การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

นางสาวฉัตรระวี จินดาพล

การศึกษาค้นคว้าอิสระนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาเศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต
วิชาเอกเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช
พ.ศ. 2558

Cost – Benefit Analysis of Installation on Solar Energy at Lerdsin Hospital

Miss Chatravee Jindapol

An Independent Study Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for

the Degree of Master of Economics in Business Economic

School of Economics

Sukhothai Thammathirat Open University

2015

หัวข้อการศึกษาค้นคว้าอิสระ	การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน
ชื่อและนามสกุล	นางสาวฉัตรระวี จินดาพล
วิชาเอก	เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ
สาขาวิชา	เศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช
อาจารย์ที่ปรึกษา	รองศาสตราจารย์รัฐวิชญ์ จิวสวัสดิ์

การศึกษาค้นคว้าอิสระนี้ ได้รับความเห็นชอบให้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรระดับปริญญาโท เมื่อวันที่ 20 กันยายน 2559

คณะกรรมการสอบการศึกษาค้นคว้าอิสระ

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์รัฐวิชญ์ จิวสวัสดิ์)

..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร. มนูญ โต๊ะยามา)

.....
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ปิยะศิริ เรืองศรีมั่น)
ประธานกรรมการประจำสาขาวิชาเศรษฐศาสตร์

ชื่อการศึกษาค้นคว้าอิสระ การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

ผู้ศึกษา นางสาวฉัตรระวี จินดาพล **รหัสนักศึกษา** 2576000257 **ปริญญา** เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต **อาจารย์ที่ปรึกษา** รองศาสตราจารย์รัฐวิชญ์ จิวสวัสดิ์ **ปีการศึกษา** 2558

บทคัดย่อ

วัตถุประสงค์ของการวิจัยครั้งนี้เพื่อศึกษา 1) ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน 2) ผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน 3) การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน 4) การวิเคราะห์ความอ่อนไหวการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

การวิจัยครั้งนี้ใช้โรงพยาบาลเลิดสินเป็นกรณีศึกษา ซึ่งประกอบด้วยอาคารทั้งหมด 4 อาคาร ได้แก่ 1) อาคารผู้ป่วยนอก 2) อาคาร 33 ปี 3) อาคารกาญจนาภิเษก 4) อาคารส่งเสริมบริการ ข้อมูลที่ใช้เป็นข้อมูลทุติยภูมิ ประกอบด้วย พื้นที่หลังคาอาคาร ปริมาณการใช้ไฟฟ้า-ค่าไฟฟ้าแต่ละอาคาร ต้นทุนการติดตั้ง และอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย นำมาวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนของการลงทุนระยะเวลา 25 ปี รวมถึงประเมินค่าโครงการลงทุนด้วยวิธี 1) ระยะเวลาคืนทุน 2) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ 3) อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน 4) อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ และ 5) วิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ

ผลการวิจัยพบว่า 1) ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งหมดเท่ากับ 50,574,500 บาท แยกเป็นต้นทุนประเภททุนเท่ากับ 48,284,000 บาท ต้นทุนดำเนินการเท่ากับ 2,290,500 บาท 2) ผลตอบแทนจากการผลิตกระแสไฟฟ้าทั้งหมดเท่ากับ 74,226,270.19 บาท 3) การประเมินค่าของโครงการมีระยะเวลาคืนทุน 18.84 ปี มูลค่าปัจจุบันสุทธิ เท่ากับ 7,097,196.51 บาท อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน เท่ากับ 1.17 และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ เท่ากับร้อยละ 5.11 และ4) การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการทั้ง 5 กรณี มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นบวก อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุนมากกว่า 1 และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการมากกว่าอัตราคิดลด ดังนั้นโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน

คำสำคัญ ต้นทุน ผลตอบแทน ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

Independent Study title: Cost – Benefit Analysis of Installation on Solar Energy at Lerdsin Hospital
Author: Miss Chatravee Jindapol; **ID:** 2576000257; **Degree:** Master of Economics;
Independent Study advisor: Ratawit Jewsawusde, Associate Professor
Academic year: 2015

Abstract

The Objectives of this research were to study: 1) Cost for installation on solar energy at Lerdsin hospital 2) Benefit for installation on solar energy at Lerdsin hospital 3) An analysis of the possible investment for installation on solar energy at Lerdsin hospital 4) Sensitivity analysis for installation on solar energy at Lerdsin hospital.

This research used Lerdsin hospital as a case study consisting of 4 buildings: 1) Out Patient Department building 2) 33rd years Anniversary building 3) Kanchanapisek building 4) Service Extension building. Data used were the secondary data consisting of area building roof, quality of using power – electrical bills, installation costs and average tariff for analytical cost and benefit of investment for installation on solar energy for a period of 25 years. Methods used to evaluate the project were: 1) Pay Back Period (PBP) 2) Net Present Value (NPV) 3) Benefit-Cost Ratio (BCR) 4) Internal Rate of Return (IRR) and 5) Sensitivity analysis.

The results from the research revealed that: 1) Cost for installation on solar energy was 50,574,500 Baht separating into capital cost at 48,284,000 Baht and operation cost at 2,290,500 Baht. 2) Benefit from electricity production was 74,226,270.19 Baht 3) Evaluation Project for installation on solar energy of 4 buildings at Lerdsin hospital were found to have pay back period (PBP) at 18.84 years, a net present value (NPV) at 7,097,196.51 Baht, benefit-cost ratio (BCR) at 1.17 and internal rate of return (IRR) at 5.11 percent 4) Sensitivity analysis for 5 cases for installation on solar energy at Lerdsin hospital was found to have a positive net present value (NPV), benefit-cost ratio (BCR) was more than 1 and internal rate of return (IRR) was more than discount rate. So that investment in installation on solar energy at Lerdsin hospital project was feasible.

Keywords: Cost, Benefit, Solar Energy

กิตติกรรมประกาศ

การศึกษาค้นคว้าอิสระ ฉบับนี้สำเร็จสมบูรณ์ได้เป็นอย่างดีด้วยความอนุเคราะห์ และความกรุณาจาก รองศาสตราจารย์รัฐวิชญ์ จิวสวัสดิ์ อาจารย์ที่ปรึกษา ที่ได้ให้ความรู้และให้คำแนะนำอันเป็นประโยชน์ รวมทั้งได้ตรวจสอบแก้ไขข้อบกพร่องต่างๆ ของการศึกษาค้นคว้าอิสระนี้อย่างดีเสมอมา ผู้วิจัยรู้สึกซาบซึ้งในความกรุณาของท่านเป็นอย่างยิ่ง จึงใคร่ขอกราบขอบพระคุณมา ณ โอกาสนี้

ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณคณะกรรมการสอบการค้นคว้าอิสระทุกท่าน ที่ได้กรุณาให้คำแนะนำและให้คำปรึกษาตลอดจนให้ความช่วยเหลือแก้ไขข้อบกพร่องต่างๆ เพื่อให้การศึกษาค้นคว้าอิสระฉบับนี้สมบูรณ์ และขอขอบพระคุณคณาจารย์ทุกท่าน ที่ได้ประสิทธิประสาทวิชาความรู้จนทำให้ผู้วิจัยสามารถดำเนินการวิจัยได้ด้วยดี เพื่อนนักศึกษา เพื่อนร่วมงาน เจ้าหน้าที่มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช ที่ให้ความอนุเคราะห์ช่วยเหลือ และให้กำลังใจ จนทำให้การศึกษาค้นคว้าอิสระนี้สำเร็จด้วยดี ขอกราบขอบพระคุณมา ณ โอกาสนี้

สุดท้ายนี้ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณครอบครัวที่เป็นกำลังใจสำคัญ ให้ความช่วยเหลือแก่ผู้วิจัยเสมอมา คุณประโยชน์อันเกิดจากการศึกษาค้นคว้าอิสระฉบับนี้ขอมอบแต่บุพการี ครอบครัว คณาจารย์ และผู้ที่เกี่ยวข้องทุกท่านที่มีส่วนให้การศึกษาค้นคว้าอิสระฉบับนี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี

ฉัตรระวี จินดาพล

กันยายน 2559

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ
กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ
สารบัญตาราง ..... ฌ
สารบัญภาพ ..... ฎ
บทที่ 1 บทนำ 1
ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา 1
วัตถุประสงค์การวิจัย 7
กรอบแนวคิดการวิจัย 7
ขอบเขตการวิจัย 9
ข้อตกลงเบื้องต้น 9
ข้อจำกัดในการวิจัย 10
นิยามศัพท์เฉพาะ 11
ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 11
บทที่ 2 วรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง 13
ต้นทุนและผลตอบแทน 13
ต้นทุนและผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 16
ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 18
การประเมินค่าโครงการลงทุน 25
การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ 30
งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 32
บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย 39
ประชากร 39
การเก็บรวบรวมข้อมูล 39
การวิเคราะห์ข้อมูล 46

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

บทที่ 4 ผลการวิเคราะห์ข้อมูล 56
ตอนที่ 1 ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน 56
ตอนที่ 2 ผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน 66
ตอนที่ 3 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน 69
ตอนที่ 4 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน 72
บทที่ 5 สรุปการวิจัย อภิปรายผล และข้อเสนอแนะ 88
สรุปผลการวิจัย 88
อภิปรายผล 91
ข้อเสนอแนะ 94
บรรณานุกรม 96
ภาคผนวก 101
ก เกี่ยวกับโรงพยาบาลเลิดสิน 102
ข คุณลักษณะทางเทคนิคและราคาของอุปกรณ์ในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 108
ค อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์) รายงานการจัดการพลังงานของโรงพยาบาลเลิดสินประจำปีงบประมาณ 2556-2558 ที่ได้มีการคำนวณไว้ตามเครื่องวัดไฟฟ้า 121
ง วงจรของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน 129
ประวัติผู้ศึกษา 134

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 1.1 ก๊าซเรือนกระจกที่ถูกควบคุมภายใต้พิธีสารเกียวโตและค่าศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อน 2

ตารางที่ 1.2 อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูป FIT ที่ประกาศใช้ในปี 2558 (สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์) 6

ตารางที่ 3.1 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสินเฉลี่ยต่อวัน (ตามเครื่องวัดไฟฟ้า) 40

ตารางที่ 3.2 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสินทั้งปี (ตามเครื่องวัดไฟฟ้า) 41

ตารางที่ 3.3 ค่าไฟฟ้าแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน 42

ตารางที่ 3.4 ต้นทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 43

ตารางที่ 3.5 อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ตามรายงานการจัดการพลังงานของโรงพยาบาลประจำปีงบประมาณ 2556-2558 45

ตารางที่ 3.6 จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน 46

ตารางที่ 3.7 กำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน 47

ตารางที่ 3.8 พลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งวันแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน 48

ตารางที่ 3.9 พลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งปีแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน 48

ตารางที่ 3.10 จำนวนเครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้าแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน 49

ตารางที่ 3.11 จำนวนแบตเตอรี่แต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน 51

ตารางที่ 3.12 จำนวนอินเวอร์เตอร์แต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน 52

ตารางที่ 4.1 ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของอาคารผู้ป่วยนอกตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 57

ตารางที่ 4.2 ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของอาคาร 33 ปีตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 59

สารบัญตาราง (ต่อ)

หน้า

ตารางที่ 4.3 ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของอาคารกาญจนาภิเษก ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 61
ตารางที่ 4.4 ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของอาคารส่งเสริมบริการ ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 63
ตารางที่ 4.5 ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของทั้ง 4 อาคาร ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 65
ตารางที่ 4.6 ผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน ตั้งแต่ปีที่ 1 ถึง ปีที่ 25 67
ตารางที่ 4.7 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของทั้ง 4 อาคารตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 70
ตารางที่ 4.8 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน (กรณีที่ 1) ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 73
ตารางที่ 4.9 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน (กรณีที่ 2) ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 76
ตารางที่ 4.10 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน (กรณีที่ 3) ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 79
ตารางที่ 4.11 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน (กรณีที่ 4) ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 82
ตารางที่ 4.12 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน (กรณีที่ 5) ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 85

สารบัญภาพ

หน้า

ภาพที่ 1.1 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงผลิตพลังงานไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ปี 2558 (เดือนมกราคม-สิงหาคม 2558) 2
ภาพที่ 1.2 สัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียน ปี 2557 3
ภาพที่ 1.3 เปรียบเทียบปริมาณการใช้ไฟฟ้าปี 2554-2557 (หน่วยงานภาครัฐ 9,344 หน่วยงาน) 4
ภาพที่ 1.4 เปรียบเทียบปริมาณการใช้น้ำมันปี 2554-2557 (หน่วยงานภาครัฐ 9,344 หน่วยงาน) 5
ภาพที่ 1.5 กรอบแนวคิดในการวิจัย 8
ภาพที่ 2.1 แสดงอุปกรณ์สำคัญในการเปลี่ยนรูปพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้า 19
ภาพที่ 2.2 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโมโนคริสตอลไลน์ 20
ภาพที่ 2.3 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโพลีคริสตอลไลน์ 21
ภาพที่ 2.4 เครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า 21
ภาพที่ 2.5 แบตเตอรี่ 22
ภาพที่ 2.6 ลักษณะของรูปร่างคลื่น 23
ภาพที่ 2.7 อินเวอร์เตอร์แบบ Pure Sine Wave 24

บทที่ 1
บทนำ

1. ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

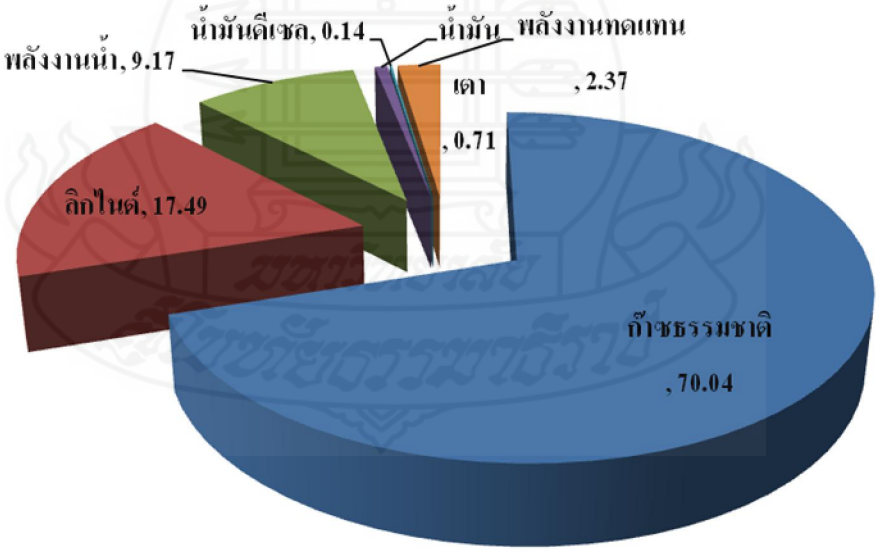
โลกของเรากำลังเผชิญกับปัญหาใหญ่ นั่นคือ “ภาวะโลกร้อน (Global Warming)” ซึ่งเกิดจากการเพิ่มขึ้นของก๊าซเรือนกระจก โดยองค์ประกอบที่สำคัญของก๊าซเรือนกระจก ได้แก่ คาร์บอนไดออกไซด์ มีเทน ไนตรัสออกไซด์ CFC-12 เตตระฟลูออโรมีเทน และซัลเฟอร์เฮกซะฟลูออไรด์ เป็นต้น ตามตารางที่ 1.1 ที่ปกคลุมชั้นบรรยากาศของโลก ทำให้อุณหภูมิภายในโลกสูงขึ้น เป็นต้นเหตุให้สภาพภูมิอากาศทั่วโลกเปลี่ยนแปลงไป และก๊าซเรือนกระจกที่เพิ่มขึ้นส่วนใหญ่เกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล สำหรับในภาคพลังงานนั้น การผลิตไฟฟ้าเป็นส่วนหนึ่งที่ก่อให้เกิดการเพิ่มขึ้นของปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากกระบวนการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล โดยเชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นหลักที่ใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติมากถึงร้อยละ 70.04 ถ่านหินคิดเป็นร้อยละ 17.49 และน้ำมันคิดเป็นร้อยละ 0.85 ตามภาพที่ 1.1 วิธีหนึ่งที่จะช่วยชะลออัตราการเพิ่มขึ้นของภาวะโลกร้อนได้ คือ การผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนไม่ว่าจะเป็นจากพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงงานคลื่น พลังงานน้ำ และพลังงานจากชีวมวล เป็นต้น พลังงานเหล่านี้ล้วนแต่ไม่เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และช่วยลดก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยออกสู่ชั้นบรรยากาศของโลกได้

นอกจากนี้พลังงานหมุนเวียนยังมีข้อดีมากมาย อาทิ 1) เป็นพลังงานสะอาด ไม่สร้างมลพิษทางอากาศ น้ำ และไม่เกิดขยะของเสีย 2) สามารถหามาได้ง่าย ไม่ว่าจะอยู่ที่ใดบนโลก 3) สามารถผลิตพลังงานได้ตลอดเวลา เช่น พลังงานความร้อนใต้พิภพ 4) ใช้ไม่มีวันหมด 5) เป็นแหล่งพลังงานที่ได้มาฟรี 6) นำมาผลิตไฟฟ้าได้ในราคาถูก เช่น พลังงานน้ำ 7) มีความเสถียรภาพในเรื่องของราคาพลังงาน ฯลฯ (http://www.leonics.co.th/html/th/aboutpower/greenway05.php)

ตารางที่ 1.1 ก๊าซเรือนกระจกที่ถูกควบคุมภายใต้พิธีสารเกียวโตและค่าศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อน

ก๊าซเรือนกระจก	อายุในชั้นบรรยากาศ	ศักยภาพในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อน (เท่าของคาร์บอนไดออกไซด์)
คาร์บอนไดออกไซด์	200-450	1
มีเทน	9-15	23
ไนตรัสออกไซด์	120	296
CFC-12	100	10,600
เตตระฟลูออโรมีเทน	50,000	5,700
ซัลเฟอร์เฮกซะฟลูออไรด์	3,200	22,000

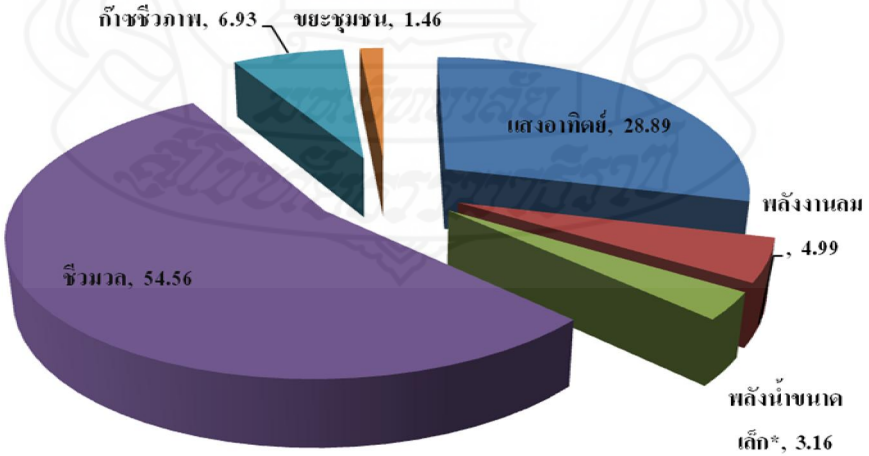
ที่มา: องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) 2558



ภาพที่ 1.1 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงผลิตพลังงานไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ปี 2558 (เดือนมกราคม-สิงหาคม 2558)

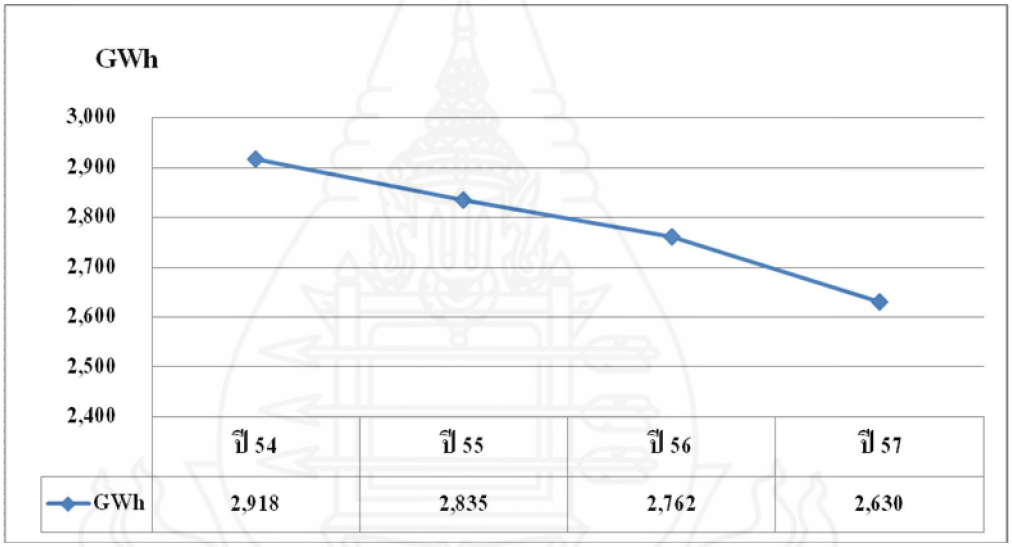
ที่มา: กองสารสนเทศ ฝ่ายสื่อสารองค์การ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 2558

ในปัจจุบันประเทศไทยเริ่มหันมาใช้พลังงานหมุนเวียนมาผลิตไฟฟ้ามากขึ้น (พิชยดา จิรวรรยวงศ์ 2556: 6) เนื่องจากข้อดีของพลังงานหมุนเวียน และต้นทุนค่าวัดสุอุปกรณ์การติดตั้งการใช้พลังงานหมุนเวียนปรับราคาลดลงกว่าในอดีตที่ผ่านมา ส่งผลให้หน่วยงานทั้งภาครัฐและภาคเอกชนมีความสนใจและหันมามีส่วนร่วมในการช่วยกันส่งเสริมและใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนอย่างกว้างขวางในทุกพื้นที่ของประเทศ จากภาพที่ 1.2 จะเห็นได้ว่า กรมพัฒนาพลังงานทดแทน และอนุรักษ์พลังงาน ได้วิเคราะห์ว่าพลังงานหมุนเวียนที่นิยมใช้กันมากที่สุด 3 อันดับแรก คือพลังงานชีวมวลคิดเป็นร้อยละ 54.56 พลังงานแสงอาทิตย์คิดเป็นร้อยละ 28.89 และพลังงานก๊าซชีวภาพคิดเป็นร้อยละ 6.93 ด้วยพื้นที่ที่จำกัดรูปแบบพลังงานที่เหมาะสม คือพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานแสงอาทิตย์สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าและสามารถแก้ปัญหาความเสถียรภาพทางไฟฟ้า ช่วยทำให้เกิดความมั่นคงทางพลังงานมากขึ้น สามารถเชื่อมต่อเข้ากับไฟจากการไฟฟ้าได้ โดยใช้พลังงานแสงอาทิตย์เป็นหลัก ทำให้หน่วยงานสามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตได้ แก้ปัญหาไฟดับ ไฟตกได้ร้อยละ 100 อีกทั้งเป็นระบบสำรองไฟฟ้าเมื่อไฟจากการไฟฟ้าดับได้ โดยไม่ต้องใช้เครื่องสำรองไฟ (UPS) และยังมีประโยชน์ต่อสังคม ประเทศ โลก อาทิ การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งได้มาฟรี ช่วยลดความสิ้นเปลืองทางเศรษฐกิจ ทำให้ชุมชนน่าอยู่ขึ้น ชะลอการก่อสร้างโรงไฟฟ้าฟอสซิล น้ำ นิวเคลียร์ ลดความขัดแย้งในสังคม สร้างความมั่นคงด้านพลังงานให้แก่ประเทศชาติ ส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานและสิ่งแวดล้อม เพื่อลดปัญหาภาวะโลกร้อน และแก้ปัญหาพลังงานให้กับประเทศได้
(http://www.thaisolarfuture.com/solarroof.php?cat=6)

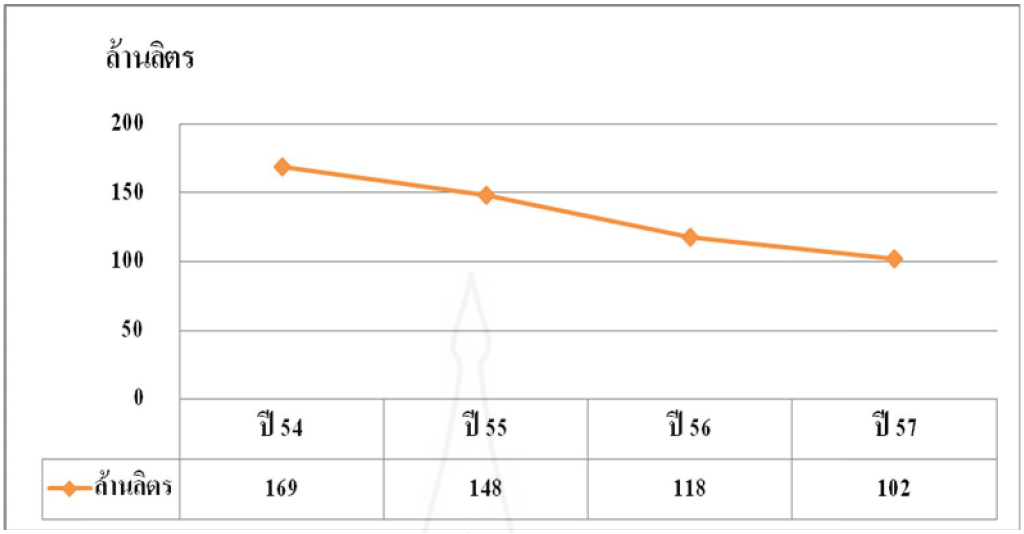


ภาพที่ 1.2 สัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียน ปี 2557
ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทน และอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน 2558

ประกอบกับรัฐบาลมีมาตรการลดการใช้พลังงานในภาครัฐ โดยมีแนวทางสำคัญที่จะช่วยลดอัตราการเพิ่มความต้องการใช้พลังงานของประเทศ คือ การส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและประหยัดในทุกภาคส่วน และถือเป็นตัวชี้วัดในการประเมินผลการปฏิบัติราชการของหน่วยงาน จากภาพที่ 1.3 และภาพที่ 1.4 จะเห็นได้ว่า หน่วยงานภาครัฐจำนวน 9,344 หน่วยงานสามารถลดปริมาณการใช้ไฟฟ้า และปริมาณการใช้น้ำมันลงได้อย่างต่อเนื่องตั้งแต่ปี 2554-2557 และจากการประมาณการของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน คาดว่าถ้าทุกหน่วยงานสามารถลดการใช้พลังงงานลงได้ตามเป้าหมายร้อยละ 10 จะคิดเป็นมูลค่า 6,209 ล้านบาท สามารถลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ได้ถึง 900 $ktCO_2e$ (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน 2558)



ภาพที่ 1.3 เปรียบเทียบปริมาณการใช้ไฟฟ้าปี 2554-2557 (หน่วยงานภาครัฐ 9,344 หน่วยงาน)
ที่มา: www.e-report.energy.go.th



ภาพที่ 1.4 เปรียบเทียบปริมาณการใช้น้ำมันปี 2554-2557 (หน่วยงานภาครัฐ 9,344 หน่วยงาน) ที่มา: www.e-report.energy.go.th

และมาตราการส่งเสริมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดติดตั้งบนหลังคา โดยคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ปรับแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 30 ในระยะเวลา 20 ปี (พ.ศ.2558-2579) หรือ Alternative Energy Development Plan: AEDP2015 (กรมพัฒนาพลังงานทดแทน และอนุรักษ์พลังงาน 2558) โดยเพิ่มเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเพิ่มขึ้นทุกประเภททั้งพลังงานก๊าซชีวภาพ พลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านอาคาร พร้อมกำหนดอัตราการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FIT) สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) ระยะเวลาสนับสนุน 25 ปี แบ่งเป็น 3 ประเภท คือ กลุ่มบ้านอยู่อาศัย ขนาดกำลังผลิตติดตั้งน้อยกว่าเท่ากับ 10 กิโลวัตต์ อัตรา FIT 6.85 บาทต่อหน่วย กลุ่มอาคารธุรกิจขนาดเล็ก-ขนาดกลาง ขนาดกำลังผลิตมากกว่า 10 ถึง 250 กิโลวัตต์ อัตรา FIT 6.40 บาทต่อหน่วย กลุ่มอาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่ ขนาดกำลังผลิตมากกว่า 250 ถึง 1,000 กิโลวัตต์ อัตรา FIT 6.01 บาทต่อหน่วย (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน 2558) ตามตารางที่ 1.2

ตารางที่ 1.2 อัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูป FIT ที่ประกาศใช้ในปี 2558 (สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์)

ประเภท	กำลังผลิต	FIT (บาทต่อหน่วย)	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)
1. กลุ่มบ้านอยู่อาศัย	0-10 kWp	6.85	25
2. กลุ่มอาคารธุรกิจขนาดเล็ก-ขนาดกลาง	> 10-250 kWp	6.40	25
3. กลุ่มอาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่	> 250-1,000 kWp	6.01	25

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน 2558

ด้วยข้อดีของการใช้พลังงานหมุนเวียน ต้นทุนค่าวัดสุอุปกรณ์การติดตั้งการใช้พลังงานหมุนเวียนปรับราคาลดลง มาตรการของภาครัฐ และจากรายงานการวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยผลผลิตของโรงพยาบาลเลิดสินประจำปี 2555-2558 พบว่าในแต่ละปีโรงพยาบาลเลิดสินมีค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นทุกปี ค่าไฟฟ้าในปีงบประมาณ 2555 เท่ากับ 26,776,282.13 บาท ในปีงบประมาณ 2556 เท่ากับ 31,596,288.66 บาท ในปีงบประมาณ 2557 เท่ากับ 36,584,830.83 บาท และในปีงบประมาณ 2558 เท่ากับ 38,193,336.88 บาท ในแต่ละปีค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 18.00, 15.79 และ 4.40 ในปีงบประมาณ 2556, 2557 และ 2558 ตามลำดับ ซึ่งสอดคล้องกับจำนวนบุคลากร และจำนวนผู้ป่วยที่เพิ่มขึ้น และในปี 2559 โรงพยาบาลเลิดสินเป็นสถาบันร่วมผลิตแพทย์ร่วมกับมหาวิทยาลัยรังสิต ทำให้มีการพัฒนาการรักษาตติยภูมิและสูงกว่าครบทุกสาขา ส่งผลให้แนวโน้มการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ซึ่งอาจจะไม่เป็นไปตามมาตรการของภาครัฐในเรื่องการประหยัดพลังงานในทุกภาคส่วน ทางโรงพยาบาลเลิดสินได้ตระหนักถึงความสำคัญของการใช้พลังงานหมุนเวียนจึงมีแนวคิดที่จะนำมาประยุกต์ใช้กับหน่วยงานเพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุด โดยการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ทดแทนพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตเป็นแนวทางเพื่อแก้ไขปัญหาในการประหยัดไฟฟ้าภายในโรงพยาบาลเลิดสิน การวิจัยครั้งนี้อาจจะเป็นประโยชน์เพื่อนำไปใช้พิจารณาประกอบการตัดสินใจก่อนที่จะลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินต่อไป

2. วัตถุประสงค์การวิจัย

การวิจัยครั้งนี้เพื่อศึกษา

2.1 ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

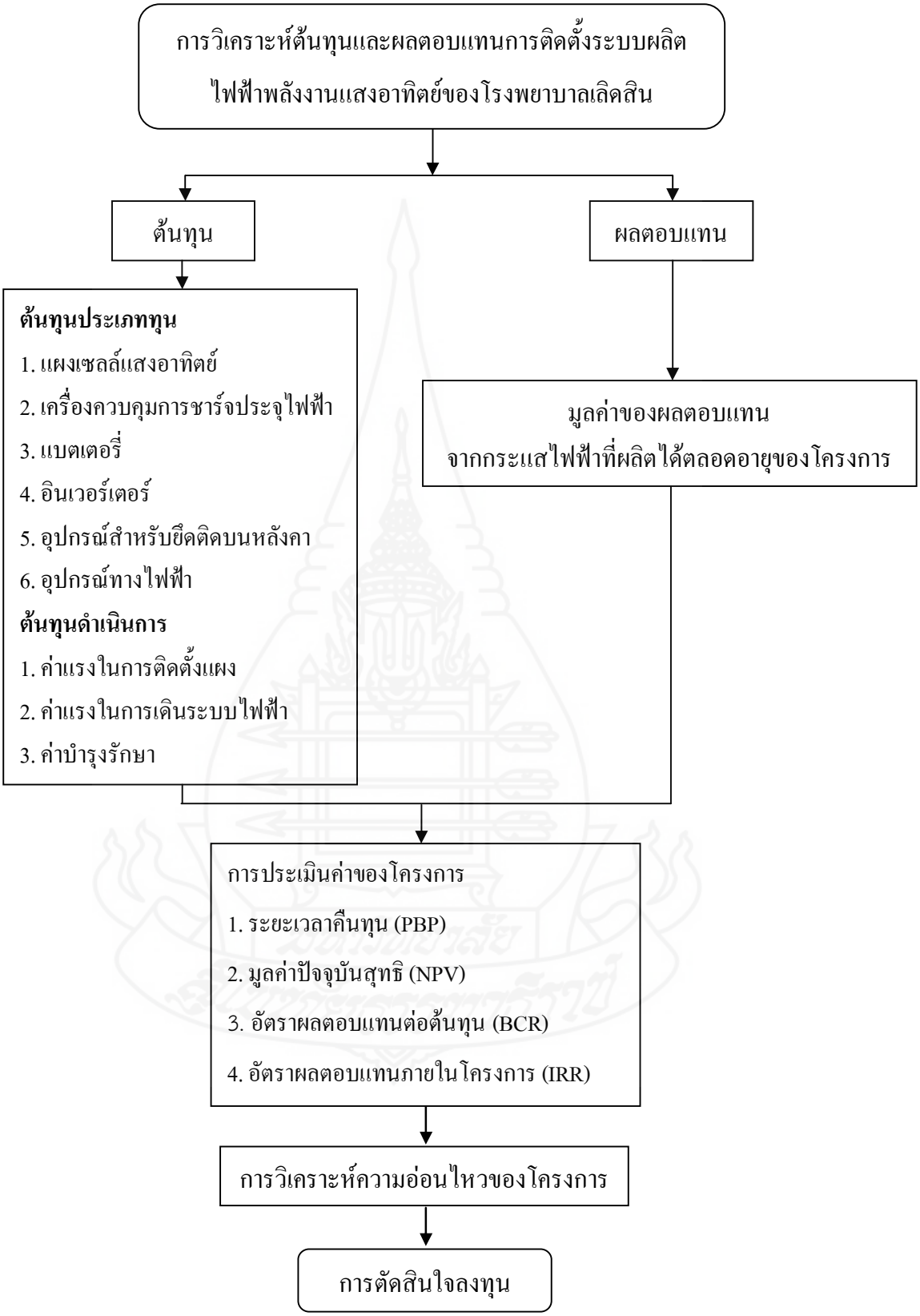
2.2 ผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

2.3 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

2.4 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

3. กรอบแนวคิดการวิจัย

การวิจัยครั้งนี้เป็นการวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน โดยมีกรอบแนวคิดดังนี้



ภาพที่ 1.5 กรอบแนวคิดในการวิจัย

4. ขอบเขตการวิจัย

4.1 เป็นการวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินเท่านั้น

4.2 เป็นการวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนทางการเงินเท่านั้น

4.3 การหาต้นทุนในการศึกษานี้แบ่งต้นทุนออกเป็น 2 ประเภท คือ ประเภทที่ 1 ต้นทุนประเภททุน ใช้ข้อมูลปี 2559 เป็นราคาขายปลีกเนื่องจากสามารถใช้ในการประมาณการค่าใช้จ่ายได้ง่ายกว่าราคาขายส่งซึ่งราคาขายส่งสามารถต่อรองราคาได้ (ค้นหาจากการสืบค้นออนไลน์) ส่วนประเภทที่ 2 ต้นทุนการดำเนินการ เป็นข้อมูลประมาณการตามลักษณะของอาคารและความสูงของอาคาร

4.4 การหาผลตอบแทนเป็นการนำผลคูณของอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ตามรายงานการจัดการพลังงานของโรงพยาบาลเลิดสิน ประจำปีงบประมาณ 2556-2558 (แยกตามเครื่องวัดไฟฟ้า) และพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งปีของแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน

4.5 ระยะเวลาของโครงการ 25 ปี

5. ข้อตกลงเบื้องต้น

5.1 ข้อมูลที่ใช้ในการวิจัย ประกอบด้วย 1) ปริมาณการใช้ไฟฟ้าแต่ละอาคารและค่าไฟฟ้าแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสินของปีงบประมาณ 2556-2558 2) ข้อมูลพื้นที่หลังคาที่สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้แต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน 3) ข้อมูลต้นทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของปี 2559 4) ข้อมูลอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ตามรายงานการจัดการพลังงานของโรงพยาบาลเลิดสิน ประจำปีงบประมาณ 2556-2558

5.2 อายุโครงการ 25 ปี ตามอายุของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (พิชยดา จิรวรรษวงศ์ 2556: 65)

5.3 กำหนดอัตราคิดลดที่ร้อยละ 3 ต่อปี เนื่องจากเป็นอัตราที่อยู่ระหว่างอัตราเงินฝากและอัตราเงินกู้ (ธนาคารแห่งประเทศไทย 2559)

5.4 ราคาของต้นทุนที่นำมาวิเคราะห์เป็นเพียงราคาที่ใช้ในประมาณการในการศึกษาวิจัยครั้งนี้เท่านั้น

5.5 การคำนวณหามูลค่าของผลตอบแทนใช้อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยตามรายงานการจัดการพลังงานของโรงพยาบาลเลิดสินประจำปีงบประมาณ 2556-2558 ที่ได้มีการคำนวณไว้ตามเครื่องวัดไฟฟ้า

5.6 กำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 3 (พิชยดา จิรวรรษวงศ์ 2556: 65)

5.7 กำหนดให้ค่าความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยในแต่ละปีไม่เปลี่ยนแปลงตลอดอายุของโครงการ เนื่องจากค่าความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยในแต่ละปีมีความเปลี่ยนแปลง (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน 2554)

5.8 กำหนดให้ประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์คงที่ตลอดอายุของโครงการ เนื่องจากประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในแต่ละปีจะลดลง (ณัฐวุฒิ ขาวสะอาด 2551: 2)

5.9 กำหนดให้พลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยที่ตกกระทบในหนึ่งวัน สำหรับประเทศไทยมีค่า 5,000 วัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน 2554)

6. ข้อจำกัดในการวิจัย

6.1 ต้นทุนที่ใช้ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์หลักๆ คือ 1) แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 2) เครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า 3) แบตเตอรี่ 4) อินเวอร์เตอร์ 5) อุปกรณ์สำหรับยึดติดบนหลังคา 6) อุปกรณ์ทางไฟฟ้า อุปกรณ์ที่มีอายุการใช้งานที่แน่นอน คือ แบตเตอรี่ ต้องเปลี่ยนทุก 5 ปี ส่วนอุปกรณ์ชนิดอื่นที่จะเสื่อมสภาพและมีการเปลี่ยนใหม่จะเปลี่ยนเฉพาะที่มีการเสื่อมสภาพเท่านั้นเนื่องจากมีอายุการใช้งานที่ไม่แน่นอน

การวิจัยครั้งนี้นอกจากจะศึกษาถึงต้นทุนที่ใช้ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์หลักๆแล้ว ในส่วนของอุปกรณ์ที่มีอายุการใช้งานที่แน่นอน คือ แบตเตอรี่ ต้องเปลี่ยนทุก 5 ปี ส่วนอุปกรณ์ชนิดอื่นที่จะเสื่อมสภาพและมีการเปลี่ยนใหม่จะไม่นำมาศึกษาในครั้งนี้ เนื่องจากมีอายุการใช้งานที่ไม่แน่นอน

6.2 การเลือกใช้คุณสมบัติของอุปกรณ์แต่ละชนิดในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้นเลือกใช้คุณสมบัติเดียวกันหมดทุกอาคารที่ใช้ในการศึกษาวิจัยครั้งนี้

7. นิยามศัพท์เฉพาะ

7.1 ต้นทุน (Cost) หมายถึง ค่าใช้จ่ายหรือทรัพยากรที่สามารถวัดเป็นรูปตัวเงินได้ซึ่งจะต้องเสียไปในการทำงานหรือกิจกรรมต่างๆ เพื่อใช้ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

7.2 ต้นทุนประเภททุน (Capital Cost) หมายถึง ต้นทุนของปัจจัยการผลิตที่มีอายุการใช้งานนานกว่า 1 ปี หรือนานกว่าปีที่ปัจจัยการผลิตเหล่านี้ได้ซื้อมาหรือได้ใช้ประโยชน์ เช่น แผงเซลล์แสงอาทิตย์ เครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า แบตเตอรี่ อินเวอร์เตอร์ อุปกรณ์สำหรับยึดติดบนหลังคา อุปกรณ์ทางไฟฟ้า เป็นต้น

7.3 ต้นทุนดำเนินการ (Operation Cost) หมายถึง ต้นทุนของปัจจัยการผลิตที่มีอายุการใช้งานภายในเวลา 1 ปี เช่น ค่าแรงในการติดตั้งแผง ค่าแรงในการเดินระบบไฟฟ้า ค่าบำรุงรักษา เป็นต้น

7.4 ผลตอบแทน (Benefit) หมายถึง รายรับที่ได้จากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งอยู่ในรูปของมูลค่าผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้

7.5 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หมายถึง ระบบการทำงานของอุปกรณ์ที่ใช้ในการเปลี่ยนรูปพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้า

7.6 ประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ หมายถึง ผลลัพธ์กำลังไฟฟ้าที่วัดได้ต่อหนึ่งหน่วยพื้นที่หน้าตัด หรือความสามารถในการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์

8. ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

8.1 ทำให้ทราบถึงต้นทุนและผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

8.2 เพื่อเป็นข้อมูลสำหรับการพิจารณาประกอบการตัดสินใจก่อนที่จะลงทุนในโครงการของโรงพยาบาลเลิดสิน และหน่วยงานอื่นๆ

8.3 เป็นข้อมูลเพื่อนำไปใช้จัดทำแผนประหยัดพลังงานและแผนเพิ่มประสิทธิภาพการลดต้นทุนต่อหน่วยกิจกรรมของโรงพยาบาลเลิดสิน และหน่วยงานอื่นๆ

8.4 เพื่อเป็นข้อมูลพื้นฐานในการตัดสินใจสำหรับเลือกซื้ออุปกรณ์ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

บทที่ 2
วรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง

การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน ผู้วิจัยได้ศึกษาแนวคิด ทฤษฎีต่างๆ และงานวิจัยต่างๆที่เกี่ยวข้อง จากการสืบค้นออนไลน์ เอกสาร บทความ วารสาร รายงานการวิจัย วิทยานิพนธ์ และหนังสือ สรุปเป็นสาระสำคัญประกอบด้วย

1. ต้นทุนและผลตอบแทน

1.1 ความหมายของต้นทุน

ต้นทุน (Cost) หมายถึง รายจ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อให้ได้มาซึ่งสินค้าหรือบริการซึ่งอาจจ่ายเป็นเงินสด สินทรัพย์อื่น หุ้นทุนหรือการให้บริการ หรือการก่อหนี้ ทั้งนี้รวมถึงผลขาดทุนที่วัดค่าเป็นตัวเงินได้ที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับการได้มาซึ่งสินค้าหรือบริการ (วันธะนา สานุสิทธิ์ และคณะ 2553: 14)

ต้นทุน (Cost) หมายถึง เงินสด หรือสิ่งที่เทียบเท่าเงินสดที่ได้ใช้ไปเพื่อให้ได้มาซึ่งสินค้าและบริการ ก่อให้เกิดรายได้จากสินค้าและบริการ โดยมีมูลค่าที่วัดได้ในหน่วยเงินตราของสินทรัพย์หรือประโยชน์อื่นใดที่กิจการได้ลงทุนไปเพื่อให้ได้มาซึ่งสินค้าและบริการต่างๆ ต้นทุนนั้นอาจก่อให้เกิดประโยชน์ได้ในทันที หรือเกิดภายหลัง หากก่อให้เกิดประโยชน์ทันทีจะถือว่าต้นทุนนั้นเป็นค่าใช้จ่าย เช่น เงินเดือนพนักงาน แต่ถ้าประโยชน์นั้นเกิดขึ้นภายหลังต้นทุน จะถือว่าต้นทุนเป็นสินทรัพย์ เช่น อุปกรณ์ เครื่องจักร โดยสินทรัพย์ที่ถูกใช้ไปจะถือเป็นค่าใช้จ่ายในรูปของค่าเสื่อมราคา (สุขใจ ตอนปัญญา 2554: 7)

ต้นทุน (Cost) หมายถึง มูลค่าของทรัพยากรที่สูญเสียไปเพื่อให้ได้สินค้าหรือบริการ โดยมูลค่านั้นจะต้องสามารถวัดได้เป็นหน่วยเงินตรา ซึ่งเป็นลักษณะของการลดลงในสินทรัพย์หรือเพิ่มขึ้นในหนี้สิน ต้นทุนที่เกิดขึ้นอาจจะให้ประโยชน์ในปัจจุบันหรือในอนาคตก็ได้ (อนุรักษ์ ทองสุโขวงศ์ 2558)

สรุปได้ว่า ต้นทุน (Cost) หมายถึง ค่าใช้จ่ายหรือทรัพยากรที่สามารถวัดเป็นรูปตัวเงินได้ซึ่งจะต้องเสียไปในการทำงานหรือกิจกรรมต่างๆ

1.2 จำแนกประเภทของต้นทุน

1.2.1 จำแนกต้นทุนของปัจจัยการผลิตตามเงื่อนไขของเวลา ตามระยะเวลาที่ใช้หมดไปของปัจจัยการผลิต แบ่งเป็น 2 ประเภท (ละไม แก้วอำไพ และคณะ 2546: 20)

1) ต้นทุนประเภททุน (Capital Cost) เป็นต้นทุนของปัจจัยการผลิตที่มีอายุการใช้งานนานกว่า 1 ปี หรือนานกว่าปีที่ปัจจัยการผลิตเหล่านี้ได้ซื้อมาหรือได้ใช้ประโยชน์ เช่น แผงเซลล์แสงอาทิตย์ เครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า แบตเตอรี่ อินเวอร์เตอร์ อุปกรณ์สำหรับยึดติดบนหลังคา อุปกรณ์ทางไฟฟ้า เป็นต้น

2) ต้นทุนดำเนินการ (Operation Cost หรือ Recurrent Cost) เป็นต้นทุนของปัจจัยการผลิตที่มีอายุการใช้งานภายในเวลา 1 ปี เช่น ค่าแรงในการติดตั้งแผง ค่าแรงในการเดินระบบไฟฟ้า ค่าบำรุงรักษา เป็นต้น

1.2.2 จำแนกต้นทุนตามลักษณะพฤติกรรม

พฤติกรรมต้นทุน คือ ลักษณะของต้นทุนที่เปลี่ยนแปลงไปเมื่อกิจกรรมของหน่วยงานเปลี่ยนแปลง แบ่งเป็น 3 ประเภท (วันธะนา สานุสิทธิ์ และคณะ 2553: 15)

1) ต้นทุนคงที่ (Fixed Cost) หมายถึง ต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายในการผลิตจะไม่ผันแปรไปตามการเปลี่ยนแปลงของกิจกรรม

2) ต้นทุนผันแปร (Variable Cost) หมายถึง ต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายในการผลิตจะผันแปรไปตามการเปลี่ยนแปลงของกิจกรรม

3) ต้นทุนผสม (Mixed Cost) หมายถึง ต้นทุนที่มีพฤติกรรมเป็นทั้งแบบต้นทุนคงที่ และต้นทุนผันแปร ดังนั้น จะเพิ่มหรือลดไปตามการเปลี่ยนแปลงของระดับกิจกรรม แต่การเปลี่ยนแปลงไม่ได้เป็นสัดส่วนเดียวกันเหมือนต้นทุนผันแปร

1.2.3 จำแนกต้นทุนเพื่อใช้ในการคิดหรือกำหนดต้นทุนของสิ่งที่จะคิดต้นทุน แบ่งเป็น 2 ประเภท (วันธะนา สานุสิทธิ์ และคณะ 2553: 15)

1) ต้นทุนทางตรง (Direct Cost) หมายถึง ต้นทุนที่เกิดขึ้นโดยตรงและสามารถระบุได้ว่าต้นทุนใดเป็นหน่วยต้นทุนใด

2) ต้นทุนทางอ้อม (Indirect Cost) หมายถึง ต้นทุนที่เกิดขึ้นโดยไม่สามารถระบุได้ว่าเกิดจากหน่วยต้นทุนใด

1.2.4 จำแนกต้นทุนตามหน้าที่งานหรือตามแผนกที่เกิดต้นทุน

การจำแนกต้นทุนตามหน้าที่งานหรือตามแผนกที่เกิดต้นทุน เป็นการจำแนกโดยการพิจารณาต้นทุนที่เกิดขึ้นจากการดำเนินงานหรือปฏิบัติงานของหน้าที่งานฝ่ายต่างๆ ของแต่ละแผนกที่ทำงานตามที่ได้รับมอบหมาย แบ่งเป็น 2 ประเภท (สุขใจ ตอนปัญญา 2554: 10-11)

1) ต้นทุนการผลิต หมายถึง ต้นทุนที่เกี่ยวกับการผลิตสินค้า เพื่อแปรสภาพวัตถุดิบให้เป็นสินค้าสำเร็จรูปออกมาเพื่อจำหน่าย ซึ่งก็คือต้นทุนผลิตภัณฑ์ ประกอบด้วย ต้นทุนวัตถุดิบทางตรง ต้นทุนแรงงานทางตรง และต้นทุนค่าใช้จ่ายการผลิต ซึ่งผ่านกระบวนการผลิตเพื่อผลิตสินค้าสำเร็จรูป หรือต้นทุนผลิตภัณฑ์นั่นเอง

2) ต้นทุนที่ไม่เกี่ยวข้องกับการผลิต หมายถึง ต้นทุนที่เกิดจากการดำเนินงานของส่วนที่ได้ทำการผลิตสินค้า เป็นต้นทุนที่สนับสนุนให้มีการขายสินค้า แบ่งออกได้เป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการขายและค่าใช้จ่ายในการบริหารงานทั่วไป เช่น ค่าโฆษณา ค่านายหน้าพนักงานขาย เงินเดือนพนักงาน วัสดุสำนักงาน ค่าเสื่อมอุปกรณ์สำนักงาน รวมถึงค่าใช้จ่ายอื่นๆ ได้แก่ ค่าใช้จ่ายทางการเงิน และต้นทุนทางการเงิน เช่น ต้นทุนจากการขายสินทรัพย์ถาวรและดอกเบี้ยเงินกู้ เป็นต้น

1.2.5 จำแนกต้นทุนเพื่อใช้ในการตัดสินใจ

แบ่งเป็น 3 ประเภท (วันธะนา สานุสิทธิ์ และคณะ 2553: 15-16)

1) ต้นทุนส่วนที่แตกต่าง (Differential Cost) หมายถึง ต้นทุนที่ใช้เพื่อตัดสินใจเลือก โดยวิเคราะห์จากความแตกต่างของต้นทุนแต่ละทางเลือก ถ้าเป็นต้นทุนที่เกิดขึ้นเหมือนกันทั้ง 2 ทางเลือกจะไม่มีผลต่อการตัดสินใจก็จะไม่นำมาวิเคราะห์

2) ต้นทุนเสียโอกาส (Opportunity Cost) หมายถึง ประโยชน์ของทางเลือกหนึ่งที่เสียไปเมื่อตัดสินใจเลือกอีกทางเลือกหนึ่ง

3) ต้นทุนจม (Sunk Cost) หมายถึง ต้นทุนที่เกิดขึ้นแล้วไม่สามารถเปลี่ยนแปลงได้ทั้งในปัจจุบัน และอนาคต เป็นต้นทุนที่ไม่เกี่ยวข้องกับการตัดสินใจ

1.3 ความหมายของผลตอบแทน

ผลตอบแทน หมายถึง ผลประโยชน์ที่พึงจะได้รับจากการลงทุน ที่ทำให้ส่วนของผู้ลงทุนมีมูลค่าเพิ่มขึ้น (วัฒนา ณ นคร และสุขจิตต์ ณ นคร 2524: 259 อ้างถึงใน โรม ลีพิทักษ์สกุล 2551: 26)

ผลตอบแทน หมายถึง จำนวนเงินซึ่งได้รับ หรือเป็นผลพลอยได้จากการลงทุน รวมถึงกำไร เงินปันผล ดอกเบี้ย ส่วนเกินทุน (สุพาดา สิริกุตตา 2545: 252-272 อ้างถึงใน โรม ลีพิทักษ์สกุล 2551: 26)

ผลตอบแทน หมายถึง ผลประโยชน์ที่ได้รับจากผลผลิต การพิจารณาผลตอบแทนการผลิตจะมากหรือน้อยเพียงใด สามารถวิเคราะห์จากรายได้ทั้งหมด รายได้สุทธิ (จุฑาทิพย์ สองเมือง และคณะ 2551: 22)

ผลตอบแทน หมายถึง มูลค่าสินค้าและบริการที่ได้รับทั้งหมดจากการลงทุน (พิชยพิมพ์ คำเพียร 2557: 17)

สรุปได้ว่า ผลตอบแทน หมายถึง ผลประโยชน์ หรือจำนวนเงินที่ผู้ลงทุนพึงจะได้รับจากการลงทุน ที่ทำให้ส่วนของผู้ลงทุนมีมูลค่าเพิ่มขึ้น ซึ่งหมายถึงกำไร เงินปันผล ดอกเบี้ย ผลตอบแทนในรูปแบบอื่นๆ เป็นต้น

2. ต้นทุนและผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

2.1 ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ต้นทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายดังรายการต่อไปนี้ 1) แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 2) เครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า 3) แบตเตอรี่ 4) อินเวอร์เตอร์ 5) อุปกรณ์สำหรับยึดติดบนหลังคา 6) อุปกรณ์ทางไฟฟ้า 7) ค่าแรงในการติดตั้งแผง 8) ค่าแรงในการเดินระบบไฟฟ้า 9) ค่าบำรุงรักษา (พิชยดา จิรวรรษวงศ์ 2556: 118)

2.1.1 ขั้นตอนการคำนวณต้นทุน (พิชยดา จิรวรรษวงศ์ 2556: 42-48)

1) คำนวณหาจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์

จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (แผง) = พื้นที่หลังคาที่สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (ตารางเมตร) หารด้วยขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (ตารางเมตร)

2) คำนวณหากำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้ง

กำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้ง (วัตต์) = กำลังแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (วัตต์) คูณด้วยจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (แผง)

3) คำนวณหาพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งวัน จากสูตร (กล่าวถึงรายละเอียดในข้อ 3.2)

$$P_L = \frac{P \times Q \times A \times B \times C}{D}$$

4) คำนวณหาจำนวนเครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า

จำนวนเครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า (ตัว) = จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (แผง) หารด้วยความสามารถนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาต่อกันแบบขนานได้ (ค่าพิกัดกระแสของเครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้าหารด้วยค่าพิกัดกระแสของแผงเซลล์แสงอาทิตย์)

5) คำนวณหาจำนวนแบตเตอรี่

ต้องคำนวณหาขนาดความจุของแบตเตอรี่

$$\text{ขนาดความจุของแบตเตอรี่ (Ah)} = \frac{\text{ค่าการใช้พลังงานรวม (W)}}{\text{แรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่ (V) x ประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ x ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์}}$$

จำนวนแบตเตอรี่ (ลูก) = จำนวนแบตเตอรี่ตามขนาดความจุของแบตเตอรี่ (ลูก) คูณด้วยจำนวนเครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า (ตัว)

6) คำนวณหาจำนวนอินเวอร์เตอร์

จำนวนอินเวอร์เตอร์ (ตัว) = จำนวนเครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า (ตัว) หารด้วย (ขนาดกำลังวัตต์ของเครื่องอินเวอร์เตอร์หารด้วยการคำนวณหาจำนวนเครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้าทำให้ทราบว่า 1 ชุดจะสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้า (วัตต์))

7) ค้นหาราคาจากการสืบค้นออนไลน์ และการประมาณการค่าใช้จ่ายตามลักษณะของอาคารและความสูงของอาคาร

การประเมินรายการต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ต้นทุนทางตรง (Direct Cost) ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายดังรายการต่อไปนี้ 1) แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 2) อินเวอร์เตอร์ 3) ค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบ 4) ด้านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า (วิวัฒน์ ชโนวิทย์ 2557: 17)

ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายดังรายการต่อไปนี้ 1) แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 2) อุปกรณ์ประกอบหลักในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ได้แก่ อินเวอร์เตอร์ เครื่องวัดไฟฟ้า 3) อุปกรณ์ประกอบอื่นๆ ในการผลิตพลังงานไฟฟ้า เช่น ชุดสายไฟ ท่อร้อยสายไฟ ตู้ไฟฟ้า เป็นต้น 4) ค่าดำเนินการ ค่าเชื่อมต่อระบบ และค่าติดตั้ง 5) โครงสร้าง และอุปกรณ์ในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ (พรสวัสดิ์ พิริยะศรัทธา 2559: 196)

2.2 ผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

กรณีลักษณะบ้านเป็นที่อยู่อาศัยการคำนวณผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มีขั้นตอนดังนี้ (พิชยดา จิรวรรษวงศ์ 2556: 63-64)

2.2.1 กรณีติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาแบบเต็มพื้นที่หลังคา

1) วัดขนาดพื้นที่บนหลังคาบ้านที่อยู่อาศัย

2) คำนวณกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้ง

3) คำนวณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งวัน

4) ทราบอัตราค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

5) ผลตอบแทนสามารถหาได้จากการคำนวณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งวันคูณกับอัตราค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2.2.2 กรณีติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาให้พอดีกับความต้องการใช้พลังงานภายในบ้าน

1) ประมาณการการใช้พลังงานไฟฟ้าภายในหนึ่งวัน

2) คำนวณกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้ง

3) คำนวณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งวัน

4) ทราบอัตราค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

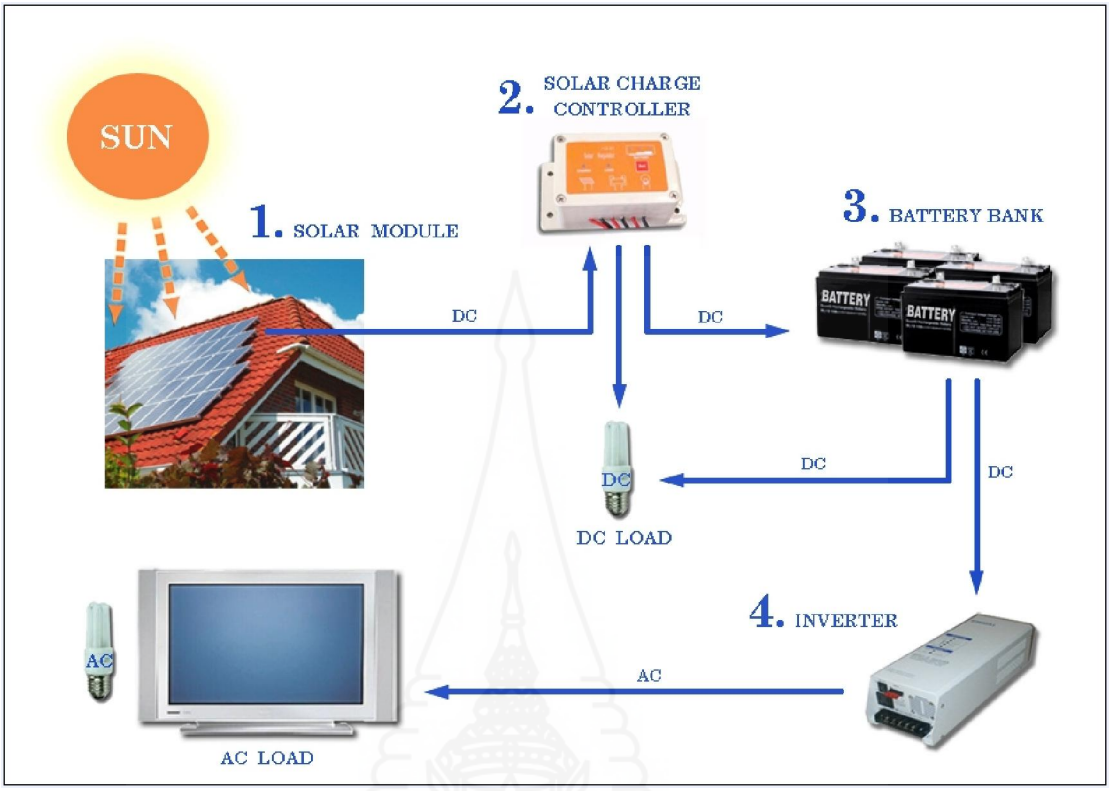
5) ผลตอบแทนสามารถหาได้จากการคำนวณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งวันคูณกับอัตราค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การประเมินรายการผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ผลตอบแทนทางตรง (Direct Benefit) ประกอบด้วย 1) ผลประหยัดของค่าไฟฟ้ารายเดือน 2) รายได้จากการขายไฟฟ้าเข้าโครงการ ผลตอบแทนทางอ้อม ประกอบด้วย 1) มูลค่าของราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานฟอสซิลที่ประหยัดได้ 2) มูลค่าที่คิดจากปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงได้ (วิวัฒน์ ชโนวิทย์ 2557: 17)

3. ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

3.1 อุปกรณ์ที่ใช้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

อุปกรณ์สำคัญในการเปลี่ยนรูปพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้า จะประกอบไปด้วยอุปกรณ์ต่างๆ ได้แก่ 1) เซลล์แสงอาทิตย์ 2) เครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า 3) แบตเตอรี่ 4) อินเวอร์เตอร์ โดยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ จะต้องมีการออกแบบเพื่อให้เพียงพอต่อการใช้งานในแต่ละอาคาร ซึ่งในการออกแบบระบบจึงต้องมีความรู้ความเข้าใจในอุปกรณ์ต่างๆเพื่อสามารถใช้งานได้อย่างถูกต้องและมีประสิทธิภาพที่สุด ตามภาพที่ 2.1



ภาพที่ 2.1 แสดงอุปกรณ์สำคัญในการเปลี่ยนรูปพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้า
ที่มา: http://www.dsd.go.th/wepdp/Region/ShowCalendar/2097

3.1.1 เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cell) (นพดล รุ่งสวาท 2557: 8 กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน 2558: 15-17) เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง (DC)

เซลล์แสงอาทิตย์ที่นิยมใช้ในประเทศไทย ได้แก่

1) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอน เป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ไวแสงมากที่สุดสามารถรับแสงที่อ่อนๆได้รวมทั้งแสงจากหลอดไฟฟ้าต่างๆจึงทำงานได้ในพื้นที่ที่มีเมฆหมอกฝุ่นละอองมีฝนตกชุก สามารถทำงานภายใต้อุณหภูมิสูงได้ดี แต่ก็มีผลเสีย คือ ประสิทธิภาพต่ำจึงทำให้ต้องใช้พื้นที่มาก เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดนี้นิยมนำไปใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ เช่น เครื่องคิดเลขนาฬิกา หรืออุปกรณ์ไฟฟ้าขนาดเล็กๆ เป็นต้น

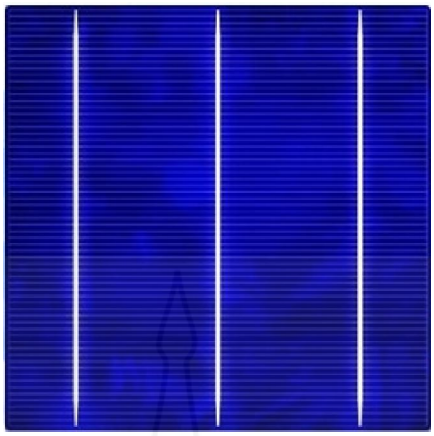
2) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดคริสตอลไลน์ เป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่อยู่ในรูปของผลึกที่ทำให้เป็นแผ่นฟิล์มชั้นบางๆ สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 แบบ คือแบบโมโนคริสตอลไลน์ (Mono Crystalline) หรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า แบบผลึกเดี่ยว (Single Crystal) และแบบโพลีคริสตอล

ไลน์ (Poly Crystalline) หรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า แบบผลึกผสม (Polycrystalline Silicon) เป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้งานมากที่สุด แผงแบบโมโนคริสตอลไลน์จะมีประสิทธิภาพดีกว่าและราคาแพงกว่าแบบโพลีคริสตอลไลน์เล็กน้อย ทั้งสองชนิดนี้มีข้อดี คือหาอุปกรณ์ต่อพ่วงได้ง่ายมีราคาถูก อายุการใช้งานยาวนานกว่า 20 ปี ทนทานใช้พื้นที่น้อยกว่ามีน้ำหนักเบา แต่ข้อจำกัด คือ ประสิทธิภาพการทำงานลดลงอย่างมากเมื่อทำงานในสภาพอากาศที่มีอุณหภูมิสูง ตามภาพที่ 2.2-2.3

3) เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดซูปเปอร์อะมอร์ฟัสซิลิคอน หรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า แบบ Amorphous Triple Junction แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดนี้จะรวมเอาข้อดีของทั้งเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอนและเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดคริสตอลไลน์ไว้ด้วยกันโดยมีประสิทธิภาพสูงกว่าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอน และสามารถใช้อุปกรณ์ต่อพ่วงร่วมกับเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดคริสตอลไลน์ บางชนิดยังมีคุณสมบัติพิเศษที่สามารถบิดตัวม้วนได้ เนื่องจากการปลูกเซลล์ทำบนฐานรองประเภทพลาสติก ทำให้มีน้ำหนักเบาการขนส่งสะดวก สามารถติดตั้งตามพื้นผิวของวัสดุต่างๆได้หลากหลายแต่มีข้อเสีย คือมีราคาแพงกว่าชนิดอื่นๆ ร้อยละ 30-40 ในอนาคตเมื่อมีการแข่งขันทางตลาดที่สูงขึ้น ราคาจะถูกลงก็จะได้รับความนิยมนำมาใช้งานอย่างแพร่หลายต่อไป

ภาพที่ 2.2 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโมโนคริสตอลไลน์

ที่มา: http://www.ekarat-transformer.com/product/frontend/detail/id/45



ภาพที่ 2.3 เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโพลีคริสตอลไลน์

ที่มา: http://www.ekarat-transformer.com/product/frontend/detail/id/45

3.1.2 เครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า (Solar Charge Controller) (นพดล รุ่งสวาท 2557: 8 กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน 2558: 17) เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ควบคุมการประจุกระแสไฟฟ้าที่ได้รับจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาเก็บสะสมไว้ในแบตเตอรี่ซึ่งการประจุนี้จะต้องไม่ให้มีการประจุมากเกินไป (Over Charge) จะต้องมีการออกแบบวงจรควบคุมการประจุกระแสไฟฟ้าให้เหมาะสมกับขนาดของแบตเตอรี่ เพื่อยืดอายุการใช้งานของแบตเตอรี่ ตามภาพที่ 2.4

หลักการทำงานของเครื่องนี้ คือ เมื่อประจุกระแสไฟฟ้าเข้าสู่แบตเตอรี่จนเต็มแล้วก็จะต้องตัดการชาร์จทันที ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะใช้เครื่องควบคุมการประจุกระแสไฟฟ้าในกรณีที่มีการเก็บพลังงานไฟฟ้าไว้ในแบตเตอรี่เท่านั้น

ภาพที่ 2.4 เครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า

ที่มา: http://www.sunnergytech.com

3.1.3 แบตเตอรี่ (Battery) (พิชยดา จิรวรรษวงศ์ 2556: 96 นพดล รุ่งสวาท 2557: 9 กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน 2558: 18) เป็นตัวเก็บสะสมพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ไว้ใช้ในเวลาที่ต้องการ เช่น เวลาที่ไม่มีแสงอาทิตย์ เวลากลางคืน รวมทั้งทำหน้าที่ในการควบคุมรักษาแรงดันไฟฟ้ากระแสตรง (DC) ในระบบไว้ในระดับที่ต้องการ และสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องไม่ให้ขาดหาย จ่ายกระแสได้ตามขนาดของแบตเตอรี่ ตามภาพที่ 2.5

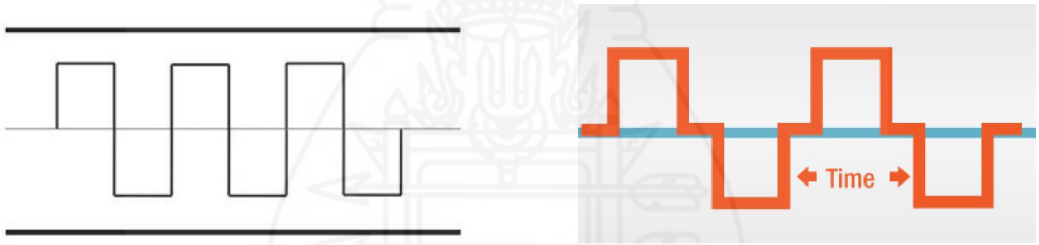
แบตเตอรี่ที่ใช้ในระบบพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อใช้จัดเก็บพลังงานไฟฟ้ามีการพัฒนาให้มีความเหมาะสมในการใช้งานโดยจะออกแบบให้สามารถจัดเก็บประจุได้มากๆ และจ่ายกระแสไฟฟ้าได้นานๆยิ่งขึ้นที่เรียกว่าเป็นแบบ Deep Cycle โดยการออกแบบให้แผ่นธาตุตะกั่วมีความหนาเป็นพิเศษเป็นผลทำให้ค่าความต้านทานภายในสูงสามารถจัดเก็บประจุไฟฟ้าได้สูง มีการบำรุงรักษาง่าย อายุการใช้งานยาวนาน สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าคงที่ได้เป็นระยะเวลานานและสามารถชาร์จกลับได้ง่ายด้วยกระแสไฟต่ำๆ สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าได้สูงถึงร้อยละ 80 ของความจุแบตเตอรี่ โดยไม่ทำให้แบตเตอรี่เสื่อมไว

ภาพที่ 2.5 แบตเตอรี่

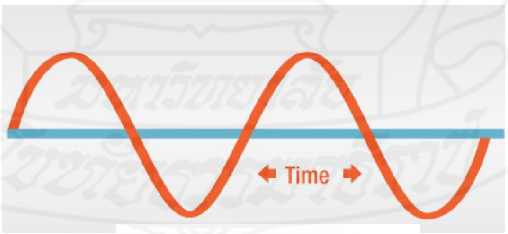
ที่มา: http://www.solaronlineth.com / http://www.naturalenergyth.com / http://www.thaisolarsystem.com

3.1.4 อินเวอร์เตอร์ (Inverter) (พิชยดา จิรวรรษวงศ์ 2556: 92 นพดล รุ่งสวาท 2557: 10 กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน 2558: 18-19) หรือเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ปรับเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงจากแบตเตอรี่เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ 220 V ที่ได้มาตรฐานเพื่อนำไปใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าและเครื่องมือต่างๆที่ใช้ไฟฟ้ากระแสสลับทั่วไป ตามภาพที่ 2.7

อินเวอร์เตอร์จะออกแบบวงจรภายในโดยใช้วงจร Switching Transistor ออกแบบให้เปิด-ปิด วงจรกระแสตรงของ Transistor อย่างรวดเร็วร่วมกับขดลวดหรือหม้อแปลงไฟฟ้า จะทำให้สามารถแปลงไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับได้ โดยมีคุณภาพของแรงดันขาออก ตามการออกแบบและความซับซ้อนของวงจรเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (DC to AC) ซึ่งจะได้สัญญาณขาออกในลักษณะต่างๆตามการออกแบบวงจร เช่น Square Wave, Modified Sine Wave, Pure Sine Wave ตามภาพที่ 2.6



Square Wave **Modified Sine Wave**



Pure Sine Wave

ภาพที่ 2.6 ลักษณะของรูปร่างคลื่น

ที่มา: https://classicalgaming.wordpress.com/2012/05/15/research-in-game-music-the-difference-between-pulse-waves-and-square-waves / https://www.civicsolar.com/resource/inverters-sine-wave-or-modified-sine-wave

อินเวอร์เตอร์ที่มีคุณภาพดีที่สุดจะเป็นแบบ Pure Sine Wave เนื่องจากแบบ Pure Sine Wave สามารถสร้างรูปคลื่นได้เหมือนกับไฟจากระบบของการไฟฟ้า จึงสามารถใช้งานได้ดีกับเครื่องใช้ไฟฟ้ากระแสสลับทุกประเภท

ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์โดยทั่วไปจะมีประสิทธิภาพประมาณร้อยละ 85-90 เช่น กำลังวัตต์ที่ต้องการใช้งาน 850 วัตต์ต้องใช้อินเวอร์เตอร์ขนาด 1 กิโลวัตต์ เป็นต้น

ภาพที่ 2.7 อินเวอร์เตอร์แบบ Pure Sine Wave

ที่มา: http://www.solarmateth.com / http://www.alibaba.com/product-detail/Intellgent-20000w-pure-sine-power-inverter_1961830308.html?spm=a2700.7724857.29.139.jprJ5q

3.2 การคำนวณขนาดของเซลล์แสงอาทิตย์

การคำนวณขนาดของเซลล์แสงอาทิตย์ (วรนุช แจ้งสว่าง 2553: 84-85 กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน 2554) สำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าเพื่อติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อทราบพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในหนึ่งวัน ความเข้มพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบต่อหน่วยพื้นที่บนแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะมีค่าขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ โดยปกติกำหนดค่าชดเชยการสูญเสียของเซลล์แสงอาทิตย์เป็น 0.8 ค่าชดเชยการสูญเสียความร้อนของเซลล์แสงอาทิตย์เป็น 0.85 ในการเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงที่ผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ จะต้องผ่านเครื่องแปลงแรงดันไฟฟ้า โดยปกติประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์มีประสิทธิภาพประมาณ 0.85-0.9 ดังนั้นกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งสามารถคำนวณได้จากสูตรดังนี้

$$P = \frac{P_L \times D}{Q \times A \times B \times C}$$

เมื่อ P = กำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้ง (วัตต์)

P_L = ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในหนึ่งวัน (วัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร)

Q = พลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยที่ตกกระทบในหนึ่งวัน สำหรับประเทศไทยมีค่า 5,000 วัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน 2554)

A = ค่าชดเชยการสูญเสียของเซลล์แสงอาทิตย์ (0.8)

B = ค่าชดเชยการสูญเสียเชิงความร้อนของเซลล์แสงอาทิตย์ (0.85)

C = ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ (0.9)

D = ความเข้มแสงปกติมีค่า 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร

4. การประเมินค่าโครงการลงทุน

ในการตัดสินใจว่าจะเลือกลงทุนในโครงการลงทุนใหม่หรือไม่นั้น เมื่อกิจการทราบจำนวนเงินลงทุนในโครงการต่างๆ หรือกระแสเงินสดจ่าย และเงินสดรับเข้า หรือกระแสเงินสดรับเข้าของโครงการลงทุนแต่ละโครงการแล้ว ก็จะนำกระแสเงินสดเหล่านั้นมาประเมินค่าโครงการลงทุนต่อไป

วิธีการที่นิยมใช้ในการประเมินค่าโครงการลงทุนแบ่งออกเป็น 4 วิธี คือ

4.1 ระยะเวลาคืนทุน (Pay Back Period: PBP)

4.2 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)

4.3 อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit – Cost Ratio: BCR)

4.4 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return: IRR)

4.1 ระยะเวลาคืนทุน (Pay Back Period: PBP)

ระยะเวลาคืนทุน (อัจฉรา ชีวะตระกูลกิจ 2551 กัลยานี ภาคอัต 2557: 12-43) การประเมินค่าโครงการตามวิธีนี้ เพื่อให้ทราบว่าเมื่อลงทุนไปแล้วจะใช้เวลานานเท่าไรจึงจะคืนทุน การคำนวณแยกออกเป็น 2 กรณี

1) ถ้ากระแสเงินสดรับสุทธิรายปีเท่ากันทุกปี

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน (PBP)} = \frac{\text{เงินลงทุน}}{\text{กระแสเงินสดรับสุทธิรายปี}}$$

2) ถ้ากระแสเงินสดรับสุทธิรายปีแต่ละปีไม่เท่ากัน ระยะเวลาคืนทุนของโครงการก็สามารถคำนวณได้โดยคิดกระแสเงินสดรับสุทธิ (ผลตอบแทนสุทธิ) รวมทีละปี จนกว่าจะถึงปีที่ทำให้ผลรวมของกระแสเงินสดรับเท่ากับเงินลงทุนพอดี

4.1.1 ข้อดีและข้อเสียของวิธีระยะเวลาคืนทุน

ข้อดี

1) คำนวณได้ง่าย ไม่ยุ่งยากซับซ้อน

2) ทำให้ทราบสภาพคล่องของโครงการ โดยโครงการที่คืนทุนเร็วย่อมมีสภาพคล่องสูงกว่า

3) เป็นตัววัดความเสี่ยงของโครงการได้ โดยโครงการที่คืนทุนเร็ว ย่อมมีความเสี่ยงน้อยกว่า

ข้อเสีย

1) ไม่ได้คำนึงถึงกระแสเงินสดภายหลังจากการคืนทุนแล้ว

2) ไม่ได้คำนึงถึงค่าของเงินในระยะเวลาที่ต่างกันว่ามีค่าไม่เท่ากัน

3) ไม่คำนึงถึงความสี่ยงของกระแสเงินสดที่จะได้รับในอนาคต

4) ไม่มีเกณฑ์การตัดสินใจที่บ่งชี้ให้เห็นว่าการลงทุนนั้น ๆ มีส่วนเพิ่มมูลค่าของกิจการอย่าไร

4.2 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (รวีรัตน์ สีบัว 2551 จุไร ทัพวงษ์ 2554: 9-25 พิชยดา จิรวรรยวงศ์ 2556: 36) คือ มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดจ่ายหักจากกระแสเงินสดรับ หรือผลตอบแทนสุทธิ มูลค่าปัจจุบันสุทธิอาจหาได้ด้วยการหาผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนกับมูลค่าปัจจุบันของรายจ่าย

เนื่องจากผลตอบแทนของโครงการมักเป็นผลตอบแทนในระยะยาว คือ ผลตอบแทนจากโครงการเป็นเวลานานหลายปี แต่การลงทุนหรือค่าใช้จ่ายส่วนใหญ่มักจะเกิดในช่วงเริ่มต้นของโครงการ ดังนั้นการที่จะเปรียบเทียบถึงผลตอบแทนและรายจ่ายที่ต้องเสียไปในโครงการจะต้องทำการปรับค่าของเวลาของค่าใช้จ่ายและผลตอบแทนให้อยู่ในรูปของมูลค่าปัจจุบันของโครงการเสียก่อน

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} (B_t - C_t)/(1+i)^t$$

โดยที่ NPV = มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (บาท)

B_t = ผลตอบแทนในปีที่ t

C_t = ต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายในปีที่ t

i = อัตราคิดลดหรือค่าเสียโอกาสของเงินทุน

t = ระยะเวลาของโครงการ คือ 0, 1, 2,…,n

n = อายุของโครงการ

หลักเกณฑ์ในการตัดสินใจ

- ถ้า NPV > 0 หรือมีค่าเป็นบวก แสดงว่า สมควรที่จะลงทุน
- ถ้า NPV = 0 แสดงว่า ลงทุนหรือไม่ลงทุนก็ได้
- ถ้า NPV < 0 หรือมีค่าเป็นลบ แสดงว่า ไม่สมควรที่จะลงทุน

4.2.1 ข้อดีและข้อเสียของวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ

ข้อดี

1) วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นการใช้กระแสเงินสด (Cash Flows) มากกว่ากำไรทางบัญชี ซึ่งสะท้อนให้เห็นเวลาที่แท้จริงของผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการลทุน

2) ได้นำแนวคิดเกี่ยวกับมูลค่าเงินตามเวลามาใช้ประกอบการคำนวณ ซึ่งทำให้สามารถทำการเปรียบเทียบระหว่างผลตอบแทนจากโครงการลงทุนกับเงินลงทุนได้อย่างมีเหตุผลมากยิ่งขึ้น

3) ในกรณีที่จะต้องเลือกโครงการใดเพียงโครงการเดียว (Mutually Exclusive Projects) วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิจะเป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพมากกว่าวิธีอื่น

4) มีความสัมพันธ์โดยตรงกับแนวคิดการสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับกิจการ โดย NPV คือ ส่วนต่างระหว่างจำนวนเงินที่แสดงถึงผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการ และต้นทุนของโครงการ นั่นก็คือ มูลค่าเพิ่มที่เกิดขึ้น หากมีการยอบรับโครงการนั้น

5) พิจารณาความเสี่ยงของกระแสเงินสดในอนาคต

ข้อเสีย

1) ต้องประมาณการอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่ต้องการเพื่อใช้ในการคำนวณ

2) แสดงออกมาเป็นจำนวนเงินซึ่งอาจจะเข้าใจยากกว่าแสดงเป็นอัตราร้อยละ

3) ถ้าโครงการที่พิจารณามี 2 โครงการใช้เงินลงทุนต่างกัน แต่โครงการทั้งสองมีค่า NPV เท่ากัน วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิสามารถบอกได้ว่าโครงการทั้งสองจะสร้างมูลค่าเพิ่ม

ให้กับกิจการ แต่ไม่สามารถที่จะบอกได้ว่า โครงการใดจะให้ผลตอบแทนต่อต้นทุนที่ลงไปได้คุ้มค่ากว่ากัน

4) ในทางปฏิบัติ วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิอาจมีการคลาดเคลื่อนได้ เพราะเงินสดที่ได้รับมาในปีแรกๆ นั้น ตามทฤษฎีแล้ว กระแสเงินสดที่ได้มา จะต้องถูกนำไปลงทุนต่อแต่ในทางปฏิบัติจริงๆ เงินสดที่ได้รับมานั้นอาจนำไปจ่ายเงินปันผล หรือนำไปใช้จ่ายอื่นๆ ได้

4.3 อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit – Cost Ratio: BCR)

อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (อัจฉรา ชีวะตระกูลกิจ 2551 จุไร ทัพวงษ์ 2554: 9-30) เป็นตัวบ่งชี้ทางเศรษฐกิจและการเงินตัวหนึ่งที่เป็นที่รู้จักกันอย่างแพร่หลาย การที่โครงการหนึ่งเป็นที่ยอมรับว่าเหมาะสมแก่การลงทุนนั้นมูลค่าของผลประโยชน์ที่ได้หักลดแล้วควรจะมากกว่ามูลค่าของค่าใช้จ่ายที่ได้หักลดแล้วเช่นกัน อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุนหาได้จากการนำมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับหารด้วยมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดจ่าย

$$BCR = PVB/PVC = \frac{\sum_{t=0}^{n} B_t (1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^{n} C_t (1+i)^{-t}}$$

โดยที่ BCR = อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน

PVB = มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิ (บาท)

PVC = มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนทั้งหมด (บาท)

B_t = ผลตอบแทนในปีที่ t

C_t = ต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายในปีที่ t

i = อัตราคิดลดหรือค่าเสียโอกาสของเงินทุน

t = ระยะเวลาของโครงการ คือ 0, 1, 2,…,n

n = อายุของโครงการ

หลักเกณฑ์ในการตัดสินใจ

- ถ้า BCR > 1 แสดงว่า สมควรที่จะลงทุน
- ถ้า BCR = 1 แสดงว่า ลงทุนหรือไม่ลงทุนก็ได้
- ถ้า BCR < 1 แสดงว่า ไม่สมควรที่จะลงทุน

4.3.1 ข้อดีและข้อเสียของวิธีอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน

ข้อดี

1) แสดงผลกระทบต่อมูลค่าของกิจการจากโครงการลงทุนที่พิจารณา

2) พิจารณากระแสเงินสดตลอดทั้งโครงการ

3) พิจารณาค่าของเงินที่มีระยะเวลาต่างกัน

4) พิจารณาความเสี่ยงของกระแสเงินสดในอนาคต

5) มีประโยชน์สำหรับการเรียงลำดับและการเลือกโครงการลงทุนเมื่อมีเงินลงทุนจำกัด

ข้อเสีย

1) ต้องประมาณการอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่ต้องการเพื่อใช้ในการคำนวณ

2) วิธีนี้มีข้อสมมติให้กระแสเงินสดสุทธิที่ได้รับในแต่ละปีนำไปลงทุนต่อโดยได้รับอัตราผลตอบแทนเท่ากับอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่ต้องการซึ่งคงที่ตลอดอายุโครงการ ซึ่งความจริงอาจไม่เป็นเช่นนั้น

4.4 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return: IRR)

อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (รวีรัตน์ สีบัว 2551 อัจฉรา ชีวะตระกูลกิจ 2551 จุไร ทัพวงษ์ 2554: 9-34) คือ อัตราผลตอบแทนของโครงการที่กำลังพิจารณา ซึ่งอาจสรุปได้ IRR หมายถึง

- IRR คือ อัตราส่วนลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์เท่ากับมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่าย หรือ
- IRR คือ อัตราความสามารถของเงินทุนที่ทำให้ผลประโยชน์คุ้มค่ากับค่าใช้จ่ายเมื่อคิดเป็นมูลค่าปัจจุบัน หรือ
- IRR คือ อัตราส่วนลดที่ทำให้ NPV = 0

$$IRR = \sum_{t=0}^{n} (B_t - C_t)/(1+i)^t = 0$$

โดยที่ IRR = อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ

B_t = ผลตอบแทนในปีที่ t

C_t = ต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายในปีที่ t

i = อัตราคิดลดหรือค่าเสียโอกาสของเงินทุน

t = ระยะเวลาของโครงการ คือ 0, 1, 2,…,n

n = อายุของโครงการ

หลักเกณฑ์ในการตัดสินใจ

- ถ้า IRR > i แสดงว่า สมควรที่จะลงทุน
- ถ้า IRR = i แสดงว่า ลงทุนหรือไม่ลงทุนก็ได้
- ถ้า IRR < i แสดงว่า ไม่สมควรที่จะลงทุน

4.4.1 ข้อดีและข้อเสียของวิธีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ

ข้อดี

1) เป็นวิธีที่บ่งบอกถึงอัตราผลตอบแทนของโครงการเป็นเปอร์เซ็นต์ ซึ่งจะเข้าใจง่าย และสะดวกในการอ้างอิง

2) พิจารณากระแสเงินสดตลอดทั้งโครงการ

3) พิจารณาค่าของเงินที่แตกต่างกันในเวลาต่างกัน

4) พิจารณาความเสี่ยงของกระแสเงินสดในอนาคต

5) หากมีโครงการเป็นโครงการประเภทที่เป็นอิสระ (Independent Projects) วิธี IRR จะเป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพมาก เพราะเกณฑ์ของการพิจารณาโครงการจะบ่งบอกถึงว่ากิจการมีความปลอดภัยมากน้อยเพียงใด (Safety Margin) เพราะถ้ายิ่งค่า IRR มาก โอกาสของการขาดทุนจากโครงการจะน้อยลง

ข้อเสีย

1) หากกระแสเงินสดของโครงการไม่ปกติ (Non-normal Cash Flows) แล้ววิธี IRR นี้จะให้ค่าอัตราผลตอบแทนภายในหลายค่า (multiple IRRs)

2) เป็นวิธีที่ด้อยกว่า วิธี NPV เมื่อโครงการที่จะต้องเลือกเป็นโครงการที่ทดแทนกันไม่ได้ (Mutually Exclusive Projects) โดยเฉพาะโครงการที่แตกต่างกันในเรื่องขนาดของโครงการ และระยะเวลาของกระแสเงินสดรับที่แตกต่างกัน โดยเกิดข้อขัดแย้งกับวิธี NPV

5. การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ (Sensitivity Analysis)

วิธีการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ (กัลยานี ภาคอัต 2557: 12-48) เป็นวิธีการวิเคราะห์โครงการลงทุนภายใต้ความไม่แน่นอน ซึ่งแสดงให้เห็นว่า ผลการประเมินค่าโครงการลงทุนไม่ว่าจะใช้วิธีมูลค่าปัจจุบัน (NPV) อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) หรือวิธีอื่นๆ ก็ตามจะเปลี่ยนแปลงไปอย่างไร เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงใน

ปัจจัยสำคัญตัวใดตัวหนึ่งโดยกำหนดให้ปัจจัยตัวอื่นๆคงที่ กล่าวคือ ในการประเมินค่าโครงการลงทุน โดยวิธี NPV, BCR, IRR จะต้องใช้ข้อมูลสำคัญ คือ กระแสเงินสดรับ (ผลตอบแทน) และกระแสเงินสดจ่าย (ต้นทุน) ในอนาคตซึ่งมีความไม่แน่นอนมาคำนวณ ดังนั้น ถ้าข้อมูลกระแสเงินสดรับ กระแสเงินสดจ่าย ได้แก่ ราคาขายต่อหน่วย ต้นทุนผันแปรต่อหน่วย ต้นทุนคงที่หรือขนาดของเงินลงทุน เปลี่ยนแปลงไป ย่อมส่งผลกระทบให้ผลการประเมินค่าโครงการลงทุนตามวิธีต่างๆ เปลี่ยนแปลงไปด้วย วิธีการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการจะช่วยให้ ทราบว่า ในปัจจัยต่างๆ ที่เปลี่ยนแปลงไปหรือมีความไม่แน่นอนนั้น ปัจจัยใดที่ส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงในผลการประเมินค่าโครงการลงทุนมากที่สุด และทำให้ผลการประเมินค่าโครงการลงทุนเปลี่ยนแปลงไปจากเดิมอันจะเป็นผลประโยชน์ต่อการตัดสินใจลงทุนของกิจการ วิธีการวิเคราะห์ความไวนี้อาจเรียกอีกอย่างหนึ่งว่าวิธีการวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงของปัจจัยที่เกี่ยวข้องในสัดส่วนต่างๆ

การใช้วิธีการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการควรจะต้องจัดเตรียมข้อมูลสำหรับการพิจารณาโครงการลงทุนที่จะนำมาเปรียบเทียบกันไว้เป็นจำนวนหลายๆชุด โดยข้อมูลเหล่านั้นควรแยกตามสภาพเหตุการณ์ที่คาดว่าอาจจะเกิดได้ในอนาคต ซึ่งมีความน่าจะเป็นในระดับต่างๆกัน จากนั้นจะคำนวณหามูลค่าที่คาดหวังไว้ และค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของโครงการ ซึ่งโดยปกติควรเลือกลงทุนในโครงการที่มีมูลค่าที่คาดหวังไว้ของค่าปัจจุบันสุทธิสูงและค่าความเบี่ยงเบนมาตรฐานต่ำ

ประโยชน์ที่ได้รับจากการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (สุชาดา ใยเทศ 2555: 11) จะช่วยทำให้ทราบถึงตัวแปรที่อาจจะก่อให้เกิดความผันแปร ผลตอบแทนสุทธิของโครงการเพื่อใช้ประกอบการประเมินโครงการให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น และการประเมินนั้นควรพิจารณาว่าผลตอบแทนหรือประโยชน์ที่ได้รับจากการตัดสินใจนั้นคุ้มค่าพอที่จะชดเชยกับความไม่แน่นอนที่อาจจะเกิดขึ้นหรือไม่

5.1 ปัจจัยที่ควรให้ความสนใจ ดังนี้

1) ต้นทุนของโครงการ อาจมีการเปลี่ยนแปลงต้องเพิ่มค่าใช้จ่ายในการดำเนินโครงการ

2) ผลตอบแทนของโครงการ ซึ่งเป็นที่มาของผลประโยชน์ของโครงการ อาจจะมีการคาดการณ์ของผลผลิตในปริมาณที่สูง ในกรณีเช่นนี้จะต้องมีการพิจารณาว่า หากผลผลิตเปลี่ยนแปลงไปจากที่คาดการณ์ไว้ จะมีผลต่อมูลค่าผลผลิตที่ได้จากโครงการอย่างไรบ้าง

3) ราคาเนื่องจากราคาที่นำมาใช้ประเมินต้นทุนของโครงการจะใช้ราคาปัจจุบันคงที่อาจจะทำให้ผลประเมินผิดพลาดได้ซึ่งในความเป็นจริงราคาของปัจจัยการผลิตที่ใช้ประเมินย่อมจะไม่คงที่ตลอดระยะเวลาดำเนินโครงการ

5.2 อัตราคิดลด (Discount Rate)

อัตราคิดลดเป็นตัวแปรที่มีความสำคัญตัวหนึ่งในการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการว่าโครงการนั้นสมควรที่จะลงทุนหรือไม่

อัตราคิดลดจะต้องเลือกใช้อัตราที่เหมาะสม (Gittiinger 1982: 314-315 อ้างถึงในจิรวรรณ ขุนทองปาน 2551: 12) กล่าวว่า อัตราคิดลดที่ผู้วิเคราะห์จะต้องเลือกใช้มี 3 อัตรา ได้แก่

1) ค่าเสียโอกาสของต้นทุน (Opportunity Cost of Capital) ใช้สำหรับการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ เป็นอัตราผลตอบแทนของเงินทั้งหมดที่ใช้ในการดำเนินงานรวมทั้งต้นทุนที่ไม่มีตัวตน ถือเป็นแนวคิดที่ดีแต่ยากที่จะประยุกต์ใช้ในทางปฏิบัติ นั่นคือไม่มีใครทราบว่าค่าเสียโอกาสของทุนจริงๆเป็นเท่าไร

2) อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ (Borrowing Rate) อัตราดอกเบี้ยกู้ยืมถือเป็นต้นทุนของเงินทุน อัตราดอกเบี้ยที่โครงการสามารถกู้ได้ คือต้นทุนค่าเสียโอกาส จึงควรนำมาเป็นอัตราคิดลดในการวิเคราะห์ทางการเงิน

3) อัตราผลตอบแทนทางสังคม (Social Rate of Return) เป็นอัตราที่สะท้อนถึงค่าเสียโอกาสของสังคม จากการใช้ทรัพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัดไม่เพียงพอกับความต้องการใช้ของคนในสังคมทั้งภาครัฐและเอกชน การนำเอาทรัพยากรส่วนหนึ่งของสังคมมาใช้จึงทำให้เกิดต้นทุนค่าเสียโอกาสของสังคมขึ้น ไม่ว่าจะเป็นการลงทุนของภาครัฐหรือภาคเอกชน

6. งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

งานวิจัยที่ผ่านมาได้มีการศึกษาผลตอบแทนทางการเงินซึ่งมีวิธีการที่นิยมใช้ในการประเมินค่าโครงการลงทุนที่เกี่ยวข้องกับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และการศึกษาอื่นๆที่เกี่ยวข้อง ดังนี้

6.1 กลุ่มบ้านที่อยู่อาศัย

พิชยดา จิรวรรยวงศ์ (2556) ได้วิเคราะห์ต้นทุนการนำระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มาประยุกต์ใช้ในบ้านที่อยู่อาศัย โดยใช้บ้านขนาดมาตรฐานของบ้านเดี่ยวทั่วไปเป็นกรณีศึกษา โดยเป็นบ้านเดี่ยว 2 ชั้น 4 ห้องนอน 2 ห้องน้ำ 1 ห้องครัว 1 ห้องรับแขกและมีพื้นที่ใช้สอย 125 ตารางเมตร ทั้งนี้การศึกษาถูกแบ่งเป็น 2 กรณี คือ กรณีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบเต็มพื้นที่หลังคา กับกรณีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบพอดีความต้องการใช้ภายในบ้าน ซึ่งแต่ละกรณีก็จะมีแนวทางในการเลือกติดตั้งอุปกรณ์แบบต่างๆต่างกัน 4 ทางเลือก ผลการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน ภายใต้เงื่อนไข อายุโครงการ 25 ปี อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 5 ต่อปี

และอัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 3 พบว่าทางเลือกที่ 4 ของทั้ง 2 กรณีให้ผลตอบแทนทางการเงินดีที่สุด คือ

1) กรณีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบเต็มพื้นที่หลังคา โดยทางเลือกที่ 4 คือ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 8.64 kW ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 240W จำนวน 36 แผง เครื่องควบคุมการชาร์จประจุขนาด 48V, 40A จำนวน 9 ตัว แบตเตอรี่ขนาด 12V, 68Ah จำนวน 27 ลูก และอินเวอร์เตอร์ขนาด 48V/220V จำนวน 2 ตัว ผลตอบแทนทางการเงิน คือ NPV เท่ากับ -553,470.04 บาท BCR เท่ากับ 0.83 และIRR เท่ากับ ร้อยละ -1.96

2) กรณีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบพอดีความต้องการใช้ภายในบ้าน โดยทางเลือกที่ 4 คือระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 4.80 kW ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 240W จำนวน 20 แผง เครื่องควบคุมการชาร์จประจุขนาด 48V, 40A จำนวน 5 ตัว แบตเตอรี่ขนาด 12V, 68Ah จำนวน 15 ลูก และอินเวอร์เตอร์ขนาด 48V/220V จำนวน 2 ตัว ผลตอบแทนทางการเงิน คือ NPV เท่ากับ -356,027.31 บาท BCR เท่ากับ 0.75 และIRR เท่ากับ ร้อยละ -3.05

ส่วนต้นทุนเฉลี่ยการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ของทั้ง 2 กรณีโดยเลือกกรณีที่ให้ผลตอบแทนทางการเงินดีที่สุดเท่ากับ 100,318.29 บาทต่อการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 กิโลวัตต์ และผลตอบแทนเฉลี่ยต่อปีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าเท่ากับ 3,605.48 บาทต่อการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 กิโลวัตต์

และได้มีการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการไว้ 3 กรณี กรณีที่ 1 มีการสนับสนุนในค่าอุปกรณ์ในการติดตั้งร้อยละ 50 แต่ค่าไฟฟ้าคงที่ที่ร้อยละ 3 กรณีที่ 2 ไม่มีการสนับสนุนในส่วนค่าใช้จ่ายอุปกรณ์ แต่ค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 10 กรณีที่ 3 มีการสนับสนุนในค่าอุปกรณ์ในการติดตั้งร้อยละ 50 และค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 10 ผลการศึกษาพบว่า กรณีที่ 3 คือ มีการสนับสนุนในค่าอุปกรณ์ในการติดตั้งร้อยละ 50 และค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 10 ทำให้โครงการสมควรที่จะลงทุน พบว่าทุกทางเลือกของทั้งกรณีติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบเต็มพื้นที่หลังคา และกรณีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบพอดีความต้องการใช้ภายในบ้าน มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) มีค่ามากกว่า 0 อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) มีค่ามากกว่า 1 และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) มีค่ามากกว่าอัตราดอกเบี้ย

วิวัฒน์ ชโนวิทย์ (2557) ได้ศึกษาความคุ้มค่าทางด้านการเงินและทางด้านเศรษฐศาสตร์ ในพื้นที่ที่แตกต่างกันด้านความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ 3 พื้นที่ของประเทศไทย ได้แก่ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลาง และภาคเหนือ ภายใต้อายุโครงการ 25 ปี กำหนดให้อัตราคิดลดที่ร้อยละ 8 ต่อปี (ADB ค่าเสียโอกาสของทุนในประเทศที่กำลังพัฒนา) กำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 6 โดยมีวิธีการประเมินค่าโครงการลงทุน คือ NPV, BCR และ IRR ผลการศึกษา

เมื่อเปรียบเทียบระหว่างผู้เข้าร่วมโครงการจำหน่ายไฟฟ้ากับผู้ไม่ได้เข้าร่วมโครงการทั้ง 3 พื้นที่ พบว่าครัวเรือนที่ได้รับการสนับสนุนโดยการรับซื้อไฟฟ้ามีความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนมากกว่าผู้ที่ผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์เพื่อใช้ในครัวเรือน ส่วนการคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ พบว่าผู้ที่ผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์เพื่อใช้ในครัวเรือนมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์เนื่องจากเกิดประโยชน์ต่อทั้งผู้ผลิตพลังงานใช้เองและเกิดผลกระทบทางบวกต่อสังคม และเมื่อพิจารณาปัจจัยด้านภูมิศาสตร์ พบว่าพื้นที่ที่มีความคุ้มค่าในการลงทุนมากที่สุด คือภาคตะวันออกเฉียงเหนือ รองลงมา คือภาคกลาง และภาคเหนือ ตามลำดับ และได้มีการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการไว้ 4 กรณี กรณีที่ 1 มีการลดลงของต้นทุนค่าใช้จ่ายอุปกรณ์แผงเซลล์แสงอาทิตย์ร้อยละ 7 กรณีที่ 2 มีการเพิ่มขึ้นของต้นทุนค่าใช้จ่ายอุปกรณ์แผงเซลล์แสงอาทิตย์ร้อยละ 7 กรณีที่ 3 มีการลดลงของค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบร้อยละ 10 กรณีที่ 4 มีการเพิ่มขึ้นของค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบร้อยละ 10 ผลการศึกษาพบว่า โครงการไม่ค่อยมีความอ่อนไหวเนื่องจากเมื่อพิจารณาปัจจัยบางอย่างที่ส่งผลให้ต้นทุนเปลี่ยนไป แต่กลับไม่ส่งผลทำให้ตัวชี้วัดหลักๆที่ใช้ในการตัดสินใจเปลี่ยนแปลง

6.2 กลุ่มอาคาร

นภัทร วัจนเทพินทร์ และคณะ (2546) ได้ศึกษาการวิจัยและพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา โดยใช้ชุดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอน (a-Si) ขนาดกำลังไฟฟ้ารวม 4.872 กิโลวัตต์ ติดตั้งบนหลังคาอาคารสาขาวิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีราชมงคล วิทยาเขตนนทบุรี ผลการศึกษาพบว่า สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้รวม 6,443.91 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อปี สามารถประหยัดค่าไฟฟ้าได้ประมาณ 15,014.52 บาทต่อปี และประหยัดค่าไฟฟ้าได้ตลอดอายุการใช้งานประมาณ 300,290.40 บาทต่อปี ค่าใช้จ่ายในการผลิตเท่ากับ 11.718 บาทต่อหน่วย ค่าพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ย 0.25 หน่วยต่อตารางเมตรต่อวัน โดยมีประสิทธิภาพรวมของระบบฯ เท่ากับ ร้อยละ 32.59 ประสิทธิภาพของระบบผกผันเท่ากับ ร้อยละ 81.41 และประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ ร้อยละ 40.04

พิมลมาศ วรรณคนาพล เอนก สุวรรณชัยสกุล ปาริณี ศรีสุวรรณ์ และเฉลิมวัฒน์ ตันตสวัสดิ์ (2555) ได้ศึกษาการประยุกต์ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์กับระบบบำบัดน้ำเสียสำหรับโครงการอาคารพักอาศัยของการเคหะแห่งชาติและนอกจากนี้ยังศึกษาถึงประโยชน์ด้านอื่นๆ ของการประยุกต์ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ในอาคารซึ่งสามารถสรุปผลการศึกษาได้ดังนี้

1) การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ครอบคลุมร้อยละ 81 ของพื้นที่หลังคาสามารถช่วยลดอุณหภูมิอากาศภายในห้องพักอาศัยที่อยู่ในชั้นใต้หลังคาได้สูงสุด 4 ˚C

2) การลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ พบว่า สามารถลดได้ 44.91-718.61 ตันคาร์บอนไดออกไซด์ ตลอดช่วงอายุการใช้งานซึ่งเทียบได้กับการใช้รถยนต์ 6-107 คัน

3) การใช้งานเมื่อยามเกิดภัยพิบัติ พบว่า การติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์สามารถรองรับการใช้พลังงานในระบบบำบัดน้ำเสียรูปแบบเปิด 24 ชั่วโมง จะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 33.60 กิโลวัตต์-ชั่วโมง/วัน ซึ่งมากกว่าการใช้พลังงานไฟฟ้าในพื้นที่ส่วนกลางยามปกติถึง 1.4 เท่า จึงมีความเป็นไปได้สูงในการใช้งานเมื่อยามเกิดภัยพิบัติ

4) ด้านความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ พบว่า การติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อขายไฟฟ้าคืนมีระยะเวลาการคืนทุนอยู่ที่ 21 ปี เร็วกว่าการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ในอาคารเพียงอย่างเดียว เมื่อเปรียบเทียบระหว่างการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์รูปแบบหลังคา (โซลาร์รูฟ) กับแบบเพื่อการผลิตไฟฟ้าอย่างเดียวบนที่ดินขนาดใหญ่ (โซลาร์ฟาร์ม) สำหรับพื้นที่โครงการบ้านเอื้ออาทรบึงกุ่ม พบว่า ระบบโซลาร์รูฟมีความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์โดยมีระยะการคืนทุนที่เร็วกว่าการลงทุนในระบบโซลาร์ฟาร์มบนเนื้อที่เดียวกันถึง 5.82 เท่า

วราภรณ์ แห้วเพ็ชร์ พรระพีพัฒน์ ภาสบุตร และวรรัตน์ ปัตรประกร (2557) ได้ศึกษาความเป็นไปได้ของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง คอปเปอร์ อินเดียม-แกลเลียม ไดซิลิไนด์ (CIGS) สำหรับอาคารชุดพักอาศัย ในประเทศไทย ภายใต้อายุโครงการ 20 ปี และกำหนดให้อัตราดอกเบี้ยเงินกู้เท่ากับร้อยละ 4 ต่อปี ผลการศึกษาพบว่า การติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง CIGS ประยุกต์ใช้บนหน้าต่างของอาคารชุดพักอาศัยมีความคุ้มค่าในการลงทุน และมีระยะเวลาคืนทุนค่อนข้างเร็วประมาณ 8 ปี

พรสวัสดิ์ พิริยะศรัทธา (2559) ได้ศึกษาการใช้เซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคาร คณะสถาปัตยกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยขอนแก่น เพื่อการประหยัดพลังงาน ภายใต้อายุโครงการ 25 ปี และกำหนดให้อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 8 ต่อปี ผลการศึกษาพบว่า สามารถติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ได้เท่ากับ 529 แผง หรือ 793.5 ตารางเมตร สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้ารวมได้เท่ากับ 158,938.05 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อปี หรือประมาณร้อยละ 72.6 ของค่าไฟฟ้าของคณะ ผลตอบแทนทางการเงินพบว่าไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน วิธีการประเมินค่าโครงการลงทุน คือ NPV, BCR และ IRR อย่างไรก็ตามหากมีการเปลี่ยนแปลงตามการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ เช่น ต้นทุนทั้งหมดเปลี่ยนแปลงเป็น ร้อยละ 70 ของต้นทุนทั้งหมด อัตราดอกเบี้ยเปลี่ยนแปลงเป็นร้อยละ 3 ต่อปี เป็นต้น ค่า NPV จะมีค่าเป็นบวก ค่า BCR จะมีค่ามากกว่า 1 และค่า IRR จะมีค่ามากกว่าร้อยละ 8 แสดงว่าผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุน

6.3 ทั้งกลุ่มบ้านที่อยู่อาศัย และกลุ่มอาคาร

บริษัท Energy and Environmental Economics จำกัด (2554) ในรัฐแคลิฟอร์เนีย ประเทศสหรัฐอเมริกา ได้ศึกษาการประเมินความคุ้มค่าของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาระหว่างกลุ่มที่อยู่อาศัยและกลุ่มไม่ใช่ที่อยู่อาศัย ตลอดอายุโครงการ 20 ปี ผลการศึกษาพบว่า ในปี 2551-2552 ทั้งสองกลุ่มไม่มีความคุ้มค่าผลตอบแทนทางการเงิน ซึ่งวิธีการประเมินโครงการมีดังนี้ B/C Ratio, NPV ($), มูลค่าต่อปี ($/yr.) และราคาเชื้อเพลิง ($/kWh) และมีการพยากรณ์ถึงความคุ้มค่าในอนาคต (ปี 2551- 2563) พบว่า กลุ่มไม่ใช่ที่อยู่อาศัยมีแนวโน้มจะมีความคุ้มค่ากว่ากลุ่มที่อยู่อาศัย ซึ่งปัจจัยที่มีผลต่อความคุ้มค่านั้น คือ ต้นทุนที่ใช้ในการติดตั้ง

สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (2556) ได้ศึกษาการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคา พบว่า ต้นทุนการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคาจะมีค่าใช้จ่ายเฉลี่ยประมาณ 60,000 บาทต่อการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ขนาด 1 กิโลวัตต์ ซึ่งจะผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 1,300 หน่วยต่อปี และสามารถสร้างรายได้เฉลี่ยประมาณ 8,000-9,000 บาทต่อปี และจุดคุ้มทุนจะอยู่ประมาณ 6-7 ปี

อโรรา (P.R.Arora 2013) ได้ศึกษาความเป็นไปได้ในการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาในประเทศอินเดีย พบว่า ได้มีการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้งานกันอย่างแพร่หลายทั่วโลก ประเทศที่ใช้พลังงานแสงอาทิตย์สำหรับผลิตไฟฟ้ามากที่สุดในโลก (ปี 2555) เรียงตามลำดับดังนี้ เยอรมนี อิตาลี ญี่ปุ่น สเปน สหรัฐอเมริกา จีน เป็นต้น ด้วยเหตุนี้ประกอบกับประเทศอินเดียมีแนวโน้มประชากรเพิ่มสูงขึ้น มีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ ซึ่งประกอบด้วย ภาคอุตสาหกรรมร้อยละ 35 ภาคครัวเรือนร้อยละ 28 ภาคเกษตรกรรมร้อยละ 21 ภาคการค้าการพาณิชย์ร้อยละ 9 และอื่นๆร้อยละ 7 และการมีพื้นที่ที่จำกัด ผลการศึกษาพบว่า การติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคานั้นสามารถประหยัดพื้นที่กว่าการสร้างโรงงานไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อย่างมาก โดยมีการคาดการณ์ว่าในปี 2564-2565 ถ้ามีผู้เข้าร่วมโครงการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาเป็นจำนวน 1,000,000 ราย สามารถได้กำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 4,500 MW ซึ่งจะผลิตไฟฟ้าได้เทียบเท่ากับการสร้างโรงงานไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 45 ตารางกิโลเมตร

พีระวุฒิ ชินวรรังสี และคณะ (2558) ได้ศึกษาการประเมินสมรรถนะ และความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบหลายเทคโนโลยีที่ติดตั้งบนหลังคาในประเทศไทย ผลการศึกษาพบว่า จากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ 6 ระบบบนหลังคาในประเทศไทย และทดสอบการทำงานภายใต้สภาวะการใช้งานจริง พร้อมทั้งเก็บข้อมูลเป็นระยะเวลา 1 ปี พบว่า ปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ คืออุณหภูมิของแผงเซลล์

แสงอาทิตย์ และค่าพลังงานรังสีดวงอาทิตย์ ผลการทดสอบพบว่าระบบของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด a-Si:H มีสมรรถนะสูงที่สุดเท่ากับ ร้อยละ 82.2 ขณะที่ระบบของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด mono c-Si มีสมรรถนะต่ำที่สุดเท่ากับ ร้อยละ 68.9 นอกจากนี้ยังพบว่า เทคโนโลยีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด poly-Si มีความเหมาะสมและคุ้มค่าที่สุดสำหรับใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาในปัจจุบัน

6.4 อื่นๆ

ณัฐวุฒิ ขาวสะอาด (2551) ได้ศึกษาการลดลงของประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ โดยศึกษาข้อมูลของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโพลีคริสตอลไลน์ (p-Si) และชนิดอะมอร์ฟัสซิลิคอน (a-Si) ที่บันทึกโดยอัตโนมัติ ผลการศึกษาพบว่า แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด p-Si และ a-Si มีอัตราการลดลงของประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์โดยเฉลี่ยรายปี ประมาณ ร้อยละ 1.71 และ ร้อยละ 7.92 ตามลำดับ และได้ศึกษาถึงตัวแปรที่มีผลต่อการลดลงของประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ผลการศึกษาสามารถสรุปได้ว่า การลดลงของประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด a-Si มีอัตราที่สูงกว่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด p-Si โดยมีสาเหตุมาจากการเปลี่ยนแปลงของความต้านทานอนุกรมที่เพิ่มขึ้นและความต้านทานชันต์ที่ลดลง

บริสุทธิ์ สะเดา และคณะ (2552 อ้างถึงใน พิชยดา จิรวรรษวงศ์ 2556) ได้สำรวจปัญหาเบื้องต้นของผู้ใช้งานระบบบ้านพลังงานแสงอาทิตย์ ผลการศึกษาพบว่า เกิดปัญหาจากตัวแบตเตอรี่เท่ากับ ร้อยละ 29.80 เครื่องควบคุมการประจุแบตเตอรี่ และเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (อินเวอร์เตอร์) เท่ากับ ร้อยละ 27.27 เต้ารับเท่ากับ ร้อยละ 12.98 สายไฟเท่ากับ ร้อยละ 10.04 สวิตซ์เท่ากับ ร้อยละ 8.08 ระบบแสงสว่างเท่ากับ ร้อยละ 7.75 และแผงเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ ร้อยละ 4.08

กิติภพ ทองเปาว์ (2553) ได้ศึกษาประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกโพลีซิลิคอน (poly c-Si) และฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิคอน (a-Si) ภายใต้อิทธิพลของความเข้มแสงและอุณหภูมิแผงเซลล์ในประเทศไทย ผลการศึกษาพบว่า สมรรถนะการผลิตไฟฟ้า (Performance Ratio: PR) ของชนิด a-Si แนวโน้มในช่วงฤดูร้อนมีค่าเพิ่มขึ้นและมีค่าสูงสุดในช่วงฤดูฝน โดยที่ค่า PR ของชนิด a-Si มีค่าเฉลี่ยสูงกว่าค่าที่สภาวะมาตรฐาน (STC) และค่า PR ของชนิด poly c-Si ส่วนในช่วงฤดูหนาว ค่า PR ของชนิด a-Si มีค่าลดลงโดยมีค่าลดลงต่ำสุดประมาณร้อยละ 7 เมื่อเทียบกับค่า PR สูงสุดในช่วงฤดูฝน

จะเห็นได้ว่าจากการทบทวนวรรณกรรมและงานวิจัยที่ผ่านมา พบว่า

1) ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายดังรายการต่อไปนี้ 1) แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 2) เครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า 3) แบตเตอรี่ 4) อินเวอร์เตอร์ 5) อุปกรณ์สำหรับยึดติดบนหลังคา 6) อุปกรณ์ทางไฟฟ้า 7) ค่าแรงในการติดตั้งแผง 8) ค่าแรงในการเดินระบบไฟฟ้า 9) ค่าบำรุงรักษา 10) ค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบ 11) เครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า เป็นต้น

ขั้นตอนการคำนวณต้นทุน มีขั้นตอนดังต่อไปนี้ 1) คำนวณหาแผงเซลล์แสงอาทิตย์ 2) คำนวณหากำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้ง 3) คำนวณหาพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งวัน 4) คำนวณหาจำนวนเครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า 5) คำนวณหาจำนวนแบตเตอรี่ 6) คำนวณหาจำนวนอินเวอร์เตอร์ 7) ค้นหาราคาจากการสืบค้นออนไลน์ และการประมาณการค่าใช้จ่ายตามลักษณะของอาคารและความสูงของอาคาร

2) ผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มีขั้นตอนการคำนวณดังต่อไปนี้ 1) วัดขนาดพื้นที่บนหลังคาบ้านที่อยู่อาศัย 2) คำนวณกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้ง 3) คำนวณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งวัน 4) ทราบอัตราค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 5) ผลตอบแทนสามารถหาได้จากการคำนวณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งวันคูณกับอัตราค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

3) การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนโดยการประเมินค่าโครงการลงทุน วิธีการที่นิยมใช้ในการประเมินค่าโครงการลงทุนแบ่งออกเป็น 4 วิธี คือ 1) ระยะเวลาคืนทุน (PBP) 2) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) 3) อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) 4) อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR)

4) การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ ซึ่งมีตัวแปรที่มีความสำคัญต่อผลความสำเร็จของโครงการ คือ การเปลี่ยนแปลงของอัตราคิดลด การเปลี่ยนแปลงของต้นทุน การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าไฟฟ้า การได้รับการสนับสนุนจากภาครัฐ เป็นต้น

บทที่ 3
วิธีดำเนินการวิจัย

การวิจัยนี้เป็นการวิจัยเชิงพรรณนา (Descriptive Research) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน โดยมีขั้นตอนและวิธีดำเนินการวิจัยดังนี้

1. ประชากร

การวิจัยครั้งนี้ใช้โรงพยาบาลเลิดสินเป็นกรณีศึกษา ซึ่งประกอบด้วยอาคารทั้งหมด 4 อาคาร ได้แก่ 1) อาคารผู้ป่วยนอก 2) อาคาร 33 ปี 3) อาคารกาญจนาภิเษก 4) อาคารส่งเสริมบริการ (ตามภาคผนวก ก)

2. การเก็บรวบรวมข้อมูล

ข้อมูลที่ใช้เป็นข้อมูลทุติยภูมิที่เกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนดังนี้

2.1 พื้นที่หลังคาที่สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้แต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน มีพื้นที่หลังคาที่สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาได้ทั้งหมดเท่ากับ 2,850 ตารางเมตร ซึ่งประกอบด้วย

อาคารผู้ป่วยนอกมีขนาดพื้นที่หลังคาที่สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาได้เท่ากับ 460 ตารางเมตร

อาคาร 33 ปีมีขนาดพื้นที่หลังคาที่สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาได้เท่ากับ 445 ตารางเมตร

อาคารกาญจนาภิเษกมีขนาดพื้นที่หลังคาที่สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาได้เท่ากับ 1,145 ตารางเมตร

อาคารส่งเสริมบริการมีขนาดพื้นที่หลังคาที่สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาได้เท่ากับ 800 ตารางเมตร

2.2 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน

ปริมาณการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปีงบประมาณ 2556-2558 ปีงบประมาณ 2556 มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อวัน เท่ากับ 20,534 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ทั้งปีเท่ากับ 7,495,064 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ปีงบประมาณ 2557 มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อวัน เท่ากับ 23,524 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ทั้งปีเท่ากับ 8,586,161 กิโลวัตต์-ชั่วโมง และปีงบประมาณ 2558 มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อวัน เท่ากับ 25,555 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ทั้งปีเท่ากับ 9,327,626 กิโลวัตต์-ชั่วโมง และสรุปรายละเอียดปริมาณการใช้ไฟฟ้าแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน ตามตารางที่ 3.1-3.2

ตารางที่ 3.1 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสินเฉลี่ยต่อวัน (ตามเครื่องวัดไฟฟ้า)

อาคาร	ปริมาณการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อวัน (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)		
	ปีงบประมาณ 2556	ปีงบประมาณ 2557	ปีงบประมาณ 2558
1. อาคารผู้ป่วยนอก และอาคาร 33 ปี	2,178	7,436	9,871
2. อาคารกาญจนาภิเษก	12,564	11,953	12,307
3. อาคารส่งเสริมบริการ	3,378	2,951	3,005
4. ร้านค้าต่างๆ และหอพักแพทย์	351	296	295
5. ตู้คอนเทรนเนอร์ (ศูนย์รักษาผู้ป่วยชั่วคราว)	2,063	888	77
รวมทั้งหมด	**20,534**	**23,524**	**25,555**

ที่มา: โรงพยาบาลเลิดสิน

ตารางที่ 3.2 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสินทั้งปี (ตามเครื่องวัดไฟฟ้า)

อาคาร	ปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งปี (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)		
	ปีงบประมาณ 2556	ปีงบประมาณ 2557	ปีงบประมาณ 2558
1. อาคารผู้ป่วยนอก และอาคาร 33 ปี	795,000	2,714,000	3,603,000
2. อาคารกาญจนาภิเษก	4,586,000	4,363,000	4,492,000
3. อาคารส่งเสริมบริการ	1,233,000	1,077,000	1,097,000
4. ร้านค้าต่างๆ และหอพักแพทย์	128,064	108,161	107,626
5. ตู้คอนเทรนเนอร์ (ศูนย์รักษาผู้ป่วยชั่วคราว)	753,000	324,000	28,000
รวมทั้งหมด	**7,495,064**	**8,586,161**	**9,327,626**

ที่มา: โรงพยาบาลเลิดสิน

2.3 ค่าไฟฟ้าแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน

ค่าไฟฟ้าตั้งแต่ปีงบประมาณ 2556-2558 ปีงบประมาณ 2556 ค่าไฟฟ้าเท่ากับ 31,596,288.66 บาท ปีงบประมาณ 2557 ค่าไฟฟ้าเท่ากับ 36,584,830.83 บาท และปีงบประมาณ 2558 ค่าไฟฟ้าเท่ากับ 38,193,336.88 บาท และสรุปรายละเอียดค่าไฟฟ้าแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน ตามตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 ค่าไฟฟ้าแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน

อาคาร	ค่าไฟฟ้าทั้งปี (บาท)		
	ปีงบประมาณ 2556	ปีงบประมาณ 2557	ปีงบประมาณ 2558
1. อาคารผู้ป่วยนอก และอาคาร 33 ปี	3,127,097.58	11,639,643.10	15,290,790.48
2. อาคารกาญจนาภิเษก	17,536,175.57	17,502,468.43	17,662,044.57
3. อาคารส่งเสริมบริการ	4,964,972.72	4,518,735.44	4,514,946.69
4. ร้านค้าต่างๆ และหอพักแพทย์	604,806.24	524,913.74	515,479.04
5. ตู้คอนเทรนเนอร์ (ศูนย์รักษาผู้ป่วยชั่วคราว)	5,363,236.55	2,399,070.12	210,076.10
รวมทั้งหมด	**31,596,288.66**	**36,584,830.83**	**38,193,336.88**

ที่มา: โรงพยาบาลเลิดสิน

2.4 ต้นทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายดังรายการต่อไปนี้ 1) แผงเซลล์แสงอาทิตย์ 2) เครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า 3) แบตเตอรี่แบบ Deep Cycle 4) อินเวอร์เตอร์ แบบ Pure Sine Wave 5) อุปกรณ์สำหรับยึดติดบนหลังคา 6) อุปกรณ์ทางไฟฟ้า 7) ค่าแรงในการติดตั้งแผง 8) ค่าแรงในการเดินระบบไฟฟ้า 9) ค่าบำรุงรักษา รายละเอียดตามตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 ต้นทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

รายการ	ราคา (บาท)	หน่วย	หมายเหตุ
1. แผงเซลล์แสงอาทิตย์		บาท/แผง	
Solar Cell Poly-Crystalline module			
ยี่ห้อ Schutten			
- 130W	4,160		ขนาด 1,490 x 680 x 35 mm.
- 250W	6,300		ขนาด 1,640 x 992 x 40 mm.
- 300W	8,100		ขนาด 1,956 x 992 x 50 mm.
ยี่ห้อ JINSHI			
- 300W	6,500		ขนาด 1,956 x 992 x 50 mm.
2. เครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า		บาท/ตัว	
- MPPT ขนาด 24V, 30A	3,850		
- MPPT ขนาด 24V, 40A	4,500		
- MPPT ขนาด 24V, 60A	7,200		
- MPPT ขนาด 48V, 40A	6,900		
- MPPT ขนาด 48V, 60A	7,200		
3. แบตเตอรี่ แบบ Deep Cycle		บาท/ลูก	
- Battery 12V, 100A	4,200		
- Battery 12V, 120A	4,750		
- Battery 12V, 150A	6,000		
- Battery 12V, 200A	7,800		
4. อินเวอร์เตอร์ แบบ Pure Sine Wave		บาท/ตัว	
- 20,000W 48V/220V	50,000		
5. อุปกรณ์สำหรับยึดติดบนหลังคา	500	บาท/แผง	

ตารางที่ 3.4 (ต่อ)

รายการ	ราคา (บาท)	หน่วย	หมายเหตุ
6. อุปกรณ์ทางไฟฟ้า		บาท/งาน	ประเมินตามความสูงของ
- อาคารผู้ป่วยนอก	40,000		อาคาร
- อาคาร 33 ปี	45,000		
- อาคารกาญจนาภิเษก	100,000		
- อาคารส่งเสริมบริการ	50,000		
7. ค่าแรงในการติดตั้งแผง	500	บาท/แผง	
8. ค่าแรงในการเดินระบบไฟฟ้า		บาท/งาน	ประเมินตามความสูงของ
- อาคารผู้ป่วยนอก	30,000		อาคาร
- อาคาร 33 ปี	50,000		
- อาคารกาญจนาภิเษก	80,000		
- อาคารส่งเสริมบริการ	50,000		
9. ค่าบำรุงรักษา		บาท/ปี	
- อาคารผู้ป่วยนอก	10,000		
- อาคาร 33 ปี	12,000		
- อาคารกาญจนาภิเษก	20,000		
- อาคารส่งเสริมบริการ	12,000		

ที่มา: http://www.โซล่าเซลล์ไทย.net / http://solarcellcenter.com / http://www.solarmateth.com
http://www.sunnergytech.com / http://www.greenshop108.com /
http://www.alibaba.com/product-detail/Intellgent-20000w-pure-sine-power-inverter_1961830308.html?spm=a2700.7724857.29.139.jprJ5q

2.5 อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

เพื่อนำมาคำนวณหามูลค่าของผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ตามรายงานการจัดการพลังงานของโรงพยาบาลเลิดสิน ประจำปีงบประมาณ 2556-2558 ที่ได้มีการคำนวณไว้ตามเครื่องวัดไฟฟ้า ในกรณีศึกษาครั้งนี้ประกอบด้วยอาคารทั้งหมด 4 อาคาร ประกอบด้วย 1) อาคารผู้ป่วยนอก 2) อาคาร 33 ปี 3) อาคารกาญจนาภิเษก 4) อาคารส่งเสริมบริการ อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยแต่ละอาคาร ตามตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.5 อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ตามรายงานการจัดการพลังงานของโรงพยาบาลประจำปีงบประมาณ 2556-2558

อาคาร	อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)			
	ปี 2556	ปี 2557	ปี 2558	เฉลี่ย
1. อาคารผู้ป่วยนอก และอาคาร 33 ปี	4.04	4.31	3.88	**4.08**
2. อาคารกาญจนาภิเษก	4.94	4.04	3.88	**4.29**
3. อาคารส่งเสริมบริการ	4.08	4.22	3.88	**4.06**

ที่มา: โรงพยาบาลเลิดสิน

หมายเหตุ: 1. อาคารผู้ป่วยนอก และอาคาร 33 ปี ใช้เครื่องวัดไฟฟ้าเดียวกัน

2. คิดอัตราการใช้ไฟฟ้าแบบ TOU

3. รายงานการจัดการพลังงานของโรงพยาบาลเลิดสินประจำปี 2558 ไม่ได้รายงานแยกตามเครื่องวัดไฟฟ้า รายงานในภาพรวมของโรงพยาบาลเลิดสิน

3. การวิเคราะห์ข้อมูล

3.1 ขั้นตอนการคำนวณต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

3.1.1 การคำนวณจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์

เมื่อทราบขนาดพื้นที่หลังคาที่สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้แต่ละอาคาร และขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แล้วนั้น สามารถคำนวณหาจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้ดังนี้

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโพลีคริสตอลไลน์ ขนาด 300W (ยี่ห้อ JINSHI) ซึ่งเป็นแผงที่มีขนาด 1.956 m x 0.992 m x 0.050 m เมื่อวางติดกับพื้นผิวหลังคาที่เป็นแบบเรียบ จะใช้พื้นที่ 1.94 ตารางเมตร หรือประมาณ 1.95 ตารางเมตร

จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (แผง) = พื้นที่หลังคาที่สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (ตารางเมตร) หารด้วยขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (1.95 ตารางเมตร)

ตารางที่ 3.6 จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน

อาคาร	จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (แผง)
1. อาคารผู้ป่วยนอก	236
2. อาคาร 33 ปี	228
3. อาคารกาญจนาภิเษก	587
4. อาคารส่งเสริมบริการ	410
รวมทั้งหมด	**1,461**

ที่มา: จากการคำนวณ

3.1.2 การคำนวณกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้ง

เมื่อทราบจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์แต่ละอาคาร และเลือกใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 300W สามารถคำนวณหากำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งได้ดังนี้

กำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้ง (วัตต์) = กำลังแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (300W) คูณด้วยจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (แผง)

ตารางที่ 3.7 กำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน

อาคาร	กำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้ง
1. อาคารผู้ป่วยนอก	70,800 วัตต์ หรือ 70.80 กิโลวัตต์
2. อาคาร 33 ปี	68,400 วัตต์ หรือ 68.40 กิโลวัตต์
3. อาคารกาญจนาภิเษก	176,100 วัตต์ หรือ 176.10 กิโลวัตต์
4. อาคารส่งเสริมบริการ	123,000 วัตต์ หรือ 123.00 กิโลวัตต์
รวมทั้งหมด	**438,300 วัตต์ หรือ 438.30 กิโลวัตต์**

ที่มา: จากการคำนวณ

3.1.3 การคำนวณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งวัน

เมื่อทราบกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งแต่ละอาคาร สามารถคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ จากสมการคำนวณขนาดของเซลล์แสงอาทิตย์ และสามารถคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ดังนี้

$$P_L = \frac{P \times Q \times A \times B \times C}{D}$$

เมื่อ P = กำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้ง (วัตต์)

P_L = ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในหนึ่งวัน (วัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร)

Q = พลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยที่ตกกระทบในหนึ่งวัน สำหรับประเทศไทยมีค่า 5,000 วัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน 2554)

A = ค่าชดเชยการสูญเสียของเซลล์แสงอาทิตย์ (0.8)

B = ค่าชดเชยการสูญเสียเชิงความร้อนของเซลล์แสงอาทิตย์ (0.85)

C = ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ (0.9)

D = ความเข้มแสงปกติมีค่า 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตร

ตารางที่ 3.8 พลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งวัน แต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน

อาคาร	พลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งวัน
1. อาคารผู้ป่วยนอก	216,648 วัตต์-ชั่วโมง หรือ 216.65 กิโลวัตต์-ชั่วโมง
2. อาคาร 33 ปี	209,304 วัตต์-ชั่วโมง หรือ 209.30 กิโลวัตต์-ชั่วโมง
3. อาคารกาญจนาภิเษก	538,866 วัตต์-ชั่วโมง หรือ 538.87 กิโลวัตต์-ชั่วโมง
4. อาคารส่งเสริมบริการ	376,380 วัตต์-ชั่วโมง หรือ 376.38 กิโลวัตต์-ชั่วโมง
รวมทั้งหมด	**1,341,198 วัตต์-ชั่วโมง หรือ 1,341.20 กิโลวัตต์-ชั่วโมง**

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางที่ 3.9 พลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งปี แต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน

อาคาร	พลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งปี
1. อาคารผู้ป่วยนอก	79,076.52 กิโลวัตต์-ชั่วโมง
2. อาคาร 33 ปี	76,395.96 กิโลวัตต์-ชั่วโมง
3. อาคารกาญจนาภิเษก	196,686.09 กิโลวัตต์-ชั่วโมง
4. อาคารส่งเสริมบริการ	137,378.70 กิโลวัตต์-ชั่วโมง
รวมทั้งหมด	**489,537.27 กิโลวัตต์-ชั่วโมง**

ที่มา: จากการคำนวณ

3.1.4 การคำนวณเครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า

เนื่องจากเลือกใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 300W (ยี่ห้อ JINSHI), Vm (พิกัดแรงดันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์) = 36.1V, Im (พิกัดกระแสของแผงเซลล์แสงอาทิตย์) = 8.24A ควรเลือกเครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้าที่เหมาะสม

ในการวิจัยครั้งนี้ ใช้เครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้าที่มีค่าพิกัดแรงดันและกระแส คือ 48V, 60A สามารถคำนวณได้ดังนี้

พิกัดแรงดันของเครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า คือ 48V และค่าพิกัด Vm ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ คือ 36.1V ดังนั้นสามารถนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาต่อกันแบบอนุกรมได้ไม่เกิน 48V/36.1V = 1.33 คือ 1 แผง ส่วนพิกัดกระแสของเครื่องควบคุมการชาร์จประจุ คือ 60A และค่าพิกัด Im ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ คือ 8.24A ดังนั้นสามารถนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาต่อกันแบบขนานได้ไม่เกิน 60A/8.24A = 7.28 คือ 7 แผง

จำนวนเครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า (ตัว) = จำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (แผง) หารด้วยความสามารถนำแผงเซลล์แสงอาทิตย์มาต่อกันแบบขนานได้ในการศึกษาวิจัยครั้งนี้ไม่เกิน 60A/8.24A = 7.28 คือ 7 แผง

ตารางที่ 3.10 จำนวนเครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้าแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน

อาคาร	จำนวนเครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า (ตัว)
1. อาคารผู้ป่วยนอก	34
2. อาคาร 33 ปี	33
3. อาคารกาญจนาภิเษก	84
4. อาคารส่งเสริมบริการ	59
รวมทั้งหมด	**210**

ที่มา: จากการคำนวณ

3.1.5 การคำนวณแบตเตอรี่

เมื่อทราบพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ และแรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่แล้ว สามารถคำนวณหาความจุของแบตเตอรี่ที่ต้องใช้ในแต่ละอาคารดังนี้

$$\text{ขนาดความจุของแบตเตอรี่ (Ah)} = \frac{\text{ค่าการใช้พลังงานรวม (W)}}{\text{แรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่ (V) x ประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ x ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์}}$$

โดยที่ประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ = 0.6 (สำหรับแบตเตอรี่ธรรมดา) และ = 0.8 (สำหรับแบตเตอรี่ Deep Cycle) และโดยทั่วไปประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ = 0.9

กรณีศึกษาของอาคารผู้ป่วยนอก มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งวัน = 216,648 วัตต์-ชั่วโมง และแรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่ = 48V (ดูจากค่า Vm ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์แล้วประมาณแรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่) แทนค่าในสมการขนาดความจุของแบตเตอรี่แล้ว จะได้ว่าขนาดความจุของแบตเตอรี่ของอาคารผู้ป่วยนอก = 6,268.75Ah

การคำนวณจำนวนแบตเตอรี่ที่ใช้ของอาคารผู้ป่วยนอกนั้นต้องเลือกจากความเหมาะสมของ Vm ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์คือ 36.1V เลือกแรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่ = 48V และเนื่องจากเลือกใช้แบตเตอรี่ แบบ Deep Cycle Battery ที่มีขนาด 12V, 200A ต่ออนุกรมกัน 4 ลูกเพื่อให้ได้แรงดันไฟฟ้าของแบตเตอรี่ = 48V ต่อชุด และขนานกัน 34 ชุด (จากที่คำนวณจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์และจำนวนเครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า) ส่วนการเลือกค่ากระแสของแบตเตอรี่ที่ใช้ของอาคารผู้ป่วยนอกนั้นเกิดจากค่าที่คำนวณได้คือ ขนาดความจุของแบตเตอรี่ที่ใช้ของอาคารผู้ป่วยนอก = 6,268.75Ah หารด้วยการต่อขนานกัน 34 ชุด คือ 6,268.75/34 = 184.38 คือ 200A

จำนวนแบตเตอรี่ (ลูก) ที่ใช้ของอาคารผู้ป่วยนอก = แบตเตอรี่ต่ออนุกรมกัน 4 ลูก คูณด้วยต่อขนานกัน 34 ชุด

ส่วนอาคาร 33 ปี อาคารกาญจนาภิเษก และอาคารส่งเสริมบริการใช้หลักการเดียวกันกับอาคารผู้ป่วยนอกในการคำนวณหาจำนวนแบตเตอรี่โดยเลือกใช้แบตเตอรี่ แบบ Deep Cycle ที่มีขนาด 12V, 200A เหมือนกัน

ตารางที่ 3.11 จำนวนแบตเตอรี่แต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน

อาคาร	จำนวนแบตเตอรี่ (ลูก)
1. อาคารผู้ป่วยนอก	136
2. อาคาร 33 ปี	132
3. อาคารกาญจนาภิเษก	336
4. อาคารส่งเสริมบริการ	236
รวมทั้งหมด	**840**

ที่มา: จากการคำนวณ

3.1.6 การคำนวณอินเวอร์เตอร์

การเลือกใช้เครื่องอินเวอร์เตอร์ให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด แต่ละอาคารมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งวัน

ในการวิจัยครั้งนี้ เลือกใช้อินเวอร์เตอร์แบบ Pure Sine Wave ขนาด 20,000W เป็นเครื่องนำเข้าจากต่างประเทศ เนื่องจากเครื่องอินเวอร์เตอร์แบบ Pure Sine Wave ที่ซื้อขายกันภายในประเทศ มีเครื่องที่กำลังสูงสุดเพียง 6,000W ซึ่งต้องใช้หลายตัว

กรณีศึกษาอาคารผู้ป่วยนอก การคำนวณจำนวนอินเวอร์เตอร์ สามารถคำนวณได้จากข้อ 3.4 ซึ่งทำให้ทราบว่าใน 1 ชุด จะสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าเท่ากับ 6,426W (1 ชุดจะใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวน 7 แผงต่อขนานกันและใช้สูตรคำนวณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งวันตามข้อ 3.3) เนื่องจากเลือกใช้อินเวอร์เตอร์แบบ Pure Sine Wave ขนาด 20,000W จะสามารถต่อขนานกันได้ 20,000W/6,426W = 3 ชุด

ดังนั้น จำนวนอินเวอร์เตอร์ (ตัว) ของอาคารผู้ป่วยนอก = 34 ชุด/3 ชุด = 11.3 ประมาณ 12 ตัว

ตารางที่ 3.12 จำนวนอินเวอร์เตอร์แต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน

อาคาร	จำนวนอินเวอเตอร์ (ตัว)
1. อาคารผู้ป่วยนอก	12
2. อาคาร 33 ปี	11
3. อาคารกาญจนาภิเษก	28
4. อาคารส่งเสริมบริการ	20
รวมทั้งหมด	**71**

ที่มา: จากการคำนวณ

3.1.7 การวิเคราะห์ต้นทุน

การวิเคราะห์ต้นทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 โดยแบ่งต้นทุนออกเป็น 2 ประเภท ประเภทที่ 1 ต้นทุนประเภททุน ได้แก่ 1) ค่าใช้จ่ายแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (ปีที่ 0) 2) ค่าใช้จ่ายเครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า (ปีที่ 0) 3) ค่าใช้จ่ายแบตเตอรี่ (ปีที่ 0, ปีที่ 5, ปีที่ 10, ปีที่ 15, ปีที่ 20) 4) ค่าใช้จ่ายอินเวอร์เตอร์ (ปีที่ 0) 5) ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์สำหรับยึดติดบนหลังคา (ปีที่ 0) 6) ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์ทางไฟฟ้า (ปีที่ 0) ประเภทที่ 2 ต้นทุนดำเนินการ ได้แก่ 1) ค่าแรงในการติดตั้งแผง (ปีที่ 0) 2) ค่าแรงในการเดินระบบไฟฟ้า (ปีที่ 0) 3) ค่าบำรุงรักษา (ตั้งแต่ปีที่ 1-25)

3.2 ขั้นตอนการคำนวณผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

3.2.1 อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ตามรายงานการจัดการพลังงานของโรงพยาบาลเลิดสินประจำปีงบประมาณ 2556-2558 ที่ได้มีการคำนวณไว้ตามเครื่องวัดไฟฟ้าสามารถสรุปได้ดังนี้ 1) อาคารผู้ป่วยนอก และอาคาร 33 ปีใช้อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย 4.08 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง 2) อาคารกาญจนาภิเษกใช้อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย 4.29 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง 3) อาคารส่งเสริมบริการใช้อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย 4.06 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

3.2.2 พลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งปีแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน

พลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งปีแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน สามารถสรุปได้ดังนี้ 1) อาคารผู้ป่วยนอก เท่ากับ 79,076.52 กิโลวัตต์-ชั่วโมง 2) อาคาร 33 ปี เท่ากับ 76,395.96 กิโลวัตต์-ชั่วโมง 3) อาคารกาญจนาภิเษก เท่ากับ 196,686.09 กิโลวัตต์-ชั่วโมง 4) อาคารส่งเสริมบริการ เท่ากับ 137,378.70 กิโลวัตต์-ชั่วโมง

3.2.3 การวิเคราะห์ผลตอบแทน

มูลค่าของผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ ใช้อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ตามรายงานการจัดการพลังงานของโรงพยาบาลเลิดสินประจำปีงบประมาณ 2556-2558 ที่ได้มีการคำนวณไว้ตามเครื่องวัดไฟฟ้า สามารถสรุปได้ดังนี้ 1) อาคารผู้ป่วยนอก และอาคาร 33 ปีใช้อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย 4.08 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง 2) อาคารกาญจนาภิเษกใช้อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย 4.29 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง 3) อาคารส่งเสริมบริการใช้อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย 4.06บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง แล้วนำอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ได้ไปคูณกับพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งปี โดยกำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 3

3.3 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุน

การวิจัยครั้งนี้ใช้วิธีการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนโดยการประเมินค่าโครงการลงทุน 4 วิธี คือ

3.3.1 ระยะเวลาคืนทุน (Pay Back Period: PBP)

ใช้กรณีกระแสเงินสดรับสุทธิรายปีแต่ละปีไม่เท่ากัน จะได้ว่า

ระยะเวลาคืนทุนของโครงการ = มูลค่าของผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้รวมทีละปี (กำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 3) จนกว่าจะถึงปีที่ทำให้ผลรวมของมูลค่าของผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้เท่ากับเงินลงทุนพอดี

3.3.2 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} (B_t - C_t)/(1+i)^t$$

หลักเกณฑ์ในการตัดสินใจ

- ถ้า NPV > 0 หรือมีค่าเป็นบวก แสดงว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน

- ถ้า NPV = 0 แสดงว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรลงทุนหรือไม่ลงทุนก็ได้

- ถ้า NPV < 0 หรือมีค่าเป็นลบ แสดงว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินไม่สมควรที่จะลงทุน

3.3.3 อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit – Cost Ratio: BCR)

$$BCR = PVB/PVC = \frac{\sum_{t=0}^{n} B_t (1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^{n} C_t (1+i)^{-t}}$$

หลักเกณฑ์ในการตัดสินใจ

- ถ้า BCR > 1 แสดงว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน

- ถ้า BCR = 1 แสดงว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุนหรือไม่ลงทุนก็ได้

- ถ้า BCR < 1 แสดงว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินไม่สมควรที่จะลงทุน

3.3.4 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return: IRR)

$$IRR = \sum_{t=0}^{n} (B_t - C_t)/(1+i)^t = 0$$

หลักเกณฑ์ในการตัดสินใจ

- ถ้า IRR > i แสดงว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน

- ถ้า IRR = i แสดงว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุนหรือไม่ลงทุนก็ได้

- ถ้า IRR < i แสดงว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินไม่สมควรที่จะลงทุน

3.4 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ (Sensitivity Analysis)

วิธีการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ เป็นวิธีการวิเคราะห์โครงการลงทุนภายใต้ความไม่แน่นอน ซึ่งแสดงให้เห็นว่า ผลการประเมินค่าโครงการลงทุนไม่ว่าจะใช้วิธีมูลค่าปัจจุบัน (NPV) อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) หรือวิธีอื่นๆ ก็ตามจะเปลี่ยนแปลงไปอย่างไร เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงในปัจจัยสำคัญตัวใดตัวหนึ่ง โดยกำหนดให้ปัจจัยตัวอื่นๆคงที่ กล่าวคือ ในการประเมินค่าโครงการลงทุน โดยวิธี NPV, BCR, IRR จะต้องใช้ข้อมูลสำคัญ คือ กระแสเงินสดรับ (ผลตอบแทน) และกระแสเงินสดจ่าย (ต้นทุน) ในอนาคตซึ่งมีความไม่แน่นอนมาคำนวณ

สำหรับการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ ได้ศึกษาดังนี้

กรณีที่ 1 ความไหวตัวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการเมื่อสมมติให้ อัตราคิดลดที่ร้อยละ 5 ต่อปี (พิชยดา จิรวรรยวงศ์ 2556: 65) โดยที่ปัจจัยอื่นๆไม่เปลี่ยนแปลง

กรณีที่ 2 ความไหวตัวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการเมื่อสมมติให้ อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 6 (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 2557) โดยที่ปัจจัยอื่นๆไม่เปลี่ยนแปลง

กรณีที่ 3 ความไหวตัวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการเมื่อสมมติให้ ผลตอบแทนคิดตามอัตราที่ขายให้กับการไฟฟ้าฯ (ตามตารางที่ 1.2) โดยที่ปัจจัยอื่นๆไม่เปลี่ยนแปลง

กรณีที่ 4 ความไหวตัวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการเมื่อสมมติให้ อัตราคิดลดที่ร้อยละ 5 ต่อปี และอัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 6 โดยที่ปัจจัยอื่นๆไม่เปลี่ยนแปลง

กรณีที่ 5 ความไหวตัวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการเมื่อสมมติให้ อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 6 และประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงปีละร้อยละ 1.71 ต่อปี (ณัฐวุฒิ ขาวสะอาด 2551: 31) โดยที่ปัจจัยอื่นๆไม่เปลี่ยนแปลง

บทที่ 4
ผลการวิเคราะห์ข้อมูล

การวิจัยครั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน โดยใช้อาคารในโรงพยาบาลเลิดสินเป็นกรณีศึกษา ซึ่งประกอบด้วยอาคารทั้งหมด 4 อาคาร ได้แก่ 1) อาคารผู้ป่วยนอก 2) อาคาร 33 ปี 3) อาคารกาญจนาภิเษก 4) อาคารส่งเสริมบริการ โดยแบ่งการวิเคราะห์ออกเป็น 4 ตอนดังนี้

ตอนที่ 1 ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

ตอนที่ 2 ผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

ตอนที่ 3 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

ตอนที่ 4 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

ตอนที่ 1 ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

ต้นทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยแบ่งต้นทุนออกเป็น 2 ประเภท ประเภทที่ 1 ต้นทุนประเภททุน ได้แก่ 1) ค่าใช้จ่ายแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (ปีที่ 0) 2) ค่าใช้จ่ายเครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า (ปีที่ 0) 3) ค่าใช้จ่ายแบตเตอรี่ (ปีที่ 0, ปีที่ 5, ปีที่ 10, ปีที่ 15, ปีที่ 20) 4) ค่าใช้จ่ายอินเวอร์เตอร์ (ปีที่ 0) 5) ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์สำหรับยึดติดบนหลังคา (ปีที่ 0) 6) ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์ทางไฟฟ้า (ปีที่ 0) ประเภทที่ 2 ต้นทุนดำเนินการ ได้แก่ 1) ค่าแรงในการติดตั้งแผง (ปีที่ 0) 2) ค่าแรงในการเดินระบบไฟฟ้า (ปีที่ 0) 3) ค่าบำรุงรักษา (ตั้งแต่ปีที่ 1-25)

ต้นทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 แสดงตามตารางที่ 4.1-4.5

ตารางที่ 4.1 ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของอาคารผู้ป่วยนอก ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25

หน่วย : หมื่นบาท

รายการ	ปีที่														
	0	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**
1. ต้นทุนประเภททุน	359.76	-	-	-	-	106.08	-	-	-	-	106.08	-	-	-	-
2. ต้นทุนดำเนินการ	14.8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
รวม	**374.56**	**1**	**1**	**1**	**1**	**107.08**	**1**	**1**	**1**	**1**	**107.08**	**1**	**1**	**1**	**1**

รายการ	ปีที่											รวม
	15	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	
1. ต้นทุนประเภททุน	106.08	-	-	-	-	106.08	-	-	-	-	-	**784.08**
2. ต้นทุนดำเนินการ	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	**39.8**
รวม	**107.08**	**1**	**1**	**1**	**1**	**107.08**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**823.88**

ที่มา: จากการคำนวณ

จากตารางที่ 4.1 ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของอาคารผู้ป่วยนอก ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 พบว่า อาคารผู้ป่วยนอกมีต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยแยกตามประเภทของต้นทุน ประเภทที่ 1 ต้นทุนประเภททุน เริ่มต้นการลงทุนเท่ากับ 3,597,600 บาท ประเภทที่ 2 ต้นทุนดำเนินการ เริ่มต้นการลงทุนเท่ากับ 148,000 บาท ต้นทุนทั้งหมดของการเริ่มต้นการลงทุนเท่ากับ 3,745,600 บาท ตลอดโครงการต้นทุนประเภททุนเท่ากับ 7,840,800 บาท ต้นทุนดำเนินการเท่ากับ 398,000 บาท และต้นทุนทั้งหมดเท่ากับ 8,238,800 บาท

ตารางที่ 4.2 ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของอาคาร 33 ปี ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25

หน่วย : หมื่นบาท

รายการ	ปีที่														
	0	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**
1. ต้นทุนประเภททุน	345.82	-	-	-	-	102.96	-	-	-	-	102.96	-	-	-	-
2. ต้นทุนดำเนินการ	16.4	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
รวม	**362.22**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**104.16**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**104.16**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**1.2**

รายการ	ปีที่											รวม
	15	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	
1. ต้นทุนประเภททุน	102.96	-	-	-	-	102.96	-	-	-	-	-	**757.66**
2. ต้นทุนดำเนินการ	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	**46.4**
รวม	**104.16**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**104.16**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**804.06**

ที่มา: จากการคำนวณ

จากตารางที่ 4.2 ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของอาคาร 33 ปี ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 พบว่า อาคาร 33 ปีมีต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยแยกตามประเภทของต้นทุน ประเภทที่ 1 ต้นทุนประเภททุน เริ่มต้นการลงทุนเท่ากับ 3,458,200 บาท ประเภทที่ 2 ต้นทุนดำเนินการ เริ่มต้นการลงทุนเท่ากับ 164,000 บาท ต้นทุนทั้งหมดของการเริ่มต้นการลงทุนเท่ากับ 3,622,200 บาท ตลอดโครงการต้นทุนประเภททุนเท่ากับ 7,576,600 บาท ต้นทุนดำเนินการเท่ากับ 464,000 บาท และต้นทุนทั้งหมดเท่ากับ 8,040,600 บาท

ตารางที่ 4.3 ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของอาคารกาญจนาภิเษก ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25

หน่วย : หมื่นบาท

รายการ	ปีที่														
	0	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**
1. ต้นทุนประเภททุน	883.46	-	-	-	-	262.08	-	-	-	-	262.08	-	-	-	-
2. ต้นทุนดำเนินการ	37.35	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
รวม	**920.81**	**2**	**2**	**2**	**2**	**264.08**	**2**	**2**	**2**	**2**	**264.08**	**2**	**2**	**2**	**2**

รายการ	ปีที่											รวม
	15	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	
1. ต้นทุนประเภททุน	262.08	-	-	-	-	262.08	-	-	-	-	-	**1,931.78**
2. ต้นทุนดำเนินการ	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	**87.35**
รวม	**264.08**	**2**	**2**	**2**	**2**	**264.08**	**2**	**2**	**2**	**2**	**2**	**2,019.13**

ที่มา: จากการคำนวณ

จากตารางที่ 4.3 ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของอาคารกาญจนาภิเษก ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 พบว่า อาคารกาญจนาภิเษกมีต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยแยกตามประเภทของต้นทุน ประเภทที่ 1 ต้นทุนประเภททุน เริ่มต้นการลงทุนเท่ากับ 8,834,600 บาท ประเภทที่ 2 ต้นทุนดำเนินการ เริ่มต้นการลงทุนเท่ากับ 373,500 บาท ต้นทุนทั้งหมดของการเริ่มต้นการลงทุนเท่ากับ 9,208,100 บาท ตลอดโครงการต้นทุนประเภททุนเท่ากับ 19,317,800 บาท ต้นทุนดำเนินการเท่ากับ 873,500 บาท และต้นทุนทั้งหมดเท่ากับ 20,191,300 บาท

ตารางที่ 4.4 ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของอาคารส่งเสริมบริการ ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25

หน่วย : หมื่นบาท

รายการ	ปีที่														
	0	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**
1. ต้นทุนประเภททุน	618.56	-	-	-	-	184.08	-	-	-	-	184.08	-	-	-	-
2. ต้นทุนดำเนินการ	25.5	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
รวม	**644.06**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**185.28**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**185.28**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**1.2**

รายการ	ปีที่											รวม
	15	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	
1. ต้นทุนประเภททุน	184.08	-	-	-	-	184.08	-	-	-	-	-	**1,354.88**
2. ต้นทุนดำเนินการ	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	**55.5**
รวม	**185.28**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**185.28**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**1.2**	**1,410.38**

ที่มา: จากการคำนวณ

จากตารางที่ 4.4 ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของอาคารส่งเสริมบริการ ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 พบว่า อาคารส่งเสริมบริการมีต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยแยกตามประเภทของต้นทุน ประเภทที่ 1 ต้นทุนประเภททุน เริ่มต้นการลงทุนเท่ากับ 6,185,600 บาท ประเภทที่ 2 ต้นทุนดำเนินการ เริ่มต้นการลงทุนเท่ากับ 255,000 บาท ต้นทุนทั้งหมดของการเริ่มต้นการลงทุนเท่ากับ 6,440,600 บาท ตลอดโครงการต้นทุนประเภททุนเท่ากับ 13,548,800 บาท ต้นทุนดำเนินการเท่ากับ 555,000 บาท และต้นทุนทั้งหมดเท่ากับ 14,103,800 บาท

ตารางที่ 4.5 ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของทั้ง 4 อาคาร ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25

หน่วย : หมื่นบาท

รายการ	ปีที่														
	0	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**
1. ต้นทุนประเภททุน	2,207.6	-	-	-	-	655.2	-	-	-	-	655.2	-	-	-	-
2. ต้นทุนดำเนินการ	94.05	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
รวม	**2,301.65**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**

รายการ	ปีที่											รวม
	15	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	
1. ต้นทุนประเภททุน	655.2	-	-	-	-	655.2	-	-	-	-	-	**4,828.4**
2. ต้นทุนดำเนินการ	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	**229.05**
รวม	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5,057.45**

ที่มา: จากการคำนวณ

จากตารางที่ 4.5 ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของทั้ง 4 อาคาร ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 พบว่า ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของทั้ง 4 อาคาร โดยแยกตามประเภทของต้นทุน ประเภทที่ 1 ต้นทุนประเภททุน เริ่มต้นการลงทุนเท่ากับ 22,076,000 บาท ประเภทที่ 2 ต้นทุนดำเนินการ เริ่มต้นการลงทุนเท่ากับ 940,500 บาท ต้นทุนทั้งหมดของการเริ่มต้นการลงทุนเท่ากับ 23,016,500 บาท ตลอดโครงการต้นทุนประเภททุนเท่ากับ 48,284,000 บาท ต้นทุนดำเนินการเท่ากับ 2,290,500 บาท และต้นทุนทั้งหมดเท่ากับ 50,574,500 บาท

ตอนที่ 2 ผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

มูลค่าของผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ ใช้อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ตามรายงานการจัดการพลังงานของโรงพยาบาลเลิดสิน ประจำปีงบประมาณ 2556-2558 ที่ได้มีการคำนวณไว้ตามเครื่องวัดไฟฟ้า สามารถสรุปได้ดังนี้ 1) อาคารผู้ป่วยนอก และอาคาร 33 ปีใช้อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย 4.08 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง 2) อาคารกาญจนาภิเษกใช้อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย 4.29 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง 3) อาคารส่งเสริมบริการใช้อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย 4.06 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง แล้วนำอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ได้ไปคูณกับพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งปี โดยกำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 3

ผลตอบแทนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน แสดงตามตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 ผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน ตั้งแต่ปีที่ 1 ถึง ปีที่ 25
(กำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 3)

อาคาร	พลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งปี (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	มูลค่าของผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ (บาท)
1. อาคารผู้ป่วยนอก	79,076.52	4.08	322,632.20
2. อาคาร 33 ปี	76,395.96	4.08	311,695.52
3. อาคารกาญจนาภิเษก	196,686.09	4.29	843,783.33
4. อาคารส่งเสริมบริการ	137,378.70	4.06	557,757.52
รวมทั้งหมด	**489,537.27**		**2,035,868.57**

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางที่ 4.6 (ต่อ)

หน่วย : หมื่นบาท

อาคาร	ปีที่													
	1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**
1. อาคารผู้ป่วยนอก	32.26	33.23	34.23	35.25	36.31	37.40	38.52	39.68	40.87	42.10	43.36	44.66	46.00	47.38
2. อาคาร 33 ปี	31.17	32.10	33.07	34.06	35.08	36.13	37.22	38.33	39.48	40.67	41.89	43.15	44.44	45.77
3. อาคารกาญจนาภิเษก	84.38	86.91	89.52	92.20	94.97	97.82	100.75	103.77	106.89	110.09	113.40	116.80	120.30	123.91
4. อาคารส่งเสริมบริการ	55.78	57.45	59.17	60.95	62.78	64.66	66.60	68.60	70.66	72.77	74.96	77.21	79.52	81.91
รวมทั้งหมด	**203.59**	**209.69**	**215.99**	**222.46**	**229.14**	**236.01**	**243.09**	**250.39**	**257.90**	**265.63**	**273.60**	**281.81**	**290.27**	**298.97**

อาคาร	ปีที่											รวม
	15	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	
1. อาคารผู้ป่วยนอก	48.80	50.27	51.77	53.33	54.93	56.57	58.27	60.02	61.82	63.67	65.58	**1,176.29**
2. อาคาร 33 ปี	47.15	48.56	50.02	51.52	53.06	54.66	56.30	57.98	59.72	61.52	63.36	**1,136.42**
3. อาคารกาญจนาภิเษก	127.63	131.46	135.40	139.46	143.65	147.96	152.40	156.97	161.68	166.53	171.52	**3,076.37**
4. อาคารส่งเสริมบริการ	84.37	86.90	89.50	92.19	94.95	97.80	100.74	103.76	106.87	110.08	113.38	**2,033.54**
รวมทั้งหมด	**307.94**	**317.18**	**326.70**	**336.50**	**346.59**	**356.99**	**367.70**	**378.73**	**390.09**	**401.80**	**413.85**	**7,422.63**

ที่มา: จากการคำนวณ

จากตารางที่ 4.6 ผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน ตั้งแต่ปีที่ 1 ถึง ปีที่ 25 พบว่า ผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้ง 4 อาคารในปีแรกได้ทั้งหมด 2,035,868.57 บาท และผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้ง 4 อาคารตลอดโครงการ โดยกำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 3 (ตั้งแต่ปีที่ 1-25) ได้ทั้งหมด 74,226,270.19 บาท สามารถสรุปแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน ดังนี้

อาคารผู้ป่วยนอกได้ผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ในปีแรกทั้งหมด 322,632.20 บาท และผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ตลอดโครงการ โดยกำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 3 (ตั้งแต่ปีที่ 1-25) ได้ทั้งหมด 11,762,932.72 บาท

อาคาร 33 ปีได้ผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ในปีแรกทั้งหมด 311,695.52 บาท และผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ตลอดโครงการ โดยกำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 3 (ตั้งแต่ปีที่ 1-25) ได้ทั้งหมด 11,364,189.23 บาท

อาคารกาญจนาภิเษกได้ผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ในปีแรกทั้งหมด 843,783.33 บาท และผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ตลอดโครงการ โดยกำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 3 (ตั้งแต่ปีที่ 1-25) ได้ทั้งหมด 30,763,719.32 บาท

อาคารส่งเสริมบริการได้ผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ในปีแรกทั้งหมด 557,757.52 บาท และผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ตลอดโครงการ โดยกำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 3 (ตั้งแต่ปีที่ 1-25) ได้ทั้งหมด 20,335,428.92 บาท

ตอนที่ 3 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนโดยการประเมินค่าของโครงการลงทุน

วิธีการที่นิยมใช้ในการประเมินค่าโครงการลงทุนแบ่งออกเป็น 4 วิธี คือ 1) ระยะเวลาคืนทุน (PBP) 2) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) 3) อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) 4) อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) ภายใต้อายุโครงการ 25 ปี โดยกำหนดให้อัตราคิดลดที่ร้อยละ 3 ต่อปี และกำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 3

การประเมินค่าในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของทั้ง 4 อาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 แสดงตามตารางที่ 4.7

ตารางที่ 4.7 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของทั้ง 4 อาคาร ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 PVIF (ร้อยละ 3, 25 ปี)

หน่วย : หมื่นบาท

รายการ	ปีที่												
	0	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
ผลตอบแทน													
มูลค่าของผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้	-	203.59	209.69	215.99	222.46	229.14	236.01	243.09	250.39	257.90	265.63	273.60	281.81
ผลตอบแทนสะสม	**-**	**203.59**	**413.28**	**629.27**	**851.73**	**1,080.87**	**1,316.88**	**1,559.98**	**1,810.36**	**2,068.26**	**2,333.90**	**2,607.50**	**2,889.31**
ต้นทุน													
1. ต้นทุนประเภททุน	2,207.6	-	-	-	-	655.2	-	-	-	-	655.2	-	-
2. ต้นทุนดำเนินการ	94.05	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
ต้นทุนทั้งหมด	**2,301.65**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**
ผลตอบแทน-ต้นทุน	**-2,301.65**	**198.19**	**204.29**	**210.59**	**217.06**	**-431.46**	**230.61**	**237.69**	**244.99**	**252.50**	**-394.97**	**268.20**	**276.41**
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน	-	197.66	197.66	197.66	197.66	197.66	197.66	197.66	197.66	197.66	197.66	197.66	197.66
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน	2,301.65	5.24	5.09	4.94	4.80	569.84	4.52	4.39	4.26	4.14	491.55	3.90	3.79
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	**-2,301.65**	**192.41**	**192.57**	**192.72**	**192.86**	**-372.18**	**193.13**	**193.27**	**193.39**	**193.52**	**-293.89**	**193.76**	**193.87**

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางที่ 4.7 (ต่อ)

หน่วย : หมื่นบาท

รายการ	ปีที่													รวม
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
ผลตอบแทน														
มูลค่าของผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้	290.27	298.97	307.94	317.18	326.70	336.50	346.59	356.99	367.70	378.73	390.09	401.80	413.85	**7,422.63**
ผลตอบแทนสะสม	**3,179.58**	**3,478.55**	**3,786.49**	**4,103.68**	**4,430.37**	**4,766.87**	**5,113.46**	**5,470.46**	**5,838.16**	**6,216.89**	**6,606.98**	**7,008.78**	**7,422.63**	
ต้นทุน														
1. ต้นทุนประเภททุน	-	-	655.2	-	-	-	-	655.2	-	-	-	-	-	**4,828.4**
2. ต้นทุนดำเนินการ	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	**229.05**
ต้นทุนทั้งหมด	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5,057.45**
ผลตอบแทน-ต้นทุน	**284.87**	**293.57**	**-352.66**	**311.78**	**321.30**	**331.10**	**341.19**	**-303.61**	**362.30**	**373.33**	**384.69**	**396.40**	**408.45**	**2,365.18**
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน	197.66	197.66	197.66	197.66	197.66	197.66	197.66	197.66	197.66	197.66	197.66	197.66	197.66	**4,941.43**
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน	3.68	3.57	424.01	3.37	3.27	3.17	3.08	365.76	2.90	2.82	2.74	2.66	2.58	**4,231.71**
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	**193.98**	**194.09**	**-226.36**	**194.29**	**194.39**	**194.49**	**194.58**	-168.10	194.75	194.84	194.92	195.00	195.08	**709.72**

PBP = 18.84 ปี BCR = 1.17

NPV = 7,097,196.51 บาท IRR = ร้อยละ 5.11

ที่มา: จากการคำนวณ

จากตารางที่ 4.7 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของทั้ง 4 อาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน พบว่า ตลอดโครงการระยะเวลาคืนทุน (PBP) 18.84 ปี และโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน เนื่องจาก มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 7,097,196.51 บาท มีค่ามากกว่า 0 หมายความว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.17 มีค่ามากกว่า 1 หมายความว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) เท่ากับ ร้อยละ 5.11 มีค่ามากกว่าอัตราคิดลด (i) หมายความว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน

ตอนที่ 4 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

กำหนดแนวทางในการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ เพื่อคาดการณ์เกี่ยวกับอนาคตนั้นจะต้องพิจารณาถึงความไม่แน่นอนที่อาจจะเกิดขึ้น และจะทำให้การวิเคราะห์มีโอกาสผิดพลาดได้ โดยแบ่งเป็น 5 กรณีดังนี้

กรณีที่ 1 ความไหวตัวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการเมื่อสมมติให้ อัตราคิดลดที่ร้อยละ 5 ต่อปี โดยที่ปัจจัยอื่นๆไม่เปลี่ยนแปลง

กรณีที่ 2 ความไหวตัวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการเมื่อสมมติให้ อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 6 โดยที่ปัจจัยอื่นๆไม่เปลี่ยนแปลง

กรณีที่ 3 ความไหวตัวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการเมื่อสมมติให้ ผลตอบแทนคิดตามอัตราที่ขายให้กับการไฟฟ้าฯ (ตามตารางที่ 1.2) โดยที่ปัจจัยอื่นๆไม่เปลี่ยนแปลง

กรณีที่ 4 ความไหวตัวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการเมื่อสมมติให้ อัตราคิดลดที่ร้อยละ 5 ต่อปี และอัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 6 โดยที่ปัจจัยอื่นๆไม่เปลี่ยนแปลง

กรณีที่ 5 ความไหวตัวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการเมื่อสมมติให้ อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 6 และประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงปีละร้อยละ 1.71 ต่อปี โดยที่ปัจจัยอื่นๆไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 4.8 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน (กรณีที่ 1)
ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 PVIF (ร้อยละ 5, 25 ปี)

หน่วย : หมื่นบาท

รายการ	ปีที่												
	0	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
ผลตอบแทน													
มูลค่าของผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้	-	203.59	209.69	215.99	222.46	229.14	236.01	243.09	250.39	257.90	265.63	273.60	281.81
ผลตอบแทนสะสม	**-**	**203.59**	**413.28**	**629.27**	**851.73**	**1,080.87**	**1,316.88**	**1,559.98**	**1,810.36**	**2,068.26**	**2,333.90**	**2,607.50**	**2,889.31**
ต้นทุน													
1. ต้นทุนประเภททุน	2,207.6	-	-	-	-	655.2	-	-	-	-	655.2	-	-
2. ต้นทุนดำเนินการ	94.05	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
ต้นทุนทั้งหมด	**2,301.65**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**
ผลตอบแทน-ต้นทุน	**-2,301.65**	**198.19**	**204.29**	**210.59**	**217.06**	**-431.46**	**230.61**	**237.69**	**244.99**	**252.50**	**-394.97**	**268.20**	**276.41**
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน	-	193.89	190.20	186.58	183.02	179.54	176.12	172.76	169.47	166.24	163.08	159.97	156.92
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน	2,301.65	5.14	4.90	4.66	4.44	517.60	4.03	3.84	3.65	3.48	405.55	3.16	3.01
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	**-2,301.65**	**188.75**	**185.30**	**181.91**	**178.58**	**-338.06**	**172.09**	**168.92**	**165.82**	**162.76**	**-242.47**	**156.81**	**153.92**

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางที่ 4.8 (ต่อ)

หน่วย : หมื่นบาท

รายการ	ปีที่													รวม
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
ผลตอบแทน														
มูลค่าของผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้	290.27	298.97	307.94	317.18	326.70	336.50	346.59	356.99	367.70	378.73	390.09	401.80	413.85	**7,422.63**
ผลตอบแทนสะสม	**3,179.58**	**3,478.55**	**3,786.49**	**4,103.68**	**4,430.37**	**4,766.87**	**5,113.46**	**5,470.46**	**5,838.16**	**6,216.89**	**6,606.98**	**7,008.78**	**7,422.63**	
ต้นทุน														
1. ต้นทุนประเภททุน	-	-	655.2	-	-	-	-	655.2	-	-	-	-	-	**4,828.4**
2. ต้นทุนดำเนินการ	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	**229.05**
ต้นทุนทั้งหมด	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5,057.45**
ผลตอบแทน-ต้นทุน	**284.87**	**293.57**	**-352.66**	**311.78**	**321.30**	**331.10**	**341.19**	**-303.61**	**362.30**	**373.33**	**384.69**	**396.40**	**408.45**	**2,365.18**
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน	153.93	151.00	148.13	145.30	142.54	139.82	137.16	134.55	131.98	129.47	127.00	124.58	122.21	3,885.47
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน	2.86	2.73	317.76	2.47	2.36	2.24	2.14	248.97	1.94	1.85	1.76	1.67	1.59	3,855.46
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	**151.07**	**148.27**	**-169.63**	**142.83**	**140.18**	**137.58**	**135.02**	**-114.43**	**130.05**	**127.62**	**125.25**	**122.91**	**120.62**	**30.01**

PBP = 18.84 ปี BCR = 1.01

NPV = 300,111.82 บาท IRR = ร้อยละ 5.11

ที่มา: จากการคำนวณ

จากตารางที่ 4.8 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน กรณีที่ 1 ความไหวตัวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการเมื่อสมมติให้ อัตราคิดลดที่ร้อยละ 5 ต่อปี โดยที่ปัจจัยอื่นๆไม่เปลี่ยนแปลง ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึงปีที่ 25 พบว่า ตลอดโครงการระยะเวลาคืนทุน (PBP) 18.84 ปี และโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน เนื่องจาก มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 300,111.82 บาท มีค่ามากกว่า 0 หมายความว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.01 มีค่ามากกว่า 1 หมายความว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) เท่ากับร้อยละ 5.11 มีค่ามากกว่าอัตราคิดลด (i) หมายความว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน

ตารางที่ 4.9 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน (กรณีที่ 2)
ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 PVIF (ร้อยละ 3, 25 ปี)

หน่วย : หมื่นบาท

รายการ	ปีที่												
	0	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
ผลตอบแทน													
มูลค่าของผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้	-	203.59	215.80	228.75	242.48	257.02	272.45	288.79	306.12	324.49	343.96	364.59	386.47
ผลตอบแทนสะสม	**-**	**203.59**	**419.39**	**648.14**	**890.61**	**1,147.64**	**1,420.08**	**1,708.88**	**2,014.99**	**2,339.48**	**2,683.44**	**3,048.03**	**3,434.50**
ต้นทุน													
1. ต้นทุนประเภททุน	2,207.6	-	-	-	-	655.2	-	-	-	-	655.2	-	-
2. ต้นทุนดำเนินการ	94.05	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
ต้นทุนทั้งหมด	**2,301.65**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**
ผลตอบแทน-ต้นทุน	**-2,301.65**	**198.19**	**210.40**	**223.35**	**237.08**	**-403.58**	**267.05**	**283.39**	**300.72**	**319.09**	**-316.64**	**359.19**	**381.07**
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน	-	197.66	203.41	209.34	215.44	221.71	228.17	234.81	241.65	248.69	255.94	263.39	271.06
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน	2,301.65	5.24	5.09	4.94	4.80	569.84	4.52	4.39	4.26	4.14	491.55	3.90	3.79
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	**-2,301.65**	**192.41**	**198.32**	**204.40**	**210.64**	**-348.13**	**223.65**	**230.42**	**237.39**	**244.55**	**-235.61**	**259.49**	**267.27**

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางที่ 4.9 (ต่อ)

หน่วย : หมื่นบาท

รายการ	ปีที่													รวม
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
ผลตอบแทน														
มูลค่าของผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้	409.66	434.24	460.29	487.91	517.18	548.21	581.11	615.97	652.93	692.11	733.63	777.65	824.31	**11,169.69**
ผลตอบแทนสะสม	**3,844.16**	**4,278.39**	**4,738.68**	**5,226.59**	**5,743.77**	**6,291.98**	**6,873.09**	**7,489.06**	**8,141.99**	**8,834.10**	**9,567.73**	**10,345.38**	**11,169.69**	
ต้นทุน														
1. ต้นทุนประเภททุน	-	-	655.2	-	-	-	-	655.2	-	-	-	-	-	**4,828.4**
2. ต้นทุนดำเนินการ	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	**229.05**
ต้นทุนทั้งหมด	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5,057.45**
ผลตอบแทน-ต้นทุน	**404.26**	**428.84**	**-200.31**	**482.51**	**511.78**	**542.81**	**575.71**	**-44.63**	**647.53**	**686.71**	**728.23**	**772.25**	**818.91**	**6,112.24**
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน	278.96	287.08	295.44	304.05	312.90	322.02	331.40	341.05	350.98	361.21	371.73	382.55	393.69	**7,124.33**
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน	3.68	3.57	424.01	3.37	3.27	3.17	3.08	365.76	2.90	2.82	2.74	2.66	2.58	**4,231.71**
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	**275.28**	**283.51**	**-128.57**	**300.68**	**309.64**	**318.85**	**328.32**	**-24.71**	**348.08**	**358.39**	**368.99**	**379.90**	**391.12**	**2,892.62**

PBP = 15.65 ปี BCR = 1.68

NPV = 28,926,187.71 บาท IRR = ร้อยละ 9.21

ที่มา: จากการคำนวณ

จากตารางที่ 4.9 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน กรณีที่ 2 ความไหวตัวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการเมื่อสมมติให้ อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 6 โดยที่ปัจจัยอื่นๆไม่เปลี่ยนแปลง ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 พบว่า ตลอดโครงการระยะเวลาคืนทุน (PBP) 15.65 ปี และโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน เนื่องจาก มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 28,926,187.71 บาท มีค่ามากกว่า 0 หมายความว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.68 มีค่ามากกว่า 1 หมายความว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) เท่ากับ ร้อยละ 9.21 มีค่ามากกว่าอัตราคิดลด (i) หมายความว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน

ตารางที่ 4.10 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน (กรณีที่ 3)
ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 PVIF (ร้อยละ 3, 25 ปี)

หน่วย : หมื่นบาท

รายการ	ปีที่												
	0	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
ผลตอบแทน													
มูลค่าของผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้	-	313.30	322.70	332.38	342.36	352.63	363.21	374.10	385.32	396.88	408.79	421.05	433.69
ผลตอบแทนสะสม	**-**	**313.30**	**636.01**	**968.39**	**1,310.75**	**1,663.37**	**2,026.58**	**2,400.68**	**2,786.00**	**3,182.89**	**3,591.68**	**4,012.73**	**4,446.42**
ต้นทุน													
1. ต้นทุนประเภททุน	2,207.6	-	-	-	-	655.2	-	-	-	-	655.2	-	-
2. ต้นทุนดำเนินการ	94.05	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
ต้นทุนทั้งหมด	**2,301.65**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**
ผลตอบแทน-ต้นทุน	**-2,301.65**	**307.90**	**317.30**	**326.98**	**336.96**	**-307.97**	**357.81**	**368.70**	**379.92**	**391.48**	**-251.81**	**415.65**	**428.29**
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน	-	304.18	304.18	304.18	304.18	304.18	304.18	304.18	304.18	304.18	304.18	304.18	304.18
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน	2,301.65	5.24	5.09	4.94	4.80	569.84	4.52	4.39	4.26	4.14	491.55	3.90	3.79
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	**-2,301.65**	**298.94**	**299.09**	**299.24**	**299.38**	**-265.66**	**299.66**	**299.79**	**299.92**	**300.04**	**-187.37**	**300.28**	**300.39**

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางที่ 4.10 (ต่อ)

หน่วย : หมื่นบาท

รายการ	ปีที่													รวม
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
ผลตอบแทน														
มูลค่าของผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้	446.70	460.10	473.90	488.12	502.76	517.84	533.38	549.38	565.86	582.84	600.32	618.33	636.88	**11,422.83**
ผลตอบแทนสะสม	**4,893.11**	**5,353.21**	**5,827.11**	**6,315.23**	**6,817.99**	**7,335.83**	**7,869.21**	8,418.59	8,984.45	9,567.29	10,167.61	10,785.95	11,422.83	
ต้นทุน														
1. ต้นทุนประเภททุน	-	-	655.2	-	-	-	-	655.2	-	-	-	-	-	**4,828.4**
2. ต้นทุนดำเนินการ	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	**229.05**
ต้นทุนทั้งหมด	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5,057.45**
ผลตอบแทน-ต้นทุน	**441.30**	**454.70**	**-186.70**	**482.72**	**497.36**	**512.44**	**527.98**	**-111.22**	**560.46**	**577.44**	**594.92**	**612.93**	**631.48**	**6,365.38**
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน	304.18	304.18	304.18	304.18	304.18	304.18	304.18	304.18	304.18	304.18	304.18	304.18	304.18	**7,604.46**
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน	3.68	3.57	424.01	3.37	3.27	3.17	3.08	365.76	2.90	2.82	2.74	2.66	2.58	**4,231.71**
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	**300.50**	**300.61**	**-119.84**	**300.81**	**300.91**	**301.01**	**301.10**	**-61.58**	**301.28**	**301.36**	**301.44**	**301.52**	**301.60**	**3,372.75**

PBP = 13.36 ปี BCR = 1.80

NPV = 33,727,535.38 บาท IRR = ร้อยละ 11.66

ที่มา: จากการคำนวณ

จากตารางที่ 4.10 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน กรณีที่ 3 ความไหวตัวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการเมื่อสมมติให้ ผลตอบแทนคิดตามอัตราที่ขายให้กับการไฟฟ้าฯ (ตามตารางที่ 1.2) โดยที่ปัจจัยอื่นๆไม่เปลี่ยนแปลง ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 พบว่า ตลอดโครงการระยะเวลาคืนทุน (PBP) 13.36 ปี และโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน เนื่องจาก มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 33,727,535.38 บาท ค่ามากกว่า 0 หมายความว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.80 มีค่ามากกว่า 1 หมายความว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) เท่ากับ ร้อยละ 11.66 มีค่ามากกว่าอัตราคิดลด (i) หมายความว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน

ตารางที่ 4.11 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน (กรณีที่ 4)
ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 PVIF (ร้อยละ 5, 25 ปี)

หน่วย : หมื่นบาท

รายการ	ปีที่												
	0	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
ผลตอบแทน													
มูลค่าของผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้	-	203.59	215.80	228.75	242.48	257.02	272.45	288.79	306.12	324.49	343.96	364.59	386.47
ผลตอบแทนสะสม	**-**	**203.59**	**419.39**	**648.14**	**890.61**	**1,147.64**	**1,420.08**	**1,708.88**	**2,014.99**	**2,339.48**	**2,683.44**	**3,048.03**	**3,434.50**
ต้นทุน													
1. ต้นทุนประเภททุน	2,207.6	-	-	-	-	655.2	-	-	-	-	655.2	-	-
2. ต้นทุนดำเนินการ	94.05	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
ต้นทุนทั้งหมด	**2,301.65**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**
ผลตอบแทน-ต้นทุน	**-2,301.65**	**198.19**	**210.40**	**223.35**	**237.08**	**-403.58**	**267.05**	**283.39**	**300.72**	**319.09**	**-316.64**	**359.19**	**381.07**
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน	-	193.89	195.74	197.60	199.48	201.38	203.30	205.24	207.19	209.17	211.16	213.17	215.20
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน	2,301.65	5.14	4.90	4.66	4.44	517.60	4.03	3.84	3.65	3.48	405.55	3.16	3.01
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	**-2,301.65**	**188.75**	**190.84**	**192.94**	**195.04**	**-316.21**	**199.27**	**201.40**	**203.54**	**205.69**	**-194.39**	**210.01**	**212.19**

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางที่ 4.11 (ต่อ)

หน่วย : หมื่นบาท

รายการ	ปีที่													รวม
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
ผลตอบแทน														
มูลค่าของผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้	409.66	434.24	460.29	487.91	517.18	548.21	581.11	615.97	652.93	692.11	733.63	777.65	824.31	**11,169.69**
ผลตอบแทนสะสม	**3,844.16**	**4,278.39**	**4,738.68**	**5,226.59**	**5,743.77**	**6,291.98**	**6,873.09**	**7,489.06**	**8,141.99**	**8,834.10**	**9,567.73**	**10,345.38**	**11,169.69**	
ต้นทุน														
1. ต้นทุนประเภททุน	-	-	655.2	-	-	-	-	655.2	-	-	-	-	-	**4,828.4**
2. ต้นทุนดำเนินการ	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	**229.05**
ต้นทุนทั้งหมด	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5,057.45**
ผลตอบแทน-ต้นทุน	**404.26**	**428.84**	**-200.31**	**482.51**	**511.78**	**542.81**	**575.71**	**-44.63**	**647.53**	**686.71**	**728.23**	**772.25**	**818.91**	**6,112.24**
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน	217.25	219.32	221.41	223.52	225.64	227.79	229.96	232.15	234.36	236.60	238.85	241.12	243.42	**5,443.94**
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน	2.86	2.73	317.76	2.47	2.36	2.24	2.14	248.97	1.94	1.85	1.76	1.67	1.59	**3,855.46**
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	**214.39**	**216.59**	**-96.35**	**221.04**	**223.29**	**225.55**	**227.83**	**-16.82**	**232.43**	**234.75**	**237.09**	**239.45**	**241.83**	**1,588.48**

PBP = 15.65 ปี BCR = 1.41

NPV = 15,884,794.06 บาท IRR = ร้อยละ 9.21

ที่มา: จากการคำนวณ

จากตารางที่ 4.11 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน กรณีที่ 4 ความไหวตัวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการเมื่อสมมติให้ อัตราคิดลดที่ร้อยละ 5 ต่อปี และอัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 6 โดยที่ปัจจัยอื่นๆไม่เปลี่ยนแปลง ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 พบว่า ตลอดโครงการระยะเวลาคืนทุน (PBP) 15.65 ปี และโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน เนื่องจาก มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 15,884,794.06 บาท ค่ามากกว่า 0 หมายความว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.41 มีค่ามากกว่า 1 หมายความว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) เท่ากับ ร้อยละ 9.21 มีค่ามากกว่าอัตราคิดลด (i) หมายความว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน

ตารางที่ 4.12 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน (กรณีที่ 5)
ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 PVIF (ร้อยละ 3, 25 ปี)

หน่วย : หมื่นบาท

รายการ	ปีที่												
	0	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
ผลตอบแทน													
มูลค่าของผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้	-	200.11	208.48	217.21	226.31	235.79	245.66	255.95	266.66	277.83	289.46	301.59	314.21
ผลตอบแทนสะสม	**-**	**200.11**	**408.59**	**625.81**	**852.12**	**1,087.90**	**1,333.56**	**1,589.51**	**1,856.17**	**2,134.01**	**2,423.47**	**2,725.06**	**3,039.27**
ต้นทุน													
1. ต้นทุนประเภททุน	2,207.6	-	-	-	-	655.2	-	-	-	-	655.2	-	-
2. ต้นทุนดำเนินการ	94.05	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
ต้นทุนทั้งหมด	**2,301.65**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**
ผลตอบแทน-ต้นทุน	**-2,301.65**	**194.71**	**203.08**	**211.81**	**220.91**	**-424.81**	**240.26**	**250.55**	**261.26**	**272.43**	**-371.14**	**296.19**	**308.81**
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน	-	194.28	196.52	198.78	201.07	203.39	205.74	208.11	210.51	212.93	215.39	217.87	220.38
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน	2,301.65	5.24	5.09	4.94	4.80	569.84	4.52	4.39	4.26	4.14	491.55	3.90	3.79
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	**-2,301.65**	**189.03**	**191.43**	**193.84**	**196.28**	**-366.45**	**201.21**	**203.72**	**206.24**	**208.80**	**-276.16**	**213.97**	**216.60**

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางที่ 4.12 (ต่อ)

หน่วย : หมื่นบาท

รายการ	ปีที่													รวม
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
ผลตอบแทน														
มูลค่าของผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้	327.37	341.08	355.36	370.24	385.75	401.90	418.73	436.26	454.53	473.56	493.39	514.05	535.58	**8,547.09**
ผลตอบแทนสะสม	**3,366.64**	**3,707.72**	**4,063.09**	**4,433.33**	**4,819.08**	**5,220.98**	**5,639.70**	**6,075.97**	**6,530.50**	**7,004.06**	**7,497.45**	**8,011.51**	**8,547.09**	
ต้นทุน														
1. ต้นทุนประเภททุน	-	-	655.2	-	-	-	-	655.2	-	-	-	-	-	**4,828.4**
2. ต้นทุนดำเนินการ	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	**229.05**
ต้นทุนทั้งหมด	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**660.6**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5.4**	**5,057.45**
ผลตอบแทน-ต้นทุน	**321.97**	**335.68**	**-305.24**	**364.84**	**380.35**	**396.50**	**413.33**	**-224.34**	**449.13**	**468.16**	**487.99**	**508.65**	**530.18**	**3,489.64**
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน	222.92	225.49	228.09	230.72	233.38	236.07	238.80	241.55	244.33	247.15	250.00	252.88	255.80	**5,592.17**
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน	3.68	3.57	424.01	3.37	3.27	3.17	3.08	365.76	2.90	2.82	2.74	2.66	2.58	**4,231.71**
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	**219.25**	**221.92**	**-195.92**	**227.36**	**230.12**	**232.90**	**235.72**	**-124.21**	**241.43**	**244.33**	**247.26**	**250.22**	**253.22**	**1,360.46**

PBP = 17.59 ปี BCR = 1.32

NPV = 13,604,573.16 บาท IRR = ร้อยละ 6.57

ที่มา: จากการคำนวณ

จากตารางที่ 4.12 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน กรณีที่ 5 ความไหวตัวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการเมื่อสมมติให้ อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 6 และประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงปีละร้อยละ 1.71 ต่อปี โดยที่ปัจจัยอื่นๆไม่เปลี่ยนแปลง ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึงปีที่ 25 พบว่า ตลอดโครงการระยะเวลาคืนทุน (PBP) 17.59 ปี และโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน เนื่องจาก มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 13,604,573.16 บาท มีค่ามากกว่า 0 หมายความว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.32 มีค่ามากกว่า 1 หมายความว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) เท่ากับ ร้อยละ 6.57 มีค่ามากกว่าอัตราคิดลด (i) หมายความว่า โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน

สรุปผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการทั้ง 5 กรณีตัวแปรที่ต้องให้ความสำคัญ ซึ่งมีผลต่อความสำเร็จของโครงการ โดยพิจาณาจากการเปลี่ยนแปลงของค่าผลตอบแทน, NPV, BCR, IRR คือ

1) อัตราคิดลด ถ้าอัตราคิดลดมีอัตราที่สูง โอกาสความสำเร็จของโครงการก็จะน้อย

2) อัตราค่าไฟฟ้า ถ้าอัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้น โอกาสความสำเร็จของโครงการก็จะเพิ่มมากขึ้น

3) อัตราที่ขายให้กับการไฟฟ้าฯ ถ้าอัตราที่ขายให้กับการไฟฟ้าฯมีอัตราที่เพิ่มขึ้น โอกาสความสำเร็จของโครงการก็จะเพิ่มมากขึ้น

4) ประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงปีละร้อยละ 1.71 ต่อปี ถ้าประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ลดลงต่อปีมาก โอกาสความสำเร็จของโครงการก็จะน้อย

บทที่ 5
สรุปการวิจัย อภิปราย และข้อเสนอแนะ

การวิจัยครั้งนี้เป็นการวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษา 1) ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 2) ผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 3) การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 4) การวิเคราะห์ความอ่อนไหวการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยใช้โรงพยาบาลเลิดสินเป็นกรณีศึกษา ซึ่งประกอบด้วยอาคารทั้งหมด 4 อาคาร ได้แก่ 1) อาคารผู้ป่วยนอก 2) อาคาร 33 ปี 3) อาคารกาญจนาภิเษก 4) อาคารส่งเสริมบริการ ข้อมูลที่ใช้เป็นข้อมูลทุติยภูมิที่รวบรวมได้จาก 1) พื้นที่หลังคาที่สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้แต่ละอาคาร 2) ปริมาณการใช้ไฟฟ้าแต่ละอาคาร 3) ค่าไฟฟ้าแต่ละอาคาร 4) ต้นทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 5) อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ส่วนการวิเคราะห์ข้อมูลประกอบด้วย 1) ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 2) ผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 3) การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนโดยการประเมินค่าของโครงการ 4 วิธี คือ 1) ระยะเวลาคืนทุน (PBP) 2) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) 3) อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) 4) อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) และ4) การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ

1. สรุปผลการวิจัย

1.1 ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน ตั้งแต่ปีที่ 0 ถึง ปีที่ 25 พบว่า ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของทั้ง 4 อาคาร โดยแยกตามประเภทของต้นทุน ประเภทที่ 1 ต้นทุนประเภททุนเริ่มต้นการลงทุนเท่ากับ 22,076,000 บาท ประเภทที่ 2 ต้นทุนดำเนินการ เริ่มต้นการลงทุนเท่ากับ 940,500 บาท ต้นทุนทั้งหมดของการเริ่มต้นการลงทุนเท่ากับ 23,016,500 บาท ตลอดโครงการต้นทุนประเภททุนเท่ากับ 48,284,000 บาท ต้นทุนดำเนินการเท่ากับ 2,290,500 บาท และต้นทุนทั้งหมดเท่ากับ 50,574,500 บาท

1.2 ผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

ผลตอบแทนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน ตั้งแต่ปีที่ 1 ถึง ปีที่ 25 พบว่า ผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้ง 4 อาคารในปีแรกได้ทั้งหมด 2,035,868.57 บาท และผลตอบแทนจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้ง 4 อาคารตลอดโครงการ โดยกำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 3 (ตั้งแต่ปีที่ 1-25) ได้ทั้งหมด 74,226,270.19 บาท

1.3 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของทั้ง 4 อาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน พบว่า ตลอดโครงการระยะเวลาคืนทุน (PBP) 18.84 ปี และโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน เนื่องจาก มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 7,097,196.51 บาท อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.17 และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) เท่ากับ ร้อยละ 5.11

1.4 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของทั้ง 4 อาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน ในแต่ละกรณีดังนี้

กรณีที่ 1 ความไหวตัวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการเมื่อสมมติให้ อัตราคิดลดที่ร้อยละ 5 ต่อปี โดยที่ปัจจัยอื่นๆไม่เปลี่ยนแปลง พบว่า ตลอดโครงการระยะเวลาคืนทุน (PBP) 18.84 ปี และโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน เนื่องจาก มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 300,111.82 บาท อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.01 และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) เท่ากับ ร้อยละ 5.11

กรณีที่ 2 ความไหวตัวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการเมื่อสมมติให้ อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 6 โดยที่ปัจจัยอื่นๆไม่เปลี่ยนแปลง พบว่า ตลอดโครงการระยะเวลาคืนทุน (PBP) 15.65 ปี และโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน เนื่องจาก มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 28,926,187.71 บาท อัตรา

ผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.68 และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) เท่ากับ ร้อยละ 9.21

กรณีที่ 3 ความไหวตัวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการเมื่อสมมติให้ ผลตอบแทนคิดตามอัตราที่ขายให้กับการไฟฟ้าฯ (ตามตารางที่ 1.2) โดยที่ปัจจัยอื่นๆไม่เปลี่ยนแปลง พบว่า ตลอดโครงการระยะเวลาคืนทุน (PBP) 13.36 ปี และโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน เนื่องจาก มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 33,727,535.38 บาท อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.80 และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) เท่ากับ ร้อยละ 11.66

กรณีที่ 4 ความไหวตัวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการเมื่อสมมติให้ อัตราคิดลดที่ร้อยละ 5 ต่อปี และอัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 6 โดยที่ปัจจัยอื่นๆไม่เปลี่ยนแปลง พบว่า ตลอดโครงการระยะเวลาคืนทุน (PBP) 15.65 ปี และโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน เนื่องจาก มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 15,884,794.06 บาท อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.41 และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) เท่ากับ ร้อยละ 9.21

กรณีที่ 5 ความไหวตัวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการเมื่อสมมติให้ อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 6 และประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงปีละร้อยละ 1.71 ต่อปี โดยที่ปัจจัยอื่นๆไม่เปลี่ยนแปลง พบว่า ตลอดโครงการระยะเวลาคืนทุน (PBP) 17.59 ปี และโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน เนื่องจาก มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 13,604,573.16 บาท อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.32 และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) เท่ากับ ร้อยละ 6.57

สรุปผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการทั้ง 5 กรณีตัวแปรที่ต้องให้ความสำคัญ ซึ่งมีผลต่อความสำเร็จของโครงการ คือ อัตราคิดลด และประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงปีละร้อยละ 1.71 ต่อปี ถ้าอัตราคิดลดมีอัตราที่สูง โอกาสความสำเร็จของโครงการก็จะน้อย เช่นเดียวกับ ประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ลดลงต่อปีมาก โอกาสความสำเร็จของโครงการก็จะน้อย ส่วนตัวแปรอื่นๆ เช่น อัตราค่าไฟฟ้า อัตราที่ขายให้กับการไฟฟ้าฯ ถ้าอัตราค่าไฟฟ้า อัตราที่ขายให้กับการไฟฟ้าฯมีอัตราที่เพิ่มขึ้น โอกาสความสำเร็จของโครงการก็จะเพิ่มมากขึ้นด้วย

2. อภิปรายผล

ผลการวิจัยครั้งนี้มีประเด็นสำคัญที่นำมาอภิปรายดังนี้

2.1 ต้นทุนต่อหน่วย

ต้นทุนต่อหน่วยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของทั้ง 4 อาคารในโรงพยาบาลเลิดสินมีค่าเท่ากับ 115,387.86 บาทต่อการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 กิโลวัตต์ ซึ่งผลการวิจัยครั้งนี้ใกล้เคียงกับผลการวิจัยของพิชยดา จิรวรรษวงศ์ (2556) ได้วิเคราะห์ต้นทุนการนำระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มาประยุกต์ใช้ในบ้านที่อยู่อาศัย พบว่าต้นทุนเฉลี่ยการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ของทั้ง 2 กรณีโดยเลือกกรณีที่ให้ผลตอบแทนทางการเงินดีที่สุดเท่ากับ 100,318.29 บาทต่อการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 1 กิโลวัตต์ แตกต่างกับผลการวิจัยของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (2556) ได้ศึกษาการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคา พบว่า ต้นทุนการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคาจะมีค่าใช้จ่ายเฉลี่ยประมาณ 60,000 บาทต่อการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ขนาด 1 กิโลวัตต์ การที่ผลการวิจัยครั้งนี้มีต้นทุนที่ใกล้เคียงกับผลการวิจัยของพิชยดา จิรวรรษวงศ์ เนื่องจากผลการวิจัยครั้งนี้ได้ศึกษาในส่วนของอุปกรณ์ที่มีอายุการใช้งานที่แน่นอน คือ แบตเตอรี่ ต้องเปลี่ยนทุก 5 ปี ส่วนงานวิจัยของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานไม่ได้มีการศึกษาในส่วนนี้

2.2 ผลตอบแทนต่อหน่วย

ผลตอบแทนเฉลี่ยต่อปีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้ง 4 อาคารในโรงพยาบาลเลิดสินมีค่าเท่ากับ 6,774.02 บาทต่อการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 กิโลวัตต์ ซึ่งผลการวิจัยครั้งนี้มากกว่าผลการวิจัยของพิชยดา จิรวรรษวงศ์ (2556) ได้วิเคราะห์ต้นทุนการนำระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มาประยุกต์ใช้ในบ้านที่อยู่อาศัย พบว่าผลตอบแทนเฉลี่ยต่อปีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าเท่ากับ 3,605.48 บาทต่อการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 กิโลวัตต์ และน้อยกว่าผลการวิจัยของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (2556) ได้ศึกษาการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคา พบว่าการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์ขนาด 1 กิโลวัตต์สามารถสร้างรายได้เฉลี่ยประมาณ 8,000-9,000 บาทต่อปี การที่ผลการวิจัยครั้งนี้มีผลตอบแทนเฉลี่ยต่อปีแตกต่างจากผลงานวิจัยอื่นๆ เนื่องจากสูตรในการคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์กำหนดให้ค่าพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยที่ตกกระทบในหนึ่งวันแตกต่างกัน การวิจัยครั้งนี้กำหนดให้ค่าพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยที่ตกกระทบในหนึ่งวัน สำหรับประเทศไทยมีค่า 5,000 วัตต์-ชั่วโมงต่อตารางเมตร ซึ่งแทนค่าในสูตรจะทำให้การคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แตกต่างกันส่งผลต่อ

การคำนวณหาผลตอบแทน และจากการใช้อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ที่แตกต่างกันก็ส่งผลต่อการคำนวณหาผลตอบแทนที่ต่างกันด้วยเช่นกัน

2.3 ระยะเวลาคืนทุน

ระยะเวลาการคืนทุนโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินมีระยะเวลาคืนทุน (PBP) ตลอดโครงการ 18.84 ปี ซึ่งผลการวิจัยครั้งนี้แตกต่างกับผลการวิจัยของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (2556) ได้ศึกษาการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคา พบว่า ระยะเวลาคืนทุนจะอยู่ประมาณ 6-7 ปี แตกต่างกับผลการวิจัยของวราภรณ์ แห้วเพ็ชร์ พรระพีพัฒน์ ภาสบุตร และวรรัตน์ ปัตรประกร (2557) ได้ศึกษาความเป็นไปได้ของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง คอปเปอร์ อินเดียม-แกลเลียม ไดซิลิไนด์ (CIGS) สำหรับอาคารชุดพักอาศัย ในประเทศไทย พบว่า ระยะเวลาคืนทุนประมาณ 8 ปี การที่ผลการวิจัยครั้งนี้มีระยะเวลาคืนทุนค่อนข้างนานกว่าผลการวิจัยอื่นๆ เนื่องจากผลการวิจัยครั้งนี้ได้ศึกษาในส่วนของอุปกรณ์ที่มีอายุการใช้งานที่แน่นอน คือ แบตเตอรี่ ต้องเปลี่ยนทุก 5 ปี ส่วนงานวิจัยอื่นๆไม่ได้มีการนำส่วนนี้มาวิเคราะห์

2.4 การวิเคราะห์ค่า NPV, BCR และ IRR

โครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสินสมควรที่จะลงทุน เนื่องจาก มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 7,097,196.51 บาท อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.17 และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) เท่ากับ ร้อยละ 5.11 ภายใต้อายุโครงการ 25 ปี โดยกำหนดให้อัตราคิดลดที่ร้อยละ 3 ต่อปี อัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 3 ซึ่งผลการวิจัยครั้งนี้ใกล้เคียงกับผลการวิจัยของวราภรณ์ แห้วเพ็ชร์ พรระพีพัฒน์ ภาสบุตร และวรรัตน์ ปัตรประกร (2557) ได้ศึกษาความเป็นไปได้ของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง คอปเปอร์ อินเดียม-แกลเลียม ไดซิลิไนด์ (CIGS) สำหรับอาคารชุดพักอาศัย ในประเทศไทย ภายใต้อายุโครงการ 20 ปี และกำหนดให้อัตราดอกเบี้ยเงินกู้เท่ากับร้อยละ 4 ต่อปี พบว่า การติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง CIGS ประยุกต์ใช้บนหน้าต่างของอาคารชุดพักอาศัยมีความคุ้มค่าในการลงทุน แตกต่างกับผลการวิจัยของบริษัท Energy and Environmental Economics จำกัด (2554) ในรัฐแคลิฟอร์เนียประเทศสหรัฐอเมริกา ได้ศึกษาการประเมินความคุ้มค่าของการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาระหว่างกลุ่มที่อยู่อาศัยและกลุ่มไม่ใช่ที่อยู่อาศัย ตลอดอายุโครงการ 20 ปี พบว่า ในปี 2551-2552 ทั้งสองกลุ่มไม่มีความคุ้มค่าผลตอบแทนทางการเงิน ซึ่งวิธีการประเมินโครงการมีดังนี้ B/C Ratio, NPV ($), มูลค่าต่อปี ($/yr.) และราคาเชื้อเพลิง ($/kWh) แตกต่างกับผลการวิจัยของพิชยดา จิรวรรษวงศ์ (2556) ได้วิเคราะห์ต้นทุนการนำระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มาประยุกต์ใช้ในบ้านที่อยู่อาศัย โดยใช้บ้านขนาดมาตรฐานของบ้านเดี่ยวทั่วไปเป็น

กรณีศึกษา โดยเป็นบ้านเดี่ยว 2 ชั้น 4 ห้องนอน 2 ห้องน้ำ 1 ห้องครัว 1 ห้องรับแขกและมีพื้นที่ใช้สอย 125 ตารางเมตร ทั้งนี้การศึกษาถูกแบ่งเป็น 2 กรณี คือ กรณีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบเต็มพื้นที่หลังคา กับกรณีการติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบพอดีความต้องการใช้ภายในบ้าน ซึ่งแต่ละกรณีก็จะมีแนวทางในการเลือกติดตั้งอุปกรณ์แบบต่างๆ ต่างกัน 4 ทางเลือก ผลการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน ภายใต้เงื่อนไข อายุโครงการ 25 ปี อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 5 ต่อปี และค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นปีละร้อยละ 3 พบว่า ไม่มีทางเลือกไหนที่ให้ผลคุ้มค่า แตกต่างกับผลการวิจัยของพรสวัสดิ์ พิริยะศรัทธา (2559) ได้ศึกษาการใช้เซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารคณะสถาปัตยกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยขอนแก่น เพื่อการประหยัดพลังงาน ภายใต้อายุโครงการ 25 ปี และกำหนดให้อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 8 ต่อปี พบว่า ผลตอบแทนทางการเงินพบว่าไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน วิธีการประเมินค่าโครงการลงทุน คือ NPV, BCR และ IRR การที่ผลการวิจัยครั้งนี้มีค่าใกล้เคียงหรือแตกต่างจากผลการวิจัยอื่นๆ เนื่องจากมีตัวแปรสำคัญที่ส่งผลต่อผลการวิจัย คือ อัตราคิดลด ถ้างานวิจัยที่มีการกำหนดอัตราคิดลดใกล้เคียงกันผลการวิจัยก็จะใกล้เคียงกันด้วย แต่ถ้างานวิจัยกำหนดอัตราคิดลดแตกต่างกันผลการวิจัยก็จะแตกต่างกัน นอกจากนี้ยังมีตัวแปรอื่นๆ คือ การประมาณการราคาต้นทุน การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้า

2.5 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของโรงพยาบาลเลิดสิน พบว่า ตัวแปรที่ต้องให้ความสำคัญ ซึ่งมีผลต่อความสำเร็จของโครงการ คือ อัตราคิดลด อัตราค่าไฟฟ้า อัตราที่ขายให้กับการไฟฟ้าฯ และประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงปีละร้อยละ 1.71 ต่อปี ผลการวิจัยครั้งนี้ใกล้เคียงกับผลการวิจัยของพิชยดา จิรวรรษวงศ์ (2556) ได้วิเคราะห์ต้นทุนการนำระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มาประยุกต์ใช้ในบ้านที่อยู่อาศัย พบว่า ตัวแปรที่ต้องให้ความสำคัญ ซึ่งมีผลต่อความสำเร็จของโครงการ คือ การเปลี่ยนแปลงของอัตราคิดลด การเปลี่ยนแปลงของต้นทุน การเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าไฟฟ้า การได้รับการสนับสนุนจากภาครัฐ ใกล้เคียงกับผลการวิจัยของพรสวัสดิ์ พิริยะศรัทธา (2559) ได้ศึกษาการใช้เซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารคณะสถาปัตยกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยขอนแก่น เพื่อการประหยัดพลังงาน พบว่า ตัวแปรที่ต้องให้ความสำคัญ ซึ่งมีผลต่อความสำเร็จของโครงการ คือ ต้นทุนทั้งหมดเปลี่ยนแปลง อัตราดอกเบี้ยเปลี่ยนแปลง แตกต่างกับผลการวิจัยของวิวัฒน์ ชโนวิทย์ (2557) ได้ศึกษาความคุ้มค่าทางด้านการเงินและทางด้านเศรษฐศาสตร์ ในพื้นที่ที่แตกต่างกันด้านความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ 3 พื้นที่ของประเทศไทย ได้แก่ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลาง และภาคเหนือ พบว่า โครงการไม่ค่อยมี

ความอ่อนไหวเนื่องจากเมื่อพิจารณาปัจจัยบางอย่างที่ส่งผลให้ต้นทุนเปลี่ยนไป แต่กลับไม่ส่งผลทำให้ตัวชี้วัดหลักๆที่ใช้ในการตัดสินใจเปลี่ยนแปลง

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ ตัวแปรที่ต้องให้ความสำคัญ ซึ่งมีผลต่อความสำเร็จของโครงการ โดยพิจาณาจากการเปลี่ยนแปลงของค่าต้นทุน, ผลตอบแทน, NPV, BCR และ IRR คือ 1) อัตราคิดลด 2) การเปลี่ยนแปลงของต้นทุน 3) อัตราค่าไฟฟ้า 4) อัตราที่ขายให้กับการไฟฟ้าฯ 5) ประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ลดลง 6) การได้รับการสนับสนุนจากภาครัฐ

3. ข้อเสนอแนะ

3.1 ข้อเสนอแนะในการนำผลการวิจัยไปใช้

3.1.1 ต้นทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในการวิจัยครั้งนี้ใช้ราคาขายปลีก ซึ่งในความเป็นจริงการซื้อของในปริมาณที่มากจะสามารถซื้อในราคาขายส่งหรือราคาที่ถูกกว่านี้ ถ้าใช้ราคาขายส่งในการวิจัยครั้งนี้จะมีต้นทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในต้นทุนที่ต่ำกว่านี้

3.1.2 เป็นข้อมูลเบื้องต้นสำหรับผู้บริหารของโรงพยาบาลเลิดสินพิจารณาประกอบการตัดสินใจก่อนที่จะลงทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในโรงพยาบาลเลิดสิน

3.1.3 จัดทำแผนประหยัดพลังงานและแผนเพิ่มประสิทธิภาพการลดต้นทุนต่อหน่วยกิจกรรมของโรงพยาบาลเลิดสิน โดยกำหนดให้เป็นแผนระยะยาว

3.1.4 ก่อนที่จะตัดสินใจเลือกซื้ออุปกรณ์แต่ละชนิดในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้น ควรมีการเปรียบเทียบราคา และคุณสมบัติของอุปกรณ์แต่ละชนิด

3.2 ข้อเสนอแนะในการวิจัยครั้งต่อไป

3.2.1 ในการวิจัยครั้งนี้ ศึกษาเฉพาะต้นทุนและผลตอบแทนทางการเงินเท่านั้น ไม่ได้ครอบคลุมไปถึงต้นทุนค่าเสียโอกาสหรือผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ดังนั้นในการวิจัยครั้งต่อไปควรมีการวิเคราะห์ทางด้านต้นทุนค่าเสียโอกาสหรือผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมด้วย

3.2.2 ในการวิจัยครั้งนี้ นอกจากจะศึกษาถึงต้นทุนที่ใช้ในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์หลักๆแล้ว ยังศึกษาในส่วนของอุปกรณ์ที่มีอายุการใช้งานที่แน่นอน คือ แบตเตอรี่ ต้องเปลี่ยนทุก 5 ปี ส่วนอุปกรณ์ชนิดอื่นที่จะเสื่อมสภาพและมีการเปลี่ยนใหม่จะไม่นำมาศึกษาในครั้งนี้ เนื่องจากมีอายุการใช้งานที่ไม่แน่นอน ในการวิจัยครั้งต่อไปควรมีการประมาณการ

ค่าใช้จ่ายในส่วนของอุปกรณ์ชนิดอื่นที่นอกเหนือจากแบตเตอรี่ เช่น แผงเซลล์แสงอาทิตย์ เครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า อินเวอร์เตอร์ เมื่อเสื่อมสภาพลงและมีการเปลี่ยนใหม่

3.2.3 ควรมีการเปรียบเทียบการเลือกคุณสมบัติของอุปกรณ์แต่ละชนิดในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ว่าแบบไหนมีต้นทุนสูงหรือต้นทุนต่ำ

3.2.4 ในกรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ ควรมีการคำนวณในส่วนของค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า การตรวจสอบระบบอุปกรณ์ และค่าใช้จ่ายอื่นที่เกี่ยวข้อง

3.2.5 ควรมีการศึกษาต้นทุนในกรณีที่ให้เครื่องใช้ไฟฟ้าต่อตรงเข้ากับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์โดยไม่ต้องเก็บประจุลงในแบตเตอรี่

บรรณานุกรม

บรรณานุกรม

กระทรวงพลังงาน. (2557). *คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานทดแทน ชุดที่ 2*. กรุงเทพมหานคร: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน.

กระทรวงพลังงาน. (2558). *โครงการลดใช้พลังงานในภาครัฐ ปีงบประมาณ 2558.* กรุงเทพมหานคร: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน.

กระทรวงพลังงาน. (2558). *แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ.2558-2579*. กรุงเทพมหานคร: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน.

กัลยานี ภาคอัต. (2557). *การจัดการสินทรัพย์ เศรษฐศาสตร์การเงินและการจัดการทางการเงิน*. (พิมพ์ครั้งที่2). นนทบุรี: มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช.

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2553). *สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2553-2573*. กรุงเทพมหานคร: ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า.

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (2558*). ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน)*. สืบค้นจาก https://www.pea.co.th/vspp/Documents/VSPP/RegRenew.pdf

กิติภพ ทองเปาว์. (2553). *การศึกษาประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกโพลีซิลิกอนและฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิกอนภายใต้อิทธิพลของความเข้มแสงและอุณหภูมิแผงเซลล์ในประเทศไทย* (วิทยานิพนธ์ วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต ไม่ได้ตีพิมพ์). มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, กรุงเทพมหานคร.

จิรวรรณ ขุนทองปาน. (2551). *การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนของการเพาะปลูกอ้อยโรงงานอำเภอหัวหิน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์* (การค้นคว้าอิสระ บริหารธุรกิจมหาบัณฑิต ไม่ได้ตีพิมพ์). มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลรัตนโกสินทร์, นครปฐม.

จุฑาทิพย์ สองเมือง และคณะ. (2551). การเปรียบเทียบต้นทุนและผลตอบแทนจากการปลูกข้าวอินทรีย์และข้าวใช้สารเคมีของเกษตรกร *ในอำเภอลำลูกกา จังหวัดปทุมธานี* (รายงานการวิจัย). มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี, ปทุมธานี.

จุไร ทัพวงษ์. (2554). *การวิเคราะห์การเงิน เศรษฐศาสตร์การจัดการ และการประยุกต์*. (พิมพ์ครั้งที่1). นนทบุรี: มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช.

ณัฐวุฒิ ขาวสะอาด. (2551). *การศึกษาการลดลงของประสิทธิภาพรายปีของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ภายใต้สภาวะการใช้งานจริง* (วิทยานิพนธ์ ปริญญามหาบัณฑิต ไม่ได้ตีพิมพ์). มหาวิทยาลัยนเรศวร, พิษณุโลก.

นพดล รุ่งสวาท. (2557). *การออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.* สืบค้นจาก http://hq.prd.go.th/engineer/ewt_dl_link.php?nid=263

นภัทร วัจนเทพินทร์ และคณะ. (2546). *การวิจัยและพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา* (รายงานการวิจัย). สถาบันเทคโนโลยีราชมงคล, นนทบุรี.

พรสวัสดิ์ พิริยะศรัทธา. (2559). การศึกษาการใช้เซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารคณะสถาปัตยกรรมศาสตร์. *วารสารวิชาการ*, 15(1), 183.

พิชยดา จิรวรรษวงศ์. (2556). *การศึกษาต้นทุนในการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในบ้านที่อยู่อาศัย* (วิทยานิพนธ์ วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต ไม่ได้ตีพิมพ์). มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตย์, กรุงเทพมหานคร.

พิชยพิมพ์ คำเพียร. (2557). *การศึกษาต้นทุนและผลตอบแทนจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ตำบลศิลา อำเภอหล่มเก่า จังหวัดเพชรบูรณ์* (รายงานการวิจัย). มหาวิทยาลัยราชภัฏเพชรบูรณ์, เพชรบูรณ์.

พิมลมาศ วรรณคนาพล, เอนก สุวรรณชัยสกุล, ปาริณี ศรีสุวรรณ์, และเฉลิมวัฒน์ ตันตสวัสดิ์. (2555). ประโยชน์ของการใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา: กรณีศึกษาอาคารที่พักอาศัยต้นทุนต่ำ . *JARS*, 9(2). สืบค้นจาก http://www.tds.tu.ac.th/jars/download/jars/v9-2/04%20Benefits%20on%20Roof%20the%20Mounted_Pimonmart%20180156.pdf

พีระวุฒิ ชินวรรังสี, และคณะ. (2558). การประเมินสมรรถนะ และความคุ้มค่าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบหลายเทคโนโลยีที่ติดตั้งบนหลัคาในประเทศไทย. *วิศวสารลาดกระบัง,* 32(2), 19-24.

รวีรัตน์ สีบัว. (2551). *ข้อเปรียบเทียบระหว่าง NPV กับ IRR.* สืบค้นจาก https://www.l3nr.org/posts/174656

โรงพยาบาลเลิดสิน. (2556). *การวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยผลผลิตของโรงพยาบาลเลิดสิน ประจำปี 2555-2556.* กรุงเทพมหานคร: กลุ่มงานเทคโนโลยีสารสนเทศ.

โรงพยาบาลเลิดสิน. (2557). *การวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยผลผลิตของโรงพยาบาลเลิดสิน ประจำปี 2557.* กรุงเทพมหานคร: กลุ่มงานเทคโนโลยีสารสนเทศ.

โรงพยาบาลเลิดสิน. (2558). *การวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยผลผลิตของโรงพยาบาลเลิดสิน ประจำปี 2558.* กรุงเทพมหานคร: กลุ่มงานเทคโนโลยีสารสนเทศ.

โรงพยาบาลเลิดสิน. (2557). *รายงานการจัดการพลังงาน ประจำปี 2557.* กรุงเทพมหานคร: การจัดการสิ่งแวดล้อม.

โรงพยาบาลเลิดสิน. (2558). *รายงานการจัดการพลังงาน ประจำปี 2558.* กรุงเทพมหานคร: การจัดการสิ่งแวดล้อม.

โรม ลีพิทักษ์สกุล. (2551). *การศึกษาต้นทุนและผลตอบแทนของพื้นที่ปลูกชาขนาดเล็กและขนาดกลาง ในเขตอำเภอแม่ฟ้าหลวง จังหวัดเชียงราย* (การค้นคว้าอิสระ บริหารธุรกิจมหาบัณฑิต ไม่ได้ตีพิมพ์). มหาวิทยาลัยราชภัฏเชียงราย, เชียงราย.

วรนุช แจ้งสว่าง. (2553). *พลังงานหมุนเวียน.* (พิมพ์ครั้งที่2). กรุงเทพมหานคร: จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.

วราภรณ์ แห้วเพ็ชร์, พรระพีพัฒน์ ภาสบุตร, และวรรัตน์ ปัตรประกร. (2557). การศึกษาความเป็นไปได้ของเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบาง คอปเปอร์ อินเดียม-แกลเลียม ไดซิลิไนด์ (CIGS) สำหรับอาคารชุดพักอาศัย ในประเทศไทย. *วารสารวิชาการและวิจัย มทร. พระนคร ฉบับพิเศษ,* 51-57.

วันธะนา สานุสิทธิ์ และคณะ. (2553). *การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนเชิงเปรียบเทียบของการปลูกข้าวโดยใช้สารเคมีและสารชีวภาพ ของเกษตรผู้ปลูกข้าว ตำบลไร่อ้อย อำเภอพิชัย จังหวัดอุตรดิตถ์* (รายงานการวิจัย). สถาบันวิจัยและพัฒนา, อุตรดิตถ์.

วิทยาลัยอาชีวศึกษาอุตรดิตถ์. (2558). *ต้นทุน (Cost).* สืบค้นจาก http://www.uttvc.ac.th/uttvc/wbi2553/cost1.html

วิวัฒน์ ชโนวิทย์. (2557). การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาประเภทที่พักอาศัย ในพื้นที่ที่แตกต่างกันของประเทศไทย. กรุงเทพมหานคร: สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์.

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. (2558). *นโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff.* สืบค้นจาก http://www2.eppo.go.th/power/fit-seminar/FiT_2558.pdf

สุขใจ ตอนปัญญา. (2554). *ต้นทุนและผลตอบแทนในการลงทุนปลูกข้าวของเกษตรกร หมู่ 5 ตำบลหัวดง อำเภอเมือง จังหวัดพิจิตร* (การค้นคว้าอิสระ บริหารธุรกิจมหาบัณฑิต ไม่ได้ตีพิมพ์). มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี, ปทุมธานี.

สุชาดา ใยเทศ. (2555). *วิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนประกอบกิจอพาร์ทเม้นท์ ในเขตอำเภอธัญบุรี จังหวัดปทุมธานี* (การค้นคว้าอิสระ บริหารธุรกิจมหาบัณฑิต ไม่ได้ตีพิมพ์). มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี, ปทุมธานี.

อนุรักษ์ ทองสุโขวงศ์. (2558). *ความรู้เบื้องต้นเกี่ยวกับการบัญชีต้นทุน*. สืบค้นจาก http://home.kku.ac.th/anuton/cost%20accounting/cost%20split.htm

อัจฉรา ชีวะตระกูลกิจ. (2551). *การประเมินความคุ้มค่าของโครงการ*. สืบค้นจาก audit.anamai.moph.go.th/download/km_center/project1.ppt

Energy and Environmental Economics. (2011). *California Solar Initiative Cost-Effectiveness Evaluation.* Retrieved from https://www.ethree.com/documents/CSI/CSI%20Report_Complete_E3_Final.pdf

P.R.Arora. (2013). Right Time to Reap Benefits from Residential Solar Rooftop PV in India – A Venture of Millions. *International Journal of Scientific and Research Publications*, 3(7), 1.

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก

เกี่ยวกับโรงพยาบาลเลิดสิน

1. อาคารของโรงพยาบาลเลิดสิน

โรงพยาบาลเลิดสินเป็นโรงพยาบาลรัฐที่มีฐานะเทียบเท่ากองในสังกัดกรมการแพทย์ กระทรวงสาธารณสุขขนาด 607 เตียง เป็นโรงพยาบาลระดับตติยภูมิและสูงกว่า โดยมีหน้าที่ทำการศึกษา วิเคราะห์ วิจัย องค์ความรู้และเทคโนโลยีทางการแพทย์ และถ่ายทอดสนับสนุนด้านทักษะการบริการแก่เขตบริการสุขภาพ และระดับนานาชาติ เพื่อพัฒนาเป็นองค์กรสุขภาพระดับชาติด้านออร์โธปิดิกส์และ Trauma รองรับการส่งต่อผู้ป่วยสาขาต่างๆ ในระดับตติยภูมิและสูงกว่า รวมทั้งเป็นแหล่งผลิตแพทย์ แพทย์ผู้เชี่ยวชาญเฉพาะทาง และบุคลากรทางการแพทย์ที่มีคุณภาพชั้นนำระดับประเทศ

โรงพยาบาลเลิดสินมีเนื้อที่ 6 ไร่ 1 งาน 7 ตารางวาตั้งอยู่ย่านธุรกิจของถนนสีลม มีอาคารใช้งานทั้งสิ้น 6 อาคารประกอบด้วย

1) อาคารผู้ป่วยนอก มีทั้งหมด 6 ชั้น เป็นอาคารที่ให้บริการแผนกผู้ป่วยนอก (OPD) และสำนักงาน

2) อาคาร 33 ปี มีทั้งหมด 9 ชั้น เป็นอาคารให้บริการแผนกผู้ป่วยนอก (OPD) ห้องผ่าตัดเล็ก และสำนักงาน

3) อาคารกาญจนาภิเษก มีทั้งหมด 25 ชั้น เป็นอาคารที่ให้บริการแผนกผู้ป่วยใน (IPD) ห้องผ่าตัดใหญ่ และสำนักงาน

4) อาคารส่งเสริมบริการ มีทั้งหมด 10 ชั้น เป็นอาคารสำนักงาน และหอพักพยาบาล/นักศึกษาแพทย์

5) อาคารหอพักแพทย์และร้านค้าต่างๆ มีทั้งหมด 4 ชั้น เป็นอาคารให้บริการศูนย์อาหาร และหอพักแพทย์

6) อาคารศูนย์แพทยศาสตร์ชั้นคลินิก โรงพยาบาลเลิดสิน เป็นอาคารระหว่างอาคารผู้ป่วยนอกและอาคาร 33 ปี เป็นอาคารใช้สำหรับการเรียนการสอนของนักศึกษาแพทย์สถาบันร่วมผลิตแพทย์ กรมการแพทย์-มหาวิทยาลัยรังสิต

แบบจำลองโรงพยาบาลเลิดสิน

(ด้านเลียบทางด่วนเฉลิมมหานคร)

ภาพที่ 1 โรงพยาบาลเลิดสิน ด้านเลียบทางด่วนเฉลิมมหานคร

ที่มา: โรงพยาบาลเลิดสิน

(ด้านถนนสีลม)

ภาพที่ 2 โรงพยาบาลเลิดสิน ด้านถนนสีลม

ที่มา: โรงพยาบาลเลิดสิน

2. ลักษณะหลังคาของโรงพยาบาลเลิดสิน

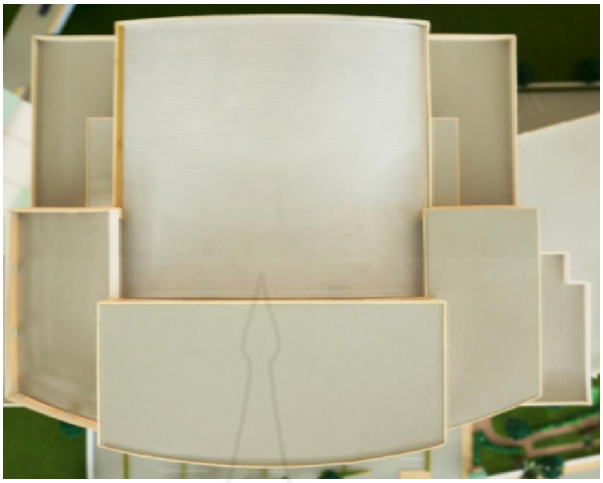
2.1 อาคารผู้ป่วยนอก มีลักษณะหลังคาลาดเอียงเล็กน้อยเกือบจะเป็นแบบเรียบตามภาพที่ 3.1 และมีขนาดพื้นที่หลังคาที่สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาได้เท่ากับ 460 ตารางเมตร

ภาพที่ 3 หลังคาอาคารผู้ป่วยนอก

2.2 อาคาร 33 ปี มีลักษณะหลังคาแบบเรียบตามภาพที่ 3.2 และมีขนาดพื้นที่หลังคาที่สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาได้เท่ากับ 445 ตารางเมตร

ภาพที่ 4 หลังคาอาคาร 33 ปี

2.3 อาคารกาญจนาภิเษก มีลักษณะหลังคาแบบเรียบตามภาพที่ 3.3 และมีขนาดพื้นที่หลังคาที่สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาได้เท่ากับ 1,145 ตารางเมตร



ภาพที่ 5 หลังคาอาคารกาญจนาภิเษก

2.4 อาคารส่งเสริมบริการ มีลักษณะหลังคาทั้งแบบลาดเอียงและแบบเรียบตามภาพที่ 3.4 และมีขนาดพื้นที่หลังคาที่สามารถติดตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาได้เท่ากับ 800 ตารางเมตร

ภาพที่ 6 หลังคาอาคารส่งเสริมบริการ

ภาคผนวก ข

คุณลักษณะทางเทคนิคและราคาของอุปกรณ์ในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

1. แผงเซลล์แสงอาทิตย์

แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบโพลีคริสตอลไลน์ (Poly Crystalline) หรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า แบบผลึกผสม (Polycrystalline Silicon) เป็นแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้งานมากที่สุด หาอุปกรณ์ต่อพ่วงได้ง่ายมีราคาถูกอายุการใช้งานยาวนาน 25 ปี ทนทานใช้พื้นที่น้อยกว่ามีน้ำหนักเบา

1.1 ยี่ห้อ Schutten 130W

รหัส:
SLC057
แผงโซล่าเซลล์ Schutten Solar Cell Poly-crystalline module 130W มาตราฐาน TUV IEC CE แผงโซล่าเซลล์ อายุการใช้งานนาน 25 ปี
฿4,160.00
1 หยิบใส่ตะกร้า
รหัสสินค้า: SLC057. หมวดหมู่: โซล่าเซลล์.

Specifications

- Maximum Power-Pmax(Wp): 130 W
- Power Tolerance: +3W
- Minimum Module Efficiency (nm): 12.80%
- Open Circuit Voltage (Voc): 22V
- Short Circuit Current (Isc): 8.09A
- Maximum Power Voltage (Vmp): 17.4V
- Maximum Power Current (Imp): 7.47A

Mechanical Data

- External Dimensions: 1490 * 680 * 35 mm
- Weight: 12kg
- Solar Cells: Polycrystalline 156 * 156mm (36 pcs)
- Front glass: tempered glass, low iron

- Frame: Anodized/ Electrophoretic aluminum aloy
- Junction Box: IP65 /IP67
- Operating Temperature: -40 ~ +80C

1.2 ยี่ห้อ Schutten 250W

รหัส:
SLC055
แผงโซล่าเซลล์ Schutten Solar Cell Poly-crystalline module 250W มาตราฐาน TUV IEC CE แผงโซล่าเซลล์ อายุการใช้งานนาน 25 ปี เหมาะสำหรับโครงการ solar Rooftop
฿6,300.00
1 หยิบใส่ตะกร้า

specifications

- Rated Power at STC (Pmp): 250 W
- Power Tolerance: +3W
- Power Maximum at STC: 253W
- Cell Efficiency (nc): 17.7-18%
- Minimum Module Efficiency (nm): 15.4-15.7%
- Open Circuit Voltage (Voc): 29.90V
- Short Circuit Current (Isc): 8.35 A
- Maximum Power Voltage (Vmp): 37.1V
- Maximum Power Current (Imp): 8.92A
- Maximum System Voltage: 1000 (TUV), 600 (UL) V
- Maximum Series Fuse Rating: 15A

Mechanical Data

- External Dimensions: 1640 × 992 × 40 mm
- Weight: 19kg
- Solar Cells: Polycrystalline 156 × 156mm (60pcs)
- Front glass: 3.2 mm tempered glass, low iron
- Frame: Anodized/ Electrophoretic aluminum aloy
- Junction Box: IP65 /IP67
- Output Cables: 4.0 mm2, symmetrical lengths 900mm
- Connector: MC4 Compatible
- Maximum Snow Load: 550kg/m2
- Maximum Wind Load: 200km/h
- Hailstone Impact Test: 80km/h for 25mm ice ball
- Operating Temperature: -40 ~ +85°C
- Nominal Operating Cell Temperature (NOCT): 45±2°C

1.3 ยี่ห้อ Schutten 300W

รหัส: SLC064
แผงโซล่าเซลล์ Schutten Solar Cell Poly-crystalline module 300W มาตราฐาน TUV IEC CE แผงโซล่าเซลล์ อายุการใช้งานนาน 25ปี เหมาะสำหรับโครงการ solar Rooftop
฿8,100.00
1 หยิบใส่ตะกร้า
รหัสสินค้า: SLC064, หมวดหมู่: โซล่าเซลล์.

Electrical Characteristics

Module Type	Unit	STM6-305/72	STM6-300/72	STM6-295/72	STM6-290/72	STM6-285/72
Rated Power at STC (Pmp)	W	305	300	295	290	285
Power Tolerance	W	±3%	±3%	(0, +5)	(0, +5)	(0, +5)
Power Maximum at STC	W	308	303	298	293	288
Cell Efficiency (ηc)	%	18.3-18.6	18.0-18.3	17.7-18.0	17.4-17.7	17.1-17.4
Minimum Module Efficiency (ηm)	%	15.7-15.9	15.5-15.7	15.2-15.5	14.9-15.2	14.6-14.9
Maximum Power Voltage (Vmp)	V	36.5	36.4	36.3	36.2	36.1
Maximum Power Current (Imp)	A	8.36	8.24	8.13	8.01	7.90
Open Circuit Voltage (Voc)	V	45.2	45.1	45.0	44.9	44.8
Short Circuit Current (Isc)	A	8.93	8.80	8.68	8.55	8.43
Maximum System Voltage	V	1000 (TUV), 600 (UL)				
Maximum Series Fuse Rating	A	15				

STC: Irradiance 1000W/m², module temperature 25℃, AM=1.5;

Mechanical Specifications

External Dimensions	1956 × 992 × 50 mm
Weight	24kg
Solar Cells	Monocrystalline 156 × 156mm (72pcs)
Front glass	3.2 mm tempered glass, low iron
Frame	Anodized/ Electrophoretic aluminum aloy
Junction Box	IP65 /IP67
Output Cables	4.0 mm², symmetrical lengths 900mm
Connector	MC4 Compatible
Maximum Snow Load	550kg/m²
Maximum Wind Load	200km/h
Hailstone Impact Test	80km/h for 25mm ice ball

1.4 ยี่ห้อ JINSHI 300W

Solar Panel 300W Polycrystalline JINSHI

แผงโซล่าเซลล์คุณภาพสูง มาตรฐานเยอรมัน (TUV NORD) ผ่านมาตรฐานของการไฟฟ้าด้วยมาตรฐาน IEC 61215 และ IEC 61730 สามารถใช้ผลิตไฟเพื่อขายการไฟฟ้าในโครงการ Solar PV Rooftop

Size : 1956X992X50 mm.
Weight : 23 Kg.
Imp : 8.24 A
Vmp : 36.41 V
Power Guarantee : 25 Years

แผงละ 6,500 บาท

Mechanical Characteristics:

Cell Size (mm)	156X156
No. of cells	72(6X12)
Module Size (mm)	1956X992X50
Module Weight (KG)	23

Electrical Parameters at Standard Test Conditions（STC）

Module type	NBJ-300P
Rated Maximum Power (Pmax/W)	300
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	36.41
Open-circuit Voltage (Voc/V)	45.20
Maximum Power Current (Imp/A)	8.24
Short-circuit Current (Isc/A)	8.73
Module Efficiency (%)	15.5

STC: Irradiance 1000W/M2 Module Temperature: 25℃ AM=1.5

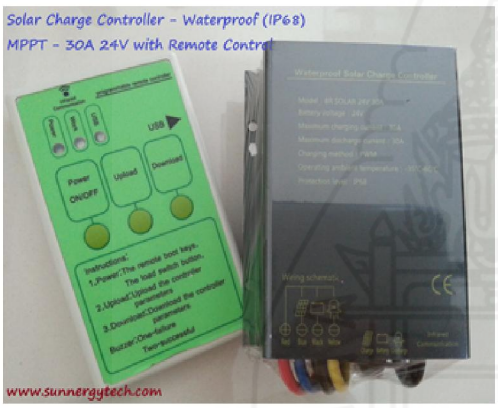
ที่มา: http://www.โซล่าเซลล์ไทย.net / http://solarcellcenter.com / http://www.solarmateth.com (สืบค้นวันที่ 13 กุมภาพันธ์ 2559)

2. เครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า

เครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า ชนิด MPPT มีประสิทธิภาพและความสามารถในการควบคุมแรงดันจากแผงโซล่าร์เซลล์เพื่อประจุแบตเตอรี่ให้เต็มที่ตลอดเวลา เพื่อชดเชยในกรณีที่แสงแดดอ่อนๆ ในบางช่วง เมื่อเปรียบเทียบกับชาร์จเจอร์แบบอื่นๆ จะมีประสิทธิภาพมากกว่าประมาณ 30 เปอร์เซนต์ในการชาร์จแบตเตอรี่ด้วยแรงดันไฟฟ้าจากแผงโซล่าร์เซลล์

2.1 Solar Charge Controller MPPT-24V, 30A

ตัวควบคุมการชาร์จแบตเตอรี่ แบบ MPPT ขนาด 30A 24V Waterproof IP68



หมวดหมู่	โซล่าชาร์จคอนโทรลเลอร์ (Solar Charge Controller)
ราคาปกติ	~~4,427.50~~ บาท
ลดเหลือ	3,850.00 บาท
ประเภท	สินค้าใหม่
สภาพ	ราคาไม่รวมค่าจัดส่ง
อัพเดทล่าสุด	22 ก.ค. 2558
ความพึงพอใจ	ยังไม่มีความคิดเห็น
จำนวน	1 ชิ้น

2.2 Solar Charge Controller MPPT-24V, 40A

ตัวควบคุมการชาร์จแบตเตอรี่ แบบ MPPT ขนาด 40A 12/24V (AP)

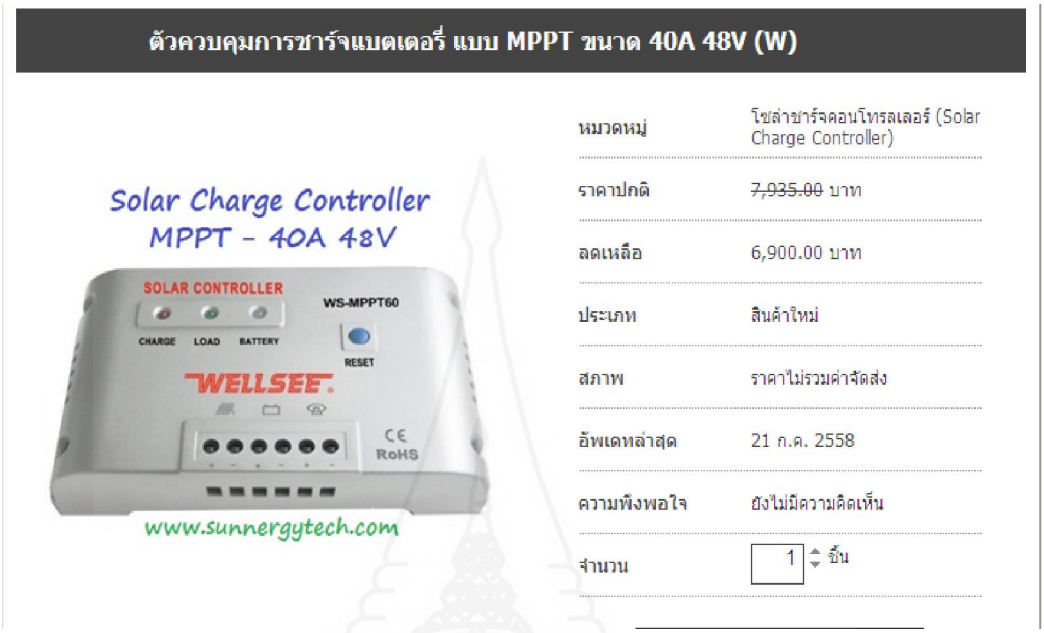
หมวดหมู่	โซล่าชาร์จคอนโทรลเลอร์ (Solar Charge Controller)
ราคาปกติ	~~5,175.00~~ บาท
ลดเหลือ	4,500.00 บาท
ประเภท	สินค้าใหม่
สภาพ	ราคาไม่รวมค่าจัดส่ง
อัพเดทล่าสุด	21 ก.ค. 2558
ความพึงพอใจ	ยังไม่มีความคิดเห็น
จำนวน	1 ชิ้น

2.3 Solar Charge Controller MPPT-24V, 60A

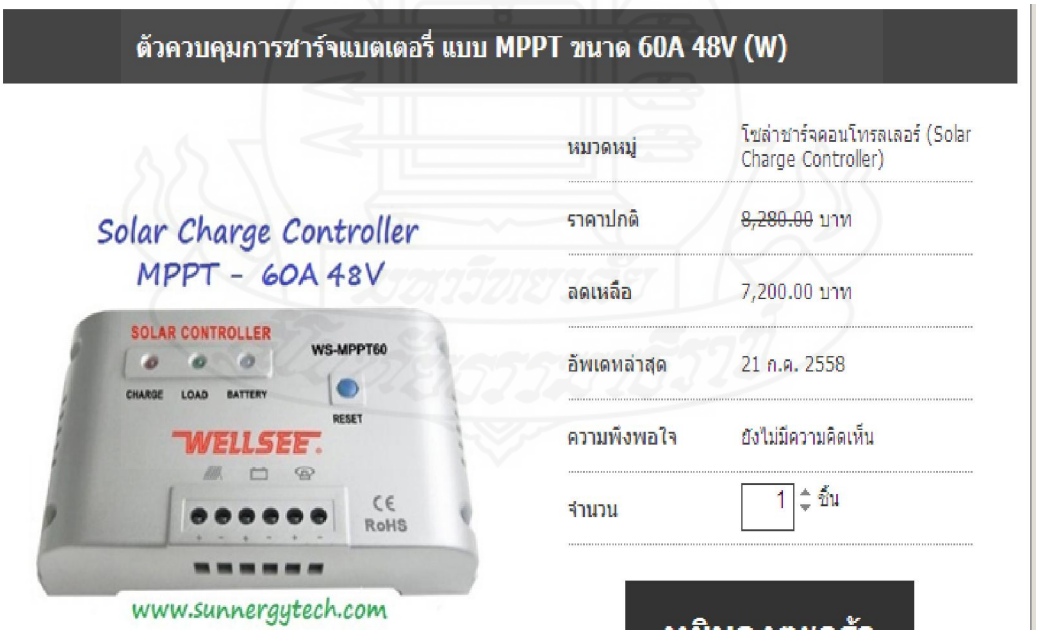
ตัวควบคุมการชาร์จแบตเตอรี่ แบบ MPPT ขนาด 60A 12/24V (W)

หมวดหมู่	โซล่าชาร์จคอนโทรลเลอร์ (Solar Charge Controller)
ราคาปกติ	~~8,280.00~~ บาท
ลดเหลือ	7,200.00 บาท
อัพเดทล่าสุด	21 ก.ค. 2558
ความพึงพอใจ	ยังไม่มีความคิดเห็น
จำนวน	1 ชิ้น

2.4 Solar Charge Controller MPPT-48V, 40A



2.5 Solar Charge Controller MPPT-48V, 60A



ที่มา: http://www.sunnergytech.com (สืบค้นวันที่ 13 กุมภาพันธ์ 2559)

3. แบตเตอรี่

เลือกใช้แบตเตอรี่ที่เป็นแบบ Deep Cycle เนื่องจากมีการออกแบบให้แผ่นธาตุตะกั่วมีความหนาเป็นพิเศษเป็นผลทำให้ค่าความต้านทานภายในสูงสามารถจัดเก็บประจุไฟฟ้าได้สูง มีการบำรุงรักษาง่าย อายุการใช้งานยาวนาน สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าคงที่ได้เป็นระยะเวลานานและสามารถชาร์จกลับได้ง่ายด้วยกระแสไฟต่ำๆ สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าได้สูงถึง 80 เปอร์เซ็นต์ ของความจุแบตเตอรี่ โดยไม่ทำให้แบตเตอรี่เสื่อมไว

2.1 Battery 12V, 100A

Battery Deep Cycle 100A ราคา 4,200 บาท

รุ่น N 100
รหัสสินค้า NSO-BAT 100 A
12V100A
- ความจุ 100 แอมป์/ชั่วโมง
คุณสมบัติของ แบตเตอรี่ดีพไซเคิล
- แบตเตอรี่ เติมน้ำกลั่น ชนิด Deep Cycle 12V
- ออกแบบมาสำหรับการใช้งานแบบ Use Cycle
- คุณสมบัติการจ่ายไฟได้จำนวนมากกว่า 920 รอบที่ค่า (DOD 40%)
- อายุการใช้งานนานกว่าแบตเตอรี่รถยนต์ถึง 4 เท่า
- สามารถดึงประจุไฟฟ้าเพื่อการใช้งานได้สูงสุดถึง 80% มากกว่าแบตเตอรี่รถยนต์ 3- 4 เท่าตัว
- เหมาะสมกับการใช้งานในระบบผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน
- สินค้าได้มาตรฐาน QS9000, ISO9002
- แบตเตอรี่เต็ม 14.4 โวลท์ แบตเตอรี่ใช้งานปกติ 12.8 โวลท์
- ขนาด 406*179*234 mm. 27.75 kg.

2.2 Battery 12V, 120A

Battery Deep Cycle 120A ราคา 4,750 บาท

รุ่น N 120
รหัสสินค้า BAT 120 A
12V120A
- ความจุ 120 แอมป์/ชั่วโมง
คุณสมบัติของ แบตเตอรี่ดีพไซเคิล
- แบตเตอรี่ เติมน้ำกลั่น ชนิด Deep Cycle 12V
- ออกแบบมาสำหรับการใช้งานแบบ Use Cycle
- คุณสมบัติการจ่ายไฟได้จำนวนมากกว่า 920 รอบที่ค่า (DOD 40%)
- อายุการใช้งานนานกว่าแบตเตอรี่รถยนต์ถึง 4 เท่า
- สามารถดึงประจุไฟฟ้าเพื่อการใช้งานได้สูงสุดถึง 80% มากกว่าแบตเตอรี่รถยนต์ 3- 4 เท่าตัว
- เหมาะสมกับการใช้งานในระบบผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน
- สินค้าได้มาตรฐาน QS9000, ISO9002
- แบตเตอรี่เต็ม 14.4 โวลท์ แบตเตอรี่ใช้งานปกติ 12.8 โวลท์
- ขนาด 502*180*210 mm. 35.61 kg.

2.3 Battery 12V, 150A

แบตเตอรี่ Deep Cycle 150A ราคา 6,000 บาท

รุ่น N 150
รหัสสินค้า BAT 150 A
12V150A
- ความจุ 150 แอมป์/ชั่วโมง
คุณสมบัติของ แบตเตอรี่ดีพไซเคิล
- แบตเตอรี่ เติมน้ำกลั่น ชนิด Deep Cycle 12V
- ออกแบบมาสำหรับการใช้งานแบบ Use Cycle
- คุณสมบัติการจ่ายไฟได้จำนวนมากกว่า 920 รอบที่ค่า (DOD 40%)
- อายุการใช้งานนานกว่าแบตเตอรี่รถยนต์ถึง 4 เท่า
- สามารถดึงประจุไฟฟ้าเพื่อการใช้งานได้สูงสุดถึง 80% มากกว่าแบตเตอรี่รถยนต์ 3- 4 เท่าตัว
- เหมาะสมกับการใช้งานในระบบผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน
- สินค้าได้มาตรฐาน QS9000, ISO9002
- แบตเตอรี่เต็ม 14.4 โวลท์ แบตเตอรี่ใช้งานปกติ 12.8 โวลท์
- ขนาด 505*220*210 mm. 41.95 kg.

2.4 Battery 12V, 200A

แบตเตอรี่ Deep cycle 200A ราคา 7,800 บาท

รุ่น N 200
รหัสสินค้า BAT 200 A
12V200A
- ความจุ 200 แอมป์/ชั่วโมง
คุณสมบัติของ แบตเตอรี่ดีพไซเคิล
- แบตเตอรี่ เติมน้ำกลั่น ชนิด Deep Cycle 12V
- ออกแบบมาสำหรับการใช้งานแบบ Use Cycle
- คุณสมบัติการจ่ายไฟได้จำนวนมากกว่า 920 รอบที่ค่า (DOD 40%)
- อายุการใช้งานนานกว่าแบตเตอรี่รถยนต์ถึง 4 เท่า
- สามารถดึงประจุไฟฟ้าเพื่อการใช้งานได้สูงสุดถึง 80% มากกว่าแบตเตอรี่รถยนต์ 3- 4 เท่าตัว
- เหมาะสมกับการใช้งานในระบบผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน
- สินค้าได้มาตรฐาน QS9000, ISO9002
- แบตเตอรี่เต็ม 14.4 โวลท์ แบตเตอรี่ใช้งานปกติ 12.8 โวลท์
- ขนาด 518*276*216 mm. 57.48 kg.

ที่มา: http://www.greenshop108.com/ (สืบค้นวันที่ 13 กุมภาพันธ์ 2559)

4. อินเวอร์เตอร์

อินเวอร์เตอร์แบ่งตามลักษณะของรูปร่างคลื่น ได้คือ Pure sine wave และ Modify sine wave ที่ดีที่สุดคือ Pure sine wave ซึ่งจะสามารถสร้างรูปคลื่นได้เหมือนกับไฟจากระบบของการไฟฟ้า จึงสามารถใช้ได้กับเครื่องใช้ไฟฟ้ากระแสสลับทุกประเภท

Intellgent 20000w pure sine power inverter

FOB Price:	US $ 1,144 - 2,000 / Set | Get Latest Price
Min.Order Quantity:	1 Set/Sets
Supply Ability:	10000 Set/Sets per Month
Port:	shanghai
Payment Terms:	L/C,T/T,Western Union

ที่มา: http://www.alibaba.com/product-detail/Intellgent-20000w-pure-sine-power-inverter_1961830308.html?spm=a2700.7724857.29.139.jprJ5q
(สืบค้นวันที่ วันที่ 10 มีนาคม 2559)

อัตราแลกเปลี่ยน 1 ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (USD) ประมาณ 35 บาทไทย (THB)

$$\text{ภาษีสรรพสามิต} = \frac{(\text{C.I.F.} + \text{อากรขาเข้า} + \text{ภาษีค่าธรรมเนียมอื่นไม่รวมถึงภาษีมูลค่าเพิ่ม}) \times \text{อัตราภาษี}}{1 - (1.1 \times \text{อัตราภาษี})}$$

- นำเข้าเครื่องอินเวอร์เตอร์จำนวน 12 ตัว ราคา ซี.ไอ.เอฟ 480,480 บาท (คือ ราคาสินค้า + ค่าขนส่ง + ค่าค่าประกันภัย) อากรขาเข้า 10,000 บาท อากรพิเศษ 20,000 บาท และอัตราภาษีสรรพสามิตตามมูลค่าร้อยละ 15

วิธีการคำนวณ

$$\text{ภาษีสรรพสามิต} = \frac{(480{,}480 + 10{,}000 + 20{,}000) \times 15 / 100}{1-(1.1 \times (15/100))}$$

$$= 76{,}572 / 0.835$$

$$= 91{,}702.99 \text{ บาท}$$

จะต้องชำระภาษีสรรพสามิต = 91,702.99 บาท
พร้อมด้วยภาษีเก็บเพิ่มเพื่อกระทรวงมหาดไทยร้อยละ 10 ของค่าภาษี = 9,170.30 บาท
รวมภาษีต้องชำระ = 100,873.29 บาท
ภาษีต่อ 1 ตัว = 8,406.11 บาท
ประมาณค่าใช้จ่ายอินเวอร์เตอร์ 1 ตัว = (1,144 x 35) + 8,406.11 = 50,000 บาท

ภาคผนวก ค

อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

รายงานการจัดการพลังงานของโรงพยาบาลเลิดสินประจำปีงบประมาณ 2556-2558

ที่ได้มีการคำนวณไว้ตามเครื่องวัดไฟฟ้า

ตารางที่ 1 อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ปี 2556 ของอาคารผู้ป่วยนอก และอาคาร 33 ปี

เดือน	พลังไฟฟ้าสูงสุด				พลังงานไฟฟ้า		ค่าไฟฟ้ารวม (บาท)	ค่าตัวประกอบภาระ (เปอร์เซ็นต์)	ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
	P (กิโลวัตต์)	PP/OP1 (กิโลวัตต์)	OP/OP2 (กิโลวัตต์)	ค่าใช้จ่าย (บาท)	ปริมาณ (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	ค่าใช้จ่าย (บาท)			
ต.ค.	-	-	-	0.00	89,000.00	304,647.00	377,730.59	-	4.24
พ.ย.	-	-	-	0.00	82,000.00	280,686.00	348,047.78	-	4.24
ธ.ค.	436	-	-	57,957.00	158,000.00	450,563.60	648,331.35	48.71	4.10
ม.ค.	184	-	-	24,459.12	81,000.00	231,889.20	320,389.81	59.17	3.96
ก.พ.	176	-	-	22,598.10	71,000.00	199,604.00	278,645.05	60.03	3.92
มี.ค.	181	-	-	24,060.33	82,000.00	231,058.00	319,690.54	60.89	3.90
เม.ย.	196	-	-	26,054.28	82,000.00	232,561.60	323,552.91	58.11	3.95
พ.ค.	195	-	-	25,921.35	89,000.00	250,800.80	341,888.65	61.35	3.84
มิ.ย.	185	-	-	24,193.26	79,000.00	223,026.40	305,120.56	59.31	3.86
ก.ค.	183	-	-	24,326.19	52,000.00	150,742.00	213,763.35	38.19	4.11
ส.ค.	183	-	-	24,326.19	52,000.00	150,742.00	213,763.35	38.19	4.11
ก.ย.	-	-	-	0.00	111,000.00	379,953.00	471,019.61	-	4.24
รวม				-	1,028,000.00	3,086,273.60	4,161,943.55		
เฉลี่ย				-	85,666.67	257,189.47	346,828.63	53.77	4.04

หมายเหตุ: กรณีอัตรา ปกติ ให้กรอกค่าพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (On Peak) ในช่อง P

กรณีอัตรา TOD: P หมายถึง On Peak / PP หมายถึง Partial Peak / OP หมายถึง Off Peak

กรณีอัตรา TOU: P หมายถึง Peak / OP1 หมายถึง Off Peak1 / OP2 หมายถึง Off Peak2

กรณีอาคารมีเครื่องวัดไฟฟ้ามากกว่า 1 เครื่อง ให้เพิ่มจำนวนตารางแสดงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าตามจำนวนของเครื่องวัดไฟฟ้า

$$\text{ค่าตัวประกอบภาระ (เปอร์เซ็นต์)} = \frac{\text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)}}{\text{ค่าพลังไฟฟ้าสูงสุด (กิโลวัตต์) x 24 (ชม./วัน) X จำนวนวันในแต่ละเดือน (วัน)}} \times 100 \times 100$$

ตารางที่ 2 อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ปี 2556 ของอาคารกาญจนาภิเษก

เดือน	พลังไฟฟ้าสูงสุด				พลังงานไฟฟ้า		ค่าไฟฟ้ารวม (บาท)	ค่าตัวประกอบภาระ (เปอร์เซ็นต์)	ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
	P (กิโลวัตต์)	PP/OP1 (กิโลวัตต์)	OP/OP2 (กิโลวัตต์)	ค่าใช้จ่าย (บาท)	ปริมาณ (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	ค่าใช้จ่าย (บาท)			
ต.ค.	836	-	-	111,129.48	364,000.00	1,041,661.60	1,855,479.36	-	5.10
พ.ย.	946	-	-	125,751.78	373,000.00	1,067,260.00	1,882,936.20	-	5.05
ธ.ค.	782	-	-	103,951.26	330,000.00	913,548.00	1,597,999.16	-	4.84
ม.ค.	846	-	-	112,458.78	350,000.00	1,002,176.00	1,788,016.25	-	5.11
ก.พ.	926	-	-	123,093.18	332,000.00	944,964.80	1,739,331.40	-	5.24
มี.ค.	922	-	-	122,561.46	381,000.00	1,081,660.80	1,940,971.12	-	5.09
เม.ย.	927	-	-	123,226.11	371,000.00	1,058,397.30	1,896,748.14	-	5.11
พ.ค.	901	-	-	119,769.93	393,000.00	1,113,290.00	1,959,152.37	-	4.99
มิ.ย.	907	-	-	120,567.51	371,000.00	1,056,893.60	1,831,033.49	-	4.94
ก.ค.	844	-	-	112,192.82	374,000.00	1,066,428.80	1,842,503.83	-	4.93
ส.ค.	888	-	-	118,041.84	382,000.00	1,094,203.00	1,490,221.19	-	3.90
ก.ย.	850	-	-	112,990.50	367,000.00	1,052,196.80	1,838,824.67	-	5.01
รวม				-	4,388,000.00	12,492,680.70	21,663,217.18		
เฉลี่ย				-	365,666.67	1,041,056.73	1,805,268.10	-	4.94

หมายเหตุ: กรณีอัตรา ปกติ ให้กรอกค่าพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (On Peak) ในช่อง P

กรณีอัตรา TOD: P หมายถึง On Peak / PP หมายถึง Partial Peak / OP หมายถึง Off Peak

กรณีอัตรา TOU: P หมายถึง Peak / OP1 หมายถึง Off Peak1 / OP2 หมายถึง Off Peak2

กรณีอาคารมีเครื่องวัดไฟฟ้ามากกว่า 1 เครื่อง ให้เพิ่มจำนวนตารางแสดงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าตามจำนวนของเครื่องวัดไฟฟ้า

$$\text{ค่าตัวประกอบภาระ (เปอร์เซ็นต์)} = \frac{\text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)}}{\text{ค่าพลังไฟฟ้าสูงสุด (กิโลวัตต์) x 24 (ชม./วัน) X จำนวนวันในแต่ละเดือน (วัน)}} \times 100$$

ตารางที่ 3 อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ปี 2556 ของอาคารส่งเสริมบริการ

เดือน	พลังไฟฟ้าสูงสุด				พลังงานไฟฟ้า		ค่าไฟฟ้ารวม (บาท)	ค่าตัวประกอบภาระ (เปอร์เซ็นต์)	ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
	P (กิโลวัตต์)	PP/OP1 (กิโลวัตต์)	OP/OP2 (กิโลวัตต์)	ค่าใช้จ่าย (บาท)	ปริมาณ (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	ค่าใช้จ่าย (บาท)			
ต.ค.	290	-	-	38,549.70	99,000.00	292,107.60	411,339.61	-	4.15
พ.ย.	280	-	-	37,220.40	94,000.00	276,716.80	390,560.10	-	4.15
ธ.ค.	257	-	-	34,163.01	78,000.00	220,850.40	318,266.85	-	4.08
ม.ค.	289	-	-	38,416.77	97,000.00	284,748.40	400,133.14	-	4.13
ก.พ.	327	-	-	43,468.00	99,000.00	289,100.40	411,308.37	-	4.15
มี.ค.	312	-	-	41,474.16	108,000.00	313,195.20	439,967.74	-	4.07
เม.ย.	314	-	-	41,740.02	104,000.00	301,484.00	425,493.91	-	4.09
พ.ค.	294	-	-	39,081.48	111,000.00	319,723.20	439,981.82	-	3.96
มิ.ย.	282	-	-	37,486.26	96,000.00	276,558.00	384,557.68	-	4.01
ก.ค.	261	-	-	34,694.73	99,000.00	286,093.00	393,275.54	-	3.97
ส.ค.	298	-	-	39,613.14	101,000.00	293,452.40	407,420.69	-	4.03
ก.ย.	295	-	-	39,214.35	91,000.00	259,181.60	380,757.56	-	4.18
รวม				-	1,177,000.00	3,413,211.00	4,803,063.01		
เฉลี่ย				-	98,083.33	284,434.25	400,255.25	-	4.08

หมายเหตุ: กรณีอัตรา ปกติ ให้กรอกค่าพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (On Peak) ในช่อง P

กรณีอัตรา TOD: P หมายถึง On Peak / PP หมายถึง Partial Peak / OP หมายถึง Off Peak

กรณีอัตรา TOU: P หมายถึง Peak / OP1 หมายถึง Off Peak1 / OP2 หมายถึง Off Peak2

กรณีอาคารมีเครื่องวัดไฟฟ้ามากกว่า 1 เครื่อง ให้เพิ่มจำนวนตารางแสดงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าตามจำนวนของเครื่องวัดไฟฟ้า

$$\text{ค่าตัวประกอบภาระ (เปอร์เซ็นต์)} = \frac{\text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)}}{\text{ค่าพลังไฟฟ้าสูงสุด (กิโลวัตต์) x 24 (ชม./วัน) X จำนวนวันในแต่ละเดือน (วัน)}} \times 100 \times 100$$

ตารางที่ 4 อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ปี 2557 ของอาคารผู้ป่วยนอก และอาคาร 33 ปี

เดือน	พลังไฟฟ้าสูงสุด				พลังงานไฟฟ้า		ค่าไฟฟ้ารวม (บาท)	ค่าตัวประกอบภาระ (เปอร์เซ็นต์)	ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
	P (กิโลวัตต์)	PP/OP1 (กิโลวัตต์)	OP/OP2 (กิโลวัตต์)	ค่าใช้จ่าย (บาท)	ปริมาณ (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	ค่าใช้จ่าย (บาท)			
ต.ค.	1,007	921		133,860.51	298,000.00	893,534.80	1,319,660.48	39.78	4.43
พ.ย.	981	941		130,404.33	293,000.00	872,129.60	1,289,367.30	41.48	4.40
ธ.ค.	970	927		128,942.10	272,000.00	796,361.60	1,191,226.66	37.69	4.38
ม.ค.	436	440		61,821.31	158,000.00	450,563.60	648,331.35	48.26	4.10
ก.พ.	691	649		91,854.63	239,000.00	688,467.20	986,159.15	51.47	4.13
มี.ค.	846	848		112,458.78	291,000.00	846,727.20	1,210,371.40	46.12	4.16
เม.ย.	989	892		131,467.77	294,000.00	859,269.60	1,246,025.28	41.29	4.24
พ.ค.	960	866		127,612.80	286,000.00	832,840.00	1,239,172.39	40.04	4.33
มิ.ย.	986	873		131,068.98	293,000.00	878,144.00	1,296,513.89	41.27	4.42
ก.ค.	948	856		126,017.64	294,000.00	877,312.80	1,290,957.87	41.68	4.39
ส.ค.	927	859		123,226.11	285,000.00	838,182.00	1,239,456.27	41.32	4.35
ก.ย.	914	838		121,498.02	287,000.00	862,080.80	1,264,655.53	43.61	4.41
รวม				1,420,232.98	3,290,000.00	9,695,613.20	14,221,897.57		
เฉลี่ย				118,352.75	274,166.67	807,967.77	1,185,158.13	42.84	4.31

หมายเหตุ: กรณีอัตรา ปกติ ให้กรอกค่าพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (On Peak) ในช่อง P

กรณีอัตรา TOD: P หมายถึง On Peak / PP หมายถึง Partial Peak / OP หมายถึง Off Peak

กรณีอัตรา TOU: P หมายถึง Peak / OP1 หมายถึง Off Peak1 / OP2 หมายถึง Off Peak2

กรณีอาคารมีเครื่องวัดไฟฟ้ามากกว่า 1 เครื่อง ให้เพิ่มจำนวนตารางแสดงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าตามจำนวนของเครื่องวัดไฟฟ้า

$$\text{ค่าตัวประกอบภาระ (เปอร์เซ็นต์)} = \frac{\text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)}}{\text{ค่าพลังไฟฟ้าสูงสุด (กิโลวัตต์) x 24 (ชม./วัน) X จำนวนวันในแต่ละเดือน (วัน)}} \times 100$$

ตารางที่ 5 อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ปี 2557 ของอาคารกาญจนาภิเษก

เดือน	พลังไฟฟ้าสูงสุด				พลังงานไฟฟ้า		ค่าไฟฟ้ารวม (บาท)	ค่าตัวประกอบภาระ (เปอร์เซ็นต์)	ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
	P (กิโลวัตต์)	PP/OP1 (กิโลวัตต์)	OP/OP2 (กิโลวัตต์)	ค่าใช้จ่าย (บาท)	ปริมาณ (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	ค่าใช้จ่าย (บาท)			
ต.ค.	748	710		99,431.64	375,000	1,065,597.60	1,523,777.88	67.38	4.06
พ.ย.	802	750		106,609.86	364,000	1,023,618.40	1,478,419.54	63.04	4.06
ธ.ค.	778	684		103,419.54	352,000	980,966.80	1,420,509.08	60.81	4.04
ม.ค.	758	732		100,760.94	332,000	946,468.40	1,330,461.09	58.87	4.01
ก.พ.	787	782		104,615.91	333,000	939,622.80	1,327,892.42	62.97	3.99
มี.ค.	820	751		109,002.60	372,000	1,053,055.20	1,478,579.54	60.98	3.97
เม.ย.	823	758		109,401.39	370,000	1,039,681.60	1,463,433.90	62.44	3.96
พ.ค.	800	806		106,344.00	388,000	1,071,331.60	1,546,907.39	64.70	3.99
มิ.ย.	813	820		108,072.09	372,000	1,060,573.20	1,525,432.16	63.01	4.10
ก.ค.	814	782		108,205.02	385,000	1,099,386.40	1,576,702.42	63.57	4.10
ส.ค.	807	770		107,274.51	372,000	1,042,530.00	1,505,272.52	61.96	4.05
ก.ย.	822	762		109,268.46	372,000	1,065,084.00	1,531,538.83	62.85	4.12
รวม				1,272,405.96	4,387,000.00	12,387,916.00	17,708,926.77		
เฉลี่ย				106,033.83	365,583.33	1,032,326.33	1,475,743.90	62.72	4.04

หมายเหตุ: กรณีอัตรา ปกติ ให้กรอกค่าพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (On Peak) ในช่อง P

กรณีอัตรา TOD: P หมายถึง On Peak / PP หมายถึง Partial Peak / OP หมายถึง Off Peak

กรณีอัตรา TOU: P หมายถึง Peak / OP1 หมายถึง Off Peak1 / OP2 หมายถึง Off Peak2

กรณีอาคารมีเครื่องวัดไฟฟ้ามากกว่า 1 เครื่อง ให้เพิ่มจำนวนตารางแสดงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าตามจำนวนของเครื่องวัดไฟฟ้า

$$\text{ค่าตัวประกอบภาระ (เปอร์เซ็นต์)} = \frac{\text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)}}{\text{ค่าพลังไฟฟ้าสูงสุด (กิโลวัตต์) x 24 (ชม./วัน) X จำนวนวันในแต่ละเดือน (วัน)}} \times 100$$

ตารางที่ 6 อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ปี 2557 ของอาคารส่งเสริมบริการ

เดือน	พลังไฟฟ้าสูงสุด				พลังงานไฟฟ้า		ค่าไฟฟ้ารวม (บาท)	ค่าตัวประกอบภาระ (เปอร์เซ็นต์)	ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
	P (กิโลวัตต์)	PP/OP1 (กิโลวัตต์)	OP/OP2 (กิโลวัตต์)	ค่าใช้จ่าย (บาท)	ปริมาณ (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	ค่าใช้จ่าย (บาท)			
ต.ค.	274	232		36,422.82	88,000.00	257,646.40	379,958.56	43.17	4.32
พ.ย.	292	284		38,815.56	94,000.00	270,702.40	379,958.56	44.71	4.04
ธ.ค.	271	242		36,024.03	83,000.00	237,744.80	354,545.64	41.17	4.27
ม.ค.	260	228		34,561.80	82,000.00	241,583.20	347,575.85	42.39	4.24
ก.พ.	267	234		35,492.31	79,000.00	230,544.40	334,866.08	44.03	4.24
มี.ค.	272	288		36,156.96	91,000.00	264,174.40	379,136.95	42.47	4.17
เม.ย.	270	234		35,891.10	92,000.00	263,343.20	378,594.40	47.33	4.12
พ.ค.	264	234		35,093.52	96,000.00	269,040.00	396,633.76	48.88	4.13
มิ.ย.	268	239		35,625.24	93,000.00	270,030.00	396,047.10	48.20	4.26
ก.ค.	273	239		36,289.89	94,000.00	275,213.20	403,042.60	46.28	4.29
ส.ค.	259	238		34,428.87	89,000.00	255,311.60	376,065.10	46.19	4.23
ก.ย.	255	232		33,897.15	90,000.00	265,005.60	386,607.04	49.02	4.30
รวม				428,699.25	1,071,000.00	3,100,339.20	4,513,031.64		
เฉลี่ย				35,724.94	89,250.00	258,361.60	376,085.97	45.32	4.22

หมายเหตุ: กรณีอัตรา ปกติ ให้กรอกค่าพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (On Peak) ในช่อง P

กรณีอัตรา TOD: P หมายถึง On Peak / PP หมายถึง Partial Peak / OP หมายถึง Off Peak

กรณีอัตรา TOU: P หมายถึง Peak / OP1 หมายถึง Off Peak1 / OP2 หมายถึง Off Peak2

กรณีอาคารมีเครื่องวัดไฟฟ้ามากกว่า 1 เครื่อง ให้เพิ่มจำนวนตารางแสดงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าตามจำนวนของเครื่องวัดไฟฟ้า

$$\text{ค่าตัวประกอบภาระ (เปอร์เซ็นต์)} = \frac{\text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)}}{\text{ค่าพลังไฟฟ้าสูงสุด (กิโลวัตต์) x 24 (ชม./วัน) X จำนวนวันในแต่ละเดือน (วัน)}} \times 100 \times 100$$

ตารางที่ 7 อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ปี 2558 ในภาพรวมของทุกอาคาร

เดือน	พลังไฟฟ้าสูงสุด				พลังงานไฟฟ้า		ค่าไฟฟ้ารวม (บาท)	ค่าตัวประกอบภาระ (เปอร์เซ็นต์)	ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
	P (กิโลวัตต์)	PP/OP1 (กิโลวัตต์)	OP/OP2 (กิโลวัตต์)	ค่าใช้จ่าย (บาท)	ปริมาณ (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	ค่าใช้จ่าย (บาท)			
ต.ค.				0.00	898,102.00	2,676,428.88	3,497,944.00		3.89
พ.ย.				0.00	885,459.00	2,661,430.18	3,477,835.00		3.93
ธ.ค.				0.00	862,415.00	2,518,969.01	3,286,835.00		3.81
ม.ค.				0.00	717,896.00	2,099,116.55	2,723,932.00		3.79
ก.พ.				0.00	757,856.00	2,253,758.52	2,931,263.00		3.87
มี.ค.				0.00	916,812.00	2,685,735.84	3,510,422.00		3.83
เม.ย.				0.00	873,841.00	2,592,516.26	3,385,441.00		3.87
พ.ค.				0.00	967,365.00	2,995,062.30	3,925,141.00		4.06
มิ.ย.				0.00	938,285.00	2,895,876.51	3,792,161.00		4.04
ก.ค.				0.00	947,849.00	2,840,521.02	3,717,945.00		3.92
ส.ค.				0.00	904,302.00	2,596,568.58	3,390,874.00		3.75
ก.ย.				0.00	890,327.00	2,521,906.99	3,290,774.00		3.70
รวม				0.00	10,560,509.00	31,337,890.63	40,930,567.00		
เฉลี่ย				0.00	880,042.42	2,611,490.89	3,410,880.58		3.88

หมายเหตุ: กรณีอัตรา ปกติ ให้กรอกค่าพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (On Peak) ในช่อง P

กรณีอัตรา TOD: P หมายถึง On Peak / PP หมายถึง Partial Peak / OP หมายถึง Off Peak

กรณีอัตรา TOU: P หมายถึง Peak / OP1 หมายถึง Off Peak1 / OP2 หมายถึง Off Peak2

กรณีอาคารมีเครื่องวัดไฟฟ้ามากกว่า 1 เครื่อง ให้เพิ่มจำนวนตารางแสดงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าตามจำนวนของเครื่องวัดไฟฟ้า

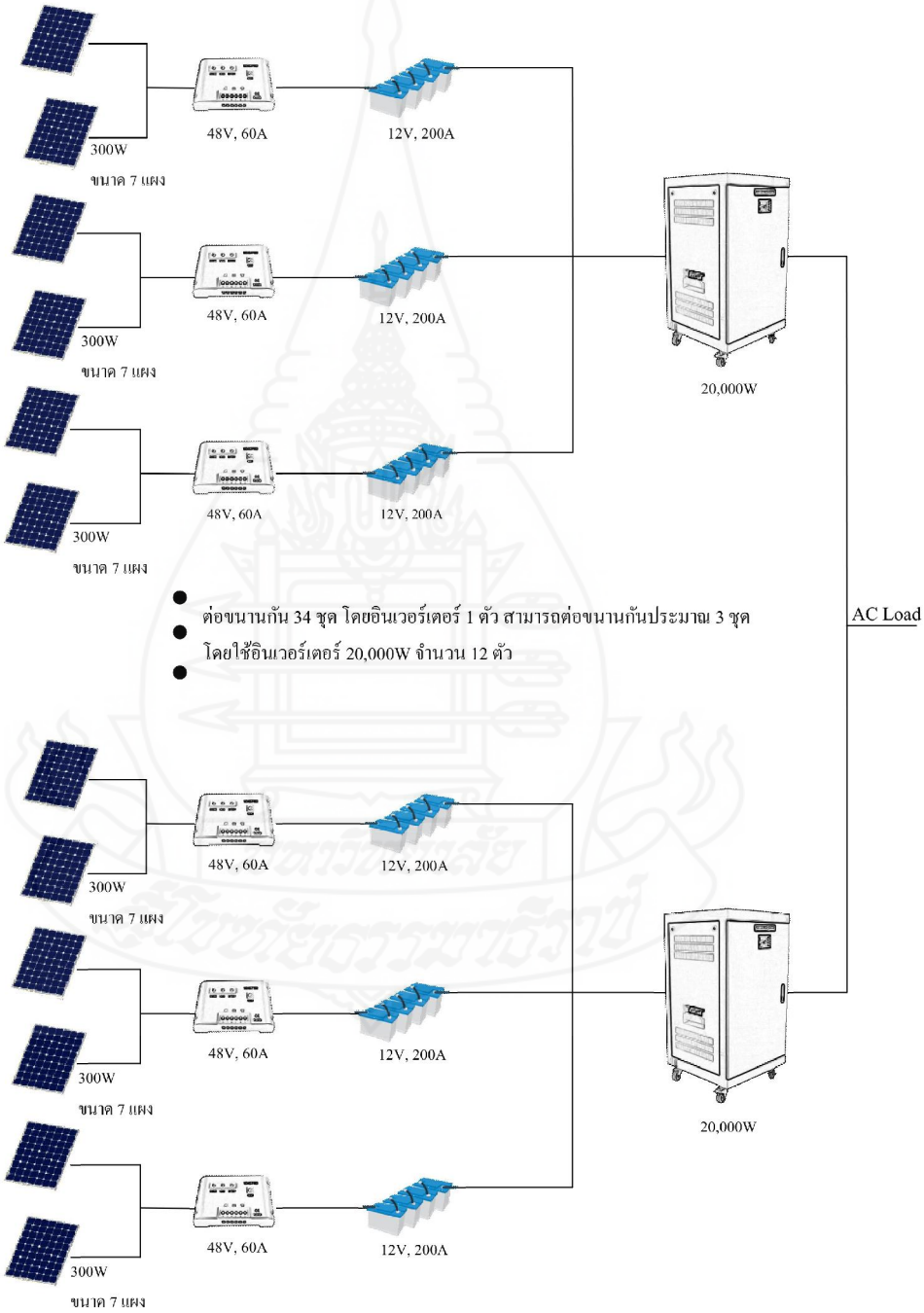
$$\text{ค่าตัวประกอบภาระ (เปอร์เซ็นต์)} = \frac{\text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)}}{\text{ค่าพลังไฟฟ้าสูงสุด (กิโลวัตต์) x 24 (ชม./วัน) X จำนวนวันในแต่ละเดือน (วัน)}} \times 100$$

ภาคผนวก ง

วงจรของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของแต่ละอาคารในโรงพยาบาลเลิดสิน

1) อาคารผู้ป่วยนอก ใช้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 70.80 กิโลวัตต์ สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 216.65 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อวัน

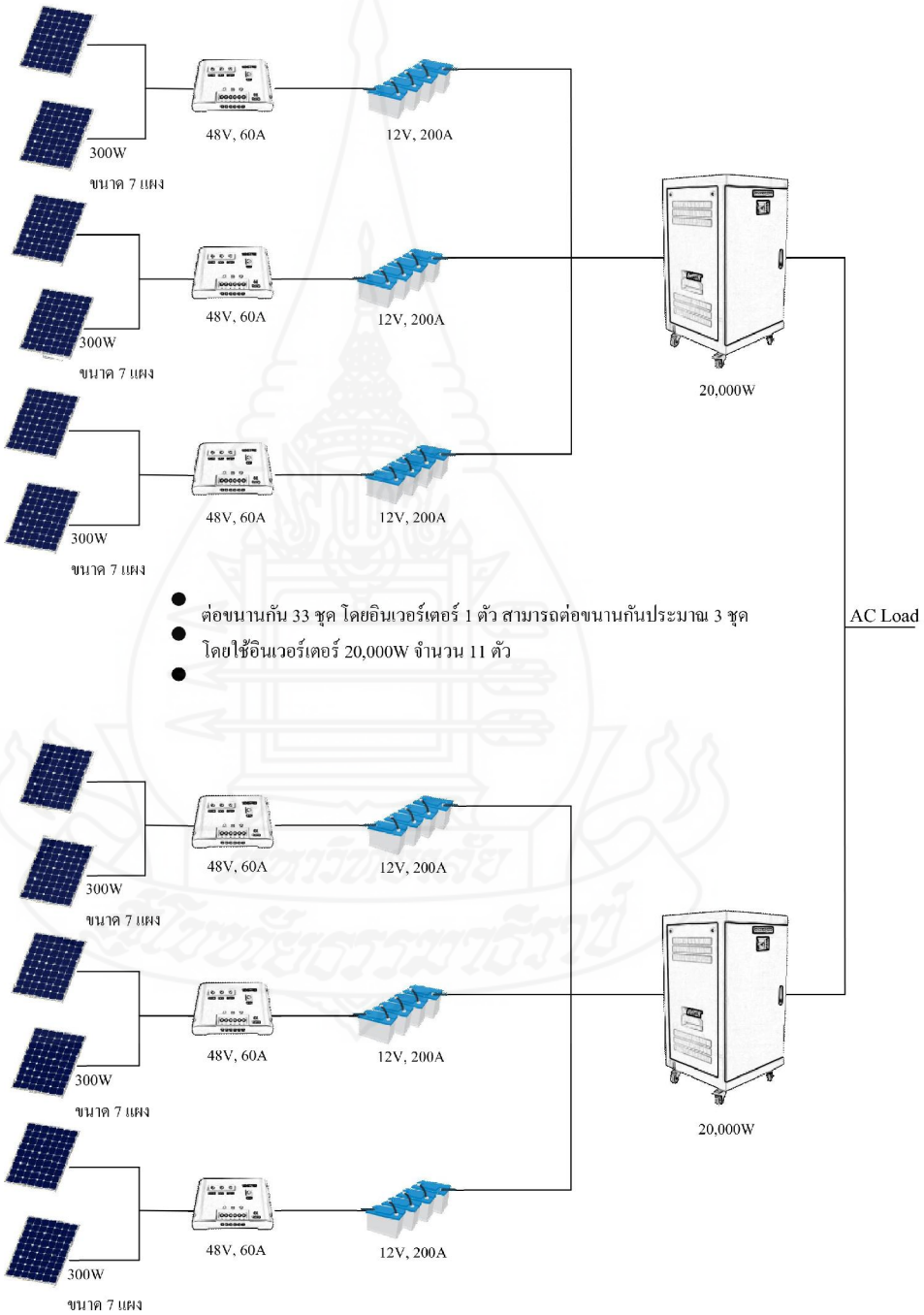
ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 300W, Vm = 36.1V, Im = 8.24A จำนวน 236 แผง ต่อขนานกัน 7 แผงต่อเครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า 1 ตัว แบตเตอรี่อีก 4 ลูก ทั้งหมด 34 ชุด ส่วนอินเวอร์เตอร์ 1 ตัวสามารถต่อขนานกันประมาณ 3 ชุด แผงผังวงจรของระบบแสดงตามภาพ ง.1



ภาพที่ 7 วงจรของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อาคารผู้ป่วยนอก

2) อาคาร 33 ปี ใช้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 68.40 กิโลวัตต์ สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 209.30 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อวัน

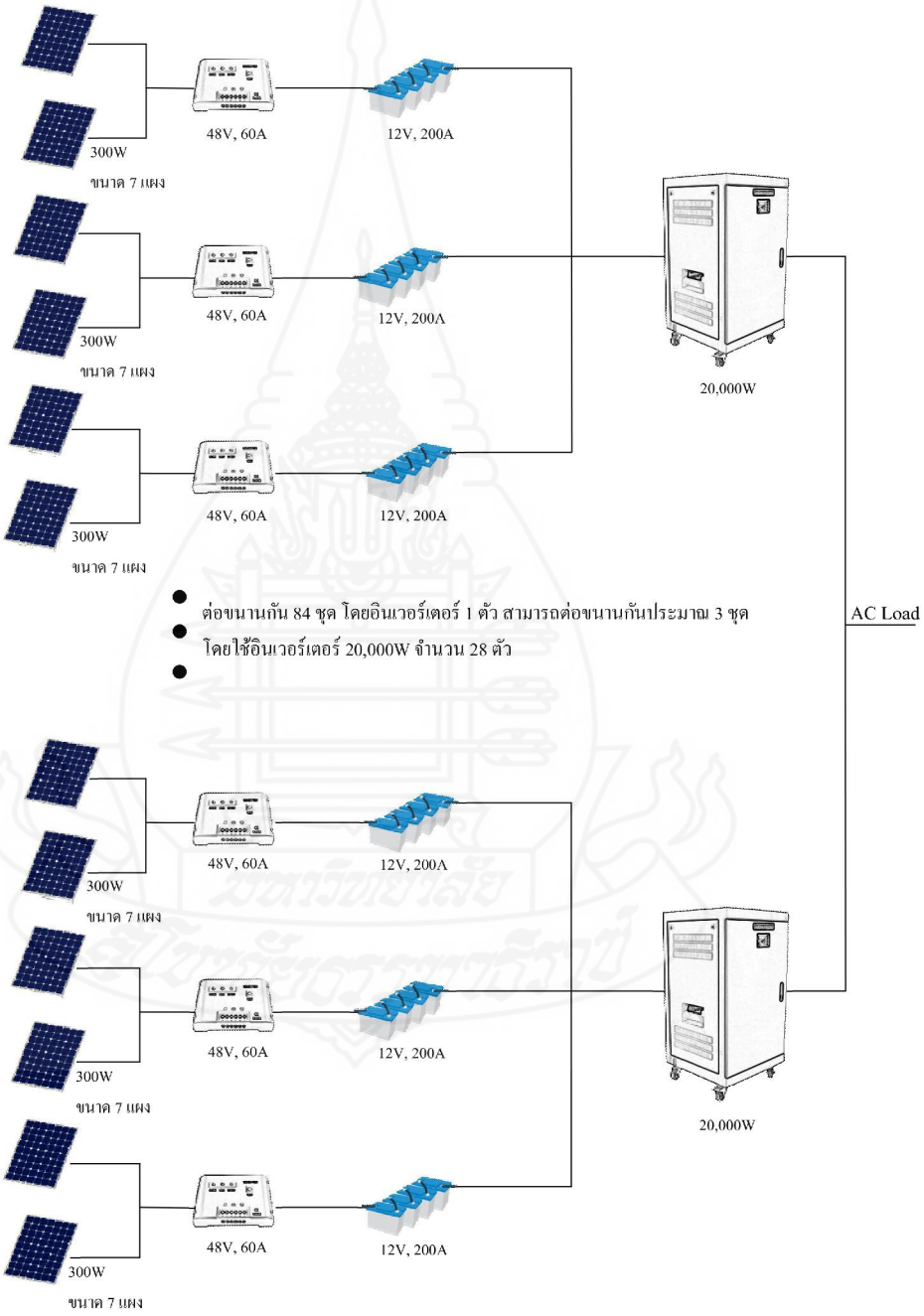
ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 300W, Vm = 36.1V, Im = 8.24A จำนวน 228 แผง ต่อขนานกัน 7 แผงต่อเครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า 1 ตัว แบตเตอรี่อีก 4 ลูก ทั้งหมด 33 ชุด ส่วนอินเวอร์เตอร์ 1 ตัวสามารถต่อขนานกันประมาณ 3 ชุด แผงผังวงจรของระบบแสดงตามภาพ ง.2



ภาพที่ 8 วงจรของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อาคาร 33 ปี

3) อาคารกาญจนาภิเษก ใช้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 176.10 กิโลวัตต์ สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 538.87 กิโลวัตต์-ชั่วโมง

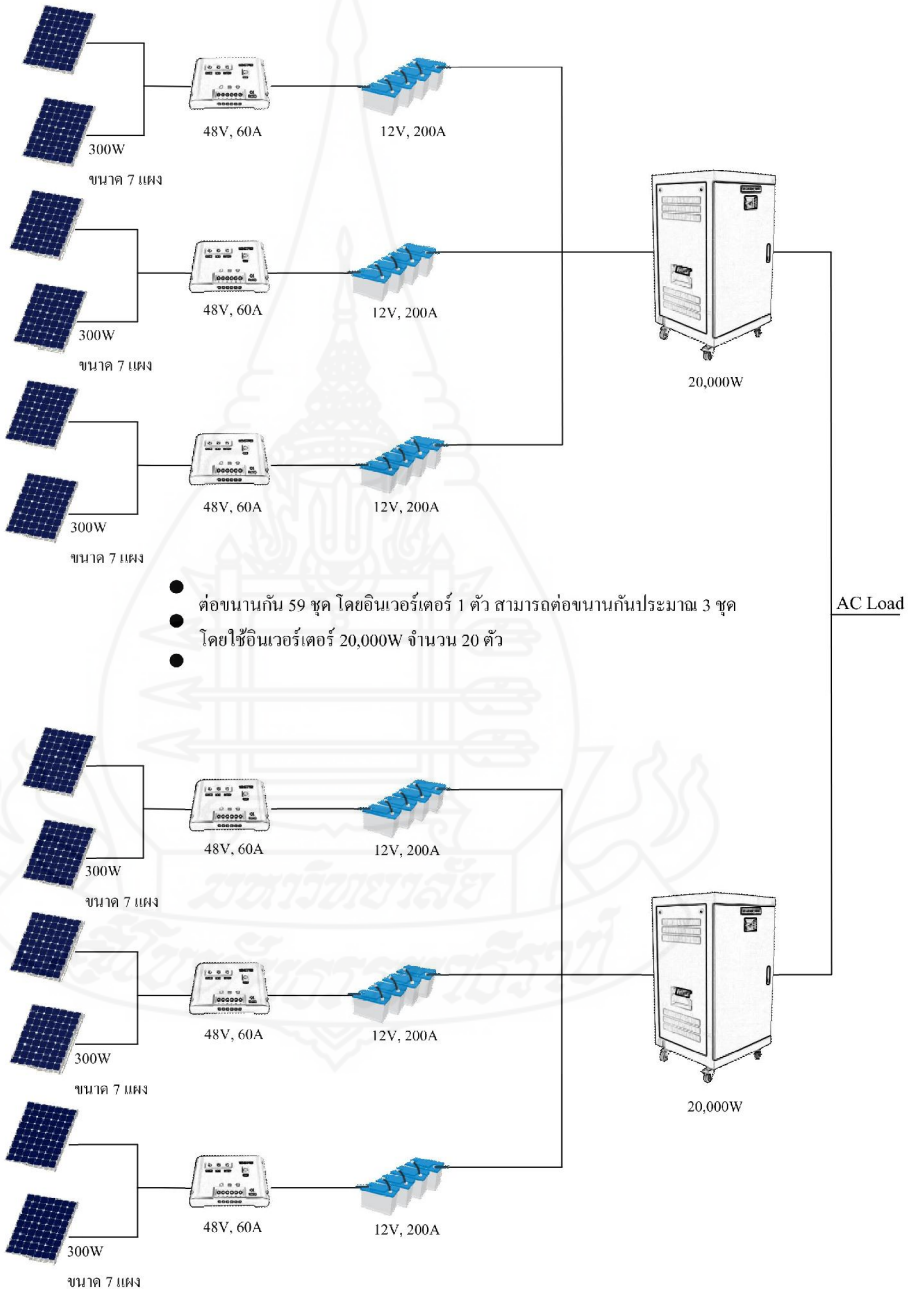
ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 300W, Vm = 36.1V, Im = 8.24A จำนวน 587 แผง ต่อขนานกัน 7 แผงต่อเครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า 1 ตัว แบตเตอรี่อีก 4 ลูก ทั้งหมด 84 ชุด ส่วนอินเวอร์เตอร์ 1 ตัวสามารถต่อขนานกันประมาณ 3 ชุด แผงผังวงจรของระบบแสดงตามภาพ ง.3



ภาพที่ 9 วงจรของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อาคารกาญจนาภิเษก

4) อาคารส่งเสริมบริการ ใช้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 123.00 กิโลวัตต์ สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 376.38 กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 300W, Vm = 36.1V, Im = 8.24A จำนวน 410 แผง ต่อขนานกัน 7 แผงต่อเครื่องควบคุมการชาร์จประจุไฟฟ้า 1 ตัว แบตเตอรี่อีก 4 ลูก ทั้งหมด 59 ชุด ส่วนอินเวอร์เตอร์ 1 ตัวสามารถต่อขนานกันประมาณ 3 ชุด แผงผังวงจรของระบบแสดงตามภาพ ง.4



ภาพที่ 10 วงจรของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อาคารส่งเสริมบริการ

ประวัติผู้ศึกษา

ชื่อ	นางสาวฉัตรระวี จินดาพล
วัน เดือน ปีเกิด	16 มีนาคม 2525
สถานที่เกิด	อำเภอห้างฉัตร จังหวัดลำปาง
ประวัติการศึกษา	วท.บ. (สถิติ) มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ 2547
สถานที่ทำงาน	โรงพยาบาลเลิดสิน จังหวัดกรุงเทพมหานคร
ตำแหน่ง	นักวิชาการสถิติชำนาญการ