การออกแบบและวิเคราะห์การติดตั้งระบบโฟโตโวลตาอิก ขนาด 10 กิโลวัตต์สูงสุด สำหรับปั๊มน้ำพุ 3 เฟส เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายการไฟฟ้า

DESIGN AND ANALYSIS OF 10 kW_p PHOTOVOLTAIC SYSTEM FOR 3 PHASE FOUNTAIN MOTOR GRID CONNECTED TO DISTRIBUTION SYSTEM

องอาจ แสดใหม่

ONG-ART SADMAI

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

พ.ศ. 2553

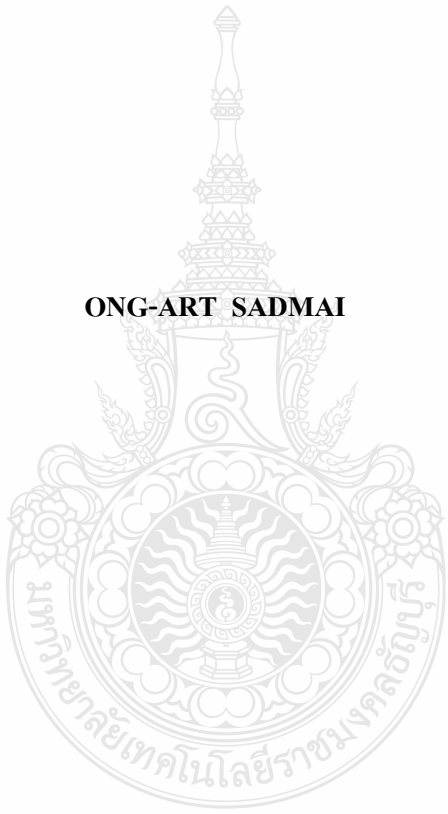
การออกแบบและวิเคราะห์ระบบโฟโตโวลตาอิกขนาด 10 กิโลวัตต์สูงสุด สำหรับปั๊มน้ำพุ 3 เฟส เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายการไฟฟ้า

องอาจ แสดใหม่

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
พ.ศ. 2553

DESIGN AND ANALYSIS OF 10 kW_P PHOTOVOLTAIC SYSTEM FOR 3 PHASE FOUNTAIN MOTOR GRID CONNECTED TO DISTRIBUTION SYSTEM

ONG-ART SADMAI



A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILMENT OF THE REQUIREMENT FOR
THE DEGREE OF MASTER OF ENGINEERING
IN ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING
FACULTY OF ENGINEERING
RAJAMANGALA UNIVERSITY OF TECHNOLOGY THANYABURI
2010

ใบรับรองวิทยานิพนธ์

คณะวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การออกแบบและวิเคราะห์การติดตั้ง ระบบโฟโตโวลตาอิกขนาด 10 กิโลวัตต์สูงสุด สำหรับปั๊มน้ำพุ 3 เฟส เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายการไฟฟ้า DESIGN AND ANALYSIS OF 10 kW_p PHOTOVOLTAIC SYSTEM FOR 3 PHASE FOUNTAIN MOTOR GRID CONNECTED TO DISTRIBUTION SYSTEM
ชื่อนักศึกษา	นายองอาจ แสดใหม่
รหัสประจำตัว	114970402004-3
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สมชัย หิรัญวโรดม
วันเดือนปี ที่สอบ	27 กุมภาพันธ์ 2553
สถานที่สอบ	ห้องประชุมภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.วิบูลย์ ชื่นแขก)

..... กรรมการ
(ดร.บุญยัง ปลั่งกลาง)

..... กรรมการ
(ดร.วันชัย ทรัพย์สิงห์)

..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สมชัย หิรัญวโรดม)

.....
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สมชัย หิรัญวโรดม)
คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

กิตติกรรมประกาศ

ผู้เขียนขอขอบคุณ คณาจารย์ ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สมชัย หิรัญวโรดม ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์พูลเกียรติ นาคะวิวัฒน์ รองศาสตราจารย์ ดร.นำยุทธ สงค์ธนาพิทักษ์ บิดา มารดา และผู้มีพระคุณที่ให้คำแนะนำอันเป็นประโยชน์ทั้งในเรื่องการบริหารงานโครงการการติดตั้ง ระบบโฟโตโวลตาอิกขนาด 10 kW_p และ ผู้ช่วยศาสตราจารย์มนตรี น่วมจิตร์ ผู้อำนวยการกองกลาง สำนักงานอธิการบดี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี ที่อำนวยความสะดวกในการใช้สถานที่ ที่ใช้ในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เจ้าหน้าที่ คณาจารย์ ที่ดูแลภูมิทัศน์ สนามหญ้า ทั้งก่อนและหลังการติดตั้ง และได้รับความอนุเคราะห์ข้อมูลที่เป็นประโยชน์ จาก คุณเรืองฤทธิ์ จันทรสาขา ห้างหุ้นส่วนจำกัด ทานตะวันเอ็นเนอร์ยี่

องอาจ แสดใหม่

27 กุมภาพันธ์ 2553

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การออกแบบและวิเคราะห์การติดตั้ง ระบบโฟโตโวลตาอิก ขนาด 10 กิโลวัตต์สูงสุด สำหรับปั๊มน้ำพุ 3 เฟส เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายการไฟฟ้า
นักศึกษา	นายองอาจ แสดใหม่
รหัสประจำตัว	114970402004-3
ปริญญา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
ปีการศึกษา	พ.ศ. 2552
อาจารย์ผู้ควบคุมวิทยานิพนธ์	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สมชัย หิรัญวโรดม

บทคัดย่อ

บทความงานวิจัยนี้นำเสนอเรื่องการศึกษาและวิเคราะห์ การติดตั้งระบบโฟโตโวลตาอิก ขนาด 10 กิโลวัตต์สูงสุด โดยมีโหลดปั๊มน้ำพุ 3 เฟส วัตถุประสงค์ เพื่อศึกษาและวิเคราะห์ค่าพลังงานไฟฟ้าที่จะได้รับหลังการติดตั้งระบบโฟโตโวลตาอิก ขนาด 10 กิโลวัตต์สูงสุด ในพื้นที่จริง ซึ่งมีโหลดเป็นปั๊มน้ำ 3 เฟส ที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าประมาณ 270 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อวัน (kWh/day)

ผลที่ได้จากการวิเคราะห์ ข้อมูลจากการติดตั้งจริง และการจำลองระบบพบว่า ระบบสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับโหลดที่เป็นปั๊มน้ำพุ ได้ประมาณ ร้อยละ 14 เมื่อผลรวมการใช้งานของโหลดอยู่ที่ 270 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อวัน หรือเงื่อนไขการวิเคราะห์อยู่ที่การใช้งาน 9 ชั่วโมงต่อวัน ผลการวิเคราะห์ข้อมูลที่ได้จากเครื่องบันทึกข้อมูล เปรียบเทียบกับ ผลการจำลองด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ พบว่าพลังงานไฟฟ้าที่ระบบโฟโตโวลตาอิกผลิตได้สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับ ปั๊มน้ำพุร้อยละ 14 มีค่าใกล้เคียงกับผลการจำลองระบบ นอกจากนี้ การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์พบว่าพลังงานไฟฟ้า ที่ได้รับจากระบบโฟโตโวลตาอิกมีราคาประมาณ 17 บาทต่อหน่วย ซึ่งข้อมูลที่ได้รับนี้มีประโยชน์ต่อการพิจารณานำระบบพลังงานแสงอาทิตย์ไปใช้งานได้ในอนาคต

คำสำคัญ ระบบโฟโตโวลตาอิก , มอเตอร์ปั๊มน้ำพุ , การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์

Thesis Title :	Design and Analysis of 10kW$_p$ Photovoltaic System for 3 phase Fountain Motor Grid Connected to Distribution System.
Student Name :	Mr.Ong-art Sadmai
Student ID :	114970402004-3
Degree Award :	Master of Engineering
Study Program :	Electrical Engineering
Year of Achievement :	2009
Thesis Advisor / S :	Assistant Professor Dr.Somchai Hiranvarodom

ABTRACT

This thesis presents the design and analysis of 10 kW$_p$ photovoltaic (PV) system for 3 phase fountain motor. The main point is to study and analyze of electrical energy produced by the 10 kW$_p$ PV system. Basically, the energy consumption of 3 phase motor is 270 kWh per day approximately.

The useful results of simulation can be addressed that electric energy produced by 10 kW$_p$ PV system can compensate to the load about 14 percent compared to the full load rated based on 9 hours operation. The rest of energy consumption of full load will be supplied from the electric grid system. The analysis of economic cost for the PV system shows that the capital cost is 2.827 million baht (Thai currency) approximately. In addition, the energy cost of this PV system is about 17 baht per unit. The useful data can be provided to other PV application systems.

Keywords: Photovoltaic system , Fountain pump , Life cycle cost analysis

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ก

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ข

กิตติกรรมประกาศ ค

สารบัญ ง

สารบัญตาราง จ

สารบัญรูป ฉ

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ ช

บทที่ 1 บทนำ

1.1 ความเป็นมาของปัญหา 1

1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา 1

1.3 ขอบเขตของงานวิจัย 2

1.4 ขั้นตอนการศึกษา 2

บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 3

2.2 ความรู้ทั่วไปเกี่ยวกับระบบพลังงานแสงอาทิตย์ 5

2.3 ความรู้เรื่องเซลล์แสงอาทิตย์ 5

2.4 สมรรถนะของระบบ 11

2.5 ประสิทธิภาพของระบบ 12

2.6 การนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไปใช้งาน 15

2.7 การใช้เซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย 16

2.8 การวิเคราะห์ราคาตลอดอายุการใช้งาน 17

บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย

3.1 สำรวจพื้นที่ก่อนการติดตั้งจริง ภายในมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี 20

3.2 การจำลองระบบโฟโตโวลตาอิก ด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ 23

3.3 การออกแบบโครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 25

3.4 การติดตั้งโครงสร้างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 26

3.5 การออกแบบระบบโฟโตโวลตาอิก ขนาด 10 kWp 29

3.6 การวิเคราะห์เพื่อหาค่าทางเศรษฐศาสตร์ของระบบตลอดอายุการใช้งาน 37

3.7 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุน 41

3.8 การลดก๊าซเรือนกระจก 42

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

บทที่ 4 ผลการทดลอง

4.1 โครงสร้างที่ได้ดำเนินการติดตั้ง ภายในโครงการ 45

4.2 ข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้า ของระบบโฟโตโวลติก 10 kW_p 47

4.3 การวิเคราะห์เพื่อหาค่าทางเศรษฐศาสตร์ของระบบตลอดอายุการใช้งาน 62

4.4 การคำนวณทางด้านการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 65

4.5 การหาจุดคุ้มทุนและระยะเวลาคืนทุน 66

บทที่ 5 สรุป

5.1 สรุปผลการทดลอง 72

5.2 ข้อเสนอแนะ 75

เอกสารอ้างอิง 76

ภาคผนวก

ก. ข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโฟโตโวลตาอิก 10kW_p 78

ข. การวิเคราะห์หาระยะเวลาคืนทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย 84

ค. การวิเคราะห์หาระยะเวลาคืนทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงค่าการผลิตพลังงานไฟฟ้า 95

ง. การวัดค่าความเข้มแสงอาทิตย์ 107

จ. รายการบทความที่ได้รับการตีพิมพ์ผลงานทางวิชาการในการประชุมต่างๆ 109

ประวัติผู้เขียน

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
3.1 คุณลักษณะทางไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่นำมาออกแบบ	31
3.2 มิติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์	31
3.3 คุณลักษณะทางไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ที่นำมาออกแบบ	31
3.4 กำลังไฟฟ้าของระบบโฟโตโวลตาอิก Watt Peak ของระบบไฟฟ้าที่ทำการออกแบบ	36
3.5 การคำนวณค่า Life cycle cost (Key point)	37
3.6 การเปรียบเทียบการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆในการผลิตพลังงานไฟฟ้า 1 หน่วย	43
4.1 คุณสมบัติทางไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์	46
4.2 การคำนวณหาค่าราคาของระบบตลอดอายุการใช้งาน	62
4.3 การเปรียบเทียบการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ต่อหน่วย	65
4.4 ผลการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	65
4.5 การวิเคราะห์หาระยะเวลาคืนทุนเมื่อศึกษาการเปลี่ยนแปลงราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย	66
4.6 การวิเคราะห์หาระยะเวลาคืนทุนเมื่อศึกษาการเปลี่ยนแปลงค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วย	68
4.7 ต้นทุนคงที่และผลการวิเคราะห์	71
5.1 ข้อมูลทางด้านแรงดัน กระแสไฟฟ้า ความถี่ ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชุด เวลา 06.50 – 18.20 น.	73

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1 หลักการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์	4
2.2 ส่วนประกอบของระบบโฟโตโวลตาอิกชนิดเชื่อมต่อกับสายส่งกำลังไฟฟ้าของการไฟฟ้า	4
2.3 การทดสอบเพื่อทำ IV-Curve	9
2.4 ผลการทำ I-V Curve เพื่อหา P_{max}	9
2.5 คุณสมบัติทางไฟฟ้าของเซลแสงอาทิตย์ แสดงโดยใช้ I – V Curve	10
3.1 เสาไฟถนน ที่จ่ายกระแสไฟฟ้า ให้กับตู้ควบคุมระบบไฟฟ้า ของสระน้ำพุ	21
3.2 ตู้ควบคุมระบบไฟฟ้าของสระน้ำพุ รับกระแสไฟฟ้าจากเสาไฟถนน	21
3.3 ขณะวัดกระแสไฟฟ้า ภายในตู้ควบคุมระบบไฟฟ้าของปั๊ม	22
3.4 ขณะวัดค่ากำลังไฟฟ้าและตัวประกอบกำลัง ในตู้ควบคุมระบบไฟฟ้าของปั๊มน้ำพุ	22
3.5 การจำลองระบบโฟโตโวลตาอิกด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์	23
3.6 อุณหภูมิแวดล้อม ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์	23
3.7 อุณหภูมิแวดล้อมและอุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์	24
3.8 ค่าความเข้มแสงของแสงอาทิตย์ในแนวระนาบ	24
3.9 การใช้กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนของระบบพลังงานแสงอาทิตย์	24
3.10 การเปรียบเทียบการผลิตกำลังไฟฟ้าของระบบพลังงานแสงอาทิตย์เทียบกับของโหลด	24
3.11 การผลิตกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนที่ได้จากระบบพลังงานแสงอาทิตย์	25
3.12 ลักษณะโครงสร้างที่ดำเนินการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์	25
3.13 ลักษณะโครงสร้างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่นำมาออกแบบ	25
3.14 การเตรียมเท ฐานรากรองรับโครงสร้างแผงเซลล์แสงอาทิตย์	26
3.15 ฐานรากเสารองรับโครงสร้างแผงเซลล์แสงอาทิตย์	27
3.16 การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ บนโครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์	27
3.17 การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์	28
3.18 ด้านหน้าของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์	28
3.19 โครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี	29
3.20 การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แล้วเสร็จ	30
3.21 การวางระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่อหนึ่งกลุ่ม	32
3.22 การวางระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดกำลังผลิต 10 กิโลวัตต์	33
3.23 การออกแบบระบบป้องกันแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดกำลังผลิต 10 กิโลวัตต์	34
3.24 การออกแบบระบบไฟฟ้าสำหรับงานระบบ	36

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.25 Life Cycle Cost ของระบบโฟโตโวลตาอิกขนาด 10 กิโลวัตต์	41
4.1 มุมมองแบบ Bird's eyes view สระน้ำพุ ภายในมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี	44
4.2 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ดำเนินการติดตั้งและทดสอบ	45
4.3 การทดสอบระบบหลังการติดตั้งระบบไฟฟ้าแล้วเสร็จ	46
4.4 การผลิตกำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชุดที่ 1	48
4.5 การผลิตกำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชุดที่ 2	49
4.6 การผลิตกำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชุดที่ 3	49
4.7 การเปรียบเทียบการผลิตกำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชุดที่ 1-3	50
4.8 การเปรียบเทียบกระแสไฟฟ้าตรงและกระแสสลับ ชุดที่ 1	50
4.9 การเปรียบเทียบกระแสไฟฟ้าตรงและกระแสสลับ ชุดที่ 2	51
4.10 การเปรียบเทียบกระแสไฟฟ้าตรงและกระแสสลับ ชุดที่ 3	51
4.11 การเปรียบเทียบกระแสไฟฟ้าตรงและกระแสสลับ ชุดที่ 1-3	52
4.12 ค่าแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชุดที่ 1	52
4.13 ค่าแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชุดที่ 2	53
4.14 ค่าแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชุดที่ 3	53
4.15 การเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชุดที่ 1-3	54
4.16 ค่าแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชุดที่ 1	54
4.17 ค่าแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชุดที่ 2	55
4.18 ค่าแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชุดที่ 3	55
4.19 ค่าความถี่ของอินเวอร์เตอร์ ขณะทำการเชื่อมต่อระบบ	56
4.20 ค่าแรงดันไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ ขณะต่อเชื่อมระบบ	56
4.21 ค่าความเข้มแสง ระหว่างวันขณะทำการวัดด้วย Reference Cell	57
4.22 อุณหภูมิแวดล้อมของแผงเซลล์แสงอาทิตย์	57
4.23 แรงดันและกระแสไฟฟ้าทางด้านกระแสสลับ ช่วงไม่มีโหลด	58
4.24 แรงดันสูงสุดทางด้านกระแสสลับสำหรับ L_1 - L_3	58
4.25 ค่ากระแสไฟฟ้าสลับของ L_1-L_3	59
4.26 การเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าของ L_1	59
4.27 การเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าของ L_2	60
4.28 การเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าของ L_3	60

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.29 ค่า Harmonics Distortion ของกระแสที่ L_1	61
4.30 ค่า Harmonics Distortion ของกระแสที่ L_2	61
4.32 ค่า Harmonics Distortion ของกระแสที่ L_3	61
4.33 แผนภูมิแสดงการใช้เงินเริ่มต้นในระบบ	64
4.34 ข้อมูลด้านราคาของ Life Cycle Cost	64
4.35 การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนที่เปลี่ยนแปลงราคาพลังงานไฟฟ้า	67
4.36 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีเปลี่ยนแปลงค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อวัน	69

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

$ALCC$	มูลค่าเทียบเท่ารายปี
a	discount factor
C_{cap}	ราคาค่าใช้จ่ายเริ่มต้น
$C_{o\&m}$	ราคาค่าใช้จ่ายรายปี
C_{rep}	ราคาค่าเปลี่ยนอุปกรณ์
COE	ราคาพลังงานไฟฟ้า
d	อัตราส่วนลด (discount rate)
i	อัตราเงินเฟ้อ (inflation rate)
LCC	มูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันการลงทุน
n	ปี
P_{ACT}	กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของแผง
PEA	Provincial Electricity Authority
P_{inv}	Minimum inverter size wattage (Watt)
$P_{a(n)}$	Annualize factor
S_f	Safety factor

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความสำคัญของปัญหา

เนื่องจากการใช้พลังงานที่เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ทำให้เชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้า ใกล้จะหมดไป รวมทั้งน้ำมันและถ่านหินทำให้ต้องมีการหาพลังงานทางเลือกใหม่มาแก้ไขปัญหาที่จะเกิดขึ้น นี้พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานทางเลือกหนึ่งที่สะอาดปราศจากมลภาวะที่จะก่อให้เกิดสภาวะเรือนกระจก ไม่ก่อให้เกิดก๊าซพิษ เช่น ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ที่เกิดจากการเผาไหม้ของถ่านหิน น้ำมันเชื้อเพลิง ก๊าซธรรมชาติ ที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ซึ่งเป็นสาเหตุของการเกิดสภาวะเรือนกระจก และทำให้เกิดปัญหาเรื่องของ สภาวะโลกร้อน (Green House Effect) การพัฒนาแหล่งพลังงานที่สะอาดปราศจากมลพิษ เพื่อลดการใช้พลังงานจากน้ำมันเป็นงานที่ต้องทำอย่างเร่งด่วน โดยที่โครงการพลังงานทดแทนทั้งหมด โครงการผลิตพลังงานจากแสงอาทิตย์ เป็นโครงการที่เหมาะสมโครงการหนึ่ง เนื่องจากเป็นแหล่งพลังงานที่ไม่สิ้นสุด มีอยู่ทั่วไป

ประเทศไทย พื้นที่เกือบทั้งหมดสามารถรับพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยประมาณ 5 หน่วยต่อตารางเมตรต่อวัน ($kWh/m^2/day$) [1] ในอดีตการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีราคาแพงมากแต่เนื่องจากปัจจุบันราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงอย่างมาก มีแนวโน้มว่าจะลดลงมาเรื่อย เพราะประชาชนทั่วไปเริ่มตระหนักว่า สภาวะแวดล้อมที่เป็นพิษเนื่องมาจาก การใช้น้ำมันในการผลิตพลังงานไฟฟ้า จึงหันมาใช้เซลล์แสงอาทิตย์มากขึ้น

การดำเนินการวิจัยนี้ จัดทำขึ้นเพื่อวิเคราะห์การติดตั้งระบบโฟโตโวลตาอิก ขนาด 10 กิโลวัตต์สูงสุด (kW_p) ชนิดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าเพื่อลดการใช้พลังงานไฟฟ้าอันเกิดจากการใช้งานของปั๊มน้ำพุชนิด 3 เฟส แรงดันไฟฟ้า 380 โวลต์ (V) ความถี่ 50 เฮิรตซ์ (H_Z) กำลังไฟฟ้า 30 กิโลวัตต์ (kW) ที่ติดตั้งอยู่ภายในสระน้ำพุ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี ซึ่งมีการใช้ระหว่างเวลา 08.00 น – 17.00 น. ของทุกวัน โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อ ให้การติดตั้งระบบโฟโตโวลตาอิก ช่วยลดการใช้พลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้า

1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา

1.2.1 เพื่อศึกษาการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากระบบพลังงานแสงอาทิตย์ ชนิดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าขนาด 10 kW_p

1.2.2 วิเคราะห์ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบพลังงานแสงอาทิตย์

1.2.3 เพื่อศึกษาและวิเคราะห์ค่าพลังงานไฟฟ้าเปรียบเทียบกันระหว่างการออกแบบและติดตั้งจริง

1.2.4 ศึกษาสมรรถนะของระบบโดยวิเคราะห์ค่าของความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิ

1.3 ขอบเขตของงานวิจัย

1.3.1 ออกแบบการติดตั้งระบบโฟโตโวลตาอิก ชนิดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคบริเวณพื้นที่ภายในมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี ขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุด 10 kW_p

1.3.2 ติดตั้งระบบโฟโตโวลตาอิก ขนาด 10 kW_p

1.3.3 ติดตั้งและเก็บค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบโฟโตโวลตาอิก ด้วยระบบบันทึกและแสดงผลข้อมูลผ่านจอแสดงผล

1.3.4 วิเคราะห์ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบโฟโตโวลตาอิกในพื้นที่การติดตั้งภายในมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

1.4 ขั้นตอนการศึกษา

1.4.1 สำรวจพื้นที่ติดตั้งจริง ภายในมหาวิทยาลัยมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

1.4.2 สำรวจลักษณะและคุณสมบัติ การใช้งานของโหลดมอเตอร์ปั๊มน้ำที่ติดตั้งในสถานที่จริง

1.4.3 ศึกษาการออกแบบระบบโฟโตโวลตาอิก ชนิดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ขนาด 10 kW_p

1.4.4 ติดตั้งโครงสร้างและระบบโฟโตโวลตาอิกในสถานที่จริง

1.4.5 จำลองระบบโฟโตโวลตาอิก ด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์

1.4.6 จัดเก็บและวิเคราะห์ข้อมูลของพลังงานไฟฟ้าที่ได้เพื่อนำมาวิเคราะห์ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้รับจริงหลังการติดตั้ง

1.4.7 เปรียบเทียบข้อมูลจากการออกแบบและการทดลองจริง

1.4.8 สรุปผลการวิเคราะห์

1.5 ข้อจำกัดของการศึกษา

1.5.1 ระยะเวลาในการศึกษามีจำกัด แต่การจัดหาอุปกรณ์ต่างๆในระบบพลังงานแสงอาทิตย์ใช้ระยะเวลามาก ทำให้ระยะเวลาในการศึกษามีระยะเวลาเพิ่มมากขึ้น

บทที่ 2
ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

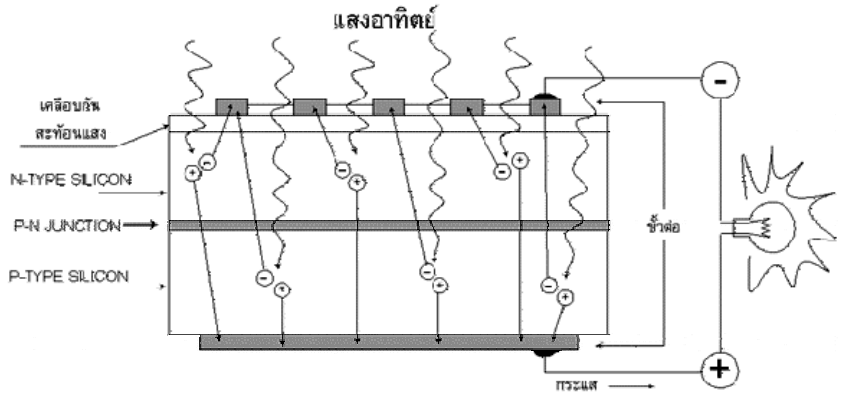
คำนำ

บทที่ 2 จะกล่าวถึงเรื่องทฤษฎีที่จำเป็นสำหรับงานวิจัยในครั้งนี้ โดยจะกล่าวถึงทฤษฎีของเซลล์แสงอาทิตย์ การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในการดำเนินการวิจัย และเทคนิคการใช้งานอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบพลังงานแสงอาทิตย์ การใช้งานอินเวอร์เตอร์ ระบบสื่อสาร รวมทั้งเทคนิคการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบอนุกรม เพื่อให้ได้แรงดันตามที่ต้องการ การต่อแบบขนานเพื่อให้ได้กระแสตามที่ต้องการ การคำนวณทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อคำนวณราคาต่อหน่วยของพลังงานแสงอาทิตย์ จุดคุ้มทุนของโครงการฯ โดยผู้ที่ได้ศึกษาจะมีความรู้ความเข้าใจ ในการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ เป็นพลังงานทดแทนได้

2.1 การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

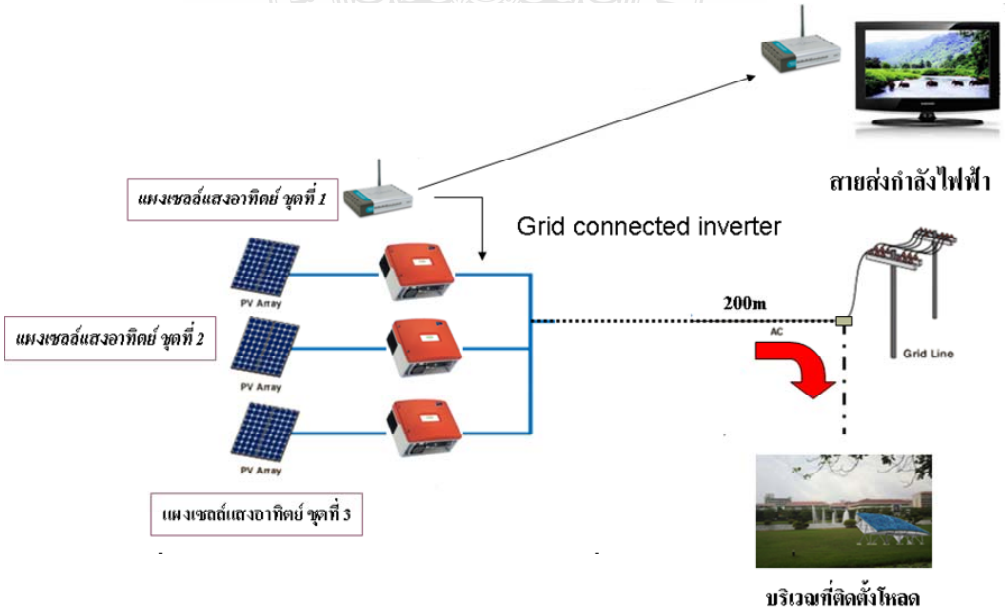
เซลล์แสงอาทิตย์เป็นสิ่งประดิษฐ์ที่สร้างขึ้นเพื่อเป็น อุปกรณ์สำหรับการเปลี่ยนพลังงานแสงให้เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยการนำสารกึ่งตัวนำ เช่น ซิลิกอน ซึ่งมีราคาถูกที่สุดและมีมากที่สุดบนพื้นโลก นำมาผ่านกระบวนการทางวิทยาศาสตร์ผลิตให้เป็นแผ่นบางบริสุทธิ์ และในทันทีที่มีแสงตกกระทบบนแผ่นเซลล์ รังสีของแสงที่มีอนุภาคของพลังงานประกอบ ที่เรียกว่าโฟตอนจะถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอน ในสารกึ่งตัวนำ จนมีพลังงานมากพอที่จะกระโดดออกมาจากแรงดึงดูดของอะตอมและสามารถเคลื่อนที่ได้อย่างอิสระ ดังนั้นเมื่อ อิเล็กตรอน มีการเคลื่อนที่ครบวงจร ก็จะทำให้เกิดไฟฟ้ากระแสตรง โดยมีองค์ประกอบหลักของ “เซลล์แสงอาทิตย์” คือ การนำสารกึ่งตัวนำ (Semi Conductors) 2 ชนิด มาต่อกัน ซึ่งเรียกว่า P-N Junction เมื่อแสงอาทิตย์ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ ก็จะถ่ายพลังงานให้อะตอมของสารกึ่งตัวนำ ทำให้เกิดอิเล็กตรอนและโฮลอิสระ ไปรออยู่ที่ขั้วต่อ ดังนั้นเมื่อมีการเชื่อมกับวงจรภายนอก เช่น เอาหลอดไฟฟ้ามาต่อคร่อมที่ขั้วต่อของเซลล์ ก็จะเกิดการไหลของอิเล็กตรอนและโฮล ที่ให้พลังงานไฟฟ้ากระแสตรงกับวงจรภายนอกได้ และจะให้พลังงานไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง ตราบเท่าที่ยังมีแสงอาทิตย์ตกกระทบเซลล์ ซึ่งสามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ทันที หรือนำไปกักเก็บไว้ในแบตเตอรี่ เพื่อใช้งานภายหลัง

ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ถูกออกแบบสำหรับผลิตไฟฟ้า ผ่านอุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับและทำการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าโดยตรง เรียกวิธีการต่อแบบนี้ว่า ระบบพลังงานแสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับการไฟฟ้า หรือเรียกว่า PV Grid Connected System



รูปที่ 2.1 หลักการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ [2]

หลักการทำงานแบ่งเป็น 2 ช่วง กล่าวคือ ในช่วงเวลากลางวัน เซลล์แสงอาทิตย์ได้รับแสงแดด สามารถผลิตไฟฟ้าจ่ายให้แก่โหลดได้โดยตรง โดยผ่านอุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ และหากมีพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เกินจะถูกจ่ายเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้า สังเกตได้เนื่องจากมิเตอร์วัดพลังงานไฟฟ้าจะหมุนกลับทาง ส่วนในช่วงกลางคืนเซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ กระแสไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะจ่ายให้แก่โหลดโดยตรง สังเกตได้จากมิเตอร์วัดพลังงานไฟฟ้าจะหมุนปกติ ดังนั้น ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อกับสายส่งกำลังไฟฟ้าของการไฟฟ้า จะเป็นการใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าในเขตเมืองหรือพื้นที่ที่มีระบบจำหน่ายไฟฟ้าเข้าถึง อุปกรณ์ระบบที่สำคัญประกอบไปด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์และอินเวอร์เตอร์ ซึ่งเป็นอุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับชนิดต่อกับโดยตรงกับ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า หรือบางที่เรียกว่า Grid Connected Inverter



รูปที่ 2.2 ส่วนประกอบของระบบโฟโตโวลตาอิกชนิดเชื่อมต่อกับสายส่งกำลังไฟฟ้าของการไฟฟ้า

2.2 ความรู้ทั่วไปเกี่ยวกับระบบพลังงานแสงอาทิตย์

เนื่องจากระบบพลังงานแสงอาทิตย์มีทฤษฎีที่ต้องศึกษาเพิ่มเติม เช่น การพิจารณาแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งสามารถใช้วงจรสมมูลของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาพิจารณาได้ มีส่วนของเซลล์แสงอาทิตย์และไดโอด อยู่ ซึ่งเมื่อไม่ได้ต่อโหลดไว้ทางด้านออกของเซลล์แสงอาทิตย์ จะทำให้กระแสไหล ในส่วนของเซลล์โดยไหลผ่านไดโอด แต่เมื่อมีการต่อโหลดทางด้านออกของเซลล์แสงอาทิตย์ จะทำให้กระแสไหลผ่านโหลด แต่จะเกิดความต้านทานขึ้นในส่วนของเซลล์แสงอาทิตย์ที่เรียกว่า ความต้านทานขนาน (Shunt Resister) ซึ่งจะขนานอยู่กับแรงดันทางด้านออกของเซลล์แสงอาทิตย์ อีกส่วนหนึ่งเราเรียกว่า ความต้านทานอนุกรม (Series Resister) ซึ่งจะอยู่ทางด้านออกของแรงดันไฟฟ้าทางด้านออกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ [2]

2.3 ความรู้เรื่องเซลล์แสงอาทิตย์

2.3.1 ไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

การพัฒนาแหล่งพลังงานที่สะอาดปราศจากมลพิษ เพื่อชดเชยการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้า อาจกล่าวได้ว่าโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ เป็นโครงการที่เหมาะสมที่สุดโครงการหนึ่ง เพราะการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์นั้น ปราศจากมลภาวะเป็นพิษ มีแหล่งพลังงานอยู่ทั่วไปและไม่สิ้นสุด ดวงอาทิตย์เป็นแหล่งพลังงานขนาดมหึมา พลังงานที่ดวงอาทิตย์สร้างขึ้นมีประมาณ 3.8×10^{23} กิโลวัตต์ แต่เนื่องจากระยะทางที่ห่างจากโลกมากถึง 93 ล้านไมล์ทำให้พลังงานที่ส่งมายังโลกลดน้อยลงพลังงานแสงอาทิตย์เดินทางมาถึงโลกประมาณ 1.8×10^{14} กิโลวัตต์ ถูกดูดซับโดยบรรยากาศและพื้นโลกประมาณ 1.25×10^{14} กิโลวัตต์ ในขณะที่พลังงานที่มนุษย์ใช้รวมกันทั้งโลกประมาณ 1×10^{10} กิโลวัตต์ จะเห็นได้ว่าพลังงานที่ได้จากพลังงานแสงอาทิตย์มีมากกว่าพลังงานมนุษย์ใช้รวมกันทั้งโลกประมาณ 10,000 เท่า [1]

สำหรับประเทศไทยพื้นที่เกือบทั้งหมด สามารถรับพลังงานแสงอาทิตย์ เฉลี่ยประมาณ 4.5 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อวัน ดังนั้น ในพื้นที่ 1 ตารางกิโลเมตร สามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 33 เมกะวัตต์ หรือ 165,000 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ต่อตารางเมตรต่อวัน ในปัจจุบันความต้องการพลังงานไฟฟ้าของประเทศประมาณวันละ 250 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง ถ้าต้องการผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งหมดจำเป็นต้องใช้พื้นที่ประมาณ 1,500 ตารางกิโลเมตร หรือคิดเป็นพื้นที่ประมาณร้อยละ 0.3 ของประเทศเท่านั้น [1]

ในอดีตการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มีราคาแพงมาก แต่เนื่องจากปัจจุบันราคาของเซลล์แสงอาทิตย์ได้ลดลงมาอย่างมาก และมีแนวโน้มว่าจะลดลงอีกเรื่อยๆ เพราะประชาชนโดยทั่วไปได้ตระหนักถึงสภาวะแวดล้อมเป็นพิษ เนื่องจากการใช้เชื้อเพลิงที่ได้จากซากพืช ซากสัตว์ ในการผลิตพลังงาน จึงหันมาใช้เซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นเรื่อย ๆ การผลิตไฟฟ้าจากเซลแสงอาทิตย์มีจุดเด่น [3,4] ที่สำคัญแตกต่างจากวิธีอื่นหลายประการดังต่อไปนี้

ก. ไม่มีชิ้นส่วนที่เคลื่อนไหวในขณะใช้งานจึงทำให้ไม่มีมลภาวะทางเสียง

ข. ไม่ก่อให้เกิดมลภาวะเป็นพิษจากขบวนการผลิตไฟฟ้า

ค. ประสิทธิภาพคงที่ไม่ขึ้นกับขนาด

ง. สามารถผลิตเป็นแผงขนาดต่าง ๆ ได้ง่าย ทำให้สามารถผลิตได้ปริมาณมาก

จ. ผลิตไฟฟ้าได้แม้มีแสงแดดอ่อนหรือมีเมฆ

ฉ. เป็นการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้มาฟรีและมีไม่สิ้นสุด

ช. ผลิตไฟฟ้าได้ทุกมุมโลกแม้บนเกาะเล็ก ๆ กลางทะเล บนยอดภูเขาสูงและในอวกาศ

ซ. ได้พลังงานไฟฟ้าโดยตรง ซึ่งเป็นพลังงานที่นำมาใช้สะดวกที่สุดเพราะ การส่งและการเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าเป็นพลังงานแสงเสียง ความร้อน

2.3.2 สารกึ่งตัวนำกับไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

Photovoltaic (PV) หมายถึง ขบวนการผลิตไฟฟ้าจากการตกกระทบของแสงบนวัตถุที่มีความสามารถในการเปลี่ยนพลังงานแสงเป็นพลังงานไฟฟ้าได้ โดยตรง วัสดุที่มีความสามารถในการเปลี่ยนพลังงานดังกล่าวคือ สารกึ่งตัวนำ สารกึ่งตัวนำเมื่อนำมาผลิตเป็นอุปกรณ์สำหรับเปลี่ยนพลังงานแสงให้เป็นพลังงานไฟฟ้า เรียกว่าเซลล์แสงอาทิตย์ หรือ Solar Cell ได้แก่ ซิลิคอนที่มีรูปผลึกและ ไม่มีรูปผลึก (Crystalline และ Amorphous Silicon) แกลเลี่ยม อาเซไนด์ (Gallium Arsennide) อินเดียม ฟอสไฟด์ (Indium Phosphide) แคดเมียม เทลเลอไรด์ (Cadmium Telluride) และคอปเปอร์ อินเดียม ไดเซเลไนด์ (Copper Indium Diselenide หรือ CIS) เป็นต้น

การค้นพบการตอบสนองทางไฟฟ้าเมื่อมีแสงตกกระทบบนวัตถุ ถูกค้นพบโดยนักวิทยาศาสตร์ชื่อ Edmond Becquerel ในปี ค.ศ. 1839 เขาได้สังเกตเห็นว่าเมื่อมีแสงตกกระทบบนด้านหนึ่งของ Electrochemical Cell แล้วจะมีการผลิตกระแสไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ต่อจากนั้นได้มีการผลิต Selenium Photovoltaic Cell ขึ้นครั้งแรกในปี ค.ศ. 1883 ในปี ค.ศ. 1905 มีการพบว่าจำนวนระดับพลังงานของอิเล็กตรอนของวัสดุที่มีความไวต่อแสงจะเปลี่ยนแปลงไป ตามความเข้มและความยาวคลื่นของแสงที่ตกกระทบบนวัสดุนั้น ๆ

2.3.3 การทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์

รังสีของดวงอาทิตย์ประกอบอนุภาค ของพลังงานที่เรียกว่า “โฟตอน” (Photon) โฟตอนจะถ่ายเทพลังงานให้กับอิเล็กตรอน ในสารกึ่งตัวนำของเซลล์แสงอาทิตย์ จนอยู่ในสถานะ

Excited State เมื่ออิเล็กตรอนได้รับพลังงานจากโฟตอนแล้ว (Excited Electron) จะกระโดดออกมาจากอะตอมและสามารถเคลื่อนที่ได้อย่างอิสระ ดังนั้นเมื่ออิเล็กตรอนเคลื่อนที่ครบวงจร จะทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าขึ้น ขั้วไฟฟ้า (Electrode) ที่อิเล็กตรอนมารวมกัน และเคลื่อนที่ผ่านเรียกว่า “ขั้วลบ” และขั้วที่อยู่ตรงข้ามจะเรียกว่า “ขั้วบวก” เมื่อขั้วทั้ง 2 ถูกต่อด้วยหลอดไฟฟ้าก็จะทำให้มีแสงสว่างเกิดขึ้น สารกึ่งตัวนำถูกนำมาผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ในปัจจุบันคือ สารซิลิคอน สาเหตุเพราะมีราคาต่ำและหาได้ง่ายในธรรมชาติ

2.3.4 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Modules)

แรงเคลื่อนไฟฟ้าที่ผลิตขึ้นจากเซลล์เซลล์เดี่ยวจะมีค่าต่ำมา การนำมาใช้งาน จะต้องนำเซลล์หลาย ๆ เซลล์มาต่อกันแบบอนุกรม เพื่อเพิ่มค่าแรงเคลื่อนไฟฟ้าให้สูงขึ้น เซลล์ที่นำมาต่อกันในจำนวนและขนาดที่เหมาะสมเรียกว่า แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Modules หรือ Solar Panel)

การทำเซลล์แสงอาทิตย์ให้เป็นแผง ก็เพื่อความสะดวกในการนำไปใช้งาน ด้านหน้าของแผงเซลล์ ประกอบด้วยแผ่นกระจกที่มีส่วนผสมของเหล็กต่ำ ซึ่งมีคุณสมบัติในการยอม ให้แสงผ่านได้ดี และยังเป็นเกราะป้องกันแผ่นเซลล์อีกด้วย แผงเซลล์จะต้องมีการป้องกันความชื้น ที่ดีมาก เพราะจะต้องอยู่กลางแดด กลางฝน เป็นเวลานาน ในการประกอบจะต้องใช้วัสดุที่มีความคงทนและป้องกันความชื้นที่ดี เช่น ซิลิโคน และ อีวีเอ (Ethelene Vinyl Acetate) เป็นต้น เพื่อเป็นการ ป้องกันแผ่นกระจกด้านบนของแผงเซลล์ จึงต้องมีการทำกรอบด้วยวัสดุที่มีความแข็งแรง แต่บางครั้งก็ไม่มีความจำเป็น ถ้ามีการเสริมความแข็งแรงของแผ่นกระจกให้เพียงพอ ซึ่งก็สามารถทดแทนการทำกรอบได้เช่นกัน ดังนั้น แผงเซลล์จึงมีลักษณะเป็นแผ่นเรียบ (Laminate) ซึ่งสะดวกในการติดตั้ง

เซลล์แสงอาทิตย์ 1 เซลล์ จะทำให้เกิดแรงเคลื่อนไฟฟ้าได้ 0.5 โวลต์ (DC) โดยไม่ขึ้นกับขนาดของเซลล์ ส่วนกระแสที่ผลิตได้จะขึ้นอยู่กับขนาดของเซลล์ เช่น เซลล์ที่มีพื้นที่ 4x4 ตารางนิ้ว จะให้กระแสประมาณ 3 แอมแปร์กำลังผลิตประมาณ 1.5 วัตต์ ในกรณีที่ต้องการให้แรงเคลื่อนไฟฟ้าสูงขึ้น ทำได้โดยการต่อเซลล์กันแบบอนุกรม (ขั้วบวกต่อเข้ากับขั้วลบของอีกเซลล์หนึ่ง) แต่ถ้าการเพิ่มกระแสต้องต่อกันแบบขนาน (ขั้วบวกต่อกับขั้วบวกของอีกเซลล์หนึ่ง) เซลล์ภายในแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะมีขั้วต่อที่เป็นขั้วบวกและขั้วลบต่อกับแบบอนุกรม แล้วต่อรวมออกมานอกแผงเซลล์ โดยทั่วไปแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขายในท้องตลาดจะมีแรงเคลื่อนสูงสุดประมาณ 21-22 โวลต์

2.3.4.1 ชุดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (PV Array)

สิ่งหนึ่งที่น่าสนใจของเซลล์แสงอาทิตย์ก็คือ กำลังผลิตที่สามารถเพิ่มโดยการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์เข้าด้วยกันเป็นชุด หรือเป็นแถว (Array) ภายในชุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีหลักการต่อ 2 วิธีคือ ต้องการเพิ่มแรงเคลื่อนไฟฟ้าต้องต่อแบบอนุกรม ต้องการเพิ่มกระแสให้ต่อแบบขนาน

2.3.4.2 ร่มเงามีผลอย่างไรต่อการผลิตกระแสไฟฟ้า

บ้านพลังงานแสงอาทิตย์ ก็เหมือนกับติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์โดยทั่วไป กล่าวคือ ชุดแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตไฟฟ้ากระแสตรงก่อนถูกแปลงให้เป็นกระแสสลับ 220 โวลต์ โดยเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter) เครื่องแปลงกระแสจะต่อตรงเข้ารับระบบหลักของบ้าน ดังนั้นกระแสไฟฟ้าที่ผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์จึงสามารถใช้ได้ทันที แผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งให้กับผู้ร่วมโครงการมีแรงเคลื่อนไฟฟ้ากระแสตรง 255 โวลต์ (ชนิดผลึกเดี่ยว), 240 โวลต์ (ชนิดอะมอร์ฟัส) ซึ่งเป็นค่าที่เหมาะสมกับเครื่องกระแสไฟฟ้าที่ใช้

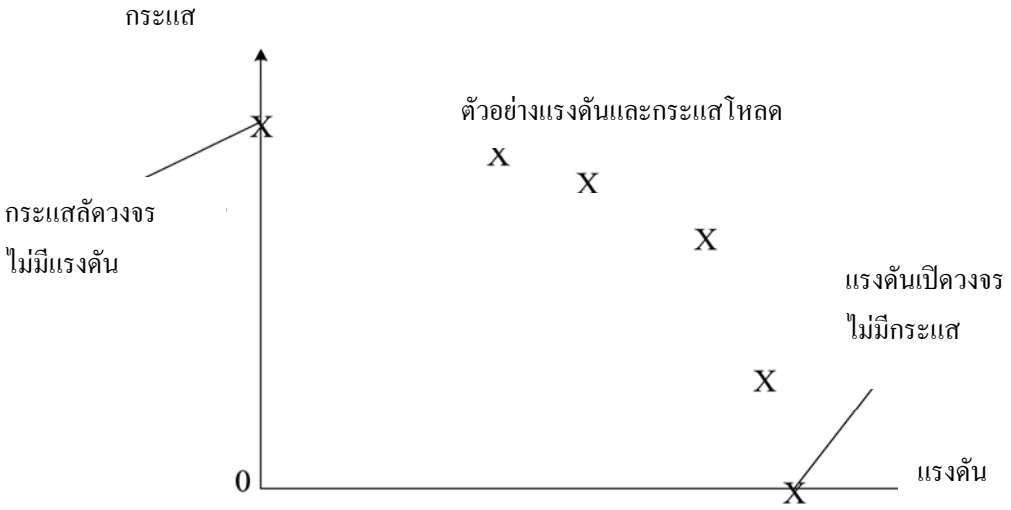
ในบางกรณีในสถานี ที่ไม่ต้องการใช้ไฟฟ้า มากนักไฟฟ้าที่ผลิตได้ จะไม่ถูกเปลี่ยนเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ ยังคงเป็นไฟฟ้ากระแสตรงที่มีแรงเคลื่อนต่ำ เพื่อใช้กับเครื่องใช้ไฟฟ้าที่มีความเหมาะสม พลังงานที่ผลิตได้จะเก็บไว้ในแบตเตอรี่ขนาด 12 โวลต์ ดังนั้นแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยทั่วไปจะถูกออกแบบให้สามารถประจุไฟฟ้าเข้าแบตเตอรี่ได้โดยตรง ถึงแม้ว่าแรงเคลื่อนไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละแผงประมาณ 21 – 22 โวลต์ แต่เมื่อใช้งานจริงแรงเคลื่อนไฟฟ้าจะลดลงเหลือ 16 – 17 โวลต์ เท่านั้น ซึ่งเท่ากับกระแสที่ใช้ในการชาร์จแบตเตอรี่ทั่วไป ดังนั้นเมื่อนำเซลล์แสงอาทิตย์มาใช้ชาร์จแบตเตอรี่จึงไม่จำเป็นต้องนำแผงมาต่อกันแบบอนุกรมเพื่อเพิ่มแรงเคลื่อนไฟฟ้าแต่อย่างใด

แผงเซลล์แสงอาทิตย์หากถูกบดบังจากร่มเงา แม้จะเป็นพื้นที่เพียงเล็กน้อยก็ตาม แต่ก็มีผลต่อพลังงานที่ผลิตอย่างมาก การต่อแบบอนุกรมของตัวเซลล์ภายในแผงนั้น หมายถึงการที่เซลล์แต่ละเซลล์ยอมให้กระแสไหลผ่านได้ แต่เมื่อเซลล์ ๆ หนึ่งถูกบดบังไม่เพียงเซลล์นั้น ๆ จะไม่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้แล้ว แต่ยังเป็นอุปสรรคต่อการไหลผ่านของไฟฟ้าในวงจรอีกด้วย (ในขบวนการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ เห็นได้ว่าโฟตอน จะทำให้เกิดการพาประจุใน PN Junction ดังนั้นประจุจะไม่สามารถไหลผ่าน PN Junction ได้โดยปราศจากโฟตอน) ดังนั้น การถูกบดบังแม้จะเป็นเซลล์เพียงเซลล์เดียวก็ตาม แต่ก็มีผลเหมือนกับการถูกบดบังทั้งแผงเซลล์เลยทีเดียว ซึ่งผลกระทบนี้สามารถลดได้ถ้ามีการต่อระบบแบบขนาน

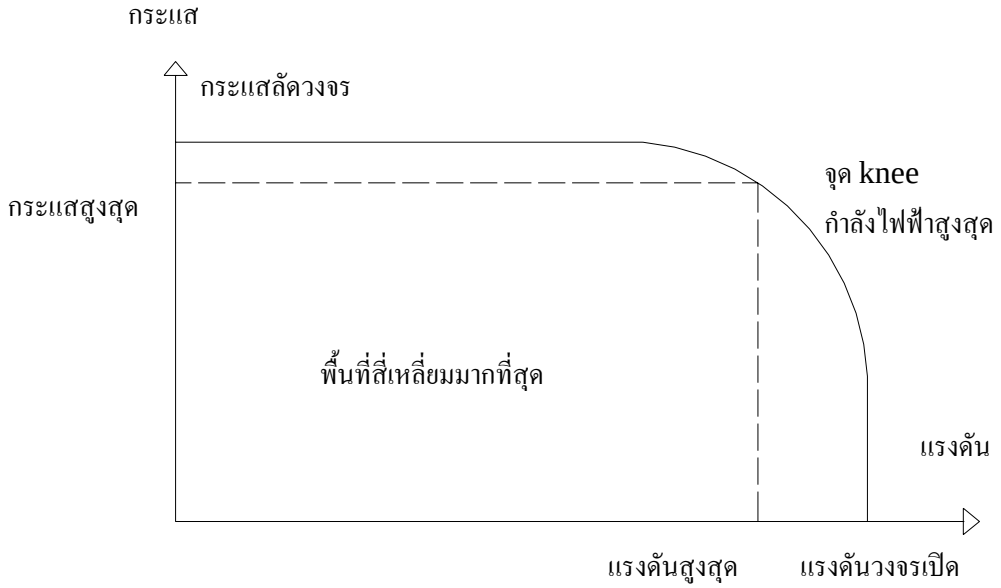
2.3.4.3 คุณสมบัติทางไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์

คุณสมบัติทางไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแสดงได้โดยใช้ I-V Curve ซึ่งมีประโยชน์มากสำหรับใช้ตรวจสอบกำลังผลิตสูงสุดของเซลล์แสงอาทิตย์ I หมายถึงกระแสไฟฟ้าซึ่งแทนด้วยเส้นกราฟในแกน Y และ V หมายถึงแรงเคลื่อนไฟฟ้า แทนด้วยเส้นกราฟในแกน X

I-V Curve มาตรฐานที่ใช้สำหรับหากำลังผลิตสูงสุด หรือ Wp (Peak Watts) ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้น ได้มาจากการทดสอบในสภาวะมาตรฐานที่กำหนด โดยใช้แสงส่องสว่างมาตรฐาน (Solar Simulator) ที่อุณหภูมิของเซลล์คงที่ 25 องศาเซลเซียส



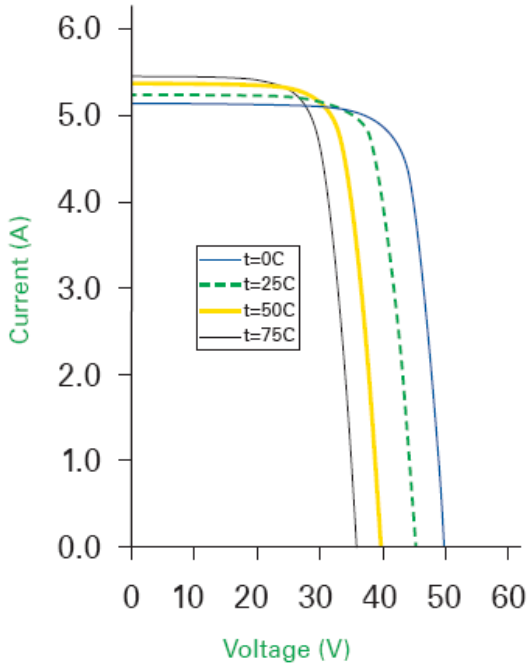
รูปที่ 2.3 การทดสอบเพื่อทำ IV-Curve



รูปที่ 2.4 ผลการทำ I-V Curve เพื่อหา P_{max}

ในการสร้าง I-V Curve สิ่งแรกต้องวัดก็คือ แรงเคลื่อนไฟฟ้า (V) ที่ไม่มีการต่อโหลด เราเรียกว่า แรงดันวงจรเปิด (Open Circuit Voltage) จะให้ค่าแรงเคลื่อนไฟฟ้าในแกน X(V) เพราะไม่มีกระแสไหลผ่าน (รูปที่ 2.6) เมื่อต่อโหลดที่มีค่าต่าง ๆ กัน ค่าของกระแสและแรงเคลื่อน จะถูกบันทึกเก็บไว้ เมื่อต่อจุดทุกจุดเข้าด้วยกันจะเกิดเป็น I-V curve ภายใต้สภาวะของ Irradiance และอุณหภูมิต่าง ๆ กัน สิ่งที่น่าสนใจที่สุดก็คือกำลังงานสูงสุด (Maximum Power) ที่ได้ในแต่ละภายใต้สภาวะนั้นๆในทางไฟฟ้ากำลังงานที่ได้มีหน่วยเป็นวัตต์ (W) ซึ่งเกิดจากแรงเคลื่อนและกระแสไฟฟ้า

สำหรับกำลังงานสูงสุดจะถูกแทนด้วยรูปสี่เหลี่ยมผืนผ้าที่มีพื้นที่มากที่สุดภายใต้เส้น I-V curve โดยจุดสัมผัสที่อยู่บนเส้น Curve เรียกว่า Knee ซึ่งมีหน่วยเป็นวัตต์สูงสุด (W_p) หรือ Peak Watt ค่านี้จะถูกระบุไว้ในข้อกำหนด (Specification) ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จากบริษัทผู้ผลิต



รูปที่ 2.5 คุณสมบัติทางไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ แสดงโดยใช้ I – V Curve [10]

2.3.4.4 ข้อกำหนดของกำลังผลิตสูงสุด (The Peak Power Specification)

W_p หมายถึงกำลังผลิตสูงสุด (Peak Watt) ที่ใช้วัดกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดของแผงเซลล์ภายใต้สภาวะมาตรฐานที่ใช้ในการทดสอบ ซึ่งมีหน่วยเป็นวัตต์ (Watt) กำลังผลิตสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่บริษัทผู้ผลิตแสดงไว้ที่แผงนั้น ได้จาก I-V Curve ที่ทดสอบในสภาวะมาตรฐาน โดยกำหนดความเข้มของแสงตกกระทบที่ 1,000 W/m^2 ณ อุณหภูมิของเซลล์ 25 องศาเซลเซียส

กำลังผลิตสูงสุดของระบบจะสัมพันธ์กับความเข้มของแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิของแผงเซลล์เป็นสำคัญ ในการใช้งานเพื่อให้เกิดกำลังงานสูงสุด (Maximum Power) จึงจำเป็นต้องมีอุปกรณ์ต่อพ่วงกับระบบเซลล์แสงอาทิตย์เรียกว่า Maximum Power Point Tracking (MPPT) คือเป็นตัวที่กำหนดจุดทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์หรือชุดแผงเซลล์ที่จุดให้กำลังสูงสุดจาก I-V Curve ซึ่งชุด MPPT นี้สามารถใช้งานได้โดยตรงกับปั๊มน้ำ ประจุแบตเตอรี่ และเครื่องแปลงกระแส (Inverter) ซึ่งเครื่องแปลงกระแสที่ออกแบบอย่างดีจะมีอุปกรณ์ MPPT อยู่ในเครื่องแล้ว

2.4 สมรรถนะของระบบ

ปริมาณของพลังงานที่ผลิตได้ใน1วันจากเซลล์แสงอาทิตย์จะขึ้นอยู่กับสภาวะอากาศ, ฤดูกาล เพื่อที่จะตัดปัญหาความยุ่งยากต่างๆ ในการคำนวณหาสมรรถนะของระบบนั้นควรใช้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยที่ผลิตในเวลา 1 ปี ซึ่งมีหน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมง (kWh) หรือ หน่วย (Unit) ซึ่งเหมือนกับการวัดปริมาณการใช้ไฟฟ้าตามบ้านเรือนทั่วไป ผลผลิตที่ได้ในรอบปีขึ้นอยู่กับ 3 องค์ประกอบดังนี้

2.4.1 ปริมาณพลังงานแสงอาทิตย์ (Insolation)

ปริมาณพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ในรอบปี (Annual Insolation) จะขึ้นอยู่กับตำแหน่งที่ตั้งทางภูมิศาสตร์ของพื้นที่ มุมเอียงของแผง และทิศทางที่เบี่ยงเบนไปจากทิศใต้ ถึงแม้ว่าจำนวนชั่วโมงที่ดวงอาทิตย์ส่องสว่างมายังพื้นโลก จะสามารถหาได้โดยใช้ข้อมูลของกรมอุตุนิยมวิทยา แต่ข้อมูลนี้ ไม่สามารถนำไปใช้ในการคำนวณหาปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ได้ เพราะว่าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์จะขึ้นอยู่กับอัตราการตกกระทบของรังสีดวงอาทิตย์ทั้งที่เป็นรังสีตรงและรังสีกระจาย (Global Irradiance) ณ ช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง (Insolation) โดยมีหน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร (kWh/m^2) ข้อสังเกต อัตราการตกกระทบของรังสีดวงอาทิตย์ที่ถือว่าเป็นมาตรฐาน ที่ใช้สำหรับเป็นตัวกำหนดกำลังงานสูงสุดนั้นมีค่าเท่ากับ 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร หรือ 1 กิโลวัตต์ต่อตารางเมตร ในทางกลับกันเราอาจจะกล่าวถึงพลังงานที่ตกกระทบพื้นผิวในแต่ละวัน ในรูปของจำนวนชั่วโมงต่อการได้รับกำลังงานสูงสุดคงที่ 1 กิโลวัตต์ต่อตารางเมตร (Peak-Hours Per Day) ซึ่งเท่ากับจำนวนกิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อวัน (kWh/m^2 Per Day)

2.4.2 อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ในขณะทำงาน

อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ ในขณะทำงานเป็นตัวแปรตัวหนึ่งที่ส่งผลกระทบต่อกำลังผลิตของเซลล์แสงอาทิตย์ โดยทั่วไปประสิทธิภาพของเซลล์จะลดลงร้อยละ 0.5 เมื่ออุณหภูมิเพิ่มขึ้น 1 องศา

2.4.3 ความลาดเอียงของแผง

ในการติดตั้งแผลเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องติดตั้งให้มีความเอียงเพียงพอ เพื่อที่จะให้ได้รับแสงแดดมากที่สุด และอีกประการหนึ่งเพื่อให้เกิดการระบายน้ำฝนได้อย่างรวดเร็ว เพื่อเป็นการชำระล้างสิ่งสกปรกที่ติดค้างอยู่บนแผงเซลล์ การเลือกมุมความลาดเอียงและทิศทางของแผงที่ เหมาะสมนั้นจะขึ้นอยู่กับตำแหน่งของสถานที่ว่าตั้งอยู่เส้นรุ้งเท่าไร สำหรับประเทศไทยค่าที่ดีที่สุดคือ 15 องศา โดยมีทิศทางหันหน้าไปทางทิศใต้ แต่อย่างไรก็ตาม ถ้ามีการนำเซลล์แสงอาทิตย์ไปติดบนหลังคาบ้าน มุมเอียงของแผงโดยทั่วไปจะอยู่ในช่วง 15 – 45 องศา หรือขึ้นกับความลาดเอียงของหลังคาบ้านเป็นสำคัญ

อีกวิธีหนึ่งที่ทำให้เซลล์แสงอาทิตย์ทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุดก็คือ การปรับแผงให้เอียงตามการโคจรของดวงอาทิตย์ (Tracking) แต่วิธีนี้จะสิ้นเปลืองค่าใช้จ่ายมาก ดังนั้นในทางปฏิบัติจึงติดตั้งแผงให้มีความลาดเอียงที่ค่าใดค่าหนึ่งเท่านั้น

2.5 ประสิทธิภาพของระบบ (Electrical Conversion Efficiency)

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ส่วนใหญ่ประกอบด้วย ชุดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อุปกรณ์ต่อเชื่อม และเครื่องแปลงกระแส ดังนั้นประสิทธิภาพของระบบจึงขึ้นอยู่กับคุณภาพของอุปกรณ์ดังกล่าว พลังงานที่ผลิตได้ใน 1 ปี (Annual Specific Yield) เป็นพารามิเตอร์ที่สำคัญที่ใช้ในการเปรียบเทียบและวัดสมรรถนะของระบบ ซึ่งคำนวณได้จากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด (Total Electric Output) หารด้วย กำลังผลิตสูงสุดชุดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Peak Power of Array) จากข้อกำหนดดังกล่าวเราสามารถนำไปคำนวณค่าต่าง ๆ ข้อมูลเฉลี่ยของประเทศไทยจากการรวบรวมเก็บข้อมูลโดย การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย แสดงว่า พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ในรอบปีมีค่าประมาณ 1,200 – 1,400 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อกิโลวัตต์สูงสุดต่อปี (ข้อมูลนี้ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์รุ่นเก่า)เซลล์แสงอาทิตย์รุ่นใหม่ซึ่งมีประสิทธิภาพสูงกว่า คาดว่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ประมาณ 1,300 – 1,600 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อกิโลวัตต์สูงสุดต่อปี

2.5.1 อินเวอร์เตอร์ (Inverter)

อินเวอร์เตอร์ก็เป็นอีกอุปกรณ์หนึ่งที่มี ความแตกต่าง ด้านราคา สูงมากเช่น อินเวอร์เตอร์ขนาด 500 วัตต์เท่ากัน จะมีราคาแตกต่างกันมาก เช่น ชนิดคุณภาพไม่ดีอาจมีราคาเพียงตัวละ 3 – 4 พันบาทแต่ชนิดคุณภาพดีอาจมีราคา ระหว่าง 2 – 3 หมื่นบาท ข้อแตกต่างระหว่างชนิดคุณภาพดี กับคุณภาพไม่ดีอยู่ที่ว่า ชนิดคุณภาพไม่ดีนั้น ประสิทธิภาพการทำงานจะต่ำมาก อาจจะไม่ถึง 50 เปอร์เซ็นต์ เช่น อินเวอร์เตอร์ขนาด 500 วัตต์ชนิดคุณภาพไม่ดี อาจจะใช้ไฟได้ไม่ถึง 250 วัตต์ โดยที่กินกระแสไฟเท่ากับ 500 วัตต์ เพราะฉะนั้น เมื่อติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 500 วัตต์ในระบบ และผ่านอินเวอร์เตอร์คุณภาพต่ำ ไฟที่ได้ออกมาจะเหลือไม่ถึงครึ่ง ทำให้ผู้ใช้ไม่สามารถใช้ไฟตามที่ต้องการได้ ส่วนอินเวอร์เตอร์ที่มีคุณภาพดี จะมีประสิทธิภาพการทำงานสูง คืออาจจะสูงถึง 90–95 เปอร์เซ็นต์ ทำให้ไฟที่ออกมาจากอินเวอร์เตอร์ใกล้เคียงกับปริมาณที่ต้องการ ข้อแตกต่างที่สำคัญอีกข้อหนึ่ง คือ อินเวอร์เตอร์คุณภาพดีจะมีความสามารถในการรับแรงกระชากในกรณีที่อุปกรณ์ไฟฟ้าเป็นประเภทมอเตอร์ที่กินกระแสสูงเวลาเปิด เช่น อินเวอร์เตอร์คุณภาพดีขนาด 500 วัตต์ จะสามารถรับแรงกระชากได้ถึง 2 – 3 เท่าตัว (ในช่วงเวลาสั้น ๆ) ซึ่งก็เพียงพอต่อการเปิดใช้อุปกรณ์ประเภทมอเตอร์ที่กินกระแสสูงเวลาเปิดใช้ เช่น ปั๊มน้ำขนาด 150 วัตต์ ซึ่งต้องการแรงกระชาก 1,000 วัตต์ ถ้าใช้อินเวอร์เตอร์คุณภาพดี ขนาด 500 วัตต์จะสามารถใช้ได้ แต่ถ้าเป็นอินเวอร์เตอร์คุณภาพไม่ดี ไม่สามารถใช้ได้เลย อีกประการหนึ่งที่มีความสำคัญมากในการเลือกใช้อินเวอร์เตอร์ที่มีคุณภาพดี คือ

ความคงทนของหลอดไฟ โดยเฉพาะอินเวอร์เตอร์ขนาดเล็กที่ติดตั้งอยู่ในชุดไฟ เช่น ชุดไฟ ฟลูออเรสเซนต์ขนาด 20 วัตต์ ถ้าอินเวอร์เตอร์ที่ใช้เป็นแบบคุณภาพไม่ดี แม้ว่าจะมีราคาถูกตัวละไม่กี่สิบบาท แต่ผลเสียที่เกิดขึ้นคือ หลอดไฟจะเสียบ่อยและต้องเปลี่ยนบ่อยมาก ซึ่งเมื่อคิดถึงค่าใช้จ่ายด้านหลอดไฟที่ต้องเปลี่ยนบ่อยแล้ว จะไม่คุ้มกับการประหยัดค่าใช้จ่ายด้านอินเวอร์เตอร์

2.5.2 อุปกรณ์ควบคุมการประจุ (Regulator)

อุปกรณ์ควบคุมการประจุ (Regulator) เป็นอุปกรณ์อีกชนิดหนึ่งที่มีราคาแตกต่างกันมาก ขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของอุปกรณ์นั้นๆอุปกรณ์ควบคุมที่สามารถควบคุมการประจุหรือชาร์จได้แน่นอน มีระบบที่ควบคุมให้การประจุหรือชาร์จเร็วเมื่อแบตเตอรี่ไม่มีไฟหรือไฟอ่อน (Boost Charge) และตัดการประจุหรือการชาร์จเมื่อแบตเตอรี่เต็มหรือแรงดันแบตเตอรี่สูงจนถึงระดับที่ตั้งเอาไว้ จากนั้นก็จะควบคุมรักษาระดับการประจุหรือชาร์จให้แรงดันของแบตเตอรี่อยู่คงที่ (Float Charge) ในจุดที่ตั้งเอาไว้ อีกทั้งยังมีการควบคุมอุณหภูมิของแบตเตอรี่ (Temperature Compensation) เพื่อให้แน่ใจว่าแบตเตอรี่เต็มจริงก่อนที่ระบบจะทำการตัดประจุ ซึ่งในอุปกรณ์ควบคุมที่ไม่มีตัวควบคุมอุณหภูมินี้ จะทำการตัดการประจุหรือการชาร์จ เมื่อแรงดัน (โวลต์) ของแบตเตอรี่ขึ้นสูง ซึ่งบ่อยครั้งแรงดันของแบตเตอรี่ขึ้นสูงไม่ใช่เนื่องจากแบตเตอรี่เต็ม แต่เนื่องจากอุณหภูมิของแบตเตอรี่สูง เพราะอากาศร้อน ทำให้การประจุหรือชาร์จแบตเตอรี่ไม่ได้ประสิทธิภาพสูงสุด อุปกรณ์ควบคุมบางชนิดยังมีคุณสมบัติพิเศษสามารถต่อเข้าเครื่องคอมพิวเตอร์เพื่อเก็บข้อมูลต่าง ๆ ตามที่ต้องการได้ ซึ่งอุปกรณ์ควบคุมที่มีคุณสมบัติครบถ้วนทุกอย่าง ย่อมมีราคาแพงกว่าอุปกรณ์ควบคุมการประจุธรรมดา ที่ไม่มีระบบดังกล่าวมาก เพราะฉะนั้นแม้ราคาจะแตกต่างกันมาก แต่เมื่อพิจารณาถึงคุณสมบัติแล้ว จะเห็นได้ว่ามีความแตกต่างกันมากเช่นกัน ขึ้นอยู่กับผู้ใช้แต่ละท่านว่าต้องการคุณสมบัติเช่นไร

สำหรับการต่ออุปกรณ์ตัวควบคุมการประจุเข้ากับระบบนั้น จะต้องทำการต่อสายจากแบตเตอรี่เข้าอุปกรณ์ควบคุมการประจุนี้ก่อนเสมอ แล้ว จึงต่อสายจากแผงแสงอาทิตย์เข้า เพราะมิฉะนั้นอุปกรณ์ควบคุมการประจุรุ่นที่ไม่มีตัวป้องกันไปเกินอาจเสียหายได้ เนื่องจากแรงดันหรือโวลต์จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบ 12โวลต์นั้น จะสูงถึงประมาณ 21โวลต์ ในขณะที่ยังไม่ต่อไปใช้งาน หรือ ยังไม่ต่อกับแบตเตอรี่ ซึ่งแรงดันสูงขนาดนี้ จะทำให้อุปกรณ์ควบคุมการประจุเสียหายได้ เพราะอุปกรณ์อิเล็กโทรนิกภายใน ส่วนมากจะทนแรงดันได้เพียง 15 โวลต์เท่านั้น ในการถอดสายไฟออกจากตัวแบตเตอรี่เพื่อเปลี่ยนหรือทำความสะอาดแบตเตอรี่ก็เช่นกัน จะต้องถอดสายที่มาจากแผงแสงอาทิตย์ออกก่อนเสมอ แล้วจึงค่อยถอดสายที่มาจากแบตเตอรี่ ถ้าจะให้ง่ายต่อการทำงาน ในการติดตั้งตัวอุปกรณ์ควบคุมการประจุนี้ควรติดตั้งสวิทช์เบรกเกอร์ดักไว้ก่อน เวลาจะถอดแบตเตอรี่ก็ปิดสวิทช์เบรกเกอร์ก่อน เพื่อทำความสะอาด หรือทำการเปลี่ยนแบตเตอรี่เสร็จแล้ว และต่อสายแบตเตอรี่เข้าตัวควบคุมการประจุแล้วจึงค่อยเปิดเซอร์กิตเบรกเกอร์ สำหรับอุปกรณ์ควบคุมการประจุนี้ ในบางกรณีอาจจะไม่ต้องใช้ก็ได้ เนื่องจากสาเหตุที่ต้องใช้อุปกรณ์ควบคุมการประจุก็เนื่องจากกลัวว่า

แบตเตอรี่ จะได้รับการประจุเกินทำให้เสียได้ เพราะฉะนั้นในบางระบบที่ไม่ได้ใช้แบตเตอรี่ในระบบเลย ตัวควบคุมนี้ก็ไม่มีความจำเป็นต้องใช้ หรือแม้แต่ในระบบที่มีแบตเตอรี่อยู่ร่วมในระบบ ถ้าหากผู้ใช้มั่นใจว่ามีการใช้ไฟอย่างสม่ำเสมอ เช่น ใช้ในเวลากลางวันบ้าง หรือแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำการประจุในแต่ละวัน ทำการประจุได้พอดีกับการใช้ไฟในแต่ละวัน โอกาสที่จะเกิดกรณีแบตเตอรี่เสียเนื่องจากประจุไฟเกินมีน้อยมาก โดยเฉพาะอย่างยิ่ง การใช้แผงแสงอาทิตย์เพียงไม่กี่แผง ซึ่งสามารถจ่ายกระแสได้น้อย และแบตเตอรี่ที่ใช้ก็มีขนาดใหญ่ เพราะโดยความเป็นจริงแล้ว แสงอาทิตย์ที่มีในเวลากลางวันไม่ได้มีอย่างสม่ำเสมอตลอดเวลา ถูกเมฆบังบ้าง อุณหภูมิสูงบ้าง ซึ่งสิ่งเหล่านี้จะทำให้กระแสไฟหรือแรงดันของแผงลดลงทั้งสิ้น ทำให้โอกาสที่จะเกิดปัญหาแบตเตอรี่เสียเนื่องจากการประจุเกินมีน้อยมาก แต่ถ้าเป็นการใช้ในระบบใหญ่ หลาย ๆ แผง นั่นแหละที่ควรจะมีไว้ใช้ เพราะกระแสที่ได้จากแผงค่อนข้างสูง ข้อที่ควรระวัง ถ้าหากไม่ใช้ตัวควบคุมการประจุคือ กรณีที่มีการใช้ไฟจนแบตเตอรี่มีไฟต่ำเกินไป เพราะถ้ามีตัวควบคุมการประจุ ตัวควบคุมการประจุจะทำหน้าที่อีกประการหนึ่งคือ ตัดการใช้ไฟเมื่อแบตเตอรี่อ่อนเกินไป แต่ถ้าผู้ใช้มีความระมัดระวังการใช้ไฟ ก็อาจจะใช้วิธีติดมิเตอร์วัดแรงดัน หรือโวลต์แทน เมื่อมิเตอร์แสดงให้เห็นว่าแรงดันหรือโวลต์ของแบตเตอรี่ตกลงมากเกินไป เช่น แรงดันแบตเตอรี่เหลือ 10.8V ในระบบ 12V ก็ให้หยุดการใช้ไฟ ซึ่งถ้าหากทำได้ ก็จะเป็นการประหยัดค่าใช้จ่ายของตัวอุปกรณ์ควบคุมการประจุลงไป เพราะถ้าจะใช้อุปกรณ์ควบคุมการประจุที่มีคุณภาพดี ก็จะมีราคาสูงมาก แต่ถ้าใช้ชนิดคุณภาพไม่ดีก็จะทำการตัดการประจุทั้ง ๆ ที่แบตเตอรี่ยังไม่เต็ม อย่างที่ได้กล่าวมาแล้วในตอนต้น และจากประสบการณ์ที่ผ่านมาส่วนใหญ่จะพบว่าปัญหาแบตเตอรี่เสียเนื่องจากมีการประจุเกิน ในการใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบเล็ก ไม่กี่แผงนั้น แทบจะกล่าวได้ว่า ไม่เคยปรากฏเลยก็ว่าได้ แต่ปัญหาที่พบมากคือใช้ไฟเกินกำลังของแบตเตอรี่มากกว่า ซึ่งถ้าผู้ใช้ใช้วิธีดูมิเตอร์เพื่อควบคุมการใช้ไฟให้ดีแล้ว ปัญหานี้ก็จะสามารถแก้ได้

2.5.3 โครงสร้างรองรับแผงแสงอาทิตย์

โครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ แต่ละชนิดก็มีราคาแตกต่างกันตามคุณภาพ เช่น โครงสร้างที่ใช้เหล็กชุบสังกะสี (Galvanize) กับโครงสร้างเหล็กที่ทาสีกันสนิม จะมีราคาแตกต่างกันมาก แต่ก็จะมีความคงทนในการใช้งานต่างกันเช่นกัน อีกประการหนึ่งคือ ขนาดเหล็กที่ใช้ทำโครงสร้าง ความกว้าง ความหนา เหล็กเต็มหรือไม่เต็ม มี มอก. หรือไม่ สิ่งเหล่านี้ล้วนแล้วแต่มีผลทำให้ค่าใช้จ่ายด้านโครงสร้างแตกต่างกันทั้งสิ้น ผู้ใช้จะต้องพิจารณาถึงข้อแตกต่างเหล่านี้ด้วย

ลักษณะของโครงสร้างรองรับแผง

โครงสร้างรองรับแสงโดยปกติจะออกแบบให้เหมาะสมกับสภาพพื้นที่ ที่จะทำการติดตั้ง ซึ่งโดยทั่วไปจะพิจารณาว่าพื้นที่ที่จะทำการติดตั้งดังกล่าว เป็นพื้นที่ราบลุ่มที่น้ำท่วมถึงหรือไม่ เพื่อจะได้กำหนดความสูงของฐานรองรับแผง แต่ในกรณีที่พื้นที่ราบลุ่มมาก ๆ ก็ควรหลีกเลี่ยง

เนื่องจากแม้จะสามารถออกแบบให้โครงสร้างรองรับแผงสูงขึ้น แต่ก็จะก่อให้เกิดปัญหาในการทำความสะอาดแผงในภายหลัง สำหรับวัสดุที่ใช้ทำโครงสร้างนั้น ก็มีหลายชนิด เช่น เหล็ก อลูมิเนียม ไม้เนื้อแข็ง ในส่วนที่ว่าโครงสร้างชนิดใดจะเหมาะก็ขึ้นอยู่กับจำนวนแผงของระบบ และอีกประการหนึ่งที่มักจะพบปัญหาบ่อย ๆ คือ การขนส่งในบางพื้นที่จะพบว่าโครงสร้างเหล็กขนาดใหญ่ ๆ หรือเสาปูนขนาดใหญ่ แม้ว่าจะมีความแข็งแรงคงทน แต่ก็มีปัญหาว่าไม่สามารถขนส่งเข้าพื้นที่หรือค่าใช้จ่ายในการขนส่งสูงมาก ก่อนการออกแบบโครงสร้าง จึงต้องศึกษาความเหมาะสม

2.6 การนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไปใช้งาน

ปัจจุบันนี้ได้มีการนำเอาแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไปใช้งานกันหลายระบบ ซึ่งรายละเอียดจะได้กล่าวต่อไปในบทว่าด้วยเรื่องของระบบต่าง ๆ ที่มีใช้กันอยู่ในปัจจุบัน สำหรับในบทนี้จะขอกล่าวถึงลักษณะการติดตั้ง การต่อสายไฟ การเลือกใช้ขนาดของสายไฟ และอุปกรณ์ที่จะใช้ร่วมกับแผงแสงอาทิตย์ เพื่อให้มีประสิทธิภาพการทำงานที่สูงสุด

การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีส่วนสำคัญที่จะทำให้ การผลิตไฟฟ้าของแผงแสงอาทิตย์ มีประสิทธิภาพสูงสุด การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์อย่างถูกต้อง จึงเป็นขั้นตอนแรกที่ผู้ใช้จะต้องคำนึงและพิถีพิถัน มิฉะนั้นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งอาจจะใช้ประโยชน์ได้น้อยหรือไม่ได้ตามที่ต้องการ สิ่งที่ต้องคำนึงในเรื่องการติดตั้งมีดังต่อไปนี้

2.6.1 การเลือกสถานที่ติดตั้ง

การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้ได้ประสิทธิภาพสูงสุด จะต้องคำนึงถึงสถานที่ตั้งของแต่ละพื้นที่เป็นหลัก ประเทศต่าง ๆ ในส่วนต่าง ๆ ของโลก จึงมีลักษณะของการหันทิศทางและการยกมุมของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไม่เหมือนกัน ขึ้นอยู่ที่ที่ประเทศนั้น ๆ ตั้งอยู่ ส่วนไหนของพื้นโลก และทำมุมกับดวงอาทิตย์เท่าไร สำหรับในประเทศไทย ซึ่งที่ตั้งของประเทศอยู่ระหว่างเส้นรุ้งที่ประมาณ 7 ถึง 20 องศาเหนือ เพราะฉะนั้นในทางทฤษฎีแล้วมุมยกของแผงเซลล์แสงอาทิตย์จึงควรจะอยู่ระหว่าง 7 ถึง 20 องศา แต่เนื่องจากการยกมุมแผงน้อยเกินไป แม้จะถูกหลักทางทฤษฎี แต่เนื่องจากการยกมุมแผงน้อยเกินไปจะทำให้ฝนไม่สามารถชะล้าง หรือทำความสะอาดฝุ่นละอองหรือใบไม้ที่ติดบนแผงได้ อันจะทำให้การทำงานของแผงมีประสิทธิภาพน้อยลง หรือต้องทำความสะอาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์บ่อยเกินไป ซึ่งเมื่อพิจารณาถึงผลเสียดังกล่าวแล้ว การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย จึงควรทำการติดตั้งให้แผงทำมุมประมาณ 15 องศาเป็นอย่างน้อย และสูงสุดไม่ควรเกิน 20 องศา ทั้งนี้เพื่อจะได้อาศัยฝนจากธรรมชาติช่วยทำความสะอาดเซลล์แผงแสงอาทิตย์ได้อย่างมีประสิทธิภาพ จะได้ไม่ต้องคอยล้างแผงบ่อยนัก ในส่วนของการหันทิศทางแผงเซลล์แสงอาทิตย์นั้น เพื่อให้ได้ประสิทธิภาพสูงสุด แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องติดตั้งโดยหันแผงด้านหน้าหรือด้านรับแสงอาทิตย์ไปทางทิศใต้ สถานที่ที่เหมาะในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จึงควรเลือกสถานที่ที่

สามารถติดตั้งแผงด้านที่จะรับแสงอาทิตย์ไปในทิศเหนือ-ใต้ และที่สำคัญอีกประการหนึ่งคือ ต้องแน่ใจว่าสถานที่ติดตั้งนั้นจะต้องไม่มีเงาไม้ หรือเงาอาคารสิ่งปลูกสร้างมาบังในระหว่างวัน

2.6.2 การต่อสายไฟหลังแผงของเซลล์แสงอาทิตย์

การต่อสายไฟหลังแผงก็มีส่วนสำคัญที่จะทำให้ระบบที่ติดตั้ง สามารถทำงานได้ บ่อยครั้งที่พบว่าระบบที่ติดตั้งไม่ทำงาน อันเนื่องมาจากสายไฟที่ต่อหลวม หรือใช้ขนาดสายไฟไม่เหมาะสม สำหรับเรื่องการต่อสายไฟ และการเลือกใช้ขนาดของสายไฟ จะมีรายละเอียดให้พิจารณาและปฏิบัติดังต่อไปนี้

ก. การเลือกขนาดของสายไฟ

การเลือกขนาดของสายไฟนับได้ว่าเป็นขั้นตอนแรกที่ผู้ใช้ต้องพิจารณา เนื่องจากขนาดสายไฟที่ไม่ถูกต้องจะทำให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ไม่สามารถจ่ายไฟให้ได้ตามที่ต้องการได้ เนื่องจากว่าระบบ DC หรือไฟกระแสตรงนั้น แรงดันที่ได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีส่วนสัมพันธ์กับขนาดของสายไฟ และระยะความยาวของสายไฟที่ใช้ ขนาดของสายไฟยิ่งเล็ก ก็ยิ่งทำให้แรงดันที่ได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์สูญเสียไปในสายไฟมากยิ่งขึ้น ตารางต่อไปนี้จะแสดงให้เห็นถึงความสัมพันธ์ระหว่าง ขนาดของสายไฟ กับแรงดันที่เปลี่ยนไปดังต่อไปนี้

ข. การต่อสายไฟหลังแผง

เมื่อได้เลือกขนาดของสายไฟที่จะใช้ในระบบแล้ว ขั้นตอนต่อไปก็คือการนำสายไฟที่ได้เลือกขนาดเอาไว้แล้วไปต่อกับแผงแสงอาทิตย์และแบตเตอรี่ ซึ่งโดยทั่วไปแผงแสงอาทิตย์จะมีกล่องชุมสายหลังแผงซึ่งเตรียมเอาไว้สำหรับการต่อสายไฟ ข้อควรระวังคือ ควรจะต่อสายไฟที่กล่องชุมสายหลังแผงก่อนที่จะนำแผงไปติดตั้งกับโครงสร้าง เนื่องจากบางครั้งเมื่อนำแผงไปติดกับโครงสร้างแล้ว จะไม่สามารถเปิดฝากล่องชุมสายได้ เช่น กรณีที่ติดตั้งบนหลังคา หรือในกรณีที่คานของโครงสร้างที่เตรียมเอาไว้เกิดไปตรงกับกล่องชุมสายทำให้เปิดฝาไม่ได้ ในกล่องชุมสายหลังแผงจะมีสัญญลักษณ์ + และ – เพื่อให้ผู้ใช้ทราบว่า ขั้วไหนเป็นขั้วบวก ขั้วไหนเป็นขั้วลบ ซึ่งผู้ใช้ต้องระมัดระวังอย่าให้เกิดการสลับขั้วเป็นอันขาด เพราะจะทำให้แผงแสงอาทิตย์หรืออุปกรณ์ควบคุม หรืออุปกรณ์ร่วมอื่น ๆ เสียหายได้ วิธีการอย่างหนึ่งที่จะช่วยไม่ให้สับสนคือ การเลือกใช้สีของสายไฟให้ถูกต้อง เช่น สายสีแดง สำหรับต่อขั้วบวก และสายสีดำสำหรับต่อขั้วลบ

2.7 การใช้เซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย [1]

ประเทศไทยได้เริ่มมีการใช้งานจากเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อปี พ.ศ. 2519 โดยหน่วยงานกระทรวงสาธารณสุข และมูลนิธิแพทย์อาสาฯ มีจำนวนประมาณ 300 แผง แต่ละแผงมีขนาด 15/30 วัตต์ และนับเป็นครั้งแรกที่ได้มีนโยบายและแผน ระดับชาติด้าน เซลล์แสงอาทิตย์ บรรจุลงใน แผนพัฒนาฯ

ฉบับที่ 4 (พ.ศ. 2520-2524) การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ได้ติดตั้ง ใช้งาน อย่าง จริงจัง ในปลายปี ของ แผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 6 (พ.ศ. 2530-2534) โดยมี กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน กรมโยธาธิการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่เป็นหน่วยงานหลัก ในการนำเซลล์แสงอาทิตย์ใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้า เพื่อใช้งานในด้านแสงสว่าง ระบบโทรคมนาคม และเครื่องสูบน้ำ

ข้อมูลของการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อใช้งานในประเทศไทยจนถึงปี พ.ศ. 2540 มีหน่วยงานต่างๆ ได้ติดตั้งเซลล์ขึ้นสาธิตใช้งานในลักษณะต่างๆ รวมกันแล้วประมาณ 3,734 กิโลวัตต์ ลักษณะการใช้งาน จะเป็นการติดตั้งใช้งานใน พื้นที่ที่ห่างไกล เป็นสถานีเติม ประจุแบตเตอรี 39% ระบบสื่อสารหรือสถานีทวนสัญญาณ ของ องค์การโทรศัพท์แห่งประเทศไทย 28% ระบบสูบน้ำด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ 22% ระบบไฟฟ้าหมู่บ้านที่ห่างไกล 5% และ สัดส่วนที่เหลือจะติดตั้งในโรงเรียนประถมศึกษา สาธารณสุข และ ไฟสัญญาณไฟกระพริบ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ มาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2521 เพื่อใช้งานในกิจการต่างๆ ของ กฟผ. ปัจจุบันติดตั้งใช้งานไปแล้ว ประมาณ 70 กิโลวัตต์ โดย กฟผ. ได้ทำการสาธิตการผลิตไฟฟ้า โดยใช้ เซลล์แสงอาทิตย์ ร่วมกับพลังงานชนิดอื่นๆ เช่น พลังน้ำ พลังงานลม แล้วส่งพลังงานที่ผลิตได้เข้าระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าภูมิภาคต่อไป กฟผ. ยังได้สาธิตการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์โดยไม่ใช้แบตเตอรี่ในระบบ บ้านแสงอาทิตย์ เป็นหลังแรกของประเทศไทย ตั้งอยู่ในบริเวณ สถานีพลังงาน แสงอาทิตย์สันกำแพง หมู่บ้านสหกรณ์ 2 อ. สันกำแพง จ.เชียงใหม่ โดยทำการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 44 แผง รวมกำลังการผลิต 2.5 กิโลวัตต์

2.8 การวิเคราะห์ราคาตลอดอายุการใช้งาน(Life Cycle Cost) [1]

การนำเอาหลักทางเศรษฐศาสตร์ที่ได้กล่าวมาแล้ว ในข้างต้นมาวิเคราะห์ราคาการลงทุนเลือกโครงการต่างๆ ซึ่งในโครงงานที่ได้จัดทำขึ้นมานี้จะเป็นการวิเคราะห์หามูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันของการลงทุน (Life Cycle Cost) ระหว่างการลงทุนใช้ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยคิดระยะเวลาตลอดอายุการใช้งานของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (25ปี) นอกจากนี้ผลจากการวิเคราะห์จะได้พารามิเตอร์ที่สำคัญอีกคือ มูลค่าการลงทุนคิดเป็นรายปี (Annualised Life Cycle Cost) และ มูลค่าของพลังงานต่อหน่วยที่แต่ละระบบผลิตออกมา ซึ่งหน่วยเป็น Baht/kWh ซึ่งหลักเศรษฐศาสตร์ที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์เปรียบเทียบนั้นจะใช้วิธีมูลค่าเทียบเท่าปัจจุบัน (Present Worth)

ข้อมูลที่นำมาใช้วิเคราะห์จำแนกออกเป็น 3 ประเภทได้แก่ข้อมูลระบบ (Performance Data), ข้อมูลด้านราคา (Cost Data) และพารามิเตอร์ทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Parameters)ซึ่งพารามิเตอร์ทางเศรษฐศาสตร์จะใช้ค่าเหมือนกันทั้งสองระบบซึ่งจะได้กล่าวถึงต่อไปนี้คือ

2.8.1 พารามิเตอร์ทางด้านเศรษฐศาสตร์(Economic Parameters)

2.8.2.1 ระยะเวลาที่ใช้ในการวิเคราะห์(Period of Analysis มีหน่วยเป็น Year)

2.8.2.2 อัตราส่วนลด (Discount Rate)

2.8.2.1 อัตราเงินเฟ้อ (Inflation Rate)

2.8.2.1 Discount Factor

2.8.2.1 Annualisation Factor คือแฟกเตอร์ที่ใช้คูณกับค่าใช้จ่ายรายปี เพื่อหามูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายรายปีทั้ง 25 ปี

2.8.2 ข้อมูลที่ใช้วิเคราะห์ในระบบเซลล์แสงอาทิตย์ได้แก่

2.8.2.1 ข้อมูลของระบบ (Performance Data)ซึ่งได้แก่

ก. โหลด

ข. โหลดรายวัน (Daily Load, มีหน่วยเป็น kWh/Day)

ค. โหลดรายปี (Annual Load, มีหน่วยเป็น kWh/Year)

2.7.2.2 แบตเตอรี่

ก. ขนาดของแบตเตอรี่ (Battery Size, มีหน่วยเป็น kWh)

ข. ราคาของแบตเตอรี่ (Battery Unit Price, มีหน่วยเป็น Baht/kWh)

ค. อายุการใช้งาน (Life Time, มีหน่วยเป็น Year)

2.7.2.3 PV SYSTEM

ก. ขนาด W_p ของแผงที่ต้องใช้ (Array Size, มีหน่วยเป็น W_p)

ข. ราคาแผงโซลาร์เซลล์ (Module Unit Price, มีหน่วยเป็น Baht/W_p)

ค. อายุการใช้งาน (Life Time, มีหน่วยเป็น Year)

2.7.2.4 อินเวอร์เตอร์

ก. ขนาดของอินเวอร์เตอร์ (Invert Size , มีหน่วยเป็น kW)

ข. ราคา (Inverter Unit Price, มีหน่วยเป็น Baht/kW)

ค. อายุการใช้งาน (Life Time, มีหน่วยเป็น Year)

2.7.2.5 Charge controller

ก. ขนาด (Charger Size, มีหน่วยเป็น Amp)

ข. ราคา (Charger Unit Price, มีหน่วยเป็น Baht/Amp)

ค. อายุการใช้งาน (Life Time, มีหน่วยเป็น Year)

2.7.2.6 STRUCTURE AND WIRING

ก. ราคาสายไฟและอุปกรณ์ต่อเชื่อม (Support/Wiring, มีหน่วยเป็น Baht/W_p)

ข. อายุการใช้งาน (Life Time, มีหน่วยเป็น Year)

2.7.2.7 ข้อมูลด้านราคา (Cost Data) แบ่งเป็น 3 ประเภท คือ

ก. ค่าใช้จ่ายเริ่มต้น

- ค่าแบตเตอรี่
- ค่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์
- ค่าอินเวอร์เตอร์
- ค่า Regulator
- Charge Controller
- ค่าสายไฟและอุปกรณ์ต่อเชื่อม
- ค่าติดตั้ง
- ค่าเครื่องใช้ไฟฟ้า

ข. ค่าใช้จ่ายรายปี

- ค่าบำรุงดูแลรักษา

ค. ค่าเปลี่ยนอุปกรณ์

- ค่าเปลี่ยนแบตเตอรี่ (5 ปี)
- ค่าเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ (10 ปี)
- ค่าเปลี่ยน Charger (10 ปี)
- ค่าเปลี่ยนเครื่องใช้ไฟฟ้า

สรุป

การศึกษาทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องจะประกอบไปด้วย ข้อมูลการใช้งานอุปกรณ์ในระบบพลังงานแสงอาทิตย์ ปัจจัยสำคัญต่างๆที่มีผลต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า การวิเคราะห์ราคาตลอดอายุการใช้งาน การใช้งานระบบพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย

บทที่ 3
วิธีดำเนินการวิจัย

บทนำ

การศึกษาการออกแบบระบบโฟโตโวลตาอิก สำหรับโหลดน้ำพุขนาด 30 kW_p ซึ่งติดตั้งในสระน้ำพุ ภายในพื้นที่ส่วนกลางของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี ซึ่งมีการใช้งานเวลา 08.00 – 17.00 น. ของทุกวัน ได้มีศึกษาเพื่อนำระบบโฟโตโวลตาอิก มาผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อเป็นพลังงานทดแทน จ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับโหลดน้ำพุ ลดการใช้งานพลังงานไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายการไฟฟ้า และจำลองระบบโฟโตโวลตาอิก ชนิดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วยโปรแกรมสำเร็จรูป เพื่อศึกษาการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่จะได้รับหลังจากติดตั้งระบบโฟโตโวลตาอิก โดยจำลองอุปกรณ์ต่างๆของระบบโฟโตโวลตาอิกผ่านโปรแกรมสำเร็จรูป เช่น แผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ ขนาดกำลังไฟฟ้าของโหลดที่ใช้ที่จะทำการติดตั้งจริงผ่านการปรับปรุงข้อมูลด้วย โปรแกรมแบบออนไลน์ ซึ่งสามารถคำนวณหาค่าพลังงานไฟฟ้าที่จะผลิตได้จากระบบโฟโตโวลตาอิก รวมทั้งราคาพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยอีกด้วย ทั้งนี้ยังได้อธิบายการออกแบบโครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ แผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ การเลือกระบบป้องกัน การสื่อสารของระบบโฟโตโวลตาอิก

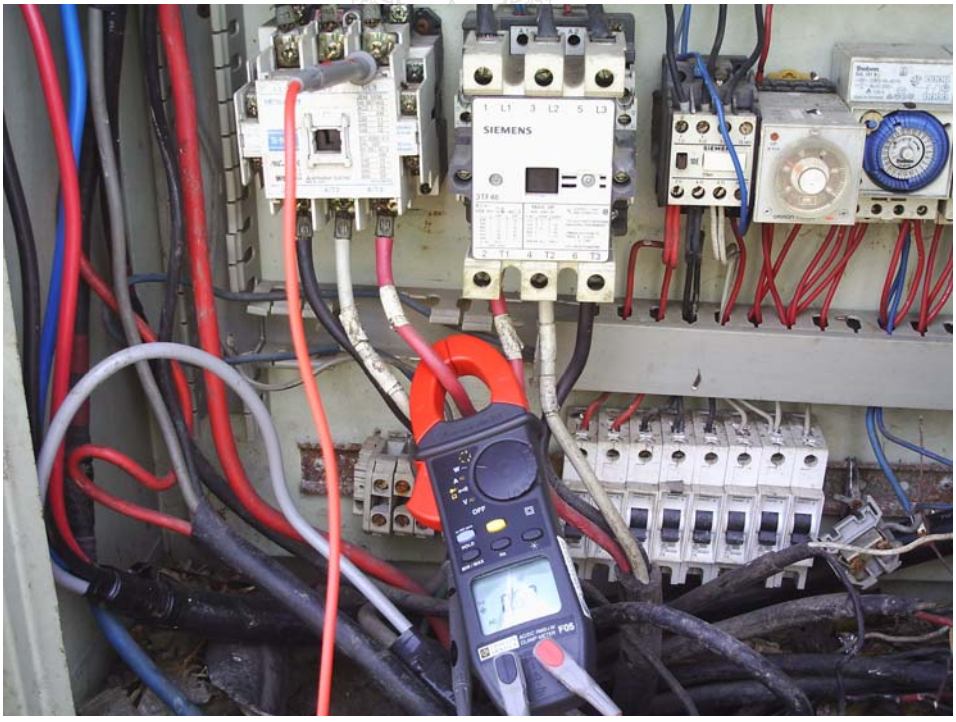
3.1 สำรวจพื้นที่ก่อนการติดตั้งจริง ภายในมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

การสำรวจพื้นที่ก่อนการติดตั้ง ของระบบโฟโตโวลตาอิก ได้มีการออกสำรวจหน้างานก่อนการติดตั้งจริง โดยการสำรวจพื้นที่ที่ต้องการติดตั้งระบบโฟโตโวลตาอิก พบว่าพื้นที่ๆต้องการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อยู่ห่างจากบริเวณที่ติดตั้งตู้ควบคุมโหลดปั๊มน้ำ ประมาณ 200 เมตร ซึ่งตู้ควบคุมไฟฟ้าดังกล่าว รับแรงดันไฟฟ้า 380 โวลต์ ความถี่ 50 Hz จากเสาไฟถนน บริเวณใกล้เคียง เดินสายไฟเป็นแบบสายใต้ดิน (Underground Cable) ดังรูปที่ 3.1 ซึ่งตู้ควบคุมระบบไฟฟ้าให้กับปั๊มน้ำดังกล่าวจะประกอบไปด้วย เซอร์กิตเบรกเกอร์ ขนาด 25 AT, 30 AT จ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับโหลด ด้วยกระแสไฟฟ้าขนาด 25 แอมป์, 20 แอมป์ ตามลำดับ ซึ่งภายในนอกจากเซอร์กิตเบรกเกอร์แล้วยังประกอบไปด้วย นาฬิกาตั้งเวลา สำหรับปิดเปิด ปั๊มน้ำที่ติดตั้งอยู่กลางสระน้ำพุ ตั้งแต่เวลา 08.00 น. ถึง 17.00 น. สำหรับรูปที่ 3.3 และ 3.4 ขณะทำการวัดค่ากระแสไฟฟ้าของโหลดที่ตู้ควบคุมระบบไฟฟ้าของน้ำพุ

รูปที่ 3.1 เสาไฟถนน ที่จ่ายกระแสไฟฟ้า ให้กับตู้ควบคุมระบบไฟฟ้า ของสระน้ำพุ

รูปที่ 3.2 ตู้ควบคุมระบบไฟฟ้าของสระน้ำพุ รับกระแสไฟฟ้าจากเสาไฟถนน

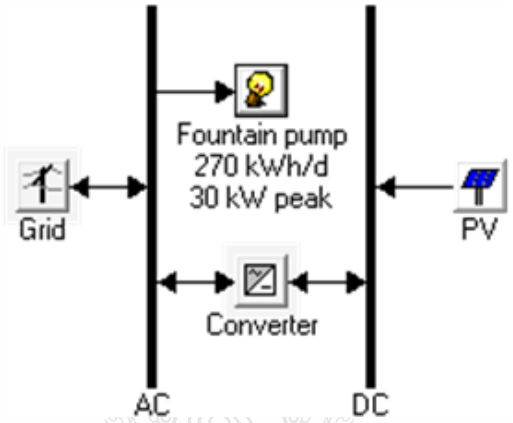
รูปที่ 3.3 ขณะวัดกระแสไฟฟ้า ภายในตู้ควบคุมระบบไฟฟ้าของปั๊มน้ำพุ



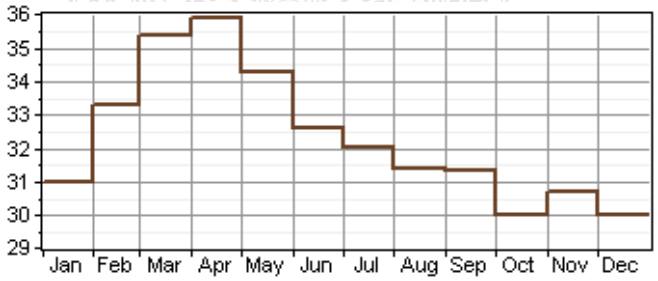
รูปที่ 3.4 ขณะวัดค่ากำลังไฟฟ้าและตัวประกอบกำลัง ในตู้ควบคุมระบบไฟฟ้าของปั๊มน้ำพุ

3.2 การจำลองระบบโฟโตโวลตาอิกด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์

จากการใช้งานของโหลดปั๊มน้ำที่ บันทึกได้นำมาจัดทำเป็นโหลดโปรไฟล์ (Load Profile) เพื่อใช้ในโปรแกรม ซึ่งจะจำลองระบบโฟโตโวลตาอิกแบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า ด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ [7] ซึ่งอธิบายได้ว่า ฝั่งทางด้าน PV ซึ่งก็คือแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 10 - kW_p ต่อแรงดันกระแสตรงผ่านอินเวอร์เตอร์ขนาด 3.8 kW ขนาด 1 เฟส ก่อนต่อให้กับโหลดขนาด 30 kW (380 โวลต์ 45 แอมป์ 50 Hz) โดยโหลดที่กำหนดนั้น สามารถป้อนค่าการใช้กำลังไฟฟ้าได้โดยตรง แต่เมื่อกำหนดการใช้งานอยู่ที่ 30kW x 9 ชั่วโมงใช้งาน จะได้ค่าการใช้พลังงานไฟฟ้าอยู่ที่ 270 หน่วยต่อวัน (kWh/day) หรือกำลังไฟฟ้าสูงสุด 30 kW

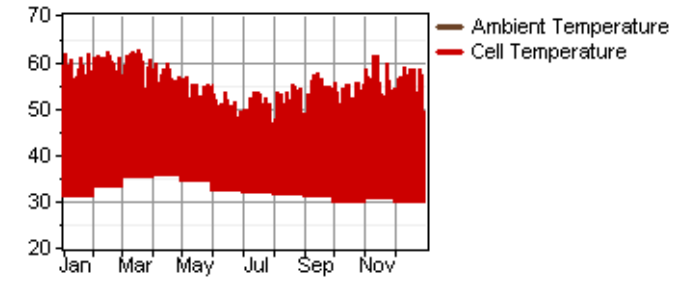


รูปที่ 3.5 การจำลองระบบโฟโตโวลตาอิกด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์

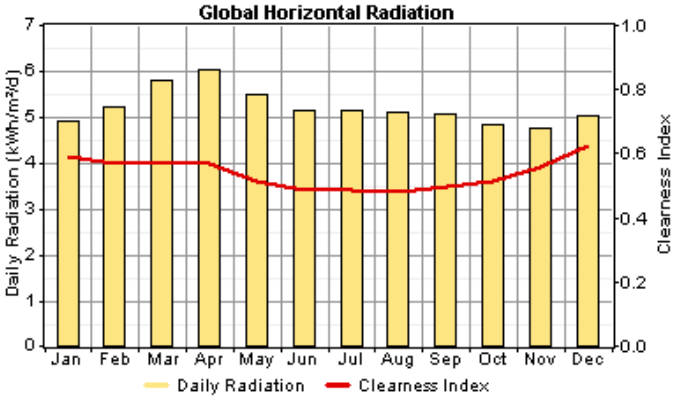


รูปที่ 3.6 อุณหภูมิแวดล้อม ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ [17]

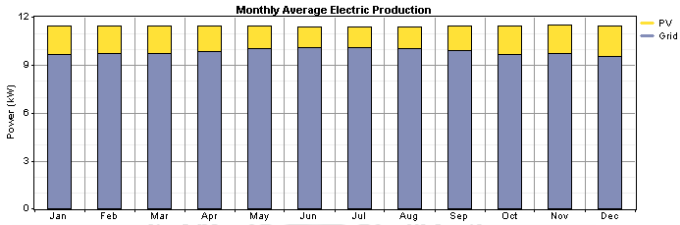
รูปที่ 3.6 ค่าอุณหภูมิแวดล้อม บริเวณจังหวัดปทุมธานี โดยเฉลี่ยของแต่ละเดือน เช่นที่เดือนเมษายน อุณหภูมิ 35 องศาเซลเซียส ซึ่งเดือนดังกล่าวอยู่ในช่วงที่อากาศโดยรอบร้อนอบอ้าว เนื่องจากอยู่ในฤดูร้อนและจะมีอุณหภูมิต่ำ เฉลี่ยประมาณ 30 องศาคือเดือน ตุลาคมและธันวาคม



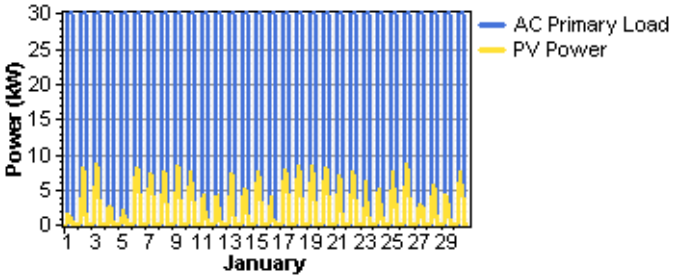
รูปที่ 3.7 อุณหภูมิแวดล้อมและอุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์



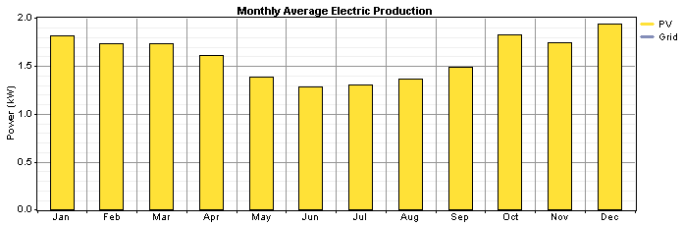
รูปที่ 3.8 ค่าความเข้มแสงของแสงอาทิตย์ในแนวระนาบ



รูปที่ 3.9 การใช้กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนของระบบพลังงานแสงอาทิตย์

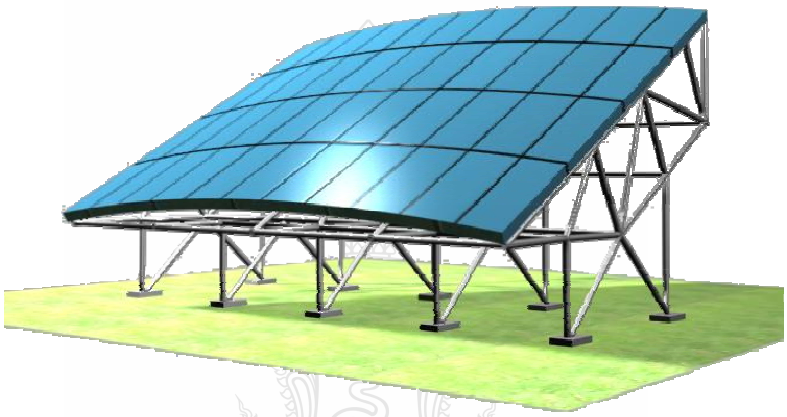


รูปที่ 3.10 การเปรียบเทียบการผลิตกำลังไฟฟ้าของระบบพลังงานแสงอาทิตย์เทียบกับของโหลด



รูปที่ 3.11 การผลิตกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือนที่ได้จากระบบพลังงานแสงอาทิตย์

3.3 การออกแบบโครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 3.12 ลักษณะโครงสร้างที่ดำเนินการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์

รูปที่ 3.13 ลักษณะโครงสร้างแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่นำมาออกแบบ

3.4 การติดตั้งโครงสร้างแผงเซลล์แสงอาทิตย์

รูปที่ 3.14 การเตรียมเท ฐานรากรองรับโครงสร้างแผงเซลล์แสงอาทิตย์

จากรูปที่ 3.14 ถึง 3.18 การติดตั้งฐานรากของโครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ บนโครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ได้ทำการออกแบบไว้ก่อนหน้านั้น ซึ่งโครงสร้างดังกล่าวสามารถรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ ถึง 60 แผง หรือ กำลังไฟฟ้าทั้งหมด 10.2 kW_p เมื่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละแผง ผลิตกำลังไฟฟ้าได้ 170 W_p ในการทดสอบที่สภาวะมาตรฐาน (Standard Test Condition) ซึ่งกำหนดให้ทำการทดสอบที่อุณหภูมิแวดล้อม 25 องศาเซลเซียส ความเข้มแสงอาทิตย์ที่ 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร (W/m^2) ซึ่งน้ำหนักแผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละแผง หนัก 15.4 กิโลกรัมโดยมิติดังนี้ กว้าง 790 มิลลิเมตร ยาว 1,593 มิลลิเมตร หนา 50 มิลลิเมตร เป็นค่าที่ต้องนำไปคำนวณ น้ำหนักแผงทั้งหมดที่กระทำกับเสา และพื้นที่ในการติดตั้งแผงทั้งหมด

รูปที่ 3.15 ฐานรากเสารองรับโครงสร้างแผงเซลล์แสงอาทิตย์

รูปที่ 3.16 การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ บนโครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์

รูปที่ 3.17 การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์

รูปที่ 3.18 ด้านหน้าของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์

3.5 การออกแบบระบบโฟโตโวลตาอิก ขนาด 10 kW_p

สำรวจความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าของปั๊มน้ำพุ ซึ่งติดตั้งอยู่ใต้น้ำของสระน้ำพุ ด้านข้างของหอประชุม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี จ.ปทุมธานี ดังรูปที่ 3.19 ซึ่งระบบไฟฟ้าของปั๊มน้ำพุ ได้มีการใช้ระบบไฟฟ้าสามเฟส 380 โวลต์ 50 Hz สำหรับควบคุมและจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับระบบน้ำพุ โดยแบ่งออกเป็น 2 ชุดด้วยกันคือ ชุดที่ 1 ใช้กระแสไฟฟ้าประมาณ 20 แอมป์ ชุดที่ 2 ใช้กระแสไฟฟ้า ประมาณ 25 แอมป์ หรือคิดเป็นการใช้พลังงานไฟฟ้าประมาณ 30 kW (270 kWh/day) จากข้อมูลที่ได้สำรวจมานี้ เป็นข้อมูลที่สำคัญในการประมาณการจ่ายพลังงานไฟฟ้าของระบบโฟโตโวลตาอิก และเป็นส่วนหนึ่งในการจำลองระบบโฟโตโวลตาอิก ด้วยโปรแกรมสำเร็จรูป ก่อนดำเนินการติดตั้งจริง ในพื้นที่ของมหาวิทยาลัยฯ

รูปที่ 3.19 โครงสร้างรองรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

รูปที่ 3.20 การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แล้วเสร็จ

การออกแบบระบบโฟโตโวลตาอิก เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้ออกแบบที่กำลังไฟฟ้าสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ผู้วิจัยได้ออกแบบโครงสร้างสำหรับติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งต้องการพื้นที่ในการติดตั้งแผงเซลล์ ประมาณ 76 ตารางเมตร สำหรับแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 60 แผง ขนาดกำลังไฟฟ้ารวมทั้งระบบ 10.2 kW_p หรือ 10,200 W_p และโครงสร้างหันหน้าไปทางทิศตะวันใต้ ติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนโครงสร้างที่ได้ออกแบบไว้ มีความยาว 12 เมตร กว้าง 6 เมตร วางเอียงทำมุม 30 องศา ผู้วิจัยได้เลือกใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Poly Crystalline Silicon หรือ Multi Crystalline Silicon มาทำการออกแบบเนื่องจากเป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดที่มีประสิทธิภาพร้อยละ 10-12 ราคาถูก [1] เมื่อเทียบกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอื่นๆ ซึ่งแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีรายละเอียดทางเทคนิคต่างๆดังนี้

ตารางที่ 3.1 คุณลักษณะทางไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่นำมาออกแบบ

กำลังไฟฟ้าสูงสุด (Rated Power P_{max})	170	วัตต์
กระแสไฟฟ้าพิกัด (Rated Current)	4.8	แอมป์
แรงดันไฟฟ้าพิกัด (Rated Voltage)	35.6	โวลต์
กระแสไฟฟ้าลัดวงจร (Short Circuit Current I_{sc})	5.2	แอมป์
แรงดันไฟฟ้าวงจรเปิด (Open Circuit Voltage)	44.3	โวลต์

ตารางที่ 3.2 มิติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

กว้าง (Width)	790	มิลลิเมตร
ยาว (Length)	1,600	มิลลิเมตร
หนา (Depth)	50	มิลลิเมตร
น้ำหนักแผง (Weight)	15.4	กิโลกรัม

ตารางที่ 3.3 คุณลักษณะทางไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ที่นำมาออกแบบ

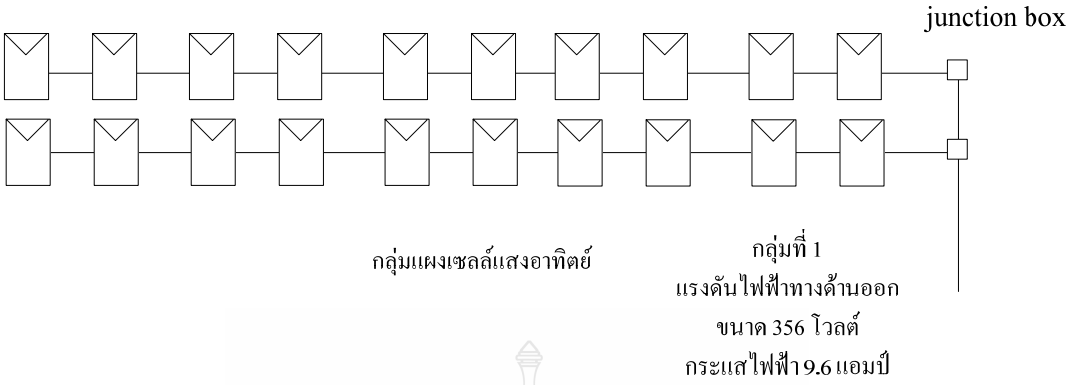
Recommended Maximum Array (W_p)	4,555	W_p
Maximum Input DC Power	4,100	วัตต์
Maximum DC Voltage (VDC)	500	VDC
Input DC Voltage Range	200-500	VDC
Maximum Input Current Max	26	แอมป์
Efficiency	96.1	%

ผู้วิจัยได้คำนวณหาจำนวนพื้นที่ทั้งหมดที่ต้องจัดทำโครงสร้างเพื่อรองรับการติดตั้ง แผงเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อพื้นที่ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 1 แผงมีค่าเท่ากับ 1.264 m^2

จำนวนพื้นที่ที่ติดตั้ง = 60 แผง x 1.264 ตารางเมตร (m^2) = 75.84 m^2

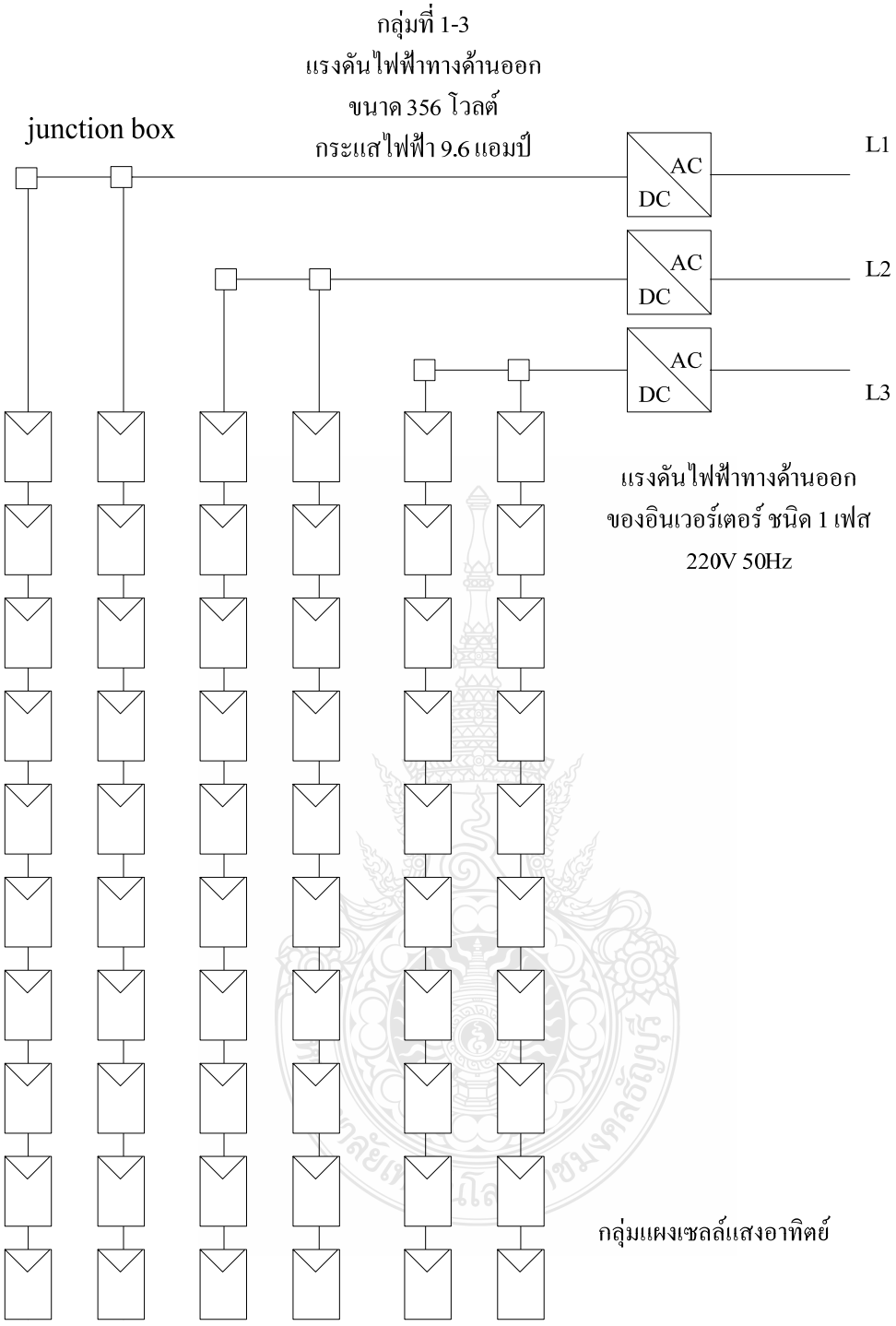
เลือกระบบไฟฟ้าเป็นแบบ 1 เฟส 240 โวลต์ 3 กลุ่ม จำนวนแผงต่อกลุ่ม 20 แผง โดยการออกแบบเบื้องต้นเนื่องจากเป็นโหลด 3 เฟส 380 โวลต์ 50Hz ดังนั้นต้องออกแบบระบบโฟโตโวลตาอิก จำนวน 3 ชุด เพื่อต่อแบบ Star ให้ได้แรงดันที่สายเท่ากับ 380 โวลต์ โดยต้องอนุกรมแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้ได้แรงดันไฟฟ้า เมื่อ แรงดันสูงสุดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์คือ 35.6 โวลต์ อนุกรมกันเพื่อให้ได้แรงดัน 356 โวลต์โดยที่แรงดันไฟฟ้ากระแสตรงที่อินเวอร์เตอร์ต้องการ 200-500 VDC

(PV VDC) จำนวน 10 แผงต่อสตริง (10 Panel Per String) ต่อขนาน 2 กลุ่ม (Arrays) ทำให้ได้กระแสไฟฟ้าต่อกลุ่ม 9.6 แอมป์ กำลังไฟฟ้าสูงสุด 3.42 kW_p / 1 inverter – Arrays ดังรูปที่ 3.21

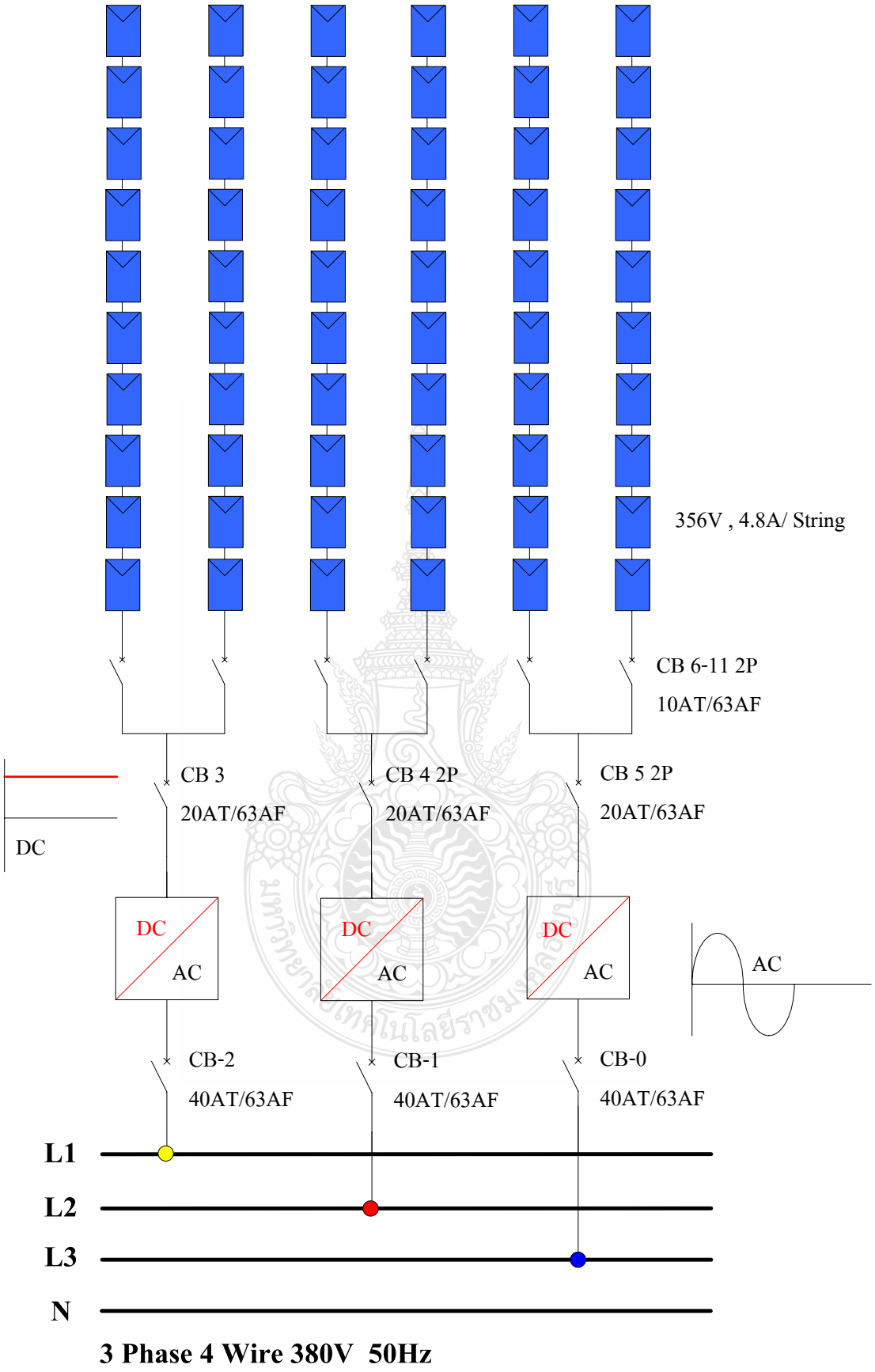


รูปที่ 3.21 การวางระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่อหนึ่งกลุ่ม

ผู้วิจัยออกแบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบ่งออกเป็น 3 ชุดด้วยกันเพื่อทำให้เป็นระบบ 3 เฟส 380-โวลต์ 50Hz โดยที่ขนาดแรงดัน 356 โวลต์กระแสตรงสูงสุด 9.6 แอมป์ ผ่านอินเวอร์เตอร์ชนิด 1 เฟส จำนวน 3 เครื่อง เพื่อแปลงแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ โดยมีการต่อระบบไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ทางด้านไฟฟ้ากระแสตรง ดังรูปที่ 3.21 สำหรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าภาพรวมของระบบทั้งหมดสามารถพิจารณาได้ดังรูปที่ 3.22 ซึ่งจะเห็นได้ว่า เป็นการต่อแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อให้ได้ระดับแรงดันไฟฟ้าตามที่ต้องการ สำหรับการต่อแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงให้กับอินเวอร์เตอร์ ซึ่งจะทำหน้าที่ในการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงเป็นแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับ จากรูปจะต่ออินเวอร์เตอร์ 1 เฟส จำนวนสามตัว เพื่อจ่ายให้กับสายส่งกำลังไฟฟ้า โดยมีการต่อแรงดันทางด้านออก ของอินเวอร์เตอร์แบบ Star ดังรูปที่ 3.22 ซึ่งกำลังไฟฟ้าที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้จะส่งผ่านอินเวอร์เตอร์ แบบ 1 เฟสที่นำมาต่อโดยการเชื่อมกับระบบจำหน่ายแบบ 3 เฟสของการไฟฟ้า ซึ่งแรงดันที่จ่ายออกจากอินเวอร์เตอร์จะมากกว่าแรงดันที่สายของกริดในปริมาณเล็กน้อย เพื่อให้กระแสไฟฟ้าไหลผ่านไปยังโหลดได้



รูปที่ 3.22 การวางระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดกำลังผลิต 10 กิโลวัตต์สูงสุด



รูปที่ 3.23 การออกแบบระบบป้องกันแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดกำลังผลิต 10 กิโลวัตต์สูงสุด

การเลือกใช้ อินเวอร์เตอร์ประสิทธิภาพสูง ชนิดเชื่อมต่อกับสายส่งกำลังไฟฟ้าของการไฟฟ้า เลือกชนิด 1 เฟสจำนวน 3 เครื่อง เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ ซึ่งจากการออกแบบต้องหาขนาดของอินเวอร์เตอร์ โดยพิจารณาได้จากสมการที่ 3.1 [1]

ใช้สูตร หาขนาดของอินเวอร์เตอร์

$$P_{inv} = \frac{P_{ACT} S_f}{pf} \tag{3.1}$$

เมื่อ P_{inv} คือ Minimum Inverter Size Wattage (Watt)

S_f คือ Safety Factor

P_{ACT} คือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของแผง

P_f คือ ตัวประกอบกำลังของอินเวอร์เตอร์

แทนค่าสูตร

$$P_{inv} = \frac{3.4kVA}{0.961} x1.25 = 4.42kW$$

ดังนั้นเลือกใช้อินเวอร์เตอร์ ขนาด 4.5 kW ต่อเฟส

<u>อุปกรณ์ป้องกัน</u>

ทางด้านไฟฟ้ากระแสตรง

เมื่อ กระแสไฟฟ้าต่อกลุ่ม 9.6 แอมป์ และค่า Safety Factor 1.25

เซอร์กิตเบรกเกอร์ = 9.6 x 1.25 = 12 A

เลือกใช้ CB ขนาด 20 AT แรงดันไฟฟ้ากระแสตรง 356 VDC max

ทางด้านไฟฟ้ากระแสสลับ

เมื่อ กระแสไฟฟ้าต่อกลุ่ม 9.6 แอมป์ ดังนั้นกระแส 3 กลุ่ม คือ 28.8 แอมป์ และค่า Safety Factor 1.25

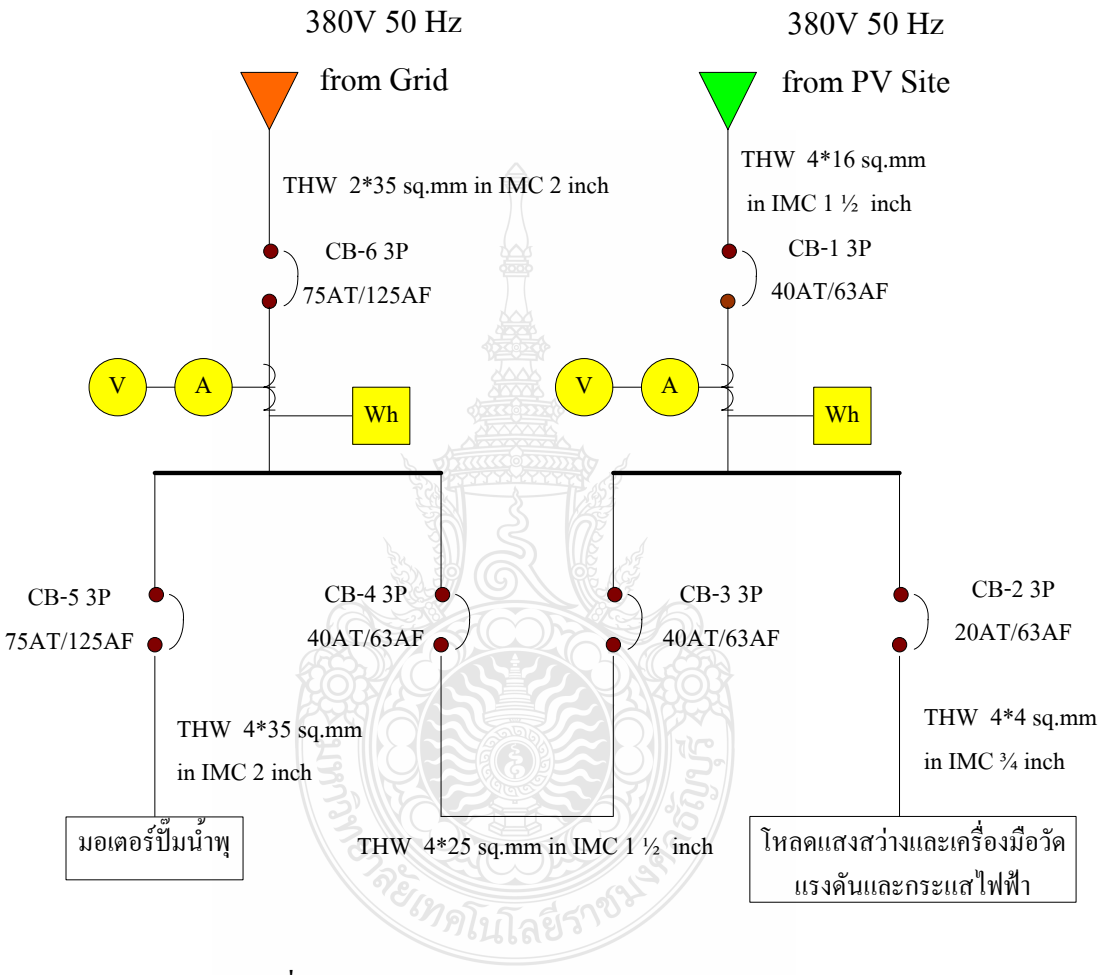
เซอร์กิตเบรกเกอร์ = 28.8 x 1.25 = 36 แอมป์

เลือกใช้ CB ขนาด 40 AT แรงดันไฟฟ้ากระแสสลับ

อย่างไรก็ตามจาก คุณสมบัติของอินเวอร์เตอร์ที่นำมาออกแบบ สามารถนำมาใช้ในโครงการได้จากข้อมูลในตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.4 กำลังไฟฟ้าของระบบโฟโตโวลตาอิก Watt Peak ของระบบไฟฟ้าที่ทำการออกแบบ

ระดับแรงดันไฟฟ้ากระแสตรง	356	โวลต์
กระแสไฟฟ้าสูงสุด	28.8	แอมป์
จ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุดทางด้าน DC	10.51	kW
ขนาดของอินเวอร์เตอร์ 1 กลุ่ม	4.5	kVA / String



รูปที่ 3.24 การออกแบบระบบไฟฟ้าสำหรับงานระบบ

จากรูปที่ 3.24 แสดงให้เห็นถึงระบบป้องกัน ของระบบโฟโตโวลตาอิก ระบบป้องกันสายไฟ ซึ่งจากตำแหน่งที่ติดตั้ง เซอร์กิตเบรกเกอร์ CB3, CB4 คือระยะห่างจากจุดที่ติดตั้งระบบโฟโตโวลตาอิกกับตู้ควบคุมไฟฟ้าของโหลดปั๊มน้ำ สำหรับเครื่องมือวัดกระแสไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้าของระบบ แสงสว่างที่ใช้ใน สถานีไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จะรวมอยู่ใน Measuring System and Lighting สำหรับโหลด คือตำแหน่งของปั๊มน้ำ ซึ่งควบคุมด้วย เซอร์กิตเบรกเกอร์ ขนาด 75 AT

พลังงานไฟฟ้าที่ระบบโฟโตโวลตาอิก สามารถจ่ายให้กับโหลดปั๊มน้ำ สามารถหาได้ จากสูตรกำลังไฟฟ้าสูงสุดทางด้าน DC ที่ระบบสามารถจ่ายให้แก่โหลดได้

เมื่อ

แรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 356 โวลต์ กระแสไฟฟ้าสูงสุดของระบบโฟโตโวลตาอิก 28.8 แอมป์ และตัวประกอบกำลังของ อินเวอร์เตอร์ 0.961

ดังนั้น

$P_{\max}$ คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบโฟโตโวลตาอิก

$$P_{\max} = 356V \times 28.8A \times 0.96 = 9.85kW$$

หรือ ประมาณ 9.85 kW ที่ระบบ 3 เฟส 380 V 50 Hz เมื่อคิดความยาวนานของแสงแดดมีค่าเท่ากับ 5 ชั่วโมงต่อวัน [1] ระบบโฟโตโวลตาอิกสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับโหลดได้ที่ 49.25 หน่วยต่อวัน (kWh/day) หรือ 17,976 kWh/Years

3. 6 การวิเคราะห์เพื่อหาค่าทางเศรษฐศาสตร์ของระบบตลอดอายุการใช้งาน

(Life Cycle Cost Analysis or LCCA)

การคำนวณแบบ Life Cycle Cost Analysis [1] นั้นเป็นการคำนวณเพื่อเปรียบเทียบแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าสองระบบระหว่าง ระบบโฟโตโวลตาอิกกับระบบพลังงานอื่นๆสำหรับในงานวิจัยนี้ต้องการแสดงให้เห็นความแตกต่างระหว่างการนำระบบโฟโตโวลตาอิกไปใช้ งานระบบพลังงานทางเลือกเพื่อเสริมระบบเดิมที่มีอยู่ โดยที่แสดงให้เห็นถึงความแตกต่างของราคาต่อหน่วยของระบบแสงอาทิตย์กับราคาต่อหน่วยของการไฟฟ้า ซึ่งวิธีการคำนวณสามารถแสดงได้ดังตัวอย่างต่อไปนี้

ตารางที่ 3.5 การคำนวณค่า Life Cycle Cost (Key Point)

	อุปกรณ์ในระบบ	อายุการใช้งาน (ปี)
Life Cycle Cost 25 Years	Charger Controller 400 บาท/A	10
Discount Rate 0.035 (3.5%)	Module Cost 170 บาท/W	25
Inflation Rate 0.05 (5%)	Inverter 31,579 บาท/kW	10
Discount Factor 1.015	Measuring System 320,000 บาท	10
Annualize Factor 30.52	Daily Load 270 kWh/day	
Mounting & Foundation 250,000 บาท		25

3.6.1 การคำนวณหาค่าพารามิเตอร์ต่างๆทางเศรษฐศาสตร์

Discount factor

$$a = \frac{(1+i)}{(1+d)} \tag{3.2}$$

เมื่อ d คือ อัตราส่วนลด (Discount Rate)

i คือ อัตราเงินเฟ้อ (Inflation Rate)

a คือ Discount Factor

แทนค่าลงในสมการ

$$a = \frac{(1+0.05)}{(1+0.035)} = 1.015$$

Annualize Factor

$$P_{a(n)} = \frac{a(1-a^n)}{(1-a)} \quad (3.3)$$

เมื่อ $P_{a(n)}$ คือ Annualize Factor

n คือ ระยะเวลาที่ใช้ในการวิเคราะห์

แทนค่าลงในสมการที่ 3.3

เมื่อ n = 25 ปี

$$P_{a(n)} = \frac{1.015(1-1.015^{25})}{(1-1.015)} = \frac{1.015(1-1.451)}{(1-1.015)} = \frac{0.4577}{0.015} = 30.52$$

3.6.2 ข้อมูลด้านราคา (Cost Data)

ข้อมูลด้านราคา แบ่งเป็น 3 ประเภท คือ

ก. ค่าใช้จ่ายเริ่มต้น (Capital Cost)

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 10,200 Wp	1,734,000.00 บาท
อินเวอร์เตอร์ $3.8kW \times 3 = 11.4kW$	376,200.00 บาท
โครงสร้างและการสร้างฐานราก	350,000.00 บาท
ระบบ Monitoring System	120,000.00 บาท
ค่าติดตั้ง (ร้อยละ 20) ของราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์	346,800.00 บาท
รวม	**2,827,000.00 บาท**

ข. ค่าใช้จ่ายรายปี (Life Cycle Operation & Maintenance Cost)

ค่าบำรุงดูแลรักษา คิดที่ร้อยละ 2 ของราคาแผง = 0.02×1,7340,000 = 34,680 บาท

สามารถหา มูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันของค่าบำรุงดูแลรักษาได้จาก

มูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันของค่าบำรุงดูแลรักษา = $34,680 \times P_{a(n)}$

= 34,680 x 30.52 = 1,058,433.60 บาท

ค. ค่าเปลี่ยนอุปกรณ์ (Life Cycle Replacement Cost)

สามารถคำนวณเพื่อหาค่าเปลี่ยนอุปกรณ์

จากสูตร มูลค่าเทียบเท่าปัจจุบัน (Present Worth)

$$PW = Cr*Pr \tag{3.4}$$

เมื่อ

PW คือ ค่าเปลี่ยนอุปกรณ์ (Life Cycle Replacement Cost)

C_r คือ มูลค่าอุปกรณ์

P_r คือ ค่าเปลี่ยนอุปกรณ์

$$P_{r(I)} = \left(\frac{(1-i)}{(1-d)} \right)^n \tag{3.5}$$

เมื่อ

i คือ อัตราเงินเฟ้อ Inflation Rate 0.035

d คือ อัตราส่วนลด Discount Rate 0.05

ปีที่ 10

$$P_{r(10)} = \left(\frac{(1-0.035)}{(1-0.05)} \right)^{10} = 1.0158^{10} = 1.17$$

ปีที่ 20

$$P_{r(20)} = \left(\frac{(1-0.035)}{(1-0.05)} \right)^{20} = 1.0158^{20} = 1.37$$

อินเวอร์เตอร์ มีอายุการใช้งาน 10 ปี

PW = (376,200 x 1.17) + (376,200 x 1.37) = 955,548.00 บาท

Measuring System อายุการใช้งาน 10 ปี

PW = (120,000 x 1.17) + (120,000 x 1.37) = 304,800.00 บาท

อุปกรณ์อื่นๆในระบบ

120,000.00 บาท

ค่าเปลี่ยนอุปกรณ์ (Life Cycle Replacement Cost)

PW = 955,548.00 บาท + 304,800.00 บาท + 120,000 บาท

= 1,380,348.00 บาท

(หนึ่งล้านสามแสนแปดหมื่นสามร้อยสี่สิบแปดบาทถ้วน)

มูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันของการลงทุน (Life Cycle Cost) หรือ LCC หาได้จาก

$$LCC = C_{cap} + C_{o\&m} + C_{rep} \tag{3.6}$$

เมื่อ LCC มูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันของการลงทุน

C_{cap} ราคาค่าใช้จ่ายเริ่มต้น

$C_{o\&m}$ ราคาค่าใช้จ่ายรายปี

C_{rep} ราคาค่าเปลี่ยนอุปกรณ์

ดังนั้น LCC = 2,827,000.00 บาท + 1,058,433.60 บาท + 1,380,348.00 บาท

= 5,265,781.00 บาท

(ห้าล้านสองแสนหกหมื่นห้าพันเจ็ดร้อยแปดสิบเอ็ดบาทถ้วน)

มูลค่าเทียบเท่ารายปี ALCC (Annualized Life Cycle Cost)

สามารถหาได้จากสมการ

$$ALCC = \frac{LCC}{P_{(a)n}} \tag{3.7}$$

$$ALCC = \frac{5,265,781.00}{30.52} = 172,535.42$$

เมื่อ $ALCC$ มูลค่าเทียบเท่ารายปี

LCC มูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันของการลงทุน

$P_{(a)n}$ annualized factor

ดังนั้น

$ALCC$ = 172,535.42 บาท

(หนึ่งแสนเจ็ดหมื่นสองพันห้าร้อยสามสิบห้าบาทสี่สิบสองสตางค์)

ราคาพลังงานไฟฟ้า COE (Cost of Electricity)

สามารถหาได้จากสมการ

เมื่อ COE คือราคาพลังงานไฟฟ้า

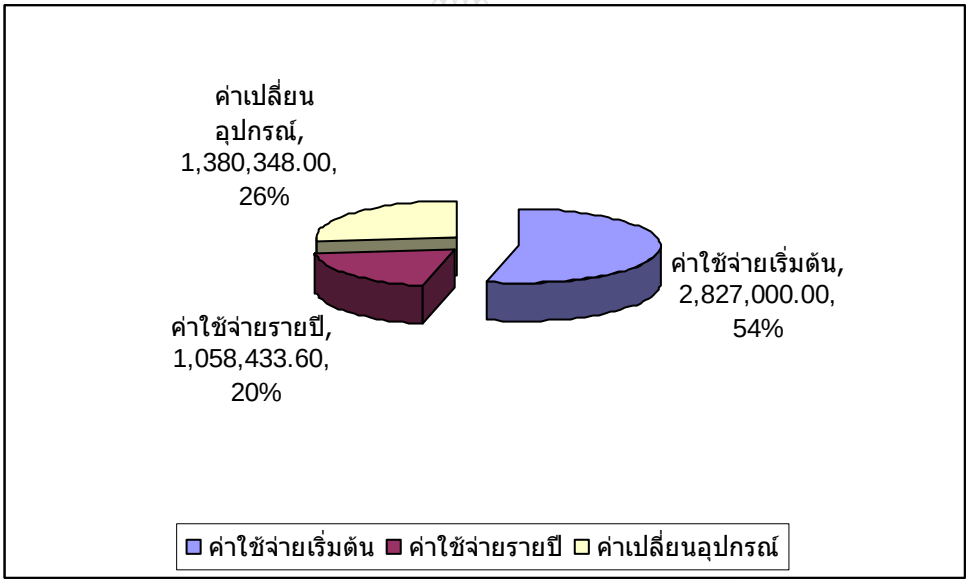
ALCC คือมูลค่าเทียบเท่ารายปี

L_a คือโหลดต่อปี

$$COE = \frac{ALCC}{L_a} \tag{3.6}$$

$$COE = \frac{172{,}535.42}{98{,}550} = 1.75$$

ดังนั้นราคาพลังงานไฟฟ้า COE = 1.75 บาทต่อหน่วย (1.75 Baht per kWh)



รูปที่ 3.25 Life Cycle Cost ของระบบโฟโตโวลตาอิกขนาด 10 กิโลวัตต์สูงสุด

3.7 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุน

การวิเคราะห์ตัดสินใจเลือกการลงทุนในโครงการฯ จำเป็นต้องจะต้องทราบจำนวนการผลิต ที่จะคุ้มทุนควรเป็นเท่าไร เพื่อเป็นเครื่องมือช่วยในการติดสินใจ จุดคุ้มทุน (Break-Event Analysis) คือ จุดที่รายได้กับรายจ่ายเท่ากัน การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนเป็นการวิเคราะห์หาความสัมพันธ์ ของต้นทุน รายได้ และผลกำไรที่ผลผลิตต่างๆ

3.7.1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนโครงการเดี่ยว

กำหนดให้ C คือต้นทุนรวมในการผลิต

F คือต้นทุนคงที่

C คือต้นทุนแปลผัน

$N*$ คือจำนวนที่ผลิตที่จุดคุ้มทุน

N คือจำนวนการผลิตที่จุดใดๆ

v คือต้นทุนแปลผันต่อหน่วย

R คือรายได้

P คือกำไร

p คือราคาขายต่อหน่วย

ต้นทุนรวมในการผลิตคือ $(C) = F + V$ (3.7)

แต่ $V = vN$ (3.8)

ดังนั้น $C = F + vN$ (3.9)

รายได้ $(R) = pN$ (3.10)

กำไร $(P) = R + C$ (3.11)

แทนค่าในสมการ

กำไร $(P) = pN - (F + vN)$ (3.12)

และ

$$N* = \frac{F}{p - v} \quad (3.13)$$

3.7.2 ระยะเวลาการคืนทุน

การวิเคราะห์ตัดสินใจเลือกการลงทุน นอกจากจุดที่คุ้มทุนแล้ว ระยะเวลาการคืนทุนก็เป็นส่วนสำคัญอย่างหนึ่ง ในการพิจารณาเลือกการลงทุนในโครงการนั้นๆ ซึ่งสามารถพิจารณาได้จากหน่วยที่ผลิตได้ของระบบและจำนวนปีที่คุ้มทุน

3.8 การลดก๊าซเรือนกระจก

สามารถประมาณการลดการเกิดสภาวะเรือนกระจก จากการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เข้าสู่ชั้นบรรยากาศได้ โดยเฉพาะก๊าซคาร์บอนไดอ๊อกไซด์ (Carbon Dioxide, CO_2), ก๊าซซัลเฟอร์ไดอ๊อกไซด์ (Sulfur Dioxide, SO_2), ก๊าซไนโตรเจนอ๊อกไซด์ (Nitrogen Oxide, NO_x) โดยเปรียบเทียบกับ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบพลังงานโฟโตโวลตาอิกเป็นหน่วย (kWh) เทียบกับการใช้เชื้อเพลิง

ต่างๆ เช่น ถ่านหิน น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ ว่าต้องใช้ปริมาณจำนวนเท่าใดในการผลิตพลังงานไฟฟ้าให้ได้เท่ากับ 1 หน่วย ดังตารางที่ 3.6

ตารางที่ 3.6 การเปรียบเทียบการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆในการผลิตพลังงานไฟฟ้า 1 หน่วย [12]

ชนิด	CO_2	SO_2	NO_x	หน่วย
น้ำมัน	250	0.36	1.6	g/kWh
ถ่านหิน	300	200	250	g/kWh
ก๊าซธรรมชาติ	190	0.202	0.011	g/kWh

เช่น ระบบโฟโตโวลตาอิกระบบหนึ่งผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อปี ได้ 18,250 หน่วยต่อปี (kWh/year) เมื่อต้องการทราบว่า จะใช้พลังงานชนิดอื่น ในปริมาณเท่าใดในการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้จำนวนเท่ากัน เมื่อ

น้ำมัน

$$18{,}250\,\text{kWh/year} \times 250\,\text{g/kWh} = 4{,}562.5\,\text{kg/year} \quad CO_2$$

$$18{,}250\,\text{kWh/year} \times 0.36\,\text{g/kWh} = 6.57\,\text{kg/year} \quad SO_2$$

$$18{,}250\,\text{kWh/year} \times 1.6\,\text{g/kWh} = 2.92\,\text{kg/year} \quad NO_x$$

ถ่านหิน

$$18{,}250\,\text{kWh/year} \times 300\,\text{g/kWh} = 5{,}475\,\text{kg/year} \quad CO_2$$

$$18{,}250\,\text{kWh/year} \times 200\,\text{g/kWh} = 3{,}65\,\text{kg/year} \quad SO_2$$

$$18{,}250\,\text{kWh/year} \times 250\,\text{g/kWh} = 4{,}562.5\,\text{kg/year} \quad NO_x$$

ก๊าซธรรมชาติ

$$18{,}250\,\text{kWh/year} \times 190\,\text{g/kWh} = 3{,}467.5\,\text{kg/year} \quad CO_2$$

$$18{,}250\,\text{kWh/year} \times 0.202\,\text{g/kWh} = 3.68\,\text{kg/year} \quad SO_2$$

$$18{,}250\,\text{kWh/year} \times 0.011\,\text{g/kWh} = 200\,\text{g/year} \quad NO_x$$

จากการคำนวณ สามารถสรุปได้ว่า

เมื่อใช้เมื่อระบบโฟโตโวลตาอิก ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 18,250 หน่วยต่อปี จะสามารถลดการเกิดก๊าซเรือนกระจาก จากการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยน้ำมันดังนี้คือ

1. สามารถลดการปล่อยก๊าซ Carbon Dioxide 4,562.5 กิโลกรัมต่อปี
2. สามารถลดการปล่อยก๊าซ Sulfur Dioxide 6.57 กิโลกรัมต่อปี
3. สามารถลดการปล่อยก๊าซ Nitrogen Oxide 2.92 กิโลกรัมต่อปี

สรุป

วิธีดำเนินการวิจัยครั้งนี้เป็นการออกแบบและวิเคราะห์ ระบบโฟโตโวลตาอิกสำหรับโหลดปั๊มน้ำ 3 เฟสเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า โดยมีเครื่องมือที่ใช้ในการวิจัย ประกอบด้วย

1. การสำรวจการใช้พลังงานไฟฟ้าของปั๊มน้ำพุ 3 เฟส
2. การจำลองระบบโฟโตโวลตาอิก 10 กิโลวัตต์เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์
3. การออกแบบระบบป้องกันทางไฟฟ้าของระบบโฟโตโวลตาอิก
4. การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของระบบตลอดอายุการใช้งาน
5. การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนและระยะเวลาคืนทุน
6. การวิเคราะห์การลดผลกระทบของการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

บทที่ 4

ผลการทดลอง

บทนำ

การศึกษาการออกแบบระบบโฟโตโวลตาอิก ขนาด 10 kW_p สำหรับปั๊มน้ำพุ ชนิดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนั้น มหาวิทยาลัยฯ รับ ไฟฟ้าแรงดันสูงจากการไฟฟ้า ขนาด 115 kV ผ่านสถานีไฟฟ้าแรงสูงภายในมหาวิทยาลัยฯ ลดระดับจากแรงดันสูง 115 kV เป็นระดับแรงดันปานกลาง 22 kV ไปสู่สถานีหม้อแปลงไฟฟ้า เพื่อลดระดับแรงดันไฟฟ้าเป็น 380/220V จ่ายไฟเป็นระบบไฟฟ้าสามเฟสไปยังตู้ควบคุม ปั๊มน้ำพุ ภายในพื้นที่ส่วนกลาง บริเวณสระน้ำพุ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี โดยบทที่ 4 นี้ผู้วิจัยจะได้นำเสนอผลการทดลอง และทดสอบ การเชื่อมต่อระบบโฟโตโวลตาอิกกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า ด้วยระดับแรงดันต่ำ 380/220 โวลต์

4.1 โครงสร้างที่ได้ดำเนินการติดตั้ง ภายในโครงการ

รูปที่ 4.1 มุมมองแบบ Bird's Eyes View สระน้ำพุ ภายในมหาวิทยาลัยเทคโนโลยี ราชมงคล ธัญบุรี

รูปที่ 4.2 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ดำเนินการติดตั้งและทดสอบ

จากรูป4.2 แสดงให้เห็นถึงแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ได้ทำการออกแบบและติดตั้งแล้วเสร็จภายในพื้นที่ส่วนกลาง มหาวิทยาลัยฯ จำนวน 60 แผง ซึ่งมีคุณสมบัติทางไฟฟ้า ดังตารางที่ 4.1 ส่วน รูปที่ 4.3 ขณะทำการตรวจสอบระบบ ไฟฟ้าและทดลองเชื่อมต่อระบบโฟโตโวลตาอิก ขนาด 10 kW_p เข้ากับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า ภายในมหาวิทยาลัยฯ แรงดันไฟฟ้า 380/220 โวลต์ ความถี่ 50Hz จากการทดสอบพบว่า อินเวอร์เตอร์ ทั้ง 3 เครื่องซึ่งต่อแบบ 1 เครื่องต่อเฟส จะมีการตรวจสอบระบบ ไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้า ความถี่ ก่อนเชื่อมระบบโฟโตโวลตาอิกเข้ากับระบบไฟฟ้า ของการไฟฟ้า [18] ก่อนที่จะเชื่อมต่อระบบทั้งสองเข้าด้วยกั นอย่างสมบูรณ์

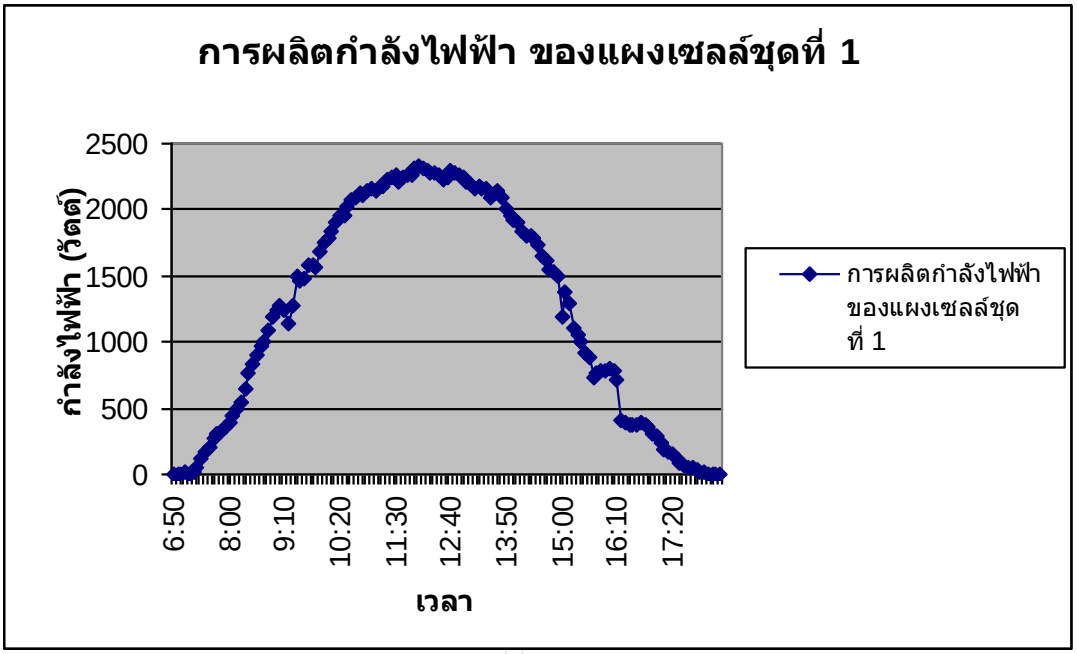
ตารางที่ 4.1 คุณสมบัติทางไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์

กำลังไฟฟ้าสูงสุด (Rated Power P_{max})	170	วัตต์
กระแสไฟฟ้าที่พิกัด (Rated Current)	4.8	แอมป์
แรงดันไฟฟ้าพิกัด (Rated Voltage)	35.6	โวลต์
กระแสไฟฟ้าลัดวงจร (Short Circuit Current I_{sc})	5.2	แอมป์
แรงดันไฟฟ้าวงจรเปิด (Open Circuit Voltage)	44.3	โวลต์

รูปที่ 4.3 การทดสอบระบ บหลังการติดตั้งระบบไฟฟ้าแล้วเสร็จ

4.2 ข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโฟโตโวลตาอิก 10kW$_p$

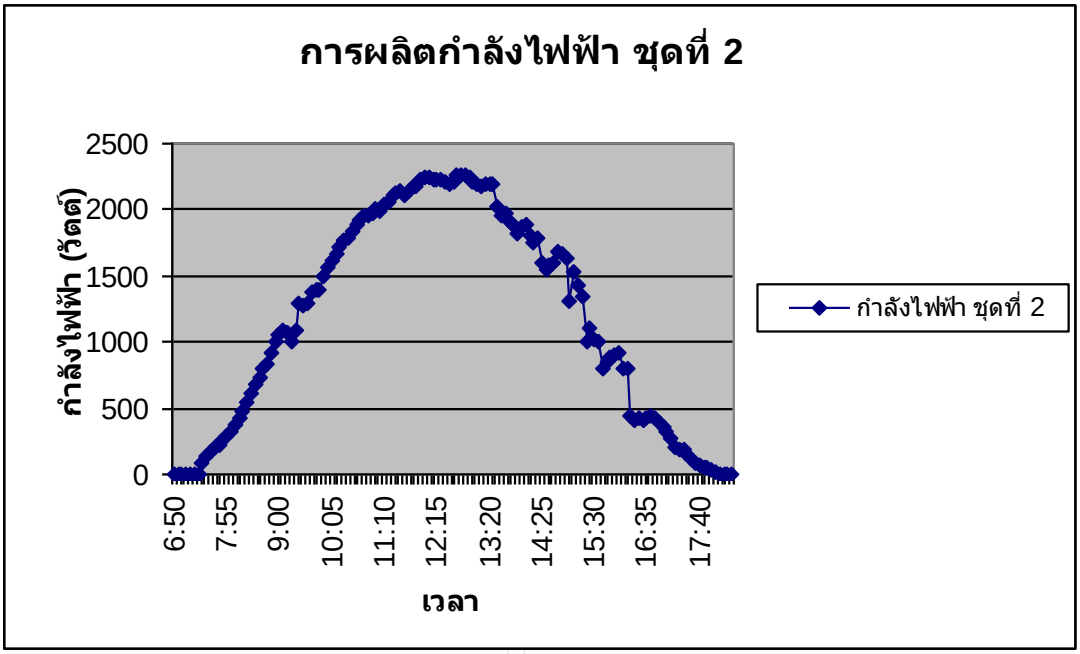
การอ่านและ จัดเก็บข้อมูล ผ่านอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูล (Web Box) สำหรับระบบโฟโตโวลตาอิก ขนาด 10 kW$_p$ ซึ่งอ่านข้อมูลแรงดันไฟฟ้า กรแสไฟฟ้า กำลังไฟฟ้า จากอินเวอร์เตอร์ มาทำการจั ดเก็บที่เครื่อง Web Box ทำให้สามารถทำการดาวน์โห ลดข้อมูล ที่สำคัญเช่น แรงดันไฟฟ้ากระแสตรงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชุด กระแสไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์กำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่จ่ายให้กับอินเวอร์เตอร์ได้ ส่วนทางด้านไฟฟ้ากระแสสลับ สามารถอ่านและบันทึกค่ า กระแสไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้า ความถี่ของระบบไฟฟ้าขณะที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าได้ แบบ Real Time ผ่านระบบอินเตอร์เน็ตของมหาวิทยาลัยฯ โดยการลงชื่อเข้าใช้พร้อมกับป้อน รหัสผ่าน (User Name, Password) บนโปรแกรม Web Browser อย่างเช่น Internet Explorer, Firefox ซึ่งข้อมูลที่ได้รับ หลังการเลือกไฟล์ข้อมูลที่จะจัดเก็บ จะ เป็นแบบ *.zip ไฟล์ ซึ่ง ต้องทำการแตกไฟล์ ออกด้วยโปรแกรม Winzip หรือ WinRar โดยข้อมูลที่ได้จะเป็นไฟล์ข้อมูล นามสกุล *.CSV ก่อน จะนำข้อมูลมาวิเคราะห์ โดยการเปิดโปรแกรม Excel แล้วนำเข้าข้อมูลแบบข้อคว าม ก็จะได้ข้อมูลที่สามารถนำไปเขียน กราฟ เพื่อนำข้อมูลดังกล่าวที่ได้ ไปวิเคราะห์ ข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากระบบโฟโตโวลตาอิก ซึ่งข้อมูลที่ได้จะประกอบไปด้วย ค่ากำลังไฟฟ้าทางด้านไฟฟ้ากระแสตรง ค่าแรงดันกระแสตรง ค่าความเข้มแสง ค่าอุณหภูมิซึ่งนำมาเขียน กราฟ ให้เห็นได้ดังต่อไปนี้



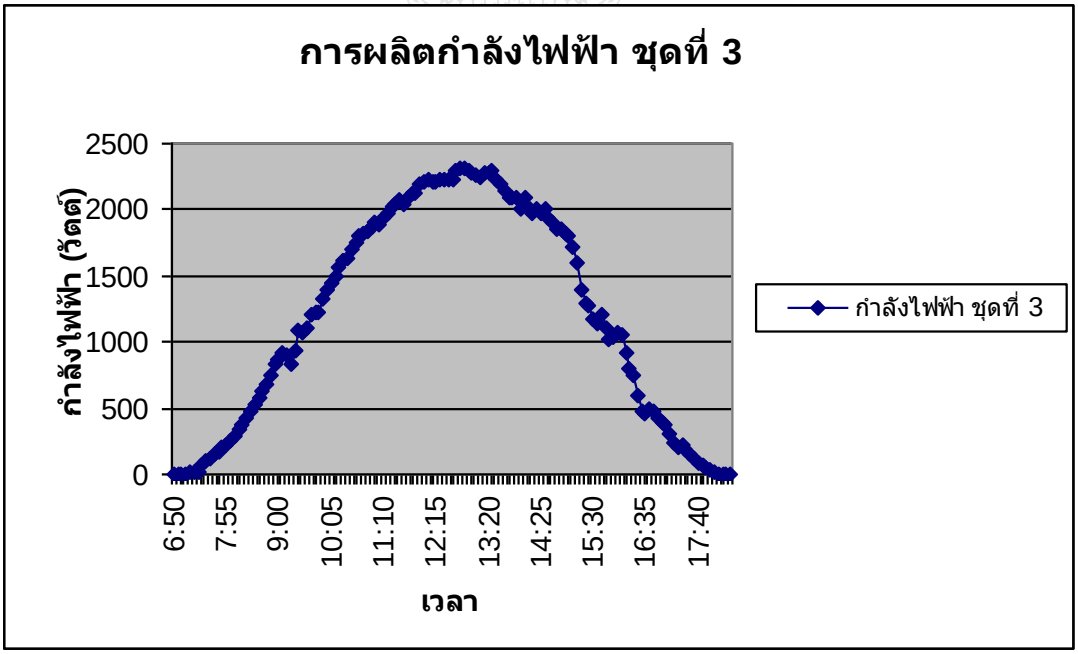
รูปที่ 4.4 การผลิตกำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชุดที่ 1

จากรูปที่ 4.4 ข้อมูลจากอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูล (Web Box) ซึ่งติดตั้งอยู่ที่ตู้ควบคุมระบบไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยรับข้อมูลต่างๆจากอินเวอร์เตอร์ นำมาจัดเก็บไว้ที่หน่วยความจำของอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูล ที่สามารถเพิ่มความจุได้ถึง 2 GB ข้อมูลที่ได้จะแยกออกเป็น กำลังไฟฟ้าที่วัดได้จากอินเวอร์เตอร์เครื่องที่ 1 รวมทั้งเวลาขณะที่บันทึกข้อมูล เมื่อดึงข้อมูลจาก เครื่องบันทึกข้อมูลผ่านระบบอินเตอร์เน็ตแล้ว จะได้ไฟล์มาในรูปของข้อมูลที่ทำการบีบอัดมาแล้วนามสกุล *.zip ไฟล์ ซึ่งจะมีข้อมูลต่างๆของอินเวอร์เตอร์แต่ละเครื่อง เมื่อแยก ข้อมูลกำลังไฟฟ้ามาวาดกราฟ จะได้ค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชุด แสดงให้เห็นดังรูปที่ 4.4 และ 4.6

ข้อมูลที่ได้จาก อินเวอร์เตอร์เครื่อง ที่ 1 กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ จะเริ่มตั้งแต่เวลา ประมาณ 07.00 น. การผลิตกำลังไฟฟ้าที่วัดได้จากเครื่องบันทึกข้อมูลค่ากำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ตามเวลาที่เปลี่ยนไปทั้งนี้การเพิ่มขึ้นของกำลังไฟฟ้า จะเพิ่มขึ้นตามการเปลี่ยนแปลงของค่าความเข้มแสงของรังสีดวงอาทิตย์ ซึ่งจะเพิ่มมากที่เวลาเที่ยงวัน เช่นที่เวลา 09.00 น. กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะมีค่าประมาณ 1,300 วัตต์ โดยช่วงเวลาที่ผลิตกำลังไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 2,400 วัตต์ ส่วนรูปที่ 4.5 เป็นค่ากระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ในเวลาต่างๆกันของวัน ซึ่ง จะแปลผันตามค่าความเข้มแสง ของดวงอาทิตย์ (MJ/m^2) ในแต่ละวันเช่นกัน

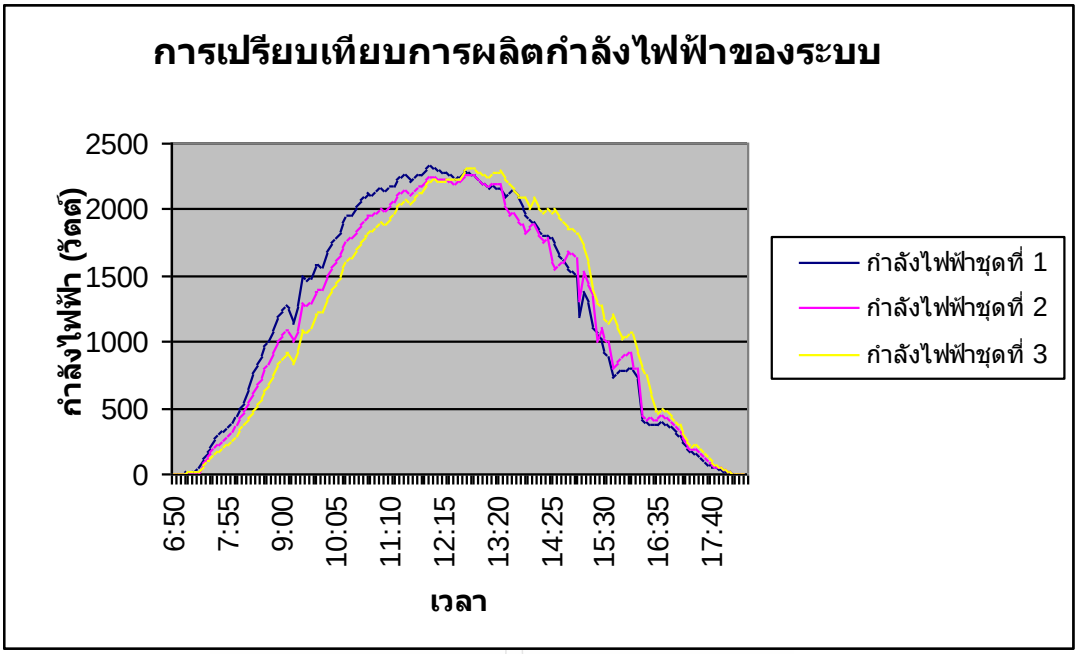


รูปที่ 4.5 การผลิตกำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชุดที่ 2



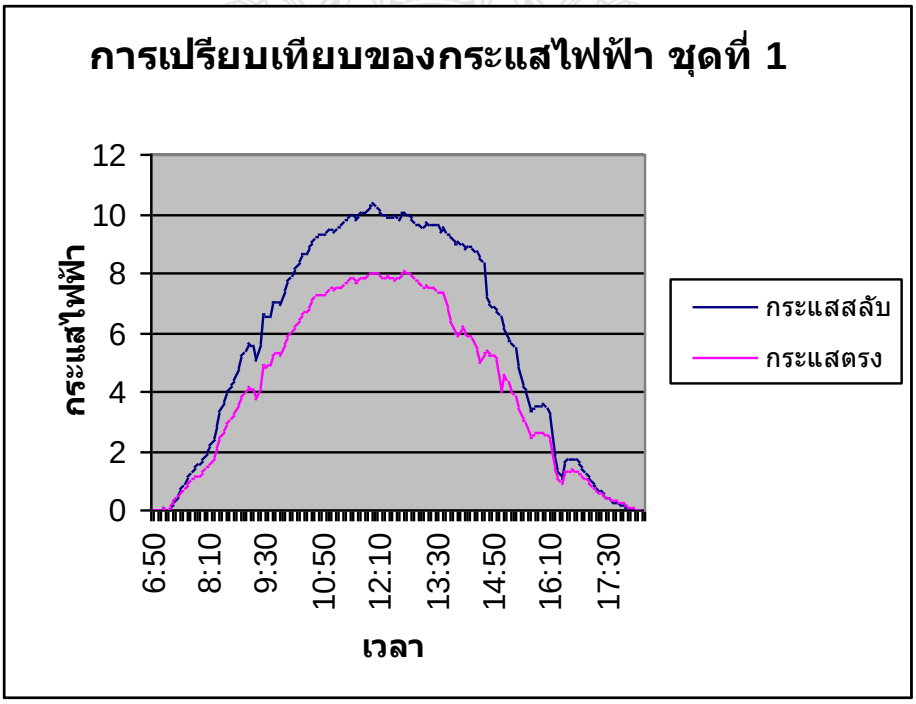
รูปที่ 4.6 การผลิตกำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชุดที่ 3

รูปที่ 4.6 แสดงให้เห็นค่าของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ในช่วงเวลาต่างๆกันของวัน ซึ่ งจะเห็นได้ว่า กำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ จะเริ่มผลิตและบันทึกได้ที่ เครื่องอินเวอร์เตอร์เครื่องที่ 3 ตั้งแต่เวลา 6.55 น. ค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะลดลงเรื่อยๆตามความเข้มแสง ที่เปลี่ยนแปลงไป

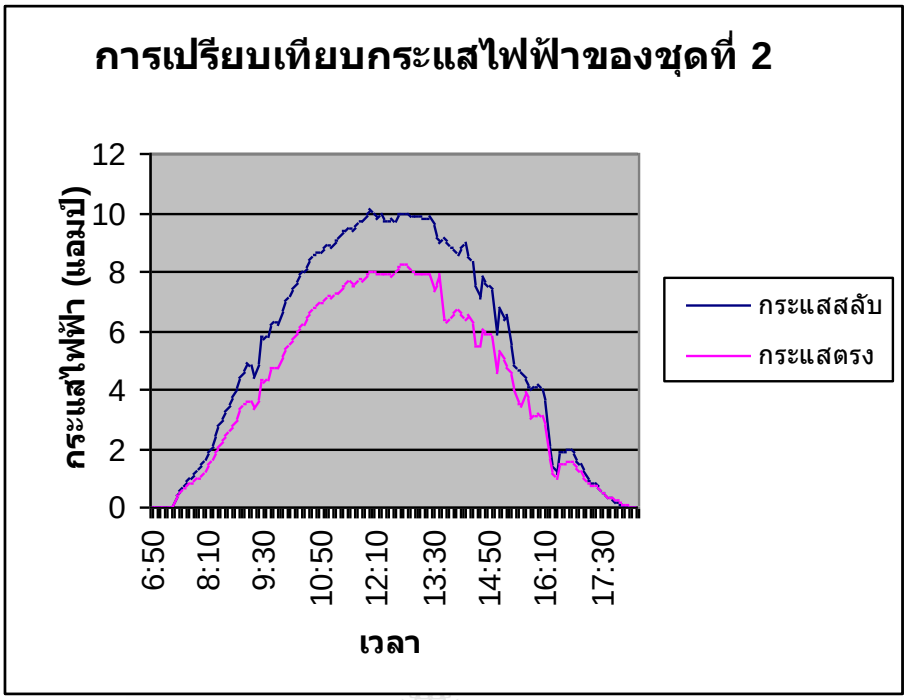


รูปที่ 4.7 การเปรียบเทียบ การผลิตกำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชุดที่ 1-3

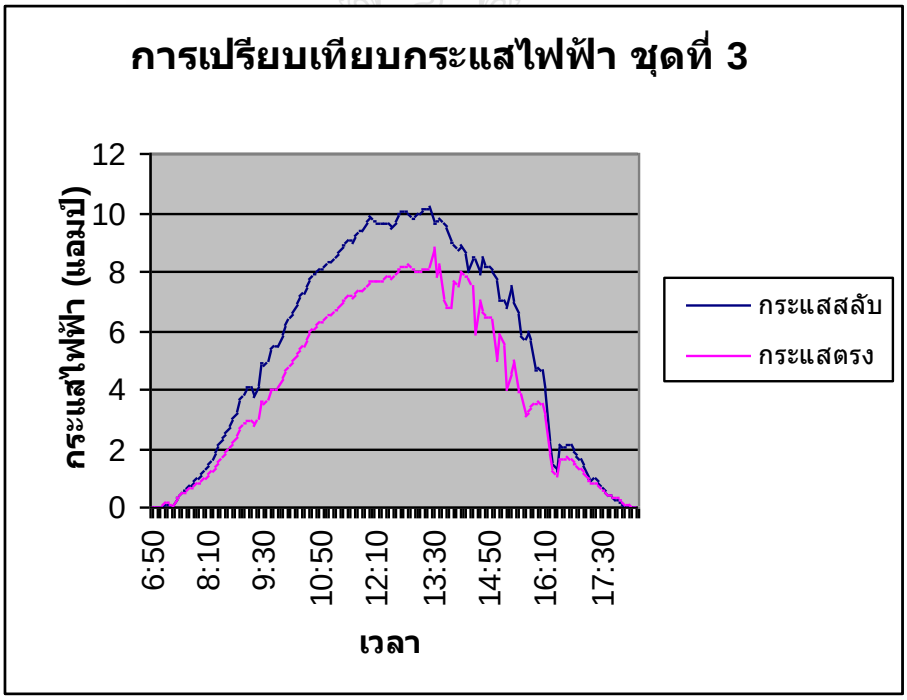
ส่วนรูปที่ 4.7 ค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบโฟโวลตาอิก ทั้งระบบ ประกอบไปด้วยค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์เครื่องที่ 1 ถึง 3



รูปที่ 4.8 การเปรียบเทียบ ไฟฟ้ากระแสตรงและกระแสสลับ ชุดที่ 1

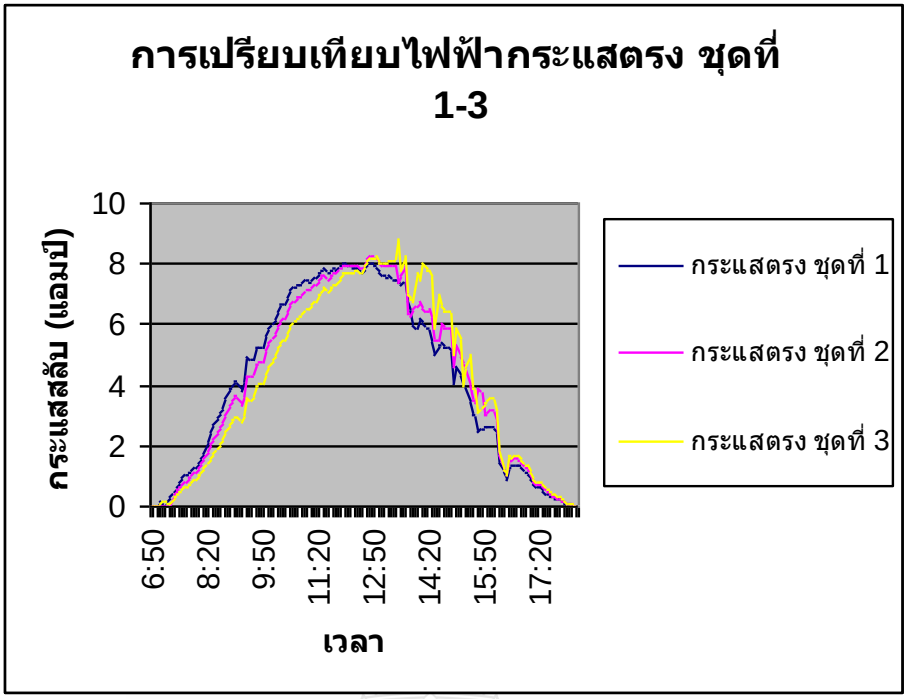


รูปที่ 4.9 การเปรียบเทียบ ไฟฟ้ากระแสตรงและกระแสสลับ ชุดที่ 2

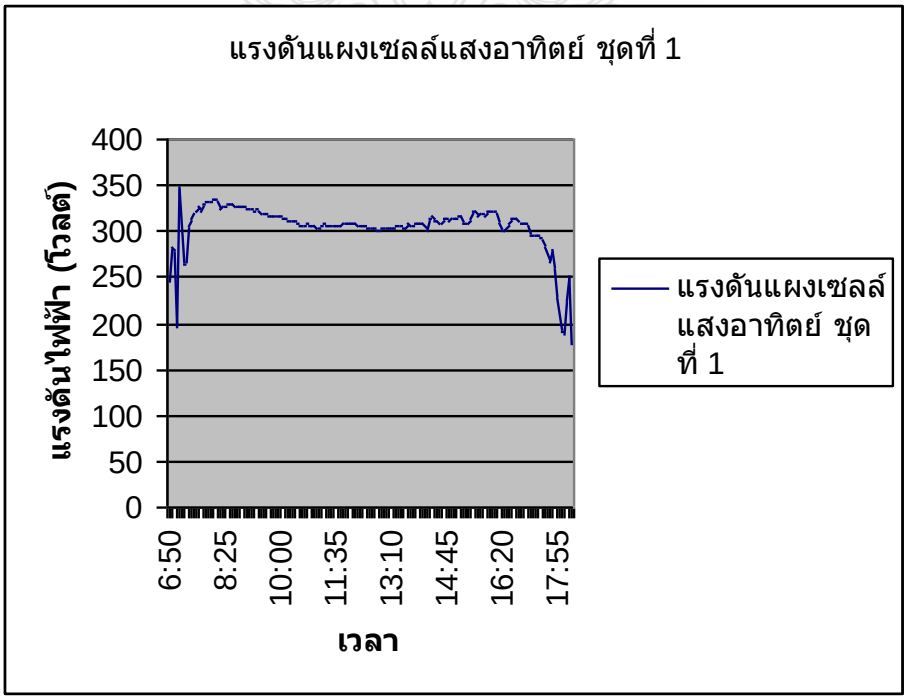


รูปที่ 4.10 การเปรียบเทียบ ไฟฟ้ากระแสตรงและกระแสสลับ ชุดที่ 3

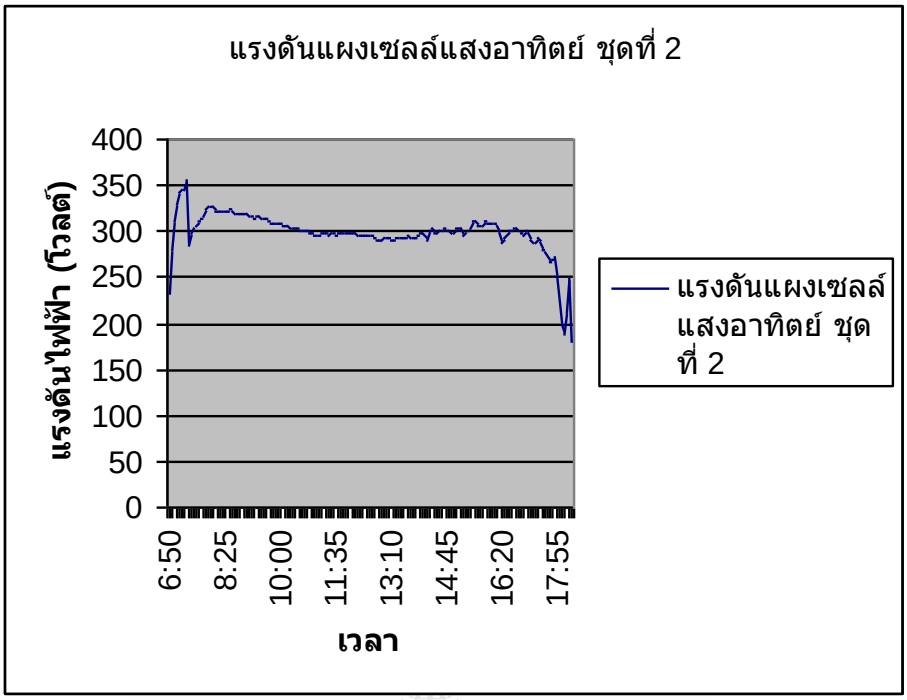
ส่วนรูปที่ 4.9 – 4.10 แสดงค่ากระแสไฟฟ้าที่ออกจากเครื่องอินเวอร์เตอร์และกระแสไฟฟ้าที่จ่ายออกจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์



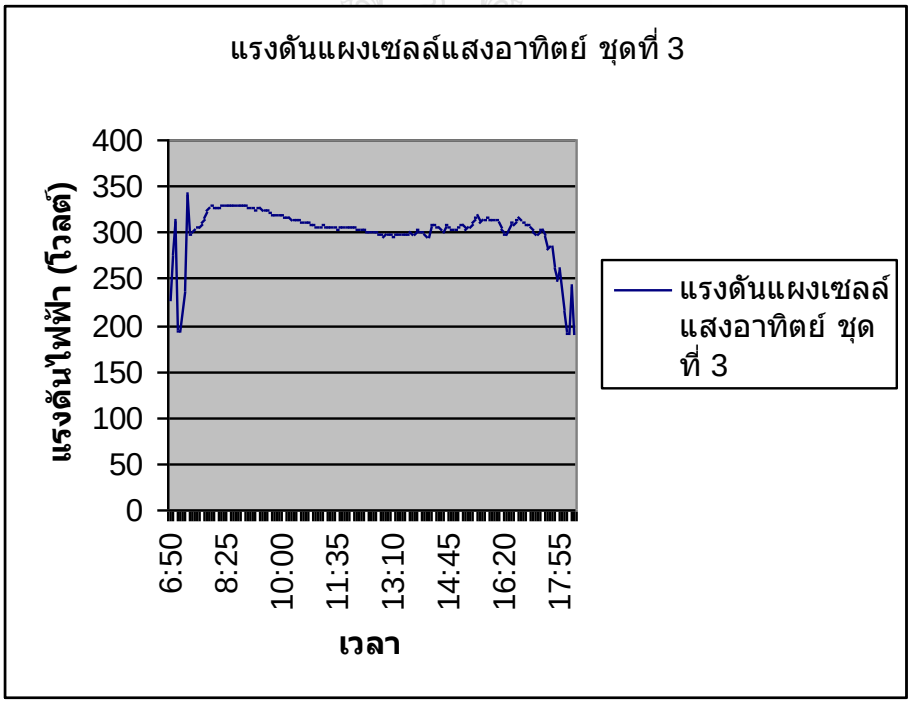
รูปที่ 4.11 การเปรียบเทียบ ไฟฟ้ากระแสตรงและกระแสลับ ชุดที่ 1-3



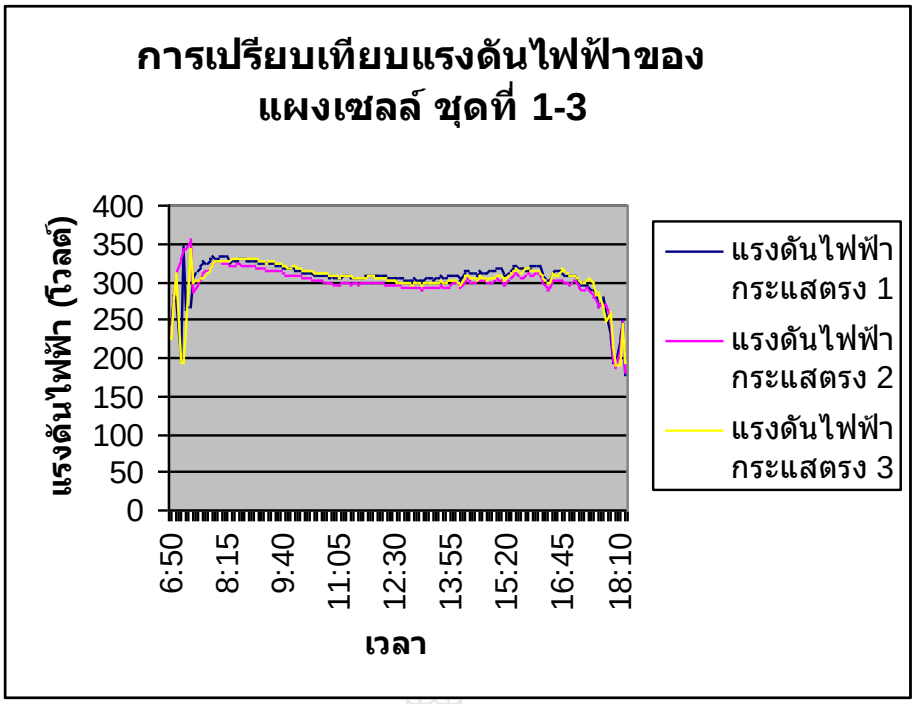
รูปที่ 4.12 ค่าแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชุดที่ 1



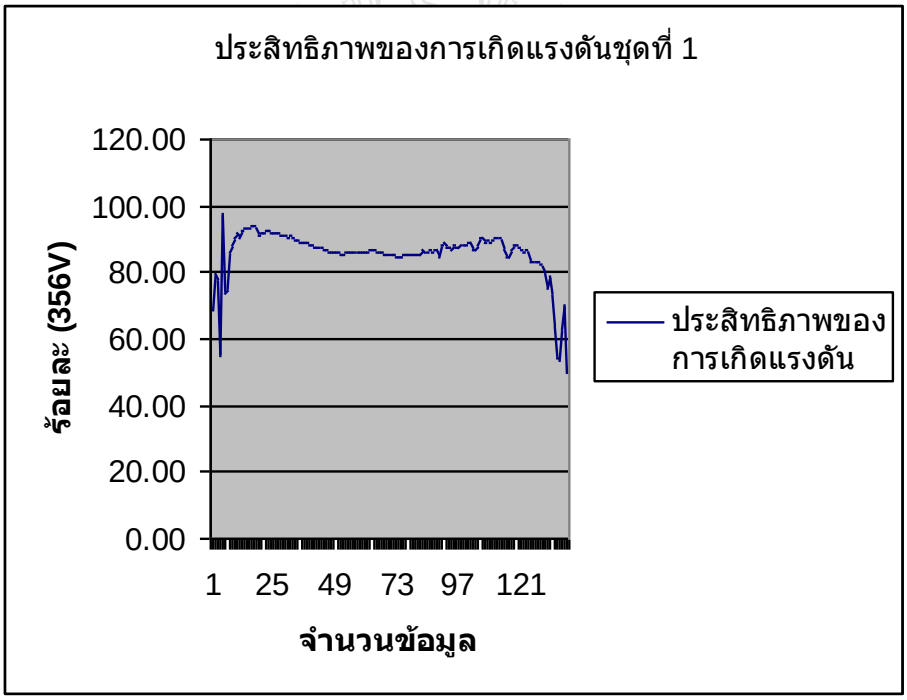
รูปที่ 4.13 ค่าแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชุดที่ 2



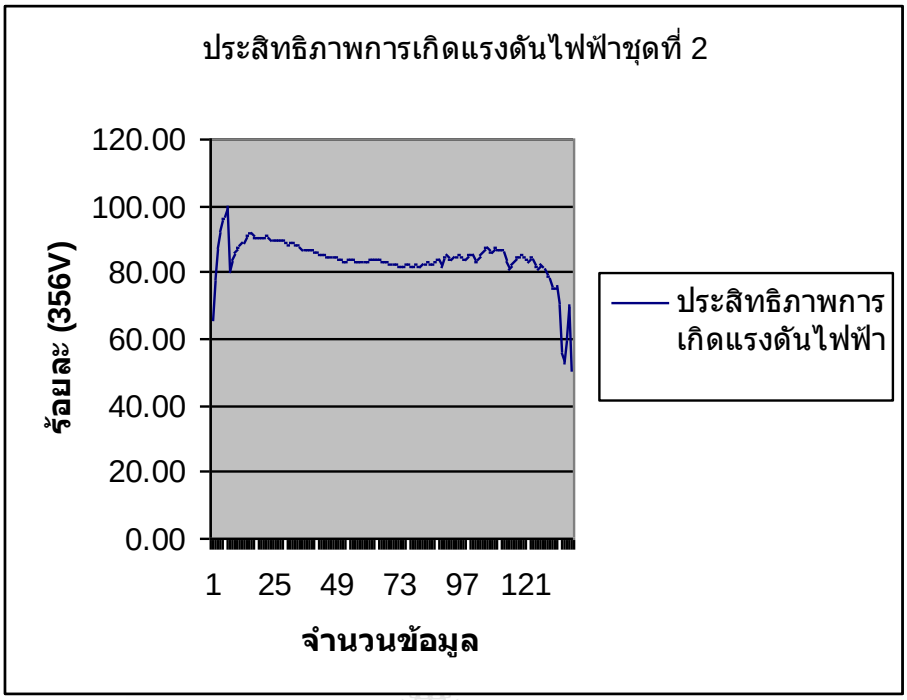
รูปที่ 4.14 ค่าแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชุดที่ 3



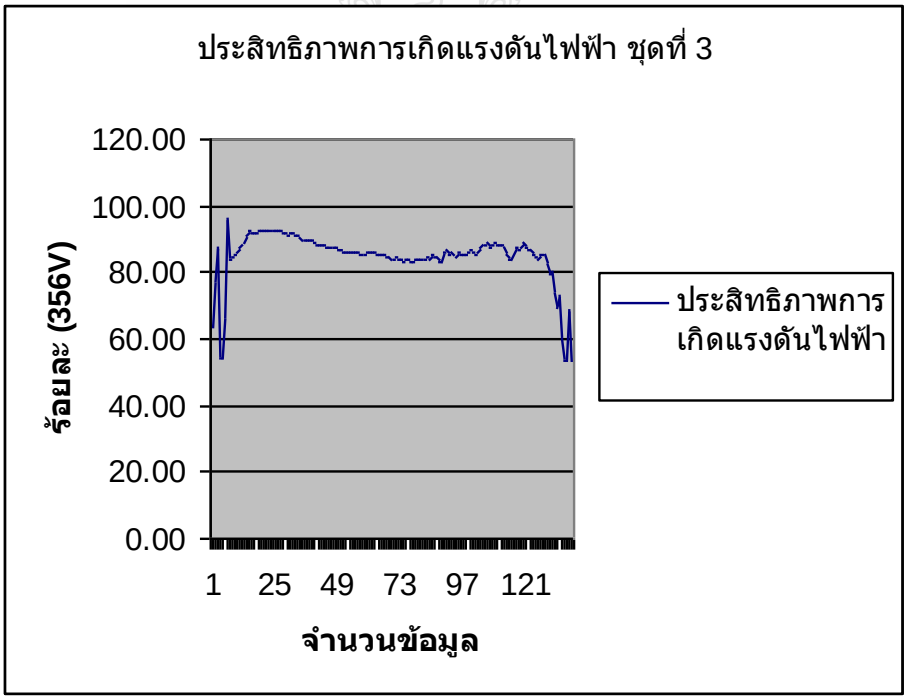
รูปที่ 4.15 การเปรียบเทียบ ค่าแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชุดที่ 1-3



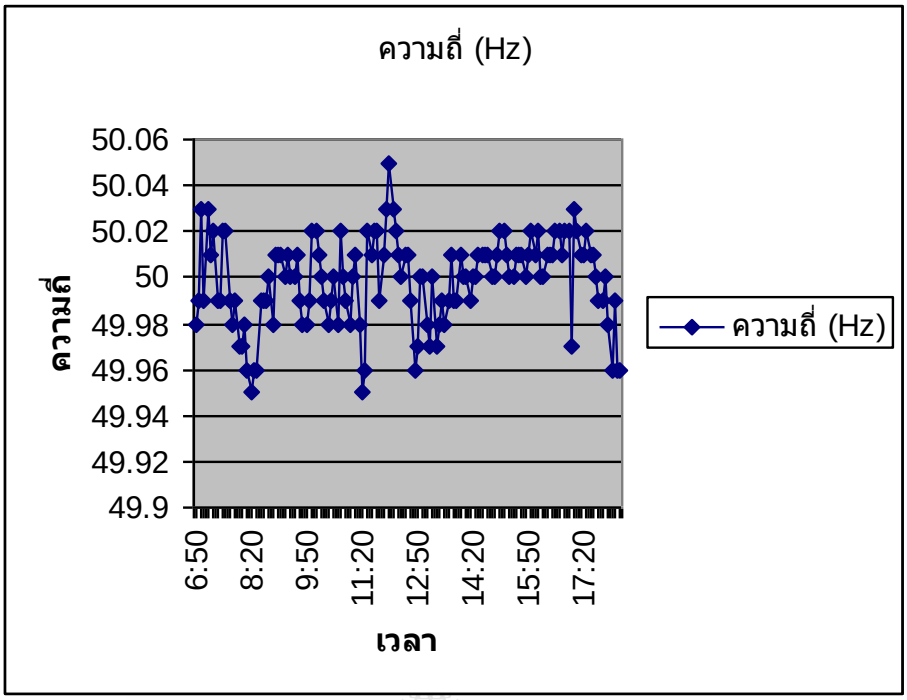
รูปที่ 4.16 ค่าแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชุ ดที่ 1



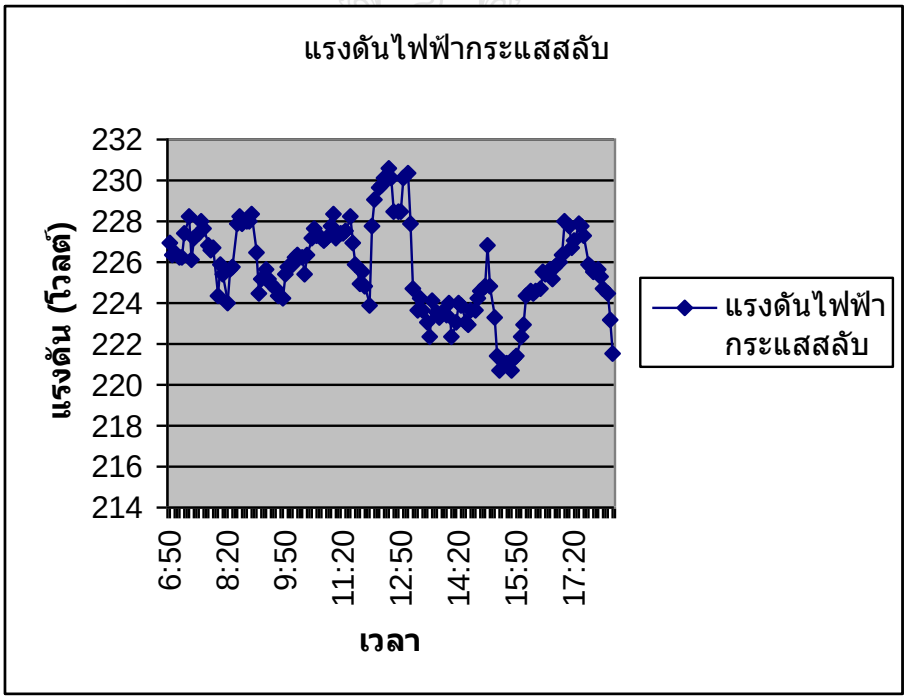
รูปที่ 4.17 ค่าแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชุดที่ 2



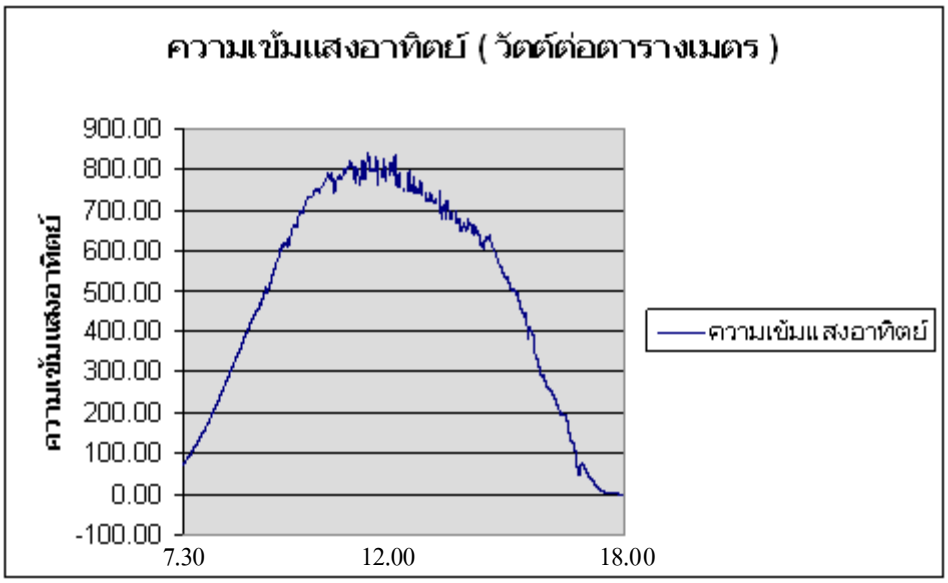
รูปที่ 4.18 ค่าแรงดันไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชุดที่ 3



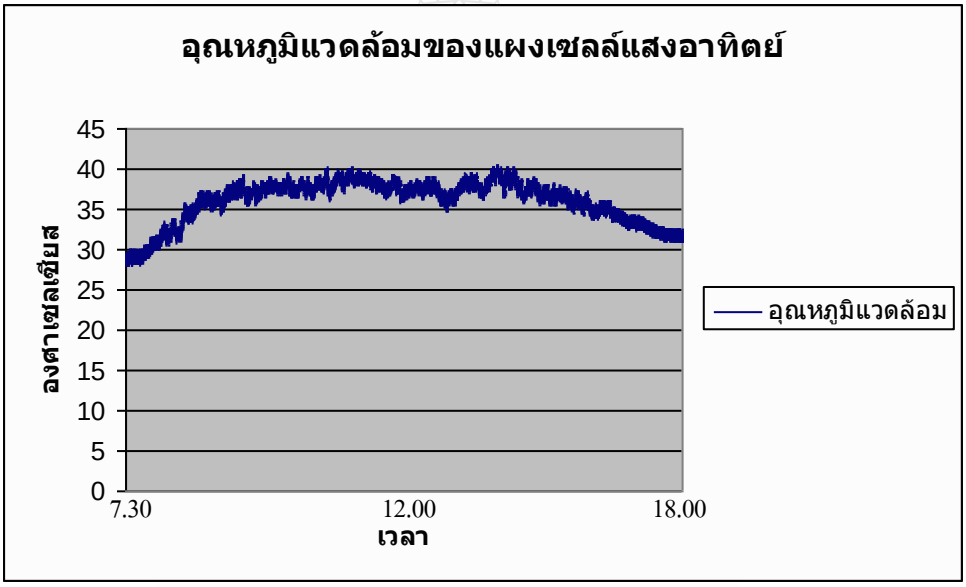
รูปที่ 4.19 ค่าความถี่ของอินเวอร์เตอร์ ขณะทำการเชื่อมต่อระบ บ



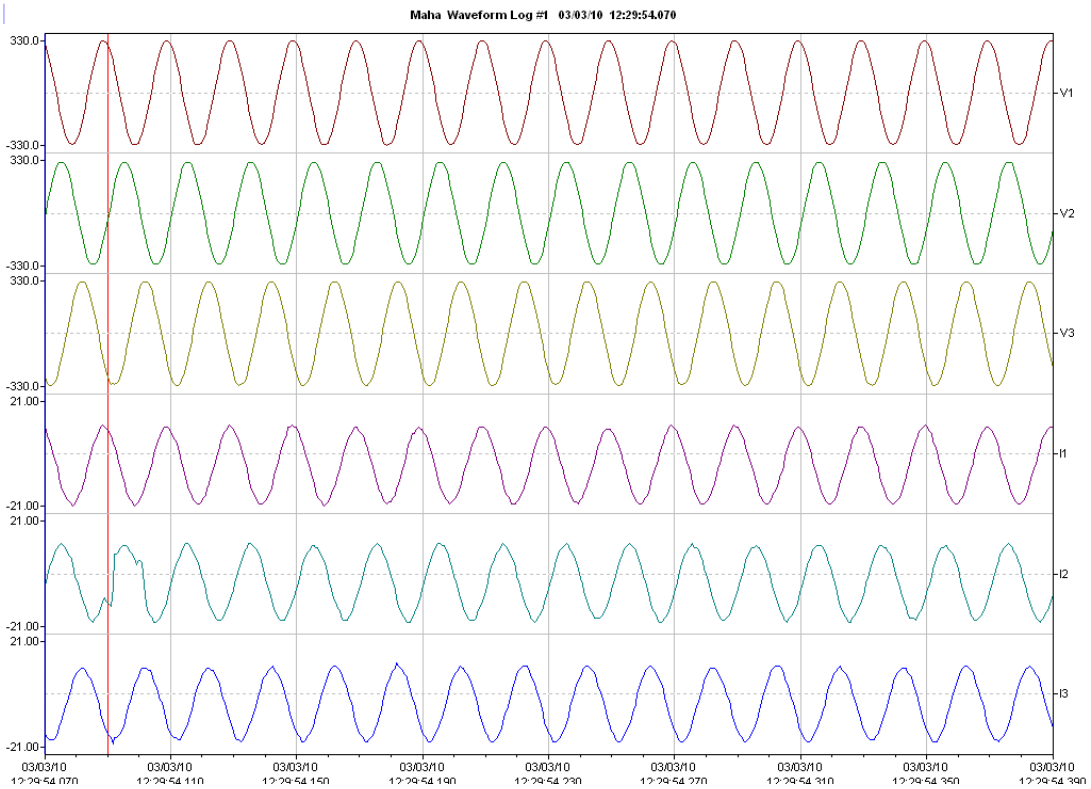
รูปที่ 4.20 ค่าแรงดันไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ ขณะต่อเชื่อมระบบ



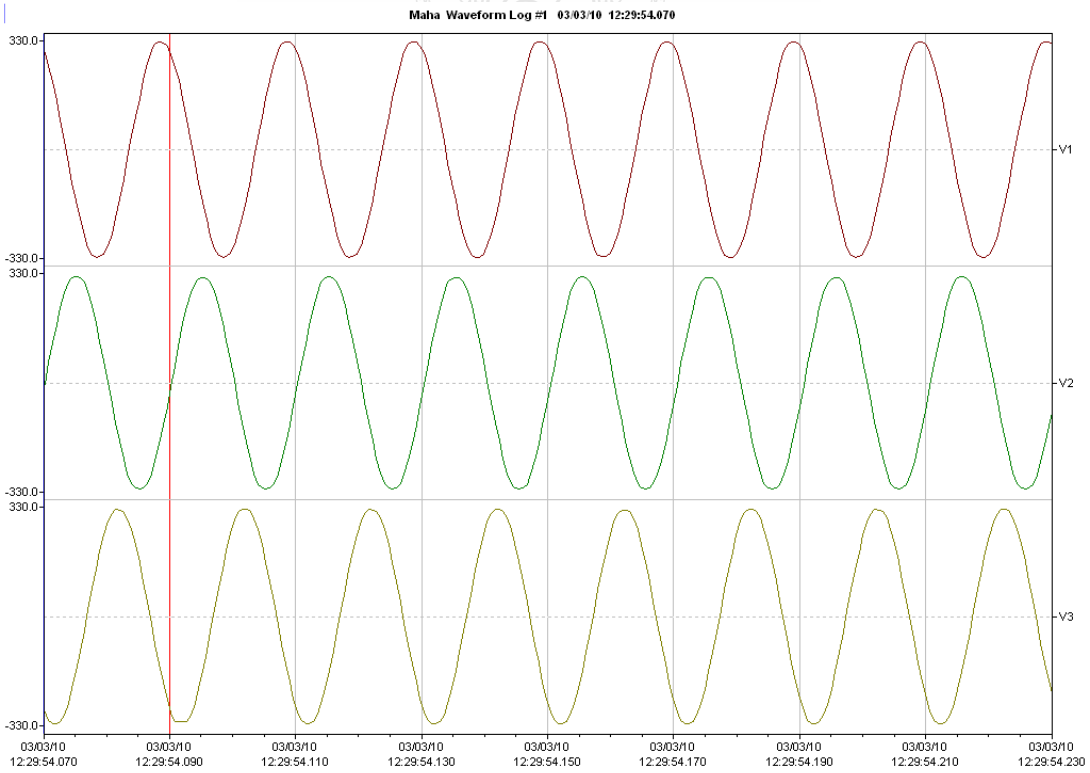
รูปที่ 4.21 ค่าความเข้มแสง ระหว่างวันข ณะทำการทดลอง



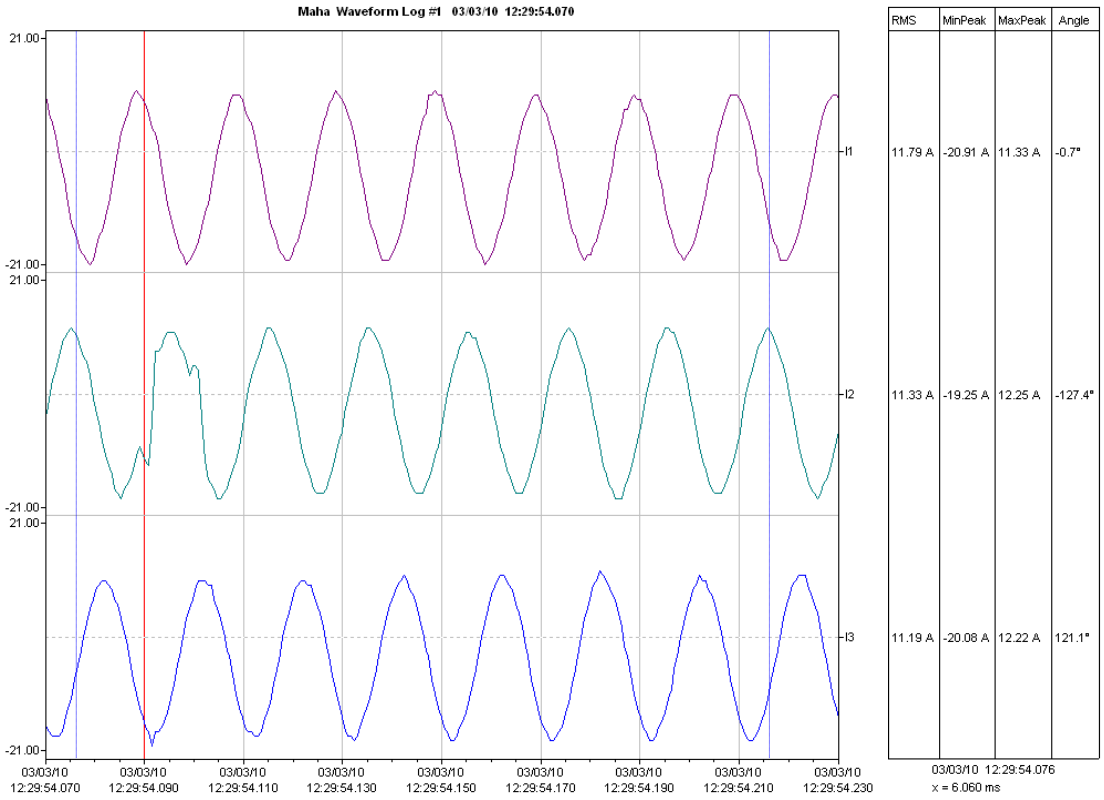
รูปที่ 4.22 อุณหภูมิแวดล้อมของแผงเซลล์แสงอาทิตย์



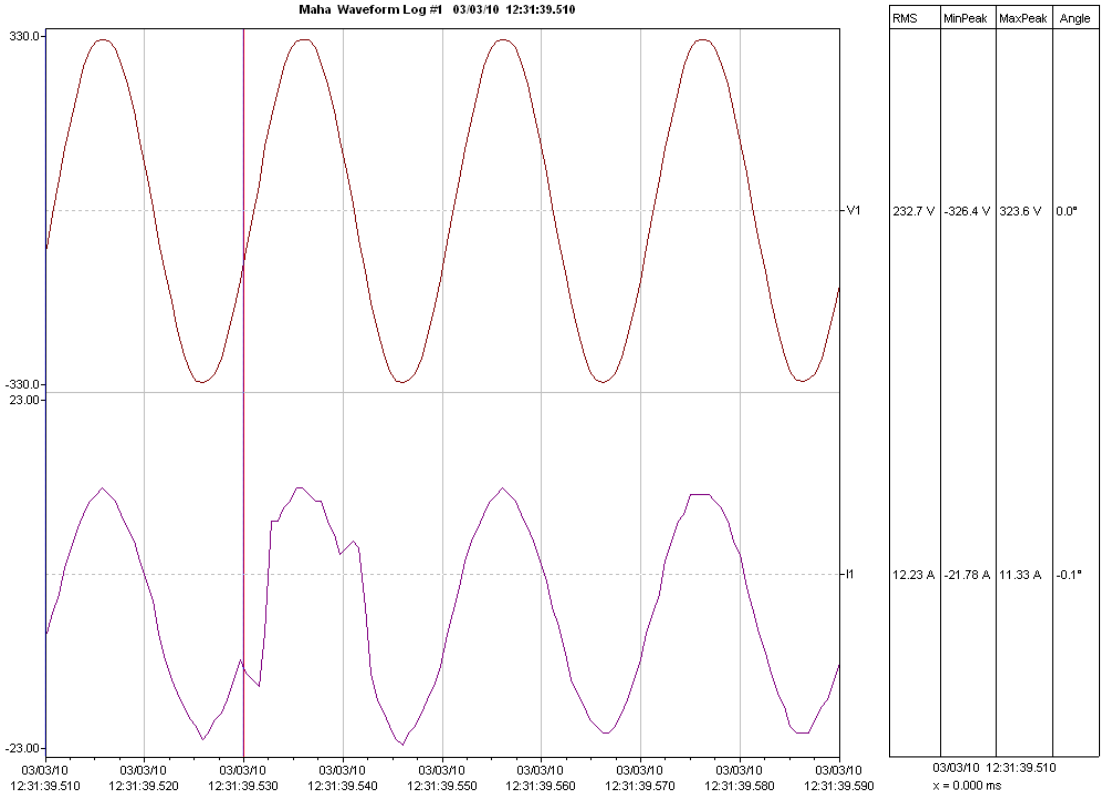
รูปที่ 4.23 แรงดันและกระแสไฟฟ้าทางด้านกระแสสลับ ช่วงไม่มีโหลด



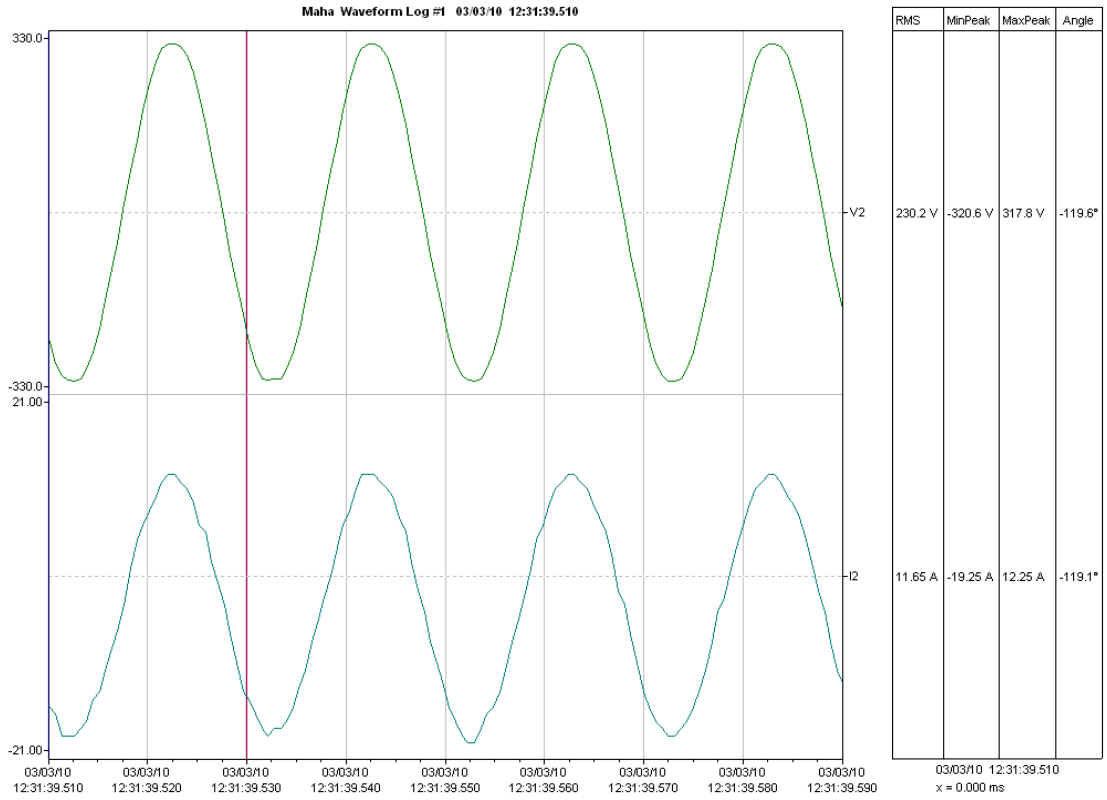
รูปที่ 4.24 แรงดันสูงสุดทางด้านกระแสสลับสำหรับ L_1 - L_3



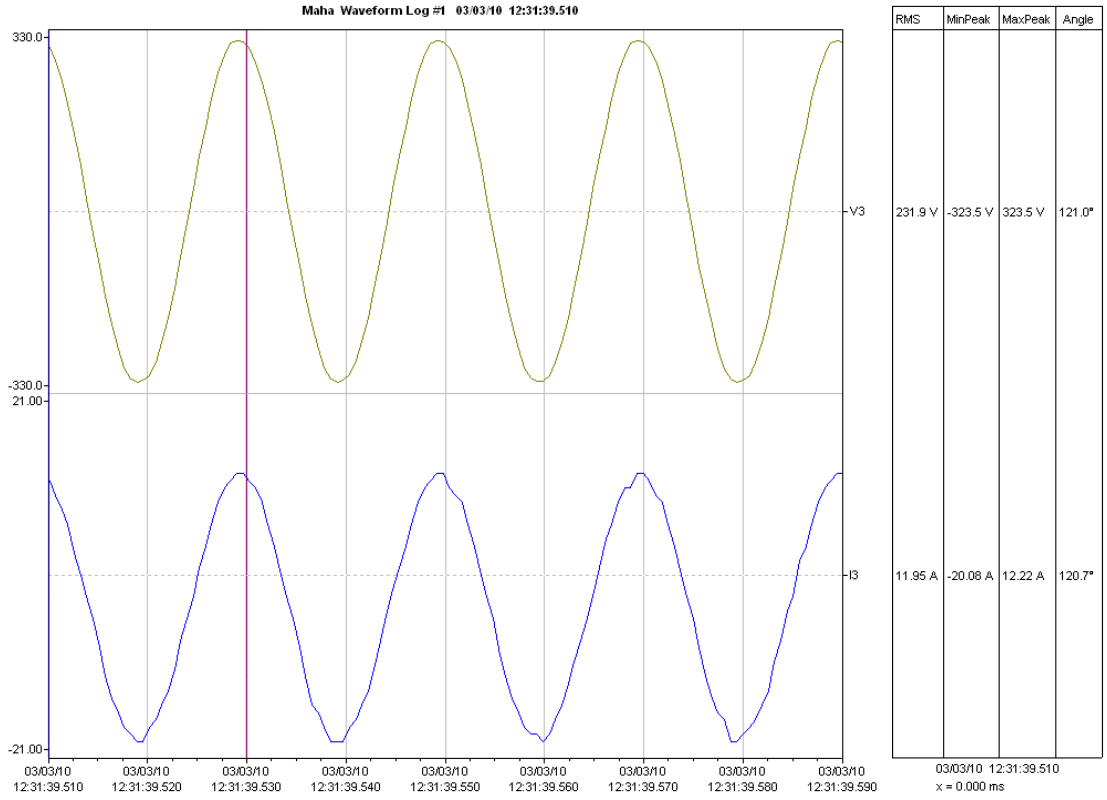
รูปที่ 4.25 ค่ากระแสไฟฟ้าสลับของ L_1-L_3



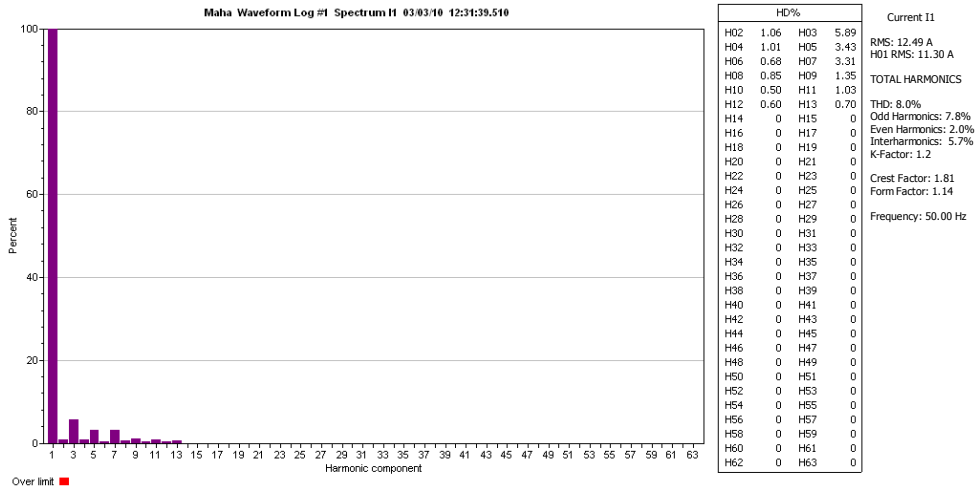
รูปที่ 4.26 การเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าของ L_1



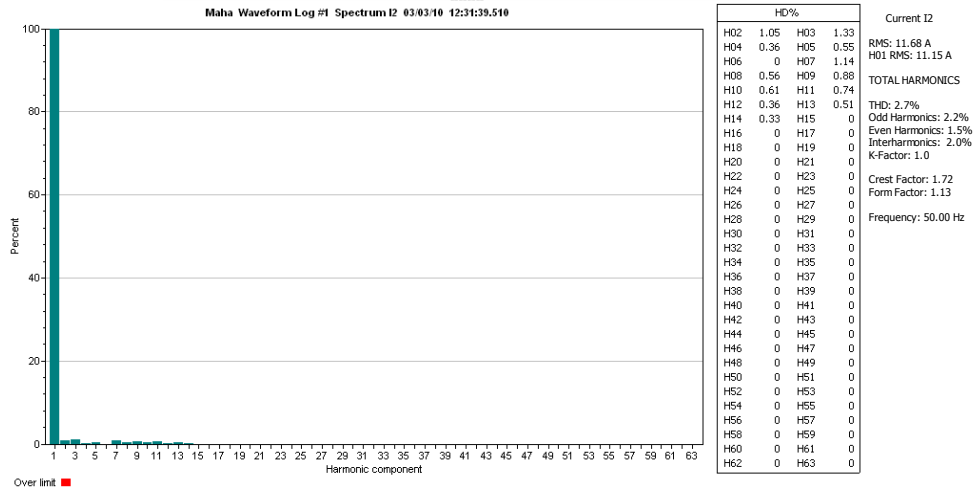
รูปที่ 4.27 การเปรียบเทียบค่าแรงดันไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าของ L_2



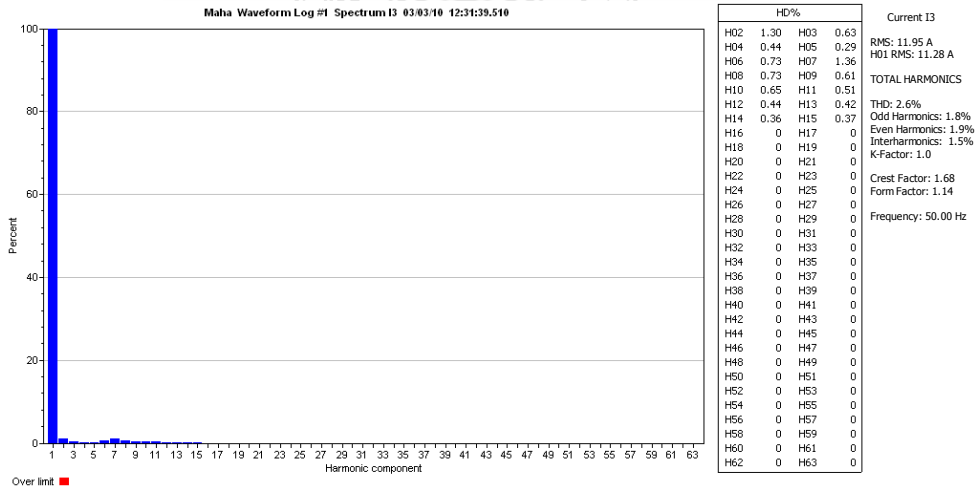
รูปที่ 4.28 การเปรียบเทียบค่าแรงดันไ ฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าของ L_3



รูปที่ 4.29 ค่า Harmonics Distortion ของกระแสที่ L_1



รูปที่ 4.30 ค่า Harmonics Distortion ของกระแสที่ L_2



รูปที่ 4.31 ค่า Harmonics Distortion ของกระแสที่ L_3

4.3 การวิเคราะห์ผลทางด้านเศรษฐศาสตร์ของระบบตลอดอายุการใช้งาน

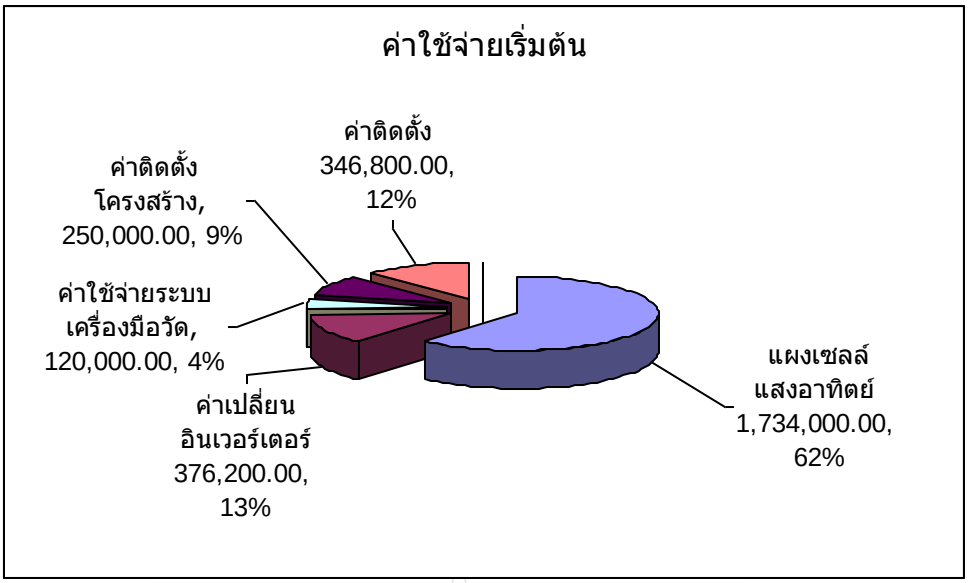
การคำนวณทางด้านเศรษฐศาสตร์ เป็นการคำนวณเพื่อวิเคราะห์หาค่าต่างๆ ทั้งราคาเริ่มต้นของระบบ ราคาทดแทนอุปกรณ์เทียบเท่าปัจจุบัน ซึ่งสามารถใช้การวิเคราะห์แบบ Life Cycle Cost (LCC)

ตารางที่ 4.2 การคำนวณหาค่าราคาของระบบตลอดอายุการใช้งาน

Life Cycle Cost (LCC)					
Project / site : RMUTT Thailand Type of system : 10 kW PV grid connected system					
1	**Financial parameter**	**Symbol**	**Values**	**Unit**	**Remarks**
	Period of Analysis	n	25	ปี	Project life time
	Discount Rate	d	0.05		ประมาณ ร้อยละ 5-10
	Inflation Rate	i	0.035		ดัชนีเศรษฐกิจการค้า
	Discount Factor	a	1.015		$a=(1+i)/(1+d)$
	Annualize Factor	$P_{a(n)}$	30.52		$P_{a(n)}=a(1-a^n)/(1-a)$
2	**System Specification and Performance**				
	Distributed to Load				
	Daily Load	L_d	270	หน่วยต่อวัน	หน่วยที่ใช้ต่อวัน
	Annual Load	L_a	98,550	หน่วยต่อปี	365x L_d
	Solar Modules				
	Array Size	S_a	10,200.00	วัตต์	60*170W
	Module Unit Price	S_p	170	บาทต่อวัตต์	
	Life Time		25	ปี	
	Inverter				
	Inverter Size	I_{nv}	11.4	กิโลวัตต์	
	Inverter Unit Price	I_p	376,200	บาท	
	Life Time		10	ปี	
	Measuring & Control System				
	Measuring System	S_{tr}	120,000.00	บาท	
	Life Time		10	ปี	

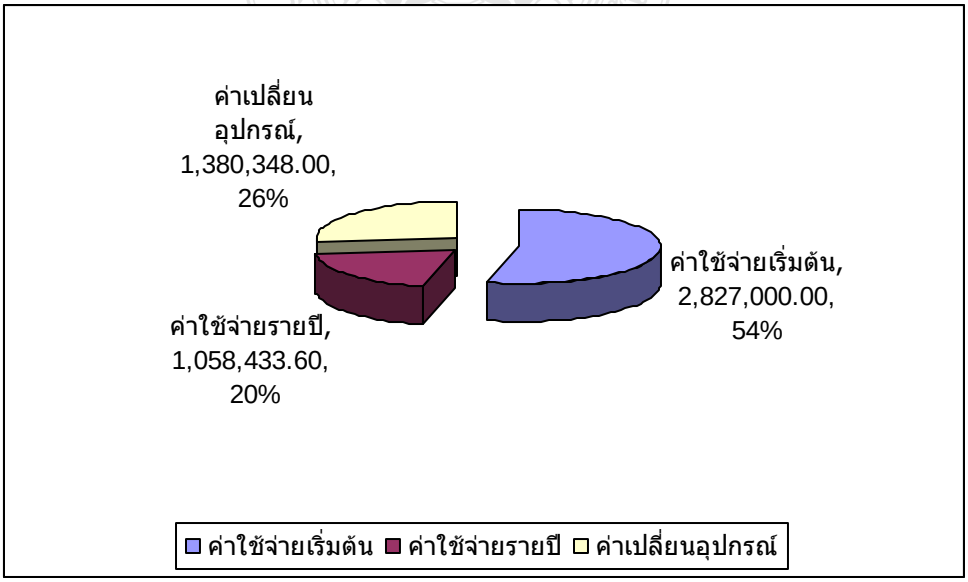
ตารางที่ 4.2 การคำนวณหาค่าราคาของระบบตลอดอายุการ ใช้งาน (ต่อ)

	Life Cycle Cost (Const.)				
	Mounting & Foundation				
	Mounting & Foundation unit		350,000.00	บาท	
	Life Time		25	ปี	
3	**Cost Data**				
	Pv Array	C_{pv}	1,734,000.00	บาท	$C_{pv} = S_a \times S_p$
	Inverter	C_{inv}	376,200.00	บาท	$C_{inv} = I_{nv} * I_p$
	Measuring System	C_m	120,000.00	บาท	
	Mounting & Foundation	C_{mf}	350,000.00	บาท	
	Installation (20%)	C_{ist}	346,800.00	บาท	$C_{ist} = C_{pv} * 0.2$
	a) Capital Cost	C_{cap}	**2,827,000.00**	บาท	$C_{cap}=C_{pv}+C_{inv}+C_{ist}+C_{mf}$
	Operation and Maintenance	$C_{o\&m}$	34,680.00	บาท	$C_{o\&m}=C_{pv}*0.2$
	b) Life Cycle O&M Cost	C_{om}	**1,058,433.60**	บาท	$C_{om}=C_{o\&m}*P_a$
4	**Replacement Cost**	**Yr(I)**		**PW**	$PW=C_{iv}*P_{r(I)}$
	Inverter	RP_{inv}	955,548.00	10 ปี	$P_{r(i)} = \{(1-i)/(1-d)\}^n$
	Measuring System	RP_{ms}	304,800.00	10 ปี	
	Accessory	RP_{acc}	120,000.00		
	c) Life Cycle Replacement Cost	C_{rep}	**1,380,348.00**	บาท	$C_{rep}=RP_{inv}+RP_{ms}+RP_{acc}$
5	**Economic indicator**				
	Total LCC	LCC	**5,265,781.00**	บาท	LCC=a+b+c
	ALLC	ALCC	**172,535.42**	บาทต่อปี	$ALCC=LCC/P_{a(n)}$
	COE	COE	**1.75**	บาทต่อหน่วย	$COE=ALCC/L_a$



รูปที่ 4.33 แผนภูมิแสดงการใช้เงิน เริ่มต้นในระบบ

จากรูปที่ 4.33 แสดงให้เห็นการใช้เงินเริ่มแรก หรือเริ่มต้นทั้งหมดในระบบ เมื่อราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในระบบโฟโตโวลตาอิกขนาด 10 kW_p นั้นมีราคา 1,734,000 บาทหรือคิดเป็นร้อยละ 62 ของราคาเริ่มต้นทั้งหมด ของระบบโฟโตโวลตาอิก 10 kW_p เมื่อเริ่มต้นก่อสร้างโครงการ อันดับสองคือราคาของอินเวอร์เตอร์ที่ ใช้งานในระบบที่ประกอบไปด้วยอินเวอร์เตอร์ ขนาด 3.8 kW จำนวน 3 เครื่องมีราคาในการจัดซื้อ 376,200 บาทหรือคิดเป็นร้อยละ 13 ของราคาเริ่มต้นทั้งหมดของระบบ ดังนั้นส่วนที่เหลือ ร้อยละ 25 จะเป็นราคาการติดตั้ง โครงสร้าง แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ระบบเครื่องมือวัดต่างๆที่ใช้ในงานระบบของค่าใช้จ่ายเริ่มต้น



รูปที่ 4.34 ข้อมูลด้านราคาของ Life Cycle Cost

4.4 การคำนวณทางด้านการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

จากการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากระบบโฟโตโวลตาอิก สามารถคำนวณเพื่อหา การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเข้าสู่ชั้นบรรยากาศได้ ซึ่งจากการจัดเก็บข้อมูลที่ได้จาก ระบบ โฟโตโวลตาอิก พบว่า ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบ เฉลี่ย 40 หน่วยต่อวัน

ตารางที่ 4.3 การเปรียบเทียบกา รใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ต่อหน่วย [5]

ชนิด	CO_2	SO_2	NO_x	หน่วย
น้ำมัน	250	0.36	1.6	g/kWh
ถ่านหิน	300	200	250	g/kWh
ก๊าซธรรมชาติ	190	0.202	0.011	g/kWh

ตารางที่ 4.4 ผลการคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ชนิด	CO_2	SO_2	NO_x	หน่วย
น้ำมัน	10,000.00	14.40	64.00	กรัม
ถ่านหิน	12,000.00	8,000.00	10,000.00	กรัม
ก๊าซธรรมชาติ	7,600.00	8.08	0.44	กรัม

จากผลการคำนวณตามตารางที่ 4.4 แสดงให้เห็นว่า การที่ระบบโฟโตโวลตาอิก สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ สามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ขึ้นสู่ชั้นบร รยากาศได้เท่าไร เมื่อมีการเปรียบเทียบกับเชื้อเพลิงชนิดต่างๆกัน ที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าในปริมาณเท่าๆกัน

เมื่อ

ใช้น้ำมันในการผลิตพลังงานไฟฟ้า

$$CO_2 = 40Units \times 250g/kWh = 10{,}000g/kWh$$
$$SO_2 = 40Units \times 0.36g/kWh = 14.4g/kWh$$
$$NO_x = 40Units \times 1.6g/kWh = 64g/kWh$$

ใช้ถ่านหินในการผลิตพลังงานไฟฟ้า

$$CO_2 = 40Units \times 190g/kWh = 7{,}600g/kWh$$
$$SO_2 = 40Units \times 200g/kWh = 8{,}000g/kWh$$
$$NO_x = 40Units \times 250g/kWh = 10{,}000g/kWh$$

ใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตพลังงานไฟฟ้า

$$CO_2 = 40Units \times 190g/kWh = 12{,}000g/kWh$$

$$SO_2 = 40Units \times 0.202g/kWh = 8.08g/kWh$$

$$NO_x = 40Units \times 0.011g/kWh = 0.44g/kWh$$

4.5 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนและระยะเวลาคืนทุน

4.5.1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุน ในกรณีการศึกษาเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยของระบบโฟโตโวลตาอิกชนิดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าขนาด 10 kW_p

เมื่อศึกษาหาจุดคุ้มทุนโดยก ารเปลี่ยนแปลงราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย ตั้งแต่ 2 ถึง 9.00 บาท ซึ่งมีเงื่อนไขวิเคราะห์การหาจุดคุ้มทุน [12,16] ดังต่อไปนี้

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี เมื่อ การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากระบบโฟโตโวลตาอิกขนาด 10kW_p อยู่ที่ 40 หน่วยต่อวัน หรือคิดเป็น 14,600 หน่วยต่อปี (ภาคผนวก ก .)

อัตราการลดค่าพลังงานไฟฟ้าต่อปี ร้อยละ 0.8

ราคาลงทุนเริ่มต้น 2,827,000 บาท

อัตราค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้า 2.00 – 9.00 บาท

อัตราค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นต่อปี ร้อยละ 5

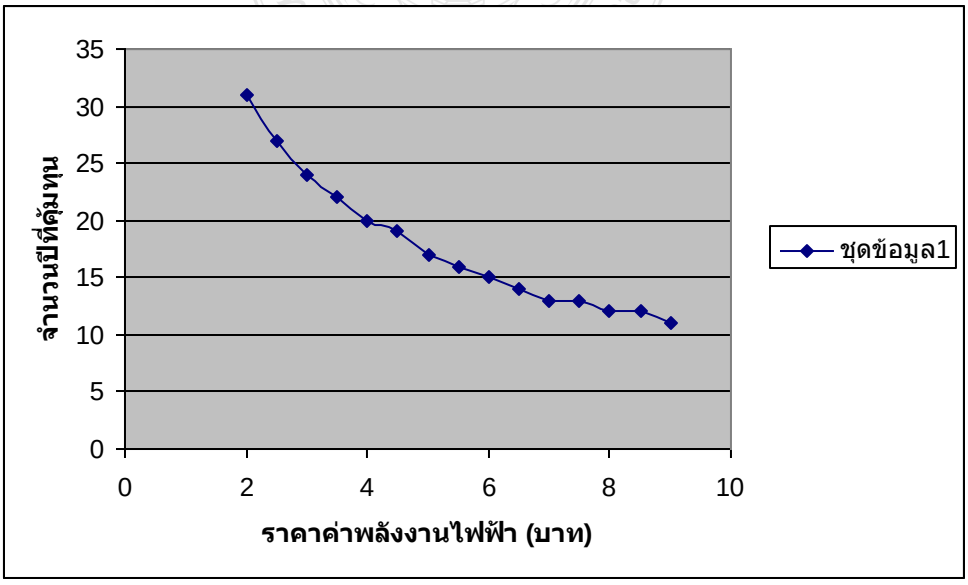
ส่วนเพิ่มรับซื้อค่าไฟฟ้า [19] 11 บาทต่อหน่วย (10 ปี) เมื่อผลิตได้การไฟฟ้ารับซื้อในราคา 8 บาทและจ่ายอีก 3 บาทเมื่อไม่มีการใช้ในหน่ วยงาน

ตารางที่ 4.5 การวิเคราะห์หา ระยะเวลาคืนทุนเมื่อศึกษาการเปลี่ยนแปลงราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย [12,16]

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี (kWh/years)	อัตราค่าไฟฟ้า (บาท)	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า (บาท)	รวมราคาค่าไฟฟ้า (บาท)	รายได้ต่อปี (บาท)	รายได้สะสม (บาท)
1	14,600.00	3.00	8.00	11.00	160,600.00	160,600.00
2	14,483.20	3.15	8.00	11.15	161,487.68	322,087.68
3	14,367.33	3.31	8.00	11.31	162,458.63	484,546.31
4	14,252.40	3.47	8.00	11.47	163,515.95	648,062.27
5	14,138.38	3.65	8.00	11.65	164,662.87	812,725.14
6	14,025.27	3.83	8.00	11.83	165,902.74	978,627.87
7	13,913.07	4.02	8.00	12.02	167,239.06	1,145,866.93
8	13,801.76	4.22	8.00	12.22	168,675.50	1,314,542.44
9	13,691.35	4.43	8.00	12.43	170,215.86	1,484,758.30

ตารางที่ 4.5 การวิเคราะห์หาจุดคุ้ม ทุนเมื่อศึกษาการเปลี่ยนแปลงราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย (ต่อ)[12,16]

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี (kWh/years)	อัตราค่าไฟฟ้า (บาท)	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า (บาท)	รวมราคาค่าไฟฟ้า (บาท)	รายได้ต่อปี (บาท)	รายได้สะสม (บาท)
10	13,581.82	4.65	8.00	12.65	171,864.12	1,656,622.41
11	13,473.16	4.89	8.00	12.89	173,624.40	1,830,246.81
12	13,365.38	5.13	8.00	13.13	175,501.02	2,005,747.83
13	13,258.46	5.39	8.00	13.39	177,498.48	2,183,246.32
14	13,152.39	5.66	8.00	13.66	179,621.46	2,362,867.78
15	13,047.17	5.94	8.00	13.94	181,874.85	2,544,742.63
16	12,942.79	6.24	8.00	14.24	184,263.73	2,729,006.36
17	12,839.25	6.55	8.00	14.55	186,793.40	**2,915,799.75**
18	12,736.53	6.88	8.00	14.88	189,469.39	3,105,269.14
19	12,634.64	7.22	8.00	15.22	192,297.46	3,297,566.60
20	12,533.57	7.58	8.00	15.58	195,283.61	3,492,850.21
21	12,433.30	7.96	8.00	15.96	198,434.09	3,691,284.30
22	12,333.83	8.36	8.00	16.36	201,755.41	3,893,039.71
23	12,235.16	8.78	8.00	16.78	205,254.37	4,098,294.08
24	12,137.28	9.21	8.00	17.21	208,938.04	4,307,232.13
25	12,040.18	9.68	8.00	17.68	212,813.80	4,520,045.92



รูปที่ 4.35 การวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุนที่เปลี่ยนแปลงราคาพลังงานไฟฟ้า

4.5.2 การวิเคราะห์หาระยะเวลาคืนทุน ในกรณีการศึกษา ของระบบโฟโตโวลตาอิกชนิดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของกา รไฟฟ้าขนาด 10 kW_p เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของพลังงานไฟฟ้า

การวิเคราะห์หาระยะเวลาคืนทุน ในกรณีการศึกษาเมื่อมีการเปลี่ยนแปลง ของระบบโฟโตโวลตาอิกชนิดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าขนาด 10 kW_p โดยมีการเปลี่ยนแปลงของ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ [12,16] ต่อวัน 50 kWh/day ซึ่งมีเงื่อนไขวิเคราะห์การหา ระยะเวลาคืน ทุน ดังต่อไปนี้

อัตราการลดค่าพลังงานไฟฟ้าต่อปี ร้อยละ 0.8

ราคาลงทุนเริ่มต้น 2,827,000 บาท

อัตราค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้า 3.00 บาท

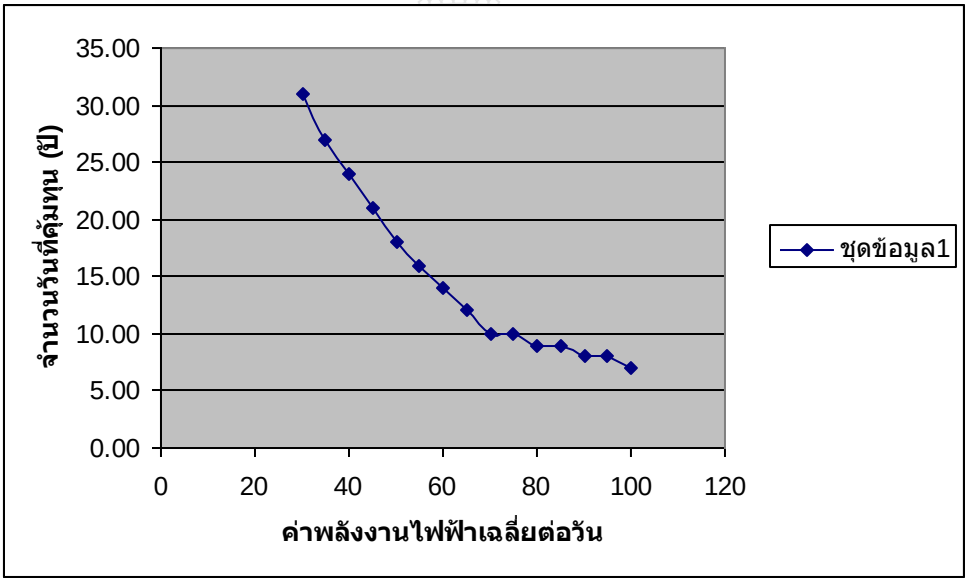
อัตราค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นต่อปี ร้อยละ 5 ส่วนเพิ่มรับซื้อค่า ไฟฟ้า [19]

ตารางที่ 4.6 การวิเคราะห์หา ระยะเวลาคืนทุนเมื่อศึ กษาการเปลี่ยนแปลงค่าพลังงาน ไฟฟ้าต่อหน่วย

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	18,250.00	18,250.00	3.00	8.00	11.00	200,750.00	200,750.00
2	18,104.00	36,354.00	3.15	8.00	11.15	201,859.60	402,609.60
3	17,959.17	54,313.17	3.31	8.00	11.31	203,073.29	605,682.89
4	17,815.49	72,128.66	3.47	8.00	11.47	204,394.94	810,077.84
5	17,672.97	89,801.63	3.65	8.00	11.65	205,828.58	1,015,906.42
6	17,531.59	107,333.22	3.83	8.00	11.83	207,378.42	1,223,284.84
7	17,391.33	124,724.55	4.02	8.00	12.02	209,048.83	1,432,333.67
8	17,252.20	141,976.76	4.22	8.00	12.22	210,844.38	1,643,178.04
9	17,114.19	159,090.94	4.43	8.00	12.43	212,769.83	1,855,947.87
10	16,977.27	176,068.22	4.65	8.00	12.65	214,830.14	2,070,778.02
11	16,841.45	192,909.67	4.89		4.89	82,298.86	2,153,076.88
12	16,706.72	209,616.39	5.13		5.13	85,722.50	2,238,799.38
13	16,573.07	226,189.46	5.39		5.39	89,288.55	2,328,087.93
14	16,440.48	242,629.95	5.66		5.66	93,002.96	2,421,090.88
15	16,308.96	258,938.91	5.94		5.94	96,871.88	2,517,962.76

ตารางที่ 4.6 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนเมื่อศึกษาการเปลี่ยนแปลงค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วย (ต่อ)

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
16	16,178.49	275,117.40	6.24		6.24	100,901.75	2,618,864.51
17	16,049.06	291,166.46	6.55		6.55	105,099.26	2,723,963.77
18	15,920.67	307,087.12	6.88		6.88	109,471.39	2,833,435.16
19	15,793.30	322,880.43	7.22		7.22	114,025.40	**2,947,460.56**
20	15,666.96	338,547.38	7.58		7.58	118,768.86	3,066,229.42
21	15,541.62	354,089.01	7.96		7.96	123,709.64	3,189,939.06
22	15,417.29	369,506.29	8.36		8.36	128,855.96	3,318,795.02
23	15,293.95	384,800.24	8.78		8.78	134,216.37	3,453,011.39
24	15,171.60	399,971.84	9.21		9.21	139,799.77	3,592,811.17
25	15,050.23	415,022.07	9.68		9.68	145,615.44	3,738,426.61



รูปที่ 4.36 การวิเคราะห์หาระยะเวลาคืน ทุนด้วยวิธีเปลี่ยนแปลงค่า พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อวัน

จากตารางการวิเคราะห์หา ระยะเวลาคืนทุน ในกรณีศึกษาเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงพลังงาน ไฟฟ้าต่อหน่วย ต่อวัน พ บว่า จุดคุ้มทุน ค่าใช้จ่ายเริ่มต้น (Capital Cost) ถ้าระบบสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้สูงสุดวันละ 50 หน่วยต่อวัน โดยที่การผลิตพลังงานไฟฟ้ าของระบบโฟโตโวลตาอิก จะมีการลดการผลิตพลังงานไฟฟ้า ร้ อยละ 0.8 ต่อปี จะพบว่า ระยะเวลาคืนทุนจะอยู่ปีที่ 19 ซึ่งจะได้รายได้สะสมตั้งแต่ปีที่หนึ่งมา 2,947,460.56 บาท

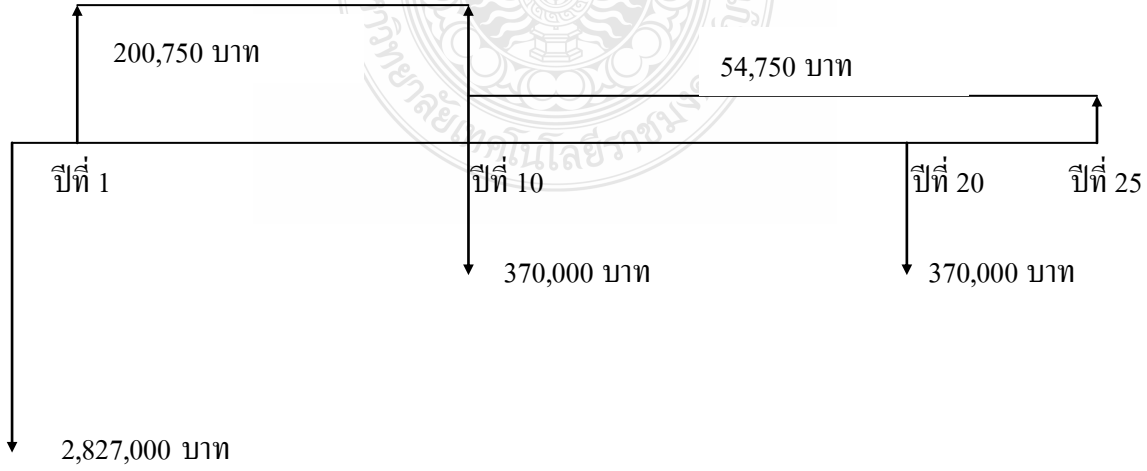
สำหรับกรณีการศึกษาหา ระยะเวลาคืน ทุนการลงทุนเริ่มต้น (Capital Cost) ด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงราคาค่าพลังงานไฟฟ้าพบว่า ถ้าราคาค่าพลังงานไฟฟ้าต่อปี หน่วยละ 3 บาทจะทำให้มีจุดคุ้มทุน ปีที่ 17 ซึ่งมีรายได้สะสมจากการขายพลังงานไฟฟ้า อยู่ ที่ 2,915,799.75 บาท เมื่อมีการสนับสนุนการผลิตพลังงานทดแทนไม่น้อยกว่า 25 ปี

4.5.2 การวิเคราะห์หาระยะเวลาคืนทุน ในกรณีการศึกษา ของระบบโฟโตโวลตาอิกชนิดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าขนาด 10 kW_p ด้วยวิธีทางเศรษฐศาสตร์วิศวกรรม [11]

การวิเคราะห์ลงทุนโครงการต่างๆ บางครั้งต้องการทราบจำนวนผลผลิต ที่จะคุ้มทุน เมื่อไหร่ เป็นเครื่องช่วยตัดสินใจ จุดคุ้มทุน (Break-Even Analysis) คือจุดที่รายจ่ายกับรายได้เท่ากัน นั่นคือกำไรเท่ากับศูนย์นั่นเอง

4.5.2.1 ระยะเวลาการคืนทุน (Payback Period)

ค่าใช้จ่ายที่จำเป็นต่อการวิเคราะห์
ค่าใช้จ่ายเริ่มต้น 2,827,000 บาท
รายได้ต่อปี ระหว่างปีที่ 1-10 200,750.00 บาท
รายได้ต่อปี ระหว่างปีที่ 11-25 54,750.00 บาท
อายุการใช้งาน 25 ปี ดอกเบี้ยร้อยละ 5 เมื่อค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบ 50 หน่วยต่อวัน



การคำนวณระยะเวลาการคืนทุน

$$0 = -P + A(P/A, i\%, N)$$

แทนค่า

$$0 = -2{,}827{,}000 - 370{,}000(P/A,5\%,10) - 370{,}000(P/A,5\%,20) + 200{,}750(P/A,5\%,10) + 54{,}750(P/A,5\%,n-10)(P/F,5\%,10)$$

n > 25

ตารางที่ 4.7 ต้นทุนคงที่และผลการวิเคราะห์

รายการ	**ระบบโฟโตโวลตาอิก 10kW$_p$**
เงินลงทุนคงที่	2,827,000 บาท
รายได้ต่อ (ปี)	200,750 บาท (ปีที่ 1- 10)
	54,750 บาท (ปีที่ 11- 25)
อายุการใช้งาน (ปี)	25 ปี
ระยะเวลาคืนทุน	>25 ปี

สรุป

วิธีดำเนินการวิจัยครั้งนี้เป็นการออกแบบและ วิเคราะห์ ระบบโฟโตโวลตาอิกสำหรับ โหลดปั๊มน้ำ 3 เฟสเชื่อมต่อเข้ากับสายส่งของการไฟฟ้า โดยข้อมูลที่ได้ในการวิเคราะห์และจากการทดลองได้แก่

1. กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชุด
2. พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ จากระบบโฟโตโวลตาอิ กในแต่ละวัน เก็บผ่านมิเตอร์เก็บค่าพลังงานไฟฟ้า ประจำไซต์งาน
3. อุณหภูมิแวดล้อมประจำไซต์งาน
4. ค่าความเข้มแสงอาทิตย์
5. การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของระบบตลอดอายุการใช้งาน
6. การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนและระยะเวลาคุ้มทุน
7. การวิเคราะห์การลดผลกระทบของการปล่ อยก๊าซเรือนกระจก

บทที่ 5
สรุปผลการทดลอง

การออกแบบและวิเคราะห์ระบบโฟโตโวลตาอิก ขนาด 10 kW_p สำหรับปั๊มน้ำพุ 3 เฟส เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายการไฟฟ้า ซึ่งผู้วิจัยและที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ได้ออกแบบและควบคุมงานก่อสร้างการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ ตลอดจนระบบสื่อสารต่างๆภายใน สถานีพลังงานแสงอาทิตย์ [13] แล้วเสร็จ ตามวัตถุประสงค์ของการศึกษา ขอนำเสนอผลการทดสอบและวิเคราะห์ระบบโฟโตโวลตาอิกดังต่อไปนี้

5.1 สรุปผลการทดลอง

การออกแบบและวิเคราะห์การติดตั้งระบบโฟโตโวลตาอิกสำหรับปั๊มน้ำพุขนาด 30 kW_p ซึ่งติดตั้งในสระน้ำพุ ภายในพื้นที่ส่วนกลางของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี ซึ่งมีการใช้งานเวลา 08.00 – 17.00 น. ของทุกวัน หรือคิดเป็นค่าพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ต่อวัน 270 หน่วยต่อวัน (kWh/day)

5.1.1 ด้านพลังงานไฟฟ้า จากข้อมูลที่บันทึกได้จาก เครื่องเก็บและบันทึกข้อมูล (Web box) ประจำสถานีพลังงานแสงอาทิตย์ พบว่าค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบโฟโตโวลตาอิกขนาด 10 kW_p มีค่าเฉลี่ย 40 หน่วยต่อวัน ดังแสดงในภาคผนวก ก. หรือคิดเป็นร้อยละ 14.8 ของการใช้งานโหลดทั้งหมด ซึ่งค่าที่ได้เมื่อเปรียบเทียบกับผลการจำลอง ระบบพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 10 kW_p [13] พบว่ามีค่าใกล้เคียงกันคือผลการจำลองระบบรองรับการใช้งานของโหลดได้ที่ร้อยละ 14 ถึงร้อยละ 15

5.1.2 ด้านการผลิตกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชุด เนื่องจากระบบโฟโตโวลตาอิกขนาด 10 kW_p ได้มีการออกแบบให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมด 60 แผงแบ่งออกเป็น 3 ชุดๆละ 20 แผงต่อกับอินเวอร์เตอร์แบบ 1 เฟส ดังแสดงรูปที่ 3.23 รับแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงไม่เกิน 500 โวลต์ ทางด้านเข้าและมีย่านการรับแรงดันทางด้านเข้า ระหว่าง 200 ถึง 500 โวลต์ กระแสสูงสุดไม่เกิน 20 แอมป์ จำนวนแผงที่นำมาขนานจำนวนไม่เกิน 3 ชุด (Max. number of Strings (Parallel)) กำลังไฟฟ้ารวมกันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไม่เกิน 4,555 วัตต์ ข้อมูลที่ได้จากการทดสอบพบว่าค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของ ระบบโฟ-โตโวลตาอิกแต่ละชุดคือ

5.1.2.1 อินเวอร์เตอร์ชุดที่ 1 กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ผลิตได้ 2,328 วัตต์ เวลาประมาณ 12.00 น. โดยที่ระบบโฟโตโวลตาอิก เริ่มผลิตกำลังไฟฟ้าตั้งแต่ เวลา 6.50 ถึง 18.20 น.อุณหภูมิแวดล้อม ขณะทำการทดสอบ 39.1 องศาเซลเซียส ความเข้มแสงอาทิตย์ 764.14 วัตต์ต่อตารางเมตร ภาคผนวก ง.

5.1.2.2 อินเวอร์เตอร์ชุดที่ 2 กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ผลิตได้ 2,250 วัตต์ เวลาประมาณ 12.00 น. โดยที่ระบบโฟโตโวลตาอิก เริ่มผลิตกำลังไฟฟ้าตั้งแต่ เวลา 6.50 ถึง 18.20 น.อุณหภูมิแวดล้อม ขณะทำการทดสอบ 39.1 องศาเซลเซียส ความเข้มแสงอาทิตย์ 764.14 วัตต์ต่อตารางเมตร

5.1.2.3 อินเวอร์เตอร์ชุดที่ 3 กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ผลิตได้ 2,217 วัตต์ เวลาประมาณ 12.00 น. โดยที่ระบบโฟโตโวลตาอิก เริ่มผลิตกำลังไฟฟ้าตั้งแต่ เวลา 6.50 ถึง 18.20 น.อุณหภูมิแวดล้อม ขณะทำการทดสอบ 39.1 องศาเซลเซียส ความเข้มแสงอาทิตย์ 764.14 วัตต์ต่อตารางเมตร

5.1.3 ด้านกระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าของระบบที่ทำการออกแบบ กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงสุด ขณะทำการวิเคราะห์ รวมทั้งแรงดันไฟฟ้า ความถี่ สามารถนำมาวิเคราะห์ได้ดังต่อไปนี้

ตารางที่ 5.1 ข้อมูลทางด้านแรงดัน กระแสไฟฟ้า ความถี่ ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละชุด
เวลา 6.50 – 18.20 น.

	อินเวอร์เตอร์ เครื่องที่ 1	**อินเวอร์เตอร์ เครื่องที่ 2**	**อินเวอร์เตอร์ เครื่องที่ 3**
กระแสไฟฟ้า (DC)	8 A	8.24 A	8.22 A
แรงดันไฟฟ้า (DC)	204 VDC – 549 VDC	204 VDC – 549 VDC	204 VDC – 549 VDC
ไฟฟ้ากระแสสลับ			
ความถี่	49.95 – 50.05	49.95 – 50.05	49.95 – 50.05
แรงดันไฟฟ้า (AC)	220.7 – 238.23	218.09 - 228.98	222.35 – 231.32

จากข้อมูลดังตารางที่ 5.1 จะเห็นได้ว่าที่เวลา 6.50 น. แผงเซลล์แสงอาทิตย์เริ่มมีแรงดันเข้ามาวัดได้ที่ เครื่องอินเวอร์เตอร์แล้ว แต่ช่วงเวลานี้เนื่องจากระบบได้มีการป้องกัน แรงดันเกินทางด้านไฟฟ้ากระแสตรงไว้ที่ 500 โวลต์ดังนั้นที่ช่วงเวลานี้ อินเวอร์เตอร์จะไม่เริ่มทำงานแต่ที่เวลา 7.00 น.แรงดันที่วัดได้จากเครื่องอินเวอร์เตอร์คือ 458.87 โวลต์ มีกระแสไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 0.02 โวลต์ วัดกำลังไฟฟ้าทางด้านไฟฟ้ากระแสสลับได้ 1.9 วัตต์ แรงดันไฟฟ้าตามมาตรฐาน ระดับสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [15] 200 ถึง 240 โวลต์ และความถี่ ที่ควบคุม 50 ± 0.5 รอบต่อวินาที (Hz) ซึ่งจากการวิเคราะห์ระบบโฟโตโวลตาอิก สามารถผ่านข้อกำหนดนี้

5.1.4 การเปรียบผลการออกแบบด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ [13] และการติดตั้งจริง พบว่าค่าพลังไฟฟ้าที่ระบบสามารถจ่ายให้กับโหลดได้นั้น เมื่อเปรียบเทียบกับการจำลองด้วยโปรแกรมพบว่าค่าที่ได้จากการติดตั้งจริงมีค่าสูงกว่าผลที่ได้จากการจำลองระบบ อย่างไรก็ตามการจัดเก็บข้อมูลในการติดตั้งจริงคือ ได้จัดเก็บข้อมูลไปแล้วประมาณ 2 เดือน อาจจะทำให้ค่าที่วัดได้ มีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มมากขึ้นหรือน้อยลงก็ได้ สำหรับพลังงานไฟฟ้าที่วัดได้จากระบบ ต่อวันเฉลี่ย 40 หน่วย หรือ 14,600 หน่วยต่อปี สำหรับการจำลองพบว่า ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้รับต่อปี 13,858 หน่วยต่อปี

5.1.5 การวิเคราะห์ทางด้าน เศรษฐศาสตร์ของระบบตลอดอายุการใช้งานของระบบ โดยมีส่วนของพารามิเตอร์ ที่สำคัญ ในการวิเคราะห์คือ อัตราส่วนลด 0.05 และอัตราเงินเฟ้อ 0.035 [16,17] จากการวิเคราะห์พบว่า ค่าพลังงานไฟฟ้ามีราคาเท่ากับ 1.75 บาทต่อหน่วย

5.1.6 การวิเคราะห์ทางด้านการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อวันเฉลี่ย 40 หน่วย จะสามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ เมื่อมีการใช้เชื้อเพลิงต่างๆในการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ดังนี้

5.1.6.1 ทดแทนการใช้น้ำมันในการผลิตพลังงานไฟฟ้า สามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดอ๊อกไซด์ (Carbon Dioxide) 10 กิโลกรัมต่อหน่วย ก๊าซซัลเฟอร์ไดอ๊อกไซด์ (Sulfur Dioxide) 14.4 กรัม และก๊าซไนโตรเจนอ๊อกไซด์ (Nitrogen Oxide) 64 กรัม

5.1.6.2 ทดแทนการใช้ถ่านหินในการผลิตพลังงานไฟฟ้า สามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดอ๊อกไซด์ (Carbon Dioxide) 7.60 กิโลกรัมต่อหน่วย ก๊าซซัลเฟอร์ไดอ๊อกไซด์ (Sulfur Dioxide) 8.0 กิโลกรัม และก๊าซไนโตรเจนอ๊อกไซด์ (Nitrogen Oxide) 10 กิโลกรัม

5.1.6.3 ทดแทนการใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตพลังงานไฟฟ้า สามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดอ๊อกไซด์ (Carbon Dioxide) 12 กิโลกรัมต่อหน่วย ก๊าซซัลเฟอร์ไดอ๊อกไซด์ (Sulfur Dioxide) 8.08 กรัม และก๊าซไนโตรเจนอ๊อกไซด์ (Nitrogen Oxide) 0.44 กรัม

5.1.7 การวิเคราะห์หาระยะเวลาคืนทุน [12,16] เงินเริ่มต้นสร้างระบบ (2,827,000 บาท) โดยการเปลี่ยนแปลงราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย ตั้งแต่ 2 บาท ถึง 9 บาท อัตราลดการผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อปี ร้อยละ 0.8 อัตราเพิ่มค่าไฟฟ้าต่อปี ร้อยละ 5 เมื่ออัตราค่าไฟฟ้า 3 บาท ระยะเวลาคืนทุน ปีที่ 24 เมื่อมีการสนับสนุนการผลิตพลังงานทดแทนไม่น้อยกว่า 25 ปี (รายได้สะสม 2,915,799.75 บาท)

5.1.7.1 สำหรับการวิเคราะห์เพื่อหาระยะเวลาคืนทุนเงินเริ่มต้นสร้างระบบ (2,827,000 บาท) ด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ พบว่า ที่การผลิตพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 50 หน่วยต่อวัน ระยะเวลาคืนเงินเริ่มต้น จะอยู่ปีที่ 19 ซึ่งจะได้รายได้สะสมตั้งแต่ปีที่หนึ่งมา 2,947,460.56 บาท

5.1.7.2 สำหรับการวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุนด้วยวิธีทางเศรษฐศาสตร์วิศวกรรม [11] เมื่อมีเงื่อนไขในการวิเคราะห์คือ

ค่าใช้จ่ายเริ่มต้น 2,827,000 บาท
รายได้ต่อปี ระหว่างปีที่ 1-10 200,750.00 บาท
รายได้ต่อปี ระหว่างปีที่ 11-25 54,750.00 บาท
อายุการใช้งาน 25 ปี ดอกเบี้ยร้อยละ 5

เมื่อค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบ 50 หน่วยต่อวัน ระยะเวลาในการคืนทุนมากกว่า 25 ปี

5.1.8 การวิเคราะห์ทางด้านการเชื่อมต่อระบบทางด้านไฟฟ้ากระแสสลับ พบว่าค่ารูปคลื่นแรงดันไฟฟ้าที่ได้มีค่า การผิดเพี้ยนของรูปคลื่นอยู่ที่ ร้อยละ1 ถึง 1.5 และการผิดเพี้ยนของรูปคลื่นกระแส มีค่าเท่ากับร้อยละ 2 ถึง 7 โดยค่าที่แสดงในรูปที่ 4.26 ถึง 4.28 เป็นค่ากระแสและแรงดันของแต่ละเฟส ซึ่งกระแสที่ได้เป็นค่ากระแส RMS และค่ากระแสที่ช่วง Peak ค่ากระแสที่ สาย L_1 จะมีรูปคลื่นที่เปลี่ยนแปลงเล็กน้อย เมื่อดูที่ค่า Harmonics Distortion ของกระแสแต่ละอันดับพบว่าค่าอันดับ 3 มีค่าสูงสุดคิดเป็นร้อยละ 5.89 ซึ่งค่าดังกล่าวอยู่มาตรฐานที่ยอมรับได้ [21]

5.2 ข้อเสนอแนะ

5.2.1 การจัดการด้านพลังงานไฟฟ้าจากข้อมูลที่ได้จัดเก็บและบันทึก ไว้ที่เครื่องบันทึกข้อมูลพลังงานไฟฟ้า (Web box) ทั้งทางด้านไฟฟ้ากระแสตรงไฟฟ้ากระแสสลับที่ได้นำมาวิเคราะห์ เป็นข้อมูลยังต้องการระยะเวลาในการจัดเก็บอีกมาก เนื่องจากข้อมูลที่ได้นำเสนอนี้เป็นเพียงข้อมูลเริ่มแรกในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบ ข้อจำกัดของอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลที่ไม่สามารถบันทึกข้อมูลได้อย่างต่อเนื่อง หากอุปกรณ์ในการบันทึกข้อมูลชำรุด อาจจะทำให้ข้อมูลที่ได้ไม่ครบ หรือขาดความต่อเนื่องไป

5.2.2 การคำนวณทางด้านราคาตลอดอายุการใช้งาน (LCC) ต้องการความแม่นยำของข้อมูลอีกมาก และต้องการข้อมูล อัตราส่วนลด อัตราเงินเฟ้อ เพื่อใช้ในการคำนวณที่ถูกต้อง เนื่องจากข้อมูลดังกล่าวกระทบไปยังตัวแปลอื่นๆทำให้ต้องระมัดระวังในการเลือกใช้ข้อมูลดังกล่าวให้มากหากต้องการให้การคำนวณที่ได้มีความแม่นยำและน่าเชื่อถือ

5.2.3 การคำนวณทางด้านจุดคุ้มทุนและระยะเวลาคืนทุน ควรนำหลายๆวิธีมาประมวลผล และนำเสนอแนะ วิธีที่ดีที่สุด ทั้งนี้ผลการคำนวณที่ได้เป็นเพียงการคาดคะเน เพื่อหาระยะเวลาคืนทุนของเงินค่าใช้จ่ายเริ่มต้น (Capital Cost) เท่านั้นยังไม่ได้รวมค่าดอกเบี้ย ค่าเปลี่ยนอุปกรณ์ในระบบ ค่าใช้จ่ายรายปีในการซ่อมบำรุง ดูแลระบบ ข้อมูลด้วยการคำนวณทางด้าน เศรษฐศาสตร์วิศวกรรมพบว่า ระยะเวลาการคืนทุนของระบบมากกว่า 25 ปี ซึ่งข้อมูลดังกล่าวนี้บอกได้ว่า หากการสนับสนุนการใช้พลังงานทดแทนด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ มีการสนับสนุนการใช้ Adder มากกว่า 10 ปี อาจจะทำให้ระยะเวลาการคืนทุนในโครงการน้อยกว่า 25 ปี

5.2.4 การคำนวณในเรื่อง การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยการใช้พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานทดแทนการใช้เชื้อเพลิงอื่นๆในการผลิตพลังงานไฟฟ้านั้นอาจจะต้องหา พารามิเตอร์อื่นๆเพิ่มเข้า ในการคำนวณเพื่อความแม่นยำ ของผลการคำนวณ เนื่องจากผลลัพธ์ที่ได้นำเสนอจะเป็นเพียงการเปรียบเทียบค่า เมื่อมีการใช้พลังงานทดแทน คือ พลังงานแสงอาทิตย์มาผลิตไฟฟ้า จะสามารถลดการเกิดก๊าซเรือนกระจกได้มากน้อยเพียงใด โดยทดแทนพลังงานอื่นๆในการผลิตพลังงานไฟฟ้า เช่น ถ่านหิน น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ

เอกสารอ้างอิง

[1] สมชัย หิรัญวโรดม, **เอกสารประการสอนรายวิชา การประยุกต์ใช้งานระบบโฟโตโวลตาอิก.** ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี, 2548

[2] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, **โครงการจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ จากข้อมูลดาวเทียมสำหรับประเทศไทย** (Online), 2544. Available: http://www.dede.go.th/dede/fileadmin/usr/bose/document/SolarMap.pdf (9 มิถุนายน 2550).

[3] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, **เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์** (Online), 2004. Available: http://www.egat.co.th/re/solarcell/solarcell.html (31 มกราคม 2551).

[4] ชาย ชีวะเกตุ และชนานัญ บัวเขียว, **การผลิตไฟฟ้าโดยเซลล์แสงอาทิตย์** (Online), 2543. Available: http://www.eppo.go.th/vrs/ (31 มกราคม 2551).

[5] บีพีโซล่าร์ พลังงานจากแสงอาทิตย์ กรุงเทพฯ
Photovoltaic in building design A design guide Report No. ETSU/P2/00282/REP March 1999

[6] M.S. IMAMURA, P.HELM and W.PALZ **PHOTOVOLTAIC SYSTEM TECHNOLOGY** British Library Cataloguing in Publication Data.

[7] National Renewable Energy Laboratory, "Getting Started Guide for Homer Version 2.1" http://www.nrel.gov/homer.

[8] Photovoltaic in buildings Design A Design Guide Report No.ETSU/P2/00282/REP (March 1999)

[9] O.Sadmai, S.Hiranvarodom 2009. A Study and Design of PV System Connected to The Grid of PEA Capacity 5 kW_p For Pumping System In *Proceeding of the fifth ENETT5 conference.* Phitsanulok , Thailand , 29-30 April – 1 May. Naresuan University.

[10] O.Sadmai, S.Hiranvarodom , B.Plangklang 2008. Case Study temperature effects to Energy Production of pv system In *Proceeding of ENETT2008 conference.* Prathumthanee , Thailand ,19-21 November. Rajamangala university of Technology Thanyaburi (RMUTT).

[11] ไพบูลย์ แย้มเผื่อน, **เศรษฐศาสตร์วิศวกรรม**. กรุงเทพมหานคร. ซีเอ็ดยูเคชั่น, 2548 หน้า 161-178

[12] นิพนธ์ เกตุจ้อย และคณะ, **รายงานฉบับสมบูรณ์โครงการการติดตามประเมินผลโครงการสาธิตการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ต่อเข้ากับระบบจำหน่าย เรือนจำกลาง บางขวาง จังหวัดนนทบุรี.** 2550 หน้า 1-60

[13] องอาจ แสดใหม่ และสมชัย หิรัญวโรดม “การจำลองและวิเคราะห์ก่อนการติดตั้งจริงของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ 10 kWp สำหรับมอเตอร์ปั๊มน้ำพุ 3 เฟสเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า” **การประชุมวิชาการพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 1** 18 – 19 กุมภาพันธ์ 2553 หน้า 1-60

[14] กองพัฒนาพลังงานทดแทน ฝ่ายพัฒนาและแผนงานโครงการ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, **สถานีพลังงานแสงอาทิตย์สันกำแพง** (Online), 2536. Available : http://www2.egat.co.th/re/egat_pv/egatpv_sankampaeng/egatpv_sankampaeng.htm (1 มกราคม 2253)

[15] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, **ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551** (Online), 2551. Available : http://www.ppa.egat.co.th/Sppx/file/gidcode/PEA/connection_pea.pdf (1 มกราคม 2553)

[16] สุรสิทธิ์ แสนทอน, สมชัย หิรัญวโรดม, **การออกแบบและประเมินผลเชิงวิเคราะห์ระบบโฟโตโวลตาอิกในอาคารวิทยบริการแบบต่อเข้ากับสายส่ง,** วิทยานิพนธ์ปริญญาโท สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี, 2551

[17] กรมอุตุนิยมวิทยา, **ค่าเฉลี่ย 30ปี ปทุมธานี สกษ.** (Online), 2551 Available : http://www.tmd.go.th/province_stat.php?StationNumber=48419 (1 มกราคม 2553)

[18] SMA Solar Technology, **SUNNY BOY 3300/3800,** (Online),2001. Available : http://www.sma.de/en/products/solar-inverters/sunny-boy/sunny-boy-3300-3800.html (1 January 2010)

[19] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, **ประกาศส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก จากพลังงานหมุนเวียน ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติลงวันที่ 9 มีนาคม 2552** (Online), 2551. Available : http://www.pea.co.th/vspp/vspp.htm (5 มกราคม 2553)

[20] ธนบูรณ์ ศศิภานุเดช, **การออกแบบระบบไฟฟ้า.** ซีเอ็ดยูเคชั่น. กรุงเทพฯ 2541

[21] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, **ข้อกำหนดเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-01/1998) ของ 3 การไฟฟ้า** (Online), 2551. Available : http://www.pea.co.th/vspp/spp/Connection_SPP.pdf (5 มกราคม 2553)

ภาคผนวก ก
ข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโฟโตโวลตาอิก 10kW$_p$

ตาราง ก. 1 ข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโฟโตโวลตาอิก 10kW$_p$

	อินเวอร์เตอร์ เครื่องที่ 1			อินเวอร์เตอร์ เครื่องที่ 2			อินเวอร์เตอร์ เครื่องที่ 3		
เวลา	**P**	**I**	**V**	**P**	**I**	**V**	**P**	**I**	**V**
6:50	0	0	549	I	0	549	0	0	549
6:55	0	0	549	0	0	549	0	0	549
7:00	1.9	0.02	458.87	0	0	549	0	0.09	549
7:05	11.63	0.12	207.24	0	0	549	7.73	0.13	216.97
7:10	0	0	549	0	0	549	12.34	0.09	199.34
7:15	24.13	0.16	286.72	0	0	549	9.18	0.04	300.33
7:20	56.86	0.29	267.35	0	0	549	8.89	0.32	507.92
7:25	116.11	0.47	306.05	0	0.4	290.73	71.61	0.42	298.34
7:30	163.56	0.61	314.46	90.43	0.53	298.87	99.32	0.5	300.45
7:35	212.11	0.76	321.21	131.08	0.64	306.16	125.58	0.58	305.13
7:40	265.47	0.92	326.26	167.18	0.74	312.63	148.71	0.65	306.55
7:45	302.39	1.04	322.87	199.76	0.83	315.21	174.45	0.73	311.79
7:50	328.81	1.11	330.05	228.87	0.92	318	198.84	0.8	316.82
7:55	352.87	1.17	332.15	259.89	1	323.51	226.37	0.88	325.26
8:00	387.29	1.28	331.45	288.1	1.1	326.9	255.08	1.01	328.82
8:05	440.11	1.44	333.79	323.9	1.24	327.51	295.59	1.14	327.7
8:10	489.11	1.59	334.39	368.95	1.43	323.21	337.79	1.25	328.21
8:15	542.38	1.76	332.77	422.95	1.61	323.18	371.37	1.4	326.76
8:20	644.86	2.13	325.43	478.71	1.85	321.03	421.71	1.56	328.61
8:25	758.44	2.47	328.41	550.68	2.05	322.05	474.42	1.72	329.37
8:30	836.63	2.71	328.45	615.82	2.25	322.66	526.53	1.88	330.37
8:35	904.35	2.92	329.11	678.82	2.43	323.32	578.71	2.06	330.58
8:40	964.74	3.1	330.53	736.68	2.63	321.76	632.35	2.19	329.97
8:45	1010.08	3.28	327.13	793.58	2.79	320.51	676.36	2.43	329.85
8:50	1093.78	3.56	325.84	839.41	3.04	320.03	750.03	2.68	329.68
8:55	1188.42	3.85	326.95	916.3	3.33	319.63	828.34	2.82	329.37
9:00	1233.37	4	326.37	1003.32	3.49	318.66	873.03	2.97	328.92
9:05	1275.16	4.15	325.24	1048.18	3.62	318.76	914.95	2.95	327.76
9:10	1243.21	4.06	323.66	1089.84	3.57	317.41	906.92	2.77	327
9:15	1147.46	3.77	322.51	1069.81	3.33	315.31	841.82	3.04	324.11
9:20	1268.89	4.15	323.92	1000	3.67	316.35	937.47	3.56	327.05

ตาราง ก. 1 ข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโฟโตโวลตาอิก 10kW$_p$ (ต่อ)

	อินเวอร์เตอร์ เครื่องที่ 1			อินเวอร์เตอร์ เครื่องที่ 2			อินเวอร์เตอร์ เครื่องที่ 3		
เวลา	**P**	**I**	**V**	**P**	**I**	**V**	**P**	**I**	**V**
9:25	1493.32	4.89	322.81	1096.73	4.31	316.51	1095.57	3.53	326.62
9:30	1467.13	4.85	320.29	1289.38	4.28	313.92	1078.79	3.64	324.16
9:35	1473.32	4.87	320.29	1268.69	4.33	314.35	1109.46	3.96	323.57
9:40	1577	5.24	318.37	1287.24	4.71	311.18	1205.49	4.02	322.46
9:45	1579.97	5.27	317.18	1386	4.75	310	1216.95	4.08	320.32
9:50	1570.95	5.24	316.95	1391.63	4.76	309.08	1231.78	4.4	319.57
9:55	1681.71	5.62	316.63	1393.26	5.12	309.18	1328.68	4.63	319.76
10:00	1749.58	5.86	315.95	1497.32	5.36	308.26	1399.08	4.82	319.58
10:05	1789.49	6.03	313.97	1565.63	5.53	307.3	1446.61	5.02	317.24
10:10	1839.95	6.22	313.05	1608.46	5.71	306.71	1499.81	5.23	315.41
10:15	1899.08	6.43	312.42	1658.29	5.96	305.03	1560.92	5.4	315.24
10:20	1948.18	6.63	311.34	1718.61	6.13	304.66	1608.24	5.49	314.76
10:25	1959.92	6.69	310.3	1765.5	6.22	303.32	1634.55	5.74	314.66
10:30	2017.67	6.89	309.85	1783.86	6.44	302.9	1697.16	5.95	312.58
10:35	2068.46	7.13	306.86	1842.74	6.64	301.54	1754.13	6.08	311.39
10:40	2099.66	7.23	307.26	1893.3	6.78	300.87	1794.3	6.2	311.76
10:45	2118.97	7.29	307.82	1927.58	6.88	300.51	1824.59	6.28	310.9
10:50	2112.37	7.29	306.68	1953.28	6.92	298.74	1832.42	6.38	308.53
10:55	2135.05	7.37	306.68	1954.13	7.02	298.38	1862.92	6.54	308.7
11:00	2155.54	7.48	305.56	1980.24	7.16	296.85	1897.26	6.54	307.23
11:05	2137.18	7.42	305.18	2008.82	7.12	297.05	1895.18	6.66	306.55
11:10	2171.76	7.5	306.7	1997.34	7.23	298.19	1938.66	6.78	308.08
11:15	2184.85	7.52	307.74	2035.54	7.3	298.15	1967.74	6.99	307.16
11:20	2235.73	7.71	307.3	2056.31	7.49	298.03	2026.45	7.07	306.97
11:25	2246.68	7.78	306.26	2108.39	7.58	296.81	2049.21	7.19	307.05
11:30	2264.95	7.83	306.68	2125.32	7.64	297.79	2078.5	7.1	306.11
11:35	2214.5	7.67	305.95	2148	7.5	297.13	2044.13	7.23	305.08
11:40	2239.97	7.75	306.41	2105.03	7.6	297.84	2083.38	7.33	305.46
11:45	2268.16	7.82	307.5	2137.26	7.72	297.9	2120.61	7.34	306.58
11:50	2264.59	7.8	307.57	2171.08	7.69	299.3	2127.89	7.55	307.08
11:55	2312.97	7.96	308.13	2172.38	7.88	299.58	2188.34	7.67	307.42

ตาราง ก. 1 ข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโฟโตโวลตาอิก 10kW$_p$ (ต่อ)

	อินเวอร์เตอร์ เครื่องที่ 1			อินเวอร์เตอร์ เครื่องที่ 2			อินเวอร์เตอร์ เครื่องที่ 3		
เวลา	P	I	V	P	I	V	P	I	V
12:00	2328.82	7.98	309.32	2227.11	7.96	299.47	2217.71	7.71	306.58
12:05	2319.18	7.98	308.18	2250.34	7.97	298.66	2222	7.71	305.34
12:10	2295.58	7.91	307.79	2245.21	7.93	297.97	2212.13	7.71	304.21
12:15	2277.63	7.86	307.18	2228.87	7.92	296.97	2212.11	7.76	304.08
12:20	2273.18	7.88	305.82	2220.42	7.94	296.32	2221.37	7.8	303.34
12:25	2263.43	7.86	305.41	2221.66	7.95	295.11	2224.58	7.73	302.05
12:30	2224.59	7.73	305.05	2218.03	7.85	294.63	2220	7.9	301.08
12:35	2245.19	7.82	304.51	2186.55	7.96	294.42	2236.26	8.09	299.58
12:40	2289.87	7.98	304.16	2216.39	8.17	293.32	2294.74	8.17	300.05
12:45	2285.95	8.05	301.21	2264.46	8.24	291.34	2308.53	8.19	298.92
12:50	2270.24	7.96	302.53	2268.26	8.21	291.32	2308.63	8.22	298.29
12:55	2252.05	7.89	302.84	2261.16	8.17	290.82	2301.24	8.05	296.43
13:00	2213.03	7.72	303.97	2247.95	8.01	292.67	2272.05	8.02	298.56
13:05	2189.05	7.65	303.38	2215.87	7.94	292.5	2261.81	8	298.57
13:10	2153.77	7.52	303.67	2196.61	7.9	290.56	2243.97	8.1	296.71
13:15	2168.92	7.58	303.26	2170.82	7.95	291.23	2273.54	8.09	297.21
13:20	2158.22	7.49	305.57	2191.36	7.9	293.49	2281.41	8.15	298.32
13:25	2155.68	7.48	305.26	2191.54	7.94	292	2290.79	8.8	297.53
13:30	2100	7.35	303.41	2194.16	7.35	292.15	2230	7.8	297.97
13:35	2130	7.33	304.22	2030.21	7.6	293.22	2200	8.23	299.37
13:40	2147.42	7.38	307.87	1960	7.91	296.37	2140	7	300.65
13:45	2089	6.78	305.63	1980	6.33	292.63	2098	6.8	298.26
13:50	2000	6.4	310.05	1900	6.3	293.97	2100	6.77	302.82
13:55	1950	5.99	307.92	1893	6.47	297	2089	7.7	301.84
14:00	1920	5.9	308.95	1818.58	6.6	298.69	2000	7.5	301.44
14:05	1900	6.17	308.66	1870	6.71	298.03	2100	8	297.46
14:10	1840	6	301.82	1887.92	6.5	291.61	2000	7.8	296
14:15	1810	5.9	313.24	1800	6.4	301.95	1980	7.76	307.84
14:20	1800	5.8	316.38	1750	6.5	303.76	1999	7.55	309.34
14:25	1790	5.4	312.26	1790	6.2	299.39	1970	5.91	305.47
14:30	1727	5	311.74	1600	5.47	297.89	2000	7	306.05

ตาราง ก. 1 ข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโฟโตโวลตาอิก 10kW$_p$ (ต่อ)

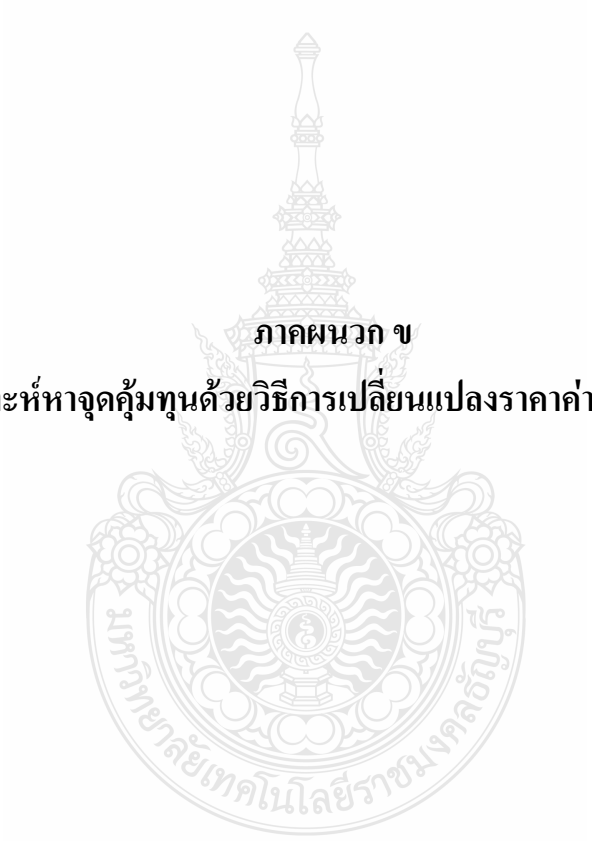
	อินเวอร์เตอร์ เครื่องที่ 1			อินเวอร์เตอร์ เครื่องที่ 2			อินเวอร์เตอร์ เครื่องที่ 3		
เวลา	P	I	V	P	I	V	P	I	V
14:35	1650	5.32	309.24	1542.76	5.5	301.03	1945	6.58	300.7
14:40	1614.26	5.42	314.89	1578	6.06	303.47	1913.21	6.42	307.63
14:45	1551.05	5.24	313.21	1600	5.91	300.82	1853.39	6.45	305.21
14:50	1538.05	5.2	312.87	1681.29	5.89	300.08	1850.74	6.35	303.58
14:55	1499	5.06	313.32	1672.05	5.79	299.58	1824.74	5.02	303.92
15:00	1194.08	4.01	315.47	1640.39	4.58	303.13	1800	5.88	305.39
15:05	1383.11	4.61	317.82	1311.11	5.31	304.53	1716.37	5.49	308.58
15:10	1287.71	4.3	317.11	1529.92	4.96	303.58	1597.58	4	307.95
15:15	1100	4	309.03	1424.68	4.7	297.13	1400	4.6	303.46
15:20	1060	3.87	309.39	1350	4.5	300.3	1300	5	305.78
15:25	1000	3.44	314.89	999	4	304.84	1269	3.91	311.92
15:30	921.21	3.03	322.36	1100	3.49	311.59	1170.34	3.82	315.97
15:35	888.11	2.93	322.49	1028.18	3.42	311.24	1147.24	3.07	318.24
15:40	731.11	2.46	316.53	1004.38	3.9	305.53	1200	3.26	311.92
15:45	761.62	2.55	318.95	807.45	3.7	305.79	1100	3.39	314.24
15:50	777.16	2.61	316.16	851.87	3.02	310.97	1014.89	3.5	317.5
15:55	783.97	2.6	320.82	884.76	3.11	308.92	1042.84	3.58	315.21
16:00	797	2.64	321.95	905.13	3.16	309.11	1063.32	3.52	314.26
16:05	776.14	2.57	322.49	921.66	3.08	310.16	1048	3.1	314.92
16:10	707.13	2.36	320.11	800	2.76	307.1	911.45	1.79	311.76
16:15	401.33	1.42	309.64	798.36	1.63	297.53	800	1.22	303.79
16:20	389	1.08	301.49	448.66	1.18	289.11	750	1.06	297.46
16:25	370	0.91	302.58	400	1	292.97	600	1.65	297.62
16:30	366.74	1.3	310.1	430	1.5	301.24	474.08	1.62	310.72
16:35	380.39	1.33	313.47	415.87	1.51	300.66	461.14	1.69	307.97
16:40	392.55	1.37	313.66	417.63	1.57	303.47	489.53	1.64	312.92
16:45	377.76	1.32	313.03	437.66	1.54	302.58	479.33	1.5	316.69
16:50	353	1.26	309.34	428.82	1.44	298.82	430.18	1.38	312.47
16:55	309.03	1.11	307.72	393.45	1.3	296.26	390.5	1.33	308.34
17:00	285.27	1.03	309.11	350.72	1.21	300.68	375.89	1.13	309.18
17:05	235.66	0.87	306.08	328.57	1.02	298.08	310.34	0.87	305.05

ตาราง ก. 1 ข้อมูลการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบโฟโตโวลตาอิก 10kW$_p$ (ต่อ)

	อินเวอร์เตอร์ เครื่องที่ 1			อินเวอร์เตอร์ เครื่องที่ 2			อินเวอร์เตอร์ เครื่องที่ 3		
เวลา	**P**	**I**	**V**	**P**	**I**	**V**	**P**	**I**	**V**
17:10	186.13	0.72	296.97	271.47	0.81	291.08	229.89	0.81	301.29
17:15	165.95	0.66	295.63	206.1	0.75	287.95	210.61	0.83	298.68
17:20	154.11	0.61	296.57	186.24	0.74	292.62	220.81	0.74	303.14
17:25	120.24	0.5	293.27	186.97	0.62	287.82	194.03	0.59	304.47
17:30	88.82	0.39	290.5	150.24	0.49	280.79	147.26	0.5	294.74
17:35	73.18	0.34	283.21	111.39	0.42	277.49	114.21	0.4	282.5
17:40	59.39	0.3	267.08	91.3	0.35	268.37	89.05	0.36	285.95
17:45	47.37	0.25	280.42	71.42	0.29	269.13	72.95	0.3	262.97
17:50	34.82	0.21	260.71	57.41	0.24	271.97	53.16	0.21	247.84
17:55	18.51	0.15	229.7	45.39	0.18	252.16	35.05	0.13	260.92
18:00	10.28	0.11	226	27.11	0.12	237	14.74	0.09	247.66
18:05	6.29	0.08	204.63	11.47	0.08	229.61	7.95	0.05	248
18:10	1.97	0.03	346.47	6.13	0.04	308.55	3.24	0	205.63
18:15	0	0	549	2.32	0	549	0.26	0	494.05
18:20	0	0	549	0	0	549	0	0	549

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

ภาคผนวก ข
การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย



ตาราง ข. 1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	14,600.00	14,600.00	2.00	8.00	10.00	146,000.00	146,000.00
2	14,483.20	29,083.20	2.10	8.00	10.10	146,280.32	292,280.32
3	14,367.33	43,450.53	2.21	8.00	10.21	146,618.65	438,898.97
4	14,252.40	57,702.93	2.32	8.00	10.32	147,017.03	585,915.99
5	14,138.38	71,841.31	2.43	8.00	10.43	147,477.58	733,393.58
6	14,025.27	85,866.58	2.55	8.00	10.55	148,002.54	881,396.12
7	13,913.07	99,779.64	2.68	8.00	10.68	148,594.22	1,029,990.34
8	13,801.76	113,581.41	2.81	8.00	10.81	149,255.04	1,179,245.37
9	13,691.35	127,272.76	2.95	8.00	10.95	149,987.51	1,329,232.88
10	13,581.82	140,854.57	3.10	8.00	11.10	150,794.26	1,480,027.14
11	13,473.16	154,327.74	3.26		3.26	43,892.73	1,523,919.86
12	13,365.38	167,693.11	3.42		3.42	45,718.66	1,569,638.53
13	13,258.46	180,951.57	3.59		3.59	47,620.56	1,617,259.09
14	13,152.39	194,103.96	3.77		3.77	49,601.58	1,666,860.67
15	13,047.17	207,151.13	3.96		3.96	51,665.00	1,718,525.67
16	12,942.79	220,093.92	4.16		4.16	53,814.27	1,772,339.93
17	12,839.25	232,933.17	4.37		4.37	56,052.94	1,828,392.87
18	12,736.53	245,669.70	4.58		4.58	58,384.74	1,886,777.61
19	12,634.64	258,304.34	4.81		4.81	60,813.55	1,947,591.16
20	12,533.57	270,837.91	5.05		5.05	63,343.39	2,010,934.55
21	12,433.30	283,271.20	5.31		5.31	65,978.48	2,076,913.03
22	12,333.83	295,605.03	5.57		5.57	68,723.18	2,145,636.21
23	12,235.16	307,840.19	5.85		5.85	71,582.06	2,217,218.27
24	12,137.28	319,977.47	6.14		6.14	74,559.88	2,291,778.15
25	12,040.18	332,017.65	6.45		6.45	77,661.57	2,369,439.72

ตาราง ข. 1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย (ต่อ)

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	14,600.00	14,600.00	2.50	8.00	10.50	153,300.00	153,300.00
2	14,483.20	29,083.20	2.63	8.00	10.63	153,884.00	307,184.00
3	14,367.33	43,450.53	2.76	8.00	10.76	154,538.64	461,722.64
4	14,252.40	57,702.93	2.89	8.00	10.89	155,266.49	616,989.13
5	14,138.38	71,841.31	3.04	8.00	11.04	156,070.23	773,059.36
6	14,025.27	85,866.58	3.19	8.00	11.19	156,952.64	930,011.99
7	13,913.07	99,779.64	3.35	8.00	11.35	157,916.64	1,087,928.64
8	13,801.76	113,581.41	3.52	8.00	11.52	158,965.27	1,246,893.90
9	13,691.35	127,272.76	3.69	8.00	11.69	160,101.68	1,406,995.59
10	13,581.82	140,854.57	3.88	8.00	11.88	161,329.19	1,568,324.78
11	13,473.16	154,327.74	4.07		4.07	54,865.91	1,623,190.68
12	13,365.38	167,693.11	4.28		4.28	57,148.33	1,680,339.02
13	13,258.46	180,951.57	4.49		4.49	59,525.70	1,739,864.72
14	13,152.39	194,103.96	4.71		4.71	62,001.97	1,801,866.69
15	13,047.17	207,151.13	4.95		4.95	64,581.25	1,866,447.94
16	12,942.79	220,093.92	5.20		5.20	67,267.83	1,933,715.77
17	12,839.25	232,933.17	5.46		5.46	70,066.17	2,003,781.95
18	12,736.53	245,669.70	5.73		5.73	72,980.93	2,076,762.87
19	12,634.64	258,304.34	6.02		6.02	76,016.93	2,152,779.81
20	12,533.57	270,837.91	6.32		6.32	79,179.24	2,231,959.04
21	12,433.30	283,271.20	6.63		6.63	82,473.09	2,314,432.14
22	12,333.83	295,605.03	6.96		6.96	85,903.97	2,400,336.11
23	12,235.16	307,840.19	7.31		7.31	89,477.58	2,489,813.69
24	12,137.28	319,977.47	7.68		7.68	93,199.85	2,583,013.54
25	12,040.18	332,017.65	8.06		8.06	97,076.96	2,680,090.50

ตาราง ข. 1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย (ต่อ)

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	14,600.00	14,600.00	3.00	8.00	11.00	160,600.00	160,600.00
2	14,483.20	29,083.20	3.15	8.00	11.15	161,487.68	322,087.68
3	14,367.33	43,450.53	3.31	8.00	11.31	162,458.63	484,546.31
4	14,252.40	57,702.93	3.47	8.00	11.47	163,515.95	648,062.27
5	14,138.38	71,841.31	3.65	8.00	11.65	164,662.87	812,725.14
6	14,025.27	85,866.58	3.83	8.00	11.83	165,902.74	978,627.87
7	13,913.07	99,779.64	4.02	8.00	12.02	167,239.06	1,145,866.93
8	13,801.76	113,581.41	4.22	8.00	12.22	168,675.50	1,314,542.44
9	13,691.35	127,272.76	4.43	8.00	12.43	170,215.86	1,484,758.30
10	13,581.82	140,854.57	4.65	8.00	12.65	171,864.12	1,656,622.41
11	13,473.16	154,327.74	4.89		4.89	65,839.09	1,722,461.50
12	13,365.38	167,693.11	5.13		5.13	68,578.00	1,791,039.50
13	13,258.46	180,951.57	5.39		5.39	71,430.84	1,862,470.34
14	13,152.39	194,103.96	5.66		5.66	74,402.36	1,936,872.71
15	13,047.17	207,151.13	5.94		5.94	77,497.50	2,014,370.21
16	12,942.79	220,093.92	6.24		6.24	80,721.40	2,095,091.61
17	12,839.25	232,933.17	6.55		6.55	84,079.41	2,179,171.02
18	12,736.53	245,669.70	6.88		6.88	87,577.11	2,266,748.13
19	12,634.64	258,304.34	7.22		7.22	91,220.32	2,357,968.45
20	12,533.57	270,837.91	7.58		7.58	95,015.09	2,452,983.54
21	12,433.30	283,271.20	7.96		7.96	98,967.71	2,551,951.25
22	12,333.83	295,605.03	8.36		8.36	103,084.77	2,655,036.02
23	12,235.16	307,840.19	8.78		8.78	107,373.10	2,762,409.11
24	12,137.28	319,977.47	9.21		9.21	111,839.82	2,874,248.93
25	12,040.18	332,017.65	9.68		9.68	116,492.35	2,990,741.29

ตาราง ข. 1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย (ต่อ)

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	14,600.00	14,600.00	3.50	8.00	11.50	167,900.00	167,900.00
2	14,483.20	29,083.20	3.68	8.00	11.68	169,091.36	336,991.36
3	14,367.33	43,450.53	3.86	8.00	11.86	170,378.63	507,369.99
4	14,252.40	57,702.93	4.05	8.00	12.05	171,765.42	679,135.41
5	14,138.38	71,841.31	4.25	8.00	12.25	173,255.51	852,390.92
6	14,025.27	85,866.58	4.47	8.00	12.47	174,852.83	1,027,243.75
7	13,913.07	99,779.64	4.69	8.00	12.69	176,561.48	1,203,805.23
8	13,801.76	113,581.41	4.92	8.00	12.92	178,385.74	1,382,190.97
9	13,691.35	127,272.76	5.17	8.00	13.17	180,330.04	1,562,521.01
10	13,581.82	140,854.57	5.43	8.00	13.43	182,399.04	1,744,920.05
11	13,473.16	154,327.74	5.70		5.70	76,812.27	1,821,732.32
12	13,365.38	167,693.11	5.99		5.99	80,007.66	1,901,739.99
13	13,258.46	180,951.57	6.29		6.29	83,335.98	1,985,075.97
14	13,152.39	194,103.96	6.60		6.60	86,802.76	2,071,878.73
15	13,047.17	207,151.13	6.93		6.93	90,413.75	2,162,292.48
16	12,942.79	220,093.92	7.28		7.28	94,174.97	2,256,467.45
17	12,839.25	232,933.17	7.64		7.64	98,092.64	2,354,560.09
18	12,736.53	245,669.70	8.02		8.02	102,173.30	2,456,733.39
19	12,634.64	258,304.34	8.42		8.42	106,423.71	2,563,157.09
20	12,533.57	270,837.91	8.84		8.84	110,850.93	2,674,008.03
21	12,433.30	283,271.20	9.29		9.29	115,462.33	2,789,470.36
22	12,333.83	295,605.03	9.75		9.75	120,265.56	2,909,735.92
23	12,235.16	307,840.19	10.24		10.24	125,268.61	3,035,004.54
24	12,137.28	319,977.47	10.75		10.75	130,479.79	3,165,484.32
25	12,040.18	332,017.65	11.29		11.29	135,907.75	3,301,392.07

ตาราง ข. 1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย (ต่อ)

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	14,600.00	14,600.00	4.00	8.00	12.00	175,200.00	175,200.00
2	14,483.20	29,083.20	4.20	8.00	12.20	176,695.04	351,895.04
3	14,367.33	43,450.53	4.41	8.00	12.41	178,298.62	530,193.66
4	14,252.40	57,702.93	4.63	8.00	12.63	180,014.88	710,208.54
5	14,138.38	71,841.31	4.86	8.00	12.86	181,848.15	892,056.70
6	14,025.27	85,866.58	5.11	8.00	13.11	183,802.93	1,075,859.62
7	13,913.07	99,779.64	5.36	8.00	13.36	185,883.90	1,261,743.53
8	13,801.76	113,581.41	5.63	8.00	13.63	188,095.97	1,449,839.50
9	13,691.35	127,272.76	5.91	8.00	13.91	190,444.22	1,640,283.72
10	13,581.82	140,854.57	6.21	8.00	14.21	192,933.97	1,833,217.69
11	13,473.16	154,327.74	6.52		6.52	87,785.45	1,921,003.14
12	13,365.38	167,693.11	6.84		6.84	91,437.33	2,012,440.47
13	13,258.46	180,951.57	7.18		7.18	95,241.12	2,107,681.59
14	13,152.39	194,103.96	7.54		7.54	99,203.15	2,206,884.75
15	13,047.17	207,151.13	7.92		7.92	103,330.00	2,310,214.75
16	12,942.79	220,093.92	8.32		8.32	107,628.53	2,417,843.28
17	12,839.25	232,933.17	8.73		8.73	112,105.88	2,529,949.16
18	12,736.53	245,669.70	9.17		9.17	116,769.48	2,646,718.64
19	12,634.64	258,304.34	9.63		9.63	121,627.09	2,768,345.74
20	12,533.57	270,837.91	10.11		10.11	126,686.78	2,895,032.52
21	12,433.30	283,271.20	10.61		10.61	131,956.95	3,026,989.47
22	12,333.83	295,605.03	11.14		11.14	137,446.36	3,164,435.83
23	12,235.16	307,840.19	11.70		11.70	143,164.13	3,307,599.96
24	12,137.28	319,977.47	12.29		12.29	149,119.76	3,456,719.71
25	12,040.18	332,017.65	12.90		12.90	155,323.14	3,612,042.85

ตาราง ข. 1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย (ต่อ)

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	14,600.00	14,600.00	5.00	8.00	13.00	189,800.00	189,800.00
2	14,483.20	29,083.20	5.25	8.00	13.25	191,902.40	381,702.40
3	14,367.33	43,450.53	5.51	8.00	13.51	194,138.61	575,841.01
4	14,252.40	57,702.93	5.79	8.00	13.79	196,513.81	772,354.82
5	14,138.38	71,841.31	6.08	8.00	14.08	199,033.44	971,388.26
6	14,025.27	85,866.58	6.38	8.00	14.38	201,703.12	1,173,091.38
7	13,913.07	99,779.64	6.70	8.00	14.70	204,528.74	1,377,620.12
8	13,801.76	113,581.41	7.04	8.00	15.04	207,516.43	1,585,136.56
9	13,691.35	127,272.76	7.39	8.00	15.39	210,672.58	1,795,809.14
10	13,581.82	140,854.57	7.76	8.00	15.76	214,003.83	2,009,812.97
11	13,473.16	154,327.74	8.14		8.14	109,731.82	2,119,544.78
12	13,365.38	167,693.11	8.55		8.55	114,296.66	2,233,841.45
13	13,258.46	180,951.57	8.98		8.98	119,051.40	2,352,892.85
14	13,152.39	194,103.96	9.43		9.43	124,003.94	2,476,896.79
15	13,047.17	207,151.13	9.90		9.90	129,162.50	2,606,059.29
16	12,942.79	220,093.92	10.39		10.39	134,535.66	2,740,594.96
17	12,839.25	232,933.17	10.91		10.91	140,132.35	2,880,727.31
18	12,736.53	245,669.70	11.46		11.46	145,961.85	3,026,689.16
19	12,634.64	258,304.34	12.03		12.03	152,033.87	3,178,723.03
20	12,533.57	270,837.91	12.63		12.63	158,358.48	3,337,081.50
21	12,433.30	283,271.20	13.27		13.27	164,946.19	3,502,027.69
22	12,333.83	295,605.03	13.93		13.93	171,807.95	3,673,835.64
23	12,235.16	307,840.19	14.63		14.63	178,955.16	3,852,790.80
24	12,137.28	319,977.47	15.36		15.36	186,399.70	4,039,190.50
25	12,040.18	332,017.65	16.13		16.13	194,153.92	4,233,344.42

ตาราง ข. 1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย (ต่อ)

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	14,600.00	14,600.00	6.00	8.00	14.00	204,400.00	204,400.00
2	14,483.20	29,083.20	6.30	8.00	14.30	207,109.76	411,509.76
3	14,367.33	43,450.53	6.62	8.00	14.62	209,978.59	621,488.35
4	14,252.40	57,702.93	6.95	8.00	14.95	213,012.74	834,501.10
5	14,138.38	71,841.31	7.29	8.00	15.29	216,218.72	1,050,719.82
6	14,025.27	85,866.58	7.66	8.00	15.66	219,603.31	1,270,323.13
7	13,913.07	99,779.64	8.04	8.00	16.04	223,173.58	1,493,496.72
8	13,801.76	113,581.41	8.44	8.00	16.44	226,936.90	1,720,433.62
9	13,691.35	127,272.76	8.86	8.00	16.86	230,900.94	1,951,334.55
10	13,581.82	140,854.57	9.31	8.00	17.31	235,073.69	2,186,408.24
11	13,473.16	154,327.74	9.77		9.77	131,678.18	2,318,086.42
12	13,365.38	167,693.11	10.26		10.26	137,155.99	2,455,242.42
13	13,258.46	180,951.57	10.78		10.78	142,861.68	2,598,104.10
14	13,152.39	194,103.96	11.31		11.31	148,804.73	2,746,908.83
15	13,047.17	207,151.13	11.88		11.88	154,995.01	2,901,903.83
16	12,942.79	220,093.92	12.47		12.47	161,442.80	3,063,346.63
17	12,839.25	232,933.17	13.10		13.10	168,158.82	3,231,505.45
18	12,736.53	245,669.70	13.75		13.75	175,154.22	3,406,659.67
19	12,634.64	258,304.34	14.44		14.44	182,440.64	3,589,100.31
20	12,533.57	270,837.91	15.16		15.16	190,030.17	3,779,130.49
21	12,433.30	283,271.20	15.92		15.92	197,935.43	3,977,065.91
22	12,333.83	295,605.03	16.72		16.72	206,169.54	4,183,235.45
23	12,235.16	307,840.19	17.55		17.55	214,746.19	4,397,981.64
24	12,137.28	319,977.47	18.43		18.43	223,679.63	4,621,661.28
25	12,040.18	332,017.65	19.35		19.35	232,984.71	4,854,645.99

ตาราง ข. 1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย (ต่อ)

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	14,600.00	14,600.00	7.00	8.00	15.00	219,000.00	219,000.00
2	14,483.20	29,083.20	7.35	8.00	15.35	222,317.12	441,317.12
3	14,367.33	43,450.53	7.72	8.00	15.72	225,818.58	667,135.70
4	14,252.40	57,702.93	8.10	8.00	16.10	229,511.67	896,647.37
5	14,138.38	71,841.31	8.51	8.00	16.51	233,404.01	1,130,051.38
6	14,025.27	85,866.58	8.93	8.00	16.93	237,503.51	1,367,554.89
7	13,913.07	99,779.64	9.38	8.00	17.38	241,818.43	1,609,373.31
8	13,801.76	113,581.41	9.85	8.00	17.85	246,357.37	1,855,730.68
9	13,691.35	127,272.76	10.34	8.00	18.34	251,129.29	2,106,859.97
10	13,581.82	140,854.57	10.86	8.00	18.86	256,143.55	2,363,003.52
11	13,473.16	154,327.74	11.40		11.40	153,624.54	2,516,628.06
12	13,365.38	167,693.11	11.97		11.97	160,015.33	2,676,643.39
13	13,258.46	180,951.57	12.57		12.57	166,671.96	2,843,315.35
14	13,152.39	194,103.96	13.20		13.20	173,605.52	3,016,920.87
15	13,047.17	207,151.13	13.86		13.86	180,827.51	3,197,748.37
16	12,942.79	220,093.92	14.55		14.55	188,349.93	3,386,098.31
17	12,839.25	232,933.17	15.28		15.28	196,185.29	3,582,283.59
18	12,736.53	245,669.70	16.04		16.04	204,346.60	3,786,630.19
19	12,634.64	258,304.34	16.85		16.85	212,847.41	3,999,477.60
20	12,533.57	270,837.91	17.69		17.69	221,701.87	4,221,179.47
21	12,433.30	283,271.20	18.57		18.57	230,924.66	4,452,104.13
22	12,333.83	295,605.03	19.50		19.50	240,531.13	4,692,635.26
23	12,235.16	307,840.19	20.48		20.48	250,537.22	4,943,172.49
24	12,137.28	319,977.47	21.50		21.50	260,959.57	5,204,132.06
25	12,040.18	332,017.65	22.58		22.58	271,815.49	5,475,947.55

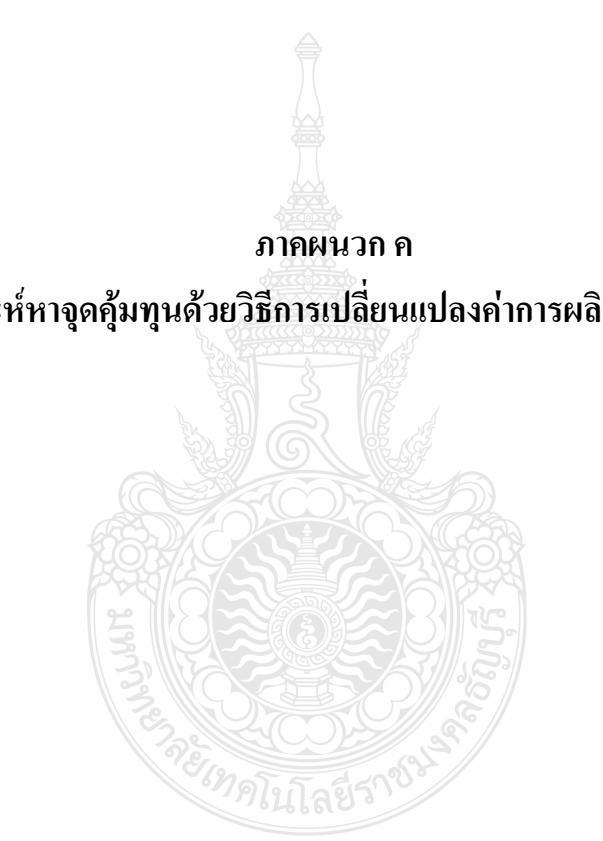
ตาราง ข. 1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย (ต่อ)

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	14,600.00	14,600.00	8.00	8.00	16.00	233,600.00	233,600.00
2	14,483.20	29,083.20	8.40	8.00	16.40	237,524.48	471,124.48
3	14,367.33	43,450.53	8.82	8.00	16.82	241,658.56	712,783.04
4	14,252.40	57,702.93	9.26	8.00	17.26	246,010.60	958,793.65
5	14,138.38	71,841.31	9.72	8.00	17.72	250,589.29	1,209,382.94
6	14,025.27	85,866.58	10.21	8.00	18.21	255,403.70	1,464,786.64
7	13,913.07	99,779.64	10.72	8.00	18.72	260,463.27	1,725,249.91
8	13,801.76	113,581.41	11.26	8.00	19.26	265,777.83	1,991,027.74
9	13,691.35	127,272.76	11.82	8.00	19.82	271,357.65	2,262,385.39
10	13,581.82	140,854.57	12.41	8.00	20.41	277,213.40	2,539,598.80
11	13,473.16	154,327.74	13.03		13.03	175,570.91	2,715,169.70
12	13,365.38	167,693.11	13.68		13.68	182,874.66	2,898,044.36
13	13,258.46	180,951.57	14.37		14.37	190,482.24	3,088,526.60
14	13,152.39	194,103.96	15.09		15.09	198,406.30	3,286,932.91
15	13,047.17	207,151.13	15.84		15.84	206,660.01	3,493,592.92
16	12,942.79	220,093.92	16.63		16.63	215,257.06	3,708,849.98
17	12,839.25	232,933.17	17.46		17.46	224,211.76	3,933,061.74
18	12,736.53	245,669.70	18.34		18.34	233,538.97	4,166,600.70
19	12,634.64	258,304.34	19.25		19.25	243,254.19	4,409,854.89
20	12,533.57	270,837.91	20.22		20.22	253,373.56	4,663,228.45
21	12,433.30	283,271.20	21.23		21.23	263,913.90	4,927,142.35
22	12,333.83	295,605.03	22.29		22.29	274,892.72	5,202,035.07
23	12,235.16	307,840.19	23.40		23.40	286,328.26	5,488,363.33
24	12,137.28	319,977.47	24.57		24.57	298,239.51	5,786,602.84
25	12,040.18	332,017.65	25.80		25.80	310,646.28	6,097,249.12

ตาราง ข. 1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย (ต่อ)

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	14,600.00	14,600.00	9.00	8.00	17.00	248,200.00	248,200.00
2	14,483.20	29,083.20	9.45	8.00	17.45	252,731.84	500,931.84
3	14,367.33	43,450.53	9.92	8.00	17.92	257,498.55	758,430.39
4	14,252.40	57,702.93	10.42	8.00	18.42	262,509.53	1,020,939.92
5	14,138.38	71,841.31	10.94	8.00	18.94	267,774.58	1,288,714.50
6	14,025.27	85,866.58	11.49	8.00	19.49	273,303.89	1,562,018.39
7	13,913.07	99,779.64	12.06	8.00	20.06	279,108.11	1,841,126.50
8	13,801.76	113,581.41	12.66	8.00	20.66	285,198.30	2,126,324.80
9	13,691.35	127,272.76	13.30	8.00	21.30	291,586.01	2,417,910.81
10	13,581.82	140,854.57	13.96	8.00	21.96	298,283.26	2,716,194.07
11	13,473.16	154,327.74	14.66		14.66	197,517.27	2,913,711.34
12	13,365.38	167,693.11	15.39		15.39	205,733.99	3,119,445.33
13	13,258.46	180,951.57	16.16		16.16	214,292.52	3,333,737.86
14	13,152.39	194,103.96	16.97		16.97	223,207.09	3,556,944.95
15	13,047.17	207,151.13	17.82		17.82	232,492.51	3,789,437.46
16	12,942.79	220,093.92	18.71		18.71	242,164.20	4,031,601.65
17	12,839.25	232,933.17	19.65		19.65	252,238.23	4,283,839.88
18	12,736.53	245,669.70	20.63		20.63	262,731.34	4,546,571.22
19	12,634.64	258,304.34	21.66		21.66	273,660.96	4,820,232.18
20	12,533.57	270,837.91	22.74		22.74	285,045.26	5,105,277.44
21	12,433.30	283,271.20	23.88		23.88	296,903.14	5,402,180.57
22	12,333.83	295,605.03	25.07		25.07	309,254.31	5,711,434.88
23	12,235.16	307,840.19	26.33		26.33	322,119.29	6,033,554.17
24	12,137.28	319,977.47	27.64		27.64	335,519.45	6,369,073.63
25	12,040.18	332,017.65	29.03		29.03	349,477.06	6,718,550.69

ภาคผนวก ค
การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงค่าการผลิตพลังงานไฟฟ้า



ตาราง ค. 1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงค่าการผลิตพลังงานไฟฟ้า

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	14,600.00	14,600.00	3.00	8.00	11.00	160,600.00	160,600.00
2	14,483.20	29,083.20	3.15	8.00	11.15	161,487.68	322,087.68
3	14,367.33	43,450.53	3.31	8.00	11.31	162,458.63	484,546.31
4	14,252.40	57,702.93	3.47	8.00	11.47	163,515.95	648,062.27
5	14,138.38	71,841.31	3.65	8.00	11.65	164,662.87	812,725.14
6	14,025.27	85,866.58	3.83	8.00	11.83	165,902.74	978,627.87
7	13,913.07	99,779.64	4.02	8.00	12.02	167,239.06	1,145,866.93
8	13,801.76	113,581.41	4.22	8.00	12.22	168,675.50	1,314,542.44
9	13,691.35	127,272.76	4.43	8.00	12.43	170,215.86	1,484,758.30
10	13,581.82	140,854.57	4.65	8.00	12.65	171,864.12	1,656,622.41
11	13,473.16	154,327.74	4.89		4.89	65,839.09	1,722,461.50
12	13,365.38	167,693.11	5.13		5.13	68,578.00	1,791,039.50
13	13,258.46	180,951.57	5.39		5.39	71,430.84	1,862,470.34
14	13,152.39	194,103.96	5.66		5.66	74,402.36	1,936,872.71
15	13,047.17	207,151.13	5.94		5.94	77,497.50	2,014,370.21
16	12,942.79	220,093.92	6.24		6.24	80,721.40	2,095,091.61
17	12,839.25	232,933.17	6.55		6.55	84,079.41	2,179,171.02
18	12,736.53	245,669.70	6.88		6.88	87,577.11	2,266,748.13
19	12,634.64	258,304.34	7.22		7.22	91,220.32	2,357,968.45
20	12,533.57	270,837.91	7.58		7.58	95,015.09	2,452,983.54
21	12,433.30	283,271.20	7.96		7.96	98,967.71	2,551,951.25
22	12,333.83	295,605.03	8.36		8.36	103,084.77	2,655,036.02
23	12,235.16	307,840.19	8.78		8.78	107,373.10	2,762,409.11
24	12,137.28	319,977.47	9.21		9.21	111,839.82	2,874,248.93
25	12,040.18	332,017.65	9.68		9.68	116,492.35	2,990,741.29

ตาราง ค. 1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงค่าการผลิตพลังงานไฟฟ้า (ต่อ)

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	15,330.00	15,330.00	3.00	8.00	11.00	168,630.00	168,630.00
2	15,207.36	30,537.36	3.15	8.00	11.15	169,562.06	338,192.06
3	15,085.70	45,623.06	3.31	8.00	11.31	170,581.57	508,773.63
4	14,965.02	60,588.08	3.47	8.00	11.47	171,691.75	680,465.38
5	14,845.30	75,433.37	3.65	8.00	11.65	172,896.01	853,361.39
6	14,726.53	90,159.91	3.83	8.00	11.83	174,197.87	1,027,559.26
7	14,608.72	104,768.63	4.02	8.00	12.02	175,601.02	1,203,160.28
8	14,491.85	119,260.48	4.22	8.00	12.22	177,109.28	1,380,269.56
9	14,375.92	133,636.39	4.43	8.00	12.43	178,726.66	1,558,996.21
10	14,260.91	147,897.30	4.65	8.00	12.65	180,457.32	1,739,453.53
11	14,146.82	162,044.12	4.89		4.89	69,131.04	1,808,584.58
12	14,033.65	176,077.77	5.13		5.13	72,006.90	1,880,591.48
13	13,921.38	189,999.15	5.39		5.39	75,002.38	1,955,593.86
14	13,810.01	203,809.16	5.66		5.66	78,122.48	2,033,716.34
15	13,699.53	217,508.68	5.94		5.94	81,372.38	2,115,088.72
16	13,589.93	231,098.61	6.24		6.24	84,757.47	2,199,846.19
17	13,481.21	244,579.82	6.55		6.55	88,283.38	2,288,129.57
18	13,373.36	257,953.18	6.88		6.88	91,955.97	2,380,085.54
19	13,266.37	271,219.56	7.22		7.22	95,781.34	2,475,866.87
20	13,160.24	284,379.80	7.58		7.58	99,765.84	2,575,632.71
21	13,054.96	297,434.76	7.96		7.96	103,916.10	2,679,548.81
22	12,950.52	310,385.29	8.36		8.36	108,239.01	2,787,787.82
23	12,846.92	323,232.20	8.78		8.78	112,741.75	2,900,529.57
24	12,744.14	335,976.35	9.21		9.21	117,431.81	3,017,961.38
25	12,642.19	348,618.54	9.68		9.68	122,316.97	3,140,278.35

ตาราง ค. 1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงค่าการผลิตพลังงานไฟฟ้า (ต่อ)

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	16,060.00	16,060.00	3.00	8.00	11.00	176,660.00	176,660.00
2	15,931.52	31,991.52	3.15	8.00	11.15	177,636.45	354,296.45
3	15,804.07	47,795.59	3.31	8.00	11.31	178,704.50	533,000.95
4	15,677.64	63,473.22	3.47	8.00	11.47	179,867.55	712,868.50
5	15,552.21	79,025.44	3.65	8.00	11.65	181,129.15	893,997.65
6	15,427.80	94,453.23	3.83	8.00	11.83	182,493.01	1,076,490.66
7	15,304.37	109,757.61	4.02	8.00	12.02	183,962.97	1,260,453.63
8	15,181.94	124,939.55	4.22	8.00	12.22	185,543.05	1,445,996.68
9	15,060.48	140,000.03	4.43	8.00	12.43	187,237.45	1,633,234.13
10	14,940.00	154,940.03	4.65	8.00	12.65	189,050.53	1,822,284.66
11	14,820.48	169,760.51	4.89		4.89	72,423.00	1,894,707.66
12	14,701.92	184,462.43	5.13		5.13	75,435.80	1,970,143.45
13	14,584.30	199,046.73	5.39		5.39	78,573.93	2,048,717.38
14	14,467.63	213,514.35	5.66		5.66	81,842.60	2,130,559.98
15	14,351.89	227,866.24	5.94		5.94	85,247.25	2,215,807.23
16	14,237.07	242,103.31	6.24		6.24	88,793.54	2,304,600.77
17	14,123.17	256,226.48	6.55		6.55	92,487.35	2,397,088.12
18	14,010.19	270,236.67	6.88		6.88	96,334.82	2,493,422.94
19	13,898.11	284,134.78	7.22		7.22	100,342.35	2,593,765.29
20	13,786.92	297,921.70	7.58		7.58	104,516.59	2,698,281.89
21	13,676.63	311,598.32	7.96		7.96	108,864.48	2,807,146.37
22	13,567.21	325,165.54	8.36		8.36	113,393.25	2,920,539.62
23	13,458.68	338,624.21	8.78		8.78	118,110.41	3,038,650.03
24	13,351.01	351,975.22	9.21		9.21	123,023.80	3,161,673.83
25	13,244.20	365,219.42	9.68		9.68	128,141.59	3,289,815.41

ตาราง ค. 1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงค่าการผลิตพลังงานไฟฟ้า (ต่อ)

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	16,790.00	16,790.00	3.00	8.00	11.00	184,690.00	184,690.00
2	16,655.68	33,445.68	3.15	8.00	11.15	185,710.83	370,400.83
3	16,522.43	49,968.11	3.31	8.00	11.31	186,827.43	557,228.26
4	16,390.26	66,358.37	3.47	8.00	11.47	188,043.35	745,271.61
5	16,259.13	82,617.50	3.65	8.00	11.65	189,362.30	934,633.91
6	16,129.06	98,746.56	3.83	8.00	11.83	190,788.15	1,125,422.05
7	16,000.03	114,746.59	4.02	8.00	12.02	192,324.92	1,317,746.97
8	15,872.03	130,618.62	4.22	8.00	12.22	193,976.83	1,511,723.80
9	15,745.05	146,363.67	4.43	8.00	12.43	195,748.24	1,707,472.04
10	15,619.09	161,982.76	4.65	8.00	12.65	197,643.73	1,905,115.78
11	15,494.14	177,476.90	4.89		4.89	75,714.95	1,980,830.73
12	15,370.18	192,847.08	5.13		5.13	78,864.70	2,059,695.43
13	15,247.22	208,094.31	5.39		5.39	82,145.47	2,141,840.89
14	15,125.25	223,219.55	5.66		5.66	85,562.72	2,227,403.61
15	15,004.24	238,223.79	5.94		5.94	89,122.13	2,316,525.74
16	14,884.21	253,108.00	6.24		6.24	92,829.61	2,409,355.35
17	14,765.14	267,873.14	6.55		6.55	96,691.32	2,506,046.67
18	14,647.01	282,520.15	6.88		6.88	100,713.68	2,606,760.35
19	14,529.84	297,049.99	7.22		7.22	104,903.37	2,711,663.72
20	14,413.60	311,463.59	7.58		7.58	109,267.35	2,820,931.07
21	14,298.29	325,761.88	7.96		7.96	113,812.87	2,934,743.94
22	14,183.90	339,945.79	8.36		8.36	118,547.49	3,053,291.42
23	14,070.43	354,016.22	8.78		8.78	123,479.06	3,176,770.48
24	13,957.87	367,974.09	9.21		9.21	128,615.79	3,305,386.27
25	13,846.21	381,820.30	9.68		9.68	133,966.21	3,439,352.48

ตาราง ค. 1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงค่าการผลิตพลังงานไฟฟ้า (ต่อ)

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	17,520.00	17,520.00	3.00	8.00	11.00	192,720.00	192,720.00
2	17,379.84	34,899.84	3.15	8.00	11.15	193,785.22	386,505.22
3	17,240.80	52,140.64	3.31	8.00	11.31	194,950.36	581,455.58
4	17,102.87	69,243.52	3.47	8.00	11.47	196,219.15	777,674.72
5	16,966.05	86,209.57	3.65	8.00	11.65	197,595.44	975,270.16
6	16,830.32	103,039.89	3.83	8.00	11.83	199,083.28	1,174,353.45
7	16,695.68	119,735.57	4.02	8.00	12.02	200,686.87	1,375,040.32
8	16,562.12	136,297.69	4.22	8.00	12.22	202,410.60	1,577,450.92
9	16,429.62	152,727.31	4.43	8.00	12.43	204,259.04	1,781,709.96
10	16,298.18	169,025.49	4.65	8.00	12.65	206,236.94	1,987,946.90
11	16,167.80	185,193.28	4.89		4.89	79,006.91	2,066,953.81
12	16,038.45	201,231.74	5.13		5.13	82,293.60	2,149,247.40
13	15,910.15	217,141.88	5.39		5.39	85,717.01	2,234,964.41
14	15,782.86	232,924.75	5.66		5.66	89,282.84	2,324,247.25
15	15,656.60	248,581.35	5.94		5.94	92,997.00	2,417,244.25
16	15,531.35	264,112.70	6.24		6.24	96,865.68	2,514,109.93
17	15,407.10	279,519.80	6.55		6.55	100,895.29	2,615,005.22
18	15,283.84	294,803.64	6.88		6.88	105,092.53	2,720,097.76
19	15,161.57	309,965.21	7.22		7.22	109,464.38	2,829,562.14
20	15,040.28	325,005.49	7.58		7.58	114,018.10	2,943,580.24
21	14,919.96	339,925.45	7.96		7.96	118,761.26	3,062,341.50
22	14,800.60	354,726.04	8.36		8.36	123,701.72	3,186,043.22
23	14,682.19	369,408.23	8.78		8.78	128,847.72	3,314,890.94
24	14,564.73	383,972.97	9.21		9.21	134,207.78	3,449,098.72
25	14,448.22	398,421.18	9.68		9.68	139,790.82	3,588,889.54

ตาราง ค. 1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงค่าการผลิตพลังงานไฟฟ้า (ต่อ)

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	18,250.00	18,250.00	3.00	8.00	11.00	200,750.00	200,750.00
2	18,104.00	36,354.00	3.15	8.00	11.15	201,859.60	402,609.60
3	17,959.17	54,313.17	3.31	8.00	11.31	203,073.29	605,682.89
4	17,815.49	72,128.66	3.47	8.00	11.47	204,394.94	810,077.84
5	17,672.97	89,801.63	3.65	8.00	11.65	205,828.58	1,015,906.42
6	17,531.59	107,333.22	3.83	8.00	11.83	207,378.42	1,223,284.84
7	17,391.33	124,724.55	4.02	8.00	12.02	209,048.83	1,432,333.67
8	17,252.20	141,976.76	4.22	8.00	12.22	210,844.38	1,643,178.04
9	17,114.19	159,090.94	4.43	8.00	12.43	212,769.83	1,855,947.87
10	16,977.27	176,068.22	4.65	8.00	12.65	214,830.14	2,070,778.02
11	16,841.45	192,909.67	4.89		4.89	82,298.86	2,153,076.88
12	16,706.72	209,616.39	5.13		5.13	85,722.50	2,238,799.38
13	16,573.07	226,189.46	5.39		5.39	89,288.55	2,328,087.93
14	16,440.48	242,629.95	5.66		5.66	93,002.96	2,421,090.88
15	16,308.96	258,938.91	5.94		5.94	96,871.88	2,517,962.76
16	16,178.49	275,117.40	6.24		6.24	100,901.75	2,618,864.51
17	16,049.06	291,166.46	6.55		6.55	105,099.26	2,723,963.77
18	15,920.67	307,087.12	6.88		6.88	109,471.39	2,833,435.16
19	15,793.30	322,880.43	7.22		7.22	114,025.40	2,947,460.56
20	15,666.96	338,547.38	7.58		7.58	118,768.86	3,066,229.42
21	15,541.62	354,089.01	7.96		7.96	123,709.64	3,189,939.06
22	15,417.29	369,506.29	8.36		8.36	128,855.96	3,318,795.02
23	15,293.95	384,800.24	8.78		8.78	134,216.37	3,453,011.39
24	15,171.60	399,971.84	9.21		9.21	139,799.77	3,592,811.17
25	15,050.23	415,022.07	9.68		9.68	145,615.44	3,738,426.61

ตาราง ค. 1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงค่าการผลิตพลังงานไฟฟ้า (ต่อ)

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	18,980.00	18,980.00	3.00	8.00	11.00	208,780.00	208,780.00
2	18,828.16	37,808.16	3.15	8.00	11.15	209,933.98	418,713.98
3	18,677.53	56,485.69	3.31	8.00	11.31	211,196.22	629,910.21
4	18,528.11	75,013.81	3.47	8.00	11.47	212,570.74	842,480.95
5	18,379.89	93,393.70	3.65	8.00	11.65	214,061.73	1,056,542.68
6	18,232.85	111,626.55	3.83	8.00	11.83	215,673.56	1,272,216.23
7	18,086.99	129,713.54	4.02	8.00	12.02	217,410.78	1,489,627.01
8	17,942.29	147,655.83	4.22	8.00	12.22	219,278.15	1,708,905.17
9	17,798.75	165,454.58	4.43	8.00	12.43	221,280.62	1,930,185.79
10	17,656.36	183,110.95	4.65	8.00	12.65	223,423.35	2,153,609.14
11	17,515.11	200,626.06	4.89		4.89	85,590.82	2,239,199.96
12	17,374.99	218,001.05	5.13		5.13	89,151.40	2,328,351.35
13	17,235.99	235,237.04	5.39		5.39	92,860.09	2,421,211.45
14	17,098.10	252,335.14	5.66		5.66	96,723.07	2,517,934.52
15	16,961.32	269,296.46	5.94		5.94	100,746.75	2,618,681.27
16	16,825.63	286,122.09	6.24		6.24	104,937.82	2,723,619.09
17	16,691.02	302,813.11	6.55		6.55	109,303.23	2,832,922.32
18	16,557.50	319,370.61	6.88		6.88	113,850.25	2,946,772.57
19	16,425.04	335,795.65	7.22		7.22	118,586.42	3,065,358.98
20	16,293.63	352,089.28	7.58		7.58	123,519.61	3,188,878.60
21	16,163.29	368,252.57	7.96		7.96	128,658.03	3,317,536.62
22	16,033.98	384,286.55	8.36		8.36	134,010.20	3,451,546.82
23	15,905.71	400,192.25	8.78		8.78	139,585.03	3,591,131.85
24	15,778.46	415,970.71	9.21		9.21	145,391.76	3,736,523.61
25	15,652.23	431,622.95	9.68		9.68	151,440.06	3,887,963.67

ตาราง ค. 1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงค่าการผลิตพลังงานไฟฟ้า (ต่อ)

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	19,710.00	19,710.00	3.00	8.00	11.00	216,810.00	216,810.00
2	19,552.32	39,262.32	3.15	8.00	11.15	218,008.37	434,818.37
3	19,395.90	58,658.22	3.31	8.00	11.31	219,319.16	654,137.52
4	19,240.73	77,898.96	3.47	8.00	11.47	220,746.54	874,884.06
5	19,086.81	96,985.76	3.65	8.00	11.65	222,294.87	1,097,178.93
6	18,934.11	115,919.88	3.83	8.00	11.83	223,968.69	1,321,147.63
7	18,782.64	134,702.52	4.02	8.00	12.02	225,772.73	1,546,920.36
8	18,632.38	153,334.90	4.22	8.00	12.22	227,711.93	1,774,632.29
9	18,483.32	171,818.22	4.43	8.00	12.43	229,791.42	2,004,423.70
10	18,335.45	190,153.67	4.65	8.00	12.65	232,016.56	2,236,440.26
11	18,188.77	208,342.44	4.89		4.89	88,882.77	2,325,323.03
12	18,043.26	226,385.70	5.13		5.13	92,580.30	2,417,903.33
13	17,898.91	244,284.62	5.39		5.39	96,431.64	2,514,334.96
14	17,755.72	262,040.34	5.66		5.66	100,443.19	2,614,778.15
15	17,613.68	279,654.02	5.94		5.94	104,621.63	2,719,399.78
16	17,472.77	297,126.79	6.24		6.24	108,973.89	2,828,373.67
17	17,332.99	314,459.77	6.55		6.55	113,507.20	2,941,880.87
18	17,194.32	331,654.09	6.88		6.88	118,229.10	3,060,109.97
19	17,056.77	348,710.86	7.22		7.22	123,147.43	3,183,257.41
20	16,920.31	365,631.18	7.58		7.58	128,270.37	3,311,527.77
21	16,784.95	382,416.13	7.96		7.96	133,606.41	3,445,134.19
22	16,650.67	399,066.80	8.36		8.36	139,164.44	3,584,298.62
23	16,517.47	415,584.26	8.78		8.78	144,953.68	3,729,252.31
24	16,385.33	431,969.59	9.21		9.21	150,983.75	3,880,236.06
25	16,254.24	448,223.83	9.68		9.68	157,264.68	4,037,500.74

ตาราง ค. 1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงค่าการผลิตพลังงานไฟฟ้า (ต่อ)

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	20,440.00	20,440.00	3.00	8.00	11.00	224,840.00	224,840.00
2	20,276.48	40,716.48	3.15	8.00	11.15	226,082.75	450,922.75
3	20,114.27	60,830.75	3.31	8.00	11.31	227,442.09	678,364.84
4	19,953.35	80,784.10	3.47	8.00	11.47	228,922.34	907,287.18
5	19,793.73	100,577.83	3.65	8.00	11.65	230,528.01	1,137,815.19
6	19,635.38	120,213.21	3.83	8.00	11.83	232,263.83	1,370,079.02
7	19,478.29	139,691.50	4.02	8.00	12.02	234,134.69	1,604,213.71
8	19,322.47	159,013.97	4.22	8.00	12.22	236,145.70	1,840,359.41
9	19,167.89	178,181.86	4.43	8.00	12.43	238,302.21	2,078,661.62
10	19,014.55	197,196.40	4.65	8.00	12.65	240,609.76	2,319,271.38
11	18,862.43	216,058.83	4.89		4.89	92,174.73	2,411,446.11
12	18,711.53	234,770.36	5.13		5.13	96,009.20	2,507,455.30
13	18,561.84	253,332.20	5.39		5.39	100,003.18	2,607,458.48
14	18,413.34	271,745.54	5.66		5.66	104,163.31	2,711,621.79
15	18,266.04	290,011.58	5.94		5.94	108,496.50	2,820,118.29
16	18,119.91	308,131.48	6.24		6.24	113,009.96	2,933,128.25
17	17,974.95	326,106.43	6.55		6.55	117,711.17	3,050,839.42
18	17,831.15	343,937.58	6.88		6.88	122,607.96	3,173,447.38
19	17,688.50	361,626.08	7.22		7.22	127,708.45	3,301,155.83
20	17,546.99	379,173.07	7.58		7.58	133,021.12	3,434,176.95
21	17,406.62	396,579.69	7.96		7.96	138,554.80	3,572,731.75
22	17,267.36	413,847.05	8.36		8.36	144,318.68	3,717,050.43
23	17,129.22	430,976.27	8.78		8.78	150,322.33	3,867,372.76
24	16,992.19	447,968.46	9.21		9.21	156,575.74	4,023,948.50
25	16,856.25	464,824.71	9.68		9.68	163,089.30	4,187,037.80

ตาราง ค. 1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงค่าการผลิตพลังงานไฟฟ้า (ต่อ)

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	21,170.00	21,170.00	3.00	8.00	11.00	232,870.00	232,870.00
2	21,000.64	42,170.64	3.15	8.00	11.15	234,157.14	467,027.14
3	20,832.63	63,003.27	3.31	8.00	11.31	235,565.02	702,592.15
4	20,665.97	83,669.25	3.47	8.00	11.47	237,098.13	939,690.29
5	20,500.65	104,169.89	3.65	8.00	11.65	238,761.16	1,178,451.45
6	20,336.64	124,506.54	3.83	8.00	11.83	240,558.97	1,419,010.41
7	20,173.95	144,680.48	4.02	8.00	12.02	242,496.64	1,661,507.05
8	20,012.56	164,693.04	4.22	8.00	12.22	244,579.48	1,906,086.53
9	19,852.46	184,545.50	4.43	8.00	12.43	246,813.00	2,152,899.53
10	19,693.64	204,239.13	4.65	8.00	12.65	249,202.97	2,402,102.50
11	19,536.09	223,775.22	4.89		4.89	95,466.68	2,497,569.18
12	19,379.80	243,155.02	5.13		5.13	99,438.10	2,597,007.28
13	19,224.76	262,379.78	5.39		5.39	103,574.72	2,700,582.00
14	19,070.96	281,450.74	5.66		5.66	107,883.43	2,808,465.42
15	18,918.39	300,369.13	5.94		5.94	112,371.38	2,920,836.80
16	18,767.05	319,136.18	6.24		6.24	117,046.03	3,037,882.83
17	18,616.91	337,753.09	6.55		6.55	121,915.14	3,159,797.97
18	18,467.98	356,221.06	6.88		6.88	126,986.81	3,286,784.79
19	18,320.23	374,541.30	7.22		7.22	132,269.46	3,419,054.25
20	18,173.67	392,714.97	7.58		7.58	137,771.87	3,556,826.13
21	18,028.28	410,743.25	7.96		7.96	143,503.18	3,700,329.31
22	17,884.05	428,627.30	8.36		8.36	149,472.92	3,849,802.23
23	17,740.98	446,368.28	8.78		8.78	155,690.99	4,005,493.22
24	17,599.05	463,967.34	9.21		9.21	162,167.73	4,167,660.95
25	17,458.26	481,425.60	9.68		9.68	168,913.91	4,336,574.86

ตาราง ค. 1 การวิเคราะห์หาจุดคุ้มทุนด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงค่าการผลิตพลังงานไฟฟ้า (ต่อ)

ปีที่	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	พลังงานไฟฟ้าสะสม	อัตราค่าไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า	รวมราคาค่าไฟฟ้า	รายได้ต่อปี	รายได้สะสม
1	21,900.00	21,900.00	3.00	8.00	11.00	240,900.00	240,900.00
2	21,724.80	43,624.80	3.15	8.00	11.15	242,231.52	483,131.52
3	21,551.00	65,175.80	3.31	8.00	11.31	243,687.95	726,819.47
4	21,378.59	86,554.40	3.47	8.00	11.47	245,273.93	972,093.40
5	21,207.56	107,761.96	3.65	8.00	11.65	246,994.30	1,219,087.70
6	21,037.90	128,799.86	3.83	8.00	11.83	248,854.10	1,467,941.81
7	20,869.60	149,669.47	4.02	8.00	12.02	250,858.59	1,718,800.40
8	20,702.64	170,372.11	4.22	8.00	12.22	253,013.25	1,971,813.65
9	20,537.02	190,909.13	4.43	8.00	12.43	255,323.79	2,227,137.45
10	20,372.73	211,281.86	4.65	8.00	12.65	257,796.17	2,484,933.62
11	20,209.75	231,491.60	4.89		4.89	98,758.64	2,583,692.26
12	20,048.07	251,539.67	5.13		5.13	102,866.99	2,686,559.25
13	19,887.68	271,427.35	5.39		5.39	107,146.26	2,793,705.51
14	19,728.58	291,155.94	5.66		5.66	111,603.55	2,905,309.06
15	19,570.75	310,726.69	5.94		5.94	116,246.25	3,021,555.31
16	19,414.19	330,140.87	6.24		6.24	121,082.10	3,142,637.41
17	19,258.87	349,399.75	6.55		6.55	126,119.11	3,268,756.53
18	19,104.80	368,504.55	6.88		6.88	131,365.67	3,400,122.19
19	18,951.96	387,456.51	7.22		7.22	136,830.48	3,536,952.67
20	18,800.35	406,256.86	7.58		7.58	142,522.63	3,679,475.30
21	18,649.95	424,906.81	7.96		7.96	148,451.57	3,827,926.87
22	18,500.75	443,407.55	8.36		8.36	154,627.15	3,982,554.03
23	18,352.74	461,760.29	8.78		8.78	161,059.64	4,143,613.67
24	18,205.92	479,966.21	9.21		9.21	167,759.73	4,311,373.40
25	18,060.27	498,026.48	9.68		9.68	174,738.53	4,486,111.93

ภาคผนวก ง

การวัดค่าความเข้มแสงอาทิตย์

อุปกรณ์ที่ใช้ในการวัดค่าความเข้มแสงอาทิตย์ ใช้ Reference Cell ในการวัดค่าความเข้มแสงเชิงเปรียบเทียบ โดยมีข้อมูลต่างๆดังนี้

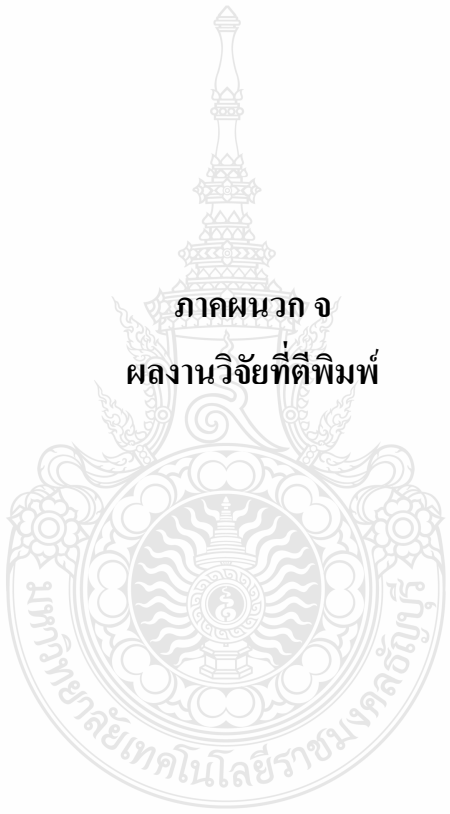
เมื่อ

แรงดันสูงสุดที่ผลิตได้จาก เซลล์แสงอาทิตย์ 58 mV เมื่อ ความเข้มแสงเท่ากับ 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร (1,000 W/m^2)

<u>ตัวอย่าง</u> วัดแรงดันทางด้านออกได้ 30 mV ต้องการทราบความเข้มแสงขณะทำการวัด

$$= \frac{30mV \times 1{,}000W}{58mV} = 517.24W/m^2$$

ภาคผนวก จ
ผลงานวิจัยที่ตีพิมพ์



ผลงานวิจัยที่ตีพิมพ์

1. องอาจ แสดใหม่, สมชัย หิรัญวโรดม, “การศึกษาและวิเคราะห์การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่อเชื่อมสายส่งกำลังไฟฟ้า กรณีศึกษาอาคารเรียนรวม”, **การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า**, ครั้งที่ 31, 29 – 31 ตุลาคม 2551 , ณ รอแยลฮิลส์ กอล์ฟรีสอร์ท แอนด์สปา จ.นครนายก
2. องอาจ แสดใหม่, สมชัย หิรัญวโรดม, บุญยัง ปลั่งกลาง “การศึกษาผลกระทบของอุณหภูมิที่มีผลต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์”, **การประชุมเครือข่ายวิชาการ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล**, 19 – 21 พฤศจิกายน 2551 , ณ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จ.ปทุมธานี
3. องอาจ แสดใหม่, สมชัย หิรัญวโรดม “การศึกษาผลกระทบของอุณหภูมิที่มีผลต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าของแผงพลังงานแสงอาทิตย์” **การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 5**, 29 เมษายน – 1 พฤษภาคม 2552 ณ วิทยาลัยพลังงานทดแทน คณวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร จ.พิษณุโลก
4. องอาจ แสดใหม่, สมชัย หิรัญวโรดม “การศึกษาและออกแบบระบบโฟโตโวลตาอิกชนิดต่อเชื่อมกับกริดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ขนาด 5 kW_p สำหรับโหลดปั๊มน้ำ” **การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 5**, 29 เมษายน – 1 พฤษภาคม 2552 ณ วิทยาลัยพลังงานทดแทน คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร จ.พิษณุโลก
5. องอาจ แสดใหม่, สมชัย หิรัญวโรดม “การศึกษาและวิเคราะห์การติดตั้งปั๊มน้ำชนิดสามเฟสในระบบพลังงานแสงอาทิตย์ ด้วยโปรแกรมสำเร็จรูปภายใต้การทดสอบในสภาวะมาตรฐาน” **การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมศาสตร์ มอ. ครั้งที่ 7**, 21-22 พฤษภาคม 2552
   ณ คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ จ.สงขลา
6. O.sadmai S.hiranvarodom “Design and Analysis of 10 kWp Photovoltaic System for 3 phase fountain motor Grid Connected System to Distribution System” **7th Eco-Energy and Materials Science and Engineering** Symposium, Chiang Mai, Thailand 19-22 Nov. 2009
7. องอาจ แสดใหม่ และสมชัย หิรัญวโรดม “การจำลองและวิเคราะห์ก่อนการติดตั้งจริงของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ 10 kW_p สำหรับมอเตอร์ปั๊มน้ำพุ 3 เฟสเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า” **การประชุมวิชาการพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 1**, 18 – 19 กุมภาพันธ์ 2553 กรุงเทพฯ

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ – นามสกุล นายองอาจ แสดใหม่

วัน เดือน ปีเกิด 1 พฤษภาคม 2512

ที่อยู่ 38/1 หมู่ 8 ต.วัดชลอ อ.บางกรวย จ.นนทบุรี 11130

ประวัติการศึกษา สำเร็จการศึกษาระดับวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า จากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี เมื่อ พ.ศ. 2547

ประวัติการทำงาน

พ.ศ. 2542 – 2547	ครู 2 ระดับ 3	สังกัดวิทยาเขตเทคนิคกรุงเทพ
พ.ศ. 2547	อาจารย์ 1 ระดับ 4	สังกัดวิทยาเขตเทคนิคกรุงเทพ
พ.ศ. 2547 – 2549	อาจารย์ 1 ระดับ 4	สังกัดวิทยาเขตปทุมธานี
พ.ศ. 2549 – 2552	อาจารย์ ระดับ 5	สังกัดคณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
พ.ศ.2552 – ปัจจุบัน	อาจารย์ ระดับ 6	สังกัดคณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

ผลงานวิจัยที่ตีพิมพ์

1. องอาจ แสดใหม่, สมชัย หิรัญวโรดม, “การศึกษาและวิเคราะห์การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่อเชื่อมสายส่งกำลังไฟฟ้า กรณีศึกษาอาคารเรียนรวม”, **การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า**, ครั้งที่ 31, 29 – 31 ตุลาคม 2551, ณ รอแยลฮิลส์ กอล์ฟรีสอร์ท แอนด์สปา จ.นครนายก
2. องอาจ แสดใหม่, สมชัย หิรัญวโรดม, บุญยัง ปลั่งกลาง “การศึกษาผลกระทบของอุณหภูมิที่มีผลต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์”, **การประชุมเครือข่ายวิชาการ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล**, 19 – 21 พฤศจิกายน 2551 , ณ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จ.ปทุมธานี
3. องอาจ แสดใหม่, สมชัย หิรัญวโรดม “การศึกษาผลกระทบของอุณหภูมิที่มีผลต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าของแผงพลังงานแสงอาทิตย์” **การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 5**, 29 เมษายน – 1 พฤษภาคม 2552 ณ วิทยาลัยพลังงานทดแทน คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร จ.พิษณุโลก
4. องอาจ แสดใหม่, สมชัย หิรัญวโรดม “การศึกษาและออกแบบระบบโฟโตโวลตาอิกชนิดต่อเชื่อมกับกริด ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ขนาด 5 kW_p สำหรับโหลดปั๊มน้ำ”**การประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 5**, 29 เมษายน – 1 พฤษภาคม 2552 ณ วิทยาลัยพลังงานทดแทน คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร จ.พิษณุโลก
5. องอาจ แสดใหม่, สมชัย หิรัญวโรดม “การศึกษาและวิเคราะห์การติดตั้งปั๊มน้ำชนิดสามเฟสในระบบพลังงานแสงอาทิตย์ ด้วยโปรแกรมสำเร็จรูปภายใต้การทดสอบในสภาวะมาตรฐาน” **การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมศาสตร์ มอ. ครั้งที่ 7**, 21-22 พฤษภาคม 2552 ณ คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ จ.สงขลา
6. O.sadmai S.hiranvarodom “Design and Analysis of 10 kWp Photovoltaic System for 3 phase fountain motor Grid Connected System to Distribution System” **7th Eco-Energy and Materials Science and Engineering** Symposium, Chiang Mai, Thailand 19-22 Nov. 2009
7. องอาจ แสดใหม่ และสมชัย หิรัญวโรดม “การจำลองและวิเคราะห์ก่อนการติดตั้งจริงของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ 10 kW_p สำหรับมอเตอร์ปั๊มน้ำพุ 3 เฟสเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า” **การประชุมวิชาการพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 1**, 18 – 19 กุมภาพันธ์ 2553 กรุงเทพฯ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี