การศึกษาความเป็นไปได้ของการติดตั้ง แผงแสงอาทิตย์บนหลังคา เพื่อทดแทนการใช้ไฟฟ้าจากสายส่ง กรณีศึกษา บริษัท ทีอี คอนเนคทิวิตี้ แมนูแฟคเจอริ่ง (ประเทศไทย) จำกัด

อธิชย์ ใจทาหลี

งานนิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาการจัดการพลังงานและสิ่งแวดล้อม
คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยบูรพา
เมษายน 2563
ลิขสิทธิ์เป็นของมหาวิทยาลัยบูรพา

คณะกรรมการควบคุมงานนิพนธ์และคณะกรรมการสอบงานนิพนธ์ ได้พิจารณางานนิพนธ์ของ อธิชย์ ใจทาหลี ฉบับนี้แล้ว เห็นสมควรรับเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาการจัดการพลังงานและสิ่งแวดล้อม ของมหาวิทยาลัยบูรพาได้

คณะกรรมการควบคุมงานนิพนธ์

.... อาจารย์ที่ปรึกษาหลัก
(ดร. ไพบูลย์ ลิ้มปิติพานิชย์)

คณะกรรมการสอบงานนิพนธ์

.... ประธาน
(ดร. ไพบูลย์ ลิ้มปิติพานิชย์)

.... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ภาวิณี ศักดิ์สุนทรศิริ)

.... กรรมการ
(ดร. วรสิทธิ์ กาญจนกิจเกษม)

คณะวิศวกรรมศาสตร์อนุมัติให้รับงานนิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาการจัดการพลังงานและสิ่งแวดล้อม ของมหาวิทยาลัยบูรพา

.... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ณยศ คุรุกิจโกศล)
วันที่ 20 เดือน เมษายน พ.ศ. 2563

กิตติกรรมประกาศ

การศึกษาความเป็นไปได้ของการติดตั้ง แผงแสงอาทิตย์บนหลังคา เพื่อทดแทนการใช้ไฟฟ้าจากสายส่ง กรณีศึกษา บริษัท ทีอี คอนเนคทิวิตี้ แมนูแฟคเจอริ่ง (ประเทศไทย) จำกัด สำเร็จลุล่วงไปด้วยดี ด้วยความอนุเคราะห์จาก ดร. ไพบูลย์ ลิ้มปิติพานิชย์ อาจารย์ที่ปรึกษางานนิพนธ์ ที่ให้คำปรึกษาถึงแนวคิดขั้นตอน และความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับการค้นคว้านี้จนสำเร็จ

ขอขอบคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ภาวิณี ศักดิ์สุนทรศิริ ที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้ให้แก่ข้าพเจ้าตั้งแต่เริ่มเข้ารับการศึกษา จนสำเร็จการศึกษา และขอขอบคุณ คุณสุรชัย นิติวัฒน์ พร้อมด้วยคณะวิศวกรจากบริษัท เอ็นเนอร์จี รีฟอร์ม ที่ได้สนับสนุนข้อมูลการติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์ ตลอดจนการคำนวณโครงสร้างตามหลักวิศวกรรม เพื่อการศึกษาครั้งนี้จนสำเร็จลุล่วง

สุดท้ายนี้ ข้าพเจ้าขอขอบพระคุณบิดามารดา และครอบครัวได้ส่งเสริม ช่วยเหลือ และให้กำลังใจ แก่ข้าพเจ้าจนสำเร็จการศึกษา

อธิชย์ ใจทาหลี

58920697: สาขาวิชา: การจัดการพลังงานและสิ่งแวดล้อม; วศ.ม. (การจัดการพลังงานและสิ่งแวดล้อม)
คำสำคัญ: การติดตั้งแผงแสงอาทิตย์บนหลังคา

อธิชย์ ใจทาหลี: การศึกษาความเป็นไปได้ของการติดตั้ง แผงแสงอาทิตย์บนหลังคา เพื่อทดแทนการใช้ไฟฟ้าจากสายส่ง กรณีศึกษา บริษัท ทีอี คอนเนคทิวิตี้ แมนูแฟคเจอริ่ง (ประเทศไทย) จำกัด (FEASIBILITY STUDIE OF SOLAR ROOFTOP IMPLEMENTATION: CASE STUDY TE CONNECTIVITY MANUFACTURING (THAILAND) CO.,LTD) คณะกรรมการควบคุมงานนิพนธ์: ไพบูลย์ ลิ้มปิติพานิชย์, ปร.ด. 94 หน้า. ปี พ.ศ.2563.

การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ของการติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์บนหลังคาในด้านเศรษฐศาสตร์ การรับน้ำหนักของโครงสร้าง และลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากวัฏจักรชีวิตของการใช้ไฟฟ้าจาก แผงแสงอาทิตย์บนหลังคา เพื่อลดการใช้ไฟฟ้าจากสายส่งของบริษัท ทีอี คอนแนคทิวิตี้ แมนูแฟคเจอริ่ง (ไทยแลนด์) จำกัด การติดตั้งแผงแสงอาทิตย์เป็นการติดตั้งบนหลังคาเมทัลชีท โครงสร้างหลังคาเหล็กทรงจั่ว ความลาดเอียง 4 องศาทั้งสองด้าน หลังคามีพื้นที่ทั้งหมด 10,804 ตารางเมตร สามารถติดตั้งแผงแสงอาทิตย์ได้ สูงสุด 3,500 แผง คิดเป็นกำลังไฟฟ้าสูงสุด 1,155 kW อย่างไรก็ตามผู้ศึกษาเลือกศึกษาการติดตั้งจำนวน 3,030 แผง คิดเป็นกำลังไฟฟ้า 999 kW เพื่อให้เหมาะสมต่อวัตถุประสงค์ในการใช้งาน และความปลอดภัยของโครงสร้างอาคาร ในการศึกษานี้ได้ทดลองเปรียบเทียบแผงโซล่าร์เซลล์ ยี่ห้อ Astro และ Canadian พบว่า ยี่ห้อ Astro มีแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำลงเมื่ออุณหภูมิเพิ่มสูงขึ้น เมื่อเทียบกับยี่ห้อ Canadian สำหรับการทดลองการติดตั้งทรงจั่วทั้งสองทิศด้วยสภาวะการใช้งานจริง พบว่า ทิศทางการติดตั้งทั้งสองด้านของหลังคาไม่มีผลต่อประสิทธิภาพในการรับแสง ผลการวิเคราะห์ความแข็งแรงของโครงสร้างเดิมโดยใช้โปรแกรม Solid Works พบว่า มีผลต่อค่า Safety Factor 3.45 และการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์จากการลงทุน พบว่า ต้องใช้เงินลงทุน 27.5 ล้านบาท มูลค่า NPV 25.9 ล้านบาท มีระยะเวลาคืนทุน 7.48 ปี สำหรับการวิเคราะห์การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ จากวัฏจักรชีวิตของการใช้ไฟฟ้าจากการติดตั้งแผงแสงอาทิตย์บนหลังคาเพื่อทดแทนการใช้ไฟฟ้าจากสายส่ง พบว่า สามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตอยู่ที่ 836.35 ตันCO_2-eq ต่อปีในปีแรก โดยมีการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ทั้งหมด 17,797.83 ตัน CO_2-eq ตลอดอายุการใช้งานของแผงแสงอาทิตย์หรือ 25 ปี โดยใช้เวลาทั้งหมด 3.48 ปี ในการชดเชยการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโครงการนี้

58920697: MAJOR: ENERGY AND ENVIRONMENTAL MANAGEMENT; M.Eng. (ENERGY AND ENVIRONMENT MANAGEMENT)

KEYWORD: SOLAR ROOFTOP IMPLEMENTATION

ATICH JAITALEE: FEASIBILITY STUDIE OF SOLAR ROOFTOP IMPLEMENTATION: CASE STUDY TE CONNECTIVITY MANUFACTURING (THAILAND) CO.,LTD. ADVISORY COMMITEE: PAIBOON LIMPITIPANICH, Ph.D. 94 P. 2020.

This study aims to evaluate the feasibility of solar rooftop implementations on TE Connectivity Manufacturing (Thailand) Co., Ltd. Three feasibilities for grid electricity substation, which are economic analysis, the strength of roof structure and life cycle analysis, are studied. In this study, the gable slope and the area of the metal panel roof are 4° and 10,804 m^2, respectively. A total of 3,500 solar panels can be installed on the roof structure, but only 3,030 panels, which is 999 kW power system, are evaluated because the grid substation is used only in the company, not for sale to the Electricity Authority or PEA. Two solar panels, which are Astro and Canadian, were compared. It was found that the solar voltage of the Astro panel reduces when the panel temperature increases. Installation of the panels on two gable roof directions did not decrease the panel's efficiency because of low difference of its slope. The strength analysis of the roof structure was analyzed and simulated by using Solid Works, the commercial software. It was found that safety factor of the installation is 3.45. In economic view of the solar installation, it was found that the investment of the grid substation is 27.5 million Baht which has an NPV of 25.9 million Baht and a payback period of 7.48 years. By using life cycle analysis for the grid substation, the result found that implementation of solar panels can reduce CO_2 emission from Grid Electricity of PEA which the substitution period of 3.48 years. It is also found that CO_2 emission will be reduced by 836.35 ton CO_2-eq in the first year and total 17,798 ton CO_2-eq throughout the expectation panel life of 25 years.

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย.. ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.. จ

สารบัญ.. ฉ

สารบัญตาราง.. ซ

สารบัญภาพ.. ฌ

บทที่

1 บทนำ.. 1

ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.. 1

วัตถุประสงค์ของการวิจัย.. 2

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการวิจัย.. 2

ขอบเขตของการวิจัย.. 2

นิยามศัพท์เฉพาะ.. 3

2 เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.. 5

แหล่งกำเนิดพลังงานและทิศทางแสงอาทิตย์ที่มีผลต่อแผงโซล่าร์เซลล์.. 5

ชนิดโซล่าร์เซลล์ 8

แนวทางการเลือกแผงโซล่าร์เซลล์และอุปกรณ์ประกอบการติดตั้ง.. 10

รูปแบบการเชื่อมต่อการใช้ไฟฟ้าจากโซล่าร์เซลล์.. 12

ผลของความเข้มแสงอาทิตย์ ต่อการผลิตไฟฟ้าของโซล่าร์เซลล์.. 13

ปัจจัยที่มีผลต่อประสิทธิภาพของแผงโซล่าร์เซลล์.. 14

การขออนุญาตติดตั้ง แผงแสงอาทิตย์บนหลังคา.. 16

การขอรับใบอนุญาต 17

การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ.. 18

งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.. 20

สารบัญ (ต่อ)

บทที่	หน้า
3 วิธีการดำเนินการวิจัย	24
สถานที่ตั้งของโครงการ	24
ข้อมูลระบบไฟฟ้าและการใช้ไฟฟ้าของสถานประกอบการ	25
การประเมินความเป็นไปได้ในการติดตั้งโซล่าร์เซลล์	31
การดำเนินการวิจัย	34
4 ผลการวิจัย	35
ประสิทธิภาพของแผงโซล่าร์เซลล์ที่ศึกษา	35
ทิศทางและขนาดการติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์	41
การวางแผนโครงการและขออนุญาตติดตั้ง กรณีต้องติดตั้งเกิน 1,000 kW	42
ผลการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์จากการลงทุน	46
ผลการวิเคราะห์ความแข็งแรงของโครงสร้างหลังคาที่มีอยู่เดิม	50
ผลการวิเคราะห์การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ จากการผลิตไฟฟ้าจากแผงโซล่าร์เซลล์ เพื่อทดแทนการใช้ไฟฟ้าจากสายส่ง	51
ผลประโยชน์อื่น ๆ ที่ได้หลังจากทำกรณีศึกษานี้	53
5 อภิปรายและสรุปผล	54
บรรณานุกรม	55
ภาคผนวก	57
ภาคผนวก ก	58
ภาคผนวก ข	71
ภาคผนวก ค	74
ภาคผนวก ง	78
ภาคผนวก จ	82
ภาคผนวก ฉ	92
ประวัติย่อของผู้วิจัย	94

สารบัญตาราง

ตารางที่ | หน้า

1-1 คำศัพท์เฉพาะ........ 3
1-2 หน่วยงานชื่อย่อทางการ ไทย-สากล........ 4
2-1 ผลการทดลองเอียงแผงรับรังสีดวงอาทิตย์ในระดับ 20 30 และ 40 องศา........ 22
3-1 Gantt chart แสดงขั้นตอนในการดำเนินการศึกษา........ 33
4-1 ข้อมูลของแผงโซล่าร์เซลล์ สองชนิดที่ศึกษา........ 36
4-2 ผลเปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าของทั้งสองยี่ห้อ........ 38
4-3 เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าของทั้งสองทิศทาง........ 40
4-4 การจำแนกรายละเอียดของอุปกรณ์ที่ใช้........ 46
4-5 ปริมาณคาร์บอนฟุตพริ้นท์ของการสร้าง Solar farm ขนาด 1 MW........ 51

สารบัญภาพ

ภาพที่ หน้า

1-1 อาคารที่มีแผนติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์บนหลังคา............ 2

2-1 การเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์ในรอบปี............ 6

2-2 การเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์ตามฤดูกาล............ 7

2-3 องศาของแกนโลกต่อดวงอาทิตย์ และการเคลื่อนที่ของโลกรอบดวงอาทิตย์............ 7

2-4 การขึ้นและลงของดวงอาทิตย์ในแต่ละฤดูกาล............ 8

2-5 PV แบบมีรูปผลึกเดี่ยว............ 9

2-6 PV แบบมีรูปผลึกรวม............ 9

2-7 PV แบบไม่มีรูปผลึก............ 9

2-8 ผังแสดงชนิดประเภทของ แผง PV............ 10

2-9 ความเข้มของแสงเปรียบเทียบกับกำลังการผลิตที่ได้ของแผง PV............ 14

2-10 ความเข้มของแสงอาทิตย์ในแต่ละฤดูกาล............ 15

2-11 ความเข้มของแสงอาทิตย์ในแต่ละเดือน............ 15

2-12 อุณหภูมิ มีผลต่อแรงดันไฟฟ้า output ของแผงโซล่าร์เซลล์............ 16

2-13 กระบวนการยื่นขออนุญาตติดตั้ง แผงแสงอาทิตย์บนหลังคา............ 18

2-14 รังสีอาทิตย์รวมบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/m^2) เฉลี่ยรายปี ในทิศต่าง ๆ............ 21

3-1 ภาพถ่ายดาวเทียมแสดงทิศของอาคาร............ 24

3-2 แบบแปลนหลังคาเมทัลชีทของสถานประกอบการ............ 25

3-3 Load Profile ของกำลังไฟฟ้า 24 ชั่วโมง............ 26

3-4 ปริมาณและพิกัดการใช้ไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2561............ 27

3-5 ปริมาณและพิกัดการใช้ไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2560............ 27

3-6 Single line diagram ด้านแรงดันสูง (22kv)............ 29

3-7 Single line diagram ด้านแรงดันต่ำ (400/230)............ 30

3-8 โครงสร้างอาคารโดยรวม............ 31

3-9 ตัวอย่างแสดงรายละเอียดของโครงสร้างที่ต้องศึกษาเพื่อคำนวณความสามารถ
ในการรับน้ำหนักแผง PV............ 32

3-10 ตาราง Gantt chart แสดงขั้นตอนในการดำเนินการศึกษา............ 33

3-11 กรอบแนวคิดการศึกษา............ 35

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่ หน้า

4-1 การติดตั้งเพื่อเปรียบเทียบประสิทธิภาพของแผงทั้งสองยี่ห้อ... 37
4-2 แรงดันไฟฟ้าของแผงทั้งสองยี่ห้อ และอุณหภูมิแผง... 37
4-3 การติดตั้งเพื่อเปรียบเทียบหาทิศที่มีประสิทธิภาพการรับแสงสูงสุด................................. 39
4-4 ความแตกต่างด้านประสิทธิภาพการรับแสงของการติดตั้งทั้งสองทิศ............................... 39
4-5 ขาตั้งเพื่อชดเชยองศาของหลังคาที่ลาดเอียง.. 41
4-6 ถึงทิศทางและองศาการเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์... 41
4-7 มุมมองหลังคาด้านทิศตะวันออกเฉียงเหนือ จะได้รับแสงได้ดีในช่วงเช้า......................... 42
4-8 มุมมองกลังคาด้านทิศตะวันตกเฉียงใต้ จะได้รับแสงได้ดีในช่วงบ่าย............................... 42
4-9 การประมาณจำนวนแผงโซล่าร์เซลล์ด้วยโปรแกรมสำเร็จรูป.. 43
4-10 ภาพขยายการจำลองวางแผงบนหลังคาด้วยขนาดจริง.. 43
4-11 โครงสร้างการจำแนกงาน.. 44
4-12 แผนภูมิแกนต์ของการวางแผนงานและประเมินค่าใช้จ่าย.. 45
4-13 จุดคุ้มทุนในการติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์.. 47
4-14 จุดคุ้มทุนของการเอียงแผงรับแสงอาทิตย์.. 48
4-15 แผนภูมิเปรียบเทียบค่า Demand ก่อนติดตั้ง และหลังติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์................... 49
4-16 ตารางการเปรียบเทียบการใช้ไฟฟ้า และไฟฟ้าที่ผลิตได้ ในช่วงเวลา 1 วัน...................... 49
4-17 ผลการจำลองน้ำหนักกระทำต่อแปหลังคารองรับน้ำหนักของแผงโซล่าร์เซลล์............... 50
4-18 ผลการประเมินความสามารถลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์....................... 52
4-19 ผลการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์... 53

บทที่ 1
บทนำ

ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ปัญหาภาวะโลกร้อน และสภาพภูมิอากาศที่เกิดการเปลี่ยนแปลง เป็นปัญหาสิ่งแวดล้อมที่มีความสำคัญในระดับสากล ซึ่งทวีความรุนแรงขึ้น สาเหตุหลักสำคัญเนื่องมาจากกิจกรรมในการดำรงชีวิตของมนุษย์ที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยกว่า 60% ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง โดยส่วนใหญ่นำเข้ามาจากประเทศเพื่อนบ้าน ดังนั้นความเสี่ยงด้านความมั่นคงทางพลังงานจึงเกิดขึ้น ดังนั้นทุกภาคส่วนจึงควรให้ความสำคัญ และความร่วมมือในการแก้ปัญหานี้

แม้ว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจากแผงโซล่าร์เซลล์จะไม่สูงมาก แต่หากทุกภาคส่วนร่วมช่วยกันก็จะสามารถมีกำลังการผลิตพอที่จะสามารถแบ่งเบาภาระของการไฟฟ้าแห่งประเทศไทยได้เป็นอย่างดี โดยที่ผ่านมาทางการไฟฟ้าแห่งประเทศไทยได้มีการสนับสนุนการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบค่า Adder แต่ในปัจจุบันมีการเปลี่ยนแปลงมาเป็นแบบ Feed-in Tariff อีกทั้งยังมีกำลังการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นเนื่องจากราคาแผงมีการปรับลดลงเนื่องจากต้นทุนการผลิตที่ลดลงและการแข่งขันในตลาดที่สูงขึ้น

บริษัท ทีอี คอนเนคทิวิตี้ แมนูแฟเจอริ่ง (ประเทศไทย) จำกัด ตั้งอยู่ในเขตนิคมอุตสาหกรรม เกตเวย์ ซิตี้ จังหวัดฉะเชิงเทรา สถานประกอบการมีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ย 1,400 kW ในปี พ.ศ. 2561 บริษัท ฯ มีค่าใช้จ่ายสำหรับค่าไฟฟ้าเป็นจำนวนเงินเฉลี่ย 2,877,539 บาทต่อเดือนมีการใช้พลังงานไฟฟ้าทั้งปีอยู่ที่ 10,181,720 kWh หรือประมาณ 34 ล้านบาทต่อปี ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าที่ค่อนข้างสูง ทางบริษัทได้เล็งเห็นความสำคัญนี้ จึงเกิดนโยบายในการทำกิจกรรมประหยัดพลังงาน และสนับสนุนโครงการที่จะช่วยลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ทั้งทางตรงและทางอ้อม

การใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิต แผงแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar rooftop) จะเป็นการลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานของสถานประกอบการ และเป็นการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ดังนั้น ในการศึกษาวิจัยนี้จึงให้ความสำคัญกับความเป็นไปได้ของการติดตั้ง แผงแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar rooftop) ที่ครอบคลุมถึงปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ต้องการ ความแข็งแรงของโครงสร้าง และการยื่นขออนุญาต

วัตถุประสงค์ของการวิจัย

เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ ด้านเศรษฐศาสตร์การรับน้ำหนักของโครงสร้าง และการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ จากวัฏจักรชีวิตของการใช้ไฟฟ้าจากแผงแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar rooftop) บนหลังคาเมทัลชีทโครงสร้างเหล็กของสถานประกอบการ เพื่อทดแทนการใช้ไฟฟ้าจากสายส่ง

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการวิจัย

1. เพื่อเป็นแนวทางในการตัดสินใจของผู้บริหารของสถานประกอบการในการติดตั้งแผงแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar rooftop)

2. เพื่อเป็นแนวทางในการประเมินความเป็นไปได้ของโครงการในอนาคตที่มีขนาดการใช้ไฟฟ้า และตั้งอยู่ในพื้นที่ใกล้เคียงกัน

ขอบเขตของการวิจัย

สถานประกอบการที่จะศึกษา คือ บริษัท ทีอี คอนเนคทิวิตี้ แมนูแฟคเจอริ่ง (ประเทศไทย) จำกัด ตั้งอยู่เขตนิคมอุตสาหกรรม เกตเวย์ ซิตี้ อำเภอแปลงยาว จังหวัดฉะเชิงเทรา พิกัด. Latitude 13.8060891, Longitude 100.618467 มีพื้นที่หลังคาเมทัลชีทขนาด 10,804 ตารางเมตร มีความลาดเอียง 4 องศา

ภาพที่ 1-1 อาคารที่มีแผนติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์บนหลังคา

ศึกษาการใช้แผงแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar rooftop) จำนวน 2 ยี่ห้อ ได้แก่ ยี่ห้อที่ 1 Canadian solar ผลิตจากประเทศจีน กำลังไฟฟ้า 330 W และยี่ห้อที่ 2 Astro solar ผลิตจากประเทศจีน กำลังไฟฟ้า 330 W

ข้อมูลเปรียบเทียบ

1. ในการศึกษานี้จะวิเคราะห์ความจำเป็นในการติดตั้ง แผงแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar rooftop) จากข้อมูลการใช้ไฟฟ้าย้อนหลัง 2 ปี เพื่อประเมินการใช้ไฟฟ้าของสถานประกอบการทั้งเสถียรภาพและแนวโน้มการใช้พลังงานไฟฟ้า และวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ จากการลงทุนของการติดตั้ง แผงแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar rooftop) โดยใช้ราคาไฟฟ้าเฉลี่ยของปี พ.ศ. 2561 ของ บริษัท ทีอี คอนเนคทิวิตี้ แมนูแฟเจอริ่ง (ประเทศไทย) จำกัด

2. การวิเคราะห์ความแข็งแรงของโครงสร้างหลังคาต่อการติดตั้ง แผงแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar rooftop) ด้วยโปรแกรมสำเร็จรูป

3. การวิเคราะห์การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ จากวัฏจักรชีวิตของการใช้ไฟฟ้าจาก แผงแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar rooftop) เพื่อทดแทนการใช้ไฟฟ้าจากสายส่ง

นิยามศัพท์เฉพาะ

ตารางที่ 1-1 คำศัพท์เฉพาะ

ชื่อ	ชื่อย่อ	ความหมาย
Volt	V	แรงดัน
Current	A	กระแส
Power	P	กำลัง
Power	Wp	กำลังไฟฟ้าสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
Solar panel	PV	เซลล์แสงอาทิตย์
Alternative Current	AC	ไฟฟ้ากระแสตรง
Direct Current	DC	ไฟฟ้ากระแสสลับ

ตารางที่ 1-2 หน่วยงานชื่อย่อทางการ ไทย-สากล

หน่วยงาน	**ชื่อย่อไทย**	**ชื่อย่อสากล**
การไฟฟ้านครหลวง	กฟน.	MEA
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	กฟภ.	PEA
การไฟฟ้าฝ่ายผลิต	กฟผ.	EGAT
กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน	พพ.	DEDE
คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน	กกพ.	ERC
บริษัท ทีอี คอนเนคทิวีตี้ แมนูแฟคเจอริ่ง (ประเทศไทย)จำกัด	ทีอี	TE

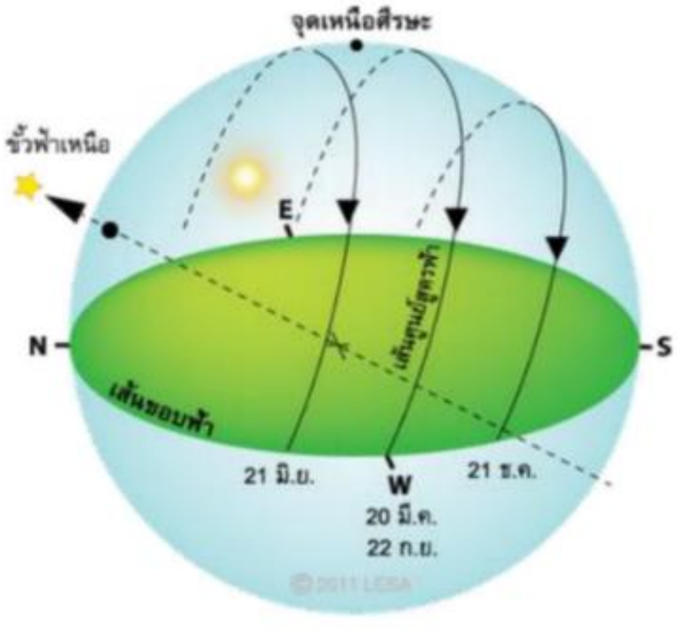
บทที่ 2
เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

แหล่งกำเนิดพลังงานและทิศทางแสงอาทิตย์ที่มีผลต่อแผงโซล่าร์เซลล์

พลังงานแสงอาทิตย์ (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2552) คือ พลังงานที่ได้มาโดยไม่ต้องมีการลงทุน หรือมีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ขึ้นบนโลก ซึ่งดวงอาทิตย์ คือ กลุ่มก๊าซขนาดใหญ่ที่ใช้เวลาหมุนรอบตัวเองเป็นเวลาประมาณ 1 เดือน ในลักษณะสสารที่ไม่ได้อยู่ในรูปของของแข็ง ดังนั้นการหมุนรอบตัวของดวงอาทิตย์บริเวณขั้วโลกจะใช้เวลา 27 วัน แต่บริเวณเส้นศูนย์สูตรจะใช้เวลา 30 วัน ความร้อนของดวงอาทิตย์เกิดจากปฏิกิริยาฟิวชันของก๊าซที่มีส่วนประกอบอย่างต่อเนื่อง พลังงานแม่เหล็กไฟฟ้าที่แผ่ออกมาจากดวงอาทิตย์เป็นพลังงานที่ได้จากการแตกตัวของก๊าซหลาย ๆ ชนิด ปฏิกิริยาที่เป็นตัวหลักสำคัญ คือ การรวมตัวของก๊าซไฮโดรเจนเป็นก๊าซฮีเลียม มวลของนิวเคลียสของฮีเลียมมีค่าน้อยกว่ามวลของก๊าซไฮโดรเจน มวลส่วนที่หายไปจะเปลี่ยนเป็นรูปพลังงานของดวงอาทิตย์ จะมีอุณหภูมิหลายล้านองศาเคลวินแผ่ออกไปสู่อวกาศส่งมาถึงโลกเป็นพลังงานสะอาดไม่มีอันตราย และไม่มีขีดจำกัดในการขยายการติดตั้ง

ทิศทางแสงอาทิตย์

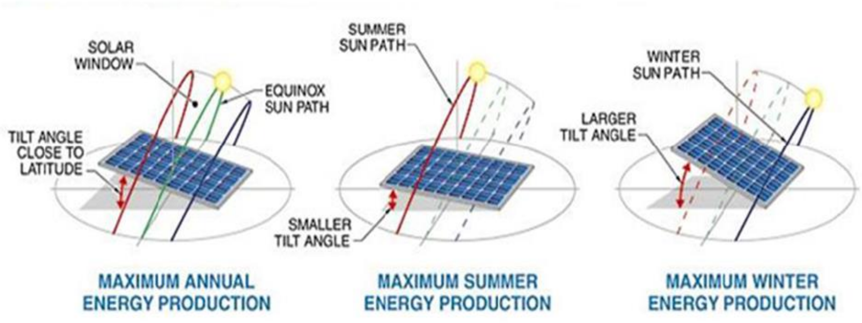
แผง PV เป็นอุปกรณ์ที่ต้องการแสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า และดวงอาทิตย์จะขึ้นทางทิศตะวันออกไปยังทิศตะวันตกแล้ว ดวงอาทิตย์จะมีการขึ้นลักษณะเฉียงไปทางทิศใต้ ส่วนตำแหน่งขึ้นและตกของดวงอาทิตย์ขึ้นอยู่กับฤดูกาล ดังภาพที่ 2-1



ภาพที่ 2-1 การเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์ในรอบปี (ศูนย์การเรียนรู้วิทยาศาสตร์โลกและดาราศาสตร์, 2562)

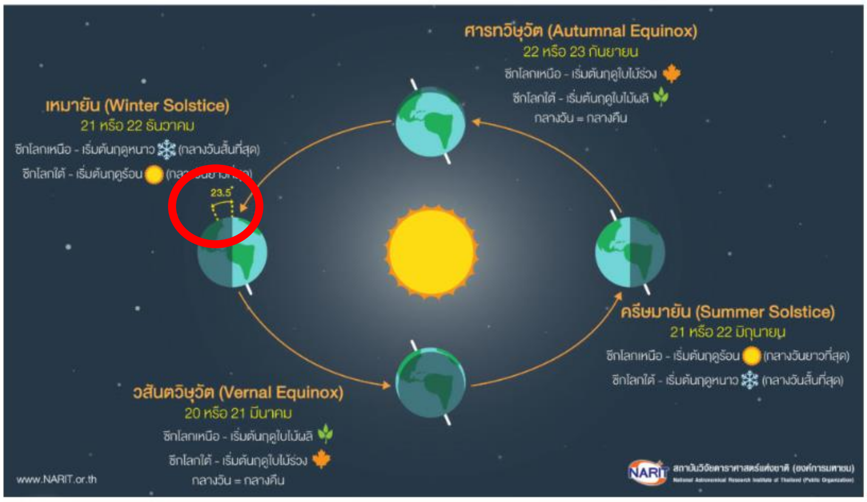
จากภาพที่ 2-1 พบว่า แต่ละช่วงฤดูกาล ทิศทางของดวงอาทิตย์ จะแตกต่างกันออกไป ในช่วงเดือนมิถุนายน ดวงอาทิตย์จะขึ้นด้านบนของเส้นศูนย์สูตร และตกขอบฟ้าเหนือเส้นศูนย์สูตร ส่วนในเดือนมีนาคม และกันยายน ดวงอาทิตย์จะขึ้นบริเวณเส้นศูนย์สูตร และตกขอบฟ้าบริเวณเส้นศูนย์สูตร ส่วนในช่วงเดือนธันวาคม ดวงอาทิตย์จะขึ้นด้านล่างเส้นศูนย์สูตรและตกเส้นขอบฟ้าบริเวณด้านล่างของเส้นศูนย์สูตร

การเอียงแผง PV เพื่อรับแสงในฤดูกาลต่าง ๆ ตามที่กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (2555) อธิบายการขึ้นและตกของดวงอาทิตย์จะมีองศาการเอียงไปทิศใต้ในทุกฤดู ดังนั้นการเอียงของแผงโซล่าร์ควรที่จะตั้งแผงเอียงไปทางทิศใต้ เพื่อรับแสงได้อย่างเต็มประสิทธิภาพ ส่วนองศาในการเอียงนั้นขึ้นอยู่กับภูมิประเทศ และสภาพภูมิอากาศของแต่ละพื้นที่ หากมีความชันมาก เดือนธันวาคมก็จะได้รับความเข้มแสงได้มาก ถ้ามีความชันน้อย เดือนมิถุนายนจะได้รับความเข้มแสงมาก ดังภาพที่ 2-2

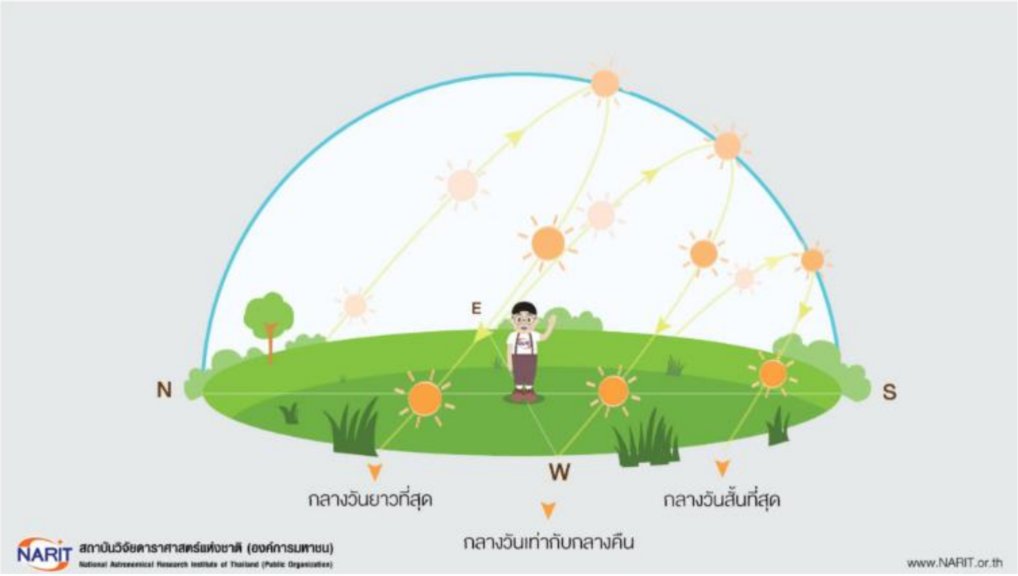


ภาพที่ 2-2 การเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์ ตามฤดูกาล (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2555)

ศรัณย์ โปษยะจินดา สถาบันวิจัยดาราศาสตร์แห่งชาติ ได้เสนอข้อมูลผ่านเว็บไซต์มติชนออนไลน์ วันที่ 18 มิถุนายน พ.ศ. 2559 ซึ่งมีความเกี่ยวข้องกับงานวิจัยนี้ คือ ดวงอาทิตย์จะทำมุม 23.5 องศา ตั้งฉากกับโลก ดังภาพที่ 2-3 ส่วนทิศทางการขึ้นและลงของดวงอาทิตย์จะขึ้นอยู่กับฤดูกาล ดังภาพที่ 2-4



ภาพที่ 2-3 องศาของแกนโลกต่อดวงอาทิตย์ และการเคลื่อนที่ของโลกรอบดวงอาทิตย์ (ศรัณย์ โปษยะจินดา, 2559)



ภาพที่ 2-4 การขึ้นและลงของดวงอาทิตย์ในแต่ละฤดูกาล (ศรัณย์ โปษยะจินดา, 2559)

ชนิดโซล่าร์เซลล์ (Solar cell)

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานได้เผยแพร่ข้อมูลในเว็บไซต์ถึงการเปลี่ยนพลังงานแสง โดยการตกกระทบของแสงในตัววัตถุสารกึ่งตัวนำให้เป็นพลังงานไฟฟ้า เรียกว่า Solar photovoltaic cell หรือโซล่าร์เซลล์ ซึ่งถูกค้นพบโดย Edmond Becquerel ในปี พ.ศ. 2382 และมีการผลิตแผงออกมาครั้งแรกเมื่อปี พ.ศ. 2382 หลังจากนั้นแผงโซล่าร์เซลล์ถูกพัฒนาขึ้นอย่างต่อเนื่องจนถึงปัจจุบัน ด้วยหลักการเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอน ด้วยรังสีจากดวงอาทิตย์ที่ประกอบด้วยอนุภาคของพลังงาน เรียกว่า โฟตอน (Photon) ซึ่งโฟตอนนี้จะถูกถ่ายเทพลังงานลงในสารกึ่งตัวนำที่มีอิเล็กตรอน เมื่ออิเล็กตรอนได้รับพลังงานแล้วจะออกมาจากอะตอมเมื่อต่อครบวงจรจะเกิดพลังงานความร้อนขึ้นจากการเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอน หรือเรียกว่าเกิดกระแสไฟฟ้าขึ้น ชนิดของโซล่าร์เซลล์ที่นิยมผลิตจากสารกึ่งตัวนำ 2 ชนิด ได้แก่ สารซิลิคอนซึ่งเป็นชนิดเดียวกันกับชิพที่ใช้ในเครื่องอิเล็กทรอนิกส์ทั่วไปเนื่องจากมีราคาไม่สูง สะดวกต่อการเข้าถึง อีกทั้งยังคงทนมีอายุการใช้งานยาวนานได้ถึง 20 ปี ซึ่งโซล่าร์เซลล์ที่ผลิตไฟฟ้าได้จากสารซิลิคอนแบ่งเป็น 2 ประเภท คือ

1. แบบมีผลึก (Crystalline silicon) มีลักษณะแข็งบางมาก ซึ่งจะแบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือ แบบผลึกเดี่ยวและแบบผลึกรวม (Mono crystalline silicon and Poly crystalline silicon) แต่ผลึกเดี่ยวจะเป็นที่นิยมมากที่สุด เนื่องจากประสิทธิภาพประมาณ 14-17% ซึ่งแบบผลึกรวมจะมีประสิทธิภาพประมาณ 13-15% ดังภาพที่ 2-5 และภาพที่ 2-6

ภาพที่ 2-5 PV แบบมีรูปผลึกเดี่ยว (Mono crystalline silicon) (กองถ่ายทอด และเผยแพร่เทคโนโลยี กรมพัฒนาพลังงานทดแทน และอนุรักษ์พลังงาน, ม.ป.ป.)

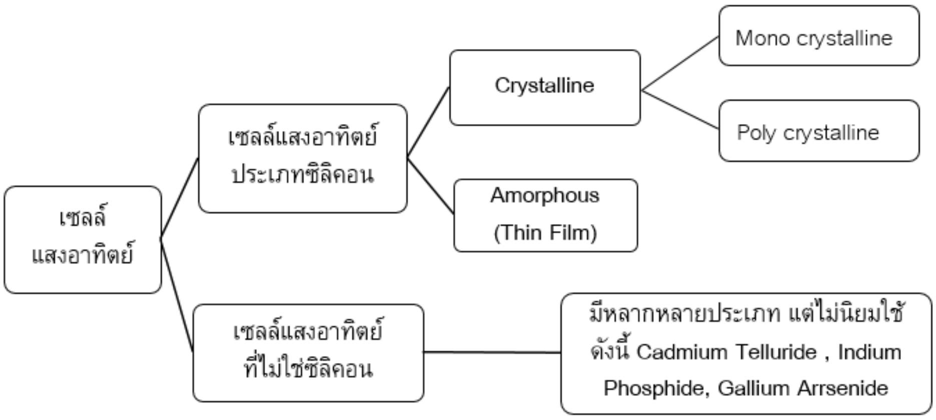
ภาพที่ 2-6 PV แบบมีรูปผลึกรวม (Poly crystalline silicon) (กองถ่ายทอด และเผยแพร่เทคโนโลยี กรมพัฒนาพลังงานทดแทน และอนุรักษ์พลังงาน, ม.ป.ป)

2. PV แบบไม่มีรูปผลึก (Amorphous silicon) ชนิดนี้เป็นแบบฟิล์มบาง เพียง 0.5-0.8 ไมครอน น้ำหนักเบา และมีประสิทธิภาพเพียง 5-10% ดังภาพที่ 2-7

ภาพที่ 2-7 PV แบบไม่มีรูปผลึก (Amorphous silicon) (กองถ่ายทอด และเผยแพร่เทคโนโลยี กรมพัฒนาพลังงานทดแทน และอนุรักษ์พลังงาน, ม.ป.ป.)

นอกจากประเภทสารกึ่งตัวนำประเภท Silicon แล้ว สารกึ่งตัวนำชนิดอื่นที่มีผลิตออกมา แต่ยังไม่ได้รับความนิยมมากนัก เช่น แคดเมียมเทลเลอไรด์ (Cadmium telluride) อินเดียมฟอสไฟด์ (Indium phosphide) และแกลเลี่ยมอาเซไนด์ (Gallium arsenide) ชนิดเหล่านี้มีประสิทธิภาพสูง 20-25% ด้วยกรรมวิธีที่ผลิตที่มีความละเอียด และราคาค่อนข้างสูง แตกหักง่าย นิยมใช้ในดาวเทียม หรืองานที่ต้องการประสิทธิภาพสูง

ตามที่ได้กล่าวมาข้างต้น สามารถจำแนกประเภทของแผงโซล่าร์เซลล์ดังแสดงแผนผังของชนิดต่าง ๆ ดังภาพที่ 2-8



ภาพที่ 2-8 ผังแสดงชนิดประเภทของ แผง PV

ข้อดีของแผงโซล่าร์เซลล์

1. ไม่มีกลไกหรือชิ้นส่วนที่เคลื่อนไหว และไม่ก่อให้เกิดการเสื่อมสภาพจากการสึกหรอ
2. ในขณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าไม่ก่อให้เกิดมลภาวะต่อสภาวะบรรยากาศของโลก
3. ง่ายต่อการบำรุงรักษา เพียงทำความสะอาดแผงไม่ให้มีสิ่งสกปรก เป็นตัวกั้นการรับแสงโซล่าร์เซลล์
4. สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้สะดวกในสถานที่มีแสงจากดวงอาทิตย์ส่องถึง
5. สามารถรับพลังงานไฟฟ้าเพื่อใช้งานได้สะดวกเพียงรับแสงจากดวงอาทิตย์เปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง

แนวทางการเลือกแผงโซล่าร์เซลล์และอุปกรณ์ประกอบการติดตั้ง

1. โซล่าเซลล์ (Solar Cell)

1.1 จากแผนผังแสดงประเภทของแผงโซล่าร์เซลล์ ดังภาพที่ 2-8 คณะกรรมการประกอบกิจการพลังงาน (2556) ได้กำหนดแนวทางการคัดเลือกใช้โซล่าร์เซลล์ ดังนี้

1.1.1 กรณีเป็นแผงเซลล์ ฯ ชนิด Crystalline silicon ควรเป็นยี่ห้อ รุ่นที่ได้รับการรับรองมาตรฐาน มอก. 1843 หรือได้รับรองมาตรฐาน IEC 61215 Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules-Design qualification and type approval

1.1.2 กรณีเป็นแผงเซลล์ ฯ ชนิด Thin film ควรเป็นยี่ห้อและรุ่นที่ได้รับการรับรองมาตรฐาน มอก. 2210 หรือได้รับรองมาตรฐาน IEC 61646 Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules-Design qualification and type approval

1.1.3 ควรเป็นผลิตภัณฑ์ที่ได้รับการรับรองตามมาตรฐาน มอก. 2580 หรือได้รับรอง ตามมาตรฐาน IEC 61730 Photovoltaic (PV) module safety qualification หรือเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีคุณสมบัติเป็นไปตามมาตรฐาน มอก. 2580 หรือ IEC 61730 มีรายงานผลการทดสอบที่ออกให้โดยห้องปฏิบัติการทดสอบที่ได้รับการรับรองมาตรฐาน มอก. 17025 หรือได้รับการรับรองมาตรฐาน ISO/IEC 17025 General requirements for the competence of testing and calibration laboratories แสดงยืนยัน

1.2 จากการเลือกแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ตามข้อกำหนดเบื้องต้นจึงสามารถตรวจสอบพิกัดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ฉลากบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Name plate) โดยกำหนดมาจากผู้ผลิตดังนี้

1.2.1 MAXIMUM POWER คือ ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด มีหน่วยเป็น Wp

1.2.2 OPEN CIRCUIT VOLTAGE คือ ค่าแรงดันไฟฟ้าขณะเปิดวงจร มีหน่วยเป็น Volt คือ ค่าแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยไม่ต่อเข้ากับ Load

1.2.3 SHORT CIRCUIT CURRENT คือ ค่ากระแสลัดวงจร มีหน่วยเป็น Amp ทำการวัดกระแสด้วยการ Short circuit ขั้วบวก กับขั้วลบโดยไม่ต่อ Load (ความต้านทาน = 0 Ohm)

1.2.4 MAXIMUM POWER VOLTAGE คือ ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดของแผงนี้

1.2.5 MAXIMUM POWER CURRENT คือ ค่ากระแสที่กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถผลิตออกมาได้

1.2.6 MAXIMUM SYSTEM VOLTAGE คือ ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดขณะต่อพ่วงแผงโซล่าร์เซลล์ ซึ่งไม่ควรต่อพ่วงกันเกินแรงดันที่กำหนดไว้จากผู้ผลิต

2. อุปกรณ์อื่น ๆ และข้อกำหนดเพื่อประกอบติดตั้งโซล่าร์เซลล์ ประกอบด้วย

2.1 อินเวอร์เตอร์ (Inverter) ได้มีข้อกำหนดดังนี้ ควรมีมาตรฐาน อย่างน้อยหรือเทียบเท่า IEC 61727 และมาตรฐาน IEC 62116 หรือ IEC 61727 และ IEC 62116 (เอกสารแนบท้ายประกาศหมายเลข 5 ข้อกำหนด คุณสมบัติของวัสดุ อุปกรณ์และการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ บนหลังคา เรื่อง การรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) (คณะกรรมการประกอบกิจการพลังงาน, 2556)

2.2 สายไฟฟ้า ควรเป็นสายเฉพาะ Photovoltaic (PV / PV1-F) หรือ 0.6/1 KV CV มีมาตรฐานอย่างน้อยหรือเทียบเท่า IEC 60502 สามารถทนกระแสได้อย่างน้อย 1.25 เท่า ของกระแสสูงสุดที่สามารถจ่ายออกมาได้

2.3 Clamp ยึดต่าง ๆ

2.4 ตู้กันฝุ่นกันน้ำ อาคารติดตั้ง Inverter ในส่วนนี้ขึ้นอยู่กับสถานที่ หากติดตั้งตู้ Inverter ภายนอกอาคารควรเป็นตู้กันน้ำ หรือ สร้างหลังคากันฝน แต่ในปัจจุบัน Inverter สามารถกันฝุ่นกันละอองน้ำได้ระดับหนึ่งขึ้นอยู่กับค่าระบบการป้องกันน้ำและฝุ่น (Dust and Water protection) ซึ่งจะระบุไว้บน Name plate เรียกว่า International protection (IP)

2.5 อุปกรณ์ป้องกันกระแสไฟฟ้า อุปกรณ์ป้องกันมีทั้งฝั่ง DC และ AC ควรมีมาตรฐานอย่างน้อย IEC 898 หรือ IEC 947-2

2.6 เครื่องมือในการติดตั้ง และอุปกรณ์รักษาความปลอดภัย เครื่องมือติดตั้งแผง PV นั้นเป็นเครื่องมืองานช่างทั่วไป เช่น ไขควง สว่าน ประแจ และคีม เป็นต้น แต่สิ่งที่สำคัญคืออุปกรณ์ความปลอดภัยส่วนบุคคล เช่น Body hardness บันไดสูง หมวกแข็ง และรองเท้าหัวเหล็ก เป็นต้น ทั้งนี้ผู้ปฏิบัติงานนั้นต้องมีความระมัดระวังในการปฏิบัติงานบนพื้นที่สูงเป็นพิเศษ

3. แนวทางการยึดหลังคา (Roof mounts) ตัวยึดหลังคาเป็นส่วนที่มีความสำคัญ เนื่องจากต้องยึดกับหลังคาตามความเหมาะสม ซึ่งต้องใช้ให้ถูกต้องตามมาตรฐาน เนื่องจากหากการยึดเกาะไม่มีความแน่นหนามากพอ อาจก่อให้เกิดความเสียหายต่อหลังคาเอง และแผง PV ได้ มี 3 ส่วนหลัก คือ รางรองรับแผง (Rail mounting) จะมีหน้าที่ยึดกับตัวยึดหลังคา เพื่อยึดกับตัวล๊อคแผง ตัวล็อคแผง (Module fixings) จะมีหน้าที่ยึดแผง PV เข้ากับรางรองรับแผง และตัวยึดหลังคา

รูปแบบการเชื่อมต่อการใช้ไฟฟ้าจากโซล่าร์เซลล์

การติดตั้งโซล่าร์เซลล์เพื่อนำไฟฟ้าที่ผลิตได้ไปใช้งานสามารถแบ่งออกเป็น 3 รูปแบบ ได้แก่ (Solar cell Thailand 69, 2014)

1. On-Grid system คือ ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่อร่วมกับวงจรของการไฟฟ้า ซึ่งสามารถใช้ร่วมกันได้ ระบบนี้เหมาะสำหรับธุรกิจที่ใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน เพื่อลดค่าใช้จ่ายของไฟฟ้า และหากไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เหลือใช้ ยังสามารถจำหน่ายเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้า ฯ ได้ ซึ่งอาจมีความยุ่งยากในการขออนุญาตและติดตั้งเพื่อเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้า ฯ ในเรื่องของความปลอดภัย อีกทั้งยังมีค่าใช้จ่ายของอินเวอร์เตอร์ (Inverter) และระบบป้องกันต่าง ๆ อีกด้วย

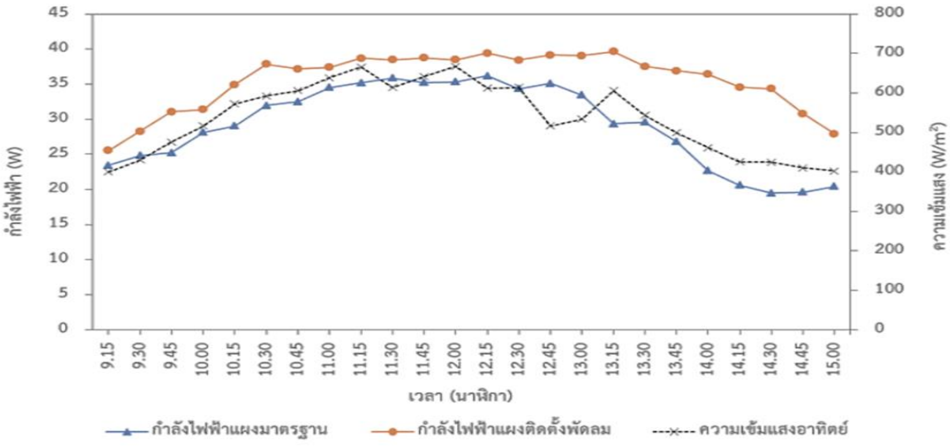
2. Off-Grid system คือ ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ที่แยกออกจากวงจรของการไฟฟ้าโดยสิ้นเชิง และไม่สามารถต่อวงจรร่วมกันได้ ระบบนี้สามารถใช้ไฟ DC ตรงไปยังเครื่องใช้ไฟฟ้าประเภท DC ได้เลยและเก็บพลังงานไว้กับ Battery ได้ด้วย หากต้องการใช้ไฟฟ้า AC ก็จำเป็นต้องติดตั้ง Inverter แปลงให้เป็น AC 220 V เพื่อใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าทั่วไปได้ ข้อดีของระบบนี้ คือ ไม่ยุ่งยากในการขออนุญาต และติดตั้ง เนื่องจากไม่เกี่ยวข้องกับระบบสายส่งของการไฟฟ้า ฯ แต่ข้อเสีย คือ ไม่คุ้มค่าหากไฟฟ้าที่เหลือจากการผลิตไม่สามารถจำหน่ายให้กับการไฟฟ้า ฯ ได้

3. Hybrid system คือ ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ที่นำมาใช้โดยตรง กรณีไฟฟ้าเหลือจากการใช้งาน จะถูกเก็บไว้ใน Battery ระบบนี้สามารถใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้อย่างคุ้มค่า เนื่องจากระบบนี้รวมข้อดีของทั้งสองระบบข้างต้นไว้ด้วยกัน แต่ค่าใช้จ่ายนั้นสูงกว่าทั้งสองระบบเนื่องจากอุปกรณ์เชื่อมต่อมากขึ้นเช่นกันทั้ง Inverter, Battery และระบบป้องกันสายส่ง เป็นต้น

ระบบโซล่าร์เซลล์ที่เหมาะสมกับสถานประกอบการที่ศึกษา คือ On-Grid system เนื่องจากเป็นโรงงานที่มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง 24 ชั่วโมงต่อวัน ซึ่งแบบ Off grid ไม่สามารถให้ได้ ส่วนระบบ Hybrid นั้นไม่มีความจำเป็น เนื่องจากพลังงานที่คาดว่า จะผลิตได้คือ 999 kW นั้นยังน้อยกว่าความต้องการกำลังไฟฟ้าของสถานประกอบการที่ 1,400 kW

ผลของความเข้มแสงอาทิตย์ ต่อการผลิตไฟฟ้าของโซล่าร์เซลล์

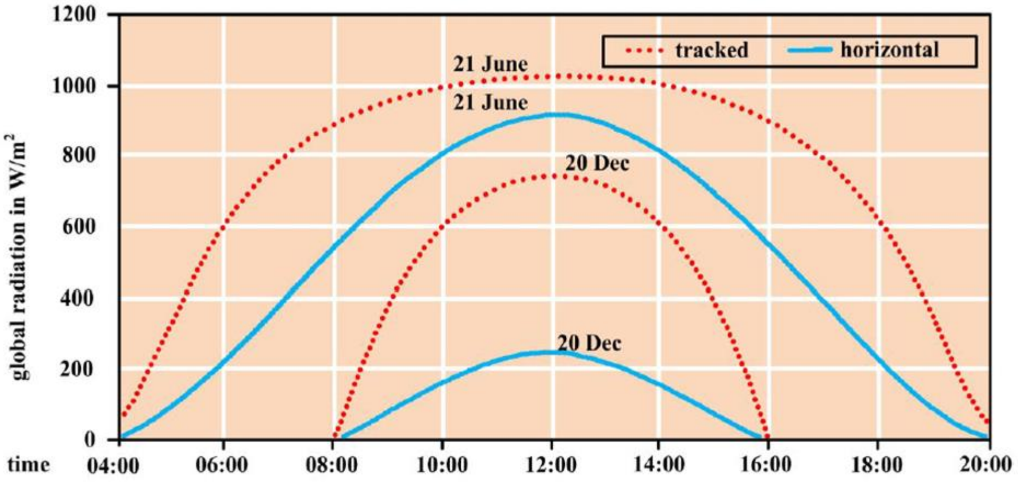
จากการศึกษาเรื่องประสิทธิภาพของแผง PV พบว่า กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผง PV นั้นมีค่าขึ้นกับความเข้มของแสงอาทิตย์ ประสิทธิภาพของแผงเมื่อวัดในขณะแผงรับแสงเต็มแผงนั้นมีการแปรผันตามอุณหภูมิซึ่งมีผลเล็กน้อย หากอุณหภูมิแผงสูง ประสิทธิภาพของแผงก็จะลดลงเล็กน้อย อย่างไรก็ตามการติดตั้งโซล่าร์เซลล์ ควรที่จะให้แผงรับแสงได้มากที่สุดเท่าที่จะทำได้ เพื่อที่จะได้ Power ออกมา ดังภาพที่ 2-9 ซึ่งพบว่าแผงที่มีการระบายความร้อนจะให้กำลังไฟฟ้าที่สูงกว่าแผงที่ไม่มีการระบายความร้อน



ภาพที่ 2-9 ความเข้มของแสงเปรียบเทียบกับกำลังการผลิตที่ได้ของแผง PV (กฤษฎา นามวงษ์, พิษณุพงศ์ พันธ์นราพงศ์ และตั้งเฮง ยนต์สถิตย์กุล, 2562)

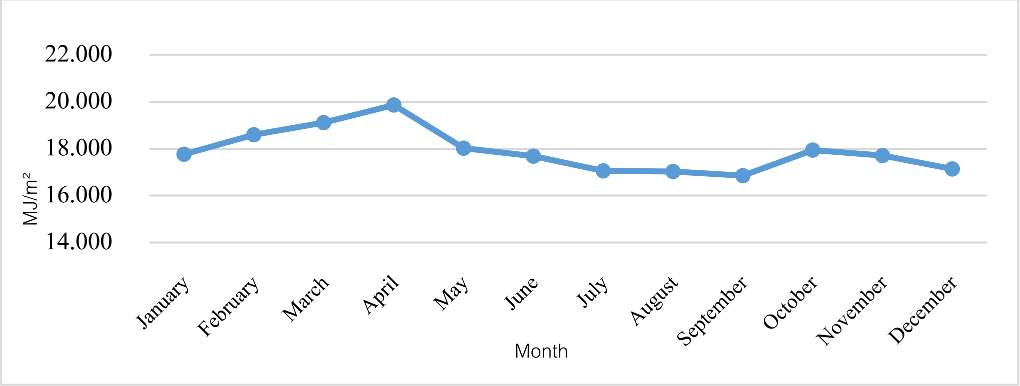
ปัจจัยที่มีผลต่อประสิทธิภาพของแผงโซล่าร์เซลล์

1. ความเข้มของแสงอาทิตย์ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ได้เผยแพร่ความรู้ เรื่องการประยุกต์ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ โดยความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์ในแต่ละฤดูกาล ปริมาณของพลังงานแสงอาทิตย์จะไม่เท่ากัน โดยเฉพาะในช่วงเดือนธันวาคม ความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์จะน้อยกว่าเดือนมิถุนายน ดังภาพที่ 2-10



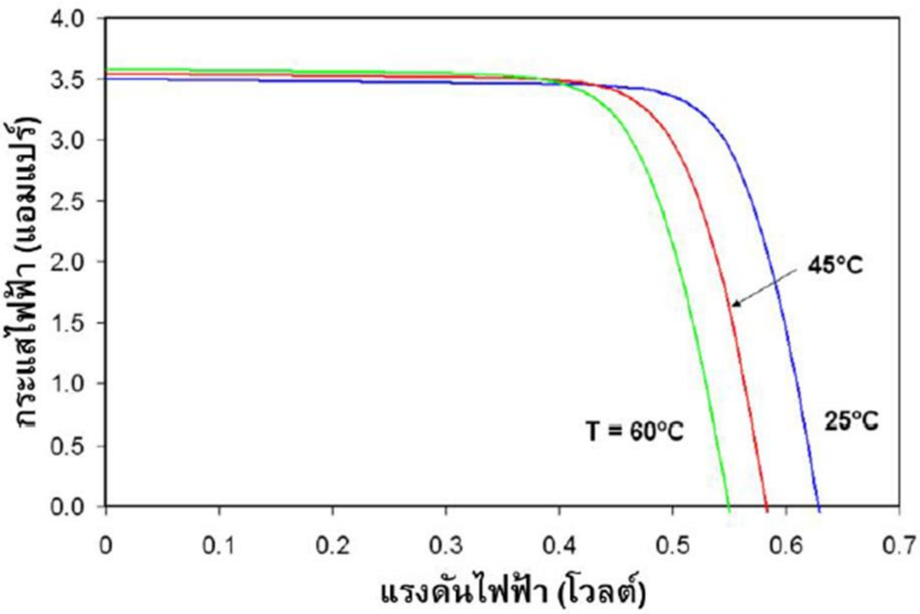
ภาพที่ 2-10 ความเข้มของแสงอาทิตย์ในแต่ละฤดูกาล (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, ม.ป.ป)

จากโครงการการพัฒนาแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ฉบับใหม่สำหรับประเทศไทย โดย พพ. (2560) ในเขต ตำบลหัวสำโรง อำเภอแปลงยาว จังหวัดฉะเชิงเทรา ซึ่งมีตำแหน่งเก็บข้อมูลห่างจากสถานประกอบการประมาณ 8 กิโลเมตร พบว่า รังสีดวงอาทิตย์ในแต่ละเดือนนั้นไม่เท่ากัน ในเดือนเมษายนเป็นช่วงเวลาที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุด ทั้งปีรังสีดวงอาทิตย์มีค่าเฉลี่ย 17.9 MJ/m^2 ดังภาพที่ 2-9 ประกอบกับ รายงานโครงการติดตามและประเมินสถานการณ์การเผาในที่โล่งในพื้นที่การเกษตรของประเทศไทย (2548) ของกรมควบคุมมลพิษ และกระทรวงพลังงาน พบว่า สาเหตุของ PM2.5 ในประเทศไทยมาจากกิจกรรมหลักดังนี้ การเผาในที่โล่ง 54% อุตสาหกรรมการผลิต 17% การขนส่ง 13% การผลิตไฟฟ้า 8% ที่พักอาศัย 4% ในรายงานของกรมควบคุมมลพิษนี้ ได้มีรายงานเกี่ยวกับ PM 2.5 ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2548 ดังนั้นผลการวิจัยด้านความเข้มของแสงอาทิตย์ในแต่ละเดือนในปี พ.ศ. 2561 นั้นได้ครอบคลุมตัวแปรนี้เรียบร้อยแล้ว



ภาพที่ 2-11 ความเข้มของแสงอาทิตย์ในแต่ละเดือน (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2560))

2. อุณหภูมิ มีผลกับประสิทธิภาพของแผงโซล่าร์เซลล์ หากอุณหภูมิสูงเกินไปทำให้ประสิทธิภาพลดลง จากภาพที่ 2-12 จะเห็นได้ว่า อุณหภูมิ 60°C ทำให้แรงดันลดลง ส่วนอุณหภูมิ 25°C มีแรงดันออกมามากกว่า แต่อย่างไรก็ตามอุณหภูมิที่ทำให้แผงโซล่าร์เซลล์ มีประสิทธิภาพสูงที่สุด ขึ้นอยู่กับผลการทดสอบของผู้ผลิตนั้น (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, ม.ป.ป)



ภาพที่ 2-12 อุณหภูมิ มีผลต่อแรงดันไฟฟ้า output ของแผงโซล่าร์เซลล์ (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, ม.ป.ป.)

การขออนุญาตติดตั้ง แผงแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar rooftop)

กรณีต้องมีการต่อเข้ากับ Grid ของการไฟฟ้านั้นการติดตั้งต้องผ่านการคัดเลือกจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรือการไฟฟ้านครหลวง ในพื้นที่ที่ต้องการติดตั้งก่อน (ผังแสดงวิธีการอยู่ในภาคผนวก ค.) ก่อนการติดตั้ง ต้องศึกษา พ.ร.บ. ทั้ง 4 ฉบับ กรณีเข้าข่ายตามข้อกำหนดของกฎหมายจำเป็นต้องปฏิบัติให้สอดคล้องกับ พ.ร.บ. ดังนี้

1. พ.ร.บ. ควบคุมอาคาร 2522 ขออนุญาตก่อสร้างอาคาร (อ.1) เพื่อความปลอดภัยในการก่อสร้างอาคาร ให้ขออนุญาตก่อสร้าง กับองค์การบริหารส่วนท้องถิ่น ในเขตของสถานประกอบการ เมื่อการก่อสร้างเข้าเงื่อนไขกับข้อกฎหมายในแต่ละพื้นที่และกฎกระทรวงออกโดยกรมโยธาธิการและผังเมืองหากพื้นที่ มีรายละเอียดที่จำเป็นต้องศึกษา คือ เกิน 160 ตารางเมตร น้ำหนักรวมเกิน 20 กิโลกรัมต่อตารางเมตร ต้องยื่นขอใบอนุญาตดัดแปลงอาคาร อ.1 ยกเว้นกรณีที่ไม่ได้อยู่ในเขตควบคุมอาคารและหลังคาเป็นคอนกรีตเสริมเหล็ก แต่หากพื้นที่หลังคามีมากกว่า 1,000 ตารางเมตร หรือ อาคารสูง 23 เมตรขึ้นไป จำเป็นต้องยื่น อ.1 และต้องผ่านการรับรองจากวิศวกรโยธาหลังจากนั้นยื่นให้กับสำนักงานท้องถิ่นที่ดูแลเขตติดตั้งนั้น

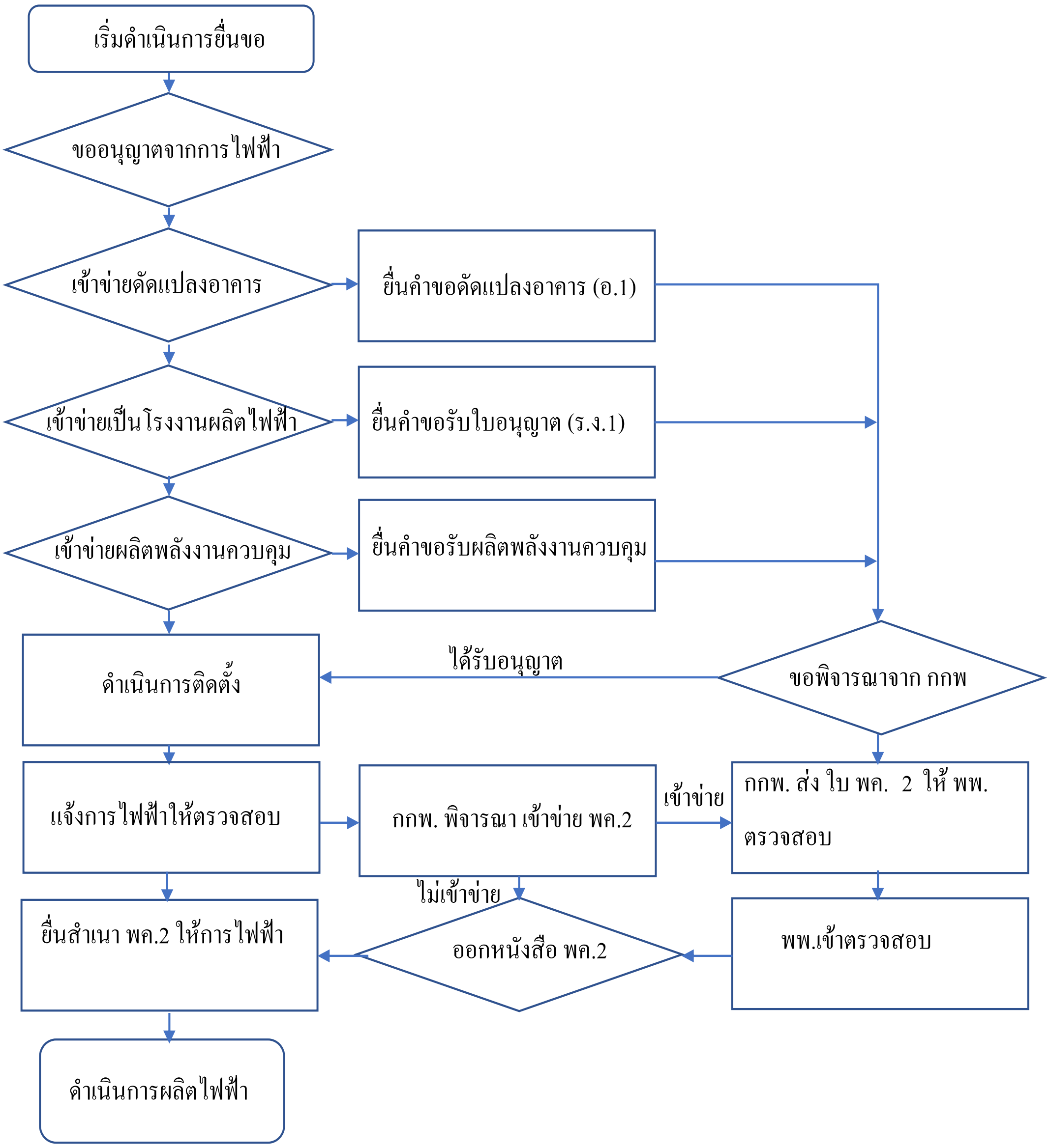
2. พ.ร.บ. กรมโรงงาน 2535 เพื่อความปลอดภัย สิ่งแวดล้อม ชุมชน ตามกฎกระทรวงให้ขออนุญาตการประกอบกิจการโรงงานผลิตไฟฟ้า (รง.4) กับกรมโรงงานอุตสาหกรรม เมื่อกรณีเกิดมีกำลังการผลิตมากกว่า 3.73 kW จำเป็นจะต้องยื่นใบ รง.4 โดยใช้แบบ รง.3 ในการยื่น ส่วนเอกสารประกอบให้อ้างอิงตาม Checklist (รง.4)

3. พ.ร.บ.การประกอบกิจการพลังงาน 2550 เพื่อกำกับตามแนวนโยบาย ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า คุณภาพบริการ ให้ขออนุญาตประกอบกิจการพลังงานกับ กกพ. เมื่อกรณีกำลังการผลิตเกิน 1,000 kVA ให้ยื่นใบ ร.1 แต่ถ้า กำลังการผลิตไม่เกิน 1,000 kVA ให้ดำเนินการแจ้งเพื่อลงทะเบียนไว้

4. พ.ร.บ.การพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน 2535 เพื่อความปลอดภัยของอุปกรณ์ไฟฟ้าตามที่กฎกระทรวงออก ให้ขออนุญาตให้ผลิตพลังงานควบคุม (พค.2) กับ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กรณีกำลังการผลิตเกิน 200 kVA

การขอรับใบอนุญาต

ภายหลังจากการศึกษา พ.ร.บ. ทั้ง 4 ฉบับแล้ว ผู้วิจัยได้ศึกษาวิธีดำเนินการ จากนั้นได้สรุปออกมาเป็น Flow chart ดังภาพที่ 2-13



ภาพที่ 2-13 กระบวนการยื่นขออนุญาตติดตั้ง แผงแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar rooftop)

การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ

1. การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ (อังสนา พจน์ศิริ, 2559) ได้กล่าวถึง

1.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value) หรือ NPV ของโครงการ คือ ผลรวมของมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับและกระแสเงินสดจ่าย โดยนำข้อมูลทั้งหมดมาคิดลดดังสมการที่ 2-1

$$\text{NPV} = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+k)^1} + \cdots + \frac{CF_n}{(1+k)^n} \tag{2-1}$$

กำหนดให้

CF_n = กระแสเงินสด ณ ปีที่ n

n = ระยะเวลาสิ้นสุดโครงการ

k = ต้นทุนส่วนเพิ่มของเงินทุน

เกณฑ์การยอมรับได้นั้นค่า NPV ต้องไม่ติดลบ (ต้องมีค่าเท่ากับหรือมากกว่า 0)

1.2 อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal rate of return) หรือ (IRR) ของโครงการเท่ากับอัตราคิดลด (Discount rate, r) หมายถึง อัตราผลตอบแทนที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสเงินสดของโครงการเท่ากับศูนย์ ดังนั้นอัตราคิดลดซึ่งทำให้ NPV เท่ากับศูนย์ คือ จุดตัดกับแกนนอน (Horizontal axis) สามารถคำนวณได้ ดังสมการที่ 2-2

$$\text{NPV} = 0 = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+k)^1} + \cdots + \frac{CF_n}{(1+k)^n} \tag{2-2}$$

1.2.1 หากผลลัพธ์ออกมาแล้ว จะมีเกณฑ์การยอมรับโครงการดังนี้

1.2.1.1 โครงการที่ใช้เงินลงทุนทั่วไปโดยไม่ได้กู้ (Conventional project) (อังสนา พจน์ศิริ, 2559) โครงการจะได้รับการยอมรับถ้าอัตราผลตอบแทนภายใน มากกว่าหรือเท่ากับต้นทุนส่วนเพิ่มของเงินทุน และจะถูกปฏิเสธเมื่ออัตราผลตอบแทนภายในน้อยกว่าต้นทุนส่วนเพิ่มของเงินทุน

1.2.1.2 โครงการกู้ยืมเงิน (Loan project) (อังสนา พจน์ศิริ, 2559) โครงการจะได้รับการยอมรับถ้าอัตราผลตอบแทนภายใน (ต้นทุนที่แท้จริง) น้อยกว่าหรือเท่ากับต้นทุนส่วนเพิ่มของเงินทุน และจะถูกปฏิเสธเมื่ออัตราผลตอบแทนภายใน (ต้นทุนที่แท้จริง) มากกว่าหรือเท่ากับต้นทุนส่วนเพิ่มของเงินทุน

1.2.2 สรุปหลักเกณฑ์ของผลลัพธ์ 3 ประการดังนี้

1.2.2.1 IRR มากกว่าเงินลงทุนนั้น หมายถึง โครงการนั้นน่าลงทุน

1.2.2.2 IRR น้อยกว่าเงินลงทุนนั่น หมายถึง โครงการนั้นไม่น่าลงทุน

1.2.2.3 IRR เท่ากับเงินลงทุน ตามหลักการแล้ว หมายถึง เสมอตัว แต่ผู้ศึกษามีความเห็นว่า ยังมีปัจจัยและความเสี่ยงที่คาดไม่ถึงซึ่งอาจจะเกิดขึ้นในขณะดำเนินโครงการ ดังนั้นไม่ควรที่จะเสี่ยงลงทุน

2. ระยะเวลาคืนทุน (Payback period) การศึกษาต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาในอาคารธุรกิจขนาดเล็ก (อังสนา พจน์ศิริ, 2559) อธิบายการคำนวณว่า จำนวนปีที่ผลกำไรหรือผลจากการลดค่าใช้จ่ายนั้นนำกลับคืนมาเท่ากับเงินลงทุนที่จ่ายไป โดยใช้หลักการคำนวณกระแสเงินสดสะสม (Cumulative cash flows) จนให้ได้ค่าเท่ากับ ศูนย์ คำนวณได้ด้วยสูตรดังนี้

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \frac{\text{ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรก}}{\text{ผลประโยชน์สุทธิเฉลี่ยต่อปี}}$$

นอกจากนี้ระยะเวลาคืนทุนยังมีวิธีคิดแบบต่าง ๆ ดังนี้

2.1 ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (Discounted payback period) ใช้กระแสเงินสดมาคิดลดเป็นมูลค่าปัจจุบัน ณ ปี ศูนย์ หลังจากนั้นใช้ต้นทุนส่วนเพิ่มของเงินทุนเป็น อัตราคิดลด

2.2 อัตราผลตอบแทนทางบัญชี (Account rate of return) ส่วนนี้จะใช้วิธีหาผลตอบแทนโดยนำกำไรหลังหักภาษีมาคำนวณ

2.3 อัตราผลตอบแทนภายในที่ปรับอัตราผลตอบแทน (Modified IRR) คือ ทำให้มูลค่าปัจจุบันเท่ากับมูลค่าของกระแสเงินสดมูลค่าปลายทางจนสิ้นสุดโครงการ

งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

1. การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน อังสนา พจน์ศิริ (2559) ศึกษา On grid system ผลตอบแทนทางการเงินในการติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์ บนหลังคาพื้นที่ 949 ตารางเมตร ซึ่งเป็นหลังคาโกดัง ค่าไฟเฉลี่ย 30,000 บาทต่อเดือน โดยศึกษาเปรียบเทียบการติดตั้งแบบ On grid และ Off grid ภายใต้เงื่อนไขดอกเบี้ย 6.75% อายุโครงการ 25 ปี มีการผลิตไฟฟ้าจากโซล่าร์เซลล์ 6 ชั่วโมงต่อวัน พบว่าแบบ On grid system มีค่า NPV เป็น 1,694,317.16 บาท IRR เป็น 13% Payback period อยู่ที่ 7.23 ปี ส่วน Off grid มีค่า NPV เป็น 324,704.04 บาท IRR เป็น 8% Payback period อยู่ที่ 8.05 ปี ซึ่งค่า NPV และ IRR น้อยกว่า จะเห็นได้ว่าแบบ On grid system ระยะเวลาในการคืนทุนที่สั้นกว่า

2. การติดตั้งบนหลังคาที่ลาดเอียง กฤชนนท์ สวนจันทร์ (2560) ได้ศึกษาว่า ส่วนใหญ่อาคารจะมีหลังคาที่ลาดเอียงเพื่อระบายน้ำฝนให้เร็วที่สุด ดังนั้น การติดตั้งแผง PV ต้องไม่ชิดกับแผ่นหลังคาเพื่อไม่ขวางทางน้ำฝน และต้องไม่ให้สูงเกินไปเพื่อป้องกันลมพายุพัดแผง PV จนทำให้หลังคาเกิดความเสียหาย ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งบนหลังคาจะมีราคาต่ำกว่าติดตั้งกับพื้นดินโดยวิธี

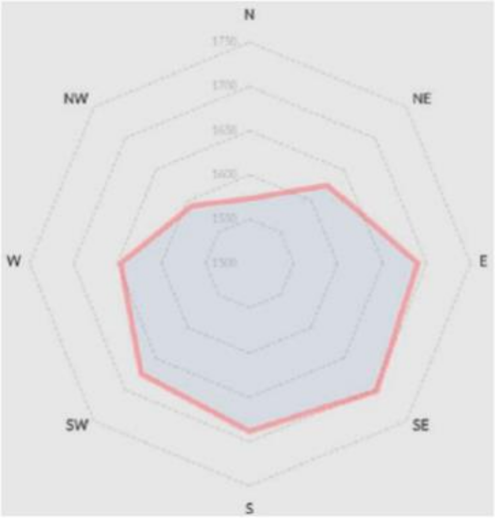
ตั้งเสา ในส่วนของข้อเสีย คือ องศาการเอียง และทิศทางจะไม่ได้รับแสงได้อย่างเต็มประสิทธิภาพ เนื่องจากข้อจำกัดทางโครงสร้างหลังคาที่ไม่ได้ออกแบบมาเพื่อติดตั้งแผง PV การติดตั้งมีอุปกรณ์สำคัญอยู่ 3 ส่วนคือ

2.1 ตัวยึดหลังคา (Roof mounts) เป็นส่วนสำคัญที่สุด เนื่องจากต้องยึดกับหลังคาตามความเหมาะสม ซึ่งต้องใช้ให้ถูกต้องตามมาตรฐาน มิเช่นนั้นการยึดเกาะไม่แน่น อาจก่อให้เกิดความเสียหายต่อหลังคาและแผง PV ได้

2.2 รางรองรับแผง (Rail Mounting) จะมีหน้าที่ยึดกับตัวยึดหลังคาและเพื่อยึดกับตัวล๊อคแผง

2.3 ตัวล็อคแผง (Module Fixings) จะมีหน้าที่ยึดแผง PV เข้ากับรางรองรับแผง

3. ทิศทางการรับแสงของแผงของโซล่าร์เซลล์ การประเมินประสิทธิภาพระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ฉัตร ผลนาค, จอมภพ แววศักดิ์, สมพล ชีวมงคลกานต์, และปราณี หนูทองแก้ว (2560) ได้วิจัยกรณีศึกษาบนหลังคาและเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายขนาดกำลัง 3 กิโลวัตต์ ณ อาคารวิจัยพลังงานทดแทนและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยทักษิณ ในพื้นที่อำเภอป่าพะยอม จังหวัดพัทลุง โดยใช้โปรแกรม PVsyst เพื่อจำลองการเอียงของแผงโซล่าร์เซลล์ ผลการทดลองเอียงแผงรับรังสีดวงอาทิตย์ในระดับ 20 30 และ 40 องศา พบว่า การติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์ที่มุมเอียง 20 องศา จะได้รับความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ในรายปีมากที่สุด และหันแผงโซล่าร์เซลล์ไปทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ ดังภาพที่ 2-14



ภาพที่ 2-14 รังสีอาทิตย์รวมบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (kWh/m²) เฉลี่ยรายปีในทิศต่าง ๆ (ฉัตร ผลนาค และคณะ, 2560)

4. มุมเอียงในการวางเซลล์แสงอาทิตย์ การประเมินประสิทธิภาพระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ฉัตร ผลนาค และคณะ (2560) การวางเอียง จากการศึกษาการการเอียงของแผงทำมุม 20 30 และ 40 องศา พบว่า การเอียง 20 องศา ทำให้ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าดีที่สุด ดังตารางที่ 2-1

ตารางที่ 2-1 ผลการทดลองเอียงแผงรับรังสีดวงอาทิตย์ในระดับ 20 30 และ 40 องศา (ฉัตร ผลนาค และคณะ, 2560)

มุมเอียง (องศา)	รังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบบนแผง(kWh/m²)	พลังงานไฟฟ้าที่ป้อนเข้าสู่กริด (kWh)	ประสิทธิภาพของระบบ (%)
20	1736.3	4216.7	12.58%
30	1668.2	4060.1	12.54%
40	1579.4	3855.2	12.52%

5. ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม เสาวภา ทินปาน และประพิธาริ์ ธนา (2557) ได้ประเมินการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของแผงโซล่าร์เซลล์ชนิดฟิล์มบาง อะมอฟัส ซิลิกอน การเริ่มตั้งแต่การถลุงแร่จนถึงการกำจัดซาก ทำการศึกษา ณ วิทยาลัยพลังงาน (SERT.) มหาวิทยาลัยนเรศวร จังหวัดพิษณุโลก พบว่า ตลอดวัฏจักรของแผงโซล่าร์เซลล์ ขนาด 40 W ในระยะเวลา 20 ปี ด้วยวิธีการศึกษากระบวนการผลิต จัดทำบัญชีรายการ จากนั้นมีการประเมินได้ผลอยู่ที่ 40.4 kg CO_2 eqv แต่สามารถลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์รายปีได้ 35.44 k kg CO_2 eqv ระยะคืนทุนก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ภายในระยะเวลา 1.14 ปี .

อนุสรณ์ แสงประจักษ์, เจนจิรา เปี่ยมดี และกมลเนตร ดวงเพียราช (2558) ศึกษาความเป็นไปได้ในการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ โดยใช้ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ มีการทำการวิจัยการติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์ ทดแทนการใช้ไฟฟ้าในอาคารคณะวิทยาศาสตร์ชีวภาพ มหาวิทยาลัยมหาสารคาม มีพื้นที่หลังคา 3,600 ตารางเมตร เพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ จากการผลิตไฟฟ้า ด้วยแผงโซล่าร์เซลล์ ชนิดซิลิคอนแบบผลึกเดี่ยว จำนวน 3,152 แผง เงินลงทุน 9 ล้านบาท ขนาดกำลังติดตั้ง 157.6 kWp เชื่อมต่อแบบ On grid อายุโครงการ 25 ปี พบว่า สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 137,582.39 kWh/yr. สามารถชดเชยการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ จากการผลิตไฟฟ้าได้ 77,199.52 kgCO_2/yr. เมื่อจำหน่ายไฟให้กับการไฟฟ้า ใช้รายได้จากการขายไฟฟ้าตามโครงการรับซื้อไฟฟ้า

คืน ปี พ.ศ. 2556 ในราคาหน่วยละ 6.55 บาท มีเงื่อนไขเรื่องแสงอาทิตย์ที่ 5 ชั่วโมงต่อวัน สามารถคืนทุนได้ภายใน 10 ปี

ชานนท์ จันทร์วงศ์ (2560) ได้ทำการประเมินและการเปรียบเทียบปริมาณคาร์บอนฟุตพริ้นท์ ของการผลิตไฟฟ้าขนาด 1 MW ของระหว่างโรงไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ แบบ Monocrystalline และแบบ Pollycrystalline กับ โรงไฟฟ้าชีวมวลจากแกลบ ชานอ้อย มีการกำหนดโรงไฟฟ้าตั้งอยู่ที่ มหาวิทยาลัยนเรศวร จังหวัดพิษณุโลก เป็นการวิเคราะห์ผลและเปรียบเทียบปริมาณคาร์บอนฟุตพริ้นท์ตั้งแต่การสร้างโรงไฟฟ้า การขนส่งอุปกรณ์ การผลิต ตลอดจนของเสียต่าง ๆ ที่เกิดจากการผลิต เพื่อให้ได้มาซึ่งค่าของคาร์บอนฟุตพริ้นท์

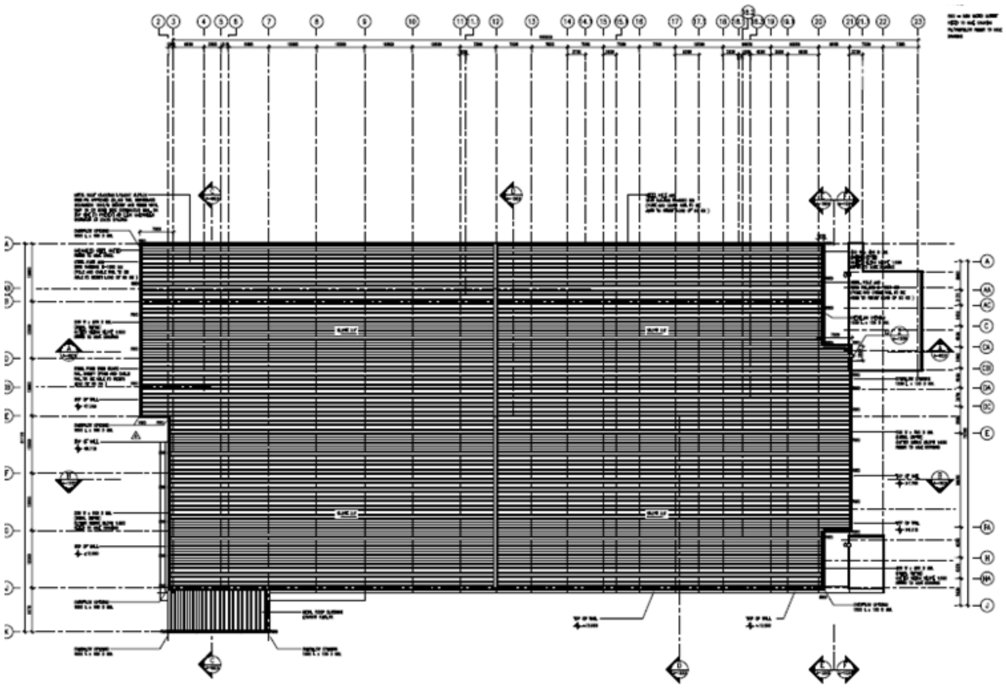
จากการประเมินด้วยการเก็บข้อมูลทั้งทางตรง และทางอ้อม พบว่า โรงไฟฟ้าชีวมวลจากแกลบ มีค่า 0.8063 kgCO_2-eq/kWh กรณีใช้อ้อยเป็นวัตถุดิบคิดเป็นปริมาณคาร์บอนฟุตพริ้นท์ 0.4140 kgCO_2-eq/kW และโรงไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ แบบ Pollycrystalline มีค่า 0.0563 kgCO_2-eq/kWh แบบ Monocrystalline มีค่า 0.0723 kgCO_2-eq/kWh ปริมาณการผลิตไฟฟ้าประเทศไทยมีค่าคาร์บอนฟุตพริ้นท์อยู่ที่ 0.561 KgCO_2-eq/kWh

บทที่ 3
วิธีการดำเนินการวิจัย

สถานที่ตั้งของโครงการ

ที่ตั้งโครงการที่ศึกษาเป็นอาคารของบริษัท ทีอี คอนเนคทิวิตี้ แมนูแฟคเจอริ่ง (ประเทศไทย) จำกัด ซึ่งมีหลังคาทำจากเมทัลชีท มุมเอียงหลังคาอยู่ในทิศทางติดตั้งแผงโซล่าเซลล์หันทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือ และทิศตะวันตกเฉียงใต้ มีขนาดอาคารกว้าง 73 เมตร ยาว 148 เมตร ความลาดเอียง 4 องศา ทั้งสองด้าน มีพื้นที่ที่สามารถติดตั้งได้ 10,804 ตารางเมตร แสดงภาพถ่ายดาวเทียมพิกัด Latitude 13.8060891°, Longitude 100.618467° ดังภาพที่ 3-1 ผังหลังคาดังภาพที่ 3-2

ภาพที่ 3-1 ภาพถ่ายดาวเทียมแสดงทิศของอาคาร (Google Map, 2019)



ภาพที่ 3-2 แบบแปลนหลังคาเมทัลชีทของสถานประกอบการ

ข้อมูลระบบไฟฟ้าและการใช้ไฟฟ้าของสถานประกอบการ

1. การใช้ไฟฟ้า สถานประกอบการเป็นประเภทที่ 4 เป็นกิจการขนาดใหญ่ อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of use rate: TOU) เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าแรงดัน 22 kv ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า 4.2.2 ตามประกาศของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยมีอัตราการคิดคำนวณค่าไฟฟ้าดังนี้

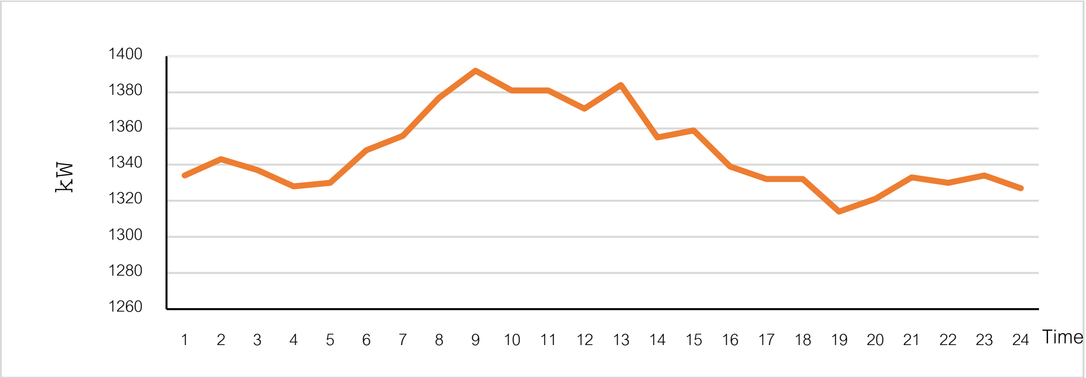
1.1 Peak หน่วยละ 4.1839 บาท วันจันทร์-ศุกร์ เวลา 09.00-22.00 น.

1.2 Off Peak หน่วยละ 2.6037 บาท วันจันทร์-ศุกร์ เวลา 22.00-09.00 น. และวันเสาร์ วันอาทิตย์ วันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย) ทั้งวัน เวลา 00.00-24.00 วันเสาร์-อาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติ วันพืชมงคลที่ตรงกับวันเสาร์-อาทิตย์ และวันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย)

1.3 ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด หน่วยละ 132.93 บาท คิดตามความต้องการพลังไฟฟ้าเป็นกิโลวัตต์ เฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดในรอบเดือน คิดเฉพาะวันจันทร์-ศุกร์ เวลา 09.00-22.00 น.

สถานประกอบการดำเนินการผลิตตลอด 24 ชั่วโมง 360 วันต่อปี Load profile จะสูงช่วงเวลากลางวัน เนื่องจากสถานประกอบการใช้เครื่องปรับอากาศขนาดใหญ่ (Chiller) ภาระเครื่องปรับอากาศจะสูงขึ้นตามอุณหภูมิภายนอก จะเห็นได้ว่า Load profile มีลักษณะคล้ายกันกับ

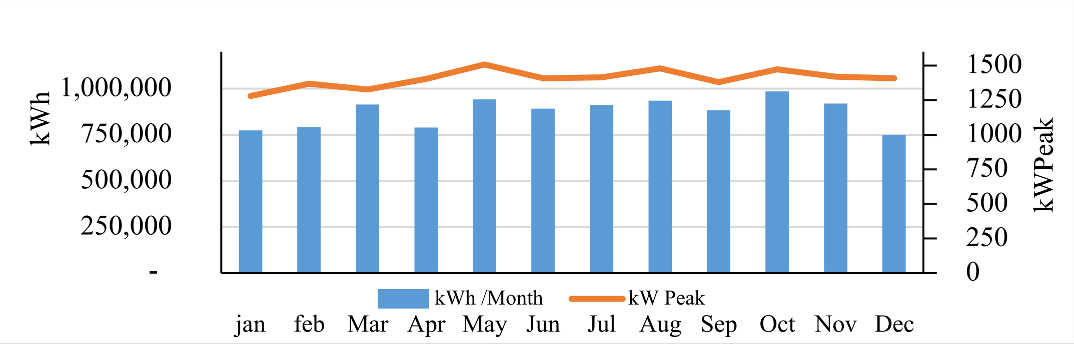
แผงโซล่าร์เซลล์ ที่มีประสิทธิภาพสูงในช่วงเวลาที่มีความเข้มของดวงอาทิตย์สูง คล้ายกับข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของสถานประกอบการ (Load profile) ดังภาพที่ 3-3 แต่อย่างไรก็ตามผู้ศึกษาคาดว่าหลังจากออกแบบการวางแผงบนหลังคาแล้วเสร็จนั้น ไม่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เทียบเท่ากับที่รับจากการไฟฟ้าที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 1,400 kW และสถานประกอบการมีความต้องการไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง ดังนั้นการต่อเข้ากับระบบควรเป็นแบบ On grid เพื่อแบ่งเบาการใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และรักษาเสถียรภาพของการใช้ไฟฟ้าของสถานประกอบการ จึงเป็นวิธีที่เหมาะสมกว่าแบบ Off grid ที่ใช้งานโดยตรงจากแผง เนื่องจากความไม่เสถียรจากแสงอาทิตย์ อาจทำให้เกิดผลกระทบและเป็นปัญหาต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าภายในสถานประกอบการ



บันทึกเมื่อวันที่ 2 กันยายน พ.ศ. 2562

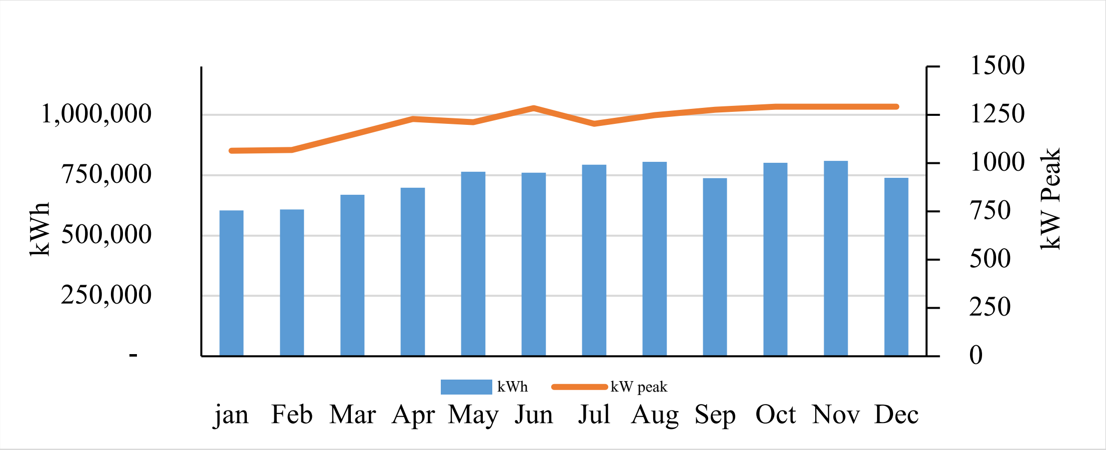
ภาพที่ 3-3 Load Profile ของกำลังไฟฟ้า 24 ชั่วโมง

ในการศึกษานี้ ทำการศึกษาข้อมูลการใช้ไฟฟ้าย้อนหลัง 2 ปี ได้แก่ พ.ศ. 2560 และ พ.ศ. 2561 การใช้ไฟฟ้าของสถานประกอบการในปี พ.ศ. 2561 มีค่าเฉลี่ย 873, 813 kWh ต่อเดือน ความต้องการการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 1,500 kW ดังภาพที่ 3-4



ภาพที่ 3-4 ปริมาณและพิกัดการใช้ไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2561

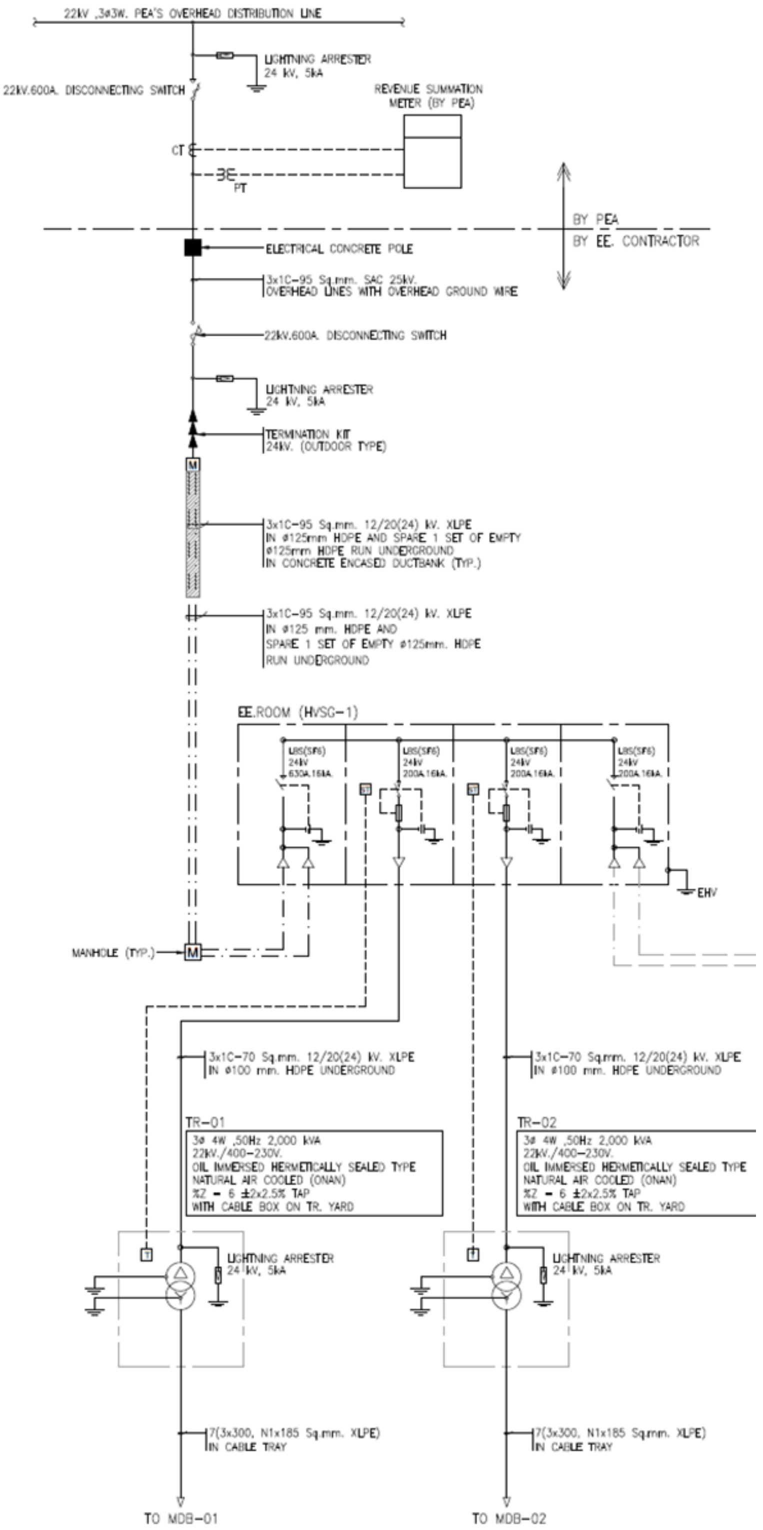
สำหรับในปี พ.ศ. 2560 สถานประกอบการมีค่าเฉลี่ย 732,380 kWh ต่อเดือน ความต้องการการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 1,300 kW ดังภาพที่ 3-5



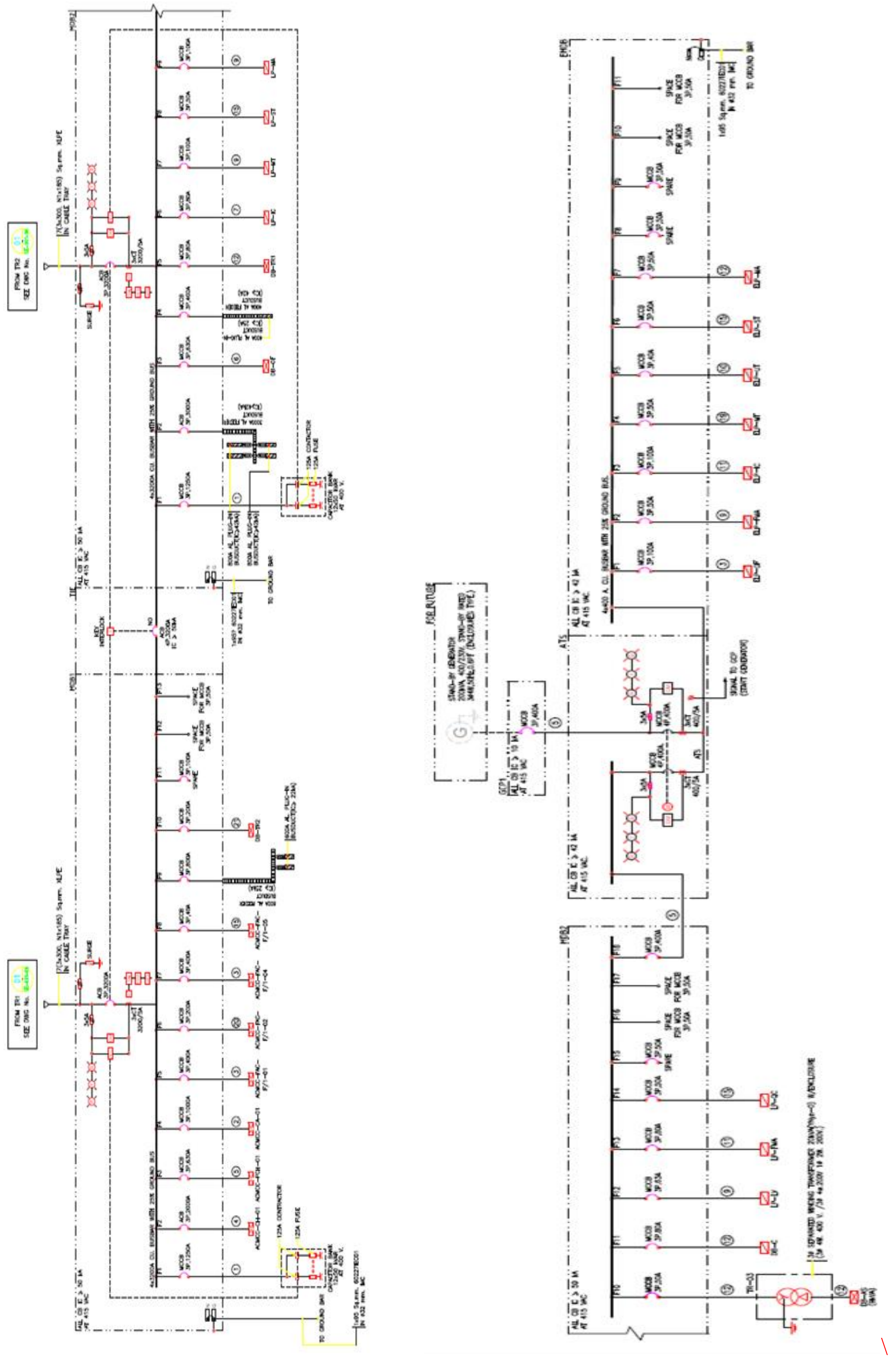
ภาพที่ 3-5 ปริมาณและพิกัดการใช้ไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2560

2. การเชื่อมต่อระบบเข้ากับระบบไฟฟ้า สถานประกอบการนี้รับไฟฟ้ามาจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แรงดันไฟฟ้าอยู่ที่ 22 kv ผ่านสายส่งแบ่งเข้ากับหม้อแปลงประเภทน้ำมัน ชนิด Δ-Y แรงดันด้านปฐมภูมิอยู่ที่ 22 kv แรงดันด้านทุติยภูมิอยู่ที่ 400/230V จำนวน 2 ตัว ตัวละ 2,000 kVA ดังภาพที่ 3-6 หลังจากนั้นเข้า Main distribution board (MDB) ของแต่ละตัวผ่าน Busbar จ่ายให้กับ

Main breaker ไปยัง Load ต่าง ๆ ด้านแรงดันต่ำ ดังภาพที่ 3-7 วิธีการต่อเข้ากับระบบ ต้องเป็นไปตามระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และต้องผ่านการตรวจสอบจากการไฟฟ้าเขตที่ตั้งด้วย และต้องติดตั้งระบบป้องกันตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อป้องกันปัญหาไฟฟ้าไหลย้อนกลับไประบบสายส่งขณะที่มีการตัดไฟเพื่อซ่อมบำรุงภายนอก ทำให้เกิดอันตรายต่อผู้ปฏิบัติงาน เป็นต้น



ภาพที่ 3-6 Single line diagram ด้านแรงดันสูง (22 kv)



ภาพที่ 3-7 Single line diagram ด้านแรงดันต่ำ (400/230)

การประเมินความเป็นไปได้ในการติดตั้งโซล่าร์เซลล์

1. การประเมินเครื่องจักรของสถานประกอบการ สถานประกอบการมีการมีใช้งานเครื่องจักรที่ใช้ไฟฟ้าในการทำงานทั้งหมด เครื่องจักรหลักที่มีการใช้ไฟฟ้าอย่างมีนัยสำคัญ แบ่งเป็น 3 ประเภท รายการเครื่องจักร แสดงในภาคผนวก ก. ดังนี้

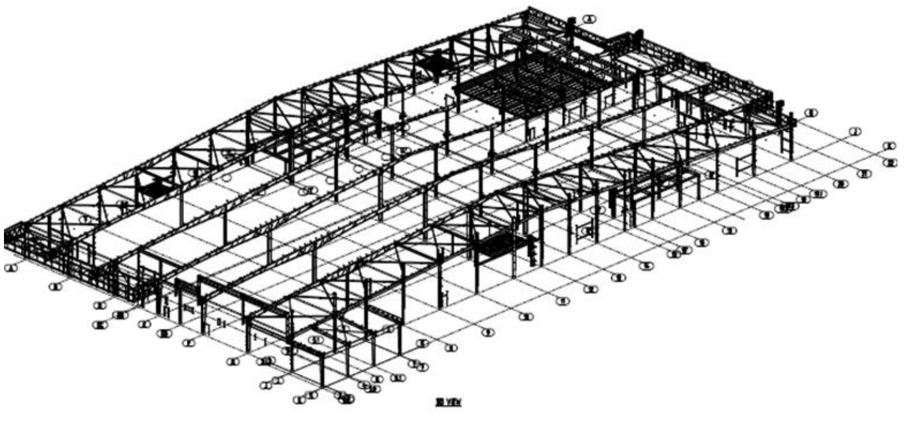
1.1 เครื่องจักรสาธารณูปโภค

1.2 เครื่องฉีดพลาสติก

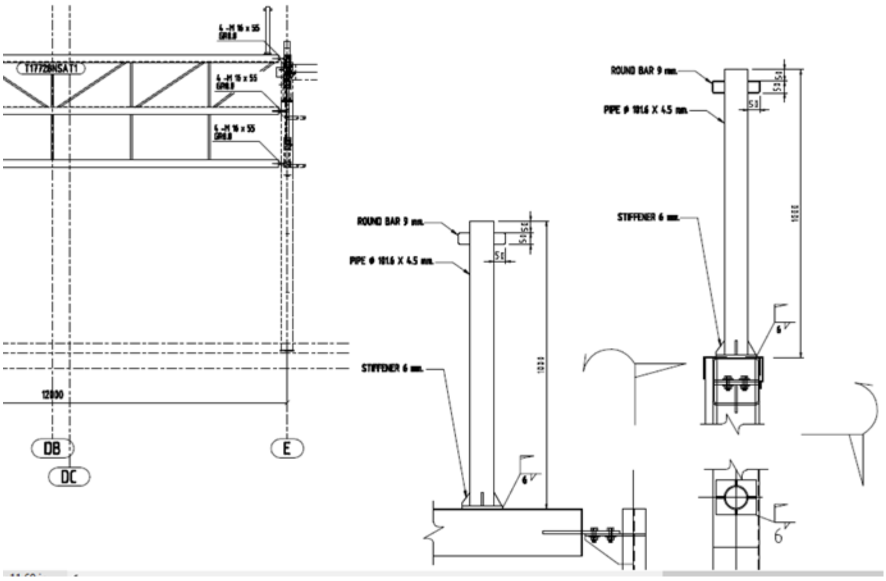
1.3 เครื่องปั๊ม (Stamping machine)

ผู้วิจัยต้องประเมินกำลังไฟฟ้าและค้นหาเครื่องจักรที่อาจสามารถนำพลังงานไฟฟ้าไปใช้ได้โดยไม่ต้องต่อ On grid ซึ่งจะสามารถลดขั้นตอนในการขออนุญาตได้ ตลอดจนการประเมินด้านกายภาพของตู้ MDB ว่าสามารถดัดแปลงเพื่อเชื่อมต่อไฟฟ้าจากแผงโซล่าร์เซลล์ได้หรือไม่

2. โครงสร้างอาคาร เพื่อความปลอดภัยในการวางแผงบนหลังคา สถานประกอบการมีแบบโครงสร้างอาคาร ตามแบบมีขนาดโครงสร้างตั้งแต่ฐานรากจนถึงโครงสร้างหลังคา การศึกษานี้จะนำขนาดของโครงสร้างตามแบบโครงสร้างที่มีอยู่ พร้อมน้ำหนักภาระต่าง ๆ ที่มีอยู่เดิมมารวมกับน้ำหนักแผงโซล่าร์เซลล์ ตลอดจนน้ำหนักตัวยึดแผง จากการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรมสำเร็จรูป เพื่อคำนวณหาน้ำหนักที่โครงสร้างสามารถรับได้ สถานประกอบการมีแบบโครงสร้างอาคาร ได้บอกซึ่งในแบบมีขนาดโครงสร้างตั้งแต่ฐานรากจนถึงโครงสร้างหลังคาโดยละเอียด ดังตัวอย่างภาพที่ 3-8 และภาพที่ 3-9



ภาพที่ 3-8 โครงสร้างอาคารโดยรวม



ภาพที่ 3-9 ตัวอย่างแสดงรายละเอียดของโครงสร้างที่ต้องศึกษาเพื่อคำนวณความสามารถในการรับน้ำหนักแผง PV

3. แนวทางการวางแผนโครงการ การคิดค่าใช้จ่าย และการลงทุนทางการเงิน แผนกำหนดระยะเวลาการติดตั้ง แผงแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar rooftop) เพื่อทดแทนการใช้พลังงานของบริษัท ทีอี คอนเนคทิวิตี้ จำกัด ดังตารางที่ 3-1 โดยการคำนวณหาต้นทุนและวางแผนการติดตั้ง จะใช้หลักการการจัดการโครงการ จะเริ่มตั้งแต่การวางแผนโครงการด้วยเครื่องมือ “โครงสร้างการจำแนกงาน” (Work breakdown structure หรือ W.B.S.) เพื่อกำหนดกิจกรรมต่าง ๆ ที่จะเกิดก่อนที่จะลงใน Project schedule โดยใช้ แผนภูมิแกนต์ (Gantt chart) ใน Gantt chart จะนำข้อมูลจาก WBS เพื่อประเมินค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน

เมื่อได้จำนวนเงินลงทุนแล้ว จะมีการคำนวณผลการประหยัดค่าไฟฟ้าที่ได้ นำมาคำนวณหา Payback โดยใช้เงื่อนไขทางการเงินต่าง ๆ เช่น ค่าเสื่อม อัตราเงินเฟ้อในแต่ละปี ค่าไฟฟ้าที่คาดว่าจะมีการปรับในแต่ละปี ค่าบำรุงรักษา และค่าใช้จ่ายเบ็ดเตล็ดอื่น

ID	Task Code	Task Name	Duration	พฤษจิกายน				ธันวาคม				มกราคม				กุมภาพันธ์				มีนาคม				เมษายน			
				W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7	W8	W9	W10	W11	W12	W13	W14	W15	W16	W17	W18	W19	W20	W21	W22	W23	W24
1		ศึกษาข้อมูลการติดตั้งของ PV	1 W																								
2		สำรวจโครงสร้างอาคารสถานระกอบการ	1 W																								
3		คำนวนหาขนาด PV ที่สามารถติดตั้งได้	1 W																								
4		ศึกษาข้อมูลของระบบไฟฟ้า เพื่อต่อ PV	1 W																								
5		คำนวนต้นทุนและผลตอบแทน	3 W																								
6		วางแผนติดตั้งโครงการ	3 W																								
7		เปรียบเทียบการลดการปลดปล่อยก๊าซ	2 W																								
8		หากเป็นไปได้ ดำเนินการขออนุมัติ	2 W																								
9		ดำเนินโครงการ	12 W																								

ภาพที่ 3-10 ตาราง Gantt chart แสดงขั้นตอนในการดำเนินการศึกษา

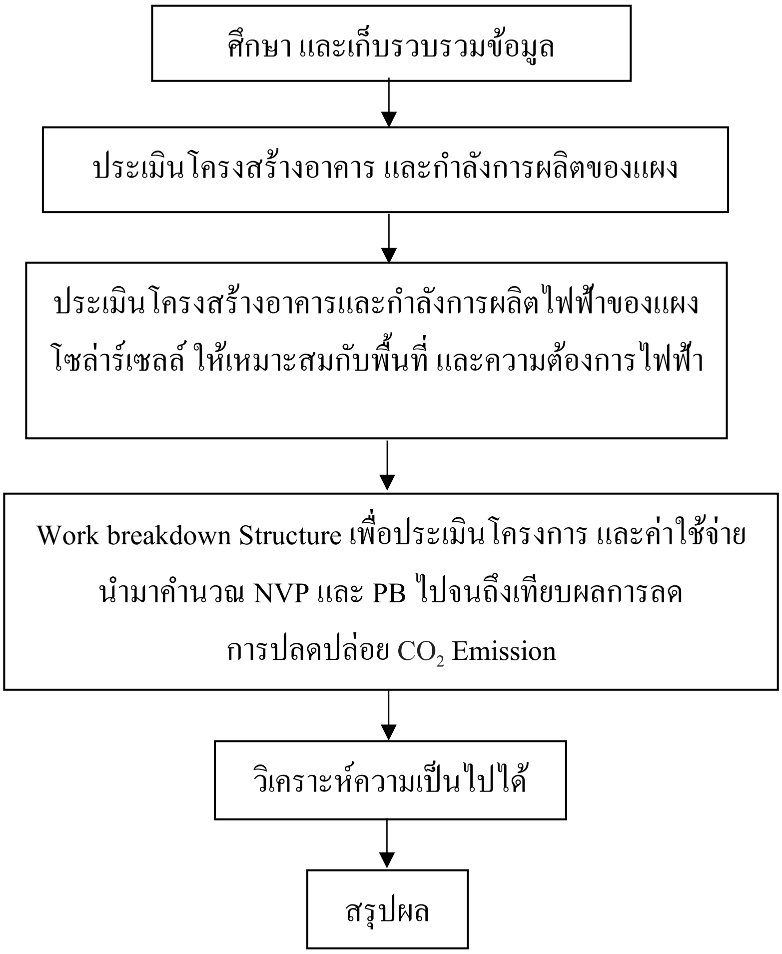
4. แนวทางการวิเคราะห์การลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก การศึกษานี้จะใช้ผลสรุปการประเมินการผลิตไฟฟ้าในหน่วยพลังงานไฟฟ้าจากแผงโซล่าร์เซลล์ นำมาเทียบกับปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากผู้ที่เคยศึกษาไว้แล้ว ชานนท์ จันทร์วงศ์ (2560) ได้การประเมินและการเปรียบเทียบปริมาณคาร์บอนฟุตพริ้นท์ของโรงไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Monocrystalline มีค่า 0.0723 $kgCO_2$-eq/kWh และโรงไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Polycrystalline มีค่า 0.0563 $kgCO_2$-eq/kWh ซึ่งทางผู้วิจัยได้นำชนิด Polycrystalline มาศึกษาความเป็นไปได้ เนื่องจากมีคาร์บอนฟุตพริ้นท์ น้อยที่สุด ตามการอ้างอิงผลวิจัยโดย ชานนท์ จันทร์วงศ์ อีกทั้งชนิดนี้เป็นที่นิยมกันอย่างแพร่หลาย หาซื้อได้ง่าย และราคาเหมาะสม

เมื่อได้พลังงานที่ออกมาจากการผลิตไฟฟ้าด้วยแผงโซล่าร์เซลล์แล้วจากนั้นแปรผลให้เป็นให้เป็น $kgCO_2$ โดยใช้ผลการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตได้ตามรายงานการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (การไฟฟ้าฝ่ายผลิต, 2560) ค่าการฟุ้งกระจายในอากาศ (Emission) จากการผลิตไฟฟ้าของปี 2560 อยู่ที่ 0.5672 $kgCO_2$-eq/kWh นำผลมาหักลบกับการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของการผลิตแผงโซล่าร์เซลล์ ที่ติดตั้ง เมื่อหักลบแล้ว จะสามารถทราบได้ว่าเมื่อมีการติดตั้ง แผงแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar rooftop) จะลดการปลดปล่อย CO_2 และสามารถคืนทุนก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในระยะเวลากี่ปี อีกด้วย

การดำเนินการวิจัย

ผู้วิจัยได้ร่างกรอบแนวคิดการศึกษา ดังภาพที่ 3-10 เริ่มจากศึกษาเก็บข้อมูลเปรียบเทียบ 2 ยี่ห้อ เก็บข้อมูลน้ำหนัก ขนาด ต่อแผง เพื่อให้เหมาะสมกับพื้นที่หลังคาของอาคาร จากนั้นจะได้จำนวนและน้ำหนักรวมของแผง นำไป Simulate ด้วยโปรแกรมสำเร็จรูป กับโครงสร้างที่มีอยู่

เมื่อได้กำลังไฟสูงสุดที่แผงโซล่าร์เซลล์สามารถผลิตได้ จึงขยายผลคำนวณหาอุปกรณ์อื่น ๆ เพื่อรองรับการติดตั้งระบบแผงโซล่าร์เซลล์ จากนั้นใช้วิธีการประเมินโครงการเพื่อคิดค่าใช้จ่ายนำมาคำนวณ NPV และ PB โดยใช้ข้อมูลเปรียบเทียบ 2 ยี่ห้อ คือ Canadian solar และยี่ห้อ Astro solar ที่มีขนาด Out put ต่อแผงเท่ากัน สุดท้ายคือการเทียบผลการลดการปลดปล่อย CO_2 Emission ของการติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์



ภาพที่ 3-11 กรอบแนวคิดการศึกษา

บทที่ 4
ผลการวิจัย

ในกรณีศึกษานี้ เลือกศึกษาแผงโซล่าร์เซลล์ที่ผลิตจากประเทศจีน 2 ยี่ห้อ ได้แก่ Canadian solar และ Astro solar และวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์ การรับน้ำหนักของโครงสร้าง และลดการปลดปล่อยก๊าซ CO_2 จากวัฏจักรชีวิตของการใช้ไฟฟ้าจากแผงแสงอาทิตย์บนหลังคา

ประสิทธิภาพของแผงโซล่าร์เซลล์ที่ศึกษา

การเปรียบเทียบแผงโซล่าร์เซลล์ จำนวน 2 ยี่ห้อ ได้แก่ ยี่ห้อ Canadian solar ผลิตจากประเทศจีน กำลังไฟฟ้า 320 W และยี่ห้อ Astro solar ผลิตจากประเทศจีน กำลังไฟฟ้า 325 W ดังตารางที่ 4-1 พบว่า ยี่ห้อ Canadian solar ที่ผลิตจากประเทศจีนแต่มาตรฐาน Canada มีแรงดันไฟฟ้า Output ที่สูงกว่า 1% แต่ราคาสูงกว่า 1-2 % เมื่อเปรียบเทียบกับยี่ห้อ Astro แต่สิ่งที่ผู้ศึกษาพบ คือ อุณหภูมิ มีผลต่อประสิทธิภาพของยี่ห้อ Astro ได้ลดลงอย่างเห็นได้ชัดเมื่อ อุณหภูมิสูงขึ้น ซึ่งบ่งชี้ได้ถึงคุณภาพสินค้าทั้งสองยี่ห้อ

ตารางที่ 4-1 ข้อมูลของแผงโซล่าร์เซลล์ สองชนิดที่ศึกษา (ข้อมูลจากผู้ผลิต)

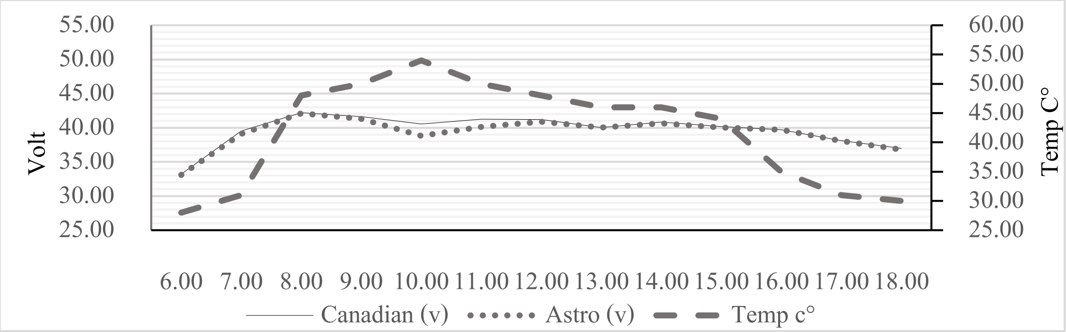
Description	Astro	Canadian
Power (Watt)	325.00	320.00
Volt (V)	37.11	36.80
Current (A)	8.77	8.69
Short circuit (A)	9.48	9.26
Temp (C°)	46.00	60.00
Maximum system voltage (V)	1,500.00	1,000.00
Module Efficiency	16.00	16.97
L (mm)	1,954.00	1,960.00
W (mm)	999.00	992.00
H (mm)	40.00	35.00
Weight (kg)	21.80	22.40
IP	67.00	68.00
Price (THB)	5,200.00	5,400.00

การทดลองที่ 1

เปรียบเทียบประสิทธิภาพของแผง โดยการนำแผงโซล่าร์เซลล์ทั้งสองยี่ห้อ วางในทิศทาง และองศาระนาบเดียวกัน เพื่อให้ได้รับแสงเท่ากันทุกประการ ดังภาพที่ 4-1 พบว่า ยี่ห้อ Canadian มีประสิทธิภาพดีกว่า 1% ซึ่งถือว่าไม่มีนัยสำคัญ แต่ทั้งนี้ผู้ศึกษาได้สังเกตว่า ช่วงที่อุณหภูมิสูง ยี่ห้อ Astro มีแรงดันไฟฟ้าที่น้อยลงกว่ายี่ห้อ Canadian ประมาณ 5% ด้วย ประการนี้ ผู้ศึกษาได้เห็นถึงความเสถียรของยี่ห้อ Canadian ที่ดีกว่า จึงนำยี่ห้อนี้มาทำการศึกษา

ภาพที่ 4-1 การติดตั้งเพื่อเปรียบเทียบประสิทธิภาพของแผงทั้งสองยี่ห้อ

หลังจากบันทึกและแสดงผล พบว่า แผงยี่ห้อ Canadian มีแรงดันไฟฟ้าที่สูงกว่า 1% ดังภาพที่ 4-2 และตารางที่ 4-2



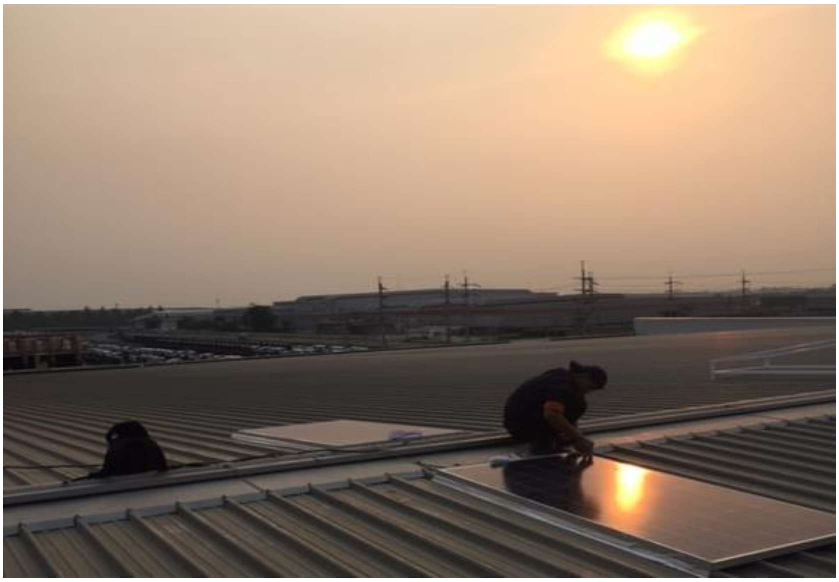
ภาพที่ 4-2 แรงดันไฟฟ้าของแผงทั้งสองยี่ห้อ และอุณหภูมิแผง

ตารางที่ 4-2 ผลเปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าของทั้งสองยี่ห้อ

Time	Canadian (v)	Astro (v)	Temp c°
6.00	33.20	33.10	28.00
7.00	39.50	39.10	31.00
8.00	42.20	42.10	48.00
9.00	41.63	41.32	50.00
10.00	40.54	38.79	54.00
11.00	41.26	40.13	50.00
12.00	41.20	40.89	48.00
13.00	40.03	40.01	46.00
14.00	40.83	40.63	46.00
15.00	40.16	40.01	44.00
16.00	39.70	39.69	35.00
17.00	38.10	38.04	31.00
18.00	37.00	36.80	30.00

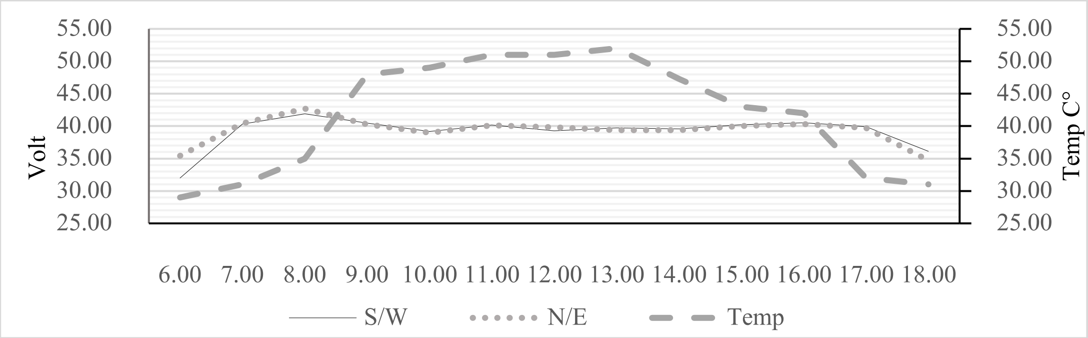
การทดลองที่ 2

เปรียบเทียบการติดตั้งแผงด้านทิศตะวันออกเฉียงเหนือ (รับแดดได้ดี ช่วงเช้า) ด้านทิศตะวันตกเฉียงใต้ (รับแดดได้ดีช่วงบ่าย) ดังภาพที่ 4-3



ภาพที่ 4-3 การติดตั้งเพื่อเปรียบเทียบหาทิศที่มีประสิทธิภาพการรับแสงสูงสุด

หลังจากบันทึกและแสดงผล พบว่า ทั้งสองด้านให้ประสิทธิภาพการรับแสงต่างกัน เฉพาะในช่วงเช้าก่อนเวลา 07.00 น. และช่วงเย็นหลังเวลา 17.00 น. เท่านั้น ซึ่งถือว่าเป็นเวลาอันสั้น แรงดันไฟฟ้าไม่แตกต่างกัน ดังภาพที่ 4-4 และตารางที่ 4-3

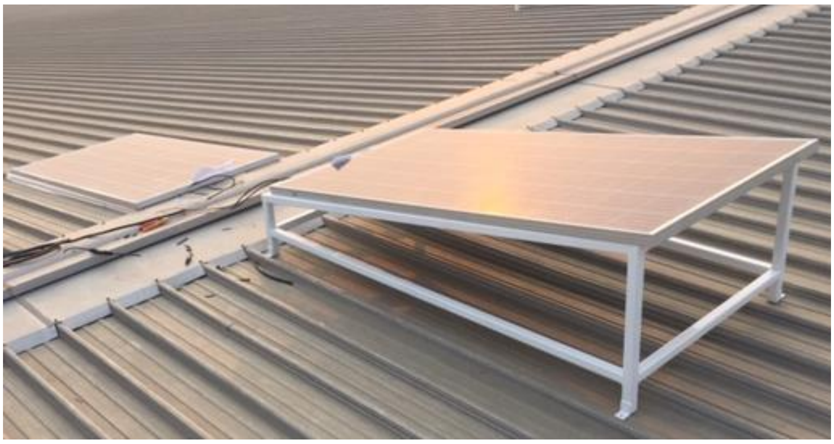


ภาพที่ 4-4 ความแตกต่างด้านประสิทธิภาพการรับแสงของการติดตั้งทั้งสองทิศ

ตารางที่ 4-3 เปรียบเทียบแรงดันไฟฟ้าของทั้งสองทิศทาง

Time	S/W	N/E	Temp
6.00	32.00	35.40	29.00
7.00	40.30	40.41	31.00
8.00	41.90	42.70	35.00
9.00	40.49	40.27	48.00
10.00	39.16	38.98	49.00
11.00	40.15	40.12	51.00
12.00	39.30	39.84	51.00
13.00	39.70	39.40	52.00
14.00	39.58	39.37	47.30
15.00	40.20	40.00	43.00
16.00	40.50	40.30	42.00
17.00	39.94	39.71	32.00
18.00	36.10	34.70	31.00

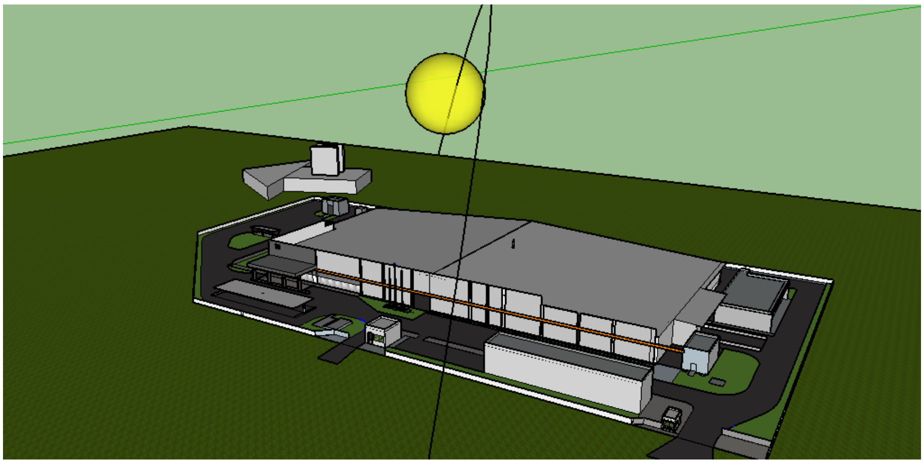
หลังจากเปรียบเทียบกับแผงที่รับแสงทั้งสองด้าน ประกอบกับการวิเคราะห์ด้านต้นทุน พบว่า ไม่จำเป็นต้องทำขาตั้งแผงเพื่อรับแสง เนื่องจากราคาขาตั้งด้านทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือ ราคา 1,500 บาท โดยหากติดตั้งครบทุกแผงจะมีราคาประมาณ 1,000,000 บาท ทำให้จุดคุ้มทุนอยู่ที่ 4.85 ปี และอีกประการคือขาตั้ง ดังภาพที่ 4-5 มีน้ำหนักประมาณ 20 KG/SQM ส่งผลให้หลังคา รับน้ำหนักเพิ่มเติมซึ่งมากเกินพิกัดที่รับได้



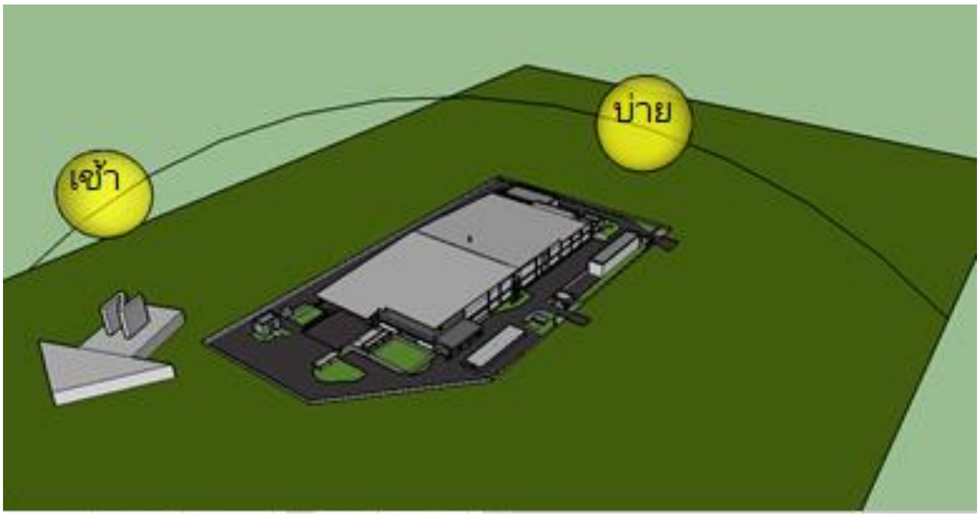
ภาพที่ 4-5 ขาตั้งเพื่อชดเชยองศาของหลังคาที่ลาดเอียง

ทิศทางและขนาดการติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์

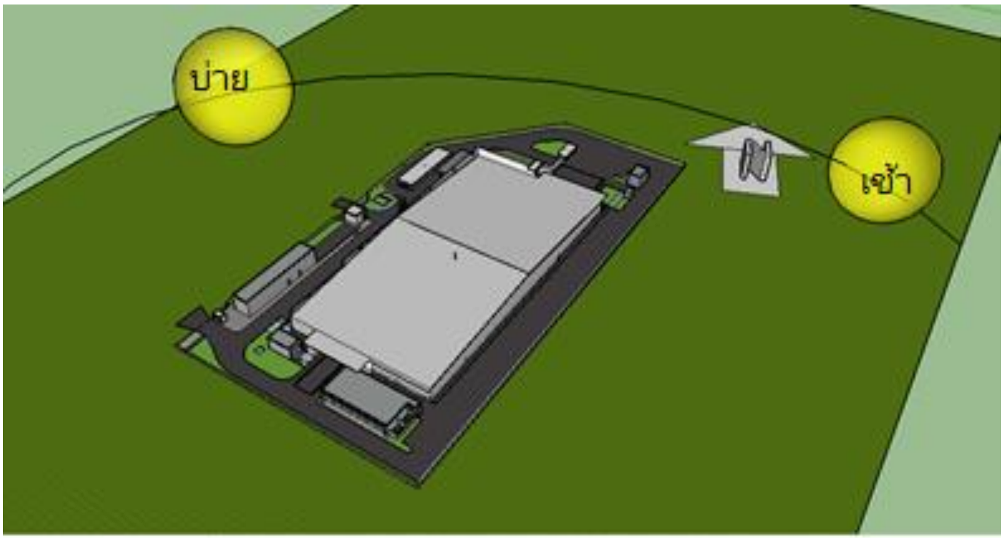
จากการศึกษาข้อมูลทางดาราศาสตร์และสำรวจหลังคาของสถานประกอบการ ได้จำลองภาพสามมิติการเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์ที่เอียง 23.5 องศา จากทิศตะวันออกไปยังตะวันตก มีความพอดีที่หลังคาลาดทางตะวันออกเฉียงเหนือได้รับความเข้มสูงสุดในเวลาช่วงเช้า และทิศตะวันตกเฉียงใต้จะได้รับความเข้มของแสงอาทิตย์ในเวลาช่วงบ่าย เพื่อให้มองภาพได้ชัดเจนขึ้น ดังภาพที่ 4-6 ภาพที่ 4-7 และภาพที่ 4-8



ภาพที่ 4-6 ถึงทิศทางและองศาการเคลื่อนที่ของดวงอาทิตย์



ภาพที่ 4-7 มุมมองหลังคาด้านทิศตะวันออกเฉียงเหนือ จะได้รับแสงได้ดีในช่วงเช้า



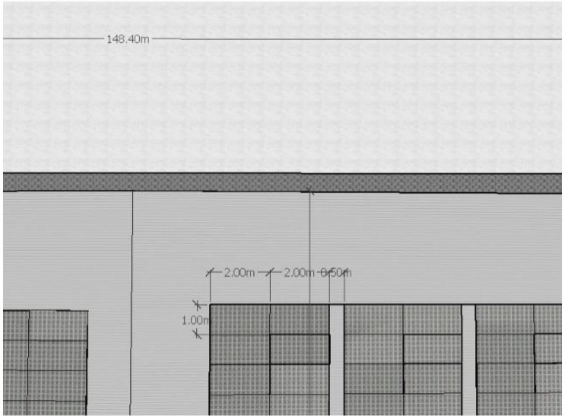
ภาพที่ 4-8 มุมมองหลังคาด้านทิศตะวันตกเฉียงใต้ จะได้รับแสงได้ดีในช่วงบ่าย

การวางแผนโครงการและขออนุญาตติดตั้ง กรณีต้องติดตั้งเกิน 1,000 kW

ก่อนที่จะมีการเริ่มเขียนแผนโครงการ ผู้ศึกษาได้ทำการจำลองการติดตั้งในโปรแกรมสำเร็จรูป เพื่อหาจำนวนของแผงโซล่าร์เซลล์ที่ติดตั้งบนหลังคา ยาว 148 กว้าง 73 เมตร มีพื้นที่ทั้งหมด 10,804 ตารางเมตร ขนาดแผงกว้าง 1 เมตร ยาว 2 เมตร จะสามารถวางได้สูงสุด 5,402 แผง แต่จะถูกเว้นช่องว่างเพื่อซ่อมบำรุง และเว้นเงาจากผนังที่บดบังแสง ผลที่จำลองจะเหลือจำนวน 3,500 แผง คิดเป็นกำลังการผลิต 1,155 kW ดังภาพที่ 4-9 และภาพที่ 4-10 แต่หากพิจารณา

ข้อกฎหมาย พบว่า หากติดตั้งแต่ 1,000 kW นั้นจะเข้าข่าย พ.ร.บ. การประกอบกิจการพลังงาน 2550 เพื่อกำกับตามแนวนโยบาย ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า คุณภาพบริการ ต้องขออนุญาตต่อ กกพ. ด้วยทางสถานประกอบการได้ขึ้นทะเบียนกับกรมโรงงาน ฯ เป็นผู้ผลิตชิ้นส่วนยานยนต์เท่านั้น และผู้ศึกษามีวัตถุประสงค์ในการติดตั้ง เพื่อลดค่าใช้จ่ายด้านการใช้ไฟฟ้า มิได้มีวัตถุประสงค์ที่จะจำหน่ายเพื่อหวังผลกำไรจากการขายไฟฟ้า อีกทั้งอาจจะเกิดความล่าช้าและค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้นจากการดำเนินการ หากมีการติดตั้งจนเต็มพื้นที่เพียง 470 แผง ดังนั้น เพื่อเป็นเป็นไปตามวัตถุประสงค์ลดระยะเวลาและค่าใช้จ่าย ผู้ศึกษามีความเห็นว่าจะมีการติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์จำนวน 3,030 แผง หรือ 999 kW ก็เพียงพอต่อการดำเนินโครงการ

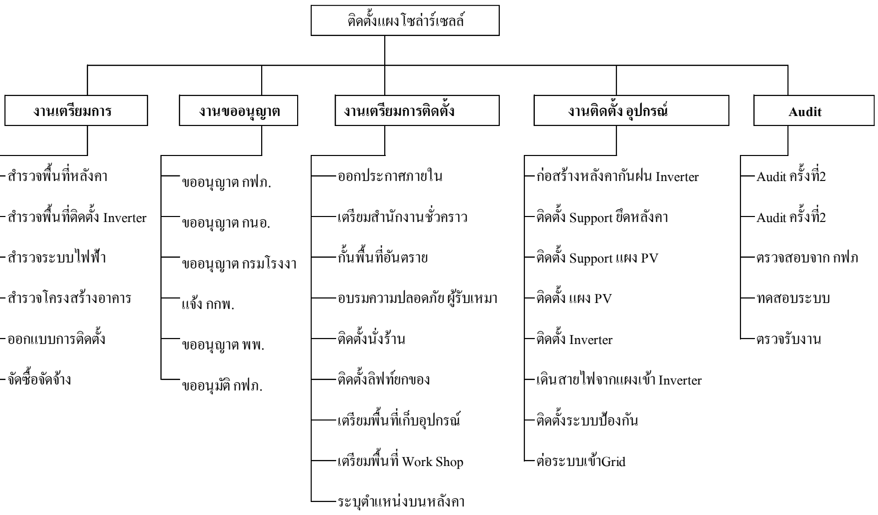
ภาพที่ 4-9 การประมาณจำนวนแผงโซล่าร์เซลล์ด้วยโปรแกรมสำเร็จรูป



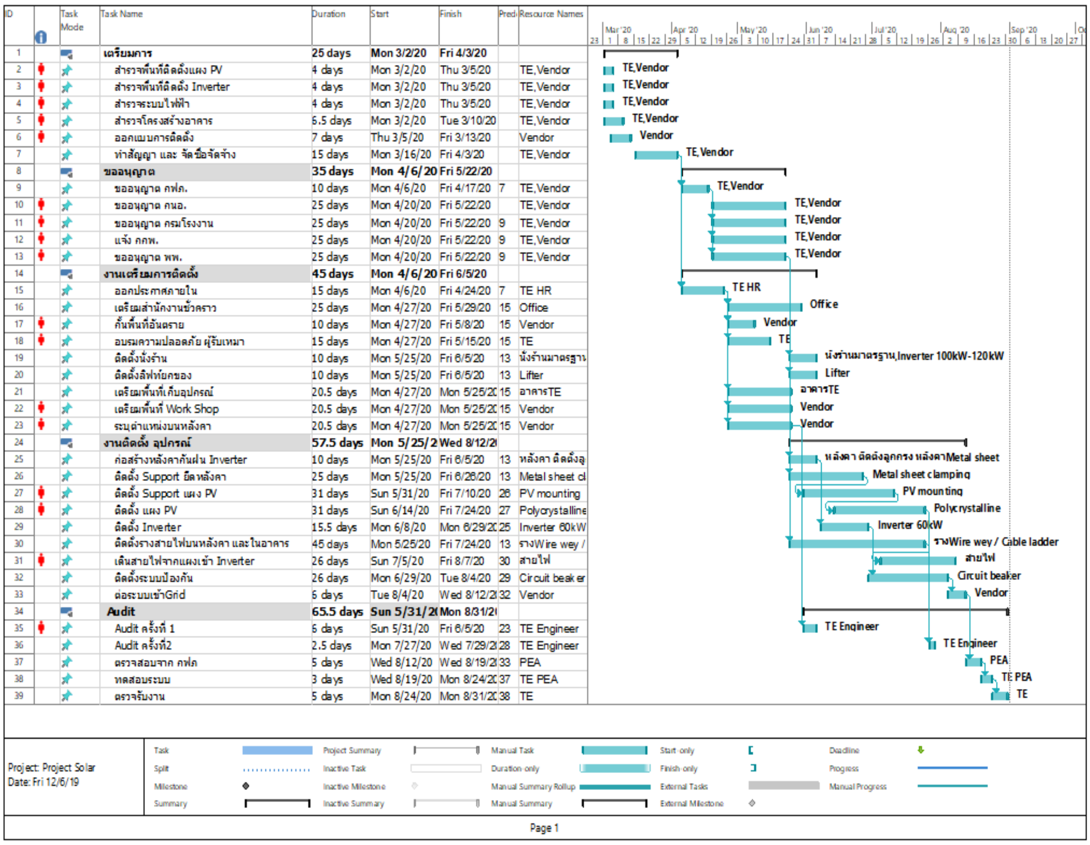
ภาพที่ 4-10 ภาพขยายการจำลองวางแผงบนหลังคาด้วยขนาดจริง

หลังจากการจำลองการติดตั้งและกำหนดเงื่อนไข พบว่า แผงโซล่าร์เซลล์จำนวน 3,030 แผง จะให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตออกมา 990 kW ดังนั้นผู้ศึกษาจึงกำหนดกิจกรรมต่าง ๆ ที่จะเกิดขึ้น โดยเขียนลงในแผนภูมิแกนต์ (Gantt chart) เพื่อสร้าง Project schedule โดยใช้ข้อมูลจากโครงสร้างการจำแนกงาน (Work breakdown structure) ประเมินค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน พบว่า ค่าใช้จ่ายของโครงการอยู่ที่ 27 ล้านบาท ใช้เวลาในการดำเนินงานตั้งแต่เตรียมการ และขออนุญาตเป็นระยะเวลา 3 เดือน และใช้ระยะเวลาในการดำเนินการติดตั้งเป็นเวลา 3 เดือน มีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาอยู่ที่ปีละ 300,000 บาท

การทำกำหนดการของโครงการ จะเริ่มตั้งแต่การวางแผนโครงการด้วยเครื่องมือ ห "โครงสร้างการจำแนกงาน" (Work breakdown structure หรือ W.B.S.) เพื่อให้ทราบว่า ต้องมีเครื่องมือ อุปกรณ์ และบุคลากร ดังภาพที่ 4-11 จากนั้นเขียนแผนภูมิแกนต์เพื่อกำหนดรายละเอียดในทุกขั้นตอนตลอดจนค่าใช้จ่าย ดังภาพที่ 4-12



ภาพที่ 4-11 โครงสร้างการจำแนกงาน (Work breakdown structure)



ID	Task Name	Duration	Start	Finish	Pred	Resource Names
1	**เตรียมการ**	**25 days**	**Mon 3/2/20**	**Fri 4/3/20**		
2	สำรวจพื้นที่ติดตั้งแผง PV	4 days	Mon 3/2/20	Thu 3/5/20		TE,Vendor
3	สำรวจพื้นที่ติดตั้ง Inverter	4 days	Mon 3/2/20	Thu 3/5/20		TE,Vendor
4	สำรวจระบบไฟฟ้า	4 days	Mon 3/2/20	Thu 3/5/20		TE,Vendor
5	สำรวจโครงสร้างอาคาร	6.5 days	Mon 3/2/20	Tue 3/10/20		TE,Vendor
6	ออกแบบการติดตั้ง	7 days	Thu 3/5/20	Fri 3/13/20		Vendor
7	ทำสัญญา และ จัดซื้อจัดจ้าง	15 days	Mon 3/16/20	Fri 4/3/20		TE,Vendor
8	**ขออนุญาต**	**35 days**	**Mon 4/6/20**	**Fri 5/22/20**		
9	ขออนุญาต กฟภ.	10 days	Mon 4/6/20	Fri 4/17/20	7	TE,Vendor
10	ขออนุญาต กนอ.	25 days	Mon 4/20/20	Fri 5/22/20		TE,Vendor
11	ขออนุญาต กรมโรงงาน	25 days	Mon 4/20/20	Fri 5/22/20	9	TE,Vendor
12	แจ้ง กกพ.	25 days	Mon 4/20/20	Fri 5/22/20	9	TE,Vendor
13	ขออนุญาต พพ.	25 days	Mon 4/20/20	Fri 5/22/20	9	TE,Vendor
14	**งานเตรียมการติดตั้ง**	**45 days**	**Mon 4/6/20**	**Fri 6/5/20**		
15	ออกประกาศภายใน	15 days	Mon 4/6/20	Fri 4/24/20	7	TE HR
16	เตรียมสำนักงานชั่วคราว	25 days	Mon 4/27/20	Fri 5/29/20	15	Office
17	กั้นพื้นที่อันตราย	10 days	Mon 4/27/20	Fri 5/8/20	15	Vendor
18	อบรมความปลอดภัย ผู้รับเหมา	15 days	Mon 4/27/20	Fri 5/15/20	15	TE
19	ติดตั้งนั่งร้าน	10 days	Mon 5/25/20	Fri 6/5/20	13	นั่งร้านมาตรฐา
20	ติดตั้งลิฟท์ยกของ	10 days	Mon 5/25/20	Fri 6/5/20	13	Lifter
21	เตรียมพื้นที่เก็บอุปกรณ์	20.5 days	Mon 4/27/20	Mon 5/25/2	15	อาคารTE
22	เตรียมพื้นที่ Work Shop	20.5 days	Mon 4/27/20	Mon 5/25/2	15	Vendor
23	ระบุตำแหน่งบนหลังคา	20.5 days	Mon 4/27/20	Mon 5/25/2	15	Vendor
24	**งานติดตั้ง อุปกรณ์**	**57.5 days**	**Mon 5/25/2**	**Wed 8/12/2**		
25	ก่อสร้างหลังคากันฝน Inverter	10 days	Mon 5/25/20	Fri 6/5/20	13	หลังคา ติดตั้งอุ
26	ติดตั้ง Support ยึดหลังคา	25 days	Mon 5/25/20	Fri 6/26/20	13	Metal sheet cl
27	ติดตั้ง Support แผง PV	31 days	Sun 5/31/20	Fri 7/10/20	26	PV mounting
28	ติดตั้ง แผง PV	31 days	Sun 6/14/20	Fri 7/24/20	27	Polycrystalline
29	ติดตั้ง Inverter	15.5 days	Mon 6/8/20	Mon 6/29/2	25	Inverter 60kW
30	ติดตั้งรางสายไฟบนหลังคา และในอาคาร	45 days	Mon 5/25/20	Fri 7/24/20	13	รางWire wey /
31	เดินสายไฟจากแผงเข้า Inverter	26 days	Sun 7/5/20	Fri 8/7/20	30	สายไฟ
32	ติดตั้งระบบป้องกัน	26 days	Mon 6/29/20	Tue 8/4/20	29	Circuit beak er
33	ต่อระบบเข้าGrid	6 days	Tue 8/4/20	Wed 8/12/2	32	Vendor
34	**Audit**	**65.5 days**	**Sun 5/31/2**	**Mon 8/31/2**		
35	Audit ครั้งที่ 1	6 days	Sun 5/31/20	Fri 6/5/20	23	TE Engineer
36	Audit ครั้งที่2	2.5 days	Mon 7/27/20	Wed 7/29/2	28	TE Engineer
37	ตรวจสอบจาก กฟภ	5 days	Wed 8/12/20	Wed 8/19/2	33	PEA
38	ทดสอบระบบ	3 days	Wed 8/19/20	Mon 8/24/2	37	TE PEA
39	ตรวจรับงาน	5 days	Mon 8/24/20	Mon 8/31/2	38	TE

ภาพที่ 4-12 แผนภูมิแกนต์ของการวางแผนงานและประเมินค่าใช้จ่าย

หลังจากมีการทำโครงสร้างการจำแนกงาน และแผนภูมิ Gantt เรียบร้อยแล้ว ผู้ศึกษาได้ประมาณราคาและอุปกรณ์หลักต่าง ๆ ออกมาได้ ดังตารางที่ 4-4

ตารางที่ 4-4 การจำแนกรายละเอียดของอุปกรณ์ที่ใช้

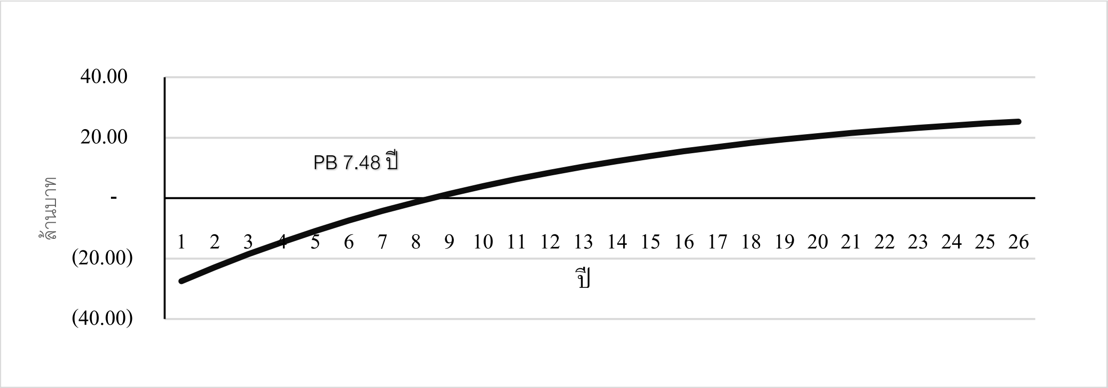
ID	รายละเอียดและอุปกรณ์ที่ใช้	จำนวน	หน่วย	หน่วยละ	จำนวนเงิน (บาท)
1	Inverter Room	1	Set	250000	250,000.00
3	Earth plate	3030	pcs	1000	3,030,000.00
4	Cable clip	7500	pcs	20	150,000.00
5	PV Panels Sunergy 72 cell 330 Wp	3030	pcs	5000	15,150,000.00
6	Inverter Huawei 60kW	15	pcs	210000	3,150,000.00
7	DC Cables (Lapp 6mm²)	24000	m	40	960,000.00
8	AC Cables 120mm²	400	m	680	272,000.00
9	AC Cables 240mm²	200	m	1209	241,800.00
10	Monitoring System	1	set	150000	150,000.00
11	LAN Cat 6	500	m	20	10,000.00
12	Main switch on MDB	1	pc	100000	100,000.00
13	MC4 Connectors	250	pcs	80	20,000.00
14	Cable Trays on the roof	2500	m	1000	2,500,000.00
15	Cable Trays inside building	200	m	1000	200,000.00
16	Zero export relay	1	sum	500000	500,000.00
17	Consumables	1	Sum	250000	250,000.00
18	Labor cost	1	Job	550000	550,000.00
	Total				27,483,800.00

ผลการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์จากการลงทุน

หลังจากการประเมินค่าใช้จ่ายของโครงการที่ 27 ล้านบาท ได้มีการใช้เงื่อนไขที่เกี่ยวข้องมาคำนวณ เริ่มตั้งแต่มีค่าบำรุงรักษาที่เริ่มต้นที่ 3 แสนบาทต่อปี และมีอัตราเพิ่มขึ้น 10% ทุก ๆ ปี การคำนวณค่าไฟพื้นฐานช่วง Peak ใช้เวลาในการผลิตไฟฟ้าจากแผง 5 ชั่วโมงต่อวัน ทั้งหมด 22 วันต่อเดือน ส่วน Off peak ใช้เวลาในการผลิตไฟไฟฟ้าจากแผง 5 ชั่วโมงต่อวัน ทั้งหมด 8 วันต่อเดือน (คิดตามอัตรา TOU ที่สถานประกอบการใช้อยู่) อีกทั้งได้หักค่าเสื่อมสภาพของแผง 7% ต่อปี ค่าเสื่อมสภาพของ Inverter 5% ต่อปี กำหนดอายุของการติดตั้ง แผงแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar rooftop) 25 ปี และการคำนวณทางเศรษฐศาสตร์โดยใช้เงินลงทุน 27.5 ล้านบาทนั้น โดยทำ

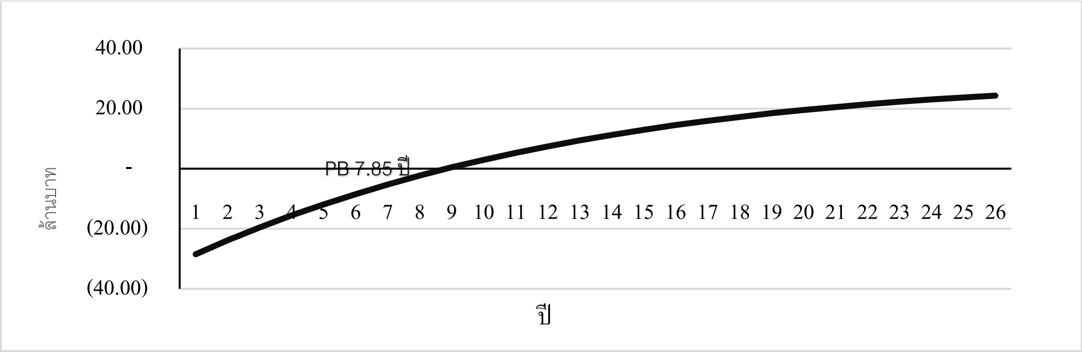
ตาราง Cash flow ในแต่ละปี และใช้หลักการทางการเงินด้วย Discount factor ที่ 10% จะได้ NPV อยู่ที่ 25,894,550.25 ดังตารางภาคผนวก ฉ.

เมื่อพิจารณาจากตารางภาคผนวก ฉ. พบว่า ระยะเวลาคืนทุนของการติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์มีค่า 7.48 ปี ด้วยผลของกระแสเงินสดสะสม จากติดลบในปีแรกจนมีค่าเป็น 0 ในปีที่ 7.48 จากนั้นมีค่าเป็นบวกในปีถัดไป นั่นหมายถึงผลกำไรจะเริ่มตั้งแต่ปีที่ 7.48 เป็นต้นไป ดังภาพที่ 4-13



ภาพที่ 4-13 จุดคุ้มทุนในการติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์

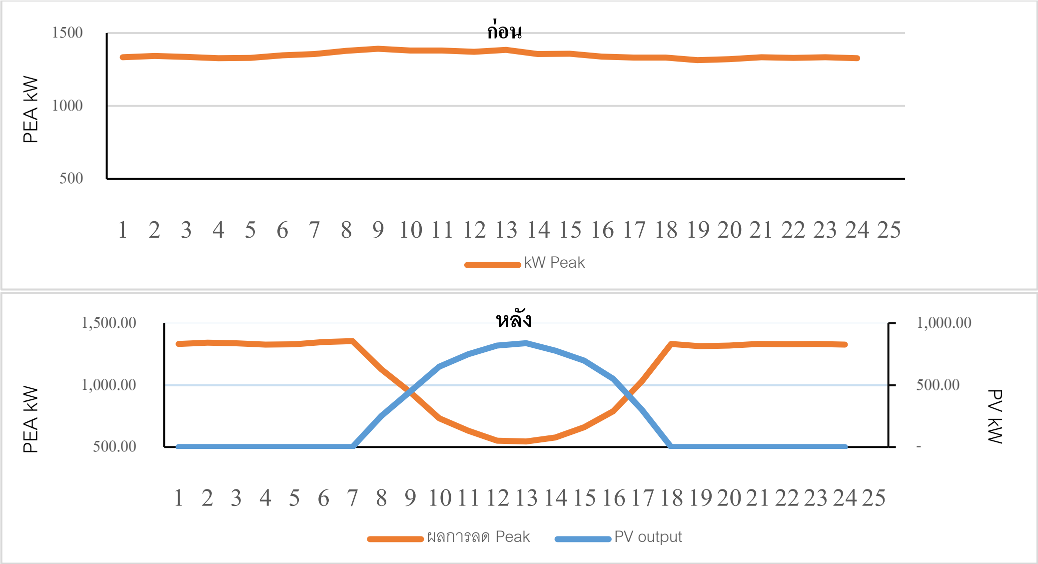
จากการศึกษาของ ฉัตร ผลนาค และคณะ (2560) เรื่องการประเมินประสิทธิภาพระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ การเอียง 40 30 และ 20 องศา พบว่า แผงมีประสิทธิภาพอยู่ที่ 12.52% 12.54% และ 12.58% ตามลำดับ จะเห็นได้ว่าการเอียงแผง 10 องศา ทำให้ประสิทธิภาพต่างกัน 0.02% ด้วยการลงทุนเพิ่มประมาณ 100,000 บาท ผู้วิจัยได้นำเงินลงทุนส่วนเพิ่มเติมมาคำนวณหา PB ในการติดตั้ง ตัวปรับองศาทำให้ PB เพิ่มขึ้นจาก 7.48 เป็น 7.85 ปี ดังภาพที่ 4.14



ภาพที่ 4-14 จุดคุ้มทุนของการเอียงแผงรับแสงอาทิตย์

ทั้งนี้การขนานแผงไปกับหลังคาที่มีมุมเอียง 4 องศา ไปทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ มิได้มีผลแต่อย่างไร เพื่อตัดปัญหาเรื่องน้ำหนัก และการยกแผงขึ้นสูง จนเป็นการขวางทิศทางลม ทำให้กรณีลมพายุพัดแผงโซล่าร์เซลล์ ส่งผลให้หลังคาเกิดความเสียหาย หรืออีกประการ คือ หากเอียงแผงอาจทำให้เกิดปัญหาทางน้ำไหลตามร่องหลังคาไม่เท่ากัน ทำให้น้ำฝนล้นร่องของเมทัลชีท จนไหลลงสู่ภายในอาคารเกิดความเสียหายต่อทรัพย์สินภายในอาคารได้ ดังนั้นผลการสำรวจหลังคา ผู้ศึกษามีความเห็นว่า ควรดำเนินการติดตั้งแนบไปกับหลังคา เป็นวิธีการที่ดีที่สุด

จากการประเมินค่า Demand ด้วยการเทียบ Load profile และไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงโซล่าร์เซลล์ พบว่า สามารถลดค่าใช้จ่ายของ Demand charge ได้ 1.8% ผลการลดค่า Demand นั้น ไม่สามารถลดได้สูงตามข้อสมมติฐาน เนื่องจากความเข้มแสงเริ่มลดลงเวลา 16.00 น. แต่การใช้พลังงานหลังจาก 16.00 น. ยังคงอยู่ที่ 1,332 kW จากเดิมอยู่ที่ 1,384 kW ลดลง 52 kW ดังตารางที่ 4-5 การคำนวณเปรียบเทียบ และภาพที่ 4-15 แสดงการเปรียบเทียบการใช้ไฟฟ้า และการผลิตไฟฟ้าตามช่วงเวลา



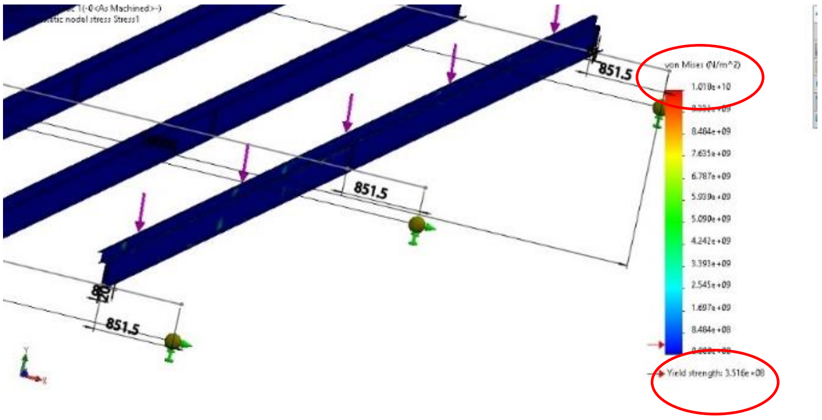
ภาพที่ 4-15 แผนภูมิเปรียบเทียบค่า Demand ก่อนติดตั้ง และหลังติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์

	Time	TR1	TR2	kW Peak	PV output	ความเข้มแสงเทียบเป็น(%)	ผลการลด Peak	
Off Peak	0	624	710	1334	-	-	1,334.00	
	1	626	717	1343	-	-	1,343.00	
	2	623	714	1337	-	-	1,337.00	
	3	613	715	1328	-	-	1,328.00	
	4	618	712	1330	-	-	1,330.00	
	5	624	724	1348	-	-	1,348.00	
	6	626	730	1356	-	-	1,356.00	
	7	630	747	1377	249.75	0.25	1,127.25	
	8	636	756	1392	449.55	0.45	942.45	
Peak 9 - 21:00	9	641	740	1381	649.35	0.65	731.65	ช่วงที่ลดค่า Peak ได้
	10	645	736	1381	749.25	0.75	631.75	
	11	652	719	1371	819.18	0.82	551.82	
	12	623	761	1384	839.16	0.84	544.84	
	13	625	730	1355	779.22	0.78	575.78	
	14	646	713	1359	699.30	0.70	659.70	
	15	647	692	1339	549.45	0.55	789.55	
	16	629	703	1332	299.70	0.30	1,032.30	ช่วงที่ไม่สามารถลดค่า Peak
	17	628	704	1332	-	-	1,332.00	
	18	623	691	1314	-	-	1,314.00	
	19	608	713	1321	-	-	1,321.00	
	20	631	702	1333	-	-	1,333.00	
	21	636	694	1330	-	-	1,330.00	
Off Peak	22	645	689	1334	-	-	1,334.00	
	23	616	711	1327	-	-	1,327.00	

ภาพที่ 4-16 ตารางการเปรียบเทียบการใช้ไฟฟ้า และไฟฟ้าที่ผลิตได้ ในช่วงเวลา 1 วัน

ผลการวิเคราะห์ความแข็งแรงของโครงสร้างหลังคาที่มีอยู่เดิม

การติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์นั้น จะนำแผงไปยึดติดกับหลังคา Metal sheet ผู้ศึกษาได้หาจุดอ่อนไหวที่สุดของโครงสร้างหลังคา คือ แป ที่เป็นเหล็กรับน้ำหนัก Metal sheet ดังนั้นการศึกษานี้ จึงทำการวิเคราะห์ความสามารถในการรับน้ำหนักของแปที่มีขนาดจริงบนหลังคาของโรงงาน โดยโปรแกรม Solid works โดยตัวเหล็กแปรับน้ำหนักได้ 12.5 ค่าความแข็งแรงของวัสดุแป มีค่า 351.6 จากผลการวิเคราะห์ ดังภาพที่ 4-16 พบว่า ค่าความเค้น Von mises สูงสุดมีค่า 101.9 โดยค่า Safety factor ของการติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์บนหลังคาโรงงานมีค่า 3.45 ทำให้สามารถมั่นใจได้ว่าโครงสร้างหลังคาเดิมของโรงงาน สามารถติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์จำนวน 3,030 แผงได้



ภาพที่ 4-17 ผลการจำลองน้ำหนักกระทำต่อแปหลังคารองรับน้ำหนักของแผงโซล่าร์เซลล์

นอกจากนี้ผู้ศึกษาได้นำรายการคำนวณของวิศวกรโยธา พบว่า น้ำหนักที่สามารถรับได้จากผลการคำนวณการรองรับน้ำหนักของแป ดังนี้

1. น้ำหนักบรรทุกคงที่ (Dead load: DL) คือ น้ำหนักบรรทุกคงที่ ตายตัว ไม่เพิ่มหรือลดน้ำหนัก ไม่เคลื่อนย้ายตำแหน่ง ได้แก่ น้ำหนัก โครงสร้างเหล็ก แผ่น Metal sheet และน้ำหนักแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (11 กิโลกรัมต่อตารางเมตร) ที่เป็นน้ำหนักบรรทุก ตายตัวส่วนเพิ่ม (Superimposed dead load: SDL) มีค่าเท่ากับ 11 กิโลกรัมต่อตารางเมตร ผลการคำนวณโครงสร้างออกมาอยู่ที่ DL=0.12

2. น้ำหนักบรรทุกจร (Live load: LL) คือ น้ำหนักบรรทุกที่มีการเคลื่อนที่ เพิ่มหรือลดน้ำหนักตลอดเวลา ผลการคำนวณออกมาอยู่ที่ LL=0.20

3. กระแสลม (Wind load) คือ น้ำหนักบรรทุกที่เกิดขึ้นจากกระแสลม โดยแปลงจากความเร็วลมเป็นหน่วยแรงลมให้สามารถจำลองโครงสร้างในโปรแกรมได้ โดยหน่วยแรงลมตามกฎกระทรวงสำหรับอาคารหรือส่วนของอาคารที่สูงไม่เกิน 10 เมตร มีค่าเท่ากับ 50 กิโลกรัมต่อตารางเมตร ผลการคำนวณออกมาอยู่ที่ (W) = 56.7 กระทำตั้งฉากกับหลังคา

ผลการคำนวณที่ออกมานี้ มีความเหมาะสมและสามารถรองรับได้ เนื่องจากน้ำหนักของแผงมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 11 KG/ SQM แต่ทั้งนี้ยังต้องศึกษาให้ละเอียดด้วยการตรวจสอบกับน้ำหนักที่ต่อเติมภายหลังจากการก่อสร้างที่ไม่ได้นำมาคำนวณในผลการคำนวณนี้

ผลการวิเคราะห์การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ จากการผลิตไฟฟ้าจากแผงโซล่าร์เซลล์ เพื่อทดแทนการใช้ไฟฟ้าจากสายส่ง

ในการวิเคราะห์การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์บนหลังคาโรงงานนั้น ผู้ศึกษาเลือกใช้ข้อมูลอ้างอิงปริมาณคาร์บอนฟุตพริ้นท์ตลอดวัฏจักรชีวิตจากแหล่งข้อมูลที่มีอ้างอิงไว้แล้ว เพื่อศึกษากรณีการติดตั้งโรงไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบ Polycrystalline ขนาดกำลังการผลิต 1 MW พบว่า มีค่า 2,705,701 kg CO_2-eq ดังตารางที่ 4-6

ตารางที่ 4-5 ปริมาณคาร์บอนฟุตพริ้นท์ของการสร้าง Solar farm ขนาด 1 MW

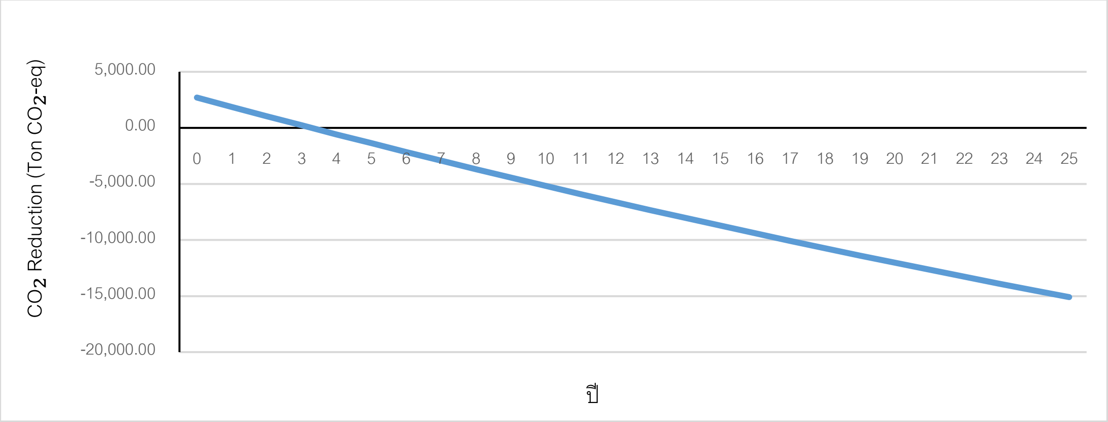
กิจกรรม	kgCO2-eq	แหล่งข้อมูล
การผลิตเซลล์แสงอาทิตย์	1,587,130	(M.J.de wild-Scholten, 2013)
การผลิต Inverter	124,000	(M.J.de wild-Scholten, 2013)
การขนส่งเซลล์แสงอาทิตย์	519,506.74	ชานนท์ จันทร์วงศ์ (2560)
การขนส่ง Inverter	24,114	ชานนท์ จันทร์วงศ์ (2560)
การทำลาย	45,0950	(National renewable energy laboratory, 2013)
รวม	2,705,701	

โดยเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีศึกษานี้มีการติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์ขนาด 999 kW พบว่าสามารถลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ 836.03 ton CO_2-eq /ปี ในปีแรกที่มีการติดตั้งและมีค่าลดลงขึ้นกับประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของแผงโซล่าร์เซลล์ ดังตารางที่ 4-7 (อ้างอิงค่าเฉลี่ยจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตที่ 0.561 kg CO_2-eq/kWh) และพบว่า ตลอดอายุการใช้งาน 25 ปี ของแผงโซล่าร์เซลล์ จะสามารถลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ทั้งหมด

Year	Carbon foot print	Output from PV (ton)	Co2-eq reduction (ton)	CO2 accumulate (ton)	CO2 reduction from PV (ton)
0	2,705.70			0	2,705.70
1		1,490,258.25	836.03	836.03	1,869.67
2		1,470,855.67	825.15	1,661.18	1,044.52
3		1,451,578.97	814.34	2,475.52	230.18
4		1,432,428.14	803.59	3,279.11	(573.41)
5		1,413,403.18	792.92	4,072.03	(1,366.33)
6		1,394,504.10	782.32	4,854.35	(2,148.65)
7		1,375,730.89	771.79	5,626.13	(2,920.43)
8		1,357,083.56	761.32	6,387.46	(3,681.76)
9		1,338,562.10	750.93	7,138.39	(4,432.69)
10		1,320,166.51	740.61	7,879.00	(5,173.30)
11		1,301,896.80	730.36	8,609.37	(5,903.67)
12		1,283,752.96	720.19	9,329.55	(6,623.85)
13		1,265,735.00	710.08	10,039.63	(7,333.93)
14		1,247,842.91	700.04	10,739.67	(8,033.97)
15		1,230,076.69	690.07	11,429.74	(8,724.04)
16		1,212,436.35	680.18	12,109.92	(9,404.22)
17		1,194,921.88	670.35	12,780.27	(10,074.57)
18		1,177,533.29	660.60	13,440.87	(10,735.17)
19		1,160,270.57	650.91	14,091.78	(11,386.08)
20		1,143,133.72	641.30	14,733.08	(12,027.38)
21		1,126,122.75	631.75	15,364.83	(12,659.13)
22		1,109,237.65	622.28	15,987.12	(13,281.41)
23		1,092,478.43	612.88	16,600.00	(13,894.30)
24		1,075,845.08	603.55	17,203.54	(14,497.84)
25		1,059,337.60	594.29	17,797.83	(15,092.13)

ภาพที่ 4-18 ผลการประเมินความสามารถลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

จากภาพที่ 4-18 สามารถลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากแผง PV ขนาด 990 kW โดยเมื่อคิดครบทั้งวัฏจักรชีวิตของแผงโซล่าร์เซลล์ ซึ่งครอบคลุมตั้งแต่การผลิตจนถึงการทำลายซาก พบว่า เมื่อติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์ไปแล้ว 3.48 ปี จะสามารถลดการปลอดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลงได้ ดังภาพที่ 4-19



ภาพที่ 4-19 ผลการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

ผลประโยชน์อื่น ๆ ที่ได้หลังจากทำกรณีศึกษานี้

1. สิทธิประโยชน์จาก BOI เมื่อปี พ.ศ. 2557 รัฐบาลมีมาตรการส่งเสริมการลงทุนเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิต เพื่อส่งเสริมการลงทุนเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตตามประกาศ คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนที่ 1/2557 (เดิมหมดเขตการส่งเสริม ฯ เมื่อ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2560) และได้มีประกาศ ขยายระยะเวลาการส่งเสริมออกไปอีก 3 ปี หมดเขต วันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2560 จะได้รับผลประโยชน์ 2 ประการ คือ

1.1 ยกเว้นอากรขาเข้าเครื่องจักร ซึ่งก็จะได้การยกเว้นภาษีนำเข้า 10% และยกเว้น VAT อีก 7%

1.2 ยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล 3 ปี เป็นสัดส่วนร้อยละ 50 ของเงินลงทุน โดยไม่รวมค่าที่ดินและทุนหมุนเวียน ในการปรับปรุง

2. สอดคล้องกับ พ.ร.บ. อนุรักษ์พลังงาน โดยการนำไปใช้เป็นมาตรการอนุรักษ์พลังงานของกระทรวงพลังงาน เนื่องจากสถานประกอบการเป็นโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ มีขนาดหม้อแปลง 4,000 kVA เข้าข่ายที่จะต้องส่งรายงานการจัดการพลังงานในทุก ๆ ปี จะสามารถนำโครงการนี้รายงานต่อกระทรวง ฯ ได้

3. มีผลในเชิงธุรกิจ สร้างภาพลักษณ์ให้องค์กรและความเชื่อมั่นให้ลูกค้าที่มีนโยบายด้านการอนุรักษ์พลังงาน

บทที่ 5
อภิปรายและสรุปผล

จากการประเมินความเป็นไปได้ของการติดตั้งแผงแสงอาทิตย์บนหลังคา เพื่อทดแทนการใช้ไฟฟ้าจากสายส่งกำลังการผลิต 999 kW บนหลังชนิดเมทัลชีท โครงสร้างหลังคาทรงจั่วทำด้วยเหล็กสำเร็จรูป ความลาดเอียง 4 องศา พื้นที่ 10,804 ตารางเมตร สามารถสรุปได้ตามประเด็นต่าง ๆ ดังนี้

1. ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์จากการลงทุน พบว่าเงินลงทุน 27.5 ล้านบาท NPV 25 ล้านบาท ระยะเวลาคืนทุน 7.48 ปี

2. การวิเคราะห์ความแข็งแรงของโครงสร้างเดิม โดยใช้โปรแกรม Solid works พบว่ามีค่า Safety Factor 3.45 โดยโครงหลังคาสามารถรับน้ำหนักแผงโซล่าร์เซลล์ขนาด 11 kg/m^2

3. การวิเคราะห์การปลดปล่อยก๊าซก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ จากวัฏจักรชีวิตของการใช้ไฟฟ้าจาก แผงแสงอาทิตย์บนหลังคา เพื่อทดแทนการใช้ไฟฟ้าจากสายส่ง พบว่า สามารถลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้าในปีแรกมีค่า 836.03 ton CO_2-eq /ปี และมีค่าการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลดลงตามอายุ การใช้งานของแผงโซล่าร์เซลล์โดยตลอดอายุการใช้งาน 25 ปีจะสามารถลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ทั้งหมด ซึ่งใช้เวลา 3.48 ปี ในการชดเชยการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของกรณีศึกษานี้

นอกจากนั้นยังมีประโยชน์อื่น ๆ ที่ได้รับ คือ ยี่ห้อ Canadian มีความเสถียรกว่ายี่ห้อ Astro การวางแผงเพื่อรับแสงสำหรับหลังคาทรงจั่วลาดเอียง 4 องศา ไม่จำเป็นต้องยกแผงเพื่อรับแสงจากดวงอาทิตย์ เนื่องจากประสิทธิผลที่ออกมาไม่ต่างกัน นอกจากนี้จะก่อให้เกิดปัญหาด้านการรับแรงลม การรับน้ำหนัก และทำให้ระยะเวลาคืนทุนนานขึ้น สุดท้ายคือผลประโยชน์ด้านความเชื่อมั่นทางธุรกิจ BOI และการสนับสนุนจากภาครัฐ

บรรณานุกรม

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (2555). *คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานทดแทน ชุดที่ 2 พลังงานแสงอาทิตย์*. เข้าถึงได้จาก http://www.dede.go.th/article_attach/h_solar.pdf

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (ม.ป.ป.). *การประยุกต์ใช้เซลล์แสงอาทิตย์*. เข้าถึงได้จาก http://www.cssckmutt.in.th/cssc/cssc_training/doc/Designer_CH1toCH5.pdf

กฤชนนท์ สวนจันทร์. (2560). *การออกแบบโครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตามดวงอาทิตย์*. วิทยานิพนธ์วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต (เทคโนโลยีเพื่อการพัฒนาชนบท), สาขาวิชาเทคโนโลยีเพื่อการพัฒนายั่งยืน, คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี, มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์.

กฤษฎา นามวงษ์, พิษณุพงศ์ พันธ์นราพงศ์ และตั้งเฮง ยนต์สถิตย์กุล. (2562). การประเมินสมรรถนะการถ่ายเทความร้อนของแผงโซล่าเซลล์ โดยการใช้พัดลมระบายความร้อนแบบอัตโนมัติ. *การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมเครื่องกลแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 33*. อุดรธานี: เครือข่ายวิศวกรรมเครื่องกลแห่งประเทศไทย.

กองถ่ายทอดและเผยแพร่เทคโนโลยี. (ม.ป.ป.). *การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์*. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน.

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2552). *พลังงานแสงอาทิตย์*. เข้าถึงได้จาก http://www4.egat.co.th/re/egat_pv/sun_energy.htm

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2560). *รายงานการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์*. เข้าถึงได้จาก www.egat.co.th

คณะกรรมการประกอบกิจการพลังงาน. (2556). *เรื่อง การรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา*. เอกสารแนบท้ายประกาศหมายเลข 5.

ฉัตร ผลนาค, จอมภพ แววศักดิ์, สมพล ชีวมงคลกานต์, และปราณี หนูทองแก้ว. (2560). การประเมินประสิทธิภาพระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์. *วารสารมหาวิทยาลัยทักษิณ 20*(3), 261-268.

ชานนท์ จันทร์วงศ์. (2560). วิจัยและนวัตกรรม ขับเคลื่อนเศรษฐกิจและสังคม. ใน *งานประชุมวิชาการระดับชาติ “นเรศวรวิจัย ครั้งที่ 13”* (หน้า 239). พิษณุโลก: มหาวิทยาลัยนเรศวร.

ศรัณย์ โปษยะจินดา. (2559). *การเคลื่อนที่ของโลกรอบดวงอาทิตย์บนระนาบสุริยวิถีสถาบันวิจัยดาราศาสตร์แห่งชาติ*. มติชนออนไลน์.

ศูนย์การเรียนรู้วิทยาศาสตร์โลกและดาราศาสตร์. (2562). *นาฬิกาแดด*. วันที่ค้นข้อมูล 15 สิงหาคม 2562, เข้าถึงได้จาก http://www.lesa.biz/astronomy/celestial-sphere/sundial

สำนักงานคณะกรรมการประกอบกิจการพลังงาน. (2562). *การรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา*. วันที่ค้นข้อมูล 20 สิงหาคม 2562, เข้าถึงได้จาก http://www.erc.or.th/ERCWeb2/Front/StaticPage/StaticPage.aspx?p=200&Tag=SolarRooftop

สิทธิพร พิมพ์สกุล. (ม.ป.ป.). *การจัดการโครงการ Project Management* (พิมพ์ครั้งที่ 3). คณะวิศวกรรมศาสตร์, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง.

เสาวภา ทินปาน และประพิธาริ์ ธนารักษ์. (2557). *การประเมินการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดอ๊อกไซด์ จากของแผงโซล่าร์เซลล์ ชนิด ฟิล์มบาง อะมอฟัส ซิลิกอน สำหรับการผลิตไฟฟ้า*. วิทยาลัยพลังงานทดแทน, มหาวิทยาลัยเนเรศวร.

อนุสรณ์ แสงประจักษ์, เจนจิรา เปี่ยมดี และกมลเนตร ดวงเพียราช. (2558). *การศึกษาความเป็นไปได้ในการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์โดยใช้ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์*. หน่วยปฏิบัติการวิจัยพลังงาน, ภาควิชาฟิสิกส์, คณะวิทยาศาสตร์, มหาวิทยาลัยมหาสารคาม.

อังสนา พจน์ศิริ. (2559). *การศึกษาต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ติดตั้งบนหลังคาในอาคารธุรกิจขนาดเล็ก*. งานนิพนธ์วิทยาศาสตร์มหาบัณฑิต, สาขาวิชาการจัดการการขนส่งและโลจิสติกส์, คณะโลจิสติกส์, มหาวิทยาลัยบูรพา.

Google Map.(2019).*ค้นหาจากภาพถ่ายดาวเทียม Latitude 13.8060891°, Longitude 100.618467°*

M.J.de wild-Scholten.(2013).Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic system, p.296-305

The National Renewable Energy Laboratory.(2013).*Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Concentrating Solar Power*. Retrieved from https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56416.pdf

Solar Cell Thailand 69.(2014).ระบบของการผลิตไฟฟ้าของโซล่าเซลล์ที่ใช้กันอยู่ในปัจจุบัน.+ เข้าถึงได้จาก www.solarcellthailand69.com

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก

ตารางแสดงเครื่องจักร

ตารางผนวก ก-1 เครื่องจักรประเภท Utilities

No.	Machine ID	Basic Description:	Model No: MFG	kW	Specification
1	CHILLER-01	Water cool Chiller	RTHD-D2G2G1	290	POWER 1230.95 KW 380 V 3PH 50HZ EFF 0.593KW/TON
2	CHILLER-02	Water cool Chiller	RTHD-D2G2G1	290	POWER 1230.95 KW 380 V 3PH 50HZ EFF 0.593KW/TON
3	PCH-01	Water pump PCH-01	CGAM140	43	POWER 43.01 KW 380 V 3PH 50HZ EFF 140 TON R410A
4	PCH-02	Water pump PCH-02	CGAM140	43	POWER 43.01 KW 380 V 3PH 50HZ EFF 140 TON R410A
5	CHWP-01	CHILLER WATER PUMP	411,5X6X17	55	POWER 55KW 380V 3PH 50HZ FULL LOAD 93.4-103.3AMP 75HP

ตารางผนวก ก-1 (ต่อ)

No.	Machine ID	Basic Description:	Model No: MFG	kW	Specification
6	CHWP-02	CHILLER WATER PUMP	411,5X6X17 AURORA	55	POWER 55KW 380V 3PH 50HZ FULL LOAD 93.4-103.3AMP 75HP
7	CHCP-01	CHILLER CONDENSOR PUMP	411BF,5X6X15	45	POWER 45 KW 380V 3PH 50HZ FULL LOAD 76.9-85AMP 60HP
8	CHCP-02	CHILLER CONDENSOR PUMP	411BF,5X6X15 AURORA	45	POWER 45 KW 380V 3PH 50HZ FULL LOAD 76.9-85AMP 60HP
9	PCHWP-01	PROCESS CHILLER WATER PUMP	421,3X4X14A AURORA	22	POWER 22 KW 380V 3PH 50HZ FULL LOAD 38.8-42.9 AMP 30HP
10	PCHWP-02	PROCESS CHILLER WATER PUMP	421,3X4X14A AURORA	22	POWER 22 KW 380V 3PH 50HZ FULL LOAD 38.8-42.9 AMP 30HP
11	CT-01	Cooling Tower	NC8401NLN 2 MARLEY	7.5	POWER 7.5 KW 380V 3PH 50HZ 1440RPM 17.94 AMP 175 TONS
12	CT-02	Cooling Tower	NC8401NLN 2 MARLEY	7.5	POWER 7.5 KW 380V 3PH 50HZ 1440RPM 17.94 AMP 175 TONS
13	Comp -01	Air compressor	Sierra SL75 INGERSOLL RAND	7.5	POWER 75 KW 380V 3PH 50HZ 12.5 M3/MIN (100HP)

ตารางผนวก ก-1 (ต่อ)

No.	Machine ID	Basic Description:	Model No:MFG	kW	Specification
14	Comp -02	Air compressor	RN132K-OF INGERSOLL RAND	132	POWER 132 KW 380V 3PH 50HZ 19.4 M3/MIN (170HP)
15	Comp -03	Air compressor	IRN132K-OF A INGERSOLL RAND	132	POWER 132 KW 380V 3PH 50HZ 19.4 M3/MIN (170HP)
16	AD-01	AIR DRYER FOR PRODUCTION USE	D2520IN_A INGERSOLL RAND	7.8	POWER 7.8 KW 400V 3PH 50HZ MAX PRESSURE 174 PSI REFIG R-404a
17	AD-02	AIR DRYER FOR PRODUCTION USE	D1300IN_A INGERSOLL RAND	5	POWER 5 KW 400V 3PH 50HZ MAX PRESSURE 174 PSI REFIG R-404a
18	AHU-F-F/1-01	CHILLER WATER AIR HANDLING UNIT	CLCP-030 TRANE	141	POWER 141 KW 380V 3PH 50HZ AIR FLOW 7,100 L/S WATER FLOW 319 LPM
19	AHU-F-F/1-02	CHILLER WATER AIR HANDLING UNIT	CLCP-030 TRANE	141	POWER 141KW 380V 3PH 50HZ AIR FLOW 7,100 L/S WATER FLOW 319 LPM
20	AHU-F-F/1-03	CHILLER WATER AIR HANDLING UNIT	CLCP-060 TRANE	210	POWER 210 KW 380V 3PH 50HZ AIR FLOW 12,600 L/S WATER FLOW 545 LPM

ตารางผนวก ก-1 (ต่อ)

No.	Machine ID	Basic Description:	Model No: MFG	kW	Specification
21	AHU-F-F/1-04	CHILLER WATER AIR	CLCP-060	210	POWER 210 KW 380V 3PH 50HZ AIR FLOW 12,600 L/S
		HANDLING UNIT	TRANE		WATER FLOW 545 LPM
22	AHU-F-F/1-06	CHILLER WATER AIR	CLCP-035	177	POWER 177 KW 380V 3PH 50HZ AIR FLOW 8,600 L/S
		HANDLING UNIT	TRANE		WATER FLOW 364 LPM
23	AHU-F-F/1-07	CHILLER WATER AIR	CLCP-035	177	POWER 177 KW 380V 3PH 50HZ AIR FLOW 8,600 L/S
		HANDLING UNIT	TRANE		WATER FLOW 364 LPM
24	AHU-F-F/1-08	CHILLER WATER AIR	CLCP-045	235	POWER 235 KW 380V 3PH 50HZ AIR FLOW 10,500 L/S
		HANDLING UNIT	TRANE		WATER FLOW 504 LPM
25	AHU-F-F/1-09	CHILLER WATER AIR	CLCP-045		POWER 235 KW 380V 3PH 50HZ AIR FLOW 10,500 L/S
		HANDLING UNIT	TRANE	235	WATER FLOW 504 LPM
26	AHU-F-F/1-10	CHILLER WATER AIR	CLCP-025	136	POWER 136 KW 380V 3PH 50HZ AIR FLOW 5,800 L/S
		HANDLING UNIT	TRANE		WATER FLOW 239 LPM
27	Lighting system	Lighting system	N/A		N/A
27	Exhaust system	Exhaust system	N/A		N/A
27	Other	Other	N/A		N/A

ตารางผนวก ก-2 เครื่องจักรประเภทเครื่องฉีดพลาสติก

No.	Machine ID	Basic Description:	Model No: MFG	kW	Specification
1	MG101	INJECTION MACHINE 50 TON		15.7	200V/220VAC 50/60HZ 3P
2	MG102	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
3	MG103	INJECTION MACHINE 50 TON		15.7	200V/220VAC 50/60HZ 3P
4	MG104	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
5	MG105	INJECTION MACHINE 50 TON		15.7	200V/220VAC 50/60HZ 3P
6	MG106	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
7	MG107	INJECTION MACHINE 50 TON		15.7	200V/220VAC 50/60HZ 3P
8	MG108	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
9	MG109	INJECTION MACHINE 50 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
10	MG110	INJECTION MACHINE 50 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
11	MG111	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
12	MG112	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P

ตารางผนวก ก-2 (ต่อ)

No.	Machine ID	Basic Description:	Model No: MFG	kW	Specification
13	MG113	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
14	MG201	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
15	MG202	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
16	MG203	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
17	MG204	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
18	MG205	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
19	MG206	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
20	MG207	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
21	MG208	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
22	MG209	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
23	MG210	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
24	MG301	INJECTION MACHINE 150 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P

ตารางผนวก ก-2 (ต่อ)

No.	Machine ID	Basic Description:	Model No: MFG	kW	Specification
25	MG302	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
26	MG303CEL	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
27	MG304	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
28	MG305	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
29	MG306	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
30	MG307	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
31	MG308	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
32	MG309	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
33	MG310	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
34	MG311	INJECTION MACHINE 150 TON		42.2	200V/220VAC 50/60HZ 3P
35	MG401	INJECTION MACHINE 50 TON		15.7	200V/220VAC 50/60HZ 3P
36	MG402	INJECTION MACHINE 100 TON		15.7	200V/220VAC 50/60HZ 3P

ตารางผนวก ก-2 (ต่อ)

No.	Machine ID	Basic Description:	Model No: MFG	kW	Specification
37	MG403	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
38	MG404	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
39	MG405	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
40	MG406	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
41	MG407	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
42	MG408	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
43	MG501	INJECTION MACHINE 5 TON		6.9	200V/220VAC 50/60HZ 3P
44	MG502	INJECTION MACHINE 5 TON		6.9	200V/220VAC 50/60HZ 3P
45	MG503	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
46	MG504	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
47	MG505	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
48	MG506	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P

ตารางผนวก ก-2 (ต่อ)

No.	Machine ID	Basic Description:	Model No: MFG	kW	Specification
49	MG507	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
50	MG508	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
51	MG509	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
52	MG510	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
53	MG511	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
54	MG512	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
55	MG513	INJECTION MACHINE 5 TON		6.9	200V/220VAC 50/60HZ 3P
56	MG601	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
57	MG602	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
58	MG603	NJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
59	MG604	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
60	MG605	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P

ตารางผนวก ก-2 (ต่อ)

No.	Machine ID	Basic Description:	Model No: MFG	kW	Specification
61	MG606	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
62	MG607	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
63	MG608	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
64	MG609	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
65	MG610	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
66	MG610	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
67	MG611	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
68	MG612CEL	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
69	MG613	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
70	MG701	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
71	MG702	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
72	MG703	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P

ตารางผนวก ก-2 (ต่อ)

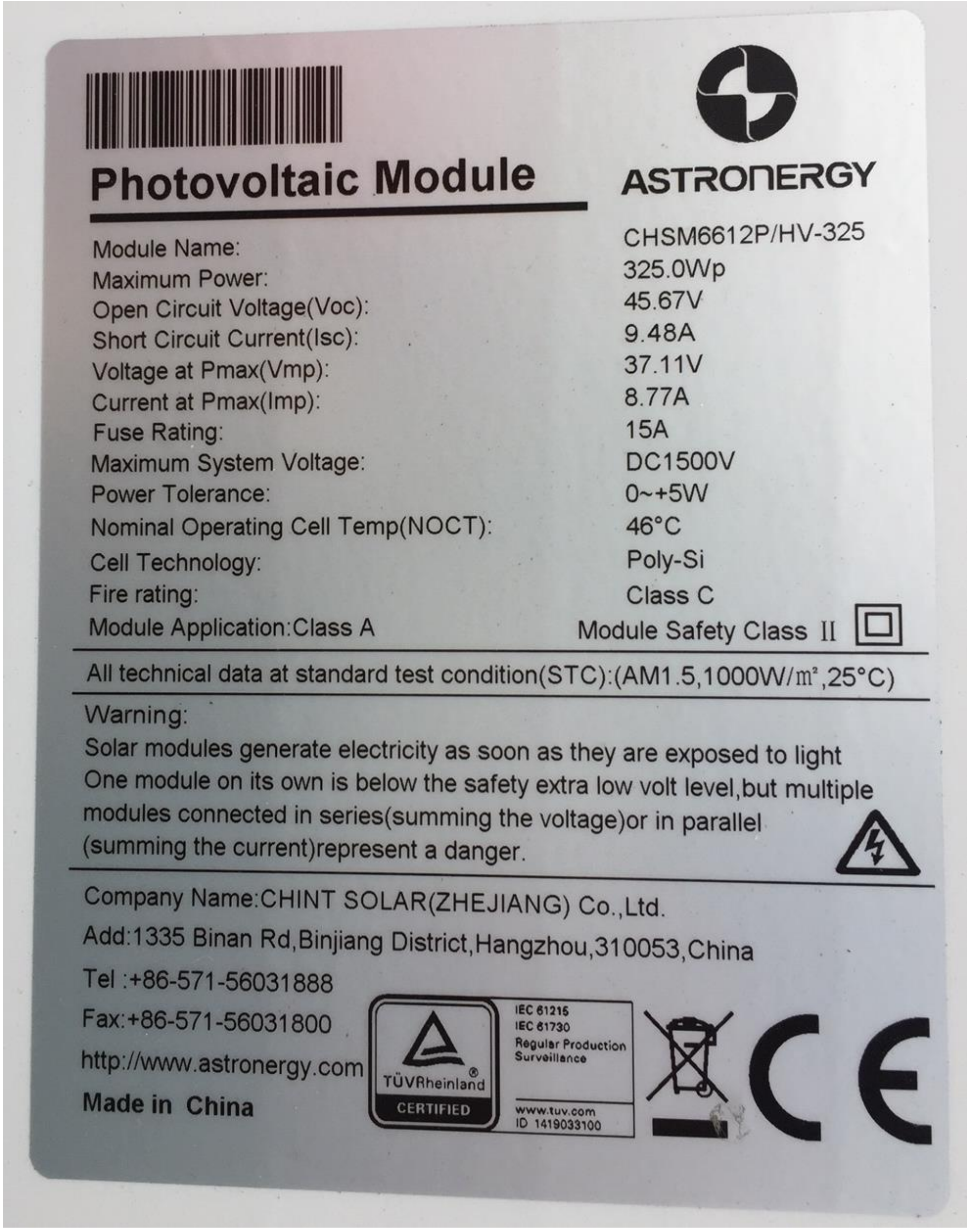
No.	Machine ID	Basic Description:	Model No: MFG	kW	Specification
73	MG704	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
74	MG705	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
75	MG706	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
76	MG707	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
77	MG708	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
78	MG801	INJECTION MACHINE 50 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
79	MG802	INJECTION MACHINE 50 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
80	MG803	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
81	MG804	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
82	MG805	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
83	MG806	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
84	MG807	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
85	MG808	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P
86	MG809	INJECTION MACHINE 100 TON		18.1	200V/220VAC 50/60HZ 3P

ตารางภาคผนวก ก-3 เครื่องจักรประเภทเครื่อง Stamping

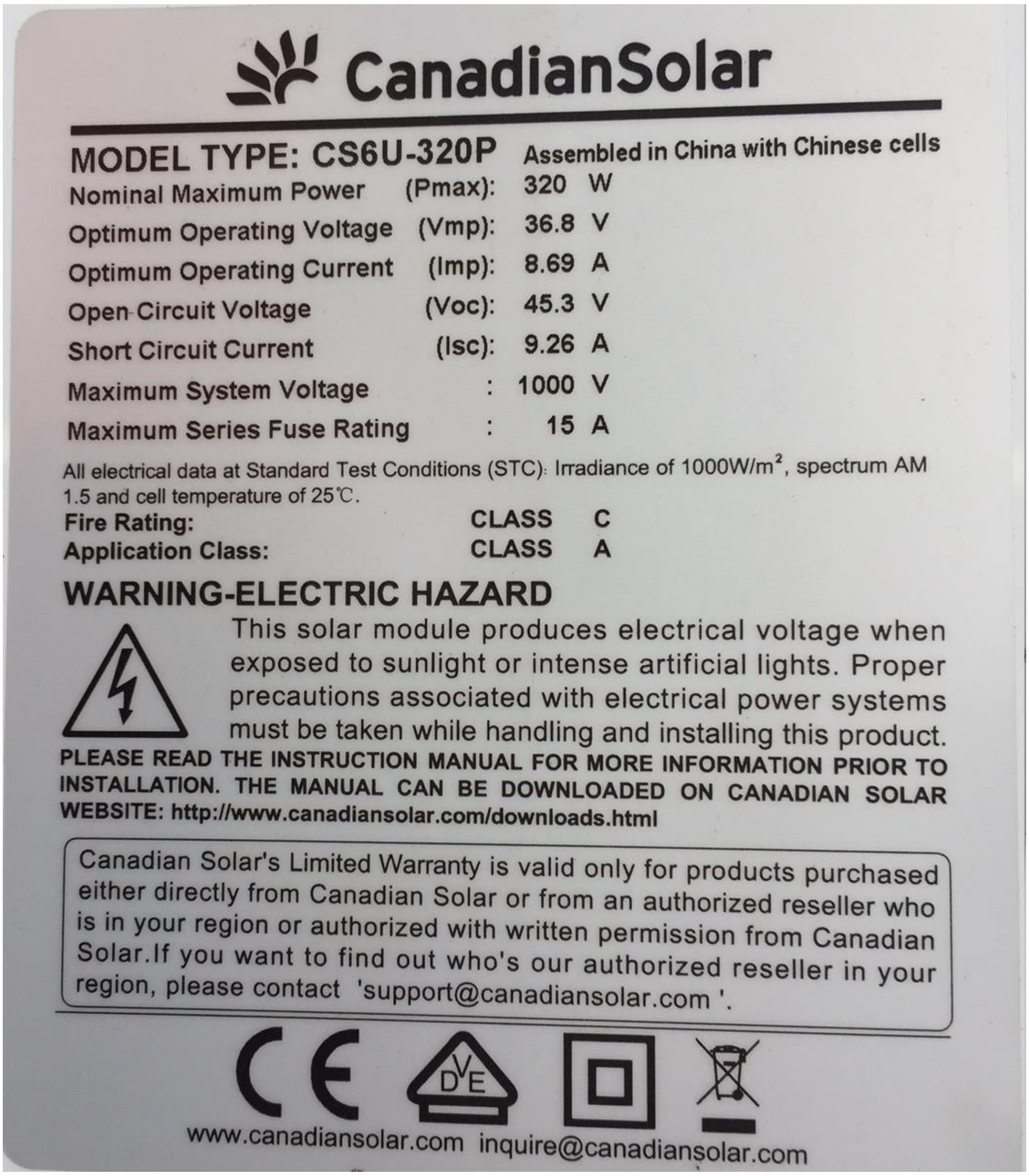
No.	Machine ID	Basic Description:	Model No: Mfg:	kW	Specification
1	SG101	STAMPING 40 TON		30	AC 415 V. 3P 50 HZ
2	SG102	STAMPING 40 TON		30	AC 415 V. 3P 50 HZ
3	SG103	STAMPING 40 TON		30	AC 415 V. 3P 50 HZ
4	SG104	STAMPING 40 TON		30	AC 415 V. 3P 50 HZ
5	SG105	STAMPING 40 TON		30	AC 415 V. 3P 50 HZ
6	SG106	STAMPING 40 TON		30	AC 415 V. 3P 50 HZ
7	SG107	STAMPING 40 TON		30	AC 415 V. 3P 50 HZ
8	SG108	STAMPING 40 TON		30	AC 415 V. 3P 50 HZ
9	SG109	STAMPING 40 TON		30	AC 415 V. 3P 50 HZ
10	SG110	STAMPING 40 TON		30	AC 415 V. 3P 50 HZ
11	SG112	STAMPING 40 TON		30	AC 415 V. 3P 50 HZ
12	SG113	STAMPING 40 TON		30	AC 415 V. 3P 50 HZ

ภาคผนวก ข

คุณสมบัติแผงโซล่าร์เซลล์ ทั้งสองยี่ห้อ



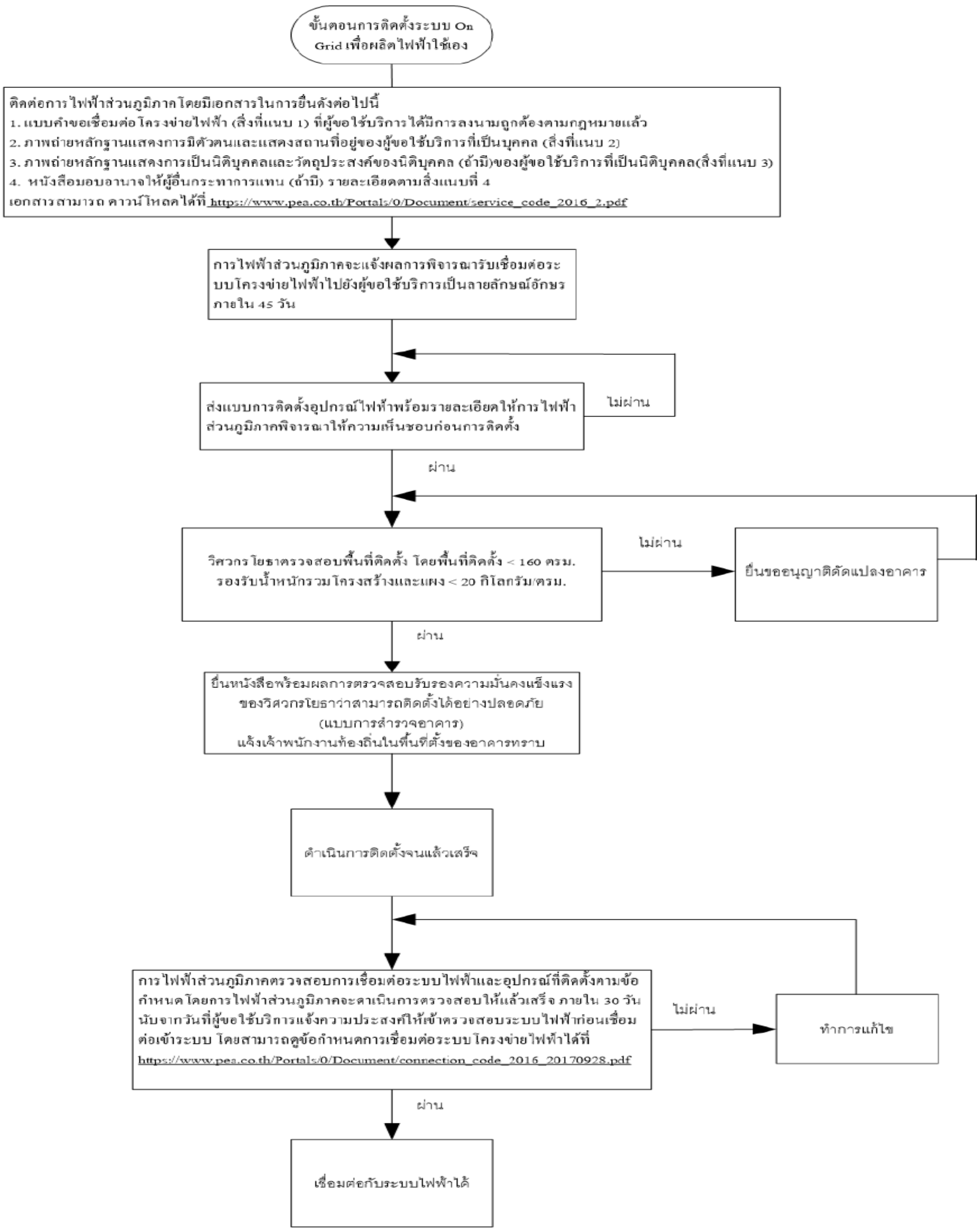
ภาพภาคผนวก ข-1 คุณสมบัติแผงโซล่าร์เซลล์ ยี่ห้อ ASTRO SOLAR



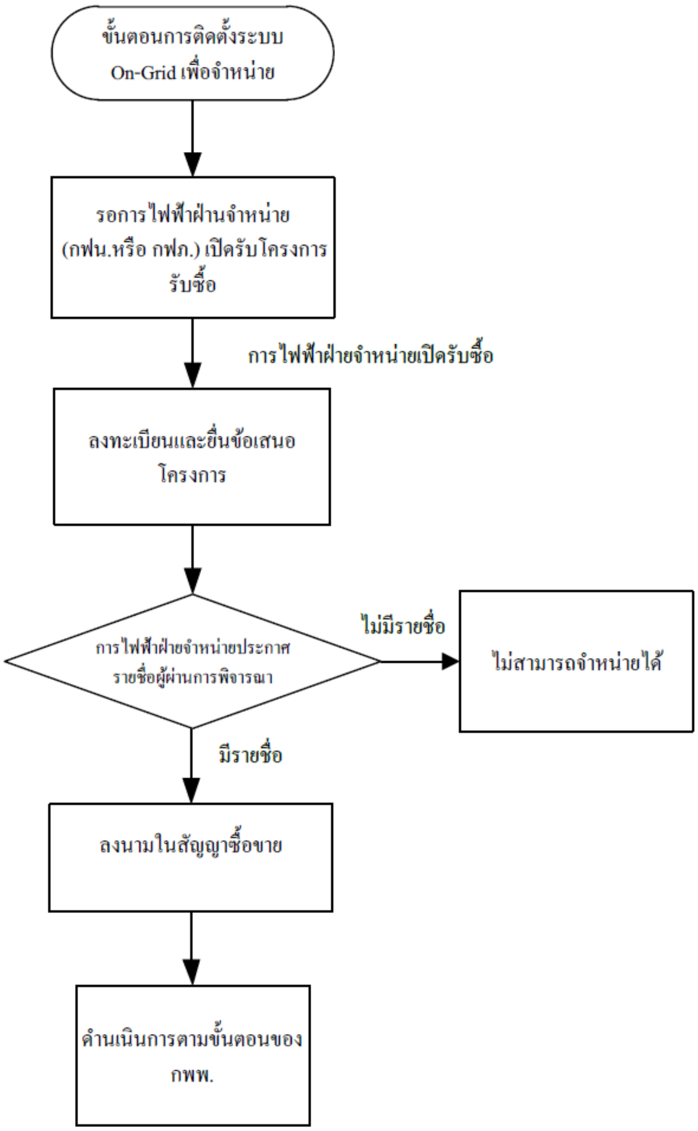
ภาพภาคผนวก ข-2 คุณสมบัติแผงโซล่าร์เซลล์ ยี่ห้อ CANADIAN SOLAR

ภาคผนวก ค

การขออนุญาตติดตั้งระบบ On-Grid



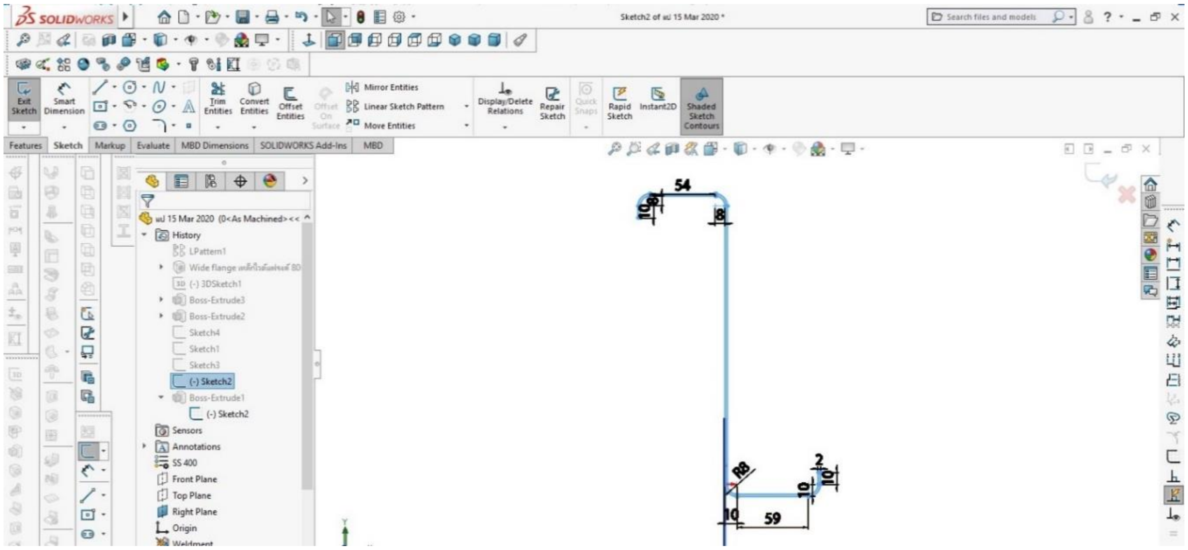
ภาพภาคผนวก ค-1 การขออนุญาตติดตั้งระบบ On-Grid ในการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อใช้เองจากกองถ่ายทอดและเผยแพร่เทคโนโลยี กระทรวงพลังงาน



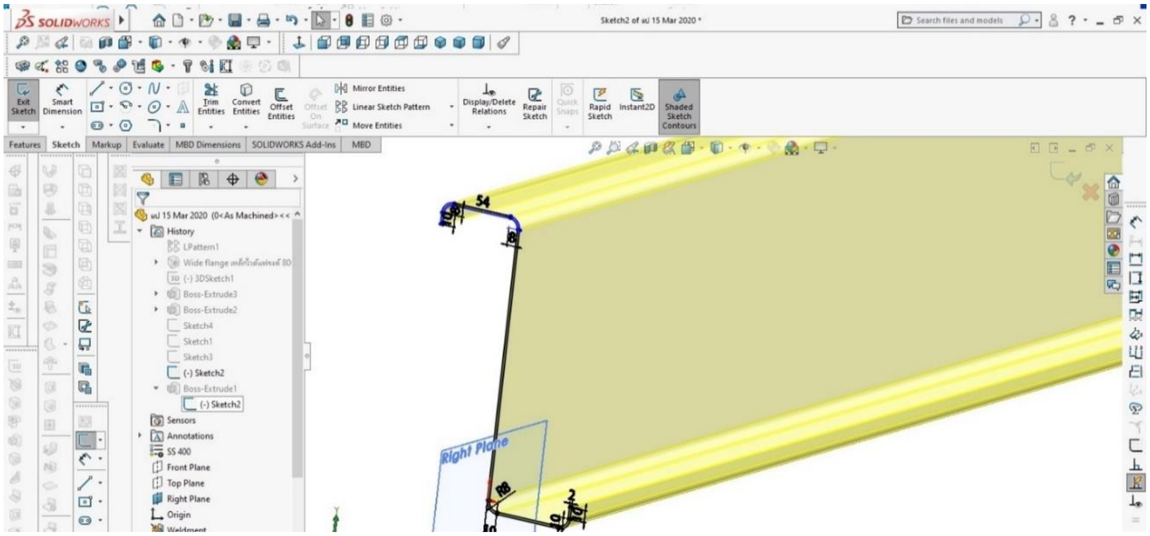
ภาพภาคผนวก ค-2 การขออนุญาตเพิ่มเติม กรณีติดตั้งระบบ On-Grid ในการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อจำหน่าย จากกองถ่ายทอดและเผยแพร่เทคโนโลยี กระทรวงพลังงาน

ภาคผนวก ง

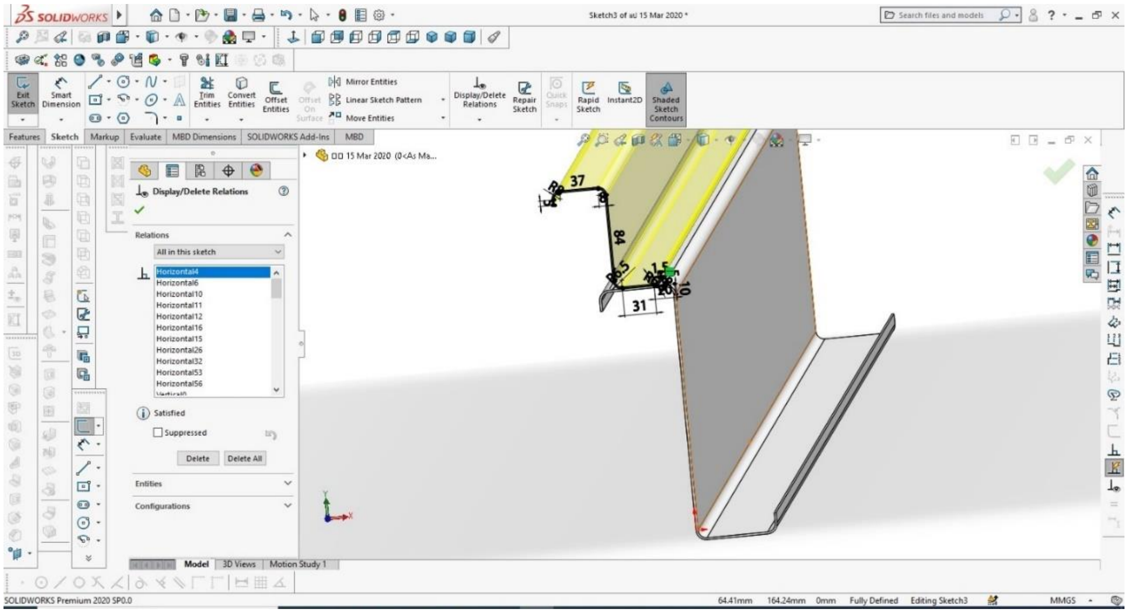
การจำลองด้วยโปรแกรมสำเร็จรูป



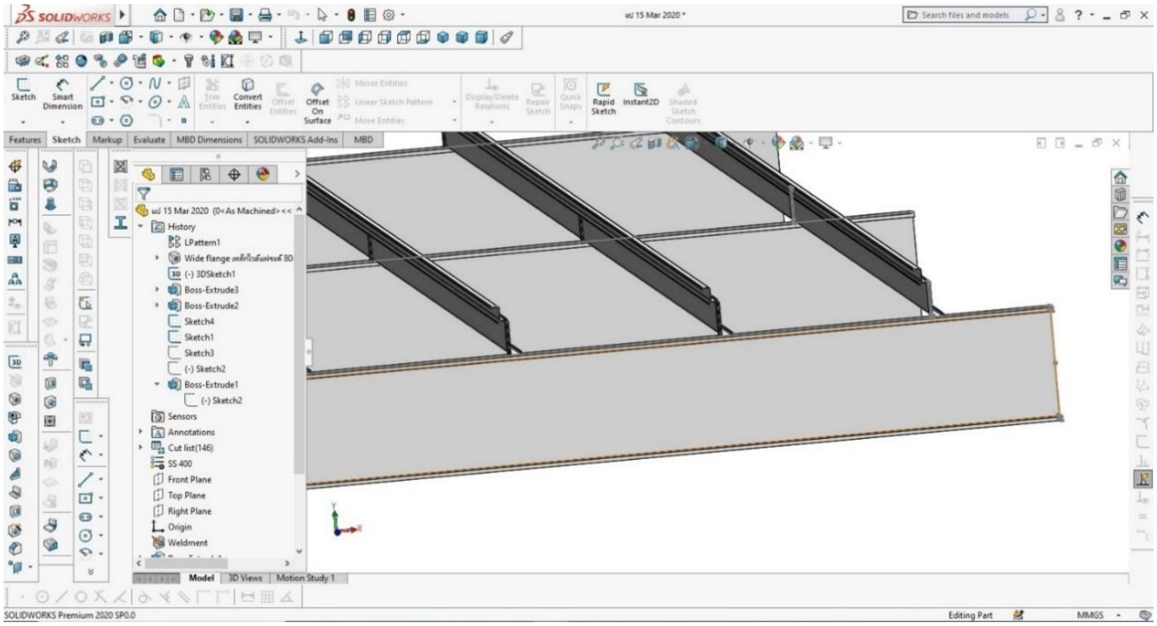
ภาพภาคผนวก ง-1 การเขียนแบบและใส่ขนาดของแป



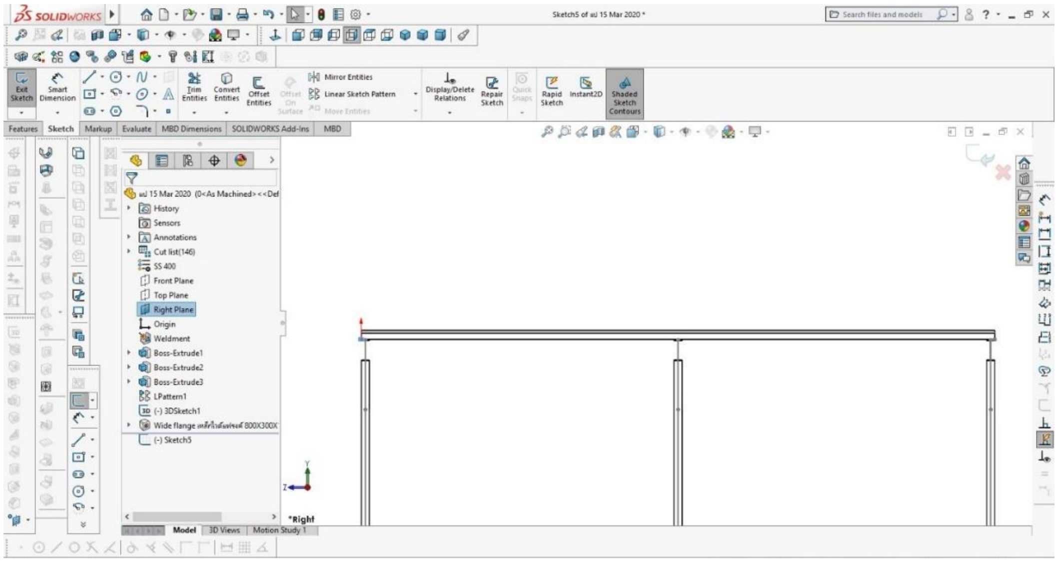
ภาพภาคผนวก ง-2 การเขียนแบบภาพสามมิติของแป



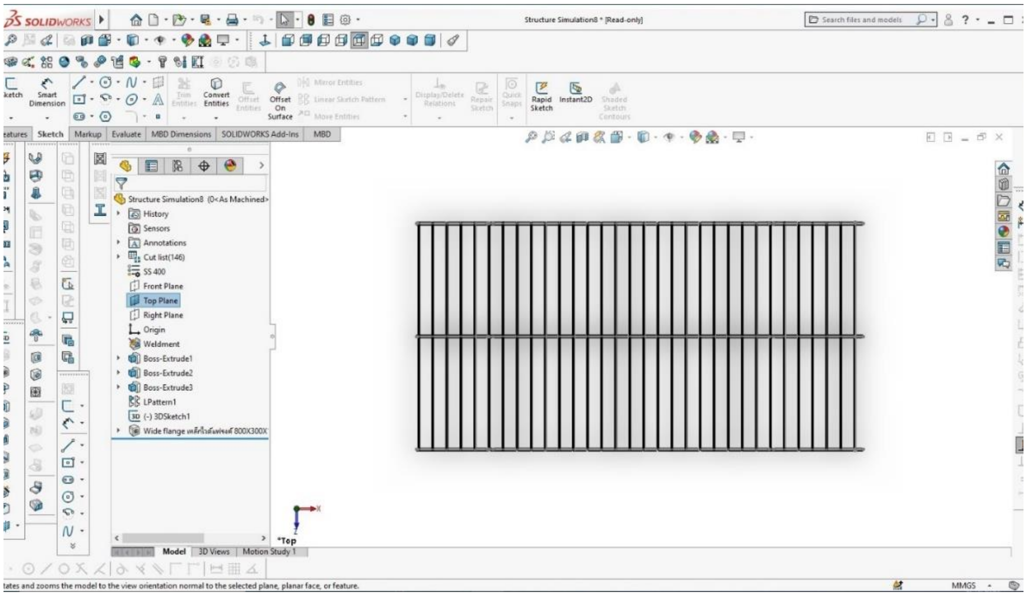
ภาพภาคผนวก ง-3 การเขียนแบบฐานรองรับแบบสามมิติของแป



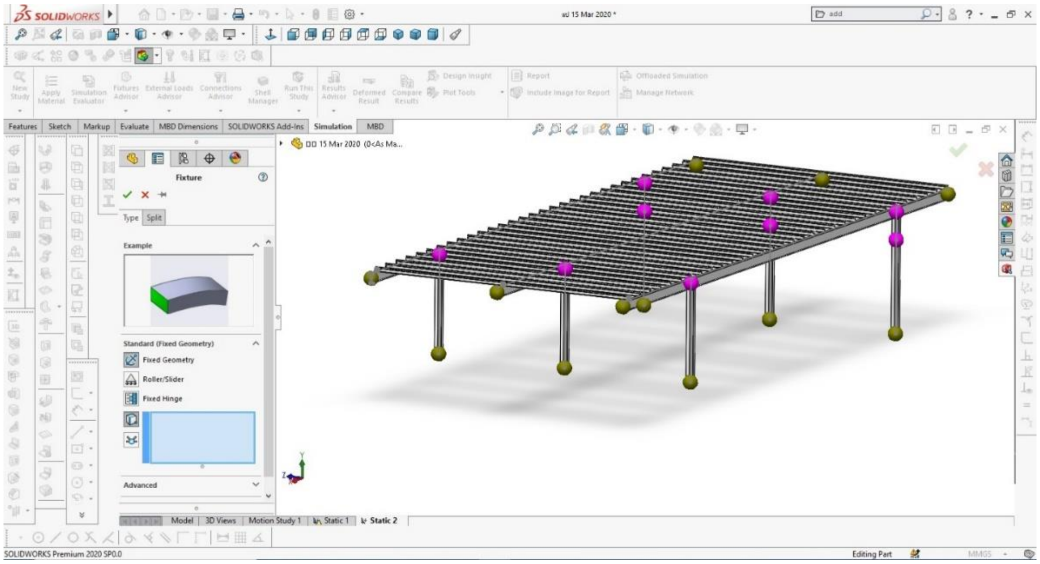
ภาพภาคผนวก ง-4 การเขียนแบบคานรับน้ำหนัก



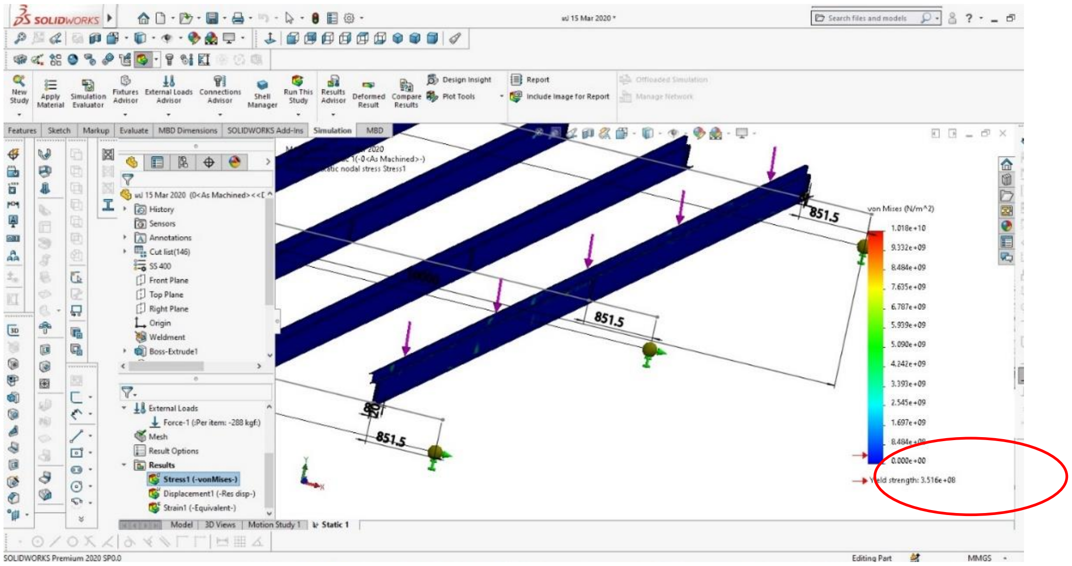
ภาพภาคผนวก ง-5 ภาพด้านหน้า



ภาพภาคผนวก ง-6 ภาพด้านบน



ภาพภาคผนวก ง-7 ภาพสามมิติโดยรวม



ภาพภาคผนวก ง-7 (ต่อ)

ภาคผนวก จ

รายการคำนวณโดยวิศวกรโยธา

ผลรายงานการคำนวณงานโครงสร้างโดยวิศวกรโยธา

โครงการ

ติดตั้งพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์บนหลังคาโรงงาน TE FACTORY

ฉะเชิงเทรา

วิศวกรโครงสร้าง : โกมิลย์ ชัยรัตนงามเดช

ใบอนุญาตเลขที่: สย.9577

วันที่ 5 มิถุนายน 2562

รายการคำนวณ โครงสร้างหลังคารับแผงโซล่าร์เซลล์

ข้อกำหนดการออกแบบ

1. ข้อพิจารณาโครงสร้าง

   1.1 พิจารณาโครงสร้างที่เป็นพื้นที่รองรับแผงโซล่าร์เซลล์น้ำหนักแผงถือเป็นน้ำหนักบรรทุกเพิ่มเติม (Super Impose Dead Load)

   1.2 โรงงาน โครงหลังคามุงด้วยเมทัลชีต ความสูงไม่เกิน 10.0 m

   รองรับด้วยโครงเหล็ก Z100x50x2.3mm ร่วมกับ Z250x80x2.0mm ระยะห่างระหว่างจุดรองรับ 12.0 m

   ระยะห่างระหว่าง 1.50 m

   ติดตั้งแผงโซล่าร์เซลล์ด้วยชุดอุปกรณ์ L Feet

2. ขนาดแผงโซล่าร์เซลล์

2.1	มิติแผง	1.00 x 2.00	sq.m
2.2	ระยะ support แต่ละแผง	1.30 - 2.10	m
2.3	ระยะติดตั้ง Bolt	1.125 - 1.200	m

3. น้ำหนักบรรทุก

3.1	น้ำหนักบรรทุกคงที่(หลังคา metal sheet และแป)	12	kg/sq.m
3.2	น้ำหนักบรรทุกคงที่เพิ่มเติม (แผงโซล่าร์เซลล์)	18	kg/sq.m
3.3	น้ำหนักบรรทุกจรบนหลังคา (พ.ร.บ.ควบคุมอาคาร 2522)	30	kg/sq.m

4. แรงลม (มยผ. 1311-50)

4.1	ความเร็วอ้างอิง	กลุ่มที่	1	
		เขตจังหวัด	ฉะเชิงเทรา	
		ความเร็วลม	25	m/s
4.2	ตัวประกอบไต้ฝุ่นสำหรับการออกแบบที่สภาวะจำกัดด้านกำลัง (T_F)		1.0	(หน้า 117, มยผ. 1311-50)
4.3	แรงดันจากลมซึ่งเป็นแรงกดตั้งฉาก	สำหรับที่จอดรถ	56.7	kg/sq.m
4.4	แรงดันจากลมซึ่งเป็นแรงดูดตั้งฉาก	สำหรับที่จอดรถ	-101.5	kg/sq.m

5. คุณสมบัติวัสดุ

5.1	เหล็กรูปพรรณ Fy	2,400	ksc

6. การวิเคราะห์แรงลมกระทำกับโครงสร้างหลังคา (ตาม มยผ. 1311-50) 6.1 ข้อพิจารณา

   - ที่ตั้งอาคารอยู่ในสภาพภูมิประเทศแบบโล่งในพื้นที่จังหวัดฉะเชิงเทรา
   - แรงลมเกิดจากความเร็วลมอ้างอิงคือ 25 m/s (V_{50} สำหรับกลุ่มที่ 1 , หน้า 51, มยผ. 1311-50)
   - ตัวประกอบไต้ฝุ่นสำหรับการออกแบบที่สภาวะจำกัดด้านกำลัง (T_F) 1.0
   - ตัวประกอบไต้ฝุ่นสำหรับการออกแบบที่สภาวะจำกัดด้านการใช้งาน (T_F) 1.0

สย.9577

- ขนาดอาคาร ด้านขนานกับสันหลังคา 135 m x ด้านตั้งฉากกับสันหลังคา 81 m
- ความชันของหลังคา 3 องศา
- ความสูงเฉลี่ยของโครงหลังคาตัวแทนในการออกแบบ (z) 10.0 m เหนือพื้นดิน
- พื้นผิวอาคารทั้งหมด 135 x 81 + (135 x 10 + 81 x 10) x 2 = 15,255 sq.m
- ปริมาตรภายในอาคารทั้งหมด 135 x 81 x 10 = 109,350 cu.m
- ช่องเปิดเพื่อระบายอากาศสำหรับหลังคา ประตูหน้าต่าง รวมทั้งหมดคิดเป็นสดส่วนโดยประมาณ 10 % ของพื้นผิวทั้งหมดของอาคาร

- โครงสร้างต้านแรงลมของอาคาร มีลักษณะดังต่อไปนี้:

ระยะห่างระหว่างเสา 12.0 m

ระยะห่างระหว่างจันทันซึ่งติดตั้งบนเสา 12.0 m

ระยะห่างระหว่างแปหลังคา 1.50 m

6.2 การคำนวณโครงหลังคาเมทัลชีตเพื่อรองรับแผงโซล่าร์เซลล์

i) ความเร็วอ้างอิงสำหรับการออกแบบที่สภาวะจำกัดด้านการใช้งาน $\bar{V} \quad T_F \; V_{50} V_{50}$

ii) หน่วยแรงลมอ้างอิงเนื่องจากความเร็วลม (q)

$$q \quad \frac{1}{2}\frac{\ }{g}\bar{V}^2 \quad \frac{1}{2}\frac{1.25}{9.806} \quad 25^2 = 39.84 \text{ kg/sq.m}$$

iii) ค่าประกอบเนื่องจากสภาพภูมิประเทศ (C_e)

$$C_e \quad \left(\frac{z}{10}\right)^{0.2} = 1.00 > 0.90 \quad \text{ใช้ } 1.00$$

iv) ค่าประกอบเนื่องจากผลการกระโชกลมและค่าสัมประสิทธิหน่วยแรงลมที่กระทำภายในอาคาร $(C_{gi} C_{pi})$

โครงหลังคาจัดอยู่ในกรณีที่ 3 ของส่วนที่1 หัวข้อ 2.6, หน้า 17-18 ตามมาตรฐาน มยผ.1311-50

$$C_{gi} \quad \frac{1}{1+\frac{1}{\sqrt{\frac{V_o}{6,950 A_o}}}} = 1.99$$ เมื่อ Vo = 109,350 cu.m และ Ao = 1,526 sq.m

C_{pi} = -0.70 ถึง 0.70

I_W = 0.75 สำหรับสภาวะจำกัดด้านการใช้งาน (ตารางที่2-2, หน้า 11, มยผ. 1311-50)

หน่วยแรงลมภายในอาคาร $p_i \quad I_W q C_e C_{gi} C_{pi}$ = -41.7 ถึง 41.7 kg/sq.m

(ในกรณีนี้ทิศทาง - หมายถึงพัดเข้าด้านใน)

หน่วยแรงลมภายในอาคารมีทั้งค่าบวก/ลบ จะถูกนำไปรวมกับค่าหน่วยแรงลมสุทธิสำหรับการออกแบบ

v) หน่วยแรงลมสุทธิสำหรับออกแบบโครงสร้างหลังคา

พื้นที่รับลม = 12.0 x 1.50 = 18.0 sq.m

จากรูปที่ข.5, หน้า 65, **มาตรฐาน มยผ. 1311-50** ค่า $C_{gi} C_{pi}$ มีค่าดังนี้:

สย.9577

ชิ้นส่วนโครงสร้าง แป

Zone r

max. $C_{gi} C_{pi}$ = 0.5

min. $C_{gi} C_{pi}$ = -2.0

หน่วยแรงลมภายนอกของ Zone ต่างๆ โดยใช้สมการ $p \; I_w q C_e C_g C_p$

Zone r

max. $p \; I_w q C_e C_g C_p$ = 14.9 kg/sq.m

min. $p \; I_w q C_e C_g C_p$ = -59.8 kg/sq.m

(ในกรณีนี้ทิศทาง - หมายถึงพัดเข้าด้านนอก)

หน่วยแรงลมภายในอาคาร $p_i I_w q C_e C_{gi} C_{pi}$ = -41.7 ถึง 41.7 kg/sq.m

เมื่อพิจารณาผลรวมแบบเวคเตอร์ของหน่วยแรงลมภายนอกและภายในอาคารแล้วพบว่า ค่าแรงลมที่เป็นบวก มากที่สุดและค่าแรงลมที่เป็นลบมากที่สุด เป็นดังนี้:

ชิ้นส่วนโครงสร้าง แป

max. $p_{net} \; p \; p_i$ = 56.7 kg/sq.m แรงกดตั้งฉาก

min. $p_{net} \; p \; p_i$ = -101.5 kg/sq.m แรงดูดตั้งฉาก

หมายเหตุ:การรวมกันของแรงลมจะรวมกันแบบแบบเวกเตอร์ของแรงลมทิศทางเดียวกัน

7. ข้อแนะนำด้านวิศวกรรมโยธา (โครงสร้าง)

7.1 โครงสร้างหลังคาเป็นเหล็กประกอบ Z100x50x2.3mm ร่วมกับ Z250x80x2.0mm สามารถรับน้ำหนักได้อย่าง

ปลอดภัย ได้แก่น้ำหนักบรรทุกจรตาม พ.ร.บ. ควบคุมอาคาร พ.ศ. 2522, แรงลมตามมาตรฐาน มยผ. 1131-50 และ น้ำหนักบรรทุกเพิ่มเติมจากแผงโซล่าร์เซลล์พร้อมอุปกรณ์

สย.9577

ชิ้นส่วนโครงสร้าง : แปรับหลังคา metal sheet

แรงกระทำ - พิจารณาแรงดัน

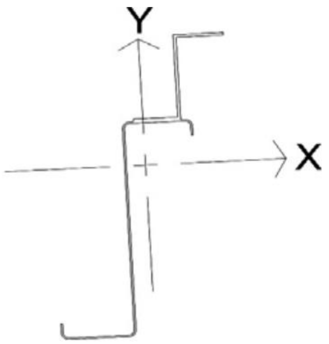
Live Load (L.L.) =	12	kg/sq.m. กระทำแนวดิ่ง	(พรบ. 2522)
Dead Load (D.L.) =	20	kg/sq.m. กระทำแนวดิ่ง	
Super Imposed DL =	18	kg/sq.m.	
Wind Load (W) =	56.7	kg/sq.m. กระทำตั้งฉากกับหลังคา	(มยผ.1311-50)
ระยะห่างระหว่างจุดรองรับ; L =	12.00	m	
ระยะห่างระหว่างชิ้นส่วน; s =	1.50	m	
มุมเอียงหน้าตัดจากแนวราบ; =	3	องศา	

M_{D+L} =	900.0	kg-m	V_{D+L} =	450.0	kg
M_W =	1020.6	kg-m	V_W =	510.3	kg
$M_{x,D+L}$ =	898.8	kg-m	$V_{x,D+L}$ =	449.4	kg
$M_{y,D+L}$ =	47.1	kg-m	$V_{y,D+L}$ =	23.6	kg
$M_{x,0.75(D+L+W)}$ =	1439.5	kg-m	$V_{x,0.75(D+L+W)}$ =	719.8	kg
$M_{y,0.75(D+L+W)}$ =	35.3	kg-m	$V_{y,0.75(D+L+W)}$ =	337.0	kg
max M_x =	1439.5	kg-m	max V_x =	719.8	kg
max M_y =	47.1	kg-m	max V_y =	337.0	kg
			max R_y =	337.0	kg

เลือกขนาดหน้าตัดชิ้นส่วนโครงสร้าง Z100x50x3.2 + Z250x80x2.3

ระยะยึดรั้ง (Bracing length) =	0.50	m
Cross section Area; A =	11.55	sq.cm.

F_y =	2400	ksc						
Wt. =	8.66	kg/m	S_x =	134.0	cm^3	I_x =	2084.1	cm^4
d =	355.9	mm	S_y =	32.0	cm^3	I_y =	274.8	cm^4
b_f =	50.0	mm						
t_w =	2.3	mm						
t_f =	2.3	mm						
F_v =	960	ksc						



$f_{bx} = \frac{M_x}{S_x}$ = 1074 ksc　　$f_{by} = \frac{M_y}{S_y}$ = 147 ksc

$\frac{f_{bx}}{0.6F_y} + \frac{f_{by}}{0.75F_y}$ = 0.83 < 1.00; OK

f_v = 412 ksc < Fv; OK

สย.9577

ชิ้นส่วนโครงสร้าง : แปรับหลังคา metal sheet

แรงกระทำ - พิจารณากรณีแรงยก

Live Load (L.L.) =	0	kg/sq.m. กระทำแนวดิ่ง	
Dead Load (D.L.) =	20	kg/sq.m. กระทำแนวดิ่ง	
Super Imposed DL =	18	kg/sq.m.	
Wind Load (W) =	-101.5	kg/sq.m. กระทำตั้งฉากกับหลังคา	(มยผ.1311-50)
ระยะห่างระหว่างจุดรองรับ; L =	12.00	m	
ระยะห่างระหว่างชิ้นส่วน; s =	1.50	m	
มุมเอียงหน้าตัดจากแนวราบ; =	3	องศา	

M_{D+L} =	684.0	kg-m	V_{D+L} =	342.0	kg
M_W =	-1827.0	kg-m	V_W =	-913.5	kg
$M_{x,D+L}$ =	683.1	kg-m	$V_{x,D+L}$ =	341.5	kg
$M_{y,D+L}$ =	35.8	kg-m	$V_{y,D+L}$ =	17.9	kg
$M_{x,0.75(D+L+W)}$ =	858.0	kg-m	$V_{x,0.75(D+L+W)}$ =	429.0	kg
$M_{y,0.75(D+L+W)}$ =	26.8	kg-m	$V_{y,0.75(D+L+W)}$ =	256.1	kg
max M_x =	858.0	kg-m	max V_x =	429.0	kg
max M_y =	35.8	kg-m	max V_y =	256.1	kg
			max R_y =	256.1	kg

เลือกขนาดหน้าตัดชิ้นส่วนโครงสร้าง Z100x50x3.2 + Z250x80x2.3

ระยะยึดรั้ง (Bracing length) =	0.50	m
Cross section Area; A =	11.55	sq.cm.

F_y =	2400	ksc						
Wt. =	8.66	kg/m	S_x =	134.0	cm^3	I_x =	2084.1	cm^4
d =	355.9	mm	S_y =	32.0	cm^3	I_y=	274.8	cm^4

สย.9577

b_f = 50.0 mm

t_w = 2.3 mm

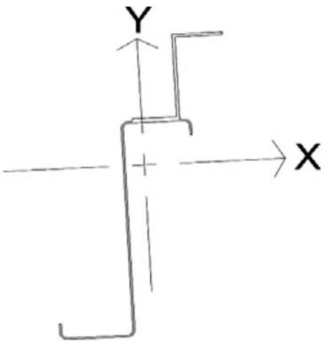
t_f = 2.3 mm

F_v = 960 ksc f_{bx} = 640 ksc f_{by} = 112 ksc

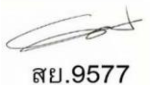
$\frac{M_x}{S_x}$ = $\frac{M_y}{S_y}$

$\frac{f_{bx}}{0.6F_y} + \frac{f_{by}}{0.75F_y}$ = 0.51 < 1.00; OK

f_v = 298 ksc < Fv; OK



แรงดูดจากแรงลมกระทำต่อแผ่น Solar = -101.5 kg/sq.m



ระยะติดตั้ง bolt support = 1.20 m (L feet Bolt @ 1.20m)

แรงดึงกระทำต่อ bolt = 121.8 kg/bolt support

ชิ้นส่วนโครงสร้าง : จันทันรับแป

แรงกระทำ

Live Load (L.L.) =	12	kg/sq.m. กระทำแนวดิ่ง
Dead Load (D.L.) =	20	kg/sq.m. กระทำแนวดิ่ง
Wind Load (W) =	29.7	kg/sq.m. กระทำแนวตั้งฉากกับพื้นผิว
ระยะห่างระหว่างจุดรองรับ; L =	10.00	m
ระยะห่างระหว่างชิ้นส่วน; s =	12.00	m
มุมเอียงหน้าตัดจากแนวราบ; =	3	องศา

M_{D+L} =	4800.0	kg-m	V_{D+L} =	1920.0	kg
M_W =	4467.2	kg-m	V_W =	1784.4	kg
$M_{0.75(D+L+W)}$ =	6950.4	kg-m	$V_{0.75(D+L+W)}$ =	2776.4	kg
max M =	6950.4	kg-m	max V =	2776.4	kg

เลือกขนาดหน้าตัดชิ้นส่วนโครงสร้าง Plate Girder; I - 822x180x5.5mm

ระยะยึดรั้ง (Bracing length) = 1.50 m

Cross section Area; A = 64.4 sq.cm.

F_y =	2400	ksc	d =	822.0	mm	t_w =	5.5	mm	I_x =	57448.3	cm^4
Wt. =	48.30	kg/m	b_f =	180.0	mm	t_f =	5.5	mm	S_x =	1397.8	cm^3

ตรวจสอบหน่วยแรงที่เกิดขึ้น

f_b = 497 ksc

f_v = 62 ksc

ตรวจสอบ Local Buckling

$b_f/2t_f$	=	16.36	
$437.7/(F_y)^{1/2}$	=	8.93	
Allowable F_b	=	1,440	ksc > fb OK!

ตรวจสอบ Torsional Buckling

$637.2b_f/F_y^{1/2}$	=	234.12		C_b	=	1.00	
r_T	=	4.68	cm	$[7.17E6C_b/F_y]^{1/2}$	=	55	
L/r_T	=	32.05		$[3.585E6C_b/F_y]^{1/2}$	=	122	
$8.436E5C_b/L(d/A_f)$ =		677	ksc	$[2/3-F_y(L/r_T)^2/1.0756E8C_b]F_y$ =		1,545	ksc
$1.195E7C_b/(L/r^T)^2$	=	11,633	ksc	Allowable F_b	=	1,584	ksc > fb OK!

ตรวจสอบกำลังรับแรงเฉือน

Allowable $F_v = 0.4F_y$ = 960 ksc > fv OK!

สย.9577

ใช้สำหรับประกอบรายการคำนวณโครงหลังคารับแผงโซลาร์เซลล์
โครงการติดตั้งพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์บนหลังคา
โรงงาน TE FACTORY เท่านั้น

สำเนาถูกต้อง

ภาคผนวก ฉ

การวิเคราะห์ทางการเงิน

ตารางภาคผนวก จ-1 ผลการคำนวณ NPV และ PB ของโครงการ

	เงินลงทุน ค่าใช้จ่าย	ค่าไฟพื้นฐาน (เพิ่ม 4%)		Module Degradation	Inverter					NPV					Commulative
ปี	(บาท)	On-Peak	Off-Peak	0.7%	Efficency	On-Peak (kWh)	Off-Peak	On-Peak (THB)	Off-Peak (THB)	Cash Flow	D.F. (10%)	Present Value	Accumulate (THB)	kWh Saving	Cash Flow
0	#####									(27,483,800.00)	1.00	(27,483,800.00)	(27,483,800.00)		(27,483,800.00)
1	#####	4.0507	2.47	97.50%	85.00%	1,092,856.05	397,402.20	4,426,832.00	981,782.14	5,108,614.14	0.91	4,644,194.67	4,644,194.67	1,490,258.25	(22,839,605.33)
2	#####	4.2127	2.57	96.80%	84.50%	1,078,627.49	392,228.18	4,543,964.24	1,007,759.71	5,191,723.95	0.83	4,290,680.95	8,934,875.62	1,470,855.67	(18,548,924.38)
3	#####	4.3812	2.67	96.10%	84.00%	1,064,491.24	387,087.72	4,663,788.55	1,034,334.32	5,302,122.87	0.75	3,983,563.39	12,918,439.01	1,451,578.97	(14,565,360.99)
4	#####	4.5565	2.78	95.40%	83.50%	1,050,447.30	381,980.84	4,786,349.06	1,061,515.77	5,412,264.83	0.68	3,696,649.70	16,615,088.71	1,432,428.14	(10,868,711.29)
5	#####	4.7387	2.89	94.70%	83.00%	1,036,495.67	376,907.52	4,911,689.77	1,089,313.82	5,521,843.58	0.62	3,428,630.42	20,043,719.13	1,413,403.18	(7,440,080.87)
6	#####	4.9283	3.01	94.00%	82.50%	1,022,636.34	371,867.76	5,039,854.49	1,117,738.17	5,630,516.66	0.56	3,178,279.87	23,221,999.00	1,394,504.10	(4,261,801.00)
7	#####	5.1254	3.13	93.30%	82.00%	1,008,869.32	366,861.57	5,170,886.81	1,146,798.50	5,737,901.71	0.51	2,944,450.84	26,166,449.85	1,375,730.89	(1,317,350.15)
8	#####	5.3304	3.25	92.60%	81.50%	995,194.61	361,888.95	5,304,829.99	1,176,504.40	5,843,572.42	0.47	2,726,069.66	28,892,519.51	1,357,083.56	1,408,719.51
9	#####	5.5437	3.38	91.90%	81.00%	981,612.21	356,949.89	5,441,726.92	1,206,865.38	5,947,054.14	0.42	2,522,131.50	31,414,651.01	1,338,562.10	3,930,851.01
10	#####	5.7654	3.52	91.20%	80.50%	968,122.11	352,044.40	5,581,620.07	1,237,890.86	6,047,818.96	0.39	2,331,696.02	33,746,347.02	1,320,166.51	6,262,547.02
11	#####	5.9960	3.66	90.50%	80.00%	954,724.32	347,172.48	5,724,551.39	1,269,590.15	6,145,280.37	0.35	2,153,883.28	35,900,230.30	1,301,896.80	8,416,430.30
12	#####	6.2359	3.80	89.80%	79.50%	941,418.84	342,334.12	5,870,562.24	1,301,972.41	6,238,787.37	0.32	1,987,869.92	37,888,100.22	1,283,752.96	10,404,300.22
13	#####	6.4853	3.96	89.10%	79.00%	928,205.67	337,529.33	6,019,693.32	1,335,046.68	6,327,617.99	0.29	1,832,885.54	39,720,985.76	1,265,735.00	12,237,185.76
14	#####	6.7447	4.11	88.40%	78.50%	915,084.80	332,758.11	6,171,984.58	1,368,821.81	6,410,972.17	0.26	1,688,209.34	41,409,195.11	1,247,842.91	13,925,395.11
15	#####	7.0145	4.28	87.70%	78.00%	902,056.24	328,020.45	6,327,475.11	1,403,306.48	6,487,963.95	0.24	1,553,166.99	42,962,362.09	1,230,076.69	15,478,562.09
16	#####	7.2951	4.45	87.00%	77.50%	889,119.99	323,316.36	6,486,203.11	1,438,509.15	6,557,612.86	0.22	1,427,127.62	44,389,489.71	1,212,436.35	16,905,689.71
17	#####	7.5869	4.63	86.30%	77.00%	876,276.05	318,645.84	6,648,205.71	1,474,438.06	6,618,834.43	0.20	1,309,501.11	45,698,990.82	1,194,921.88	18,215,190.82
18	#####	7.8904	4.81	85.60%	76.50%	863,524.41	314,008.88	6,813,518.94	1,511,101.20	6,670,429.87	0.18	1,199,735.44	46,898,726.26	1,177,533.29	19,414,926.26
19	#####	8.2060	5.00	84.90%	76.00%	850,865.08	309,405.48	6,982,177.57	1,548,506.29	6,711,074.55	0.16	1,097,314.32	47,996,040.58	1,160,270.57	20,512,240.58
20	#####	8.5342	5.20	84.20%	75.50%	838,298.06	304,835.66	7,154,215.03	1,586,660.73	6,739,305.53	0.15	1,001,754.82	48,997,795.40	1,143,133.72	21,513,995.40
21	#####	8.8756	5.41	83.50%	75.00%	825,823.35	300,299.40	7,329,663.29	1,625,571.62	6,753,507.65	0.14	912,605.34	49,910,400.75	1,126,122.75	22,426,600.75
22	#####	9.2306	5.63	82.80%	74.50%	813,440.94	295,796.71	7,508,552.72	1,665,245.69	6,751,898.43	0.12	829,443.54	50,739,844.28	1,109,237.65	23,256,044.28
23	#####	9.5998	5.85	82.10%	74.00%	801,150.85	291,327.58	7,690,911.98	1,705,689.30	6,732,511.30	0.11	751,874.46	51,491,718.74	1,092,478.43	24,007,918.74
24	#####	9.9838	6.09	81.40%	73.50%	788,953.06	286,892.02	7,876,767.88	1,746,908.39	6,693,177.29	0.10	679,528.83	52,171,247.57	1,075,845.08	24,687,447.57
25	#####	10.3832	6.33	80.70%	73.00%	776,847.57	282,490.03	8,066,145.23	1,788,908.48	6,631,504.84	0.09	612,061.36	52,783,308.93	1,059,337.60	25,299,508.93
											NPV=	**25,299,508.93**		**PB=**	**7.48**