมูลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา บ้านอยู่อาศัย ของบริษัทแห่งหนึ่ง ในพื้นที่ภาคกลาง	110
ตารางที่ 34	ข้อมูลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา บ้านอยู่อาศัย ขนาดกำลังการผลิต 5 kWp 1 Phase ของบริษัทแห่งหนึ่ง ในพื้นที่ภาคกลาง	114

สารบัญรูปภาพ

หน้า

รูปที่ 1 ประกาศเชิญชวนโครงการการรับซื้อไฟฟ้าโครงการโซลาร์ภาคประชาชน ประเภทบ้านอยู่อาศัย ปี 2565 [3].....	2
รูปที่ 2 ภาพหลังคาอาคารวอลมาร์ท ที่เกิดเหตุอัคคีภัยจากแผงโซลาร์เซลล์ [4].....	3
รูปที่ 3 อาคารโกดังเก็บของที่เกิดเหตุอัคคีภัย [5].....	4
รูปที่ 4 เหตุอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ประเทศออสเตรเลีย [6].....	5
รูปที่ 5 เหตุอัคคีภัยบนหลังคาอาคารคลังสินค้าในเมือง Noderney ประเทศเยอรมัน [7]	6
รูปที่ 6 เหตุการณ์เกิดอัคคีภัย หลังคาที่จอดรถ สวนน้ำในไต้หวัน [8]	7
รูปที่ 7 ภาพเหตุเพลิงไหม้แผงโซลาร์เซลล์ ณ เชื้อน Yamakura [9].....	7
รูปที่ 8 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ประเทศญี่ปุ่น [11].....	8
รูปที่ 9 เหตุอัคคีภัย บ้านเดี่ยว ณ ซอย ลาดกระบัง [12].....	9
รูปที่ 10 ภาพเหตุการณ์เพลิงไหม้ ณ อาคาร CAT Telecom ถนนแจ้งวัฒนะ [13].....	10
รูปที่ 11 เหตุอัคคีภัย บ้านเดี่ยว จังหวัดนนทบุรี [14]	10
รูปที่ 12 อาคารโกดังเก็บของ [16]	11
รูปที่ 13 พื้นที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าบางส่วนที่ได้รับผลกระทบความเสียหาย [16]	12
รูปที่ 14 เหตุอัคคีภัย บ้านเดี่ยว จังหวัดพิษณุโลก [17].....	12
รูปที่ 15 สัญลักษณ์แผงโซลาร์เซลล์ [18-20]	15
รูปที่ 16 การพัฒนาประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ในห้องปฏิบัติการ [21]	15
รูปที่ 17 การเปรียบเทียบประสิทธิภาพของเทคโนโลยีแผงโซลาร์เซลล์ [21].....	16
รูปที่ 18 สัญลักษณ์การต่อแผงโซลาร์เซลล์ในรูปแบบ การต่อแบบขนาน และการต่อแบบอนุกรม [18-20].....	17
รูปที่ 19 สัญลักษณ์อุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน	17
รูปที่ 20 สัญลักษณ์อุปกรณ์ป้องกันทางด้านไฟฟ้ากระแสตรง [18-20]	18

รูปที่ 21 สัญลักษณ์อินเวอร์เตอร์ [18-20]	18
รูปที่ 22 สัญลักษณ์อุปกรณ์ป้องกันทางด้านกระแสสลับ [18-20]	20
รูปที่ 23 สัญลักษณ์ตู้คอนซูเมอร์ยูนิต [19, 20].....	20
รูปที่ 24 สัญลักษณ์จุดเชื่อมต่อไฟฟ้า กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) [19, 20].....	21
รูปที่ 25 แผนผังรูปแบบการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา รูปแบบทั่วไป.	22
รูปที่ 26 รูปแบบการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบอิสระ (Standalone) [24] .	23
รูปที่ 27 รูปแบบการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าฯ แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid-Connected) [24].....	24
รูปที่ 28 รูปแบบที่ 1 การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีคอนเวอร์เตอร์เชื่อมต่อกับระบบแรงดันต่ำ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) [20].....	25
รูปที่ 29 ตัวอย่างแผนภูมิไฟฟ้า (Single line Diagram) ระบบผลิตไฟฟ้าฯ แบบบ้านอยู่อาศัย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) [20].....	26
รูปที่ 30 รูปแบบที่ 1 การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีคอนเวอร์เตอร์เชื่อมต่อกับระบบแรงดันต่ำ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) [19].....	27
รูปที่ 31 ตัวอย่างแผนภูมิไฟฟ้า (Single line Diagram) ระบบผลิตไฟฟ้าฯ แบบบ้านอยู่อาศัย การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) [19].....	28
รูปที่ 32 รูปแบบการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (Hybrid) [25] ...	29
รูปที่ 33 แผนผังรูปแบบการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา รูปแบบเพิ่มอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน	29
รูปที่ 34 แผนผังรูปแบบการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา รูปแบบไมโครอินเวอร์เตอร์	31
รูปที่ 35 มาตรฐานที่ใช้ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ [27]	32
รูปที่ 36 มาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้าสำหรับประเทศไทย : ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา พ.ศ. 2565 [18]	36
รูปที่ 37 องค์ประกอบเกิดการเกิดอัคคีภัย [33].....	37

รูปที่ 38 ประเภทของอัคคีภัย [34].....	38
รูปที่ 39 การตรวจสอบระบบผลิตไฟฟ้าที่อาจไม่ปลอดภัยเนื่องจาก DC isolators.....	39
รูปที่ 40 สาเหตุของระบบผลิตไฟฟ้าที่ไม่ปลอดภัยและอาจไม่ปลอดภัยสำหรับการตรวจสอบระบบที่ติดตั้งในปี 2018 [35].....	40
รูปที่ 41 สถิติสาเหตุการเกิดอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [7].....	40
รูปที่ 42 แผงโซลาร์เซลล์ได้รับความเสียหายจากกระสุนปืน [37].....	42
รูปที่ 43 สภาพของสายไฟที่เปลี่ยนไปตามอายุการใช้งาน [37].....	42
รูปที่ 44 รอยขาดของสายไฟ การชำรุด ณ จุดเชื่อมต่อ [37].....	43
รูปที่ 45 ภาพถ่ายความร้อนของอุปกรณ์ของระบบผลิตไฟฟ้า [37].....	44
รูปที่ 46 การ Arc Flash ของสายไฟด้านกระแสดังระบบผลิตไฟฟ้า [39].....	45
รูปที่ 47 เปรียบเทียบความแตกต่างของมาตรฐานระหว่างปี 2017 และ 2020 [26].....	48
รูปที่ 48 เปรียบเทียบความแตกต่างของมาตรฐานระหว่างปี 2017 และ 2020 [26].....	49
รูปที่ 49 มาตรฐาน NFPA70 [26].....	49
รูปที่ 50 มาตรฐาน ANSI/CAN/UL 3741:2020 [26].....	50
รูปที่ 51 องค์ประกอบความเสี่ยงโดยใช้พารามิเตอร์ความเสี่ยง [45].....	51
รูปที่ 52 วิธีการคำนวณประเมินความเสี่ยง โดยวิธีการใช้เมทริกซ์ [45].....	52
รูปที่ 53 พีรามิดมาตรฐานและรหัสของความปลอดภัยของอาร์คแฟลช [46].....	52
รูปที่ 54 ค่าพลังงานที่ผลิตได้ ปีที่ 1-25 จากการจำลองโปรแกรม PVsyst.....	67
รูปที่ 55 ค่าพลังงานที่ผลิตได้ ปีที่ 1 จากการจำลองโปรแกรม PVsyst.....	68
รูปที่ 56 เปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ ทั้ง 3 กรณี.....	85
รูปที่ 57 เปรียบเทียบอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ ทั้ง 3 กรณี..	85
รูปที่ 58 เปรียบเทียบระยะเวลาคืนทุน (PB) ของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ ทั้ง 3 กรณี.....	86
รูปที่ 59 เปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ (LCOE) ของทั้ง 3 กรณี.....	88
รูปที่ 60 สถิติการเกิดอัคคีภัยอาคารที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	89

รูปที่ 61 มาตรฐานที่ใช้ในการออกแบบระบบ Rooftop solar PV	92
รูปที่ 62 มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ แผงโซลาร์เซลล์	93
รูปที่ 63 มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ อินเวอร์เตอร์	94
รูปที่ 64 มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ที่ใช้เชื่อมต่อ (MC4).....	95
รูปที่ 65 มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ป้องกันด้าน ไฟฟ้ากระแสตรง.....	96
รูปที่ 66 มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ป้องกันด้าน ไฟฟ้ากระแสสลับ.....	97
รูปที่ 67 มาตรฐานที่เลือกใช้ในการทำงานติดตั้งระบบ Rooftop solar PV.....	98



บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของการวิจัย

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาในประเทศไทยมีแพร่หลายเพิ่มมากขึ้น ตามนโยบายการกำหนดแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Revision 1) [1] ซึ่งทั้งหน่วยงานรัฐและหน่วยงานเอกชน ได้มีการทำการติดตั้งระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มมากขึ้นในทุกๆปี เพื่อให้สอดคล้องกับเป้าหมายที่ตั้งไว้สำหรับการสร้างโรงไฟฟ้าที่จะผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนหรือพลังงานทางเลือก การติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ได้มีการกำหนดเป้าหมายกำลังการผลิตใหม่ของโรงไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกที่รวมโครงการโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานรากแล้ว จำนวนทั้งสิ้น 18,696 เมกะวัตต์จากเชื้อเพลิงประเภทต่างๆ[2] แสดงดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 เป้าหมายกำลังการผลิตใหม่ของโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกที่จะรับซื้อไฟฟ้า [2]

พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก	กำลังการผลิตตามสัญญา (เมกะวัตต์)
พลังงานแสงอาทิตย์	9,290
พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำ	2,725
ชีวมวล	3,380
โรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้	120
พลังงานลม	1,485
ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย/พืชพลังงาน)	1,183
ขยะชุมชน	400
ขยะอุตสาหกรรม	44
พลังน้ำขนาดเล็ก	69
รวม	18,696

จากเป้าหมายกำลังการผลิตใหม่ของโรงไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกของนโยบายของภาครัฐ ส่งผลให้มีการติดตั้งโรงไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกเพิ่มมากขึ้น ปี 2562 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้ประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้า

โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชน ประเภทบ้านอยู่อาศัย ซึ่งประชาชนให้ความสนใจกับโครงการนี้เป็นอย่างยิ่ง ทางคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้ขยายระยะเวลาโครงการมาจนถึงปี 2565 [3] ในปัจจุบันประเทศไทยมีหน่วยงานที่เกี่ยวข้องที่ได้มีส่วนร่วมในการกำหนดมาตรฐานการติดตั้ง การดูแลการเชื่อมระบบโครงข่ายในการจำหน่าย ซึ่งหน่วยงานที่ดูแลได้แก่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การดูแลเรื่องโครงสร้าง หน่วยงานที่ดูแลได้แก่ เขต เทศบาล อบต. และอีกหลายหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง การเลือกใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งวัตถุประสงค์หลักส่วนใหญ่ของหน่วยงานที่ติดตั้งจะใช้ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ในหน่วยงานของตนเอง ซึ่งการติดตั้งระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (Rooftop solar PV) พบได้ทั่วไป ไม่ว่าจะเป็นตามบ้านเรือน หน่วยงานราชการ หน่วยงานเอกชน โรงงานอุตสาหกรรม ซึ่งระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (Rooftop solar PV) ที่ไม่ได้มาตรฐาน มีการเกิดการชำรุด เสื่อมสภาพตามการใช้งาน การดูแลรักษาที่มีประสิทธิภาพ อาจเกิดเหตุการณ์อัคคีภัยของระบบการผลิตไฟฟ้าได้ตลอดเวลา

เชิญชวน การรับซื้อไฟฟ้าโครงการโซลาร์ภาคประชาชน ประเภทบ้านอยู่อาศัย ปี 2565

เพื่อสนับสนุนประชาชนให้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งบนหลังคา เพื่อการผลิตไฟฟ้าใช้เองเป็นหลัก ช่วยลดค่าไฟฟ้าในช่วงความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (Peak) กลางวัน ส่วนที่เหลือขายให้ กฟน. และ กฟภ.

ปริมาณรับซื้อ 10 MWp

5 MWp

5 MWp

ราคาซื้อไฟฟ้าส่วนเกินในอัตรา **2.20 บาท/kWh ระยะเวลา 10 ปี**

ประกาศ กกพ.ฯ

ประกาศฉบับนี้ **ไม่จำกัดเวลาขายไฟฟ้า** แต่จะพิจารณาตามเวลาที่กำหนด และผู้เสนอขายไฟฟ้าส่วนเกินจะต้องดำเนินการติดตั้งและตรวจสอบระบบให้แล้วเสร็จภายใน 270 วัน นับจากวันลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และหากดำเนินการไม่ทันตามกำหนด ให้ยื่นหนังสือถึงการไฟฟ้า แจ้งความพร้อมเพื่อขอขยายเวลาได้อีก 90 วัน ก่อนยกเลิกสัญญา

www.erc.or.th สำนักงาน กกพ. @oerc_thailand OERC Thai

รูปที่ 1 ประกาศเชิญชวนโครงการการรับซื้อไฟฟ้าโครงการโซลาร์ภาคประชาชน ประเภทบ้านอยู่อาศัย ปี 2565 [3]

1.1.1 สถานการณ์การเกิดอัคคีภัยของอาคารที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศอเมริกา

ประเทศอเมริกาเป็นประเทศที่มีการใช้พลังงานทดแทนในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นพลังงานทดแทนที่นิยมใช้ชนิดหนึ่ง การติดตั้งระบบผลิต

ไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาในประเทศอเมริกาสามารถพบเห็นได้ ไม่ว่าจะเป็นหลังคาอาคาร ห้างสรรพสินค้า บ้านเรือน ซึ่งในอเมริกามีเหตุการณ์การเกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้าอยู่หลายครั้ง ยกตัวอย่างเช่น

กรณีที่ 1 บริษัทค้าปลีกขนาดใหญ่ในสหรัฐอเมริกา ได้เกิดเหตุการณ์อัคคีภัยบนหลังคาอาคาร โดยสาเหตุมาจากแผงโซลาร์เซลล์เกิดความผิดปกติจากความประมาทในการติดตั้ง เช่น ระบบการเดินไฟที่ไม่รัดกุม จนทำให้เกิดเหตุไฟไหม้ที่ร้านค้าขึ้นถึง 7 แห่งในช่วงปี 2018 ที่ผ่านมานอกจากนี้ ในเอกสารที่ยื่นร้องชี้ว่า พนักงานของบริษัทที่ติดตั้งระบบดังกล่าวไม่ได้รับการฝึกอบรมหรือเชี่ยวชาญเพียงพอ สำหรับการติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์ อุบัติเหตุหลายครั้งที่ผ่านมาแสดงให้เห็นว่า บริษัทที่ติดตั้งระบบมีพนักงานที่ไร้ประสิทธิภาพ [4]



รูปที่ 2 ภาพหลังคาอาคารวอลมาร์ท ที่เกิดเหตุอัคคีภัยจากแผงโซลาร์เซลล์ [4]

กรณีที่ 2 บริษัทแห่งหนึ่งในอเมริกา ระบุว่าสาเหตุของไฟไหม้บนหลังคาโกดังสินค้าของบริษัทค้าส่งในเมืองเพอร์รีวิลล์ รัฐแมริแลนด์ ถือเป็นปัญหากับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สาเหตุไฟไหม้เกิดขึ้นโดยบังเอิญและไม่มีใครได้รับบาดเจ็บระหว่างเหตุการณ์ ซึ่งไฟไหม้ซึ่งก่อให้เกิดความเสียหายประมาณ 500,000 ดอลลาร์เป็นครั้งที่สองที่เกิดไฟไหม้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนชั้นดาดฟ้าที่โรงงานบริษัทค้าส่งในหลายปี ในเดือนเมษายน 2020 [5]



รูปที่ 3 อาคารโกดังเก็บของที่เกิดเหตุอัคคีภัย [5]

1.1.2 สถานการณ์การเกิดอัคคีภัยของอาคารที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศออสเตรเลีย

ประเทศออสเตรเลียได้มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาในหลายพื้นที่ ซึ่งเหตุการณ์การเกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคามีอัตราสูงขึ้น ซึ่งออสเตรเลียต้องจัดการกับการเกิดอัคคีภัยที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวนมากขึ้นในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมา โดยตัวเลขที่ได้จากหน่วยสืบสวนและวิจัยอัคคีภัยของ NSW Fire Brigades ระบุว่า “ไฟที่เกี่ยวข้องกับพลังงานแสงอาทิตย์ในรัฐนั้นเพิ่มขึ้นห้าเท่าในช่วงห้าปีที่ผ่านมา” “ในรัฐนิวเซาท์เวลส์แห่งเดียว มีการเกิดเพลิงไหม้ที่เกี่ยวข้องกับแผงโซลาร์เซลล์เพิ่มขึ้น 20% ตั้งแต่ปี 2019 โดยมากกว่า 50% เกิดจาก DC isolators เนื่องจากอุปกรณ์เหล่านี้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าแรงสูง ตัวแยกกระแสตรงจึงมีความเสี่ยงต่อการเกิดไฟฟ้าดูดสำหรับเจ้าหน้าที่ซ่อมบำรุงหรือเจ้าหน้าที่ฉุกเฉิน” [6]



รูปที่ 4 เหตุอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ประเทศออสเตรเลีย [6]

1.1.3 สถานการณ์การเกิดอัคคีภัยของอาคารที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศเยอรมัน

ปี 2013 ประเทศเยอรมันมีรายงาน การเกิดอัคคีภัยของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวนมากประมาณ 1.3 ล้านระบบที่ติดตั้งในประเทศ จากกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด 30 GWp. ซึ่งจากรายงาน [7] แสดงผลการวิเคราะห์ข้อมูลสาเหตุการเกิดอัคคีภัย ได้ดังต่อไปนี้

1.ประมาณ 430 กรณี สาเหตุการเกิดอัคคีภัยไฟไหม้หรือความร้อนสูงเกินไปในระบบผลิตไฟฟ้า

2.ประมาณ 220 กรณี สาเหตุภายนอกของการเกิดเพลิงไหม้

3.ประมาณ 210 กรณี สาเหตุการเกิดเพลิงไหม้อยู่ในระบบผลิตไฟฟ้า

ตัวอย่างการเกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ในประเทศเยอรมัน คือ การเกิดเหตุอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารคลังสินค้าในเมือง Norderney ประเทศเยอรมัน เมื่อเดือนสิงหาคม 2013 เป็นการเริ่มเกิดการไหม้จากภายในระบบผลิตไฟฟ้าจากแผงผลิตโซลาร์เซลล์เอง



รูปที่ 5 เหตุอัคคีภัยบนหลังคาอาคารคลังสินค้าในเมือง Norderney ประเทศเยอรมัน [7]

1.1.4 สถานการณ์การเกิดอัคคีภัยของอาคารที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศไต้หวัน

ปี 2016 เกิดเหตุอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่จอดรถสวนน้ำในไต้หวัน ซึ่งหัวหน้าวิศวกรของสวนน้ำได้แจ้งว่า สาเหตุการเกิดอัคคีภัยอาจเป็นผลมาจากไฟฟ้าลัดวงจรเนื่องจากอุณหภูมิสูงหรือความร้อนสูงเกินไปของแผงโซลาร์เซลล์ [8]



รูปที่ 6 เหตุการณ์เกิดอัคคีภัย หลังคาที่จอดรถ สวนน้ำในไต้หวัน [8]

1.1.5 สถานการณ์การเกิดอัคคีภัยของอาคารที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศญี่ปุ่น

ภัยธรรมชาติที่เกิดขึ้นที่ประเทศญี่ปุ่น ส่งผลให้เกิดเหตุอัคคีภัยระบบ Solar floating ที่เขื่อน Yamakura จังหวัดชิบะ เนื่องจากเหตุการณ์พายุไต้ฝุ่น แฟลกไซ ซึ่งเกิดจากความรุนแรงของพายุพัดให้แผงโซลาร์มาทับและพันกันทำให้เกิดความร้อนและส่งผลให้เกิดเพลิงไหม้ ซึ่งสร้างความเสียหายของแผงโซลาร์ไปทั้งหมด 50 แผง จากจำนวนแผงทั้งโครงการคือ 50,904 แผงบนพื้นที่ 44 เอเคอ [9]



รูปที่ 7 ภาพเหตุเพลิงไหม้แผงโซลาร์เซลล์ ณ เขื่อน Yamakura [9]

และในปี 2008-2017 ประเทศญี่ปุ่นได้เกิดเหตุอัคคีภัยระบบ Rooftop solar PV 172 ครั้ง จากจำนวนการติดตั้งทั้งหมด 110,000 หลังคา โดยจากการที่สำรวจพบว่ามี 72 เหตุการณ์ ที่คาดว่าจะเกิดจากการที่การเดินสายเสื่อมสภาพ การที่ผลิตภัณฑ์เกิดความผิดพลาดและไฟอาจเกิดจากการที่โหลดพลังงานเกินในวงจรส่วนอื่น และมีถึง 13 เหตุการณ์ที่เกิดจากการลัดไหม้ของแผงโซลาร์เซลล์ หรือจากสายไฟที่เชื่อมต่อกับแผงโซลาร์ และยังมีถึง 7 เหตุการณ์ที่เกิดเพลิงไหม้ลามไปที่หลังคา [10]



รูปที่ 8 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ประเทศญี่ปุ่น [11]

1.1.6 สถานการณ์การเกิดอัคคีภัยของอาคารที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประเทศไทย

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา บ้านที่อยู่อาศัย เริ่มมีการแพร่หลายมากขึ้นในประเทศไทย และได้มีเหตุอัคคีภัยบ้านที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยยกตัวอย่างดังนี้

กรณีที่ 1 เจ้าหน้าที่ตำรวจ จังหวัดสมุทรปราการ ได้รับแจ้งว่ามีเหตุอัคคีภัยบ้านเดี่ยวซึ่งปลูกสร้างอยู่ในชุมชน จังหวัดสมุทรปราการ หลังรับแจ้งจึงพร้อมด้วยรถดับเพลิง และมูลนิธิร่วมกตัญญู เดินทางตรวจสอบที่เกิดเหตุ เจ้าของบ้าน ได้แจ้งผู้รับเหมามาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ เพื่อหวังใช้ไฟจากพลังงานแสงอาทิตย์ลดค่าไฟภายในบ้าน โดยช่างได้มาติดตั้งระบบจนเกือบแล้วเสร็จแต่ยังไม่ทันส่งงาน ได้เกิดไฟลุกไหม้ขึ้นที่ตู้คอนโทนของระบบผลิตไฟฟ้าฯ ซึ่งมีแบตเตอรี่เก็บไฟจากแผงโซลาร์เซลล์เก็บอยู่เสียก่อนและลุกลามติดตัวบ้าน [12]



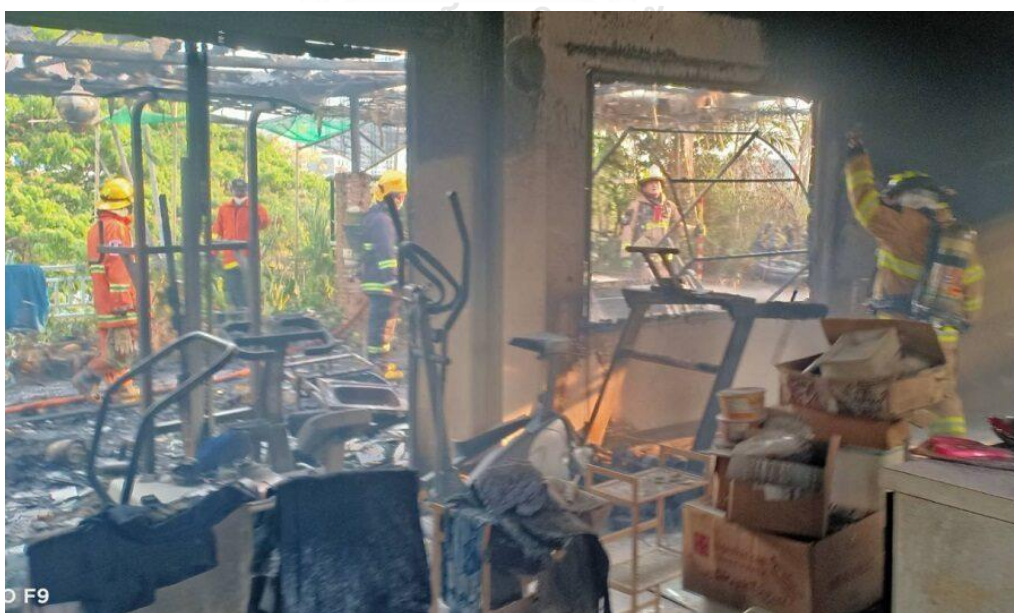
รูปที่ 9 เหตุอัคคีภัย บ้านเดี่ยว ณ ซอย ตลาดกระบ้ง [12]

กรณีที่ 2 เกิดเหตุอัคคีภัย ที่อาคาร สำนักงานแห่งหนึ่ง ถนนแจ้งวัฒนะ เขตหลักสี่ นักดับเพลิง กู้ภัย เร่งเข้าพื้นที่ควบคุมเพลิง วันที่ 4 กุมภาพันธ์ 2022 โดยมีเจ้าหน้าที่สถานีดับเพลิงและกู้ภัยลาดยาวกำลังไปที่เกิดเหตุ เบื้องต้นจุดเกิดอยู่บริเวณชั้นที่ 6 ของอาคาร เมื่อเวลาประมาณ 12.30 น. ได้เกิดเหตุอัคคีภัย ณ สยามกีฬาในร่ม ชั้น 6 อาคารจอดรถ สำนักงานใหญ่ เจ้าหน้าที่และหน่วยงานภายนอกที่เกี่ยวข้องได้ร่วมกันระงับเหตุดังกล่าวเป็นที่เรียบร้อยแล้ว จากการตรวจสอบเบื้องต้น ไม่พบความเสียหายต่อโครงสร้างอาคาร ระบบและบริการโครงข่ายสื่อสารแต่อย่างใด เบื้องต้นทางเจ้าหน้าที่และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกำลังอยู่ระหว่างสำรวจความเสียหายและสอบสวนหาสาเหตุ [13] ซึ่งบนหลังคาอาคารนี้ได้มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา



รูปที่ 10 ภาพเหตุการณ์เพลิงไหม้ ณ อาคาร CAT Telecom ถนนแจ้งวัฒนะ [13]

กรณีที่ 3 เกิดเหตุอัคคีภัยบ้านเดี่ยว จังหวัดนนทบุรี เมื่อเวลา 17.30 น. วันที่ 30 มีนาคม 2022 สก.เมืองนนทบุรี รับแจ้งมีเหตุอัคคีภัย ที่เกิดเหตุอัคคีภัยเป็นบ้านเดี่ยวสูง 4 ชั้น เนื้อที่ 1 ไร่ นักดับเพลิง ระดมฉีดเพลิงที่กำลังรุกไหม้บนชั้น 4 ก่อนรุกรามขึ้นไปไหม้แผงโซลาร์เซลล์ที่ติดตั้งอยู่บนดาดฟ้า ใช้เวลาฉีดน้ำ 30 นาที เพลิงจึงสงบ พบว่า ไฟได้ไหม้จากเครื่องออกกำลังกายบนชั้น 4 ก่อนลุกรามขึ้นไปไหม้แผงโซลาร์เซลล์บนดาดฟ้า ตรวจสอบเบื้องต้นคาดว่าเกิดจากไฟฟ้าลัดวงจร [14]

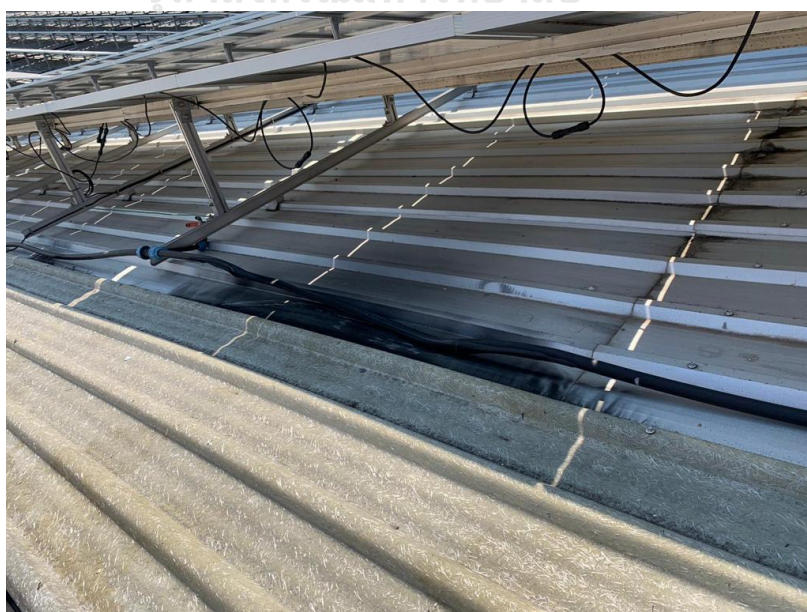


รูปที่ 11 เหตุอัคคีภัย บ้านเดี่ยว จังหวัดนนทบุรี [14]

กรณีที่ 4 เกิดเหตุอัคคีภัยอาคารโกดังเก็บของ แวร์เฮาส์ จังหวัดลำพูน เป็นโกดังเก็บของส่วนของเครื่องสุขภัณฑ์ ขณะเกิดเหตุโกดังได้ปิดล็อกกุญแจไว้เจ้าหน้าที่ได้ฉีดน้ำสกัดไว้ด้านนอกเพื่อป้องกันไม่ให้ลุกลาม จากนั้นได้ให้เจ้าหน้าที่ รปภ. แจ้งไปยังเจ้าหน้าที่เพื่อจะได้ฟังประตูเข้าไปสกัดเพลิงป้องกันมิให้ลุกลามไปยังจุดอื่น ซึ่งต้นเพลิงกำลังไหม้ลุกลามอย่างรุนแรง จนหลังคายุบตัวลงสร้างความเสียหายเป็นจำนวนมาก [14] ซึ่งบนหลังคาโกดังเก็บของได้มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา โดยเพลิงไหม้ได้ลามไปยังส่วนที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ เพียงบางส่วนเท่านั้น [15]



รูปที่ 12 อาคารโกดังเก็บของ [16]



รูปที่ 13 พื้นที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าบางส่วนที่ได้รับผลกระทบความเสียหาย [16]

กรณีที่ 5 เกิดเหตุอัคคีภัยบ้านเดี่ยว จังหวัดพิษณุโลก เมื่อเวลา 10.30 น. วันที่ 11 กรกฎาคม 2022 เกิดเหตุอัคคีภัย ณ บ้านแห่งหนึ่งในจังหวัดพิษณุโลก ซึ่งมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา มูลค่าความเสียหายไม่ต่ำกว่า 1 ล้านบาท [17]



รูปที่ 14 เหตุอัคคีภัย บ้านเดี่ยว จังหวัดพิษณุโลก [17]

1.1.7 สรุปความเป็นมาและความสำคัญของการวิจัย

จากเหตุการณ์กรณีข้างต้น พบว่าการเกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา พบได้ในหลายประเทศทั่วโลกและมีอัตราการเกิดอัคคีภัยที่เพิ่มมากขึ้นในทุกๆปี โดยสาเหตุนั้นมาจากหลากหลายปัจจัยเช่น การเกิดไฟฟ้าลัดวงจรของระบบผลิตไฟฟ้าฯ อุปกรณ์ที่ไม่ได้มาตรฐาน การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ ภัยธรรมชาติ อุณหภูมิที่สูงขึ้น และอื่นๆอีกมากมาย การเกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้าฯ สร้างความเสียหายให้กับทรัพย์สิน อาคารบ้านเรือน และเหตุการณ์ที่ไม่อยากให้เกิดขึ้นนี้จะมีแนวทางในการป้องกัน หรือบรรเทาความรุนแรง ในวิธีการใดได้บ้าง จากทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ก็พบแนวทางการป้องกันหรือบรรเทาความรุนแรง คือการใช้อุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉินหรือไม่โครอินเวอร์เตอร์ ซึ่งเป็นหัวข้อของงานวิจัยนี้

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1.2.1 เพื่อตรวจสอบประเมินปัจจัยเสี่ยงของการเกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ขนาด 5 kW 1 Phase ในพื้นที่ภาคกลาง

1.2.2 เพื่อประเมินความเสียหายของการเกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ขนาด 5 kW 1 Phase ในพื้นที่ภาคกลาง

1.2.3 เพื่อเปรียบเทียบความคุ้มค่าของการติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉินและไมโครอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ขนาด 5 kW 1 Phase ในพื้นที่ภาคกลาง

1.3 ขอบเขตของการวิจัย

ขอบเขตของการวิจัยการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการป้องกันอัคคีภัยกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา โดยข้อมูลที่นำมาศึกษาเป็นข้อมูลของบริษัทแห่งหนึ่งที่ได้รับติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ประเภทบ้านอยู่อาศัยในพื้นที่ภาคกลาง พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าฯ กำลังการผลิตติดตั้งขนาด 5 kWp 1 Phase อุปกรณ์ที่นำมาใช้ในการติดตั้งพิจารณาอินเวอร์เตอร์ที่ผ่านการอนุมัติให้ใช้จาก กฟน. และ กฟภ. ซึ่งจะทำให้การจำลองผลการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าฯ ผ่านโปรแกรม PVsyst เพื่อหาค่าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้และนำเข้าสู่แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลดเพื่อเป็นมาตรฐานในการวิเคราะห์, มูลค่าปัจจุบันสุทธิของต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุการใช้งาน ในหลายงานวิจัยที่ผ่านมาได้ใช้กระบวนการเดียวกันในการประเมิน

1.4 วิธีการดำเนินการวิจัย

การดำเนินการวิจัยการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการป้องกันอัคคีภัยกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาฉบับนี้ แบ่งขั้นตอนการดำเนินการดังนี้

1.4.1 ศึกษาทฤษฎีและวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง

ค้นคว้าข้อมูลทฤษฎีและวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องกับหัวข้อการวิจัย ทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ ค้นคว้ากรณีศึกษา เพื่อรวบรวมข้อมูลมาประกอบการทำวิจัย

1.4.2 เก็บรวบรวมข้อมูลการวิจัย

การเก็บข้อมูลการวิจัยฉบับนี้จะแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือข้อมูลจากบริษัทที่รับติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา บ้านอยู่อาศัย จะเป็นข้อมูลจำพวกค่าสถิติต่างๆ ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง ชนิดบ้านอยู่อาศัย ราคาบ้านอยู่อาศัย ชนิดหลังคาบ้านอยู่อาศัย ราคาหลังคาบ้านอยู่อาศัย ค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง ค่าบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้าฯ และข้อมูลจากแบบสำรวจต่างๆ จากบริษัทผู้เชี่ยวชาญการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา บ้านอยู่อาศัย

1.4.3 วิเคราะห์ข้อมูลการวิจัย

การวิเคราะห์การวิจัยนี้แบ่งออกเป็น 3 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไม่ติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน

กรณีที่ 2 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน

กรณีที่ 3 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบใช้ไมโครอินเวอร์เตอร์

ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านอยู่อาศัย ขนาดกำลังการติดตั้ง 5 kWp 1 phase ในพื้นที่ภาคกลางโดยเลือกบ้านอยู่อาศัยในพื้นที่จังหวัดปทุมธานีในการทำการจำลองโปรแกรม PVsyst และนำผลของการจำลองระบบผลิตไฟฟ้าฯ ด้วยโปรแกรม PVsyst มาทำการคิดความคุ้มค่าของการวิจัย

1.5 ประโยชน์ที่จะได้รับของการวิจัย

1.5.1 แนวทางการแสดงความคุ้มค่าของการติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉินของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ประเภทบ้านอยู่อาศัย

1.5.2 แนวทางการแสดงความคุ้มค่าของการเปรียบเทียบการติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉินและไมโครอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา บ้านอยู่อาศัย

1.5.3 เพิ่มทางเลือกในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา



บทที่ 2

ทฤษฎีและวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง

2.1 อุปกรณ์ที่ใช้ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

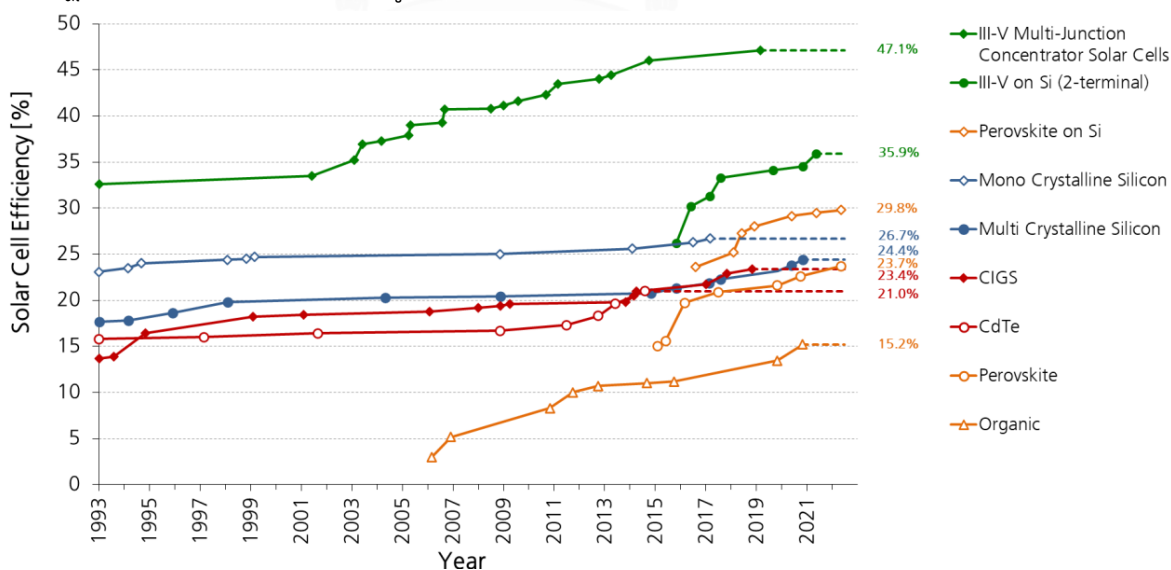
เพื่อให้เข้าใจในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา บ้านอยู่อาศัย ในการวิจัยนี้ จะมีสัญลักษณ์อุปกรณ์ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ในการเขียนแบบทางไฟฟ้าดังต่อไปนี้

2.1.1 แผงโซลาร์เซลล์ (Solar Panel)



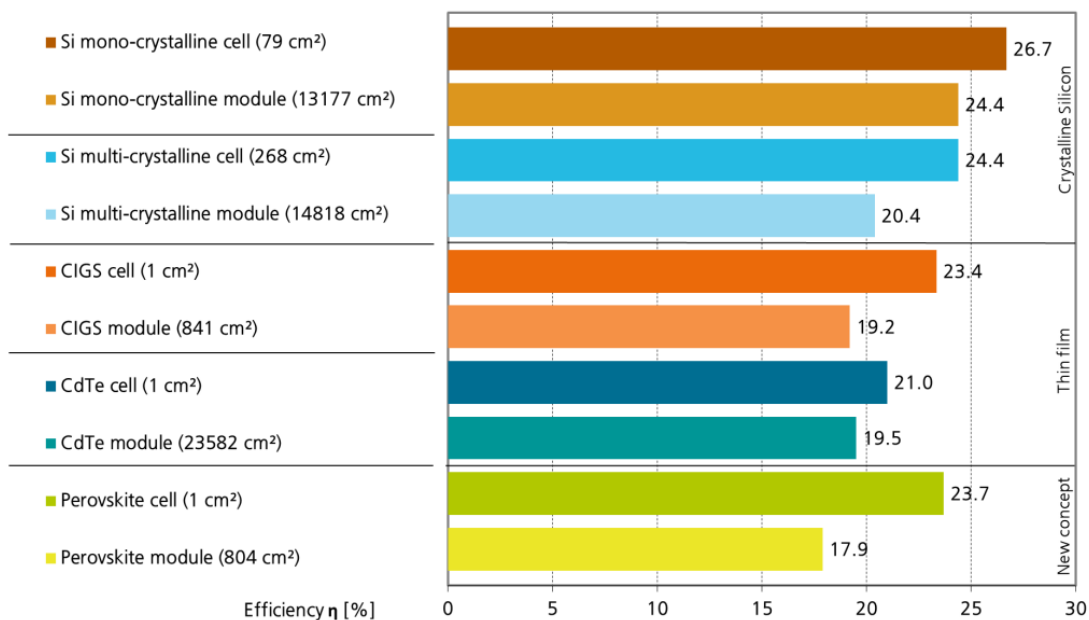
รูปที่ 15 สัญลักษณ์แผงโซลาร์เซลล์ [18-20]

แผงโซลาร์เซลล์ (Solar Panel) คือ อุปกรณ์ที่เมื่อพลังงานแสงอาทิตย์ตกกระทบลงมายังแผงโซลาร์เซลล์จะทำการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นกระแสไฟฟ้า ซึ่งกระแสไฟฟ้าที่ได้จะเป็นไฟฟ้ากระแสตรง ซึ่งในปัจจุบันชนิดเทคโนโลยีและการพัฒนาประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ในห้องปฏิบัติการตามรายงาน [21] ดังรูปที่ 16



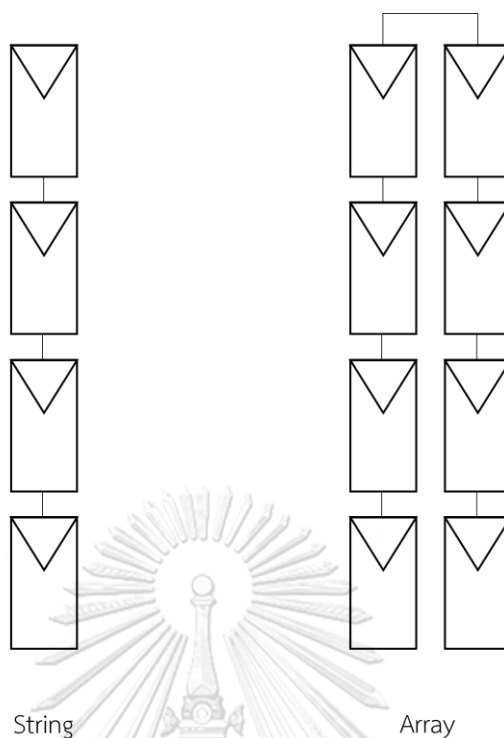
รูปที่ 16 การพัฒนาประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ในห้องปฏิบัติการ [21]

ซึ่งในแต่ละเทคโนโลยีสามารถให้ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าที่ต่างกันโดยการเปรียบเทียบประสิทธิภาพของเทคโนโลยี แสดงให้เห็นตามรายงาน [21] ดังรูปที่ 17



รูปที่ 17 การเปรียบเทียบประสิทธิภาพของเทคโนโลยีแผงโซลาร์เซลล์ [21]

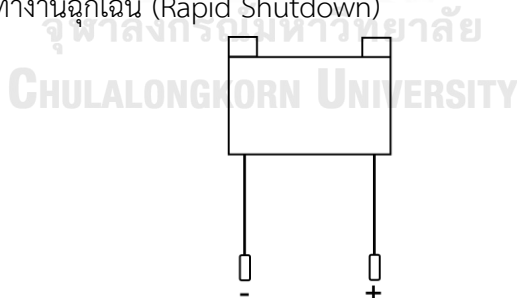
โดยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้นจะนำแผงโซลาร์เซลล์มา การนำแผงโซลาร์เซลล์หลายๆแผงมาต่ออนุกรมกัน เรียกว่า String และ การนำแผงโซลาร์เซลล์หลายๆแผงมาต่ออนุกรมกันแล้วนำมาขนานกันเรียกว่า Array ดังรูปที่ 18



รูปที่ 18 สัญลักษณ์การต่อแผงโซลาร์เซลล์ในรูปแบบ การต่อแบบขนาน และการต่อแบบอนุกรม [18-20]

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะนำเอาอุปกรณ์เหล่านี้มาประกอบและเชื่อมต่อกันเป็นระบบและทำการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและขนานไฟเข้ากับระบบของการไฟฟ้า

2.1.2 อุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน (Rapid Shutdown)



รูปที่ 19 สัญลักษณ์อุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน

อุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน (Rapid Shutdown) คือ อุปกรณ์ที่ทำหน้าที่หยุดทำงานฉุกเฉินซึ่งมีคุณสมบัติ [18] ดังต่อไปนี้

1. ลดแรงดันไฟฟ้าในบริเวณ Array boundary ให้เหลือไม่เกิน 80 โวลต์ ภายใน 30 วินาที หรือใช้อุปกรณ์ความคุ้มเพื่อลดความเสี่ยงจากการเกิดไฟดูดในการเกิดอันตรายต่อพนักงาน

ดับเพลิง ซึ่งต้องมีผลการทดสอบ ตามขั้นตอนหรือใบรับรองตามมาตรฐาน UL 3741 โดย
รายงานผลการทดสอบต้องออกโดยสถาบันหรือหน่วยงานทดสอบที่เป็นกลางและได้

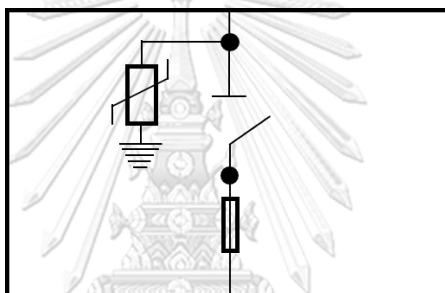
มาตรฐาน ได้แก่ TUV, VDE, Bureau Veritas, UL, CSA, InterTek หรือ PTEC

2. ลดแรงดันไฟฟ้าในสายเคเบิลที่อยู่นอกบริเวณ Array boundary ให้เหลือไม่เกิน 30 โวลต์
ภายใน 30 วินาที

หมายเหตุ : Array boundary หมายถึง ขอบเขตโดยรอบ PV array เป็นระยะ 300 มิลลิเมตร ในทุก
ทิศทาง

3. ต้องมีการระบุอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่หยุดทำงานฉุกเฉินโดยติดตั้งสวิตช์เจ้าเริ่มการทำงานใน
ตำแหน่งที่นักดับเพลิงสามารถเข้าถึงได้ง่าย เช่น ผนังใกล้ทางเข้าอาคาร เป็นต้น

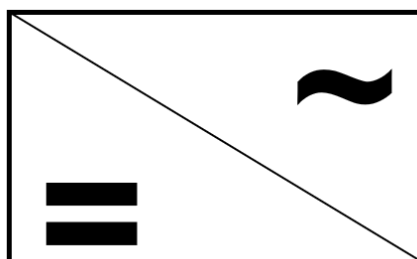
2.1.3 อุปกรณ์ป้องกันทางด้านไฟฟ้ากระแสตรง (DC Protection)



รูปที่ 20 สัญลักษณ์อุปกรณ์ป้องกันทางด้านไฟฟ้ากระแสตรง [18-20]

อุปกรณ์ป้องกันทางด้านไฟฟ้ากระแสตรง คือ อุปกรณ์ที่เอาไว้ป้องกันอันตรายทางด้านไฟฟ้า
กระแสตรง อาทิเช่น ฟิวส์ เบรกเกอร์ เซอร์กิตเบรกเกอร์ ซึ่งต้องเป็นไปตามข้อกำหนดการติดตั้งตาม
หน่วยงานที่เกี่ยวข้องกำหนด

2.1.4 อินเวอร์เตอร์ (Inverter)



รูปที่ 21 สัญลักษณ์อินเวอร์เตอร์ [18-20]

อินเวอร์เตอร์ (Inverter) คือ อุปกรณ์ที่ทำการแปลงไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ และยังเป็นตัวควบคุมระบบการผลิตไฟฟ้าอีกด้วย กล่าวคือ หากสถานที่ใช้ไฟมีความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อยกว่าไฟฟ้าที่ระบบผลิตไฟฟ้าฯ สามารถทำได้ ตัวอินเวอร์เตอร์นี้จะหลีกเลี่ยงการทำงานการแปลงไฟฟ้าลง เพื่อให้สอดคล้องกับความต้องการการใช้พลังงานไฟฟ้าของสถานที่ใช้ไฟ ซึ่งประเภทของอินเวอร์เตอร์ที่พบเห็นได้ในปัจจุบันที่นิยมใช้ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาจะมีดังต่อไปนี้

2.1.4.1 สตริงอินเวอร์เตอร์ (String Inverter)

สตริงอินเวอร์เตอร์ (String Inverter) สตริงอินเวอร์เตอร์เป็นรูปแบบของอินเวอร์เตอร์ที่เป็นที่นิยมใช้กันมากที่สุดในปัจจุบัน การติดตั้งโดยใช้สตริงอินเวอร์เตอร์จะนำแผงโซลาร์เซลล์จะต่อสายเข้าด้วยกันแบบอนุกรมเป็น “สตริง” และพลังงานทั้งหมดที่ผลิตได้จะถูกส่งไปยังอินเวอร์เตอร์เครื่องเดียวซึ่งโดยทั่วไปแล้วจะอยู่ในห้องใต้ดิน โรงรถ หรือผนังข้างบ้าน

2.1.4.2 ไฮบริดอินเวอร์เตอร์ (Hybrid Inverter)

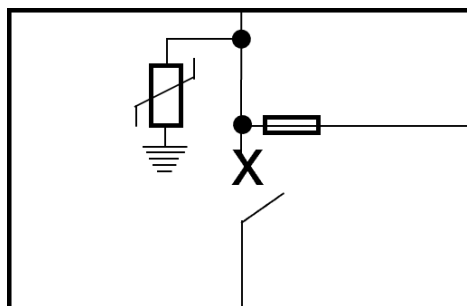
ไฮบริดอินเวอร์เตอร์ (Hybrid Inverter) ไฮบริดอินเวอร์เตอร์เป็นระบบที่เสมือนเป็นลูกผสมระหว่างระบบออนกริดและออฟกริด สามารถที่จะใช้เพื่อประหยัดพลังงานได้ในตอนกลางวัน และยังสามารสรำรองไฟเอาไว้ใช้ในตอนกลางคืน โดยเมื่อแบตเตอรี่เก็บกระแสไฟฟ้าเอาไว้ได้อย่างเต็มที่ระบบไฮบริดจะช่วยดึงเอาพลังงานไฟฟ้าออกมาใช้งานเรื่อย ๆ พร้อมทั้งทำการสำรองนำไฟฟ้าเอาไว้ใช้งานได้ในตอนกลางคืน ทำให้ระบบนี้สามารถผลิตกระแสไฟฟ้ามาใช้งานได้อย่างต่อเนื่อง ระบบนี้จึงนิยมนำไปใช้กับสถานที่ที่จำเป็นต้องใช้ไฟฟ้าไปตลอด 24 ชั่วโมง และต้องการลดต้นทุนค่าใช้จ่ายเรื่องค่าไฟฟ้า เช่น โรงพยาบาล โรงงานจัดเก็บสินค้าที่ต้องใช้ไฟฟ้าเพื่อรักษาอุณหภูมิ หรืออื่น ๆ ที่ต้องใช้ไฟฟ้าอยู่ตลอดเวลา

2.1.4.3 ไมโครอินเวอร์เตอร์ (Micro Inverter)

ไมโครอินเวอร์เตอร์ (Micro Inverter) ถูกออกแบบใช้งานในลักษณะตรงกันข้ามกับสตริงอินเวอร์เตอร์ ระบบผลิตไฟฟ้าที่มีไมโครอินเวอร์เตอร์จะมีอินเวอร์เตอร์ขนาดเล็กมากติดอยู่ที่ด้านหลังของแผงโซลาร์เซลล์แต่ละแผง ในขณะที่สตริงอินเวอร์เตอร์ส่งพลังงานจากทุกแผงไปยังอินเวอร์เตอร์เดียว ระบบที่ใช้ไมโครอินเวอร์เตอร์จะแปลงพลังงานแสงอาทิตย์ไฟฟ้ากระแสตรงเป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสสลับทันทีตั้งแต่บนหลังคาของอาคารและเชื่อมต่อไฟกระแสสลับเข้ากับกับไมโครอินเวอร์เตอร์ตัวอื่นๆ ในแบบขนาน

อินเวอร์เตอร์ที่เลือกใช้ผ่านการทดสอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ตามประกาศ [22, 23]

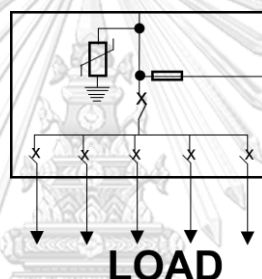
2.1.5 อุปกรณ์ป้องกันทางด้านกระแสสลับ (AC Protection)



รูปที่ 22 สัญลักษณ์อุปกรณ์ป้องกันทางด้านกระแสสลับ [18-20]

อุปกรณ์ป้องกันทางด้านไฟฟ้ากระแสสลับ คือ อุปกรณ์ที่เอาไว้ป้องกันอันตรายทางด้านไฟฟ้ากระแสสลับ อาทิเช่น ฟิวส์ เบรกเกอร์ ซึ่งต้องเป็นไปตามข้อกำหนดการติดตั้งตามหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกำหนดเหมือนกับอุปกรณ์ป้องกันทางด้านไฟฟ้ากระแสตรง

2.1.6 ตู้คอนซูเมอร์ยูนิต (Consumer Unit)



รูปที่ 23 สัญลักษณ์ตู้คอนซูเมอร์ยูนิต [19, 20]

ตู้คอนซูเมอร์ยูนิต หรือที่เรียกกันทั่วไปว่า ตู้ไฟหรือกล่องไฟเป็นจุดรวมการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมและป้องกันอันตรายต่างๆ จากไฟฟ้าอย่างเป็นระเบียบและง่ายต่อการจัดการ โดยทั่วไปจะประกอบด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์ย่อยตู้ควบคุมระบบไฟฟ้าแบบ Single Phase 220V สามารถจ่ายออกได้ตั้งแต่ 6, 10, 14, 18 วงจรแล้วแต่ยี่ห้อของผู้ผลิต บางวงจรที่ต้องการป้องกันไฟฟ้าดูดเพิ่มเติมก็สามารถใส่ Miniature Circuit Breakers เซอร์กิตเบรกเกอร์ (MCBs) ELCB (Earth Leakage Circuit Breaker) มาใส่เฉพาะวงจร ส่วนวงจรไฟฟ้าสำหรับแสงสว่างอาจไม่จำเป็นต้องใช้เบรกเกอร์สำหรับกันไฟฟ้าดูด ก็อาจจะใส่ MCB ที่กันไฟฟ้าลัดวงจรและกระแสเกินก็พอ ในตู้คอนซูเมอร์นี้วงจรย่อยแต่ละวงจรจะเป็นอิสระต่อกัน

2.1.7 จุดเชื่อมต่อไฟฟ้า กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) (Grid-tie)



รูปที่ 24 สัญลักษณ์จุดเชื่อมต่อไฟฟ้า กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) [19, 20]

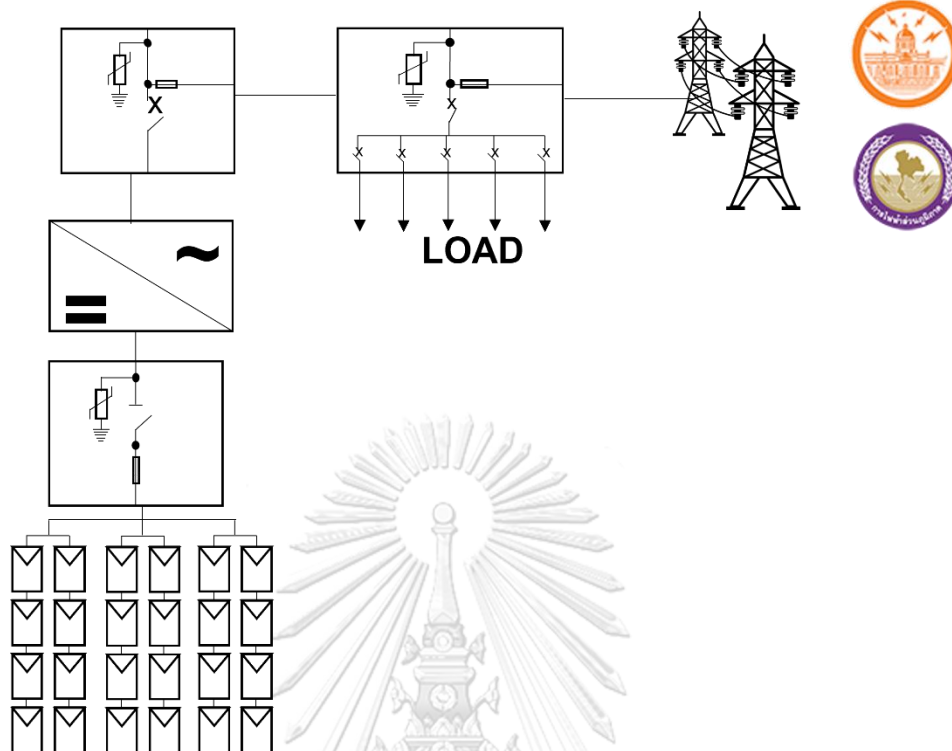
จุดเชื่อมต่อไฟฟ้า (Grid-tie) คือ จุดที่อุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อ เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ณ สถานที่ใช้ไฟ เอาไว้ใช้เชื่อมต่อไฟฟ้าที่ซื้อเข้ามาใช้ในบริเวณสถานที่ใช้ไฟฟ้า โดยจะมีมิเตอร์ไฟฟ้าเป็นตัววัดหน่วยไฟฟ้าที่สถานที่ใช้ไฟฟ้าซื้อเข้ามาเพื่อสำหรับอุปกรณ์ต่างๆภายในสถานที่ใช้ไฟฟ้า

2.2 ระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทำการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยใช้หลักการทำงานคือ เมื่อพลังงานแสงอาทิตย์ตกกระทบที่แผงโซลาร์เซลล์ จะมีการเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอนทำให้เกิดกระแสไฟฟ้า ซึ่งปัจจัยที่ส่งผลให้การผลิตไฟฟ้านั้นมีอยู่หลายปัจจัยประกอบ เช่น ความเข้มของแสงอาทิตย์ อุณหภูมิของแผงโซลาร์เซลล์ อุณหภูมิของสภาพแวดล้อม เป็นต้น ซึ่งในแต่ละช่วงเวลาจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ต่างกัน

รูปแบบระบบผลิตไฟฟ้าในปัจจุบันสามารถพบรูปแบบการติดตั้งที่หลากหลาย ซึ่งแต่ละรูปแบบมีการผลิตไฟฟ้าที่ต่างกัน เช่น รูปแบบระบบการติดตั้ง อุปกรณ์ที่ใช้ พื้นที่ในการติดตั้ง และราคาที่แตกต่างกันออกไป ฯลฯ โดยมีรูปแบบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ดังต่อไปนี้

2.2.1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา รูปแบบทั่วไป



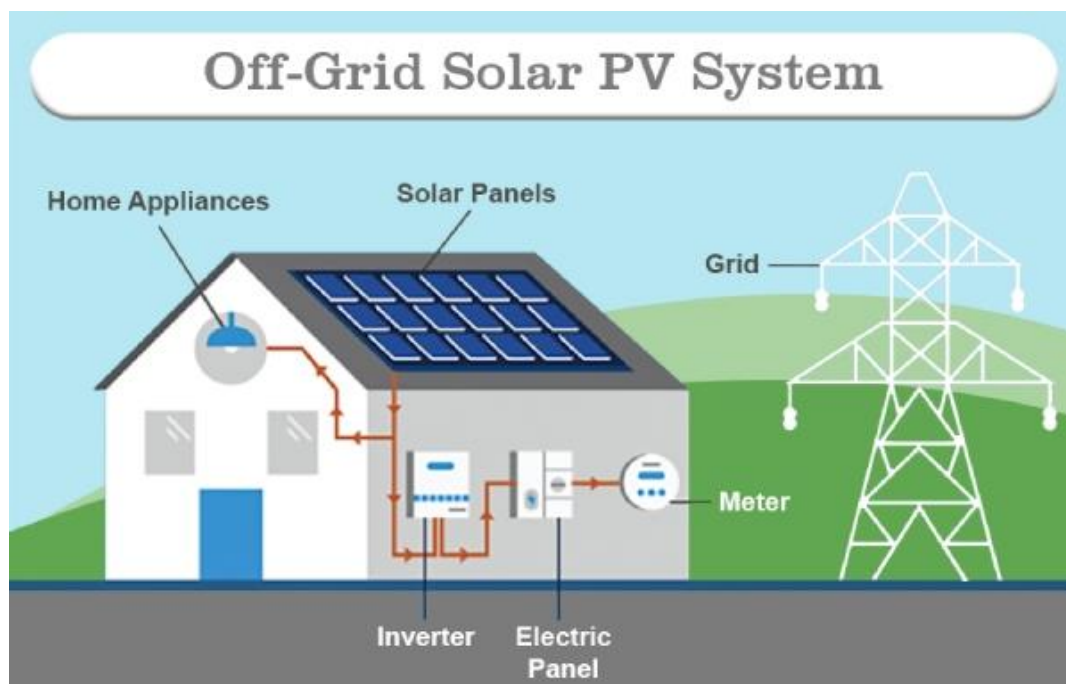
รูปที่ 25 แผนผังรูปแบบการเชื่อมต่อบนหลังคาผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา รูปแบบทั่วไป

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ที่สามารถพบเห็นโดยทั่วไปนั้น จะแบ่งออกเป็น 3 ประเภท ดังต่อไปนี้

2.2.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้า แบบอิสระ (Standalone)

ระบบผลิตไฟฟ้า แบบอิสระ (Standalone) คือ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ไม่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) หรือ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ระบบนี้มักจะใช้ในพื้นที่ที่ไฟฟ้าเข้าไม่ถึง เป็นระบบเล็กๆที่ไม่ซับซ้อน

โดยการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้า แบบอิสระ (Standalone) คือ พลังงานแสงอาทิตย์ตกกระทบไปยังแผงโซลาร์เซลล์ในตอนกลางวันหรือช่วงที่มีแดด แผงโซลาร์เซลล์ทำการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้าซึ่งไฟฟ้าที่ได้จะเรียกว่าไฟฟ้ากระแสตรงเมื่อได้พลังงานไฟฟ้าแล้วจะถูกส่งกระแสไฟฟ้าไปยังชาร์จเจอร์คอนโทรลเลอร์ซึ่งตัวนี้จะทำการส่งต่อกระแสไฟฟ้าไปยังอินเวอร์เตอร์ แต่ถ้าหากระบบผลิตไฟฟ้า แบบอิสระ (Standalone) นี้มีแบตเตอรี่ กระแสไฟฟ้าจะถูกส่งไปชาร์จลงแบตเตอรี่ด้วย เมื่อกระแสไฟฟ้าถูกส่งมายังอินเวอร์เตอร์แล้วนั้นจะทำการแปลงไฟฟ้าที่ได้จากกระแสตรงเป็นกระแสสลับเพื่อใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าในสถานที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า แบบอิสระ (Standalone)

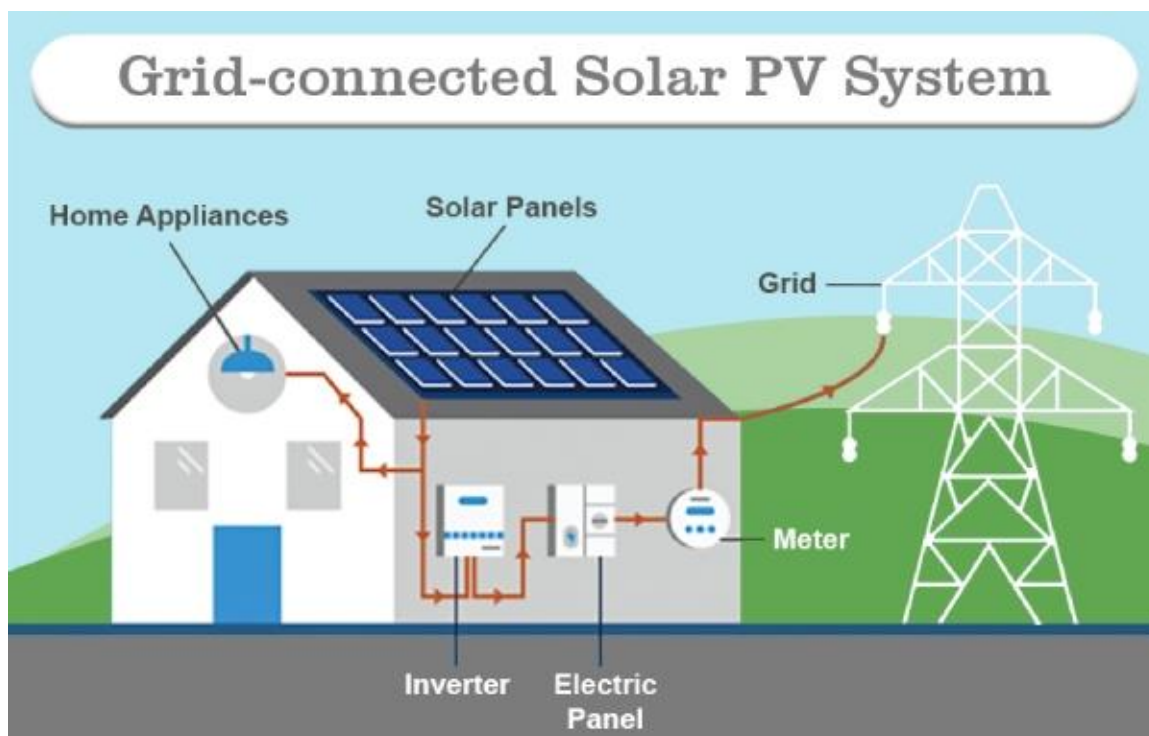


รูปที่ 26 รูปแบบการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบอิสระ (Standalone) [24]

2.2.1.2 ระบบผลิตไฟฟ้าฯ แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid-Connected)

ระบบผลิตไฟฟ้าฯ แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid-Connected) คือ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อกับระบบเข้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) หรือ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) เป็นระบบที่ได้รับความนิยมติดตั้งใช้งานในเขตที่อยู่อาศัย บ้านพักอาศัย สำนักงานต่าง ๆ ที่มีระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าเข้าถึงอยู่แล้ว โดยช่วยให้สามารถลดค่าไฟฟ้ารายเดือนได้ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำการติดตั้ง รวมถึงปริมาณความเข้มแสง (W/m^2) และอุณหภูมิแวดล้อมในขณะนั้น

ระบบผลิตไฟฟ้าฯ แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid-Connected) เป็นระบบอาศัยที่หลักการเปลี่ยนพลังงานจากแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยไฟฟ้าที่ได้จะเป็นไฟฟ้ากระแสตรงและจะนำมาผ่านเครื่องแปลงไฟฟ้า (Inverter) เพื่อแปลงไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ แล้วจ่ายเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรือการไฟฟ้านครหลวง โดยกระแสไฟฟ้าที่จ่ายให้เป็นมีทั้งแบบ 1 Phase 230 Vac 50 Hz หรือ 3 Phase ที่ 400/230 Vac 50Hz (PEA) หรือ 415/240V 50Hz (MEA) ซึ่งกระแสไฟฟ้างกล่าวจะถูกนำมาใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าในอาคารที่เชื่อมต่อกับระบบนั้นเป็นอันดับแรก เช่น พัดลม ทีวี ตู้เย็น หลอดไฟชนิดต่าง ๆ ภายในสำนักงาน หรือ แม้กระทั่งเครื่องจักรกลโรงงานอุตสาหกรรมที่กำลังทำงานอยู่ก็ตาม ระบบผลิตไฟฟ้าฯ แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid-Connected) เมื่อถูกติดตั้งบนหลังคาอาคาร บ้านเรือน จึงเรียกว่า Rooftop solar PV



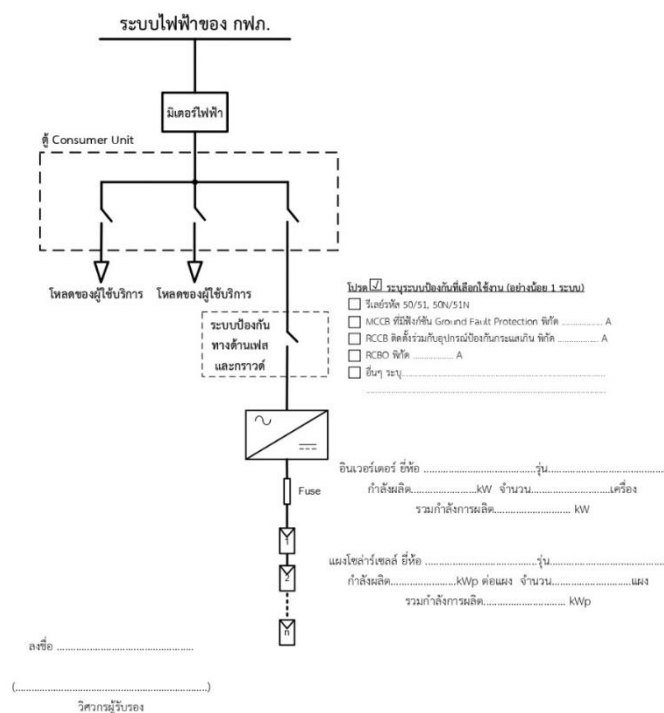
รูปที่ 27 รูปแบบการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้า แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid-Connected) [24]

อย่างไรก็ตามการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ก็ได้มีข้อกำหนดในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เรียกว่า Grid Code ซึ่งมีรูปแบบข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลายรูปแบบแต่ในงานวิจัยนี้จะพิจารณารูปแบบที่เชื่อมต่อกับบ้านอยู่อาศัย เพื่อให้บ้านอยู่อาศัยที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid-Connected) มีทิศทางในการติดตั้งไปในแนวทางเดียวกันและเพื่อเพิ่มความปลอดภัยของระบบผลิตไฟฟ้า แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid-Connected) โดยข้อกำหนดจะแบ่งออกเป็น 2 ส่วนตามหน่วยงานของการไฟฟ้าได้แก่

1. ข้อกำหนดระเบียบการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า Grid Code ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

บ้านอยู่อาศัยที่อยู่ในพื้นที่ความรับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จะต้องทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า [20] ตามรูปแบบที่ 1 การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีคอนเวอร์เตอร์เชื่อมต่อกับระบบแรงดันต่ำ ดังรูปที่ 28-29 โดยอุปกรณ์ที่เรียกว่า อินเวอร์เตอร์หรือคอนเวอร์เตอร์ที่นำมาใช้นั้นจะต้องผ่านการทดสอบและรับรองของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และยังต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันต่างๆให้ตรงตามข้อกำหนดที่ระบุ หากไม่ทำตามข้อกำหนดทางหน่วยงานของการไฟฟ้าส่วน

ตัวอย่างแผนภูมิระบบไฟฟ้า (Single line diagram)



หมายเหตุ : 1. วิศวกรผู้รับรองแบบจะต้องมีใบอนุญาตประกอบวิชาชีพวิศวกรรมควบคุมสาขาไฟฟ้า งานไฟฟ้ากำลังระดับภาคขึ้นไป
2. ควรระบุขนาดของอุปกรณ์ และสายไฟฟ้าให้ครบถ้วนด้วย

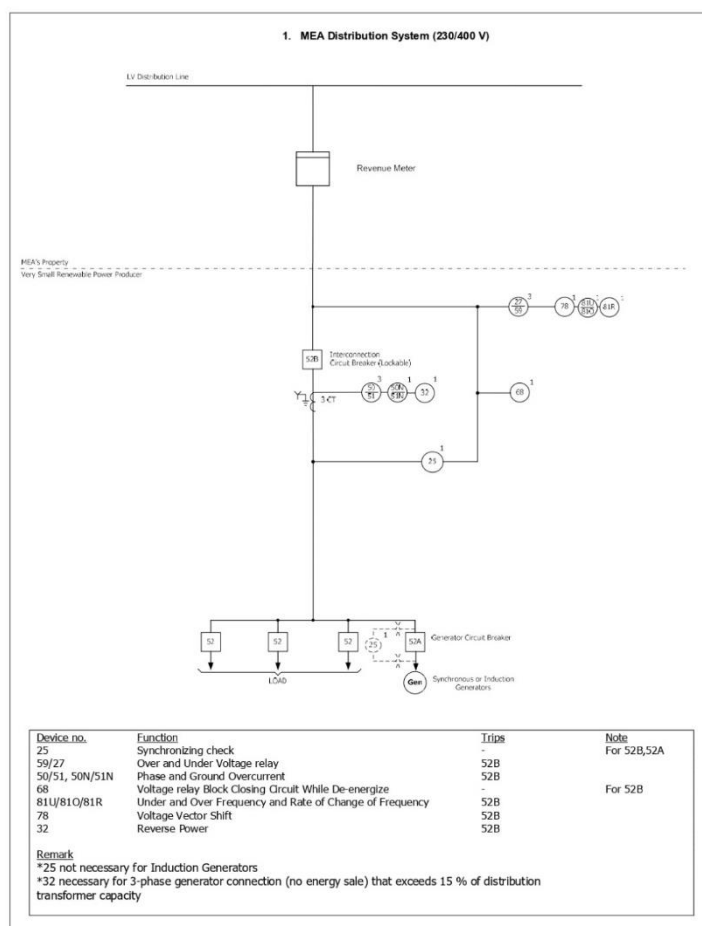
รูปที่ 29 ตัวอย่างแผนภูมิไฟฟ้า (Single line Diagram) ระบบผลิตไฟฟ้า แบบบ้านอยู่อาศัย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟผ.) [20]

2. ข้อกำหนดระเบียบการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า Grid Code ของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

บ้านอยู่อาศัยที่อยู่ในพื้นที่ความรับผิดชอบของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) จะต้องทำการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า [19] ตามรูปแบบที่ 1 การเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่แรงดัน 230/400 โวลต์ ดังรูปที่ 30-31 โดยอุปกรณ์ที่เรียกว่า อินเวอร์เตอร์หรือคอนเวอร์เตอร์ที่นำมาใช้นั้นจะต้องผ่านการทดสอบและรับรองของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และยังต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันต่างๆให้ตรงตามข้อกำหนดที่ระบุ หากไม่ทำตามข้อกำหนดทางหน่วยงานของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ก็จะทำให้

การเรียกค่าปรับหากเกิดความเสียหายต่อระบบสายส่งของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) เหมือนกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

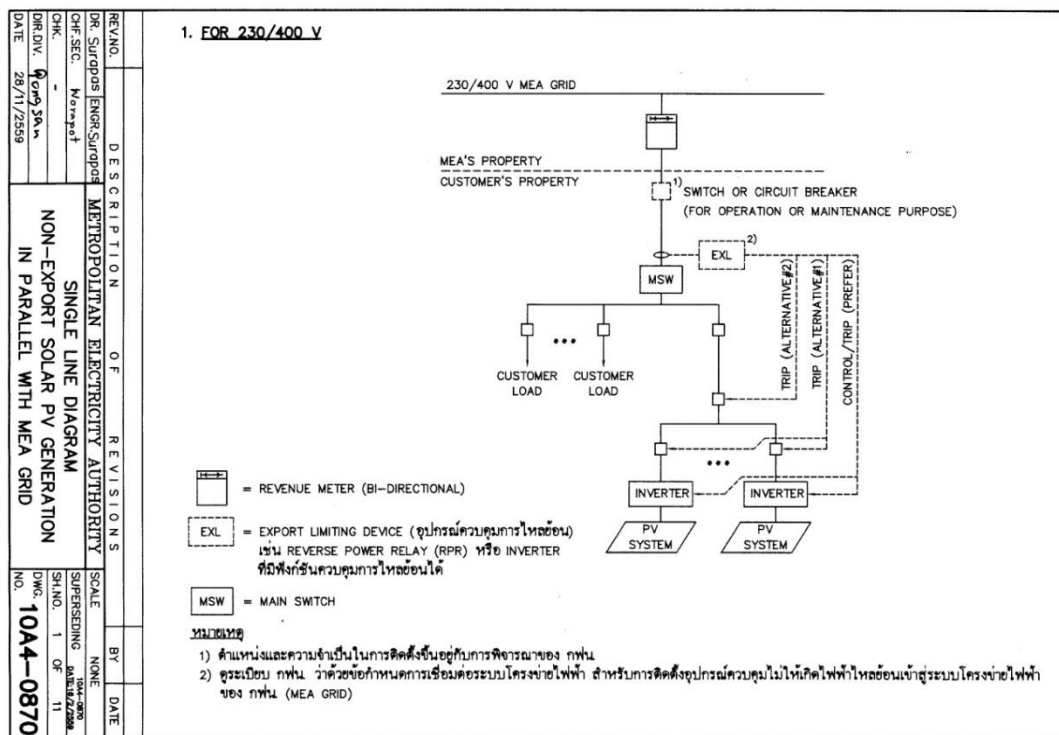
ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วย ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558



หน้าที่ 28

การไฟฟ้านครหลวง

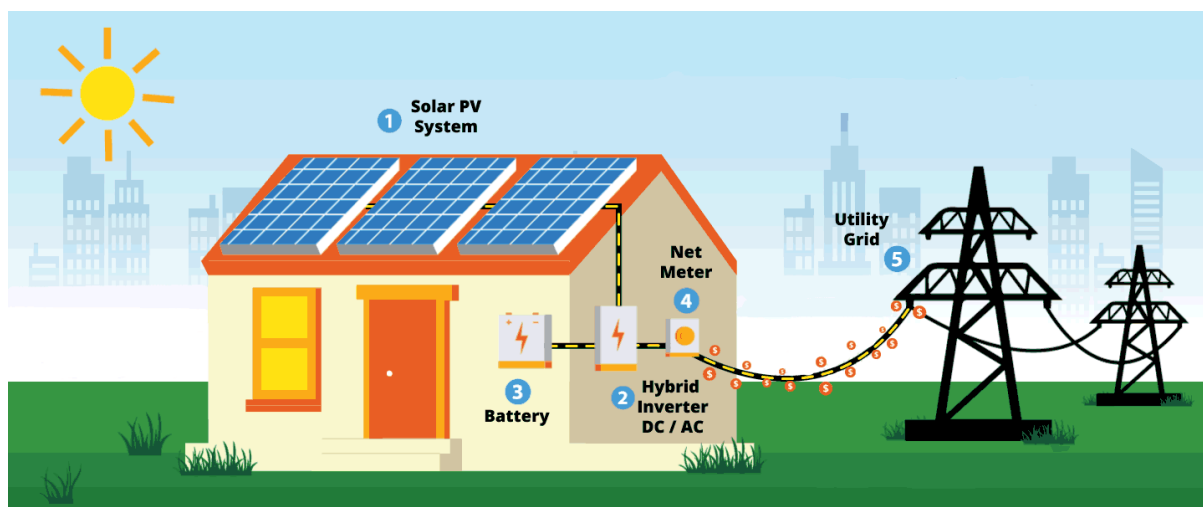
รูปที่ 30 รูปแบบที่ 1 การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีคอนเวอร์เตอร์เชื่อมต่อกับระบบแรงดันต่ำ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) [19]



รูปที่ 31 ตัวอย่างแผนภูมิไฟฟ้า (Single line Diagram) ระบบผลิตไฟฟ้า แบบบ้านอยู่อาศัย การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) [19]

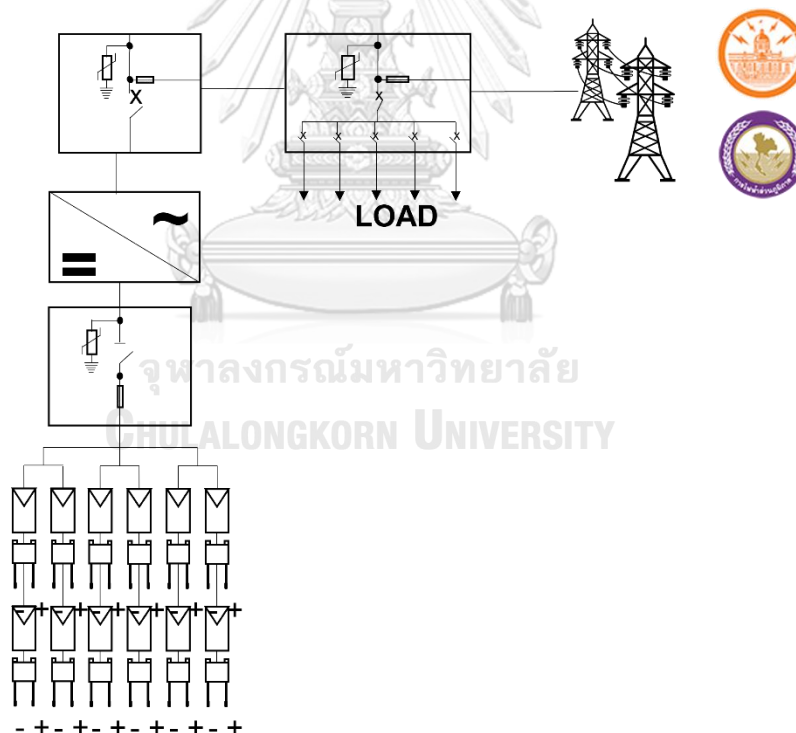
2.2.1.3 ระบบผลิตไฟฟ้า แบบผสมผสาน (Hybrid)

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า แบบผสมผสาน (Hybrid) คือการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid-Connected) และเพิ่มแบตเตอรี่เข้ามาในระบบ เป็นการผสมผสานเอาทั้งระบบอิสระ (Standalone) และ แบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid-Connected) มารวมกัน ซึ่งหลักการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้า แบบผสมผสาน (Hybrid) คือ เมื่อพลังงานแสงอาทิตย์ตกกระทบแผงโซลาร์เซลล์แล้วนั้นแผงโซลาร์เซลล์ก็จะทำการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงแล้วส่งไปยังอินเวอร์เตอร์เพื่อแปลงไฟเป็นไฟฟ้ากระแสสลับแล้วจ่ายไปยังอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆภายในบ้าน แต่ถ้าความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในบ้านน้อยกว่ากำลังการผลิตที่ผลิตได้อินเวอร์เตอร์จะทำการส่งให้กระแสไฟฟ้าไหลเข้าไปชาร์จแบตเตอรี่แทนเพื่อเอาไว้ใช้เวลากลางคืนหรือไฟฟ้าดับ



รูปที่ 32 รูปแบบการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (Hybrid) [25]

2.2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา รูปแบบเพิ่มอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน (Rapid Shutdown)



รูปที่ 33 แผนผังรูปแบบการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา รูปแบบเพิ่มอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน

อุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน (Rapid Shutdown) คือ อุปกรณ์ที่ช่วยในการลดแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งการหลักทำงานของอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน (Rapid Shutdown) คือทำหน้าที่ลดแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงให้เหลือแรงดันในพื้นที่ Array น้อยกว่า 80 โวลต์ ภายใน 30 วินาที ตามมาตรฐานของ NEC2020 มีจุดประสงค์หลักเพื่อให้นักดับเพลิงสามารถหยุดการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงจากแผงโซลาร์เซลล์ได้อย่างง่ายดาย เพื่อให้แน่ใจว่าบนหลังคาของอาคารหรือพื้นที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า มีสภาพที่ปลอดภัยสำหรับนักดับเพลิงในระหว่างเกิดอัคคีภัย อุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน (Rapid Shutdown) [18, 26] สามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภท ดังนี้

2.2.2.1 อุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน (Rapid Shutdown) รูปแบบที่ไม่สามารถทำระบบ Monitoring¹ ได้

รูปแบบนี้จะเป็นการทำงานเพียงแค่คอยลดแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงเมื่อฟังก์ชัน Rapid Shutdown ถูกสั่งการมาจากอินเวอร์เตอร์ เพื่อทำการบำรุงรักษาระบบ หรือ เพื่ออำนวยความสะดวกแก่การทำงานของนักดับเพลิงเมื่อเกิดเหตุอัคคีภัย โดยฟังก์ชัน Rapid Shutdown นั้น จะมีทั้งที่มีอยู่ในอินเวอร์เตอร์ที่ใช้หรือติดตั้งเพิ่มเป็นอุปกรณ์เพิ่มเติม

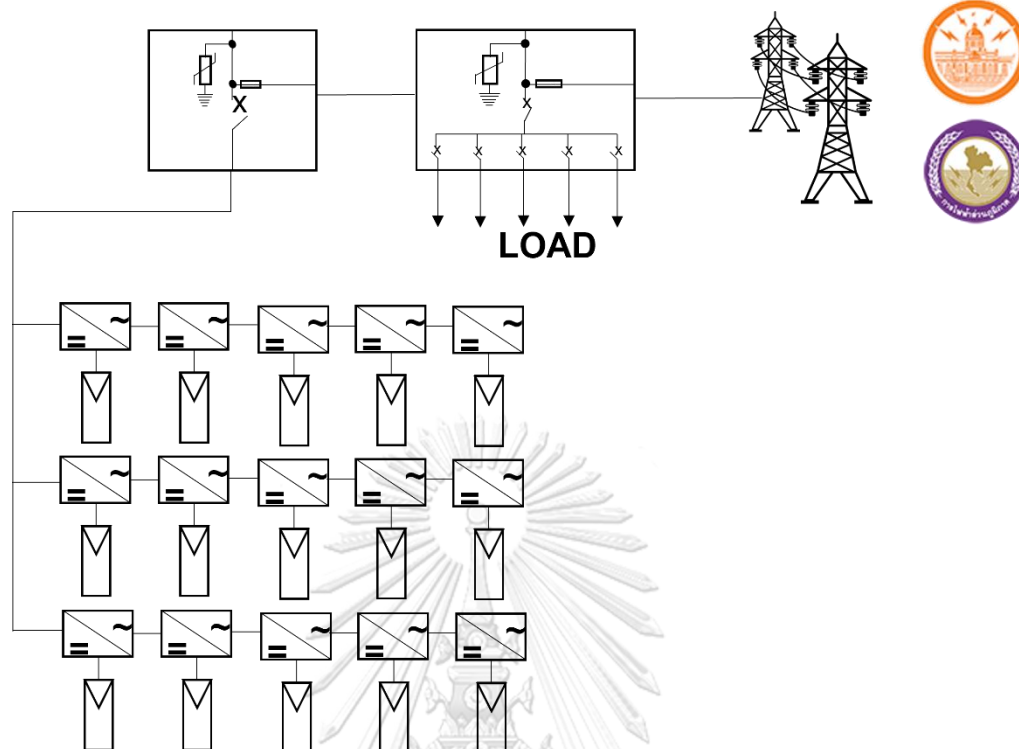
2.2.2.2 อุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน (Rapid Shutdown) รูปแบบที่สามารถทำระบบ Monitoring ได้

รูปแบบนี้อุปกรณ์ที่ติดตั้งนอกจากจะสามารถทำการลดแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงแล้วนั้นยังสามารถทำระบบ Monitoring ได้ด้วย สามารถดูข้อมูลค่าพลังงานที่ผลิตได้ลึกถึงรายแผง โดยจะสามารถแจ้งเตือนหากแผงโซลาร์เกิดปัญหา

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา รูปแบบเพิ่มอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน (Rapid Shutdown) นั้นมีรูปแบบการเชื่อมต่อเหมือนกับรูปแบบทั่วไป เพียงแค่เพิ่มอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉินในจุดที่เชื่อมต่อหลังแผงโซลาร์เซลล์

¹ ระบบ Monitoring คือ เป็นระบบซึ่งใช้สำหรับจัดเก็บข้อมูลเกี่ยวกับกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้า จากอุปกรณ์ที่ติดตั้งภายในระบบผลิตไฟฟ้า รวมถึงข้อมูลสภาพแวดล้อม โดยระบบ สามารถปรับแต่งให้รวบรวมและบันทึกข้อมูลจากที่มีโครงสร้างต่างกันได้นอกจากนั้นระบบบันทึกข้อมูลยังสามารถแสดงข้อมูลแบบเวลาจริง (Realtime) ในรูปแบบของเว็บ (Web-based) ทำให้ผู้ดูแลระบบสามารถเข้าถึงข้อมูลจากโรงไฟฟ้าได้จากอุปกรณ์ได้หลากหลาย และระบบสามารถส่งข้อมูลที่จัดเก็บไว้ไปยังเซิร์ฟเวอร์ฐานข้อมูลกลาง

2.2.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา รูปแบบไมโครอินเวอร์เตอร์

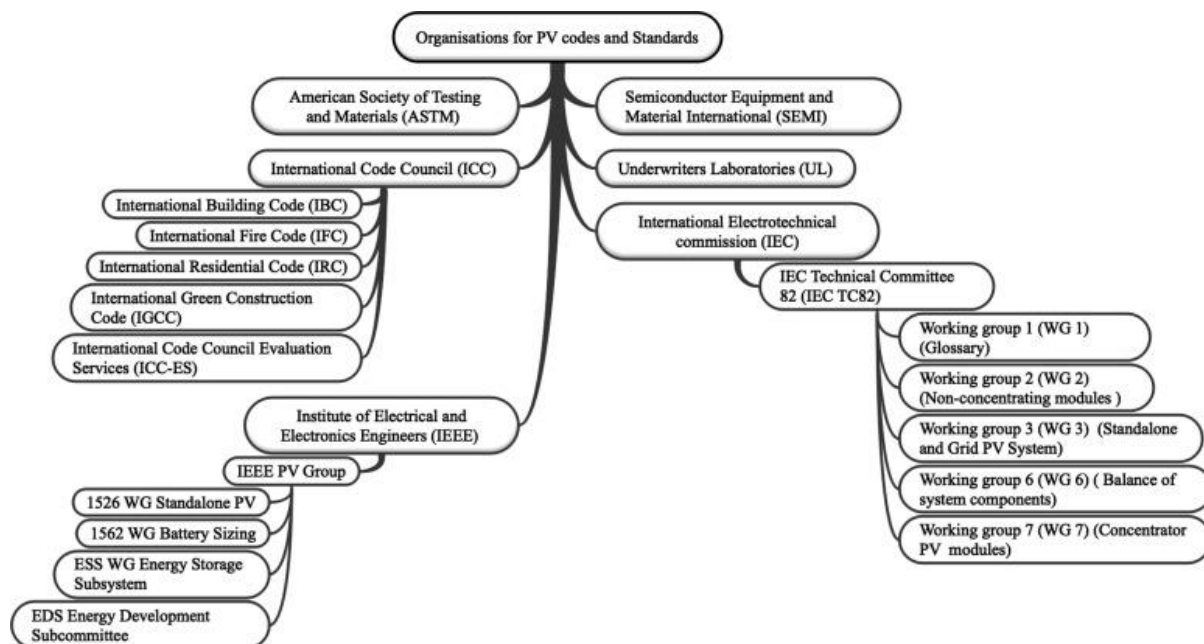


รูปที่ 34 แผนผังรูปแบบการเชื่อมต่อบนหลังคา ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา รูปแบบไมโครอินเวอร์เตอร์

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา รูปแบบไมโครอินเวอร์เตอร์ จะเป็นการติดตั้งตัวอุปกรณ์ไมโครอินเวอร์เตอร์ไว้ที่หลังแผงโซลาร์เซลล์เลย โดยระบบนี้จะทำการแปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับตั้งแต่อยู่บนหลังคา และส่งไฟฟ้ากระแสสลับมาใช้ภายในสถานที่ใช้ไฟโดยตรงเลย โดยที่ตัวไมโครอินเวอร์เตอร์นี้ มีฟังก์ชัน Rapid Shutdown และสามารถทำระบบ Monitoring ได้

2.3 มาตรฐานการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา จำเป็นต้องมีมาตรฐานในการติดตั้ง เพื่อให้มีการติดตั้งไปในทิศทางเดียวกันและเพื่อความปลอดภัย ในแต่ละประเทศก็ได้มีการกำหนดมาตรฐานเพื่อใช้ในพื้นที่ของตัวเอง มีหลายองค์กรที่พัฒนามาตรฐานและรหัสสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [27] แสดงดัง แผนผังองค์กรสำหรับรหัสและมาตรฐานตามรูปที่ 35



รูปที่ 35 มาตรฐานที่ใช้ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า [27]

2.3.1 มาตรฐานการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ประเทศอเมริกา

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ในประเทศอเมริกามีการติดตั้งเพิ่มสูงขึ้นทุกปี ตามรายงาน [28] โดยแนวโน้มราคาแผงโซลาร์เซลล์ของสหรัฐอเมริกา และการเติบโตของการใช้งานแสดงผลดังตารางที่ 2

ตารางที่ 2 แนวโน้มราคาแผงโซลาร์เซลล์ของสหรัฐอเมริกา และการเติบโตของการใช้งาน [28]

Year	Installed Capacity (MWdc)	Blended Average PV system Price (\$/Watt)
2010	848.84	5.79
2011	1,940.74	4.75
2012	3,373.86	3.63
2013	4,765.80	3.01
2014	6,244.85	2.27
2015	7,509.06	2.26
2016	15,104.16	1.71
2017	11,080.45	1.63

Year	Installed Capacity (MWdc)	Blended Average PV system Price (\$/Watt)
2018	10,733.26	1.61
2019	13,511.89	1.43
2020	19,849.48	1.29
2021	23,564.63	1.38

The U.S. Department of Energy และหน่วยงาน Clean Energy States Alliance (CESA) ได้ร่วมมือกันจัดทำรายงาน [29] มาตรฐาน ข้อกำหนด สำหรับอุปกรณ์พลังงานแสงอาทิตย์ การติดตั้งและใบอนุญาตและการรับรอง ตามตารางที่ 3 ตารางที่ 3 มาตรฐาน ข้อกำหนด สำหรับอุปกรณ์พลังงานแสงอาทิตย์ การติดตั้งและใบอนุญาตและการรับรอง [29]

Section	Division
Installation	Building Codes
	Fire Codes
	Electrical Codes
Licensing and Certification	General Electric Licensing
	Limited Electric Licensing
	Third-Party Certification
Equipment Standards and Warranties	Equipment Standards
	Manufacturer and Workmanship Warranties

2.3.2 มาตรฐานการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ประเทศออสเตรเลีย

มาตรฐานการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศออสเตรเลีย มีประกาศอัปเดตข้อกำหนดมาตรฐานในการติดตั้งฉบับปรับปรุง และบังคับใช้ตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2021 โดยมาตรฐานฉบับอัปเดตคือ AS/NZS 5033:2021, Installation and safety requirements for photovoltaic (PV) arrays เป็นการเปลี่ยนจากมาตรฐานเดิมคือ AS/NZS 5033:2014 มาตรฐานนี้

ได้รับการปรับโครงสร้างใหม่เพื่อให้อ่านง่ายขึ้น กำหนดการติดตั้งทั่วไปและข้อกำหนดด้านความปลอดภัยสำหรับการติดตั้งระบบไฟฟ้าของอาร์เรย์ แผงโซลาร์เซลล์ ซึ่งรวมถึงสายไฟ DC Array อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า การจัดเตรียมสวิตช์และการต่อสายดิน การแก้ไขนี้รวมถึงการอัปเดตอื่นๆ อีกหลายรายการ รวมถึงข้อกำหนดสำหรับการติดตั้งไมโครอินเวอร์เตอร์และหน่วยปรับสภาพ DC ซึ่งระบุว่าช่วยให้ใช้เทคโนโลยีได้มากขึ้นในแผงโซลาร์เซลล์ขนาดใหญ่ขึ้น และสนับสนุนผลลัพธ์ด้านความปลอดภัยที่ดีขึ้น นอกจากนี้ยังเพิ่มขีดจำกัด 600V สำหรับแผงโซลาร์เซลล์ในครัวเรือนเพื่อให้สอดคล้องกับมาตรฐานสากลที่ 1000V [30]

2.3.3 มาตรฐานการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ประเทศเยอรมัน

ประเทศในโซนยุโรปและประเทศเยอรมัน ได้นำมาตรฐาน DIN VDE 0100 มาใช้ในระบบการติดตั้งแรงดันต่ำ ซึ่งมาตรฐานที่ติดตั้งที่เชื่อมกับระบบแรงดันต่ำจะใช้มาตรฐานที่อยู่ในมาตรฐาน DIN VDE 0126 ในส่วนของการเชื่อมระบบในระดับแรงดันกลางจะเลือกใช้แนวทางมาตรฐานของ BDEW ซึ่งองค์กรที่เข้าร่วมการจัดทำมาตรฐานต่างๆ ขึ้นนั้นมีหลายองค์กรที่ทำงานร่วมกัน ได้แก่ The accident prevention regulations of the workers' compensation boards (Berufsgenossenschaften), The Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt) และ The European Construction Products Regulation (EUCPR) การร่วมมือของหน่วยงานต่างเหล่านี้ได้จัดทำมาตรฐานให้การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นไปในทิศทางเดียวกัน และเพื่อความปลอดภัยของระบบผลิตไฟฟ้า [7]

2.3.4 มาตรฐานการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ประเทศไทย

ประเทศไทยในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา มีหน่วยงานที่เกี่ยวข้องที่ดูแล ควบคุม ได้แก่ หน่วยงานท้องถิ่น อบต. เทศบาล จะดูแลในส่วนใบอนุญาตติดตั้งอาคาร (อ.๑) หน่วยงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) โดยจะดูแลในส่วนใบอนุญาตผลิตพลังงานควบคุม (พ.ค.๒) และใบอนุญาตแจ้งยกเว้นฯ หน่วยงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ดูแลในส่วนใบอนุญาตเชื่อมต่อระบบโครงข่ายของการไฟฟ้าฯ ซึ่งหน่วยงานต่าง ๆ นี้ได้นำมาตรฐานต่างๆ มาประยุกต์ใช้ให้เหมาะสมกับพื้นที่ในประเทศไทย โดยจะแบ่งเป็นหมวดของการบังคับด้วยกฎหมาย และไม่ใช้การบังคับด้วยกฎหมาย ดังนี้

1. หมวดบังคับด้วยกฎกระทรวง และพรบ. การประกอบกิจการพลังงาน

หน่วยงานที่รับผิดชอบคือ อบต. เทศบาล คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ซึ่งแต่ละหน่วยงานจะมีมาตรฐานที่ใช้ในการพิจารณาในขั้นตอนการขออนุญาตต่างๆ โดยในขั้นตอนสุดท้ายของการขออนุญาตก็คือ การขออนุญาตขอเชื่อมต่อระบบเข้ากับโครงข่ายของการไฟฟ้าฯ หรือเรียกว่า “การขนานไฟฟ้า” ซึ่งในขั้นตอน

นี้หน่วยงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้กำหนดระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 [20, 31] และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ได้กำหนดระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558 [19] ซึ่งระเบียบที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ประกาศใช้นั้นเรียกอีกอย่างว่า “ Grid-Code ”

ในปี 2565 ได้มีการประกาศปรับปรุงระเบียบ “ Grid-Code ” ทั้งสองหน่วยงานได้มีการปรับปรุงข้อกำหนด ในส่วนดังต่อไปนี้

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้ประกาศ เรื่อง ปรับปรุงรูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกัน ตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีคอนเวอร์เตอร์ โดยปรับปรุงรูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกัน สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีคอนเวอร์เตอร์ ตามรูปแบบที่ 1,2,3,4,5 และ 8 ของระเบียบฯ [31]

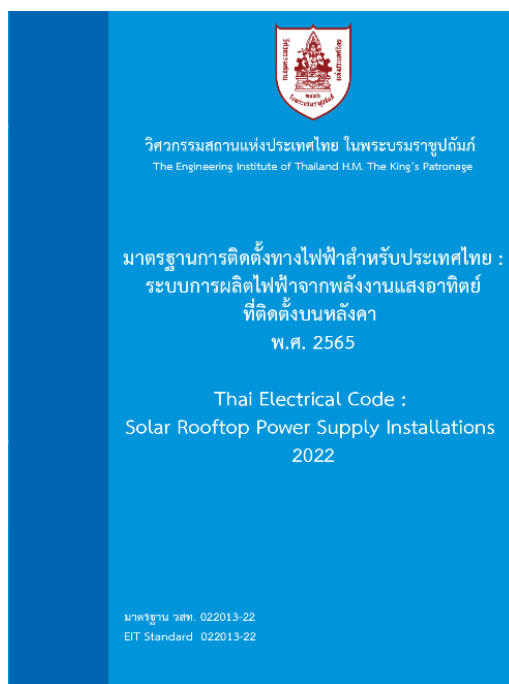
การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ได้ประกาศ เรื่อง แก้ไขระเบียบการไฟฟ้านครหลวง ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558 ข้อ 4.5.6 การติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า

จากเดิม (1) ผู้เชื่อมต่อที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดอินเวอร์เตอร์และมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวมกันเกินกว่า 250 กิโลวัตต์ จะต้องจัดหาและติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Meter) ที่มีคุณสมบัติเป็นไปตาม ข้อกำหนดของการไฟฟ้านครหลวง ณ ตำแหน่งจุดเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ

แก้ไขเป็น (1) ผู้เชื่อมต่อที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดอินเวอร์เตอร์และมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวมกันเกินกว่า 1 เมกะวัตต์ จะต้องจัดหาและติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Meter) ที่มีคุณสมบัติเป็นไปตาม ข้อกำหนดของการไฟฟ้านครหลวง ณ ตำแหน่งจุดเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ [32]

2. หมวดไม่บังคับด้วยกฎกระทรวง และพรบ. การประกอบกิจการพลังงาน

หน่วยงานที่รับผิดชอบ คือ วิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย (วสท.) ซึ่ง ได้มีการออกมาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้าสำหรับประเทศไทย : ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา พ.ศ. 2565 ดังรูปที่ 36 เป็นฉบับปรับปรุงจากปี พ.ศ. 2562 มาเพื่อเป็นแนวทางในการปฏิบัติในการออกแบบและติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ซึ่งทางผู้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ มักจะเอามาตรฐานนี้มาใช้ควบคู่กับมาตรฐานที่บังคับด้วยกฎกระทรวง และพรบ. การประกอบกิจการพลังงาน เพื่อความปลอดภัยของระบบที่เพิ่มมากขึ้น



รูปที่ 36 มาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้าสำหรับประเทศไทย : ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา พ.ศ. 2565 [18]

โดยวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย ในพระบรมราชูปถัมภ์ ได้รวบรวมมาตรฐานต่างๆที่เกี่ยวข้องสำหรับงานติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา มาปรับใช้ให้เหมาะสมกับประเทศไทย ซึ่งมาตรฐานฉบับนี้บังคับใช้เฉพาะผู้ใช้ไฟเท่านั้น มิได้บังคับครอบคลุมการออกแบบหรือติดตั้งของการไฟฟ้าฯ มาตรฐานฉบับนี้เหมาะสำหรับผู้ที่ได้รับการอบรม หรือผู้ที่มีความรู้ทางด้านการออกแบบหรือติดตั้งระบบไฟฟ้าเป็นอย่างดีเท่านั้น ผู้ใช้มาตรฐานฯ ควรใช้อย่างระมัดระวังและมีวิจารณญาณ [18] โดยส่วนของความปลอดภัยจากอัคคีภัยที่เกี่ยวข้องอยู่ในเนื้อหาในหัวข้อที่

4.3.12 Arc Fault Circuit interrupter (AFCI กระแสตรง)

ต้องมี AFCI ทางด้านกระแสตรงของอินเวอร์เตอร์ เพื่อป้องกันการเกิดเพลิงไหม้เนื่องจากความผิดพลาดจากอาร์ก (arc fault) ทางด้านกระแสตรงภายใน 2.5 วินาที

ข้อยกเว้น ในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ไม่ได้ติดตั้งบนหรือในอาคารและวงจรด้านไฟออกของระบบผลิตไฟฟ้าฯ จาก PV Module ตัวสุดท้ายไปยังอินเวอร์เตอร์ มีการเดินสายแบบฝังดินโดยตรง หรือเดินในช่องเดินสายโลหะ หรือรางเคเบิลโลหะที่ปิดมิดชิด ไม่ต้องมี AFCI ก็ได้

4.3.13 อุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน (rapid shutdown)

ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา ต้องมีอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่หยุดทำงานฉุกเฉิน ซึ่งมีคุณลักษณะ ดังนี้

(1) ลดแรงดันไฟฟ้าในบริเวณ Array boundary ให้เหลือไม่เกิน 80 โวลต์ ภายใน 30 วินาที หรือใช้อุปกรณ์ความคุมเพื่อลดความเสี่ยงจากการเกิดไฟดูดในการเกิดอันตรายต่อพนักงานดับเพลิง ซึ่งต้องมีผลการทดสอบ ตามขั้นตอนหรือใบรับรองตามมาตรฐาน UL 3741 โดยรายงานผลการทดสอบต้องออกโดยสถาบันหรือหน่วยงานทดสอบที่เป็นกลางและได้มาตรฐาน ได้แก่ TUV, VDE, Bureau Veritas, UL, CSA, InterTek หรือ PTEC

(2) ลดแรงดันไฟฟ้าในสายเคเบิลที่อยู่นอกบริเวณ Array boundary ให้เหลือไม่เกิน 30 โวลต์ ภายใน 30 วินาที

หมายเหตุ : Array boundary หมายถึง ขอบเขตโดยรอบ PV array เป็นระยะ 300 มิลลิเมตร ในทุกทิศทาง

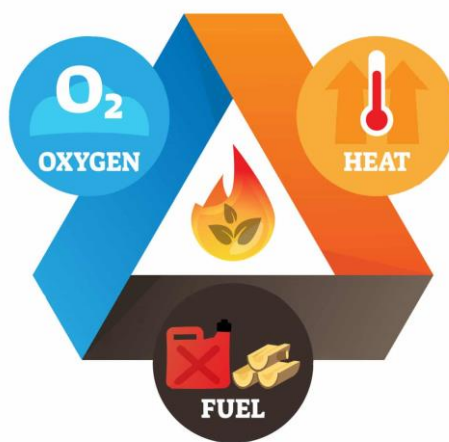
(3) ต้องมีการระบุอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่หยุดทำงานฉุกเฉินโดยติดตั้งสวิตช์เริ่มการทำงานในตำแหน่งที่นักดับเพลิงสามารถเข้าถึงได้ง่าย เช่น ผนังใกล้ทางเข้าอาคาร เป็นต้น

2.4 การเกิดอัคคีภัย

การเกิดอัคคีภัย เป็นอุบัติเหตุที่สร้างความเสียหายให้กับทรัพย์สิน อาคาร บ้านเรือน บางครั้งก็ส่งผลให้เกิดการบาดเจ็บบนร่างกาย และอาจรุนแรงถึงขั้นเสียชีวิตได้ ซึ่งเป็นเหตุการณ์นี้ไม่ยากให้เกิดขึ้น

2.4.1 การเกิดอัคคีภัย รูปแบบทั่วไป

การเกิดอัคคีภัยมีองค์ประกอบของการติดไฟ (Fire Triangle) เกิดจากการรวมตัวของ 3 องค์ประกอบ ได้แก่ 1. เชื้อเพลิง (Fuel) ซึ่งจะอยู่ในสภาพของแข็ง ของเหลว หรือแก๊ส 2. อากาศออกซิเจน (Oxygen) ซึ่งมีอยู่ในอากาศประมาณ 21% โดยปริมาตร และ 3. ความร้อน (Heat) พอเพียงที่จะติดไฟได้ [33]



รูปที่ 37 องค์ประกอบของการเกิดอัคคีภัย [33]

ระยะของการเกิดอัคคีภัยสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ระยะ

ไฟไหม้ขั้นต้น คือ ตั้งแต่เห็นเปลวไฟจนถึง 4 นาทีที่สามารถดับได้โดยใช้เครื่องดับเพลิงเบื้องต้น

ไฟไหม้ขั้นปานกลาง คือ ระยะเวลาไฟไหม้ไปแล้ว 4 นาที ถึง 8 นาที อุณหภูมิจะสูงมากเกินกว่า 400 °C

ไฟไหม้ขั้นรุนแรง คือระยะเวลาไฟไหม้ต่อเนื่องไปแล้วเกิน 8 นาทีและยังมีเชื้อเพลิงอีกมากมาย อุณหภูมิจะสูงมากกว่า 600 °C ไฟจะลุกลามขยายตัวไปทุกทิศทางอย่างรุนแรงและรวดเร็ว

ประเภทอัคคีภัย แบ่งหมวดของไฟได้ดังนี้

1. ไฟประเภท A ได้แก่ ไฟที่ลุกไหม้ วัตถุเชื้อเพลิงธรรมดา เชื้อเพลิง ส่วนมากอยู่ใน สถานะของของแข็ง เช่น ไม้ กระดาษ เสื้อผ้า พลาสติก ฝ้าย หญ้า ฯลฯ

วิธีดับไฟประเภท A ที่ดีที่สุด คือการลด ความร้อน (Cooling) โดยใช้ น้ำ

2. ไฟประเภท B ได้แก่ไฟที่ลุกไหม้ วัตถุเชื้อเพลิงเหลว และก๊าซ ได้แก่ น้ำมันเชื้อเพลิง ชนิดต่างๆ ทินเนอร์ แอลกอฮอล์ สารตัวทำละลาย ต่างๆ เช่น ก๊าซหุงต้ม, โพรเพน, บิวเทน ไฮโดรเจน, อะซิทีลีน

วิธีดับไฟประเภท B ที่ดีที่สุด คือ กำจัดออกซิเจน ทำให้อับอากาศ โดยใช้ผงเคมีแห้งคลุม ใช้ฟองโฟมคลุม

3. ไฟประเภท C ได้แก่ไฟที่ลุกไหม้อุปกรณ์ที่มีกระแสไฟฟ้า

วิธีดับไฟประเภท C ที่ดีที่สุดคือ ตัดกระแสไฟฟ้า แล้วจึงใช้ก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์หรือน้ำยาเหลวระเหยที่ไม่มี CFC ไล่ออกซิเจนออกไป

4. ไฟประเภท D สารเคมีติดไฟ ได้แก่ไฟที่ลุกไหม้โลหะติดไฟ ได้แก่ ผงแมกนีเซียม เซอร์โคเนียม ไททเนียม ผงอลูมิเนียม

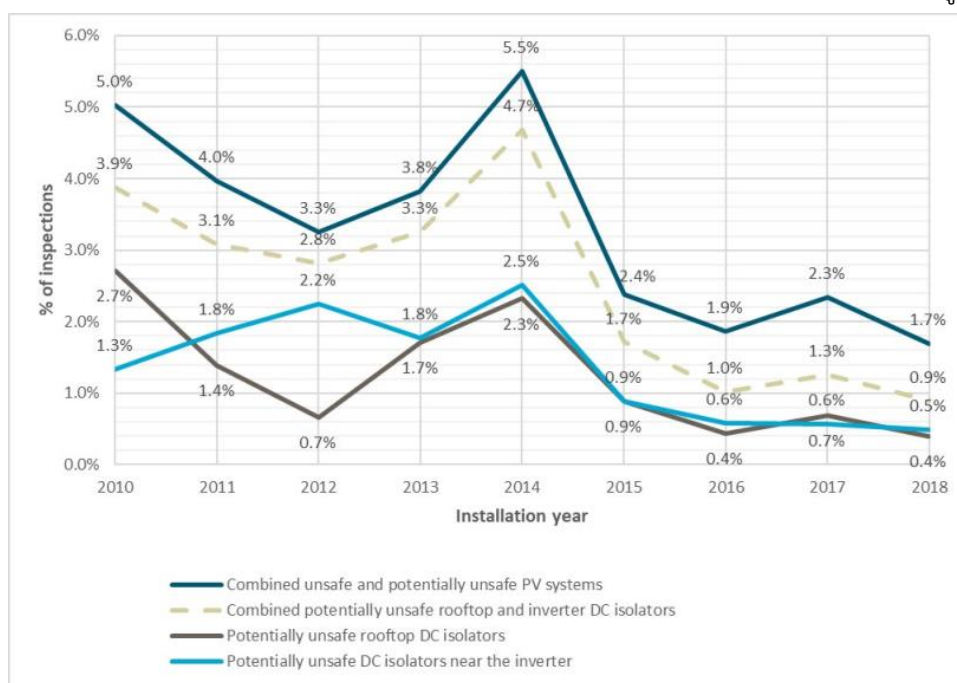
วิธีดับไฟประเภท D ที่ดีที่สุดคือการทำให้อับอากาศหรือใช้สารเคมีเฉพาะ (ห้ามใช้น้ำเป็นอันขาด) ซึ่งต้องศึกษาหาข้อมูลแต่ละชนิดของ สารเคมีหรือโลหะนั้นๆ [33]



รูปที่ 38 ประเภทของอัคคีภัย [34]

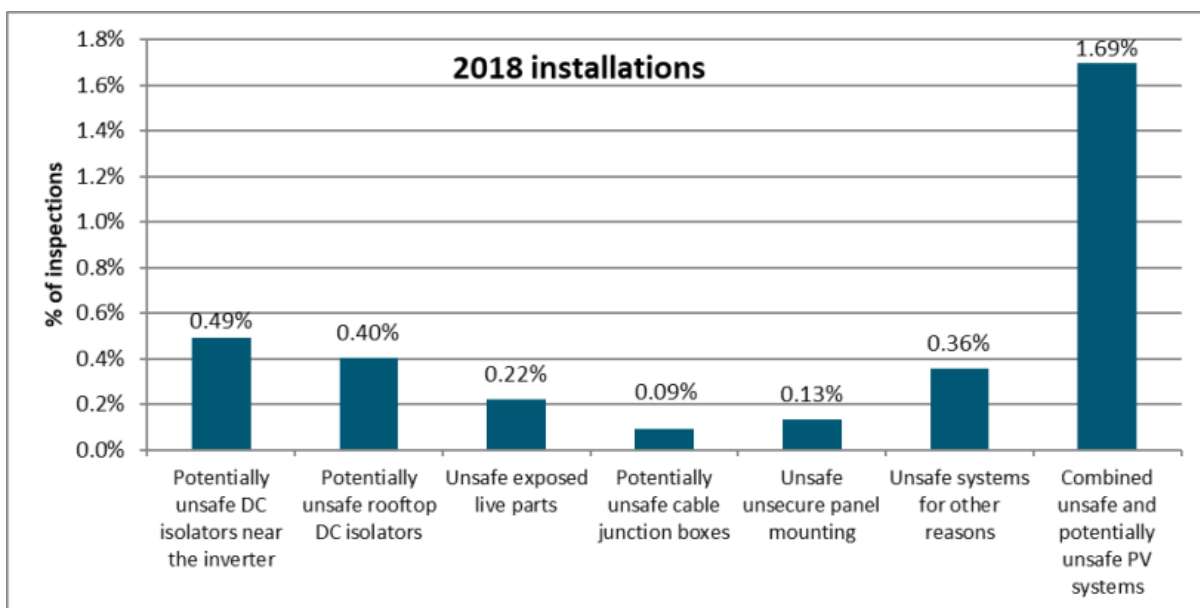
2.4.2 การเกิดอัคคีภัย รูปแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

การเกิดอัคคีภัย ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา จะอยู่ในหมวดของการเกิดเพลิงไหม้ประเภท C ซึ่งการเกิดอัคคีภัยรูปแบบนี้ การทำงานของนักดับเพลิงก็จะต้องทำการดับอัคคีภัยพื้นที่มีกระแสไฟฟ้าไหลอยู่ซึ่ง หน่วยงาน Australian Government Clean Energy Regulator ได้ จัด ทำราย งาน Analysis of Small-scale Renewable Energy Scheme Inspection Data to Assess Photovoltaic System Residual Systemic Electrical Safety Risks ซึ่งได้เป็นรายงานที่เกี่ยวกับการเกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้าฯ ซึ่งจากรายงาน [35] ได้ทำการตรวจสอบระบบผลิตไฟฟ้าที่อาจไม่ปลอดภัยเนื่องจาก DC isolators แสดงผลรายงานดังรูปที่ 39



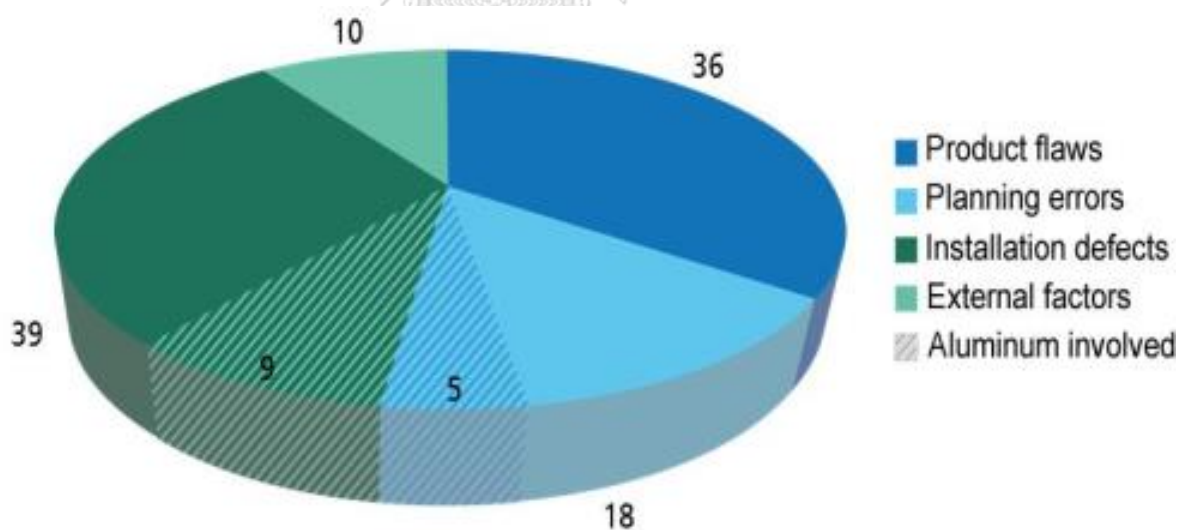
รูปที่ 39 การตรวจสอบระบบผลิตไฟฟ้าที่อาจไม่ปลอดภัยเนื่องจาก DC isolators

โดยที่จากรายงานบอกถึง สาเหตุของระบบผลิตไฟฟ้าที่ไม่ปลอดภัยและอาจไม่ปลอดภัย สำหรับการตรวจสอบระบบที่ติดตั้งในปี 2018 ดังรูปที่ 40



รูปที่ 40 สาเหตุของระบบผลิตไฟฟ้าที่ไม่ปลอดภัยและอาจไม่ปลอดภัยสำหรับการตรวจสอบระบบที่ติดตั้งในปี 2018 [35]

สถิติการเกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้า ที่เกิดขึ้นสามารถวิเคราะห์ความเสียหายจากรายงานซึ่งแสดงข้อมูลจาก 103 เหตุการณ์ [7] แสดงผลดังรูปที่ 41



รูปที่ 41 สถิติสาเหตุการเกิดอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ [7]

สถิติการเกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประเทศอเมริกา พบว่ามีการบันทึกการเกิดเพลิงไหม้ระบบผลิตไฟฟ้า 56 ครั้งในปี 2018 ซึ่งเป็นของข้อมูลที่รายงาน ซึ่งเพิ่มขึ้น 36% จาก 41 ครั้งในปี 2017 ที่บันทึกไว้ ในปี 2015 ปีแรก ซึ่งได้รับข้อมูลจาก USFA มี 25 ครั้ง

ตั้งแต่ปี 2015 หน่วยงานดับเพลิงได้บันทึกการเกิดเพลิงไหม้ 155 ครั้งที่เกิดจากการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ โดย 84 แห่งเป็นระบบที่อยู่อาศัยและ 71 แห่งไม่ใช่ที่อยู่อาศัย [36]

การเกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้า แบ่งสาเหตุเป็นสาเหตุทางด้านไฟฟ้ากระแสตรงและทางด้านไฟฟ้ากระแสสลับ ซึ่งระดับความอันตรายของทางด้านไฟฟ้ากระแสตรงจะมีความรุนแรงมากกว่าทางด้านไฟฟ้ากระแสสลับ โดยแบ่งสาเหตุที่เกิดอัคคีภัยจากรายงาน [7] ดังนี้

1. เกิดจากความผิดพลาดของอุปกรณ์จากผู้ผลิต

ความผิดพลาดของอุปกรณ์จากผู้ผลิต ซึ่งข้อบกพร่องของอุปกรณ์หลักต่างๆที่นำมาใช้ในระบบผลิตไฟฟ้า เกิดขึ้นได้ ตัวอย่างเช่น แผงโซลาร์เซลล์คุณภาพไม่ตรงตามข้อมูลผลิตภัณฑ์ เมื่อนำมาติดตั้งในระบบ จึงเกิดปัญหาต่างๆและเป็นสาเหตุที่เกิดอัคคีภัย หรือจะเป็นในส่วนของอินเวอร์เตอร์ ซึ่งเป็นอุปกรณ์แปลงไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นกระแสสลับ หากอินเวอร์เตอร์ไม่สามารถทำงานได้ ก็จะทำให้จุดที่ไฟฟ้ากระแสตรงไหลมารอการทำงานของอินเวอร์เตอร์นั้นเป็นจุดที่บกร่องและเป็นสาเหตุของอัคคีภัย

2. เกิดการวางแผนติดตั้งผิดพลาด ไม่เหมาะสม

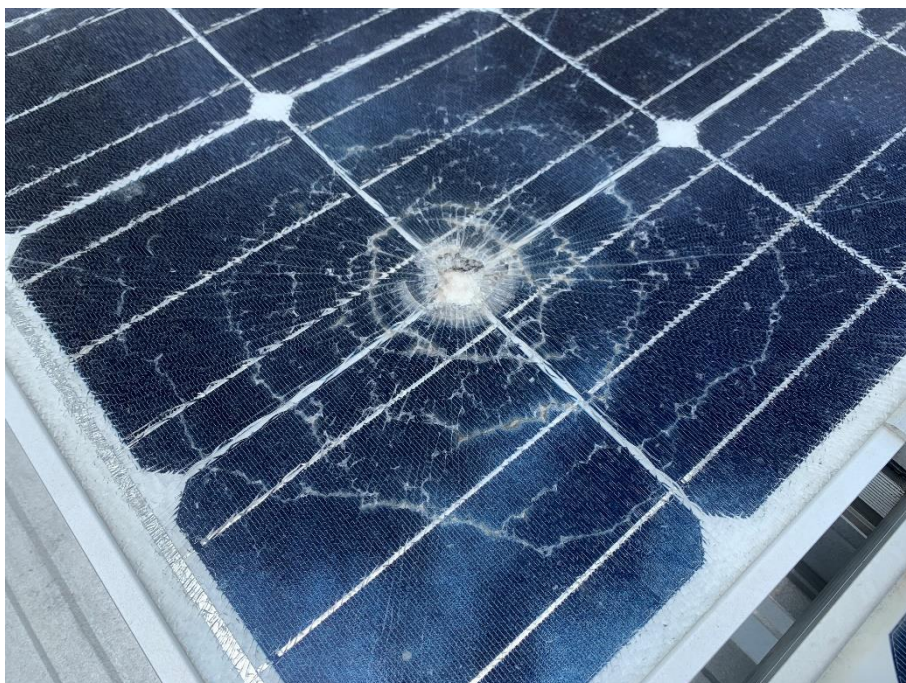
การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า จำเป็นจะต้องมีการวางแผนการทำงาน ในการติดตั้ง ซึ่งขั้นตอนแต่ละขั้นตอนนั้นมีความสำคัญแตกต่างกัน หากทำการติดตั้งผิดขั้นตอน ก็จะส่งผลให้เกิดความผิดพลาดของระบบผลิตไฟฟ้า ตามมา โดยอาจจะไม่เกิดอุบัติเหตุ ณ เวลานั้นเลย อาจจะเป็นการสะสมความผิดพลาดในระบบผลิตไฟฟ้า จนทำให้เกิดอัคคีภัยได้ การวางแผนการทำงาน จึงจำเป็นที่จะมีการวางแผนอย่างละเอียด รอบคอบ รวมถึงการออกแบบระบบ ให้เหมาะสม มีการจัดเรียงอุปกรณ์ในตำแหน่งที่ถูกต้อง และเหมาะสม มีการคำนึงถึงความปลอดภัยในแต่ละส่วนของระบบ

3. เกิดจากความผิดพลาดของผู้ติดตั้ง

การทำงานที่ผิดพลาดของผู้ติดตั้ง เป็นอีกสาเหตุที่ระบบผลิตไฟฟ้า เกิดความขัดข้อง ไม่สามารถใช้ระบบผลิตไฟฟ้า ได้อย่างเต็มประสิทธิภาพ ซึ่งการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า จะต้องใช้ผู้ติดตั้งที่มีความชำนาญในการใช้เครื่องมือและมีมือในการทำงาน ยกตัวอย่างเช่น การเข้าสายไฟที่ไม่แน่นหนา อาจจะทำให้จุดเชื่อมต่อนั้นเกิดความร้อนและเป็นสาเหตุของอัคคีภัยได้

4. เกิดจากปัจจัยภายนอก

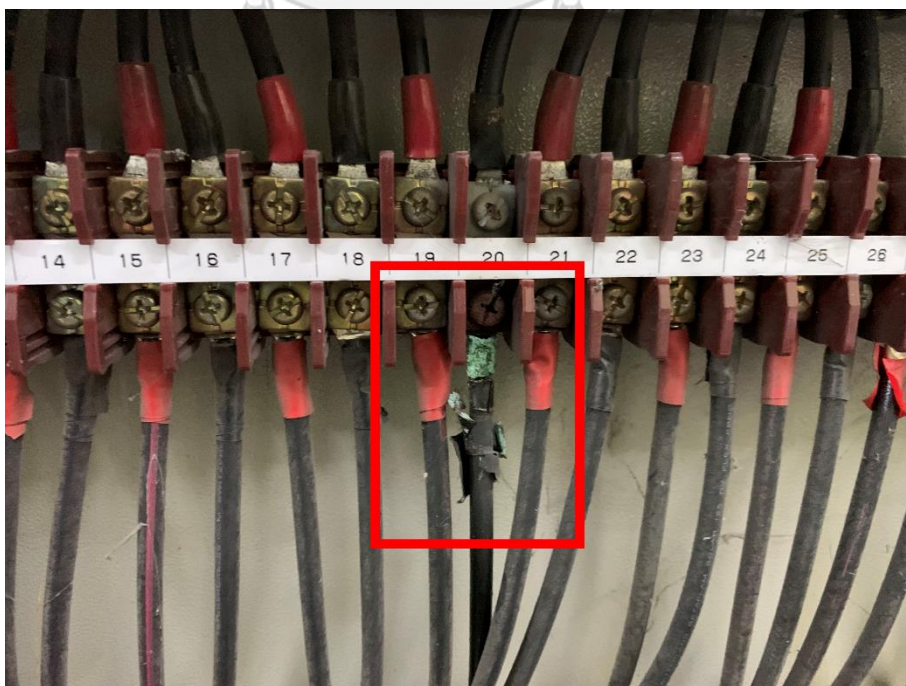
สาเหตุจากปัจจัยภายนอกต่างๆที่ไม่สามารถควบคุมได้ ขึ้นอยู่กับสภาพแวดล้อม ณ สถานที่ติดตั้ง เช่น เกิดจากที่สายไฟโดยหนูกัด หรือเกิดจากภัยธรรมชาติ เช่น พายุที่อุปกรณ์ พายุที่พัดทำลายอุปกรณ์ หรือพฤติกรรมของมนุษย์ที่อยู่ในสภาพแวดล้อม บริเวณที่ติดตั้ง เช่น มีการยิงปืนขึ้นฟ้าเพื่อฉลองเทศกาลต่าง แล้วกระสุนตกลงมายังระบบผลิตไฟฟ้า สร้างความเสียหายให้ระบบผลิตไฟฟ้า เป็นต้น



รูปที่ 42 แผงโซลาร์เซลล์ได้รับความเสียหายจากกระสุนปืน [37]

5. เกิดจากอายุของอุปกรณ์จากการใช้งาน

อุปกรณ์เมื่อใช้ไปในระยะเวลาหนึ่ง ก็จะมีการเสื่อมสภาพของอุปกรณ์ได้ ซึ่งการเสื่อมสภาพของอุปกรณ์จะเกิดขึ้นตลอดเวลาในการใช้งาน อายุการใช้งานเลยเป็นอีกสาเหตุที่สามารถเกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้า



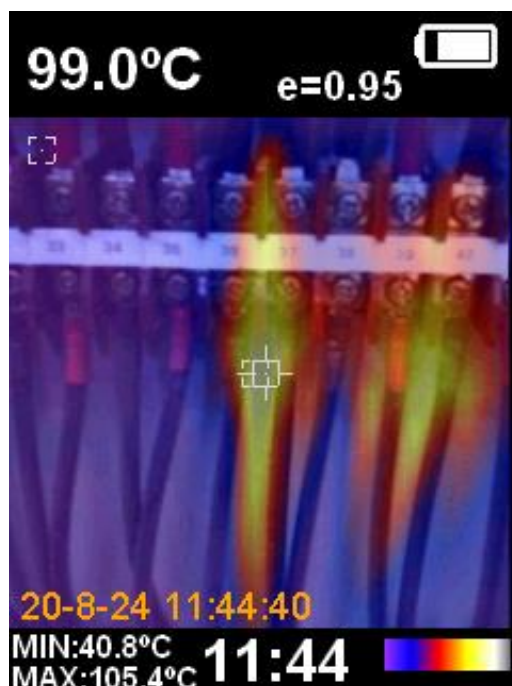
รูปที่ 43 สภาพของสายไฟที่เปลี่ยนไปตามอายุการใช้งาน [37]



รูปที่ 44 รอยขาดของสายไฟ การชำรุด ณ จุดเชื่อมต่อ [37]

6. เกิดจากจุดสะสมความร้อน (Hot Sport)

จุดสะสมความร้อนในระบบผลิตไฟฟ้าฯ สามารถพบได้ในทุกๆตำแหน่งของอุปกรณ์ จุดสะสมความร้อนหรือที่เรียกว่า “Hot Sport” ยกตัวอย่างเช่น การที่มีเศษใบไม้หรือเงาบังที่แผงโซลาร์เซลล์เป็นเวลานานๆ ส่งผลให้แผงโซลาร์เซลล์แผ่นนั้นไม่สามารถให้กระแสไฟไหลผ่านไปได้ ก็จะเกิดความร้อนสะสม เนื่องจากกระแสไฟฟ้าที่ไหลมานั้นเกิดความร้อนสะสมได้

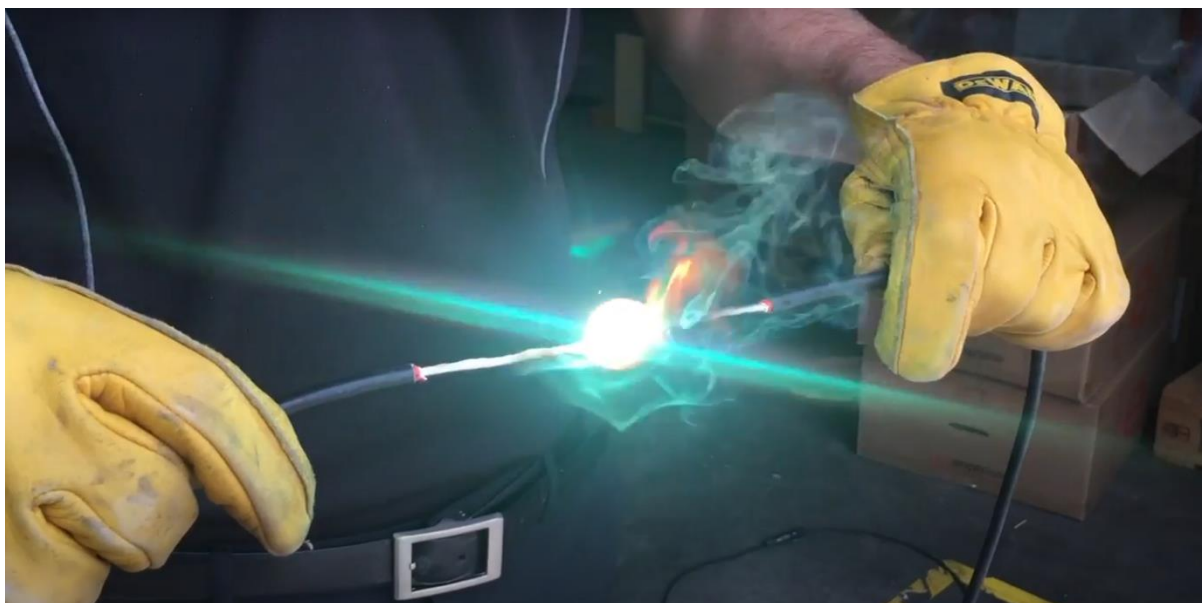


รูปที่ 45 ภาพถ่ายความร้อนของอุปกรณ์ของระบบผลิตไฟฟ้าฯ [37]

7. เกิดจากการอาร์กของอุปกรณ์ (Arc flash)

Arc Flash คือ การลัดวงจรที่ทำให้เกิดประกายไฟโดยทำให้พลังงานแตกตัวออกมาเป็นจำนวนมาก ซึ่ง ปลดปล่อยความร้อนออกมาพร้อมกับการมีแสงที่จ้า หลังจากนั้นจะทำให้เกิดการระเบิดขึ้นโดยมีอุณหภูมิสูงถึง 35,000 องศาฟาเรนไฮต์ หรือ 19,426 องศาเซลเซียส จะมีความดันที่รุนแรง และยังทำให้อุปกรณ์ภายใน กระเด็นออกมา ทำให้เกิดอันตรายต่อบุคคลและทรัพย์สินได้ [38]

Arc Flash สามารถเกิดขึ้นได้ทั้งในส่วนของไฟฟ้ากระแสตรงและไฟฟ้ากระแสสลับ ซึ่งความอันตรายของไฟฟ้าทางด้านกระแสตรงจะมีความอันตรายมากกว่าด้านกระแสสลับ เนื่องจากแรงดันทางด้านกระแสตรงสูงกว่า โดยจุดที่มักจะเกิดการ Arc Flash ได้แก่ แผงโซลาร์เซลล์ จุดเชื่อมต่อสายไฟ (MC4) รอยบาดตดสายไฟกระแสตรง เป็นต้น



รูปที่ 46 การ Arc Flash ของสายไฟด้านกระแสดังระบบผลิตไฟฟ้าฯ [39]

2.5 มาตรฐานการดับอัคคีภัย

2.5.1 มาตรฐานการดับอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ของต่างประเทศ

ในหลายๆประเทศได้มีการจัดทำมาตรฐานในการดับอัคคีภัยเป็นของตนเองให้สอดคล้องกับลักษณะของภูมิประเทศ สภาพอากาศ ของตนเอง ในประเทศต่างๆการที่ติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ทั่วไปตามบ้านเรือน ได้รับความสนใจเพิ่มขึ้น ในบรรเทาอันตรายจากนักดับเพลิง ในฐานะกรณีตัวอย่าง เราได้สรุปแนวทางปฏิบัติที่เผยแพร่ใน ญี่ปุ่น สหรัฐอเมริกา และเยอรมนี ซึ่งเป็นประเทศชั้นนำด้านการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ แนวปฏิบัติสำหรับนักดับเพลิงได้รับการเผยแพร่ในประเทศต่างๆ เช่น ญี่ปุ่น สหรัฐอเมริกา เยอรมนี ออสเตรเลีย ออสเตรีย แคนาดา ฝรั่งเศส อิตาลี สเปน และสหราชอาณาจักร จากรายงาน [40] ดังแสดงในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 แนวปฏิบัติสำหรับนักดับเพลิง [40]

Country	Title	Author	Publication Date
Japan	Technical information about firefighting operation in PV Fire	AIST (National Institute of Advanced Industrial Science and Technology)	Feb. 2014

Country	Title	Author	Publication Date
United States	Fire Operations for Photovoltaic Emergencies	CAL FIRE - Office of the State Fire Marshal	Nov. 2010
	Firefighter Safety and Emergency Response for Solar Power Systems	The Fire Protection Research Foundation	May. 2010
	Firefighter Safety and Photovoltaic Installation Research Project	UL	Nov. 2011
Germany	Information about the use of photovoltaic systems for emergency responders, fire brigades and technical assistance services	Deutscher Feuerwehr Verband	Oct. 2010
	Assessment of fire risk in photovoltaic systems and creation of security concepts to minimize the risk	TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, Fraunhofer ISE	Mar. 2015
Australia	Safety Considerations for Photovoltaic Arrays	Australasian Fire and Emergency Service Authorities Council	Apr. 2013

Country	Title	Author	Publication Date
	Solar Electric Systems - safety for Firefighters	Ted Spooner (Chair of the Australian standards committee responsible for PVsystems)	Sep. 2011
Austria	PVsystems - Additional safety requirements	The Austrian Electrotechnical Association	Mar. 2013
Canada	Solar Electricity Safety Handbook for Firefighters	Ontario Association of Fire Chiefs	Mar. 2015
France	Controlling Risk Linked to Photovoltaic System Installations	CEA, INES, Gimelec, ADEME	Jun. 2013
Italy	Fire Safety of Photovoltaic Systems	Province of Trento	2011
Spain	Firefighter safety for PV plants	Firefighters of Barcelona	Sep. 2013
United Kingdom	Photovoltaics and Fire : A guide from BPVA	British PhotoVoltaic Association	2011

2.5.1.1 มาตรฐาน NFPA70 NEC2020

มาตรฐานการดับอัคคีภัยที่นิยมใช้ที่พบเห็นได้ทั่วไป ได้แก่ มาตรฐาน NFPA70 NEC2020 และมาตรฐาน ANSI/CAN/UL 3741:2020 ในปัจจุบันประเทศอเมริกาได้กำหนดมาตรฐาน NFPA ชื่อย่อของ National Fire Protection Association หรือที่มีชื่อเป็นภาษาไทยว่า สมาคมป้องกันอัคคีภัยแห่งชาติ นั้นเอง ก่อตั้งมาตั้งแต่ปี ค.ศ.1896 ปัจจุบันก็ผ่านมา 125 ปีแล้ว เป็นองค์กรชั้นนำ

ของโลกที่สนับสนุนกิจกรรมด้านการป้องกันอัคคีภัย สำนักงานใหญ่อยู่ที่ประเทศสหรัฐอเมริกา และที่สำคัญ NFPA เป็นองค์กรที่ประกอบกิจการโดยไม่แสวงหาผลกำไร (Non-Profit Organization) อีกด้วย การกิจหลักของ สมาคมป้องกันอัคคีภัยแห่งชาติ หรือ NFPA คือ จัดทำและสนับสนุนการกำหนดมาตรฐานที่พัฒนามาจากสถิติ และ ข้อมูลความเสียหายจริงของชีวิตและทรัพย์สินการเผ่าระวังไฟ ที่เกิดจากอัคคีภัยและอุบัติเหตุต่างๆ โดยมีวัตถุประสงค์ที่จะลดปัญหาและความสูญเสียที่อาจเกิดขึ้นจากอัคคีภัยและอุบัติเหตุต่างๆ นอกจากนี้แล้ว NFPA ยังเป็นแหล่งรวบรวมข้อมูลที่สำคัญด้านความปลอดภัย โดยมาตรฐานความปลอดภัยของ NFPA กว่า 300 ประเภท ยังได้รับการยอมรับจากนานาประเทศ และนำมาใช้ในกระบวนการก่อสร้างและบริหารจัดการอาคารให้มีความปลอดภัย โดยครอบคลุมตั้งแต่การออกแบบ ติดตั้ง ตรวจสอบ จนถึงการดับเพลิงเมื่อเกิดอัคคีภัย [41] ซึ่งรหัสและมาตรฐานขององค์กร NFPA ที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้แก่

NFPA 70, เป็นมาตรฐานการออกแบบและติดตั้งระบบและอุปกรณ์ไฟฟ้าของสหรัฐอเมริกา รายละเอียดเกี่ยวกับมาตรฐานอยู่ในหัวข้อ NEC2020 (690.12) Rapid Shutdown of PV systems on Buildings. ได้ระบุถึงรายละเอียดมาตรฐานที่เกี่ยวกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยเปรียบเทียบความแตกต่างของมาตรฐานระหว่างปี 2017 และ 2020 [26] ดังรูปที่ 47-48

■ 2017 Code Language:

■ **690.12(B)(2) Inside the Array Boundary.** The PV system shall comply with one of the following:

- (1) The PV array shall be listed or field labeled as a **rapid shutdown PV array**. Such a PV array shall be installed and used in accordance with the instructions included with the rapid shutdown PV array listing or field labeling.

■ **Informational Note:** A listed or field labeled rapid shutdown PV array is evaluated as an assembly or system as defined in the installation instructions to reduce but not eliminate risk of electric shock hazard within a damaged PV array during fire-fighting procedures. These rapid shutdown PV arrays are designed to reduce shock hazards by methods such as limiting access to energized components, reducing the voltage difference between energized components, limiting the electric current that might flow in an electrical circuit involving personnel with increased resistance of the conductive circuit, or by a combination of such methods.

■ 2020 Code Language:

■ **690.12(B)(2) Inside the Array Boundary.** The PV system shall comply with one of the following:

- (1) A **PV hazard control system** listed for the purpose shall be installed in accordance with the instructions included with the listing or field labeling. Where a hazard control system requires initiation to transition to a controlled state, the rapid shutdown initiation device required in 690.12(C) shall perform this initiation.

■ **Informational Note:** A listed or field-labeled hazard PV control system is comprised of either an individual piece of equipment that fulfills the necessary functions or multiple pieces of equipment coordinated to perform the functions as described in the installation instructions to reduce the risk of electric shock hazard within a damaged PV array for fire fighters. See **UL 3741, Photovoltaic Hazard Control**.

รูปที่ 47 เปรียบเทียบความแตกต่างของมาตรฐานระหว่างปี 2017 และ 2020 [26]

■ 2017 Code Language:

■ **690.12(B)(2) Inside the Array Boundary.** The PV system shall comply with one of the following:

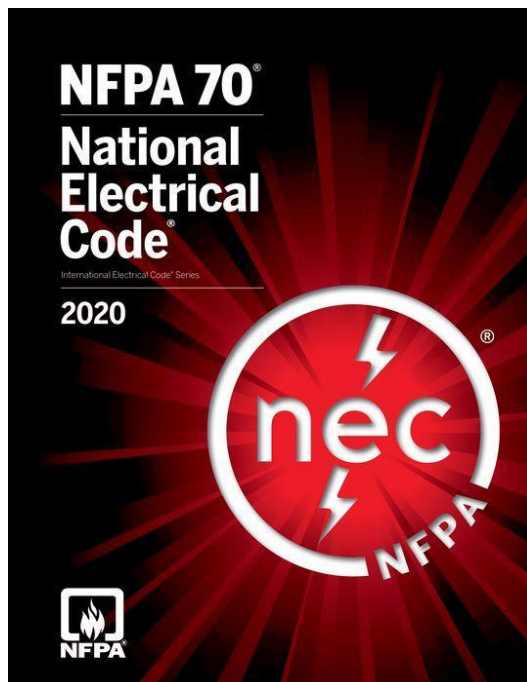
- (1) ...
- (2) Controlled conductors located inside the boundary or not more than 1 m (3 ft) from the point of penetration of the surface of the building shall be limited to not more than **80 volts within 30 seconds** of rapid shutdown initiation. Voltage shall be measured between any two conductors and between any conductor and ground.
- (3) PV arrays with no exposed wiring methods, no exposed conductive parts, and installed more than 2.5 m (8 ft) from exposed grounded conductive parts or ground shall not be required to comply with 690.12(B)(2).

■ 2020 Code Language:

■ **690.12(B)(2) Inside the Array Boundary.** The PV system shall comply with one of the following:

- (1) ...
- (2) Controlled conductors located inside the boundary shall be limited to not more than **80 volts within 30 seconds** of rapid shutdown initiation. Voltage shall be measured between any two conductors and between any conductor and ground.
- (3) PV arrays shall have no exposed wiring methods or conductive parts and be installed more than 2.5 m (8 ft) from exposed grounded conductive parts or ground.

รูปที่ 48 เปรียบเทียบความแตกต่างของมาตรฐานระหว่างปี 2017 และ 2020 [26]



รูปที่ 49 มาตรฐาน NFPA70 [26]

2.5.1.2 มาตรฐาน ANSI/CAN/UL 3741

มาตรฐานความปลอดภัยของการควบคุมอันตรายจากไฟฟ้าโซลาร์เซลล์ ANSI/CAN/UL 3741: Standard for Safety for Photovoltaic Hazard Control เผยแพร่ครั้งแรกในเดือน ธันวาคม 2020 เป็นวิธีการประเมินส่วนประกอบ อุปกรณ์ และระบบควบคุมอันตรายจากเซลล์ แสงอาทิตย์ (PV) ที่ลดอันตรายจากไฟฟ้าช็อตจากอุปกรณ์และวงจรระบบ PV ที่ได้รับพลังงาน อาร์เรย์ PV [42]



รูปที่ 50 มาตรฐาน ANSI/CAN/UL 3741:2020 [26]

2.5.2 มาตรฐานการดับอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ของประเทศไทย

มาตรฐานการดับอัคคีภัย ในประเทศไทย นั้นยังไม่มี มาตรฐานเป็นของตัวเองแต่เป็นการนำเอาของต่างประเทศมาประยุกต์ใช้ให้เข้ากับสภาพแวดล้อม สภาพอากาศ ให้เหมาะสมกับประเทศไทย ซึ่งแต่ละองค์กรก็จะนำมาตรฐานที่ต่างกันมาใช้ ยกตัวอย่างเช่น ถ้าเข้าฝึกอบรมกับหน่วยงาน กรุงเทพมหานคร ก็จะใช้มาตรฐานของ NFPA70 [43]

2.5.3 วิธีการเข้าควบคุมอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

นักดับเพลิงหรือนักดับเพลิงเมื่อมาถึงสถานที่เกิดเหตุอัคคีภัยแล้วนั้นจะต้องปฏิบัติตามขั้นตอนควบคุมเหตุเบื้องต้น [44] ดังต่อไปนี้

1. สำรวจพื้นที่บริเวณอาคารที่เกิดอัคคีภัย หาห้องควบคุมระบบ หาจุดที่จะขึ้นไปดับไฟ โดยอาจจะมองหาจากสัญลักษณ์ป้ายเตือนต่างๆ
2. ปิดระบบผลิตไฟฟ้า ฯ เพื่อเป็นการตัดกระแสไฟฟ้า ที่เกิดขึ้นทางด้าน AC (กระแสสลับ) เพื่อป้องกันนักดับเพลิงจากกระแสไฟฟ้า
3. การระบายอากาศนี้ คือการที่ทำให้มีอากาศในบริเวณน้อยที่สุดเพื่อควบคุมกำลังเพลิง
4. โจมตีระยะไกล คือ หลังจากทีปิดระบบและแน่ใจว่าไม่มีกระแสไฟอยู่ในระบบแล้ว นักดับเพลิงสามารถใช้น้ำ หรือของเหลว สารเคมีชนิดต่างๆในการควบคุมเพลิงจากระยะไกล เพื่อ

ป้องกันตัวนักดับเพลิงจากกระแสไฟฟ้า หรืออันตรายอย่างอื่น โดยการดับเพลิงแบบใช้
กระแส น้ำ นักดับเพลิงจะต้องทำการสเปรย์ให้เป็นในรูปแบบหมอก ห่าง 5 ฟุต

5. หากระบบมีการนำแบตเตอรี่เข้ามาใช้ร่วมด้วย แล้วแบตเตอรี่ก็เกิดเพลิงไหม้ ให้ใช้วิธีการ
เดียวกันกับการดับเพลิงแผงโซลาร์
6. ทำการเคลื่อนย้ายอย่างระมัดระวัง

2.6 มาตรฐานการประเมินความเสี่ยงการเกิดไฟฟ้าลัดวงจร

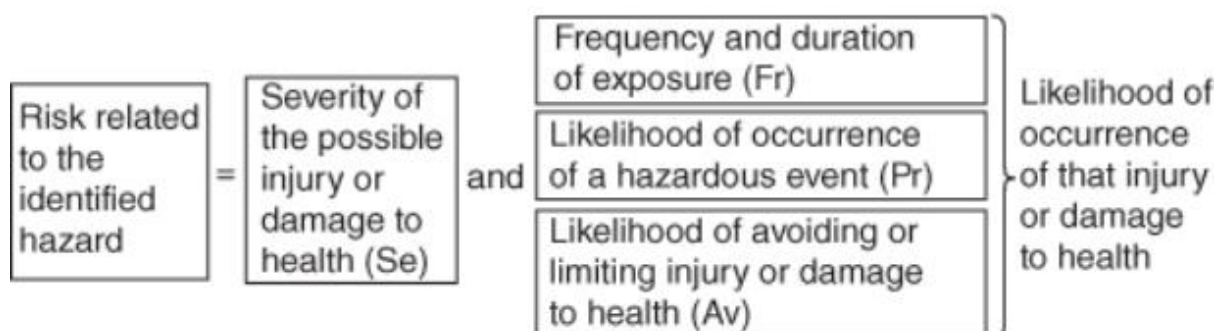
2.6.1 มาตรฐานการประเมินความเสี่ยงในการเกิดไฟฟ้าลัดวงจร

การทำการประเมินความเสี่ยง จากรายงาน [45] แสดงให้เห็นแนวทางการทำการประเมิน
ความเสี่ยง องค์ประกอบของความเสี่ยง และการคำนวณผลของความเสี่ยง

2.6.1.1 ขั้นตอนการประเมินความเสี่ยง

1. ระบุอันตรายจากไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องกับงานและระบบไฟฟ้า หรือกระบวนการทางไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง
(ตัวอย่าง: ความเสี่ยงจากอันตรายจากการกระแทก, ความเสี่ยงจากอันตรายจากประกายไฟ)
2. ระบุงานไฟฟ้าที่จะดำเนินการภายในระบบไฟฟ้าหรือกระบวนการ
3. กำหนดโหมดความล้มเหลวที่เป็นไปได้ซึ่งส่งผลให้เกิดอันตรายจากไฟฟ้าและอันตรายที่อาจเกิดขึ้น
4. ประเมินความรุนแรงของการบาดเจ็บที่อาจเกิดขึ้นจากอันตรายจากไฟฟ้า
5. กำหนดความเป็นไปได้ของการเกิดอันตรายแต่ละอย่าง
6. กำหนดระดับความเสี่ยงสำหรับอันตรายที่เกี่ยวข้อง
7. หากระดับความเสี่ยงไม่เป็นที่ยอมรับ ให้ระบุมาตรการเพิ่มเติมหรือการดำเนินการแก้ไขที่จะ
ดำเนินการ ตัวอย่าง: สวมชุด PPE ที่เหมาะสม และหากเสี่ยงเกินไป ห้ามปฏิบัติงาน

2.6.1.2 องค์ประกอบความเสี่ยง



รูปที่ 51 องค์ประกอบความเสี่ยงโดยใช้พารามิเตอร์ความเสี่ยง [45]

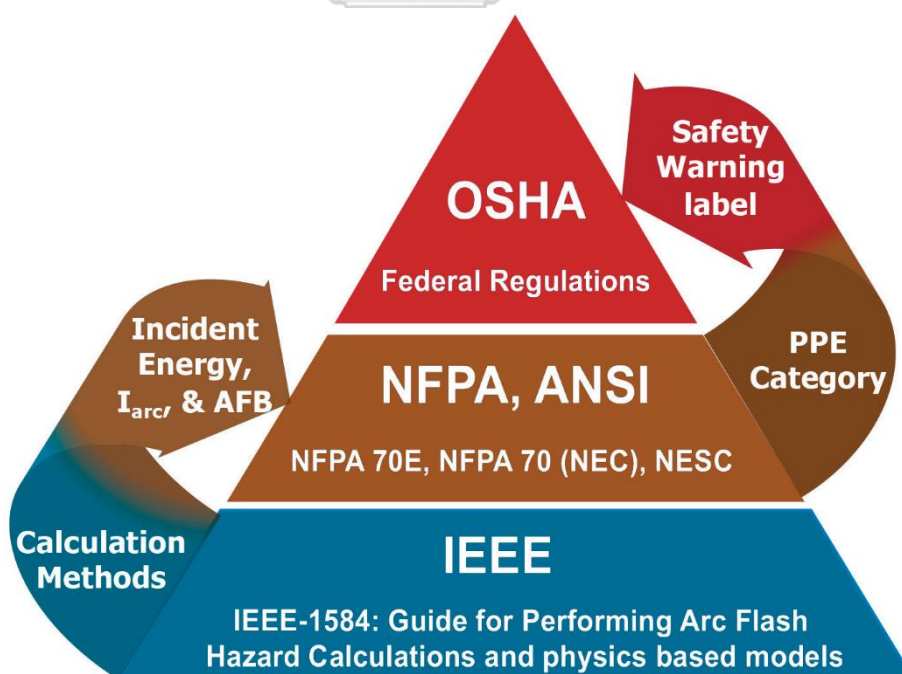
2.6.1.3 การคำนวณการประเมินความเสี่ยง

จากรายงานต่อไปนี้มีวิธีการคำนวณเป็นสองวิธีที่นำมาใช้ในการประเมินความเสี่ยงทางไฟฟ้าได้วิธีที่ 1 The Risk Register Method ความเสี่ยงจะได้รับโดยใช้พารามิเตอร์ความเสี่ยงดังแสดงในรูปที่ 51 วิธีที่ 2 ประเมินความเสี่ยงมาจากการใช้เมทริกซ์การประเมินความเสี่ยงดังแสดงในรูปที่ 52

Slight – First aid or minor treatment.	Severity of the injury (consequences)				
Likelihood of occurrence in period	Slight	Minor	Medium	Critical	Catastrophic
Cal/cm ²	< 1.2	≥ 1.2 to ≤ 8		> 8 to ≤ 40	> 40
Unlikely	L	L	L	M	M
Seldom	L	L	M	M	H
Occasional	L	M	M	H	E
Likely	M	M	H	E	E
Definite	M	H	E	E	E

รูปที่ 52 วิธีการคำนวณประเมินความเสี่ยง โดยวิธีการใช้เมทริกซ์ [45]

จากรายงาน [46] จะแสดงผลพีรามิดมาตรฐานและรหัสของความปลอดภัยของอาร์คแฟลชซึ่งมาตรฐานในรูปนี้ หลายหน่วยงานหรือหลายประเทศได้นำมาใช้เพื่อเป็นแนวทางในการประเมินความเสี่ยงของการเกิดไฟฟ้าลัดวงจร



รูปที่ 53 พีรามิดมาตรฐานและรหัสของความปลอดภัยของอาร์คแฟลช [46]

2.7 โปรแกรม PVsyst

โปรแกรม PVsyst เป็นโปรแกรมที่ได้รับความนิยมในการเอาเข้ามามีใช้ในการคำนวณการผลิตไฟฟ้าของระบบ และทำการออกแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยผู้ใช้งานสามารถระบุพิกัด พื้นที่การติดตั้งโครงการ ค่าพารามิเตอร์ มุมก้มหรือเงย ทิศทางของการรับแสง กำลังการผลิต การเกิดเงาตกกระทบบนหลังคาอาคาร และค่าการสูญเสียต่าง ๆ เป็นต้น อีกทั้งในโปรแกรม PVsyst ยังมีรายการประเภทของแผงโซลาร์เซลล์ อินเวอร์เตอร์และอุปกรณ์ป้องกันทางด้านไฟฟ้า กระแสตรง ตามรายชื่อผลิตภัณฑ์และผู้ผลิตเพื่อให้ผู้ใช้โปรแกรมเลือกออกแบบจำลองหากำลังการผลิตมาเปรียบเทียบกันได้ โดยโปรแกรม PVsyst สามารถเลือกจำลองระบบพลังงานแสงอาทิตย์ได้ 3 รูปแบบ คือ ระบบพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย (Grid-Connected), ระบบพลังงานแสงอาทิตย์แบบแยกตัวอิสระ (Standalone) และระบบแสงอาทิตย์สำหรับเครื่องปั๊มน้ำ (Pumping) [47, 48]

งานวิจัยนี้จะนำเสนอการจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา บ้านอยู่อาศัย โดยจะเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย พื้นที่การติดตั้งระบบคือจังหวัดปทุมธานี ซึ่งผลการคำนวณของแบบจำลองนี้จะนำมาศึกษาความคุ้มค่าในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ บนหลังคาบ้านอยู่อาศัย แบบที่ 1 ไม่ติดตั้งหยุดทำงานฉุกเฉินและ แบบที่ 2 ติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน และแบบที่ 3 ติดตั้งไมโครอินเวอร์เตอร์

2.8 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการ

การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของโครงการ เพื่อใช้ในการตัดสินใจลงทุน และเพื่อประสิทธิภาพสูงสุด การวิจัยนี้จะต้องอาศัยเครื่องมือวิชาการทางด้านเศรษฐศาสตร์เข้ามาช่วยในการวิเคราะห์งบประมาณกระแสเงินสดเข้า ได้แก่ Discount rate, Project life เป็นต้น กระแสเงินสดออก ได้แก่ ผลตอบแทนต่าง ๆ ของการลงทุนตลอดอายุโครงการ โดยเงินทุนที่เป็นกระแสเงินสดเข้าต้องผ่านกระบวนการหาต้นทุนเฉลี่ยแบบถ่วงน้ำหนักหรือ จากนั้นก็เข้าสู่แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด เพื่อประเมินความคุ้มค่า ซึ่งประกอบด้วยเกณฑ์ NPV, IRR, Payback และ LCOE [49-54]

2.9 ต้นทุนเฉลี่ยของเงินลงทุนแบบถ่วงน้ำหนัก

ต้นทุนเฉลี่ยของบ้านที่อยู่อาศัย กับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ จะมีการลงทุนในปริมาณใด ต้นทุนเฉลี่ยของเงินทุนแบบถ่วงน้ำหนักจะนำมาใช้ประเมินโครงการว่าสมควรจะลงทุนในโครงการนี้หรือไม่ควรลงทุน โดยนำต้นทุนเฉลี่ยจาก ต้นทุนเฉลี่ยของเงินทุนแบบถ่วงน้ำหนัก เข้าสู่กระบวนการกระแสเงินสดคิดลดต่อไป และต้นทุนเฉลี่ยของเงินทุนแบบถ่วงน้ำหนัก [52] สามารถคำนวณได้จากสูตรดังสมการที่ (1)

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

โดยที่

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

จาก $V = E + D$ จะได้ว่า

E/V	=	สัดส่วนทางการเงินของ ผู้ถือหุ้น
D/V	=	สัดส่วนทางการเงินของ หนี้สินที่มีดอกเบี้ย

2.10 แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด

แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด คือค่าที่แสดงความถูกต้องในการวางแผนลงทุนในโครงการ โดยการคิดลดกระแสเงินสดจัดเป็นการประเมินมูลค่าแบบสมบูรณ์ กล่าวคือตัวเลขที่ได้จากการคำนวณผ่านกระบวนการนี้ จะเป็นตัวเลขที่สมบูรณ์ในตัวเองจะสามารถบ่งบอกถึงมูลค่าของโครงการเมื่อเวลาผ่านไป โดยไม่ต้องไปเปรียบเทียบกับโครงการอื่น

จากแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด จะเริ่มต้นด้วยการคำนวณเกณฑ์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ [49-54] คือ มูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนสุทธิหรือ กระแสเงินสดของโครงการซึ่งสามารถคำนวณได้โดยการแปลงกระแสผลตอบแทนสุทธิตลอดอายุ โครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน หรือคำนวณจากผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ ของโครงการตลอดอายุโครงการกับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนของโครงการซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (2)

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} - C_0 \quad (2)$$

โดยที่	NPV	=	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ
	Bt	=	มูลค่าผลตอบแทนของโครงการ ในปีที่ 1, 2, 3,, n
	Ct	=	ค่าใช้จ่ายของโครงการ ในปีที่ 1, 2, 3,, n
	C0	=	ต้นทุนโครงการในปีแรก (ปีที่ 0)
	i	=	อัตราดอกเบี้ยหรือค่าเสียโอกาสลงทุน (อัตราคิดลด : Discount rate)
	t	=	ปีของโครงการ คือ ที่ 1, 2, 3,, n

n = อายุโครงการ

โดยมีเกณฑ์การตัดสินใจ ดังนี้

$NPV < 0$: ไม่ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนตลอด อายุโครงการ มีค่าน้อยกว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการ

$NPV = 0$: ตัดสินใจลงทุนหรือไม่ลงทุนก็ได้ เนื่องจากมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน ตลอดอายุโครงการ เท่ากับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการ

$NPV > 0$: ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากโครงการสร้างผลประโยชน์สุทธิเป็น มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับมากกว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการ

หลังจากทราบค่า NPV แล้วต้องมาพิจารณาอัตราผลตอบแทนภายในที่ได้รับจากโครงการ [49-54] เพื่อประเมินการลงทุนโครงการว่าโครงการให้อัตราผลตอบแทนเท่าไร โดยอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ คือ อัตราคิดลด ที่ทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ กล่าวคือ มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดที่คาดว่าจะต้องจ่ายในการลงทุนตลอดอายุโครงการ เท่ากับมูลค่า ปัจจุบันของกระแสเงินสดที่คาดว่าจะได้รับการดำเนินการโครงการตลอดอายุโครงการ โดยการ คำนวณอัตราผลตอบแทนภายในที่ได้รับจากโครงการมีสมมติฐานว่า กระแสเงินสดรับจากการดำเนินการโครงการในแต่ละปีนั้นนำไปลงทุนต่อ ทุกปีจนถึงปีสุดท้ายของโครงการ โดยได้รับอัตราผลตอบแทนเท่ากับอัตรา IRR ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (3)

$$\sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+IRR)^t} - C_0 = 0 \quad (3)$$

โดยที่ IRR = อัตราผลตอบแทนภายในที่ได้รับจากโครงการ

B_t = มูลค่าผลตอบแทนของโครงการ ในปีที่ 1, 2, 3,, n

C_t = ค่าใช้จ่ายของโครงการ ในปีที่ 1, 2, 3,, n

C_0 = ต้นทุนโครงการในปีแรก (ปีที่ 0)

IRR = อัตราผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการ (IRR)

t = ปีของโครงการ คือ ที่ 1, 2, 3,, n

n = อายุโครงการ

เกณฑ์การตัดสินใจ สำหรับ ค่า IRR โดยใช้อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำของธุรกิจที่ยอมรับได้ในการลงทุน หรืออัตราดอกเบี้ยของสถาบัน การเงินในการอ้างอิงมาเปรียบเทียบโดยการแทนค่าในสูตรข้างต้นโดย ผลที่สามารถอ่านค่าได้ดังนี้

$IRR < \text{ต้นทุนของเงินทุน}$: ไม่ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากให้อัตราผลตอบแทน น้อยกว่า ต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด

$IRR =$ ต้นทุนของเงินทุน : ตัดสินใจลงทุนหรือไม่ลงทุนก็ได้ เนื่องจากให้อัตราผลตอบแทนเท่ากับต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด

$IRR >$ ต้นทุนของเงินทุน : ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากให้อัตราผลตอบแทนมากกว่าต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด และมีความคุ้มค่าในการลงทุน และหลังจากทราบว่า โครงการมีความคุ้มค่าหรือไม่ และมีผลตอบแทนที่เท่าไร สมควรลงทุนหรือไม่ หลังจากนั้นก็มาคิดระยะเวลาการคืนทุนของการลงทุน โดยหาจาก เกณฑ์ตัวต่อไปคือ ระยะเวลาคืนทุน [49-54] โดยเกณฑ์ตัวนี้จะทำให้ทราบว่าเราจะต้องใช้ระยะเวลาเท่าไรที่คุ้มทุนของการลงทุนโครงการ กล่าวคือระยะเวลา ที่ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงานมีค่าเท่ากับเงินลงทุนของโครงการ โดยวิธีนี้ไม่คำนึงถึงค่าของเงินตามเวลา โดยมีวิธีคำนวณดังสมการที่ (4) – (5)

กรณีกระแสเงินสดรับสุทธิเท่ากันทุกปี

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \frac{\text{กระแสเงินสดจ่ายในการลงทุนเริ่มต้นโครงการ}}{\text{กระแสเงินสดรับสุทธิรายปี}} \quad (4)$$

กรณีกระแสเงินสดรับสุทธิแต่ละปีไม่เท่ากัน

วิธีนี้จะต้องคำนวณกระแสเงินสดสะสม ก่อนการคำนวณ

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \text{จำนวนปีก่อนที่จะได้คืนทุน} + \frac{\text{เงินส่วนที่ยังไม่ได้คืนทุน}}{\text{กระแสเงินสดรับสุทธิ}} \quad (5)$$

และจะสามารถตัดสินใจเกณฑ์นี้ได้จาก การมีระยะเวลาคืนทุนที่สั้นที่สุด โดยโครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนสั้นจะเป็นโครงการที่ดีกว่าโครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนที่ยาวและระยะเวลาคืนทุนจะต้องไม่นานกว่าอายุการใช้งานของโครงการ

2.11 ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

เกณฑ์นี้เป็นเกณฑ์ที่ใช้ในการประเมินความคุ้มค่า ของการติดตั้งแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา คือเกณฑ์มูลค่าปัจจุบันสุทธิของต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าตลอดอายุการใช้งาน [49-54] ซึ่งเป็นการวิเคราะห์ต้นทุนการไฟฟ้าต่อหน่วย ในงานวิจัยนี้เพื่อหาความคุ้มค่า จะใช้การคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ย โดยการคิดกระแสเงินสดจ่ายจากการลงทุนและประมาณการค่าใช้จ่ายการบำรุงรักษา โดยคำนวณจากสมการที่ (6)

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{\left(1 + \frac{r}{100}\right)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{\left(1 + \frac{r}{100}\right)^t}} \quad (6)$$

โดยที่	$LCOE$	=	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเปลี่ยนตลอดอายุโครงการ (บาท/kWh)
	L_t	=	เงินลงทุนในระบบ แผงผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์บนหลังคา ในปีที่ t (บาท)
	M_t	=	ค่าใช้จ่ายสำหรับดำเนินการและการบำรุงรักษาในปีที่ t (บาท/ปี)
	E_t	=	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี ในปีที่ t (kWh/ปี)
	r	=	อัตราคิดลด

เมื่อได้ค่า $LCOE$ ออกมาก็จะมาเปรียบเทียบกับ ค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคราคาเฉลี่ยต่อหน่วยของบ้านอยู่อาศัย

2.12 ประเภทการคิดค่าไฟ

การวิจัยนี้ศึกษาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา บ้านอยู่อาศัย ขนาดกำลังการติดตั้ง 5 kWp 1 Phase ในพื้นที่ภาคกลาง ซึ่งหน่วยงานที่รับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการวิจัยนี้ศึกษาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา บ้านอยู่อาศัย จึงอยู่ในหมวดการคิดค่าไฟประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย สำหรับการใช้ไฟฟ้าในบ้านเรือนที่อยู่อาศัย รวมทั้งวัด สำนักสงฆ์ และสถานประกอบศาสนกิจของทุกศาสนา ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้องโดยผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว [55, 56]

บทที่ 3

วิธีดำเนินการวิจัย

3.1 การเก็บรวบรวมข้อมูลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า ในเขตพื้นที่ภาคกลาง

- 3.1.1 รวบรวมข้อมูลบ้านอยู่อาศัย ที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดกำลังการผลิตขนาด 5 kWp 1 Phase ในพื้นที่ติดตั้งภาคกลาง
- 3.1.2 รวบรวมข้อมูลที่จะใช้ในการประกอบการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์
- 3.1.3 รวบรวมข้อมูลมาตรฐาน ข้อกำหนด กฎหมายที่เกี่ยวข้อง ที่ใช้ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา บ้านอยู่อาศัย
- 3.1.4 รวบรวมราคาต้นทุนค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า ทั้ง 3 รูปแบบ

3.2 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย

การวิจัยการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการป้องกันอัคคีภัยกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา มีขั้นตอนการดำเนินการวิจัย 2 ส่วน

3.2.1 เก็บรวบรวมข้อมูล

การเก็บข้อมูลของการวิจัยจะแบ่งออกเป็น 3 ส่วน คือ

1. ข้อมูลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า บ้านอยู่อาศัยในพื้นที่ภาคกลาง ขนาดกำลังการติดตั้ง 5 kWp 1 Phase เพื่อใช้ข้อมูลในการวิเคราะห์ความเสี่ยงของระบบผลิตไฟฟ้า ข้อมูลราคาบ้านอยู่อาศัย ข้อมูลราคาหลังคาบ้านอยู่อาศัย และปัจจัยอื่นๆ
2. ข้อมูลต้นทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า ทั้ง 3 กรณี กรณีที่ 1 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไม่ติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน กรณีที่ 2 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน กรณีที่ 3 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบใช้ไมโครอินเวอร์เตอร์
3. ข้อมูลมาตรฐานที่ผู้ติดตั้งเลือกใช้ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า

3.2.2 วิเคราะห์ข้อมูล

การวิเคราะห์ข้อมูลของการวิจัย นำข้อมูลมาแบ่งวิเคราะห์ 3 ส่วน คือ

1. การวิเคราะห์การประเมินความเสี่ยงของระบบผลิตไฟฟ้า นำเอาข้อมูลที่รวบรวมบ้านที่อยู่อาศัยที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า ประเมินความเสี่ยงของอุปกรณ์ที่ติดตั้ง ขั้นตอนการติดตั้ง
2. การวิเคราะห์ทางด้านค่าพลังงานที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้า ทำการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้า บ้านอยู่อาศัย ขนาด 5 kWp 1 Phase และจำลองปริมาณค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ด้วยโปรแกรม PVsyst

3. การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ นำเอาข้อมูลทีวิเคราะห์ได้เข้ามาประเมินความคุ้มค่าด้วยเครื่องมือทางด้านเศรษฐศาสตร์

3.3 วิเคราะห์ข้อมูลการวิจัย

การวิจัยนี้แบ่งการศึกษาเป็น 3 กรณี คือ กรณีที่ 1 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไม่ติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน กรณีที่ 2 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน กรณีที่ 3 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบใช้ไมโครอินเวอร์เตอร์ เพื่อการวิเคราะห์ข้อมูลวิจัยต่อไป

3.3.1 วิเคราะห์ความเสี่ยงและมูลค่าความเสียหายของการเกิดอัคคีภัย

ความเสี่ยงในการเกิดอัคคีภัยจะแบ่งกรณีศึกษาเป็น 3 เหตุการณ์ เหตุการณ์ที่ 1 เกิดอัคคีภัยความเสียหายเพียงแค่ระบบผลิตไฟฟ้าฯ บนหลังคา เหตุการณ์ที่ 2 เกิดอัคคีภัยความเสียหายในบริเวณหลังคาบ้านอยู่อาศัยทั้งหมด และเหตุการณ์ที่ 3 เกิดอัคคีภัยความเสียหายทั้งอาคารบ้านอยู่อาศัย วิเคราะห์แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด

สร้างแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลดประเมิน ตามหลักการคำนวณตามบทที่ 2 ซึ่งผู้วิจัยได้แสดงให้เห็นว่าในงานวิจัยอื่นๆที่ทำการเกี่ยวกับการประเมินความคุ้มค่าไม่ว่าจะเป็นประเด็นด้านการลงทุนพลังงาน หรือไม่ใช่ประเด็นลงทุนด้านพลังงาน การทดสอบความคุ้มค่าด้วยแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด เป็นกระบวนการทางวิชาการที่ได้รับการยอมรับ

3.3.2 วิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

มูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นค่าที่หาได้ตามสูตรคำนวณในบทที่ 2 และสามารถหาได้ผ่านการใช้โปรแกรม Microsoft Excel ซึ่งสามารถบ่งบอกถึงเงินลงทุนที่ทางบ้านอยู่อาศัยกรณีศึกษาจะทำการจ่ายไปในปีที่ 0 หรือปีอื่น ๆ หลังจากนั้นเป็นสำหรับต้นทุนการดำเนินงาน มูลค่าในการลงทุนทั้งหมดเหล่านี้ จะถูกแปลงเป็นมูลค่าปัจจุบันสุทธิ เพื่อที่จะทำให้ทั้ง 3 กรณีที่นำมาเปรียบเทียบกันได้สำหรับเงินลงทุนที่ลงทุนไปในกาลเวลาที่ต่างกัน

3.3.3 วิเคราะห์อัตราผลตอบแทนภายใน

อัตราส่วนที่จะนำมาวิเคราะห์เปรียบเทียบใน 3 กรณีที่ซึ่งถึงผลตอบแทนที่ผู้ลงทุนจะได้กลับมาเป็นรูปแบบอัตรา หรือ เปอร์เซนต์ตอบแทนภายในของโครงการนี้ เช่นเดียวกับการคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่มีสูตรในการคำนวณ แต่เพื่อความสะดวกรวดเร็วทางผู้วิจัยก็ได้ใช้โปรแกรม Microsoft Excel ในการช่วยคำนวณเช่นเดียวกัน หลังจากทราบอัตราผลตอบแทนภายในของทุกกรณีแล้วก็นำผลจากการสังเคราะห์นี้ไปสู่การวิเคราะห์ในอันดับถัดไป

3.3.4 วิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุน

ตัวชี้วัดที่ทางผู้วิจัยต้องการวิเคราะห์ข้อมูลออกมาในทุกกรณี เนื่องจากเป็นตัวชี้วัดที่มองเห็นภาพชัดเจนที่สุด ว่าโครงการนี้จะคืนทุนให้ผู้ลงทุนภายในกี่ปี ตามหลักการทางวิชาการก็จะมีสูตรคำนวณเพื่อให้ได้ผลลัพธ์ ออกมาเป็นปีที่บ่งบอกว่าจะคืนทุนในกี่ปี ซึ่งเป็นอีกหนึ่งตัวชี้วัดที่โปรแกรม Microsoft Excel ก็สามารถคำนวณให้ได้ จึงใช้โปรแกรม Microsoft excel เข้าช่วยในการสังเคราะห์ค่านี้ออกมา เพื่อเข้าสู่กระบวนการวิเคราะห์ต่อไป

3.3.5 วิเคราะห์แบบเปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ

ขั้นตอนการสังเคราะห์ในตัวชี้วัดนี้ จะแสดงให้เห็นภาพอีกมิติที่นำไปเปรียบเทียบกับราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือในบางงานวิจัยก็เป็นการนำไปเปรียบเทียบกับอัตราค่าไฟฟ้าต่อหน่วยกับการไฟฟ้านครหลวงเป็นต้น ขั้นตอนการสังเคราะห์เพื่อให้ได้ค่าต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการของทุกกรณีนำมาเปรียบเทียบและวิเคราะห์

3.4 วิเคราะห์ข้อมูลทางด้านเศรษฐศาสตร์และเปรียบเทียบข้อมูลการวิจัย

นำข้อมูลที่ได้จาก ข้อ 3.3 มาวิเคราะห์สรุปผลเพื่อนำเสนอ การวิเคราะห์ผลที่ได้จากการจำลองกระแสเงินสดคิดลดของทั้ง 3 กรณี การประเมินเรื่องของต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการเพื่อนำไปวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเชิงเศรษฐศาสตร์ ด้วยวิธีใช้แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด โดยใช้หลักเกณฑ์การตัดสินใจการลงทุนที่มีการปรับค่าของเวลา ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ, อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ และระยะเวลาคืนทุน โดยมีหลักเกณฑ์ในการตัดสินใจการลงทุนทางการเงินของโครงการ ดังต่อไปนี้

3.4.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

$NPV > 0$ หมายถึง การลงทุนในโครงการมีความคุ้มค่า

$NPV < 0$ หมายถึง ไม่ควรลงทุนในโครงการเนื่องจากไม่มีความคุ้มค่า

$NPV = 0$ หมายถึง โครงการมีความเป็นไปได้ทั้งคู่ที่อาจขาดทุนหรือคุ้มทุน

3.4.2 อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ

$IRR >$ ต้นทุนของเงินทุน : ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากให้อัตราผลตอบแทนมากกว่าต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด และมีความคุ้มค่าในการลงทุน

$IRR <$ ต้นทุนของเงินทุน : ไม่ควรลงทุนในโครงการนี้ เนื่องจากให้อัตราผลตอบแทน น้อยกว่าต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด

$IRR =$ ต้นทุนของเงินทุน : ตัดสินใจลงทุนหรือไม่ลงทุนก็ได้ เนื่องจากให้อัตรา ผลตอบแทน เท่ากับต้นทุนของเงินทุนหรืออัตราคิดลด

3.4.3 ระยะเวลาคืนทุน

$PB >$ อายุโครงการ หมายถึง ตลอดระยะเวลาโครงการจะไม่ได้เงินทุนคืน นั่นก็คือไม่คุ้มค่าต่อการลงทุนในโครงการ

$PB <$ อายุโครงการ หมายถึง จะได้เงินทุนคืนก่อนสิ้นสุดโครงการนั่นก็คือยังมีค่า PB น้อยเท่าใดก็จะยิ่งคุ้มค่าต่อการลงทุนเท่านั้น

3.4.4 การวิเคราะห์ผลที่ได้จากการคำนวณต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ

แนวทางการวิเคราะห์ จะนำค่าที่ได้จากการคำนวณจากสูตรในบทที่ 2 มาเปรียบเทียบกับอัตราค่าไฟฟ้าต่อหน่วยของการไฟฟ้าของภาครัฐ หากค่าที่ได้จากการคำนวณมีค่าน้อยกว่า นั่นหมายถึงการลงทุนในโครงการ สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ในต้นทุนต่อหน่วยที่ต่ำกว่าการซื้อไฟฟ้าจากภาครัฐ นั่นหมายถึงมีความคุ้มค่าในการลงทุน

3.5 เก็บรวบรวมข้อมูลสถิติการเกิดอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

สืบค้นข้อมูลการสถิติการเกิดอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ บนหลังคา โดยขอข้อมูลจากทางหน่วยงานดับเพลิง และค้นคว้าข้อมูลจากสื่อออนไลน์ ขอบเขตการสืบค้นข้อมูลย้อนหลัง 3 ปี

3.6 จัดทำแบบสอบถามผู้เชี่ยวชาญที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

จากการวิเคราะห์ข้อมูลทางด้านเศรษฐศาสตร์และสืบค้นสถิติการเกิดเหตุอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา และทางผู้วิจัยได้มองเห็นถึงความเสี่ยงที่อาจจะเกิดขึ้นของระบบผลิตไฟฟ้าฯ จึงจัดทำแบบสอบถามเกี่ยวกับความเสี่ยงการเกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้าฯ และจัดทำแบบสอบถาม ให้กับผู้เชี่ยวชาญในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ

3.7 วิเคราะห์ข้อมูลจากแบบสอบถาม

นำผลข้อมูลจากแบบสอบถามมาวิเคราะห์ข้อมูลโดยแบ่งเป็นหัวข้อของแบบสอบถามเป็นหัวข้อดังนี้

1. มาตรฐานที่ใช้ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า
2. ปัจจัยและสาเหตุของการเกิดอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าฯ
3. ประเมินความเสี่ยงของระบบผลิตไฟฟ้าฯ
4. วิธีการแก้ปัญหา และข้อเสนอแนะ

รายละเอียดแบบสอบถาม ภาคผนวก ข.1



บทที่ 4

ผลการวิจัย

จากการดำเนินการวิจัยตามขั้นตอนในบทที่ 3 เรียบร้อยแล้วคือการเก็บรวบรวมข้อมูลต่าง ๆ แล้วนำไปทำการจำลองระบบให้ระบบทำงานในโปรแกรม PVsyst เพื่อให้ระบบคำนวณค่าคาดการณ์โดยอ้างอิงสถิติความเข้มแสง ในพื้นที่ของบ้านอยู่อาศัย ในเขตพื้นที่จังหวัดปทุมธานี ได้ผลจากการจำลองระบบทั้งหมด 3 กรณี เพื่อพิจารณาเลือกกรณีที่ มีความคุ้มค่าการลงทุน และสอดคล้องกับปัญหาการเกิดอัคคีภัย โดยผู้วิจัยจึงได้แบ่งผลการดำเนินการวิจัยดังที่ได้กล่าวไว้ตั้งแต่ต้นวิจัยในบทที่ 2 และ บทที่ 3 คือการพิจารณาเปรียบเทียบการผลิตไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยการจำลองผ่านโปรแกรม PVsyst ผลการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์โดยใช้แบบจำลองกระแสเงินสด คิดลด ผ่านเกณฑ์ต่างๆ การประเมินการเปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ จากนั้นจึงสรุปผลการวิจัยซึ่งจะแสดงในบทที่ 5 ซึ่งจะกล่าวในบทต่อไป

4.1 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

การเก็บข้อมูลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ ของบริษัทรับติดตั้งแห่งหนึ่ง พบว่า ข้อมูลการติดตั้งในปี 2565 มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าทั้งหมด 58 โครงการ โดยจะมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ 6 ขนาดการติดตั้งคือ ขนาด 3 kWp 1 Phase, 4 kWp 1 Phase, 5 kWp 1 Phase, 5 kWp 3 Phase, 5.5 kWp 3 Phase และ 10 kWp 3 Phase ข้อมูลตามตาราง ก. 1 ในภาคผนวก 1 การวิจัยฉบับนี้เลือกใช้ข้อมูลของขนาดกำลังการติดตั้ง 5 kWp 1 Phase โดยจะแบ่งการวิเคราะห์ข้อมูลดังต่อไปนี้

1. ข้อมูลประเมินราคาก่อสร้าง เป็นราคาเฉพาะตัวบ้านไม่รวมค่าที่ดิน
2. ข้อมูลประเมินราคาหลังคา
3. ข้อมูลราคาก่อสร้างระบบผลิตไฟฟ้า

จากข้อมูลตามภาคผนวก ก. ตาราง 32 นำข้อมูลมาทำการเฉลี่ยและได้ผลเฉลี่ยทางข้อมูลการประเมินราคาตามตารางที่ 5

ตารางที่ 5 ข้อมูลการประเมินราคาเฉลี่ย

ลำดับ	รายละเอียด	ราคาระบบติดตั้ง (บาท)	ราคาก่อสร้าง (บาท)	ราคาหลังคา (บาท)
1	ราคาเฉลี่ยรวมโครงการทั้งหมด	210,086.21	5,006,896.55	347,413.79
2	ราคาเฉลี่ยกำลังการติดตั้ง 3 kWp 1 Phase	125,000	3,250,000	300,000

ลำดับ	รายละเอียด	ราคาระบบ ติดตั้ง (บาท)	ราคาบ้าน (บาท)	ราคา หลังคา (บาท)
3	ราคาเฉลี่ยกำลังการติดตั้ง 5 kWp 1 Phase	177,200	3,600,000	322,000
4	ราคาเฉลี่ยกำลังการติดตั้ง 5 kWp 3 Phase	184,230.77	7,953,846.15	415,384.62
5	ราคาเฉลี่ยกำลังการติดตั้ง 5.5 kWp 3 Phase	195,000	5,250,000	350,000
6	ราคาเฉลี่ยกำลังการติดตั้ง 10 kWp 3 Phase	295,000	5,000,000	337,500

จากผลการวิเคราะห์ข้อมูลโครงการติดตั้งขนาดกำลังการติดตั้ง 5 kWp 1 Phase พบว่าราคาเฉลี่ยของราคาค่าระบบการติดตั้ง คือ 177,200 บาท ราคามูลค่าบ้านที่ติดตั้ง ไม่รวมค่าที่ดิน คือ 3,600,000 บาท และ ค่าราคาหลังคาของบ้านที่ติดตั้ง คือ 322,000 บาท

จากข้อมูลในใบเสนอราคา [57-59] ทำให้ทราบราคาการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ ในแต่ละกรณี โดยจะนำราคาแผงตามจำนวนที่ติดตั้งมาเปรียบเทียบกับเปอร์เซ็นต์ของมูลค่าของโครงการ ดังตารางที่ 6

ตารางที่ 6 เปรียบเทียบราคาบ้าน หลังคา และระบบผลิตไฟฟ้าทั้ง 3 กรณี

ลำดับ	รายละเอียด	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
1	ราคาระบบผลิตไฟฟ้า	185,000	205,000	300,000
2	ราคาแผงโซลาร์เซลล์	70,000	70,000	78,900
3	ราคาบ้านเฉลี่ย	3,600,000	3,600,000	3,600,000
4	ราคาหลังคาเฉลี่ย	322,000	322,000	322,000
5	ราคาบ้านและระบบผลิตไฟฟ้าฯ	3,785,000	3,805,000	3,900,000
6	เปอร์เซ็นต์ราคาแผงโซลาร์ต่อระบบ	37.84	34.15	26.30
7	เปอร์เซ็นต์ราคาหลังคาต่อราคาบ้าน	8.51	8.46	8.26

หมายเหตุ

1. ระบบผลิตไฟฟ้าติดตั้งที่ขนาด 5kW 1 Phase ขนาดแผงละ 500 W จำนวน 10 แผง
2. ยกเว้นกรณีที่ 3 ขนาดแผงละ 545 W จำนวน 10 แผง
3. ราคาบ้านเป็นราคาบ้านเฉลี่ย เฉพาะตัวบ้านเท่านั้น ไม่รวมค่าที่ดินและทรัพย์สินภายในบ้าน
4. พื้นที่บ้านเฉลี่ยอยู่ที่ 40 ตารางวา.

จากสมมุติฐานการวิจัยกำหนดว่า หากเกิดเหตุอัคคีภัย 3 เหตุการณ์ ดังนี้ เหตุการณ์ที่ 1 เกิดอัคคีภัยความเสียหายเพียงแค่ระบบผลิตไฟฟ้าฯ บนหลังคา เหตุการณ์ที่ 2 เกิดอัคคีภัยความเสียหายในบริเวณหลังคาบ้านอยู่อาศัยทั้งหมด และเหตุการณ์ที่ 3 เกิดอัคคีภัยความเสียหายทั้งอาคารบ้านอยู่อาศัย สามารถสรุปค่าความเสียหายที่เกิดขึ้นตามตารางที่ 7

ตารางที่ 7 ข้อมูลการเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายของบ้านอยู่อาศัย

ลำดับ	รายละเอียด	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
มูลค่าความเสียหาย (บาท)				
1	เกิดอัคคีภัยเพียงแค่ระบบผลิตไฟฟ้าฯ บนหลังคา	70,000	70,000	78,900
2	เกิดอัคคีภัยในบริเวณหลังคาบ้านอยู่อาศัยทั้งหมด	322,000	322,000	322,000
3	เกิดอัคคีภัยทั้งอาคารบ้านอยู่อาศัย	3,785,000	3,805,000	3,900,000
เปอร์เซ็นต์มูลค่าความเสียหาย (%)				
1	เกิดอัคคีภัยเพียงแค่ระบบผลิตไฟฟ้าฯ บนหลังคา	1.85	1.84	2.02
2	เกิดอัคคีภัยในบริเวณหลังคาบ้านอยู่อาศัยทั้งหมด	8.51	8.46	8.26
3	เกิดอัคคีภัยทั้งอาคารบ้านอยู่อาศัย	100	100	100

4.2 ค่าพลังงานไฟฟ้าคาดการณ์โดยโปรแกรม PVsyst

การคาดการณ์ค่าพลังงานที่ผลิตได้โดยการจำลองในเครื่องมือโปรแกรม PVsyst จะเห็นได้ว่าค่าพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าฯ ในกรณีที่ 1 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแบบไม่ติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน กรณีที่ 2 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแบบติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน และกรณีที่ 3 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแบบใช้ไมโครอินเวอร์เตอร์ จะมีค่าพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าฯ สามารถผลิตได้ดังตารางที่ 8

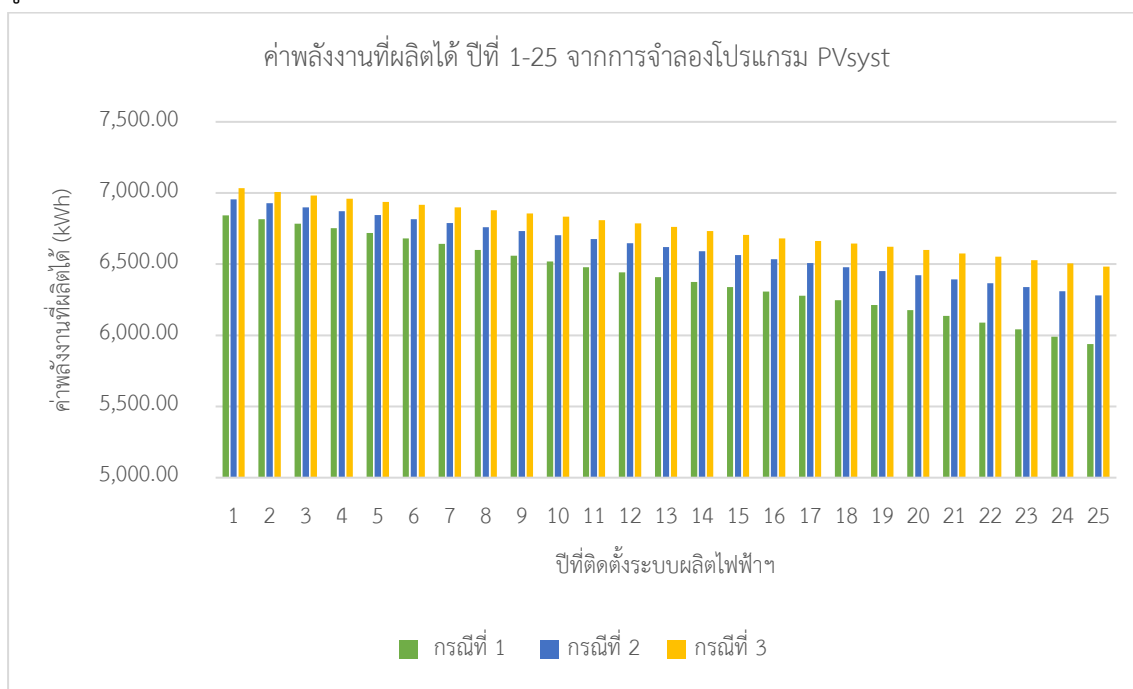
ตารางที่ 8 ค่าพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าฯ สามารถผลิตได้ในปีที่ 1-25 โดยการจำลองโปรแกรม PVsyst

ปีที่	กรณีที่ 1 (kWh)	กรณีที่ 2 (kWh)	กรณีที่ 3 (kWh)
1	6,842	6,956	7,033
2	6,815	6,928	7,007
3	6,785	6,900	6,983
4	6,753	6,872	6,960

ปีที่	กรณีที่ 1 (kWh)	กรณีที่ 2 (kWh)	กรณีที่ 3 (kWh)
5	6,719	6,844	6,938
6	6,682	6,816	6,918
7	6,642	6,788	6,900
8	6,601	6,760	6,879
9	6,559	6,732	6,856
10	6,518	6,704	6,833
11	6,479	6,676	6,810
12	6,443	6,648	6,786
13	6,408	6,620	6,762
14	6,374	6,591	6,733
15	6,340	6,563	6,705
16	6,308	6,535	6,682
17	6,278	6,507	6,662
18	6,246	6,479	6,645
19	6,213	6,451	6,623
20	6,178	6,422	6,600
21	6,137	6,394	6,576
22	6,090	6,366	6,553
23	6,041	6,338	6,529
24	5,990	6,310	6,506
25	5,939	6,281	6,482
รวม	160,380	165,481	168,961

จากข้อมูลข้างต้นในตารางที่ 8 นั้น สามารถเปรียบเทียบข้อมูลและเห็นได้ว่าการติดตั้งในแต่ละกรณีสามารถผลิตไฟฟ้าได้ค่าที่แตกต่างกัน โดยเรียกลำดับจากน้อยไปมาก ดังนี้ กรณีที่ 1 ติดตั้ง

ระบบผลิตไฟฟ้าแบบไม่ติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน กรณีที่ 2 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแบบติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน และกรณีที่ 3 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแบบใช้ไมโครอินเวอร์เตอร์ ดังรูปที่ 54



รูปที่ 54 ค่าพลังงานที่ผลิตได้ ปีที่ 1-25 จากการจำลองโปรแกรม PVsyst

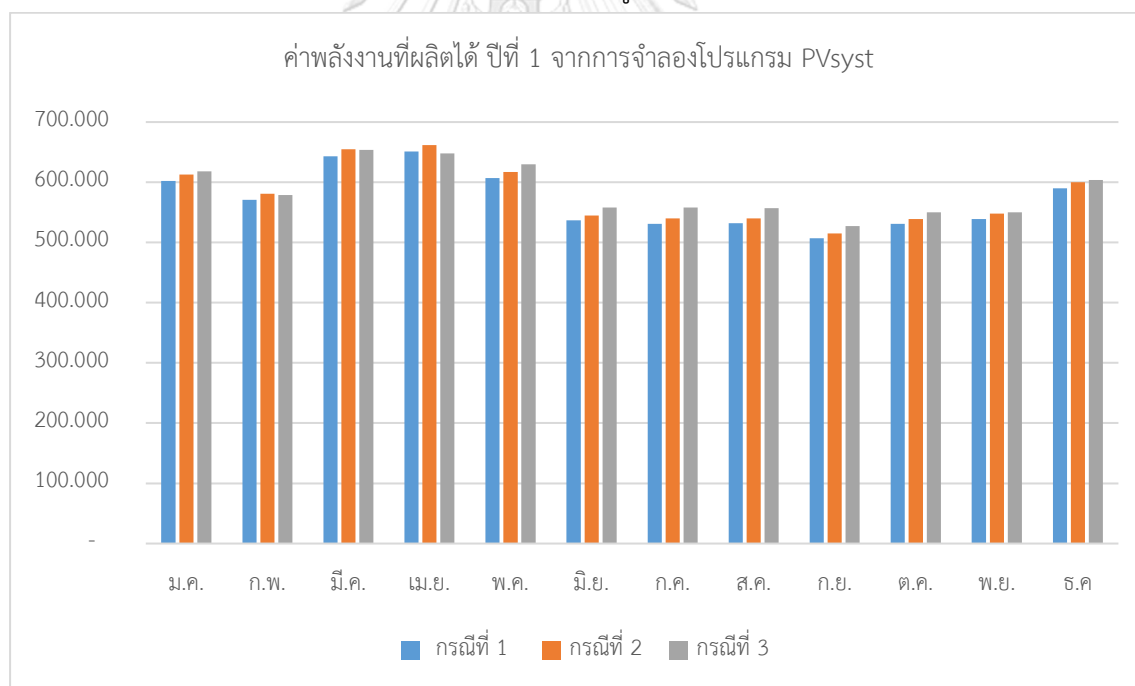
และจากการจำลองโปรแกรม PVsyst เพื่อหาความสามารถระบบในการผลิตพลังงาน ได้ผลการจำลองค่าพลังงานที่ผลิตได้ในปีที่ 1 โดยแบ่งเป็นข้อมูลรายเดือนดังตารางที่ 9

ตารางที่ 9 ค่าพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าฯ สามารถผลิตได้ในปีที่ 1 โดยการจำลองโปรแกรม PVsyst

เดือน	หน่วยไฟที่ใช้จริง ของบ้านอยู่อาศัย (kWh)	หน่วยไฟที่ได้จากแบบจำลองโปรแกรม PVsyst (kWh)		
		กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
ม.ค.	86	602	613	618
ก.พ.	106	571	581	579
มี.ค.	143	643	655	654
เม.ย.	413	651	662	648
พ.ค.	264	607	617	630
มิ.ย.	204	537	545	558

เดือน	หน่วยไฟที่ใช้จริง ของบ้านอยู่อาศัย (kWh)	หน่วยไฟที่ได้จากแบบจำลองโปรแกรม PVsyst (kWh)		
		กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
ก.ค.	470	531	540	558
ส.ค.	304	532	540	557
ก.ย.	219	507	515	527
ต.ค.	223	531	539	550
พ.ย.	226	539	548	550
ธ.ค.	107	590	600	604

จากข้อมูลตารางที่ 9 นำมาเปรียบเทียบค่าพลังงานที่ผลิตได้เพื่อให้เห็นความแตกต่างของความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของระบบแต่ละกรณีดังรูปที่แสดงต่อไปนี้



รูปที่ 55 ค่าพลังงานที่ผลิตได้ ปีที่ 1 จากการจำลองโปรแกรม PVsyst

4.3 ผลการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ โดยใช้แบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด

ข้อมูลใบเสนอราคาติดตั้ง ที่หลังคาของบ้านอยู่อาศัย ในพื้นที่ภาคกลาง โดยเลือกจังหวัดปทุมธานี ในการติดตั้ง โดยแบ่งเป็น 3 กรณี คือ กรณีที่ 1 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไม่ติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน กรณีที่ 2 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ

ติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน กรณีที่ 3 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบใช้ไมโครอินเวอร์เตอร์

หลังจากนั้นจึงได้นำมาคำนวณผ่านแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด เพื่อประเมินความคุ้มค่าซึ่งประกอบด้วยเกณฑ์ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ, ผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการ, ระยะเวลาคืนทุน โดยเงินทุนที่เป็นกระแสเงินสดจะคำนวณผ่าน ต้นทุนเฉลี่ยของเงินทุนแบบถ่วงน้ำหนักและใช้ nominal price ที่ได้รวมค่า escalation rate โดยยึดอัตราเงินเฟ้อเฉลี่ยย้อนหลัง 3 ปีไว้แล้ว ตามสูตรในการคำนวณจากบทที่ 2 ซึ่งในแต่ละกรณีดังนี้

4.3.1 กรณีที่ 1 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไม่ติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน

4.3.1.1 ผลการประเมินต้นทุนโครงการ

ต้นทุนของโครงการแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วน คือต้นทุนการลงทุน (CAPEX) และต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX) จะมีการปรับ

1. ต้นทุนการลงทุน (CAPEX) มีค่าเท่ากับ 185,647.50 บาท ในปีที่ 0 เป็นค่าลงทุนติดตั้งระบบ และในปีที่ 12 จะมีการลงทุนซื้อ อินเวอร์เตอร์อีกครั้งในราคา 42,755.54 บาท รวมต้นทุนการลงทุนตลอดอายุโครงการทั้งหมด 228,403.04 บาท
2. ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX) จะแบ่งเป็น 2 ส่วนคือค่าทำความสะอาดแผง ในราคา 100 บาท/kWp และมีค่าเงินสำรองในการเปลี่ยนอะไหล่ต่าง ๆ ที่อาจเกิดการชำรุดเสียหายบางชิ้นราคา 5,000 บาท/ปี ซึ่งใน 2 ปีแรกผู้รับติดตั้งจะเป็นผู้รับผิดชอบให้ ต้นทุนการดำเนินงานทั้ง 2 ตัวนี้รวมกันตลอดระยะเวลาโครงการ 25 ปี รวมกันทั้งหมด 131,951.91 บาท

4.3.1.2 การวิเคราะห์ทางการเงินด้วยแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด

มีรายละเอียดของข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ ดังนี้

1. ต้นทุนการลงทุนรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 228,403.04 บาท
2. ต้นทุนการดำเนินงานรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 131,951.91 บาท
3. รายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้าจากข้อมูลราคาต่อหน่วยเฉลี่ยการใช้ไฟฟ้าจากตารางที่ 8 คูณกับหน่วยไฟฟ้าที่สามารถประหยัดได้จากการจำลองของโปรแกรม PVsyst จะสามารถเกิดรายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้าตลอดอายุโครงการเท่ากับ 898,256.90 บาท
4. ระยะเวลาในการดำเนินโครงการ 25 ปี
5. การคำนวณอัตราคิดลดที่ใช้มาจากต้นทุนทางการเงิน โดยจะใช้วิธีต้นทุนทางการเงินเฉลี่ย (Weighted Average Cost of Capital : WACC) เท่ากับ 13.12% โดยคำนวณตาม สูตรคำนวณในบทที่ 2 ซึ่งมาจากข้อมูลในตารางที่ 10

ตารางที่ 10 ข้อมูลการคำนวณต้นทุนทางการเงินเฉลี่ย

รายละเอียด	
ส่วนของเจ้าของ (Equity) =	228,403.04
สินทรัพย์ทั้งหมด (Value) =	228,403.04
ต้นทุนของส่วนเจ้าของ (Re) =	0.1312
(ประมาณจากผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาล) Risk Free \approx	0.0200
(ประมาณการจากผลตอบแทนจากหุ้นในตลาดหลักทรัพย์) Risk Market \approx	0.1000
(อ้างอิงหุ้น EA ซึ่งทำธุรกิจ Solar PV เหมือนกัน) β =	1.3900

6. ค่าเสื่อมราคา 5% ต่อปี โดยคิดจากเงินลงทุนค่างานติดตั้งระบบ ค่าอุปกรณ์ต่างๆ ตลอดอายุโครงการ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 215,576.38 บาท

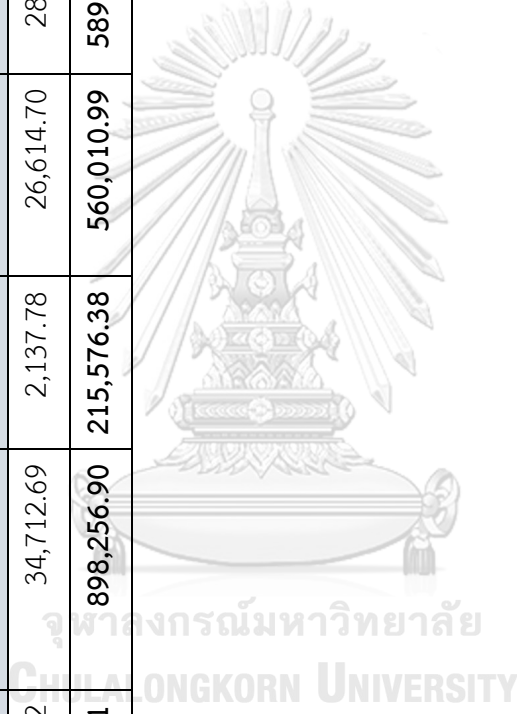
หลังจากนี้นำข้อมูลที่ได้ทั้งหมดมาใช้เป็นสมมติฐานและตัวแปรในการคำนวณหาดัชนีชี้วัดต่างๆ เพื่อวิเคราะห์ทางการเงิน ผ่านการจำลองกระแสเงินสดคิดลด โดยใช้โปรแกรม Microsoft Excel ดังแสดงการคำนวณกระแสเงินสดตาม ตารางที่ 11

ตารางที่ 11 ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ในกรณีที่ 1 คัดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบไม่ติดตั้งอุปกรณ์ทำงานฉุกเฉิน

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า		ค่าเสื่อม	รายได้หัก Opex	กระแสเงินสด	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของ กระแสเงินสด
	เงินลงทุนหลัก (CAPEX)	ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)	รายได้จากการ ประหยัดค่าไฟฟ้า						
0	185,647.50						(185,647.50)	(185,647.50)	0.00
1		-	36,774.01		9,282.38	36,774.01	46,056.39	(139,591.11)	(\$123,400.91)
2		-	36,757.10		9,282.38	27,474.72	36,757.10	(102,834.02)	(171,270.36)
3		5,519.25	36,723.37		9,282.38	21,921.75	31,204.12	(71,629.90)	(168,785.10)
4		5,538.57	36,678.10		9,282.38	21,857.16	31,139.53	(40,490.36)	(120,137.75)
5		5,557.95	36,621.16		9,282.38	21,780.83	31,063.21	(9,427.16)	(33,060.64)
6		5,577.41	36,546.96		9,282.38	21,687.18	30,969.56	21,542.40	85,829.82
7		5,596.93	36,455.33		9,282.38	21,576.03	30,858.41	52,400.81	230,885.36
8		5,616.52	36,357.11		9,282.38	21,458.22	30,740.59	83,141.40	397,342.78
9		5,636.17	36,252.22		9,282.38	21,333.67	30,616.05	113,757.45	581,168.67
10		5,655.90	36,151.70		9,282.38	21,213.42	30,495.80	144,253.24	779,013.51
11		5,675.70	36,061.16		9,282.38	21,103.09	30,385.46	174,638.71	988,104.15

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า	ค่าเสื่อม	รายได้หลังหัก Opex	กระแสเงินสด สด	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของ กระแสเงินสด
	เงินลงทุนหลัก (CAPEX)	ต้นทุนการ ดำเนินงาน (OPEX)	รายได้จากการ ประหยัดค่าไฟฟ้า					
12	42,755.54	5,695.56	35,986.30	11,420.15	18,870.59	30,290.74	204,929.45	1,206,168.96
13		5,715.49	35,916.08	11,420.15	18,780.44	30,200.59	235,130.04	1,431,270.26
14		5,735.50	35,850.56	11,420.15	18,694.91	30,115.06	265,245.10	1,661,801.65
15		5,755.57	35,784.13	11,420.15	18,608.41	30,028.56	295,273.65	1,896,401.06
16		5,775.72	35,728.13	11,420.15	18,532.26	29,952.41	325,226.07	2,134,014.41
17		5,795.93	35,682.67	11,420.15	18,466.58	29,886.73	355,112.80	2,373,791.56
18		5,816.22	35,625.04	11,420.15	18,388.67	29,808.82	384,921.62	2,614,898.86
19		5,836.58	35,560.85	11,420.15	18,304.12	29,724.27	414,645.89	2,856,675.63
20		5,857.00	35,484.28	11,420.15	18,207.13	29,627.28	444,273.17	3,098,536.05
21		5,877.50	35,372.16	2,137.78	27,356.88	29,494.66	473,767.83	3,339,826.06
22		5,898.07	35,224.12	2,137.78	27,188.27	29,326.05	503,093.87	3,579,962.76
23		5,918.72	35,063.00	2,137.78	27,006.51	29,144.28	532,238.15	3,818,589.59
24		5,939.43	34,888.67	2,137.78	26,811.46	28,949.24	561,187.39	4,055,406.52

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า		ค่าเสื่อม	รายได้หักหัก Opex	กระแสเงินสด	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของ กระแสเงินสด
	เงินลงทุนหลัก (CAPEX)	ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)	รายได้จากการ ประหยัลดค่าไฟฟ้า						
25		5,960.22	34,712.69		2,137.78	26,614.70	28,752.47	589,939.86	4,290,245.23
รวม	228,403.04	131,951.91	898,256.90		215,576.38	560,010.99	589,939.86		40,803,278.12



4.3.2 กรณีที่ 2 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน

4.3.2.1 ผลการประเมินต้นทุนโครงการ

ต้นทุนของโครงการแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วน คือต้นทุนการลงทุน (CAPEX) และต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX) จะมีการปรับ

1. ต้นทุนการลงทุน (CAPEX) มีค่าเท่ากับ 205,717.50 บาท ในปีที่ 0 เป็นค่าลงทุนติดตั้งระบบ และในปีที่ 12 จะมีการลงทุนซื้อ อินเวอร์เตอร์อีกครั้งในราคา 42,755.54 บาท รวมต้นทุนการลงทุนตลอดอายุโครงการทั้งหมด 248,473.04 บาท
2. ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX) จะแบ่งเป็น 2 ส่วนคือค่าทำความสะอาดแผง ในราคา 100 บาท/kWp และมีค่าเงินสำรองในการเปลี่ยนอะไหล่ต่าง ๆ ที่อาจเกิดการชำรุดเสียหายบางชิ้นราคา 5,000 บาท/ปี ซึ่งใน 2 ปีแรกผู้รับติดตั้งจะเป็นผู้รับผิดชอบให้ ต้นทุนการดำเนินงานทั้ง 2 ตัวนี้รวมกันตลอดระยะเวลาโครงการ 25 ปี รวมกันทั้งหมด 131,951.91 บาท

4.3.2.2 การวิเคราะห์ทางการเงินด้วยแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด

มีรายละเอียดของข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ ดังนี้

1. ต้นทุนการลงทุนรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 248,473.04 บาท
2. ต้นทุนการดำเนินงานรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 131,951.91 บาท
3. รายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้าจากข้อมูลราคาต่อหน่วยเฉลี่ยการใช้ไฟฟ้าจากตารางที่ 8 คูณกับหน่วยไฟฟ้าที่สามารถประหยัดได้จากการจำลองของโปรแกรม PVsyst จะสามารถเกิดรายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้าตลอดอายุโครงการเท่ากับ 927,080.03 บาท
4. ระยะเวลาในการดำเนินโครงการ 25 ปี
5. การคำนวณอัตราคิดลดที่ใช้มาจากต้นทุนทางการเงิน โดยจะใช้วิธีต้นทุนทางการเงินเฉลี่ย (Weighted Average Cost of Capital : WACC) เท่ากับ 13.12% โดยคำนวณตาม สูตรคำนวณในบทที่ 2 ซึ่งมาจากข้อมูลในตารางที่ 12

ตารางที่ 12 ข้อมูลการคำนวณต้นทุนทางการเงินเฉลี่ย

รายละเอียด	
ส่วนของเจ้าของ (Equity) =8	248,473.04
สินทรัพย์ทั้งหมด (Value) =	248,473.04
ต้นทุนของส่วนเจ้าของ (Re) =	0.1312
(ประมาณจากผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาล) Risk Free ≈	0.0200
(ประมาณการจากผลตอบแทนจากหุ้นในตลาดหลักทรัพย์) Risk Market ≈	0.1000

(อ้างอิงหุ้น EA ซึ่งทำธุรกิจ Solar PV เหมือนกัน) $\beta =$	1.3900
--	--------

6. ค่าเสื่อมราคา 5% ต่อปี โดยคิดจากเงินลงทุนค่างานติดตั้งระบบ ค่าอุปกรณ์ต่างๆ ตลอดอายุโครงการ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 235,646.38 บาท

หลังจากนี้นำข้อมูลที่ได้ทั้งหมดมาใช้เป็นสมมติฐานและตัวแปรในการคำนวณหาดัชนีชี้วัดต่างๆเพื่อไปวิเคราะห์ทางการเงิน ผ่านการจำลองกระแสเงินสดคิดลด โดยใช้โปรแกรม Microsoft Excel ดังแสดงการคำนวณกระแสเงินสดตาม ตารางที่ 13

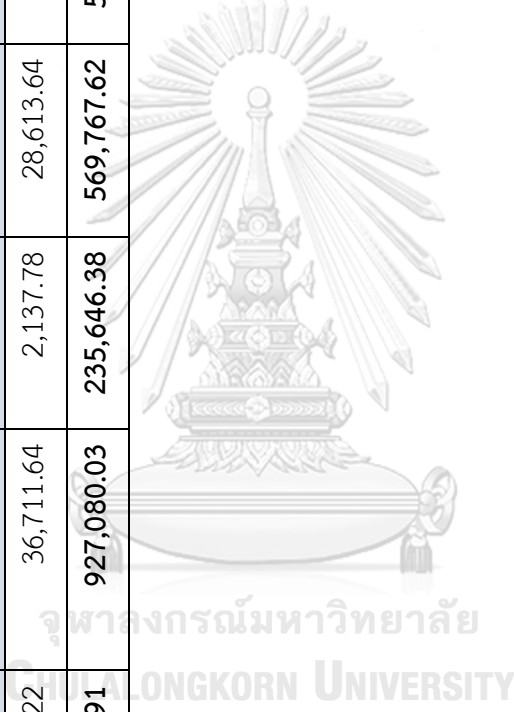


ตารางที่ 13 ตารางแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ในกรณีที่ 2 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งอุปกรณ์ทำงานฉุกเฉิน

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า		ค่าเสื่อม	รายได้หลังหัก Opex	กระแสเงินสด	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของ กระแสเงินสด
	เงินลงทุนหลัก (CAPEX)	ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)		รายได้จากการ ประหยัดค่าไฟฟ้า					
0	205,717.50						(205,717.50)	(205,717.50)	0.00
1				37,386.73	10,285.88	37,386.73	47,672.61	(158,044.89)	(139,714.37)
2				37,366.57	10,285.88	27,080.69	37,366.57	(120,678.32)	(200,990.11)
3		5,519.25		37,345.80	10,285.88	21,540.68	31,826.55	(88,851.77)	(209,365.86)
4		5,538.57		37,324.43	10,285.88	21,499.99	31,785.87	(57,065.91)	(169,318.55)
5		5,557.95		37,302.46	10,285.88	21,458.63	31,744.51	(25,321.40)	(88,801.07)
6		5,577.41		37,279.87	10,285.88	21,416.59	31,702.47	6,381.07	25,423.62
7		5,596.93		37,256.67	10,285.88	21,373.87	31,659.74	38,040.81	167,613.18
8		5,616.52		37,232.85	10,285.88	21,330.46	31,616.33	69,657.14	332,899.89
9		5,636.17		37,208.41	10,285.88	21,286.36	31,572.23	101,229.38	517,164.76
10		5,655.90		37,183.34	10,285.88	21,241.56	31,527.44	132,756.81	716,929.12
11		5,675.70		37,157.63	10,285.88	21,196.06	31,481.94	164,238.75	929,261.29

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า	ค่าเสื่อม	รายได้หักหัก Opex	กระแสเงินสด	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของ กระแสเงินสด
	เงินลงทุนหลัก (CAPEX)	ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)	รายได้จากการ ประหยัลดค่าไฟฟ้า					
12	42,755.54	5,695.56	37,131.30	12,423.65	19,012.08	31,435.74	195,674.49	1,151,696.31
13		5,715.49	37,104.32	12,423.65	18,965.17	31,388.82	227,063.31	1,382,166.92
14		5,735.50	37,071.07	12,423.65	18,911.92	31,335.57	258,398.88	1,618,909.06
15		5,755.57	37,042.78	12,423.65	18,863.56	31,287.21	289,686.09	1,860,514.84
16		5,775.72	37,013.84	12,423.65	18,814.47	31,238.13	320,924.22	2,105,787.27
17		5,795.93	36,984.25	12,423.65	18,764.66	31,188.31	352,112.53	2,353,735.95
18		5,816.22	36,953.99	12,423.65	18,714.12	31,137.77	383,250.31	2,603,545.08
19		5,836.58	36,923.07	12,423.65	18,662.84	31,086.49	414,336.80	2,854,546.17
20		5,857.00	36,885.73	12,423.65	18,605.08	31,028.73	445,365.53	3,106,154.60
21		5,877.50	36,853.45	2,137.78	28,838.17	30,975.94	476,341.47	3,357,968.97
22		5,898.07	36,820.48	2,137.78	28,784.63	30,922.41	507,263.88	3,609,636.11
23		5,918.72	36,786.84	2,137.78	28,730.34	30,868.12	538,132.00	3,860,875.53
24		5,939.43	36,752.51	2,137.78	28,675.30	30,813.07	568,945.08	4,111,467.22

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า		ค่าเสื่อม	รายได้หักหัก Opex	กระแสเงินสด	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของ กระแสเงินสด
	เงินลงทุนหลัก (CAPEX)	ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)	รายได้จากการ ประหยัลดค่าไฟฟ้า						
25		5,960.22	36,711.64		2,137.78	28,613.64	30,751.42	599,696.49	4,361,198.79
รวม	248,473.04	131,951.91	927,080.03		235,646.38	569,767.62	599,696.49		40,219,304.71



4.3 กรณีที่ 3 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบใช้ไมโครอินเวอร์เตอร์

4.3.3.1 ผลการประเมินต้นทุนโครงการ

ต้นทุนของโครงการแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วน คือต้นทุนการลงทุน (CAPEX) และต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX) จะมีการปรับ

3. ต้นทุนการลงทุน (CAPEX) มีค่าเท่ากับ 301,050.00 บาท ในปีที่ 0 เป็นค่าลงทุนติดตั้งระบบ และในปีที่ 12 จะมีการลงทุนซื้ออินเวอร์เตอร์อีกครั้งในราคา 76,631.18 บาท รวมต้นทุนการลงทุนตลอดอายุโครงการทั้งหมด 377,681.18 บาท
4. ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX) จะแบ่งเป็น 2 ส่วนคือค่าทำความสะอาดแผง ในราคา 100 บาท/kWp และมีค่าเงินสำรองในการเปลี่ยนอะไหล่ต่าง ๆ ที่อาจเกิดการชำรุดเสียหายบางชิ้นราคา 5,000 บาท/ปี ซึ่งใน 2 ปีแรกผู้รับติดตั้งจะเป็นผู้รับผิดชอบให้ ต้นทุนการดำเนินงานทั้ง 2 ตัวนี้รวมกันตลอดระยะเวลาโครงการ 25 ปี รวมกันทั้งหมด 131,951.91 บาท

4.3.3.2 การวิเคราะห์ทางการเงินด้วยแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด

มีรายละเอียดของข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ ดังนี้

7. ต้นทุนการลงทุนรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 377,681.18 บาท
8. ต้นทุนการดำเนินงานรวมตลอดอายุโครงการ เท่ากับ 131,951.91 บาท
9. รายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้าจากข้อมูลราคาต่อหน่วยเฉลี่ยการใช้ไฟฟ้าจากตารางที่ 8 คูณกับหน่วยไฟฟ้าที่สามารถประหยัดได้จากการจำลองของโปรแกรม PVsyst จะสามารถเกิดรายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้าตลอดอายุโครงการเท่ากับ 946,723.88 บาท
10. ระยะเวลาในการดำเนินโครงการ 25 ปี
11. การคำนวณอัตราคิดลดที่ใช้มาจากต้นทุนทางการเงิน โดยจะใช้วิธีต้นทุนทางการเงินเฉลี่ย (Weighted Average Cost of Capital : WACC) เท่ากับ 13.12% โดยคำนวณตาม สูตรคำนวณในบทที่ 2 ซึ่งมาจากข้อมูลในตารางที่ 14

ตารางที่ 14 ข้อมูลการคำนวณต้นทุนทางการเงินเฉลี่ย

รายละเอียด	
ส่วนของเจ้าของ (Equity) =	301,050.00
สินทรัพย์ทั้งหมด (Value) =	301,050.00
ต้นทุนของส่วนเจ้าของ (Re) =	0.1312
(ประมาณจากผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาล) Risk Free ≈	0.0200
(ประมาณการจากผลตอบแทนจากหุ้นในตลาดหลักทรัพย์) Risk Market ≈	0.1000

(อ้างอิงหุ้น EA ซึ่งทำธุรกิจ Solar PV เหมือนกัน) $\beta =$	1.3900
--	--------

12. ค่าเสื่อมราคา 5% ต่อปี โดยคิดจากเงินลงทุนค่างานติดตั้งระบบ ค่าอุปกรณ์ต่างๆ ตลอดอายุโครงการ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 362,354.94 บาท

หลังจากนี้นำข้อมูลที่ได้ทั้งหมดมาใช้เป็นสมมติฐานและตัวแปรในการคำนวณหาดัชนีชี้วัดต่างๆเพื่อไปวิเคราะห์ทางการเงิน ผ่านการจำลองกระแสเงินสดคิดลด โดยใช้โปรแกรม Microsoft Excel ดังแสดงการคำนวณกระแสเงินสดตาม ตารางที่ 15



ตารางที่ 15 ตารางแบ่งจำลองกระแสเงินสดคิดลด ในกรณีที่ 3 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบใช้ไมโครอินเวอร์เตอร์

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า		ค่าเสื่อม	รายได้หลักหัก Opex	กระแสเงินสด	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของ กระแสเงินสด
	เงินลงทุนหลัก (CAPEX)	ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)	รายได้จากการ ประหยัดค่าไฟฟ้า						
0	301,050.00						(301,050.00)	(301,050.00)	0.00
1			37,800.59	15,052.50	37,800.59		52,853.09	(248,196.91)	(219,410.28)
2			37,792.66	15,052.50	22,740.16		37,792.66	(210,404.25)	(350,428.91)
3		5,519.25	37,795.03	15,052.50	17,223.28		32,275.78	(178,128.47)	(419,733.00)
4		5,538.57	37,802.39	15,052.50	17,211.33		32,263.83	(145,864.64)	(432,790.64)
5		5,557.95	37,814.79	15,052.50	17,204.34		32,256.84	(113,607.80)	(398,417.72)
6		5,577.41	37,837.76	15,052.50	17,207.85		32,260.35	(81,347.45)	(324,106.68)
7		5,596.93	37,871.39	15,052.50	17,221.97		32,274.47	(49,072.98)	(216,222.47)
8		5,616.52	37,888.28	15,052.50	17,219.26		32,271.76	(16,801.21)	(80,295.03)
9		5,636.17	37,893.77	15,052.50	17,205.09		32,257.59	15,456.38	78,964.18
10		5,655.90	37,898.83	18,884.06	13,358.87		32,242.93	47,699.31	257,591.46
11		5,675.70	37,903.46	18,884.06	13,343.70		32,227.76	79,927.07	452,226.58

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า	ค่าเสื่อม	รายได้หักหัก Opex	กระแสเงินสด	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของ กระแสเงินสด
	เงินลงทุนหลัก (CAPEX)	ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)	รายได้จากการ ประหยัลดค่าไฟฟ้า					
12	76,631.18	5,695.56	37,902.07	18,884.06	13,322.45	32,206.51	112,133.58	659,993.19
13		5,715.49	37,900.21	18,884.06	13,300.66	32,184.72	144,318.29	878,486.15
14		5,735.50	37,869.75	18,884.06	13,250.19	32,134.25	176,452.55	1,105,502.57
15		5,755.57	37,844.26	18,884.06	13,204.63	32,088.69	208,541.23	1,339,360.32
16		5,775.72	37,846.44	18,884.06	13,186.67	32,070.73	240,611.96	1,578,807.60
17		5,795.93	37,865.23	18,884.06	13,185.24	32,069.30	272,681.26	1,822,768.61
18		5,816.22	37,900.80	18,884.06	13,200.52	32,084.58	304,765.83	2,070,374.31
19		5,836.58	37,907.53	18,884.06	13,186.90	32,070.95	336,836.79	2,320,614.94
20		5,857.00	37,908.10	18,884.06	13,167.04	32,051.10	368,887.89	2,572,769.42
21		5,877.50	37,902.45	3,831.56	28,193.39	32,024.95	400,912.83	2,826,234.84
22		5,898.07	37,902.08	3,831.56	28,172.45	32,004.00	432,916.84	3,080,590.42
23		5,918.72	37,895.44	3,831.56	28,145.16	31,976.72	464,893.56	3,335,419.84
24		5,939.43	37,894.11	3,831.56	28,123.11	31,954.67	496,848.23	3,590,461.19

ปีที่	กระแสเงินสดออก		กระแสเงินสดเข้า		ค่าเสื่อม	รายได้หักหัก Opex	กระแสเงินสด (สุทธิ)	มูลค่าปัจจุบันของ กระแสเงินสด
	เงินลงทุนหลัก (CAPEX)	ต้นทุนการดำเนินงาน (OPEX)	รายได้จากการ ประหยัลดค่าไฟฟ้า					
25		5,960.22	37,886.46		3,831.56	28,094.68	528,774.47	3,845,429.46
รวม	377,681.18	131,951.91	946,723.88		362,354.94	467,469.53		29,374,190.34

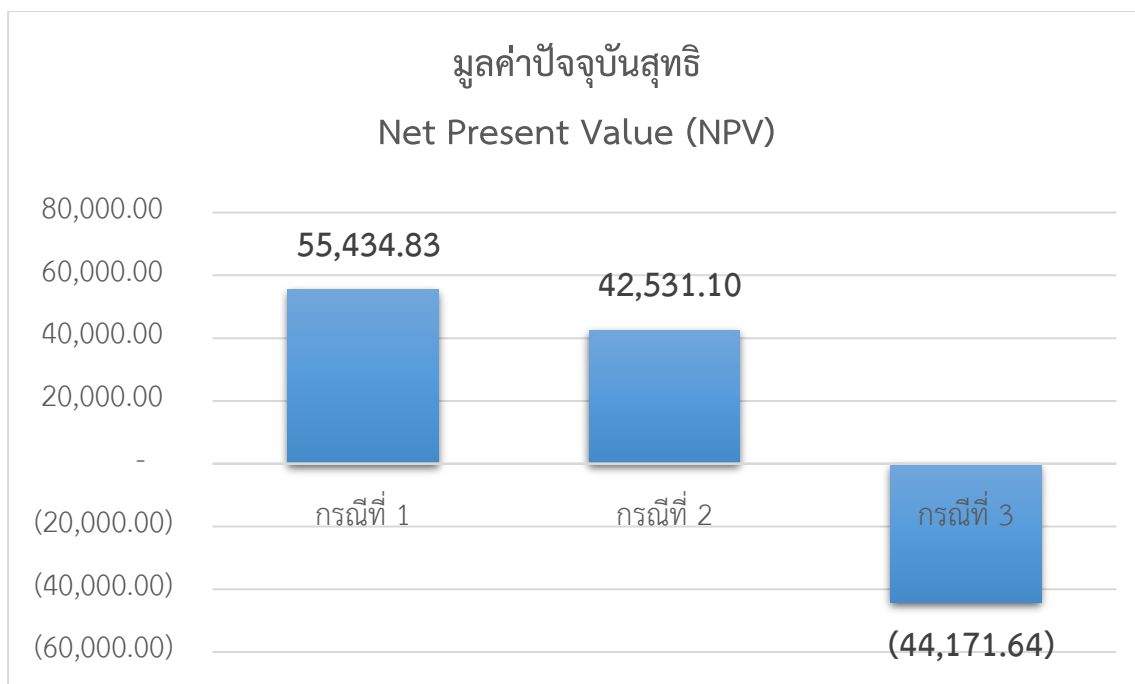


จากการทำแบบจำลองกระแสเงินสดคิดลด ทั้ง 3 กรณี สามารถสรุปผลการคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิ, ผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการ, ระยะเวลาคืนทุน รวมถึงมูลค่าการลงทุนและกำลังการผลิตที่ติดตั้งโดยใช้ Microsoft Excel ได้ตามตารางที่ 16

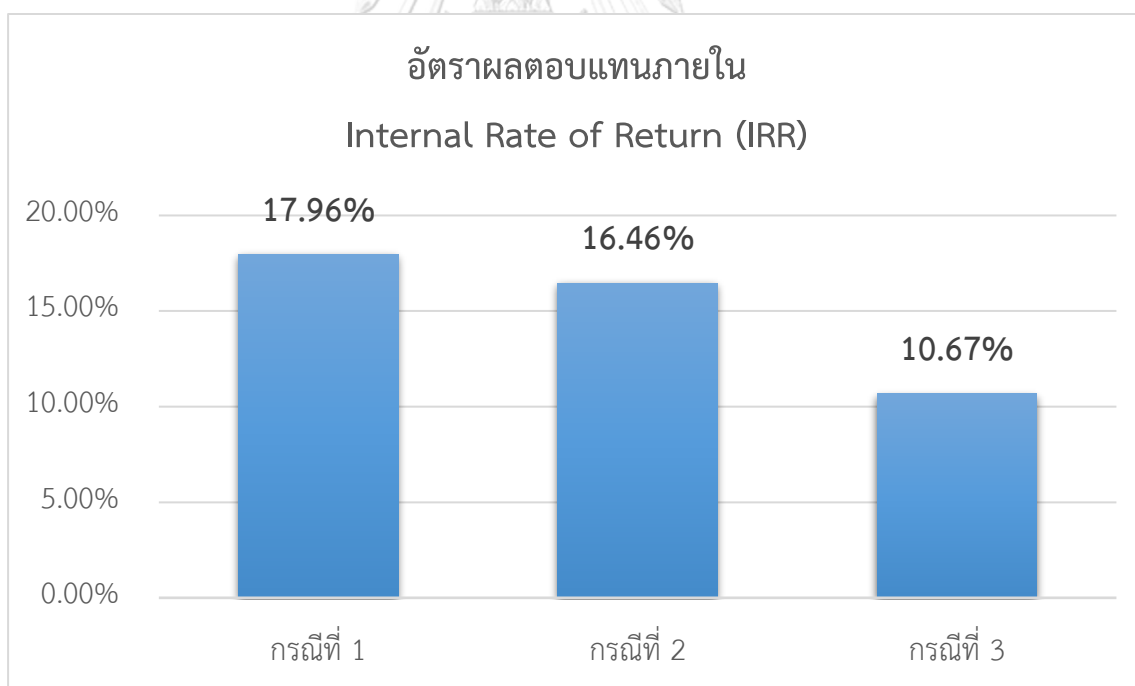
ตารางที่ 16 สรุปผลการคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิ, ผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการ, ระยะเวลาคืนทุน รวมถึงมูลค่าการลงทุนและกำลังการผลิตที่ติดตั้ง

ดัชนีชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
มูลค่าการลงทุน Investment cost	228,403.04	248,473.04	397,517.03
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ Net Present Value (NPV)	55,434.83	42,531.10	(44,171.64)
อัตราผลตอบแทนภายใน Internal Rate of Return (IRR)	17.96%	16.46%	10.67%
ระยะเวลาคืนทุน Pay Back period (PB)	5.27 ปี	5.79 ปี	8.52 ปี

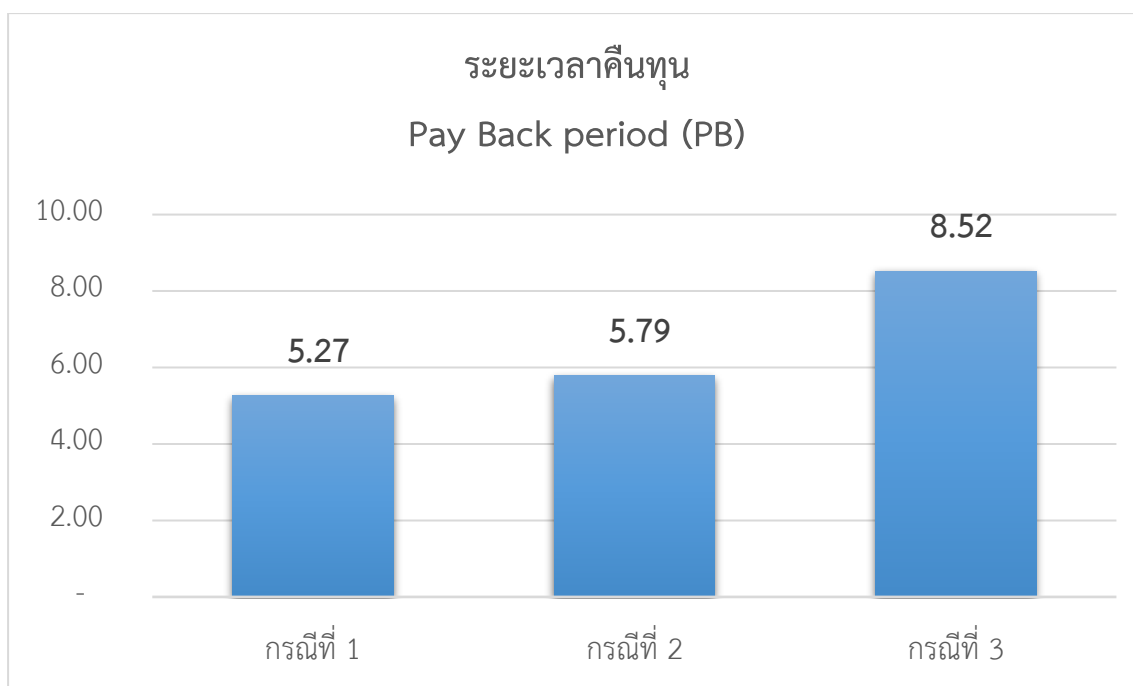
จากข้อมูลตารางที่ 16 ข้างต้นเมื่อนำมาแสดงผลในรูปแบบแผนภูมิ ซึ่งจะจำแนกตามประเภทของค่าตัวชี้วัด NPV, IRR, PB ดังรูปที่ 56 เป็นการแสดงค่า NPV เปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันสุทธิในแต่ละกรณี ซึ่งค่า NPV ของโครงการที่มีความน่าสนใจในการลงทุนตามทฤษฎีในบทที่ 2 นั้นจะต้องมีค่ามากกว่า 0 และจะเพิ่มความน่าสนใจมากขึ้นหากมีค่าที่เพิ่มสูงขึ้น และจากรูปแนวโน้มค่า NPV จะมีค่าลดลงสอดคล้องตามราคาในแต่ละกรณี ถัดมาในส่วนรูปที่ 57 เป็นการแสดงค่า IRR ซึ่งแสดงการเปรียบเทียบอัตราผลตอบแทนภายใน ในแต่ละกรณี ซึ่งตามทฤษฎีในบทที่ 2 ยิ่งมีค่าร้อยละที่สูงก็จะมี ความน่าสนใจในการลงทุน และจากรูปก็มีแนวโน้มเป็นไปในทางเดียวกันกับค่า NPV คือมีค่าลดลงสอดคล้องกับราคาการติดตั้ง 3 ชุดท้ายรูปที่ 58 จะเป็นการเปรียบเทียบค่า PB ซึ่งพิจารณาจากปีที่คืนทุนเร็วที่สุด จะเป็นโครงการที่น่าสนใจลงทุน จากรูปจะเห็นว่าแนวโน้มผกผันกับค่า NPV และ IRR กล่าวคือยิ่งราคาการติดตั้งที่ติดตั้งเพิ่มขึ้น ก็จะทำให้ระยะเวลาคืนทุนเพิ่มขึ้น



รูปที่ 56 เปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ ทั้ง 3 กรณี



รูปที่ 57 เปรียบเทียบอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ ทั้ง 3 กรณี



รูปที่ 58 เปรียบเทียบระยะเวลาคืนทุน (PB) ของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ ทั้ง 3 กรณี

4.4 ผลการประเมินการเปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้า

ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของบ้านอยู่อาศัย กรณีศึกษา 2 ปี คือ 2564-2565 จากใบแจ้งหนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะเห็นได้ว่าค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากปี 2564 ส่วนหนึ่งเนื่องจากการปรับค่า FT ดังแสดงให้เห็นถึงแนวโน้มค่าไฟฟ้าที่เพิ่มมากขึ้นของบ้านอยู่อาศัย กรณีศึกษาในปี 2564 – 2565 ในตารางที่ 17

ตารางที่ 17 ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าและค่าไฟฟ้า บ้านอยู่อาศัย ปี 2564 - 2565

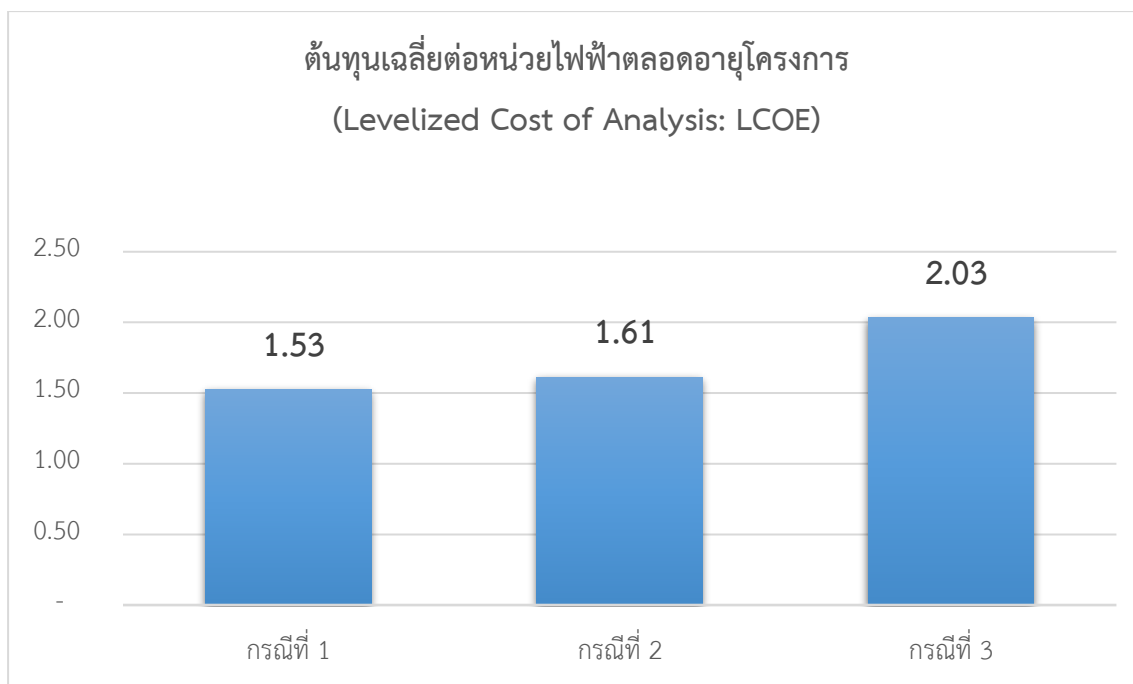
เดือน	ปริมาณการใช้ไฟฟ้า (kWh)		ค่าไฟฟ้า (บาท)	
	2564	2565	2564	2565
มกราคม	86	92	325.70	362.05
กุมภาพันธ์	106	130	199.88	494.69
มีนาคม	143	157	199.88	596.23
เมษายน	413	230	1,685.41	927.08
พฤษภาคม	264	385	1,033.98	1,725.88
มิถุนายน	204	481	772.78	2,202.34
กรกฎาคม	470	263	391.95	1,076.63
สิงหาคม	304	158	391.95	600.76

เดือน	ปริมาณการใช้ไฟฟ้า (kWh)		ค่าไฟฟ้า (บาท)	
	2564	2565	2564	2565
กันยายน	219	258	838.07	1,053.98
ตุลาคม	223	-	855.49	-
พฤศจิกายน	226	-	868.55	-
ธันวาคม	107	-	395.26	-

และเมื่อทำการเฉลี่ยต้นทุนค่าไฟฟ้าจากการเก็บรวบรวมข้อมูลทั้งสองปี จะได้ ค่าไฟฟ้าของบ้านอยู่อาศัย กรณีศึกษา นี้ มีค่าเฉลี่ย ไฟฟ้าต่อหน่วย อยู่ที่ 3.4557 บาท/หน่วย (THB/kWh) และเมื่อประเมินการเปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ จากการคำนวณค่า LCOE ตามทฤษฎีในบทที่ 2 ในแต่ละกรณีจะได้ค่าที่แสดงในตารางที่ 18 และในรูปที่ 59 ที่แสดงถึงแนวโน้มของราคาที่จะสอดคล้องกับการลดลงของค่ากำลังการผลิตที่ลดลงและเงินลงทุนโครงการที่ลดลงด้วย ซึ่งค่า LCOE ของทั้ง 3 กรณีจะมีค่าที่ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กรณีศึกษา (4.4217 บาท/หน่วย) ที่จ่ายอยู่ในปัจจุบันแต่อย่างไรก็ตาม ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์บนหลังคา สามารถครอบคลุมปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด เป็นตัวช่วยแบ่งเบาภาระค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอีกด้วย

ตารางที่ 18 ข้อมูลการเปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ

ดัชนีชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
มูลค่าการลงทุน Investment cost (บาท)	228,403.04	248,473.04	308,713.12
ต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ (Levelized Cost of Analysis: LCOE) (บาท/หน่วย)	1.53	1.61	2.03



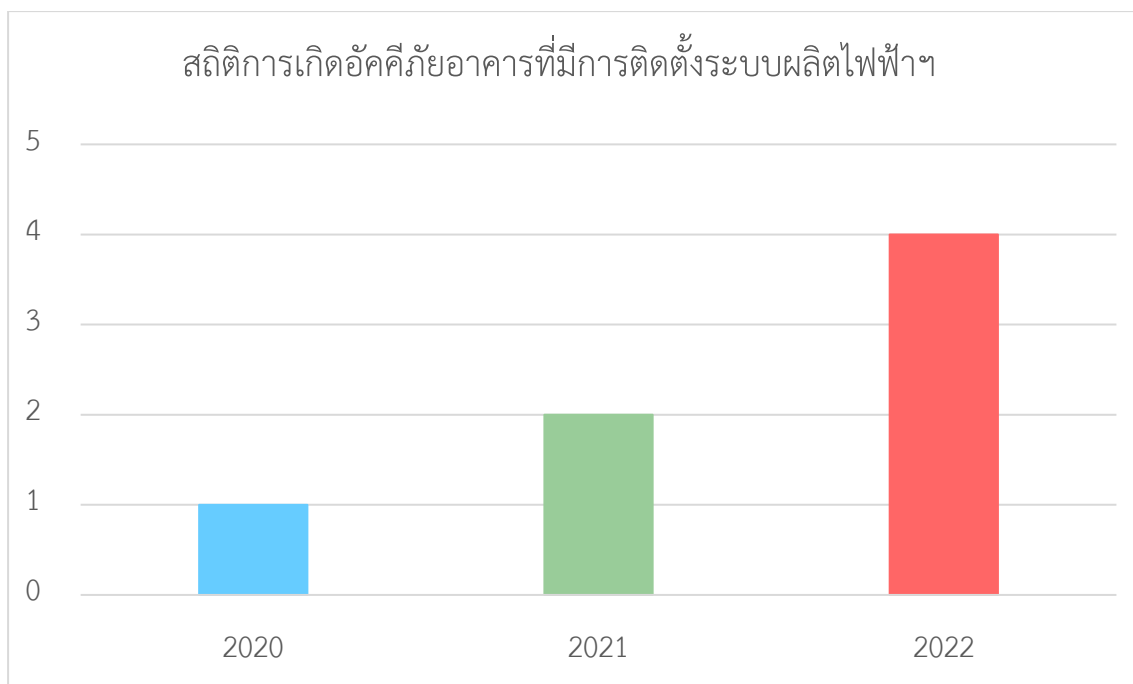
รูปที่ 59 เปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ (LCOE) ของทั้ง 3 กรณี

4.5 ผลการสืบค้นสถิติการเกิดอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

ในประเทศไทย ยังไม่มีการบันทึกและจัดหมวดหมู่ข้อมูลการเกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หรืออาคารที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า โดยเฉพาะ ซึ่งผลจากการสืบค้นข้อมูลออนไลน์พบว่า สถิติการเกิดอัคคีภัยอาคารที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า ใน 3 ปีที่ผ่านมา พบว่า อัตราการเกิดอัคคีภัยเพิ่มขึ้น 1 เท่าในทุกปี ดังตารางที่ 19 และรูปที่ 60

ตารางที่ 19 สถิติการเกิดอัคคีภัยอาคารที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในการสืบค้นออนไลน์จากแหล่งสืบค้นข้อมูล Google เท่านั้น

ลำดับ	2020	2021	2022
1	นครสวรรค์	สมุทรปราการ	กรุงเทพมหานคร
2		พัทลุง	นนทบุรี
3			กรุงเทพมหานคร
4			พิษณุโลก



รูปที่ 60 สถิติการเกิดอัคคีภัยอาคารที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

4.6 ผลการทำแบบสอบถามการมาตรฐานการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา

จากข้อมูลจากผู้เชี่ยวชาญในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รายละเอียดข้อมูลผู้เชี่ยวชาญ ที่ร่วมทำแบบสอบถาม ดังตารางที่ 20-22

ตารางที่ 20 ตำแหน่งผู้ทำแบบสอบถาม

ลำดับ	ตำแหน่ง	จำนวน
1	วิศวกร	14
2	ที่ปรึกษาโครงการ	2
3	เจ้าของกิจการ	2
4	กรรมการผู้จัดการ	2
5	วิศวกรฝ่ายขาย	2
6	ผู้จัดการ	2
7	รองกรรมการผู้จัดการ	2
8	BDM	2
รวม		30

ตารางที่ 21 บริษัทผู้เชี่ยวชาญที่ทำแบบสอบถาม

ลำดับ	บริษัท
1	Rezeca Engineering Co.,Ltd.
2	Ace system & Solution Co.,Ltd.
3	PEA ENCOM International Co.,Ltd.
4	Solomon Technology Thailand Co.,Ltd.
5	Clenergy International (Thailand) Co.,Ltd.
6	P.E.W Co.,Ltd.
7	Huawei Technologies (Thailand) Co.,Ltd.
8	KPN Green energy Solution PLC
9	Mono Energy Constrution Co.,Ltd.
10	Green giant energy lamphun
11	PMCU
12	Siam Sakol Co.,Ltd.
13	Himedia Technology .Co.,Ltd.

ตารางที่ 22 รายละเอียดข้อมูลแบบสอบถาม

ลำดับ	รายละเอียด
1	บริษัท
2	ตำแหน่ง
3	มาตรฐานที่ใช้ในการออกแบบระบบ Rooftop solar PV
4	มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ แผงโซลาร์เซลล์
5	มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ อินเวอร์เตอร์
6	มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ที่ใช้เชื่อมต่อ (MC4)
7	มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ป้องกันด้าน ไฟฟ้ากระแสดัง

ลำดับ	รายละเอียด
8	มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ป้องกันด้าน ไฟฟ้ากระแสสลับ
9	มาตรฐานที่เลือกใช้ในการทำงานติดตั้งระบบ Rooftop solar PV
10	ความเสี่ยงการเกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้า
11	ปัจจัยเสี่ยงของการเกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้า
12	วิธีการประเมินความเสี่ยงการเกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้า
13	แนวทางการแก้ปัญหาความเสี่ยงของการเกิดอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้า
14	การประเมินความเสี่ยงการเกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้า
14	ข้อเสนอแนะ

มาตรฐานที่บริษัทผู้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า เลือกใช้ในการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้า การเลือกใช้อุปกรณ์หรือการควบคุมการทำงานของผู้ปฏิบัติงานติดตั้ง สรุปได้ดังตารางที่ 23 ตารางที่ 23 สรุปมาตรฐานที่ใช้ในการออกแบบ การเลือกใช้อุปกรณ์ และการควบคุมการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้า

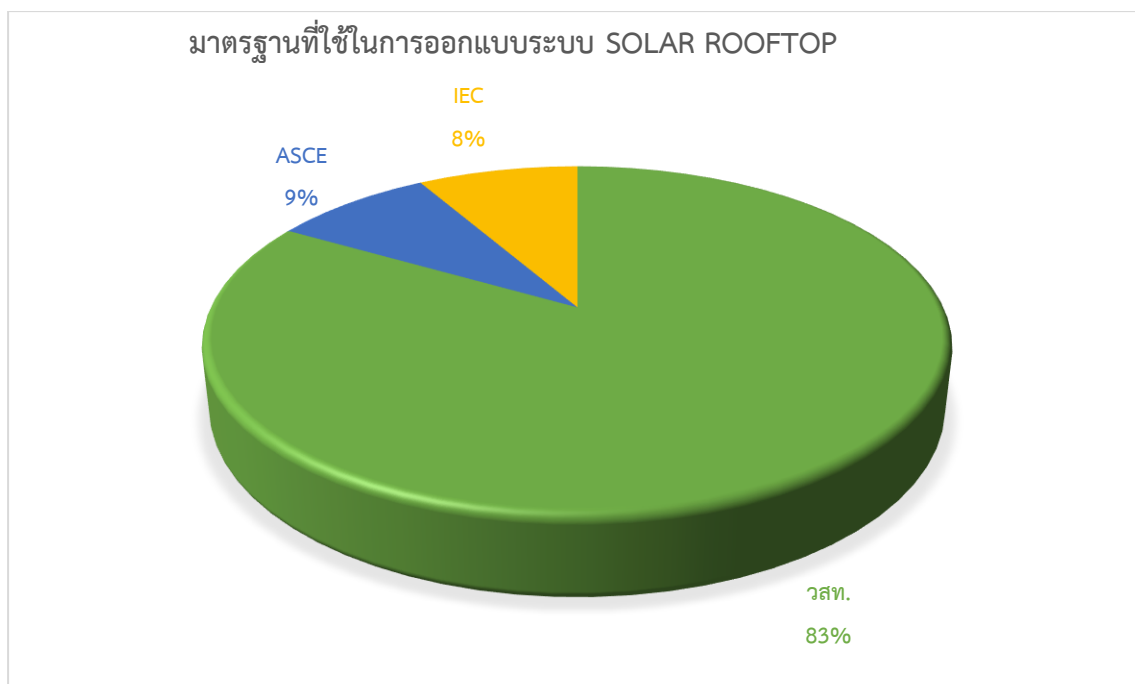
ลำดับ	รายละเอียด	มาตรฐานที่นิยมใช้
1	มาตรฐานที่ใช้ในการออกแบบระบบ Rooftop solar PV	วสท.
2	มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ แผงโซลาร์เซลล์	IEC 61215
3	มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ อินเวอร์เตอร์	MEA/PEA Vender list
4	มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ที่ใช้เชื่อมต่อ (MC4)	IP67
5	มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ป้องกันด้าน ไฟฟ้ากระแสตรง	วสท.
6	มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ป้องกันด้าน ไฟฟ้ากระแสสลับ	วสท.
7	มาตรฐานที่เลือกใช้ในการทำงานติดตั้งระบบ Rooftop solar PV	วสท.

โดยจากการทำแบบสอบถามกับบริษัทผู้ติดตั้งระบบไฟฟ้า สรุปผลการวิเคราะห์ข้อมูลดังต่อไปนี้

1. มาตรฐานที่ใช้ในการออกแบบระบบ Rooftop solar PV

ตารางที่ 24 มาตรฐานที่ใช้ในการออกแบบระบบ Rooftop solar PV

มาตรฐานที่ใช้	คิดเป็นเปอร์เซ็นต์
วสท.	83.33
ASCE	8.33
IEC	8.33



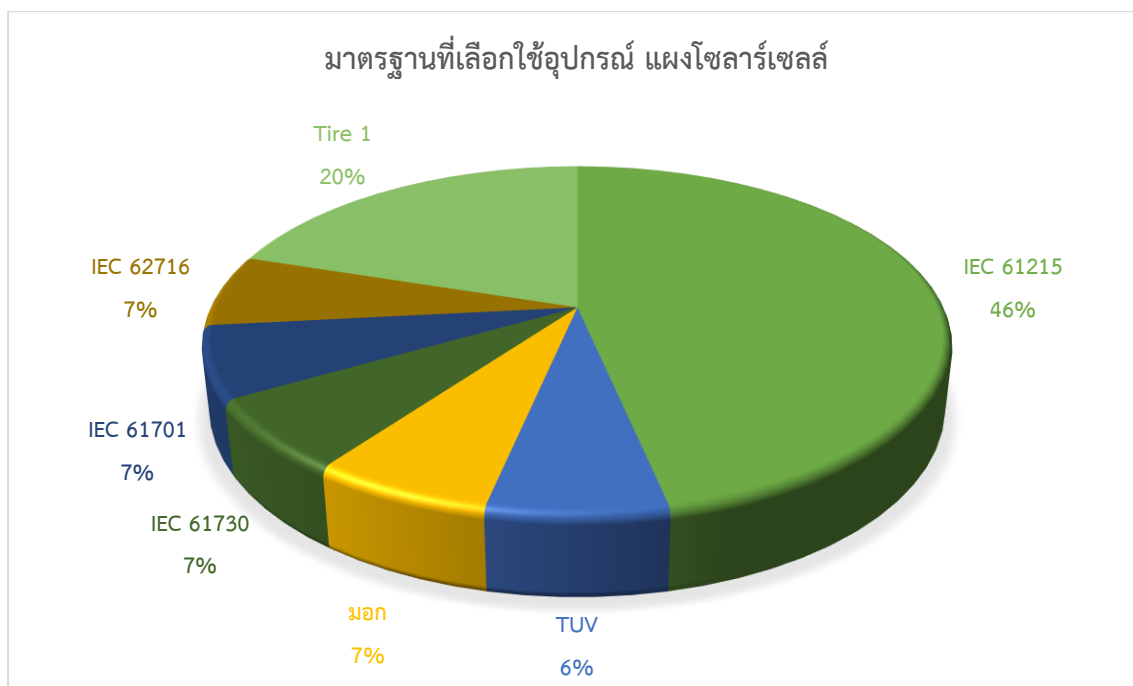
รูปที่ 61 มาตรฐานที่ใช้ในการออกแบบระบบ Rooftop solar PV

2. มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ แผงโซลาร์เซลล์

ตารางที่ 25 มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ แผงโซลาร์เซลล์

มาตรฐานที่ใช้	คิดเป็นเปอร์เซ็นต์
IEC 61215	46.67
TUV	6.67
มอก	6.67
IEC 61730	6.67
IEC 61701	6.67
IEC 62716	6.67

มาตรฐานที่ใช้	คิดเป็นเปอร์เซ็นต์
Tire 1	20.00

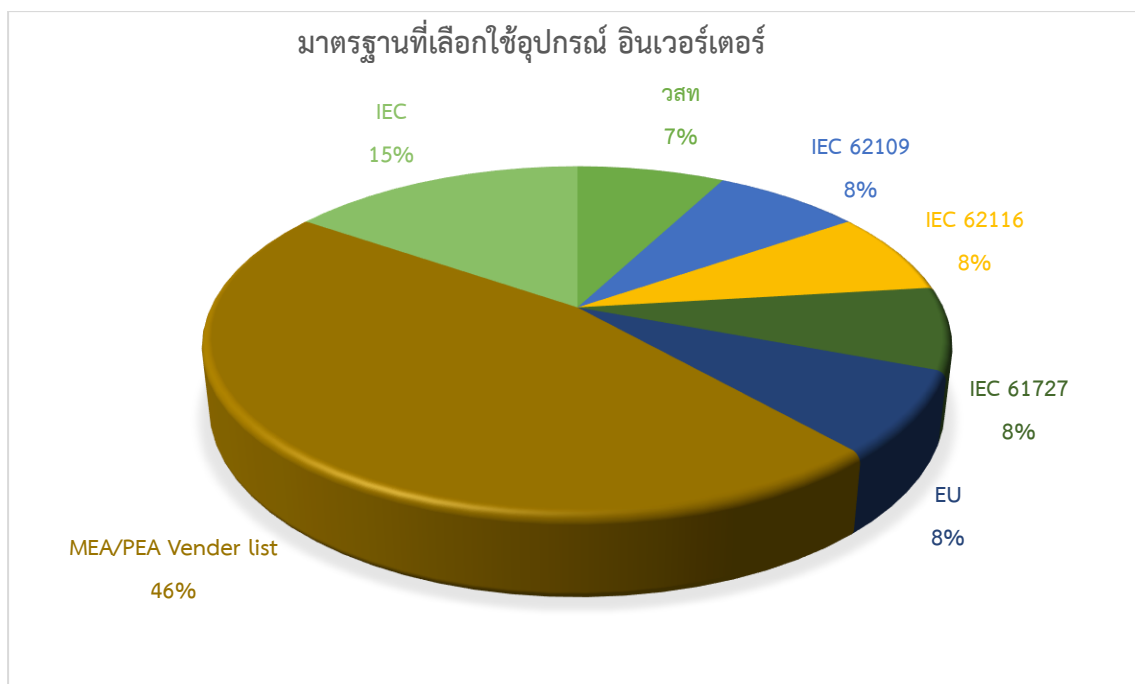


รูปที่ 62 มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ แผงโซลาร์เซลล์

3. มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ อินเวอร์เตอร์

ตารางที่ 26 มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ อินเวอร์เตอร์

มาตรฐานที่ใช้	คิดเป็นเปอร์เซ็นต์
วสท	7.69
IEC 62109	7.69
IEC 62116	7.69
IEC 61727	7.69
EU	7.69
MEA/PEA Vender list	46.15
IEC	15.38

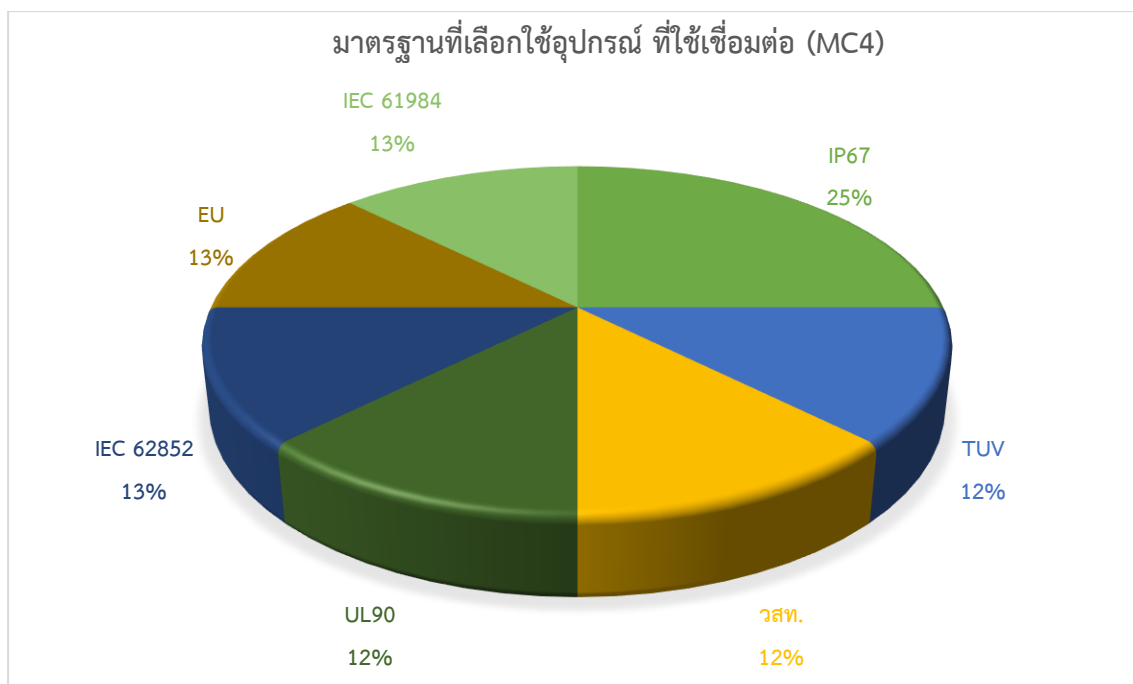


รูปที่ 63 มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ อินเวอร์เตอร์

4. มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ที่ใช้เชื่อมต่อ (MC4)

ตารางที่ 27 มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ที่ใช้เชื่อมต่อ (MC4)

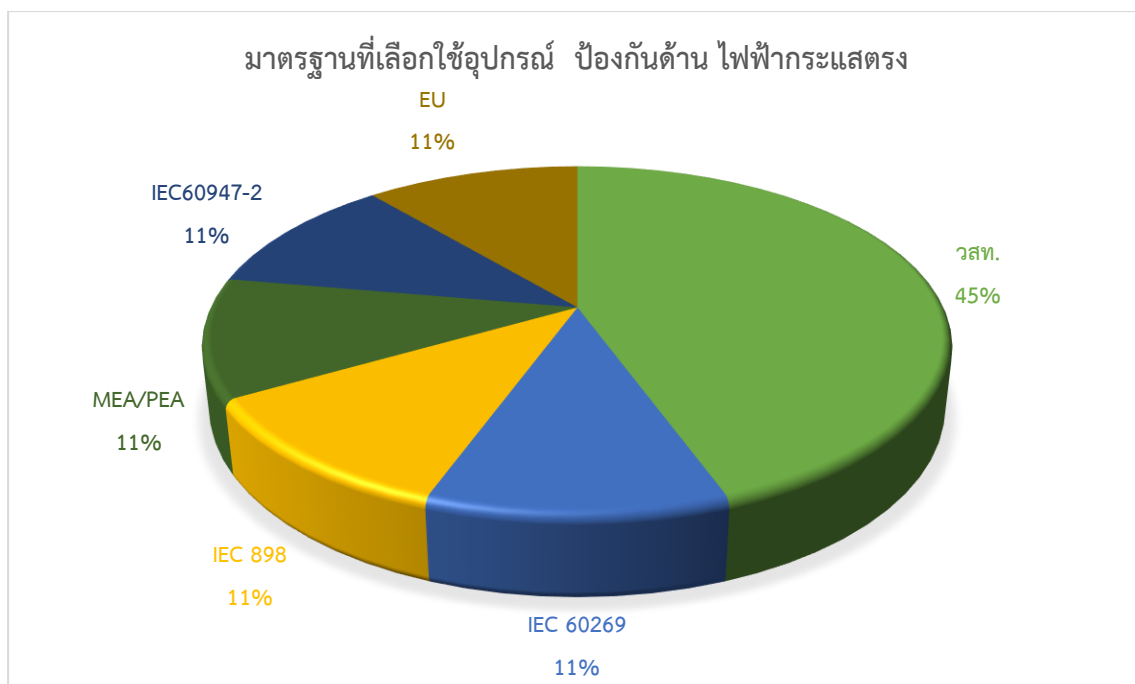
มาตรฐานที่ใช้	คิดเป็นเปอร์เซ็นต์
IP67	25
TUV	12.5
วสท.	12.5
UL90	12.5
IEC 62852	12.5
EU	12.5
IEC 61984	12.5



รูปที่ 64 มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ที่ใช้เชื่อมต่อ (MC4)

5. มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ป้องกันด้าน ไฟฟ้ากระแสตรง
ตารางที่ 28 มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ป้องกันด้าน ไฟฟ้ากระแสตรง

มาตรฐานที่ใช้	คิดเป็นเปอร์เซ็นต์
วสท.	44.44
IEC 60269	11.11
IEC 898	11.11
MEA/PEA	11.11
IEC60947-2	11.11
EU	11.11

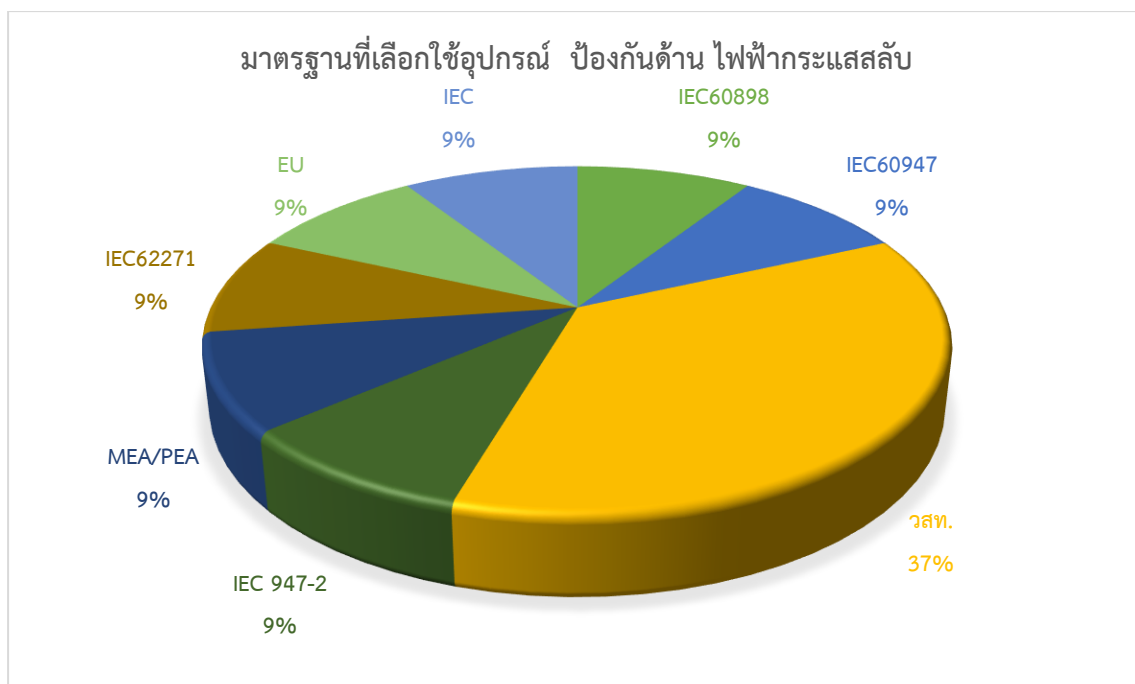


รูปที่ 65 มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ป้องกันด้าน ไฟฟ้ากระแสตรง

6. มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ป้องกันด้าน ไฟฟ้ากระแสสลับ

ตารางที่ 29 มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ป้องกันด้าน ไฟฟ้ากระแสสลับ

มาตรฐานที่ใช้	คิดเป็นเปอร์เซ็นต์
IEC60898	9.09
IEC60947	9.09
วสท.	36.36
IEC 947-2	9.09
MEA/PEA	9.09
IEC62271	9.09
EU	9.09
IEC	9.09

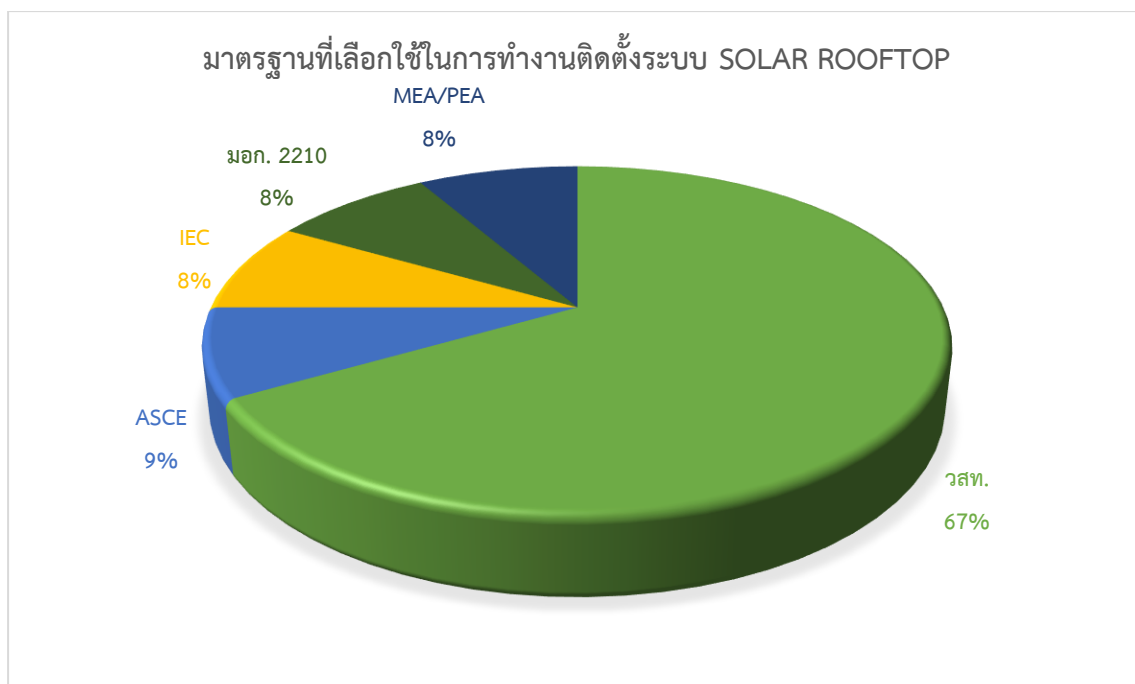


รูปที่ 66 มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ป้องกันด้าน ไฟฟ้ากระแสสลับ

7. มาตรฐานที่เลือกใช้ในการทำงานติดตั้งระบบ Rooftop solar PV

ตารางที่ 30 มาตรฐานที่เลือกใช้ในการทำงานติดตั้งระบบ Rooftop solar PV

มาตรฐานที่ใช้	คิดเป็นเปอร์เซ็นต์
วสท.	66.67
ASCE	8.33
IEC	8.33
มอก. 2210	8.33
MEA/PEA	8.33



รูปที่ 67 มาตรฐานที่เลือกใช้ในการทำงานติดตั้งระบบ Rooftop solar PV

4.7 ผลการวิเคราะห์ระดับความเสี่ยงของการเกิดอัคคีภัยในระบบผลิตไฟฟ้า

ผลการวิเคราะห์ระดับความเสี่ยงของการเกิดอัคคีภัยในระบบผลิตไฟฟ้าฯ ทำให้ทราบถึงสาเหตุที่มีความเสี่ยงที่จะเกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้าฯ ดังข้อมูลในตารางที่ 31

ตารางที่ 31 คะแนนความเสี่ยงของระบบผลิตไฟฟ้า

ลำดับ	รายละเอียด	ไม่เสี่ยง (%)	เสี่ยงน้อย (%)	เสี่ยงปานกลาง (%)	เสี่ยงมาก (%)	เสี่ยงมากที่สุด (%)
1	แผงโซลาร์เซลล์					
	แผงโซลาร์เซลล์ชำรุด	0.00%	16.67%	8.33%	50.00%	25.00%
	ความร้อนสะสมของแผงโซลาร์เซลล์	8.33%	8.33%	25.00%	33.33%	25.00%
	อายุการใช้งานของแผงโซลาร์	8.33%	25.00%	25.00%	41.67%	0.00%
2	อุปกรณ์เชื่อมต่อ (MC4)					
	อุปกรณ์เชื่อมต่อ (MC4) ชำรุด	0.00%	0.00%	0.00%	41.67%	58.33%
	ความร้อนสะสมอุปกรณ์เชื่อมต่อ (MC4) ชำรุด	0.00%	0.00%	8.33%	41.67%	50.00%
	อายุการใช้งานของอุปกรณ์เชื่อมต่อ (MC4)	0.00%	16.67%	25.00%	41.67%	16.67%
3	สายไฟ ด้านกระแสตรง					
	สายไฟ ด้านกระแสตรงชำรุด	0.00%	0.00%	16.67%	41.67%	41.67%
	ความร้อนสะสมสายไฟ ด้านกระแสตรง	8.33%	0.00%	25.00%	41.67%	25.00%

ลำดับ	รายละเอียด	ไม่เสี่ยง (%)	เสี่ยงน้อย (%)	เสี่ยงปานกลาง (%)	เสี่ยงมาก (%)	เสี่ยงมากที่สุด (%)
	อายุการใช้งานของสายไฟ ด้านกระแสตรง	8.33%	16.67%	33.33%	33.33%	8.33%
4	สายไฟ ด้านกระแสสลับ					
	สายไฟ ด้านกระแสสลับชั่วคราว	16.67%	8.33%	25.00%	25.00%	25.00%
	ความร้อนสะสมสายไฟ ด้านกระแสสลับ	16.67%	8.33%	33.33%	16.67%	25.00%
	อายุการใช้งานของสายไฟ ด้านกระแสสลับ	16.67%	16.67%	41.67%	16.67%	8.33%
5	อุปกรณ์ป้องกัน ด้านกระแสตรง					
	อุปกรณ์ป้องกัน ด้านกระแสตรงชั่วคราว	0.00%	16.67%	0.00%	41.67%	41.67%
	ความร้อนสะสมในอุปกรณ์ป้องกัน ด้านกระแสตรง	0.00%	8.33%	33.33%	41.67%	16.67%
	อายุการใช้งานของอุปกรณ์ป้องกัน ด้านกระแสตรง	0.00%	16.67%	33.33%	41.67%	8.33%
6	อุปกรณ์ป้องกัน ด้านกระแสสลับ					
	อุปกรณ์ป้องกัน ด้านกระแสสลับชั่วคราว	0.00%	16.67%	41.67%	25.00%	16.67%

ลำดับ	รายละเอียด	ไม่เสี่ยง (%)	เสี่ยงน้อย (%)	เสี่ยงปานกลาง (%)	เสี่ยงมาก (%)	เสี่ยงมากที่สุด (%)
	ความอ่อนแอสสมในบริเวณอุปกรณ์ป้องกัน ด้านกระแสลับ	0.00%	25.00%	50.00%	8.33%	16.67%
	อายุการใช้งานของบริเวณอุปกรณ์ป้องกัน ด้านกระแสลับ	0.00%	25.00%	50.00%	16.67%	8.33%
	อินเวอร์เตอร์					
7	อินเวอร์เตอร์ชาร์จชุด	8.33%	33.33%	8.33%	33.33%	16.67%
	ความอ่อนแอสสมของอินเวอร์เตอร์	16.67%	33.33%	16.67%	33.33%	0.00%
	อายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์	16.67%	33.33%	16.67%	25.00%	8.33%
อุณหภูมิสภาพแวดล้อมพื้นที่ติดตั้ง						
8	อุณหภูมิ 30-40 องศา	50.00%	16.67%	25.00%	8.33%	0.00%
	อุณหภูมิ 40-50 องศา	16.67%	33.33%	33.33%	16.67%	0.00%
	อุณหภูมิ 50-60 องศา	8.33%	8.33%	16.67%	58.33%	8.33%
9	ความชำนาญของผู้ทำการติดตั้ง	0.00%	0.00%	16.67%	41.67%	41.67%

ลำดับ	รายละเอียด ขั้นตอนการติดตั้ง กรณี วางแผนการติดตั้งไม่ เหมาะสม	ไม่เสี่ยง (%)	เสี่ยงน้อย (%)	เสี่ยงปานกลาง (%)	เสี่ยงมาก (%)	เสี่ยงมากที่สุด (%)
		0.00%	0.00%	33.33%	33.33%	33.33%



4.8 ผลการวิเคราะห์ข้อมูลปัจจัยและสาเหตุความเสี่ยงที่เกิดอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้า

ข้อมูลจากวิศวกรผู้เชี่ยวชาญ ที่ปรึกษา และกรรมการผู้จัดการในบริษัทผู้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ ได้บอกสาเหตุที่อาจจะก่อให้เกิดอัคคีภัยของระบบผลิตไฟฟ้าฯ ที่เคยพบในสถานที่ติดตั้งมีดังนี้

4.8.1 สาเหตุจากจุดเชื่อมต่อ (MC4) ของระบบผลิตไฟฟ้าฯ

สาเหตุ บริเวณจุดเชื่อมต่อ (MC4) ที่ติดตั้งไม่เป็นไปตามมาตรฐาน ไม่สนิท จนทำให้เกิดการหลอมละลายของจุดเชื่อมต่อ (MC4) คุณภาพของอุปกรณ์ที่นำมาใช้เชื่อมต่อไม่ได้มาตรฐาน มีการชำรุดของอุปกรณ์

แนวทางการแก้ไขปัญหา บริเวณจุดเชื่อมต่อ (MC4) โดยเลือกใช้อุปกรณ์ที่มีมาตรฐาน และเหมาะสมกับแผงโซลาร์เซลล์ที่นำมาใช้

4.8.2 สาเหตุจากการสายไฟของระบบผลิตไฟฟ้าฯ

สาเหตุ สายไฟ เป็นอีกจุดที่เป็นปัจจัยเสี่ยงของการเกิดอัคคีภัย ซึ่งสายไฟฟ้าทางด้านการกระแสดังกล่าวมีความเสี่ยงมากกว่าสายไฟทางด้านกระแสสลับ สาเหตุอาจจะมาจากการเดินสายในท่อเดินสายไฟมากเกินไป เกิดจากชำรุดของสายไฟ จากอายุการใช้งาน หรือ จากสภาพแวดล้อมอื่นๆ เช่น หนูกัดสายไฟ

แนวทางการแก้ไขปัญหา สายไฟ ตรวจสอบเช็คความเรียบร้อยของสายไฟอยู่เสมอ ไม่ให้เกะกะ หรือหล่นลงมาสัมผัสกับหลังคาโดยตรง มีการตรวจจับความร้อนของสายไฟตามจุดต่างๆ ตรวจสอบความสะอาดบริเวณที่เดินสายไฟ ว่ามีรังนก หรือสัตว์อื่นๆ มาอยู่อาศัยหรือไม่

4.8.3 สาเหตุจากการอาร์คของระบบผลิตไฟฟ้าฯ

สาเหตุ การอาร์คของระบบผลิตไฟฟ้าฯ มักจะพบในบริเวณที่สายไฟชำรุด หรือบริเวณจุดเชื่อมต่อ (MC4) และสามารถเกิดได้ในบริเวณอื่นๆ ของระบบด้วย ซึ่งความรุนแรงด้านการกระแสดังกล่าวมีความเสี่ยงมากกว่าทางด้านกระแสสลับ

แนวทางการแก้ไขปัญหา การอาร์คของระบบผลิตไฟฟ้าฯ หมั่นตรวจสอบอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบอย่างสม่ำเสมอ ความเรียบร้อยของอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าฯ มีการตรวจจับความร้อนตามจุดต่างๆ ตรวจสอบความสะอาดบริเวณที่มีพื้นที่เหมาะสมที่สัตว์สามารถเข้าไปอยู่อาศัยได้

4.8.4 สาเหตุจากการบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้าฯ

สาเหตุ ระบบผลิตไฟฟ้าฯ จำเป็นต้องมีการบำรุงรักษาอย่างถูกวิธี และสม่ำเสมอ การเกิดอัคคีภัยสามารถเกิดได้จากการบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้าฯ ที่ไม่ดี ไม่ถูกต้อง หรือการละเลยการบำรุงรักษา

แนวทางการแก้ไขปัญหา การบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้าฯ จะต้องดำเนินการอย่างถูกวิธี และสม่ำเสมอ จัดทำรายงานเพื่อบันทึกข้อมูลค่าต่างๆ เก็บไว้

4.8.5 สาเหตุจากการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้า

สาเหตุ การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้า ที่มีความเสี่ยงในการเกิดอัคคีภัย มาได้จากการเลือกใช้อุปกรณ์ การใช้แผงโซลาร์เซลล์ หรืออุปกรณ์อื่นๆ ที่ไม่ได้มาตรฐาน โดยคำนึงถึงราคาของระบบผลิตไฟฟ้า มากเกินไป จนทำให้การออกแบบนั้นไม่ได้มาตรฐานและประสิทธิภาพที่ดี

แนวทางการแก้ไขปัญหา การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้า ที่มีความเสี่ยงในการเกิดอัคคีภัย มาได้จากการเลือกใช้อุปกรณ์ การใช้แผงโซลาร์เซลล์ หรืออุปกรณ์อื่นๆ โดยคำนึงมาตรฐานและประสิทธิภาพระบบผลิตไฟฟ้าที่ดี

4.8.6 สาเหตุจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า

สาเหตุ การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า จำเป็นต้องติดตั้งด้วยผู้ที่มีทักษะ ที่เหมาะสมในแต่ละขั้นตอนการติดตั้ง ซึ่งบางครั้งที่ใช้ผู้ที่ไม่มีความรู้ในการติดตั้งอาจเกิดความผิดพลาด และเป็นสาเหตุในการเกิดอัคคีภัย ซึ่งทางบริษัทผู้ติดตั้งจะต้องมีการกำกับและตรวจสอบการติดตั้งอย่างละเอียด

แนวทางการแก้ไขปัญหา การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า จำเป็นต้องติดตั้งด้วยผู้ที่มีทักษะ ที่เหมาะสมในแต่ละขั้นตอนการติดตั้ง ซึ่งทางบริษัทผู้ติดตั้งจะต้องมีการกำกับและตรวจสอบการติดตั้งอย่างละเอียด และจัดทำรายงานผลการดำเนินการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า ในทุกขั้นตอนเพื่อเพิ่มความมั่นใจและเป็นการตรวจเช็คความเรียบร้อยของงานอีกด้วย

4.8.7 สาเหตุจากภัยธรรมชาติ

สาเหตุ การเกิดภัยพิบัติต่างๆอาจส่งผลกระทบต่อระบบผลิตไฟฟ้า ได้ ยกตัวอย่างเช่นการเกิดฟ้าผ่า กระสุนปืน ก้อนหิน ฯลฯ

แนวทางการแก้ไขปัญหา การเกิดภัยพิบัติต่างๆอาจส่งผลกระทบต่อระบบผลิตไฟฟ้า ได้ ยกตัวอย่างเช่นการเกิดฟ้าผ่า กระสุนปืน ก้อนหิน ฯลฯ ที่ส่งผลให้เกิดความไม่ปลอดภัยต่อระบบผลิตไฟฟ้า สาเหตุเหล่านี้เป็นเหตุการณ์ที่ไม่สามารถควบคุมได้ จึงทำได้เพียงแค่รักษาสภาพแวดล้อมของระบบผลิตไฟฟ้า ให้มีความสะอาด และปลอดภัย ไม่เป็นพื้นที่เสี่ยง

4.9 ผลการวิเคราะห์แนวทางการแก้ไขปัจจัยและสาเหตุการเกิดอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้า

แนวทางในการแก้ไขปัจจัยเสี่ยงการเกิดอัคคีภัย สามารถทำได้โดยการที่เริ่มตั้งแต่ขั้นตอนการออกแบบให้ตรงตามมาตรฐานที่กำหนดและจะต้องใช้อุปกรณ์ที่มีมาตรฐาน และคุณภาพดี ตรวจสอบมาตรฐานของอุปกรณ์ก่อนเลือกใช้ในระบบ จัดทำแผนการทำงานและมีแผนการทดสอบการติดตั้งในแต่ละขั้นตอน อธิบายและทำความเข้าใจของระบบผลิตไฟฟ้าให้กับช่างผู้ปฏิบัติงานและกับผู้ที่เกี่ยวข้อง

เกี่ยวข้องให้เข้าใจ มีระบบป้องกันติดไฟดวงจรและมีระบบน้ำเพื่อลดความร้อนหรือควบคุมเพลิง
อัตโนมัติ มีเซนเซอร์เตือนความร้อน มีการใช้การทำงานของระบบ ลดประมาณจุดเชื่อมต่อให้มาก
ที่สุดในฝั่งกระแสดร่ง, ดิตรระบบ AFCI และ Rapid shutdown ติดตั้งสายไฟกระแสดร่งไม่ให้สัมผัส
กับหลังคา เนื่องจากอาจจะมึนคเข้ามาทำร้ง ซึ่งร้งนคก็จะเป็นเชื้อเพลิงที่ติดไฟง่ายและเกิดการลุคไหม้
ของอัคคีภัย และทำการบำรุงรักษาระบบอย่างสม่ำเสมอและมีแบบแผนในการบำรุงรักษาอย่างถูกวิธี



บทที่ 5

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการวิจัย

5.1.1 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ในประเทศไทย

จากรายงานของกระทรวงพลังงานการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในปี 2563 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าที่ได้รับใบอนุญาตที่ไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและไม่ได้รับใบอนุญาตแต่ได้จดทะเบียนเป็นกรณีพิเศษรวมทั้งสิ้น 910.06 MWp จาก 1,898 โครงการ ซึ่งการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคานั้นเท่ากับ 716.61 MWp หรือ 1,793 โครงการ ดังนั้นจากเหตุการณ์อัคคีภัยที่งานวิจัยนี้ได้ศึกษาข้อมูลพบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าที่เกิดอัคคีภัยนั้นคิดเป็นสัดส่วนเท่ากับ 0.22% ถึงแม้ว่าจะเป็นสัดส่วนที่น้อยแต่ก็ยังเป็นเหตุการณ์ที่ไม่อยากให้เกิดขึ้นไม่ว่าจะเป็นในส่วนของบ้านอยู่อาศัย อาคารสำนักงาน โรงงาน ยังมีบางโครงการที่มีความเสี่ยงในการเกิดอัคคีภัยได้อยู่เป็นจำนวนมาก

5.1.2 สาเหตุการเกิดอัคคีภัยและแนวทางการแก้ปัญหาดังต่อไปนี้

5.1.2.1 สาเหตุจากจุดเชื่อมต่อ (MC4) ของระบบผลิตไฟฟ้า

5.1.2.2 สาเหตุจากการสายไฟของระบบผลิตไฟฟ้า

5.1.2.3 สาเหตุจากการอาร์คของระบบผลิตไฟฟ้า

5.1.2.4 สาเหตุจากการบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้า

5.1.2.5 สาเหตุจากการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้า

5.1.2.6 สาเหตุจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า

5.1.2.7 สาเหตุจากภัยธรรมชาติ

5.1.3 มาตรฐานการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า จะต้องมีความรู้ที่ครอบคลุมอันตรายต่างๆที่จะเกิดขึ้นได้ โดยเฉพาะอันตรายทางด้านไฟฟ้ากระแสตรง ซึ่งการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า บนหลังคา นั้น บริเวณบนหลังคาจะมีแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงสูง ซึ่งเป็นอันตรายอย่างมากต่อชีวิต และทรัพย์สิน ในประเทศไทยนั้นจากการสำรวจจากผู้เชี่ยวชาญ นิยมใช้มาตรฐานของ วสท. IEC และ หน่วยงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวง ผลการเปรียบเทียบมาตรฐานของหน่วยงานวสท. และ IEEE [60-63] แสดงดังตารางที่ 32

ตารางที่ 32 เปรียบเทียบมาตรฐานด้านความปลอดภัยของระบบผลิตไฟฟ้า

ลำดับ	รายละเอียด	IEEE	วสท.
1	การป้องกันระบบจำหน่าย	มี	มี
2	การป้องกันความบกพร่องของระบบไฟฟ้า	มี	มี
3	ระบบป้องกันสภาวะผิดปกติ	มี	ไม่มี
4	การประสานของของระบบป้องกัน	มี	ไม่มี

5.1.4 ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

ในการวิจัยนี้คำนึงถึงความคุ้มค่าในการติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า บ้านอยู่อาศัย ซึ่งผลการวิเคราะห์ข้อมูล การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า ของบริษัทแห่งหนึ่ง ในพื้นที่ภาคกลาง ขนาดกำลังการติดตั้ง 5 kWp 1 Phase พบว่า มูลค่าราคาก่อสร้างที่ติดตั้งไม่รวมค่าที่ดินเฉลี่ยเท่ากับ 3,600,000 บาท มูลค่าราคาหลังคาเฉลี่ย 322,000 บาท ซึ่งจากการเปรียบเทียบมูลค่าความเสียหายแสดงดังตารางที่ 4.3 และการวิจัยนี้ได้ประเมินความคุ้มค่าของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า ใน 3 กรณี พบว่ามีความคุ้มค่าในการลงทุนในทุกกรณี กรณีที่ 1 ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแบบไม่ติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน เป็นการลงทุนติดตั้งที่เป็นแนวทางที่คุ้มค่ามากที่สุด จากการประมวลผลและวิเคราะห์ผลที่ได้จากค่าของดัชนีชี้วัดต่าง ๆ เช่น มูลค่าปัจจุบันสุทธิ, อัตราผลตอบแทนภายใน, ระยะเวลาคืนทุน, อัตราค่าไฟฟ้าต่อหน่วยเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ รองลงมาคือกรณีที่ 2 และกรณีที่ 3 ตามลำดับ

5.1.5 ข้อขัดแย้งจากผู้เชี่ยวชาญ

การติดตั้งอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉินยังเป็นข้อถกเถียงกันในกลุ่มผู้เชี่ยวชาญที่อยู่ในการทำงานออกแบบและติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า เนื่องจาก การติดตั้งจะต้องทำการเพิ่มจุดเชื่อมต่อ (MC4) หรือมีการเพิ่มสายไฟ สายสัญญาณ บนพื้นที่หลังคาหากเกิดอัคคีภัยแล้วไฟไหม้ไปยังสายไฟ หรือสายสัญญาณที่ทำงานของอุปกรณ์หยุดทำงานฉุกเฉิน ก็ยังไม่สามารถช่วยป้องกันได้ และยังเป็นต้นทุนที่เพิ่มขึ้นที่สูงเนื่องจากตัวเลือกทางการตลาดยังมีน้อยอยู่

5.2 ข้อเสนอแนะ

สำหรับมุมมองทางด้านความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์กรณีที่ 2 และ 3 นั้นก็มีความคุ้มค่าในการลงทุนเช่นเดียวกัน เนื่องจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ, อัตราผลตอบแทนภายใน ของโครงการก็ให้ผลค่านำลงทุนเพียงพอ แต่ยังไม่ดีกว่ากรณีที่ 1 และสำหรับการคืนทุนก็จะสามารถคืนทุนได้ประมาณ

5 - 8 ปี ซึ่งถือว่าไม่นานเมื่อเทียบกับระยะเวลาของโครงการ 25 ปี และยังคงเป็นระยะเวลาที่อยู่ในช่วงของกรณีที่ 1 หากทางผู้ที่นำงานวิจัยนี้มาใช้ในการอ้างอิงหรือนำไปเป็นแนวทาง หากทางผู้ลงทุนมีเงินลงทุนที่เพียงพอก็ขอแนะนำให้เลือกลงทุนในกรณีที่ 2-3 เนื่องจากมีระบบความปลอดภัยที่มากกว่า แต่หากต้องการความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการมากยิ่งขึ้น ทางผู้วิจัยก็ขอเสนอแนะให้เลือกลงทุนในกรณีที่ 1



ภาคผนวก ก

ข้อมูลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา บ้านอยู่อาศัย
ณ พื้นที่ ภาคกลาง



ตารางที่ 33 ข้อมูลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบหลังคา บ้านอยู่อาศัย ของบริษัทแห่งหนึ่ง ในพื้นที่ภาคกลาง

ลำดับ	ชื่อโครงการ	ราคาระบบติดตั้ง	ราคาบ้าน	ราคาหลังคา	ขนาดกำลังการติดตั้ง	ชนิดหลังคา	ประเภทบ้าน
1	A001-HomeAce	175,000	50,000,000	1,000,000	5 kwp 3 Phase	ดาดฟ้า	บ้านเดี่ยว
2	A002-Parinya	115,000	3,000,000	300,000	3 kwp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
3	A003-armote	295,000	15,000,000	200,000	10 kwp 3 Phase	เมทัลชีทปกติ	บ้านเดี่ยว
4	A004-K.Chitchai	170,000	3,000,000	300,000	5 kwp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
5	A005-K.Nipon	195,000	2,000,000	200,000	5 kwp 3 Phase	เมทัลชีทปกติ	บ้านเดี่ยว
6	A006-Matthana	170,000	3,000,000	300,000	5 kwp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
7	A007-Apichart	175,000	10,000,000	400,000	5 kwp 3 Phase	เมทัลชีทปกติ	โรงงานขนาดเล็ก
8	A011-Panjapol	170,000	4,000,000	300,000	5 kwp 1 Phase	กระเบื้องลอนคู่	บ้านเดี่ยว
9	A020-Nichabool	170,000	2,500,000	300,000	5 kwp 1 Phase	กระเบื้องลอนคู่	บ้านเดี่ยว
10	A015-Supode	175,000	3,000,000	300,000	5 kwp 3 Phase	กระเบื้องลอนคู่	โรงงานขนาดเล็ก
11	A021-Nopparat	175,000	6,500,000	350,000	5 kwp 3 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	อาคารพาณิชย์
12	A012-Nopanon	295,000	1,500,000	250,000	10 kwp 3 Phase	เมทัลชีทปกติ	บ้านเดี่ยว
13	A013-Savitee	185,000	3,500,000	300,000	5 kwp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
14	A025-K.Pisan	170,000	3,500,000	300,000	5 kwp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
15	A037-Suchart	170,000	4,500,000	350,000	5 kwp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว

ลำดับ	ชื่อโครงการ	ราคากระบบติดตั้ง	ราคาบ้าน	ราคาหลังคา	ขนาดกำลังการติดตั้ง	ชนิดหลังคา	ประเภทบ้าน
16	A034-Rakchai	170,000	3,000,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
17	A023-Panuwat	175,000	6,500,000	350,000	5 kWp 3 Phase	กระเบื้องลอนคู่	อาคารพาณิชย์
18	A010-Preeditas	170,000	15,000,000	1,000,000	5 kWp 1 Phase	ดาดฟ้า	อาคารพาณิชย์
19	A040-Nithis	175,000	4,000,000	700,000	5 kWp 3 Phase	ดาดฟ้า	บ้านเดี่ยว
20	A029-Anupong	170,000	3,000,000	300,000	5 kWp 1 Phase	เมทัลชีทปกติ	บ้านเดี่ยว
21	A049-Sittijet	170,000	4,000,000	250,000	5 kWp 1 Phase	เมทัลชีทปกติ	บ้านเดี่ยว
22	A048-Kajitsri	295,000	3,500,000	300,000	10 kWp 3 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
23	A029-torokung	170,000	3,000,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค แผ่นเรียบ	บ้านเดี่ยว
24	A045-Preeda	135,000	3,500,000	300,000	3 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
25	A045-Peter	175,000	4,000,000	350,000	5 kWp 3 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
26	A056-Waranon	195,000	5,000,000	300,000	5 kWp 3 Phase	เมทัลชีทปกติ	อาคารพาณิชย์
27	Puttapong	295,000	8,000,000	400,000	10 kWp 3 Phase	เมทัลชีทปกติ	อาคารพาณิชย์
28	Thida	295,000	3,000,000	350,000	10 kWp 3 Phase	เมทัลชีทปกติ	บ้านเดี่ยว
29	paisan	185,000	3,500,000	300,000	5 kWp 1 Phase	เมทัลชีทปกติ	บ้านเดี่ยว
30	brm15house#8	295,000	10,000,000	500,000	10 kWp 3 Phase	ซีแพค แผ่นเรียบ	บ้านเดี่ยว
31	pimlak	195,000	3,500,000	250,000	5 kWp 3 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว

ลำดับ	ชื่อโครงการ	ราคาประเมินติดตั้ง	ราคาบ้าน	ราคาหลังคา	ขนาดกำลังการติดตั้ง	ชนิดหลังคา	ประเภทบ้าน
32	Beyond	295,000	3,500,000	350,000	10 kWp 3 Phase	คาดฟ้า	บ้านเดี่ยว
33	Mooyor1	185,000	3,000,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค แผ่นเรียบ	บ้านเดี่ยว
34	Akapory	170,000	3,000,000	350,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
35	A078-Sweethome_PT MJ	185,000	3,500,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค แผ่นเรียบ	บ้านเดี่ยว
36	Somsak home	185,000	3,500,000	350,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
37	NATEE	185,000	2,000,000	200,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	ทาวน์เฮาส์
38	YUTTANA HOME	295,000	4,000,000	350,000	10 kWp 3 Phase	ซีแพค แผ่นเรียบ	บ้านเดี่ยว
39	WANAROM	185,000	3,500,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
40	Kittifam	195,000	7,000,000	400,000	5.5 kWp 3 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
41	Noppanun	185,000	3,500,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
42	sanga	195,000	5,000,000	400,000	5 kWp 3 Phase	กระเบื้องลอนคู่	บ้านเดี่ยว
43	Nutchii100134	295,000	5,000,000	500,000	10 kWp 3 Phase	เมทัลชีทปกติ	บ้านเดี่ยว
44	k.pajaree	195,000	400,000	500,000	5 kWp 3 Phase	ซีแพค แผ่นเรียบ	บ้านเดี่ยว
45	K.Nut	295,000	3,500,000	300,000	10 kWp 3 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
46	KPN	185,000	3,500,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
47	Marksolar	295,000	4,000,000	300,000	10 kWp 3 Phase	ซีแพค แผ่นเรียบ	บ้านเดี่ยว

ลำดับ	ชื่อโครงการ	ราคาประเมินติดตั้ง	ราคาบ้าน	ราคาหลังคา	ขนาดกำลังการติดตั้ง	ชนิดหลังคา	ประเภทบ้าน
48	K.HALL	185,000	3,500,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
49	Santisook	170,000	1,000,000	200,000	5 kWp 1 Phase	เมทัลชีทปกติ	บ้านเดี่ยว
50	Chusak	295,000	3,500,000	400,000	10 kWp 3 Phase	ซีแพค แผ่นเรียบ	บ้านเดี่ยว
51	Mrs.Jantron	295,000	1,500,000	200,000	10 kWp 3 Phase	เมทัลชีทปกติ	บ้านเดี่ยว
52	yunpae	195,000	3,500,000	300,000	5.5 kWp 3 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
53	โด่งตั้งพะหมี่ฮ้องกง	295,000	1,000,000	250,000	10 kWp 3 Phase	เมทัลชีทปกติ	ร้านอาหาร
54	Bsl clinic	295,000	10,000,000	450,000	10 kWp 3 Phase	เมทัลชีทปกติ	อาคารพาณิชย์
55	Home115	295,000	3,000,000	300,000	10 kWp 3 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
56	Surachet	185,000	1,500,000	250,000	5 kWp 1 Phase	เมทัลชีทปกติ	บ้านเดี่ยว
57	Villa 115	195,000	3,500,000	300,000	5 kWp 3 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
58	Bowie1980	185,000	3,000,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว

ตารางที่ 34 ข้อมูลการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา บ้านอยู่อาศัย ขนาดกำลังการติดตั้ง 5 kWp 1 Phase ของบริษัทแห่งหนึ่ง ในพื้นที่

ภาคกลาง

ลำดับ	ชื่อโครงการ	ราคาระบบติดตั้ง	ราคาบ้าน	ราคาหลังคา	ขนาดกำลังการติดตั้ง	ชนิดหลังคา	ประเภทบ้าน
1	A004-K.Chitchai	170,000	3,000,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
2	A006-Matthana	170,000	3,000,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
3	A011-Panjapol	170,000	4,000,000	300,000	5 kWp 1 Phase	กระเบื้องลอนคู่	บ้านเดี่ยว
4	A020-Nichabool	170,000	2,500,000	300,000	5 kWp 1 Phase	กระเบื้องลอนคู่	บ้านเดี่ยว
5	A013-Savitee	185,000	3,500,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
6	A025-K.Pisan	170,000	3,500,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
7	A037-Suchart	170,000	4,500,000	350,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
8	A034-Rakchai	170,000	3,000,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
9	A010-Preeditas	170,000	15,000,000	1,000,000	5 kWp 1 Phase	ดาดฟ้า	อาคารพาณิชย์
10	A029-Anupong	170,000	3,000,000	300,000	5 kWp 1 Phase	เมทัลชีทปกติ	บ้านเดี่ยว
11	A049-Sittijet	170,000	4,000,000	250,000	5 kWp 1 Phase	เมทัลชีทปกติ	บ้านเดี่ยว
12	A029-torokung	170,000	3,000,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค แผ่นเรียบ	บ้านเดี่ยว
13	paisan	185,000	3,500,000	300,000	5 kWp 1 Phase	เมทัลชีทปกติ	บ้านเดี่ยว
14	Mooyor1	185,000	3,000,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค แผ่นเรียบ	บ้านเดี่ยว

ลำดับ	ชื่อโครงการ	ราคาระบบติดตั้ง	ราคาบ้าน	ราคาหลังคา	ขนาดกำลังการติดตั้ง	ชนิดหลังคา	ประเภทบ้าน
15	Akapory	170,000	3,000,000	350,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
16	A078-Sweethome_PTMJ	185,000	3,500,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค แผ่นเรียบ	บ้านเดี่ยว
17	Somsak home	185,000	3,500,000	350,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
18	NATEE	185,000	2,000,000	200,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	ทาวน์เฮาส์
19	WANAROM	185,000	3,500,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
20	Noppanun	185,000	3,500,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
21	KPN	185,000	3,500,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
22	K.HALL	185,000	3,500,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว
23	Santisook	170,000	1,000,000	200,000	5 kWp 1 Phase	เมทัลชีทปกติ	บ้านเดี่ยว
24	Surachet	185,000	1,500,000	250,000	5 kWp 1 Phase	เมทัลชีทปกติ	บ้านเดี่ยว
25	Bowie1980	185,000	3,000,000	300,000	5 kWp 1 Phase	ซีแพค ทั่วไปแบบมีลอน	บ้านเดี่ยว

ภาคผนวก ข

แบบสอบถามการเกิดอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ส่วนที่ 1 การเลือกใช้มาตรฐานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ลำดับ	รายละเอียด
1	มาตรฐานที่ใช้ในการออกแบบระบบ Rooftop solar PV
2	มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ แผงโซลาร์เซลล์
3	มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ อินเวอร์เตอร์
4	มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ที่ใช้เชื่อมต่อ (MC4)
5	มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ป้องกันด้าน ไฟฟ้ากระแสดรง
6	มาตรฐานที่เลือกใช้อุปกรณ์ ป้องกันด้าน ไฟฟ้ากระแสสลับ
7	มาตรฐานที่เลือกใช้ในการทำงานติดตั้งระบบ Rooftop solar PV
8	ข้อเสนอแนะ

ส่วนที่ 2 ความเสี่ยงของการเกิดอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ลำดับ	รายละเอียด
1	ท่านเคยพบเจอเหตุการณ์ที่เกิดความเสี่ยงในการเกิดอัคคีภัยของระบบ Rooftop solar PV หรือไม่
2	ปัจจัยเสี่ยงที่อาจเกิดอัคคีภัยของระบบ Rooftop solar PV ที่ท่านเคยพบเจอ
3	วิธีการประเมินความเสี่ยงการเกิดอัคคีภัยของระบบ Rooftop solar PV
4	แนวทางแก้ไขปัญหาความเสี่ยงของการเกิดอัคคีภัยของระบบ Rooftop solar PV

ส่วนที่ 3 คะแนนความเสี่ยงของการเกิดอัคคีภัยระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ลำดับ	รายละเอียด	ไม่ เสี่ยง	เสี่ยง น้อย	เสี่ยงปาน กลาง	เสี่ยง มาก	เสี่ยงมาก ที่สุด
1	แผงโซลาร์เซลล์					
	แผงโซลาร์เซลล์ชำรุด					
	ความร้อนสะสมของแผงโซลาร์เซลล์					
	อายุการใช้งานของแผงโซลาร์					

ลำดับ	รายละเอียด	ไม่ เสี่ยง	เสี่ยง น้อย	เสี่ยงปาน กลาง	เสี่ยง มาก	เสี่ยงมาก ที่สุด
2	อุปกรณ์เชื่อมต่อ (MC4)					
	อุปกรณ์เชื่อมต่อ (MC4) ชำรุด					
	ความร้อนสะสมอุปกรณ์เชื่อมต่อ (MC4) ชำรุด					
	อายุการใช้งานของอุปกรณ์เชื่อมต่อ (MC4)					
3	สายไฟ ด้านกระแสดตรง					
	สายไฟ ด้านกระแสดตรงชำรุด					
	ความร้อนสะสมสายไฟ ด้านกระแสดตรง					
	อายุการใช้งานของสายไฟ ด้านกระแสดตรง					
4	สายไฟ ด้านกระแสสลับ					
	สายไฟ ด้านกระแสสลับชำรุด					
	ความร้อนสะสมสายไฟ ด้านกระแสสลับ					
	อายุการใช้งานของสายไฟ ด้านกระแสสลับ					
5	อุปกรณ์ป้องกัน ด้านกระแสดตรง					
	อุปกรณ์ป้องกัน ด้านกระแสดตรงชำรุด					
	ความร้อนสะสมในอุปกรณ์ป้องกัน ด้านกระแสดตรง					
	อายุการใช้งานของอุปกรณ์ป้องกัน ด้านกระแสดตรง					

ลำดับ	รายละเอียด	ไม่ เสี่ยง	เสี่ยง น้อย	เสี่ยงปาน กลาง	เสี่ยง มาก	เสี่ยงมาก ที่สุด
6	อุปกรณ์ป้องกัน ด้านกระแสน้ำ					
	อุปกรณ์ป้องกัน ด้านกระแสน้ำ ชำรุด					
	ความร้อนสะสมในบริเวณอุปกรณ์ ป้องกัน ด้านกระแสน้ำ					
	อายุการใช้งานของบริเวณอุปกรณ์ ป้องกัน ด้านกระแสน้ำ					
7	อินเวอร์เตอร์					
	อินเวอร์เตอร์ชำรุด					
	ความร้อนสะสมของอินเวอร์เตอร์					
	อายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์					
8	อุณหภูมิสภาพแวดล้อมที่ติดตั้ง					
	อุณหภูมิ 30-40 องศา					
	อุณหภูมิ 40-50 องศา					
	อุณหภูมิ 50-60 องศา					
9	ความชำนาญของผู้ทำการติดตั้ง					
10	ขั้นตอนการติดตั้ง กรณี วางแผนการ ติดตั้งไม่เหมาะสม					

บรรณานุกรม

1. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 - 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Revision 1). 2020, กระทรวงพลังงาน.
2. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกพ.ศ. 2561 – 2580 (AEDP2018). 2020, กระทรวงพลังงาน. p. 16.
3. คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, ประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย พ.ศ. 2565. 2022.
4. “วอลมาร์ท” ฟ้องศาลชี้ “เทสลา” ไร้ความรับผิดชอบเหตุไฟไหม้จาก “โซลาร์เซลล์”, in ประชาชาติธุรกิจออนไลน์. 2019, ประชาชาติธุรกิจออนไลน์.
5. เครือวานิชกิจ, จ. Amazon ยุติการใช้ Solar Roof ในสหรัฐฯ ชั่วคราวหลังเกิดเพลิงไหม้ใหญ่ ห ล า ย จุ ด . 2022 04 October 2022]; Available from: <https://www.beartai.com/news/itnews/1145783>.
6. David Carroll, *Australian rooftop PV safety standards under fire in new report*, in *pv-magazine* 2020, pv-magazine: pv-magazine Australia.
7. TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, F.-I.f.S.E.I., Branddirektion München, Berner Fachhochschule BFH, Energiebau Solarstromsysteme GmbH, Currenta GmbH & Co. OHG, *Assessing Fire Risks in Photovoltaic Systems and Developing Safety Concepts for Risk Minimization*. 2018.
8. *Solar panels catch fire at Taiwan water park amid heatwave, hundreds evacuated*, in *THE STRAITS TIMES*. 2016, THE STRAITS TIMES: ASIA.
9. Emiliano Bellini, *Japan’s largest floating PV plant catches fire after Typhoon Faxai impact*, in *pv-magazine* 2019, pv-magazine pv-magazine Global.
10. Aya Nagatani, S.W., *Homeowners warned about risk of fire from solar panels*, in *The Asahi Shimbun*. 2019, The Asahi Shimbun: Asia & Japan
11. Danielle Isaac, *Japan warns against fire risk for rooftop PV systems*, in *ASIANPOWER*. 2019, ASIANPOWER: Japan.
12. สุรศักดิ์ คงสินธ์, ธ.น., *ติดตั้งระบบแผงโซลาร์เซลล์ยังไม่ทันได้ใช้เกิดไฟไหม้หวิดวอดทั้งหลัง*, in *สำนักข่าวเนชั่น*. 2021, สำนักข่าวเนชั่น.

13. อัปเดต เพลงใหม่ อาคาร CAT Telecom ดับแล้ว, in กรุงเทพธุรกิจ. 2022, กรุงเทพธุรกิจ.
14. ไฟไหม้บ้านอดีตรองปลัดกระทรวงกลาโหมย่านประชาชื่น, in มติชนออนไลน์. 2022, มติชนออนไลน์.
15. ไฟไหม้โกดังโกลบอลเฮ้าส์ลำพูนกลางดึก ระดมรถดับเพลิง 20 คันเข้าสกัด, in ไทยรัฐออนไลน์. 2019, ไทยรัฐออนไลน์.
16. Rezeca Engineering Co., L., รายงานความเสียหายระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จังหวัดลำพูน. 2019.
17. ไฟไหม้โซลาร์เซลล์บนหลังคาบ้านลามลุกไหม้บ้านวอด โชคดีไม่มีคนเจ็บ, in แนวหน้า. 2022, แนวหน้า.
18. ในพระบรมราชูปถัมภ์, ว., มาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้าสำหรับประเทศไทย : ระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา พ.ศ. 2565. 2022, สำนักพิมพ์จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย วิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย ในพระบรมราชูปถัมภ์.
19. การไฟฟ้านครหลวง, ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ.2558 การไฟฟ้านครหลวง, Editor. 2017, การไฟฟ้านครหลวง: การไฟฟ้านครหลวง.
20. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, Editor. 2016, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.
21. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, I.w.s.o.P.P.G., *PHOTOVOLTAICS REPORT*. 2022, Freiburg: Freiburg.
22. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, รายชื่อผลิตภัณฑ์อินเวอร์เตอร์ที่ผ่านหลักเกณฑ์การขึ้นทะเบียนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, Editor. 2022, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.
23. การไฟฟ้านครหลวง, รายชื่อผลิตภัณฑ์อินเวอร์เตอร์ที่ผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดสำหรับอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าประเภทเชื่อมต่อกับโครงข่ายของการไฟฟ้านครหลวง. 2022, การไฟฟ้านครหลวง.
24. Desai, J. *Rooftop Solar PV System: Basic Guide for Your House!* 2020; Available from: <https://gharpedia.com/blog/rooftop-solar-pv-system-basic-guide/>.
25. *WHAT IS 'HYBRID SOLAR'?* ; Available from: <https://arisesolar.com.au/hybrid-solar-system/>.
26. Weeruj Techasuwana, *Safety First with SolarEdge PV system with ready Rapid Shutdown*.

27. Sushmita Sarkar, M.S.B., K. Uma Rao, Prema V, Dhafer Almakhlles, Umashankar Subramaniam, *Solar PV network installation standards and cost estimation guidelines for smart cities*. Alexandria Engineering 2021. **61**: p. 1277-1287.
28. SEIA. *Solar Industry Research Data*. Available from: <https://www.seia.org/solar-industry-research-data>.
29. Beren Argetsinger, K.F.L., Benjamin Inskeep, EQ Research LLC, *Standards and Requirements for Solar Equipment, Installation, and Licensing and Certification A Guide for States and Municipalities*. 2017.
30. David Carroll, *Updated standard means change for rooftop solar installers*, in *p-v-magazine*. 2022, pv-magazine: pv-magazine Australia.
31. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เรื่อง ปรับปรุงรูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกัน ตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. ๒๕๕๙ สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีคอนเวอร์เตอร์ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, Editor. 2022, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.
32. การไฟฟ้านครหลวง, ประกาศ เรื่อง แก้ไขระเบียบการไฟฟ้านครหลวง ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558 ข้อ 4.5.6 การติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า. 2022, การไฟฟ้านครหลวง.
33. Safesiri. องค์ประกอบของการลุกติดไฟ : เรียนรู้พื้นฐานของการเกี่ยวกับไฟ. Available from: <https://www.safesiri.com/fire-component/>.
34. ก า ร แ บ บ ง ป ร ะ เภ ท ข อ ง ไฟ . Available from: <https://www.pinthong-group.com/tab/detail.php?id=39>.
35. The Clean Energy Regulator, T.R.E.T.R., *Analysis of Small-scale Renewable Energy Scheme Inspection Data to Assess Photovoltaic System Residual Systemic Electrical Safety Risks*.
36. Sylvia, T., *Solar system fires are on the rise*, in *p-v-magazine*. 2020, pv-magazine: pv-magazine USA.
37. Rezeca Engineering Co., L., *Report O&M Solar Rooftop System*.
38. วัลลภา ธิรพร, ส.ภ., อนุรักษ์ สันดุษฐ์, *Arc Flash*, ก. ฝ่ายวิศวกรรมไฟฟ้าและระบบควบคุม, Editor.
39. Warehouse, A.S. *DC Solar Array - Arc fault demonstration*. 2016; Available from: <https://www.youtube.com/watch?v=S9a2oPCIMr0>.

40. Shohei Namikawa, M.I.R.I., Inc., Japan, *Photovoltaics and Firefighters' Operations: Best Practices in Selected Countries* 2017.
41. Safesiri. NFPA คือ. Available from: <https://www.safesiri.com/nfpa/>.
42. UL, *Addressing Potential Firefighting Hazards Around Photovoltaic Systems*, in *ANSI/CAN/UL Photovoltaic Hazard Control*. UL.
43. ศรุต ศรวีสอดิภา, ขั้นตอนการดับเพลิง, อ. วาปีท่า, Editor. 2022.
44. Birt, R., *6 steps to safe, effective solar panel, ESS fire attack*. 2021, FIRERESCUE1 BY LEXIPOL.
45. University of Pennsylvania, E.H.R.S., *ELECTRICAL SAFETY RISK ASSESSMENT*.
46. (EPRI), T.E.P.R.I., *DIRECT CURRENT ARC-FLASH HAZARDS OF SOLAR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS*. 2018.
47. ต้องตรงทรัพย์, ก., การใช้งานโปรแกรม PVSYST เบื้องต้น.
48. PVSYST, *PVSYST 7 Grid-connected*. 2020: PVSYST.
49. Prachuab Peerapong, B.L., *Optimal Photovoltaic Resources Harvesting in Grid-connected Residential Rooftop and in Commercial Buildings: Cases of Thailand*. Energy Procedia, 2015. **79**: p. 39-46.
50. ดันติสตัยกุล, ธ., การประเมินมาตรการสนับสนุนทางการเงินสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่พักอาศัยในประเทศไทย. วารสารวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี, 2015: p. 605-621.
51. ดันติสตัยกุล, ธ., การวิเคราะห์เปรียบเทียบความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาระหว่างการเป็นเจ้าของกับการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากเอกชน กรณีศึกษา มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต. วารสารวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี, 2020: p. 1501-1515.
52. เตชะพิเชฐวงศ์, ป., ความคุ้มค่าทางการเงินของระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับโรงงานผลิตปืมน้ำอุตสาหกรรม : กรณีศึกษา, in บัณฑิตวิทยาลัย. 2021, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
53. ภู่นันทพงษ์, อ., การศึกษาความเป็นไปได้ของระบบไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้า สำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย. 2019, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย,; บัณฑิตวิทยาลัย.
54. Sopitsuda Tongsopit, S.J., Wichsinee Wibulpolprasert, Aksornchan Chaianong, Phimsupha Kokchang, Nghia VuHoang, *The economics of solar PV self-*

- consumption in Thailand*. Renewable Energy, 2019. **138**: p. 395-408.
55. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เรื่อง การทบทวนอัตราค่าไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าปี ๒๕๕๘, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, Editor. 2018, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.
 56. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, สูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (*Ft*) ประจำเดือนกันยายน - ธันวาคม 2565, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, Editor. 2022, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.
 57. Limited, S.F.E.C., ใบเสนอราคา เลขที่ 14-10-22, อ. วาปีท่า, Editor. 2022.
 58. จำกัด, บ.เ.ช.แ.โ., ใบเสนอราคา เลขที่ QO22100018, อ. วาปีท่า, Editor. 2022.
 59. จำกัด, บ.เ.ช.แ.โ., ใบเสนอราคา เลขที่ QO22100019, อ. วาปีท่า, Editor. 2022.
 60. Rasel Mahmud, A.H., David Narang, *Fault Response of Distributed Energy Resources Considering the Requirements of IEEE 1547-2018*.
 61. Kumaraguru Prabakar, A.S., and Colin Tombari, *IEEE 1547-2018 Based Interoperable PV Inverter with Advanced Grid-Support Functions*.
 62. David Narang, M.I., PE., FIEEE, *Highlights of IEEE Standard 1547-2018*.
 63. Rasel Mahmud, M.I., *Background Information on the Protection Requirements in IEEE Std 1547-2018*. 2022: National Renewable Energy Laboratory.

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	Miss Irada Wapeetam
วัน เดือน ปี เกิด	20 March 1996
สถานที่เกิด	Bangkok
วุฒิการศึกษา	Phra Mae Maree Sathon School Maejo University
ที่อยู่ปัจจุบัน	110/69 Baanpruksa Ratchaphruek 345, Moo.1, Bang Khu Wat, Muang Pathum Thani, Pathum Thani 12000

